

HANDLING MOD 2030 OG
SCENARIER TIL 2050

DANMARKS POTENTIALE FOR KONKURRENCEDYGTIG GRØN BRINTPRODUKTION



Indhold

Executive summary	4
Indledning	5
Resumé og anbefalinger	6
Markedsoutlook: Planer mod 2030 og langsigtede målsætninger	14
Scenarier for dansk brintproduktion 2030-2050	22
Styrker, muligheder og udfordringer for dansk brintproduktion	30
Bilag	40

Executive summary

Green Power Denmarks analyse af Danmarks potentiale for konkurrencedygtig grøn brintproduktion viser, at vi i Danmark kan være med til at gøre Europa til en vinderregion i den grønne omstilling. Danmark kan med et betydeligt potentiale for grøn brintproduktion bidrage til øget europæisk konkurrenceevne og energiuafhængighed og samtidig skabe vækst og arbejdspladser i Danmark.

I dag er det danske elsystem grønnere end de fleste. Kombineret med en geografisk placering tæt på den største europæiske brintefterspørgsel og gode skaleringsmuligheder giver det Danmark strategiske konkurrencefordele. Der er gode perspektiver for at skabe et europæisk storskala marked for grøn brint, hvor dansk brint og PtX-produktion kan spille en vigtig rolle. Industrialiseringen er så småt i gang. Men virksomheder afventer fortsat afgørende beslutninger om rammevilkår og infrastruktur, som kan bringe projekterne fra lille til stor skala - og fra høj til lav produktionspris.

Denne analyse viser, at det nuværende prisniveau for brintproduktion på 5-7 EUR pr. kg. brint i Europa kan falde til omkring 2 EUR pr. kg i 2040. I 2050 kan prisen i Danmark nå ned på 1,5 EUR pr. kg. Disse prisreduktioner forudsætter markant VE-udbygning og teknologiudvikling og brintinfrastruktur. Det giver Danmark betydeligt potentiale for grøn brintproduktion med en produktionspris, som er konkurrencedygtig i et europæisk perspektiv. Analysen viser samtidig, at offshore brintproduktion kan blive den billigste produktionsteknologi i Danmark frem mod 2050.

Danmark kan opnå en markedsandel på op til 11 % af den samlede grønne brintproduktion i Europa. I analysens referencescenarie vil Danmark opnå konkurrencedygtig brintproduktion på ca. 80 TWh brint i 2050. Det svarer til cirka 2,5 mio. ton brint med ca. 25 GW elektrolysekapacitet. I dette scenarie vil Danmark eksportere 56 % af den samlede danske elproduktion enten som el eller brint med eksportindtægter for mere end 50 mia. kr. årligt.

Analysen bygger på modellerede scenarier, som forudsætter stor industriel skalering af både el- og brintproduktion samt infrastruktur. I scenarierne antages det, at der vil være en efterspørgsel svarende til de europæiske politiske ambitioner. Analysen tager ikke højde for flaskehalse og begrænsninger i fx tilgængelig kapital, materialer og arbejdskraft, nødvendige tilladelser, lokal opbakning med videre. Derfor er det ikke formålet med

analysen at udpege det mest sandsynlige eller mest fordelagtige scenarie men at vise, hvilken effekt forskellige bevægelser vil have på Danmarks rolle som brintproducent og -eksportør. Og derfor er det vigtigt at understrege, at udviklingen ikke kommer af sig selv, men bør hjælpes i gang af konkrete politiske tiltag.

På baggrund af analysen kommer Green Power Denmark med en række hovedkonklusioner og anbefalinger til at indfri Danmarks potentiale for konkurrencedygtig grøn brintproduktion

1. Danmarks grønne elsystem giver allerede i dag fordele for grøn brintproduktion. En ny støtteordning til elektrolyseanlæg kan hjælpe investeringer i både vedvarende energi og brintproduktion i mål i 2030.
2. Konkurrencedygtig havvind bliver grundlaget for skalering af dansk brintproduktion efter 2030. Det kræver, at havarealer sættes fri til markedsdrevet udbygning.
3. Brintinfrastruktur er en forudsætning for dansk brinteksport til vigtige europæiske brintmarkeder. Et dansk brintrør til Tyskland bør etableres senest i 2029/2030. Efterfølgende bør der udbygges med offshore brintforbindelser i anden halvdel af 2030'erne.
4. Produktion af PtX-brændstoffer til fly og skibe har et betydeligt prisgap ift. fossile brændstoffer. Derfor er der behov for ny risikodelingsmodel mellem stat, aftagere og producenter.
5. Europæisk efterspørgsel er afgørende for det danske potentiale for brintproduktion. Her er ambitiøse minimumskrav vigtige for at sikre opstart af markedet.
6. Udenlandsk prispres på brint kalder på en styrket dansk innovationsindsats indenfor offshore brintproduktion og sektorkobling på land.

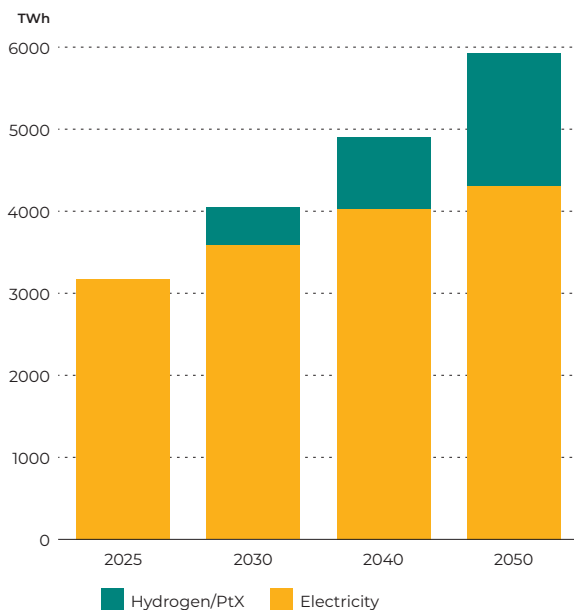
Indledning

Brint er en forudsætning for at nå i mål med et energisystem i Europa helt uden fossile brændstoffer

Europa skal bruge store mængder grøn el og brint frem mod 2030 og 2050, se figur 1. Brint og Power-to-X (PtX) brændstoffer er nødvendige, når vi skal omstille den tunge transport med skibe, fly og dele af vejtransporten. Det samme gælder omstilling af landbruget (gødning) og en stor del af den kemiske industri.

Brintproduktion vil i fremtiden forbruge store mængder grøn strøm fra vind og sol, men både brintproduktionen og -infrastrukturen forventes til gengæld at tilbyde en meget høj fleksibilitet, der er med til at skabe et stabilt og uafhængigt europæisk energisystem baseret på vedvarende energi.

Figur 1: Udvikling i elforbrug i Europa fordelt på direkte elforbrug og PtX



Kilde: Ea Energianalyse pba. Entso-e TYNDP 2020 Distributed energy

Danmark er blandt de lande i Europa som bedst kan eksportere brint og brinholdige produkter

Danmarks muligheder for at producere grøn brint rækker længere og bredere, end hvad vi anslås selv at skulle bruge til at indfri de danske klimamål. Med det udgangspunkt er der i den politiske klimaaftale om grøn strøm og varme 2022 og i Danmarks

officielle PtX-strategi sat en ambitiøs målsætning om, at Danmark skal være nettoeksportør af grøn energi i 2030. Selv om Danmark ikke har en stor brintefterspørgsel i dag, kan dansk brintproduktion til både eksport og national anvendelse skabe store klimagevinster, økonomisk vækst og titusindvis af nye job.

Danmarks store potentiale som brintproducent bygger blandt andet på store og lavvandede havarealer med gode vindforhold. Dertil kommer Danmarks nærhed til flere potentielle brintmarkeder, mange konkurrencedygtige virksomheder i hele energi- og brintværdikæden samt et grønt og vel-fungerende elsystem. Til sammen gør disse forhold, at Danmark relativt til andre europæiske lande har gode forudsætninger for at positionere sig stærkt på et europæisk brintmarked allerede nu og i de kommende år. Den danske PtX-strategi sætter mål for brintproduktionen frem til 2030, som sektoren, politikere og myndigheder arbejder på at indfri. Der er også brug for målsætninger og strategier for perioden efter 2030.

Analysen undersøger Danmarks potentiale for konkurrencedygtig grøn brintproduktion

Denne analyse undersøger mulighederne for dansk brintproduktion og -eksport til Europa. Analysen indledes med en aktuel status for brintproduktion i dag og forventninger frem til 2030. Herefter præsenterer analysen beregninger af Danmarks potentiale som brintproducent i forskellige fremtidsscenarier efter 2030 og frem mod 2050. Beregningerne viser fremtidige omkostninger og mængder for dansk brintproduktion under den grundforudsætning, at Europa samlet set tager den billigste vej til forsyning af grøn strøm og brint. På den baggrund vurderer vi, hvordan Danmarks konkurrenceevne fremadrettet kan udvikle sig i forhold til omverdenens.

Analysen er opbygget med nedslag i tre årstal: 2030, 2040 og 2050. Disse nedslag skal - særligt i lyset af den aktuelle udvikling i udbygning havvind og brintinfrastruktur - ses som udtryk for 'markedsmodningsfaser' snarere end som forventninger knyttet til de konkrete årstal.

Med afsæt i analysen kommer Green Power Danmark med anbefalinger til handling, der bidrager til at nå ambitionerne i 2030 samt udnytter Danmarks styrkepositioner og muligheder på længere sigt.

01

Resumé og anbefalinger

1.1 Markedsstatus mod 2030 viser, at industrialiseringen er i gang, men projekter lider under uklarhed om rammevilkår og brintinfrastruktur

Grøn brintproduktion har gennem de seneste år oplevet en markant interesse. En række nationale og europæiske brint/PtX-strategier peger på produktion af grøn brint som en nøgleløsning til dekarbonisering af tung industri og transport, som til sammen udgør ca. 20 % af de globale klimaemissioner. Samtidigt er grøn brint en mulighed for Europa til at opnå teknologisk og energimæssig autonomi. Både på dansk, europæisk og globalt plan arbejdes der på at skabe gennembrud for grøn brint og brintholdige brændstoffer. De første brint- og PtX-aftagere er begyndt at tegne kommercielle kontrakter, men mange virksomheder afventer et øget udbud af grøn brint samt implementering af krav og støttemidler. Industriens kommercielle gennembrud påvirkes aktuelt også af en høj brintpris drevet af både høje elpriser og høje renter.

Industrialisering er i gang, men alt for få europæiske projekter har taget FID

I Europa er en lang række brint og PtX-projekter sat i gang, men kun 4 % har nået endelig investeringsbeslutning (FID). I USA og Kina har hhv. 15 % og 35 % af projekter truffet endelig investeringsbeslutning. Det understreger, at rammevilkår og et stort statsligt engagement er afgørende, specielt i opstartsfasen. I Danmark der er afsat få milliarder i national støtte til PtX til at indfri målet om 4-6 GW elektrolyse i 2030, hvorimod flere store europæiske nabolande hver har afsat 30-50 mia. kr i støtte frem mod 2030 til at opnå samme eller kun lidt højere elektrolysekapacitet.

De igangværende brintprojekter er i mindre skala og op til 100 MW, mens ambitionerne er at komme i gigawatt-skala. Samlet set er der globalt annonceret interesse i over 500 GW brintprojekter. Fabrikskapaciteten til elektrolyseanlæg er i kraftig vækst – både globalt og i Europa. Der er indenfor det seneste år åbnet flere fabrikker, hvor den årlige produktionskapacitet er på over 1 GW ny elektrolyse. I dag er fabrikskapaciteten for elektrolyseanlæg på ca. 40 GW/år og forventet at stige til ca. 170 GW/år i 2030, hvoraf en tredjedel af kapaciteten allerede er besluttede.

Rammevilkår er ude af trit med EU's brintambitioner i 2030

Den europæiske brancheorganisation Hydrogen Europe vurderer, at den europæiske efterspørgsel på grøn brint vil blive ca. 6 mio. ton i 2030. EU's

politiske vedtagne ambitioner udtrykker imidlertid et forbrug på 20 mio. ton i 2030, hvoraf halvdelen skal være produceret i Europa. Der er altså ikke overensstemmelse mellem de politiske ambitioner og aktørernes forventninger til efterspørgslen på den korte bane frem mod 2030. Det viser med alt tydelighed, at uden betydelig statslig involvering i opstartsfasen, kommer vi i Danmark eller Europa ikke til at levere på brint og klimaambitionerne.

Forsinket dansk brintinfrastruktur skaber usikkerhed om eksport til Tyskland

Der er planlagt brintinfrastruktur i en række europæiske lande, men konkrete beslutninger om startdatoer for rørstrækninger og vilkår for infrastrukturen er endnu ikke på plads. Det gør det meget svært for større projekter at komme videre.

I Danmark er det fortsat yderst usikkert, om PtX-strategiens mål på 4-6 GW elektrolyse (ca. 0,5 mio. ton brint) i 2030 kan indfries. Dette hænger særligt sammen med at dansk brintinfrastruktur er forsinket fra 2028 til 2031, hvilket skaber usikkerhed om hvornår eksport til Tyskland kan realiseres.

Tysklands officielle brintimport strategi¹ vurderer et behov for import af 45 to 90 TWh (1,4-2,7) millioner ton brint allerede i 2030. Importkorridoren til Danmark har højeste prioritet i strategien. Rørstrækningen til den danske grænse er del i den vedtagne plan for tysk brintinfrastruktur der skal skabe ca. 9000 km brintrør med investeringer for omkring 140 mia kr. Den langsigtede tyske brintefterspørgsel i rør vurderes at være på ca. 360-500 TWh (11-15 mio tons brint) samt yderligere 200 TWh brint i form af PtX-brændstoffer.

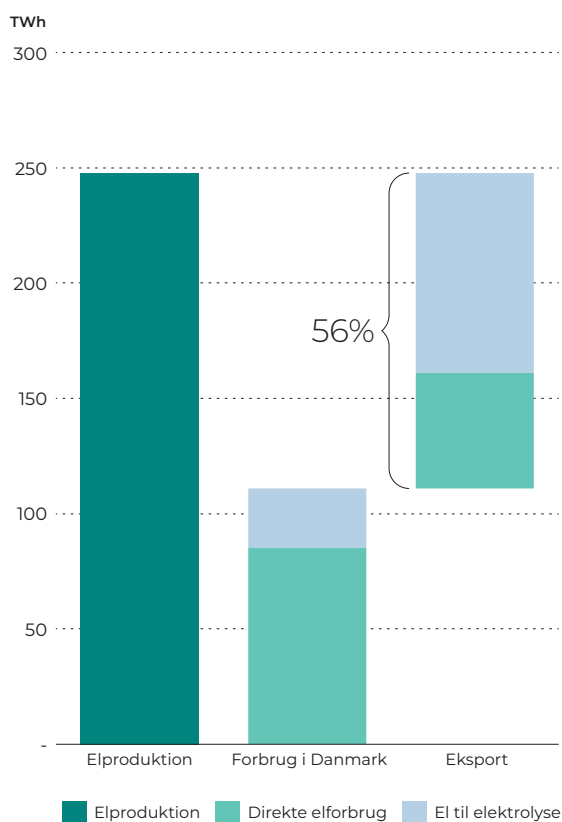
1.2 Konkurrencedygtig brintproduktionspris kan give stort dansk brintpotentiale mod 2050 forudsat en høj europæisk markedsefterspørgsel

Analysen viser et betydeligt potentiale for eksport af el og grøn brintproduktion i Danmark. Over 50% af den danske elproduktion kan i 2050 ende med at blive eksporteret til udlandet. Figur 2 viser hvordan den danske elproduktion forbruges, enten i Danmark, som direkte elforbrug og til brintproduktion, eller sendes til udlandet som el eller i form af brint produceret i Danmark. I 2050 vil 56 % af dansk

¹ <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Hydrogen/Dossiers/national-hydrogen-strategy.html>, juni 2024

elproduktion således kunne gå til energiekseport. Den store eksport sker kun fordi den danske el- og brintproduktionspris er konkurrencedygtig i et europæisk perspektiv. Den nuværende brintproduktionspris på 5-7 EUR pr. kg. brint kan falde til omkring 2 EUR pr. kg. brint i 2040 og 1,5 EUR pr. kg. brint i 2050 i Danmark. Det er vigtigt grøn brint kan levere i dette prisniveau, hvis det skal være en reel konkurrent til den fossile grå og blå brint, som forventes

Figur 2: Årlig dansk elproduktion i 2050 fordelt for forbrugstyper og eksport af elbaseret energi



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

at kunne produceres til priser omkring 2 EUR/kg. Omkostningsreduktioner og det store europæiske brintmarked beror på en forudsætning om, der sker en stor industriel skalering af både produktion og infrastruktur, og at den udvikling starter nu.

Prisniveauerne i de enkelte årstal her og senere i rapporten afhænger af en række antagelser, som er behæftet med usikkerhed. Derfor kan de enkelte årstal i rapporten lige så vel tolkes som år for beslutning af anlægget som for idriftsættelse:

2025-produktionspriser kan eksempelvis tolkes som første anlæg i mellem-skala, 2030-produktionspriser kan tolkes som næste generation af anlæg med adgang til brintinfrastruktur. Udskydes brintinfrastruktur til senere end 2030 vil dette prisniveau ligeledes falde senere. 2040 og 2050-produktionspriser kan tolkes som anlæg med markant industrialisering såvel som udbygning af el- og brintinfrastruktur samt vedvarende energi og markedsmodning.

Dansk brintproduktion kan levere op til 11% af brintefterspørgslen i Europa

Der er et stort udfaldsrum for, hvor meget grøn brint Danmark kan komme til at producere og eksportere. Den samlede europæiske markedefterspørgsel efter brint vurderes at være mellem 20 og 60 mio. ton brint i 2050. Dette udfaldsrum – størrelsen på det samlede europæiske brintmarked – er den væsentligste driver for Danmarks potentiale for brintproduktion. Der er dog også teknologiske og prismæssige drivere, som vil få betydning for den danske brintproduktion. Særligt udviklingen af havvind og konkurrenceforholdet mellem brintproduktion fra havvind og brintproduktion fra solceller. Disse drivere kan både fremme og hæmme de danske muligheder for brintproduktion og -eksport.

