

---

# Elpris Outlook 2018

Perspektiver for elproduktion  
mod 2035



**DANSK  
ENERGI**

## Indholdsfortegnelse

- 1. Budskaber og resumé af analysen**
- 2. Status for elmarkedet**
  - 2.1. Historisk prisudvikling**
  - 2.2. Nøgletendenser indenfor teknologi, forbrug og priser**
  - 2.3. Politiske drivere med betydning for elmarkedet**
- 3. Scenarier for elprisudviklingen i Nordvesteuropa**
  - 3.1. Scenarier og vigtigste usikkerheder**
  - 3.2. Grundscenariernes resultater**
  - 3.3. Følsomhedsscenariernes resultater**
  - 3.4. El-lagring**
- 4. Danmark**
  - 4.1. Markedsmuligheder under pres**
  - 4.2. Forsyningssikkerhed under pres**

### Hvad er Elpris Outlook?

Outlook for elpriser er en udvidelse af Dansk Energis tidligere elprisscenarier, der udover at vise forskellige mulige fremtider for elprisen også zoomer ind på Danmark og vilkårene for dansk elproduktion.

Mens vindmøller og solceller vil udgøre størstedelen af fremtidens elproduktion er der også behov for kraftværkskapacitet til levering på dage uden sol og vind. Dette Outlook kigger derfor også nærmere på situationen for de danske kraftværker. Og sidst men ikke mindst hvordan de markante ændringer af dansk elproduktion kan tænkes at påvirke elforsyningssikkerheden.

Rapport udarbejdet af:

Karsten Capion, 35300487, [kac@danskenergi.dk](mailto:kac@danskenergi.dk)

Morten Stryg, 35300489, [mst@danskenergi.dk](mailto:mst@danskenergi.dk)

Kristian Rune Poulsen, 35300477, [krp@danskenergi.dk](mailto:krp@danskenergi.dk)

---

# 1. Budskaber og resumé af analysen

# Den gode nyhed – el kan gøres helt grønt og sikkert for lille merpris

## Engros elmarked afgørende for investeringer

Forventninger til udviklingen på engros elmarkedet er afgørende for en stor del af investeringerne i energisektoren. Derfor er det vigtigt at få afdækket udfaldsrummet og de centrale drivere udførligt.

Med det formål for øje udarbejder Dansk Energi hvert år en række scenarier, der kan udsænde forskellige mulige forløb for elpris-udviklingen givet en række politiske beslutninger, brændselsprisudviklingen og den teknologiske udvikling.

Endvidere har vi i årets udgave valgt at undersøge hvilken effekt markedsudviklingen (spotmarked mv) har for de danske kraftvarmeværker. Det er værker, som i disse år oplever en hastig forandring med færre driftstimer og øget betydning af varmemarkedet.

Forandringen fra et elsystem domineret af store grundlast kraftvarmeværker til et elsystem domineret af vind har også konsekvenser for vores elforsyningsikkerhed og evnen til at altid dække vores elforbrug med tilstrækkelig elproduktion. Det er et emne, som også belyses i årets outlook.

## Prisfald på vind og sol skaber ny virkelighed

Den helt overordnede konklusion på analysen er ganske positiv - nemlig at strøm fremadrettet ser ud til at blive et både grønt og billigt produkt. De seneste års massive prisfald på solceller og vindkraft er nemlig ikke blot godt nyt for den grønne omstilling. Det er også godt nyt for elforbrugerne.

Analysen viser at nyinvesteringer i vindkraft og solceller kan forventes at lægge et låg over mulige elprisstigninger, så elprisen ikke stiger over 35-45 øre/kWh i årsgennemsnit. Tidligere fremskrivninger indikerede væsentligt større prisstigninger. Mod en lille merpris – ideelt i form af en højere pris på CO<sub>2</sub> - kan el gøres endnu grønnere.

Endvidere ser det ud til at prisen for at fastholde et højt niveau af elforsyningsikkerhed også vil være til at betale - om end der udestår klare beslutninger om fremtidens mål for elforsyningsikkerheden og hvilke midler, der skal tages i brug for at sikre den.

Sikker

## Lille merpris

– hvis markedet får lov til at vælge de billigste løsninger

Grøn

## Lille merpris

– hvis der lægges en retvisende pris på CO<sub>2</sub>

EI

## Billigt

– Analysen viser, at den gennemsnitlige elpris vil holde sig på et relativt lavt niveau

## Den knap så gode nyhed: grøn og sikker el kommer ikke af sig

### CO<sub>2</sub> pris for lav til at drive grøn omstilling

På trods af adskillige reformer af EUs kvotemarked ligger kvoteprisen fortsat langt under de oprindeligt forventede 20-30 €/ton. Det skyldes et stort overskud af kvoter opbygget i kølvandet på finanskrisen, da elforbrug og industriproduktion faldt. Med de nye reformer skæres i dette overskud, men der flyder fortsat flere nye kvoter ind i systemet end der er behov for. Det driver prisen ned og betyder at den grønne omstilling primært drives af nationale støtteordninger, som alt andet lige er en dårligere og dyrere vej end at sætte en højere pris på forurening.

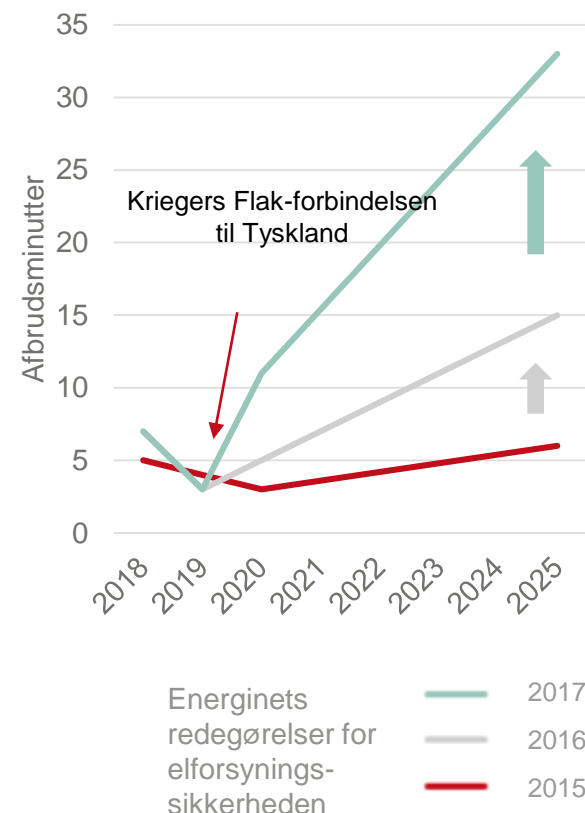
### Forsyningssikkerhed forværres alt andet lige

Dansk elforsyningssikkerhed vil i de kommende år bevæge sig ind i nyt farvand, hvor vi ikke kan være sikre på selv at kunne dække forbruget i alle timer. Ofte vil der heldigvis være mulighed for at importere strøm. Dog står vore naboer i samme situation som vi - nemlig at en stor mængde fleksibel elproduktion sendes på pension de kommende år. Færre kraftværker med færre driftstimer øger også risikoen for at mangle de tekniske egenskaber, som kraftværkerne i dag leverer, hvilket allerede i dag har medført øget brug af tvangshåndtag. I fravær af en pris på nødvendige ydelser vil forsyningssikkerheden falde i takt med at kraftværkerne lukker.

### Prisen på CO<sub>2</sub> er stadig langt under forventet niveau



### Prognoser for forsyningssikkerhed forværres år for år



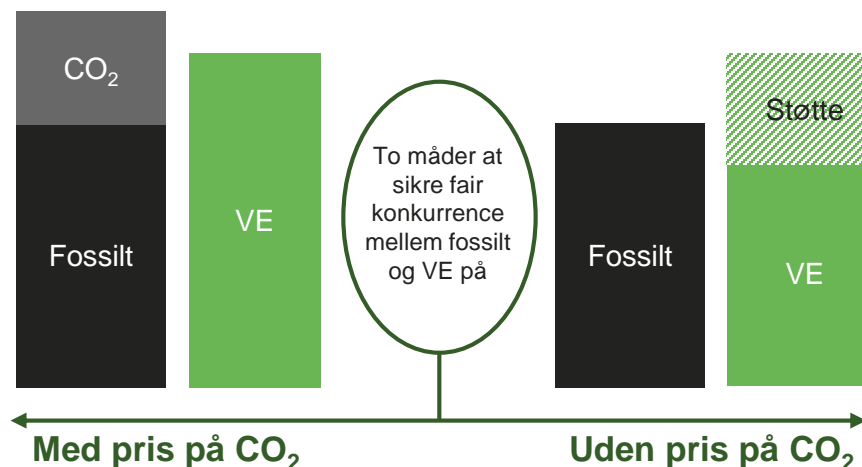
## Løsninger bør bruge markedet i videst mulige omfang

### Pris på CO<sub>2</sub> sikrer grøn el og fair konkurrence

Ved at sikre en retvisende pris på CO<sub>2</sub> får man bragt konkurrenceforholdet mellem VE og fossil elproduktion i orden. Et stærkt og reformeret kvotehandels-system (ETS) er klart at foretrække, men svært at opnå enighed om. En anden løsning kan være en regional prisbund blandt en tilstrækkelig stor gruppe lande. Alternativet til en retvisende pris på CO<sub>2</sub> er at give VE-støtte for at sikre tempo i den grønne omstilling. Det er en lidt dyrere og lidt dårligere løsning.

### Markedet kan levere høj forsyningssikkerhed

Markedsgørelse af alle de ydelser, som elsystemet behøver, kan sikre transparens og rimelig aflønning til de aktører, der bidrager til at stabilisere elsystemet. Samtidig opdyrkes konkurrence og innovation. Vindmøller, solceller, el-lagre og andre teknologier kan også levere nogle af de ydelser, som elsystemet har brug for og dermed supplere kraftværkerne i at sikre elforsyningsikkerheden. Alternativerne til at markedsføre flere ydelser og købe ind efter elsystemets behov er dårligere elforsyningsikkerhed eller at den statslige TSO – Energinet – investerer i og driver flere aktiver fremfor markedsaktørerne.



### Udbud sikrer konkurrence om levering af ydelser



# Resumé fra Dansk Energis Elpris Outlook 2018

## Om udvikling i elpriser og elmarkedet i Nordvesteuropa

- 1. Lave omkostninger for ny vind og sol vil lægge loft over indtjening til VE samt gennemsnits elpris.** Faldende omkostninger til ny vind og sol gør, at det er de billigste nye elproduktionsformer. Vinds fremtidige afregning begrænses af omkostninger for fremtidig vind.
- 2. Omkostninger til elproduktion på kul vil forsat have stor betydning for niveauet af den generelle elpris,** men det vil i stigende grad være omkostninger til VE og gas, der sætter prisen. Dette bliver forstærket af at der et massivt skifte bort fra kul i Europa.
- 3. Forskel i værdi af elproduktion fra forskellige typer anlæg vil vokse.** Vind og sol vil afregne lavere og lavere ift. den gennemsnitlige elpris mens de fleksible kraftværkers relative afregning vil stige. Den gennemsnitlige elpris bliver derfor mindre og mindre relevant for producenter.
- 4. Prisfald på VE har forstærket den politiske appetit på grøn omstilling.** Hvorvidt omstillingen sker gennem støtteordninger eller ved høj kvotepris har afgørende betydning for elprisen.
- 5. Balancen mellem VE og elforbrug er afgørende for elprisen.** En VE-udbygning som vokser hurtigere end efterspørgslen vil give betydeligt lavere priser, mens højere forbrug ikke fører til tilsvarende prisstigninger, da VE på markedsvilkår lægger loft over prisen.
- 6. CO<sub>2</sub>-prisen har stor betydning for både kraftværker, vind og sol.** Høje CO<sub>2</sub>-priser vil markant sænke indtjeningen for kulkraft, men øge afregning for vind og sol til et niveau, hvor disse kan etableres på markedsvilkår. Indtjening på biomassefyrede værker vil forbedres med højere CO<sub>2</sub>-priser.
- 7. Højere kvotepriser omsættes i dag til stigende elpriser, men i fremtiden mest til større mængder VE.** Udbygning af vind og sol på markedsvilkår i scenarier med høje kvotepriser lægger en dæmper på elprisstigninger.
- 8. Tilbageværende kraftværkers økonomi forbedres svagt frem mod 2030,** men faldende driftstid og øget afhængighed af svært forudsigelige timer med ekstrempriser gør økonomien usikker.
- 9. Pålidelig elkapacitet fra kraftværker eller lagring vil få stigende værdi i takt med at flere gamle værker lukker.** Lagre er konkurrent til ny gaskraft og kan fortrænge store mængder ny kapacitet.
- 10. Ellagring vil kunne sænke naturgas-elproduktionen.** Batterier kan forventes at få en rolle som fremtidens spidslastværker, mens langtidslagre kan sænke bortkoblingen af vind og sol. Yderligere gennembrud for ellagring i fht. kraftværker kræver både lave omkostninger til VE og langtidslagring.
- 11. Transmission kan øge værdien af vind og sol.** Kabler mellem særligt Norden og Storbritannien kan øge afregningen for vindkraft i begge markeder.

# Resumé fra Dansk Energis Elpris Outlook 2018

## Om udviklingen i Danmark

- 1. Danmark er i stigende grad del af netto eksportregion bestående af Norden og Tyskland.** Gode vindressourcer og vandkraftens fleksibilitet vil holde elpriserne i Skandinavien nede.
- 2. Kraftværkernes indtjening og driftstimer under fortsat pres indtil 2030.** Fra 2020 vil de vstdanske kraftværker ifølge analysen i gennemsnit være i drift knap 5.000 timer faldende til ca. 3.000 i 2030.
- 3. Økonomien for et kulkraftværk i DK kan blive en smule forbedret frem mod 2030,** men kun til et niveau lige over omkostning til fast drift og vedligehold.
- 4. Økonomien for biomassekraftvarme i DK vil afhænge meget af CO<sub>2</sub>-kvotepris.** Ved høj elpris og CO<sub>2</sub>-pris opnås et betydeligt dækningsbidrag til faste omkostninger. Lave elpriser og færre driftstimer kan derimod føre til negativt dækningsbidrag.
- 5. Større risici for kraftværkernes økonomi.** Få timer med ekstrempriiser vil blive en afgørende del af kraftværkernes business case. Samtidig er der begrænset indtjening i systemydelse. Specialregulering er en ny, men usikker indtægtskilde.
- 6. Eksportbegrænsninger udhuler indtjening for danske elproducenter.** Tilgængelighed af transmissionskapacitet mod syd og vest har stor betydning for værdien af dansk elproduktion. Særligt grænsen mod Tyskland har historisk haft lav tilgængelighed pga. interne tyske flaskehalse.
- 7. Samproduktion af el og varme falder.** Kraftvarmens fremtid i DK er grundlæggende udfordret af udsigt til lave elpriser. Biomassekraftvarme vil dog forventelig spille en stor rolle frem mod 2030 ved at erstatte gas i decentrale områder og kul i større byer.
- 8. Varmepumper forventes at vinde frem.** Først i decentrale områder og på længere sigt også i centrale områder og hermed erstatte investeringer i nye kraftvarmeværker. Varmepumper kan udgøre en betydelig del af fjernvarmeproduktionen i perioden efter 2030.
- 9. Dansk forsyningssikkerhed forringes gradvist fra i dag til 2030,** i takt med færre kraftværker, som er tilgængelige i spidslast-situationer og et højere elforbrug. Det stiller krav til at andre teknologier kan overtage kraftværkernes rolle, fx som leverandør af håndtering af eloverskud, elunderskud, lastspring/ramping og tekniske egenskaber.
- 10. Forsyningssikkerhed i Danmark afgøres i stigende grad af udlandet.** Det kan forventes at DK bliver importafhængig i ca. 30 pct. af timerne i 2030 i fraværet af nye tiltag til at styrke dansk elproduktionskapacitet
- 11. Stigende brug af tvangskørsler er tegn på et elmarked der ikke fungerer optimalt.** Der er behov for at kigge mod markedsbaserede løsninger for at tilvejebringe nødvendige ydelser og fremme innovation.
- 12. Kapacitetsmarkeder vinder frem i Europa.** Indføres kapacitetsmarked i et naboland, så udhuler det indtægtsgrundlaget for danske producenter yderligere.
- 13. Der er et trade-off mellem omkostninger og niveau af elforsyningssikkerhed.** Der findes mere eller mindre omfattende og omkostningstunge modeller for at sikre elforsyningssikkerheden. Der er brug for en politisk stillingtagen til både hvilket niveau og hvilke værktøjer, man vil tage i brug for at sikre elforsyningssikkerheden.



---

## 2. Status for elmarkedet



**DE**® **DANSK  
ENERGI**

## Danmark er ikke en ø

### En lille brik i et stort elsystem

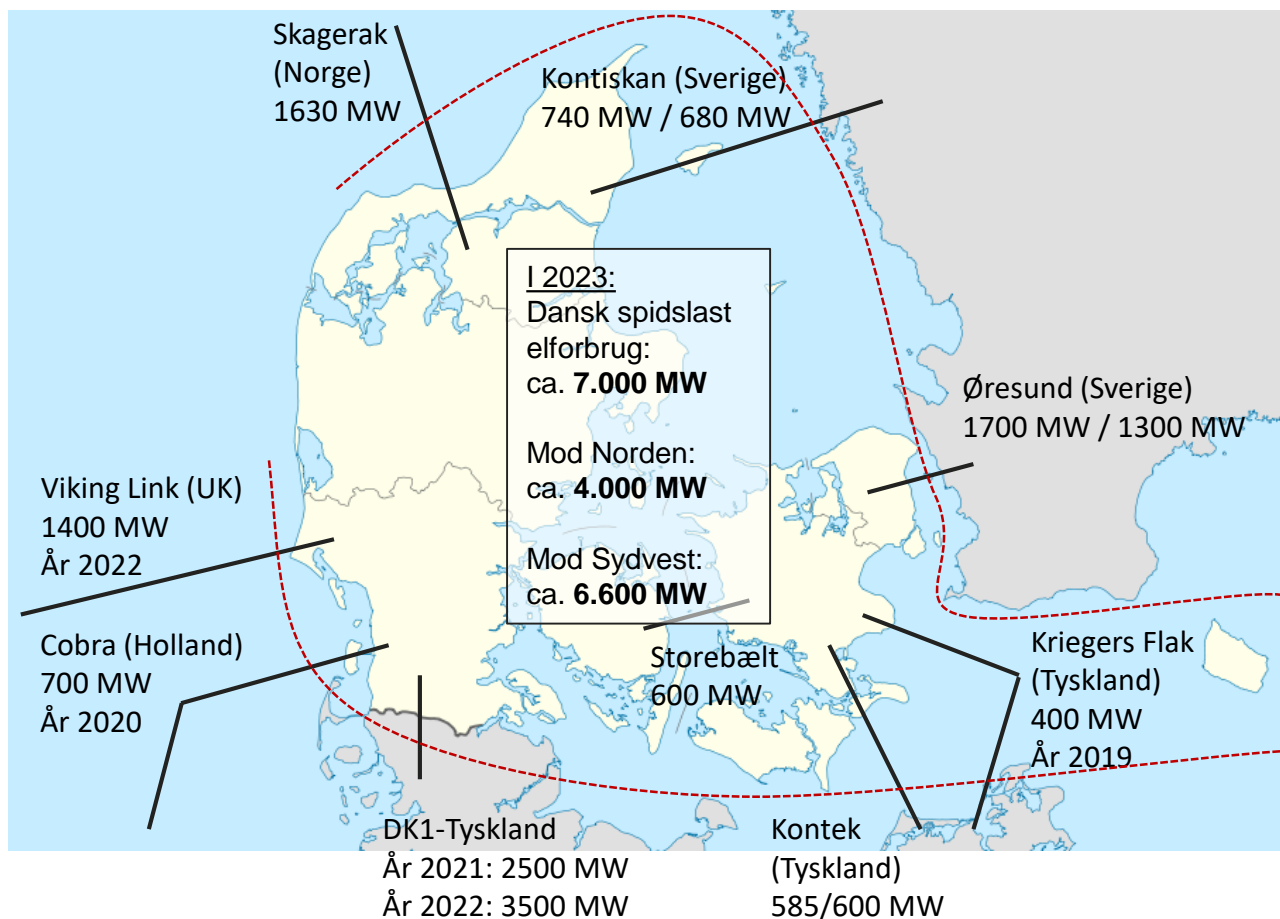
Danmark er meget stærkt forbundet til vores nabolande gennem adskillige transmissionsforbindelser, der gør det muligt at handle el på tværs af mange lande.

Yderligere tre forbindelser (til Tyskland, Holland og UK) er besluttet og ved at blive etableret. Ligeledes opgraderes forbindelsen mellem Jylland og Tyskland i disse år.

Når forbindelserne er bygget færdige i 2023 vil vores samlede transmissionskapacitet til vores nabolande være over 10.000 MW, hvilket kan sammenholdes med Danmarks forventede spidslastforbrug i det år på ca. 7000 MW.

Af samme grund er Danmark elsystem-mæssigt langt fra en ø, men derimod en lille brik i et stort system, hvor elprisen sættes i et langt større marked og hvor beslutninger i vores nabolande spiller afgørende ind på vilkårene for dansk elproduktion og for den danske forsyningsikkerhed.

### Danmark med nuværende og kommende eltransmissionsforbindelser



## Introduktion til elmarkedet

### Udbud og efterspørgsel afgør elpris

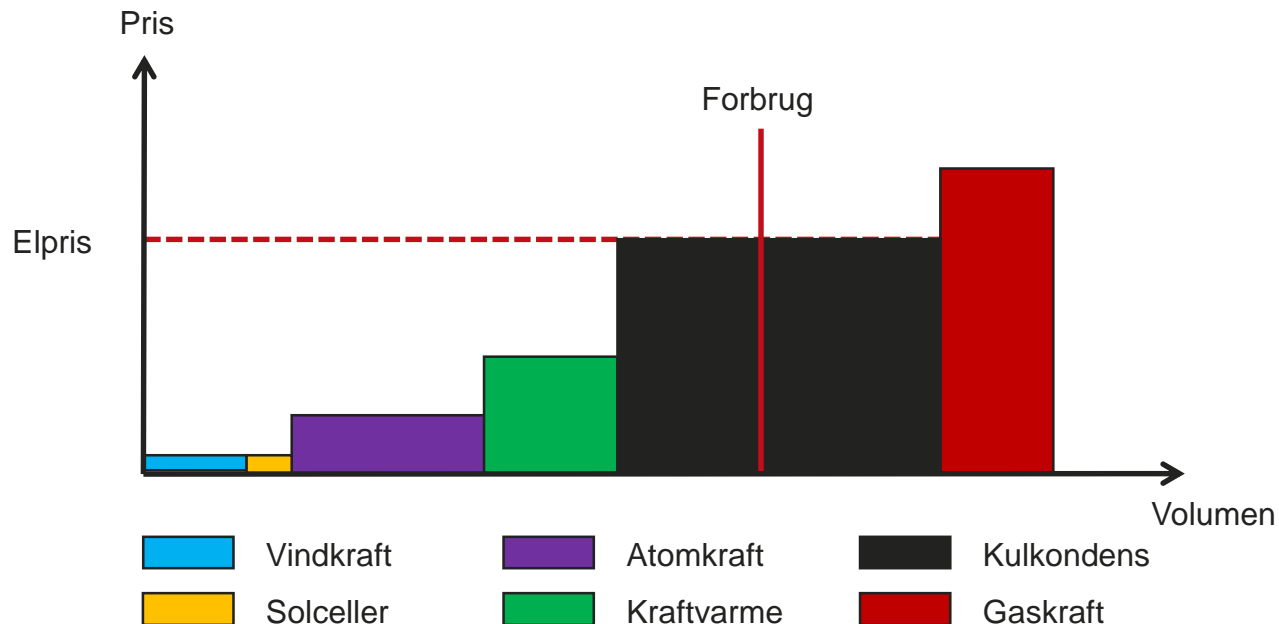
Elprisen dannes hver dag på baggrund af bud indleveret af forbrugere og producenter til de europæiske elbørser. Markedet cleares af en samlet algoritme (Euphemia), der sætter prisen time for time i det efterfølgende døgn i hvert enkelt prisområde under hensyntagen til begrænsninger i transmissionsnettet.

Danske elproducenter konkurrerer således imod tyske, svenske, norske og sågar af og til spanske producenter om at levere el til forbrugerne.

De forskellige producenter byder ind med deres omkostninger til elproduktion i markedet og der hvor udbud og efterspørgselskurverne krydser hinanden dannes elprisen som alle aktører afregnes til. Vind og sol byder typisk ind med tæt på nul, men tjener altså et dækningsbidrag for deres produktion svarende til elprisen. I timer med højt forbrug og lav vindkraftproduktion sætter gaskraft typisk prisen. Kulkraftværkerne med deres lavere marginalomkostninger tjener en stor del af deres penge i disse timer.

I timer med kraftig vind skubbes udbudskurven langt mod højre og prisen bliver meget lav og der opnås kun et lavt eller intet dækningsbidrag.

### Dyreste værk, der aktiveres i hver time, sætter elprisen for alle



## Vigtigste parametre for elprisen ligger uden for dansk indflydelse

### Danmark er i høj grad pristager på elmarkedet

Mange faktorer påvirker elprisen og danske beslutningstagere har kun i ringe grad mulighed for at påvirke dem.

I dag har omkostningerne til elproduktion på kul (kulpris og kvotepris) afgørende betydning for elprisen. Disse afgøres af verdensmarkedet (primært Kinas ageren) og EU, med begrænset indflydelse fra Danmark.

VE støtten i vores nabolande lægger også et nedadgående pres på elprisen ved at øge udbuddet af elproduktion og presse elprisen under omkostningerne til vedvarende energi.

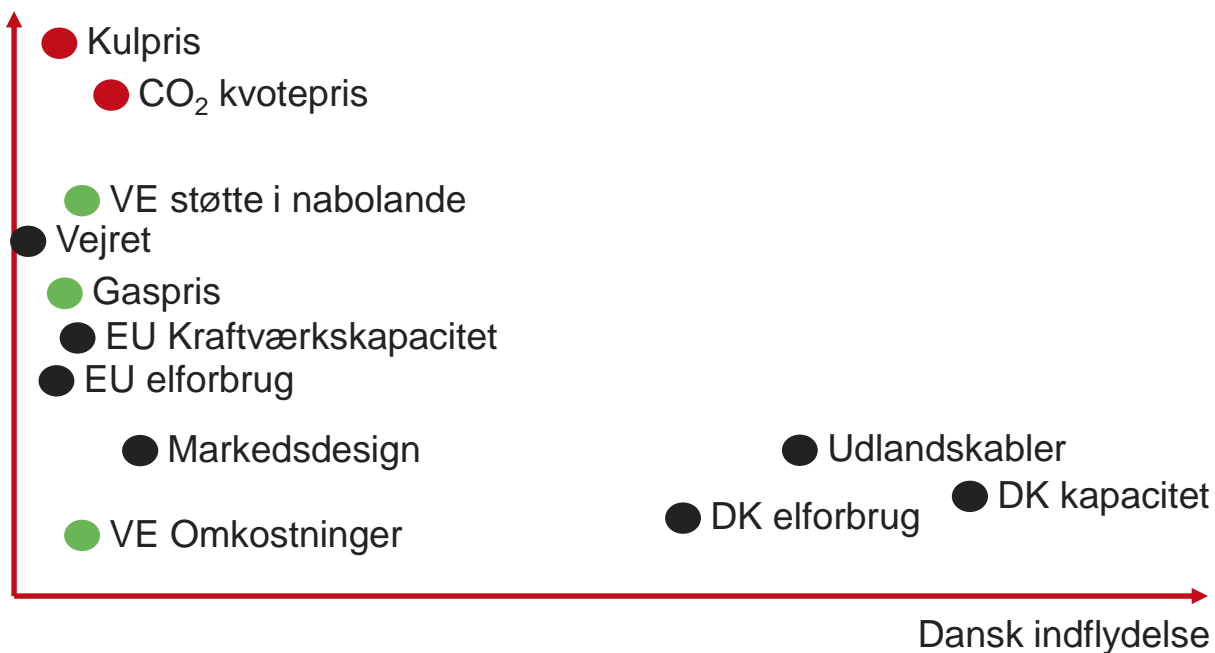
Danske politikere kan gennem rammevilkår som afgifter, tilskudsordninger og udbud påvirke forbruget samt kapaciteten af kraftværker, vindmøller og solceller i Danmark, men betydningen for det store europæiske elmarked – og dermed også danske elpriser - er begrænset.

Beslutningen om etableringen af Viking Link vil få en opadgående påvirkning af den danske elpris i størrelsesordenen 1-2 øre/kWh.

### Faktorer der påvirker den danske elpris og Danmarks indflydelse på disse

**Røde** punkter har aftagende betydning – **grønne** har stigende

#### Påvirkning



---

## **2.1 Historisk prisudvikling**

## Stor variation i elpriser i Europa

### Nabolande påvirker den danske elpris

Danmark er elmæssigt stærkt forbundet med vores nabolande i Nordvesteuropa. Elprisen i vores nabolande, og sommetider deres naboer, påvirker i høj grad den danske elpris. Danmark er elmæssigt meget lille sammenlignet med vores naboer, som ud over større befolkningstal også i langt højere grad bruger el i opvarmning og har større industrisektorer med tilsvarende større elforbrug.

Mod nord er Danmark forbundet til Norge og Sverige som begge er elsystemer domineret af produktionsenheder med lave marginale omkostninger. Det gælder især vandkraft, men der investeres også massivt i ny vindkraft mens Sverige også stadig har en stor mængde a-kraft. Det gør disse lande til lavpris områder, som dog er meget følsomme overfor nedbørsmængder.

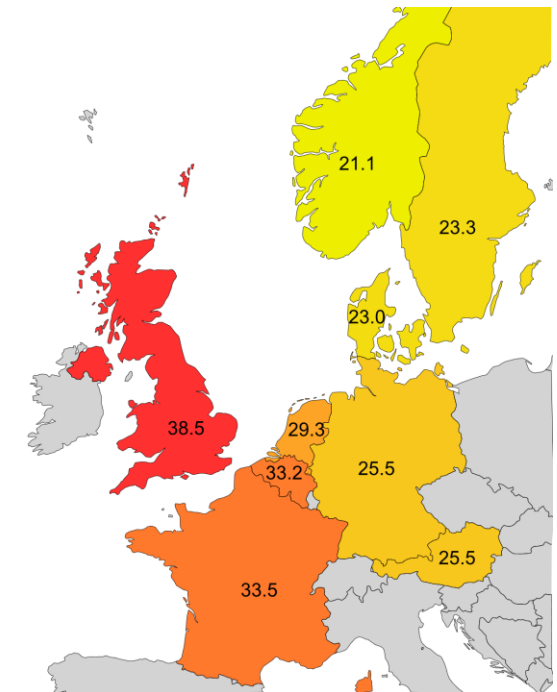
Mod syd er Danmark forbundet til Tyskland, som har et mere traditionelt elsystem med meget termisk kapacitet og a-kraft. Det tyske elsystem undergår dog disse år en stor omlægning til specielt sol og vind. Prisen i Tyskland er traditionelt lidt højere end den danske.

