



Analyseforudsætninger til Energinet 2025 – Brintproduktion og brintforbrug

Baggrundsnotat

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
November 2025

J nr. 2025-3657

ANKRG/ULO/JPVG

Indholdsfortegnelse

1	Elektrolysekapacitet - Udviklingen frem mod 2050.....	2
1.1	Politiske målsætninger.....	2
1.2	AF25-forløbet for elektrolysekapacitet frem mod 2050	3
1.3	Uddybning af AF25 forløb og kvalificering ift. AF24	9
2	Metode og antagelser	11
2.1	Metode og antagelser til AF25.....	11
2.2	Ændringer ift. AF24.....	13
3	Brintforbrug	14
3.1	Dansk brintforbrug	14
3.2	Europæisk brintforbrug	16
4	Usikkerheder og følsomhedsberegninger.....	17
5	Bilag	18
5.1	Links til politiske aftaler.....	18
5.2	Andre links	18

Dette baggrundsnotat er en del af Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25). AF25 er et målopfyldelsesscenarie, hvilket vil sige, at AF25 grundforløbet som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet. Det er dog ikke alle målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet, der direkte afspejles i AF25. Desuden specificeres konkrete virkemidler eller tiltag til at indfri de politiske målsætninger og ambitioner ikke

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



1 Elektrolysekapacitet - Udviklingen frem mod 2050

Dette notat beskriver tilgang, metode og forløb i AF25 for elektrolysekapacitet (produktion af brint) inkl. væsentlige forudsætninger, samt AF25 antagelser for det fremtidige brintforbrug. Afsnit 2 beskriver elektrolysekapacitet i Danmark, mens afsnit 3 gennemgår forbrug af brint, både det danske forbrug og det europæiske forbrug inklusive behovet for brintimport. Det danske forbrug opdeles efter det endelige slutprodukt, enten som ren brint eller som e-brændstoffer.

1.1 Politiske målsætninger

Af aftale om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer af 15. marts 2022, der tog afsæt i *Klimaaftale for energi og industri mv. 2020* af 22. juni 2020, fremgik det, at Danmark skal sigte efter at bygge op mod 4–6 GW elektrolysekapacitet i 2030.¹ Siden da har rammerne for energisystemet og udbygningen med elektrolysekapacitet dog ændret sig flere gange.

Konstruktion og idriftsættelse af elektrolyseanlæg er en kompliceret proces, der stiller en række omfattende tekniske krav, herunder:

- Adgang til stor nettilslutningskapacitet samt adgang til vandressourcer (af den rette kvalitet) og evt. CO₂ til viderekonvertering.
- Infrastruktur eller logistiksystemer til transport af brint eller viderekonverterede produkter frem til modnede markeder.

Derudover kræves også godkendelser og tilladelser fra offentlige myndigheder. Elektrolyseanlæg vil endvidere typisk have en længere testperiode, før kommerciel drift kan påbegyndes. Desuden er markedet for grøn brint præget af stor usikkerhed og forsinkelser både i Danmark og internationalt.

Med kun fem år til 2030 vurderer Energistyrelsen, at elektrolyseprojekter skal have opnået en vis modenhed i forhold til ovenstående punkter for teknisk set at kunne nå fuld idriftsættelse i 2030.

Dette vurderes ikke at være tilfældet for den kapacitet, der skal til for at nå målsætningen om 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030. I AF25 indgår på baggrund af bl.a. PtX-pipelinelisten og ovenstående punkter elektrolysekapacitet på 2,7 GW i 2030. Energistyrelsen er bekendt med en række projekter, der potentielt kan realiseres i årene efter 2030, ligesom den samlede elektrolysekapacitet antages at stige betragteligt frem mod 2050.

¹ For links til aftalerne, se bilag 1

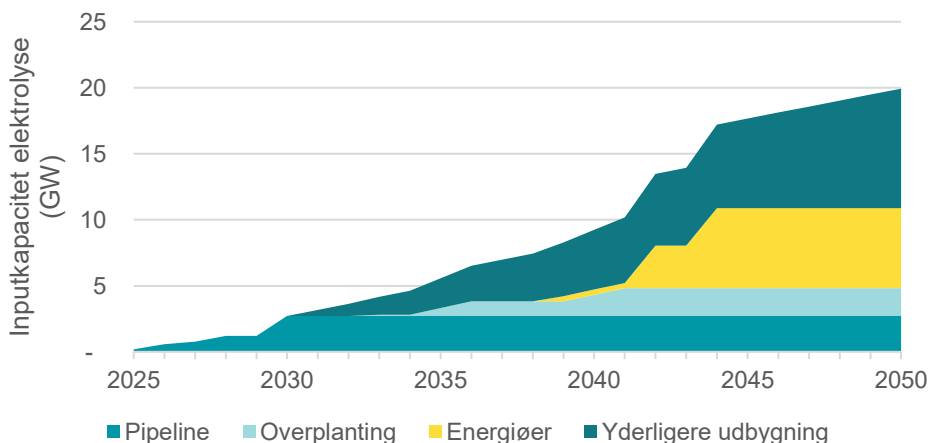


1.2 AF25-forløbet for elektrolysekapacitet frem mod 2050

På kort sigt baseres fremskrivningen på pipelinedata for projekter med en vis modenhed og idriftsættelse senest i 2030. På langt sigt baseres fremskrivningen på en optimering ift. den forudsatte udvikling i Europa og den danske udbygning med VE-kapacitet, herunder ikke mindst udbygningen med havvind i AF25.

Fremskrivningen leder til en dansk brintproduktion på langt sigt, der både imødekommer indenrigsforbruget af brint samt opfylder et eksportpotentiale.

