

# Elpris Outlook 2023

Aldrig mere energikrise?

### Indhold:

- Introduktion, s. 2
- Resumé, s. 3
- Kap.1: Elprisens udvikling under energikrisen, s. 7
- Kap.2: Et grønt europæisk elsystem, s. 14:
- Kap.3: Fremtidens elpriser, s. 24
- Bilag, s. 31

### Formål med Elpris Outlook

Vores elsystem står over for en enorm udbygning med ny produktion af vedvarende energi, men også nyt elforbrug i husholdninger og industri samt til nye grønne brændsler via PtX. Hastigheden i udbygningen af vedvarende energi såvel som elektrificeringen og etablering af en PtX-industri er afgørende for, at vi kan indfri vores klimamål. Samtidig vil balancen i tempoet for udbygningen af elproduktion og en accelereret elektrificering få stor betydning for fremtidens elpriser i et elsystem baseret på vedvarende energi, hvor vejr- og klimaforhold i høj grad har indflydelse på energi- og elpriser. Analysen viser, at et grønt energisystem er vejen ud af energikrisen og vores forsvar mod nye fremtidige fossile energikriser.

Formålet med dette outlook er at kaste lys på de faktorer, udviklinger og tendenser, der påvirker den generelle prisudvikling i det danske elmarked - og dermed udgør en vigtig del af vilkårene for nye investeringer i dansk vedvarende energiproduktion, nyt elforbrug og infrastruktur mv.

### Læsevejledning

Efter Ruslands invasion af Ukraine har vi i løbet af 2022 og 2023 oplevet en energikrise med et ekstraordinært stort fokus på og interesse for udviklingen i energi- og elpriser. Vi ved, at krisesituationer stiller høje krav til kommunikationen, og energipriser er i forvejen ikke let stof at kommunikere om. Samtidig er der væsentlige konkurrenceretlige hensyn, som skal overholdes, når man som brancheforening kommunikerer om priser. Derfor er det indledningsvist vigtigt at beskrive, hvad Elpris Outlook er og kan bruges til at belyse, samt ligeså vigtigt hvad det ikke er og ikke giver svar på.

#### Hvad er Elpris Outlook?

Elpris Outlook er en tilbagevendende publikation, der viser forskellige fremtidsscenerier for elprisens udvikling på engrosmarkedet i Danmark og Nordvesteuropa. Udgangspunktet i denne udgave er et elsystem, som leverer tilstrækkelig grøn strøm til at nå i mål med de definerede klimamålsætninger på europæisk plan. Det vil sige, at scenarierne er designet til at opfylde de ambitioner og målsætninger, der udtrykkes i EU's gældende planer for grøn omstilling: Fit for 55 og RePowerEU samt på længere sigt et helt klimaneutralt Europa i 2050. Med scenarierne beskrives og kvantificeres en række fundamentale bevægelser i elmarkedet og deres betydning for elprisen.

#### Hvad er Elpris Outlook ikke?

Elpris Outlook er ikke Green Power Danmarks bedste bud på det specifikke prisniveau de næste 10-20-30 år. Elpris Outlook beskriver derimod en række fundamentale bevægelser i elmarkedet samt udfaldsmuligheder og niveauer, som alle er mere eller mindre sandsynlige under forskellige forudsætninger. Elpris Outlook indeholder ikke sandsynligheds-vurderinger af de forskellige scenarier, men beskriver forudsætningerne bag og konsekvenserne ved de mulige udfald.

Elpris Outlook er heller ikke en vurdering af elforsynings sikkerheden, som kan være truet i ekstreme situationer og ved helt særlige hændelser, som ikke er en del af normaldriften af elmarkedet.

### Sådan har vi lavet analysen

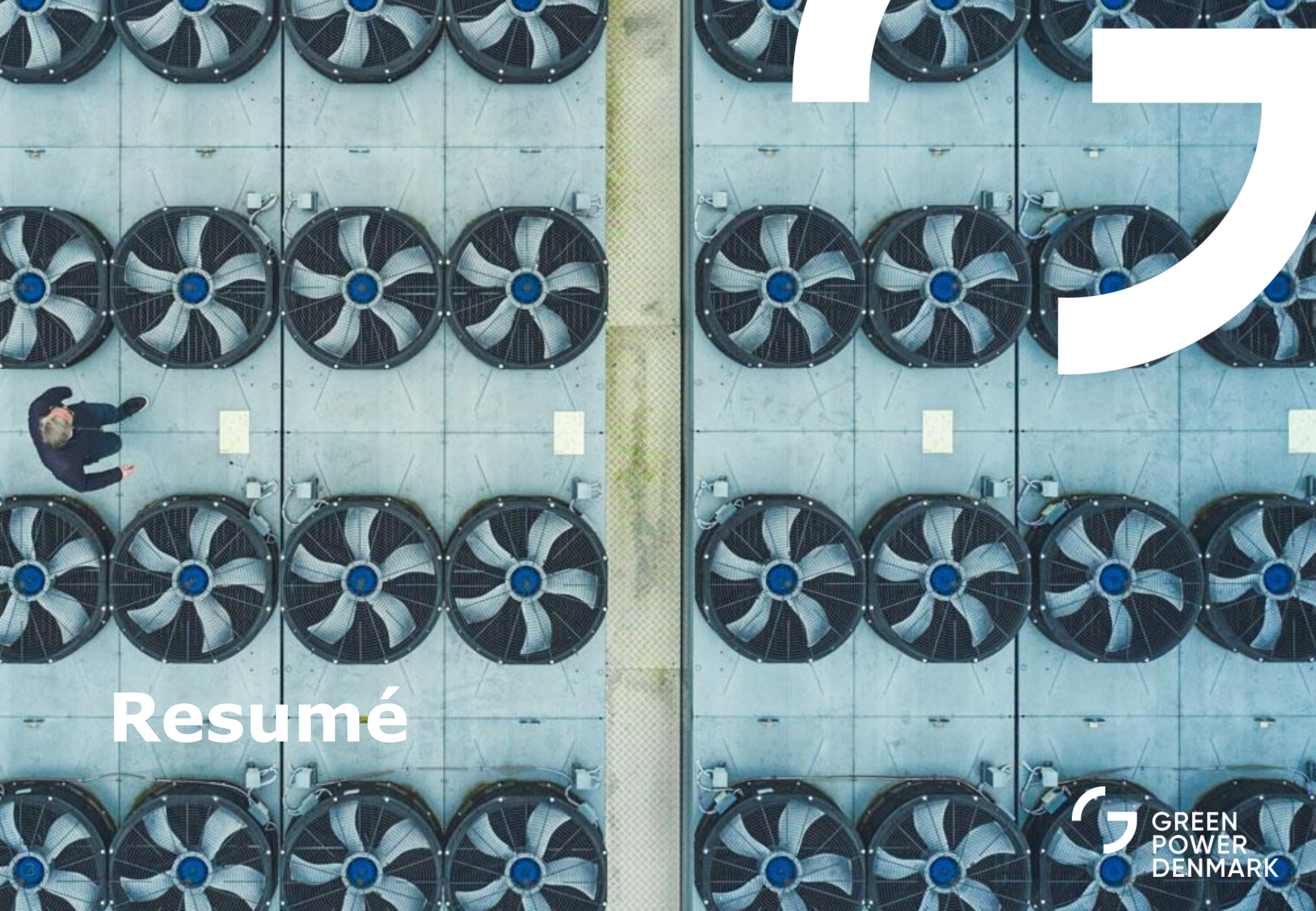
Elpris Outlook 2023 indeholder både et tilbageblik på energikrisens betydning for elpriserne og et kig fremad på mulige scenarier for elprisen i fremtiden.

**Tilbageblikket** følger den historiske prisudvikling på Day-ahead markederne i Danmark med data fra Energinet og SysPower. Der er anvendt rådata for at illustrere den faktiske udvikling i løbende priser, hvis ikke andet er markeret.

**Outlook** for fremtidens elsystem er baseret på beregninger i energisystemmodellen Balmorel. Modellen simulerer el, varme og brintsystemet i Danmark og de omkringliggende lande som har indflydelse på det danske elsystem. Green Power Denmark har defineret scenariet i samarbejde med EA Energianalyse med udgangspunkt i anerkendte og internationale kilder som IEA og ENTSO-E. Scenarierne fokuserer på day-ahead elmarkedet, der også er kendt som spotmarkedet. Alle priser er opgjort i faste 2022-priser.

Detaljerede data fra modelkørslerne er tilgængelige for Green Power Danmarks medlemmer på anmodning.





# Resumé

# Energikrisen 2021-20?? - fra klimapolitik til sikkerhedspolitik

## Energikrise med kun ét fortilfælde

I anden halvdel af 2021 og starten af 2022 steg energipriserne så voldsomt, at begrebet energikrise rykkede ind i toppen af nyhedsbjælkerne og blev dagsordensættende ikke bare i energi- og klimapolitik, men også ift. fordelingspolitik og i særdeleshed sikkerhedspolitik. Energipriser blev diskuteret livligt ved middagsbordene, og grøn omstilling skiftede status fra en udfordring til en redningsplanke.

Kun i 1970'erne kan vi finde historiske eksempler, der minder om den aktuelle energikrise. Under Oliekrisen i 1973 var man nødsaget til at bruge virkemidler som rationering og forbud. Dengang førte kriserne til strukturelle ændringer af energiforsyningen fra at være baseret på olie til at være baseret på gas og kul. Det er endnu for tidligt at aflæse den aktuelle energikrise, men den har med al tydelighed understreget vigtigheden af den næste strukturelle omstilling af energisystemet henimod at være baseret udelukkende på vedvarende energi.

Energikrisen har sat turbo på udfasningen af fossil energi, og den vedvarende energi er kommet øverst på dagsordenen i hele EU med ønsket om at blive selvforsynende med energi og på den måde undgå fremtidige fossile energikriser.

## Mangel på energi fremkaldte krisen

De høje gaspriser kulminerede i sensommeren 2022, hvor Rusland lukkede for det meste af gasforsyningen til Europa, netop som vinteren stod for døren.

Det var ikke kun fossil energi, der manglede. Europa manglede også en række af dets atomkraftværker på grund af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. Samtidig betød tørke og mindre nedbør, at den europæiske vandkraft i Norden og Alperne var presset.

De stigende priser på fossil energi smittede af på

elprisen, fordi kul- og gaskraftværker fortsat er uundværlige i det europæiske elsystem. Derfor fulgte udviklingen i elprisen nøje de stigende gaspriser. Elprisen udvikling ses i figuren til højre.

## Det europæiske elmarked virkede

De tårnhøje priser i 2022 reflekterede manglen på energi. Priserne sendte et klart signal til forbrugerne om at spare på energien, og til producenterne om at investere i mere grøn elproduktion som vindmøller og solceller. Siden toppen blev nået i 2022 er energipriserne er faldet stødt, hvilket er tegn på, at energimarkederne har virket effektivt.

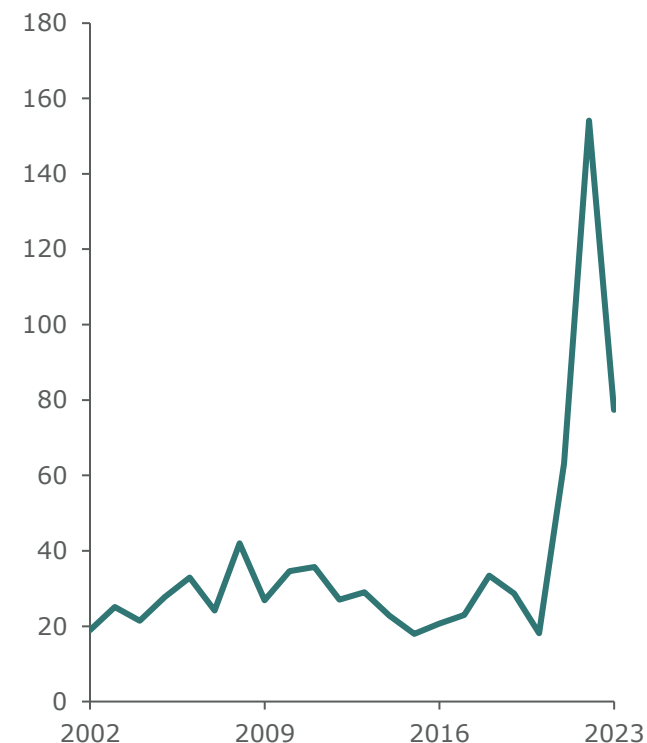
Mens prisen på fossil energi skød i vejret som følge af brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, har vi også set flere og flere timer, hvor de billige energikilder var tilstrækkelige til at tilfredsstille hele elforbruget. Derfor har vi særligt det seneste halvår haft timer og perioder, hvor elprisen har været meget lav og endda negativ. Den store udbygning med sol og vind i hele Europa er for alvor begyndt at gøre indflydelse på elpriserne og udviklingen peger på, at et selvforsynende grønt energisystem i Europa kan blive et effektivt værn mod energikriser fremover.

## Energikrisen satte gang i fleksibelt forbrug

De stærkt volatile elpriser fik aktiveret forbrugerne under energikrisen. Både husholdninger og virksomheder har haft reelle økonomiske gevinster ved at flytte sit forbrug fra de dyreste til de billige timer. Meget tyder på, at vi alene skal vænne os til mere svingende elpriser, men også vænne os til mere aktive forbrugere.

I kapitel 1 udfoldes tilbageblikket på energikrisen.

Elprisens udvikling i Vestdanmark, øre/kWh, 2002-2023\*



**Note:** Gennemsnitlig elpris i Vestdanmark, DK1. \*2023 er t.o.m. juli

**Kilde:** Syspower og EA Energianalyse



# Et grønt elsystem skal erstatte de fossile brændsler

## Grøn omstilling er kommet for at blive

Heldigvis diskuteres det ikke længere, *om* vi skal have en grøn omstilling af den danske energisektor, men i hvilket *tempo* det er muligt at gennemføre og i hvilket omfang og tempo energisektoren kan bidrage til den grønne omstilling af resten af samfundet og i Europa. Energikrisen har været med til at understrege vigtigheden af en hastig omstilling af energisystemet, både af hensyn til klimaet, økonomi og sikkerhedspolitik. Udbygningen af vedvarende energi kræver fortsat politiske målsætninger og statslige udbud, men vil i højere grad også blive drevet af hvor hurtigt markedet kan levere og tilslutte ny energiproduktion.

Den grønne strøm skal både anvendes til at mindske forbruget af fossile brændsler i det eksisterende elforbrug og levere billig grøn el til nyt elforbrug. Elektrificering af blandt andet varme, transport og industri er en nødvendighed, når vi skal omstille vores samfund væk fra fossile brændsler. En hurtig elektrificering – både direkte og indirekte via PtX bliver afgørende for, at vi når vores grønne målsætninger i Danmark og Europa.

## Kan vi bygge hurtigt nok?

Det rejser spørgsmålet, kan udbygningen af sol- og vind følge med den øgede efterspørgsel på grøn el og udbygningen af en PtX industri? Kan efterspørgslen sikre producenterne en rimelig afregning i elmarkedet, der kan betale de store investeringer, uden at forbrugerne oplever u hensigtsmæssigt høje elpriser?

Selvom efterspørgslen efter grøn energi er åbenlys, så bliver udbygningen aktuelt også påvirket af et stort pres på forsyningskæderne, generel inflation og et presset arbejdsmarked netop på det tidspunkt, hvor teknologierne skal skaleres op i uset størrelse og tempo.

De seneste 30 år er elforbruget i Europa kun steget gradvist. I de kommende 30 år står forbruget til at stige knap 2,5 gange fra 2.500 TWh til 6.200, og energiproduktionen fra sol og vind skal stige 8 gange,

hvis Europa skal nå sine klimamål. Det samme gælder for PtX-industrien, som på få år bogstaveligt talt skal gå fra 0 til 100 GW for at leve op til EU målsætninger om et grønt og sikkert Europa i 2030.

Disse spørgsmål og udfordringer kredser om balancen mellem tempoet for udbygningen af elproduktion og tempoet i elektrificering – en balance, der har stor betydning for elprisens udvikling. For at synliggøre denne store betydning, opstiller Elpris Outlook med udgangspunkt i et grønt referencescenarie to 'ubalancescenarier'. Et hvor hhv. udbygningen med sol og vind forsinkes, og et hvor PtX forsinkes.

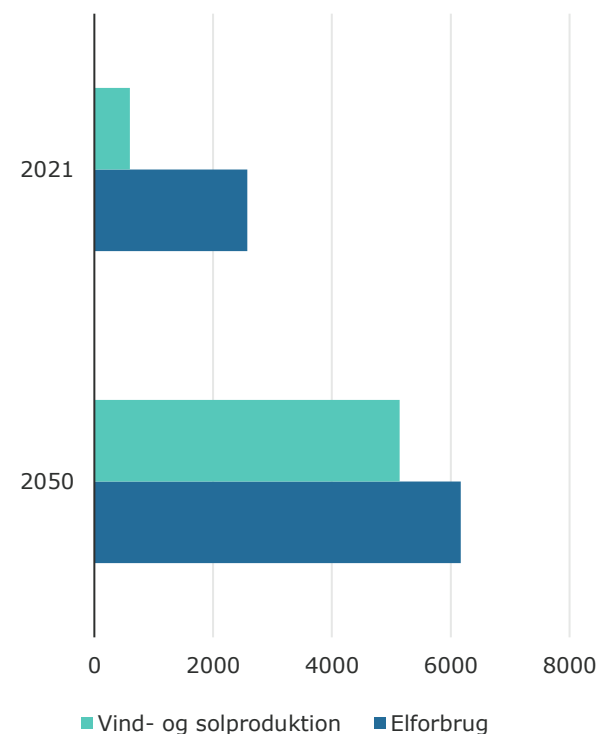
## Udbygningstempo afgørende for balance

Ubalancescenariet, hvor VE-udbygningen forsinkes indebærer, at udbygningen af havvindmøller i Europa forsinkes med 2,5 år og sol- og vindenergi på land forsinkes med 1 år. Dermed er der mindre billig, grøn strøm til rådighed, og andre dyrere anlæg må træde til for at dække behovet for el, der er uændret ift. referencescenariet. Samme effekt kunne også opstå ved at tilføje et større elforbrug til eksempelvis PtX end oprindeligt forudsat. Vi kalder dette scenarie for *Lavt udbud*.

