

ANALYSE NR. 22 | 23. SEPTEMBER 2016

Scenarier for omkostninger til brintproduktion

Scenarier for brintproduktionsomkostninger og elsystemeffekter ved stor produktion af brint i Danmark og Nordvesteuropa.

Publikationen

Scenarier for omkostninger til brintproduktion. 23. september 2016.
Version 1.1

Delrapport til analysedelen af EUDP-projektet 'Kommercialisering af
brintteknologier'

Kontaktinformation

Morten Stryg
mst@danskeenergi.dk
Telefon: 35300489

Disclaimer

Dansk Energis scenarier for brintomkostninger er udarbejdet vha. den matematiske model Balmorel, som bygger på en lang række usikre antagelser om den fremtidige udvikling i inputpriser, produktion, forbrug og transmissionsforbindelser. Modelkørslerne udspænder et udfaldsrum for den fremtidige elprisudvikling givet forskellige politiske beslutninger og skal ikke ses som en prognose for energisystems udvikling. Dansk Energi vil ikke kunne gøres ansvarlig for økonomiske tab af nogen art som følge af brug af information eller data behandlet i denne rapport.

Indhold

1	Resumé	5
2	Indledning	10
2.1	Analyse af brintteknologier	10
2.2	Brintproduktion i analysen	11
2.3	Indflydelse af elforbrug til brintproduktion på elmarkedet	12
2.4	Formål med analysen	13
2.5	Metode	14
2.5.1	Investering i elektrolyse og brintlagerkapacitet	14
2.5.2	Modellering af biobrændsler- og brintproduktion	15
3	Scenarier og nøgleantagelser	16
3.1	Efterspørgsel efter brint i Danmark	16
3.2	Brintproduktion og elbiler i Nordvesteuropa	17
3.3	Hovedscenarier	18
3.4	Yderligere nøgleantagelser i hovedscenarier	21
3.5	Følsomhedsscenarier	22
4	Resultater	23
4.1	Investering i havvind	24
4.2	Brintproduktionsomkostning til flydende biobrændsler	25
4.2.1	Følsomhedsscenarier	28
4.3	Brintproduktionsomkostning til brinttankstationer	35
4.4	Reversibel elektrolyse (brændselscelledrift)	36
4.5	Elsystemeffekter ved øget brintproduktion	38
4.5.1	Brændselsforbrug	38
4.5.2	CO ₂ emissioner	39
4.6	Biogas til kraftvarme eller opgradering	41
4.6.1	Optimering mellem opgradering og kraftvarme-produktion	44
5	Bilag	46
5.1	Modellering af brintteknologier og elbiler	46
5.1.1	Elektrolyse	46
5.1.2	Brintproduktion til Biofuel-produktion	47
5.1.3	Brint-til-transport	48
5.1.4	BioNG-produktion eller kraftvarme	49
5.1.5	Brintlagring	51

5.1.6	Elbiler.....	52
5.1.7	CO ₂ emissioner antagelser (2035).....	53
5.2	Uddybende resultater.....	54
5.2.1	Brintproduktion driftsmønstre.....	54
5.2.2	Brintlagring i forskellige lande.....	55

6 Referencer **56**

1 Resumé

Brint er fremført som en central energibærer i fremtidens energisystem, og produktionsomkostningen til brint har indflydelse på hvor konkurrencedygtig brint er ift. andre løsninger indenfor transport, opvarmning og balancering af elsystemet.

I analysen undersøges omkostninger til brintproduktion i Danmark i scenarier for 2035. Elsystemmodellen Balmorel er brugt til at bestemme den optimale drift og størrelse af elektrolyseanlæg og brintlagring i forhold til elomkostning og kapital- og driftomkostning, således at der samlet set opnås den laveste brintproduktionsomkostning i hvert scenarie.

I hovedscenarierne udregnes den danske brintproduktionsomkostning til ca. 200 - 260 kr./GJ, hvoraf elomkostningen er den mest dominerende. Den lave pris forudsætter dog, at elektriciteten produceres på naturgas, hvorved klimaeffekten ved introduktion af brint i energisystemet bliver negativ. Den høje pris forudsætter høje fossile brændselspriser, hvorved havvind bliver konkurrencedygtig og dækker størstedelen af det ekstra energibehov. Øges CO₂ kvoteprisen udover de forudsatte 35 €/ton, flader omkostningen ud ved 260 kr./GJ, hvorved elektrolyseanlæggene betaler gennemsnitlig pris for havvind samt anlæg inkl. lager, som kan aftage elproduktionen fra vind 1:1. Kapitalomkostningerne til elektrolyseanlæg er så høje, at modellen ikke vælger at overdimensionere anlæggene til et niveau, hvor deres elforbrug bidrager til integration af mere havvind, end det der matcher deres elforbrug.

Analysen af anvendelse af biogas frem mod 2035 peger på, at kraftvarme anvendelse er mest rentabelt og dernæst konventionel opgradering til naturgaskvalitet (scrubber). Metanisering af biogas vha. brinttilsætning er en relativt dyrere løsning til at opgradere biogassen. Alle tre anvendelser af biogas har behov for støtte til at dække investerings- og driftomkostninger til biogasproduktionen.

Denne rapport indeholder en række scenarier for brintproduktion i Nordvesteuropa i 2035. I Danmark er Energistyrelsens Vindscenarier 2035 (ENS 2014) brugt til at definere efterspørgslen på brint, der anvendes i brændstoffabrikker. Brintens rolle i brændstoffabrikker er hhv. at opgradere biogas igennem en metaniseringsproces til naturgaskvalitet, samt at tilsætte forgasningsgas til produktion af flydende biobrændsler til transport (biodiesel, -kerosen, -benzin). I denne analyse er desuden tilføjet efterspørgsel på brint direkte i transportsektoren via brinttankstationer til brintbiler.

I resuméet gennemgås hvordan brændselspriser, vindudbygning, brintlagring og CO₂-kvotepris vil påvirke danske brintproduktionsomkostninger samt hvordan brintproduktion vil påvirke elsystemet ift. vindafregning og CO₂-emission. Desuden vises økonomisk sammenligning af biogas anvendt til hhv. opgradering med og uden brinttilsætning samt til kraftvarme.

WEO-scenariet baseres på IEAs World Energy Outlook 2015 og der er her taget udgangspunkt i deres basisscenarie for udvikling i brændsels- og kvotepriser kaldet 'New Policies'.

Klima-scenariet forudsætter en ambitiøs global klimaindsats, hvilket resulterer i lave fossile brændselspriser og høje kvotepriser. I dette scenarie bliver kul- og gaspriser fastholdt på 2020 forwards niveauet, som er lavere end IEAs forudsætninger. Disse brændselspriser er kombineret med kvotepriser fra WEO-scenariet.

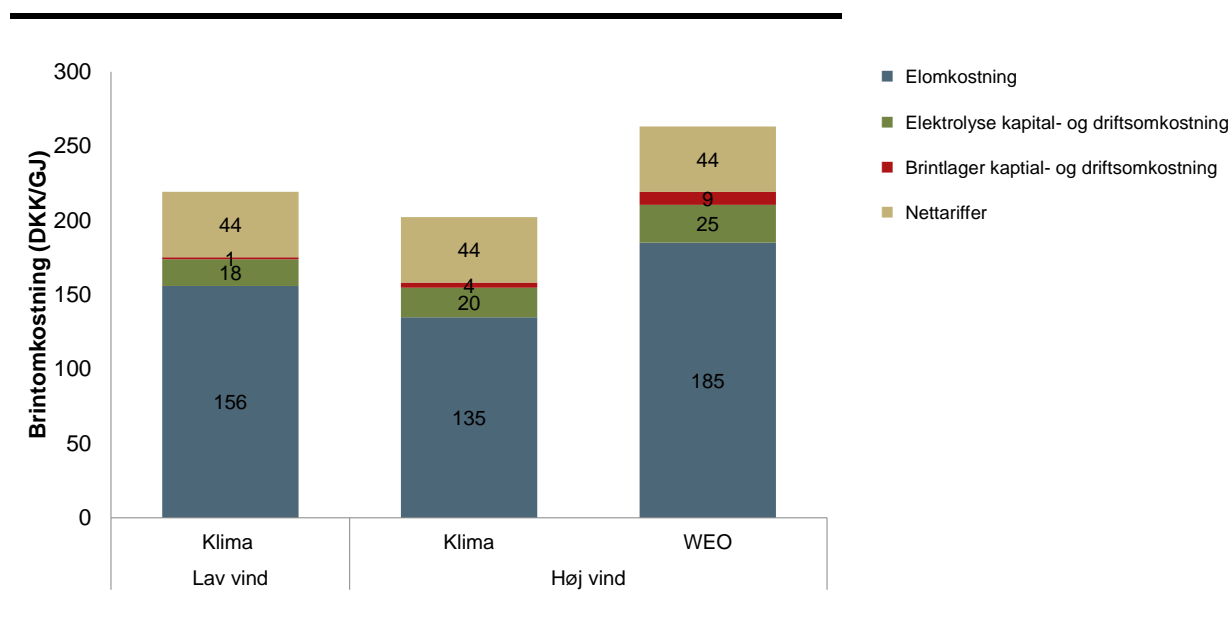
Omkostninger til brintproduktion i hovedscenarier

Brintproduktionsprisen er bestemt i forskellige elprisscenarier. Scenarier er kombinationer af hhv. lave ("Klima") og høje ("WEO") fossile brændselspriser¹ samt forskellig grad af (eksogent defineret) havvindsudbygning ("Lav" og "Høj") ift. elforbruget til brintproduktion.

Brintproduktionsomkostningen til brændstoffabrikker er i hovedscenarierne bestemt af:

- Elspotomkostning på 135-185 kr./GJ
- Kapitalomkostninger og drift til elektrolyse og brintlagring: 19-34 kr./GJ
- Nettariffer: 44 kr./GJ

Figur 1 Brintomkostningen i Danmark i hovedscenarierne



Figur 1 Elomkostningen vil være den største del af brintomkostningen i 2035, efterfulgt af nettariffer og kapital- og driftsomkostninger. Øget vindproduktion giver flere lavpristimer, som fleksibel drift af elektrolyseanlæg kan få gavn af.

Brintproduktionsprisen er derfor samlet ca. 200 kr./GJ i Klima og ca. 260 kr./GJ i WEO. Elspotomkostningen til brintproduktion er væsentligst for de undersøgte typer brintproduktion.

Elspotomkostningen på brinttankstationer med brintlagring er i samme størrelsesorden men med højere nettarif (65 kr/GJ), hvilket skyldes antaget tilslutning på lavere spændingsniveau i elnettet end brændstoffabrikker. Det fremtidige design af nettariffer kan ændre niveauerne.

Udbygning af havvind og brintproduktion

Hvis det antages, at kun Danmark producerer brint sænkes brintproduktionsomkostningen i Danmark med 21 kr./GJ i scenariet med lav havvindudbygning

¹ Scenarietnavnene følger dem der er anvendt i Dansk Energis elprisscenarier (Dansk Energi 2015): http://www.danskeenergi.dk/Analyse/Analyser/20_Elprisscenarier_2020-2035.aspx

i Nordvesteuropa og sænkes med 42 kr./GJ i scenariet med høj vindudbygning i Nordvesteuropa. Det har altså stor betydning for den danske brintomkostning, hvis havvindudbygningen i Nordvesteuropa fortsætter uden at elforbruget i andre lande øges fx pga. brintproduktion.

I scenarier hvor der bygges havvind i Nordvesteuropa i samme takt som elforbruget øges til brintproduktion, vil afregningsprisen for havvind være uændret, dvs. elprisafregning til ny og eksisterende havvind er den samme som elprisafregningen var til den eksisterende havvind. Hvis der omvendt bliver udbygget med samme mængde havvind i Nordvesteuropa men uden nyt elforbrug til brintproduktion vil havvindsafregningen i Danmark falde med ca. 30-35 %.

Fleksibelt forbrug og reversibel elektrolyse (brændselscelledrift)

Hvis der ikke antages fleksibelt og afbrydeligt elforbrug, vil det sænke brintproduktionsomkostningen i Danmark med ca. 12 kr./GJ, idet konkurrencen fra andre fleksible forbrugere mindskes og der kommer flere timer med lave elpriser.

Reversibel elektrolyse (dvs. elproduktion med brug af brint, også kaldt for brændselscelledrift) bruges med de givne antagelser i begrænset omfang til erstatning af nye spidslastværk, dvs. kun i perioder med meget høje elpriser.

Fleksibelt og afbrydeligt elforbrug vil have indflydelse på behovet for ny spidslastkapacitet og dermed også for attraktiviteten af reversibel elektrolyse som ny spidslastkapacitet.

Elektrolyse og brintlagring

Balmorel investerer i den optimale elektrolyse- og brintlagringskapacitet for at minimere de samlede brintproduktionsomkostninger.

I Klima scenariet med lav vind er der stort set ingen gevinst ved overdimensionering og ståltanklagring ift. referencen uden lager. I WEO-scenariet, hvor vindkraft dækker en større del af elproduktionen, er gevinsten ved lagring væsentlig større, eftersom brintomkostningen kan sænkes med ca. 16 kr./GJ, når der anvendes ståltanke. Såfremt billigere kaverne-lagring er en mulighed, kan brintproduktionsomkostningen sænkes med ca. 9 kr./GJ i Klimascenariet og ca. 22 kr./GJ i WEO-scenariet. Naturgas-lagring i kaverne er i dag en mulighed i Danmark i Stenlille og Lille Torup, og man kunne overveje, at anvende det til brint i stedet for.

I Danmark overdimensioneres elektrolyseanlæg (ift. anlæg med konstant brintproduktion) mellem ca. 5 % og 60 %, afhængig af brændselspriser og vindkraftkapacitet. Den optimale størrelse af brintlager ligger mellem ca. 5 og 60 fuldlasttimer brintproduktion. Jo flere fuldlasttimer et brintlager har, jo flere timer kan elektrolyseanlægget holde pause, og jo flere højelprestimer kan det undvige. Tilsvarende giver overdimensionering af elektrolyseanlæg mulighed for fleksibel drift, hvorved brinten kan produceres i timer med lav elpris. 60 % til 5 % overkapacitet svarer til 5.500 til 8.300 fuldlasttimer for elektrolyseanlægget. Der er altså ikke tale om elektrolyseanlæg, der kun producerer brint, når vinden blæser kraftigt og elprisen er meget lav. Hvis anlæggene skulle køre væsentligt mere fleksibelt, ville det kræve en betydelig overdimensionering af elektrolyse- og brintlagerkapacitet, og idet især elektrolyseanlæggenes kapitalomkostning er relativt høje, er det ikke attraktivt.

CO2-kvotepris

I hovedscenarierne er antaget en CO₂-kvotepris på 35 euro/ton (260 kr./ton). Hvis denne varierer fra 0-135 euro/ton, har det relativt lav indflydelse på de samlede brintproduktionsomkostninger. I begge scenarier stiger de samlede omkostninger til ca. 260 kr./GJ, altså til niveauet for WEO-scenariet, som har næsten konstante brintproduktionsomkostninger for alle CO₂-kvotepriser. Dette skyldes, at højere CO₂-kvotepris fører til øgede investeringer i havvind og lidt mere investering i elektrolyse og lager. Kapitalomkostningerne til elektrolyse og lager gør dog, at anlæggene ikke overdimensioneres i en grad, der gør dem i stand til kun at bruge strøm i timer med meget lave priser. Derfor falder omkostningerne ikke ved højere kvotepriser, hvilket kunne forventes, hvis elektrolyse var i stand til at integrere mere vindkraft end den mængde, der matcher elforbruget.

Ved høje kvotepriser i WEO-scenariet aftager elektrolyse havvind i forholdet 1:1. Dette scenarie viser, at der ligger et loft over brintproduktionsomkostningen på ca. 260 kr./GJ, som er uafhængigt af brændsels- og kvotepriser. Denne omkostning består af tre komponenter: LCOE for havvind (170 kr./GJ), nettarif (44 kr./GJ) og kapitalomkostninger til elektrolyse og lager (46 kr./GJ). I dette scenarie er brintproduktionen helt CO₂ neutral.

Dette resultat skal læses med forbehold for den betydelige usikkerhed, der er om den fremtidige LCOE for havvind og andre VE-teknologier.

CO₂ emission

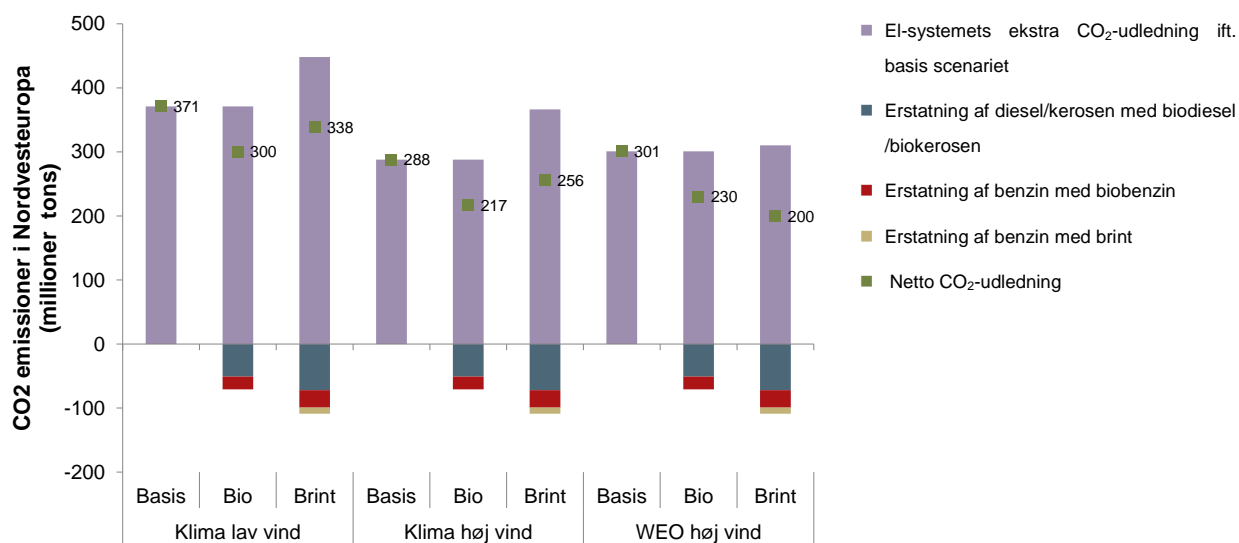
I scenariet med lave fossile brændselspriser (Klima – lav vind) vil øget elforbrug til brintproduktion billigst blive dækket med elproduktion fra naturgas (forudsat CO₂-pris på 35 euro/ton). Derfor medfører brintproduktionen i dette scenarie en merudledning af CO₂ i Nordvesteuropas elsystem. Det vil dog aldrig blive en realitet, da man i givet fald ville producere brint ved at reformere naturgas. Det kan således udledes, at der ved lave brændselspriser og en massiv vindudbygning (så det samlet vindproduktion svarer til 48 % af Nordvesteuropas elforbrug) i 2035, næppe vil være grøn brint i elsystemet.

