Ea Energianalyse

24-11-2020

Brint og PtX i fremtidens energisystem.

Indhold

Brint og PtX i fremtidens energisystem. 1

Indledning og opsamling 2

Baggrund 4

Klimarådet og Klimapartnerskaberne 6

Energinet og Dansk Energi maj 2020 8

PtX-strategier internationalt 9

Teknologi og økonomi: Status og perspektiver 12

Resulterende økonomimatrix for elektrolysebrint 22

Bliver Dansk Vind konkurrencedygtig med sol i Nordafrika? 24

Blå brint 28

PtX-produkter 29

Væsentlige referencer: 33

Indledning og opsamling

Dansk Energi har bedt Ea Energianalyse om et kort overbliksnotat som input til et PtX/CCUS strategiarbejde der planlægges igangsat. Overbliksnotatet skal bl.a. vurdere det fremtidige behov for PtX-brændsler, samt vurdere økonomi, muligheder, barrierer og konkurrencedygtighed ved produktion af PtX-brændsler i Danmark.

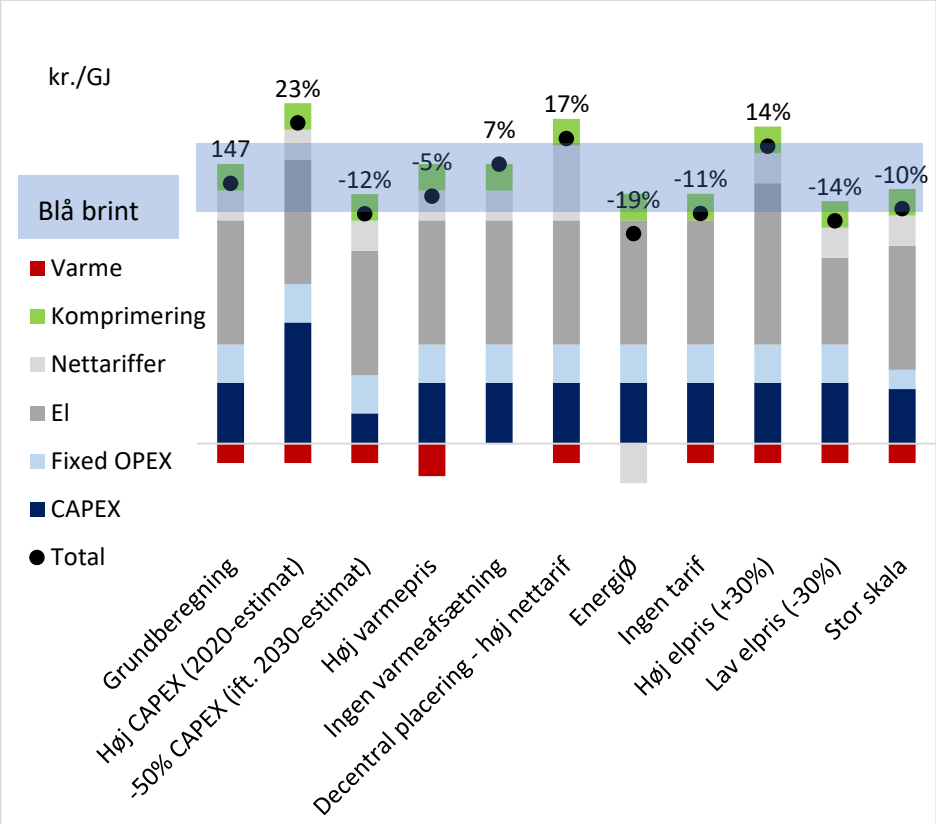
Der tages udgangspunkt i klimamålsætningerne internationalt, i EU og i Danmark, samt den rivende udvikling i elsektoren med billigere og billigere produktion af grøn strøm på basis af vind og sol. Hertil kommer, at biomasse er en globalt begrænset ressource. Det betyder, at en gennemgribende elektrificering af alle sektorer i samfundene er oplagt og nødvendigt for at nå målene omkostningseffektivt. Direkte elektrificering i form af eldrevne køretøjer og varmepumper kan over tid løse en væsentlig del af opgaven, men 30%-50% af de fossile brændsler vurderes at skulle erstattes af CO_2-neutrale brændsler baseret på elektrolyse eller på såkaldt blå brint (brint produceret fra fossile brændsler i kombination med CO_2-lagring).

Regeringens Klimapartnerskaber har peget på PtX-brændsler som et væsentligt instrument til at nå 70% målet, og et bredt flertal i folketinget har med "Klimaaftale for energi og industri mv. 2020" besluttet at der skal udarbejdes en samlet strategi for CO_2-fangst, lagring og anvendelse (CCUS) og PtX i Danmark.

EU-Kommissionen og en række lande har allerede udarbejdet og offentliggjort brint- og PtX-strategier. Flere af disse strategier peger på F&U, internationalt samarbejde, samt behov for økonomiske virkemidler til at drive udviklingen, og i nogle strategier peges endvidere på nødvendigheden af brintimport fra eksempelvis Danmark. I EU-Kommissionens brintstrategi opstilles et mål for etablering af 40 GW elektrolysekapacitet i EU samt import af en tilsvarende mængde i 2030.

Ea Energianalyse har til dette notat udarbejdet en fremskrivning af omkostningerne ved at producere elektrolysebrint i Danmark, og skitseret Danmarks potentielle konkurrenceevne for brint og andre PtX-brændsler. I beregningerne tages udgangspunkt i alkalisk elektrolyseteknologi, idet virkningsgrader og omkostninger ved denne teknologi kan fremskrives med større sikkerhed. Om andre teknologier potentielt kan producere billigere brint mod 2030 er ikke vurderet. På lang sigt vurderer en række kilder, at SOEC-teknologien kan blive

konkurrencedygtig på grund af højere omsætningseffektivitet fra elektricitet til brint.



Figur 1. Brintproduktionsomkostninger i Danmark ca. 2030 i en grundberegning og med variationer af nøgleforudsætninger (kr./GJ). Endvidere ses estimat af produktionsomkostninger for blå brint i Europa baseret på IEA data.

Konklusioner og betragtninger fra arbejdet med overbliksnotatet

- Der er internationalt stor fokus på udvikling af klimaneutrale brændsler mod 2030 og især 2050. Her ventes brint at spille en afgørende rolle.
- Fortsat faldende priser på vind og sol gør det sandsynligt, at elektrolysebrint bliver konkurrencedygtig sammenlignet med blå brint fra ca. 2030. Dette vil især afhænge af prisudviklingen på naturgas.
- Med udgangspunkt i strategier og målsætninger i vores nabolande, samt i anbefalingerne fra de danske klimapartnerskaber, er det muligt og sandsynligt at der skal etableres mindst 30 – 60 GW elektrolysekapacitet i Europa de kommende 10 – 15 år.

- Den alkaliske elektrolyseteknologi er veludviklet og kommerciel og har stort potentiale for prisreduktion. Med en ”learning rate” på 15% - 20% kan der ventes mindst ca. en halvering af prisen mod 2030.
- SOEC har potentiale for meget høj effektivitet, og PEM-teknologien har især perspektiver ved decentrale og fleksible anvendelser, fx fyldestationer.
- Lave elpriser og god infrastruktur er helt afgørende for økonomien. Det er sandsynligt, at udvikling af offshore vindkraft omkring Danmark i kombination med en brintinfrastruktur er et godt grundlag for konkurrencedygtig regional produktion.
- Der vurderes ikke at være betydelige skalafordele ved brintproduktion ud over anlæg på 10 – 20 MW. Videre raffinering til fx metanol og især diesellignende brændstoffer vurderes at indeholde store skalafordele.
- Stabile CO_2-kilder er en forudsætning for produktion af metanol og diesellignende brændstoffer. Her kan fx biogasanlæg, affaldsforbrænding og biomassefyrede kraftvarmeværker indgå som en god ressource i Danmark.
- Varmeudnyttelse fra PtX-produktion har betydning, men leverer ikke en afgørende indflydelse på økonomien. Det skyldes især lavt varmetab samt en relativt lav værdi af varmen, såfremt varmepumper er alternativet.
- Produktion af brint offshore, fx på Energiøer, synes økonomisk attraktivt. Forudsætningen er, at der spares omkostninger til elinfrastruktur.
- Den væsentligste barriere mod udbygning af elektrolyse og PtX frem mod 2030 vurderes at være efterspørgselssiden. Investorer i et nyt forretningsområde har behov for et rammeværk, der giver stor tiltro til en stigende og sikker efterspørgsel efter grøn brint og andre PtX-produkter.

Baggrund

EU´s klimamål og Paris-aftalen sætter de internationale målsætninger for reduktion af CO_2 for at holde temperaturstigningen under (”well below”) 2°C i forhold til det førindustrielle niveau og bestræbe sig på at begrænse temperaturstigningen til 1,5°C.

Klimalov

I Danmark står et bredt flertal i Folketinget bag en bindende klimalov, der skal sikre, at Danmark reducerer drivhusgasemissionerne med 70% i 2030 ift. 1990 og på langt sigt bliver klimaneutral i senest 2050. I henhold til loven skal

drivhusgasudledninger opgøres i overensstemmelse med FN's opgørelsesmetoder og omfatter også kulstofoptag/-emissioner fra jord og skov (LULUCF) samt CO_2-lagring.

De seneste år har udviklingen af VE i elsektoren globalt taget fart, bl.a. drevet af betydelige prisreduktioner på elproduktion fra sol og vind. Den globale kapacitet af vind og sol er nu mere end 1.000 GW, og bl.a. Bloomberg forudsiger, at vind og sol vil tiltrække mere end 70% af globale investeringer i elproduktion frem mod 2040.

I Danmark og i de fleste EU-lande udgør elektricitet 20-25% af slutenergiforbruget. Udover fjernvarme i nogen lande, består resten af energiforbruget primært af olie, gas og faste brændsler. En del af dette energiforbrug vil over tid kunne konverteres til elektricitet, men der vil også på længere sigt være en betydelig efterspørgsel efter flydende og gasformige brændsler, bl.a. i transport- og industrisektorerne.

Elektrificering af samfundet

En række scenarieanalyser udarbejdet af bl.a. Eurolectric og EU-kommissionen, og i dansk sammenhæng af Ea Energianalyse, peger på en mulig langsigtet direkte elektrificeringsgrad på 50% - 70% af slutenergiforbruget. De resterende 30% - 50% skal på lang sigt nødvendigvis leveres af klimaneutrale brændsler.

Biomasse betegnes som VE, og er i henhold til FN's opgørelsesmetoder klimaneutralt ved afbrænding. Der er dog stigende fokus på udfordringerne ved at øge biomasseanvendelsen til el-, varme-, transport- og industriformål. Udfordringerne er dels knaphed på bæredygtige ressourcer, dels usikkerhed om tidsperspektiv for CO_2-gevinsten ved overgang fra fossile brændsler til biomasse.

