

Marts 2023

KAN DANMARKS BRINTAMBITIONER REALISERES?

Analyse udarbejdet af
Seniorrådgiver Finn Lauritzen og
Research Assistenten Benedikte Lykke Østergaard Nielsen og Adam Munk Riis



AXCELFUTURE
ERHVERVSLIVETS TÆNKETANK

HOVEDKONKLUSIONER

Den danske regering har i februar 2023 fremlagt en officiel målsætning om inden 2030 at nå 9 GW havvind – udover hvad der allerede er besluttet.

Både de danske myndigheder og EU har store ambitioner på brintområdet, men Klimaministeriet har stoppet sagsbehandlingen af åben-dør projekter, fordi man er bange for at krænke EU's statsstøtteregele, og fordi der kan være flere indtægter for staten ved at udbyde felterne.

Den danske PtX-strategi fra marts 2022 sætter en samlet dansk elektrolysekapacitet på 4-6 GW som mål, på trods af, at markedsaktører vurderer, at det er svært at nå dette, fordi der er kapacitetsbegrænsninger hos PtX-leverandørerne, og fordi VE-udbygningen er forsinket. Med den opdaterede havvind-målsætning bliver det nu teoretisk muligt at nå PtX-målet, men i praksis er det stadig usikkert, fordi en række vigtige rammevilkår endnu ikke er på plads, og fordi støtteforholdene ikke er afklaret. Rammevilkårene omfatter først og fremmest de såkaldte direkte linjer mellem VE- og PtX-anlæg og de nye storkunderabatter på tariffene – samt en beslutning om et brintrør til Tyskland.

En elektrolysekapacitet på 4-6 GW vil kræve en VE-kapacitet (dvs. vind og sol) på mindst 10 GW, svarende til mere end en fordobling af den VE vi har i dag på ca. 7 GW.

Problemet er først og fremmest, at regeringen og Klimaministeriet tilsyneladende ikke har indset, hvor meget udbygningen af VE og PtX hænger sammen. VE-anlæggene kan potentielt give overskud, lige som Thor-parken, men da en stor del af den nye VE-strøm skal gå til PtX-anlæg, som vi i denne analyse viser kræver støtte, kan vi godt glemme alt om at få et stort overskud til staten ud af denne udbygning. Lige nu er begge udbygninger sat i stå, hvilket er utilfredsstillende.

Denne gordiske knude kan hugges over ved at en væsentlig del af de 9 GW udbydes som projekter, hvor en betydelig del af strømproduktionen går til brint. Den samlede værdi af VE og PtX-anlæg kan blive positiv eller negativ, men hvis der er et positivt nettoprovenu for udvikleren, bør det være etableret en overskudsdelingsmodel. Og hvis den samlede værdi bliver negativ, bør de danske subsidier til projekterne være begrænsede – for det meste af brinten skal bruges af aftagere i andre lande.

EU sigter via sin RePower EU-strategi mod et europæisk forbrug af brint i 2030 på 20 millioner tons, hvoraf halvdelen – dvs. 10 millioner tons – skal være produceret i EU. Det vil kræve en europæiske elektrolysekapacitet på 100 GW. Det danske mål svarer dermed til 5% af EU's mål.

Danmark har kun i begrænset omfang brug for brint i 2030, så derfor skal store dele af produktionen eksporteres. Men da grøn brint konkurrerer med såkaldt blå og grå brint, hvor den grå brint er billigere selv inklusive CO₂-kvoter og -afgifter, forudsætter dette en afklaring af støttemulighederne. Her må man som nævnt gå ud fra, at danske skatteydere ikke skal finansiere forbrug af brint i andre lande.

EU har signaleret en vis vilje til fælles finansiering af støtte til europæiske brintprojekter – mest direkte fra en europæisk "brintbank" på 3 mia. euro, men formentlig også med midler fra andre EU-kasser. Samtidig er der planer om en midlertidig opblødning af statsstøtteregele, så landene, foreløbigt frem til 2025, kan give støtte, der er større end i dag, som er forbeholdt nationale virksomheder, og som ikke skal i udbud. Tyskland har allerede besluttet at støtte sin PtX-industri med noget, der svarer til 30 gange Danmarks støtte på trods af, at Tyskland forholdsmæssigt ikke har samme muligheder som Danmark for at trække på grøn strøm.

Det nye støtteparadigme er først og fremmest et svar på den amerikanske IRA – Inflation Reduction Act. IRA giver PtX-projekter i USA en støtte på op til 3 USD pr. kg H₂ under en række betingelser, først og fremmest at brinten produceres i USA.

Stoppet for åben-dør projekter bremses som nævnt den danske PtX-branche på et afgørende tidspunkt, hvor andre lande er i fuld gang. Mens vi alle venter på, hvor længe dette stop varer, har vi set på, hvor stort det isolerede støttebehov til brintproduktionen er, hvis bæredygtig, grøn brint skal kunne konkurrere med grå brint.

Analysen viser, at støttebehovet i høj grad afhænger af en række forudsætninger, der i dagens volatile markeder er usikre. De vigtigste af disse er den langsigtede CO₂-kvotepris, prisen på naturgas og på el, samt i hvilket tempo kapitalomkostningerne til elektrolyse kan nedbringes. Det gør det oplagt at pege på forskellige støttescenarier i et sted for kun et enkelt, centralt skøn.

Vi vurderer således, at støtteudgifterne til EU's ambition om at producere 10 millioner tons CO₂ i 2030 vil udgøre 755 mia. kroner frem til 2040, men med mulighed for store udsving til begge sider. Udgifterne til den danske del heraf – hvis danske projekter skal stå for 5 pct. af EU-produktionen – vil udgøre mellem 14 og 51 mia. kr. frem til 2040 med et centralt skøn på i alt 38 mia. kr. eller 2,5 mia.kr. om året.

Men det er som sagt et beløb, der ser på den isolerede støtte til PtX. Hvis VE og PtX ses i sammenhæng, kan VE-overskuddet dække en stor del af den nødvendige støtte – måske hele støtten.

Vi anbefaler, at Danmark arbejder for en fælles europæisk løsning og stiller sin havbund til rådighed for, at EU kan nå sine RePower mål, mens de store europæiske aftagere påtager sig hovedparten af den finansielle risiko. Danmark bør kun forpligte sig til en brintplan, hvor der afsættes 1 mia. kr. i årlig udviklingsstøtte for en 10-årig periode. Så må teknologi- og markedsudviklingen bestemme, hvilken brintproduktion dette vil muliggøre.

Årsagen til denne vurdering er, at selv om PtX er vigtigt for EU's uafhængighed af russisk energi og den grønne omstilling, så er PtX ikke noget grønt mirakelmiddel, og det er ikke en strategisk interesse for Danmark at få en PtX-produktion, der er langt større end vores eget behov, så længe det kræver en høj støtte. PtX spiller endvidere kun en lille rolle i bestræbelserne for at nå de danske klimamål.

Når det er sagt, vil det være god industripolitik at give danske virksomheder en mulighed for at være med i det VE- og PtX-boom, som EU har lagt op til, fx med Esbjerg-erklæringen i 2022. Og derfor er det vigtigt hurtigt at få sat gang i tilladelserne til at etablere VE på havet igen ved hjælp af en revideret ordning.

Indhold

Hvorfor skal Danmark fremstille brint?	5
Politiske initiativer i danmark, EU og USA.....	6
Hvem producerer brint i dag?.....	8
Danske ptx-projekter	10
Brintperspektiver for europa	12
Hvor meget brint er der brug for frem mod 2050?.....	14
Teknologjudvikling og industrialisering.....	15
Grøn eller blå brint?.....	17
Lavere kapitalomkostninger kan give et smartere produktionsmønster.....	18
Transport af brint.....	20
Grønt brint kræver vand.....	23
Udbygningen af VE og PTX hænger sammen	24
Opsummering: hvad vil den grønne brint koste, og hvor store subsidier er nødvendige for at muliggøre en dansk og europæisk grøn brintindustri?.....	26
Hvor lang tid vil det tage at etablere en overskudsdelingsmodel?.....	30
Konklusion: er brintinvesteringen pengene værd?	31

HVORFOR SKAL DANMARK FREMSTILLE BRINT?

For halvandet år siden, ultimo 2021, offentliggjorde Axcelfuture en analyse af muligheder og barrierer for PtX¹. Siden da er der sket meget både i Danmark og i resten af verden. En del lande har offentliggjort politiske strategier, og PtX-projekter er på vej i stort set alle dele af verden, selvom teknologien ikke er færdigudviklet og skaleret endnu. Det er dilemmaet i den grønne omstilling: Da vi både er i en forsynings- og en klimakrise er vi tvunget til at anvende ufærdige teknologier. Det bidrager til at øge omkostningerne, og gør det nødvendigt at fjerne risiko fra investorerne.

USA har mindsket investorenes risiko gennem IRA – Inflation Reduction Act – som indebærer store subsidier, på op til 3 USD kr. per kg H₂, til produktion af ny grøn brint. EU's foreløbige svar på dette er bl.a. planer om en Hydrogen Bank på 3 mia. euro.

Ser vi lidt bredere på hele energiområdet er diskussionerne i Europa præget af de energiforsyningsproblemer, som Ruslands invasion i Ukraine og de efterfølgende sanktioner mod Rusland har medført. Forsyningsproblemerne har punktvis medført, at den grønne omstilling er sat i stå, fx ved at kulkraftværker er levetidsforlænget, men generelt er det gået den anden vej, fordi mange lande har skærpet deres grønne mål.

På EU-niveauet er de overordnede mål sat med Fit for 55. Den nyligt indførte plan, kaldet RePowerEU, sigter efter at øge EU's samlede energi-selvforsyningsgrad, som lige nu kun er på 42 pct., hvilket sætter EU i en sårbar sikkerhedspolitisk situation. Til sammenligning er Kinas selvforsyningsgrad 80 pct. og USA's 100 pct. Et af de tiltag, der kan øge EU's selvforsyningsgrad, er en EU-produktion af brint og PtX-produkter.

I Danmark har de høje energipriser ledt til et nyt pres for at gøre den danske gasforsyning grøn. Hvor udsigterne så sent som i foråret 2022, som beskrevet i Energistyrelsens årlige Klimafremskrivning, var at bionaturgasproduktionen først i 2033-35 ville nå op til samme niveau som gasforbruget, så er der nu udsigt til, at dette kan ske allerede før 2030. Det skyldes både en stigende bionaturgasproduktion, og at de høje gaspriser har fået mange gasforbrugere til enten at spare på gassen eller til at skifte til andre energiarter. Samtidig er der lagt et politisk pres på kommunerne for hurtigst muligt at vedtage varmeplaner, der indebærer, at en stor del af de nuværende 400.000 boliger, der opvarmes med gas, kan overgå til fjernvarme eller varmepumper. Det har den konsekvens, at den danske brintefterspørgsel til industrielle processer, bortset fra PtX-produktion, vil få et meget begrænset volumen.

På den anden side har en række danske PtX-projekter set dagens lys i de sidste to år. De summer samlet op til en langt større elektrolysekapacitet i 2030 end de 4-6 GW, som fremgik af den politiske aftale om PtX, som et bredt flertal indgik i foråret 2022, og mange af dem vil derfor aldrig blive gennemført.

Spørgsmålet er nu, hvad det vil koste at realisere de danske brintambitioner. Det er emnet for denne analyse.

¹ <https://axcelfuture.dk/s/Axcelfuture-En-ambitios-dansk-brint-og-PtX-strategi.pdf>

POLITISKE INITIATIVER I DANMARK, EU OG USA

Siden 2021 er der i Danmark gennemført en del ny energilovgivning, dog ikke på PtX-området. I boks 1 er anbefalingerne fra Axcelfutures 2021-rapport kort beskrevet, og som man kan se, er de kun delvist gennemført.

BOKS 1. STATUS FOR AXCLFUTURES PTX-ANBEFALINGER FRA 2021

Anbefaling	Status
Danmark bør bidrage aktivt til Fit for 55	✓
Danmark bør indgå PtX-partnerskaber med andre nordeuropæiske lande	✓: Holland og Belgien
Udarbejde plan med subsidier på 1 mia DKK/år	Regeringen har i alt afsat ca. 2 ½ mia. kr. ² , og har ikke lavet en plan
Statslig medfinansiering af PtX-projekter	Nej
Fremryk sol- og vindprojekter	Nej – mange nye projekter, men få investeringsbeslutninger
Brintrør til Tyskland	Nej
Fremme dansk brintefterspørgsel	Nej
Nye tarifmodeller og direkte linjer	Delvis – stadig uklarheder
Ny regulering for at fremme varmeaftag fra PtX-anlæg	✓: Ny regulering pr 1/1 2022

En af de anbefalinger, der ikke er gennemført, er en anbefaling om faste subsidier, som kunne give investorerne stabile og sikre rammer. I denne analyse ser vi igen på dette behov i lyset af, hvad der er sket siden 2021.

