



ENERGINET

ELPRISER

Baseret på de seneste opdaterede forudsætninger
April 2021

INDLEDNING

Energinets seneste elprisfremskrivninger viser, at elprisen falder frem mod 2040.

Energinet ser ind i en mere flad udvikling af elpriserne end tidligere og et svagt, generelt fald frem mod 2040. Det skyldes, at de seneste fremskrivninger indeholder ambitiøse målsætninger for vedvarende energi (VE) på tværs af Europa, som sætter kursen mod en markant udbygning af europæisk vind og sol. Vi ser for første gang, at den store VE-udbygning ændrer elsystemets tydelige kobling til brændsels- og CO₂-kvotepriserne.

Usikker i sagens natur

Fremskrivninger er altid forbundet med usikkerhed, og i sagens natur bliver den usikkerhed større og større, jo længere frem i tid det går. Energinet har tillid til prisbilledet, men elpriserne er og har altid været forbundet med store usikkerheder. Med afsæt i den seneste udvikling arbejder Energinet derfor med følsomheder og perspektiverende analyser; også fremadrettet.

Driver for den grønne omstilling

Der bygges i disse år meget VE – ikke blot i Danmark, men i hele Europa – og det presser prisen på elektricitet ned. En lav elpris er en afgørende driver for en elektrificering af samfundet, hvor nye innovative produkter og nye måder at producere på vil opstå, så klimamålsætningerne kan nås.

”Hønen og ægget-effekt”

Elsystemet er midt i en transformation, og udviklingen på både produktions- og forbrugssiden går hurtigt. Ligesom øget VE-kapacitet er en driver for øget elektrificering, er øget elektrificering og nye innovative produkter en driver for yderligere VE. Vi oplever lige nu en ”hønen og ægget-effekt”, og det er umuligt at sige med sikkerhed, hvordan udviklingen vil påvirke priseniveauet.

Notatet beskriver den elprisudvikling, som Energinets markedsmodeller ser ind i, givet den forventede udvikling på produktionskapaciteter og forbrug. I Danmark er denne udvikling baseret på de seneste Analyseforudsætninger 2020.

Danmark er elektrisk tæt forbundet med vores nabolande, og danske elpriser bestemmes derfor i 90 pct. af tiden af priserne i landene omkring os. Notatet fokuserer derfor på anvendelsen af Energinets primære forudsætningsgrundlag for udlandet.



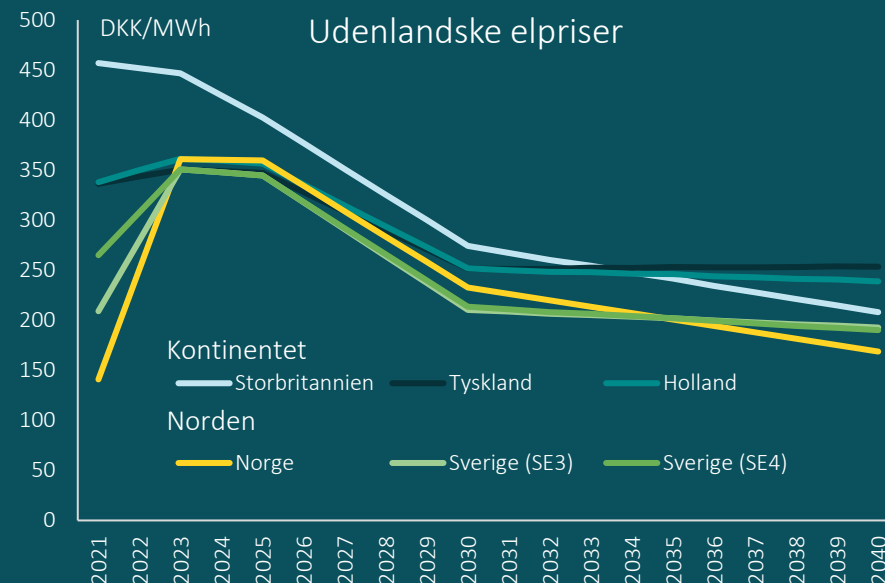
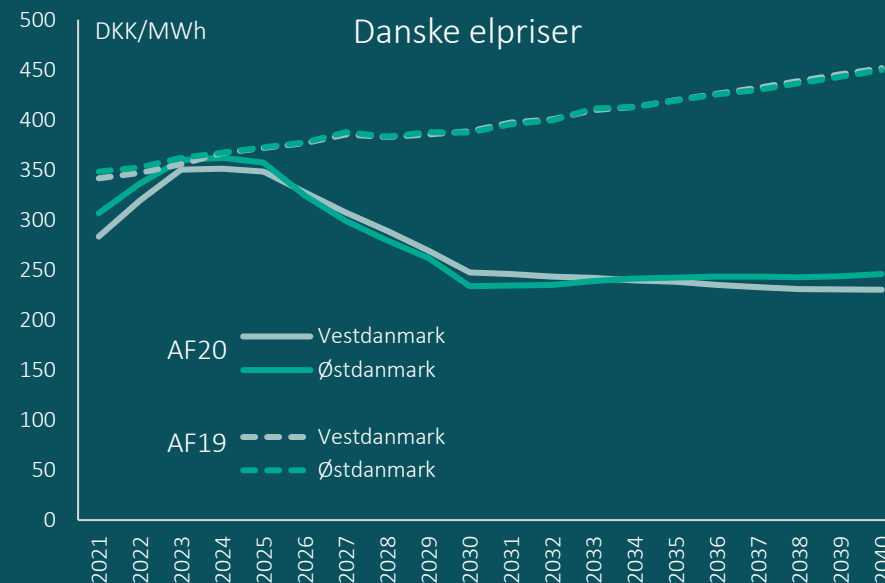
ELPRISERNE