Analysens scenarieberegninger viser, at Danmark kan opnå en markedsandel på mellem 3 og 11 % af den forventede samlede produktion af grøn brint i Europa i 2050. Det svarer til mellem 30 og 125 TWh brintproduktion, som svarer til mellem 1 og 4 mio. ton brint og mellem 10 og 40 GW elektrolysekapacitet. I analysens referencescenarie findes konkurrencedygtig dansk brintproduktion på ca. 80 TWh i 2050, som svarer til omtrent 2,5 mio. ton brint og 25 GW elektrolyse. Danmarks tekniske potentiale for brintproduktion er betydeligt højere. Det kan nå op på over 200 TWh eller omkring 6 mio. ton brint². Men balancen mellem brintproduktion og direkte eksport af den danske elproduktion som grøn strøm samt konkurrencen fra udenlandsk brintproduktion gør, at det tekniske potentiale ikke udnyttes fuldt ud i denne analyse. I global skala kan Danmark levere op til 1,5 % af den grønne brintefterspørgsel i 2050, som IEA anslår til 400 mio. ton brint³. Det kan sammenlignes med Norges position på det globale oliemarked, hvor de i dag står for ca. 2% af verdens olieproduktion.

2 https://issuu.com/belfercenter/docs/report_eu_hydrogen_final/39

3 Ifølge World Energy Outlook 2024 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5e9122fc-9d5b-4f18-8438-dac8b39b702a/WorldEnergyOutlook2024.pdf>

Op til 10-dobling af elproduktion mod 2050

Dansk elproduktion kan øges fra ca. 35 TWh i dag til 170-330 TWh i 2050 afhængigt af brintproduktions omfang. Det svarer til en fem til tidobling. Den høje andel af elproduktion fra vind og sol i Danmark skaber gode muligheder for konkurrencedygtig grøn brintproduktion, som kan udnytte de fluktuerende mængder strøm. Derfor kan meget fleksibelt elforbrug, som elektrolyse, på tværs af de analyse-rede scenarier, afregne til omkring en tredjedel af elpriserne for ikke-fleksibelt elforbrug.

Omkring halvdelen af den danske elproduktion kan fra 2040 og frem gå direkte til brintproduktion, og særligt udbygning af havvind drives af forventningerne til brintefterspørgsel.

Hvis Danmark skal indfri det store potentiale for grøn el- og brintproduktion i 2050, vil det indebære store investeringer i hele vores el -og brintsystem. 70 % af investeringerne vil gå til grøn VE-produktion på land og hav, mens investeringer i elektrolyse vil udgøre 10 % af de samlede investeringer. Til at binde produktion og forbrug sammen på tværs af lande og prisområder kræves det, at 12 % af investeringer går til el- og brintinfrastruktur. Ud over at levere grøn omstilling og sænke behovet for import af fossile brændsler til Danmark, vil disse investeringer medføre eksport af grøn dansk el og brint for 50 mia. kr. årligt i 2050.

1.3 Handling mod 2030 - Green Power Denmarks anbefalinger

1.3.1 Et grønt elsystem allerede i dag giver Danmark fordel for grøn brintproduktion. Ny støtteordning til elektrolyseanlæg kan hjælpe investeringer i både VE og brintproduktion i mål mod 2030

Analysen viser, at Danmark har en betydelig styrke og tempofordel i et grønt elsystem. Danmark har kurs mod at opnå 90 % VE-andel i 2028 og hermed kunne producere EU-certificeret grøn brint fra det kollektive elnet. Analysen viser også, at det er langt de færreste europæiske lande, som har samme muligheder som Danmark for at opnå et grønt elsystem før 2030. Blot 3 ud af 12 større europæiske lande kan opfylde VE-andelskravet i 2030. I 2040 gælder det 6 lande. På længere sigt kan Danmark desuden fastholde den høje VE-andel på grund af muligheden for at udbygge VE-produktionen kraftigt efter 2030. Hermed kan Danmark blive nettoeksportør af både grøn el og brint til Europa. Andre

Europæiske lande kan få svært ved at øge eller fastholde en høj VE andel, da de ikke har samme skaleringsmuligheder som Danmark.

Anbefaling 1: Ny støtteordning til etablering af elektrolyseanlæg kan hjælpe investeringer i både VE- og brintprojekter mod 2030.

Danmark bør udnytte sin strategiske fordel i at have opnået et grønt elsystem tidligt til at tiltrække investorer i grøn brintproduktion. Klare og attraktive økonomiske rammer er afgørende for investering i VE- og brintproduktion, som i høj grad er gensidigt afhængige af hinanden. Nye rammevilkår til brintproduktion kan derfor bidrage til både at indfri PtX-strategiens ambition om 4-6 GW elektrolyse i 2030, opnå bookningkrav til brintinfrastruktur i Vestdanmark samt indfri ambitioner om udbygning af vind og sol på land såvel som hav.

Green Power Denmark anbefaler at indføre et midlertidigt vindue for investeringsstøtte til elektrolyseanlæg fra 2025, hvor der tilbydes 200 % afskrivningsgrundlag for investeringer i elektrolysekapacitet. Støtten vil hermed målrettes elektrolyseanlæg, som i dag udgør en betydelig omkostning for brintproduktionen. Samtidig vil støtten hjælpe både VE- og brintprojekter, som indenfor de næste år skal tage investeringsbeslutning. Det er nemmere for investorer at medregne i business casen og kan på tværs af brint og PtX-projekter hjælpe til at mindske prisspændet til fossile alternativer. Forslaget er uddybet i Green Power Denmarks udgivelse: "En grøn, sikker og mærkbar finanslov"⁴

Havvind er væsentligt mere skalerbart i dansk farvand end i nabolande og til et attraktivt omkostningsniveau. Analysen viser, at udbygningen af dansk havvind både kan føre til konkurrencedygtig el og brintproduktion. Muligheden for at få billig el fra havvind er den største drivkraft bag en stor dansk brintproduktion efter 2030. Analysen viser tilsvarende at på længere sigt mod 2050 kan

⁴ <https://greenpowerdenmark.dk/udgivelser/groen-sikker-maerkbar-finanslov>

offshore brintproduktion blive billigst i Danmark. Scenarieregningerne finder behov for 300-450 GW havvind i Europa i 2050, hvoraf 30-65 GW bygges i Danmark.

Hvis havvindteknologi bliver billigere (på tværs af lande) flytter mere havvind og brint til Danmark på bekostning af produktion i andre europæiske lande. I scenariet med billigere havvindteknologi bliver både brintproduktionspriser og elpriser for alle brugere lavere i Danmark.

Anbefaling 2: Sæt danske havarealer fri for at skabe et markedsdrevet tempo i havvindudbygningen.

I Danmarks havplan er ca. 1/3 af arealet reserveret til havvind. Efter genudbud af havvinds-sites i Nordsøen skal fremtidige arealer gøres tilgængelige for markedsaktører. Sådan en frisættelse af arealer kan ske ved at staten udbyder udviklingslicenser til havarealer i auktioner. Så kan aktører forundersøge og modne projekterne i takt med, at efterspørgslen på grøn strøm og brint øges i Danmark og udlandet. Vinderen af udbuddet skal stå for forundersøgelsen og kan frit vælge projektdesign. Det er altså op til vinderen at vurdere, om det giver mest værdi at sælge energien som strøm, brint eller PtX-brændstoffer. Det er ligeledes op til vinderen at beslutte, om det giver mest værdi at producere brint på havet eller på land. Der bør desuden skabes mulighed for at kunne tilslutte brint- og elinfrastruktur til både Danmark og direkte til nabolande for at gøre danske havarealer mere attraktive. Forslaget er uddybet i Green Power Denmarks udgivelse "Havvind i Danmark efter 2030"⁵.

1.3.2 Brintinfrastruktur er en forudsætning for dansk brinteksport til de vigtigste europæiske brintmarkeder. Et dansk brintrør til Tyskland bør etableres i 2029/2030 og efterfølgende bør der også udbygges med offshore-forbindelser fra 2035.

Fremtidens brintinfrastruktur er vigtig for Danmarks konkurrencedygtighed som grøn brintproducent. Analysen viser, at eksporten af brint til særligt Tyskland og Holland kan blive omkring 50-60 TWh brint og op til 100 TWh i 2050, såfremt den rette infrastruktur er på plads. Analysen viser også, at brintinfrastruktur skal udbygges markant både via landbaserede rør til Tyskland - og på længere sigt også med direkte offshore brintproduktion og rør til nabolande.

Analysen viser, at der i 2050 på europæisk niveau er behov for ca. 270 brintkavernelagre⁶ for at bidrage til balancering af forbrug og produktion af brint, heraf ca. 8 kaverner i Danmark, som svarer til omtrent samme volumen som den nuværende danske kapacitet til naturgaslagring.

Forbundne energihubs (meshed-grids) i bl.a. Nordsøen kan billiggøre transporten af el og brint i hele regionen. Analysen viser, at hvis muligheden for at bygge forbundne energihubs ikke udnyttes, men der alene bygges radiale forbindelser mellem havvindsproduktion og ét land, bliver den danske eksport af el 40 % mindre og brinteksporten ca. 15 % mindre. Desuden vil det medføre, at den danske havvindudbygning samlet set reduceres med 20 %.

Anbefaling 3: Dansk brintrør til Tyskland i 2029/2030 og efterfølgende offshoreforbindelser.

Adgang til et brintrør mod Tyskland og herfra videre til bl.a. Holland er afgørende for afsætning af dansk brintproduktion. Den første fase af dansk brintinfrastruktur med forbindelse til Tyskland bør hurtigst mulig fremrykkes fra 2031 til 2029/2030 således, at danske virksomheder kan levere brint til bl.a. store tyske industriudbud og deltage i 2. runde af ansøgninger om støtte fra Hydrogen Bank. En fremrykket dansk startdato på brintinfrastrukturen

5 <https://greenpowerdenmark.dk/files/media/document/Havvind-i-Danmark-efter-2030.pdf>

6 150 GWh kavernelagre

er forventeligt en forudsætning for at nå PtX-strategiens mål om 4-6 GW elektrolyse i 2030. Samtidig vil en fremrykning have positiv indflydelse på tysk brintrør til Danmark (Hyperlink 3).

Efter den landbaserede forbindelse i Danmark er besluttet, bliver det næste skridt at skabe offshore brintinfrastruktur fra Danmark til Tyskland og Holland. Her bør den første forbindelse mellem danske, tyske og hollandske offshore hubs være klar i 2035 og udbygges frem mod 2040. Dette kræver, at den vigtigste regulering for offshore brintproduktion og infrastruktur kommer på plads senest i 2025. Danmark bør arbejde for fælles tværnational planlægning og finansiering af infrastruktur til el og brint på havet for at sikre en konkurrencedygtig produktion i Nord- og Østersøregionen, bl.a. som en del af det danske formandskab for EU i 2. halvår 2025.

1.3.3 PtX-brændstoffer til fly og skibe har et betydeligt prisgap til fossile brændstoffer hvilket kræver ny risikodelingsmodel mellem stat, aftagere og producenter

Produktion af e-metanol, e-jet og e-ammoniak til fly og skibe kan være med til at demonstrere storskala produktion, som er helt afgørende for at kunne nå 100% dekarbonisering i årene mod 2050.

Analysen viser, at produktionsprisen på brint har meget stor betydning for PtX-brændstoffernes konkurrencedygtighed overfor fossile brændstoffer og andre grønne løsninger. Der er i dag et prisgab for PtX-brændstofferne på faktor 3 til 6 i forhold til fossile brændstoffer, men dette vil ifølge analysen indsnævers markant fra 2025 til 2040 og ende med blot at være omkring en faktor 1 til 1,5.

I scenarier med lave danske brintproduktionspriser vil Danmark forventeligt blive konkurrencedygtig til produktion af PtX-brændstoffer til et europæisk marked for grøn skibs- og luftfart. Hvorvidt konverteringen af brint til PtX-brændstoffer kommer til at ske i Danmark eller udlandet vil afhænge af en række faktorer bl.a. udbygningen af infrastruktur til brint og CO₂, samt hvor tankbehovet til skibe og fly findes.

Anbefaling 4: Ny risikodelingsmodel mellem stat og aktører skal kickstarte produktion af PtX-brændstoffer

EU-krav til skibs- og luftfart i 2030 og 2035 vurderes i sig selv ikke at kunne starte storskala produktion af PtX-brændstoffer, bl.a. fordi aftagere har meget kortere planlægningshorisont end producenter.

For at kickstarte storskala produktionen anbefaler Green Power Denmark at lave bindende danske mål for produktionen af PtX-brændstoffer til fly og skibe frem til 2035. Til at indfri målene anbefales en dobbeltsidet auktion, hvor staten giver producenter langsigtet pris-sikkerhed, mens aftagere løbende kan indgå kortere aftagskontrakter. Staten bidrager i denne model med risikoafdækning mellem de langsigtede og kortsigtede kontrakter, hvilket kan føre til et statslig finansieringsbehov for meromkostningen på PtX-brændstoffer. Statens kommende CO₂-provenu fra kvoteafgifter fra fly og skibe kan bidrage til finansiering af meromkostningen ved indfasning af grønne fly- og skibsbrændstoffer i Danmark. Nyt provenu afhænger af udviklingen i kvotepriser samt hvor hurtigt, sektorerne omfattes både i Europa og globalt, og hvor stor en andel af de samlede kvoteindtægter, der tilfalder Danmark. Forslaget er for luftfart uddybet i Green Power Danmarks udgivelse: 'Grøn omstilling af luftfarten med e-SAF'⁷

Danmark bør udover en stærk indsats nationalt og i EU også arbejde globalt for ambitiøse minimumskrav og betalingsmodeller for PtX-brændstoffer til fly og skibe gennem hhv. ICAO (International Civil Aviation Organization) og IMO (International Maritime Organization).

7 <https://greenpowerdenmark.dk/udgivelser/groen-omstilling-luftfarten-med-e-saf>

Rapporten anslås at nyt provenu fra CO₂-kvoter fra luftfarten i Danmark er minimum 700 mio kr pr. år fra 2026.

1.3.4 Europæisk brintefterspørgsel er afgørende for dansk potentiale for brintproduktion – ambitiøse minimumskrav er vigtige til at sikre opstart af markedet

Europæisk brintefterspørgsel er i høj grad bestemmende for Danmarks brintproduktion. Danmark har ikke en stor brintforbrugende industri. Danmark vil derfor - til en start - være afhængig af at kunne eksportere brint og brinholdige produkter til omverdenen. Derfor kan særligt en lavere europæisk brintefterspørgsel påvirke potentialet for dansk brintproduktion. I et lavt europæisk scenarie med efterspørgsel på 20 mio. ton brint i 2050 viser resultaterne, at dansk brintproduktion bliver mere end halveret i forhold til referencescenariet. Det indebærer også at Danmarks andel af det samlede europæiske brintmarked falder, fordi brinten i højere grad kan produceres fra lokale vedvarende energiressourcer. I et scenarie med høj europæisk brintefterspørgsel på ca. 60 mio. ton vil Danmark tilsvarende få omtrent 60 % større brintproduktion end i referencescenariet, hvor der forbruges ca. 40 mio. ton brint. Danmark er altså et af de lande, som påvirkes kraftigst både i positiv og negativ retning afhængig af, hvordan den samlede europæiske brintefterspørgsel udvikler sig.

Anbefaling 5: Hurtig implementering af EU's minimumskrav til brint/PtX-anvendelse i 2030. Sæt højere krav i 2035 og skab langsigtet europæisk selvforsyning.

I første omgang skal der ske en hurtigt national implementering af de vedtagne EU-krav⁸ i 2030 til dele af det eksisterende industrielle brintforbrug (42% grøn brint), flytransport (SAF og eSAF⁹ krav) samt øvrig transportsektor (1% brint/PtX) for at sikre en reel markedsefterspørgsel efter brint og brinholdige produkter i 2030. Dette kræver også at administrative bøder for ikke at opfylde kravene kommer på plads i 2025.

Det er herefter afgørende, at der besluttes ambitiøse EU-minimumskrav til brint/PtX-anvendelse til eksisterende industrielle brintforbrugere såsom gødning (ammoniak) og kemikalieproduktion samt nye minimumskrav til øvrige vigtige sektorer såsom bl.a. skibsfart, stålproduktion. Disse krav kan sammen med de allerede vedtagne krav til luftfart og industri-brint skabe et betydeligt efterspørgselstræk i 2035 og hermed større sikkerhed for investeringer i brintproduktion.

Høj europæisk forsyningssikkerhed bør sikres med krav om, at et europæisk marked for brint primært er baseret på europæisk produktion. Dette kan suppleres med import til Europa af brint og brinholdige produkter, der lever op til samme krav, som der stilles til grøn brintproduktion i EU. Ambitiøse krav er en styrkeposition for Danmark internt i Europa, så det er med andre ord afgørende, at Danmark arbejder for ambitiøse krav til selvforsyning af brint/PtX-brændstoffer i transportsektoren og industrien i EU, da det bidrager til at sikre høj europæisk forsyningssikkerhed. Danmark skal derfor gå forrest og vise, at vi kan levere på disse krav, således der ikke bliver grund til at slække på de høje europæiske krav.

8 RED III samt EU Aviation

9 SAF og eSAF: Sustainable Aviation Fuel og Elektrobaseret Sustainable Aviation Fuel

1.5.2 Udenlandsk prispres på brint kræver styrket dansk innovationsindsats indenfor offshore brintproduktion og sektorkobling på land

Udenlandsk prispres på brint kan begrænse det danske brintpotentiale. Danmarks primære fordel som storskala brintproducent ligger særligt på havet ift. andre lande, med bedre solindstråling og mere plads til landvind. Det er derfor vigtigt for det danske brintpotentiale, at havvindens konkurrenceevne ikke eroderes, da dette risikerer at flytte brintproduktionen til lande med bedre muligheder for VE på land end Danmark. I scenarier med relativt gunstige forhold for landbaserede teknologier til brintproduktion ift. de havbaserede teknologier, bliver Danmarks brintproduktion mere end halveret.

