



SYSTEMPERSPEKTIVER VED 70 %- MÅLET OG STORSKALA HAVVIND

Systemperspektivanalyse ved realisering af 70 %reduktionsmålet i 2030
og en langsigtet storskala udnyttelse af det danske havvindpotentiale

Marts 2020

INDHOLDSFORTEGNELSE

3 Sammenfatning

5 Langsigtet fokus understøtter robuste beslutninger i dag

Del 1: Systemperspektiver for opnåelse af 70 %-reduktionsmålet i 2030

- 7 70 %-reduktionsmålet: En mulig, men ambitiøs målsætning
- 8 Scenarier for energisektorens bidrag til 70 %-reduktionsmålet
- 10 70 %-reduktionsmålet har betydning for elforbruget og behovet for vedvarende energi
- 11 Langsigtede perspektiver for energisystemudvikling og CO₂-reduktioner

Del 2: Systemperspektiver for 2035 mod klimaneutralitet ved udnyttelse af storskala havvind

- 13 Danmarks havvindressourcer er vigtige på vejen mod klimaneutralitet
- 14 Infrastrukturløsninger skal kunne håndtere store energimængder
- 15 Billig storskala energilagring kan opnås gennem sektorkobling
- 16 Fleksibilitet og netreserver kan øge elnettets udnyttelse
- 17 Sektorkobling i klynger sikrer synergieffekter
- 18 Kulstof kan blive en knap ressource og kræver strategiske overvejelser
- 19 Forskellige infrastrukturløsninger kan facilitere havvindudbygningen
- 20 Storskala havvind kræver sektorkobling og infrastrukturkoncepter
- 21 Elproduktion og elforbrug i 2035-scenarier

Del 3: Udvalgte fokusområder

- 23 Udvalgte fokusområder til realisering af fremtidens energisystem
- 24 Fokusområde: Infrastruktur og anlæg
- 25 Fokusområde: Marked
- 26 Fokusområde: Systemdrift og digital arkitektur

Indledning

Regeringen har vedtaget en klimalov med et mål om, at Danmarks udledning af drivhusgasser i 2030 skal være reduceret med 70 % i forhold til niveauet i 1990. Reduktionsmålet har generelt bred opbakning i Folketinget og energisektoren. Derudover fremgår det af regeringens forståelsespapir fra sommeren 2019, at man ønsker at *"afsøge muligheden for at Danmark senest i 2030 bygger den første energiø med minimum 10 GW (red. vindmøller) tilkoblet"*.

Formålet med denne analyse er at bidrage med perspektiver og viden om, hvordan energisystemet kan understøtte 70 %-reduktionsmålet i 2030. Desuden undersøger analysen, hvorledes energisystemet på længere sigt kan understøtte klimaneutralitet og en effektiv indpasning og udnyttelse af dansk storskala havvind, hvor 70 %-reduktionsmålet i 2030 er en naturlig milepæl undervejs.

Analysen optegner dermed en række eksempler på mulige langsigtede udviklingsveje for energisystemet, og er et væsentligt bidrag til Energinet Elsystemansvars planlægning og udvikling af elsystemet. Analysen har fokus på infrastruktur- og systemløsninger, der understøtter en omkostningseffektiv udnyttelse af det danske vindenergi-potentiale - særligt i Nordsøen - og på sigt et klimaneutralt energisystem.

Analysen indeholder følgende tre dele:

- en fokusanalyse med eksempler på mulige udviklingsveje for et dansk energisystem, som lever op til 70 %-reduktionsmålet i 2030 (del 1),
- en langsigtet systemanalyse, som viser perspektiverne ved udnyttelse af storskala havvind i 2035 (del 2)
- en sammenfatning af udvalgte fokusområder for Energinet Elsystemansvar i forhold til 70 %-reduktionsmålet, udnyttelsen af storskala havvind og den langsigtede planlægning og udvikling af elsystemet (del 3).

Analysen tager afsæt i Energinets tidligere analysearbejde i *Systemperspektiv 2035* ([link](#)), *PtX i Danmark før 2030* ([link](#)) og *F&I-sigtelinjerne* ([link](#)), og analysen skal derfor ses i sammenhæng hermed.



SAMMENFATNING (1/2)

I lyset af den danske klimalov med et mål om 70 %-reduktion af drivhusgasudledninger i 2030 og et mål om et fremtidigt klimaneutralt samfund er formålet med denne analyse at bidrage med mulige perspektiver og viden om, hvordan energisektoren kan understøtte 70 %-reduktionsmålet i 2030. Derudover opstiller analysen eksempler på mulige udviklingsveje for, hvordan energisektoren på langt sigt kan opnå klimaneutralitet med indpasning og udnyttelse af storskala havvind, hvor 70 %-reduktionsmålet i 2030 er en naturlig milepæl undervejs. Baseret på analysens konklusioner opstilles afslutningsvis en ikke-udtømmende liste over udvalgte fokusområder, som primært Energinet Elsystemansvar fokuserer på for at bidrage til en effektiv planlægning og udvikling af elsystemet. Analysen indeholder følgende tre dele:

- En fokusanalyse af mulige udviklingsveje for et dansk energisystem, som lever op til 70 %-reduktionsmålet i 2030 (**del 1**)
- En langsigtet systemanalyse, der viser perspektiverne ved udnyttelse af storskala havvind i 2035 (**del 2**)
- En sammenfatning af udvalgte fokusområder for Energinet Elsystemansvar i forhold til 70 %-reduktionsmålet, udnyttelsen af storskala havvind og den langsigtede planlægning og udvikling af elsystemet (**del 3**)

Analysens del 1 opstiller eksempler på opnåelse af 70 %-reduktionsmålet i 2030. Reduktionsmålet omfatter hele Danmarks udledning af drivhusgasser, men der er ikke et eksakt mål for udledningen i de enkelte sektorer, herunder energisektoren. I denne analyse defineres udledningen i energisektoren således som al national energirelateret udledning inklusive national transport, men eksklusiv udenrigsluft- og skibsfart. Der foretages en række antagelser om reduktioner i andre sektorer end energisektoren, hvilket udspænder et udfaldsrum som muligt eksempel for sektorernes udledninger frem mod 2030. Med udgangspunkt i antagelserne for reduktioner i andre sektorer (som er ét

eksempel på forløb blandt mange, mulige forløb) end energisektoren, leder det frem til, at energisektorens udledning må reduceres til 10-12,5 mio. ton CO₂ per år i 2030 sammenlignet med ca. 31 mio. ton CO₂ per år i dag (2019). Eksemplerne på reduktionsforløb (10-12,5 mio. ton CO₂), som danner grundlaget for del 1, er vurderet ud fra omkostninger af en række reduktionstiltag inden for direkte og indirekte elektrificering.

Realisering af 70 %-reduktionsmålet øger elforbruget markant som følge af øget direkte elektrificering af opvarmning, transport og industri. Denne direkte elektrificering er dog ikke i sig selv tilstrækkelig til at nå 2030-målet. Yderligere reduktioner kan ske ved kombination af tiltag hvor VE-el bruges til produktion af brændstoffer (PtX) og/eller tiltag hvor kulstof deponeres (CCS).

Der er en betydelig usikkerhed forbundet med, hvor meget elforbruget øges i forhold til analyseforudsætningerne. Dette afhænger i høj grad af, hvilket omfang andre virkemidler som fx energibesparelser, CCS, import af grønne brændstoffer og indsatser udenfor energisektoren medfører CO₂-reduktioner. Dertil kommer, at der ikke nødvendigvis vil være sammenfald mellem elforbrug og elproduktion i 2030 - fx hvis der er nettoimport af el. Der opereres i analysen derfor med et bredt udfaldsrum for elforbrug og -produktion. I forløbet med den højeste direkte og indirekte elektrificering øges elforbruget med op til 20 TWh. Hvis dette forbrug skal dækkes med tilsvarende udbygning af produktion, vil der være behov for mere vindkraft og flere solceller. Analysen beskriver eksempler på udbygningsforløb for vindkraft og solceller med op til 3 GW ekstra offshore vindkraft og en øget udbygning med solceller på ca. 5 GW.

Elsystemet kommer med den nævnte udvikling under pres for at kunne transportere og balancere elproduktion og -forbrug. Tiltag, der sikrer optimal udnyttelse af elsystemet i samspil med det samlede energisystem, er derfor vigtige, og danner grundlag for del 2, der ser frem mod 2035 og videre.

Direkte og indirekte elektrificering som reduktionstiltag

Reduktionstiltag med direkte elektrificering af dele af industriel procesvarme, erstatning af oliefyr med varmepumper og indførelse af varmepumper i fjernvarme er typisk tiltag med en CO₂-skyggepris på under 500 DKK/ton. Omstilling af en stor andel af de individuelle gaskedler med individuelle varmepumper, elektrificering af let transport (elbiler) og dele af tung transport er tiltag, som typisk har en CO₂-skyggepris på 300-1.500 DKK/ton. For disse tiltag har det betydning, hvorvidt en naturlig omstilling er mulig, eller om en forceret omstilling gennemføres.

Reduktionstiltag med indirekte elektrificering (VE-gasser/VE-brændstoffer inklusive PtX) er tiltag, der generelt har en CO₂-skyggepris på 1.500-3000 DKK/ton, og de er således dyrere frem mod 2030. Den internationale markedspris på grønne brændstoffer (fx grøn metanol) er dog meget høj med 8-9 DKK/L benzin ækvivalent (i forhold til 3-4 DKK/L fossil benzin) eksklusive afgifter og distribution. Den høje pris på grønne brændstoffer skyldes blandt andet iblandingskrav og et voksende premium-marked, som betaler for VE-værdien. Det medfører, at produktion og eksport af grønne brændstoffer godt kan blive en kommerciel forretning, selvom de frem til 2030 er dyrere end den fossile reference. Dertil kommer, at PtX tilfører et fleksibelt elforbrug, der kan få en rolle som risikoafdækning (hedging) mod lave elpriser ved investering i vindkraft frem mod 2030.

PtX er i forhold til 2030-reduktionsmålet et dyrt tiltag, og der vil være en stor usikkerhed omkring i hvilket omfang producerede VE-brændstoffer substituerer fossile brændstoffer, som indgår under reduktionsmålet. Fx indgår brændstoffer til international transport med fly og skibe ikke. Perspektiverne for PtX skal derfor i høj grad ses i forhold til den rolle, som teknologien kan udfylde på længere sigte (efter 2030) i udnyttelsen af de store danske havvind ressourcer. Disse perspektiver undersøges i rapportens del 2.

SAMMENFATNING (2/2)

Analysens del 2 undersøger perspektiver for storskala havvind vurderet i en række scenarier med en tidshorisont frem mod 2035 (og efterfølgende klimaneutralitet). Den direkte elektrificering af opvarmning, transport og industriel procesvarme har, jf. del 1, stor betydning for at realisere reduktioner frem mod 2030. Den indirekte elektrificering inklusive PtX har en mindre, men dog relevant betydning frem mod 2030, mens det i scenarierne efter 2030 får særlig stor betydning for både reduktioner samt en effektiv udnyttelse af storskala havvind. De nødvendige indsatser for at nå 70 %-reduktionsmålet, hvis PtX bringes i spil som virkemiddel, har derved en betydelig udviklingsværdi i forhold til effektiv anvendelse af de danske havvind ressourcer på lang sigt. 70 %-reduktionsmålet (del 1) har derved betydning for perspektiverne ved en effektiv sektorkobling samt indpasning og udnyttelse af det danske havvindpotentiale (del 2). Analysens del 2 indeholder blandt andet følgende hovedkonklusioner:

- Billig storskala energilagring kan opnås gennem sektorkobling.
- Fleksibilitet og netreserver kan øge elnettets udnyttelse.
- Sektorkobling i klynger sikrer synergieffekter.
- Kulstof kan blive en knap ressource og kræver strategiske overvejelser.
- Storskala havvind kræver sektorkobling og nye infrastrukturkoncepter.
- Markant CO₂-reduktion kan realiseres med avanceret sektorkobling.

2035-systemperspektiver mod en klimaneutral energisektor
PtX kan frem mod 2030 få betydning for at realisere 70 %-reduktionsmålet, men det forventes særligt efter 2030 at blive særdeles effektivt på vejen mod klimaneutralitet.

Der indgår i del 2 en række 2035-scenarier, hvor der er analyseret udbygning med yderligere 10 GW vindkraft i

Nordsøen og 3 GW i Kattegat og Østersøen i forhold til en referenceudbygning. Her undersøges kombinationen af reduktionsmålet og storskala udnyttelse af dansk havvindkraft. For effektivt at indpasse og udnytte storskala havvind analyseres en række løsningsveje i relation til CO₂-effekt, økonomi og systemrobusthed. Løsningsvejene består af kombinationer af tiltag såsom elinfrastruktur (HVAC og HVDC), PtX-anlæg, brintinfrastruktur og brintlagring, ellagring og driftsprincipper for elnettet.

En effektiv udnyttelse af 10 GW ekstra havvind kræver en kraftig opskalering af PtX frem mod 2035, og analysen undersøger hensigtsmæssige placeringer af PtX vurderet i forhold til hensyn til fx elnettet, adgang til CO₂, adgang til lager og muligheden for at udnytte overskudsvarme. Herunder vurderer analysen, at det ved en så kraftig udbygning af havvind kan være hensigtsmæssigt med op 5-8 GW elektrolyse i Danmark omkring 2035.

Uden de nævnte tiltag er det relativt begrænset, hvor stor en del af de ekstra 10 GW havvind, der kan ilandføres og effektivt udnyttes i Danmark, mens en kombination af tiltagene giver den bedste udnyttelse og balance mellem CO₂-effekt, økonomi og robusthed. En tættere kobling mellem marked og det fysiske elsystem (fx med budzoner og fleksibelt forbrug som netreserve) samt brinttransmission og -lagring er de mest effektfulde virkemidler til at øge værdien af den ekstra havvind og maksimere CO₂-effekten. Samspillet med brint giver mulighed for et betydeligt og relativt billigt energilager, som giver elsystemet mulighed for via markedet at nedregulere elforbrug til elektrolyse og samtidig via brintlagring at forsyne PtX-industri med brint.

Analysens del 3 opstiller en ikke-udtømmende oversigt over udvalgte fokusområde for at kunne realisere et energisystem, som det er analyseret i del 1 og del 2. Størstedelen af de fremhævede fokusområder er områder, hvor primært Energinet Elsystemansvar har en central rolle. Derudover fremhæves også et udvalg af områder, som vedrører øvrige aktiviteter i Energinet.

Udviklingstiltag – fra vision til realitet

CO₂-udledningen kan reduceres markant frem mod 2030 og derefter i kombinationen med en massiv udbygning af havvindkraft (10 GW), men det kræver en række udviklingstiltag, hvis CO₂-effekten, økonomien og systemrobustheden skal være god.

For **elsystemet** er en udvikling mod en tættere kobling mellem marked og fysik afgørende. Muligheden for at udnytte fleksibelt forbrug bedre – både geografisk og som netreserve – har betydning for, om effekten fra havvinden kan transporteres effektivt. Fleksibilitetstiltag anvendt på denne måde (det vil sige i omfang, geografi og tidsopløsning) kræver en højere grad af automatisering af systemdriften og øget anvendelse af kunstig intelligens til at vurdere den nødvendige respons ved nær-realtidspriser i budzonerne. Fokus på det digitale område er derfor kritisk og afgørende for at realisere en række af potentialerne. Udnyttelse af transmissionsinfrastruktur tættere på dets fysiske maksimum medfører behov for løbende monitorering, drift og afregning i forhold til belastning, hvilket også øger behovet for digitalisering.

For **gassystemet** betyder introduktionen af brint nye muligheder og udfordringer. Brinten kan enten iblandes, metaniseres, transporteres i nye dedikerede rør eller dele af metanettet kan omstilles til brint. Dele af de danske gaslagre kan ligeledes konverteres til brint, og nye lagre kan etableres. Præcis, hvordan gasnettet skal udformes skal ses i sammenhæng med udviklingen i efterspørgslen på brint og metan samt udviklingen i EU og de nabolande, som forsynes med metan fra Danmark.

CCS og PtX stiller krav til indfangning og håndtering af CO₂
Udvikling med PtX og CCS har markant betydning for både el og gas-systemet. Begge teknologier medfører en efterspørgsel på "grøn CO₂". En målrettet indsats for at indfange, lagre og transportere CO₂ er derfor centralt uanset balancen mellem anvendelsen af CO₂ til deponering (CCS) eller produktion af grønne brændstoffer (PtX).

LANGSIGTET FOKUS UNDERSTØTTER ROBUSTE BESLUTNINGER I DAG

Energisektoren under forandring

Energisektoren er under omfattende forandring. Nationale og internationale aftaler og målsætninger om at omstille til klimaneutrale samfund påvirker også energisystemet på sigt.

For at være parat til omstillingen og bidrage til denne udarbejder Energinet Elsystemansvar løbende systemperspektivanalyser og scenarier for at skabe et langsigtet udsyn for den fremadrettede udvikling af energisystemet.

Det er essentielt at forstå, hvad det er for en mulig fremtid, som energisystemet skal kunne understøtte, da infrastruktur-løsninger udviklet i dag ofte har en levetid på 40 år eller mere. Kunsten er således at sikre en fleksibilitet og robusthed, der gør energisystemet klar til at imødekomme flest mulige udfald effektivt – også på langt sigt.

Energiens trilemma

Energinet skaber værdi for samfundet i bred forstand – det vil sige for borgere, virksomheder, institutioner og civilsamfund. Energinets kerneopgave er at omstille energisystemet til vedvarende energi, sikre høj forsyningssikkerhed og til en pris, der kan betales – hvilket der i daglig tale kaldes energiens trilemma, jf. figur 1.1. Energiens trilemma er en forudsætning for Energinets virke, hvorfor trilemmaet også er en vigtig forudsætning for systemperspektivanalyserne.

Systemperspektivanalyser som led i Energinet Elsystemansvars planlægning

Energinet Elsystemansvar anvender aktivt udviklingen af de langsigtede scenarier i systemperspektivanalyser som et væsentligt input til Energinet Elsystemansvars strategiske planlægnings- og udviklingsarbejde.

Systemperspektivanalyserne anvendes i samspil med Energinets langsigtede udviklingsplan (LUP) samt den løbende, bredere system- og markedsudvikling, men systemperspektivanalyserne i sig selv er ikke et udtryk for en konkret anlægsplan. De skal i højere grad synliggøre forskellige udviklingsretninger og udsætte et udfaldsrum rundt om planlægningsgrundlaget - Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet (AF).