Ubalancescenariet, hvor den forventede PtX udbygning forsinkes kalder vi *Højt udbud*, fordi udbygningen af vedvarende energi fastholdes som i referencescenariet, hvilket medfører et relativt højere udbud af den grønne, billige elproduktion. Scenariet med højt udbud af energi kan også ske, hvis investeringer i sol- og vindenergi bliver fremrykket med blot 10 måneder uden at reducere forbruget til PtX. En situation med *højt udbud* af grøn energi, som er drevet af forsinket efterspørgsel er ikke ønskværdig, da en langsommere elektrificering vil gøre det svært at nå klimamålene. En situation med højt udbud af grøn energi, som er drevet af en hurtigere udbygning end antaget, kan derimod både have positive effekter på klimaet og forbrugernes elpriser.

I kapitel 2 udfoldes det grønne referencescenarie samt scenarierne *Højt udbud* og *Lavt udbud*. På næste side gives et resume af ubalancescenariernes elpriseffekten.

## Europas elforbrug og produktion fra vind- og sol i 2021 og 2050, TWh



**Note:** Figuren viser EU's elforbrug og elproduktion fra sol- og vindenergi i 2021 og i *Referencescenariet* i 2050



# Udbygning af VE og grøn infrastruktur i tide sænker elprisen

## Grøn energi får os ud af energikrisen

Resultater fra Elpris Outlook peger på fortsat høje elpriser set i et historisk perspektiv, som følge af meget høje priser på fossil energi og CO<sub>2</sub>. Men i takt med, at vi udbygger med mere og mere vedvarende energi, falder elpriserne til et niveau vi kender fra de seneste årtier. Gradvist omstilles elsystemet i en grøn retning. Det ændrer også de prisdynamikker, som er afgørende for prissætningen i elmarkedet. Frem til i dag har elsystemet været domineret af de fossile kraftværker, som oftest er dem som sætter elprisen, fordi vi endnu ikke kan undvære dem. Den elpris, de sætter, vil være baseret på prisen på fossilenergi og kvoteprisen på CO<sub>2</sub>-udledning.

Efterhånden som vi omstiller til et grønt elsystem vil prissætningen i højere grad afspejle balancen mellem prisen for opstille ny billig sol og vindenergi, i kombination med fleksible teknologier og regulerbar kapacitet, som kan levere el, når sol og vind ikke er tilstrækkeligt. Den gennemsnitlige elpris vil derfor reflektere perioder med lave elpriser, når sol og vind dominerer, og højere elpriser, når sol og vind ikke slår til, og vi har behov for regulerbar produktion.

Selvom der ikke er direkte betaling i elmarkedet for kapitalomkostningen til eksempelvis nye vindmøller og solceller, kan teknologiudviklingens betydning for kapitalomkostningen alligevel aflæses i elprisen på sigt. Kombinationen af billige nye vindmøller, batterier, solceller og høje elpriser, indbyder til flere investeringer. De nye investeringer i billig produktion vil på sigt påvirke elprisen, fordi de billige grønne teknologier i stigende grad vil erstatte de dyre fossile kraftværker. Denne vekselvirkning er simuleret i beregningerne af fremtidens energisystem, hvorved der opstår en balance mellem forbrug og produktion i de modellerede scenarier, som føre til stabile og endda let faldende elpriser efter 2030.

## Stort udfaldsrum for elprisens udvikling

Figuren til højre viser de to ubalancescenarier for udviklingen i elmarkedet på lang sigt, som beskrevet på forrige side.

Udfaldsrummet mellem scenarierne illustrerer, at blot få års forsinkelse i udbygningen med sol og vind vil give mærkbart højere elpriser. Det skyldes, at regulerbar og typisk dyr fossile kapacitet, må træde til oftere og derved presse elpriserne op. Omvendt vil en hurtigere udbygning give lavere elpriser. Forskellen på et højt udbud og et lavt udbudsscenario i 2030 vil være 40 mia. kr. for de danske elforbrugere.

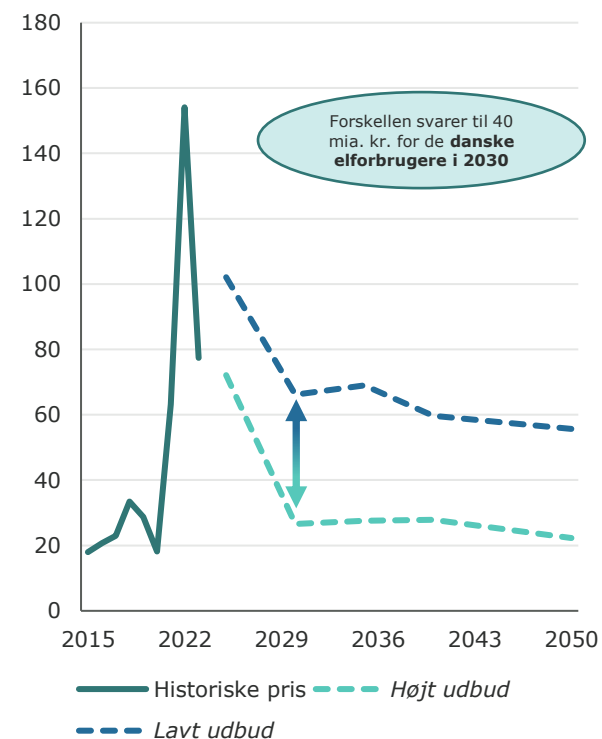
## Vedvarende Energi beskytter os mod prisstigninger på fossil energi

Et grønt elsystem skal ikke blot beskytte os mod klimaforandringer. Det kan også give lavere elpriser end et sort elsystem og beskytte os mod prisstigning på fossil energi, som førte til energikrisen. Resultaterne i Elpris Outlook viser at jo mere sol og vind vi har i vores elsystem, des mindre påvirkes elpriserne, hvis prisen på fossil energi stiger.

Et stærkt energimæssigt forbundet Europa vil gøre det muligt bedre at udnytte de energiresurser kontinentet råder over. Når mere energi kan transporteres, både som el og brint, fra stederne med gode produktionsmuligheder, som Nordsøen, til forbrugscentrene i Centraleuropa, bliver det muligt at opstille flere vindmøller i regioner med gode forhold for vindkraft. Det medfører lavere elpriser, både i områder hvor der kan opstilles mere vedvarende energi, men mest i områder med meget forbrug og dårligere muligheder for at opstille vind og sol.

I kapitel 3 udfoldes scenariernes effekter på elprisen.

## Elpriser i DK1 historisk og i fremtiden, øre/kWh, 2015-2050





# Kapitel 1

Elprisens udvikling under energikrisen

# Den store energikrise anno 2021-20??

Siden elmarkedets liberalisering ved årtusindskiftet har elprisen i Danmark ligget stabilt mellem 20-50 øre/kWh. Det skyldes en stærk forsyningsikkerhed, samt stabile og lave priser på fossil energi.

## Energikrise efter årtiers stabilitet

I efteråret 2021 kom de første meldinger om rekordhøje elpriser. Det skulle vise sig at være et forvarsel for den kommende energikrise i hele Europa, hvis eneste lighed kun er set i 1970'ernes oliekrise. Men sammenligningen med oliekriserne er kort, da verden og ikke mindst energimarkedene er forandret meget i de næsten 50 år mellem de to energikriser. I 1970'erne var rationering og forbud vigtige redskaber til at sikre energiforsyningen. Denne gang har man undgået så drastiske indgreb, takket være velfungerende markeder. Den nuværende krise tackles i høj grad af markeds kræfterne, der dels sender tydelige prissignaler til forbrugerne om at spare på energien, når den er begrænset, og dels belønner producenter som kan producere den manglende energi.

## COVID19 var startskuddet

I starten af 2020 kollapsede elprisen i takt med at verdenssamfundet blev lukket ned for at undgå spredningen af COVID19-virus. Nedlukningerne fik efterspørgslen efter industriproduktion til at falde og dermed faldt også efterspørgslen på energi dramatisk. Priserne på f.eks. naturgas røg helt i bund, og det kom til udtryk i meget lave elpriser. På grund af restriktionerne, der lagde en dæmper på den generelle aktivitet, begrænsede man indvindingen af ny fossil energi, fordi man var i tvivl om aftagere og fordi priserne var kollapsede. I sommeren 2021 var de fleste nationer begyndt at lempe Covid19 restriktionerne. Den sparsomme mængde af tilgængelig energi, kombineret med kraftig efterspørgselsstigning sendte energipriserne til vejrs i efteråret 2021.

Europa oplevede tilmed en kold start på vinteren, hvilket resulterede i rekordhøje elpriser.

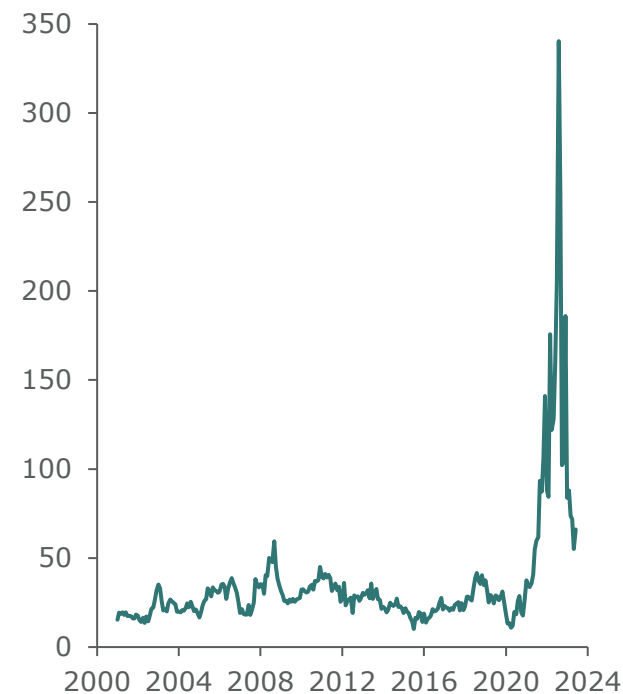
## Er energikrisen aflæst?

De allerede rekordhøje elpriser blev dog eftertrykkeligt slået i starten af 2022, primært på grund af Ruslands invasion af Ukraine og efterfølgende begrænsning af energieksporten til EU, men også forstærket af historisk lav elproduktion fra vand- og atomkraft i Europa. Elprisen i Danmark kom op på 160 øre/kWh i gennemsnit for hele 2022, med et højdepunkt på 340 øre/kWh i august på grund af Ruslands lukning af gasrøret Nord Stream I. På trods af begrænset import af naturgas ser det nu ud til, at der kommet ro på energimarkedene igen. Derfor har elprisen i EU og Danmark været stødt faldende siden sensommeren 2022. I juni 2023 var prisen ca. 65 øre/kWh. - Det er fortsat noget højere, end niveauet før Covid19, men det skyldes ikke mindst, at prisen på EU's CO<sub>2</sub>-kvoter i dag er 4 gange højere end før 2020, hvilket gør fossil elproduktion dyrere.

Det er fortsat usikkert, hvordan markederne vil udvikle sig fremadrettet. En af usikkerhedspunkterne er om det europæiske gaslager kan forsyne Europa gennem den kommende vinter, hvis det bliver meget koldt. Det er også usikkert, om Rusland lukker for den sidste gaseksport til Europa. En anden faktor er den øgede konkurrence på internationale energimarkeder fra bl.a. Kina. Kampen om den flydende gas (LNG) er stor, og LNG'en er et af EU's vigtigste værktøjer til at sikre gasforsyningen på den korte bane.

Selvom elpriserne for nu har stoppet himmelflugten, er det fortsat for tidligt at sætte et endeligt punktum for energikrisen. Forwardprisen peger på elpriser på 80-90 øre/kWh i 2024, men usikkerheden er fortsat så stor, at vi for nu må kalde overskriften: *Den store energikrise anno 2021-20??*.

Elprisen i Vestdanmark på månedsbasis, i øre/kWh, 2001-2023(6)



**Note:** Gennemsnitlige månedlige spotpriser på elbørsen Nordpool for det Vestdanske prisområde, DK1. Prisen i det Østdanske prisområde, DK2, følger i store træk prisen i DK1.

**Kilde:** Syspower



# Simple principper styrer et komplekst elmarked – og bestemmer elprisen

For at forstå energikrisens betydning for elprisens udvikling kan man se på de mekanismer, der fastsætter elprisen dag for dag og time for time. Siden liberaliseringen af Europas elmarkeder omkring årtusindskiftet, har alle aktører i engros-elmarkedet fulgt de samme regler og principper for prisdannelse i det såkaldte day-ahead- eller spotmarked. Formålet er at skabe et mere konkurrencedygtigt, fleksibelt og forbundet elmarked, der skaber lavere priser og bedre forsyningssikkerhed på tværs af landegrænser.

## Den dyreste producent sætter elprisen for alle

Elmarkedet i Europa dirigeres af *Merit-orden-mekanismen*. På Europas elbørser matches forbrug og produktion hver dag, time for time i en række pris- og budzoner (i nogle budzoner matches der helt ned til hvert kvarter). Her byder tusindvis af elproducenter dagligt ind med deres mulige elproduktion. De angiver den mængde kWh, de kan producere, og til hvilken pris, de vil producere strømmen til. Prisen svarer groft sagt til den marginale omkostning ved at producere lige præcis den næste *marginale* kWh fra deres anlæg. Tilsvarende byder elforbrugerne og *elhandlerne* ind på børserne med, hvor mange kWh de ønsker at købe og til hvilken pris.

Merit-orden-mekanismen rangerer den tilgængelige mængde elproduktion fra billigst til dyrest i en given time, og elforbruget fra dyrest til billigst. Det er den dyreste enhed, der aktiveres for at dække elforbruget, som kommer til at sætte den endelige elpris for hele markedet. En illustration af dette ses til højre.

Merit-ordenen sikrer, at prisen som markedet præsenteres for, viser den sande værdi ved at spare eller forbruge *en ekstra kWh* på det pågældende tidspunkt. Det betyder, at marginalomkostninger og marginalnytte mødes.

Da elprisen dermed er udtryk for den dyreste marginalomkostning, tjener elproducenterne kun penge

til at afdrage på sine faste omkostninger og forrente sin kapital, hvis anlægget er billigere den næste time end de øvrige i markedet. På denne måde sikrer merit-orden-mekanismen, at der hele tiden kommer billigere og bedre teknologier ind på elmarkedet.

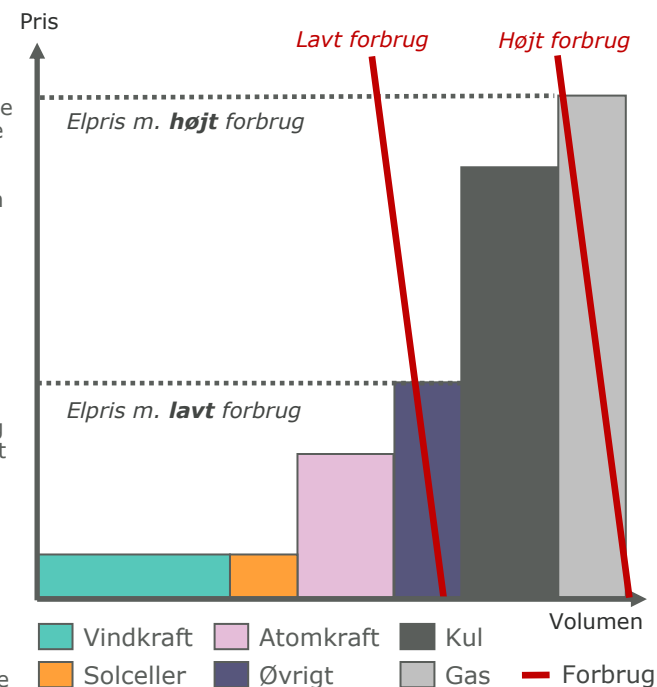
## Tusindvis af bud bliver matchet hver time

Der findes i dag omkring 1.500 fossile kraftværker og ca. 100 atomkraftværker i Europa. Sammen med mange tusind vindmøller, solceller og vandkraftanlæg byder de dagligt deres produktion ind på det europæiske elmarked. Og hele tiden kommer der flere producenter til. Samtidig er der gode penge at spare ved at være en aktiv og fleksibel forbruger. Det gør at store og små forbrugere i stigende grad begynder at deltage i elmarkedet, og påvirker den samlede efterspørgsel, alt efter hvad elprisen bliver. Det ses på figuren ved, at forbrugskurven er skrå, så når elprisen lav, vil elforbruget være højere end hvis elprisen er høj.

Før i tiden satte kul og gas typisk elprisen, som dengang svingede mellem den grå og sorte søjle i figuren til højre. Nu har vi oftere situationer hvor sol og vind kan opfylde elbehovet og give perioder med meget lave elpriser.

Transmissionsforbindelser mellem prisområder er helt centrale for, at markedet kan fungere effektivt. De gør det muligt for elhandlerne at transportere elektriciteten hen hvor der er relativ høj efterspørgsel ift. udbud, og på den måde udligne prisforskellene. Men transmissionsforbindelserne har også begrænsninger. Det gør, at figuren og rækkefølgen, de forskellige produktionsformer optræder i, vil variere fra prisområde til prisområde alt efter hvor meget el, der kan produceres og med hvilke teknologier samt hvor meget el, der kan transporteres mellem områderne. På den måde ændrer figuren hele tiden karakter over døgnet.

## Illustration af Merit-orden-mekanismen i en given time



Note: 'Øvrigt' kan være kraftvarme eller vandkraft og varierer en del i pris.



# Elprisens himmelflugt var primært drevet af fossil energi

Europa har i årtier været afhængig af at importere store mængder fossil energi fra andre kontinenter. Over de seneste årtier er graden af den import steget. I mange år har den importerede energi været billig, hvilket særligt den energiintensive industri har nydt godt af. Dette har understøttet et højt forbrug af fossil energi og skabt et stort stabilt europæisk marked at afsætte fossil energi i.