Et elprisforløb er kendetegnet ved en stor andel termisk produktionskapacitet på den korte bane og let faldene elpriser på den længere bane som følge af ambitiøse VE-målsætninger.

Fremskrivningen af elpriser er som altid forbundet med stor usikkerhed og beror på antagelser om fremtiden, herunder udviklinger i brændselspriser, produktionskapacitet, elforbrug mv.

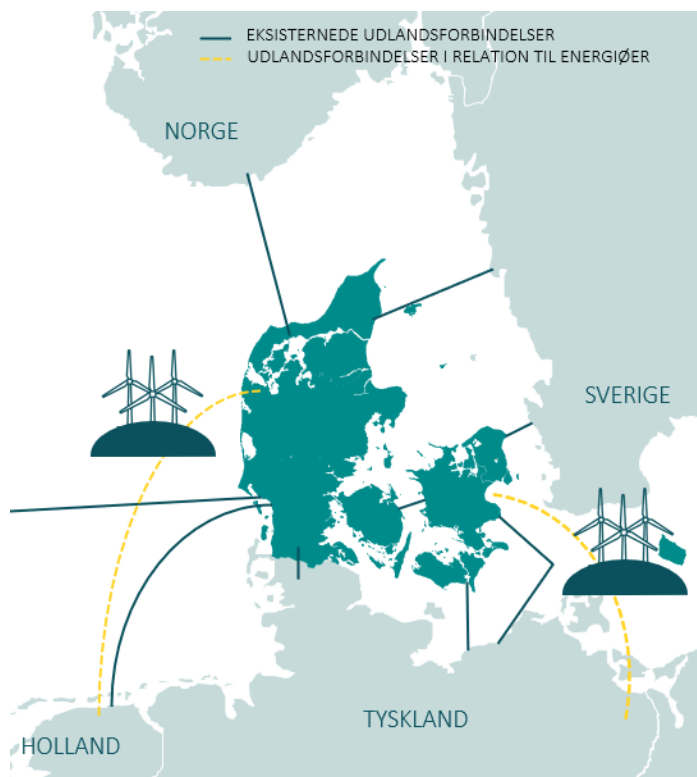
Resultaterne er i tråd med resultaterne fra markeds- og netberegningerne til Ten Year Network Development Plan 2020 (TYNDP20). Der ses dog et anderledes prisniveau i TYNDP20. Det skyldes, at de brændsels- og CO₂-kvotepriser, Energinet anvender, er fra Analyseforudsætningerne 2020, som er Energinets forudsætningsgrundlag, og de er lavere end de brændsels- og CO₂-kvotepriser, der anvendes i TYNDP20. De danske forudsætninger gennemgås på side 5.

