

Forudsætninger for modelberegninger

SEPTEMBER 2025

Udarbejdet af:



PlanEnergi

For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Gammeltorv 8, 6 tv.
1457 København K
www.eaea.dk

Og

PlanEnergi
Jyllandsgade 1
9520 Skørping
www.planenergi.dk

For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



Region
Hovedstaden

Elektrificering af varmesystemet i hovedstadsregionen – forudsætninger for modelberegninger

Indhold

Indledning	2
Anvendt model og repræsentation af fjernvarme i hovedstadsregionen	2
Udvikling af fjernvarmeforbrug i hovedstadsregionen	4
Netmodellering og overføringsbegrænsninger	5
Data for eksisterende og planlagte produktionsanlæg	6
Udfasning af biomasseanlæg	7
Planlagte investeringer i ny kapacitet	9
Affaldsforbrænding	9
Investerings teknologier i ny varmeproduktion	10
Etablering af CCS	12
Brændsels- og CO ₂ -priser	12
Udvikling i elmarkedet	14
Elnet-tariffer	18
Reguleringsmæssige rammer	20
Bilag 1: Udvikling af fjernvarmeforbrug	21
Bilag 2: Eksisterende produktionsanlæg 2025	22

Indledning

Region Hovedstaden har i forår og sommer 2025 gennemført en analyse af elektrificering af varmesystemet i hovedstadsregionen frem mod 2050. Formålet med analysen er at give forsyningsselskaber og kommuner et opdateret beslutningsgrundlag, så de kan træffe informerede valg om fjernvarmens elektrificering, når tekniske eller politiske beslutningsanledninger opstår.

Som en del af analysen gennemføres modelanalyser med el- og varmemarkedsmodellen Balmorel af fjernvarmens udvikling. Dette notat beskriver de vigtigste forudsætninger, som anvendes i modelanalysen.

Anvendt model og repræsentation af fjernvarme i hovedstadsregionen

Til at analysere fremtidens fjernvarme anvendes el- og varmemarkedsmodellen Balmorel. Modellen anvendes til at optimere investeringer og drift af varmesystemerne, brændselsforbrug, elforbrug, økonomi mv. Balmorel-modellen indeholder en detaljeret repræsentation af fjernvarmen i hovedstadsregionen. Ved at anvende dette modelværktøj kan de mange faktorer og komplekse sammenhænge i el- og varmesystemet optimeres og analyseres samlet. Balmorel har tidligere været anvendt til en række analyser af el- og varmesystemet i hovedstadsregionen. Modellen har bl.a. været anvendt i Varmeplan Hovedstaden 1-3 og i Fremtidens Fjernvarme i Hovedstaden 2050 samt til analyse af en række konkrete projekter i fjernvarmesystemerne, fx varmelagre, overskudsvarme og andre varmepumpeprojekter, geotermi, biomasse- og affaldsanlæg og CCS. Desuden har modellen været anvendt til analyse af el- og varmesystemet i hovedstadsregionen i forbindelse med den strategiske energiplan for Energi på Tværs og den efterfølgende regionale fjernvarmeanalyse, der dækkede hele hovedstadsregionen. Denne model er efterfølgende blevet løbende opdateret i forskellige projekter.

Foruden en detaljeret repræsentation af fjernvarmen i hovedstadsregionen og det øvrige Danmark indeholder modellen en grundig repræsentation af det samlede el- og fjernvarmesystem i Europa inkl. fremtidig brintproduktion og -forbrug. I dette projekt anvendes den europæiske model

til at fastlægge udviklingen i det europæiske elmarked og udvikling i elprisen som ramme for analyser af energisystemet i hovedstadsregionen. Med den timevarierende elpris som input udføres dernæst detaljerede analyser af fjernvarmesystemerne i regionen. Gennem denne tottrinsproces sikres, at udviklingen i Danmark sættes ind i den rigtige ramme omkring udvikling af energisystemet og elprisen i Europa, samtidig med at fjernvarme i hovedstadsregionen kan modelleres i den nødvendige detaljeringsgrad.

Fjernvarmesystemer i analysen og dataproces

I Region Hovedstaden er der en række fjernvarmesystemer. Der er dels de større sammenhængende fjernvarmesystemer: CTR inkl. distributionsselskaber, VEKS inkl. distributionsselskaber, HOFOR, Vestforbrænding inkl. DTU og Farum, Norfors inkl. Holte, Helsingør og Hornbæk samt Hillerød inkl. Gørløse, Skævinge og Meløse-St. Lyngby. Derudover er der en række separate, mindre fjernvarmesystemer: Frederikssund, Frederiksværk, Helsingør, Slangerup, Slagslunde, Egedal, Allerød, Smørum Kraftvarme, Gilleleje, Græsted, Vejby Tisvilde, Hundested, Jægerspris og Skuldelev.

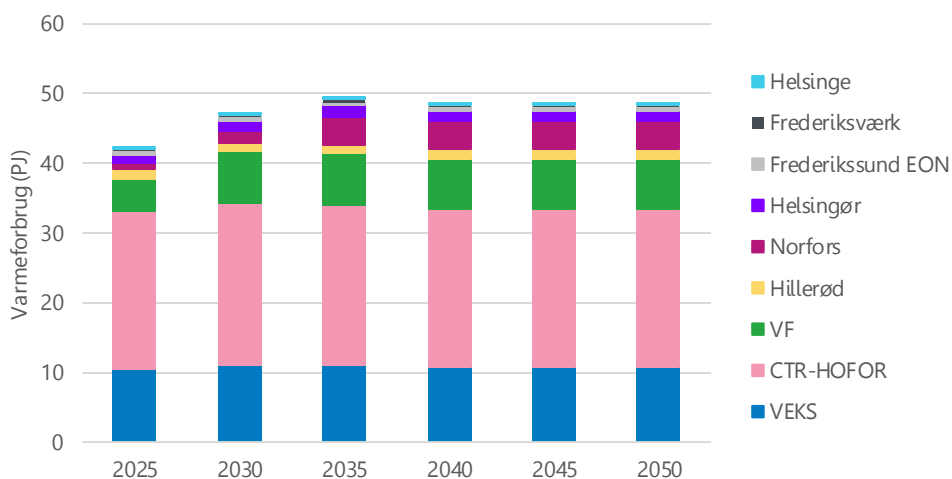
Som en del af projektet har der været gennemført en dialog med selskaberne for at afklare, hvilke fjernvarmesystemer som skulle indgå i analysen. Som første skridt har Region Hovedstaden og Gate 21 kontaktet forsyningsselskaber for at informere om projektet og invitere til deltagelse. Ea og PlanEnergi har udarbejdet skabelon for nødvendige data i tabelform / Excel. Tabeller er herefter rundsendt til relevante kontaktpersoner i de selskaber, som har takket ja til at deltage efter den første henvendelse. Ea har herefter rykket på e-mail og evt. tlf. for at få svar på skemaer. Flere selskaber er efter nærmere overvejelse ikke ønsket at deltage og er ikke vendt tilbage med data. Disse selskaber er derfor efterfølgende udgået af analysen. Efter dialogprocessen med selskaberne er det følgende selskaber/fjernvarmesystemer, som indgår i analysen:

- CTR inkl. distributionsselskaber
- VEKS inkl. distributionsselskaber
- HOFOR
- Vestforbrænding inkl. DTU, Farum, Egedal og del af Frederikssund
- EON (Frederikssund)
- Norfors inkl. Holte og Allerød
- Helsingør og Hornbæk

- Hillerød inkl. Gørløse, Skævinge og Meløse-St. Lyngby
- Frederiksværk
- Helsingør

Udvikling af fjernvarmeforbrug i hovedstadsregionen

Udviklingen af fjernvarmeforbruget baseres på forventninger fra de selskaber, som indgår i analysen. Som en del af dataindsamlingsprocessen er selskaberne blevet bedt om at angive deres vurdering af den mest sandsynlige udvikling af fjernvarmeforbruget frem mod 2050, og denne udvikling er anvendt i modelberegningerne. Nedenstående figur viser forbrugsudviklingen opdelt på de forskellige områder i regionen i analysen. Det fremgår, at i CTR's, HOFOR's og VEKS's områder stiger forbruget lidt mod 2030, og det reduceres lidt herefter. Der forventes markant udbygning med fjernvarme i Vestforbrændings og Norfors' områder, hvilket betyder, at fjernvarmeforbruget her forventes at stige betragteligt fra i dag og frem mod 2040.

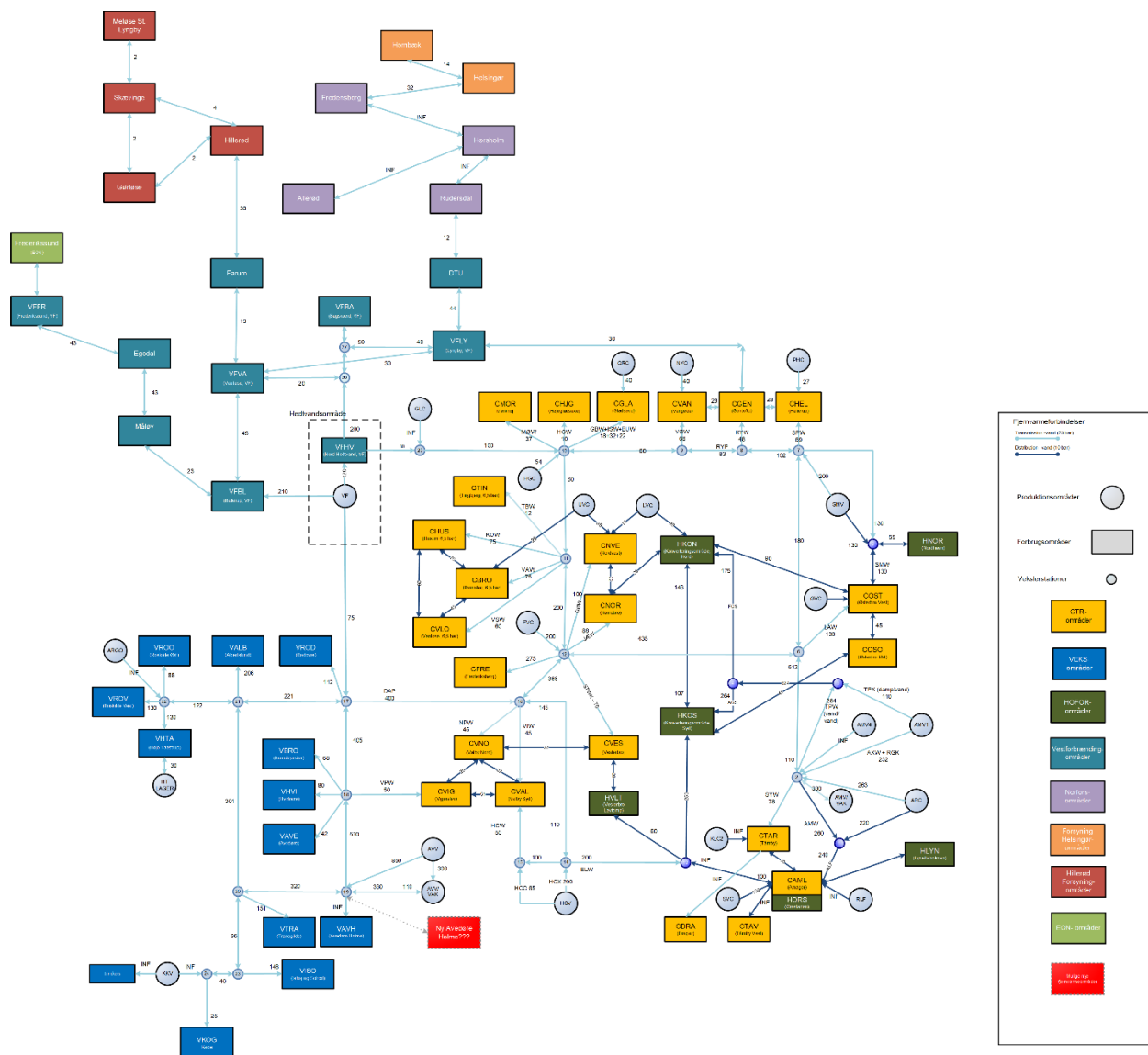


Figur 1: Fremskrivning af fjernvarmeforbruget i de analyserede områder i hovedstadsregionen.

Yderligere detaljer om udviklingen af fjernvarmeforbruget kan ses i bilag 1.

Netmodellering og overføringsbegrænsninger

Modellering af fjernvarmenettet baserer sig på FFH50 samt på indmeldinger fra selskaberne i forbindelse med dataindsamlingen til dette projekt. Figuren nedenfor viser, hvordan fjernvarmenettene er repræsenteret i modellen. De firkantede områder viser forbrugsområder, mens de runde områder er områder med produktionsanlæg. Forbindelser mellem områderne angiver de forudsatte overføringskapaciteter.