Figur 1 viser den samlede udvikling i elektrolysekapacitet i AF25, opgjort som kapacitet for elinput. Figuren viser en stigning i elektrolysekapacitet igennem hele perioden fra 2025 til 2050.



Figur 1 Samlet inputkapacitet til elektrolyse (MW), ultimo året.

Fremskrivningen er opdelt i følgende fire kategorier, som gennemgås mere detaljeret i afsnit 2:

- Ved **PtX-Pipeline** forstås et estimat af udbygning frem mod 2030 som følge af konkrete offentlige projektudmeldinger med en vis modenhed (jf. også afsnit 1.1). Denne del svarer til 2,7 GW i 2030.
- Ved **Overplanting**² forstås mulig elektrolysekapacitet knyttet til øvrig havvindudbygning, men som også er nettilsluttet, så den kan drage fordel af udbygningen med landvindmøller og solceller.
- Ved **Energiøer** forstås elektrolysekapacitet koblet til udbygningen af de to energiøer ved Bornholm og i Nordsøen, jf. Baggrundsnotatet til AF25 om Havvind.
- Ved **Yderligere udbygning** forstås øvrig PtX-udbygning efter 2031 til at imødekomme en antaget udbygning med elektrolyse til eksport, som bl.a. følger den politiske ambition om udbygning af havvind, jf. 6. Bilag 1: Links til politiske aftaler og ordninger, samt baggrundsnotatet til AF25 om Havvind.

² Overplanting betyder, at vindmølleparker kan opstille mere kapacitet og producere mere strøm, end der er kapacitet til at aftage via elnettet. Der er ikke tale om udvidelse af parkens areal, men flere møller pr arealenhed. Evt. overskydende strøm kan udnyttes til f.eks. elektrolyse.



1.2.1 Frem til 2030: PtX-Pipeline

Udbygningen af elektrolysekapacitet til og med 2030 er baseret på projekter i Energistyrelsens PtX-pipeline og Energinets status for nettilslutningsaftaler. Ud fra informationerne om projekterne i pipeline om forventet idriftsættelsesdato, evt. opskalering af projektfaser, støttetilsagn, samt evt. salgsaftaler o.l., er projekterne i pipeline inddelt i forskellige sandsynlighedskategorier.

Projekterne er opdelt i to kategorier. Den første kategori afspejler projekterne i KF25 med en samlet kapacitet på 583 MW. Disse projekter har en høj grad af sikkerhed, fordi projekterne har modtaget støtte til hele eller dele af projektet eller har truffet endelig investeringsbeslutning (FiD). Den anden kategori afspejler projekter, der endnu ikke har truffet FiD, men har en høj grad af modenhed, som Energistyrelsen vurderer kræves for teknisk set at kunne nå at være i fuld drift i 2030. Projekterne i denne kategori svarer til yderligere 2.135 MW elektrolysekapacitet og har høj modenhed i forhold til nettilslutning, adgang til vand og infrastruktur, samt godkendelser og tilladelser fra offentlige myndigheder.

Tabel 1 viser den akkumulerede udbygning af elektrolysekapacitet frem mod udgangen af 2030 og omfatter begge ovenstående projektkategorier. Bemærk at de akkumulerede kapaciteter i denne tabel er opgjort som ultimo år (hvor kapaciteter i AF ellers normalt opgøres primo året) – dette er mhp. at vise udviklingen frem mod mållåret 2030.

År for idriftsættelse	Første år med fuld produktion/ primo år	DK1: Akkumuleret kapacitet (ekskl. kapacitet knyttet til Syvtallet) (MW) (opgjort ultimo året)	DK1: Akkumuleret kapacitet knyttet til Syvtallet (MW) (opgjort ultimo året)	DK2: Akkumuleret kapacitet (MW) (opgjort ultimo året)	Danmark: Akkumuleret kapacitet i alt (MW) (opgjort ultimo året)
2025	2026	193	0	0	193
2026	2027	314	0	280	594
2027	2028	513	0	280	793
2028	2029	933	0	280	1.213
2029	2030	933	0	280	1.213
2030	2031	938	1.500	280	2.718

Tabel 1 Forudsætninger for elektrolyseudbygning fra Energistyrelsens PtX-pipeline inkl. elektrolysekapacitet knyttet til "Syvtallet" (MW, opgjort ultimo året)

Udviklingen skønnes med væsentlig usikkerhed at være størst omkring 2030 pga. sammenhængen med etableringen af brintinfrastrukturen til Tyskland (også kaldet "Syvtallet"), jf. det politiske ønske i *Aftale om Brintinfrastruktur til Tyskland: Muliggørelse af Syvtallet* af 6. februar 2025 om at muliggøre en idriftsættelse af rørstrækningen mellem Esbjerg og Tyskland i 2030.



