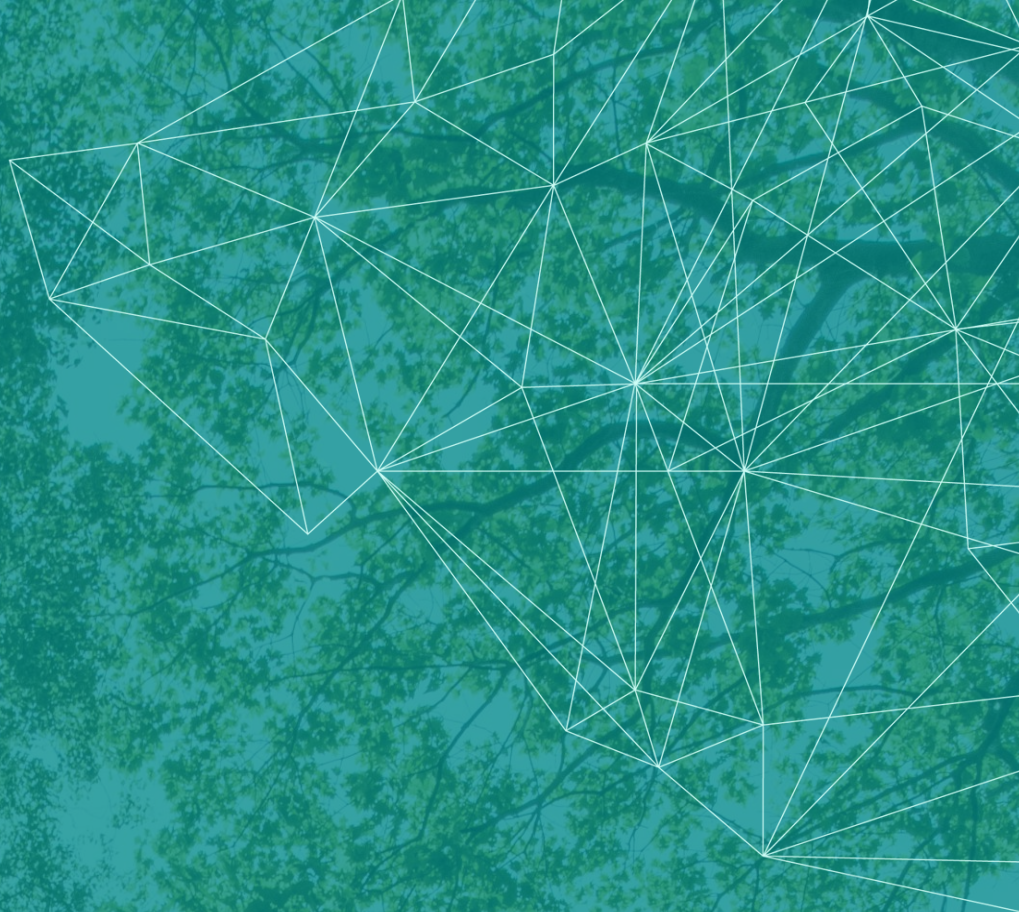




ENERGINET
Systemansvar



NOVEMBER 2022

SYSTEMPERSPEKTIVANALYSE 2022

UDVIKLINGSVEJE MOD FREMTIDENS ROBUSTE ENERGISYSTEM

Analyse med fokus på omkostningseffektive og robuste systemløsninger til klimaneutralitet, storskala havvind og grøn energiindustri

INDHOLD

HOVEDSEKTION

- Opsummering af konklusioner
- Resumé
- National og international ramme
- Analysemodel, scenarier og hovedresultater

SIDE 4-20



FOKUSOMRÅDER

- På tværs af energibærere
- Brint i energisystemet
- Fremtidens elsystem
- Grøn gas og grønt kulstof

SIDE 21-44

SIGTELINJER FOR SYSTEMUDVIKLING

Udviklingstiltag i retning mod
100 % vedvarende energi i ener-
gisystemet

SIDE 45-54



SYSTEMPERSPEKTIVANALYSE TIL UDVIKLINGSPLANER, VIDENSDELING OG INSPIRATION

Formålet med Energinets systemperspektivanalyser er at analysere mulige langsigtede udviklingsforløb for energisystemet som ét samlet system og på den baggrund give input til den langsigtede planlægning af el- og gasinfrastruktur samt den brede systemudvikling, der er nødvendig for at håndtere den markante omstilling, som energisystemet står foran.

Analysen tager udgangspunkt i det danske energisystem anno 2030, hvor et bud på energisystemet, efter implementeringen af tiltagene fra *Klimaaftale om grøn strøm og varme 2022* (juni 2022) og *Analyseforudsætningerne 2022 (høringsversion)*, danner referencescena-riet. Ud fra dette ambitiøse grundlag simuleres mulige udviklingsveje for tiden efter 2030 og frem mod et klimaneutralt energisystem. Frem mod 2030 udvikles energisystemet hastigt, men infrastruktur og energiforbrugende og -producerende anlæg er ikke blot elementer i at nå en 2030-ambition. Det er elementer, der er en integreret del af det danske energisystem i hele deres levetid, der forventes at spænde til op mod 50 år. Analysen bruges til at sætte den nuværende udvikling i et langsigtet perspektiv med flere forskellige udfald og danne grundlag for vurdering af robustheden af aktuelle initiativer samt identificere tværgående fællesnævner og synergier.

Rapporten står på skuldrene af en lang række andre analyser og projekter som eksempelvis Energinets tidligere udgivne rapport *Systemperspektiver ved 70 %-målet og storskala havvind, projektet RE-INVEST*, mv. En række tidligere grundigt analyserede og belyste konklusioner om energisystemets udvikling frem mod 2030 behandles derfor ikke i detaljer i denne analyse. Det gælder eksempelvis, at direkte elektrificering af store dele af energiforbruget er essentielt for den grønne omstilling, og at omfattende digitalisering af energisektoren er bydende nødvendigt for at realisere potentialerne i sektorkobling.

Rapporten præsenterer et udvalg af øvrige generelle og specifikke problemstillinger for energisystemet og opsummerer i sidste sektion, hvordan disse resulterer i forskellige udviklingsbehov i Energinet.

Omstilling af det danske energisystem kræver et omfattende samspil på tværs af sektorer, og vi håber, at analysen vil bidrage til at sætte den brede udvikling i perspektiv og inspirere til bred dialog om udviklingsvejene frem til et klimaneutralt energisystem.

OPSUMMERING AF KONKLUSIONER

➤ **Sammentænkning af el-, gas- og brintinfrastruktur afgørende for et robust dansk energisystem**

VE-udbygning efter 2030 med helt op til 35 GW havvind i Nordsøen er analyseret (en tidobling af VE-elproduktion ift. i dag). Afgørende for, at en udbygning i den størrelsesorden kan lade sig gøre, er, at et kommende brintsystem designes under hensyn til de langsigtede ambitioner og samoptimeres med elsystemet. Gøres det, kan Danmarks infrastruktur være gearet til både klimaneutralitet og en massiv udbygning med VE og PtX, så Nordsøens store VE-potentialer kan realiseres. Etableringen af brintinfrastruktur kan reducere mængden af synlig elinfrastruktur ift. alternative scenarier uden brintinfrastruktur.

➤ **Offshore produktion af brint kan blive relevant**

Den optimale model for systemintegration af havvind er afhængig af afstanden fra kyst til vindmøllepark. Analysen indikerer, at ved kortere afstande (under 50 km.) er AC-forbundne parker med elektrolyseanlæg på land mest omkostningseffektivt. På større afstande kan den mest omkostningseffektive løsning potentielt være elektrolyse ved en offshore hub eller integreret i vindmøllerne. Offshore elektrolysekoncepter er ikke afgørende for realisering af Nordsøpotentialet, men rammerne for udviklingen af vindprojekter såvel som potentiel offshore brintinfrastruktur bør åbne for udnyttelse af potentialet. Arbejdet med energigør i Nordsøen har i de senere år udviklet sig i en retning, hvor også decentrale platforme er en vigtig del af løsningen.

➤ **Fleksibilitet giver nye muligheder for udnyttelsen af elnettet – men kræver udvikling**

Frem mod 2030 udbygges fleksible ressourcer som PtX, elbiler, varmepumper, batterier mv. potentielt så markant, at fleksibiliteten ofte kan udgøre mere end 20 GW (svarende til ca. fire gange kraftværkskapaciteten i 2022). Ved at udnytte denne fleksibilitet i systemdriften (bl.a. som supplerende netreserve og geografiske regulerkraftbud) kan udnyttelsen af elnettet øges. Det gør driften mere kompleks og kræver betydelig udvikling af systemdriften og et tættere samspil mellem TSO og DSO at nyttiggøre disse ressourcer.

➤ **Gradvis tilpasning af markedsløsninger til det integrerede energisystem**

Integration af op til 35 GW havvind sammen med udbygning af landvind og sol er en så markant ændring, at et tættere samspil mellem energimarkederne og den fysiske infrastruktur for både el og brint bliver helt afgørende i det integrerede energisystem. I dag har vi fokus på dette i udviklingen af et nyt tarifsystem, men udvikling af løsninger, der i højere grad kobler marked og fysik i det integrerede energisystem, er forsat et vigtigt indsatsområde.

➤ **Store mængder vind og sol vil ændre systemets dynamik**

En høj udnyttelsesgrad af elsystemet tættere på den fysiske grænse øger behovet for høj indbygget robusthed i elsystemet. Massiv udbygning med inverterbaseret produktion fra vindkraft og solceller, HVDC-forbindelser, effekt-elektronik tilsluttet forbrug til PtX, varme og transport i både Danmark og nabolande reducerer adgang til klassisk systemrespons og stabilitet fra kraftværker og aktualiserer behovet for at vurdere og udvikle systemstabilitet i den kontekst.

➤ **Nye teknologier til konvertering af metangas kan være et vigtig bindeled mellem metan, brint og CO₂**

Metangassystemet kan med eSMR-teknologi og etablerede gaslagre give et samspil med brintsystemet ved produktion af grønne brændstoffer. Sammentænkning af brint og det overordnede metangassystem med lagre er vigtigt i både en dansk og europæisk omstilling for at tilvejebringe forsyningssikkerhed.

RESUMÉ

Fremtidens danske energisystem er et grønt og sektor-integreret energisystem. Det er vurderet gennem mange analyser og bakket op af politiske ambitioner. Denne analyse står på skuldrene heraf og har fokus på langsigtet udvikling af energisystemet med start i 2030. Herfra analyseres forløb frem mod et klimaneutralt energisystem. Undervejs udforskes forskellige infrastruktur-, markeds- og systemdriftstiltag i et bredt fremtidigt udfaldsrum, og tiltagenes robusthed over for forskellige udfald testes i en samlet økonomisk og teknisk optimeringsmodel. Resultatet er de opsummerende konklusioner vist på side 5 samt en identifikation af 10 afgørende elementer, som den nuværende udvikling skal kunne rumme for at få det bedste ud af det sektorkoblede energisystem.

1) Effektiv integration af store mængder havvind medfører brintproduktion på land og muligvis til havs

I analysen ses på forskellige koncepter for at realisere en udbygning på op til 35 GW havvindmøller i Nordsøen. En del af elproduktionen vil blive anvendt til direkte elektrificering, men en betydelig del af energien føres til brintproduktion via elektrolyse. Der er vurderet forskellige offshorekoncepter med forskellige placeringer af elektrolyse: i ilandføringspunktet på land, på hubs til havs og i dedikerede brintproducerende vindmøller. Herunder også såkaldt "overplanting" hvor der etableres elektrolyse ved ilandføringspunktet, således at vindmølleparken kan være større end den kapacitet der kan indføres i elnettet.

Ved havvind med radial ilandføring, som er standard for havvind i dag, er landbaseret elektrolyse mest hensigtsmæssig. Ved større afstande, hvor HVDC er nødvendigt til ilandføring (typisk ved mere end 50 km), kan en kombination af elektrolyse på land og til havs potentielt være omkostningseffektivt.

Der sker en betydelig udvikling inden for standardiserede offshorekoncepter, og der er internationalt fokus på platformsløsninger til elektrolyse, rene dedikerede brintmøller mv. Det er vigtigt, at der i udviklingen af offshore energihubs/-øer er fokus på samspil med den løbende teknologiuudvikling. [Læs mere på side 23.](#)

2) Synergi mellem brint- og elinfrastruktur

Brintinfrastruktur har en helt afgørende rolle i at sikre effektiv indpasning af de betydelige mængder VE-

produktion, der skal etableres i de kommende år, og kan udgøre et væsentligt element i at begrænse behovet for etablering af luftledninger, hvis placering og drift sammentænkes med elinfrastrukturen.

Etablering af brintinfrastruktur, inkl. lagre, er analyseret i forhold til et langsigtet potentiale på op til 35 GW havvind i Nordsøen. Det vurderes, at det er både hensigtsmæssigt og muligt at etablere brintinfrastruktur frem mod 2030 på en måde, så det samtidig understøtter en fortsat udbygning af storskala havvind i Danmark. Etablering af brintproduktion og -infrastruktur tæt ved ilandføringspunktet for havvind muliggør vindmølleparker med større kapacitet, end der kan fødes ind på elnettet (overplanting).

Adgang til billig storskalalagring af brint er centralt for at få udnyttet fleksibiliteten i brintproduktion, og muligheden for adgang til en stabil mængde af brint kan sikre god udnyttelse af anlæg, der videreforarbejder brint til f.eks. ammoniak og jetbrændstof, industri mv. Allerede ved etablering af et brintrørssystem vil der være adgang til et lager i form af rørkapaciteten (linepack), uanset om det er forbundet til kavernerne eller ej. Analysen viser, at samspillet mellem linepack (høj lagereffekt over døgnet) og kavernelager, der kan lagre til uger/måneder, kan være et godt element i at sikre balancering af energisystemet og forsyningssikkerhed.

[Læs mere på side 22 og side 25.](#)

3) Dyb markedsudsættelse til håndtering af investering og systemtilstrækkelighed

Elsystemet udbygges i scenarierne fra i dag at håndtere ca. 20 TWh vind/sol til på længere sigt at håndtere over 250 TWh elproduktion fra havvind, landvind og sol. Det er en så markant ændring, at samspillet mellem marked og fysik i elsystemet bliver helt afgørende. Markedssignalerne til investering og drift af energianlæg vil optimalt set i højere grad skulle afspejle de fysiske forhold og begrænsninger i det integrerede energisystem, så infrastrukturen udnyttes bedst muligt.

I analysen sker optimeringen modelmæssigt ved opdeling i 10 elmarkedsområder, der udtrykker markedsprisen og et tilsvarende antal mindre samplaceringszoner. Dertil kan anvendes en lang række forskellige tiltag til samspil mellem marked og fysik, som ikke undersøges nærmere i denne analyse. Tiltagene kan være alt fra

værktøjer i regulerkraftmarkedet over specifikke tilslutningsaftaler til en finere prisområdeopdeling. Det vigtige er, at der skabes de rette incitamenter til, at fleksibilitet fra de nye forbrug som PtX, varmepumper, elbiler, lagre osv. udnyttes hensigtsmæssigt til at undgå overbelastninger i elnettet.

Med den tættere kobling af marked og fysik til at sikre systemtilstrækkelighed ændres begrebet forsyningssikkerhed til i højere grad at være domineret af system-sikkerhed (højt fokus på at elsystemets drift er intakt ved en hændelse). Markedsløsninger, hvor realtidspri-sen/regulerkraftprisen er tilgængeligt bredt ud til slutforbruget i den rette geografiske opløsning, kan være centrale for at opnå tilstrækkelig forsyningssikkerhed på omkostningseffektiv vis. Det er en markant system-mæssig ændring fra i dag, hvor en del fleksibelt forbrug reagerer på day-ahead-prisen og derfor ikke kan reagere ved en mere akut hændelse i systemet, hvor der er behov for, at der tages hensyn til produktionskapacite-ten og nettstanden i realtid. [Læs mere på side 30.](#)

4) Øget udnyttelse af elinfrastruktur med fleksibelt forbrug som netreserve

I dag drives elsystemet med den grundantagelse, at forbrug ikke må afbrydes under normaldrift. Der indregnes ved systemdrift derfor løbende en reservekapacitet i elnettet til at håndtere udfald af eltransmission og -produktion uden at afbryde forbrug. Det nye, store og forventeligt fleksible elforbrug fra PtX, elbiler, varmepumper osv. giver en mulighed for at frigive dele af den traditionelle reserve i elnettet til øget eltransport, ved at det fleksible elforbrug via markedssignaler kan nedreguleres hurtigt, hvis der sker hændelser i elnettet, der tilsiger et sådant behov. Derved øges udnyttelsen af nettets kapacitet. [Læs mere på side 32.](#)

5) Sikring af TSO-DSO-samspil er et vigtigt indsatsområde for at håndtere distribueret produktion og forbrug

Den kraftige elektrificering helt ud mod slutforbruget i form af varmepumper, elbiler, solceller, batterier mv. gør samspillet mellem TSO (transmissionsselskaberne) og DSO (distributionsselskaberne) vigtigt. Med effektive prissignaler på TSO-niveau er markedsløsninger til at håndtere elnet-flaskehalse helt frem til slutforbruget (DSO) også afgørende. Analysen viser, at allerede frem mod 2030 kan der opstå flaskehalse på DSO-niveau i timer med lave elpriser, f.eks. ved at elbiler vil lade.

Nye tiltag som f.eks. mere dynamiske tariffer på DSO-niveau til at håndtere flaskehalse i timer med lave elpriser på TSO-niveau kan være en af flere løsningsveje. Det vil sige, at et godt samspil mellem TSO/DSO markedsløsninger er helt centralt i det fremtidige elsystem.

[Læs mere på side 35.](#)

6) Aktivering af VE-ressourcer til systemstabilitet

Systemstabilitet er ikke analyseret, men der er vurderet på adgang til ressourcer, der kan levere stabilitet. Generelt reduceres kraftværksdriften betydeligt i de analyserede scenarier. Samtidig bygges der nye, meget store, hurtigt regulerende anlæg, der potentielt kan levere spændingsregulering og systemstabilisering med inerti og systembærende (grid forming) egenskaber. Herunder f.eks. havvind, HVDC-ilandføringer, landvindmøller, store solcelleanlæg og store PtX-anlæg. Det er derfor et vigtigt indsatsområde at vurdere perspektiver i aktivering af de nye ressourcer (tilsluttet via effektelektronik) til at sikre stabilitet i elsystemet; herunder en nødvendig indsats for standardisering, krav i udbud af kommende havvindmølleparker og solcelleanlæg osv., men også løbende udvikling af kontrolrummet med dynamisk stabilitetsmonitorering (DSA). Stabiliteten kan i et vist omfang sikres med synkronkompensatorer, og i særlige perioder sikres ved tvangsdrift af centrale værker. Sidstnævnte er erfaringsmæssigt en dyr løsning og er i mindre grad en mulighed på længere sigt. Fortsat udvikling af systembærende egenskaber ved udbygning af VE er derfor et fokusområde. [Læs mere på side 33.](#)

7) Biogaspotentiale til eksport og højværdi PtX-produkter

Analysen viser, at direkte elektrificering af opvarmning og dele af industriel procesvarme er samfundsøkonomisk effektivt. Behovet for metangas til opvarmning og industri forventes derfor at blive reduceret betydeligt de kommende år. Samtidig udbygges produktionen af biogas markant. Frem mod 2030 forventes biogasproduktionen at kunne dække det nationale forbrug af gas. Hvis biogasudbygningen fortsætter, vil produktionen ofte overstige gasforbruget i mange gasdistributionsområder. Udviklingsvejen for at håndtere dette kan være eksport af opgraderet biogas, men analysen viser også, at forædling af biogas til højværdiprodukter, som jetbrændstof mv., er en attraktiv mulighed i tråd med visionen om klimaneutralitet i Danmark.

Nye elbaserede teknologier som eSMR (electrically driven steam methane reforming) kan bringes i spil til at dekomponere metan og biogas (inkl. CO₂) til syntesegas (brint og CO). Det åbner en række nye muligheder for at bruge biogas til produktion af højværdiprodukter såsom jetbrændstoffer mv.

Teknologien er som sådan ikke ny og har indgået i scenarier og innovationsprojekter i flere år. Systemløsninger med eSMR kan placeres både centralt i de store sektorkoblingszoner, decentralt ved regionale knudepunkter, hvor biogas, brint og CO₂ kobles med PtX-produktion, eller helt lokalt ved et stort biogasanlæg. Et stærkt samarbejde mellem TSO og DSO på gas er værdifuldt med henblik på at vurdere de muligheder, denne teknologi potentielt åbner for.

[Læs mere på side 37.](#)

8) CCU/CCS i samspil med PtX

Både CCU og CCS har i scenarierne et betydeligt potentiale på længere sigt. Fossil CO₂ vurderes primært relevant til CCS, hvor der er et betydeligt potentiale for hurtig deponering af CO₂ fra cementproduktion, fossil raffinaderiaktivitet og afbrænding af fossilt affald. Til CCU antages der behov for ikkefossil CO₂ (til at producere grønne brændstoffer). CO₂ fra biogent kulstof er i dag primært tilgængeligt fra biomasse-kraftvarmeværker og biogasanlæg. I takt med massiv udbygning af elproduktion fra vind og sol, stigende andel af varme fra PtX samt varmepumper reduceres driftstiden for biokraftvarme meget markant. Det medfører, at biokraftvarme som kulstofkilde til PtX bliver relativt dyr ift. alternativer med pyrolyseveje, hydrothermal liquefaction (HTL), termisk forgasning mv. Det medfører igen, at biomassen kun i mindre grad omsættes til CO₂ i kraftværker, og derfor et øget behov for at kunne drive elsystemet stabilt uden kraftværker.

Direkte brug af biogas til brændstofproduktion (eSMR) reducerer også adgang til CO₂ fra biogasopgradering. Samlet set medfører disse udviklinger, at der på kort sigt kan blive mangel på CO₂ til PtX. Adgang til VE-kulstof er relativt begrænset, indtil direct air capture (DAC) er modent. Set i forhold til den ret begrænsede adgang til biogent CO₂ er det en udfordring, hvis denne deponeres (CCS) på lange kontrakter, som afskærer

mulighed for skalering af PtX til VE-diesel, flybrændstof mv. (CCU). [Læs mere på side 40.](#)

9) Direct air capture i samspil med PtX forventeligt omkostningseffektivt efter 2030

CO₂-indfangning fra atmosfærisk luft (DAC) er en teknologi, som inden for en overskuelig fremtid potentielt kan indfange CO₂ til CCU og CCS til en pris på under 1500 DKK/ton. Den teknologi, som er mest lovende p.t., anvender varme ved ca. 100 grader som input. Der er derfor en meget oplagt symbiose med PtX-produktion, der afgiver varme (bl.a. ved elektrolyse og flybrændstof-produktion). Kickstart af denne symbiose er derfor et vigtigt indsatsområde i forhold til målsætningen om klimaneutralitet. [Læs mere på side 43.](#)

10) Potentiale for klimaneutralitet, grøn industri og eksport

Med en effektiv sektorkobling, dyb markedsudsættelse af systemdrift, øget udnyttelse af elinfrastruktur, etablering af brintinfrastruktur, kraftig elektrificering af varme- og transportsektoren osv. samtidig med skalering af PtX og DAC kan der etableres et system, der understøtter samlet klimaneutralitet i Danmark. Der er her antaget et behov for en negativ udledning på 10 mio. ton CO₂ fra energisektoren gennem CO₂-deponering fra indfanget CO₂ og pyrolyse, fast biokulstofdeponering, således at udledning fra aktiviteter uden for energisektoren balanceres.

Der er med 6 GW energihub i Nordsøen el til rådighed til at gøre Danmark klimaneutralt i 2035 (inkl. udenrigsluftfart og kompensering for udledninger uden for energisektoren). Det indebærer en række tiltag, som nævnt ovenfor, og kræver en målrettet indsats i forhold til en implementering. Det ligger uden for Energinet at forholde sig til, om dette scenarie for hurtig klimaneutralitet realiseres, men som afdækning af udfaldsrum er det et potentielt scenarie, der er analyseret. Hvis de beskrevne tiltag med infrastruktur (inkl. brint) og effektiv sektorkoblet systemdrift realiseres, er der mulighed for at opskalere havvind videre mod 35 GW i perioden frem mod og efter 2035. Dette danner grundlag for betydelig vækst i grøn energiindustri, eksport af el, brint og højværdi, forædlede energiprodukter som f.eks. flybrændstof, metanol og ammoniak. [Læs mere på side 17.](#)

NATIONAL RAMME SOM GRUNDLAG FOR SCENARIER

KLIMAAFTALEN FRA JUNI 2022 SÆTTER RAMMEN FOR DANMARKS AMBITION FOR ENERGISYSTEMET FREM MOD 2030 OG VIDERE FREM MOD KLIMANEUTRALITET

Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022 (Klimaaf tale) indeholder en målsætning om en firedobling af produktionen fra landvindmøller og solcelleanlæg. Det vil samlet producere ca. 60 TWh strøm. Der er ligeledes ambitioner om at etablere flere havvindmøller, så kapaciteten samlet når mere end 10 GW i løbet af 2030.

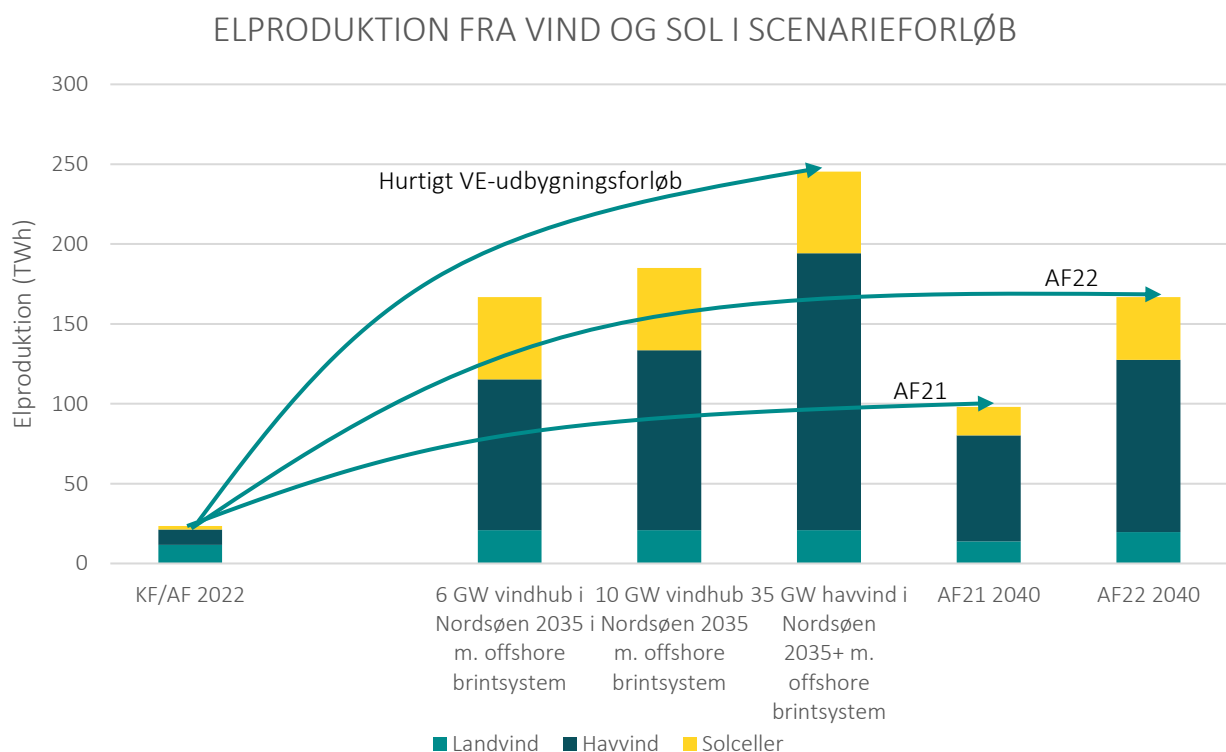
Med en mindre, grøn brændselsbaseret, spidslast elproduktion overstiger VE-elproduktionen samlet 100 TWh. Dette er mere end en firedobling af hele VE-elproduktionen fra 2022! Den store mængde strøm skal til for at forsyne den ambitiøse direkte elektrificering af opvarmning, industri og transportsektorerne og dermed realisere Klimalovens målsætning om 70 % reduktion af drivhusgasemissioner i 2030 sammenlignet med 1990. Samtidig er der strøm nok til de 4-6 GW elektrolyseanlæg, jf. PtX-aftalen, som det er ambitionen at få etableret frem mod 2030. Det tegner en ud-

vikling mod et energisystem, der er markant anderledes og mere systemintegreret end det, der er i Danmark i dag. Udviklingen, som Klimaaf talen skitserer, er den, der danner referencescenariet for analyserne i denne rapport.