Der er heller ikke truffet beslutning om et brintrør til Tyskland. Der foregår pt. en dialog herom mellem Energinet og de tyske myndigheder, men vores industrikilder understreger, at en endelig beslutning om denne forbindelse er en forudsætning for deres PtX-investeringer.

De nye tarifmodeller med storkunderabat for både systemtariffen og transporttariffen ligger pt. til godkendelse i Forsyningstilsynet. Lovforslaget om direkte linjer ventes vedtaget her i foråret 2023, men det er uklart, i hvilket omfang der vil blive givet dispensationer fra et grundprincip om, at direkte linjer forudsætter, at det kollektive net er længere væk fra VE-anlægget end PtX-anlægget. Flere investorer peger på denne uklarhed som en væsentlig barriere.

For mange ikke-amerikanske PtX-udviklere og producenter har den amerikanske IRA, som er

² Med Klimaaftalen for energi, industri mv, juni 2020, blev der afsat 750 mio. kr. til PtX-projekter – finansieret af en aftale, hvor Danmark solgte VE-beviser til Holland. I juni 2021 blev der indgået en aftale om at afsætte 850 mio. kr. til dansk deltagelse i IPCEI-projekter på brintområdet. I marts 2022 blev der afsat 1,25 mia. kr. til PtX-projekter – men dette beløb var "genbrug" af de 750 mio. kr. fra 2020, tillagt yderligere salg af VE-beviser. Dertil kommer muligheden for at bruge penge fra EUDP-midler, Innovationsfonden mv. Tilsammen er der således afsat 2-2 ½ mia. kr., hvoraf ca. halvdelen af pengene kommer fra Holland.

beskrevet i boks 2, vakt opsigt.

BOKS 2. IRA'S BRINTDEL

The Inflation Reduction Act blev vedtaget af den amerikanske kongres i august 2022 og er et afgørende element for, at USA kan nå sin målsætning om en 50 pct. reduktion af CO₂-emissionen fra 2005 til 2030. Sammenlagt har USA afsat 437 mia. USD³ over de næste ti år til at gennemføre loven, hvoraf 369 mia. USD skal gå til investeringer inden for forsyningssikkerhed og klimaforandringer. Af de 369 mia. USD udgør skattefradrag til virksomheder, der investerer i den grønne omstilling, 270 mia. USD⁴. Virksomheder, der ikke kan udnytte skattefradraget, kan sælge dette fradrag eller få det refunderet, dog til en underkurs.

I forhold til brintproduktionen tilbyder loven to forskellige former for skattefradrag, produktions- og investeringsskattefradrag. Produktionskattefradraget kan blive op til 3 USD pr. produceret kg grøn brint i 10 år. Investeringsskattefradraget kan udgøre op til 30 pct. af projektets CAPEX, hvor det endelige fradrag bestemmes ud fra mængden af CO₂e udledninger fra projektets brintproduktion⁵. Det er kun muligt for en virksomhed at vælge et af de to typer skattefradrag.

For at et projekt kan modtage fradrag må produktionen ikke indebære udledninger, der er større end 4 kg CO₂e/kg brint. Det betyder i praksis, at fradragene ikke kun er tiltænkt produktion af grøn brint, men også produktion af blå brint. Støttesatsen afhænger dog af størrelsen på produktionens CO₂e udledning - jo færre CO₂ udledninger, jo større støttesats. For at opnå den maksimale støttesats på 3 USD/kg brint eller 30 pct. af CAPEX må udledningen ikke overstige 0,45 kg CO₂e/kg brint, hvilket med dagens teknologi betyder, at blå brint ikke kan nå den højeste støtte⁶. Det er estimeret, at der vil blive brugt ca. 13 mia. USD på fradrag til brintproduktionen⁷ svarende til i alt ca. 90 mia. kr.

En yderligere betingelse for støtten, som er kritiseret af andre lande, er, at produktionen skal foregå i USA. Greenfield-projekter skal påbegynde deres konstruktion før 2033, og brownfield-projekter skal have produktionsfaciliteter, der er modificeret til at producere kvalificeret grøn brint.⁸ Hvis en brintproducent modtager et skattefradrag for CCS, kan denne ikke også få et produktions- eller investeringsskattefradrag.

IRA's subsidier er store og kan udgøre 50-70 pct. af de aktuelle produktionsomkostninger til grøn brint og måske modsvare 100 pct. af produktionsomkostningerne i løbet af få år, jf. senere.

Også EU er i gang med en række initiativer. Som led i Fit for 55 nævnt ovenfor har EU lanceret en RePower EU-plan, der først og fremmest skal øge EU's energiuafhængighed af Rusland ved at reducere det europæiske energiforbrug (og især gasforbrug) samt ved at øge gasimporten fra andre lande, især i form af LNG. På energiområdet under et er EU's selvforsyningsgrad i dag 42 pct. og kun langsomt stigende.

Kommissionen har også fremsat forslag om nye VE-direktiver, som skal fremme sol- og

³ [Inflation Reduction Act One Page Summary \(senate.gov\)](#)

⁴ [Inflation Reduction Act: Impact on Energy Transition \(ssga.com\)](#)

⁵ [A Game Changer for US Renewable Hydrogen: the Inflation Reduction Act - YouTube](#)

⁶ Nogle af vores industrikilder vurderer dog, at blå brint om få år kan komme under denne grænse

⁷ [Estimated Budgetary Effects of H.R. 5376, the Inflation Reduction Act of 2022 \(cbo.gov\)](#)

⁸ Greenfield-projekter er helt nye projekter hvor fabrikken, der skal producere fx brint, skal bygges fra bunden af. Brownfield-projekter er projekter med fabrikker, der ikke tidligere har produceret fx brint, men kan dette efter en ændring af anlægget.

vindproduktionen. På området for nye brændsler har Kommissionen hjemmel til at gennemføre delegerede retsakter, herunder vedr. RFNBO's (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, dvs. grøn brint og videreforædlede produkter som grøn metanol, grøn ammoniak og grøn jetfuel), som der skal fastsættes standarder for.

I relation til danske PtX-projekter kan det være afgørende, at RFNBO'erne fastslår, at PtX produceret med strøm fra en budzone, hvor VE-andelen i det forudgående kalenderår oversteg 90 pct. af elproduktion plus nettoimport, betragtes som bæredygtig. Med de eksisterende planer for VE-udbygning til dette krav være opfyldt om få år for DK1 (Jylland og Fyn) og formentlig også DK2.

Senest har Kommissionen offentliggjort et mål for EU's brintforbrug i 2030. Målet er 20 millioner tons brint, hvoraf halvdelen bør være produceret i EU, og den anden halvdel kan importeres. Den halvdel, EU selv skal producere, vil øge selvforsyningsgraden med 2 pct. Der er tegn på, at Kommissionen vil følge op med en række andre initiativer, evt. gennem den plan, som EU's Industrikommissær, Thierry Breton, har annonceret under overskriften Green Tech Act⁹.

EU har afsat en del penge til dette formål. EU's Innovationsfond vil i de kommende år støtte grønne projekter, herunder brintprojekter, med flere milliarder euro. Kommissionen har endvidere annonceret en såkaldt brintbank med midler for 3 mia. euro. Herudover vil EU's RRF-program, Recovery and Resilience Facility Program, med samlede midler på 724 mia. kr. over de kommende år, kunne anvendes på grønne formål, herunder brintprojekter. Under CEF-E-faciliteten, Connecting Europe Facility for Energy, samt CEF-T (T for Transport) er det nu muligt at støtte brintrør med 50 pct. af anlægsomkostningerne. Endelig vil det være muligt at give projekter driftsstøtte, eller at støtte innovationsprojekter, gennem regionalfonden (ERDF), Just Transition Fund, Moderniseringsfonden eller Horizon Europe 2021-27-programmet. Potentialet er der tale om mange midler, men set med investorøjne er det vanskeligt at vurdere præcist, hvor stor en del af disse, der vil blive allokert til brintprojekter.

HVEM PRODUCERER BRINT I DAG?

En god oversigt over den globale brintproduktion er givet i Global Hydrogen Review fra september 2022¹⁰, jf. figur 1. Den globale brintproduktion udgjorde i 2021 knap 100 Mt H₂ og ventes at stige til knap 120 Mt i 2030 under IEA's STEPS (Stated Policy Scenario, som nogenlunde svarer til Energistyrelsens Frozen Policy-scenarie) og 130 Mt under APS-scenariet (Announced Pledges Scenario). Europas andel heraf var i 2021 kun ca. 8 Mt – hvilket endda også inkluderer lande uden for EU som Norge og UK.

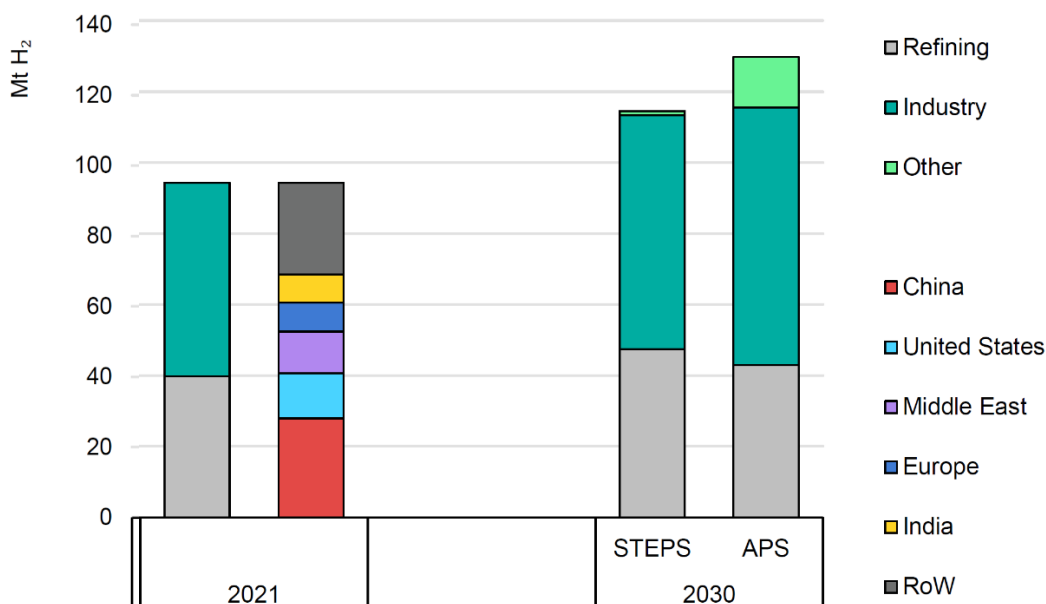
IEA vurderer, at raffinaderiernes brintforbrug i dag udgør knap halvdelen af brintforbruget, mens øvrige industrielle anvendelse udgør godt halvdelen. Frem til 2030 vurderer IEA, at det især vil være

⁹ Dette blev tilkendegivet at kabinets-repræsentanterne på det møde, VE-gruppen havde med dem i januar 2023.

¹⁰ IEA; september 2022: Global Hydrogen Review.

den øvrige, industrielle anvendelse, der vil vokse. IEA skønner også, at der i 2030 vil være en global PtX-produktion af brint på ca. 15 millioner tons. Dette skøn er således blevet "overhalet" af EU's brintplaner.

FIGUR 1. GLOBAL BRINTPRODUKTION OG -FORBRUG I DAG OG I 2030



Kilde: IEA, 2022: Green Hydrogen Review. Figurene viser den samlede produktion af brint – i alle farver, jf. boks 3. Steps betyder Stated Policy Scenario og APS Announced Pledges Scenario.

Brintforbruget i raffinaderierne anvendes først og fremmest til at binde og fjerne svovl i råolien, mens brintforbruget i industrien anvendes til opvarmning, fx på metalværker, og som råstof i den kemiske industri. Ca. 99 pct. af brinten er i dag grå, dvs. produceret af naturgas uden CCS, jf. boks 3.