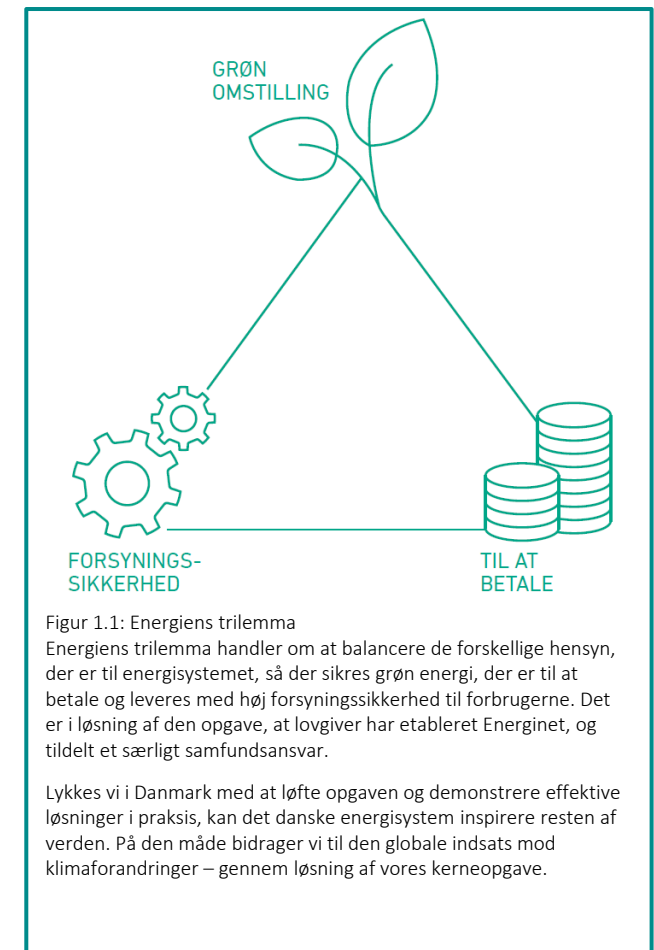
Scenarier for fremtidens energisystem

Denne systemperspektivanalyse er udarbejdet med udgangspunkt i elementer fra politiske målsætninger og herunder 70 %-reduktionsmålet, analyseforudsætningerne samt ENTSO-E/Gs europæiske TYNDP-scenarier (2018) for udlandet.

Disse elementer er samlet og analyseret, og konklusionerne fra dette arbejde føder tilbage ind som perspektiver til elementernes fortsatte udvikling fremadrettet.

Denne analyse vil blandt andet give input til den fremtidige udvikling af elsystemet via perspektivbidrag til Energinets langsigtede udviklingsplan samt danne grundlag for danske bidrag til udviklingen af fremtidige TYNDP-scenarier.

For at komme i mål med omstillingen til et klimaneutralt samfund skal der ske store ændringer – både inden for og uden for Energinets ansvarsområder. Analysen peger på flere områder inden for Energinets ansvarsområde, hvor der er behov for indsatser. Disse præsenteres løbende igennem analysen, og derudover er der identificeret en række områder uden for Energinets ansvar, som kræver udvikling for at kunne realisere de analyserede scenarier.



DEL 1:

Systemperspektiver for opnåelse af 70 %-
reduktionsmålet i 2030

70 %-REDUKTIONSMÅLET: EN MULIG, MEN AMBITIØS MÅLSÆTNING

Behov for store reduktioner i alle sektorer

Klimaloven fra december 2019 fastlægger et mål om reduktion af den nationale udledning af drivhusgasser med 70 % i forhold til 1990 frem mod 2030. Der skal jf. loven samtidig fastsættes et reduktionsmål for 2025.

Den samlede klimabelastning opgøres i CO₂-ækvivalenter (CO₂-æk.). I 1990 var den danske udledning af CO₂-æk. på 75,5 mio. ton, og målet om en reduktion fra dette niveau på 70 % tillader således 22,6 mio. ton CO₂-æk. i 2030. Sammenlignet med Energistyrelsens basisfremskrivning er det 14 mio. ton mindre end det niveau, der forventes nået uden nye initiativer.

Overstående tal dækker alle sektorer og indeholder også elementer som fx ændret anvendelse af det danske jordareal (land use (change) og forestry, forkortet LULUCF). Figur 1.2 viser den historiske udvikling fordelt på sektorer og 70 %-reduktionsmålet for 2030.

For at vurdere perspektivet for el- og gassystemerne opstilles i det følgende to eksempler på udviklingsforløb for energisystemet i et 2030-perspektiv, som realiserer reduktionsmålet. De opstillede forløb skal ikke ses som en entydig løsning, men eksempler, således at system-perspektiver kan analyseres.

Det er antaget, at udledningen uden for energisektoren fortsætter i et forløb svarende til reduktionen i perioden 1990-2017 og derudover 15 % reduktion. Det efterlader ca. 11 mio. ton til energisektoren. Som følge af usikkerhed om mulighederne for reduktioner i sektorer uden for energisektoren arbejdes der i analysen videre med et udfaldsrum på 10-12,5 mio. ton CO₂ i 2030. Det skal noteres, at der i energisektoren primært udledes CO₂, hvorfor der ikke omregnes til CO₂-æk.

10-12,5 mio. ton CO₂ kræver omlægninger flere steder

Med en ramme på 10-12,5 mio. ton CO₂ kræves en kraftig omlægning af energisektoren, og det vil være nødvendigt med reduktioner flere steder i produktion, konvertering og slutforbrug af energi.

I denne del af analysen er energisektoren delt i følgende syv kategorier:

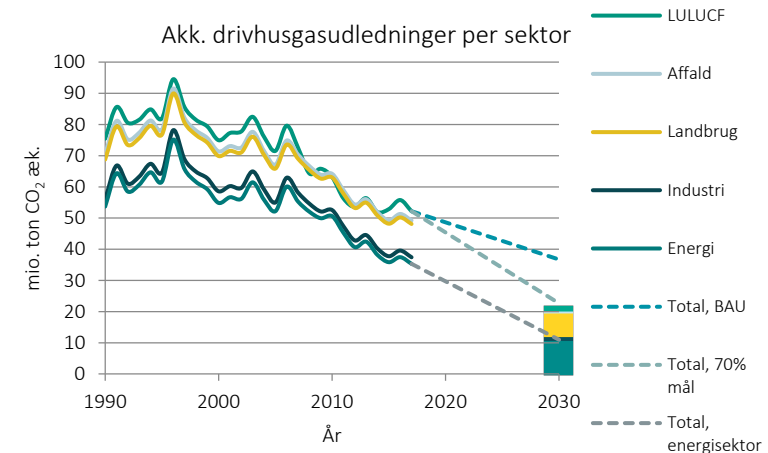
1. El- og fjernvarmeproduktion
2. Olie-/gasproduktion (offshore/raffinaderi)
3. Procesvarme til industri/service
4. Let transport (person- og varebiler)
5. Individuel opvarmning af bygninger
6. Tung transport (lastbil, bus, fly, skib)
7. Grøn brændstofproduktion inklusive biogas og PtX

I figur 1.3 illustreres energisektorens drivhusgasudledning fra 2019 med i alt ca. 31 mio. ton CO₂, opdelt på de syv kategorier. Udenrigsluft- og skibsfart er ikke inkluderet i opdelingen, da de ikke er omfattet af 70 %-reduktionsmålet.

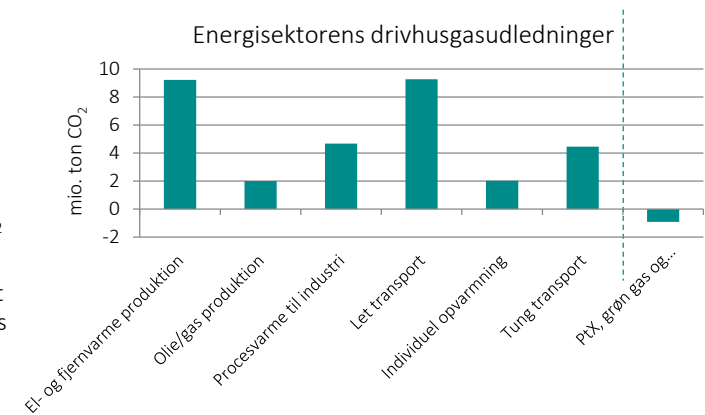
El- og fjernvarmeproduktion samt let transport udgør de største kategorier med ca. 9 mio. ton CO₂ hver.

Tung transport og procesvarme til industri/service udgør hver ca. 4,5 mio. ton CO₂, mens der er ca. 2 mio. ton CO₂ fra både individuel opvarmning og olie-/gasproduktion.

Grønne gasser og brændstoffer er (regneteknisk) opgjort med negative udledninger, da de i dag primært anvendes til at fortrænge fossile brændstoffer, hvor biogassen i 2019 fortrænger fossil gas for ca. 1 mio. ton CO₂-udledninger.



Figur 1.2: Historiske drivhusgasudledninger fordelt på forskellige sektorer. Bidragene fra udviklingerne er akkumuleret. Med en 70 %-reduktion tillades en samlet dansk udledning på ca. 22,6 mio. ton CO₂-æk. i 2030. UNFCCC GHG inventory data.



Figur 1.3: Energisektorens drivhusgasudledninger fra 2019 fordelt på de syv kategorier.

SCENARIER FOR ENERGISEKTORENS BIDRAG TIL 70 %-REDUKTIONSMÅLET

Der er mange veje til realisering af reduktionsmålet frem mod 2030. Der er dog tale om en så kraftig reduktion, at det vil være nødvendigt at sætte ind i alle de syv beskrevne kategorier for at realisere målsætningen.

Omkostningerne til reduktionerne af CO₂ (CO₂-skyggeprisen) varierer markant inden for kategorierne. En del direkte elektrificering som fx varmepumper som erstatning for oliefyr har i mange tilfælde en lav CO₂-skyggepris. Indirekte elektrificering som fx PtX-produktion af grønne brændstoffer er fortsat et relativt dyrt, men et potentielt virkemiddel for at realisere målet, hvis der ønskes en indenlandsk produktion svarende til forbruget af VE-brændstoffer. Derudover er CCS med indfangning og deponering af CO₂ et potentielt virkemiddel til CO₂-reduktioner.

I det følgende gennemgås to udviklingsforløb, hvor der realiseres en reduktion ned til henholdsvis 12,5 mio. ton og 10 mio. ton CO₂ i 2030 under hensyn til CO₂-skyggeprisen og potentialer, der vurderes realiserbare. Det er således et bud på, hvilke initiativer der er nødvendige, og hvor de mest samfundsøkonomisk realiseres først.

1. El- og fjernvarmeproduktion

Der er betydelige reduktionspotentialer i elproduktionen, som primært stammer fra omstillingen af termiske kraftværker fra kul til vedvarende energi – fx via:

- ❖ Omstilling af store centrale kulkraftværker til biomassekraftvarme.
- ❖ Etablering af varmepumper til fjernvarme.
- ❖ Opstilling af ny grøn produktionskapacitet (vind/sol).

2. Olie/gasproduktion

Olie-/gasproduktionen fra både Nordsøen samt indenlandske raffinaderier forventes fortsat at være i drift i

2030. Reduktioner i raffinaderier med forbrug af grøn VE-brint i stedet for fossil brint og produktion af VE-gas og -brændstoffer er medtaget som reduktion under kategorien "PtX, grøn gas og brændstoffer". Følgende antages:

- ❖ Udledning fra raffinaderier fastholdes på 0,9 mio. ton CO₂/år.
- ❖ Samlet udledning fra Nordsøudvinding antages at falde med 10 % i forhold til 2030-basisfremskrivningen grundet generelle energieffektiviseringer på platformene. Dette ses fx ved Thyra, som forventes at blive ca. 30 % mere energieffektiv efter renovering.

For yderligere reduktioner ned mod 10 mio. ton CO₂:

- ❖ Samlet udledning fra Nordsøudvinding forventes at falde med 33 % i forhold til 2030-basisfremskrivning. Dette realiseres ved at elektrificere processer på platformene med havvind som set i Equinors Hywind Tampen projekt.

3. Procesvarme til industri/service

Der er betydelige potentialer for omstilling af energiforbruget i industrien, der i dag leveres med naturgas, kul og olie.

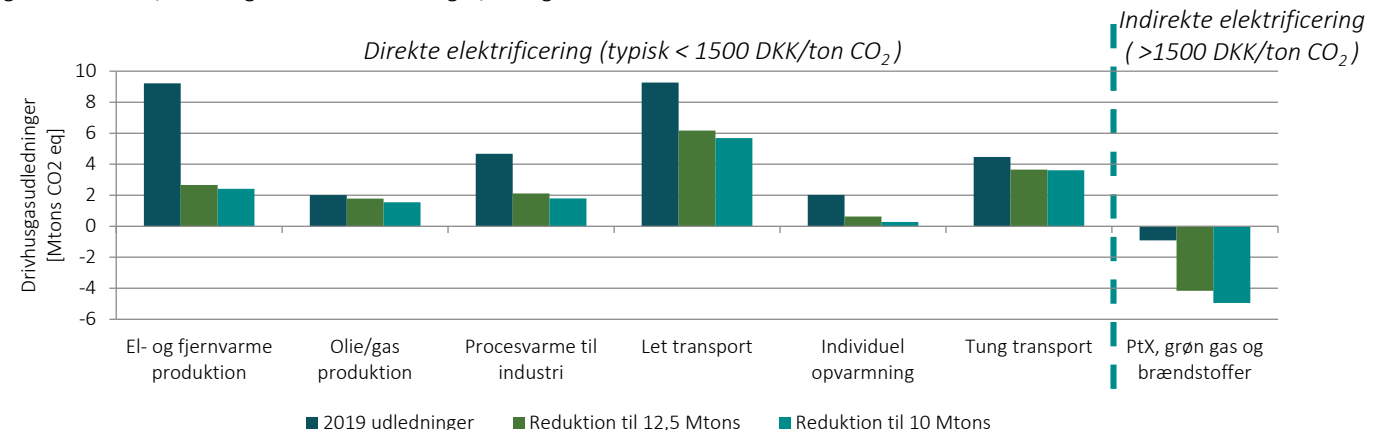
Her kan en del lav- og mellemtemperatur processer elektrificeres med varmepumper. Ud fra opgørelsen af procestyper- og temperaturniveauer antages følgende:

- ❖ Generel elektrificering af procesvarme fra olie og gas. Ca. 50 % elektrificering af lavtemperaturvarme, 20 % af mellemtemperatur og 4 % af højtemperatur.
- ❖ Reduktion af kul og koks, der i høj grad erstattes af varmepumper og gas.
- ❖ Iblanding af 2 % brint i naturgasnettet.

For yderligere reduktioner ned mod 10 mio. ton CO₂:

- ❖ Øget elektrificering af procesvarme til ca. 50 % af lavtemperaturvarme, 40 % af mellemtemperatur og 8 % af højtemperatur.
- ❖ Iblanding af 5 % brint i naturgasnettet.

En større andel elektrificering allerede frem mod 2030 er en mulighed, men vurderes at kræve en meget kraftig indsats og indgår derfor ikke i grundforløbene for 2030.



Figur 1.4: CO₂-udledning i sektorer i 2019 og i scenarieforløb for 2030.

SCENARIER FOR ENERGISEKTORENS BIDRAG TIL 70 %-REDUKTIONSMÅLET

4. Let transport

Der er frem til 2030 antaget en standard fremskrivning af transportbehovet til personbiler samt mindre varebiler, og der er ikke antaget et større skift af transportform til fx offentlig transport:

- ❖ Der antages en udrulning af 1 mio. grønne biler fordelt på 800.000 elbiler og 200.000 plug-in hybridbiler. Nye biler forventes at være konkurrencedygtige på omkostninger over bilens levetid (TCO) fra ca. 2025.
- ❖ Fossil diesel hydrogeniseres med 3 % brint.

For yderligere reduktioner ned mod 10 mio. ton CO₂:

- ❖ Antallet af elbiler øges fra 800.000 til 1 mio. stk.

5. Individuel opvarmning

Individuel opvarmning har primært reduktionspotentiale i form af omstilling fra olie- og naturgaskedler til varmepumper.

- ❖ Det antages, at hovedparten af individuelle oliefyr erstattes af individuelle varmepumper. Dette er et relativt omkostningseffektivt virkemiddel, men det bidrager (kun) til en reduktion på ca. 0,5 mio. ton CO₂.
- ❖ Gasforbrug til individuelle naturgaskedler reduceres med ca. 50 % og erstattes af varmepumper og hybrid varmepumper overvejende ved naturlig udskiftning.
- ❖ Etablering af ny fjernvarme til yderligere 2-3 % af husstandene uden for kollektiv forsyning.

For yderligere reduktioner ned mod 10 mio. ton:

- ❖ Individuelle naturgaskedler reduceres med yderligere 20 procentpoint og erstattes med varmepumper. Denne andel vil i højere grad være ved en forceret omstilling, hvor kedler med restlevetid skrottes.

6. Tung transport

Den tunge transport er fortsat svær at elektrificere frem mod 2030, da manglende nødvendig batterikapacitet er en udfordring. Med teknologifremskrivning af brændselsceller forventes det, at busser og en lille andel lastbiler frem mod 2030 kan konverteres til brint (FCEV). Dieselbiler forventes stadig at dominere markedet. Inden for tung transport indgår der i reduktionsforløbene følgende tiltag:

- ❖ Produktion af VE-baseret VE-fuel via biomasse og PtX.
- ❖ Fossil diesel hydrogeniseres med 3 % brint.
- ❖ Brintlastbiler har konkurrencedygtigt potentiale, og de antages at udgøre 5 % i 2030.

For yderligere reduktioner ned mod 10 mio. ton CO₂:

- ❖ Der satses fokuseret på implementering af brintlastbiler, og andelen øges til 10 %.

7. PtX, grøn gas og brændstoffer

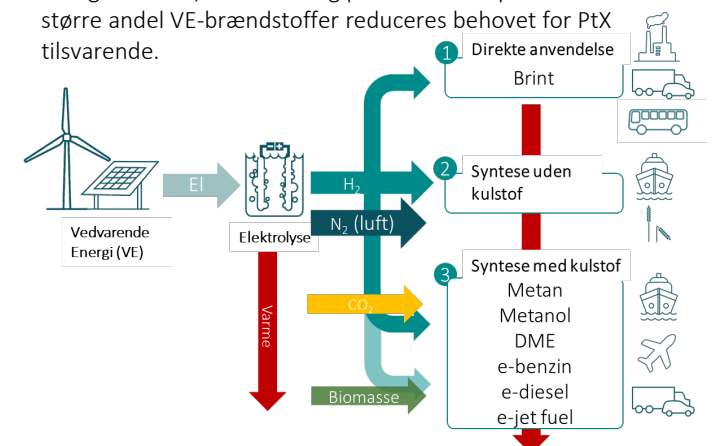
Produktion af VE-brændstoffer (gas eller flydende) kan erstatte fossile brændstoffer i energisystemet. Klimaloven beskriver, at reduktioner skal ske på dansk jord. I forhold til 2030-reduktionsmålet er der betydelig usikkerhed om, hvorvidt "markedet" vil producere brændstoffer, som dækker forbrug omfattet af 70 %-reduktionsmålet. PtX rummer også udfordringer i forhold til en implementering i 2030 fx i forhold til at udvikle teknologier, der leverer kulstof til PtX-processen fra biomasse og røggas. Udbygningen frem mod 2030 skal derfor i høj grad ses i forhold til et mere langsigtet perspektiv efter 2030, hvor storskala PtX kan være et vigtigt virkemiddel i forhold til effektiv anvendelse af de store danske havvind ressourcer. I forhold til PtX, grøn gas og brændstoffer er følgende antaget:

- ❖ Biogasproduktion antages udbygget til 35 PJ metan årligt ved især at udnytte en stigende andel halm som ressource i biogasanlæggene. CO₂ fra biogasanlæg anvendes til brændstofproduktion via PtX, hvilket øger produktionen til ca. 50 PJ grønne brændstoffer.
- ❖ Der antages etablering af en række "klynger" med energiindustri med PtX frem mod 2030 (jf. beskrivelse i analyserne *Systemperspektiv 2035* og *PtX i Danmark før 2030*). Anlæggene antages at have en årlig VE-brændstofproduktion på ca. 12 PJ, hvilket ca. svarer til 350 MW termisk forgasning/pyrolyse. Alternativt kan dele af produktionen baseres på CO₂-fangst (carbon capture and utilisation, CCU) fra biokraftvarmeanlæg. De to alternative veje er nærmere beskrevet i del 2.