UDNYTTELSE AF NORDSØENS POTENTIALE

Klimaaf talen adresserer ikke alene 2030-ambitioner, men rækker også længere ind i fremtiden. De danske havvindressourcer overstiger langt den energi, Danmark skal bruge til en videre fuld omstilling til klimaneutralitet.

Allerede i scenariet med 6 GW offshore vindhub i Nordsøen er der tilstrækkelig elproduktion til at forsyne en dansk omstilling til klimaneutralitet. Produktion derudover kan eksporteres som strøm, brint eller VE-brændstof eller forsyne ny industri.



Figur 1: Oversigt over VE-elproduktion i de analyserede scenariefør løb sammenholdt med analyseforudsætningerne. AF22 (høringsversion) er overordnet set på niveau med AF21 tillagt produktion beskrevet i Klimaaf talen om grøn strøm og varme, juni 2022. Bemærk, at årstallene i bunden skifter. "2035+" henviser til, at det er i et uspecifiseret år efter 2035.

>>

Alene i den danske del af Nordsøen vurderes det, at der er potentiale til at etablere over 35 GW havvindmøller, svarende til en produktion på ca. 160 TWh med dagens teknologi. På baggrund af det identificerede potentiale er der skabt flere analyseforløb frem mod 2035-2040.

Herunder er udbygningsforløb:

- 2035 med 6 GW vindhub Nordsøen og i alt 21 GW havvind i DK (på niveau med AF22 (høringsversion))
- 2035 med 10 GW vindhub i Nordsøen og i alt 27 GW havvind i DK
- 2035+ med 35 GW havvind i Nordsøen og i alt 43 GW havvind i DK. Dette er på niveau med langsigtet (2050) højt forløb i AF22 (høringsversion).

Se endvidere uddybning af scenarier på side 18.

STORT VINDPOTENTIALE SKABER FORSKELLIGE UDVIKLINGSVEJE, DER BELYSES I SCENARIER

Det store, danske vindpotentiale skaber et betydeligt "frirum" til, at Danmark kan gå i én eller flere af flg. udviklingsretninger:

- Pilotland for innovation, udvikling og skalering af avanceret højværdi PtX som flybrændstoffer, metanol, ammoniak mv.
- Centrum for tungt, fast elforbrug, som fremover ønskes VE-baseret (datacentre, kemikalier, plast, stålproduktion- og forarbejdning, cement osv.)
- Eksportør af "råenergi" i form af el og brint.

Analysen opererer med flere scenarier, og det er ikke nødvendigvis enten/eller. Der er en systemværdi i at have stort, fast elforbrug forsynet fra vindkraft og solceller, fordi det giver potentiale for en ekstra udbygning med vind og sol, hvor el kan bruges til PtX i perioder, hvor der er rigeligt med el i forhold til det faste forbrug. Elforbruget i de analyserede forløb afspejler udviklingspotentialerne.



EUROPÆISK RAMME

ENERGIFORSYNING ER I HØJ GRAD ET EUROPÆISK SAMARBEJDE. DEN DANSKE EL- OG GASINFRASTRUKTUR ER DIREKTE FORBUNDET TIL VORES NABOLANDE.

Perspektivanalysen antager europæiske scenarier for elpriser og globale priser på ammoniak og øvrige avancerede PtX-brændstoffer som rammebetingelse.

Danmark er tæt integreret med omgivende lande i Europa, både i el- og gassystemet og på sigt potentielt også brintsystemet. Priser på både el, gas og brint i Europa har derfor afgørende betydning for energiflow og økonomi for det danske energisystem.

Scenarier for udvikling af det europæiske energisystem, og derved priser på el, brint og gas, er antaget ud fra europæiske scenarier udarbejdet ved Energinets samarbejde med de øvrige europæiske TSO'er på el (ENTSO-E) og gas (ENTSOG). Der defineres i dette arbejde tre bærende scenarier: National Trends (NT), Distributed Energy (DE) og Global Ambition (GA).

- **National Trends, NT:**

National Trends er sammensat af de forskellige TSO'ers bedste bud på udviklingen af et energisystem, som afspejler nuværende nationalpolitiske tiltag for omstilling af energisektoren. Scenariet er særligt i europæisk sammenhæng relativt konservativt i forhold til den grønne omstilling. Og EU er da heller ikke kompatibel med Paris-aftalens målsætninger i dette scenarie. Scenariet er detaljeret dokumenteret og danner grundlag for basecase i analyseforudsætningerne. Men da scenariet er ret konservativt, anvendes også mere ambitiøse scenarier (DE og GA).

- **Distributed Energy, DE:**

DE er et scenarie, hvor storyline er fokuseret mod en øget europæisk selvforsyning af energi samt større energieffektivisering, som i høj grad sker gennem en øget direkte elektrificering. Der udbygges markant med både havvind og decentrale løsninger som landvind og solcelleanlæg på både markanlæg og taganlæg. Idet det er et mål at sænke importen af energi, heriblandt gas, skal den europæiske produktion af VE-gas øges. Dette sker i høj grad igennem Power-to-X, hvor der bygges store mængder elektrolyse i Europa.

For at forsyne det nye elforbrug bliver det nødvendigt med en kraftig udbygning med vedvarende energi i Europa.

- **Global Ambition, GA:**

GA er et scenarie, hvor Europa fortsat i høj grad vil bruge global handel i udviklingen og dekarboniseringen af energisystemet. Dermed vil fokus både være på at omstille systemet ved at producere vedvarende energi i Europa fra store centrale anlæg som havvind, men samtidig vil der være åbenhed for større import af grønne gasser fra kilder uden for EU. For at kunne dekarbonisere hurtigt og ambitiøst fastholdes atomkraft i højere grad end i DE-scenariet, og der bruges i større omfang CCS til at opfange og lagre CO₂ som virkemiddel til at sænke udledningerne.

I EU's vision *REPowerEU* er der lagt op til en forceret udfasning af den betydelige afhængighed af importerede fossile brændstoffer som EU i dag er bundet af. Samtidig er der et fastholdt ambitionsniveau om at reducere udledning af klimagasser, så EU leverer et omstillingsforløb, som er i overensstemmelse med Paris-aftalens ambitioner. Af de tre ovenstående scenarier er det særligt scenariet Distributed Energy (DE), som beskriver denne udviklingsretning.

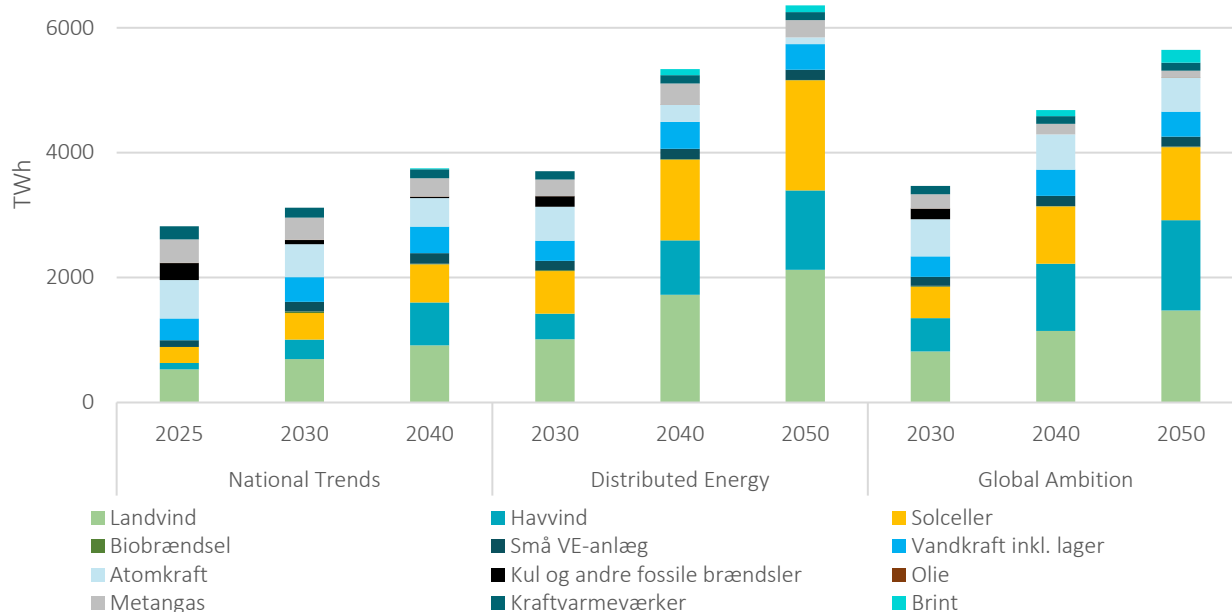
I perspektivanalysen anvendes Distributed Energy-scenariet i base case som international rammebetingelse.

ENTSO-E/ENTSOG-scenarierne er udgivet i 2020- og 2022-versioner. I de generelle analyser anvendes 2020-versionen, som er detaljeret implementeret og analyseret i Energinets analysesetup, med opdateringer i maj 2022 af brændsels- og CO₂-priser.

Figur 2 viser kapaciteter for vind, sol og PtX i Europa i TYNDP 2022.

Detaljeret beskrivelse af ENTSO-E/G scenarierne for både ENTSO-E/G TYNDP20 og TYNDP22 scenarierne er at finde på linket: [Scenarios - TYNDP \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu/Scenarios-TYNDP)

SAMLET ELPRODUKTIONSKAPACITET I DE EUROPÆISKE SCENARIER



Figur 2: Elproduktionskapacitet i de tre europæiske scenarier i studiet Ten Year Network Development Plan 2022 (TYNDP22). Bemærk at rapportens øvrige beregninger primært anvender data fra TYNDP20.

Internationale priser på PtX-produkter

ENTSO-E/G-scenarierne forholder sig ikke detaljeret til internationale priser på PtX-brændstoffer som VE-ammoniak og flybrændstoffer.

Randværdibetingelsen for analyserne har betydelig indflydelse på værdien af at etablere brintinfrastruktur; herunder værdi af brint eksporteret til det tyske marked og værdi af ammoniak, metanol, flybrændstof mv. eksporteret til globalt marked. Der anvendes her som basecase flg. forudsætninger:

Brint

Der antages en pris på 125 DKK/GJ ved afsætning til det tyske marked i 2035. Prisen er for spotleverance, dvs. ikke krav om fast leverance. Der beregnes også en realiseret pris ved krav om fast leverance på op til 40 TWh ved udbygning op til 35 GW offshore i DK del Nordsøen. Ved denne beregning er der mulighed for at optimere investering i brintlagring.

I forhold til vurdering af eksport af PtX-produkter, jf. endvidere Energistyrelsens notat om [Eksport af PtX-produkter af nov. 2021](#).

Ammoniak

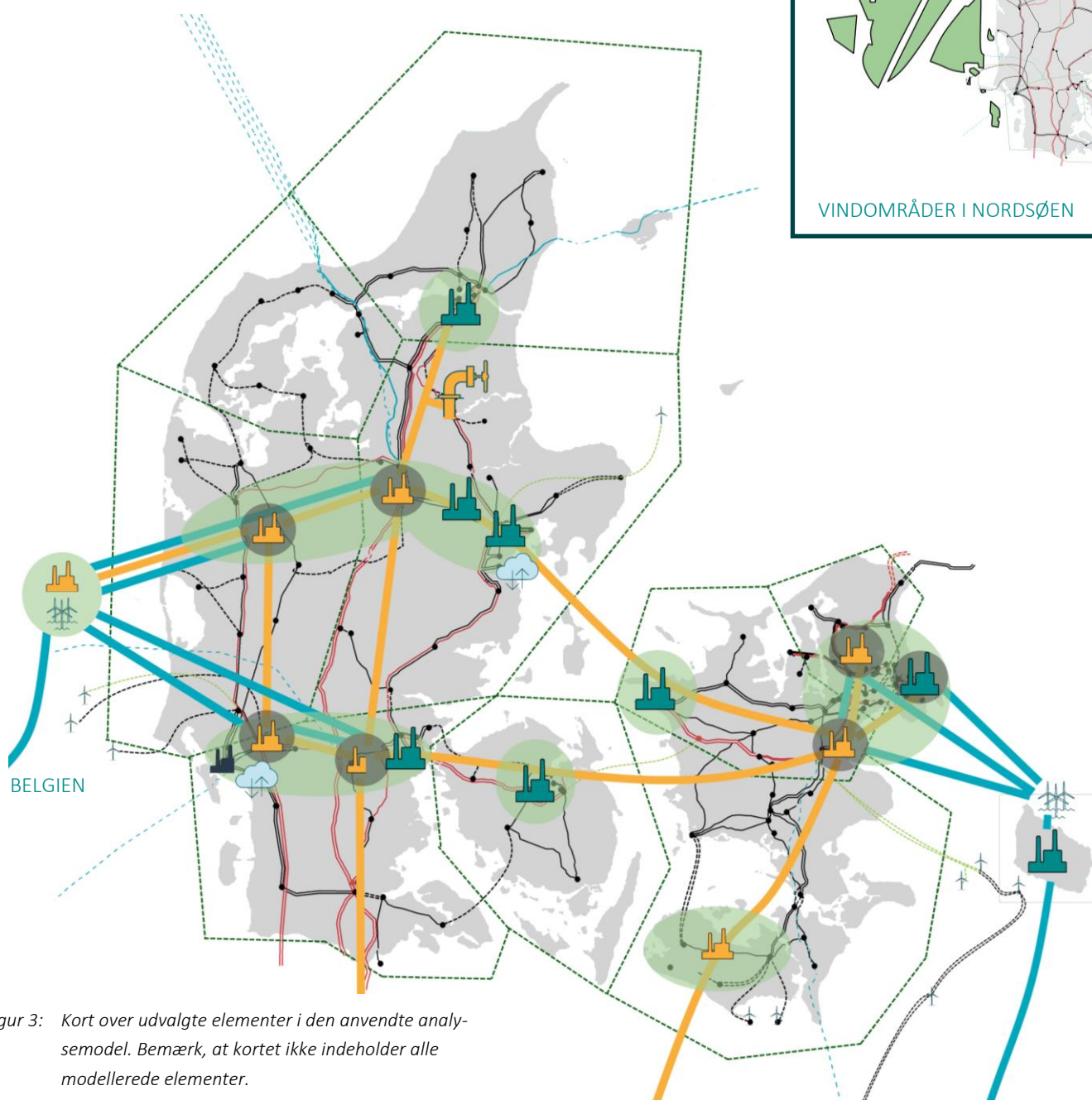
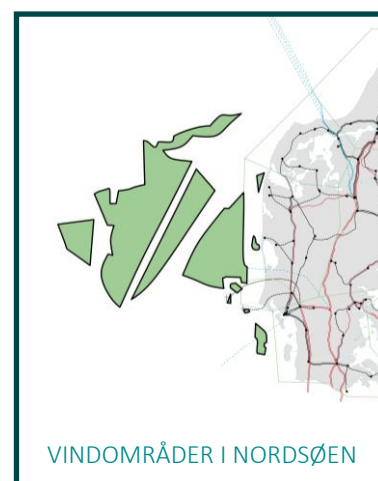
Der antages en pris på 185 DKK/GJ i 2030 som centralt estimat for afsætning af VE-baseret ammoniak. For 2035 antages en markedspris på 171 DKK/GJ.

Metanol

Metanol anvendes i analysen som kulstofholdigt globalt markedsprodukt. Produktet bruges direkte i industriel skala og kan raffineres videre til flybrændstof mv. Produktionen er dyrere end ammoniak, da VE-kulstof (f.eks. CO₂) har en betydelig omkostning. Typisk i et interval fra 500-1500 DKK/ton afhængig af kilde, hvor direct air capture også på længere sigt er relativt dyrt. Der antages her et centralt skøn for VE-baseret CO₂ på 1000 DKK/ton. Med omkostningen til CO₂ feed (f.eks. fra direct air capture) antages en markedspris på 245 DKK/GJ for metanol i 2030 og 230 DKK/GJ i 2035. Både ammoniak og metanol er relativt billige at transportere over store afstande (søtransport). Produktion i globale "sweetspots" med både vind og sol, som f.eks. Chile, Argentina, Australien kan derfor have lavere priser. Analyser af følsomheder på dette område er vigtigt i det videre analysearbejde.

MODEL I ANALYSEN

(SE UDDYBNING PÅ EFTERFØLGENDE SIDE)



Figur 3: Kort over udvalgte elementer i den anvendte analysemodel. Bemærk, at kortet ikke indeholder alle modellerede elementer.

ELINFRASTRUKTUR

- Luftledning, 150 kV eller 132 kV
- Luftledning, 400 kV
- Luftledning, HVDC
- - - Kabel, 150 kV eller 132 kV
- - - Kabel, 220 kV
- - - Kabel, 400 kV
- - - Kabel, HVDC

MODELLENS OMRÅDETYPEN

- - - Zoneinddeling
- Offshoreindfødning
- Samplaceringszoner

Eksempler på ikke-illustrerede elementer:

- 65 varmeområder
- Gasområder
- Storskalabatterier

INVESTERINGSMULIGHEDER

- HVDC-forbindelse
- Brintinfrastruktur
- Brintlager
- Centralt PtX-anlæg
- Elektrolyseanlæg
- Ammoniak anlæg
- Direct air capture

ANALYSEMODEL TIL SAMOPTIMERING PÅ TVÆRS AF SEKTORER

Analysen baserer sig på en integreret energisystem-model (SIFRE), hvor værdikæden fra energiresourcer til slutforbrug af energitjenester modelleres i en teknisk og økonomisk drifts- og investeringsoptimering. Modellen opererer med driftsoptimering af anlæg ud fra en markedsøkonomisk tilgang. Modellen indeholder aktuelle anlæg og forbrug baseret på Analyseforudsætningerne 2022 (høringsversion) og har mulighed for at investere i en række forskellige nye anlæg ud fra en "least cost" optimering af de samlede omkostninger for energisystemet. Kortet viser en del af investeringsmulighederne på forskellige lokationer. Lokationer og kort er et rent modelteknisk og illustrativt greb og skal ikke tolkes som anbefalinger om specifikke placeringer. Følgende elementer indgår eksempelvis i analysemodellen:

HAVVINDENERGI-HUBS i Nordsøen og Østersøen (Rønne Banke) med indføddning til flere mulige punkter i landet. Fra Nordsøen eksempelvis som el til Endrup (ved Esbjerg) og Idomlund (ved Holstebro) og med mulighed for elektrolyse til havs med indføddning af brint til onshore brintinfrastruktur. Østersø-hubben har i modellen mulighed for indføddning ved bl.a. Avedøre, Hovegård og Bjæverskov.

SAMPLACERINGSZONER placeres ved et stærkt elmæssigt knudepunkt for at give incitament til højere grad af samplacering mellem elproduktion- og forbrug til eksempelvis PtX. Disse zoner etableres modelmæssigt i områderne Endrup, Revsing, Holstebro, Tjele, Avedøre, Bjæverskov, Hovegård og ved en række centrale kraftværksområder, jf. beskrivelsen af PtX-anlæg.

PTX-ANLÆG er en bred betegnelse for elektrolyseanlæg med produktion af brint, som anvendes direkte, konverteres til ammoniak eller videreføres til kulbrintebrændstoffer som metan, diesel og flybrændstof. Elbaseret konvertering af biogas til syntesegas (eSMR) og centrale PtX-anlæg er modelmæssigt placeret i samplaceringszoner og i nærheden af store, centrale kraftværker ved f.eks. København, Aalborg, Århus, Esbjerg, Fredericia, Odense, Kalundborg. Der er mulighed for ammoniaksyntese i Esbjerg. Derudover modelleres decentrale PtX-anlæg, hvor anlæggets placering matcher elsystemets fysiske flaskehalse. Der analyseres endvidere elektrolyse ved Energiøer/hubs.

BRINTINFRASTRUKTUR modelleres mellem energiklynger, samplaceringszoner og større centrale punkter i gasnettet og med mulighed for forbindelse til Tyskland.

BRINTLAGRE som kaverne er en mulighed ved området omkring Tjele/Lille Torup og som ståltanke i forbindelse med centrale PtX-anlæg i flere samplaceringszoner. Modellen har mulighed for at investere i et CAES-hybridlager med brint i kaverne og komprimeret luft i separat kaverne.

ELINFRASTRUKTUR med HVDC og HVAC er en investeringsmulighed fra energierne til relevante samplaceringszoner.

ZONE-INDELING for el, som i muligt omfang matcher de fysiske flaskehalse i nettet. Disse zoner anvendes til at give modellen mulighed for at forstærke infrastrukturen mellem zonerne og f.eks. til indikativt at kunne analysere flow af el. Havvind placeres i offshore prisområder.

BATTERILAGRE analyseres som storskalabatterier i de enkelte zoner. Batterilagre giver mulighed for at håndtere kortvarige, interne flaskehalse i elnettet og fungerer som buffer ved bl.a. fluktuerende elproduktion og forbrug. Bemærk, at analysen primært beskæftiger sig med time- og årsbalancer og derfor ikke her vurderer batteriers potentiale ved systemydelse.

VARMEZONER modelleres for fjernvarme og industriel procesvarme. Der er mulighed for investering i varmepumper og tilpasning af kedler til brint i disse zoner. Ca. 65 varmezoner indgår til at repræsentere fjernvarmenet.

CO₂-FANGST (CC) anlæg til produktion af kulbrintebrændstoffer (CCU) eller deponi (CCS) analyseres ved opsamling fra kraftværker (biomasse/affald) som f.eks. Amager 4, Amager Ressourcecenter (ARC), biogasanlæg og DAC. Derudover er der anlæg til opsamling af CO₂ ved opgradering af biogas til metangas-kvalitet.

DIRECT AIR CAPTURE (DAC) er en teknologi, som kan indfange CO₂ fra luften, og som modelmæssigt placeres i Esbjerg-området og ved Århus.

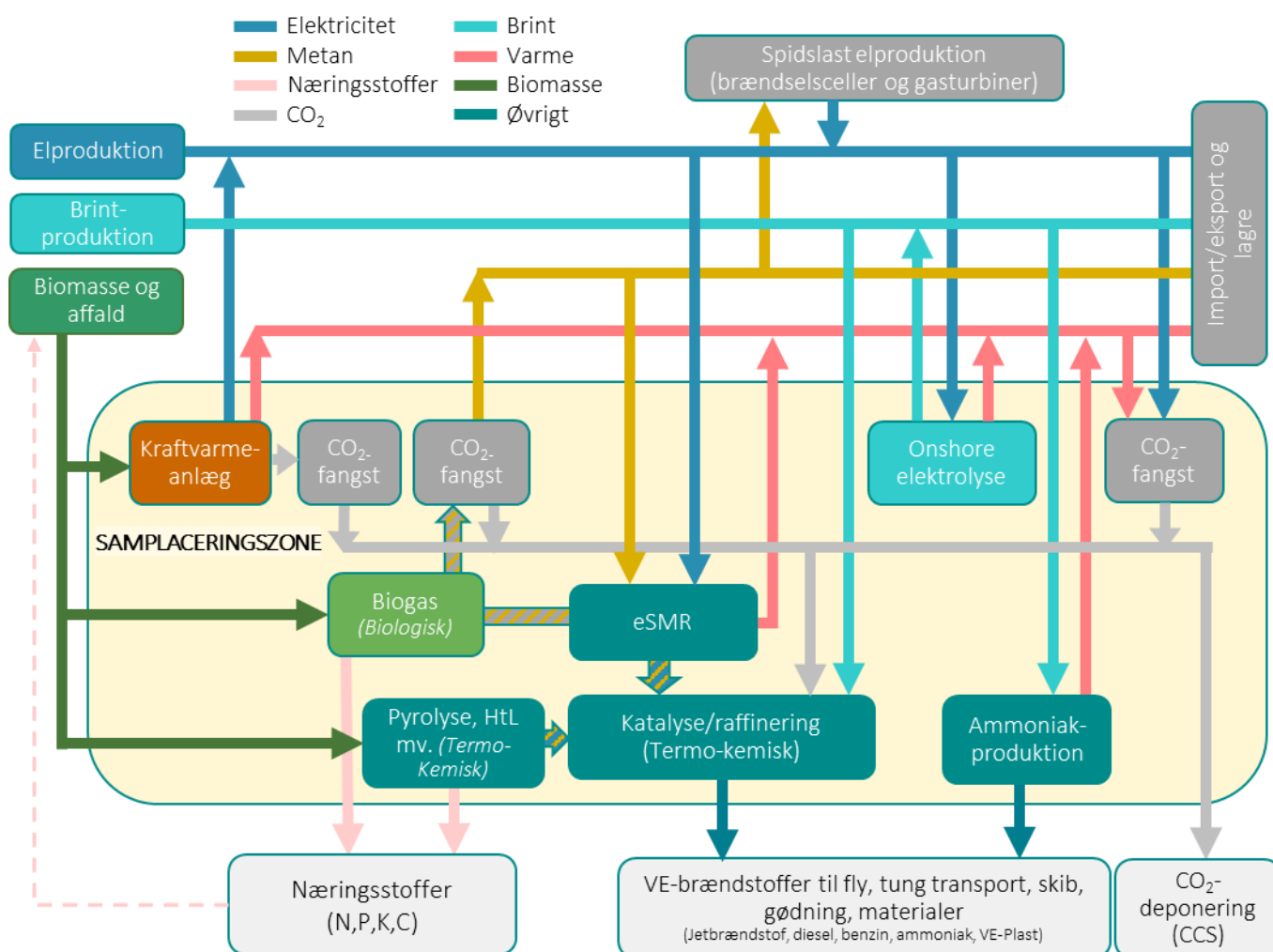
CO₂-DEPONI (CCS) OG -TRANSPORT analyseres med mulighed for deponering i Nordsøen og med modellering af transport fra decentrale områder frem til centrale områder, hvor det for zonerne ved Århus, Avedøre/KBH og Esbjerg kan transporteres frem til deponering i Nordsøen. Det antages, at fossil CO₂ fra store kilder som Aalborg Portland og raffinaderier kan opsamles med henblik på deponering.

HVAD SKER DER I EN SAMPLACERINGSZONE?

Inden for de enkelte sektorkoblingsområder, jf. modeloversigten, er der en række aktiviteter med kobling af el, metan, brint og CO₂, som modelleres. Figuren herunder viser sektorkobling modelleret på land og til havs. På havet (hubs) er det primært elektrolyse til brint, som udgør sektorkobling. Der analyseres dog også en variant med ammoniakproduktion til havs. Onshore-sektorkobling (stor gul ramme) indeholder en række nøgleelementer i det sektorkoblede energisystem.

- Klassisk biomassekraftvarme med mulighed for indfangning af CO₂ fra røggas.
- Biogasproduktion (biologisk), hvor biogassen efterfølgende enten renses for CO₂ og føres til metangasnet eller konverteres til brint/brændstoffer via elbaseret reformering (eSMR).
- Termokemisk bio-omsætning via pyrolyse, HtL eller forgasning, hvor output er næringsstoffer, biochar og gas/bioolie, der kan raffineres videre til kulbrintebrændstoffer.
- eSMR er elbaseret gaskonvertering med input af biogas, metan, brint, CO₂, som konverteres til syntesegas (primært CO+H₂), som kan anvendes til produktion af vilkårlige kulbrinteprodukter.
- Spidslast-elproduktion med mulighed for input af biogas, metan eller brint.
- Produktion af ammoniak ud fra brint.
- Direct air capture, hvor CO₂ indsamles fra atmosfærisk luft. Input til denne proces er procesvarme og el.

