



## Bilag om elprisfremskrivninger i Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (AF23)

Det understreges, at der i nedenstående ikke er tale om elprisprognoser, men om fremskrivninger af modelsimulerede elpriser, beregnet under en række forudsætninger. Enhver anvendelse af elpriser fra dette notat bør tages med forbehold for den betydelige usikkerhed, fremskrivninger af denne art er underlagt.

Det bemærkes desuden, at elprisdannelsen er tæt forbundet med udviklingen i Danmarks nabolande samt teknologi- og markedsudviklingen i energisektoren, som er behæftet med stor usikkerhed, specielt i perioden efter 2030.

### Kontor/afdeling

Center for Systemanalyse  
og Innovation

### Dato

1. marts 2024

### J nr. 2023 – 2106

JNON/ BRP, MIS

## Baggrund

Til brug for Energinets opgave med at udvikle infrastrukturen i el- og gassystemet udarbejdes årligt et sæt analyseforudsætninger (AF). AF angiver et sandsynligt udviklingsforløb frem mod 2050 for de dele af det danske energisystem, der er relevante for Energinets planlægning, og som flugter med opfyldelse af klimamålsætninger, herunder 70 pct.-drivhusgasreduktionsmål samt klimaneutralitet i 2045. Ansvar for udarbejdelse ligger hos Energistyrelsen, som har udgivet AF23 den 13. oktober 2023<sup>1</sup>.

Energistyrelsen beregner elprisen som output fra energisystemmodellen, Ramses<sup>2</sup>. Da elprisberegningen afhænger af den anvendte model og de forudsætninger, der benyttes som input til modellen, indgår elprisen, som beregnet af Energistyrelsen, ikke som en del af rapporteringen og data til Energinet. Energinet anvender i stedet de elprisfremskrivninger, der fås som resultat af modelkørsler med Energinets eget modelsetup.

I dette notat beskrives elprisfremskrivningen, som beregnet med Energistrelsens modeller ud fra de offentliggjorte forudsætninger i AF23.

## Metode og forudsætninger

Energistyrelsen tager i udarbejdelsen af AF højde for generel teknologiudvikling og forudsætter opnåelse af politiske målsætninger. Med denne tilgang tages der ikke stilling til hvilke reguleringstiltag, der er nødvendige for at nå målene, eller om

<sup>1</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

<sup>2</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>

### Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

T: +45 3392 6700

E: [ens@ens.dk](mailto:ens@ens.dk)

[www.ens.dk](http://www.ens.dk)



gældende regulering er tilstrækkelig for at opnå målene. Her adskiller AF sig fra Klimastatus og –fremskrivning (KF), der bygger på en Frozen Policy-tilgang. Elpriserne beregnet ifm. KF23 kan findes på Energistyrelsens hjemmeside<sup>3</sup>.

Elprisfremskrivningen er et resultat af modelsimuleringer i Ramses-modellen. Modellen simulerer detaljerede produktions- og forbrugsbalancer i elsystemet på timebasis og inkluderer Danmark såvel som en lang række europæiske elområder, som har indflydelse på den danske elpris. Yderligere informationer om modellen kan findes på Energistyrelsens hjemmeside<sup>4</sup>.

Der indgår mange input til Ramses-modellen og mange faktorer påvirker elprisudviklingen. Alt fra brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, til VE-støtte, elforbrug og kraftværkskapacitet i nabolandene påvirker elprisen.

Der henvises generelt til de offentliggjorte notater ifm. AF23 for yderligere informationer om brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser samt detaljerede beskrivelser af de anvendte forudsætninger og metoder, der ligger bag modelberegningerne.

## Udlandsforbindelser og deres betydning for elprisen

Det danske eltransmissionsnet er forbundet til Danmarks nabolande. Elprisen i Danmark afgøres derfor ofte af den tilgængelige kapacitet for elhandel, nabolandes samtidige elproduktion og konkurrenceforholdet mellem dansk og udenlandsk elforsyning. Dermed bliver udenlandsk energiforsyning også afgørende for prisdannelsen i Danmark.

