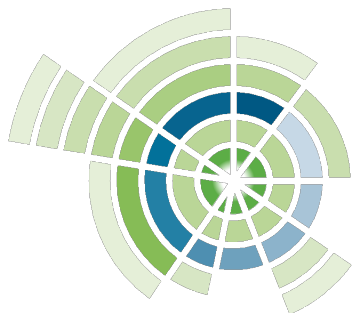




# Værksinterne varmekilder

Effektiviseringspotentiale ved  
udnyttelse af interne varmekilder  
med en elvarmepumpe



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

**Dato:** 22. januar 2021

**Udarbejdet af:** Alexander Boye Boes

**Kontrolleret af:** Nina Detlefsen

**Beskrivelse:** Denne analyse er udført i forbindelse med EUDP-projektet ”Metoder til effektiv udnyttelse af værksinterne varmekilder med varmepumper”. Analysen tager udgangspunkt i et typisk decentralt fjernvarmeværk og undersøger potentialet for intern køling af varmelageret til udnyttelse i røggaskondensering og et solvarmeanlæg.

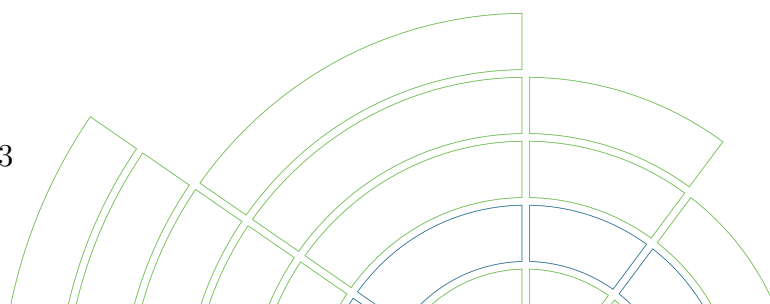
*Grøn Energi udgiver løbende rapporter og analyser. Konklusioner, anbefalinger og evt. synspunkter i det udgivne materiale er ikke afstemt med Grøn Energis medlemmer og er derfor ikke nødvendigvis udtryk for holdningerne hos Grøn Energi's medlemmers.*

**Grøn Energis medlemmer:**



# Indhold

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Indhold</b>   | <b>3</b>  |
| <b>1 Indledning</b>  | <b>4</b>  |
| <b>2 Metode og forudsætninger</b>                                | <b>5</b>  |
| 2.1 Fjernvarmeværket . . . . .                                   | 5         |
| 2.2 Ekstern og intern varmepumpedrift . . . . .                  | 5         |
| 2.3 Scenarier . . . . .  | 6         |
| 2.3.1 Fliskedel og ekstra røggaskondensering . . . . .           | 6         |
| 2.3.2 Udnyttelse af koldt vand i solvarmeanlæg . . . . .         | 7         |
| 2.4 Investeringsomkostninger til intern drift . . . . .          | 9         |
| 2.5 Beregning af nutidsværdi og varmeproduktionspriser . . . . . | 10        |
| <b>3 Resultater fra energyPRO simuleringer</b>                   | <b>11</b> |
| 3.1 Fliskedel . . . . .  | 11        |
| 3.2 Solvarme . . . . .   | 14        |
| 3.3 Fleksibilitet gennem variable tariffer . . . . .             | 17        |
| 3.4 CO <sub>2</sub> -belastning i solvarmescenariet . . . . .    | 19        |
| 3.5 Følsomhedsanalyser af scenarierne . . . . .                  | 20        |
| 3.5.1 Variation af elprisen . . . . .                            | 21        |
| 3.5.2 Variation af flisprisen . . . . .                          | 22        |
| 3.5.3 Ingen reduktion af elvarmeafgiften . . . . .               | 22        |
| 3.5.4 Betydning af lagerstørrelse . . . . .                      | 22        |
| 3.5.5 Lavtemperatur fjernvarme . . . . .                         | 23        |
| 3.5.6 Varmekilde til elvarmepumpen . . . . .                     | 24        |
| 3.5.7 Køling af bundlaget til andre temperaturer . . . . .       | 24        |
| <b>4 Konklusion</b>  | <b>25</b> |
| <b>Litteratur</b>  | <b>27</b> |
| <b>Bilag A Beregningsforudsætninger</b>                          | <b>29</b> |
| A.1 Fjernvarmeværket . . . . .                                   | 29        |
| A.2 El- og brændselspriser . . . . .                             | 31        |
| A.3 CO <sub>2</sub> -emissionskoefficienter . . . . .            | 32        |
| A.4 Øget virkningsgrad ved ekstra røggaskondensering . . . . .   | 33        |
| A.5 Solfangeranlæg . . . . .                                     | 35        |

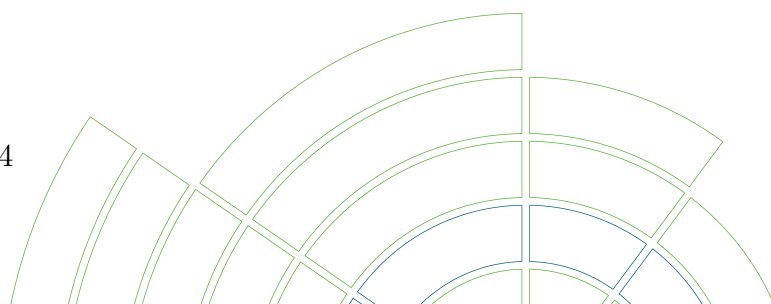


# 1 Indledning

Store eldrevne varmepumper i fjernvarmen bidrager til elektrificering af den danske energisektor og anvendes i højere og højere grad på de danske fjernvarmeværker (DFP, 2020). Fossil varmeproduktion erstattes med blandt andet varmepumper og kan bidrage til store besparelser for fjernvarmeselskaberne (Grøn Energi, 2018, 2019). Herudover fokuseres der på effektivisering af varmeproduktionen internt på fjernvarmeværkerne. Her kan en elvarmepumpe bidrage til effektivisering gennem drift med en intern varmekilde, fx fjernvarmeværkets varmelager. Varmelageret kan anvendes som varmekilde, hvorved der produceres både varmt og koldt vand der kan anvendes direkte i fjernvarmesystemet eller indirekte til effektivisering af øvrige varmeproducerende enheder. Intern drift af varmepumpen åbner op for at udnytte eksisterende anlæg på nye måder og skabe nye synergier på fjernvarmeværket.

Denne analyse undersøger nye muligheder i planlægningsværktøjet energyPRO med specielt fokus på varmeakkumuleringstanken og køling af bundlaget i tanken. Det undersøges, hvor stort effektiviseringspotentialet der er, når varmepumpen får mulighed for at have flere varmekilder. Den interne varmekilde anvendes i analysen til at øge effektiviteten af henholdsvis en fliskedel og et solvarmeanlæg.

Analysen undersøger først og fremmest de økonomiske gevinster ved investering i udstyr til udnyttelse af en intern varmekilde. Herudover undersøges mulighederne for fleksibilitet gennem variable distributionstariffer samt de CO<sub>2</sub>-besparelser der opnås gennem intern drift. Slutteligt analyseres robustheden af investeringen gennem flere forskellige følsomhedsanalyser. Her undersøges blandt andet betydningen af varmelagerets størrelse, fremløbs- og returtemperaturer og køling af bundlaget til forskellige temperaturer.



## 2 Metode og forudsætninger

Analysen tager udgangspunkt i et typisk decentralt fjernvarmeværk der har investeret i en eldrevet varmepumpe baseret på udeluft. Fokus i analysen vil være på intern udnyttelse af fjernvarmeværkets varmeakkumuleringsstank. Analysen anvender en ny beregningsmodel i energyPRO, hvor der ikke kun ses på varmeproduktion, men også på flere temperaturniveauer internt på værket. Varmeproduktionen afhænger i høj grad af temperaturniveauer og derfor er det relevant, at dette bliver en parameter i beregningerne.

### 2.1 Fjernvarmeværket

Det decentrale fjernvarmeværk antages at have et samlet årligt varmebehov af værk på 55.000 MWh (ca. 200 TJ). Med et ledningstab på 15% og et årligt varmebehov per forbruger på 18,1 MWh/år svarer dette til ca. 2600 forbrugere.

Der antages i analysen scenarier med forskellige varmeproducerende enheder (se Afsnit 2.3). Herudover er der en naturgasfyret kedel til spids- og reserve-last. Enhederne er dimensioneret efter typiske størrelser, med udgangspunkt i erfaringstal (Grøn Energi, 2019).

Der regnes med årlige faste naturgas- og flispriser (Energistyrelsen, 2020a). Elpriserne er bestemt på timebasis ud fra Analyserforudsætninger til Energinet (Energinet, 2020). Dette er beskrevet nærmere i Bilag A.2 “El- og brændselspriser”.

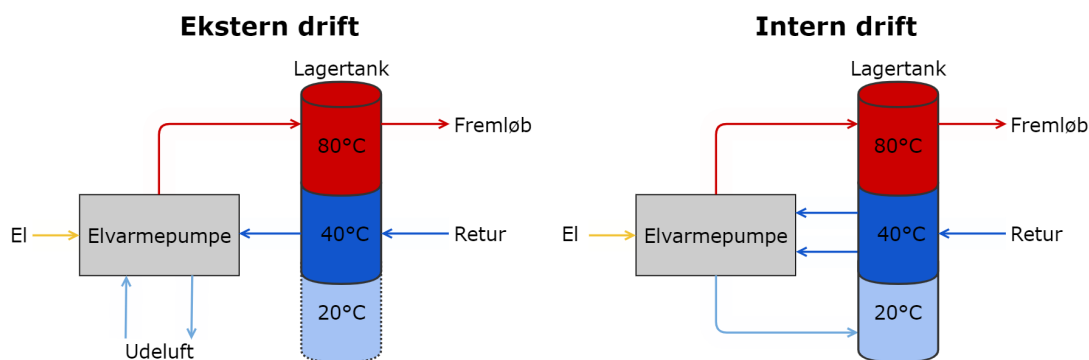
EnergyPRO-simuleringerne starter og slutter ved årsskiftet. For at gøre driftsimuleringen mere realistisk, antages det, at lageret er halvt fyldt med varmt vand ved årets begyndelse og at lagerstanden skal være det samme når året slutter. Modellen medtager ikke lagertab.

Beregningerne foretages med timeopløsning og der optimeres over hele årets længde. Vejrprofiler og varmebehovsprofilen er baseret på 2019 data. Øvrige beregningsforudsætninger som fx anlæggenes kapacitet, afgifter og tariffer kan ses i Bilag A.1 “Fjernvarmeværket”.

### 2.2 Ekstern og intern varmepumpedrift

Ved køling internt på fjernvarmeværkets lagertank er det nødvendigt at lave en temperaturodeling. Figur 1 skitserer ekstern og intern drift med varmepumpen, der har udeluft som varmekilde. I analysen er lageret som udgangspunkt 80 °C i toppen og 40 °C i bunden, svarende til værkets fremløbs- og returtemperatur. Senere følsomhedsanalyser undersøge lavere fremløbs- og returtemperaturer. Bundlaget kan med intern drift af varmepumpen køles ned til 20 °C. Her køles en delstrøm fra bundlageret til 20 °C, mens en anden delstrøm opvarmes til 80 °C. Ved intern drift er der altså tale om en omfordeling af energien i temperaturniveauerne og

den eneste energi tilført, er den fra eltilførslen i varmepumpen. Ved ekstern drift hentes energien fra udeluften.



**Figur 1:** Skitsering af ekstern og intern drift med en elvarmepumpe baseret på udeluft som varmekilde.

## 2.3 Scenarier

Der undersøges i analysen to energyPRO modeller med en elvarmepumpe, hvor varmeproduktionen er baseret yderligere på henholdsvis en fliskedel med røggaskondensering og et solvarmeanlæg. Elvarmepumpen vil kunne drives internt for at køle bundlageret, hvilket giver to alternative scenarier til de to referencescenarier. Der altså i alt fire grundscenarier:

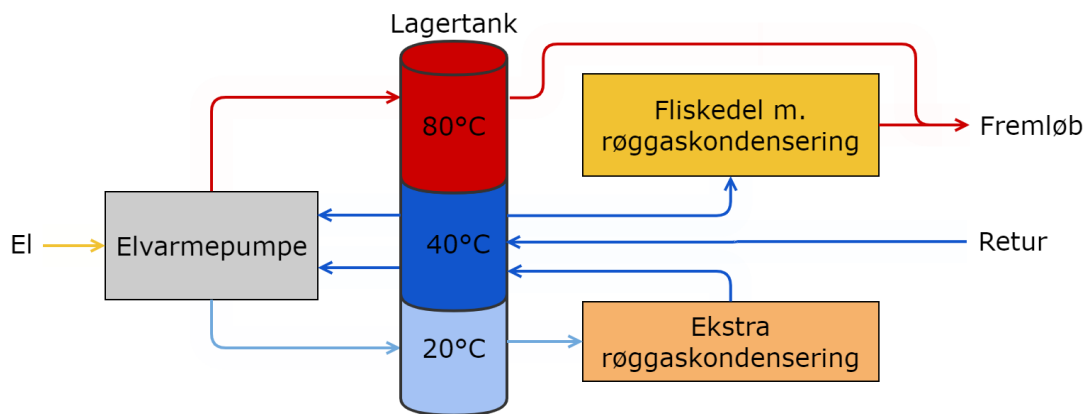
- Ref 1** : Fliskedelscenarie med almindelig drift af varmepumpen.
- Alt 1** : Fliskedelscenarie med almindelig og intern drift af varmepumpen.
- Ref 2** : Solvarmescenarie med almindelig drift af varmepumpen.
- Alt 2** : Solvarmescenarie med almindelig og intern drift af varmepumpen.

Referencescenarierne repræsenterer altså almindelig drift af varmepumperne. Scenarie Alt 1 undersøger effektiviseringspotentialer af øget røggaskondensering for en fliskedel. Scenarie Alt 2 undersøger effektiviseringspotentialer ved at anvende nedkølet vand i et solvarmeanlæg. De to modeller repræsenterer samme fjernvarmeverk og har altså samme varmebehov. Følgende afsnit gennemgår de to alternative scenarier.

### 2.3.1 Fliskedel og ekstra røggaskondensering

En stor andel fjernvarmeselskaber har i dag flisfyrede kedler. Flis er et brændsel med højt fugtindhold, hvilket betyder, at der kan hentes et højt energiudbytte gennem kondensering af røggassen fra forbrændingen. Kondenseringen forgår typisk med et scrubberanlæg, hvor en vekslerkreds fra fjernvarmereturen eller bundlageret i akkumulatortanken køler røggassen og opsamler energien fra røgen. Dette ekstra varmeudbytte kan følgende overføres til fjernvarmekredsen og øge effektiviteten af det samlede flisfyrede kedelanlæg.

Ved at sænke temperaturen på bundlageret gennem intern drift af en elvarmepumpe, kan der hentes mere energi ud af røggassen og den samlede effektivitet af anlægget kan øges yderligere. Dette er skitseret i Figur 2.



**Figur 2:** Skitsering af scenarie Alt 1 med en fliskedel og ekstra røggaskondensering.

I referencen køles røggassen med 40 °C vand fra bundlageret. Gennem intern drift produceres 20 °C vand, som kan øge effektiviteten. Ved at sænke temperaturen til 20 °C, kan røggassens udgangstemperatur i dette scenarie reduceres fra 43 °C til 23 °C. Den procentuelle ekstra energi der kan hentes ud af anlægget svarer til 4,86 %. Dette er beskrevet yderligere i Bilag A.4 “Øget virkningsgrad ved ekstra røggaskondensering”.

Der kan opstå problemer og udfordringer ved køling af røggas til 20 °C eller lavere. Der er risiko for røgnedslag, når røggassen har stort set samme temperatur som omgivelserne. Enkelte fjernvarmeverker som har erfaring med ekstra røggaskøling har dog ikke haft udfordringer med dette (Rambøl, Dansk Fjernvarme, 2019). Eventuelle effekter eller ekstra omkostninger grundet røgnedslag er ikke medtaget i denne analyse.