For yderligere reduktioner ned mod 10 mio. ton CO₂:

- ❖ PtX-produktion i klynger opskaleres til ca. 600 MW termisk forgasning og en biofuelproduktion på ca. 20 PJ/år.

Hvis der alternativt foretages mere direkte elektrificering, gennemføres større reduktionsindsatser uden for energisektoren, satses kraftig på CCS eller importeres en større andel VE-brændstoffer reduceres behovet for PtX tilsvarende.



Figur 1.5: Produktionsveje fra el og biomateriale til slutprodukter via PtX.

70 %-REDUKTIONSMÅLET HAR BETYDNING FOR ELFORBRUGET OG BEHOVET FOR VEDVARENDE ENERGI

Reduktionsmålet er muligt, men øger elforbruget betydeligt

Analysen viser et behov for en kraftig direkte elektrificering af opvarmning, industri og transportsektoren. Det er dog ikke alene tilstrækkeligt til at realisere reduktionsmålet. Der er samtidig behov for en målrettet indsats med produktion af grønne brændstoffer. Produktion af grønne brændstoffer via PtX, som bidrag til 70 %-målsætningen er ét alternativ blandt flere mulige. Eksempelvis kan CCS i kombinationen med import af biobrændstoffer fungere som alternativ til national PtX-produktion inden for reduktionsmålsætningen. Det er også muligt, at andre brancher end energisektoren kan levere større udledningsreduktioner end antaget i denne analyse.

Der er som udgangspunkt antaget et klassisk forbrug af el og et forbrug til datacentre som i AF19. En udvikling med fx færre datacentre og/eller større besparelser på det klassiske elforbrug som følge af energieffektivisering kan medføre, at det samlede elforbrug bliver lavere.

Ved PtX-produktion analyseres der primært på produktion af biobrændstoftypen metanol. Omkostninger ved raffinering eller omsætning via et internationalt marked til et dansk forbrugsmiks af olieprodukter, som imødekommer iblandingskrav, indgår ikke i analysen. Gas-to-liquid (GtL) af produceret VE-gas har perspektiv frem mod 2030, men anses også som raffinering og indgår ikke specifikt i analysen.

Analysen viser, at med den direkte elektrificering øges elforbruget til elbiler, varmepumper i individuel opvarmning, fjernvarmesystemer og procesvarme i industri og servicesektoren med op til 7 TWh i forhold til en reference baseret på Analyseforudsætninger 2019 for 2030.

Ved den indirekte elektrificering med produktion af brændstoffer ved PtX øges elforbruget op til godt 12 TWh. Samlet set øges elforbruget fra godt 50 TWh i Analyseforudsætninger til op imod 70 TWh i det højeste forløb. Der er således et betydeligt udfaldsrum for elforbruget jf. figur 1.6.

Behov for mere VE-elproduktion, hvis elforbrug skal dækkes

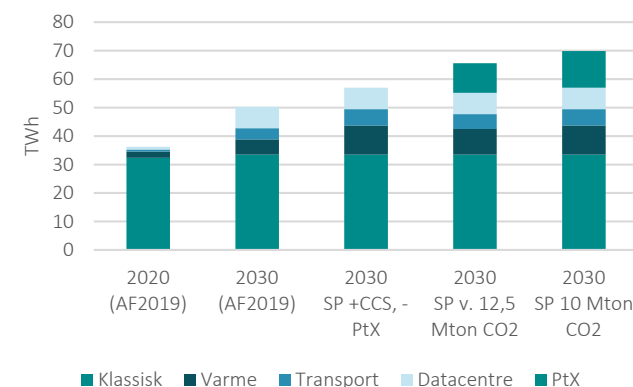
I Analyseforudsætninger 2019 er der ca. 5 GW hav- og kystnære vindmøller og 6,6 GW solceller, som forventes at producere ca. 40 TWh el. Dertil kommer elproduktion fra centrale og decentrale kraftværker i størrelsesordenen 10-15 TWh afhængigt af internationale markedspriser.

Hvis elproduktionen i 2030 skal matche elforbruget, er der således behov for ekstra VE-elproduktion i forhold til referencen. Det kan være ved at kombinere vindkraft og solceller fx ved yderligere op til 3 GW havvind kombineret med yderligere op til 8 GW solceller i det høje forløb.

Store solcelleanlæg er isoleret set billigere end havvind¹. Vindkraft giver dog en mere jævnt fordelt elproduktion over året. En ensidig satsning på at levere det øgede elforbrug med solcelleanlæg vil således stille større krav til sæsonlagring af energi fx med kavernelagre med brint.

Behov for ny VE-kapacitet for at realisere 2030-reduktionsmålet kan medføre en væsentlig udbygning med vindkraft. Det er dog ikke nødvendigt at realisere 10 GW ekstra havvind allerede frem mod 2030 isoleret set. En storskala udbygning har særligt perspektiv efter 2030 i takt med omstilling til klimaneutralitet og udnyttelsen af de danske farvande i et internationalt perspektiv.

Mulige elforbrug 2020-2030



Figur 1.6: Elforbrug i 2020-2030 i Analyseforudsætninger versus Systemperspektivanalyse for 2030 (2030 SP varianter).

	2020 (AF2019)	2030 (AF2019)	2030 SP +CCS, -PtX	2030 SP v. 12,5 Mton CO ₂	2030 SP 10 Mton CO ₂
Elforbrug (TWh)	36	50	57	66	70
Ekstra havvind v. ref. Sol (GW)	-	-	1	3	4
Ekstra havvind v. ekstra sol udover AF (GW)	-	-	0-1	1-2	2-3

Figur 1.7: Eksempler på øget elforbrug ift. analyseforudsætninger

¹ LCOE i 2030 på ca. 18 øre/kWh for sol versus ca. 28 øre/kWh for offshore vindkraft ved 4 % diskontering.

LANGSIGTEDE PERSPEKTIVER FOR ENERGISYSTEMUDVIKLING OG CO₂-REDUKTIONER

ENTSO-E/G har oversat Parisaftalens 1,5 °C mål til et klimagasbudget for EU's akkumulerede udledning frem mod 2050. Den akkumulerede udledning mod 2050 er på knap 50 Gton CO₂-æk. eller 63 Gton, hvis en negativ udledning kan realiseres efter 2050. Denne budgettilgang har dannet grundlag for, at ENTSO-E/G i forbindelse med Ten Year Network Development Plan 2020 har opstillet scenarier, som er kompatible med Parisaftalens mål (COP21). Danmark har ikke et fastlagt reduktionsmål i perioden 2030-2050, men der kan være behov for en neutral energisektor (inklusive udenrigsluftfart) frem mod 2040 og en negativ udledning efter 2040, hvis der skal realiseres en akkumuleret udledning, der matcher de COP21-kompatible scenarier.

Del 2 af denne analyse har til formål at koble 70 %-reduktionsmålet i 2030 med den langsigtede omstilling af det danske energisystem til klimaneutralitet. Hertil vurderes forløb, hvor det danske energisystems udledning i forskellig grad matcher ovennævnte perspektiver.

Den langsigtede omstilling til klimaneutralitet

Den videre omstilling fra 70 %-reduktionsmålet i 2030 kan i energisektoren ske ved at omstille de dele, som er særligt vanskelige at forsyne med vedvarende energi. Det er især i tung transport, luft- og skibsfart, gasforbrug i højtemperatur industriprocesser, spidslastkraftværker samt olie-/gasproduktion. Heri indgår den internationale transport, der har store udledninger, og som ikke medtages i Danmarks UNFCCC-opgjorte udledning underlagt reduktionsmål (United Nations Framework Convention on Climate Change).

Et fællestræk ved de fleste resterende CO₂-udledere er, at deres energibehov forventes dækket af forskellige brændstoffer med høj energitæthed og nem lagring, som kendt fra traditionelle brændstoffer.

I et elsystem domineret af fluktuerende, vedvarende energiproduktion vil der være mange tidspunkter med overskud af el, som det ikke kan betale sig at transportere rundt i elsystemet. Det giver en "use it locally or loose it"-problematik, som spiller godt sammen med fleksibelt, lokalt elforbrug i nye energiklynger, der kan producere grønne brændstoffer (uddybes på [side 17](#)). De klynger kan dermed blive det tandhjul, som gør, at systemet balanceres, og som kan gøre de svært omstillelige sektorer grønne i takt med øget udbygning af vedvarende elproduktion

2035 som næste pejlemærke

Frem mod især 2035 forventes elektrolyse, en række direkte anvendelser af ren brint og den videre konvertering af brint til grønne brændstoffer ved PtX som fx metan, metanol og jetbrændstof at være relativt markedsmoden.

Biogaspotentialet ved at bruge fx gylle frem mod 2030 udgør "kun" CO₂ svarende til 0,5-1 GW elektrolyse, og der er derfor behov for kulstof fra fx halm i biogas og ny anvendelse af træflis mv. fra carbon capture and utilisation (CCU) fra røggassen eller ved termisk forgasning/pyrolyse. Sidstnævnte er umiddelbart den mest effektive vej, men den kræver også en udviklingsindsats de kommende år.

Fælles for ovenstående er, at kulstof indgår i de fleste grønne brændstoffer, hvilket paradoksalt nok gør kulstof til en begrænset ressource i PtX-øjemed (se [side 18](#)). En stor andel af det nuværende gasforbrug kan potentielt omstilles til afbrænding af ren brint til procesvarme, og for lastbiler kan brint-brændselsceller være konkurrencedygtige. For skibsindustrien kan kulstoffrie brændstoffer som ammoniak eller flydende brint være hensigtsmæssig.

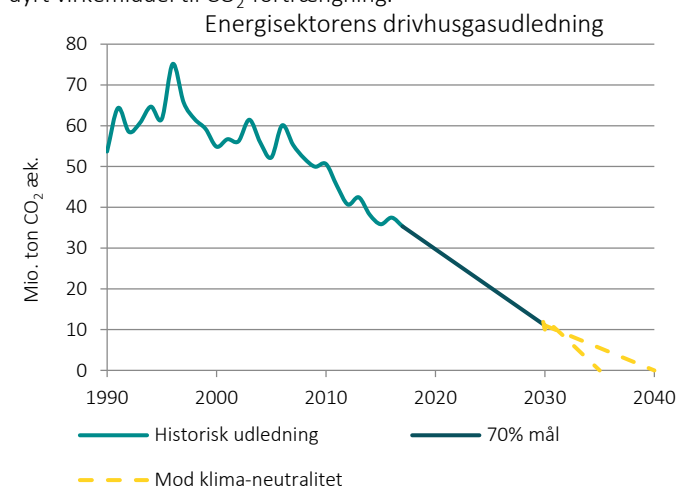
Systemperspektiv med udnyttelse af storskala havvind

Udbygning af PtX er et virkemiddel, som, udover at have

betydning for 70 %-reduktionsmålet, også har stor betydning for en effektiv udnyttelse af storskala havvind. Konkret undersøger analysens del 2 en case med 10 GW ekstra havvind i Nordsøen (tilsluttet DK1) og 3 GW ekstra i Kattegat og Østersøen .

En samlet oversigt over væsentlige fokusområder i forhold til 70 %-reduktionsmålet og udbygning af PtX i samspil med storskala havvind er opsummeret i analysens del 3.

Samlet set vurderes der store potentialer for både øget VE-produktion og PtX frem mod 2035, men en fuld opskalering af begge dele vil være vanskelig at få på plads i 2030. Hvis den produktion af VE-brændstoffer, som etableres i et af 2035-scenarierne, anvendes nationalt, kan det principielt gøre det danske energisystem fossilfrit i 2035, fordi der produceres så store mængder brændstof, at det kan erstatte fossile brændstoffer. PtX er dog frem mod 2030 forsat et dyrt virkemiddel til CO₂-fortrængning.



Figur 1.8: Reduktionsforløb for energisektoren mod 2030 – og perspektiver videre mod klimaneutralitet.



ENERGINET

DEL 2:

Systemperspektiver for 2035 mod klimaneutralitet
ved udnyttelse af storskala havvind

DANMARKS HAVVINDRESSOURCER ER VIGTIGE PÅ VEJEN MOD KLIMANEUTRALITET

Danmark er placeret i et vindrigt område

Danmark er begunstiget af særdeles gode vindforhold for både land- og havvind. Det samlede vindkraftpotentiale i Nordsøen udgør mere end 180 GW og kan forsyne over 20 % af EU's forventede elforbrug i 2040. Op mod 40 GW af vindkraftpotentialet i Nordsøen findes i den danske del af farvandet og har en god konkurrencedygtighed i forhold til produktionsomkostningerne. Derudover har Danmark også betydelige vindressourcer i de indre farvande (fx Kattegat og Østersøen). I forhold til elforsyning af Danmark er 40 GW en meget stor effekt, da elforbruget i dag er i størrelsesordenen 3-6 GW. Selv med en fuld omstilling til et VE-baseret dansk energisystem i 2050 har Danmark trods kraftig direkte og indirekte elektrificering "kun" behov for i omegnen af 10 GW havvind i Nordsøen.

Nordsøen er et regionalt VE-kraftcenter

Der er et stort elforbrug i den europæiske region (ca. 100 gange Danmarks forbrug), og EU har en vision om, at dette skal dækkes af el produceret med en lav CO₂-udledning til følge. Nordsøen betragtes således som et VE-kraftcenter, hvilket medfører forventning om realisering af potentialet. I mange timer vil produktionen dække det klassiske elforbrug i regionen (og dele af Europa), men analyser viser også, at der vil være perioder, hvor den vedvarende elproduktion overstiger elforbruget. Det resulterer i et "eloverløb", der potentielt kan forædles via PtX.

Perspektiver mod klimaneutral energisektor

Der er politisk fokus på, at 70 %-reduktionsmålet ikke står som eneste mål for energisektoren, men bliver en milepæl på vejen mod klimaneutralitet. Der er samtidig interesse for, at Danmark bør udnytte det store havvindspotentiale i den danske del af Nordsøen. Med dette fokus er der et konkret politisk ønske om at vurdere muligheden for at

udnytte en klynge af dette ved at tilslutte op til 10 GW havvind i samspil med en eller flere hubs som knudepunkter for ilandføring og distribution af energien. Gennem en række scenarier undersøger del 2 af analysen perspektiverne for udnyttelse af havvindklyngerne og indpasning af havvinden i energisystemet, herunder behovet for energiinfrastruktur. Analysen har et 2035-perspektiv, men der anvendes koncepter, som kan etableres før eller efter 2035.

En række forhold er afgørende for en effektiv udbygning af storskala havvind

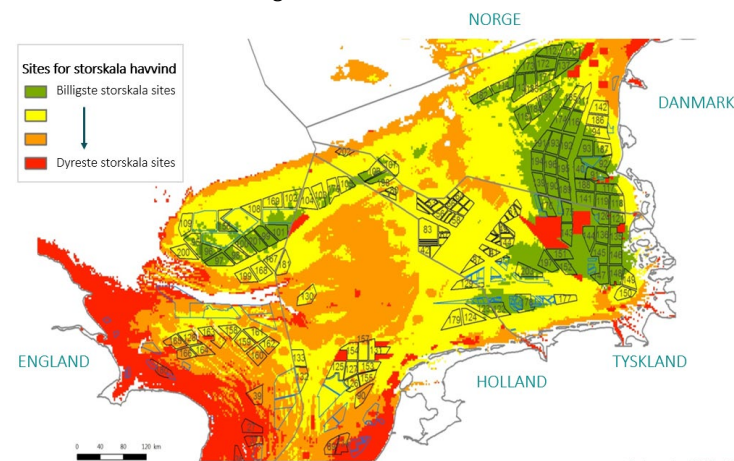
Vindkraftens økonomi påvirkes i høj grad af, i hvilket omfang elproduktion, som ikke direkte anvendes i Danmark, kan integreres internationalt via eksport eller via sektorkobling med PtX i Danmark eller nabolandene. Selvom el fra den danske del af Nordsøen har relativt lave produktionsomkostninger, er flere forhold afgørende for, om det er økonomisk effektivt at udnytte de store potentialer. Herunder særligt:

- **Infrastrukturløsninger:** Energi skal transporteres fra produktions- til forbrugssteder i Danmark, i regionen omkring Nordsøen og i centrale dele af Europa.
- **Energilagring:** Store ubalancer mellem produktion og forbrug skal balanceres via energilagring, direkte elforbrug og/eller sektorkobling. Energilagring bidrager samtidig med at maksimere værdien af havvinden.
- **Fleksibilitet og netreserver:** Elprisen i den enkelte budzone er i dag den samme, uanset om nyt forbrug placeres tæt ved eller langt fra indføringen af elproduktion fx fra havvind. Der er således ikke incitament til at placere nyt forbrug hensigtsmæssigt i forhold til de omkostninger, der er ved at transportere

strømmen inden for budzonen. Flexibilitet kan potentielt indgå som aflastning af transmissionsnettet og dermed være et supplement til forstærkninger af elnettet.

- **Sektorkobling:** En effektiv sektorkobling kan bidrage til balancering af produktion og forbrug i tid og sted. Danmark har en række styrkepositioner for PtX og sektorkobling, og et sektorkoblet energisystem kan effektivt levere reduktioner af drivhusgasudledning.
- **Kulstofressourcer:** Der skal være tilgængeligt kulstof fra biomasse eller CCU i det omfang, el via PtX bruges til produktion af flydende brændstof.

De efterfølgende sider beskriver, hvordan disse forhold håndteres under forskellige scenarieforløb.



Figur 2.1: Indikativt Nordsøkort med elproduktionsomkostninger for vindkraft.

INFRASTRUKTURLØSNINGER SKAL KUNNE HÅNDTERE STORE ENERGIMÆNGDER

Transport af energi som elektroner

Udbygning i Nordsøen (eller andre danske farvande) som kraftcenter for vedvarende energi medfører et behov for den nødvendige infrastruktur til at transportere energien fra produktions- til forbrugssted.

Vindkraften er isoleret set konkurrencedygtig overfor fossil energi, men da vindkraften er fluktuerende, og de store potentialer hovedsageligt er placeret i Nordsøen langt fra forbrugssteder, er omkostningen i forbindelse med at transportere og balancere energien afgørende for vindkraftens værdi. Dette gør det væsentligt at undersøge de forskellige løsninger, der er i spil til transport af energien fra havvinden.

Energien kan ilandføres via jævnstrømsforbindelser (HVDC) eller som vekselstrøm (AC), hvorefter det er muligt at videreføre den i luftledninger eller nedgravede AC-kabler.

Transport af el via luftledninger er isoleret set billigt, men det er også en løsning, der har visuelle gener og dermed ofte møder lokal modstand. Energi videreført i nedgravede AC-kabler har teknologiske udfordringer, idet kablerne kan give anledning til elektrisk støj, som udgør en risiko for ustabil drift af elsystemet. Dertil kommer, at AC-kabler er mere end dobbelt så dyre som luftledninger.