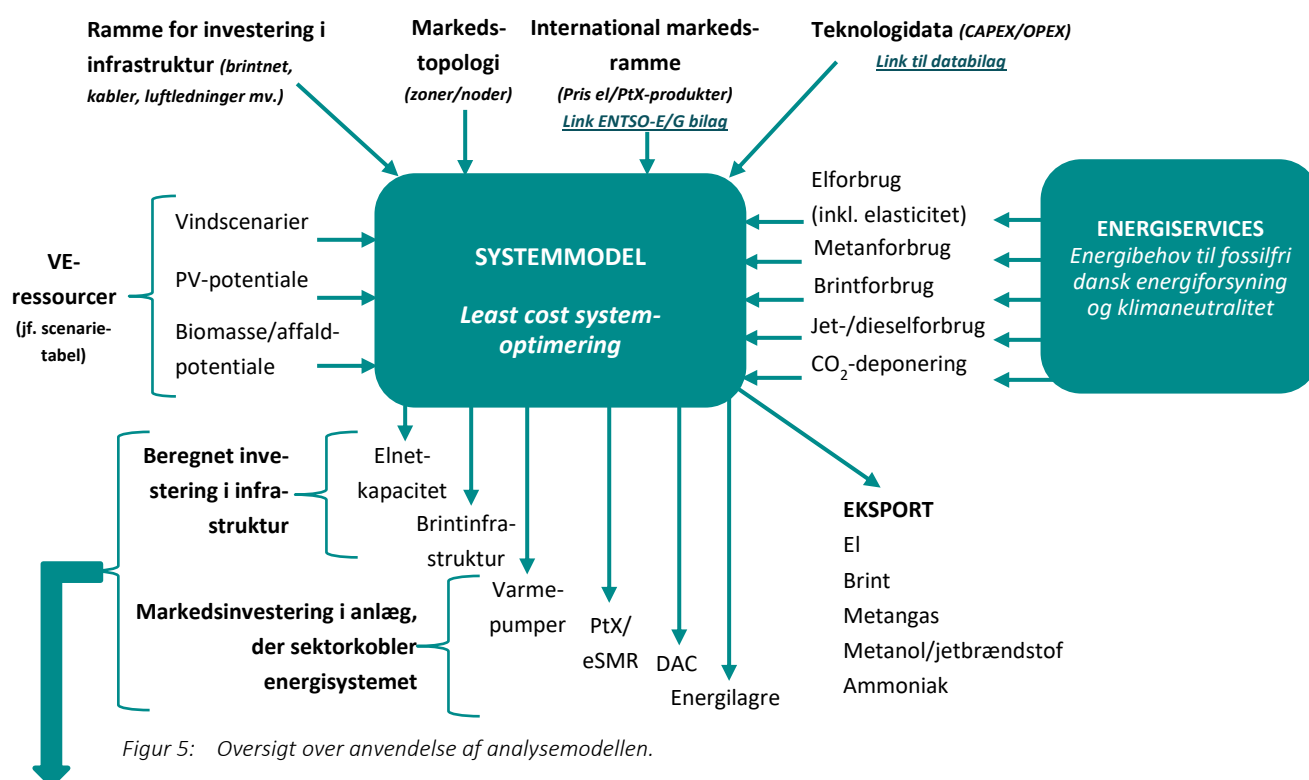
Sektorkoblingsløsningerne er videre uddybet i afsnittet om [grøn gas og grønt kulstof](#).



Figur 4: Mulige energiflow i en af modellens samplaceringszoner.

HVORDAN BRUGES MODELLEN I SCENARIE-ANALYSEN?

I scenarie-analysen anvendes modellen til at vurdere, hvordan sektorkobling kan reducere de samlede systemomkostninger ved samtidigt at bruge de enkelte infrastrukturer (el, brint, metangas, varme, CO₂) hensigtsmæssigt til at maksimere værdien af nationale VE-ressourcer, samtidig med at nationale ambitioner om klimaneutralitet realiseres. Figuren herunder illustrerer overordnet de (eksogent) fastlagte input og de output, som modellen beregner; herunder overordnet kapacitet i el- og brintinfrastruktur mellem delzoner, jf. figur af model s. 13, og investering i anlæg, der "kobler" energi mellem infrastrukturer. Der afsøges forskellige scenarier med rammer for investering i infrastruktur og udnyttelse af VE-ressourcer som havvind.



Figur 5: Oversigt over anvendelse af analysemodellen.

EKSEMPLER PÅ INVESTERINGER I UDVALGTE SCENARIER (tal er angivet i MW, hvor intet andet er specificeret)	6 GW vindhub i Nordsøen	10 GW vindhubs i Nordsøen med offshore brintsystem	35 GW havvind i Nordsøen med offshore brintsystem
BRINTINFRASTRUKTUR (max flow)			
Nordsøen-Vestjylland	63	5737	15000
Vestjylland-Sydjylland	2165	6860	11337
På tværs af Sydjylland	2057	5579	11084
Sydjylland-Fyn	982	3980	2942
Nordjylland-Lager v. Ll. Torup	179	164	159
Vestjylland-Lager v. Ll. Torup	2229	6686	6118
Østjylland-Lager v. Ll. Torup	871	666	1622
Østjylland-Vestsjælland	0	0	0
Fyn-Midtsjælland	0	3021	1883
Midtsjælland-København	1591	2037	1627
Midtsjælland-Sydsjælland	2392	85	618
ANLÆG			
PtX (MW _{H2})	12149	16007	20294
Carbon capture bio-KV/affald (ton/h)	351	351	351
Direct air capture (ton/h)	1388	1433	1417
eSMR (MW _{out})	387	984	714
VE-brændstoffer inkl. ammoniak (MW _{out})	4349	4337	4337
Lager H2 (GWh)	800	800	800

Offshore brint-
produktionHavvind, landvind og
solceller (PV)Koncept for
modellering af
elinfrastruktur

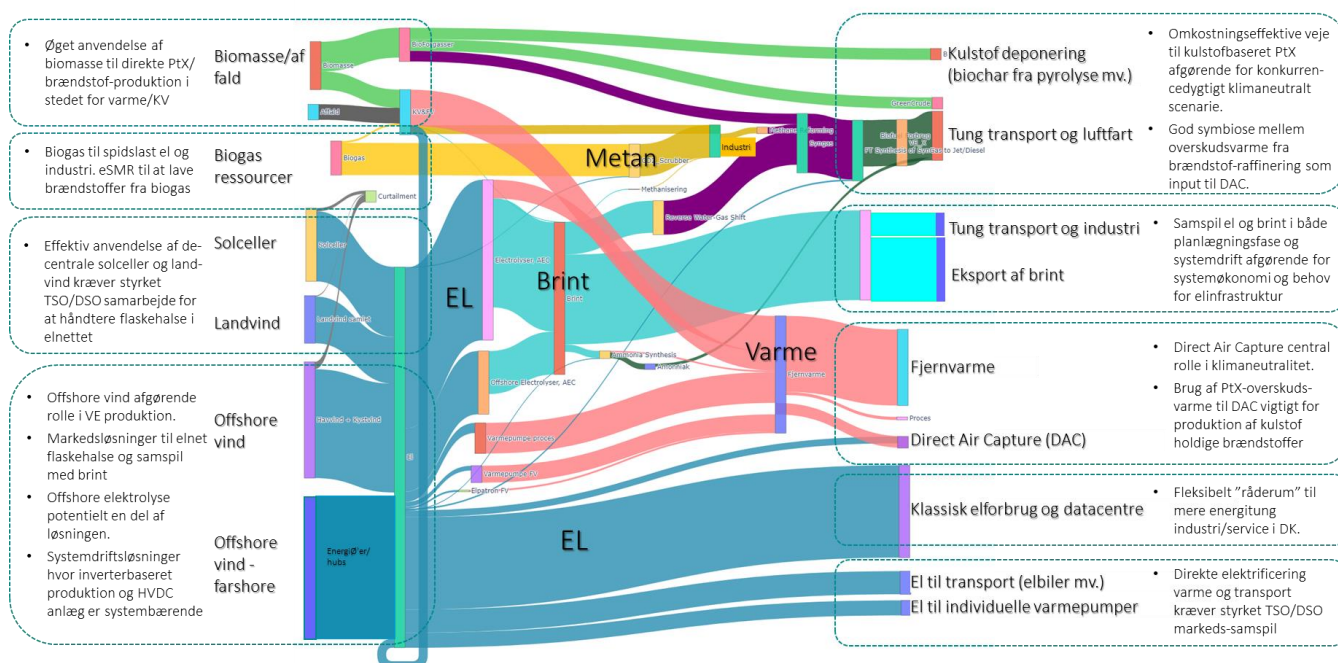
Brintinfrastruktur

ANALYSEREDE SCENARIER

	BESKRIVELSE	OVERORDNET KARAKTERISTIK
2030 70 pct. CO ₂ - reduktion ift. 1990	2030 REFERENCE SCENARIO Referencescenariet bygger på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet med tilføjelser, der afspejler visionerne i Klimaftalen 2022.	3 GW ved Bornholm Klassisk DK1 og DK2 Ingen brintinfrastruktur
	2030 BRINTINFRASTRUKTUR I SYDJYLLAND Som reference 2030 –med "Nedre T" brintsystem, der forbinder Esbjerg-Egtved-Fredericia med en afgrening fra Egtved til Ellund ved Tyskland.	3 GW ved Bornholm Klassisk DK1 og DK2 Nedre T
	2030 JYSK BRINTINFRASTRUKTUR Som reference 2030, men med jysk backbone-brintsystem, hvor Nedre T forbindes videre fra Esbjerg langs den jyske Vestkyst og videre mod midtjyske områder, hvor der i scenariet etableres brintkavernelager.	3 GW ved Bornholm Klassisk DK1 og DK2 Jysk backbone
Efter 2030 Klimaneutralitet (I alt minus 10 mio. ton CO ₂ fra energisektoren)	6 GW VINDHUBS I NORDSØEN Det analyseres, hvordan et forceret klimaneutralt dansk energisystem kunne se ud omkring 2035 men med AF22 (høringsversion) referenceudbygning af havvind.	21 GW havvind 7 GW landvind & 35 GW PV Markedsbaseret Nedre T
	10 GW VINDHUBS I NORDSØEN INKL. OFFSHORE BRINTSYSTEM Høj udnyttelse af danske Nordsø-vindpotentialer med 10 GW hub-forbundet vindkraft, hvor el og brint kombineres i offshorekoncepter, plus 2 GW dedikerede brintmøller.	27 GW havvind 7 GW landvind & 35 GW PV Markedsbaseret Jysk backbone + offshore Offshore elektrolyse
	10 GW VINDHUBS I NORDSØEN UDEN OFFSHORE BRINTSYSTEM Som det forrige, men el og brint kombineres ikke i offshorekoncepterne.	27 GW havvind 7 GW landvind & 35 GW PV Markedsbaseret Jysk backbone
	35 GW HAVVIND I NORDSØEN INKL. OFFSHORE BRINTSYSTEM Meget høj udnyttelse af danske Nordsø-vindpotentialer med 25 GW hub-forbundet vindkraft, hvor el og brint kombineres i offshorekoncepter med 5 GW brintmøller.	 43 GW havvind 7 GW landvind & 35 GW PV Markedsbaseret DK-backbone + offshore  Offshore elektrolyse
	35 GW HAVVIND I NORDSØEN UDEN OFFSHORE BRINTSYSTEM 25 GW hub-forbundet vindkraft i Nordsøen, men uden offshore brintløsninger.	43 GW havvind 7 GW landvind & 35 GW PV Markedsbaseret DK-backbone

ENERGIFLOW I FREMTIDENS ENERGISYSTEM

Nedenstående figur viser eksempel på energiflow i scenarie med høj udbygning af Nordsøens offshore ressourcer med samlet 43 GW havvind, heraf 25 GW farshore, hvor 5 GW er rene brintmøller.



Figur 6: Sankey-diagram eksempel for et scenarie med 35 GW havvind i Nordsøen inkl. offshore brintsystem.

OVERORDNEDE KOMMENTARER TIL RESULTATER FOR SCENARIER

El og brint bliver meget store og vigtige energibærere og samspillet afgørende. Som det fremgår særligt af scenarierne med høj vindudbygning, bliver elsystemet meget bærende i det fremtidige energisystem. Som illustreret på figur 6 bærer brintsystemet også meget store mængder energi. Samspillet mellem el- og brintsystemet bliver derfor meget centralt i forhold til at opnå omkostningseffektive systemløsninger.

Havvindhavkraft udgør over 75 % af den samlede elproduktion i scenariet med størst vindudbygning. Med havvind på 43 GW, landvind på 7 GW og sol (PV) på op til 35 GW er VE-elproduktionen dominerende i hele forsyningen. Med havvinds høje antal fuldlasttimer dominerer den årsproduktionen. Koncepter til effektiv udbygning og håndtering af havvindhavkraft, herunder infrastruktur, samspil mellem brint/el i offshoreløsninger mv. bliver derfor afgørende for

systemomkostningen ved og konkurrencedygtigheden af dansk vind i Nordsøen, jf. videre beskrivelse i afsnit om [offshorekoncepter med el og brint](#).

Metangassystemet får en aftagende og ændret rolle frem mod 2035. På grund af en meget kraftig elektrificering af opvarmning og industriel procesvarme, samtidig med at kraftvarme på naturgas kun kører i timer med lav elproduktion fra vind og solceller falder årsforbruget af metangas. Metangas-systemet har dog fortsat en vigtig rolle som backup-energi og til forsyning af anlæg, som først på længere sigt kan elektrificeres. En mindre del af biogasproduktionen bruges til produktion af flybrændstoffer mv. ved elbaseret reforming af gas (eSMR). Afhængig af værdien af eksporteret VE-gas (BNG) versus konvertering til flybrændstoffer kan dette forhold ændre sig. Læs mere om de [langsigtede perspektiver for metangassystemet](#).

ÅRSBALANCER

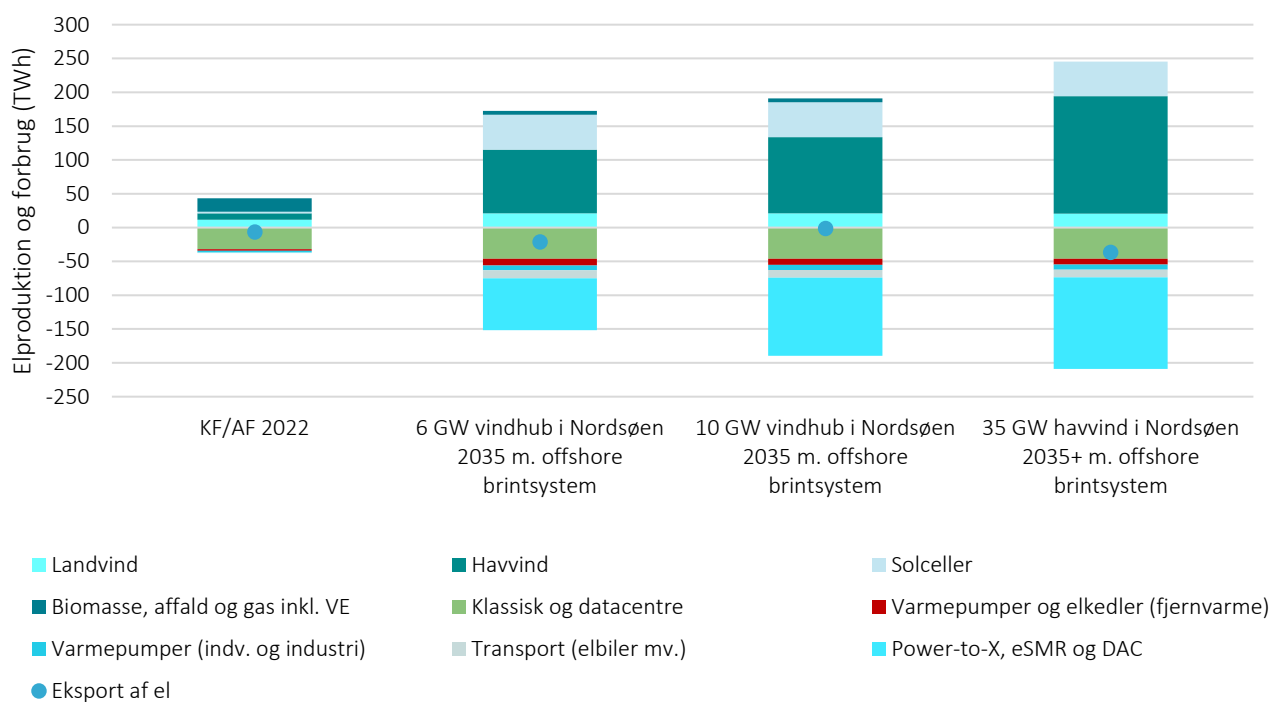
Elproduktion og elforbrug

I 35 GW-scenariet er der i Danmark VE-ressourcer til både eksport af el, eksport af brint og ny elforbruget i industri. Målt i energi er produktionen af VE-el her på niveau med gennemsnittet af olie- og gasproduktionen i Nordsøen over perioden 1990-2020. Med en effektiv udnyttelse af denne VE-el til varme og elbase-ret vejtransport kan der med elløsningers høje effektivitet leveres mere end en faktor tre af varme og vejtransport-energitjenester ift. tilsvarende på olie og

gas fra den danske del af Nordsøen i "glansperioden" for offshoreolie og -gas. Scenarierne resulterer alle i høj havvindproduktion og et markant energiforbrug til primært elektrolyseanlæg, eSMR og DAC.

Tiltag i både el, gas og brintsystemet er afgørende for at kunne håndtere en så massiv mængde vedvarende energi. Det vil være vanskeligt at udnytte de store mængder havvind uden et godt samspil med PtX. Læs mere om de analyserede tiltag og centrale systemdynamikker i rapportens fokusområder.

ÅRSBALANCE FOR ELPRODUKTION OG -FORBRUG



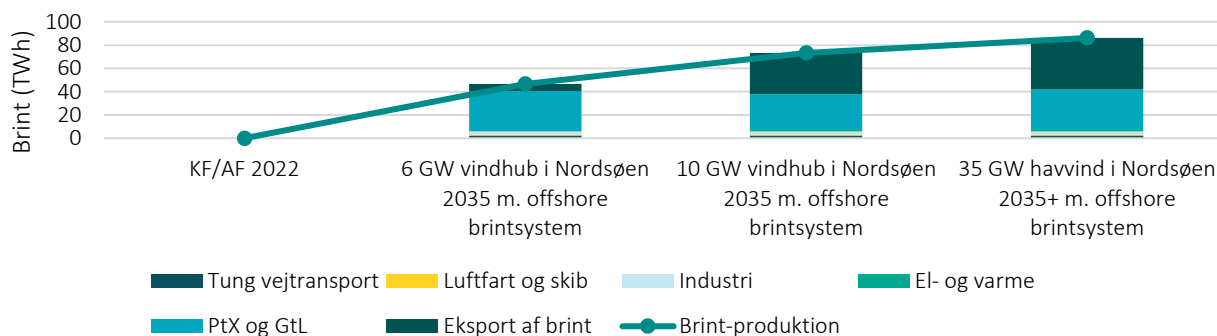
Figur 7: Det samlede elforbrug og elproduktion vist for alle scenarier i versionerne med et offshore brintsystem sammenholdt med AF22 (høringsversion) i år 2022. De positive tal tilsvarende produktion, mens de negative tal repræsenterer forbrug.

Brintproduktion og forbrug i scenarier

Brintproduktionen fra VE-el er i dag yderst begrænset. Frem mod 2030 vokser produktionen i scenarierne ganske markant, jf. ambitioner i Klimaaftale 2022 med 4-6 GW elektrolyse. I det meget høje VE-udbygningsforløb med 35 GW havvind i Nordsøen er brintproduktionen samlet oppe på 80 TWh. I scenarierne anvendes

en betydelig andel af brinten til forædling til flydende brændstoffer og ammoniak (PtX-aktiviteter) og en meget stor andel af brinten eksporteres. Derudover anvendes en mindre andel brint direkte til tung vejtransport. Læs mere om brint-infrastruktur til at håndtere disse forløb [her](#).

BRINTPRODUKTION OG -FORBRUG



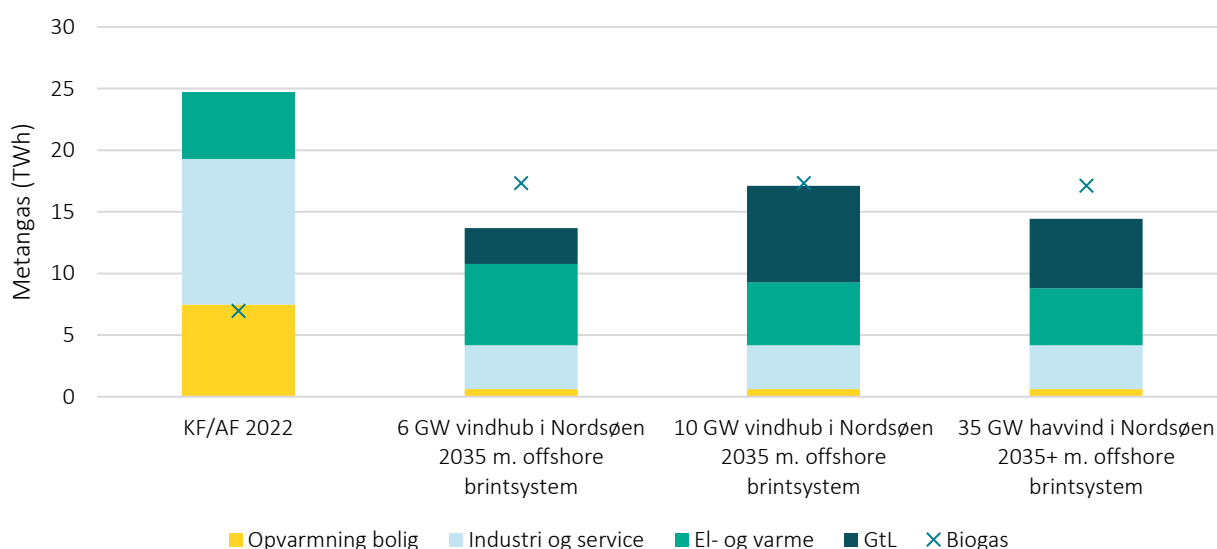
Figur 8: Brintproduktion og -forbrug vist for alle scenarier i versionerne med et offshore brintsystem sammenholdt med AF22 (høringsversion) i år 2022. Bemærk, at flere af kategorierne indeholder meget små mængder.

Gasproduktion og forbrug i scenarier

Produktionen af naturgas er i 2022 usædvanlig lav, da Tyra-feltet er midlertidigt ude pga. vedligehold, men tilbage i produktion i 2023, hvor naturgasproduktion derfor øges igen. Frem mod 2030 stiger også biogasproduktionen betydeligt. Der er antaget en betydelig del af halmressourcen tilført biogasanlæg og anvendelse af fiber-rest til pyrolyse/forgasning/HTL. Samlet øges VE-gasproduktionen således, at den er højere end gasforbruget til opvarmning, el og varme samt industri og service. Der er således mulighed for enten at eksportere denne VE-gas eller at lave dele af den til flydende brændstoffer (Gas-to-liquid (GtL)).

I AF og Klimaafale indgår ikke Gas-to-liquid-teknologi. Med udvikling af ny elbaseret teknologi (eSMR) til at konvertere biogas til flydende brændstoffer som metanol og jetbrændstoffer er det en potentielt omkostningseffektiv teknologi til at gøre Danmark klimaneutral, hvis produktionen anvendes nationalt eller alternativt eksporteres som højværdi jetbrændstoffer. Med produktion af flydende brændstoffer fra GtL og produktion fra forgasning af biomasse og brint/CO₂ produceres der i de ambitiøse scenarier en mængde VE-brændstoffer svarende til det nationale forbrug inkl. udenrigsluftfart, men ekskl. udenrigsskibsfart.

BIOGASPRODUKTION OG METANGASFORBRUG



Figur 9: Biogasproduktion og metangasforbrug vist for alle scenarier i versionerne med et offshore brintsystem sammenholdt med AF22 (høringsversion) i år 2022. Forbruget og produktionen i de tre fremtidige scenarier er konstant, da disse begrænses af det danske biogaspotentiale.

FOKUSOMRÅDER

Det danske energisystem er komplekst, og udfaldsrummet frem mod 2035 er stort. I de følgende afsnit uddybes en række forskellige, aktuelle problematikker og udfaldsrum.



PÅ TVÆRS AF ENERGIBÆRERE

- Transmission af energi på tværs af energibærere
- Offshore elektrolyse kan blive relevant, men udfaldsrummet er stort
- Omkostninger ved brintproduktion offshore.



BRINT I ENERGISYSTEMET

- Perspektiver for brintinfrastruktur
- Lagring af brint i kaverne.



FREMTIDENS ELSYSTEM

- Analyseret samspil mellem marked og fysik i elsystemet
- Brug af fleksibilitet som netreserve i elsystemet
- Elbiler og solceller indtager villavejene.



GRØN GAS OG GRØNT KULSTOF

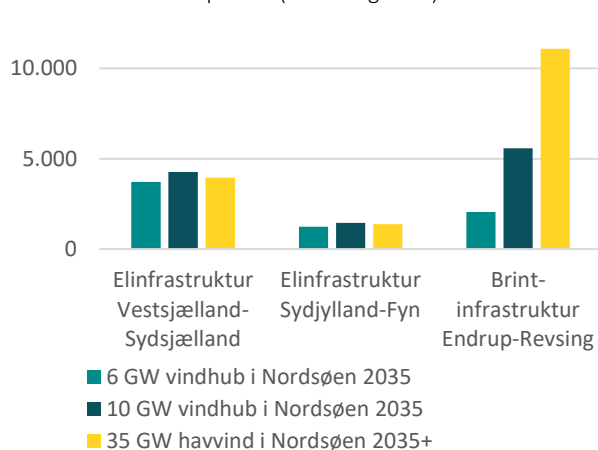
- Kulstofkredsløbet: PtX i samspil med CCU og CCS
- Langsigtede perspektiver for naturgassystemet.

TRANSMISSION AF ENERGI PÅ TVÆRS AF ENERGIBÆRERE

Et af de gennemgående træk ved alle de analyserede scenarier for er et markant øget behov for at flytte store mængder energi rundt i landet og til eksport. I de fleste tilfælde er transportformen givet; hvis el produceres og skal anvendes som el, flyttes det gennem elsystemet. Det konverteres ikke frem og tilbage til eksempelvis brint, fordi det er for omkostningstungt, grundet energitab i processen, selvom brinttransport umiddelbart er billigt i forhold til elkabler opgjort i DKK/kW/km (se figur 11). I de tilfælde, hvor strømmen skal bruges til brintproduktion, giver det mening at se på, hvor langt gennem energisystemet det bevares som strøm inden omdannelse til brint. Det er ikke et klart enten/eller, men et spørgsmål om at samoptimere på tværs af energiformer og infrastrukturtyper.

Figur 10 viser modellens udbygning af hhv. el- og brintkapacitet på udvalgte strækning i forskellige scenarier. For elnettet er udbygningen et supplement til den aktuelt forventede eltransmissionskapacitet i 2030, som er omsat til totale værdier for eltransmissionskapacitet mellem zonerne vist på kortet på side 13. Metode er en kraftig forsimples af det faktiske elnet og resultaterne skal derfor alene ses som en illustration af forskellige trends på tværs af scenarierne. Det antages, at der ikke i forvejen er brintinfrastruktur.

MW transmissionskapacitet (hhv. el og brint)

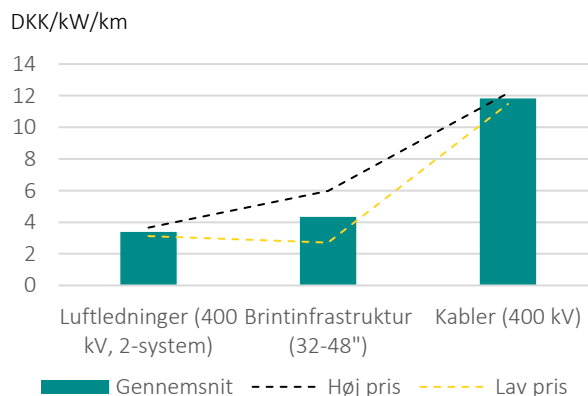


Figur 10: Modellen har mulighed for at udbygge infrastrukturen mellem zonerne. Udbygningen er vist for de snit, hvor der er markant forskel på tværs af scenarierne. Alle scenarierne er varianterne med offshore brintsystem.