Storbritannien er det land i Nordvesteuropa som traditionelt har den højeste elpris. Det skyldes i høj grad en stor naturgas-elproduktion samt deres Carbon Price Floor (CPF), som holder hånden under den britiske CO<sub>2</sub>-pris.

Også de øvrige Vesteuropæiske lande har elsystemer som er domineret af termiske produktionsenheder og a-kraft. Det giver generelt højere elpriser end i Danmark og de øvrige nordiske lande.

Som det ses på kortet ligger Danmark i krydsfeltet mellem de lave priser i nord og de høje priser i syd/vest.

### Elpriser i Nordvesteuropa i år 2017 (øre/kWh)



Kilde: Syspower og ENTSO-E

## Elprisen er steget igen efter historisk stort fald

### Kulkraft og nedbør dikterer i høj grad elprisen

Brændsels- og CO<sub>2</sub> priser, nedbør og temperaturer er i dag de primære faktorer i at afgøre elprisen.

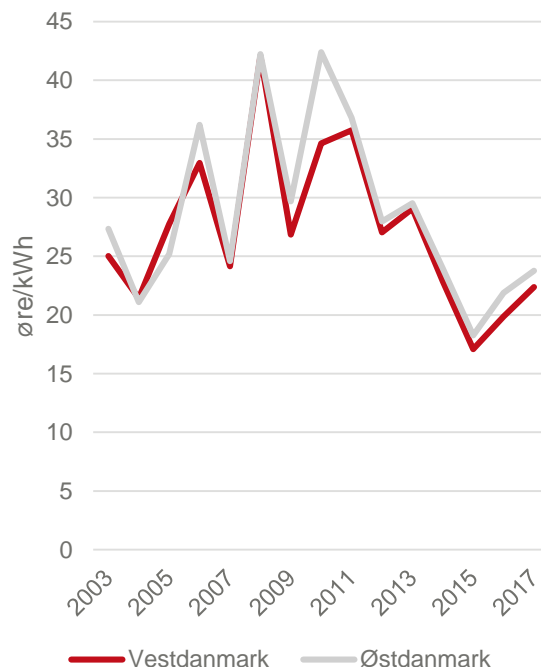
Elpriserne er historisk steget frem til finanskrisen i 2008, hvor de faldt markant. Efter en kort opgang frem mod 2011 faldt elprisen herefter stort set uafbrudt frem til 2015, der bød på lave kul- og kvotepriser samt store mængder nedbør i Norden – hvilket bevirkede særlig kraftigt prisfald. Siden hen er prisen steget i takt med at kulprisen er steget betydeligt siden vinteren 2015/2016.

Elprisen i de to danske budområder er stort set ens med undtagelse af 2010, hvor Østdanmark og Sverige så adskillige højpristimer i vinteren, der drev den gennemsnitlige pris op.

Ses der på de tyske priser, der kun i begrænset omfang påvirkes af variationer i nedbør ses en klar sammenhæng mellem omkostningerne til elproduktion på kul (den såkaldte kulmarginal) og den tyske elpris.

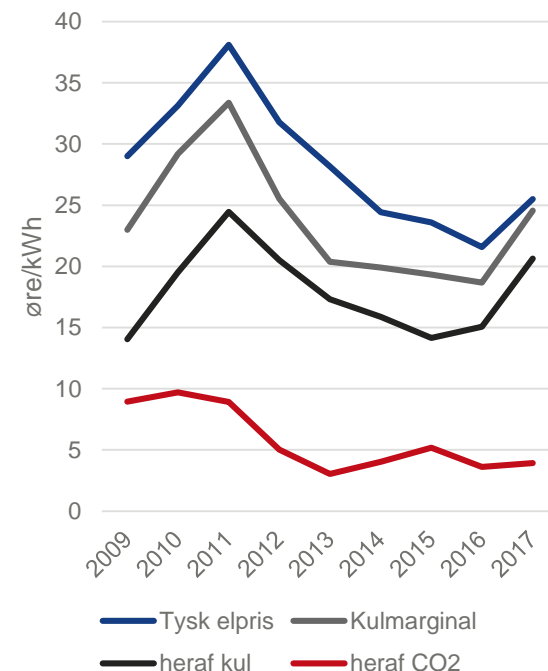
Kvotepriisen har været lav siden 2012 og påvirker i dag kun elprisen med omkring +5 øre/kWh.

### Danske gennemsnits elpriser



Kilde: Nordpool Spot

### Tysk elpris afgøres primært af omkostninger til elproduktion på kul



Kilde: SysPower

## Større spredning i værdi af produktion

### Gennemsnitlig elpris mister betydning

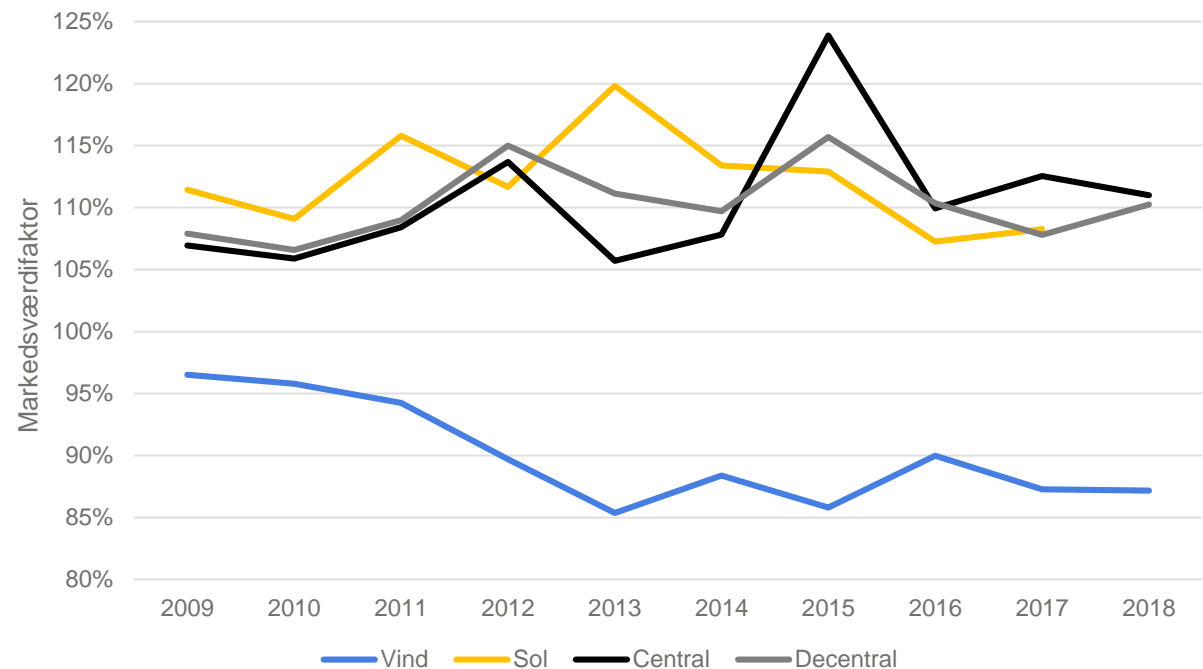
Den gennemsnitlige afregning i elmarkedet for forskellige producenter viser gradvist større spredning i takt med at vind udgør en stigende andel af elproduktionen. Med andre ord bliver årgennemsnittet af elprisen i stigende grad irrelevant for markedsaktørerne.

Vindens relative markedsværdi har således været aftagende frem mod 2013. De øvrige producenters afregning ligger i dag omkring 10 pct. over gennemsnitselprisen, hvor de tidligere lå omkring 7 pct. over.

I 2012 og 2015 lå den relative afregning til termiske værker særligt højt. Disse to år var såkaldte vådår, hvor nordisk vandkraft pressede sommerpriserne ned. Da kraftvarmeværkernes produktion er størst i vinterhalvåret undgik de det værste prispres fra vandet.

Solceller har historisk haft en betydeligt højere værdi på markedet end vind og afregner således ca. 10 pct. over gennemsnitselprisen. Det skyldes dog at sol indtil videre kun har fået en ganske lille markedsandel. I Tyskland, der har langt mere sol og vind er afregningen faldet væsentligt i løbet af de senere år.

**Markedsværdi af elproduktion relativt til gennemsnitlig elpris  
Vestdanmark**



Kilde: Dansk Energi pba. SysPower



## Afregning til vind og sol falder i takt med udbygningen

### Særligt landvind ser lav markedsværdi i dag

På baggrund af data for Tyskland der i absolutte tal har den største VE produktion og dermed påvirker elmarkedet mest, ses det tydeligt, at den relative markedsværdi af vind og sol falder i takt med udbygningen.

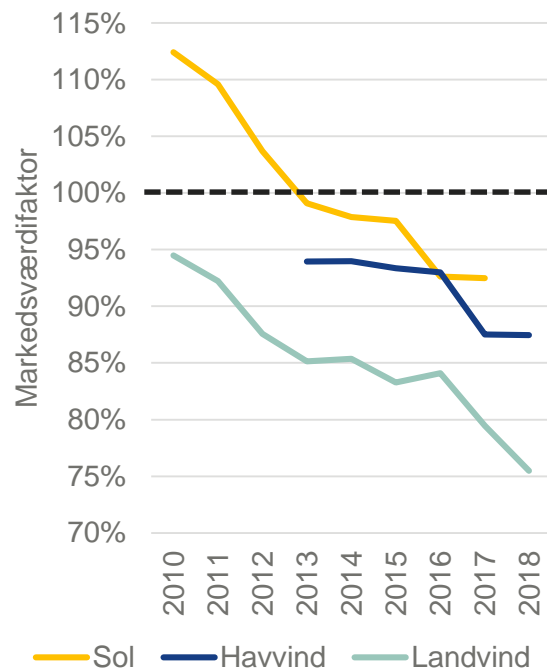
Fra 2013 er data opdelt på hav- og landvind og det ses at markedsværdien af de mere stabilt producerende havvindmøller er højere end landvindmøllernes, hvis produktion primært finder sted i timer med kraftig vind og lav elpris.

### Sol står potentielt over for stort værditab

Sol er fortsat mere værd end vindkraft, men det forhold kan hurtigt ændre sig, hvilket ses af figuren til venstre. Såfremt den lineære fremskrivning holder, vil solproduktionens markedsværdi halveres, hvis man øger solens andel af elforbruget til 20 pct.

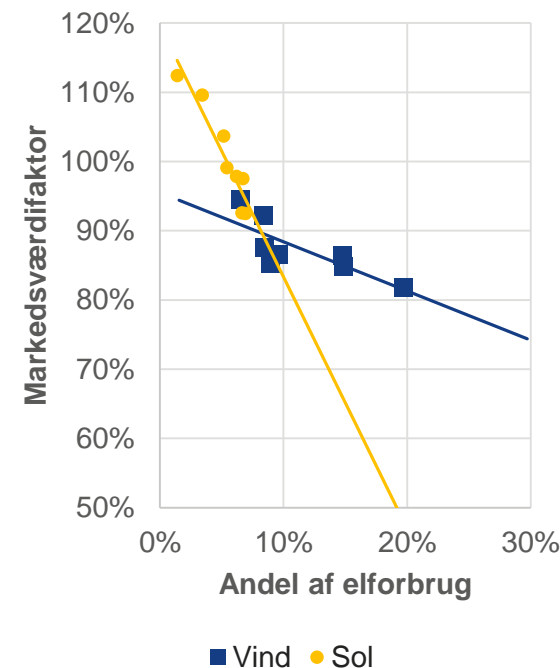
Vindens markedsværdi ser et mindre fald i takt med udbygningen, hvilket skyldes, at vindkraften producerer mere jævnt og har et bedre sæsonmæssigt match til elforbruget, der ligesom vindkraften er højst i vinterhalvåret.

**Afregning for vind og sol ift. generel elpris (Tyskland)**



Note: 2018 alene dækker januar og februar

**Tyskland**



Note: Bedste rette linjer gennem punkter giver simpel fremskrivning af markedsværdifaktor ved højere andele fra vind og sol

---

## **2.2 Nøgletendenser indenfor teknologi, forbrug og priser**

## IEA forudser ikke et kollaps i kulprisen selv ved stærkt faldende forbrug

### Store udsving i verdensmarkedpris på kul

Som tidligere vist har prisen på kul afgørende indflydelse på elprisen.

Kulprisen lå højt på til omkring 120 USD/ton i 2011. Herefter blev den reduceret til en tredjedel frem til starten af 2016, hvor bunden på 43 USD/ton blev ramt. På det tidspunkt gik mineselskaber konkurs og den kinesiske regering greb ind og lukkede tabsgivende miner. Prisen blev siden mere end fordoblet og ligger i dag på 80-90 USD/ton.

### Fortsat behov for åbning af nye miner

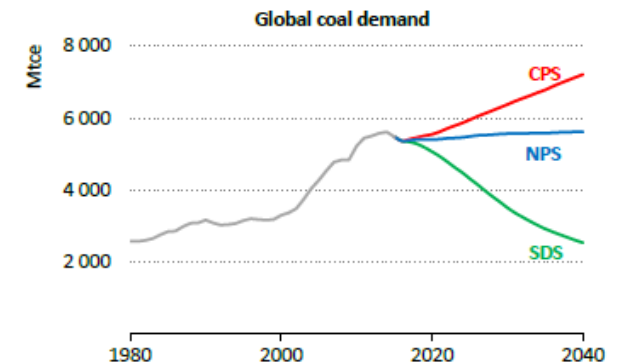
Det centrale New Policies scenarie i IEAs WEO2017 forudsiger svagt stigende kulforbrug og kulpriser fra 2020 til 2040, sluttende på 82 USD/ton. I deres centrale New Policies scenarie (NPS). Dette scenarie er udgangspunktet for WEO scenariet i denne rapport.

I WEO2017s Sustainable Development Scenario (SDS) falder kulprisen blot en anelse til 64 USD/ton frem mod 2040 på trods af at kulforbruget mere end halveres. IEA oplyser at selv med en så stor produktionsreduktion vil der stadig være behov for at åbne nye miner (da

lukningstakten af gamle miner løber hurtigere) og derfor vil prisen ikke kollapse.

Med 64 USD/ton og nuværende dollarkurs bidrager kulprisen i så fald med ca. 16 øre/kWh til omkostningerne til produktion på kulkraft i kondensdrift. Dette inkluderer ikke omkostninger til drift og vedligehold samt kvotekøb, hvorfor den samlede pris vil blive højere (afhængig af kvotepris).

### Globalt kulforbrug i IEAs tre WEO scenarier



### Kulpris historisk



## Fald i gaspris har givet lille comeback

### Økonomi i gaskraftvarme er fortsat udfordret

Økonomien for gaskraftvarme dikteres i grove træk af, hvad man kan få for at omdanne gas til el. Gas laves om til ca. 50 pct. varme og 40 pct. el og derfor skal el være minimum være 1,25 gange dyrere end gas for at motordrift er bedre end kedeldrift.

Figuren viser forholdet mellem elprisen i DK1 og gasprisen. Forholdet har været bedre det seneste år end i de fire år 2012-2015 og der har derfor været mere gaskraftvarme i 2017 end i tidligere år.

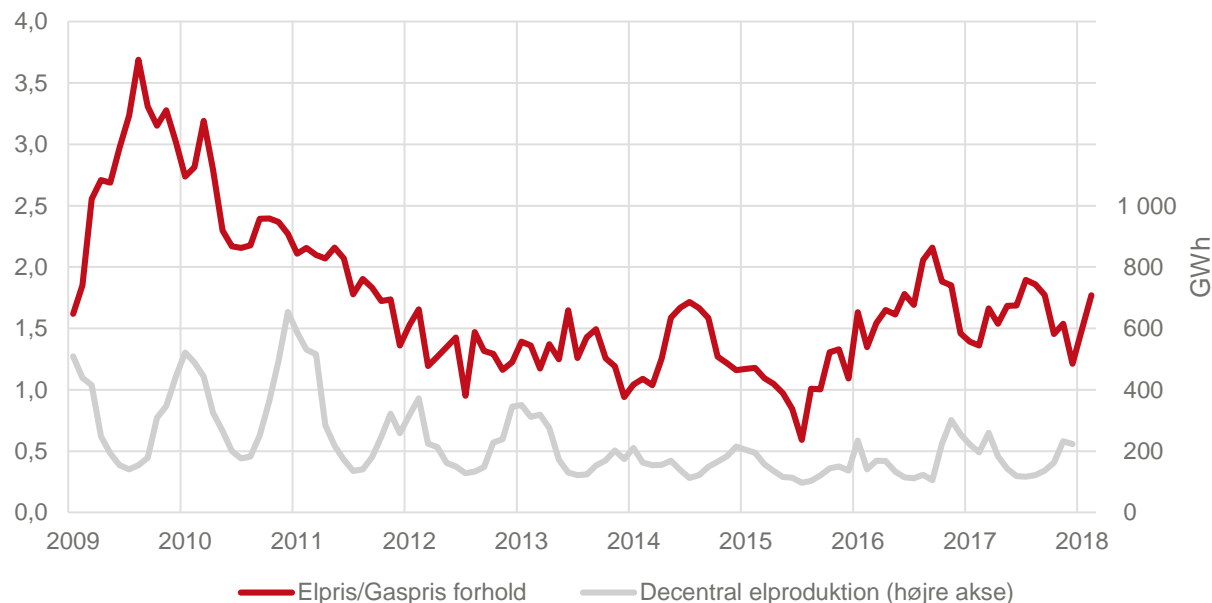
Analysen er lavet på baggrund af månedsgennemsnittet af elprisen og tager derfor ikke højde for at gaskraftvarmeanlæg afregner til en højere elpris i de timer, hvor de kører.

Gasprisen er taget fra som engrosprisen, der ikke inkluderer transporttillæg. Desuden ses der bort fra kraftvarmeanlæggets driftsomkostning.

Analysen giver dog et stærk indikation af konkurrencedygtigheden for gaskraftvarme.

### Gaskraftvarme har fået et lille comeback i 2016-2017

Forhold mellem elpris og gaspris i DK1



Kilde: SysPower og Energistyrelsens månedsstatistik

Gaspris = TTF pris uden transporttillæg; Elpris = NordPool Spot pris for DK1

Dec. elproduktion omfatter andet end gas (fx affald) og er typisk kraftvarme og derfor størst i vinterhalvåret

## Faldende VE omkostninger og boom i svensk landvind

### Årligt fald i forventet afregning på 50 SEK/MWh

En ejer af en svensk vindmølle har to indtægtsstrømme: Salg af el på spotmarkedet og salg af VE-certifikater. Etablering af nye projekter sker under hensyntagen til forventning til udvikling i disse to indtægts-strømme.

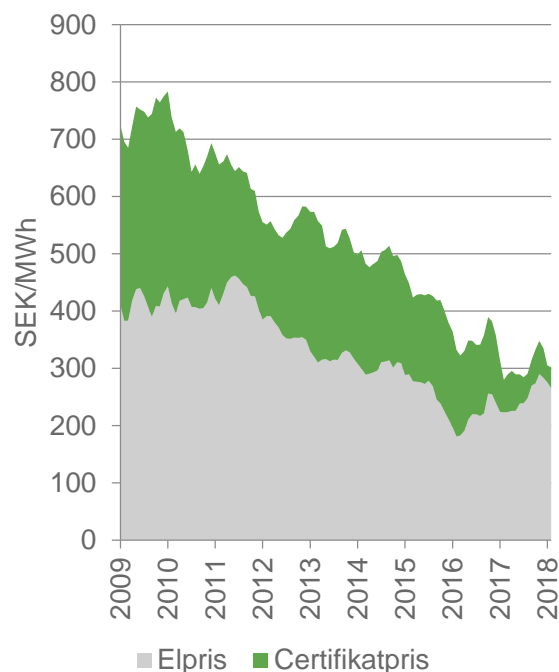
Forwardmarkedernes forventning til summen af de to markeder er faldet med ca. 50 SEK/MWh hvert år siden 2009 og ligger i dag på ca. 300 SEK/MWh med et meget lille bidrag fra certifikater på 35 SEK/MWh svarende til 2,5 danske øre/kWh. Dette viser, at man er meget tæt på støttefrihed for landvind.

### Udbygningsboom på trods af lav støtte

På trods af den meget lave støtte er udbygningen langt fra gået i stå. Kampen om at komme med i slutspurten om de sidste elcertifikater fik svenske aktører til i løbet af 2017 at indgå kontrakter på opstilling af hele 2.079 MW i løbet af de kommende år.

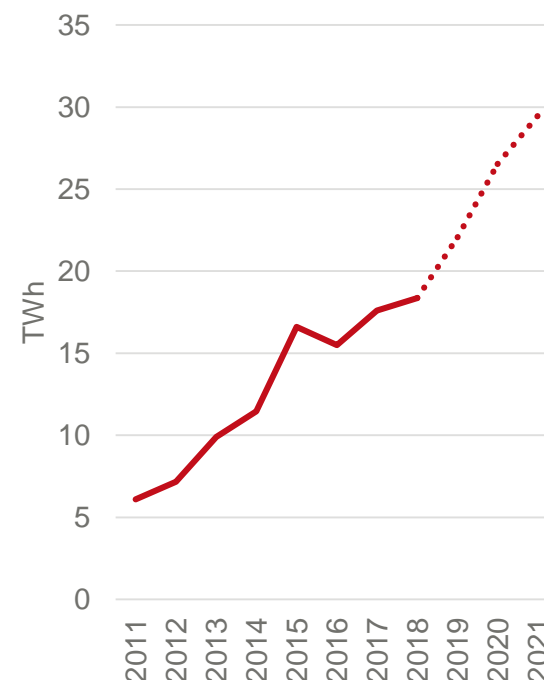
Adskillige svenske aktører, der har bygget vindkraft tidligt i perioden, har måtte nedskrive store beløb som følge af uventet store prisfald på ny vindkraft, der har presset afregningen for alle.

**Forventet afregning til VE elproduktion i Sverige**



Kilde: SysPower, SKM  
Elpris er forward+2år. Certifikatpris er forward+3år.  
Begge er mål for langsigtet prisforventning.

**Svensk vindkraft i kraftig vækst på trods af lav afregningspris**



Kilde: Svensk Vindenergi  
Bemærk 2015 var et år med kraftig vind.

## Danmark er i stigende grad del af nettoeksportregion

### Overskud til erstatning af kernekraft

Stigende elproduktion fra vedvarende energi og faldende elforbrug i Tyskland har ført til massiv eleksport til nabolandene.

Tyskland installerede ca. 5,3 GW vindkraft på land og 1,2 GW på havet. Den samlede vindkraftproduktion oversteg 100 TWh i 2017 svarende til knap 20 pct. af forbruget.

Frem mod 2022 skal den tyske kernekraftproduktion afvikles helt. Kernekraft producerede 72 TWh i 2017, hvilket er 38 pct. over nettoeksporten på 52 TWh i samme år. En stor del af nettoeksporten kan derfor forventes at forsvinde inden for de kommende år, da størstedelen af Tysklands VE udbygning indtil nu skal bruges til at erstatte kernekraften i de kommende år. Elprisen vil dog blive presset i de kommende år pga. det midlertidige kapacitets overskud.

### Nordisk elproduktion overstiger forbruget

Samtidig er Norden gradvist ved at blive større og større nettoeksportør med sit store potentiale for vindkraftudbygning til lav pris. Det nordiske elforbrug er vokset ca. 10 TWh siden 2010, men produktionen løber endnu hurtigere. Lukningen af

fire svenske kernekraftreaktorer i disse år vil omtrent blive modsvaret af elproduktionen fra det stærkt forsinkede finske kernekaftværk Olkilutoto 3, der forventes at gå i drift næste år efter ti års forsinkelse og omkring 200 pct. budgetoverskridelse. De resterende svenske kernekraftværker er besluttet levetidsforlænget til 2030'erne og bliver svære at presse ud af markedet for andre aktører. Vattenfall har i år udmeldt et omkostningsmål på 14 øre/kWh for deres elproduktion på kernekraft.

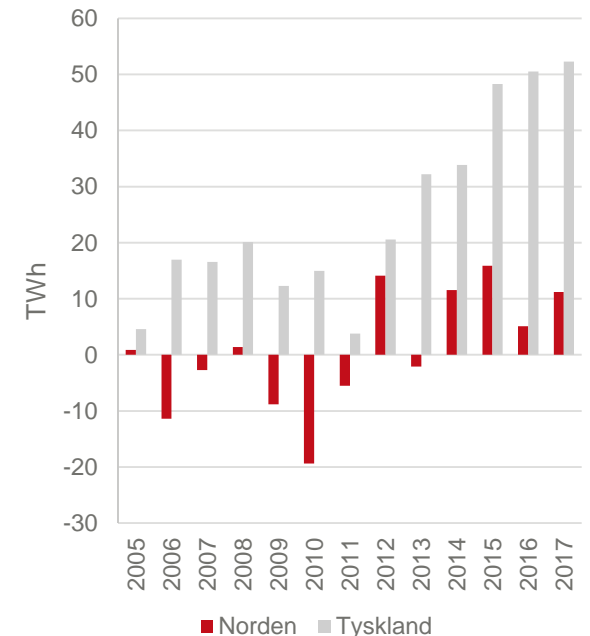
### Kabler kan hæve værdi af produktion

I de kommende år forventes der, at blive idriftsat flere kabler mellem Norden og Storbritannien, der kan sikre en højere værdi af den nordiske produktion ved at fortrænge gas på det britiske marked.

Bedre forbindelser mellem Norden og kontinentet, Storbritannien og Baltikum er centrale ift. at realisere visionen om Norden som grønt kraftværk, da de muliggør en stor VE udbygning uden at priserne kollapse.

Øget elforbrug i form af datacentre og elintensiv industriproduktion kan også bidrage til at udnytte potentialet for nordisk vindkraftproduktion.

### Stigende nettoeksport fra Norden og Tyskland



## Batterier er begyndt at komme med som backup i elsystemet

### En ny aktør på elmarkedet

Batterier er i løbet af de seneste år så småt begyndt at blive introduceret i det europæiske elsystem. Primært med den funktion at stabilisere elnettet ved at levere store effektmængder i kort tid. I takt med prisfald ses konfigurationer med større energimængder, der kan aflade i flere timer.

### Stor indtjening i få timer

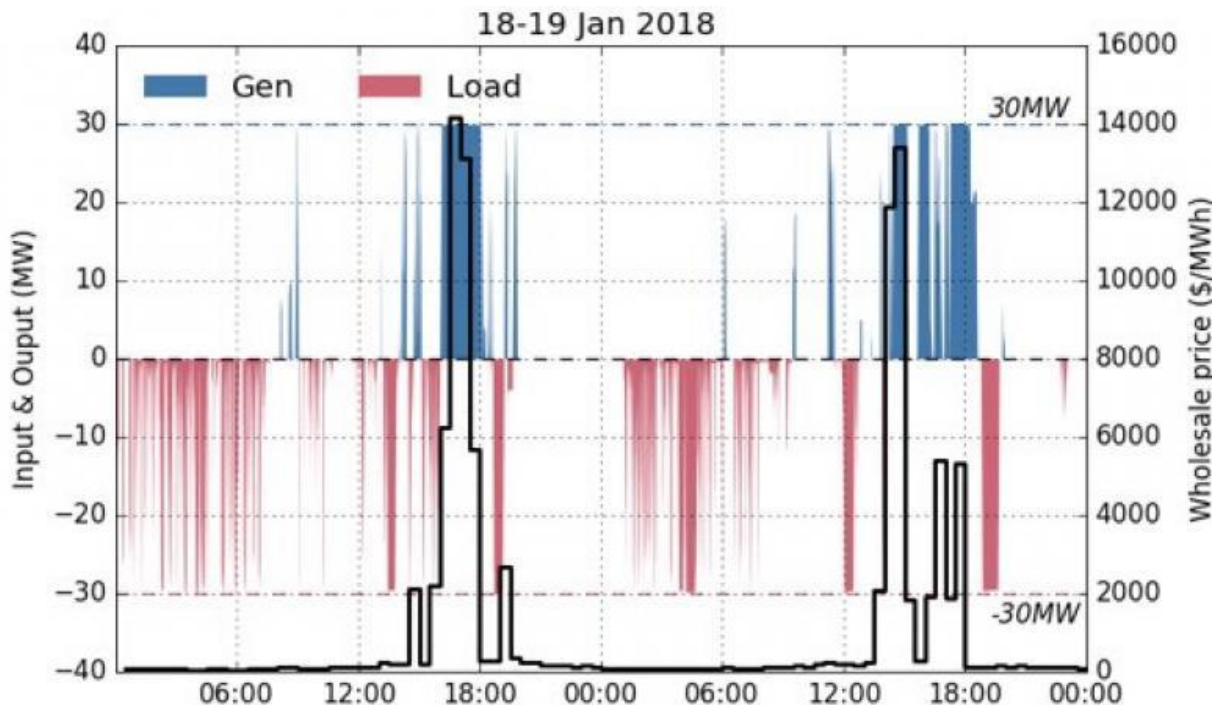
Tesla leverede i løbet af 2017 det hidtil største batteri til Sydaustralien i en handel der fik stor medieomtale. Batteriet består af to dele. En til levering af system- og netydelser med 70 MW og 39 MWh drevet af netselskabet og en privatejet del på 30 MW og 90 MWh.

Batteriet tjente penge på arbitragehandel i dagene 18-19 jan. 2018, hvor elprisen pga. effektunderskud nåede helt op på 69 kr./kWh (prisloftet i NordPool Spot er ca. 22 kr./kWh).

Samlet indtjente batteriet ca. 1 mio. australske dollars på to dage ved at levere de 30 MW i få timer med ekstremt høje priser.

I figuren er den sorte streg elprisen, mens rød og blå viser hhv. op- og afladning.

