



AF23 Bilag: Justering af udlandsscenario

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
1. marts 2024

J nr.
PKHA/MLKM

Indhold

Indledning	2
Del 1 – Overordnet beskrivelse af tilpasninger til TYNDP22 DE-scenario	3
1.1 Baggrund	3
1.2 Økonomisk balancering af AF23 med Ramses Langsiget (RamsesL)	4
1.3 Tilpassede VE- og PtX-kapaciteter i økonomisk balanceret udlandsscenario	5
Del 2 – Detaljeret gennemgang af tilpasninger til TYNDP22 DE-scenario	7
2.1 Økonomisk balancering af AF23 med Ramses Langsiget	7
2.2 Tilpasset og økonomisk balanceret udlandsscenario	8
2.2.1 Trin i tilpasningsscenarier	8
2.2.2 Konsekvenser af tilpasningsscenarier	15
Del 3 – Følsomhedsanalyser for økonomisk balanceret udlandsscenario	30
3.1 Udbud	31
3.1.1 VE potentialer på land	31
3.1.2 Omkostninger til elektrolyse	32
3.1.3 Kun Grøn Brint	33
3.1.4 Elproduktion fra Grøn Gas	35
3.1.5 Øget brintimport fra lande uden for EU	37
3.2 Efterspørgsel	38
3.2.1 Større efterspørgsel på brint	38
3.2.2 Større efterspørgsel på el	39
3.2.3 Øget elektrificering og mindre brintforbrug	40
3.2.4 Flyt forbrug til Skandinavien	43
3.3 Transmission	44
Bilag 1: Benchmarking af RamsesL mod Ramses	45

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



Indledning

Den langsigtede udvikling i det europæiske el- og brintmarked er i AF23 baseret på ENTSO-E og ENTSG's TYNDP22¹, der bredt anses for at være nogle af de mest gennemarbejdede og konsoliderede scenarier for det samlede europæiske energisystem frem mod 2050. Til AF23 anvendes scenariet *Distributed Energy* (DE), der repræsenterer en mulig vej mod klimaneutralitet i 2050 og bl.a. lægger vægt på, at Europa så vidt muligt skal være selvforsynende med energi. Fra TYNDP22 DE hentes data for forbruget af el og brint i udlandet, produktionskapaciteter samt transmissionsforbindelser mellem andre lande end Danmark.

Når disse forudsætninger implementeres i Energistyrelsens model-setup er udbygningen af det europæiske energisystem ikke i økonomisk ligevægt. Dette skyldes blandt andet forskelle i enkelte centrale forudsætninger angående omkostninger ved udbygning af VE-teknologier, hvor Energistyrelsens omkostninger anvendt i AF23 er højere, end hvad der er antaget i TYNDP22 DE. Med henblik på at scenariet repræsenterer en økonomisk balanceret udbygning af det europæiske el- og brintsystem, har Energistyrelsen foretaget en økonomisk optimering af produktionskapaciteterne for VE og elektrolyse i udlandet til brug for arbejdet med modelkørsler og fremskrivninger til AF23.

Dette notat beskriver hvordan disse tilpasninger er foretaget. Notatet er opdelt i tre dele, hvor første del på et overordnet plan beskriver hvilke tilpasninger der er foretaget, baggrunden herfor samt den anvendte model/metode. I anden del redegøres mere detaljeret for fremgangsmåden via trinvis tilpasninger i antagelser og effekterne heraf. I tredje del præsenteres en række følsomhedsanalyser, som illustrerer nogle af de mest betydende usikkerhedsparametre.

¹ ENTSO-E og ENTSG, det fælles-europæiske netværk af systemansvarlige TSO'er for hhv. el og gas, udvikler hver andet år de såkaldte Ten-Year Network Development Plans (fork. TYNDP). Seneste udgave er fra 2022, udgivet i maj 2023, og består af tre scenarier, National Trends, Distributed Energy og Global Ambition (<https://tyndp.entsoe.eu/>).



Del 1 – Overordnet beskrivelse af tilpasninger til TYNDP22 DE-scenarie

1.1 Baggrund

AF23 anvender som udgangspunkt TYNDP22 DE-scenariet som forudsætninger for udviklingen i det europæiske energisystem frem mod 2050, bortset fra Danmark. Dette gælder bl.a. efterspørgslen efter el og brint, produktionskapaciteter for sol, vind og elektrolyse samt kapaciteter på udlandsforbindelser. TYNDP22 DE-forudsætningerne implementeres i Energistyrelsens model Ramses sammen med tilhørende forudsætninger for Danmark samt øvrige forudsætninger for udviklingen i teknologiomkostninger og -karakteristika, brændsels- og kvotepriser.

Teknologiomkostninger vedrørende produktionsteknologier og forbrugsanlæg i udlandet er i AF23 baseret på Energistyrelsens Teknologikataloger². Til udarbejdelsen af AF23 har Energistyrelsen dog opdateret investeringsomkostningerne for bl.a. havvind fjernt fra kysten, hvor der skal indregnes omkostninger til etablering af HVDC-konvertere og -kabler, hvilket ikke indgår i Teknologikatalogets omkostninger. TYNDP22 anvender teknologiomkostninger for havvind fra Energistyrelsens Teknologikatalog, hvor der således ikke er korrigeret for ekstraomkostninger forbundet med HVDC-udstyr ved opsætning af havvind fjernt fra kysten.

Når forudsætningerne for forbrug, kapaciteter og udlandsforbindelser fra TYNDP22 DE implementeres i modellen Ramses i ubearbejdet form, sammen med de øvrige AF23-forudsætninger, resulterer scenariet i elpriser, som ikke er forenelige med en markedsbaseret udbygning af vedvarende energi. Eksempelvis bliver de havvindsvægtede elpriser lavere end LCOE for havvind, hvilket betyder, at den udbygning af havvind, som ligger i udlandsscenarioet, ikke er rentabel. De fremskrevne elpriser bliver for lave til, at investeringerne forventes at kunne betale sig hjem. Overordnet set skyldes dette, at der antages en VE-udbygning og dermed et produktionspotentiale, som er væsentligt større end hvad der vurderes nødvendigt til at kunne dække det antagne elforbrug omkostningseffektivt.

Ved anvendelse af TYNDP22 DE-data simulerer Ramses således et europæisk energisystem, som ikke er i økonomisk ligevægt, og som fordrer betydelig statsstøtte til producenterne, hvilket strider imod de seneste års eksempler på havvindsudbud, hvor markedsaktører har været villige til at betale koncession for retten til at opstille havvind. Da den grønne omstilling kræver ekstraordinære investeringer og i overvejende grad forventes at skulle ske på markedsvilkår, vurderes en udvikling som forudsætter væsentlig statsstøtte ikke at være retvisende/plausibel på lang sigt.

² <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>.



I modelkørslerne til AF23 er der derfor givet mulighed for, at udbygningen af sol, vind og elektrolyse i Europa frem mod 2050 kan variere fra TYNDP22 DE-scenariet, hvis det er omkostningsmæssigt optimalt, med henblik på at anvende et økonomisk balanceret udlandsscenario. Dette sker ved hjælp af modelværktøjet *Ramses Langsigte* (RamsesL), som leverer opdaterede forudsætninger for produktionskapaciteter i udlandet i 2050 til Ramses.

1.2 Økonomisk balancering af AF23 med Ramses Langsigte (RamsesL)

RamsesL er en energisystemmodel / partiel ligevægtsmodel, som via omkostningsminimering simulerer en markedsbaseret langsigtet udbygning af el- og brintsystemet i Europa. Ud fra et eksogent givet niveau for efterspørgslen efter el og brint i 2050 – samt antagelser om bl.a. teknologiomkostninger, brændsels- og kvotepriser – optimerer RamsesL produktionskapacitet og infrastruktur således, at alle markedsbaserede investeringer er rentable.

Til AF23 hentes det eksogent givne niveau for efterspørgslen på el og brint i 2050 fra TYNDP22 DE-scenariet, og ved hjælp af RamsesL optimeres investeringerne i produktionskapacitet (VE og elektrolyse) i udlandet således, at efterspørgslen dækkes med lavest mulige totalomkostninger. For udbygningen af landvind og sol anvendes kapaciteterne fra TYNDP22 DE som værende det maksimale potentiale for, hvad der kan indpasses i elsystemet på baggrund af tekniske, praktiske/geografiske og politiske forhold. For havvind indikerer Ramses-kørslerne med rene TYNDP22 DE-kapaciteter, at udbygningen i 2050 er overdimensioneret i forhold til det fastsatte elforbrug. TYNDP22 DE-kapaciteter anvendes derfor i RamsesL som øvre grænse for investeringerne i VE. Herved sikres, at der i udlandet ikke investeres i vedvarende energi ud over, hvad der er rentabelt.

Antagelser om udbygningen af den danske VE- og elektrolysekapacitet i AF23 er baseret på politiske aftaler, erklæringer og mål, jf. AF23 baggrundsnotater om VE på land, vindmøller på havet samt Power-to-X og DAC. Denne metode fastholdes og kapaciteterne for Danmark er derfor fastholdt på de til AF23 fastsatte niveauer og indgår dermed som eksogene variable i RamsesL.

Den udbygning af sol, vind og elektrolyse, som RamsesL beregner som økonomisk rentable i 2050, er efterfølgende (sammen med de øvrige TYNDP22 DE-forudsætninger for udlandet) anvendt som slutpunkt i Ramses til beregning af AF23-forløbet frem mod 2050.

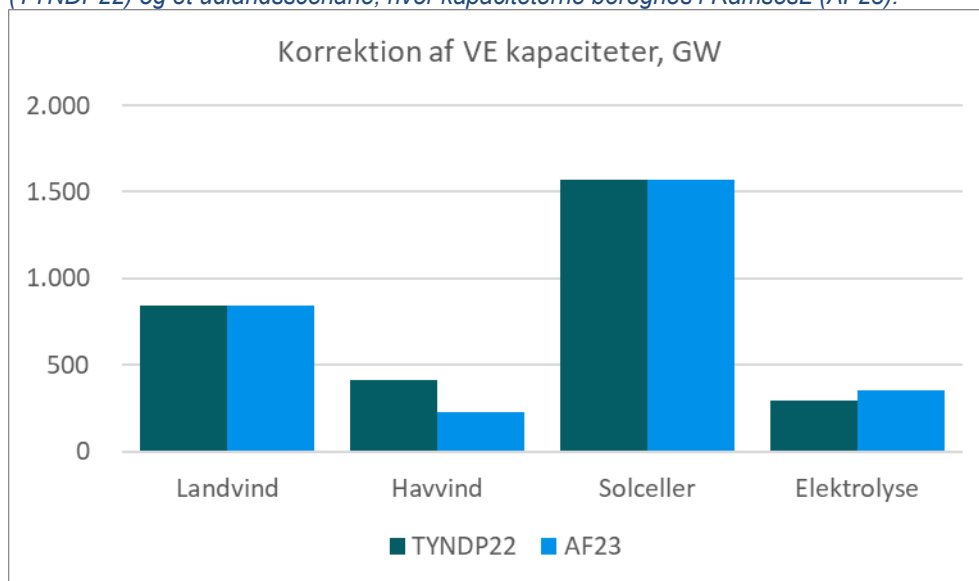
For nærmere beskrivelse af Ramses og RamsesL henvises til modeldokumentation på Energistyrelsens hjemmeside³.

1.3 Tilpassede VE- og PtX-kapaciteter i økonomisk balanceret udlandsscenario

Kørslerne i RamsesL giver anledning til en reduktion i udbygningen af havvind i forhold til niveauet i TYNDP22 DE samtidig med, at investeringerne i elektrolyseanlæg i udlandet øges.

Ændringerne i den samlede europæiske VE- og elektrolysekapacitet i 2050 fremgår af Figur 1.

Figur 1: Samlet europæisk kapacitet for landvind, havvind, solceller og elektrolyse på baggrund af hhv. et udlandsscenario med ubearbejdede TYNDP22 DE-forudsætninger (TYNDP22) og et udlandsscenario, hvor kapaciteterne beregnes i RamsesL (AF23).



Når modellen således tilpasser investeringerne i VE og elektrolyse, reduceres produktionskapaciteten af havvind i Europa i 2050 med ca. 185 GW i forhold til TYNDP22 DE, svarende til en reduktion på omkring 45 pct. Elektrolysekapaciteten opjusteres med ca. 75 GW sammenlignet med TYNDP22 DE, hvilket er en stigning på omkring 25 pct. Den større elektrolysekapacitet øger fleksibiliteten i el- og brintsystemet, hvormed udsving i elpriserne bedre kan udnyttes ved at producere mere brint, når elprisen er lav. Kapaciteterne for landvind og solceller er uændrede i forhold til TYNDP22 DE.

³ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller.RamsesL.beskrives.og.dokumenteres.under.Ramses.>



Med disse tilpassede produktionskapaciteter for havvind og elektrolyse i udlandet repræsenterer det samlede AF23-forløb en økonomisk balanceret udbygning af det europæiske el- og brintsystem, hvor de antagne investeringer i VE uden for Danmark er rentable.

Det skal understreges, at fremskrivningen er behæftet med betydelig usikkerhed. Særligt er beregningerne følsomme over for antagelserne om teknologiomkostninger, herunder transport og lagring af el og brint, udviklingen af nye teknologier og forbedring af eksisterende (fx hybridmøller), importpotentialet for brint, samt det forudsatte forbrug af el og brint. Politisk betingede beslutninger om tempoet for udbygning af VE, udlandsforbindelser og konvertering af fossilt forbrug til el og brint har også afgørende betydning.



Del 2 – Detaljeret gennemgang af tilpasninger til TYNDP22 DE-scenarie

Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet" (AF) baserer sædvanligvis den langsigtede udvikling i udlandets energisystemer på data fra ENTSO-E og ENTSG's TYNDP-scenarier. I AF23 er det imidlertid konstateret, at brug af TYNDP22 DE-scenariet medfører to problemer:

- For det første er der identificeret nogle enkelte, men meget centrale, forudsætninger om teknologiomkostninger for havvind og elektrolyse, som passer dårligt med Energistyrelsens mest opdaterede viden.
- For det andet synes TYNDP22 DE-scenariet ikke at være i økonomisk ligevægt i 2050, forstået sådan, at de meget betydelige investeringer i VE og energiinfrastruktur, der er resultatet af TYNDP22 DE, ikke er rentable i Energistyrelsens modeller.

I AF23 foretages der derfor en økonomisk balancering af TYNDP22 DE-scenariet med Ramses Langsigt (RamsesL), en model egnet til netop dette formål, se afsnit 2.1. Tilpasningen af teknologiomkostningerne samt forskellige modeltekniske forskelle mellem RamsesL, Ramses og modellerne brugt i TYNDP22 medfører derudover også et behov for yderligere balanceringer. Tilpasningerne i forudsætninger, balanceringen og konsekvenserne for energisystemerne i udlandet er beskrevet i afsnit 2.2.

2.1 Økonomisk balancering af AF23 med Ramses Langsigt

RamsesL er en nyudviklet model, som i AF23 anvendes til at give et bud på en økonomisk balanceret udbygning af VE og elektrolyse i udlandet, hvor efterspørgslen efter el og brint i Europa dækkes på den mest omkostningseffektive måde, i.e. med lavest mulige totalomkostninger. RamsesL sikrer, at der med de givne forudsætninger er ligevægt på alle energimarkeder, og at udbygning på markedsvilkår er økonomisk rentabel.

RamsesL er bygget op omkring det samme datasæt som Ramses. Kernen i modellen (optimeringsproblemet) er dog udskiftet med en Open Source energisystem-model kaldet PEERS, som er udviklet af Energistyrelsen mfl. Den nye kerne tillader både endogene investeringer i produktionsanlæg og infrastruktur og en langt mere fleksibel og detaljeret modellering af øvrige energibærere såsom brint og andre PtX-brændsler. Hvor Ramses modellerer det danske el- og fjernvarmesystem i højteknologisk detalje, og for alle år frem til 2050, fokuserer RamsesL på det overordnede og langsigtede europæiske el- og brintmarked i nedslagsåret 2050.



Deraf navnet Ramses Langsigt. Der henvises til modeldokumentation for Ramses og RamsesL på Energistyrelsens hjemmeside⁴.

Via omkostningsminimering simulerer RamsesL en fremtidig udbygning af el- og brintsystemet i Europa, hvor alle markedsbaserede investeringer er rentable. Dette sker ud fra et eksogent givet niveau for efterspørgslen efter el og brint over et repræsentativt udvalg af årets timer – samt antagelser om bl.a.

teknologiomkostninger, brændsels- og kvotepriser. Til AF23 hentes det eksogent givne niveau for efterspørgslen på el og brint i 2050 fra TYNDP22 DE-scenariet. RamsesL optimerer investeringerne i VE og elektrolyse i udlandet således, at efterspørgslen dækkes med lavest mulige totalomkostninger. Til forskel fra Ramses, som anvender VE-produktions- og elektrolysekapaciteter som eksogene input, indgår investeringerne i ny produktionskapacitet dermed som endogene modelparametre i RamsesL.

Den udbygning af sol, vind og elektrolyse, som RamsesL beregner som økonomisk rentable i 2050, er efterfølgende anvendt i Ramses til estimering af det samlede AF23-forløb.

2.2 Tilpasset og økonomisk balanceret udlandsscenario

I det følgende afsnit 2.2.1 beskrives, trin for trin, de tilpasninger i forudsætninger, der er foretaget til beregning af et opdateret og økonomisk balanceret udlandsscenario. Tilpasningerne er modelleret som scenarier (i form af såkaldte "tilpasningsscenarier"), der bygger oven på hinanden, hvorved effekten af de enkelte tilpasninger kan adskilles fra hinanden og beskrives. Det sidste tilpasningsscenario udgør dermed det endelige udlandsscenario, som anvendes i AF23, og indeholder forudsætningerne i samtlige trin/scenarier.

Konsekvenserne af tilpasningerne for VE- og elektrolyse-kapaciteterne (som indgår i Ramses-beregningerne) præsenteres i afsnit 2.2.2. Alle priser er opgjort i 2023 prisniveau.

2.2.1 Trin i tilpasningsscenarier

Indledningsvist modelleres et baselinescenario i RamsesL, som danner udgangspunkt for de efterfølgende tilpasningsscenarier med trinvist ændrede forudsætninger. Baselinescenariet i RamsesL anvender samme data og forudsætninger som Ramses-modelleringen af TYNDP22 DE uden tilpasninger af forudsætninger. Der er i Bilag 1 foretaget en sammenligning af resultaterne fra de to modelberegninger for at sikre, at modelgrundlaget er så konsistent som muligt.