Beregningerne viser, at den billigste brint i Europa og naboregionerne kan produceres i Nordafrika. I det omfang brinten kan importeres derfra i rørledninger, vil dette være mindst omkostningstungt, og brinten fra Nordafrika kan da udgøre 18 til 30 % af det europæiske brintmarked. Til gengæld er europæisk brintproduktion konkurrencedygtigt med Nordafrikansk brint, når denne skal transporteres med skib.

Danmarks produktionsomkostninger til grøn brint estimeres til ca. 2 EUR/kg i 2040 og 1,5 EUR/kg i 2050. Internt i Europa er dette niveau konkurrencedygtigt med mange lande. Det er dog stærkt påvirkeligt af prisudviklingen på grønne teknologier, særligt elektrolyse, solceller og vind. Den grønne brint står lige nu stærkt sammenlignet med andre teknologier til brintproduktion (f.eks. den blå brint fra naturgas med CCS eller pink brint fra atomkraft). Leverer den grønne brint ikke de forventede prisreduktioner, vil de øvrige brintteknologier hurtigt blive prismæssige konkurrenter til den grønne brint.

Anbefaling 6: Styrk offshore-innovation og sektorkobling på land.

Danmark kan i samarbejde med sine nabolande spille en central rolle i forhold til demonstration og kommercialisering af offshore brintproduktion på havet, som kan vise sig at være den billigste danske brintproduktionsvej på længere sigt. Dette kræver, at der skabes et kommercielt spor for offshore brintproduktion med markedsdrevet havvind og etablering af international brintinfrastruktur, jf. anbefaling 2 og 3. Hertil skal der skabes et spor for demonstration¹⁰ af offshore brintproduktion f.eks. i statslige havvindsudbud, hvor innovativ offshore brintproduktion er indtænkt. Desuden et nationalt testcenter på havet hvor offshore brint/PtX-produktion og infrastruktur kan afprøves og videreudvikles.

På land er sektorkobling mellem el-, brint-, CO₂-, og varmesystemer med til at sænke omkostningerne, øge konkurrencedygtigheden og skabe lokal værdiskabelse.

Sænkede elnetomkostninger kræver bl.a. at nye koncepter som ilandføringszoner, direkte linjer, nye elnettariffer og energiparker på land bliver succesfulde i forhold til brint og PtX-produktion.

Brintproduktionen kan blive mere konkurrencedygtig i et energisystem med en høj grad af – og mange muligheder for sektorkobling. God adgang til CO₂-infrastruktur med certificeringsordning for CO₂ eller grønne CO₂-punktkilder, såvel som muligheder for at udnytte overskudsvarmen fra elektrolyseanlæg kan påvirke den samlede økonomi for brint og PtX-anlæg i Danmark. Sektorkobling kan desuden give gevinster lokalt eller regionalt fx i form af overskudsvarme til billigere fjernvarme samt udvikling af nye teknologier eller industrier, der har varme- og CO₂-synergier med elektrolyse- og synteseanlæg.

¹⁰ <https://greenpowerdenmark.dk/files/media/document/Havvind-i-Danmark-efter-2030.pdf>

2022

Markedsoutlook: Planer mod 2030 og langsigtede målsætninger

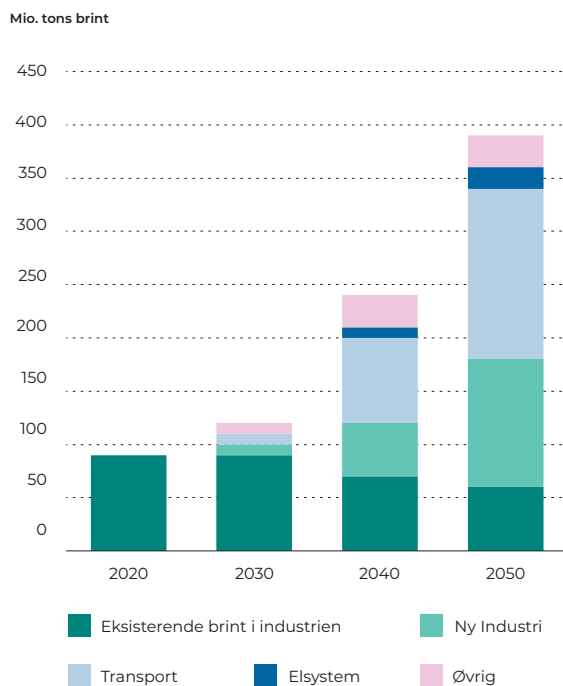
Her gives en kort status for offentligt tilgængelige planer for brintproduktion frem mod 2030 samt langsigtede målsætninger – først i et globalt perspektiv, herefter europæisk, tysk og dansk perspektiv.

2.1 Global brintstatus: Behovet er enormt, men de første skridt er de sværeste

Brint er afgørende for global grøn omstilling

Brint spiller en nøglerolle i den globale grønne omstilling. Uden grøn brint er det svært at se en mulig vej for grøn omstilling i dele af den tunge industri og transportsektoren. Sektorer som jern- og stålproduktion, kemikalieindustrien, tung vejtransport, skibsfart og luftfart står for 20 % af verdens samlede CO₂-udledninger, svarende til 37 gigaton CO₂. Skal vi forsat have tung industri i Europa, omstille denne og beholde vores industrielle autonomi, kommer vi ikke uden om grøn brint. Dette understreger vigtigheden af brint som en nøgleløsning til den grønne omstilling.

Figur 3: Globalt brintforbrug opdelt på slutforbrug



Kilde: Bloomberg New Energy Outlook, 2024

Ifølge fremskrivninger på figur 3 er der behov for godt 400 millioner ton brint i 2050 for at kunne understøtte den nødvendige omstilling af disse sektorer.

Der arbejdes på europæisk og globalt plan på at skabe gennembrud for brint og brintholdige brændstoffer. Opstart af en brintindustri kræver, at både produktion, infrastruktur og aftagere af brint lykkes på én gang, for at bryde "hønen og ægget" udfordringen for udbud og efterspørgsel.

2.2 Industrialisering er i gang, men alt for få europæiske projekter har taget FID

De første brint- og PtX-aftagere er begyndt at tegne kommercielle kontrakter, men mange virksomheder afventer et øget udbud af grøn brint samt implementering af krav og støttemidler. Industriens kommercielle gennembrud påvirkes aktuelt også af en høj brintpris drevet af både høje elpriser og renter.

I Europa er det kun 4 % af brintprojekterne, som har truffet FID, mens tallet er 15 % i USA og 35 % i Kina. I de følgende afsnit ses på afsatte økonomiske midler og annoncerede projekter samt den fremstillingskapacitet, der kan skabe en industrialisering af grøn brint på globalt plan.

Markante støtteprogrammer i store europæiske lande – men ikke i Danmark

En af de centrale udfordringer for at få gang i efterspørgslen er merprisen der betales for grøn brint og PtX-brændstoffer i forhold til deres fossile alternativer. Det har ført til, at EU og nationalstater har etableret støtteprogrammer, der kan mindske prisforskellen. De første brint og PtX-aftagere er begyndt at tegne kommercielle kontrakter, men mange afventer fortsat et øget udbud samt implementering af krav og støttemidler. En høj pris på grøn brint drevet af bl.a. høje elpriser og høje renter samt opstartsudfordringer i den industrielle værdikæde er med til at vanskeliggøre starten på brintindustriens kommercielle gennembrud. Det øger yderligere behovet for effektive støtteprogrammer samt beslutninger om brintinfrastruktur, der kan være med til at øge projekternes rentabilitet og skala.

Figur 4: Oversigt over nationale elektrolysemål og støtte

Land	Elektrolyse mål 2030 (GW)	Støtte midler (mio. EUR)
Danmark	4-6	167
Frankrig	6,5	4000
Tyskland	10	4600
Spanien	4	900
Holland	3-4	7500
Portugal	2-2,5	140
Storbritanien	5	2200

Kilde: Roadmap for Green Fuels in Transport and Industry, Mission Green Fuel, 2024

Fleere store lande i Europa har afsat betydelige midler til at fremme brintteknologi og -infrastruktur. Figur 4 viser, hvor mange støttemidler Danmark og andre lande har afsat til brintfremstilling. De samlede nationale puljer i tabellen er omtrent 19,5 mia EUR. Hertil kommer Hydrogen Bank, runde 2, som åbner til december 2024 med et budget på 1,2 mia. EUR. Måler man de afsatte midler i forhold mål om elektrolysekapacitet, har Storbritannien og Tyskland afsat mere end 10 gange så meget som Danmark, mens der i Frankrig og Holland er afsat omtrent 20 gange så mange midler som i Danmark. Det er derfor tydeligt, at pengene desværre ikke er fulgt med de store danske ambitioner. Uden for Europa er der betydelige investeringer i gang, særligt i USA som med IRA-programmet¹ fra 2022 har afsat 369 milliarder USD til grøn omstilling herunder PtX. Med hjælp fra skatterabatter opnås der støttesatser svarende til 0,6-3 USD/kg brintproduktion. De høje støttesatser i USA er en konkurrencemæssig udfordring for europæiske brintprojekter og teknologiuudviklere.

¹ https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_in/topics/energy-resources/2023/ey-the-inflation-reduction-act-2022.pdf

Interessen for brintproduktion er enorm mens investeringslysten i infrastruktur mangler

På global plan er der annonceret² over 500 GW elektrolyseprojekter i 2030, men de færreste (ca. 12 GW) har endnu nået stadiet, hvor der er truffet endelige investeringsbeslutninger. Der er i dag ca. 5 GW elektrolysekapacitet installeret på globalt plan. I 2024 er der truffet investeringsbeslutning i elektrolyseanlæg for omkring 7 mia USD, hvilket er markant mere end i 2021 hvor det tilsvarende tal var 0,3 mia. USD.

IEA vurderer, at der i et Net Zero emissionsscenario vil være et investeringsbehov på ca. 1000 mia USD i hele brintværdikæden frem til 2030, hvoraf ca. halvdelen er til brintproduktion. Det svarer omtrent til de annoncerede elektrolyseprojekter i 2030. Der anslås et investeringsgap på hhv. 190 mia USD i infrastruktur og 145 mia USD hos slutforbrugere. Dette peger på, at store dele af de nødvendige investeringer i disse dele af værdikæden ikke er på plads, og det har naturligvis også indflydelse på muligheden for at træffe FID på projekter indenfor brintproduktion.

² Global Hydrogen Review 2024, IEA

Kapaciteten til produktion af elektrolyseanlæg er under massiv udbygning

Fabrikskapaciteten til produktion af elektrolyseanlæg er i kraftig vækst. Der er indenfor det seneste år åbnet flere europæiske fabrikker, hvor den årlige produktionskapacitet er på over 1 GW ny elektrolyse pr. fabrik og fremadrettet op til 5 GW pr. år. Fabrikkerne tæller bl.a. Topsøes kommende SOEC-fabrik i Herning, Siemens Energi i Berlin og i oktober 2024 har MAN Energy Solutions åbnet fabrikken Gigahub i Hamborg med produktionskapacitet til PEM-elektrolyse³.

Samlet set er der i dag globalt omkring 40 GW/år fabrikskapacitet til elektrolyse, hvilket er annonceret til at stige til ca. omkring 170 GW/år i 2030, hvoraf omkring en tredjedel af fabrikkerne er besluttede.⁴

Der er behov for omkring 3300 GW installeret elektrolysekapacitet i 2050, ifølge Det Internationale Energiagentur (IEA) for at leve op til deres Net-Zero scenarie.

2.3 Europæiske brintambitioner er ud af trit med forventet efterspørgsel i 2030

Brintforbrug i Europa i dag er stort set kun fra fossile brændsler

Europas nuværende brintforbrug er på omkring 8 mio. ton, fordelt på stort set udelukkende grå og sort brint (fra hhv. naturgas og kul), hvoraf Danmark kun tegner sig for et forbrug på beskedne 0,025 mio. ton. Flere af Danmarks nabolande, såsom Holland, Belgien, Polen, Tyskland og Storbritannien, er blandt de største forbrugere af brint. Hovedparten af disse landes forbrug forbruges på raffinaderier og til produktion af ammoniak, blandt andet til fremstilling af kunstgødning. Tyskland og Holland er de største europæiske forbrugere med hhv. 1,7 og 1,3 millioner ton fossilt brintforbrug årligt.

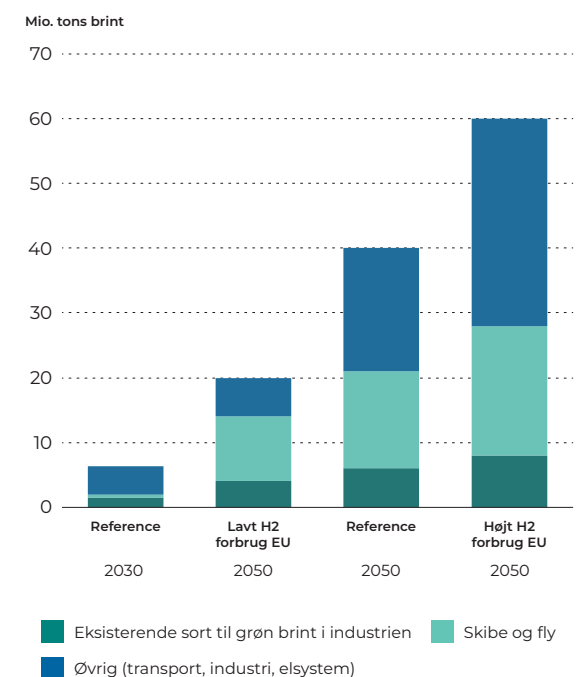
EU's ambitioner om produktion og import af i alt 20 mio. ton brint i 2030 ser ikke ud til at blive indfriet

Der er i EU allerede regulering på plads, der skal fremme produktion og anvendelse af brint og PtX-brændstoffer. Efter Ruslands invasion af Ukraine i 2022 fremlagde EU Kommissionen planen

RePowerEU, der skal gøre EU uafhængig af fossile russiske brændsler. I planen sættes der et mål om, at EU i 2030 skal producere 10 millioner ton grøn brint (vha. ca. 100 GW elektrolyse) og ligeledes importere 10 millioner ton grøn brint.

EU har i nogle sektorer vedtaget krav for anvendelse af brint og brintheholdige produkter. I 2030 skal minimum 1 % af alle brændstoffer i transportsektoren være baseret på grøn brint, i luftfarten skal 1,2 % af alt, der tankes, være e-fuels og i industrien, hvor primært raffinaderier er omfattet, skal mindst 42 % af alt brint være grønt (svarende til ca. 1,5 mio. ton brint). EU stiller også krav til tankinfrastruktur til brint til tung vejtransport hver 200 km på det centrale europæiske motorvejsnet.

Figur 5: Grønt brintforbrug i Europa fordelt på slutforbrug



Kilder: Clean Hydrogen Production Pathways, Hydrogen Europe, 2024, "The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios", JRC, 2022 samt litteraturstudie af EA Energianalyse

Den europæiske efterspørgsel efter grøn brint forventes fra 2030 at være 6 mio. ton, som vist på Figur 5. Ud over de kravbelagte sektorer, er det særligt vejtransporten og industrien, herunder stålsektoren, som forventes at bidrage med størst efterspørgsel mod 2030. EU's ambitioner om et brintforbrug på 20 mio. ton i 2030, ser hermed ikke ud til at blive opfyldt uden yderligere tiltag.

³ <https://www.offshore-energy.biz/man-es-subsiary-opens-automated-electrolyzer-gigafactory-in-hamburg/>

⁴ Global Hydrogen Review 2024, IEA

Usikkerhed om brintefterspørgsel efter 2030 – efterspørgsel fra fly og skibe kan rykke betydeligt

Efter 2030 øger EU kravene til brint -og PtX-forbrug i visse delsektorer indenfor transport og industri. I skibsfarten kommer der i 2034 et specifikt krav til anvendelse af e-fuels på 2 %. Det forventes dog, at der allerede vil være en efterspørgsel på e-fuels i skibsfarten fra 2030, som drives af EU-krav til rederiernes samlede reduktioner. I 2035 skal 60 % af brintforbruget i industrien, primært på raffinaderier, være grøn brint. Kigger vi længere frem mod 2050, er der vedtagne globale ambitioner om nettonul emissioner i både skibs- og luftfart, som forventeligt også vil få stor betydning for brint/PtX-efterspørgslen i Europa. EU har indført regulering af fly- og skibe, der tankes i Europa, som også kommer til at skabe en betydelig efterspørgsel. For luftfart er kravet minimum 35 % eSAF i 2050 svarende til ca. 10 millioner ton brint. Kravet om eSAF udspringer af et samlet 70 % SAF-krav (dækker både bio-SAF og e-SAF) i 2050. Her kan andelen, der udgøres af eSAF, også udvikle sig til at udgøre mere end halvdelen af de 70 %, så fremt priserne tilsiger dette.

På figur 5 er der desuden vist et lavt, et middel og et højt udfaldsrum for, hvordan brintforbruget i 2050 kan fordele sig på hhv. eksisterende brintforbrugere, fly og skibe samt øvrige anvendelser⁵. Det viser en forskel på ca. 20-60 mio. ton brint i 2050, som også anvendes i scenarieanalysen. Forventeligt vil langt størstedelen af efterspørgslen i 2050 komme fra nye typer brintforbrug, mens de eksisterende brintforbrugere har en meget vigtig rolle ift. opstart af markederne for grønne brændsler på den korte bane frem mod 2030.

5 Eksisterende sort brint udgør max 8 mio tons. Centralt forløb for skibe og fly i 2050 er groft skøn for brint-forbrug til opfyldelse af krav til eSAF og EUMaritime. Øvrig efterspørgsel dækker over skøn for nye sektorer med brintforbrug bl.a. stål, øvrig industri, vejtransport, elsystem, højtemperatur varme på baggrund af bl.a. "The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios", JRC, 2022 samt litteraturstudier af EA Energianalyse.

2.4 Brintinfrastruktur til Tyskland og Holland kan binde Danmark sammen med Europa

Tysk brintimportstrategi viser enormt behov for grøn brint allerede i 2030

Den tyske Regering forventer en efterspørgsel på ca. 95-130 TWh (ca. 3-4 mio. ton) brint og PtX-produkter i 2030, hvoraf import vil udgøre ca. 50-70%, svarende til behov for import af 45 to 90 TWh (1,4-2,7) millioner ton brint allerede i 2030. Importkorridoren til Danmark har højeste prioritet i den tyske brintimport-strategi.