For brintinfrastrukturen er trenden klar; jo mere havvind i scenarierne, jo større kapacitet er der samfundsmæssigt behov for, at brintinfrastrukturen har. Særligt i scenarierne, hvor udbygningen af havvind i Nordsøen når 35 GW inkl. dedikerede brintmøller, er behovet for brintinfrastruktur fra Nordsøen og fra elektrolyseanlæggene på land til brintlageret i Lille Torup samt eksport til Tyskland stort.

Udviklingen i elinfrastruktur varierer en del i scenarierne. På tværs af scenarierne ses behov for at udbygge eltransmissionsnettet. I scenarierne med meget havvind, flyttes energien i højere grad som brint og elektrolyseanlæggenes driftsfleksibilitet udnyttes til at få det maksimale ud af den eksisterende elinfrastruktur.

Der er i scenarierne som udgangspunkt antaget, at elnettet forstærkes med kabler. Der laves en følsomhedsanalyse, hvor udbygning med luftledninger er en investeringsmulighed. Der er ikke taget fuld højde for eltekniske udfordringer ved etableringen af kabler. Generelt er kabler markant dyrere per flyttet kWh end luftledninger, mens omkostningen for brintinfrastruktur estimeres til samme niveau som for luftledninger, jf. figur 11, hvor enhedsomkostninger for infrastruktur ved forskellige teknologier og energityper fremgår.



Figur 11: Estimerede omkostninger for infrastrukturudbygning. Bemærk, at de forskellige typer infrastruktur transporterer forskellige energiformer, og at omkostningerne ikke indeholder konverteringstab.

ELEKTROLYSE PÅ HAVET KAN BLIVE RELEVANT, MEN UDFALDSRUMMET ER STORT

En betydelig del af elproduktionen fra havvind forventes konverteret til brint. Hvor denne elektrolyse af el til brint sker, er centralt for infrastrukturbehovet. Overordnet set kan elektrolysen ske tre steder: 1) på land, f.eks. tæt ved ilandføringen/sektorkoblingszone, 2) på havet på platforme/øer eller 3) direkte i vindmøllerne. Isoleret set er det dyrere at flytte energi fra vand til land med elinfrastruktur end med brintinfrastruktur. Samtidig er det dyrere at producere brinten på havet, mens ilandført strøm til direkte elektrificering også har en værdi. Hvad der er optimalt, kommer derfor an på flere faktorer, for eksempel:

- Afstand fra havvindmøller/hubs til land
- Omkostningen for elektrolyseanlægget inkl. fundament på havet
- Værdien af ilandført strøm
- Værdien af ilandført brint

Der er betydelige usikkerheder om omkostningen ved elektrolyse til havs, så området skal undersøges yderligere. Foreløbige vurderinger indikerer, at hvis der alene skal produceres brint fra området ved vindhubs (80 km fra land), så er elektrolyse til havs i en dedikeret brintvindmølle den mest omkostningseffektive løsning. Usikkerheden i omkostningerne for brintproduktion på platforme er betydelig. Løsning gør det muligt at ilandføre en del af kapaciteten som el og lade elektrolysen på havet bruge den el, det ikke giver værdi at ilandføre.

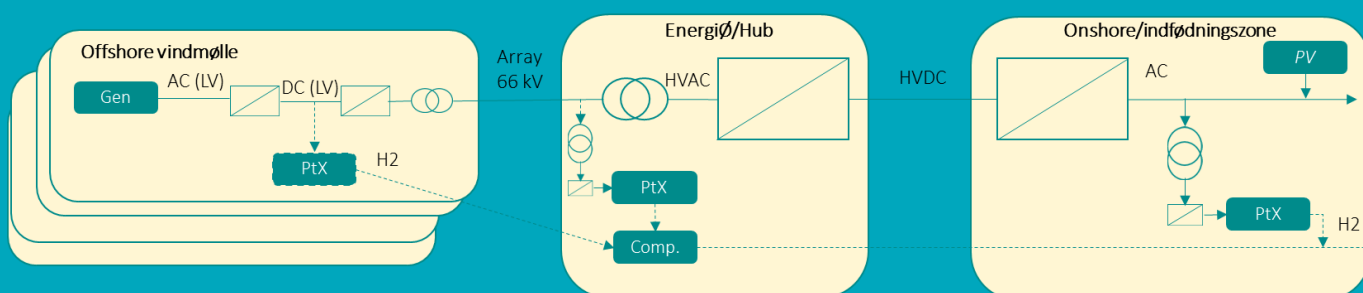
Med et centralt skøn på værdien af brint på 2-2,5 EUR/kg ilandført brint er elektrolyse på havet i brint-

møller hensigtsmæssigt. Med et massivt behov for brint til Europa, kan elektrolyse vise sig meget relevant i udbygningen af vindhubs i Nordsøen. Frem mod 2030 antages elektrolyse på havet stadig at være i udviklingsstadiet, mens det på længere sigt er et potentielt alternativ til ilandføring som el og stor andel elektrolyse ved ilandføringspunktet.

Hybridkoncepterne med elektrolyse til havs giver mulighed for at optimere udnyttelsen af den relativt dyre HVDC-kapacitet fra en hub til land. I analysen er der for år 2035 optimeret på udbygning af elektrolyse på havet, HVDC-ilandføring og brint-ilandføring. Kapacitet af rene brintmøller er eksogent fastlagt.

Forholdet mellem ilandført kapacitet og offshore elektrolyse påvirkes betydeligt af salgsprisen af brint og el. Figur 12 viser de simulerede cases med offshore brintmølle, elektrolyse på hub og elektrolyse på land. Af figur 13 på flg. side fremgår en beregning af omkostningen ved brintproduktion (LCOH). I denne opstilling omsættes hele produktionen til brint.

Skal elektrolyse på havet modnes, er der behov for relativt hurtigt at fastlægge planer for udbygning med en offshore brintinfrastruktur mod et opsamlingspunkt i Nordsøen. Det vil være et strategisk valg, om offshorebrint fra danske områder i Nordsøen føres til Danmark eller til brintinfrastruktur, der føres til Europa, f.eks. via Holland.



Figur 12: Analyserede offshorekoncepter. Til venstre i figuren vises offshorevindmøllerne, hvor energien enten konverteres til AC eller omdannes direkte fra DC til brint. På energihubben/-øen/samlingspunktet samles vindmøllernes produktion enten som el i et HVDC-kabel, eller produktionen omdannes til brint og komprimeres, inden det ilandføres. På land sendes strømmen i land, eller den omdannes til brint. Modtages brint i land fra hubben, tilføres denne til den landbaserede infrastruktur.

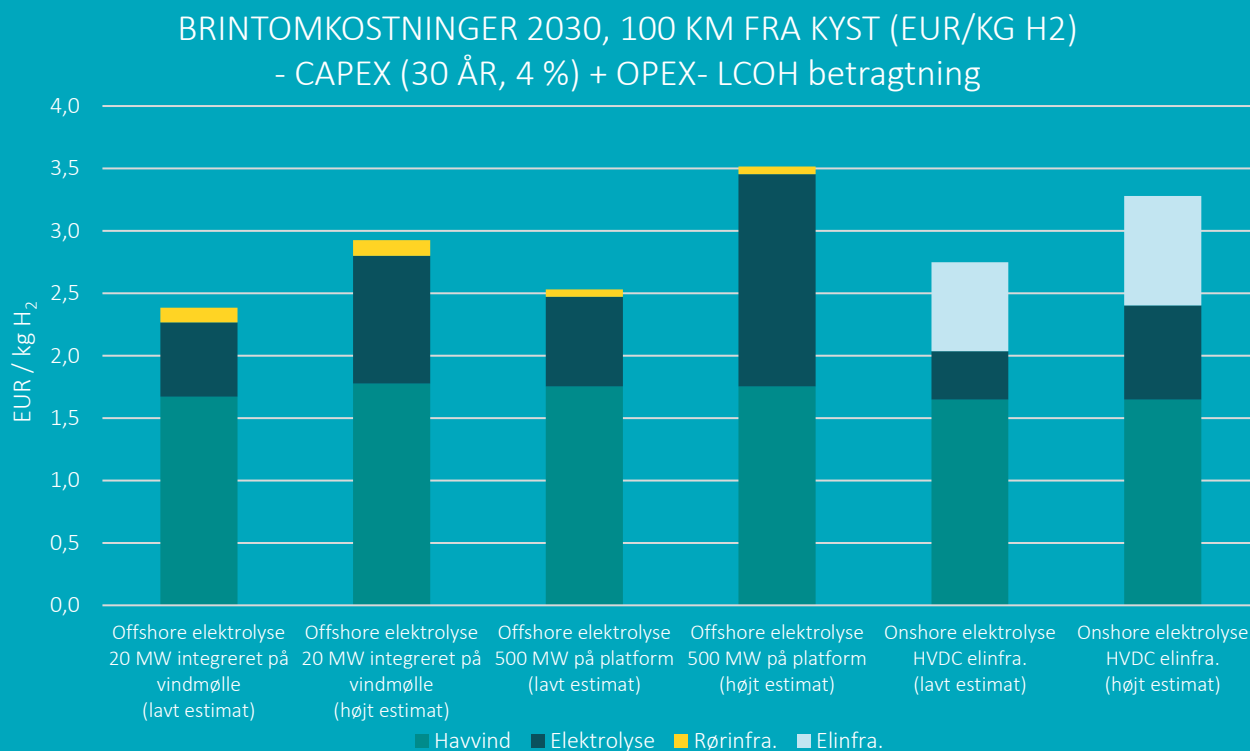


OMKOSTNINGER VED BRINTPRODUKTION OFFSHORE

I figur 13 fremgår omkostningen ved ren brintproduktion. For vindmøller, der ligger relativt tæt ved land (under 50 km fra kyst), er elektrolyse på land den billigste måde at producere brint fra offshore vindkraft. Ved vindmøller, der ligger farshore, er den billigste måde at producere brint fra møller at opstille rene brintmøller. Men herved fjernes muligheden for fleksibelt at levere el til elnettet eller lave brint. For hybridløsninger farshore (både el og brint) er det helt afgørende, at omkostninger til fundament er lave, hvis det skal være relevant at lave elektrolysen offshore. Alternativt er det billigere at føre el ind til land og lave elektrolysen fleksibelt her.

Analyserne viser, at hvis omkostninger til fundament osv. for elektrolysen kan holdes på et lavt niveau, kan offshore elektrolyse være hensigtsmæssigt. I takt med, at områder længere ude offshore bringes i anvendelse, kan det gradvist være mere hensigtsmæssigt med rene brintmøller. I forbindelse med screening af brintinfrastruktur onshore kan gennemføres en screening af offshore brintstreng som en del af et helhedskoncept.

Der er meget betydelige usikkerheder i omkostninger for disse koncepter, og det er vigtigt med et videre detaljeret studie af både hybridkoncepter (hub) og dedikerede brintmøller. Herunder også i udviklingsprojekter som f.eks. "[Offshore Energy Hubs](#)", "[Balthub projektet](#)" og "[North Sea Wind Power Hub](#)"-samarbejdet".



Figur 13: Omkostninger forbundet med analyserede offshorekoncepter. Bemærk, at figuren alene viser brintproduktionsprisen og eksempelvis ikke inkluderer ekstra indtjening fra salg af el i de koncepter, der har elforbindelse til land.

PERSPEKTIVER FOR BRINTINFRASTRUKTUR

Der er separat analyseret værdi af brintinfrastruktur i forskellige scenarieførøb, både i en 2030-kontekst og videre mod klimaneutralitet og storskala udnyttelse af de danske havvindpotentialer. Brintinfrastruktur er et bærende element i at sikre et energisystem, der er robust ift. at udnytte de danske VE-potentialer i meget stor skala. Analyserne viser, at ved at kombinere brintinfrastruktur med en række andre tiltag kan en meget kraftig udbygning af VE håndteres, uden at det medfører prohibitivt store investeringer i elinfrastruktur. Forskellige udbygningsforløb er analyseret:

Vestdanmark (Jylland/Fyn):

1. **Nedre T** (Esbjerg-Egtved/Ellund-Trekantområdet)
2. **Jysk Backbone**, hvor der er brintforbindelse mellem Nedre T via vestkysten til brintlager ved Lille Torup
3. **Udvidet backbone** Som punkt 2, men med udvidelse til Odense, Aalborg, Hirtshals og Hanstholm

4. **Backbone og Nordsø** Som punkt 3, men med etablering af udbygning til det danske energinæb i Nordsøen.

Østdanmark (Sjælland, Lolland/Falster):

Etablering af forbindelse fra nordlige region København (Hovegård) ned over Sjælland (Bjæverskov) og Lolland/Falster (Radsted) til Tyskland (Rostock).

Forbindelse mellem Vest- og Østdanmark:

Med etablering af Baltic Pipe er der en dobbelt rørforbindelse til metan hen over Fyn og Sydsjælland. Kapaciteten er solgt på langtidskontrakt frem mod 2038. Herefter kan der principielt være ledig kapacitet, således at et af rørene kan opgraderes til transport af brint.

Som en del af det europæiske studie "[European hydrogen backbone](#)" vurderes perspektiver for forbindelse mellem Jylland og Sverige. Her kan tilslutning fra Göteborg til Lille Torup eller Aalborg blive relevant eller forbindelse fra Malmø til København.



Figur 14: Figuren viser brintinfrastruktur analyseret ved udbygning med 35 GW offshore vind i Nordsøen. Som en del af det europæiske studie *European hydrogen backbone* vurderes perspektiver for forbindelse mellem Jylland og Sverige. Her kan tilslutning fra Göteborg til Lille Torup eller Aalborg blive relevant eller forbindelse fra Malmø til København. Denne del indgår ikke i analysen. Tilsvarende kan offshore brint potentielt forbindes direkte mod Tyskland eller Holland. Disse dele er markeret stiple i kortet.



>>

Analyserne indikerer, at med visionerne i *Klimaaf tale for grøn strøm og varme 2022* er brintinfrastruktur som i scenarierne Nedre T og Jysk Backbone et omkostningseffektivt tiltag. Systemanalyser indikerer, at der er positiv samfundsøkonomi ved at etablere en jysk backbone allerede frem mod 2030.

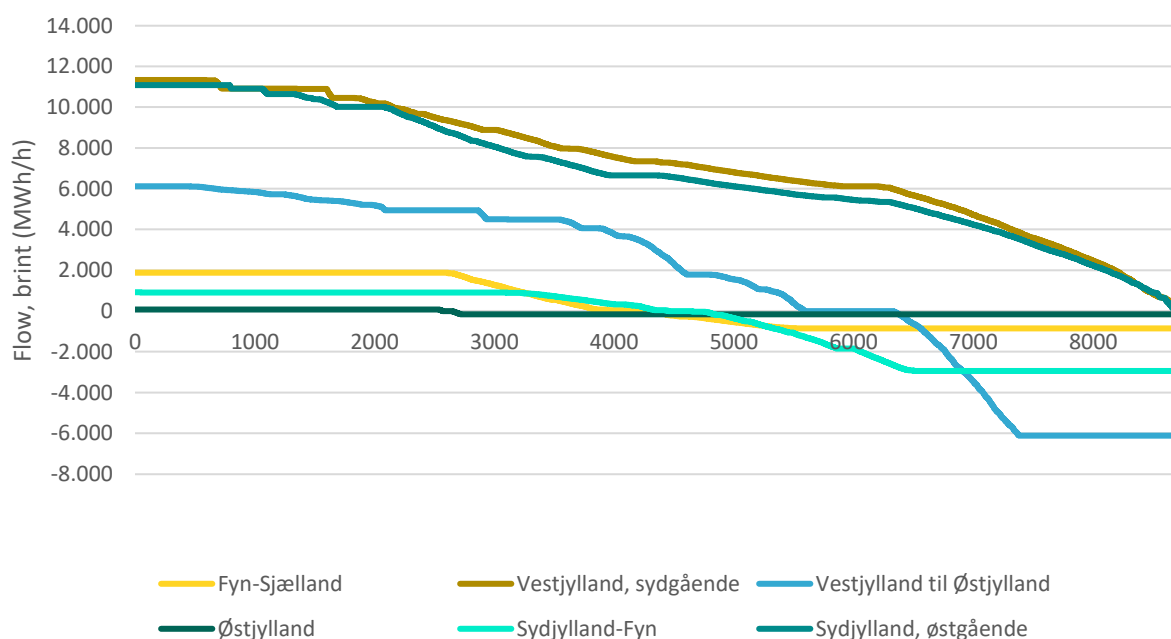
Omkostningerne til infrastrukturen er baseret på indikative nøgletal, og mere detaljerede studier skal gennemføres, før en konklusion kan fastlægges. Tilsvarende skal videre studier af flow i brintinfrastruktur og lager analyseres ift. drift på et evt. brintlager ved Ll. Torup.

Energinet har i sommeren 2022 igangsat et brint-feasibility-studi, der netop skal sikre et grundlag for at gå videre

med at vurdere etableringen af brintinfrastruktur i Danmark og komme nærmere omkostningerne forbundet hermed.

I det langsigtede forløb (35 GW offshore i Nordsøen) analyseres udbygning med både jysk backbone, forbindelse fra energihub i Nordsøen til Jylland og forbindelse hen over Fyn til en sjællandsk "backbone" med Hovegård-København-Lolland-Tyskland. Se eksempler på flow i dele af brintinfrastrukturen på figur 15.

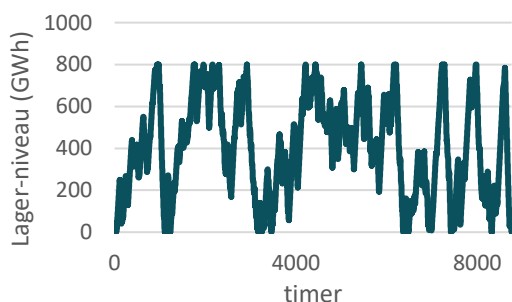
De markante potentialer for havvind i Nordsøen giver en meget høj belastning på centrale dele af en jysk backbone, jf. figur 15. Forbindelsen hen over Fyn og den sjællandske "backbone" er mindre belastet. Et øget samspil med Sverige, jf. European Hydrogen Backbone, og en øget udbygning af offshorevind i Østersøregionen kan dog ændre væsentligt på flow i den sjællandske backbone.



Figur 15: Varighedskurver for flow i dele af brintinfrastrukturen for scenariet med 35 GW offshorevind i Nordsøen.

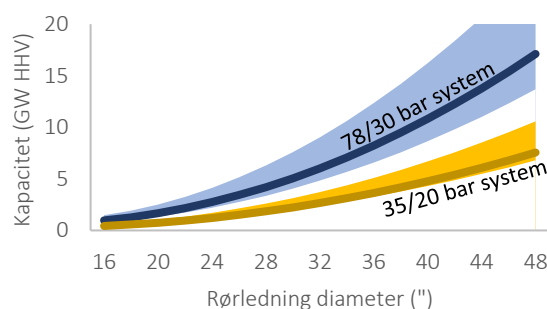
SAMSPIL MELLEM ELEKTROLYSEANLÆG OG BRINTLAGRE

I modellen optimeres investering i lagerkapacitet (energiindhold) og kapacitet til at injicere i lagrene. Der analyseres på kavernelager ved Lille Torup og ståltanke i knudepunkterne Revsing og København. Derudover indgår et linepack-lager i rør, hvor trykændring i røret skaber en lagerfunktion i selve røret. Lageret sikrer, at anlæg, der anvender brint, kan få en stabil forsyning, selvom elektrolyseanlæggene kører fleksibelt og dermed har ujævn brintproduktion. Lagerindhold i kavernelageret fremgår af figur 16. Lageret har i dette scenarie typisk 8-10 fyldninger/cykluser hen over et år.



Figur 16: Fyldningsgrad i brintkavernelageret i scenariet med 35 GW havvind i Nordsøen og offshore brintsystem.

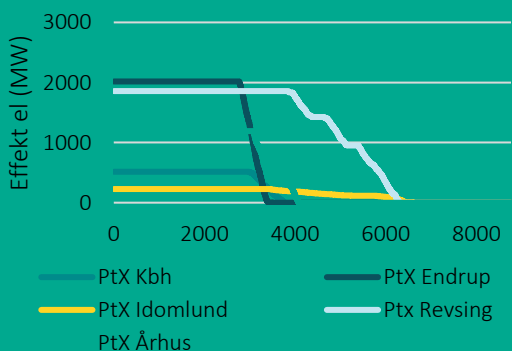
Figur 17 viser kapacitet til brinttransport som funktion af rørledningsdiameter ved forskellige trykniveauer. Generelt dækker et 36"-rør med mulighed for kompression effekter op til 8-10 GW transport af brint. I scenariet med 35 GW havvind i Nordsøen er produktion af brint så høj (jf. figur 15), at der vil være behov for højere dimensioner af rør end 36", hvis alt brinten ilandføres. Hvis f.eks. produktion fra dedikerede brintmøller (5 GW) føres til Holland, kan 36"-rør potentielt være dækkende i dette scenarie.



Figur 17: Transmissionskapacitet i brintrør for rør af forskellig diameter.

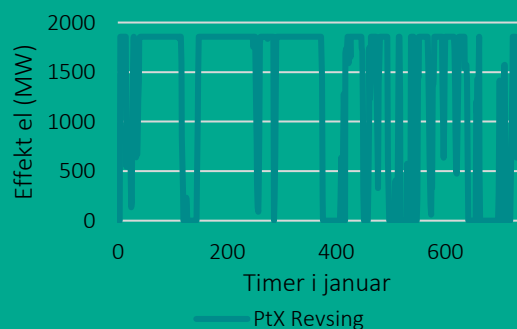
Drift af elektrolyseanlæg

I systemanalysen drives brintmarkedet som timemarked med drift i timer, hvor markedsværdi af brint i forhold til elprisen tilsiger drift. Typisk er der årligt 2500-4000 årlige driftstimer, jf. varighedskurve for et år i figur 18.



Figur 18: Varighedskurver for udvalgte centrale elektrolyseanlæg i scenariet med 10 GW havvind i Nordsøen og offshore brintsystem.

Den fleksible drift hen over en måned (januar) fremgår af figur 19. Elektrolyse-anlægget bidrager med høj fleksibilitet til elsystemet. I forhold til brint-systemet sker indfødnig og udtag i punkter her også i forhold til timemarkedet.



Figur 19: Eksempel på drift af et større centralt elektrolyseanlæg i januar i scenariet med 10 GW havvind i Nordsøen og offshore brintsystem.



>>

Der er lavet simuleringer af tryk og flow givet et valg af rørdimension. Der er behov for ganske omfattende analyser af flow, kompression og systemdrift. Nedenstående figur illustrerer eksempel på flow og tryk i rør fra Nordsø via en vestkystforbindelse og Nedre T frem til Tyskland. Den fluktuerende produktion af brint og i dette eksempel fluktuerende forbrug medfører betydelige trykvariationer i brintinfrastrukturen. Figur 20 viser systemdrift uden kompressor, men hvor brint kan indføres fra offshore elektrolyse med op til 50 bar.

Tryk ved Ellund (tysklandsgrænse) varierer i eksemplet betydeligt pga. den fluktuerende produktion, men ændret driftsstrategi kan forbedre disse forhold betydeligt og skal undersøges nærmere. I særlige tilfælde kan det derfor være nødvendigt med systemydelse til brintnettet fra specifikke elektrolyseanlæg og lagre. Herved kan der være systemdriftstiltag, som påvirker både elsystemet og brintsystemet, og det vil kræve systemdrift med realtidsoverblik over el- og brintsystemet for at sikre aktivering af de mest hensigtsmæssige systemydelse.

I forhold til offshoreudviklingen er det et strategisk valg, om man vil forbinde evt. brintproduktion i Nordsøen med dansk infrastruktur og/eller med eksempelvis

Holland. Foreløbige beregninger indikerer, at høje ambitioner for udbygning af vind i Nordsøens danske del og udbygning med elektrolyseanlæg gør det relevant ud fra et økonomisk perspektiv med både brintinfrastruktur-backbone på land og forbindelse til offshore brintproduktion.

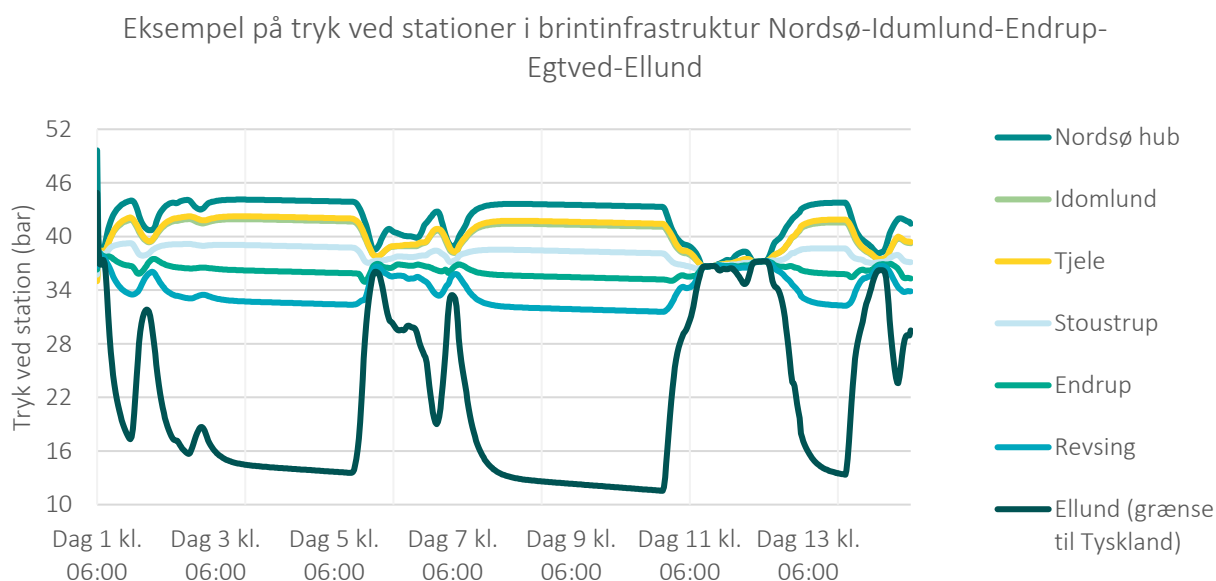
TRINVIS UDBYGNING AF BRINTINFRASTRUKTUR

Variationer af analysen viser, at der frem mod 2030 er betydelig værdi ved etablering af jysk backbone og nordjysk brintklynge med lager ved Ll. Torup.

I Østdanmark er der grundlag for klynger med brint både ved København og Sydsjælland/Lolland/Falster.

Efterfølgende, frem mod 2035, kan etablering af offshore brintforbindelse være hensigtsmæssigt, hvis offshore elektrolyseteknologi udvikler sig gunstigt.

Herved vil Danmark blive et relativt stærkt "brohoved" for den danske Nordsøenergi, hvor vækst med energiindustri kan bringes i spil. Med brintinfrastruktur til Tyskland ligger Danmark ved indfødningspunktet, men i det omfang brint er i overskud, kan Tyskland, jf. ENTSO-E TYNDP22, scenarier, importere mængder, der langt overstiger det danske produktionspotentiale.



Figur 20: Eksempel på tryk forskellige steder i en simuleret jysk brintinfrastruktur.