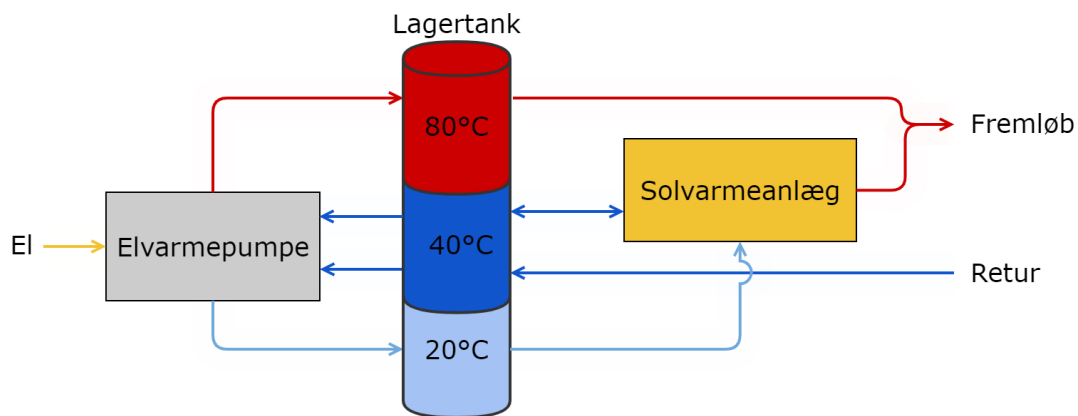
### 2.3.2 Udnyttelse af koldt vand i solvarmeanlæg

Et solvarmeanlæg og en eldrevet varmepumpe baseret på udeluft vil ofte konkurrere om de billigere driftstimer i sommerhalvåret, hvor begge teknologier kan producere varme med høj effektivitet. Elvarmepumpen er dimensioneret dobbelt så stor som i scenariet med fliskedlen, hvilket betyder at elkapaciteten er 3 MW. Dette er gjort, for at minimere varmeproduktionen fra naturgaskedlen, da den ved en elkapaciteten på varmepumpen på 1,5 MW ville bidrage med omkring en fjerdedel af den årlige varmeproduktion. Herved tydeliggøres effekten af intern drift på varmepumpen. Scenariene Ref 2 og Alt 2 kan følgelig ikke sammenlignes direkte med scenarierne Ref 1 og Alt 1.

Energien der kan hentes fra et solfangeranlæg afhænger af indgangs- og udgangstemperaturen på anlægget. Solvarmen kan i modellen med intern drift af varmepumpen produceres ved tre forskellige temperaturløft:

- $40\text{ °C} \rightarrow 80\text{ °C}$
- $20\text{ °C} \rightarrow 80\text{ °C}$
- $20\text{ °C} \rightarrow 40\text{ °C}$

Princippet i modellen med solfangeranlægget er skitseret i Figur 3. Her ses det, at det kolde vand produceret ved intern drift af varmepumpen kan anvendes i solfangeranlægget. Samtidig har solvarmeanlægget mulighed for at drifte “normalt”, hvor indgangsflowet kommer fra fjernvarmereturen.

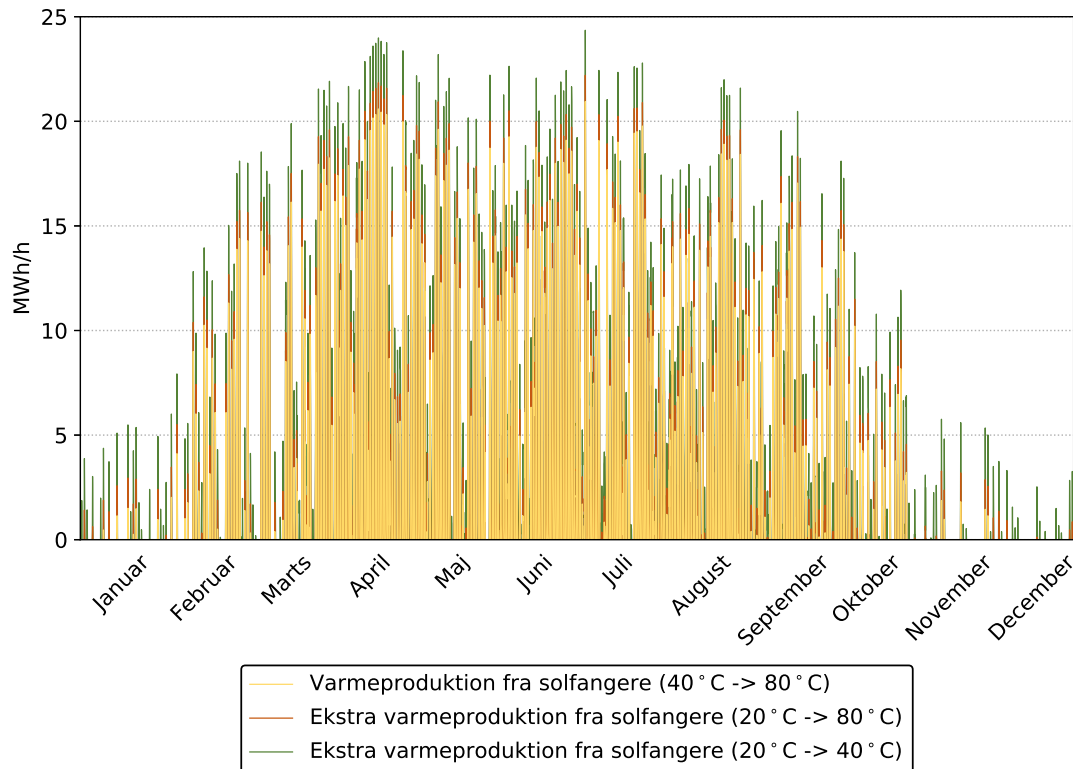


**Figur 3:** Skitsering af scenarie Alt 2, hvor der anvendes kølet vand i et solvarmeanlæg.

Det antages, at anlægget har et areal på  $30.000\text{ m}^2$  og anlægget har et minimumsflow på  $95,5\text{ m}^3/\text{h}$ , som skal være opfyldt før varmeproduktionen kan begynde. Øvrige forudsætninger for solfangerne samt hvordan anlægget modelleres i energyPRO kan findes i Bilag A.5 “Solfangeranlæg”.

Ved at opvarme vandet fra  $20\text{ °C}$  til  $40\text{ °C}$  i stedet for  $40\text{ °C}$  til  $80\text{ °C}$ , kan anlægget producere varme i perioder, hvor det ellers ikke ville være muligt. Dette ses i Figur 4, hvor den mulige varmeproduktion henover året er vist ved de tre temperaturløft. Her ses den ekstra varmeproduktion, som fås ved at ændre på indgangs- og udgangstemperaturen på solfangeranlægget. Det ses endvidere, at der ved lavere indgangstemperaturer kan produceres varme i timer, hvor det tidligere ikke var muligt.





**Figur 4:** Varmeproduktion fra solfangere ved opvarmning fra 40 °C til 80 °C samt ekstra varmemproduktion ved opvarmning fra 20 °C til 80 °C og fra 20 °C til 40 °C.

## 2.4 Investeringssomkostninger til intern drift

De faktiske investeringssomkostninger til, at en eksisterende varmepumpe kan anvende lagertanken som varmekilde afhænger meget af den konkrete situation. Hvis der tages udgangspunkt i et fjernvarmeværk, som allerede har installeret en luftbaseret eldrevet varmepumpe kan typen af kompressor have stor betydning for investeringssomkostningen. Skruekompressorer, som typisk bruges i større anlæg, har ofte et ekstra udtag til vekslerer som kan bruges direkte i forbindelse med etablering af en ny kølekreds fra lagertanken til varmepumpen. Denne kompressortype vil derfor sandsynligvis have lavere investeringssomkostninger sammenlignet med fx stempelkompressorer.

Udgangspunktet i denne analyse er et eksisterende varmepumpeanlæg. Havde der været tale om en ny investering i en varmepumpe ville den ekstra vekslerkreds være billigere, da man kan sammentænke det ind i varmepumpens design fra starten. Herudover afhænger investeringssomkostningerne af anlæggets beskaffenhed som fx længder på rørføring, vekslerer og styring. På baggrund af dette vurderes det, at omkostningerne til etablering af en ekstra vekslerkreds til køling af lagertanken vil koste 500.000 kr.-1.000.000 kr. (Grøn Energi, 2020). I denne analyse regnes ud fra en worst-case betragtning med samlede omkostninger til etableringen af den ekstra vekslerkreds på lagertanken på 1.000.000 kr.

## 2.5 Beregning af nutidsværdi og varmeproduktionspriser

Beregningerne foretages over en 20-årig periode med en diskonteringsrente på 4 %, hvor den forventede udvikling i el- og brændselspriser medregnes. For scenarierne diskonteres fremtidige udgifter tilbage til år nul, som her er valgt til 2019. Det betyder altså, at beregningsperioden for driftsudgifterne løber fra 2020 til 2039.

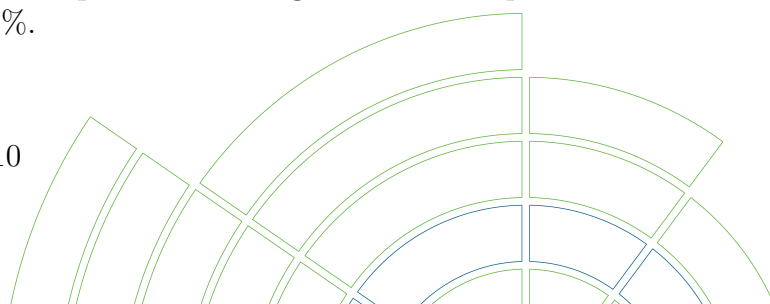
Investeringen i udstyr til intern drift af varmepumpen foretages i år nul. Investeringsomkostningerne til selve varmepumpen eller andre varmeproducerende enheder indgår ikke i beregningerne. I de årlige omkostninger medregnes faste omkostninger til anlæggene som er inkluderet i scenarierne. Herudover regnes med faste omkostninger til administration og distribution samt vedligehold og fjernvarmemålere for at opnå en realistisk fjernvarmepris.

For hvert år beregnes nutidsværdien af nettobetalingerne, som indeholder de årlige driftsomkostninger beregnet i energyPRO og de øvrige faste omkostninger. Herved fås en total omkostning til investering og drift over 20 år. Denne annualiseres ved diskonteringsrenten på 4 %, således at man får en gennemsnitlig årsomkostning. Når denne slutteligt deles med den årlige varmeproduktion på 55.000 MWh, fås den gennemsnitlige varmeproduktionspris ved drift af fjernvarmeværket over en 20-årig periode. Dette er eksemplificeret i Tabel 1.

| Årlige omkostninger                |               | 2019   | 2020  | 2021  | 2022  | ... | 2038  | 2039  |
|------------------------------------|---------------|--------|-------|-------|-------|-----|-------|-------|
| Investeringsomkostninger           | [mio. kr.]    | 1,0    | 0,00  | 0,00  | 0,00  | ... | 0,00  | 0,00  |
| Driftsomkostninger                 | [mio. kr.]    | 0,00   | 10,00 | 10,10 | 10,20 | ... | 11,80 | 11,90 |
| Faste omkostninger                 | [mio. kr.]    | 0,00   | 0,70  | 0,70  | 0,70  | ... | 0,70  | 0,70  |
| Administration og distribution     | [mio. kr.]    | 0,00   | 5,20  | 5,20  | 5,20  | ... | 5,20  | 5,20  |
| Vedligehold og målere              | [mio. kr.]    | 0,00   | 2,40  | 2,40  | 2,40  | ... | 2,40  | 2,40  |
|                                    |               |        |       |       | ...   |     |       |       |
| Nettobetaling                      | [mio. kr.]    | 1,00   | 18,30 | 18,40 | 18,50 | ... | 20,10 | 20,20 |
| Nutidsværdi                        | [mio. kr.]    | 1,00   | 17,60 | 17,01 | 16,45 | ... | 9,54  | 9,22  |
| <b>Varmeproduktionspris</b>        |               |        |       |       |       |     |       |       |
| Total nutidsværdi over perioden    | [mio. kr.]    | 260,86 |       |       |       |     |       |       |
| Gennemsnitlig årsomkostning        | [mio. kr./år] | 19,19  |       |       |       |     |       |       |
| Gennemsnitlig varmeproduktionspris | [kr./MWh]     | 349,00 |       |       |       |     |       |       |

**Tabel 1:** Beregningseksempel af den resulterende gennemsnitlige varmeproduktionspris over en 20-årig periode. I eksemplet investeres 1 mio. kr. i en vekslerkreds til intern drift af varmepumpen. Værket har følgelig årlige driftsomkostninger på 10 mio. kr. som årligt øges med 100.000 kr./år og øvrige årlige omkostninger på 8,3 mio. kr. De enkelte omkostninger til investering og drift tilbagediskonteres ved nutidsværdien og den gennemsnitlige årsomkostning beregnes ved annualisering. Den gennemsnitlige varmeproduktionspris bliver 349 kr./MWh.

Den gennemsnitlige varmeproduktionspris kan omregnes ikke til faktiske varmepriser for forbrugeren, da afskrivning af anlæggene ikke er medtaget i analysen. Differencen i varmepris mellem scenarierne undersøges dog. Hertil anvendes et ledningstabs i fjernvarmenettet på 15 %, et årligt varmebehov per forbruger på 18,1 MWh og moms på 25 %.



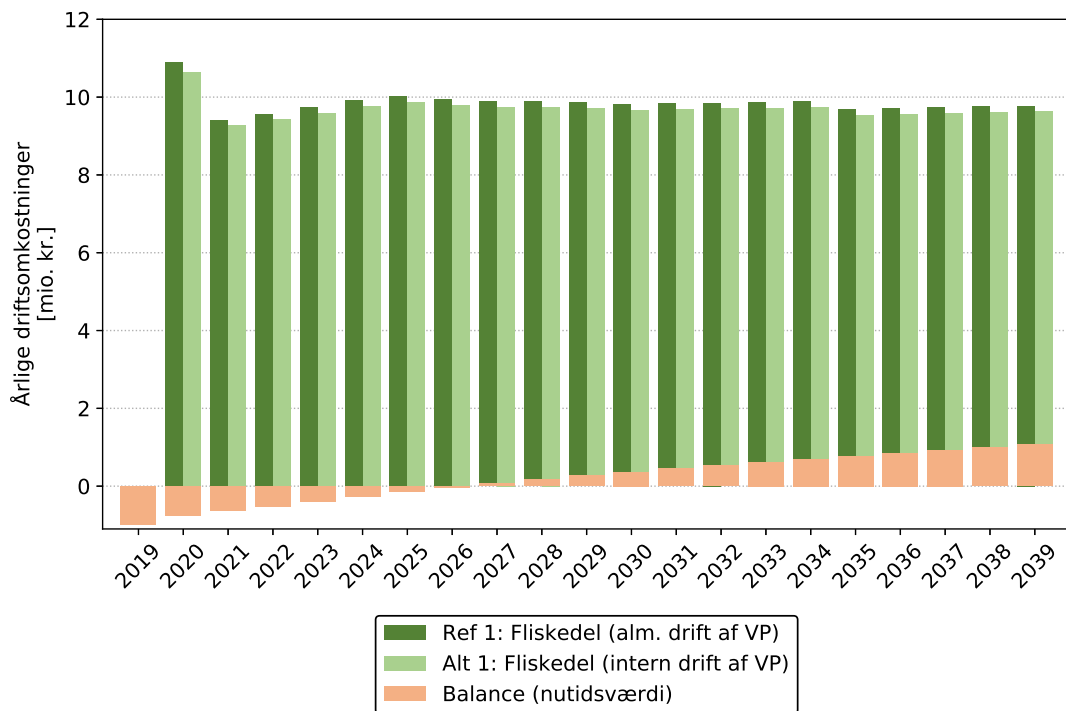
### 3 Resultater fra energyPRO simuleringer

Følgende afsnit indeholder resultater fra simulering af de fire grundscenarier.

