

Energiscenarier for Sønderjylland og Sydvestjylland

FOKUS PÅ EL- OG FJERNVARMEOFORSYNINGEN

SEP Sønderjylland

SEP Sydvest

April 2018



Ea Energianalyse

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 60 39 17 16
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indholdsfortegnelse

1	Sammenfatning	6
1.1	Elmarkedets udvikling.....	7
1.2	Udviklingsmuligheder for den fremtidige fjernvarmeforsyning.....	8
2	Metode og forudsætninger	11
2.1	Scenariebeskrivelse	11
2.2	Rammevilkår i BAU- og Klima-scenariet	12
2.3	Den anvendte optimeringsmodel.....	14
2.4	Beregningsforudsætninger	16
2.5	Kortlægning af lokale varmekilder	17
3	Fremtidens elmarked.....	19
3.1	Billig VE vil præge fremtidens elmarked.....	19
3.2	Modelanalyse af fremtidens elforsyning.....	23
3.3	Forsyningsikkerhed	26
3.4	Elprisens udvikling	26
3.5	Støtte til vedvarende energi.....	29
4	Fremtidig fjernvarmeforsyning.....	32
4.1	Fjernvarmeproduktionen 2016	32
4.2	BAU-scenariet.....	34
4.3	Klimascenariet	40
4.4	Fjernvarmepriser	44
5	Fokusanalyser	47
5.1	Strategi for eksisterende gasmotorer.....	47
5.2	Biomassekraftvarme.....	51
5.3	Varmelagre	53
5.4	Batterier.....	56
6	Udnyttelse af overskudsvarme fra datacentre	57
6.1	Analyseforudsætninger	59
6.2	Fjernvarmeproduktion med datacenter.....	61

6.3 Økonomisk potentiale for udnyttelse af spildvarme fra datacenter	70
6.4 Risikovurdering ved tidlig lukning af datacenter	78
Bilag 1: Supplerende scenarieresultater	80
Fjernvarmeproduktion BAU	80
Fjernvarmeproduktion i Klima.....	85
Bilag 2: Regulerkraftmarkederne	90
Bilag 3: Forudsætninger	94
Brændselspriser.....	94
Varmebehov	94
Eksisterende og planlagte anlæg i området.....	95
Teknologiforudsætninger	97
Affaldsmængder og affaldsanlæg	99
Investeringsmuligheder.....	100
Bilag 4: Følsomhed på LCOE beregninger	102

Ordliste

- 450 ppm-scenarie: IEA's tidligere energifremskrivning med størst vægt på vedvarende energikilde, der er underlagt en forudsætning om, at de globale temperaturstigninger begrænses til 2 grader svarende til en koncentration af CO₂ i atmosfæren på 450 ppm
- BAU/BAU-scenariet: 'Business as usual' og bruges til at beskrive ét af de to scenarier, som baserer sig på en fremskrivning med eksisterende rammevilkår
- Biomasse: Anvendes i rapporten som en fællesbetegnelse for træpiller, træflis og halm
- CO₂-pris: El- og varmeproducerende anlæg betaler en CO₂-kvotepris, når der udledes CO₂, fordi anlæg i Danmark er omfattet af EU's CO₂-kvotesystem. I scenarierne antages alle anlæg at betale CO₂-kvoteprisen, selvom det i praksis i dag kun betales af større anlæg
- COP: Står for "coefficient of performance" og angiver forholdet mellem den varme, en varmepumpe producerer, og den mængde el, den bruger.
- ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators, som repræsenterer 43 el TSO'er fra 36 lande i Europa
- Klima/Klimascenariet: Beskriver et system, hvor CO₂-prisen vil blive styrende for omstillingen til grøn energi
- LCOE: Levelised cost of energy – beregnede gennemsnitlige el- og varmeproduktionsomkostninger
- Spotmarkedet: Elprisen handles på den nordiske elbørs (Nord Pool Spot) hver time, hvor der sættes en elpris, el-spotprisen
- TSO: Transmission System Operator
- Varighedskurve: En kurve sorteret fra højeste værdi til laveste værdi for fx varmekonsum, elforbrug, elpriser eller varmepriser over et år. Formålet med visninger er at illustrere niveauer og variation for en tidsserie
- VE: Vedvarende Energi

1 Sammenfatning

Den politiske målsætning om, at Danmark skal være uafhængig af fossile brændsler i 2050, vil kræve en koordineret og målrettet indsats af alle energisektorens aktører. Det gælder både energiselskaber, private virksomheder, kommuner og andre offentlige myndigheder. Derfor er energiselskaber og kommuner i Sydvest- og Sønderjylland gået sammen om en samlet strategisk energiplanlægning, som skal pege på, hvilke handlemuligheder, der på længere sigt giver en miljøvenlig og omkostningseffektiv energiforsyning.

50% VE i 2030

Foruden den langsigtede målsætning har den siddende regering også sat et mål om, at 50% af det danske energiforbrug skal komme fra vedvarende energi i 2030. I dag er ca. 30% af det danske energiforbrug vedvarende energi, og ifølge Energistyrelsens basisfremskrivning vurderes det, at målet ikke nås uden nye tiltag. Omstillingen af el- og fjernvarmesektoren til vedvarende energi forventes at udgøre en stor del af løsningen til målsætningen, idet andre sektorer som transportsektoren og industrien vil få sværere ved at omstille sig til vedvarende energi på kort sigt. I 2016 blev 54% af den danske elforsyning og 52% i fjernvarmesektoren dækket af vedvarende energiproduktion. El- og fjernvarmesektorerne skal således være næsten fuldt ud omstillet i 2030, hvis de alene skal sørge for at målsætningen opfyldes.

To hovedspor

Selvom den overordnede retning således ligger klar, er der betydelig usikkerhed om, hvordan omstillingen til et lavemissionssamfund skal ske. For fjernvarmesektoren vil der overordnet være to hovedspor at forfølge. Den nuværende afgiftsstruktur understøtter investeringer i biomassebaseret el- og varmeproduktion og flere af de større termiske anlæg i Danmark er blevet omlagt til biomasse. På den anden side forekommer elektrificeringen af varmesektoren, transport og industri med prisreduktionerne på vind og sol de seneste år som en vej, der på længere sigt vil blive mere attraktiv samfundsøkonomisk. Udviklingen afhænger i høj grad også af, hvad der sker på det internationale marked og i Danmarks nabolande, og analysen indeholder derfor to fremtidsscenerier: Et business as usual scenarie (BAU) med fokus på biomasse og et klimascenarie med fokus på elektrificering.

Formål

Formålet med denne rapport er at danne grundlag for et bredt samarbejde mellem forsyningselskaberne og kommunerne i området om fremtidige udbygninger af varmeproduktionen. Analysen skal på et screeningsniveau identificere konkrete investeringsmuligheder for den fremtidige fjernvarmeforsyning. At analysen er en screening betyder, at der gives indikationer af, hvilke handlemuligheder, der kan være økonomisk fordelagtige, og som det vil være relevant at undersøge nærmere.

Områdets udfordringer Udviklingen af energisektoren i Sydvest- og Sønderjylland vil langt hen ad vejen følge af de nationale politiske rammer, men området har derudover også nogle særlige forhold, der vil være med til at præge udviklingen. I Esbjerg har Ørsted meldt ud, at de ønsker at stoppe al brug af kul på Esbjergværket fra 2023 og frem, og Esbjerg skal derfor inden for få år beslutte, hvilke investeringer, der skal erstatte produktionen fra Esbjergværket. I Sønderjylland har Apple valgt at placere et datacenter lidt uden for Kassø, hvor der kan blive mulighed for at udnytte overskudsvarme fra køling. Størrelsesordenen og konkrete detaljer om datacenteret er endnu ikke tilgængeligt, men det vil være nødvendigt at tage datacenteret med i betragtning, når der skal tages beslutninger om investeringer.

1.1 Elmarkedets udvikling

Der er i de senere år sket et meget kraftigt prisfald på vedvarende energi, særligt inden for solceller og havvind. Nye vedvarende energianlæg tilbyder i dag billigere el end ny fossilbaseret elproduktion.

Kraftig VE omstilling... De europæiske elsystemer vil på den baggrund gennemgå en markant omstilling til vedvarende i de kommende årtier drevet af, at VE teknologierne er de billigste og de energi- og klimapolitiske rammer i EU og de enkelte medlemslande. Konkurrencefordelen for landvind i forhold til havvind indsnævres pga. det særligt store prisfald for havvind – og dermed også den økonomiske fordel ved at opstille møller på land. Den fremtidige støtte til landvind, kystvind og markplacerede solcelleanlæg forventes at ske via udbud. Det kan gøre det mere risikofyldt at udvikle nye projekter, særligt for små projektudviklere med en lille projektportefølje.

...fører til mere
varierende elpriser Indfasning af vedvarende energi vil føre til en stigende variation i elmarkedspriserne, dvs. både flere høje priser og særligt flere timer med meget lave priser. De priser, som solceller og vindmøller vil afregne til i elmarkedet, vil derfor være betydeligt lavere end de gennemsnitlige elmarkedspriser.

Og øget efterspørgsel på
systemydelse Øget sol- og vindudbygning kan i sig selv forventes at øge efterspørgslen og prisen for systemydelse – bl.a. fordi de termiske kraftværker, som traditionelt har leveret disse ydelser fortrænges fra markedet. Omvendt forventes øget udbud fra nye teknologier som varmepumper, elpatroner, elbiler, fleksibelt elforbrug (fleksafregning) og på sigt dedikerede batterier. Samtidigt arbejder EU for øget markedsintegration – også indenfor systemydelse – hvilken kan øge konkurrencen og føre til lavere priser. Tilsvarende er markedet for specialregulering følsomt overfor ændringer i tysk regulering.

Forbedrede
indtægtsmuligheder for
decentrale KV-værker...

I løbet af 2018 og 2019 stopper udbetalingen af grundbeløb for de fleste decentrale kraftvarmeanheder. Mange varmeværker overvejer derfor at skrotte kraftvarmeanhederne, fordi der er tvivl om indtægtsmulighederne i elmarkedet og værdien af varmesalg er tilstrækkelig til at dække de faste omkostninger til serviceaftale, forsikring mv. Historisk (2016 og 2017) har der ikke været tilstrækkeligt høje priser i spot og regulerkraftmarkederne til at dække de faste omkostninger for gaskraftvarmeteknologierne. Analyserne peger dog samtidig på, at indtjeningsmuligheder for fleksible elproducerende enheder vil blive i større i fremtidens marked, og formentligt vil være tilstrækkeligt til at dække de faste omkostninger for eksisterende gaskraftvarmeanheder.

Modelanalyserne i dette projekt og fra Energinet peger endvidere på at den indenlandske elforsyningsikkerhed, kan blive udfordret af et stigende spidslastforbrug og faldende termisk elproduktionskapacitet. Her ligger en yderligere indtjeningsmulighed i fremtidens markeder, idet eksisterende gaskraftvarmeanheder vil kunne reservere billig reservekapacitet

...elkedler...

Flere lave elpriser i elspotmarkedet - i kombination med de muligheder der ligger i markederne for regulerkraft og specialregulering – peger på muligheder i investeringer i elkedler, særligt med henblik på at servicere elmarkedet.

...og batterier

Batteripriserne er faldet markant i de senere år og forventes at falde yderligere fremadrettet. Batterier kan spille en rolle som leverandør af spidslast i det overordnede elsystem og bidrage til integration af særligt solceller, hvor lagerbehovet er begrænset (flytte elproduktion fra dag til nat). Derudover kan der opstå et marked for batterier i tilknytning til husstandssolcelleanlæg, som i højere grad vil være drevet af besparelser på elafgifter og tariffbetalinger.

1.2 Udviklingsmuligheder for den fremtidige fjernvarmeforsyning

Med fortsættelse af nuværende rammevilkår (BAU) vil biomassebaserede løsninger fortsat være attraktive frem til 2030. Det skyldes dog i høj grad, at mange af værkerne i området allerede har investeret i nye opvarmningsteknologi. For værker, som står overfor at skulle investere i ny produktionskapacitet, er biomassevarme og varmepumper omtrent ligeværdige.

Fra og med 2030 bliver varmepumper den mest konkurrencedygtige opvarmningsform også i BAU-scenariet, bl.a. på grund af den kraftige indfasning af vedvarende energi i elsystemet, som giver anledning til flere perioder med meget lave elpriser.

I Klimascenariet reduceres varmepumpernes omkostninger betydeligt, fordi de eksisterende energiafgifter – herunder elafgifter - forudsættes fjernet i det scenarie,

ligesom nettarifferne antages at blive reduceret og omlagt til kapacitetsbetalinger, så de bedre afspejler de faktiske omkostninger ved et øget elforbrug til fjernvarmeproduktion. Samtidig får naturgasbaseret varmeproduktion en forøget rolle særlig på kort og mellemlangt sigt. På kort sigt er gaskedler billigere end eldrevne varmepumper, men fra 2030 ændres konkurrenceforholdet.

Analyserne peger på, at eldrevne varmepumper generelt udgør det mest robuste valg, når fjernvarmeverkerne står overfor at skulle investere i ny varmeproduktionskapacitet. I Esbjerg området kan biomassekraftvarme potentielt udgøre et konkurrencedygtigt alternativ til varmepumper med gældende afgiftsstruktur, men kun såfremt der kan opnås et elproduktionstilskud på minimum 5 øre/kWh. Hvorvidt, ny biomassekraftvarme vil opnå elproduktionstilskud, forventes afklaret i forbindelse med et kommende energiforlig.

Udnyttelse af
overskudsvarme fra
datacenter ved Kassø

Som et led i undersøgelsen af fjernvarmesektorens udviklingsmuligheder, er der foretaget en analyse af det økonomiske potentiale for udnyttelse af overskudsvarme fra datacentre ved Kassø. Der er en forventning om, at der kan leveres en meget betragtelig mængde overskudsvarme fra datacentre, som principielt er tilstrækkelig til at forsyne alle sønderjyske fjernvarmeområder. Det er endnu usikkert, hvilken temperatur overskudsvarmen leveres ved – det vil bl.a. afhænge af, om datacentret etableres med vand- eller luftkøling.

Der er betydelige investeringer forbundet med at udnytte spildvarmen fra datacenteret, dels til selve varmepumperne, dels til varmetransmissionsnettet. Disse investeringer skal holdes op i mod besparelser til lokal indkøb af brændsler og el, og et reduceret behovet for investeringer i lokale produktionsenheder. Analysen forudsætter, at datacenteret og varmetransmissionsnettet – med forbindelse til Aabenraa, Haderslev, Tønder, Sønderborg, Padborg og Flensborg – etableres i 2023, og indregner også gevinsten af, at fjernvarmeselskaberne kan udveksle øvrig produktion via transmissionsnettet.

De økonomiske analyser peger på, at datacenterløsningen ikke er selskabsøkonomisk konkurrencedygtig i åbningsåret 2023 med de nuværende rammevilkår. Det skyldes, at overskudsvarmen fra datacenteret primært erstatter produktion fra eksisterende biomassekedler, som har forholdsvis lave marginale omkostninger. Frem mod 2030 nedslides de fleste eksisterende anlæg imidlertid, og værdien af datacenterleverancerne stiger, fordi de erstatter investeringer i anden ny produktionskapacitet. Efter 2030 forbedres økonomien yderligere, og der opnås et betydelig årligt overskud på investeringen.

Da overskudsvarmen fra datacenteret primært erstatter afgiftsfri biomasse medfører projektet en øget afgiftsbetaling til staten. Afgiftsbetalingen er imidlertid

ikke en samfundsøkonomisk omkostning, og projektets samfundsøkonomi er derfor positiv allerede fra 2023.

I klimascenariet er de årlige driftsbesparelser heller ikke tilstrækkelige til at dække projektets kapitalomkostninger i 2023. Frem mod 2030 går det regnskab cirka i nul for igen at udvise et underskud i 2050. Man kan undre sig over, at datacenterets økonomi faktisk er lidt dårligere i klimascenariet end i BAU-scenariet, på trods af, at det bliver billigere at producere varme på datacenter varmpumperne, når elafgiften fjernes, og nettariffrerne omlægges og reduceres. Det skyldes imidlertid, at referencevarmen på lokale varmpumper eller gasbaseret varme også bliver billigere. Den relative gevinst, ved at datacenter varmpumperne har højere COP end lokale varmpumper, bliver ganske enkelt mindre, når afgifter og tariffer fjernes og reduceres.

Analyserne peger således ikke entydigt på, at det vil være fordelagtigt at udnytte overskudsvarmen fra datacenteret. Der er imidlertid en række forhold, som efter nærmere analyser kan vise sig, at forbedre projektets økonomi betydeligt, herunder muligheden for at optimere på varmpumpernes COP og transmissionsnettets design, storskala gevinster og mulighed for lavere distributionstarif pga. tilslutning ved højt spændingsniveau.

Endelig skal det bemærkes, at der i analysen som udgangspunkt er anvendt et forrentningskrav for alle investeringer - både relateret til udnyttelse af overskudsvarme på datacentre og andre varmeteknologier – på 5 % realrente, for at tage hensyn til den risiko, der vil være forbundet med store up-front investeringer. De fleste fjernvarmeselskaber vil formentlig kunne låne til en betydeligere lavere rente. Gennemføres analysen med en lavere rente forbedrer det projektets økonomi noget, særligt på den korte bane.

2 Metode og forudsætninger

2.1 Scenariebeskrivelse

Til analysen er der opstillet to udviklingsforløb, der har til formål at illustrere, hvordan el- og fjernvarmesektoren i Sydvest- og Sønderjylland kan udvikle sig frem mod 2050. De to udviklingsforløb adskiller sig ved, hvilke rammevilkår der gør sig gældende, og udspænder på den måde et udfaldsrum i form af to scenarier:

- BAU-scenariet (Business as usual)
- Klimascenariet

BAU-scenariet	BAU-scenariet afspejler en udvikling, hvor eksisterende tilskuds- og afgiftsstrukturer i udgangspunktet opretholdes. Der tages dog højde for planlagte og forventede ændringer af sektoren herunder bl.a. reduktionen af elvarmeafgiften. Den grønne omstilling af el og varmesektoren vil derfor ske i et moderat tempo. På kort og mellemlang sigt vil det således være støtteordninger, der vil styre udbygningen af VE, men på lang sigt antages det at CO ₂ -prisen vil blive styrende.
Klimascenariet	Klimascenariet afspejler et udviklingsforløb, hvor udviklingen er styret af en effektiv CO ₂ -regulering, og hvor ambitionerne på klimaområdet er højere end i BAU-scenariet både nationalt og internationalt. Afgifter og tilskud erstattes derfor af en stigende CO ₂ -pris, som dermed tilskynder til en teknologineutral omstilling af el og varmesektoren. Denne udvikling ligger i tråd med både hvordan EU ser en fremtidig regulering af energisektoren, men den ligger også på linje med Energikommisionens anbefalinger om at offentlige støtteordninger til vedvarende energi skal reduceres og på sigt helt fjernes. Med en teknologineutral udbygning af VE vil der komme en stigende udbygning med vind og sol samt en elektrificering af varmesektoren.
Sammenhæng til Energistyrelsens scenarier	<p>De to scenarier er tænkt som en regional udmøntning af de nationale scenarier, som Energistyrelsen har opstillet og udgivet i rapporten "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050" fra maj 2014.</p> <p>Energistyrelsens vindscenarie er designet til et bioenergiforbrug, der nogenlunde svarer til, hvad Danmark selv kan levere, dvs. ca. 250 PJ. Det betyder ikke, at bioenergien nødvendigvis er dansk, men at den kan leveres fra Energistyrelsens scenarier. Det kræver en massiv elektrificering i transport, industri og fjernvarme og en kraftig udbygning med havmøller samt på den lange bane anvendelse af brint for at holde bioenergiforbruget nede.</p>

Biomassescenariet designes til et årligt bioenergiforbrug omkring 450 PJ. Det indebærer en væsentlig netto-biomasseimport i normale år (omkring 200 PJ).

BAU-scenariet fremmer i højere grad end Klimascenariet biomasseløsninger og lægger sig dermed op af tankegangen i Energistyrelsens Biomassescenarie, mens Klimascenariet understøtter vindkraft, solceller og elektrificering ligesom Energistyrelsens Vindscenarie

2.2 Rammevilkår i BAU- og Klima-scenariet

De vigtigste rammevilkår, hvor scenarierne adskiller sig er opsummeret i Tabel 1 nedenfor. Frem til 2030, tages der i BAU-scenariet udgangspunkt i de nuværende forhold, dvs. eksisterende og planlagte anlæg samt en opretholdelse af eksisterende afgifter på fossile brændsler. I klimascenariet tages der ligeledes udgangspunkt i eksisterende og planlagte anlæg, men reguleringen af sektoren baseres i højere grad på CO₂-prissystemet. I takt med at eksisterende værker lukkes, vil investeringer i nye anlæg blive modelleret.

	BAU-scenarie	Klimascenarie
CO₂-pris	2023: 10 €/ton 2030: 15 €/ton 2050: 40 €/ton	2023: 25 €/ton 2030: 40 €/ton 2050: 100 €/ton
El-tilskud	Fortsat tilskud til sol og vind i DK og nabolande Fortsat tilskud til biomassekraftvarme i DK	Ingen tilskud, men planlagte VE-udbygninger i nabolande indgår
Elvarmeafgift	Reduceres til 15,5 øre/kWh fra 2021 og frem	Fjernes
Afgifter på fossile brændsler	Nuværende niveau	Fjernes
El-nettariffer	Eksisterende selskabs-økonomiske nettariffer med betaling pr. kWh	Halvering af nettarif for el til fjernvarmeproduktion og omlægning til effektbaseret tariffbetaling
Kraftvarmekrav	Afskaffelse kraftvarmekrav både centralt og decentralt	Afskaffelse kraftvarmekrav både centralt og decentralt

Tabel 1. Oversigt over scenarieforudsætninger

CO₂-pris

På lang sigt antages det, at CO₂-prisen internationalt kommer til at styre omstillingen af energisektoren i begge scenarier. I klimascenariet vil ambitionen være højere, og derfor er der i scenariet antaget en højere pris end i BAU-scenariet på 100 €/ton sammenlignet med 40 €/ton. I klimascenariet antages det derudover,

at CO₂-kvotesystemet tidligere vil komme til at spille en afgørende rolle i omstillingen af de europæiske energisystemer og udbygningen af VE frem mod 2030.

I dag betales der ved forbrænding af naturgas til fjernvarmeproduktion energiafgift på 55,5 kr./GJ og en CO₂-afgift på 9,5 kr./GJ, der samlet set giver en afgift på 65 kr./GJ-naturgas. For kraftvarmeenheder betales der kun afgift af den del af brændslet, der bruges til varme. Elvarmeafgiften på 15,5 øre/kWh svarer til 43 kr./GJ. CO₂-kvotepriserne, som fremover forventes at komme til at være styrende for omstillingen til vedvarende energi, er i det seneste halvår steget fra ca. 7 €/ton til 14 €/ton i dag svarende til 6 kr./GJ for naturgas. I klimascenariet antages CO₂-kvoteprisen at stige til 40 €/ton i 2030 svarende til 17 kr./GJ-naturgas og til 100 €/ton i 2050 svarende til 42 kr./GJ-naturgas. Kvoteprisen påvirker brændsel til både el- og varmeproduktion i modsætning til energi- og CO₂-afgiften. Ovenstående viser således, at afgiftsniveauet i dag er højt sammenlignet med de forventede fremtidige kvotepriser.

El-tilskuddet til
biomassekraftvarme

I dag kan eksisterende biomassefyrede kraftvarmeværker få et tilskud til elproduktion på 15 øre/kWh. Støtteordningen er godkendt af EU's statsstøtteregler og løber frem til midten af 2019. Hvis biomassefyrede værker skal opnå støtte efter 2019, kræver det, at der laves en ny støtteordning, der igen skal godkendes af EU-kommissionen. Det er derfor uvist, hvordan støtten fremover vil se ud. Der er en sandsynlighed for, at eksisterende værker også efter 2019 vil modtage støtte, mens det er mere usikkert om det også vil være gældende for nye anlæg. I både BAU og Klimascenariet er det antaget, at kun eksisterende værker kan modtage el-tilskud, og at nye værker ikke kan opnå støtte fra 2020 og frem. Effekten af et eventuelt eltilskud til ny biomassekraftvarme drøftes i forbindelse med resultatgennemgangen.

Tilskud til VE-
elproduktion

Det er uvist, hvordan de fremtidige tilskud til vind og sol kommer til at udvikle sig. Frem til 2030 indlægges en fast udbygning med vedvarende energi, som er baseret på nationale planer og TSO'ernes indmeldinger til ENTSO-E. I Danmark er udviklingen baseret på Energinets seneste analyseforudsætninger, som beskriver en sandsynlig udvikling med VE i Danmark. Udviklingen i Danmark afstemmes, så den fører til minimum 50 % VE i det samlede energisystem.

Tarifstruktur

Nettarifferne består i dag af en variabel betaling pr. leveret kWh samt abonnement. Det dækker over en net- og systemtarif til Energinet og en lokal distributionstarif til det lokale distributionsselskab, som i Sydvest- og Sønderjylland primært er Evonet (tidligere Syd Energi Net). Det er sandsynligt, at tarifstrukturen fremover vil ændre

sig, så den i højere grad afspejler omkostningsstrukturen for levering af el. Da el-distribution er forbundet med store faste omkostninger og kun i mindre grad er relateret til mængden af leveret el, vil en omkostningsægte betaling være en fast betaling, dvs. en betaling pr. effekt i stedet pr. kWh. Derudover vil marginalomkostningen ved at tilføje nyt forbrug til elsystemet være lavere end de gennemsnitlige omkostninger i dag. Dertil kommer, at varmepumper antages at indgå afbrydelige kontrakter, som kan skabe en værdi for el-systemet. En omlægning af tarifstrukturen vil således understøtte brugen af el til varmeproduktion¹. Det antages på den baggrund, at tarifstrukturen ændres til en effektbetaling i klimascenariet, mens den eksisterende tarifstruktur opretholdes i BAU-scenariet.

Elvarmeafgiften

Regeringen har d. 12. november 2017 vedtaget at nedsætte elafgiften for el til opvarmning med gennemførelsen af en Erhvervspakke. Elvarmeafgiften er i dag 40,5 øre/kWh og nedsættes ifølge aftalen på følgende måde:

- 2019: Nedsættes med 15 øre/kWh i forhold til i dag
- 2020: Nedsættes med 20 øre/kWh i forhold til i dag
- 2021 og frem: Nedsættes med 25 øre/kWh i forhold til i dag

Beslutningen om at nedsætte elvarmeafgiften permanent med 25 øre/kWh fra 2021 og frem er endnu ikke gennemført, men aftaleparterne bag erhvervsaftalen har tilkendegivet et ønske om, at det gennemføres i forbindelse med den kommende energiaftale. Det er derfor i BAU-scenariet antaget, at elvarmeafgiften er 15,5 øre/kWh fra 2021 og frem, mens det i klimascenariet er antaget, at den helt fjernes.

Kraftvarmekravet

Det er fælles for scenarierne, at kraftvarmekravet både i centrale og decentrale områder afskaffes. Set i lyset af hvilke teknologier, der vinder frem i el- og varmesektoren er det sandsynligt, at kraftvarmekravet vil ophøre.

2.3 Den anvendte optimeringsmodel

I analysen anvendes el- og varmemarkedsmodellen Balmorel til at simulere både elmarkedet og fjernvarmesystemet. Balmorel-modellen indeholder data for el-systemet i hele Nordvesteuropa. Modellen optimerer det sammenhængende fjernvarme- og elsystem ud fra en minimering af de samlede omkostninger.

Modelopsætning

Metodisk modelleres der en elprisudvikling på timeniveau for alle prisområder i Nordvesteuropa for hvert af de analyserede år. Elpriserne anvendes efterfølgende som input i forbindelse med modelleringen af fjernvarmesektoren i Sydvest- og

¹ Se bl.a. Dansk Fjernvarmes analyse 'Fremme af fleksibelt forbrug ved hjælp af tariffer' fra 2015

Sønderjylland. Til dette projekt er alle fjernvarmesystemer i Sønderjylland og Sydvestjylland repræsenteret i modellen.

Modelinputs	Som input til modellen angives fjernvarmebehov, elbehov, brændselspriser, CO2-priser, affaldsmængder, skatter og afgifter (relevant for BAU-scenariet), tekniske og økonomiske data for eksisterende produktionsanlæg og varme lagre, potentialer for vedvarende energi, potentialer for investeringer i varmepumper samt tekniske og økonomiske data for nye anlæg. El- og fjernvarmebehovet fordeler sig på timeniveau over året efter el- og varmemeforbrugsprofiler.
Investeringer i nye anlæg	I takt med at levetiden på de eksisterende anlæg udløber, investeres der i ny produktions- og lagerkapacitet ud fra, hvad der i en systemsammenhæng er økonomisk attraktivt. Det omfatter bl.a. et valg mellem nye kraftvarmeværker, kedler, varmepumper, solvarmeanlæg, og/eller varmelagre. Derudover beregner modellen, hvordan driften skal fordeles mellem anlæggene for hvert tidssegment over året. Denne lastfordeling bestemmes ud fra, hvad der giver de laveste omkostninger for systemet som helhed. Modellen har mulighed for at lukke eksisterende kapacitet før, det er udtjent, hvis det viser sig at være økonomisk fordelagtigt at erstatte det med ny kapacitet.
Beregningsår	Der er foretaget modelberegninger for 2016 (reference), 2023, 2030 og 2050. For beregningen af 2016 er kun eksisterende anlæg simuleret, og der kan ikke investeres i ny teknologi. Referencen bruges til at sammenligne, hvordan modelsimuleringen og statikken passer sammen. Fra 2023 kan modellen investere i nye produktionsanlæg både i el- og fjernvarmesystemet. I modelsimuleringerne af de efterfølgende år er investeringer foretaget af modellen i tidligere år inkluderet. Fx eksisterer investeringer i nye anlæg i 2023 fortsat i modellen ved simuleringen af 2030. Optimeringen af hvert beregningsår sker ud fra forholdene i det givne år (årets brændselspriser, el- og varmeefterspørgsel mv.)
Tidsaggregering	Ved simuleringen af el-systemet er der i første omgang anvendt en tidsaggregering, dvs. færre tidssegmenter end timer på et år, som gøres af hensyn til beregningstiden for et scenarie. Dernæst er elpriserne simuleret på timeniveau med fuld tidsopløsning (24 timer*7 dage*52 uger). Til simuleringen af fjernvarmesystemet er der anvendt 13 repræsentative uger per år med simulering af hver enkelt time i hver af disse uger. Der er til fjernvarmeanalysen anvendt elpriser hørende til simuleringen, således at elprisen er repræsentativ både i forhold til gennemsnitsprisen og i forhold til udsvingene i elpriserne. Tidsaggregeringen anvendt i analysen betyder, at systemværdien af varmelagre undervurderes. Varmelagerresultaterne skal derfor tages med forbehold.

Optimering med perfekt fremsyn	Når modellen optimerer investeringer og drift for et givent beregningsår, sker det med fuld viden om el- og varmebehovet samt vind- og solressourcer i den enkelte time for hele året. Modellen har så at sige perfekt fremsyn. Det svarer til en antagelse om, at der kan laves 100 % pålidelige prognoser - noget der karakteriserer mange energimodeller. Antagelsen om perfekt fremsyn betyder primært, at omkostninger til regulerkraft og reserver i elsystemet ikke er repræsenteres. Den forsimpning, der ligger i forudsætningen om perfekt fremsyn, har ikke nogen væsentlig betydning for de overordnede resultater, men for de teknologier, som netop ser en stor del af indtjeningen i regulerkraftmarkederne er det en anden sag. Derfor er der lavet særskilte analyser af gasmotorer, elpatroner, batterier samt varmelagre, hvor betydningen af regulerkraftmarkedet inddrages (se sektion 7).
Geografi og transmission	Elsystemets simulering omfatter Nordvest- og Centraleuropa, dog ikke den Iberiske halvø og Balkan landene. Alle eksisterende og planlagte el-transmissionsforbindelser herunder VikingLink til England er medtaget i simuleringerne. Til fjernvarmeanalysen er alle 36 fjernvarmesystemer i Sydvest- og Sønderjylland repræsenteret individuelt.
Prisår	Alle økonomiske beregningsresultater er vist i faste 2016-priser.

2.4 Beregningsforudsætninger

Nedenfor gennemgås de vigtigste beregningsforudsætninger. Mere detaljerede forudsætninger fremgår af bilag 3.

Data for produktionsanlæg	Der er indhentet data om eksisterende, planlagte og fremtidige produktionsanlæg for fjernvarmesystemerne beliggende i de syv kommuner: Esbjerg, Varde, Fanø, Tønder, Åbenrå, Sønderborg og Haderslev. Der er taget udgangspunkt i oplysninger fra Energiproducenttællingen 2016 for de eksisterende anlæg, som er suppleret med informationer fra fjernvarmeselskaberne. For planlagte anlæg og fjernvarmeudvidelser er fjernvarmeselskaberne blevet adspurgt.
Brændselspriser	Brændselspriser er som udgangspunkt baseret på fremskrivninger fra det internationale energiagenturs World Energy Outlook fra 2017. Udviklingen er baseret på deres scenarie 'Sustainable Development', som svarer til det tidligere 450 ppm scenarie, som er omregnet til danske forbrugerpriser.
Varmebehov	Varmebehovet til fjernvarmeproduktion tager udgangspunkt i niveauet fra 2016, som klimamæssigt var tæt på at være et normalår. Ved fremskrivningen, er der indlagt en svagt faldende tendens i varmebehovet dog korrigeret for planlagte

fjernvarmeudvidelser. Den faldende tendens i varmebehovet afspejler udviklingen i energieffektiviseringer af boliger, som følger tendensen i Energistyrelsens basisfremskrivning fra 2017.

Affald

Det er i scenarieberegningerne indlagt et krav til, hvor meget affald, der skal forbrændes i området. Affaldsmængderne tager udgangspunkt i de mængder, der forbrændes i dag på ca. 3200 TJ (samlet for området), og udvikler sig over tid proportionalt til Miljøstyrelsens fremskrivning af affaldsmængderne til forbrænding for hele landet. Der kan investeres i nye affaldsforbrændingsanlæg i de eksisterende affaldsbyer (Esbjerg og Sønderborg), men affaldsmængderne er derudover fordelt i forhold til, hvor den giver den største værdi for systemet.

Biomasse

Import af træflis og træpiller er forudsat muligt, da disse biomasseressourcer i dag handles på tværs af landegrænser. Lokale biomasseressourcer, dvs. halm er antaget begrænset.

Flere detaljer om forudsætninger er beskrevet i forudsætningsbilaget.

2.5 Kortlægning af lokale varmekilder

Der er til analysen lavet en vurdering af, hvilke lokale varmekilder, der kan udnyttes i varmepumper for hvert fjernvarmesystem. Der er her lavet en screening af, i hvilket omfang der udnyttes følgende varmekilder:

- Havvand
- Søer og åer
- Spildevand
- Drikkevand
- Grundvand
- Luft

Fjernvarmeselskaberne er derudover blevet spurgt til mulighederne for at udnytte industriel overskudsvarme.

Det er antaget, at der i alle områder kan udnytte luft og grundvand, som varmekilde til varmepumper, der antages at kunne bruges ubegrænset. Havvand kan udnyttes i de områder, som har et fjernvarmesystem i nærheden af et havneanlæg, og potentialet antages ligeledes ubegrænset for disse.

For spildevand- og drikkevandspotentialerne er der lavet en screening af, hvilke lokale spildevands- og drikkevandsanlæg, der ligger i nær afstand til et fjernvarmesystem, så det realistisk kan udnyttes til fjernvarmeproduktion.