### Batteri i Sydaustralien tjener penge på salg af el i timer med ekstrempriser



Kilde: ing.dk

---

## **2.3 Politiske drivere med betydning for elmarkedet**



## Politisk vilje til grøn omstilling

### Kraftig grøn omstilling af elproduktionen

Paris-aftalen fra 2015 satte et mål om at begrænse stigningen i den globale gennemsnits temperatur til max. 2 °C. Det kræver en kraftig grøn omstilling af hele økonomien, og nogle af de lavest hængende frugter er i elsektoren.

Aftalens mekanismer taler for et gradvist øget ambitionsniveau med såkaldt "no backsliding" på indleverede løfter.

### Billig VE giver større ambitioner

EUs mål for vedvarende energi er pt. til forhandling. EU Parlamentet ønsker et 35 pct. mål i 2030, hvilket er væsentligt højere end Kommissionens udspil på 27 pct.

Flere analytikere har påpeget at man gratis kan øge ambitionsniveauet væsentligt ud over de 27 pct., særligt ved udbygning med mere vind- og solenergi i elsektoren. Det vedvarende energiagentur IRENA seneste analyse peger på at 34 pct. er det omkostningseffektive niveau.

Tyskland har vedtaget mere ambitiøse mål for udbygningen med sol og landvind og varslet øgede mængder havvind, der skal i udbud.

### To veje til grøn omstilling

Som vist i Dansk Energis VE Outlook er der grundlæggende to veje til at opnå en grøn omstilling.

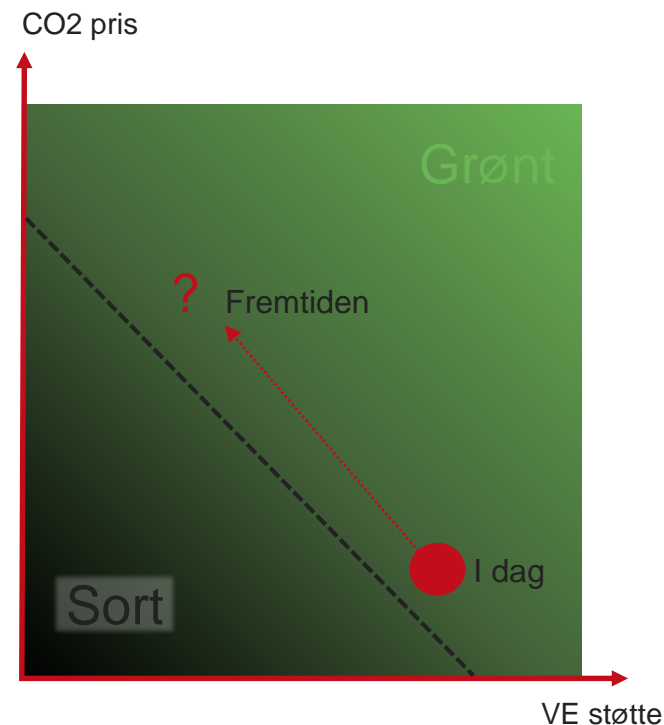
Enten lader man forurenerne betale gennem en høj pris på CO<sub>2</sub>, eller også kompenserer man VE producenterne med støtte for at skabe mere lige konkurrence.

Historisk har den grønne omstilling med få undtagelser primært været drevet frem med nationale støtteordninger, da det har vist sig svært at opnå enighed om at reformere EU ETS.

En højere pris på CO<sub>2</sub> er dog forudsætningen for VE uden støtte og kan samtidig samle de lavesthængende frugter op i klimaindsatsen (fx mindre drift på de mindst effektive kulkraftværker).

Et tredje virkemiddel er aktive lukninger af kraftværker, som set med den tyske regerings såkaldte klimareserve, der sætter de ældste brunkulsværker på standby mod betaling.

Høje ambitioner kræver enten pris på CO<sub>2</sub> eller støtte til VE.



## Massivt skifte bort fra kul i Europa

### Storbritannien fører an i udfasningen af kul

Mens brugen af brunkul i Nordvesteuropa har ligget stort set konstant siden 2000 er brugen af stenkul inde i en stor forandring.

Elproduktion på stenkul er næsten halveret fra 341 TWh i 2013 til 177 TWh i 2017.

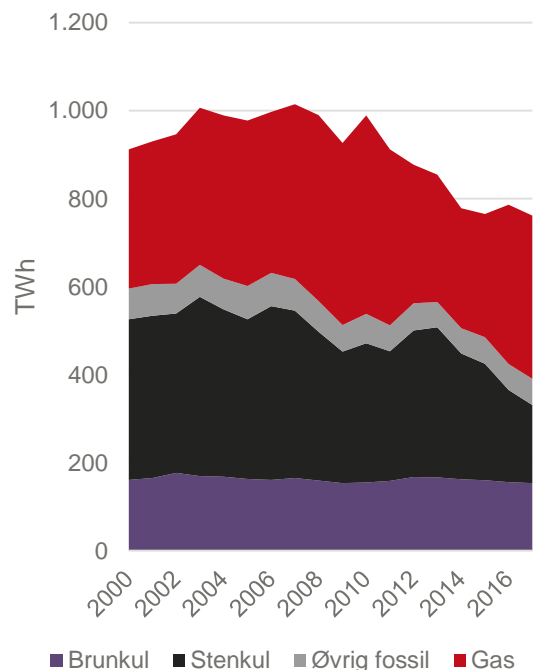
Siden 2014 har det primært været gas, der har overtaget, mens udbygningen med VE i grove træk har kompenseret for bortfaldet af kernekraft.

Flere lande har udmeldt et stop for brug af kul til elproduktion frem mod 2030 og særligt Storbritannien har reduceret sit kulforbrug markant over de seneste fire år. Dette skyldes især indførelsen af det såkaldte Carbon Price Floor, der ligger en bund under kvoteprisen.

### Flere lande slutter sig til kulfri alliance

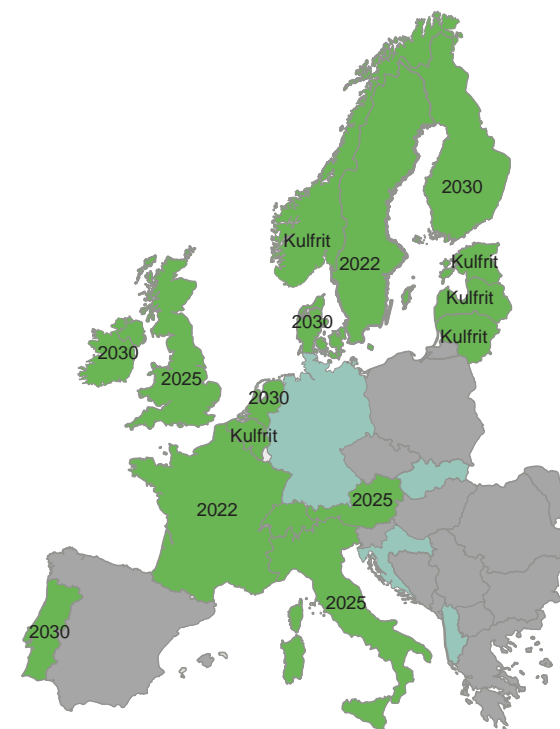
Flere lande har i kølvandet på Parisaftalen tilsluttet sig alliancen *Powering Past Coal*, hvor landene sætter slutdato på brug af kul i elproduktionen. Store dele af Vesteuropa har udmeldt kulstop og Danmark tilsluttede sig i 2017 med et udmeldt kulstop i 2030. Hertil kommer at Ørsted har udmeldt, at de ikke vil fyre med kul efter 2023.

### Elproduktion på fossile brændsler i Nordvesteuropa



Kilde: Sandbag/Agora

### Europas landes planer for kuludfasning



## Utilstrækkelige reformer af kvotesystemet har givet lave CO2 priser

### Lange udsigter til reel knaphed

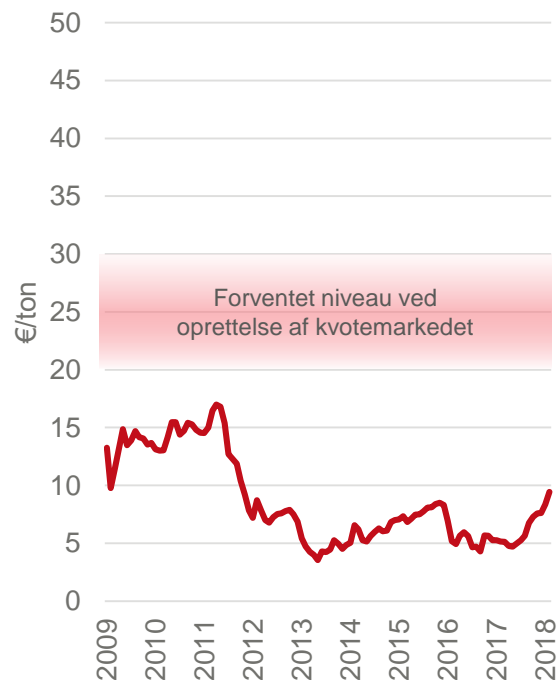
EUs CO2 kvotesystem blev født før finanskrisen og har lidt under et massivt overskud af kvoter efter el- og industriproduktionen tog et dyk efter 2008. På trods af adskillige reformer er det endnu ikke lykkedes at skabe en forventning til, at der opstår reel knaphed på kvoter, og derfor har prisen holdt sig under €10 per ton siden 2012. Langt under det oprindeligt forventede niveau på 20-30 €/ton.

Siden sommeren 2017 er prisen steget fra ca. 5 til 10 €/ton. Det skyldes formentlig større tillid til at EU's politikere vil bruge kvotesystemet til at drive den grønne omstilling samtidig med at nye mekanismer som den såkaldte Markedsstabiliseringsreserve snart træder i kraft og vil opsuge en stor del af overskuddet.

### Fortsat strukturelt overskud

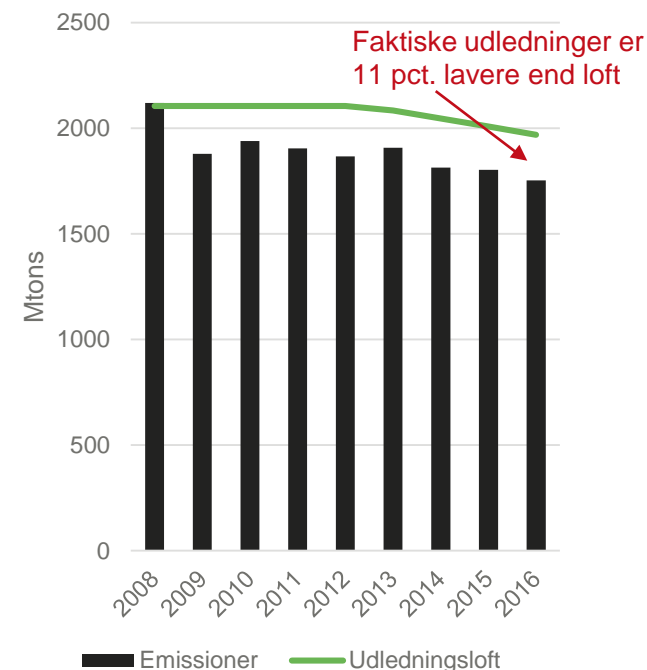
På trods af alle reformerne lider ETS systemet fortsat under at den årlige mængde af tilførte kvoter er større end den mængde kvoter, der er brug for. Dette fører til at der ikke ville være knaphed på kvoter i dag selvom det historiske overskud forsvandt. Det er mao. ikke nok at håndtere det historiske overskud. Der er også brug for at begrænse udbudsmængden fremadrettet.

### Kvotepriis langt under 20-30 €/ton



Kilde: SysPower

### Der er fortsat strukturelt problem med overallokering i ETS



Kilde: Sandbag

## National enegang på CO2 prisbund skævvrider konkurrencen

Holland har vedtaget at indføre en national prisbund under CO2 startende på 18 EUR/ton i 2020 stigende til 43 EUR/ton i 2030. Prisbunden laves som et top-up til EU kvoteprisen som det kendes fra det britiske marked.

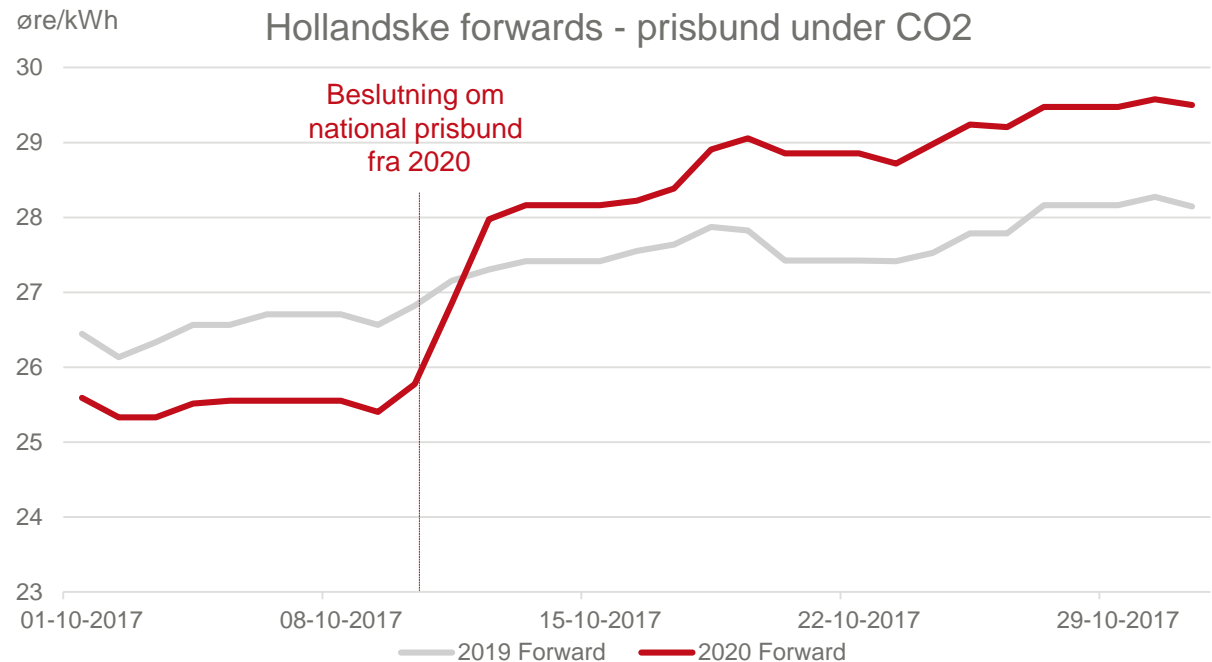
Beslutningen kom uventet for markedet, der reagerede ved på tre dage at hæve elprisen på 2020 forwardkontrakten med ca. 2 øre/kWh mere end 2019-kontrakten steg i samme periode.

Den nationale prisbund stiller hollandske elproducenter, der bruger kul og gas dårligere i konkurrencen med udenlandske fossilt fyrede værker. Prisbunden vil derfor bl.a. resultere i mere import af tysk kulkraft. Klimaeffekten er derfor begrænset. Den lidt højere elpris forbedrer dog samtidig økonomien i både inden- og udenlandsk fossilfri elproduktion.

UK besluttede i løbet af 2017 at videreføre deres prisbund frem mod 2030. Satserne skal forhandles, men den tidligere plan sigtede mod en stigning fra £30 til £70 per ton fra 2020 til 2030.

Såfremt en række europæiske lande går sammen om at indføre en prisbund i så stort et område, at der kan sikres fair konkurrence, kan det være et udmærket alternativt til en fælles høj EU kvotepris.

### Forventning til elprisen stiger som følge af prisbund under CO2 i Holland Oktober 2017



---

# 3. Scenarier for elprisens udvikling i Nordvesteuropa

---

# 3.1 Scenarier og væsentligste usikkerheder

## Grundscenarierne defineres af politisk drevet VE udbygning

### Konstant forbrug og tryk på grøn omstilling

Analysen lægger til grund at Nordvesteuropas lande vil gennemføre en grøn omstilling uanset hvordan CO<sub>2</sub>- og brændselspriser udvikler sig.

Antagelsen om en markant VE udbygning skal ses i lyset af at prisfaldene på vind og sol har øget den politiske appetit på mere udbygning. I Danmark antages en udbygning der leverer 100 pct. VE i elsystemet i 2030, hvilket vurderes som et rimeligt bud på elsektorens bidrag til regeringens målsætning om mindst 50 pct. VE.

Elforbruget i udlandet er antaget at udvikle sig konstant med undtagelse af nyt elforbrug til elbiler. Danmarks elforbrug følger Energistyrelsens basisfremskrivning 2017.

### Forwards og WEO definerer udfaldsrum

Fremtidens elpriser og afregning til elproducenter dikteres i høj grad af brændselspriser og kvotepriser. Som i Dansk Energis tidligere elprisscenarier lader vi hhv. priserne fra Forwardmarkedet og IEAs World Energy Outlook New Policy scenarie definere udfaldsrummet.

Marginalomkostningerne for kul- og gaskraft er vist i figurerne til højre sammenlignet med

forudsætningerne for sidste års elprisscenarier.

Hverken IEA eller Forwardmarkedet har historisk haft nogen særlig forudsigelseskraft. Sidstnævnte er primært et instrument til afdækning af risiko.

Kvotepriisen er steget i Forwardmarkedet og er nu omkring 10 €/ton. I WEO scenariet forventes den at stige til 13 €/ton i 2020 og 36 €/ton i 2035.

### Scenarier med forskellige konkurrenceforhold

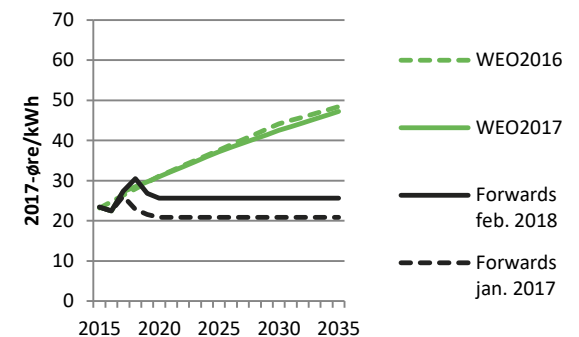
Marginalomkostningerne til produktion på kul stiger til over 45 øre/kWh i 2035 i WEO scenariet, mens de holder sig på 26 øre/kWh i Forwards.

Omkostningsforskellen mellem elproduktion på kul og gas udvikler sig næsten ens i de to scenarier. Konkurrenceforholdet mellem VE og fossile brændsler udvikler sig derimod væsentligt forskelligt, idet VE's konkurrenceevne er større i WEO.

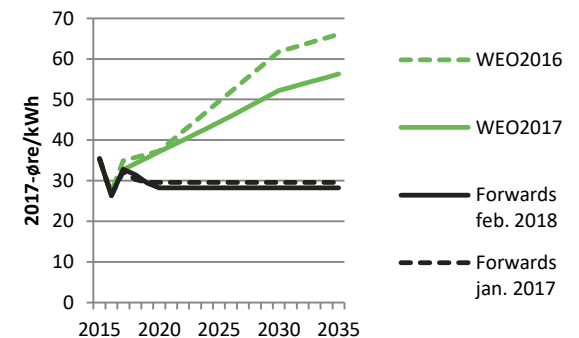
Som i Dansk Energis VE Outlook tages udgangspunkt i de VE-omkostninger, som fremgår af Energistyrelsens Teknologikatalog.

Politisk udmeldte planer for kernekraftlukninger er medtaget i beregningerne ligesom vedtagne transmissionsforbindelser mellem landene også er en del af grundforudsætningerne.

### Kulmarginal



### Gasmarginal



## Der er væsentlig usikkerhed om den fremtidige udvikling

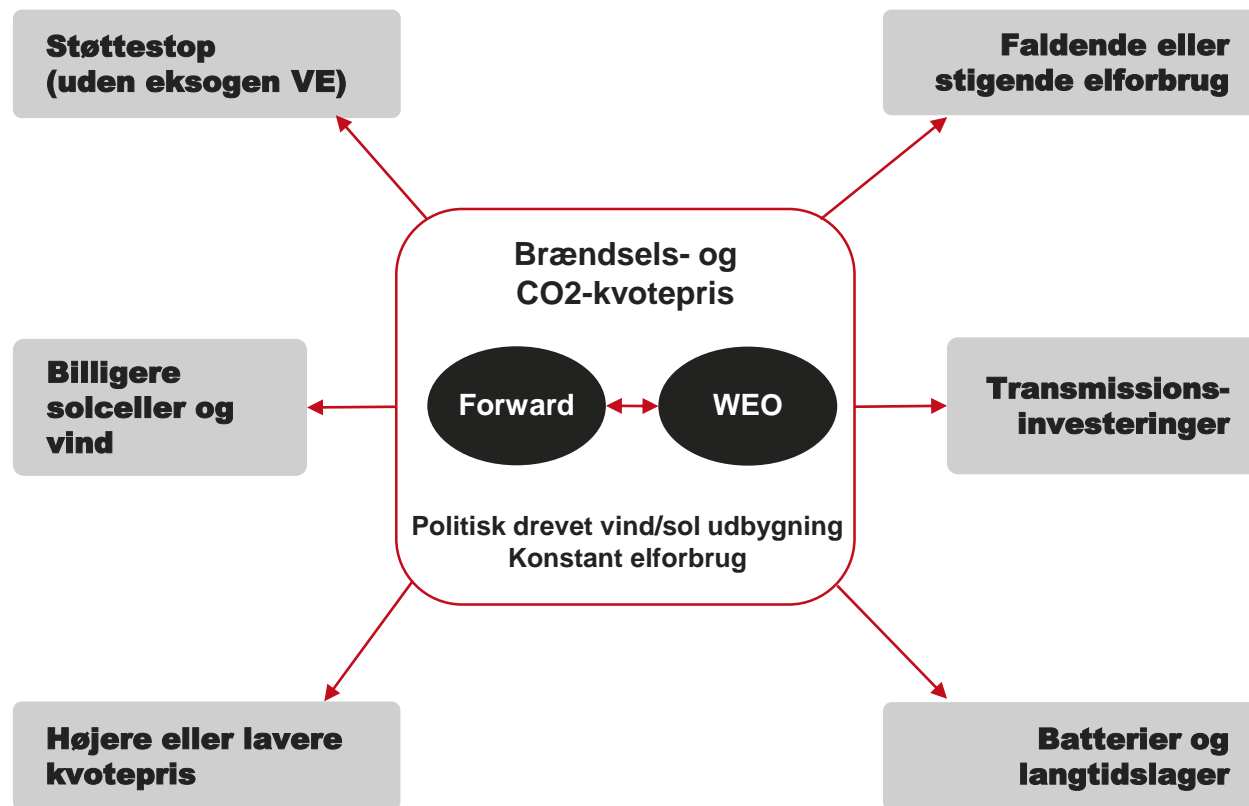
### Følsomhedsberegninger udbreder udfaldsrum

Udover usikkerheden på brændsels- og kvotepriser, der varieres i grundscenarierne er der usikkerhed om en lang række andre udviklinger, som potentielt kan have stor betydning for elprisens udvikling.

Hertil kommer at en række pointer bedst illustreres ved at variere forskellige forudsætninger og politik og teknologisk udvikling. Således har vi valgt at modellere, hvad der sker såfremt støtten til nye VE projekter helt bortfalder efter 2020 og udbygningen kun kan ske på markedsvilkår.

Teknologiomkostninger på vind og sol er en væsentlig usikkerhed. Indikationer på kraftigere faldende omkostninger har gjort at vi har regnet på et scenarie med 30 pct. lavere kapitalomkostninger for sol- og vindkraft. Der er endvidere lavet følsomhedsberegninger på kvoteprisen (ift. WEO scenariet) og elforbruget, der både er vurderet ift. stigninger og fald.

Hertil kommer en række simuleringer med investeringer i transmission og batterier for at se hvilken effekt det har på elprisudvikling.





---

## **3.2 Grundscenariernes resultater**

## Forsat stor variation i elpriserne i Europa

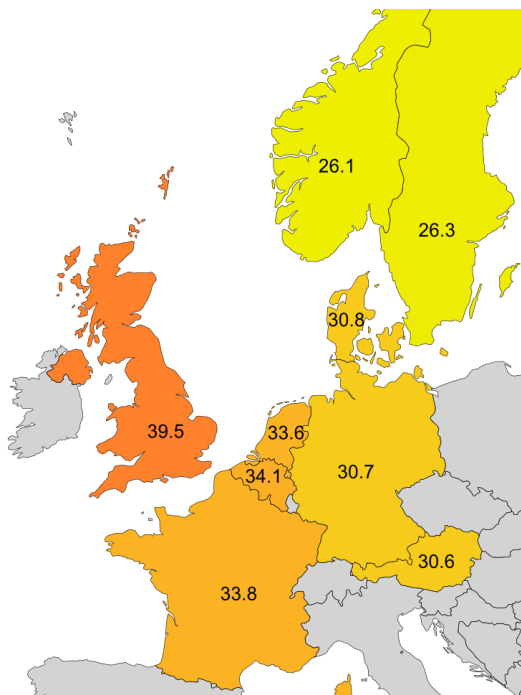
### Fortsat højeste priser i syd og vest

Analysen viser at de relative forskelle, der ses i elpriserne i dag, fortsætter i fremtiden. Der er fortsat lavere elpriser i nord og højere elpriser i syd og vest, hvor specielt Storbritannien trækker elprisen op. At prisen er højest i netop Storbritannien skyldes bl.a., at der her er indført en prisbund på CO<sub>2</sub> (Carbon Price Floor). Holland planlægger også at indføre en prisbund, men på grund af konkurrencepres fra producenter i nabolande stiger elprisen ikke lige så højt her. Den hollandske elpris holder sig lavere end i Belgien, der er nettoimportør.

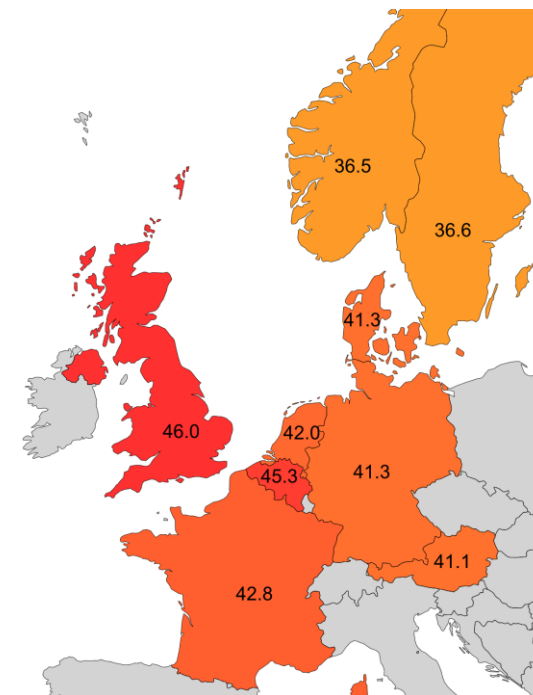
I WEO scenariet stiger elpriserne væsentligt mere i områderne med de laveste priser, da effekten af en generelt højere kvotepris slår igennem her.

Danmark får omtrent samme elpriser som i Tyskland og ca. 4,5 øre/kWh højere elpriser end Norge og Sverige, der primært kan tilskrives fraværet af ekstrempriser i Norge og Sverige (der har rigelige mængder pålidelig kapacitet fra primært vandkraft). Norge og Sverige er modelleret som et samlet område. I praksis er Norge delt i fem budområder og Sverige i fire. Ekstrempriser vil i praksis kunne optræde i nogle af disse områder.

**Elpris i Nordvesteuropa i Forwards scenariet (øre/kWh) 2025**



**Elpris i Nordvesteuropa i WEO scenariet (øre/kWh) 2025**



## Grøn omstilling af elsystemet i Nordvesteuropa

### Politikere sikrer tempo i grøn omstilling

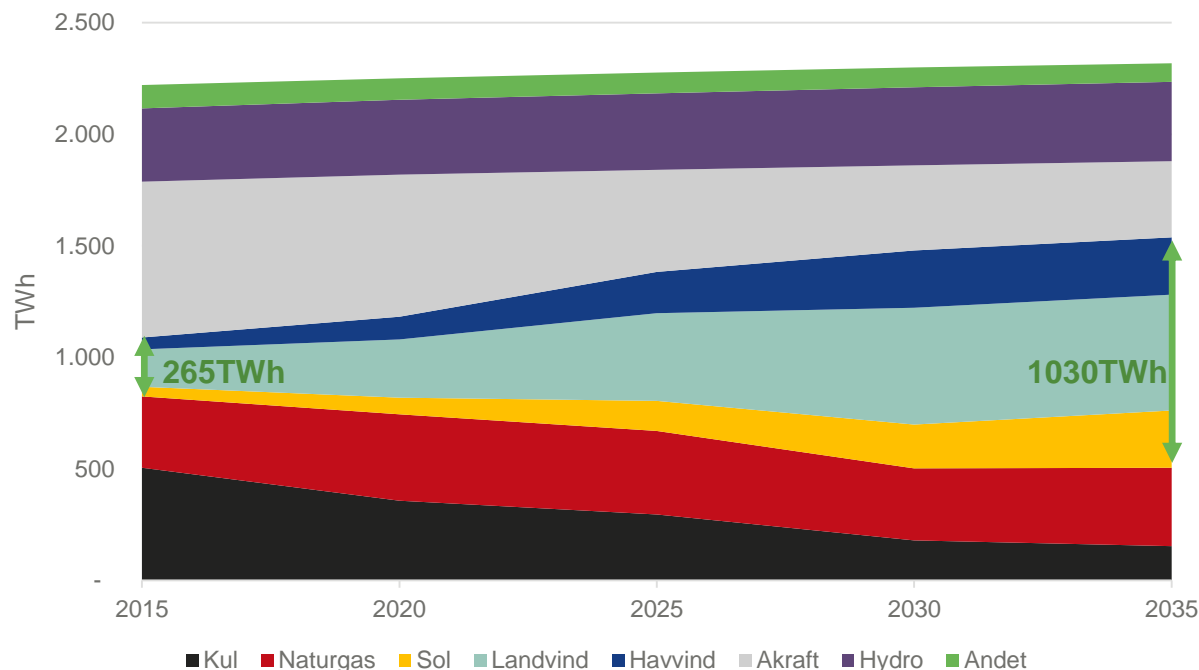
Frem mod 2035 er det antaget at politikerne gennem støtteordninger og udbud sikrer at den grønne omstilling af elsystemet fortsætter således at vind og sol udgør ca. halvdelen af elproduktionen i Nordvesteuropa i år 2035.

