



23 El- og fjernvarme

Sektoren omfatter hovedparten af de anlæg, der forsyner det danske samfund med el og fjernvarme, herunder:

- større og mindre kraftvarmeanlæg, der leverer både el og fjernvarme
- vindkraftanlæg og solcelleanlæg, der alene leverer el
- kedler, solvarmeanlæg, overskudsvarmeanlæg og varmepumper, der alene leverer varme til fjernvarmesystemer
- CO₂ fangst på el og fjernvarmeværkerne Asnæsværket og Avedøreværket. For øvrige CO₂-fangst og -lagrings puljer henvises til *kapitel 29 CCS*.

Affaldsforbrændingsanlæg leverer også el og fjernvarme, men de behandles som en del af affaldssektoren jf. *kapitel 25 Affaldsforbrænding*. For fuldstændighedens skyld vises forbruget af affald til el- og fjernvarmeproduktion i opgørelsen af el- og fjernvarmesektorens energiforbrug og -produktion.

23.1 Overblik over el- og fjernvarmesektorens udledninger

El- og fjernvarmesektoren var i 1990 den mest udledende sektor i Danmark, men forventes i fremtiden i højere grad at bidrage til nedbringelsen af drivhusgasudledningen fra andre sektorer, fx gennem elektrificering af transport, kollektiv og individuel opvarmning, industrielle processer og gennem udvidet brug af fjernvarme i tidligere naturgasopvarmede bygninger. En væsentlig årsag til det kraftige fald i udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren fra midt 1990'erne og frem til i dag er således en fundamental omlægning af den måde el og fjernvarme fremstilles på.

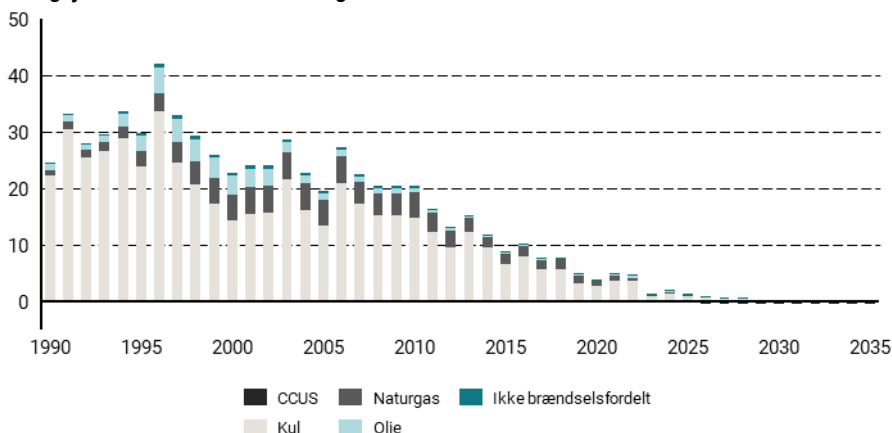
Energikrisen fra 2021 har særligt præget el- og fjernvarmesektoren med udskydelse af nedlukning af kulforbruget på flere kraftvarmeværker. Dette følger bl.a. af politisk udskydelse af nedlukning af tre kraftvarmeværker, heraf kulkraftværkerne Esbjergværkets blok 3 og Studstrupværkets blok 3, samt Fynsværkets udskydelse af omstillingen fra kul til gas fra 2022 til 2024. Desuden har der været genfyring af kul på Avedøreværket og brand på Studstrupværkets træpillelager, hvilket medførte genfyring af kul på værkets blok 4 for at opretholde fjernvarmeleverancen. Fra 30 juni 2024 forventes det, at kun Nordjyllandsværket vil have et kulforbrug til el og fjernvarmeproduktion.

Udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren udgjorde ca. 4,8 mio. ton CO₂e i 2022, svarende til ca. 11 pct. af Danmarks samlede CO₂e-udledninger. I fremskrivningen af sektoren skønnes udledningerne reduceret til ca. -0,3 mio. ton CO₂e i 2030. Udledning af drivhusgasser i sektoren er primært forbundet med produktionen af el og fjernvarme på de fossile brændsler, men inkluderer også negative udledninger og evt. udledninger forbundet med energiforbrug fra CO₂ fangst og lagring på anlæg med afsluttet udbud. Udfasning af kulkraft og omstillingen af ledningsgassen til at være 100 pct. grøn fra 2029

bidrager til den primære reduktion i udledningerne fra el- og fjernvarmesektoren. Samtidig bidrager etableringen af CO₂-fangst på biogene kraftvarmeværker til, at sektoren opfanger mere CO₂ (via CCS) end den udleder i 2030, jf. figur 23.1.

Figur 23.1

El- og fjernvarmesektorens udledninger for 1990-2035 i mio. ton CO₂e



Anm.: Ikke-brændselsfordelt udledninger inkluderer CO₂ metan og lattergas udledninger, der opstår i forbindelse med brændselsforbrænding, hvilket også inkluderer biomasse afbrænding.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Der er markante ændringer i den kortsigtede fremskrivning i KF24 i forhold til KF23. For det statistiske år 2022 blev det faktiske kulforbrug markant lavere end skønnet i KF23 bl.a. grundet driftsforstyrrelser på kulkraftvarmeværker. Ændringer i udledninger for fremskrivningen fra 2025 skyldes primært ændrede brændselsprisfremskrivninger, jf. *forudsætningsnotat priser og vækst*, hvor alle brændsels- og kvotepriser er på et generelt lavere niveau i KF24, bortset fra gasprisen, der kortsigtet er lavere, men i perioden 2025-2029 er højere i forhold til KF23. Det resulterer i en reduktion i udledningerne på kort sigt, men en øget produktion på danske kulkraftværker med en effekt på ca. 0,3 mio. ton CO₂-udledning højere udledning i 2025, jf. figur 23.2. Det skyldes primært ændrede forventninger til elproduktionen på kulkraftværkerne, herunder Nordjyllandsværket i 2025.