#### 3.1 Fliskedel

Figur 5 viser de årlige driftsomkostninger for de to scenarier med fliskedlen. Det ses, at de årlige driftsomkostninger for fjernvarmeværket ligger tæt på 10 mio. kr. gennem hele beregningsperioden. Det betydelige fald fra 2020 til 2021 skyldes primært reduktion i elvarmeafgiften til varmepumpen. I perioden fremover ses mindre stigninger og fald i de årlige driftsomkostninger, der skyldes variation i el- og brændselspriser.

Balancen, der er omregnet til nutidsværdi, angiver forskellen mellem investeringen og de årlige driftsbespareser til intern drift af varmepumpen. Der er i alle årene driftsbespareser der svinger mellem 70.000 kr.-250.000 kr. Herved er investeringen stort set tjent hjem i 2026, dvs. efter en driftsperiode på 7 år. Den totale fortjeneste over perioden er 1,1 mio. kr..

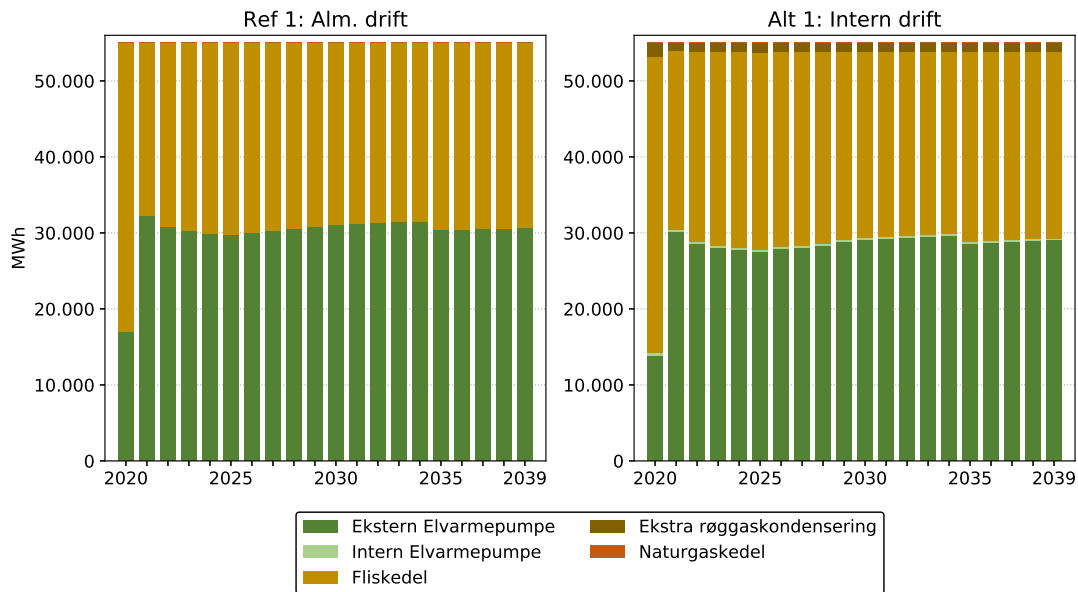


Figur 5: Årlige driftsomkostninger for fliskedelscenariet ved referencen og alternativet.

Værdierne fra Figur 5 bruges til at beregne den gennemsnitlige årlige varmeproduktionspris for de to scenarier.

For referencen fås en gennemsnitlig varmeproduktionspris over perioden på 330,8 kr./MWh, mens den for drift med intern varmepumpe bliver 329,4 kr./MWh. Altså en besparelse på 1,4 kr./MWh over perioden på 20 år. Dette svarer til en årlig besparelse på 40 kr./år hos forbrugeren.

Figur 6 viser den årlige varmeproduktion fordelt på anlæg. For almindelig drift af varmepumpen fordeles varmeproduktionen over den 20-årige periode således, at elvarmepumpen i gennemsnit bidrager med 54,48 %, fliskedlen bidrager med 45,50 % og gaskedlen bidrager med 0,02 %.



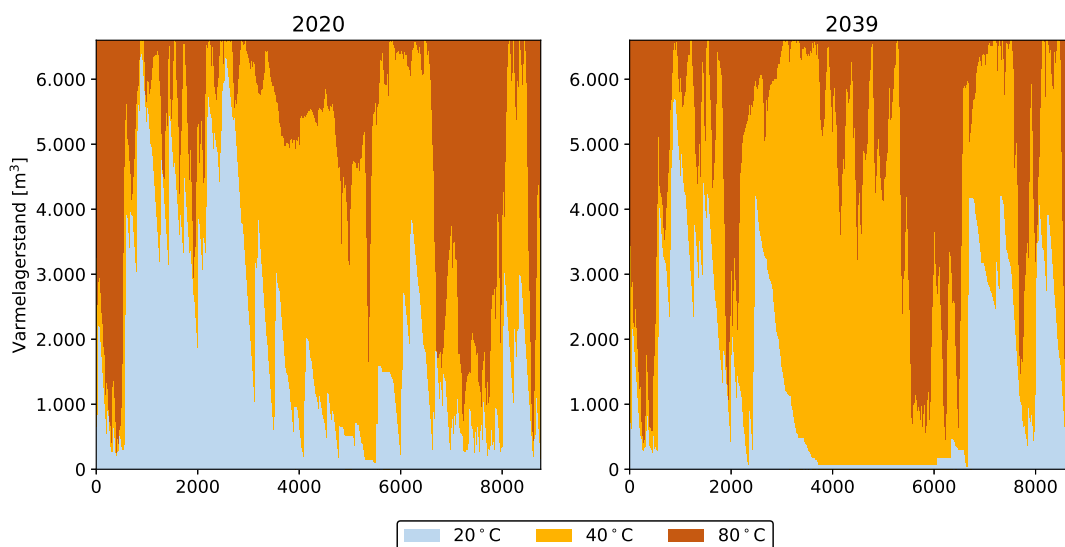
**Figur 6:** Varmeproduktion fra elvarmepumpen, fliskedlen og naturgaskedlen over hele beregningsperioden på 20 år for henholdsvis almindelig drift og intern drift.

Ved intern drift af elvarmepumpen produceres ca. 298 m<sup>3</sup>/h koldt vand ved et elforbrug på 1,5 MWh. Den ekstra røggaskondensering bruger ca. 12 m<sup>3</sup>/h af det kolde vand, hvilket betyder at der kan trækkes 0,28 MWh/h ekstra varme ud af røggassen. Intern drift af elvarmepumpen bidrager følgelig til, at røggaskondensatoren kan dække 2,1 %-3,4 % af varmeproduktionen henover den 20-årige periode med et gennemsnit på 2,24 %. Dette sker primært på bekostning af drift på elvarmepumpen, som reduceres til at dække ca. 51 % af varmeproduktionen. Elvarmepumpen har op mod 270 fuldlasttimer ved intern drift, hvilket producerer nok koldt vand til ekstra røggaskondensering på fliskedlen året rundt. Fliskedlen og dermed også den ekstra røggaskondensering har 6822 fuldlasttimer i 2020 og omkring 4300 fuldlasttimer de øvrige år.

COP-faktoren ved intern drift er altid højere end ekstern drift (se Bilag A.1). Det betyder, at der i princippet kan produceres billigere varme, uanset elprisen, ved intern drift sammenlignet med ekstern drift i alle årets timer. Der er dog begrænsning i lagerets størrelse. Den interne varmepumpe tilfører blot energi fra elforbruget til varmelageret, og har altså en begrænsning når der ikke er mere vand at opvarme. Samtidig er konstant produktion af koldt vand ikke nødvendig, da der på én fuldlasttime kan produceres nok koldt vand til at drifte den ekstra røggaskondensering i 25 timer. Det er altså ikke nødvendigvis ved lave elpriser, at den interne varmepumpe driftes, men nærmere når COP'en ved udeluft er lav. Herved kan timer med lav COP fra udeluften undgås. Ca. 34 % af elforbruget ved ekstern drift sker ved en udetemperatur under 5 °C. Samme tal for intern

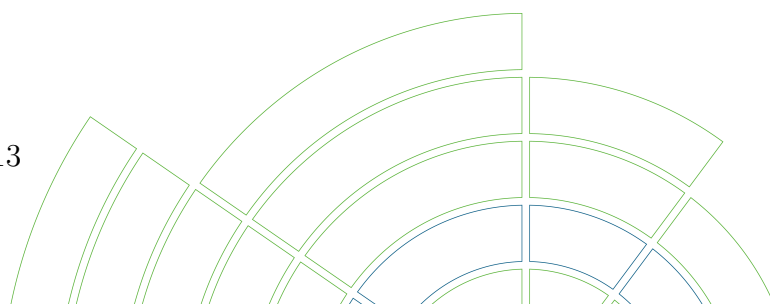
drift er ca. 60%. Dette bekræfter, at den interne drift primært sker ved lave udetemperaturer og dermed også ved en lav COP.

Figur 7 viser lagerstanden i varmelageret fordelt på de tre temperaturniveauer, 20 °C, 40 °C og 80 °C for både 2020 og 2039. I 2020 produceres 81.500 m<sup>3</sup> koldt vand, mens der i 2039 produceres 51.100 m<sup>3</sup> koldt vand. Den store forskel mellem de to år skyldes primært den betydeligt lavere varmeproduktion fra elvarmepumpen i 2020, da den reducerede elvarmeafgift først indtræffer i de følgende år. Da varmepumpen er relativt dyrere at drifte i 2020, produceres størstedelen af varmen på fliskedlen. For årene 2021 til 2039 er produktionen af koldt vand mere stabil omkring de 50.000 m<sup>3</sup>. Af figuren ses det også, at produktionen af koldt vand er mindre henover sommerperioden. Dette skyldes at varmen primært produceres på elvarmepumpen frem for fliskedlen. Produktionen af koldt vand følger altså til en vis grad varmeproduktionen fra fliskedlen, men da energyPRO har fuld indsigt i det fremtidige behov for koldt vand, kan modellen styre den interne varmepumpe optimalt.



**Figur 7:** Lagerstand af varmetanken fordelt på de tre temperaturniveauer 20 °C, 40 °C og 80 °C for både 2020 og 2039.

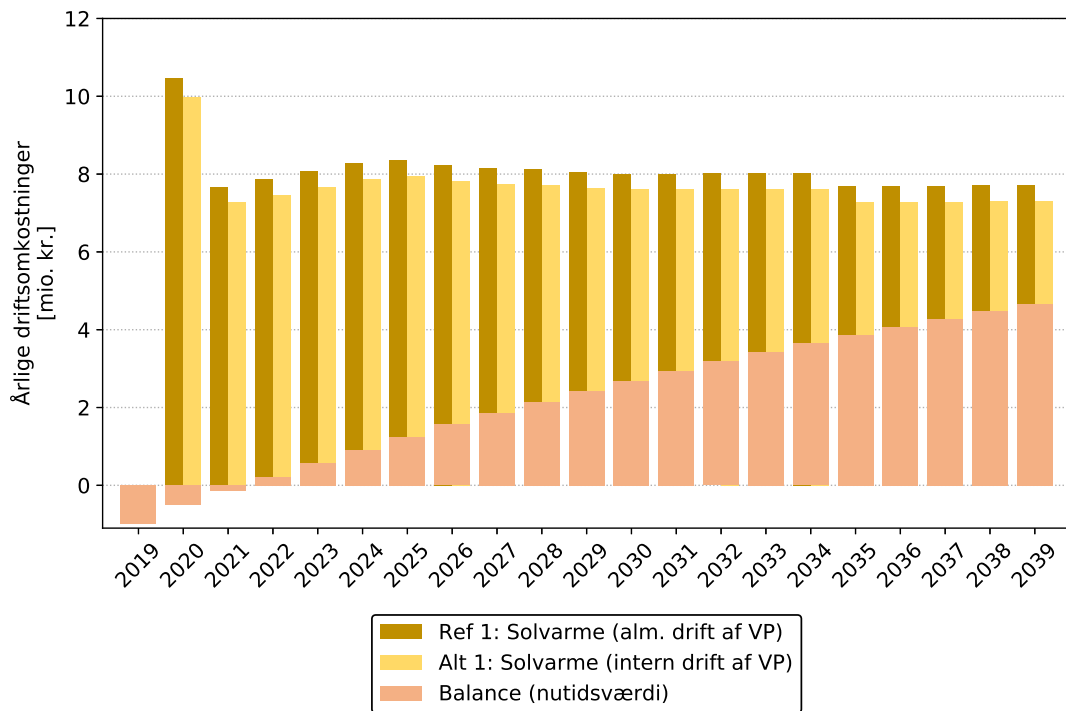
Beregningerne i energyPRO viser altså, at det kan betale sig at drifte varmepumpen internt, for at muliggøre ekstra røggaskøling og dermed effektivisere fliskedlen. Dette er på bekostning af varmeproduktion på elvarmepumpen. Der kommer ikke flere nye driftstimer på varmepumpen når den drives internt. Driftstimer der ellers ville have været baseret på udeluft erstattes med intern drift når det kan svare sig. Det kan fx være ved lave udetemperaturer eller når energyPRO modellen kan se et behov i fremtiden for koldt vand, der i sidste ende kan resultere i lavere driftsomkostninger.



## 3.2 Solvarme

Figur 8 viser årlige driftsomkostninger for de to scenarier med et solvarmeanlæg. Det ses, at de årlige driftsomkostninger for fjernvarmeværket ligger tæt på 8 mio. kr. gennem hele beregningsperioden, med undtagelse af det første driftsår. Dette skyldes, som i flisscenariet, en højere elvarmeafgift i 2020.

Balancen af investeringsudgiften på 1 mio. kr. kan også ses på figuren. Gennem beregningsperioden er der en årlig besparelse ved intern drift af elvarmepumpen på 190.000 kr.-490.000 kr. Investeringen er tjent hjem efter 3 år. Den totale besparelse over perioden er 5,7 mio. kr., hvilket betyder der er en samlet fortjeneste for investeringen i intern drift på 4,7 mio. kr. efter 20 år.

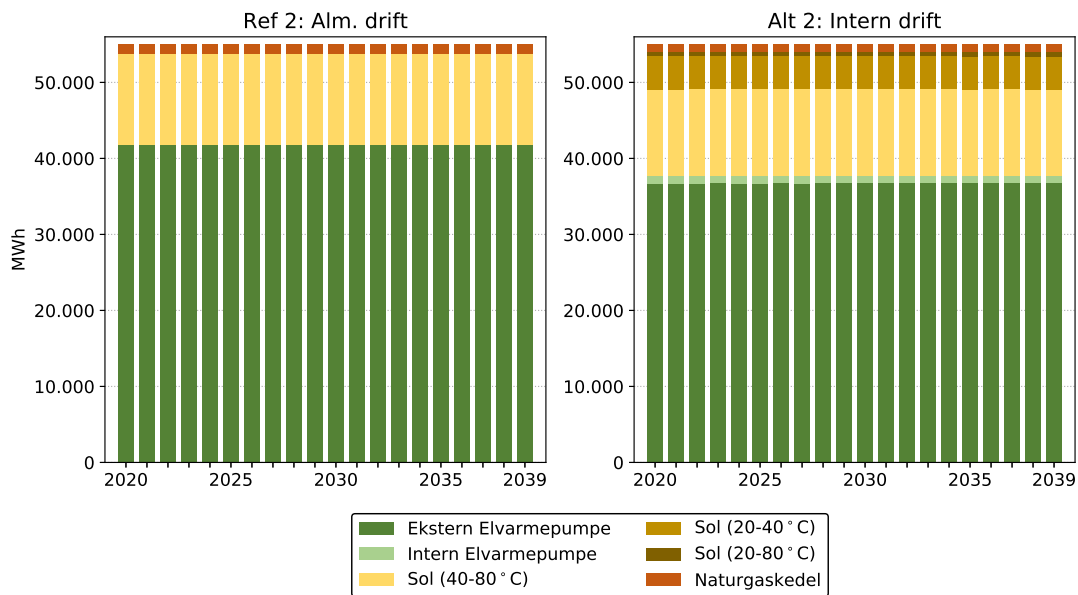


**Figur 8:** Årlige driftsomkostninger for solvarmescenariet ved referencen og alternativet.

For referencen fås en gennemsnitlig varmeproduktionspris over perioden på 296,6 kr./MWh mens den for drift med intern varmepumpe bliver 289,4 kr./MWh. Altså en besparelse på 6,2 kr./MWh set over hele perioden. Omregnet til en varmepris hos forbrugeren fås en årlig besparelse ved investering i den ekstra vekslerkreds fra lagertanken til solvarmeanlægget på 160 kr./år.