Det er antaget at der som minimum udbygges til 1030TWh sol og vind svarende til 440GW (66GW hav, 205GW land og 167GW sol) i 2035. Atomkraft halveres og eksisterende kraftværker lukkes efter 45års driftstid.

I Forward scenariet finder modellen ikke økonomi i at investere i mere VE end hvad der politisk er fastsat. Der investeres dog i ca. 100 GW naturgas og 21GW (varmeeffekt) varmepumper frem mod 2035.

I WEO scenariet etableres i udgangspunktet en tilsvarende mængde politisk bestemt VE udbygning, men som følge af de højere omkostninger til fossil elproduktion kan det i enkelte lande betale sig at bygge yderligere VE svarende til 106 TWh. Denne VE kommer ind i systemet på bekostning af naturgas.

### Elproduktion i Nordvesteuropa – Forwards scenariet



## Elprisen afhænger kraftigt af brændsels- og kvotepriser

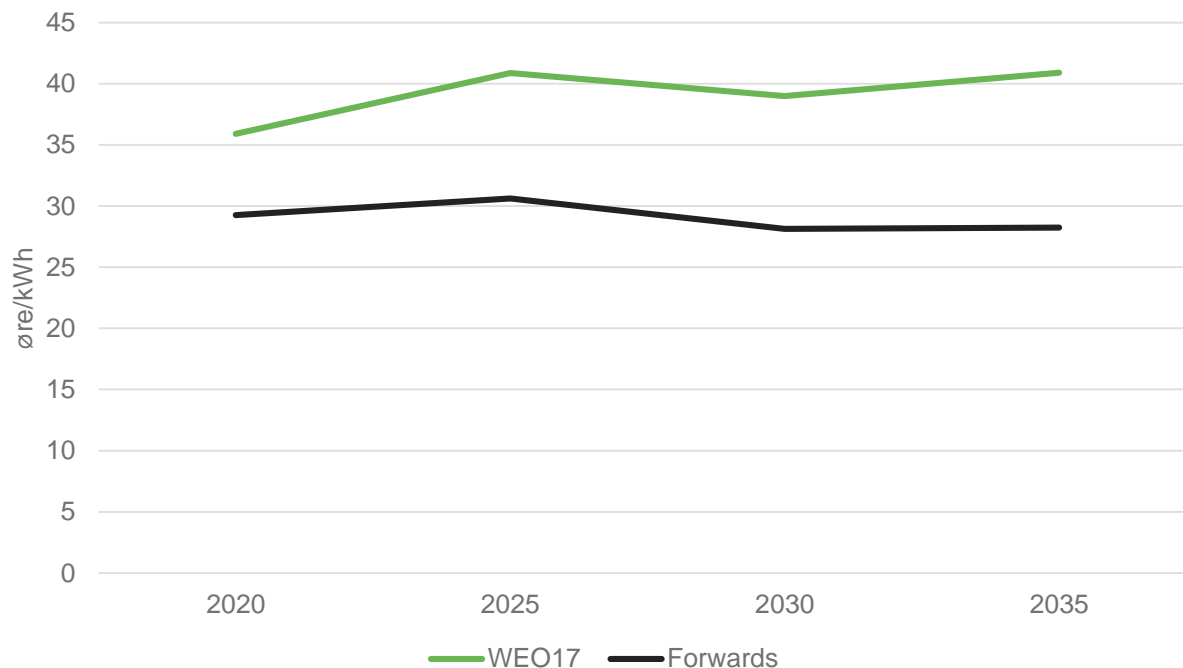
### Dyrere kul og gas giver højere elpriser

Elprisen i Forwards-scenariet med faste brændsels og kvotepriser ligger stort set konstant gennem hele perioden.

Prisen stiger let til 2025 som følge af en strammere kapacitetsbalance, der giver flere ekstrempriser og pga. den politisk vedtagne udfasning af kernekraft i Tyskland i starten af 2020'erne. Herefter falder den frem mod 2030 i takt med at VE udbygningstempoet opretholdes, uden at der skrottes anden elproduktion i samme takt.

De stigende priser på gas og CO<sub>2</sub> i WEO scenariet fører derimod til en kraftigere stigning i den gennemsnitlige elpris, der således ligger ca. 10 øre/kWh højere end i Forward scenariet.

**Elpriser i scenarier med konstant elforbrug  
Vestdanmark**



## Afregning til vind og sol falder yderligere ift gennemsnitlig elpris

### Udbygning på markedsvilkår kan blive svært

Afregningsprisen for sol og vind falder over tid i begge scenarier i takt med at den politisk drevne udbygning fortsætter i højt tempo.

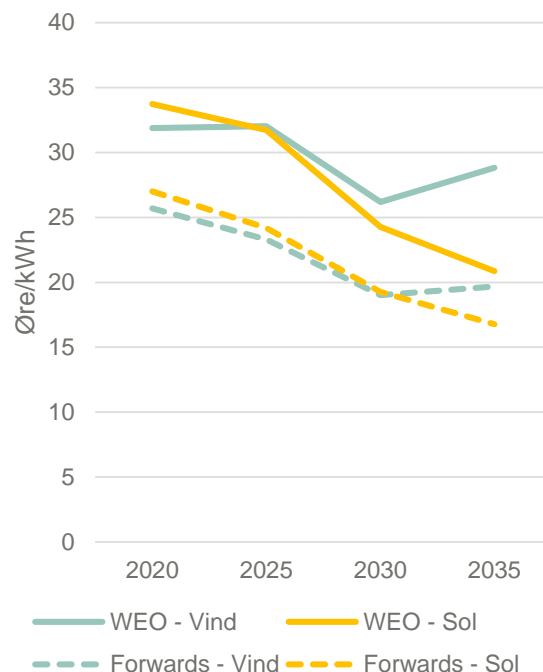
Udbygningen i Danmark og omverdenen presser afregningen til sol og vind. Særligt i Forwards scenariet, hvor fossil elproduktion er relativt billig, falder både vind og sol afregningen i Danmark ned på omkring 20 øre/kWh i Danmark.

I 2020 afregner vind, sol og kraftværker til omtrent den samme elpris, men spændet i den elpris de forskellige teknologier afregner til udvides væsentligt over tid. Solcellers afregning falder til omkring halvdelen af den gennemsnitlige elpris i 2035 i WEO scenariet.

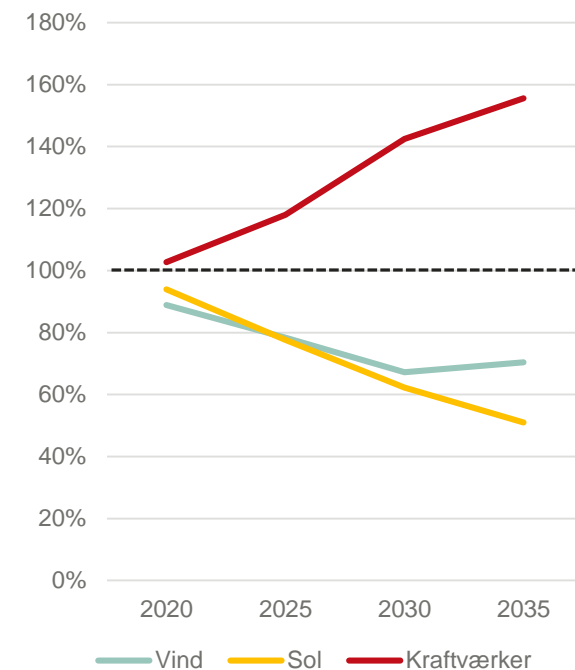
Netop det påkrævede høje tempo i den grønne omstilling gør, at det ikke er givet at udbygningen kan ske uden støtte. Særligt ikke i fraværet af et effektivt kvotemarked, der leverer en høj pris på CO<sub>2</sub>.

Den stadig billigere vedvarende energi kan dog klare sig med meget lave støtteniveauer.

### Vind og solafregning Vestdanmark



### Markedsværdifaktorer Vestdanmark WEO scenarie



## Investorer må orientere sig mod langsigtet indtjening

### Værdien af produktion kan falde over tid

Resultaterne med faldende indtjening til vind og sol har betydning for de projekter der besluttes i dag. Vindmøller og solceller der investeres i i dag skal konkurrere mod fremtidige vindmøller og solceller, der kan være støttede.

Afregningen i dag er derfor med stor sandsynlighed en dårlig indikator på den fremtidige indtjening. Investeres der på denne baggrund risikerer aktørerne at skulle tage store nedskrivninger, som det svenske eksempel i kapitel 2 viser.

Analysen viser også at nutidige forhold som at indtjeningen på solceller er højere end for vind ikke vil være tilfældet om ti år, når der er udbygget væsentligt mere med solceller.

Nutidsværdien af elproduktion i de to scenarier kan findes ved at tilbagediskontere de fremtidige indtjening og disse bør estimeres på baggrund af forventede fremtidige teknologiomkostninger.

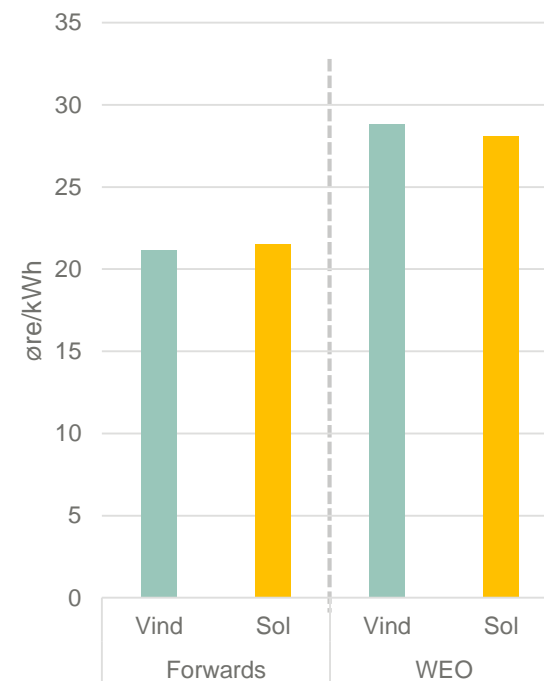
Fremtidige VE investeringsomkostninger er her baseret på teknologikataloget. Skulle disse vise sig for konservative vil det trykke fremtidig indtjening til alle anlæg yderligere.

### Forskelle på anlægstypers afregning

Som vist i Dansk Energis VE Outlook opnår forskellige anlægstyper forskellige afregninger på elmarkedet. Det drejer sig både om sol og vind, men også forskellige typer vindmøller, der fx har en større eller mindre andel af deres produktion i timer med kraftig vind og lave priser. VE Outlooks kapitel 4 beskriver disse overvejelser i mere detalje. Her er blot vist den gennemsnitlige afregning for alle vindmøller.

Som hovedregel vil anlægstyper med højere kapacitetsfaktorer (flere fuldlasttimer) opnå en højere afregning på markedet. Det betyder bl.a. at nye vindmøller generelt ser en højere afregning end gamle, og at havvind afregner til en højere pris end landvind.

### Gennemsnitlig afregning 2020-2039



Note: Gennemsnitlig indtjening er vist som den afregning, der ville levere den samme indtjening over 20 år, som de beregnede elpriser.

## Kraftværker bliver i højere grad mellemlast fremfor grundlast

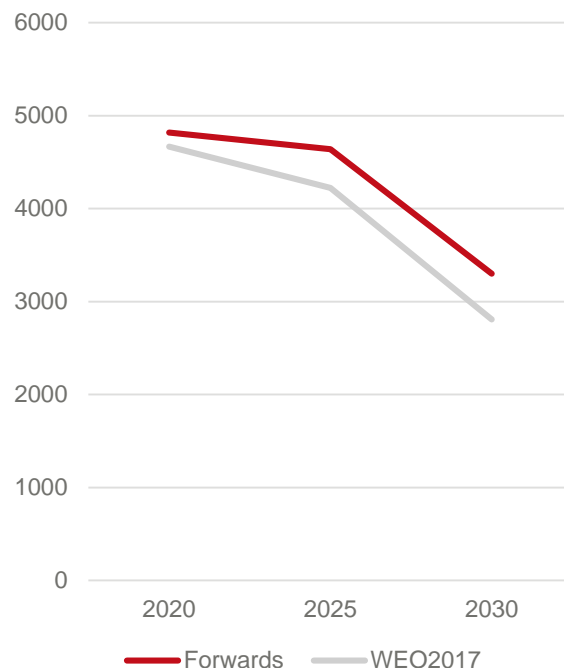
### Danske kraftværker får mindre driftstid

De danske kraftværker ser ind i en fremtid med færre driftstimer, men med højere indtægter i de timer hvor de kører. Fra 2020 vil de vstdanske kraftværker i gennemsnit være i drift knap 5.000 timer faldende til ca. 3.000 i 2030. Det ses at der ikke er den store forskel mellem de to grundscenarier.

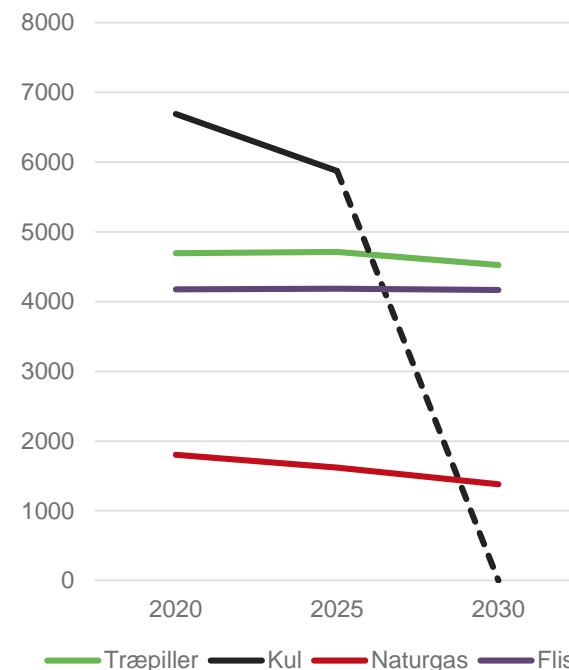
Opdeler man kraftværkerne efter brændsel ses det af nedgangen primært skyldes faldende drift på kulkraftværkerne, som går fra at have en meget høj driftstid på godt 6.000 timer i 2020'erne inden de lukkes frem mod 2030. De gasfyrede værker kan også se frem til et fald til driftstiden, men er pga. lavere faste omkostninger end de øvrige kraftværker bedre rustet til en fremtid, hvor indtægten i elmarkedet i højere grad kommer i få timer med høje priser.

Biomassekraftværkerne ligger rimeligt stabilt over hele perioden, da deres elproduktion primært er dikteret af varmeefterspørgslen.

**Fuldlasttimer for kraftværker i Vestdanmark**



**Fuldlasttimer fordelt på brændsler i Vestdanmark – WEO scenariet**



Note: Gennemsnit fundet ved at dele samlet elproduktion med samlet kapacitet tilgængelig for spotmarked

## Kulkraftværkernes økonomi forbedres svagt over tid

### Stor del af indtægt i få timer

Kraftværkernes indtjening kan inddeles i to typer. Indtægten i normaldrift og indtægten fra timer med ekstrempriser, hvor efterspørgslen overstiger udbuddet og markedet cleares på prisloftet på 3.000 EUR/MWh (ca. 22 kr./kWh). I takt med at flere kraftværker lukker, vil der opstå flere af disse timer. Forrentning af et nyt gasfyret spidslastværk kræver en indtjening på ca. 360 kr./kW/år. Denne indtjening kan opnås, når der i gennemsnit er 16 timer med ekstrempriser på et år. Balmorelmodellen investerer så denne balance opstår, men i praksis er hyppigheden af ekstrempris-timerne meget svær at forudsige. Vind og vejr spiller en stor rolle for hyppigheden af ekstrempriser, men også nationale rammevilkår som kapacitetsmarkeder og politisk bestemte kraftværkslukninger, kan hurtigt ændre grundlaget for indtægterne fra ekstrempriserne.

Figuren til højre viser det årlige dækningsbidrag fra elmarkedet for et generisk kulkraftværk i modelsimuleringerne. Indtægten er opdelt i normaldrift og ekstrempriser. Ekstrempriserne repræsenterer de blot 16 driftstimer med særligt høje priser, mens normaldrift repræsenterer indtægterne i den øvrige driftstid (typisk 4-6.000

timer). Figuren viser endvidere hvad som årligt kræves for at betale fast D&V samt omkostninger til forrentning af en evt. levetidsforlængelse, på sammenlagt lige over 400kr/kW/år.

Figuren er vist for et værk der udelukkende producerer el. Indtægter fra varmesalg vil stille kraftvarmeværkerne bedre.

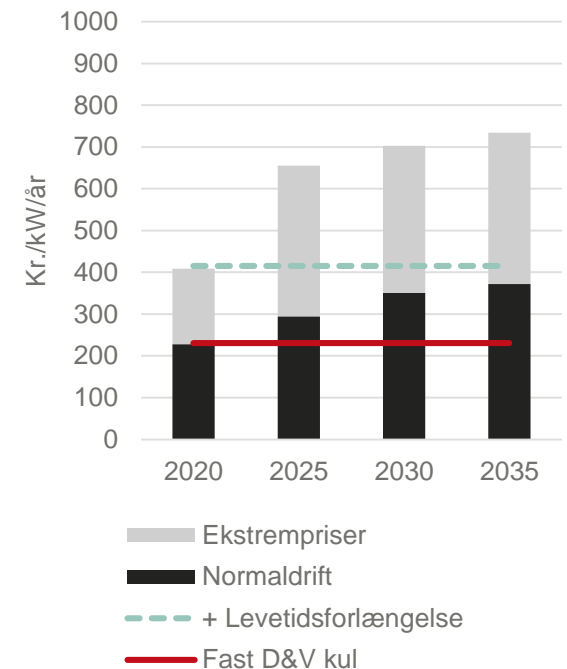
### Lidt flere penge til dem, der holder ud

Indtjeningen ved drift i timer med normale priser forbedres moderat over tid og kan i 2025 dække faste driftsomkostninger. Såfremt en levetidsforlængelse også skal forrentes er kraftværks ejeren nødt til også at satse på de relativt usikre indtægter fra ekstrempriser.

Der er langt fra økonomi til investering i ny kulkraft, selv hvis det skulle være muligt, da dette kræver ca. 1.400 kr./kW/år.

Indtjeningen til kulkraft afgøres primært af konkurrenceforholdet til gas, der er omtrent det samme i begge scenarier (effekt af højere gaspriser og kvotepriser udligner stort set hinanden). Derfor er resultatet i WEO scenariet næsten det samme som vist her, dog en anelse højere.

### Dækningsbidrag for generisk kulkondenskraftværk i DK - Forwards



Note: For WEO scenariet er resultatet ca. 100kr/kW/år højere for normaldrift.

Kilde: Priser for Fast D&V samt levetidsforlængelse er baseret på ENS teknologikatalog.



## Biomassekraftvarmeværker kan håbe på høje kvotepriser

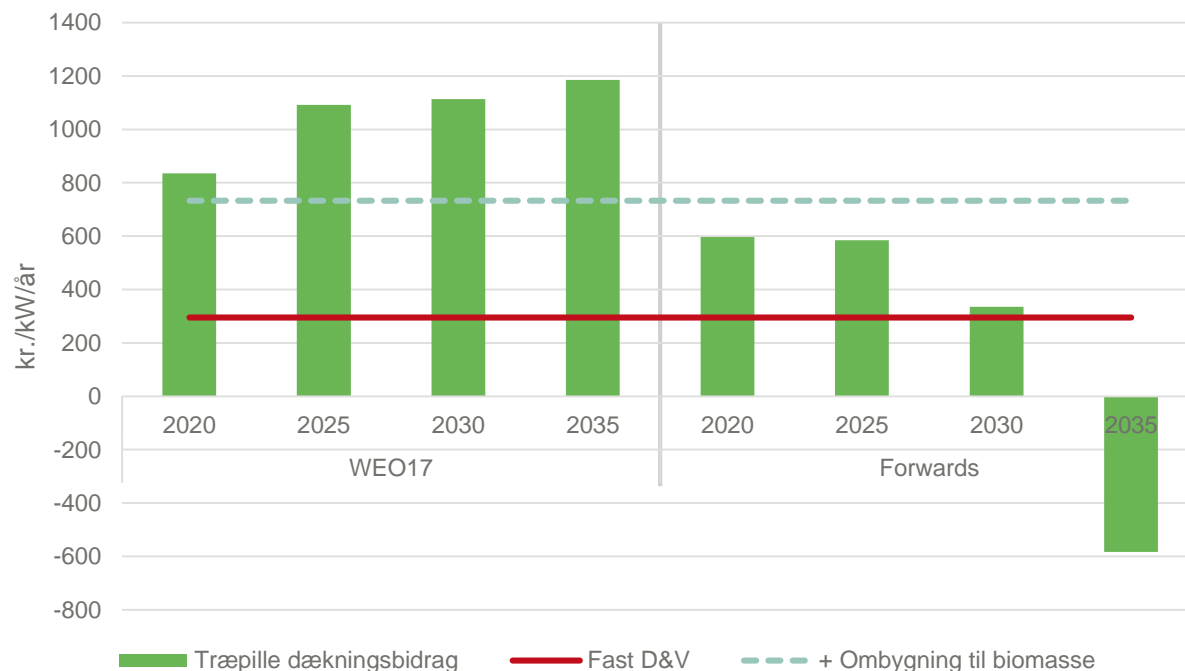
### Fossile brændsler er primær konkurrent

De danske kraftvarmeværker er de seneste år i stor stil omstillet fra fossile brændsel til biomasse brændsler. Disse værker kører næsten udelukkende i kraftvarmedrift og indtægter fra varmesalg er en vigtig del af økonomien. Da varmekontrakter er forskellige fra værk til værk er det meget svært at sige noget generelt om indtjeningen fra kraftvarmeværker. I beregninger er det antaget at træpilleværkerne sælger varme til en pris, der afhænger af træpilleprisen.

Derudover er der indregnet indtægter fra elsalg og elproduktionstilskud. Tallene er et gennemsnit af samtlige danske træpillekraftvarmeværker.

Beregningerne viser en meget stor forskel i dækningsbidraget for træpillekraftvarmeværkerne i Danmark. I Forwards scenariet er elpriserne en del lavere end i WEO scenariet. Det går hårdt ud over kraftvarmeværkerne, som ofte er bundet til at producere el og varme sammen. I år 2035 bliver dækningsbidraget sågar negativt i Forwards, som følge af meget tvangskørsel (elproduktion af hensyn til varmesystemet med tab til følge). Dette tab dækkes som oftest af varmekøberne i varmekontrakterne.

### Dækningsbidrag for træpillekraftvarmeværker i DK – Forwards og WEO17



Kilde: Priser for Fast D&V samt levetidsforlængelse er baseret på ENS teknologikatalog.

---

## 3.3

# Følsomhedsscenariernes resultater

## Stop for støtte til vind og sol giver kun lidt højere elpriser

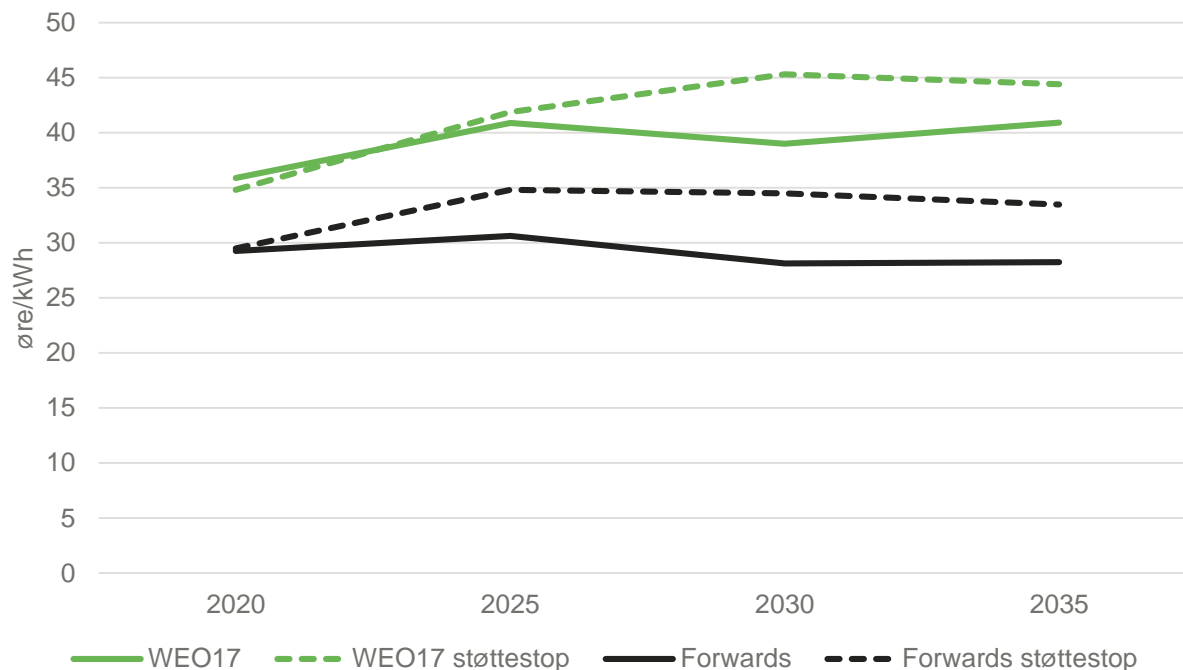
### Vind, sol og gaskraft lægger loft over elprisen

I støttestop-scenarierne analyseres det hvordan elpriserne udvikler sig hvis den politisk drevne udbygning stopper i hele Nordvesteuropa og VE må klare sig på markedsvilkår efter 2020. I disse scenarier stiger gennemsnits elprisen i Forwards og WEO til hhv. 35 og 45 øre/kWh i 2030.

I begge scenarier går investeringer i vindkraft og solceller på markedsvilkår i Nordvesteuropa ind og lægger en dæmper på elprisen. I fraværet af støtte i samtlige nordvesteuropæiske lande bliver landvind konkurrencedygtigt på markedsvilkår i Danmark i 2020'erne, mens havvind (inkl. nettilslutning) kun bliver konkurrencedygtigt i 2030 i WEO scenariet (med teknologikatalogets forventning til havvinds investeringsomkostning).

Sammen med gaskraft lægger vind og sol dermed et loft over elprisen, der er væsentligt lavere end tidligere tiders prognoser, hvor det typisk var omkostningerne til ny kul- eller gaskraft, der definerede den langsigtede elpris i fraværet af politisk indblanding.

**Elpriser i scenarier med konstant elforbrug  
Vestdanmark**



## Vindkraft lægger loft over sin egen indtjening

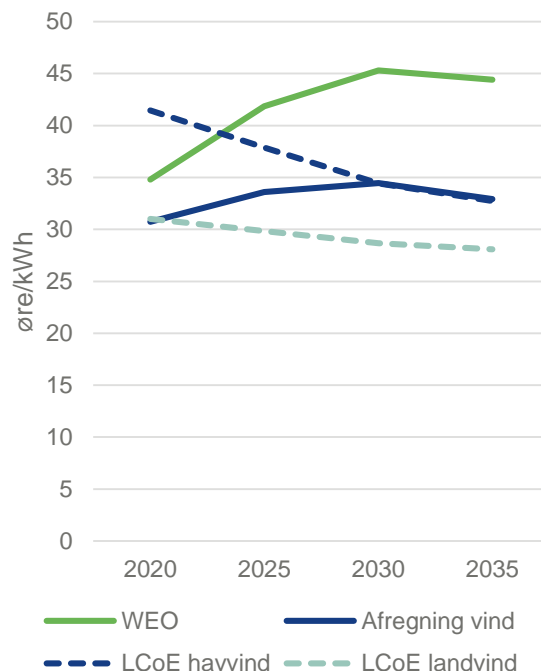
### Vind konkurrerer mod vind

Ved støttestop stiger elprisen både i Forwards og WEO scenariet. I WEO scenariet bliver landvind allerede konkurrencedygtig på markedsvilkår i starten af 2020'erne, men da potentialet for landvind er begrænset (pga. tilgængeligheden af egnede placeringer) stiger elprisen yderligere, hvorfor ejere af landvindmøller i dette scenarie kan forventes at få en indtjening, der mere end forrenter deres investering.

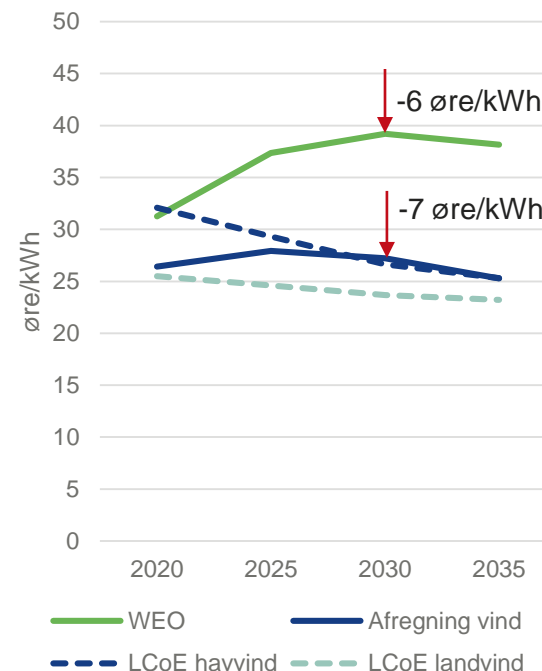
Elprisstigningerne fortsætter mod 2030, hvor havvind (inkl. ilandføring) kan etableres på markedsvilkår. Havvind standser herefter prisstigningerne og elprisen holder sig på 45 øre/kWh, mens vind afregner til ca. 33 øre/kWh.

Såfremt det lykkes at reducere kapitalomkostningen til havvind med 30 pct. mere end hvad teknologikataloget forudsiger, vil det føre til et markant lavere loft over elpris og afregning. Direkte støtte til havvind vil sænke prisloftet endnu mere. Af samme årsag bør vindmølleinvestorer ikke indregne en højere markedsafregning end hvad vindkraft kan produceres til på nye projekter medmindre potentialet for nye vindmøller er begrænset.

