



# Notat om opdateret elprisfremskrivning til brug for udgiftsskøn ifm. sagen om overflyttelse af PSO til finansloven

**Kontor/afdeling**  
Center for Klima og Energi-  
økonomi

**Dato**  
29. april 2016

**J nr.** 2016 - 1792

/IMR, MEG

## Indhold

Indledning og sammenfatning .....	2
Forudsætninger .....	5
Brændselspriser .....	6
CO <sub>2</sub> -kvotepriser.....	8
Udlandsscenario .....	9
Transmissionsforbindelser .....	10
Udbygning med landvind i Danmark.....	11
Udbygning med solceller i Danmark.....	11
Vandår.....	12
Vindår.....	13
Resultater for de to centrale forløb .....	14
Elpriser .....	14
Andre systemmæssige resultater .....	14
Resultater for følsomhedsberegninger .....	16
Brændselspriser .....	16
CO <sub>2</sub> -kvotepriser.....	16
Udlandsscenario .....	16
Transmissionsforbindelser .....	17
Udbygning med landvind i Danmark.....	17
Vandår.....	18
Vindår.....	18
Kombinerede følsomhedsberegninger.....	18

## Energistyrelsen

Amaliegade 44  
1256 København K

T: +45 3392 6700  
E: ens@ens.dk

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



## Indledning og sammenfatning

Elprisen har stor betydning for niveauet for PSO-udgifter<sup>1</sup>. Der har derfor været behov for en konsolidering af elprisfremskrivningen. Til det formål er der blevet nedsat en arbejdsgruppe med deltagelse af Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet (EFKM, formand), Finansministeriet (FM) og Skatteministeriet (SKM). Arbejdet er forløbet i perioden januar-april 2016 og Energistyrelsen har fungeret som tovholder for arbejdet. Nærværende notat er resultatet af gruppens arbejde.

På baggrund af gruppens arbejde er der blevet udarbejdet to sæt centrale forudsætninger til brug for opdaterede fremskrivninger af elprisen. Disse skal danne grundlag for opdaterede skøn for udviklingen i PSO-omkostninger. Fremskrivningerne er udarbejdet med Energistyrelsens RAMSES-model<sup>2</sup>, der også anvendes i forbindelse med udarbejdelse af Energistyrelsens årlige basisfremskrivninger og andre analyser.

Arbejdet har taget udgangspunkt i Energistyrelsens seneste basisfremskrivning 2015 (BF2015) fra december 2015. I basisfremskrivningen er der regnet på tre forskellige forløb:

- **Forløb A:** CO<sub>2</sub>-kvoteprisen forbliver på dagens niveau på ca. 55 kr./ton. Dette kombineres med en mindre grøn omstilling i udlandet og et nedre skøn for udbygningen med vindkraft i Danmark.
- **Forløb B:** CO<sub>2</sub>-kvoteprisen følger udviklingen i IEA's World Energy Outlook 2015 og stiger til ca. 100 kr./ton i 2020 og ca. 170 kr./ton i 2025. Dette kombineres med en væsentlig grøn omstilling i udlandet og et øvre skøn for udbygningen med vindkraft i Danmark.
- **Forløb FM:** CO<sub>2</sub>-kvoteprisen følger skøn fra Finansministeriet og stiger til ca. 65 kr./ton i 2020 og ca. 85 kr./ton i 2025<sup>3</sup>. Dette kombineres med en mindre grøn omstilling i udlandet og et medium skøn for udbygningen med vindkraft i Danmark (ikke middel af nedre og øvre skøn, da elprisen og dermed rentabiliteten i vindmøller i dette forløb ligger tættere på A end B).

Forud for fastlæggelsen af de to centrale forløb har Energistyrelsen udarbejdet og præsenteret forskellige analyser for arbejdsgruppen, for at give gruppens medlemmer en bedre forståelse for RAMSES-modellen og for forskellige parametres betydning for elprisen.

For at illustrere at RAMSES-modellen "regner rigtigt", er der lavet kørsler for 2014-2015 med de faktiske forudsætninger for brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, vandtilstrømning m.v. Analysen viser at modellen reproducerer elprisen i Danmark med

<sup>1</sup> Elprisen har især betydning for tilskud til decentral kraftvarme (grundbeløb) samt til havvind (og andre teknologier), der afregnes til en fast pris.

<sup>2</sup> RAMSES er en teknisk-økonomisk model, der beskriver produktionen af el og fjernvarme i et vilkårligt antal elområder og varmeområder. På nuværende tidspunkt omfatter modellen de nordiske lande samt Tyskland og Holland. Læs mere om RAMSES-modellen på Energistyrelsens hjemmeside (<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller/ramses>).

<sup>3</sup> Desuden anvendes oliepris skønnet af Finansministeriet. Denne ligger dog på nogenlunde samme niveau som olieprisen baseret på IEA World Energy Outlook 2015.

god nøjagtighed. Afvigelsen mellem de modellerede og faktiske danske elpriser er på mindre end ½ øre/kWh.

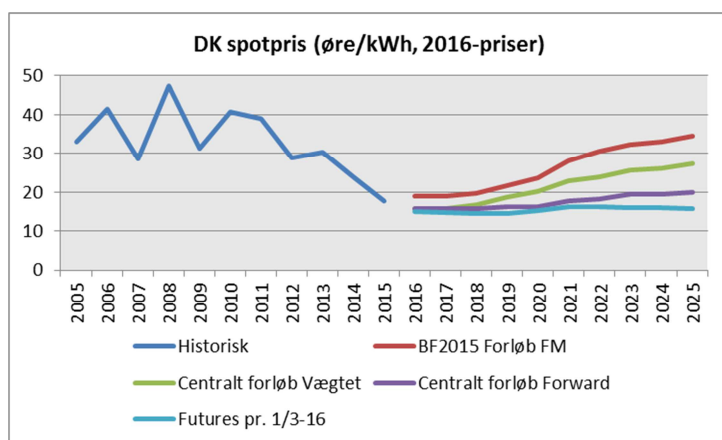
På kort sigt har især brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser stor betydning for elprisen. Da disse kan svinge meget fra år til år, er det meget svært at sige hvad de fremtidige priser præcist bliver. På længere sigt har forudsætninger omkring udviklingen i udlandsforbindelser også en vis betydning. Hvis der kigges på enkeltårsudsving for elprisen har mængden af nedbør og mængden af vand i de nordiske floder stor betydning.