Elektrolyse og blå brint

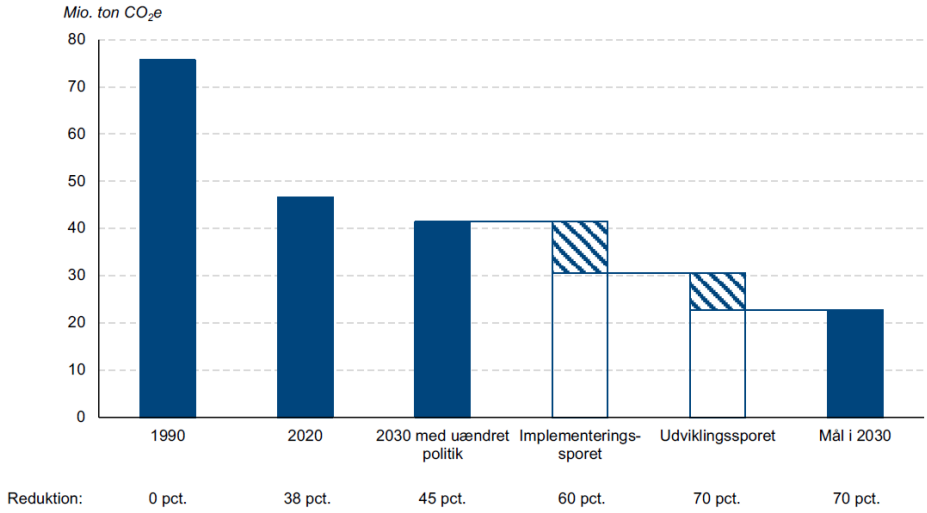
I dag er langt hovedparten af flydende og gasformige brændsler baseret på råolie eller naturgas. Såfremt anvendelsen af biomasse ikke kan øges væsentligt, skal der af hensyn til klimamålene findes nye VE-brændsler, eller anvendelsen af fossile brændsler skal kombineres med kulstoflagring (CCS). Anvendelse af fossile brændsler med kulstoflagring er dog ikke praktisk muligt på mobile eller små anlæg.

Der kan derfor tegne sig en fremtid, hvor fossile brændsler og biomasse primært omsættes på større enheder, og hvor brændslets kulstofindhold herefter lagres eller omsættes til andre stoffer ved katalytiske processer i

kombination med brint. Klimaneutral brint vil kunne produceres ved elektrolyse, eller som såkaldt blå brint på basis af fx naturgas med CO_2-lagring.

Klimarådet og Klimapartnerskaberne

Klimarådet udgav i marts 2020 rapporten "Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion".



Figur 2. Danske nettoudledninger af drivhusgasser fra 1990 til målet i 2030. Kilde: Klimarådet, 2020.

Det såkaldte "implementeringsspor" indeholder kendte teknologier og tiltag, der vurderes at kunne implementeres umiddelbart, hvor alle sektorer bidrager. "Udviklingssporet" omfatter en buket af teknologier og tiltag der har potentiale til at bidrage med at lukke mankoen for at nå 70% målet. Herunder er kulstoflagring og PtX. I udviklingssporet peges på, at kulstoflagring på mellemlang sigt mod 2030 tegner til at være væsentligt billigere end udnyttelse af kulstof til produktion af PtX-brændsler. Klimarådet peger derfor på behovet for en CCS-strategi.

Samtidig peges på muligheder for anvendelse af grøn brint fra elektrolyse til erstatning af fossilt produceret brint, særligt på raffinaderier. Derefter kommer et potentiale for at anvende brint som brændsel i industrielle processer, blandt andet som iblanding i gasnettet og som transportbrændsel. Endelig peges der på, at eksport af grøn brint og ammoniak produceret på grøn brint kan blive et væsentligt bidrag til at reducere de globale udledninger.

Klimapartnerskaberne

Regeringens 13 Klimapartnerskaber fremlagde i foråret 2020 anbefalinger til, hvordan 70% målet kan nås under hensyn til økonomi, erhvervs- og eksportudvikling, samt de langsigtede målsætninger om CO_2-neutralitet.

Ni ud af de 13 klimapartnerskaber har identificeret PtX og CCU/S som en del af løsningen for at nå 70%-målsætningen.

Energi- og forsyningssektoren

Af de 13 partnerskaber er det kun Energi- og forsyningssektoren, der har gennemført en egentlig samlet beregning af de samfundsøkonomiske omkostninger ved at nå 70% målet. Der peges i denne sammenhæng på et årligt merinvesteringsbehov i slutningen af perioden på 5-7 mia. kr. til indfasning af PtX-teknologierne. Dette modsvares i et vist omfang af besparelser fra indkøb af fossile brændsler og CO_2-kvoter og er ikke udtryk for den samfundsøkonomiske omkostning. Tallet viser dog et betydeligt behov for omdirigering af samfundets ressourcer for at nå målet.

Energi- og forsyningssektoren vurderer, at kendte teknologier skal bidrage med 64%-point af Danmarks 70% mål, og at halvdelen af den resterende manko i 2030 leveres af PtX-brændsler.

Energi- og forsyningssektoren anbefaler bl.a. følgende fire beslutninger:

- En strategi og køreplan for anvendelse af brintbaserede brændsler (PtX), bl.a. under hensyn til udnyttelse af overskudsvarme. Der skal afsættes støttemidler til industriel skalering som virkemiddel til omkostningsreduktioner på vej mod kommerciel bæredygtighed, og udpeges relevant placering.
- At CO_2-fangst (udnyttelse og lagring) skal være en del af en national klimastrategi.
- En plan for udbygning af transmissionsinfrastrukturen (på land og hav), understøttet af effektive beslutningsprocesser.
- En plan for gasinfrastrukturen, herunder hvordan gasinfrastrukturens kvaliteter inden for energitransport og -lagring kan understøtte PtX-brændsler og grønne gasser.

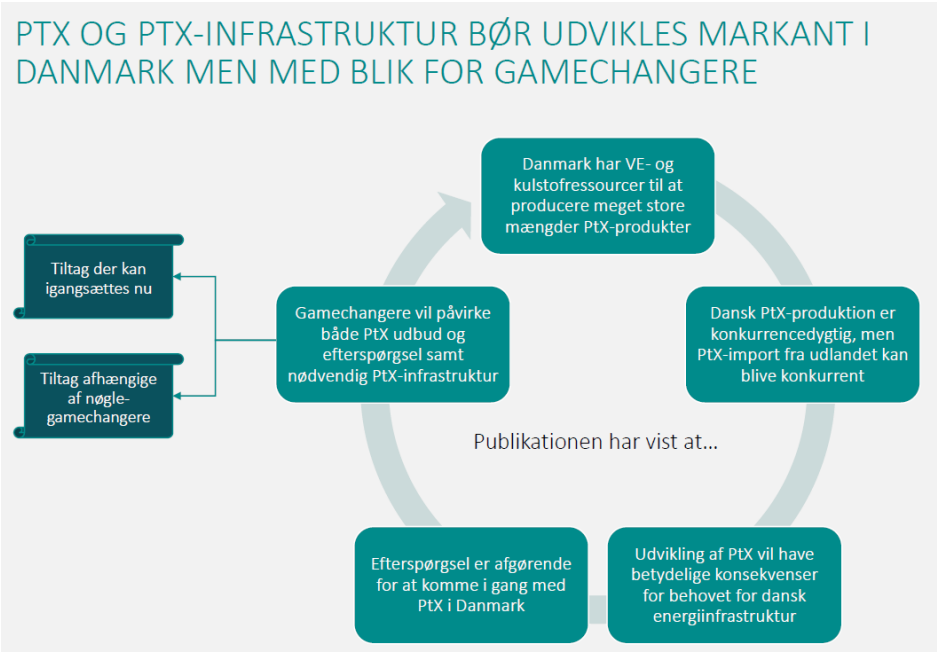
Disse anbefalinger er langt hen ad vejen i tråd med anbefalingerne fra de øvrige partnerskaber. *Det Blå Danmark* peger også på strategisk samarbejde mellem regeringen og aktører for at sikre den nødvendige sektorkobling og samarbejde mellem udbydere og de største potentielle aftagere af brændstof, såsom skibs- og luftfarten.

Som et element i en PtX/CCUS- strategi peger *Energitung industri og Produktionsvirksomheder* på behovet for etablering af et konkret fyrtårnsprojekt. *Finanssektoren* nævner bl.a. offentlige/private partnerskaber som nødvendige for at finansiere de nødvendige udviklingsprojekter, herunder PtX.

Også *Fødevare- og landbrugssektoren*, *Landtransport*, *Life Science og Biotek*, samt *Luftfart* peger på PtX-sporet og nævner, med forskellig vægt, behovet for et egentligt strategiarbejde, partnerskaber og øget fokus på FUD-aktiviteter.

Energinet og Dansk Energi maj 2020

Efter offentliggørelsen af anbefalingerne fra Regeringens Klimapartnerskaber, offentliggjorde Energinet og Dansk Energi rapporten "Gamechangere for PtX og PtX infrastruktur i Danmark". Analysen beskrives som et oplæg til diskussion om mulige udfaldsrum for PtX i Danmark med det formål at drøfte, hvordan energiinfrastrukturen i Danmark kan understøtte udviklingen.



Figur 3: Udvikling af PtX og PtX-infrastruktur med blik for gamechangere. Kilde: Energinet og Dansk Energi.

De usikkerheder eller "Gamechangers", der lægges vægt på i analysen, er:

Konkurrence og efterspørgsel

Hvad bliver den fremtidige efterspørgsel efter PtX-brændsler, og i hvilket omfang er dansk produktion konkurrencedygtig? Herunder gennem nye brintnetværk.

Brintteknologier og priser

Hvilke priser kan dansk brint produceres til i kombinationer af teknologiudvikling og billig VE-el baseret på offshore? Herunder i hvilket omfang der med fordel kan etableres brintproduktion på de nye energiøer, der er i forslaget. Et særligt element er naturligvis prisudviklingen på elektrolyseanlæg.

Metan som energibærer

Her er det særligt usikkerhed om balancen mellem udbud og efterspørgsel efter grøn metan, samt i hvilket omfang fx biogas i højere grad afsættes som metanol end metan.

Kulstoftilgængelighed

Hvad bliver pris og regulering omkring de store CO_2-punktkilder på affald og biomasse, og kommer der reel konkurrence fra direct air capture-teknologien? Og bliver selve lagringen af CO_2 (CCS) så billig, at den reducerer behovet for CCU og PtX?

Publikationen afsluttes med en en række anbefalinger der kan indgå i en evt. national PtX-strategi.

PtX-strategier internationalt

EU-Kommissionen og en række lande i – og udenfor Europa – har udarbejdet strategier for hvordan brint, kulstoflagring og PtX kan bidrage til den grønne omstilling og erhvervsudvikling. Korte beskrivelser af et udvalg af disse strategier er vedlagt dette notat i bilag. Nedenstående er blot en opsamling.