BOKS 3. BRINT I MANGE FARVER

Brint kan produceres på mange måder, og i den internationale litteratur illustreres disse med farver:

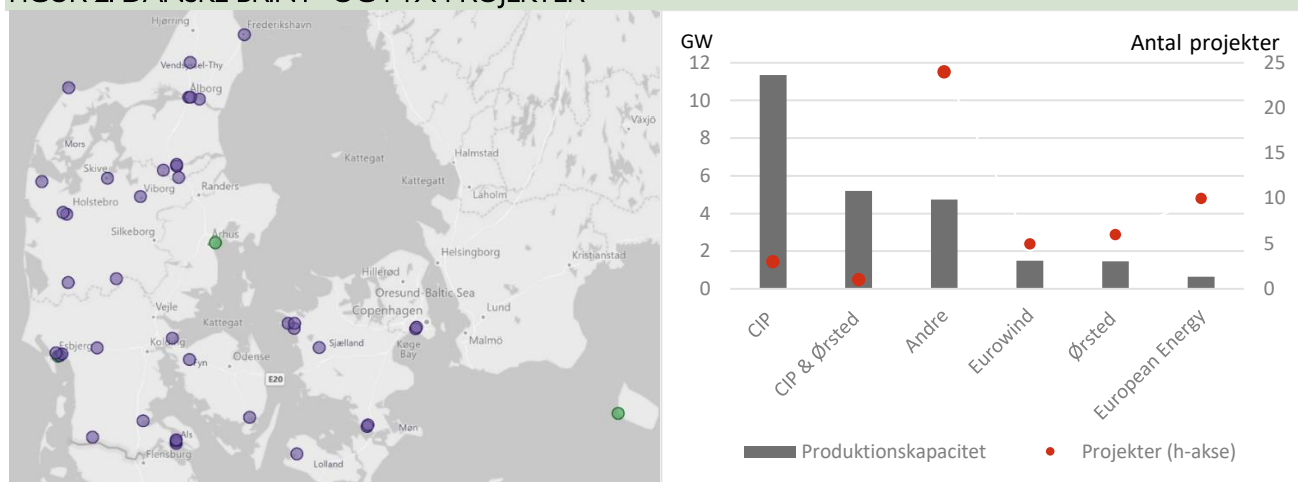
- Sort brint produceres med kul
- Brun brint produceres med brunkul
- Grå brint produceres med naturgas
- Blå brint produceres med naturgas, der herefter CCS'es, så 90-95 pct. af CO₂'en fanges, og brinten kan karakteriseres som "low carbon" brint
- Grøn brint produceres med elektrolyse, hvor strømmen er VE-strøm
- Pink eller lilla brint produceres med elektrolyse, hvor strømmen produceres med A-kraft
- Turkis brint produceres af naturgas gennem pyrolyse, der producerer brint og kul i fast form
- Gul brint produceres med solkraft
- Hvid brint forekommer naturligt i undergrunden

Kilde: [The hydrogen colour spectrum | National Grid Group](#)

DANSKE PTX-PROJEKTER

Den danske brintbranche har fart på, og mens der ikke er sket ret meget politisk, er antallet af brint- og PtX-projekter - i hvert fald på skrivebordsniveau - vokset stærkt. På brintbranchens hjemmeside er der listet i alt ca. 40 brintprojekter med et samlet volumen på op til 25 GW. De er fordelt over hele landet, jf. figur 2.

FIGUR 2. DANSKE BRINT- OG PTX-PROJEKTER



Kilde: brintbranchen.dk De lilla cirkler i venstre halvdel af figuren er produktionsprojekter og de grønne er forbrugsrelaterede projekter

Projekterne er i højre halvdel af figur 2 fordelt på de fire mest fremtrædende partnere samt de resterende partnere samlet under betegnelsen 'andre'. De 25 GW er fordelt på 49 projekter. Med en samlet produktionskapacitet på 11,4 GW (plus 50 pct. af produktionskapaciteten på deres BrintØ projekt med Ørsted) og kun 4 planlagte projekter er CIP's projekter langt de største. Denne placering drives dog udelukkende af CIP's BrintØ projekt på Doggerbanke, der har en produktionskapacitet på 10 GW - se beskrivelsen i boks 4.

De tre andre viste virksomheder, dvs. Eurowind, Ørsted og European Energy, har alle en lavere, samlet produktionskapacitet, som til gengæld er fordelt på flere projekter (jf. de røde dots i figuren). Næsten alle projekterne er planer, hvor der ikke er truffet nogen juridisk bindende investeringsbeslutning med kontrakter med leverandører mv. Stort set alle projekterne er således i dag i en koncept- eller planlægningsfase og har ikke passeret en såkaldt FID – Final Investment Decision. Det er derfor vanskeligt at vurdere, hvor sikre disse projekter er, og hvor afhængige de vil være af statsstøtte. I boks 2 er de største af projekterne nærmere beskrevet.

BOKS 4. DANSKE BRINTPROJEKTER PRIMO 2023

1. BrintØ

BrintØ er en kunstig energiø i Nordsøen, med en storskala brintproduktion ved brug af havvind. Projektet er et samarbejde mellem CIP og COWI. Øen er kunstigt inddæmmet og vil være samlingspunkt hvor power-to-X faciliteter konverterer havvind til grøn brint. Herefter vil brintrør transportere den grønne brint til det Nordvestlige Europa¹¹. Den samlede produktionskapacitet vil være på 10 GW.

2. Megaton

Megaton har som ambition at producere 1 million ton grønt brændstof årligt. Det bliver en af de største samlede energiparker i verden. 4GW vedvarende energi bliver ført direkte til energiparken, som har et anlæg med 2GW elektrolyse. Anlægget bliver placeret øst for Tarm og er et samarbejde mellem GreenGo Energy, New Power Partners, COWI og Arkitema.¹² Pengene vil komme fra GreenGo Energy's kunder og partnere.¹³

3. Green Fuels for Denmark

Green Fuels for Denmark er et projekt, som fokuserer på produktionen af grønt brændstof. Faciliteterne vil kombinere brintproduktionen med grøn CO₂ til at producere e-metanol til shipping branchen samt e-kerosen til luftfart. Den samlede elektrolysekapacitet forventes at nå 1,3 GW, mens der vil blive produceret 250 000 ton grønt brændstof om året.¹⁴ Erhvervsstyrelsen har som led i EU-Kommissionens Important Project of Common European Interest (IPCEI) program bevilget projektet 600 mio. kr.¹⁵

4. Green Hydrogen Hub

Green Hydrogen Hub vil kombinere storskala grøn brintproduktion med storskala energilagringsprojekter. Green Hydrogen Hub har en målsætning om at have 1GW elektrolyse i 2030, mens der skal være 400 GWh hydrogen og et CAES target på 320 MW. Projektet har corre.energy, Eurowind, Gas Storage Denmark og Everfuel som partnere.¹⁶

5. H2 Energy Europe Esbjerg

H2 Energy er et projekt der vil fokusere på at producere grøn brint til lastbiler og anden tung landtransport. Projektet er et samarbejde mellem Trafigura og H2 Energy og vil have en produktionskapacitet på 1GW. Produktionen forventes sat i drift i 2024.¹⁷

6. HØST PtX Esbjerg

HØST PtX Esbjerg vil ved hjælp af storskala elektrolyse-teknologi producere grøn ammoniak til landbrug og skibsfart. Projektet vil have en elektrolysekapacitet på 1GW og en forventet årlig ammoniak produktion på 600.000 ton. CIP forvalter projektet, men understøttes af bl.a. DLG, Danish Crown, Arla, Danish Agro, DFDS, Maersk samt DIN Forsyning of Esbjerg Kommune¹⁸ Projektet annoncerede d. 5. januar 2023 en nettilslutningsaftale med Energinet.¹⁹

Disse projekter er de største planlagte projekter i Danmark primo 2023. Der er allerede flere mindre projekter, som producerer brint, men de er små. Heriblandt er H2RES, som har en produktionskapacitet

¹¹ [BrintØ i Nordsøen inden 2030 - CIP \(hydrogenisland.dk\)](#)

¹² [GreenGo Energy develops 4GW, 8 billion EUR green energy park in Ringkøbing-Skiern municipality — GreenGo Energy \(Group\)](#)

¹³ [Indgår aftale om kæmpe energipark til 60 milliarder - Building Supply DK \(building-supply.dk\)](#)

¹⁴ [Ground-breaking partnership for green fuel production in Denmark \(cowi.com\)](#)

¹⁵ [Green Fuels for Denmark receives Danish IPCEI funding \(orsted.com\)](#)

¹⁶ [Green Hydrogen Hub](#)

¹⁷ [H2 Energy | Unsere Kompetenz](#)

¹⁸ [Om os » HØST PtX Esbjerg \(hoestptxesbjerg.dk\)](#)

¹⁹ [HØST underskriver nettilslutningsaftale med Energinet » HØST PtX Esbjerg \(hoestptxesbjerg.dk\)](#)

på 2MW. Det er et demonstrationsprojekt, der er støttet af Ørsted og forsynet af deres to 3,6W offshore vindmøller ved Avedøre Holme. Projektet skal undersøge mulighederne for grøn brintproduktion og kortlægge muligheder og udfordringer. Derudover er produktionen tilknyttet transmissionsnettet, hvilket stiller krav til optimering af værdien ud fra markedspriser²⁰.

Hvis danske virksomheder primært skal producere brint og PtX-produkter, opstår spørgsmålet om, hvor den største værditilvækst vil ligge: i VE-produktionen af strøm, i brintproduktionen eller i PtX-forædlingen. Det er svært at vurdere på forhånd, men på baggrund af det betydelige antal virksomheder, der er medlem af den europæiske brancheorganisation Hydrogen Europe, må det vurderes, at der kan blive tale om en hård konkurrence i alle disse led. Det er dog også sandsynligt, at konkurrencen vil være hårdere upstream end downstream – dvs. hårdere i vindmølle- og solcelleproduktionen end i elektrolyseproduktionen, og hårdere her end i PtX-forædlingen. Vi vurderer derfor, at det vil være en fordel for den danske erhvervsudvikling, hvis der både etableres en dansk brintproduktion og en produktion af forædlede produkter som grøn ammoniak, metanol og evt. flybrændstof.

BRINTPERSPEKTIVER FOR EUROPA

Hvis Europa skal etablere sig som brintregion, er det nødvendigt både at stimulere produktion af og efterspørgsel efter grøn (og evt. blå) brint, samt en transportinfrastruktur, der kan forbinde produktion og forbrug.

Mange europæiske lande har i de senere år offentliggjort brintstrategier og afsat midler til subsidier. IEA vurderer, at Nordvesteuropa, der allerede i dag står for mere end 80 pct. af Europas brintproduktion og -forbrug, også fremadrettet vil være det område i Europa, hvor brint fylder mest. Det skyldes først og fremmest vindressourcerne i Nordsøen. For disse lande har IEA sammenfattet planerne om efterspørgsel efter grøn brint, jf. tabel 1.

Tyskland har i dag det største brintforbrug, og regner med en væsentlig stigning frem mod 2030, og en udskiftning af grå brint med fortrinsvis grøn brint. Hollands brintefterspørgsel er mindre, men større per capita, og herefter kommer UK. Frankrigs planlagte efterspørgsel vil kun i mindre omfang være grøn eller blå, men lilla, dvs. baseret på atomkraft.

Set med danske øjne er det interessant, at en stor del af den forventede, fremtidige efterspørgsel efter grøn brint vil ligge tæt på Danmark og på Nordsøen, hvor en stor del af VE-produktionen til produktion af Europas grønne brint vil komme fra.

²⁰ [H2RES: State of the art green hydrogen production \(stateofgreen.com\)](https://www.stateofgreen.com/)

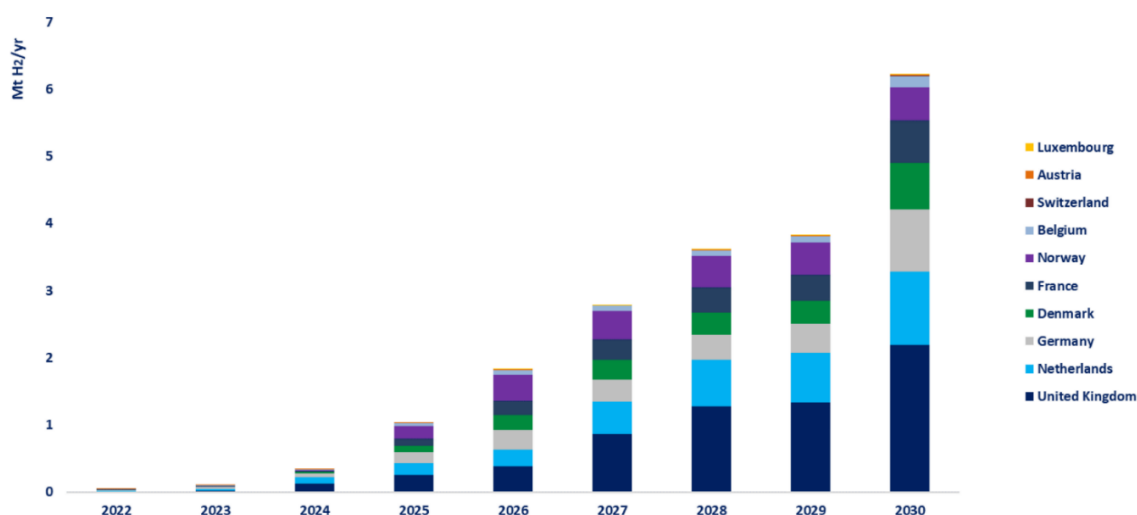
TABEL 1. BRINTEFTERSPØRGSLEN I EUROPA I DAG OG I 2030

Land	Brintefterspørgsel, 2021, millioner tons	Forventet brintefterspørgsel efter grøn eller blå brint, 2030, millioner tons
Tyskland	1,9	3,3
Holland	1,4	1,5
UK	0,7	1,2
Frankrig	0,9	0,5
Belgien	0,5	0,2
Andre	2,5	0,2
I alt	7,9	6,9

Kilde: IEA, november 2022: Northwest European Hydrogen Monitor. Danmark indgår "Andre". Samt The Fuel Cells & Hydrogen Observatory, 2021.