Fremskrivninger af elprisen er således forbundet med stor usikkerhed, hvorfor der i arbejdet med opdaterede fremskrivninger af elprisen er udarbejdet to centrale forløb, der vurderes at udspænde et realistisk udfaldsrum for den fremtidige elpris. De to forløb adskiller sig ved at anvende forskellige forudsætninger for udviklingen i priserne på kul og naturgas, da udviklingen i disse har stor betydning for elprisen.

- **Forløb Vægtet:** Vægtning mellem forwardpriser og IEA-priser for kul, olie og naturgas frem til 2020, hvorefter IEA vækstrater anvender. CO<sub>2</sub>-kvoteprisen fremskrives fra dagens niveau pr. 1. marts 2016 med en approximeret diskonteringsrente for virksomhederne.
- **Forløb Forward:** Rene forwardpriser pr. 1. marts 2016 for kul og naturgas. Samme oliepris og CO<sub>2</sub>-kvotepris som i det vægtede forløb.

Sammenlignet med BF2015 er der i de to centrale forløb således udarbejdet nye udviklingsforløb for fossile brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Også solcelleudbygningen er justeret, mens øvrige forudsætninger er baseret på BF2015.

De opdaterede forudsætninger resulterer i elpriserne i figuren herunder. Til sammenligning er historiske elpriser samt elpriserne fra BF2015 Forløb FM og futures priserne pr. 1. marts 2016 vist.



Figur 1: Udviklingen i elprisen sammenlignet med historiske elpriser samt BF2015 Forløb FM og futures priserne pr. 1. marts 2016.

På baggrund af de to nye elprisforløb er der udarbejdet opdaterede fremskrivninger af PSO-omkostningerne. PSO-fremskrivningerne og en nærmere beskrivelse af elprisens betydning herfor beskrives i særskilt notat.

## Forudsætninger

Tabellen nedenfor viser en oversigt over anvendte forudsætninger for de to centrale forløb samt for følsomhedsberegninger. Øvrige forudsætninger, fx udvikling i dansk kraftværkskapacitet, afgifter og tilskud er identiske med BF2015. Det bemærkes, at følsomhedsberegningerne af tidshensyn kun er udarbejdet for det vægtede forløb. I de følgende afsnit gennemgås forudsætningerne mere detaljeret.

Parameter	Centrale forløb	Følsomheder på det vægtede forløb	Beregningsperiode følsomheder
<b>Brændselspriser (kul, olie og naturgas)</b>	<b>Vægtet:</b> Justeret metode til fremskrivning pba. forward og IEA WEO15 <b>Forward:</b> Samme oliepris som i det vægtede forløb og rene forwardpriser på kul og naturgas	Ren forward (Lavere), BF2015 (Højere) <sup>4</sup>	Hele perioden (2016-2025)
<b>CO2-kvotepris</b>	Aktuel kvotepris fremskrevet med virksomhedernes approximerede diskonteringsrente.	Dagens pris (Lavere), BF2015 Forløb B (Højere) <sup>5</sup>	Hele perioden (2016-2025)
<b>Udlandsscenario</b>	ENTSO-E "Slowest progress" (som i BF2015 Forløb A)	De tre øvrige ENTSO-E scenarier	Enkelt år (2025), da der kun er ét udviklingsforløb frem til 2020
<b>Transmissionsforbindelser</b>	Kun besluttet ny kapacitet (som i BF2015 Forløb A)	Fortsat lav rådighed på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, Fuld rådighed på forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland men ingen opgradering	Enkelte år (2020 og 2025)
<b>Landvind i DK</b>	Lav udbygning (som i BF2015 Forløb A)	Lavere/højere grad af udbygning i perioden efter 2020	Enkelte år (2020 og 2025) <sup>6</sup>
<b>Solceller i DK</b>	Lavere udbygning end i BF2015.	-	-
<b>Vandår</b>	Gennemsnit af seneste 20 år (101%)	80%, 120%	Enkelte år (2020 og 2025)
<b>Vindår</b>	100 % (som i BF2015)	90%, 110%	Enkelte år (2020 og 2025)

**Tabel 1: Oversigt over forudsætninger.**

<sup>4</sup> De valgte følsomheder skal ikke tolkes som de laveste/højeste niveauer der kan forestilles.

<sup>5</sup> De valgte følsomheder skal ikke tolkes som de laveste/højeste niveauer der kan forestilles.

<sup>6</sup> Følsomhedsberegninger er kun udarbejdet for enkelte år pga. tidspres. Ift. den efterfølgende PSO-fremskrivning kan der derfor eventuelt være behov for at supplere med beregninger for hele perioden (2016-2025).



## Brændselspriser

I forbindelse med BF2015 Forløb A og B blev brændselspriserne fremskrevet på baggrund af metode udviklet i samarbejdet med Energinet.dk. Det betyder, at de fossile brændselspriser blev fremskrevet ved at anvende rene forwardpriser de første to år (2016-2017), hvorefter der blev lavet en gradvis indfasning til IEA's priser i 2022<sup>7</sup>, hvor vægtningen i nedenstående tabel mellem forward og IEA blev anvendt. Fra 2023 og frem anvendes IEA's priser.

Parameter	Forward	IEA
2018	0,8	0,2
2019	0,6	0,4
2020	0,4	0,6
2021	0,2	0,8
2022	0,0	1,0

Tabel 2: Vægtning mellem forward og IEA pris anvendt i BF2015.

For at sikre en konsistent fremskrivning af olieprisen på tværs af staten blev olieprisen i BF2015 Forløb FM fremskrevet på baggrund af Finansministeriets metode, hvor der frem til 2020 anvendes en 50/50 vægtning mellem forward og IEA<sup>8</sup>, hvorefter IEA's vækstrater anvendes. Sammenvejningen af henholdsvis IEA's prognose og futures priser afspejler hensyn mellem dels at inddrage den seneste tids udvikling via markedsforventningerne og dels relevant information om udbud og prisudviklingen på længere sigt. Futures priser på olie alene vurderes generelt ikke at være velegnede til hverken mellem- eller langsigtede fremskrivninger. Det skyldes blandt andet, at de er meget afhængige af det aktuelle prisniveau, ligesom der kun er meget begrænset omsætning i kontrakterne med en tidshorizont på over ca. 4-6 måneder (dvs. informationsindholdet i futurepriserne er ret begrænset). Metoden indebærer, at IEA's pris ikke nås hvilket også skal ses i lyset af at IEA jævnlige tilpasser det langsigtede skøn for oliepriserne i retning af den seneste udvikling på oliemarkedet. De øvrige brændselspriser i BF2015 Forløb FM er identiske med priserne i A og B forløbet.