Figur 9 viser den årlige varmeproduktion fordelt på anlæggene på fjernvarmeværket. For referencen ses det, at varmeproduktionen fordeler sig identisk på anlæggene over de 20 år. Det skyldes, at varmeproduktionen fra solvarmeanlægget er baseret på profiler for solindstråling og udetemperatur, der gentages i alle beregningsårene. Elvarmepumpen producerer så meget som muligt, men kan ikke dække hele varmebehovet i de koldeste timer, hvor der heller ikke er solproduktion, hvilket betyder at gaskedlen driftes. Selvom elprisen ændrer sig over beregningsperioden, har det ikke betydning for varmeproduktionen fra anlæggene, da der

ikke er nogen fleksibilitet mellem varmeproduktionsenhederne. Solvarmeanlægget producerer så meget som muligt og leverer op mod 20 MW om sommeren.



**Figur 9:** Varmeproduktion fra elvarmepumpen, solvarmeanlægget og naturgaskedlen over hele beregningsperioden på 20 år for henholdsvis almindelig drift og intern drift.

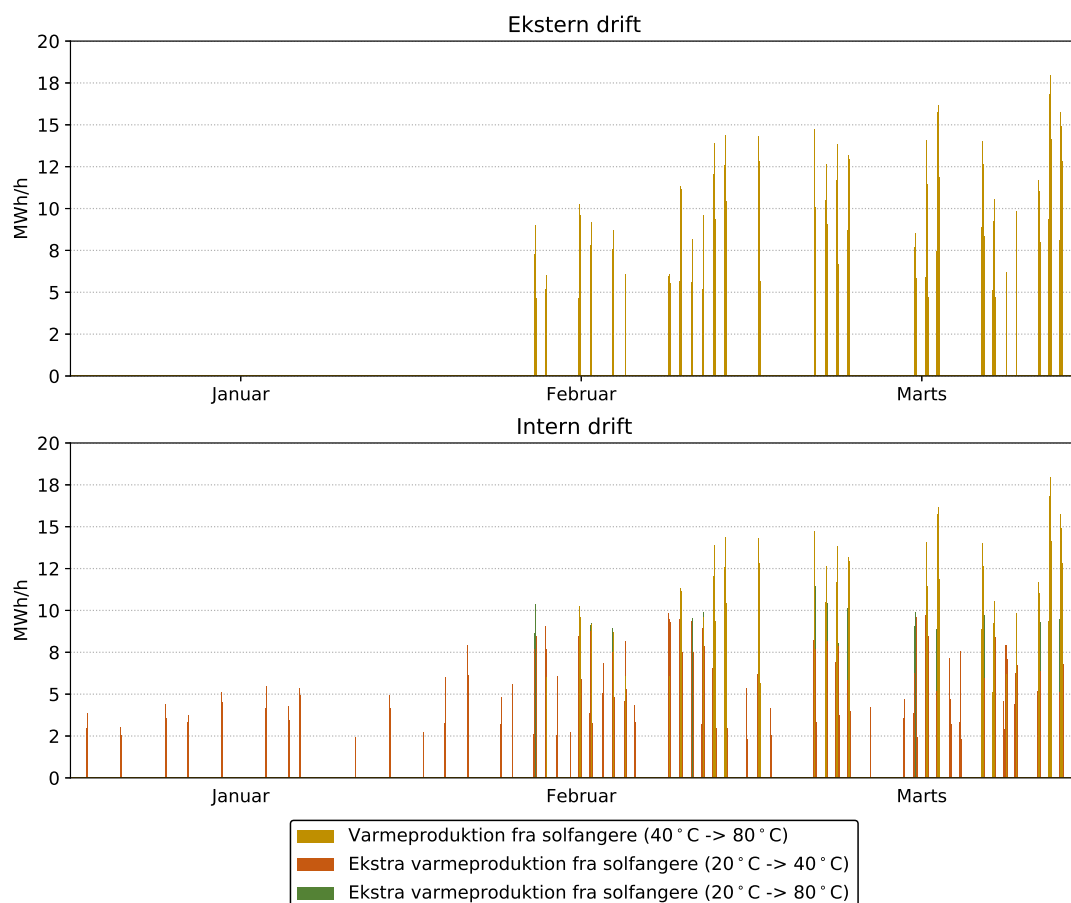
For drift af varmepumpen med udeluft fordeles varmeproduktionen over den 20-årige periode således, at varmepumpen i gennemsnit bidrager med 76 %, solvarmeanlægget leverer 22 % mens gaskedlen leverer de sidste 2 %.

Ved intern drift af varmepumpen, har solvarmeanlægget tre mulige temperaturintervaller hvor der kan produceres varme. Udsving henover den 20-årige periode er meget små og der er altså stort set ingen forskel på hvordan varmeproduktionen fordeles mellem årene. Den interne varmepumpe har omkring 330 fuldlasttimer om året, hvilket producerer nok koldt vand til at solvarmeanlægget samlet yder ca. 30 % af varmeproduktionen - en øget varmeproduktion på 36 % i forhold til referencen. Det betyder samtidig, at elvarmepumpen ved intern drift leverer 8 pct.-point mindre af varmeproduktionen i forhold til referencen.

Det kræver mindre solenergi at opvarme fjernvarmevandet fra 20 °C til 40 °C end fra 20 °C til 80 °C. Det betyder, at varmeproduktion fra 20 °C til 40 °C kan ske på flere tidspunkter af året. Anlægget har et minimumsflow som skal være opfyldt før varmeproduktionen starter (se Bilag A.5 “Solfangeranlæg”). Det betyder, at vandet ikke må løbe for langsomt i solvarmeanlægget. Punktet for hvornår varmeproduktionen kan starte ligger lavere når temperaturen kun skal løftes fra 20 °C til 40 °C. Samtidig skal det bemærkes, at den interne varmepumpe både producerer koldt og varmt vand. Man får altså både adgang til temperaturløftet i solvarmeanlægget og en produktion af varmt vand i lagertanken, når varmepumpen driftes internt.

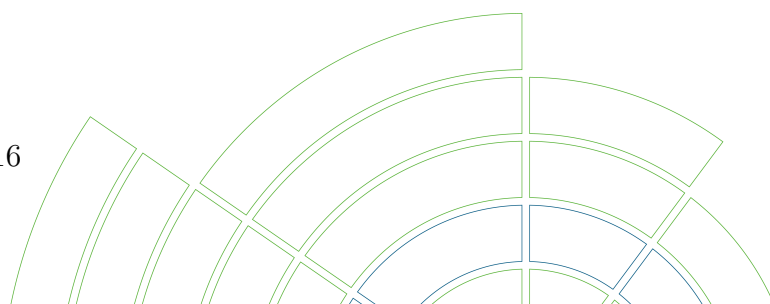
I referencen har solvarmeanlægget 1135 driftstimer, hvor der med intern drift af varmepumpen er 2021 driftstimer på solvarmeanlægget. Figur 10 viser den faktiske

varmeproduktion fra solvarmeanlægget for januar, februar og marts. Her ses det, at varmeproduktionen ved ekstern drift fra solvarmeanlægget først begynder i februar. Det kolde vand fra den interne varmepumpe muliggør en ekstra produktion i årets koldeste og solfattigste måneder. Samtidig kan varmeproduktionen forlænges inden for døgnet, da der kan produceres både tidligere og senere på dagen i forhold til referencen.

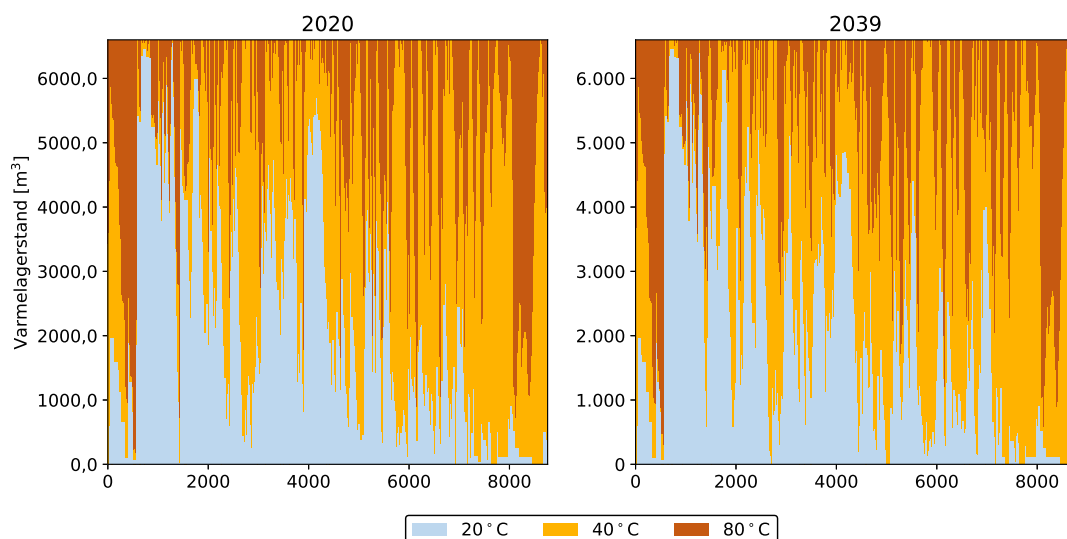


**Figur 10:** Faktisk varmeproduktion fra solvarmeanlægget i januar og februar.

Figur 11 viser lagerstanden i akkutanken fordelt på de tre temperaturniveauer for henholdsvis 2020 og 2039. For én fuldlasttime med intern drift af varmepumpen produceres  $595 \text{ m}^3/\text{h}$  koldt vand. Den interne varmepumpe har i 2020 ca. 330 fuldlasttimer, hvilket betyder, at der produceres  $198.000 \text{ m}^3$  koldt vand. Til sammenligning produceres der i 2039 ca.  $195.000 \text{ m}^3$  koldt vand og der er altså ikke den store forskel mellem årene. Den lavere produktion af koldt vand mod årets slutning skyldes, at energyPRO-simuleringerne stopper ved årets slutning. Der tages altså ikke højde for, at produktionen af koldt vand kan bruges i det følgende år.







**Figur 11:** Lagertstand af varmetanken fordelt på de tre temperaturniveauer 20 °C, 40 °C og 80 °C for både 2020 og 2039.

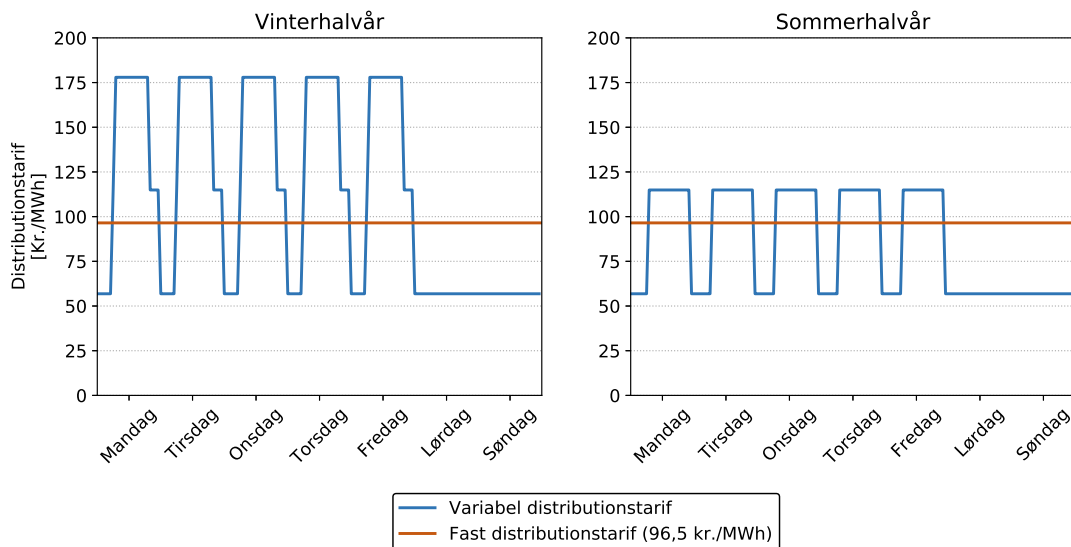
Beregningerne i energyPRO viser, at der er en årlig besparelse på 160 kr./år for varmekunderne, hvis fjernvarmeværket investerer i den ekstra vekslerkreds der muliggør køling af bundlaget i varmetanken. Driftsbesparelserne hentes primært fra den reducerede drift af elvarmepumpen, som erstattes med varmeproduktion fra solvarmeanlægget. Solvarmeanlægget har stor fordel af det kolde vand fra intern drift af varmepumpen. Antallet af driftstimer bliver næsten fordoblet og varmeproduktionen øget med 36 %. Intern drift øger samspillet mellem varmepumpen og solvarmeanlægget, hvilket er med til at gøre investeringen attraktiv.

### 3.3 Flexibilitet gennem variable tariffer

Intern drift giver mulighed for at drive varmepumpen anderledes, da der både kan hentes varme fra udeluften og der kan køles på lagertanken. Følgende afsnit undersøger om der kan skabes fleksibilitet gennem variable distributionstariffer baseret på faktiske elnetstariffer (Radius, 2020). Figur 12 viser tariffingen i henholdsvis en vinter- og sommeruge.

De variable tariffer er justeret, således at middelværdien over hele året svarer til den faste distributionstarif på 96,5 kr./MWh der anvendes i grundscenariene (Dansk Energi, 2020). Fjernvarmeværket i denne analyse er tilsluttet som B-lav kunde ved et spændingsniveau på 400 V (Rambøl, Dansk Fjernvarme, 2019).

Tariffingen har tre intervaller: lavlast, højlast og spidslast. I lavlastperioden er nettatariffen billigst, mens den er dyrest i spidslastperioden. Vinterhalvåret gælder for perioden oktober til og med marts, mens sommerhalvåret gælder fra april til og med september. Der gælder primært, at der i vinterhalvåret er spidstlasttariffer fra kl. 7 til 20, mens der i sommerhalvåret er højlasttariffer fra kl. 7 til 23.



**Figur 12:** Variable distributionstariffer. For både vinterhalvår og sommerhalvår er vist distributionstariffer for en uge. I beregningerne er også medtaget lavlastperioder i helligdage.

I flisscenariet i år 2020 er der i alt 3744 driftstimer på ekstern drift af varmepumpen, hvoraf 64 % ligger i lavlastperioden, 20 % ligger i højlast perioden og 15 % ligger i spidslastperioden. I alternativscenariet med intern drift, fås stort set samme fordeling af driftstimerne på de tre tarifintervaller. Det samme er gældende for år 2039 i flisscenariet og er i øvrigt også gældende i solvarmescenariet.

Der opnås altså ikke ekstra fleksibilitet gennem intern drift af varmepumpen. Tilgængelig mistes der heller ikke umiddelbart fleksibilitet. Intern drift af varmepumpen kan håndtere fleksibilitet fra varierende distributionstariffer, men der opnås ikke nogen gevinst ved investering i interne driftsmuligheder.