Antagelser om udviklingen i elsystemet i de øvrige europæiske lande er baseret på data fra ENTSO-E<sup>5</sup> ved at anvende ERAA22<sup>6</sup>-scenariet frem til 2030 og TYNDP22<sup>7</sup> scenarie "Distributed Energy" (DE) for perioden herefter. ENTSO-E's model og forudsætningsgrundlag, der lå til grund for udarbejdelsen af DE-scenariet afviger fra Energistyrelsens forsyningsmodeller og forudsætninger fastsat for Danmark i AF23. For at sikre et markedskonformt udlandsscenario korrigeres DE-scenariet i modelimplementeringen med henblik på at sikre økonomisk balancerede resultater. Justeringerne er beskrevet i "AF23 - Bilag – Justering af udlandsscenario"<sup>8</sup>.

Den gradvise stigning i elproduktionen fra VE-kilder i det europæiske elsystem betyder alt andet lige en faldende tendens i elpriserne. Tendensen modvirkes af et stigende elforbrug og en stigning i CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Kapaciteterne på udlandsforbindelser mellem landene forventes også at stige fremadrettet, hvilket

<sup>3</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/klimastatus-og-fremskrivning-2023>

<sup>4</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>

<sup>5</sup> Sammenslutning af europæiske Transmissions- og Systemoperatører

<sup>6</sup> European Resource Adequacy Forecast. <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

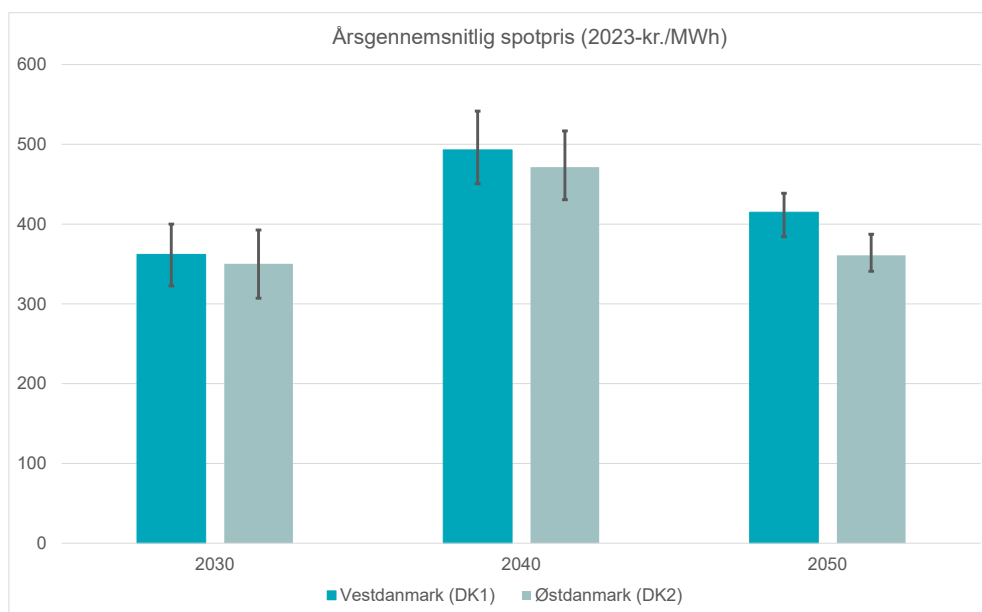
<sup>7</sup> Ten-Year Network Development Plan 2022. <https://tyndp.entsoe.eu/>

<sup>8</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

medfører en reduktion i prisforskelle mellem landene. For yderligere information om eltransmissionskapaciteter mellem Danmark og udlandet henvises til det særskilte notat om udlandsforbindelser i AF23.

## Simulering af de fremtidige danske elpriser

Simuleringerne af de gennemsnitlige årlige elpriser for Danmarks to elprisområder fremgår af Figur 1 nedenfor, i tabellen i bilag 1 til dette notat og dataark på energistyrelsens hjemmeside. Figurens udfaldsrum repræsenterer variationer i klimaår.



Figur 1: Fremskrivning af den årgennemsnitlige elspotpris for Vest- (DK1) og Østdanmark (DK2) (kr./MWh, 2023-prisniveau). Elprisen i figuren viser et vægtet gennemsnit mellem modelsimuleringer af forskellige klimaår.