Den tyske stat har desuden afsat betydelige støtte-midler til produktion og aftag af brint, bl.a. har Thyssenkrupp fået ca. EUR 2 milliarder i statsstøtte⁶ for at anvendegrøn brint til stålproduktion, svarende til ca. 11 TWh brint (0,33 mio. ton) i 2030, stigende til 30 TWh (0,9 mio. ton) på længere sigt. Desuden er afsat penge til at støtte prisforskellen mellem naturgas og brint, så backup-elproduktion i Tyskland kan laves på grøn brint frem for fossil naturgas.

Den langsigtede tyske brintefterspørgsel, i et rør-ført system, vurderes at være på 360-500 TWh (11-15 mio tons brint) og dertil yderligere 200 TWh brint til øvrige PtX-brændstoffer. Omkring to-tredjedele af brinten vil forventelig stamme fra import enten via rør eller med skibe.

Tysk og hollandsk brintinfrastruktur er under anlæggelse og kan udvikles til over 20.000 km brintrør

Tyskland har udviklet en masterplan for brintinfrastruktur ("Kernnetz"), som fuld udrullet skal skabe 9.000 km brintrør og forbinde Tyskland med nabolande. Investeringerne i infrastrukturen vurderes at udgøre ca. 140 mia kr og skal udføres af de tyske gas-TSO'er, som har fået vedtaget økonomiske rammer samt statslig risikodækning, de skal investere i infrastrukturen ud fra.

Den tysk netplan for brintrør skal færdiggøres i 2025, og her forventes rørforbindelsen til bl.a. Danmark at blive endelig fastlagt med en forventet kapacitet på 4,3 GW. På figur 6 er den planlagte brintinfrastruktur omkring Danmark og Tyskland vist. I Nordvesttyskland, dvs. Gasunie Tysklands TSO-område,

6 Til finansiering af prisdifferensen på det fossile russiske gas i forhold til den grønne brint

Figur 6: Skitse af fremtidig brintnetværk omkring Danmark

udvikles brintinfrastrukturen kaldet Hyperlink⁷, som vil forbinde store industrielle tyske aftagere indenfor bl.a. stål, cement og kemiindustri med havne samt importmuligheder fra hhv. Holland (Hyperlink 1) og Danmark (Hyperlink 3).

I Holland er planerne⁸ at omstille det eksisterende 12.000 km naturgasstransmissionsnetværk til brint. Den første strækning omkring Rotterdam er under anlæggelse, mens resten af netværket er i planlægningsfaser af forskellig modenhed. Brintnetværket skal forsyne det eksisterende hollandske brintforbrug på ca. 45 TWh i raffinaderier og kemiske industrier samt nye industrielle forbrugere i bl.a. stålindustrien. Holland har desuden en række store europæiske havne, som forventer at importere brintheholdige produkter til Europa, som fx ammoniak der bl.a. kan 'crackes' til brint og indføres i brintinfrastrukturen.

Offshore brintinfrastruktur er afgørende for havvindudbygning

Figur 6 viser desuden planer om sammenhængende energihubs i Nordsøen og Østersøen, som kan forbindes til bl.a. Danmark, Tyskland, Holland og Sverige. I et nyligt TSO-analyse⁹ estimeres det at en udbygning på 350 GW havvind i Nordsøen vil føre til, at 44 % af havvinden ilandføres som brint, hvilket understreger behovet for massiv offshore infrastruktur til ikke kun el, men også brint.

2.5 Dansk markedsdialog viser betydelig interesse i brintrør, men tidsplanen er forsinket

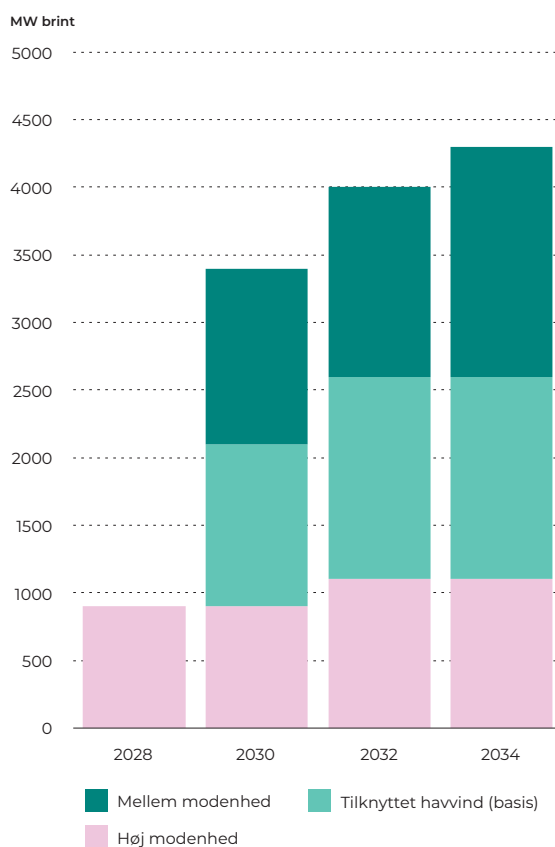
I Danmark er PtX-strategiens mål om 4-6 GW elektrolyse (ca. 0,5 mio ton brint) i 2030 langt fra indfrielse, da under 0,7 GW elektrolyseprojekter¹⁰ er besluttet med idriftsættelse i 2030.

I oktober 2024 offentliggjorde Energinet opdaterede planer for etablering af dansk brintinfrastruktur. Tidsplanen for idriftsættelse af første fase af brintrør

rykket fra 2028 til 2031, og senere faser i 2032-33. Desuden skal hver geografiske strækning leve op til et bestemt bookningskrav, som tilsammen svarer til 1,4 GW brintkapacitet, som markedsaktører skal booke på 10-15 års kontrakter hos Energinet i slutningen af 2025.

På Figur 7 ses Energinets vurdering af bookninger i et samlet brintbackbone i Jylland. Der kan potentielt opnås bookninger på ca. 2-3,4 GW brintkapacitet i 2030, svarende til ca. 3-5 GW(e) elektrolysekapacitet, hvilket ville opfylde PtX-strategiens 2030-mål. Bookningskapaciteten vurderes i Markedsdialogen at være fordelt på ca. 800 MW brint fra 'modne' projekter, yderligere ca. 1200 MW brint fra projekter koblet til havvind og yderligere ca. 1400 MW brint fra projekter med mellem 'modenhed'. Dvs. der er behov for mere end de 'modne' projekter for at indfri det samlede bookningskrav til brintinfrastrukturen.

Figur 7: Brintrør-bookninger ifølge markedsdialog



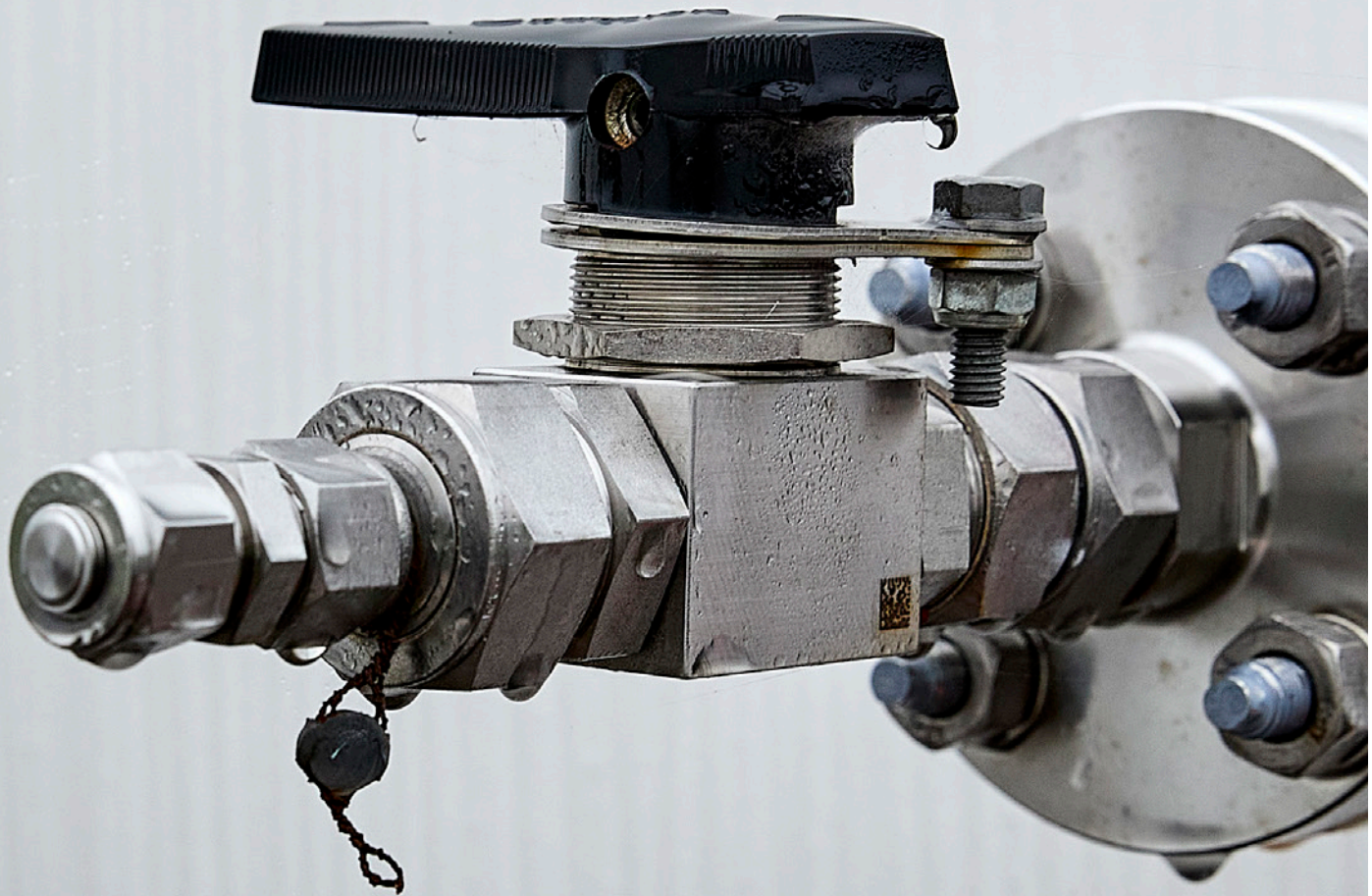
Kilder: Energinet

7 <https://www.hyperlink-gasunie.de/en/about-hyperlink>

8 <https://www.hynetwork.nl/en/about-hynetwork/hydrogen-network-netherlands>

9 https://northseawindpowerhub.eu/files/media/document/North%20Sea%20Wind%20Power%20Hub_Vision%20Paper%202024.pdf

10 Energistyrelsen, Klimafremskrivning 202X (frozen policy)



03

Scenarier for dansk
brintproduktion
2030-2050

Ambitionen med denne scenarieanalyse er at vise hvilket teknisk og økonomisk potentiale, der er for grøn brintproduktion i Danmark, og hvilke faktorer som kan komme til at påvirke den danske brintproduktion og konkurrenceevne. Analysen har fokus på perioden fra 2030 og frem til 2050. Indledningsvist gives der en kort introduktion til metoden for at beregne scenarierne, og herefter vises hovedresultater for fremtidens danske brintproduktion og -omkostninger, udvikling i elektrolysekapacitet, behov for dansk vedvarende energi samt økonomiske investeringer.

3.1 Sådan har vi gjort

Scenarierne er beregnet af EA Energianalyse i sommeren 2024 i energisystemmodellen Balmorel. Modellen beregner fremtidens europæiske el- og brintmarked, dvs. investering og drift i produktion og transmissionsinfrastruktur i Europa for at levere el- og brintefterspørgsel til laveste mulige samlede omkostning. Modellen bruger teknisk-økonomiske kriterier til at vurdere, hvordan produktion

og forbrug matchets mest effektivt. Forhold som nationale særordninger og regulering, flaskehalse i ft. arbejdskraft og værdikæder samt forlængede og udfordrede godkendelsesprocesser indgår ikke i analysen.

Figur 8 viser hvordan og med hvilket input-output, scenarierne er opbygget. De vigtigste antagelser indgår i et grundscenarie, mens en række følsomheder undersøges i scenarievariationer, som også er oplistet nedenfor.

'Lavt H2 forbrug EU' Følsomheden er en beregning, hvor efterspørgslen på grøn brint i hele EU bliver 50% lavere end antaget i referencen.

'Højt H2 forbrug EU' Følsomheden er en beregning, hvor efterspørgslen på grøn brint i hele EU bliver 43% højere end antaget i referencen.

'Prisfald VE hav' Følsomheden viser konsekvenserne, hvis omkostninger til etablering af havvind bliver lavere i forhold til øvrige teknologier, end antaget i referenceberegningen. Det gøres ved, at CAPEX for havvind baseres på IEA's WEO23 og dermed reduceres med hhv. 15% i 2040 og 30% i 2050 i forhold til teknologikataloget fra Energistyrelsen, som er udgangspunktet for referencen.

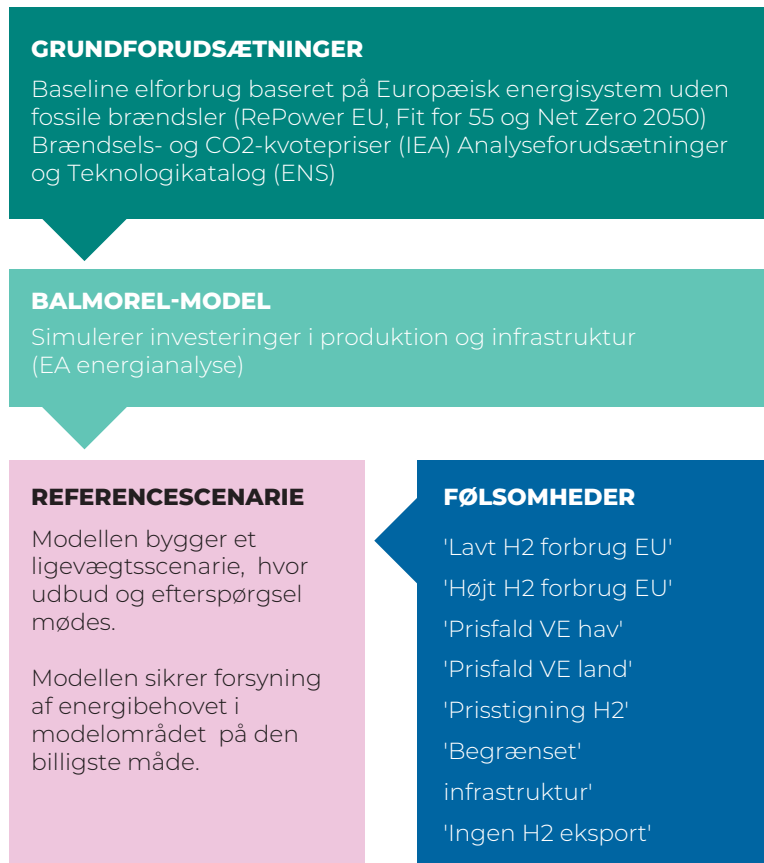
'Prisfald VE land' Følsomheden viser konsekvenserne, hvis omkostningerne til etablering af landbaseret VE og elektrolyse bliver lavere i forhold til øvrige teknologier. Konkret betaler elektrolyseanlæg ingen tariffer (mod 125.000 DKK/MW/år i referencen), og sol og vind på land får reduceres tarifferne med 50%.

'Prisstigning H2' Følsomheden viser konsekvenserne ved højere omkostninger til produktion af brint fra elektrolyse. I modellen øges CAPEX for elektrolyse med 50% indtil 2035 og 25% i 2040 og 2050 i forhold til niveauet i referenceberegningen. For havvind øges CAPEX med 25% i forhold til referencen.

'Begrænset infrastruktur' I denne følsomhed begrænses muligheden for at udbygge elkabler og brintrør mellem energihubs på havet. Dvs. i modsætning til referencen og de øvrige scenarier er der intet "meshed-grid", men udelukkende traditionelle hubs uden forbindelse til hinanden.

'Ingen H2 eksport' Denne følsomhed begrænser muligheden for at producere brint i Danmark, så den kun dækker det danske behov for brint, og der derfor ikke eksporteres brint til nabolandene.

Figur 8: Illustration af scenariernes opbygning



I Referencescenariet og i hvert af følsomhedsscenerne finder modellen den billigste måde at forsyne Europas el- og brintefterspørgsel i hhv. 2025, 2030, 2040 og 2050. Ud over produktion i Europa har modellen mulighed for at importere brint til opfyldelse af europæisk brintefterspørgsel enten i rør fra Nordafrika eller import med skibe.

I Bilag 5.1 er uddybet, hvordan modellen fungerer og anvendes til at beregne fremtidigt el- og brintmarked og infrastruktur. I Bilag 5.2 er antagelser i følsomhedsberegningerne yderligere forklaret.

Referencescenariet antager, at EU gennemfører vedtaget klimapolitik mod 2050

Analysen drejer sig om det danske energisystems samspil med Europas energisystem. Udgangspunktet for analysen er et referencescenarie, som afspejler den udvikling, EU har sat i søen med en række ambitiøse grønne aftaler: Fit for 55 og REPowerEU. Det antages i analysen, at Europa gennemfører en grøn omstilling, som gør Europa CO₂-neutral senest i 2050. Den nytiltrådte EU-kommission har bekræftet, at dette ambitionsniveau er uændret. Det høje ambitionsniveau betyder kraftig direkte elektrificering på tværs af Europas lande og sektorer og derudover et brintforbrug på ca. 40Mt i 2050 til indirekte elektrificering. Udover at levere på Europas klimamål vil ambitionerne også sikre europæisk uafhængighed på energiområdet.