Figur 2: Netmodel for fjernvarmeområder og -forbindelser i de omfattede områder i Region Hovedstaden.

Temperaturer i fjernvarmenettene

Temperaturerne i nettet er baseret på oplysninger fra de enkelte fjernvarmeselskaber. For CTR, HOFOR og VEKS regnes der med samme forudsætninger som i FFH50. Mange selskaber arbejder på at sænke temperaturer i nettene, og der er derfor for de fleste områder regnet med, at temperaturen reduceres fra 2035 til lavtemperaturfjernvarme. I Vestforbrændings område er planerne mere fremskrevne, og der regnes derfor med, at de sænkes allerede inden 2030.

Tabel 1. Fjernvarmetemperaturer efter temperatursænkning.

Selskab	Fjernvarmenet	Årstid	Fremløb	Retur
VEKS-CTR-HOFOR	Transmission	Sommer	90	45
VEKS-CTR-HOFOR	Transmission	Vinter	90	45
VEKS-CTR-HOFOR	Distribution	Sommer	70	40
VEKS-CTR-HOFOR	Distribution	Vinter	70	40
Vestforbrænding	Transmission	Sommer	90	45
Vestforbrænding	Transmission	Vinter	90	45
Vestforbrænding	Distribution	Sommer	70	40
Vestforbrænding	Distribution	Vinter	70	40
Frederiksværk	Distribution	Sommer	70	50
Frederiksværk	Distribution	Vinter	82	43
Helsingør	Distribution	Sommer	70	44
Helsingør	Distribution	Vinter	75	39
Hillerød	Distribution	Sommer	70	45
Hillerød	Distribution	Vinter	75	40
Norfors	Distribution	Sommer	80	40
Norfors	Distribution	Vinter	80	40
Helsingør	Distribution	Sommer	65	45
Helsingør	Distribution	Vinter	85	45

Data for eksisterende og planlagte produktionsanlæg

Den eksisterende varmeproduktionskapacitet baseres på data fra selskaberne, der har angivet kapacitet og typer af produktionskapacitet i forbindelse med dataindsamlingsprocessen. En detaljeret oversigt over de eksisterende varmeproduktionsanlæg kan ses i bilag 2.

Udfasning af biomasseanlæg

I analysen ses på forskellige scenarier for elektrificering af varmesystemerne i hovedstadsregionen, hvor der varieres på i hvor stort omfang og hvor hurtigt nye teknologier indføres, og hvor hurtigt anvendelsen af biomasse reduceres. Som udgangspunkt for denne analyse er der opsat et forslag om at undersøge et mål om 50% reduktion af biomasseanvendelsen i 2030 og 75% reduktion i 2040.

Der ses i analysen på følgende tre scenarier for udviklingen:

1. **Referencescenariet (scenarie 1)**, hvor der tages udgangspunkt i den nuværende situation, og der tilføjes de besluttede planer for energisystemet. Dette omfatter besluttede, nye varmeproduktionsanlæg, som overvejende vil være nye elkedel- og varmepumpeanlæg. Der inkluderes besluttede eller forventede nedlukninger af eksisterende biomasseanlæg. Dette sker, når varmekontrakter udløber, anlæg er afskrevet og/eller anlæg er teknisk udtjent (anlæggene levetidsforlænges ikke).
2. **Biomassereduktionsscenario (scenarie 2)**. Biomasseforbruget reduceres yderligere ved en fremskyndet lukning af varmeproduktionsanlæg baseret på biomasse.
3. **Målscenario for biomassereduktion (scenarie 3)**. Biomassen reduceres yderligere, så de tentative mål om 50% reduktion i 2030 og 75% reduktion i 2040 nås. Biomasseanlæg lukkes som i scenarie 2, men derudover lægges begrænsninger på driften, så det sikres, at mål om biomassereduktion nås. Det skal bemærkes, at der ikke inden for de nuværende rammer (Varmeforsyningsloven, kontrakter med anlæg) kan lægges driftsbegrænsninger på anlæggene, så det vil kræve ændringer at gennemføre dette scenarie.

Konkret antages der følgende om de store biomasseanlæg i hovedstadsområdet:

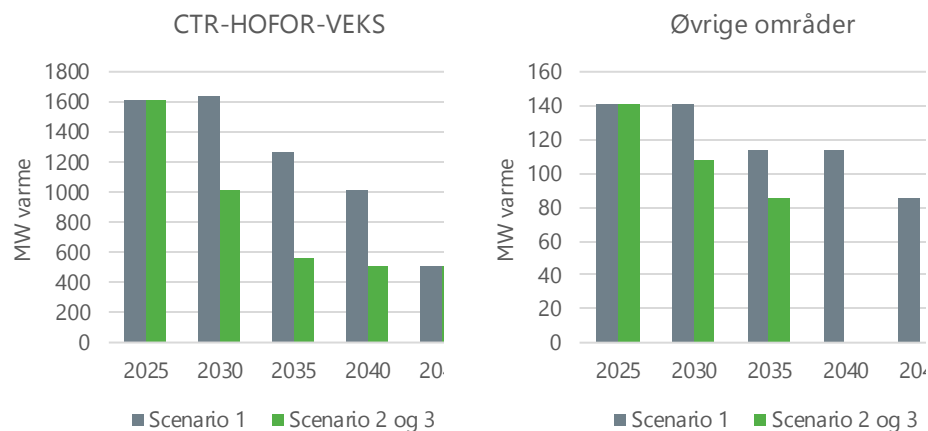
- Scenarie 1: Sidste driftsår for Avedøreværkets blok 1 (AVV1) i 2033, Amagerværkets blok 1 (AMV1) i 2035, Avedøreværkets blok 2 (AVV2) og Køge Kraftvarmeværk (KKV) i 2040 og Amagerværkets

blok 4 (AMV4) i 2050. Øvrige anlæg, overvejende i Nordsjælland, antages at have en levetid på 30 år¹.

- Scenarie 2 og 3: Sidste driftsår for AVV1 og AMV1 inden 2030, AVV2 mellem 2030 og 2035, KKV i 2035 og AMV4 i 2049. Øvrige anlæg antages at have en levetid på 20 år.