- I den seneste elprisfremskrivning ses, at ambitiøse VE-målsætninger sætter kursen mod en markant udbygning af europæisk vind og sol mod 2030 og frem. Vi ser i år, at opdateringen af data fra TYNDP20 og Mid-term Adequacy Forecast 2020 (MAF20) med kraftig VE-udbygning ændrer elsystemets tydelige kobling til brændsels- og CO₂-kvotepriserne.
- På kort sigt (indtil 2025) er systemet fortsat kendetegnet ved en stor andel termisk produktionskapacitet, og priserne forventes generelt at stige. På lidt længere sigt vil VE-kapaciteten spille en større og større rolle, og i takt med dette forventes stigende forskelle i elprisen – både mellem områder og fra time til time. Inden 2030 vil VE-kapaciteten afspejles i let faldende gennemsnitspriser, set i forhold til det nuværende niveau. Efter 2030 ses generelt et aftagende fald i den gennemsnitlige elpris.
- De svagt stigende CO₂-kvotepriser, der er i AF2020, er ikke nok til at påvirke den gennemsnitlige elpris i opadgående retning i et europæisk elsystem med store mængder VE. Den tidligere tendens, hvor brændsels- og CO₂-kvotepriserne påvirkede elpriserne kraftigt i et europæisk og dansk elsystem, er fortsat præget af termisk produktionskapacitet og er således ikke at genfinde.



FORUDSÆTNINGER FOR DANMARK

De danske forudsætninger udarbejdes årligt af Energistyrelsen i form af Analyseforudsætningerne (AF) til Energinet. AF2020 danner grundlag for Energinets arbejde i 2021.



AF2020 er i tråd med Klimaaftalen, som blev indgået i sommeren 2020 – og indeholder dermed energiøer i Nord- og Østersøen. Forudsætningerne afspejler generelt en væsentlig udbygning af vind- og solkapacitet og også lukning af termisk produktionskapacitet. På forbrugssiden afspejler forudsætningerne en væsentlig forøgelse – blandt andet som følge af Power-to-X, men også som følge af øget direkte elektrificering af varme- og transportsektorerne.

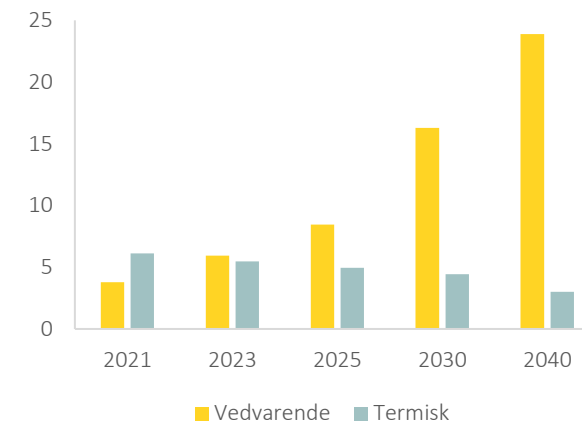
Der kan læses mere om de danske forudsætninger på Energistyrelsens hjemmeside [her](#).

I Energinets anvendelse af forudsætningerne er energiøen i Østersøen justeret. I AF2020 fremgår det, at øen er forbundet til Polen, men siden udgivelsen af forudsætningerne er det blevet klart, at Tyskland er et mere sandsynligt bud.

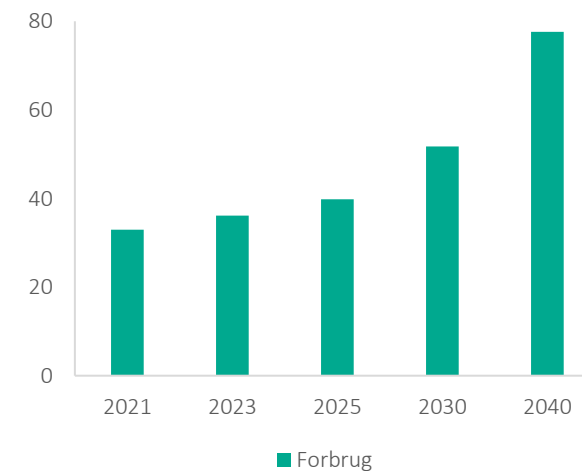
Antagelserne om tidspunkt for endelig idriftsættelse af energiøerne er fastholdt fra AF2020 og sat til 2030 for begge øer.

Sammen med de danske forudsætninger bruger Energinet forudsætninger for udlandet fra ENTSO-E, som gennemgås på side 6.

Samlet dansk produktionskapacitet [GW]



Samlet dansk forbrug [TWh]



FORUDSÆTNINGER FOR UDLANDET

Energinet har adgang til data meldt ind af Transmissionssystemoperatører (TSO'er) til den fælles europæiske sammenslutning af TSO'er (ENTSO-E) og baserer forudsætningerne for udlandet på disse. Det er i tråd med mange andre europæiske TSO'er og sikrer Energinet et robust og troværdigt grundlag med en stor transparens i data.