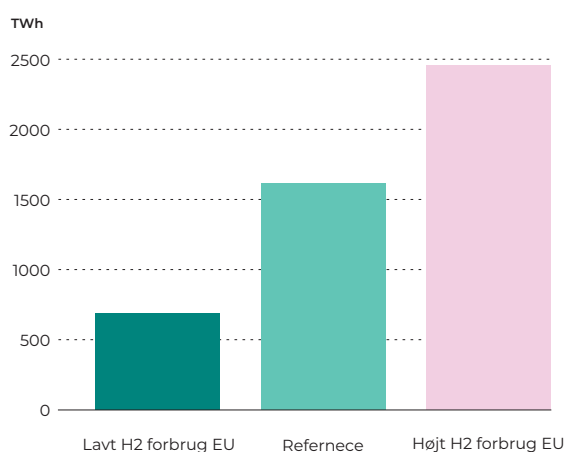
For brintforbruget i Danmark er der anvendt en efterspørgsel på 4 TWh i 2030, stigende til 11 TWh i 2040 og 18 TWh derefter. Disse niveauer er, ligesom den europæiske efterspørgsel, baseret på REPowerEU og fordelt mellem landene efter ENTSO-E TYNDP-scenarier. Danmark og de øvrige landes efterspørgsel skal afspejle det lokale behov, mens balancen mellem lokal brintproduktion kontra import -og eksportmuligheder bliver håndteret gennem modeloptimering.

Brintforbruget i Europa er den mest afgørende følsomhed

Der er mange faktorer, der kan påvirke den fremtidige europæiske efterspørgsel på brint, og analysen viser, at netop det samlede brintforbrug i Europa har enorm betydning for Danmarks potentiale som brintproducent. Dette er analyseret ved at opstille tre scenarier for Europas brintefterspørgsel: et referencescenarie samt to følsomhedsscener med hhv. højt og lavt brintforbrug, se figur 9.

Alle tre scenarier er baseret på eksterne kilders vurderinger¹ af udviklingen af hhv. brint og brintholdige energiprodukter frem mod 2050. Bemærk, at det i figur 5 er illustreret hvilke slut anvendelser i industri og transport, som kan udgøre brintefterspørgslen i disse scenarier.

Figur 9: Europas brintbehov i tre scenarier



Kilde: Ea Energianalyse pba. EU kommissionen og Entso-e's scenarier

3.2 Dansk brintproduktion er konkurrencedygtig og kan levere op til 11% af Europas brintefterspørgsel

Reducerede omkostninger til brintproduktion kan føre til stort markedspotentiale for dansk brint

Analysen viser et betydeligt dansk potentiale for grøn brintproduktion, fordi den danske brintproduktionsomkostning er konkurrencedygtig i et europæisk perspektiv. Figur 10 viser, at det nuværende europæiske brintprisniveau på 5-7 EUR/kg som ifølge analysen kan falde til omkring 2 EUR/kg 2040 i Danmark. Det forudsætter en betydelig industriel skalering af både produktion og infrastruktur for at opnå disse omkostningsreduktioner, og at

¹ Referencescenariet i analysen: ca. 40 mio tons brintforbrug i Europa. Baseret på EU Kommissionen MIX-scenarie samt svarende til kun direkte brintforbrug i ENTSO-Es D.E. (Distributed energy)

Højt scenarie i analysen: ca. 60 mio tons brintforbrug i Europa. Baseret på direkte brintforbrug i ENTSO-Es GA (Global Ambition scenarie) samt svarende til ENTSO-Es D.E. (Distributed energy)

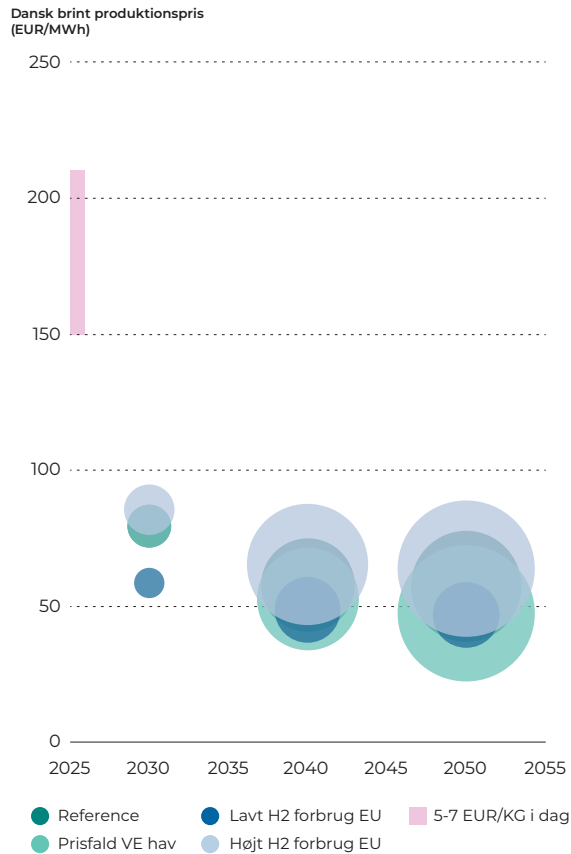
Lavt scenarie i analysen: ca. 20 mio tons brintforbrug i Europa. Baseret på kun direkte brintforbrug i EU-kommissionen MIX-scenarie.

"Analyseforudsætninger til Energinet (høringsversion 2024)" finder omtrent samme udfaldsrum for behov for brintproduktion i Europa

udviklingen startes nu. I afsnit 3.2.1 er uddybende forklaret sammensætningen af brintproduktionspriser nu og i fremtiden.

Der er et stort udfaldsrum for, hvor meget grøn brint Danmark kan komme til at producere og

Figur 10: Brintproduktionspris i Danmark sammenholdt med mængder på tværs af flere scenarier



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

eksportere. Den samlede europæiske markedsefterspørgsel antages at være mellem 20 og 60 mio. ton brint i 2050, og dette bliver en afgørende driver for Danmarks potentielle brintproduktion. Der er dog også teknologiske og prismæssige udviklinger mellem bl.a. brint fra havvind i forhold til brint fra solceller, som kan fremme eller hæmme danske brintmuligheder.

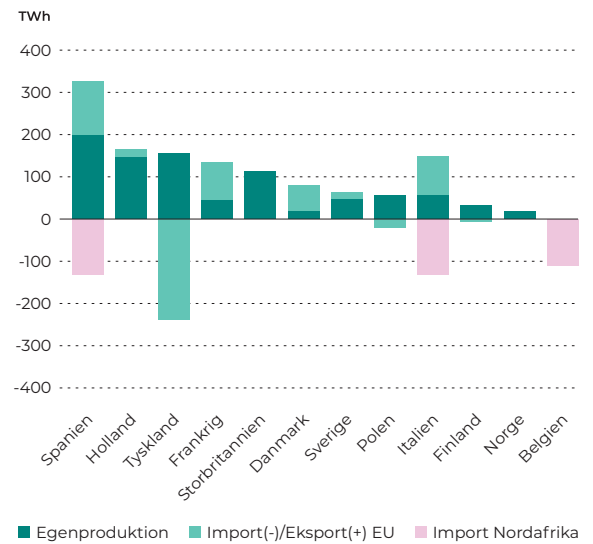
Fordeling af brintproduktion, import og forbrug mellem europæiske lande

På figur 11 vises resultatet for, hvordan udvalgte lande får dækket deres brintbehov i 2050 i referencescenariet. Det ses hvordan lande som Belgien og Tyskland er meget afhængige af at kunne importere

brint fra nabolande, mens lande som Danmark og Frankrig bliver eksportører. Figuren viser, at Danmark har potentiale til at blive en af de største brinteksportører i Europa i 2050. Spanien og Italien har import fra Nordafrika på 130 TWh hver. For begge lande gælder det, at hovedparten af denne import eksporteres videre til øvrige naboer.

Rapportens scenarieberegninger viser, at Danmark får en markedsandel på mellem 3% og 11% af det forventede europæiske grønne brintmarked, hvilket svarer til mellem 30 og 125 TWh brintproduktion i 2050 (ca. 1-4 mio. ton brint og ca. 10-40 GW elektrolyse) i hhv. et lavt og højt scenarie for Europas brintforbrug.

Figur 11: Udvalgte landes produktion af brint til at dække deres eget forbrug samt nettoimport fra EU-lande og Nordafrika i 2050



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

Danmarks tekniske potentiale for brintproduktion er anslået² til at være endnu højere på op til 200 TWh (6 mio. ton brint), men balancen mellem eksport af el og brint og konkurrencen fra brintproduktion i udlandet gør, at ingen af scenarierne i denne analyse udnytter potentialet fuldt ud.

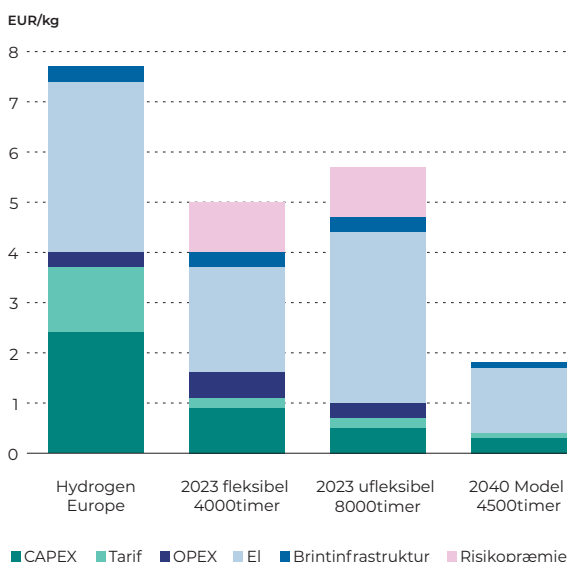
² Roadmap for en dansk brintinfrastruktur, CIP fonden, 2023. Dansk brintpotentiale på 197 TWh (ca. 6 mio tons brint) i 2050, <https://cipfonden.dk/wp-content/uploads/2023/06/Roadmap-for-en-dansk-brintinfrastruktur-til-fremtiden-CIP-Fonden-maj-2023.pdf>

3.2.1 Brintproduktionspris kan falde markant mod 2040

De to vigtigste priskomponenter for produktion af grøn brint er CAPEX til elektrolyseanlægget og køb af strøm. På figur 12 ses et skøn over situationen i dag med produktionspriser på omkring 5-7 EUR/kg, hvor det ses, at netop omkostningen til elektrolyseanlæg, tariffer og el udgør ca. 70-80% af den samlede omkostning.

Figuren viser Hydrogen Europes anslåede pris for et 100MW anlæg sammenlignet med et teoretisk anlæg på dansk grund opført i 2023 med og uden fleksibel drift. Dette viser et prisniveau for brintproduktion på ca. 5-7 EUR/kg, som også stemmer overens med vinderbud i Hydrogen Bank 1. runde.

Figur 12: Brintproduktionsomkostninger opdelt på omkostningskomponenter, i dag og i 2040



Kilde: Egne beregning og Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger, se bilag 5.3

Disse anlæg er sammenlignet med analysens resultat for økonomien i et dansk anlæg i 2040. Her ses det, hvordan primært lavere CAPEX og elomkostninger kan sænke brintproduktionsprisen til 2 EUR/kg omkring 2040, hvilket forventes at være nødvendigt for at kunne konkurrere med blå brint fra naturgas med CCS.

I dag anslås Alkalisk eller PEM elektrolyseanlæg at koste³ 1.200-2500 EUR/kWe. Fremskrivninger viser prisfald på elektrolyseteknologien på over 80% frem til 2050 i takt med, at teknologien opskaleres og industrialiseres, som vi har set det med vindmøller, solceller og batteriteknologi. Den anden store omkostningskomponent, køb af el⁴ til elektrolyseanlægget, bestemmes af omkostninger til elmarked, elnettariffer og/eller omkostninger til opsætning af ny vedvarende energi i forbindelse med elektrolyseanlægget.

Elektrolyseanlæg med fleksibel drift kan få billigere elomkostning

Omkostningen til køb af el reduceres markant i analysen fordi det antages, at teknologiens effektivitet stiger markant og fleksibiliteten øges, så det er muligt at udnytte lave elpriser. Det betyder, at elektrolyseanlæg i Danmark kan opnå en afregningspris på 15-25 øre/kWh. Den lave omkostning til køb af el er kun muligt i en fremtid med faldende priser på VE-teknologi og stor VE-udbygning. Dertil kræver et fleksibelt brintforbrug en betydelig brintinfrastruktur, som kan aftage brintproduktionen, når den er til rådighed. Elektrolyseanlæggene drives med andre ord primært i timer med de billigste elpriser samt høj VE-elproduktion.

Vigtigheden af mange driftstimer falder i takt med, at CAPEX på elektrolyseanlæg reduceres. Omvendt stiger vigtigheden af fleksibilitet med stigende fluktuationer på elmarkedet. For de danske elektrolyseanlæg viser analysen, at de kører omkring 4.500 fulldlasttimer om året, og at CAPEX udgør 20% af brintproduktionsomkostningerne i 2030. Det falder til 14% for anlæg opført i 2040 og 12% for nye anlæg i 2050. Omkostningsandelen til køb af el vil derimod være stigende og udgøre ca. 80% af de samlede brintproduktionsomkostninger fra 2040.

Analysen tager udgangspunkt i Alkalisk og PEM elektrolyseteknologi og deres pris -og teknologifremskrivninger. SOEC elektrolyseteknologien har nogle andre egenskaber som ikke er dækket i denne analyse. SOEC-anlæg opererer ved høj temperatur og kan udnytte overskudsvarmen fra f.eks. synteseanlæg eller industriel overskudsvarme og hermed øge virkningsgraden på brintproduktionen⁵.

³ kilde: lavt niveau Teknologikataloget, højt niveau: Hydrogen Europe.

⁴ For SOEC-elektrolyseanlæg er tilgængeligheden af varme/damp også afgørende for produktionsprisen.

⁵ Til omkring 90% med SOEC elektrolyse fra ca. 70% med Alkalisk eller PEM elektrolyse.

Dette kan pege på, at optimal drift for SOEC vil ske med flere årlige fuldlaststimer end Alkalisk og PEM-teknologi.

Offshore brintproduktion kan blive billigst

Frem mod 2050 viser analysen, at den billigste danske brintproduktion findes offshore, dvs. hvor elektrolyseanlægget er integreret i havvindmølleanlægget eller er på en offshore energihub, hvor dele af elproduktionen omformes til inden ilandføringen. I begge tilfælde skal brint ilandføres med rør over lange afstande. Den beregnede brintproduktionspris fra offshore brintproduktion i Danmark er 1,6 EUR/kg i 2050⁶, og i scenariet med lavere havvindspriser falder den til 1,3 EUR/kg. Ved offshore brintproduktion uden elproduktion fra havvindmøllen vil elektrolyseanlægget drives i ca. 4500-5000 fuldlaststimer om året.

Fremtidens brintpriser kan konkurrere med fossil naturgas

Brintproduktionsomkostninger på omkring 1,5-2 EUR/kg (ca. 90-125 kr/GJ) vil målt på prisen for energiindhold være billigere end fossil naturgas med kvoteafgifter (ca. 125-165 kr/GJ)⁷. Dette betyder, at brint kan blive billigere end fossilt gasforbrug og nogle former for anvendelse af el fx til højtemperaturprocesser og stålproduktion, hvor der ikke er en effektivitetsgevinst ved at benytte el direkte, som det er tilfældet ved direkte elektrificering i transportsektoren eller ved varmepumper til opvarmning. Se desuden figur 23.

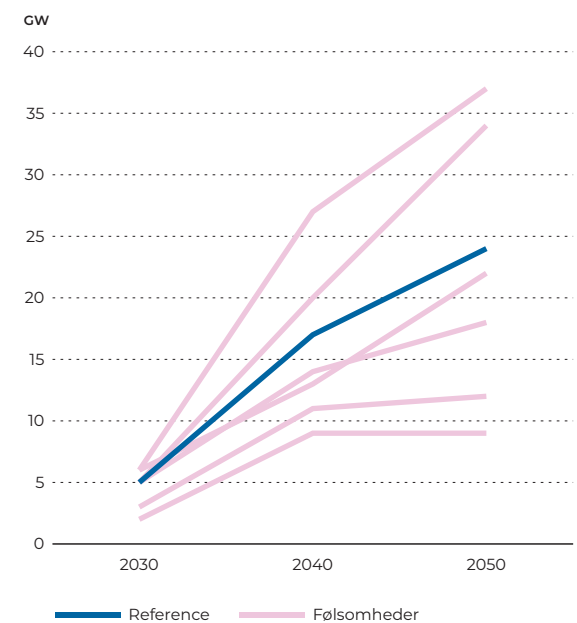
Prisen på brint forventes også at være omkring niveauet for de fremtidige gennemsnitlige elpriser (ca. 115 kr/GJ)⁸. Brint kan anvendes til at producere el i gasturbiner og kan være med til at sikre effekttilstrækkeligheden på en grøn måde. Anvendelsen af brint i gasturbiner vil øge behovet for brint, hvilket igen øger brintpriserne og kan erodere konkurrenceevnen for grøn brint. Anvendelsen af brint som backup i elsystemet, bør derfor begrænses til de timer hvor effektsituationen er mest presset.

6 Baseret på teknologikatalogets priser på 275€/kW og en elkøbspris på ca 30EUR/MWh for elektrolyseanlæg i 2030. Prisen på ilandføring er ikke medtaget i denne pris, men indgår i selve scenarieberegningen.

7 Efter energikrisen i 2. halvår 2021 til 2. halvår 2023 har naturgaspriser i 2024 stabiliseret sig på omkring 40 EUR/MWh, svarende til ca. 85 kr/GJ. Hertil skal lægges CO₂-kvoteafgift på ca. 100-200 EUR/ton CO₂ som kan omregnes til ca. 40-80 kr/GJ naturgas.

8 Analysen finder fremtidige gennemsnitlige elpriser på omkring 55 EUR/MWh svarende til ca. 115 kr/GJ uden tariffbetalinger

Figur 13: Analysens udfaldsrum for elektrolysekapacitet i Danmark på tværs af alle følsomhederne.



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

3.3 Stort udfaldsrum for dansk elektrolysekapacitet efter 2030

Analysen indikerer, at 2030'erne bliver det årti, hvor det danske brintpotentiale har de bedste betingelser for at blive forløst. På tværs af alle scenarierne ses således den største vækst i elektrolysekapacitet i netop 2030'erne. Udviklingsniveauet i kapacitetstilvækst ser kun ud til at kunne opretholdes i 40'erne i de mest gunstige scenarier med høj brintefterspørgsel i Europa eller lav havvindpris. I de fleste analyserede scenarier aftager kapacitetsvæksten i 40'erne, se figur 13.