Men energikrisen og Ruslands invasion af Ukraine har udstillet Europas energiafhængighed og de store svagheder, der bor i afhængigheden.

## Høj efterspørgsel og mangel på fossil energi

EU fik 40% af sin gas fra Rusland i 2020. Da den russiske gas i løbet af 2022 gradvist forsvandt fra det europæiske marked, var løsningen på kort sigt, at erstatte den med naturgas fra andre lande eller anden fossil energi. Men efter det globale økonomiske opsving i kølvandet på Covid19-nedlukningerne var efterspørgslen på fossil energi generelt meget høj på alle de internationale markeder. Før krigen forsynede Rusland også Europa med kul og olie samt bioenergi, så på den korte bane var de umiddelbare alternativer begrænsede, og priserne på fossil energi eksploderede. Udviklingen i prisen på energi er vist i figuren til højre.

Elpriserne i Danmark hænger nøje sammen med prisen på naturgas og kul. Ofte er der brug for et kul- eller gaskraftværk i Danmark eller et af vores nabolande til at producere den marginale kWh. Når det er tilfældet, bliver disse kraftværker prissættende, jf. side 9. Så når prisen på de fossile brændsler stiger, smitter det direkte af på vores elpriser, også selvom vi ellers har en meget høj andel af vedvarende energi. Figuren viser tydeligt hvordan gas- og elprisen, og til dels kulprisen, har udviklet sig sammenligneligt siden januar 2021.

## EU manglede mere end gas

2022 bød på mindre nedbør end normalt, hvilket begrænsede produktionen af el fra vandkraft i Norden og Alperne. Tørke i løbet af sommeren betød også udtørrede floder i Vesteuropa herunder Tyskland og Frankrig. De sparsomme vandmængder pressede atomkraftværker og kulkraftværker, med behov for køling, til at lukke eller drosle produktionen ned. Hertil har flere atomkraftværker i Frankrig og Sverige været ude af drift pga. fejl og reparationer.

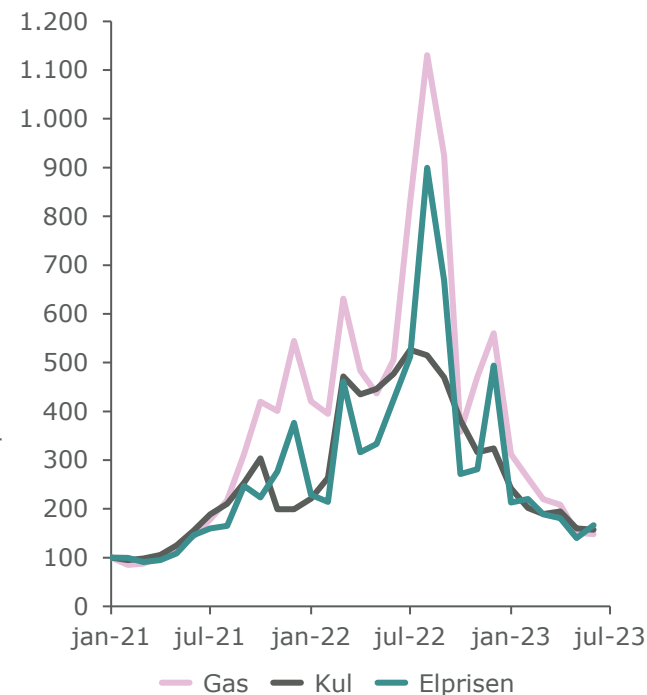
Samlet set faldt elproduktionen i EU med hhv. 16% for vandkraft og 20% for atomkraft i 2022 ift. 2021. Elproduktion som normalt sikre store mængder billig el til markedet, men som nu måtte erstattes af dyr fossil elproduktion. Faktisk steg elproduktionen fra naturgas i 2022 med 3% ift. 2021 på trods af de massive prisstigninger på naturgas.

## Energimarkeder virkede og rettede ind

Siden priserne toppede i sensommeren 2022, har EU fundet nye gasleverandører i Nordamerika og Mellemøsten. Samtidigt har en ekstraordinær indsats for at elektrificere, effektivisere og spare på gassen reduceret gasbehovet med 12-20 % i EU på blot 1 år, hvoraf en del forventes at være varige besparelser. Alt dette har fået priserne på energi og el til at falde igen.

En stor del af ovenstående er sket, fordi EU's liberaliserede gas- og elmarkeder har virket. Høje gaspriser og høje elpriser gav forbrugerne et klart prissignal om at spare på gas og el - navnlig, når den blev produceret af gaskraftværker. For producenterne har det givet incitament til at skifte til billigere brændselstyper, og investere i ny billig og grøn elproduktion som vind og sol. I 2022 installerede EU landende rekord meget ny vind- og solkapacitet med hhv. 16 GW og 41 GW ifølge WindEurope og SolarPower Europe.

Månedspriser på energi i Danmark, (jan 2021=100), 2021-2023



**Note:** 'Elprisen' er et vægtet gennemsnit af de to danske prisområder. 60% DK-vest, 40% DK-øst.  
**Kilde:** Syspower

# Gas og kul sætter langt fra elprisen i alle timer

Fordi merit-orden-mekanismen bruges til at bestemme elprisen (se side 9) er det muligt at skønne hvilken type kraftværk, som historisk har været det prissættende i elmarkedet. For de fossile kraftværker bestemmes deres budpris i elmarkedet af deres omkostning til at producere én ekstra kWh - deres marginale omkostning. I grove træk bestemmes denne omkostning af brændselsprisen (kul el. gas) tillagt prisen for CO<sub>2</sub>-kvoter og ganget med kraftværkets virkningsgrad (effektiviteten af værket) ved at producere én kWh.

Ved at sammenligne elprisen med de marginale produktionsomkostninger for forskellige typer kraftværker, kan det skønnes hvor stor en andel af tiden, de forskellige typer af kraftværker har været prissættende. Det kan i praksis også være andre teknologier med tilsvarende pris. Sådan et skøn vises i figuren til højre for perioden 2018-2023.

Fra venstre mod højre sorterer figuren produktionsformerne fra billigst til dyrest. Ved "billig" produktion forstås elpriser, som er lavere end den skønnede elpris, som kul- eller gaskraftværkerne ville byde ind med. Det kan bl.a. være vandkraft, kraftvarmeværker, atomkraft, vind eller sol som udgør denne kategori. Analysen viser på tværs af årene, at elprisen i 20-50% af tiden ikke bliver bestemt af den fossile energi, men af billigere produktionsformer. For den opgjorte del af 2023 har strømmen været prissat af "billig" produktion knap 60%, hvilket er rekord.

## Vandkraft er både billig og dyr alt efter vejret

Analysen viser, at der ikke har været en entydig tendens på tværs af årene 2018-2023. Det hænger blandt andet sammen med, at Danmark er forbundet direkte til det øvrige Norden, hvor store dele af elproduktionen kommer fra vandkraft, som i høj grad påvirker elpriserne i Danmark. I såkaldte vårdår bliver de svenske og norske vandmagasiner fyldt op. I disse år kan vandkraftværkerne tilbyde elproduktion til en lav

pris, og de vil byde ind med priser under de fossile kraftværker og derfor sortere under *billig* produktion, hvilket var tilfældet i vårdåret 2020. Omvendt er der også eksempler på tørår i 2018 og 2022, hvor vandkraftværkerne prissætning minder mere om fossile kraftværker, da de ved at byde ind med højere priser vil kunne spare på vandet og kun skulle aktiviseres, når elprisen er høj. I disse år vil den samlede andel af *billige* timer blive lavere.

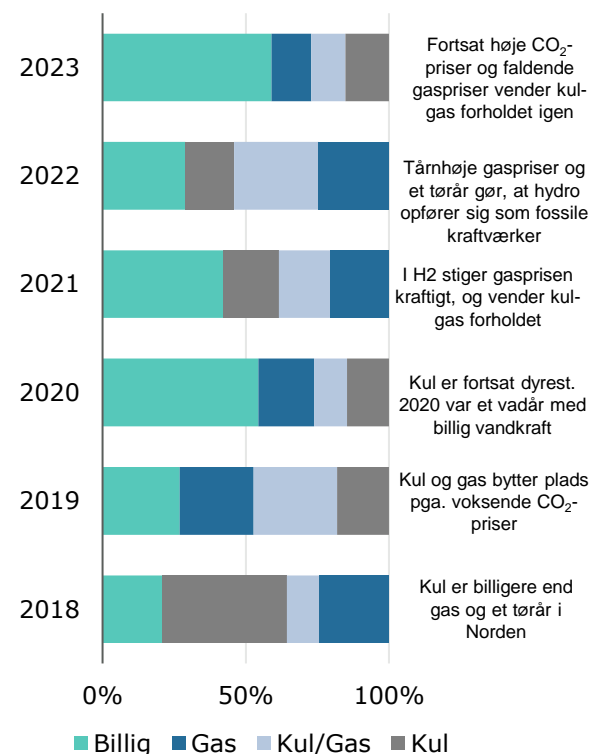
## Kul og gas bytter plads

I Europa har det i en årrække generelt været dyrere at producere el på gas end på kul. Men i det meste af 2019 og frem til sommeren 2021 var det dyrere at producere el med kul end gas. Det skyldtes, at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen steg. Og fordi kul udleder mere CO<sub>2</sub> end naturgas, ramte det kulkraftværkerne hårdere end gaskraftværkerne. Samtidig faldt gasprisen under Covid-krisen i 2020.

De marginale omkostninger for kul og gas kan overlappende hinanden, og man kan i disse perioder ikke fastslå hvilken teknologi, som har været den prissættende. Derfor bruges kategorien "Kul/Gas". Denne fylder meget i 2019, hvor der var skarp konkurrence mellem de to brændsler.

I efteråret 2021 begyndte gasprisen at stige. Dette fortsatte i hele 2022, og gas flyttede sig igen yderst til højre i figuren. På trods af de ekstremt høje gaspriser var gas alligevel prissættende i ca. 25% af 2022, hvilket understreger afhængigheden af gas i elsystemet, samt mangel på billigere alternativer i dette år. Fra marts måned 2023 er gasprisen faldet så meget, at kul igen er dyrere. Det er vist i figuren ved at "Kul", igen er rangeret yderst til højre.

Beregning af marginale elproducent over året i Vestdanmark, i %, 2018-2023(6)



Note: Bilag 1 uddyber metoden bag beregningerne.  
Kilde: Green Power Danmark



# Vi skal vænne os til mere svingende elpriser efter energikrisen

Energikrisen bød som bekendt på rekordhøje elpriser. Men krisen bød også på rekordstore udsving i elprisen.

### Flere timer med meget lave elpriser

Mens marginalomkostningen og budprisen på fossil energi side svinger i takt med brændsels og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, så er budprisen for at producere elektricitet på vedvarende energikilder, stort set uændret de seneste år. Når en vindmølle eller solcelle først er bygget, er deres marginalomkostning tæt på 0 øre/kWh.

I de timer, hvor de billige energikilder er tilstrækkelige til at tilfredsstille forbruget, bliver de prissættende og det får elprisen til at blive meget lav. Den store udbygning med sol og vind i hele Europa er for alvor begyndt at gøre indflydelse på elpriserne, hvor man i løbet af sommeren 2023 haft ekstraordinært mange timer med negative elpriser, se side 13.

### Dyr elproduktion er blevet endnu dyrere

I timer og dage med sparsomme mængder vind, sol og andre billig produktionstyper, vil det typisk være kul eller gas, der skal sikre elforsyningen og derfor er prissættende. Såvel brændselsprisen som CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er steget væsentligt og har gjort de dyre fossile kraftværker endnu dyrere under energikrisen.

Denne kombination af meget lave priser, når vind og sol dominerer og meget højere elpriser, når fossil elproduktion er prissættende, har de seneste år skabt en cocktail for store udsving i elprisen løbet af dagen.

I figuren til højre ses elprisen i Vestdanmark i to udvalgte dage i maj måned i 2019 og 2023. Dagene har stort set samme gennemsnitlige elpris på tværs af dagen, mens variationen i elprisen over døgnets 24 timer meget forskellig med væsentligt større udsving i 2023\*.

Når variationerne i elprisen vokser, giver det et klart og tydeligt prissignal til forbrugerne om, at det er billigt at forbruge el midt på dagen – typisk på grund af solcellernes produktion i disse timer – og omvendt at det er dyrt at forbruge el i den såkaldte kogespids fra kl. 17-21. Dette prissignal ses ikke i priserne fra 2019.

### Danskerne fik ny yndlingsport

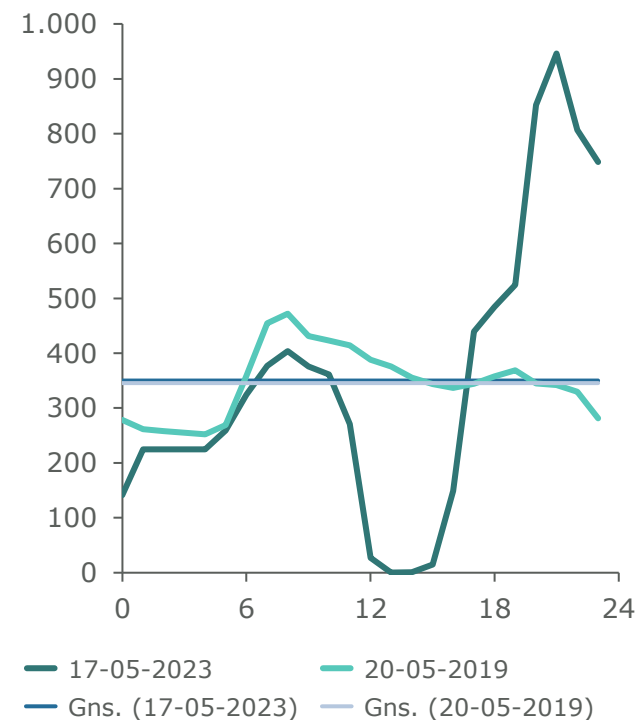
Udover padel-tennis blev danskernes nye sportsgren i 2022 at følge elprisen. De stærkt volatile elpriser fik aktiveret forbrugerne. I løbet af 2022 er antallet af forbrugere, der bruger elpris apps, steget voldsomt. Næsten 55% af private elkunder har nu variable elprodukter, hvor man afregnes til den aktuelle timepris, det er den højeste andel siden det blev muligt for alle i 2020.

For forbrugerne er der en reel økonomisk gevinst at hente ved at være *aktiv forbruger*, og den er tydelig i 2023. Det gælder husholdninger, men især for de energitunge virksomheder. Gevinsten vil typisk også være grøn, fordi de lave priser formeres af vedvarende energi. I første kvartal 2023, har husholdningerne flyttet 8-10% af deres elforbrug ud af kogespidsen (kl. 17-21) sammenlignet med tidligere år.

### Store udsving er kommet for at blive

Bred enighed om og opbakning til EU's klimamål og kvotesystem tilsiger, at der er relativt stor sikkerhed for en forsat høj CO<sub>2</sub>-kvotepris. Det forventes derfor ikke, at fossil elproduktion igen bliver lige så billig, som for bare få år siden, da CO<sub>2</sub>-kvoter havde en langt lavere pris end i dag. I takt med, at udbygningen af vind- og solenergi fortsætter i EU, vil antallet af *billige* timer stige. Derfor skal vi vænne os til flere dage med elpriser, der ligner som 17 maj 2023.

Elprisen i Vestdanmark på to forårsdage med samme gns., øre/kWh, 2019 og 2023



**Note:** \*Ser vi på hele maj måned er gennemsnitsprisen højere i 2023. Men variationen over døgnets timer minder om figuren ovenover.

**Kilde:** Energinet



# Flere timer med negative elpriser

## Negative elpriser er ikke noget nyt fænomen

Lave og til tider negative elpriser er et vigtigt markedssignal om, at der er rigeligt grøn og billig el til rådighed. Det skal få forbrugere til at agere fleksibelt og flytte deres forbrug til disse timer.

Negative elpriser er ikke en nyt fænomen, men noget vi har set lejlighedsvist her i Danmark i mere end 20 år. Ofte er de negative elpriser opstået, når et kraftigt blæsevejr har gjort, at de mange danske vindmøller har produceret store mængder strøm, samtidig med at elforbruget har været lavt om natten eller i ferier.

De negative elpriser har dog fået stor opmærksomhed i sommeren 2023, hvor elprisen i få timer har været så lav, at almindelige forbrugere har kunne få penge for at bruge strøm på det rigtige tidspunkt. Fra at være et fænomen associeret med vinterstorme ses der nu ofte negative elpriser midt på dagen i sommerhalvåret, når solcellerne leverer store mængder billig strøm.

## Rammer nu hele Europa

I takt med at der er kommet mere sol og vind i det europæiske elsystem ser vi flere negative elpriser. Danmark og Tyskland har historisk været nogle, at de lande med flest negative elpriser på grund af mange vindmøller, men de seneste år er fænomenet bredt sig til mange europæiske lande. I 2020 oplevede Norge den første time med negative elpriser og sommeren 2023 har budt på flere timer, hvor elprisen har været negativt i store dele af Central- og Vesteuropa samtidigt.

Figuren viser antallet af negative elpriser i Danmark. Der ses en klar stigende tendens fra 2010 og frem til 2020, hvor kombinationen af lavt forbrug og stigende mængder vind og sol betød mange negative elpriser. Energikrisen og manglen på energi betød dog et stort dyk i antallet af negative timer i 2022, på trods af endnu mere sol- og vindenergi end i 2020. I 2023 ser den stigende tendens i negative priser ud til at være tilbage. Halvvejs inde i 3. kvartal 2023 er dette kvartal allerede perioden med flest negative priser nogensinde.