I det **centrale forløb Vægtet** anvendes Finansministeriets metode for olieprisen. Det sker for at sikre en fremskrivning af olieprisen der er konsistent med fremskrivningen med betydning for vurderingen af de offentlige finanser, herunder *Økonomisk Redegørelse* og *Danmarks Konvergensprogram* anvendes Finansministeriets metode til fremskrivning af olieprisen. For kul og naturgas anvendes en justeret version af Finansministeriets metode, hvor der for 2016 og 2017 anvendes rene forwardpriser, mens der for 2020 anvendes Finansministeriets 50/50 vægtning mellem forward og IEA pris. Priserne i 2018 og 2019 fås ved interpolation mellem 2017 og 2020. Efter 2020 anvendes IEA's vækstrater.

Det er Energistyrelsens vurdering, at anvendelse af rene forwardpriser i 2016 og 2017 er mest konsistent med at der i den efterfølgende PSO-fremskrivning anvendes

<sup>7</sup> World Energy Outlook 2015 (WEO15), New Policies Scenario (NPS).

<sup>8</sup> I princippet anvendes rene forwardpriser de første 4 måneder hvorefter 50/50 vægtningen anvendes. Da der i BF2015 kun anvendes årlige priser, anvendes 50/50 vægtningen på hele det første år.



des rene forwardpriser på el for disse to år. De anvendte forwardpriser stammer fra den 1. marts 2016<sup>9,10</sup>.

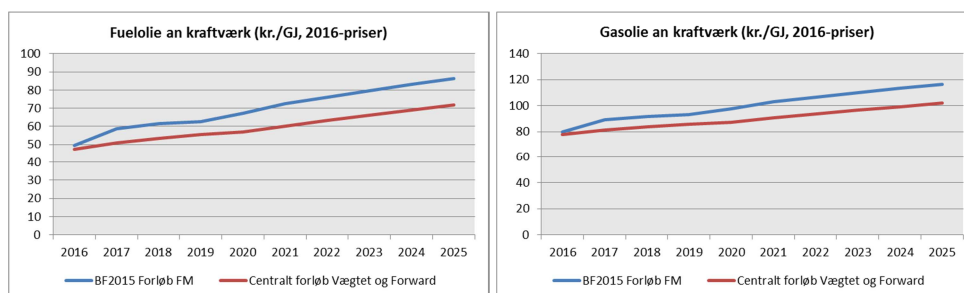
I det **centrale forløb Forward** anvendes rene forwardpriser på kul og naturgas, så langt frem i tiden som de foreligger. For kul findes forwardpriser frem til 2022, hvorefter den fastholdes på 2022-niveau i faste priser. For naturgas findes forwardpris til 2020, hvorefter den fastholdes på 2020-niveau i faste priser. Der anvendes samme oliepris som i det vægtede forløb.

Nedenstående tabel viser en kort oversigt over de forskellige metoder.

Brændsel	Metode BF2015	Metode Centralt forløb Vægtet	Metode centralt forløb Forward
<b>Olie</b>	<i>Forløb A og B:</i> Ren forward i 2016-2017, herefter gradvis tilpasning til IEA i 2022 <i>Forløb FM:</i> 50/50 vægtning mellem forward og IEA 2016-2020, herefter vækstrate fra IEA	50/50 vægtning mellem forward og IEA 2016-2020, herefter vækstrate fra IEA	50/50 vægtning mellem forward og IEA 2016-2020, herefter vækstrate fra IEA
<b>Kul og Naturgas</b>	Ren forward i 2016-2017, herefter gradvis tilpasning til IEA i 2022	Ren forward i 2016-2017, interpolation 2018-2019, 50/50 vægtning mellem forward og IEA i 2020, herefter vækstrate fra IEA	Ren forward

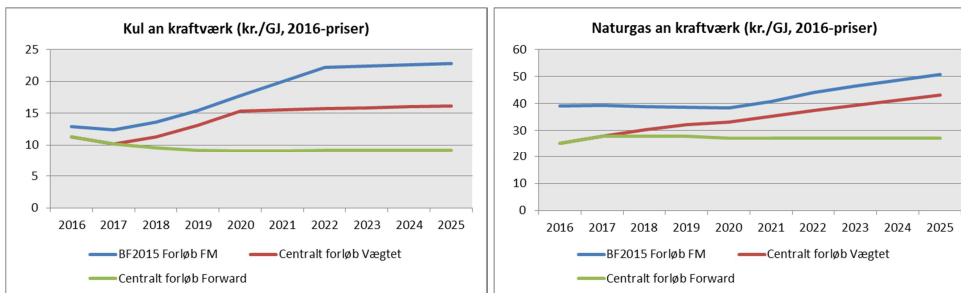
**Tabel 3: Metode til fremskrivning af brændselspriser i BF2015 og Centralt forløb.**

I figurerne herunder er priserne an kraftværk vist for fuelolie, gasolie, kul og naturgas. Til sammenligning er priserne anvendt i BF2015 Forløb FM vist.



<sup>9</sup> Det bemærkes, at Finansministeriet normalt anvender et gennemsnit af de seneste 10 handelsdage for ikke at give dag-til-dag markedsudsving for megen vægt, mens Skatteministeriet anvender dagsprisen.

<sup>10</sup> Det bemærkes, at Finansministeriet anvender et tillæg på 2,23 dollar per tønde i forhold til IEA's benchmark for at afspejle Brent-prisen. Energistyrelsen anvender en lidt anden metode til omregning fra IEA's priser til danske priser, men resultatet bliver nogenlunde det samme. Olieprisen har dog ikke nogen særlig betydning for RAMSES-kørslerne.



Figur 2: Udvikling i fossile brændselspriser an kraftværk for fuelolie, gasolie, kul og naturgas (kr./GJ, 2016-priser).

Til følsomhedsberegninger på det vægtede forløb anvendes rene forwardpriser som lavere skøn og priserne fra BF2015 som højere skøn. Priserne fra BF2015 dækker over en hurtigere tilpasning til IEA's priser, der således er et udtryk for betydningen af væsentligt højere brændselspriser. Følsomhedsberegningerne udarbejdes for hele beregningsperioden (2016-2025).

For priserne på biomasse anvendes kun ét forløb, som det også blev gjort i BF2015. Priserne på biomasse i de to centrale forløb er identiske med priserne anvendt i BF2015. For yderligere information om fremskrivningen af biomassepriserne henvises til BF2015 baggrundsrapport B "Brændsels- og kvotepriser" (side 8), der er tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside<sup>11</sup>.

