



# Fuldlasttimer 2020

Driftstimer på  
naturgasfyrede  
kraftvarmeanlæg



*Grøn Energi er fjernvarmens tænketank. Vi omsætter innovation og analyser til konkret handling til gavn for den grønne omstilling, vækst og beskæftigelse i fjernvarmebranchen. Grøn Energi bygger på et dynamisk fællesskab mellem Dansk Fjernvarme, de toneangivende danske eksportvirksomheder, rådgivere, interesseorganisationer samt universiteter.*

**Dato:** 16.11.2020

**Udarbejdet af:** Alexander Boye Boes

**Kontrolleret af:** Christian Holmstedt Hansen og Nina Detlefsen

**Beskrivelse:** Analysen beskriver udviklingen i antallet af fuldlasttimer for decentrale naturgasfyrede kraftvarmeenheder fra 2010 til og med 2019.

*Grøn Energi udgiver løbende rapporter og analyser. Konklusioner, anbefalinger og evt. synspunkter i det udgivne materiale er ikke nødvendigvis udtryk for holdningerne hos Grøn Energi's medlemmer.*

**Grøn Energis medlemmer:**



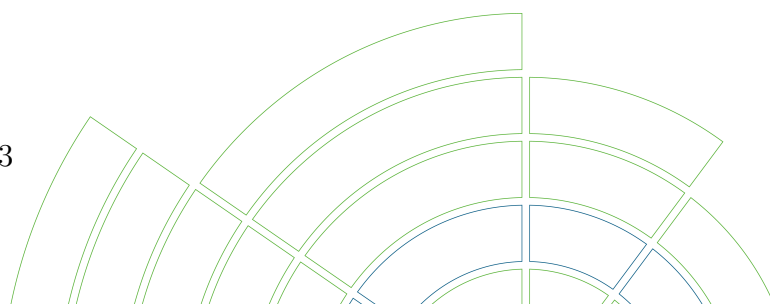
# Opsummering

Analysens resultater kan opsummeres til følgende:

**Stagning i gennemsnitligt antal fuldlasttimer:** Det gennemsnitlige antal af fuldlasttimer er stort set uændret fra 2018 til 2019, hvor der var 1113 timer. Årsagen til denne stagning skal blandt andet findes i elpriserne og naturgaspriserne for 2019. Et fald i den gennemsnitlige elpris, som burde reducere antallet af driftstimer, blev i 2019 modsvaret af en lav naturgaspris, som vil få antallet af driftstimer til at stige.