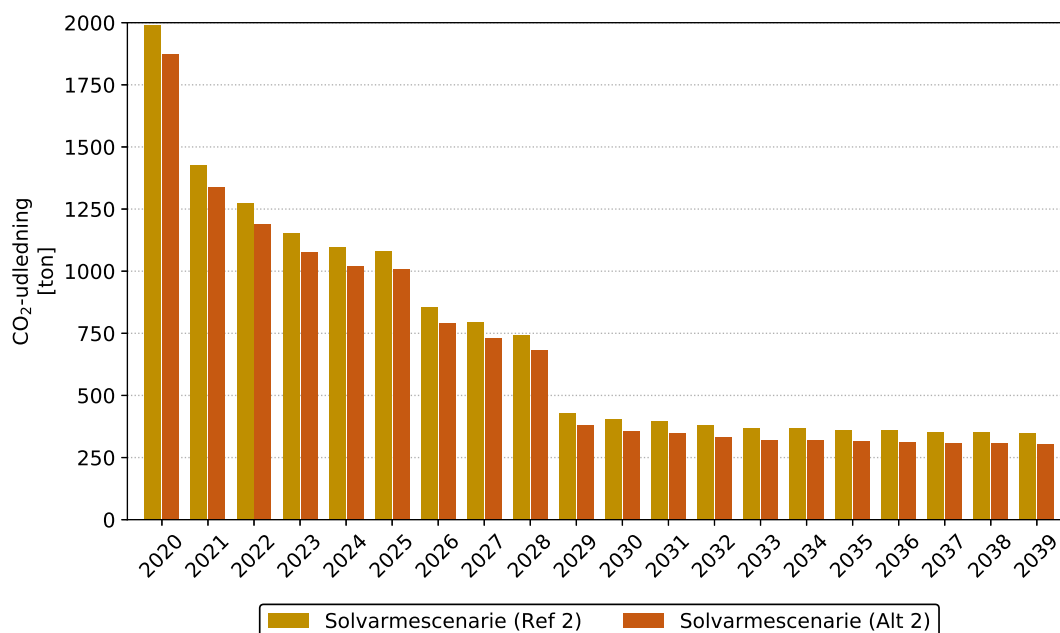
Rent økonomisk opnås i flisscenariet en besparelse på 0,2 % og 0,3 % for henholdsvis ekstern og intern drift, mens det for solscenariet bliver 0,3 % dyrere at drifte med variable tariffer med både ekstern og intern drift. Det skyldes, at der ikke er noget godt alternativ til varmeproduktionen fra elvarmepumpen. Det eneste alternativ er gaskedlen, som stadig er dyrere at drifte. Varmepumpen skal producere varme når solvarmeanlægget ikke gør det, og den varmeproduktion rammer i nogle timer, hvor tariffingen i gennemsnit bliver dyrere. Større fleksibilitet i solvarmescenariet ville kræve en større varmepumpe, men her opstår en risiko for overdimensionering.

De variable tariffer har en effekt på driften i forhold til grundscenariet, hvor tariffen er konstant henover året. For grundscenariet med fliskedlen i år 2020, hvor tariffen er fast, er der i alt 3516 driftstimer på varmepumpen. Af disse ligger 52 % i lavlastperioden, 24 % i højlast perioden og 23 % i spidslastperioden. Det opnås altså både flere driftstimer på varmepumpen og færre driftstimer i høj- og spidslastperioderne ved variable tariffer. Den interne drift har dog ikke ekstra betydning for fleksibiliteten.

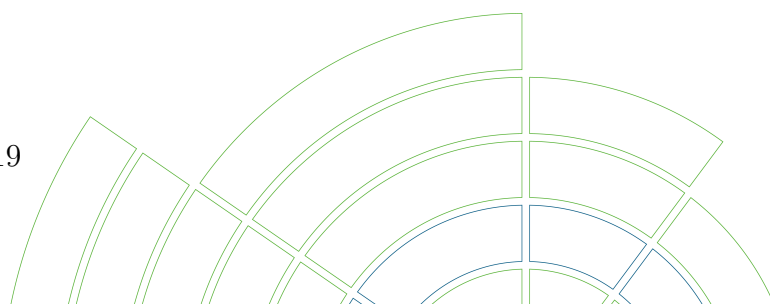
### 3.4 CO<sub>2</sub>-belastning i solvarmescenariet

I solvarmescenariet fortrænges varmeproduktion på elvarmepumpen med CO<sub>2</sub>-neutral solvarme. Samtidig er der en lille reduktion i naturgasforbruget til naturgaskedlen. El- og naturgasforbruget reduceres med betydning for fjernvarmeværkets samlede CO<sub>2</sub>-udledning. Der er altså, ud over de rent økonomiske gevinster og besparelser for fjernvarmeværket, også en ændring i CO<sub>2</sub>-udledningen, når varmepumpen driftes internt. Emissionskoefficienter for elforbrug og ledningsgas kan ses i Bilag A.3 “CO<sub>2</sub>-emissionskoefficienter”.

Ved at anvende de årlige emissionskoefficienter for elforbrug og ledningsgas kan de årlige CO<sub>2</sub>-udledninger fra grundscenarierne med solvarmeanlægget beregnes. Til dette anvendes også el- og naturgasforbruget for de enkelte år. Figur 13 viser CO<sub>2</sub>-udledning for de to grundscenarier med solvarmeanlæg henover alle 20 år. Over hele perioden fås en total CO<sub>2</sub>-besparelse ved intern drift på 1227 ton. Dette svarer til den årlige CO<sub>2</sub>-udledning for 140 danskere (Danmarks Statistik, 2020).



**Figur 13:** CO<sub>2</sub>-udledning over den 20-årige periode fra elforbrug til varmepumpen og naturgas.

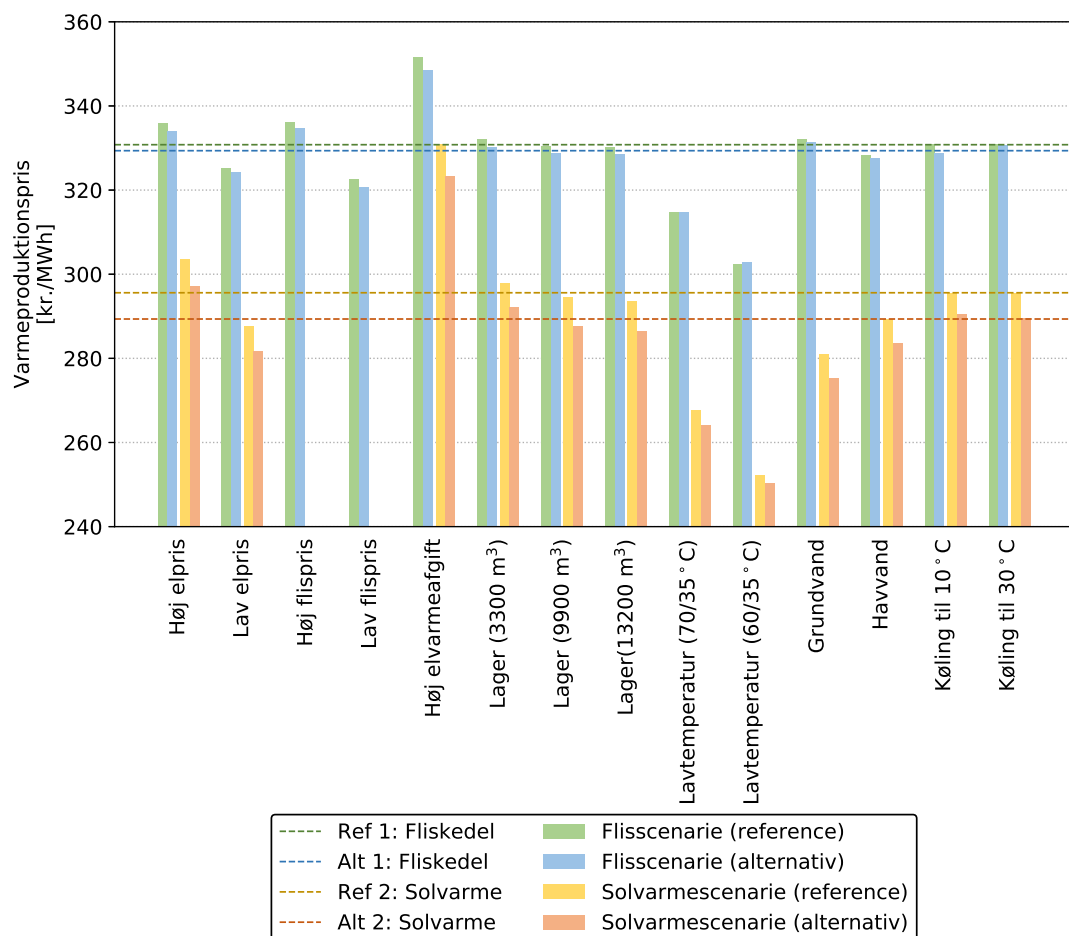


### 3.5 Følsomhedsanalyser af scenarierne

Dette afsnit undersøger forskellige følsomhedsanalyser med udgangspunkt i de fire grundscenarier. Der undersøges overordnet følgende:

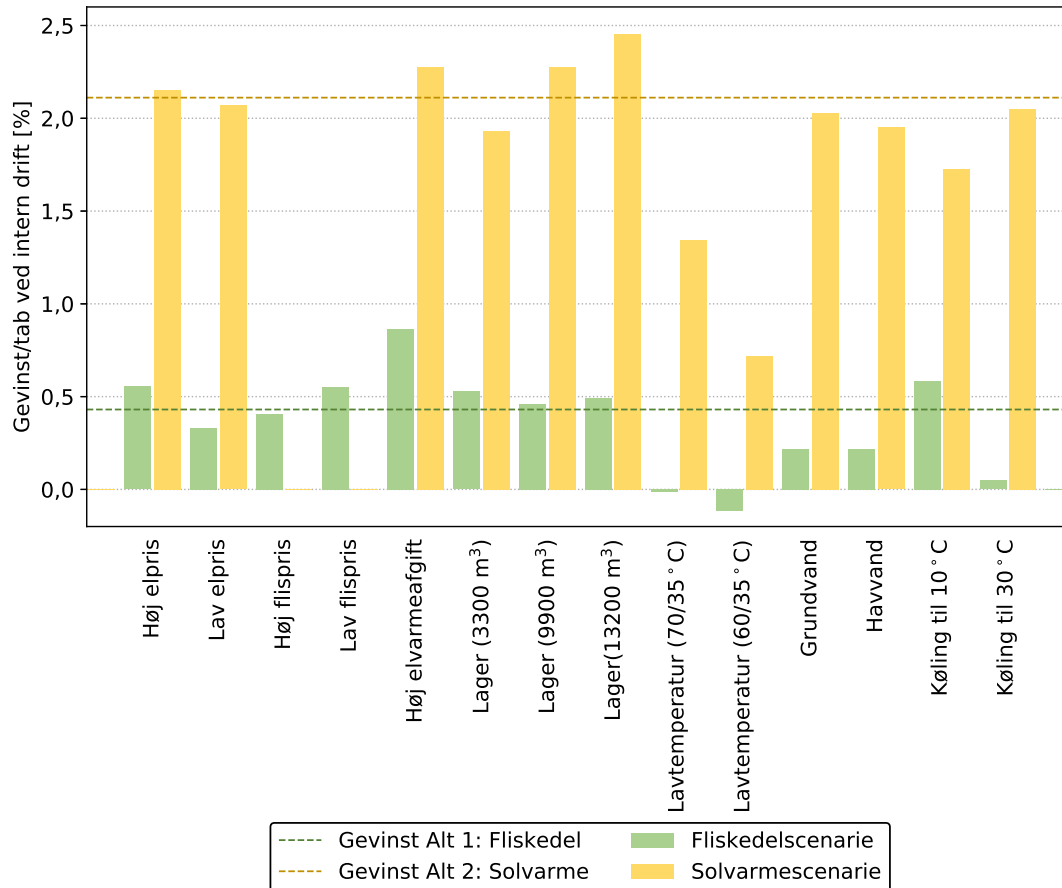
- Variation af elprisen (høj og lav).
- Variation af flisprisen (høj og lav).
- Ingen reduktion af elvarmeafgiften.
- Betydning af lagerstørrelse.
- Lavtemperatur fjernvarme.
- Varmekilde til elvarmepumpen.
- Køling af bundlaget til andre temperaturer.

Figur 14 viser varmeproduktionspriser for alle følsomhedsanalyserne. På figuren sammenlignes følsomhedsscenarioerne med de fire grundscenarier.



Figur 14: Varmeproduktionspriser ved følsomhedsanalyserne sammenlignet med de fire grundscenarier.

Figur 15 viser den procentuelle gevinst eller tab ved intern drift for de forskellige følsomhedsanalyser, hvilket sammenlignes med gevinsten ved intern drift i grundscenarierne. Følgende afsnit gennemgår de enkelte følsomhedsanalyser mere detaljeret.



**Figur 15:** Gevinst ved følsomhedsanalyserne sammenlignet med gevinsten fra grundscenarierne.

### 3.5.1 Variation af elprisen

Elprisen har stor betydning for driftsomkostningerne til varmepumpen. I referencen for fliskedlen og solvarmeanlægget udgør omkostning til køb af el i gennemsnit over den 20-årige periode henholdsvis 29 % og 53 %. Denne følsomhedsanalyse undersøger både en høj og en lav udvikling i elprisen på +/-10 % for alle 20 år. Det betyder, at der i energyPRO anvendes en faktor på henholdsvis 0,9 og 1,1 som multipliceres med timeværdierne for elprisen.

Af Figur 14 ses det, at en høj elpris giver en højere varmeproduktionspris og en lav elpris giver omvendt en lavere. For flis-scenariet kommer der altså flere driftstimer på fliskedlen når elprisen stiger og omvendt. Varmeproduktionsprisen stiger og falder med henholdsvis 1,4 % og -1,6 % for flis-scenariet ved intern drift. Solscenariet har ikke samme fleksibilitet i forhold til hvilke enheder der skal produceres på, så varmeproduktionen fra enhederne er uændret. Varmeproduktionsprisen stiger og falder med 2,7 % for solscenariet ved intern drift.

Elprisen har betydning for de samlede driftsomkostninger til elvarmepumpen og en påvirkning vil kunne ses direkte på driftsresultaterne. Intern drift af varmepumpen giver højere gevinst ved højere elpriser og omvendt på grund af de stigende og faldende samlede omkostninger.

### 3.5.2 Variation af flisprisen

Fremtidige flispriser svinger baseret på efterspørgslen på biomasse. Bæredygtig biomasse er i dag en betydelig brændselsressource for danske fjernvarmeverker, men udsving i fremtidige flispriser kan have betydning for økonomien og driften på fjernvarmeverket. Denne følsomhedsanalyse undersøger både en høj og lav udvikling i flisprisen som repræsenterer henholdsvis en lav og stor efterspørgsel i markedet. Der regnes med en udvikling i flisprisen frem mod 2039 på +/-18,7%, se Figur 19 i Bilag A.2.

Helt generelt kan det siges, at en højere flispris giver færre driftstimer på fliskedlen, hvilket giver en mindre besparelse på investeringen. Omvendt giver en lavere flispris flere driftstimer på fliskedlen og altså en større besparelse. Dette afspejles ligeledes i driftstimerne på varmepumpen, blot med omvendt fortegn.

Hvor meget intern drift anvendes er følgelig afhængig af udviklingen i flisprisen og der er en højere gevinst ved intern drift hvis flisprisen er lav.

### 3.5.3 Ingen reduktion af elvarmeafgiften

Elvarmeafgiften reduceres som følge af Klimaaftale for energi og industri mv. 2020 af 22. juni 2020 til 4 kr./MWh fra 2021 og frem ([Finansministeriet, 2020](#)). Den lave afgift på 4 kr./MWh anvendes derfor som udgangspunkt i analysen for 2021 og frem. Denne følsomhedsanalyse undersøger konsekvenserne for fjernvarmeverket, hvis elvarmeafgiften ikke reduceres som planlagt.

For flisscenariet stiger omkostningerne med 5,8% ved intern drift mens omkostninger i solvarmescenariet stiger med 11,7%. Antallet af driftstimer er i begge scenarier uændret, men omkostningerne til driften stiger. Ændringen i elvarmeafgift er ikke stor nok til at ændre driftsmønstrene ved intern drift, men har en væsentlig indflydelse på den samlede varmeproduktionspris.