Det endelige forbrug af el og brint i udlandet antages at følge forudsætningerne i TYNDP22 DE, og tilpasningen af det økonomisk balancerede udlandsscenario til

⁴ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>. Beskrivelse af RamsesL findes under Ramses.



brug for Ramses vedrører således udelukkende kapaciteterne for VE og elektrolyse, som Ramses efterfølgende anvender i beregningen af det samlede AF23-forløb.

Der justeres ikke i antagelserne til udbygningen af el- og brintsystemet i Danmark, som er fastsat på baggrund af bl.a. planlagte projekter, politiske aftaler og målsætninger.

TYNDP22: Baseline i Ramses Langsigt med ubearbejdede TYNDP22 DE-data

Baselinescenariet i RamsesL bygger på samme data og forudsætninger som Ramses' modellering af det ikke-tilpassede TYNDP22 DE-scenarie i målåret 2050. Forbrug af el og brint i udlandet, produktionskapaciteter for VE og elektrolyse i udlandet samt transmissionsforbindelser for el mellem landene er dermed eksogent givet på baggrund af TYNDP22 DE-scenariet. For transmission af brint er forudsat, at der (som i Ramses) er ubegrænset transmission mellem de modellerede europæiske lande, men hvor Danmark er sit eget brintmarked med en eksogent fastlagt eksport.

Med udgangspunkt i disse forudsætninger optimerer RamsesL produktionen af el og brint i 2050 og simulerer udviklingen i el- og brintpriserne (på samme vis som Ramses).

Tilpasning 1: Endogene investeringer i VE og elektrolyse i udlandet

Når Ramses og RamsesL anvender forudsætninger for udlandet fra TYNDP22 DE til beregning af AF23-forløbet (baselinescenariet), simulerer modellerne et europæisk elsystem i 2050, som ikke er i økonomisk ligevægt, i.e. hvor elpriserne ikke er forenelige med en markedsbaseret udbygning af vedvarende energi. Der er derfor ved hjælp af RamsesL foretaget en markedsbaseret tilpasning af TYNDP22 DE-antagelserne til udbygningen af VE og elektrolyse i udlandet.

Efterspørgslen på el og brint i udlandet fastholdes på niveauerne i TYNDP22 DE, hvorefter RamsesL optimerer investeringerne i VE- og elektrolysekapacitet samt produktionen af el og brint i 2050 således, at efterspørgslen dækkes med lavest mulige totalomkostninger og under forudsætning af, at udbygningen ikke overstiger et defineret maksimalt udbygningspotentiale.

For udbygningen af landvind og sol anvendes kapaciteterne fra TYNDP22 DE som værende det maksimale potentiale for, hvad der kan indpasses i elsystemet på baggrund af tekniske, praktiske/geografiske og politiske forhold. For havvind indikerer modelkørslerne med rene TYNDP22 DE-kapaciteter, at udbygningen i 2050 er overdimensioneret i forhold til det fastsatte elforbrug (i og med at de havvindsvægtede elpriser er lavere end LCOE for havvind). På baggrund af dette anvendes TYNDP22 DE-kapaciteter for landvind, havvind og solceller som øvre



grænse for investeringerne i VE. Herved sikres, at der i udlandet ikke investeres i vedvarende energi ud over, hvad der er rentabelt og samtidig vurderes teknisk, geografisk og politisk muligt.

For elektrolyse antages ingen øvre eller nedre grænse, og investeringerne kan derfor både op- og nedjusteres i forhold til niveauet i TYNDP22 DE.

Den endogene modellering af VE- og elektrolysekapacitet omfatter ligeledes investeringer i elektrolyse forbundet direkte til VE-producerende enheder (fx brintmøller) og elektrolyseanlæg forbundet til elnettet. Valget mellem produktion af brint direkte på VE-anlæg versus brintproduktion via separate elektrolyseanlæg, der er koblet til elnettet, er således endogeniseret i RamsesL. I baselinescenariet, som følger antagelserne i TYNDP22 DE, er kapaciteterne for disse eksogent givet.

Ud over at RamsesL endogent beregner investeringerne i VE- og elektrolysekapacitet, foretages i dette scenarie en endogen modellering af investeringerne i brintinfrastruktur (rør) mellem de europæiske lande. Dette giver mulighed for en bedre optimering af udbygningen af elektrolyseanlæg på tværs af lande/regioner, som bl.a. tager højde for omkostninger forbundet med transport af brint samt regionale forskelle i VE-potentialer og elpriser. Udbygningen vil resultere i en udjævning af forskelle mellem el- og brintpriser i de forskellige modellerede regioner.

Tilpasning 2: Opdaterede kapitalomkostninger for havvind og elektrolyse

Omkostningerne for etablering og drift af VE- og PtX-anlæg er afgørende for, hvor stor en udbygning der kan forventes og for de afledte el- og brintpriser. I dette tilpasningsscenarie medtages opdaterede estimater fra efteråret 2023 for kapitalomkostninger (CAPEX) i forbindelse med etablering af havvind og elektrolyse i 2050.

I TYNDP22 DE er kapitalomkostningerne for VE baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for el og fjernvarme⁵. Med de omkostninger, der oplyses i TYNDP22 Scenario Building Guideline⁶ for 2050, ser TYNDP22 DE ud til at anvende version 10 af teknologikataloget fra februar 2022. Heri skelnes mellem kystnær havvind og offshore havvind med en søkabel længde på hhv. 10 og 30 km. Teknologikataloget opdateres dog jævnlige og senest i marts 2022 blev omkostningerne for havvind opdateret i forbindelse med version 11 af kataloget⁷. AF23 anvender som udgangspunkt den seneste version af teknologikataloget, her version 12⁸, hvor en repræsentativ radial offshore havvindmøllepark i Danmark i 2050 antages at have en afstand til kysten på 50 km.

⁵ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>

⁶ <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/building-guidelines/>, jf. tabel 18a.

⁷ Jævnfør tabel over ændringer på side 3.

⁸ Det er dog ikke hele teknologikataloget, som opdateres hver gang, og data vedrørende havvind er ens i version 11 og 12.



Når der laves scenarier for en fremtidig grøn omstilling af Europa frem mod 2050 er det dog forventningen, at havarealer endnu længere fra kysten vil være nødvendige at tage i brug for at kunne dække den stigende efterspørgsel på el, brint og andre PtX-brændstoffer. Energistyrelsens analyse 'Offshore Wind Potential in the North Sea'⁹ viser eksempelvis, at en væsentlig udbygning af Nordsøen vil kræve opsætning af havvindmøller betydeligt længere fra kysten, hvor ilandføring i form af højspændingsjævnstrøm (HVDC) formentlig vil være mest hensigtsmæssig.

Der er derfor i AF23 indregnet ekstraomkostninger til etablering af HVDC-konvertere og HVDC-kabler, som dog erstatter HVAC-ilandføringskabler. Etableringsomkostningerne for HVDC-konvertere og –kabler er estimeret af Energinet til hhv. 8 mio. kr./MW og 13.000 kr./MW pr. km¹⁰ og der forudsættes en søkabel længde på 100 km. Besparselsen fra de erstattede HVAC-kabler er 2 mio. kr./MW.

Havvind fjernt fra kysten forudsættes at være den marginale teknologi til at udvide elforbruget i 2050. Dermed bliver havvind fjernt fra kysten bestemmende for elprisdannelsen, mens den del af møllerne, der opstilles på de begrænsede arealer tættere på kysten med lavere omkostninger¹¹, ikke vil have indflydelse på prisdannelsen.

Ligeledes er der forskel på forudsætningerne til kapitalomkostninger (CAPEX) for elektrolyse mellem TYNDP22 DE og AF23. I TYNDP22 DE er omkostningerne baseret på et gennemsnit af estimater fra hhv. Hydrogen Europe, IRENA og E3M¹². AF23 anvender som udgangspunkt omkostninger fra Energistyrelsens Teknologikatalog for fornybare brændstoffer¹³. Til AF23 er dog anvendt en foreløbig analyse fra Rambøll med opdaterede elektrolyseomkostninger udarbejdet ifm. opdatering af teknologikataloget i efteråret 2023¹⁴.

De anvendte kapitalomkostninger for havvind og elektrolyse i 2050 i hhv. TYNDP22 DE og AF23 fremgår af Figur 2, hvoraf det ses, at omkostningerne i AF23 er betydeligt højere end i TYNDP22 DE.

⁹ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/offshore_wind_potential_in_the_north_sea.pdf

¹⁰ Omkostningerne blev estimeret i forbindelse med beregninger til Energinet Nordsøen i efteråret 2023.

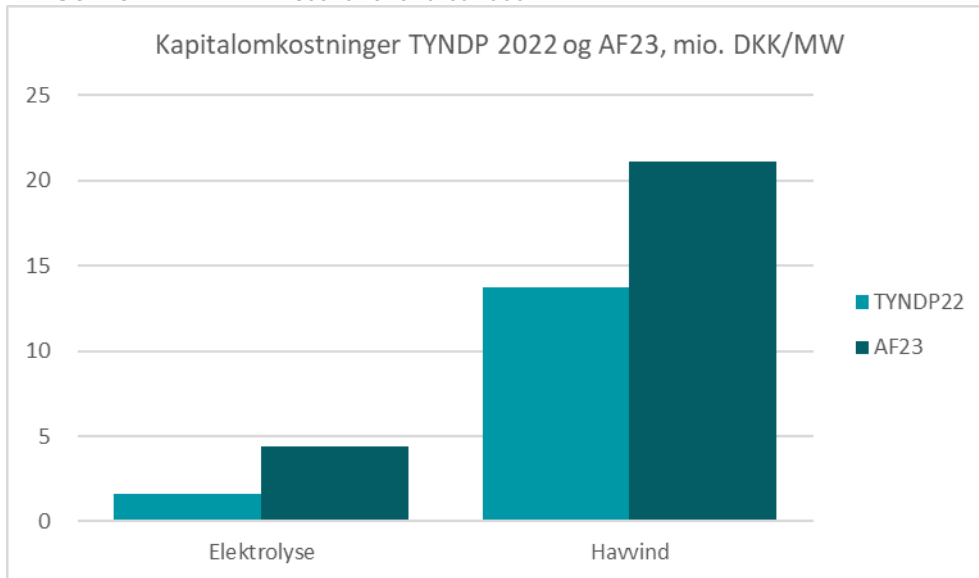
¹¹ Disse møller vil tjene en ressourcerente og dermed have positiv profit. I og med at udbygningspotentialet for kystnær havvind er begrænset og at de anvendte vindprofiler ikke er geografisk differentieret, fx i forhold til afstand til kysten, har denne forudsætning ikke effekt på hverken elprisdannelsen eller størrelsen af den samlede havvindsudbygning.

¹² Se TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines, appendix III (P2G modelling methodology).

¹³ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-fornybare>

¹⁴ Det opdaterede Teknologikatalog for fornybare brændstoffer forventes offentliggjort i løbet af første kvartal 2024. Der har været adskillige opdateringer af omkostningerne og de endelige tal i kataloget vil derfor forventeligt afvige fra de estimater, der er anvendt i AF23.

Figur 2: Sammenligning af forudsætninger for CAPEX for opsætning af havvind i AF23 og i ENTSO-E's TYNDP22 DE-scenarie for året 2050.



Tilpasning 3: Prissætning af brintimport til EU (endogen modellering)

I takt med den grønne omstilling, og en stigende efterspørgsel på brint og andre PtX-brændstoffer, forventes driften af elektrolyseanlæg at blive en væsentlig faktor i elforbruget og at spille en afgørende rolle i forhold til energilagring og balancering af elnettet. Modelleringen af brintmarkedet i 2050 har derfor betydning for elprisdannelsen.

Udbygningen af elektrolyse i Europa begrænses i nogen grad af muligheden for at importere brint (importpotentialet) og omkostningerne herved. TYNDP22 DE-scenariet angiver et potentiale for import af brint til EU fra Ukraine, Norge og Marokko på samlet 704 TWh i 2050 (fordelt på hhv. 228 TWh fra Ukraine, 217 TWh fra Norge og 259 TWh fra Marokko). Importen antages at ske gennem rør til centrale lande i EU, hvorfra brinten transporteres og fordeles mellem de europæiske lande¹⁵. Der er i TYNDP22 antaget en generel importpris på ca. 360 DKK/MWh¹⁶. Markedsprisen vil dog være højere og fastsættes ud fra den marginale produktionsomkostning, som vil være nødvendig for at dække det europæiske brintforbrug.

Der er imidlertid stor usikkerhed omkring udviklingen i omkostningerne ved produktion af brint, som i overvejende grad afhænger af investeringsomkostningerne for elektrolyse (CAPEX) samt adgangen til billig grøn strøm (indgår i OPEX). Disse

¹⁵ Som følge af de markant højere forventede omkostninger og større energitab ved at transportere brint på skibe, hvilket bl.a. kræver at brinten gøres flydende gennem kraftig (og energikrævende) nedkøling, er der set bort fra denne løsning.

¹⁶ 1,5 EUR/kg. brint, jf. TYNDP22 Scenario Building Guidelines (ved anvendelse af en nedre brændværdi for brint på 0,120 GJ/kg og omregning til 2023-priser fås en pris på 359 DKK/MWh).



forhold vil påvirke prisen på både europæisk produceret og importeret brint og være styrende for, hvor det er økonomisk optimalt at placere brintproduktion. Når forudsætningerne for omkostningerne ved elektrolyse ændres, jf. tilpasning 2, bør der også korrigeres for dette i importprisen.

Frem for at antage en eksogent givet importpris fra TYNDP22 DE, foretages derfor i dette trin/scenarie en endogen modellering af brintproduktionen i nogle af de omkringliggende lande, hvorfra brintimport til EU primært kan forventes. Herved baseres prissætningen af importeret brint på modellerede produktionsomkostninger, hvilket i højere grad afspejler teknologiomkostningerne og geografiske forskelle i VE-ressourcer.

Der tillades investering i solceller med efterfølgende brintproduktion i Nordafrika og produktion af brint i Norge fra naturgas (blå brint) kombineret med CCS¹⁷. Samtidig tillader modellen investering i brintrør fra disse lande til EU. For import af brint fra Ukraine anvendes prisen på 359 DKK/MWh fra TYNDP22 DE¹⁸.

Importpotentialerne fra de tre lande til EU i 2050 fastholdes på de respektive niveauer, så udviklingen fortsat flugter med antagelserne i TYNDP22 DE-scenariet ift. graden af selvforsyning i EU vs. globalisering og afhængighed af internationalt samarbejde.

RamsesL optimerer efterfølgende udbygningen af elektrolyse og produktionen af brint i EU, under hensyntagen til importpotentialet og priserne på importeret brint.

Tilpasning 4 (=AF23): Fri ilandføring af strøm fra havvind i Nordsøen

Strøm fra havvind forbindes i Ramses til det land, som havarealet tilhører, med mindre andet specificeres. Bortset fra antagelserne om udlandsforbindelser fra energioerne ved Bornholm og i Nordsøen på hhv. 1,2 GW til Tyskland og 2 GW til Belgien, jf. AF23-baggrundsnotat om eltransmissionsforbindelser til udlandet, forudsætter Ramses, at strømmen fra danske havvindmølleparker forbindes til Danmark. Da der i AF23 er antaget en markant udbygning af havvind i Danmark frem mod 2050, særligt i Nordsøen, og der samtidig er begrænsninger på udlandsforbindelsen (på land) mellem Danmark og Tyskland, betyder modelantagelsen, at Danmark ikke vil kunne eksportere tilstrækkelige mængder grøn strøm, hvormed elpriserne i Danmark presses nedad. Der opstår således en ubalance mellem dansk elproduktion og aftag (forbrug/eksport), og dansk havvind bliver ifølge beregningerne urentabel. Denne ubalance kan overordnet set korrigeres ved enten af reducere VE-produktionen i Danmark, øge elforbruget i

¹⁷ Blå brint: Brint splittet fra fossil naturgas i en kemisk proces, hvor størstedelen af de tiloversblevne kulstofatomer lagres som CO₂ i undergrunden.

¹⁸ Den endogene modellering af brintproduktionen vil i forbindelse med KF24 og AF24 blive udvidet til også at omfatte Ukraine, som har gode vindressourcer, hvilket forventes at reducere importprisen.



Danmark gennem en større brintproduktion, eller ved at eksportere mere strøm til andre lande. Da den danske udbygning af VE og elektrolyse i AF23 er fastsat på baggrund af vedtaget politik og politiske målsætninger (og ikke som et resultat af modelberegninger)¹⁹, er ubalancen forsøgt håndteret ved at tillade direkte ilandføring af strøm fra danske havvindmølleparker til Tyskland. Antagelsen flugter med Esbjerg Erklæringen fra 2022, hvor Danmark, Tyskland, Nederlandene og Belgien underskrev en fælles erklæring om udbygning af havvind i Nordsøen og udlandsforbindelser (interkonnektorer) mellem landene²⁰.

Da strømmen skal transporteres over lange afstande, er det antaget, at direkte ilandføring til Tyskland sker via HVDC-kabler. Samme antagelse er gjort for ilandføring af strøm fra tysk havvind til Tyskland. Der er foretaget en vurdering af, hvor langt strømmen i gennemsnit skal transporteres inden for Tyskland og på baggrund af dette, antages danske havvindmøller forbundet til Tyskland at have omkostninger til samlet set 600 km HVDC-kabler, mens tysk havvind har omkostninger til ca. 500 km HVDC-kabler. Vurderingen tager bl.a. højde for, at kapaciteten i det tyske elnet er begrænset, særligt på transmissionsforbindelserne til det sydlige Tyskland, hvor størstedelen af industrien og dermed det høje elforbrug ligger, og at det er usikkert, hvor hurtigt Tyskland får udbygget elnettet tilstrækkeligt til at kunne aftage den øgede mængde strøm fra vindmøller i nord (af både politiske, geografiske og reguleringsmæssige årsager).

På tilsvarende vis tillades ilandføring af strøm fra havvind i britisk farvand til Belgien, som har betydeligt højere elpriser end Storbritannien.