## CO<sub>2</sub>-kvotepriser

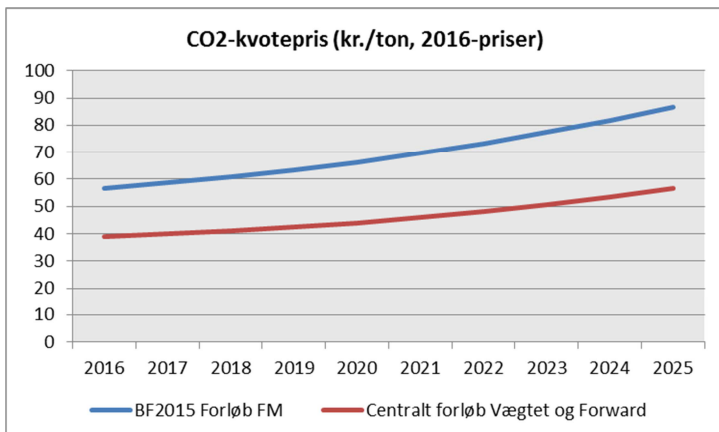
I forbindelse med BF2015 blev der arbejdet med tre forløb for udviklingen i CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Et lavere forløb baseret på dagens kvotepris, et højere forløb baseret på IEA WEO15 og et middel forløb hvor kvoteprisen fremskrives med virksomhedernes approximerede diskonteringsrente som foreslået af Finansministeriet<sup>12</sup>. I det lavere forløb er kvoteprisen fremskrevet med den danske inflation. Ved fremdiskonteringen med virksomhedernes rente anvendes renten for en 10-årig tysk statsobligation plus et tillæg på 3,5 pct.point. Ved at anvende denne fremgangsmåde, fås en diskonteringsfaktor, der stiger fra ca. 5 pct. i 2015 til ca. 8 pct. i 2025.

I de to centrale forløb anvendes et opdateret forløb baseret på virksomhedernes approximerede diskonteringsrente, hvor udgangspunktet for forløbet er opdateret med dagens kvotepris pr. 1. marts 2016. Herudover er renten for en 10-årig tysk statsobligation også opdateret.

<sup>11</sup> <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/fremskrivninger>.

<sup>12</sup> Ud fra en økonomisk betragtning kan man sige, at prisen på CO<sub>2</sub>-kvoterne burde stige med virksomhedernes finansieringsomkostninger. Virksomhederne kan købe kvoter i en periode og benytte kvoterne i de efterfølgende perioder. Derfor må den forventede procentuelle stigning i prisen på kvoterne være virksomhedernes approximerede tilbagediskonteringsrente. Det skyldes, at hvis prisen forventes at stige med mere end renteniveauet, må det kunne svare sig at opkøbe kvoter her og nu til senere brug. Samtidig kan det være fordelagtigt for virksomhederne at sænke udledningen mere i starten for så at "opsparere" kvoter til senere brug. Hermed bliver det fordelagtigt at sænke udledningen på kort sigt til under det årlige kvoteudbud, mod at kunne udlede mere end kvoteudbuddet i fremtiden.





Figur 3: Udviklingen i CO<sub>2</sub>-kvotepriisen sammenlignet med BF2015 Forløb FM (kr./ton, 2016-priser).

Som følsomhedsberegninger på det vægtede forløb anvendes dagens pris som lavere forløb, dvs. prisen fra det centrale forløb Forward. Som højere forløb anvendes det høje forløb fra BF2015, som er baseret IEA WEO15.

## Udlandsscenario

Forudsætninger for fremtidigt elforbrug og elproduktionskapacitet i udlandet er baseret på data fra ENTSO-E<sup>13</sup>. Data stammer fra "TYNDP 2016 Scenario Development Report, November 2015" (TYNDP2016), der er offentligt tilgængelig. I TYNDP2016 opereres med en "Best estimate" prognose for 2020, samt 4 scenarier for 2030. De 4 scenarier kan kort beskrives således:

1. *Slowest Progress*: Nationale, mindre ambitiøse løsninger og manglende international enighed om, hvordan klimaproblemerne håndteres.
2. *Constrained Progress*: Større EU-integration, men moderat ambition på klimaområdet.
3. *National Green Transition*: Større ambitioner på klimaområdet, men mindre EU-integration.
4. *European Green Revolution*: Koordineret EU-indsats med høje klimaambitioner.

De 4 scenarier har forskelligt elforbrug og forskellige elkapaciteter i 2030. Elforbrug og kapaciteter i perioden 2021-2029 fås ved interpolation mellem 2020 og 2030. Det bemærkes, at der i visse tilfælde er usikkerhed om kategorisering af kapaciteterne. Det gælder navnlig industriel kapacitet og affaldsbaseret kapacitet, hvor det i visse tilfælde har været nødvendigt at omfortolke ENTSO-E's "restkategorier".

For mere information om forudsætninger for udlandet, herunder figurer med udviklingen i elforbrug og elproduktionskapacitet i de forskellige scenarier, henvises til BF2015 "Baggrundrapport E - El og Fjernvarme" (kapitel 3 side 17-20), der er tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> Sæmmenslutningen af europæiske systemoperatører.

<sup>14</sup> <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/fremskrivninger>



I de to centrale forløb anvendes "Slowest Progress" scenariet, som beskriver en udvikling, der ligger i forlængelse af lave fossile brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Det betyder en mere moderat udbygning med vedvarende energi i de omkringliggende lande. Samtidig er der også en moderat integration mellem landene.

Som følsomhedsberegninger på det vægtede forløb anvendes de tre øvrige ENTSO-E scenarier. Følsomhedsberegningerne er kun relevante for perioden efter 2020, da der kun er ét udviklingsforløb frem til 2020.

## Transmissionsforbindelser

I de to centrale forløb regnes med besluttede fremtidige transmissionsforbindelser. Forudsætningerne svarer dermed til forudsætningerne i BF2015 Forløb A og Forløb FM.

Det betyder, at ud over de eksisterende forbindelser bliver der udbygget med en forbindelse på 700 MW fra Vestdanmark til Holland (COBRA) fra 2020 og en forbindelse på 400 MW fra Østdanmark til Tyskland (via havmølleparken ved Kriegers Flak) fra 2019. Herudover opgraderes forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland til 2.500 MW i begge retninger fra 2021. Opgraderingen bidrager sammen med den interne tyske netudbygning til at reducere flaskehalsene på den jysk-tyske grænse, og det antages dermed, at de store begrænsninger der i dag er på forbindelsen, forsvinder<sup>15</sup>.