**Elpris og vindafregning i WEO støttestop scenarie Vestdanmark**



**Elpris og vindafregning i WEO støttestop m. billig vind Vestdanmark**



-30 pct. kapitalomkostning til sol, hav –og landvind

## Støttestop indfrier ikke elsektor-bidrag til regeringens 50 pct. målsætning

### Realisering af mål kræver støtte

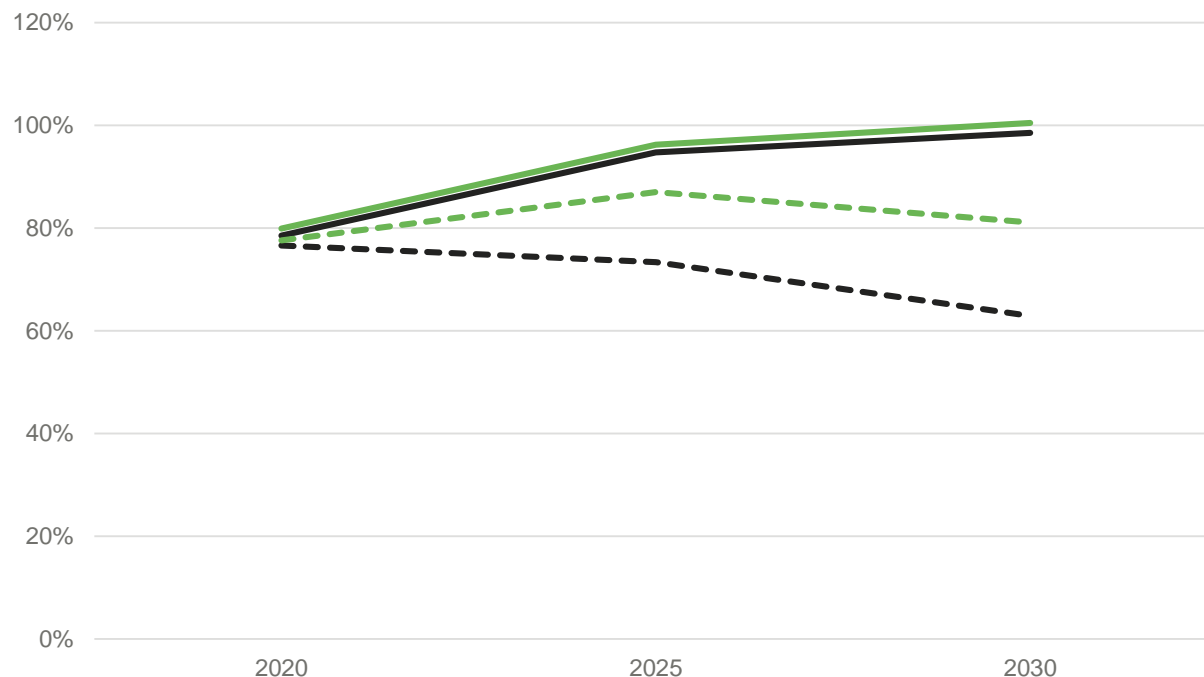
Grundscenarierne er designet således at VE elproduktion i Danmark i 2030 100 pct. matcher det forventede danske elforbrug, da det vurderes som et sandsynligt bidrag fra elsektoren ift. at indfri regeringens 50 pct. målsætning.

Mængderne der opføres på markedsvilkår i støttestopscenarierne leverer dog langt fra det forventede bidrag til indfrielsen af regeringens mål om mindst 50 pct. VE i 2030. I støttestop scenarierne er elproduktionen på VE hhv. 29 og 37 TWh fra VE (Forwards og WEO) mod 46 TWh i de politiske scenarier.

### Støttebehov er begrænset

Analysen viser, at hvis Danmark skal opfylde 50 pct. målet vil det i Forwardsscenariet kræve at landvind og sol støttes med 10-15 øre/kWh og havvind (inkl. ilandføring) med godt 15 øre/kWh. I WEO scenariet er støttebehovet noget mindre som følge af de generelt højere elpriser, som drives af højere brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser. For landvind og sol vil støttebehovet være ca. 5 øre/kWh og for havvind (inkl. ilandføring) vil der kræves knap 10 øre/kWh.

### VE andel i el i Danmark



# Højere pris på CO<sub>2</sub> sikrer mere VE, men har kun begrænset elpris effekt

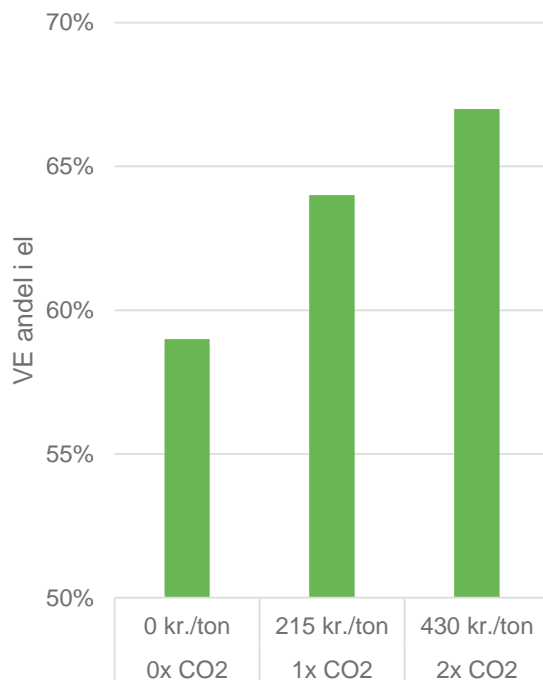
## Aftagende effekt på elprisen

Kvoteprisen påvirker elprisen meget i dag, hvor en stigning i prisen på 1 EUR/ton omtrent kan oversættes til en stigning i elprisen på 0,5 øre/kWh. Med vind og sol på markedsvilkår kan dette forhold dog ændre sig, da kvoteprisstigninger i højere grad vil blive omsat til større mængder VE i stedet for højere elpriser. En ændring i kvoteprisen på knap 30 EUR/ton (215 kr./ton) omsættes derfor langt fra til en elprisændring på 15 øre/kWh i fremtiden. Analysen viser at ændringen blot er 2-4 øre/kWh på gennemsnitsprisen.

Mens elprisen fortsat stiger en anelse i 2030, når kvoteprisen øges pga. lidt tilbageværende fossilt brændsel, så må vindafregningen over tid forventes at blive mindre påvirkelig af kvoteprisen. Det skyldes antagelsen om en flad udbudskurve for nye havvindsprojekter, der fører til, at en forbedret konkurrencesituation blot vil omsættes til mere havvind i stedet for højere afregning.

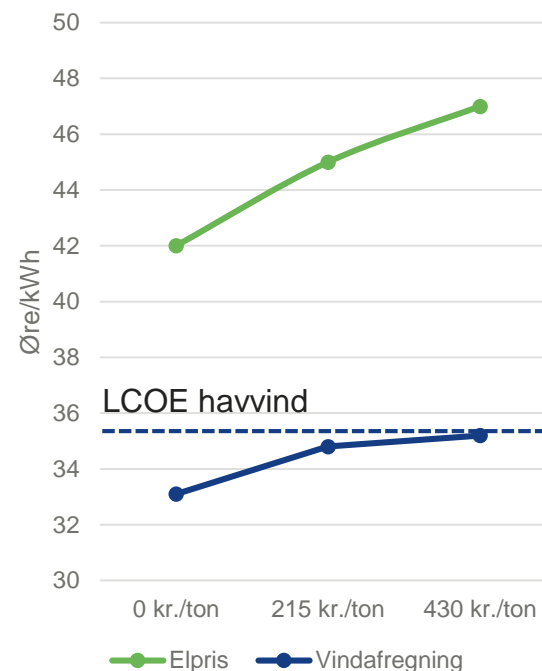
En høj kvotepris er dermed vigtig ift. at sikre markedet for vedvarende energi. Den VE andel, som markedet i sig selv (uden direkte VE støtte) kan opnå i Nordvesteuropas elsystem er således 5 pct. point højere ved en moderat kvotepris ift. ingen kvotepris og yderligere 3 pct. point højere ved en høj kvotepris i 2030.

## Højere pris på CO<sub>2</sub> giver mere VE Nordvesteuropa 2030



Note: VE omfatter al vedvarende energi (vind, sol, vand, biomasse)

## Højere pris på CO<sub>2</sub> giver kun lidt højere elpris Vestdanmark 2030



## Kvotepriisen afgørende for økonomien i både kulkraft og biomasse

### Vindere og tabere ved højere kvotepris

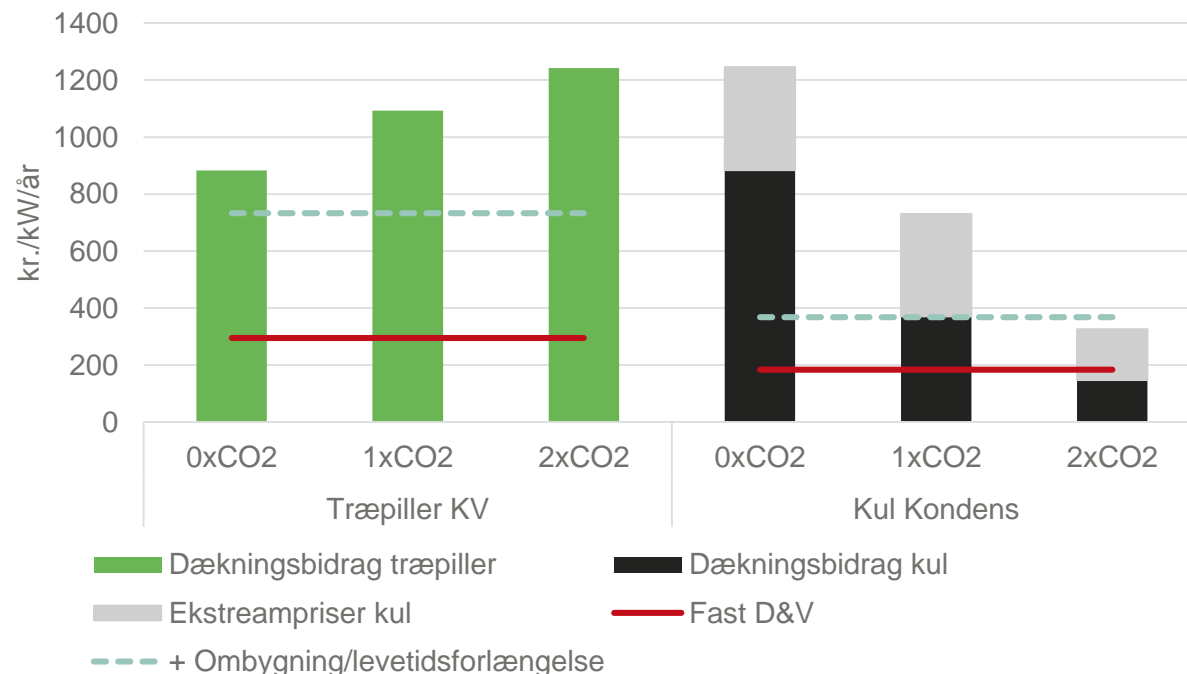
Kulkraftens dækningsbidrag afhænger primært af konkurrenceforholdet til gas.

Hvis kvotepriisen falder vil kul stå stærkere i konkurrencen med det mindre CO<sub>2</sub>-udledende gas. Kollaps af EUs kvotesystem vil derfor forbedre økonomien i kulkraft væsentligt.

Omvendt vil en højere kvotepris gøre det sværere at tjene penge på kul, da det i så fald hverken bliver konkurrencedygtigt med gas eller vedvarende energi. Størstedelen af kulkrafts dækningsbidrag i scenariet med dobbelt kvotepris kommer fra ekstrempriser. I disse timer kommer værdien fra at være pålidelig kapacitet og er stort set uafhængig af driftsomkostninger (da elprisen langt overstiger de variable omkostninger).

For værker, der fyrer med biomasse forbedres konkurrenceforholdet væsentligt ved en høj kvotepris, da produktions-omkostningerne for både gas- og kulkraft stiger, hvilket øger prisen i timer uden stor elproduktion fra vind og sol.

### Dækningsbidrag for kraftværker i Vestdanmark - WEO17 CO<sub>2</sub>-følsomheder 2025



0, 1x og 2x CO<sub>2</sub> svarer til hhv. ingen, WEO og dobbelt WEO pris på CO<sub>2</sub>.

I 2025 er WEO kvotepriisen 21 €/ton, svarende til ca. 155 kr./ton.

## Balance mellem VE udbygning og elforbrug har betydning for elprisen

### Højere elforbrug har lille effekt på elprisen

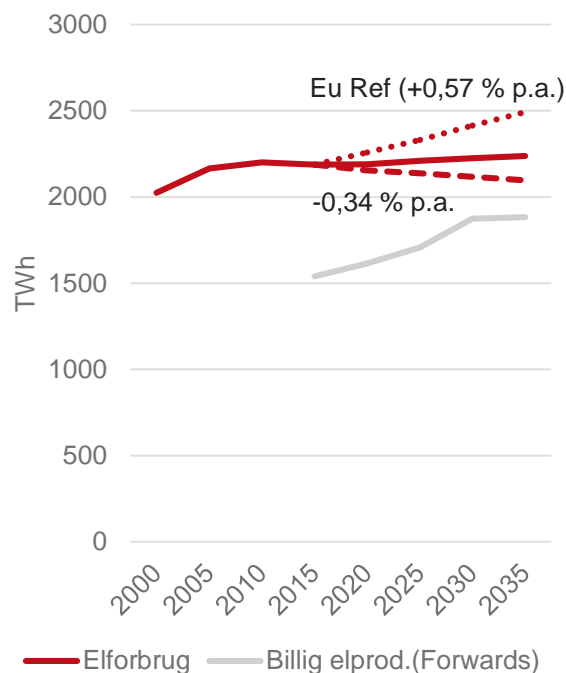
Højere elforbrug vil naturligt trække elpriserne i vejret, mens et lavere elforbrug vil sænke elpriserne, men effekterne er ikke symmetriske.

Analysen viser at en stigning på 0,57 pct. p.a. svarende til EU's referencescenarie kun giver beskedne elprisstigninger på 2-4 øre/kWh i 2030. Omvendt giver et fald på blot 0,34 pct. p.a. (svarende til historisk udvikling 2010-2015) et fald i elprisen på 3-8 øre/kWh.

Asymmetrien i effekten på elprisen skyldes at VE udbygning kommer ud af takt med efterspørgslen i scenariet med lavt forbrug. Yderligere ubalance kan udløse et kollaps i elpriserne, når teknologier med meget lave variable omkostninger kan dække hele forbruget i en meget stor del af timerne.

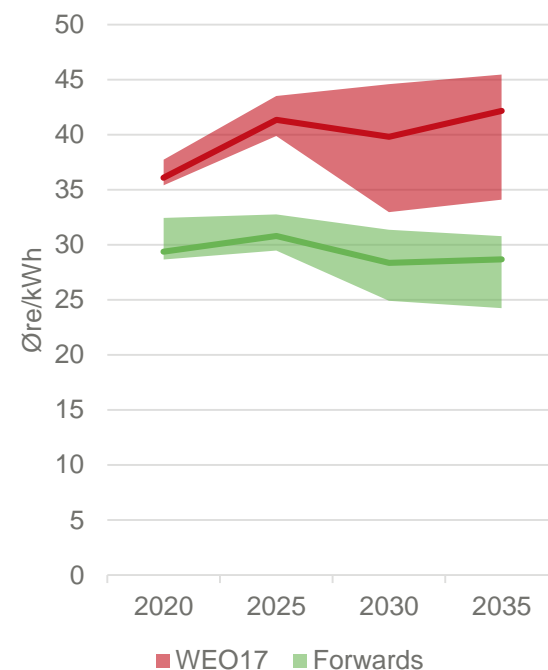
Et stigende elforbrug vil derimod kunne trække nye VE investeringer med sig, og dermed øge udbuddet af billig produktion og på den måde lægge en dæmper på elprisstigningerne.

### Årligt elforbrug og mængde af billig elproduktion i Nordvesteuropa



Billig elproduktion er defineret som sol, vind, vandkraft, biomasse(kraftvarme), a-kraft og brunkul

### Spændet for den gennemsnitlige elpris i Danmark ved hhv. faldende og stigende elforbrug.





## Balancen mellem VE og forbrug er vigtig for kraftværkernes økonomi

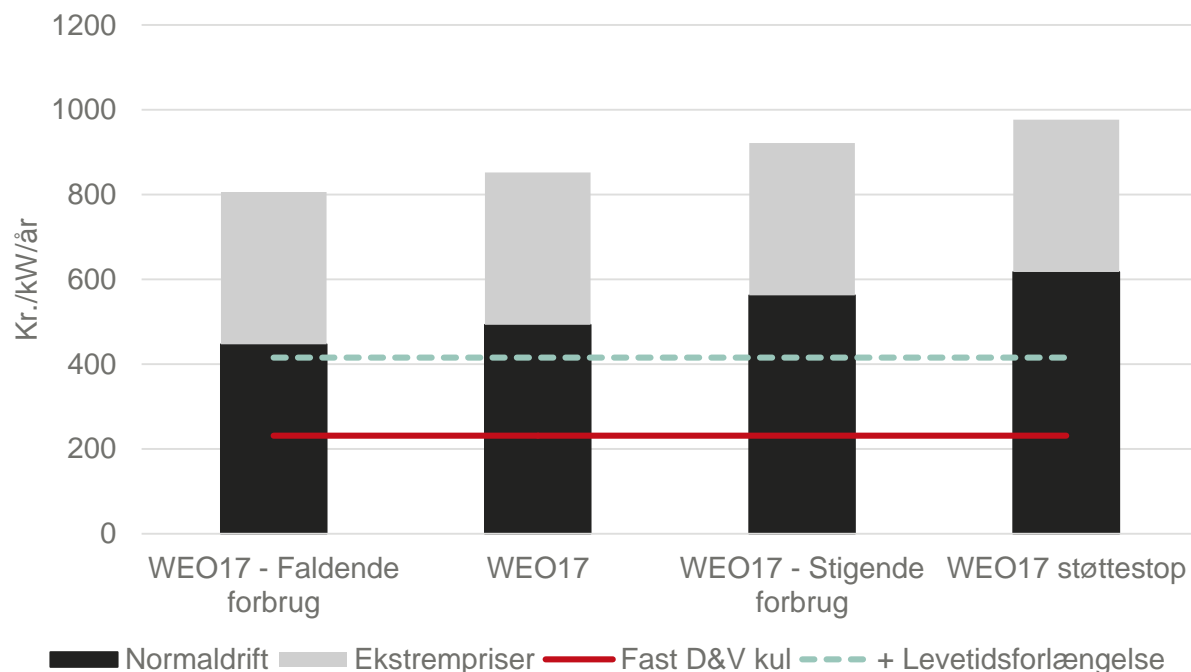
### Stigende elforbrug kan øge indtjening

Resultaterne viser, at økonomien i kulkraftværker til en vis grad påvirkes af elforbruget. Faldende elforbrug fjerner en del af kraftværkernes marked, når tempoet i VE udbygningen fastholdes. Omvendt vil et stigende elforbrug øge markedet for kraftværkerne. Kraftværkerne vil dog i stigende grad komme til at konkurrere med ny sol og vind på markedsvilkår, som også vil komme til at tage en del af det øgede elmarked. Da vind og sol står til at vinde kampen om grundlasten selv uden støtte afgøres kraftværkernes økonomi i stigende grad af kampen om at levere fleksibel mellem- og spidslast og her er gaskraften den primære konkurrent for både kul og biomasse.

### Øvre grænse for dækningbidrag

Antages udbygning at ske på støttefri markedsvilkår vil de termiske kraftværker i endnu højere grad være i direkte konkurrence med sol og vind i kombination med gaskraftværker om markedet. Selv i det støttefrie scenarie ses en begrænset indtjening fra kulkraftværkerne. Derfor er der en øvre grænse for indtjeningen på kulkraft sat af konkurrenceforholdet til VE og gas.

**Kulkrafts dækningsbidrag Vestdanmark 2030  
WEO scenarie**



## Transmissionsforbindelser udjævner priserne i regionen og løfter afregning til vindkraft

### Kabler hæver prisen i Norden

Der er antaget at alle besluttede eller udmeldte transmissionsforbindelser mellem landene implementeres. Derudover er rådigheden på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland begrænset, når det blæser i Tyskland.

Lader man modellen investere i nye forbindelser mellem budområder, udbygges der især fra Norden mod syd og Storbritannien. Mellem Norge og Storbritannien etableres kabler svarende til 5,5 GW, hvis modellen får helt frie rammer. Mellem Danmark og Sverige kommer der yderligere forbindelser på 1,5 GW og mellem Storbritannien og Frankrig kommer der en forbindelse på 2GW.

VE-ressourcen fra Norden bliver i høj grad bedre udnyttet med forbindelserne fra Norge og Sverige til kontinentet. Det bevirker at priserne stiger med godt 5 øre/kWh i gennemsnit ift. WEO scenariet. Norge og Sverige har fortsat ikke ekstrempriser i 2030. Vindafregningen stiger også med ca. 5 øre/kWh i Norge og Sverige og 3 øre/kWh i Danmark.

Den bedre økonomi i vindkraft i 2030 fører til etablering af yderligere 1,5 GW havvind på

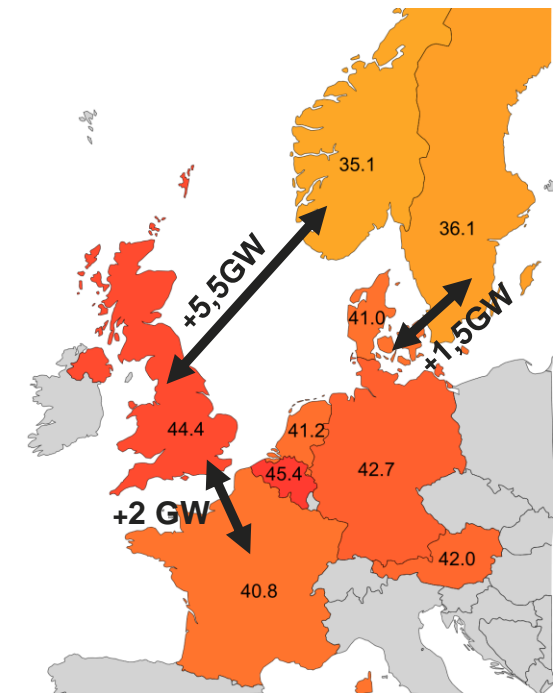
markedsvilkår i hele Nordvesteuropa, men den store effekt ses i 2035, hvor kablernes balanceringsmuligheder giver ekstra 8,5 GW havvind, hvilket øger VE andelen i elsystemet med 2 pct. point.

### Værdi af kabler pga. variation i priser

Som det ses af figuren etableres der kabler mellem lande, der har relativt små prisforskelle på årsbasis (fx Storbritannien og Frankrig, der har knap 4 øre/kWh). Den store variation i timepriserne sikrer økonomien i kabelinvesteringerne, ligesom det mindre behov for gaskraft bidrager væsentligt til økonomien.

Der etableres således samlet 18 GW mindre gasfyret kapacitet i scenariet i 2030 og 2035 som følge af den ekstra transmissionskapacitet

### Elprisen i Nordvesteuropa WEO scenariet i år 2030 (øre/kWh)



Elprisen i Nordvesteuropa WEO scenariet i år 2030 med yderligere kabelinvesteringer

## Opsummering af kulkraftværkernes økonomi

### Kraftværksøkonomi upåvirket af VE mængde

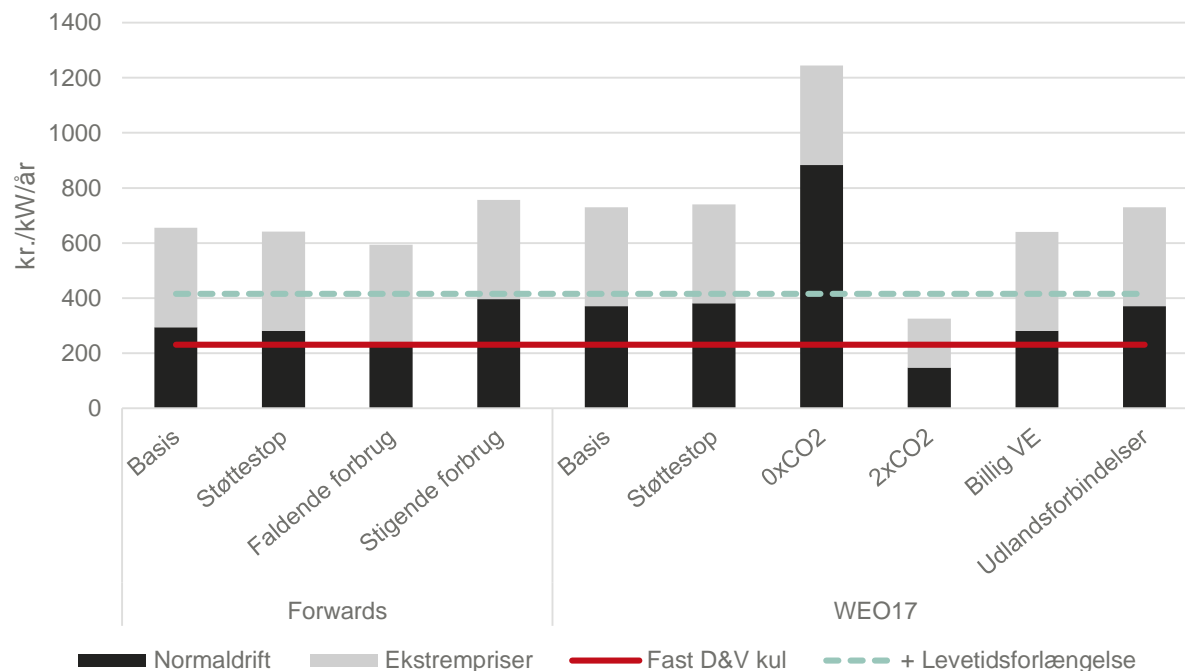
Resultaterne viser at på tværs af både forwards og WEO scenarierne kan kulkraftværkerne se frem til omtrent samme (relativt lave) indtægt uanset om sol og vind støttes eller ej. Selvom støtte til sol og vind giver mere VE og mindre produktion på de termiske værker, vil elprisen dog også med tiden komme til at blive højere, når det ikke blæser og solen ikke skinner. På samme måde påvirker billigere VE heller ikke kraftværkernes økonomi.

Denne afgøres primært af konkurrencen til gas, da prissætningen i timer med lav VE elproduktion dikteres af hvad det koster at opføre og drive nye gaskraftværker.

### CO2 prisen afgørende for værkernes økonomi

Den helt store joker og kulkraftværkernes økonomi er CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Er der ingen omkostninger ved CO<sub>2</sub> udledning vil det med stor sandsynlighed blive rentabelt at levetidsforlænge gamle kulkraftværker. Derimod vil en fordobling af kvoteprisen gøre at kulkraftværkerne vil være afhængige af ekstrempriser for blot at dække de faste udgifter. Det vil formentlig medføre lukning af værker i et højere tempo end vi ser i dag.

### Dækningsbidrag for kulkraftværker i Vestdanmark 2025



## Opsummering af biomassekraftvarmeværkernes økonomi

### Konkurrenceforhold til fossilt er afgørende

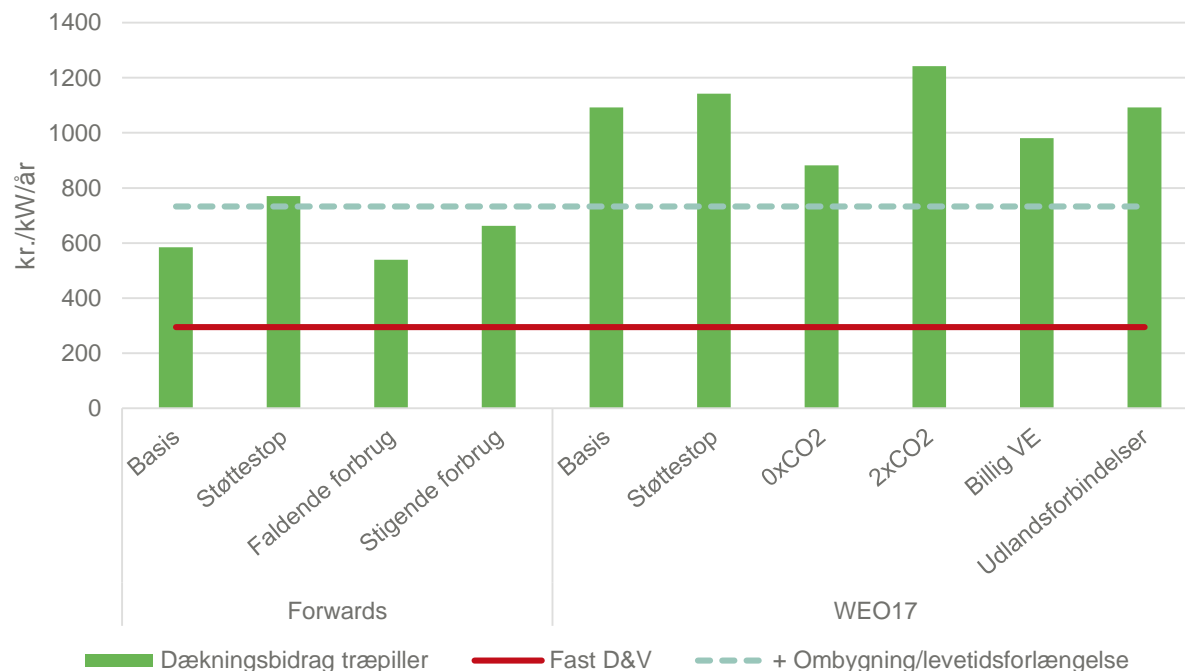
Økonomien i biomassekraftvarme bliver primært afgjort af konkurrenceforholdet til de fossile brændsler. Derfor er dækningsbidraget i Forward-scenarierne (inkl. følsomheder) betydeligt lavere end i WEO scenarierne.

Af samme årsag påvirker kvoteprisen også økonomien mere end usikkerheden på elforbruget.

Forudsat at det ikke spiller ind på prissætningen af CO<sub>2</sub> eller støtteforhold for biomasse betyder omkostningerne og støtten til vind og sol relativt lidt for økonomien i biomassekraftvarme. Således har Støttestop, (hvor støtten fjernes for alle nye VE anlæg) og Billig VE næsten den samme indtjening som WEO grundscenariet (Basis).

Ejere af biomasseværker har derfor størst gevinst af højere kvotepriser og dyrere fossile brændsler.

