

Fremskrivning af elprisen

1 Indhold

1	Indhold.....	1
2	Indledning.....	2
3	Metode	2
3.1	Modellering af el- og fjernvarmesystemet i RAMSES.....	2
3.2	Grundforløb og udfaldsrum.....	3
3.3	Partielle effektivurderinger	4
4	Væsentlige parametre for udviklingen i elprisen	4
5	Forudsætninger	6
5.1	Brændselspriser.....	6
5.2	CO ₂ -kvotepriser.....	6
5.3	Elforbrug.....	7
5.4	Udbygning med VE	8
5.5	Transmissionsforbindelser.....	9
6	Udviklingen i elprisen frem mod 2030	9
7	Partielle effekter på elprisen	11
7.1	Brændselspriser.....	12
7.2	CO ₂ kvotepriser.....	13
7.3	Elforbrug.....	14
7.4	Udbygning med vind og sol	14
7.5	Transmissionsforbindelser.....	14
7.6	Vejrforhold.....	14
8	Ekstreme årsudsving.....	15
9	Gennemsnitlige afregningspriser	16

2 Indledning

Denne rapport beskriver fremskrivningen af elprisen på spotmarkedet, som er foretaget i forbindelse med Basisfremskrivning 2017. Desuden beskrives et antal analyser, der viser følsomheden for forskellige parametre. Rapporten er således en uddybning af beskrivelsen af elprisen i baggrundsrapportens afsnit 4.8.7.

Den faktiske udvikling vil blive påvirket, når der indføres nye politiske initiativer, og derfor skal fremskrivningen ikke betragtes som en prognose. Særligt i lyset af, at der må forventes en ny energiaftale for perioden efter 2020, må fremskrivningsresultaterne forventes at afvige fra den udvikling, som vil blive realiseret frem mod 2030. Dette gælder således også fremskrivningen af elprisen. Basisfremskrivning 2017 viser i stedet et forløb, der alene er defineret ud fra de i dag fastlagte politiske rammer, og som på den baggrund kan illustrere udfordringerne i forhold til at nå fremtidige energi- og klimapolitiske mål.

Fremskrivningen af elprisen danner blandt andet grundlag for vurderinger af de forventede fremtidige støtteomkostninger, givet et frozen-policy forløb, herunder støtte gennem PSO-systemet og finanslovfinansierede ordninger (fx industriel kraftvarme og biogas).

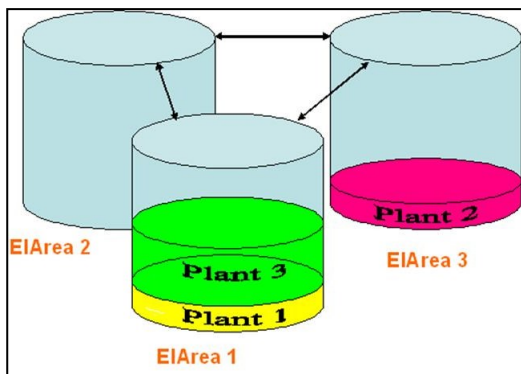
For information om basisfremskrivningens centrale forudsætninger om brændselspriser og CO₂-kvotepriser henvises til baggrundsrapporten afsnit 3. For information om forudsætninger for udvikling i dansk og udenlandsk produktionskapacitet, udvikling i elforbrug m.v. henvises til baggrundsrapportens afsnit 4.6.3.

3 Metode

3.1 Modellering af el- og fjernvarmesystemet i RAMSES

Fremskrivningen af elprisen er, ligesom beregningerne af el- og fjernvarmeproduktion, foretaget på Energistyrelsens RAMSES-model. Ramses er en lineær optimeringsmodel, der kan beregne elproduktion, varmeproduktion, brændselsforbrug, emissioner m.m. for et meget stort antal værker på timebasis. Modellen beregner ikke selv nye investeringer, som det kendes fra andre optimerende energisystemmodeller. Investeringer angives derfor som eksogent input til modellen. Da modellen primært er beregnet til analyser af effekter i Danmark, er de danske værker p.t. beskrevet mere detaljeret end værkerne i udlandet.

El- og varmeproduktionsanlæggene i RAMSES sorteres (lastfordeles) i hvert tidsskridt, således at den optimale lastfordeling bliver foretaget og markedsprisen for el beregnet ved kryds mellem udbuds- og efterspørgselskurven. I korte træk sorteres anlæggene efter elprisbud og marginale varmeproduktionsomkostninger under iagttagelse af net- og fjernvarmebegrænsninger m.m. Det er i princippet sådan spotmarkedet Nordpool fungerer. Lastfordelingen af de elproducerende anlæg illustreres forenklet i Figur 1 nedenfor.



Figur 1. Illustration af lastfordeling, beregning af områdepris m.m.

I Figur 1 består elsystemet af tre indbyrdes forbundne elområder, der "fyldes op" fra neden. Den billigste elproducerende enhed, Plant 1, som fysisk er placeret i elområde 1, får første prioritet. Den næstbilligste, Plant 2, der fysisk ligger i område 2, får anden prioritet (første prioritet i område 2). Den tredjebilligste, Plant 3, som fysisk ligger i område 1, får tredje prioritet (anden prioritet i område 1). Således fortsættes, indtil områderne er "fyldt op". Når et områdes elforbrug er dækket, kan elproduktion fra en yderligere enhed i dette område eksporteres til et andet område, hvis der er et udækket forbrug, og der er plads i forbindelsen mellem områderne.

Efter Plant 1 sættes områdeprisen i område 1 lig med elprisbuddet fra Plant 1. Hvis der er en fysisk mulig transportvej fra område 1 til område e, sættes elprisen i område e lig elprisen i område 1. Hvis et elområde "fyldes op" undervejs, dvs. at områdets elforbrug er dækket af egne anlæg, og at forbindelserne ud af området er fuldladet, fastfryses elprisen i området (der bliver et separat prisområde). Således fortsættes anlæg for anlæg, indtil alle områders elforbrug er dækket, eller alle anlæg er "brugt op". Elprisen "bygges altså op fra neden", og den endelige elpris sættes af det dyreste producerende anlæg. Modellen beregner således områdepriserne¹ og ikke (umiddelbart) systemprisen.

I udgangspunktet antages, at anlæggenes elprisbud er identiske med deres marginale elproduktionsomkostninger inkl. evt. elproduktionstilskud. Vandkraft med lager håndteres dog på særlig vis ved en ex ante løsning af en (spilteoretisk) Nash-ligevægt, der giver den optimale vandkraftproduktion som funktion af forbrugsvariationer, vindkraft m.m.

Yderligere information om og dokumentation af RAMSES-modellen kan findes på Energistyrelsens hjemmeside².

3.2 Grundforløb og udfaldsrum

Der beregnes et grundforløb for udviklingen i elprisen, som er baseret på de samme forudsætninger som selve Basisfremskrivning 2017. Derudover beregnes to kombinerede følsomheder, der danner en udvikling med hhv. lave og høje elpriser ift. grundforløbet. Dette udfaldsrum anvendes som en simpel tilgang til at illustrere usikkerheden og kan således ses som et bud på et konfidensinterval for den sandsynlige udvikling i niveauet for elprisen. Udover det generelle niveau, vil der være årlige udsving på prisen, som ikke er

¹ På Nordpool beregnes områdepriserne ved først at beregne systemprisen og dernæst reducere/øge områdepriserne, indtil der ikke er overbelastning af udlandsforbindelserne. RAMSES beregner umiddelbart kun områdepriserne. Systemprisen kan dog beregnes ved at sætte overføringskapaciteten til uendelig på alle udlandsforbindelser.

² <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller/oekonomiske-og-tekniske-modeller>

afhængig af selve niveauet. Dette er bl.a. udsving som resultat af vejrforhold (mængde af nedbør og vind) eller rådighed på produktions- og transmissionskapaciteter.

De parametre, der er ændret i de to forløb med hhv. højt og lavt niveau for elpris er angivet i nedenstående tabel:

Tabel 1. De overordnede input i grundforløbet og variationerne for en udvikling med høj og lav elpris.

	Grundforløb	Højt elprisniveau	Lavt elprisniveau
Pris på fossile brændsler	Central	Høj	Lav
Pris på CO ₂ -kvotepris	Central	Høj	Lav
Pris på biomasse	Central	Høj	Lav
Udbygning af vindmøller	Central	Lav	Høj
Elforbrug	Central	Høj	Lav
Datacenter elforbrug	Central	Høj	Lav
Fjernvarmeforbrug	Central	Høj	Lav
Udlandet	"Slow progress"	"Slow progress"	"National green transition"

3.3 Partielle effektvurderinger

For at illustrere betydningen af forskellige faktorer for elprisen, beregnes en række partielle følsomheder, hvor de enkelte parametre er varieret.

