

---

# Høringssvar: Analyseforudsætninger til Energinet 2022

---

CONCITO vil gerne takke for den betydelige transparens om analyseforudsætningerne, der er centrale i dansk energiplanlægning og -politik.

CONCITO havde en forventning om en mere grundlæggende dialog om analyseforudsætningerne forud for offentliggørelse af høringsudgaven. Fra sidste års høring fremgik det, at Energistyrelsen løbende ville inddrage branchen i arbejdet med AF. CONCITO har ikke været en del af den proces. Det synes vi er ærgerligt, men vi håber, at vi kan være en del af den fremadrettet.

Dette høringssvar er delt i to. Den første del omhandler de mest centrale principielle betragtninger. Den sidste del indeholder specifikke kommentarer til AF22.

Vi uddyber meget gerne, hvis noget skulle være uklart og stiller os til rådighed for dialog om hvordan forudsætningerne kan forbedres.

## **Antagelser for omverdenen er helt centrale**

Nogle af de mest centrale forudsætninger i Energinets og Energistyrelsens arbejde er antagelserne om, hvad der sker i udlandet. Det drejer sig dels om forventninger til fremtidige brændselspriser og dels om kapaciteter af elproducerende anlæg og elforbrug i vores nabolande. På begge disse områder antager analyseforudsætningerne at omverdenen ikke har tænkt sig at indfri hverken nationale, europæiske eller globale klimamålsætninger, hvilket er i modstrid med præmissen for forudsætningerne, der efter eget udsagn skal være et bud på fremtiden, der tager højde for politiske målsætninger.

Problemstillingen begrænser sig desværre ikke kun til analyseforudsætningerne her, men er mere generel for centraladministrationens antagelser, når der fx skal laves effektvurderinger af tiltag, laves analyser af forsyningssikkerheden eller når økonomien i yderligere udbygning med vindkraft skal vurderes.

Hvis vi planlægger efter, at resten af verden ikke gennemfører en tilstrækkelig grøn omstilling, risikerer vi dels at fejlinvestere, men særligt at underinvestere i grøn teknologi, hvilket kan ende med at skade både klimaet og dansk samfundsøkonomi.

Denne kritik har været fremsat af flere aktører, herunder Klimarådet, i høringssvar gennem årene, uden at det har givet anledning til justeringer.

Vi ønsker derfor en klarere argumentation fra Energistyrelsen for, hvorfor man vælger at holde fast i at anvende IEAs Stated Policies-scenarie for brændselspriser (STEPS) og ENTSO-Es National Trends-scenarie (NT) for kapaciteter og forbrug i udlandet.

At Finansministeriet anvender [IEA's stated policies-scenarie til fremskrivning af olieprisen](#) bør ikke begrænse Energistyrelsen i at træffe valg, der bedre kan understøtte Energinets planlægningsarbejde ved at benytte scenarier, der i højere grad afspejler de internationale målsætninger på energi- og klimaområdet. Ved brug af scenarier, der undervurderer hastigheden på den grønne omstilling risikeres

det, at prisen på fossile brændsler overvurderes, hvilket har afgørende betydning for fx Power-to-x-brændstoffers konkurrenceevne.

Der er en betydelig risiko for, at prisen på fossile brændsler falder drastisk i fremtiden. Det tager man ikke højde for ved at anvende STEPS.

CONCITO opfordrer Energistyrelsen til at vælge et scenarie, der baserer sig på en grøn omstilling i tråd med de politiske ambitioner, eller som minimum inkluderer det som en følsomhedsberegning. Det bør gøres uagtet hvilken tilgang, Finansministeriet vælger.

Vi er ikke enige i Energistyrelsens fortolkning af, at National Trends er TSO'ernes bedste forventning til, hvordan deres system kommer til at se ud i fremtiden. NT er baseret på nationale TSO'ers indmelding på baggrund af vedtaget politik. NT-scenerierne både for TYNDP20 og TYNDP22 baseres blandt andet på medlemsstaternes NECP'er fra 2018 og 2019, som er forældede nu. Som vi forstår det, er TYNDP22's antagelser for Danmark baseret på AF20.

National Trends kan af ovenstående årsager derfor ikke fortolkes som et bedste bud på fremtiden.

