



**ENERGINET**

# ELPRISER

Baseret på de seneste opdaterede forudsætninger  
Februar 2022

# INDLEDNING

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

Energinet ser ind i en let stigende udvikling af elpriserne frem mod 2040, et resultat der er i tråd med tidligere års elpriser, hvor elpriserne sidste år var udenfor det "normale" billede.

Sidste års forudsætninger indeholdt ambitiøse målsætninger for vedvarende energi (VE) på tværs af Europa. Med dette års forudsætninger, der også indeholder en endnu højere CO<sub>2</sub>-kvotepris, gentager tendensen fra tidligere år sig. Priserne på de marginale termiske værker i Danmarks nabolande resulterer i stigende elpriser. De seneste fremskrivninger resulterer således i et system med en tydelig kobling til brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriserne, på trods af markant udbygning af europæisk vind og sol.

## 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.

## "Hønen og ægget"-effekt

Elsystemet er midt i en transformation, og udviklingen på både produktions- og forbrugssiden går hurtigt – ikke blot i Danmark men i hele Europa. 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 prisniveauet i fremtiden.

Indeværende notat beskriver den elprisudvikling, som Energinets markedsmodeller ser ind i, givet den forventede udvikling på produktionskapaciteter og forbrug.

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 Danmark, som er baseret på de seneste Analyseforudsætninger 2021 og for udlandet, som er baseret på data fra den fælles europæiske sammenslutning af TSO'er (ENTSO-E).

Der kan læses mere om de danske forudsætninger på Energistyrelsens hjemmeside [her](#) og de udenlandske forudsætninger fra ENTSO-E [her](#) og [her](#).



# ELPRISERNE

Et elprisforløb kendetegnet ved en stigning på den korte bane og let stigende elpriser på den længere bane som følge af stigende CO<sub>2</sub>-kvotepriser.

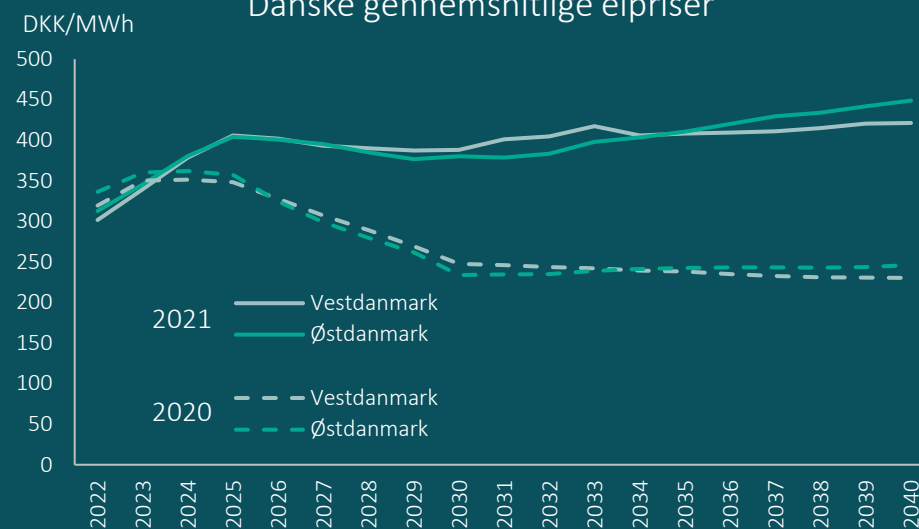
Fremskrivningen af elpriser er som altid forbundet med stor usikkerhed og beror på antagelser om fremtiden, herunder udviklinger i CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, brændselspriser, produktionskapacitet, elforbrug mv.

Resultaterne er generelt i tråd med tidligere års elpriser, hvor elpriserne fra 2020 var uden for det "normale" billede.

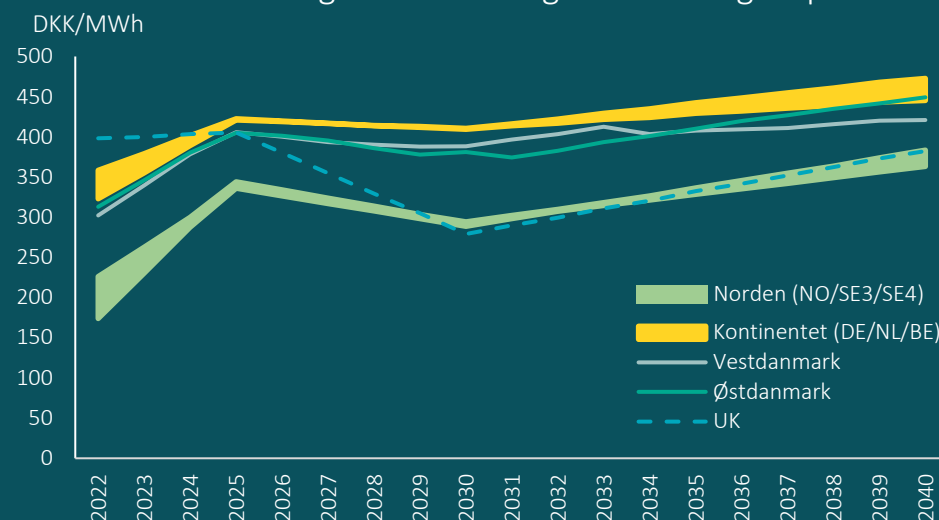
De danske elpriser bestemmes i 90 pct. af tiden af priserne i landene omkring os og ændringer til Energinets forudsætningsgrundlag for udlandet er således den primære årsag til ændringer i de danske gennemsnitlige elpriser.