Der er derudover også lavet samlede følsomhedsberegninger på variationer i parametre, hvor der typisk kan forekomme relativt store udsving fra år til år. Dette er gjort ud fra kombinationer af partielle følsomheder på parametre.

4 Væsentlige parametre for udviklingen i elprisen

Den danske elpris bestemmes primært på day-ahead markedet på den nordiske elbørs, Nordpool. Det Nordiske elmarked er dog koblet til markederne i nabolandene, som igen er koblet til en række af deres nabolande. Dette betyder, at Danmark i praksis er del af et samlet, Nordvesteuropæisk elmarked. Danmark har et lille elforbrug i forhold til dette samlede system, og Danmark er derfor primært pristager i systemet. Samtidig er der gode transmissionsforbindelser til de andre lande set i forhold til størrelsen på forbruget. Det betyder, at Danmark har fælles elpris med et eller flere af naboområdet omkring 90 pct. af årets timer³. Dette indebærer samtidig, at elforbruget og omkostningerne for marginal elproduktion i nabolandene, har stor betydning for den danske elpris.

De væsentlige parametre til bestemmelse af elprisen er især:

1. Brændselspriser, virkningsgrader og marginale driftsomkostninger for de anlæg, der ofte ligger i priskrydset.

Kulprisen har størst betydning, da kulbaserede værker oftest er prissættende på marginalen. I takt med, at Danmark bliver stærkere forbundet til resten af Europa, får gasprisen dog en større betydning, da gasværker oftere vil udgøre den marginale produktion end i dag. Prisen på biomasse og olie spiller i dag en forholdsvis lille rolle.

³"Hvad påvirker elpriserne i Danmark", Energinet.dk, september 2016. Baseret på markedsdata fra Energinet.dk.

2. CO₂-kvoteprisen.

Kvoteprisen påvirker de marginale produktionsomkostninger for især kul- og naturgasbaserede værker. En kvotepris på 100 kr./ton slår typisk igennem på elprisen med omkring 5-6 øre/kWh på den beregnede spotpris for el. I praksis har kvoteprisen varieret mellem næsten ingenting og 200 kr./ton – inden for ret korte tidsrum. CO₂-kvoteprisen påvirker også forholdet mellem de marginale produktionsomkostninger for værker baseret på kul og gas, da disse har forskellige udledningsniveauer fra elproduktionen. Dette betyder overordnet, at en stigende CO₂-pris mindsker prisforskellen mellem perioder, hvor kul hhv. gas er den primære marginale produktionsform.

3. Udbygning med VE-teknologi, især i landene omkring Danmark

VE-teknologier med meget lave marginale omkostninger vil skubbe til udbudskurven og dermed ændre den marginale teknologi i de timer, de producerer. Der forventes en udbygning med kapacitet af både vindkraft og solceller i landene omkring Danmark, og dette vil påvirke elprisen nedad.

4. Variationer i vejrforhold – nedbør, vind og sol.

Et såkaldt vådår eller tørår med mere eller mindre nedbør end normalt har stor betydning for elprisen, da det påvirker den nordiske vandkraft. I fremskrivningen regnes med normale år⁴, men erfaringsmæssigt vil der over en 10-årig periode være ét ekstremt vådår, 2-3 moderate vådår, 2-4 normale år, 2-3 moderate tørår og ét ekstremt tørår.

Produktionen fra vindkraft varierer ligeledes fra år til år afhængigt af vejforholdene. Dette har i dag mindre betydning, men gode og dårlige vindår begynder at få stigende betydning i takt med, at vindens andel af den samlede elproduktion stiger i hele Nordeuropa.

Der kan også være mindre udsving i elproduktionen fra solceller afhængigt af vejret, men det betyder væsentligt mindre end vand- og vindproduktionen. Det kan dog få stigende betydning i takt med, at solceller fylder en større andel af produktionen.

5. Tilgængelighed af elforbindelser.

Elforbindelser bliver indimellem lukket af markeds-mæssige årsager. Fx er der p.t. reduceret mulighed for at sende el fra Jylland til Tyskland. Dette er meget svært at modellere nøjagtigt – men kan have væsentlig betydning på elprisen. Forbindelsen mellem Tyskland og Vestdanmark er modelleret ved at sætte kapaciteten ned i forhold til den nominelle kapacitet i en periode.

6. Udetid for forskellige kraftværker, navnlig atomkraft.

I 2010 kørte de svenske atomkraftværker fx ret dårligt. Det fik elprisen til at stige med et par øre/kWh. Det forsøges at tage højde for de nuværende situationer og meldinger fra kraftværksejerne, men der regnes som udgangspunkt med normale år for driften og ikke nogle større udsving i rådigheden.

7. Forudsætninger om eludveksling med områder uden for modellen.

RAMSES (og andre elsystemmodeller) er af praktiske grunde nødt til at afskære en del af omverdenen, fordi man ikke meningsfuldt kan regne detaljeret på hele verden. Interfacet til lande uden for modellen får dermed betydning for den beregnede elpris. For eksisterende forbindelser sættes eludvekslingen i fremtiden lig den historiske. For nye forbindelser (hvor der ikke er en historie) skønnes udvekslingen på baggrund af viden om de enkelte landes elmarkeder og prisniveau.

Ingen af de ovennævnte parametre er særligt velbestemte langt ud i fremtiden. Selv på det helt korte sigt kan forudsætningerne ændre sig, hvormed modellens elprisforudsigtelse også ændrer sig. I praksis håndteres usikkerheden ved følsomhedsberegninger.

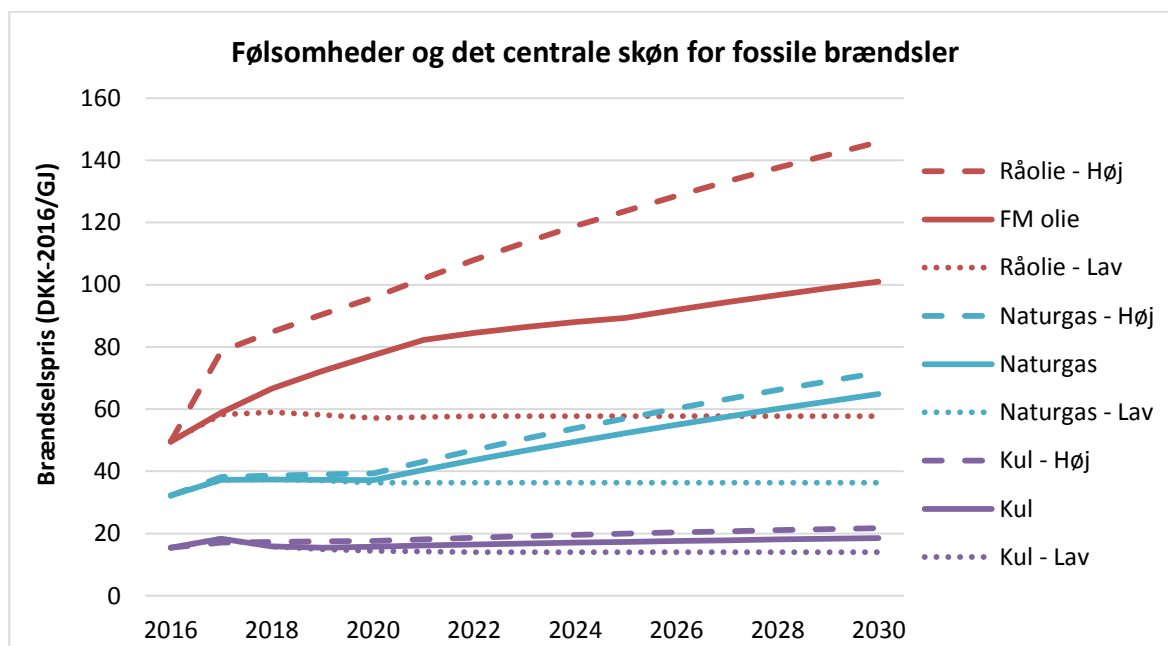
⁴ Dog korrigeret for allerede igangsatte klimaændringer.