Brugen af STEPS og NT betyder implicit, at vi planlægger til en fremtid, hvor verden ikke lever op til Paris-aftalen og EU ikke indfrier sine klimamål om 55 procents reduktion i 2030 og nettonul i 2050.

Hvis brugen af NT alene sker, fordi det er det mest gennemarbejdede scenarie, bør Energistyrelsen tilføjes flere ressourcer, så der kan udarbejdes mere retvisende data for udlandet. Disse data bør tage udgangspunkt i EU's beslutning om mindst 55 % reduktion af drivhusgasser i 2030 og nettonul i 2050. Indsatsen kan evt. koordineres med andre relevante lande, hvis de også mangler gennemarbejdede scenarier, der afspejler EU's vedtagne reduktionsmål i deres nationale planlægning.

I den sammenhæng er det i øvrigt beklageligt, at Energistyrelsen ikke har indarbejdet det nyeste scenarie fra ENTSO-E (TYNDP22), der må formodes i højere grad at tage højde for de øgede ambitioner i klimapolitikken på europæisk niveau de sidste to år end TYNDP20.

### **Følgegruppe kan bidrage til at sikre relevante følsomhedsberegninger**

Som det fremgår af materialet, bør Energinet ikke kun anvende de centrale værdier fra analyseforudsætningerne, men også gennemføre følsomhedsberegninger. For at sikre at relevante følsomhedsberegninger foretages, vil vi igen opfordre til, at der nedsættes en følgegruppe (fx bestående af Klimarådet, forskere og evt. interesseorganisationer og NGO'er), der kan give input til relevante følsomheder og scenarier, som Energinet bør inddrage i deres analysearbejde omkring større anlægsprojekter.

### **Analyseforudsætninger til Evida bør også være offentlige**

Det fremgår af [dette ministersvar](#), at Evida har et sæt analyseforudsætninger, der baserer sig på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet. CONCITO vil gerne opfordre til at disse bliver offentligt tilgængelige og genstand for kommentering, hvis de afviger væsentligt fra AF22.

## Øvrige kommentarer

Resten af dokumentet giver vores mere specifikke kommentarer til analyseforudsætningerne, herunder opfølgning på høringsnotatet til AF21.

### Pyrolyse kan også levere VE brændstoffer

I *Aftale om grøn omstilling af dansk landbrug* fra oktober 2021 opgøres det tekniske potentiale for biokul til 2 mio. tons CO<sub>2</sub>-reduktioner. Denne biokulproduktion bliver til ved pyrolyse, der udover at producere biokul også laver pyrolysegas og pyrolyseolie.

CONCITO skønner, at biokulproduktion ved pyrolyse svarende til 2 mio. ton CO<sub>2</sub>-reduktioner samtidig vil levere 25 PJ biobrændsler, omtrent ligeligt fordelt mellem pyrolysegas og pyrolyseolie.

Energistyrelsen antager øjensynligt en lavere mængde pyrolysegas som biprodukt jf. klimaprogrammets scenarier (op til 8 PJ). CONCITO ønsker uddybet, hvilke antagelser Energistyrelsen konkret gør sig om mængderne af gas og olie forbundet med pyrolyse.

CONCITO anbefaler, at Energistyrelsen forholder sig til hvilken rolle pyrolysegas- og olie kan forventes at spille i fremtidens energisystem, herunder hvor og hvordan de skal anvendes. Derudover bør energiforbruget forbundet med hhv. raffinering af pyrolyseolien, evt. opgradering af gassen og procesenergiforbruget i pyrolyseanlæg (der også kan elektrificeres helt eller delvist) kvantificeres.

Pyrolysegas kan potentielt få væsentlig indflydelse på bruges af ledningsgas. CONCITO vurderer, at økonomien i at etablere pyrolyseanlæg centralt og udnytte pyrolysegassen i større industrianlæg umiddelbart er attraktiv. Sker det, vil behovet for ledningsgas blive reduceret markant.

### Ellagring bør inkluderes i analyseforudsætningerne

Der er fortsat ikke antaget nogen ellagringskapacitet i analyseforudsætningerne. Det virker sandsynligt, at der kan forventes en væsentlig udbygning af disse teknologier i Danmark over de kommende årtier, når den hastige udvikling i batterier og øvrige lagringskoncepter tages i betragtning.