I figur 3 er de tilsvarende projekter for produktion af grøn brint vist. Danmark fylder her væsentligt mere end i tabel 1.

Produktionsplanerne er fordelt på flere lande end efterspørgselsplanerne, og Danmark er her registeret med produktionsplaner på 0,7 Mt H₂/år svarende til en kapacitet på ca. 7 GW. Dette er lidt mere end ambitionen i regeringens PtX-strategi fra marts 2022, men er kun ca. det halve af brintbranchens opgørelse på 14 GW, som nævnt ovenfor.

FIGUR 3. PLANER FOR PRODUKTION AF GRØN BRINT I NORDVESTEUROPA

Kilde: IEA, november 2022: Northwest European Hydrogen Monitor

IEA opdeler produktionsplanerne efter, hvor konkrete de er. For alle de europæiske lande gælder, at der kun er truffet investeringsbeslutninger i projekter svarende til 1-2 pct. af de samlede mængder i projektplanerne svarende til under 1 GW. Resten af planerne er opgjort som "feasibility studies"

eller "concept phases".

Hvis man vurderer de enkelte europæiske landes brintstrategier nærmere, er der stor forskel på, hvor konkrete, de er. Der er også stor forskel på, hvor mange subsidier, der er afsat, jf. tabel 2. Man kan umiddelbart se, at Tyskland, Frankrig og Holland har afsat betydeligt flere midler til støtte for PtX-projekter end Danmark²¹.

TABEL 2. NATIONALE, EUROPÆISKE BRINTPLANER

	Kapacitetsmål i 2030	Planlagt støtte, mia euro	Eksempler på delmål
Tyskland	10 GW	17	Etablering af brintbørs, gennem H2Global
Frankrig	6,5 GW	7-9	Fortrængning af 6 Mt CO ₂ /år fra lastbiler
Holland	3-4 GW	15	750-1000 km brintrør
UK	10 GW	Ikke afgjort	Etablering af innovationsprogram

HVOR MEGET BRINT ER DER BRUG FOR FREM MOD 2050?

En troværdig PtX-analyse skal også se kritisk på behovet for brint. Traditionelt peger skeptikere ofte på, at PtX i sig selv er en voldsomt energikrævende proces med stort indbygget energitab, og at PtX derfor i en række sammenhænge kan være den næst- eller tredjebedste vej til at dekarbonisere samfundet. For industriel anvendelse til opvarmning mv. kan et alternativ således være bionaturgas, og for transport med tunge lastbiler kan et alternativ til brint være batterier, køreledninger eller biobrændstoffer. Også for skibe på kortere ruter kan batterier være et alternativ til PtX-brændstoffer. Selv på flyområdet mener nogle, at batteridrift vil være mulig på kortere ruter til små fly. Andre peger på, at ikke mindst erhvervsflyvningen varigt kan være reduceret på grund af virksomhedernes erfaringer med mødekultur og rejsemønstre under Corona-pandemien.

I Axcelfutures PtX-analyse fra 2021 vurderede vi et muligt dansk PtX-behov i 2050 på 9 GW, heraf 1-2 til at producere PtX til lastvognstransport, 4-5 til flytransport, 2 til skibstransport og 1-2 til industrielle højtemperaturprocesser. Udviklingen siden 2021 er gået stærkt på batteriområdet, der kan tage en del af behovet på lastvognsområdet, lige som udviklingen på biogasområdet kan overflødiggøre brint til anvendelse i industrielle højtemperaturprocesser i danske virksomheder. Dette taler for et lavere brintbehov i 2050 end 9 GW, formentlig omkring 7 GW.

²¹ Deloitte, 2022: The European Hydrogen economy – taking stock and looking ahead. An outlook until 2030

Det er dog ikke til hinder for, at danske PtX-virksomheder på grund af beliggenheden tæt på Nordsøens og Østersøens vindressourcer kan have en god beliggenhed i forhold til at eksportere brint til de store energiforbrugere i Tyskland, Holland, Frankrig, mv.

Internationalt har mange lande i løbet af de seneste år offentliggjort ambitiøse brintstrategier. Uden for EU gælder det bl.a. USA, Kina og Japan. Men markedsførelsen synes udviklingen at gå langsommere end forventet for få år siden. Dette ses måske tydeligst på markedet for køretøjer – personbiler, busser og lastbiler. Globalt er der i dag ca. 60.000 brint-køretøjer i verden²². Det kan holdes op mod en samlet global køretøjsbestand på ca. 1,5 mia. køretøjer, hvor batteridrevne køretøjer udgør ca. 25 millioner – og med en markedsandel på nye køretøjer, der nærmer sig 10 pct²³. Mange større bilproducenter har opgivet at producere brintbiler. Det største marked for brintbiler er i dag i Japan og Korea, hvor Toyota og Hyundai markedsfører hhv. Mirai og Nexa. I Tyskland er BMW ved at udvikle en brintbil, men samlet set er der kun få tusind brintbiler i hele Europa.

TEKNOLOGIUDVIKLING OG INDUSTRIALISERING

Både grøn og blå brint er i dag dyrere end grå brint, og en langsigtet udrulning af især grøn brint kræver, at omkostningerne til grøn brint, produceret ved elektrolyse, kan bringes væsentligt ned. F&U-udgifterne vedr. elektrolyse er ifølge IEA fordoblet i de sidste 4 år. Der forskes i flere forskellige teknologier. Den dominerende og mest modne teknologi er alkalisk elektrolyse, som har de laveste kapitalomkostninger, men også det højeste energitab (i dag op til ca. 30 pct., men der arbejdes på at nedbringe dette energitab). Alkalisk elektrolyse kan foregå ved atmosfærisk tryk og temperaturer omkring 100 grader, men kan også foregå ved temperaturer på 2-300 grader og højere tryk, hvorved pladskravet reduceres.

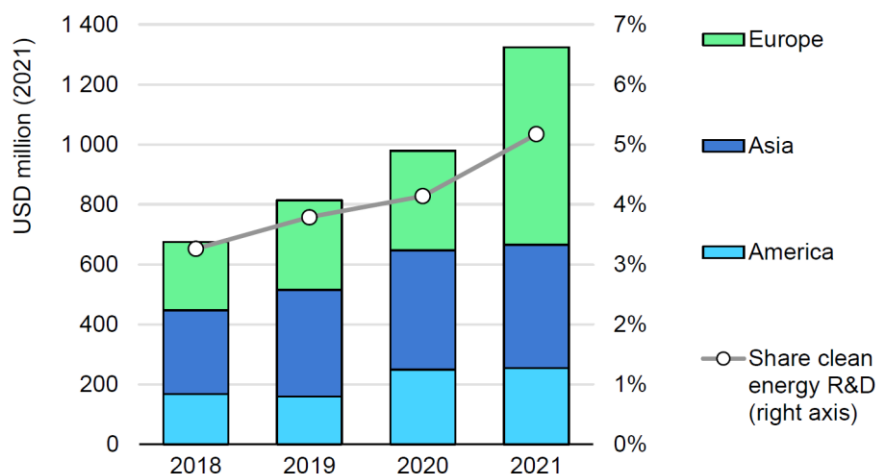
Den næstmest modne teknologi er PEM teknologien, hvor molekylerne bevæger sig gennem en plastikmembran. Den dyreste teknologi, som til gengæld har et mindre energitab, er keramisk elektrolyse (på engelsk SOEC, Solid Oxide Electrolyser Cells), som fungerer ved en væsentligt højere temperatur på ca. 700 grader. Dette gør det nemmere at anvende overskudsvarmen, men de høje temperaturer betyder også, at komponenternes levetid er lav.

IEA vurderer, at ca. halvdelen af den globale forskning i disse teknologier sker i Europa, jf. figur 4.

²² <https://www.globenewswire.com/>

²³ <https://hedgescompany.com>

FIGUR 4. F&U-UDGIFTER PÅ ELEKTROLYSEOMRÅDET



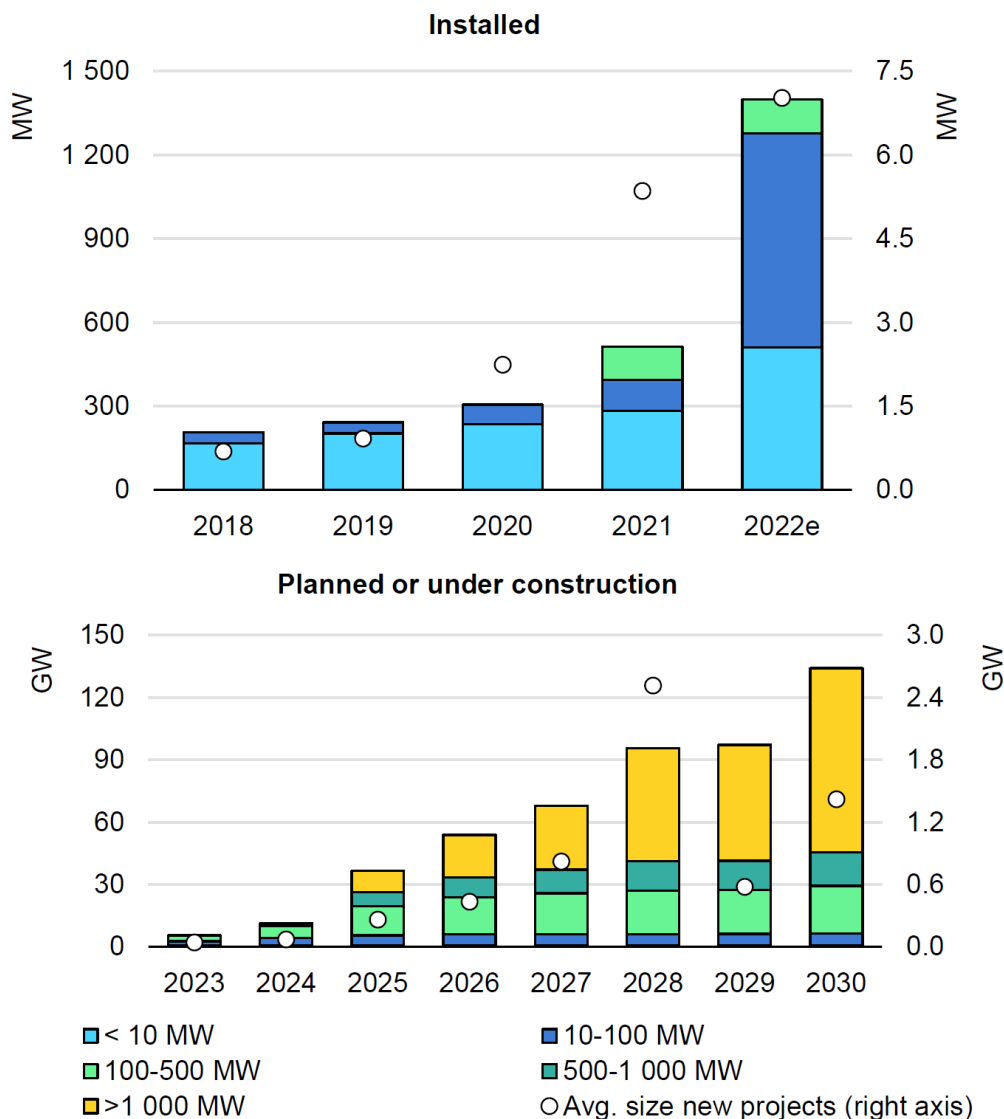
Kilde: IEA, november 2022: Northwest European Hydrogen Monitor

De industrikilder, vi har talt med, vurderer, at det først og fremmest er industrialisering, der skal nedbringe omkostningerne. Der er et endog meget stort spring fra de nuværende, meget små elektrolyseanlæg, til de anlæg, der planlægges frem mod 2030. Det største anlæg, der kører i dag, er 20 MW, og gennemsnitsstørrelsen af de anlæg, IEA har registreret, er ca. 7 MW. I 2030 regnes med, at størstedelen af kapaciteten vil være anlæg på over 1 GW, jf. figur 5. Gennemsnitsanlægget i 2030 skal således være 200 gange større end i dag ifølge de offentliggjorte projekter, hvilket dog vil ske gennem moduler, der sættes sammen.

Det er en opskalering, som vil være væsentligt hurtigere, end man har set på mange andre områder – fx vind, hvor det har taget flere årtier at bevæge sig fra vindmøller på ca. 1 MW til de største i dag på 15 MW.

Der er ingen garanti for, at denne voldsomme opskalering vil være en nem og problemfri proces. De store anlæg vil bl.a. være meget pladskrævende og kræve tilførsel af store mængder rent vand. De vil desuden have en meget stor produktion af overskudsvarme, som kan kun bruges, hvis de ligger tæt på store byer med et velfungerende fjernvarmesystem.