I ENTSO-E arbejdes der med flere scenarier; National Trends (NT), Global Ambition (GA) og Distributed Energy (DE). De tre scenarier viser forskellige udviklingsveje, men har alle en nedadgående tendens for elprisen.

Kun scenariet NT er direkte baseret på TSO'ers egne indmeldinger – et såkaldt "bottom up"-scenarie. Energinet anvender dette scenarie som det primære forudsætningsgrundlag; af flere årsager.

For det første vurderes det at være en afgørende faktor, at data er i tråd med TSO'ers egne fortolkninger af deres respektive landes elsystem. De to andre scenarier GA og DE er "top down"-scenarier; og dermed et resultat af ENTSO-E's overordnede og generelle tilgang til fremskrivningerne. For det andet er NT-scenariet kvalitetssikret af ENTSO-E på en væsentlig mere grundig måde end de øvrige to scenarier. Det gælder både i forhold til de indmeldte data, men også i forhold til langt flere typer af beregninger fortaget af ENTSO-E. Samlet set vurderes NT-scenariet at være et væsentligt mere robust grundlag.¹

Scenarierne i ENTSO-E udarbejdes i forbindelse med markeds- og netberegninger til TYNDP og

effekttilstrækkelighedsberegninger til MAF. Som det ses i tabellen, udarbejdes de to "top down"-scenarier – GA og DE – kun for den lange tidshorizont. Desuden er det forskellige tidshorisonter, der arbejdes med i henholdsvis TYNDP og MAF. TYNDP udarbejdes kun for 2030 og 2040, mens MAF udarbejdes for 2023, 2025 og 2030.

Data indmeldes årligt fra alle europæiske TSO'er og bruges hvert år til MAF og hvert andet år til TYNDP. De nyeste data (fra 2019) er således MAF-data. Da MAF-data ikke indeholder data for 2040, har Energinet i år kombineret dataindmeldingerne fra TYNDP og MAF, så tiden frem til 2030 er baseret på MAF-data, mens tiden efter 2030 er baseret på det lidt ældre TYNDP-data, som det ses i tabellen.

Energinet anvender (på samme måde som ENTSO-E) scenarierne GA og DE som perspektiverende i forhold til Energinets primære forudsætningsgrundlag (NT).

National Trends (NT)

"Bottom up"-scenarie i tråd med EU's tidligere langsigtede reduktionsmål for 2050 på 80-95 pct. og reduktionsmålet for 2030 på 40 pct.

Global Ambition (GA)

"Top down"-scenarie i tråd med Parisaftalen. Karakteriseret af økonomisk udvikling i den centraliserede elproduktion.

Distributed Energy (DE)

"Top down"-scenarie i tråd med Parisaftalen. Karakteriseret ved, at forbrugere deltager aktivt i decentraliserede løsninger.

	2023	2025	2030	2040
National Trends (NT) – Energinets primære forudsætningsgrundlag	Data fra MAF20	Data fra MAF20	Data fra MAF20	Data fra TYNDP20
Global Ambition (GA) – Perspektiverende scenarie			Data fra TYNDP20	Data fra TYNDP20
Distributed Energy (DE) – Perspektiverende scenarie			Data fra TYNDP20	Data fra TYNDP20

¹ <https://www.entsoe.eu/outlooks/>

UDVIKLINGEN I UDLANDET

Scenariet National Trends sætter rammen for den forventede udvikling i Europa.

Forudsætningerne i scenariet National Trends er i tråd med gældende EU-målsætninger på indmeldingstidspunktet (2018/2019). Det vil sige, at forudsætningerne overholder Europa-Kommissionens langsigtede reduktionsmål for 2050 på 80-95 pct. og reduktionsmålet for 2030 på 40 pct.

Udviklingen afspejler disse målsætninger med en markant udbygning af vind- og solkapacitet både frem til 2030 og 2040. Frem til 2030 ses en relativt mindre stigning i elforbruget, mens der i perioden fra 2030 til 2040 forventes en væsentlig stigning i elforbruget.

National Trends tager ikke højde for de nyeste EU-målsætninger og strategier. I december 2020 besluttede EU at ændre reduktionsmålet for 2030 fra 40 pct. til 55 pct. og det langsigtede mål for 2050 til klimaneutral. En sådan ændring forventes at påvirke alle dele af forudsætningerne – både på forbrugs- og produktionssiden.

I sommeren 2020 fremlagde Europa-Kommissionen flere strategier i tråd med den ændrede, langsigtede målsætning om klimaneutralitet.