Ørsted har netop indgået et samarbejde med Energy Dome om et CO<sub>2</sub>-baseret termisk ellager, hvor det [første kan stå klar i 2024](#). Equinor bygger et [25 MW/50 MWh-anlæg i England](#), der forventes at stå klar i 2023. [Flere koncepter til langtidslagring](#) er på tegnebrættet. Fx har firmaet Form Energy netop landet [450 mio. USD](#) til deres jern-ilt batterier. Det virker meget sandsynligt, at ellagring vil spille en betydelig rolle i fremtidens energisystem, hvilket AF bør forholde sig til.

CONCITO vil gerne opfordre Energistyrelsen til at indarbejde antagelser om udbygning af ellagringskapaciteten i AF. I den forbindelse kunne det være nyttigt at opdatere [teknologikataloget for energilagring](#).

### Opdateret biomasseprisfremskrivning som følge af nye EU regler

De nye EU-regler for LULUCF vil fra 2026 stille krav til EU's landenes kulstofpuljer i skove. Det må forventes at påvirke prisen på biomasse fra EU-lande, hvis kravene er reelt bindende og dermed tilfører en ny omkostning ved hugst. Energistyrelsens nye biomasseprisfremskrivning tager umiddelbart ikke hensyn til denne effekt. CONCITO vil igen opfordre til, at der igangsættes et studie, der ser på effekterne af den fremtidige regulering.

### Opdaterede kvotepriser og brændselspriser samt øvrige fremskrivninger

For at sikre det mest opdaterede beslutningsgrundlag vil vi foreslå, at Finansministeriet for Energistyrelsen laver en ny kvoteprisfremskrivning med udgangspunkt i prisen en uge før AF22 udgives. Finansministeriets fremskrivning af kvoteprisen er så simpel, at det ikke bør være et praktisk problem.

Derudover bør Energinet som en del af den proces regne på opdaterede kvoteprisfremskrivninger, der tager udgangspunkt i den nyeste pris. For at give tid til at gennemføre analyserne bør prisen låses på bestemte datoer og opdateres med en passende frekvens, hvilket fx kunne være kvartalsvist.

CONCITO undrer sig over, at de fossile brændselspriser er baseret på et scenarie fra efteråret 2021 og særligt at forwardpriserne er trukket december 2021, altså *før* Ruslands invasion af Ukraine og den højeste volatilitet på energimarkedene siden 1970'erne.

Det er u hensigtsmæssigt at forwardpriserne trækkes 10 måneder før udgivelse af AF22. Energistyrelsen regner derfor med en naturgaspris på 45,9 kr./GJ i 2024. Pr. 10. oktober blev en TTF gas future for 2024 handlet til 120 €/MWh (HHV), svarende til ca. 270 kr./GJ (LHV), altså omkring seks gange højere, end Energistyrelsen har fremskrevet med pt. I lyset af de markante prisstigninger vi har set på især gas det seneste år, burde Energistyrelsen have indarbejdet det i AF22 – særligt hvad angår det forventet [højere strukturelle gasprisniveau](#) som følge af prissætning på LNG i stedet for rørført gas fra Rusland.

CONCITO vil anbefale Energistyrelsen, at forwardpriser fremadrettet trækkes så tæt som praktisk muligt på AFs udgivelse.

### **Elforbrug**

*Nordsø:* Det er uklart, hvorvidt Energistyrelsen har indarbejdet [resultaterne af undersøgelsen af potentialet for elektrificering](#) i Nordsøen, som der blev lagt op til i høringsnotatet til AF21.

Elektrificeringsanalysen konkluderede, at der var meget høje skyggepriser forbundet med CO<sub>2</sub>-reduktion ved elektrificering af Nordsøproduktionen. Flere centrale forudsætninger har dog ændret sig siden. Det virker sandsynligt, at udbygningen af vedvarende energi i Nordsøen sammen med højere CO<sub>2</sub>-afgifter og gaspriser vil gøre en delvis elektrificering af Nordsøproduktionen rentabel. Det bør AF tage højde for.