FIGUR 5. SKALA PÅ NUVÆRENDE OG PLANLAGTE ELEKTROLYSEANLÆG

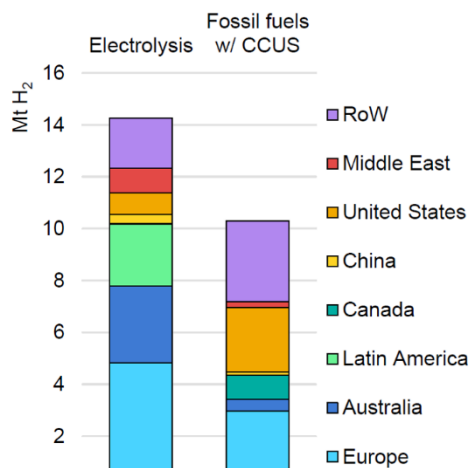


Kilde: IEA, november 2022: Northwest European Hydrogen Monitor

GRØN ELLER BLÅ BRINT?

Alle danske PtX-projekter vil være baseret på grøn brint. Men det er ikke det generelle, internationale billede. For de danske PtX-udviklere er der ikke realistiske muligheder for at producere blå brint i Danmark, idet CCS af fossilt CO₂ ikke lever op til den politiske forståelse om, at CCS skal medvirke til CO₂-reduktioner, der ikke kan opnås på anden måde. Det indebærer, at for fossilt CO₂ er CCS den næstbedste løsning – den bedste er at reducere CO₂-udledningen ved kilden.

FIGUR 6. PROJEKTER MED GRØN OG BLÅ BRINT I 2030



Kilde: IEA, 2022: Green Hydrogen Review. ROW Betyder Rest of World

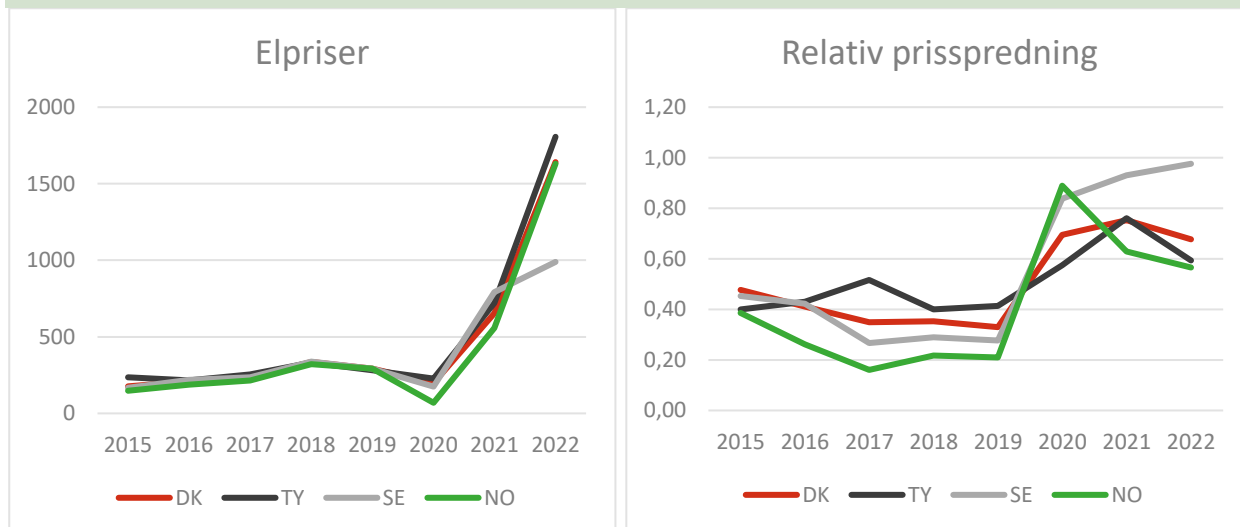
Det er imidlertid ikke den generelle holdning til CCS og brintproduktion i resten af verden, hvor der er mange projekter med blå brint. IEA har opgjort eksisterende PtX-projekter i forskellige regioner i verden på de to brinttyper, jf. figur 6.

40 pct. af alle projekter på brint-området globalt er således blå brint-projekter, og i USA og Canada er pt 85 pct. af projekterne blå brint-projekter.

LAVERE KAPITALOMKOSTNINGER KAN GIVE ET SMARTERE PRODUKTIONSMØNSTER

Kapitalomkostningerne til elektrolyseanlæg er i dag så høje, at de er nødt til at køre i en stor del af årets timer for at nedbringe kapitalomkostningerne pr. produceret kilo brint. Det er en udfordring, for et overset træk i udviklingen på elmarkederne de sidste år er, at samtidigt med, at elpriserne i alle lande steget stærkt i 2021 og 2022, så er elpris-volatiliteten steget endnu mere. Den relative prisspredning – dvs. standard-afvigelsen gennem alle årets timer divideret med det gennemsnitlige prisniveau – er derfor steget fra et niveau omkring 0,4 frem til 2019 til et niveau (i Danmark) på ca. 0,7 siden 2020, jf. figur 7. Det skyldes bl.a. den stadigt højere andel af sol- og vindenergi. Det indebærer, at samtidigt med, at der er mange dyre timer, så er der også mange timer, især timer med stærk vind, hvor elpriserne er lave, eller i nogle få timer endda negative.

FIGUR 7. ELPRISENS NIVEAU OG SPREDNING I DANMARK, SVERIGE, NORGE OG TYSKLAND



Kilde: egne beregninger

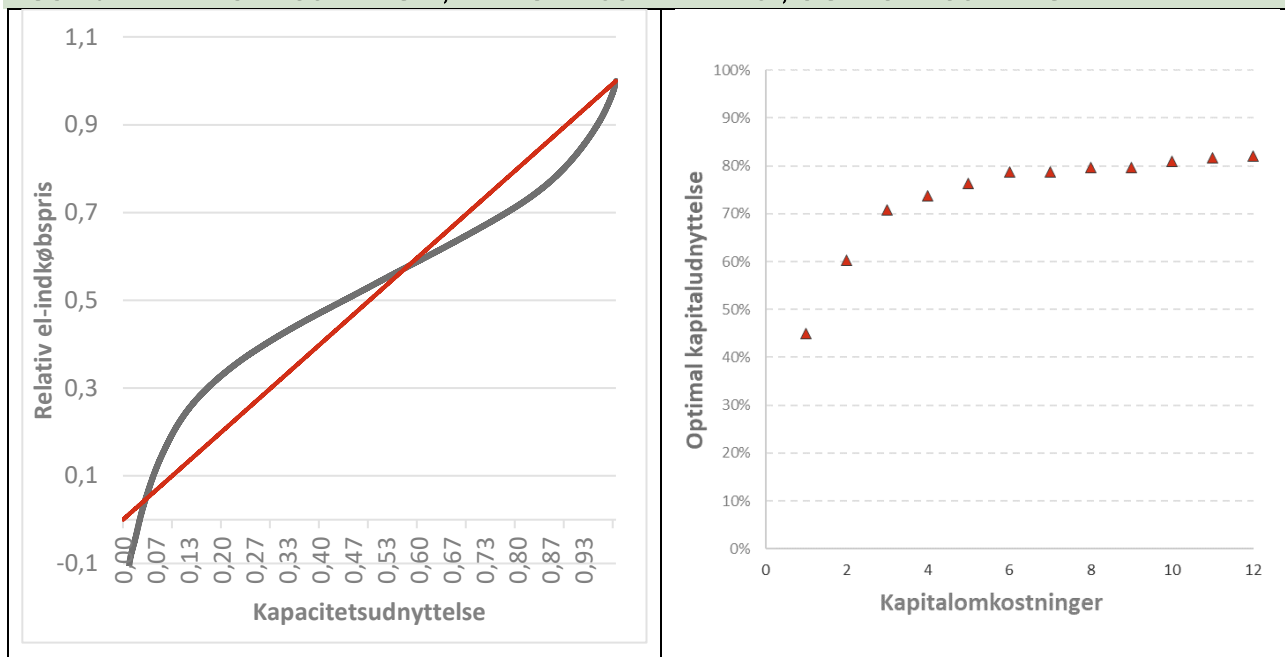
Hvis elektrolyseanlæggene fortrinsvis kan køre i timer med lave elpriser, kan det nedbringe produktionsomkostningerne samtidig med, at elektrolyseanlæggene stabiliserer elmarkedet. Det kan elektrolyseanlæggene på rentabel vis gøre mere og mere, hvis det lykkes at nedbringe kapitalomkostningerne.

Denne sammenhæng er illustreret i figur 8, som viser resultaterne af en optimeringsmodel for elektrolyse, som Axcelfuture har udviklet. Venstre halvdel af figur 8 illustrerer, at jo mindre en andel af året, et elektrolyseanlæg kører, jo lavere bliver elomkostningerne (fordi anlægget så kan nøjes med at køre i de timer, hvor prisen er lavest). I det ekstreme tilfælde med en kapacitetsudnyttelse på kun 1-2 pct. kan den gennemsnitlige elpris endda blive negativ. Mere relevant kan man se, at hvis et anlæg fx kører i de billigste 80 pct. af årets timer, så vil den "relative el-indkøbspris" – dvs. prisen i disse 80 pct. af timerne divideret med den gennemsnitlige elpris for hele året – kun udgøre 72 pct.

Højre halvdel af figur 8 viser, hvad der sker, hvis denne prissammenhæng sammenholdes med en modsat rettet effekt, nemlig at en lav kapacitetsudnyttelse giver en høj kapitalomkostning pr produceret enhed. Samlet betyder dette, at med faldende kapitalomkostninger vil den optimale kapacitetsudnyttelse – dvs. den andel af årets timer, timer, anlægget kører, falde.

I vores analyse har vi antaget, at kapitalomkostningerne ved elektrolyse gennem en industrialiseringsproces kan nedbringes frem mod 2030, og at elektrolyseanlæggene derfor i stigende grad kan opnå en rabat ift. den gennemsnitlige elpris for hele året ved at købe el ind i de timer, hvor elprisen ikke er for høj.

FIGUR 8. KAPITALOMKOSTNINGER, KAPACITETSUDNYTTELSE, OG ELOMKOSTNINGER



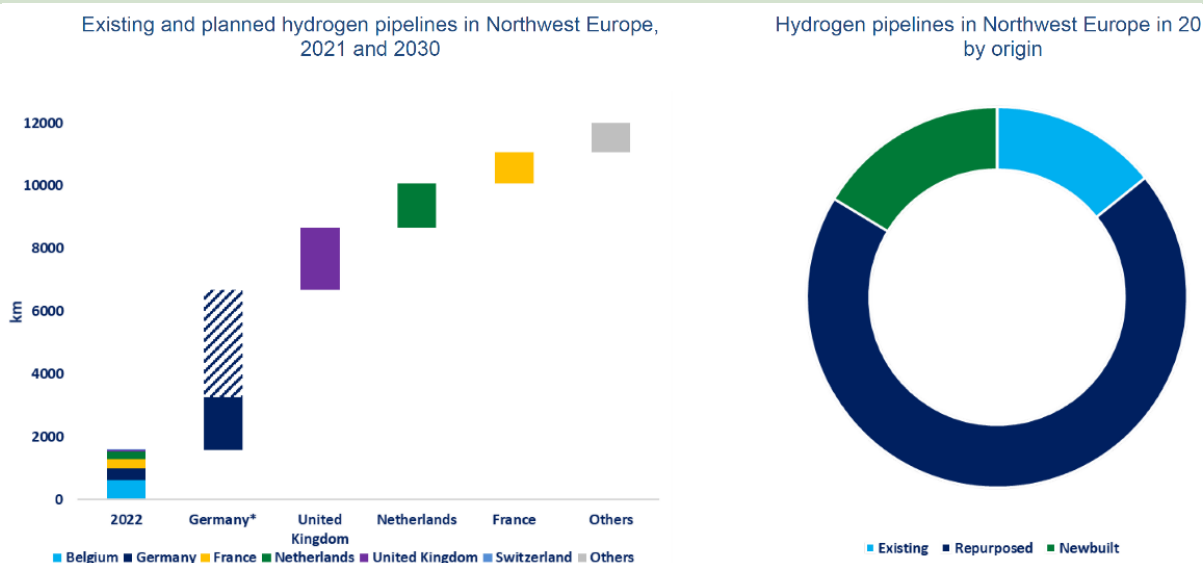
Note: Relativ el-indkøbspris (den grå linje) angiver forholdet mellem elprisen i de timer, elektrolyseanlægget kører, i forhold til den gennemsnitlige elpris for hele året (den røde linje er en 45-graders linje). Kapitalomkostningerne i figuren til højre angiver omkostningerne (kr. pr. kg H₂) ved fuld kapacitetsudnyttelse.