Det ses på Figur 1, at elpriserne i Vest- og Østdanmark ligger forholdsvis tæt på hinanden i fremskrivningsperioden. I 2030 er prisen drevet af en markant udbygning af VE i Danmark og nabolandene, som følger af ERAA22. I relative termer forventes udbygningen af VE at ske hurtigere end udbygning af fx PtX og et generelt stigende elforbrug, hvorfor den fremskrevne elpris i 2030 er lavest. Stigningen fra 2030-2040 skyldes at elforbruget øges hurtigere end udbygning af VE. Frem mod 2050 sker en udjævning pga. at mængden af fleksibelt forbrug bliver større og kan udjævne prisforskelle. Den klart største fleksible forbruger i scenarierne for 2050 er elektrolyseanlæg, men batterier og store hydroanlæg med pumpekapacitet spiller også en betydelig rolle i prisudligningen. Forløbet med stigninger i VE- og elektrolysekapaciteter fra 2030-2050 følger af det balancerede DE-scenarie som beskrevet i "AF23 - Bilag – Justering af udlandsscenario"<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>



Den gennemsnitlige elpris for elproduktion fra sol og vind forventes i højere grad at ligge under de gennemsnitlige spotpriser i takt med den stigende udbygning af produktionskapacitet. De teknologivægtede spotpriser findes i dataarket til nærværende notat.

I Figur 1 ovenfor er beregningerne lavet på baggrund af klimaår 2008, 2009 og 1995. Referenceprisen udgøres af et vægtet gennemsnit mellem årene<sup>10</sup>, og bruges som det centrale estimat. Vægtningen følger TYNDP22 (1995: 23 %, 2008: 37 % og 2009: 40 %). Udvalget af klimaårene er lavet af ENTSO-E og er baseret på en statistisk analyse af klimadata. Årene og vægtningen heraf er udvalgt således, at de bedst muligt afspejler variationer i vind, sol, nedbør og elforbrug i Europa over en 30-årig periode. Det anførte spænd i Figur 1 er resultatet af de klimaår, der resulterer i priser, der afviger mest fra det vægtede gennemsnit.

## Usikkerheder

De beregnede elpriser i fremskrivningen er behæftet med betydelig usikkerhed. Der er en lang række faktorer, der har betydning for elprisens udvikling både i forhold til det generelle niveau samt variation i priserne i løbet af året. Fremskrivningerne er, i sin natur, behæftet med usikkerhed, som øges med længden af den fremskrevne periode. Klimaårsvariationen afspejler ikke denne usikkerhed.

Der indgår en relativ markant stigning i elforbruget i AF23, hvoraf en større del forventes at være fra fleksibelt forbrug i form af fx store varmepumper og især elektrolyse-anlæg. Antagelserne om kapacitet og driftstid af elektrolyse-anlæggene samt udvikling i efterspørgsel efter grøn brint og PtX-brændstoffer er på nuværende tidspunkt meget usikre, som det også er beskrevet i det særskilte baggrundsnotat herom. Et større elforbrug til elektrolyse forventes at bidrage til højere elpriser og forventes, alt andet lige, at give mindre forskel mellem de teknologispecifikke afregningspriser og den gennemsnitlige spotpris.

Den generelle udvikling af brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser har ligeledes væsentlig betydning, og højere eller lavere priser end forudsat i AF23 vil derfor resultere i tilsvarende højere eller lavere elpriser.

---

<sup>10</sup> Vægtning af klimaårene 1995, 2008, 2009 laves med henblik på at få en repræsentativ elpris i et gennemsnitligt år.

## Bilag 1

Tabel 1: Årsgennemsnitlige spotpriser samt spænd for elpriser for Vest- og Østdanmark (2023-prisniveau).

2023- DKK/MWh	Vestdanmark (DK1)			Østdanmark (DK2)		
	Lavt spænd	Central	Højt spænd	Lavt spænd	Central	Højt spænd
2030	320	360	400	310	350	390
2040	450	490	540	430	470	520
2050	380	410	440	340	360	390

Note: De angivne elpriser er gennemsnitlige værdier for hele året.