5 Forudsætninger

I dette afsnit angives kort de væsentligste forudsætninger, der indgår i beregningerne af elpriserne. Forudsætningerne er udarbejdet i forbindelse med BF2017, og er identiske med denne, hvis ikke andet er nævnt. Der findes uddybende forklaringer og data i baggrundsrapporten og tilhørende regneark.

5.1 Brændselspriser

Brændselspriserne til beregning af elprisen ses på Figur 2 sammen med høje og lave alternative brændselspriser, der benyttes til følsomhedsberegninger.

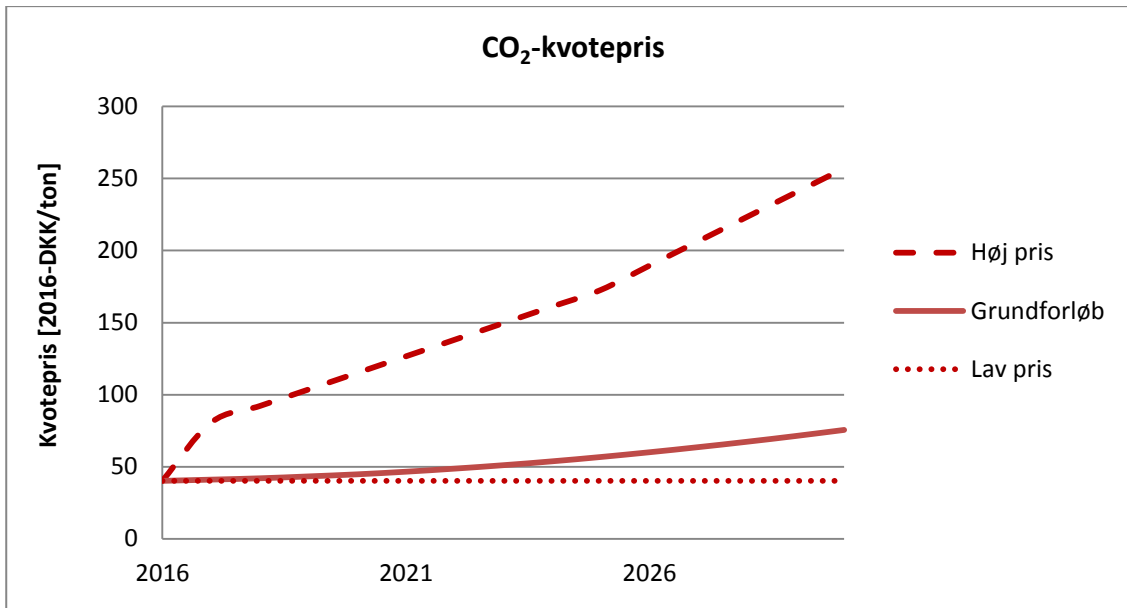


Figur 2: Brændselspriser for grundforløbet samt de høje og lave forløb.

5.2 CO₂-kvotepriser

CO₂ kvotepriserne til brug i følsomhedsanalysen ses i Figur 3.

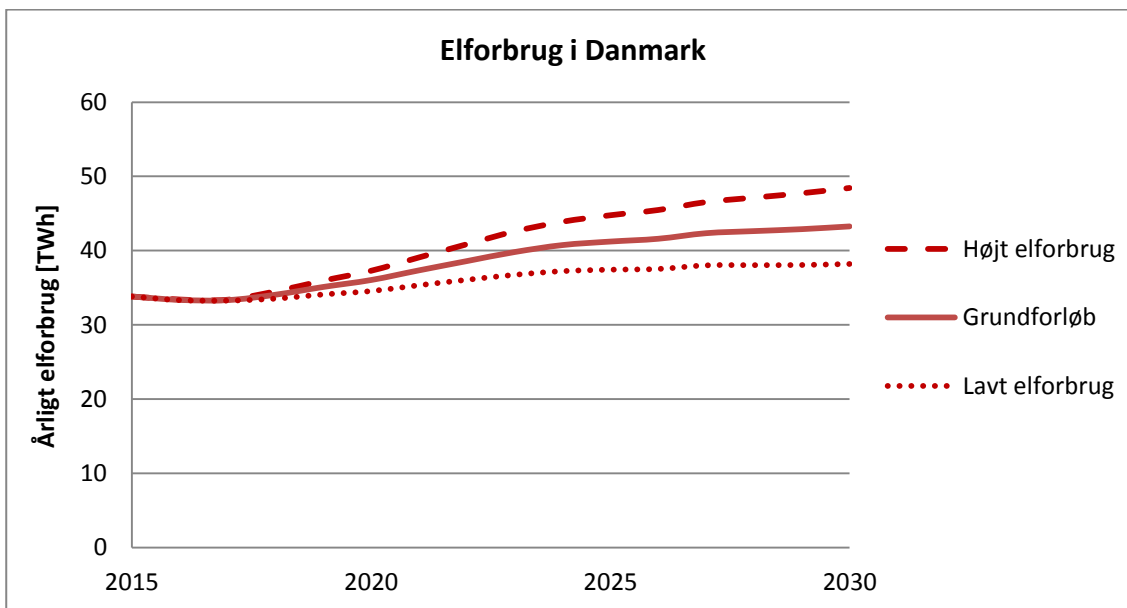
Grundforløbet er baseret på en fremskrivning ud fra Finansministeriets metode. Det høje forløb er baseret på IEA's World Energy Outlook (New Policy) og det lave forløb er en fortsættelse af dagens niveau.



Figur 3: CO2-kvoteprisen for grundforløbet samt det høje og lave forløb.

5.3 Elforbrug

Elforbruget, set i Figur 4, er vist for grundforløbet samt de alternative høje og lave forløb og inkluderer variationer i det fremtidige elforbrug for datacentre.



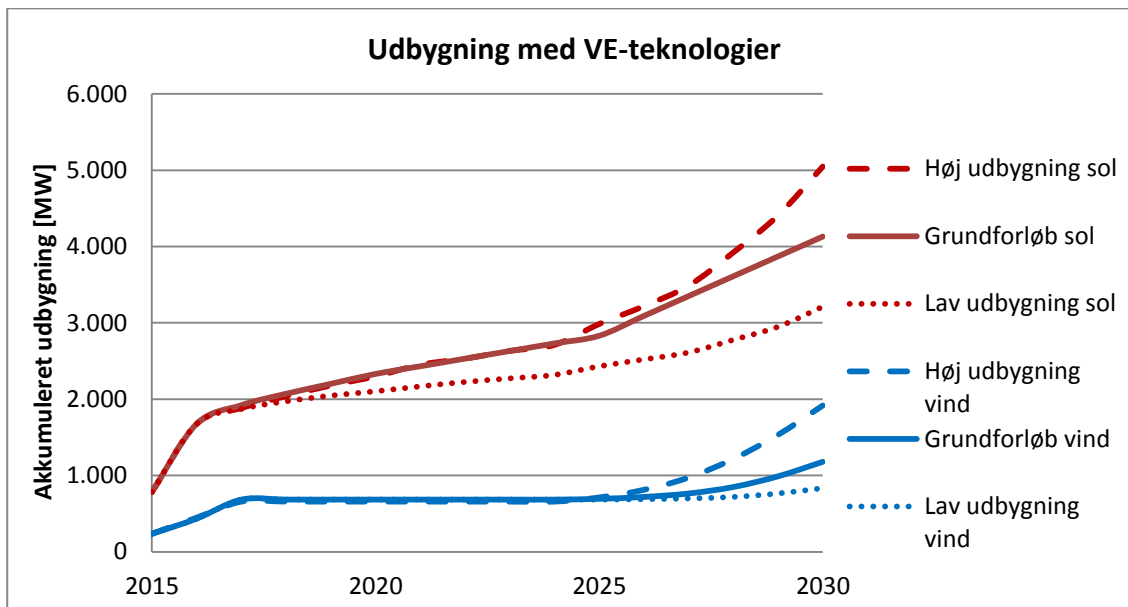
Figur 4: Dansk elforbrug for grundforløbet samt det høje og lave forløb.

Det skal bemærkes, at det danske elforbrug fylder lidt i det samlede Nordeuropæiske system. I 2020 forventes forbruget i de lande, Danmark er direkte forbundet til, at være omkring 1000 TWh per år. Det danske elforbrug udgør således under 5 pct. af elforbruget i nabolandene, og endnu mindre når man tager de øvrige modellerede lande i betragtning.