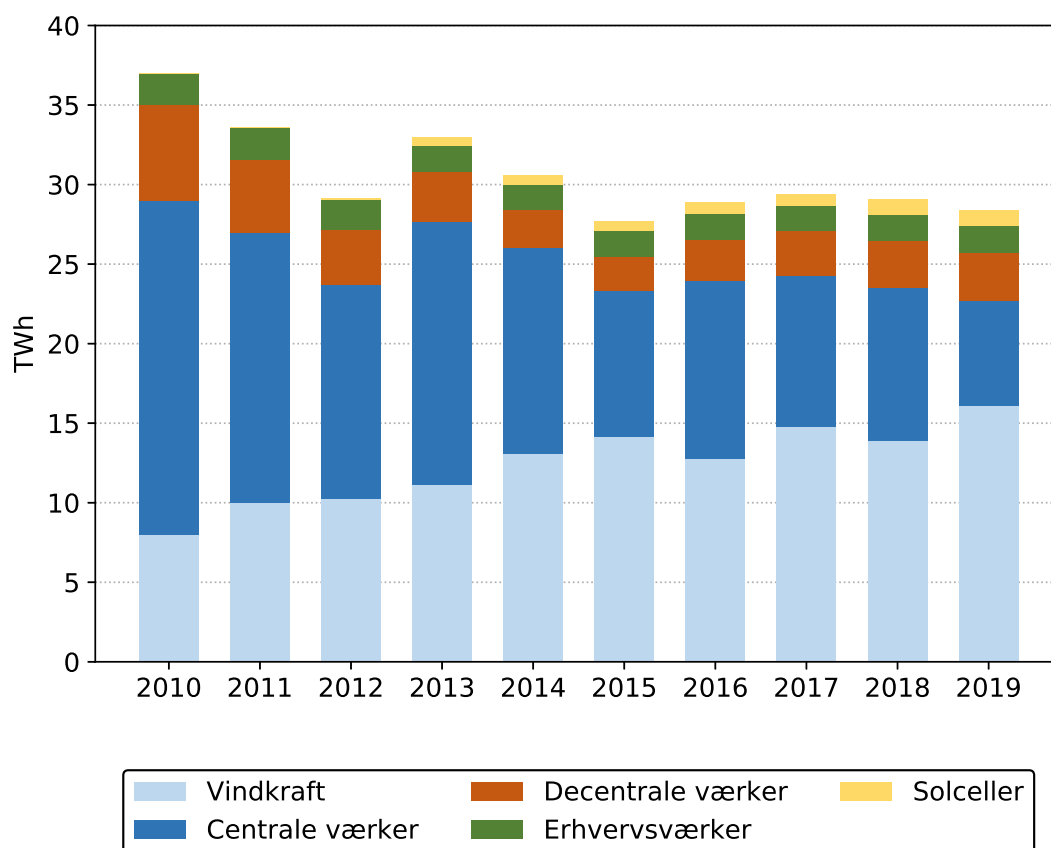
**Stabil elkapacitet:** Elkapaciteten på naturgasfyrede kraftvarmeenheder er fortsat stabil i 2019 med en total elkapacitet på ca. 1250 MW. Det forventede fald i elkapacitet på grund af grundbeløbets bortfald fremgår ikke endnu. Dette kan blandt andet skyldes, at mange af kraftvarmeenhederne er afskrevet, hvorved fjernvarmeselskaberne kan beholde anlæggene uden store omkostninger. Anlæggene kan agere spids- og reservelast samt deltage i balanceringsmarkederne for el.

**Stigende produktion på mindre kraftvarmeenheder:** Udviklingen i fuldlasttimer og elproduktion fra naturgasfyrede kraftvarmeenheder fra 2018 til 2019 viser, at flere mindre enheder er i drift på bekostning af drift på større anlæg. Elproduktionen på anlæg mindre en 10 MW<sub>el</sub> er steget mens anlæg over 10 MW<sub>el</sub> har en faldende elproduktion. Usikkerheden om grundbeløbets bortfald helt indtil slutningen af 2018, kan have reduceret villigheden til at drifte mange kraftvarmeenheder. I 2019 kan fjernvarmeselskaberne ikke længere spekulere i tilskudsordningen og derfor kan risikovilligheden til at drifte anlæggene være steget. I forhold til 2017 er fuldlasttimerne og elproduktionen i gennemsnit steget for alle anlægsstørrelser.



## Indledning

Antallet af fuldlasttimer fra termisk produktion afhænger i høj grad af elprisen og mængden af fluktuerende produktion i elsystemet. Vindandelen, der angiver hvor stor andel af det samlede danske elforbrug der dækkes af vindenergi, dykkede i 2018 men slog igen rekord i 2019 med 46,9% (Energivatch.dk, 2020). Solenergien slog også rekord med 2,82% i 2019. Samtidig er den samlede elproduktion på centrale værker faldet betragteligt med ca. 31%, mens elproduktionen på decentrale værker er stabil. Elproduktionen i Danmark er vist i Figur 1, hvor vindenergi i 2019 udgjorde 57%.