Vandværker med en afstand på mindre end 5 km er taget med i betragtning. For hvert spildevands- og drikkevandsanlæg er der ud fra de årlige flows eller personækvivalenter lavet overslag over, hvor meget varme, der kan udnyttes i en varmepumpe. Opgørelsen af varmepotentialet baserer sig på en metode anvendt ved strategisk energiplanlægning for hovedstadsområdet. Her blev der regnet detaljeret på udvalgte drikkevands- og spildevandsanlæg, og derfra kunne antagelser om temperaturer og flows overføres til andre anlæg af samme type.

De beregnede potentialer fremgår af Tabel 2 nedenfor.

MW	Vest	Syd
Spildevand	17,1	11,6
Drikkevand	3,6	3,1
Havvand	Ubegrænset: Esbjerg-Varde	Ubegrænset i følgende fjernvarmeområder: Sønderborg, Åbenrå, Haderslev, Nordborg, Augustenborg, Broager
Grundvand	Ubegrænset: Alle	Ubegrænset: Alle
Luft	Ubegrænset: Alle	Ubegrænset: Alle

Tabel 2: Beregnede potentialer for varmekilder til varmepumper

Grundvand er beregningsmæssigt antaget ubegrænset, men i praksis kan der være nogle lokale forhold, som kan begrænse ressourcen.

3 Fremtidens elmarked

I de kommende årtier forventes de europæiske elsystemer at gennemgå en særdeles markant omstilling til meget høje niveauer af grøn energi, særligt vindkraft og solceller.

Udviklingen fremmes både af de klimapolitiske målsætninger, i de enkelte lande og på EU niveau, men ikke mindst af det faktum, at nye VE-anlæg i dag kan levere billigere el end nye fossile kraftværker. Der er således ikke tvivl om, at energisystemerne vil bevæge sig mod mere grøn energi, men de politiske rammer vil have væsentlig betydning for, hvor hurtigt det kommer til at ske.

Udfordringen bliver at integrere den vedvarende energi i energisystemet, så den får så høj værdi som muligt og sikrer størst mulig fortrængning af fossil energi.

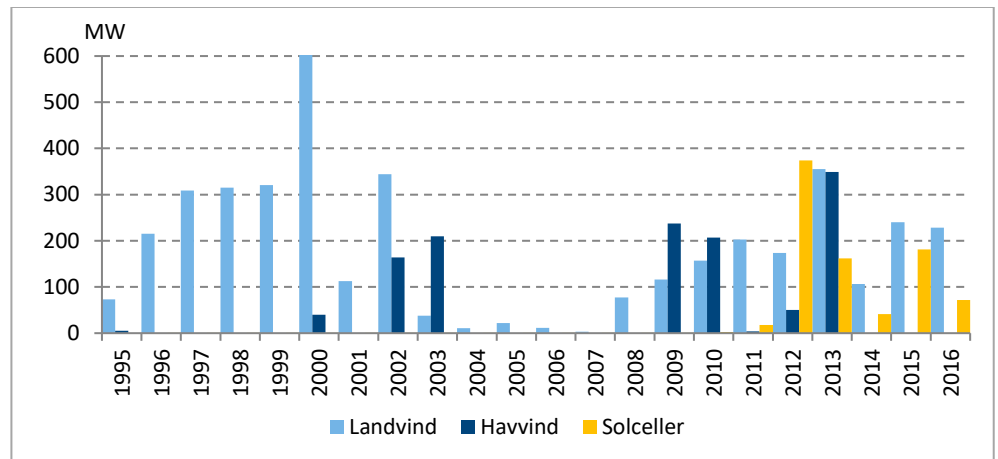
Den fremtidige forsyningsstruktur i elsektoren og det resulterende elprisbillede spiller en også helt afgørende rolle for fjernvarmesektorens udvikling. Elpriseniveauet og variationerne er afgørende for økonomien i både kraftvarmeteknologier, varmepumper og elpatroner.

Derudover vil det fremtidige prisniveau og prismønster være afgørende for investeringer solceller og vindmøller, da den fremtidige støtte til disse teknologier kan forventes at ske i form af pristillæg til elmarkedsprisen.

Politisk kan den grønne omstilling fremmes ved at støtte den vedvarende energi, ved at beskatte CO₂-udledning eller ved decideret at forbyde fossile produktionsanlæg. Alle tre typer af virkemidler anvendes i dag, men på europæisk niveau har særligt støtte til vedvarende energi været drivende for udbygningen med grøn energi. Det skal ses i sammenhæng med, at EU's kvotesystem ikke har leveret en CO₂-pris, der er tilstrækkelig til at drive den grønne omstilling. Aktuelt ligger kvoteprisen på knap 60 kr./ton. EU har dog vedtaget en række væsentlige stramninger af kvotesystemet i løbet af de senere år, og nogle aktører vurderer, at kvoteprisen kan stige betydeligt.

3.1 Billig VE vil præge fremtidens elmarked

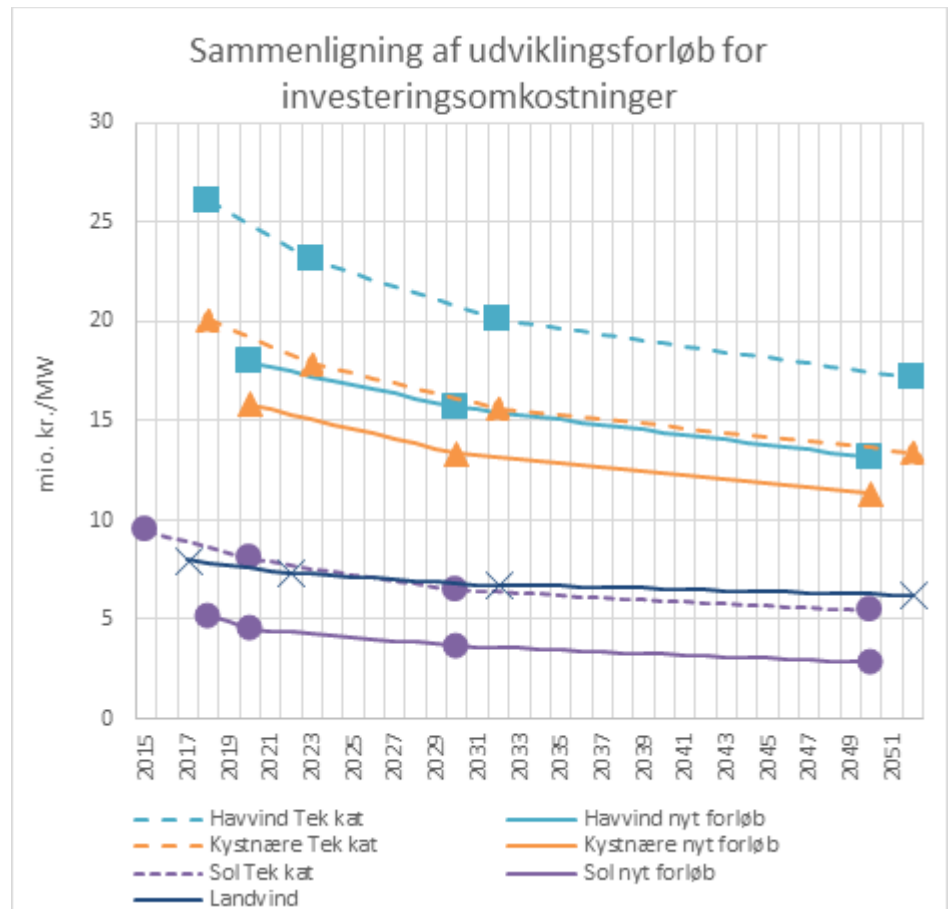
Prisen på vedvarende energiteknologier er faldet kraftigt de senere år. Den mest dramatiske udvikling er sket for solceller, men også havvind og landvind har vist betydelige prisfald. Det har betydet, at det allerede i dag er billigere at investere i vind fremfor ny kulkraft.



Figur 1. Historisk udbygning af landvind, havvind og solceller. Kilde: Energistyrelsen og Energinet

Udbygningen med vedvarende energi afhænger i høj grad af markedsforhold, men for vindmøller og solceller i særdeleshed også af praktiske, planlægningsmæssige og politiske forhold og begrænsninger.

Udbud af havvind- og solcelleprojekter har vist væsentligt lavere priser, end det har været forventet bl.a. af Energistyrelsen. Både nationale og internationale auktioner for vind og sol i løbet af 2016 har indikeret, at omkostningerne til havvind og solceller er faldet mere end forventet (se Figur 2).

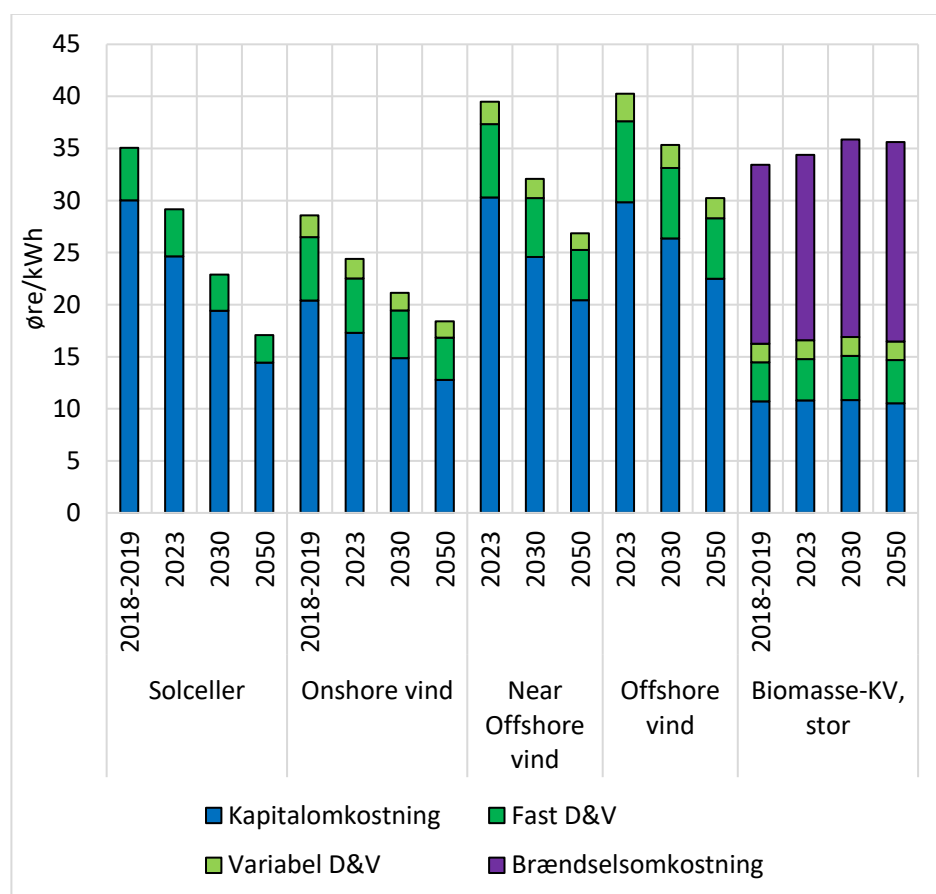


Figur 2. Estimat for udvikling af teknologiomkostninger (investeringsomkostninger) i forhold til Energistyrelsens og Energinets teknologikatalog (tekkat). Omkostninger er vist for det år, hvor teknologien opføres. Kilde: Egne beregninger + (Energistyrelsen, 2017). Opdateringer af teknologiomkostninger er foretaget på baggrund af budpriserne for Kriegers Flak, Borssele 1 & 2, Borssele 3 & 4 Gode Wind for havvind, samt de seneste danske og tyske udbud for sol.

For at sammenligne de fremtidige konkurrenceforhold mellem VE-teknologierne bestemmes 'levelised cost of energy (LCOE) generation', dvs. omkostningen pr. leveret enhed el, estimeret. I figuren nedenfor er omkostningerne til at producere én kWh vist for de centrale elteknologier både i dag samt den forventede udvikling frem til 2050, hvor den seneste justering af teknologidata (jf. Figur 2 ovenfor) er medtaget.

Landvind er i dag den billigste måde at producere VE-el på, idet det med dagens teknologi kan produceres til en omkostning på ca. 28 øre/kWh. Solceller kan i dag producere strøm til ca. 35 øre/kWh. Frem mod 2020-2025 (angivet som 2023 i figuren) vil landvind og solceller fortsat være mest konkurrencedygtige. Omkostningerne til havvind og kystnære møller antages at falde drastisk og bliver reduceret til ca. 40 øre/kWh i 2023 og 30-35 øre/kWh i 2030, men solceller og

landvind forventes fortsat at være ca. 25-30% billigere. Denne tendens gør sig også gældende på lang sigt.



Figur 3. Levelised cost of energy (LCOE) for VE-elproducerende anlæg. For landvind, nærkyst-vind, havvind er der antaget en rente på 5% og 20 års levetid. For solceller er der antaget en rente på 5% og 30 års levetid. Kilde: (Energistyrelsen, 2017) + egne beregninger

Til sammenligning vurderes elproduktionsomkostningen for et nyt kulkraftværk, at ligge på tæt ved 50 øre/kWh uden indregning af indtægter fra varmesalg og ca. 33 øre/kWh, når der indregnes en varmeindtægt. I beregningen indgår en kvotepris på 150 kr./ton.

Både sol, landvind og havvind er altså billigere end ny kulkraft (uden varmeindtægt) – og frem mod 2030 er det sandsynligt, at ny sol og landvind kan producere billigere el end eksisterende kulkraftværker.

Der vil fortsat være brug for termiske værker til at sikre forsyningen, når det ikke blæser og solen ikke skinner, men som det vil fremgå modelanalyserne af de europæiske elsystemet i det følgende afsnit, betinger prisudviklingen, at de

vedvarende energiteknologier vil blive dominerende i det europæiske elsystem i løbet af de kommende årtier.

3.2 Modelanalyse af fremtidens elforsyning

Simulering af Nordvesteuropas elsystem

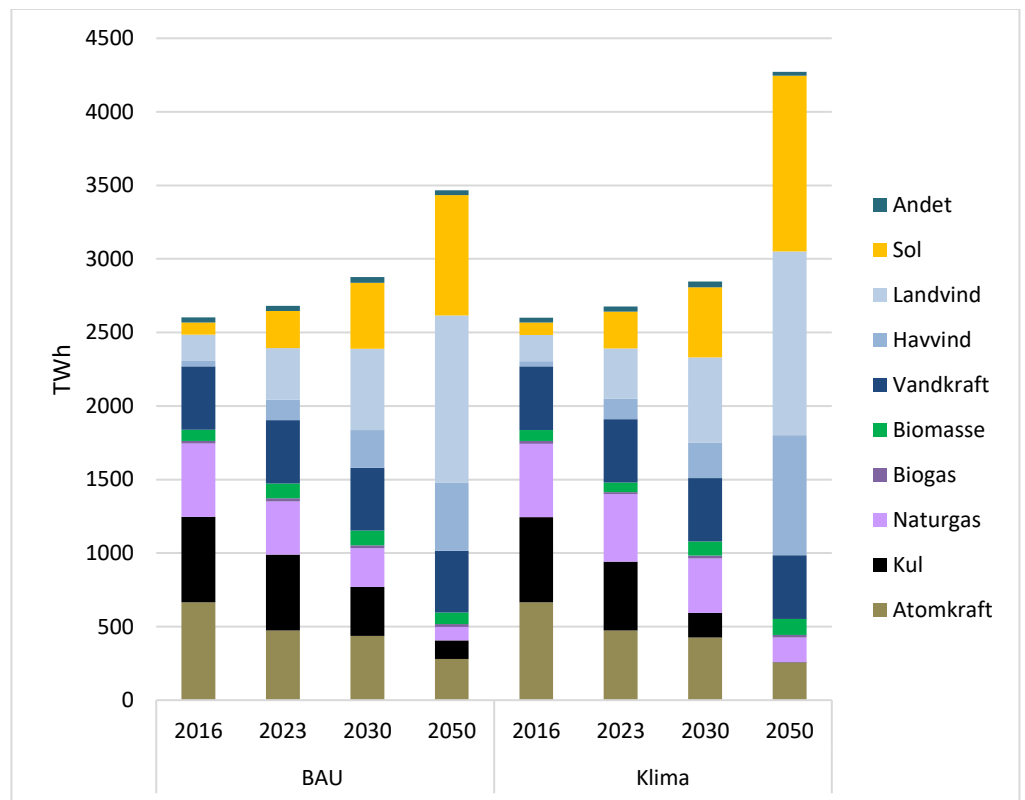
I analysen anvendes el- og varmemarkedsmodellen Balmorel til at simulere både elmarkedet og fjernvarmesystemet. Balmorel-modellen indeholder data for elsystemet i hele Nordvesteuropa. Metodisk modelleres der en elprisudvikling på timeniveau for alle prisområder i Nordvesteuropa for hvert af de analyserede år. Elpriserne anvendes efterfølgende som input i forbindelse med modelleringen af fjernvarmesektoren i Sydvest- og Sønderjylland.

Kraftig grøn omstilling i både BAU og Klima

I både BAU og Klimascenariet gennemgår det europæiske elsystem en meget kraftig grøn omstilling. Andelen af vedvarende energikilder i elforsyningen stiger i det modellerede område til 67% i 2030 i BAU og 87% inden 2050. I Klimascenariet ses en lidt højere VE-andel på hhv. 69% og 91% i 2030 og 2050. Produktionen er dog større, idet elektrificeringen på langt sigt er større i Klima-scenariet. I begge scenarier er det meget kraftig udbygning med vind (både land og havvind) og solceller, der fører til den øgede VE-andel.

Når der ses en meget kraftig udvikling i både BAU og Klimascenariet, skal det ses på baggrund af førnævnte kraftige prisfald på VE, der er set i de senere år. Ny VE leverer i dag billigere el end nye fossile kraftværker, og denne konkurrencefordel øges over tid i takt med den teknologiske udvikling. Dertil kommer, at der i bl.a. Tyskland og Sverige er fastlagt udbygningsforløb for VE frem til 2030/2035, som afspejler de langsigtede energipolitiske målsætninger i de to lande. Dette indregnes som grundforudsætning i begge scenarier. Selv i BAU-scenariet, hvor EU ikke for alvor lykkes med sin klimapolitik, sker der derfor alligevel en kraftig omstilling til vedvarende energi.

Figurerne nedenfor viser udviklingen i elforsyningen fordelt på brændsler i de to scenarier for det modellerede område. Elforbruget – og dermed også elproduktionen – er højere i Klimascenariet, fordi der her forudsættes en stigende elektrificering af transport og opvarmningssektorerne.

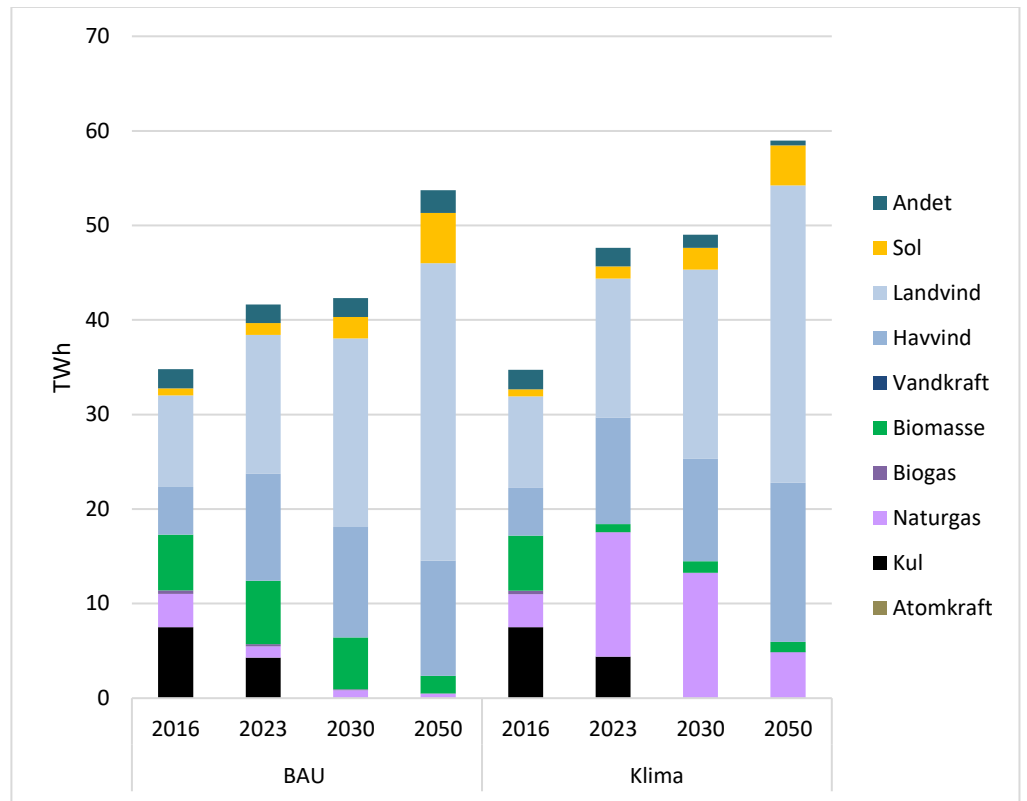


Figur 4: Elproduktion i Nordvest- og Centraleuropa. Modelområdet omfatter det meste af Europa, dog ikke den Iberiske halvø og Balkan landene.

Elproduktion i Danmark

Andelen af vedvarende energikilder i elforsyningen stiger i Danmark frem mod 2050 i begge scenarier til tæt ved 100%. Det er meget kraftig udbygning med vind (både land- og havvind) og solceller, der fører til den øgede VE-andel.

I Klimascenariet er der en betydelig elproduktion på naturgas i 2030. Det hænger sammen med at energifgiften på naturgas forudsættes at blive fjernet i det scenarie, hvilket gør gaskraftvarme attraktiv, på trods af at CO₂-prisen ligger på 300 kr./ton. I 2050 når CO₂-prisen dog et så højt niveau (750 kr./ton), at gasbaseret elproduktion alene er relevant som spidslast og back-up for sol og vind.



Figur 5: Elproduktion i Danmark i hhv. BAU og Klimascenariet. Kilde: Egne modelresultater

Tabellen nedenfor viser udviklingen i elkapacitet i Danmark. Det skal bemærkes, at vindkraftudviklingen, primært sker i form af landvind og i mindre grad med havvind. Det afspejler, at landvind med de anvendte forudsætninger er billigere end havvind. Omkostningsforskellen indsnævres imidlertid, og det er sandsynligt, at vindudviklingen i højere grad vil foregå på havet end beregnet, af hensyn til de gener landvind påfører.

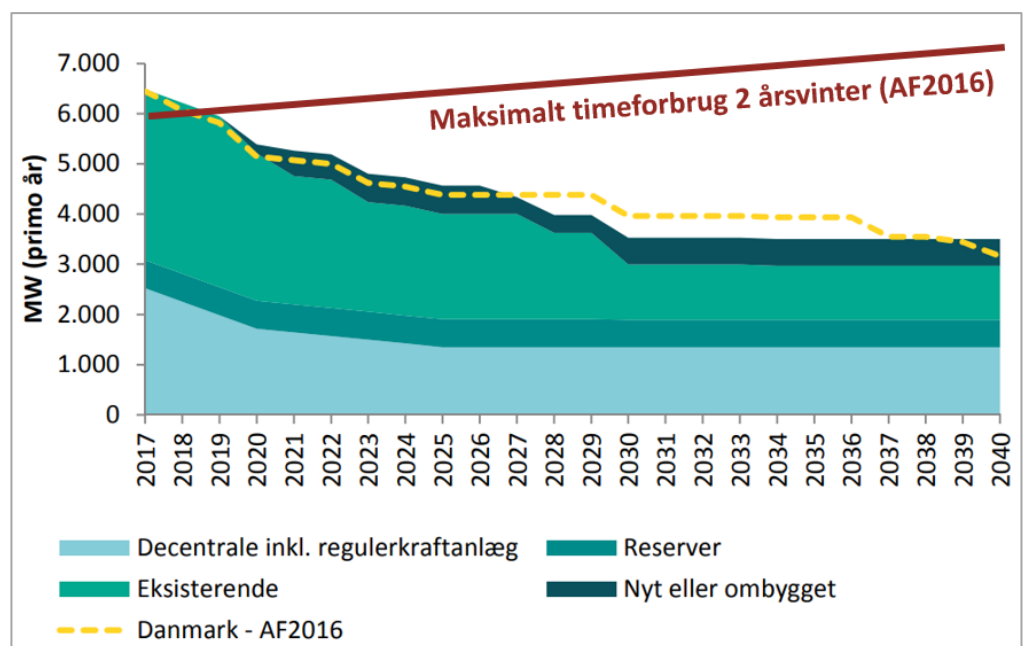
MW	BAU				Klima			
	2016	2023	2030	2050	2016	2023	2030	2050
Sol	780	1350	2430	5290	780	1350	2430	4260
Kul	1830	790	0	0	1830	800	0	0
Naturgas	2080	780	700	670	2080	3390	4370	3030
Biomasse	1260	1660	1520	480	1260	230	210	200
Affald	290	270	270	330	290	270	190	70
Havvind	1270	2720	2710	2700	1270	2720	2710	3900
Landvind	3810	5140	6310	8500	3810	5140	6310	8500
Andet*	1040	30	10	0	1040	10	10	0

Tabel 3. Samlet el-kapacitet i Danmark i hhv. BAU- og Klimascenariet. *Primært oliefyret reservekapacitet

3.3 Forsyningsikkerhed

Der ses desuden et kraftigt fald i den termiske produktionskapacitet – særligt i BAU-scenariet, hvor kapaciteten fra kul, naturgas, biomasse og affald – tilsammen udgør mindre end 2500 MW i 2030 og mindre end 1500 MW i 2050. Når det bliver billigere at producere el fra vind og sol, vil termisk elkapacitet blive mindre økonomisk rentabelt.

Energinet forventer en tilsvarende udvikling i sine analyseforudsætninger. Her regner man med et fald i den samlede danske termiske el-kapacitet fra ca. 6,5 GW til knap 4 GW samtidig med at el-spidslastforbruget forventes at stige. Danmark vil med den kraftige grønne omstilling vil ikke længere have tilstrækkeligt med stabil kapacitet til at dække timeforbruget i timer med højt forbrug. Udfordringen bliver at sikre forsyningsikkerheden, når vinden ikke blæser og solen ikke skinner. Her bliver bl.a. Danmarks forbindelser til udlandet, fleksibiliteten af elforbruget afgørende.



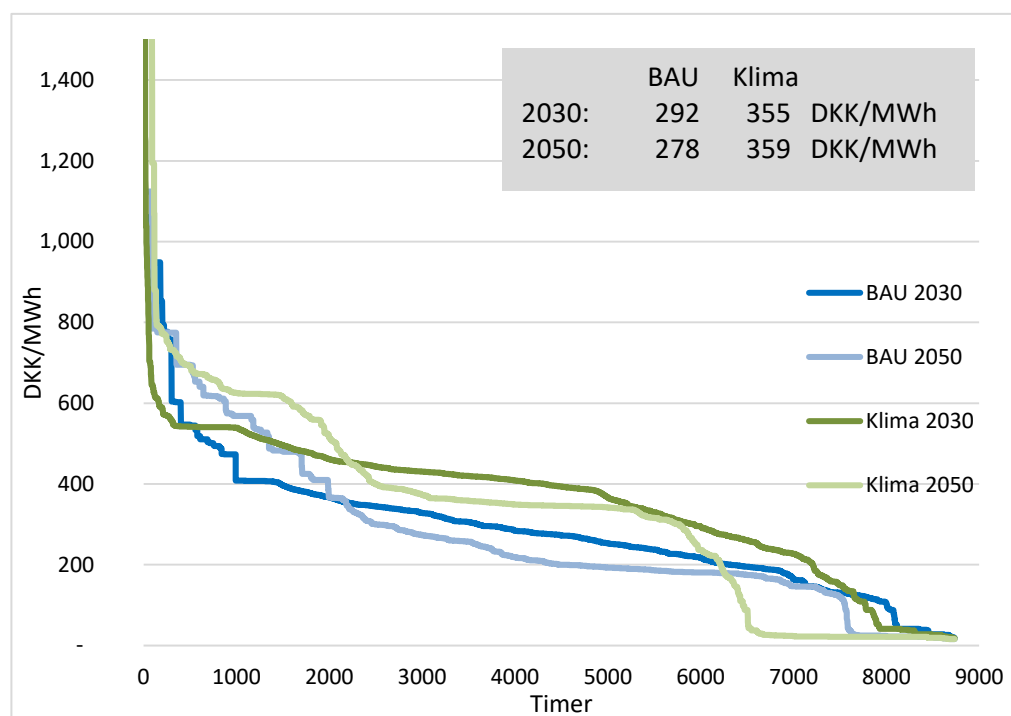
Figur 6. Fremskrivning af el-kapaciteten på termiske anlæg og timeforbrugets fremskrivning. Kilde: Energinet's analyseforudsætninger

3.4 Elprisens udvikling

Som en konsekvens, af bl.a. den kraftige udbygning med VE sker der en markant ændring i elmarkedspriserne. Der kommer væsentligt flere timer med lave elpriser end i dag, når vind og solproduktion i det samlede system er stor, men også flere timer med høje elpriser. De høje priser skyldes, at brændselspriser og CO₂-priser forventes at stige, hvilket øger produktionsomkostningen på fossile brændsler og giver incitament til at skifte fra kul til gas og biomasse, som er dyrere brændsler. De

gennemsnitlige elpriser er højest i Klimascenariet, fordi CO₂-prisen her forudsættes at stige kraftigt.

Figuren nedenfor viser en varighedskurve over elpriserne i de to scenarier i 2030 og 2050, dvs. hvor elpriserne er sorteret fra de højeste til de laveste for alle timer i året.



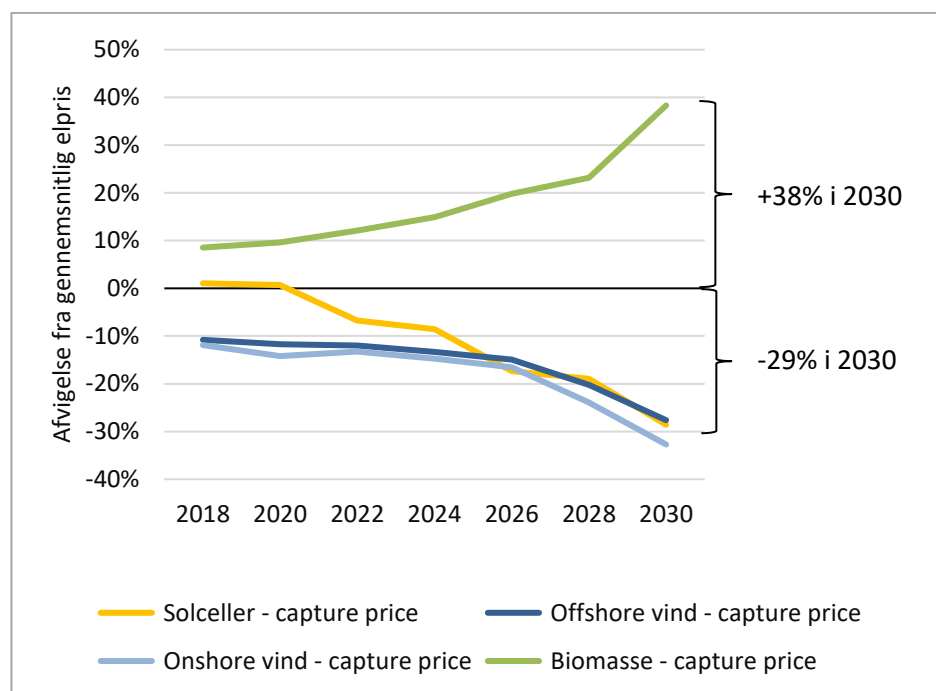
Figur 7: Varighedskurve for elpriser i Vestdanmark i 2030 og 2050.

Værdi af vind og sol i fremtidens elsystem

Afregningsprisen for vind og sol påvirkes af mængden af vindkraft og sol i systemet (nationalt og internationalt), transmissionsmulighederne, samt systemets evne til at tilpasse produktion og forbrug til vindkraftproduktionen. Med en stigende mængde vind og sol i systemet, vil der også ske en voksende afvigelse mellem de gennemsnitlige elpriser, og de afregningspriser, VE-teknologier kan forventes at få. Sol og vind producerer større mængder el i timer med lave priser, som betyder, at afregningsprisen for sol og vind vil være lavere end den gennemsnitlige elpris. Tendensen forstærkes i takt med udbygningen sol og vind. Biomassekraftvarme vil modsat producere i timer med høje elpriser.

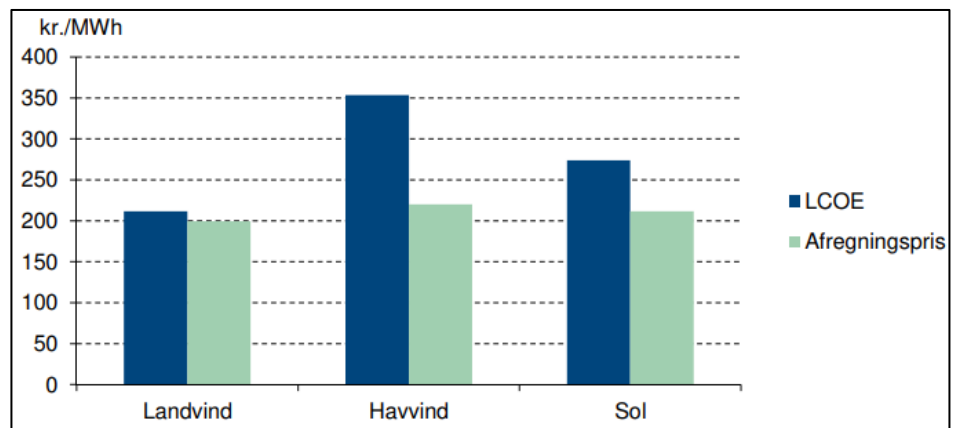
I en analyse af mulighederne for at opfylde en målsætning om 55% VE i 2030 Ea Energianalyse har lavet for Klimarådet, vurderes det, at sol og vind får ca. 30% lavere afregningspriser end de gennemsnitlige elpriser i 2030. Den gennemsnitlige

elpris forventes samtidig at stige frem mod 2030. Analyseresultaterne svarer nogenlunde til, hvad Dansk Energi forudser i deres VE-outlook fra 2017. De vurderer, ligeledes at sol vil få en afregningspris på ca. 30% lavere end gennemsnittet i 2030, men har en lidt mindre afvigelse på vind (20-25%).



Figur 8. Afvigelsen mellem afregningspris (capture price) for vind, sol og biomassekraftvarme i forhold til den gennemsnitlige elpris. Kilde: Ea Energianalyse

Den kannibalerende effekt – som vind og sol har på elprisen - kan betyde, at der fortsat vil være behov for støtte til vedvarende energi en årrække endnu - særligt for havvind og solceller. Figur 9 viser resultatet fra Klimarådets/Ea Energianalyses analyse af behovet for støtte til vedvarende energi. Her sammenholdes de gennemsnitlige omkostninger med de forventede gennemsnitlige indtægter pr. produceret enhed. For havvind er forskellen ca. 130 kr./MWh, og for sol ca. 60 kr./MWh, mens landvinds omkostninger og indtægt stort set balancerer. I analysen indgik en forsigtig forventning til CO₂-kvoteprisens udvikling, blot 80 kr./ton i 2030. En højere CO₂-pris vil øge afregningsprisen for sol og vind og dermed reducere behovet for tilskud.



Figur 9. Forskellen mellem produktionsomkostninger (LCOE) og afregningspris i 2030 fra analyse af 55% VE i 2030. Kilde: Ea Energianalyses modelresultater fra Klimarådets rapport. (Klimarådet, 2017). Det skal bemærkes, at i havvindmøllernes produktionsomkostninger indgår omkostningen til nettilslutning, som ikke er ubetydelige. I forbindelse med de hidtidige udbud af ikke kystnære havvindmøller har Energinet afholdt denne udgift.