Ift. de øvrige lande i RAMSES-modellen udbygges med 700 MW mellem Sverige og Litauen fra 2016, 1.000 MW mellem Tyskland og Belgien fra 2020, 1.400 MW mellem Norge og Tyskland fra 2020 samt 1.400 MW mellem Norge og England fra 2021.

For mere information om forudsætninger for transmissionsforbindelser henvises til BF2015 "Baggrundsrapport E - El og Fjernvarme" (kapitel 4 side 21-23 samt bilag 3 side 37-38), der er tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside<sup>16</sup>.

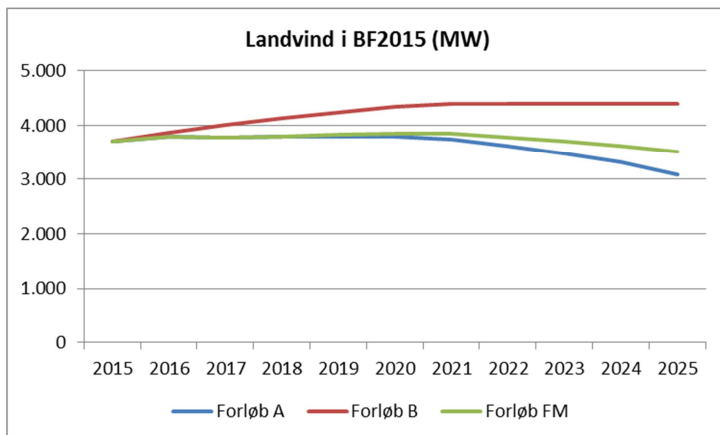
Forudsætninger om kapacitet og rådighed på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland har en vis betydning for elprisen. Der er samtidig stor usikkerhed om hvor tilgængelig forbindelsen vil være i fremtiden på trods af den besluttede opgradering, da det i høj grad afhænger af om tyskerne får styr på deres interne flaskehalse mellem Nordtyskland og Sydtykland. Som følsomhedsberegninger på det vægtede forløb regnes derfor på fortsat lav rådighed på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland (dagens niveau) samt på fuld rådighed på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland men ingen opgradering. Begge dele afspejler indirekte nogle situationer, hvor der fortsat er problemer med de interne tyske flaskehalse.

<sup>15</sup> Der arbejdes dog på at justere RAMSES, så rådigheden på forbindelsen (og andre forbindelser) kan gøres afhængig af eksempelvis vindkraftproduktion i Nordtyskland. Dette forventes anvendt ved Energistyrelsens næste basisfremskrivning (BF2016).

<sup>16</sup> <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/fremskrivninger>

## Udbygning med landvind i Danmark

I forbindelse med BF2015 blev der arbejdet med tre forskellige udviklinger for udbygningen med landvind, der i et vist omfang relaterede sig til elprisen i de tre forløb A, B og FM. Det bemærkes, at de tre forløb i BF2015 er udarbejdet på baggrund af skøn, men at Energistyrelsen frem mod BF2016 vil arbejde på at udvikle en egentlig model for udbygningen med landvind, hvori elprisen vil indgå som parameter.



Figur 4: Landvind i BF2015.

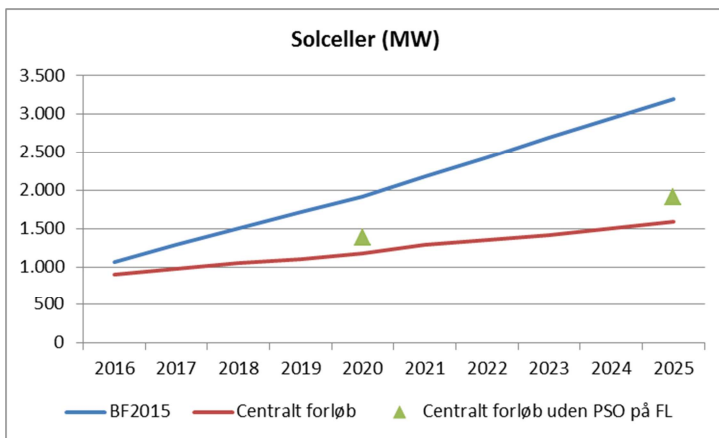
Begge de centrale forløb resulterer i lavere elpriser end BF2015, hvorfor udbygningen i dette forløb principielt bør ligge lavere end i BF2015. Da det lave udbygningsforløb i BF2015 (Forløb A) i forvejen er lavt sat, og da udbygningen pga. planlægning og støttesystem ikke forventes at gå helt i stå, er det antaget at udbygningen i de centrale forløb svarer til Forløb A i BF2015.

Som følsomhedsberegninger på det vægtede forløb regnes på en lavere og højere udbygning i perioden efter 2020. Følsomhedsberegningerne svarer ca. til en kapacitet der er 10 % hhv. lavere og højere i 2025 end i det vægtede forløb<sup>17</sup>. Den anderledes udbygning er beregnet med udgangspunkt i den såkaldte repower-andel, som er sat til hhv. 25 % og 75 % i følsomhedsberegningerne mod de 50 % i det vægtede forløb. Repower-andelen dækker over, hvor stor en andel af den kapacitet, der i et givent år tages ned, erstattes af ny kapacitet (ikke nødvendigvis på samme geografiske placering).

## Udbygning med solceller i Danmark

I forbindelse med BF2015 blev der udarbejdet en fremskrivning af udbygningen med solceller. Fremskrivningen blev udarbejdet med Energistyrelsens solmodel. Siden BF2015 er der sket væsentlige justeringer i solmodellen, som i sig selv giver en noget lavere udbygning sammenlignet med BF2015. Til brug for de to centrale forløb er der udarbejdet en fremskrivning med den opdaterede solmodel, hvor det samtidig er antaget, at PSO er flyttet til finansloven. Det resulterer i en lavere udbygning, da afgiftsfordelen dermed bliver mindre og økonomien for solcelleejerne dårligere.