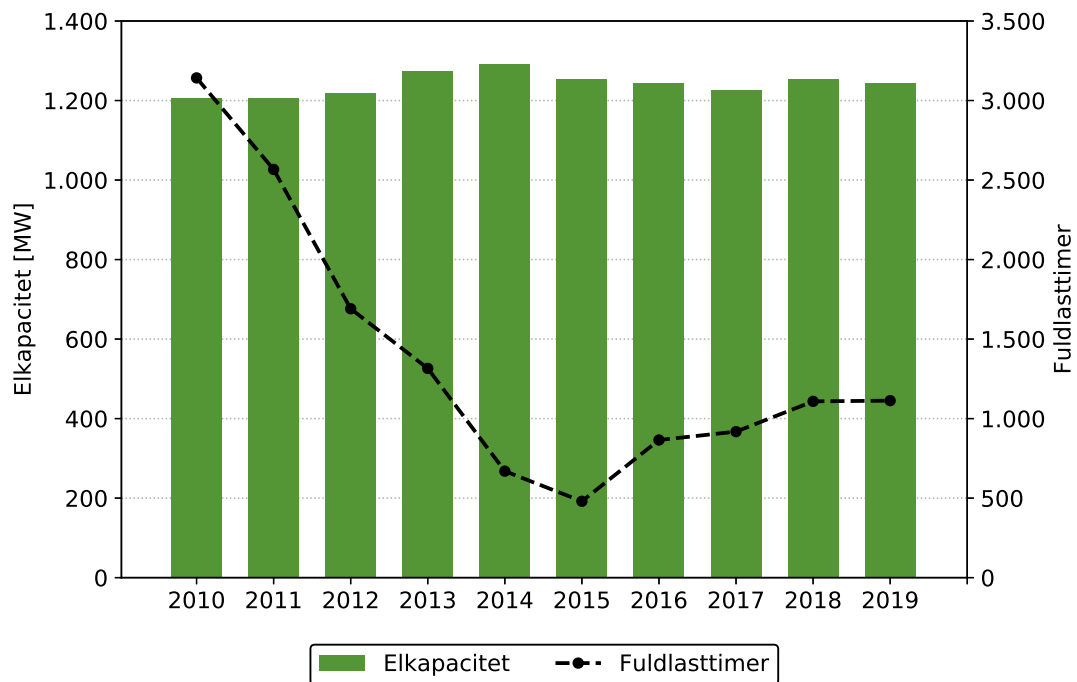


**Figur 1:** Elproduktion i Danmark fra henholdsvis vindkraft, centrale værker, decentrale værker, erhvervsværker og solceller i perioden 2010 til 2019 (Energistyrelsen, 2020b).

## Naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker

Den decentrale kraftvarme omfatter mange typer af værker, hvoraf en betydelig andel fortsat er naturgasbaseret. Naturgasbaserede kraftvarmeanlæg vil typisk levere spidslast i perioder med højt elforbrug, mens blandt andet affaldsforbrændingsanlæg og erhvervsværkerne i højere grad producerer i alle årets timer og derfor leverer grundlastproduktion. De decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker har fra 2010 til 2015 oplevet stort fald i elproduktionen, mens kapaciteten har været konstant. Øget vindproduktion påvirker elprisen og har derfor også en effekt på el- og varmeproduktionen fra kraftvarmeenhederne.

Energistyrelsens Energiproducenttælling indeholder el- og fjernvarmeproducenter i Danmark, heriblandt de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeanlæg, som omfatter gasmotorer, gasturbiner og kombianlæg. På baggrund af de seneste års Energiproducenttællinger, kan elkapaciteten, elproduktionen og antallet af fuldlasttimer for populationen af naturgasfyret kraftvarme bestemmes. Fuldlasttimerne og elkapaciteten er vist i Figur 2 for perioden 2010 til 2019<sup>1</sup> (Energistyrelsen, 2020a).