I scenariet med høje fossile brændselspriser (WEO), bliver det ekstra elforbrug til brintproduktion primært dækket af ny elproduktion fra vind, hvilket betyder, at der ikke er en merudledning af CO₂ i elsystemet.

Nedenstående **Figur 2** viser CO₂-emissionen fra elsystemet samt CO₂-fortrængning fra transportsektoren ved brug af hhv. 2.G. (ikke-opgraderede) biobrændstoffer ("Bio") og 3.G. biobrændstoffer (opgraderet med brint).

I WEO-scenarierne er nettoudledningen af CO₂ lavest i brintscenariet. Dette scenarie har også laveste emission af de viste scenarier.

I Klima-scenarierne med både lav og høj vind har bioscenarierne lavere nettoemissioner end brintscenarierne. Opgradering med fossilt produceret brint giver altså anledning til flere CO₂ udledninger end de ekstra fossile brændsler der fortrænges. I dette tilfælde vil det fra et klimamæssigt synspunkt være bedre ikke at opgradere biobrændslerne. Med en politisk forceret VE udbygning vil der dog være en besparelse hvilket ses ved at sammenligne Bio Klima lav vind og Brint klima høj vind. I dette tilfælde giver brintproduktionen dog anledning til samfundsøkonomiske omkostninger svarende til det høje estimat for brintproduktionsomkostningerne.

Figur 2 CO₂ emissioner i Nordvesteuropa, forudsat Klima og WEO scenarierne med lav og høj vind kapacitet

Figur 2 Uden ekstra vind udbygning sker der en 17 % stigning i CO₂-udledningen fra el-systemet i Klima - brint – lav vind scenariet, men den samlede CO₂-udledning falder på grund af større fald i transport sektoren. Ved ikke at anvende brint, opnår man dog en større CO₂ reduktion med lav vind. Det tilsvarende gør sig gældende i Klima høj vind. Kun i WEO høj vind er der en positiv klimaeffekt ved at anvende brint til opgradering af biobrændslerne.

Anvendelse af biogas

Balmorel er anvendt til at undersøge tre anvendelser af biogas:

- opgradering med scrubber
- opgradering med brint-tilsætning (metanisering)
- kraftvarmeproduktion.

Med de givne antagelser for teknologiomkostninger, brændselsomkostninger og støtteniveauer findes, at værdien af biogas er højest ved kraftvarmeproduktion i 2035 både i Klima og WEO scenariet. Dernæst følger opgradering med scrubber og sidst, med dårligst økonomi, følger metanisering. I klimascenariet sker metanisering desuden med brint fra elektrolyse forsynet med elproduktion fra naturgas. Denne proces giver ikke mening, idet der bruges naturgas til at lave naturgas med store tab i processen. For at metanisering skal give mening er det nødvendigt, at elektriciteten produceres på vedvarende energi, men denne proces er endnu dyrere.

Med de anvendte forudsætninger er biogas så dyrt, at ingen af de tre anvendelser af biogas giver en positiv business case uden støtte, dvs. indtægten fra opgraderet biogas (regnet som naturgaspris + CO₂ kvotepris) eller kraftvarmeproduktion kan ikke dække investerings- og driftomkostninger til produktionen.

2 Indledning

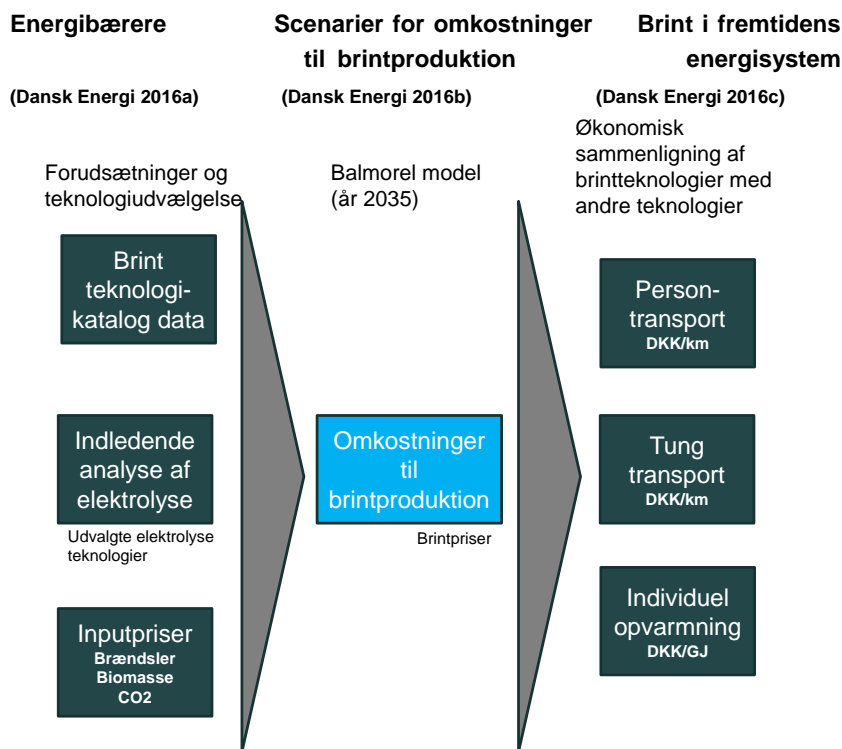
2.1 Analyse af brintteknologier

Analysen er lavet som en del af EUDP-projektet "Kommercialisering af brintteknologier" (2014-2016). Analysen undersøger omkostningerne til brintproduktion vha. Balmorel-modellen i forskellige scenarier i år 2035.

På **Figur 3** er illustreret, hvordan analysen bidrager til økonomisk sammenligning af forskellige brintteknologier med andre teknologier indenfor persontransport, tung transport og individuel opvarmning. Teknologisammenligningerne er samlet i slutrapporten "Brint i fremtidens energisystem" (Dansk Energi (2016c).

Analysen anvender brintteknologikatalog data, udvalgte brintteknologier samt inputpris-scenarier fra notatet "Energibærere" (Dansk Energi 2016a).

Figur 3 Brintanalysearbejde i arbejdsmappe 2 og 3 indenfor EUDP-projektet "Kommercialisering af brintteknologier".

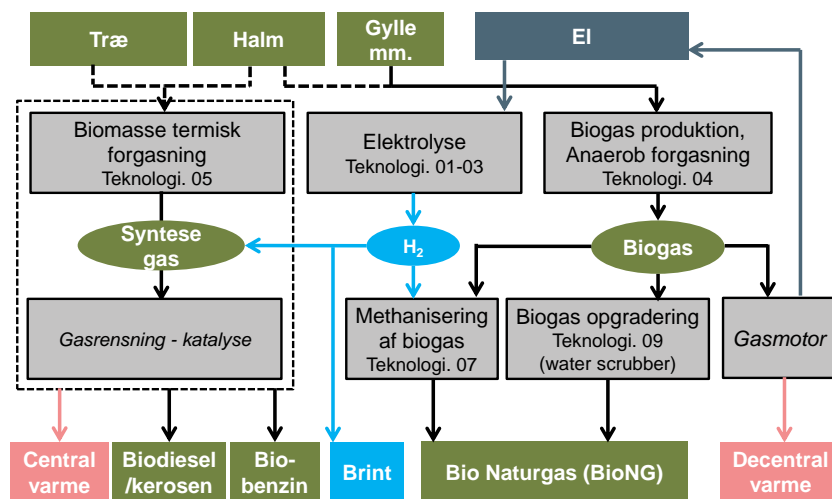


Figur 3 Illustration af hvordan omkostninger til brintproduktion fundet i denne analyse bidrager til den samlede evaluering af konkurrencedygtigheden mellem forskellige teknologier indenfor persontransport, tung transport og individuel opvarmning.

2.2 Brintproduktion i analysen

På **Figur 4** er vist anvendelserne af brintproduktion, som er medtaget i analysen og inkluderet i Balmorel-modellen. Balmorel er en model af det europæiske day-ahead elmarkedet. En introduktion til Balmorel kan findes i "Elprisscenarier 2015" (Dansk Energi 2015).

Figur 4 Anvendelse af brint og biomasse i det samlede energisystem



Figur 4 Brintproduktion anvendes til opgradering af biogas og til produktion af biodiesel og biobenzin. Der er også et mindre forsyning direkte til transportsektoren. Studiet integrerer også tre anvendelser af biogas metanisering, konventionel opgradering og kraftvarme.

I analysen er medtaget brintproduktion til fremstilling af:

- flydende biobrændstoffer: Biodiesel/biokerosen, biobenzin
- gasformige biobrændstoffer: Metanisering af biogas til naturgas-kvalitet (BioNG)
- brint som transportbrændsel: Brint (til brændselsceller)

Fremstilling af flydende og gasformige biobrændsler *uden* tilsætning af brint kaldes normalt "2.G. biobrændstof" (eller "1.G." hvis biomassen også kan anvendes til fødevarerproduktion fx majs).

Flydende og gasformige biobrændstoffer *med* tilsat brint, som det er tilfældet i denne analyse, kan betegnes "3.G. biobrændstoffer". Tilførslen af brint øger brændværdien af brændslerne og erstatter dermed et biomasseforbrug – hypotesen er, at dette vil give et lavere samlet produktionspris for biobrændstoffet eller øget produktion med en begrænset mængde biomasse.

I slutrapporten "Brint i fremtidens energisystem" Dansk Energi (2016c) undersøges både produktionspris for biobrændstoffet med og uden brintforbrug. Et eksempel på Balmorels økonomiske beslutning om hvorvidt biogas skal opgraderes med "2.G" eller "3.G" teknologier (uden eller med

brint), eller hvorvidt det skal anvendes i en gasmotor til kraftvarme, kan ses i afsnit 4.6.

Der er andre mulige anvendelser af brint, som er undladt fra denne analyse. Det er f.eks. produktion af andre flydende transportbrændsler (metanol, ethanol). Det vurderes at scenarierne for brintproduktionsomkostninger også er repræsentativ for disse transportbrændsler. Disse andre transportbrændsler analyseres også i slutrapporten "Brint i fremtidens energisystem" (Dansk Energi 2016c).

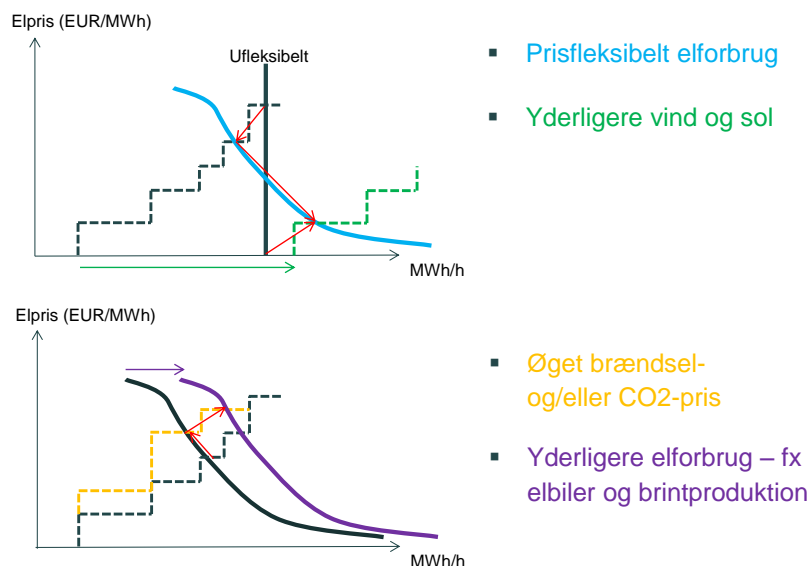
2.3 Indflydelse af elforbrug til brintproduktion på elmarkedet

Som det ses på **Figur 4** fører brintproduktion til et elforbrug i elektrolyseanlæggene. Elproduktionsomkostningen (i elspotmarkedet) er en væsentlig del af de samlede omkostninger for brintproduktion med elektrolyse.

Elforbruget til brintproduktion ændrer både elpriser, brændselsforbrug og CO₂-emission i elmarkedet. Ændringen i disse parametre afhænger dog af, hvor fleksibelt elforbruget til brintproduktionen er, hvilket bestemmes af muligheder og omkostninger til elektrolyse- og brintlagerkapacitet.

På **Figur 5** er illustreret hvordan elprisdannelsen bliver påvirket af hhv. prisfleksibelt elforbrug (giver lavere spidspriser og højere lavpriser), yderligere vind og sol (giver lavere elpriser), øget brændsels- og CO₂-priser (giver højere elpriser) samt yderligere elforbrug (giver højere elpriser alt-andet-lige)

Figur 5 Elprisen påvirkes af ændringer i udbud eller efterspørgsel



Figur 5 Illustrationer af hvordan elprisdannelsen bliver påvirket af øget fleksibelt elforbrug, yderligere sol og vind, øget brændsels- og CO₂-priser samt yderligere elforbrug.

2.4 Formål med analysen

I analysen er undersøgt følgende:

- Hvad er omkostninger til brintproduktion i forskellige elprisscenarier?
- Hvordan varierer optimal kapacitet af elektrolyse- og brintlagerkapacitet i scenarierne?
- Hvordan påvirker det ekstra elforbrug til brintproduktion resten af elsystemet, bl.a. investeringer i ny kapacitet, afregningspriser for vind samt CO₂-emission?

Desuden er der i følsomhedsscenarier illustreret bl.a.:

- Indflydelse af fleksibelt elforbrug fra elbiler, varmepumper og elkedler samt prisafbrydeligt klassisk elforbrug på omkostninger til brintproduktion
- CO₂-kvoteprisens indflydelse på brintproduktionsomkostning
- Værdi af reversible elektrolyse, dvs. at elektrolyseanlæg i perioder med høje elpriser kan bruge lagret brint til elproduktion (brændselscelle-drift)

Som et særligt fokus for Danmark er der sidst i analysen undersøgt økonomien i biogasproduktion fra gylle til hhv. kraftvarmeproduktion eller opgradering til naturgaskvalitet (BioNG) med og uden brinttilsætning.

2.5 Metode

Der opstilles i analysen en række scenarier, der belyser brintproduktionsomkostninger ved forskellige elpriser. Balmorel modellen anvendes til at beregne elprisen i scenarierne. Der medtages brintproduktion i både Danmark og Nordvesteuropa (det grønne område på kortet i **Figur 6**). Denne antagelse er gjort ud fra en antagelse om, at hele Nordvesteuropa gennemfører den samme omstilling af energisystemet som Danmark. Antagelsen er særdeles relevant fordi elprisen påvirkes væsentligt mere ved brintproduktion i hele Nordvesteuropa, hvorimod ekstra elforbrug kun i Danmark ikke vil ændre elprisen i samme grad.

Figur 6 Modelområdet undersøgt i Balmorel er Nordvesteuropa



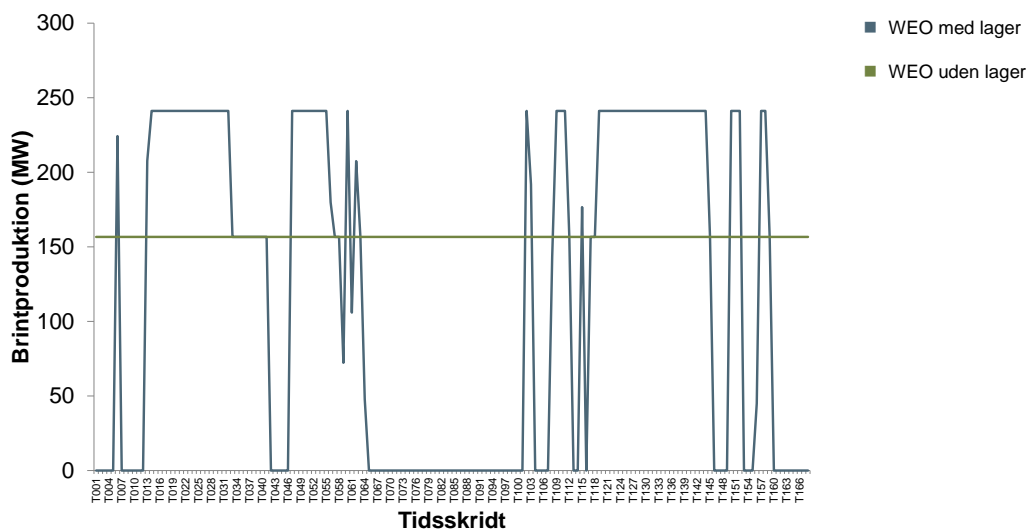
Figur 6 Analysen i Balmorel er begrænset til 11 lande i Nordvesteuropa (grøn), med udveksling med nabolande (lyseblå). Pga. den store transmissionskapacitet til vores nabolande bliver den danske elpris i høj grad bestemt af forhold i vores nabolande.

2.5.1 Investering i elektrolyse og brintlagerkapacitet

Balmorel modellen vælger den optimale kapacitet af elektrolyse og brintlager i hvert scenarie, således at de samlede brintproduktionsomkostninger minimeres. Ekstra investering i elektrolyse- og brintlagerkapacitet gør det muligt at reducere elomkostningen ved at producere brint i timer med lave elpriser. Den optimale kapacitet er når omkostninger til ekstra elektrolyse og brintlager er lig med reduktionen i elomkostning pga. denne kapacitet. Dvs. yderligere kapacitet vil være dyrere end hvad elomkostningen reduceres med.

På Figur 7 er vist et eksempel på brintproduktion af Biodiesel/kerosen uden brintlager og minimal elektrolysekapacitet (ca. 155 MW_{brint}) sammenholdt med brintproduktion med ca. 50 % ekstra elektrolysekapacitet (ca. 240 MW_{brint}) samt brintlager, der gør det muligt at variere elforbruget.

Figur 7 Illustration af brintproduktion i en uge til anvendelse i et biodiesel brændstoffabrik med og uden brintlager



Figur 7 Med brintlagring kan elektrolyseanlægget køre i timer med lav elpris og holde pause i timer med høj pris for at reducere omkostningen til el. Uden brintlagring skal elektrolyseanlægget køre fast efter efterspørgslen. Op- og afladning for brintlagret er optimeret over et helt års drift repræsenteret ved 13 uger i Balmorel.

2.5.2 Modellering af biobrændsler- og brintproduktion

Modelleringen af elektrolyse og brintlagre samt produktion af biobrændsler- og brintproduktion gennemgås i:

- Bilag 5.1.1: Elektrolyse
- Bilag 5.1.2: Produktion af flydende biobrændstoffer: Biodiesel/-kerosen, biobenzin
- Bilag 5.1.3: Produktion af brint til brinttankstationer, dvs. til brintbiler med brændselsceller.
- Bilag 5.1.4: Produktion af gasformige biobrændstoffer eller kraftvarme: biogas til naturgaskvalitet (BioNG) enten via methanisering eller konventionel opgradering samt biogas til kraftvarmeproduktion.
- Bilag 5.1.5: Brintlagre

3 Scenarier og nøgleantagelser

I dette afsnit vises de brintteknologier, der er medtaget i Balmorel, og hvilke efterspørgsler, der er antaget på brint. Elomkostningen er en væsentlig del af de samlede brintproduktionsomkostninger. Hovedscenarier for elpriser er lavet ved kombinationer af hhv. lave ("Klima") og høje ("WEO") fossile brændselspriser samt forskellig grad af havvindsudbygning ("Lav" og "Høj"). Der er desuden lavet scenarier med ("Brint") og uden ("Basis") brintforbrug. På den måde kan sammenlignes hvordan hhv. brændselspriser og havvindsudbygning påvirker brintproduktionsomkostningen samt hvilke systemeffekter brintproduktionen medfører ift. Basis-scenariet.