Figur 23.2

Drivhusgasudledninger fra el- og fjernvarmesektoren, mio. ton CO₂e



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Afviklingen af CCUS-udbuddet og den planlagte etablering af CO₂-fangst og -lagring på de to kraftvarmeværker i Avedøre og Asnæs i slutningen af 2025 bidrager til den primære difference mellem KF23 og KF24 efter 2026, hvor el- og fjernvarmesektoren skønnes at optage mere CO₂ end den udleder fra 2029 og resten af fremskrivningsperioden. Fordelingen af CO₂-fangst og -lagring på sektorniveau er kendt for CCUS-udbuddet, hvilket muliggør tildelingen af CO₂-fangst og -lagringseffekten i el- og fjernvarmesektoren. Forventningen er, at andre CCS-udbud vil blive fordelt på sektorniveau i takt med afgørelsen af fremtidige udbud i overensstemmelse med *kapitel 29 CCS*.

Dertil skønnes en lavere vækst i elforbruget frem mod 2028 i KF24 sammenlignet med KF23, men en betydeligt højere vækst på lang sigt med en stigning på ca. 11 pct. i 2035 i forhold til KF23. Den kortsigtede reduktion skyldes primært et lavere elforbrug i det traditionelle elforbrug for statistikåret 2022, og der ses ændringer i alle typer elforbrug i fremskrivningen, undtagen det traditionelle elforbrug. Den langsigtede stigning i elforbruget skyldtes primært en øget forventning til elbiler og ellastbiler, mv. og en opjusteret fremskrivning af datacentre.

23.2 Overordnet udvikling frem til 2035

Udbruddet af krigen i Ukraine i 2022 og energikrisen fra 2021 medførte markante ændringer i el- og fjernvarmeproduktionen på baggrund af stigende energipriser, herunder bl.a. udskudt nedlukning og udfasning af kulforbrug på flere kraftvarmeværker. Dette har resulteret i et højere kulforbrug fra 2021 og frem til 2024 i fremskrivningen. Sektoren skønnes dog som den første sektor at have et netto CO₂e-optag via CO₂ fangstprojekterne på Avedøre og Asnæs-værkerne.

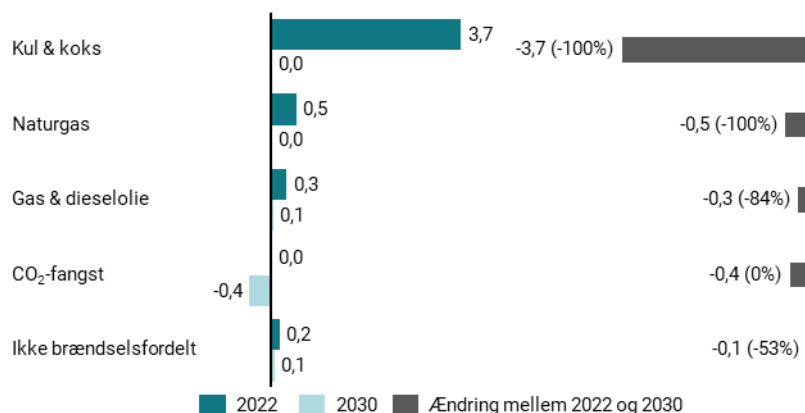
Frem til 2025 forventes alle kulkraftværker bortset fra Nordjyllandsværket at lukke driften eller omstille til biomasse eller gas. Det skønnes at medføre en markant reduktion

på ca. 2,8 mio. ton CO₂e i 2025 i forhold til 2022. Nedlukningen af kulkræftskapacitet og konverteringer til biomasse i Danmark er understøttet af bl.a. teknologisk udvikling af vindmøller og solceller, kombineret med udbygningen af CO₂-kvotesystemet, afgifter på fossile brændsler, støtte af biomasseproduceret kraftvarme og udbygning af hav- og landvindmøller, jf. *politiske aftaler på energiområdet*¹.

I 2030 skønnes sektoren at være tilnærmelsesvist fossilfri med lukningen af de danske kulkræftværker, herunder Nordjyllandsværkets nedlukning i 2028 og som følge af, at biogasandelen i ledningsgas opgørelsmæssigt overstiger 100 pct. fra 2029, jf. *kapitel 24 Produktion af Olie, gas og VE-brændstoffer*. Dertil kommer, at udmøntningen af CCUS-puljen² medfører CO₂-fangst på Avedøre og Asnæs kraftvarmeværkerne, der forventes i fuld drift fra 2026, hvilket jf. kontrakten forventes at bidrage med en reduktion på 430.000 ton CO₂e i 2030, jf. *figur 23.3*.

Figur 23.3

El- og fjernvarmesektorens udledninger i 2022 og 2030 fordelt på brændsler, mio- ton CO₂e



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

I fremskrivningen skønnes desuden en reduktion i udledninger fra naturgas, hvilket primært skyldes den gradvise omstilling af ledningsgassen til over 100 pct. grøn gas fra 2029. Det bemærkes, at gas- og dieselolieforbruget i 2022 til el og fjernvarmeproduktionen var højt relativt til årene op til 2022 grundet forbedret markedsvilkår for olie til elproduktion under de høje energipriser i 2022.