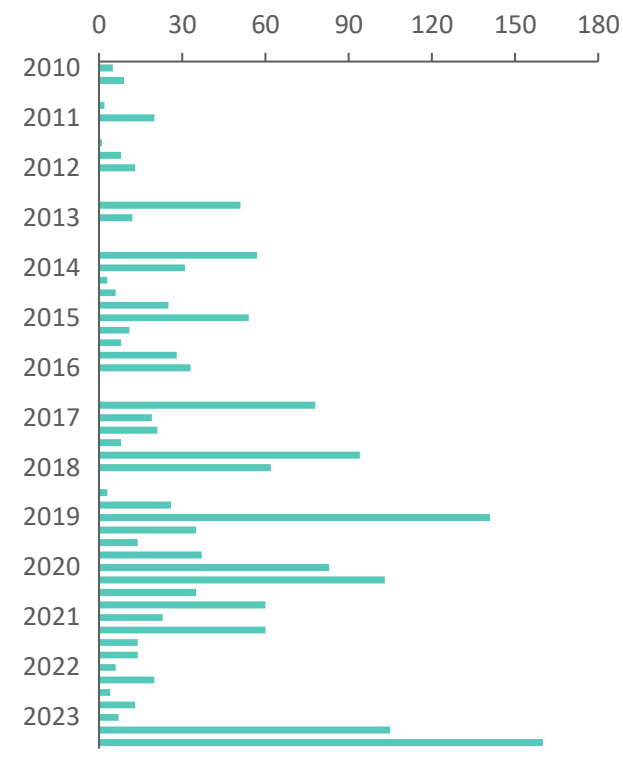
De mange negative elpriser i sommeren 2023 har været kendetegnet ved, at mange af Danmarks nabolande har haft mindst lige så negative priser. I disse perioder har Danmark derfor tjent penge på at importere elektricitet frem for at producere den selv. De danske elproducenter har generelt været gode til at reagere på prissignalerne fra de negative priser og har lukket ned i disse perioder, i modsætning til producenterne i vores nabolande, som har produceret med store tab til følge.

## Hvordan opstår negative elpriser?

Negative elpriser kan opstå af mange årsager. Men det kræver først og fremmest, at der er elproducenter som tilbyder deres strøm til en negativ pris. Det kan ske fordi anlægget enten ikke kan lade være med at producere strøm eller fordi det simpelthen godt kan betale sig at producere på trods af negative elpriser.

- Det kan hænge sammen med, at der er forskellige støtteordninger eller nettomålerordninger for husholdningssolceller, som kan gøre at producenter ikke udsættes for de negative elpriser. I sådanne tilfælde ender staten (eller det øvrige samfund) med at dække producenterens tab. Det er ikke et sundt incitament.
- Andre producenter kan have indgået en fastpriskontrakt, som sikrer en vis pris for strømmen. Her vil det være køberen af strøm som indkasserer tabet ved de negative elpriser.
- Nogle grønne elproducenter kan desuden leve med let negative elpriser i enkelte timer, fordi de udover at sælge strømmen, også kan sælge grønne certifikater. En stigende efterspørgsel på grønne certifikater har betydet, at de nu har en reel værdi for de grønne producenter.
- For kraftværker gælder det også, at de kan vælge at køre deres kraftværk på lavlast ved negative priser, for at undgå at bruge unødigt brændsel på en opstart af kraftværket, når de igen kan producere til højere elpriser.

## Negative elpriser pr. kvartal i DK1 og DK2, antal timer, 2010-2023(8)



**Note:** I figuren er negative timer i både DK Vest (1) og DK Øst (2) talt med. Et helt døgn med negative elpriser i begge områder vil derfor tælle for 48 timer med negative elpriser.  
**Kilde:** Energinet





# Kapitel 2

Et grønt, europæisk elsystem

# Europas elsystem får en grøn overhaling frem mod 2030 og 2050

## Grønt referencescenarie for elsystemets udvikling

I Elpris Outlook 2023 er der opstillet et *grønt referencescenarie* for udviklingen af hele det europæiske elsystem frem mod 2050. Her modelleres udbygningen af elkapacitet (udbud) til at møde elforbruget (efterspørgsel), så der opstår en ligevægt og økonomisk balance i systemet, under hensyntagen til en lang række input til modellen.

Til at modellere fremtidssceneriet benyttes energisystemmodellen Balmorel. Balmorelmodellen er en avanceret optimeringsmodel, der simulerer produktion og forbrug i el-, varme- og brintsystemet i Danmark og det meste af Europa. Modellens opgave er at sikre forsyning af energibehovet i området *på den billigste måde*. Det gør den ved at tilpasse energiproduktionen, investere i nye produktionsanlæg og transmissionskabler og tilpasse elforbruget.

Modellen optimerer systemet på baggrund af en lang række tekniske, økonomiske og politiske input, som defineres på forhånd. Det samlede elforbrug frem til 2050 er en af de vigtigste inputparametre i modellen. Elforbruget er i udgangspunktet foruddefineret, men modellen har mulighed for at tilpasse en del af forbruget, som antages at være fleksibelt. Ligeledes er det centralt, hvad der antages om EU's og de enkelte landes målsætninger for bl.a. vedvarende energi-udbygning, som i modellen bliver en række minimumsudbygninger af vedvarende energi, hvor modellen dog har mulighed for at supplere med yderligere kapacitet, hvis det skulle være rentabelt. Det samme er tilfældet for transmissionslinjer, hvor der både er foruddefinerede forbindelser og mulighed for, at modellen kan supplere.

## Opbygning af referencescenariet

Det er en overliggende forudsætning i Elpris Outlook, at Europas elsystem bliver grønt, hurtigt. Inputs til Balmorel-modellen for elforbrug, mål for el- og varmekapaciteter samt udbygning af PtX, er derfor alle i

overensstemmelse med *Fit for 55* og *REPowerEU* og målet om klimaneutralitet i 2050.

Aftalerne indebærer en hastig elektrificering af Europas energiforbrug, både direkte elektrificering såsom udbredning af elbiler og varmepumper i varmforsyningen og industrien, men også indirekte gennem PtX. Se mere på side 17. Som input for transmissionslinjer er udbygningsplanerne i ENTSO-E's seneste *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) anvendt.

Udvikling i Danmarks elsystem benytter input for forbrug og produktionskapacitet fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger, se mere på side 19. Udover overstående er forudsætningerne om udviklingen i brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser samt teknologiomkostninger centrale *inputs*, når modellen skal simulere elsystemet, se side 16.

## Resultater udspringer af ubalancescenarierne

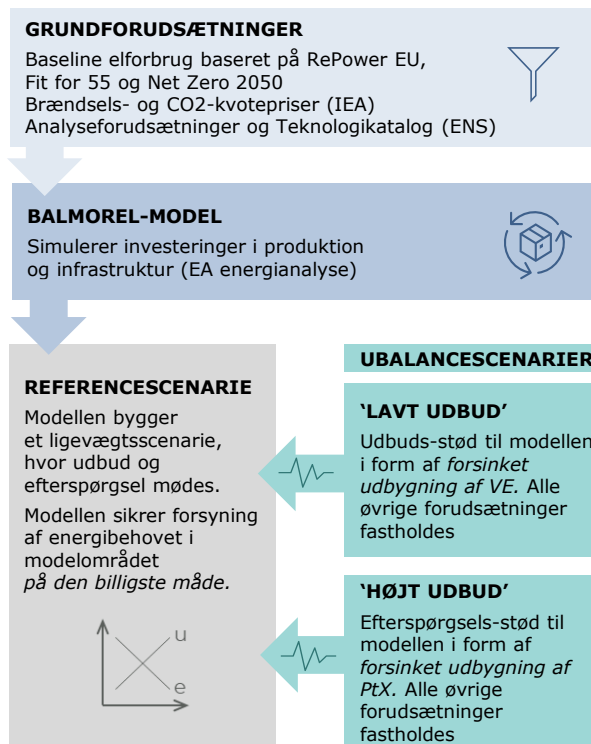
Med Elpris Outlook 2023 undersøges det hvilken betydning det har for elpriserne mod 2050, hvis udbygningen forsinkes i forhold til det grønne referencescenarie. Til at gøre det er to primære ubalancescenarier opstillet.

Det er følsomhedsscenerier, hvor der effektivt gives et *eksogent stød* til udbud af og efterspørgsel efter vind- og solenergi, i forhold til referencescenariet.

- I '*Lavt udbud*' forsinkes udbygningen af sol- og vindenergi i forhold til referencescenariet, alt andet konstant. Det medfører et højere udbud i forhold til efterspørgslen.
- I '*Højt udbud*' forsinkes investeringshastigheden af ny PtX kapacitet, alt andet konstant. Det medfører et højere udbud i forhold til efterspørgslen.

Ubalancescenarier er yderligere udfoldet og motiveret på side 20 og 21

## Illustration af scenariernes opbygning



**Note:** Illustration af modelscenariernes opbygning.

# Brændselspriser bliver billigere, mens prisen på CO<sub>2</sub> stiger

## Priser på brændsler og CO<sub>2</sub>-kvoter

De fremtidige priser på brændsler og udledning af CO<sub>2</sub> er afgørende for elprisens udvikling, men også Balmorelmodellen foretager nye investeringsbeslutninger. På længere sigt antages brændselspriser og CO<sub>2</sub>-priser at følge fremskrivninger fra IEA's grønneste scenarie, *Net Zero (NZE)* fra World Energy Outlook 2022. Dette scenarie beskriver prisudviklingen i en fremtid med en kraftig indsats for at reducere drivhusgasemissionerne. På kortere sigt benyttes de aktuelle forwardpriser på CO<sub>2</sub>-kvoter og brændsler.

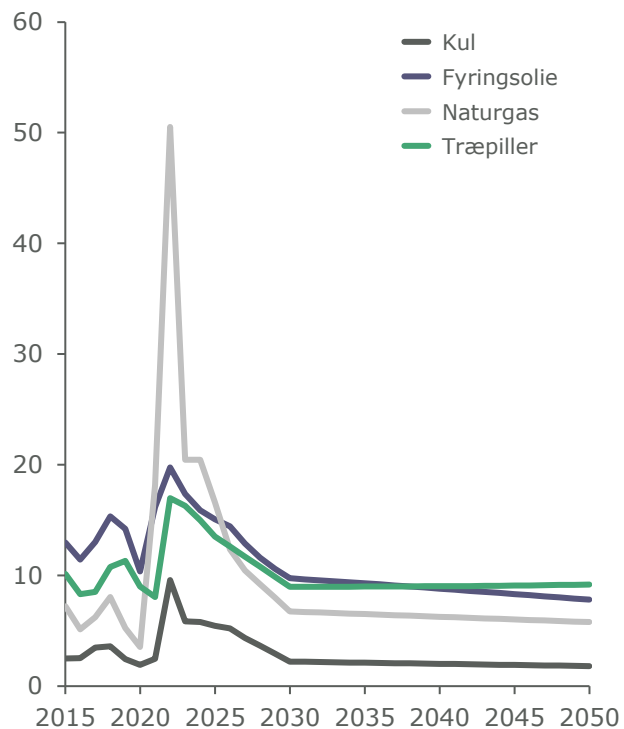
En vigtigt driver for den grønne omstilling i Europa er prisen på CO<sub>2</sub> i EU's kvotemarked ETS. Fossildrevne kraftværker skal betale CO<sub>2</sub>-kvoter, når de producerer el. I dag er prisen ca. 85 €/ton CO<sub>2</sub>, men den forventes at stige til over 250€/ton i 2050 i NZE-scenariet. Det vil få stor betydning i elsystemet, hvor CO<sub>2</sub>-kvoteprisen påvirker de marginale elproduktionsomkostninger, for fossile kraftværker.

Baseret på forwardpriserne for fossile brændsler, vil prisen på disse falde de kommende år, fra det rekord høje niveau i 2022. Fra 2030 er forventningen i NZE-scenariet, at brændselspriserne vil være uændret eller let stigende frem mod 2050. I Net Zero scenariet betyder den hurtige globale grønne omstilling, at efterspørgslen efter fossile brændsler falder med den konsekvens, at de fossile energipriser på lang sigt bliver relativt lave i et historisk perspektiv.

## Teknologiudvikling

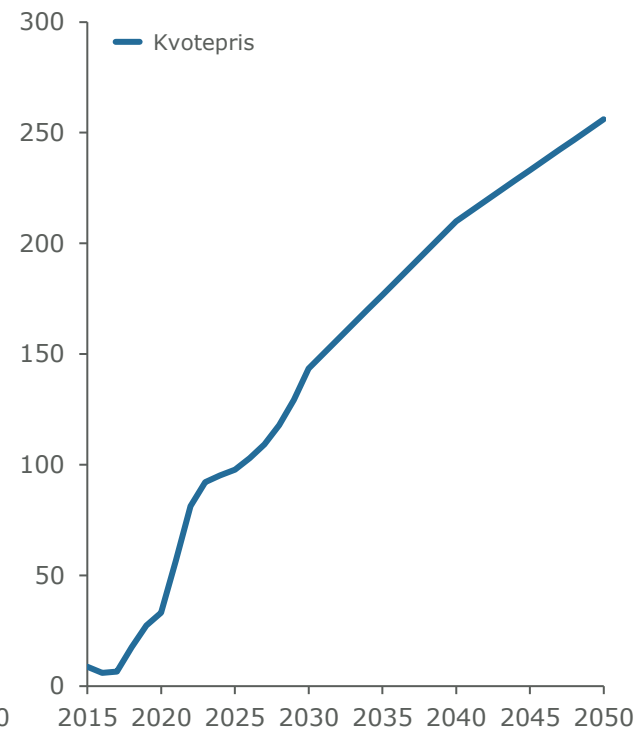
Energistyrelsens teknologikatalog er anvendt til at fremskrive omkostninger knyttet til investering og drift af ny elproduktionskapacitet. I teknologikataloget antages fortsatte betydelige prisreduktioner på sol- og vindteknologi i takt med yderligere industrialisering og skalering af anlæg. Det samme er tilfælde for nye teknologier, som batterier og elektrolyse, der forventes at vinde indpas i energisystemet de kommende år og som allerede har demonstreret betydelige prisreduktioner.

Udvikling i brændselspriser, €/GJ, 2015-2050



**Note:** Faste priser. Frem til 2026 baseret på historiske priser samt aktuelle forwardpriser (feb 2023). Fra 2030 er priserne baseret på WEO22 NZE-scenarie.  
**Kilde:** Syspower og IEA

Udviklingen i CO<sub>2</sub>-kvotepriser, €/ton, 2015-2050



**Note:** Faste priser. Frem til 2026 baseret på historiske priser samt aktuelle forwardpriser (feb 2023). Fra 2030 er priserne baseret på WEO22 NZE-scenarie.  
**Kilde:** Syspower og IEA



## Elforbruget bliver mere end fordoblet

Elforbruget i det europæiske elsystem forventes, at mere end fordobles frem mod 2050. Dette skyldes hovedsageligt en kraftig vækst i elforbruget til PtX. Yderligere, forventes elforbrug til elbiler, individuel varme, fjernvarme, datacentre, industri og klassisk elforbrug også at stige kraftigt i forhold til i dag. En gennemgribende elektrificeringen af samfundet er nødvendigt, hvis vi skal af med de fossile brændsler og leve op til vores klimamålsætninger. Samtidigt er det vores bedste våben mod afhængighed af importeret fossil energi, som var årsag til energikrisen.

## Fossile brændsler erstattes af el

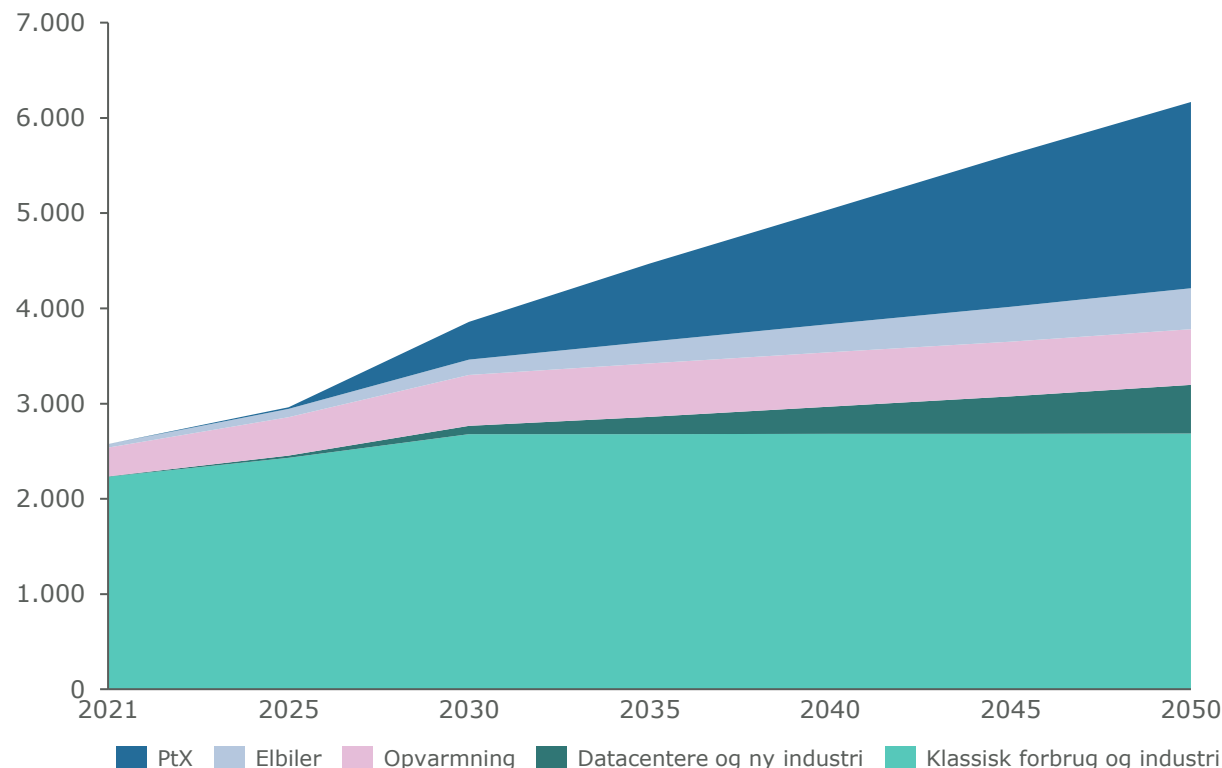
I takt med elektrificeringen vil andelen af vores samlede energiforbrug som stammer fra el vokse fra ca. 20% i dag til 50% i 2050. Dertil vil yderligere 25% af vores energiforbrug komme fra brændsler, som er fremstillet via PtX. Samlet set vil omkring 75% af vores energiforbrug i 2050 således være elektrificeret, enten direkte eller indirekte.