Der forventes samlet set i de modellerede lande en mindre stigning i det årlige elforbrug frem mod 2020 på omkring 25 TWh. Dette forventes på længere sigt at blive modsvaret af effektiviseringer, særligt i Tyskland, således elforbruget i 2030 er på omkring samme niveau som i dag. Det bemærkes, at der for de øvrige lande ikke er anlagt samme frozen-policy tilgang som for Danmark.

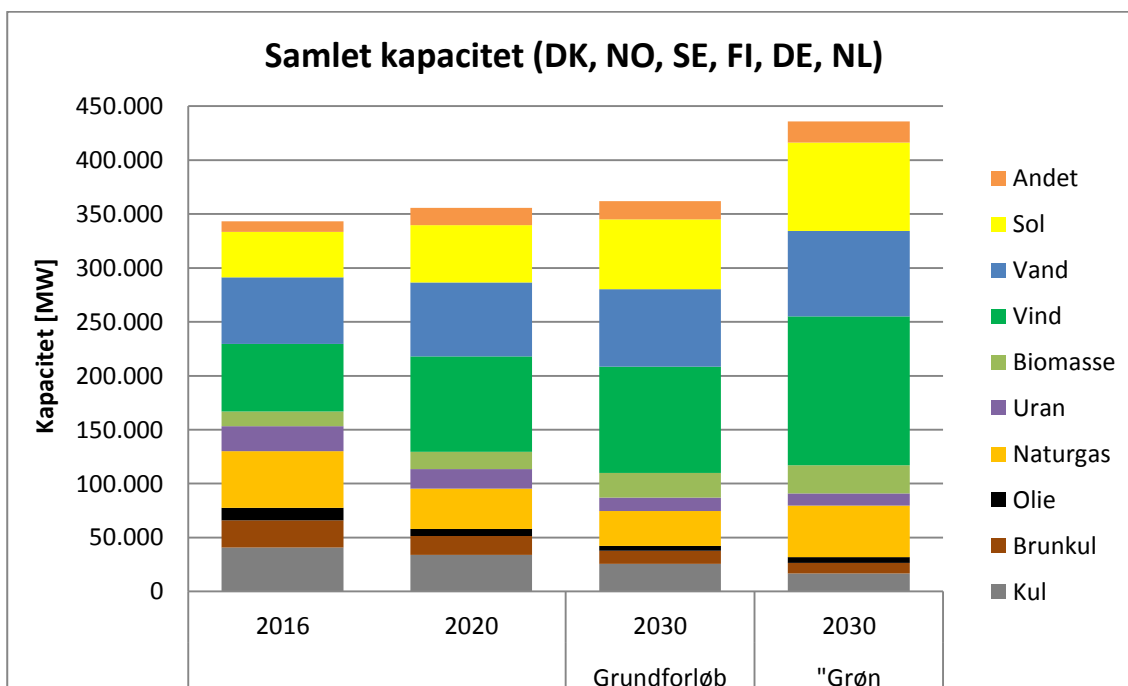
5.4 Udbygning med VE

Udbygning med vind- og solkraft er baseret på Energistyrelsens egne modeller. Figur 5 viser den akkumulerede udbygning med ny kapacitet af sol- og vindkraft i Danmark for de forskellige forløb. Udbygningen er baseret på samme "frozen policy" tilgang, der er benyttet i BF17. Dette betyder bl.a., at støtteordningen til ny landvind lukkes i 2018.



Figur 5: Akkumuleret udbygning af sol og vindkraft på land i grundforløbet samt de anvendte følsomheder for hhv. høj og lav udbygning.

Udbygningen med VE i udlandet ses som enten en moderat udvikling ("Slow progress"), brugt i grundforløbet, som set i Figur 6, eller hurtig ("Green transition"). Frem til 2020 anvendes der samme data for kapacitetssammensætningen, men i 2030 ses en stor forskel på især sol- og vindkraft, samt den samlede installerede kapacitet. De anvendte data er baseret på ENTSO-E og Platts.



Figur 6. Udbygningen med kapacitet i Danmark, Norge, Sverige, Finland, Tyskland og Holland.

5.5 Transmissionsforbindelser

I grundforløbet inkluderes de transmissionsforbindelser til/fra Danmark, som allerede er planlagte og politisk godkendte. De to nedenstående tabeller angiver de nuværende forbindelser samt de planlagte udbygninger.

Tablet 2: Eksisterende elektriske forbindelser til udlandet og mellem Vest- og Østdanmark.⁵

Forbindelse	Eksportkapacitet (MW)	Importkapacitet (MW)
Østdanmark - Sverige (Øresund)	1.700	1.300
Østdanmark - Tyskland (Kontek)	600	600
Bornholm - Sverige	60	60
Vestdanmark - Norge (Skagerrak)	1.700	1.700 ⁶
Vestdanmark - Sverige (Konti-Skan)	740	680
Vestdanmark - Tyskland ⁷	1.640	1.500
Vestdanmark - Østdanmark (Storebælt)	590	600

Tablet 3. Nye forbindelser og opgradering af eksisterende forbindelser fra Danmark til udlandet.

Forbindelse	Anvendte forudsætninger
Vestdanmark - Holland (COBRA)	700 MW fra 2020
Vestdanmark - Tyskland	Opgraderes til 2.500 MW fra 2021
Østdanmark - Tyskland (Kriegers Flak)	400 MW fra 2019

De planlagte transmissionsforbindelser vil have en effekt på elprisen i Danmark, da både Holland og Tyskland har højere elpriser. Størrelsen af denne effekt illustreres ved at ændre i de modellerede planlagte transmissionsforbindelser igennem følgende følsomheder:

- Østkystforbindelsen til Tyskland udvides ikke til 2500 MW i 2021, men forbliver i stedet på 1200 MW under hele perioden. Den samme lave rådighed som på forbindelsen fastholdes ligeledes fremadrettet.
- COBRA-kablet til Holland på 700 MW etableres ikke i 2020, som ellers er tilfældet i grundforløbet.

6 Udviklingen i elprisen frem mod 2030

I det følgende vises, hvordan elprisens niveau forventes at udvikle sig frem mod 2030. Dette er beskrevet ved hjælp af et grundforløb, hvor de samme forudsætninger som i Basisfremskrivningen er anvendt, kombineret med to forløb med variationer i parametre i retning af hhv. høj og lav elpris, som beskrevet i tabel 1. Hele udfaldsrummet er i øvrigt opstillet med antagelser svarende til den såkaldte "frozen policy"-tilgang.

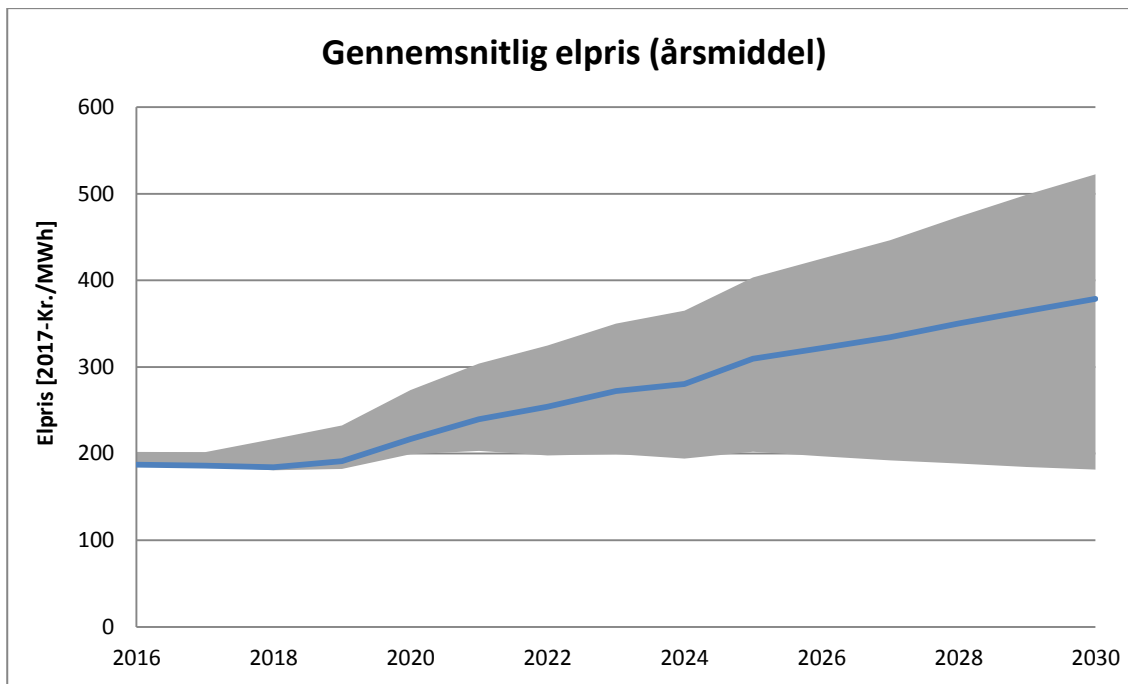
Figur 7 viser grundforløbet for elprisen og det beregnede udfaldsrum⁸.