	2020-2025	2025-2030	2030-2040	2040-2050
EU	Marts 2020 var planlagte investeringer på 8,2GW	Mål om 6GW installeret VE-elektrolyse i 2025	Mål om 40 GW indenfor og 40 GW udenfor EU i 2030	VE hydrogen i "Hard to decabonise" sektorer
Tyskland	Mål om 2GW i forbindelse med implementering af RE-DII	Efterspørgsel på 100TWh, delvis import	Mulig kvote på min. 2% flybrændstof	Mulig løsning på biomasse i varmesektor
Holland	500MW elektrolyse	3-4GW elektrolyse	Muligt 14% iblandingskrav i flybrændstof	100% PtX brændsel i fly
Norge	Fokus på CCS	Test af ammoniak til færger	Implementering af CCS i industrien	Klimaneutral transportsektor 2050
Japan	200.000 FCV's og 320 påfyldningsstationer i 2025	Mål om pris på 17yen/kWh el fra hydrogen (1,01kr)	800.000 FCV's, 10.000 gaffeltrucks, 1.200 busser i 2030	Total CO_2-fri hydrogen i forsyningen 2040
Frankrig	10% CO_2-fri hydrogen i industrien 2023	50.000 lette erhvervs-2.000 tunge køretøjer 2028	Omsætning på 8,5 milliarder EUR i brintsektoren i 2030	Omsætning på 40 milliarder EUR i brintsektoren i 2050

EU (A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe – 2020)

EU ser sin rolle som faciliterende for netværkssamarbejde og vil i den forbindelse støtte forskning og udvikling, både økonomisk, og med ny lovgivning. Strategien har klart definerede arbejdsområder, og målsætninger for kapacitetsopbygning. Det estimeres, at der i år 2050 vil være foretaget investeringer i VE-hydrogen på mellem 180-470 milliarder EUR. Gennem innovationsfonden vil demonstrationsanlæg og drift af både elektrolyse og CCSU-teknologier blive støttet økonomisk. Strategien peger på et mål om 40GW elektrolysekapacitet i EU i 2030 samt import fra 40 GW installeret udenfor EU.

Tyskland (The National Hydrogen Strategy - 2020)

Tysklands ser hydrogen som løsningen på udfordringen i at omlægge deres store industrisektor, samt tung transport. Den geografiske placering gør dem oplagte som aftagere af overskudsel fra både Syd-, og Nordeuropa, og et oplagt transitland for hydrogen. Dette betyder, at der er stort fokus på internationalt samarbejde med bl.a. Danmark. Der er afsat en betragtelig sum til forskning og udvikling, samt til opsætning og drift af anlæg der skal forsyne stål-, og

	kemiindustrien med hydrogen. Frem mod 2023 er der øremærket 1,1 milliarder EUR i subsidier. Der peges bl.a. på en efterspørgsel efter brint på omkring 100 TWh i 2030, der bl.a. skal dækkes ved import.
Holland (Government Strategy on Hydrogen - 2020)	Hollands strategi bærer præg af et tidligt udviklingsstadie, hvor der drages inspiration fra andre lande, og hvor forskning på området skal bidrage til at klarlægge, hvordan overskudsstrøm i systemet kan udnyttes og lagres. Brugen af hydrogen menes at være bedst udnyttet i industrien og i det eksisterende gasnet. Der er stort fokus på at bruge havnene som hubs for produktion, lagring og transport af hydrogen. Desuden lægges der vægt på et internationalt samarbejde med bl.a. Danmark, både inden for produktion af VE til elektrolyse, forskning i fremtidens brændsler, og udvikling af internationale standarder. Produktion af hydrogen vil fra 2020 kvalificere sig til subsidier op mod 300EUR pr fortrængt ton CO_2.
Norge (The Norwegian Government's hydrogen strategy - 2020)	Norge ser hydrogen som en løsning på meget få problematikker, og har ikke klart definerede mål for oprustning af hydrogenforbruget. På trods af en overflod af VE i energisystemet, ses hydrogen ikke anvendt som stabilisator til elnettet, fordi hydrokraft er meget billigere. Ammoniak til skibstrafik ses som det største anvendelsesområde, hvor hydrogen hovedsageligt vil blive produceret af naturgas med CCS. Der udtrykkes interesse igennem nordiske samarbejder for at forske i elektrobrændsler til flytrafik. Grønt hydrogen er fritaget for forbrugerskat på el.
Japan (Basic Hydrogen Strategy – 2017, The Strategic roadmap for hydrogen and fuel cells - 2019)	Japans hydrogenstrategi er ambitiøs og det er tydeligt at de ser hydrogen som en gennemtrængende energibærer i alle sektorer i fremtidens energisystem, hvilket vil gøre dem til et "Hydrogensamfund". For at bringe selvforsyningsgraden op i landet vil de ikke kun bruge hydrogen i transport og industri, men også i produktion af el og varme, til forskel fra andre lande. Bestræbelsen mod hydrogensamfundet er forbundet med stor national stolthed, og de ser sig selv som drivkraft bag forskning og udvikling i et internationalt perspektiv. Bl.a. indeholder strategien kvantitative mål for brintdrevne køretøjer. Statslige tilskud til brændselsceller og hydrogeninfrastruktur var i 2017 på 310 millioner EUR.
Frankrig (Plan de Dèployment de L'hydrogène pour la transition ènergètique -2018)	Frankrigs strategi sigter efter at implementere hydrogen i alle sektorer, og den opsætter skarpt definerede tiltag, for at nå målsætningerne. Der nævnes flere demonstrationsanlæg, bl.a. to togforbindelser. Sammenlignet er strategien ikke så ambitiøs som nabolandenes, men Frankrig satser til forskel fra dem mere på grønt hydrogen end blåt hydrogen. Bl.a. er der et mål om at 10% af

industriens brintforbrug er CO_2-neutralt i 2023. I 2019 blev der frigivet 100 millioner EUR til at kickstarte udviklingen.

Teknologi og økonomi: Status og perspektiver

I dag dækkes næsten hele den globale brintefterspørgsel af brint produceret på naturgas, mens elektrolyse udgør en forsvindende del. På basis af det hurtige prisfald på vind og sol, og en stigende efterspørgsel efter grønne brændsler til især transportsektoren, er dette dog ved at ændre sig. Selvom nogle typer elektrolyse vurderes at være veludviklede og kommercielle, er økonomien stadig en betydelig barriere. En storskala efterspørgsel efter grønne brændsler baseret på brint er betinget af, at omkostningerne reduceres væsentligt. Det er muligt og sandsynligt at blå brint kan dominere udviklingen i en årrække, men på længere sigt vurderes elektrolysebrint baseret på vind og sol at blive konkurrencedygtig.

Alkalisk elktrolyse (IEA 2018)

Alkalisk elektrolyse er en moden og kommerciel teknologi. Den er blevet brugt siden 1920'erne, især til brintproduktion i gødningsindustrien og klorindustrien. En række alkaliske elektrolysatorer drives fleksibelt fra 10% last til fuld designkapacitet. Flere alkaliske elektrolysatorer med kapaciteter på over 100 MW-el blev tidligere etableret i lande med store vandkraftressourcer (Canada, Egypten, Indien og Norge). De fleste af disse er i dag udkonkurreret af brintproduktion baseret på naturgas. Alkalisk elektrolyse er kendetegnet ved relativt lave kapitalomkostninger sammenlignet med andre elektrolyseteknologier, bl.a. på grund af at der ikke anvendes sjældne og dyre materialer.

PEM elektrolyse (IEA 2018)

PEM elektrolyse blev introduceret i 1960'erne af General Electric for at overvinde visse ulemper ved alkaliske elektrolysatorer. PEM elektrolysatorer bruger rent vand som en elektrolytopløsning og undgår således genvinding og genanvendelse af kaliumhydroxid. De kan være relativt små, hvilket gør dem potentielt mere interessante til nogle formål. De er i stand til at producere stærkt komprimeret brint til decentral produktion og opbevaring på tankstationer (30-60 bar uden en ekstra kompressor og op til 100-200 bar i nogle systemer sammenlignet med 1–30 bar for alkaliske elektrolysatorer). Deres driftsområde kan gå fra nulbelastning til 160% af designkapaciteten.
Imidlertid har de brug for dyre elektrodekatalysatorer (platin, iridium) og membranmaterialer, og deres levetid er i øjeblikket kortere end for alkaliske elektrolysatorer. De har højere omkostninger og er mindre udbredt.

SOEC elektrolyse (IEA 2018)

SOEC'er er den mindst udviklede elektrolyseteknologi. SOEC bruger keramiske materialer som elektrolyt og har derfor lave materialeomkostninger. De fungerer ved høje temperaturer og med høj grad af effektivitet. Da der anvendes damp til elektrolysen, er der behov for en varmekilde, hvilket bidrager til høj el-effektivitet og giver god mulighed for udnyttelse af overskudsvarmen, fx til efterfølgende synteseprocesser (f.eks. Fischer-Tropsch-syntese).

Til forskel fra alkaliske og PEM-elektrolysatorer er det potentielt muligt at drive en SOEC-elektrolysator i omvendt tilstand som en brændselscelle. Endvidere er det muligt med SOEC at foretage samelektrolyse af damp og CO_2, hvorved der kan produceres CO og brint til efterfølgende omdannelse til forskellige PtX-brændsler. En udfordring ved SOEC er materialenedbrydning som konsekvens af de høje driftstemperaturer kombineret med urenheder.

Nøgleparametre ved vurdering af brintøkonomi mod 2030

Ved produktion af brint baseret på elektrolyse har især fire faktorer betydning for økonomien: Elpris, virkningsgrad, investering og materialelevetid. I dette afsnit tages der udgangspunkt i levetider og virkningsgrader for alkalisk elektrolyse, og formålet er at vurdere, hvordan forskellige konfigurationer kan spille ind på økonomien. Endvidere er formålet at skitsere om Europa og Danmark har potentiale til at blive internationalt konkurrencedygtig.

Der opbygges derfor en omkostningsmatrix for brintproduktion, og der perspektiveres mht. konkurrenceevne overfor blå brint og brintimport fra lande og regioner med markant bedre solpotentiale end Danmark. Sådanne vurderinger bør indgå i en dansk PtX-strategi.

CAPEX

CAPEX-estimater for alkalisk elektrolyse varierer meget mellem forskellige opgørelser både for det nuværende niveau (2020) og for det fremtidige (2030). I det danske teknologikatalog estimeres CAPEX i 2020 til 600 euro/kW-el, mens Bloomberg opgør CAPEX til det dobbelte (1200 euro/kW). En ny analyse finansieret af ICCT (International Council for Clean Transport) indeholder en litteraturgennemgang af CAPEX-estimater for elektrolyse. Baseret på en række studier (>80 datapunkter), kommer de frem til et middelskøn på 988 USD/kW (829 euro/kW) i 2020, men hvor priserne varierer fra 479 euro/kW til 1064 euro/kW. Nedenfor er en sammenligning af CAPEX-omkostningerne fra forskellige kilder.

CAPEX (euro/kW-el)	2020	2030
Dansk teknologikatalog	600	550
ICCT assessment	479-1064	454-1013
IEA	500	400
IRENA	840	
Bloomberg	1200	115-135
EU-kommissionen (Guidehouse)	600-2900	500-1500

Tabel 1. CAPEX-omkostninger for alkalisk elektrolyse ifølge udvalgte kilder (euro/kW-el).

Alkaliske elektrolyseenheder er modulære systemer. Skalaeffekten af at øge kapaciteten på et elektrolyseanlæg vil i dag derfor primært være på bygning, civil work og systemindpasningsomkostninger, som kun udgør en mindre del af elektrolyseomkostningerne. Prisreduktioner formodes derfor at komme ved at selve produktionen af elektrolyseenheder kommercialiseres og opskaleres. De forventede prisfald på CAPEX hænger derfor tæt sammen med den forventede udvikling i udbredelse af elektrolyseanlæg.