- I den seneste elprisfremskrivning ses, at en opdatering af Energinets forudsætningsgrundlag resulterer i et system med en tydelig kobling til brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriserne.
- De svagt stigende CO<sub>2</sub>-kvotepriser, der var i forudsætningerne sidste år, var ikke nok til at påvirke den gennemsnitlige elpris i opadgående retning i et europæisk elsystem med store mængder VE. Med opdateringen til dette års forudsætninger med en højere CO<sub>2</sub>-kvotepris, ses igen tendensen fra tidligere år, hvor priserne på de marginale termiske værker i Danmarks nabolande resulterer i let stigende elpriser på trods af store mængder VE.
- På kort sigt (indtil 2025) er systemet fortsat kendetegnet ved en stor andel termisk produktionskapacitet, og priserne forventes generelt at stige. På lidt længere sigte 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 – men en mindre stigning i den gennemsnitlige elpris end i de tidlige år.

### Danske gennemsnitlige elpriser



### Danske og udenlandske gennemsnitlige elpriser



## FORUDSÆTNINGER FOR DANMARK

De danske forudsætninger udarbejdes årligt af Energistyrelsen i form af Analyseforudsætningerne (AF) til Energinet. AF2021 danner grundlag for Energinets arbejde i 2022.

AF2021 er i udgangspunktet et forudsætningsgrundlag, som afspejler forventninger til fremtiden. Dog er der stor usikkerhed omkring fx energiøer og manglende afklaring heraf. Ligeledes indgår Regeringens Power-to-X strategi ikke, da denne ikke var fremlagt ved udgivelsen af AF2021.

Forudsætningerne afspejler en væsentlig udbygning af vind- og solkapacitet og også lukning af termisk produktionskapacitet. På forbrugssiden afspejler forudsætningerne et øget elforbrug, især til varmepumper, som følge af ændrede rammevilkår for investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet og

omlægning af afgifts- og tilskudssystemet, der i højere grad understøtter elbaseret varmeproduktion.

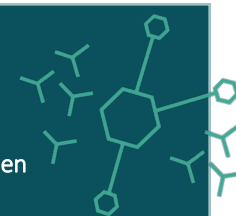
Der kan læses mere om de danske forudsætninger på Energistyrelsens hjemmeside [her](#).

I forhold til AF2021 er forudsætningerne for energiøerne justeret. I AF2021 fremgår det, at energiøen i Nordensøen er forbundet til Belgien, mens energiøen ved Bornholm er forbundet med Tyskland. Antagelserne om tidspunkt for endelig idriftsættelse af energiøen i Nordensøen er ligeledes ændret i forhold til AF2020.

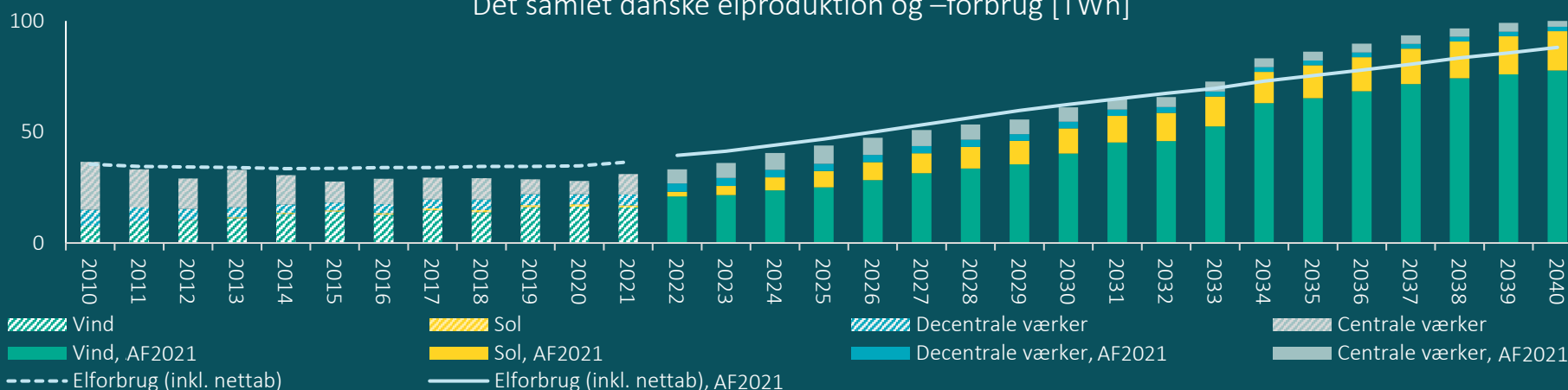
Sammen med de danske forudsætninger bruger Energinet forudsætninger for udlandet fra den fælles europæiske sammenslutning af TSO'er (ENTSO-E), se side 6.