Hvis en ilandføring etableres som HVDC, er omkostningen ca. tre gange dyrere for en 150 kilometersdistance som med AC-kabler. Endvidere udgør HVDC-stationer med en sådan forbindelse en væsentlig del af omkostningerne, hvorfor der kan være perspektiv i at føre forbindelsen fra et havvindområde længere ind i landet til stærke knude-/forbrugspunkter i elnettet fx i station Tjele eller Revsing, se figur 2.2.

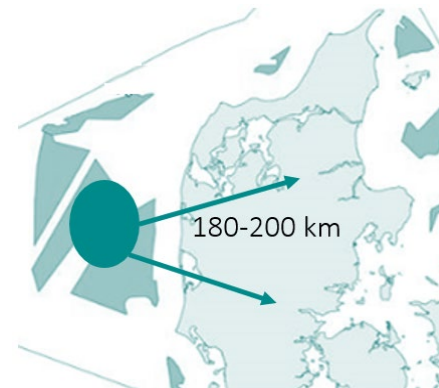
Transport af energi som molekyler

Vindenergien kan også konverteres til brint via elektrolyse for så derefter at blive transporteret i brintrør. Elektrolyseanlæg har en væsentlig omkostning, men hvis den transporterede energi alligevel skal bruges som brint til fx produktion af grønne brændstoffer, kan der være perspektiver i at konvertere el til brint tæt ved ilandføringen, inden den føres videre til områder med energiindustri og steder, hvor der er mulighed for at etablere et storskala brintlager (forventeligt som kaverne). Transport af energien som brint er ved fuldt udnyttet rørlinje markant billigere end transport af energi i elkabler. Figur 2.3 viser eksempler på indikative enhedsomkostninger ved forskellige transportløsninger.

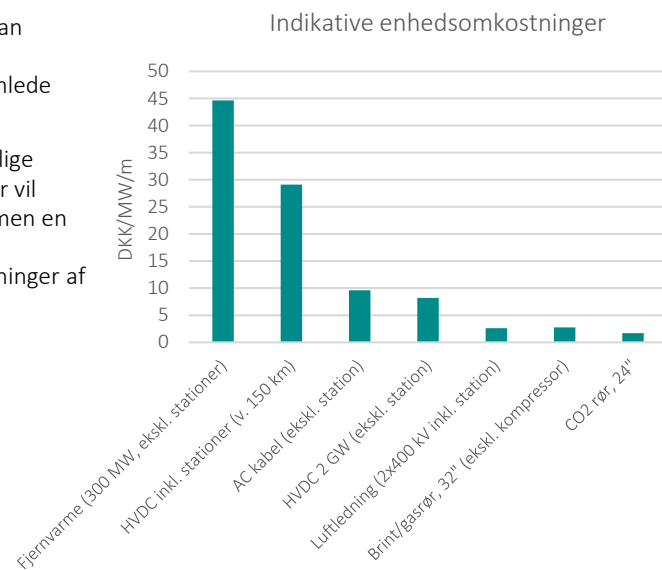
Offshore konvertering af havvindstrømmen til brint kan potentielt reducere behovet for elkabler fra havvindklyngerne til land og dermed reducere de samlede omkostninger for udbygningen.

I denne systemperspektivanalyse er en række forskellige kombinationer af de nævnte løsninger undersøgt. Der vil være behov for forstærkninger af elinfrastrukturen, men en kombination med andre tiltag som fx kobling til brintinfrastruktur kan reducere behovet for forstærkninger af elnettet.

De forskellige analyserede infrastrukturløsninger er beskrevet nærmere på [side 19](#).



Figur 2.2: Eksempel på ilandføring af vindenergi fra Nordsøen.



Figur 2.3: Enhedsomkostninger til energitransport ved forskellige elløsninger sammenholdt med gas- og varmetransport. Omkostninger ved luftledninger kan være højere ved specifikke projekter, blandt andet som følge af behov for delvis kabellægning ved nærføring mv.

BILLIG STORSKALA ENERGILAGRING KAN OPNÅS GENNEM SEKTORKOBLING

Behovet for lager på kort og langt sigt

I analysen vurderes et forløb, hvor der, udover den generelle udbygning med vindkraft og solceller, etableres 10 GW ekstra havvindkraft i Nordsøen 80-200 km fra Jyllands vestkyst samt 3 GW i andre farvande, som fødes ind i Østdanmark. Med en så kraftig udbygning udgør vind og solceller godt 30 GW fluktuerende elproduktion.

Det klassiske elforbrug udgør i dag mellem 3-6 GW, og selv med en meget kraftig elektrificering af opvarmning, industriel procesvarme, let transport og dele af den tunge transport udgør det samlede elforbrug (eksklusive PtX) i scenariet kun i størrelsesordenen 4-10 GW.

Forskellen mellem produktion og direkte elforbrug varierer mellem -8 og +20 GW i driftstimerne som illustreret i figur 2.4, der viser vindkraft og solcelleproduktion minus elforbrug eksklusive PtX (time ubalancen). Udover timeubalancen er der også en sæson-ubalance. I gennemsnit er der et overskud til eksport og PtX på ca. 6 GW, men hen over et år varierer ubalancen med en sæsonprofil, der svarer til at lagre godt 8 TWh el (akkumuleret ubalance).

I de seneste år er batterier faldet væsentligt i pris, men selv med et forventet fald i prisen på storskala batterier til under 100 \$/kWh vil en "tænkt" el-lagring af energi i den størrelsesorden kræve et batteri til en investeringspris på over 6.000 mia. DKK. Investeringen i et sådant lager vil være ca. 15

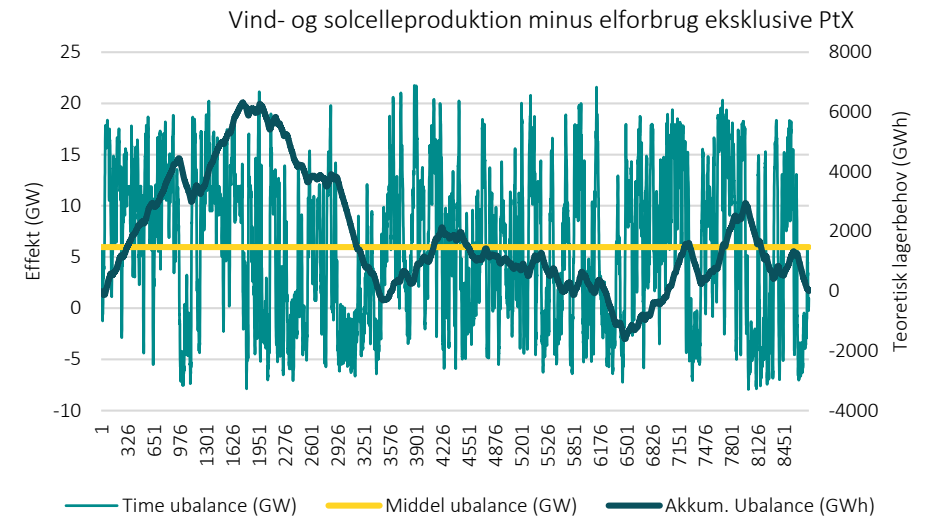
gange højere end prisen på vindmølleudbygningen og gør det dermed svært at realisere et samfundsøkonomisk effektivt energisystem.

Figur 2.5 viser energilagringsomkostninger (eksklusive konvertering) for både batterier, varmelagre og gaslager inklusive lagring af brint i en saltkaverne.

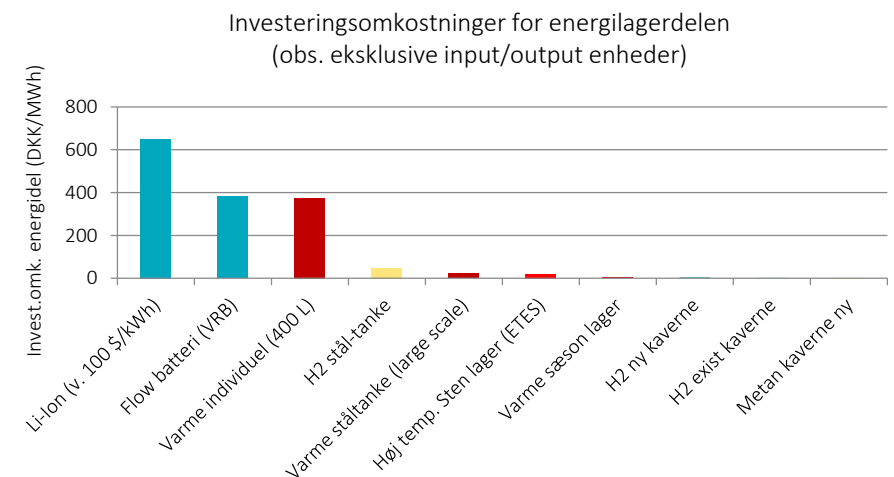
Lagring af energi i batteri til sæsonvariationer fortsætter med at være en dyr løsning. Lagring af energi som et brændstof som fx brint, metangas eller flydende brændstof er mere end 100 gange billigere end lagring som el i batteri. Gas/brint lagre (fx kaverne) kan med fordel også give en vis "buffereffekt" for PtX-produktionen, så antallet af driftstimer øges – selv når vinden ikke blæser til produktion af grøn brint på elektrolyseanlæggene.

Selvom batterier har en (relativt set) ekstrem høj pris per lagret energienhed, kan det dog fortsat have en berettigelse til at håndtere variationer inden for døgnet, driftstimen og/eller levere systemydelse.

Derudover kan batterier (jf. [side 31](#)) udgøre et vigtigt supplement til netforstærkninger og ikke mindst i dedikerede anvendelser til transportsektoren, lokale solcelleløsninger mv.



Figur 2.4: Årlig ubalance med 10 GW Nordsøvind inklusive infrastrukturløsninger (se side 19).



Figur 2.5: Investeringsomkostning for lagre anvendt i analysen.

FLEKSIBILITET OG NETRESERVER KAN ØGE ELNETTETS UDNYTTELSE

Markedsløsninger og fleksibilitet

lilandføringen af storskala havvind fra Nordsøen vurderes i analysen i forhold til kapaciteten i elnettet, jf. Energinets Reinvesterings-, Udbygnings- og Saneringsplan (RUS-plan) forventet frem til 2026.

I den eksisterende markedsdrift er Danmark i dag opdelt i to budzoner DK1 (Vestdanmark) og DK2 (Østdanmark). Markedsprisen i den enkelte budzone er i dag den samme, uanset om nyt forbrug til energiindustri (fx PtX til brændstofproduktion) placeres tæt ved indføddning af havvindkraft eller langt fra elproduktion. Der er i dag således ikke et incitament til at placere forbrug hensigtsmæssigt i forhold til de omkostninger, der er ved internt at transportere el inden for budzonen.

For at bringe fleksibilitet og sektorkobling i konkurrence med investeringer i at forstærke elnettet er der i analysen foretaget en opdeling af nettet i mindre budzoner. Det er ikke en entydig opdeling, men der er i analysen valgt nogle snit, som typisk udgør flaskehalse.

Kapaciteten mellem budzonerne i analysen tager udgangspunkt i den netkapacitet, der (forenklet) er mellem de enkelte zoner, jf. figur 2.6. Figuren viser med sorte tal den fysiske kapacitet til rådighed mellem zoner ved reference udbygningen, jf. Energinets RUS-plan. Af hensyn til robusthed overfor udfald af infrastruktur reserveres der i dag kapacitet, som indikativt er den kapacitet, som fremgår med rødt i figur 2.6. Ved udfald af en enhed skal "overbelastningen" af den øvrige del af nettet håndteres både termisk og med hensyn til dynamisk spændingsstabilitet.

En markedsåndterning af interne flaskehalse giver samtidig mulighed for, at fleksibilitet (fleksibelt forbrug eller ellagring som fx batterier) har et incitament til at understøtte interne flaskehalse i elsystemet. Se endvidere bilag, [side 31](#).

Fleksibelt forbrug som mulig netreserve

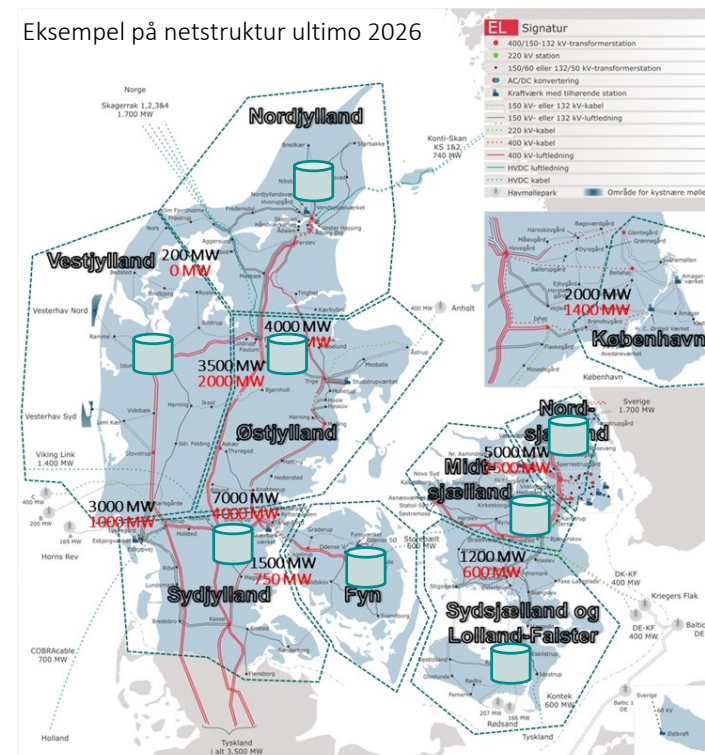
Større mængder fleksibelt forbrug og ellagre kan potentielt indgå som aflastning af transmissionsnettet ved udfald eller fejl i infrastrukturen. Denne type løsninger er endnu ikke udviklet i større omfang, blandt andet fordi der stilles krav til hurtig og sikker styring. Der er altså tale om et udviklingspotentiale, som ikke er bragt i spil i dag, da det fleksible elforbrug, der momentant kan afbrydes, er begrænset og kun har en begrænset størrelsesorden i forhold til anvendelse i systemdriften.

På langt sigt kan store mængder fleksibelt og hurtigt afbrydeligt forbrug potentielt bringes i spil som supplerende netreserve.

Øget kompleksitet i driften kræver nye værktøjer

Opdelingen i mindre budzoner og en øget brug af fleksibilitet som netreserve øger dog også kompleksiteten i systemdriften. Der vil opstå en markant øget mængde af information og data, når marked, systemdrift og forsyningssikkerhed sammentænkes, og nye infrastrukturkoncepter udvikles. Det vil på sigt blive svært alene med manuelt overblik at kunne reagere hurtigt nok, og der vil blive brug for yderligere automation af systemdriften for at kunne håndtere kompleksiteten.

En øget automation er en naturlig konsekvens til styring af komplekse systemer. Realisering af den systemdrift, der er antaget i analysen, vil kræve investeringer i og udvikling af nye løsninger.



Figur 2.6: Opdeling af budzoner som anvendes i analysen. Lagersymbol angiver mulighed for investering i batterier i de enkelte zoner. Batterier er i analysen anvendt som et eksempel på fleksibelt forbrug/ellagring. I realiteten vil markedet bestemme, hvilke teknologier der effektivt kan levere fleksibilitet. Kapaciteten, angivet med sort, indikerer mulig overførring ved fuld netkapacitet, mens kapaciteter med rødt indikerer den tilgængelige kapacitet, hvis der bruges traditionel netreserve.

SEKTORKOBLING I KLYNGER SIKRER SYNERGIEFFEKTER

Sektorkobling i klynger

Danmark har en række styrkepositioner i forhold til PtX-aktiviteter med at raffinere el sammen med kulstof fra biomasse og udnytte overskudsvarmen fra processen til fjernvarme. Det vedrører blandt andet adgang til gode vindkraftressourcer, gode bioressourcer med kulstof, et veletableret gassystem, kavernelagre til brintlagring og anden VE-gas og et effektiv fjernvarmesystem, hvor overskudsvarmen kan anvendes til fjernvarme.

Figur 2.7 illustrerer et eksempel på zoner med gunstige forhold for sektorkobling og herunder PtX. Det vil sige steder med gode forhold for storskala elektrolyse af el til brint, omsætning af biomasse og bioaffald til gas, der videre omsættes til fx VE-brændstoffer, VE-gødning eller VE-plast. Vigtigheden af hensigtsmæssige placeringer af klyngerne under hensyntagen til førnævnte elementer giver derfor behov for en strategisk planlægning af energisystemet.

Figuren 2.8 viser eksempler på anlæg, som kan placeres i zonerne indikeret i figur 2.7. PtX starter med elektrolyse, der anvendes direkte eller forarbejdes videre til VE-brændstoffer eller ammoniak. Centrale elementer er blandt andet bioforgasning, konvertering af gas til syntesegas, ammoniakproduktion, CO₂fangst og levering af CO₂ til CCS.

Analysen viser, at samspillet med metan, brint, CO₂ og varmesystemet i en effektiv infrastruktur i industriklynger er væsentligt for en konkurrencedygtig energiindustri. Det skyldes, at der er flere symbioser mellem processerne. Eksempelvis giver til fra elektrolyse mulighed for at styrke processer som bioforgasning og affaldsbehandling, CCU fra kraftværker og industrielle processer. Tilsvarende er der mulighed for termisk integration, fælles markedsbaseret lager af CO₂, brint, varme mv. Koncepterne for sektorkobling er beskrevet i [Systemperspektiv 2035](#).

Sektorkobling kan understøtte Direct Air Capture på sigt

Kulstof til PtX-processer fra biomasse og CO₂-punktkilder forventes at være mest omkostningseffektivt frem mod 2035, men der forventes på længere sigt at være behov for mere kulstof. Hertil kan udtræk af CO₂ direkte fra luften via Direct Air Capture (DAC) være konkurrencedygtigt i forhold til produktion af grønne brændstoffer.

De DAC-processer, der vurderes at have potentiale, er endoterme (varmekrævende) og forbruger varme ved ca. 100 grader. I forbindelse med stor aktivitet i områderne med produktion af blandt andet ammoniak, flis- og affaldsforgasning og katalyse af metanol kan varmeproduktionen være større end fjernvarmebehovet, og varmen kan på sigt bruges til DAC. Fjernvarmesystemet kan understøtte markedsforbindelse mellem varmeproducerende og -forbrugende processer på både kort og langt sigt. Disse perspektiver uddybes i bilag på [side 32](#).