Virkningsgrad og varmeudnyttelse

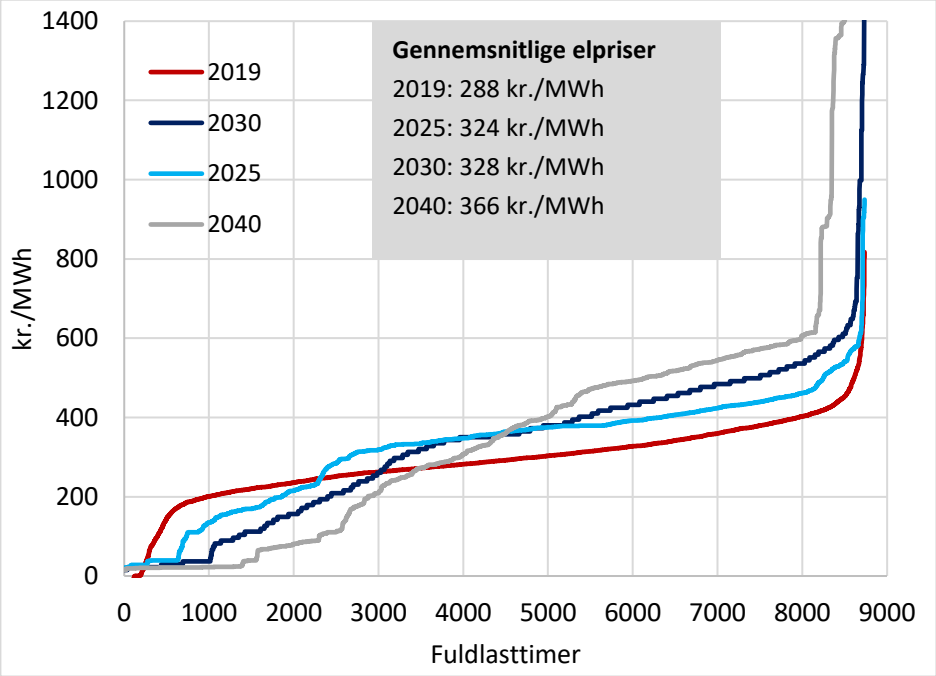
Et alkalisk elektrolyseanlæg har et elforbrug på 4,5-5,0 kWh/Nm3 svarende til en virkningsgrad på 60-66% ved nedre brændværdi og 70-78% ved øvre brændværdi. Den teoretiske maksimale omdannelse fra elektrisk energi til brintenergi (uden modstand) er 100% ved øvre brændværdi svarende til 85% ved nedre brændværdi. Effektiviten målt ved øvre brændværdi udtrykker andelen af inputenergi der omsættes til kemisk energi (70%-78%). Resten er procestab, hvoraf en del kan udnyttes til fx fjernvarme.

Alkalisk elektrolyse opererer typisk ved 60-80°C, men der er eksempler på, at temperaturen kan være højere (90-100°C). Der tilføres normalt ikke varme til cellen, men varmen udvikles ved den elektriske modstand – dvs. varmeenergien kommer fra elforbruget. For at sikre at fastholde den ønskede temperatur indlægges der et kølesystem. Varmen udgør ca. 12-15% af elforbruget (afhængigt af brintkonverteringsgraden på elektrolyseenheden). Temperaturen på kølevandet har typisk en for lav temperatur til at udnytte direkte til fjernvarme (~ 55°C) og skal derfor ofte boostes, hvis det skal kunne udnyttes til fjernvarme.

Elpris

Elomkostningen har stor betydning for brintproduktionsomkostningerne ved alkalisk elektrolyse. Variationerne i elprisen kan derfor være afgørende for, hvordan elektrolyseanlægget kører, og hvor høj den resulterende brintproduktionsomkostning bliver.

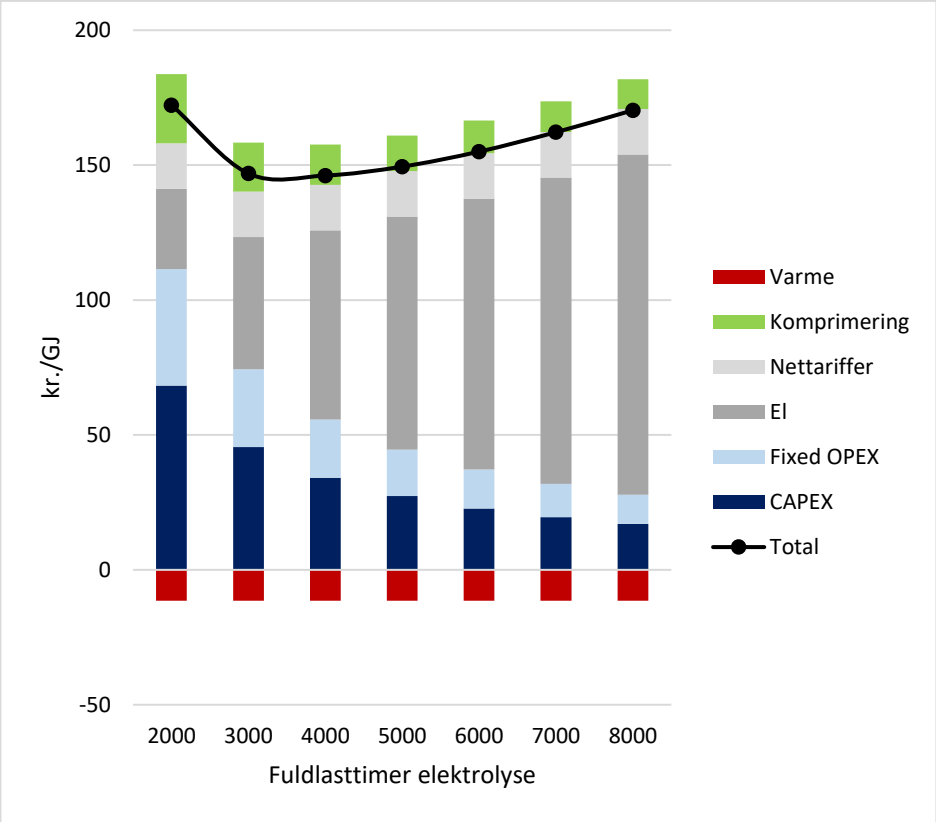
Til dette overbliksnotat har Ea gennemført elprisberegninger baseret på, at Danmark lever op til 70% målsætningen, og med konsekvensen af de nye aftaler om bl.a. to energiøer for 2020, 2025, 2030 og 2040. Desuden antages betydelig elektrificering, herunder hurtigt stigende elforbrug til PtX produktion. Elpriserne er beregnet med Balmorelmodellen, hvor hele det nordeuropæiske system er simuleret. Der er taget udgangspunkt i en elprisfremskrivning for DK1, hvor det antages at hele elproduktionen fra Energiøen i Nordsøen ilandføres i DK1. Den gennemsnitlige elpris i 2019 var 288 kr./MWh i DK1. I beregningerne stiger gennemsnitsprisen til 324 kr./MWh frem mod 2025 og til 328 kr./MWh i 2030 og til 366 kr./MWh i 2040 (se Figur 4 nedenfor). Variationen i elprisen vil med en større mængde sol og vind i systemet bliver markant større end i dag. Det betyder, at der vil komme mange flere timer hvor elprisen er lav, men samtidig også timer, hvor elprisen er væsentlig højere end gennemsnitsprisen i dag. Dette udnyttes af i et vist omfang af elektrolyseanlæggene til fleksibel brintproduktion.



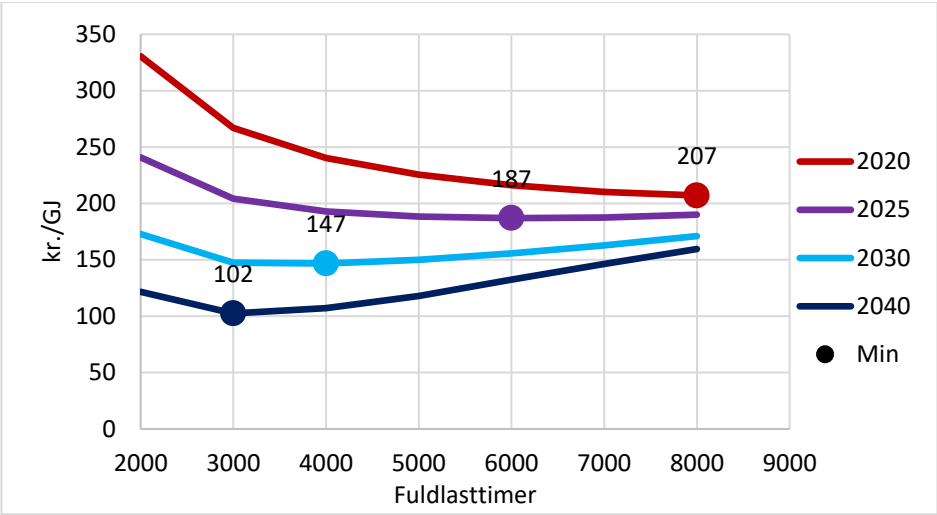
Figur 4. Elpris-varighedskurve 2019, 2025, 2030 og 2040, hvor elprisen er sorteret fra laveste til højeste timeværdi for DK1. Elpris for 2019 er den faktiske elprisprofil, mens øvrige er modelresultater

Hvis CAPEX for elektrolyseanlægget er tilstrækkelig lav, er der en afvejning mellem at reducere antallet af fuldlasttimer (og udnytte lave elpriser) og prisen på lagring af brint. Nedenfor er grundberegningen for 2030 vist som funktion af antallet af fuldlasttimer uden lagring. Resultatet viser, at den laveste brintproduktionsomkostning opnås ved 3-4000 fuldlasttimer. Des flere

fuldlasttimer des lavere er CAPEX-betalingen pr. produceret enhed brint. El-pris-elementet stiger ved højere fuldlasttimer fordi den opnåede elpris i gennemsnit er højere. Da prisforskellen mellem 3000 og 4000 fuldlasttimer er meget lille, er der for robustheden i grundberegningen anvendt 4000 fuldlasttimer.



Figur 5. Brintproduktionsomkostning 2030 (2018-priser) som funktion af fuldlasttimer ekskl. brintlagring. Elprisen er antaget den laveste gennemsnitlige omkostning for et givet antal fuldlasttimer



Figur 6. Brintproduktionsomkostning som funktion af fuldlasttimer. Elektrolyseanlægget antages at bruge de billigste elpriser

Grundberegning brintomkostning

Der er lavet en grundberegning for 2020, 2025, 2030 og 2040. Grundberegningen er en simpel LCOE (levelised cost of energy) beregning, som indregner de vigtigste omkostningselementer for et givet år – kapitalomkostningen er fordelt ud over forventet levetid. I virkeligheden vil brintproduktionsomkostningen i et givet år have et miks af anlæg med ældre levetid – som kan betyde, at produktionsomkostningen er undervurderet. På den anden side kunne man også regne på omkostningerne over et anlægs fulde levetid, hvor særligt udviklingen i elprisen får betydning.