CCS: Det må forventes, at der skal bruges i størrelsesordenen 0,5-1,0 TWh strøm pr. mio. tons CO<sub>2</sub>, der fanges fra processer, der ikke selv har overskuddsdamp til rådighed. Dette elforbrug bør opgøres og indgå i analyseforudsætningerne. På samme måde bør forventninger til brug af CO<sub>2</sub>-fangst på affaldsanlæg og evt. kraftvarmeanlæg indgå i analyseforudsætningerne. Dette skal ske for at få opgjort energisystemeffekterne af at elproduktionen sænkes og varmeproduktionen øges på anlæg, når CO<sub>2</sub>-fangsttilføjes. Det er derfor problematisk, at Energistyrelsen ikke beskriver energiforbruget forbundet med CO<sub>2</sub>-fangst ved punktkilder.

### **Solceller**

CONCITO vil gerne kvittere for, at Energistyrelsen har indarbejdet præcisering af solcellekapaciteterne i form af nettillsluttet AC-kapacitet samt betydningen af trackeranlæg.

### **Transport**

I forhold til den tunge vejtransport er det positivt med følsomhedsberegningen, men det ville være mere naturligt som centralt estimat at anvende den helt nye analyse fra TRM/VD, hvor det estimeres at ca. 35% af lastbilbestanden i 2035 er elektrisk (som følge af bl.a. den politisk vedtagne CO<sub>2</sub>-afhængige kørselsafgift fra 2025).

Det ville være nyttigt med en yderligere følsomhedsberegning der afspejler, hvad en yderligere CO<sub>2</sub>-afgift/ETS2-kvote på fx 750 kr. på brændstof ville betyde.

### **Gas**

En opdeling af forbrug i eksisterende og nye aftagere vil gøre det nemmere at vurdere analyseforudsætningerne. Med nye aftagere tænkes særligt på forventningerne til aftag i de industrier, der i dag bruger kul, petrokoks og olie. I høringsnotatet sidste år skrev Energistyrelsen, at det ville se nærmere

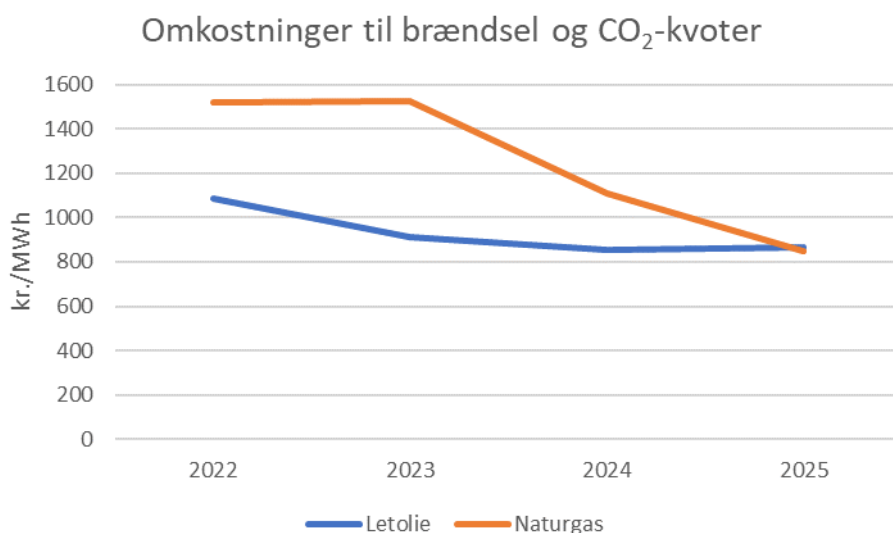
på mulighederne for at udarbejde indikatorer herfor. CONCITO vil gerne spørge, hvad status er på dette punkt?

Energistyrelsen skriver, at "det er muligt at en stor del af [biogasanlæg med afsæt til kraftvarme] vil konvertere til opgradering frem mod 2032". CONCITO vil gerne spørge, om Energistyrelsen kan komme det nærmere? Opgradering til naturgaskvalitet må forventes at være en særdeles god business case med nuværende priser.

På side 7 i baggrundsnotatet om gas fremgår det, at "produktionskapaciteten, som forventes etableret under de nuværende støtteordninger, de kommende støtteudbud, konvertering fra kraftvarme til opgradering og produktion af e-metan udgør samlet set ca. 11.940 GWh i 2030." Det ville være nyttigt, hvis Energistyrelsen i hele den analyserede periode specificerede en forventning til, hvor stor en andel af den grønne gas der forventes at komme fra hhv. biogasproduktion og e-metan. I baggrundsnotatet for PtX angives, at metanproduktion forventes at udgøre 5 pct. af elforbruget til PtX. På den baggrund bør den implicit forventede e-metanproduktion kunne opgøres.