I scenarie 2 og 3 er der i lukningsforløbet lagt vægt på anlæggenes alder (AVV1 lukkes før AVV2), deres placering i varmesystemet (før 2030 lukkes en blok på Amager og en på Avedøre) og betydning for elsystemet (AVV1 og AMV1 lukkes før AVV2). I modelberegningerne betragtes de oprindelige investeringer i biomasseanlæggene som sunk costs, og der er derfor ikke her taget stilling til, hvordan evt. restgæld i anlæg, der lukkes før tid, skal håndteres. Dette skal der naturligvis tages stilling til, hvis scenariet skal gennemføres.

Den resulterende udvikling af biomassevarmeproduktionskapaciteten i scenarierne er vist i figurerne nedenfor. Som det fremgår, er kapaciteten den samme i scenarie 2 og 3, og forskel i biomasseforbruget mellem de to scenarier vil derfor hænge sammen med i hvor høj grad denne kapacitet udnyttes (driftstiden).

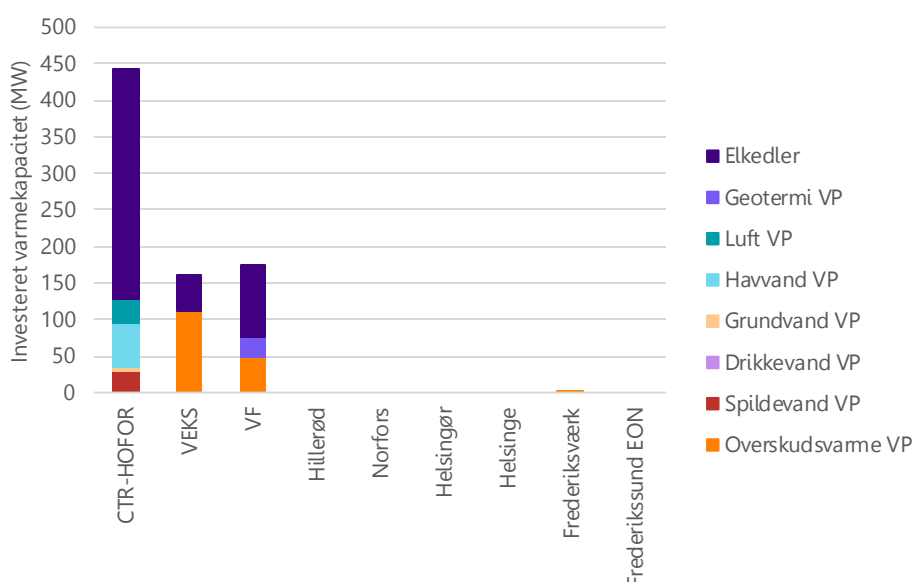


Figur 3: Udvikling af biomassekapaciteten i hhv. CTR-HOFOR-VEKS og øvrige områder.

¹ Etableringsåret er taget fra Energistyrelsens Energitælling, og lukkeåret er bestemt ud fra etableringsår plus den forudsatte levetid.

Planlagte investeringer i ny kapacitet

Dertil kommer, at der i modellen indlægges kendte anlæg, der er truffet beslutning om at etablere, eller som allerede er under etablering. Disse anlæg er også indmeldt af selskaberne. Nedenstående figur viser kapaciteten af nye anlæg, som der er planlagt etableret. Der er truffet beslutning om etablering af flere elkedler i hele området. Dertil kommer, at der planlægges etableret overskudsvarme baseret på særligt datacentre, geotermi hos Vestforbrænding, spildevand og havvand hos HOFOR mv.



Figur 4: Planlagte investeringer i nye produktionsanlæg (efter 2025).

Affaldsforbrænding

I hovedstadsregionen er der fire affaldsforbrændingsanlæg, der samlet har en relativt høj affaldsforbrændingskapacitet. Kapaciteten overstiger de lokale mængder, og forbrændingsanlæggene har derfor i de seneste år anvendt importeret affald eller biomasse udover lokalt affald. Samtidig er flere af ovnene 25-30 år gamle. Men da analysen ikke skal have fokus på affald, men på elektrificering og biomasseanvendelse, er det forudsat, at alle anlæg levetidsforlænges, og at det antages, at der kan tiltrækkes affald fra resten af Danmark eller fra udlandet, så anlæggene kan skaffe tilstrækkeligt med affald til at kunne udnytte den fulde kapacitet. For hvert affaldsanlæg regnes der med, at den indfyrede energi ikke kan overstige

de historiske energimængder (gennemsnit i 2021-2023). Der anvendes samme forudsætninger om affald på tværs af scenarier.

Endvidere har CTR oplyst, at den nuværende regulering (delplaner) gør, at affald skal prioriteres i lastfordelingen. Som udgangspunkt sker der derfor en prioritering af affaldsanlæggene i lastfordelingen i modelleringen af fjernvarmesystemerne.

Brændværdi og emissionsfaktor for affald baseres på Energistyrelsens seneste Klimafremskrivning. I KF25 opgøres den samlede affaldsmængde til danske forbrændingsanlæg i 2030 til 3,1 mio. ton (ekskl. farligt affald) med et energiindhold på 36 PJ og en CO₂ emission på 1,85 mio. ton CO₂. KF25 regner altså med en brændværdi på 11,6 GJ/ton og en fossil emissionsfaktor på 597 kg CO₂/ton (eller ca. 51 kg/GJ). Brændværdi og emissionsfaktorer ændres ganske lidt over tid.

Investeringsteknologier i ny varmeproduktion

Modellen kan etablere ny produktionskapacitet, hvis det er økonomisk attraktivt. Investeringsomkostninger baseres på Teknologikataloget samt på efterfølgende opdateringer i FFH50 og i dette projekt. Der er følgende investeringsmuligheder i fjernvarmesystemerne:

- Varmepumper (med varmekilder baseret på luft, havvand, industriel overskudsvarme og geotermi).
- Elkedler (antages at være afbrydelige)
- Varmelagre

Som del af analysen har PlanEnergi revurderet de anvendte investeringsomkostninger og virkningsgrader for varmepumper. PlanEnergis vurdering er, at investeringsomkostninger for flere teknologier er 10-20% højere end forudsat i FFH50. Dette hænger bl.a. sammen med de prisstigninger, som er observeret i de senere år i fjernvarmebranchen, ligesom at den store udbygning med varmepumper i Danmark har givet et bedre erfaringsgrundlag for at vurdere omkostningerne. PlanEnergi har yderligere vurderet, at den såkaldte Lorenz-virkningsgrad er ca. 10% lavere end forudsat i fx projektet FFH50. Lorenz-virkningsgraden er mål for den realiserede effektivitet målt i forhold til det teoretiske maksimum. Denne vurdering er

også baseret på erfaring med etablering og drift af varmepumper i Danmark gennem de seneste år.