Oversigt over modeltilpasninger og –antagelser

Tabel 1 opsummerer antagelserne for hvert trin i tilpasningen af TYNDP22 DE-scenariet, hvormed udlandsscenariet i AF23 repræsenterer en økonomisk balanceret udvikling af det europæiske energisystem.

¹⁹ Jf. AF23 baggrundsnotater om VE på land, vindmøller på havet samt Power-to-X og DAC

²⁰ Jf. [https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The%20Esbjerg%20Declaration%20\(002\).pdf](https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The%20Esbjerg%20Declaration%20(002).pdf)

Tabel 1: Overblik over tilpasningsscenarier

Tilpasningsscenarie	Forklaring	Primære antagelser/modeljusteringer
TYNDP22	Baselinescenarie	Eksogent bestemte kapaciteter for vind, sol og elektrolyse i udlandet (svarende til TYNDP22 DE-scenariet)
Tilpasning 1	Endogene investeringer i VE og elektrolyse i udlandet	Alle udenlandske kapaciteter for sol og vind kan nedjusteres i forhold til TYNDP22 DE-scenariet og alle kapaciteter for elektrolyse og brintrør kan optimeres frit.
Tilpasning 2	Opdaterede kapitalomkostninger for havvind og elektrolyse	Opjusterede kapitalomkostninger for havvind fjernt fra kysten samt elektrolyse.
Tilpasning 3	Prissætning af brintimport til EU (endogen modellering)	Endogen modellering af brintmarkedet i nærliggende lande, hvorfra brintimport til EU foregår. Herved baseres importprisen på baggrund af teknologiomkostninger og geografiske forskelle i VE-ressourcer.
Tilpasning 4 (=AF23)	Fri ilandføring af strøm fra havvind i Nordsøen	Mulighed for at forbinde danske havvindparker direkte til Tyskland og tilsvarende mulighed for at forbinde britiske havvindparker direkte til Belgien.

2.2.2 Konsekvenser af tilpasningsscenarier

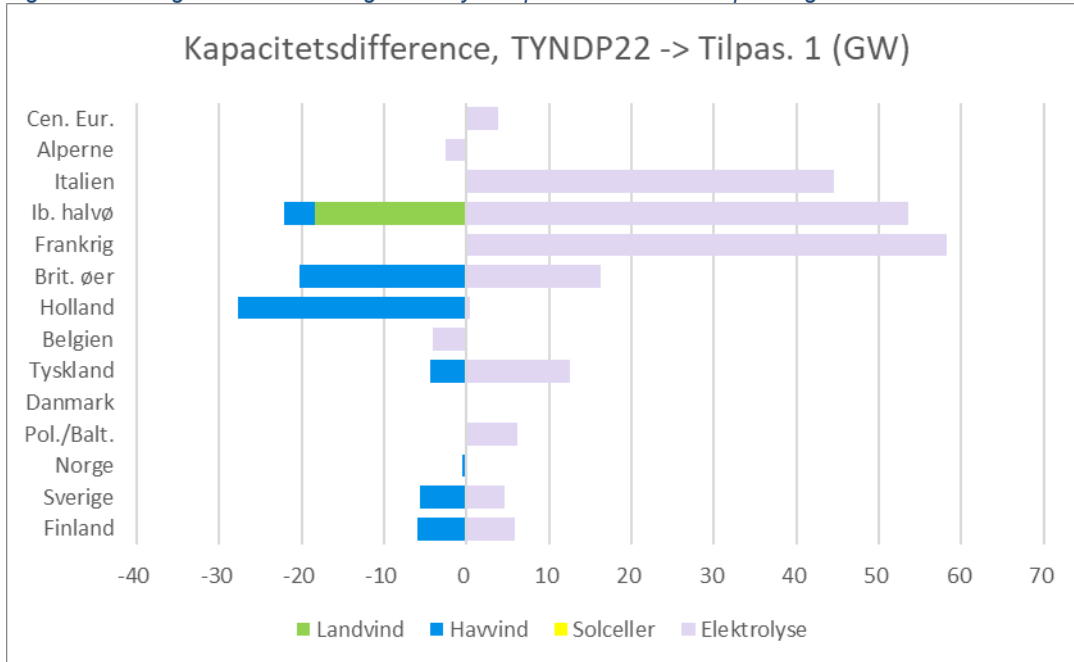
I det følgende præsenteres hovedresultaterne af hvert tilpasningsscenarie og afslutningsvist vises de samlede tilpasninger ved at gå fra baselinescenariet 'TYNDP22' til det endelige AF23-udlandsscenarie.

Tilpasning 1: Endogene investeringer i VE og elektrolyse i udlandet

Når udbygningen af VE og elektrolyse beregnes endogent i modellen, og der kun foretages investeringer som er økonomiske rentable, resulterer det i en væsentlig reduktion af VE-kapaciteten og en betydelig opjustering af elektrolysekapaciteten, jf. Figur 3.

Kapaciteten af havvind reduceres samlet set med 63 GW, svarende til 15 pct., i forhold til havvindskapaciteten angivet i TYNDP22 DE. Reduktionen sker primært ved De Britiske Øer og i Nederlandene. Samtidig ses en nedjustering af kapaciteten for landvind på Den Iberiske Halvø. Elektrolysekapaciteten opjusteres med i alt 208 GW i forhold til niveauet i TYNDP22 DE, hvilket svarer til en opjustering på 71 pct. Der skrues særligt op for udbygningen af elektrolyse i Sydeuropa og Frankrig, efterfulgt af Tyskland og De Britiske Øer.

Figur 3: Ændring i etableret VE- og elektrolysekapacitet i 2050 for Tilpasning 1



Note: Tilpasning 1 justerer de eksogene TYNDP22 DE-kapaciteter for VE, elektrolyse og brintrør til endogent bestemte kapaciteter.

Da Energistyrelsen ikke har adgang til de modeller og det fulde datasæt, som TYNDP22 er beregnet på, er det vanskeligt at forklare denne tilpasning helt tilfredsstillende. Der er to større forskelle: Havvind og elektrolyse:

- Efter færdiggørelsen af Energistyrelsens scenarier er det efterfølgende afklaret med ENTSOE/G, at de har benyttet et klimaår som udgangspunkt, der for vind ligger under middel²¹. Dette betyder, at der skal bygges mere havvind for at tilfredsstille efterspørgslen på el, hvilket kan være med til at forklare, hvorfor TYNDP22 har lidt større havvindskapacitet end Tilpasning 1.
- Det er første gang man i TYNDP22 modellerer elektrolyse markedsbaseret og eksplicit. Imidlertid er elmarkedet og brintmarkedet i TYNDP22 modelleret²² i to separate modeller, som efterfølgende er samkørt. I Energistyrelsens modellering er el og brint modelleret i samme model. Så forskellene i den anvendte metode må tænkes at forklare i hvert fald en del af forskellen i resultater.

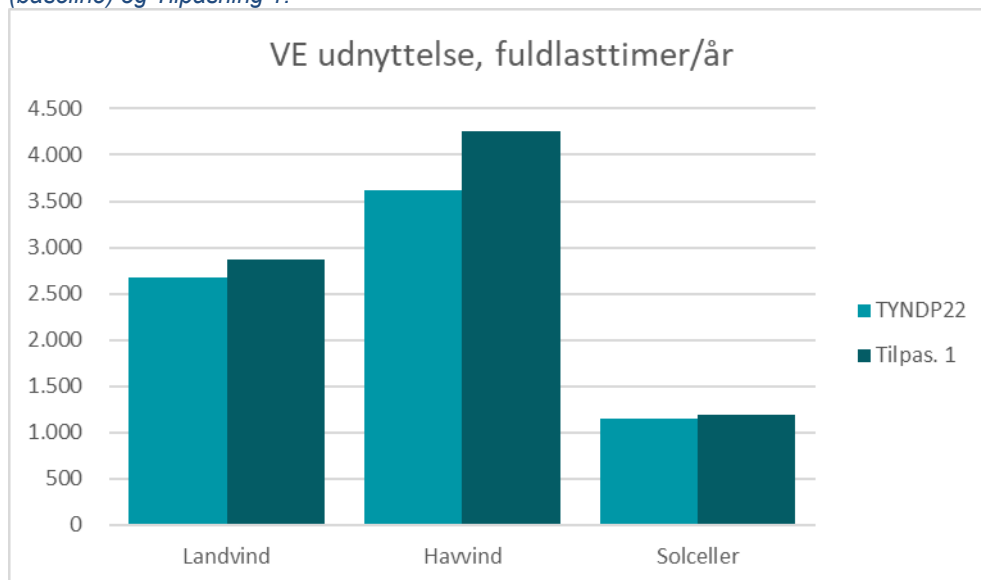
I baseline scenariet (med eksogent givne forbrug og kapaciteter fra TYNDP22 DE) viser beregningerne i RamsesL, at der er et overudbud af VE-kapacitet og derfor en

²¹ Energistyrelsen har valgt et middel klimaår, da fokus er på rentable investeringer. Under-middel klimaår er relevant ud fra et fokus på forsyningssikkerhed og energibalancer, hvilket er et ligeså legitimt men dog anderledes fokus.

²² ENTSO-E // ENTSOG TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines – Version. April 2022, Appendix III

høj grad af curtailment, hvor vindmøller og solceller afbrydes. Når VE-kapaciteten nedjusteres, trækker det alt andet lige i retning af en lavere VE-produktion. Det medfører dog samtidig et mindre behov for at afbryde VE-produktionen i timer med meget vind, hvilket giver en bedre udnyttelse af VE-kapaciteten. Endvidere betyder den større elektrolysekapacitet, at vindmøller i timer med meget vind og lave priser kan producere og forsyne energilagringsfaciliteter (og dermed mindske curtailment yderligere), så elektrolyse i højere grad kan undgå at producere i timer med større knaphed på strøm og højere priser. Den større elektrolysekapacitet bidrager således til en bedre udnyttelse af den varierende VE-produktion. Effekten på kapacitetsudnyttelsen for VE, og særligt havvind, ses af Figur 4 i form af en stigning i antal fuldlasttimer.

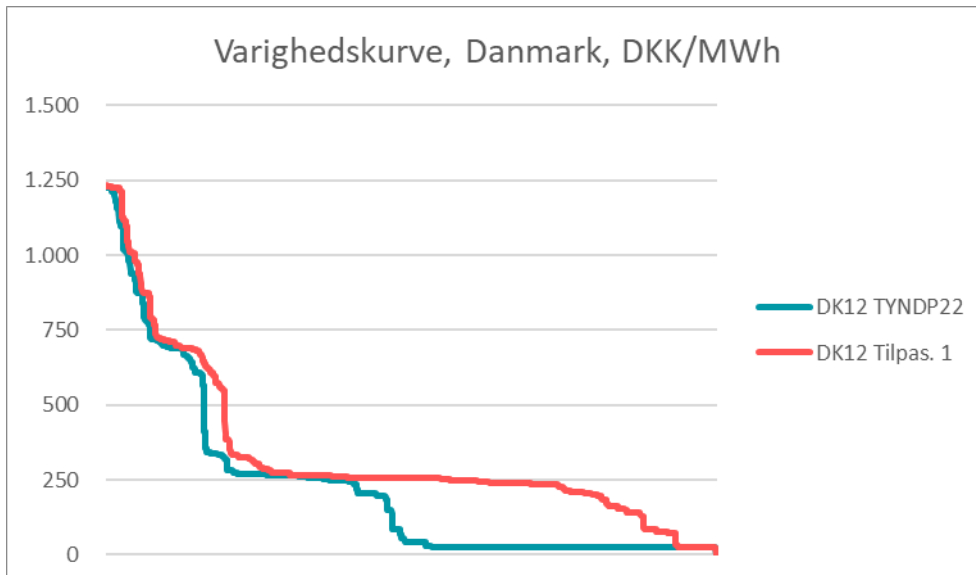
Figur 4: Antal fuldlasttimer pr. år for landvind, havvind og solceller i 2050 i TYNDP22 (baseline) og Tilpasning 1.



Note: Tilpasning 1 justerer de eksogene TYNDP22 DE-kapaciteter for VE, elektrolyse og brintrør til endogent bestemte kapaciteter.

Reduktionen i udbygningen af VE og stigningen i udbygningen af elektrolyse medfører, at elpriserne stiger til et niveau, som er kompatibelt med rentable investeringer for havvind. Figur 5 viser ændringen i elprisvarighedskurven for Danmark ved at gå fra baselinescenariet, hvor kapaciteterne af VE og elektrolyse er fastsat eksogent, til første tilpasningsscenarie, hvor udbygningen beregnes endogent i modellen (samme effekter gør sig gældende for elpriserne i fx Tyskland).

Figur 5: Elprisvarighedskurve for Danmark i 2050 i TYNDP22 (baseline) og Tilpasning 1

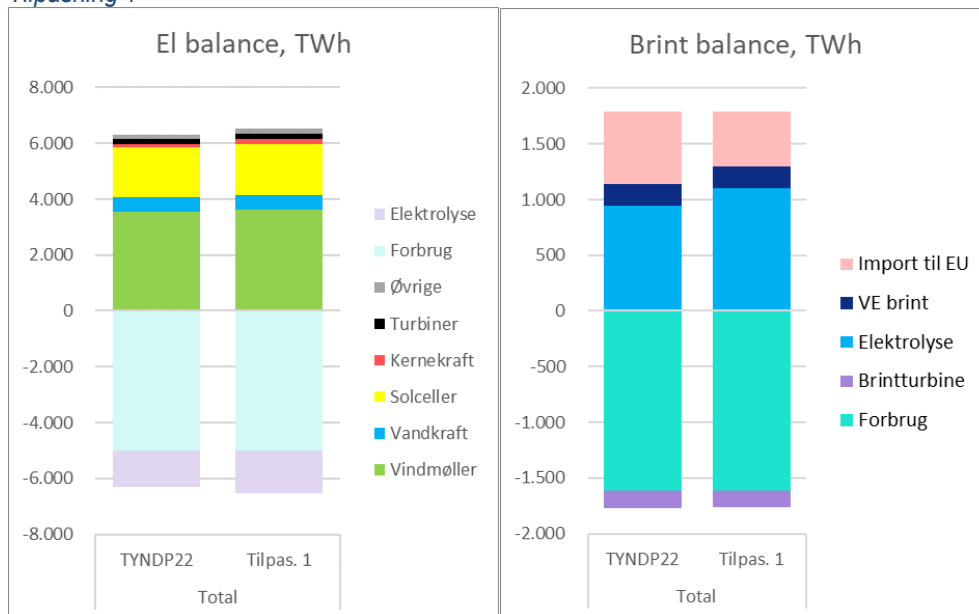


Note: Tilpasning 1 justerer de eksogene TYNDP22 DE-kapaciteter for VE, elektrolyse og brintrør til endogent bestemte kapaciteter.

Elprisen stiger særligt i timer med lave priser (typisk sammenfaldende med meget vind), da der ikke længere er et overudbud af VE-kapacitet og den større elektrolysekapacitet øger efterspørgslen på strøm, når prisen er lav. Den reducerede havvindskapacitet betyder ligeledes, at der i vindfattige timer produceres mindre VE, hvor elforbruget skal dækkes af produktion fra andre og dyrere kilder, eksempelvis gasturbiner som anvender biogas eller brint. De højere elpriser øger indtjeningen og dermed rentabiliteten af havvind.

Ændringen i den samlede el- og brintbalance for alle modellerede regioner/lande fremgår af Figur 6. Det endelige forbrug af el og brint er fastholdt på niveauerne i baseline, som for udlandet følger TYNDP22 DE og for Danmark er fastsat på baggrund af politiske beslutninger og målsætninger. Elektrolysekapaciteten i Europa øges for derigennem at udnytte den fluktuerende VE-produktion bedre. Der produceres således mere brint i timer med meget vind, jf. brintbalancen. Dette øger efterspørgslen på el til elektrolyse, som primært dækkes af en større VE-elproduktion, jf. elbalancen. Den øgede produktion af brint i Europa reducerer brintimporten, jf. brintbalancen.

Figur 6: Den totale europæiske el- og brintbalance i 2050 ifølge TYNDP22 (baseline) og Tilpasning 1

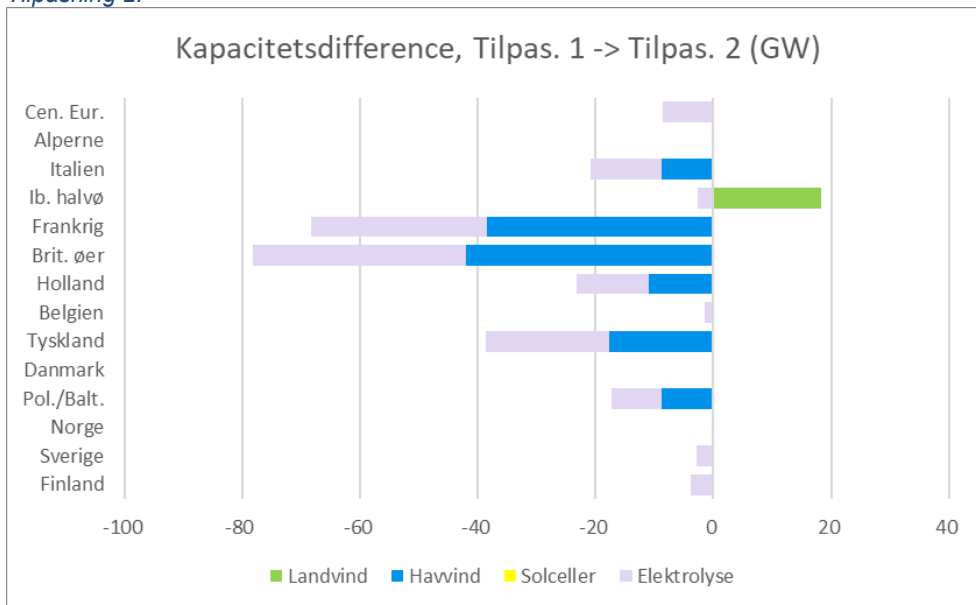


Note: Tilpasning 1 justerer de eksogene TYNDP22 DE-kapaciteter for VE, elektrolyse og brintrør til endogent bestemte kapaciteter.