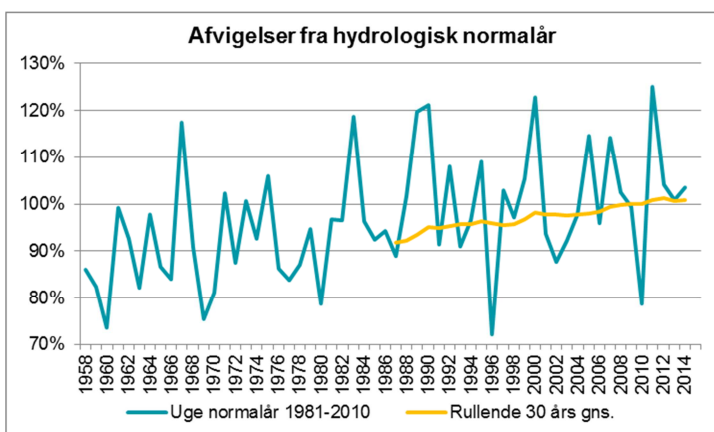
<sup>17</sup> Specifikt er der regnet med en samlet landvindkapacitet i 2025 på hhv. 2.734 MW og 3.437 MW i mod 3.085 MW i det vægtede forløb.



Figur 5: Udviklingen i solceller sammenlignet med BF2015.

## Vandår

Vandkraften spiller en væsentlig rolle for elprisen. Elproduktionen fra vandkraft er afhængig af mængden af nedbør og mængden af vand i de nordiske floder og i fremskrivningssammenhæng regnes derfor med normale år for vandtilstrømningen. Et såkaldt normalt vandår er i Norge defineret ud fra perioden 1981-2010. Ser man på de seneste 20 års data, er den gennemsnitlige mængde vand en smule højere end normalåret (101%). I de to centrale forløb anvendes denne lidt højere vandmængde og deraf elproduktion fra vandkraft i 2016. Fremadrettet justeres vandmængden yderligere op som forventet resultat af klimaforandringer. Dette er på lige fod med forudsætningerne i BF2015. Det kan også ses af figuren herunder, at der historisk har været en tendens til stigende vandmængder.



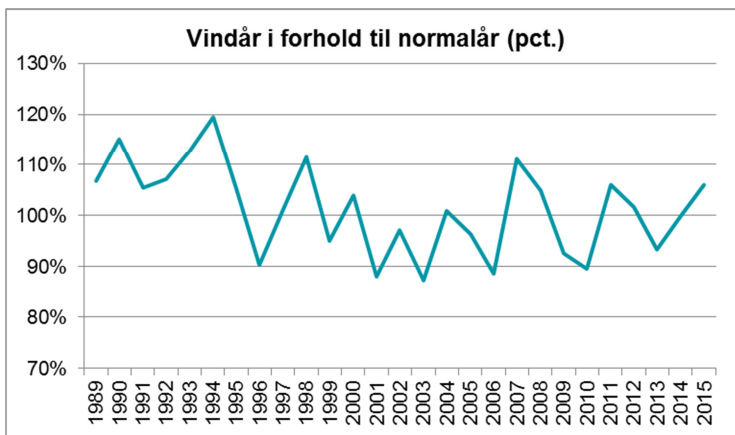
Figur 6. Årlige udsving i den norske vandmængde. Baseret på ugedata fra NVE<sup>18</sup>.

Som følsomhedsberegninger på det vægtede forløb anvendes 120 % og 80 % som repræsentation af hhv. vådår og tørår. Som det ses af figuren ovenfor, passer disse værdier med størrelsen af de udsving, der forekommer i enkelte år. Følsomhedsberegningerne udarbejdes for 2020 og 2025.

<sup>18</sup> Norges vassdrags- og energidirektorat.

## Vindår

Fremtidige vindår er ligesom for vandkraften baseret på de seneste 20 års data. Disse viser, at den gennemsnitlige vindproduktion er meget tæt på 100 %, og der regnes derfor med 100 % for alle fremtidige år i de to centrale forløb. Dette er på lige fod med forudsætningerne i BF2015.



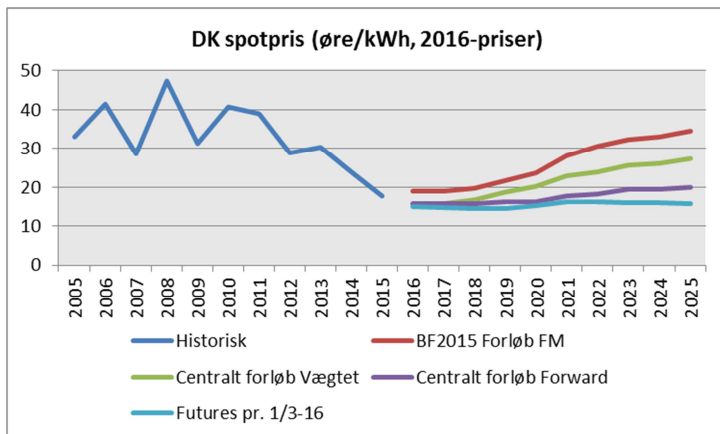
Figur 7: Vindår ift. normalår.

Som følsomhedsberegninger på det vægtede forløb anvendes 110 % og 90 % som repræsentation af hhv. godt og dårligt vindår. Som det ses af figuren ovenfor, passer disse værdier med størrelsen af de udsving, der forekommer i enkelte år. Følsomhedsberegningerne udarbejdes for 2020 og 2025.

## Resultater for de to centrale forløb

### Elpriser

Figuren nedenfor viser den beregnede udvikling i elprisen sammenlignet med historiske elpriser samt elpriserne i BF2015 Forløb FM og futures priserne pr. 1. marts 2016<sup>19</sup>.



**Figur 8: Udviklingen i elprisen sammenlignet med historiske elpriser samt elpriserne i BF2015 Forløb FM og futures priserne pr. 1. marts 2016.**

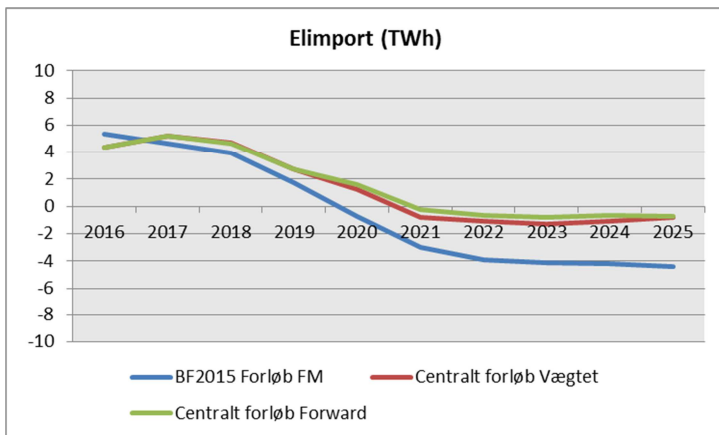
I det vægtede forløb er der en stigende tendens fra dagens niveau, som det også er tilfældet i BF2015, hvilket skyldes forudsætningerne om stigende brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepreiser. Efter 2020 skyldes en del af stigningen også, at det forudsættes, at forbindelsen mellem Jylland og Tyskland opgraderes og samtidig bliver mere tilgængelig end i dag. Prisniveauet er dog lavere end i BF2015.