Dette ses selvom Europas brintefterspørgsel udvikler sig jævnt i hele perioden fra 2030 til 2050. Det betyder, at den aftagende vækst i dansk kapacitet skyldes, at konkurrencen fra udlandet for alvor øges i 2040'erne. At konkurrencefordelen for dansk brint således aftager i analysen, skyldes flere ting. I takt med at havvindudbygningen i Danmark øges, udnyttes en større og større andel af de mest attraktive havarealer med de laveste produktionsomkostninger. Samtidig baseres analysen på antagelser om løbende prisfald på bl.a. elektrolyseteknologien og solceller, som medfører, at et højt driftstimerantal ikke bliver lige så afgørende for økonomien i brintproduktion efter 2040. Helt konkret indebærer

det, at kombinationen af solceller, landvind og elektrolyse i stigende grad kan konkurrere med de havbaserede anlæg.

3.4 Brintproduktion har stor indflydelse på efterspørgsel efter dansk vedvarende energi

Europas efterspørgsel på brint har meget stor betydning for den danske VE-udbygning, som kan blive fem til tidoblet mod 2050

Analysen estimerer, at den danske elproduktion kan øges fra i dag ca. 35 TWh til 170-330 TWh i 2050. Hvor stort behovet for VE-udbygning bliver er særligt afhængig af omfanget af brintproduktion. Et øget elforbrug til elektrolyse driver i høj grad behovet for mere elproduktion.

På figur 14 ses anvendelsen for den danske elproduktion, fordelt på alm. elforbrug, el til eksport samt el til PtX enten til forbrug i Danmark eller eksport. Samlet set kan omkring halvdelen af den danske elproduktion fra 2040 gå til brintproduktion, og særligt den danske udbygning af havvind drives af brintefterspørgslen. Et øget brintforbrug i Europa, som vist i scenariet 'højt H2 forbrug EU', vil ikke alene medføre øget eksport af dansk brint, men også øge den danske eksport af el. Det omvendte er tilfældet i scenariet med 'lavt H2 forbrug EU'. Elproduktionen i Danmark er altså meget påvirkelig af Europas efterspørgsel på brint.

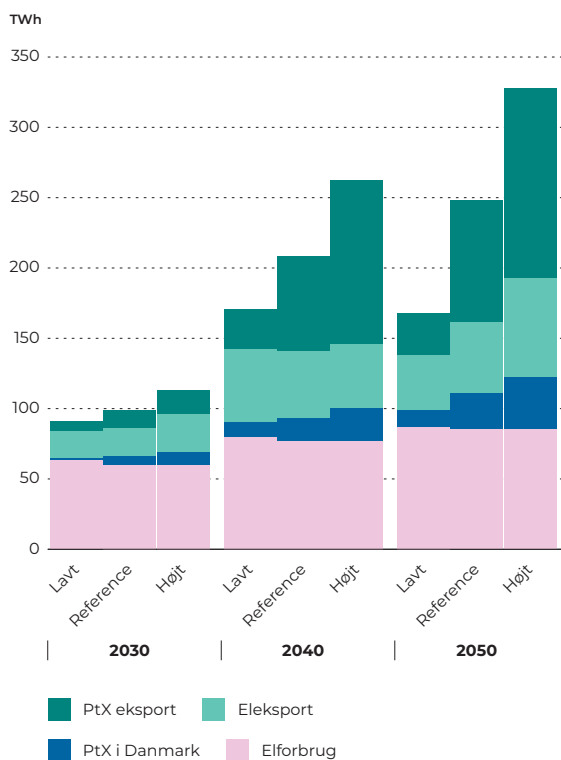
I scenariet uden mulighed for brinteksport Ingen H2-eksport stiger efterspørgslen for dansk eksport af el, da konverteringen fra el til brint i højere grad foregår i Danmarks nabolande. Samlet set viser scenariet en nedgang i den danske VE produktion, som falder 18%, hvis ikke det er muligt at eksportere energi i form af brint fra Danmark.

Fleksibelt elforbrug kan udnytte lave elpriser i et elsystem med høj grad af vind og sol

Den høje andel af fluktuerende elproduktion fra vind og sol i Danmark skaber gode muligheder for billig og grøn brintproduktion. Flexibelt elforbrug til elektrolyse kan på tværs af scenarierne opnå 40-50% lavere elpriser end den gennemsnitlige timepris. Da indkøb af el forventeligt vil udgøre omkring 80% af omkostningen til at producere grøn brint fra 2040, bliver det særligt afgørende for den grønne brints konkurrencedygtighed, at produktionen tilrettelægges fleksibelt ift. elproduktion.

Analysen viser desuden, at gevinsterne ved at være fleksibel stiger med tiden i takt med, at produktionen fra sol og vind øges. Dertil kommer, at den gennemsnitlige elpris forventes at falde i takt med, at en langt større del af elproduktionen kommer fra billige VE kilder og anvendes fleksibelt til bl.a. brintproduktion.

Figur 14: Dansk elproduktion fordelt for forbrugstyper og eksport ved forskelligt europæisk elforbrug



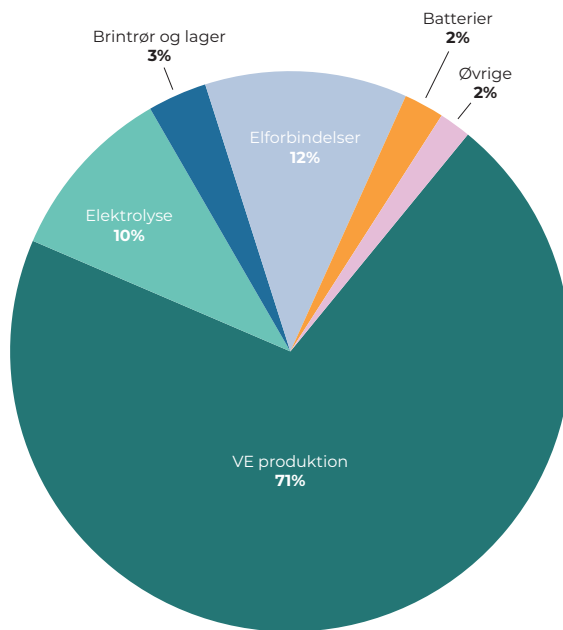
Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

Ud over elektrolyse afregnes andre større fleksible elforbrugere som fx fjernvarmeanlæg 30-40% under den gennemsnitlige elpris. De individuelle varmepumper, som ikke er helt så fleksible som de store varmepumper i fjernvarmen, afregnes i analysen 10-20% over gennemsnitsprisen fra 2030⁹. Det ufleksible elforbrug i serviceerhverv, dele af industrien og husstande vil opleve priser 50-100% over gennemsnitsprisen efter 2030. Selvom ufleksible forbrugere afregnes markant højere end gennemsnitsprisen relativt set, viser analysen ikke stigende priser over tid. Tværtimod vil de ufleksible forbrugere også kunne se frem til let faldende elpriser, selvom de fleksible kunder altså får den største gevinst.

9 Aktuelt har en gns. Husterskunde uden elbil og varmepumpe i 2024 afregnet til ca 20% over den gennemsnitlige timeelpris.

I analysen ses det, at elektrolyseanlæg vil have omkring 4500 fuldlasttimer, hvilket svarer til, at anlægget kun forbruger strømmen, når den er billig og grøn. Da aftaget af brint i industrien og til videreforædling til brændstoffer forventeligt er ufleksibelt, kræver en fleksibel brintproduktion, at der er såvel lager som infrastruktur til rådighed. Det uddybes i kapitel 4.5.

Figur 15: Fordeling af de samlede investeringer i det danske energisystem fra 2025 til 2050 ekskl. investeringer i nationale distributions og transmissions elnet



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

3.5 Store investeringer skal frigøre os for behovet for køb af fossile brændsler

Omkostningerne i det grønne energisystem vil i langt højere grad være drevet af store kapitalomkostninger og i mindre grad af driftsomkostninger og brændselsomkostninger, som det er tilfældet i dag. Figur 15 viser hvorledes investeringer fordeles på tværs af energisystemet i scenarieberegningerne. Langt de største investeringer falder inden for grøn elproduktion, som tegner sig for 70 % af investeringerne. 10 % af investeringer går til elektrolyseanlæg, 15 % går til el- og brintinfrastruktur¹⁰, mens de resterende 5 % bruges på batterier og øvrige

¹⁰ Kun investeringer i lagring og interconnectorer, dvs. al distributionsnet samt nationale transmissionsledninger er ikke medtaget

investeringer¹¹. Investeringer i det danske kollektive elnet (distribution og transmission inden for landets grænser) er ikke medtaget.

De store investeringer kan holdes op imod, de store udgifter, der i dag er til brændsler og særligt de fossile, hvor vi i Europa er meget afhængige af import fra andre kontinenter. Danmark har det seneste årti brugt i omegnen af 100 mia. kr. årligt på energivarer. Alene køb af el har de seneste år udgjort 20-30 mia. kr. årligt, og det vil vokse betydeligt i takt med elektrificeringen og behovet for at købe el. Samtidigt vil behovet for køb af fossile brændsler og omkostningerne til dette falde.

Eksportværdien af brint

Der vil ifølge analysen, foruden at forsyne det danske behov for brint og el¹², kunne eksporteres 63 TWh brint til en samlet værdi¹³ på 25 mia. kr. i reference-scenariet i 2050. I scenarierne 'Højt Brintforbrug i EU' og 'Prisfald Havvind' øges eksporten og her kan værdien komme op på 35-42 Mia. Kr. i 2050. I scenarierne med dårlige udsigter til dansk brinteksport kan mængderne falde til 10-20 TWh, som repræsenterer en eksportværdi på ca. 5 mia. kr. årligt.

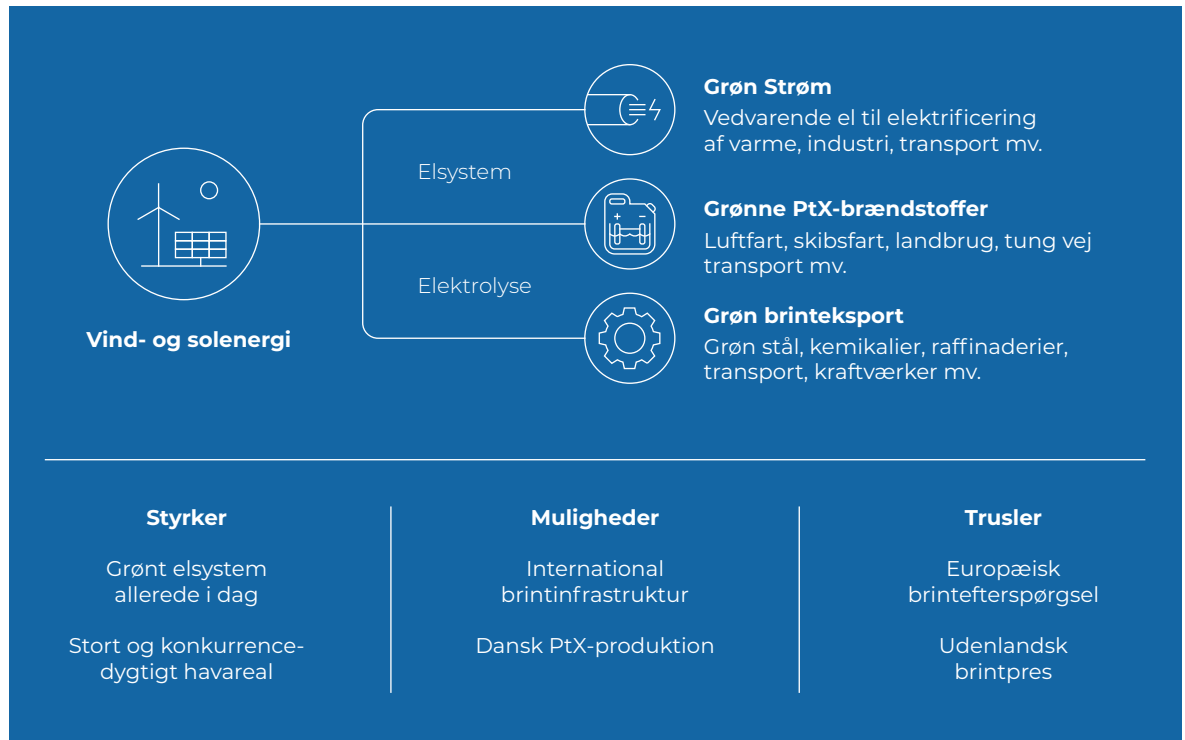
¹¹ Dækker ikke investeringer i fjernvarmerør

¹² Eksport af el udgør også en betydelig indtægt på tværs af scenarierne i samme størrelsesorden som brint-eksporten dvs. omkring 25 Mia årligt. Yderligere beskrivelse er udeladt i denne analyse, hvor fokus er på brinteksport.

¹³ Med eksportværdi menes de direkte omkostninger ved at producere og transportere. Dertil skal lægges øvrige handelsomkostninger og provenu som ikke medregnes i denne analyse.

04

Styrker, muligheder
og udfordringer
for dansk brint-
produktion

Figur 16: Illustration af værdikæden fra VE-produktion i Danmark til forbrug af el- brint og PtX-brændstoffer

Analyseresultaterne peger på, at Danmark har en eksisterende styrkeposition og nye muligheder, der kan gribes for at skabe en betydelig dansk brintproduktion i fremtiden. Omvendt er der også nogle udfordringer for Danmarks mulige position som grøn brintproducent.

På baggrund af analysen beskrives herunder de væsentligste styrker, muligheder og udfordringer. De er vist ift. værdikæden for brint- og PtX-produktion for at illustrere, at styrkerne primært findes i produktionsleddet, mulighederne findes indenfor infrastruktur og konvertering, og truslerne findes ift. efterspørgsel og priskonkurrence.

4.1 Europæisk brintefterspørgsel har stor påvirkning på dansk brintproduktion

Europæisk brintefterspørgsel er i høj grad afgørende for Danmarks brintproduktion. Danmark har traditionelt ikke meget af den industri som i dag bruger

brint. Danmark vil, til en start, være afhængig af at kunne eksportere brint og brintholdige produkter til omverdenen, og derfor er særligt en lavere europæiske brintefterspørgsel en trussel for potentialet for dansk brintproduktion.

I scenariet 'Lavt H2 behov EU' er brintefterspørgslen på kun 20 mio. ton brint i 2050. Her viser resultaterne, at dansk brintproduktion bliver mere end halveret, men også at Danmarks andel af brintmarkedet falder, fordi brintefterspørgslen i højere grad kan dækkes af lokale vedvarende energiresourcer. Danmark vil dog stadig eksportere over 20TWh brint i 2040. I et scenarie med høj europæisk brintefterspørgsel på ca. 60 mio. ton vil Danmark tilsvarende få omtrent 60 % større brintproduktion end i referencescenariet, hvor der forbruges ca. 40 mio. ton brint, se figur 17. Danmark er altså et af de lande, som påvirkes kraftigst både i positiv og negativ retning afhængig af hvordan den europæiske brintefterspørgsel udvikler sig, men i alle tilfælde vil Danmark være brinteksportør.

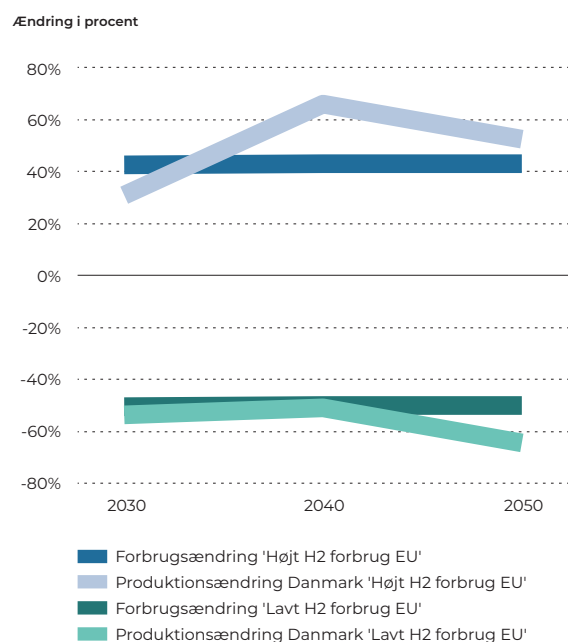
Danmarks brintproduktion er meget følsom overfor Europas brintforbrug

I analysen antages det, at brinteksport mellem de europæiske regioner vil være mulig fra 2030, med en omkostning svarende til den nødvendige rørinfrastruktur. Dette betyder, at Danmark kan forsyne andre lande med brint, hvis det er billigere end de selv kan producere brinten til, også når de øgede transportomkostninger indregnes i brintprisen.

I analysen varierer Europas brintforbrug med et referencescenarie og to scenarier med hhv. højere og lavere efterspørgsel: et scenarie med 50% lavere brintforbrug, som er baseret på EU-Kommissionens referencescenarie, og et scenarie med 43% højere forbrug, baseret på forskellene i ENTOS-E scenarierne "Distributed Energy" og "Global Ambition".

Figur 17 viser hvordan Danmarks brintproduktion reagerer på ændringer i Europas brintefterspørgsel. I næsten alle tilfælde reagerer Danmarks brintproduktion kraftigere på ændringer i Europas efterspørgsel, end selv forbrugsændringen. Hvis Europas brintforbrug reduceres med 50% i forhold til referencen, 'Lavt H2 forbrug EU'-scenariet, falder

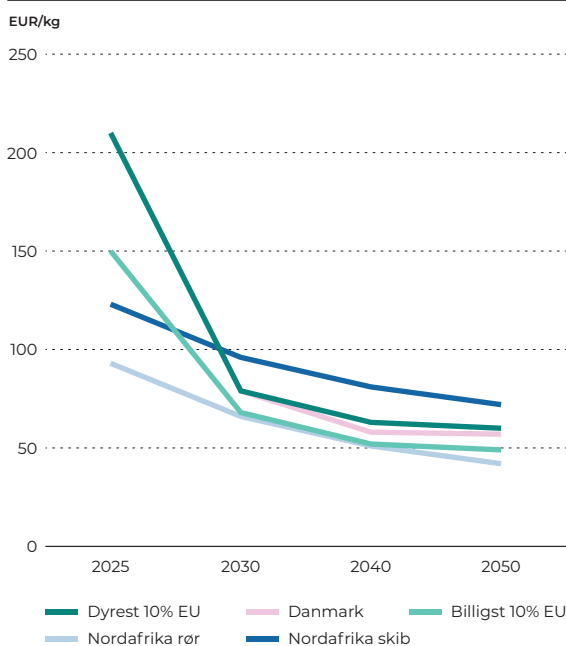
Figur 17: Ændring i brintforbrug i EU og den resulterende ændring i dansk brintproduktion relativt til referencescenariet.