Tilpasning 2: Opdaterede kapitalomkostninger for havvind og elektrolyse

Når omkostningerne for opsætning af havvind fjernt fra kysten (100 km) og etablering af elektrolyseanlæg opjusteres i henhold til opdaterede omkostningstal sker en yderligere reduktion af havvindskapaciteten samt en nedskallering af elektrolysekapaciteten (som modsvarer noget af stigningen i elektrolysekapaciteten i første tilpasningsscenarie), jf. Figur 7. Udbygningen af VE og elektrolyse frem mod 2050 i 'Tilpasning 1' er således for stor i forhold til efterspørgslen på el og brint, når der tages højde for, at investeringsomkostningerne er højere end først antaget. Når det bliver dyrere at udbygge med VE og elektrolyse, vil det kræve en større indtjening gennem højere afregningspriser for at investeringerne bliver rentable.

Figur 7: Ændring i etableret VE- og elektrolysekapacitet i 2050 ved at gå fra Tilpasning 1 til Tilpasning 2.



Note: Tilpasning 2 justerer kapaciteterne som følge af øgede kapitalomkostninger for elektrolyse og havvind ift. Tilpasning 1.

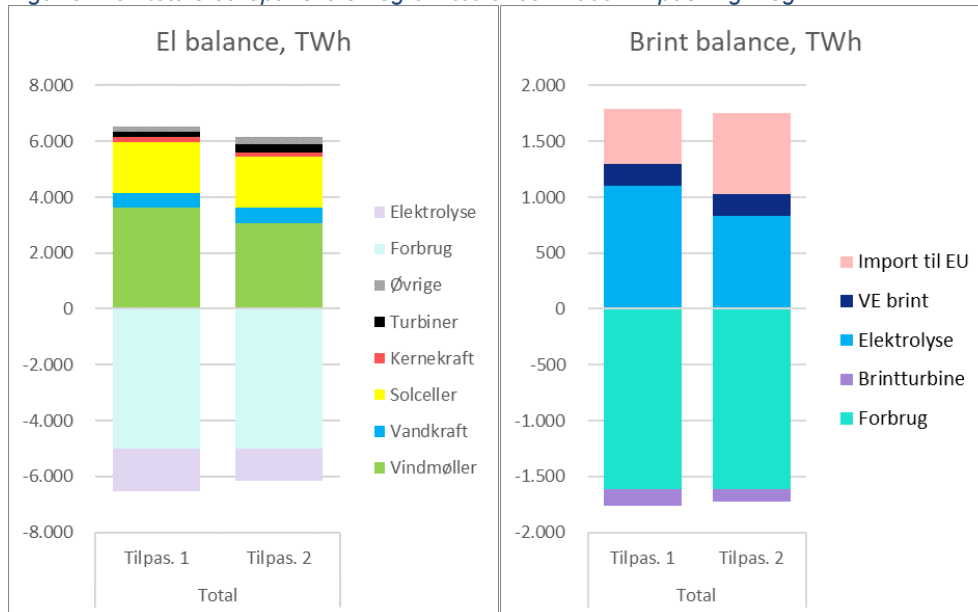
Kapaciteten af havvind reduceres samlet set med 128 GW, svarende til 36 pct., sammenlignet med 'Tilpasning 1'. Reduktionen sker først og fremmest ved De Britiske Øer samt i Frankrig og Tyskland, som er de lande med størst havvindskapacitet i 2050 ifølge scenariet. Elektrolysekapaciteten reduceres stort set tilsvarende, med i alt 135 GW, en reduktion på 27 pct. i forhold til 'Tilpasning 1'. Kapaciteten af landvind stiger på Den Iberiske Halvø med samme størrelse, som kapaciteten faldt i første tilpasningstrin (hvormed den samlede ændring i forhold til baseline er uændret).

De lavere kapaciteter for havvind og elektrolyse medfører en reduktion i produktionen af el fra vindmøller og brint fra elektrolyseanlæg, jf. el- og brintbalancen i Figur 8. Elproduktionen fra vindmøller falder med cirka 520 TWh, jf. elbalancen, hvilket kompenseres af et fald i elforbruget til elektrolyse på ca. 360 TWh og en større elproduktion fra øvrige teknologier, primært biogasturbiner.

Den reducerede brintproduktion erstattes delvist af øget import af brint til EU, jf. brintbalancen, som når sit maksimale potentiale på cirka 700 TWh. Derudover falder forbruget af brint til elproduktion med brintturbiner. Det maksimale importpotentiale er fastsat på baggrund af TYNDP22 DE og afspejler bl.a. overvejelser om geopolitisk forsyningsikkerhed. I indeværende tilpasningsscener anvendes en fastlagt importpris fra TYNDP22 DE, og de øgede omkostninger har derfor ikke betydning for importprisen, men slår kun igennem på omkostningerne ved

produktion af brint i Europa. Import af brint får således en relativ konkurrencefordel i modellen ved, at elektrolyseomkostningerne øges.

Figur 8: Den totale europæiske el- og brintbalance i 2050 i Tilpasning 1 og 2.

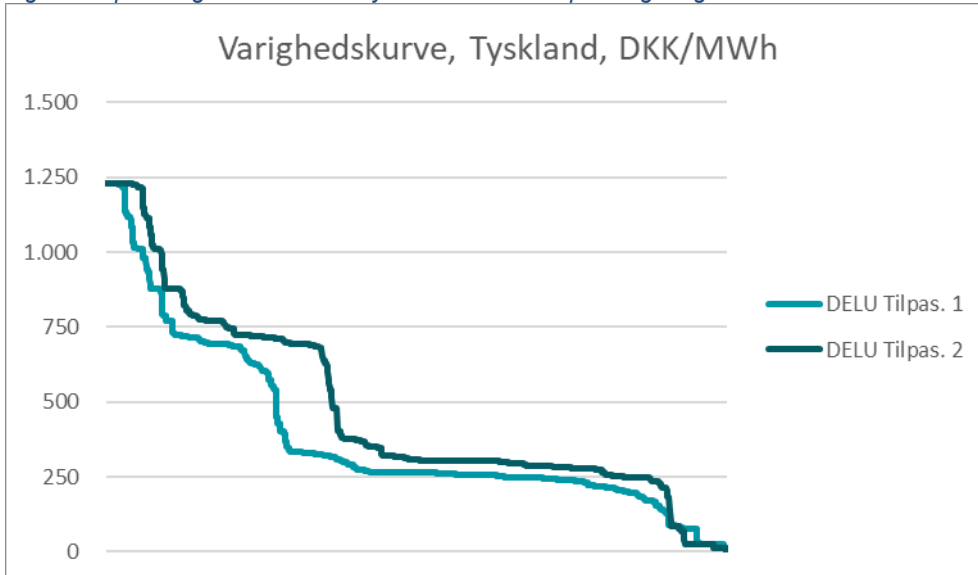


Note: Tilpasning 2 justerer kapaciteterne som følge af øgede kapitalomkostninger for elektrolyse og havvind ift. Tilpasning 1.

De højere investeringsomkostninger for havvind og elektrolyse, og de deraf reducerede produktionskapaciteter, øger elpriserne, hvilket ses af forskydningen i elprisvarighedskurven for Tyskland i figur 11. Samme effekter gør sig gældende for Danmark, blot i mindre skala. Den lavere havvindskapacitet betyder, at der produceres mindre strøm fra havvindmøller, hvormed elforbruget skal dækkes af strøm fra dyrere teknologier, eksempelvis biogasturbiner. Effekten er størst i timer med lidt vind, hvor der er behov for at tage turbiner med lavere effektivitet (virkningsgrad) i brug, i.e. venstre del af varighedskurven. Der kommer således flere timer med højere elpriser og varighedskurven forskydes til højre.

Højere investeringsomkostninger for elektrolyse samt højere elpriser betyder, at produktionsomkostningerne for brint stiger (hvormed brintprisen stiger) og det bliver mindre rentabelt at opsætte elektrolyseanlæg. Elektrolysekapaciteten falder derfor og kan i mindre grad udnytte timer med høj VE-produktion (fx når der er meget vind), hvor brinten efterfølgende kan anvendes i timer med lav VE-produktion og derigennem fortrænge elproduktion med eksempelvis gasturbiner. Der er således en opadgående effekt på elpriserne ved en mindre udbygning af elektrolyse.

Figur 9: Elprisvarighedskurve for Tyskland i 2050 i Tilpasning 1 og 2.



Note: Tilpasning 2 justerer kapaciteterne som følge af øgede kapitalomkostninger for elektrolyse og havvind ift. Tilpasning 1.

Tilpasning 3: Prissætning af brintimport til EU (endogen modellering)

Endogenisering af omkostningerne for import af brint til EU, frem for at antage en fast importpris baseret på TYNDP22 DE, har stort set ingen effekt på resultaterne. Dette skyldes først og fremmest antagelsen om et loft over hvor meget brint, der kan importeres, fortolket som det maksimale importpotentiale, som allerede er udnyttet (jf. 'Tilpasning 2'). Et fald i importprisen vil således ikke slå igennem på importen og dermed heller ikke i udbygningen af elektrolyse i Europa. Der vil kun kunne skubbes ved forholdet mellem import og egenproduktion af brint, hvis importprisen stiger.

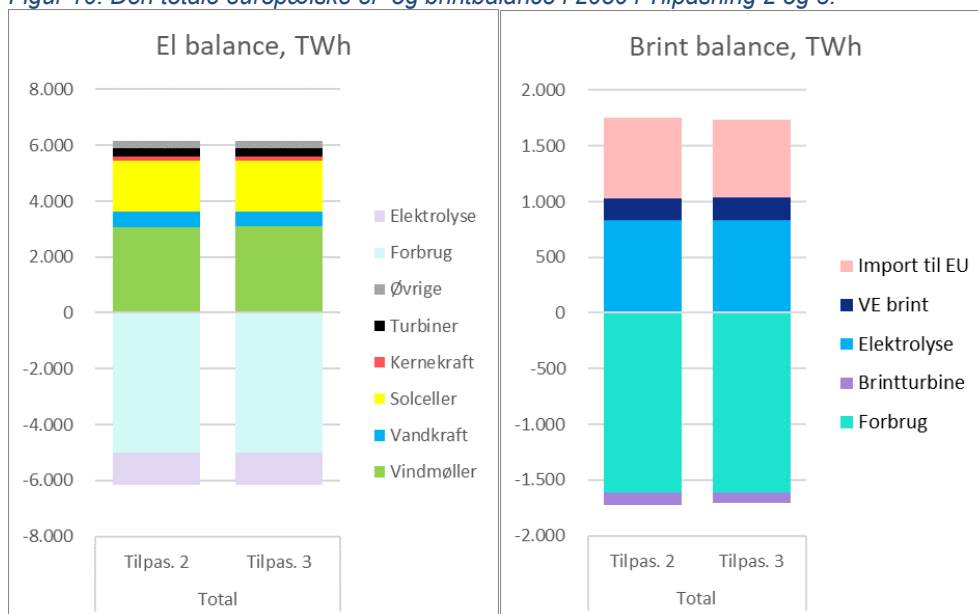
Omkostningen ved at producere brint baseret på solceller i Nordafrika (som også inkluderer de højere investeringsomkostninger ved elektrolyse) og efterfølgende transportere brinten til Europa bliver tæt på den eksogent fastsatte importpris. Modelleringen af brintproduktion og -transmission i Ukraine udestår for nuværende og prisen på import af brint fra Ukraine er derfor fastholdt på importprisen fra TYNDP22 DE og dermed uændret²³. Norge kan potentielt forventes at udnytte deres store forekomster af naturgas ved at producere blå brint kombineret med CCS, hvilket vurderes at være billigere end elektrolyse. Omkostningerne for brintproduktion i Norge reduceres sammenlignet med antagelsen i 'Tilpasning 2' (importprisen fra TYNDP22 DE). Norge prissætter brinten marginalt under deres nærmeste konkurrent, nemlig brintproduktion fra VE omkring Nordsøen, fordi blå brint ifølge TYNDP22 er en begrænset ressource, som derved tjener en

²³ Implementeringen af landvind og elektrolyse i Ukraine og transmissionsforbindelser (rør) til Europa vil blive foretaget i RamsesL frem mod KF24 og AF24.

ressourcerente præcis på samme måde som landvind og solceller. Inddragelse af de lavere produktionsomkostninger for blå brint ændrer derved ikke ved den norske prissætning af brint men øger den norske fortjeneste/ressourcerente.

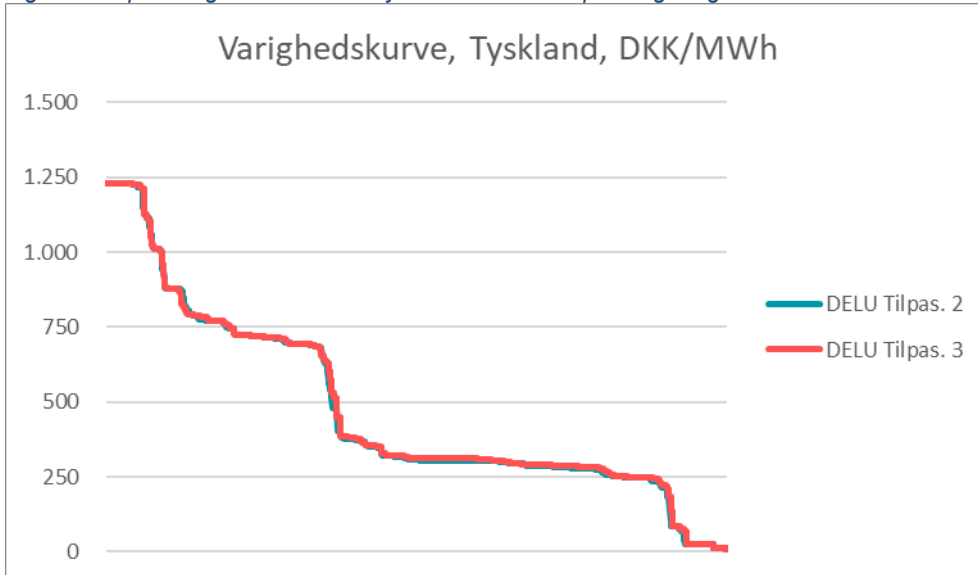
Der rykkes derfor ikke ved forholdet mellem udbygningen og produktionen af elektrolyse i Europa versus import af brint, jf. brintbalancen i Figur 10, ligesom det ikke får betydning for elpriserne, jf. elprisvarighedskurven for Tyskland i Figur 11 (det samme gør sig gældende for Danmark).

Figur 10: Den totale europæiske el- og brintbalance i 2050 i Tilpasning 2 og 3.



Note: Tilpasning 3 indeholder en endogenisering af brintproduktionsomkostningerne i Norge og Nordafrika ift. Tilpasning 2.

Figur 11: Elprisvarighedskurve for Tyskland i 2050 i Tilpasning 2 og 3.

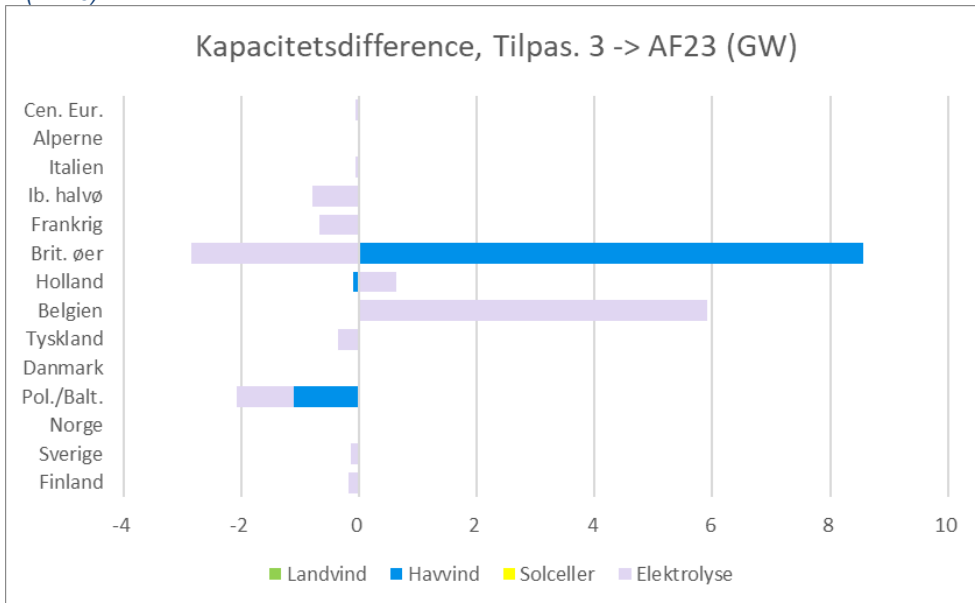


Note: Tilpasning 3 indeholder en endogenisering af brintproduktionsomkostningerne i Norge og Nordafrika ift. Tilpasning 2.

Tilpasning 4: Fri ilandføring af strøm fra havvind i Nordsøen (=AF23 udlandsscenario)

Når der tillades direkte ilandføring af strøm fra havvind i den danske og britiske del af Nordsøen til hhv. Tyskland og Belgien øges den samlede havvindskapacitet i Europa med ca. 8 GW, mens den samlede elektrolysekapacitet forbliver stort set uændret, dog med nogle forskydninger særligt imod Belgien, jf. Figur 12.

Figur 12: Ændring i etableret VE- og elektrolysekapacitet i 2050 ved at gå fra Tilpasning 3 til 4 (AF23).

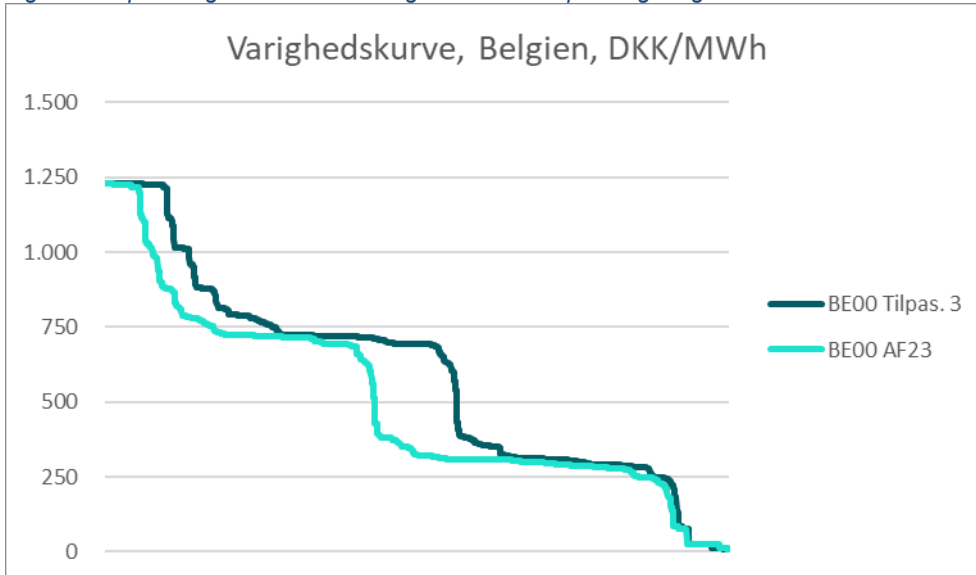


Note: Tilpasning 4 tillader ilandføring af dansk havvind til Tyskland og engelsk havvind til Belgien.