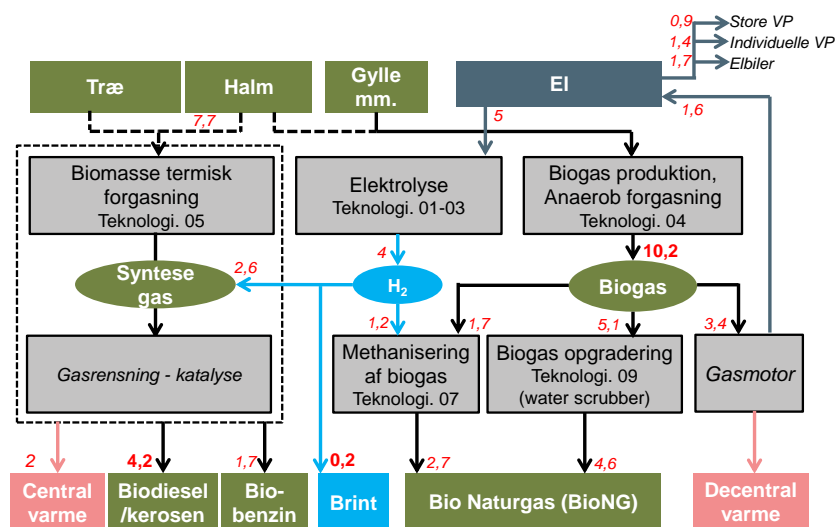
Følsomhedsscenarier er lavet som variationer af "Brint"-hovedscenarier, hvor betydningen for brintproduktionsomkostningen af bl.a. brintlagringsmuligheder, CO₂-kvoteprisen og brintefterspørgsel bliver undersøgt.

3.1 Efterspørgsel efter brint i Danmark

Overordnet set er energisystemet i Danmark beskrevet som Energistyrelsens Vindscenariet 2035 (ENS, 2014), herunder efterspørgslen på brint, der anvendes i brændstoffabrikker til opgraderede flydende eller gasformige brændsler. I denne analyse er desuden tilføjet efterspørgsel på brint i transportsektoren via brinttankstationer til brintbiler.

På Figur 8 ses de fastsatte årlige mængder i Balmorel modellen fremhævet med **fed**. Det er årlige efterspørgsler på hhv. biodiesel/-kerosen samt brint (til slutforbrug). Disse vil direkte afgøre elforbruget til elektrolyse, som er nødvendig for at forsyne denne efterspørgsel.

Desuden er mængden af produceret biogas fastsat, og Balmorel modellen kan herefter fordele denne biogas på tre forskellige anvendelser, hhv. metanisering til opgraderet biogas, konventionel opgradering eller i en gasmotor. Det er kun metanisering, der medfører et ekstra elforbrug.

Figur 8 Årlige dansk forbrug samt produktionen i TWh i 2035.

Figur 8 Denne figur viser hvordan Balmorel er udvidet med nye biomasse ressourcer, brændstoffabrikker, elektrolyseanlæg og gasmotorer. Desuden er vist elforbruget til store varmepumper, individuelle varmepumper og elbiler. Tal fremhævet med fed er exogent givet.

3.2 Brintproduktion og elbiler i Nordvesteuropa

I Balmorel medtages elforbrug til elbiler og brintproduktion (biodiesel/-kerosen samt brint til slutforbrug/transport) ved at skalere den danske produktion:

- **Elbiler i Danmark** i 2035 følger Vindscenariet 2035 og er ca. 740.000 personbiler. Der medtages ikke yderligere eltransport.
- **Elbiler i andre lande** i 2035 tilføjes elbiler i udlandet ift. forholdet mellem antal personbiler i Danmark og de respektive lande i 2011. Samlet set giver det ca. 45 mio. elbiler i Nordvesteuropa i 2035.
- **Brintbiler** medtages som 1/10 af antallet af elbiler (de er ikke med i Vindscenariet) i alle lande. Der er lavet et følsomhedsscenario med 10 gange så mange brintbiler, dvs. samme antal som elbiler.
- **Brintproduktion til biodiesel/kerosen** i andre lande et skaleret med samme forhold som for elbiler, jf. ovenstående beskrivelse.

3.3 Hovedscenarier

Scenarierne for forskellige elpriser opbygges ud fra variationen i de væsentlige drivere, som bestemmer elprisen. Det er i analysen valgt at fokusere på følgende væsentlige drivere for elprisen:

1. **Fossile brændselspriser** for elproducerende anlæg
2. Mængden af **vind**
3. Mængden af nyt **elforbrug** fra brintproduktion

Der opstilles følgende scenarier:

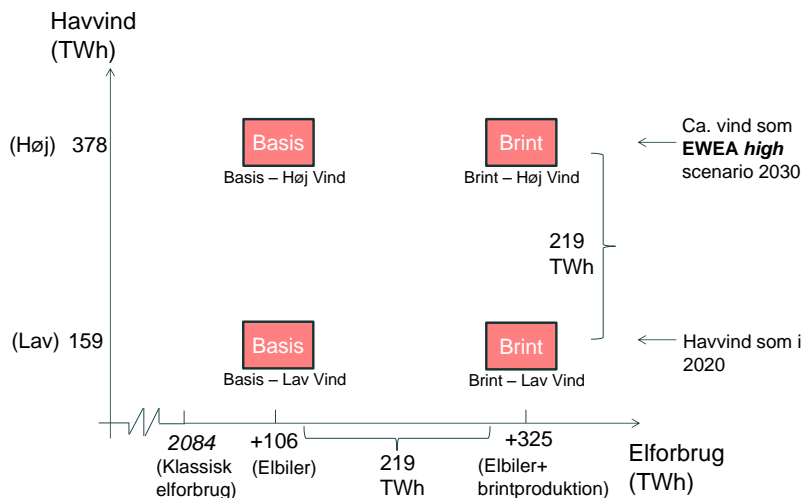
- To scenarier for fossile brændselspriser: **Klima** (lave brændselspriser) og **WEO** (høje brændselspriser)
- To scenarier for brintteknologier: **Basis** (energisystem med elbiler men uden brintteknologier) og **Brint** (som Basis men med brintteknologier).
- To scenarier for havvind: **Lav vind** (Ingen yderligere udbygning af havvind efter 2020 i udlandet) og **Høj vind** (Ekstra havvind svarende til energiforbruget til brintproduktion pr. land)

Hermed fås 4 hovedscenarier for Klima-scenarierne og 4 hovedscenarier for WEO scenarierne:

- Basis – Lav vind
- Basis – Høj vind
- Brint – Lav vind
- Brint – Høj vind

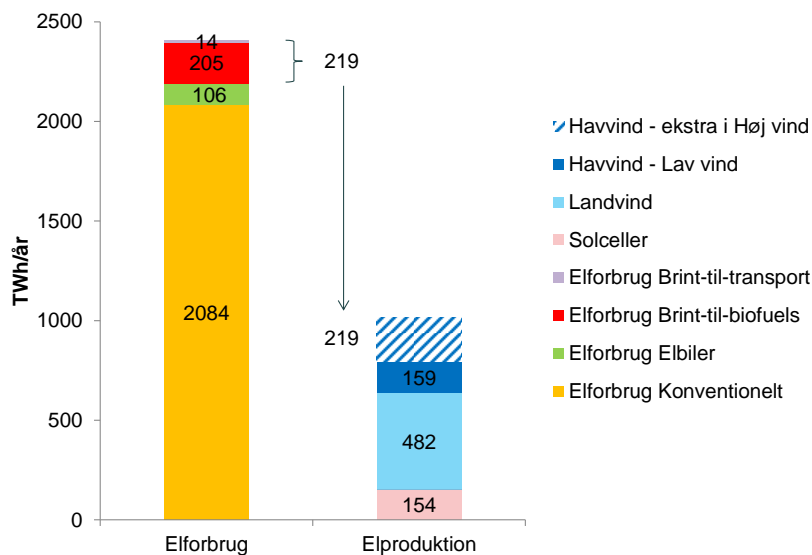
På **Figur 9** ses de fire hovedscenarier illustreret ift. mængden af elforbrug og havvind i Nordvesteuropa. Det ses, at der tilføjes 219 TWh ekstra elforbrug i Brint-scenarierne ift. Basisscenarierne. I scenariet med Høj vind tilføjes 219 TWh ekstra havvind ift. Lav vind scenarierne.

Figur 9 Elforbrug og exogen havvind i Nordvesteuropa



Figur 9 Tilføjet elforbrug til brintproduktion (219 TWh) og tilføjet eksogen elproduktion fra havvind i Høj vind scenariet (219 TWh) i Nordvesteuropa. Mængden af havvind i Høj vind scenariet svarer ca. til EWEA's high scenario i 2030 [EWEA 2015].

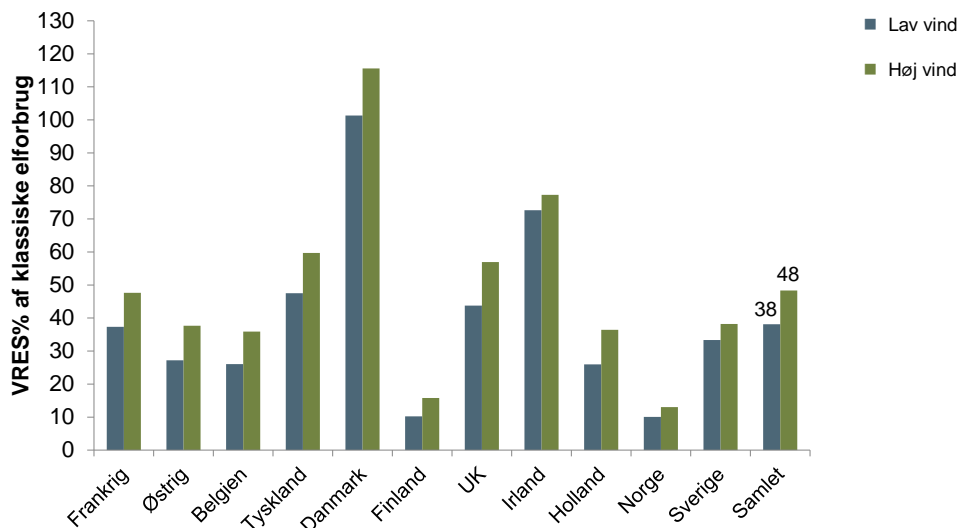
Figur 10 Øget elforbruget og elproduktion i Nordvesteuropa



Figur 10 Det øgede elforbrug kommer fra elbiler (106 TWh) og fra elektrolyseanlægge som skal producere brint til brændstoffabrikker (205 TWh) og direkte til brinttankstationer (14 TWh). Der ligger en tilsvarende mængde energi på elproduktionssiden (219 TWh), som kommer fra havvind, i scenariet Høj vind. Dette tilføjes til den antagne udvikling af landvind og solceller i 2035 samt til niveauet for havvind i 2020 (lav vind).

Balmorel modellen kan tilføje mere havvind i alle scenarierne, såfremt det sænker de samlede elproduktionsomkostninger. Dette fører til følgende grad af fluktuerende vedvarende elproduktion (VRES) ift. konventionelt elforbrug i de forskellige lande i Balmorel-modellen.

Figur 11 Fluktuerende vedvarende elproduktion fra sol og vind i Nordvesteuropa i 2035 i alle scenarierne



Figur 11 Danmarks elproduktion på variabel vedvarende energi, såsom vind og sol, matcher 100 % af det konventionelle forbrug, mens i hele Nordvesteuropa, er 38-48 % af det konventionelle elforbrug dækket af variabel VE.

Selv om elproduktionen på sol og vind svarer til 100 % af det konventionelle elforbrug i Danmark, er andre lande bagud i 2035. Derfor er 2035 stadigvæk en overgangsperiode, hvor der fortsat er fossile brændsler i elsystemet.

Når den grønne omstilling er fuldført kan man forvente høje CO₂-kvotepriser og meget installeret vedvarende energi. Med ingen eller få fossile kraftværker tilbage, vil efterspørgslen på fossile brændsler være meget lav, hvilket vil føre til prisfald. Da de marginale produktionsomkostninger på vind og sol vil være tæt på nul, må man forvente flere lavpristimer, som fleksible forbrugere såsom elektrolyseanlæg kan få gavn af.

3.4 Yderligere nøgleantagelser i hovedscenarier

De væsentligste antagelser i hovedscenarierne er beskrevet herunder.

- **Det danske energisystem** bygger på Vindscenariet 2035 (ENS, 2014) mht. termiske el- og varmekapaciteter, vind- og sol kapaciteter, individuelle varmepumper, fjernvarme og industri varmepumper og elpatroner
- **Fleksibelt elforbrug** fra alle individuelle varmepumper i Danmark og alle elbiler i Nordvesteuropa samt 6-8 % pris-afbrydeligt elforbrug i Nordvesteuropa.
Ved fleksibel drift ift. spotprisen skal individuelle varmepumper holde en indetemperatur på +/- 1,5 °C og elbiler skal være 80 % opladte kl 6 om morgenen. For en uddybning af grænserne for det fleksible driftmønster henvises til [Dansk Energi et al 2015].
- **Teknologidata for brintteknologierne** følger antagelser i "Energibærere" Dansk Energi (2016a). Desuden er der i Bilag 5.1 beskrevet brintproduktion og brintlagring mht. tekniske og økonomiske antagelser.
- **Ståltanklagring** er eneste brintlagring, der er medtaget i hovedscenarierne. I følsomhedsscenarier undersøges kaverne-lagring ifm. produktion af biodiesel/biokerosen, da det antages, at central brintproduktion kan placeres nær kaverne, hvor brint kan lagres. Der er ikke undersøgt forekomst af kaverne i landene i Nordvesteuropa.
- **Brændselspriser** i Klima og WEO scenarier følger beskrivelsen i "Energibærere" (Dansk Energi 2016a).
 - **Nettariffer** er sat til 2015-niveau. (kilde: Dansk Energi).
 - **CO₂-pris** følger WEO2015 (35 €/ton i 2035)
 - **Biomassebrændselspriser** fra middelscenariet i EA Energianalyse (EA (2013) og kan ses i Elprisscenarier 2015 [Dansk Energi 2015]
 - **Transmissionskapaciteter** i Nordvesteuropa er konstant i alle scenarier og kan ses i Elprisscenarier 2015 [Dansk Energi 2015].
 - **Konventionelt elforbrug** i 2035 er sat til 2015-niveau i alle lande i modelområdet og følger hermed antagelse i Elprisscenarier 2015 [Dansk Energi 2015]
 - **Kapaciteter af sol og vind** udenfor Danmark følger Elprisscenarier 2015 [Dansk Energi 2015]

3.5 Følsomhedsscenarier

Der laves også en række følsomhedsscenarier til at belyse betydningen af de antagelser, som er i hovedscenarierne.

Scenarienavn	Beskrivelse	Anvendelse
Kun DK brint	Det er kun i Danmark, at der er brintproduktion. Dette scenarie laves både med lav og høj vind udbygning i Klima.	Afsnit 4.2
Uden lager	Scenarie, hvor brintlagring ikke er mulig. Anvendes som reference til værdisætning af brintlagringen. Dette scenarie testes i Klima og WEO.	Afsnit 4.2.1 Følsomhed A
Kaverne	Kavernelagring er tilgængeligt i alle lande til lagring af brint, anvendt til produktion af biodiesel/-kerosen. Dette scenarie testes i Klima og WEO.	Afsnit 4.2.1 Følsomhed A
Uden flex-forbrug	Der medtages ikke fleksibel drift fra elbiler og varmepumper samt ikke prisafbrydeligt elforbrug. Ved ikke-fleksibel drift skal individuelle varmepumper holde konstant indetemperatur og elbiler skal oplades ved hjemkomsttidspunktet. For en uddybning af ikke-fleksibelt driftmønster henvises til [Dansk Energi et al 2015].	Afsnit 4.2.1 Følsomhed B
CO2-kvotepri	CO2-kvotepri varierer mellem 0-135 Euro/ton	Afsnit 4.2.1 Følsomhed C
10xforbrug	Brintforbruget på tankstationer er 10 gange højere end i hovedscenariet, hvilket svarer til, at antallet af brintbiler er lig antal elbiler.	Afsnit 4.3

4 Resultater

Brintproduktionsomkostningen til brændstoffabrikker er i hovedscenarierne bestemt af elspotomkostning på 135-185 kr/GJ, kapitalomkostninger og drift til elektrolyse og brintlagring på 19-34 kr/GJ og nettatariffer på 44 kr/GJ. Brintproduktionsprisen er derfor samlet ca. 200 kr./GJ i Klima og ca. 260 kr./GJ i WEO. Elspotomkostningen til brintproduktion er væsentligst for de undersøgte typer brintproduktion. Brintproduktionsomkostningen på brinttankstationer er i samme niveau men med højere nettarif (65 kr/GJ).

Billigere brintlagring (kaverne i stedet for ståltanklagring) vil kunne reducere omkostningen med ca. 9 kr/GJ i Klima og ca. 22 kr/GJ i WEO. Uden fleksibelt og afbrydeligt elforbrug bliver brintproduktionsomkostningen sænket med ca. 12 kr/GJ pga. lavere elpriser i lavpristimerne.

Reversibel elektrolyse bruges med de givne antagelser i begrænset omfang til erstatning af nye spidslastværk, dvs. kun i perioder med meget høje elpriser.

Udbygning med vind sikrer, at elforbruget til brintproduktion er CO₂ neutralt. Ved lave fossile brændselspriser (og CO₂-pris på 35 €/ton) ses det, at elforbruget dækkes primært af naturgas-fyret elproduktion. Øges CO₂ kvoteprisen udover de forudsatte 35 €/ton flader omkostningen ud ved 260 kr./GJ, hvorved elektrolyseanlæggene betaler den gennemsnitlige pris for havvind og et anlæg inklusive lager, der kan aftage produktionen 1:1. Elektrolyse har flere fuldlasttimer end havvind, dvs. brint anvendes ikke som perfekt 'integrator' for havvind pga. omkostning til overkapacitet af elektrolyse samt brintlagerkapacitet.