CAPEX for alkalisk elektrolyse tager i grundberegningen udgangspunkt i middelskøn for ICCT's litteraturgennemgang i 2020 på 829 euro/kW. Denne kilde er valgt, fordi studiet omfatter mange datapunkter (mindst 80) for alkalisk elektrolyse inklusiv både interviews med elektrolyseproducenter og estimater fra litteraturen mm. De har forsøgt at opnå et harmoniseret datasæt, som omfatter et samlet elektrolysesystem – dvs. ikke kun stacks. Middelestimatet fra 2020 er i dette notat fremskrevet ved at bruge en learning rate tilgang i kombination med en antaget udvikling i udbredelsen af alkalisk elektrolyse. Der er her antaget en learning rate på 15%, og at kapaciteten på alkalisk elektrolyse firedobles frem mod 2030. Det giver en prisreduktion på 48%, som er afrundet til 50%.

Ud over CAPEX og elpris baserer grundberegningen sig på en række centrale forudsætninger. De anvendte forudsætninger er samlet i nedenstående tabel.

	Enhed	2020	2025	2030	2040	Kilde
Fuldlasttimer	Timer	8000	6000	4000	4000	A
Virkningsgrad	Brint/el	64%	65%	66%	67%	B
CAPEX	Mio. €/MW-e	829	622	415	208	C
Bygning + civil	%	15%	12,5%	10%	5%	F
Faste D&V	tkr./år/MW-e	224	214	204	196	B
Elpris	kr./MWh	244	285	166	117	D
Nettarif	kr./MWh	100	40	40	40	E
Varmepris	kr./GJ					D
Komprimering	kr./kg-brint					C
WACC	%	5%	5%	5%	5%	F
Afskrivningsperi-ode	År	10 år /20 år	10 år /20 år	10 år /20 år	10 år /20 år	G

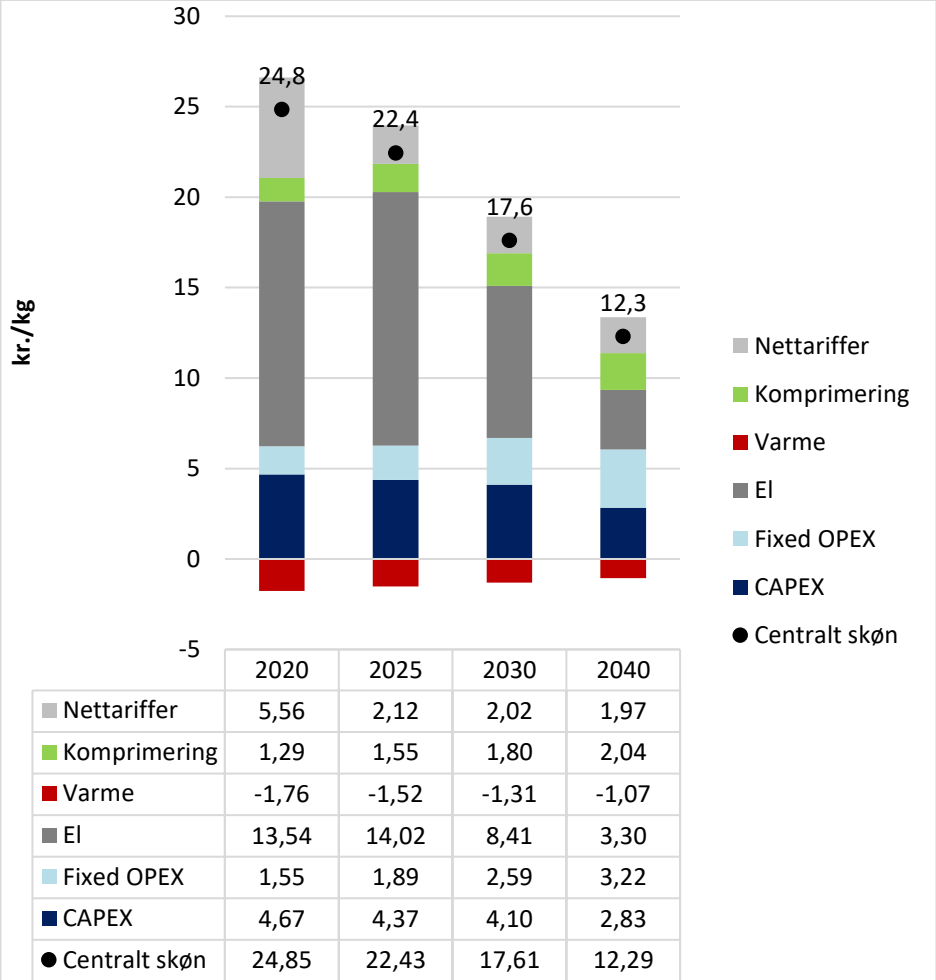
*Tabel 2. Hovedforudsætninger for grundberegning, 2030. *. **A:** Egen forudsætning – baseret på omkostningsminimering. **B:** Teknologikatalog, ENS.**C:** ICCT report 2020 – for komprimering er beregningsmodel anvendt med egne forudsætninger **D:** Egne prisberegninger for 2030 med Balmorel-modellen – afhængig af fuldlasttimer. **E:** 10 øre/kWh i 2020 for 2025-2040: ½ net- og systemtarif – baserer sig på en antagelse om en placering tæt på transmissionsniveau. **F:** ICCT report 2020. F: Egen forudsætning. **G:** 10 år for elektrolyse-stacks, 20 år for resten*

I 2020 er der estimeret en brintproduktionsomkostning på 170-180 kr./GJ svarende til 22 kr./kg baseret på 2019 elpriser for DK1 og komprimering til 35 bar. Frem mod 2025 stiger produktionsomkostningen på trods af en forventning om et fald i CAPEX. Det skyldes at der forventes en stigning i elprisen, som primært kan henføres til en stigning i CO2-prisen, kapacitetstilpasning i markedet og forbindelse til højpris-områder via. transmissionskabler.

I grundberegningen i 2030 antages elektrolyseanlægget at producere i 4000 fuldlasttimer i 2030 og brinten komprimeres til 35 bar. Beregningen baserer sig på en elpris på 166 kr./MWh og CAPEX-estimat på 415 euro/kW. Det giver en omkostning på **17,6 kr./kg (147 kr./GJ).**[1]

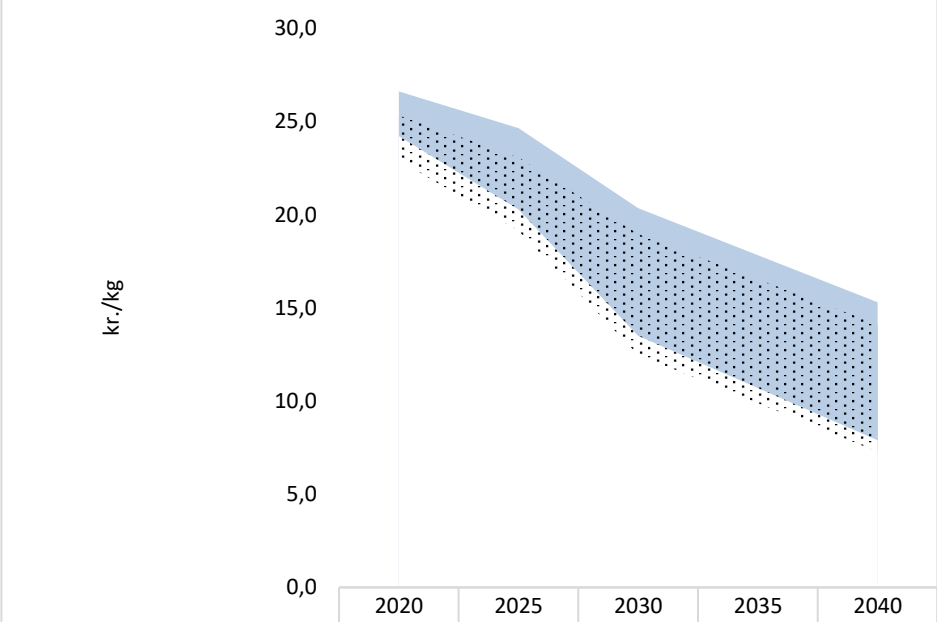
I 2040 er brintproduktionsomkostningen markant lavere – her 12,3 kr./kg. Faste D&V udgør en større del af omkostningerne, fordi der produceres ved færre fuldlasttimer. Varmen udgør ligeledes mindre, fordi konverteringen fra el til brint forventes at stige på bekostning af varmeoutput.

[1] Udnyttelse af de laveste elpriser kan, afhængig f profil for brintefterspørgsel, give behov for yderligere brintkomprimering og lagring. Omkostninger hertil er ikke indregnet.



Figur 7. Brintproduktionsomkostning i Kr./kg og fordeling af omkostninger i grundberegning baseret på antallet af fuldlasttimer angivet i Tabel 2. (2018-priser)

Der er en række usikkerheder ved estimater for brintproduktionsomkostninger. Nedenfor er omkostningen ved at producere brint i Danmark vist et usikkerhedsspænd. Det centrale spænd er optegnet med blåt. Spændet i brintproduktionsomkostningen tager udgangspunkt i ovenstående grundberegning, men med følsomhedsvurderinger på hovedparametre – de ændrede forudsætninger fremgår af Tabel 3. Det skraverede område viser samme usikkerhedsspænd (samme forudsætninger som i Tabel 3), men hvor udgangspunktet, CAPEX-estimatet i 2020 er lavere: 600 €/kW i stedet for 829 €/kW. De 600 €/kW ligger på niveau med både hvad IRENA, IEA, Agora og det dansk teknologikatalog m.fl. vurderer for 2020. Derfor er der lavet en særskilt illustration af udviklingen med et lavere CAPEX-estimat.



	2020	2025	2030	2035	2040
Central 2020-CAPEX - øvre estimat	26,6	24,6	20,4	17,8	15,3
Lav 2020-CAPEX - øvre estimat	25,3	23,1	19,0	16,5	14,1
Central 2020-CAPEX - nedre estimat	24,2	20,3	13,5	10,7	7,9
Lav 2020-CAPEX nedre estimat	22,9	19,1	12,5	9,9	7,3

Figur 8. Brintproduktionsomkostning med usikkerhedsspænd frem mod 2040 ved alkalisk elektrolyse. Det skraverede område viser udviklingen for et lavere 2020 CAPEX-niveau

Lavt estimat	Højt estimat
• 2030 CAPEX: 5-dobling 2030 15% learning rate • 2040 CAPEX: 5-dobling 2040 15% learning rate • Højere varmeudnyttelse (15% i 2030) • Netto betaling for elnettet reduceres til 0 kr./MWh frem mod 2030 (10 øre/kWh i 2020, 2 øre/kWh i 2025 og 0 i 2030 og frem) • Stor skala anlæg i 2030 – 50% lavere fixed OPEX	• 2030 CAPEX: 3-dobling 15% learning rate • 2040 CAPEX: 3-dobling 15% learning rate • Ingen varmeafsætning • Tillæg på 10 øre/kWh til elprisen i 2030 og frem

Tabel 3. Forudsætninger ved højt og lavt estimat. Forudsætningerne skal ses som ændringer i forhold til grundberegningen hvis forudsætninger fremgår af Tabel 2

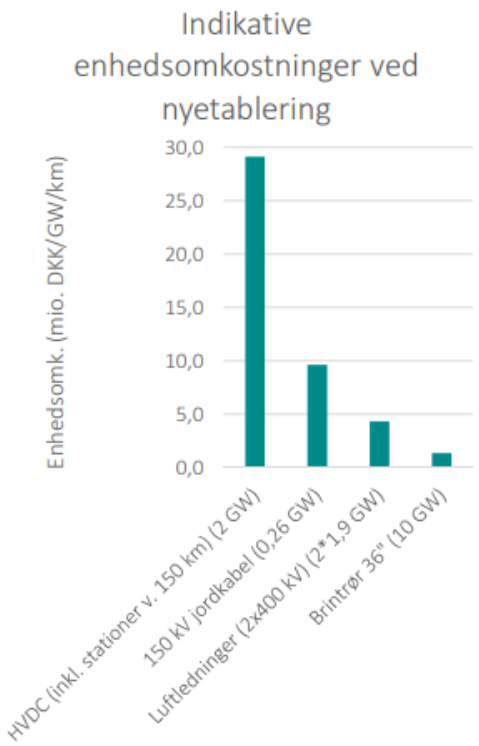
Interessen for brintproduktion er steget markant inden for blot få år. Der er mange meldinger om priser, nye anlæg, hvor både den alkaliske teknologi,

PEM og SOEC-produktion undersøges. Frem mod 2030 er det umiddelbart Eas vurdering at alkalisk fortsat vil dominere, men der kan hurtigt ske ændringer, da det er et område med stort fokus.