TRANSPORT AF BRINT

Forbrugsmæssigt er Europas brintcentrum i Central- og Vesteuropa, men en væsentlig del af produktionen vil komme fra Nordsøvinden. Det vil skabe et transportbehov. I dag er det kun en lille del af brinten, der transporteres, mens det meste brint bruges lokalt. Det ældste brintrør i Europa ligger i Ruhrområdet og er fra 1930'erne. Skibstransport af brint findes ikke i dag, selvom der er en del projekter på området.

IEA vurderer, at der i dag er ca. 1.500 km brintrør i Europa, og at der i 2030 vil være behov for 12.000 km, jf. figur 9. Rørene forventes at komme til at ligge i de lande, der har det største brintforbrug. Da rørene vil være dyre at lægge, forudser – og anbefaler – IEA, at en væsentlig del, formentlig mere end 75 pct., af det kommende europæiske brintrør-system vil være eksisterende naturgasrør. De fleste rør kan genanvendes til brint, men pumper, ventiler osv. skal ændres, da brint stiller skarpere krav til systemets tæthed.

FIGUR 9. IEA'S FORVENTNINGER TIL EUROPÆISK BRINTRØR-STRUKTUR I 2030

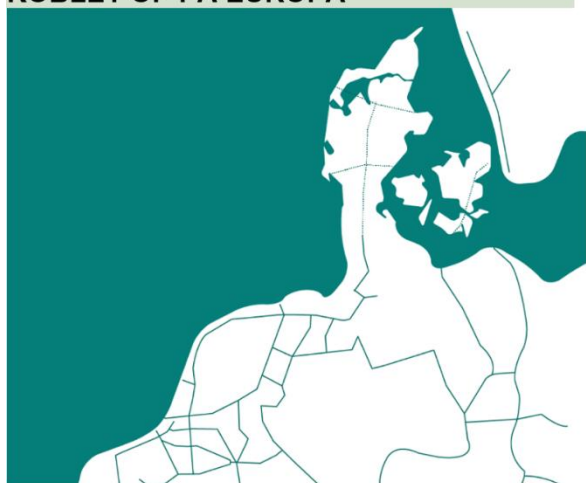


Kilde: IEA, november 2022: North West European Hydrogen Monitor

Behovet for brintrør i Danmark er analyseret af flere organisationer. Energinet har udarbejdet flere analyser om emnet, og Evida har også udarbejdet analyser. Energinet har peget bl.a. på muligheden for et jysk brintrør, udformet som et vandret H, koblet op på et kontinentalt net, samt et sjællandsk og et sydsvensk ben, jf. figur 10.

De investorer, vi har talt med, peger på et brintrør fra Danmark til Tyskland – enten over havet, eller til lands, gerne i form af at ”vende” et af de to nuværende naturgasrør til Tyskland, er en afgørende forudsætning for at få gang i den danske PtX-udbygning.

FIGUR 10. ET MULIGT DANSK BRINTRØR KOBLET OP PÅ EUROPA



Kilde: energinet.dk

Et alternativ til rørtransport er skibstransport. Over kortere afstande er skibstransport flere gange dyrere end rørtransport, men over længere afstande kan skibstransport være en mulighed.

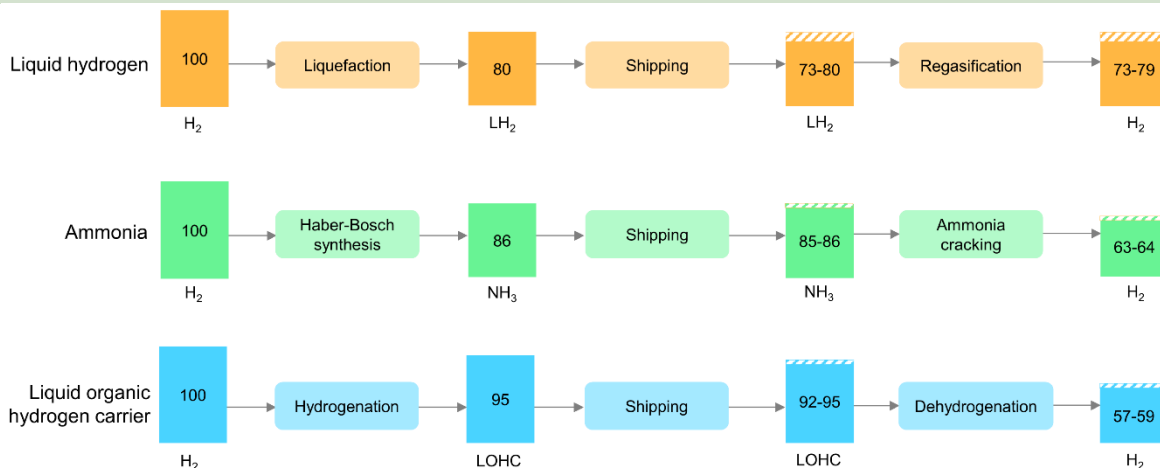
Der er imidlertid flere tekniske udfordringer forbundet med skibstransport af brint. Enten skal brinten gøres flydende gennem en kombination af højt tryk og nedkøling. Det er muligt, men også energikrævende.

En anden mulighed er, at brinten transporteres i form af ammoniak – hvilket kræver først en Haber-Bosch proces og efterfølgende en spaltning af ammoniak tilbage til brint og kvælstof. Denne metode indebærer bl.a. den fordel, at skibsbranchen har erfaring med

ammoniaktransport. En tredje mulighed er LOHC, Liquid Organic Hydrogen Carriers, hvor brinten

optages i flydende organisk materiale og efterfølgende frigives, når brinten skal bruges. Fordelen herved er især, at det flydende materiale ikke skal nedkøles. Men en fælles ulempe ved alle tre metoder er deres energiforbrug, jf. figur 11.

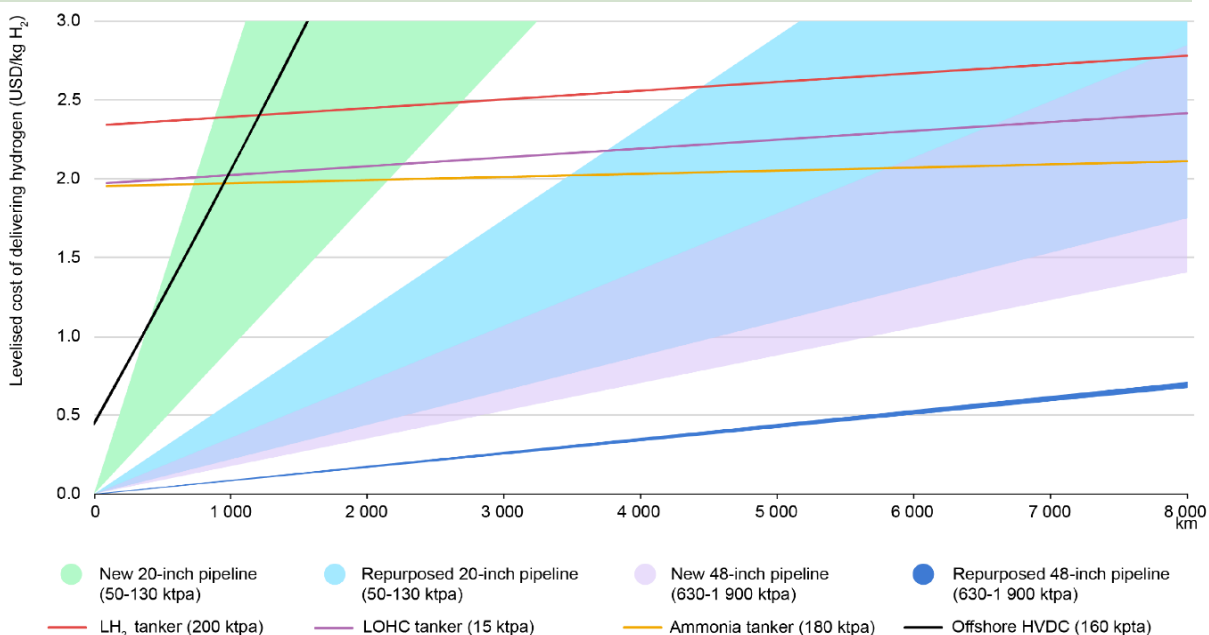
FIGUR 11. ENERGIFORBRUG VED SKIBSTRANSPORT AF BRINT



Kilde: IEA, 2022: Green Hydrogen Review. Tallene angiver, hvor mange procent af den initiale energimængde, der er til stede.

Det samlede energiforbrug varierer mellem ca. 25 pct. ved transport af flydende brint og 36-43 pct. ved de to andre former. Dette energitab indgår i IEA's samlede skøn for omkostningerne til transport med hhv. rør og skib, som er sammenfattet i figur 12.

FIGUR 12. TRANSPORTOMKOSTNINGER VED TRANSPORT AF BRINT MED RØR OG SKIB

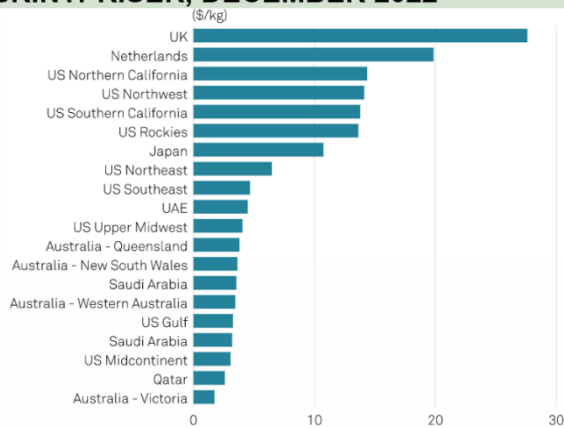


Kilde: IEA, 2022: Green Hydrogen Review

Samlet skønner IEA, at skibstransport vil koste 2-2,8 USD/kg H₂, hvilket kun er lidt mindre end subsidieniveauet i IRA beskrevet tidligere i notatet. Sammen med forslaget om CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism - som reelt vil være en klimatold på meget energitunge varer, peger det i retning af en begrænset risiko for, at IRA vil udkonkurrere europæisk brintindustri. Der vil stadig være væsentlige fordele for de producenter, der skal levere brint til europæiske virksomheder, ved selv at være placeret i Europa. Dette gælder dog ikke nødvendigvis for europæiske producenter af ammoniak og gødning, idet en væsentlig del af transportomkostningerne (forædling af brinten til ammoniak) så allerede er afholdt som en del af produktionsomkostningerne.

De manglende transportmuligheder for brint i dag betyder, at der ikke i dag eksisterer et egentligt internationalt marked for brint. De markedsoversigter, der findes, viser meget store internationale prisforskelle – også væsentligt større end for fx naturgas, jf. figur 13.

FIGUR 13. INTERNATIONALE BRINTPRISER, DECEMBER 2022



Kilde: S&P Global Insights, December 2022

En anden mulighed for transport af brint er at blande brinten med naturgas i det eksisterende naturgas-system – på engelsk kaldet blending. Energinet har gennemført forsøg i Danmark, i lighed med transmissionselskaber i andre lande, og generelt vurderes det, at brinten uden problemer, og uden mærkbar lækage, kan fylde op til 10 pct. af den samlede mængde gas i rørene. En højere brintandel vil først og fremmest give problemer for mange gasforbrugere, hvis udstyr og anlæg ikke er forberedt for et højere brintindhold.

GRØNT BRINT KRÆVER VAND

I den danske PtX-debat peger mange på det hensigtsmæssige i, at PtX-produktionen både ligger tæt ved transmissionsnettet eller endnu bedre på steder, hvor det bliver muligt med direkte linjer (uden om transmissionsnettet) fra VE-anlæg. Det er også vigtigt for en del af projekterne at ligge tæt ved en brint-infrastruktur, jf. ovenfor. Et overset problem er, at PtX-projekterne også får behov for meget vand.

1 kg brint kræver 8,93 kg vand²⁴. Det betyder, at 5 GW elektrolysekapacitet, der kan producere 0,5 millioner tons vand om året, vil kræve 4,5 millioner tons (eller m³) vand. Dette vand skal endda være ultrarent, dvs. destilleret, hvilket i sig selv vil kræve et stort energiforbrug. Herudover vil der være behov for store vandmængder til køling, men dette vand behøver ikke at være drikkevand, men kan være overfladevand ea. 4,5 millioner tons vand svarer til knap 1,5 pct. af den årlige danske produktion af drikkevand. Det er en overkommelig opgave at skaffe dette vand, men forsyningen af både destilleret vand og kølevand skal dog indgå i planlægningen af, hvor elektrolyseanlæggene skal ligge.

UDBYGNINGEN AF VE OG PtX HÆNGER SAMMEN

Det er uklart, hvor stor den danske PtX-produktion vil blive i de kommende årtier. Men et vigtigt forhold, man skal gøre sig klart, er, at VE-udbygningen og PtX-produktionen hænger sammen. Det gælder både på projektplan og på makroplan.