### 3.5.4 Betydning af lagerstørrelse

I grundscenarierne har lageret en volumen på 6600 m<sup>3</sup>. Denne følsomhedsanalyse undersøger tre øvrige lagerstørrelser på 3300 m<sup>3</sup>, 9900 m<sup>3</sup> og 13.200 m<sup>3</sup>. Der medregnes ikke mer-investeringer for ekstra lagerkapacitet i forhold til udgangspunktet i grundscenarierne.

En halvering af lagerstørrelsen til 3300 m<sup>3</sup> øger de samlede driftsomkostninger. I flisscenariet flyttes driftstimer fra fliskedlen over på ekstern drift af elvarmepumpen og naturgaskedlen, som samlet har højere omkostninger. Det mindre lager mindsker fleksibiliteten på fjernvarmeverket. Intern drift af varmepumpen

resulterer stadig en lavere varmeproduktionspris, men fordelene er en smule større i forhold til referencen.

Driftsomkostningerne i solvarmescenariet stiger med 1,0 % i forhold til grundscenariet, hvilket skyldes, at der produceres og lagres ca. 2400 m<sup>3</sup> mindre koldt vand, der mindsker produktionen fra solvarmeanlægget. Denne manglende produktion skal i stedet produceres af elvarmepumpen ved ekstern drift. Intern drift af varmepumpen resulterer stadig en lavere varmeproduktionspris, men fordelene er en smule mindre i forhold til referencen.

Omvendt ses det, at en øget lagerkapacitet har en lille positiv effekt på den samlede økonomi på op mod 0,3 % i flisscenariet og 1,0 % i solvarmescenariet. For både flis- og solvarmescenariet er gevinsten ved intern drift større i grundscenariet. Intern drift af varmepumpen opnår altså større besparelser når lagerstørrelsen forøges, da muligheden for fleksibilitet øges.

Generelt kan det konkluderes, at intern drift giver mening for fjernvarmeværket uanset lagerstørrelsen. Idéen omkring udnyttelse af elvarmepumpen til køling af bundlaget er en robust investering, uanset om fjernvarmeværket har en lille eller stor akkumulatortank. Sæsonlagring i forbindelse med intern drift af varmepumpen er ikke undersøgt i denne analyse.

### 3.5.5 Lavtemperatur fjernvarme

I grundscenariet har fjernvarmesystemet en fremløbs- og returtemperatur på 80/40 °C. Her undersøges to øvrige temperatursæt for fjernvarmesystemet på 70/35 °C og 60/35 °C.

I flisscenariet falder varmeproduktionsprisen betydeligt sammenlignet med grundscenariet. Til gengæld er der et lille tab ved investering i en varmepumpe til intern drift - investeringen er altså en dårlig forretning for fjernvarmeværket, når fjernvarmeværket har lavtemperatur fjernvarme. Det skyldes, at virkningsgraden på den ekstra røggaskondensering falder fra 4,86 % til 3,22 % mens virkningsgraden på fliskedlen stiger tilsvarende fra 114,0 % til 115,8 %. For begge temperatursæt er returen 35 °C og den ekstra køling af returen i systemet på 5 °C, giver en bonus til fliskedlen, hvilket overfløddiggør investeringen i den interne varmepumpe. Når der trækkes energi ud af røggas, kan der hentes mindre og mindre jo lavere røggastemperaturen bliver, se Figur 21 i Bilag A.4 "Øget virkningsgrad ved ekstra røggaskondensering". Omkostningerne til at drive varmepumpen internt kan altså ikke modsvares af gevinsten ved den ekstra røggaskøling. I et fremtidigt scenarie, hvor fjernvarmen går mod lavere returtemperaturer, vil effektivisering gennem ekstra røggaskøling med en elvarmepumpe være mindre rentabelt.

I solscenariet er der stadig en gevinst ved intern drift af varmepumpen, omend gevinsten er mindre sammenlignet med grundscenariet. I solvarmeanlægget vil der kunne produceres mere varme ved en returtemperatur på 35 °C i stedet for 40 °C og gevinsten ved at køle lagertanken til 20 °C bliver mindre. Men der er



altså stadig en gevinst ved at bruge elvarmepumpen internt til køling af bundlaget, hvorved der kan hentes mere varme i solvarmeanlægget.

### 3.5.6 Varmekilde til elvarmepumpen

Her undersøges to alternative varmekilder til varmepumpen baseret på henholdsvis grundvand og havvand. SCOP ved grundvand er 3,19 mens den for havvand er 3,40, se Figur 16 i Bilag A.1. Til sammenligning af SCOP'en for udeluft 3,25.

Varmeproduktionsprisen i flisscenariet bliver 0,6% højere sammenlignet med grundscenariet med intern drift. Det skyldes, at SCOP'en på grundvand er en smule lavere end for udeluft. Tilgængæld der er betydeligt dårligere økonomi i at drive varmepumpen internt. Selvom der stadig er en lille gevinst ved intern drift, er den lavere end for grundscenariet. For havvand er der en mindre besparelse grundet den højere COP, men samme tendens for intern drift. At gevinsten ved intern drift bliver mindre skyldes, at både grundvand og havvand er mere stabile end udeluft. Der er altså få eller ingen perioder hvor COP-faktoren er lav, hvor den interne varmepumpe giver mest mening.

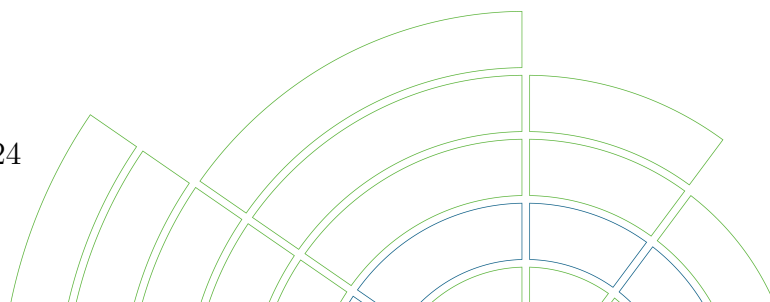
I solvarmescenariet ses samme mønster, men de stabile COP'er har mindre betydning for økonomien ved intern drift. Solvarmeanlægget producerer varme i timer, hvor der ellers ikke ville være blevet produceret varme, hvilket ikke afhænger af varmekilden på varmepumpen.

### 3.5.7 Køling af bundlaget til andre temperaturer

I grundscenarierne køles bundlaget til 20 °C. Denne følsomhedsanalyse undersøger køling af bundlaget til 10 °C og 30 °C.

I fliskedelscenariet er der en mindre besparelse på varmeproduktionsprisen på 0,2% sammenlignet med grundscenariet når bundlaget køles til 10 °C. Der er ligeledes en ekstra gevinst ved intern drift af varmepumpen. Køling til 10 °C giver en ekstra virkningsgrad i røggaskondensatoren på 6,28%. Ved køling til 30 °C fås en ekstra virkningsgrad på 2,90%, hvilket giver en højere varmeproduktionspris i forhold til grundscenariet, og gevinsten ved intern drift er minimal. Det skal endvidere understreges, at det ikke nødvendigvis er teknisk muligt at køle røggassen under 20 °C på grund af røgnedslag.

For solvarmescenariet er der hverken en besparelse sammenlignet med grundscenarierne eller en gevinst ved intern drift. Fjernvarmeværket drager ikke fordel af intern drift, hverken når kølingen er 10 °C eller 30 °C. Det lader altså til, at et optimum for køling til solvarmeanlægget ligger omkring 20 °C. Når der køles til 10 °C bliver COP'en for varmepumpen lavere og bruger altså mere strøm. Denne ekstra udgift kan altså ikke hentes hjem gennem den ekstra solvarmeproduktion. Omvendt er det gældende for køling til 30 °C, at kølingen ikke er lav nok, til at hente nok varmeproduktion fra solfangerne i forhold til elforbruget i ved intern drift af varmepumpe.





## 4 Konklusion

Analysen af interne varmekilder på et fjernvarmeværk viser, at de nye tilføjelser til planlægningsværktøjet energyPRO er i stand til at håndtere flere temperatur-niveauer og dermed mere detaljerede beregningsmodeller. Med udgangspunkt i to modeller af et fjernvarmeværk med henholdsvis en fliskedel og et solvarmeanlæg, er både ekstern og intern drift af en eldrevet varmepumpe simuleret.

I fliskedelscenariet udnyttes den interne varmepumpe til at køle varmelageret og derved producere 20 °C vand, der anvendes til at øge effektiviteten af fliskedlen gennem ekstra røggaskondensering. Her viser beregningsresultaterne, at intern drift giver en minimal økonomisk gevinst, idet forbrugerens varmepris kan reduceres med 40 kr./år. Der kommer ikke flere nye driftstimer på elvarmepumpen når den drives internt, men driftstimer der ellers ville have været baseret på udeluft erstattes med intern drift. Dette sker specielt i timer hvor COP-faktoren med ekstern drift er lav - det vil sige når udetemperaturen er lav. Gennem den ekstra røggaskondensering kan fliskedelanlægget øge virkningsgraden med 4,86 %, hvilket betyder, at der kan hentes mere varme på samme mængde træflis.

I solvarmescenariet udnyttes den interne varmepumpe ligeledes til køling af bundlaget i lagertanken til 20 °C, men her anvendes det kolde vand i et solvarmeanlæg. Solvarmeanlæggets varmeproduktion afhænger i høj grad af indgangs- og udgangstemperaturen på anlægget. Når disse reduceres, muliggøres varmeproduktion i flere af årets timer. Den økonomiske gevinst herved svarer til, at forbrugerens varmepris reduceres med 160 kr./år - altså en større gevinst sammenlignet med fliskedelscenariet. Gennem intern drift af varmepumpen kan solvarmeproduktionen øges med 36 % og antallet af driftstimer bliver næsten fordoblet. Intern drift giver følgelig et ekstra samspil mellem varmepumpen og solvarmeanlægget, hvilket gør investeringen i intern drift attraktiv.

Fleksibiliteten af scenarierne er undersøgt ved at indføre variable distributionstariffer i modellen. Det ses, at der ved at variere tariffen i tre niveauer ikke opnås ekstra fleksibilitet eller gevinst ved intern drift. Intern drift kan dog specielt i solvarmescenariet give et reduceret elforbrug i varmepumpen. Dette kan over en 20-årig periode føre til CO<sub>2</sub>-besparelse på 1227 ton, hvilket svarer til den årlige CO<sub>2</sub>-udledning for 140 danskere.

Følsomhedsanalyser viser, at intern drift med køling af lagertanken er en robust investering der giver mening i rigtig mange forskellige sammenhænge. Varierende el- og brændselspriser påvirker gevinsten ved investeringen, men er ikke ødelæggende for om intern drift giver mening. Ligeledes giver intern drift med køling af lagertanken gevinst uanset størrelsen på akkumuleringstanken.

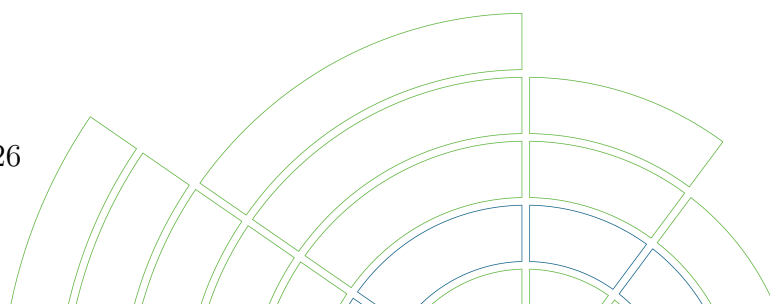
Intern drift af varmepumpen fortrækker en fluktuerende COP som fås ved udeluft. Hvis varmekilden er mere stabil, som fx grundvand eller havvand, opnås et dårligere driftsresultat med intern drift af varmepumpen. Når varmekilden stabil undgås de timer, hvor COP-faktoren er lav og intern drift kan tage over.

I grundscenarierne køles bundlaget til 20 °C, hvilket virker til at være tæt på optimalt i solvarmescenariet. Hvis bundlaget køles til 10 °C bliver strømforbruget i varmepumpen for højt til, at det kan modsvares af den ekstra drift i solfangerne og hvis bundlaget omvendt køles til 30 °C kan der ikke hentes nok ekstra energi fra solen. Som en del af projektforslag til solvarmeanlæg i fjernvarmen, bør intern drift overvejes, hvis der er en varmepumpe tilgængelig på værket. Der er uanset temperaturen på kølingen er der en gevinst ved at drifte varmepumpen internt i samspil med et solvarmeanlæg.

Intern drift er et tab for fjernvarmeværket, er hvis returtemperaturen reduceres fra 40 °C til 35 °C i flisscenariet. Her mindskes den ekstra effektivitet der kan hentes ud af røggaskondenseringen, hvilket gør intern drift til en dårlig investering. For solscenariet er der stadig en gevinst ved lavere fremløbs- og returtemperatur, omend gevinsten er en smule lavere end for grundscenariet.

EnergyPRO-modellerne har fuld indsigt i det fremtidige behov samt de fremtidige elpriser. Det betyder, at modellen agerer optimalt i forhold til at minimere driftsomkostningerne og det virker usandsynligt at et faktisk fjernvarmeværk vil kunne driftes på samme måde. Intern drift kræver stort overblik, da der er mange variable i spil, og det kan være svært at vurdere om man skal drifte internt eller ekstern i en given time.

Generelt kan det konkluderes, at intern drift af en elvarmepumpe er en robust investering der kan give en økonomisk besparelse og miljømæssig for fjernvarmeværket. Samtidig kan køling den interne varmekilde være med til at effektivisere de øvrige anlæg. Gevinsten afhænger meget af det konkrete fjernvarmeværk og hvordan varmeproduktionen er sammensat.



# Litteratur

Arcon Sunmark. Datablad: Solfanger HT-SolarBoost 35/10. URL <https://serv.spf.ch/spftesting/collectors/pdfs/scf1735en.pdf>.

Danmarks Statistik. Fakta om Danmarks udledning af drivhusgasser samt energiforbrug (opdateret), 2020. URL <https://www.dst.dk/da/Statistik/bagtal/2018/2018-12-06-fakta-om-danmarks-udledning-af-drivhusgasser-samt-energiforbrug>.

Dansk Energi. Elforsyningens nettariffer & priser - Pr. 1. januar 2019, 2020. URL [https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2020-03/Elforsyningens\\_nettariffer\\_og\\_priser\\_2019.pdf](https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2020-03/Elforsyningens_nettariffer_og_priser_2019.pdf).

Dansk Fjernvarme. Beregningsforudsætninger, 2020.

DFP. Idriftsatte og kommende varmepumper, 2020. URL <https://www.dfp.dk/Nyheder.17.aspx?recordid17=60>.

DGC. 746-94 - udnyttelse af interne varmekilder (notat om ekstra røggaskondensering), 2020.

DMI. Frie Data - Observationsdata, 2020. URL <https://www.dmi.dk/friedata/observationer/>.

Energinet. Analyseforudsætninger til Energinet 2020 (AF20) - Data-sæt med elpriser på timeniveau (Opdateret d. 14.10.2020), 2020. URL <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.

Energinet.dk. Tariffer og gebyrer, 2020. URL <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Tariffer>.

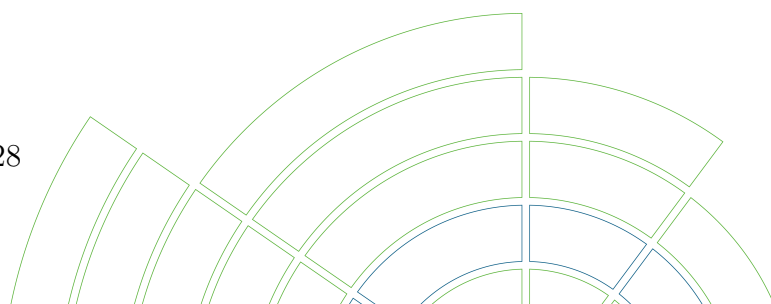
Energistyrelsen. Samfundsøkonomiske analysemetoder, 2020a. URL <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsøkonomiske-analysemetoder>.