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

Danmarks brintproduktion med 51-65% sammenlignet med referenceberegningen. Omvendt, hvis Europas brintforbrug øges med 43%, 'Højt H2 forbrug EU'-scenariet, stiger Danmarks brintproduktion tilsvarende med 52-66%. I 2030 er stigningen dog kun på 31%, hvilket kan forklares med begrænsede vækstmuligheder i modellen på kort sigt.

Figur 18: Udvikling i brintproduktionsomkostninger i Danmark og konkurrerende områder



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

4.2 Udenlandsk brintprispress kan begrænse dansk brintpotentiale

Danmark kan være i den billige ende af udbudskurven for grøn brint i Europa

Et kommende brintmarked i Europa vil have forskellige udbudspriser afhængig af produktionsomkostninger og importmuligheder samt – omkostninger både med rør og skibe. Desuden vil den samlede efterspørgsel på brint forventeligt være med til at afgøre markedsprisen på brinten ud fra marginalt udbud og efterspørgsel.

Danmarks brintproduktionsomkostning estimeres, med betydelig usikkerhed, til ca. 2 EUR/kg i 2040, jf. figur 18. Det placerer Danmark i kategorien af billigere europæiske lande at producere brint i, samtidig

at med brintproduktionen vurderes at kunne skales uden væsentlig omkostningsstigning. Internt i Europa er det danske brintprisniveau konkurrencedygtigt med mange lande. Det er dog påvirkeligt af prisudviklingen på grønne teknologier, elektrolyse, solceller og vind.

Transportomkostninger afgør hvor stor brintimport der kommer fra Nordafrika

I analysen antages det, at Sydeuropa forbindes med brintrør til Nordafrika, så en del af det europæiske brintforbrug kan blive forsynet via disse rør. Beregningerne viser, at den billigste brint kan produceres i Nordafrika og importeres i rørledninger. Denne import kan udgøre 18-30% af det europæiske brintmarked – kun begrænset af rørledningernes kapacitet.

Ser vi på brint, der skal transporteres via skib fra Nordafrika, så viser analysen, at den europæiske brintproduktion er konkurrencedygtig. Brinttransport via skib indebærer, at brinten konverteres til flydende brint eller ammoniak blot for at blive konverteret tilbage til brint efter transporten. Denne proces øger omkostningerne ved skibstransport med op til 1 EUR/kg. Det betyder, at selvom importmulighederne med skib – modsat rør – reelt er ubegrænsede, så kan den europæisk producerede grønne brint konkurrere på prisen med den nordafrikanske brint, der importeres via skib.

I Holland og Belgien er der allerede gjort forberedelser til at kunne modtage store mængder brint og brinholdige produkter via skib. Estimer¹ peger på, at op til 25 mio. ton brint kan importeres i 2050. Det svarer til mere end halvdelen af hele Europas brintefterspørgsel i denne analyses referencescenarie.

Prispress fra billigere landbaseret brintproduktion

Danmarks primære konkurrencefordel som stor skala brintproducent er særligt forbundet med VE-produktion på havet, hvor andre europæiske lande kan udnytte mere solindstråling og flere arealer til landbaseret vind og brint. Derfor har det stor betydning for Danmarks brintproduktion, at havvindteknologi kan opretholde sin konkurrenceevne.

Selvom det også blæser meget over land i Danmark, og solen skinner mere, end man kan have indtryk af, så har Danmark begrænsede ressourcer til VE på land sammenlignet med vores muligheder på havet, og vores naboers muligheder på land. Hvis arealer ikke er en begrænsning, er det landbaserede VE ofte billigere end havvind. Derfor påvirker det Danmarks muligheder for at lave billig brint, når VE på havet begrænses eller fordyres. I et scenarie, hvor landbaseret VE i kombination med elektrolyse gives bedre økonomiske muligheder end i referencescenariet viser analysen, at brintproduktion flytter til udlandet, fordi vi ikke kan udnytte de særlige danske fordele ved havvind. Hvis teknologipriserne og markedsvilkårene bevæger sig i en retning, hvor en større del af den europæiske brintproduktion kommer til at ske på land, så taber Danmark til nabolande med mere plads til landvind, højere solindstråling og større nærhed til brintforbruget.

4.3 Grønt elsystem allerede i dag giver betydelig fordel for grøn brintproduktion i Danmark

For at kunne kalde brint for 'grønt' i Europa (såkaldt EU RFNBO-kompatibel), stilles en række krav til den strøm som bruges i brintproduktionen. Hvis VE-andelen (vind, sol, biomasse) i det kollektive elnet i et prisområde er over 90%, bortfalder alle krav til dokumentation af, at brinten baseres på grøn elproduktion. De lande og prisområder, som rammer 90%-grænsen vil derfor have en klar fordel i at tiltrække brintproduktion på den korte bane og kunne komme tidligt i gang med at opbygge en brintindustri.

De lande, som ikke opfylder 90% kravet, skal omvendt leve op til krav om dokumentation af VE-additionalitet, geografisk- og tidsmæssig korrelation mellem forbrug og produktion for at kunne sælge EU-certificeret grøn brint. Hvis CO₂-intensiteten i elsystemet kommer under 65 g. CO₂/kWh bortfalder kravet om VE-additionalitet.

Danmark er blandt de første lande som vil leve op til 90% VE-krav

Det vurderes på baggrund af scenarieberegningerne, at Danmark særligt frem mod 2030 har en betydelig tempofordel i et grønt elsystem. Det muliggør at opnå 90% VE-andel og kunne producere EU-certificeret grøn brint med el fra det

¹ Kilde: Uniper

kollektive elnet. Det er langt de færreste europæiske lande, som har samme muligheder som Danmark for at opnå et grønt elsystem før 2030. Figuren viser, at ud af 12 større europæiske lande er det kun 2-3 lande (Danmark, Norge og muligvis Portugal), der kan opfylde VE-kravet allerede i 2030. Enkelte priszoner i andre lande kan forventeligt opfylde kravet, f.eks. Nordsverige. Desuden kan nogle mindre lande opfylde kravet, men de er ikke vist i figuren, da de ikke forventes at have betydeligt potentiale til brintproduktion.

Danmark forventes at have en VE-andel på over 90% i det kollektive elnet i DK1 allerede fra 2027, når havvindmølleparken Thor bliver tilsluttet. Dette kræver dog, at udbygningen med danske havvind-, landvind- og solprojekter bliver besluttet og realiseret for at produktionen kan følge med det forventeligt stærkt stigende forbrug til elektrificering og PtX.

I 2040 vil flere lande have mulighed for at nå 90%-kravet, men store lande vil fortsat ikke

Analysen viser, at det kun er få nye lande, der kan tilslutte sig andelen af lande med mere end 90% grøn strøm i nettet i 2040, se figur 19. Det drejer sig om Spanien, Sverige og Holland. Store europæiske lande som Tyskland, Italien, Storbritannien, Frankrig, Finland og Belgien vil ifølge analysen ikke nå at opfylde VE-kravet i 2040. Det skyldes både, at disse lande har et højt elforbrug, en høj grad af atomkraft (der ikke tæller som VE) og mangel på gode VE-ressourcer.

På længere sigt kan Danmark fastholde den høje VE-andel på grund af muligheden for at udbygge VE-produktionen kraftigt efter 2030, særligt drevet af Danmarks store arealer og ressourcer inden for havvind.

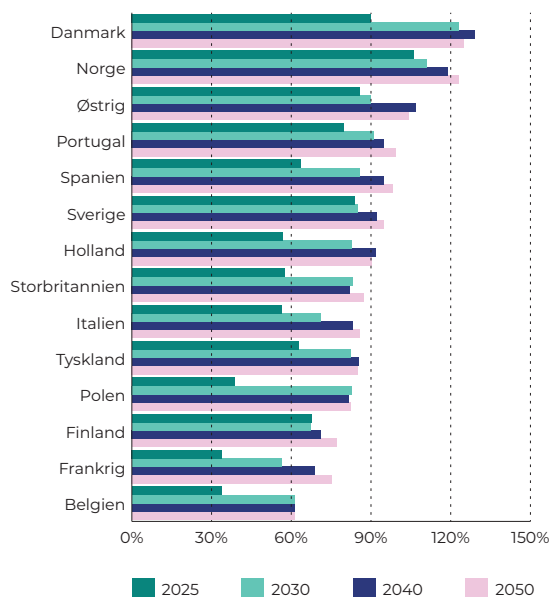
4.4 Stort og konkurrencedygtigt havareal er afgørende for langsigtet dansk brintproduktionspotentiale

Dansk havvind med geografisk nærhed til europæisk el- og brintforbrug giver grobund for grøn eksport

Mulighederne for VE-produktion og -infrastruktur i Nordsøen tegner et godt grundlag for store danske konkurrencefordele i et fremtidigt europæisk brintmarked. Det gælder særligt, hvis det europæiske brintmarked bliver stort, at Nordsøen vil blive et afgørende energiknudepunkt for Europas grønne omstilling. Danmarks del af havarealerne i Nordsøen og Østersøen kan potentielt forbindes

til mange industrilande, hvor både store mængder grøn strøm og brint vil blive efterspurgt. Analysen finder, at Danmark har potentiale til at være det land i Europa hvor el- og brintproduktion til eksport fylder relativt mest i forhold til det indenlandske energiforbrug. Havvindmølleparker i den danske del af Nordsøen og Østersøen kan drage fordel af flere afsætningsmuligheder. Fra et systemøkonomisk perspektiv er de danske projekter meget attraktive, men det kræver der findes løsninger omkostningsdeling mellem udvikler og nationerne som opnår gevinsterne i form af bl.a. lavere elpriser. Danmark vil kunne levere konkurrencedygtig energi både som elektroner og molekyler.

Figur 19: Andel af vedvarende energi i elforbruget i udvalgte europæiske lande.



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

Analysen viser behov for 300-450 GW havvind på Europæisk plan, hvoraf 30-65 GW kan bygges i Danmark. Det svarer til niveauet, som blev sat politisk med bl.a. Ostende deklARATIONEN, hvor en række europæiske lande har lovet mindst 300 GW udbygning i 2050. Figuren herunder viser Referencescenariets resultater for havvind i landene omkring Nordsøen.

Figur 20 viser placeringen af havvind i udvalgte lande i referencescenariet. I scenariet med 'prisfald havvind' (som gælder havvindteknologi generelt på tværs af lande) anlægges der mere havvind og brintproduktion i Danmark på bekostning af produktion i andre europæiske lande. Danmark kan i dette

scenarie, samt scenaritet 'Højt H2 forbrug EU', ende med op til 65 GW havvind og hermed betydeligt mere udbygning end det indikerede danske bidrag, som formuleret i Ostende-deklarationen. Andre lande som bl.a. Tyskland og Belgien vil i på tværs af alle scenarier levere mindre end det deklarerede, hvis udbygningen samlet set skal ske mest omkostningseffektivt. I alle scenarier er Storbritannien det land i Europa, som skal opstille flest havvindmøller.

Stort havareal med gode vindressourcer skaber konkurrencedygtige el- og brintproduktionspriser i Danmark

Danmarks store havarealer er den største grund til det store potentiale for dansk brintproduktion. Det store havareal giver stor spredning på møllerne og netop spredningen på møllerne og dermed mindre vindskyggeeffekter mellem parkerne bliver en vigtig omkostningsparameter i fremtiden, når der skal stå flere hundrede GW havvind i Nordsøen. Danmarks store havareal, gør det muligt at skalere produktionen på havet i Danmark langt mere og med mindre omkostninger end i lande med mindre havareal.

4.5 International brintinfrastruktur kan skabe dansk adgang til de vigtigste europæiske brintmarkeder

Der er stort potentiale for både el- og brintproduktion i Danmark, mens den store efterspørgsel forventes i andre europæiske lande. Det understreger behovet for investeringer i infrastruktur. Særligt for el er der betydelige transportudgifter forbundet med at flytte energien fra Danmark til forbrugscentrene.

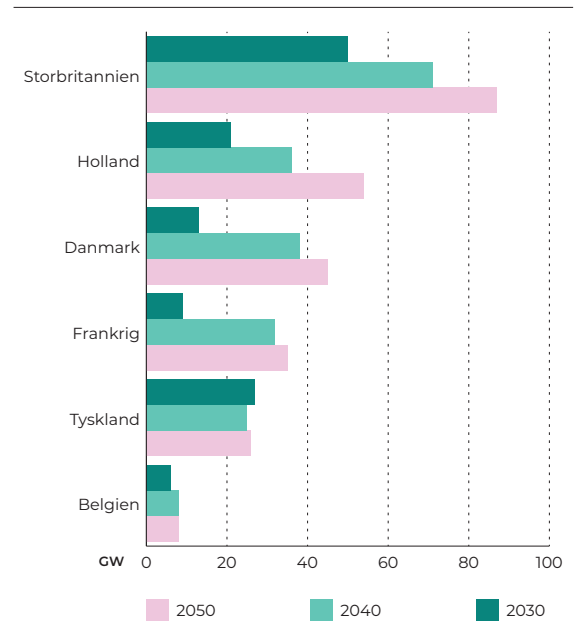
På figur 21 ses Referencescenariets aggregerede 2040 resultater for hhv. el og brintinfrastruktur til nabolande samt offshore vind og brintproduktionskapacitet i Nord- og Østersøen. Dansk vedvarede energi bliver eksporteret som el og brint til hele 7 nabolande (England, Norge, Holland, Tyskland, Belgien, Sverige og Polen).

Brinteksport fra Danmark ender især i Holland og Tyskland

Analysen understreger, at brintinfrastruktur er vigtig for Danmarks konkurrencedygtighed som grøn brintproducent. Resultaterne viser, at eksporten af brint til særligt Tyskland og Holland kan blive 50-60 TWh brint og op til 100 TWh i 2050. Brintinfrastrukturen bør udbygges markant både via landbaserede rør til Tyskland, som har et stort nettoimportbehov, og på længere sigt også direkte med offshore

brintproduktion og rør til andre nabolande. Holland har i dag Europas 2. største brintforbrug og forventes også fremadrettet at spille en nøglerolle i et europæisk brintmarked både hvad angår forbrug, produktion og import.

Figur 20: GW havvind i Danmark og de øvrige Nordsølande i referencescenariet.



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

Forbundne energihubs er vigtige – deres fravær kan sænke dansk konkurrencedygtighed for el og brint betragteligt

Infrastruktur til eksport af el og brint er en væsentlig forudsætning for den samlede omkostning og indtjening til havvind, der produceres langt fra land. På Figur 22 ses to muligheder for at forbinde havvind til forbrug på land. Til højre vises havvind med radiale forbindelse til ét land, som det er praksis for havvind i dag. Til venstre vises energihubs eller energijøer, hvor produktionen kan tilgå forskellige priszoner.

Analysens resultater viser, at et sammenkoblet netværk af energiinfrastruktur i Nordsøen er den mest omkostningseffektive vej til forsyning med el og brint. Denne form for transmissionsforbindelser kan sænke energipriserne til både el og brint i hele den forbundne region – og desuden give lavere energipriser i naboregioner. Derimod vil omkostningerne til energi blive højere, hvis udbygningen i Nordsøen forsættes udelukkende med radiale forbindelser.

Figur 21: Kapacitet af offshore el og brint forbindelser til og fra Danmark i 2040



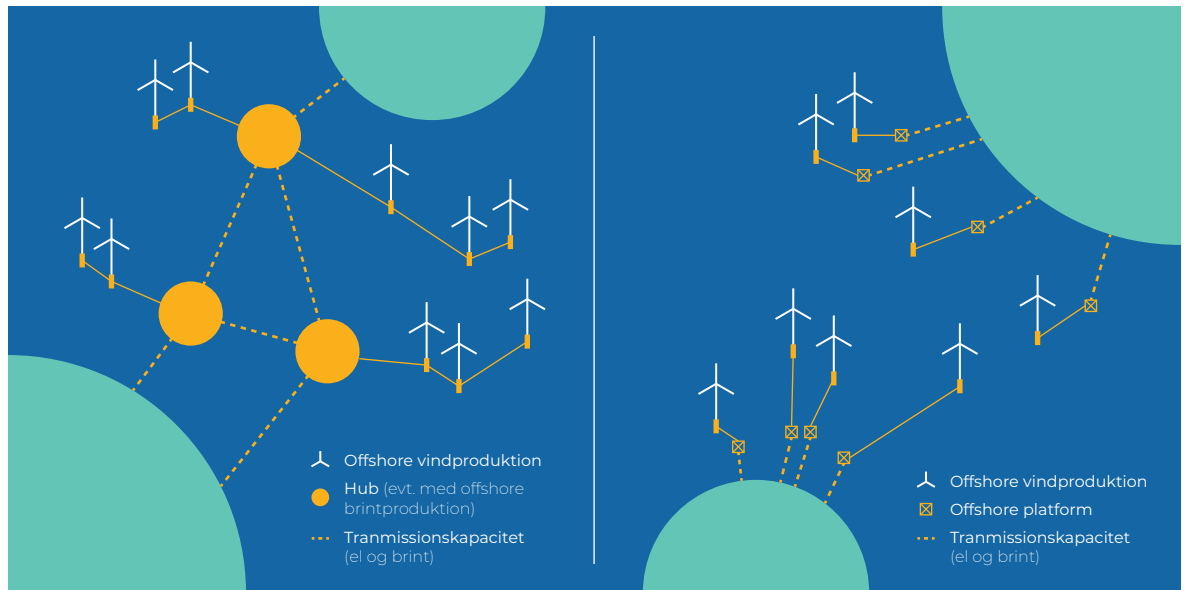
Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

Særligt de danske havvind- og elektrolysekapaciteter vil blive reduceret, hvis Europa fortsat kun udbygges med radiale forbindelser. I 2040 vil dansk havvindkapacitet være ca. 20 % lavere svarende til 8 GW og elektrolysekapacitet vil være 21% lavere svarende til 4 GW, hvis ikke energiinfrastrukturen til havs udbygges via hubs, der er forbundet til flere markeder. Den danske el- og brinteksport vil falde med hhv. 40 % og 30 % som følge af den mindre offshore infrastruktur. Det viser vigtigheden af, at Danmark forfølger udviklingen af nye offshore infrastruktur-koncepter som hub-and-spoke og energigøer.