¹ Kilde: <https://ens.dk/ansvarsomraader/energi-klimapolitik/politiske-aftaler-paa-energiomraadet>

² Kun første udbud af CCUS-puljen er afholdt, da øvrige udbud bliver inkluderet i fremtidige CCS-udbud.

Energiforbrug i el- og fjernvarmesektoren

Historisk set har el- og fjernvarmeproduktion været baseret på kraftvarme. I fremtiden forventes den forbedrede økonomi i elproduktion fra vind og sol samt den indirekte effekt af et stigende bidrag til fjernvarmeproduktionen fra fx varmepumper at bidrage til en forringet konkurrencesituation for de store kraftvarmeverker, som i dag primært er baseret på biomasse. Derfor skønnes forbruget af bioenergi, primært træbiomasse, at falde markant fra 35 pct. i 2022 til 13 pct. af energiforbruget frem mod 2035.

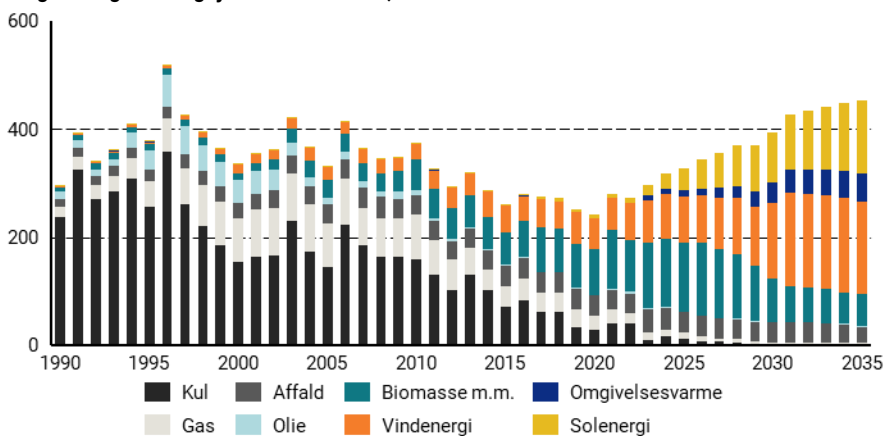
Omstillingen af energiforbruget i el- og fjernvarmesektoren kan opdeles i følgende hovedforklaringer, der er delvist sammenlignelige med reduktioner i udledninger, illustreret i figur 23.4:

- **Omstilling til vedvarende energi:** El- og fjernvarmesektoren er ved at gennemgå en næsten fuldstændig omstilling til vedvarende energi. Omstillingen skyldes primært udfasningen af kulfyrede kraftvarmeverker, konvertering til biomasse og en markant reduktion af naturgasbaseret kraftvarmeproduktion. Samtidig ses en udvidelse af havvind, landvind og solenergi, samt en øget brug af el-baserede varmepumper.
- **Reduktion af fossile brændsler:** Forbruget af fossile brændsler til el- og fjernvarmeproduktion forventes at falde betydeligt. Nedgangen i forbrug skyldes udfasningen af kul og naturgas, hvormed affald udgør den primære fossile udledning, der skønnes at resultere i en årlig udledning på ca. 2 mio. ton over hele fremskrivningsperioden.
- **Udfasning af kulbaseret produktion:** Kulbaseret el- og fjernvarmeproduktion skønnes at falde med ca. tre-fjerdedele inden 2025 i forhold til 2022. Udviklingen skyldes hovedsageligt lukningen af fire kulkraftvarmeverker: Fynsværket, Esbjergværket, Studstrupværket og Avedøreværket. Kulbaseret produktion forventes at ophøre fuldstændigt med lukningen af Nordjyllandsværket ved udgangen af 2028.
- **Øget biogasanvendelse til gasbaseret produktion:** Omstillingen af ledningsgassen til 100 pct. grøn gas fra 2029 medfører, at den gasbaserede el- og fjernvarmeproduktions udledning gradvist reduceres til nul fra 2029.

Det bemærkes, at det lave energiforbrug i perioden fra 2015 til 2021 i bl.a. skyldes en nettoimport af elektricitet fra nabolandene. Fra 2026 forventes Danmark at blive nettoeksportør af elektricitet, nærmere beskrevet i *afsnit 23.3*.

Figur 23.4

Energiforbruget i el- og fjernvarmesektoren, PJ



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

23.3 Udvikling af elproduktionen og -forbruget frem til 2035

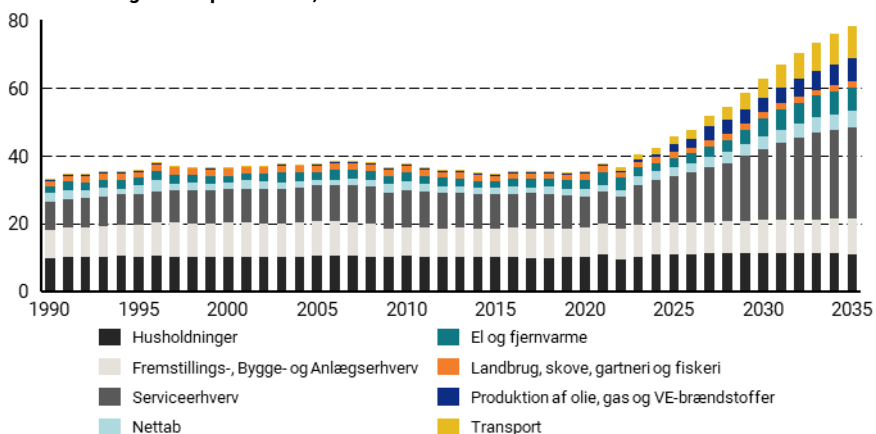
Det samlede elforbrug skønnes at stige markant frem mod 2035 i alle elforbrugende sektorer. Stigningen skønnes bl.a. at komme via opbygningen af nye industrier og omstillingen til nye teknologier i sektorer, hvor der hidtil primært er brugt brændsler. Det kommer særligt af introduktionen af varmepumper i husholdninger og fjernvarme, PtX-produktion, datacentre og elektrificeringen af transportsektoren via særligt elbiler, jf. figur 23.5. Disse teknologiers andel af elforbruget skønnes at stige fra ca. 18 pct. i 2022 til ca. 57 pct. i 2035.