I baggrundsnotatet for Forbrug skrives "På kort sigt stiger erhvervenes gasforbrug fordi det med de forudsætninger, der ligger til grund for fremskrivningen, er mest økonomisk rentabelt at bruge gas i erhverv. Bemærk, at forudsætningerne er usikre, da de er baseret på prisinformationer fra ultimo 2021 og dermed ikke afspejler den aktuelle situation med høje brændselspriser og usikkerhed om forsyningstilstrækkelighed." Det illustrerer nødvendigheden af at benytte forwardpriser, der trækkes tættere på udgivelsesdatoen og behovet for at inkludere effekten af [strukturelle forandringer i brændselsmarkederne](#). Pr. 10. oktober 2022 indikerer forwardpriserne, at det i 2024 vil være billigere at fyre med letolie end gas (inkl. CO<sub>2</sub>-kvoteomkostning) mens omkostningsniveauet er omtrent det samme i 2025. Det kan få betydning for anvendelsen af Energinets infrastruktur.

Analyseforudsætningerne bør desuden forholde sig til den kraftigt forbedrede økonomi i anvendelsen af elkedler i industrien og den potentielle brug af pyrolysegas i industrien, som beskrevet tidligere



## PtX

CONCITO noterer sig den meget markante opjustering af forventningerne til PtX-kapaciteten og produktionen i AF22 relativt til 2021. Et større elforbrug til PtX mindsker alt andet lige behovet for transmissionsnetudbygning. Derfor er antagelserne om PtX af stor vigtighed for Energinets planlægning. CONCITO vurderer umiddelbart, at udfaldsrummet er for smalt frem mod 2050.

Antagelsen om 5.000 driftstimer i 2030 virker umiddelbart højt set i lyset af, at der på det tidspunkt fortsat vil være betydelige muligheder for at fortrænge fossile brændsler til elproduktion i udlandet.

En så høj driftstid vil forudsætte, at der anvendes el til PtX, der alternativt kunne have været solgt på markedet til en pris, der er afgjort af den fossile elproduktion man ville fortrænge. Elprisen i disse timer må forventes at være prohibitiv høj med de givne CO<sub>2</sub>-kvotepriser.

Hvis Power-to-X skal spille rollen som fleksibelt forbrug der balancerer stigende mængder fluktuerende sol- og vindkraft, skal elektrolyseanlæggene have væsentligt lavere kapacitetsfaktor end vindmøller og solceller. Antagelserne om driftstimer vil have væsentlig betydning for behovet for brintlagringskapacitet og benyttelsen af infrastruktur.

Energistyrelsen skrev sidste år i høringsnotatet, at der var et arbejde i gang med en mere retvisende model for driften af elektrolyseanlæg i fremtidige AF, bl.a. med henblik på, hvor mange driftstimer der kan forventes. CONCITO vil gerne spørge, hvad status er på det arbejde?

Det ville være nyttigt, hvis AF gav et bud på hvor stor en del af brintproduktionen, der forventes eksporteret over hele fremskrivningsperioden, da det vil være centralt for at vurdere behovet for infrastruktur.

### **Udlandsforbindelser**

Forudsætningerne baserer sig, modsat resten af AF22, på eksisterende og godkendte investeringsbeslutninger og kan derfor opfattes som et slags *frozen buildout* for Energinet. Det er et udmærket udgangspunkt for at vurdere den samlede udbygning af transmissionsnettet, men et ringe udgangspunkt for at vurdere enkelte transmissionsnetprojekter, hvor rentabiliteten er afhængig af øvrige transmissionsforbindelser.

Energistyrelsen og Energinet opfordres til at gennemføre analyser, der identificerer det optimale miks af eksport af grøn strøm og power-to-X. De anvendte forudsætninger indebærer risiko for at potentialet for eksport undervurderes, idet det antages at power-to-X anlæggene vil udnytte langt størstedelen af den danske produktion. Denne bekymring bestyrkes af valget af forudsætninger for udlandet (National Trends), der risikerer at undervurdere det fremtidige elbehov i Europa.