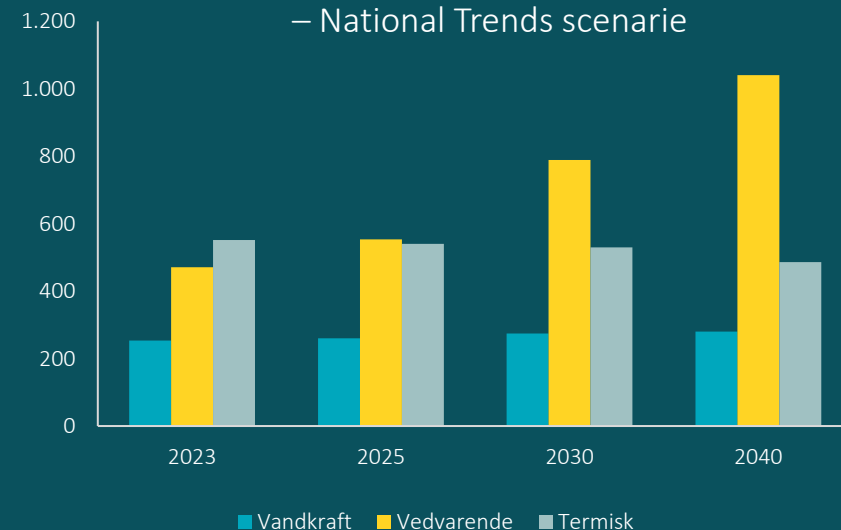
- Brintstrategien, som sigter mod 40 GW Power-to-X-kapacitet i 2030.

- Sektorintegrationsstrategien med fokus på større samspil mellem el, gas og fjernvarme.
- Offshore-VE-strategien med ambitionen om kraftig udbygning af primært havvind – 30 GW kapacitet i 2030 og 300 GW inden 2050.

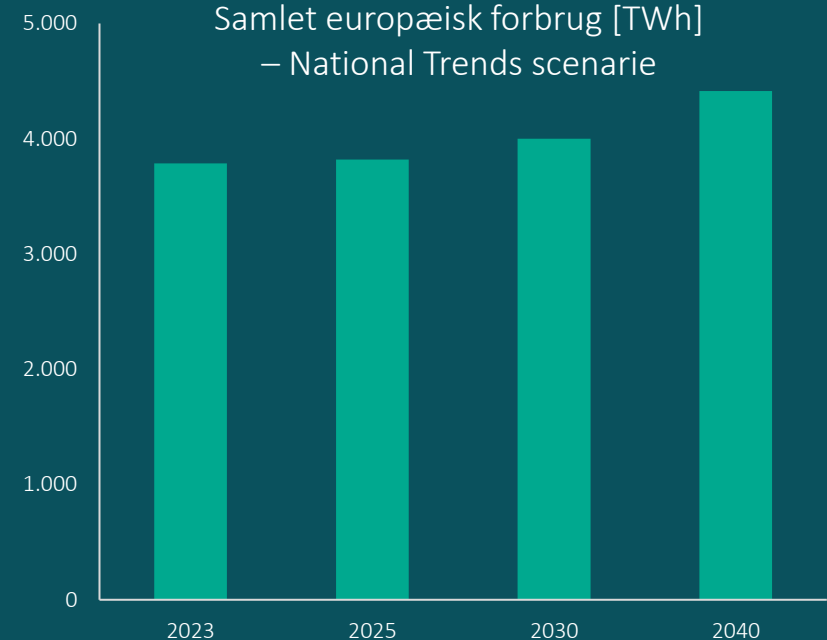
Hvordan de ændrede målsætninger, herunder de foreslåede strategier, vil påvirke forudsætningerne og dermed elprisen, er umuligt at forudsige. Strategierne vil forventeligt øge fokus på brint, sektorintegration og havvind; et fokus som allerede er fremtrædende i Energinets arbejde. I arbejdet med de anvendte forudsætninger har ENTSO-E og Energinet haft et særligt fokus på Power-to-X, men forudsætningerne afspejler ikke brintstrategiens ambitioner. De anvendte forudsætninger afspejler i højere grad ambitionerne for havvind med knap 90 GW installeret kapacitet i 2030 og knap 140 GW i 2040.

Elprisen har altid været forbundet med usikkerheder, som håndteres i form af følsomheder i de individuelle analyser og business cases i Energinet. Følsomhederne kan være i form af udfaldsrum omkring meget usikre parametre, såsom brændsels- og CO₂-kvotepriiserne eller være variationer af enkelte elementer, der tager afsæt i den seneste udvikling.