Det stigende elforbrug er særligt markant i følgende sektorer:

- Servicesektoren med udbygning af store datacentre, jf. kapitel 28 Serviceerhverv.
- Sektoren for VE-brændstoffer med udbygning af PtX-produktion, jf. kapitel 24 Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer.
- Transportsektoren med stigning i antallet af el-køretøjer inklusive elbiler, jf. kapitel 21 Transport.
- Fjernvarmesektoren med øget anvendelse af varmepumper og elkedler til kollektiv opvarmning (fjernvarme), jf. afsnit 23.4.
- Husholdninger med øget anvendelse af varmepumper til individuel opvarmning samt individuel opvarmning og procesvarme i erhverv, jf. kapitel 27 Husholdninger.

Figur 23.5

Dansk elforbrug fordelt på sektorer, TWh

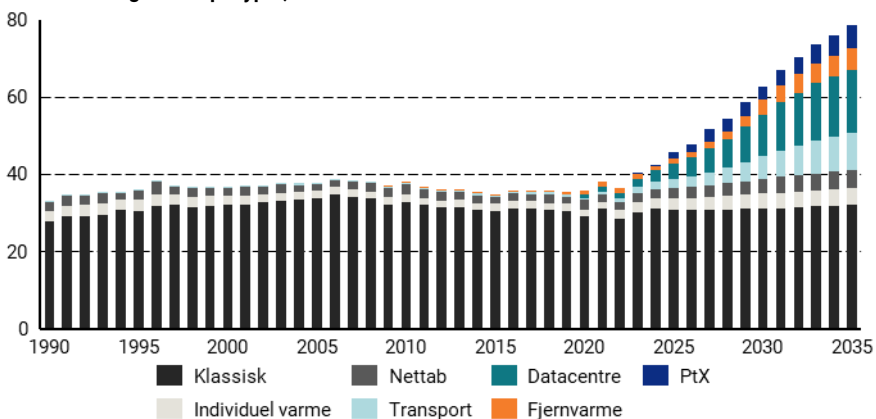


Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Historisk har elforbruget primært været knyttet til det klassiske forbrug, der omfatter husholdninger og erhvervets forbrug til elektriske apparater (computere, fjernsyn, madlavning mm.), belysning, elmotorer mm, hvilket ikke skønnes at stige frem mod 2035, jf. figur 23.6.

Figur 23.6

Dansk elforbrug fordelt på typer, TWh



Anm.: Klassisk elforbrug omfatter elforbrug til apparater, belysning, elmotorer mm. i husholdninger og erhverv

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

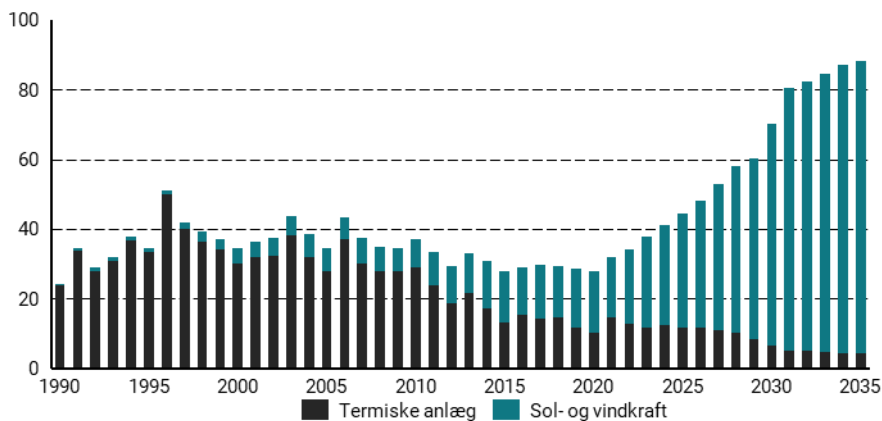
Omstilling fra termisk til ikke-termisk elproduktion

Elforbruget i Danmark har historisk ligget på et stabilt niveau på omkring 35 TWh siden 1990'erne. Der skønnes en markant ændring i efterspørgslen på el frem mod 2030 og videre frem mod 2035, hvorfor elforbruget og -produktionen tilnærmelsesvist fordobles på blot 8 år fra henholdsvis 35 og 34 TWh i 2022 til 63 og 70 TWh i 2030. Omstillingen kommer på baggrund af faldende omkostninger på VE samt en øget elektrificering som følge af den grønne omstilling.

I 1990 foregik størstedelen af den indenlandske elproduktion på termiske anlæg, hvoraf hovedparten var kulfyrede, og kun en mindre andel på sol- og vindkraftanlæg. I 2020 var den termiske andel af elproduktionen faldet markant, hvilket skønnes at fortsætte mod 2030, hvor den termiske andel kun skønnes at udgøre 9 pct. og hovedsagelig at være baseret på biomasse med et begrænset bidrag fra gas og affaldsforbrænding, jf. figur 23.7.