Når de fossile brændsler erstattes af elektriske løsninger, falder det samlede energiforbrug også. Det sker fordi mange af de elektriske processer er meget mere energieffektive end de tilsvarende fossile processer. En eldreven varmepumpe bruger tre gange så lidt el, som et gasfyr bruger gas til at levere samme varmebehov. En elbil kører tre gange så langt på én kWh el, som en benzinbil kører på én kWh benzin.

## Nyt forbrug bliver i høj grad fleksibelt

Hovedparten af det nye elektrificerede forbrug vil være fleksibelt. Elbiler og el til opvarmning vil have mulighed for at flytte en del af forbruget i forhold til elpriserne. Elforbruget til PtX antages at være noget nær fuldt fleksibelt, da forretningsmodellen i høj grad afhænger af at PtX-produktionen kan tilpasses elproduktionen og udnytte de billigste elpriser. Industri og datacentre kan også være delvist fleksibelt, afhængigt af produkter og hvad der skal leveres på det givne tidspunkt.

Europas samlede elforbrug, TWh, 2021-2050



**Note:** Opvarmning indeholder både fjernvarme og individuel elektrisk opvarmning.  
**Kilde:** EA Energianalyse pba. EU's scenarier i Fit for 55 og REPowerEU

# Meget mere energi fra vindmøller og solceller

## Sådan fungerer Balmorelmodellen

Balmorelmodellen foretager investeringer i produktionskapacitet, således at forbruget kan opfyldes billigst muligt under hensyntagen til de øvrige forudsætninger for udviklingen af det europæiske elsystem, bl.a. nationale målsætninger om udbygning med sol- og vindenergi.

I beregningerne opstår en market-clearing (elpris) for hver enkelt time i hver budszone i modellen. Aktører i markedet antages at byde til deres kørtstede marginalomkostninger, på samme måde som beskrevet på side 9. Hvis det økonomisk kan betale sig og er teknisk tilladt, vil modellen investere i ny produktionskapacitet indtil der opstår en ligevægt af omkostningerne i modellen. Det er også muligt at fjerne elproduktionskapacitet, som ikke længe kan betale sig. Det sker for en del kulkraftværker, som ikke er rentable i et elsystem med meget vedvarende energi og høje CO<sub>2</sub>-kvotepriser og de vil derfor udfases hurtigt.

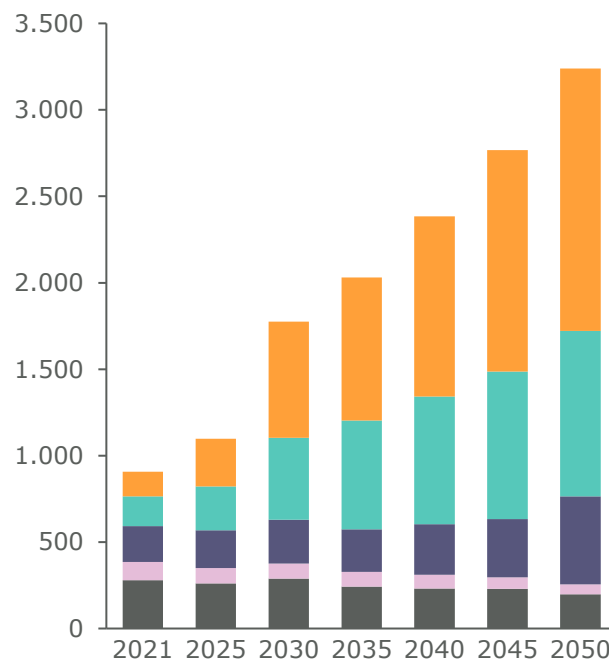
## Produktion af el frem til 2050

Frem mod 2030 og 2050 forventes der en kraftig vækst i vedvarende energi-kapacitet i det europæiske elsystem. Det er nødvendigt for at tilfredsstille det øgede elforbrug. Udvikling er drevet af både teknologiudvikling, som gør vedvarende energi billigere, og en stigende kvotepris for CO<sub>2</sub>-udledning, som gør fossile alternativer dyrere. Vedvarende energi-teknologi bliver dermed fundamentalt vigtigt, for at kunne levere billig strøm til elektrificeringen af Europa.

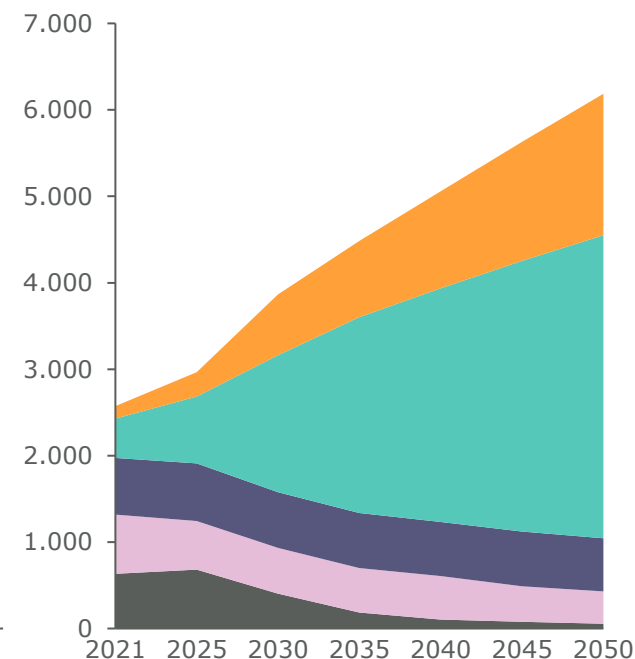
I 2030 forventes produktionen fra sol- og vindenergi at udgøre 60% af den samlede elproduktion, og kun en meget lille del af elsystemet vil være baseret på fossile brændsler. Efter 2030 forsætter udbygningen med sol- og vindenergi for at levere billig energi til den fortsatte elektrificering. Sol- og vindandelen øges til 83% i 2050, mens vandkraft, atomkraft og biomasse forventes at udgøre de resterende 17% i 2050.

Kapaciteten af regulerbar produktionskapacitet er stort set uændret. Batterier erstatter en del af fald i kapacitet fra termiske værker og atomkraftværker.

Elproduktionskapacitet i Europa, GW, 2021-2050



Elproduktion i Europa, TWh, 2021-2050



■ Sol ■ Vindkraft ■ Øvrigt ■ Atomkraft ■ Fossilt

**Note til begge figurer:** Fossil indeholder affald, naturgas og kul. Fra 2030 er denne kategori primært udgjort af naturgas. Øvrigt indeholder biomasse, biogas og vandkraft, hvor sidstnævnte står for hovedparten af produktionen. 2021 er simuleret modelresultat.

**Kilde:** Modelberegninger i Balmorel

# Danmark bliver energieksporthør til Europa

## Stor stigning i danske elforbrug

Udviklingen i Danmarks elsystem minder meget om den overordnede udvikling i resten af Europa. Også i Danmark gør elektrificeringen, at elforbruget forventes at stige kraftigt, hovedsageligt grundet PtX. PtX forventes at spille meget stor rolle i det danske elsystem, da det store potentiale for navnlig havvind, gør Danmark til et attraktivt sted at opføre elektrolyseanlæg.

I 2050 vil over 60% af Danmark elforbrug gå til at producere og forædle PtX-brændstoffer. Det gør, at Danmark kan producere omkring 2,7 mio. tons brint/årligt, som kan bruges nationalt eller eksporteres til fx Tyskland.

Derudover stiger elforbruget til datacentre, fjernvarme, transport, industri og individuel opvarmning.

Forventningen til udviklingen i Danmark er baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2022.

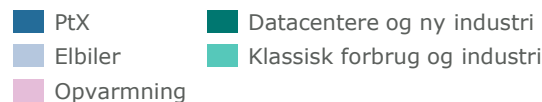
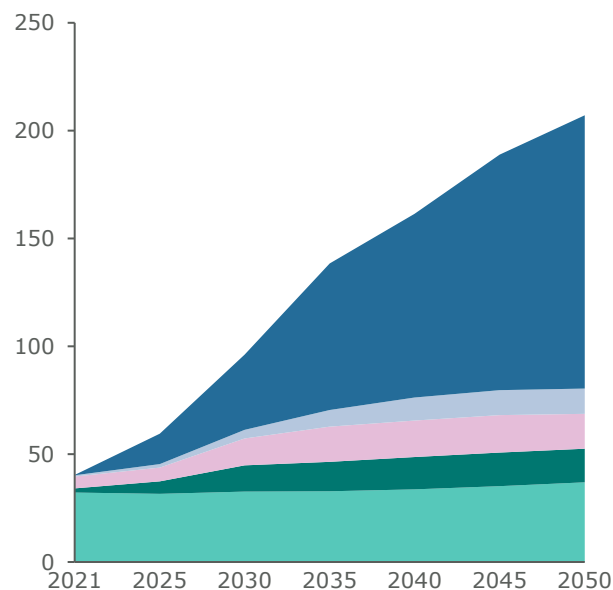
## Havvind fylder mere og mere

Elforbruget forventes hovedsageligt forsynet gennem ny havvindskapacitet. I 2021 svarede elproduktion fra sol- og vindenergi til 47% af det danske elforbrug. Dette forventes at overstige 100% allerede i 2030, og dermed gøre Danmark til netto el-eksportør. Denne nettoeksport forventes at være 18 TWh i 2030 og 21 TWh i 2050.

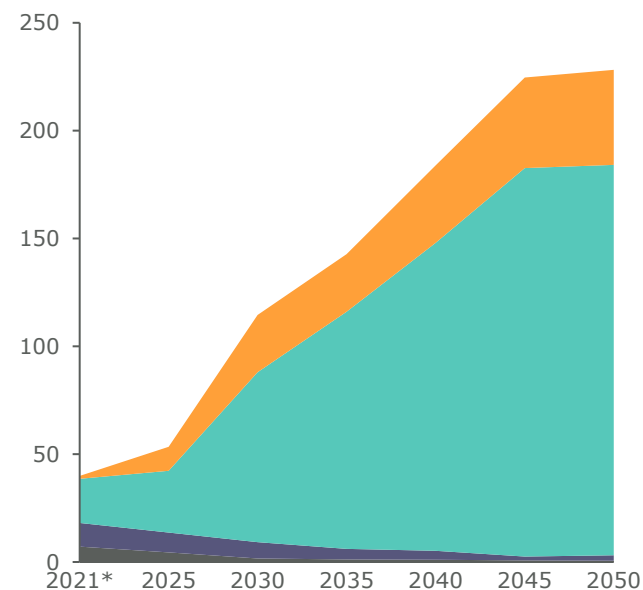
I 2050 vil 99% af elproduktionen i Danmark komme fra sol- og vindenergi og forsat overstige elforbruget. I 2030 vil halvdelen af elproduktionen komme fra havvind, mens havvindens andel af elproduktionen vil stige til 2/3 i 2050.

Danmarks store havarealer gør havvind til den teknologi, som har den bedste forudsætning for at skalere i Danmark. Sol- og vindenergi på land vil dog også vokse efter 2030.

Danmarks samlede elforbrug, TWh, 2021-2050



Danmarks samlede elproduktion, TWh, 2021-2050



**Note:** Opvarmning indeholder både fjernvarme og individuel elektrisk opvarmning. Elproduktionskapaciteten frem mod 2030 følger den samme udvikling som Energistyrelsens Analyse forudsætninger 2022. Efter 2030, er resultatet modeloptimeret til at forsyne elforbruget. \*2021 er baseret på et model resultat, ikke historisk data. Øvrigt produktion udgøres primært af biomasse.

**Kilde:** Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2022 og modelberegninger i Balmorel

# Timing mellem forbrug og produktion er altafgørende

## Timing mellem udbygning af vedvarende energi og PtX

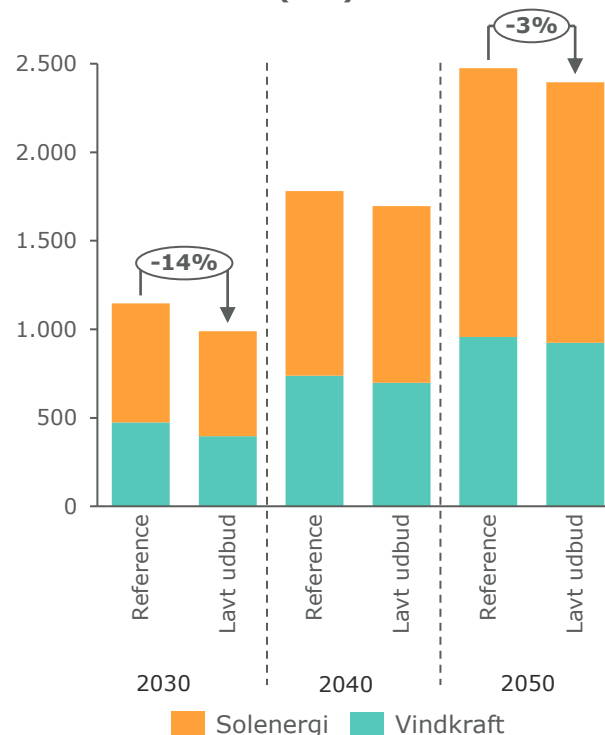
Balancen mellem den enorme udbygning med sol, vind og PtX udfordres i to ubalancescenarier, som beskrevet på side 15. Scenarierne er med til at kvalificere udfaldsrummet for elpriserne i Elpris Outlook 2023. De to ubalancescenarier er opstillet med følgende forudsætninger:

**Lavt udbud:** et fremtidsscenario hvor vedvarende energi-udbygningen bliver forsinket. Alle nye anlæg af havvind forventes 2,5 år forsinket, mens landvind- og solcelleanlæg forventes 1 år forsinket. Det svarer til en reduktion i produktion fra sol- og vindenergi på mellem 150-350 TWh/år svarende til op til 9 pct. reduktion af den samlede elproduktion. Udbygningen og produktionen fra PtX er i udgangspunktet den samme, dvs. efterspørgslen er uændret.

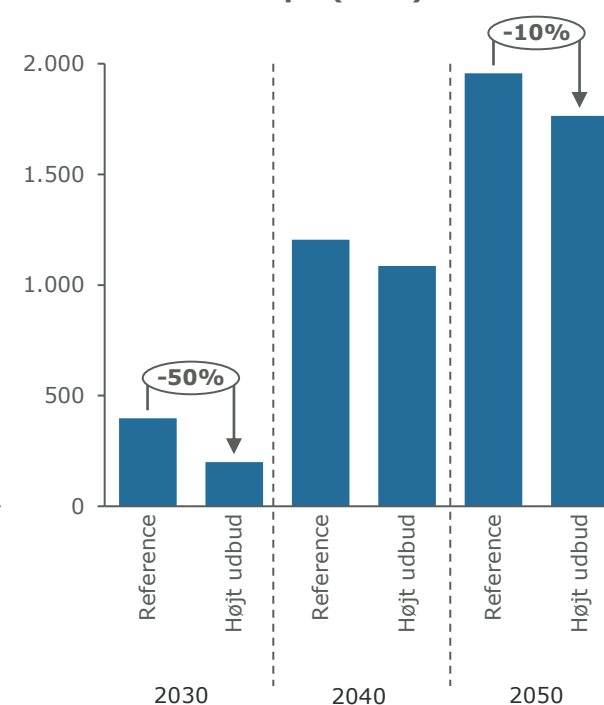
**Højt udbud:** et fremtidsscenario hvor PtX-udbygningen bliver forsinket, og efterspørgslen på el dermed reduceres. Elforbruget til PtX halveres i 2030 i forhold til referenceudviklingen. Det svarer til forskellen i EU's PtX målsætninger i hhv. *Fit for 55* og *REPowerEU*. For 2040 og 2050 er reduktionen på 10% af det samlede PtX elforbrug. Udbygningen med sol- og vindenergi påvirkes ikke i forhold til referenceberegningen. Overudbuddet er på ca. 200 TWh i 2030, hvilket vil svare til elproduktionen fra 10 måneders udbygning med sol- og vindenergi omkring 2030.

De to scenarier skal illustrere realistiske udfald for elpriserne det europæiske elsystem. Vi har set hvordan den landbaserede vedvarende energi-udbygning nærmest er gået i stå i 2023 i Danmark og den risiko eksister også for havvind og PtX i hele Europa. I praksis er det usandsynligt, at elmarkedet vil være vedvarende ude af balance som i scenarierne, og formentligt vil udbygningen med sol- og vindenergi efter nogle år tilpasse sig PtX-udbygningen eller omvendt. Scenarierne giver dog et billede af, hvordan elprisen kan påvirkes af en ubalance.

Lavt udbud: VE kapacitet i Europa (GW)



Højt udbud: Elforbrug til Power-to-X i Europa (TWh)



**Note:** Forudsætningerne bag Mindre VE scenariet er en lavere VE-udbygning i hele Europa. Nye anlæg for havvind forventes 2,5 år forsinket, mens landvind og solcelle anlæg forventes 1 år forsinket.

**Note:** Forudsætningerne bag Mindre PtX scenariet er et lavere elforbrug til PtX. Elforbruget er halveret i 2030, svarende til forskellen på målet for grøn brint i hhv. REPowerEU og Fit for 55. For 2040 og 2050 antages at 90% af PtX forbruget realiseres.



# Lavt udbud af vedvarende energi øger brugen af fossile brændsler

## Forsinket udbygning af sol og vind bliver erstattet af termisk produktion

I scenariet med *lavt udbud* reduceres produktionen fra sol- og vindenergi uden at forbruget falder. Den mindre produktion fra sol- og vindenergi erstattes primært af øget produktion fra de termiske naturgas-, biomasse-, a-kraft- og kulkraftværker. Da modellen ikke kan investere i ny produktion, vælger den at skrue op for produktionen på de eksisterende kraftværker for at imødekomme forbruget. På kort sigt er dette eneste mulighed, for at sikre forbruget kan forsynes.