Brintinfrastruktursomkostninger er som udgangspunkt ikke medregnet i de samlede omkostninger til brintproduktion. Brintinfrastruktur er relevant, hvis brint bruges direkte som brændsel, men når det videreraffineres til andre PtX-produkter vil brintproduktion forventeligt være placeret tæt på synteseanlægget, og derfor er der ikke behov for rørføring.

Infrastrukturomkostninger og Energiøer

Elinfrastrukturomkostninger afhænger af, hvor elektrolyseanlægget placeres. I grundberegningen er det antaget, at det er placeret tæt på et el-knudepunkt. Det antages, at elektrolyseanlægget betaler de faktiske omkostninger som påføres nettet, her antaget til 4 øre/kWh i nettarif (svarende til en halv net- og systemtarif i 2020). Hvis elektrolyseanlægget placeres decentralt, regnes med fuld transmissionstarif og distributionstarif. Hvis elektrolyseanlægget placeres, så det kan aftage el direkte fra en VE-elkilde, kan der spares el-infrastrukturomkostninger. Det gælder fx, hvis det placeres på en Energiø. Her kan der potentielt spares dyr ilandføring af el, og i stedet etableres brintrør, som er væsentligt billigere – se Energinets indikative estimat nedenfor.



Figur 9. Indikative enhedsomkostninger ved nyetablering af el- og brinttransmissionsledninger. Kilde: PtX Handlingsplan, Energinet 2020 (Energinet, 2020)

Ved estimater for en Energiø, er det antaget, at der kan spares el-transmissionskabling fra Energiø til fastland. Dertil tillægges omkostninger til ilandføring af brint samt bidrag for dyrere placering på øen. Samlet set betyder det en infrastrukturomkostning på ca. 11-22 kr./GJ-brint afhængigt af elektrolysens antal fuldlasttimer (se næste afsnit).

Resulterende økonomimatrix for elektrolysebrint

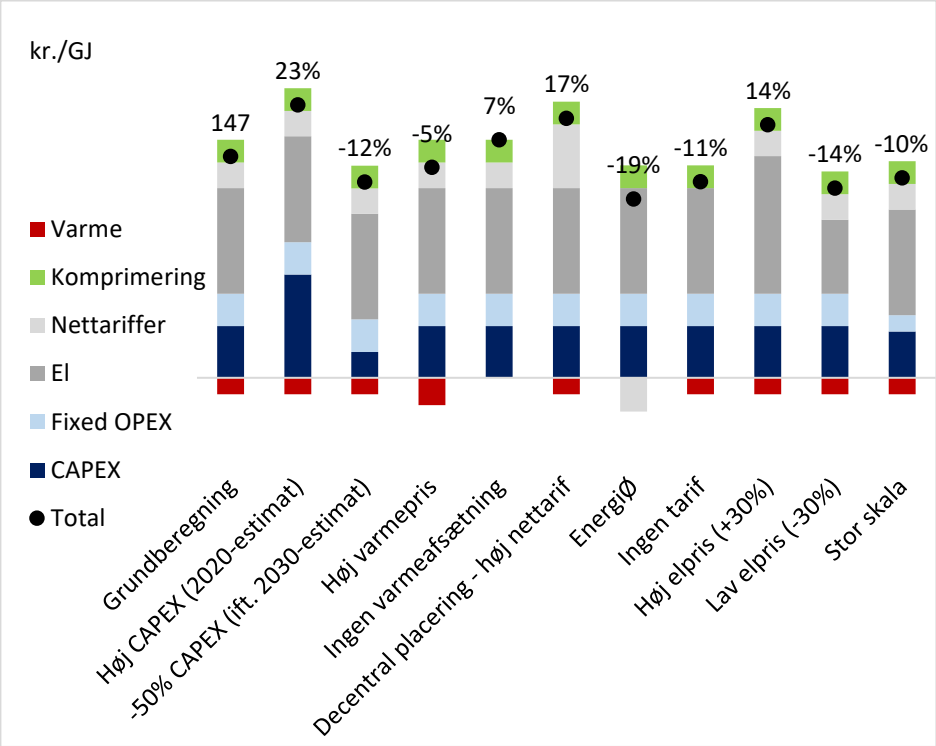
Til at vurdere betydning af CAPEX, værdien af varme, el-infrastruktur, elpris og skalaeffekt, er der regnet en række variationer af brintproduktionsomkostningen i 2030 og 2040.

Variationer:

- Høj CAPEX (2020-niveau)
- Lav CAPEX (-50% ift. grundberegning)
- Høj varmepris (100 kr./GJ)
- Ingen varmeafsætning
- Høj nettarif (decentral placering – 100 kr./MWh 2025-2040)
- Energiø (sparet elinfrastruktur, brintinfrastruktur og ingen varme)
- Ingen tarifbetaling

- Høj elpris (+30% - samme FLH)
- Lav elpris (-30% - samme FLH)
- Stor skala (-50% OPEX, -50% bygning & civil, -10% lavere CAPEX)

Ovenstående variationer er anvendt som mulige og realistiske forskelle i planlægningsrammer for lokalisering af elektrolyseanlæg. Variationen 'ingen tarifbetaling' har til formål at illustrere betydningen af nettarifferne fo brrintproduktionsomkostningen. For alle beregninger er antallet af fuldlasttimer fastholdt på 4000 fuldlasttimer.



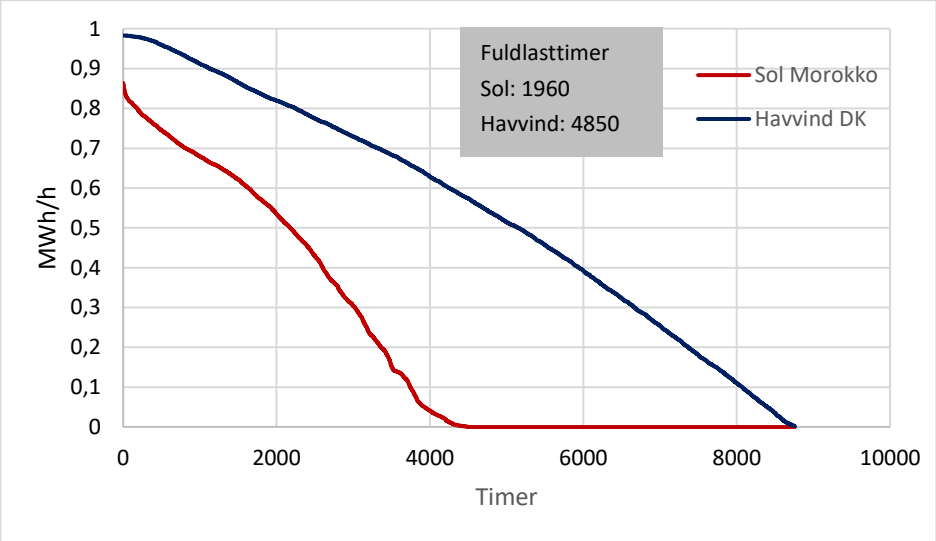
Figur 10. Brintproduktionsomkostninger i 2030 for en række variationer af forudsætninger for alkalisk elektrolyse baseret på 4000 fuldlasttimer (kr./GJ 2018-priser).

Evt. binding til CO_2-kilde

Ved produktion af kulstofholdige PtX-brændsler skal der være et samspil mellem brintproduktion, brintlagring og tilgængelighed af CO_2. CO_2-kilden i kombination med lagring kan blive afgørende for, i hvilket omfang det er muligt at køre elektrolyseanlægget fleksibelt. Dette indgår ikke i ovenstående. Betydningen af binding til CO2 kilden afhænger af kildens produktionsmønster samt af hvor stor en andel af CO2 produktionen der skal anvendes. I nogle tilfælde kan uheldig binding medføre at brintomkostningen stiger med mere end 20%.

Bliver Dansk Vind konkurrencedygtig med sol i Nordafrika?

En mulig konkurrence kan komme fra produktion af brint fra elektrolyse i kombination med solceller i områder med gode solressourcer, fx i Nordafrika. Med det samme CAPEX-OPEX-estimat som ovenstående grundberegning, men hvor elomkostningen og infrastruktur erstattes med direkte opkobling til en solpark eller en havvindmølle er der beregnet omkostningsdata for brintproduktion. Der er ikke regnet på indtægt for varme. Der er til beregningen taget udgangspunkt i en solprofil i Marokko og en havvindsprofil i Nordsøen.



Figur 11. Produktion pr. time sorteret fra højeste til laveste for en havvindmølle i Nordsøen og et solcelleanlæg i Morokko over et år for 1 MW-anlæg. Data er hentet fra www.renewables.ninja

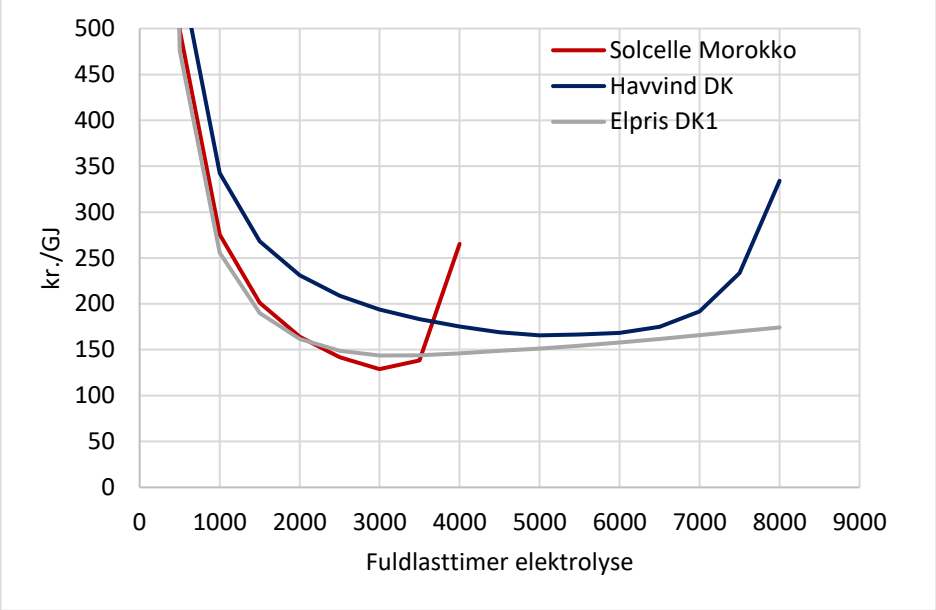
Baseret på vind- og solprofilerne er der beregnet en brintproduktionsomkostning. PV-omkostningerne baserer sig på det danske teknologikatalog for 2030, hvor solceller antages at koste 0,3 mio. euro/MW i CAPEX og 5800 euro/MW/år i fixed OPEX. Havvind baserer sig ligeledes på teknologikataloget med CAPEX på 1,93 M€/MW og fixed opex på 36.053 €/MW/år og variable opex på 2,7 €/MWh.