For det enkelte projekt er sammenhængen først og fremmest den, at et PtX-projekt under de nuværende markedsforhold kun kan hænge sammen, hvis det forsynes med VE-strøm til enten en meget lav transmissionstarif eller med en såkaldt "direkte linje" lagt af PtX-selskabet fra VE-kilden til PtX-anlægget, så der ikke skal betales transmissionstarif. Den risikomæssige sammenhæng mellem VE-produktionen og PtX-produktionen er, at en højere strømpris alt andet lige forbedrer VE-projektets økonomi, men forringer PtX-projektets økonomi. En lavere strømpris har den modsatte effekt²⁵. Hvis de to projekter drives sammen, vil risikoen i ft. prisudsving på energimarkederne derfor være mindre.

Den samme sammenhæng gælder på makroplan. Energistyrelsen vurderer i Klimafremskrivning 2022, at den samlede VE-produktion med havvind, landvind og sol vil stige fra 23 TWh i 2022 til 59 TWh i 2035. Det samlede elforbrug ventes at stige fra 36 TWh i 2022 til 59 TWh i 2035, jf. figur 14²⁶. Bag denne fremskrivning ligger især en stigning i solkapaciteten fra 2 til 14 GW og en stigning i havvindkapaciteten fra 2,3 GW i dag til 7 GW i 2030 – men herefter et fald, efterhånden som gamle møller tages ud af drift. Denne stigning inkluderer ibrugtagning af allerede godkendte åben-dør projekter, Vesterhav Syd og Nord, Thor og Hesselø – men ikke energierne, og ikke nogen af de 9 GW, som regeringen for nylig har annonceret.

²⁴ Dette er en fysisk sammenhæng, der beror på den relative atomvægt mellem ilt og brint

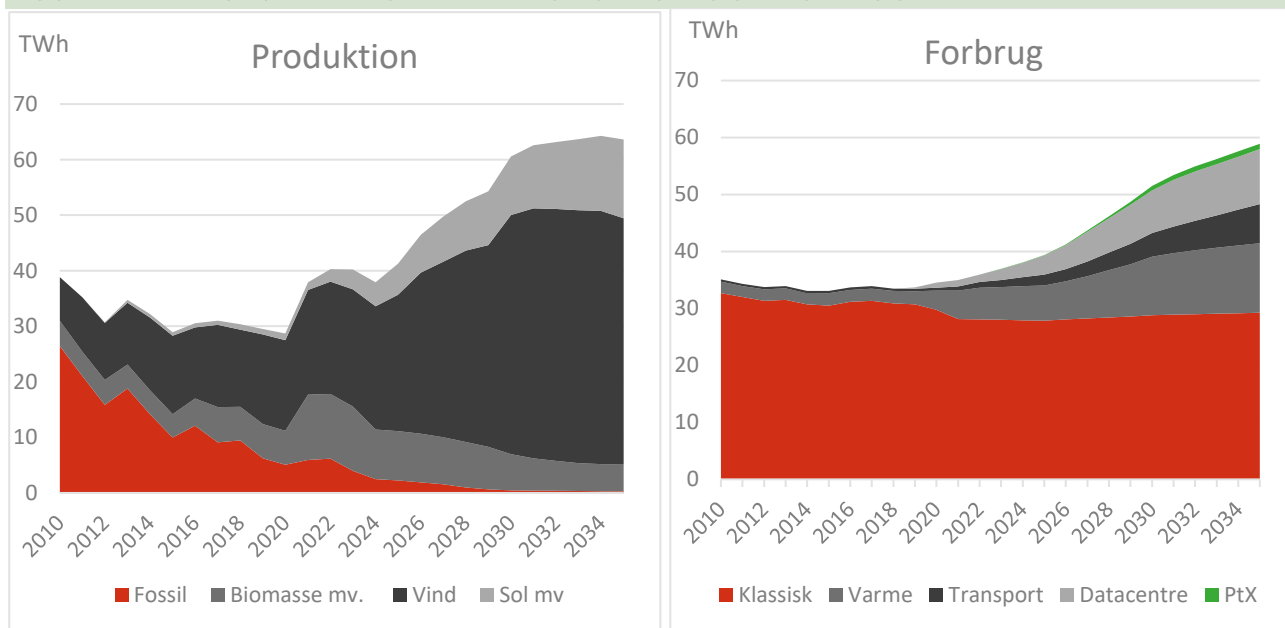
²⁵ Dette er selvsagt en forenklet fremstilling. Selv om grøn brint konkurrerer med grå brint, må prisen på grå brint og elprisen antages at korrelere, hvilket betyder, at en stigende strømpris kun delvist vil forringe PtX-projektets økonomi.

²⁶ Forbrugsprognosen er pt. fra 2022 og vil blive ændret, når Klimafremskrivning 2023 foreligger.

Det vigtige i fremskrivningen er, at denne stigning i VE-produktionen svarer til den forventede elektrificering af hhv. varmeproduktionen (varmepumper), transporten (elbiler) og datacentre – hvorimod der i klimafremskrivningen kun regnes med en minimal PtX-efterspørgsel (det lyseblå areal øverst i figuren til højre i figur 14). Hvis der skal skabes plads til en dansk PtX-produktion, skal der først og fremmest bygges mere havvind end de nævnte projekter.

En VE-produktion, der mærkbart overstiger forbruget, vil således ikke være rentabel. Og omvendt vil en væsentlig PtX-produktion kun være mulig, hvis der er VE-strøm til stede i rigelige mængder.

FIGUR 14. KF22-FORVENTNINGER TIL ELPRODUKTION OG ELFORBRUG



Note: "Klassisk" elforbrug dækker især over husholdningernes forbrug til lys og apparater samt virksomhedernes forbrug. Figureerne viser ikke nettabet (der udgør ca 5 pct. af produktionen) og udenrigshandlen med el (der antages at være beskednen).

De udviklere, vi har talt med, har i øvrigt lidt forskellige modeller for, hvordan VE- og PtX-projekter bedst kan knyttes sammen. Nogle udviklere vurderer, at der til et PtX-projekt på 1 GW bør knyttes 3 GW vindkapacitet, så PtX-anlægget statistisk set kan køre i 80 pct. af årets timer uden at skulle modtage strøm fra nettet. Andre udviklere lægger op til at bruge en forretningsmodel, hvor størrelsesforholdet mellem VE- og PtX-anlæggene er mere lige, eller måske 1:1, og hvor PtX-anlægget i stedet køber ekstra strøm fra nettet i de timer, hvor elprisen er lavest, og omvendt sælger strømmen til markedet i stedet for at bruge den, når elprisen er høj. En sådan model forudsætter dog efter vores vurdering lavere kapitalomkostninger på elektrolyseanlæggene end i dag.

OPSUMMERING: HVAD VIL DEN GRØNNE BRINT KOSTE, OG HVOR STORE SUBSIDIER ER NØDVENDIGE FOR AT MULIGGØRE EN DANSK OG EUROPÆISK GRØN BRINTINDUSTRI?

Hvor mange subsidier vil det kræve at bringe omkostningerne til at producere grøn brint i de mængder, EU-Kommissionen foreslår (10 millioner tons brint om året), ned på niveau med omkostningerne til at producere grå brint? Svaret er, at det i høj grad vil afhænge af prisudviklingen på el og gas, men også andre vigtige parametre, jf. tabel 3. Da disse antagelser er usikre har vi valgt at gennemføre beregningerne for tre scenarier – med høj, medium og lav støtte.

TABEL 3. BEREGNINGSANTAGELSER OG -RESULTATER I TRE SCENARIER

Faktor	2023	2030, scenarie med høj støtte	2030, scenarie med middel støtte	2030, scenarie med lav støtte
CO2-kvotepri	81	100	110	130
Elpris, kr./MWh	697	550	500	400
Gaspris, kr./MWh	446	250	300	400
Elektrolyse-Capex, indeks	100	60	50	40
Relativ indkøbspris	-	0,74	0,72	0,70
Samlet energitab ved elektrolysen	30 pct.	25 pct.	25 pct.	25 pct.
PPA-værdi	-	4 pct.	6 pct.	8 pct.
Produktionsomkostninger, grå brint (kr./kg H ₂)	19,4	16,2	18,2	22,1
Produktionsomkostninger, blå brint (kr./kg H ₂)	27,6	18,9	18,4	17,4
Produktionsomkostninger, grøn brint (kr./kg H ₂)	35,4	26,7	22,5	18,3

Kilde: egne beregninger

CO2-kvotepriisen er vigtig, idet denne indgår som ekstraomkostning ved produktion af grå brint. Jo højere kvotepriis, jo mindre støttebehov for grøn brint. På den anden side kan det give problemer

for en række af EU-landene, hvis kvoteprisen stiger meget – både mht. lavindkomstgruppers opvarmnings- og transportbehov og mht. den energitunge industris konkurrenceevne.

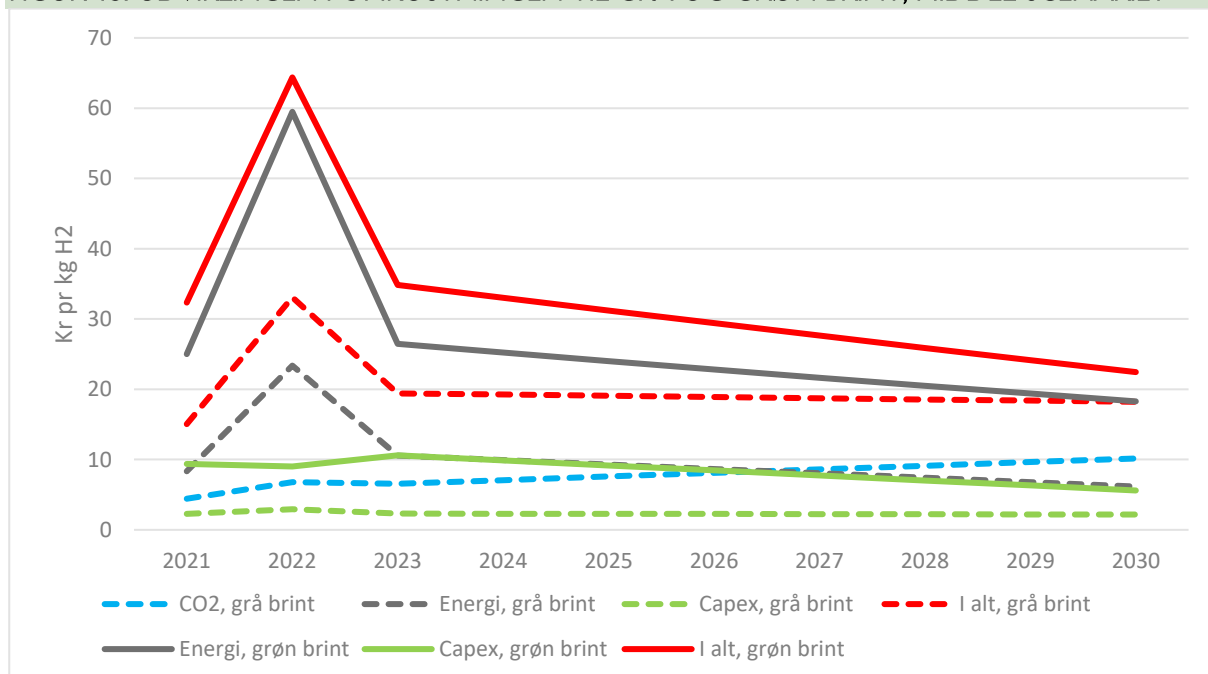
Elprisen er vigtig for elektrolyseomkostningerne, og gasprisen er vigtig for omkostningerne for såvel grå som blå brint. Det afgørende er forholdet mellem dem. Frem til 2030 kan man forestille sig scenarier både med højest elpris og med højest gaspris. Når el produceres på en gasturbine, vil elprisen (pr. kWh) være højest pga. energitabet mv. i gasturbinen. Men omvendt kan elprisen være lavest, hvis markedsprisen i mange timer bestemmes af VE-produktionen. Den mulige udvikling i elektrolyse-CAPEX og den relative indkøbspris er beskrevet ovenfor.

Vi har også antaget, at det i dag betydelige energitab ved elektrolyse kan nedbringes. Dette kan gøres både ved en udvikling af elektrolyseprocesserne, eller ved konsekvent at anvende overskudsvarmen til fjernvarme (eller en kombination af disse).

Endelig vil der være mulighed for, at den grønne brint kan opnå en "premium" i markedet, såfremt tilpas mange slutkunder vil betale ekstra for den grønne brint i forhold til grå brint. Denne premium er sat til mellem 4 og 8 pct. i de forskellige scenarier²⁷.

I figur 15 er vist en fremskrivning af produktionsomkostningerne til hhv. grå og grøn brint baseret på antagelserne i medium-støtte scenariet. Omkostningerne til grå brint er i figuren vist med stiplede linjer, og omkostningerne til grøn brint er vist med fuldt optrukne linjer.