Tabellen nedenfor viser modellens forudsætninger om investeringsomkostninger og Lorenz-virkningsgrad for de forskellige varmepumper. Det antages, at luft, havvand og overskudsvarme kan tilsluttes på enten distributionsniveau eller transmissionsniveau med forskellige antagelser for teknologidata, mens de øvrige varmepumper forudsættes tilsluttet på distributionsniveau. I modellen beregnes de aktuelle COP-værdier på time-niveau ud fra den antagne Lorenz-virkningsgrad og antagelser om timevariationer af kildetemperatur og temperaturer i fjernvarmenettene.

Tabel 2. Oversigt over investeringsmuligheder i en række varmeteknologier. Data er vist for teknologier, som kan etableres fra 2030, og der er i perioden frem til 2030 som i Teknologikataloget antaget en teknologiuudvikling og dermed reduktion af priserne fra dagens niveau. Angivet i 2024-priser.

Data for 10 MW anlæg		Investering	Lorenz-virkningsgrad
Luftvarmepumpe, distribution	mio. kr./MW varme	10,0	0,50
Luftvarmepumpe, transmission	mio. kr./MW varme	12,0	0,50
Havvandsvarmepumpe, ved kraftvarmeværk, distribution	mio. kr./MW varme	9,4	0,50
Havvandsvarmepumpe, ved kraftvarmeværk, transmission	mio. kr./MW varme	11,4	0,50
Havvandsvarmepumpe, stand alone, distribution	mio. kr./MW varme	11,4	0,50
Havvandsvarmepumpe, stand alone, transmission	mio. kr./MW varme	13,4	0,50
Overskudsvarmepumpe, distribution	mio. kr./MW varme	8,0	0,45
Overskudsvarmepumpe, transmission	mio. kr./MW varme	10,0	0,45
Spildevand, distribution	mio. kr./MW varme	10,0	0,55
Grundvand, distribution	mio. kr./MW varme	10,0	0,55
Drikkevand, distribution	mio. kr./MW varme	10,0	0,55
Geotermi, distribution	mio. kr./MW varme	17,0	0,50
Elkedel, afbrydelig	mio. kr./MW varme	1,0	-
Varmeakkumulator	kr./MWh varme	56000	-
Damvarmelager	kr./MWh varme	26500	-

Det antages som udgangspunkt, at elkedler tilsluttes med begrænset netadgang, mens varmepumper tilsluttes med fuld netadgang.

Potentialer for varmepumper

I modellen indlægges for overskudsvarme og de forskellige typer af varmepumper et potentiale i hvert fjernvarmeområde. Potentialet er opgjort i et særskilt notat.

Etablering af CCS

På lidt længere sigt er det muligt, at der etableres nye puljer for CCS for at sikre, at de danske klimamål kan nås, eller at der kan findes alternativ finansiering til CCS-anlæg (klimakreditter).

Det er derfor sandsynligt, at ét eller flere biomasse- eller affaldsanlæg etablerer CCS i analyseperioden. I samarbejde med projektets arbejdsgruppe er det besluttet, at der over tid etableres CCS på affaldsanlæg, men ikke yderligere CCS-anlæg på biomasseanlæg.

Der antages etableret CCS på Avedøreværkets halmkedel i 2026, på Vestforbrænding i 2030 og på Amager Bakke og ARGO i 2035. Det er muligt, at alle tre affaldsanlæg vil få CCS allerede fra 2030, hvis de alle vinder det igangværende udbud. Men der er betydelig konkurrence om midlerne, og som en konservativ forudsætning antages derfor, at to af anlæggene først får etableret CCS fra 2035. Hvem der kommer først, er meget usikkert og svært at forudsige. Her er det valgt at antage, at Vestforbrænding kommer først, da de har udviklet CCS-projektet over længere tid og allerede var med i den første CCS-pulje, der blev afgjort i 2023.

NORFORS er ikke så langt med udviklingen af CCS og har ikke budt ind i Energistyrelsens pulje. Derfor antages det, at der ikke etableres CCS på Usserødværket.

Der anvendes samme forudsætninger om etablering af CCS på tværs af scenarier. Mht. tekniske data for etablering af CCS på anlæggene hos ARC, ARGO og Vestforbrænding så anvendes data fra FFH50. I modellen er anlæggene med CCS lagt ind som anlæg med samme brændelskapacitet, men ændrede forudsætninger om el- og varmekapacitet. Ved etablering af CCS øges varmeproduktionskapaciteten, mens elproduktionskapaciteten reduceres.

Brændsels- og CO₂-priser

Forudsætninger for brændselspriser, herunder biomassepriser fordelt på træpiller, træflis, halm samt CO₂-kvotepriser baseres på Energistyrelsens KF25.

De anvendte priser for biomasse og fossile brændsler fremgår i Tabel 5.

Danske priser an forbrugssted (2024-priser, kr./GJ)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
An centralt værk						
Halm	64	56	56	57	57	58
Træflis	75	66	66	67	67	68
Træpiller	84	81	81	80	80	80
Kul	31	26	26	27	26	25
Fuelolie	76	79	80	79	79	78
Gasolie	112	117	117	116	116	115
Naturgas	97	73	81	87	88	89
An decentralt værk						
Halm	60	52	53	54	54	55
Træflis	78	69	69	70	70	71
Træpiller	96	97	92	92	91	91
Gasolie	130	141	136	134	134	133
Naturgas	99	77	83	89	91	92

Tabel 3: Danske priser an forbrugssted (2024-priser, kr./GJ). Data for importpriser kommer fra Klimastatus og -fremskrivning 2025 (KF25) udarbejdet af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, hvor den endelige priser an forbrugssted er justeret ud fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2024 (AF24).

Den anvendte CO₂-kvotepris fremgår i Tabel 6.