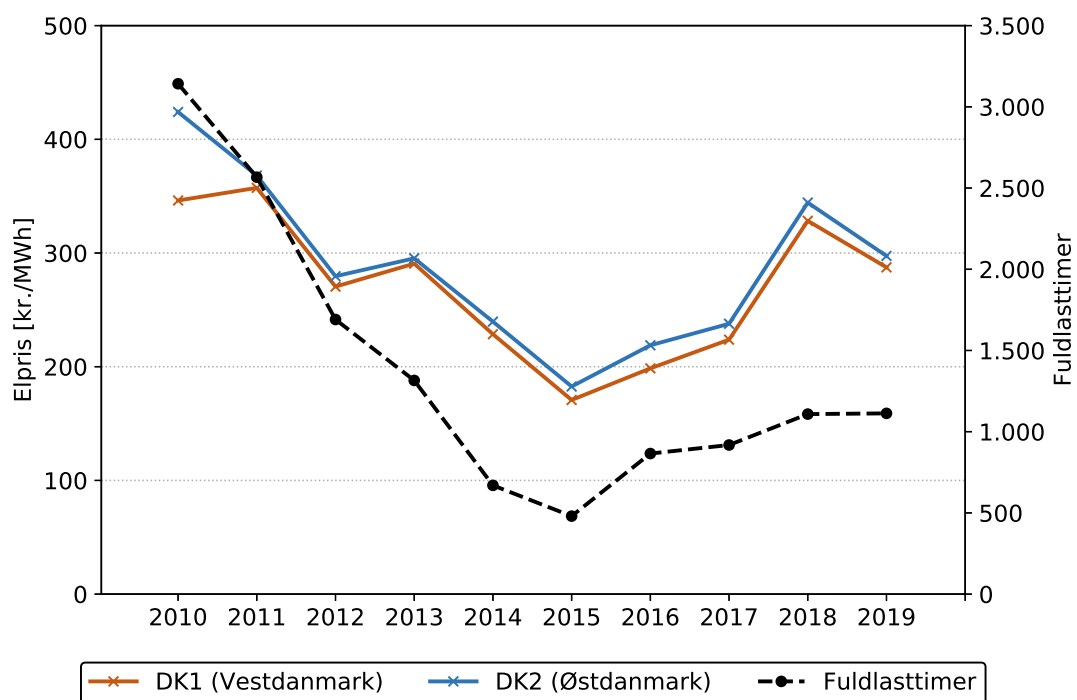
**Figur 2:** Naturgasfyrede decentrale kraftvarmeverkers samlede elkapacitet og gennemsnitlige antal fuldlasttimer i perioden 2010 til 2019 (Energistyrelsen, 2020a).

Elkapaciteten har været stabil i hele perioden og var i 2019 ca. 1250 MW. Det forventede fald i elkapacitet fra 2018 til 2019, på grund af grundbeløbets bortfald, hvor mange fjernvarmeselskaber mistede et betydeligt støttebeløb, fremgår ikke endnu. Årsagen til dette kan blandt andet være, at mange af kraftvarmeenhederne er afskrevet. Fjernvarmeselskaberne kan derfor lade kapaciteten blive stående uden høje omkostninger. Derved beholdes kraftvarmeenhederne til spids- og reservelast og selskaberne kan undgå eller udskyde investeringer i nye anlæg. Samtidig kan kraftvarmeenhederne deltage i balanceringsmarkedet, fx på regulerkraftmarkedet. Anlæggene kan derved bidrage til elforsyningsikkerheden og samtidig være en gevinst for fjernvarmeselskaberne. Det kan altså forventes, at kapaciteten vil blive opretholdt indtil anlæggene skal skrottes - enten fordi de går i stykker og omkost-

<sup>1</sup>Mindre udsving fra år til år kan skyldes, hvordan enhederne registrerer deres brændsel i Energiproducenttællingen. Hvis der ikke er angivet et brændselsforbrug, som fx naturgas, vil enheden ikke fremgå af sorteringen anvendt i denne analyse. Der kan derfor være naturgasfyrede kraftvarmeenheder som ikke fremgår af sorteringen anvendt i denne analyse. Det beskedne fald i elkapaciteten fra 2018 til 2019 betyder derfor ikke nødvendigvis, at der er skrottet enheder. I stedet kan færre kraftvarmeenheder have været i drift eller registreret deres brændsel som værende naturgas.