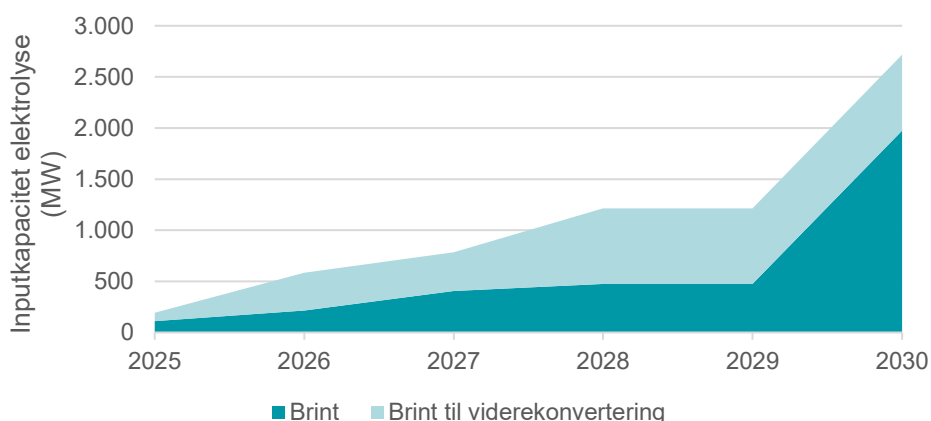
Etablering af brintinfrastrukturen vil således i første omgang fokusere på strækningen fra Esbjerg til den tyske grænse og vil svare til en eksportkapacitet på 3-4 GW (afhængig af trykket i røret). Det er ifølge aftalen om brintinfrastruktur til Tyskland også fortsat en ambition, at det fulde 'Jyske backbone' kan udbygges, med strækninger østpå til Fredericia og nordpå op gennem Jylland. Der er dog ikke truffet politisk beslutning om øvrige strækninger i brintinfrastrukturen udover Syvtallet.

Nettilslutning for PtX-pipeline projekter

Elforbrugskapaciteten fra PtX-pipelinen antages at være fuldt tilsluttet eller delvis tilsluttet til det danske kollektive elnet. Projektudviklere kan for konkrete projekter beslutte at etablere en direkte linje til en elproducent med deraf reduceret behov for nettilslutning enten over hele projektperioden eller de første år efter idriftsættelsen - typisk frem til den nødvendige netforstærkning kan blive etableret. AF25 afspejler dog ikke direkte linjer mellem landbaseret elektrolysekapacitet og landbaseret VE-kapacitet, men rummer mulighed for direkte linjer mellem elektrolysekapacitet på land og havvind (jf. afsnit 2.1.2 om nettilslutning).

Slutprodukter fra PtX-pipeline projekter

Figur 2 viser forløbet af elektrolysekapacitet frem mod ultimo 2030, kategoriseret efter projekternes udmeldinger om slutprodukt, dvs. hvorvidt der er tale om produktion af brint til direkte anvendelse eller til viderekonvertering (til fx e-metanol, e-metan, eller e-ammoniak).



Figur 2 Slutprodukter af fremskrivningen baseret på PtX-pipelinen, opgjort i elforbrugskapacitet til elektrolyse (MW), ultimo året

Før 2030 vurderes brinten at blive anvendt lokalt, mens der fra 2030 også kan eksporteres brint gennem Syvtallet. Baseret på specifikke udmeldinger om PtX-pipelinen anvendes den forventede PtX-kapacitet til produktion af brint til både direkte anvendelse og til viderekonvertering. Selvom alle projekter i PtX-pipelinen



har annonceret hvilket slutprodukt, de forventer at producere, kan der stadig ske ændringer frem mod 2030.

Syvtallet ventes aktuelt idriftsat i Q4 2030. Energinet opfordres til at følge udviklingen i projektet tæt, således at de specifikke anlæg der antages etableret i tilknytning til rørets etablering, modelleres i overensstemmelse hermed.

Det er usikkert i hvilket omfang viderekonverteringsanlæg på sigt vil ønske at tilslutte sig en kommende brintinfrastruktur, eller om viderekonverteringen (fortsat) vil ske samme sted som brintproduktionen uden tilslutning til brintinfrastruktur. Det antages her, at viderekonvertering til andre PtX-brændstoffer ikke forudsætter adgang til brintinfrastruktur.

1.2.2 Efter 2030: Overplanting af radial havvind

I AF25 antages en udbygning med elektrolysekapacitet i sammenhæng med udbygningen med radiale havvindmølleparker, som anført i tabel 2:

Projekt	Placering	Overplanting for elektrolyse (ultimo)	Første år med fuld produktion/ primo år	Kapacitet (MW)
Hesselø	DK2	2032	2033	100
Nordsøen Midt	DK1	2034	2035	500
Nordsøen Syd	DK1	2035	2036	500
Nordsøen Nord	DK1	2039	2040	500
Kattegat	DK1	2040	2041	100
Kriegers Flak II	DK2	2040	2041	400

Tabel 2 Forudsætninger for udbygning knyttet til øvrige radiale udbudsparker.

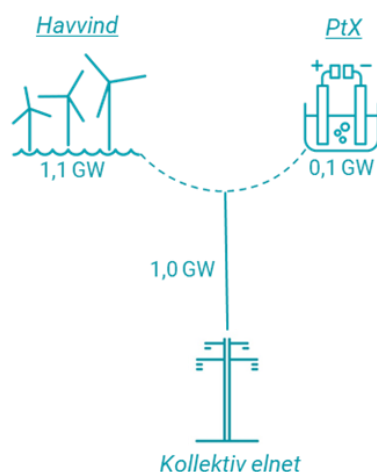
De radiale havvindmølleparker har i udbuddene mulighed for overplanting i op til to år efter idriftsættelse. I AF25 Det antages det, at 50 pct. af det beregningstekniske loft for overplanting vil blive realiseret, samtidig antages det, at denne overplanting knyttet til radiale vil modsvares af tilsvarende havvindsudbudsparker udnyttes til elektrolysekapacitet. F.eks. er der i udbuddet af Hesselø havvindpark mulighed for overplanting op til 200 MW. Heraf medtages de 100 MW i AF25, og det antages det derfor, at Hesselø vil blive overplantet med 100 MW, og at der dermed tilknyttes 100 MW, der opstilles elektrolysekapacitet-kapacitet svarende til hele den overplantede VE-kapacitet (100 MW.). Hesselø er den eneste havvindmøllepark, hvor overplantningen antages etableret samme år.