Kapaciteten af havvind øges ved De Britiske Øer, hvilket indikerer, at der i de hidtidige scenarier er begrænsninger på transmissionsforbindelserne mellem Storbritannien og Belgien. Det vil således være økonomiske fordelagtigt at transportere strømmen direkte til Belgien, uden om det britiske elnet, hvilket samtidig åbner op for en større udnyttelse af vindressourcerne i Nordsøen.

Den større havvindskapacitet og direkte forbindelse bidrager til en udjævning af prisforskellen mellem Belgien og Storbritannien og elpriserne i Belgien falder som vist i elprisvarighedskurven i Figur 13. Disse forhold medfører, at noget af elektrolysekapaciteten ved De Britiske Øer flyttes til Belgien, jf. Figur 13.

Figur 13: Elprisvarighedskurve for Belgien i 2050 i Tilpasning 3 og 4.



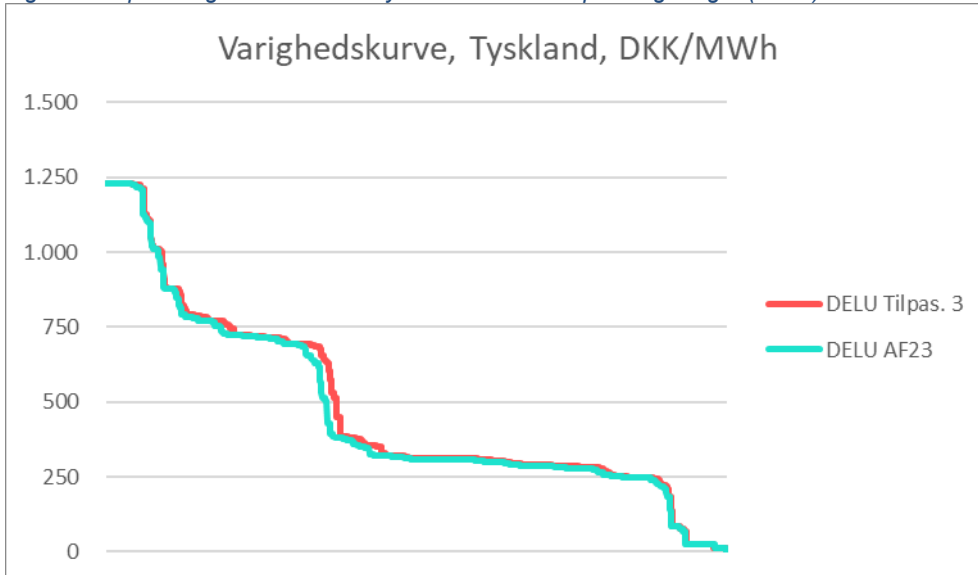
Note: Tilpasning 4 tillader ilandføring af dansk havvind til Tyskland og engelsk havvind til Belgien.

I modsætning hertil viser modelberegningerne, at ilandføring af strøm fra den danske del af Nordsøen direkte til Tyskland ikke er økonomisk rentabelt. Dette skyldes, at Tyskland allerede har tilstrækkelig med havvindskapacitet i 2050. Den tyske regering har planer om at udbygge havvind betragteligt og nå 30 GW i 2030, hvilket er medregnet i AF23. Når RamsesL modellerer investeringerne i VE og elektrolyse i 2050, er der derfor fastsat et minimumsniveau for tysk havvind på 30 GW.

På baggrund af de indregnede forudsætninger, vil det i 'Tilpasning 3' ikke være rentabelt at udbygge yderligere (heller ikke med havvind placeret på dansk areal), og den tyske havvindskapacitet i 2050 forbliver på 30 GW. I og med at den tyske havvindskapacitet ikke kan nedjusteres, vil en direkte transmissionsforbindelse fra Danmark ikke ændre på havvindskapaciteten i Tyskland (eller i Danmark, hvor kapaciteten er eksogent bestemt og dermed ikke kan ændre sig).

Effekten af forbindelsen fra Storbritannien til Belgien reducerer i begrænset omfang elprisen i Tyskland, jf. Figur 14, hvor strømmen fra havvind i nogle timer fortrænger strøm fra biogasturbiner. Effekten på den danske elpris er mindre.

Figur 14: Elprisvarighedskurve for Tyskland i 2050 i Tilpasning 3 og 4 (AF23).

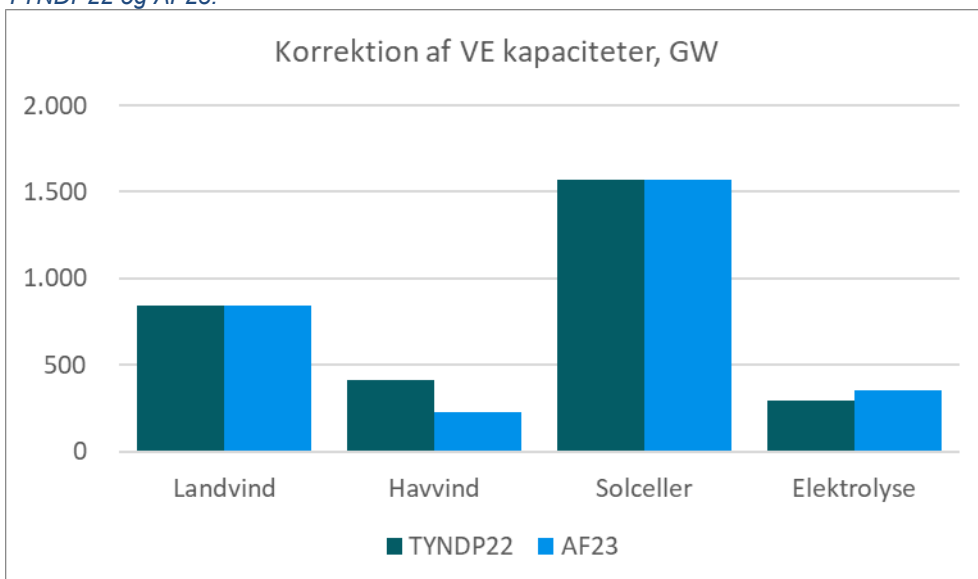


Note: Tilpasning 4 tillader ilandføring af dansk havvind til Tyskland og engelsk havvind til Belgien.

Samlede resultater af modeltilpasningen (fra baseline til AF23 udlandsscenario)

De samlede modeljusteringer i RamsesL, til beregning af et opdateret og økonomisk balanceret udlandsscenario til AF23, giver anledning til en ændring i den europæiske VE- og elektrolysekapacitet i 2050 som vist i Figur 15 (identisk med Figur 1).

Figur 15 : Samlet europæisk kapacitet for landvind, havvind, solceller og elektrolyse i TYNDP22 og AF23.



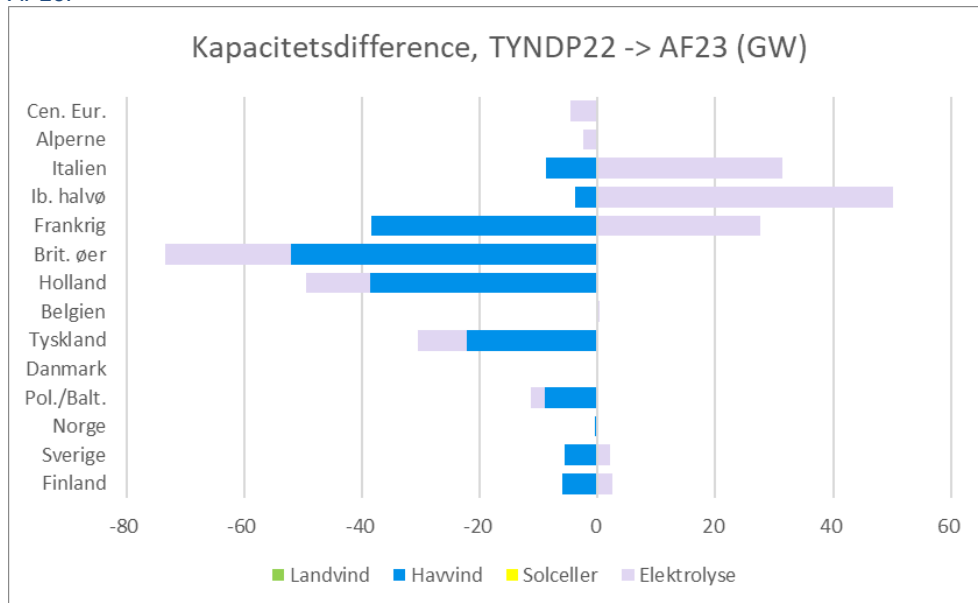


Når modellen således optimerer investeringerne i VE og elektrolyse, reduceres havvindskapaciteten i Europa i 2050 med ca. 185 GW i forhold til TYNDP22 DE, svarende til en reduktion på omkring 45 pct. Elektrolysekapaciteten opjusteres med ca. 75 GW sammenlignet med TYNDP22 DE, hvilket er en stigning på omkring 25 pct.

Reduktionen i kapaciteten af havvind er først og fremmest forårsaget af, at den marginale havvindomkostning i AF23 (modsat TYNDP22) er forudsat at indeholde omkostninger til HVDC ilandføring, hvilket øger omkostningerne for opsætning af havvind. Den højere elektrolysekapacitet i AF23 ift. TYNDP DE synes særligt at være koncentreret i Sydeuropa, hvor solceller er fremherskende. Energistyrelsen har ikke direkte adgang til modellerne anvendt i TYNDP, så det har ikke været muligt at undersøge præcis hvorfor Energistyrelsens modeller giver anledning til en større udbredelse af elektrolyse i områder med mange solceller. Som nævnt i afsnittet om Tilpasning 1 er der forskellige forhold omkring metodevalg som synes at kunne forklare i hvert fald dele af.

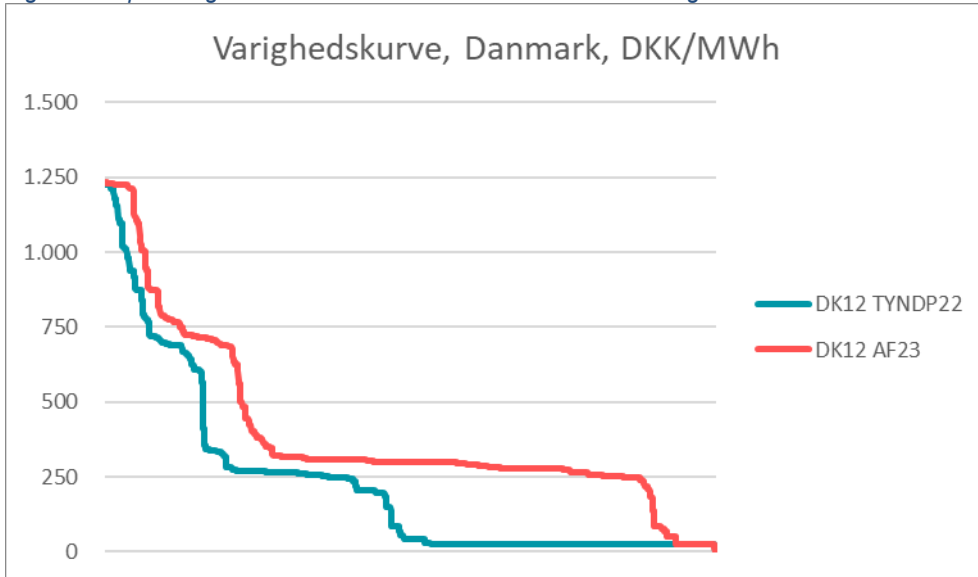
Kapaciteterne for landvind og solceller er uændrede i forhold til TYNDP22 DE. Kapacitetsjusteringerne fordeler sig på lande/regioner som vist i Figur 16.

Figur 16: Ændring i etableret VE- og elektrolysekapacitet i 2050 ved at gå fra TYNDP22 til AF23.



Den mindre udbygning af europæisk havvind og større udbygning af elektrolyse sammenlignet med forudsætningerne i TYNDP22 DE medfører, at elpriserne i Danmark stiger, jf. Figur 17.

Figur 17: Elprisvarighedskurve for Danmark i 2050 i TYNDP22 og AF23.





Del 3 – Følsomhedsanalyser for økonomisk balanceret udlandsscenario

Der er udført en række følsomhedsanalyser, som undersøger hvordan energimarkederne kan forventes at reagere på forskellige eksogene stød til omkostninger, produktionspotentialer og forbrug. Kort opsummeret ses at:

- Brintmarkedet synes at være den afgørende faktor for elmarkedet. Det skal forstås på den måde, at hvis der for eksempel er en relativt stabil brintpris, enten fordi brint kan importeres fra udlandet til forholdsvis stabile priser, eller fordi den marginale teknologi til at producere brint inden for EU (rigelig havvind og elektrolyse) også er stabil, så skal der meget store stød til at ændre væsentligt på både elpriser og brintpriser. Ændringer i fx omkostningerne for elektrolyse slår igennem på afsætningspriserne for el hos alle VE producenter (også i de lande udenfor EU hvorfra der importeres brint), og derfor påvirkes VE producenterne kun i langt mindre grad af ændrede brintpriser.
- Flexibiliteten fra elektrolyse synes at være ganske nyttig for elmarkederne, da den større kapacitet af VE og elektrolyse gør det nemmere at balancere elmarkedet.
- Med et betydeligt mindre brintforbrug (og tilsvarende højere elforbrug som følge af øget direkte elektrificering) ses væsentligt højere elpriser, men lavere brintpriser, fordi den elektrolysekapacitetens fuldlasttimer falder og derfor i højere grad udnytter timer med billig el. Følsomhedsanalysen viser også, at elektrificering af brintforbruget er samfundsøkonomisk fordelagtigt fordi forbrugernes omkostninger til brint falder mere end omkostningerne til el stiger.
- Elektrolyse koblet til spotmarkedet for el udvides indtil den øgede fleksibilitet heraf ikke bidrager med yderligere værdi. Yderligere analyser af forholdet mellem onshore vs. offshore og direkte vs. spotmarkedstilknyttet elektrolyse kan bidrage til en øget forståelse af ilandføring og tilslutning af el og brint til transmissionsnettet.
- Øget elforbrug synes at have en større indvirkning på elpriserne end øget brintforbrug. Dette skyldes, at brintprisen er mere stabil pga. bedre muligheder for handel og lagring samt tilknytningen til omkostningen ved havvind (som er den marginale energikilde). Elpriserne fluktuerer derimod i højere grad, så højere elforbrug aktiverer elproduktion med højere omkostninger.

Følsomhedsanalyserne for AF23 med RamsesL er inddelt i tre grupper: Udbud, efterspørgsel og transmission.



3.1 Udbud

3.1.1 VE potentialer på land

En af de større usikkerheder omkring Europas grønne omstilling omhandler villigheden til at opstille solceller og vindmøller på land. Der er opstillet 3 følsomhedsanalyser til at belyse denne usikkerhed: (1) Potentialt for landvind nedjusteres med 10%; (2) Potentialt for solceller nedjusteres med 10%; (3) Potentialt for både landvind og solceller nedjusteres med 10%.

Følsomhedsanalyserne viser, at i den udstrækning der kan opstilles mindre landbaseret VE, skal der opstilles flere havvindmøller for at dække efterspørgslen på el men også brint, idet importen af brint fra uden for EU allerede er på sit maksimalt tilladte niveau. De yderligere opstillede havmøller er både el- og brintmøller. Havvindmøllerne erstatter direkte den mistede produktion fra landbaseret VE, mens det antages at fremtidig offshore brintproduktion, f.eks. fra brintmøller til havs erstatter elektrolyse, som ellers anvendte landbaseret VE elektricitet.

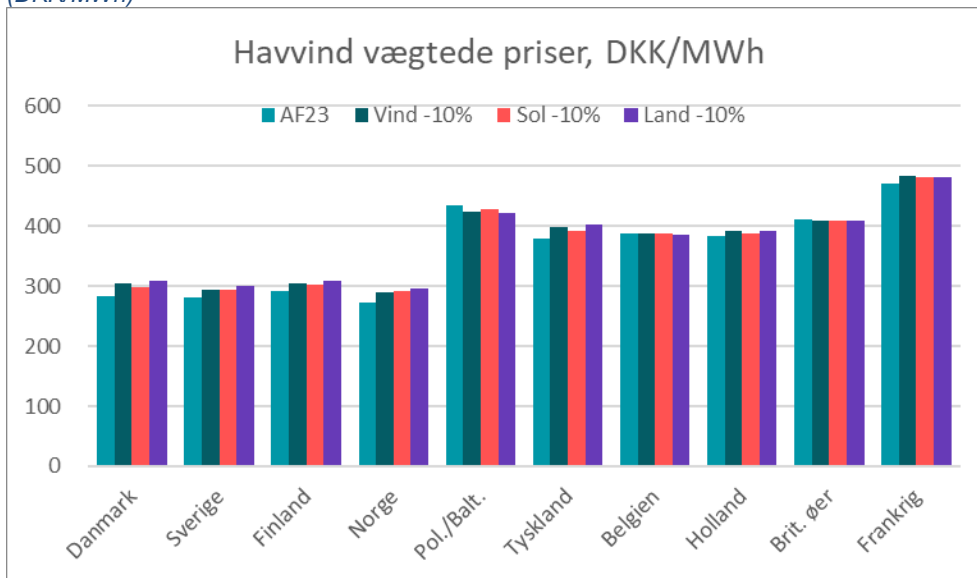
Det er i TYNDP22 DE forudsat, at der er rigelige havvindpotentialer²⁴, som i AF23 scenariet har en udnyttelse på cirka 200 ud af knapt 400 GW. Endvidere er havvind den såkaldte "marginale teknologi". Det betyder, at potentialerne for billigere teknologier som fx solceller og landvind allerede er fuldt udnyttede, og at investeringer i havvind tilpasses til øvrige ændringer i energibehovet.