⁵ Kilde: Energinet.dk, Analyseforudsætninger 2015.

⁶ Heraf er de 100 MW reserveret til systemtjenester de første 5 år (2015-2019).

⁷ Pga. interne flaskehalse i Tyskland er både eksport- og importkapacitet nedjusteret kraftigt til og med 2018, se bilag 3.

⁸ Den gennemsnitlige danske elpris er beregnet ved at vægte prisen i DK-Vest med 60 pct. og prisen i DK-Øst med 40 pct. svarende til fordelingen af elforbruget



Figur 7: Beregnet spotpris i Danmark i grundforløbet og det resulterende udfaldsrum for udviklingen med hhv. høje og lave elpriser.

Det bemærkes, at den nedre del af spændet ligger meget tæt på de nuværende futures priser på forwardmarkedet (NASDAQ/OMX). De handlede mængder på forwardmarkedet er på længere sigt små og der kan maksimalt handles i 10 år frem, mens der kun findes specifikke områdepriser for Danmark 3 år frem i tiden.

Elprisen ses at stige med ca. 3 øre/kWh fra 2016 til 2020, med ca. 12 øre/kWh til 2025 og ca. 19 øre/kWh til 2030. Den stigende elpris frem mod 2030 skyldes især disse udviklinger:

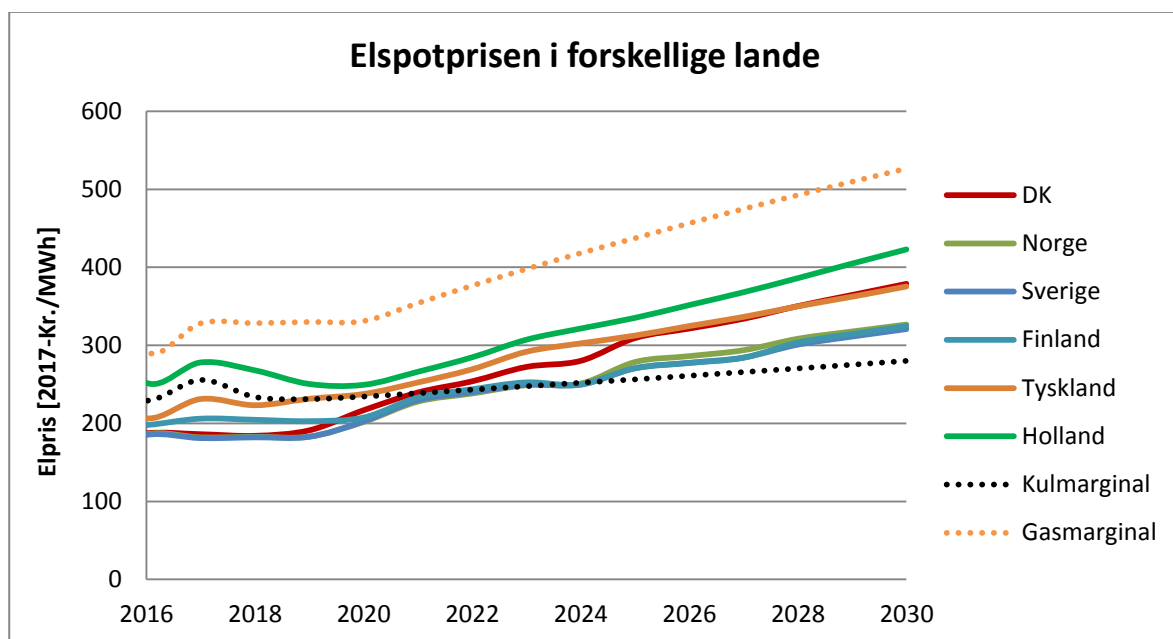
- Brændselspriserne forventes at stige, hvilket giver en stigning i produktionsomkostningerne for især kul- og gasbaserede værker. Isoleret set giver stigende fossile priser en effekt på elprisen på ca. 12 øre/kWh i 2030 sammenlignet med i dag.
- CO₂-kvoteprisen forventes at stige fra dagens niveau på ca. 40 kr./ ton til godt 70 kr./ton (faste priser). Isoleret set har dette en effekt på elprisen på ca. 2 øre/kWh i 2030 sammenlignet med i dag.
- Bedre transmissionsforbindelser til Tyskland og Holland vil få de danske elpriser til at konvergere mod de andre landes højere elpriser. Dette trækker således også i retning af højere danske elpriser end i dag.

På Figur 8 ses den beregnede spotpris for flere områder i modellen. Fra 2020 ses elpriserne for Sverige, Norge og Finland at være næsten identiske, hvilket skyldes en forudsat stærkere sammenkobling af områderne. Samme årsag medfører også, at Tysklands og Danmarks elpriser er næsten identiske efter 2025. Dette kræver dog, at sammenkoblingen af Danmark og Tyskland bliver stærk nok til at undgå flaskehalse.

Der er i figurerne indlagt beregnede kul- og gasmarginale, som angiver, hvad spotprisen ville være, hvis den altid blev bestemt af et kulfyret eller gasfyret værk⁹. Kulværker har historisk været prissættende i en overvejende del af tiden, men i takt med, at kul erstattes af vedvarende energi, naturgas m.m., sker der i

⁹Virkningsgraden for kulværket er sat til 40,1 pct. i 2016, stigende med 0,1 pct.-point/år. På samme måde er gasmarginalen bestemt af et gasfyret værk med virkningsgrad på 50,1 pct. i 2016, stigende med 0,1 pct.-point/år. Der antages øvrige variable driftsomkostninger på 5 øre/kWh produceret el. Marginalerne inkluderer CO₂-kvotepriserne.

stigende grad en afkobling af spotprisen fra kulmarginalen og en tilkobling til gasmarginalen. Dette ses også på nedenstående figur, hvor elprisen for de modellerede områder følger kulmarginalen før 2020, men skifter over til, i højere grad, at stige tilsvarende til gasmarginalen fra 2025 og frem.



Figur 8: Beregnet spotpris, i grundforløbet, i de områder Danmark er direkte forbundet med.

7 Partielle effekter på elprisen

Da resultaterne er følsomme overfor ændringer i centrale forudsætninger, er der udarbejdet følsomhedsberegninger for udvalgte forudsætninger, der vurderes særligt usikre og/eller har særlig stor betydning for resultaterne. Disse er lavet for at illustrere effekten af, at en enkelt parameter ændrer sig i forhold til niveauet i grundforløbet. Alle følsomhedsberegninger er foretaget for 2020, 2025 og 2030 for grundforløbet, og konsekvenserne for den vestdanske elspotpris fremgår af Tabel 4. Det vurderes, at parametervariationer i resten af udfaldsrummet vil give variationer i nogenlunde samme størrelsesorden.

Der er ikke taget stilling til, om de enkelte parameterændringer er lige sandsynlige. Beregningerne er udarbejdet for at få en fornemmelse af, hvilke parametre, der er vigtige for udviklingen i elprisen, og hvilke der har mindre betydning. Bemærk, at der kun er ændret i én parameter ad gangen. Det skal her bemærkes, at de partielle effekter ikke blot kan summeres, da der vil være en række overlappende effekter, hvis variationerne sker samtidigt. Ofte vil en simpel summering af de partielle variationer overvurdere den samlede effekt, da nogle af effekterne vil modvirke hinanden. Det modsatte kan dog også være tilfældet, hvor nogle variationer samlet set kunne give en større effekt på elprisen end summen af de partielle variationer.

Tabel 4: Partielle følsomhedsanalyser på elspotprisen.