Nettilslutning for overplanting af radial havvind

Radiale havvindmølleparker med overplanting antages tilsluttet både det kollektive net samt elektrolysekapacitet. Der er tale om en delvis nettilslutning til det kollektive net, da den samlede kapacitet i havvindmølleparken overstiger kapaciteten på nettilslutningen jf. figur 3. Elektrolysekapacitet antages at blive etableret på land og kan både udnytte kapacitet fra havvindmølleparken eller fra det kollektive elnet. Det



er dog muligt, at nogle elektrolyseanlæg grundet projektspecifikke årsager vælger ikke at tilslutte sig det kollektive elnet, ligesom elektrolyseanlæggene potentielt kan etableres offshore på sigt. Det skal bemærkes, at der aktuelt ikke er lovhjemmel til brintproduktion på havet, hvorfor antagelserne omkring brintproduktion for EØN er behæftet med væsentlig usikkerhed. Energinet opfordres derfor til at lave supplerende følsomheder med alternative tilslutningskoncepter hvor relevant.



Figur 3 Illustration af delvis nettilslutning til det kollektive elnet (eksempel baseret på Hesselø)

1.2.3 Efter 2030: Energiøer

I AF25 antages den følgende elektrolyseudbygning knyttet til energiøerne:

Projekt	Placering	År for idriftsættelse (ultimo)	Første år med fuld produktion/ primo år	Kapacitet (MW)
Energiø Bornholm	EØB	2036	2037	400
Energiø Nordsø (Fase 2)	EØN	2041	2042	2.837
Energiø Nordsø (Fase 3)	EØN	2043	2044	2.837

Tabel 3 Forudsætninger for elektrolyseudbygning knyttet til energiøer. Kapaciteten for EØN er skønnet fordelt mellem de to faser, selvom det på nuværende tidspunkt ikke er afgjort, hvor meget der hører til hver fase.

Nettilslutning for Energiøer

I forbindelse med Energiø Bornholm antages det, at 50 pct. af den teknisk mulige overplanting realiseres (dvs. ud over den tilladte nettilslutningskapacitet). Det antages samtidig, at overplantingen modsvares af tilknyttet elektrolysekapacitet,

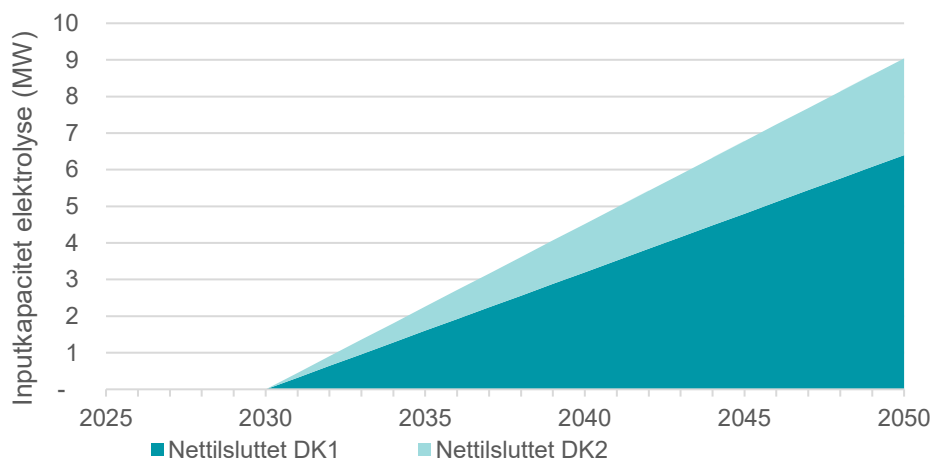


hvilket betyder, at der indregnes 400 MW elektrolyse i tilknytning til Energiø Bornholm.

Der er ikke truffet politisk beslutning vedrørende den etapevise udbygning af Energiø Nordsøen, men i forbindelse med AF25 er det beregningsteknisk antaget, at der ifm. den fasevise udbygning etableres cirka 5,7 GW elektrolysekapacitet, hvoraf halvdelen forventes idriftsat i 2041 og resten forventes idriftsat i 2043 (jf. *AF25 Baggrundsnotatet om havvind*). Det antages endvidere, at elektrolysekapaciteten er tilsluttet en kommende ny elpriszone for energiøerne.

1.2.4 Efter 2030: Yderligere udbygning

Den yderligere udbygning af PtX i AF25 fremgår af figur 4:



Figur 4: Yderligere udbygning af elektrolysekapacitet frem til 2050.

Den samlede PtX-kapacitet i 2050 defineres endogent af Energistyrelsens langsigtede investeringsmodel (PEERS) baseret på bl.a. antagelser om brintefterspørgsel i Europa. Den yderligere udbygning i 2050 antages at være forskellen mellem den samlede PtX-kapacitet på 19,9 GW fratrukket PtX-pipelinen samt PtX knyttet til overplantning af radial havvind og energiøer. Udbygningen foregår lineært fra 2031-2050, hvilket følger fremskrivningen i havvind samt elforbruget og kapaciteter for udlandet. Den yderligere udbygning er i høj grad drevet af europæisk brintefterspørgsel, da store dele af den danske udbygning af elektrolyse forventes at skulle imødekomme et eksportpotentiale. Den europæiske brintefterspørgsel er behæftet med betydelig usikkerhed, jf. afsnit 3.2. Det er muligt at en del af denne yderligere udbygning frem mod 2050 kan kræve udvidelse af den planlagte brintinfrastruktur (udvidelser af Syvtallet) på samme vis som det vil kræve udvidelser af elnettet i forskellig grad. Dette er dog ikke nærmere analyseret til AF25, da sådanne infrastrukturbehov er udenfor scope af analyseforudsætningernes indhold. Det anbefales derfor, at Energinet supplerer det