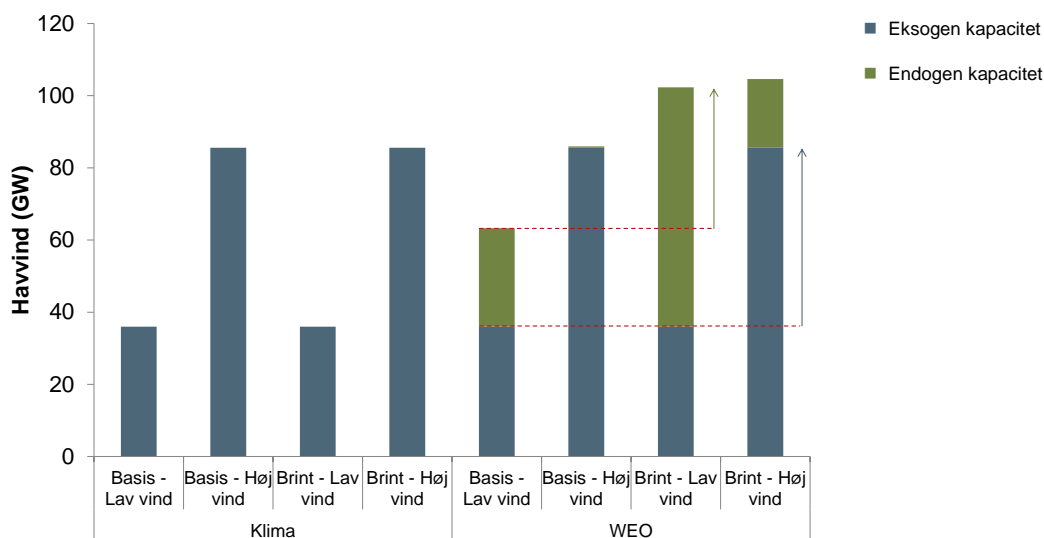
Elforbrug til brintproduktion har en betydelig indflydelse på værdien af øget vind (og eksisterende vind) set i forhold til vindudbygning uden brintproduktion. Hvis der udbygges med samme mængder havvind som elforbrug til brintproduktion vil afregningsprisen for dansk havvind være uændret eller falde lidt, hvorimod udbygning kun med samme mængde havvind vil sænke afregningsprisen for dansk havvind med ca. 30-35%. Øget elforbrug til brintproduktion øger den systemoptimale mængde havvind ved høje brændselspriser (WEO).

Balmorel modellen er anvendt til at undersøge tre anvendelser af biogas: Opgradering med scrubber, opgradering med brint-tilsætning (metanisering) samt til kraftvarmeproduktion. Med de givne antagelser findes, at værdien af biogas er højest ved kraftvarmeproduktion i 2035. Uden støtte giver ingen af de tre anvendelser en positiv business case for brugen af biogas.

4.1 Investering i havvind

På Figur 12 er vist investering i havvind i Nordvesteuropa i de fire hovedscenarier for hhv. Klima (øverst) og WEO (nederst). Det er kun i WEO-scenarierne, der har de højeste elpriser, at der investeres i ekstra vindkapacitet. I scenariet med brint øges det systemoptimale niveau af havvind med ca. 40 GW (grønne pil) ift. basis til at dække dele af det nye elforbrug fra brintproduktionen, der modsvarer produktionen fra ca. 50 GW havvind (blå pil).

Figur 12 Havvind investering i Nordvesteuropa i de fire hovedscenarier



Figur 12 Venstre: Klima-scenarier. Højre: WEO-scenarier. Eksogen kapacitet (vind udbygningen, der sker udenfor markedets rammer) af havvind samt endogen kapacitet (økonomisk optimalt udbygning i modellen på markedets vilkår) af havvind i Nordvesteuropa. Det ses, at kun i WEO-scenarierne med højere elpriser er havvind rentabelt. I scenarier med brint øges det systemoptimale niveau af havvind med ca. 40 GW (grønne pil) i Nordvesteuropa ift. basis til at dække dele af det nye elforbrug fra brintproduktionen, ca. 50 GW ækvivalent havvind (blå pil).

Som det ses er niveauet af havvindkapacitet inkl. investeringer ca. ens i de to Brintscenarier i WEO. Afvigelsen skyldes, at der i Høj vind er lagt "for meget" eksogent kapacitet ind i visse lande, da kapaciteten blot er fordelt på samme måde som øget elforbrug i landene, dvs. uden hensyn til hvor det er mest systemoptimalt med ny havvindkapacitet.

Begge brintscenarier i WEO er derfor i realiteten Høj vind, og derfor anvendes kun betegnelsen Brint - Lav vind for WEO ikke i resten af rapporten medmindre det specifikt nævnes.

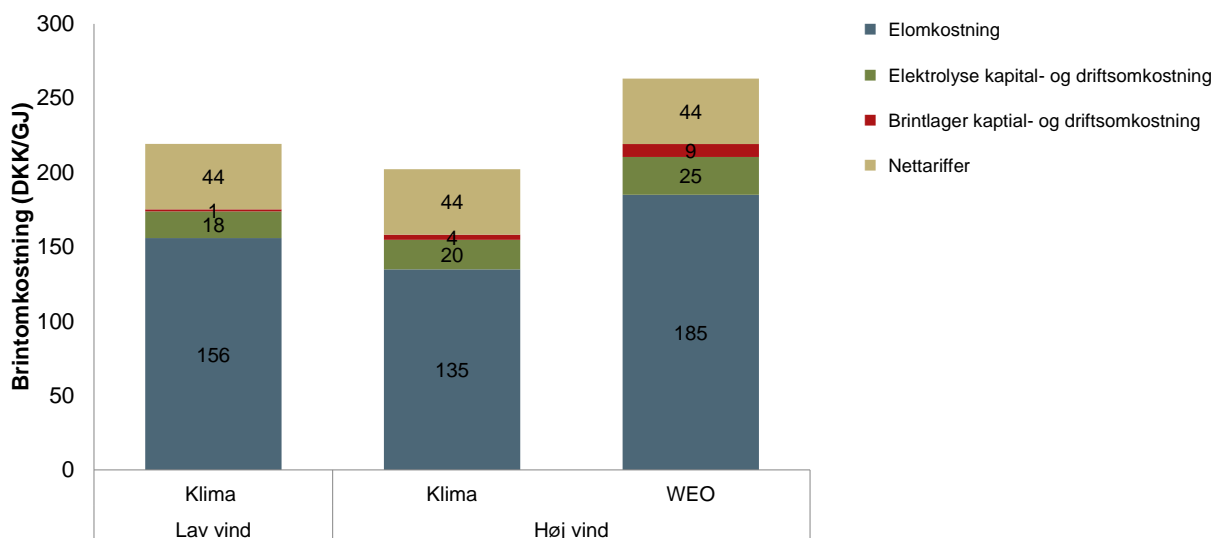
Ses der på **Figur 12**, er investeringerne i vindkraft i WEO-scenariet dog større i Basis – Lav vind end Brint – Høj vind. Dette indikerer, at brint-produktionen på europæisk plan med det beregnede driftsmønster ikke netto bidrager til at integrere vindkraften. Selvom øget elforbrug fører til øget vindafregning vil den øgede vindkraftudbygning presse priserne mere. Hvis brintproduktionen skal baseres på vindmøllestrøm, er der behov for øget fleksibilitet i forbruget, hvilket kræver større investeringer i elektrolysekapacitet og lager - hvilket øger kapitalomkostningerne.

4.2 Brintproduktionsomkostning til flydende biobrændsler

På **Figur 13** er vist omkostningen til brint, anvendt til opgradering af flydende biobrændsler (biodiesel, biokerosen) for hovedscenarierne.

Brintproduktionsomkostning udgøres af elomkostninger (spotpris x elforbrug), annuierede omkostninger til investeringer samt omkostninger til drift af elektrolyse- og brintlagerkapacitet samt nettariffer.

Figur 13 Brintomkostning til flydende biobrændsler



Figur 13 Brintomkostningen er lavest, når brændselspriserne er lavest. PSO afgiften er usikker og ikke taget med her.

De væsentlige scenarieparametres indflydelse på brintproduktionsomkostningen beskrives herunder:

1) Fossile brændselspriser for elproducerende anlæg

Der ses højere brintproduktionsomkostninger i WEO ift. Klima-scenariet, hvilket primært skyldes højere elomkostninger. De højere elpriser i WEO-scenariet er drevet af højere fossile brændselspriser. Generelt er brintproduktionsprisen ca. 260 kr./GJ i WEO-scenarierne og ca. 200 kr./GJ i Klimascenarierne.

2) Mængden af vind

I Klimascenariet sænkes brintproduktionsomkostningen med ca. 16 kr./GJ pga. øget vind (Lav til Høj vind).

I WEO-scenariet er der, som beskrevet i Afsnit 0 kun et scenarie (høj vind). Investeringer i havvind gør, at elomkostningen ikke stiger så meget som forskellen i brændselspriser mellem Klima og WEO scenariet ellers giver

anledning til – såfremt det ikke var muligt at investere i yderligere vindkraft vil brintproduktionsomkostningen derfor være endnu højere i WEO scenariet.

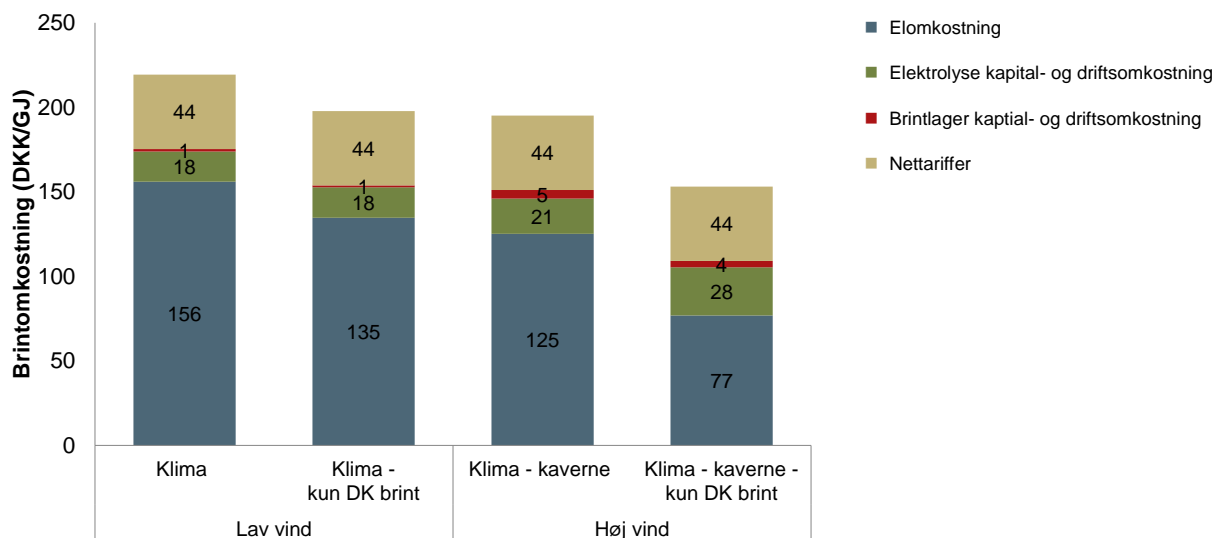
Hvis der ikke udbygges med havvind i WEO-brintscenariet (dvs. uden mulighed for investering i havvind), øges brintproduktionsomkostningen med ca. 30 kr./GJ til samlet 290 kr./GJ.

3) Mængden af brintproduktion ift. vindudbygning

På figuren ses to følsomhedsscenarier lavet på baggrund af Klimascenariet med hhv. lav og høj vind, hvor der kun er brintproduktion i Danmark. Brintproduktionsomkostningen i Danmark sænkes med 21 kr./GJ, når andre lande ikke producerer brint og der er lav vindudbygning. Dette skyldes, at elforbruget til brintproduktion i udlandet øger elprisen i Danmark.

I scenariet med høj vindudbygning i Nordvesteuropa men kun brintproduktion i Danmark vil den danske brintproduktionsomkostning blive sænket med 42 kr./GJ yderligere end kaverne. Det har altså stor betydning for den danske brintomkostning, hvis vindudbygningen i Nordvesteuropa fortsætter, uden at elforbruget i andre lande øges f.eks. pga. brintproduktion.

Figur 14 Scenarier for danske brintomkostninger hhv. med og uden brintproduktion i udlandet i lav og høj vind.



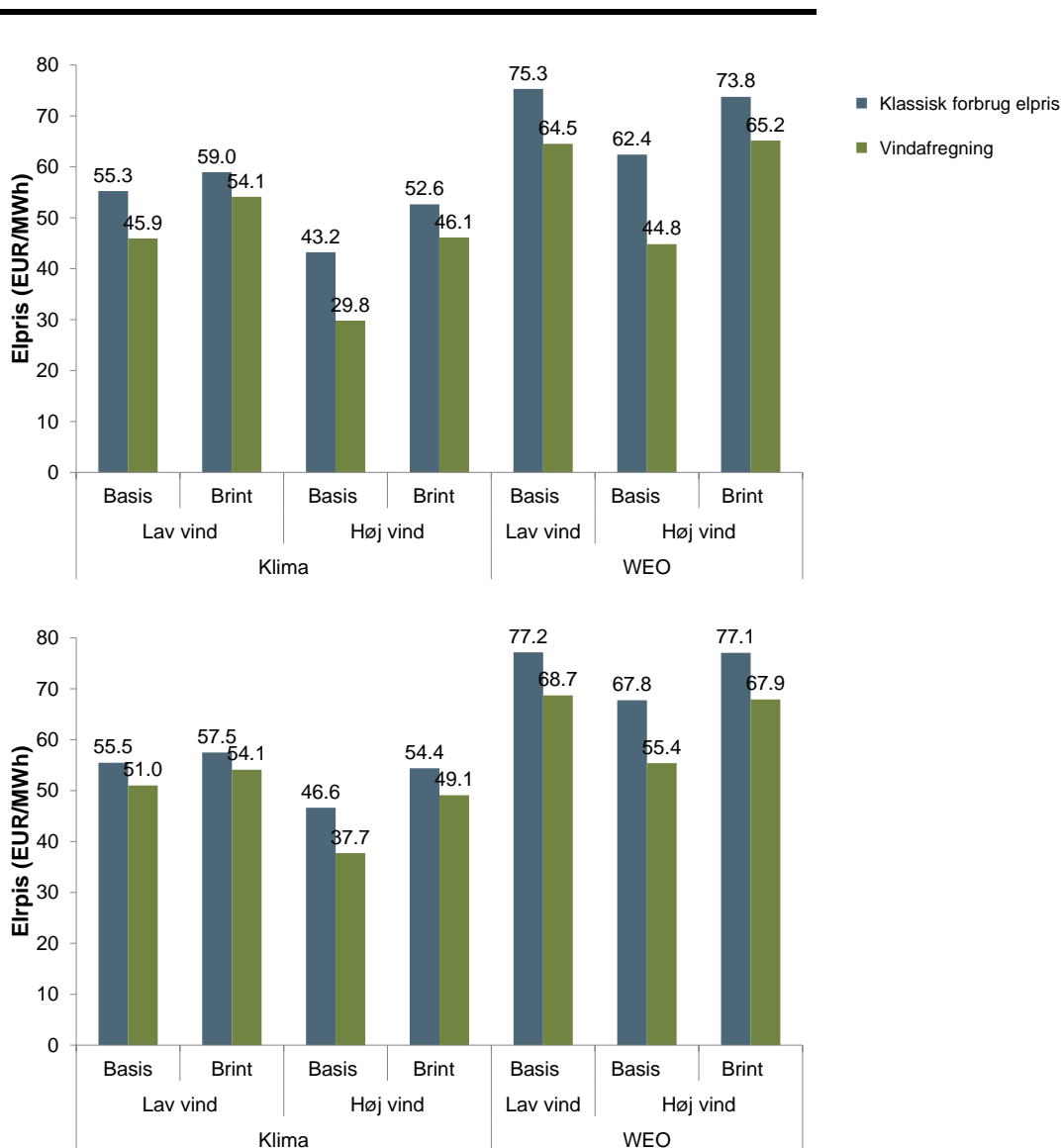
Figur 14 Danske brintomkostninger kan blive lavere, hvis andre lande ikke øger deres elforbrug, men udbygger med ny vedvarende energi. Øget elforbrug kan både komme fra brintproduktion og anden elektrificering. Det er særdeles usandsynligt, at kun Danmark øger elforbruget (fx med brintproduktion).

Øget brintproduktion kun i Danmark vil ikke have nævneværdig indflydelse på danske elpriser eller afregningspriser for havvind, såfremt vindudbygning fortsætter i resten af Nordvesteuropa. Derfor fås der i scenariet både lave elpriser, som sænker omkostningen til brintproduktion, men afregningsprisen for vind (både landvind og havvind) vil også blive sænket væsentligt, ca. 35 % jf **Figur 15**.

Det er derfor usikkert, om udbygning med havvind vil finde sted i Nordvesteuropa, hvis elforbruget kun øges i Danmark, og der også er forudsat en betydelig udvikling af landvind og solceller i alle lande frem mod 2035.

På **Figur 15** ses hhv. den danske og Nordvesteuropæiske middel-elpris for klassisk elforbrug samt afregningsprisen for havvind i hovedscenarierne i Klima og WEO.

Figur 15 Havvindafregning og middelelpriser i Danmark (øverst) og Nordvesteuropa samlet (nederst)



Figur 15 Klima scenarier (venstre) har lavere elpriser og vindafregning end WEO scenarier (højre).

Klimascenarier

Hvis havvind udbygges uden øget brintproduktion (fra Basis – Lav vind til Basis – Høj vind), vil afregningen for al dansk havvind blive sænket fra 45,9 til 29,8 EUR/MWh, dvs. 35 % reduktion.

Udbygning af brintproduktion og øget vindkraftproduktion, der matcher det øgede elforbrug (fra Basis – Lav vind til Brint – Høj vind), vil føre til fastholdelse af havvindafregningsprisen i Danmark, dvs. ca. 46 EUR/MWh. Øget vindkraftudbygning uden øget brintefterspørgsel vil lægge et generelt pres på priserne. Elforbrug til brint fastholder værdien af vind og øger mængden af vindkraft, der systemoptimalt kan integreres i systemet. På Figur 15 (nederst) ses det dog, at for Nordvesteuropa samlet er der reduceret vindafregning, fordi elektrolysen ikke er nettointegrator af havvind.

Øget brintforbrug uden havvindudbygning (Fra Basis – Lav vind til Brint – Lav vind) vil omvendt øge vindafregning for eksisterende havvind fra 45,9 til 54,1 EUR/MWh i Danmark, dvs. 17 % stigning. Samme tendens ses for Nordvesteuropa generelt på Figur 15 (nederst). I afsnit 4.5 ses på CO₂-effekten ved øget brintforbrug uden ekstra støttet VE-udbygning.

WEO-scenarier

De samme tendenser for vindafregning er også gyldige for WEO-scenarierne, som det ses af Figur 15 både for Danmark og Nordvesteuropa. Udbygning af havvind uden øget brintforbrug vil reducere afregningsprisen for havvind med ca. 30 %, mens matchende udbygning vil fastholde havvindafregningsprisen i Danmark på ca. 65 EUR/MWh.

For Nordvesteuropa samlet er der i WEO-scenariet som i Klimascenariet et mindre fald i havvindsafregningen i Brint sammenlignet med Basis Lav vind.

4.2.1 Følsomhedsscenarier

I følsomhedsscenarierne er undersøgt betydningen af brintlagring, fleksibelt elforbrug samt CO₂ pris på den danske brintomkostning.