SAMSPIL MELLEM FORSKELLIGE TYPER AF ENERGILAGRE

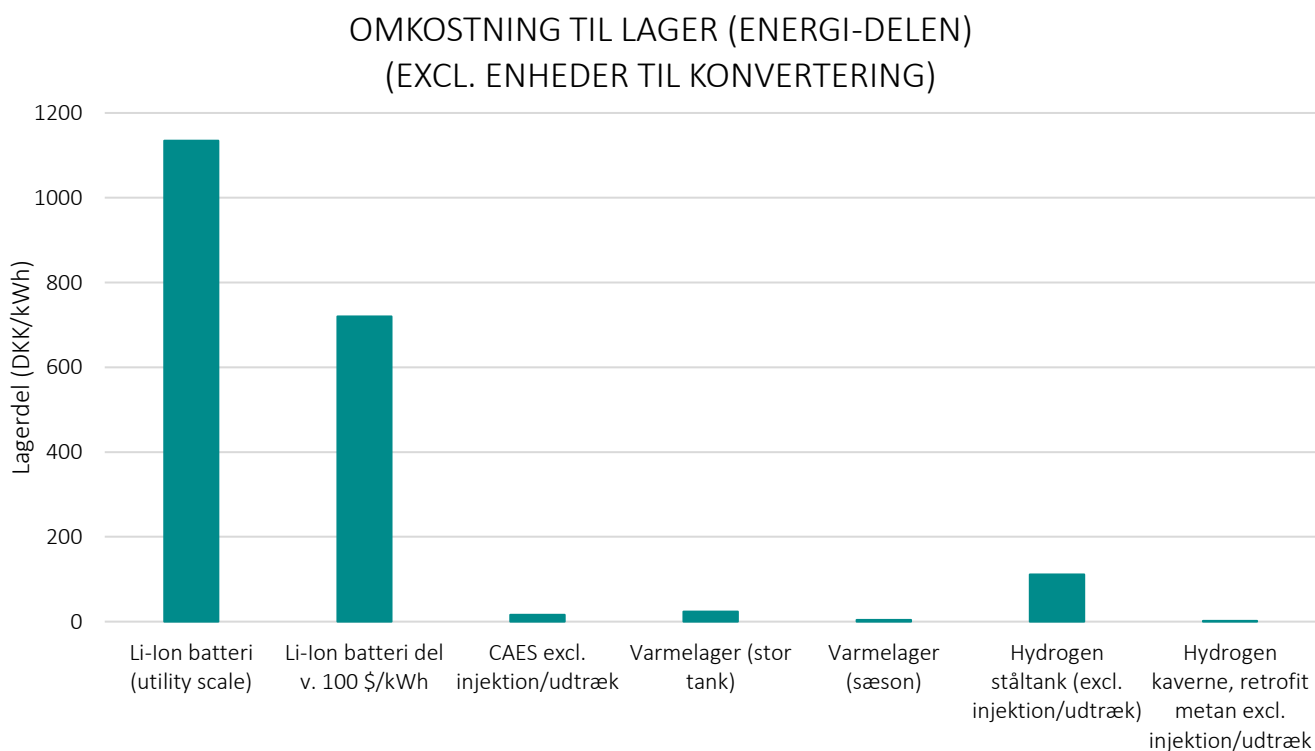
Ved at koble energisystemerne tættere sammen opnås mulighed for at bruge styrkepositioner ved de forskellige energibærere. Omkostninger til lagring er forskellige, og ved at koble energisystemerne kan der opnås billigere adgang til fleksibilitet, end hvis eksempelvis elsystemet alene kan anvende direkte ellagre som batterier. Nedenstående figur viser omkostningen til lagring af en given energitype med forskellige teknologier.

Det skal bemærkes, at konvertering mellem energiformer typisk har betydelige tab. Så f.eks. lagring af el i

batterier kan være hensigtsmæssigt, hvis det er over kortere tid, og energien skal anvendes som el.

Sektorkoblingen bidrager med adgang til forskellige typer lagerkapacitet til en betydelig fleksibilitet og investering i lagerkapacitet til at balancere den fluktuerende elproduktion. Primært udbygning af brintlagre tilfører fleksibilitet til lagring over dage og uger. Lager fra elbiler udgør en betydelig usikkerhed mht. tilgængelighed og er alene skønnet ud fra antal af elbiler og adgang op til 30 kWh pr. batteri.

Dette udgør en meget lille energi-kapacitet ift. brint og gaslagre, men udgør en betydelig effektreserve til kortvarige effektreguleringer (timer).



Figur 21: Investeringsomkostninger for forskellige lagertyper.

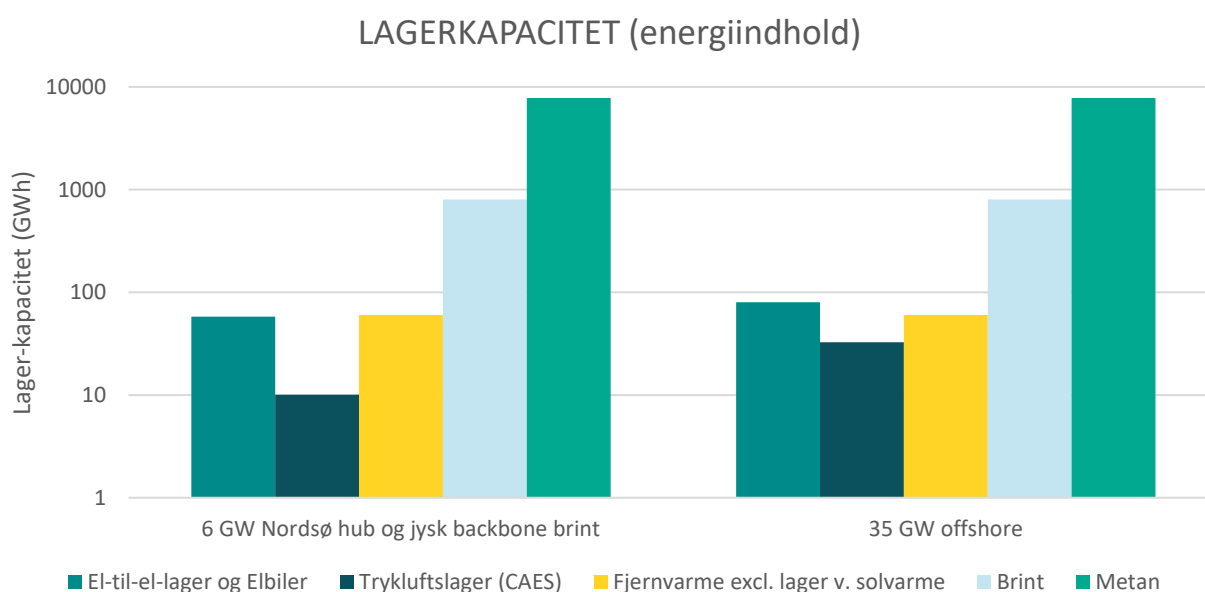


Brint, metan og flydende brændstoffer bliver dominerende lagre af energi til balancering af variationer over dage/uger og sæson. Den store fluktuerende elproduktion fra vind og solceller balanceres i høj grad ved, at PtX-anlæg drives fleksibelt i scenarierne. Da slutforbruget af energi til energitjenester er relativt ufleksibelt, er der behov for at hente den nødvendige fleksibilitet ved sektorkobling, hvor der kan lagres betydelige mængder energi i systemet. Her er lagre af kemisk energi fra brint, metan og flydende brændstoffer afgørende. Udbygningen med kapacitet til batterier til storskala lagring øges kun begrænset fra 6 GW Nordsøhub til scenariet med 35 GW offshore vind i Nordsøen.

Der er antaget en maksimal kapacitet på konvertering af metankaverner på 800 GWh. I scenarierne, hvor der leveres en fast leverance af brint til Tyskland, investerer modellen i den fulde kapacitet. Her leverer PtX-anlæg både fleksibilitet til intraday-variationer og variationer hen over uger/måneder, jf. også figur med driften af brintlagre.

Det kan udover konvertering af kaverner til brint være relevant at investere i nye etablerede brint kaverner. Denne del er ikke undersøgt her.

Udbygning med batterilagre kan blive betydeligt større pga. stigende behov for at håndtere interne flaskehalse i elnettet også på DSO-niveau og til levering af systemydelser til elsystemet.



Figur 22: Energiindhold i de lagre, som simuleres i modellen, i scenariet med 35 GW havvind i Nordsøen og offshore brintsystem. Bemærk, at skalaen på y-aksen er logaritmisk. For fjernvarme er ikke vist lager direkte koblet til store solvarmeanlæg.

ANALYSERET SAMSPIL MELLEM MARKED OG FYSIK I ELSYSTEMET

Med mere vind, sol, PtX og en generel elektrificering med elbiler, varmepumper mv. øges risikoen for flaskehalse internt i TSO-nettet. Det er muligt at forstærke elnettet med enten kabler (relativt dyrt) eller luftledninger (politisk vanskeligt), så flaskehalse elimineres.

Øget sektorkobling, hvor energien "flyttes" over i andre energibærere, eksempelvis brint, kan relativt effektivt reducere flaskehalse i elnettet. Det kræver incitament til at placere og drifte VE- og PtX-anlæg hensigtsmæssigt ift. infrastrukturkapaciteten. Markedstiltag, der udtrykker infrastrukturens fysiske kapacitet, er effektive værktøjer til at sikre hensigtsmæssig placering og drift af anlæg. Analysen viser, at med markedsløsninger, der sikrer optimering af drift og investeringsincitament, der afspejler infrastrukturens fysiske flaskehalse, kan en meget kraftig udbygning med VE håndteres i energisystemet.

I EU arbejder ACER langsigtet for, at der etableres markedsløsninger, der i langt højere grad afspejler de fysiske forhold, end det er tilfældet med de nuværende prisområder. Man er meget opmærksom på, at det kan medføre udfordringer og betydelig politisk modstand at implementere, så det ses som et mere langsigtet virkemiddel. Eksempelvis vil mindre prisområder øge risikoen for, at en VE-producent får en lavere afregning fra markedet, end det var tilfældet med de store prisområder.

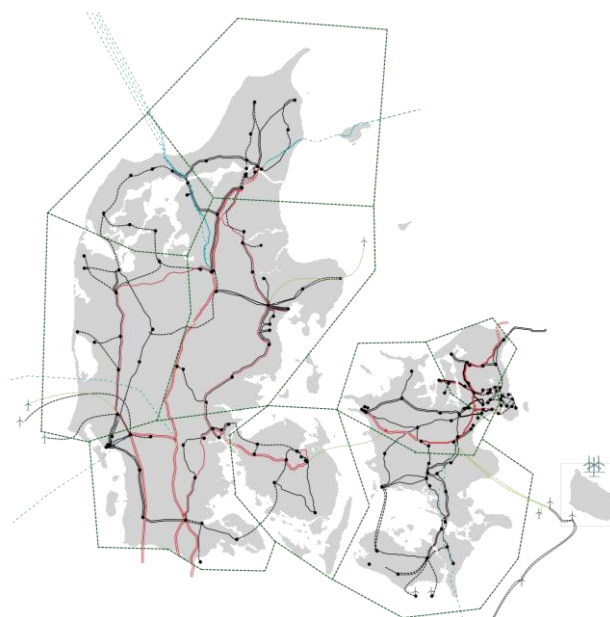
Lokale regulerkraftbud (bud med geografisk placering) kan bruges til at håndtere interne flaskehalse i elnettet, men der kan være en risiko for spekulation ved at have forskellig geografisk opløsning i regulerkraft- og day-ahead-markedet. F.eks. ved at elproduktion byder ind i day-ahead og aktiveres og afregnes til prisområdeprisen, men pga. interne flaskehalse nedreguleres med lokalt regulerkraftbud.

Den langsigtede elmarkedsudvikling foregår i et bredt europæisk samarbejde, og den præcise udvikling er svær at forudsige. På langt sigt kan planlægges ud fra

en trend gående mod finere geografisk opløsning, mens der på kort sigt kan anvendes nationale virkemidler til at håndtere interne netflaskehalse. Herunder geografiske regulerkraftbud, begrænset netadgang, direkte linjer, som aktør selv etablerer, og kapacitetskort, der viser aktører, hvor der er gode betingelser for placering af nyt forbrug og ny produktion. Derudover kan investeringsincitament i rimeligt omfang sikres med geografisk differentierede tariffer. De aktuelle tiltag i denne retning er uddybet i materiale tilgængeligt på Energinets hjemmeside.

Med en evt. langsigtet forventning om finere geografisk opdeling er det et opmærksomhedspunkt, at udbud af VE og PtX i de kommende år skal være kompatibelt hermed. Der er løsninger på at sikre robust VE-afregning, f.eks. hedging op mod større priszoner. Særligt har lande uden for EU stærke kompetencer på nodal pricing. Innovation og inspiration internationalt kan derved gøre Danmark førende inden for markedsløsninger til et VE-domineret system.

Figur 23 viser områder, hvor der ved kraftig udbygning med VE typisk kan forekomme flaskehalse i elnetkapaciteten. Modelmæssigt er disse delzoner anvendt i analysen, men dette skal ikke tages som udtryk for fremtidige markedszoner.



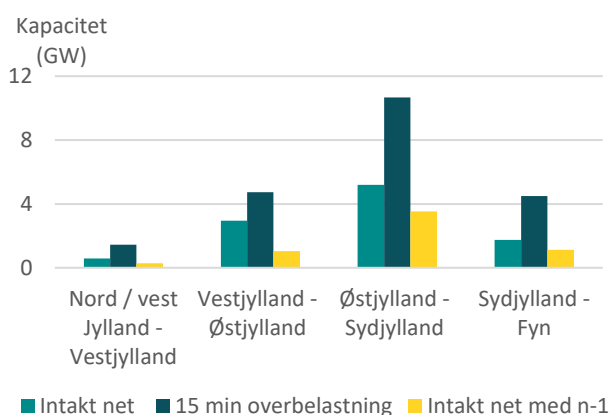
Figur 23: De stiplede linjer illustrerer de områder, modellen er opdelt i. Bemærk, at det ikke er udtryk for fremtidige markedszoner.



BRUG AF FLEKSIBELT ELFORBRUG SOM SUPPLERENDE NETRESERVE

I dag drives elsystemet således, at elforbrug skal kunne forsynes også ved uhensigtsmæssige hændelser i elnettet. Det stiller betydelige krav til mængden af netreserver med ledig kapacitet til at håndtere et udfald. Dette begrænser derfor ofte en fuld udnyttelse af eltransmissionsnettet.

Med stigende mængder regulerbart forbrug er der



Figur 24: Netkapacitet i udvalgte snit i 2030 med hhv. intakt net, tilladt 15-minutters overbelastning og intakt net med kapacitet reserveret til at håndtere én kritisk fejl (n-1).

potentiale for at udvikle koncepter, der muliggør, at forbrugsanlæggenes fleksibilitet udnyttes til at reducere behovet for ledig netkapacitet. Det kræver, at forbrug og produktion reguleres symmetrisk og ved fejl i nettet på hver side af fejlen. Hvis produktion og forbrug ikke nedreguleres symmetrisk omkring en flaskehals i elnettet, vil det medføre en ubalance, som vil tvinges over AC-forbindelser til udlandet (Tyskland i DK1 og Sverige i DK2).

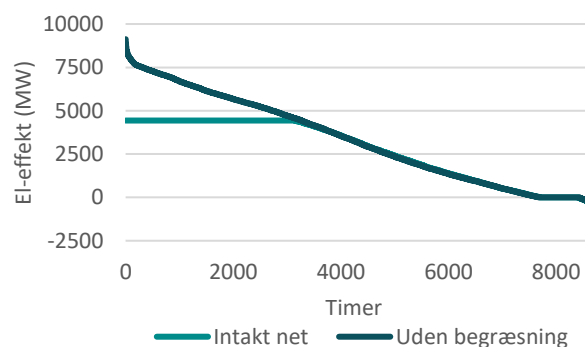
Analysen viser, at der er et betydeligt potentiale ved at realisere disse muligheder med at bruge fleksibelt elforbrug aktivt.

Det fysiske flow følger impedanserne i AC-nettet. Det er således ikke givet, at kapaciteten, der termisk er

mulig, reelt kan udnyttes. Det faktiske load flow kan vurderes mere detaljeret i en simulering i værktøjet Power Factory som supplement til analysens grundmodel.

Der arbejdes allerede i dag med udvikling af værktøjer, der kan øge udnyttelsen af elinfrastrukturen. Eksempelvis er produktet "Begrænset netadgang", hvor forbrug skal kunne afbrydes inden for 15 minutter, langt i sin udvikling. Dette er første skridt i retning af at bruge fleksibelt elforbrug som supplerende netreserve. Hvis forbruget nedreguleres inden for en 15-minutters periode, kan der tillades en vis overbelastning, indtil forbruget er nedreguleret. Figur 24 viser kapacitet ved intakt net og 15 minutters kortvarig overbelastning med/uden n-1 hensyn.

Figur 25 viser eksempel med simulering af flow imellem delzone Vestjylland og Sydjylland ved udbygning med 10 GW offshore hubs i Nordsøen og ved forskellige netkapaciteter; 1) ved intakt net med mulighed for forstærkning med kabler mellem delzoner og 2) ved antagelse af, at der ikke er nogen netbegrænsninger.



Figur 25: Eksempel på varighedskurve for flowet mellem områderne i Vestjylland og Sydjylland. Her vises en case, hvor modellen har fået den fulde termiske kapacitet stillet til rådighed for optimeringen, og en case, hvor transmissionskapaciteten er begrænset. Tallene er fra scenariet med 10 GW vindhubs i Nordsøen og offshore brintsystem.

STABILITET I VIND-/PV-/PTX-DOMINERET ELSYSTEM

Centrale kraftværker har generelt været et bærende element i at sikre stabiliteten i elsystemet ved at levere inert, spændingsregulering og kortslutningseffekt. I takt med, at der udbygges massivt med vind og solceller, reduceres behovet for kraftværksproduktion. Elproduktion fra vindkraft og solcelleanlæg er tilsluttet via effektelektronik og leverer ikke naturligt systembærende egenskaber som et centralt kraftværk. Men der arbejdes løbende med at udvikle styring af effektelektronik tilsluttede anlæg, så de i noget omfang kan levere systembærende egenskaber (gridforming).

Figur 26 viser vind- og solproduktion ift. kraftværksproduktion for scenariet med udbygning op til 35 GW havvind i den danske del af Nordsøen. Elproduktion fra termiske kraftværker er meget begrænset set ift. Vind-/sol-elproduktionen.

Fleksibelt forbrug fra PtX, varmepumper, elbiler og batterier udgør det meste af tiden med høj vind-/solproduktion en betydelig regulerbar ressource. I Danmark har varmeproduktion været et vigtigt indtægtsgrundlag for de centrale kraftværker og har givet incitament for kraftværkerne til også at køre i timer med relativt lave elpriser. Men produktion af varme fra PtX-relaterede aktiviteter og store varmepumper dæk-

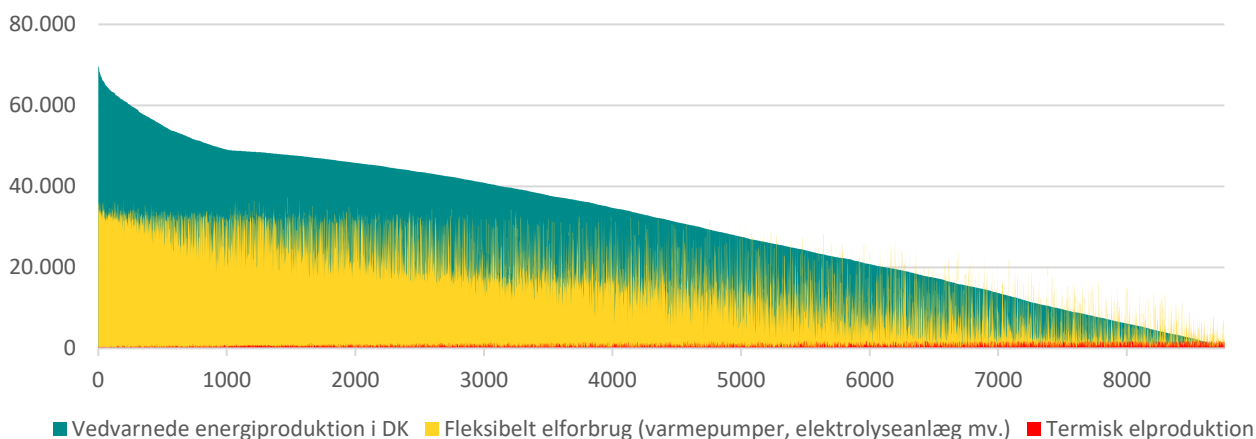
ker en stor del af fjernvarmegrundlaget i de centrale kraftværksområder.

Stabilitet i et system med næsten 100 % effektelektronik-tilsluttet produktion og forbrug er derfor en kerneudfordring, der skal adresseres. Det kan f.eks. være med en gradvis indfasning af vind- og solproduktion, der yder dynamisk spændingsstøtte og inertirespons mv., som i hensigtsmæssigt omfang matcher den respons, som traditionelle synkrongeneratorer yder (gridforming). Jf. endvidere forskningssamarbejder nationalt og internationalt regi (ENTSO-E, G-PST).

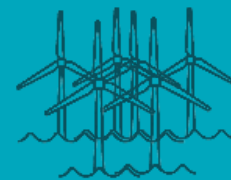
FLERE UBALANCER FRA VIND, MEN MERE FLEKSIBILITET TIL BALANCERING

Der er med stigende andel af vind og sol en større ubalance mellem forecast af VE-elproduktionen og den realiserede produktion i driftstimen. Med simuleringsværktøjet "CorRES" udviklet af DTU, er der analyseret forskel mellem forecast af vindproduktion og den realiserede produktion fra offshore vind. Figur 27 viser disse forskelle mellem forecast og realiseret produktion for scenariet med 6 GW offshore energi/hub i den danske del af Nordsøen. Figuren viser ubalancen day-ahead og hour-ahead som varighedskurve og fordeling hen over året.

ELPRODUKTION OG FLEKSIBELT FORBRUG (SCENARIET MED 35 GW HAVVIND I NORDSØEN)



Figur 26: Timedata for hhv. termisk produktionskapacitet, produktion fra vindmøller og produktion fra solceller samt det fleksible forbrug. Data er fra scenariet med 35 GW havvind i Nordsøen.



>>

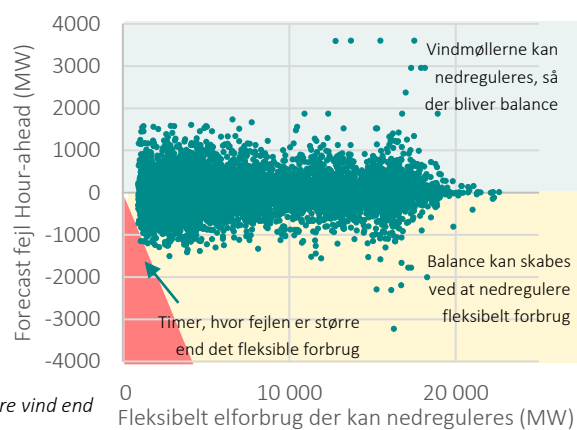
Med udbygningen af vind- og solproduktion øges samtidig udbygningen med potentielt helt eller delvist fleksibelt elforbrug i form af elbiler, store og små varmepumper og elpatroner, Power-to-X mv. Figur 28 viser forecast fejl hour-ahead (y-akse) som funktion af beregnet fleksibelt elforbrug i samme driftstime (x-akse). I timer, hvor der realiseres **mere produktion** end forventet (positive y-værdier, lys grøn markering), kan situationen håndteres ved at øge et elforbruget (hvis muligt) eller om nødvendigt nedregulere elproduktionen fra vind. Denne situation er altså ud fra forsyningsikkerhed ikke kritisk.

I timer, hvor der realiseres **mindre produktion** end forventet, kan fleksibelt forbrug potentielt nedreguleres og derved håndtere ubalancen. Dvs. i timer hvor det fleksible forbrug er højere end forecast fejlen (gul markering) kan ubalancen håndteres hvis (og kun hvis) det fleksible forbrug kan aktiveres i driftstimen. Timer hvor det fleksible forbrug er højere end forecast fejl kan således potentielt håndteres med nedregulering af det fleksible elforbrug. Det skal pointeres, at f.eks. Power-to-X kan have andre bindinger f.eks. tekniske begrænsninger eller krav om levering af brint, hvis ikke der er adgang til brintlagre.

Hvis ikke der er fleksibelt elforbrug, der kan håndtere

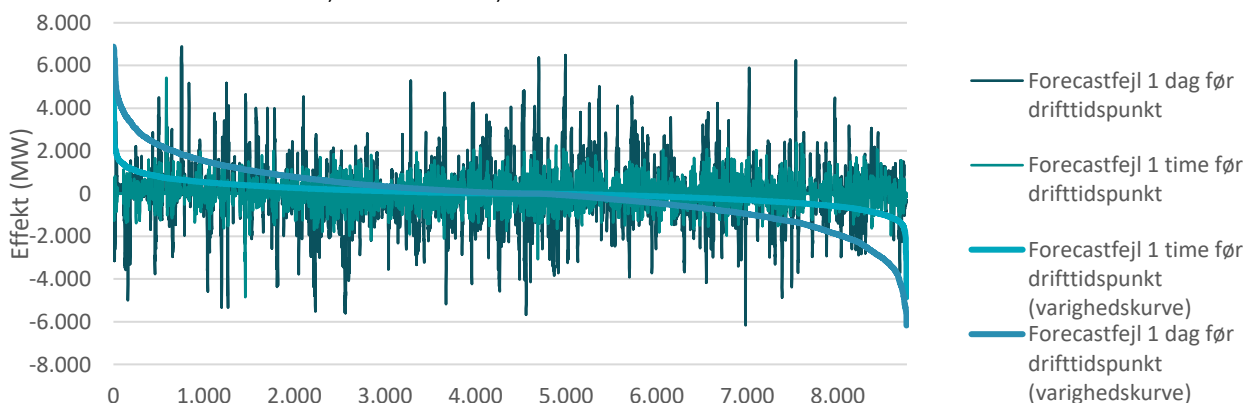
ubalancen, er der behov for opregulering af produktion fra f.eks. termisk elproduktion eller batterilagre til at håndtere ubalancen. Som det fremgår af figur 28 (rød markering) er det dog i et mindre antal timer denne situation fremkommer. Det er typisk med en moderat vindproduktion og høje elpriser, hvor det fleksible elforbrug derfor ikke er aktiveret. Figuren her er illustrativ og viser kun ubalance fra offshore vind. Dertil kommer ubalance fra landvind og sol, placering af fleksibilitet mv.

Mere vind end forventet



Figur 28: Forholdet mellem fejl i forudsigelser timen før driftstimen og potentielt fleksibelt forbrug i timen. Hvert punkt repræsenterer en time. Data er fra scenariet med 6 GW havvind i Nordsøen.

EKSEMPEL PÅ FEJL I FORUDSIGELSERNE FOR ELPRODUKTION FRA HAVVIND DAGEN FØR OG TIMEN FØR DRIFTIDSPUNKTET I SCENARIET MED 6 GW VIND-



Figur 27: Fejl i forudsigelserne 1 dag/1 time forud for vindproduktion fra havvind i scenariet med 6 GW energiø/hub havvind i Nordsøen.

ELBILER OG SOLCELLER INDTAGER VILLAVEJENE, OG DET KALDER PÅ SAMOPTIMERING MELLEM ELTRANSMISSIONS- OG ELDISTRIBUTIONSNETTENE

Som et afgørende led i den grønne omstilling elektrificeres persontransport ved udbredelse af elbiler og dele af opvarmning med varmepumper. Samtidig forventes antallet af mindre solcelleanlæg at stige. Øget elforbrug og elproduktion ændrer måden, som distributionsnettet anvendes på i forhold til i dag. Det risikerer at skabe situationer, hvor kapaciteten i det eksisterende elnet ikke er tilstrækkelig.

Særligt opladning af elbiler forventes at skabe en markant udfordring. I dag er udbredelsen af elbiler stadig begrænset (ca. 100.000 rene elbiler), og optimering af ladning til elmarkedets priser er ligeledes begrænset. I takt med, at opladningen tilpasses til så vidt muligt at foregå i timer med lave elpriser, øges risikoen for, at der sker overbelastninger i distributionsnettet.

I denne analyse antages, at der udvikles en model, som sikrer, at opladning af private elbiler sker, når

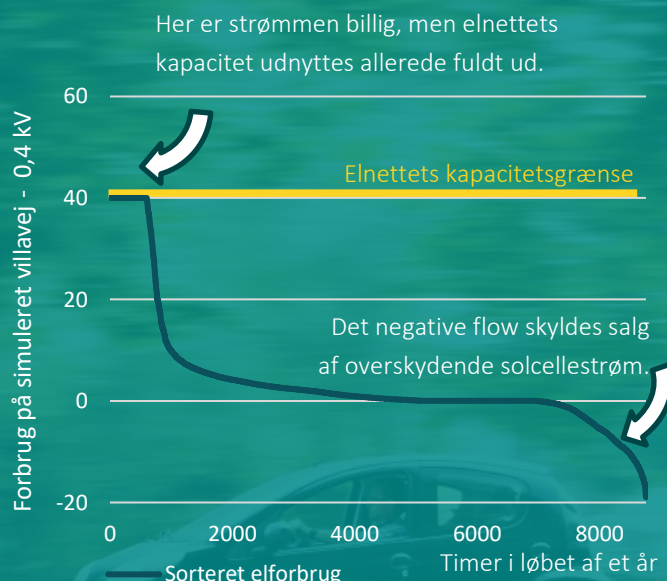
strømmen er billigst mulig for forbrugeren, i det omfang det kan lade sig gøre, uden at der sker en komformæssig forringelse. Det samme antages for private varmepumper. For ikke at modellere situationer, hvor distributionsnettet frit kan overbelastes, begrænses kapaciteten til et simplificeret, realistisk niveau, og simuleringen løser opgaven, så alle elbiler lades billigst muligt, uden at elnettet overbelastes.