Region ved Holstebro-Herning

- Adgang til offshore ilandført el (og på sigt potentielt H₂ fra PtG)
- Meget stort biogas (CO₂) grundlag
- Moderat fjernvarmegrundlag

Region Aalborg

- Stort varmegrundlag
- Stort biogas (CO₂) grundlag
- Stort CO₂-grundlag fra cement-industri

Region Hobro-Århus Nord

- Kaverner til lagring H₂, CO₂, O₂ mv.
- Stærkt elnet knudepunkt (Tjele)
- Stort biogas (CO₂) grundlag
- Stort fjernvarme grundlag

Region ved Esbjerg

- Adgang til offshore ilandført el og H₂
- Ammoniak produktion
- Stort fjernvarmegrundlag
- Biogas i region (CO₂)

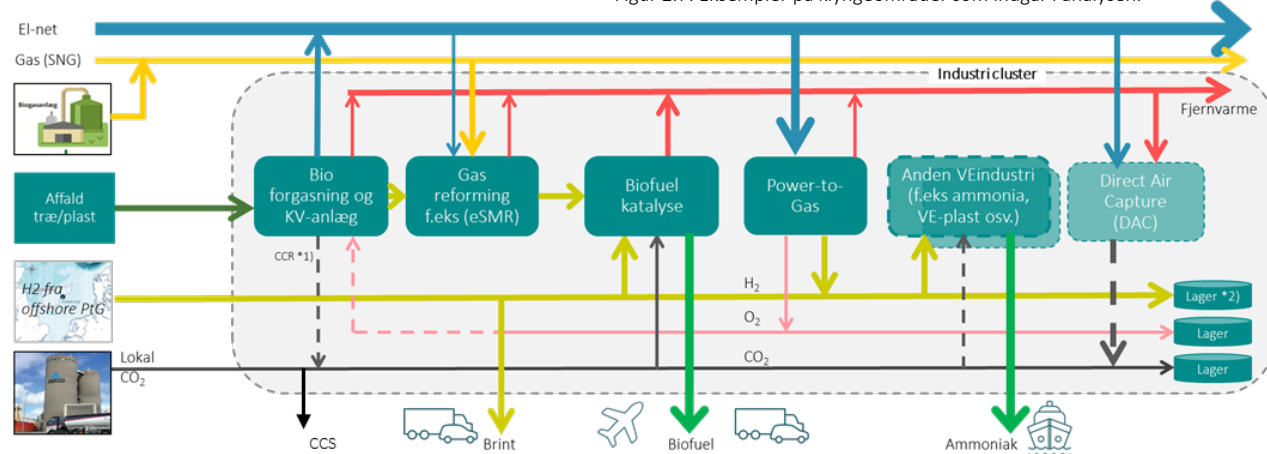
Region Trekantsområdet

- Raffinaderi
- Biogas
- Stort fjernvarmegrundlag

DK 2 – Avedøre Holme, Kalundborg

- CO₂ AMV og ARC
- HVDC samspil DK2-Polen

Figur 2.7: Eksempler på klyngeområder som indgår i analysen.



Figur 2.8: Eksempel på anlæg i en klynge med PtX og energiproduktion.

KULSTOF KAN BLIVE EN KNAP RESSOURCE OG KRÆVER STRATEGISKE OVERVEJELSER

Strategiske drøftelser af adgangen til kulstof- nødvendige

Analysen viser, at PtX (generelt et øget eller nyt elforbrug) er en forudsætning for effektivt at udnytte vindkraftudbygningen. Elektrolisedelen af PtX er på mange måder ved at være markedsmoden inden for flere teknologier (alkalisk og PEM), men analysen viser også, at hvis ikke der er fokus på kulstofkilder, kan udbygningen af PtX bremses, jf. figur 2.9. De danske vind ressourcer har potentiale til PtX langt over det kulstof, som er tilgængeligt fra det nationale potentiale for biomasse og affald. I analysen indgår halm og bioaffald til biogasproduktion, og flis-, træ-, og fiberaffald indgår som kulstofkilde til PtX via enten termisk forgasning/pyrolyse eller alternativt som opsamling af CO₂ fra røggas.

Biogas udbygning med halm og biologisk restaffald

Halm udgør en stor energi- og kulstofressource. Det er derfor vigtigt for PtX-udbygningen, at denne ressource anvendes til brændstofproduktion. I analysen er det antaget, at ressourcen primært omsættes i biogasanlæg til metan og CO₂. Fiberresten fra biogas anvendes her videre til en blanding af kulstofbinding (mark), termisk forgasning og forbrænding i kraftværker. Halmen kan alternativt anvendes direkte i pyrolyse/forgasning.

Ammoniak som central energibærer til skibe og grøn gødning

Ammoniak kan anvendes som både motorbrændstof og gødning til landbrug, og det er sammen med brint et af de få VE-brændstoffer, der ikke kræver kulstof, når det skal produceres. I analysen vurderes der således et stort potentiale for ammoniakproduktion. Specifikt er der analyseret på Esbjergområdet i forhold til produktion af store mængder ammoniak til skibstransport og som gødning til landbrug.

Kulstof fra træ – Pyrolyseanlæg eller CCS/CCU på kraftværker?

Kulstof fra biomasse og bioaffald er centralt i forhold til storskalaudvikling af PtX.

Biogas (anaerob) er velegnet til gylle, biologisk affald og halm, men i forhold til omsætning af blandt andet træ og plast er der behov for primært to veje for adgang til kulstof:

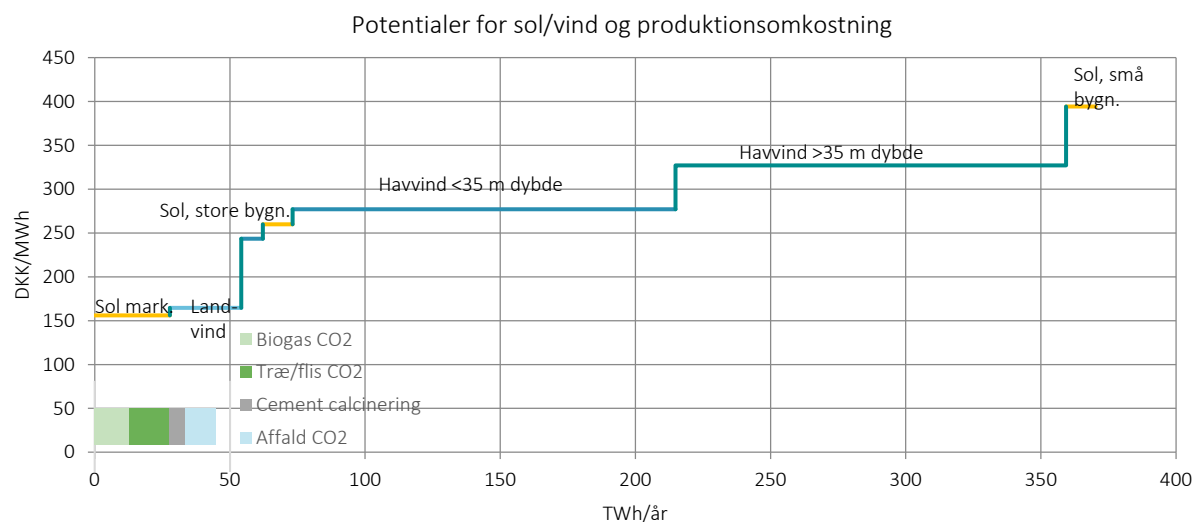
1. Pyrolyse/termisk forgasning kombineret med elektrolysebrint, hvor der dannes en syntesegas eller pyrolyseolie, som kan bruges til produktion af brændstoffer.
2. Indfangning af CO₂ fra røggassen i biomasse- og affalds kraftvarmeanlæg (CCS/CCU).

Løsning 1 giver umiddelbart den største energieffektivitet og på længere sigt den bedste økonomi. Løsningen har dog behov for nogle udviklingstrin, før den er markedsmoden. Løsning 2 kan på kort sigt virke oplagt, da der i dag er etableret en del kraftvarmeanlæg på biomasse/bioaffald, men analysen viser, at biomasse KV-anlæg får relativt få driftstimer i et vindkraftdomineret elsystem.

Indfanget CO₂ kan bruges til deponering (CCS) eller PtX-brændstof (CCU)

CCS (Carbon Capture and Storage) er en teknologi hvor indfanget CO₂ fra punktkilder mv. deponeres i undergrunden. Deponering af indfanget CO₂ i undergrunden giver mulighed for en hurtig reduktion af CO₂ fra store punktkilder. CCS udgør derved et alternativ til anvendelse af indfanget CO₂ til PtX og må forventes at påvirke prisen på "CO₂-råvaren" til PtX, som følge af øget efterspørgsel.

Strategien for PtX skal derfor ses i samspil med de muligheder, en udvikling af CCS giver. PtX-løsninger som ikke kræver kulstof fx direkte anvendelse af brint eller konvertering til ammoniak påvirkes ikke af denne øgede pris på CO₂. Direkte anvendelse af brint kan derfor få en øget konkurrencedygtighed i forhold til kulstofholdige brændstoffer. Disse dele er yderligere uddybet i bilag.



Figur 2.9: Vind/sol potentialer til elproduktion og samfundsøkonomisk produktionsomkostning (LCOE) ved 4 % diskontering. Figuren viser i nederste vandrette søjle potentialer for nationale kulstofkilder til kulstofholdigt PtX (diesel/kerosene), som således er langt mindre end VE-elpotentialet.

FORSKELLIGE INFRASTRUKTURLØSNINGER KAN FACILITERE HAVVINDUDBYGNINGEN

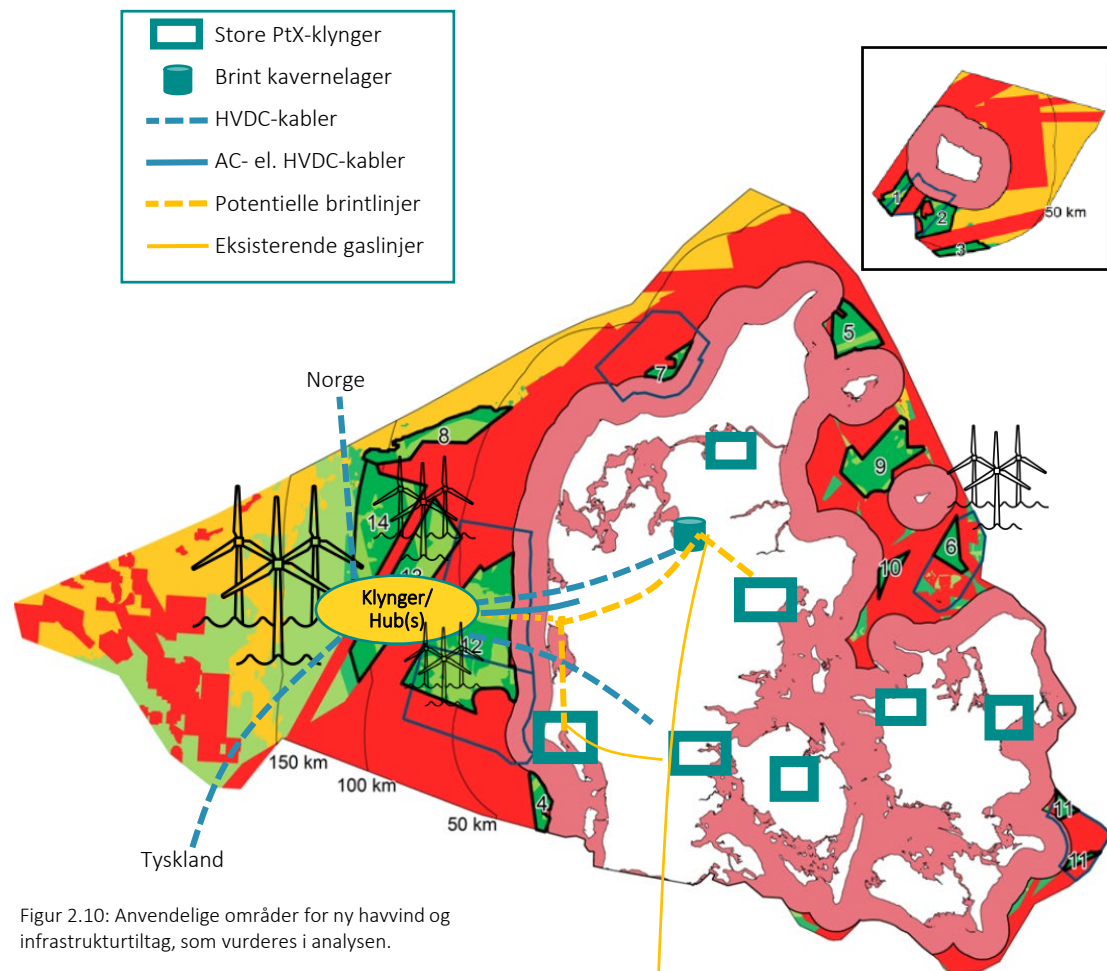
Anvendelige områder for ny havvind

Energistyrelsen har gennemført en screening af mulige placeringer af ny havvind i de danske farvande. De grønne afmærkede arealer i figur 2.10 illustrerer områder udpeget i screeningen. Denne analyse tager udgangspunkt i disse områder på tværs af Nordsøen, Kattegat og Østersøen, hvor Nordsøen besidder de største, samlede potentialer.

Infrastrukturtiltag understøtter havvindudbygningen

Idéen om udbygning af storskala vind med en hub-løsning er, at energien fra flere store vindmølleparker samles i et eller flere knudepunkter og distribueres videre via el- og/eller brintforbindelser til Nordsøregionen. Eksempler på løsninger er North Sea Wind Power Hub-projektet og regeringens ambition om en 10 GW energiø. Denne analyse belyser udnyttelse af Danmarks havvindspotentialer og samspil med el- og gasinfrastrukturen samt konvertering af energien fra storskala havvindklynger. Analysen forholder sig derfor ikke til, hvorledes havvinden i vindklyngerne eventuelt skal opføres omkring en eller flere hubs, som kan tage forskellige former (platformsløsninger, øer mv.). For at forstå hvorledes forskellige infrastrukturtiltag kan facilitere indpasningen af storskala havvind, inkluderes følgende infrastrukturkomponenter i forskellige kombinationer (som tiltag) i analysen:

- HVDC-forbindelse fra vindklyngerne til henholdsvis Norge og Tyskland (1 GW).
- AC-forbindelse fra klyngerne til Vestkystforbindelsen. Det er her antaget, at en del af produktionen ligger i zone 12. Hvis al produktion placeres i zonerne 13 og 14, bør det vurderes nærmere, hvorvidt AC- eller DC-teknologi er mest fordelagtig.
- HVDC-forbindelse(r) fra vindklyngerne med indføring i Idomlund eller Stovstrup, Tjele eller Revsing/Landerupgaard.
- Etablering af brintinfrastruktur fra Aarhus til brintkavernelager ved Viborg/Hobro og videre til Vestkysten, hvor den forbindes med Esbjerg. Der analyseres to varianter af tilslutning til produktionen:
 - Onshore elektrolyseanlæg tæt ved Vestkystforbindelsen, Esbjerg og Aarhus.
 - Som ovenstående, men derudover mulighed for offshore elektrolyse i Nordsøen.
- Interne netforstærkninger mellem delregioner i nettet og interne netforstærkninger i samspil med ellager (batterier), som buffer ved flaskehalse i nettet, jf. figur 2.6
- Fleksibel drift af PtX og batterier som netreserve.



Figur 2.10: Anvendelige områder for ny havvind og infrastrukturtiltag, som vurderes i analysen.

STORSKALA HAVVIND KRÆVER SEKTORKOBLING OG INFRASTRUKTURKONCEPTER

En række kombinationer af infrastrukturløsningerne nævnt på foregående side er vurderet i et antal scenarier (uddybes på [side 28](#)). Et udvalg af scenarierne (nr. 1, 2, 3 og 10) er i det følgende trukket frem for at illustrere effekten af avanceret sektorkobling og infrastrukturløsninger i forhold til reduktionseffekt og værdien af vedvarende energi.

Analysen viser, at der uden avanceret sektorkobling og en række systeminitiativer med avanceret sektorkobling kun kan indpasses 2-3 GW ekstra havvind i det danske elsystem. Det skyldes, at mere vindkraft systemmæssigt ikke kan håndteres og udnyttes effektivt, og nedregulering forventes heraf øget. Analysen ligger her på linje med tidligere gennemførte studier. Figur 2.12 viser, at markedsafregningen af vindkraften reduceres til ca. 70 DKK/MWh i AF-E 2035-scenariet inklusive 10 GW ekstra havvind i Nordsøen.

SP 2035 (ekstra 10 GW Nordsøvindkraft)

I SP-scenariet analyseres det, om det er muligt at markedsintegrere +10 GW offshore vindkraft i Nordsøen og +3 GW i indre farvande. Analysen viser, at der er behov for en række yderligere tiltag for at håndtere den ekstra vindkraft effektivt:

- Mulighed for storskalaproduktion af ammoniak etableret i regionen omkring Esbjerg.
- Mulighed for at anvende en mængde importeret biomasse og affald svarende til importeret niveau i dag til varme- og kraftvarmewærker. Biomassen anvendes i dette scenarie næsten udelukkende til at kombinere med el (PtX) for at producere grønne brændstoffer.
- Mulighed for at lagre brint i saltkaverer.
- Etablering af brintstrenge mellem store klynger med PtX ved Esbjerg og Aarhus med elektrolyse på Vestkysten og store brintlagre i regionen, hvor de fysisk er til stede (Hobro/Viborg).
- Etablering af offshore elektrolyse og brintstreng, der forbinder denne med infrastruktur på land.

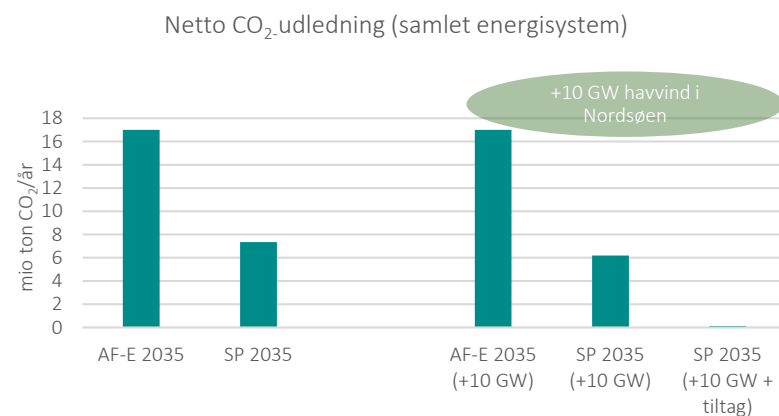
- Mulighed for via HVDC-forbindelser fra havvindområde at eksportere el til udland (Norge og Tyskland som case)
- Mulighed for at føre HVDC-forbindelser fra havvindområde længere ind i Vestjylland. Herunder:
 - Tjele med HVDC-forbindelse til Norge og geografisk nærhed til PtX ved gas/brint lagre.
 - Revsing med stærk forbindelse til Trekantområdet med PtX og AC-forbindelse til Tyskland.
- Fjernvarmeforbindelse mellem storskala PtX (inklusive ammoniak) i region Esbjerg og i Trekantområdet.

Tilføjelse af disse elementer øger værdien af vindkraften og den samlede økonomi i scenariet markant, jf. figur 2.12. Analysen viser at videre langsigtet udbygning af VE-el i nabolandene igen kan reducere markedsværdien, så resultaterne skal tages med forhold.

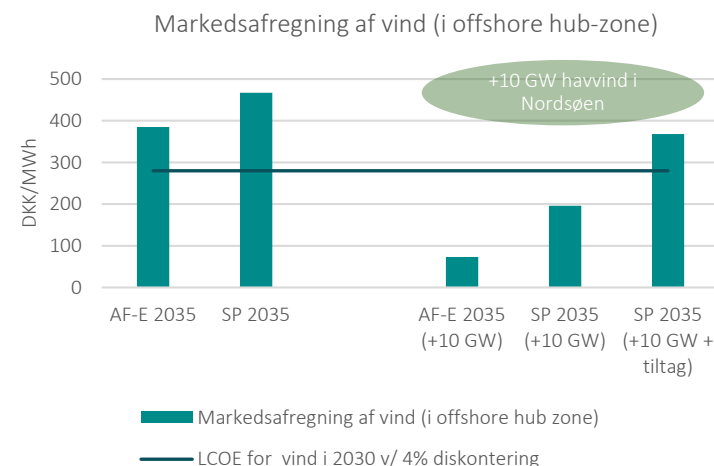
Der produceres i dette scenarie særdeles meget VE-brændstof. Hvis det antages, at dette brændstof anvendes i Danmark, eller der korrigeres for eksport af det grønne brændstof, er CO₂-emissionen fra det samlede energisystem tæt på klimaneutral allerede i 2035.