Da modellens metodiske grundlag hviler på at der investeres i kapacitet indtil yderligere investering ikke længere er rentabel, investeres i havvind indtil de havvindvægtede priser svarer til omkostningerne ved havvind.

De havvindvægtede priser illustreret i Figur 18 ændrer sig således kun nogle få øre/kWh, hvilket afspejler ændrede udnyttelsesgrader. De forbrugsvægtede priser (ikke vist i figuren) stiger dog en anelse mere, og dette afspejler den øgede knaphed på VE resurser, der kompenseres via øget brug af el fra turbiner.

²⁴ Der er i indeværende analyse ikke taget højde for betydningen af 'wake loss' (produktionstab som følge af, at møllerne indenfor eller mellem havvindmølleparker skygger for hinanden) eller at der evt. skal bygges på arealer med længere afstand til kysten eller mindre favorable vindforhold.

Figur 18: Følsomhedsanalyse om landbaseret VE potentialer, havvindvægtede elpriser (DKK/MWh)



3.1.2 Omkostninger til elektrolyse

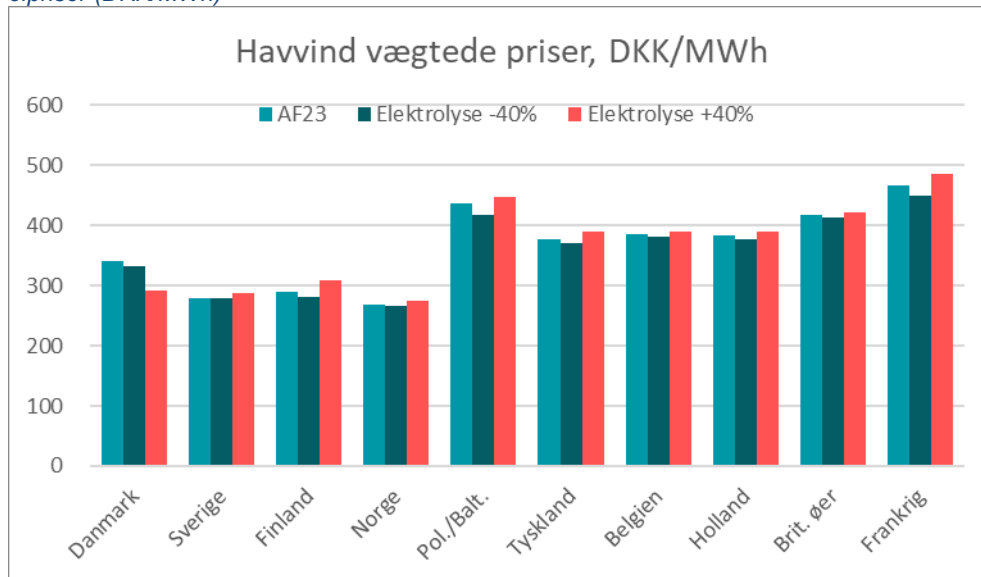
Der er som nævnt i Del 2 stor usikkerhed om de fremtidige omkostninger til at bygge elektrolyseanlæg. Der er derfor foretaget en følsomhedsanalyse, som undersøger hvilken indflydelse kapitalomkostningerne til at bygge elektrolyse har på el- og brintmarkederne (plus/minus 40%), se Figur 19.

Når elektrolyse bliver billigere at bygge øges kapaciteten, og herved kan udnyttelsen af vindmøller og solceller forbedres. Derved bliver brinten billigere, og det bliver mere attraktivt at benytte brintturbiner frem for gasturbiner (om end effekten er begrænset til under 0,5% af elbalancen).

Kapaciteten for vindmøller og solceller er stort set uændret, men udnyttelsen forbedres lidt fordi elektrolysekapaciteten stiger og dermed kan aftage mere strøm fra havvind. Dette afspejles fx i de havvindvægtede priser, som illustrerer afregningsprisen for havvind vægtet efter produktion. Modellen opererer på den måde, at den investerer i ny produktionskapacitet enten indtil potentialet er opbrugt (typisk for landbaseret VE), eller indtil kapacitetsudvidelsen har sænket priserne og udnyttelsesgraden til det punkt, hvor yderligere investeringer ikke længere er rentable. Den sikrer således, at teknologiernes indtjening altid dækker udgifter til afdrag og renter set over teknologiernes levetid. Når havvindskapaciteten udnyttes i flere af årets timer, vil den nødvendige afregningspris være mindre, og de havvindsvægtede priser falder, jf. Figur 19.

I tilfældet hvor omkostningerne til at bygge elektrolyse stiger, øges brintprisen. Dette giver anledning til den modsatte effekt, nemlig øget brug af gasturbiner på bekostning af brintturbiner (igen en ganske lille påvirkning af elbalancen).

Figur 19: Følsomhedsanalyse om kapitalomkostninger for elektrolyse, havvindvægtede elpriser (DKK/MWh)



Det er værd at bemærke, at brintprisen øges (med 6%, ikke vist) i områder omkring Nordsøen, hvor vindmøller udgør en stor andel af VE-produktionen. Brintprisen øges dog endnu mere (med 13 %, ikke vist) i områder, hvor solceller dominerer VE-produktionen. Det skyldes, at elektrolyse med solceller har en noget lavere udnyttelsesgrad, og derfor slår stigninger i kapitalomkostningerne hårdere igennem. Konsekvensen af denne mekanik er, at importen fra Nordafrika (hvor brint er baseret på solceller) falder for at absorbere den mindre efterspørgsel efter brint (til elproduktion - det endelige brintforbrug er fastholdt).

3.1.3 Kun Grøn Brint

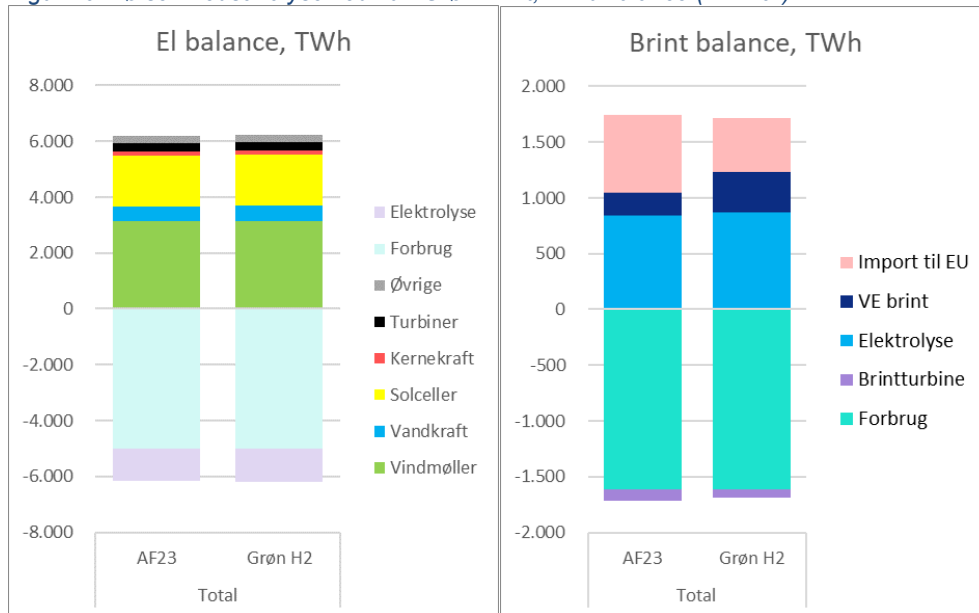
Det europæiske endelige forbrug af brint (dvs. ekskl. forbrug til evt. produktion af el fra brintturbiner) forudsat i TYNDP22 DE er cirka 1600 TWh for det modellerede område. Det er endvidere forudsat, at cirka 700 TWh heraf kan importeres fra Nordafrika, Ukraine og Norge. Den norske brint er såkaldt "blå brint"²⁵, som af IEA vurderes²⁶ at kunne produceres til en fordelagtig pris i forhold til "grøn brint" baseret på VE-el. Importpotentialet for den norske blå brint er lidt over 200 TWh.

²⁵ Brint splittet fra fossil naturgas i en kemisk proces, hvor størstedelen af de tiloversblevne kulstofatomer indfanges og lagres som CO₂ i undergrunden.

²⁶ IEAGHG Technical Report 2017-02: "Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plants with CCS", https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf

Blå brint kan anses som klimamæssigt problematisk, hvorfor der kan være usikkerhed om, hvorvidt det norske potentiale vil blive udnyttet. I følsomhedsanalysen illustreret i Figur 20 er det forudsat, at importpotentialet for norsk blå brint ikke realiseres og i stedet erstattes af grøn brint produceret i de øvrige europæiske lande.

Figur 20: Følsomhedsanalyse ved kun Grøn Brint, Brint Balance (TWh/år)



Figuren viser, at den norske blå brint i grove træk erstattes af "VE brint" dvs. brint produceret fra elektrolyse direkte tilkøbt VE-elproduktion uden om elmarkedet. I dette scenarie er der tale om en udvidelse af kapaciteten af brintmøller placeret på havet (primært omkring De Britiske Øer). Der ses også lidt mindre brug af brintturbiner, idet brintprisen stiger med mellem 1 og 3 øre/kWh i de forskellige regioner.

Dette resultat antyder (se dog også Boks A), at elmarkederne synes at have tilstrækkelig elektrolysekapacitet til at absorbere udsving i VE-produktionen, og at yderligere udvidelse af brintproduktionen derfor godt kan ske uden markeds-tilknyttet elektrolyse (som i dette scenarie er økonomisk mere fordelagtigt).

AF23 er som nævnt baseret på TYNDP22 DE som i sin natur begrænser mængden af blå brint, mens fx TYNDP22 GA-scenariet i højere grad analyserer dette spørgsmål. Der er ikke her foretaget yderligere analyser af, i hvilken udstrækning en lempelse af begrænsningen på blå brint vil kunne fortrænge brint baseret på europæisk havvind.



Boks A: Direkte eller markedsforbundet elektrolyse?

RamsesL-modelleringen i AF23 af hvorvidt elektrolyse mest hensigtsmæssigt skal være markedstilknyttet eller direkte forbundet med VE er noget forsimplet fordi transmission inden for regioner ikke er modelleret (kun transmission af brint mellem regioner er modelleret).

Resultaterne viser, at det modellerede marked ikke synes at have væsentligt brug for yderligere forbrugsfleksibel elektrolyse, idet udvidelsen af brintproduktionen sker med direkte VE forbundet elektrolyse.

Uden en mere detaljeret modellering af regioner og transmission (inkl. fx "offshore budzoner" og "ilandføringszoner") samt viden om konkrete projekter og deres omkostninger for ilandføring som el og/eller brint kan man dog ikke tage den modelberegnete fordeling mellem elektrolyse forbundet direkte til VE og markedsforbundet elektrolyse som udtryk for et præcist forventet markedsmæssigt eller omkostningsbaseret optimum.

Yderligere analyser af omkostninger ved ilandføring af havbaseret VE og tilslutning af landbaseret VE vil kunne bidrage væsentligt til forståelsen af denne problematik.

3.1.4 Elproduktion fra Grøn Gas

I TYNDP22 DE er det forudsat, at en del af elproduktionen kan komme fra gasturbiner fyret med såkaldt "grøn gas", dvs. enten biogas eller syntetisk gas fra VE-energikilder og biogent kulstof. Den grønne gas er forudsat at koste knap 400 DKK/MWh skønnet ud fra produktionsomkostningerne for biogas.

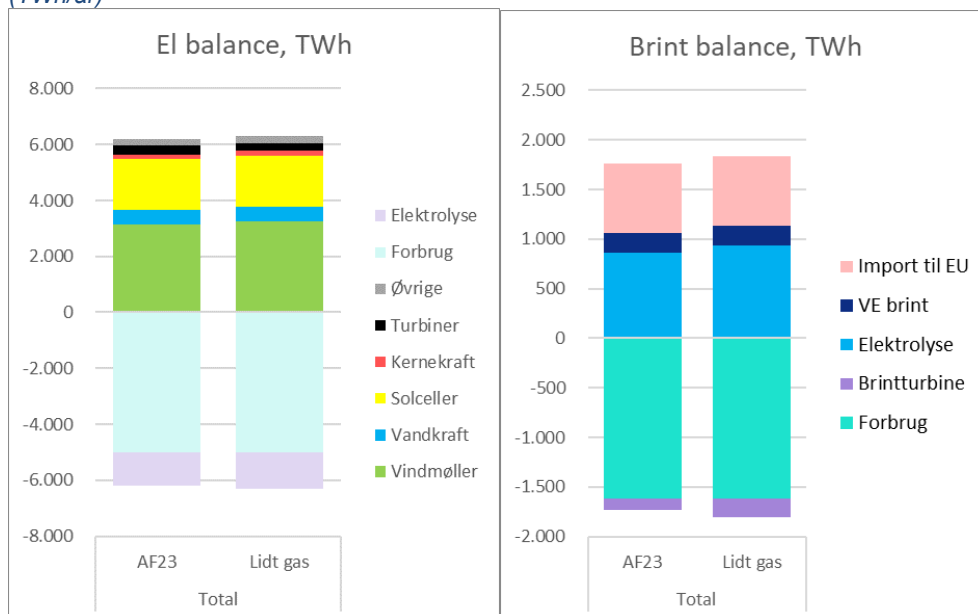
Det er endvidere forudsat i TYNDP22 DE, at EU-landene producerer knap 1000 TWh/år grøn gas i 2050, hvortil kommer godt 500 TWh/år importeret fra nabolande (fx Ukraine), hvoraf cirka 2/3 er syntetisk gas. Ifølge TYNDP22 DE-modelresultaterne anvendes over 600 TWh grøn gas til elproduktion i gasturbiner.

Det er pt. uklart, hvad de fremtidige produktionsomkostninger for syntetisk gas bliver. Man kan formode, at syntetisk gas produceres ud fra grøn brint og indfanget biogen CO₂ som kulstofkilde, og at der vil være et ikke ubetydeligt konverterings-tab. Importeret grøn brint er i TYNDP22 forudsat at koste omkring 360 DKK/MWh, så inkl. konverteringstab må alene omkostningen til grøn brint til produktion af syntetisk gas formodes at overstige produktionsomkostningen for biogas væsentligt. Hertil kommer omkostningen for at indfange biogen CO₂ og anlæggets kapital- og driftsomkostninger. Alternativt kan benyttes termisk forgasning eller bioforgasning, hvilket giver en lavere omkostning, men også et lavere potentiale.

Siden nye gasturbiner forventes at kunne benytte både brint, biogas og syntetisk gas, er disse altså potentielt direkte konkurrenter med en meget høj grad af substitution. Gasturbinerne må derfor formodes at vælge det billigste produkt. Biogas er en begrænset ressource, som også kan anvendes til andre formål (industri, opvarmning af bygninger). I en stor del af disse anvendelser må biogas formodes at kunne erstatte fossil naturgas helt uden omstillingsomkostninger, mens omstillingen til andre energibærere end grøn gas i en række af anvendelserne kan være både vanskelig og omkostningsfuld. Det er derfor værd at analysere konsekvenserne af, at potentialet for grøn gas til elproduktion er mindre end forudsat i TYNDP22 DE.

Der er derfor foretaget en følsomhedsanalyse, hvor rådigheden af grøn gas til elproduktion er halveret i forhold til TYNDP22 DE. Dette medfører, at brints andel af elproduktion fra turbiner stiger fra cirka 20 til 40 % af den indfyrede energi. Dermed er der også behov for mere elektrolysekapacitet, og mere havvind til at producere el hertil. Disse påvirkninger af el- og brintbalancerne fremgår af Figur 21.

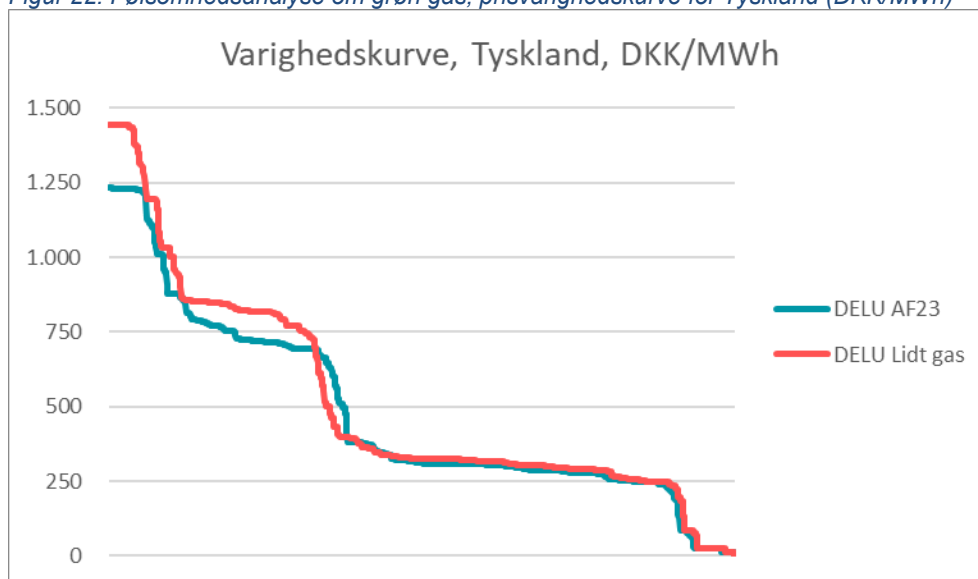
Figur 21: Følsomhedsanalyse af begrænset rådighed af grøn gas, el- og brintbalancer (TWh/år)



Den mindre rådighed af grøn gas øger trækket på brint og dermed også el, og både el- og brintpriserne stiger derfor. De forbrugsvægtede elpriser stiger med 1-3 øre/kWh og de forbrugsvægtede brintpriser stiger med cirka 1-2 øre/kWh. Stigningerne i elpriserne skyldes først og fremmest at en del af de timer, hvor gasturbinerne producerede el, nu skal overtages af brintturbiner, evt. med en lavere virkningsgrad. Det er derfor især i timer, hvor elpriserne i forvejen var høje, at stigningerne sker, jf. Figur 22.