Parameterændring	Variation ift. grundforløbet (2020, 2025, 2030)	Ændring af elspotpris i DK-Vest (øre/kWh)		
		2020	2025	2030
Gennemsnitlig spotpris i grundforløbet		21,7	30,9	37,9
Høje brændselspriser	Kul: +8 pct. Naturgas: +4 pct.	1,1	1,7	2,1
Lave brændselspriser	Kul: -8 pct., -19 pct., -24 pct. Naturgas: -4 pct., -29 pct., -42 pct.	-1,2	-6,6	-11,6
Høj CO ₂ -kvotepris	+157 pct., +204 pct., +240 pct.	4,0	7,1	10,5
Lav CO ₂ -kvotepris	-10 pct., -29 pct., -47 pct.	-0,3	-1,0	-2,0
Stor grøn udvikling i udlandet	+40 pct. vind, +30 pct. sol, -35 pct. kul i 2030	-	-4,4	-10,6
Høj vindudbygning i DK	+700 MW i 2030	-	-	-0,4
Lav vindudbygning i DK	-350 MW i 2030	-	-	0,2
Høj soludbygning i DK	+1200 MW i 2030	-	-	0,2
Lav soludbygning i DK	-750 MW i 2030	-	-	0,2
Højt elforbrug i DK	Ca. + 4 pct., +9 pct., +12 pct.	0,3	0,5	1,2
Lavt elforbrug i DK	Ca. -4 pct., -9 pct., -12 pct.	-0,3	-0,5	-1,2
Godt vindår (alle modellerede lande)	+15 pct.	-1,3	-2,1	-2,8
Dårligt vindår (alle modellerede lande)	-15 pct.	1,3	2,3	3,2
Godt vandår (alle modellerede lande)	+15 pct.	-2,4	-2,2	-2,8
Dårligt vandår (alle modellerede lande)	-15 pct.	2,9	2,9	4,4
Dårlig transmissionsforbindelse mellem DK Vest-Tyskland		-	-2,4	-3,1
Intet COBRA-kabel	-700 MW transmissionskapacitet	-1,2	-0,5	-0,8

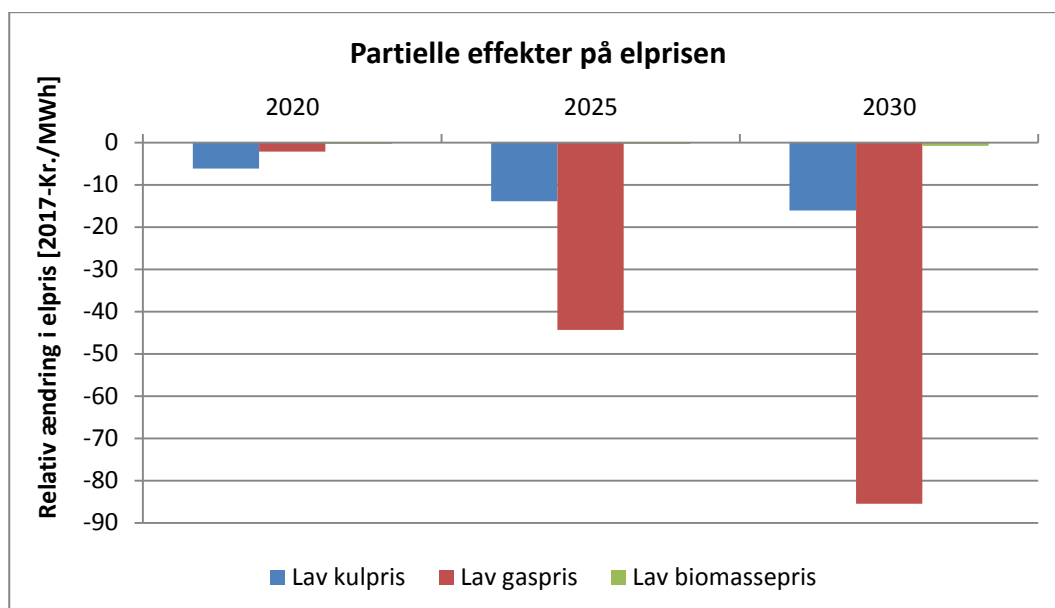
7.1 Brændselspriser

Det er primært prisen på kul og naturgas, der har betydning for elprisen, hvorimod prisen på biomasse og olie kun har meget lille direkte betydning. I grundforløbet forventes primært en stigning i naturgasprisen, hvorimod kulprisen forventes mere stabil frem mod 2030.

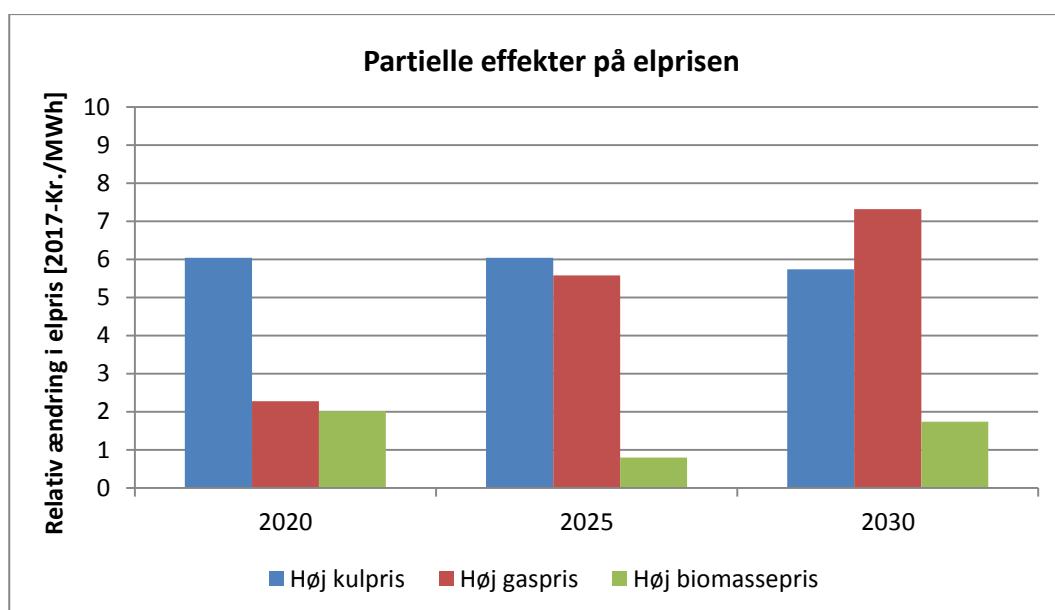
Elprisen stiger med 1,1 øre/kWh i 2020, 1,7 øre/kWh i 2025 og 2,1 øre/kWh i 2030, hvis brændselspriserne følger det høje forløb. Lave brændselspriser vil resultere i et fald i elprisen på 1,2 øre/kWh i 2020, 6,6 øre/kWh i 2025 og 11,6 øre/kWh.

Beregningerne for 2020 viser, at effekten af ændrede brændselspriser er næsten lige stor for den samme ændring i priser, uanset om det er højere eller lavere. Den store forskel i elpriseffekten for de to beregninger skyldes derfor den store forskel i brændselsprisforløbene. Det er stigningen i naturgasprisen, der giver den største effekt i forhold til elprisen, da denne forventes at stige mest (både relativt og absolut).

Dette kan også ses, hvis man varierer inputprisen for en brændselstype af gangen, som det er gjort i de to nedenstående figurer.



Figur 9. Effekten på elprisen, hvis brændselspriserne varieres for et enkelt brændsel. De lave forløb svarer til en pris på omkring det nuværende niveau i resten af perioden (faste priser).



Figur 10. Effekten på elprisen, hvis brændselspriserne varieres for et enkelt brændsel. De høje forløb er kun marginalt højere end grundforløbet.

7.2 CO₂-kvotepriser

En høj CO₂ kvotepris ses at forøge elprisen med 4 øre/kWh i 2020, 7,1 øre/kWh i 2025 og 10,5 øre/kWh i 2030. Tilsvarende vil en lav CO₂ kvotepris sænke elprisen med 0,3 øre/kWh i 2020, 1 øre/kWh i 2025 og 2 øre/kWh i 2030. Beregningerne for 2020 viser, at effekten af ændrede CO₂ priser er næsten lige stor for den samme ændring i priser, uanset om det er højere eller lavere. Den store forskel i elpriseffekten for de to beregninger skyldes derfor den store forskel i CO₂ prisforløbene. Det lave forløb svarer til en fortsættelse af prisen på dagens niveau, hvorimod det høje forløb er baseret på IEA's World Energy Outlook.