### ENERGIØER

- Beliggende i Nordensøen og ved Bornholm.
- Forbundet til Danmark og til hhv. Belgien og Tyskland.
- Idriftsættes i Nordensøen i 2033 (rykket ift. AF2020) og ved Bornholm i 2030.



Det samlede danske elproduktion og -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, hvilket 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.

Kun NT-scenariet 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'ernes 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.<sup>1</sup>

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

effekttilstrækkelighedsberegninger til ERAA.

Det er forskellige tidshorisonter, der arbejdes med i henholdsvis TYNDP og ERAA. TYNDP udarbejdes kun for 2030 og 2040, mens ERAA 2021 er udarbejdet for 2025 og 2030.

Data indmeldes årligt fra alle europæiske TSO'er og bruges hvert år til ERAA og hvert andet år til TYNDP. Data indmeldes sædvanligvis i Q4, dvs. at for Danmark er AF2020 indmeldt i Q4-2020 og brugt til ERAA 2021, der så er udgivet i november 2021.

De nyeste data tilgængelige på nuværende tidspunkt er således ERAA 2021 (baseret på AF2020). Da ERAA ikke indeholder data for 2040, har Energinet kombineret dataindmeldingerne fra TYNDP 2020 (baseret på AF2017/AF2018) og ERAA 2021, så tiden frem til og med 2030 er baseret på ERAA-data, imens tiden efter 2030 er baseret på det ældre TYNDP-data, som det ses i tabellen.

	2025	2030	2040
<b>National Trends (NT)</b> – Energinets primære forudsætningsgrundlag	Data fra ERAA 2021	Data fra ERAA 2021	Data fra TYNDP 2020
<b>Global Ambition (GA)</b> – Perspektiverende scenarie		Data fra TYNDP 2020	Data fra TYNDP 2020
<b>Distributed Energy (DE)</b> – Perspektiverende scenarie		Data fra TYNDP 2020	Data fra TYNDP 2020

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.

<sup>1</sup> <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. For 2040, hvor TYNDP2020 data er anvendt, er indmeldingstidspunktet 2018, mens det for 2025 og 2030, hvor ERAA 2021 er anvendt, er 2020.

Det vil sige, at forudsætningerne overholder Europa-Kommissionens tidligere 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 mod 2030 og 2040. I perioden frem mod 2040 forventes ligeledes en væsentlig stigning i elforbruget.

Europa-Kommissionens nyeste reduktionsmål på 55 pct. med et langsigtet mål for 2050 om klimaneutralitet, indarbejdes med den næste opdatering af forudsætningerne for udlandet, som er ERAA 2022 og TYNDP 2022.

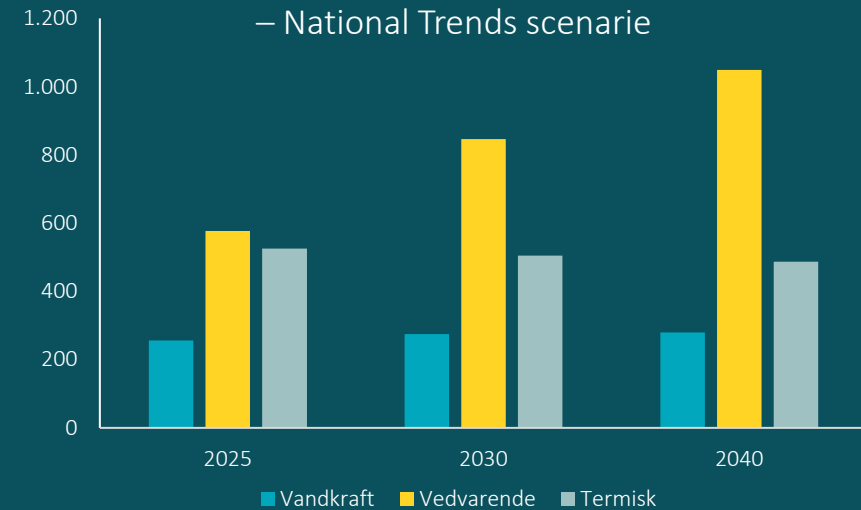
I sommeren 2020 fremlagde Europa-Kommissionen også flere strategier i forbindelse med den ændrede, langsigtede målsætning om klimaneutralitet.