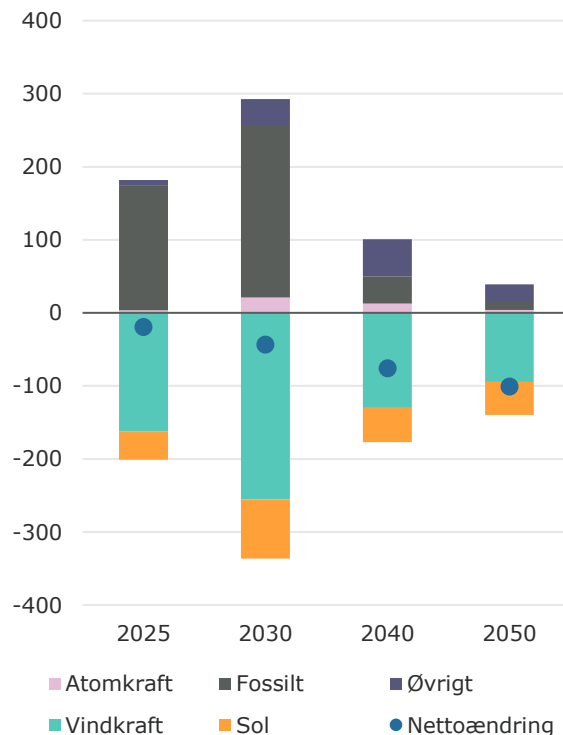
Den øgede termiske elproduktion svarer til en ekstra udledning på omkring 100 mio. tons CO<sub>2</sub> i 2025 og 2030, dvs. ca. 18% af energisektorens 2021-udledningen eller omkring to gange Danmarks årlige CO<sub>2</sub>-udledning. Forsinkelse af udbygningen med sol- og vindenergi betyder en øget elpris, som også slår igennem på elektrificeringen i fjernvarmesektoren, hvor varmeproduktionen fra elforbrugende varmepumper falder og erstattes af mere brændselsbaseret varmeproduktion.

## Højt udbud resulterer i tabt elproduktion

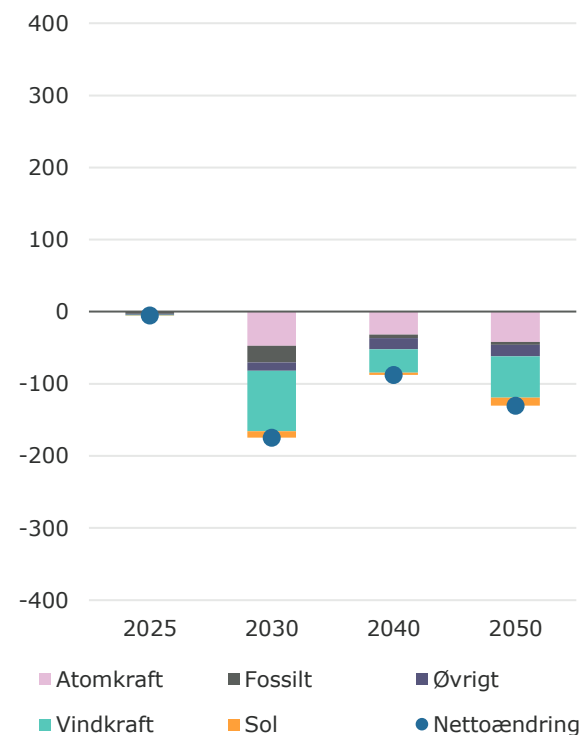
I scenariet med *høj udbud* i forhold til forbruget, som opstår ved at elforbruget til PtX reduceres, ses det at elproduktionen fra vind- og atomkraft falder. Dette hænger sammen med, at brintproduktionen fra PtX-anlæg forventes at ske i timer med en stor andel af billig elproduktion (sol-, vind- og atomkraft). Ved reduktion af brintproduktionen må elproduktionen således også reduceres, da det ved dette efterspørgselsstød ikke er muligt at ændre kapaciteten på kort sigt, går produktionen, som ikke kan forbruges tab. Elproduktion fra solceller, biomasse og naturgas reduceres også i mindre grad.

I 2030 sker den største reduktion i elproduktion, da det antages, at elforbruget til PtX reduceres mest i forhold til referenceudviklingen i dette år.

Produktionsforskel i Europa mellem reference og *Lavt udbud*, TWh, 2025-2050



Produktionsforskel i Europa mellem reference og *Højt udbud*, TWh, 2025-2050



**Note til begge figurer:** *Fossilt* indeholder affald, naturgas og kul. Fra 2030 er denne kategori primært udgjort af naturgas. *Øvrigt* indeholder biomasse, biogas og vandkraft, hvor sidstnævnte står for hovedparten af produktionen.



# Elsystemet hænger også sammen på en vindstille vinterdag

## “Det blæser altid et sted i Europa”

På årsbasis vil elproduktionen fra sol- og vindenergi dække hovedparten af elforbruget i Europa. Men hvad sker der i de perioder hvor der er vindstille og solen ikke skinner? Det kræver, at andre teknologier skal kunne træde til.

Det europæiske elsystem dækker dog et stort areal, og de aktuelle vejrforhold er oftest forskellige fra land til land. Det betyder, at der altid er en vis mængde elproduktion fra sol- og vindenergi på tværs af Europa. Mangel på elproduktion fra vedvarende energikilder i ét område, kan imødekommes af en overproduktion fra et andet område. Det kræver dog at transmissionsnettet udbygges, så produktion i stigende grad kan udveksles mellem landene. Derfor er et sammenhængende elnet en vigtig faktor i den grønne omstilling, så man sikre at den billige energi fra sol- og vindkraft, kan komme frem til forbrugerne.

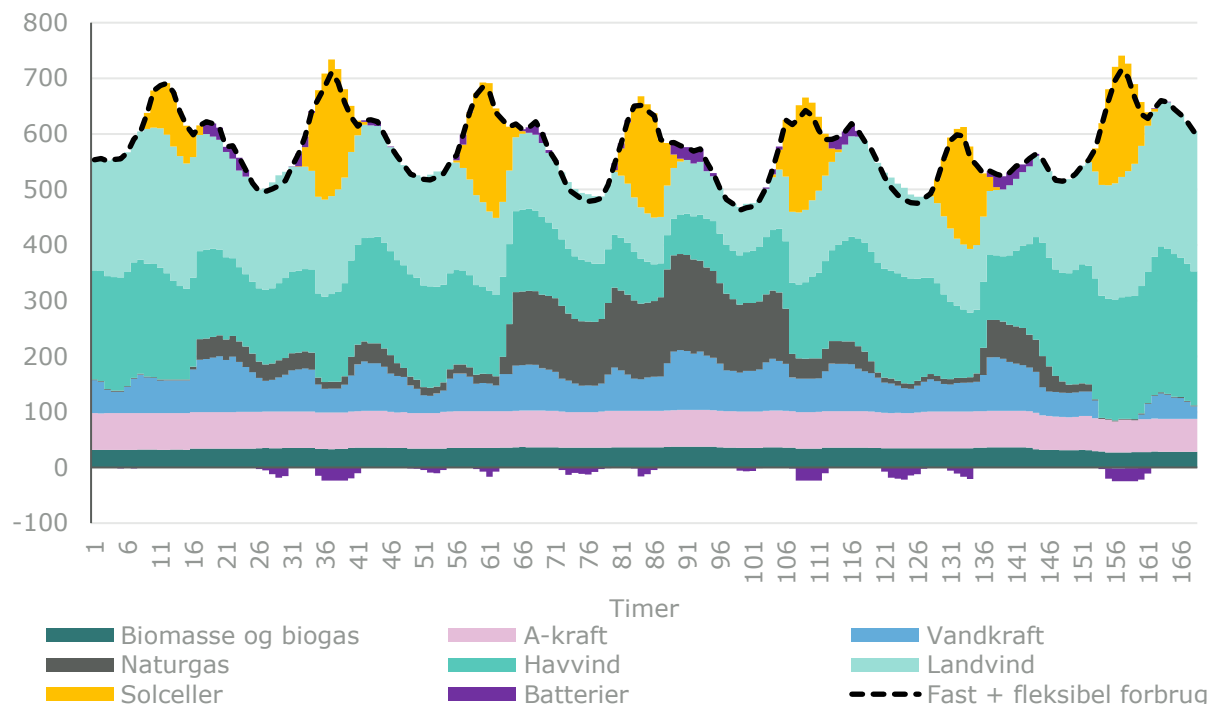
## Sol- og vindenergi kan ikke stå helt alene

Figuren til højre viser elproduktionen på tværs af hele Europa i en modelleret uge i 2040. I denne uge er der midt på ugen er en periode med lav elproduktion fra sol- og vind. På trods af dette kan sol- og vind stadig dække næsten halvdelen af elforbruget, netop fordi det stadig blæser nogle steder i Europa.

For at kompensere for den manglende elproduktion fra sol- og vind, reducerer modellen den del af elforbruget, som er fleksibelt fx elektrolyseanlæg. I figuren er de biomassefyrede kraftvarmeværker og atomkraftværker allerede aktiveret, og vil sammen med vandkraft, vind- og solenergi ofte være tilstrækkeligt til at sikre forsyning i hele Europa – uden fossil elproduktion.

Gaskraftværkerne og en del af vandkraften og batterier, leverer den sidste del af den manglende elproduktion midt i den pågældende uge, med høje elpriser til følge. Resten af året vil produktionen fra gaskraft være meget lav fordi de marginale omkostninger er høje og kun tillader produktion når systemet er presset. Batterilagrene ses derimod at op- og aflade mange gange i løbet af året.

Elproduktionen i Europa i en vinteruge, GWh/h, 2040



**Note:** Kategorien “naturgas” kan i princippet dække over flere forskellige sorte eller grønne gastyper som kan anvendes i et gaskraftværk. I modellen er de prissat som naturgas, se side 23.



# Hvem leverer energien når vi mangler sol og vind?

Som beskrevet på forrige side, vil balancen i fremtidens elsystemet hovedsageligt sikres af de store mængder sol- og vindkraft, kombineret med et meget mere fleksibelt elforbrug, samt bedre mulighed for at transportere energien både i form af brint og el. Der vil forsat være brug for en lang række andre produktionsteknologier i elsystemet. Ligesom med vind- og solenergi vil andre teknologier have forskellige udbredelsesmuligheder og afhænge af lokale forhold.

- **Vandkraft** har mange fordele i elsystemet. Teknologien leverer allerede i dag masser af billig vedvarende energi og kan tilpasses øvrig produktion og marked, hvis der er et reservoir. Ulempen er, at teknologien er geografisk begrænset til bjergrige egne.
- **Biomasse** er en væsentlig teknologi, specielt i Danmark hvor kombinationen af el- og varmeproduktion gør at energien i biomassen kan udnyttes meget bedre, end hvis den udelukkende skulle benyttes til elproduktion. Da biomassefyrede kraftværker er relativt dyre investeringer, er det usandsynlig, at biomasse udbredes i større stil i resten af Europa udenfor fjernvarmeområder, da der findes billigere alternativer til ren elproduktion.
- **Atomkraft** kan levere store mængder billig, fossilfri energi, når først værkerne er bygget. Ulempen er dog at udbredelsen af ny atomkraft tager lang tid, er dyr og kræver politisk vilje. Derfor er atomkrafts udbredelse i dag begrænset til relativt få lande.

Dertil kommer **ellagring og gaskraftværkerne**, der kan levere væsentlig regulerbar elproduktion uden geografiske begrænsninger. Fælles for disse teknologier er, at de kan etableres relativt billigt. Gaskraftværker er dog en noget mere kendt og moden teknologi end ellagring og vi kommer ikke uden om gaskraftværker som backup i det europæiske elsystem. I forhold til fremtidens elpriser er antagelser om gaskraftværker og gaspriser derfor afgørende, for det prisbillede man kan forvente.

Ulemperne for gaskraftværkerne er, at de vil være dyre i drift og derfor kun aktiveres de få timer hvor andre

billigere alternativer ikke slår til. Det betyder at driften på gaskraftværker reduceres betydeligt i fremtidens elsystem, og at elprisen vil være høj i de få timer der er brug for dem.

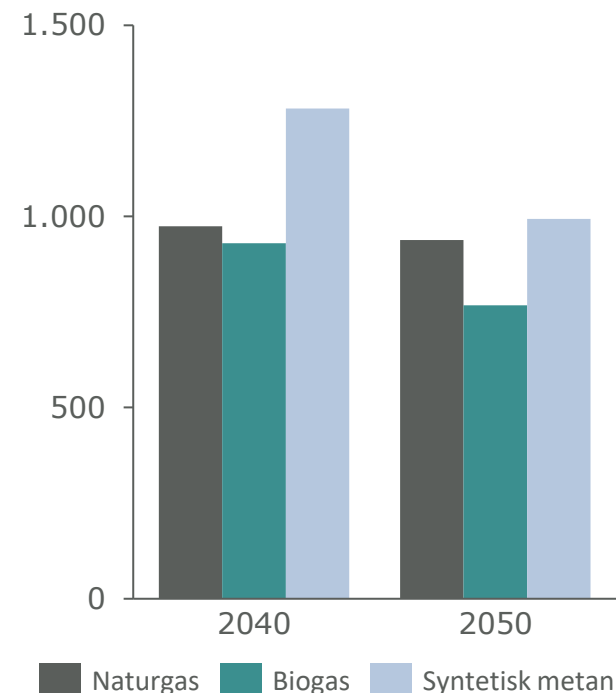
## Gassen behøver ikke være fossil i fremtiden

En betydelig ulempe er også, at gaskraftværker udleder CO<sub>2</sub>, så længe de fortsat anvender naturgas. Selvom driftstiden bliver få hundrede timer årligt, passer naturgassen dårligt ind i et grøn energisystem. Denne udfordring kan dog løses ved i stedet at anvende *grønne gasser*. Det er fx ren biogas, opgraderet biogas, grøn og syntetisk metan eller brint.

Sammenslutningen af de europæiske, systemansvarlige elselkaber, ENTSO-E, har i deres seneste Ten Year Net Development Plan fra 2022 (TYNDP2022) givet et bud på, hvad de fremtidige omkostninger til produktion af biogas og syntetisk metan vil være. Figuren til højre viser, at elproduktionsomkostningen fra syntetisk metan forventes at være højere end for naturgas, selv når udgifterne til CO<sub>2</sub>-kvoter indregnes, mens prisen på biogas er lidt lavere end naturgas. Ulempen ved biogas er dog, at det er en begrænset resurse, hvorimod syntetisk metan kan skaleres efter behov. Frem mod 2050 vil omkostningerne til elproduktion fra naturgas øges pga. stigende CO<sub>2</sub>-omkostninger, mens de grønne gasser forventes at falde i pris efterhånden, som teknologierne til at fremstille dem udvikles. Det skal understreges, at der er en betydelig usikkerhed forbundet med prisen for både grøn og fossil gas, når vi ser 30 år ud i fremtiden. Meget tyder dog på, at priserne for grøn og fossil gas vil nærme sig hinanden.

I modellen anvendes den fremskrevne naturgaspris og CO<sub>2</sub>-omkostningen til at prissætte elproduktion fra gasbaserede anlæg. Når TYNDP2022 beregningerne peger på, at prisen for elproduktion fra flere typer grønne gaskraftværker er konvergerende mod naturgasprisen, kan produktionsprisen fra naturgasværker forsat anvendes, som en proxy for fremtidens gaskraftværker og prissætningen i elmarkedet.

Forventede elproduktionsomkostninger for forskellige gasser, kr./MWh



Kilde: TYNDP2022: Scenario Building Guideline

# Kapitel 3

## Fremtidens elpriser





# Hurtig udbygning af ny vedvarende energi er afgørende for elpriserne

## Stort spænd i elprisudviklingen

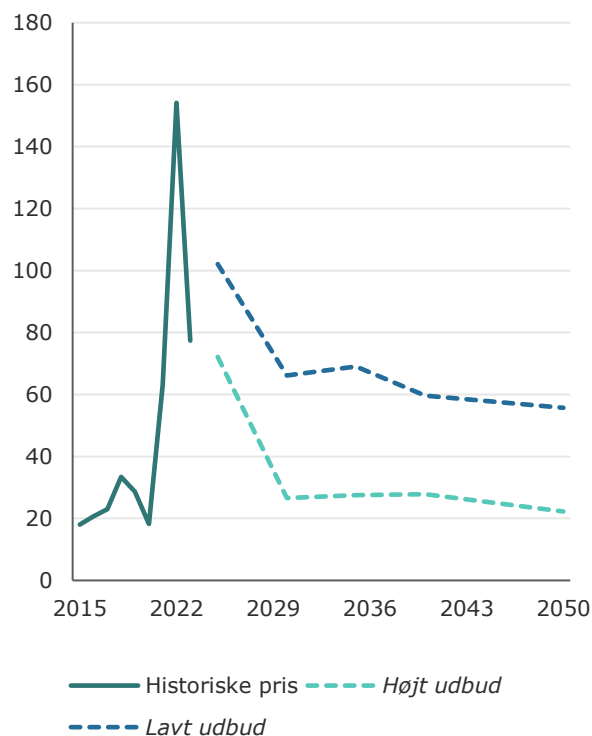
De gennemsnitlige elpriser satte nye rekorder i 2022, men meget tyder på, at vi har set toppen. Lavere gaspriser og mere vedvarende energi har fået priserne til at falde igen. I takt med elektrificeringen af vores energisystem, så det primært kører på strøm fra billig sol- og vindenergi, vil elpriserne falde yderligere. Men det tager tid, og vi har travlt med både at bygge meget mere elproduktion og elektrificere samfundet. Selv mindre variationer i dette, har betydning for elprisen.

Analysen af de to scenarier *Lavt udbud* og *Højt udbud*, beskrevet på side 15, viser et stort spænd i elpriserne. Det viser den første figur til højre. Forskellen i den gennemsnitlige årlige elpris er omkring 40 øre/kWh fra 2030 og frem. Scenarierne er enige om, at elpriserne generelt vil falde i takt med vi få mere sol- og vindenergi i elsystemet. Men hvor *Højt udbud* stabiliserer sig omkring 35 øre/MWh vil et scenarie med *lavt udbud* give elpriser på omkring 75 øre/MWh i 2030, og derfra falder prisen gradvist.