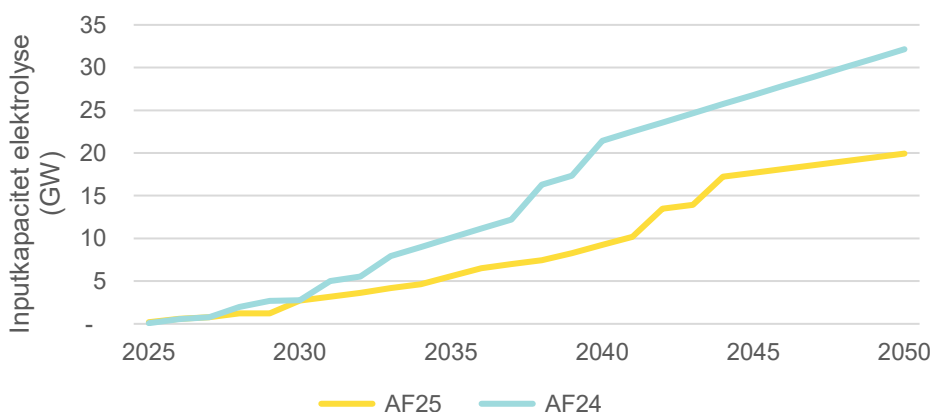
centrale PtX-forløb med følsomheder herom, herunder evt. relevante variationer af PtX-udbygning ifbm. evt. planlægning af investeringer i brint- og elinfrastruktur.

1.2.4.1 Nettilslutning for yderligere udbygning

Fordelingen af havvindmølleparker til Danmark og havvindmølleparker til udlandet i 2050 baseres på en økonomisk optimering foretaget i Energistyrelsens langsigtede investeringsmodel (PEERS). Produktionen fra havvindmølleparker til udlandet kan enten eksporteres som el eller brint fra elektrolyseanlæg på havet, alt efter mulighederne for tilslutning i modtagerlandet og udvikling af teknologier og infrastruktur. Da havvind til udlandet er behæftet med stor usikkerhed og ikke har betydning for Energinets netudbygning, specificeres denne kategori ikke nærmere i AF25, og indgår dermed ikke i summen af elektrolysekapacitet i Danmark.

1.3 Uddybning af AF25 forløb og kvalificering ift. AF24

Figur 5 viser forløbet for elektrolysekapacitet i AF25 sammenlignet med forløbet i AF24.



Figur 5 Samlet elektrolysekapacitet i Danmark i AF25 sammenlignet med AF24.

Ændringerne fra AF24 til AF25:

- Udbygning frem mod 2030: AF25 anvender en opdateret PtX-pipeline samt opdateret tilgang. Der indgår kun de projekter i AF25, som Energistyrelsen vurderer er tilstrækkeligt modne til teknisk set at kunne være i fuld drift i 2030. I AF24 indgik flere projekter fra PtX-pipelinen med forskellig vægtning alt efter modenhed. Ændringen i tilgang og anvendelse af PtX-pipelinen medfører derfor en langsommere indfasning af elektrolysekapacitet frem mod 2030.
- Elektrolysekapacitet ifm. radial havvindsudbygning: Tidslinje og omfang for etablering af elektrolysekapacitet ifm. overplantning af havvind er opdateret i forlængelse af afløsningen af de oprindelige udbud af seks havvindsparker og det efterfølgende udbud af tre af de seks havvindsparker (jf. også *Aftale*



om udbudsrammer for tre havvindmølleparker af 19. maj 2025).

Udbygningen efter 2030 har derfor fået en anden indfasning, hvor overplantningen kommer flere år senere end i AF24. Det betyder konkret, at antagelserne vedrørende den første overplantingskapacitet for Hesselø rykkes fra ultimo 2030 til ultimo 2032, samt Nordsøen Midt og Nordsøen Syd rykkes fra ultimo 2032 til ultimo 2035 og hhv. ultimo 2034. For de yderligere overplantninger i det oprindelige 6 GW udbud, rykkes Nordsøen Nord fra 2032 til 2039, samt Kattegat og Kriegers Flak fra ultimo 2032 til ultimo 2040. Det bør understreges, at der i udbudsrammerne nu er frihed for opstiller til selv at definere en overplantingskapacitet, og at kapaciteter såvel som årstal, derfor er forbundet med stor usikkerhed.

- Elektrolysekapacitet ifm Energiø Nordsøen: Energiø Nordsøen er skubbet i tid, således at elektrolysekapaciteten i AF25 opføres ultimo i hhv. 2041 og 2043 i stedet for 2037 og 2039 (som det var tilfældet i AF24). I AF25 er der foretaget en økonomisk optimering af elektrolysekapaciteten på Energiø Nordsøen vha. den langsigtede optimeringsmodel PEERS. I AF25 resulterer det i en lidt mindre elektrolysekapacitet end i AF24 (5,7 GW i stedet for 6 GW) og den antages at være i drift 4 år senere end i AF24.
- Yderligere udbygning: Den yderligere udbygning af elektrolysekapacitet indgår i den samlede PEERS optimering af DK1, DK2 og ilandføringszonen forbundet til DK1. Der er ingen eksogent fastlagte overplantingskapaciteter ifm. konkrete havvindmølleparker i denne kategori. Den samlede elektrolysekapacitet er mindre end i AF24, hvilket primært skyldes et modelteknisk valg om at flytte elektrolyse fra dansk farvand til en ilandføringszone i Tyskland, svarende til 9 GW mindre offshore elektrolyse. Den resterende difference kan til dels forklares ved, at elektrolyseanlæggene i gennemsnit skønnes at have en højere udnyttelsesgrad i AF25 end i AF24 (flere fuldlasttimer).