FIGUR 15. UDVIKLINGEN I OMKOSTNINGEN TIL GRÅ OG GRØN BRINT, MIDDEL-SCENARIET



Kilde: egne beregninger

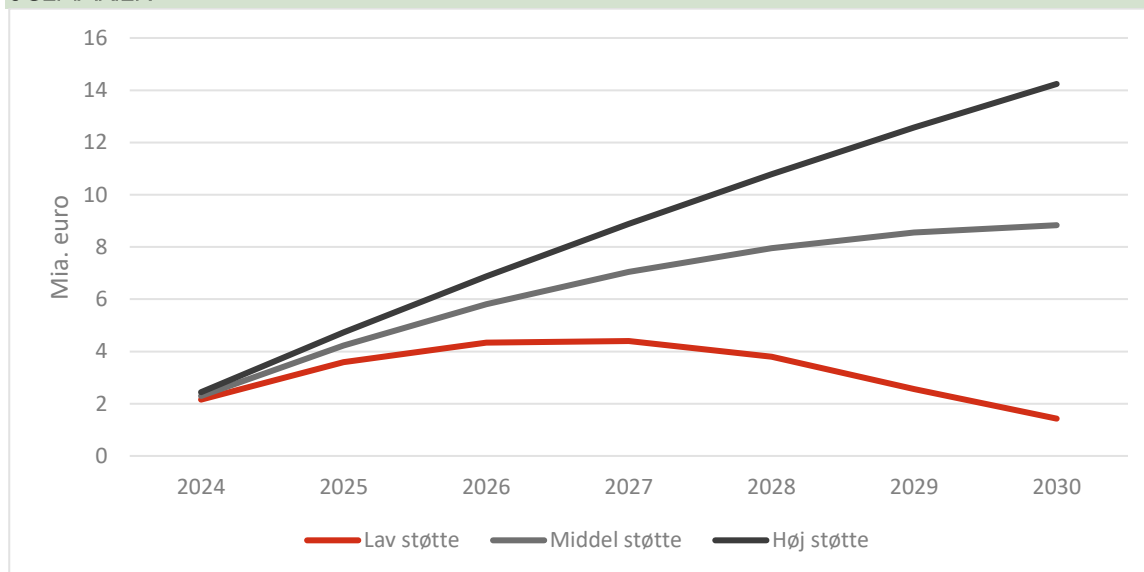
²⁷ Beregningsteknisk er denne premium indsat som en negativ omkostning

Denne fremskrivning viser – eller, mere forsigtigt udtrykt, repræsenterer - et scenario, hvor omkostningerne til grå og brint vil ligge på næsten samme niveau i 2030. Driverne bag dette er først og fremmest en antagelse om en væsentlig reduktion af kapitalomkostningerne til elektrolyse, en forøgelse af CO2-kvotepriiserne og at producenterne af blå brint i stigende grad får mulighed for at producere brint i de timer, hvor elpriserne er lavest.

I vores beregninger af det samlede støtteomfang for hele EU har vi antaget, at der fra 2024 årligt etableres anlæg på 15 GW, der kan producere 1,5 millioner tons H₂ om året. Med en sådan etableringstakt vil der i alt i årene 2024-2030 blive etableret 105 GW, der kan producere 10,5 millioner tons om året. Det antages endvidere, at CAPEX pr. tons produceret kg brint vil være fastlåst i anlæggets levetid (på antaget 20 år), mens energiomkostningerne og omkostningerne til CO₂-kvoter ikke er fastlåst, men vil afhænge af de løbende energi- og CO₂-kvote-priser.

I figur 16 er vist den samlede støtte for hele EU, der i de tre scenarier er nødvendige, hvis omkostningerne til grøn brint skal nedbringes til prisen på grå brint. Beregningerne er ført frem til 2040, men er i figuren kun vist frem til 2030.

FIGUR 16. STØTTE TIL GRØN BRINT FOR HELE EU HVERT ÅR FREM TIL 2030 I FORSKELLIGE SCENARIER



Kilde: egne beregninger. Beregningsforudsætningerne for de tre scenarier fremgår af tabel 2.

I tabel 4 er den samlede støtte frem til hhv. 2030 og 2040 vist i de tre scenarier for hele EU. Tabellen viser også den samlede danske støtte under forudsætning af, at Danmark etablerer en elektrolysekapacitet på 5 pct. af EU-kapaciteten, dvs. 5 GW (eller en årlige produktion fra 2030 på 0,5 millioner tons brint).

Beløbene er store – især, selvfølgelig, hvis de summeres over en årrække som i tabel 4. Det bemærkes, at selv i scenariet med lav støtte, hvor omkostningerne til grøn og grå brint er de samme i 2030, så skal der alligevel udbetales stor støtte mellem 2030 og 2040. Det skyldes, at investeringer i elektrolyseanlæggene kun vil ske, hvis investorerne har sikkerhed for støtte i hele anlæggets

driftsperiode (som her antages til 20 år). De høje kapitalomkostninger, som anlæggene i de første år er "født med", skal således dækkes frem til ca. 2040.

TABEL 4. SAMLET STØTTE TIL EN EU-PRODUKTION PÅ 10 MILLIONER TONS BRINT/ÅR, OG EN DANSK PRODUKTION PÅ 0,5 MILLIONER TONS BRINT/ÅR, FRA 2030

	Samlet støtte til EU-produktion til		Samlet støtte til dansk produktion til	
	2030	2040	2030	2040
Høj støtte	450 mia DKK	1025 mia DKK	23 mia DKK	51 mia DKK
Middel støtte	335 mia DKK	755 mia DKK	17 mia DKK	38 mia DKK
Lav støtte	165 mia DKK	270 mia DKK	8 mia DKK	14 mia DKK

Kilde: egne beregninger

Et centralt spørgsmål vil være, om subsidierne skal finansieres af EU eller af medlemslandene. EU har afsat midler gennem en række forskellige kilder, som også kan bruges til andre grønne initiativer, jf. beskrivelsen i indledningen.

Med EU's seneste udspil fra primo februar 2023 er der dog ikke afsat yderligere EU-midler. Til gengæld lægger EU op til en midlertidig lempelse af statsstøttereglerne frem til og med 2025. Detaljerne i denne lempelse er endnu ikke fastlagt, men vil bl.a. omfatte en ret for EU-landene til at matche tilskud fra tredjelande (især USA, jf. IRA-loven), til at unklade udbud og konkurrenceudsættelse af støtte midler og ret til at give støtten til PtX-projekter up-front som et investeringstilskud frem for som løbende støtte pr. produceret kg brint.

Et af flere dilemmaer vil være, om støtten skal gå til producenterne eller til de virksomheder, der skal bruge brinten. Hvis markedet kommer til at fungere, vil støtte til den ene side af markedet normalt påvirke markedsprisen, så støtten deles mellem udbuds- og efterspørgselssiden.

Der vil umiddelbart være behov for begge dele, da det vil indebære betydelige omkostninger både at starte ny produktion af grøn brint og at omstille produktions- og forbrændingsanlæg hos brugerne. PtX-investorerne vil kræve flerårige kontrakter med aftagerne for at investere, men samtidig vil aftagerne forudsætte en vis sikkerhed for, at de grønne PtX-produkter ikke bliver mærkbart dyrere end fossile produkter. Det kan fx løses gennem en støtte efter en CfD-model, hvor støtten afhænger af el- og gasprisen samt CO₂-kvoteprisen.

Men da den produktion af grøn brint, som EU efterspørger, og som skal erstatte den grå brint, først og fremmest skal give EU en større selvforsyning med energi og samtidigt medvirke til at nå EU's klimamål, bør støtten først og fremmest komme fra fællesskabsmidler – kombineret med national støtte givet af de lande, som skal bruge brinten, og hvis nationale klimamål derfor understøttes af den grønne brint.

Det er vores vurdering, at dette argument vil vinde, og at den aktuelle drøftelse af rammerne for statsstøtte til VE og PtX derfor vil ende med, at EU udpeger hele Nordsøen som en vigtig VE- og

PtX-zone for hele Europa med muligheder for at kunne modtage støtte fra såvel EU som fra de lande, der skal bruge brinten.

Vi vurderer også, at den mulige danske støtte til PtX kan gives ved udbudsmæssigt at sammenkoble VE- og PtX-udbygningen. Hvis en del af de fremtidige vindudbud forudsætter, at en vis andel af strømproduktionen skal gå til brintproduktion, så vil det mulige overskud på VE-anlægget i vidt omfang blive "slugt" af støttebehovet til PtX-produktionen – i hvert fald i de første 10 år.

Under alle omstændigheder anbefaler vi at alle havarealer fremover tildeles ved udbud. Formålet er ikke kun at skaffe penge til statskassen, men i lige så høj grad at ligestille byderne og at øge chancen for, at det på hver lokation er det bedste projekt, som vinder. Samtidig vil en udbudsmodel vil fjerne risikoen for, at tildelingen af retten til at bruge havbunden kan blive betragtet som statsstøtte.

Udbuddet bør ske gennem overskudsdelingsmodeller og ikke gennem fast koncessionsafgifter for ikke at øge investorenes risiko unødigt.

HVOR LANG TID VIL DET TAGE AT ETABLERE EN OVERSKUDSDELINGSMODEL?

Vores eneste bekymring ved en overskudsdelingsmodel er, at det vil tage lang tid – måske flere år? – at udvikle den, og at dette vil udskyde denne del af den grønne omstilling betydeligt. Dette er bestemt en reel risiko.

Vi vil derfor på det kraftigste anbefale en simpel model, som burde kunne udvikles i løbet af kort tid. Af hensyn til den grønne omstilling – og for ikke at handicappe danske virksomheder for meget – er det vigtigt at Klimaministeriets tænkepause ikke bliver for lang.

Principielt kan man forestille sig to slags modeller. I den ene model – skattemodellen – skal der være krav om, at vindparken bliver et en selvstændig virksomhed, der ikke må sambeskattes med andre virksomheder, og hvor overskudsdelingen så bliver en ekstra beskatning af overskuddet oveni selskabsskatteprocenten. I et udbud kunne byderne simpelt hen byde på denne ekstra beskatningsprocent. Den, der byder den højeste procent, vinder udbuddet.

Den anden model vil være en produktionsafgift på en given andel af den del af energisalget, der oversteg en given energipris – målt som kr./MWh for elproduktionen og en tilsvarende energipris, også målt i kr./MWh for brintproduktionen. Også her skal det være den byder, der byder den højeste andel, der vinder udbuddet.

Under alle omstændigheder er det vigtigt hurtigt at få en afklaring og dermed mindske investorernes usikkerhed. Dette taler for, ud over hurtigt at etablere en overskudsdelingsmodel, også at overlade en del af detailplanlægningen af parterne til udviklerne og at effektivisere godkendelses- og klageprocesserne²⁸.

KONKLUSION: ER BRINTINVESTERINGEN PENGENE VÆRD?

EU har brug for grøn brint – både for at øge EU's selvforsyningsgrad og for at erstatte den grå brint med grøn brint og derved reducere EU's klimagasudledninger. Men Danmark har kun i beskedent omfang brug for brint.

Det vil derfor være yderst risikabelt for Danmark at binde os til et mål om en elektrolysekapacitet på 5 GW i 2030 uanset omkostningerne. Det er muligt – jf. lav-støtte scenariet – at Danmark kan etablere en sådan kapacitet med en samlet støtte frem til 2040 på 14 mia. kr., dvs. kun ca. 1 mia. kr. om året. Men der er også risiko for, at det nødvendige støttebehov bliver 3 ½ gange større, nemlig i alt 51 mia. kr. Vi anser mellem-støtte scenariet for det mest sandsynlige, dvs. en samlet støtte frem til 2040 på i alt 38 mia. kr.

Det vil ikke være fornuftigt at bede de danske skatteydere om at betale dette beløb, givet at en meget stor del af den danske brint skal eksporteres til og bruges i Tyskland, og givet at den danske brint stort set ikke vil påvirke opfyldelsen af de danske klimamålsætninger.

I vores 2021-rapport anbefalede vi et støtteniveau til PtX på 1 mia. kr. om året frem til 2030. Denne anbefaling holder vi fast i. Dette beløb er et rimeligt beløb at bruge på en dansk støtte til teknologiudvikling, som måske vil lede til rentable virksomheder. Og hvis vi er heldige, kan dette beløb lede til en dansk brintbranche på måske 5 GW.

Det gælder især, hvis Klimaministeriet hurtigt genoptager sagsbehandlingen af åben-dør projekterne, gerne i form af nye udbud, hvor der anvendes overskudsdeling, og hvor VE- og PtX-udbygningen ses i sammenhæng.

²⁸ Jf. vores analyse fra maj 2022:

<https://axcelfuture.dk/s/DANMARK-HAR-BRUG-FOR-EN-VE-FORVALTNINGSREFORM-FINAL.pdf>