### Dækningsbidrag for træpillekraftvarmeværker i Vestdanmark 2025



## Opsummering af vindkrafts økonomi

### Stort spænd i afregning

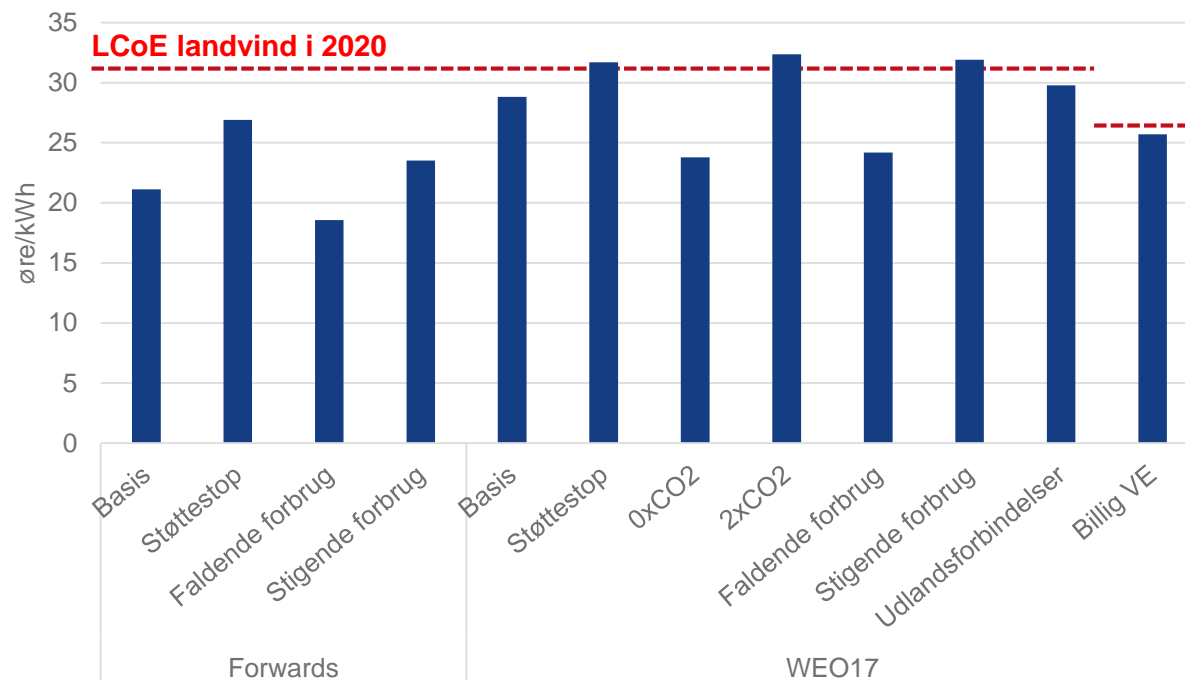
Den gennemsnitlige afregning til en ny vindmølle opført i 2020 varierer mellem 19 og 33 øre/kWh på tværs af scenarierne. Den laveste afregning opnås i Forwards scenariet med faldende forbrug. Kombinationen af relativt billige fossile brændsler og stor konkurrence fra andre (støttede) vindmøller presser afregningen på markedet.

### Vind konkurrerer med fremtidig vind

Den gennemsnitlige afregning stiger ikke over 32 øre/kWh i nogen af scenarierne, hvilket skyldes at afregningen i scenarierne med de bedste markedsforhold for ny vindkraft (høj kvotepris og højt forbrug) primært fører til en større udbygning på markedsvilkår, hvilket begrænser prisstigningerne. I støttestop scenarierne kommer havvind også på markedsvilkår, men med en langt mindre udbredelse.

Scenariet "Billig VE" understreger pointen om at vindkraft lægger loft over sin egen afregning. Såfremt omkostningen for vindkraft falder væsentligt vil det også resultere i lavere afregning.

### Gennemsnitlig afregning til vindkraft i Danmark 2020-2039



---

## 3.4 El-lagring

## Ellagring kan blive en game-changer på elmarkederne

### Ellagre lever af forskelle i elpriser

Ellagre forbruger el i billige timer og producerer el i dyre timer. Økonomien afhænger derfor af forskelle i elpriserne både inden for et døgn (korttidslagre) og/eller inden for uger (langtidslagre) – det er derfor både hyppigheden i elprisforskellene samt den absolutte forskel mellem elpriser, der afgør ellagrenes økonomi.

Som beskrevet ovenfor har pålidelighed en særlig værdi på elmarkedet. Lagrene har mulighed for at levere netop dette og er derfor konkurrent til spidslastværker udover at kunne gemme VE elproduktion til perioder med svag vind og mørke.

Ellagre kan også ændre konkurrenceforholdet mellem sol og vind afhængigt af hvilken type lagre der vinder frem. Korttidslagre er således bedre egnet til sol, der kan lagres fra dag til nat, mens vinden er bedre matchet af langtidslagre, der kan kompensere for fluktuationer over flere dage.

Ud over indtægter fra spotmarkedet kan ellagre tjene penge på levering af system- og netydelser. Desuden kan fx elbilbatterier være aktive på elspotmarkedet, hvis bilerne er udstyret med den rette effektelektronik, stikket sidder i og ejerne har

tilladt at batteriet bliver brugt til det formål.

### Mange bud på fremtidens ellager-teknologi

Udfordringen for ellagring idag er, at det er for dyrt ift. hvad der kan tjenes på spotmarkedet, både fordi lager-investeringen er for dyr, har for begrænset kapacitet eller har for store tab ved op- og afladning.

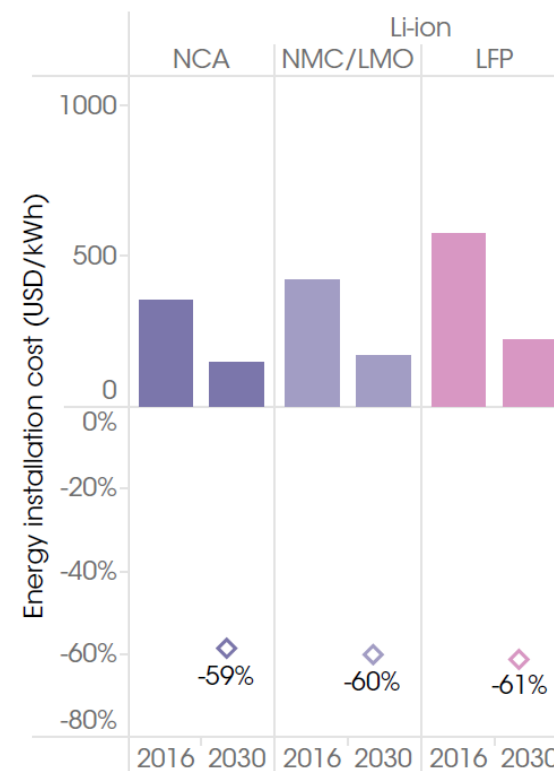
Der er mange teknologier i spil for at lagre el bl.a. kemisk (batterier), trykluft (CAES), varme (HTES) eller gas/brint (via fx brændselsceller). I dag er det kun pumpekraft dvs. lagring i et vandreservoir, som er udbredt i skala.

Prisen på batterier falder kraftigt drevet af efterspørgsel fra bl.a. elbiler og elektronik. Figuren viser IRENAs forventede 60 pct. fald i installationsprisen for stationære batterianlæg (litium-ion) mod 2030

Vi har analyseret effekten af at introducere batterier med tre timers lagring, hvis pris falder fra 250 til 150 €/kWh i perioden 2020-2030.

Hertil kommer et generisk langtidslager med to døgn lagring og 50 pct. el-til-el virkningsgrad til en pris på 25 faldende til 15 €/kWh.

### Pris for stationær batteri-kapacitet



Kilde: IRENA

## Ellagre skal primært konkurrere med naturgas som backup til vind og sol

### Residualforbruget sænkes og presser kraftværkernes driftstimer

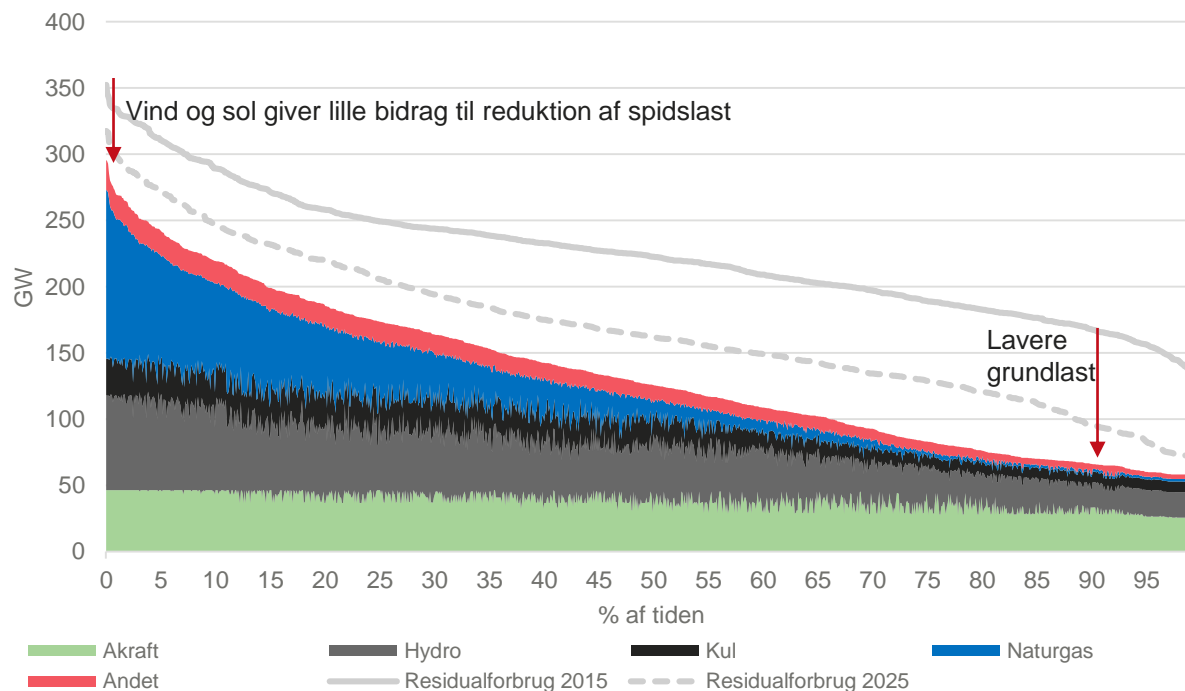
Residualforbrug er elforbrug modregnet vind og sol, og det er definerende for behovet for kraftværker (og ellagre).

Figuren viser et forventet betydeligt fald i residualforbruget fra ca. 2000 til 1200 TWh i Nordvesteuropa fra 2015 til 2035 i takt med at vind og sol andelen øges. Af de 1200 TWh udgør atom- og vandkraft ca. 700 TWh. Dette betyder mindre drift på kraftværker med høje marginalomkostninger (primært naturgas og kul) der altså samlet forventes at skulle levere ca 500 TWh i 2035. Der er dog fortsat et meget højt spidslastforbrug som skal dækkes (ca. 300 GW), hvilket opstår, når elforbruget er meget højt i perioder med lille produktion fra vind og sol.

### Nyt elforbrug påvirker residualforbrugskurven

Hvis nyt elforbrug fra fx elbiler, varmepumper eller elektrolyse bliver fleksibelt kan det undgå spidslastperioder og vil hermed ikke øge behovet for ny kapacitet af kraftværker eller ellagre. I jo højere grad at nyt elforbrug kan følge vind og sol produktionen, jo mindre residualforbrug og kapacitetsbehov giver det anledning til.

**Residualforbrug 2035 fordelt på brændsler samt sum for 2015 og 2025 Nordvesteuropa – WEO-scenariet**





## Ellagre leverer spidslast og sænker bortkobling af vind og sol

### Ellagre leverer spidslast

Med de forudsatte priser udkonkurrerer begge typer lagre gaskraft. Primært som resultat af at deres kapitalomkostninger per MW er på niveau med gaskraft og de derfor bliver det oplagte valg til levering af få timers spidslast.

Langtidslagrene fortrænger i højere grad effektive CCGT anlæg. Kombinationen af de to eliminerer stort set behovet for gasfyrte spidslast (OCGT).

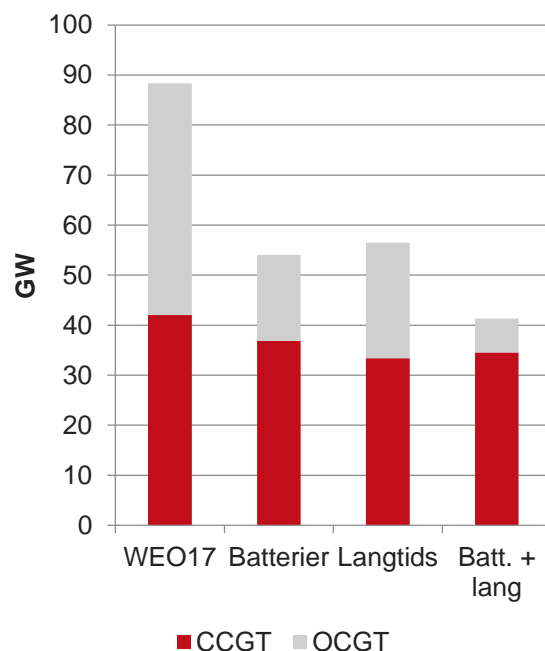
Ellagring i 2035 kan levere ca. 50 TWh ud af det samlede behov på ca. 1200 TWh residualforbrug, hvoraf ca. 500 TWh leveres af fossiltfyrede kraftværker. Ellagrene fortrænger altså gas svarende til omtrent 10 pct. af denne produktion.

### Ellagring sænker bortkobling af vind og sol

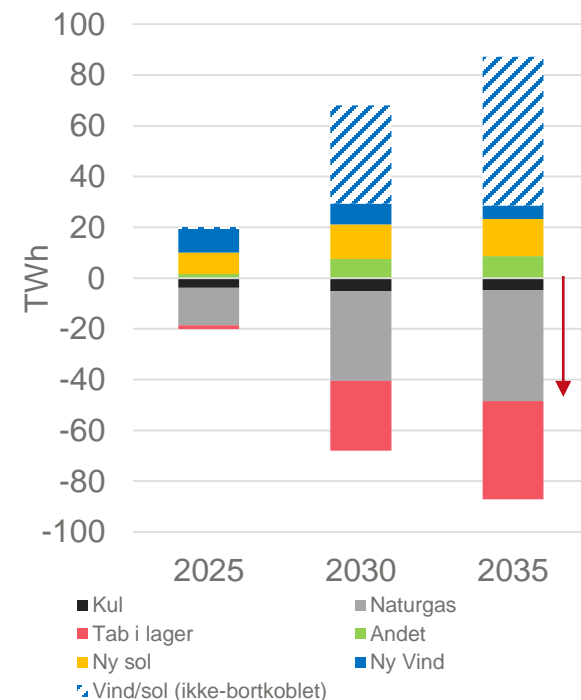
Elforbruget til lagrene stammer fra mere sol og vind, hvoraf en betydelig del af vinden er produktion, der ellers ville blive bortkoblet.

I WEO scenariet bortkobles ca. 60 TWh mindre vind/sol pga. ellagre svarende til reduktion fra 6,9 pct. til 2,0 pct. bortkobling af vind i 2035. Lagrene lades altså hovedsageligt med VE produktion der ellers var blevet spildt.

### Investeringer i gasfyrte kapacitet i scenarierne i perioden 2020-2035



### Ændring i elproduktion pga. batterier og langtidslagre i WEO-scenariet



Pilen viser nettoproduktionen fra ellagret

## Ellagring øger prisen i billigste timer og reducerer prisen i dyreste timer

### Ellagre på spotmarkedet vil konkurrere med eksisterende og nye kraftværker

Ellagre kan indtage forskellige dele af residualforbruget fra konventionel elproduktion.

#### 1) Ellager som ny spidslast produktion.

Ellagre kan erstatte ny spidslastkapacitet. Her kan korttidslagre anvendes. Figuren viser at der også oplades ved høje elpriser for at kunne aflade ved ekstremt høje priser.

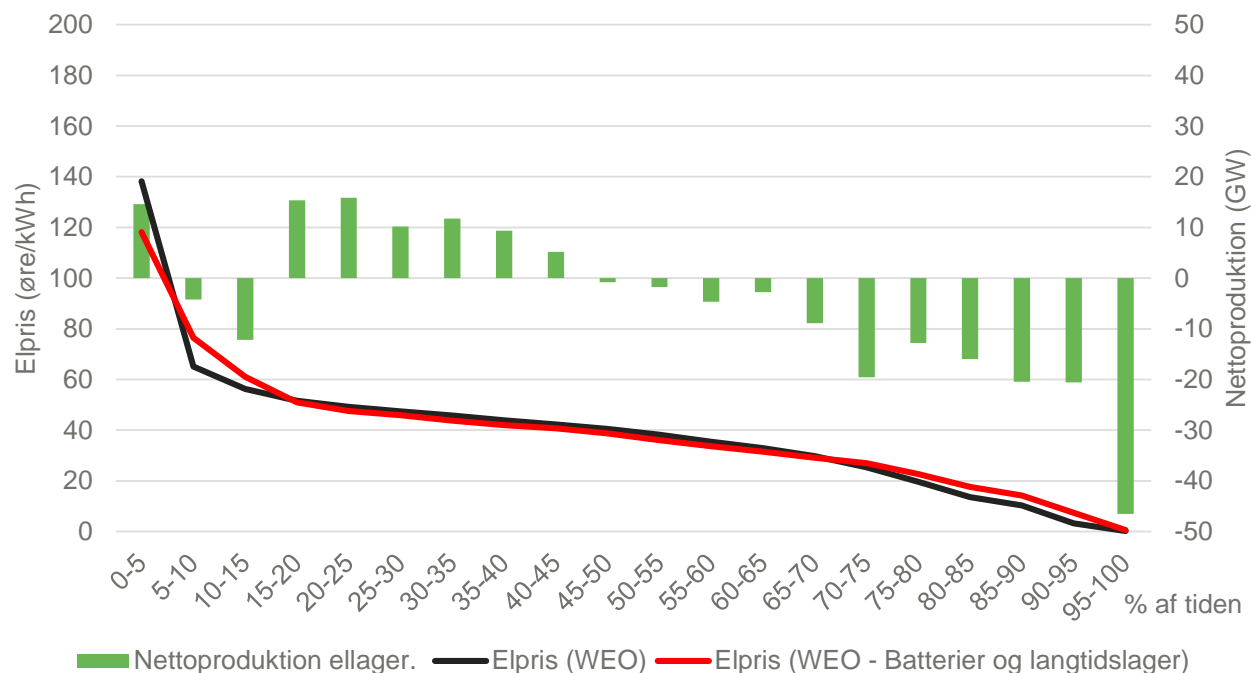
#### 2) Flytning fra lave til moderate priser

På figuren ses at lageret oplader vind og sol i billige timer og aflader i relativt dyrere timer i døgnet. Forbedret afregningspris giver plads til mere vind og sol. Langtidslagret oplader vind, som ellers vil blive bortkoblet, og flytter til perioder med højere priser. Samlet set producerer langtidslagret lidt mere el end batterierne, og pga. den dårligere virkningsgrad er elforbruget til langtidslagret væsentligt højere.

### Billig vind og sol forudsætning for ellagre

Investering i ellagre ift. nye kraftværker (fx naturgas/biogas, biomasse eller akraft) er afhængig af LCOE for vind og sol. Derfor kræver et gennembrud for ellagring ift. kraftværker både lave omkostninger til VE og langtidslagring.

**Nettoproduktion fra ellagret samt varighedskurve for elpriser Nordvesteuropa 2035**



## Ellagre vil øge indtjeningen for vind og sol

### Højere afregningspris for dansk vind og sol

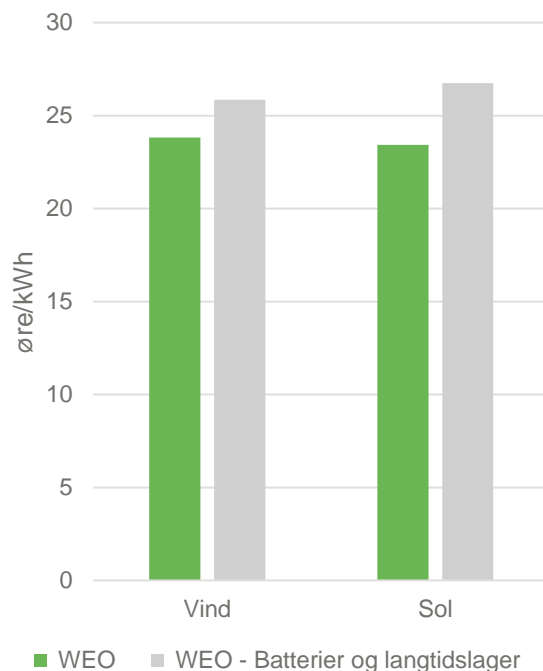
Batterier og langtidslager i Nordvesteuropa øger afregningspriser for vind og sol i Danmark med hhv. 2 øre/kWh og 3,3 øre/kWh i 2030. Ellagre kan altså være et relativt stor bidrag til forbedring af vind og sols økonomi.

Begge typer lagre lever af forskellen mellem købs- og afregningspris. Her køber batterierne til ca. 25 øre/kWh, mens langtidslagrene kun køber el når den er særligt billig (pga. den antagede lave virkningsgrad). Langtidslagrene køber i gennemsnit til ca. 11 øre/kWh, med en stor andel timer med nulpriser, hvor vind/sol ellers vil blive bortkoblet. Afregningsprisen er lidt højere for batterier end langtidslager, hvilket skyldes de i højere grad bruges som spidslast.

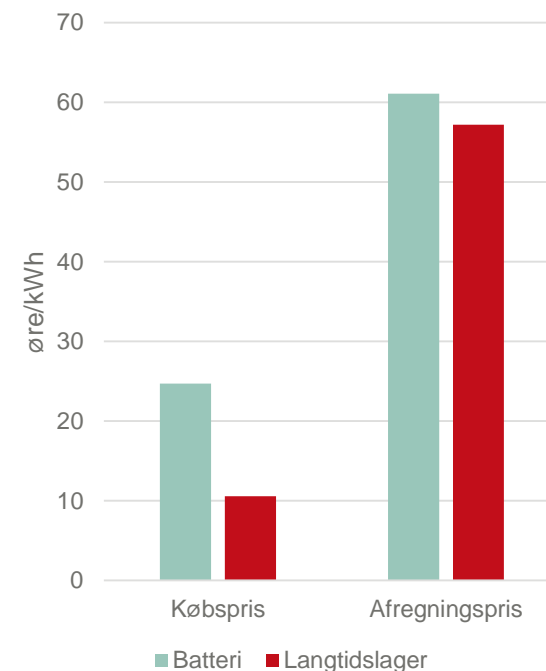
Samlet svarer disse købs- og afregningspriser samt forskellen i elvirkningsgrad til at batteri og langtidslager har omtrent samme gevinst, nemlig ca. 45 øre pr solgt kWh i 2030.

Batteriernes op- og afladning har ca. 300 fulde cykler på et år mens langtidslagrene har ca. 30. Med den antagne lagertid på hhv. 3 og 50 timer svarer det til ca. 900 og 1500 fuldlasttimer målt ift. afladningskapaciteten.

### Afregningspriser Danmark 2030



### Ellagres økonomi Nordvesteuropa 2030



## Ellagre kan sænke kraftværkers indtjening fra ekstrempriser

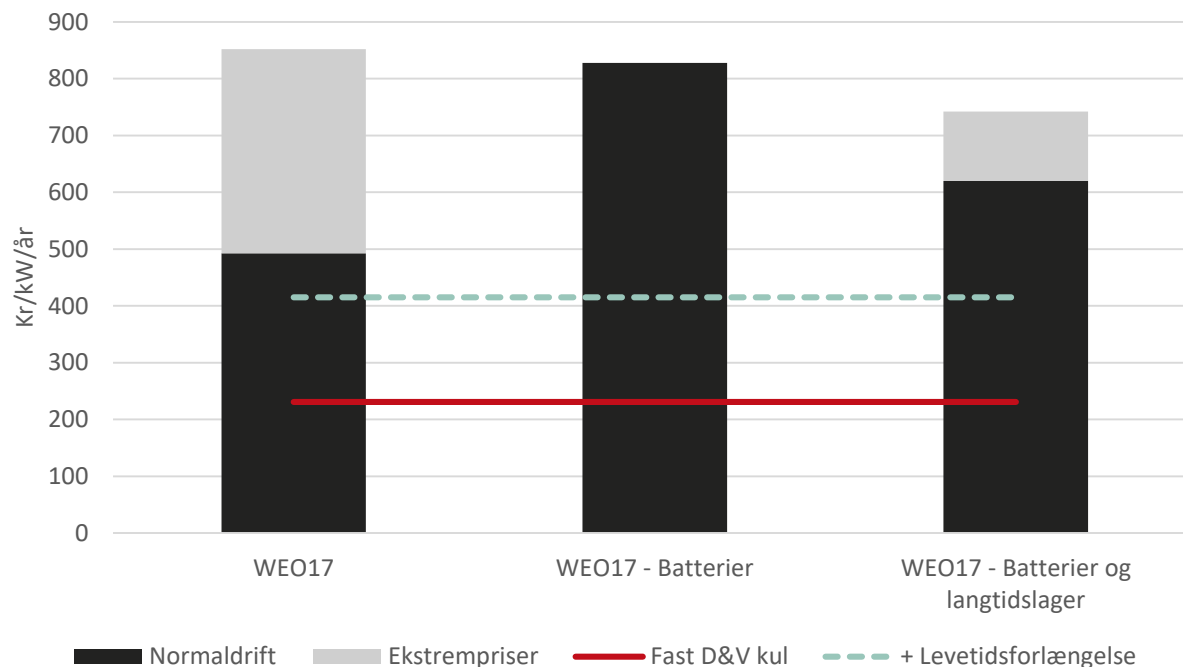
### Batterier kan blive fremtidens spidslastanlæg

I scenariet kun med batterier viser analysen at batterier kan fjerne ekstrempriserne, da de kan levere spidslast i få timer billigere end gas (CCGT). Batterierne kan dog pga. begrænset lagerstørrelse ikke levere mellemlast af betydning. Prisdannelsen i timer med lav elproduktion fra vind og sol vil på sigt ramme et niveau, der kan forrente investeringen i et nyt CCGT anlæg. Derfor stiger antallet af højpristimer sammen med indtægten i "normaldrift" for kraftværkerne. Samlet set er dæknings-bidraget for kulkraft derfor omtrent uændret på figuren, men sikkerheden for indtjeningen er større.

### Langtidslagre kan levere mellemlast

Scenariet med både batterier og langtidslagring viser dog at denne konklusion kan ændres, da langtidslagrene er konkurrenter til CCGT værkerne og hermed kan udhule indtjeningen i højpristimer. Samtidig er langtidslagrene konkurrenter til batterierne og derfor er det ikke rentabelt længere med lige så mange batterier, hvorved spidslastforbruget ikke bliver dækket helt af batterier. Samlet set sænkes dækningsbidraget for kulkraft en smule.

**Kulkrafts dækningsbidrag i Vestdanmark 2030**



---

# 4. Danmark

## Markedsmuligheder og elforsyningssikkerhed



---

# 4.1 Markedsmuligheder under pres

## Danske kraftværkers muligheder i engrosmarkedet under pres

### Små dækningsbidrag i elmarkedet

Resultaterne af Dansk Energis modelkørsler indikerer, at de fremtidige indtjeningsmuligheder for kraftværker i det danske engrosmarked er begrænsede. Den lave elpris betyder et lille dækningsbidrag til værkerne efter de variable omkostninger til brændsel og CO<sub>2</sub> mv., er dækket.

Et beregningseksempel af dækningsbidraget på et hypotetisk kulkraftværk i Vestdanmark indikerer, at de generelle indtjeningsmuligheder for kraftværker af alle typer i markedet er udfordrede. Værket tjener nok til at dække de faste omkostninger til drift og vedligehold (231 kr./kW/år), men der er ikke noget stort overskud til at dække levetidsforlængelser (yderligere 184 kr./kW/år) eller betale for omkostninger relateret til opgraderinger for at overholde evt. skærpede miljøkrav.

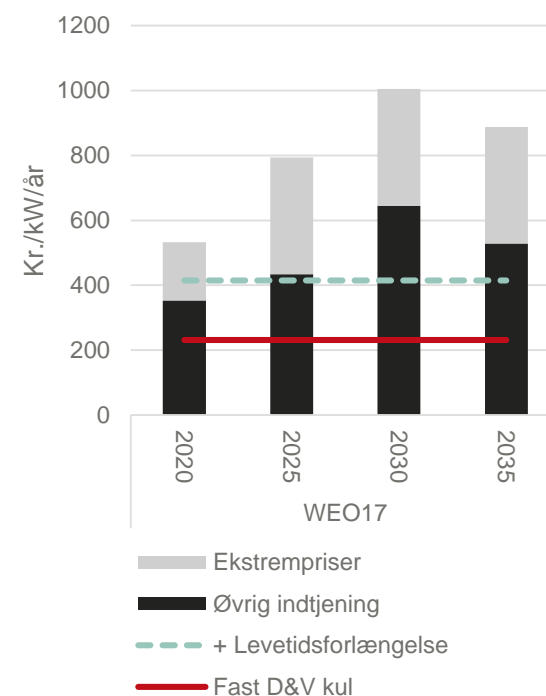
### Ingen nye investeringer i kraftværker på markedsvilkår

Nyinvesteringer kræver 1.400 kr./kW/år for at forrentes (baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog, der viser investeringsomkostninger på 2,04 MEUR/MW og en afskrivning over 25 år med 6 pct. realrente samt fast D&V). Selv hvis der tages højde for den højere elvirkningsgrad af nye værker er det ikke muligt at opnå dette dækningsbidrag fra indtægter i spotmarkedet i nogen af årene.

Konklusionen er med andre ord, at eksisterende værker holdes inde i markedet, men der er ikke økonomi i at etablere ny kulfyret kapacitet i Danmark. Tilsvarende konklusion kan gøres for biomasse-fyrede værker og gas-fyrede værker.

I takt med at værkerne bliver udtjente, reduceres elsystemets muligheder for at trække på termisk produktionskapacitet og den fleksibilitet der følger med, idet der ikke vil blive investeret i ny termisk kapacitet til at erstatte den.

### Dækningsbidrag for kulkraftværk i Vestdanmark (WEO17)



Kilde: Dansk Energi

## Engrosmarkedet præget af stigende risiko på indtjenings siden

### Ekstrempriser udgør stor del af indtjeningen

Modelberegninger viser, at hyppigheden af ekstrempriser – det tekniske prisloft på 3.000 EUR/MWh i elmarkedet – forventes at stige fra 2020. Disse timer er typisk kendetegnet ved spidsbelastning i elforbruget, samt en minimal elproduktion på vindmøller og solceller.