3.5 Støtte til vedvarende energi

Støttesystemet for vedvarende energi er løbende blevet i justeret i takt med, at rammerne i elmarkedet har ændret sig, og priserne på den vedvarende energi er faldet. I de senere år har EU desuden i stigende grad dikteret, hvordan der kan tildeles støtte bl.a., ved at stille krav til øget konkurrence om støttemidlerne.

Eksisterende pristillæg

Landvind og kystnære havvindmøller, der etableres efter åben dør proceduren, kunne indtil februar 2018 modtage et pristillæg på 25 øre/kWh for et begrænset antal produktionstimer. For 2018-2019 er der lavet en overgangsordning, hvor landvind og kystnære havvindmøller kunne opnå støtte gennem teknologineutrale udbud.

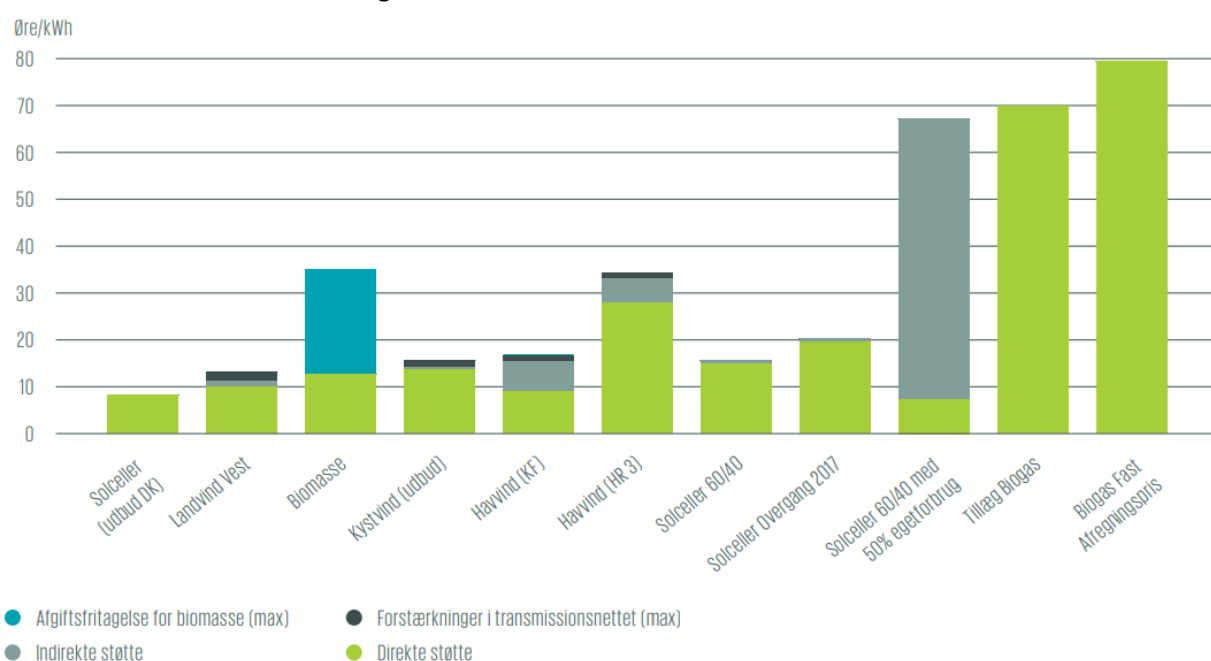
Udbygningen med **havvindmøller** er sket via udbud på specifikke placeringer i overensstemmelse med Energiaftalen fra 2012. Derudover har der været et udbud for kystnære havvindmøller, hvor projektudviklerne kunne vælge mellem fem placeringer (Vesterhav Syd, Vesterhav Nord, Sæby, Smålandsfarvandet og Bornholm).

Solceller har kunnet opnå et pristillæg til elproduktion fra forskellige ordninger siden 2012-2013, men tilskudssatserne er løbende blevet aftrappet, og i dag gives ikke pristillæg til nye **solcellemark anlæg**.

Tagbaserede solceller opnår indirekte støtte, fordi der som udgangspunkt ikke betales elafgifter og tariffer af lokalt produceret el. Oprindeligt gjorde man regnskabet af lokal produktion og forbrug op på årsbasis (nettoafregning), men for nye anlæg, sker det i stedet på timeniveau. Netselskaberne har desuden ændret

tariferingen for solceller, så de betaler en rådighedsbetaling. Den indirekte støtte til solceller i form af sparede tariffer og afgifter, giver solcelleejere incitament til at placere sit elforbrug på de tidspunkter, hvor solcelleanlægget producerer (eller investere i et batteri). Den produktion, som ikke bruges lokalt, sælges til elnettet. Solcelleejeren skal have en balanceansvarlig aktør til at varetage salg af den overskydende produktion. Den indirekte støtte forventes imidlertid at falde bort eller blive reduceret i de kommende år. PSO-afgiften udfases gradvist over perioden 2017-2022, og det er ligeledes usikkert, om elafgifterne vil blive reduceret fremadrettet.

Figuren nedenfor - som indgår i Energikommisionens afrapportering fra foråret 2017 - giver et overblik over støtten til VE teknologier under forskellige støtteordninger.



Kilde: Energistyrelsen 2017. Note: Der er en række usikkerheder i denne opgørelse af de indirekte støttesatser. Der er især usikkerhed omkring forstærkninger i transmissionsnet og den indirekte støtte fra afgiftsfritagelsen af biomasse. Beregningerne er desuden følsomme overfor de bagvedliggende antagelser som elprisudvikling, teknisk levetid mv. Beregninger for havvind er beregnet med idriftsættelse i 2017 for begge parker for bedre sammenligning.

Overgangsordning for 2018 og 2019

I 2017 blev der vedtaget en overgangsordning for støtte til sol, landvind og kystvind. Det nye støttesystem er udmøntet som teknologineutrale udbud, der skal afholdes i løbet af 2018 og 2019. Her vil landvind, kystnære havvindmøller og solceller konkurrere om en pulje på i alt 1,3 mia. kr. De projekter, som byder ind med den laveste budpris - i form et fast pristillæg pr. kWh oven i elprisen - vil opnå støtten. Energistyrelsen har udarbejdet et udbud til udbudsbetingelser, som har været i høring frem til 29. januar 2018.

Udbudsbetingelserne lægger op til, at kun fremskredne projekter kan indgå i udbuddene. Det indebærer at landvindmølleprojekter skal medsende både godkendt lokalplan og VVM godkendelse. Solcelleanlæg, som er underlagt krav om lokalplansgodkendelse, skal medsende den godkendte lokalplan, samt VVM-screening.

Argumentet for, at kun fremskredne projekter kan deltage, har været, at det giver større sikkerhed for, at projekterne faktisk gennemføres. Omvendt medfører det øgede omkostningerne til projektudviklerne og myndigheder. Dette kan være problematisk, hvis det kun er en mindre del af de projekter, som ansøger, der faktisk opnår tilskud.

Rammer for udbygning frem mod 2030

De overordnede rammer for VE udbygning frem mod 2030 forventes aftalt i forbindelse med det kommende energiforlig. Udbygningsniveauet vil afhænge af energiaftalens overordnede ambitioner. Regeringen går ind til forhandlingerne med et ambitionsniveau om minimum 50 % vedvarende energi i det samlede energisystemet, jf. regeringsgrundlaget, mens Klimarådet mener, at målet bør hæves til 55 procent og nogle oppositionspartier endnu højere.

P.t. virker det mest sandsynligt, at solceller, landvindmøller og kystvindmøller også efter 2020 skal konkurrere om de samme midler i teknologineutrale udbud.

Derimod vil udbygningen med havvind formentlig fortsat ske i separate udbud.

Det er mere usikkert om, der vil komme en ny runde med udbud af kystnære havvindmølleparker, bl.a. fordi der har været lokal modstand mod de kystnære havvindmølleparker ved placeringerne Vesterhav Nord og Syd.

Det er ligeledes uklart, hvordan elproduktionsstøtten til biomasse kraftvarme vil blive indrettet fremadrettet. I dag modtager værkerne et tidsubegrænset pristillæg på 15 øre/kWh. En mulighed er, at eksisterende biomassekraftvarmeanlæg vil fortsætte med dette støtteniveau – eller lidt lavere – mens nye biomassekraftvarmeanlæg vil opnå et lavere støtteniveau, som afspejler støttebehovet til ny vind og sol.

4 Fremtidig fjernvarmeforsyning

Analysen af den fremtidige fjernvarmeforsyning omfatter individuel modellering af hvert af de 36 fjernvarmesystemer i Sydvest- og Sønderjylland. Præsentationen af modelresultaterne fokuserer imidlertid på den samlede udvikling i hhv. Syd- og Vestområdet, ligesom der er vist nøgleresultater for de ti største fjernvarmeområder.

Udvalgte resultater fra de øvrige fjernvarmesystemer fremgår desuden af bilaget til rapporten.

Analyserne gennemføres som sagt for et business-as-usual scenario, hvor de eksisterende tilskuds- og afgiftsstrukturer opretholdes, og et klimascenarie, hvor CO₂-kvoteprisen bliver drivende for omstillingen, og hvor de eksisterende afgifter fjernes, og eldistributionstarifferne tilpasses.

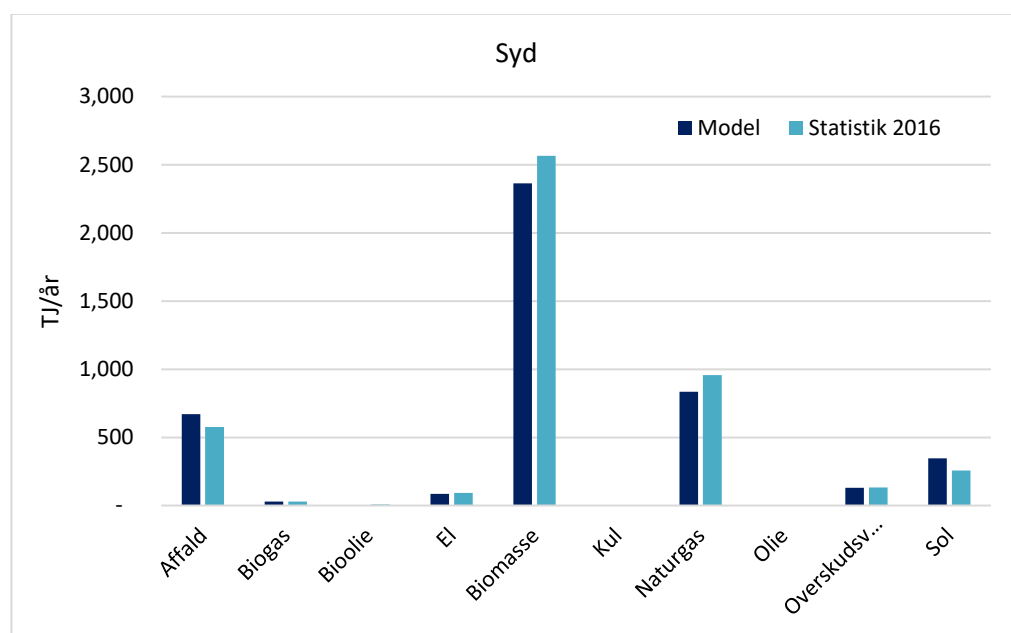
4.1 Fjernvarmeproduktionen 2016

Langt størstedelen af fjernvarmeproduktion i Vestområdet - ca. 80 % - vedrører forsyning af Esbjerg-Varde. Her leveres størstedelen af fjernvarmen som affaldskraftvarme fra Energignist (42%) og kulkraftvarme fra Esbjergværket (56%). I Bramming leveres fjernvarme fra naturgaskraftvarme, mens varmeforsyningen i Ribe leveres fra et miks af naturgas, biogas og biomasse.

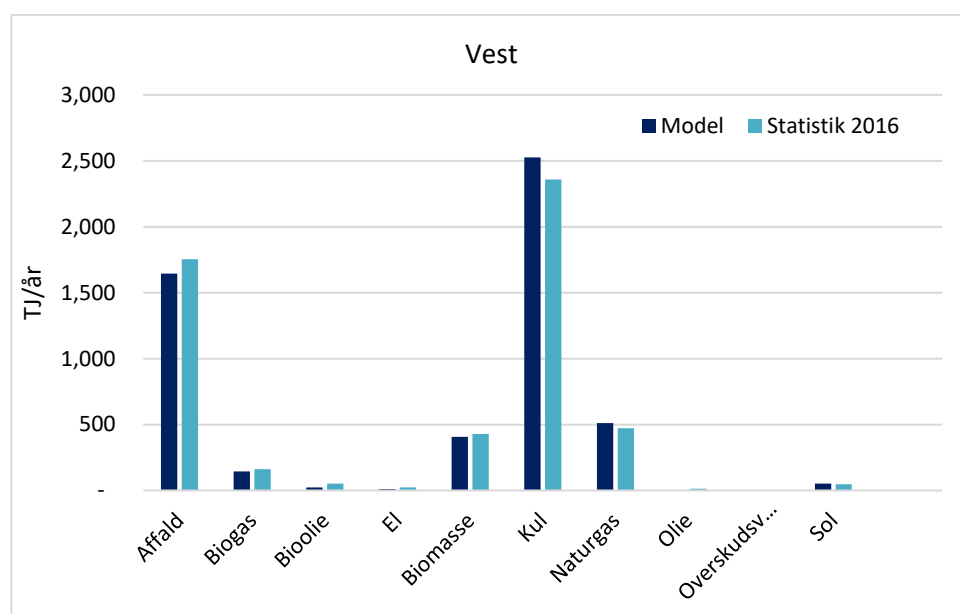
I Sydområdet er den samlede fjernvarmeforsyning spredt på flere mellemstore og mindre fjernvarmeværker. Sønderborg og Aabenraa står for ca. 1/4 hver, mens fjernvarme leveret i Haderslev er ca. 13% af områdets samlede fjernvarmeproduktion (2016-data). De resterende ca. 40% fordeler sig på flere mindre områder herunder bl.a. Tønder, Gråsten, Vojens og Padborg. I dag leveres størstedelen af fjernvarme fra biomassekedler (både halm-, træflis- og træpillekedler), som for området står for ca. halvdelen af den samlede varmeforsyning. Den resterende varme kommer primært fra gas, affald og solvarme. I Sønderborg leveres varmen fra affald (49%) og træflis (42%). Derudover er der investeret i et nyt halmfyret anlæg, der blev sat i drift i 2017. I Aabenraa er varmen leveret af træflis og halm (57%/43%). Haderslevs fjernvarme leveres ligeledes af træflis og lidt naturgas.

De eksisterende fjernvarmesystemer og anlæg er grundlaget for analysen. Der er foretaget en sammenligning af modellens varmeproduktion for 2016 med statistik for samme år. Analysen viser god overensstemmelse mellem beregninger og

historik, hvilket bekræfter, at modellen giver en fornuftig gengivelse af virkelighedens driftsmønstre. Resultaterne for Syd og Vest er vist i hhv. Figur 10 og Figur 11 nedenfor.



Figur 10: Sammenligning af den faktiske fjernvarmeproduktion i 2016 fordelt på brændsler og modellens beregnede produktion – vist for fjernvarmeværkerne i de fire sønderjyske kommuner.



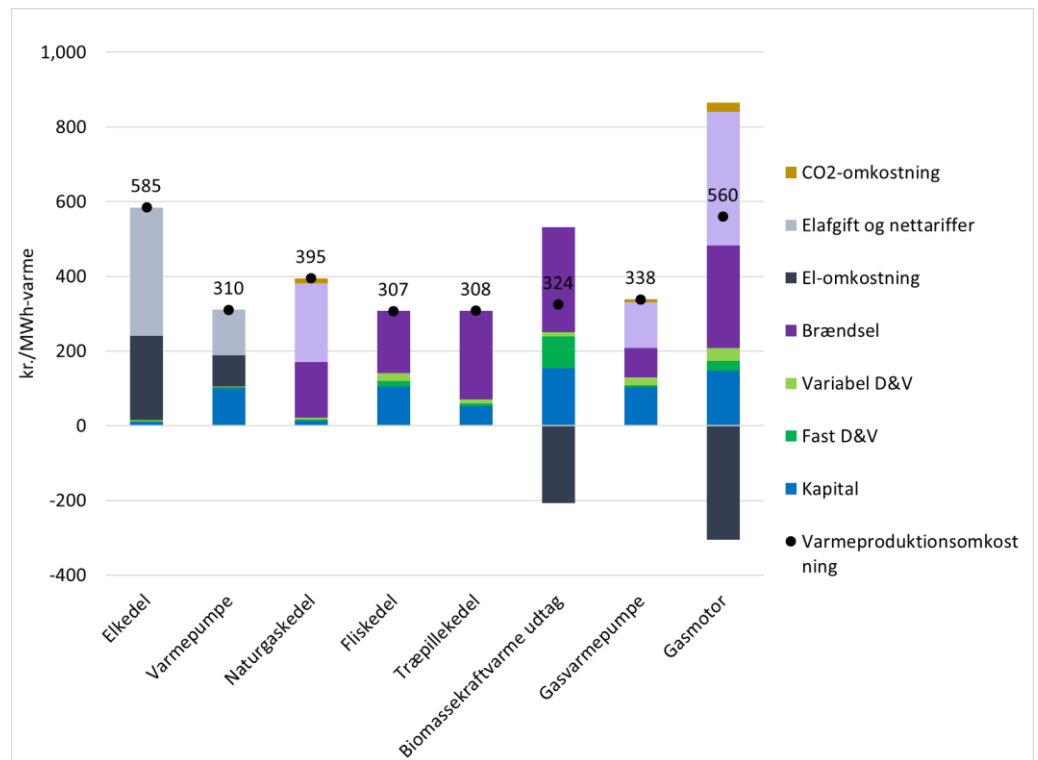
Figur 11: Sammenligning af den faktiske fjernvarmeproduktion i 2016 fordelt på brændsler og modellens beregnede produktion – vist for fjernvarmeværkerne i de tre sydvestjyske kommuner.

Varmeproduktionsomkostninger for ny kapacitet

4.2 BAU-scenariet

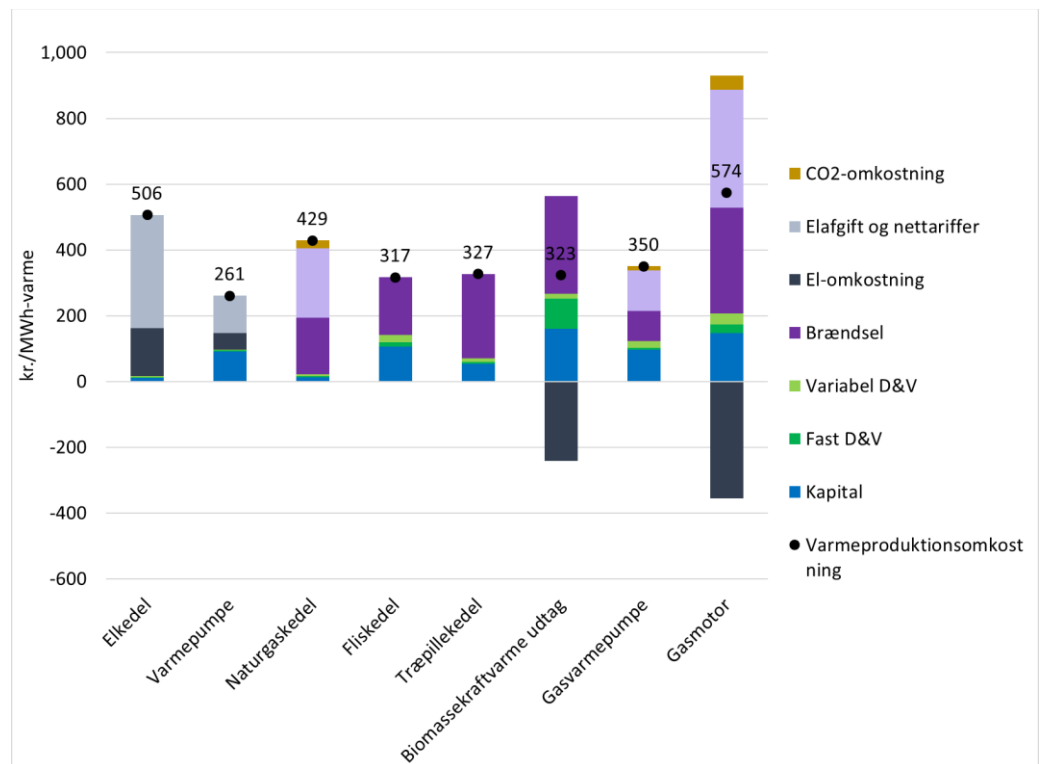
Med de seneste reduktioner af elafgiften er eldrevne varmepumper tæt på at være konkurrencedygtige med biomassekedler. Analysen peger dog på, at produktionsomkostningen på en ny biomassekedel fortsat vil ligge en anelse under omkostningen til at levere varme fra en ny varmepumpe i 2023. Resultatet ligger imidlertid tæt, og der skal kun ske mindre ændringer af varmepumpens COP eller etablerings- og tilslutningsomkostningerne, for at regnestykket falder ud til fordel for varmepumpen.

Beregninger nedenfor er foretaget med en realrente på 5%. I bilag 4 er beregningerne vist med en realrente på 2%.



Figur 12. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) for udvalgte varmeteknologier i BAU-scenariet 2023 ved 5000 fuldlasttimer. Elkedler forudsættes at købe el i de 5000 timer med lavest elpriser. Kraftvarmeteknologier forudsættes at producere i de 5000 timer i året med højeste elpriser.

LCOE for et biomasse kraftvarme modtryksanlæg vil ligge ca. 30 kr./MWh under det viste udtagsanlæg forudsat at modtryksanlægget ligesom udtagsanlægget har mulighed for producere i de 5000 timer i året med højeste elpriser. I praksis kan mulighederne for at afsætte varme lægge visse begrænsninger på mulighederne for at optimere driften i forhold til priserne i elmarkedet.



Figur 13. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) for udvalgte varmeteknologier i BAU-scenariet 2030 ved 5000 fuldlasttimer. Elkedler forudsættes at købe el i de 5000 timer med lavest elpriser. Kraftvarmeteknologier forudsættes at producere i de 5000 timer i året med højest elpriser.

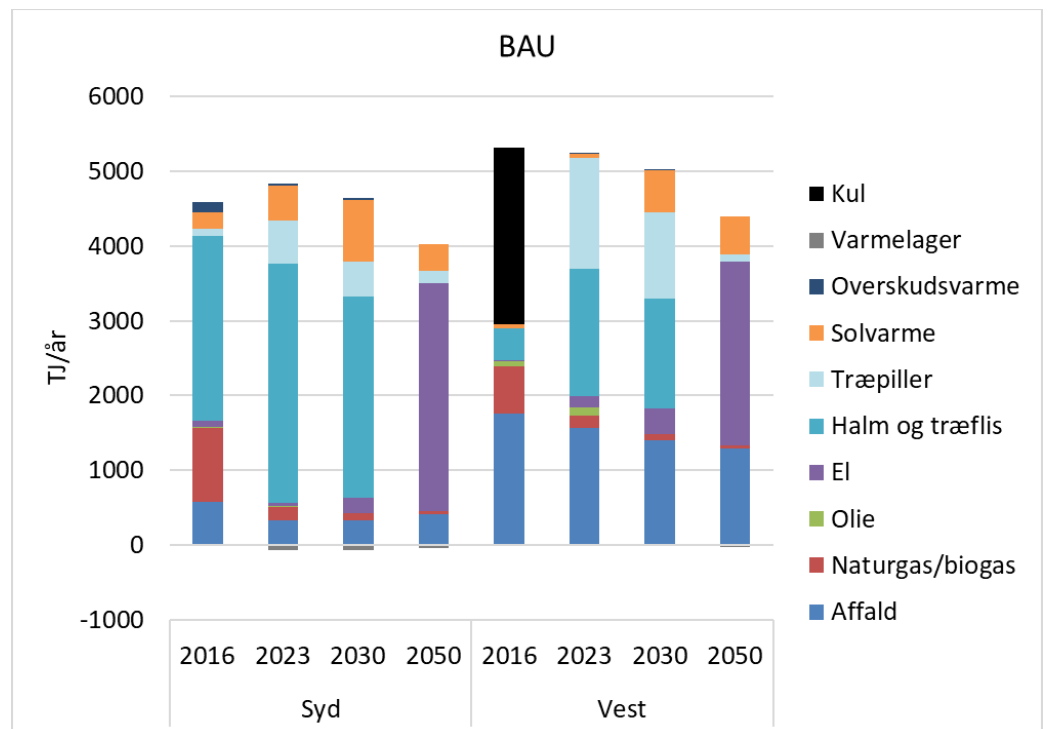
Scenarieregningerne viser på den baggrund, at biomassebaseret varmeproduktion i stigende grad vil dominere i både Syd- og Vestjylland, når de eksisterende rammevilkår fortsættes i BAU-scenariet. I 2023 vil biomasse dække 65% af det samlede varmeforbrug i Syd og Vest. I Vest erstatter biomassen primært kul, og mens det primært er produktion på gaskedler (og i mindre omfang gaskraftvarme) som erstattes i Syd.

Esbjergværket forudsættes at lukke i 2023 og omlægges ifølge modelberegningerne fra kul til biomassebaseret varmeproduktion på kedler. Den biomassebaserede varmeproduktion i Esbjerg består af kombination af kedler på halm, træflis og træpiller. Halm og træfliskedler er dyrere i investering end træpillekedler, men billigere i drift. Træpiller er derfor primært attraktiv til forsyning af mellemlast (1500-2500 fuldlasttimer), mens naturgas- eller oliekedler fortsat er billigst som egentlig spidslast.

Det skal nævnes, at DIN Forsyning endvidere undersøger muligheden for at etablere en ny affaldskraftvarmelinje. Denne løsningsmulighed har ikke været undersøgt inden for dette projekts rammer.

Biomassekraftvarme (flis) har som udgangspunkt en anelse højere varmeproduktionsomkostninger end biomassekedler (flis). Indtægten i elmarkedet er således ikke tilstrækkelig til at dække de højere kapital- og drift- og vedligeholdelsesomkostninger. Investeringen i biomassekraftvarme indebærer samtidig en større absolut investering end i biomassekedler – ca. 80% større målt per MW tilgængelig varmekapacitet – og vil derfor være forbundet med større økonomisk risici for de fjernvarmeselskaber, der investerer. Kraftvarmeanlægs konkurrenceevne er desuden afhængig af både elprisudviklingen og brændselspriserne, som alt andet lige gør investeringen mere usikker end investeringen i et kedelanlæg, der kun påvirkes af brændselsprisen.

Det skal bemærkes, at der i BAU-scenariet ikke er forudsat et elproduktionstilskud til ny biomassekraftvarme. Det er p.t. uafklaret, om ny biomassekraftvarme vil få elproduktionstilskud og i givet fald, hvor stort dette tilskud vil blive. Analysen peger på, at moderat elproduktionstilskud på i størrelsesordenen 5 øre/kWh vil være tilstrækkeligt, for biomassekraftvarme bliver et konkurrencedygtigt alternativt til biomassekedlen. Biomassekraftvarmeværket vil samtidig bidrage til at sikre den indenlandske elforsyningssikkerhed, der som det fremgår af forrige kapitel, kan blive udfordret af et stigende spidslastforbrug og faldende termisk elproduktionskapacitet. Heri kan ligge en yderligere gevinst for samfundet, som ikke er afspejlet i de økonomiske sammenligninger.



Figur 14. Fjernvarmeproduktion i Sønderjylland og Sydvestjylland i BAU-scenariet fordelt på brændsler

I 2030 er biomasse fortsat attraktiv, men udgør dog en lidt mindre del (56%) af den samlede varmeproduktion end i 2023. Faktisk er der ingen nye investeringer i biomassekapacitet i 2030, så den betydelige produktion kommer fra de tilbageværende eksisterende anlæg samt investeringerne fra 2023. Til gengæld får solvarme i kombination med varmelagre en større rolle, og de eldrevne varmepumper begynder ligeledes at blive konkurrencedygtige. Forbedringen i varmepumpernes økonomi skyldes dels forventet teknologiudvikling i form af lidt højere virkningsgrad (COP) og lidt lavere investeringsomkostninger, dels at der kommer flere lave elpriser i 2030, som varmepumperne kan lukrere på.

Nye investeringer i 2030 omfatter således varmepumper, solvarme og ny affaldskraftvarme til erstatning for de eksisterende anlæg i Esbjerg og Sønderborg, som forudsættes lukket i perioden mellem 2023 og 2030. Særligt i Vest sker der en betydelig indfasning af varmepumper, således at de i 2030 dækker ca. 18% af varmebehovet. I Sønderjylland spiller solvarme en større rolle og udgør i 2030 ca. 14% af varmeproduktionen.

Der forbrændes som tidligere beskrevet en bestemt mængde affald i det samlede område, som fortsat er placeret i Esbjerg og Sønderborg. Sammenlignet med i dag, får Esbjerg en lidt større andel af affaldet i modelleringen. Varmekapaciteten i 2030

er ca. 80 MW og i Sønderborg er den knap 20 MW for affaldskraftvarme, dvs. de stigende affaldsmængder vil give den største værdi i Esbjerg.

MW-varme	Vest			Syd		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Affaldskraftvarme	17	62	8	0	19	8
Naturgaskedel	21	0	3	9	0	12
Halm- og træfliskedel	53	0	0	15	0	0
Træpillekedel	123	0	15	45	0	15
El-varmepumpe	9	12	164	1	10	152
Solvarme	0	121	0	0	43	0
Total	223	195	190	71	73	187
Varmelagre (MWh)	258	152	1215	152	3	1707

Tabel 4. Investeringer i ny kapacitet i BAU-scenariet (MW-varme)

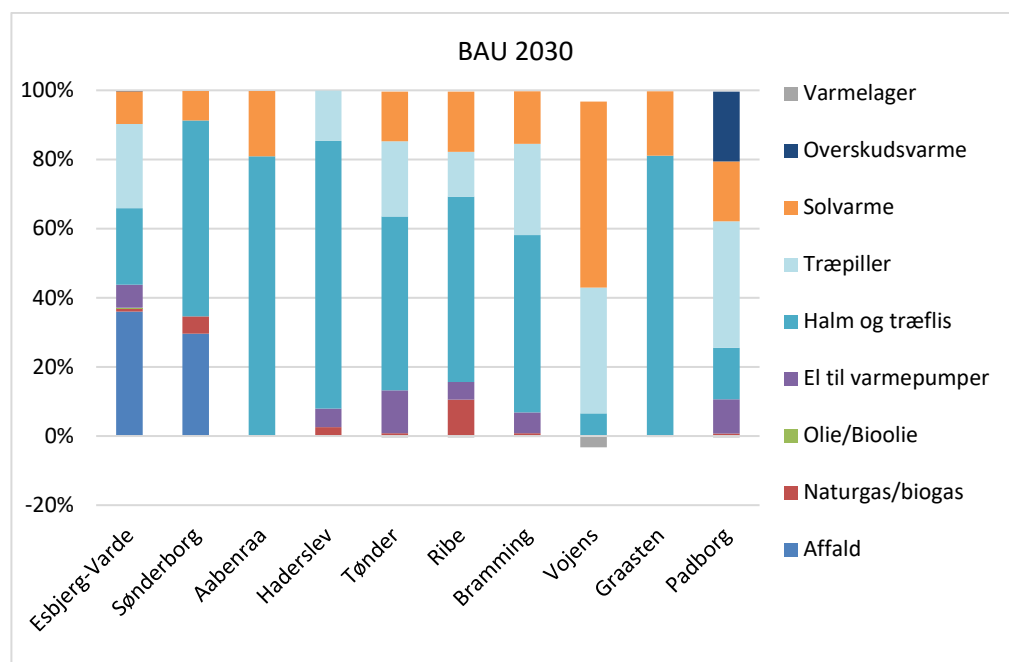
I tillæg til ovenstående hovedresultater (Figur 14 og Tabel 12) er der også lavet en beregning, hvor modellen har haft mulighed for at investere i sæsonvarmelagre. Det overordnede resultat er stort set upåvirket af denne mulighed, men sæsonvarmelagre er for nogle områder lidt mere attraktivt. Dvs. en del af investeringerne i korttidsvarmelagre vil blive erstattet af sæsonvarmelagre.

Tabel 5 nedenfor viser investeringsomfanget i mio. kr., som afspejler, udbygningen med ny kapacitet. I Vest investeres der for 1,2 mia. kr. i nye anlæg i 2023, 1,9 mia. kr. i 2030 og 1,0 mia. kr. i 2050. I Syd er investeringsomfanget mindre på kort sigt, men stiger over perioden fra 0,3 mia. kr. i 2023 til 0,8 mia. kr. i 2030 og 1,2 mia. kr. i 2050.

Mio. kr.	Vest - BAU			Syd - BAU		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Naturgaskedel	17	-	2	8	0	11
Biomassekedel	771	-	51	254	0	75
Affaldskedel	-	-	-	-	-	-
Gas-kraftvarme	-	-	-	-	-	-
Varmelager	6	4	30	4	0	42
Varmepumpe	46	56	705	4	49	829
Solvarme	-	357	-	-	251	-
Affaldskraftvarme	414	1.528	186	-	471	202
Total	1.254	1.944	974	269	772	1.159

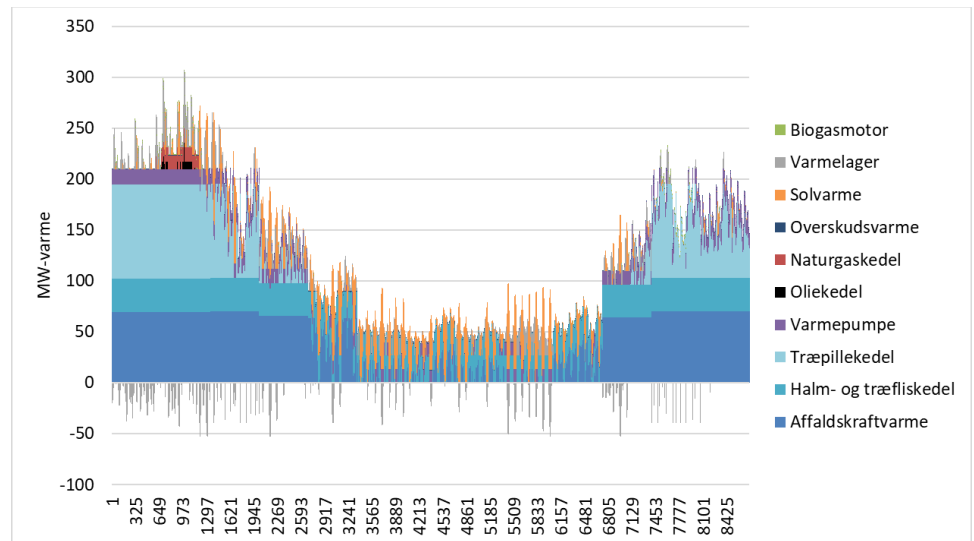
Tabel 5. Investeringssummer for Vest- og Syd-områderne i nye produktionsanlæg (mio. kr.)

Varmeproduktionen for de 10 største fjernvarmesystemer i 2030 er vist i Figur 15. Det fremgår, at der er et betydeligt bidrag fra biomasse i de fleste fjernvarmeområder, ligesom solvarme i reglen bidrager med op til ca. 20 %.



Figur 15. Varmeproduktion i de 10 største fjernvarmesystemer i området i BAU 2030

Modellen balancerer varmeproduktionen med forbruget time for time baseret på en varmeprofil henover året. Figur 16 illustrerer, hvordan varmeforbruget fordeler sig henover året i Esbjerg i 2030. Det ses, at affaldskraftvarmen ligger som grundlast, biomassekedlerne leverer mellemlast, mens solvarme og varmepumper har mere fluktuerende produktionsmønstre. Solvarmen leverer naturligt nok mest om sommeren, mens varmepumpens produktion afhænger af elprisen.