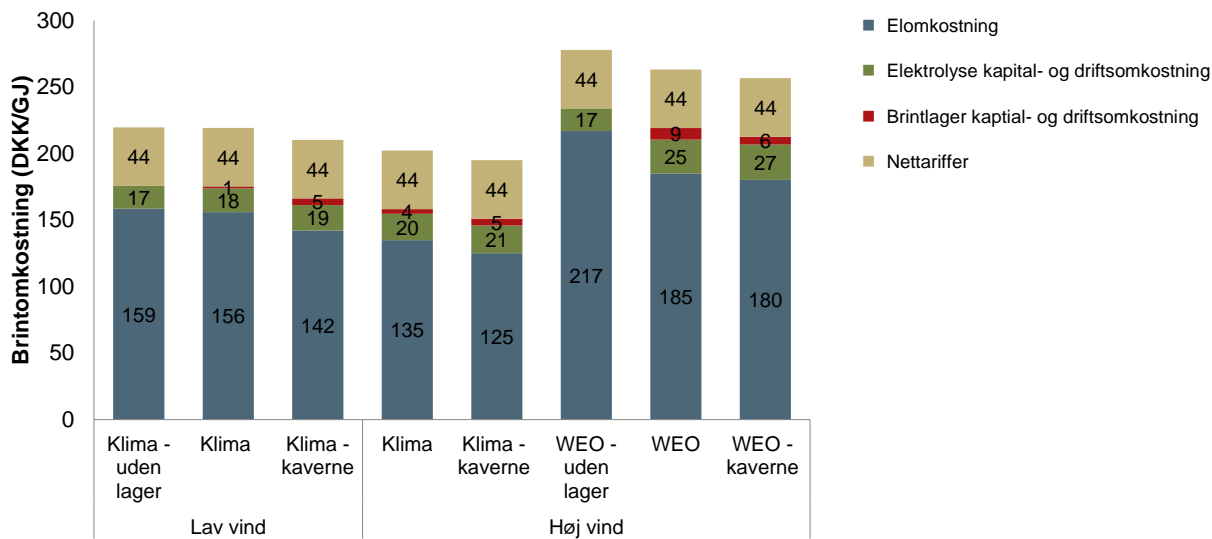
A). Brintlagring. På Figur 16 ses brintomkostninger i Klima og WEO hhv. uden brintlager, med ståltanklagring (uden angivelse) og med kavernelagring.

Optimal elektrolyse- og brintlagerkapacitet afhænger af omkostninger til investering og drift ift. gevinsten i form af lavere elpriser ved brug af lagret.

I Klima med Lav vind er der meget lav investering i ståltank-brintlagring, fordi elprisniveauet er lavest og fluktuationen i elprisen er mindst her – derfor er brintproduktionsomkostningen ca. den samme som uden lager. I WEO-scenariet er gevinsten ved ståltanklagring væsentlig større, eftersom brintomkostningen kan sænkes med ca. 16 kr./GJ.

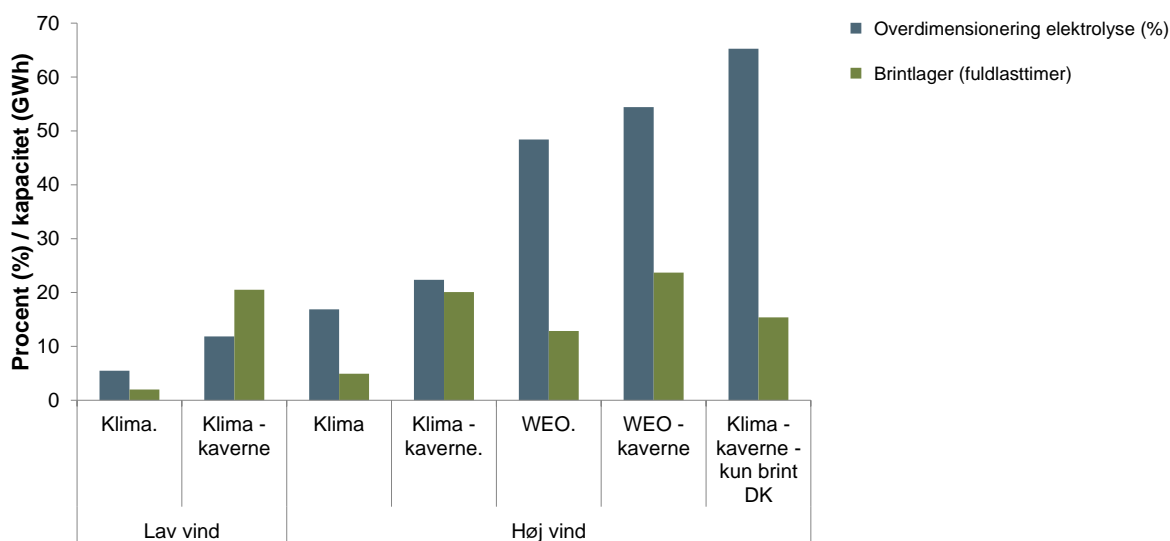
Med kaverne-lagring ift. ståltanklagring kan brintproduktionsomkostningen sænkes med yderligere 8 kr./GJ i Klimascenarierne og yderligere 6 kr./GJ i WEO.

Kavernelagring ift. intet brintlager kan derfor sænke brintproduktionsomkostningen med i alt ca. 9 kr./GJ i Klimascenariet og ca. 22 kr./GJ i WEO-scenariet.

Figur 16 Sammenhæng mellem brintlagring og samlede brintomkostninger

Figur 16 En stor vind udbygning, sammen med lave brændselspriser og billige lagring (kaverne) giver de lavest brintproduktionsomkostning. Omvendt giver en mindre vindudbygning, højere brændselspriser, og dyrere brintlagring (ståltanke) højere brintproduktionsomkostninger. Elomkostningen er langt den dyreste del af omkostningen i alle scenarier.

På **Figur 17** er vist overdimensionering af elektrolysekapaciteten, regnet ift. uden brintlagring, samt brintlagerkapacitet opgjort i GWh brint i forskellige scenarier:

Figur 18 Optimal elektrolyse- og brintlagerkapacitet i DK for forskellige scenarier

Figur 18 Jo mere prisvariation der er i et scenarie, jo større elektrolysekapacitet og brintlagring bliver valgt. Kavernelagring koster en tredjedel af ståltanklagring og derfor er der en markant mere udbygning af lagring, når den står til rådighed. Der vil være flest lavpristimer hvis kun Danmark gennemgår en elektrificering med brintproduktion, og derfor har det scenarie mest at hente med overdimensionering af elektrolysekapaciteten.

Brintlagerkapacitet

På Figur 19 er vist brintlagrets størrelse i fuldlasttimer, dvs. lagerstørrelsen målt som antal timer med fuld produktion fra elektrolyseanlægget.

Den optimale størrelse af brintlager ligger mellem ca. 5 og 60 fuldlastimer brintproduktion. Jo flere fuldlastimer et brintlager har, jo flere timer kan elektrolyseanlægget holde pause, og jo flere højpristimer kan det undvige. I scenarier med kaverne- ift. ståltanklagring øges lagerstørrelsen betydeligt, da omkostningen til kavernelagring er lavere end ståltanke.

For andre lande er den optimale investering i elektrolyse og brintlagerkapacitet væsentlig anderledes. Det ses i Bilag 5.2.1, at der er en god lineær sammenhæng mellem brintlagerstørrelsen og andelen af fluktuerende elproduktion fra sol og vind i landene, dvs. jo højere grad af fluktuerende elproduktion jo mere brintlagerkapacitet er optimalt.

Elektrolysekapacitet

Figur 20 viser overdimensionering ift. scenariet uden brintlager, hvor der er behov for 300 MW_{brint} elektrolysekapacitet til at fremstille den danske brintproduktion med konstant drift alle årets timer. Fx er overdimensioneringen ca. 50 % i WEO, hvilket betyder, at der er 450 MW_{brint} elektrolysekapacitet i Danmark.

Følgende faktorer øger investering i elektrolyse (i parentes er angivet hvilke scenarier, der skal sammenlignes for at se effekten):

- billigere brintlagring (Klima ift. Klima – kaverne)
- højere elpris-niveau (Klima ift WEO)
- mange timer med lave elpriser (Lav vind ift. Høj vind samt især Høj vind – kun DK brint)

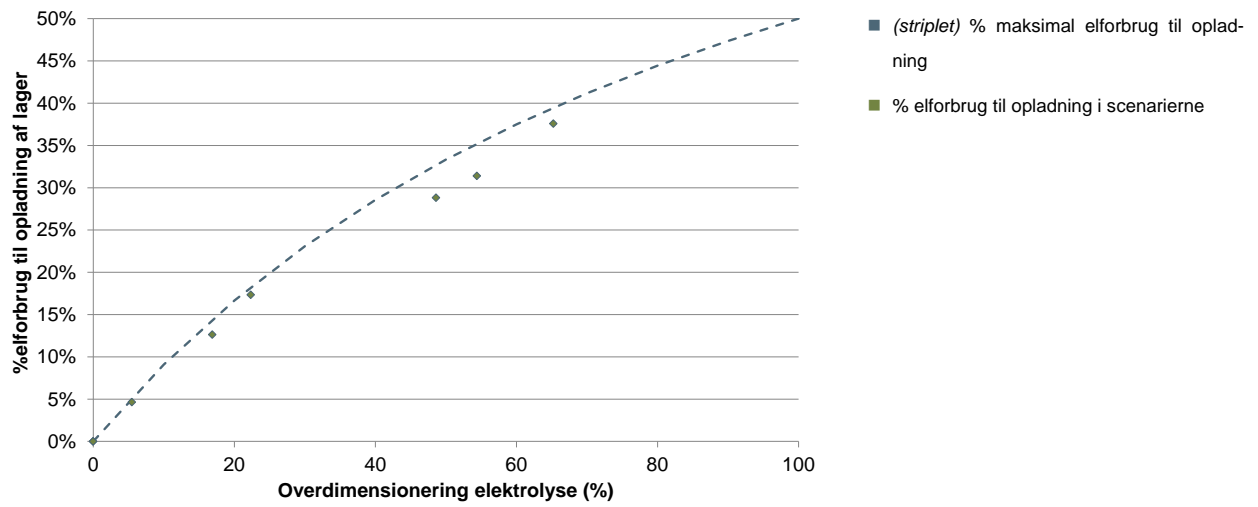
I Danmark overdimensioneres elektrolyseanlæg (ift. anlæg med konstant brintproduktion) mellem ca. 5 % og 60 %, afhængig af brændselspriser og vindkraftkapacitet. Tilsvarende giver overdimensionering af elektrolyseanlæg mulighed for fleksibel drift, hvorved brinten kan produceres i timer med lav elpris. 60 % til 5 % overkapacitet svarer til 5.500 til 8.300 fuldlasttimer for elektrolyseanlægget. Der er altså ikke tale om elektrolyseanlæg, der kun producerer brint når vinden blæser kraftigt og elprisen er meget lav. Hvis anlæggene skulle køre væsentligt mere fleksibelt ville det kræve en betydelig overdimensionering af elektrolyse- og brintlagerkapacitet. Idet særligt elektrolyseanlæggenes kapitalomkostning er relativt høje, er det ikke attraktivt.

Når man sammenligner fuldlasttimer har elektrolyse (5.500-8.300 timer) flere end dansk havvind (ca. 4.500 timer). Dette betyder, at brint ikke er en nettointegrator for havvind i nogen af scenarierne, eftersom elektrolyseanlæggene forbruger el i perioder, hvor det ikke kun stammer fra havvind.

Jo større overdimensioneringen af elektrolyseanlægget jo større del af elforbruget bruges til at oplade lagret. På Figur 21 ses sammenhæng mellem overdimensionering og elforbrug til opladning, fx 50 % overdimensionering fører til at ca. 30 % af elforbruget bruges til at oplade brintlagret. Der er desuden vist det maksimalt mulige elforbrug til opladning, som er værdien, hvis anlægget ikke kan køre i dellast. At punkterne ligger så tæt på kurven viser, at anlægget primært producerer ved maksimal kapacitet, når det kører.

I Bilag 5.1.5 er vist hvordan elomkostningen til yderligere kompression ved opladning af lagret er beregnet.

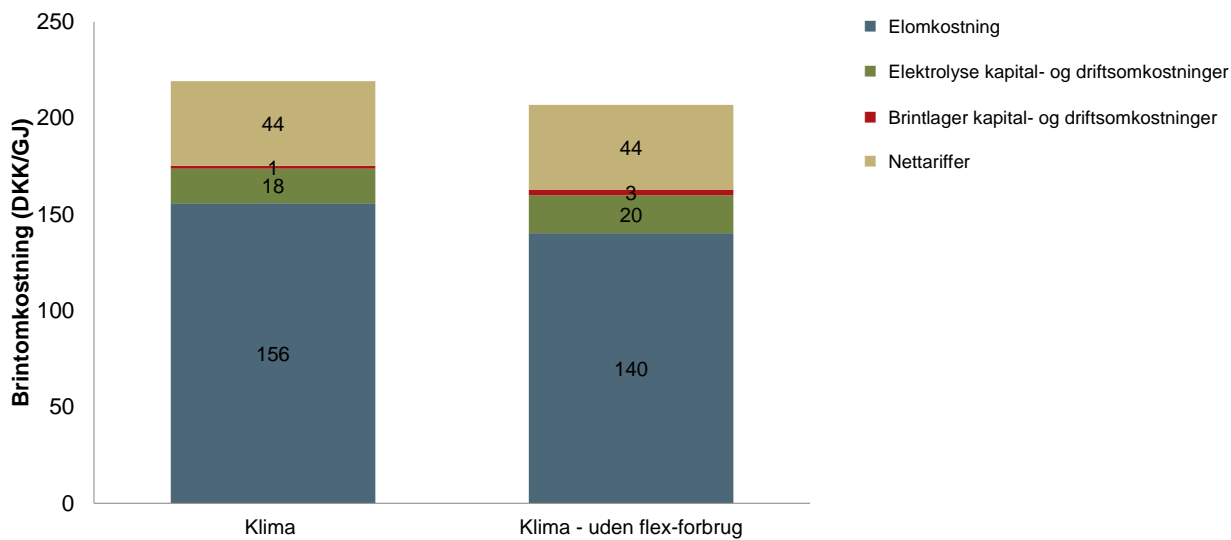
Figur 22. Elektrolysekapacitet og elforbrug til opladning af lagret



Figur 22 Sammenhæng mellem andelen af elforbruget der bruges til opladning af brintlagret og overdimensionering af elektrolyseanlægget.

B). Flexibelt elforbrug. Hvis der ikke medtages fleksibelt og afbrydeligt elforbrug, vil det sænke brintproduktionsomkostningen med ca. 12 kr./GJ ifølge Figur 23. Det er fordi elprisen bliver lavere i lavrisperioder uden fleksibelt elforbrug, hvorved brintproduktionen kan laves billigere her - fleksibelt elforbrug konkurrerer med elektrolyseanlæg om at forbruge ved lave priser. Der er derfor fordelagtigt med større elektrolyse- og brintlagerkapacitet uden fleksibelt og afbrydeligt elforbrug.

Figur 23 Flexibelt elforbrug indflydelse på brintproduktionsomkostningen

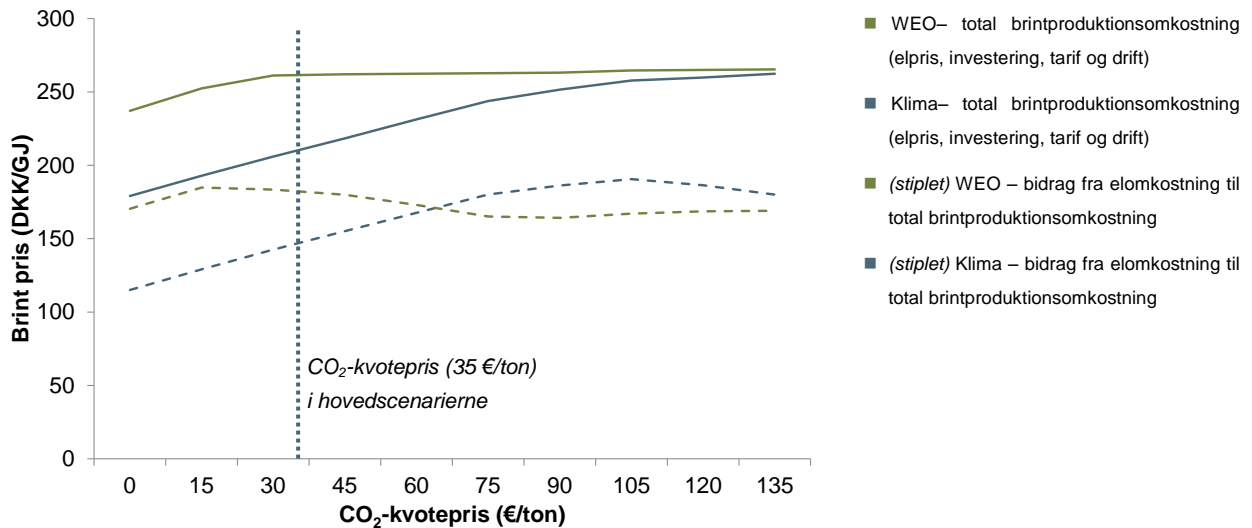


Figur 23 Brintomkostning med og uden fleksibelt elforbrug

C). CO₂-kvotepris.

I **Figur 24** kan man se hvordan CO₂-kvoteprisen påvirker hhv. elspotomkostningen (striplet) samt de samlede brintproduktionsomkostninger i hhv. Klima og WEO scenariet.

Figur 24 Effekt af CO₂-kvoteprisen på omkostninger til brintproduktion i DK



Figur 24 Når CO₂-kvoteprisen er høj nok til, at der bliver investeret i havvind, bliver der dannet flere lavpristimer, og elomkostningerne for fleksible elforbrugere (såsom elektrolyseanlæg) falder. For at elomkostningen skal falde, skal der investeres i overkapacitet og lagring, som gør, at den overordnede brintproduktionspris ikke falder.

I Klimascenariet, hvor brændselspriserne er lave, investeres der først i havvind, når CO₂-kvoteprisen er på ca. 90 €/ton. Op til dette punkt stiger de fossile (primært gasfyrede) kraftværkers omkostninger i takt med CO₂-kvoteprisen, som gør, at elektrolyseanlæggenes elspotomkostninger stiger. Når der bliver investeret i havvind, kommer der flere lavpristimer, som elektrolyseanlæggene får gavn af, og derfor falder elomkostningen gradvist. For at blive i stand til at udnytte timerne med lave priser, skal elektrolyseanlæggene overdimensioneres og brintlagrene udbygges. Det gør at investerings- og driftsomkostningerne øges, og den overordnede brintproduktionspris stiger derfor fortsat, indtil der er opnået en ligevægt mellem den variation havvind giver anledning til og fleksibilitet i brintproduktionen.