Kraftværkernes rolle som back-up til vind og sol betyder, at deres indtjening i stigende grad afhænger af meget få timer med meget høje priser for at få værkets indtjening til at kunne dække fx faste omkostninger, afskrivninger og aflønning.

Eksempelvis udgør ekstrempriser ca. 30 til 40 pct. af dækningsbidraget for et kulkraftværk i DK1 i WEO17-scenariet. Dette dækningsbidrag skal dække anlæggets faste omkostninger, afskrivninger og aflønning.

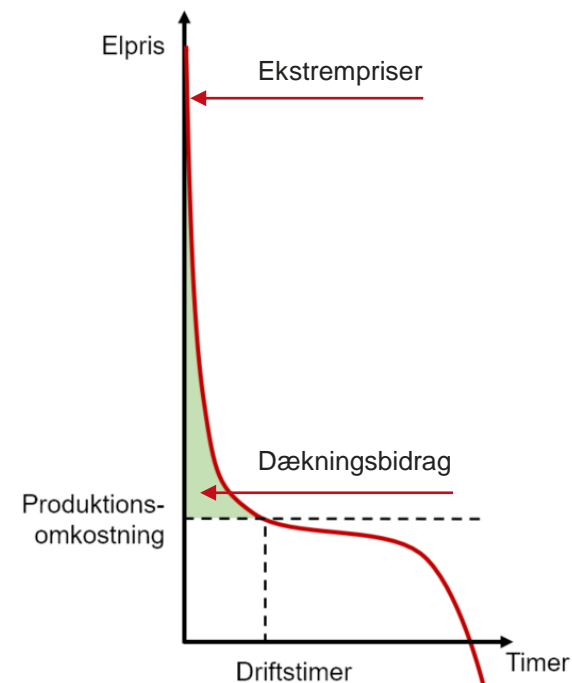
### Investeringer bliver mere risikofyldte

Afhængighed af en indtjeningen fra ganske få timer gør, at investeringer i fremtidens energy-only marked er forbundet med en højere risiko:

- Værkerne bliver meget følsomme overfor fx pludseligt havari i timerne med høje priser, eller hvis de høje priser kommer i en periode hvor værket er ude til planlagt revision.
- Risiko for at politikere eller systemansvaret griber ind i markedets prisdannelse i tilfælde af ekstrempriser og dermed udhuler business casen.
- Udrulning af lagringsteknologier, fx batterier, ændrer prisdannelsen i markedet. Særligt forventes antallet af timer med ekstrempriser at blive reduceret, fordi batterier naturligt vil aflade i disse timer.

Samlet set betyder den stigende risiko i elmarkedet, at investorer vil være mere tilbageholdende med at investere i kraftværkskapacitet i energy-only markedet. Det har betydning for elsystemets evne til at holde et højt forsyningssikkerhedsniveau.

### Illustration af priskurve og kraftværkernes dækningsbidrag



Dansk Energi



## Kraftværkers indtjening på systemydelse også begrænset

### Begrænset indtjening på systemydelse

Systemydelser er elektricitet leveret til markedet med meget korte tidshorisonter – fra sekunder til minutter. Systemydelsens rolle er, at give systemoperatøren redskaber til at holde frekvensen i nettet stabil på trods af uventede ændringer i forbrug og produktion.

Leverance af systemydelser er en integreret del af forretningsgrundlaget for kraftværker, qua deres evne til at justere produktionen op og ned efter behov med kort varsel.

I Regulerkraftmarkedet køber og sælger systemansvaret meget af den energi, der er nødvendig for at sikre balancen mellem produktion og forbrug i elsystemet. Markedet spiller en stor rolle i at udligne uforventede udsving fra den vedvarende energiproduktion.

Systemansvaret ved først om der er behov for systemydelser nær selve driftøjeblikket. Selv hvis det var muligt for et anlæg frit at vælge mellem at afregne produktionen i en given time til spotmarkedets pris eller som regulerkraft, så ville den gennemsnitlige indtjening kun være 10,7 pct. højere i perioden 2010 til 2017.

Det tegner et billede af, at indtjeningsmulighederne ved at sælge fleksibilitet er forholdsvis begrænsede.

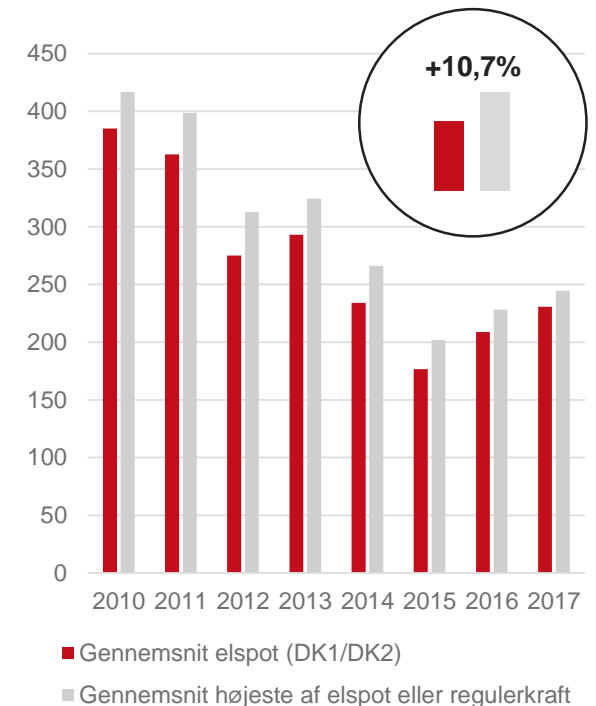
Systemansvaret køber reserver som forsikring for at have energileverancer til rådighed. Salg af reserver betyder at værket ikke kan sælge energien i spotmarkedet, ligesom det forpligter sig til at være i drift. Tal fra Energinet viser, at den gennemsnitlige reservepris i 2017 var 3 kr./MW/time i DK1 og 99 kr./MW/time i DK2.

### Begrænsning af danske producenters marked

Energinet ejer transmissionsnettet og er eneindkøber af systemydelser. Da Energinet fra 2015 påbegyndte reservation af 100 MW på den nye SK4-forbindelse, oplevede vstdanske elproducenter at muligheder for at sælge systemydelser blev stærkt begrænset.

Energinet valgte at købe 100 MW sekundær reserve blandt norske producenter, uden at give danske producenter mulighed for at konkurrere, hverken på det danske eller det norske marked. Samtidig købte Energinet også 10 MW primær reserve i Norge, og reduceret danske indkøb tilsvarende. Dette har også udhulet indtjening.

### Indtjening på spot og regulerkraft (Kr./MWh)



Dansk Energi på basis af data fra Energinet

## Ekспортbegrænsninger udhuler elproducenters indtjening

### Tyske netbegrænsninger flyttes til grænsen

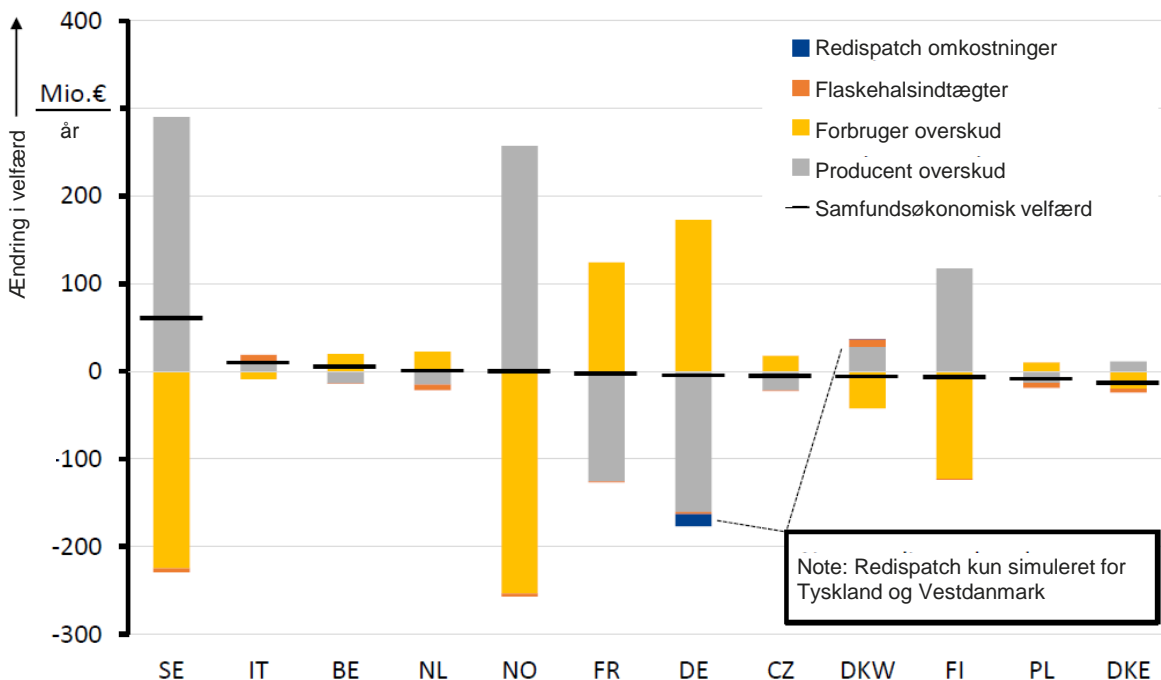
De interne tyske flaskehalse i transmissionsnettet begrænser mulighederne for at flytte elproduktion fra nord mod syd. Vindkraften er udbygget langt mere i Nordtyskland end i Sydtyskland.

Day-ahead markedet antager, at der er fri bevægelighed for strømmen i Tyskland og at vindkraften derfor frit kan flyttes til forbrugerne i Sydtyskland. Af samme årsag vil day-ahead markedet også diktere eksport fra Danmark til Tyskland i timer med højt forbrug i Tyskland og høj vind i Danmark. Den tyske TSO TenneT har dog i vid udstrækning blokeret for denne eksport.

En analyse fra TenneT og Energinet udarbejdet af Aachen Universitet i 2014 viser, at øget handelskapacitet mellem Jylland og Tyskland øger den regionale samfundsøkonomi. Samtidig øges producentoverskuddet for nordiske elproducenter mens producentoverskuddet reduceres for kontinentale elproducenter som vist på figuren.

Den tyske praksis med at begrænse eksporten fra Danmark er dermed både et værktøj til at begrænse omkostninger til redispatch internt i det tyske transmissionsnet, og give forrang for tyske og andre kontinentale elproducenter i markedet.

### Begrænsninger på Vestdanmark/Tyskland grænse går ud over nordiske elproducenter og giver samlet samfundsøkonomisk tab for hele Europa



Kilde: Aachen Universitet (2014)

Figuren viser effekt af at øge Vestdanmark/Tyskland handelskapaciteten med 600 MW (ift. time-for-time handelskapacitet i 2012). Dette vil føre til en samlet samfundsøkonomisk gevinst i Europa, herunder særligt i Skandinavien

## Specialregulering er en ny, men risikofyldt indtægtskilde

### Specialregulering løser tysk problem

Den politiske aftale Joint Declaration mellem de danske og tyske energiministerier har bidraget til at reducere samt afbøde virkning af eksportbegrænsningerne mellem Danmark og Tyskland. Metoden er en såkaldt modhandelsløsning, hvor der garanteres en minimumskapacitet på grænsen ved at den tyske TSO TenneT køber nedregulering i Danmark. Det sker i form af såkaldt specialregulering, hvor nedreguleringen foregår uden for den øvrige nordiske balancering, og dermed ikke påvirker priserne i den vanlige balancering.

Anvendelsen af specialregulering er steget blandt andet som følge af Joint Declaration. I 2017 blev der nedreguleret 781 GWh i Danmark som specialregulering, og aktørerne har i gennemsnit fået en betaling på 57 kr/MWh for nedreguleringen. I 2018 er minimumskapaciteterne mod Tyskland højere end i 2017 og der må alt andet lige forventes betydelige mængder specialregulering her også.

I timer med højt forbrug importerer Tyskland typisk fra Danmark. Såfremt day-ahead markedet indregnede de interne tyske flaskehalse ville begrænsningerne i nettet diktere, at man i timer

med kraftig vind i stedet eksporterede strøm til Danmark. Det er særligt i disse timer, at specialregulering anvendes, som det ses i figuren.

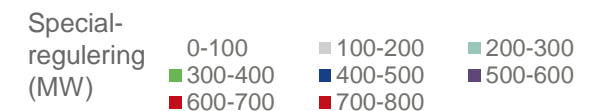
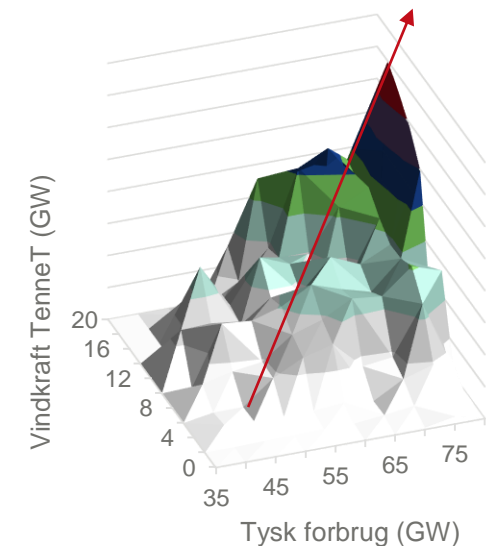
### Vigtigt at undgå forkerte day-ahead priser

Energinet og TenneT har i vinteren 17/18 analyseret om modellen med specialregulering skal fortsætte eller erstattes af en model hvor nedregulering af produktion tilvejebringes via intraday-markedet.

En af vurderingskriterierne er, hvilken effekt der opnås på day-ahead prisen afhængig af hvordan nedreguleringen tilvejebringes. Med den tætte korrelation mellem forbrug, vind og behovet for nedregulering, kan markedsaktører forholdsvis præcist prognosticere behovet for nedregulering. Producenter og forbrugere kan derfor indrette budgivning efter forventning om nedregulering, og det kan påvirke prissætningen i day-ahead-markedet. Dette er en af udfordringerne ved at bruge intraday markedet.

Foreløbig er indstillingen fra Energinet, at specialreguleringen skal fortsætte men med øget transparens. Den endelige beslutning ventes i foråret 2018. I 2017 var 64% af nedreguleringen reduktion på termiske værker, 22% var start af elkedler og 14% var stop af vindmøller.

### Specialregulering opstår primært i timer med høj vind og højt forbrug Reguleringsvolumen i MW



Gennemsnitlig specialregulering i 2017 fordelt på forskellige niveauer af tysk forbrug og Vindkraft i TenneTs område (der indeholder Nordtyskland).

Kilde: SysPower og NordPool Spot

## Samproduktion af el og varme falder

### Kraftvarmen udfordres af lave elpriser

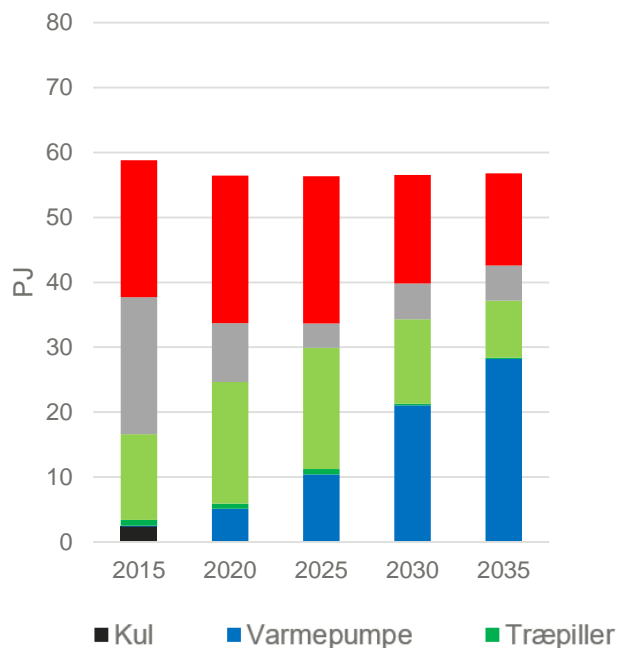
Frem mod 2030 forventes træpille og træflis kraftvarme at spille en betydelig rolle i de store byer, og forventes således at levere op til halvdelen af fjernvarmeproduktionen. I de decentrale områder forventes træflis (både kedel og kraftvarme) at udgøre ca. 1/3 af fjernvarmen.

Gevinsten ved samproduktion mellem el og varme bliver imidlertid udfordret på den lange bane. Ved lave elpriser tipper konkurrenceforholdet mellem kraftvarme og varmeproduktion på en kedel eller varmepumpe.

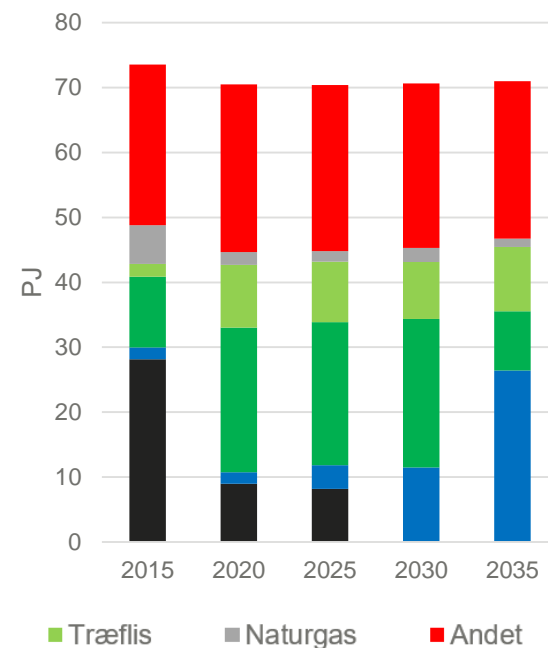
### Flere varmepumper, færre kraftværker

Resultaterne fra WEO-scenariet viser at varmepumper vil udgøre en stigende del af fjernvarmeproduktion frem mod 2030 og perioden herefter. I både decentrale og centrale områder vinder varmepumper frem på bekostning af ny kraftvarme i takt med eksisterende værker når deres tekniske levetid og står for udskiftning. Varmepumper har ud over lave elpriser udsigt til forbedrede rammevilkår med sænket elvarmeafgift samt PSO-fjernelse, om end der stadig er betydelig usikkerhed om anlægsinvesteringen for varmepumper i fjernvarmen.

**Fjernvarmeproduktion i Danmark (decentralt)**



**Fjernvarmeproduktion i Danmark (større byer)**



Kilde: Dansk Energi, WEO scenariet

Større byer: Odense, Kbh, TVIS, Esbjerg, Århus og Ålborg

---

# 4.2

# Forsyningssikkerhed under pres

## Ændret produktionsstruktur udfordrer elforsyningsikkerheden

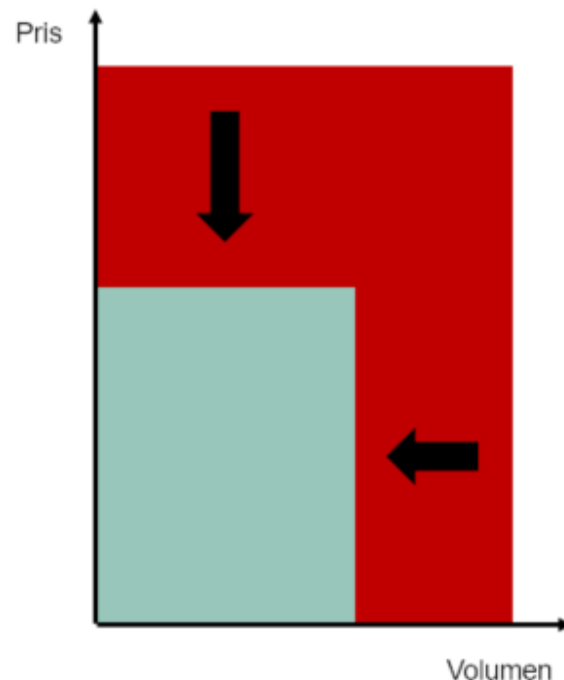
### Mere vind og færre kraftværker ændrer elsystemets fleksibilitet

Den danske og europæiske produktionsstruktur er under forandring. Kraftværkerne lukker i stigende antal fordi både den lave elpris og det faldende elsalg, påvirker indtjeningen negativt på to fronter.

Konsekvensen af den faldende indtjening er, at en stor del af kraftværkskapaciteten har forladt markedet det seneste årti. Kigger man fremad, så fortsætter denne udvikling. Energinet vurderer i de seneste analyseforudsætninger, at dansk kraftværkskapacitet falder fra 6.500 MW i 2017 til 3.500 MW i 2030.

I takt med den ændrede sammensætning af produktionskapacitet udhules elmarkedets evne til at holde elforsyningsikkerheden høj, med mindre man tager skridt for at opretholde forsyningsikkerheden.

**Indtjening under pres**



Dansk Energi

**Produktionskapacitet (MW)**



Dansk Energi baseret på Energinets analyseforudsætninger 2017

## Elsystemet har brug for ydelser, som i dag leveres af kraftværker

### Teknologier bidrager forskelligt til elsystemet

Stabil og effektiv drift af elsystemet stiller krav til en række forskellige former for fleksibilitet og tekniske egenskaber:

- Reduktion af produktion eller forøget forbrug ved eloverskud, fx hvis det blæser kraftigt.
- Forøget produktion eller reduceret forbrug ved elunderskud, fx i spidsbelastningsperioder
- Evne til hurtigt at ændre produktion for at matche ændringer i forbrug eller VE-produktion.
- Adgang til en række tekniske egenskaber som er nødvendige for stabil og effektiv eltransport.

Det er vanskeligt at give et fuldstændigt billede af de forskellige teknologiers mulighed for at levere tekniske egenskaber. Tabellen til højre giver dog et forsimplet overblik over de respektive teknologiers egenskaber og mulige bidrag til elsystemets forskellige typer af behov.

Som det fremgår af tabellen er opregulering og elektricitets tekniske kvalitet de områder, som færrest teknologier bidrager til – med dagens teknologi og drift i markedet.

### Markedsløsninger skal på banen

I takt med at ældre kraftværker forlader elmarkedet opstår behov for at andre anlæg kan samle stafetten op og dække elsystemets behov.

Det stiller krav til, at der udvikles markedsløsninger for leverance af disse produkter, for at sikre den størst muligt adgang til de teknologier, som kan bidrage. I Danmark ligger dette ansvar i øjeblikket hos Energinet, som agerer under elforsyningsloven og EU-regulering.

Håndtering af ramper klares ved hjælp af systemydelser. Disse markeder er allerede i dag veludviklede, og går mod yderligere internationalisering.

Der mangler imidlertid at blive etableret markedspladser for en række af disse tekniske egenskaber. I dag leveres disse produkter enten uden beregning fra kraftværkerne eller fra en række offentligt ejede anlæg, som fungerer uden for konkurrencen.

### Egenskaber ved forskellige typer af anlæg

	Nedregulering	Opregulering	Stjele ramper (op og ned)	Teknisk kvalitet
Stort kraftværk	✓	✓	✓	✓
Mindre kraftværk	✓	✓	✓	Visse ydelser
Vindmølle	✓	Kun hvis nedroslet	✓	Visse ydelser
Solcelle	✓	Kun hvis nedroslet	✓	Visse ydelser
Varme-pumpe & elkedel	✓	Hvis anlæg er i drift	✓	Visse ydelser i fremtiden?
Fleksibelt forbrug	Potentielt kun midlertidigt	Potentielt kun midlertidigt	✓	Visse ydelser i fremtiden?
Udlandsfor bindelse	✓	✓	✓	✓
Synkron-kompensator	✓	✓	✓	✓

## Stigende brug af tvangskørsler for at sikre forsyningsikkerheden

### Tekniske ydelser afgørende for stabilt og effektivt elsystem

Et velfungerende elmarked kræver mere end energi. Sikker og stabil drift af elnettet stiller også krav til adgang til nogle tekniske egenskaber som inert, spændingsregulering, kortslutningseffekt.

Kraftværker har traditionelt leveret disse egenskaber til nettet, men i takt med færre kraftværker og færre driftstimer er adgangen til disse egenskaber reduceret.

En analyse som Dansk Energi har foretaget viser, at tvangskørsler på de fire ejere af centrale kraftvarmeværker er steget meget kraftigt i årene 2016 og 2017 til hhv. 11.500 værkstimer og 8000 værkstimer (data t.o.m. august 2017). Udover tvangskørsler bruger Energinet også en række andre værktøjer til at påvirke kraftværkernes drift. Fx kan et værk blive nægtet at lukke om sommeren. Brug af tvangshåndtag undergraver kraftværkernes økonomi ved at påføre dem ekstra omkostninger.

Et højt niveau af tvangskørsler og brug af øvrige tvangshåndtag vidner om, at der er behov for en række ydelser fra kraftvarmeværkerne, som ikke tilvejebringes i markedet.

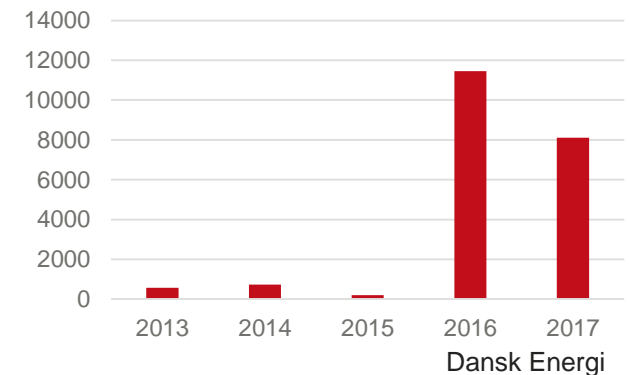
Fra et økonomisk synspunkt bør man overveje, hvordan disse ydelser tilvejebringes bedst muligt fremover, herunder sikre at også nye teknologier kan bidrage til at holde systemet sikkert og stabilt.

Lande som UK og Irland har indført modeller for værdisætning af systembærende egenskaber for at sikre et økonomisk prissignal til investorerne om, at de kan indregne aflønning af systembærende egenskaber i deres investeringscases på fx vindmølleprojekter og batterier.

### Statslig egenproduktion af ydelser øget

I Danmark har Energinet investeret i 2013-2014 i tre nye synkronkompensatorer i Fraugde, Herslev og Bjæverskov, til en samlet pris på ca. 600 mio. DKK. Sammen med de to synkronkompensatorer som allerede står i Vester Hassing (1964) og Tjele (1976), har Energinet investeret i alt fem synkronkompensatorer. Disse investeringer bidrager også til udhuling af økonomien i at investere og drive produktionsanlæg på kommercielle vilkår. Således er synkronkompensator anlægget ved Enstedværket lukket som følge af, at der ikke sker et markedsindkøb af disse ydelser.

### Timer med tvangsbeordringer på centrale kraftværker



### Systembærende egenskaber

- *Inerti: Bidrager til at holde stabil frekvens i elnettet, og undgå at små udsving bliver til store udsving.*
- *Spændingsregulering: Sikrer stabil spænding i elnettet og effektiv transport af el med minimum af tab.*
- *Kortslutningseffekt: Sikrer korrekt funktion af jævnstrømsforbindelser og relæbeskyttelse.*



## Fald i dansk elforsyningssikkerhed de kommende år

### Ændret produktionsstruktur påvirker effekttilstrækkeligheden

Effekttilstrækkelighed (tilstrækkelig produktionskapacitet og/eller forbrugs-reduktionsevne), er en central del af den samlede elforsyningssikkerhed, som forbrugerne oplever.

I takt med at produktionsstrukturen ændres fra fleksible kraftværker til svingende produktion fra vind/sol ændres effekttilstrækkeligheden.

Udviklingen i effekttilstrækkeligheden vurderes ved hjælp af sandsynlighedsbaserede modelberegninger, som estimerer hvorvidt det forventede elforbrug time for time kan dækkes af tilgængelige kraftværker plus forventet produktion fra vind/sol plus import via udlandsforbindelser samt frivillig reduktion i elforbruget. Resultat viser det forventede antal minutter, den gennemsnitlige forbruger forventes at miste el i kontakten pga. mangel på produktionsevne.

Målet for effekttilstrækkelighed har historisk været 5 minutter årligt, som også fremgår af Energinets strategiplan fra 2014: "Elsystemet designes og udbygges, så det fremtidige forventede antal afbrudsminutter per forbruger per år forårsaget af mangel på effekt er 5 minutter".

I praksis har tallet været lig 0 i mange år, og man skal helt tilbage til 2003 for at finde en periode hvor der manglende effekt. Dette ser ud til at ændre sig markant fremadrettet.

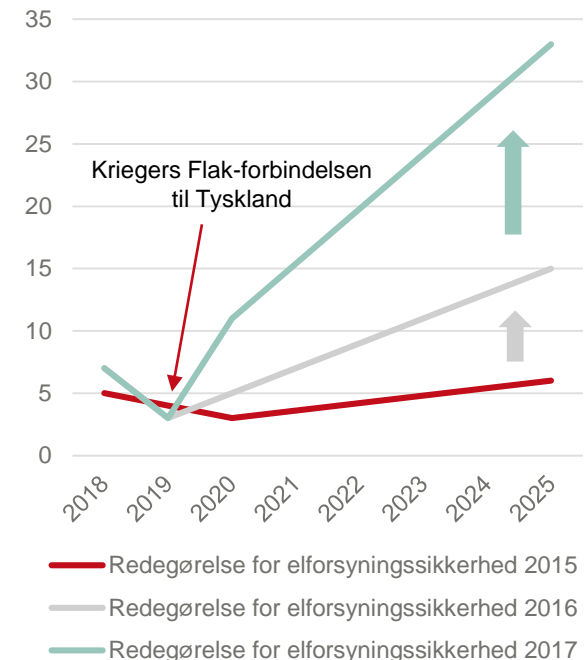
### Prognoser viser forringet forsyningssikkerhed

I de kommende år tegner Energinets prognoser et billede af, at der kommer en "ketchup-effekt" i antallet af afbrudsminutter i Østdanmark.

Energinet vurderede i deres udgave af 'Redegørelse for elforsyningssikkerhed' fra 2015, at der ikke var udfordringer før efter 2025. I 2016 var vurderingen af der var et væsentligt effektunderskud i 2025 på ca. 15 minutter. I vurderingen fra 2017 var det forventede antal af afbrudsminutter steget til 33, som vel at mærke er en gennemsnitsbetragtning. Den enkelte forbruger kan således risikere at opleve et betydeligt større antal afbrudsminutter

Ændringen i de opdaterede prognoser skyldes ifølge Energinets 'Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2017' en forventning om forøget lukning af termisk kraftværkskapacitet, mindre udbygning med vind, samt et højere elforbrug end tidligere forudsat.