Figur 23.7

Elproduktion fordelt på termiske og ikke-termiske værker, TWh



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

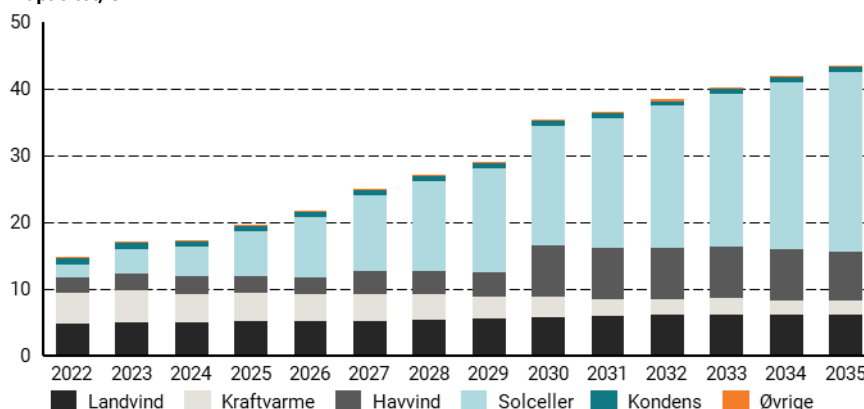
Elkapacitet og elproduktion

I de kommende år forventes der markante ændringer i den danske termiske elkapacitet og udviklingen af vedvarende energikilder. En af de mest fremtrædende ændringer er udfasningen af kulkraftværker frem mod 2030. Biomassekraftvarmeværker vurderes også at reducere deres kapacitet over tid i takt med deres tekniske levetid og udfasningen af støtte til elproduktion på biomassekraftvarmeværker. Kraftvarmeværker antages gradvist at blive taget ud af drift på grund af deres levetid og manglende rentabilitet i forhold til alternative energikilder, hvilket bl.a. skyldes, at den teknologiske udvikling af havvind-, landvindmøller og solceller har medført markant fald i teknologiomkostninger, hvilket forventes at fortsætte jf. *teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme*.

Kombinationen af den stigende el-efterspørgsel, højere omkostninger på termiske anlæg fra faldende støtte og stigende CO₂ kvotepriser samt faldende omkostninger på vind og solkraft vurderes at medføre en markant stigende indfasning af kapacitet fra disse teknologier og dertilhørende elproduktion, *jf. figur 23.8*. Hertil hører de 4 GW fra kommende havvindudbud, som følger af rentabilitetsvurdering af havvindprojekter, og en udbygning af vind og sol på land som følger af bl.a. en kortsigtet fremskrivning af kendte projekter og en langsigtet fremskrivning af landvind og solceller, der følger et stigende elforbrug, *jf. sektorforudsætningsnotat el og fjernvarme*.

Figur 23.8

Elkapacitet, GW



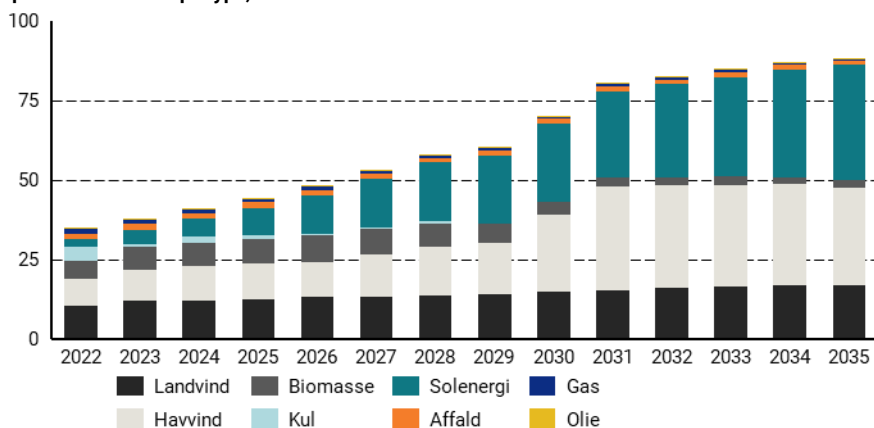
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Der ses en udvikling mod en stor kapacitet af fluktuerende vedvarende energikilder som vind og sol, der har potentiale til at overgå det samlede elforbrug og kapacitetet på udlandsforbindelser. Denne udvikling i elkapaciteten skaber et anderledes system, hvor VE-produktionen og elforbruget over døgnet og året og afhængig af vejret skaber større variationer i elprisen. Den høje kapacitet af solceller forventes at skabe udsving med lave elpriser midt på dagen, hvor forbruget oftest også er relativt højt. Denne tendens ses allerede i weekender og sommermåneder i dag, men forventes at blive forstærket med udbygningen af 18 GW solceller frem mod 2030. Produktionen fra vind er højest i efterårs- og vintermånederne, mens solcellers primære produktion er om sommeren.

Vindkraft skønnes fortsat i hele fremskrivningsperioden at udgøre størstedelen af elproduktionen, mens solkraft forventes at stige markant. Grundet lavere produktionstimer end vindkraft skønnes solkraft at være den andenstørste kilde til elproduktion i KF24. For den øvrige elproduktion ses et fald i energiforbruget frem mod 2030, hvor biomasse, affaldsforbrænding og ledningsgas skønnes at udgøre henholdsvis ca. 6 pct., ca. 2 pct. og ca. 1 pct. af den samlede elproduktion i 2030. Yderligere forventes affalds- og biomasseværkerne at omstille til en større andel varmeproduktion ligesom gasværkerne forventes at omstille til i højere grad at agere på elmarkedet som følge af elprisfluktuationen *jf. figur 23.9*.