Samlet europæisk produktionskapacitet [GW]
– National Trends scenarie



Samlet europæisk forbrug [TWh]
– National Trends scenarie



DE PERSPEKTIVERENDE SCENARIER

Udover følsomheder arbejder Energinet også med perspektiverende analyser. Energinet bruger således ENTSO-E TYNDP20-scenarierne, Global Ambition (GA) og Distributed Energy (DE) som perspektiverende scenarier til Energinets primære forudsætningsgrundlag for udlandet, National trends (NT).

Ved perspektivering med de to scenarier – GA og DE, fortages en implementering af scenariet, som det er udarbejdet af ENTSO-E, for at sikre et sammenhængende system. Det betyder også, at brændsels- og CO₂-kvotepriserne fra scenarierne bruges og ikke de angivne priser i AF2020, som bruges ved Energinets anvendelse af NT-scenariet.

Tendensen med faldende elpriser fra 2030 til 2040 ses også i de to scenarier, DE og GA. Dette er til trods for, at CO₂-kvoteprisen er højere i de to scenarier (GA og DE) end i AF2020. Faldet skyldes således, at udviklingen i VE og forbrug er mere ambitiøst på klimafronten i både GA- og DE-scenarierne end i NT.

Frem mod 2030 ses, at også GA-scenariet har faldende elpriser som i NT – om end ikke så udtalt, mens at DE-scenariet omvendt har let stigende elpriser fra 2025 til 2030.

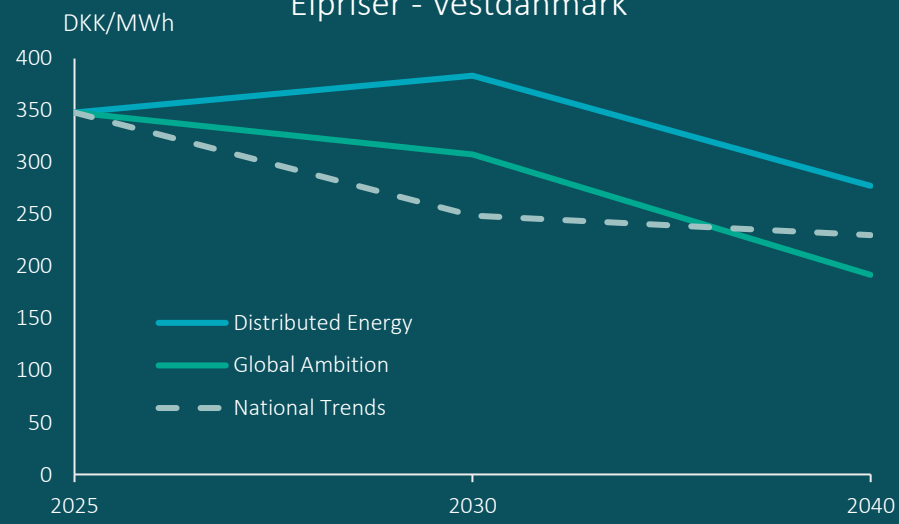
De to perspektiverende scenarier er ikke kvalitetssikret i samme omfang som Energinets primære forudsætningsgrundlag NT, hverken i forhold til de indmeldte data eller i forhold til

mængden af beregninger, der er foretaget, da scenarierne kun bruges som perspektiverende, både i ENTSO-E og i Energinet.

I forhold til ENTSO-E's modellering af TYNDP20-scenarierne vurderer Energinet, at særligt modelleringen af vandkraft og Power-to-X ikke er optimal, hvorfor Energinets modellering afviger herfra. Specifikt har Energinet valgt at forfine modelleringen af vandkraft på baggrund af erfaringer fra det nordiske samarbejde, da modelleringen af vandkraften er meget betydende for driften og prisdannelsen i det danske system. Desuden har Energinet valgt, i modsætning til ENTSO-E, at modellere Power-to-X i markedet og ikke som en efterbehandling uden for markedssimuleringerne. Der arbejdes i ENTSO-E på at forbedre metoderne vedrørende Power-to-X frem mod TYNDP22. Yderligere modellerer ENTSO-E med baggrund i klimaåret 1984, hvor Energinet bruger året 2008, der er mere "normalt" set i en dansk kontekst.

Det er således ikke muligt direkte at sammenligne de offentlige elpriser fra ENTSO-E med de elpriser, som Energinet viser her.

Elpriser - Vestdanmark



Elpriser - Østdanmark