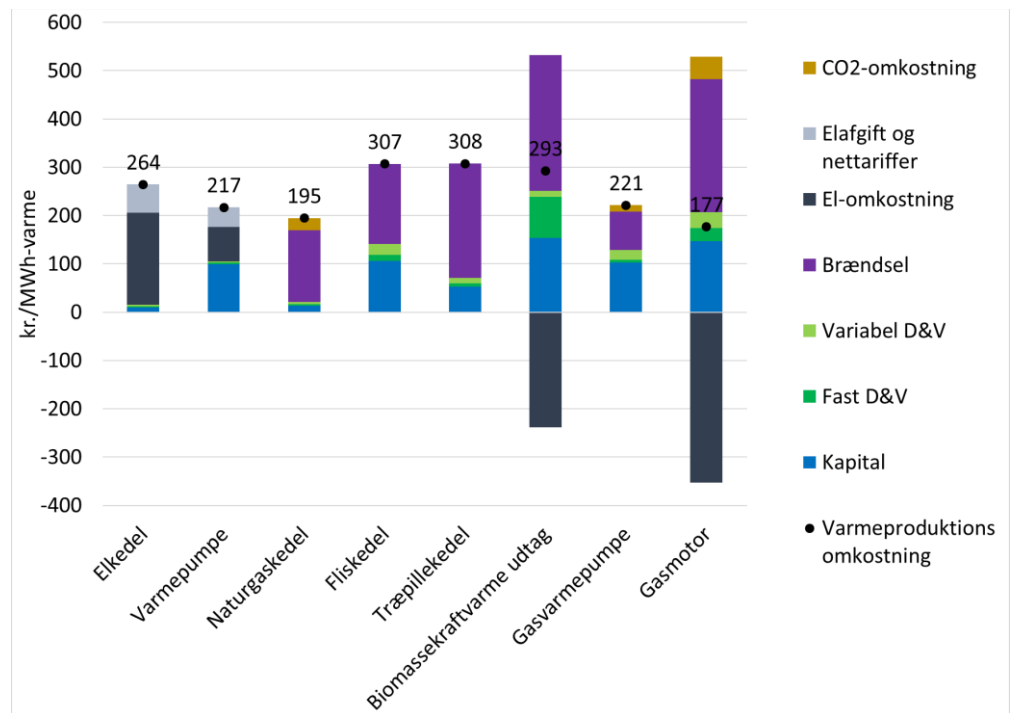


Figur 16. Illustration af Esbjerg-Vardes varmeproduktion i BAU-scenariet 2030 fordelt over årets timer

Varmeproduktions-
omkostninger for ny
kapacitet

4.3 Klimascenariet

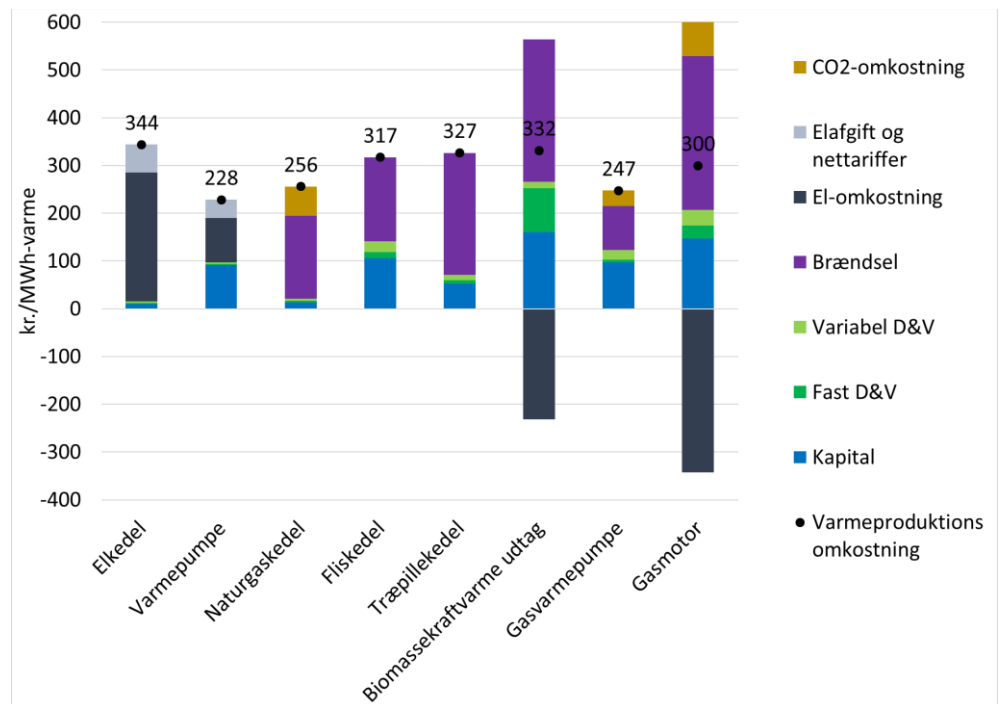
I Klimascenariet er alle eksisterende energifgifter fjernet og erstattet af en kvotepris, som stiger fra ca. 190 kr./ton i 2030 til 300 kr./ton i 2030 og 750 kr./ton i 2050. I 2023 betyder det, at naturgaskedler har den laveste varmeproduktionsomkostning af alle nye opvarmningsteknologier, når sammenligningen foretages ved 5000 årlige fuldlasttimer. Herefter følger den eldrevne varmepumpe og gasvarmepumpen. Biomasseteknologierne – både kedler og kraftvarmeanlæg – er derimod langt fra at være konkurrencedygtige med rammebetingelserne i klimascenariet.



Figur 17. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) for udvalgte varmeteknologier i Klima-scenariet 2023 ved 5000 fuldlasttimer. Elkedler forudsættes at købe el i de 5000 timer med lavest elpriser. Kraftvarmeteknologier forudsættes at producere i de 5000 timer i året med højest elpriser.

I perioden 2023 til 2030 byttes der imidlertid om på konkurrenceforholdet mellem eldrevne varmepumper og gasteologierne. I 2030 er de eldrevne varmepumpe således den billigste opvarmningsteknologi ved 5000 årlige fuldlasttimer, efterfulgt af naturgaskedler, gasmotorer og gasvarmepumper. Ændringen skyldes dels at naturgas- og CO₂-prisen forudsættes at stige mellem 2023 og 2030, dels at varmepumperne forventes at blive billigere og mere effektive samtidigt med at prisvariationerne i elmarkedet stiger, så der er flere timer med lave elpriser.

Fordi elvarmeafgiften forudsættes afskaffet og eltarifferne reformeret samtidig med at prisvariationerne i elmarkedet som nævnt vokser betydeligt, bliver elkedler ligeledes forholdsvis billige selv med et højt antal driftstimer.



Figur 18. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) for udvalgte varmeteknologier i Klima-scenariet 2030 ved 5000 fuldlasttimer. Elkedler forudsættes at købe el i de 5000 timer med lavest elpriser. Kraftvarmeteknologier forudsættes at producere i de 5000 timer i året med højest elpriser.

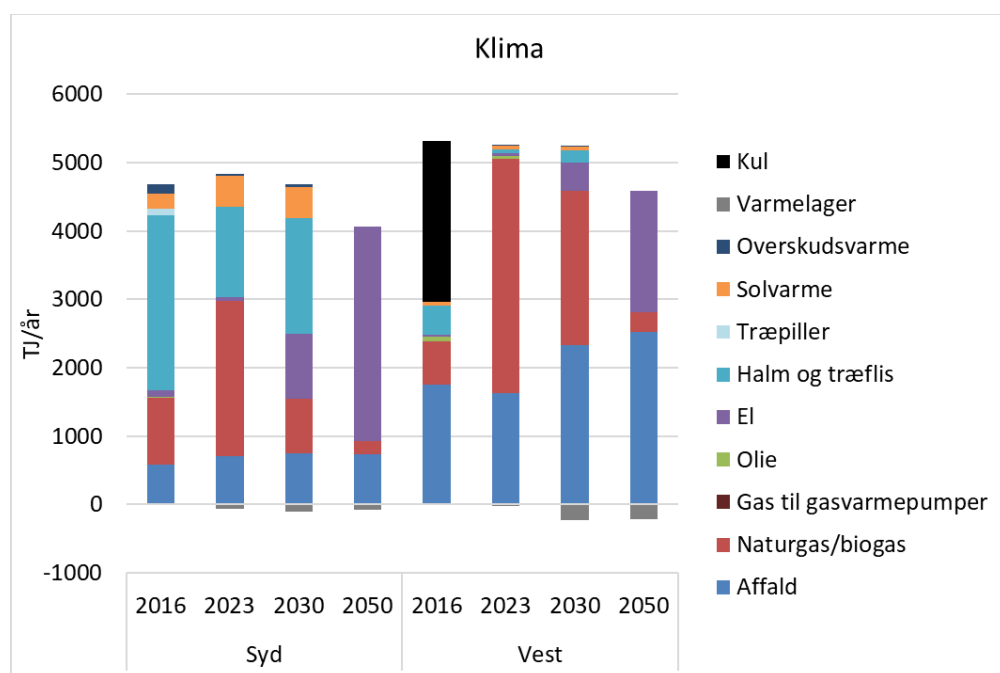
Udvikling varmeproduktion

På kort sigt medfører det, at gasbaseret fjernvarmeproduktion – både på kedler og kraftvarmeanlæg – får en betydelig rolle. Bl.a. i Esbjerg erstattes kulraftvarme af et miks af gaskraftvarme og gaskedler. De eksisterende gaskedler får ligeledes en ”revival”.

Frem mod 2030 reduceres gasteknologiernes konkurrencekraft som nævnt, og der investeres i over 40 MW eldrevne varmepumper i det samlede område. Endvidere investeres i ny affaldskapacitet til erstatning for de eksisterende anlæg. Analysen peger på, at affaldskedler er mere omkostningseffektive end affaldskraftvarme med rammevilkårene i klimascenariet.

I 2050, når kvoteprisen er høj, er eldrevne varmepumper, den mest konkurrencedygtige teknologi og dominerer varmeforsyningen.

Det er vigtigt at være opmærksom på, at modellens investeringer foretages med udgangspunkt i rammevilkårene i det aktuelle scenarieår. Resultaterne for 2030 og 2050 indikerer, at investeringer i eldrevne varmepumper frem mod 2023 formentligt vil være mere robuste end investeringer i gaskraftvarme og gaskedler.



Figur 19. Fjernvarmeproduktion i Sønderjylland og Sydvestjylland i Klima-scenariet fordelt på brændsler

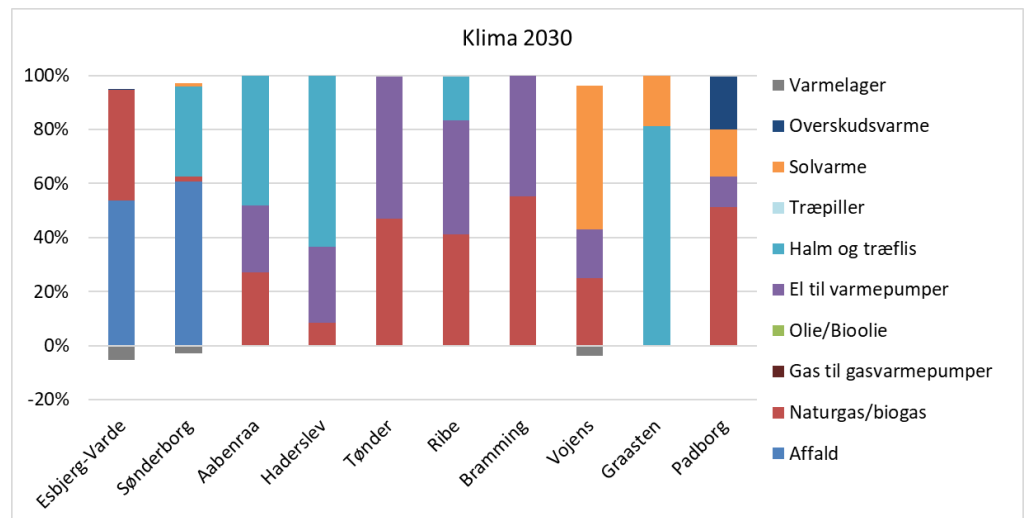
MW-varme	Sydvestjylland			Sønderjylland		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Affaldskedel	8	69	0	12	8	0
Affaldskraftvarme	0	3	5	0	3	0
Naturgaskedel	120	0	0	45	0	16
El-varmepumpe	0	17	136	0	27	154
Naturgaskraftvarme	134	0	57	8	0	0
Total	262	88	198	66	38	170
Varmelagre (MWh)	593	2299	3624	37	40	3021

Tabel 6. Investeringer i ny kapacitet i Klima-scenariet (MW-varme)

Mio. kr.	Vest - Klima			Syd - Klima		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Naturgaskedel	98	0	11	58	0	13
Biomassekedel	-	0	75	-	-	-
Affaldskedel	104	-	-	154	99	-
Gas-kraftvarme	757	-	-	221	-	-
Varmelager	14	0	42	1	1	74
Varmepumpe	-	49	829	-	172	859
Solvarme	-	251	-	-	-	-
Affaldskraftvarme	-	471	202	-	253	2
Total	973	772	1.159	433	525	947

Tabel 7. Investeringssummer for Vest- og Syd-områderne i Klimascenariet (mio. kr.)

Figuren nedenfor viser varmeproduktionen i det 10 største fjernvarmeområder i 2030. Det fremgår bl.a. at varmepumper primært er attraktive i Aabenraa, Haderslev, Tønder, Ribe og Bramming, mens affaldsvarme og solvarme gør det mindre attraktivt at etablere varmepumper i Esbjerg-Varde, Sønderborg, Vojens, Graasten og Padborg.



Figur 20. Varmeproduktion fordelt på produktionsformer for de 10 største fjernvarmeområder i Klimascenariet i 2030.

4.4 Fjernvarmepriser

De marginale varmeproduktionsomkostninger varierer relativt lidt for de 10 største fjernvarmeområder. I BAU-scenariet er de marginale varmeproduktionsomkostninger ca. 200-260 kr./MWh. De marginale varmeproduktionsomkostninger er generelt væsentligt lavere i klimascenariet for alle områder, dels fordi der er flere lave elpriser dels fordi, der hverken indgår afgifter eller nettariffer i marginalomkostningen. De lave priser i Esbjerg og Sønderborg i Klimascenariet afspejler lave marginale omkostninger ved affaldsvarme, når der ikke betales affaldsvarmeafgift.

Tabellen nedenfor viser de gennemsnitlige marginale varmeproduktionsomkostninger i scenarierne. Der indgår ingen faste omkostninger i priserne.

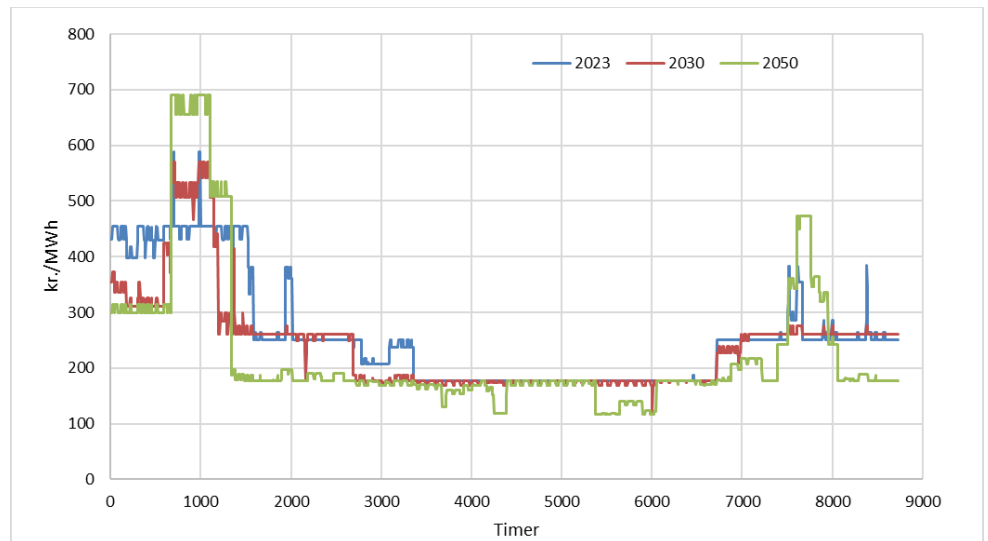
kr./MWh	BAU			Klima		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Esbjerg-Varde	258	243	229	108	103	75
Sønderborg	249	242	230	108	103	81
Åbenrå	218	217	221	188	195	165
Haderslev	244	237	235	182	196	164
Tønder	258	242	232	188	186	166
Ribe	258	242	223	187	188	163
Bramming	258	243	232	187	188	163
Vojens	258	223	235	186	163	168
Gråsten	204	203	235	187	198	168
Padborg	242	231	235	146	171	163

Tabel 8. Marginale varmepriser i BAU- og Klimascenariet i de 10 største fjernvarmesystemer

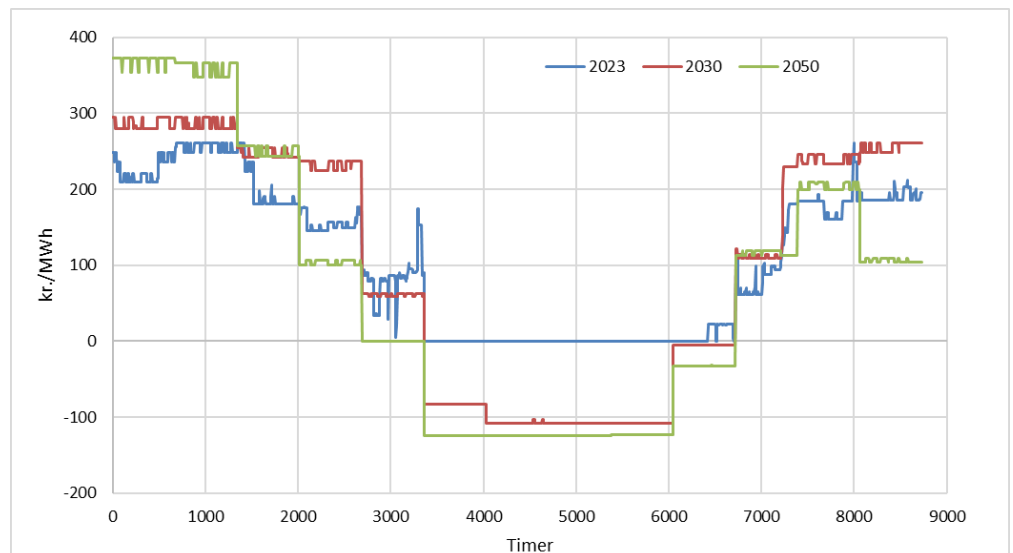
De marginale varmepriser er et gennemsnit over året. Hen over året er der en del variation i varmepriserne. Om sommeren er varmeprisen generelt lavere sammenlignet med vintersæsonen, fordi varmebehovet er lavt, og de billigste varmeproduktionsenheder derfor kan udnyttes. I spidslastperioder producerer anlæg, med højere marginale omkostninger, hvorfor den gennemsnitlige marginalomkostning stiger.

Figur 21 og Figur 22 er eksempler fra Esbjerg for, hvordan de marginale priser varierer hen over årets timer for hhv. BAU-scenariet og Klimascenariet for beregningsårene 2023, 2030 og 2050. I begge scenarier bliver variationerne mellem de forskellige sæsoner større i 2050 sammenlignet med 2023. Det skyldes bl.a., at varmepumpernes marginale omkostninger vil give større udsving, da de afhænger af elprisen. I Klimascenariet ses desuden en noget lavere pris på varmen om sommeren, som skyldes, at der investeres i kedler frem for kraftvarmeanlæg, der ifølge modelberegningerne giver lavere varmeomkostninger, når affaldsvarmeafgiften er væk. Den negative pris afspejler, at affaldsselskabet opnår en indtægt fra behandlingsomkostningen på affaldet.

Lignende grafer findes for alle modellerede områder.



Figur 21. De marginale varmepriser over året i Esbjerg-Varde i BAU-scenariet



Figur 22. De marginale varmepriser over året i Esbjerg-Varde i Klimascenariet

Det skal bemærkes, at det eksisterende affaldskraftvarmeværk i Esbjerg beregningsmæssigt forudsættes at have mulighed for bortkøling af varme. Derfor bliver den marginale varmeproduktionsomkostning 0 kr./MWh om sommeren i klimascenariet. I scenarierne for 2030 og 2050 er affaldskraftvarmeværket erstattet af affaldskedler, som ikke har mulighed for bortkøling, og derfor bliver den marginale varmeproduktionsomkostning negativ.

5 Fokusanalyser

5.1 Strategi for eksisterende gasmotorer

I løbet af 2018 og 2019 stopper udbetalingen af grundbeløb for de fleste decentrale kraftvarmeenheder. Mange varmekværker overvejer derfor at skrotte kraftvarmeenhederne, fordi der er tvivl om indtægtsmulighederne i elmarkedet og værdien af varmesalg er tilstrækkelig til at dække de faste omkostninger til serviceaftale, forsikring mv.

I Sønderjylland og Sydvest er der i dag 170 MW gasmotor- og gasturbinekapacitet.

Scenarieberegningerne viste, at det ikke umiddelbart var økonomisk fordelagtigt at holde de eksisterende gasmotorer i drift i det fremtidige el- og varmesystem med nuværende rammebetingelser (BAU-scenariet), mens de ændrede rammebetingelser – bl.a. fjernelse af alle energiafgifter – i Klimascenariet gjorde det mere attraktivt at holde gasmotorerne i drift.

Beregningerne for elmarkedet beskriver imidlertid alene el-spotmarkedet og tager ikke højde for, at gasmotorer potentielt kan hente yderligere indtjening i regulerkraftmarkedet.

Selvom markedsdata viser, at efterspørgslen på regulerkraft har været faldende de senere år, samtidig med at produktion fra vindmøller og solceller er steget, må udbygningen med vind- og solenergi forventes at øge ubalancerne i el-systemet fremadrettet. Og dermed også efterspørgslen efter reguleringsydelse.

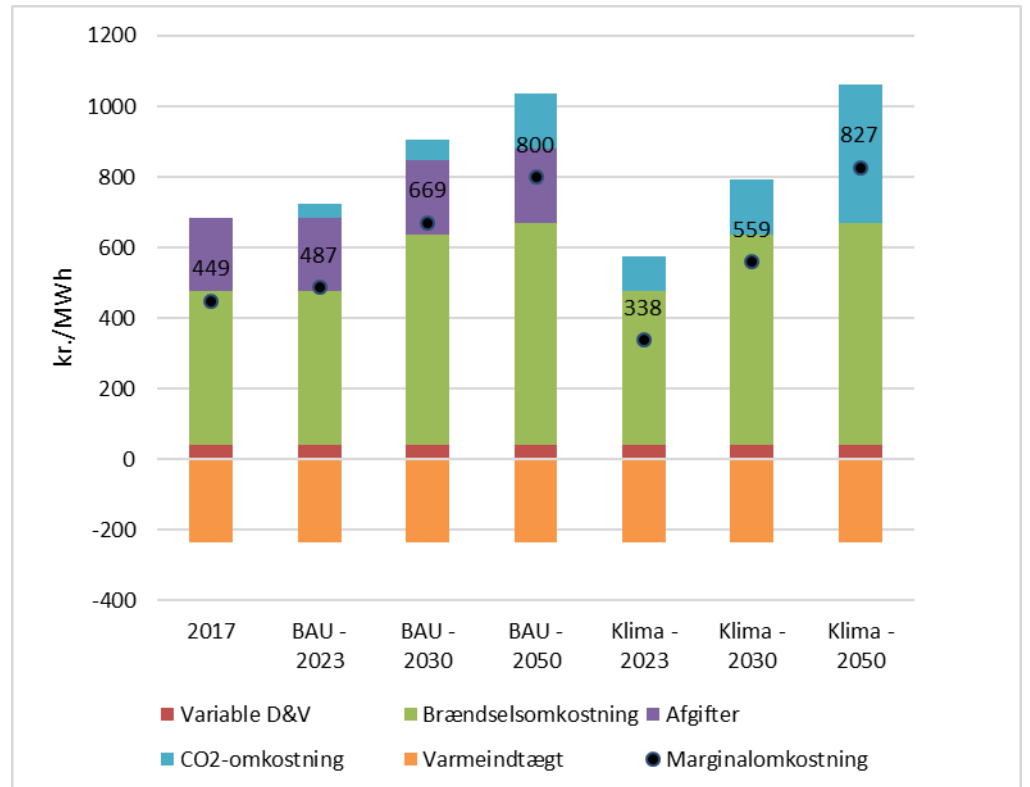
Et øget behov for regulerkraft kan skabe øgede indtjeningsmuligheder for fleksible elproducerende enheder, som fx gasmotorer. Flere timer med meget høje elspotpriser i kombination med en indtjening i regulerkraftmarkedet, kan i fremtidens elmarked udgøre en interessant business-case.

Herudover vil kunne ligge indtjeningsmuligheder i at stå til rådighed som reserve for elsystemet, både til levering af systemydelse og på den længere bane til at sikre tilstrækkelig kapacitet i elmarkedet (såkaldt strategiske reserver som Energinet har ønsket at udbyde i Østdanmark). De forskellige indtjeningsmuligheder udelukker dog i et vist omfang hinanden. Hvis et anlæg indgår som reserve, kan det for eksempel ikke byde ind i spotmarkedet.

Endelig har værkerne mulighed for at levere såkaldt specialregulering, men fordi der ikke offentliggøres priser på specialregulering, og der betales som pay-as-bid, er det vanskeligt at bestemme indtjeningsmulighederne.

I det følgende ser vi nærmere på indtjeningsmuligheder i spot- og regulerkraftmarkederne for eksisterende gasmotorer.

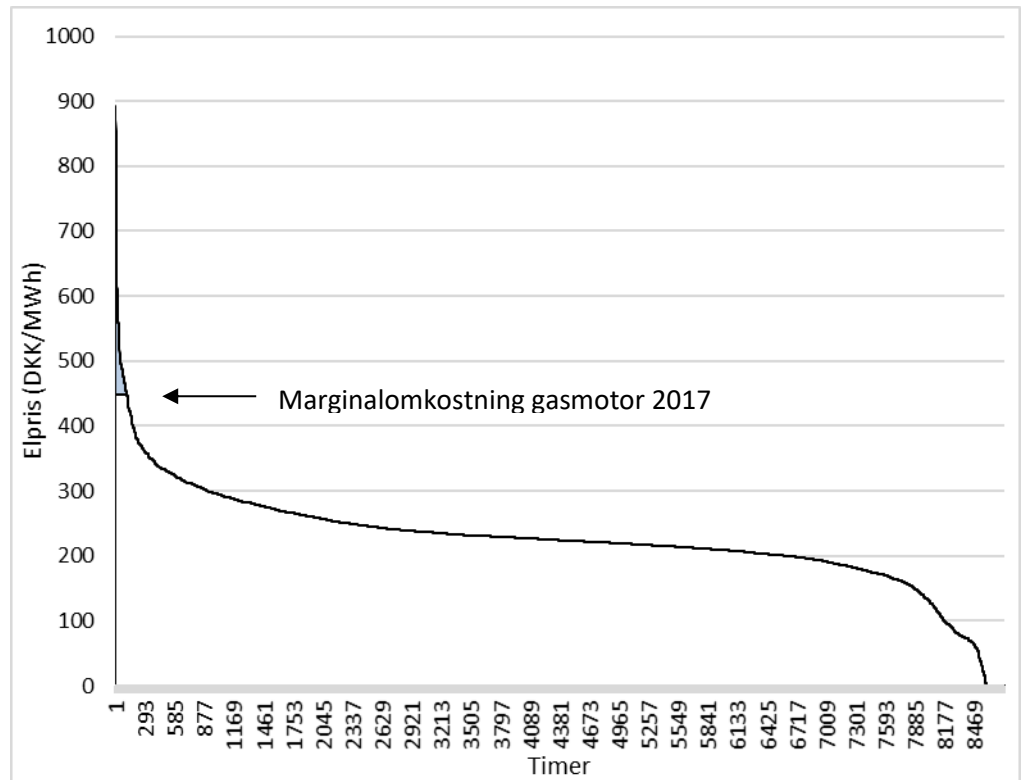
I bilag 2 indgår desuden en baggrundsbeskrivelse af regulerkraftmarkederne, herunder sammenhængen mellem spot- og regulerkraftmarkedet.



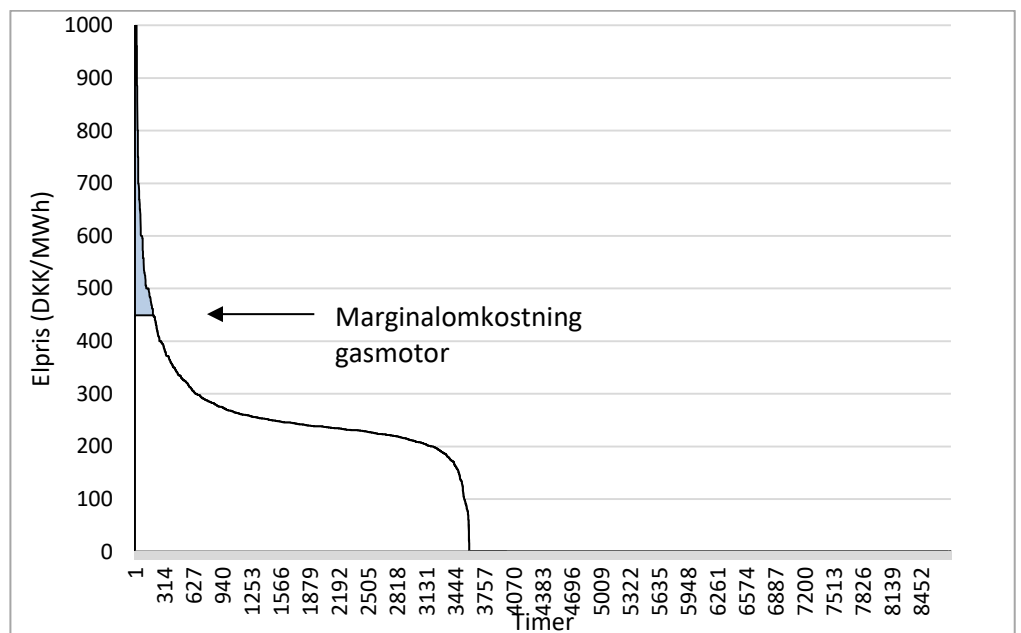
Figur 23. Marginalomkostning pr. produceret enhed el for en gasmotor i 2017 samt BAU-scenariet og Klimascenariet vist for beregningsårene 2023, 2030 og 2050

Marginalomkostningen pr. produceret MWh el er for 2017 beregnet til ca. 450 kr./MWh for en eksisterende gasmotor. Beregningen forudsætter en el- og totalvirkningsgrad på hhv. 39 og 90 procent, samt en værdi af varmesalg på 180 kr./MWh. som det figuren ovenfor forventes marginalomkostningen at stige over tid i BAU-scenariet primært pga. en højere forventet gaspris, mens marginalomkostningen forventes at falde i Klimascenariet pga. afskaffelsen af energiafgiften.

I 2017 var der ca. 100 timer, hvor spotprisen var højere end 450 kr./MWh, mens der i regulerkraftmarkedet var ca. 200 timer.



Figur 24. Elspotpriser 2017 og potentiel indtjening fra en gasmotor (skraveret areal)

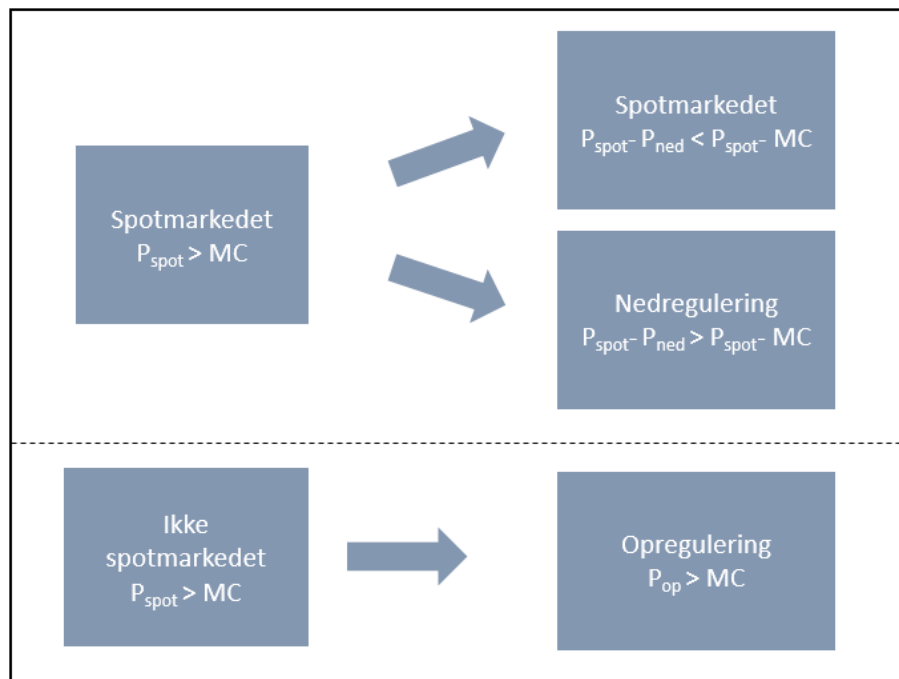


Figur 25. Opreguleringspriser i 2017 og potentiel indtjening fra en gasmotor (skraveret areal)

Producenterne kender hverken spot- eller regulerkraftpriser inden de byder ind, og det er således en udfordring at lave en budstrategi, som sikrer den samlet set

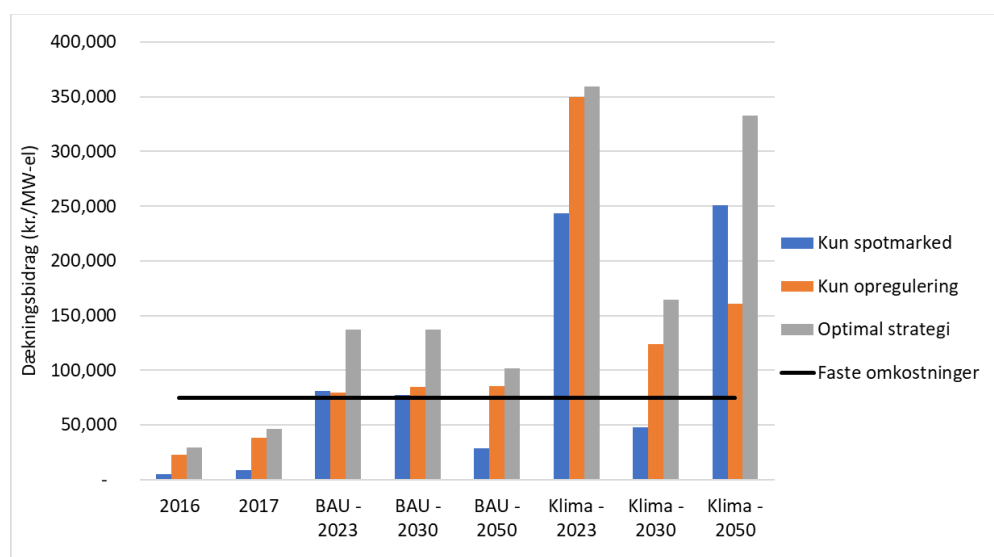
største indtjening i de to markeder. En ofte anvendt tilgang er, at byde ind i spot til sin marginalomkostning. Hvis spotprisen er højere end marginalomkostningen bliver man lastfordelt i spotmarkedet ($P_{spot} > MC$). Hvis man ikke bliver lastfordelt i spotmarkedet, dvs. hvis spotprisen er lavere end marginalomkostningen ($P_{spot} < MC$), kan der bydes ind i opreguleringsmarkedet, hvis op-regulerkraftprisen overstiger marginalomkostningen ($P_{op} > MC$).