2 Metode og antagelser

I dette afsnit beskrives nogle af de generelle metodiske forudsætninger ift. elektrolyseanlæg, og hvordan disse er modelleret i Energistyrelsens energisystemsmodel Ramses. Det drejer sig om forudsætninger for fuldlasttimer, nettilslutning, levetid, effektivitet, overskudsvarme samt fleksibilitet.

2.1 Metode og antagelser til AF25

2.1.1 Fuldlasttimer

Elektrolyseanlæg antages i AF25 at have 5.000 fuldlasttimer frem til primo 2031, hvorefter de danske elektrolyseanlæg frem til 2040 gradvist bliver konkurrenceudsat i takt med etablering af et europæisk marked, som det danske marked forbindes med gennem etablering af Syvtallet. Efter 2040 er elektrolysekapacitet fuldt konkurrenceudsat i samme europæiske marked.

På det europæiske marked opnår danske elektrolyseanlæg dermed ikke nødvendigvis 5.000 fuldlasttimer i gennemsnit, da fuldlasttimerne i stedet modelleres, og dermed bliver et resultat af efterspørgslen i markedet. Den danske elektrolysekapacitet i 2050 bestemmes endogent af Energistyrelsens langsigtede investeringsmodel (PEERS). Det europæiske brintmarked er modelleret uden begrænsninger for investeringer i brintinfrastruktur, så længe disse er rentable i modellen. Europæisk brintefterspørgsel uddybes i afsnit 3.2.

2.1.2 Nettilslutning

AF25 præsenterer et samlet forløb for elektrolysekapacitet. I dette afsnit beskrives hvordan elektrolysekapaciteten antages at være tilsluttet. Valget om nettilslutning afhænger af adskillige faktorer, som i et projektspecifikt tilfælde kan afvige fra de i AF25 overordnede metoder. Det anbefales derfor, at Energinet supplerer AF25 grundforløbet med følsomheder herom. I AF25 differentieres mellem tre grader af nettilslutning:

- Fuld nettilslutning, hvor elektrolyseanlæg er tilsluttet det danske kollektive elnet med fuld kapacitet, og dermed dækker hele sit elforbrug fra det kollektive net.
- Ingen nettilslutning, hvor elektrolysekapacitet ikke er tilsluttet det kollektive elnet i Danmark, men f.eks. er tilsluttet en direkte linje til et VE-anlæg (f.eks. i form af brintmøller), eller er tilsluttet direkte til net i udlandet (f.eks. Tyskland).
- Delvis nettilslutning, hvor et elektrolyseanlæg i sammenhæng med et VE-anlæg, er tilsluttet det kollektive net med en kapacitet mindre end den samlede VE-kapacitet. Elektrolyseanlægget kan både modtage strøm fra



VE-anlægget direkte eller fra det kollektive net, hvis VE-anlægget ikke producerer (f. eks. pga. begrænset vind).

2.1.3 Levetid

Der regnes generelt med en levetid for elektrolyseanlæg på 25 år, jf.

Energistyrelsens Teknologikatalog.³ Nogle delkomponenter kan dog have kortere levetider. Her antages det, at disse komponenter løbende udskiftes gennem det samlede anlægs levetid. Det antages endvidere, at elektrolysekapacitet opstillet før 2025 vil blive erstattet af ny elektrolysekapacitet efter endt levetid.

2.1.4 Effektivitet

Effektiviteten er baseret på virkningsgrader fra Energistyrelsens Teknologikatalog. Dette omfatter alle teknologier på PtX-området, hvor tilsvarende teknologier findes i Teknologikataloget for fornybare brændstoffer og er baseret på følgende kapitler.

- Elektrolyse baseres på kapitlet om alkalisk elektrolyse
- E-ammoniak baseres på kapitlet om brint til ammoniak
- E-metanol baseres på kapitlet om brint til metanol
- E-SAF baseres på kapitlet om brint til SAF (*Sustainable Aviation Fuel*)

2.1.5 Overskudsvarme

Overskudsvarme fra elektrolyse kan udnyttes, hvis elektrolyseanlægget er placeret i nærheden af et fjernvarmenet. Til analyser af samspil mellem elektrolyse og fjernvarme anbefales Energinet at anvende Energistyrelsens teknologikataloger for PtX-teknologier. Til AF25 antages, at overskudsvarme fra elektrolyseanlæg med ambition om udnyttelse af overskudsvarme til fjernvarme, følger samme metode som i KF25. Det antages dermed, at 20 pct. af elforbruget kan udnyttes til overskudsvarme. Overskudsvarmen leveres uden omkostninger til fjernvarmenettet. Overskudsvarme fra viderekonverteringsanlæg, som kan anvendes til fjernvarme, er ikke indregnet i AF25, da der er usikkerhed om det endelige PtX-slutprodukt.

2.1.6 Fleksibilitet/minimumslast

Elektrolyseteknologier har som udgangspunkt tekniske forudsætninger for at fungere fleksibelt i forhold til energisystemet. Dialog med centrale aktører peger på, at elektrolyseanlæg kan drives kontinuerligt ned til lastniveauer på mellem 5 og 20 pct. for hvert enkelt elektrolysemodul, afhængig af teknologi. Slukkes elektrolyseanlæggene vil elforbruget falde til mellem 0 og 3,5 pct. af nominel kapacitet afhængig af teknologien. Selvom det teknisk er muligt at drive

³ <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>



elektrolyseanlæg fleksibelt, er der andre omstændigheder, som kan have betydning for, hvor fleksibelt anlæggene i praksis vil blive drevet.