7.3 Elforbrug

Ændringer i det danske elforbrug har en mindre effekt på den danske elpris. Denne effekt svarer til et udsving i elprisen på ca. +/- 0,3 øre/kWh i 2020, 0,5 øre/kWh i 2025 og 1,2 øre/kWh i 2030. Dette svarer til en ændring i elprisen på ca. 1 øre/kWh ved en ændring af elforbruget på 10 pct.. Det er væsentligt at bemærke, at denne priseffekt er beregnet uden hensyn til en mulig afledt effekt på udbud af kapacitet og dermed bedst udtrykker den umiddelbare priseffekt ved en ændring i elforbrug.

7.4 Udbygning med vind og sol

Ændringer i teknologiomkostningerne for vindkraft kan potentielt have en effekt på udbygningen af vindkraft i Danmark. I Basisfremskrivningen er der antaget, at der ikke gives støtte til vindkraft efter 2018, og udbygningen er derfor begrænset til kommercielle projekter, der forventes at kunne etableres på rene markedsvilkår hen imod 2030. Såfremt teknologiudviklingen er gunstigere end forventet på nuværende tidspunkt, kan der komme en større udbygning. På elprisen ses der dog en meget lille effekt afhængig af udbygningen. For en høj udbygning falder elprisen med 0,4 øre/kWh i 2030. Tilsvarende vil en lav udbygning medføre en stigning i elprisen på 0,2 øre/kWh i 2030. Det samme billede gør sig gældende for solceller. I det omfang nye støtteordninger medfører større udbygning kan dette give afledte elpriseffekter, der ikke er indeholdt i ovenstående. Udbygges der eksempelvis med yderligere 2000 MW landvind frem mod 2030, vil elprisen i dette år falde med 0,7 øre/kWh ift. grundforløbet.

Mens effekten af udbygning med vind og sol i Danmark er begrænset, vil det kunne have en markant effekt på den danske elpris, hvis der generelt udbygges med vind og sol i hele Nordeuropa. I følsomheden med en "Grøn omverden" falder den danske elpris således med mere end 10 øre/kWh. Den markant lavere elpris er et resultat af det ændrede kapacitetsudbud i regionen, herunder væsentligt mere produktion med lave marginalomkostninger.

7.5 Transmissionsforbindelser

Transmissionsforbindelserne til udlandet har en effekt på elprisen igennem elhandelen. Forstærkes østkystforbindelsen til Tyskland ikke som det er planlagt, vil elprisen være 2,4 øre/kWh og 3,1 øre/kWh lavere i hhv. 2025 og 2030 end i grundforløbet. Samme billede kan gøre sig gældende som følge af interne flaskehalse i det tyske elnet, der kan "blokere" for den danske eksport til Tyskland og resten af kontinentet, hvis de opstår. Det er både den samlede kapacitet samt den faktiske rådighed af forbindelserne, der har betydning.

Dette er også gældende for den kommende COBRA-forbindelse til Holland. I det tilfælde, at kablet ikke er til rådighed i et helt år, ville elprisen falde med 1,2 øre/kWh i 2020, 0,5 øre/kWh i 2025 og 0,8 øre/kWh i 2030 ift. grundforløbet.

7.6 Vejrforhold

Mange vedvarende energikilder er i stor grad påvirket af vejret, og dette kan dermed have en effekt på elprisen. Øget produktion fra vindkraft og vandkraft vil presse prisen ned, hvorimod prisen vil blive presset op i år, hvor der er mindre vind og vand.

På vindsiden vil et år med 15 pct. mere vindproduktion end normalt i det modellerede område resultere i et fald på 1,3 øre/kWh i 2020, 2,1 øre/kWh i 2025 og 2,8 øre/kWh i 2030. Tilsvarende vil et år med 15 pct. lavere vindproduktion resultere i en stigning på 1,4 øre/kWh i 2020, 2,2 øre/kWh i 2025 og 3,2 øre/kWh i 2030.

På vandsiden betyder et år med 15 pct. mere vand et fald på 1,3 øre/kWh i 2020, 2 øre/kWh i 2025 og 2,8 øre/kWh i 2030 og en stigning på 2,9 øre/kWh i 2020, 2,9 øre/kWh i 2025 og 4,4 øre/kWh i 2030.

Effekten er således ikke helt symmetrisk, og dårlige vindår og i særdeleshed tørår har større effekt på elprisen end gode vindår og vådår.

8 Ekstreme årsudsving

Ud over det generelle niveau for elprisen, der især afhænger af udviklingen i brændselspriser, elforbrug og udbygning med VE, vil der forekomme yderligere udsving fra år til år. Dette skyldes især vejrforhold, kortvarige prisændringer på fossile brændsler og CO₂ samt rådigheden på større kraftværker, der kan skyldes tekniske vanskeligheder eller længere revisionsperioder (dette er igennem de senere år fx set på nogle af de svenske kernekraftværker).

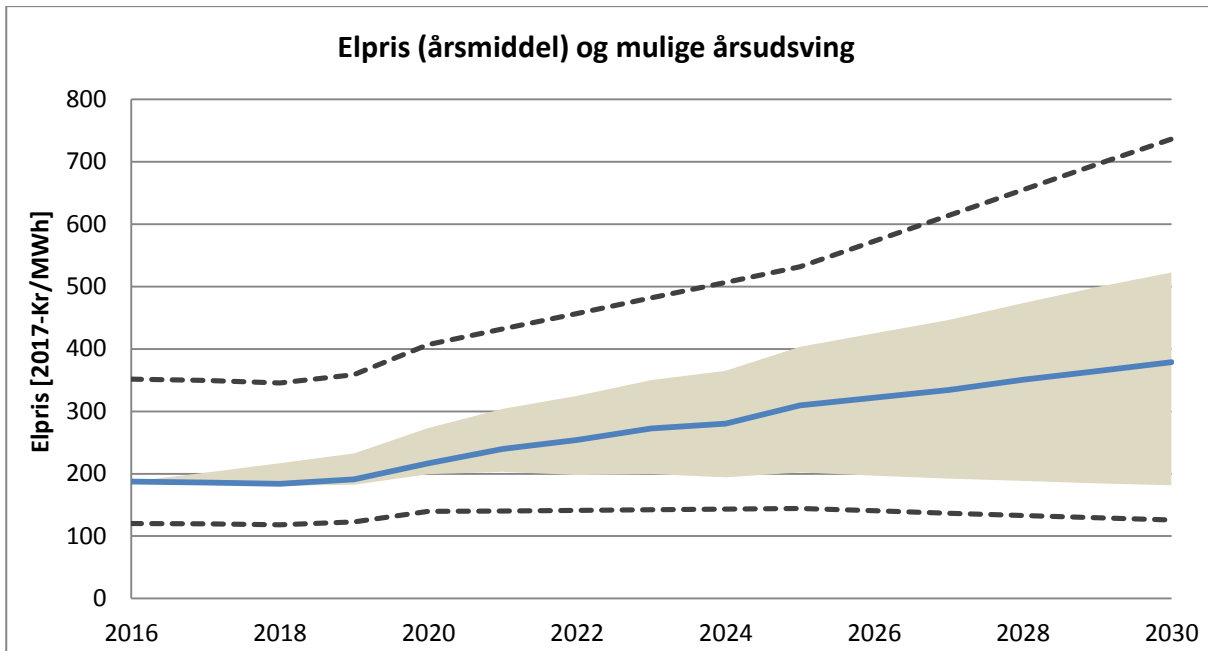
Udsvingene vil typisk have modsatrettede variationer, når man ser over en årrække, men årsudsvingene kan have betydning for fx investorers indtjening eller udbetalingen af tilskud til vindkraft og sol, der er afhængig af elprisen i den specifikke periode.

Der er lavet en kombineret følsomhedsberegning for at angive effekten på elprisen, hvis alle parametrene påvirker i den samme retning. Dette vil således være et bud på et relativt ekstremt udsving ift. niveauet. Tabellen nedenfor angiver de parametre, der er varieret.

Tabel 5. Parametre der er varieret i de kombinerede følsomhedsberegningerne for mulige årsudsving på elprisen.

Parameter	Lave ekstreme udsving	Høje ekstreme udsving
Nedbør	Vådår (115 pct.)	Tørår (85 pct.)
Vind	Godt vindår (115 pct.)	Dårligt vindår (85 pct.)
Brændselspriser	Lavt forløb - 25 pct.	Højt forløb + 25 pct.
CO ₂ -kvotepriser	Lavt forløb - 25 pct.	Lavt forkøb + 25 pct.
Rådighed for svensk kernekraftskapacitet	Højere	Lavere

Figur 11 angiver de beregnede generelle niveauer samt de ekstreme årsudsving, der kan fremkomme.