I forward forløbet forbliver elprisen på et lavt niveau i hele perioden, dog stiger den lidt efter 2020, hvilket primært skyldes forbindelsen fra Jylland til Tyskland. Elpriserne ligger tæt på futures priserne indtil 2022, hvorefter de ligger lidt højere. Det skyldes muligvis at markedet har en anden forventning til tilgængeligheden af Jylland-Tyskland forbindelsen, men kan også skyldes noget andet. Det ligger dog uden for dette arbejde, at undersøge hvad forskellen helt præcis skyldes.

### Andre systemmæssige resultater

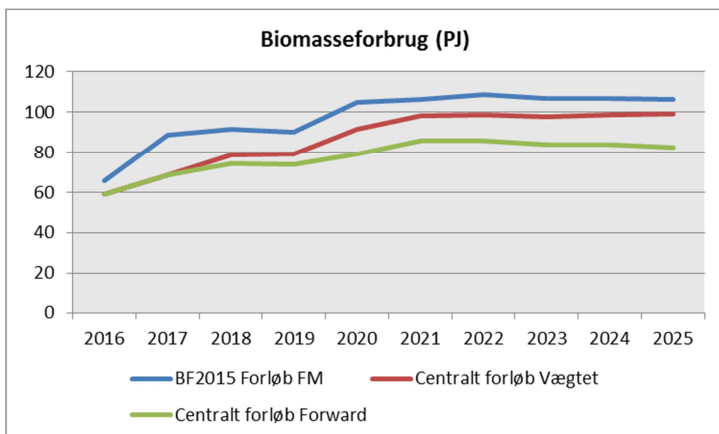
Figuren nedenfor viser den beregnede udvikling i elimport sammenlignet med BF2015 Forløb FM. Elimporten ligger på et højere niveau i de to centrale forløb. Frem mod 2020 skyldes det bl.a. en noget lavere elproduktion fra solceller samt lavere termisk elproduktion sammenlignet med BF2015 Forløb FM. Efter 2020 skyldes det også en lavere elproduktion fra vindkraft sammenlignet med BF2015 Forløb FM.

<sup>19</sup> Det bemærkes, at der ikke findes en egentlig futures pris for Danmark efter 2019. Efter 2019 kendes kun systemprisen. Det er derfor antaget, at områdetillægget for Danmark efter 2019 er fastholdt på 2019-niveau i faste priser.



Figur 9: Udviklingen i elimporten sammenlignet med BF2015.

De lavere fossile brændselspriser, og især den lavere kulpris, gør brugen af biomasse mindre fordelagtig sammenlignet med BF2015 Forløb FM, hvorfor forbruget heraf ligger på et lavere niveau. I 2020 er forbruget af biomasse 13-26 PJ lavere end i BF2015 Forløb FM, mens forskellen i 2025 ligger på 7-24 PJ. Det betyder samtidig, at CO<sub>2</sub>-udledningerne vil ligge på et højere niveau sammenlignet med BF2015 Forløb FM.



Figur 10: Udviklingen i forbruget af biomasse sammenlignet med .

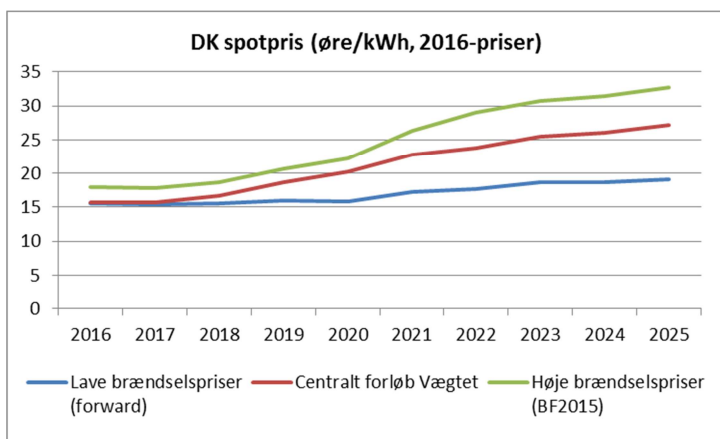
Vindandelen ligger i de to centrale forløb på 53 pct. i 2020, hvilket er næsten det samme som i BF2015 Forløb FM, hvor den ligger på 54 pct.

## Resultater for følsomhedsberegninger

I det følgende præsenteres resultaterne af de udvalgte følsomhedsberegninger på det vægtede forløb. Kun resultater for den danske elpris er vist.

### Brændselspriser

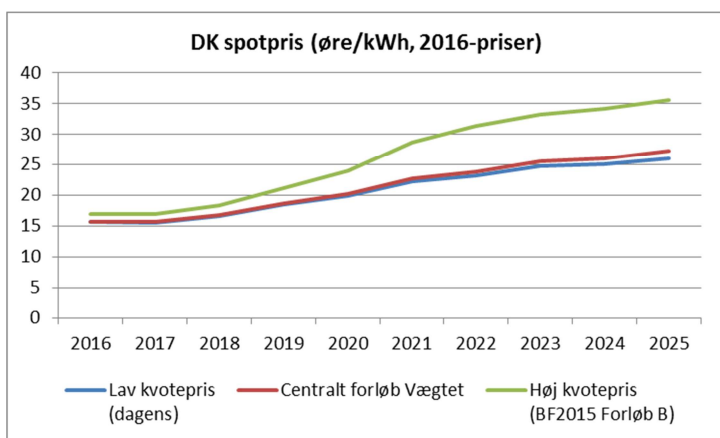
Nedenfor ses udviklingen i den danske elpris ved de to alternative forløb for udviklingen i brændselspriser. Det lave forløb er baseret udelukkende på forwardpriser, og det høje forløb er baseret på BF2015.



Figur 11. Følsomhed med forskellige forløb for brændselspriser.

### CO<sub>2</sub>-kvotepriser

Nedenfor ses udviklingen i den danske elpris ved de to alternative forløb for udviklingen i kvotepris. Det lave forløb er baseret på dagens pris, og det høje forløb er baseret på det høje forløb i BF2015.