Figur 23.9

Elproduktion fordelt på type, TWh



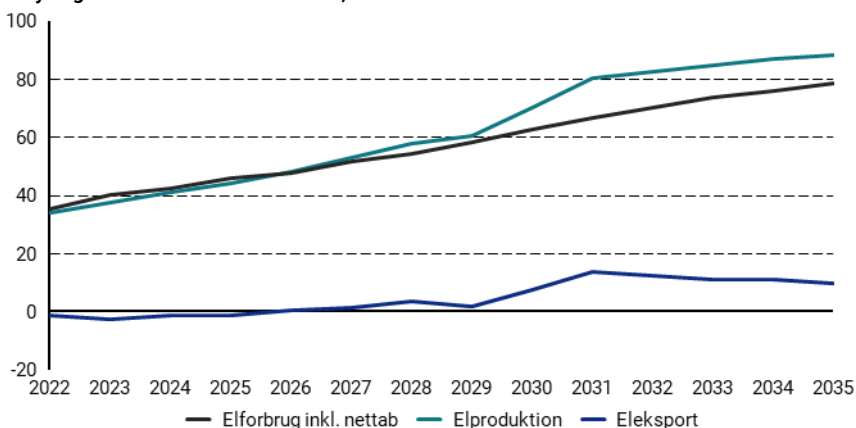
Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Elforsyningsbalance

I hele fremskrivningsperioden forventes både produktionen og forbruget af elektricitet at stige. Produktionen af elektricitet fra vedvarende energikilder skønnes at overstige det danske elforbrug fra 2026, hvorved Danmark bliver nettoeksportør af VE-electricitet, jf. figur 23.10. Frem til 2030 skyldes denne nettoeksport primært den omfattende udbygning af solceller samt etableringen af Thor havvindmøllepark med en produktionskapacitet på 1 GW. Etableringen af yderligere 4 GW havvindkapacitet mod slutningen af 2030 skønnes at bidrage til en markant stigning i nettoeksporten, svarende til ca. 20 pct. af elforbruget. Nettoeksporten skønnes at falde fra 2031 og frem i takt med stigningen i det indenlandske elforbrug frem mod 2035.

Figur 23.10

Forsyningsbalance af det danske elnet, TWh



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

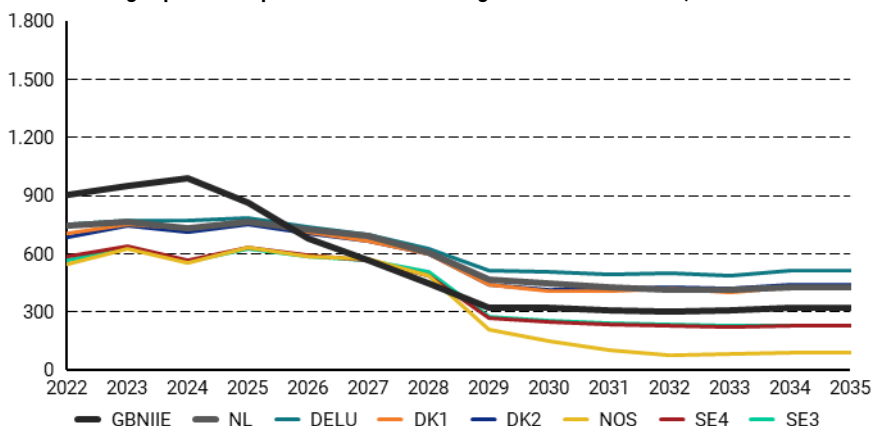
Elprismarkedet i Danmark og nabolande

Danmark er en integreret del af det fælleseuropæiske elsystem og udveksler elektricitet med de lande, vi er forbundet med gennem udlandsforbindelser. Udviklingen af elproduktionskapaciteten i Danmarks nabolande forventes at bevæge sig mod en større udbredelse af vedvarende elproduktionskapacitet og en gradvis udfasning af konventionelle produktionsenheder. Samtidig forventes det europæiske netværk at blive styrket med flere elforbindelser både internt og på tværs af landene, jf. *Sektorforudsætningsnotatet om elektricitet og fjernvarme*.

Brændselspriserne forventes at være høje indtil 2026 og derefter gradvist falde frem mod 2030, hvilket vil resultere i høje elpriser for alle markedsområder på kort og mellem-lang sigt. Efterfølgende skønnes udbygningen af vedvarende energi at bidrage til fallende elpriser mellem 2030 og 2035, som illustreret i *figur 23.11*.

Figur 23.11

Gennemsnitlige spotmarkedpriser for el i Danmark og Danmarks nabolande, kr./MWh



Anm.: For NO opgøres elprisen for det enkelte prisområde NO2 med forbindes til Danmark. DE, GB og NL er i dag enkeltstående prisområder for handel med el via Nordpool.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