Det er i analysen antaget en produktion af VE-metanol, VE-gas og en mindre andel ammoniak. Hvis hele produktionen skal anvendes i Danmark, vil det kræve raffinering af denne VE-metanol til VE-benzin og jetbrændstof. Disse omkostninger og konverteringstab er dog ikke medtaget i analysen. Dertil kommer, at anvendelsen af ammoniak til udenrigsskibstransport og gødning ikke direkte påvirker det danske energisystems klimaregnskab. Analysen viser, jf. figur 2.12, at det er nødvendigt med avancerede tiltag med sektorkobling for at fastholde værdien med en kraftig udbygning af havvind i Nordsøen.

Ved at understøtte med tiltag omkring PtX, dedikerede brintstrenge, HVDC-indfødnings i centrale punkter og ikke mindst en højere udnyttelsesgrad af elnettet er det muligt at fastholde en høj markedsværdi og udnyttelse af en markant vindkraftudbygning i den danske del af Nordsøen.



Figur 2.11 Netto CO₂-udledning fra det samlede danske energisystem. Ved nettoudledning indgår ikke en vurdering af, om VE-brændstofferne anvendes nationalt eller eksporteres til udlandet. Tiltagene (i sidste scenarie) omfatter brint og brintinfrastruktur (inklusive lager), HVDC-indfødnings i zoner og udlandsforbindelser á 1 GW fra de 10 GW offshore havvind til henholdsvis Norge og Tyskland (se eventuelt [side 19](#)).



Figur 2.12: Markedsafregning af vind (i offshore hub-zone) med/uden 10 GW ekstra havvind.

ELPRODUKTION OG ELFORBRUG I 2035-SCENARIER

Udbygning med +10 GW offshore vind koblet med en effektiv PtX-produktion giver, som det fremgår af figur 2.11, en markant netto CO₂-reduktion og kan fastholde værdien af vindkraften. Men den udvidede vindproduktion medfører også en betydelig øget nettoeksport af vindkraft.

Eksport af el til internationalt marked

I scenarierne med 10 GW ekstra havvind er der en markant eksport af el, således at nettoeksport samlet er på 31-36 TWh/år i de simulerede scenarier, jf. figur 2.14. Med en så kraftig udbygning bliver Danmark således eksportør af el i timer med høje elpriser, og i timer med lave elpriser anvendes elproduktion til en relativt stor PtX-aktivitet. I analysen vist i figur 2.11-2.14 er anvendt en fast international prisrand fra ENTSO-E/G GCA-scenariet (TYNDP 2018), hvor der er indlagt en betydelig udbygning med

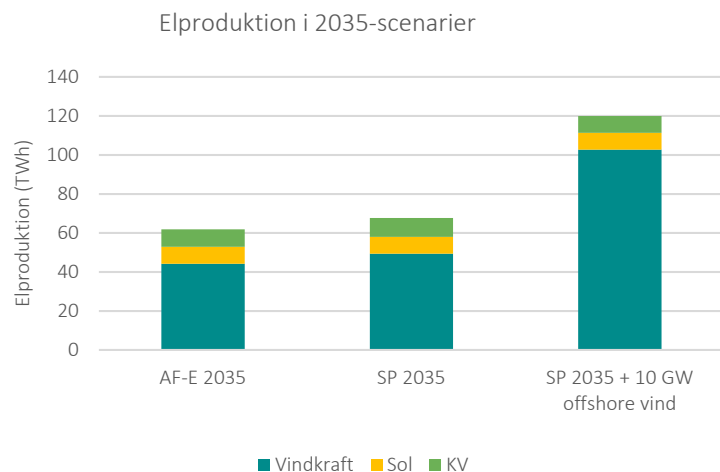
vindkraft i Nordsøregionen, men også en international CO₂-pris på ca. 800 DKK/ton. Analysen har særligt fokus på integrationen mellem vindkraften og sektorkobling i det danske system. Det ligger uden for analysens afgrænsning at analysere prispåvirkningen i udlandet med en dansk udbygning af vindkraft. Der er behov for videre studier af disse forhold i et Nordsøregi i forhold til prisdannelse på el. Afregningsprisen for vindkraft skal derfor ses med et betydeligt forbehold for disse usikkerheder.

Internationale forhold omkring brint

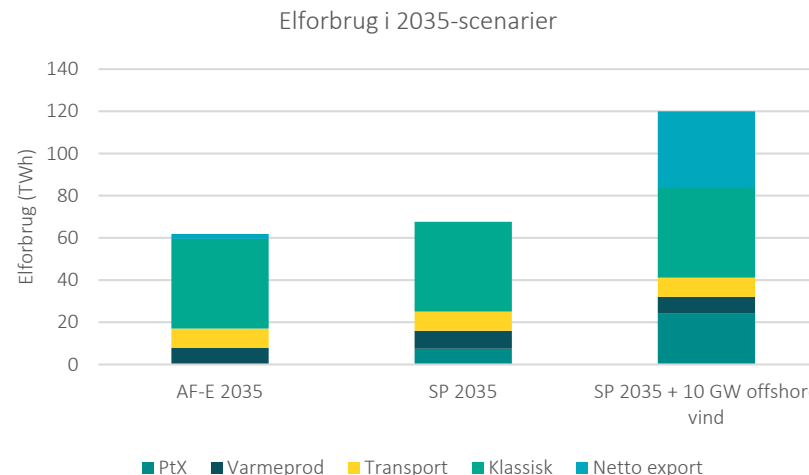
IEA beskriver i sin rapport "The future of hydrogen" produktionsomkostninger for produktion af brint globalt. Rapporten viser, at områder med særligt gunstige elproduktionsforhold fra vind og sol (fx Marokko) kan producere brint til en pris, der er ca. 1-1,5 \$/kg H₂ billigere

end produktion i Nordsøregionen baseret på LCOE for landvind og solceller. Rapporten beskriver også størrelsesordenen af forventede omkostninger til transport af brint enten som transmission eller ved skibstransport. Disse omkostninger ligger i størrelsesordenen 1-2 \$/kg H₂, hvilket nogenlunde udligner omkostningsniveauet mellem lokal produktion i Nordsøområdet og for importeret brint.

Der vil med udbygning af vind og sol af hensyn til stort forventet europæisk elforbrug, forventeligt være en betydelig mængde el til rådighed i timer med eloverløb. Systemløsninger, der styrker konkurrencedygtig udnyttelse af denne el, er derfor centrale på længere sigte. Dette uddybes nærmere i rapportens del 3.



Figur 2.13: Elproduktion i scenarier 2030 og 2035 uden 10 GW ekstra havvind.



Figur 2.14: Elforbrug i scenarier 2030 og 2035 uden 10 GW ekstra havvind.



ENERGINET

DEL 3:

Udvalgte fokusområder

UDVALGTE FOKUSOMRÅDER TIL REALISERING AF FREMTIDENS ENERGISYSTEM

Analysens del 1 opstillede to eksempler på mulige udviklingsforløb (blandt flere mulige) for energisystemet for at realisere regeringens mål om 70 %-reduktion af CO₂-udledningen frem mod 2030. I **analysens del 2** blev perspektiver for storskala havvind vurderet i et antal scenarier med en tidshorisont frem mod 2035 (og efterfølgende klimaneutralitet).

Del 1 og 2 viser, at 70 %-reduktionsmålet medfører behov for en markant direkte og indirekte elektrificering. Den direkte elektrificering af opvarmning, transport og industriel procesvarme har stor betydning for at realisere CO₂-reduktionen frem mod 2030. Indirekte elektrificering inklusive PtX har en væsentlig betydning frem mod 2030, men får i scenarierne en særlig stor betydning for både CO₂-reduktionen og en effektiv udnyttelse af havvindkraften i perioden efter 2030. De nødvendige indsatser for at nå 70 %-reduktionsmålet har derved en betydelig udviklingsværdi i forhold til effektiv anvendelse af de danske Nordsøressourcer på langt sigt. Der er således både aktiviteter, som skal målrettes 2030 og derved en kortere tidshorisont, såvel som aktiviteter, der skal ses i et længere perspektiv.

Energinet Elsystemansvar anvender langsigtede systemperspektivanalyser som et væsentligt input til planlægnings- og udviklingsarbejde, og baseret på analysens konklusioner opstiller de følgende sider (**del 3**) dermed en ikkeudtømmende oversigt over udvalgte fokusområder for at kunne realisere et energisystem, som analyseret i del 1 og del 2.

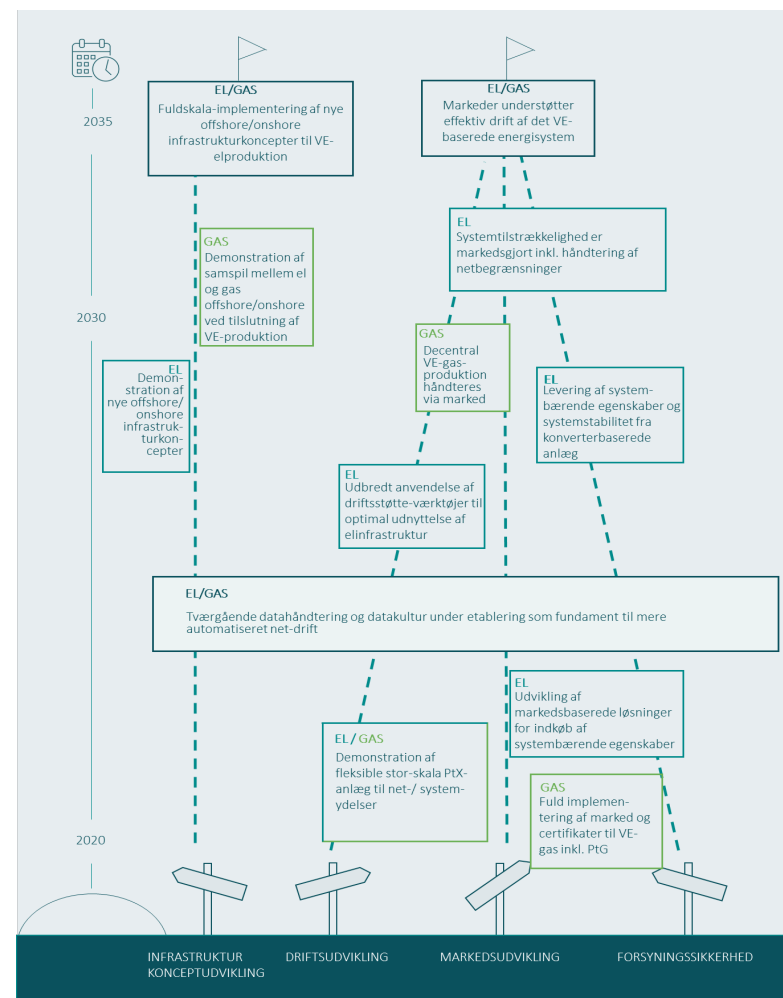
Størstedelen af de fremhævede fokusområder er områder, hvor primært Energinet Elsystemansvar har en central rolle. Derudover fremhæves også et udvalg af fokusområder, som vedrører øvrige aktiviteter i Energinet.

De udvalgte fokusområder dækker følgende:

- Infrastrukturkoncepter til håndtering af storskala havvindkraft, landvind og store solcelleanlæg i samspil med sektorkobling i klynger.
- Markeds- og systemdriftsløsninger, som kan håndtere et VE-baseret energisystem, hvor tæt kobling af marked og fysik samt en øget automatisering af systemdriften indgår som bærende elementer i at sikre en samfundsøkonomisk optimal udnyttelse af infrastrukturen.

Arbejdet med fokusområderne i Energinet Elsystemansvar – udover Energinets strategi – favnet af Energinets sigtelinjer for F&I (forskning, udvikling, demonstration og innovation), som illustreret i figuren til højre. Overordnet er arbejdet fokuseret i forskellige spor med henholdsvis infrastrukturkoncepter, driftsudvikling, markedsudvikling og forsyningssikkerhed i fokus.

Sigtelinjerne er karakteriseret ved, at sporerne (marked, drift og forsyningssikkerhed) på langt sigt kobles tættere. En tættere kobling forventes samtidig at gøre sig gældende for både gas- og elsystemet, og de to systemer forventes også at blive sammentænkt i større grad.



Figur 3.1 Energinets F&I-sigtelinjer.

FOKUSOMRÅDE: INFRASTRUKTUR OG ANLÆG

Et fremtidigt effektivt, sektorkoblet energisystem kræver planlægning og udvikling, som tager højde for en række elementer og tilhørende indsatser.

Offshore koncepter, hvor vindkraft samles i knudepunkter og i omkostningseffektive- og systemdriftssikre løsninger med kombination af infrastruktur (AC, HVDC og brintinfrastruktur), føres i land. Med en kraftig udbygning i Nordsøen kan løsninger (fx hubs) til håndtering af 10 GW (eller mere) blive relevant.

I dag er det danske elsystem driftsmæssigt dimensioneret til udfald af op til 0,7 GW produktion i Vestdanmark og 0,6 GW i Østdanmark. Løsninger med mange GW indføddning kræver derfor væsentlige udviklingstiltag for at fastholde et stabilt system. Derudover får kombinationen af hub, AC, DC og PtX betydning for systemstabilitet og systemsikkerhed. Offshore elektrolyse kan være en effektiv mulighed, men det tilfører et ekstra kompleksitetslag i forhold til driften af anlægget.

PtX -anlæg dækker her bredt betegnelsen for anlæg, hvor el konverteres til kemiske energiprodukter. Der er både behov for udvikling af elektrolyse til brint og udvikling af processer til videre forædling (katalyse) af brint og kulstof (fx CO₂) til højværdi energiprodukter som fx metanol, diesel, metan, ammoniak og jetfuel. Foreløbige vurderinger viser, at særligt PtX-anlæggets elektrolysedel kan drives fleksibelt og derved levere systemydelser til elnettet og forsynes som hurtigt afbrydeligt forbrug (supplerende netreserve). Systemdriften skal udvikles og demonstreres.

Klynger med sektorkobling mellem el, gas, flydende brændstoffer og varme ses i analysen som afgørende for at øge energi- og omkostningseffektivitet. Samtidig øges muligheden for "hedging" mod markedsusikkerheder, idet konvertering til forskelle slutprodukter kan tilføjes i klyngen. Etablering af klynger, hvor der er adgang til infrastruktur og lager med brint, CO₂, høj- og lavtemperatur varme mv. er vigtig for at understøtte udviklingen. Udpegning af hensigtsmæssige områder, hvor klynger kan etableres og sikre den nødvendige systemudvikling til drift af fx brintinfrastruktur er således afgørende. Energinet Elsystemansvar bidrager aktivt til denne (og de to efterfølgende dele), men udførelsen er afhængig af planlægning og rammer uden for Energinet.

Etablering af storskala lagring af brint, CO₂ og eventuelt ilt er centralt i forhold til at håndtere store ubalancer mellem elproduktion fra vindkraft og solceller. Analysen viser, at brug af kaverner til lagring af brint kan være et omkostningseffektivt tiltag, men der er behov for opbygning af nødvendig teknisk viden, rammer og regulering for at udmønte potentialerne for storskala lagring af brint, CO₂ og potentielt ilt eller CO₂/ilt blanding.

Etablering af brintinfrastruktur og eventuelt CO₂-infrastruktur der kan koble klynger med offshore brintproduktion og storskala brintlagre. Dette er et område, som kræver omfattende indsats med teknisk viden, rammer og regulering. Frem mod 2030 kan det være brintinfrastruktur til kobling af brintkaverne med klynge af PtX-industri i fx Hobro-Aarhusområdet og eventuelt kobling af Esbjerg-Trekantområdet. Fra ca. 2030 kan det fx være forbindelse

mellem disse områder via en brintstreng, der samtidig aflaster flaskehalse i elnettet ved indføddning af havvind.

Systemanalyse på overordnet og detaljeret niveau

De mange nye elementer har et tæt (systemisk) samspil. Som en del af både den langsigtede udviklingsplan (LUP) og mere tekniske systemanalyser skal det løbende vurderes, hvordan omkostningseffektive koncepter med fastholdt høj systemsikkerhed udvikles.

Igangsatte initiativer:

- Analyser af behovet for systemydelser samt systembærende egenskaber
- Fokus på risikobaseret tilgang til forsyningsikkerhedsspørgsmål
- Netanalyser af el- og gasnettet med fokus på udvikling af netløsninger til sikring af den grønne omstilling
- Analyser af tilslutningskoncepter for storskala offshore vind
- Løbende vurderinger og analyser af elsystemets stabilitet og kvalitet
- Erfaringsindsamling på drift af brint- og blandingsinfrastruktur

FOKUSOMRÅDE: MARKED

Kobling af marked og fysik er afgørende, i takt med el-, gas-/brint- og varmesystemerne integreres. I dag er markedsområderne store for både el og gas.

På elområdet dækker prisområderne DK1 og DK2 hele Danmark, men analysen viser, at der er stigende risiko for interne flaskehalse i elnettet. Omkostningseffektive markeds løsninger til at håndtere disse flaskehalse er derfor vigtige for at opnå en markedsbaseret optimal udnyttelse af energiproduktion, -forbrug og -lagre.

Det kan fx være med markeds løsninger i regulerkraft-markedet via en "geografisk" komponent/markering, således at fleksibilitet kan indgå i driften. Alternativt kan det kan være med opdeling i flere og dermed mindre budzoner.

Fleksibelt elforbrug som netreserve

Aktivering af fleksibilitet i elforbrug, produktion og lager i forhold til systemdriftshændelser (fx udfald af linjer) kan øge udnyttelsen af nettet, men kræver udvikling af markeds- og systemdriftskoncepter der understøtter disse muligheder. Det kræver, ud over geografisk information, også en passende tidsopløsning.

Avancerede systemydelser fra konverterbaserede anlæg

Analysen viser, at der i de fleste af årets timer ikke er konventionelle roterende elproduktionsanlæg i drift. Systemet skal derfor kunne drives med mindre roterende masse (inerti) og anlæg til spændingsregulering. Løsninger, hvor konverterbaseret produktion og forbrug skal sikre systemstabilitet, og eventuel spændingsregulering er derfor afgørende at få udviklet. Herunder også at inertie kan leveres fra konverterbaseret forbrug og produktion (kunstig inertie). Det kan være produkter som hurtige frekvensreserver (Fast Frequency Reserves), som kan aflaste behovet for inertie.

TSO-DSO-samspil i marked og flaskehalshåndtering

I takt med den kraftige direkte elektrificering øges den regulerbare distribuerede forbrugseffekt fra under 1 GW i dag til over 15 GW frem mod 2030. Det har betydning for systemstabiliteten med en så stor regulerbar forbrugseffekt.

Det har også stor betydning for udvikling af markeds løsninger i snitfladen mellem TSO og DSO, hvor interne flaskehalse yderst i elsystemet ved distributionen skal håndteres i et samspil med elmarkeder på TSO-niveau.