Når man er lastfordelt i spotmarkedet, er der desuden mulighed for at modtage nedreguleringsprisen. Nedregulering fungerer på den måde, at man køber sin strøm af Energinet til nedreguleringsprisen i stedet for selv at producere den til spotmarkedet. Nedregulering er derfor attraktiv, hvis forskellen mellem spotprisen og nedreguleringsprisen er større end forskellen mellem spotprisen og marginalomkostningen. Strategien er vist nedenfor (Figur 26).



Figur 26. Optimal strategi for en gasmotor, der opererer i elmarkedet. MC angiver marginalomkostning, P-spot angiver spotmarkedsprisen, P-op angiver prisen på opregulering i regulerkraftmarkedet og P-ned angiver nedreguleringsprisen i regulerkraftmarkedet.

Ved at simulere det fremtidige elmarked samt en simulering af fremtidige regulerkraftpriser, er der her lavet en vurdering af, hvor stor indtjening en eksisterende gasmotor kan opnå i elmarkedet. Resultatet af el-markedssimuleringerne er vist i figuren nedenfor.



Figur 27. Indtjening for en eksisterende gasmotor i elmarkedet vist som dækningsbidrag, dvs. indtjening fratrukket variable omkostninger.

I dag kan gasmotorer ikke opnå et særlig stort dækningsbidrag i el-markedet, fordi der er for få timer, hvor elpriserne er tilstrækkeligt høje for en gasmotor. I BAU-scenariet ses en stigning i indtjeningen allerede i 2023. Det skyldes, at der kommer flere høje priser i spotmarkedet. I BAU-scenariet falder prisen i takt med at CO₂-prisen stiger.

I Klima-scenariet kan der i 2023 opnås en væsentlig større indtjening, fordi afgifterne fjernes samtidig med, at CO₂-prisen fortsat er lav. I 2030 er CO₂-prisen højere, hvilket reducerer antallet af timer, hvor det er attraktivt at operere i el-markedet. På lang sigt frem mod 2050 stiger CO₂-prisen yderligere, men der kommer samtidig flere timer med høje priser pga. effektknaphed og derfor stiger indtjeningen i spotmarkedet

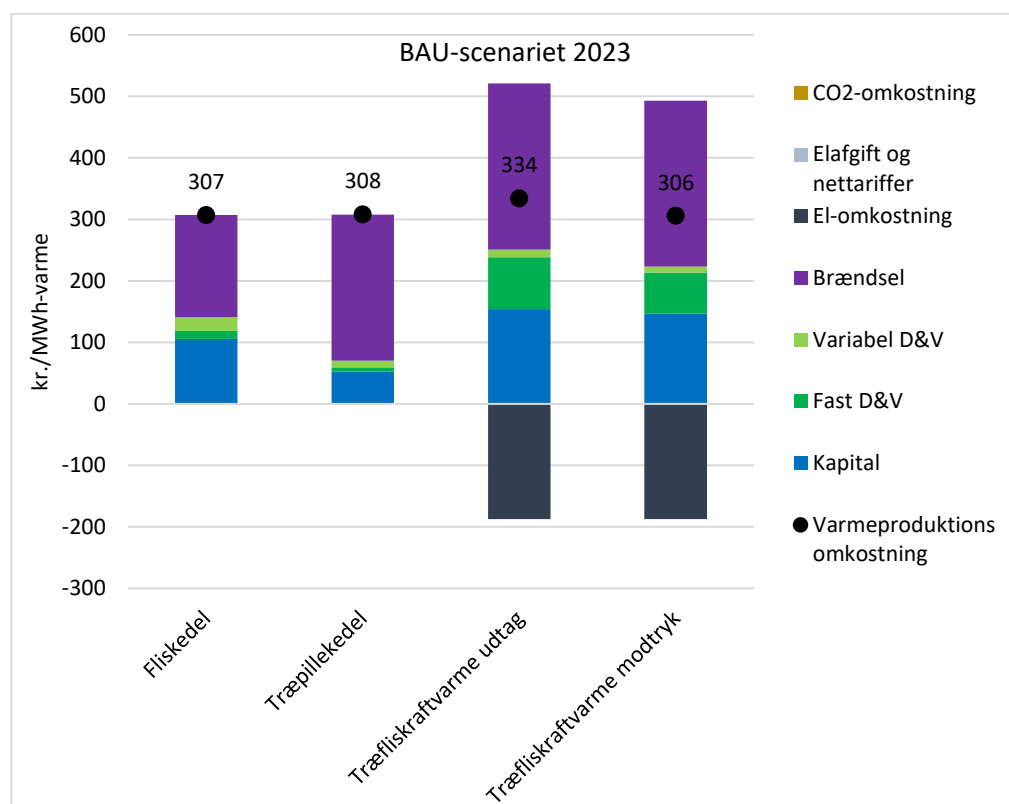
5.2 Biomassekraftvarme

Modelresultaterne viser, at biomassekedler, både halm-, træflis- og træpillekedler vil være de foretrukne investeringer i 2023 og 2030 i BAU-scenariet. Kedler er derfor umiddelbart mere interessante end kraftvarmeheder, selv i de større områder på mellemlang sigt.

Der er særligt to forhold, der kan være vigtige, at tage med i betragtning for konkurrenceforholdet mellem biomassekedler og biomassekraftvarme, når de faktiske forhold og modelresultaterne sammenholdes. For det første er det antaget, at kraftvarmekravet er ophævet i scenarieberegningerne, fordi kravet i praksis ofte omgås. Hvis kraftvarmekravet ikke ophæves, vil det ikke nødvendigvis være et realistisk scenarie, at eksempelvis Esbjergs varmforsyning fremover leveres af

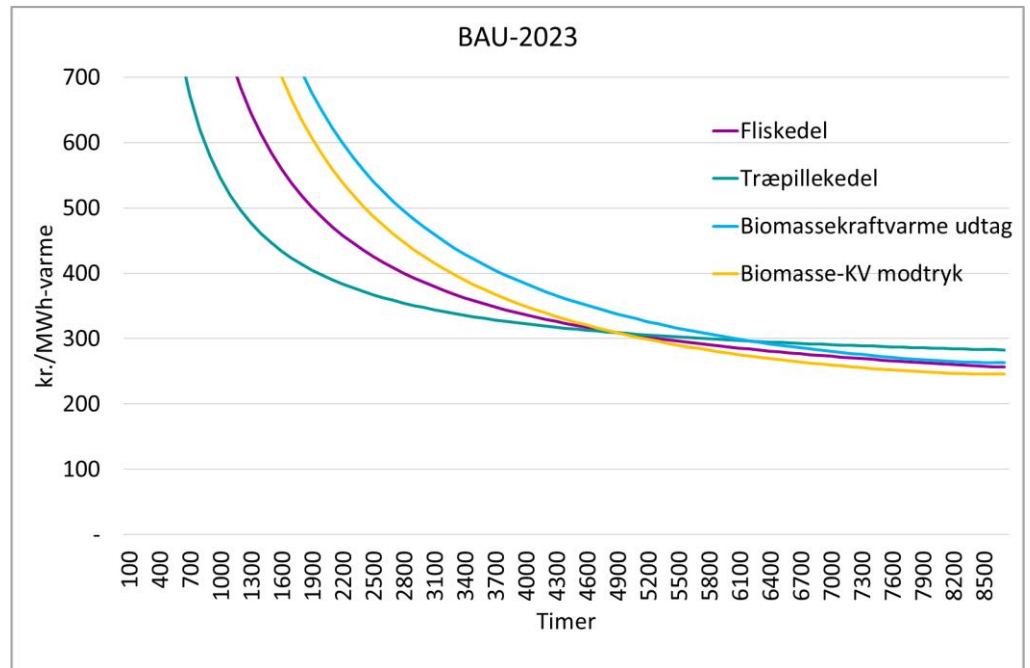
biomassekedler. For det andet er det antaget, at tilskuddet til biomassekraftvarme bortfalder fra 2019 og frem, fordi EU's statsstøttegodkendelse udløber. Det er som tidligere beskrevet uklart, hvordan den fremtidige støtte til biomassekraftvarme kommer til at se ud, men vil med al sandsynlighed ligge et sted mellem 0 og 15 øre/kWh (fra ingen til eksisterende støtteniveau). Derudover kan der for biomassekraftvarmen ligesom for gasmotorer være gevinster i regulerkraftmarkedet, også selvom fleksibiliteten på biomassekraftvarmeanlæg ikke er ligeså stor som for gasmotorer. Derfor er konkurrenceforholdet mellem kedler og kraftvarmeanlæg analyseret lidt nærmere.

Biomassekraftvarme er tæt på at være konkurrencedygtig med biomassekedler i 2023, når varmeproduktionsomkostningerne sammenlignes. Faktisk viser LCOE-beregningerne, at hvis biomassekraftvarmen kan producere varme, når elprisen er høj, så kan det blive billigere med kraftvarme frem for kedler (jf. Figur 28). I praksis kan kraftvarmeanlæggene ikke altid opnå alle de høje elpriser. I figuren nedenfor er elprisen 340 kr./MWh svarende til gennemsnittet af de 5000 højeste elpriser i 2023. I modelberegningerne er elprisen lidt lavere, som betyder, at investeringsbeslutningen falder ud til kedlernes side. Konkurrenceforholdet er således meget tæt.



Figur 28. LCOE-beregning for biomassekraftvarme og biomassekedler i BAU-scenariet 2023 ved 5000 fuldlasttimer for en elpris på 340 kr./MWh.

Biomassekraftvarmen har desuden højere investeringsomkostninger, som også betyder, at kraftvarmeanlægget er mere følsomt over for antallet af fuldlasttimer. Det er illustreret i Figur 29, hvor LCOE-omkostningen er vist som funktion antallet af fuldlasttimer. I figuren er det også antaget, at biomassekraftvarmeanlæg opnår de højeste mulige elpriser. Dvs. de højeste 100 elpriser opnås ved 100 fuldlasttimer osv.



Figur 29. LCOE-beregning som funktion af antallet af fuldlasttimer for biomassekraftvarme og biomassekedler.

I systemer med affaldsvarme, vil antallet af fuldlasttimer for biomassebaseret varme være mindre end systemer uden affald, og det vil også begrænse et biomassekraftvarmeanlægget fra at kunne producere særligt i de timer om sommeren, hvor elprisen er høj. Figur 29 viser, at biomassekraftvarme skal have mindst 5000 fuldlasttimer førend, det kan konkurrere med kedler.

5.3 Varmelagre

Varmelagre kan øge værdien af kraftvarmeverker, varmepumper, solvarmeanlæg etc., ved bedre samspil med elsystemet og ved bedre udnyttelse af billige varmeproduktionsanlæg, fx ved at erstatte spidslast med grundlast.

I BAU-scenariet investeres i alt over 120 MW solvarme i modelområdet. Varmelagre er central for integrationen af solvarmen, idet produktionen af solvarme primært ligger om sommeren, men har størst værdi om vinteren. Solvarmeanlæg kan

producere 0.5 MWh/installeret m² solfangerareal, og kan når solindstrålingen udnyttes fuldt ud opnå tæt ved 1200 fuldlasttimer.

Den marginale varmeproduktionsomkostning er for solvarmeanlæg meget lav (ca. 5 kr./MWh), og derfor kan systemet have fordel af, at der flyttes billig solvarme fra sommer til vinter, hvor de marginale varmeproduktionsomkostninger er langt højere. Om vinteren kan den marginale varmeproduktionsomkostning være helt op til 500-600 kr./MWh (jf. afsnit 4.4 om varmepriser nedenfor) i spidslastsituationer.

Korttidslagre (ståltanke) kan kun flytte varmen inden for en uge, mens sæsonvarmelagre vil kunne flytte varmen over sæsoner (måneder). Damvarmelagre benyttes oftest som sæsonvarmelagre i forbindelse med solvarmeanlæg i decentrale kraftvarmeområder, men kan også bruges som dags- eller ugelager. Grundet den relativt lave effekt er de dog ikke egnede til lagring af store energimængder på timeniveau. Omvendt benyttes ståltanke til korttidvarmelagring, der grundet den relativt høje effekt (i forhold til damvarmelagre), som ståltanke etableres med, kan skabe mulighed for at lagre og levere relativt meget varme (i forhold til damvarmelagre) på kort tid.

Damvarmelager	Ståltanke
Simplificeret er der tale om en stor nedgravet vandbeholder/kunstig dam, som kan anvendes til at lagre varme fra fjernvarmesystemet. Lageret er hele tiden fyldt med vand, men vandets temperatur stiger ved fyldning og aftager ved tømning. Damvarmelagre er begrænset i den mulige, maksimale temperatur og vil derfor normalt skulle placeres i varmedistributionssystemer, som har temperaturer under 95 grader.	Som navnet beskriver, er der tale om store isolerede ståltanke. Tankene fungerer som korttidvarmelagre og er oftest etableret på et kraftvarmeværk, hvor de kan lagre varme over nogle timer eller dage. Vand i ståltanke kan evt. være under tryk, så de også kan matche tryk- og temperaturkrav fra varmetransmissionssystemet.
Damvarmelagre anvendes flere steder i Danmark som sæsonvarmelagre i forbindelse med solvarmeanlæg. Op- og afladningskapaciteten er oftest lille sammenlignet med lageret volumen, så det tager typisk dage til uger at tømme lageret helt. Damvarmelagre er dog ikke begrænset til at kunne anvendes som sæsonvarmelagre, men kan også anvendes som døgn- eller ugelager, hvis dette giver værdi for varmesystemet.	Lagerets opladnings- og afladningskapacitet er typisk stor i forhold til det mulige energiindhold. Investeringsomkostningen pr. lagervolumen er betydeligt højere end for damvarmelagre.

Tabel 9: Karakteristika for damvarmelagre og ståltanke.

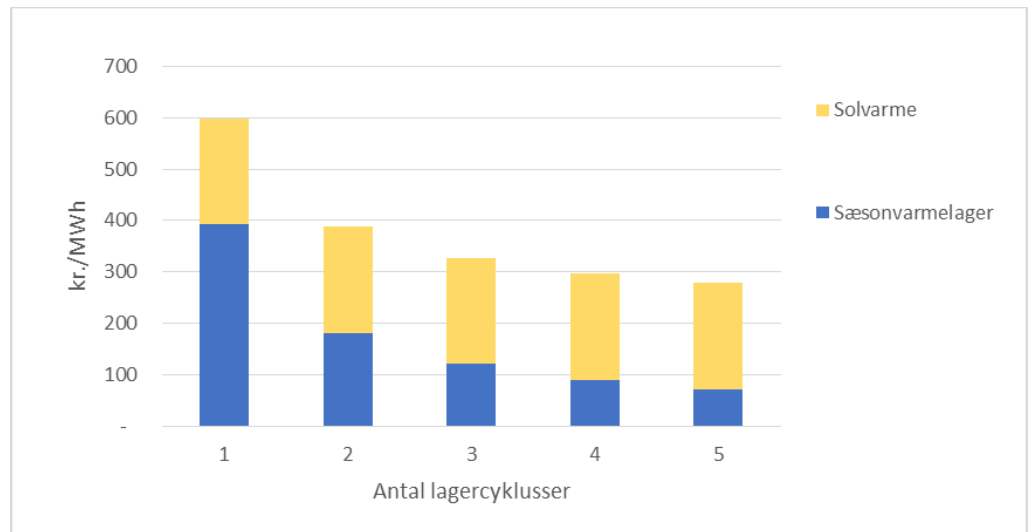
Et sæsonvarmelagrevarme vurderes at indebære en investering på i størrelsesordenen 4000 kr./MWh. Dette prisleje forudsætter adgang til billig jord og en placering som muliggør en lave tilslutningsomkostning til fjernvarmesystemet.

Afskrives anlægget over en 20-årig periode, svarer det til en årlig omkostning på ca. 320 kr./MWh/år ved anvendelse af 5 % realrente. Lægges dertil omkostninger til drift og vedligehold, bliver den samlede omkostning ca. 360 kr./MWh.

Omkostningen per lagret energienhed er omvendt proportional med antallet af lagercykluser. Hvis sæsonvarmelageret alene anvendes til at flytte overskudsvarme fra sommer til vinter – svarende til 1 årlig lagercyklus - bliver lageromkostningen således ovennævnte 360 kr./MWh. Til sammenligning vurderes grundlastvarme at koste godt og vel 300 kr./MWh i BAU-scenariet og ca. 200 kr./MWh i Klimascenariet. Selv hvis er gratis overskudsvarme til rådighed om sommeren, vil omkostningen til lagring fra sommer til vinter alene være på niveau med eller højere end grundlastvarme.

Figuren nedenfor viser den samlede omkostning for kombinationen af sæsonvarmelager og solvarme afhængigt af antallet af årlige lagercykluser. Som tommelfingerregel kan solvarme dække op til ca. 20 % varmeforbruget i et fjernvarmesystem uden behov for langtidslagring lagring.

Skal solvarme dække 100 % af varmeforbruget i et fjernvarmesystem kræves et lager, med en kapacitet der er omtrent halvt så stort som fjernvarmesystemets årlige varmebehov. Den resulterende gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning (for solvarmeanlæg og sæsonlager) bliver knap 400 kr./MWh, men det dækker over at de første MWh solvarme koster godt 200 kr./MWh – intet lagerbehov - mens de sidste MWh solvarme koster over 500 kr./MWh fordi ca. $\frac{3}{4}$ af den producerede solvarme, skal gemmes fra sommer til vinter.



Figur 30: Samlet produktionsomkostning for kombination af sæsonvarmelager og solvarme afhængig af antallet af lagercykluser for sæsonvarmelageret.

Der er som tidligere nævnt lavet både med og uden mulighed for investering i sæsonvarmelagre. I nogle områder er investering i sæsonvarmelagre lidt mere attraktiv end investering i korttidslagere. Samlet set flytter muligheden for at investere i sæsonvarmelagre kun lidt på den samlede økonomi i scenarierne, og påvirker kun investeringsbeslutninger og produktion marginalt

5.4 Batterier

Batterier kan med udsigten til betydelige prisfald komme til at spille en rolle i fremtidens elsystem, som leverandør af spidslast og til indpasning af vedvarende energi. Batterier kan lagre el i timer med lave priser og afsætte det i elsystemet, når prisen er høj. Batteripriserne forventes at falde, som følge af et øget produktionsvolumen til bl.a. elbiler, og kan med de reducerede omkostninger blive konkurrencedygtig med gasturbiner til levering af spidslast i elsystemet.

Dansk Energi har i deres VE-outlook fra 2017 analyseret effekten af investeringer i batterilagere på den danske elforsyning. Batteriprisen antages at falde til 600 euro/kW i 2030 og yderligere til 450 euro/kW i 2050 for 3 timers lagring. Allerede i 2025 bliver batterierne (med Dansk Energis øvrige scenarie-setup) konkurrencedygtige med anden spidslastkapacitet. Batterilagere i el-systemet faciliterer investeringer i solceller, idet solens daglige fluktuationer spiller godt sammen med den korte lagringstid på batterierne. (Dansk Energi, 2017)

6 Udnyttelse af overskudsvarme fra datacentre

Baggrund

Både Apple og Google planlægger at opføre datacentre ved Kassø, ca. 10 km vest fra Aabenraa i de kommende år. Placeringen er valgt, fordi Kassø udgør et knudepunkt i eltransmissionsnettet, som muliggør et stort effekttræk uden behov for netforstærkninger. Det vides ikke, hvor stort effekttrækket fra datacentrene vil blive, men de grunde, selskaberne har erhvervet, er på tilsammen over 400 hektar, hvilket er dobbelt så stort, som de tre øvrige datacenterprojekter der er planlagt i Danmark. Et bud er, at effekttrækket på kort sigt frem mod 2020 vil ligge på 30-60 MW og på længere sigt potentielt flere hundrede MW. I beregningerne er det forudsat, at effekten når op på 100-150 MW effekt i 2023.

I dette kapitel foretages en indledende analyse af det økonomiske potentiale for udnyttelse af overskudsvarme fra et datacenter ved Kassø. Det skal nævnes, at Grøn Energi under Dansk Fjernvarme parallelt er ved at undersøge mulighederne for et "Gigatransmissionsnet" i Danmark. Undersøgelsen skal bl.a. se på mulighederne for at udnytte stordriftsfordele og fjernvarme som systemintegrator.

Der er en forventning om, at der kan leveres en meget betragtelig mængde overskudsvarme fra datacentret, som principielt er tilstrækkelig til at forsyne alle sønderjyske fjernvarmeområder. Det er endnu usikkert, hvilken temperatur overskudsvarmen leveres ved – det vil bl.a. afhænge af, om datacentret etableres med vand- eller luftkøling. Ved luftkøling leveres varmen ved ca. 25-30 grader, mens den ved vandkøling kan leveres ved 40 grader eller mere. Uanset hvilken kølingsform, der vælges, er det nødvendigt at hæve temperaturen vha. varmepumper til formentligt et sted mellem 75 og 85 grader svarende til fremløbstemperaturen i et potentielt varmetransmissionsnet.

Varmeproduktionspotentialet i MW vil formentligt i store træk svare til datacentrenes effekttræk i MW. Der vil være en vis del af overskudsvarmen som ikke kan udnyttes, omvendt leverer varmepumpernes eget elforbrug også et varmebidrag.

Varmepumpernes virkningsgrad, COP, afhænger af varmekildens temperaturer og fremløbstemperaturen i varmenettet. Tabellen nedenfor viser eksempler på sammenhænge mellem COP, og varmekilde og fremløbstemperaturer.

	Havvand	Grund- vand	Luft	Spildevand	Drikke- vand	Datacenter
Fremløbtemp.	85	85	85	85	85	85
Varmekilde temp.	4	4	0	8	4	32
COP teoretisk maksimal virkningsgrad*	4.4	4.4	4.2	4.7	4.4	6.8
COP realistisk	2.8	2.8	2.7	3.0	2.8	4.3

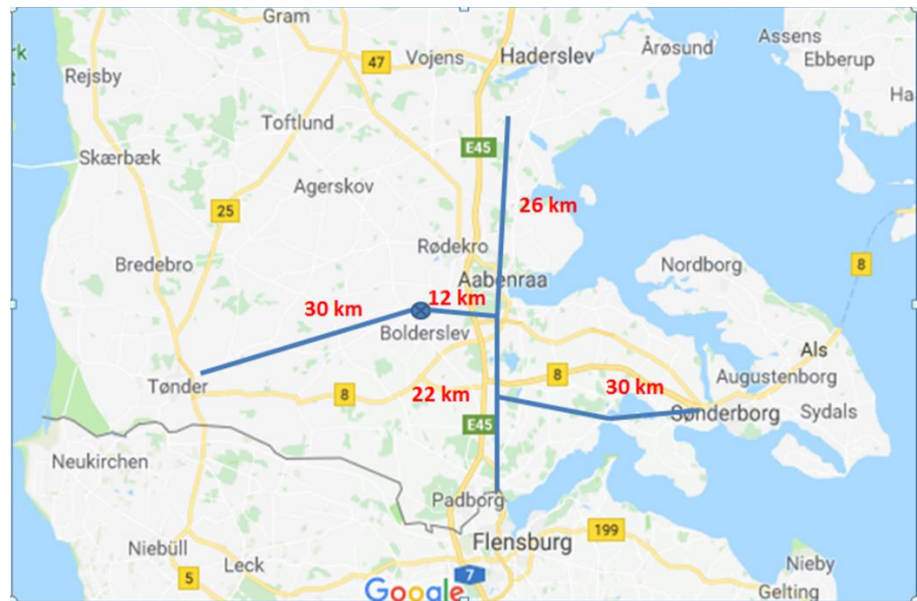
Tabel 10. Estimerede COP-værdier ved forskellige varmekilder. *Såkaldt Carnot-effektivitet, opkaldt efter den franske ingeniør Sadi Carnot.

Behov for et fjernvarmetransmissionsnet

Udnyttelsen af overskudsvarmen forudsætter, at der etableres et fjernvarmetransmissionsnet mellem de større Sønderjyske fjernvarmeområder. Fjernvarmeselskaberne i Sønderjylland har undersøgt forskellige scenarier for et fremtidigt transmissionsnet.

En minimumsløsning er blot at etablere en forbindelse fra Kassø til Aabenraa, men potentialet for overskudsvarme forventes at blive langt større, end hvad der kan afsættes i Aabenraa. Desuden vil det formentlig kræves en større afsætning, hvis ejerne af datacentrene skal have interesse for et overskudsvarmeprojekt. Derfor betragtes som udgangspunkt et regionalt net med forbindelser til både Aabenraa, Haderslev, Sønderborg, Tønder og Flensborg. Flensborg forsynes i dag af tre ældre kulkraftvarmeheder på i alt 89 MW el og en ny gasmotor på 75 MW el. Kulenhederne forventes udfaset i løbet af de kommende år til fordel for (formentligt) gaskraftvarme. Derfor vil en fremtidig forsyning med overskudsvarme have mulighed for at erstatte investeringer i anden grundlastkapacitet. Uden afsætningsmuligheden til Flensborg vil det muligvis blive for dyrt at etablere fjernvarmetransmissionskapacitet til Sønderborg.

Kortet nedenfor illustrerer strukturen i et muligt varmetransmissionsnet til forsyning af de største sønderjyske fjernvarmeområder og Flensborg, udarbejdet af fjernselskaberne og SE til det aktuelle projekt. Flere mindre områder kan potentielt tilsluttes transmissionsnettet. Udover de større byer - Aabenraa, Haderslev, Tønder og Flensborg - er her kun regnet på en tilslutning af Padborg og Augustenborg, idet Padborg i dag allerede er forbundet til Flensborgs net, og fordi varmeplanen for Sønderborg Kommune lægger op til, at der kan ske en sammenkobling mellem Sønderborg og Augustenborg.



Figur 31: Kort over Sønderjysk varmetransmissionsnet med henblik på forsyning af Aabenraa, Haderslev, Sønderborg, Tønder og Flensborg med overskudsvarme fra datacenteret i Kassø

6.1 Analyseforudsætninger

I forlængelse af de to hovedspor, BAU-scenariet og klimascenariet, er der lavet en variation af hvert scenarie, hvor overskudsvarme fra datacenteret i Kassø udnyttes med et varmetransmissionsnet, der omfatter: Aabenraa-Rødekrø-Hjørdkær, Haderslev, Sønderborg, Tønder, Padborg, Augustenborg og Flensborg (jf. Figur 8).

Beregningerne uden datacenter svarer til de oprindelige scenarier præsenteret i kapitel 4, men hvor Flensborg er inkluderet. Flensborg har et årligt varmebehov på ca. 1500 GWh (formentlig i overkanten, da det er baseret på afsætning i et koldt år). Det er ca. 30% mere end fjernvarmeforbruget i Esbjerg-Varde og mere end hele fjernvarmegrundlaget i de fire sønderjyske kommuner. Flensborg forventes som nævnt at skulle tage beslutninger om investeringer i ny varmekapacitet inden for en kort årrække. I beregningerne er det blevet gjort op til modellen at investere i ny produktionsteknologi i Flensborg. Da der ikke betales samme høje afgifter på fossile brændsler i Flensborg som i Danmark, er det antaget, at Flensborg ikke kan levere varme retur til det danske system. Uden denne begrænsning, vil det blive meget attraktivt i BAU-scenariet at levere billigt afgiftsfri gasbaseret varme til Danmark.

Der er ved beregningerne taget udgangspunkt i, at der etableres en samlet varmepumpekapacitet på 132 MW ved datacentrene i Kassø. Kapaciteten baserer sig på en overslagsberegning af, hvor meget varmegrundlag, datacenteret forventes at kunne dække i området. 30 MW forventes afsat til Aabenraa, 45 MW til Flensborg, 30 MW til Sønderborg, 18 MW til Haderslev og 9 MW til Tønder.

Varmepumperne antages at kunne levere varme til transmissionsnettet med COP på 4. COP'en afhænger dels af, hvilke temperaturer datacenteret kan levere varme ved, og dels af fremløbstemperaturen i transmissionsnettet. En COP på 4 vurderes at være et konservativt bud, hvis der kan leveres overskudsvarme ved 32-40 grader. Investeringen for varmpumperne, inkl. tilslutning, vurderes til 4,75 mio. kr. per MW, på baggrund af overslag fra potentielle leverandører af varmpumper. Det giver et samlet investeringsbehov i varmpumperne på 627 mio. kr. Givet projektets størrelse og tilgængeligheden af varmekilden er dette formentligt også et konservativt estimat.

Investeringen i det samlede fjernvarmetransmissionsnet vurderes at kræve en investering på ca. 650 mio. kr. Det baserer sig på en omkostning på ca. 5,5-6,5 kr./km/MW for investeringer i transmissionsnet. Undlades transmissionsledningen til Tønder kan investeringen reduceres til godt 500 mio. kr.

Når det antages, at varmpumperne afskrives over 20 år og der anvendes et forrentningskrav på 5% (realrente), vil den årlige omkostning være 50 mio. kr. Det svarer til, hvordan der i øvrigt regnes på varmeproduktionsteknologier i scenarierne. For transmissionsnettet kan der argumenteres for, at levetiden er længere end øvrige produktionsanlæg fx 40 år. Der regnes derfor i udgangspunktet med en levetid på 40 år og en rente på 5%.

Der er desuden lavet en følsomhedsberegning med anvendelse af en realrente på 2 %, som i højere grad afspejler de faktiske lånevilkår (ekskl. risikopræmie). Det skal bemærkes, at anvendelsen af en lavere rente reducerer kapitalomkostningerne for både datacenter-casen (datacentervarmpumper og transmissionsnet) og referencen (investering i biomassekedler, gaskedler, varmpumper mv.).

	Varmekap. (MW)	Investering Varmepumper (Mio. kr.)	Investering Transmissionsnet (Mio. kr.)
Aabenraa	30	143	78
Haderslev	18	86	143
Sønderborg	30	143	149
Flensborg	45	214	132
Tønder	9	43	150
Total	132	627	651
Årlig omkostning	-	50	38

Tabel 11. Anvendte analyseforudsætninger for datacenter og transmissionsnet. For transmissionsnettet er den årlige omkostning angivet både ved 5% og 40 år og 2% og 40 år

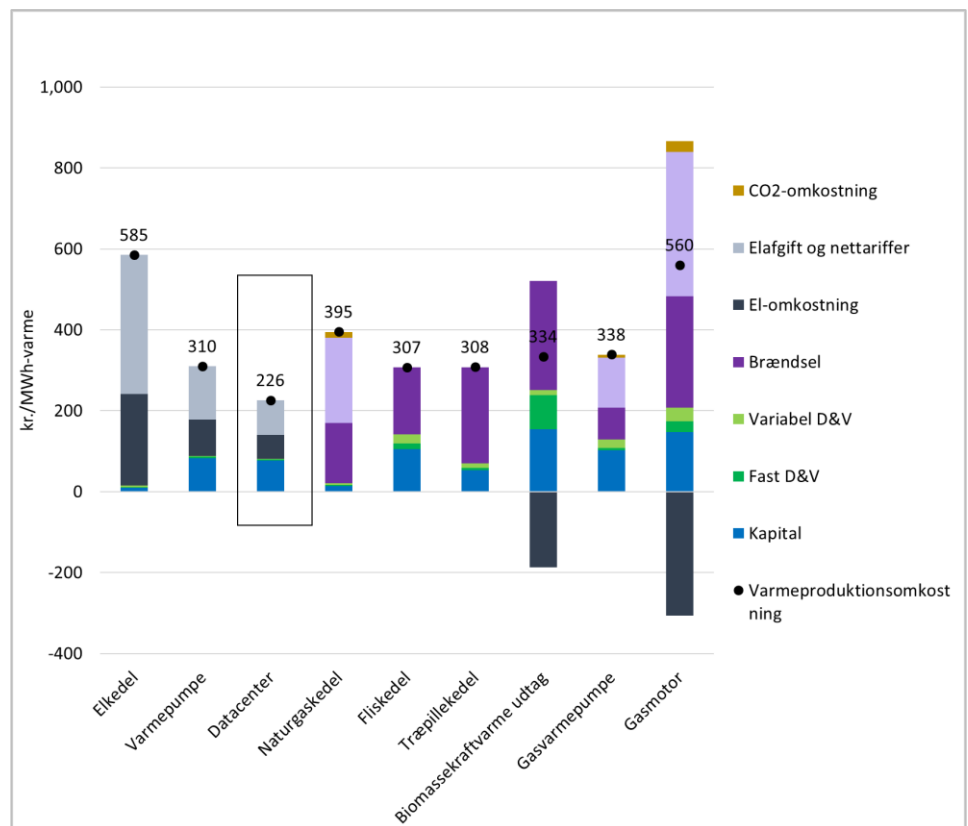
6.2 Fjernvarmeproduktion med datacenter

Fjernvarmeproduktionen sammenholdes for BAU- og Klimascenariet med og uden datacenter og transmissionsnet.

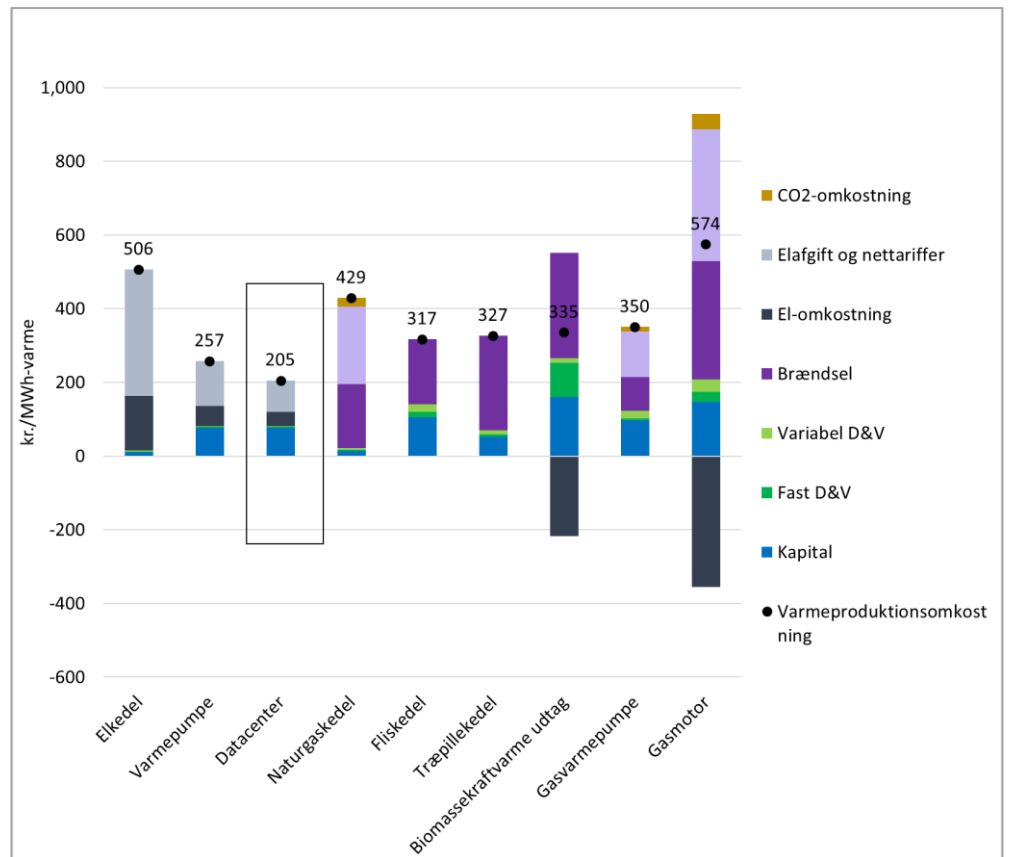
BAU-scenariet

Datacenteret kan opnå en lav varmeproduktionsomkostning på godt og vel 200 kr./MWh ved 5000 fuldlasttimer i 2030. Dette er ekskl. indregning af omkostningerne til varmetransmissionsnettet. Det er illustreret med LCOE-beregninger i Figur 33 nedenfor.