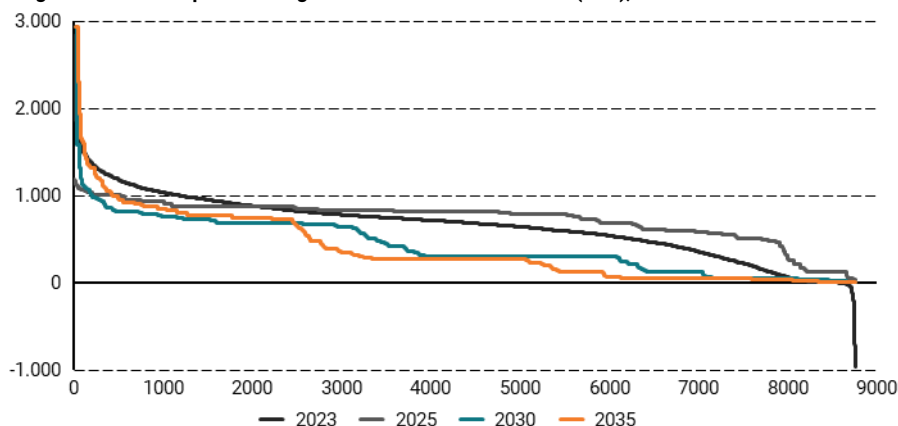
De danske elpriser er yderligere påvirket af de relativt lave elpriser i Norge og Sverige samt de omfattende udlandsforbindelser til England og Tyskland, hvor der ligesom i Danmark også sker en betydelig udvidelse af både solceller, landvind og havvind. Udviklingen skønnes at resultere i store prissvingninger i løbet af året, og det forventes, at disse udsving i elpriserne vil stige frem mod 2030. Omvendt vil den skønnede udbygning af PtX-produktionskapacitet, elforbrug til varmeproduktion og den øvrige elektrificering, både i Danmark og i udlandet alt andet at lige dæmpe disse svingninger frem mod 2035, idet det fleksible forbrug forventes flyttet til lavpristimer.

Den skønnede udvikling i elprisen afspejler grundlæggende udviklingen i balancen mellem udbud og efterspørgsel. Det markante fald i produktionsomkostninger på sol- og vindkraft medfører en mere fluktuerende produktion, hvilket ikke følger det klassiske elforbrug, hvorfor elpriserne forventes at blive mere volatile. Udviklingen antages at skabe et øget økonomisk incitament for en udvikling mod fleksibelt elforbrug, -produktion og -lagringer, herunder elvarme, batterier, PtX, elbiler, udlandsforbindelser mv., der kan skifte forbrug til timer med lave elpriser, samt gasturbiner, udlandsforbindelser og batterier, der kan levere el i timer med høje priser. Fra udlandsforbindelserne er det særligt forbindelsen til Norge, hvor vandkraft allerede i dag leverer fleksibilitet både til Danmark og via Danmark til Tyskland.

Omstillingen fra en stor termisk kapacitet i elforsyningen til variable vedvarende kilder som vindmøller og solceller afspejles særligt i elprisudviklingen, hvor der i fremskrivningen skønnes en større variation af elpriserne. Variationen skønnes særlig at påvirke elprisen i to-tredjedele af året med laverer priser på henholdsvis 300 og 100 DKK/MWh i 63 pct. og 32 pct. af timerne i 2035, samt elpriser på over 1000 DKK/MWh vil være gradvist stigende til at udgøre ca. 5 pct. af timerne i 2035, jf. figur 23.12.

Figur 23.12

Varighedskurve for elprisudviklingen i Danmark frem mod 2035 (DKK1), DKK/MWh



Anm.: Elpriser for 2023 er historiske prisudvikling, hvor fremskrevet elpriser i 2025, 2030 og 2035 er beregnet i RAMSES modellen. Elpriserne 2023, 2025 og 2030 overstiger figurens akse i henholdsvis 2, 10 og 20 timer af de fulde år og er ikke medtaget for illustrationen af den generel tendens for elpriserne.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

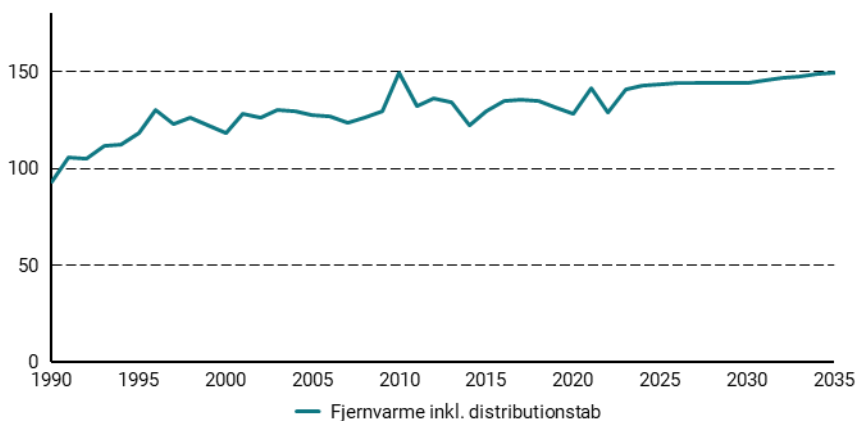
23.4 Udvikling af fjernvarmeproduktion og -forbruget frem til 2035

Den danske produktion af fjernvarme er tæt knyttet til forbruget, hvilket forventes at fortsætte i fremtiden, selvom der sker en lille import af fjernvarme over den dansk-tyske grænse. Efter en omfattende udbygning af fjernvarmen frem mod slutningen af 1990'erne har der været en mindre vækst i udbygningen de seneste tyve år, og denne trend forventes at fortsætte frem mod 2035.

Den fremtidige udvikling omfatter to modstridende tendenser. På den ene side skønnes der en fortsat udbygning af fjernvarmen, som vil omfatte nye områder især gennem konvertering af tidligere naturgasforsynede områder som en del af kommunernes varmeplanlægning. På den anden side forventes et fald i varmeforbruget i eksisterende fjernvarmeområder på grund af øget energieffektivitet i bygningsmassen. Fjernvarmeforbruget skønnes at stige fra ca. 129 PJ i 2022 til ca. 144 PJ i 2030, jf. figur 23.13. Fjernvarmeforbruget var i 2022 lavere grundet besparelser som følge af energikrisen og relativt høje middeltemperaturer, hvorfor der antages en stigning allerede i 2023.