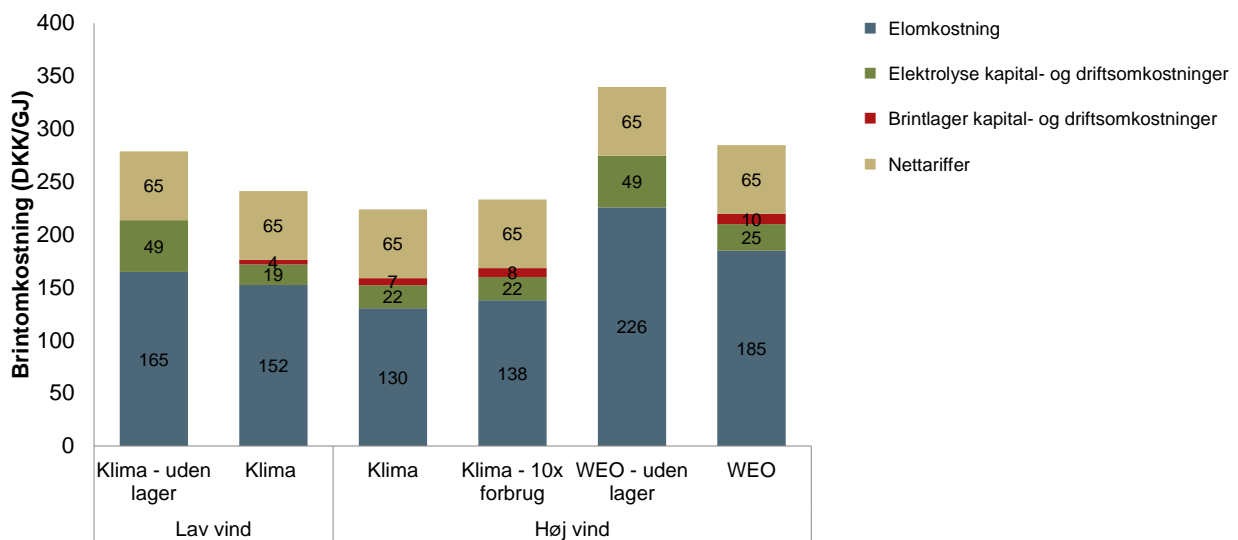
I WEO-scenariet, hvor brændselspriserne er høje, opnås denne balance ved ca. 30 €/ton. I dette scenarie bliver der investeret i havvind, selv om CO₂-kvoteprisen er nul, men elomkostningen for elektrolyse er domineret af gas indtil 15 €/ton. Det ses af, at hældningen på kurverne er ens i det første interval. Fra 15 €/ton til 75 €/ton flyttes en større og større del af elektrolyseomkostningen over på kapitalomkostninger til at øge fleksibiliteten indtil ligevægten nås ved ca. 75 €/ton. Ved denne kvotepris er overdimensioneringen af elektrolysekapaciteten 118 % svarende til 4018 fuldlasttimer, hvilket betyder at elektrolyse omtrent aftager havvind i forholdet 1:1.

Ved høje kvotepriser i WEO scenariet aftager elektrolyse havvind i forholdet 1:1. Dette scenarie viser, at der ligger et loft over brintproduktionsomkostningen på ca. 260 kr./GJ, som er uafhængigt af brændsels- og kvotepriser. Denne omkostning består af tre komponenter: LCOE for havvind (170 kr./GJ), nettarif (44 kr./GJ) og kapitalomkostninger til elektrolyse og lager (46 kr./GJ). I dette scenarie er brintproduktionen helt CO₂ neutral.

4.3 Brintproduktionsomkostning til brinttankstationer

Brintproduktionsomkostningen på brinttankstationer er vist på **Figur 25** for en række scenarier.

Figur 25 Brintproduktionsomkostninger på brinttankstationer



Figur 25 Brintomkostning for scenarier med og uden brintlagring samt scenarie med 10 x højere brintproduktion på brinttankstationer.

Nettariffen er sat højere for brinttankstationer (65 kr./GJ) end brintproduktion til biobrændsel (44 kr./GJ), hvilket skyldes tilslutning på lavere spændingsniveau i elnettet. Overordnet set er det den væsentligste forskel mellem omkostninger til de to typer brintproduktioner, når begge har ståltankslagring. Elomkostningen med ståltankslagring er kun lidt højere (3-5 kr./GJ) for brinttankstationer end brintproduktion til biobrændsel i Afsnit 4.2.

Elomkostningen uden ståltankslagring er derimod 14-19 kr./GJ højere for brinttankstationer. Dette skyldes profilen for brintforbruget, der har højest forbrug, når elpriserne også er højest. Brintlagring til brinttankstationer gør desuden, at elektrolysekapaciteten kan sænkes, hvilket giver en betydelig reduktion i den samlede brintproduktionsomkostning (24-30 kr./GJ).

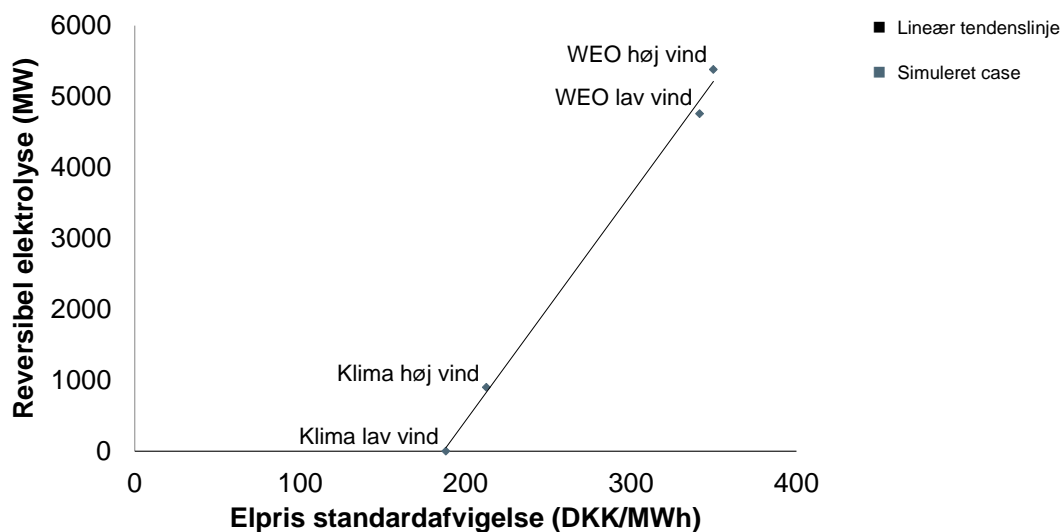
I scenariet med 10 gange højere brintforbrug på brinttankstationer i hele Nordvesteuropa stiger brintproduktionsomkostningen med ca. 9 kr./GJ primært pga. øget elomkostning som følge af højere elpris.

4.4 Reversibel elektrolyse (brændselscelledrift)

Reversibel elektrolyse er konvertering af brint og ilt til vand og el, igennem en elektrokemisk proces, hvor elektrolysecellen virker som en brændselscelle. Denne fleksible brintteknologi muliggør, at man kan bruge brintlageret som ellager og lade det i lavpristimer og aflade det i højpristimer. Nogle elektrolyseteknologier kan lave reversibel elektrolyse uden særligt store merinvesteringer, mens andre teknologier kræver et helt separat anlæg. SOEC, som der er taget udgangspunkt i i Balmorel-analysen, kræver meget begrænset udbygning for at lave reversibel elektrolyse. Reversibel drift af cellerne i SOEC kan desuden føre til en længere levetid. Vi har antaget, at det for en 10 % forøgelse af investeringsomkostningen er muligt at gøre et SOEC elektrolyse anlæg reversibelt. Hertil kommer dog yderligere investeringer i elektrolyseanlægget, der ikke bare skal producere brint til, at lageret kan dække det almindelige forbrug, når elektrolyseanlægget står slukket, men også det ekstra elforbrug til når elektrolyseanlægget kører reversibelt og forbruger brint.

I simuleringer af Klima- og WEO-scenariet med lav havvind og høj havvind, med reversibel elektrolyse som investeringsmulighed, investerer Balmorel i små mængder reversibel elektrolyse. Der bliver ikke investeret i reversibel elektrolyse i Klima lav havvind scenariet, og kun 900 MW i Klima høj havvind scenariet. I WEO-scenariet bliver der investeret i hhv. 4759MW og 5382MW reversibel elektrolyse. WEO-scenariet har flere højpristimer, hvor indtjeningen med reversibel drift er nok til at betale for brintproduktion, overdimensionering af elektrolyse og lagringsanlæg. Der er også klar sammenhæng mellem standardafvigelsen af elprisen og investeringen i reversibel elektrolyse, som kan ses i **Figur 26**. En større elpris standardafvigelse afspejler en mere varierende elpris, med flere højpristimer og flere lavpristimer, som gør det mere attraktivt at være "arbitrage"-aktør med et reversibelt elektrolyseanlæg

Figur 26 Investering i reversibel elektrolyse kapacitet i Nordvesteuropa som funktion af elprisens standardafvigelse



Figur 26 Der er et lineært forhold mellem investeringen i reversibel elektrolyse i Nordvesteuropa og elprisens standardafvigelse. Det afspejler, at en mere varierende elpris er til gavn for arbitrage aktør.

Den største installation af reversibel elektrolyse på 5,3GW, som er betydelig mindre end de 29,9GW konventionel elektrolyse der bliver installeret i samme scenarie. Der bliver kun produceret 0,3TWh el, svarende til 53 fuldlasttimer om året med reversibel elektrolyse drift. I disse 53 timer bliver elprisen reduceret med 16 % sammenlignet med scenariet uden reversibel elektrolyse.

I Nordvesteuropa fører reversibel elektrolyse til yderligere investeringer i 201 GWh brintlagring kapacitet (32 % stigning) og yderligere 1,5 GW havvind kapacitet (7 % stigning), der producerer 6,7 TWh ekstra vindproduktion.

Reversibel elektrolyse bruges derfor primært til spidslastproduktion, men fordi det er billigere reservekapacitet, bliver det også muligt at øge den systemoptimale mængde af havvind.

4.5 Elsystemeffekter ved øget brintproduktion

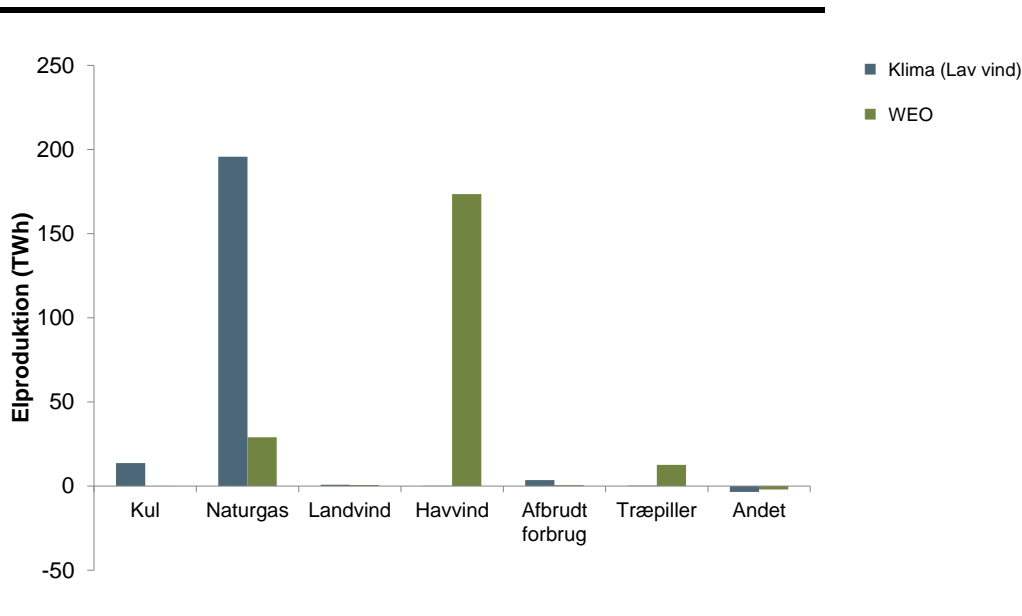
Elsystemets produktion og forbrug ændrer sig, når der tilføjes brintproduktion. I dette afsnit undersøges brændselsforbrug og CO₂-emission til elproduktionen for at dække det øgede elforbrug til brint i de forskellige scenarier.

4.5.1 Brændselsforbrug

Nettoeffekten af tilføjet brintproduktion til Balmorel er øget elforbrug. På **Figur 27** vises hvilke energikilder, der bruges til at forsyne det ekstra elforbrug, når man går fra basis- til brint-scenarierne for hhv. Klima og WEO.

Det ses, at brintproduktionen i elforbrug er mest dækket af naturgas i Klima scenariet, hvor brændselspriserne er lave. I WEO-scenariet, hvor brændselspriserne er høje, er elektrolyseforbruget mest dækket af havvind.

Figur 27 Ekstra brændselsforbrug ved at tilføje brændstoffabrikker og elektrolyseanlægge ift Basis - lav vind scenarierne



Figur 27 På figuren ses forskellen mellem Basis og brint scenarie for hhv. Klima og WEO. I Klimascenariet, hvor brændselspriserne er lave, er elektrolyseforbruget mest dækket af naturgas. I WEO scenariet, hvor brændselspriserne er høje, er elektrolyseforbruget mest dækket af havvind.

Hvis brint tilsættes biogas til opgradering til naturgaskvalitet (metanisering) er det særligt oplagt, at elproduktionen ikke skal komme fra naturgas, da man ellers opnår følgende konverteringsrække med tab og omkostninger:

Naturgas → el + tab → brint + tab → brint + biogas + tab → naturgas

4.5.2 CO₂ emissioner

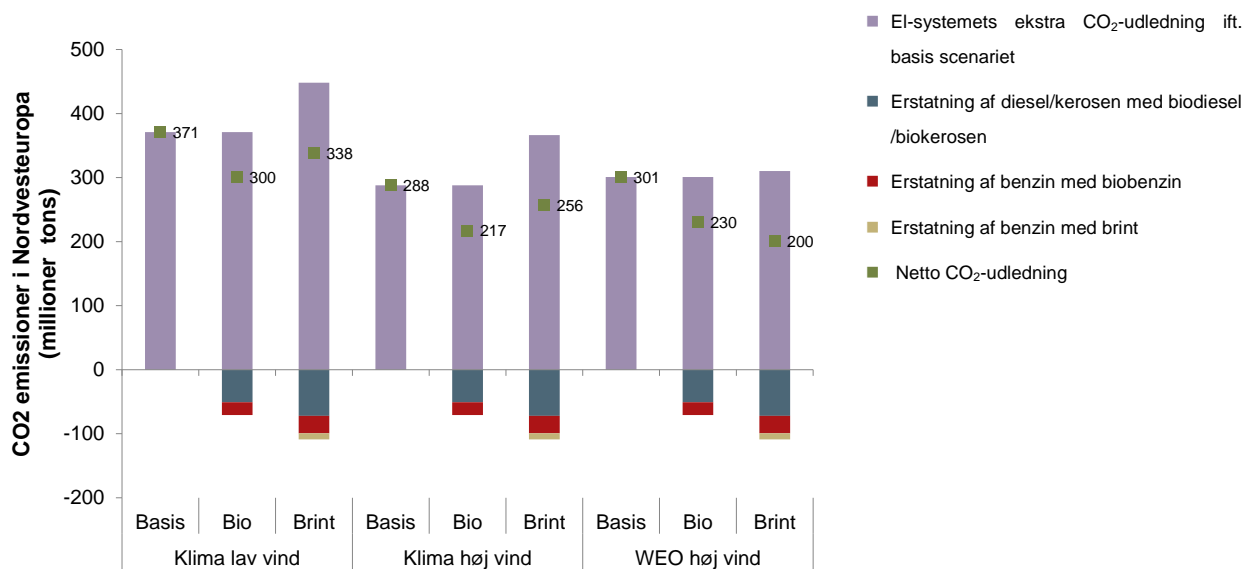
Hovedmålet med brintsamfundet er at fremme den grønne omstilling og formindske CO₂ emissioner i energisystemet. Derfor sætter vi fokus på, hvordan netto CO₂ emissionerne (elsystemet, fjernvarmesystemet, gas-systemet og transportsektoren) ændrer sig ved at skifte til biobrændsler i transport og opgradere biogas med 2.G. eller 3.G. teknologier (uden/med brint tilsætning). **Figur 28** viser differencen i CO₂ emissioner for hovedscenarierne med brint ift. basisscenarierne. Det er også et scenarie hvor biogassen udelukkende er opgraderet og lavet til biobrændsler uden brint (2.G bio). Både 2.G bio og brint scenarierne fører til lavere CO₂-emissioner ved at anvende biomasse ressourcen i Danmark. Reduktionen i CO₂ pga. biogas opgradering er så lille, at det ikke kan ses i **Figur 28**.

I hele modelområdet (Nordvesteuropa) under vores Klima lav vind forudsætninger udleder bio-scenariet 19 % mindre CO₂ end basisscenariet, mens brintscenariet udleder 9 % mindre. CO₂-emissions reduktionerne er 25 % og 11 % med høj vind. Det betyder, at hvis brændselspriserne er lave (Klima), kan man reducere CO₂ udledningerne mest ved ikke at anvende brint. Årsagen til dette er at det er billigere at lave brinten med elektrolyse på el produceret på fossilt fyrede værker end på vedvarende energi. Den ekstra fossile elproduktion udleder mere end den fortrængning, der opnås ved at erstatte fossile brændsler til transport.

Under WEO høj vinds forudsætninger er CO₂ emissioner reduceret med 33 %, når man anvender brint, og 23 %, når man ikke anvender brint. I det størstedelen af elektriciteten til elektrolyse produceret på havvind, er der her en positiv nettofortrængning af fossile brændsler.