God økonomi i at overdimensionere solcelleparker

I beregningen er størrelsen af solcelleanlægget og havvindmøllen optimeret, så der opnås den laveste brintpris for et givet antal fuldlasttimer. Da solceller er relavtivt billige i etablering, kan det betale sig at overdimensionere solcelleparken betydeligt i forhold til elektrolyseanlægget, for at opnå flere fuldlasttimer til elektrolyse. Det vurderes derimod ikke attraktivt at opnå flere fuldlasttimer ved brug af ellagre.

Resultatet for 2030 som funktion af fuldlasttimer er vist i figuren nedenfor. Her fremgår det, at den laveste pris for brint med sol er 128 kr./GJ, mens den

laveste produktionsomkostning med havvind er 166 kr./GJ. Dvs. gode solressourcer kan potentielt betyde væsentligt lavere brintproduktionsomkostninger (her ca. 20% lavere).



Figur 12. Brintproduktionsomkostning 2030 for off-grid anlæg med solceller i Morokko og havvind i Danmark. Til sammenligning er brintproduktionsomkostning på dansk grund inkluderet (grundberegningen).

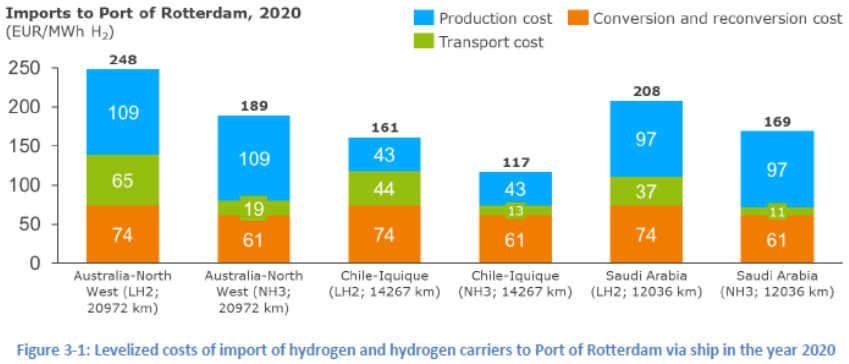
Figuren ovenfor viser, at kombinationen af elektrolyse og PV har svært ved at konkurrere med elektrolyseestimatet i grundberegningen til brint til Danmark.

	2030 Sol	2030 Havvind	2040 Sol	2040 Havvind
Placering	Nordafrika	Danmark	Nordafrika	Danmark
Elpris (kr./MWh)	88	252	94	235
Kapacitet (MW-el)	1,75	1,05	1,75	1,05
Fuldlasttimer	3000	5000	3000	5000
Brintpris	**128**	**166**	**94**	**133**

Tabel 4. Brintproduktionsomkostning ved off-grid produktion med solceller i Nordafrika og med havvind i Danmark

Der skal betales komprimerings- og transportomkostninger, hvis anlægget ikke placeres direkte ved en Europæisk brintinfrastruktur. EU-kommissionen har i 2020 udarbejdet en rapport, som sammenligner omkostningerne til at producere brint på tværs af lande. De inkluderer bl.a. et estimat for, hvad man potentielt kan importere grøn brint til fra områder uden for EU med gode solressourcer. Nedenfor er inkluderet estimater fra Australien, Chile og Saudi Arabien. Inden for projektets tidsramme har det ikke været muligt at gå i

detaljer med forudsætninger bag nedenstående beregninger. Resultatet indikerer, at importprisen i 2020 kan være ned til 242 kr./GJ (117 euro/MWh). Transport og konverteringsomkostningerne udgør i det billigste estimat 74 euro/MWh, dvs. 153 kr./GJ. Hvis ikke transportomkostningerne reduceres markant frem mod 2030, vil de alene overstige den estimerede brintproduktionsomkostning fra elektrolyse.



Figur 13. Importpriser for grøn brint til Rotterdam havn, 2020. Kilde: (European Commission, 2020)

Eksport af brint

Såfremt der etableres en europæisk brintinfrastruktur, vil den internationale konkurrence være afhængig af hvordan denne infrastruktur tarifferes. I dag tarifferes gastransport (naturgas) med entry/exit prissætning. I henhold til prisblad fra Energinet ligger både entry og exit tariffer omkring 15 kr./kWh/time/år. Hertil kommer en exit betaling på ca. 5 øre/kWh for gas der eksporteres.

ENERGINET

Prices for transport in the gas transmission system
Effective as of 1 October 2018

Transportation	
Firm capacity charge/reservation prices (annual)	
Entry capacity	
- Ellund	14.36 DKK/kWh/hour/year
- Nybro, BNG, Dragør	12.32 DKK/kWh/hour/year
Exit capacity	
- Ellund	12.32 DKK/kWh/hour/year
- Exit Zone, Dragør	16.51 DKK/kWh/hour/year

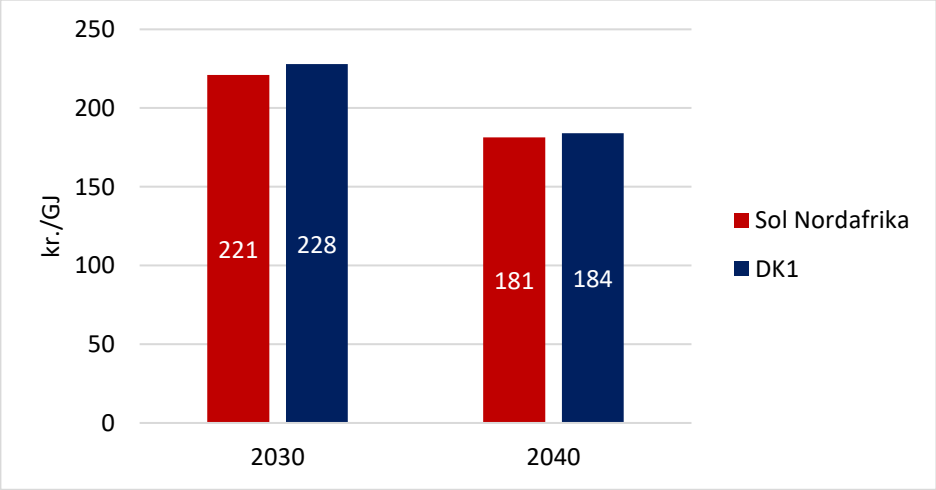
Figur 14. Kapacitetsbetaling for entry/exit af naturgas Importpriser for grøn brint til Rotterdam havn, 2020. Kilde: (European Commission, 2020).

Ved en kapacitetsudnyttelse på 6000 h/år, og under antagelse om at der kun betales exit-tariffer, svarer ovenstående tariffer til 7,5 øre/m3/år.

Hvis det groft antages, at en brintinfrastruktur har samme transportomkostninger pr volumenenhed som naturgas, vil dansk brinteksport skulle svare 7,5 øre/m3 i transportomkostninger for at konkurrere med fx tysk produceret brint i Tyskland. Med et tryk i transmissionsnettet på fx 30 bar, svarer det til Det svarer til 2 kr/GJ (25 øre/kg). Tallet er usikkert, men viser størrelsesordenen for brint transportomkostninger i en etableret og veludnyttet brintinfrastruktur.

Ammoniak-case

Tilsvarende beregninger er brugt til at estimere prisforskelle ved at producere ammoniak med solressourcer i Nordafrika eller i Danmark. Her er det dog antaget, at produktion i Danmark sker på land i en "landingzone". Resultatet fremgår nedenfor. Estimatet for ammoniak baserer sig på rapporten 'Ammonfuel – An industrial view of ammonia as marine fuel' fra 2020 (se afsnit om PtX-produkter for flere detaljer).



Figur 15. Ammoniakproduktionsomkostning i Danmark sammenlignet med produktionsomkostninger med PV i Nordafrika. Kilde: Egne beregninger

I 2030 er produktionsomkostningen i Danmark estimeret til ca. 225 kr./GJ og i Nordafrika til 221 kr./GJ. Dvs. en forskel på mindre end 2%. I 2040 er denne forskel lidt større med en produktionsomkostning på 181 kr./GJ mens den i Danmark er 184 kr./GJ. Igen en beskeden forskel.
Forskellene er så små, og usikkerhederne i fremskrivningerne så store, at der på baggrund af dette ikke kan konkluders vedrørende fremtidige konkurrenceforhold mellem det vindrige Nordeuropa og det solrige Nordafrika vedrørende elektrolysebaseret ammoniakproduktion.

Blå brint

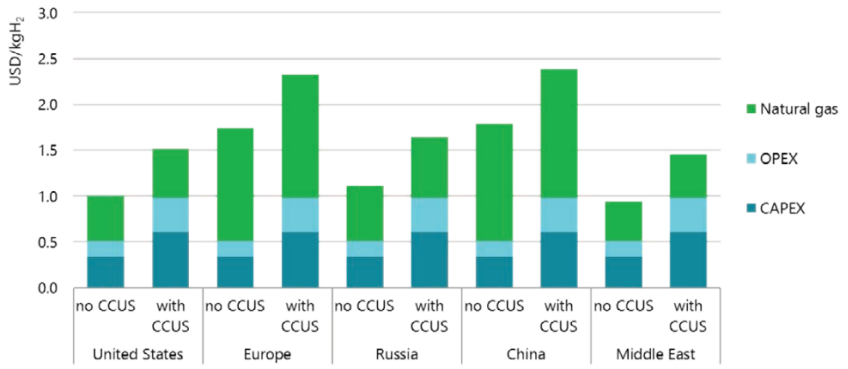
Langt størstedelen af den globale efterspørgsel efter brint produceres i dag på basis af naturgas eller kul (Kina).

Delft University

Brint produceres traditionelt ved såkaldt Steam Methane Reforming (SMR) eller ved Auto Thermal Reforming (ATR). For produktion af blå brint skal der kombineres med kulstoflagring. SMR-processen har ifølge litteraturen CO_2-indvindingsgrader på 60%-70%, potentielt endnu højere. Det vil dog øge omkostningerne betydeligt. Delft University vurderer i rapporten *Feasibility study into blue hydrogen* fra 2018, at ATR potentielt kan blive konkurrencedygtigt med SMR, såfremt der stilles krav om CO_2-indvindingsprocenter på over 90%.

Forud for G20 landenes topmøde i Osaka Japan i juni 2019, udgav det internationale energiagentur (IEA) rapporten *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities.* I denne rapport vises bl.a. et overblik over produktionsomkostninger for sort og blå brint, hvor den primære forskel ligger i de regionale naturgaspriser.