Udfordringen ses i hele Europa, og i samarbejde mellem TSO, DSO'er, markedsaktører og vidensinstitutioner udvikles, testes og implementeres konceptløsninger, der håndterer flaskehalse lokalt i elsystemet, samtidig med et incitament til at bruge el i perioder med rigelig produktion fra vind og sol.

Energinet gennemfører analyser og forsøg med samspil mellem realtidspriser, systemydelse, de nye typer elforbrug og håndtering af lokale flaskehalse og samarbejder aktivt med aktører i branchen.

HVEM VIL LADE SIN ELBIL, MENS STRØMMEN ER DYR?

Figuren viser en typisk situation på en villavej/0,4 kV-afgrening med 10 huse fra analysen. Der er her taget udgangspunkt i elmarkedspriser for 2030-referencescenariet. I analysen er antaget 1 elbil pr. husstand og udbygning med solceller er baseret på samfundsøkonomisk optimering. Som det fremgår af figuren, er kapaciteten på afgreningen i ca. 8 % af årets timer udfordret pga. sammenfald af opladning af elbiler i timer med lave elpriser. Det er derfor helt afgørende, at samspillet mellem elmarkederne og DSO-elnettet udvikles de kommende år.



Figur 29: Eksempel på en simuleret belastning på en 0,4 kV-radial på en villavej med elbiler, solceller og batterier.



HVORDAN BLIVER SNITFLADEN MELLEM ELBILERNE OG ELMARKEDET?

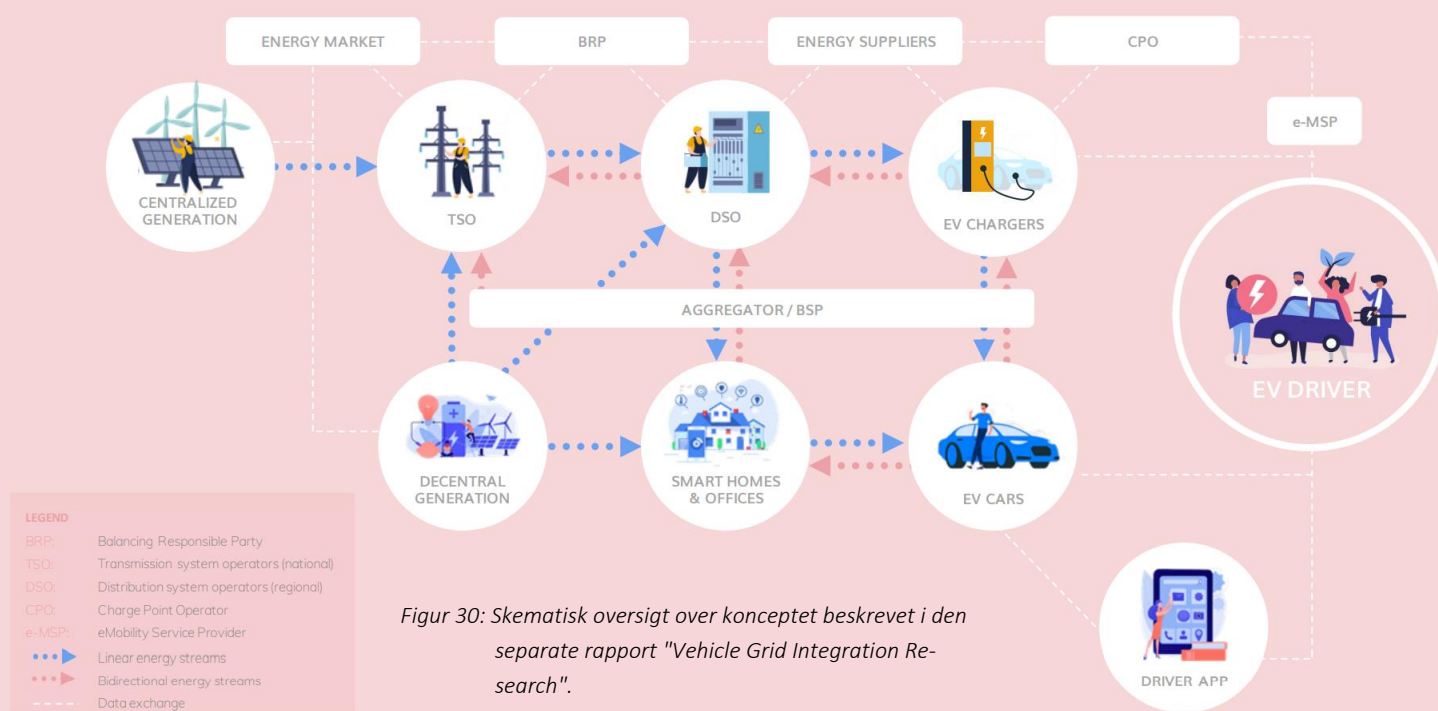
Omstillingen til elbiler binder et helt nyt og meget tæt bånd mellem transportsektoren og elsektoren. Dynamikken mellem sektorerne, der i denne analyse håndteres med en simpel optimering, er i virkeligheden kompleks og under hastig udvikling. Udrulningen af elbiler og ladestandere er ved for alvor at tage fart, og økosystemet fra elproduktion til elbilkørerne er et aktuelt emne helt fra EU-plan til spisebordet.

I rapporten *Vehicle Grid Integration Research* har Rethinking Energy for Energinet kortlagt aktuelle dynamikker og forretningsmodeller i økosystemet og identificeret kerneproblemer og løsningsveje til at fremdyrke et økosystem, der sikrer, at elbilerne bliver en aktiv med-spiller i energisystemet. Resultatet er blandt andet en model for *social and responsible charging*, som er vist på figuren nederst på siden.

Rapporten fremhæver eksempelvis, at et af kerneelementerne i en velfungerende model er, at der bliver udviklet de rette rammer for, at elbilsejerne kan give en tredjepart lov til at kommunikere direkte med enten elbilen eller ladestanderen, således at der kan sendes digitale signaler, der er styrende for opladningen af elbilen. [Læs mere i rapporten her.](#)

EU'S SOLCELLEUDSPIL UNDER RE-PowerEU VARSLER LANGT FLERE SOLCELLER I DISTRIBUTIONSNETTET

Industribygninger, offentlige bygninger og private husstande skal lægge tag til langt flere solceller, hvis udspillet til *EU's strategi for solenergi* bliver vedtaget. EU vil blandt andet sikre, at alle eksisterende og nye offentlige og industribygninger på over 250 kvm. har tagmonteret solenergi senest i 2027. Det samme gælder alle nye beboelsesejendomme fra 2029. Det øger presset for at finde de rigtige løsninger til at sikre, at den nye produktion bringes mest hensigtsmæssigt i spil.



LANGSIGTEDE PERSPEKTIVER FOR METAN-GASSYSTEMET

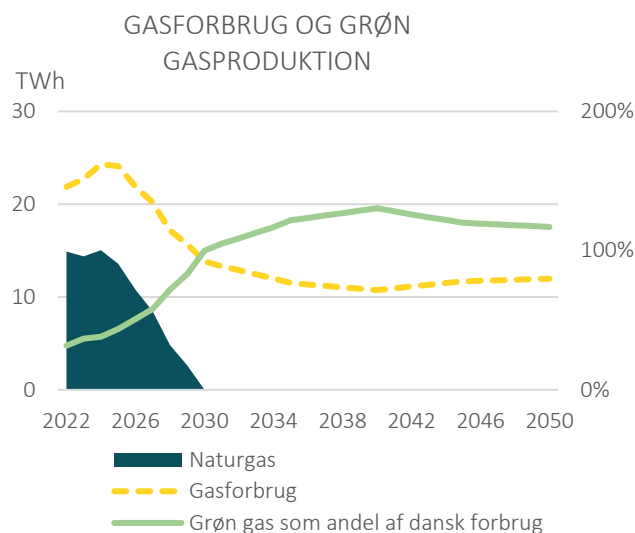
Produktion af grøn gas overstiger om nogle år gasforbruget

I takt med at produktion af biogas øges, og forbruget af metangas generelt reduceres pga. elektrificering, bliver der på længere sigt et overskud af VE-metangas (BNG). Figuren til højre viser forventning til produktion af grøn gas og forbrug af gas.

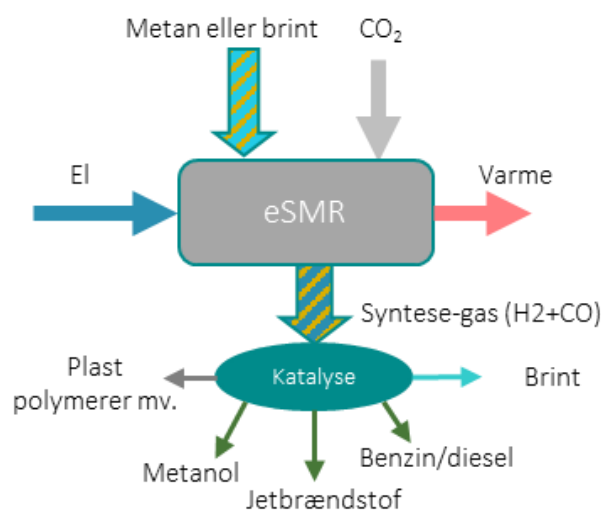
Allerede frem mod 2030 forventes biogasproduktionen at overstige det danske forbrug. Der vil derefter være et overskud af VE-gas, som enten kan eksporteres på det europæiske marked, særligt Tyskland, eller biogassen kan i samspil med PtX forarbejdes videre til flydende højværdi-produkter som metanol, flybrændstof mv.

Nye elbaserede teknologier til gaskonvertering

Nye teknologier, hvor el bruges til at ændre forskellige typer af gas til syntesegas, herunder electro-steam methane reforming (eSMR), åbner for nye typer af sektorkobling mellem el, metan, brint, og CO₂. Electro-steam reforming-teknologien har været med i perspektivanalyserne i en årrække, men har i de senere år nået et prækommercielt udviklingstrin og kan få betydelig indflydelse på fremtidens kobling af metan, brint, CO₂ og flydende højværdibrændstoffer. Eksempel på teknologien er vist til højre. eSMR kan fødes med metan, biogas og/eller brint i kombination med CO₂. Inputtet omdannes til en syntesegas primært bestående af brint og kulmono-oxid. Syntesegassen kan herefter katalyseres til kulbrintebrændstoffer som metanol, flybrændstof (kerosene), diesel, benzin, plast-polymerer osv. eller katalyseres til brint og CO₂, som deponeres. Da eSMR kan veksle mellem hvilket input den konverterer til syntesegas, kan den virke som en fleksibel brintforbruger ved at bruge brint (og CO₂) når det er billigt/tilgængeligt og ellers bruge metan eller biogas. Derved kan eSMR virke som et virtuelt brintlager.



Figur 31: Analyseforudsætningerne 2022 (høringsversion) frem-skriver det viste forløb for anvendelsen af naturgas, gas-forbruget og andelen af grøn gas.



Figur 32: Procesoversigt for et eSMR-anlæg med efterfølgende katalyseproces.



>>

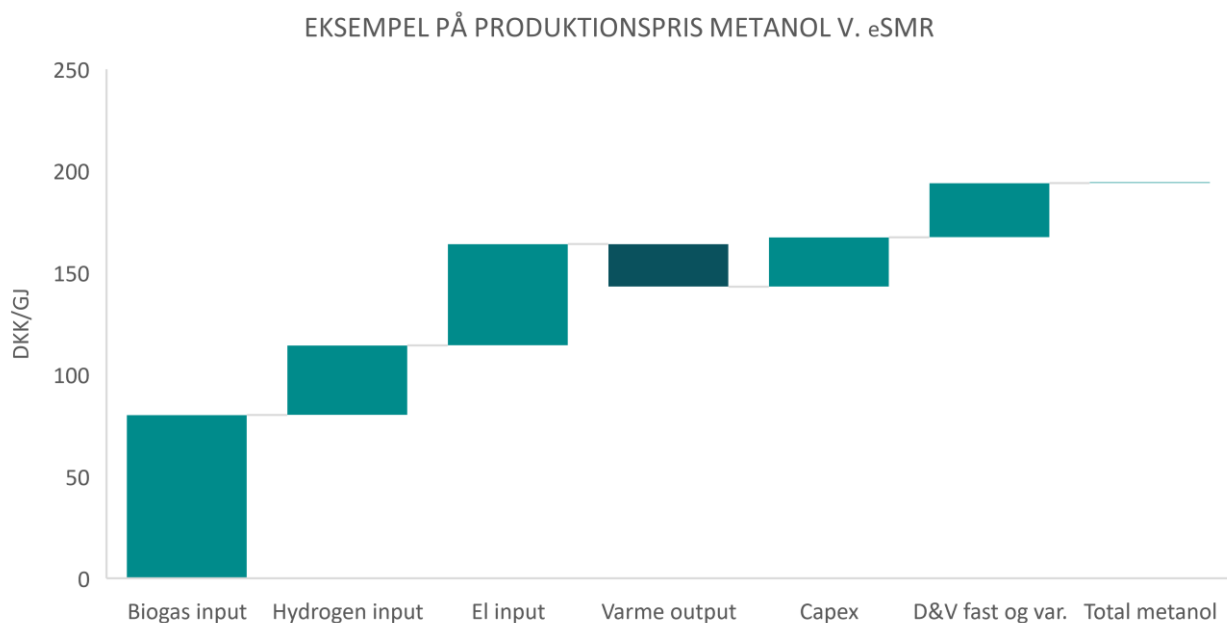
Eksport af grøn gas eller konvertering af den grønne gas til flydende brændstoffer?

Med meget høje priser på naturgas i Europa kan det være mere favorabelt at eksportere grøn gas end at konvertere den grønne gas til flydende brændstoffer af høj værdi (flybrændstof, metanol mv.).

Eksport af grøn gas til Europa kan som minimum forventes at kunne sælges til markedsprisen for naturgas (inkl. omkostningen til CO₂). Frem mod 2030 forventes naturgasprisen, jf. AF22 (høringsversion) inkl. omkostning ved CO₂ at være på ca. 105 DKK/GJ. Dette er på niveau med prisen på opgraderet biogas. Ved at konvertere VE-metan til VE-metanol (til en markedsværdi af 275 DKK/GJ) er betalingsvilligheden for VE-metangas på ca. 180 DKK/GJ. Hvis der ikke kan opnås en merbetaling for grøn gas til eksport, kan der således forventes en vis efterspørgsel på at bruge metan til flydende brændstoffer.

Herunder og på følgende side vises eksempler på anvendelse af eSMR teknologien i koblingen mellem biogas, metangas, brint og CO₂.

Case 1 er referencen, hvor biogas renses for CO₂ og indføres på nettet. Der bygges i dag kraftigt ud med denne type af løsninger. eSMR er stadig ikke fuldt markedsmoden, og med den nuværende europæiske forsyningsudfordring er der ekstraordinært højt behov for metangas til Europa, hvilket gør denne løsning meget relevant. I takt med, at eSMR bliver fuldt markedsmoden, forventeligt frem mod 2025, kan hybridløsninger (case 2) i nogle områder give et effektivt samspil med biogas og evt. fungere som opsamlingsnet for brint, jf. muligheden for at indføre brint og CO₂ i opstrømsforbindelsen.



Figur 33: Produktionsomkostninger ved at lave metanol fra biogas, brint og el ved electro-steam-reforming (eSMR)
Teknologien er stadig under udvikling og opstillingen er indikativ.

FOKUSOMRÅDE: GRØN GAS OG GRØNT KULSTOF

CASE 1 – OPGRADERING VED BIOGASANLÆG OG CENTRAL ANVENDELSE AF GAS TIL GAS-TO-LIQUID (GTL) (REFERENCE)

Referencen repræsenterer den nuværende udbygning med CO₂-rensning ved biogasanlæg og indfødn af metan i metaninfrastrukturen.

Fordele:

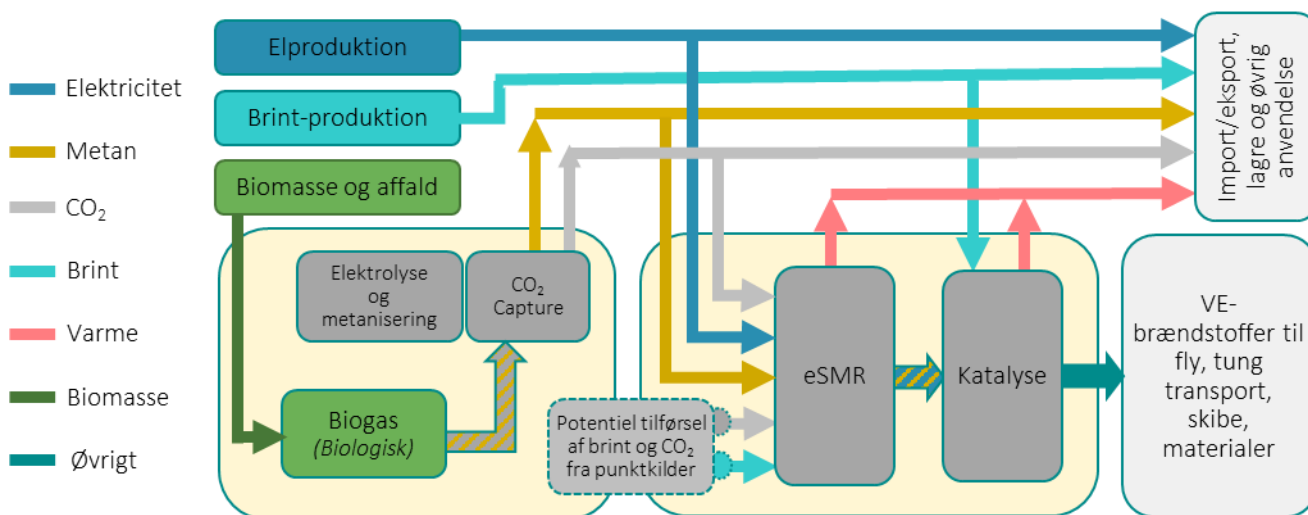
- Storskala eSMR og brændstofproduktion
- God mulighed for udnyttelse af overskudsvarme
- Standardiseret (BNG) metan til forsyning af forbrug og mulighed for eksport af grønt metan
- Metan og brint/CO₂ fleksibelt samspil til forsyning af brændstofproduktion. Hermed mulighed for at

bruge metanlager som backup for fluktuerende brintproduktion

- Brint og CO₂ kan indføres i forsyning (opstrøm) til central eSMR.

Ulemper:

- Ekstra omkostning til at scrubbe eller metanisere CO₂ decentralt og herefter ved central enhed igen tilføre CO₂ + ekstra omkostning til at komprimere til net.



Figur 34: Konceptskitse for case 1, hvor biogas opgraderes og tilføres centrale eSMR-anlæg, primært gennem den overordnede infrastruktur

Nye teknologier til metanisering kan potentielt reducere omkostningen ved dette og styrke denne løsningsvej. Herunder eksempelvis biomethanisering som "Electro fuel from a bio-trickling filter"

CASE 2 – HYBRIDMODEL

Biogasanlæg forbindes til en industriklynge med brændstofproduktion (eSMR/GtL). Konceptet svarer til den nuværende udbygning med CO₂-rensning ved biogasanlæg og indfødn af metan i metannettet.

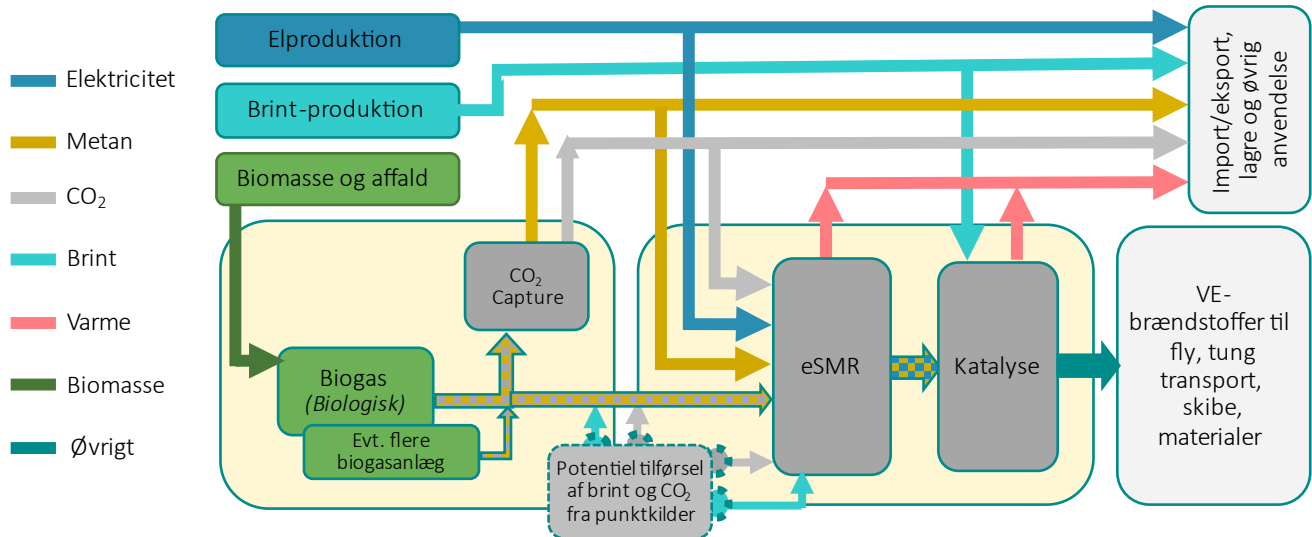
Fordele:

- Muliggør direkte brug af biogas uden CO₂-fangst
- Fleksibilitet til at udnytte lokale ressourcer (biogas, brint, CO₂ samt lokale lagre til brint og biomasse

- God mulighed for udnyttelse af overskudsvarme
- Standardiseret (BNG) metan til forsyning af forbrug og mulighed for eksport af grønt metan
- Brint og CO₂ kan indføres i metanforsyning (opstrøm) til central eSMR.

Ulemper:

- Velegnet til mediumskala GtL-anlæg, men i mindre grad til storskalaproduktion af jetbrændstof på raffinaderier.



Figur 35: Konceptskitse for case 2, hvor biogas fra et eller flere anlæg føres direkte til eSMR-anlæg.

CASE 3 – LOKAL GTL UDEN TILKNYTNING TIL METALNETTET

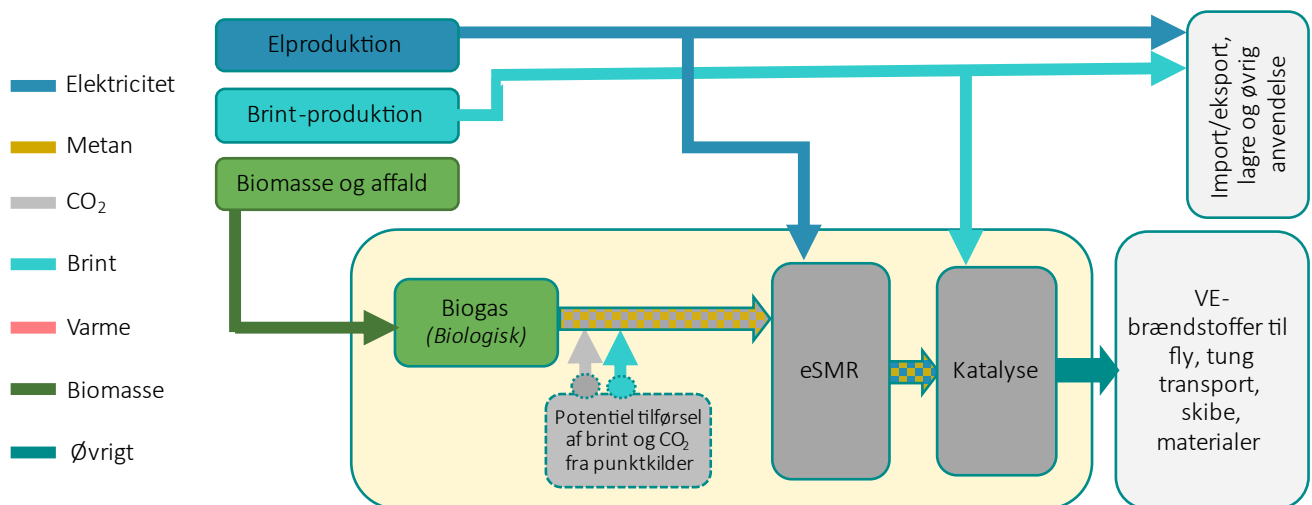
I denne variant forbindes biogasanlæg til en industri-klynge med brændstofproduktion (eSMR/GtL), uden tilknytning til metan- og CO₂-infrastruktur.

Fordele:

- Muliggør direkte brug af biogas uden CO₂-fangst
- Evt. kan brint tilføres en lokal linje mellem biogasanlægget og eSMR eller elektrolysen kan integreres med eSMR-anlægget.

Ulemper:

- Små stordriftsfordele
- Ikke mulighed for storskala udnyttelse af overskudsvarme
- Mindre fleksibilitet ift. energisystemet
- Potentielt højere tariffudgift grundet eltilslutning til distributionsnettet.



Figur 36: Konceptskitse for case 3, hvor et biogasanlæg er placeret tæt ved brændstofproduktionen.

PTX OG SAMSPIL MED BIOMASSE

Biomasse er en begrænset ressource og anvendes effektivt gennem HTL, pyrolyse og forgasning

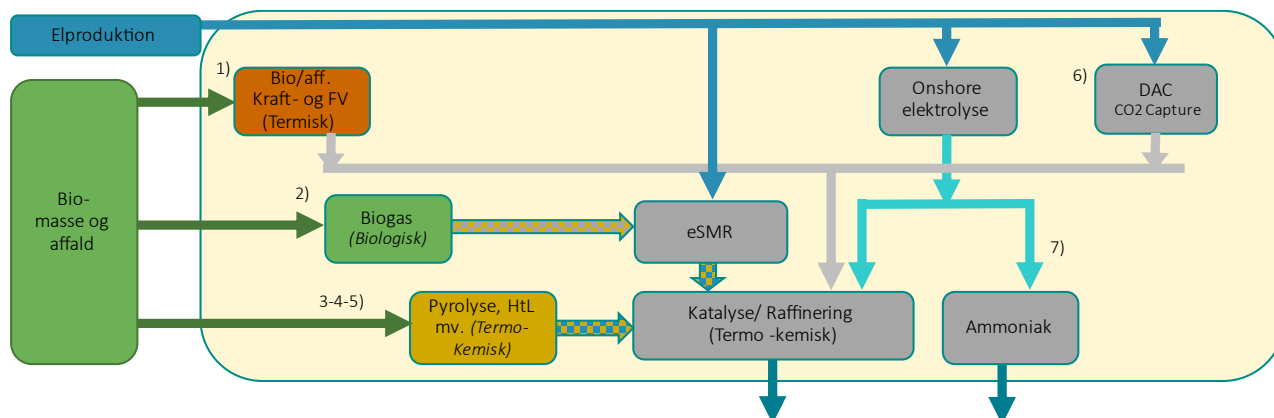
Der er et betydeligt samspil mellem infrastrukturen med el, metan og brint og produktion af PtX-brændstoffer. Så perspektiver for PtX og CCU/CCS er derfor taget med i denne helhedsorienterede perspektivanalyse.

Der er et behov for brændstoffer til de energiservices, som er uforholdsmæssigt dyre at elektrificere. Lidt forenklet fremhæves ofte, at de kulstofbaserede brændstoffer (som f.eks. diesel, flybrændstof, benzin, metanol) er de nemmeste at håndtere, men også de forholdsvis dyreste af fremstille med bæredygtig vedvarende energi. Så i det omfang direkte elektrificering (varmepumper, elbiler, elfærger, elfly mv.) er muligt, er det hensigtsmæssigt. Hvis energitjenesten kan forsynes med et kulstoffrit brændstof som ammoniak eller ren brint, kan det langsigtet være den billigste løsning frem for kulbrintebrændstoffer. Men til fly og tung transport er der i mange henseender behov for et kulstofbaseret brændstof. I perspektivanalysen regnes der på middellangt sigt (frem mod 2040) med et behov for ca. 25 TWh flydende brændstoffer (metanol, flybrændstof, diesel). Dertil kommer evt. produktion af brændstoffer til eksport.