Figur 12. Følsomhed med forskellige forløb for kvotepris.

### Udlandsscenario

Nedenfor ses den danske elpris i 2025 ved de tre øvrige ENTSO-E scenarier for udlandet. Da der kun er ét udviklingsforløb frem til 2020, er følsomhedsberegningerne kun foretaget for 2025. Det bemærkes, at der ikke er regnet med ekstra forbindelser ud af Norden (som i BF2015 Forløb B) for at undgå evt. store elprissplit mellem Norden og Kontinentet.





øre/kWh (2016-priser)	Slowest progress (Centralt forløb Vægtet)	Constrained progress	National green transition	European green revolution
<b>2025</b>	27,2	26,6	23,8	26,7

Tabel 4: Følsomhed for udlandsscenario.

## Transmissionsforbindelser

Nedenfor ses den danske elpris i 2020 og 2025 ved lavere rådighed og lavere kapacitet på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland.

øre/kWh (2016-priser)	Centralt forløb Vægtet	Fortsat lav rådighed på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen	Fuld rådighed på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen men ingen opgradering
<b>2020</b>	20,3	19,6	20,8
<b>2025</b>	27,2	25,1	26,9

Tabel 5: Følsomhed for transmissionsforbindelser.

I beregningerne er der regnet med kapaciteterne i tabellen herunder. I beregningen med fortsat lav rådighed er kapaciteten fra Tyskland nedjusteret til 60 pct. af nominal kapacitet og kapaciteten til Tyskland er nedjusteret til 30 pct. af nominal kapacitet. Det svarer til dagens niveau.

MW	Kapacitet fra Tyskland			Kapacitet til Tyskland		
	Centralt forløb Vægtet	Fortsat lav rådighed	Fuld rådighed men ingen opgradering	Centralt forløb Vægtet	Fortsat lav rådighed	Fuld rådighed men ingen opgradering
<b>2020</b>	1200	900	1500	1066	492	1640
<b>2025</b>	2500	900	1500	2500	492	1640

Tabel 6: Kapaciteter på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland.

## Udbygning med landvind i Danmark

Nedenfor ses den danske elpris i 2020 og 2025 ved hhv. lavere og højere udbygning med landvind i Danmark. Det er vurderet, at der frem til 2020 ikke vil være væsentlig forskel i udviklingen fra det vægtede forløb. Følsomhederne tager udgangspunkt i, hvor stor udbygning der er efter 2020, når der samtidig forventes en stor nedtagning af eksisterende møller, der har nået deres levetid. Følsomhederne har ca. 10 % hhv. lavere og højere landvindkapacitet i 2025 end i det vægtede forløb.

øre/kWh (2016-priser)	Lavere udbygning	Centralt forløb Vægtet	Højere udbygning
<b>2020</b>	20,3	20,3	20,3
<b>2025</b>	27,5	27,2	26,9

Tabel 7: Følsomhed for udbygning med landvind i Danmark.



## Vandår

Nedenfor ses den danske elpris i 2020 og 2025 ved hhv. tørår og vådår. Det bemærkes, at tørår har større betydning for elprisen end vådår.

øre/kWh (2016-priser)	Tørår (80 pct.)	Centralt forløb Vægtet	Vådår (120 pct.)
<b>2020</b>	27,9	20,3	18,0
<b>2025</b>	35,2	27,2	25,1

Tabel 8: Følsomhed for vandår.

## Vindår

Nedenfor ses den danske elpris i 2020 og 2025 ved hhv. dårligt og godt vindår.

øre/kWh (2016-priser)	Dårligt vindår (90 pct.)	Centralt forløb Vægtet	Godt vindår (110 pct.)
<b>2020</b>	21,0	20,3	19,5
<b>2025</b>	28,6	27,2	26,0

Tabel 9: Følsomhed for vindår.

## Kombinerede følsomhedsberegninger

Til illustration af udsving i enkelte år, er der udarbejdet følsomhedsberegninger, der giver hhv. meget lave og meget høje priser sammenlignet med det centrale skøn. Følsomhedsberegningerne er udarbejdet for det vægtede forløb for årene 2020 og 2025. Forudsætningerne fremgår af tabellen herunder.

Parameter	Lav elpris	Høj elpris
<b>Brændselspriser (kul, olie og naturgas)</b>	Rene forwardpriser <sup>20</sup> <b>Kul:</b> 9,0 kr./GJ (2020) og 9,1 kr./GJ (2025) <b>Fuelolie:</b> 41,6 kr.(GJ (2020) og 41,8 kr.(GJ (2025) <b>Gasolie:</b> 71,9 kr./GJ (2020) og 72,0 kr./GJ (2025) <b>Naturgas:</b> 27,1 kr./GJ (2020 og 2025)	Priser fra IEA WEO15 <sup>21</sup> <b>Kul:</b> 21,7 kr./GJ (2020) og 22,8 kr./GJ (2025) <b>Fuelolie:</b> 72,4 kr.(GJ (2020) og 90,6 kr.(GJ (2025) <b>Gasolie:</b> 102,7 kr./GJ (2020) og 120,9 kr./GJ (2025) <b>Naturgas:</b> 39,2 kr./GJ (2020) og 50,6 kr./GJ (2025)
<b>CO2-kvotepris</b>	Dagens pris, knap 40 kr./ton i 2016-priser (2020 og 2025)	Pris fra IEA WEO15, knap 130 kr./ton (2020) og 175 kr./ton (2025)
<b>Transmissionsforbindelser</b>	Fortsat lav rådighed på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland (som i dag)	Fuld rådighed på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland inkl. planlagt opgradering
<b>Vandår</b>	Vådår, 120 %	Tørår, 80 %
<b>Vindår</b>	Godt vindår, 110 %	Dårligt vindår, 90 %

Tabel 10: Forudsætninger for følsomhedsberegninger for udsving på enkelte år.

<sup>20</sup> Priserne er angivet i faste 2016-priser. Brændselspriserne ligger på et meget lavt niveau pt. hvorfor forwardpriserne er antaget som nedre skøn.

<sup>21</sup> Priserne er angivet i faste 2016-priser.

Nedenfor ses den danske elpris i 2020 og 2025 ved de kombinerede følsomhedsberegninger.

øre/kWh (2016-priser)	Lav elpris	Centralt forløb Vægtet	Høj elpris
<b>2020</b>	13,0	20,3	40,8
<b>2025</b>	14,4	27,2	52,8

**Tablet 11: Resultater for følsomhedsberegninger for udsving på enkelte år.**