Energistyrelsen. Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme, 2020b. URL <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>.

Finansministeriet. Klimaaftale for energi og industri mv. 2020, 2020. URL <https://fm.dk/media/18085/klimaaftale-for-energi-og-industri-mv-2020.pdf>.

Grøn Energi. Energiforsyning 2030, 2016. URL <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/161910-2k30>.

- Grøn Energi. Investering i elvarmepumpe og biomassekedel, 2018. URL <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/211118-investeringsanalyse-del-1>.
- Grøn Energi. Investeringsanalyse, 2019. URL <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/090119-investeringsanalyse-del-2>.
- Grøn Energi. Beregningsforudsætninger, erfaringstal fra branchen, 2020.
- Grøn Energi m.fl. Inspirationskatalog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet, 2017. URL <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/projekter/drejbog-om-store-varmepumper-2017>.
- Phyllis.nl. Database for the physico-chemical composition of (treated) lignocellulosic biomass, micro- and macroalgae, various feedstocks for biogas production and biochar, 2020. URL <https://phyllis.nl/Biomass/View/55>.
- Radius. Nettetariffer, netabonnement og tidsopdeling - Gældende fra den 1. november 2020, 2020. URL [https://radiuselnet.dk/wp-content/uploads/El\\_Nettetariffer\\_netabonnement\\_og\\_tidsopdeling.pdf](https://radiuselnet.dk/wp-content/uploads/El_Nettetariffer_netabonnement_og_tidsopdeling.pdf).
- Rambøl, Dansk Fjernvarme. Store varmepumper i fjernvarmen - Driftserfaringer, 2019. URL <https://www.danskfjernvarme.dk/viden/f-u-konto-subsection/rapporter/2018-03-erfaringer-med-store-varmepumper-i-fjernvarmen>.
- Skatteministeriet. Afgiftssatser i CO2-afgiftsloven, 2020a. URL <https://skat.dk/skat.aspx?oid=2060519&chk=216985>.
- Skatteministeriet. Afgiftssatser i elafgiftsloven, 2020b. URL <https://www.skat.dk/skat.aspx?oID=2061620&chk=216985>.
- Skatteministeriet. Afgiftssatser i gasafgiftsloven, 2020c. URL <https://skat.dk/skat.aspx?oid=2061637&chk=216985>.
- Skatteministeriet. Afgiftssatser i kvælstofafgiftsloven (NOx), 2020d. URL <https://skat.dk/skat.aspx?oID=1946602&chk=216985>.



# A Beregningsforudsætninger

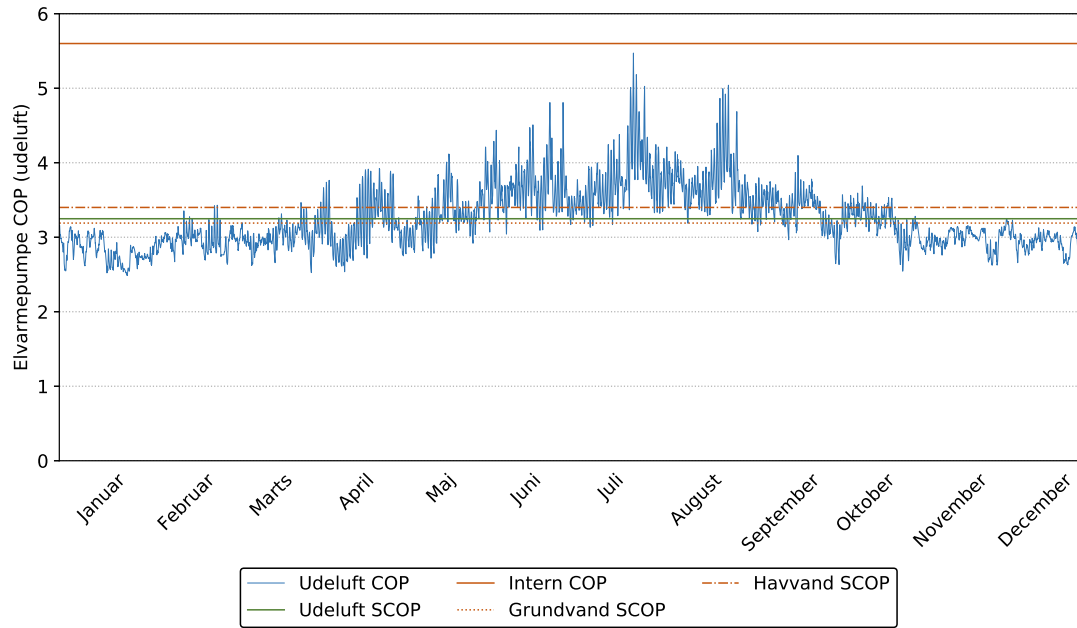
## A.1 Fjernvarmeværket

Tabel 2 viser generelle beregningsforudsætninger for beregninger i energyPRO og beregninger af varmeproduktionspriser for fjernvarmeværket anvendt i analysen.

|  |           | Enhed                  | Kilde                    |
|--|-----------|------------------------|--------------------------|
| <b>Gaskedel</b>                              |           |                        |                          |
| Varmekapacitet                               | 18,6      | MW                     | (Grøn Energi, 2020)      |
| Virkningsgrad                                | 95,2      | %                      | (Grøn Energi, 2020)      |
| Variabel D&V                                 | 5,0       | kr./MWh <sub>v</sub>   | (Grøn Energi, 2020)      |
| Fast D&V                                     | 15.000    | kr./MW/år              | (Energistyrelsen, 2020b) |
| <b>Elvarmepumpe (udeluft)</b>                |           |                        |                          |
| Elkapacitet                                  | 1,5 / 3,0 | MW                     | (Grøn Energi, 2020)      |
| SCOP (se Figur 16)                           | 3,25      |                        | (Grøn Energi, 2020)      |
| Variable D&V                                 | 10        | kr./MWh <sub>e</sub>   | (Dansk Fjernvarme, 2020) |
| Fast D&V                                     | 15.000    | kr./MW/år              | (Energistyrelsen, 2020b) |
| Investering til intern drift (se afsnit 2.4) | 0,5 - 1,0 | mio. kr.               | (Grøn Energi, 2020)      |
| <b>Fliskedel</b>                             |           |                        |                          |
| Varmekapacitet                               | 5,7       | MW                     | (Grøn Energi, 2020)      |
| Virkningsgrad                                | 114       | %                      | (Energistyrelsen, 2020b) |
| Variable D&V                                 | 25        | kr./MWh <sub>v</sub>   | (Grøn Energi, 2020)      |
| Fast D&V                                     | 77.000    | kr./MW/år              | (Grøn Energi, 2020)      |
| <b>Solvarme</b>                              |           |                        |                          |
| Areal på solfangere                          | 30.000    | m <sup>2</sup>         | (Grøn Energi, 2020)      |
| Variable D&V                                 | 2,5       | kr./MWh <sub>v</sub>   | (Grøn Energi, 2016)      |
| Fast D&V                                     | 4,3       | kr./m <sup>2</sup> /år | (Grøn Energi, 2020)      |
| <b>Fjernvarmesystemet</b>                    |           |                        |                          |
| Varmebehov ab værkt                          | 55.000    | MWh/år                 | (Grøn Energi, 2020)      |
| Ledningstab                                  | 15        | %                      | (Grøn Energi, 2020)      |
| Fremløbstemperatur                           | 80        | °C                     | (Grøn Energi, 2020)      |
| Returtemperatur                              | 40        | °C                     | (Grøn Energi, 2020)      |
| Rumfang af varmelager (ståltank)             | 6600      | m <sup>3</sup>         | (Grøn Energi, 2020)      |
| Administrationsomkostninger                  | 35        | kr./MWh                | (Grøn Energi, 2020)      |
| Distributionsomkostninger                    | 60        | kr./MWh                | (Grøn Energi, 2020)      |
| Vedligehold og måler                         | 940       | kr./år                 | (Grøn Energi, 2020)      |

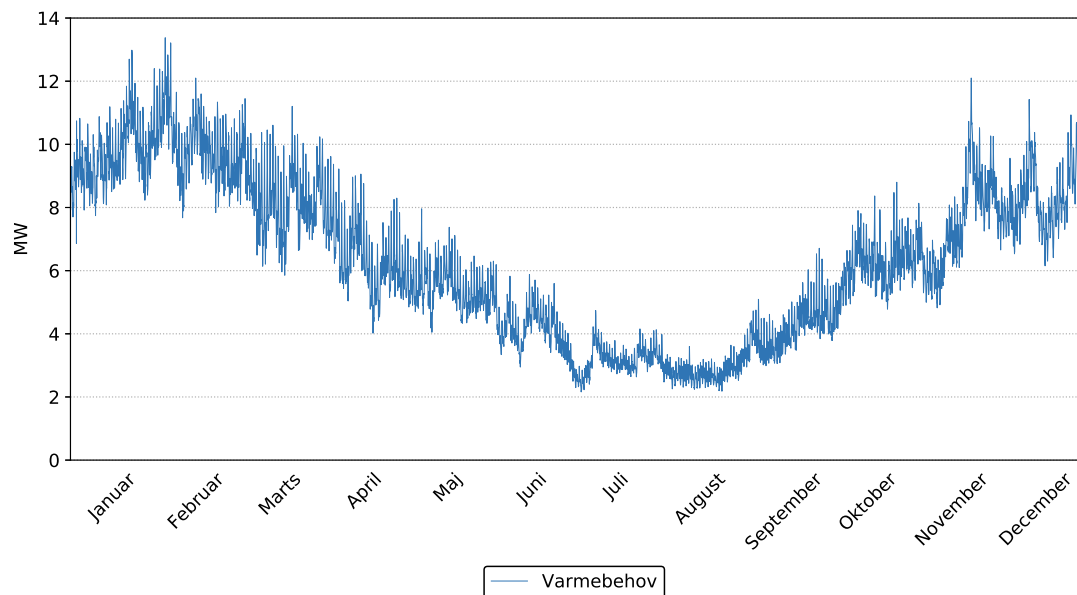
**Tabel 2:** Generelle beregningsforudsætninger for beregninger i energyPRO og beregninger af varmeproduktionspriser.

Figur 16 viser COP og SCOP på den elvarmepumpe der simuleres i analysen. Herudover viser figuren også COP-faktoren ved intern drift af varmepumpen på 5,6. COP varierer fra ca. 2,5 om vinteren til 5,5 om sommeren. Den gennemsnitlige COP over året (SCOP) er ca. 3,25. COP'en beregnes ud fra varierende timeværdier på udeluft baseret på en Lorentz-COP med en virkningsgrad på 50 %. Udetemperaturen er hentet fra ERA5-data i energyPRO ved 56.07N 9.12Ø (Kølkær, Midtjylland) for 2019. Herudover viser figuren SCOP for havvand og grundvand (DMI, 2020; Grøn Energi m.fl., 2017). COP af havvand er baseret på vandtemperaturmålinger fra Århus Havn for 2019 mens der anvendes en fast grundvandstemperatur på 9 °C.

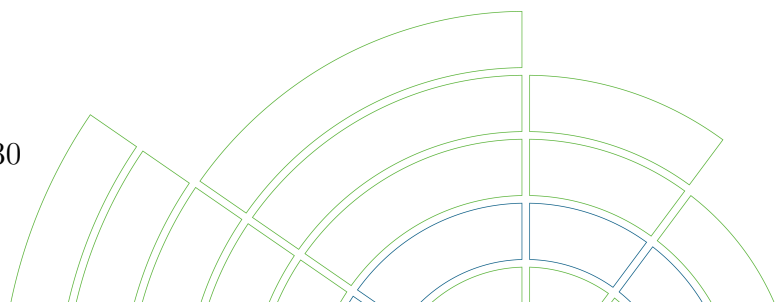


**Figur 16:** COP og SCOP for elvarmepumpen baseret på udeluft. Profilen er baseret på en temperatursprofil for 2019.

Figur 17 viser hvordan varmebehovet fordeles henover året. Der tages udgangspunkt i en anonymiseret varmebehovsprofil som er tilpasset 2019 ved hjælp af graddageskorrektion ([Grøn Energi, 2020](#)). Denne gentages for alle beregningsårene. Det årlige varmebehov af værk er 55.000 MWh og maksbelastningen er 13,38 MW.



**Figur 17:** Fjernvarmeværkets varmebehovsprofil.



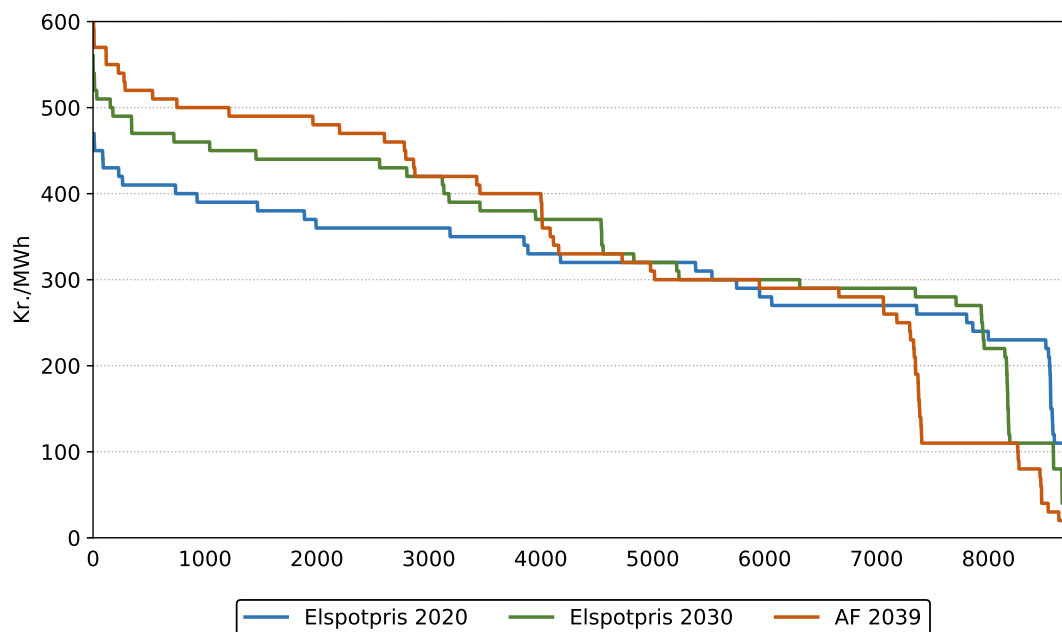
Tabel 3 viser øvrige forudsætninger. Omkostninger, afgifter og tariffer fastholdes i hele beregningsperioden (med undtagelse af elvarmeafgiften).

|   | Enhed                    | Kilde                      |
|---|--------------------------|----------------------------|
| <b>Afgifter og tariffer, 2020-sats</b>  |                          |                            |
| Energiafgift (gaskedel)                 | 47,3 kr./GJ              | (Skatteministeriet, 2020c) |
| CO <sub>2</sub> -afgift (gaskedel)      | 14,1 kr./GJ              | (Skatteministeriet, 2020a) |
| NO <sub>x</sub> -afgift (gaskedel)      | 0,008 kr./m <sup>3</sup> | (Skatteministeriet, 2020d) |
| NO <sub>x</sub> -afgift (fliskedel)     | 1,8 kr./MWh              | (Skatteministeriet, 2020d) |
| Methan-afgift (motor)                   | 0,067 kr./m <sup>3</sup> | (Skatteministeriet, 2020a) |
| NO <sub>x</sub> -afgift (fliskedel)     | 1,8 kr./MWh              | (Skatteministeriet, 2020d) |
| Elvarmeafgift <sup>1</sup>              | 201 / 4 kr./MWh          | (Skatteministeriet, 2020b) |
| Systemtarif                             | 44,0 kr./MWh             | (Energinet.dk, 2020)       |
| Transmissionsnettarif                   | 53,0 kr./MWh             | (Energinet.dk, 2020)       |
| Distributionstarif (B-lav, Vestdanmark) | 96,5 kr./MWh             | (Dansk Energi, 2020)       |
| Balancetarif for forbrug                | 1,87 kr./MWh             | (Energinet.dk, 2020)       |

**Tabel 3:** Forudsætninger for afgifter, tariffer og fjernvarmesystemet.

## A.2 El- og brændselspriser

Beregningerne i energyPRO tager udgangspunkt i følgende el- og brændselspriser. Figur 18 viser timeværdier for elprisen i Vestdanmark (DK1) i 2020, 2030 og 2039 sorteret fra største til mindste værdier.