Forudsætningerne for denne beregning kan ses i bilag 5.1.7

Figur 28 CO₂ emissioner i Nordvesteuropa, forudsat Klima og WEO scenarierne med lav og høj vind kapacitet



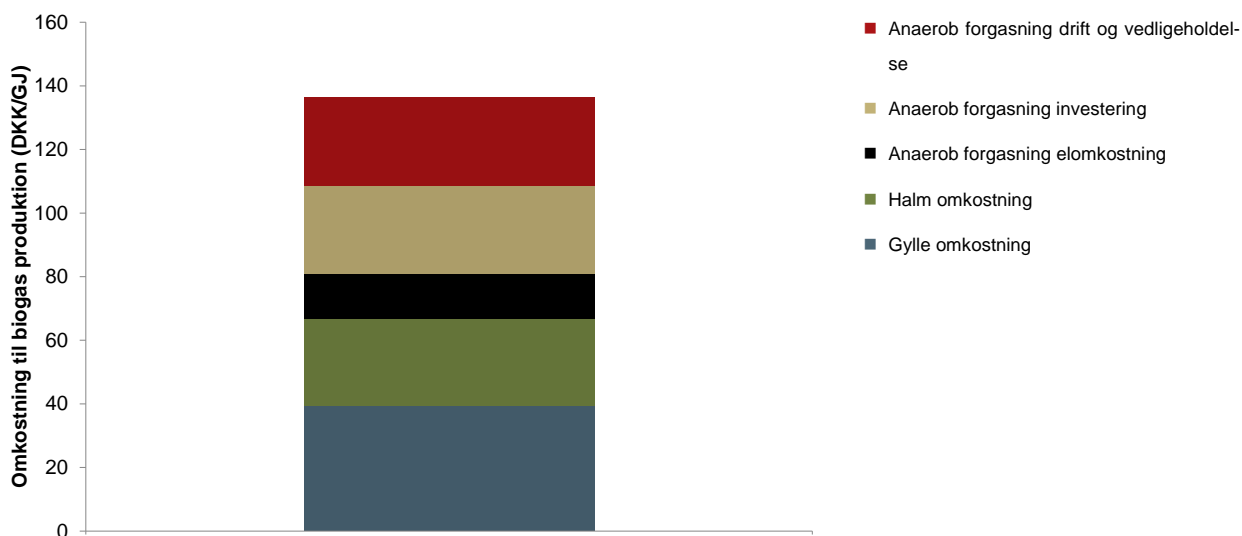
Figur 28 Uden ekstra vindudbygning sker der en 17 % stigning i CO₂-udledningen fra el-systemet i Brint - Klima scenariet, men den samlede CO₂-udledning falder på grund af større fald i transport sektoren. Ved ikke at anvende brint, opnår man dog en større CO₂ reduktion med lav vind. Det tilsvarende gør sig gældende i Klima høj vind. Kun i WEO høj vind er der en positiv klimaeffekt ved at anvende brint til opgradering af biobrændslerne.

4.6 Biogas til kraftvarme eller opgradering

For at lave biogas skal man først lave anaerob forgasning af et gylle-halm miks, som optimalt (jf. "Energibærer" – Dansk Energi 2016a) udgør 81 % gylle og 19 % halm (vægt), eller 33 % gylle og 67 % halm (energiindhold), og derefter kan man anvende det i et kraftvarmeanlæg eller opgradere det til naturgaskvalitet med en metaniserings- eller scrubber-proces. Dette afsnit redegør for beregningen af værdien af de tre forskellige biogasanvendelser. I dag er der støtte til de to førstnævnte (rensning med en scrubber og anvendelse af biogas til kraftvarmeproduktion), men ikke metaniserings-opgradering. Det antages dog, at metaniserings-opgradering ligestilles med scrubber-opgradering inden 2035.

Frem mod 2035 forventes teknologiudviklingen at føre til højere virkningsgrader og lavere investeringsomkostninger for biogas og elektrolyse. Omkostningen til biogas, dannet fra gylle-halm miks igennem et anaerob proces i 2035, kan ses i **Figur 29**. De økonomiske antagelser samt virkningsgrader kan ses i bilag 5.1.4.

Figur 29 Omkostninger til biogasproduktion ved anaerob forgasning fra et gylle-halm miks i 2035



Figur 29 Den samlede pris for biogas er 136 DKK/GJ. Prisen bruges som en omkostning i indkomstberegningerne for opgraderet biogas.

Figur 30 og **Figur 31** viser indtægterne og udgifterne med de forventede udviklinger i 2035, når man opgraderer biogas eller anvender biogas i en kraftvarme motor i hhv. Klima og WEO scenarierne. Biogas omkostningen er på basis af **Figur 29**. Pengestrømmen viser indtægten og omkostninger til at levere en gigajoule (GJ) opgraderet biogas eller effekt og varme. Man kan ikke sammenligne en gigajoule opgraderet biogas og kraftvarme, da de har forskellige energiformer, men indtægten kan man godt sammenligne. Der er

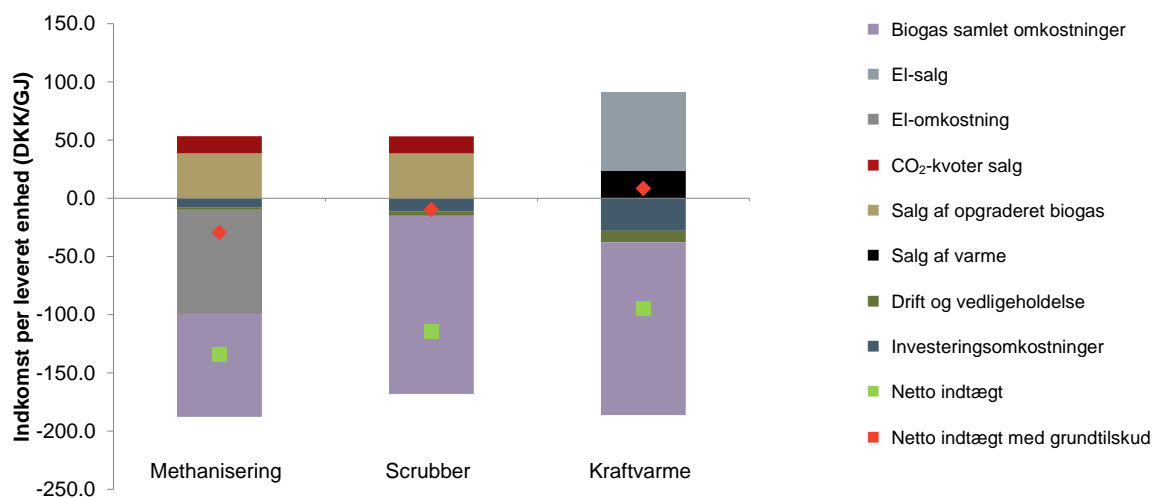
ikke medregnet yderligere indtægter fra grønne certifikater og eksternaliteter såsom salg af et gødningsprodukt fra resterne.

De grønne punkter viser nettoomkostningen uden grundtilskud, og de brune punkter viser nettoomkostningen med grundtilskud som er beregnet efter den leveret mængde opgraderet biogas eller produceret el og varme. I alle tilfælde er metanisering af biogas ikke rentabel. Selv i en lavpris scenarie (Klima), er el-omkostningen til brint produktion for højt. I en højpris scenarie (WEO), er der en højere indtægt for biogasen, da naturgasprisen er højere. Det gør konventionel opgradering med en scrubber rentabelt, så længe grundtilskuddet til biogassen varer.

Anvendelse af biogas til kraftvarme er rentabel i alle scenarier, så længe grundtilskuddet varer. Biogas i kraftvarme får en højere overskud i WEO-scenariet takket den generelt højere elpris, som giver anlægget en større afkast.

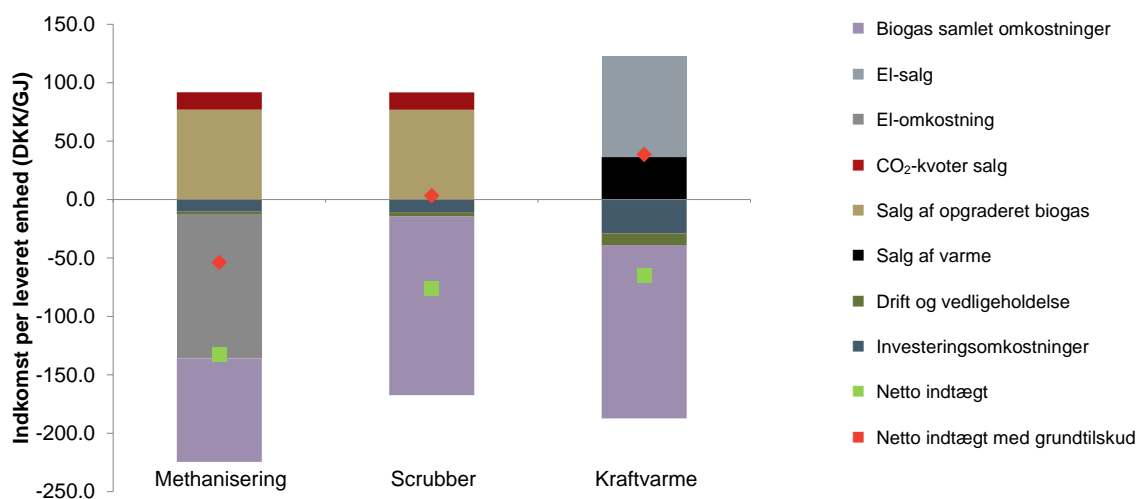
Uden støtte giver ingen af de tre anvendelser en positiv business case for brugen af biogas.

Figur 30 Indtægter og omkostninger ved forskellige anvendelser af biogas i Danmark 2035, forudsat vores Klima brint lav havvind scenarie.



Figur 30 Teknologierne er sammenlignet på outputbasis. Dvs. per GJ opgraderet gas eller per GJ el + varme. I Klimascenariet er ingen af opgraderingsteknologierne rentable med den nuværende støtte. Her er kraftvarme den eneste anvendelse af biogas som er rentabel med grundtilskuddet. Uden tilskud er alle tre teknologier langt fra at være i nærheden af at være rentable i 2035.

Figur 31 Indtægter og omkostninger ved forskellige anvendelser af biomasse i Danmark 2035, forudsat vores WEO brint lav havvind scenarie



Figur 31 Teknologierne er sammenlignet på outputbasis. Dvs. per GJ opgraderet gas eller per GJ el + varme. Opgradering af biogas med en scrubber proces er rentabel med støtte under WEO scenariet, takket en højere salgspris for biogassen. Anvendelse af biogas til kraftvarme giver dog fortsat den største privatøkonomiske gevinst. Uden støtte er teknologierne stadig for dyre.

4.6.1 Optimering mellem opgradering og kraftvarme- produktion

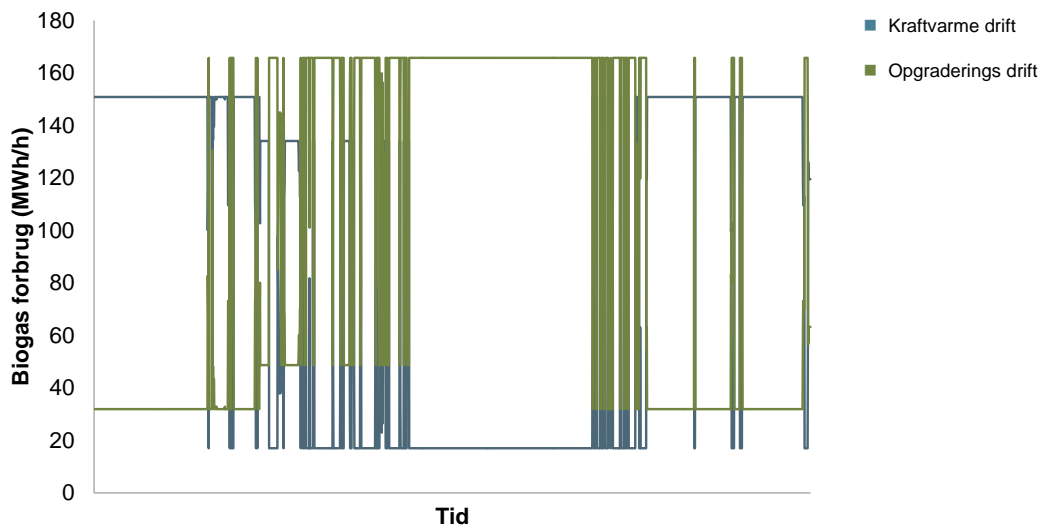
Kraftvarme er ifølge **Figur 30** og **Figur 31** det mest rentable valg for anvendelse af biogas, og det som Balmorel derfor vil vælge med de givne antagelser.

For at undersøge et scenarie med optimering mellem opgradering og kraftvarmedrift tilføjes både scrubber og metaniseringsanlæg med eksogen kapacitet. Hertil får modellen mulighed for at investere i kraftvarme. Balmorel vælger herefter selv hvorvidt der skal opgraderes eller om biogas skal anvendes til kraftvarme medregnet omkostning til motoranlæg. Resultaterne kan ses i **Figur 32**. På trods af at modellen får opgraderingsanlæggene gratis vælger den alligevel at investere i biogasmotoranlæg og drifte disse om vinteren med varmeefterspørgsel. Metaniseringsanlægget anvendes slet ikke, idet der ikke er økonomi i at etablere et elektrolyseanlæg til brintproduktion. Alternativet er motor og derfor ses en minimumslast i **Figur 32**.

En biogasmotoranlæg er yderligere attraktivt til erstatning af scrubber, men ikke til at aftage hele biogasproduktionen, idet varmeefterspørgslen er en begrænsende faktor. Derfor dimensioneres motoranlægget til at kunne aftage ca. 85 % af biogasproduktionen. Scrubberen må opgradere resten og derfor ses en minimumslast på ca. 15 %.

Balmorel regner med en lavere tilgængelighed for termiske anlæg om sommeren end om vinteren og derfor ses en nedgang i det maksimale biogasforbrug i denne periode.

Figur 32 Blandet anvendelse af biogas afhængig af elprisen



Figur 32 Biogasforbrug gennem to ugers drift. Når varmemforbruget og elpriserne er lave, kan det bedre betale sig, at opgradere biogassen, som kan sælges til naturgasprisen. Når varmeefterspørgslen og elprisen er høj, får Balmorel et højere afkast ved at producere el.

5 Bilag

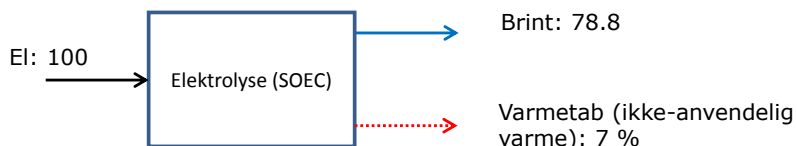
5.1 Modellering af brintteknologier og elbiler

Brændstoffabrikker samt elektrolyseanlæg modelleres som black-box med angivet fast forhold mellem input og output.

Brændstoffabrikker forbruger biomasse, brint og el og producerer bio-brændstof og fjernvarme. Brintforbruget leveres af elektrolyseanlæg, der forbruger el. Der kan skabes fleksibelt elforbrug fra elektrolyseanlæg ved at tilføje et brintlager, så elforbruget kan flyttes til perioder med lavere elpriser.

5.1.1 Elektrolyse

- Der er ikke sat begrænsning på ramping mellem timer
- Der antages virkningsgrader svarende til SOEC elektrolyse med termoneutral drift til at dække varmebehovet i processen.

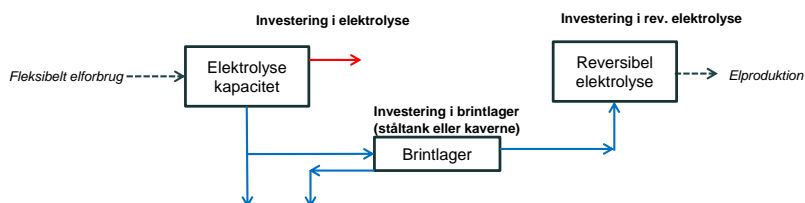


Antagelser for drift og investering i elektrolyse

- Elektrolyse (SOEC)* - til biofuel og biogas-upgrade:
 - Investeringsomkostning for yderligere kapacitet: 0,57 Meuro/MW (2015 priser)
 - Drift- og vedligeholdelsesomkostningen: 14.000 euro/MW/år (2015 priser). Det inkluderer, at skifte stablen hvert 7. år. Stablen har en degradering på 0,3 % / 1000 timer, som fører til en gennemsnitlig effektivitet på 79 %.
- Elektrolyse (SOEC) – til brint-til-transport (brinttankstationer).
 - Antager 10 % lavere elektrolysevirkningsgrad og 10 % højere inv. omkostning (ingen kilde). Ingen varme-produktion.
- Reversibel elektrolyse – i alle områder med:

- Virkningsgrad 55 % (brint-til-el). Anvender brint fra brint-lager. Inv. omkostning og drift på 10 % af SOEC (ingen kilde).
- Brintproduktionskapacitet Elektrolyse
 \geq Elprod.kapacitet Rev. Elektrolyse / Virkningsgrad.
 - Dvs brintkap. ud = brintkap. ind
- Ingen ramping begrænsning (time-for-time) mellem elektrolyse og rev. Elektrolyse.

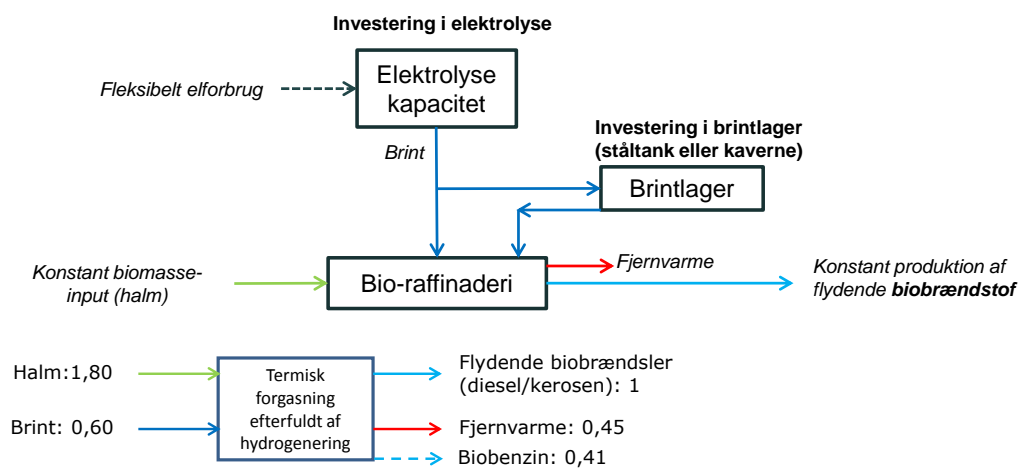
Illustration af reversibel elektrolyse



5.1.2 Brintproduktion til Biofuel-produktion

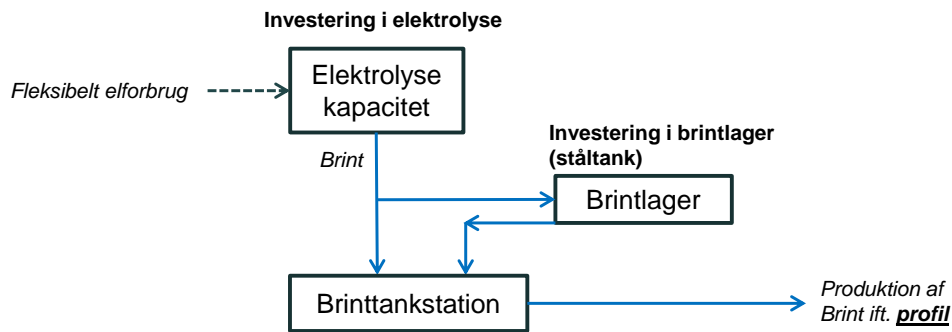
Aggregering af produktion: To centrale områder i DK og ét område i hvert øvrigt land i Nordvesteuropa

- Biodiesel, Biokerosen, (Biobenzin)



5.1.3 Brint-til-transport

Aggregering af produktion: To centrale områder i DK og ét område i hvert øvrigt land i Nordvesteuropa