CO ₂ -kvotepris (2024-priser kr./ton CO ₂)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ETS1	585	600	753	960	1.239	1.621

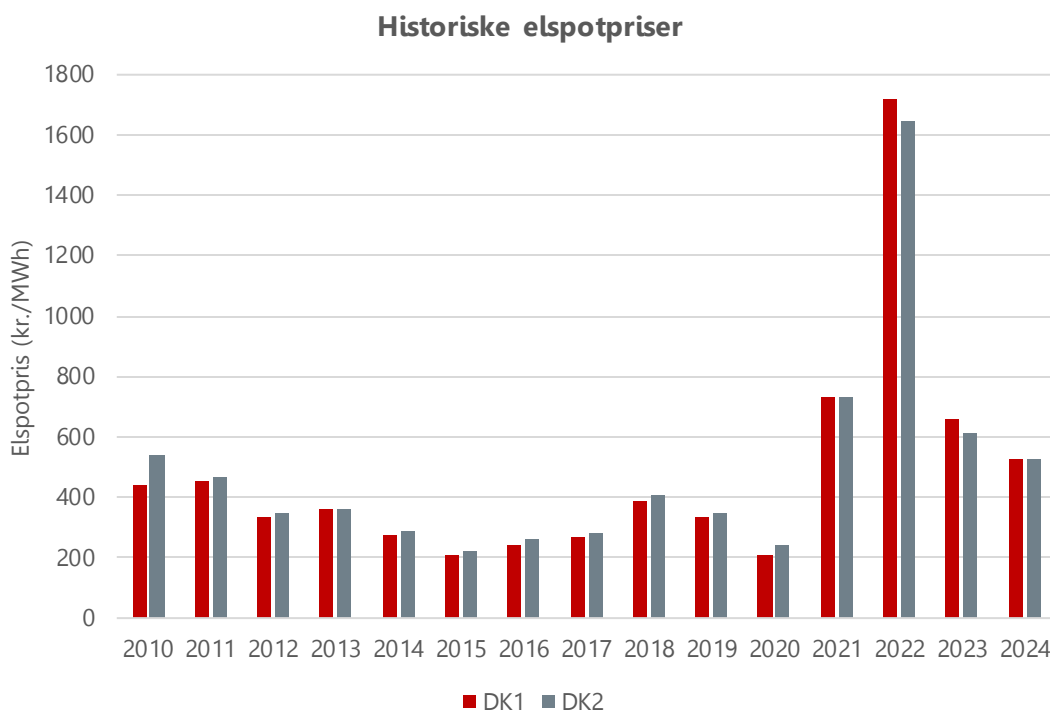
Tabel 4: CO₂-kvotepris, opgjort kr./ton CO₂ i 2024 priser fra Klimastatus og -fremskrivning 2025 (KF25) udarbejdet af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. 2025 tal er baseret på de nuværende priser og forventninger fra forwardmarkedet.

Som tidligere beskrevet, så repræsenteres affald til forbrænding ikke i modellen ved priser men ved mængder samt en forudsætning om, at varme-produktionen fra affald er prioriteret.

Udvikling i elmarkedet

Efter liberaliseringen for snart 25 år siden er det danske elmarked i stigende grad integreret i den nordvestlige region af det sammenhængende europæiske elmarked. Der er foretaget betydelige investeringer i transmissionsforbindelser mellem landene, og reglerne for samhandel er fuldt harmoniseret i EU og Norge. Det betyder, at elpriserne i Danmarks to prisområder er fuldstændig afhængige af prisudviklingen i naboområderne.

Som det ses i Figur 4, har de danske elpriser, målt som årsgennemsnit, svinget mellem 200 kr./MWh og 600 kr./MWh i årene frem til og med 2020. Især på grund af krigen i Ukraine, og det unormale gasmarked i op-takten til krigen, var elpriserne i 2021 og især i 2022 ekstreme. I 2023 blev cirka 17 % af elproduktionen i EU genereret af naturgasfyrede kraftværker². Denne andel forventes at blive reduceret markant frem mod 2035.



Figur 5: Elspotprisens udvikling i Danmark for perioden 2010–2024. Angivet i 2024-priser. Elspotpriserne er hentet fra Energinets data service³.

² Eurostat. "Energy Statistics - Latest Trends from Monthly Data." European Commission. Tilgået 20. maj 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_latest_trends_from_monthly_data

³ Energinet. "Elspot Prices." Energi Data Service. Tilgået 20. maj 2025. <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/Elspotprices>

Forudsætninger for udviklingen af det europæiske elmarked

I modelleringen af det europæiske elmarked frem mod 2050 anvendes forudsætninger fra de systemansvarlige selskabers samarbejdsorganisation ENTSO-E (TYNDP's Distributed Energy) som en væsentlig kilde. Ea Energianalyse har dog på baggrund af den seneste udvikling i verden og Europa revurderet forudsætninger om vækst i elforbrug, og der forudsættes derfor følgende om elforbruget:

De forventede fremskrivninger afspejler ambitionerne for direkte og indirekte elektrificering frem mod 2050.

- Klassisk elbehov, elbiler og individuel opvarmning
 - Ea-vurdering baseret på TYNDP Distributed Energy scenarie 2024.
 - På kort sigt: Efterspørgslen er reduceret i forhold til TYNDP, da elektrificeringstempoet siden 2020 har været begrænset, hvilket påvirker realiserbare niveauer også for 2030
 - Frem mod 2050: Tempoet forsinket med 10 år i forhold til TYNDP's antagelser
 - Efter 2050: Øget elektrificering i udvalgte sektorer for at afspejle, at direkte elektrificering er mere omkostningseffektiv end indirekte elektrificering (H2 eller PtX). Dette påvirker også Ea's fremskrivning af efterspørgslen efter brint.
- Elforbruget til fjernvarme optimeres i Balmorel
- Efterspørgsel efter brint:
 - Kortsigtet: Vurdering af den realiserbare efterspørgsel, sandsynligvis under de niveauer, der er fastsat i EU-lovgivningen. Niveau i overensstemmelse med "European Commission Staff Working Document Impact Assessment Report published Feb. 2024 (scenario 2)".
 - Langsigtet: Baseret på TYNDP Distributed Energy scenarie 2024 med følgende justeringer:
 - Forsinket med 10 år
 - Højere direkte elektrificering

- Stor andel (70 %) af brint til flydende brændstoffer, der importeres
- Brintbaserede brændstoffer udkonkurrerer nogle anvendelser af metan (skibsfart)

Udbygning af eltransmission og brinttransmission

Der tages mod 2030 udgangspunkt i eksisterende og besluttet elinfrastruktur på transmissionsniveau i henhold til offentliggjort materiale fra ENTSO-E. Fra 2030 til 2050 tillades en begrænset⁴ videre udbygning af elinfrastruktur, såfremt flaskehalsindtægter kan dække TSO'ens omkostninger. Investeringer modelleres i Balmorel. Der er drøftelser i Norge og Sverige om at politisk begrænse infrastrukturudbygning til andre lande. Sådanne politikker er ikke indlagt i referencen.