Rådigheden af grøn gas har således nogen indflydelse på både el- og brintmarkedet. Det reducerede udbud af grøn gas får prisen i modellen til at stige til 470 DKK/MWh (eksempel for Tyskland), hvilket præcis svarer til brintprisen, da gas og brint er substitutter for forbrug i turbiner. Det er særligt i spidslasttimerne med de højeste priser (over cirka 850 DKK/MWh), som er prissat af brint- og gasturbiner, og i timerne hvor elektrolyse er prissættende (mellem cirka 700 og 850 DKK/MWh) at disse forskelle er tydelige, jf. Figur 22.

Figur 22: Følsomhedsanalyse om grøn gas, prisvarighedskurve for Tyskland (DKK/MWh)



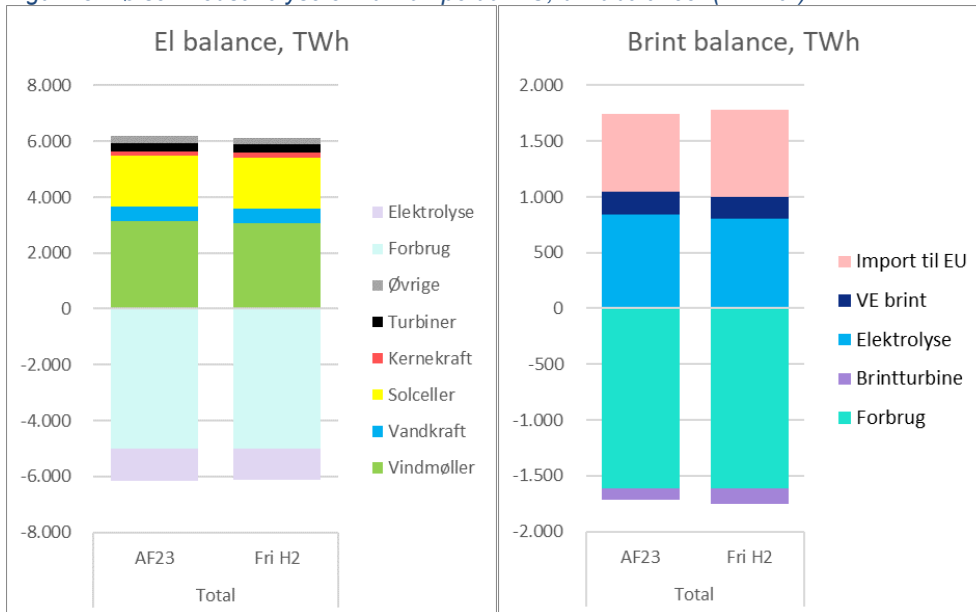
3.1.5 Øget brintimport fra lande uden for EU

I TYNDP22 DE er det som nævnt forudsat, at der årligt maksimalt kan importeres cirka 700 TWh brint produceret uden for EU (heraf godt 200 TWh blå brint fra Norge). Importpotentialet for blå brint fra Norge fastholdes i denne følsomhedsanalyse, mens loftet for import af grøn brint fra Ukraine og Nordafrika fjernes.

Følsomhedsanalysen viser, at den samlede brintbalance ikke ændres særligt meget (den samlede import stiger fra cirka 700 til 770 TWh/år), og at importen fortrænger elektrolyse (og dermed også el, mest fra vindmøller) og giver en smule mere produktion af el fra brintturbiner, jf. Figur 23. Derudover sker et skift i importmønsteret for brint, hvor Ukraine (via Østeuropa) fylder mere og Nordafrika (via Sydeuropa) fylder lidt mindre (ikke vist i figuren). Svagt øget brug af brintturbiner og mindre elektrolyse reducerer behovet for havvind en smule jf. figuren.

Den øgede brintimport sænker de forbrugsvægtede brintpriser med op til 3 øre/kWh i de fleste regioner, mens elpriserne falder med op til 2 øre/kWh.

Figur 23: Følsomhedsanalyse om brintimport til EU, brint balancer (TWh/år)



Det er bemærkelsesværdigt, at den fri import af brint ikke har større effekter. Heraf kan konkluderes, at brint baseret på el fra havvind i Nordsøen er forholdsvis konkurrencedygtig med de valgte antagelser om produktion og transport af brint fra Ukraine og Nordafrika. Det skyldes dels, at transportomkostningen er stor nok til at udjævne forskellen i produktionsomkostninger, og dels at den billigere landbaserede VE kommer til at udgøre en lidt større andel af el brugt til elektrolyse, hvilket sænker produktionsomkostningen for brint. Importbegrænsningen på blå brint er dog vigtig for denne konklusion. Blå brint er meget konkurrencedygtig på pris (inkl. evt. CO₂-omkostninger), og ændrede antagelser her må forventes at kunne give en potentielt kraftig fortrængning af havvind og den elektrolyse, der laver brint heraf.

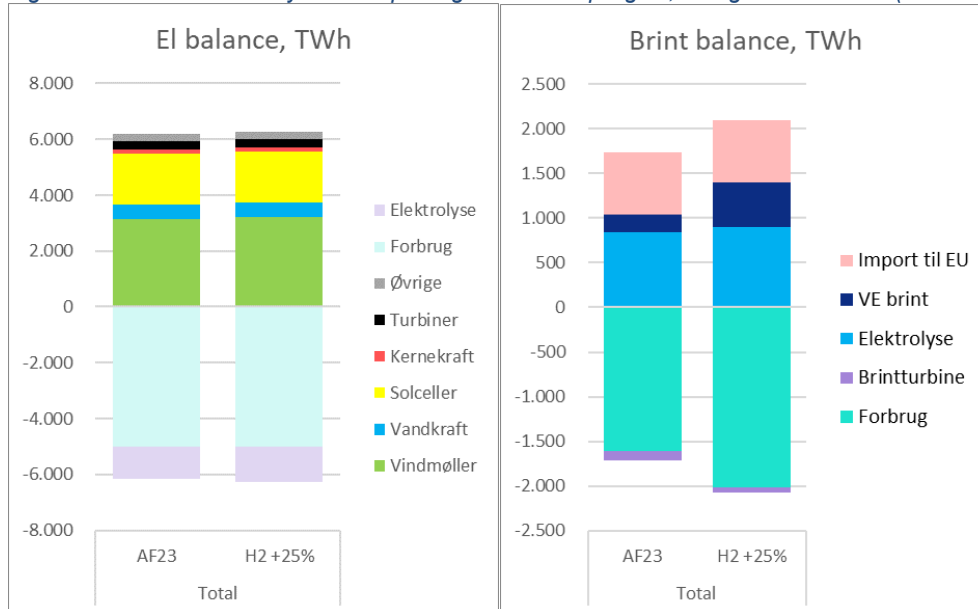
3.2 Efterspørgsel

Forudsætningerne om forbrug er baseret på forholdsvis usikre fremskrivninger af erhvervenes og husholdningernes konvertering fra fossile brændsler til VE-kilder, og der er derfor lavet en række følsomhedsanalyser med ændrede forudsætninger for det samlede europæiske el- og brintforbrug.

3.2.1 Større efterspørgsel på brint

TYNDP 2022 er karakteriseret ved at have en forholdsvis stor konvertering til brint. Det kan dog være interessant at se, hvilke konsekvenser det har for el- og brintsystemet, hvis brintforbruget skrues yderligere op frem mod 2050. I Figur 24 er illustreret en følsomhedsanalyse, hvor brintforbruget øges med 25 %.

Figur 24: Følsomhedsanalyse af 25 pct. øget H2 efterspørgsel, el- og brintbalancer (TWh/år)



Importen af brint fra lande uden for EU er i både AF23-scenariet og følsomheden opadtil begrænset af det maksimale importpotentiale fra TYNDP22 DE. Det fremgår af brintbalancen, at det øgede brintforbrug først og fremmest imødekommes via øget produktion af VE-brint (dvs. elektrolyse direkte tilkoblet vindmøller eller solceller uden om elmarkedet), om end der også ses en lille stigning i markedstilknyttet elektrolyse, idet elektrolysekapaciteten øges med 10 % (ikke vist i figuren). Den øgede elektrolysekapacitet tillader i øvrigt en lille forbedring i vindmøllernes fuldlasttimer.

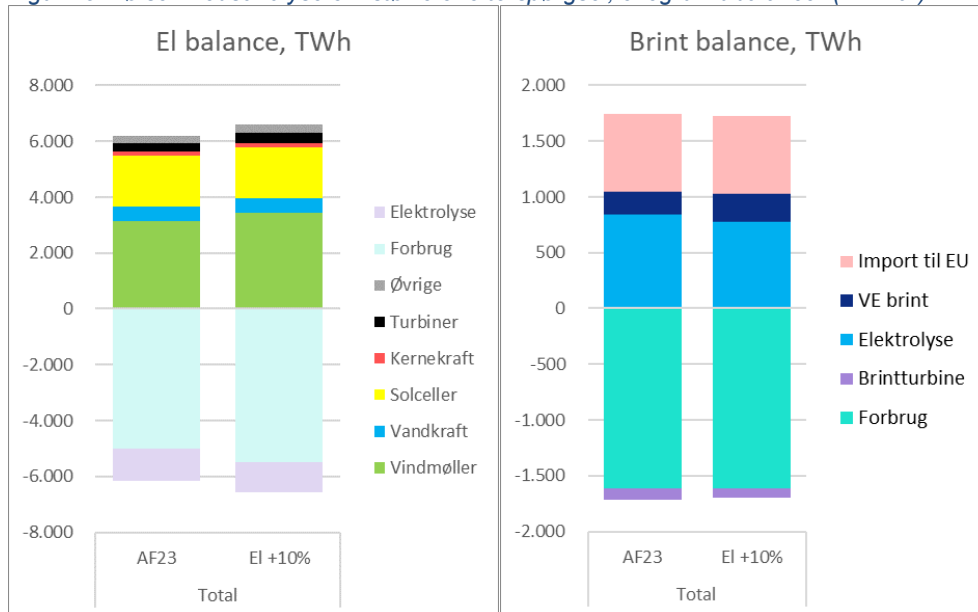
De forbrugsvægtede brintpriser stiger med 3-4 øre/kWh, mens effekten på de forbrugsvægtede elpriser er behersket (op til 2 øre/kWh) og kan gå både op og ned afhængig af region. Fordi den øgede efterspørgsel fortrinsvist imødekommes af elektrolyse direkte forbundet til VE kan det også konkluderes, at et øget brintforbrug ikke umiddelbart har de store konsekvenser for elmarkedet ud over en marginal forbedring af udnyttelsen af vindmøllernes kapacitet. Udvidelsen af energiproduktionen sker med havvind.

3.2.2 Større efterspørgsel på el

Den fremtidige efterspørgsel efter el er på samme vis ganske usikker, og der er derfor også foretaget en følsomhedsanalyse af dette, jf. figurene nedenfor. Figur 25 viser, at en 10 % øget efterspørgsel efter el primært imødekommes via udbygning med havvindmøller (havvind er den såkaldt marginale teknologi, idet potentialerne for øget import af brint samt mere landvind og solceller er udtømte). Elforbruget til elektrolyse reduceres (i mindre grad), og i stedet bygges brintmøller på havet. Som nævnt ovenfor bør der dog ikke drages alt for håndfaste

konklusioner om, hvorvidt elektrolyse bør være markedstilknyttet eller direkte tilknyttet VE-elproduktion på baggrund af analysens resultater.

Figur 25: Følsomhedsanalyse om større el-efterspørgsel, el og brint balancer (TWh/år)



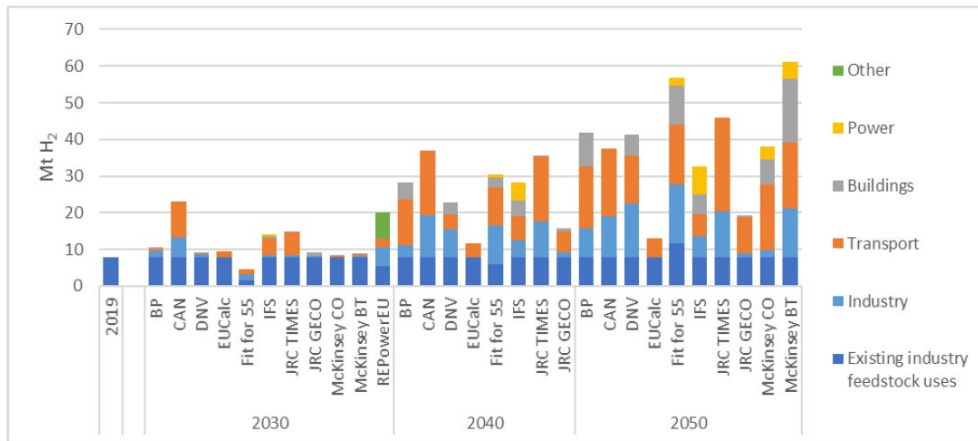
Effekten på de forbrugsvægtede elpriser er typisk 6-7 øre/kWh. Det hænger sammen med, at stigningen i elforbruget sker proportional i alle modellerede regioner/lande, mens udvidelsen af havvindskapaciteten og elproduktionen er koncentreret i én region (De Britiske Øer, som er den marginale producent af havvind). Herved øges transmissionsomkostningerne og de deraf afledte effekter på spidslast, hvilket får elpriserne til at stige. De forbrugsvægtede brintpriser stiger med 3-4 øre/kWh.

3.2.3 Øget elektrificering og mindre brintforbrug

TYNDP22 DE forudsætter en endelig anvendelse af brint (1600 TWh/år), som ligger i den høje ende i forhold til andre tilsvarende scenarieanalyser, om end der også er analyser, der forudsætter højere tal, jf. Figur 26.

Figuren viser også sammensætningen af den forventede årlige efterspørgsel. Cirka 250 TWh er eksisterende (2019) industriel efterspørgsel efter brint. De forskellige analyser forudsætter frem mod 2050 en øgning i det industrielle forbrug (fx ved at erstatte naturgas med brint) på mellem 0 og 500 TWh. Mange industrielle processer, som i dag bruger naturgas eller olie (samlet set 1000 TWh i 2020 ifølge Eurostat), vil forholdsvis let kunne konverteres til brint, men det er et åbent spørgsmål, om der er andre metoder – fx elektrificering og energieffektiviseringer – som er mere rentable.

Figur 26: Brintefterspørgsel i EU i andre scenarieanalyser, Mt H₂/år



Kilde: JRC Technical Report 2022: "The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios", <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC131299>, (figur 26).
 Note: 1 Mt H₂ svarer til 33 TWh.

Nogle af analyserne forudsætter op til 500 TWh til opvarmning af bygninger, mens andre forudsætter udbredt elektrificering af opvarmning fx via varmepumper i hjemmene eller igennem fjernvarmenettet.

Transport forventes i 2050 at forbruge mellem 150 og 800 TWh brint (set i forhold til et totalt forbrug af olieprodukter i 2020 på 2500 TWh ifølge Eurostat). Mens en ret stor del af vejtransporten ser ud til med fordel at kunne elektrificeres, fordi batterier falder stærkt i pris og rækkevidden øges, så er det meget mindre klart, hvordan luftfart og søfart dekarboniseres, særligt den internationale del.

I EU forbrugte international luftfart og søfart i 2020 ifølge Eurostat cirka 600 TWh olieprodukter. I en fremtid med dekarboniseret luftfart og søfart vil en del af dette forbrug forventeligt være baseret på brint eller afledte produkter deraf (som fx ammoniak eller metanol), men det kan også tænkes (særligt for luftfart som udgør 400 ud af de 600 TWh) i stedet være baseret direkte på biomasse helt uden brint som input.

Det samlede billede for efterspørgslen efter brint er således ganske usikkert og afhængig af den fremtidige teknologiske udvikling. Det er derfor rimeligt at foretage en følsomhedsanalyse af, hvordan en yderligere direkte elektrificering af samfundet (frem for anvendelse af brint) påvirker energisystemet og –priserne.

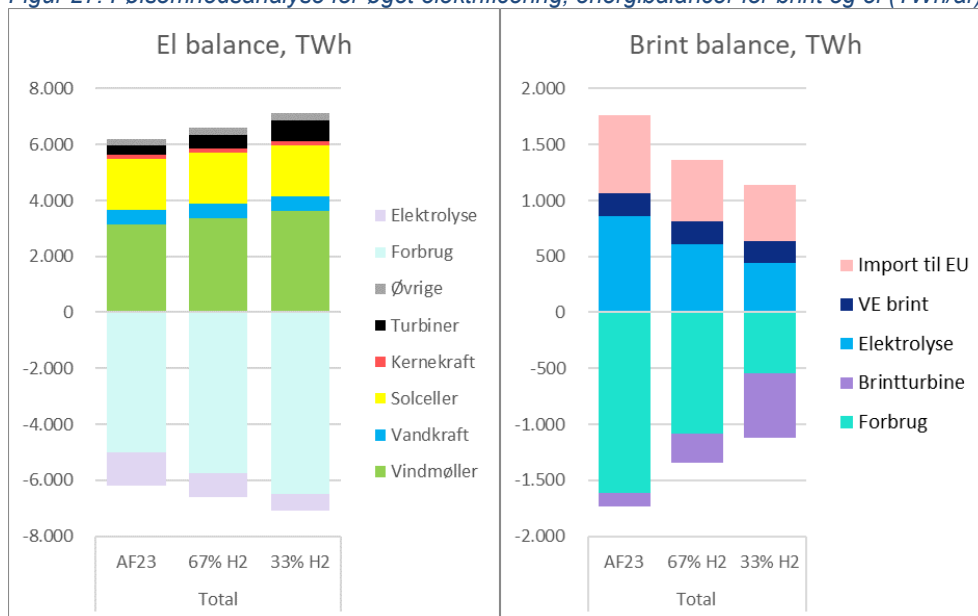
Det er i følsomhedsanalysen forudsat, at brintforbruget reduceres til 67% og dernæst til 33% af brintforbruget i AF23-scenariet. Energitjenesten for det reducerede brintforbrug antages i stedet at være elforbrug/-udstyr med en i gennemsnit 10 % bedre virkningsgrad (visse industrielle processer, batterier ift. brændselsceller mv). Denne antagelse er baseret på Energistyrelsens erfaringer med industrielt energiforbrug til forskellige typer af processer. Den bygger på en

antagelse om øget brug af en blanding af elkedler og varmepumper, dog med den begrænsende faktor at de mest oplagte varmepumpeinstallationer allerede er implementeret i baseline scenariet.

Følsomhedsanalysen er illustreret i Figur 27 og viser, at det faldende brintforbrug afstedkommer et fald i brintproduktionen fra elektrolyse og mindre import, men også et øget forbrug af brint til elproduktion fra brintturbiner, jf. brintbalancen.