Det næstbilligste alternativ er traditionelle varmepumper med en LCOE på 257 kr./MWh, og herefter biomassekedler med varmeproduktionsomkostninger i størrelsesordenen 315-330 kr./MWh. I BAU-scenariet investeres der som tidligere beskrevet ikke ret meget i varmepumpekapacitet i 2030, fordi modellen allerede i 2023 vælger at investere i biomassekedler, som fortsat i 2030 leverer varmeproduktionen.

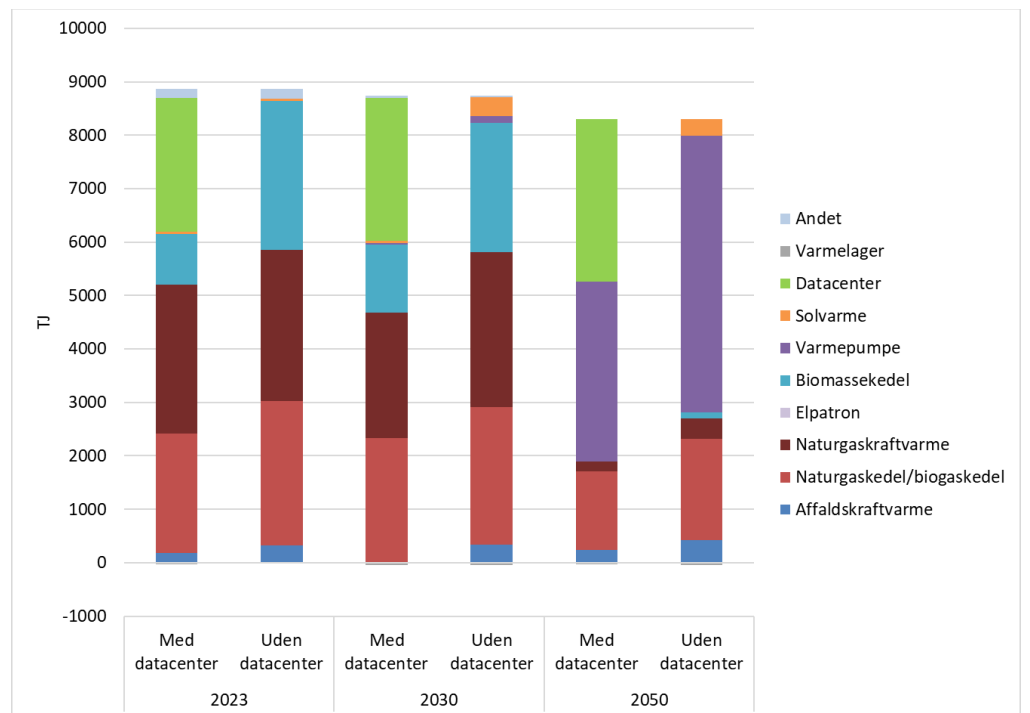


Figur 32. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) inkl. udnyttelse af overskudsvarme fra datacenter for BAU 2023 ved 5000 fuldlasttimer



Figur 33. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) inkl. udnyttelse af overskudsvarme fra datacenter for BAU 2030 ved 5000 fuldlasttimer

Fjernvarmeproduktionen med og uden datacenteret i Kassø og transmissionsnet er vist i figuren nedenfor samlet set for Haderslev, Sønderborg, Åbenrå, Padborg, Flensborg, Tønder, Augustenborg samt Kassø (datacenteret). Datacenteret vil i BAU-scenariet levere ca. 28-30% af det samlede varmebehov i 2023 og 2030 i området, stigende til ca. 36% i 2050. Det svarer til en benyttelsestid for datacentervarmepumperne på ca. 5000-5500 fuldlasttimer i 2023 og 2030 og 6400 i 2050. Øvrige varmepumper får en lavere benyttelsestid, når datacenteret leverer varme. I BAU-scenariet får øvrige varmepumper ca. 3500-4000 fuldlasttimer i alle beregningsårene. Uden datacenter får øvrige store varmepumper flere fuldlasttimer - ca. 4000-4500 frem mod 2030 og 4500-5000 fuldstimer i 2050.



Figur 34. Varmeproduktion for sønderjyske fjernvarmesystemer og Flensborg i BAU-scenariet med og uden datacenter

Datacentervarmepumperne fortrænger både varmeproduktion fra eksisterende anlæg og reducerer behovet for investeringer og produktion fra alternativ varmeproduktionskapacitet. I de danske fjernvarmeområder fortrænges primært investeringer og produktion fra biomassekedler i 2023 og 2030, samt investeringer i solvarme (se Tabel 12 nedenfor). Der spares ca. 30 MW biomassekedler og knap 150 MW solvarme. Flensborg vil under de gældende forudsætninger dække sit varmebehov med en kombination af gaskraftvarme og gaskedler. Når datacenteret leverer varme, fortrænges primært varme fra gaskedler i Flensborg. Der spares ca. 50 MW varme fra gaskedler. I 2050 fortrænger datacenteret hovedsageligt investeringer i lokale varmepumper både i de sønderjyske fjernvarmeområder og i Flensborg – i alt ca. 80 MW varmepumpekapacitet. Tilstedeværelsen af datacenteret reducerer desuden investeringer i lokale varmelagre.

Grundlastvarmeleverancerne fra datacentervarmepumperne gør det desuden mindre attraktivt at investere i ny affaldskraftvarmekapacitet i Sønderborg. I stedet etableres en større affaldsforbrændingskapacitet i Esbjerg i 2030, således at der forbrændes samme mængde i scenarierne med og uden datacentervarmepumperne. I praksis kunne affaldet også blive behandlet på affaldsværker i andre byer som fx i Kolding. Det skal nævnes, at der i beregningerne ikke er medtaget omkostninger til transport af affald, som kan gøre lokal behandling af affald mere attraktiv. Modelresultaterne indikerer yderligere, at

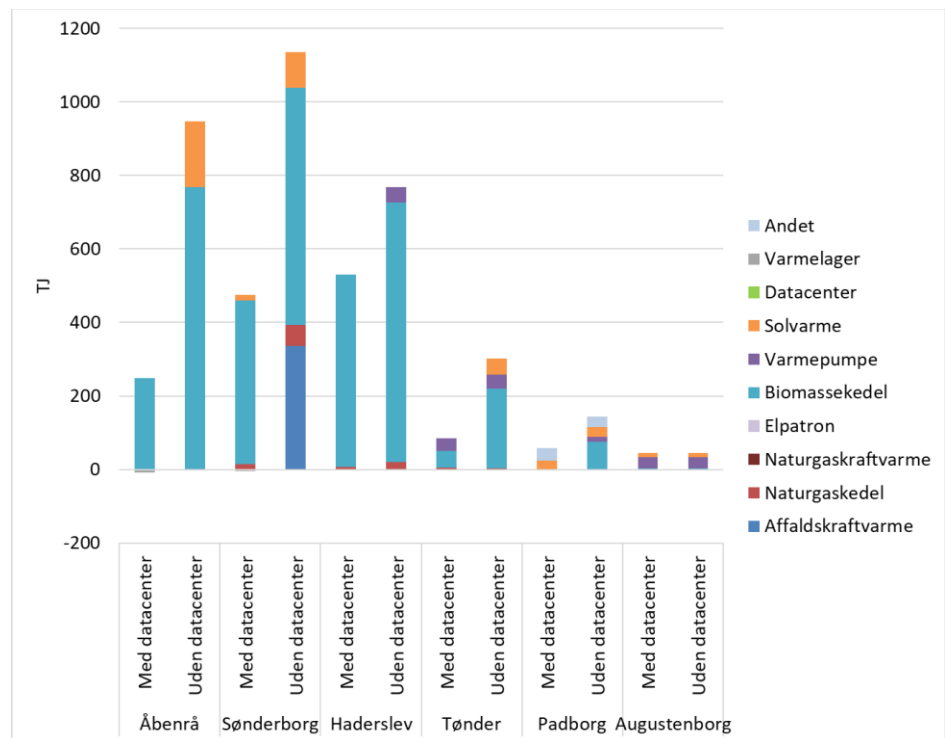
affaldsforbrænding genetableres i Sønderborg i 2050. Det skyldes, at lokale varmepumper i Esbjerg også bliver mere økonomisk rentable, der gør konkurrencen om varmegrundlaget om sommeren tættere. At affaldsforbrændingen først lukkes og derefter etableres igen er nok en mindre realistisk løsning i Sønderborg, som afspejler at modellen optimerer for de enkelte beregningsår. Der er inden for dette projekt ikke lavet mere dybdegående analyser af, hvor affaldsmængderne har størst værdi for systemet. Balmorel-modellen har mulighed for at indregne transportomkostningerne via et særligt affaldstransportmodul, men det forudsætter en nærmere analyse af ressourcer og afsætningsmuligheder i nærområdet.

Påvirkningen af affaldsmarkedet viser, at etableringen af datacentervarmepumperne indirekte kan påvirke varmemarkederne uden for transmissionsnettet.

MW-varme	Med			Uden		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Naturgaskedel	194	-	-	234	-	8
Halm- og træfliskedel	-	-	-	9	-	-
Træpillekedel	6	-	-	26	-	-
Gaskraftvarme	142	36	-	142	76	-
Varmepumpe	0.4	2	216	0	8	292
Affaldskraftvarme	-	-	5	-	6	2
Solvarme	-	-	-	-	148	-
Total	341	38	220	411	238	302
Varmelagre (MWh)	747	202	999	1318	251	1242

Tabel 12. Investeringer i varmekapacitet i BAU-scenariet med og uden datacenter

Varmeproduktionen fordelt på fjernvarmeområder er vist for BAU 2030 nedenfor. Åbenrå, Sønderborg og Tønder vil få størstedelen af deres varme fra datacenteret, mens Haderslev kun får en mindre del. Flensborg er ikke vist i figuren af hensyn til overskueligheden, men får dækket knap 14% af sit varmeforbrug i 2030.



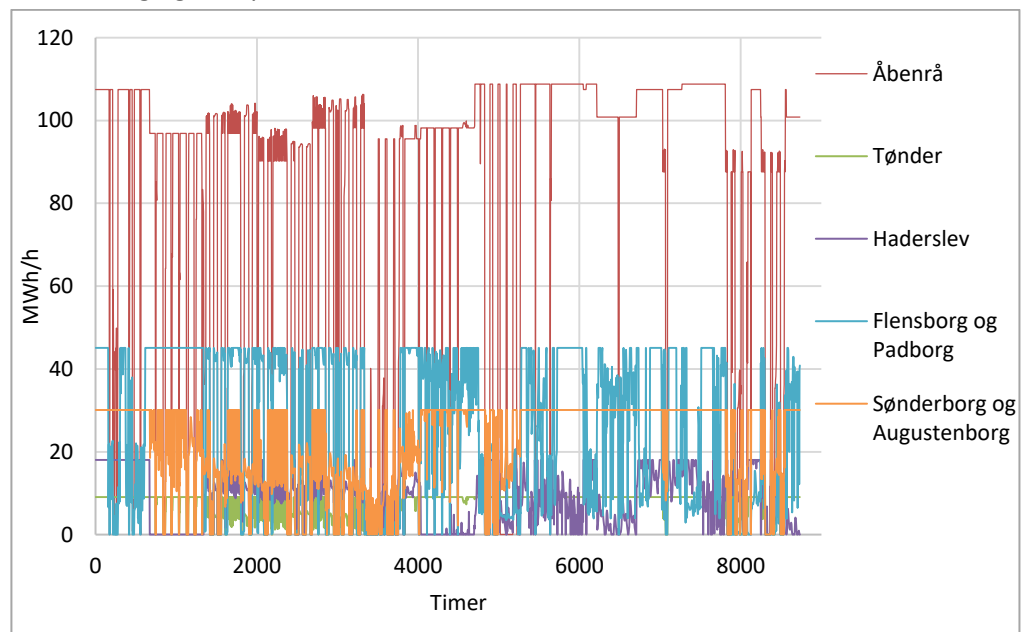
Figur 35. Varmeproduktionen med og uden datacenter for de sønderjyske fjernvarmeområder i BAU 2030. Bemærk Flensborg ikke er vist af hensyn til grafens overskuelighed.

Transmissionsnettets udnyttelse er forholdsvis høj, når datacenteret leverer varme, og kapaciteten i nettet benyttes fuldt ud i mange timer om året. Tabel 13 viser, flowet til og fra de enkelte fjernvarmeområder, hvor meget der sendes retur samt antallet af fuldlasttimer i BAU 2030. Fuldlasttimerne er beregnet i forhold til det antal MW varmepumper, der i udgangspunktet er tiltænkt afsat i hvert enkelt af fjernvarmeområderne. Til Tønder, Åbenrå og Sønderborg er antallet af fuldlasttimer 6200-6700 i 2030. Til Flensborg er det lidt lavere med 5000 timer og til Haderslev kun knap 4200. Den lavere udnyttelse på ledningen til Haderslev skyldes, at Haderslev i 2030 stadig kan udnytte deres eksisterende fliskedler, som har en lav marginal varmeomkostning.

MWh	Fra datacenter	Retur	MW	Fuldlasttimer*
Åbenrå	187.900	3.800	30	6.263
Haderslev	75.500	9.100	18	4.194
Sønderborg	172.500	1.800	30	6.597
Augustenborg	25.400	-	30	
Tønder	60.500	300	9	6.722
Padborg	24.700	800	45	
Flensborg	201.400	-	45	5.024
Total	546.400	15.800	132	6.263

Tabel 13. Varmeflow fra datacenter til fjernvarmesystemer i Klima 2030. *Bemærk antallet af fuldlasttimer for Flensborg er angivet for både Padborg og Flensborg, og fuldlasttimer for Sønderborg er angivet for både Sønderborg og Augustenborg

Varmeflowet i transmissionsnettet hen over året er vist i Figur 36 nedenfor. Det er muligt at se, hvordan flowet begrænses af kapaciteten. Dertil kan man se variationerne i leveringerne henover året, som, hvis man analyserer det nærmere, svinger i takt med elpriserne. Det store flow til Aabenraa skyldes, at Aabenraa er et knudepunkt i nettet, hvorfra varmen sendes videre sydpå til Flensborg og Sønderborg og nordpå til Haderslev.

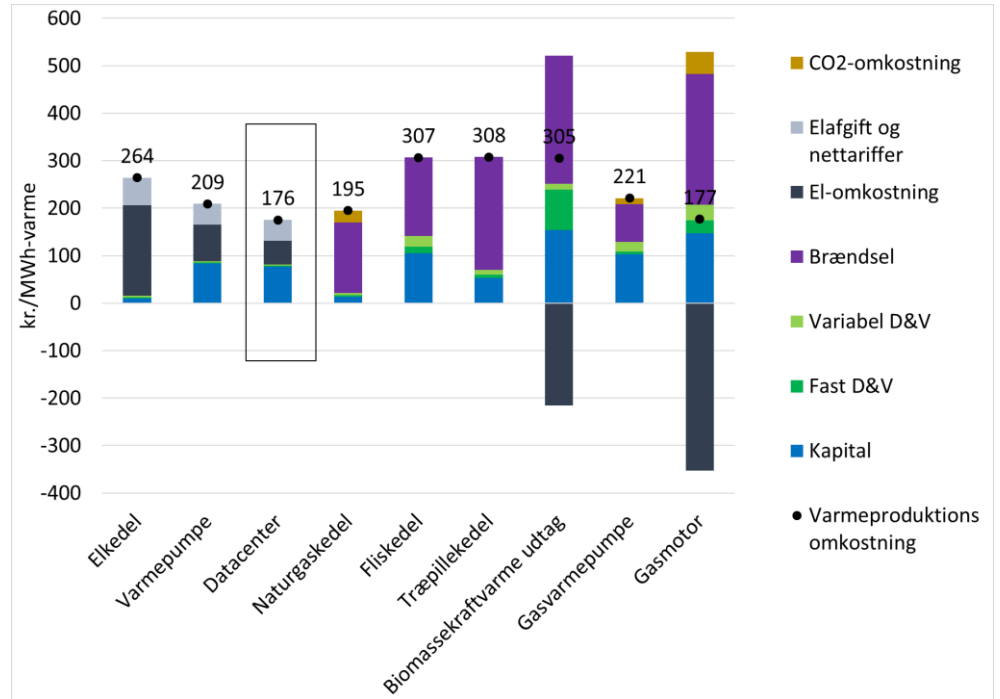


Figur 36. Flow pr. time (MWh/h) i transmissionsnettet i BAU 2030

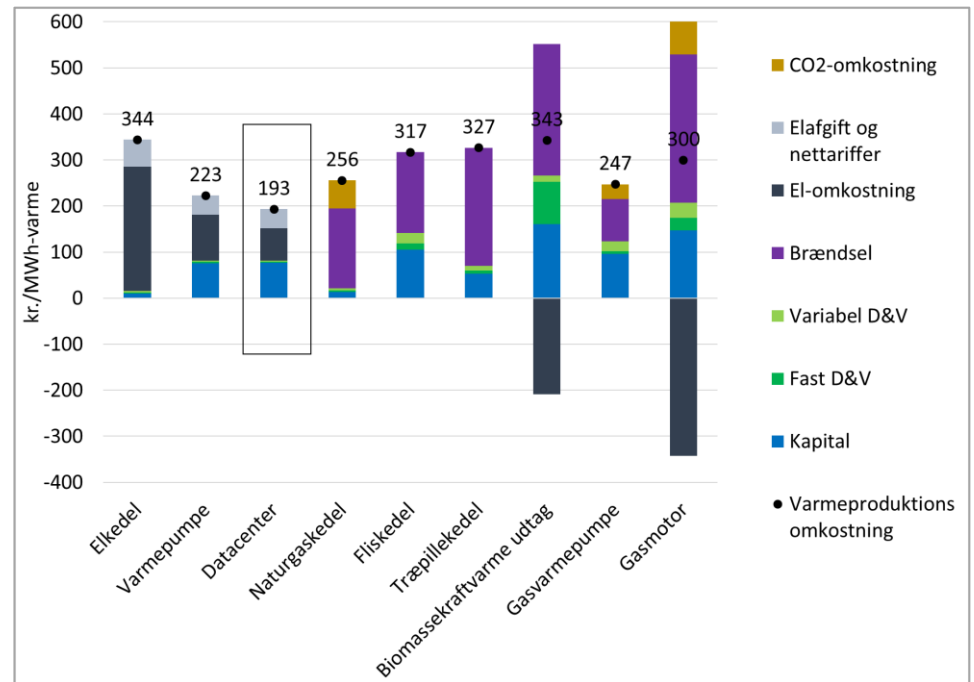
Klima

I Klimascenariet kan datacenteret levere varme til ca. 193 kr./MWh-varme i 2030 ved 5000 fuldlasttimer. Forskellen til øvrige varmepumper er mindre i Klimascenariet, fordi tariffbetalingen indgår som en fast omkostning, og dermed kan datacenteret ikke drage fordel af en bedre COP på det punkt. Traditionelle

varmepumper kan levere varme til ca. 223 kr./MWh, mens gaskedlerne kan levere varme til ca. 256 kr./MWh.

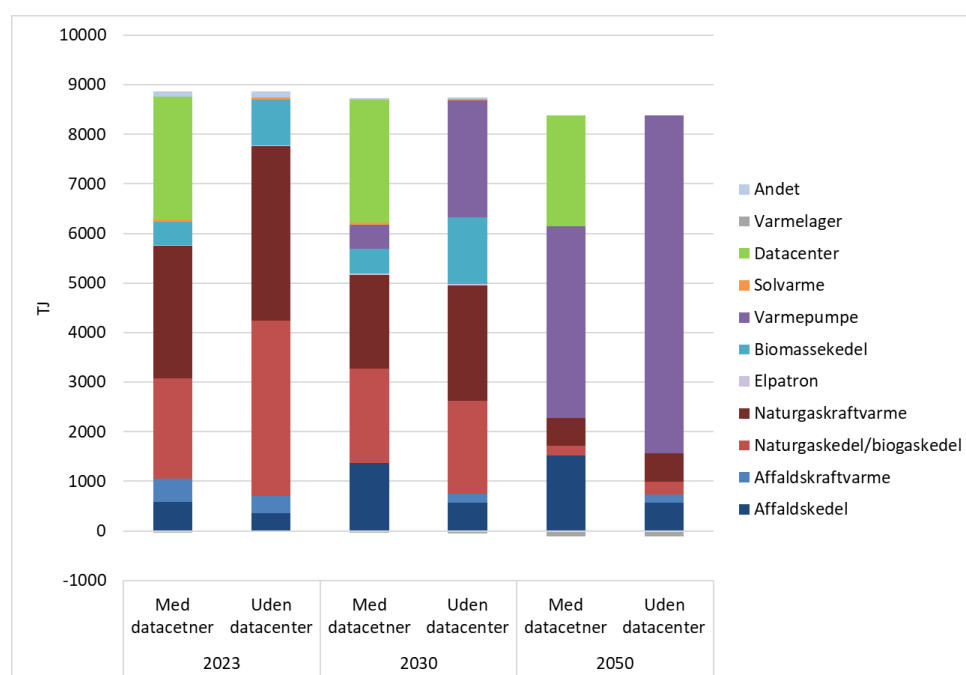


Figur 37. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) inkl. udnyttelse af overskudsvarme fra datacenter for Klima 2023 ved 5000 fuldlasttimer



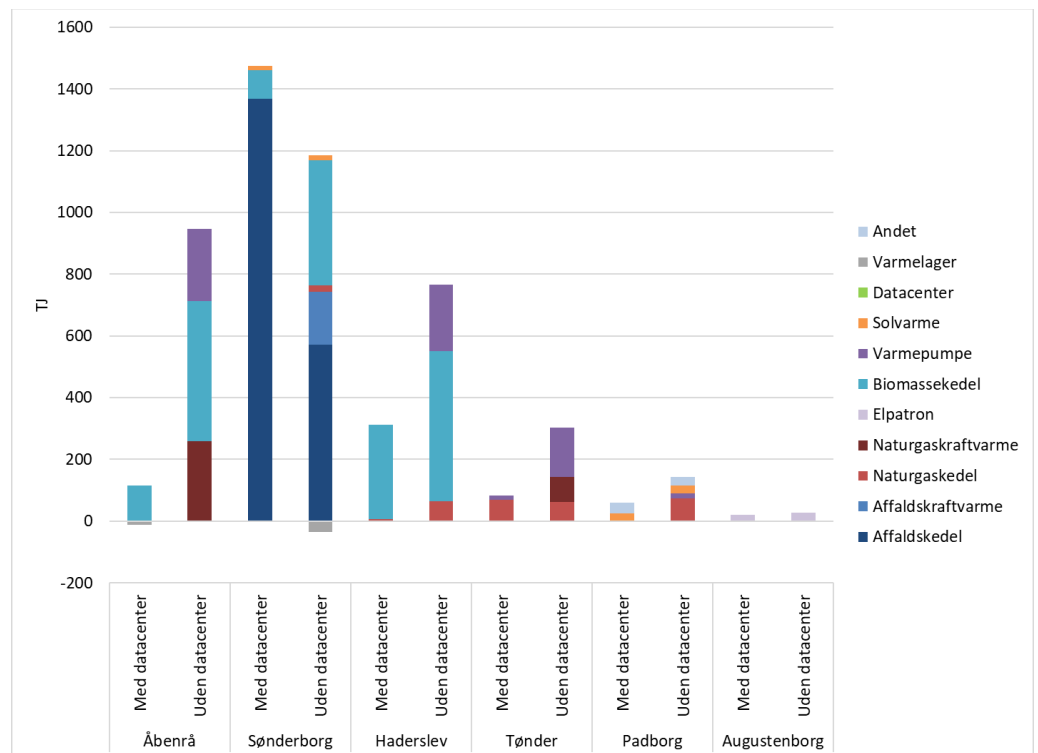
Figur 38. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) inkl. udnyttelse af overskudsvarme fra datacenter for Klima 2030 ved 5000 fuldlasttimer

I Klima-scenariet dækker overskudsvarmen fra datacenteret ca. 25-30% af fjernvarmebehovet i alle årene. I 2023 fortrænger datacenteret primært varme fra gaskedler og biomassekedler, mens det i 2030 og 2050 hovedsageligt erstatter varmeproduktion fra lokale varmepumper. Varmepumperne producerer, når elprisen er lav, og idet overskudsvarmen fra datacenteret kan udnyttes ved en højere COP, vil den marginale varmepris pr. leveret mængde varme være lavere. Den højere COP betyder samtidig, at datacentervarmepumperne får flere driftstimer end de lokale varmepumper. Datacenterets varmepumper får i Klimascenariet 5200 fuldlasttimer i 2023 og 2030, og ca. 4700 fuldlasttimer i 2050. Øvrige varmepumper får kun marginalt færre fuldlasttimer. I 2030 får varmepumper i ca. 4900 fuldlasttimer. I 2050 får øvrige varmepumper ca. 3000-3500 fuldlasttimer. Uden datacenteret vil varmepumperne kunne få større benyttelsestid på ca. 5500-6500. Det skyldes formentlig, at kapaciteten på varmepumper tilpasses de lokale behov. Kapaciteten på datacenterets varmepumper er stor og meget afhængig af, at alle varmesystemerne kan aftage varme samtidig.



Figur 39. Varmeproduktion i de sønderjyske fjernvarmesystemer i Klima-scenariet

Varmeproduktionen i de Sønderjyske fjernvarmeområder er vist i Figur 40 ovenfor. Forskellen mellem produktionen med og uden datacenter giver en indikation af, hvor meget varme området modtager fra datacenteret. Det skal dog bemærkes, at der foruden flow fra datacenter til fjernvarmebyerne også kan være et nettoflow mellem byerne, det kan være svært at opgøre, da varmen ikke kan 'spores'.



Figur 40. Varmeproduktionen med og uden datacenter for de sønderjyske fjernvarmeområder i Klima 2030

Af figuren fremgår det også, at Sønderborg i Klimascenariet bliver nettoeksportør af varme.

Det fremgår af tabellen nedenfor, at datacenteret fortrænger både naturgaskedler, gaskraftvarme og fra 2030 desuden betydelige investeringer i traditionelle lokale varmepumper. Måske lidt overraskende investeres desuden i flere affaldskedler, når datacenter og transmissionsnet etableres. Det skal ses i sammenhæng med at afgifterne på affaldsvarme fjernes i scenariet. Dermed bliver affaldsvarme billig og med etableringen af varmetransmissionsnettet øges afsætningsmulighederne for affaldsværket i Sønderborg, særligt til Flensborg. Det er altså ikke etableringen af datacenteret, som betyder, at der etableres mere affaldskapacitet, men derimod etableringen af varmetransmissionsnettet.

	Med			Uden		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050
Naturgaskedel	184	1	7	287	-	10
Gaskraftvarme	142	-	-	163	-	-
Varmepumpe	-	25	249	-	112	316
Affaldskedel	21	28	5	12	8	-
Affaldskraftvarme	-	-	-	-	3	-
Total	346	54	261	463	123	326

Tabel 14. Investeringer i varmekapacitet i Klima-scenariet med og uden datacenter ved Kassø

Der flyder 363.200 MWh varme fra datacenteret til de sønderjyske fjernvarmesystemer og Flensborg. Langt størstedelen af dette flow kommer fra overskudsvarme fra datacenteret. Bemærk det store returflow fra Sønderborg pga. eksport af affaldsvarme, som beskrevet ovenfor.

MWh	Datacenter	Retur	MW	Fulldlasttimer*
Åbenrå	124.800	4,500	30	4.160
Haderslev	127.200	200	18	7.067
Sønderborg	2.900	113.100	30	193
Augustenborg	22.300	2.900	30	
Tønder	62.000	1.400	9	6.889
Padborg	24.000	0	45	
Flensborg	331.000	0	45	7.889
Total	363.200	122.100	132	

Tabel 15. Varmeflow fra datacenter til fjernvarmesystemer i Klima 2030. *Bemærk antallet af fulldlasttimer for Flensborg er angivet for både Padborg og Flensborg, og fulldlasttimer for Sønderborg er angivet for både Sønderborg og Augustenborg

6.3 Økonomisk potentiale for udnyttelse af spildvarme fra datacenter

Der er betydelige investeringer forbundet med at udnytte spildvarmen fra datacenteret, dels til selve varmepumperne, dels til varmetransmissionsnettet. Disse investeringer skal holdes op i mod besparelser til lokal indkøb af brændsler og el, og et reduceret behovet for investeringer i lokale produktionsenheder. Ved at sammenholde de samlede omkostninger med og uden datacenter, er det muligt at vurdere, hvor stor en værdi, datacenteret kan få for varmeforsyningen i Sønderjylland og Flensborg.

BAU-scenariet

I BAU-scenariet kan der på kort sigt spares betydelige omkostninger til indkøb af brændsel (gas og biomasse), mens der til gengæld er større omkostning til køb af el

til at drive varmepumperne ved datacenteret. Der vil ligeledes være en stigning i afgiftsbetalingerne, fordi afgiftsfri biomasse fortrænges af afgiftsbelagt el. På kort sigt er det begrænset, hvad der spares af investeringsomkostninger til lokale produktionsanlæg, der alternativt skulle investeres i for at kunne forsyne de sønderjyske byer med varme. Det ændrer sig imidlertid over tid, og giver en stigende gevinst ved datacenteret.

I 2023 er der samlet set en årlig nettoomkostning på 36 mio. kr., men det ændrer sig i 2030 til en nettogevinst på 2 mio. kr. og i 2050 til en nettogevinst på 24 mio. kr.

Mio. Kr./år	2023	2030	2050
Kapital	-14	-89	-95
Faste D&V	0	-20	-15
Variable D&V	-13	-17	-6
Brændsel	-115	-113	-46
El-omkostning	48	121	65
CO2-omkostning	-2	-13	-20
Skatter og afgifter	45	40	6
Total	-52	-90	-112
Varmepumper og transmissionsnet	88	88	88
Nettogevinst	-36	2	24

Tabel 16. Forskel i årlige omkostninger med og uden datacenter for de sønderjyske byer og Flensborg, sammenholdt med de årlige omkostninger til varmepumpeinstallationer ved datacenteret og transmissionsnet. Nettogevinsten angiver den samlede gevinst inkl. alle omkostninger

Mere gunstig
samfundsøkonomi

Som nævnt medfører etableringen af datacenteret en øget afgiftsbetaling til staten. Afgiftsbetalingen er imidlertid ikke en samfundsøkonomisk omkostning, og set fra samfundets side er i økonomien i projektet derfor mere favorabel end angivet ovenfor.

Den øgede afgiftsbetaling i projektet fører desuden til en reduktion af det såkaldte afgiftsforvridningstab. Gevinsten består i, at projektet øger afgiftsbetalingen til staten, hvorved andre afgifter og skatter kan reduceres – og herved reduceres samtidig de forvridende omkostninger ved at indkræve disse afgifter og skatter. Reduktionen i afgiftsforvridningstabet udgør ifølge Finansministeriets vejledning 10 % af ændringen i afgiftsgrundlaget, dvs. 4,5 mio. kr. i 2023, 4,0 mio. kr. i 2030 og 0,6 mio. kr. i 2050.

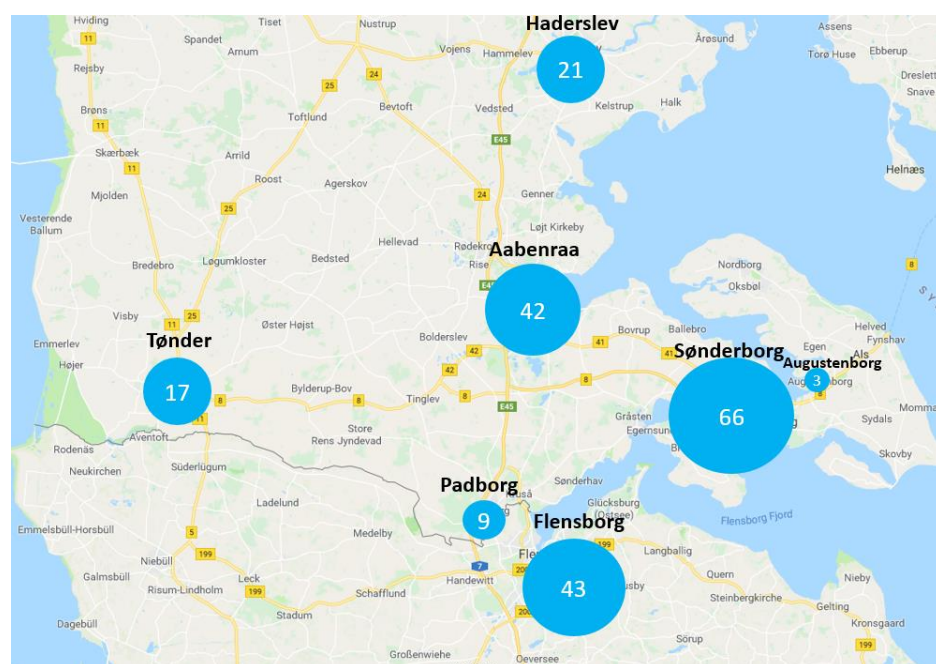
Samlet giver projektet en samfundsøkonomisk gevinst på 15 mio. kr. i 2023 stigende til 48 mio. kr. i 2030 og 33 mio. kr. 2050.

Mio. Kr./år	2023	2030	2050
Nettogevindt for samfundet, ekskl. ændring i afgiftsforvridningstab	9	42	30
Nettogevindt for samfundet, inkl. ændring i afgiftsforvridningstab	15	48	33

Tabel 8. Årlig nettogevindt for samfundet ved etablering af datacentervarmepumper.

De sparede omkostninger til lokal varmforsyning i 2030 fremgår af kortet nedenfor. Omkostningerne til investering og drift af varmepumperne ved datacenteret og transmissionsnet er ikke medregnet, der ses således alene på de lokale besparelser.

Det fremgår, at Sønderborg vil få den største gevinst efterfulgt af Flensborg og Aabenraa. Gevinsten for Flensborg er beskeden sammenlignet med, hvor stort et varmegrundlag der er i Flensborg. Det skyldes, at Flensborg i forvejen kan producere forholdsvis billig fjernvarme, da der ikke betales de høje danske afgifter på fossil energi.



Figur 41. Sparede lokale varmforsyningsomkostninger (mio. kr.) ved etablering af datacenter og transmissionsnet i BAU-scenariet i 2030. ekskl. omkostninger til datacenter.

Mio kr./år	2023	2030	2050
Sparede omkostninger			
Flensborg	22	43	73
Aabenraa	49	42	64
Haderslev	24	21	26
Sønderborg	38	66	54
Augustenborg	0	3	1
Padborg	9	8	7
Tønder	17	17	13
Total	158	200	237
Omkostninger			
Varmepumpe investeringsomk.	50	50	50
Varmepumpe drift	107	110	126
Transmissionsnet	38	38	38
Total	195	198	214
Nettogeinst	-36	2	24

Tabel 17. Lokale sparede omkostninger og omkostninger til varmeproduktion på datacenter for BAU-scenariet

Klimascenariet

I klimascenariet er de årlige driftsbesparelser ikke tilstrækkelige til at dække projektets kapitalomkostninger i 2023. Frem mod 2030 går regnskabet cirka i nul for igen at udvise et underskud i 2050.