Figure 9. Hydrogen production costs using natural gas in different regions, 2018



Notes: kgH_2 = kilogram of hydrogen; OPEX = operational expenditure. CAPEX in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900 per kilowatt hydrogen (kW_{H_2}), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kW_{H_2}, with ranges due to regional differences. Gas price = USD 3–11 per million British thermal units (MBtu) depending on the region. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Availability of low-cost gas is a crucial cost determinant for SMR-based hydrogen.

Figur 16. Produktionsomkostninger for brint baseret på naturgas. Kilde: The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities, IEA 2018.

Det ses af figuren, at omkostningen for at producere naturgasbaseret blå brint baseret på SMR-teknologien vurderes at være naturgasomkostningen + ca. 1 USD/kg brint. Her skal det erindres, at naturgasomkostningen beregnes ved naturgasprisen divideret med en virkningsgrad – antagelig ca. 65%.

Såfremt blå brint skal være sammenlignelig med elektrolysebrint baseret på VE, skal der være tale om en meget høj CO_2-lagringsprocent – over 95%. Med en antagelse om at et sådant krav vil øge omkostningerne med 10%, kan der beregnes et spænd for produktion af blå brint i Europa, baseret på et rimeligt spænd for naturgasprisen:

Naturgaspris på 1,5 kr/m3 → blå brint koster 113 kr/GJ = 2,1 USD/kg
Naturgaspris på 2,5 kr/m3 → blå brint koster 152 kr/GJ = 2,9 USD/kg

PtX-produkter

På basis af brint kan der produceres en række PtX-produkter, fx metan, metanol, Fischer Tropsch jetfuel eller -diesel eller ammoniak. Bortset fra ammoniak, skal der tilføres CO_2-fra en passende kilde.

Indledende beregninger udført af Ea Energianalyse viser, at brintomkostningen vil udgøre 50% - 70% af det resulterende PtX-brændsel. Ved videre syntese til PtX-produkter har CO_2-omkostning, CO_2-begrænsninger og mulighed for varmesalg betydning.

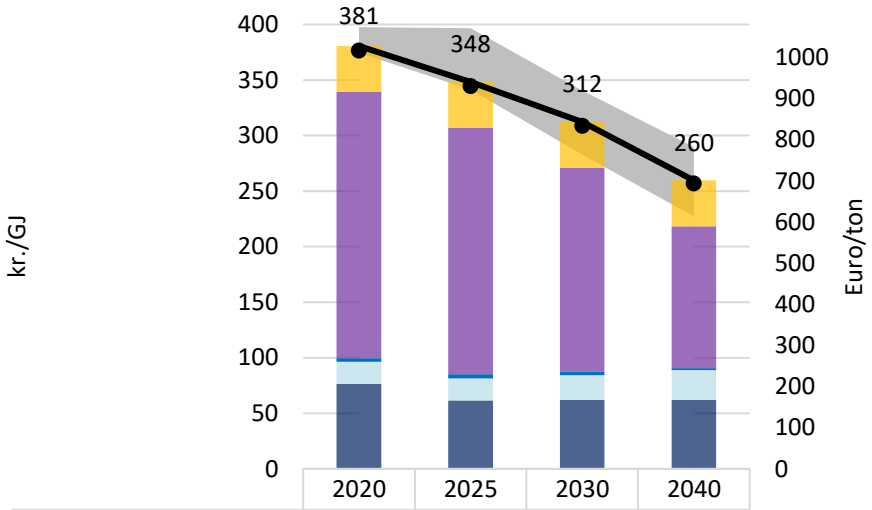
Metanol

Globalt anvendes metanol i dag primært til produktion af en række kemiske produkter, biodiesel, og en andel bruges direkte til iblanding i transportsektoren. Den samlede produktion er ca. 100 mio. tons årligt med en betydelig vækst de senere år. Metanolprocessen kræver, at CO2 omdannes til syngas før det kan reagere med brint til dannelsen af metanol. Efter dannelsen af råmetanol oprenses metanol gennem destillation. Pga. af flere procestrin er synteseomkostningerne til at producere metanol dyrere end fx metanisering.

		2020	2025	2030	2040	Kilde
CAPEX	€/MW-met	1,7	1,5	1,2	0,8	A
Fixed OPEX	€/MW-met/år	26.500	26.500	26.500	26.500	A
Virknings-grad	Metanol/el	50,7%	53,1%	55,6%	56,9%	B
Afskrivnings-periode	År	20	20	20	20	
CO2-forbrug	Kg-CO2/kg-met	1,37	1,37	1,37	1,37	A
CO2-pris	kr./ton-CO2	600	600	600	600	

Tabel 5. Hovedforudsætninger ved beregning af metanolproduktion. A: Teknologikatalog for fornybare brændstoffer, ENS. B: Egen beregning ekskl. Komprimering af brint og ekskl. Energiforbrug til carbon capture. Beregningen baserer sig på en konverteringsgrad for 86% fra brint til metanol og et eget forbrug på 4% af metanol-output

Baseret på grundberegningen for elektrolyseestimatet er der lavet et estimat for omkostningerne til at producere metanol, som fremgår af Figur 15 nedenfor. I grafen vises ligeledes et spænd omkring omkostningen baseret på usikkerheden ved fremtidige brintproduktionsomkostninger. Usikkerheden er alene relateret til usikkerhed ved brint og ikke ved usikkerhed omkring omkostningerne til et metanolsynteseanlæg.



	2020	2025	2030	2040
Brintpris øvre skøn	398	397	340	290
Brintpris nedre skøn	374	341	283	227
CO2	41	41	41	41
Brint	240	222	183	128
El og tariffer til syntese	3	4	3	2
D&V	20	20	22	27
CAPEX	77	62	62	62
Centralt skøn kr./GJ	381	348	312	260
Centralt skøn euro/ton	1017	930	834	694

Figur 17. Produktionsomkostning for metanol baseret på brintproduktionsomkostning i grundberegningen. Det grå område viser usikkerhedsspænd for brintprisen - usikkerhed for alle øvrige omkostningselementer relateret til metanolproduktion er ikke inkluderet. Bemærk højre akse viser euro/ton. El og nettariffer omfatter kun forbrug til syntesen. Elforbrug til elektrolyse er indregnet i brintomkostningen.

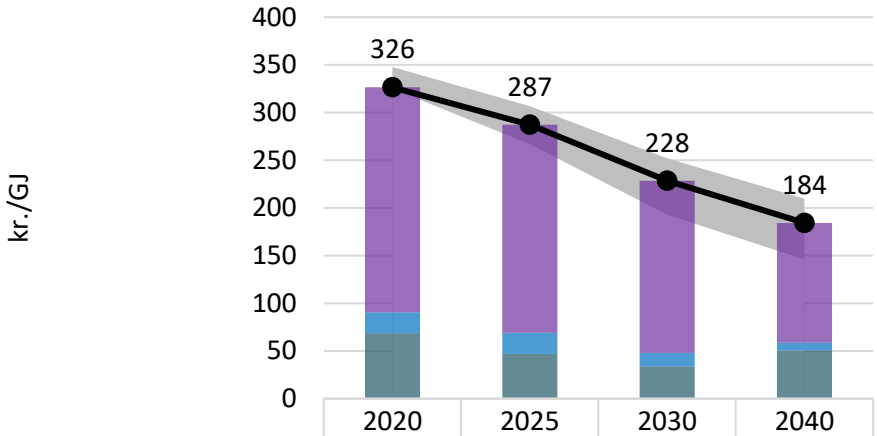
Metanolproduktionsomkostningen er beregnet til 340-400 kr./GJ (ca. 900-1000 euro/ton) i 2020-2025. Til sammenligning var prisen på fossilt producere metanol ca. 115 kr./GJ i 2020 (ca. 300 euro/ton). Det forventes at falde til 311 kr./GJ (ca. 840 euro/ton) i 2030 i det centrale skøn og helt ned til 259 kr./GJ (ca. 700 euro/ton) i 2040. Det væsentligste fald i prisen skyldes lavere

brintproduktionsomkostninger. Der er her ikke taget stilling til udfordringer med samtidighedsudfordringer med CO2-tilgængelighed og lave elpriser.

Ammoniak

Globalt produceres der ca. 180 mio. tons ammoniak, som primært bruges til kunstgødning. Ammoniak som brændstof er i dag kun meget begrænset, men ammoniak undersøges i øjeblikket som muligt brændsel, fordi det ikke indeholder karbon og dermed ikke udleder CO2 ved forbrænding og fordi ammoniak kan produceres fra vedvarende energi, når brint fra elektrolyse kobles med nitrogen fra luften (ved den såkaldte Habor-Bosch proces).

Der er her beregnet et groft estimat af omkostningerne til at producere ammoniak baseret på alkalisk elektrolyse. Omkostningsestimaterne baserer sig på rapporten 'Ammonfuel – An industrial view of ammonia as marine fuel' udgivet af Alfa Laval, Hafnia, Haldor Topsø, Vestas og Siemens fra august 2020. Da hverken virkningsgrader eller omkostningsdata fremgår direkte af rapporten, har det været nødvendigt at regne baglæns på rapportens forudsætninger og prisestimater. Da der her regnes særskilt på elektrolyse og på synteseanlæg, har det været nødvendigt at gøre antagelser om elektrolysens andel af omkostningerne. Der kan være behov for at opdatere denne beregning med bedre data for ammoniak-synteseanlæg.



	2020	2025	2030	2040
Brintpris øvre skøn	348	307	252	210
Brintpris nedre skøn	325	267	193	146
Brint	236	218	180	126
El og tariffer til syntese	22	22	14	8
Investering og fast D&V	69	47	34	51
Centralt skøn	326	287	228	184

Figur 18. Produktionsomkostning for ammoniak baseret på brintproduktionsomkostning i grundberegningen. Det grå område viser usikkerhedsspænd for brintprisen – usikkerhed for alle øvrige omkostningselementer relateret til ammoniakproduktion er ikke inkluderet. El og netta-riffer omfatter kun forbrug til syntesen. Elforbrug til elektrolyse er indregnet i brintomkostnin-gen.

Ammoniakomkostningen er i 2020 ca. 325-348 kr./GJ svarende til 640-750 USD/MT. Til sammenligning var den fossile pris for ammoniak ca. 250 USD/ton i 2020. Det forventes at falde frem mod 2030 – drevet både af et fald i CA-PEX_OPEX for ammoniakanlægget, som skyldes storskalafordele og et fald i brintprisen. I 2030 er det estimeret til 180-235 kr./GJ svarende til 480-620 USD/ton.

Væsentlige referencer:

EU Kommissionen (2020): Hydrogen generation in Europe – overview of costs and benefits.

International Council on Clean Transportation (2020): Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis in United States and Europe

IEA (2020): The future of hydrogen. Seizing today's opportunities

Energistyrelsen (2020): Technology data – generation of electricity and District Heating

Delft University (2018): Feasibility study into blue hydrogen

Energinet og Dansk Energi (2020): Gamechangere for PtX og PtX infrastruktur i Danmark

Klimarådet (2020): Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion

Anbefalinger fra 13 klimapartnerskaber (2020)

Udvalgte brintstrategier – se bilag

Ea Energianalyse (2020): Roadmap for elektrificering af Danmark

Ea Energianalyse (2020): Elprisfremskrivning

Syddansk Universitet, Niras og NISA: Nordic GtL – A prefeasibility study on sustainable aviation fuel from biogas, hydrogen and CO2

Diverse politiske aftaler