Det er eksempelvis uvist, hvor meget fleksibel drift vil påvirke effektivitet og levetid for anlæggene og dermed, hvor store meromkostninger fleksibel drift medfører. Samtidig spiller brintinfrastruktur med tilhørende lager en afgørende rolle for at opnå fuld fleksibilitet fra elektrolyse, fordi det gør det muligt at afkoble produktion fra forbrug af brint. Der er dog ikke sikkert, at alle elektrolyseanlæg vil have adgang til brintinfrastruktur. Herudover kan forpligtelser på aftagersiden om levering af brint og PtX-brændstoffer også betyde, at elektrolyseproducenters mulighed for fleksibel drift reduceres.

På baggrund af tekniske forhold og andre omstændigheder, der kan påvirke mulighederne for fleksibel drift af anlæggene, er der i AF25 antaget et samlet minimums-elforbrug fra elektrolyseanlæg på 10 pct. i 2030 faldende lineært til 2 pct. frem mod 2040 på alle anlæg, uanset typer af nettilslutning, i takt med udviklingen af teknologien og det europæiske brintmarked. Fra 2040 til 2050 fastholdes minimumslast på 2 pct.

2.2 Ændringer ift. AF24

Ændringer i de generelle metodiske forudsætninger for elektrolyse omfatter bl.a.:

- Fuldlasttimer: Indfasningen af konkurrenceudsættelsen for danske elektrolyseanlæg er i AF25 fremrykket til at starte i 2031, hvor den i AF24 startede i 2033. Fremrykningen af konkurrenceudsættelsen skyldes etableringen af Syvtallet.



3 Brintforbrug

3.1 Dansk brintforbrug

Til AF25 er der ikke lavet en årlig fremskrivning af det danske brintforbrug. I stedet sammensættes AF25 forløbet for det danske brintforbrug af input fra *Klimastatus og -fremskrivning 2025* (KF25) om udviklingen i efterspørgslen på energitjenester, tal fra PtX-pipelinen samt TYNDP24 DE⁴ scenariet til at anskueliggøre et muligt brintforbrug i Danmark for hhv. 2030 og 2050. Tabel 4 viser således det i AF25 antagne danske brintforbrug i hhv. 2030 og 2050 opdelt på forbrug af ren brint samt brint til viderekonvertering.

Fsva. dansk forbrug af brint til viderekonvertering i 2030 antages det, at produktion fra projekter på PtX-pipelinen med konkrete udmeldinger om viderekonvertering til PtX-brændstoffer, vil blive forbrugt i Danmark. Mere specifikt henviser dette til produktionen af SAF i Danmark til dækning af den indenlandske luftfarts efterspørgsel, jf. Bilag 1: *Aftale om Grøn Luftfart i Danmark af 15. december 2023*).

TWh brint	2030		2050	
Dansk direkte brintforbrug	Samlet forbrug	0,2	Samlet forbrug	1,1
	raffinaderier	0,2	raffinaderier	0,17
	vejtransport	0,0	vejtransport	0,9
Dansk brintforbrug til viderekonvertering	Samlet forbrug	0,8	Samlet forbrug	18,8
	eSAF (indenrigs luftfart)	0,5	eSAF (indenrigs og udenrigs luftfart)	12,9
	andre brændstoffer (e-metanol, e-metan, e-ammoniak)	0,3	e-ammoniak (udenrigs søfart/bunkering)	4,8
			andre e-brændstoffer til vejtransport	1,1

Tabel 4 Forudsætninger for dansk brintforbrug i 2030 og 2050, TWh brint.

Produktion af brint og e-brændstoffer, der ikke forbruges i Danmark, antages at blive eksporteret til udlandet. Det antages generelt, at der etableres tilstrækkelig infrastruktur til at realisere både indenlandsk brintforbrug og -eksport.

⁴ Ten Year Net Development Plan – Distributed Energy Scenario, der udvikles af ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity)



I beregningen af forbruget af brint til viderekonvertering er det beregningsteknisk lagt til grund, at hele det indenlandske forbrug af brint og PtX-brændstoffer dækkes af dansk produktion i 2030 og 2050, samt at 65 % af forbruget til *international transport* dækkes af dansk produktion frem fra 2045.⁵ 65% national forsyningsgrad afspejler tilgangen i TYNDP24 for Europa. I AF24 indgik produktion af PtX-brændstoffer til international transport tanket i Danmark ikke.

3.1.1 Dansk brintforbrug i 2030

Det danske forbrug af brint i 2030 antages at følge forbruget i KF25, der ligger på ca. 243 GWh brint.⁶ Her er det direkte brintforbrug fordelt primært mellem raffinaderier og opgradering af biogas. I modsætning til KF25, forventes brint også at blive anvendt til produktion af viderekonverterede PtX-brændstoffer til indenrigs luftfart og andre e-brændstoffer til national anvendelse. Andelen af brint som viderekonverteres til andre PtX-brændstoffer er baseret på information fra PtX-pipelinen i 2030, om producenternes forventede slutprodukt.

3.1.2 Dansk brintforbrug i 2050

Dansk forbrug af brint og PtX-brændstoffer i 2050 tager også udgangspunkt i KF25's fremskrivning af energitjenester, med den største forskel, at i AF25 er international luftfart og bunkering inkluderet i det danske brintforbrug. Der antages, at 65 pct. af det samlede SAF-forbrug kan dækkes af danskproducerede brændstoffer, og de resterende 35 pct. antages at blive importeret. Fordelingen stammer fra TYNDP24, hvor 65 pct. af alle brændstoffer til luftfart antages at være PtX-brændstoffer produceret i Europa. For konsistensens skyld gøres den samme antagelse for bunkering.