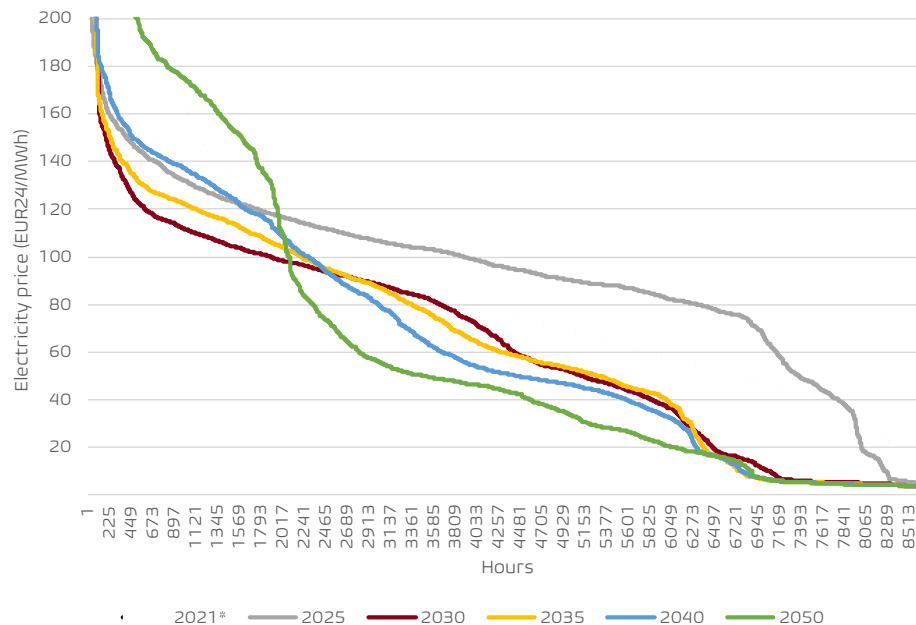
Der er ikke en eksisterende brintinfrastruktur i Europa. Opbygning af brintinfrastruktur modelleres i Balmorel. Det sikres, at der som minimum etableres brinforbindelse fra Esbjerg til den tyske grænse.

Elpriser i analysen

Forudsætninger om grundlæggende timeprisudvikling i elmarkedet baseres på modelanalyser med Balmorel med de ovenfor beskrevne forudsætninger om det europæiske elmarked, det europæiske brintmarked samt udvikling i eltransmission og brintinfrastruktur.

I Figur 5 ses de elpriser, der indgår i scenarieanalyserne, og som er beregnet under forudsætning om fortsat grøn omstilling i Europa samt af fortsat integrerede elmarkeder. Der indgår en betydelig udbygning af vind og sol, samt øget anvendelse af prisfleksibilitet på forbrugssiden. Elkedler, varmepumper, elbiler, produktionsindustri og især fremtidens elektrolyseanlæg spiller her en afgørende rolle, og især efter 2035.

⁴ Der tillades investeringer i en række korridorer i Europa, og der indlægges begrænsninger mht. hvor meget der kan investeres pr. femårsperiode.



Figur 6: Fremskrivning af elspotprisens varighedskurve i Danmark (DK2) i 2025, 2030, 2035, 2040 og 2050 sammenlignet med ekstremåret 2021.

Allerede i 2035 forventes elmarkedets afhængighed af fossile brændsler at være markant lavere end i dag, hvorved risikoen for ekstrempriser som følge af knaphed på brændsler bliver lavere. Derimod kan elmarkedet i højere grad end i dag opleve prisudsving som følge af ekstreme klima-år. Sådanne prisudsving ventes dog ikke at være langvarige.

Figuren viser, at der må forventes betydelige elprisforskelle i et normalt klima-år i 2035 og i 2050. Der er mange timer med nulpriser og mange timer med priser omkring 1.000 kr./MWh eller højere, hvilket sender signaler til, hvordan en optimal varmforsyning bør dimensioneres og lastfordeles.

De gennemsnitlige danske elpriser er beregnet til henholdsvis 633 kr./MWh i 2025 og 529 kr./MWh i 2050. Det er noget højere end de historiske elpriser frem til 2020, men markant lavere end ekstrem-årene 2021 og 2022.

Tabel 5. Elpriser. Angivet i 2024-priser.

		2025	2030	2035	2040	2050
Gennemsnitlig elpris i Østdanmark (uvægtet)	Kr./MWh	633	477	469	454	529

Indledningsvis køres Balmorel-modellen for det nordeuropæiske marked for at fastlægge elprisen i nabolandene. Disse elpriser bruges som input til efterfølgende modelkørsler, hvor hovedstadsregionen simuleres alene med en detaljeret repræsentation af særligt fjernvarmeområderne.

Elnet-tariffer

I modellen indregnes der tariffer dels på transmissions- og dels på distributionsniveau.

Gældende distributionstariffer

A-lav-kunder er tilsluttet via en 60/10-20 kV transformerstation og får leveret samt målt elektricitet på 10-20 kV spændingsniveau. De er timeaflæste og udgør typisk erhvervskunder. B-lav-kunder er tilsluttet via en 10-20/0,4 (0,69) kV transformerstation, hvor 0,69 kV ikke længere tilbydes nye kunder. De får leveret og målt elektricitet på 0,4 (0,69) kV spændingsniveau. Kunderne er timeaflæste og omfatter erhvervsdrivende.

Med Tarifmodel 3.0 er døgnet blevet inddelt i tre kategorier, som for A/B kunder, inddeles således:

A/B kunder	00:00-06:00	06:00-21:00	21:00-24:00
Sommer (april-september)	Lavlast	Højlast	Højlast
- Hverdage	Lavlast	Lavlast	Lavlast
- Weekend og helligdage			
Vinter (oktober-marts)	Lavlast	Spidslast	Højlast
- Hverdage	Lavlast	Højlast	Højlast
- Weekend og helligdage			

Distributionstarifferne for Radius er som følger per juli 2025:

Nettarif	A-lav	B-høj
Nettarif (øre/kWh) – Lav/høj/spids	1,35/4,04/8,09	2,47/7,41/14,82
Effektbetaling (kr./kW/år)	38,88	63,36

Tabel 6: Tariffer, ekskl. moms for Radius. Juli 2025.

Energinets tariffer

Nedenfor vises Energinets udmeldte eltariffer for 2025.