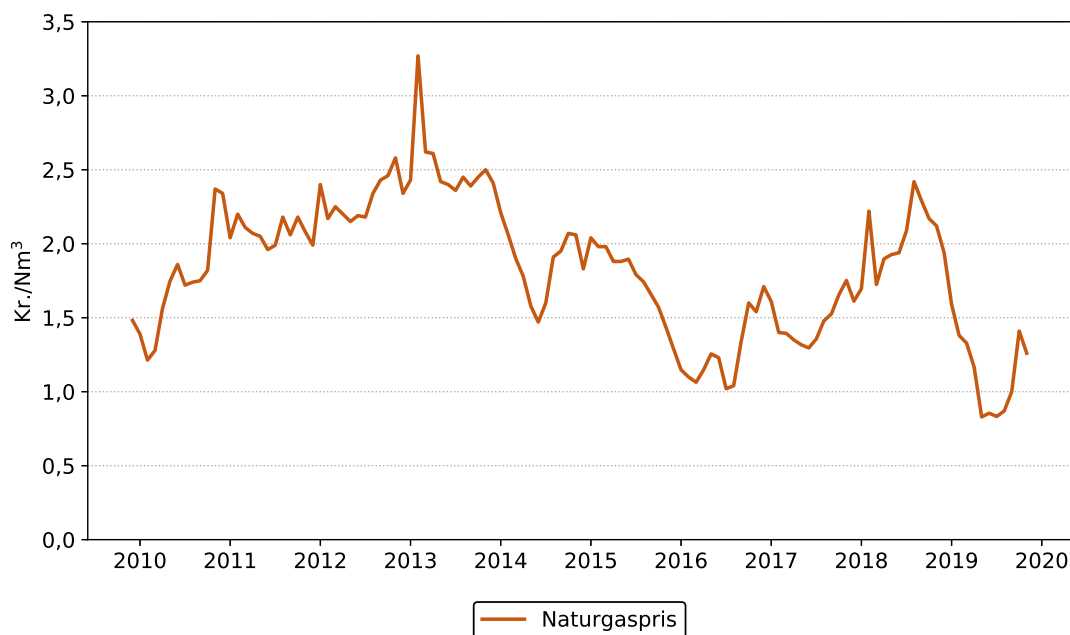
ningerne til reparation eller service er for høje eller fordi fjernvarmeselskaberne kan bruge den plads de optager bedre, fx til nye enheder.

Det gennemsnitlige antal af fuldlasttimer nåede i 2015 et minimum i perioden på 480 timer. Siden er det steget til 1108 timer i 2018, hvorefter det er stagneret til 1113 fuldlasttimer i 2019. Driften på naturgasenhederne afhænger i høj grad af elpriserne, som er vist i Figur 3. Mange fjernvarmeselskaber, med kraftvarmeenheder, vil typisk kun producere på kraftvarmeenheden hvis elprisen er gunstig eller hvis der er tale om en spids- eller reservelast situation. Figuren viser følgelig en vis korrelation mellem antallet af fuldlasttimer og den årlige gennemsnitlige elpris i både DK1 og DK2. Den årlige gennemsnitlige elpris faldt fra 2018 til 2019, hvilket umiddelbart burde resultere i færre driftstimer på kraftvarmeenhederne. Der er dog andre faktorer der påvirker driften.