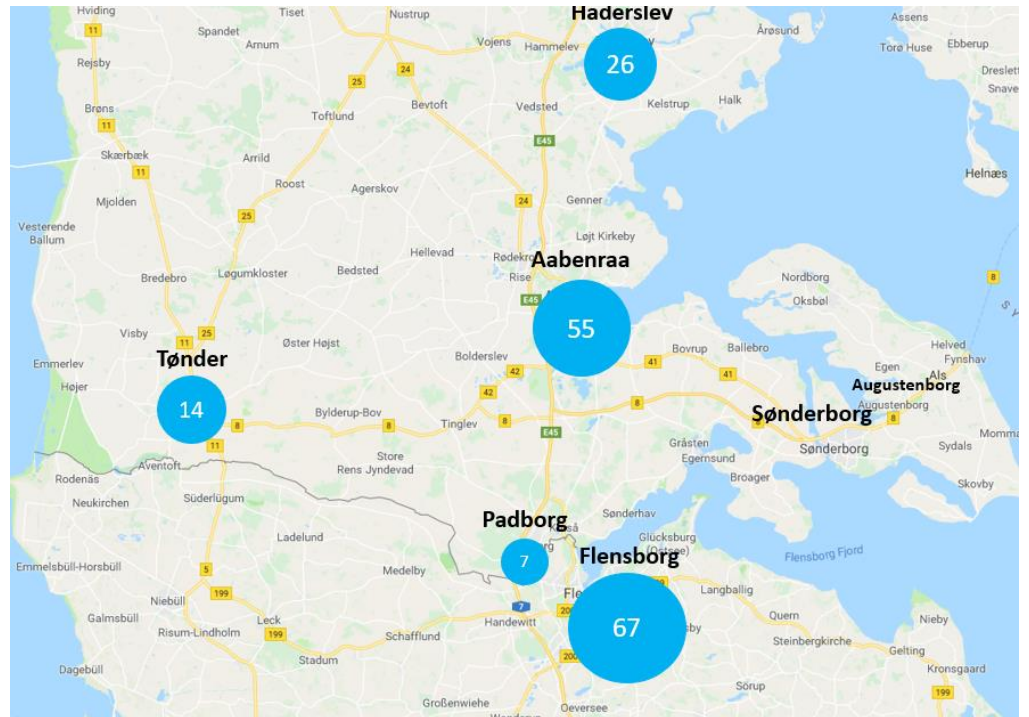
Mio. Kr./år	2023	2030	2050
Kapital	-15	-48	-47
Faste D&V og tariffer	21	7	1
Variable D&V	-6	-5	5
Brændsel	-163	-96	-21
El-omkostning	125	60	-16
CO2-omkostning	-22	-10	14
Skatter og afgifter	0	0	0
Total	-60	-92	-64
Varmepumper og transmissionsnet	88	88	88
Nettogeavnst	-28	4	-24

Tabel 18. Forskel i omkostninger med og uden datacenter for de sønderjyske byer og Flensborg ekskl. omkostninger til varmepumpeinstallationer ved datacenteret og transmissionsnet. Nettogeavnsten angiver den samlede gevinst inkl. alle omkostninger

I Klimascenariet fordeles driftsbesparelserne sig noget anderledes end i BAU-scenariet. Når afgifterne fjernes, er affaldsvarmen attraktiv og produktionen i Sønderborg øges faktisk sammenlagt. Affaldsvarmen eksporteres særligt til Flensborg.

Der er derfor store driftsbesparelser i særligt Flensborg og Aabenraa, mens driftsomkostningerne i Sønderborg er uændrede i 2030. Flensborg får en større del af gevinsterne, fordi der leveres mere varme til Flensborg i Klimascenariet og fordi Flensborg i Klimascenariet ikke har en afgiftsfordel ved varmeproduktionen, som i BAU-scenariet.

Hvordan gevinsterne i praksis ville skulle fordele sig mellem fjernvarmeområderne vil afhænge af, hvordan den udvekslede varme prissættes.



Figur 42. Gevinster ved datacenter og transmissionsnet i BAU-scenariet i 2030 ekskl. omkostninger til datacenter (sparede lokale varmeproduktionsomkostninger).

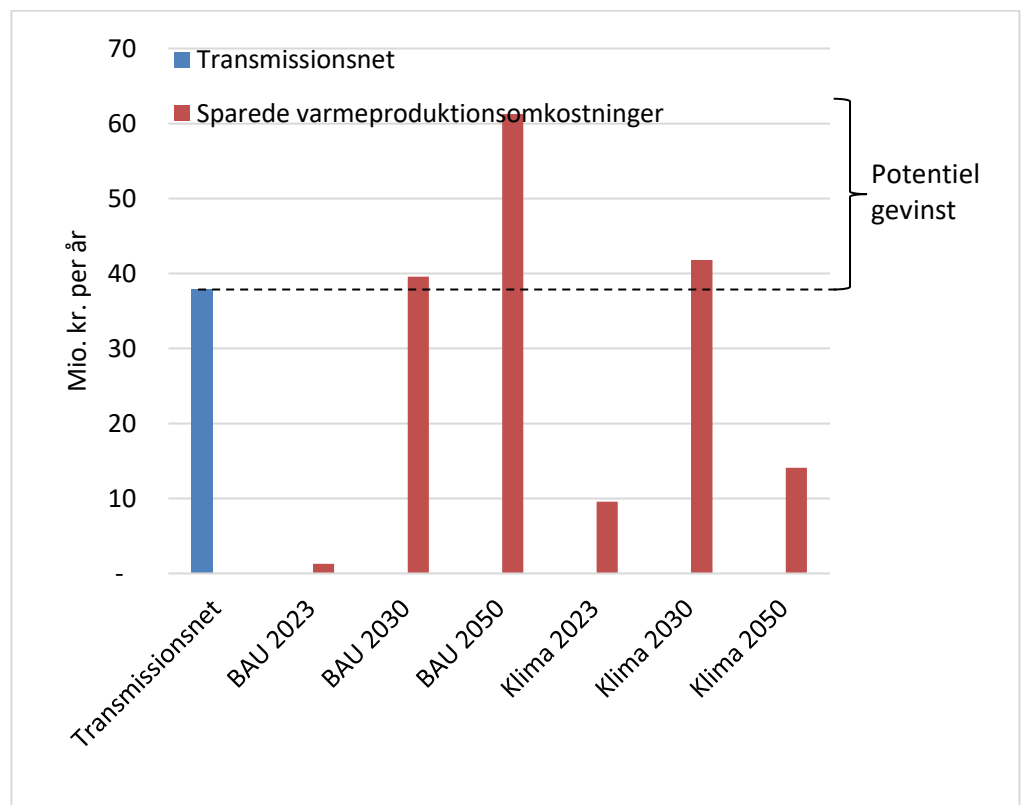
Mio kr./år	2023	2030	2050
Sparede omkostninger			
Flensborg	46	67	47
Aabenraa	53	55	49
Haderslev	21	26	23
Sønderborg	-1	0	-16
Augustenborg	0	0	4
Padborg	5	7	7
Tønder	12	14	11
Total	135	169	125
Omkostninger			
Varmepumpe investeringsomk.	50	50	50
Varmepumpe drift	75	77	60
Transmissionsnet	38	38	38
Total	163	165	145
Nettogeinst	-28	4	-24

Tabel 19. Lokale sparede omkostninger og omkostninger til varmeproduktion på datacenter for Klimascenariet

Opsamling på økonomiske analyser

De økonomiske analyser peger på, at datacenterløsningen ikke er selskabsøkonomisk konkurrencedygtig i åbningsåret 2023 med de nuværende rammevilkår. Det skyldes, at overskudsvarmen fra datacenteret primært erstatter produktion fra eksisterende biomassekedler, som har forholdsvis lave marginale omkostninger. Frem mod 2030 nedslides de fleste eksisterende anlæg imidlertid, og værdien af datacenterleverancerne stiger, fordi de erstatter investeringer i anden ny produktionskapacitet. Efter 2030 forbedres økonomien yderligere, og der opnås et betydeligt årligt overskud på investeringen.

Da overskudsvarmen fra datacenteret primært erstatter afgiftsfri biomasse medfører projektet en øget afgiftsbetaling til staten. Afgiftsbetalingen er imidlertid ikke en samfundsøkonomisk omkostning, og i BAU-scenariet er projektets samfundsøkonomi derfor positiv allerede fra 2023.



Figur 43. Sparede årlige varmeproduktionsomkostninger med datacenter sammenholdt med de årlige omkostninger til varmetransmissionsnet

I klimascenariet er de årlige driftsbesparelser heller ikke tilstrækkelige til at dække projektets kapitalomkostninger i 2023. Frem mod 2030 går det regnskab cirka i nul for igen at udvise et underskud i 2050.

Analyserne peger således ikke entydigt på, at det vil være fordelagtigt at udnytte overskudsvarmen fra datacenteret. Der er imidlertid en række forhold, som efter nærmere analyser kan vise sig, at forbedre projektets økonomi betydeligt, herunder bl.a.

- Virkningsgraden (COP) for varmepumper ved datacenteret er konservativt estimeret i beregningerne. Hvis overskudsvarmen kan leveres ved en højere temperatur, vil det give mulighed for en højere COP og dermed bedre driftsøkonomi.
- Investeringsomkostningerne for datacentervarmepumperne kan vise sig at blive lavere end antaget pga. varmekildens tilgængelighed og projektets storskala fordele.
- Erfaringerne med udnyttelse af lokale varmekilder, som havvand eller grundvand, er begrænsede, og omkostningerne hertil kan vise sig at være undervurderede.
- Etablering af et mindre transmissionsnet – eksempelvis ved at undlade transmissionsforbindelsen til Tønder, som er forbundet med forholdsvis store omkostninger sammenholdt med den gevinst, der opnås.
- Transmissionsnettets kapacitet er som udgangspunkt dimensioneret til kun at distribuere overskudsvarme fra datacenteret. Ved at vælge en større dimensionering kan der eventuelt opnås synergier fjernvarmeselskaberne imellem, som opvejer omkostningerne ved at gå op i rørstørrelse.
- Muligvis kan der opnås lavere eldistributionstarif for el leveret til store varmepumper ved Kassø, fordi de tilsluttes på højspændingsniveau.
- Muligheden for via varmetransmissionsnettet at nå ud til eksisterende gaskunder, som kan konverteres til fjernvarme.
- Muligheden for afgiftsfritagelse for den varme, der sælges til Flensborg.

Endelig skal det bemærkes, at der i analysen som udgangspunkt er anvendt et forrentningskrav for alle investeringer - både relateret til udnyttelse af overskudsvarme på datacentre og andre varmeteknologier – på 5 % realrente, for at tage hensyn til den risiko, der vil være forbundet med store up-front investeringer. De fleste fjernvarmeselskaber vil formentlig kunne låne til en betydeligere lavere rente. Gennemføres analysen med en lavere rente forbedrer det projektets økonomi, særligt på den korte bane, jf. Figur 44.

Mio. Kr.	2023	2030	2050
BAU 5 %	-36	2	24
BAU 2 %	-18	2	23
Klima 5 %	-28	4	-24
Klima 2 %	-10	14	-14

Figur 44: Samlet årlig nettogevinst ved udnyttelse af overskudsvarme fra datacenter ved anvendelse af hhv. 5 og 2 % rente.

6.4 Risikovurdering ved tidlig lukning af datacenter

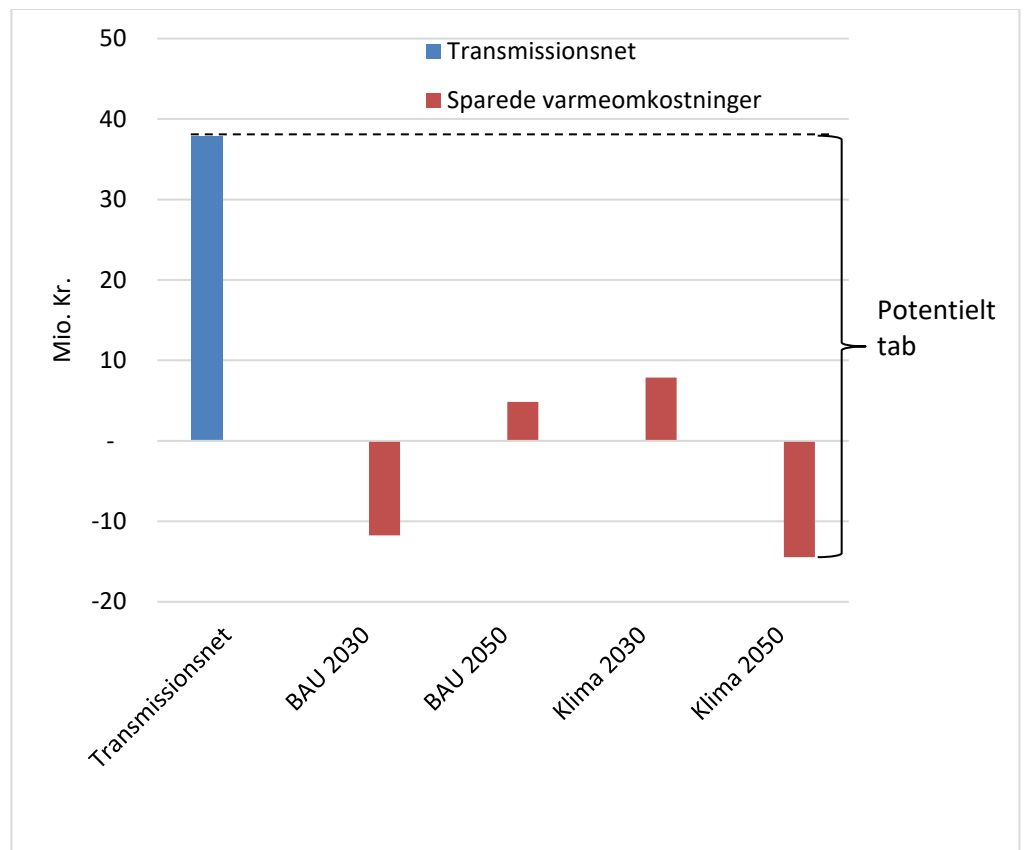
Der kan være en risiko for, at datacenteret lukker før investeringerne i varmepumper og transmissionsnet er tjent hjem. Hvis datacenteret lukker, kan varmepumperne ikke længere få leveret varme ved samme høje temperatur, men varmepumperne kan potentielt stadig udnyttes, hvis de konfigureres til en ny varmekilde, som fx luft eller grundvand. De alternative varmekilder vil have en lavere COP, som angivet i Tabel 10, som betyder, at omkostningerne til el-indkøb og el-afgifter bliver højere.

Ved en reduktion i COP'en fra 4 til 3, vil de samlede meromkostninger til el-indkøb, el-nettariffer og el-afgifter udgøre i størrelsesordenen 35-40 mio. kr. i BAU-scenariet og 13-18 mio. kr. i Klimascenariet (se tabel 20 nedenfor).

	El-omkostning	El-afgifter	Total
BAU 2023	15	19	34
BAU 2030	15	21	35
BAU 2050	17	24	41
Klima 2023	18	-	18
Klima 2030	18	-	18
Klima 2050	13	-	13

Tabel 20. Årlige meromkostning til elkøb og el-afgifter, hvis varmekilden ændres fra datacenter til grundvand eller luft (fra COP=4 til COP=3)

Dertil vil der være en konverteringsomkostning, når varmekilden til varmepumperne udskiftes. Det kan omfatte ny rørlægning til varmekilde (fx grundvandsboring), nye pumper, re-design af varmepumperne mm. Det anslås at udgøre ca. 1/3 af den oprindelige investering svarende til ca. 1,5 mio. kr./MW-varme. Med en afskrivning på 20 år og en rente på 5% svarer det til en årlig meromkostning på 16 mio. kr.



Figur 45. Sparede varmeproduktionsomkostninger og potentielt tab ved lukning af datacenteret og omkostning til transmissionsnet (2016-priser)

I tilfælde af tidlig lukning af datacenteret, er der en risiko for, at områdets varmeomkostninger vil blive højere samlet set end uden investeringen i transmissionsnettet. Hvis datacenteret lukker, vil der fra 2030 og frem være et tab på 30-50 mio. kr. årligt både i Klima- og BAU-scenariet i forhold til en situation uden datacenter og transmissionsnet.

Bilag 1: Supplerende scenarieresultater

Fjernvarmeproduktion BAU

Syd

2023 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Syd							
Sønderborg	325	805	79	0	16	-1	1224
Aabenraa	0	987	0	0	0	0	987
Haderslev	0	755	46	0	0	-1	800
Tønder	0	288	20	7	0	0	314
Vojens	0	111	0	0	126	-8	229
Gråsten	0	157	0	0	34	-1	191
Løgumkloster	0	26	0	18	90	-16	118
Nordborg	0	105	7	0	0	0	112
Broager	0	79	5	3	18	0	105
Skærbæk	0	101	4	0	0	0	105
Gram	0	25	0	14	81	-17	103
Toftlund	0	38	0	1	68	-17	92
Løjt Kirkeby	0	24	0	0	0	0	24
Bredebro	0	48	3	0	0	0	52
Augustenborg	0	4	0	1	0	0	4
Frifelt	0	11	18	0	0	0	29
Genner	0	1	1	0	0	0	2
Havneby	0	19	0	0	0	0	19
Hellevad	0	0	1	0	0	0	1
Brøns	0	0	0	0	0	0	0
Hovslund	0	9	0	0	0	0	9
Total	325	3594	185	45	433	-63	4519

Tabel 21. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler BAU 2023 for Syd

2030 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Syd							
Sønderborg	336	644	57	0	97	-3	1131
Aabenraa	0	768	0	0	179	-2	945
Haderslev	0	706	19	42	0	-1	766
Tønder	0	218	3	38	44	-1	301
Vojens	0	101	0	0	126	-8	219
Gråsten	0	149	0	0	34	0	183
Løgumkloster	0	23	0	17	90	-17	113
Nordborg	0	80	1	12	15	0	107
Broager	0	69	1	13	18	0	100
Skærbæk	0	78	1	3	19	0	101
Gram	0	23	0	13	81	-18	99
Toftlund	0	36	0	1	68	-17	88
Løjt Kirkeby	0	63	0	0	0	0	63
Bredebro	0	37	0	5	8	0	50
Augustenborg	0	3	0	32	11	0	46
Frifelt	0	9	11	7	1	0	27
Genner	0	18	1	0	0	0	19
Havneby	0	16	0	0	2	0	18
Hellevad	0	17	1	0	0	0	18
Brøns	0	11	0	0	0	0	11
Hovslund	0	6	0	0	2	0	8
Total	336	3076	94	183	795	-69	4415

Tabel 22. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler BAU 2030 for Syd

2050 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Syd							
Sønderborg	416	13	11	432	81	-4	950
Aabenraa	0	54	4	598	179	-11	825
Haderslev	0	24	10	640	0	-5	669
Tønder	0	13	2	206	44	-2	262
Vojens	0	7	3	183	0	-2	191
Gråsten	0	6	3	153	0	-1	160
Løgumkloster	0	4	2	95	0	-1	99
Norborg	0	4	1	75	15	-1	93
Broager	0	3	1	84	0	-1	88
Skærbæk	0	6	0	64	19	-1	88
Gram	0	3	1	83	0	-1	86
Toftlund	0	3	1	73	0	-1	77
Løjt Kirkeby	0	2	1	53	0	0	55
Bredebro	0	2	0	34	8	0	43
Augustenborg	0	3	0	63	11	-1	76
Frifelt	0	0	0	22	1	0	24
Genner	0	1	0	16	0	0	17
Havneby	0	1	0	13	2	0	16
Hellevad	0	1	0	15	0	0	15
Brøns	0	0	0	10	0	0	10
Hovslund	0	0	0	5	2	0	7
Total	416	151	42	2913	362	-32	3852

Tabel 23. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler BAU 2050 for Syd

Vest

2023 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Vest							
Esbjerg-Varde	1566	2172	87	128	0	108	4059
Ribe	0	222	46	7	0	0	275
Bramming	0	239	11	3	0	0	253
Ølgod	0	198	0	0	0	0	198
Padborg	0	88	4	0	25	32	150
Oksbøl	0	97	6	0	18	0	120
Nørre Nebel	0	60	13	4	0	0	76
Gørding	0	53	3	0	13	0	68
Ansager	0	50	0	0	0	0	50
Tistrup	0	34	2	0	10	0	45
Outrup	0	28	1	5	0	0	35
Rejsby	0	14	0	0	0	0	14
Skovlund	0	17	1	0	5	0	24
Sig	0	15	1	2	6	-1	24
Total	1566	3289	175	148	77	137	5392

Tabel 24. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler BAU 2023 for Vest

2030 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Vest							
Esbjerg-Varde	1405	1815	33	261	368	9	3890
Ribe	0	177	28	14	46	-1	263
Bramming	0	190	2	15	37	-1	242
Ølgod	0	154	0	0	36	0	190
Padborg	0	74	1	14	25	29	143
Oksbøl	0	77	0	17	22	-1	115
Nørre Nebel	0	48	11	4	11	0	73
Gørding	0	47	0	6	13	0	66
Ansager	0	41	0	0	7	0	48
Tistrup	0	29	0	4	10	0	43
Outrup	0	22	0	6	4	0	33
Rejsby	0	13	0	0	0	0	13
Skovlund	0	17	1	0	5	0	23
Sig	0	14	0	3	6	-1	23
Total	1405	2717	77	345	591	32	5167

Tabel 25. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler BAU 2030 for Vest

2050 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Vest							
Esbjerg-Varde	1285	47	35	1675	368	-17	3394
Ribe	0	14	1	171	46	-2	230
Bramming	0	11	1	164	37	-2	211
Ølgod	0	11	1	120	36	-2	166
Padborg	0	4	2	120	0	-1	125
Oksbøl	0	4	1	92	4	-1	101
Nørre Nebel	0	4	0	49	11	-1	64
Gørding	0	2	1	55	0	0	57
Ansager	0	2	0	33	7	0	42
Tistrup	0	1	1	36	0	0	38
Outrup	0	1	0	23	4	0	29
Rejsby	0	0	0	11	0	0	12
Skovlund	0	0	0	20	0	0	20
Sig	0	0	0	20	0	0	20
Total	1285	102	45	2588	514	-27	4507

Tabel 26. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler BAU 2050 for Vest

Fjernvarmeproduktion i Klima

Syd

2023 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Syd							
Sønderborg	704	237	266	0	16	-1	1222
Aabenraa	0	166	821	0	0	-1	987
Haderslev	0	612	188	0	0	0	800
Tønder	0	0	314	0	0	0	314
Vojens	0	0	101	9	126	-8	229
Gråsten	0	128	29	0	34	0	191
Løgumkloster	0	0	27	18	90	-17	118
Norborg	0	0	112	0	0	0	112
Broager	0	0	87	0	18	0	105
Skærbæk	0	39	66	0	0	0	105
Gram	0	0	20	20	81	-18	103
Toftlund	0	0	38	2	68	-17	92
Løjt Kirkeby	0	66	0	0	0	0	66
Bredebro	0	0	52	0	0	0	52
Augustenborg	0	0	0	6	0	0	6
Frifelt	0	0	29	0	0	0	29
Genner	0	18	2	0	0	0	20
Havneby	0	2	17	0	0	0	19
Hellevad	0	17	2	0	0	0	18
Brøns	0	12	0	0	0	0	12
Hovslund	0	0	9	0	0	0	9
Total	704	1297	2180	56	433	-62	4607

Table 27. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler Klima 2023 for Syd

2030 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Syd							
Sønderborg	742	407	20	0	16	-34	1151
Aabenraa	0	455	258	234	0	-1	945
Haderslev	0	487	64	216	0	-1	766
Tønder	0	0	142	159	0	-1	301
Vojens	0	0	59	43	126	-9	219
Gråsten	0	149	0	0	34	0	183
Løgumkloster	0	0	23	18	90	-18	113
Norborg	0	0	29	79	0	0	107
Broager	0	0	50	33	18	0	100
Skærbæk	0	53	27	21	0	0	101
Gram	0	0	0	38	81	-20	99
Toftlund	0	0	27	10	68	-18	88
Løjt Kirkeby	0	63	0	0	0	0	63
Bredebro	0	15	1	34	0	0	50
Augustenborg	0	0	0	26	0	0	26
Frifelt	0	0	16	11	0	0	27
Genner	0	17	2	0	0	0	19
Havneby	0	8	4	6	0	0	18
Hellevad	0	17	1	0	0	0	18
Brøns	0	11	0	0	0	0	11
Hovslund	0	0	3	5	0	0	8
Total	742	1683	726	934	433	-103	4415

Tabel 28. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler Klima 2030 for Syd

2050 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Syd							
Sønderborg	738	0	25	262	0	-47	978
Aabenraa	0	0	54	777	0	-6	825
Haderslev	0	0	44	630	0	-5	669
Tønder	0	0	15	250	0	-2	262
Vojens	0	0	6	188	0	-2	191
Gråsten	0	0	5	157	0	-2	160
Løgumkloster	0	0	3	97	0	-1	99
Norborg	0	0	3	92	0	-1	93
Broager	0	0	6	82	0	-1	88
Skærbæk	0	0	3	86	0	-1	88
Gram	0	0	3	85	0	-1	86
Toftlund	0	0	2	75	0	-1	77
Løjt Kirkeby	0	0	2	54	0	-1	55
Bredebro	0	0	1	42	0	0	43
Augustenborg	0	0	1	53	0	-5	49
Frifelt	0	0	2	23	0	0	24
Genner	0	0	0	16	0	0	17
Havneby	0	0	1	15	0	0	16
Hellevad	0	0	0	15	0	0	15
Brøns	0	0	0	10	0	0	10
Hovslund	0	0	0	7	0	0	7
Total	738	0	175	3016	0	-77	3852

Tabel 29. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler Klima 2050 for Syd

Vest

2023 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Vest							
Esbjerg & Varde	1635	0	2357	31	0	37	4059
Ribe	0	14	252	9	0	0	275
Bramming	0	0	253	0	0	0	253
Ølgod	0	14	184	0	0	0	198
Padborg	0	0	94	0	25	31	150
Oksbøl	0	0	103	0	18	0	120
Nørre Nebel	0	6	71	0	0	0	76
Gørding	0	0	56	0	13	0	68
Ansager	0	5	46	0	0	0	50
Tistrup	0	0	36	0	10	0	45
Outrup	0	0	33	1	0	0	35
Rejsby	0	14	0	0	0	0	14
Skovlund	0	15	4	0	5	0	24
Sig	0	0	18	0	6	0	24
Total	1635	67	3507	42	77	65	5392

Tabel 30. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler Klima 2023 for Vest

2030 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Vest							
Esbjerg og Varde	2326	0	1785	0	0	-220	3890
Ribe	0	43	109	112	0	-1	263
Bramming	0	0	134	108	0	0	242
Ølgod	0	84	52	54	0	0	190
Padborg	0	0	74	16	25	28	143
Oksbøl	0	0	59	39	18	0	115
Nørre Nebel	0	24	23	27	0	0	73
Gørding	0	0	34	20	13	0	66
Ansager	0	22	13	13	0	0	48
Tistrup	0	0	21	13	10	0	43
Outrup	0	0	18	15	0	0	33
Rejsby	0	13	0	0	0	0	13
Skovlund	0	14	3	0	5	0	23
Sig	0	0	12	5	6	-1	23
Total	2326	201	2338	422	77	-196	5167

Tabel 31. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler Klima 2030 for Vest

2050 (TJ)	Affald	Biomasse	Naturgas/biogas	El til varmepumper	Solvarme	Andet	Total
Vest							
Esbjerg og Varde	2523	0	228	850	0	-207	3394
Ribe	0	0	15	216	0	-2	230
Bramming	0	0	14	199	0	-2	211
Ølgod	0	0	11	156	0	-1	166
Padborg	0	0	8	118	0	-1	125
Oksbøl	0	0	7	95	0	-1	101
Nørre Nebel	0	0	4	60	0	0	64
Gørding	0	0	4	54	0	0	57
Ansager	0	0	3	40	0	0	42
Tistrup	0	0	2	35	0	0	38
Outrup	0	0	2	27	0	0	29
Rejsby	0	0	0	11	0	0	12
Skovlund	0	0	1	20	0	0	20
Sig	0	0	1	19	0	0	20
Total	2523	0	299	1901	0	-216	4507

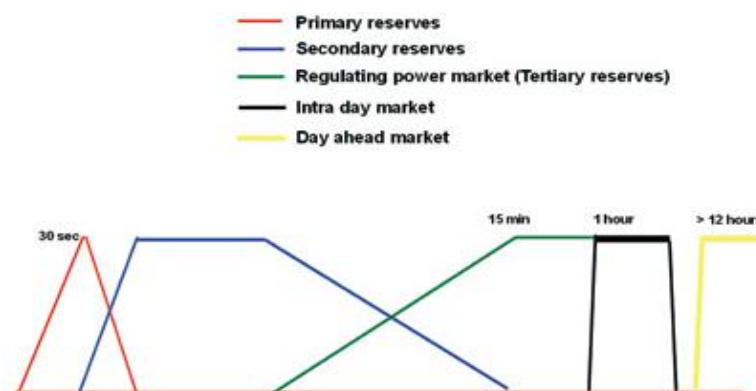
Tabel 32. Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler Klima 2050 for Vest

Bilag 2: Regulerkraftmarkederne

Balancering af elmarkedet sker i flere trin: Først sættes elprisen via Nord pool day-ahead markedet før produktion. I intraday-markedet, Elbas, kan der handles el frem til 45 minutter før driftstimen, og derfra er det Energinets ansvar, at bringe elmarkedet i balance ved at købe regulerkraft fra en række typer af reserver.

Ubalancer mellem produktion og forbrug kan essentielt skyldes:

- Fejlfremskrivinger af elforbruget
- Ændrede vejrforhold i forhold til fremskrivning
- Fejl i transmissionssystemet



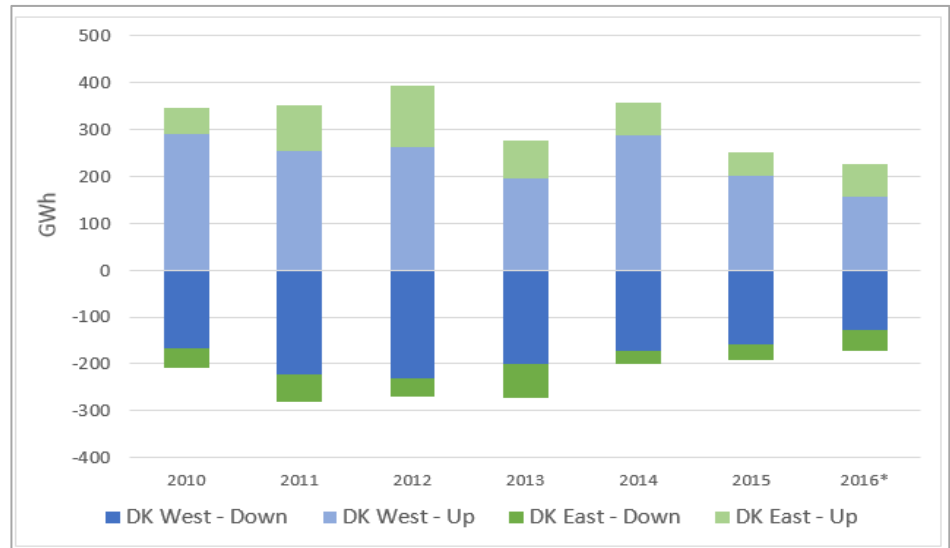
Figur 46. Tidsrammer og 'ramp rates' for forskellige typer af reserver

Reserverne inddeles efter, hvor hurtigt de kan reagere i primære, sekundære og tertiære reserver (se Figur 46). Primære og sekundære reserver bruges til frekvensstyring og balance i transmissionsnettene til udlandet, mens de tertiære reserver bruges til balanceudligning.

Reserverne handles på regulerkraftmarkedet, hvor der i hver driftstime sættes en balancepris svarende til marginalprisen, som alle aktører i markedet afregnes med. Der findes to typer af betaling i regulerkraftmarkedet: Udbydere af regulerkraft kan modtage en betaling pr. MW for at være til rådighed og/eller en betaling pr. leveret MWh i regulerkraftmarkedet.

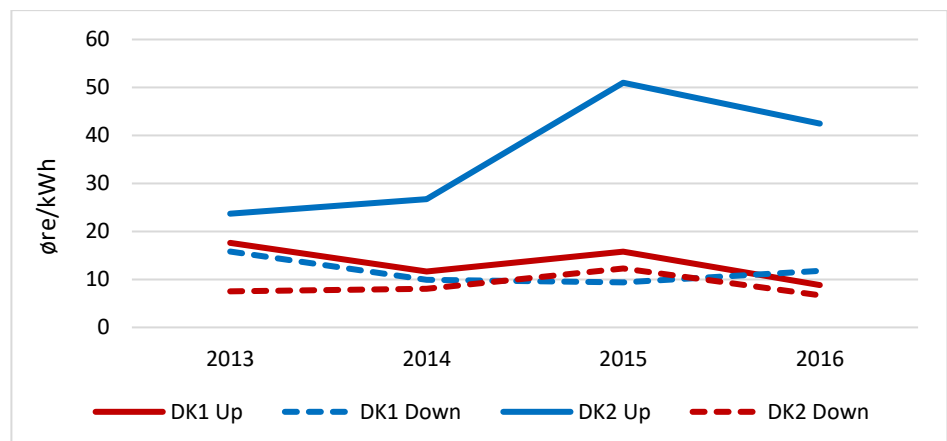
I Vestdanmark er reserverne tilpasset det kontinentaleuropæiske synkronområde, og har forbindelser både til Norge og Nordtyskland. Særligt forbindelsen til Norge giver Vestdanmark adgang til billig regulerkraft, idet Norge råder over store vandreserver, der har lavere marginalomkostninger end øvrige spidslastanlæg.

Den historiske mængde regulerkraft handlet i Vest- og Østdanmark fremgår af figuren nedenfor. I Vestdanmark er der i perioden 2010-2016 handlet ca. 235 GWh opregulering og 183 GWh nedregulering, hvoraf 2015 og 2016 har haft lidt lavere mængde handlet regulerkraft.



Figur 47. Årlig regulering i GWh for Vestdanmark (blå) og Østdanmark (grøn) fra 2010 til 2016 ekskl. specialregulering. *Tal for 2016 er estimeret pba. data for de første 6 måneder. Kilde: Ea Energianalyse baseret på tal fra Energinet. Kilde: (Ea Energianalyse, 2017)

Prisen på opregulering i Vestdanmark har historisk ligget noget lavere end prisen i Østdanmark (jf. Figur 48 nedenfor). Det skyldes som tidligere beskrevet Vestdanmarks integration med bl.a. Norge.



Figur 48. Gennemsnitlig forskel mellem regulerkraftpris og spotpris i regulerkraftmarkedet for op- og nedregulering i Vestdanmark (rød) og Østdanmark (blå).

I Danmark, har Energinet's omkostninger til systemydelse i de seneste år ligget på omkring 800 mio. Omkostningerne til systemydelse udviser en faldende tendens på

trods af den øgede mængde fluktuerende energi, hvilket især kan tilskrives øget fokus på integration med nabolandene. Dette gælder især de automatiske reserver.

I de senere år har Danmark købt et stigende antal primære og sekundære reserver fra nabolandene, og har derved realiseret betydelige omkostningsbesparelser. Der er med stor sandsynlighed yderligere effektiviseringsmuligheder ved øget samhandel af primære og sekundære reserver.

Øget udbygning med vind- og solenergi kan øge ubalancerne i systemet. Markedsdata viser dog, at mængden af regulerkraft per i forhold til den samlede produktion fra vind- og solanlæg haret faldende. Med fortsat udbygning af fluktuerende energi må det dog ventes, at efterspørgslen efter reguleringsydelser vil stige i Danmark og nabolandene, og på sigt vil udgøre en stigende del af den samlede el-omsætning.