Figur 23.13

Fjernvarmeforbrug inkl. tab, PJ



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

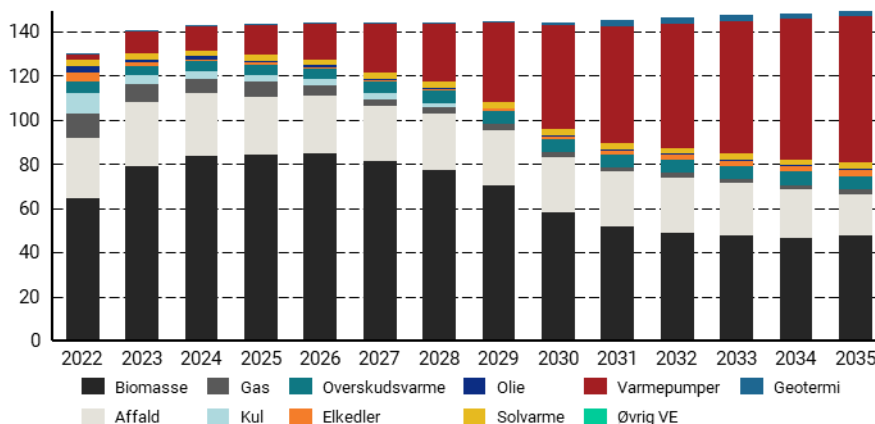
Der forventes en gradvis udvidelse af fjernvarmeområderne særligt i områder med nær tilknytning til eksisterende fjernvarmeforsyning. Fremskrivningen af fjernvarmeforbruget er desuden baseret på en forventning om, at alle midlerne i de politisk afsatte puljer til konvertering af oliefyr og gasfyr får fuldt afløb. Der er væsentlig usikkerhed forbundet med udfasningen af naturgas, da denne vil være drevet af den kommunale varmeplanlægning, som fortsat pågår.

Fjernvarmeproduktion efter type

Faldende elpriser frem mod 2030 vil bl.a. få betydning for den fremtidige udvikling i den danske fjernvarmesektor. Lavere elpriser bidrager til at gøre investeringer i store varmepumper mere rentable. Samtidig betyder lavere elpriser en forringelse af driftsøkonomien for kraftvarmeverker, hvilket i fremskrivningen resulterer i en gradvis omstilling fra kraftvarmeverker til varmepumper. Omstillingen er særligt tydelig for biomassekraftvarmeverkernes fjernvarmeproduktion, der skønnes at falde efter 2026, jf. figur 23.14.

Figur 23.14

Fjernvarmeproduktion fordelt på typer, PJ



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

23.5 Usikkerhed og følsomhedsvurdering

Den forventede udfasning af det sidste kulkraftværk i 2028 resulterer i, at den største kilde til CO₂-udledninger i el- og fjernvarmesektoren udfases. Dertil skønnes det, at den gasbaserede el- og fjernvarmeproduktions udledninger reduceres som følge af at biogasproduktionen fra 2029 skønnes at overstige det samlede forbrug af ledningsgas.

På grund af den meget høje VE-andel i produktionen af el og fjernvarme påvirker usikkerheden i fremskrivningen i mindre grad de fremtidige drivhusgasudledninger, men i højere grad i hvilket omfang og tempo, sektoren vil kunne bidrage til omstillingen i andre sektorer, hvilket bl.a. afhænger af den resulterende elpris. De væsentligste usikkerheder i den forbindelse knytter sig til priser på VE-teknologier, råvarepriser, udviklingen i elforbrug, samt udviklingen i sammensætningen af elproduktionskapaciteter i udlandet.

Resultaterne af igangværende og kommende udbud er underlagt væsentlig usikkerhed. Variationer i kontraktindgåelse i forbindelse med havvindsudbud er blevet observeret i Danmark og de danske nabolande, hvor der både er set bud på projekter uden støtte som Thor, 7 GW havvindsudbygning i Tyskland fra udbud i 2023 og stor interesse for den danske lukkede åben dør-ordninger, såvel som fravær af bud som bl.a. 5. udbudsrunde i UK i 2023. Desuden kan *Aftalen om mulighed for etablering af brintinfrastruktur* bidrage til øget efterspørgsel på elektricitet og forbedre rentabiliteten i havvindsudbygningen.

I KF24 antages det, at 4 GW havvind vil blive udbygget, hvilket er baseret på rentabilitetsvurderinger, jf. forudsætningsnotat el og fjernvarme. Herunder er konsekvenserne af større og mindre udbygning af havvind beskrevet:

- **Reduktion af havvindsudbygning fra de kommende havvindsudbud til 0 GW:** Dette skønnes at reducere elproduktionen i forhold til grundforløbet med ca. 18 TWh fra 2030, hvormed Danmark fra 2030 gradvist vil gå over til nettoimport af el. Med fastholdt elforbrug vil dette alt andet lige øge elprisen, især i timer med lav elpris. En stigning i elprisen kan forbedre rentabiliteten for flere elproducenter og øge udviklingen af landvind- og solcelleprojekter. Desuden kan en stigning i elprisen reducere elektrificeringen i andre sektorer.
- **Øget havvindsudbygning til 9 GW herunder etablering af udlandsforbindelsen på 2 GW via energiø Bornholm:** Dette skønnes at øge elproduktionen med ca. 22,5 TWh fra 2030. Dette vil resultere i mere end en fordobling af nettoeksporten sammenlignet med grundforløbet. Med fastholdt elforbrug vil dette reducere elprisen, især i timer med lav elpris. En reduktion i elprisen kan dog forringe rentabiliteten for flere elproducenter og mindske udviklingen af landvind- og solcelleprojekter. En lavere elpris kan også øge elektrificeringen i andre sektorer.