Figur 11. I enkelte år kan elprisen variere væsentligt mere end det generelle niveau. De ekstreme årsudsving er angivet som stiplede linjer, og skal ses som mulige variationer i enkelte år men ikke over en længere årrække.

De beregnede ekstreme årsudsving ligger ca. 40 pct. højere end det generelt høje forløb og ca. 30 pct. lavere end det lave forløb. Frem mod 2030 kan det således ikke udelukkes, at elprisen i enkelte år svinger inden for et spænd på mellem 10-70 øre/kWh (faste priser).

9 Gennemsnitlige afregningspriser

I de foregående afsnit er der refereret til de beregnede gennemsnitlige elpriser for hele året. Årgennemsnittet dækker over en variation af elprisen igennem året, der har betydning for både producenter og forbrugere af el. Ser man på de gennemsnitlige elpriser vægtet ift. forbruget eller produktionen fra forskellige teknologier, vil dette således afvige fra de rene gennemsnitlige priser.

Beregningerne viser, at der generelt vil være større spredning mellem lave og høje elpriser fremadrettet i takt med, at der bl.a. kommer mere fluktuerende VE ind i systemet. Dette betyder også, at der kommer større spredning i de afregningspriser, forskellige typer af elproducenter vil opnå på spotmarkedet. I forhold til det danske system har dette især betydning for vindkraften. Figuren nedenfor viser, hvordan det forventes, at forskellen mellem vindkraftens vægtede elpris og den gennemsnitlige spotpris vil stige.

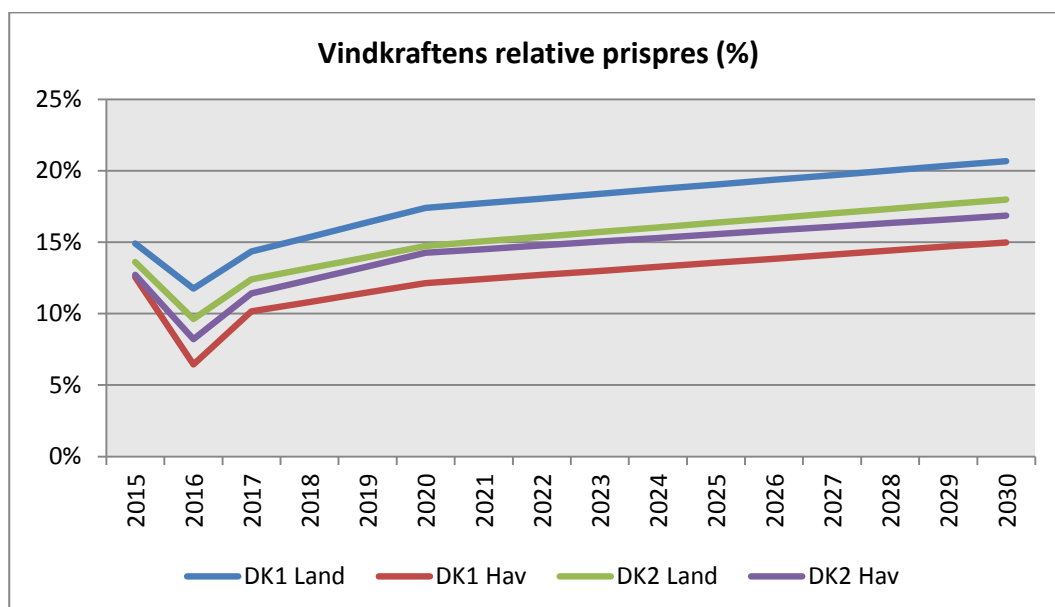
Det fremtidige prispress er fremkommet gennem modellering med en efterfølgende justering. Der forekommer en usikkerhed i, at RAMSES ikke fuldt ud fanger de timer, hvor der enten er meget høje eller meget lave priser, hvilket har betydning for beregningen af de vindvægtede elpriser. Dette problem ses også med andre lignende elsystemmodeller.

For at forsøge at tage højde for denne modelbegrænsning er det valgt, at den gennemsnitlige forskel mellem observeret absolut prispress og modelleret absolut prispress for 2015-2016¹⁰ tillægges de modellerede prispress i fremtidige år¹¹.

¹⁰ 2015-2016 er valgt da det pt. er de år hvor det er muligt at teste RAMSES op mod historiske data, fx. elpriser.

¹¹ Det er ikke entydigt om det er bedst at lave korrektionen pba. af absolut prispress (som valgt) eller relativt prispris. Der arbejdes derfor videre med analyser heraf frem mod kommende fremskrivninger.

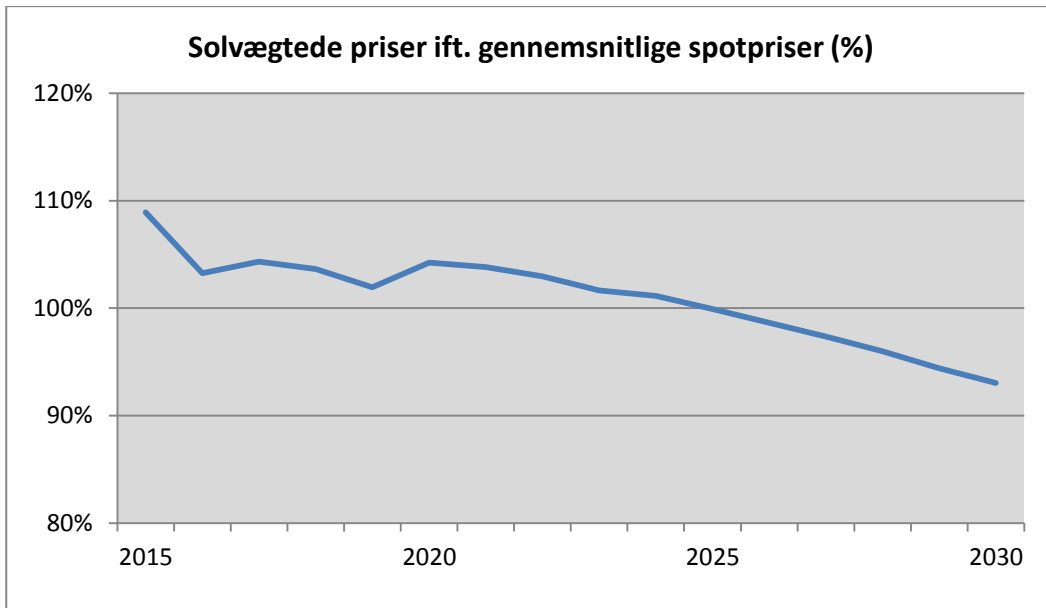
Det bemærkes, at resultaterne er behæftet med stor usikkerhed. Dels fordi korrektionen kun er beregnet ud fra to historiske år og dels fordi det ikke er sikkert, at de historiske forskelle er sigende for de fremtidige. Det vurderes dog, at metoden giver et bedre bud, end hvis der ingen korrektion foretages.



Figur 12. Det relative prispres er angivet som forskellen mellem den gennemsnitlige elpris vægtet med vindkraftproduktionen og det simple gennemsnit af elprisen for hver time af året. I takt med at der udbygges med mere vind forventes forskellen at stige. 2015 og 2016 er baseret på historiske værdier og er derfor påvirket af de faktiske vindforhold.

Ud fra samme metode kan der laves en vurdering af den gennemsnitlige afregningspris for solceller. I dag producerer solceller til en gennemsnitlig pris, der ligger over spotprisen, men dette forventes at ændre sig fremadrettet i takt med at der udbygges med væsentligt mere sol, især i Tyskland. Dette ses på figuren nedenfor.

Denne vurdering er ligeledes behæftet med væsentlig usikkerhed, da datagrundlaget er baseret på få år. Der er i beregningerne inkluderet den fulde produktion fra solceller, hvilket kan betyde en mindre overvurdering af "prispresset", da en del af produktionen ikke sendes på nettet men anvendes direkte hos forbrugeren.



Figur 13. Forholdet mellem elprisen vægtet med elproduktionen fra solceller og de gennemsnitlige spotpriser ("solens prisres") ændrer sig fremadrettet.

Energistyrelsen vil fremadrettet arbejde videre med at minimere usikkerhederne relateret til modelleringen af de relative afregningspriser og de usikkerheder, der er forbundet med større variation af elpriserne henover året.