Fortsat faldende teknologiomkostninger på VE-teknologier og ellagring vil give lavere elpriser. Det modvirkes dog af stigende behov for teknologier eller kabler der kan balancere de store mængder sol- og vindenergi, stigende CO<sub>2</sub>-priser og gradvis udtømmning af gode vedvarende energi-arealer, som er med til at øge de indirekte omkostninger ved nye vedvarende energi-anlæg. Efter 2030 vil der samtidigt være fart på både elektrificeringen og vedvarende energi-udbygningen, og dermed risiko for, at der opstår perioder med højt eller lavt udbud af strøm hvis vedvarende energi eller PtX-udbygningen forsinkes.

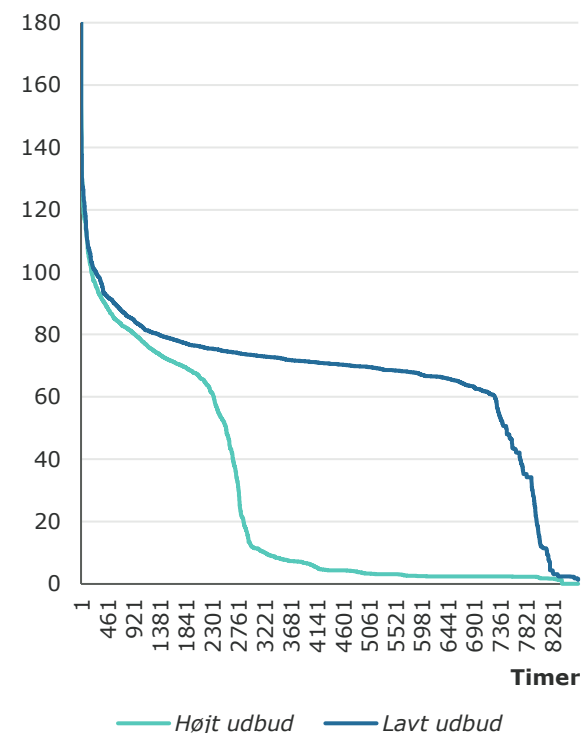
Varighedskurver for elprisen i DK1 (figuren yderst til højre) viser, at der i *Lavt udbud* vil være høje priser i en stor del af året. Det skyldes, at de dyre, sammenlignet med vind og sol, termiske kraftværker i højere grad vil sætte prisen. I *Højt udbud* vil der være et overskud af sol- og vindenergi, som vil være prissættende i en stor del af året og giver omkring 5.000 timer med meget lave elpriser. I *Lavt Udbud*scenariet er der kun omkring 800 timer med meget lave elpriser

### Historisk og fremtidige elpriser i Vestdanmark, øre/kWh, 2015-2050



**Note:** Historiske elpriser og prisfremskrivninger for Ubalancescenarierne  
**Kilde:** EA Energianalyse

### Varighedskurve for elprisen i Vestdanmark, øre/kWh, i 2030



**Note:** Elpriserne som varighedskurve for 2030 for Ubalancescenarierne.  
**Kilde:** EA Energianalyse



# Et grønt elsystem er mindre følsomt over for prishop på fossile brændsler

## Meget vedvarende energi er medicinen mod stigende fossil priser

Den voldsomme stigning i prisen på fossile brændsler, navnlig naturgas, under energikrisen, har haft markant indflydelse på elprisen, som ligeledes steg kraftigt. Det rejser spørgsmålet om et grønt elsystem kan være en forsikring mod højere fossile priser? Det er undersøgt i denne følsomhedsanalyse, som illustrerer konsekvenserne for elprisen, hvis prisen på naturgas bliver højere end forventet i årene frem mod 2050. Det er antaget, at de høje naturgaspriser udgør kortvarige udsving, der ikke påvirker aktørernes langsigtede investeringer i elsystemet, men indflydelsen på elprisen er beregnet for alle år frem til 2050.

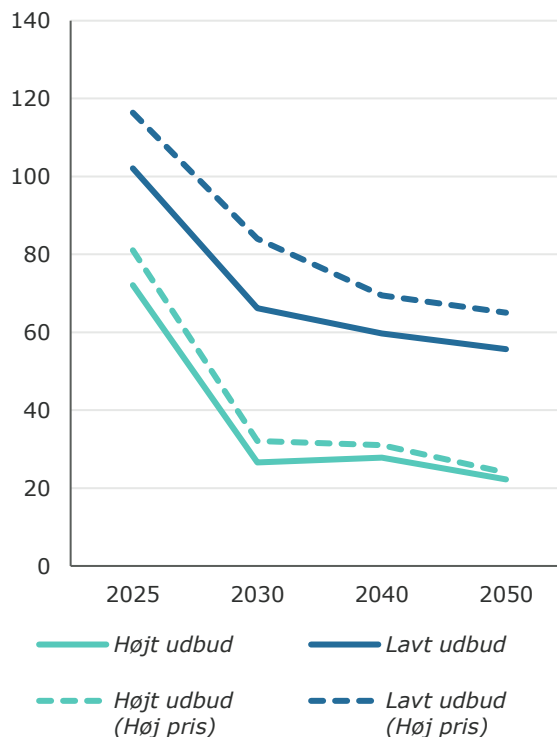
Ved at introducere en prisstigning på naturgas i de to ubalancescenarier, ses det tydeligt på figuren til venstre, at elprispåvirkningen vil være væsentligt mindre i et system med større vedvarende energiproduktion i forhold til forbruget, *højt udbudsscenarioet*. I 2030 vil påvirkningen være 6 øre/kWh i *Højt udbud* og 18 øre/kWh i *Lavt udbud*.

På længere sigt ses påvirkningen fra naturgasprisen på elprisen også at blive mindre i takt med, at elsystemet bliver grønnere. Det gælder for begge scenarierne. Her ender elprisstigningen med at være til 2 øre/kWh og 9 øre/kWh i hhv. *Højt udbud* og *Lavt Udbud* i 2050.

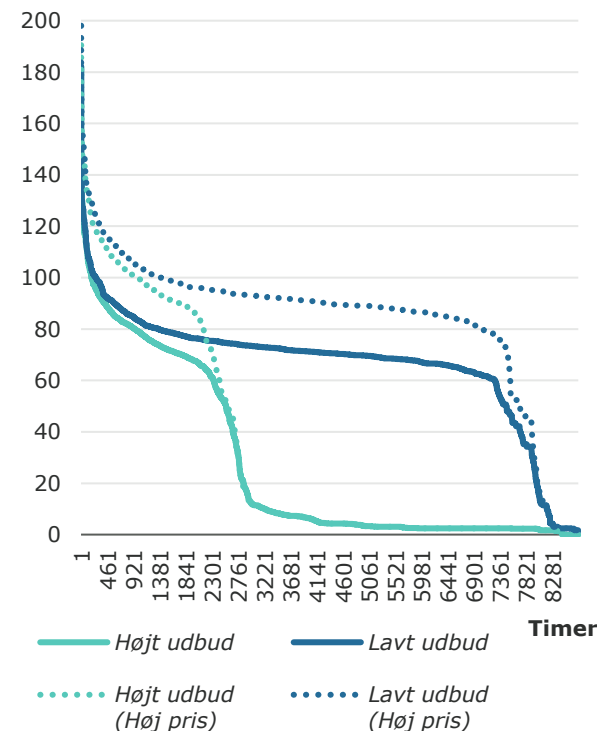
## Elprisen påvirkes kun i timer, hvor de fossile kraftværker sætter prisen

Ser man på elpriserne time for time, illustreret i figuren længst til højre, vil de højere priser på naturgas kun få betydning for elprisen i de timer, der i forvejen er høje, hvor det typisk er fossile kraftværker som sætter elprisen. Des grønnere elsystemet er, des færre timer vil der være, hvor naturgas er prissættende. Derfor vil påvirkningen på elprisen blive mindre. Hvis udbygningen med sol- og vindenergi går langsomt, vil kraftværkerne oftere sætte prisen og påvirkningen af elprisen fra højere naturgaspriser bliver desto større.

Elpriser i scenarier m. højere naturgaspris, øre/kWh, 2025-2050



Varighedskurve i Vestdanmark med højere naturgaspris, øre/kWh, 2030



**Note til begge figurer:** Naturgasprisen er i alle år øget med ca. 30 kr./GJ eller 1,1 kr./Nm<sup>3</sup> svarende til prisforskellen på naturgas i 2050 i IEA's to scenarier "Stated Policies" og "Net Zero".



# Elpriserne falder ikke mod nul, når kul og gas er fortid

## Fleksible forbrugere bliver storspillere på elmarkedet

På samme måde som analysen på side 11 er det undersøgt hvilket produktionstyper, som bliver prissættende i fremtidens elprisscenarier. Flexibelt elforbrug til PtX og lagring forventes at spille en vigtig rolle i fremtidens elprismarked. Figuren viser 2023 som udgangspunkt, og dernæst samme analyse i 2030 og 2050 for reference- og ubalancescenarierne

I fremtiden vil sol- og vindenergi dække *al det uflexible forbrug* i længere perioder. Her vil de fleksible forbrugere, primært PtX og lagring, konkurrere om den "overskydende" elproduktion og oftere blive prissættende i spændet under de fossile brændsler - medmindre der er så meget vedvarende energi til rådighed, at elprisen bliver tæt på nul. Derfor er der relativt mange timer, hvor elprisen er over et cut-off niveau på 20 €/MWh, men under fossilprisen, hvor det fleksible forbrug kan tænkes at sætter elprisen. Det cut-off ses på forrige side (varighedskurven), og er her sat til 20 €/MWh. Derfor er den *billige* kategori opdelt i to intervaller. En "*meget billig*" for elpriser under 20 €/MWh og en "*billig*" i intervallet mellem 20€/MWh og prisen for fossil elproduktion.

Analysen viser, at elprisen i mindre grad end historiske sættes af gas og kul i 2030 og endnu mindre i 2050 uanset scenarie. I langt højere grad vil de *billige* produktionsteknologier som A-kraft, vandkraft, sol- og vindenergi, som noget nyt, de før omtalte fleksible forbrugere blive prissættende. Men resultatet afhænger af, hvilket scenarie, der kigges på.

## Kul og gas glider ud af produktionsmixet

I 2023 sætter fossile brændsler elprisen ca. 40 % af tiden. I 2030 viser beregningerne, at kul- og gas vil sætte elprisen mindre end 17 % af timerne, i *Referencescenariet*. Europas planer om at skubbe fossil energi ud af elproduktionen, er succesfuld og medvirker til lavere elpriser.

I *Referencescenariet* er elprisen *billig eller meget billig* i 83 % af tiden, hvor hhv. 22% er under 20 €/MWh, og

61% er over 20 €/MWh i 2030.

Resultaterne fra ubalancescenarierne viser, at prissætningen påvirkes betydeligt. I *Højt udbud* falder elprisen under 20 €/MWh over 66% af tiden. Det skyldes, at den enorme vækst i sol- og vindenergi ikke fanges af tilsvarende vækst i fleksibelt elforbrug og konkurrencen om de *billige* timer bliver mindre og prisen derfor også lavere. Andelen af timer, hvor gaskraft er prissættende, er stort set uændret i forhold til *referencescenariet*. Omvendt ses det i *Lavt udbud* at gaskraft langt oftere bliver prissættende. For at imødekomme forbruget, når produktionen er lavere, må gaskraften oftere træde til for at sikre forsyningen, og bliver prissættende i hele 34% af timerne. Samtidigt er "*Billig*" i højere grad over 20 €/MWh, 54% af tiden, da konkurrencen om de sparsomme *billige* timer, er langt højere i dette scenarie.

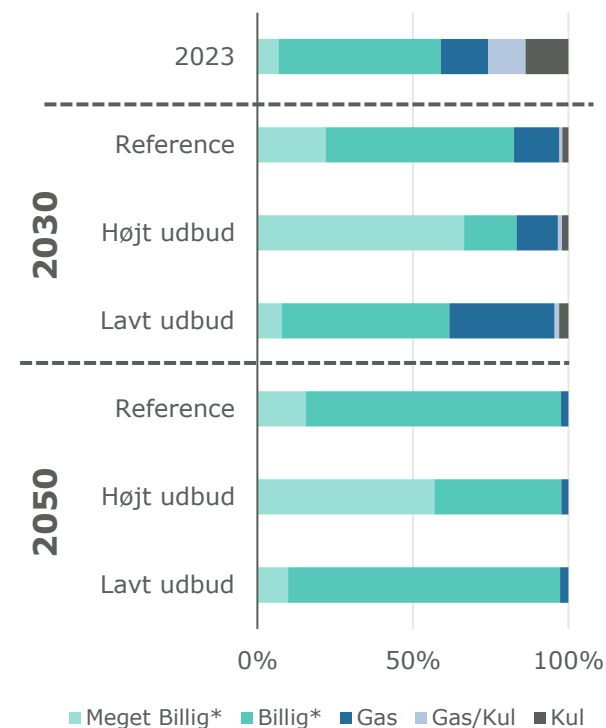
## Når alt er grønt

I *referencescenariet* i 2050 er tendensen, at gaskraft er den marginale teknologi i meget få timer om året, ca. 2% af tiden eller 200 timer. Elprisen sættes 82% af tiden af produktion eller forbrug, med marginale omkostninger på mellem 20 - 90 €/MWh, og 16% *meget billige* timer under 20 €/MWh. Gaskraft spiller heller ikke en stor rolle i ubalancescenarierne, hvor elprisen generelt er lavere end fossile brændsler.

Elforbruget får stor betydning for elpriserne i fremtiden. Produktion af PtX-brændsler og det øvrige fleksible forbrug kommer til at konkurrere om den billige strøm og sætte elprisen mange timer om året. Det vil give en bund i elmarkedet og være med til, at det fortsat er rentabelt at drive og investere i vedvarende energianlæg.

At forstå fremtidens elpriser kræver derfor at man forstår forbrugernes betalingsvillighed. Vil PtX-anlæggene eksempelvis slukke ved en bestemt elpris, som gør deres omkostninger for høje i forhold til salgspriserne på deres produkt, eller vil de i højere grad agere som vandkraft gør i dag, og værdisætte deres betalingsvillighed for el i forhold til det omgivende system.

## Hvilke teknologier prissætter el i Danmark? (pct. af årets timer)



**Note:** Metode forklaret i Bilag 1. \*Meget Billig er elpriser under 20 €/MWh, og indikerer, at VE-udbuddet er så højt, at fleksibelt elforbrug ikke kan fange det. Billig over Meget billig, men billigere end det billigste fossile kraftværk.

## Påvirkningen af et dårligt vind- og solår

Generelt er de vejafhængige teknologier som sol-, vind- og vandkraft så gode medspillere, at det i fremtiden vil være den billigste løsning at basere det meste af vores elforsyning på disse teknologier. Det har dog den udfordring, at vejret varierer. Man taler om gode og dårlige vind- og solår, såvel som våd- og tørår. I dette scenarie bruges klimaåret 2010 til at illustrere et 'dårligt vejrår' for vedvarende energi, som alt andet lige er mere alvorligt for elpriserne end et 'godt vejrår'.

I scenariet falder elproduktionen fra vindenergi med omkring 11% i Danmark. Reduktionen i elproduktion fra vindenergi svarer til ca. 9% af Danmarks elforbrug. På systemniveau falder elproduktion fra havvind gennemsnitligt 12%, imens elproduktion fra landvind og solceller falder gennemsnitligt hhv. 3% og 2%.

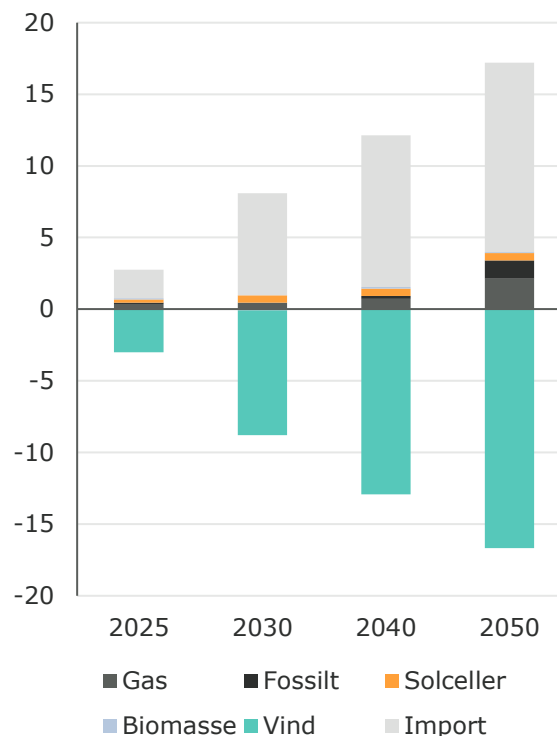
Det meste af denne reducerede elproduktion skal importeres fra udlandet. Dette sker hovedsageligt med naturgas-baseret produktion i Tyskland og Polen.

Påvirkningen af et 'dårligt vejrår' stiger med mængden af vindkraft i systemet. Dvs. at påvirkningen er størst i 2050. I 2030 øges elprisen med 8-10% i Danmark i et 'dårligt vejrår', mens det giver helt op til 47% højere elpriser i 2050 i Vestdanmark, hvor der vil være mere vindkraft end i Østdanmark.