Adgangen til grønt kulstof er en udfordring ved produktion af de kulstofbaserede brændstoffer. Med øget fokus på kun at anvende biomasse, som ikke er i konkurrence med fødevarerproduktion, er adgangen til kulstof via biomasse begrænset.

Som referenceramme er der i analysen antaget, at der i Danmark bæredygtigt er adgang til 150 PJ/år biomasse/bioaffald. Dette giver samlet, hvis alt kulstof fra biomasse og affald (teoretisk set, men ikke reelt muligt) forbrændes, og CO₂'en opsamles, godt 13 mio. ton CO₂. Med antagelse af, at der ved klimaneutralitet skal deponeres ca. 10 mio. ton CO₂, og der til produktion af 25 TWh kulbrinte brændstoffer skal bruges ca. 7 mio. ton CO₂, er der behov for indsamling af CO₂ fra f.eks. luft (direct air capture).

En fuld afbrænding (f.eks. ved kraftvarme) af biomassen og en opsamling af CO₂'en fra røggassen er en relativt dyr løsning og ikke hensigtsmæssigt ift. recirkulering af næringsstoffer fra biomassen. Der er flere veje til at fremstille kulbrintebrændstoffer, som er illustreret på figur 37.



Figur 37: Illustration af 7 forskellige veje til fremstilling af brændstoffer med kulstofindhold.



>>

De illustrerede fremstillingsveje udgør følgende:

- 1) Biomasse-kraftvarme med opsamling af CO₂ i røggas, der sammen med brint fra elektrolyse katalytisk konverteres til metanol, jetbrændstof mv.
- 2) Biogas som via elbaseret konvertering (eSMR) omsættes til syntesegas, der katalytisk konverteres til metanol, jetbrændstof mv.
- 3) Pyrolyse
- 4) Fuld termisk forgasning
- 5) Hydrothermal Liquefaction (HTL)
- 6) Direct air capture og elektrolysebaseret brint
- 7) PtX-ammoniakproduktion.

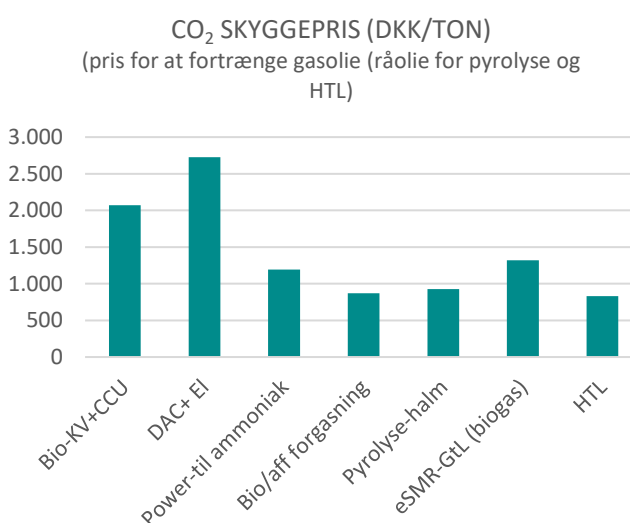
Ud fra teknologidata er den samfundsøkonomiske omkostning (CO₂ skyggepris ved fossil reference) indikativt beregnet for de disse teknologisor. Se endvidere bilag for teknologidata.

Teknologierne har forskellige grader af omkostninger, men også forskellige grader af teknologisk modenhed. Teknologidata indikerer, at direkte brug af bio/affald til PtX-brændstofproduktion på længere sigt vil være en mere konkurrencedygtig vej end omsætning via kraftværker til CO₂, der til gengæld er en moden teknologi.

Med øgede krav om bæredygtig biomasse til både kraftvarme og PtX er konkurrencedygtigheden af teknologivejene væsentlig. Ved simulering af scenarier, hvor de forskellige bio-/PtX-teknologier skal realisere det klimaneutrale scenarie med begrænset biomasse, dominerer direkte omsætning (herunder både slow-pyrolyse og pyrolyse med videre fuld forgasning af koksrest). Indirekte bio-PtX med kraftvarme/CO₂-fangst, der sammen med brint bruges til PtX-brændstof, er relativt dyrere.

De termokemiske teknologier (3,4 og 5) trækker her prisen på den begrænsede biomasse op, således at investering og drift i bio-KV/PtX begrænses. Da det særligt er de termokemiske teknologier, der presser prisen på bæredygtig biomasse op, er det også et evt. gennembrud af den teknologi, som i høj grad påvirker drift af bio-KV/PtX.

Set ud fra et elsystemperspektiv medfører det, at indirekte bio-PtX (bio-KV med carbon capture) kan få relativt færre driftstimer, hvis disse skal konkurrere med direkte bio-PtX (termokemiske teknologier.) Elsystemet skal derfor i højere grad kunne drives med inverterbaseret vind og sol (PV) og evt. PtX til at sikre systembærende egenskaber.

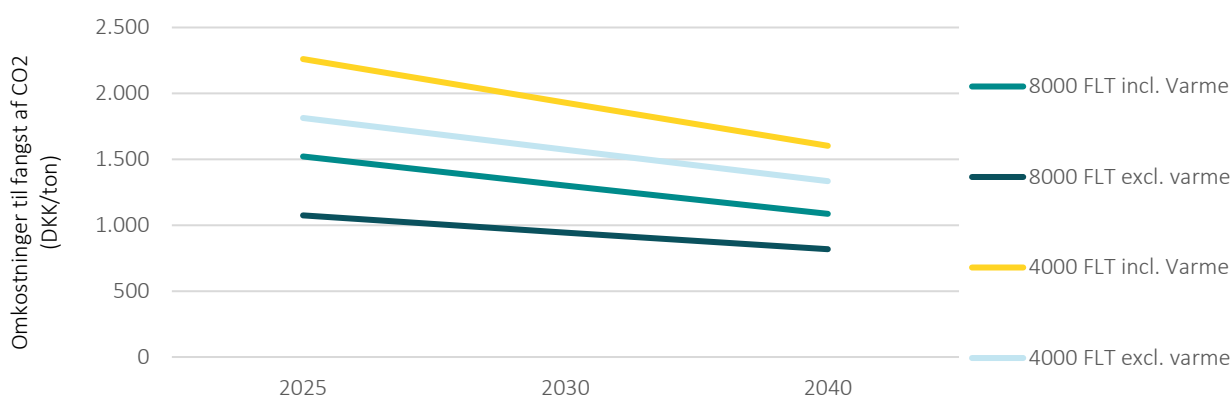


Figur 38: Skyggepriser for CO₂ opgjort som omkostningen ved at fortrænge fossilt jetbrændstof.

DIRECT AIR CAPTURE-PERSPEKTIVER VED SAMSPIL MED PTX

Med målsætningen om klimaneutralitet er der behov for at indsamle CO₂ fra omgivelser og både anvende dette til brændstofproduktion (CCU) og deponere CO₂ i undergrunden (CCS). Direct air capture indgår som et element i systemscenarierne. Teknologien er i hastig udvikling, men i dag er det en relativt dyr tilgang til at indsamle CO₂. Teknologien er energikrævende og har

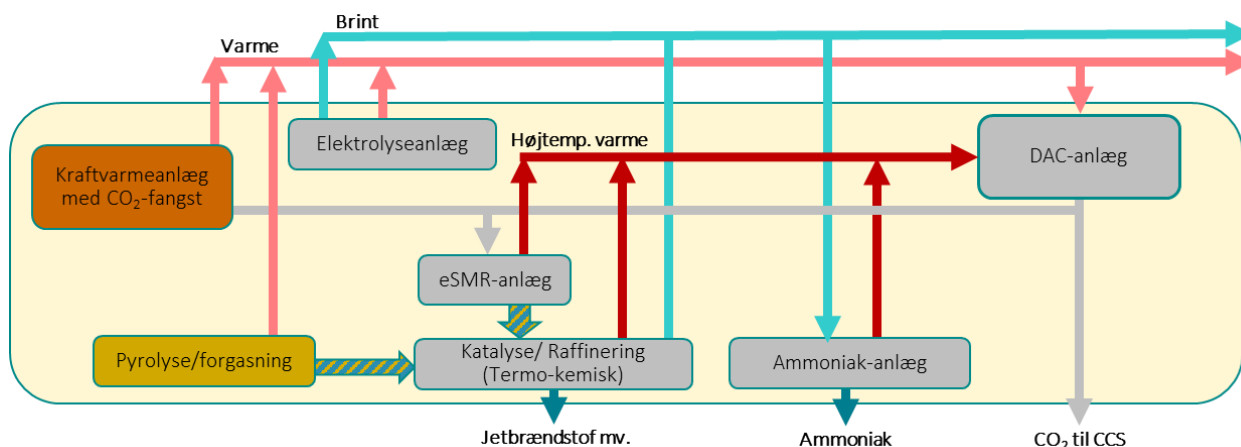
høje investeringsomkostninger. Input af energi er både termisk varme og el. Særligt er processer, der kræver termisk input ved ca. 100 grader, i kraftig udvikling. Figur 39 viser omkostningen til indfangning af CO₂ med antagelse af omkostninger, jf. teknologikataloget. Se endvidere bilag for uddybende databeskrivelse.



Figur 39: Omkostninger til direct air capture opgjort ift. antal fuldlasttimer (FLT). 'Inkl. varme' refererer til at der betales for varmen, mens 'ekskl. varme' refererer til en situation med gratis overskudsvarme.

Denne type teknologi har samtidig mulighed for at udnytte overskudsvarme fra forskellige PtX-processer. En del PtX-processer i systemscenarierne producerer varme ved over 100 grader (markeret med mørkt rødt jf. figur 40). For processer med lavere output-

temperatur, f.eks. alkalisk elektrolyse, kan temperaturen hæves med en varmepumpe. Ved effektivt at kombinere varme fra PtX og direct air capture kan omkostningen ved opsamling af CO₂ fra luften på langt sigt nå under 1.200 DKK/ton.



Figur 40: Koncepttegning for samspil mellem direct air capture og PtX.

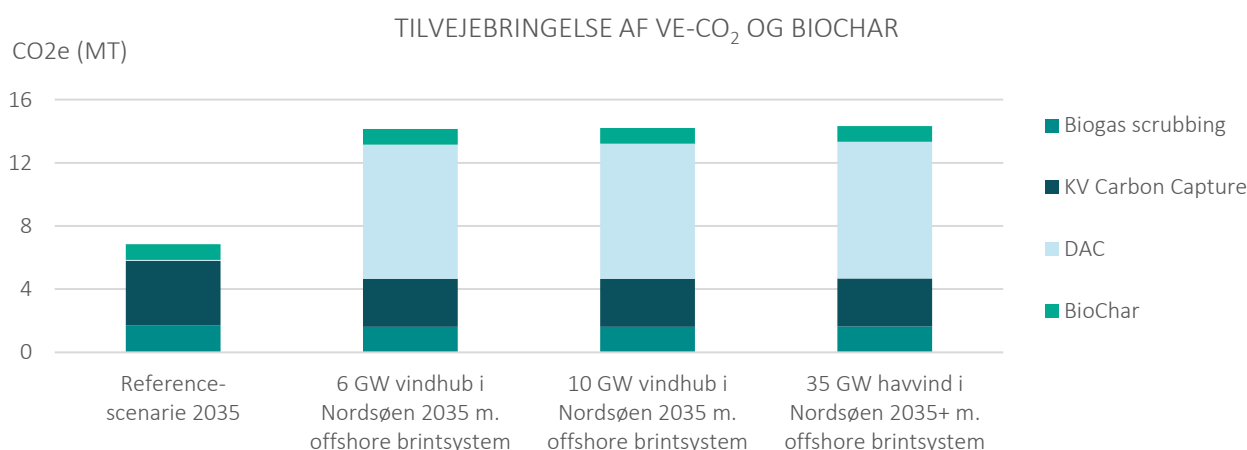


CO₂-BALANCE I SYSTEMANALYSE

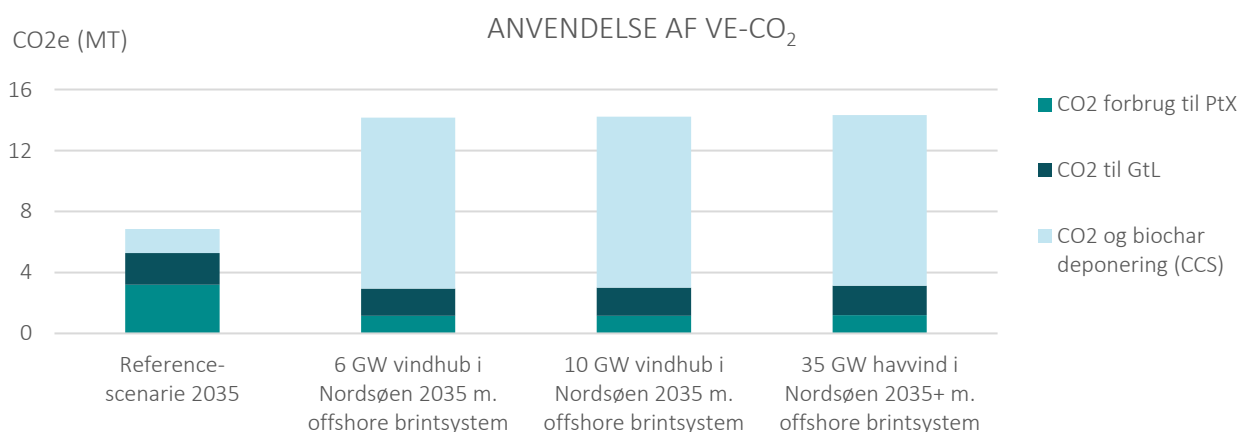
Det antages i scenarierne med klimaneutralitet, at energisystemet skal levere 10 mio. ton CO₂ til deponering (CCS) og levere CO₂ til produktion af kulstofbase-rede VE-brændstoffer (metanol, jetbrændstof mv.). Derudover antages det, at CO₂ fra cementproduktion også deponeres til CCS. Figur 41 viser mængder og kilder til CO₂-tilvejebringelse i de forskellige scenarier.

Der indsamles samlet ca. 14 mio. ton CO₂ fra punktkilder ved kraftvarme, biogas og direct air capture (DAC). Biochar er her omregnet til CO₂e. Anvendelsen af de ca. 14 mio. ton CO₂ fremgår af figur 42. Der deponeres 10 mio. ton CO₂ (CCS), inkl. deponering fra biochar fra pyrolyse. Den resterende del anvendes til PtX og til

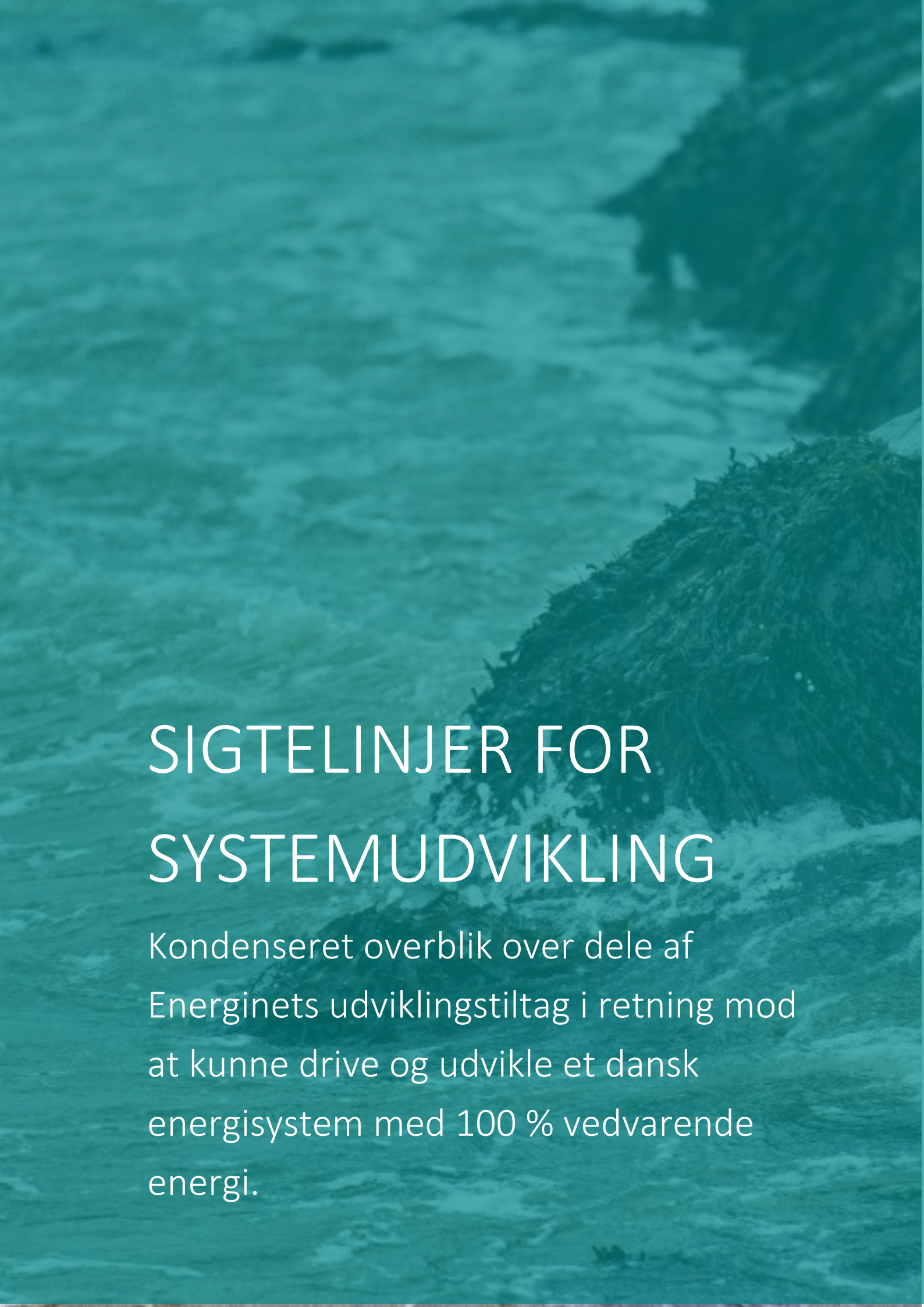
CO₂-tilførelsen til gas-to-liquid processer. Udover biomasse, der via kraftvarme og biogasproduktion leverer CO₂, konverteres også en del biomasse direkte til kulstofrig gas (syntesegas) og VE-olieprodukter ved forgasning og pyrolyse. Herved produceres samlet 25 TWh VE-brændstof og en negativ udledning for energisystemet på 10 mio. ton CO₂ som grundlag for klimaneutralitet, hvor der fortsat er udledning fra ikke-energi-relaterede aktiviteter. Scenarierne med klimaneutralitet er simuleret for 2035 for at vurdere, om energisystemet med de simulerede tekniske og markeds-mæssige tiltag er robust til et sådan forceret forløb.



Figur 41: Mængder og kilder til tilvejebringelse af CO₂ samt biochar i scenarierne med brintsystem.



Figur 42: Tal for anvendelse af den vedvarende CO₂ i scenarierne med offshore brintsystem.

The background of the entire page is a teal-colored photograph of a rocky coastline. In the foreground, there are dark, jagged rocks partially submerged in water. The water is a lighter shade of teal, with white foam from waves visible. The overall tone is monochromatic and serene.

SIGTELINJER FOR SYSTEMUDVIKLING

Kondenseret overblik over dele af
Energinets udviklingstiltag i retning mod
at kunne drive og udvikle et dansk
energisystem med 100 % vedvarende
energi.

FRA SCENARIER TIL UDVIKLINGSBEHOV BESKREVET MED F&I SIGTELINJER

Formålet med perspektivanalyserne og scenariearbejdet er dels input til planlægning af el-, gas- og brintinfrastruktur, men også at sætte fokus på, hvilken systemudvikling, der er nødvendig for at håndtere den markante omstilling, som energisystemet står foran.

I det mest ambitiøse scenarie øges VE-elproduktionen fra vind og sol med mere end faktor 10 i forhold til i dag. Med input fra scenarieanalyser foretages der vurdering af generelle og specifikke problemstillinger og udviklingsbehov på længere sigt. Energinet beskriver disse udviklingsbehov i sigtelinjer for forskning, udvikling, innovation og demonstration (F&I Sigtelinjer).

Sigtelinjerne for F&I søger at identificere og dyrke de tværgående fællesnævnerne, den langsigtede synergi og den fælles, faglige retning. De skal ses som inspiration og oplæg til områder, hvor Energinet har særlig interesse i at samarbejde om faglig udvikling. Udfordringerne og løsningsvejene er derfor blot kort beskrevet på de følgende sider.

Sigtelinjerne er et levende værktøj under løbende udvikling. De kan bruges til at sætte udviklingsprojekter i perspektiv, så de ses i en bredere kontekst, identificere synergier og sikre indsigt i andre fagområders langsigtede udviklingsretninger. Nedenstående figur viser tilgangen fra scenarier og frem til beskrivelse af udviklingsbehov.

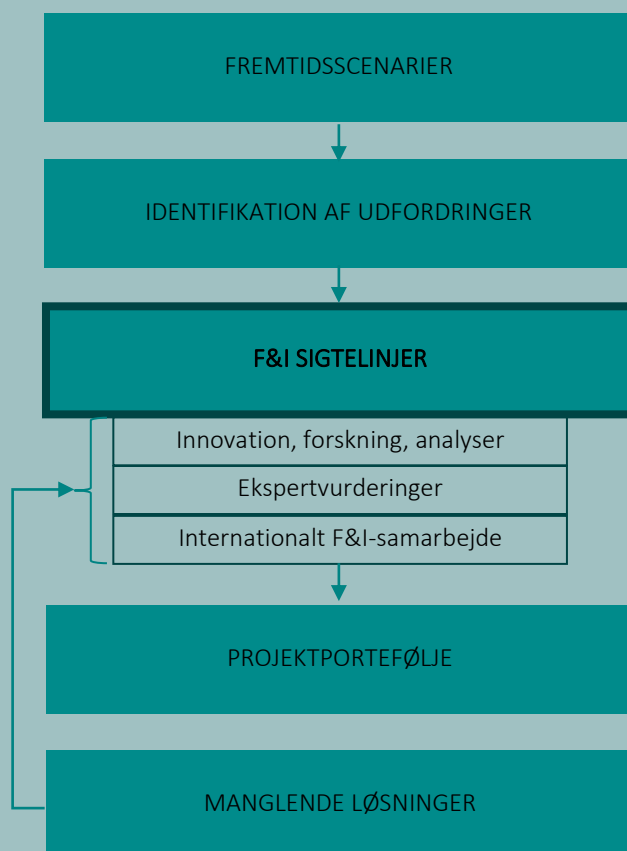
FREMTIDSSCENARIER er vurderet med afsæt i analyseforudsætningerne, systemperspektivanalyser, øvrige scenarieanalyser og input fra fagområder. Her vurderes retning i et udfaldsrum på længere sigte.

IDENTIFIKATION AF UDFORDRINGER beskriver områder, hvor vurdering viser, at vi med en "business as usual"-tilgang vil få problemer, der gør omstillingen unødvendigt dyr og/eller kan kompromittere forsyningssikkerheden.

F&I SIGTELINJER beskriver mulige løsningsveje for at håndtere de identificerede udfordringer og behov for F&I. Løsningsvejene beskrives med viden fra fagområder, ekspertvurderinger, F&I samarbejder mv. Sigtelinjerne præsenteres kort på de følgende sider.

PROJEKTPORTEFØLJEN udgøres af de projekter, der er iværksat for at tilvejebringe den nødvendige viden og modne de identificerede løsningsveje.

MANGLENDE LØSNINGER er de problemstillinger, hvor der ikke i øjeblikket arbejdes på en løsningsvej relateret til Energinet.



FUNDAMENT FOR DEN GRØNNE OMSTILLING

Udfordringer og langsigtede udviklingsbehov vurderes med afsæt i både generelle planlægningsdata, perspektivanalyser og ekspertviden.

Rammen for arbejdet med F&I-sigtelinjer er dels Energinets ståsted i dag, vores aktuelle projekter, dels forventningerne til fremtiden. Med input fra en lang række fageksperter, områdestrategier og ledergrupper er der samlet et udgangspunkt for dagens ståsted i form af identificerede centrale udfordringer, aktuelle projekter og forventede fremtidige projekter.

Danmarks politiske mål om at reducere CO₂-udledningen med 70 % i 2030, målet om klimaneutralitet på længere sigt og ikke mindst, at Danmark har store havvindressourcer, som er centrale i den europæiske omstilling, jf. perspektivanalyserne, medfører et stort behov for udvikling de kommende årtier.

Senest viste Thor-udbuddet konkurrencedygtigheden af danske vindressourcer. Samtidig har realisering af sektorkobling for alvor taget fart.

Energinets scenarieanalyser viser, at både havvind (i dag ca. 2 GW) og solceller (i dag ca. 2 GW) på langt sigt bliver udbygget med mere end en faktor 10 i forhold til kapaciteten i dag. Tilsvarende udbygges potentielt fleksibelt forbrug gennem sektorkobling med elbiler, varmepumper og Power-to-X (PtX) fra i dag samlet at udgøre ca. 1 GW el-effekt til på sigt at udgøre over 25 GW.

Et godt fundament for den grønne omstilling

Perspektivanalyserne viser store omstillinger, men nye teknologier og ny viden åbner op for, at de mange udfordringer kan håndteres. Med markant udvikling i både effektelektronik og digital kapacitet og ikke mindst progressiv udvikling i nye sektorkoblingsteknologier (eksempelvis PtX) indikerer analyser, at udfordringerne godt kan løses.

Energinet har som TSO ansvaret for en del af løsningerne og leverer en stor del af det fundament, som det

danske energisystem udvikles på. F&I skal bane vejen for anvendelse af "best-in-class"-teknologier og -løsningsveje, som understøtter løsningen af energiens trilemma, hvor forsyningssikkerhed, betalbarhed og den grønne omstilling skal gå op i en højere enhed. "Best-in-class"-løsninger omfatter her både teknologier og koncepter, der er kendt i markedet, inspiration fra andre landes TSO'er og spirende elementer, som med en F&I-indsats kan implementeres inden for en overskuelig årrække.

Centrale elementer i et godt fundament

Et godt fundament for at løse den meget store omstilling forudsætter, at flere elementer er til stede. Det kan kategoriseres på mange måder. Nogle af de bærende kategorier i et effektivt fundament i el og gas er bl.a.:

1. Økonomisk incitament til at investere og drive anlæg effektivt
2. Systemdrift, som sikrer robust og sikker drift
3. Nye, effektive og relevante teknologier skal kunne bringes i anvendelse
4. Analytiske metoder til at vurdere både fremtid og realtid
5. Et datafundament, som sikrer nødvendig information til marked og systemdrift.

De fem kategorier uddybes på næste side. Bemærk, at ingen af kategorierne kan ses isoleret eller stå alene.

De forskellige elementer har stor indflydelse på hinanden, og målet med sigtelinjerne er netop at skabe rum for at italesætte og dyrke synergierne på tværs.

F&I SIGTELINIER – KATEGORIER AF INDSATSER

1) Prissignaler sikrer optimal investering og drift

Forudsætningen for optimal investering i og anvendelse af aktørers anlæg og Energinets egne anlæg er velfungerende prissignaler til markedet og internt i Energinet. Markedet for både el og gas er sammen med øvrige økonomiske incitamenter, som eksempelvis tariffer, tilslutningsbetingelser, indtægtsrammer mv., afgørende prissignaler for investeringer i og drift af anlæg.

2) Systemdrift udnytter via automatisering anlægsressourcer sikkert og optimalt

Systemdriften skal sikre, at anlæg i markedet og Energinets egne el- og gasinfrastrukturanlæg drives optimalt i forhold til at sikre optimalt flow i elnettet, sikring af spændingsniveau, systemstabilitet og effektbalance.