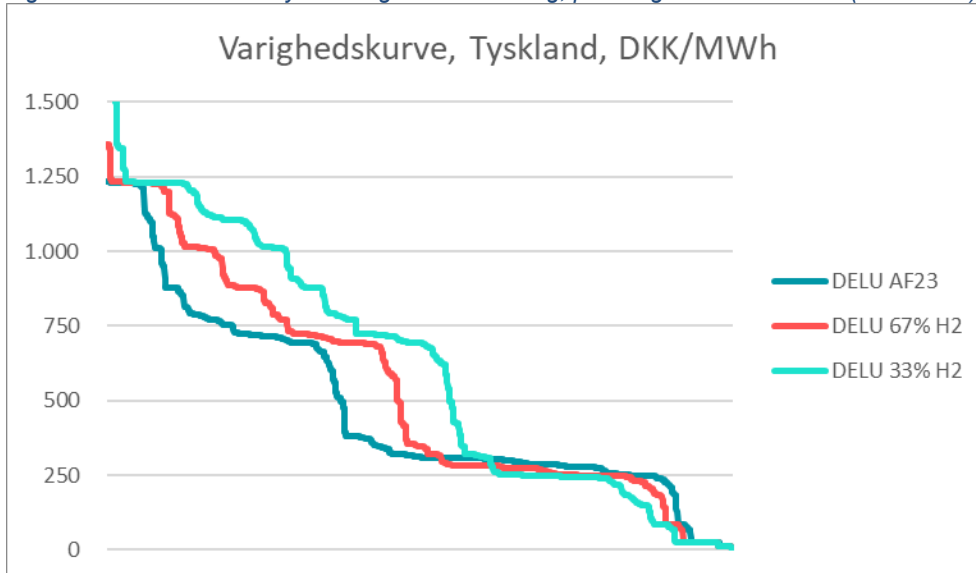
På elmarkedet ses det øgede endelige elforbrug, og stigningen heri overstiger faldet i elforbrug til elektrolyse. Det samlede øgede forbrug produceres med brintturbiner og havvind.

Figur 27: Følsomhedsanalyse for øget elektrificering, energibalancer for brint og el (TWh/år)



Årsagen til disse bevægelser i produktion og forbrug er, at brintpriserne falder med mellem 5 og 10 øre/kWh (pga. lavere efterspørgsel med samme potentielle udbud samt et fald i elektrolyseanlæggenes fuldlasttimer som gør det muligt at basere mere af brintproduktionen på el fra timer med lave priser), mens elpriserne stiger med mellem 5 og 15 øre/kWh (højere efterspørgsel med samme potentielle udbud). Prisvarighedskurven for el (her vist for Tyskland) viser, at der bliver en del flere timer med priser mellem 75 og 125 øre/kWh (hvor brintturbiner er prissættende), og færre timer omkring de 25 øre/kWh (hvor elektrolyse er prissættende), jf. Figur 28.

Figur 28: Følsomhedsanalyse for øget elektrificering, prisvarighedskurver for el (DKK/MWh)



De stigende elpriser gavner producenter, som bruger begrænsede naturressourcer til deres elproduktion, fx vandkraft, vind og sol. Til gengæld bliver elforbrugerne ringere stillet. Modsvarende stiller de lavere brintpriser brintforbrugerne bedre.

Ud fra denne følsomhedsanalyse kan det konkluderes, at et vist brintforbrug, og den fleksibilitet som elektrolysen hertil bidrager med, er godt for elsystemet og elforbrugerne. Dog vil der være fordele i at øge den direkte elektrificering og dermed reducere noget af brintforbruget, da det reducerer de samlede omkostninger - både på grund af det undgåede energitab i elektrolyse og som følge af lavere kapitalomkostninger til etablering af elektrolyse og havvindmøller (et lavere brintforbrug medfører, at en større andel af elforbruget til elektrolyse kan dækkes af landbaseret VE).

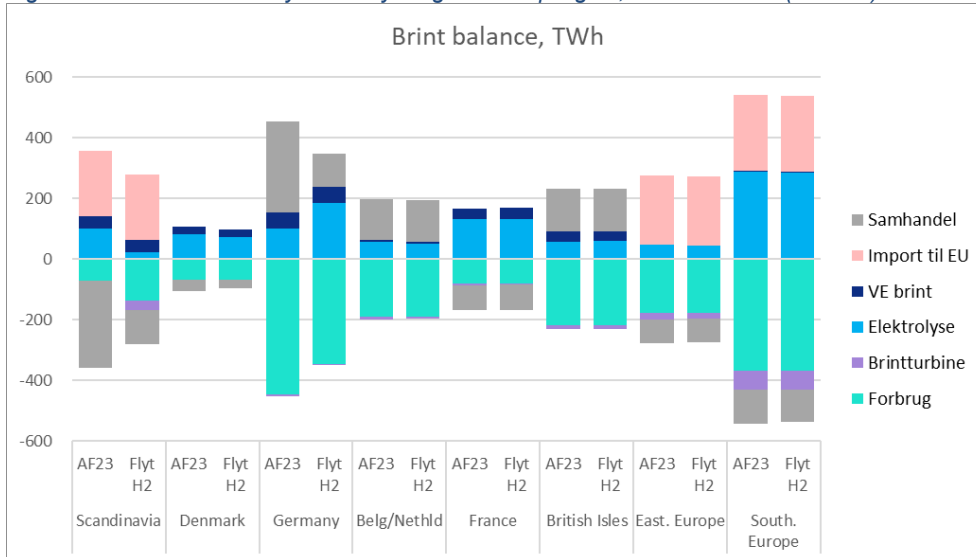
Nærværende analyse ser ikke på investeringer i fx batterier eller vandkraft i lukkede systemer, som er alternative fleksibilitetsteknologier.

3.2.4 Flyt forbrug til Skandinavien

I stedet for at flytte energien fra et land til et andet kunne man også forestille sig, at den energiforbrugende produktion i stedet flyttede til lande med mere rigelige VE-ressourcer

Et sådant scenarie er vist i Figur 29, hvor 30% af Tysklands el- og brintforbrug flytter til Skandinavien (ligeligt fordelt mellem Norge, Sverige og Finland). I dette scenarie går Skandinavien fra at være eksportør af el og brint til at importere. Danmark bevarer sin position som transitland for både el og brint, men retningen er i dette scenarie nordpå, fremfor sydpå.

Figur 29: Følsomhedsanalyse om flytning af efterspørgsel, brint balancer (TWh/år)



Den danske forbrugsvægtede elpris bliver dog kun 1 øre/kWh højere, på trods af at Skandinavien bliver til en højpriszone i denne følsomhedsberegning. Det skyldes, at Tyskland i modelleringen i stedet bliver en mellempriszone, hvor energi fra Nordsøen i langt større grad konverteres til brint og sendes til Skandinavien.

3.3 Transmission

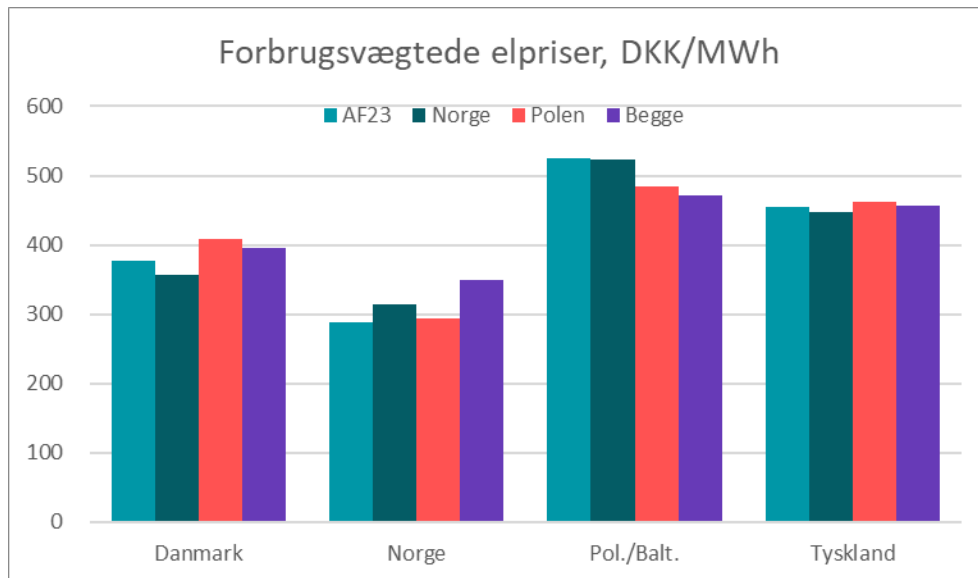
Nye transmissionsforbindelser udligner prisforskelle mellem zoner/regioner og er typisk økonomisk attraktive i modeller som RamsesL. Der kan dog være modstand mod luftledninger til højspænding, da de bliver anset som visuelt generende, eller forbrugerne i en lavpriszone kan være utilfredse med, at en større forbindelse kan øge forbrugerpriserne. Af denne årsag er der i AF23 lagt grænser ind for udbygningen af transmissionsnettet mellem de modellerede områder, baseret på kapaciteterne i TYNDP22 DE.

For at belyse betydningen af udbygget transmission for Danmark analyseres tre følsomhedsscenerier, hvor der uden begrænsninger kan udbygges: (1) den eksisterende forbindelse mellem Danmark og Norge, (2) en ny forbindelse mellem Danmark og Polen/Baltikum, (3) forbindelserne mellem Danmark og både Polen og Norge. Norge er valgt fordi dette land med dets store magasiner til vandkraft har mulighed for at aftage den variable VE produktion fra Danmark og forsyne Danmark når VE produktionen er lav. Polen er valgt fordi dette land har begrænsede og ikke specielt attraktive havvindressourcer og høje elpriser, og derfor kunne have fordel af billigere dansk el fra havvind.

Figur 30 viser resultaterne af følsomhedsberegningerne, hvor det ses at udbygningen af forbindelsen til Norge får de danske (højpriszone) elpriser til at falde og de norske (lavpriszone) til at stige. Omvendt får forbindelsen til Polen

(højpriszone relativt til Danmark) de danske elpriser til at stige, mens de polske falder. Hvis der bygges forbindelser til begge lande, stiger de danske og norske priser, mens de polske falder. Prisændringerne er beherskede og ligger mellem 1 og 5 øre/kWh afhængigt af land og scenarie.

Figur 30: Følsomhedsanalyse af øget transmission, forbrugsvægtede elpriser (DKK/MWh)



Udbygningen alene til Norge er på ekstra 5,6 GW, mens udbygningen alene til Polen (ny forbindelse) er på 10 GW. Hvis der er mulighed for at udbygge begge forbindelser, bliver de hver 2,7 GW større. Denne ekstra udvidelse afspejler en ekstra norsk eksport af el til Polen.

Bilag 1: Benchmarking af RamsesL mod Ramses

RamsesL er en ny model og har derfor ikke samme historik som Ramses. Selvom de to modeller hviler på præcis samme overordnede metode (nemlig minimering af omkostninger til at producere en given mængde energi til opfyldelse af et eksogent givet forbrug over årets timer) og modellernes objektivfunktion og bibetingelser (på nær investeringsmodulet i RamsesL) principielt set er ens, er der tale om implementering af samme problem i to forskellige softwareløsninger.

Ramses er gennem årene blevet testet og kvalitetssikret gennem kontinuerligt brug og må derigennem anses som en forholdsvis regneteknisk fejlfri og troværdig model.

RamsesL er en ny model og har ikke samme historik af tests og kvalitetssikring. Det er derfor forsøgt at kompensere herfor ved (hvilket anses for Best Practice i moderne softwareudvikling) at programmere en lang række "Unit Tests" og



"Acceptance Tests", som i et simpelt setup sikrer, at RamsesL i sine enkeltdele og i sin helhed leverer forventelige løsninger til simple problemer. Uanset hvor mange tests der programmeres, er der dog ingen garanti for, at RamsesL er 100% fejlfri, fordi de programmerede tests fx kan have blinde vinkler eller være decideret fejlagtige.

Som en yderligere kvalitetssikring af RamsesL er det derfor relevant at benchmarke RamsesL mod Ramses for at sikre, at de to modeller giver tilnærmelsesvis samme løsninger, når investeringsmodulet i RamsesL slås fra.

Forsætlige forskelle i inddata

Benchmarking mellem to modeller, som principielt set bør være ens (når investeringsmodulet i RamsesL er slået fra), hviler på, at de to modeller kan forsynes med samme inddata. Allerede her løber benchmarkingen ind i problemer, fordi der er en række forsætlige forskelle mellem inddata for de to modeller:

- en grovere geografisk opløsning (14 regioner i RamsesL ift. 26 i Ramses)
- en grovere tidsmæssig opløsning (hver 3. time i RamsesL ift. alle årets timer i Ramses)
- Ramses inkluderer dansk fjernvarme (over 60 forskellige fjernvarmeområder) med detaljeret modellering af danske anlægs forbrug af forskellige typer af brændsel
- Mere detaljeret modellering af dansk havvind i Ramses med mange særlige tidsserier herfor, der redegør for geografiske forskelle inden for Danmark

Disse forskelle skyldes, at RamsesL (med investeringsmodulet slået til) er et noget mere komplekst regneproblem, og derfor må køres med et reduceret datasæt.

Uforsætlige forskelle i inddata

Ud over de forsætlige forskelle er der også konstateret en række mindre, men uforsætlige forskelle i inddata, som det ikke har været muligt at udjævne inden færdiggørelsen af AF23. Her er tale om:

- Industriel overskudsel og Demand Side Response: Data herfor består af både kapaciteter og tidsserier for sæsonvariation i priser og produktion sammensat af kapaciteter fra TYNDP22 og ældre datasæt fra ENTSOE om sæsonvariation. Der er konstateret forskelle på cirka 1% af det samlede systems produktionskapacitet, i modelkørslerne svarende til cirka 1-2% af den samlede energibalance.
- Vandkraft: Data herfor består af en række kombinerede datasæt fra TYNDP 2020, TYNDP 2022 og EERA 2022 om kapaciteter og mængder og sæsonvariation i afstrømning til vandkraft. Der er konstateret forskelle



på kapaciteterne for vandkraft på cirka 5%, mens den modellerede vandkraftproduktion udviser forskelle på under 0,5%

- Gas- og brintturbiner: Data herfor består af sammensatte datasæt fra TYNDP 2020 og TYNDP 2022. Der er konstateret mindre forskelle i fordelingen af kapacitet mellem brint- og gasturbiner, men den samlede kapacitet er ens.

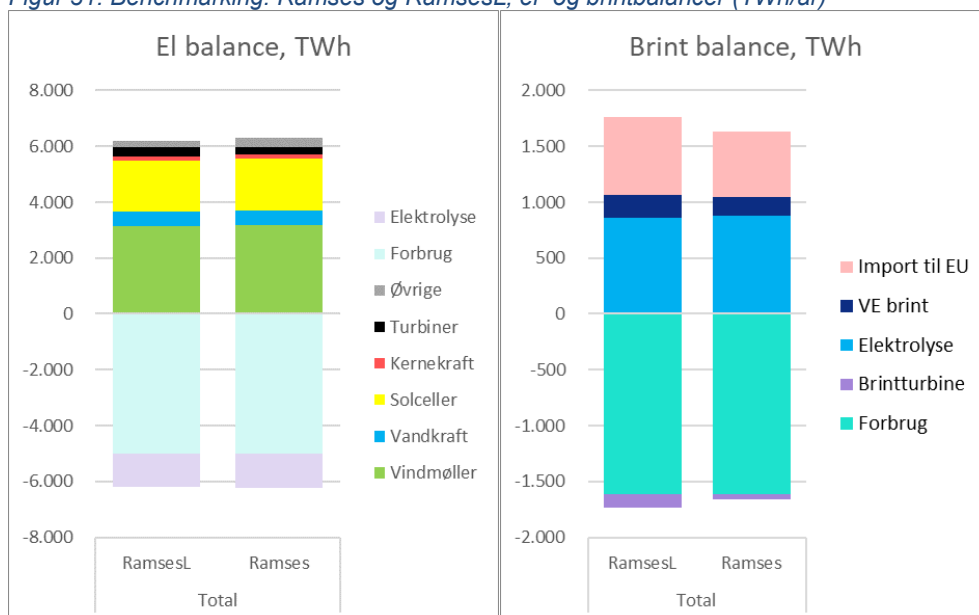
Fælles for de konstaterede forskelle er, at de oprinder fra datasæt sammensat fra flere kilder. Energistyrelsen er i gang med at effektivisere, ensrette og samle databehandlingen af inddata til Ramses og RamsesL i en såkaldt DataStore (database med versioneret data og fælles grænseflader). RamsesL benytter udelukkende DataStore, mens Ramses er i gang med overflytning til DataStore.

Sammensætningen af de problematiske datasæt er metodisk ikke ukompliceret og foretages stadig med to forskellige sæt af software rutiner. Det er derfor ikke overraskende, at inddata på disse områder ikke er fuldstændigt ens. Når Ramses-overflytningen til DataStore er fuldendt, forventes ovenstående forskelle at blive elimineret.

Forskelle i resultater

De forsætlige og uforsætlige forskelle i inddata giver anledning til forskelle i resultaterne. For energibalancerens vedkommende er forskellene ganske beherskede, jf. Figur 31.

Figur 31: Benchmarking. Ramses og RamsesL, el- og brintbalancer (TWh/år)





For elbalancen har ingen af de viste 8 kategorier en større afvigelse end 1% af den samlede balance (om end set for enkelte regioner kan forskellene godt være større).

For brintbalancen er der en lidt større forskel som skyldes brugen af brint til brintturbiner, hvor Ramses har en 3 gange mindre anvendelse af brintturbiner (svarende til cirka 5% af brintbalancen og under 1% af elbalancen). Strømmen produceres i Ramses i stedet fra særligt industriel overskudsels, der som vist ovenfor er behæftet med visse forskelle i inddata for de to modeller.

Hvad angår de modellerede elpriser, giver Ramses for DK1 og DK2 en havvindvægtet elpris på 288 og 268 DKK/MWh, mens RamsesL for Danmark samlet set giver 284 DKK/MWh.

Overordnet set leverer benchmarkingen af de to modeller et nogenlunde tilfredsstillende resultat, om end der også er plads til forbedringer, især hvad angår inddata.