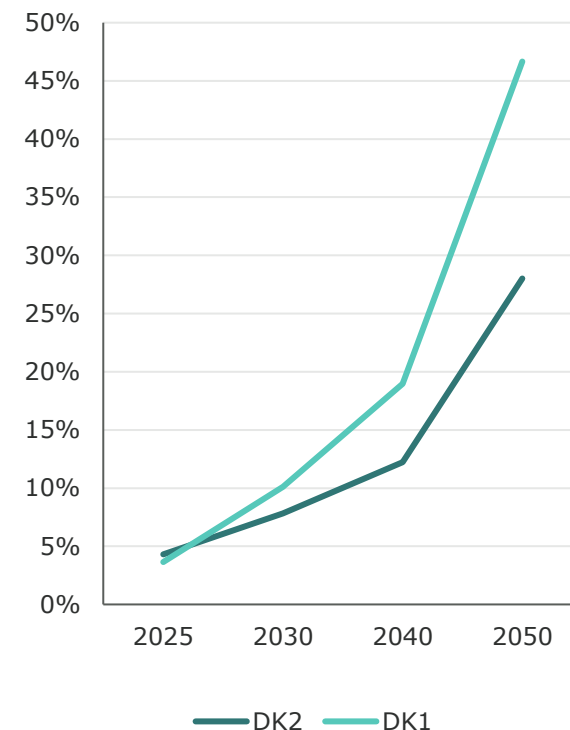
Den større påvirkning på elprisen på lang sigt hænger også sammen med, at omkostningerne til den alternative elproduktion også stiger. Her har særligt CO<sub>2</sub>-kvotepriisen en stor påvirkning på den gennemsnitlige elpris i de forskellige år, som vist på side 16. Kvotepriens stigning påvirker kraftigt naturgasenshedernes kortsigtede marginalomkostninger, som i højere grad bliver prissættende i 'dårlige vejrår'.

Bemærk, at det er forudsat i analyserne, at forbrugerne ikke ændrer deres årlige elforbrug som følge af de højere elpriser. Det er ikke usandsynligt, at nogle af PtX anlæggene tilpasser deres årsproduktion i forhold til gode og dårlige vejrår. Dette vil have en prisdæmpende effekt, som beregningen ikke afspejler.

**Ændring i Danmarks elbalance i TWh, ved dårligt vejrår i 2025-2050**



**Ændring i elpris, % ift. referencepris, ved dårligt vejrår i 2025-2050**



**Note:** Difference in elproduktion relativt til reference. Her bliver elproduktionen fra vind reduceret kraftigt, hvilket erstattes hovedsageligt af import fra nabolandene.

**Note:** Fra 2010-2010 har årgennemsnittet ændret sig med mere end 40% ved to lejligheder. Fra 2020 til 2021 og fra 2021 til 2022 steg årgennemsnittet med hhv. 250% og 150%

# Mere eltransmission giver grønnere og billigere el

## Øget transmissionskapacitet gør det muligt at bygge endnu mere vedvarende energi

I takt med vind og sol bliver de to hovedmotorer i Europas elsystem, stiger behovet for at kunne flytte strømmen. Vindfronter bevæger sig over det Europæiske kontinent, og giver forskelle i hvor meget det blæser på tværs af Europa. Det giver mulighed for at flytte strømmen fra der, hvor der er meget vindenergi, til der hvor der er mindre.

Der er allerede fokus på udbygning af transmissionsforbindelser i Europa, og ENTSO-E udgiver hver andet år deres *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP), som indeholder planer for nye transmissionsforbindelser på tværs af Europa for det kommende årti. TYNDP indeholder en planlagt udbygning på over 90GW nye transmissionsforbindelser i Europa frem til 2030, hvilket svarer til en fordobling af den nuværende kapacitet. Dertil antages det, at udbygningen med transmissionskabler fortsætter ud over denne tiårs horisont. Det forudsættes også at det er muligt at transportere brint. Det indgår i modelberegningerne ved, at en del af brintbehovet ikke er geografisk fastlåst.

Balmorelmodellen kan investere i yderligere forbindelser, hvis det samfundsøkonomisk kan betale sig, med den store investering det kræver. Der er dog lagt grænser på hvor hurtigt der kan ske udbygning med transmissionsforbindelser mellem prisområder. Tempoet modellen kan investere i nye kabler efter 2030 svarer nogenlunde til tempoet for de planlagte udbygninger de kommende ti år i TYNDP, da disse store infrastrukturprojekter oftest er krævende at gennemføre med lange planlægnings- og godkendelsesprocesser. Grænsen er sat til maksimalt 750 MW transmissionskapacitet mellem to prisområder per 5 år efter 2030.

Der er gennemført en følsomhedsanalyse, som bygger videre på referencescenariet, hvor transmissionskapaciteten imellem prisområder kan øges med yderligere 500 MW, mellem prisområderne per 5 år efter 2030. Dermed vises de mulige konsekvenser af en endnu hurtigere udbygning med

transmissionsforbindelser. I scenariet antages det også, at investeringer i produktion også kan tilpasses de øgede muligheder for eltransmission.

## Øget integration af havvindproduktion fra Nordsøen reducerer elpriserne

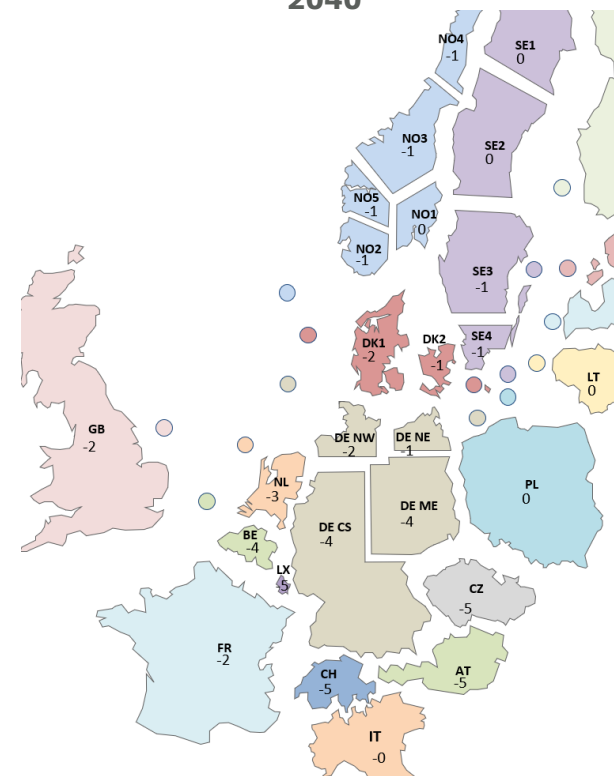
Analysen viser, at modellen har stor appetit for transmissionskabler. Mellem 2030 og 2040 investerer modellen i kabler i et sådan omfang at det fordobler transmissionskapaciteten i Europa. Hvis det lykkes at forbinde de europæiske elmarkeder endnu mere, som beskrevet i følsomhedsanalysen, vil transmissionskapaciteten stige med yderligere 10% på tværs af Europa, hvilket er en tilføjelse på 25GW i forhold til *referencescenariet*.

Den øgede mulighed for at transportere elektriciteten rundt påvirker elprisen i hele modelområdet. I Danmark reduceres priserne med 1-2 EUR/MWh, mens reduktionen af elpriserne er 2-5 EUR/MWh i det centrale Europa. Til sammenligning er gennemsnitsprisen ca. 50 EUR/MWh i 2040 i *referencescenariet*. Det er også værd at bemærke, at ingen prisområder oplever højere priser på trods af flere kabler til prisområder med højere elpriser. Det skyldes af flere kabler også giver mulighed for at investere i og afsætte, endnu mere el fra navnlig vindmøller.

Den samlede gevinst for forbrugerne i form af lavere elpriser er på tværs af Europa vil være på 50 mia. kr./år i 2040 ved en yderligere forøgelse af kapacitet i transmissionsnettet på 25 GW - vel at mærke efter kablerne er betalt. I 2050 er gevinsten steget til 90 mia. kr./år i 2050 ved yderligere 25 GW kapacitet i transmissionsnettet.

Gevinsterne opstår, fordi vedvarende energiresourcerne bedre kan udnyttes og transporteres til de områder, hvor forbruget er. Det er især en gevinst for forbrugerne i Centraleuropa, som ligger langt fra de gode vindressourcer. Med flere kabler til Centraleuropa kan udbygningen med havvind i Nordsøen og landvind i Norden øges på bekostning af blandt andet biomasse og a-kraft i Centraleuropa. Det er også med til, at give lavere priser i Norden

## Ændring i elpris ved yderligere 25GW transmissionsforbindelse, €/MWh, 2040



**Note:** Modelteknisk er Tyskland opdelt i fire prisområder. Det sker for at repræsentere de interne netbegrænsninger som findes i Tyskland i day-ahead markedet, frem for intraday markedet som det sker i dag.

# Bilag

# Bilag 1: Hvad sætter elprisen i DK1 time for time?

Merit-orden-mekanismen rangerer elproduktions bud fra billigst til dyrest. Vi har data på en elpris i kr./MWh. Vi mangler at vurdere hvilken produktionstype, der har marginalomkostningen svarende til elprisen.

## Metode bag analysen

Marginalomkostningen på fossile kraftværker beregnes som (brændselspris + CO<sub>2</sub>-kvoter)/effektivitet i kr./MWh. Den beregnes for hver dag og er konstant indenfor dagen. Kraftværker i EU har ret forskellige virkningsgrader. Derfor har vi har beregnet spænd for marginalerne med effektivitetsgrader på 35-45% på kul og 35-55% på gas.

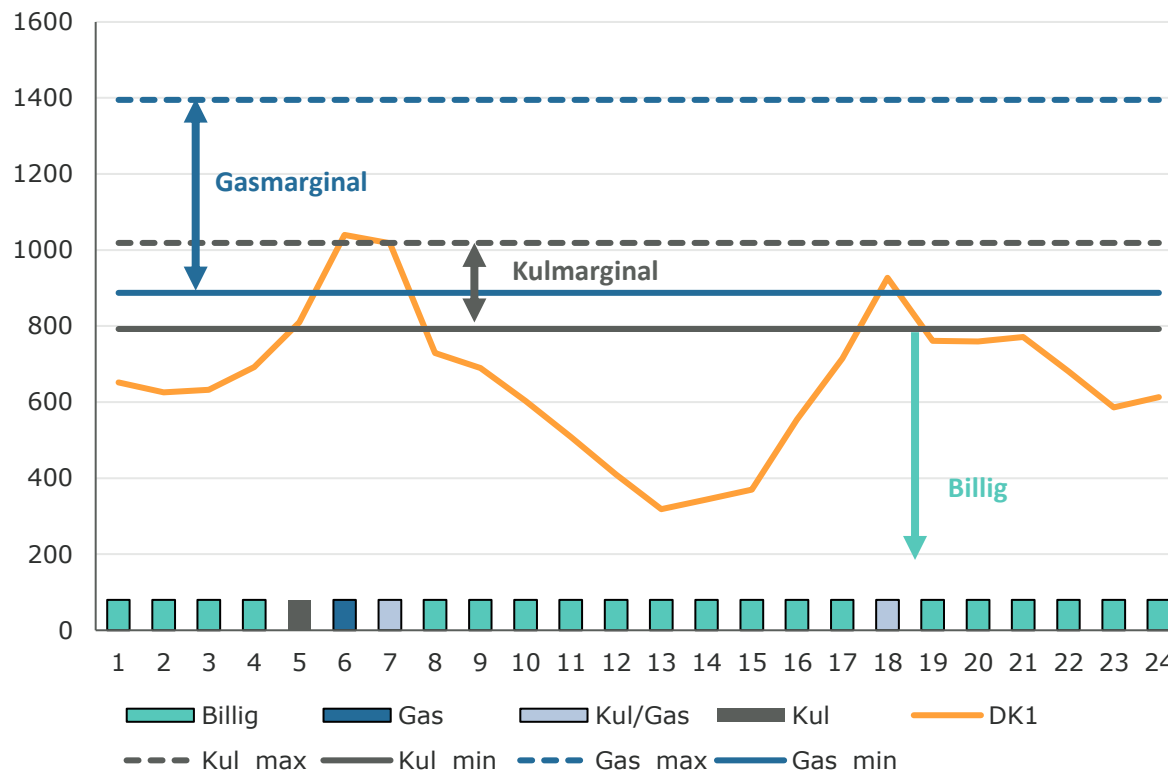
Et dagseksempel er vist i figuren til højre. Elprisen (den gule linje) kan ligge i kulspændet, gasspændet eller i begge spænd. I time 5 er elprisen i kulspændet, men under gasspændet. Derfor kan vi konkludere, at det er kulkraft, der har sat elprisen. Omvendt i den næste time. Hvis elprisen både ligger i kul- og gasspændet, ligger det i *Kul/Gas* kategorien.

"Billig" angiver, at elprisen er under den billigste fossile kraftværk (den sorte linje i figuren). Det kan være vandkraft, A-kraft, biomasse, sol- eller vindenergi. Fx operer vandkraft i norden, som et fossilt kraftværk i tider med lave vandmagasiner, og aktiveres i mindre grad, når vind- og sol samt biomasse og A-kraft kan forsyne forbruget, og i højere grad, når kul- eller gaskraft skal aktiveres. Elprisen til højre er DK1, og nordens vandkraft har betydelig påvirkning herpå.

## Data

Vi har anvendt dagspriser (front 1-month) på kul- og gas hhv. Rotterdam og TTF og CO<sub>2</sub>-kvoter. Vi har omregnet kvoterne til kr./MWh via Energistyrelsens emissionsfaktorer. Elpriser er fra Energinet, og værdier er omregnet via valutakurser pr. dag er Danmarks Nationalbank.

Elprisen i DK1 d. 27-03-2023 på døgnets 24 timer samt spændet for kul- og gasmarginalerne (kr./MWh)



**Note:** Figuren viser elprisen i DK1 i kr./MWh samt det beregnede kul- og gasmarginal spænd. Figuren angiver for hver time, hvilken kategori den er i. F.eks. Er elprisen *Billig* i de fire første timer.

## Balmorel er en ligevægtsmodel

Balmorelmodellen er det værktøj som bruges til at beregne de fremtidige elpriser mv. Modellen er en ligevægtsmodel, som simulerer det europæiske el-, varme og brintsystem. I *Referencescenariet* opstår der en økonomisk ligevægt mellem udbud (elproduktion og -kapacitet) og efterspørgsel (elforbrug). Det er elprisen, der skaber ligevægten. På den måde sikres det, at forbrugerne ikke betaler unødige høje priser for strøm, og at producenterne er sikre på en afregning, som kan betale for deres investeringer. Det er den økonomiske bedste løsning. Figuren til højre skitserer en ligevægt af *Referencescenariet* i den sorte farve, hvor volumen angiver elproduktion og -forbrug til en elpris.

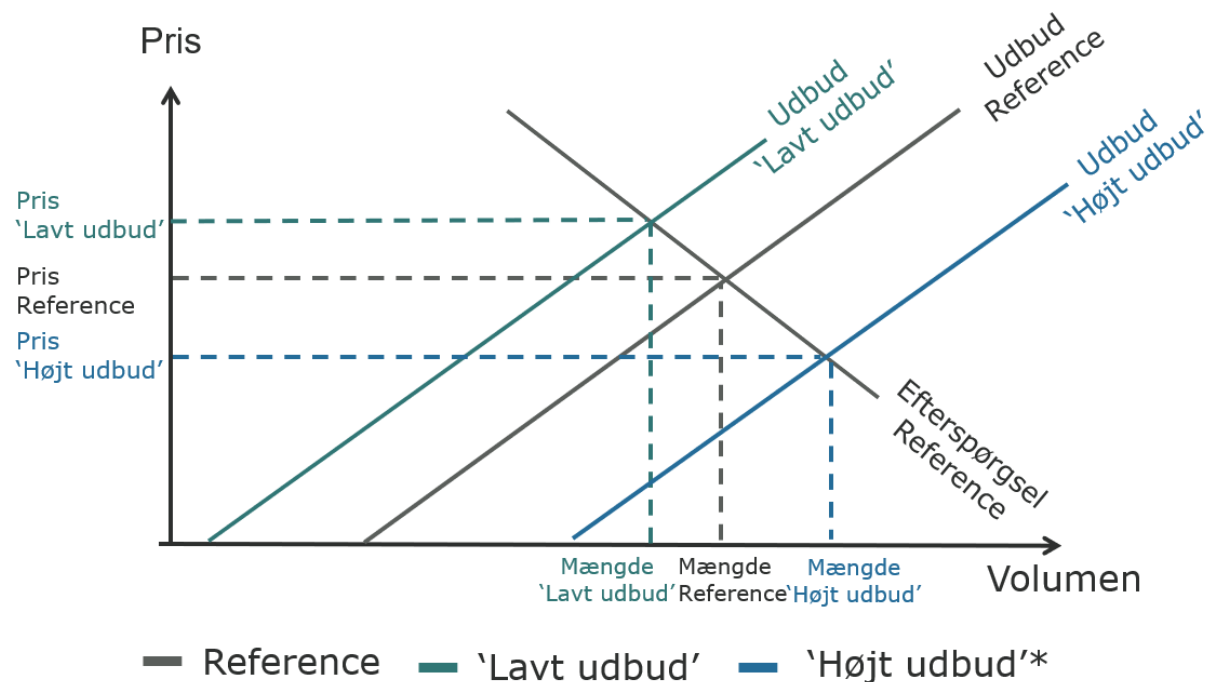
## Stød til udbudskurven

Figuren til højre illustrerer, hvordan mekanismen bag modellen finder en ny ligevægt i ubalancescenarierne - *Højt udbud* og *Lavt udbud*. Vi giver udbudskurven i *Referencescenariet* et såkaldt *'eksogent stød'*, og samtidigt fastholder vi efterspørgslen.

For at skabe ligevægt mellem den nye udbudskurve, dannes en ny elpris. I *Lavt udbud* er der mindre billig grøn elproduktion til rådighed i forhold til referencen. Det skaber færre timer med billige elpriser – det skubber hele udbudskurven mod venstre. For at tilpasse efterspørgslen med det nye udbud, stiger elprisen, og så dannes der en ny ligevægt. Det omvendte i *Højt Udbud*, og det resulterer i en lavere elpris end referencen.

\* I praksis er ubalancescenariet *Højt Udbud* modelleret ved at skubbe til efterspørgselskurven ift. referencen, hvor udbuddet tilpasser sig løbende. Men resultatet på elprisen er det samme. Da udbuddet af vedvarende energi i forhold til forbruget er højere end i *Referencescenariet*, kalder vi scenariet *Højt Udbud*.

## Skitse af mekanismerne bag ubalancescenarierne



Note:





GREEN  
POWER  
DENMARK