Profil for brintefterspørgsel i brinttankstationen

Hour	Time	Load (kg)	
1	06:00	8%	Morning rush hour
2	07:00	12%	
3	08:00	8%	
4	09:00	4%	80% in 12 hours
5	10:00	4%	
6	11:00	4%	
7	12:00	4%	
8	13:00	4%	
9	14:00	4%	
10	15:00	8%	Afternoon rush hour
11	16:00	12%	
12	17:00	8%	
13	18:00	4%	
14	19:00	4%	
15	20:00	2%	
16	21:00	2%	
17	22:00	2%	
18	23:00	2%	
19	00:00	0%	
20	01:00	0%	
21	02:00	0%	
22	03:00	0%	
23	04:00	2%	
24	05:00	2%	
Total		100%	

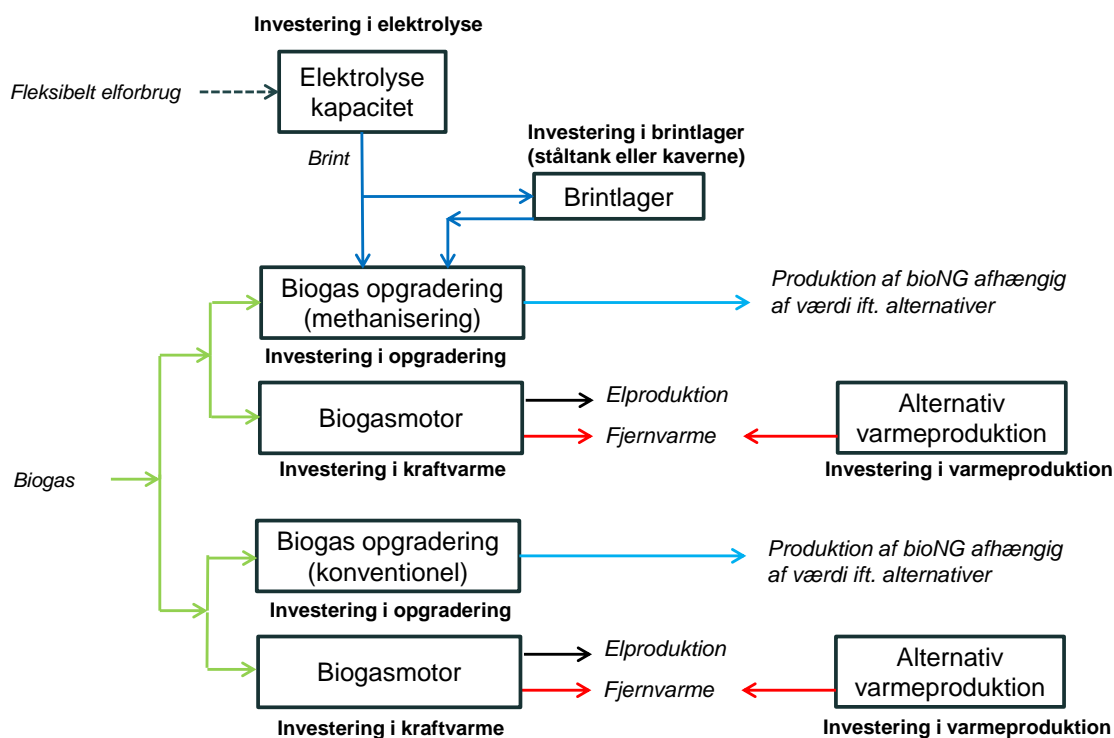
Figur 33. Profil for brintforbrug på tankstation (kilde: H2 Logic)

5.1.4 BioNG-produktion eller kraftvarme

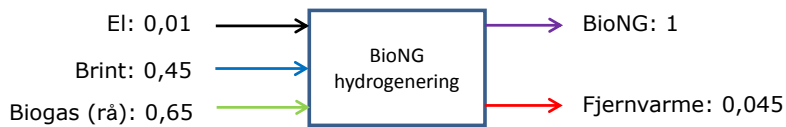
Aggregering af produktion: Fem decentrale områder i hhv. DK Øst og DK Vest.

Biogas kan anvendes til følgende:

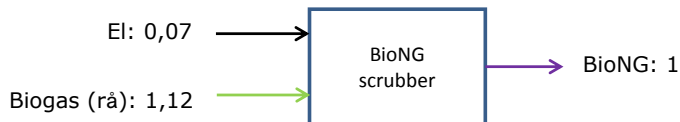
- Konventionel opgradering af biogas til bioNG
- Metanisering af biogas til bioNG
- Kraftvarme



Metanisering af biogas til bioNG:



Konventionel opgradering af biogas til bioNG:



Økonomiske og tekniske data

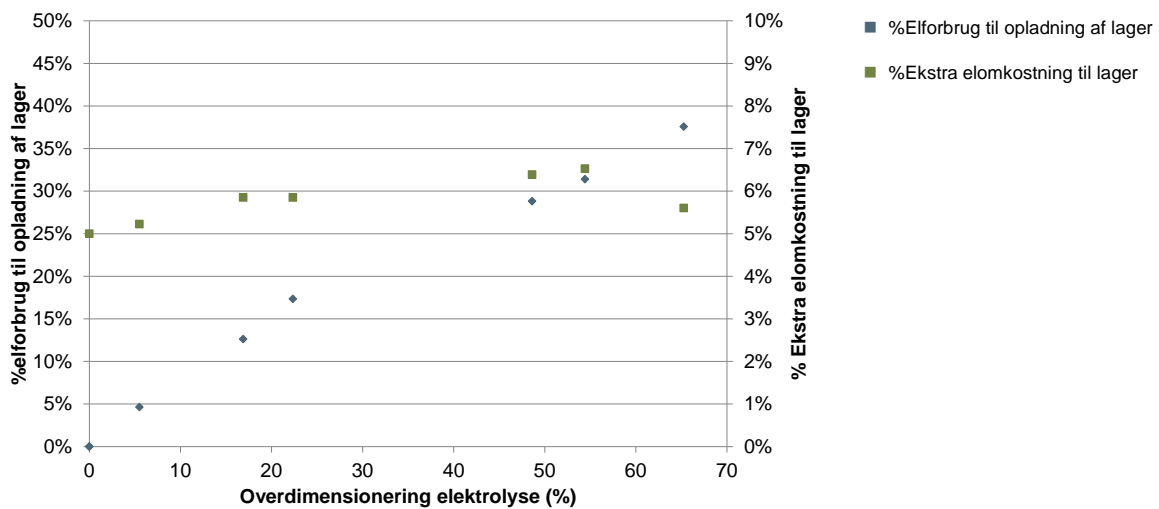
Investerings- og driftsomkostningerne er det samme som i Energibærere notatet (Dansk Energi, 2016). Her er en overblik over alle input dataene til pengestrøm beregningen:

- Gylle-miks pris: 39.30 DKK/GJ
- Gylle-miks input forhold (anaerob forgasning): 1.70 MWh/MWh
- Biogas output forhold (anaerob forgasning): 1.00 MWh/MWh
- El input forhold: 0.09 MWh/MWh
- Anaerob forgasning drift og vedligeholdelse: 100 DKK/MWh
- Anaerob forgasning anlæg: 8610080 DKK/MW
- Anaerob forgasning fuldlasttimer: 8760
- Annuitetsfaktor (8 %, 20 år): 0.10185221
- CO₂-kvotepris: 35.03 €/Ton
- Klima naturgaspris: 5.17 €/GJ
- WEO naturgaspris: 10.34 €/GJ
- Varmeafgift: 19.8 DKK/GJ
- Støtte til biogas opgradering i Klima scenariet: 105 DKK/GJ
- Støtte til opgradering i WEO scenariet: 79 DKK/GJ
- Støtte til kraftvarmeanvendelse af biogas: 79DKK/GJ
- Støtte til varmeproduktion: 33.6 DKK/GJ
- Scrubber opgraderingsanlæg investering: 1996600 DKK/MW
- Scrubber drift og vedligeholdelse: 70775 DKK/MW/År
- Metaniseringsanlæg investering: 327273 DKK/MW
- Metaniseringsanlæg drift og vedligeholdelse: 8182 DKK/MW/År

CO₂-indkomsten er beregnet på, hvor meget CO₂ der udledes af en ny open cycle gas turbine (OCGT) i 2035, når den anvender naturgas.

5.1.5 Brintlagring

- Brintlager (ståltanke) – alle områder med brintproduktion, dvs. biofuel, biogasopgradering og brinttankstationer:
 - Investeringsomkostning sættes til 2,1 mio. .€/MJ = 7,6 euro/kWh (Kilde: Brintkommercialiseringsprojektet, estimat for "Gasbottles" 0,5-1 mio. Nm³)
 - D&V sættes til 2.5 % af investeringen
- Brintlager (kaverne) - kun centrale områder med biofuel-produktion.
 - Investering fra Teknologikataloget.
 - Investering: 0,6 mio.€/MJ
 - D&V på 2 % af investeringen
- Brintlagre ramping: Uden begrænsinger – dvs kapaciteten af elektrolyse og rev. elektrolyse begrænser op/afladning
- Elforbrug til kompression
 - Tab som elforbrug til kompression går fra 5-16 % af LHV afhængig af lagringstrykket. (Kilde: Brintkommercialiseringsprojektet, estimat for 2035).
 - Elforbruget til kompression er inklusiv i det samlede opgørelse af elomkostning til brintproduktionen.
 - Elforbrug til kompression af brinten modelleres for alle brintlagre som tab på 5% for den del af brinten, der forbruges samtidig med den produceres, idet der antages lavt tryk. Brint der oplades i brintlager regnes med 10 % tab pga. højere tryksætning. Med disse antagelser ses de samlede ekstra elomkostninger til kompression på nedenstående graf.

Figur 34 Elforbrug til opladning af lager og ekstra elomkostning til lager

Figur 34 Elforbruget til opladningen af brintlagring stiger i takt med overdimensioneringen af elektrolyseanlægget. På trods af det merforbrug, stiger elomkostninger til lageren ikke, da den kan få gavn af flere lavpristimer med yderligere overdimensioneringen.

5.1.6 Elbiler

- ENS Vindscenariet 2035, ca. 740.000
- Antal skaleres til udlandet ift. forhold af DK personbiler 2011
- Varebiler med el (og andet eltransport medtages ikke som fleksibelt elforbrug)
- Dansk kørselsmønster for elbiler bruges i alle lande.
- Gennemsnit årligt elforbrug 2,4 MWh/elbil
- Ladeeffekt: 5kW pr elbil

5.1.7 CO₂ emissioner antagelser (2035)

- 2.3 kg CO₂ / liter benzin
- 2.6 kg CO₂ / liter diesel
- 204 kg CO₂ / MWh udledning fra en ny open cycle gas turbine (OCGT), når den brænder naturgas i 2035
- Benzin indeholder 34.2MJ/L (0.0095MWh/L)
- Der kræves 287 Wh benzin/km (0.03 L/km)
- Brint er 1.9 så effektiv som benzin (Wh/km)
- Den gennemsnitlige benzin hybridbil, som brintbilen skal erstatte i 2035, udleder 70g CO₂/km

Kilde: Transport & Environment anbefaler et aggressivt mål for nye biler i 2025, som er 70 g CO₂/km. Europa-Kommissionens 2021 mål for nye benzin og diesel biler er 95g CO₂/km. Ifølge Transport & Environment bliver den gennemsnitlige CO₂ emissioner 58 % højere end EU-Kommissionens 2021 mål for nye biler. Hvis den forskel holder, vil nye biler i 2025 udlede 111 g CO₂/km. Vi antager dog, at 70g CO₂/km bliver den virkelige middelværdi i 2035.

Energiindholdet af biobrændsel produktion fra Balmorel er konverteret til de antal liter diesel og benzin, som biodieslen, biobenzinen, og brinten kan erstatte. Derefter er CO₂-emissionerne, som hver liter biobrændsel indeholder, beregnet på basis af U.S. Energy Information Administrations standarder (EIA, 2016), og derefter den mængde benzin, en brintbil kan erstatte, konverteret til CO₂-ækvivalenten for en benzin bil i 2035.

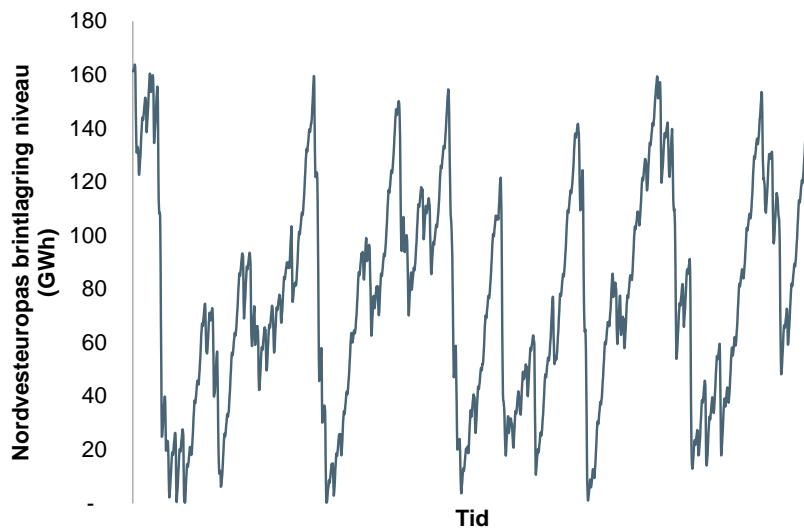
5.2 Uddybende resultater

5.2.1 Brintproduktion driftsmønstre

Det kan være informativt at lære hvordan brintlagere bliver anvendt. **Figur 35** viser hvordan brint lagres i Nordvesteuropa i Klima lav vind scenariet. Brintlageren tømmes typisk 5-6 gange over en 13 ugers simulering, som giver tegn på, at den flytter forbrug fra uge til uge, men ikke fra måned til måned eller fra fx sommer til vinter.

En tidskonstant på omkring to uger afspejler mellemrummet mellem vind produktionsspidser. I gennemsnit kommer vejrsystemer over Danmark hver 10. dage.

Figur 35 Eksempel på brintlager mønster fra brint Klima lav vind simulering



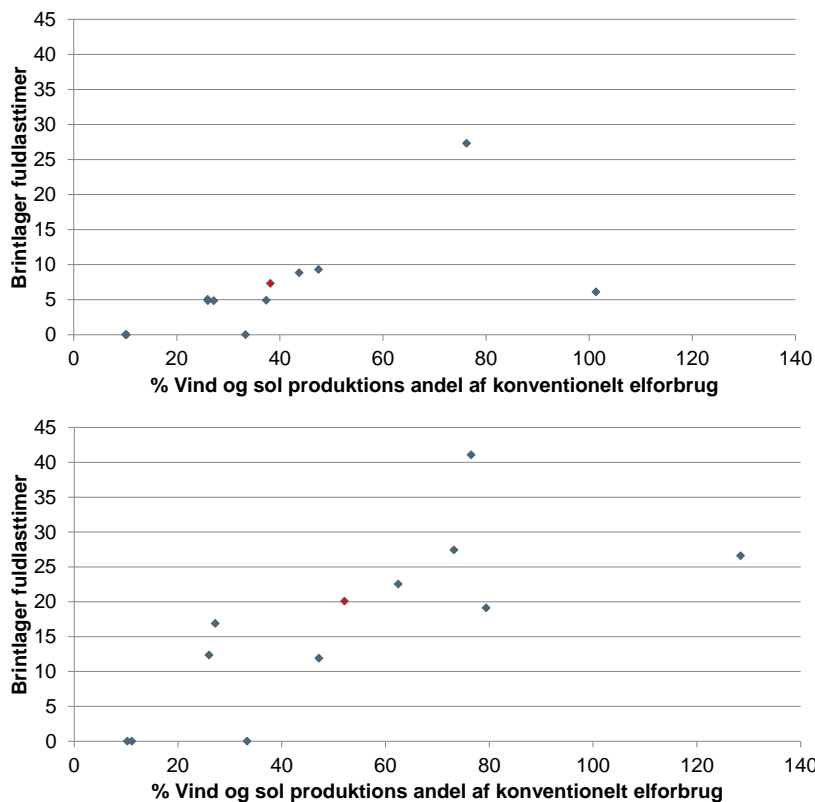
Figur 35 Brintlagre tømmes typisk hver anden uge i hele Nordvesteuropa.

Brintlagre tømmes typisk 5-6 gange over en 13 ugers simulering, som giver tegn på, at den flytter forbrug fra uge til uge, men ikke fra måned til måned eller fra fx sommer til vinter.

5.2.2 Brintlagring i forskellige lande

På figuren ses investeringer i brintlagring for hhv. (Øverst): Klima – Lav vind. (nederst): WEO – Høj vind i landene i Nordvesteuropa. Det ses, at der generelt er voksende brintlager-investering jo højere andel af fluktuerende elproduktion fra vind og sol.

Figur 36 Brintlagerkapacitet (ståltanke) som en funktion af andelen af fluktuerende elproduktion i landene i Nordvesteuropa.



Figur 36 (Øverst): Klima – Lav vind. (nederst): WEO – Høj vind. Rød viser vægtet gennemsnit for Nordvesteuropa. Lande helt uden brintlager er lande med meget vandkraft.

6 Referencer

Ahrenfeldt, 2015	Jesper Ahrenfeldt, 2015 – Personlig kommunikation (og PP-præsentation) Jesper Ahrenfeldt, DTU-Risø
ENDK, 2015	Energinet.dk (ENDK), maj 2015 - " <i>Energikoncept 2030</i> "
ENS (2014)	Energistyrelsen (ENS), maj 2014 - " <i>Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050</i> "
ENS, 2014b	Energistyrelsen (ENS), maj 2014 - " <i>Fjernvarens rolle i den fremtidige energiforsyning</i> "
ENS, 2014c	Energistyrelsen (ENS), maj 2014 - " <i>Biogas i Danmark</i> "
ENS, 2014d	Energistyrelsen (ENS), maj 2014 - " <i>Analyse af bioenergi i Danmark</i> "
ENDK, 2010	Energinet.dk (ENDK), september 2010 - " <i>Energi 2050 – et udviklingsspor for energisystemet</i> "
ENS - FORCE, 2013	Energistyrelsen (ENS), FORCE Technology, juni 2013 - " <i>Technology data for advanced bioenergy fuels</i> "
EWEA (2015)	EWEA, 2015, Wind energy scenarios for 2030
EA (2013)	EA Energianalyse, 2013, Analysis of biomass prices
Dansk Energi (2016a)	Dansk Energi, 2016 Energibærere (Forudsætninger og teknologiudvælgelse)
Dansk Energi (2016c)	Dansk Energi, 2016 "Analyse nr. 23: Brint i fremtidens energisystem" (Konsolidering af projektets analyseresultater)
Dansk Energi (2015)	Dansk Energi, 2015 Elprisscenarier 2020-2035
Dansk Energi et al (2015)	Dansk Energi, Energinet.dk, 2015 Smart Energy
EIA (2016)	U.S. Energy Information Administration, " <i>Carbon dioxide production from burning gasoline and diesel fuel</i> "



DANSK ENERGI
VODROFFSVEJ 59
DK-1900 FREDERIKSBERG C
DENMARK

+45 3530 0400
WWW.DANSKENERGI.DK
DE@DANSKENERGI.DK