### Forventede årlige afbrudsminutter i Østdanmark pga. effektmangel



Dansk Energi baseret på Energinets seneste tre redegørelser for elforsyningssikkerhed (2015, 2016, 2017)

## Dansk elforsyningssikkerhed på vej ind i nyt territorium

### Faldende kraftværkskapacitet i flere lande

Et af de største risikoelementer for dansk effekttilstrækkelighed er grænseoverskridende effektmangel. Perioder med vind- og solfattigt vejr er ikke kun begrænset til Danmark, men rammer ofte vores naboer samtidig. Tilsvarende vil en periode med meget lave temperaturer ikke kun være et dansk fænomen, men noget der rammer mange lande samtidig – og udløser behov for kraftværksproduktion i flere lande.

Dansk evne til at opretholde forsyningen i sådanne situationer afhænger i stor udstrækning af niveauet for dansk styrbar elproduktionsevne relativt til vores spidslastforbrug.

Figuren til højre viser den historiske udvikling fra 2012 til 2017, samt den forventede udvikling frem til 2030, baseret på Energinets fremskrivning af kraftværkskapacitet og spidslastforbrug.

Fra 2012 til 2017 faldt dansk kraftværkskapacitet fra ca. 8.000 MW til ca. 6.500 MW. Frem mod 2030 forventer Energinet, at kapaciteten falder yderligere til ca. 3.500 MW. Tallene viser fuld kapacitet uden fradrag for fx revisionsperioder som i praksis gør tilgængeligheden lavere.

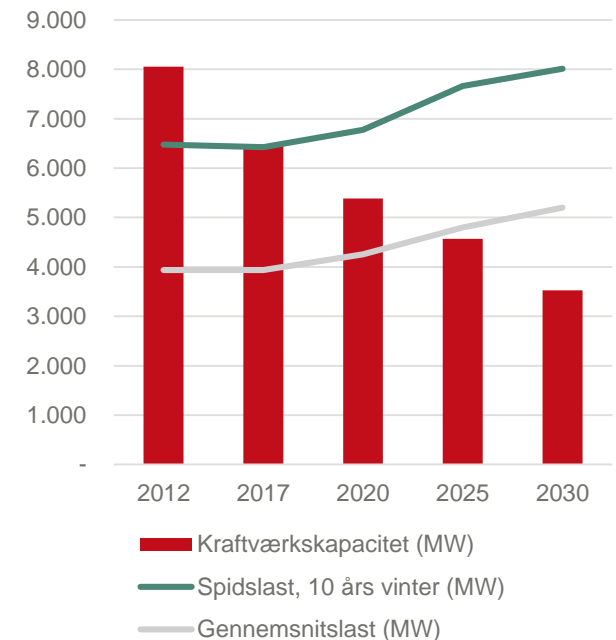
I samme periode forventer Energinet et stigende elforbrug, bl.a. pga. øget elektrificering af transporten og flere datacentre. Selvom der vil være et markant øget elforbrug til varmepumper og elkedler, så har dette ikke gennemslagskraft i det maksimale effektforbrug, da disse enheder vurderes ikke at være i drift i spidslasttimer.

### Danmark ser ind i en ny situation

Samlet set bevæger vi os fra at have haft kraftværkskapacitet, som mere end dækkede både gennemsnits elforbruget og spidslast situationer. Fremadrettet bevæger vi os gradvist ind i nyt, og ukendt territorium, hvor selvforsyningsgraderne trinvist falder. I 2017 er det ikke længere muligt at dække dansk spidslast. Frem mod 2025 er der ikke kraftværkskapacitet nok til at dække det dansk gennemsnitsforbrug

Udviklingen imod mindre fleksibel kapacitet og større elforbrug er et led i den grønne omstilling. Og forholdet mellem kraftværker og elforbrug er kun en af flere variable i at afgøre fremtidens elforsyningssikkerhed. Alligevel illustrerer det at vi ser ind i en ny situation, hvor vi ikke kan tage det for givet at der altid er produktionskapacitet svarende til vores forbrug.

### Kridtstreger for dansk elforsyningssikkerhed



Dansk Energi baseret på Energinets analyseforudsætninger 2017

## Danmark er i stigende grad afhængig af import fra udlandet

### Flere timer hvor det ikke er teknisk muligt at dække eget forbrug

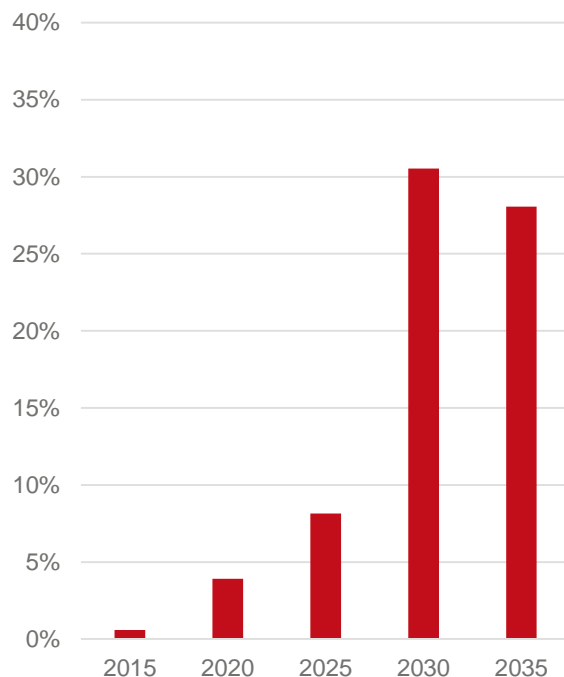
Reduktionen af dansk kraftværkskapacitet trækker i retning af, at der i fremtiden bliver flere timer hen over året, hvor der ikke er tilstrækkelig indenlandsk produktionskapacitet til at dække elforbruget. Omvendt forventes stigende mængder af vedvarende energi, som også bidrager til forsyningsikkerheden.

Summen af disse to udviklinger sammenstillet med elforbruget på timeniveau viser andel af årets timer, hvor hvert af de to prisområder er afhængig af import for at møde forbruget.

Tallene viser, at både DK1 og DK2 går mod stigende grader af importafhængighed frem mod 2030, i takt med at kraftværkskapaciteten reduceres.

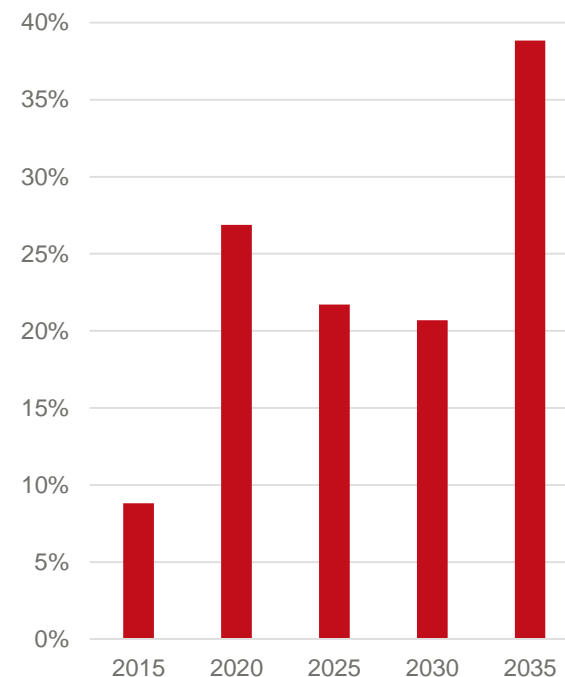
Det er en udvikling som stiller større krav til, at elmarkedet fungerer uden importhindringer – også i situationer hvor der kan være behov for elektriciteten på begge sider af grænsen.

### Timer med importafhængighed DK1 (%)



Dansk Energi, Forward-scenariet

### Timer med importafhængighed DK2 (%)



Dansk Energi, Forward-scenariet

## EU-lande går forskellige veje ift. sikring af elforsyningsikkerhed

### Flere modeller til elforsyningsikkerhed

Faldende elforsyningsikkerhed har fået EU-lande til at gå forskellige veje ift. sikre tilstrækkelig elproduktionskapacitet til at dække elforbruget.

Danmark tilhører en gruppe af lande der fastholder energy-only modellen, der er baseret på at aktørerne primært aflønnes via salg af energi. Udfordringen ved energy-only modellen er at aktørernes drifts- og investeringsbeslutninger ikke nødvendigvis leverer det ønskede niveau for elforsyningsikkerheden.

Med Energinets projekt 'Markedsmodel 2.0' blev markedsmodellen undersøgt for at identificere mulige forbedringer. Projektet viste at forbedringspotentialer er begrænset, men at der er mulighed for mindre forbedringer: hæve prisloftet, finere tidsopløsning i markedet, og skærpet balanceansvar hos forbrugere og producenter.

### Strategisk reserve som supplement

En gruppe af lande har suppleret deres markeder med en strategisk reserve – typisk et ældre kraftværk på vej ud af markedet. Dette værk købes som fysisk back-up til timer, hvor

markedets udbud ikke kan dække forbruget, og er en løsning, der har minimal påvirkning på elmarkedet. Denne løsning har der også været arbejdet for i Danmark, dog uden at få EU-Kommissionens tilladelse.

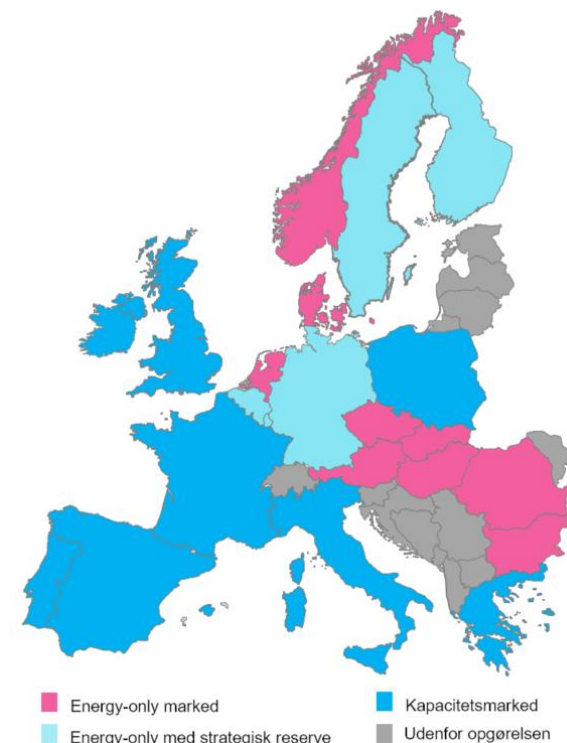
### Kapacitetsmarkeder vinder frem

Lande som UK, Frankrig, Spanien og Italien har i stedet indført kapacitetsmarkeder for at opretholde et fastsat niveau af elforsyningsikkerhed. Fælles for landenes forskellige modeller er, at fleksible producenter og forbrugsenheder konkurrerer om at stille kapacitet til rådighed i elmarkedet.

Budpriserne i kapacitetsmarkedet afspejler de enkelte værkers forventede indtægter på salg af energi i forhold til omkostningssiden. Jo bedre elmarkedet er i stand til at sikre økonomien, desto lavere pris på kapacitet.

De leverandører, der billigst sikrer rådighed til den nødvendige mængde af kapacitet tegner kontrakter med den systemansvarlige.

### Kapacitetsmekanismer i EU



Dansk Energi på baggrund af bl.a. EU Kommissionens Sector Inquiry on kapacitetsmekanismer

## Negativ påvirkning hvis kapacitetsmarked indføres i Tyskland

### Tyskland i tænkeboks

Over de seneste år har man i Tyskland diskuteret hvorvidt der skal indføres et kapacitetsmarked. Resultatet er indtil videre, at Tyskland har indført en strategisk reserve. Det er dog værd at gøre sig overvejelser om, hvad det betyder for det danske marked, hvis Tyskland eller Sverige indfører et kapacitetsmarked.

På den ene side giver forøget kapacitet et positivt bidrag til forsyningssikkerheden i og omkring Tyskland. På den anden side vil elproducenter i nabolandene stå svagere i konkurrencen end tyske aktører, fordi tyske aktører har en ekstra indtægtsmulighed. Det vil derfor i højere grad være værker udenfor Tyskland som lukker. Samtidig reducerer den ekstra produktionskapacitet i Tyskland (den kapacitet som ville være lukket i et rent energy-only marked) også antallet og størrelsen af de ekstrempriser, som udgør en stor del af forretningsgrundlaget for elproducenter i det danske energy-only marked.

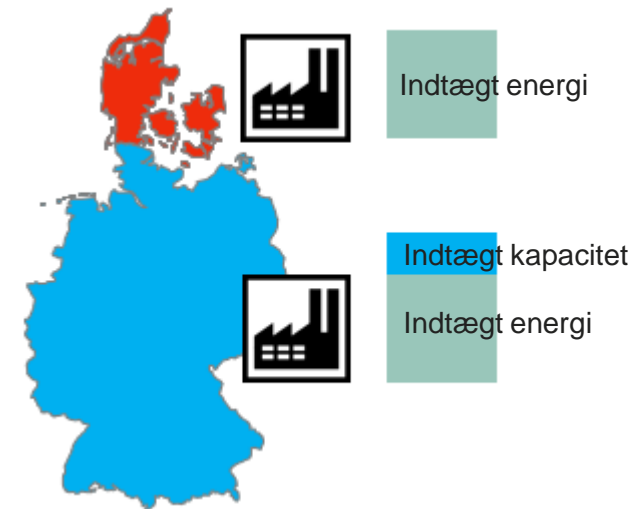
Derfor er det meget vigtigt, at være opmærksom på hvilke tiltag, der er på vej i vores nabolande, og være klar til at gå med i fælles løsninger.

### EU fokus på grænseoverskridende konsekvenser af kapacitetsmarkeder

EU Kommissionens 'Vinterpakke' indeholder forslag til opdatering af den eksisterende elmarkedsforordning. Den ventes at blive vedtaget mod slutningen af 2018. Forordningen indeholder forslag til fælles regler der begrænser negative følgevirkninger af et nationalt kapacitetsmarked på de omkringliggende elmarkeder. EU Kommissionen foreslår konkret:

- Omfanget af kapacitet som sikres i kapacitetsmarkedet skal være begrundet i et modelværktøj som udvikles af ENTSO-E.
- Importmuligheder fra nabolande via udlandsforbindelser skal medregnes. Det er med til at undgå et for højt indkøb.
- Adgang for alle teknologier, der kan levere fleksibel kapacitet, inklusive forbrugsreduktion. Medvirker til at sikre stort udbud af kapacitet og lavere priser.
- Krav om at kapacitetsmarkeder skal være åbne overfor grænseoverskridende deltagelse fra værker

### Kapacitetsmarked i naboland påvirker dansk konkurrenceevne



Dansk Energi

## Grundbeløb har været en relativt dyr måde at sikre kapacitet

### Er grundbeløbet en kapacitetsbetaling?

Grundbeløbet blev indført i 2004 for at sikre de (primært) naturgas-fyrede decentrale kraftvarmeværkers økonomi i overgangen fra den såkaldte tre-leds tarif til afregning for el på markedsvilkår. Det enkelte værk modtager en støtte baseret på elproduktionskapacitet og elprisen i markedet. Det er en forudsætning for at få grundbeløbet, at kraftvarmeværkerne er til rådighed i elmarkedet og fungerer derfor som en form for kapacitetsbetaling.

Siden 2010 har tendensen været stigende omkostninger til grundbeløbet pga. lave elmarkeds-priser. I 2017 udgjorde støtten i alt 1,7 mia. DKK, hvilket svarer til en kapacitetsbetaling på ca. 900.000 kr./MW.

Til sammenligning har priserne i UK's relativt nye kapacitetsmarked ligget mellem 71.000 Kr./MW/år – 191.000 Kr./MW/år. Denne markedspris svinger ift. udbud og efterspørgsel efter kapacitet, og i år hvor der er behov for nyinvesteringer, vil prisen typisk være højere. Prisen på det nyere franske kapacitetsmarked ligger på 69.000 kr./MW/år.

Sammenligninger af priser på tværs af forskellige kapacitetsmarkeder på tværs af lande skal tages med betydelige forbehold. Det skyldes, at den forventede indtjening i de hjemlige elmarkeder, lige såvel som forpligtelser og strafelementer, kan spille en rolle i prissætning på kapacitet.

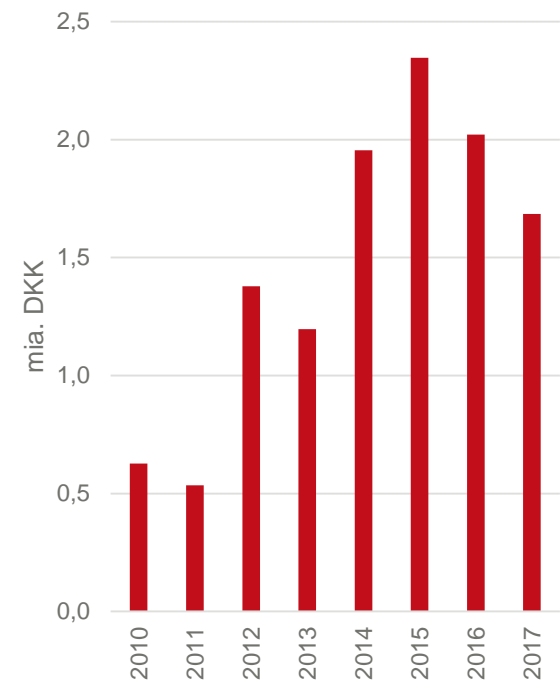
Ikke desto mindre må man konkludere at grundbeløbet har været skruet sammen på en måde, som har medført en ganske høj pris relativt til kapaciteten.

### Kapacitetsmarked formodentlig billigere

Som et tænkt eksempel på en alternativ model kan man forestille sig de engelske erfaringer overført på Danmark. I så fald ville et dansk kapacitetsmarked på 6.400 MW (dansk spidslastforbrug i 2017) have kostet mellem 0,5 og 1,2 mia. kr., baseret på højeste og laveste realiserede pris i det engelske kapacitetsmarked.

De engelske kapacitetspriser er muligvis lavere end hvad de ville være i Danmark, pga. de højere engelske energipriser. Men det synes alligevel rimeligt at konkludere, at et kapacitetsmarked ville have været en billigere model end grundbeløbet, som samtidig ville sikre adgang til over tre gange mere kapacitet.

### Grundbeløb



Dansk Energi

## Hvad koster forsyningssikkerheden?

### Trade-off mellem sikkerhed og pris

Dansk elforsyningssikkerhed kan sikres på flere måder, hvor der må formodes at være et trade-off mellem pris og niveau af elforsyningssikkerhed. Jo mere omfattende værktøjer, der tages i brug, jo højere omkostninger og jo højere sikkerhed for at der altid er strøm til rådighed.

En ren energy-only model, som vi kender det i dag vil være en billig vej, men vil i stigende grad blive udfordret på både effekttilstrækkelighed og adgang til systembærende egenskaber.

Går man et trin videre og får prissat systembærende egenskaber kan det på den korte bane medføre flere omkostninger end at bruge tvangsmæssige håndtag til at sikre forsyningssikkerheden, men vil bidrage til at sikre den langsigtede forsyningssikkerhed samt til innovation og nye leverandører.

Et yderligere tiltag til sikring af forsyningssikkerheden ville være at indføre en strategisk reserve som back-up til energy-only markedet.

Den mest omfattende måde at sikre elforsyningssikkerheden ville være et egentligt kapacitetsmarked. Hermed er man sikret, at der

er den nødvendige elproduktionsevne til rådighed, i og med at man betaler direkte for det.

### Et rimeligt niveau af sikkerhed er til at betale

Elforsyningssikkerhed vil blive et fokusområde de kommende år – i takt med at flere kraftværker lukker. Meget taler på nuværende tidspunkt for at arbejde videre med at forbedre energy-only markedet – men samtidig holde godt øje med udviklingen både hjemme og blandt vore naboer.

Uanset om man vælger de mest omfattende værktøjer til sikring af elforsyningssikkerheden eller en ren energy-only model ser det ud til, at prisen på sikkerhed vil være overkommelig. En meget simpel overslagsberegning viser at selv i den mest omfattende model (kapacitetsmarked) vil meromkostningen for sikkerhed holde sig i et moderat leje (ca. 5 øre/kWh) og ikke overstige det omkostningsniveau, vi kender fra grundbeløbsmodellen.

Et kapacitetsmarked kan samtidig potentielt fjerne ekstrempriser fra markedet, hvilket vil føre til en lavere gennemsnitlig elspotpris.

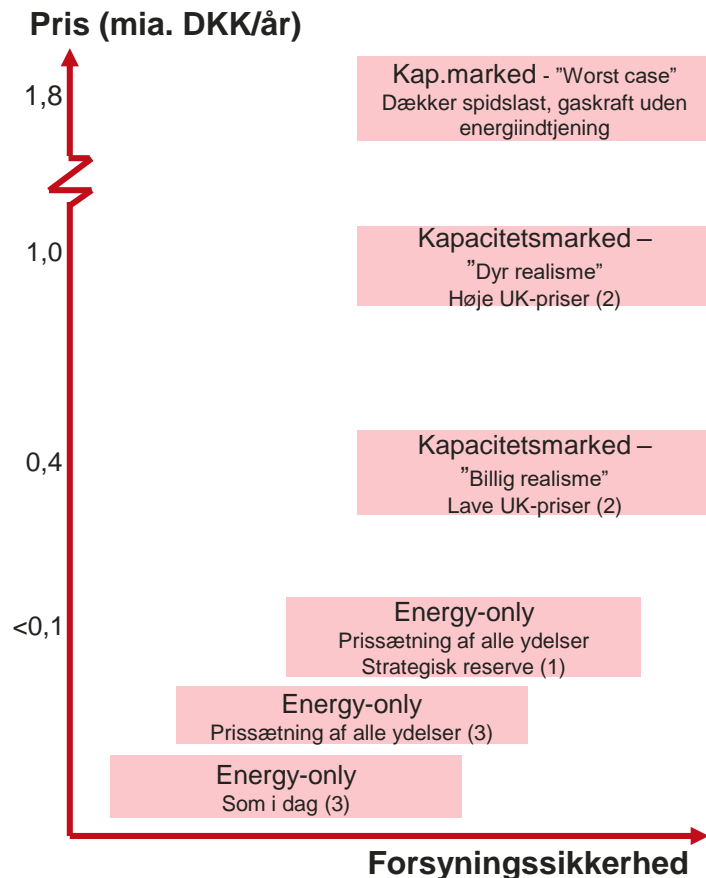


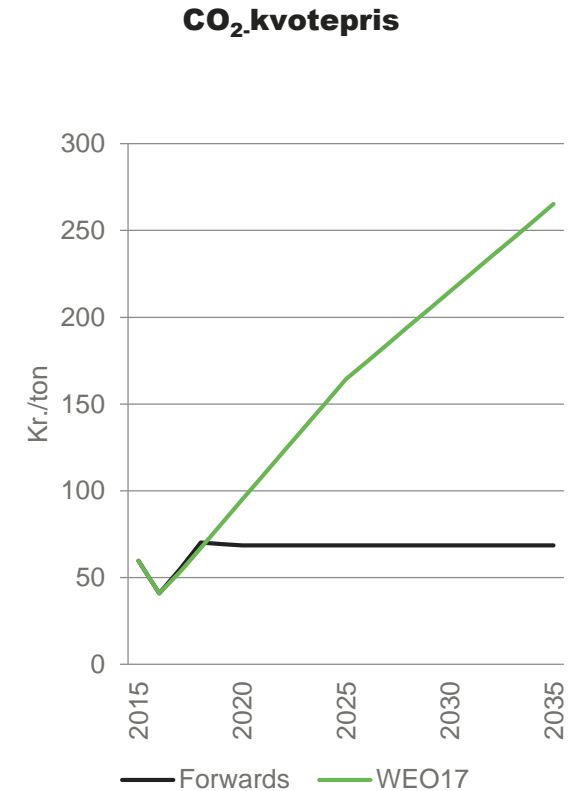
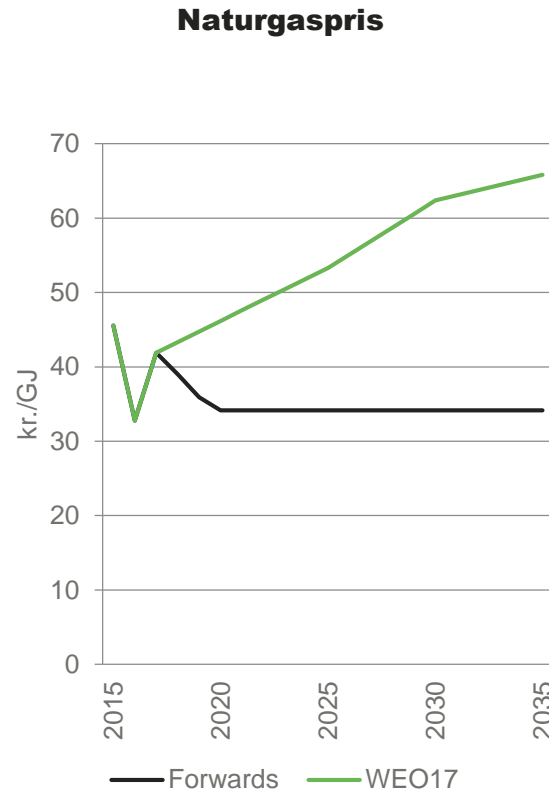
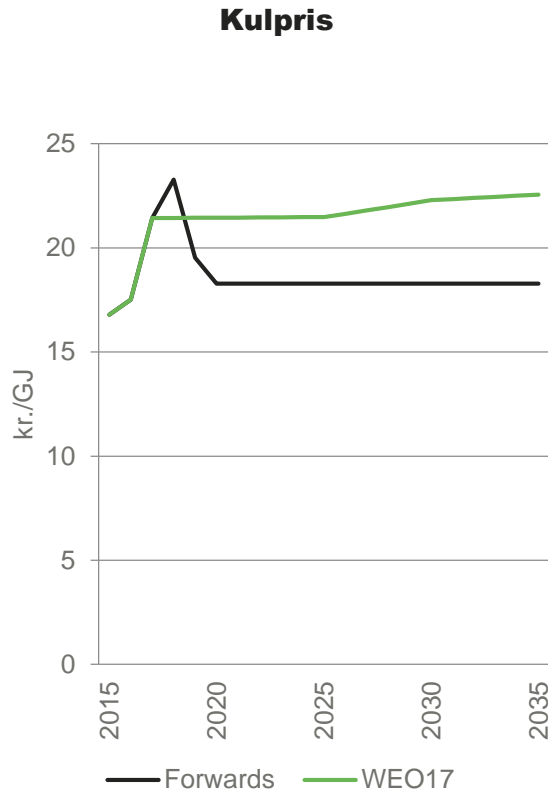
Illustration af Dansk Energi. Kilder: (1). Energinets vurdering af pris på 220 MW strategisk reserve i DK2. (2). Beregnet ud fra højeste og lavest pris i UK's kapacitetsmarked samt kapacitetsbehov på 5000 MW (som antaget af ENDK s. 163 i ENDKs tekniske baggrundsrapport). (3). Priser i et kommende marked for systembærende egenskaber er ukendte, men om omkostningerne falder som tvangskørselskompensation eller konkurrencepræget indkøb vurderes at ligge i samme leje



# Bilag



## Forudsætninger – Middelscenarie



Note: WEO16 og Forwards prisscenarie er baseret på Dansk Energis Elprisscenarier 2017. VE-Outlook-priserne er et gennemsnit af de to øvrige prisscenarier.

Priserne er angivet i faste 2017-priser

## Forudsætninger i Balmorel

### Balmorel

VE-Outlook er beregnet på baggrund af Dansk Energis udgave af Balmorel-modellen.

Balmorel-modellen er en avanceret optimeringsmodel, som minimerer de samlede omkostninger til produktion af el- og fjernvarme. For mere information se [www.balmorel.com](http://www.balmorel.com). Modellen anvender i stort omfang samme forudsætninger som seneste udgave af Dansk Energis VE Outlook.

### Kapacitet

Kraftværkskapaciteten i modelområdet er baseret på Platts database for eksisterende termiske anlæg i Nordvesteuropa. Levetiden for eksisterende værker er sat til 45 år, 30 år og 20 år for hhv. damp turbineanlæg, gasturbineanlæg og motoranlæg, hvorefter de tages ud af modellen.

Modellen har ikke mulighed for at skrotte værker af økonomiske årsager.

Der er antaget en jævn udfasning af kernekraft baseret på de seneste politiske udmeldinger. Disse politiske udmeldinger er dog behæftet med stor usikkerhed.

### Vedvarende energi

Der er antaget kapacitetsudbygning for landvind frem til 2030 baseret på WindEuropes scenarier. Havvind er baseret på WindEuropes centrale skøn i "Wind Energy in Europe: Scenarios for 2030". Sol udbygningen er baseret på EPIAs accelerated scenario.

I de støtrefrie scenarier er den exogene VE-kapacitet fastholdt på 2020 niveau.

Kapacitetsudviklingen for VE i Danmark er baseret på Energistyrelsens Basisfremskrivning fra 2017.

### Investeringer

Modellen har mulighed for at investere i ny produktionskapacitet, hvis det er økonomisk attraktivt. Modellen har mulighed for at investere i følgende teknologier:

- OCGT gas
- CCGT gas
- Kulkraftvarme
- Træpillekraftvarme
- Landvind(kun i det støtrefrie scenarium)

- Havvind
- Storskala-solceller

Investeringer i landvind er begrænset, så de ikke overstiger "High Scenario" fra Wind Europes.

I fjernvarmeområde er der endvidere muligt at investere i varmepumpe og fliskedler.

Kapitalomkostninger er beregnet med en WACC på 6 % realrente og 25 års afskrivningsperiode for alle lande.

### Elforbrug

Elforbruget er sat til at være konstant i hele perioden, med udgangspunkt i modellandenes historiske elforbrug år 2016 ud fra antagelsen om, at øget effektivitet opvejer elektrificering og vækst.

For Danmark er antaget samme udvikling som i Basisfremskrivningen 2017.

### Transmission

Eltransmissionsforbindelserne mellem landene er baseret på de nationale TSO'ers udmeldte planer, som bl.a. indeholder det netop godkendte Wiking Link mellem Danmark og England.