Disse forudsætninger adskiller sig fra AF24, hvor brændstof til international luftfart og bunkering ikke var en del af det danske brintforbrug. Til gengæld betyder en højere elektrificering i vejtransporten i AF25 end i AF24, at dansk brint og PtX brændstof forbrug til indenrigs vejtransport er lavere i AF25.

Alt i alt, er det danske brintforbrug (både direkte og viderekonverteret) højere end i AF24 fordi forbruget til international transport i AF25 også indregnes i dansk brintforbrug. Disse antagelser skal ses med stor usikkerhed, og derfor opfordres Energinet til at udføre følsomhedsanalyser af det danske PtX-brændstofforbrug, jf. afsnit 4.

⁵ Det bemærkes at forbruget af PtX-brændstoffer i Danmark både vil kunne dækkes med danskproducerede brændstoffer og via import, og der må reelt forventes både import og eksport af forskellige PtX-brændstoffer. For en given dansk produktion af brint, vil samtidige import af brint og PtX-brændstoffer beregningsteknisk blive modsvaret af en tilsvarende større bruttoeksport af dansk brint og danske PtX-brændstoffer.

⁶ KF25 indeholder det seneste bud på et brintforbrug i Danmark givet en frozen policy udvikling. For yderligere information om KF25, se <https://www.kefm.dk/klima/klimastatus-og-fremskrivning/klimastatus-og-fremskrivning-2025>



3.2 Europæisk brintforbrug

Danmark kan potentielt blive eksportør af brint. Antagelser om den europæiske brintefterspørgsel har derfor væsentlig betydning for det skønnede potentiale for dansk brintproduktion.

I AF25 antages en europæisk brintefterspørgsel (ekskl. forbrug til elproduktion) på 1.950 TWh i 2050. Hertil skønnes pba. beregninger i PEERS et europæisk brintforbrug til elproduktion på 73 TWh.

Brintefterspørgslen er lavere end i TYNDP24 DE. I tilpasningen af efterspørgslen er der sigtet mod, at europæisk produktion af e-ammoniak bør være konkurrencedygtig med import af e-ammoniak fra Nordafrika.

Reduktionen i brintefterspørgslen kan være et udtryk for større import af e-fuels, eller for at anvendelsen af brint til nogle formål erstattes af et øget forbrug af el eller andre brændsler. Derfor er antaget at en del af mindreforbruget af brint erstattes af et øget elforbrug.



4 Usikkerheder og følsomhedsberegninger

Den danske elektrolyseudbygning er behæftet med stor usikkerhed. Dette gælder både den samlede udbygning af kapacitet, ligesom det gælder antagelserne om tilkobling til det kollektive net og placeringen af anlæg i nettet. Usikkerheden skyldes i høj grad den betydelige usikkerhed omkring europæisk brintefterspørgsel, jf. afsnit 3.2, da store dele af den danske udbygning af elektrolyse i AF25 forventes at skulle eksporteres. Energistyrelsen anbefaler derfor, at Energinet supplerer AF25's centrale forløb med en række relevante følsomheder ift. udbygningen med elektrolysekapacitet.

Antagelser om slutprodukter og anvendelser samt dansk og europæisk efterspørgsel af PtX-produkter er ligeledes behæftet med stor usikkerhed. AF25 indeholder et skøn for det danske brintforbrug under de givne antagelser, men baseres i vidt omfang på tal fra KF25 og TYNDP24 DE for hhv. 2030 og 2050 jf. afsnit 3.1. Energistyrelsen anbefaler således også at supplere AF25 med en række relevante følsomheder ift. brintforbruget.

Der er desuden en væsentlig usikkerhed i forudsætningerne bag brintinfrastrukturen, idet det i AF25 forudsættes, at der inden for landene vil være den nødvendige brintinfrastruktur til, at brinten kan transporteres rundt. Det anbefales derfor ikke at bruge ét sæt af antagelser for planlægning af brintinfrastruktur, da brintmængderne angivet i AF25 ikke alene er tilstrækkeligt grundlag for Energinets infrastrukturplanlægning.



5 Bilag

5.1 Links til politiske aftaler

Delaftale om mere grøn strøm (25. juni 2022)

<https://www.kefm.dk/Media/637920977082432693/Klimaaftale%20om%20gr%C3%B8n%20str%C3%B8m%20og%20varme%202022.pdf>

Aftale om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (15. marts 2022)

<https://regeringen.dk/aktuelt/tidligere-publikationer/aftale-om-udvikling-og-fremme-af-brint-og-groenne-braendstoffer/>

Aftale om Brintinfrastruktur til Tyskland: Muliggørelse af Syvtallet (6. februar 2025)

https://www.kefm.dk/Media/638744580036601360/Aftale%20om%20brintinfrastruktur%20til%20Tyskland_muligg%C3%B8relse%20af%20Syvtallet.pdf

Esbjerg-erklæringen (maj 2022): <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/maj/historisk-erklaering-skal-sikre-groen-stroem-til-230-mio-europaeiske-husstande>

Aftale om udbudsrammer for tre havvindmølleparker (19. maj 2025)

<https://www.kefm.dk/Media/638832600830188706/Aftale%20om%20udbudsrammer%20for%20tre%20havvindmølleparker.pdf>

5.2 Andre links

Energistyrelsens Teknologikatalog:

<https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>

Abid, H., Østegaard, P. A., Skov, I. R., & Mathiesen, B. V. (2025). Comparative assessment of future hydrogen demand potentials in a decarbonised European energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 122, 82-96.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.03.362>

Johnson, N., Liebreich, M., Kammen, D. M., Ekins, P., McKenna, R., & Staffell, I. (2025). Realistic roles for hydrogen in the future energy transition. *Nature Reviews Clean Technology*, 1-21.

<https://doi.org/10.1038/s44359-025-00050-4>