Et øget behov for regulerkraft kan skabe øgede indtjeningsmuligheder for fleksible elproducerende enheder, som fx gasmotorer. Flere timer med meget høje elspotpriser i kombination med en indtjening i regulerkraftmarkedet, kan i fremtidens elmarked udgøre en interessant business-case.

Specialregulering

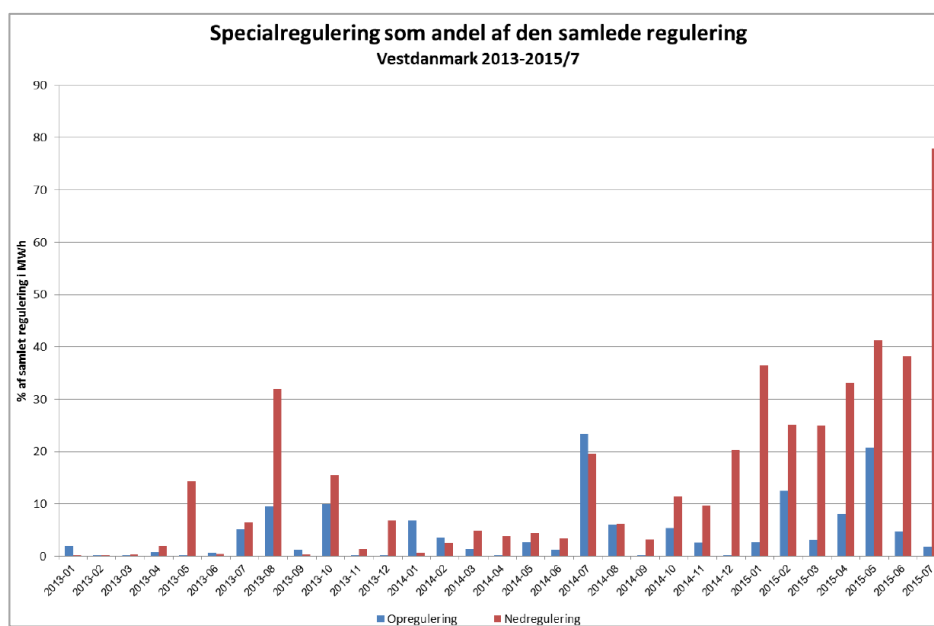
Under den gældende tyske regulering må tyske vindmøller kun nedjusteres, når alle andre reguleringsmuligheder er udtømt. Det betyder, at der i tidspunkter med store mængder vind i Nordtyskland kan være god økonomi for danske aktører at nedregulere elproduktionen i Danmark – eller øge elforbruget – og i stedet importere strøm fra Tyskland.

Denne regulering af elsystemet sker under det, som i regulerkraftmarkedet kaldes specialreguleringen. Under specialreguleringen følges den normale prisrækkefølge ikke nødvendigvis og afregnes som pay-as-bid, i modsætning til det almindelige regulerkraftmarked, hvor der sættes en balancepris. Energinet oplyser, at 90% af alle tilfælde, hvor specialreguleringen blev taget i brug i Vestdanmark, var der tale om overskydende elproduktion fra Nordtyskland. Regulerkraft handlet under specialreguleringen udgør desuden en betragtelig del af det samlede regulerkraft marked. I 2017 blev der handlet 777 GWh el nedregulering under specialreguleringen, som udgjorde 92% af al nedregulering handlet i Vestdanmark.

GWh	2014	2015	2016	2017
Specialregulering - op	14,2	13,7	3,6	0,7
Specialregulering - ned	13	401	326	777

Tabel 33. Handlede mængder el under specialreguleringen i Vestdanmark. Kilde: Nord Pool

Specialreguleringen er interessant for alle anlæg, hvor der enten kan skrues op for et elforbrug - fx elpatroner og varmepumper eller anlæg, hvor der kan skrues ned for elproduktionen, og markedet er vokset markant efter 2014. Indtjeningsmulighederne fra specialreguleringen afhænger af, hvordan bestemmelserne udvikler sig i Tyskland.



Figur 49. Specialregulering som andel af samlet regulering i Vestdanmark for perioden januar 2013 - juli 2015. De røde søjler viser nedregulering og de blå søjler viser opreguleringen. Kilde: (Energinet, 2015)

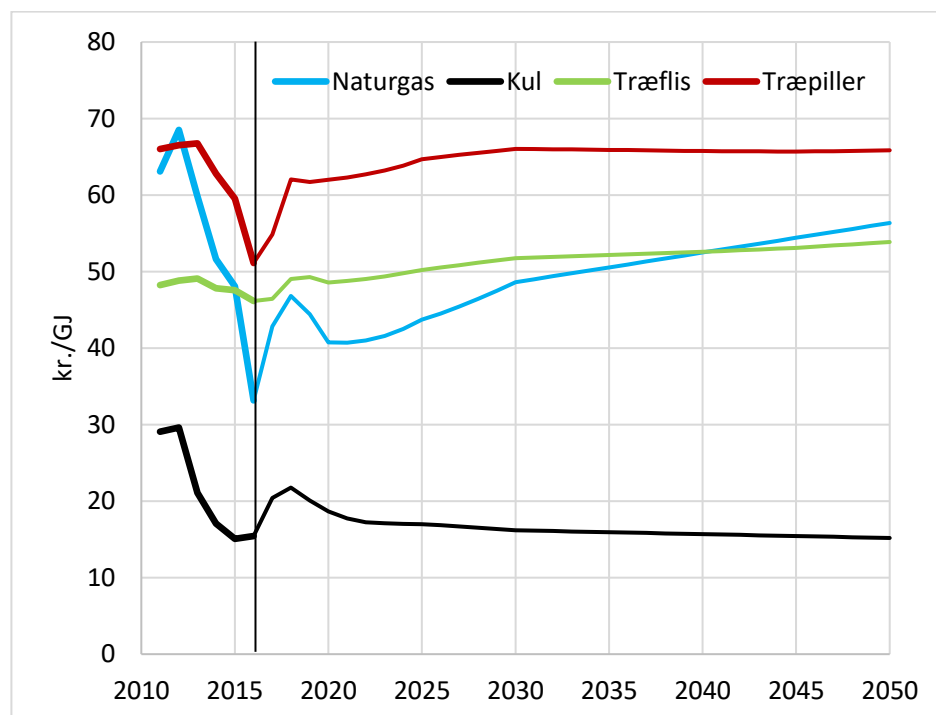
Bilag 3: Forudsætninger

I dette bilag gennemgås de anvendte beregningsforudsætninger for el- og fjernvarmeanalysen. De væsentligste forudsætninger er beskrevet i hovedteksten. Her gennemgås følgende forudsætninger:

- Brændselspriser
- Varmebehov
- Eksisterende og planlagt kapacitet
- Teknologiforudsætninger
- Affaldsmængder

Brændselspriser

Brændselspriser anvendes som et input til Balmorelmodellen. Der er ved beregningerne anvendt de seneste fremskrivninger fra IEA's WEO 2017, hvor der er taget udgangspunkt i scenariet Sustainable Development.

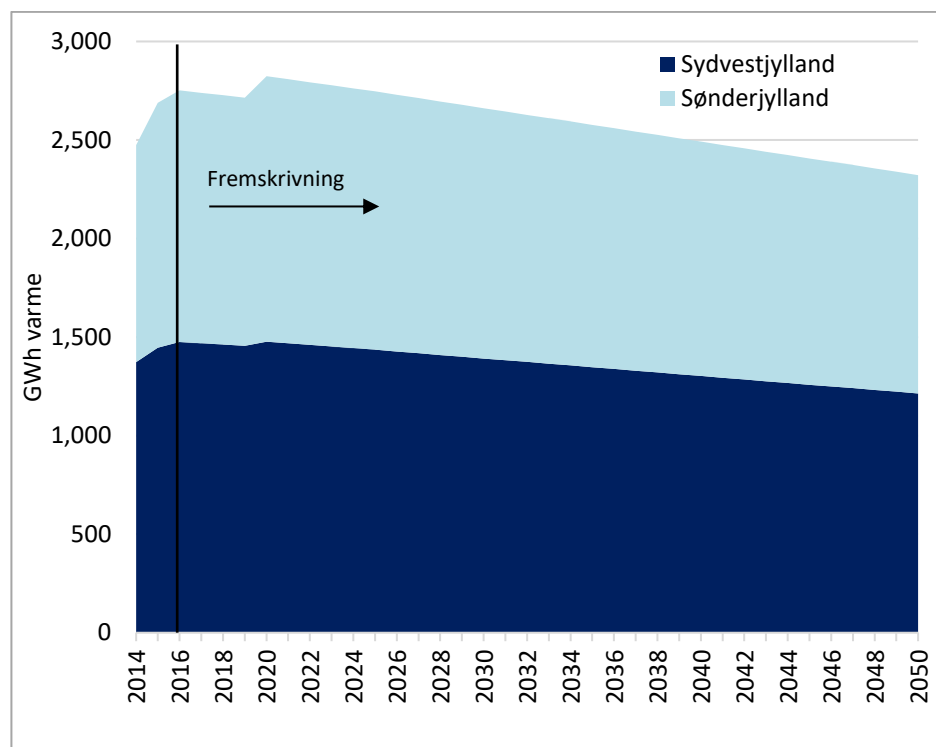


Varmebehov

Ved fremskrivningen af varmebehovet i Sydvest- og Sønderjylland er der antaget et svagt fald i den samlede efterspørgsel efter varme. Fremskrivningen baserer sig på Energistyrelsens basisfremskrivning fra 2017. Nettoopvarmningsbehovet er primært drevet af to faktorer: På den ene side forventes varmebehovet at falde i takt med at bygningsmassen bliver mere energieffektiv, mens der på den anden side forventes et stigende areal til opvarmning. Effekten fra energibesparelser forventes at

overstige effekten fra udbygningen af areal, således at der netto kommer et mindre fald. Fra 2016 til 2030 forudsættes et fald på ca. 8% i basisfremskrivningen. Hvis tendensen i basisfremskrivningen forlænges til 2050, vil det samlede opvarmningsbehov falde med ca. 20% i forhold til 2016.

Til beregning af fjernvarmebehovet, tages der højde for planlagte udbygninger. Det betyder, at der på kort sigt indregnes stigninger i varmebehovet.



Figur 50. Fremskrivning af varmebehovet i Sydvestjylland og Sønderjylland

Ved fremskrivningen tages der udgangspunkt i niveauet for 2016, som klimamæssigt er meget tæt på at være et normalår. Den historiske stigning fra 2014 til 2016 skyldes bl.a. at 2014 var et varmt år.

I beregningerne regnes der med et varmetab på 20% fra produktionsenhed til forbruger.

Eksisterende og planlagte anlæg i området

Der er indhentet data om eksisterende og planlagte anlæg i Sydvest- og Sønderjylland til projektet. For en oversigt over eksisterende anlæg i området er der taget udgangspunkt i Energiproducenttællingen for 2016. Denne er suppleret med spørgeskemaer til fjernvarmeværkerne, som er blevet bedt om at redegøre for både eksisterende anlæg og anlæg, der planlægges i drift inden for en årrække. For de 10

største fjernvarmesystemer er der indsamlet data med et lidt større detaljeringsniveau om både nuværende og nye produktionsenheder. Dataindsamlingen har været nødvendig for at kunne regne detaljeret på balancen mellem forbrug og produktion samt behovet for investeringer fremover.

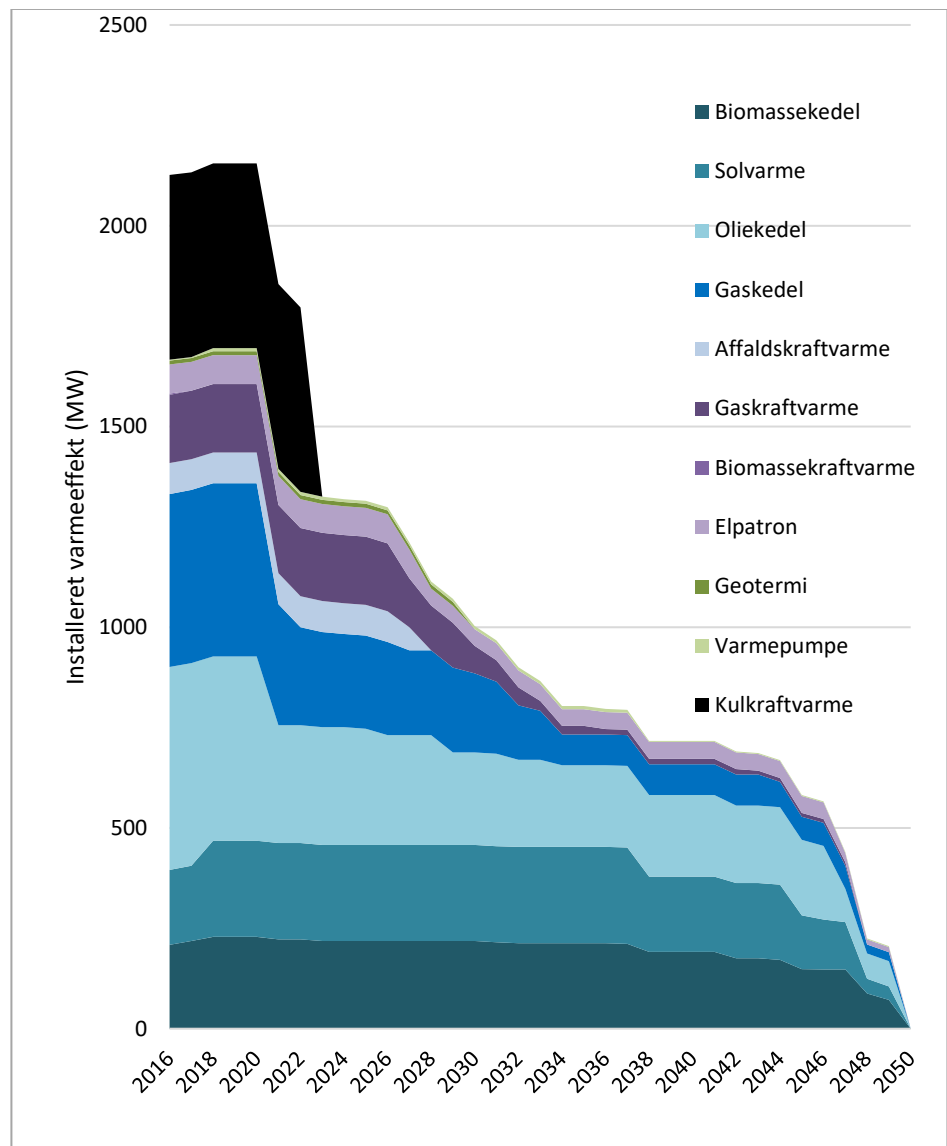
For de 10 største fjernvarmesystemer er der spurgt ind til, hvornår eksisterende anlæg forventes at blive taget ud af drift. For alle øvrige anlæg (og i tilfælde af manglende svar) er der anvendt en standardlevetid for de forskellige typer af teknologier.

MW-varme	2016	2023	2030	2050
Affaldskraftvarme	77	77	0	0
Gaskedel	431	237	197	0
Gaskraftvarme	170	170	68	0
Biomassekraftvarme	3	0	0	0
Elpatron	72	72	42	0
Geotermi	10	10	0	0
Varmepumpe	2	8	8	0
Biomassekedel	209	218	218	0
Import	13	0	0	0
Kulkraftvarme	460	0	0	0
Olie-/biooliekedel	505	294	230	0
Overskudsvarme	1	1	1	0
Solvarme	187	240	240	0
Total	2140	1326	1004	0

Tabel 34. Oversigt over varmekapaciteten for nuværende og planlagte varmeproduktionsanlæg i Sydvest- og Sønderjylland. Kilde: Energiproducenttælling 2016 + informationer fra fjernvarmeselskaberne

På den baggrund har det været muligt, at lave en samlet oversigt over udviklingen i varmekapaciteten over tid, som er opsummeret for beregningsårene 2016, 2023, 2030 og 2050 i Tabel 34 og illustreret over tid i Figur 50.

I 2016 var der 2,1 GW installeret varmeeffekt. En stor del af effekten (knap 40%) forventes allerede inden 2023 at være teknisk udtjent. Det skyldes bl.a. at Ørsted har meldt ud, at de ønsker at stoppe anvendelsen af kul på Esbjergværket fra 2023. Derudover er der i systemet i dag en række olie- og gaskedler til spids- og reservelast, som er af ældre dato. Modelmæssigt udfases de ældste af disse inden 2023, selvom det i praksis er usikkert, hvornår spidslastkapaciteten udskiftes.



Figur 51. Fremskrivning af den eksisterende og planlagte installerede varmeeffekt i Sydvest- og Sønderjylland for 2016-2050

Teknologiforudsætninger

Som input til Balmorel modellen angives en række tekniske og økonomiske forudsætninger, som anvendes i optimeringen af det fremtidige fjernvarmesystem.

For hver teknologi er der derfor bl.a. angivet følgende:

- Levetid
- El-virkningsgrad
- Varmevirkningsgrad
- Investeringsomkostning
- Årlige D&V-omkostninger (faste og variable)

- For kraftvarmeenheder: Cv- og en Cb-værdi

I optimeringen er det i øvrigt centralt, hvor mange fuldlasttimer en given teknologi kan opnå samt brændselspriser. For investeringer regnes der med en 5% realrente og alle anlæg afskrives over 20 år.

Forudsætningerne baserer sig generelt på Energistyrelsens seneste teknologikatalog for tekniske og økonomiske inputs. For nogle teknologier fx affaldsanlæg er der dog indlagt egne skøn baseret på erfaringstal eller mere detaljeret informationer. Der forudsættes en teknologiudvikling, som betyder, at der generelt vil være et prisfald over tid. Teknologiudviklingen sker i højere grad for nyere teknologier sammenlignet med eksisterende veltestede teknologier, hvor mulighederne for at optimere systemer allerede er begrænsede. Beregningsforudsætninger for nye varmeproducerende anlæg er opsummeret i Tabel 35, og for kraftvarmeenheder i Tabel 36.

	Levetid (år)	Virkningsgrad (%)	Investering (Mio. kr./MW)	Fast D&V (kr./år/MW)	Variable D&V (kr./G _{ind})
Træpillekedel	20	95%	3.28	33.200	11,1
Træflis/halm-kedel	20	108%	6.56	66.400	22,1
Naturgaskedel	35	101%	0.82	15.200	5,1
Affaldskedel	20	98%	12.53	576.800	37,6
Elpatron	20	99%	0.62	9.000	4,0
Solvarme	20	-	1.81	-	4,7
Varmepumper:					
Luft-vand-VP	20	280%	4.72	15.000	2,5
Grundvand-VP	20	300%	4.72	15.000	2,5
Havvand-VP	20	300%	5.66	15.000	2,5
Spildevand-VP	20	310%	4.72	15.000	2,5
Drikkevand-VP	20	300%	4.72	15.000	2,5

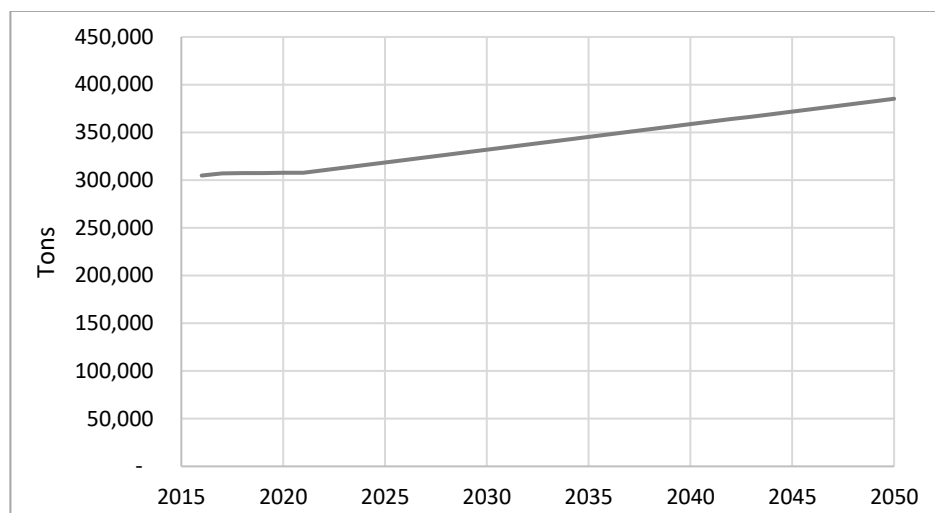
Tabel 35. Tekniske og økonomiske forudsætninger for (rene) varmeproducerende anlæg for 2030. Alle angivelser er pr. varmeeenhed.

		Træflis-KV (udtag)	Træflis-KV (mod-tryk)	Træpille- KV	Affald -KV	Naturg as- motor	Gastur- bine
Levetid	År	30	30	30	35	22,5	25
El (kondens)	%	48,5%	39%*	52%	22%	48,5%	61,5%
Total	%	103%	103%	90%	95%	103%	90%
Investering	Mio. kr. /MW-el	16.2	19.3	16.3	82.4	10.3	6.6
Investering	Mio kr. /MW-indfyret	7.9	7.5	8.5	18.1	5.0	4.1
Fast D&V	1000 Kr./ år/MW-el	604	604	453	2.307	151	151
Variable D&V	kr. /MWh-el	18.0	18.0	18.0	190.9	37.8	20.5
Cv-værdi	-	0.15	0	0.15	0	-0.01	0.13
Cb-værdi	-	0.61	0.61	1.01	0.3	0.9	1.75

Tabel 36. Tekniske og økonomiske forudsætninger for relevante kraftvarmeteknologier for 2030

Affaldsmængder og affaldsanlæg

I dag produceres der el og varme fra affaldskraftvarmeanlæg i Esbjerg og i Sønderborg, som tilsammen forbrændte ca. 300.000 tons i 2016. Ved modelleringen af fremtidige år, er det antaget, at der i området skal afbrændes en fast mængde affald, hvor udviklingen tager udgangspunkt i dagens niveau og som fremefter følger Miljøstyrelsens seneste fremskrivning. Miljøstyrelsen opererer med to udviklinger for affald til forbrænding: Ressourcestrategien og en BAU-udvikling. I begge scenarier er affaldsmængderne til forbrænding stigende, men hvor stigningsstakten er noget fladere i Ressourcestrategien. Der er her taget udgangspunkt i trenden fra Ressourcestrategien. Affaldsmængderne til forbrænding for Sydvest- og Sønderjylland er vist i Figur 51 nedenfor. Mængderne vil stige til ca. 330.000 tons i 2030 og yderligere til ca. 385.000 tons i 2050.



Figur 52. Affaldsmængder til forbrænding i Sydvest- og Sønderjylland. Udviklingen følger trenden for Ressourcestrategien

Investeringsmuligheder

Fjernvarmesystemerne er i Balmorel opdelt på tre niveauer:

- Centrale områder
- Store decentrale områder
- Små decentrale områder

Opdelingen bruges bl.a. til at styre hvilke teknologityper, der kan investeres i i forskellige områder, og for at kunne medtage en skalafordel ved investeringer i større anlæg. Det betyder, at teknologiomkostningerne typisk er lavere for de centrale områder, som repræsenterer de større byområder.

I scenarieberegningerne for Sydvest- og Sønderjylland er Esbjerg karakteriseret som et centralt område. Sønderborg, Aabenraa og Haderslev er kategoriseret som store decentrale områder, og de resterende fjernvarmesystemer er små decentrale områder.

I modellen kan der investeres i følgende teknologier

- Træfliskraftvarme (modtryk)
- Træfliskraftvarme (udtag)
- Træpillekraftvarme (udtag)
- Træpillekraftvarme (modtryk)
- Kulkraftvarme (udtag)
- Biogaskraftvarme
- Halmkraftvarme

- Gasturbiner (Combined cycle)
- Gasmotorer
- Grundvandsvarmepumpe
- Luft-vand varmepumpe
- Havvandsvarmepumpe
- Drikkevandsvarmepumpe
- Spildevandsvarmepumpe
- Elpatron
- Solvarme
- Varmelager (ståltanke)
- Naturgaskedel
- Træfliskedel
- Træpillekedel
- Halmkedel

I affaldsbyerne Esbjerg og Sønderborg kan der desuden investeres i

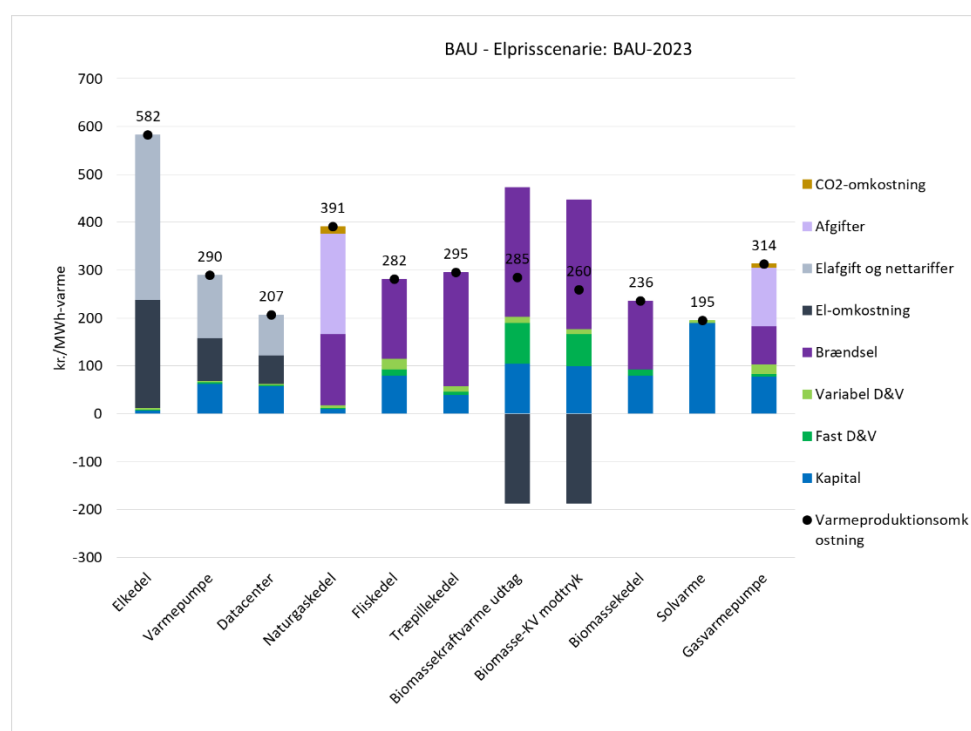
- Affaldskraftvarme (modtryk)
- Affaldskedler

Det tekniske og økonomiske forhold afhænger af, hvilket modelmæssige område, det enkelte fjernvarmesystem tilhører.

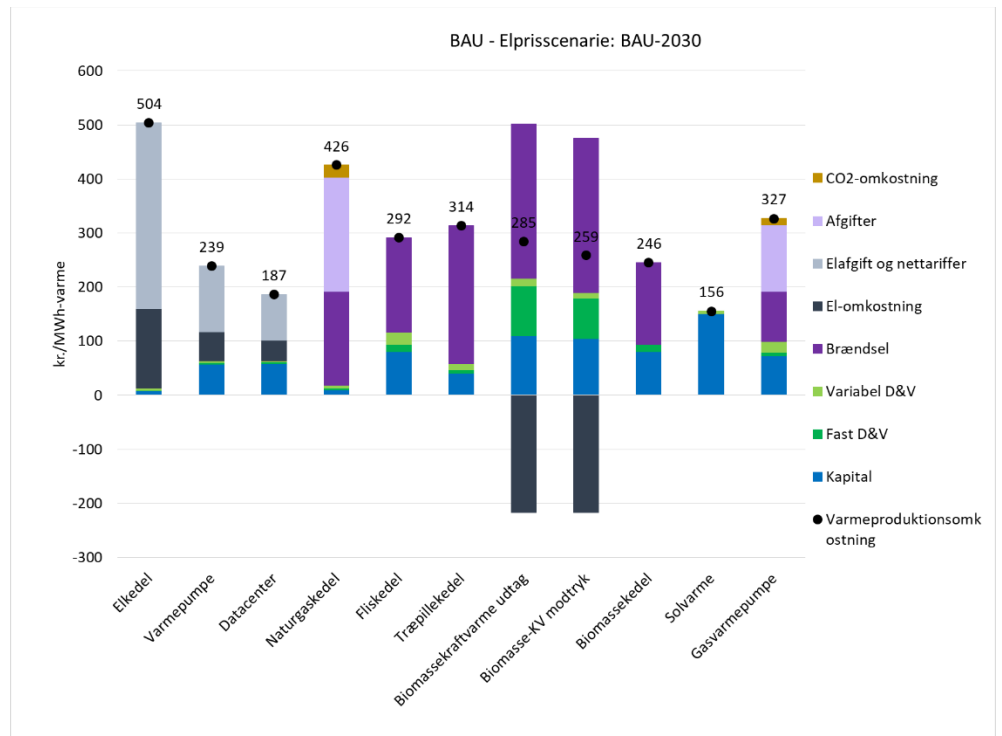
Dertil er der lavet en beregning, hvor der også er mulighed for at investere i gasvarmepumper og en beregning med sæsonvarmelagre. Sæsonvarmelagre flytter lidt på den samlede økonomi i scenarierne, men påvirker kun investeringsbeslutninger og produktion marginalt.

Bilag 4: Følsomhed på LCOE beregninger

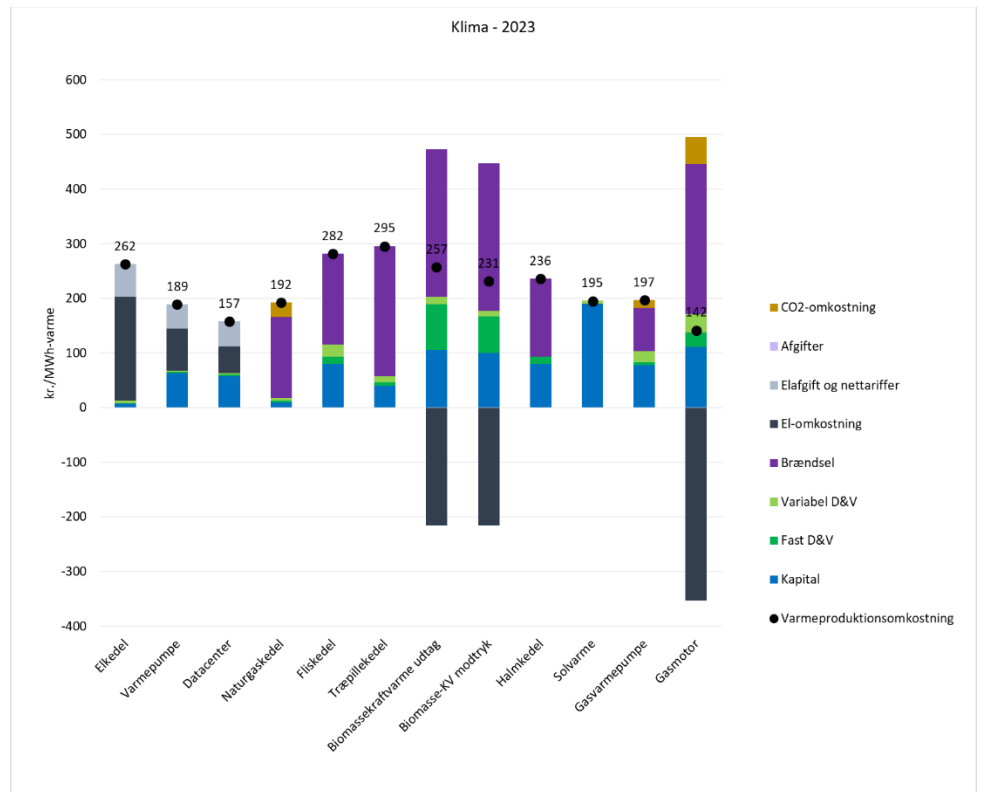
Nedenfor er vist følsomhedsberegningerne på fjernvarmeproduktionsomkostninger (LCOE) for 2023 og 2030 ved anvendelse af 2 % realrente i stedet for de 5 % realrente, der anvendes i grundberegningerne.



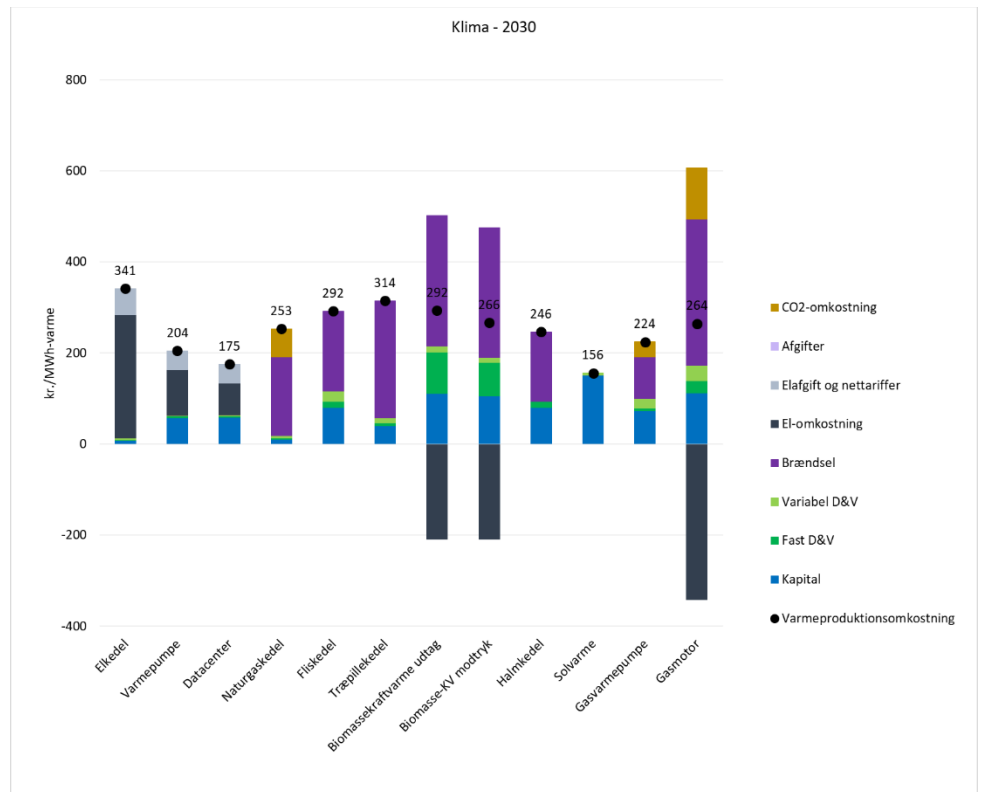
Figur 53. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) for udvalgte varmeteknologier i BAU-scenariet 2023 ved 5000 fuldlasttimer. Elkedler forudsættes at købe el i de 5000 timer med lavest elpriser. Kraftvarmeteknologier forudsættes at producere i de 5000 timer i året med højere elpriser. **Vist ved 2 % realrente.**



Figur 54. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) for udvalgte varmeteknologier i BAU-scenariet 2030 ved 5000 fuldlasttimer. Elkedler forudsættes at købe el i de 5000 timer med lavest elpriser. Kraftvarmeteknologier forudsættes at producere i de 5000 timer i året med højere elpriser. **Vist ved 2 % realrente.**



Figur 55. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) for udvalgte varmeteknologier i Klimascenariet 2023 ved 5000 fuldlasttimer. Elkedler forudsættes at købe el i de 5000 timer med lavest elpriser. Kraftvarmeteknologier forudsættes at producere i de 5000 timer i året med højere elpriser. **Vist ved 2 % realrente.**



Figur 56. Varmeproduktionsomkostninger (LCOE) for udvalgte varmeteknologier i Klimascenariet 2030 ved 5000 fuldlasttimer. Elkedler forudsættes at købe el i de 5000 timer med lavest elpriser. Kraftvarmeteknologier forudsættes at producere i de 5000 timer i året med højere elpriser. **Vist ved 2 % realrente.**