Brintlagring balancerer produktion og forbrug over tid

For at balancere produktion og forbrug, modellerer analysen en række investeringer i brintkavernelagre til et niveau, hvor ekstra lagerkapacitet modsvarer de sparede omkostninger til at bygge mere infrastruktur og produktion. Analysen finder, at der er behov for 0,37 TWh brintlagre i Danmark i 2030 voksende til 1,26TWh i 2050. Det svarer til 1-3 % af den samlede årlige brintproduktion i Danmark i 2030 eller 120 fuldlastimers brintproduktion. I 2050 vil de

Figur 22: Konceptskitse af forbundne energihubs (tv) og radiale forbindelser (th)



Kilde: Energinet og NSWPH samarbejdet

større brintlagre udgør svarer til 60 fuldlasttimers brintproduktions, da produktionskapaciteten forventes at vokse mere end lagringsbehovet.

Størrelsesmæssigt vil der i Danmark være behov for at kunne lagre brint i hhv. 2 kaverner i 2030 og 8 kaverner² i 2050. Danmark råder i dag over to lagre til naturgas med hver 6 kaverner, som helt eller delvist kan konverteres til brint.

Til sammenligning finder analysen, at der i Danmark kan lagres 0,001 TWh el i batterier i 2030 voksende til 0,014 TWh i 2050. Der lagres altså 370 gange mere energi som brint end el i 2030 faldende til 90 gange så meget brint som el i 2050.

I hele modelområdet er brintlagerkapaciteten godt 13 TWh i 2030 og 40 TWh i 2050. Det svarer til, at 150 fuldlasttimer af den europæiske brintproduktion kan lagres i 2030, og i 2050 er det 100 fuldlasttimer. Fysisk svarer det til hhv. ca. 90 og 270 brintkaverner på Europæisk plan i 2030 og 2050.

Når brintlagerkapaciteten ikke er større end omkring 100 fuldlasttimer betyder det at brintlagrene fungerer som dags- og ugelagre³, dvs. hjælper

til at balancere udsving i elproduktion fra vind og sol på kort sigt. Ved sæsonlagring, som det kendes fra naturgas, er lagerkapaciteten væsentlig større relativt til produktion og forbrug, men lageret har typisk kun én eller få op- og afladninger om året.

4.6 Dansk PtX-produktion har et betydeligt prisgab til fossile brændstoffer, men det kan mindskes frem mod 2040

Dansk produktion af PtX-brændstoffer bl.a. e-ammoniak og e-jet til fly og skibe kan være med til at demonstrere storskala produktion. Og det bliver helt afgørende at få udviklet storskala produktion i et højt tempo for at kunne nå 100 % dekarbonisering af luft- og skibsfarten i 2050, som er de formulerede målsætninger på Europæisk såvel som globalt plan.

Figur 23 viser prisudvikling på PtX-brændstoffer fra 2025-2040 ved anvendelse af brintproduktionspriser fra analysens referencescenarie. Figuren viser, at der i år 2025 er et prisgab⁴ for PtX-brændstofferne på omkring faktor 3-6, men at dette ifølge analysen vil indsnævres til faktor 1,5-2,5 for de anlæg, der planlægges i 2030. Prisgabets kan lukkes yderligere

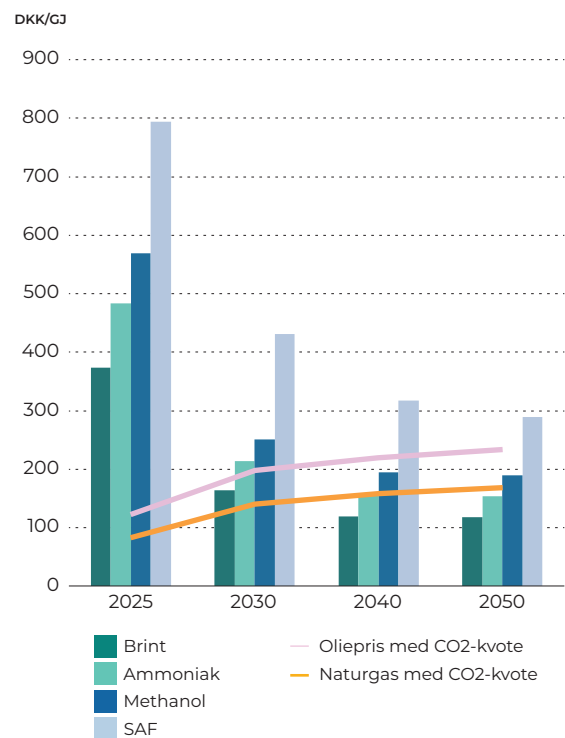
2 Antaget teknologikatalogets standard 150 GWh lager pr. kaverne.

3 Det er i analysen ikke undersøgt hvordan år med meget høj eller lav vind- og solproduktion vil have på behovet for brintlagring.

4 Produktionsprisen for 2025 er beregnet pba. brintpris på 6 EUR/kg.

mod 2040. For e-ammoniak og e-metanol viser figuren, at der kan forventes prisparitet med fossilt oliebaseret brændstof inkl. CO₂ mellem 2030 og 2040, mens e-jet fortsat har en merpris på omkring faktor 1,5 i 2040.

Figur 23: Produktionsomkostninger for brint og PtX-brændstoffer fra 2025 til 2040 sammenlignet med prisudvikling på fossilt brændstof



Kilde: Egne beregninger

Note: Se afsnit 3.2.1 for beskrivelse af konkurrenceforholdet mellem grøn brint og naturgas.

Hovedårsagen til det reducerede prisgab er reduktioner i brintproduktionsomkostninger samt sekundært en stigende fossilpris inkl. CO₂-betaling⁵. Den langsigtede udvikling i olieprisen er behæftet med betydelig usikkerhed, som kan påvirke prisspændet. Alle forudsætninger for brændstofpriser vises i Bilag 5.4.

Statens kommende CO₂-provenu fra kvoteafgifter fra fly- og skibstransport kan bidrage til finansiering af meromkostningen ved indfasning af grønne

5 CO₂-betaling kan udgøres af kvoteomkostninger og/eller passagerafgift som samlet er antaget at stige fra 50 EUR/ton CO₂ i 2025 til 150 EUR/ton CO₂ i 2040. Olieprisen er antaget til 120 kr/GJ (100 USD pr. barrel) i alle år. De langsigtede prognoser for olieprisen varierer mellem 30-150 kr/GJ.

fly- og skibsbrændstoffer i Danmark. Størrelsen på dette provenu afhænger af udviklingen i kvotepriser samt hvor hurtigt sektorerne bliver omfattet både i Europa og globalt, og hvor stor en andel af de samlede kvoteindtægter, der tilfalder Danmark.

4.6.1 Er dansk PtX-brændstofproduktion konkurrencedygtig?

Flydende PtX-brændstoffer såsom e-metanol, e-ammoniak og e-jetfuel vil forventeligt kunne sejles fra globale brint-hotspots til store forbrugscentre i bl.a. Europa, USA og Asien over lange afstande for relativt få ekstraomkostninger⁶. Bl.a. er der projekter under udvikling i Chile, Marokko og Australien som har til formål at producere lokalt og eksportere med skib til andre dele af verden. I oktober meldte bl.a. CIP, Total Energies og Mærsk ud, at de har besluttet at etablere et joint venture til udvikling af e-ammoniak i Marokko.

Konkurrenceevnen for Europæisk brændstofproduktion afhænger både af, hvor meget højere produktionsprisen bliver, og hvor højt europæisk selvforsyning med grønne brændstoffer prioriteres politisk. I en fremtid med lavt prisspænd (fx +0,5 EUR/kg) mellem danske brintproduktionspriser og globale brint-hotspots vil merprisen på e-brændstoffer være ca. 25-50 kr./GJ. Med en omkostning på ca. 10-20 kr./GJ for skibstransport kan den samlede merpris ved lokal PtX-brændstofproduktion i Danmark ende med blot at blive 5-10% ekstra, i forhold til importeret brændstof.

I et sådant scenarie kan dansk brint til PtX-brændstofproduktion forventes at blive konkurrencedygtig på et europæisk marked for den grønne skibs- og luftfart samt kemikalieindustri. Prisen på CO₂ til kulstofholdige brændstoffer vil også have betydning for konkurrenceevnen. Hvorvidt konverteringen fra brint til PtX-brændstoffer sker i Danmark eller udlandet vil afhænge af en række faktorer, bl.a. udbygningen af infrastruktur til brint og CO₂, samt hvor tankbehovet til skibe og fly findes, og hvor kemikalieindustrien er placeret.

6 Det volumetriske energiindholdet i f.eks. metanol og ammoniak er omtrent det halve af olie, så behovet for skibsvolumen til transport af grønne brændstoffer vil alt andet lige stige markant, hvis der skal opretholdes samme global transport som det kendes fra fossile brændstoffer.



05

Bilag

5.1 Balmorelmodellen beregner investeringer og drift i el- og brintmarkeder og infrastruktur

Til at modellere fremtidsscenerierne benyttes energisystemmodellen Balmorel. Balmorelmodellen er en avanceret optimeringsmodel, der simulerer produktion og forbrug i el-, varme- og brintsystemet i Danmark og det meste af Europa. Modellens opgave er at sikre forsyning af energibehovet i området på den billigst mulige måde. Det gøres ved at tilpasse energiproduktionen, investere i nye produktionsanlæg og transmissionskabler og tilpasse det fleksible forbrug af el, brint og varme.

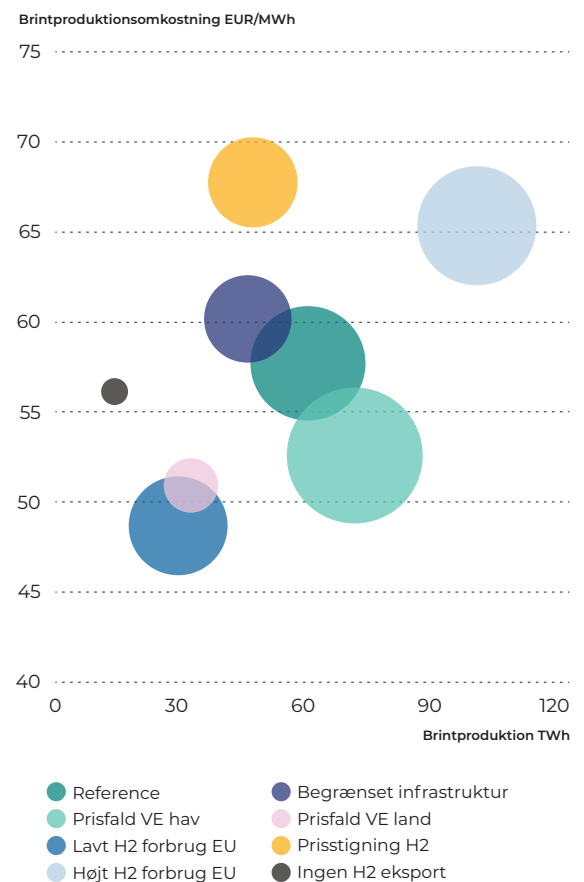
Modellen optimerer systemet på baggrund af en lang række tekniske, økonomiske og politiske input, som defineres på forhånd. Modellen har mulighed for at supplere den nuværende produktionskapacitet med yderligere kapacitet eller lukke ikke-rentable enheder, hvis det skulle være fordelagtigt for hele energisystemet. Det samme er tilfældet for transmissionslinjer, hvor der både er foruddefinerede elforbindelser¹ og mulighed for, at modellen kan supplere med nye både brint- og elforbindelser.

Modellen evaluerer mulighederne for brintproduktion (og øvrige teknologier) i hvert prisområde ud fra de teknologier, der er til rådighed, deres potentialer og vejforhold i forhold til samspillet med det omkringliggende energisystem, på et "level-playing-field" medlemslandene imellem. Med "level-playing-field" forstås en harmonisering af vilkår og eksempelvis tilslutningsomkostninger til elnettet på tværs af Europa. Denne forudsætning er valgt for bedre at kunne vurdere de tekniske og økonomiske forskelle på tværs af Europas lande, uden at resultaterne påvirkes af eventuelt forskellige regulatoriske eller støttemæssige forskelle, som i praksis eksisterer på tværs af landene. Beregningen fokuserer således på, hvordan vi får mest muligt grøn omstilling i Europa for pengene uden at der tages nationale hensyn. Projektøkonomien i et givent VE-, infrastruktur- eller elektrolyseprojekt evalueres således ikke separat, men i forhold til det samlede systems omkostninger. Det betyder, at modellen investerer i de anlæg, der er nødvendige for at opfylde målene, og investeringerne sker dér, hvor det samlet set bedst kan betale sig.

¹ Det mulige brintrør til Tyskland er ikke foruddefineret i modellen, men er en af flere optioner for brintinfrastruktur modellen kan investere i fra 2030, hvilket den også vælger at gøre, dog i en anden konfiguration end det som drøftes politisk.

I denne analyse antages det, at elomkostningen til brintproduktion og andet elforbrug svarer til elprisen time for time i det prisområde elektrolyseanlægget er placeret i. Der er således ikke regnet på muligheder og risiko ved PPA'er eller fastprisaftaler for hverken produktion eller forbrug.

Figur 24: Danmarks brintproduktion og omkostning i 2040 i de beregnede følsomheder. Størrelsen på boblerne angiver markedsandel.



Kilde: Ea Energianalyse pba. scenarieberegninger

5.2 Følsomhedsscenerier viser indflydelse af teknologiske og markedsmæssige ændringer i forhold til Referencescenariet

Denne analyse dykker ned i en række usikkerheder, der kan få betydelige konsekvenser for Danmarks potentiale som brintproducent og eksportør. Den giver et billede af nogle af de mulige udfaldsrum, som dansk brintproduktion står overfor. Følsomhederne relaterer sig til el- og teknologipriser samt infrastruktur, og alle følsomheder vurderes i forhold til referencescenariet.

I praksis kan scenarierne og følsomhederne kombineres på forskellige måder, ligesom der findes mange andre mulige udviklingsveje for energisystemet, som denne analyse ikke dækker. Analysen er struktureret på denne måde for at forstå, hvordan de enkelte parametre kan påvirke potentialet for dansk brintproduktion. Samtidigt er det vigtigt at understrege, at flere parametre kan give samme udfald. I følsomheden for 'prisfald VE land' undersøger vi konsekvenserne ved, at landbaseret vind, sol og elektrolyse udvikler sig mere gunstigt end forventet. Det gør vi modelteknisk ved at justere på tariffjerne, som knytter sig til disse teknologier, men i praksis kan flere parametre føre til en lignende gunstig udvikling, fx kan godkendelsesprocesser for landbaseret VE blive smidigere end forventet, teknologierne kan udvikle sig bedre eller hurtigere end forventet i forhold til effektivitet og generelle omkostninger.

5.3 Produktionsomkostning for brint

På figur 12 er vist opdeling af brintproduktionsomkostninger. Forudsætningerne for de viste eksempler er følgende:

"2023 DK fleksibel" og **"2023 DK ufleksibel"** er brintproduktionspriser pba. historiske 2023-elpriser i Vestdanmark, hhv. optimeret efter laveste produktionspris (4000 fuldlasttimer) samt ufleksibel drift hele året (8000 fuldlasttimer). Brintinfrastruktur sat til 10 EUR/MWh brint i dag. En risikopræmie til at dække bl.a. højere opstart rentekrav/risiko, offtake krav er illustreret som +1 EUR/kg brint.

"2040 Modelberegning DK" er resultater fra Balmorelmodellen for elafregningspriser til elektrolyse samt omkostninger til eltariffer og brintrør.

Fælles for ovenstående: Der er antaget 25år levetid og 5% rente. Energinets nye nettarif med afbrydelighed og ny systemtarif er anvendt som tariffbetaling. Teknologikataloget omkostninger er anvendt, bl.a. elektrolyse CAPEX på 1200 EUR/kWe i dag faldende til ca. 400 EUR/kWe i 2040.

"Hydrogen Europe 100 MW 2024" er på baggrund af Hydrogen Europe (Clean Hydrogen Production Pathways, 2024) tillagt brintinfrastruktur-tarif som ovenfor. Her antages bl.a. elektrolyse CAPEX på 2250 EUR/kWe, 20 års økonomisk levetid og 5500 årlige driftstimer og projektstart på 100 MW anlæg i 2024.

5.4 Produktionsomkostninger for PtX-brændstoffer

På figur 24 er vist produktionsomkostninger for e-brint, e-ammoniak, e-metanol og e-jetfuel. Beregninger er lavet på baggrund af Energistyrelsens teknologikataloget.

Tabel over antagelser til PtX-brændstofproduktion:

Olieprisen er baseret på IEA 2023. 2025 beregningen forudsætter brintproduktion til 7 EUR/kg. Fjernvarmeproduktion er værdisat til 50 kr/GJ. CO₂-prisen sat til 75 EUR/ton alle år.

År	2025	2030	2040	2050
ETS CO ₂ -kvotepris - (EUR/tCO ₂) - reference	98	138	179	205
ETS CO ₂ -kvotepris (EUR/tCO ₂) - ny sektorer (sort brint, fly, skibe)	-	138	179	205
Oliepris (USD/barrel)	100	100	100	100
Naturgaspris (EUR/MWh)	40	40	40	40
Oliepris med CO ₂ -kvotepris (kr/GJ) - nye sektorer	122	197	220	234
Naturgas med CO ₂ -kvotepris (kr/GJ) - nye sektorer	83	140	158	168



NOTE!
When pressure testing the unit use water with anti-freeze agent

EX
Explosive atmosphere





Green Power Denmark
+45 35 30 04 00
info@greenpowerdenmark.dk

© Green Power Denmark 2024