Transmissionstarif	6,1 øre/kWh
Systemtarif	7,4 øre/kWh

Tabel 7: Energinets udmeldte eltariffer og gebyrer for 2025, eksklusive moms.⁵

Tariffer anvendt i modellen

Transmissions- og distributionstariffen opdeles på en energi- og en kapacitetstarif, og der regnes med tidsvarierende distributionstariffer. Det antages, at halvdelen af transmissionsnet-tariffen omlægges til en fast kapacitetsbetaling, og for anlæg med begrænset netadgang antages, at der betales en tredjedel af den faste kapacitetsbetaling på transmissionsniveau⁶. Det antages, at elkedler som udgangspunkt tilsluttes med begrænset netadgang på A-lav mens varmepumper tilsluttes med fuld netadgang på B-høj i mindre områder og A-lav i større områder.

Tabel 8. Anvendte nettatariffer.

Tarif	Transmission	Distribution	
	Alle	A-lav	B-høj
Tilslutningsniveau	Alle	A-lav	B-høj
Systemtarif (kr./MWh)	74,0	-	-
Net-tarif (kr./MWh) – Lav/høj/spids	18	13,5/40,4/80,9	24,7/74,1/148,2
Kapacitetstarif (kr./MW/år)	125.000	38.880	63.360
- Begrænset netadgang	41.667	38.880	63.360

⁵ Energinet. "Aktuelle Tariffer." *Energinet.dk*. Tilgået 20. maj 2025. <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/aktuelle-tariffer/>

⁶ Udformning af tarifstrukturen bygger bl.a. på Energinets konsekvensberegning i notat om metodeanvendelse: <https://energinet.dk/media/k05fq0y1/metodeanmeldelse-nettarif-for-forbrug-i-distributionsnettet-anmeldt-til-fsts.pdf>

Reguleringsmæssige rammer

Det antages, at eksisterende og aftalte niveauer for afgifter og tilskud i Danmark fastholdes i hele analyseperioden. Af særlig betydning er her:

- Energiafgifter (herunder affaldsvarmeafgift og tillægsafgift)
- CO₂-afgift
- CO₂-e afgift
- Overskudsvarmeafgift
- Elpristilskud til biomasse på en række eksisterende anlæg
- Tilskud til CCS (pågående udbud).

Tabel 9: Afgifter.

Afgift (2% inflation)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energiafgift (kr./GJ)	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
Affaldsvarmeafgift (kr./GJ varme leveret)	16,7	17,9	18,9	19,8	20,7	21,5
Tillægsafgift (kr./GJ varme produceret)	12,1	11,0	9,9	9,0	8,1	7,4
CO ₂ -afgift (kr./ton CO ₂ til rumvarme)	852	852	852	852	852	852
<i>Del af CO₂-afgift:</i>						
CO ₂ -afgift (kr./ton CO ₂ til rumvarme. Efter reduktion med CO ₂ -e afgift)	766	426	426	462	462	462
<i>Del af CO₂-afgift:</i>						
CO ₂ e-afgift (kr./ton CO ₂) (emissionsafgift)	85	426	426	426	426	426
CO ₂ -kvoter (KF25, kr./ton)	585	600	753	960	1.239	1.621
Svovlafgift (kr./kg emitteret svovl)	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
NOx afgift (kr./kg emitteret NOx)	6	6	6	6	6	6
Elafgift til varme husholdninger (øre/kWh)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Elafgift til varme erhverv (øre/kWh)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Bilag 1: Udvikling af fjernvarmeforbrug

Nedenstående tabel giver overblik over udvikling af fjernvarmeforbrug i de forskellige, overordnede områder. Som vist på nettegningen er forbrug i modellen endvidere opdelt på en række mindre distributionsområder.

Brutto fjernvarmeforbrug (TJ)	2025	2030	2040	2050
CTR	17,6	18,0	17,4	17,4
VEKS	10,4	11,1	10,8	10,7
Vestforbrænding	5,7	7,5	7,7	7,6
HOFOR	5,3	5,3	5,2	5,2
Norfors	1,1	1,7	4,1	4,1
Hillerød	1,2	1,3	1,3	1,3
Helsingør	0,9	1,3	1,4	1,4
Hornbæk	0,1	0,1	0,1	0,1
Frederiksværk	0,4	0,4	0,4	0,4
Helsinge	0,2	0,2	0,2	0,3
Total	42,8	46,9	48,6	48,5

Bilag 2: Eksisterende produktionsanlæg 2025

Nedenstående tabel giver overblik over de eksisterende produktionsanlæg i hovedstadsregionen. Spids- og reservelastkedler er ikke inkluderet.

Selskab	Type	Varmekapacitet (MW)	Elkapacitet (MW)
CTR-HOFOR	Affald	188	47
CTR-HOFOR	Træpiller - KV	250	68
CTR-HOFOR	Træflis - KV	400	150
CTR-HOFOR	Varmepumper	33	
CTR-HOFOR	Elkedler	120	
CTR-HOFOR	Andet	5	
VEKS	Affald	136	34
VEKS	Træpiller - Kedler	33	
VEKS	Træpiller - KV	811	601
VEKS	Træflis - KV	51	9
VEKS	Halm - Kedler	98	
VEKS	Varmepumper	23	
VEKS	Elkedler	50	
VEKS	Biogas	5	4
Vestforbrænding	Affald	192	34
Vestforbrænding	Solvarme	3	
Vestforbrænding	Træflis - Kedler	6	
Vestforbrænding	Træpiller - Kedler	3	
Vestforbrænding	Varmepumper	12	
Vestforbrænding	Gas - KV	31	38
Vestforbrænding	Elkedler	90	
Frederikssund EON	Varmepumper	17	
Frederikssund EON	Gas - KV	12	11
Frederikssund EON	Elkedler	10	
Helsingør	Solvarme	21	
Helsingør	Gas - KV	17	15
Helsingør	Elkedler	10	
Helsingør	Træflis - Kedler	7	
Helsingør	Træflis - KV	61	16
Helsingør	Gas - KV	60	60
Helsingør	Elkedler	30	
Hillerød	Solvarme	3	
Hillerød	Træflis - Kedler	34	
Hillerød	Træpiller - Kedler	10	
Hillerød	Træflis - KV	30	5

Hillerød	Gas - KV	7	5
Hillerød	Elkedler	50	
Norfors	Affald	54	15
Norfors	Gas - KV	14	4
Frederiksværk	Træflis - Kedler	16	
Frederiksværk	Træpiller - Kedler	10	
Frederiksværk	Varmepumper	12	
Frederiksværk	Elkedler	30	