Et grønt gasmarked, der håndterer lokale gasområder

For gassystemet er der i dag kun én zone i Danmark. Ved den oprindelige produktion af gas i Nordsøen og gradvist trykfald, udover forsyningen i Danmark, var det meningsfuldt, men i takt med distribueret produktion af blandt andet biogas og nye zoner med brint er der behov for en markeds løsning, som understøtter denne udvikling.

Kobling til varmemarkeder

Analysen viser, at markeds værdien af fjernvarme i mange områder varierer betydeligt hen over året, men markedsprisen på varme er de fleste steder ikke tilgængelig, udover en årsværdi. For at realisere et effektivt sektorkoblet energisystem er det væsentligt, at markeds løsninger for el og gas også har et markedsbaseret samspil med varmesektoren.

Internationalt samspil i udviklingstiltag

Udviklingsindsatserne på markedsområdet er afhængige af et effektivt internationalt samarbejde. Det er derfor afgørende at udviklingen sker i et tæt samarbejde med de løsninger som etableres i nordisk og europæisk markedsregi.

Igangsatte initiativer:

- Pilotprojekter med nye former for fleksibilitetsydelser, gennem fx forbrugsfleksibilitet.
- Pilotprojekt for VE (sol og vind) som reservekapacitet.
- Lokale fleksibilitetsmarkeder for flaskehalshåndtering i transmissionsnettet.
- Samarbejde med DSO'erne om ny tarifmodel, rammer og markeds løsninger i TSO-DSO-samspil.
- Markedsprodukter med hurtige frekvensreserver (fast frequency reserve).
- Tariffer (netprodukter) med afbrydelighedsrabat.
- Implementering og udvikling af nordiske og europæiske markedsrammer.

FOKUSOMRÅDE: SYSTEMDRIFT OG DIGITAL ARKITEKTUR

Systemdriftsudvikling

Systemdriften sikrer i dag, at systemet holdes stabilt, uanset at markedsløsningerne ikke knyttes helt tæt til fysikken. Interne flaskehalse i nettet, spændingsregulering, sikring af inerti- og kortslutningseffekt, mitigerende af hændelser ved udfald og fejl på anlæg eller transmissionslinjer, transformere mv. håndteres via systemdriften. For at håndtere udviklingen frem mod 2030 og videre er der behov for udviklingsindsatser på blandt andet følgende områder:

Automatiseringen af driften skal øges i takt med stigende kompleksitet i systemet og særligt der, hvor markedsudviklingen i højere grad håndterer nogle af ovenstående forhold og dermed stiller krav til udvikling af systemdriften, så systemets behov signaleres til markedet, og i det omfang markedet ikke kan levere det fornødne foretager en direkte driftsindgriben.

En finere tids- og/eller geografisk opløsning og øget markedsgrørelse af systemydelser af fx spændingsregulering og inerti forudsætter, at markedet fungerer i et samspil med driften, der i sidste ende sikrer, at fysikken møder markedet. Samtidig er der behov for bedre systemdriftsovervågning til at håndtere nettet tættere på grænsen. Dette kan ske ved hjælp af digitale metoder som fx AI til at vurdere systemets tilstand, i det omfang direkte måling ikke er dækkende. Der er samtidig behov for mere avancerede rutiner til prognose, der kan vurdere effektfluktuationer og ændringer i produktion (ramper) ved den markant øgede vind- og sol elproduktion. Digitalisering er derfor afgørende for, at systemdriftsudviklingen kan håndtere den stigende automatisering og indførelse af avancerede digitale rutiner.

Dynamic Line Rating (DLR) er et tiltag, hvor kapaciteten, der udbydes i markedet, tilpasses i forhold til systemets tilstand. Tiltag med at øge udnyttelsen af luftledninger under høje

vindhastigheder har været under udvikling og anvendelse i flere år, men også en tættere kobling til fx vurdering af temperaturer på transformere og kabler i jorden samt øvrige komponenter kan indgå i udmeldingen af kapacitet til markedet. Alt sammen tiltag, som kræver flere data.

Modstandskraft mod kritiske hændelse

I takt med at systemovervågning og automatisering giver mulighed for at "beregne", hvordan tiltag kan håndtere en kritisk hændelse, kan der opnås større robusthed i systemet. Det kræver udvikling af systemovervågning og automatisering at realisere disse potentialer.

Tilslutningskrav til nye enheder

I takt med at nye anlægstyper med konvertere kan agere mere "netvenligt" og derved medvirke til stabilisering af nettet, er udviklingen af tilslutningskrav for nye typer anlæg afgørende for et fremtidig robust elsystem.

Digital arkitektur

Hele omstillingen af energisystemet til nye anlægstyper med sektorkobling, konverterbaseret produktion og forbrug, kobling el/gas/varme, finere tids- og geografisk opløsning, øget udnyttelse af den fysiske kapacitet øger behovet for data og information markant.

Et digitalt "fundament" i energisystemet i form af en IT-arkitektur i det samlede energisystem, kan sikre, at informationer fra anlæg, infrastruktur kobles via marked og systemdrift. Det gælder både for store centrale enheder, der kan agere med fleksibelt forbrug som netreserve samt distribuerede enheder. Eksempelvis kan elbiler og hurtigladningen af elbiler give stor fleksibilitet i forbruget, da elbilernes forbrug reelt kan flyttes i både tid og sted til der, hvor der er billigst el i nettet, og hvor strømmen kan leveres med mindst muligt tab og uden overbelastninger. Omvendt

vil en unintelligent styring af opladning af elbiler tilføre elsystemet en variabel, hvor der pludselig kan trækkes stor effekt ét sted i transmissionsnettet – og et andet sted et øjeblik efter. Om det bliver muligt at få løsninger tilpasset således, at udviklingen bliver en hjælp og ikke et problem for systemet, er i høj grad afhængig af den digitale udvikling, og i hvilken grad markedet driver udviklingen.

Høj **cybersikkerhed** er altid vigtig, og vigtigheden stiger i takt med kompleksiteten og graden af automatisering af systemdriften samt mængden af systeminformationer, som stilles til rådighed for markedet. En tættere kobling mellem fysik og marked understøttet af data giver et mere komplekst system, som uden tilstrækkelig cybersikkerhed kan være skrøbelig overfor hændelser.

Igangsatte initiativer:

- Tættere regionale driftssamarbejder.
- Fokus på agile arbejdsmetoder samt data og digitalisering.
- Systemtilstandsovervågning med PMU/WAMS i internationalt nordisk samarbejde (NEWEPS).
- Fokus på datadrevet og sandsynlighedsbaseret beslutningsstøtte.
- Understøtte samfundets beslutninger ved at udstille data i Energi Data Service.

ENERGINET

BILAG



SCENARIOOVERSIGT

	Nr	Scenarienavn	Beskrivelse	Netreserve fra fleksibelt forbrug (Udvidet netdrift)	PtX		HVDC	Brint systemløsninger		AC-kabel-forstærkning mellem budzoner og batterier i budzoner
					Bio-forgasning til PtX	PtX til ammoniak		Brint-infrastruktur og lager	Offshore PtG	
Referencescenarier	1	Reference 1: AF-E 2035	Overordnet referencescenarie. Scenariet er en modellering af Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2018, hvor der er tilføjet el til transport svarende til ca. 1,6 mio. 3elbiler frem mod 2035 og øget elektrificering af opvarmning og procesvarme. Scenariet indeholder ingen PtX-teknologi.							
	2	Reference 2: SP 2035	Overordnet referencescenarie baseret på Systemperspektiv 2035. I dette scenarie introduceres effektiv sektorkobling samt en kraftig omlægning af biomasseanvendelsen til grøn brændstofproduktion (PtX) og fleksibel elproduktion. Brændstofproduktionen (VE-gas/VE-brændsler) kombineres med PtX inden for både store centrale anlæg og distribuerede anlæg (biogas baseret). Der regnes med udvidet netdrift (se side 16). Scenariet er detaljeret beskrevet i Systemperspektiv 2035.	✓	✓					
+10 GW ekstra vind i Nordsøen	3	Reference 3 (R3): SP 2035 (+10 GW)	Samme som reference 2, hvor der er tilføjet 10 GW havvind fra Nordsøen. Fungerer som reference for de næste to scenarier.	✓	✓					
	4	R3 + brintinfrastruktur på land	Reference 3 tilføjet mulighed for at anvende PtX til at lave ammoniak og brintinfrastruktur på land. Der etableres fjernvarmetransmission fra Esbjerg til Trekantområdet. Der importeres biomasse på niveau med import i dag til brug for kulstof til PtX.	✓	✓	✓		✓		
	5	R3 + brintinfrastruktur på land og vand	Reference 3 tilføjet mulighed for at anvende PtX til at lave ammoniak og brintinfrastruktur på land og ud til vindmøllerne i Nordsøen, så PtX-anlæg kan placeres ved møllerne.	✓	✓	✓		✓	✓	
	6	R3 + ilandføring via HVDC (normal netdrift)	Reference 3 tilføjet en HVDC-forbindelse til ilandføring af strøm fra de 10 GW vindmøller i Nordsøen. Der regnes med almindelig netdrift.		✓	✓	✓			
	7	R3 + ilandføring via HVDC (udvidet netdrift)	Reference 3 tilføjet en HVDC-forbindelse til ilandføring af strøm fra de 10 GW vindmøller i Nordsøen. Der regnes med udvidet netdrift.	✓	✓	✓	✓			
	8	R3 + ilandføring via HVDC eller brintinfrastruktur (udvidet netdrift)	Scenariet er en kombination af scenarie 5 og 6, hvor strømmen fra de 10 GW vindmøller kan ilandføres via HVDC eller ilandføres via brintinfrastruktur. Der regnes med udvidet netdrift.	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	9	R3 + ilandføring via HVDC eller brintinfrastruktur (normal netdrift)	Scenarie 8 med normal netdrift.		✓	✓	✓	✓	✓	
	10	R3 + ilandføring via HVDC til DK, NO og DE samt brintinfrastruktur (udvidet netdrift)	Scenarie med alle de præsenterede infrastrukturmuligheder for både HVDC og brint samt HVDC fra Nordsøen til Norge og Tyskland. Der regnes med udvidet netdrift.	✓	✓	✓	✓ (+Norge og Tyskland)	✓	✓	
	11	R3 + AC-kabler, batterier og PtX til ammoniak (normal netdrift)	Reference 3 tilføjet muligheden for at forstærke elnettet mellem budzoner, for at investere i batterier i budzonerne og anvende PtX til at lave ammoniak. Der regnes med normal netdrift.		✓	✓				✓
	12	R3 + AC-kabler, batterier og PtX til ammoniak (udvidet netdrift)	Samme som scenarie 11, hvor der regnes med udvidet netdrift.	✓	✓	✓				✓

Figur B1: Oversigt over centrale analyserede scenarier

NYE INFRASTRUKTURKONCEPTER REDUCERER CO₂-UDLEDNINGEN OG ØGER VÆRDI AF VINDKRAFT

Resultater for flere scenarier

De følgende to sider præsenterer netto CO₂-udledningen, værdien af vindkraften, elforbruget samt mængden af nedreguleret vind for en række scenarier, som beskrevet på foregående side. Disse scenarier skal ses i tillæg til de allerede præsenterede scenarier på [side 20](#).

Analysen viser, at det langsigtet er muligt at sikre en meget kraftig CO₂-reduktionseffekt af +10 GW havvindudbygning samtidig med, at der fastholdes en god værdi af vindkraften. Analysen tager udgangspunkt i en 4 % diskontering (samfundsøkonomisk forudsætning), men med en effektiv anvendelse af tiltag kan lidt højere intern rente opnås. Analysen viser også, at en klassisk udbygning med brug af eksisterende virkemidler ikke kan sikre en effektiv udnyttelse af så store mængder vindkraft i det danske system.

I analysen er der anvendt den referenceudbygning, som etableres frem mod 2026, jf. [RUS planen](#).

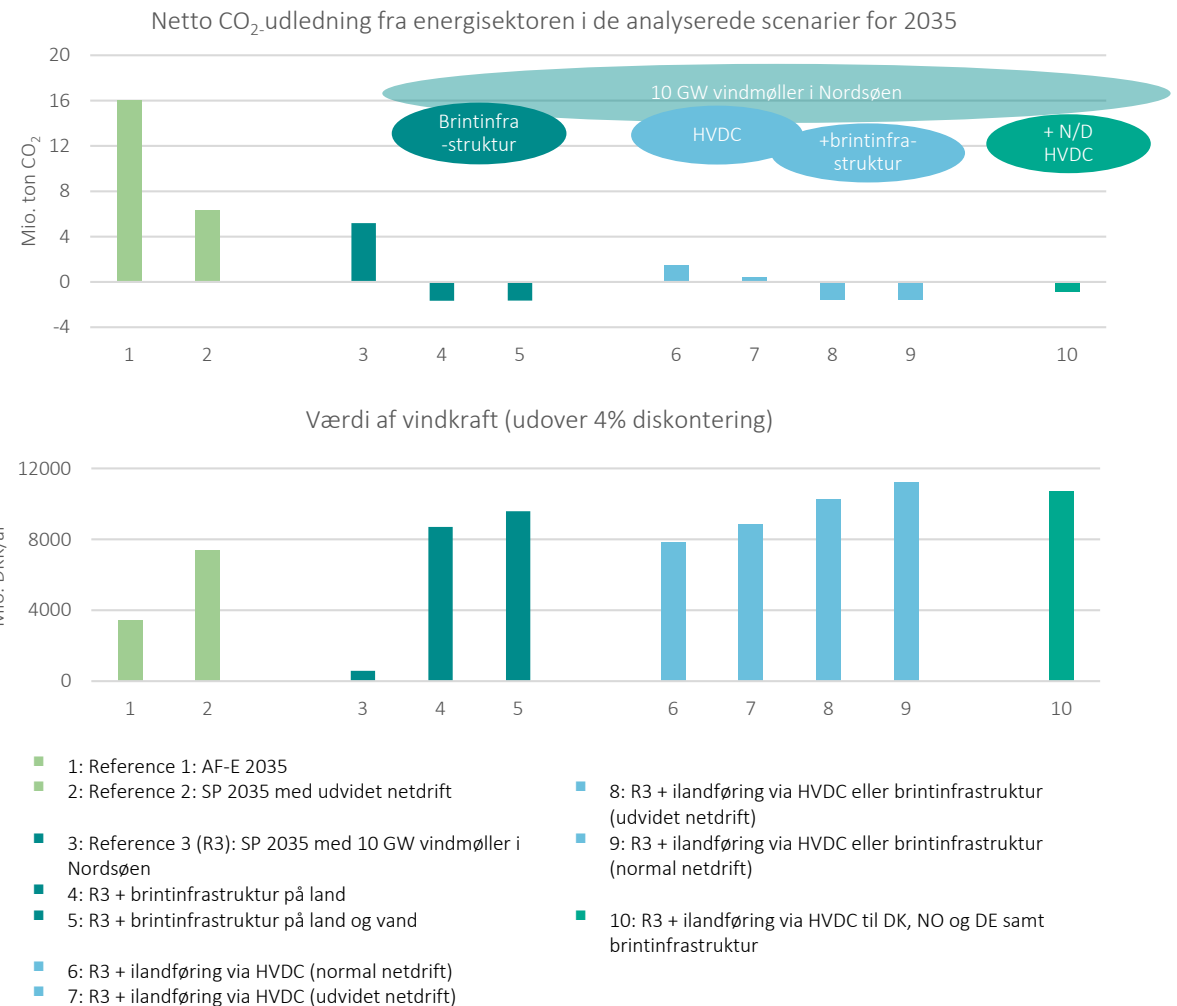
Overordnet viser analyserne, at der er store potentialer i udbygning af både brintinfrastruktur samt HVDC-forbindelser. Brintinfrastrukturen muliggør, at strategisk placerede PtX-anlæg kan afhjælpe flaskehalse i elnettet og samtidig give en stor fleksibilitet hvis der etableres kavernelager. HVDC-forbindelser kan flytte netindfødningspunktet ind til de stærke knudepunkter i Danmark og potentielt videre til udlandet via udlandsforbindelser.

Detaljerede resultater præsenteres på de følgende sider. Scenarierne kan opdeles i fire kategorier:

❖ Referencescenarier (AF-E 2035 og SP 2035 med udvidet netdrift)

Scenarier, hvor SP 2035 er tilføjet 10 GW vind i Nordsøen:

- ❖ + Brintinfrastruktur
- ❖ + HVDC
- ❖ + Både HVDC og brintinfrastruktur



Figur B2: CO₂ og vindkraft værdi ved centrale analyserede scenarier i 2035.

ØGET HAVVIND I HUBS KRÆVER NYE INFRASTRUKTURKONCEPTER

SP 2035-scenarier med øget havvindudbygning

SP 2035-scenariet vurderes mulighed for via en række supplerende tiltag at indpasse yderligere 10 GW offshore vindkraft, udover den meget kraftige udbygning som er etableret i SP-scenariet. Yderligere tiltag i forhold til SP-scenariet er:

- ❖ Mulighed for storskala ammoniakproduktion, der etableres i regionen omkring Esbjerg.
- ❖ Mulighed for at anvende en mængde importeret af biomasse og affald svarende til det niveau, som i dag importeres til varme- og kraftvarmeværker. Biomassen anvendes i dette scenarie næsten udelukkende til at kombinere med el (PtX) og lave en stor VE-brændstof produktion.

I denne grundudgave (minimale) udgave af SP-scenariet er disse tiltag tilføjet. I dette scenarie nedreguleres ca. 25 % af den etablerede vindkraft. Vindkraftens værdi reduceres kraftigt, og der fastholdes kun lige 4 % intern forrentning af den udbyggede vindkraft, til trods for de relativt mange tiltag, der er etableret, jf. både beskrivelsen af SP og ovenstående supplerende tiltag.

Der er analyseret videre på en række supplerende tiltag i SP 2035-scenariet. Det vedrører:

- ❖ Mulighed for at lagre brint i saltkaverner.
- ❖ Etablering af brintstrengte som forbinder flere store klynger med PtX ved både Esbjerg, Aarhus sammen med elektrolyse på Vestkysten og store brintlagre i regionen, hvor de fysisk er til stede (Hobro/Viborg).
- ❖ Etablering af offshore elektrolyse og brintrør der forbinder denne hub med infrastruktur i land.
- ❖ Mulighed for at indføre HVDC-forbindelser fra 10 GW vindklynge til centrale punkter i elnettet (station Tjele og Revsing).
- ❖ Mulighed for via HVDC-forbindelser fra offshore-hub at

eksportere el til udland (Norge og Tyskland som case).

- ❖ Fjernvarmeforbindelse mellem storskala PtX (inklusive ammoniak) ved region Esbjerg og i Trekantområdet.

SP 2035 med ovenstående + brintstrengte og brintlager

Tilføjelse af brintinfrastruktur øger værdien af vindkraften og den samlede økonomi i scenariet markant. Herved øges den interne rente af udbygningen til størrelsesordenen 5 til 6 % og nedregulering reduceres til ca. 8 %.