- Brintstrategien, som sigter mod at der installeres mindst 6 GW Power-to-X i Europa senest i 2024 og 40 GW Power-to-X-kapacitet senest 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.

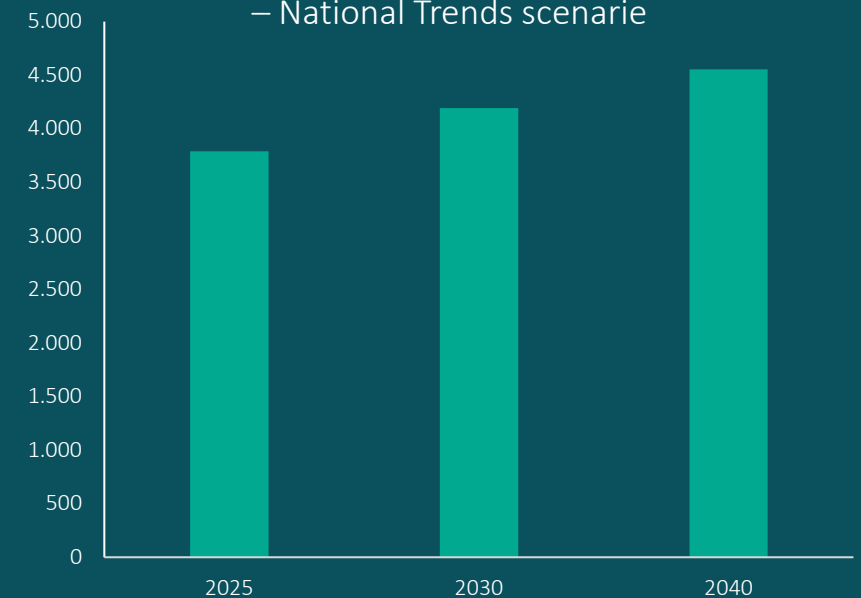
Disse strategier er ligeledes ikke en del af de nuværende forudsætninger for udlandet og hvordan de foreslåede strategier vil påvirke forudsætningerne og dermed elprisen, er umuligt at forudsige. Strategierne vil forventeligt øge fokus på brint, sektorintegration og havvind – et fokus som allerede er fremtrædende i Energinets arbejde.

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 CO<sub>2</sub>-kvotepriserne 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



## FØLSOMHEDER TIL ANALYSEFORUDSÆTNINGERNE

Udover AF, arbejder Energinet med følsomheder til AF. Dette gøres for at afdække usikkerheder omkring fremskrivningerne samt håndtere ny viden løbende.

Ved følsomhedsanalyser foretages der en lang række analyser med forskellige kombinationer af ændringer til fremskrivningerne i AF2021.

I december 2021 fremlagde Regeringen Finanslov 2022 med målsætninger om ekstra 2 GW havvind inden 2031 og med mulighed for yderligere 1 GW, samt hurtigst mulig etablering af 10 GW havvind i Nordsøen tilkoblet energiøen.

Endvidere fremlagde Regeringen samtidig deres strategi for Power-to-X med konkrete målsætninger om 4-6 GW Power-to-X kapacitet i Danmark i 2030.

På baggrund af dette har Energinet bl.a. undersøgt betydningen af en større Power-to-X kapacitet, ligesom der er

lavet analyser på en større udbygning med vind og sol end antaget i AF2021.

I lyset af de stigende brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, er der ligeledes lavet følsomhedsanalyser på andre brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepris forløb end de, der er angivet i AF2021.

Tendensen med let stigende elpriser fra 2030 til 2040 findes også i de fleste følsomhedsanalyser. Kun med en markant udbygning med vind og sol uden et øget fleksibelt elforbrug, får Vestdanmark faldende elpriser.

Den største driver for højere elpriser er højere CO<sub>2</sub>-kvotepriser, mens en øget mængde vind og sol uden tilsvarende fleksibelt elforbrug er den største driver for lavere elpriser.

Der foretages flere følsomhedsanalyser til håndteringen af usikkerheder i de individuelle analyser og business cases i Energinet.

### FØLSOMHEDER



Større vind- og solkapacitet



Større Power-to-X kapacitet



Højere brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser