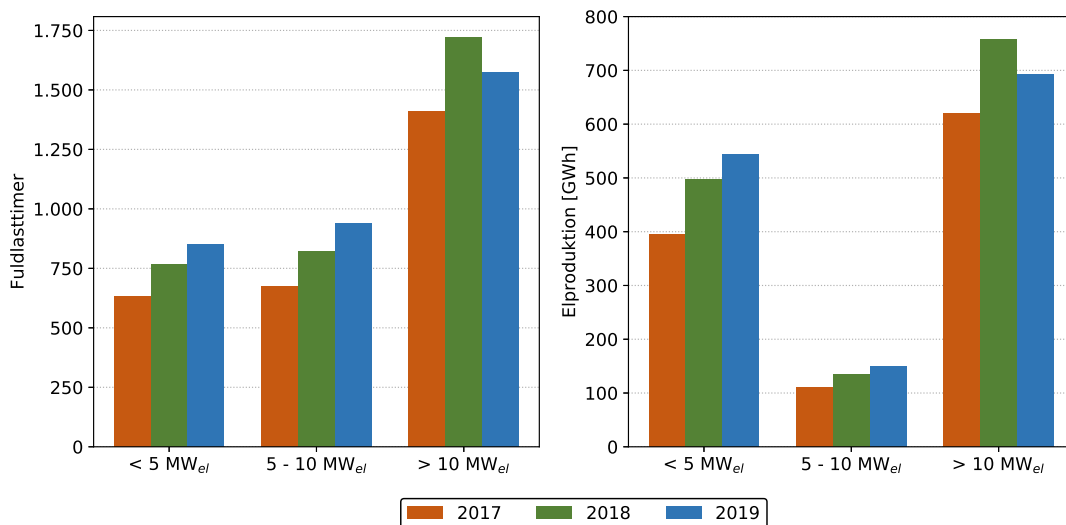
**Figur 3:** Udvikling i elpriser for DK1 og DK2 fra 2010 til 2019 (Nord Pool Spot, 2020) samt årlige fuldlasttimer for de naturgasfyrede kraftvarmeenheder.

Naturgasomkostningerne er typisk den dominerende udgift og udgør ofte op mod 80 % af omkostningerne for et decentralt naturgasfyret kraftvarmeværk (Added Values, m.fl., 2017). Brændselsudgifterne, og derved naturgasprisen, er derved en afgørende faktor for antallet af fuldlasttimer. Figur 4 viser udviklingen i naturgasprisen fra 2010 til og med 2019. Her ses det, at naturgasprisen har været lavere i 2019 end i 2018. Der har altså været faldende elpriser, hvilket reducerede driften, men samtidig været en betydeligt lavere omkostning til brændsel, hvilket øgede driften. Alt i alt kan disse to faktorer til sammen være en årsag til det stagnerende antal fuldlasttimer i 2019.



**Figur 4:** Udvikling i månedlige naturgaspriser fra 2010 til og med 2019 (Forsyningstilsynet, 2020). Gaspriserne er angivet i månedsværdier og er beregnet som et gennemsnit af priserne på day-ahead kontrakterne i en måned.

Figur 5 viser, hvordan antallet af fuldlasttimer og elproduktionen fordeler sig i forhold til kraftvarmeenhedernes elkapacitet for de seneste tre år. Fra 2017 til 2018 steg antallet af fuldlasttimer og elproduktionen, specielt for enheder over 10 MW<sub>el</sub>. Fra 2018 til 2019 er driften og elproduktionen i højere grad fordelt på de mindre anlæg. Årsagen hertil kan være, at de mindre enheder hidtil har begrænset driften for at undgå havari eller for at forlænge levetiden. Usikkerheden om grundbeløbet, som varede ved helt indtil slutningen af 2018, kan have skabt en forsigtig driftsstrategi. Efter grundbeløbets endegyldige farvel, kan stigningen i fuldlasttimer for de mindre kraftvarmeenheder ses som en øget risikovillighed.



**Figur 5:** Gruppering af gennemsnitlig antal fuldlasttimer og samlet elproduktion for naturgas-fyrede kraftvarmeenheder i 2017, 2018 og 2019 fordelt på elkapaciteter.

# Litteratur

Added Values, m.fl. Gasfyret kraftvarme til balance og spidslastydelse, 2017.

Energistyrelsen. Energiproducenttællingen (2010 til 2019), 2020a.

Energistyrelsen. Månedlig energistatistik, 2020b. URL <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/maanedlig-og-aarlig-energistatistik>.

Energiwatch.dk. Dansk vind slog rekord i 2019, 2020. URL <https://energiwatch.dk/Energinyt/Renewables/article11852237.ece>.

Forsyningstilsynet. Naturgasprisstatistik, 2020. URL <https://forsyningstilsynet.dk/tal-fakta/priser/naturgasprisstatistik>.

Nord Pool Spot. Historical Market Data, Day-ahead prices, 2020. URL <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/DK/Yearly/?view=table>.