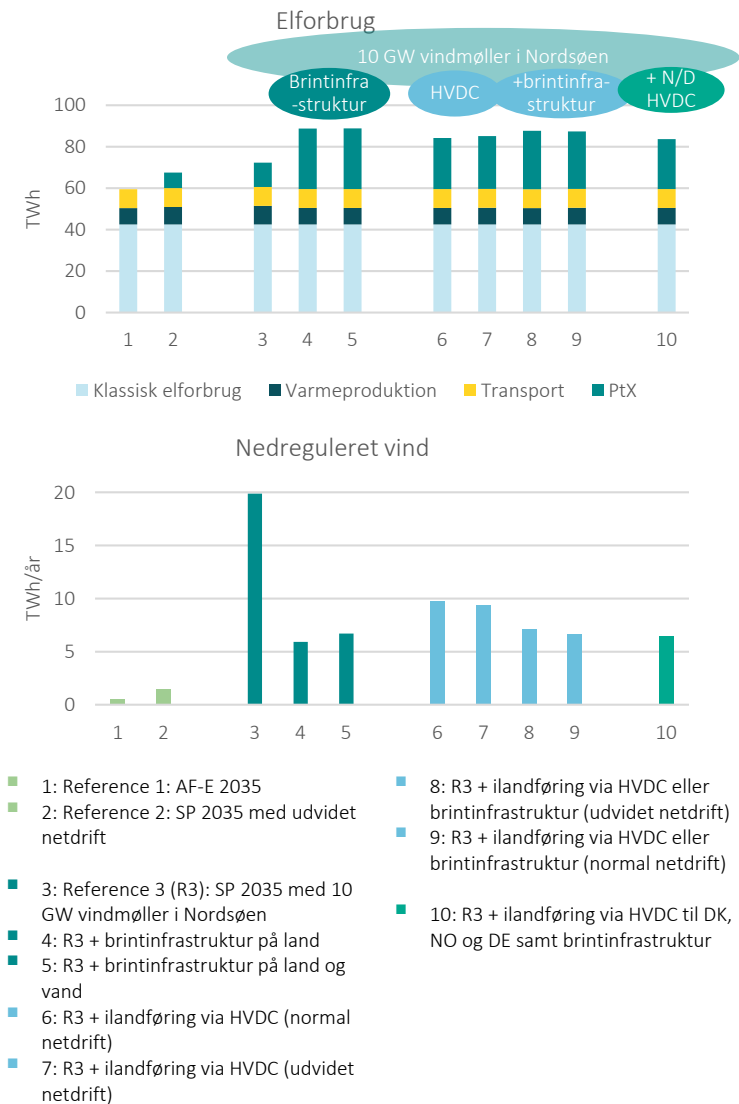
Der produceres i dette scenarie særdeles meget VE-brændstof. Hvis det antages, at dette brændstof anvendes i Danmark, eller der korrigeres for eksport af denne grønne brændstof, så er CO₂-emissionen fra det samlede energisystem tæt på klimaneutral allerede i 2035.

Det er i analysen antaget en produktion af VE-metanol, VE-gas og en mindre andel ammoniak. Hvis hele produktionen skulle anvendes i Danmark, vil det kræve raffinering af denne VE-metanol til VE-benzin og jetbrændstof. Disse omkostninger og konverteringstab er ikke taget med i analysen. Dertil kommer, at anvendelsen af ammoniak til udenrigsskibstransport og gødning ikke direkte påvirker det danske klimaregnskab for energisystemet.

SP 2035 med ovenstående + brintstrengte og -lager + HVDC til Tjele/Revsing + HVDC til N/DE

I dette scenarie er HVDC-forbindelserne fra hub ført længere ind i landet således, at de kan tilsluttes centrale knudepunkter i nettet. Knudepunkterne Tjele med HVDC-forbindelse til Norge og geografisk nærhed til PtX ved gas/brint lagre. Derudover kan der investeres i HVDC til Revsing med en stærk forbindelse til Trekantområdet med PtX og AC til Tyskland. Og der er derudover lavet en beregning med en udbygning til Norge og Tyskland på 1 GW.

Med denne udbygning øges den interne rente af udbygningen også til 5-6 %.



Figur B3:

Øverst: Elforbrug i scenarier uden/med hub ved forskellige virkemidler Nederst: Vind nedreguleret i scenarier uden/med hub ved forskellige virkemidler

FLEKSIBILITET OG NETFORSTÆRKNING I SAMSPIL ØGER UDNYTTELSE OG ROBUSTHED

Samspil mellem netforstærkninger, fleksibilitet og PtX

I ovenstående analyser er der medregnet, at PtX kan drives så dynamisk, at det kan indgå som supplerende netreserve ved driften af elinfrastrukturen (betegnes her 'udvidet netdrift').

Med udvidet netdrift suppleret med indføddning af 10 GW Nordsøvind i centrale punkter i elnettet og et brint-net er behovet for netforstærkninger mellem budzonerne begrænset.

Hvis en eller flere af disse tiltag ikke kan realiseres, er der behov for forstærkning af elnettet eventuelt suppleret med (storskala) fleksibelt forbrug (eller ellagring som fx batterier) til at afhjælpe interne flaskehalse i elnettet.

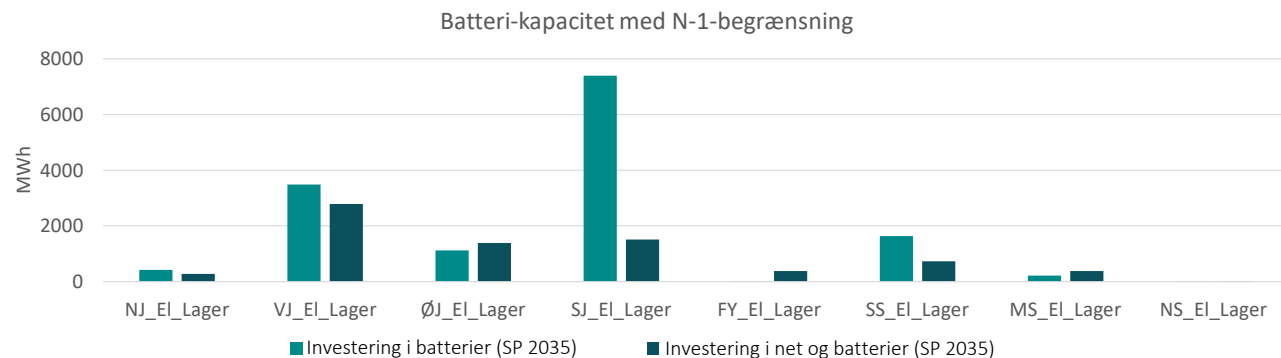
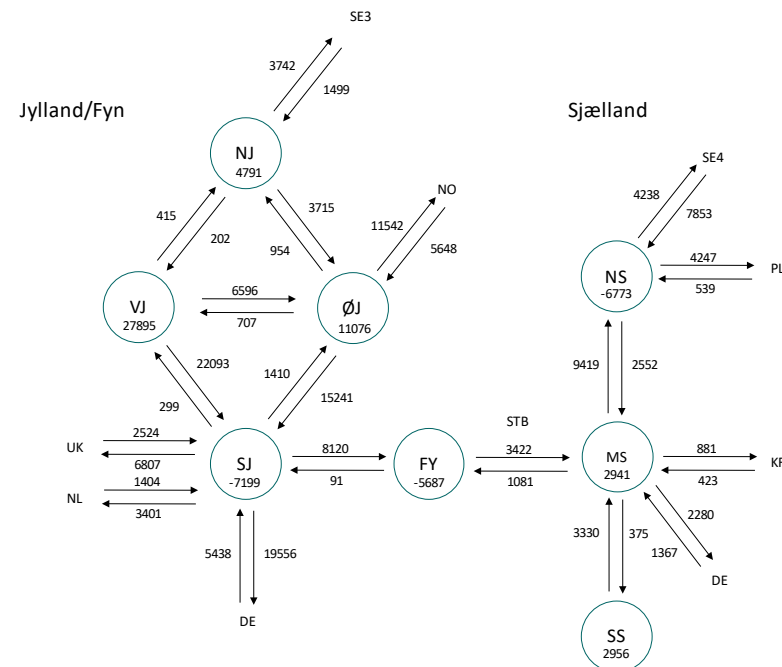
Fleksibel ellagring (fx batterier) kan i nogle tilfælde afhjælpe flaskehalse i elnettet ved at fungere som "buffer" i perioder med flaskehalse og i stedet flytte energien over i perioder uden flaskehalse.

Det er analyseret, hvordan forstærkning af elnettet i forhold til installering af batterier (som et eksempel på fleksibilitet) i nettet supplerer hinanden. Det er i beregningen antaget, at forstærkningen af elnettet gennemføres som kabler. Dette tiltag har nogle tekniske udfordringer, og det vil kræve yderligere detaljerede studier at vurdere, om tekniske forhold kan udgøre en begrænsning i disse forstærkninger.

Som det fremgår af figur B4, påvirker forstærkning af nettet det niveau af fleksibilitet i form af batterier, som er økonomisk hensigtsmæssigt. Investeringen i batterier er beregnet ud fra systemværdien af udbygning med batterier. Flere forhold udfordrer muligheden med denne investering. Dels er værdien for anlægsejer af ellagring

(batterierne i dette beregningseksempel) ofte mindre end den samlede samfundsøkonomiske værdi for hele energisystemet, dels at investeringen i fleksibilitet (fx batterier) forudsætter, at der udvikles en markedsmodel, som giver incitament til, at fleksibiliteten kan "afhjælpe" flaskehalse i elnettet. Det vil sige, fx prissætning i budzoner som anvendt i analysen. I analysen er det derfor antaget, at der er etableret geografiske budzoner med priser, jf. zonebeskrivelsen på [side 16](#).

Figur B4 (højre): Flow i nettet mellem regioner i SP 2035 -scenariet. Som det fremgår (tal ved flowpile), er der stor vindkraftproduktion til Vestjylland (VJ), der sendes til Syddjylland (SJ), hvor der er et stort forbrug, og hvorfra det sendes videre til Fyn (FY) og eksporteres til England (UK) og Tyskland (DE). Der er også stor vindkraftproduktion til Østjylland i denne simulering (Anholt Havmøllepark).



Figur B5: Investering i batterikapacitet (energi) som eksempel på fleksibilitet med- og uden samtidig mulighed for AC-kabel forstærkning i transmissionsnettet.

STORE VARMEMÆNGDER KAN MULIGGØRE DIRECT AIR CAPTURE (DAC)

Varmeoverskud og perspektiver for carbon capture-teknologier

Analysen viser, at hvis udbygningen med 10 GW ekstra havvind i Nordsøen (samlet op til 20 GW offshore vindkraft) skal udnyttes effektivt, er en væsentlig udbygning med VE-brændstoffer og PtX ret centralt. Og dermed også en kraftig udbygning med biokulstof til PtX-anlæg. En brug af kulstof (carbon capture utilization, CCU) fra affaldsforbrænding og cementproduktion kan reducere behovet for biomasse med 10-20 PJ.

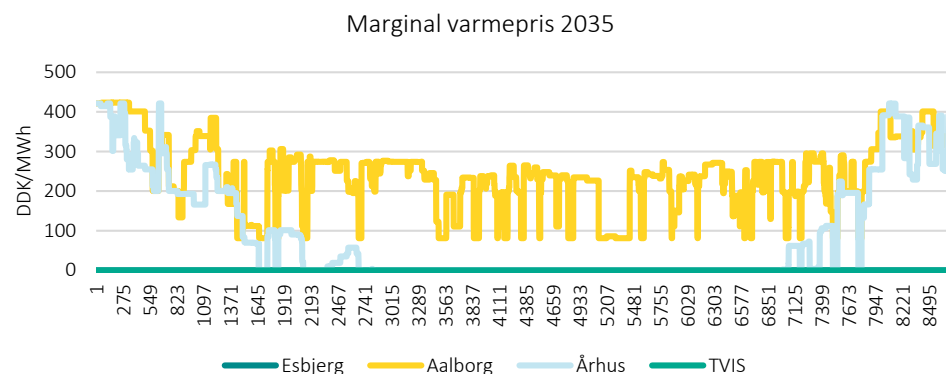
I områder med stor PtX-aktivitet produceres anseelige mængder overskudsvarme fra brændstofproduktionsprocesserne. Det medfører, at en udnyttelse af varmen i regionen ved Esbjerg kan gøre det relevant med etablering af varmetransmission til Trekantområdet.

Både i området ved Esbjerg og Aarhus er der relativt store mængder varme til rådighed. Der er i analysen etableret en varmetransmission fra regionen ved Esbjerg frem til Trekantområdet.

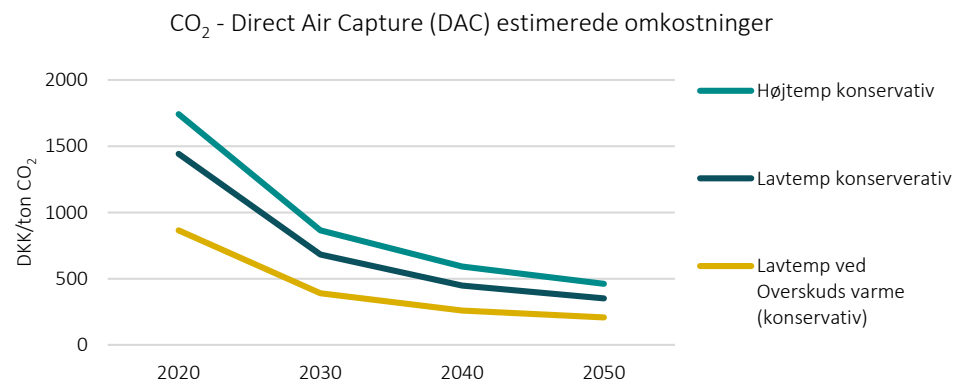
Figur B6 viser årskurver for varmepriser i en række områder. Her ses det, at varmeprisen i store dele af året, i blandt andet Esbjerg og TVIS (som er forbundet), er 0 DKK/MWh, og der er med andre ord et stort varmeoverskud. Disse rigelige varmemængder ved relativt lav temperatur kan understøtte perspektiverne for Direct Air Capture (DAC, indfangelse af CO₂ fra atmosfæren), da det ofte foregår via varmemembraner processer ved lav-/middeltemperatur.

Frem mod 2035 forventes DAC at blive reduceret i pris. Figur B7 viser forventning til pris, hvis der er overskudsvarme til rådighed. Denne løsning er fortsat dyrere end de øvrige løsninger, som er vist i analysen. Men særligt hvis der er overskudsvarme, kan den blive konkurrencedygtig. En strategisk satsning på PtX med nuværende teknologier kan dermed qua varmeproduktionen initiere PtX-løsninger med DAC-teknologi. En effektiv lagring af varmen er væsentligt i forhold til disse potentialer.

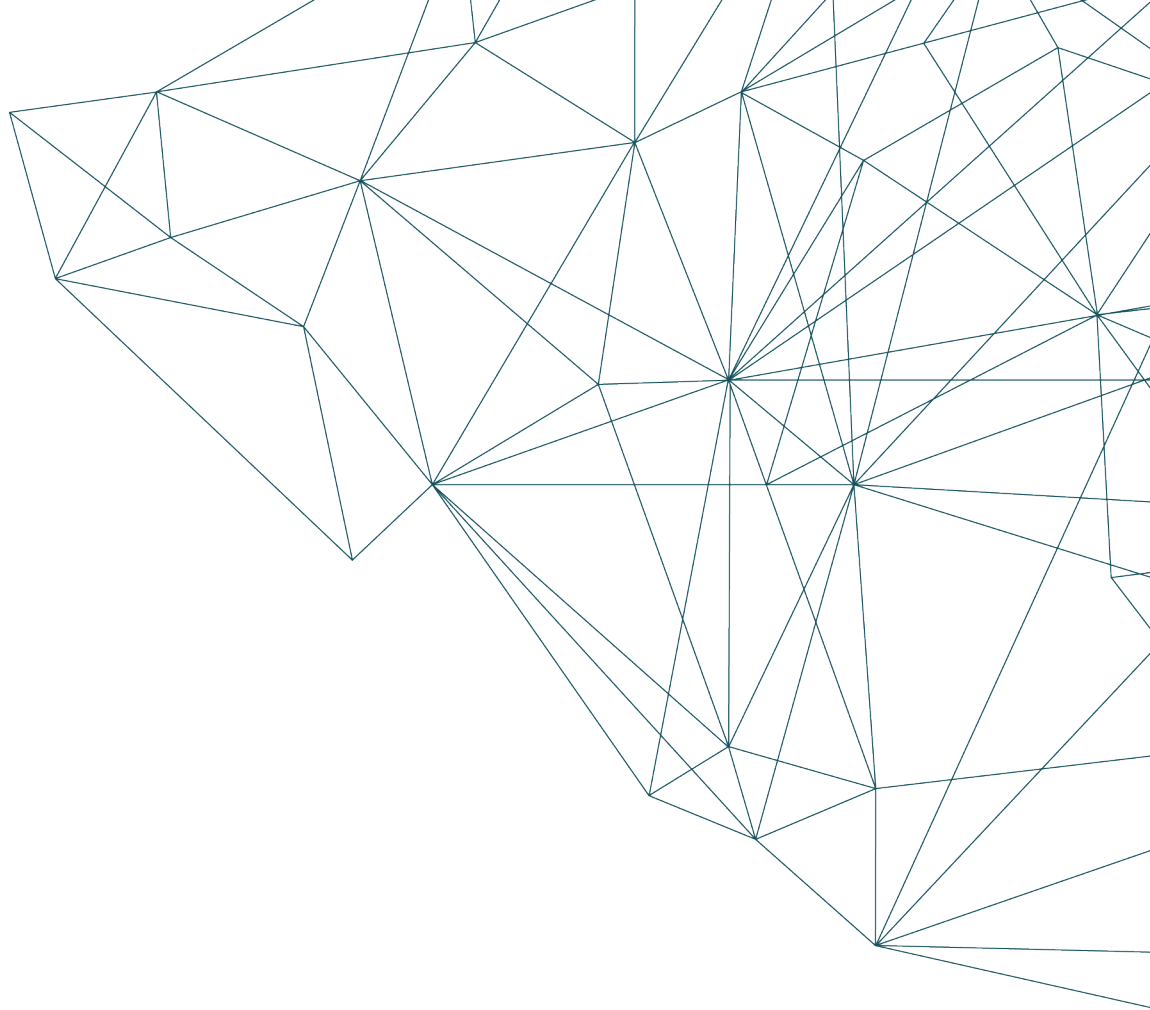
Med en strategisk placering af anlæg til PtX og videreforædling af brinten i klynger kan Danmark potentielt være et hensigtsmæssigt sted i forhold til raffinering af Nordsøstrøm til højværdiprodukter. I første årrække med kulstof fra biogas, biomasse mv. og på sigt fra DAC.



Figur B6: Marginal varmepris i fjernvarmeområderne Esbjerg, Aalborg, Aarhus og TVIS i SP 35-scenariet med HVDC og brintinfrastruktur og lager.



Figur B7: Direct Air Capture omkostninger forventet frem mod 2030, 2040 og 2050. Kilde: Techno-economic assessment of CO₂ Direct Air Capture plants Mahdi Faishi et al, LUT University, Finland, March 2019.



Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af staten. Det betyder, at de publikationer mv., som Energinet udgiver, alene er udtryk for Energinets faglige vurderinger. Disse vurderinger deles ikke nødvendigvis af klima-, energi- og forsyningsministeren, der varetager ejerskabet af Energinet på statens vegne.

Energinet bestræber sig på at være en åben og transparent virksomhed, hvor vurderinger og analyser gøres tilgængelige for alle.

Ved spørgsmål til nærværende publikation kan du kontakte afdelingsleder for Systemperspektiv, Michael Linnemann Pedersen på mip@energinet.dk.

Version 1, den 16.3.2020