I takt med, at flere anlæg både centralt og distribueret kan levere fleksibilitet og systemydelser, øges kompleksiteten i systemdriften for el og gas. Brug af nye data-teknologier som kunstig intelligens (AI) kombineret med mere information om systemets tilstand giver bedre muligheder for at optimere driften og udnytte systemets fysiske kapacitet tættere til grænsen. Det øger samtidig kompleksiteten i systemdriften. Den øgede kompleksitet medfører behov for gradvist at supplere og på længere sigt erstatte manuelle handlinger med driftsstøtte og mere automatiserede systemdriftsløsninger. Automatisering er ikke et mål i sig selv, men en måde at få det optimale ud af systemets mange ressourcer (centrale og decentrale) og således afgørende for at løse energiens trilemma. Målet er derfor systemdrift, der via potentialer for driftsstøtte og automatering sikrer, at systemets ressourcer udnyttes optimalt, samtidig med at en høj forsyningsikkerhed fastholdes.

3) Koncepter, der realiserer potentialet af nye teknologier

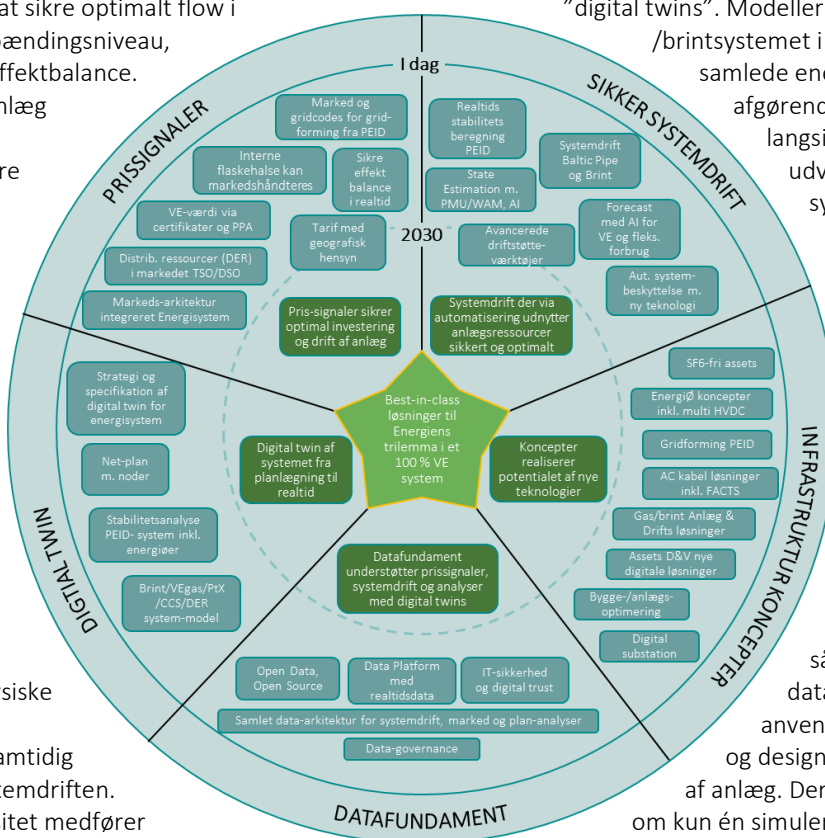
Teknologier til energisystemet udvikler sig løbende, og disse teknologier skal kunne indføres i energisystemet,

så værdi og synergi af nye koncepter realiseres. Nogle eksempler på teknologitrends, der åbner nye muligheder for løsningsveje er:

- Computing til realtidsanalyser
- IoT til små regulerbare anlæg ift. et prissignal
- HVDC- kobling – multiterminaler, hubs mv.
- PtX-teknologier og brintinfrastruktur, hvor el omdannes til grønne brændstoffer.

4) Digital twin af energisystemet – i planlægning og realtid

Avanceret modellering, hvor reeltidsdata fra det faktiske system anvendes, og nye datateknologier som AI og machine learning anvendes, betegnes lidt bredt "digital twins". Modellering af el- og gas-/brintsystemet i et samspil med det samlede energisystem er afgørende for alle faser fra langsigtet planlægning og udvikling af nye systemløsninger og frem til markeds- og systemdrift i realtid. Der er behov for både at kunne modellere systemet i planlægning og i realtidsdrift i højere grad end i dag. Med digital twins forstås her, at systemet kan modelleres dynamisk, således at modeller og data i samspil kan anvendes fra planlægning og design til etablering og drift af anlæg. Der er således ikke tale om kun én simuleringsmodel, men flere modeller til både planlægning og realtid, der på et velfungerende datafundament fungerer i godt samspil.



5) Datafundament, der understøtter prissignaler, systemdrift og avancerede analyser med digital twins

Et velfungerende, robust og sikkert datafundament er afgørende for, at prissignaler, systemdrift og systemberegninger med digital twins kan realiseres. Data er den "lim" af informationer, som er forudsætningen for mange af de øvrige løsninger. Det er således vigtigt med en åben, tilgængelig og velstruktureret dataarkitektur og datagovernance, der understøtter prissignaler, systemdrift og avancerede analyser med digital twins.

EKSEMPLER PÅ PROBLEMSTILLINGER OG INDIKATIVE LØSNINGSVEJE

KATEGORI: PRISIGNALER SIKRER OPTIMAL INVESTERING OG DRIFT AF ANLÆG

Retning: Markedsunderstøttet systemdrift, så økonomiske incitamenter gennem marked, tarif, afgifter og rammebetingelser sikrer, at der investeres i aktør- og infrastrukturens ressourcer i energisystemet (one-system-of-systems), og at disse udnyttes optimalt.

Problemstilling	Eksempler på løsningsveje
Marked og grid codes fra PEID (Power Electronics Interfaced Devices) I takt med at konverterbaserede ressourcer (PEID) udgør basis i elsystemet, kan det blive relevant, at avancerede systemydelser i højere grad kan leveres fra disse effektelektronik-tilsluttede ressourcer.	I det omfang det er hensigtsmæssigt kan der skabes incitament til, at PEID i højere grad kan være systembærende. Databehandling i realtid kan bruges til løbende at vurdere behov for systembærende ydelser, herunder f.eks. inert i driftstimen.
Interne flaskehalse kan markedshåndteres Interne flaskehalse i både el- og gassystemerne er i stigende grad et problem i takt med kraftig udbygning af VE, PtX og distribuerede ressourcer (DER).	Eksempelvis øget dialog via kapacitetskort, etablering af mulighed for geografiske tags i markedsløsninger (f.eks. manuelle fast frequency-reserver, mFRR) og på sigt evt. tilpasning af budzoner for både el og gas.
Sikring af effektbalance i driftstimen (balanceringsfilosofi) Stigende andel vind/PV øger risiko for ubalancer i driftstimen. Der er behov for at styrke balanceringsmulighederne med nye ressourcer som eksempelvis fleksibelt forbrug.	Øget internationalisering af balanceringsbud (fælles rammer og standarder). Nær-realtidsmarked ved at mindske markedstidsskridt. Offentliggørelse af ubalancepris tæt på realtid. (jf. også balanceringstiltag systemdrift).
Tarif med geografisk hensyn Der er i dag enhedstarif for el- og gasforbrug, uanset transmissionsafstand.	På kort sigt mulighed for direkte linjer mellem produktion og forbrug. På sigt evt. tilpasning af systemtarif.
Distribuerede ressourcer i markedet (TSO/DSO) Udbredelsen af distribuerede ressourcer f.eks. elbiler, varmepumper, solceller og batterier øger flaskehalsproblem i DSO-net og påvirker DERs i elmarkedet. Der er risiko for, at DSO- og TSO-løsninger ikke kommer til at fungere godt sammen.	Der kan samarbejdes med DSO'erne om udvikling af løsninger, hvor fleksibilitet og flaskehalse i TSO-/DSO-net kan agere i markedet.
Markedsarkitektur af integreret energisystem (el, gas/brint, varme) Prissignaler for el, gas (inkl. brint), varme agerer ikke nødvendigvis i optimalt samspil. Med øget systemintegration er det vigtigt, at markedsløsninger fungerer i samspil.	Arkitektur der understøtter sektorkobling analyses. På baggrund heraf vurderes behov for optimering og tilpasning.
VE-værdi via certifikater og PPA Der er i dag ikke en certifikatløsning, som kan tilbyde fuld additionalitet i forhold til VE-forsyning.	Der etableres tidsmæssig deklarerings, og dette kan være med til at øge værdi af VE (øger samtidighed). Problemet med manglende additionalitet analyseres.

EKSEMPLER PÅ PROBLEMSTILLINGER OG INDIKATIVE LØSNINGSVEJE

SIKKER OG OPTIMAL DRIFT I KOMPLEKST EL- OG GASSYSTEM

Retning: Systemdrift, der via styrket automatisering udnytter anlægsressourcer sikkert og optimalt.

Problemstilling	Eksempler på løsningsveje
State-estimation (el og gas) For at vurdere, om systemet er stabilt – og vurdere optimale driftstilstande med maksimal udnyttelse af ressourcer, er det afgørende at kunne vurdere systemets tilstand detaljeret.	Med brug af mere avancerede målinger, herunder for elsystemet løsninger med PMU/WAMS og for både el og gas/brint kombination med modeller (digital twin), kan tilstandsviden om systemet øges.
Stabilitetsberegning –med stigende andel konverteranlæg (PEID) Stigende andel af konverterbaserede ressourcer (PEID) ændrer elsystemets dynamik fundamentalt i forhold til et elsystem med roterende synkrongeneratorer. Beregning af dynamisk systemstabilitet både offline og i realtid kræver andre simuleringsværktøjer, komponentmodeller og tilgange end for klassiske elsystemer. De komplekse modeller tager mere CPU tid og er vanskelige at bruge i realtid.	Der kan opbygges driftsstøtteværktøjer, der evner at simulere elsystemets dynamik både offline, nær-realtid og i realtid, også for PEID-dominerede systemer. Eksempelvis brug af EMT-modeller til dynamiske analyser med brug af AI, stokastiske modeller mv. til at opnå hastigheder, så viden kan bruges i systemdrift. Jf. endvidere også beskrivelse af "digital twin"
Forecast af VE og fleksibelt forbrug Øgede mængder vind, sol og fleksibelt forbrug gør forecast mere afgørende for optimal udnyttelse af systemets ressourcer. Samtidig kan fejl i forecast få fatale følger i forhold til forsyningssikkerheden.	Systemdrift med probalistske beregninger af balance og kapacitetsbehov. Digitale løsninger med brug af AI kan bruges til at øge præcision af prognoser for vind, PV og fleksibelt forbrug fra små og store enheder (DER).
Avancerede driftsstøtteværktøjer Komplexiteten i energisystemet øges meget markant de kommende årtier. Med fleksible ressourcer som HVDC, PtX og DER er løsningsrummet for optimal drift (SCOPF) større og mere komplekst. Det er sværere at fastlægge en effektiv og sikker driftsløsning.	Realtidsanalyser, der kan identificere den mest optimale brug af regulerkraftbud, systemkobling og setpunkter for anlæg, kan bruges til at give anbefaling til driftsvagten. Driftsvagten træffer efterfølgende beslutningen.
Systemets kompleksitet øger behov for driftsautomatisering Systemets kompleksitet øges, og samtidig er der behov for hurtig reaktion på hændelser i systemet for at fastholde en sikker drift.	Automatisering af systemdriften kan reducere responstid og øge muligheden for at drive komplekse systemer mere optimalt.
Automatisk systembeskyttelse med ny teknologi Med øget kompleksitet og ændrede dynamiske egenskaber fra PEID bliver elsystemet fundamentalt set nemmere ustabil.	Der kan etableres mere automatisk indbygget robusthed i elsystemet, således at systemet uden driftsmæssig indgriben vil søge stabil systemdriftstilstand.
Systemdrift med Baltic Pipe og brint I gassystemet ændrer Baltic Pipe og eventuelle net med brint dynamikken fundamentalt.	I gas-systemdrift styrkes kompetencer så Baltic Pipe, og nye gastyper som brint kan håndteres i systemdriften.

EKSEMPLER PÅ PROBLEMSTILLINGER OG INDIKATIVE LØSNINGSVEJE

INFRASTRUKTURTEKNOLOGI- OG KONCEPTER

Retning: Kendskab til fremtidige "best in class" infrastrukturløsninger, sammensætningsmuligheder og koncepter, der tillader et teknisk og økonomisk effektivt energisystem.

Problemstilling	Eksempler på løsningsveje
Offshorekoncepter i samspil med ilandføring Koncepter, hvor der etableres offshore hubs, kan fungere som opsamlingspunkter for store mængder vindkraft, hvor hubben (eller en energiø) samtidig kan forbinde ilandføring til flere lande eller forbinde andre offshore hubs. Løsningen kan kombineres med offshore elektrolyse til brint, som ilandføres i brintinfrastruktur. Der er behov for mere viden om omkostningseffektive koncepter, og der behov for mere viden om, hvordan formasket HVDC (multi-terminal) drives stabilt. Multi-HVDC forventes udbygget over en længere periode (årtier), og for at sikre konkurrence i udbud kan der også være behov for standardisering af HVDC-terminaler.	For at identificere løsningsveje analyseres cost/benefit ved en række forskellige koncepter. Herunder både koncepter med centrale/decentrale-løsninger, med/uden offshore elektrolyse osv. For de forskellige koncepter gennemføres en dybere vurdering af tekniske løsninger, dynamisk stabilitet, teknisk implementérbarhed, så interoperabilitet kan opnås. Der søges evt. internationalt samarbejde i forhold til at etablere viden og fremdrift om multiterminal-løsninger og standardisering i retning af multi-vendor-løsninger.
Grid forming-respons fra PEID (Power Electronic Interfaced Devices) Der er behov for udvikling og vidensopbygning for at udnytte PEID optimalt i fremtidens energisystem. PEID-anlæg (vindmøller, PV-anlæg, HVDC-anlæg, PtX, mv.) støtter i dag ikke stabiliteten i elsystemet på samme måde som de traditionelle kraftværker. PEID kan teknisk set støtte stabiliteten, men der mangler specifikationer for de nødvendige egenskaber, og de kan derfor være svære at inkludere i nye anlæg, der tilsluttes.	Problemstillingerne om at få inverterbaserede løsninger til at støtte elsystemet som traditionelle kraftværker er et emne, der arbejdes med både nationalt og globalt – i både industri og forskning, inden for både styrings-SW, simulering og måling. Energinet deltager i flere fora og internationale projekter, så der kan sikre den nødvendige viden til at udnytte de løsninger, som er på markedet.
Håndtering af harmonisk forvrængning i AC-kabler Harmonisk forvrængning fra effektelektronik-tilsluttede anlæg (HVDC, VE-anlæg mv.) i kombination med høj impedans i AC-kabler giver risiko for resonansfænomener og tilhørende spændingsforstyrrelser i nettet. Dette er fænomener, som kan medføre driftsforstyrrelser i anlægs kontrolsystemer og herved have fatalt indflydelse på forsyningssikkerheden. For at imødekomme dette kan der kun etableres en meget begrænset andel af AC-kabler i det samlede elsystem.	Energinet styrker intern kompetence og internationalt samarbejde til at simulere dynamisk stabilitet og harmoniske forstyrrelser i elnettet. Der arbejdes i projekter ved bl.a. DTU med at vurdere muligheden for, at invertere, der er en del af problemet, også kan blive en del af løsningen ved at agere som aktive filtre til at reducere den harmoniske støj.
Udvikling af SF6-fri komponenter SF6-gas er en potent drivhusgas, der i dag anvendes i stort omfang i stærkstrømsassets. Der er behov for at udvikle gode alternativer.	Det er i øjeblikket vanskeligt at indkøbe SF6-fri anlæg, da der ikke er udviklet et godt alternativ til alle anlægstyper. Der arbejdes på løsninger i internationalt regi.

KATEGORI: INFRASTRUKTURTEKNOLOGI- OG KONCEPTER (FORTSAT)

Problemstilling	Eksempler på løsningsveje
Gas-/brintanlægs- og driftsløsninger Med den nye PtX-strategi får Energinet og Evida mulighed for at eje og drive brintinfrastruktur, hvilket betyder, at Energinet skal påtage sig en ny rolle i energisystemet. Allerede nu viser systemanalyser, at brint i klyngeområder eller evt. dedikerede linjer kan være samfundsøkonomisk relevant på længere sigt, og dette giver en ny dimension, når der skal laves helhedsorienteret planlægning af det fulde energisystem. Derfor er der mange nye områder og vidensområder inden for anlæg, planlægning og drift af brintinfrastruktur, der skal undersøges.	Viden i forhold til systemplanlægning og drift med brint styrkes. Herved kan planlægning styrkes i forhold til helhedsorienteret planlægning af el, gas og brint. Herunder også viden om evt. konvertering af eksisterende metanforbindelser eller etablering af nye dedikerede brintforbindelser.
Digitale løsninger til vedligehold af assets Fast interval på vedligehold af anlæg (Assets) medfører, at nogle anlæg får hyppigere vedligehold, end drift og slitage tilsiger. Reinvestering efter fast periode kan medføre, at teknisk levetid ikke udnyttes optimalt.	Avancerede målinger af assets tilstand koblet med viden om anvendelse og stokastiske vurderinger af fejl kan give mulighed for at lave en mere optimal "tilstandsbaseret vedligehold" og giver mulighed for at udnytte den tekniske levetid bedre.
Optimering af bygge- og anlægsprocesser ved brug af data Bygge- og anlægsprocesserne for Energinets mange projekter udgør et komplekst system. Koordinering af anlægsprojekter med samtidigt hensyn til systemdriften og sikring af udetid mhp. anlægsarbejder udgør et komplekst problem.	Øget brug af digitalisering åbner mulighed at sikre vidensdeling og overblik over mange projekter for at analysere og tilrettelægge projekterne mere optimalt. Der kan udvikles digitale løsninger til at understøtte disse optimeringsprocesser.
Strategi for stationer, herunder digitale stationer Der er i stigende grad behov for information (målinger, systemtilstande mv.) om anlæg på koblingsstationer, transformere osv., som grundlag for optimering af systemdriften. Ældre stationer er i mindre grad bestykket med digital udlæsning af data end nyere stationer. En digital station er en station med et meget veletableret digitalt interface til både måling og styring af stationens komponenter.	Energinet har altovervejende klassiske stationsanlæg, der ikke kan betegnes som digitale stationer. Det analyseres i hvilket omfang, der er/kan etableres de nødvendige informationstilgange på disse stationer.

EKSEMPLER PÅ PROBLEMSTILLINGER OG INDIKATIVE LØSNINGSVEJE

KATEGORI: DIGITAL TWIN FRA PLANLÆGNING TIL REALTID

Retning: Der er etableret digitale simuleringsmiljøer for det integrerede energisystem, som kan understøtte analyser fra planlægning til realtid.

Problemstilling	Eksempler på løsningsveje
Strategi og specifikation af digital twin for energisystem Ved at integrere energisystemerne (el, gas/brint, varme, PtX-brændsler, CO ₂ osv.) tættere opnås en helt anden dynamik i systemet end den, der eksisterer i dag. Men for at kunne beherske denne dynamik skal den kunne vises i et simuleringsmiljø. Til dette har Energinet allerede i dag forskellige modeller, der simulerer det fysiske energisystem og derved agerer som en digital tvilling/digital twin for den virkelige verden. Dog er der udviklingspotentiale, så de eksisterende modeller og digitale tvillinger i højere grad kommer til at ligne den virkelige verden tættere på realtid. En digital tvilling, der kan fange energisystemets dynamikker i realtid, vil eksempelvis kunne bruges bredere til at beskrive koblingen mellem marked og fysik, tillade træningsmiljøer for driften og understøtte en hurtigere udvikling til et fuldt VE-integreret energisystem.	Der udarbejdes en strategi og en specifikation for videreudvikling og brug af digital twins i både planlægning, marked og systemdrift, herunder som input til det nødvendige datafundament, modelkompleks og governance. Modelkompleks kan være mere eller mindre integreret, men visionen er et datafundament, som sikrer mere direkte kobling af data på tværs af modeller. Der lægges vægt på internationalt samarbejde og standarder, så udveksling af data og modeller sker optimalt. Common Grid Model (CGM) er eksempel på data til digital twin.
Stabilitetsanalyse i et 100 % PEID-system og energigør I takt med, at inverterbaserede anlæg i højere grad dominerer elsystemet, er der behov for styrket kompetence til at udføre dynamisk analyse af stabiliteten i et op til 100 % inverterbaseret system. Med visionen om at etablere energigør er der ekstra pres på at tilvejebringe den nødvendige viden om inverterbaserede systemer. Det øger kompleksiteten ved dynamisk stabilitet betydeligt, at forskellige leverandørers komponenter skal kunne analyseres i samspil, så de kan integreres i elsystemet uden at bringe forsyningsikkerheden under pres.	Energinet har fokus på at opbygge kompetence, simuleringsværktøjer og modeller til at lave dynamiske analyser af et inverterdomineret elsystem. Problemstillingen har et bredt internationalt fokus, og der etableres derfor internationale samarbejder om løsningen.
Netanalyser der ser på kobling af marked og fysik I takt med, at anlæg med høj fleksibilitet etableres både centralt (f.eks. PtX anlæg) og decentralt (f.eks. >1 mio. elbiler, varmepumper og solanlæg), øges behovet for systemløsninger, hvor marked og fysik har et godt samspil. Planlægning af elsystemet i dag orienteret omkring store zoner uden flaskehalse (DK-gaszone og DK1/DK2 elzone). Der er behov for modeller og metodiske tilgange, hvor både el- og gas-/brintnet kan planlægges, så fleksibiliteten udnyttes i realtidsdrift til at håndtere interne flaskehalse i både el- og gasnet.	Det afsøges, om eksisterende værktøjer som PowerFactory og PSCAD i samspil med energimodel værktøjer (f. eks. Sifre, BID) kan løse opgaven, eller der skal anvendes supplerende værktøjer. På baggrund af denne vurdering etableres modelværktøj, datamodel og governance for systemanalyser og planlægning, hvor nye fleksible ressourcer med en tættere kobling af marked/fysik bringes i samspil.
Brint-/VE-gas-/PtX-/CCS-/DER-systemmodel Der skal videreudvikles på modelkompleks, hvor energisystemets forskellige energibærere analyseres i et samspil. Her kræver simulering af brint også nye løsningsveje på modelområdet.	Det afsøges, hvordan analysemodeller for el og gas, perspektivmodel (Energisystemmodel) sammen med eksisterende og nyt modelmiljø for gas (Simone) og PowerFactory eller lignende kan udvikles.

EKSEMPLER PÅ PROBLEMSTILLINGER OG INDIKATIVE LØSNINGSVEJE

KATEGORI: DATAFUNDAMENT

Retning: Datagrundlaget skal understøtte markeder, systemdrift og systemanalyser, så det integrerede energisystems fulde potentiale for omkostningseffektiv og sikker drift kan realiseres.

Problemstilling	Eksempler på løsningsveje
Samlet dataarkitektur Der er behov for et effektivt datasamspil på tværs af energisystemer og på tværs af plan- og driftsprocesser. For at realisere dette er der behov for en dataarkitektur, så de decentrale systemer har interface på tværs.	Der kan i samarbejde med sektoren udarbejdes data-space for energisektoren. Der kan etableres en arkitekturplan for energisystemdata på tværs af energisystemer og på tværs af processer. Dataplatformen kan understøtte et effektivt samspil mellem analysemodeller som en del af en digital twin.
Åbne data og open source-strategi Der er en markant stigning i fokus på open data og fokus på open source-værktøjer. Dette gælder i høj grad i det internationale samarbejde. Det er i dag et fokusområde for Energinet, men særligt på integrerede energisystemer er der fortsat lang vej i forhold til løsninger for open source-strategi.	Platformen kan i højere grad understøtte en åben og modulbaseret arkitektur. Løsningen kan være åben for, at nye open source-moduler kan tilknyttes dataplatformen.
Data governance I takt med øget fokus på en samlet dataarkitektur og effektive dataprocessor øges behovet for en styrket data governance	En løsningsvej er at arbejde på etablering af en data governance, som understøtter nye tværgående anvendelser af data internt i Energinet, og en data governance, der kan sikre processer, hvor data anvendes i samspil med eksterne aktører.
IT-sikkerhed og digital trust Øget brug af data på tværs af energisektorerne, øget data-åbenhed og øget brug af maskiner som juridiske enheder, f.eks. machine-to-machine-handler, giver en øget sårbarhed ift. datasystemer og skærper behovet for IT-sikkerhed og løsninger med digital trust.	Der kan fokuseres på sikkerhed og robusthed i forhold til IT. Der kan udvikles og implementeres løsninger til digital trust, således at machine-to-machine-handler, aftaler mv. understøttes som en sikker løsning (sikker machine-ID). Samlet kan accelerationen af nye digitale og databaserede forretningsmodeller understøttes.
Dataplatform videreudvikling Med afsæt i plan for samlet dataarkitektur inkl. realtidsplatformen er der behov for en videreudvikling og tilpasning af dataplatformen.	Dataplatform inkl. Energidataservice kan være en del af fundamentet i data-backbone. Med afsæt i arkitekturplan kan dataplatformen løbende videreudvikles med fokus på høj sikkerhed.

KILDELISTE

1. Analyseforudsætninger til Energinet 2022 (høringsversion), Energistyrelsen 2022, [link](#)
2. Tekniske analyser til baggrund for Klimaprogram 2022, Energistyrelsen 2022, [link](#)
3. Teknologidatakatalog for energilagring, Energistyrelsen, 2022, [link](#)
4. Teknologidatakatalog el- og varmeproduktion, Energistyrelsen, 2022, [link](#)
5. Teknologidatakatalog for fornybare brændstoffer, Energistyrelsen, 2022, [link](#)
6. ENTSO-E/G TYNDP Scenarier, ENTSO-E, 2022, [link](#)
7. ENTSO-E Research, Development & Innovation Roadmap 2020–2030, ENTSO-E, 2020, [link](#)
8. G-PST, Inaugural Research Agenda, Global Power System Transformation, 2021, [link](#)
9. IEA World Energy Outlook, IEA 2022, [link](#)
10. RE-invest, Renewable Energy Investment Strategies, 2022, AAU, AU, Dansk Fjernvarme, Ørsted, Evida, Danfoss, Kamstrup, Østfoldforskning, Aalborg CSP, Statkraft, Standford mfl. [link](#)
11. Offshore Energy Hubs, DTU, AAU, Ørsted, Energycluster Denmark, GreenHydrogen Systems, Siemens Gamesa, Energinet mfl. 2022, [link](#)
12. CorRES (Correlations in Renewable Energy Sources), DTU 2022, [link](#)
13. Unlocking the North Sea as a Green Powerplant, North Sea Wind Power Hub consortium, 2022, [link](#)
14. Balthub, Interconnecting the Baltic Sea countries via offshore energy hubs, DTU mfl. 2022, [link](#)
15. eSMR-MeOH, Biogas til MeOH ved elektrisk reforming, Topsøe, AU, AAU, PlanEnergi, DTU, Blue World Technologies, Sintex, Energinet mfl., 2022, [link](#)
16. Klimaafale om grøn strøm og varme 2022, stemmeafale, 2022, [link](#)
17. European Hydrogen Backbone, 2022, [link](#)
18. Biomethanation in a thermophilic biotrickling filter— pH control and lessons from long-term operation, SDU, 2021, [link](#)
19. Den Langsigtede Udviklingsplan 2022 for det danske gassystem og elnet, Energinet, 2022, [link](#)
20. Små Prosumere I Fremtidens Elnet, Green Power Denmark og Energinet, 2019, [link](#)
21. Vehicle Grid Integration Research, Rethinking Energy & Energinet, 2022, [link](#)
22. Feasibility studie af brintinfrastruktur, Energinet 2022, [link](#)
23. Game changere for PtX og PtX-infrastruktur i Danmark, GreenPowerDenmark, Energinet 2022, [link](#)
24. Udvikling af Energinets tarifdesign, Energinet, 2022, [link](#)
25. Kapacitetskort for elnettet, Green Power Denmark, Energinet, 2022, [link](#)
26. Systemperspektiver ved 70%-målet og storskala havvind, Energinet, 2020, [link](#)
27. Systemperspektiv 2035, Energinet 2018, [link](#)



Bilag findes i separate filer på Energinet hjemmeside, samme sted som der, hvor denne rapport kan downloades.



Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

Forfatter: ABH-HBR-MIP
Dato: 25. november 2022

*Tekst henvisning til figur 31
rettet 2022-12-01*