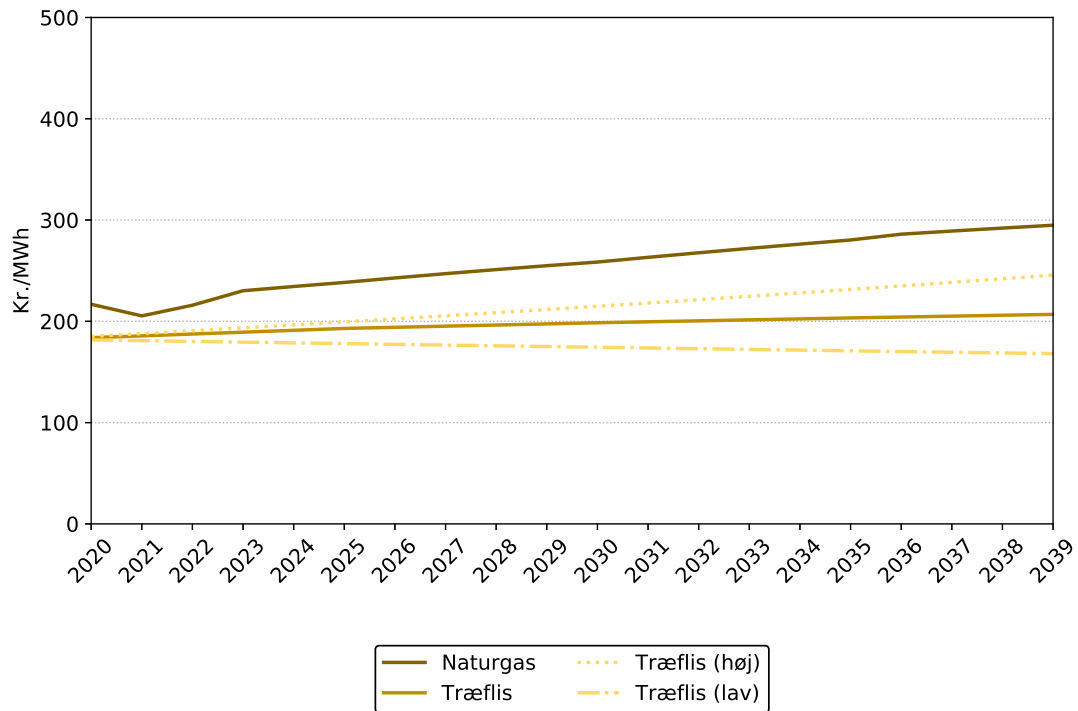
**Figur 18:** Timeværdier for elprisen i Vestdanmark (DK1) for 2020, 2030 og 2039 anvendt i beregningerne (Energinet, 2020).

Elpriserne er et resultat af simuleringer kørt i Energistyrelsens elmarkedsmodel, RAMSES (Energinet, 2020). Simuleringerne er baseret på forudsætninger angivet i Analyseforudsætninger til Energinet 2020 og anvender 2014 som basisår, således at

<sup>1</sup>Elvarmeafgiften reduceres som følge af Klimaaftale for energi og industri mv. 2020 af 22. juni 2020 til 4 kr./MWh fra 2021 og frem (Finansministeriet, 2020). Den lave afgift på 4 kr./MWh anvendes derfor som udgangspunkt i analysen for 2021 og frem.

timeprofiler for elforbrug og elproduktion fra vejrafhængige teknologier stemmer overens med dette. RAMSES modellen arbejder ligeledes ikke med negative elpriser. Begge dele medtages som en fejlkilde i beregningerne.

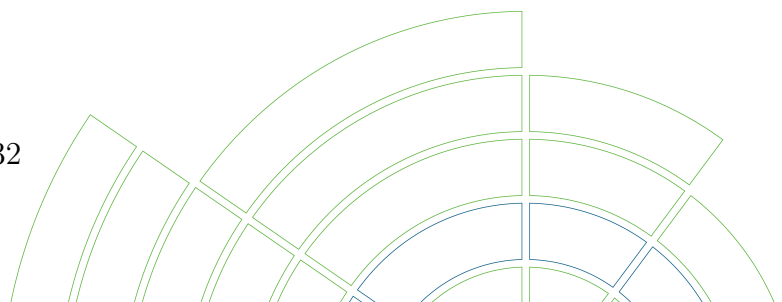
Figur 19 viser den forventede udvikling i naturgas-, og træflispriser fra 2020 til 2039 (Energistyrelsen, 2020a). Der anvendes faste årligere brændselspriser i beregningerne.



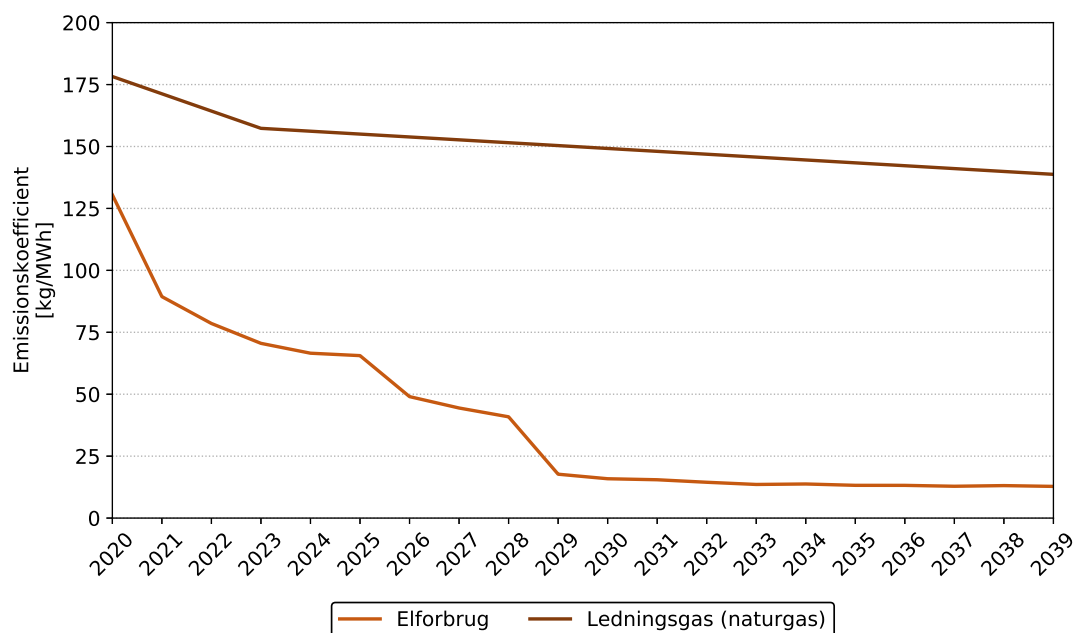
Figur 19: Den forventede udvikling i naturgas-, og træflispriser fra 2020 til 2039, samt eget estimat på høj og lav udvikling af træflisprisen (Energistyrelsen, 2020a).

### A.3 CO<sub>2</sub>-emissionskoefficienter

Figur 20 viser emissionskoefficienter for elforbrug og naturgas (Energistyrelsen, 2020a). CO<sub>2</sub>-udledning fra elforbruget kommer blandt andet fra import af el fra udlandet, hvilket også er medvirkende til, at elforbruget ikke bliver fuldstændigt CO<sub>2</sub>-neutralt. Ligeledes er der en forventning om en øget mængde grøn gas i ledningsnettet, der reducerer emissionskoefficienten.







Figur 20: CO<sub>2</sub> emissionskoefficienter for elforbrug og naturgas (ledningsgas).

## A.4 Øget virkningsgrad ved ekstra røggaskondensering

Dansk Gasteknisk Center (DGC) har udarbejdet et notat, hvori mængden af energi det kan hentes ved brug af en ekstra røggaskondensator beskrives. Simuleringer af en fliskedel og røggaskondensering, med biomasse med et fugtindhold på 45 % som brændsel, har vurderet den ekstra effekt kondensatoren kan yde ved udgangstemperaturer på røggassen fra 10 °C-43 °C samt kondensatflowet (DGC, 2020). Resultaterne er præsenteret i Tabel 4.

| Røggastemperatur<br>[°C] | Kondensatflow<br>[kg/h] | Energi (Q)<br>[kWh/kg tørmasse] | Røggastemperatur<br>[°C] | Kondensatflow<br>[kg/h] | Energi (Q)<br>[kWh/kg tørmasse] |
|--------------------------|-------------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| 10                       | 1,289                   | 1,309                           | 27                       | 1,177                   | 1,168                           |
| 11                       | 1,285                   | 1,303                           | 28                       | 1,166                   | 1,157                           |
| 12                       | 1,281                   | 1,296                           | 29                       | 1,155                   | 1,146                           |
| 13                       | 1,276                   | 1,289                           | 30                       | 1,143                   | 1,134                           |
| 14                       | 1,271                   | 1,282                           | 31                       | 1,13                    | 1,121                           |
| 15                       | 1,266                   | 1,275                           | 32                       | 1,117                   | 1,109                           |
| 16                       | 1,261                   | 1,267                           | 33                       | 1,103                   | 1,096                           |
| 17                       | 1,255                   | 1,26                            | 34                       | 1,089                   | 1,082                           |
| 18                       | 1,249                   | 1,252                           | 35                       | 1,073                   | 1,068                           |
| 19                       | 1,243                   | 1,243                           | 36                       | 1,057                   | 1,053                           |
| 20                       | 1,236                   | 1,235                           | 37                       | 1,039                   | 1,037                           |
| 21                       | 1,229                   | 1,226                           | 38                       | 1,021                   | 1,021                           |
| 22                       | 1,222                   | 1,217                           | 39                       | 1,001                   | 1,005                           |
| 23                       | 1,214                   | 1,208                           | 40                       | 0,981                   | 0,987                           |
| 24                       | 1,205                   | 1,199                           | 41                       | 0,959                   | 0,969                           |
| 25                       | 1,196                   | 1,189                           | 42                       | 0,936                   | 0,95                            |
| 26                       | 1,187                   | 1,178                           | 43                       | 0,912                   | 0,93                            |

Tabel 4: Resultater for simuleringen af DGC. Både kondensatflow og energi er pr. kg tør biomasse.

Som udgangspunkt har fliskedlen i beregningerne en virkningsgrad på 114 %, hvor en røggaskondensering med fjernvarmereturen på 40 °C er medregnet i

virkningsgraden (Energistyrelsen, 2020b). Det antages, at røggasen på anlægget køles til 43 °C med fjernvarmevand på 40 °C. For at Tabel 4 kan omsættes til en forøget effekt af hele varmeproduktionsanlægget bruges en nedre brændværdi på 8,13 MJ/kg (Phyllis.nl, 2020). Dette giver en varmeproduktion,  $Q = 2,57$  kWh, når røggassen kondenseres til 43 °C. Det skal yderligere bemærkes, at energierne i Tabel 4 er angivet per kg tør biomasse. Biomassen antages at have et fugtindhold på 45 %, hvorved afbrænding af 1 kg våd biomasse svarer til 0,55 kg tør biomasse.

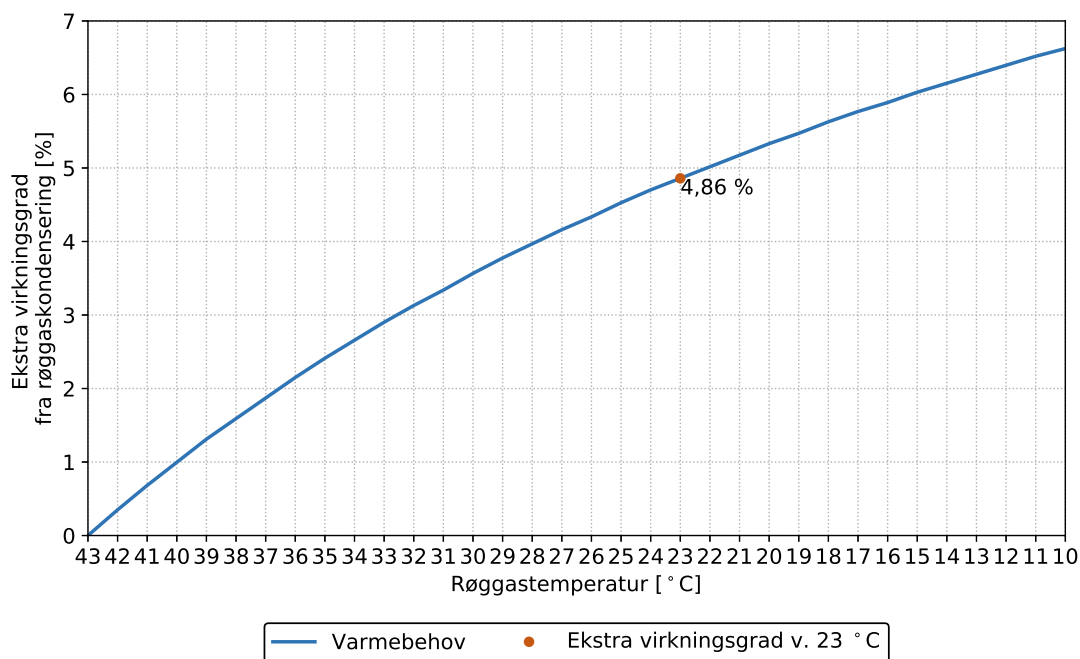
Den interne varmepumpe drift i energyPRO modellen reducerer temperaturen på fjernvarmevandet fra 40 °C til 20 °C. Vurderingen fra DGC lyder, at ved denne temperatur, kan røggassen kondenseres fra 43 °C til 23 °C. Den ekstra varmeproduktion,  $Q_{\text{ekstra}}$ , for den ekstra røggaskondensering fra 43 °C til 23 °C kan for et kilo våd biomasse regnes som:

$$Q_{\text{ekstra}} = (Q_{[43^{\circ}\text{C}]} - Q_{[23^{\circ}\text{C}]}) \cdot 0,55 \quad [\text{kWh}] \quad (\text{A.1})$$

Med data fra Tabel 4 fås følgende:

$$Q_{\text{ekstra}} = (0,930 - 1,208) \cdot 0,55 = 0,125 \text{ kWh} \quad (\text{A.2})$$

Varmeproduktionen fra fliskedlen med en virkningsgrad på 114 % er som nævnt 2,57 kWh. Den ekstra røggaskondensering giver 0,125 kWh. Dette svarer følgelig til en øget virkningsgrad på 4,86 %. Figur 21 viser den procentuelt forøgede virkningsgrad på fliskedlen ved røggaskondensering fra 43 °C til 10 °C.



**Figur 21:** Ekstra virkningsgrad fra røggaskondensering ved køling af røggasen fra 43 °C til 10 °C.

## A.5 Solfangeranlæg

Solvarmeanlægget indbygget i energyPRO kan ikke anvendes direkte i energyPRO-modellerne, da enheden kun kan producere varme og derfor ikke fungerer sammen med den nye beregningsmetode for varmelageret. Der oprettes derfor en selvstændig energyPRO-model til simulering af varmeproduktionen fra solfangeranlægget der passer til temperaturerne i varmelageret. Solfangeranlægget antages at have et areal på 30.000 m<sup>2</sup>. Øvrige specifikationer kan ses på Figur 22. Udetemperatur og solindstråling er hentet fra ERA5-data i energyPRO ved 56.07N 9.12Ø (Kølkær, Midtjylland) for 2019.

Figur 22: Specifikationer på solfangere i energyPRO.

Solfangeranlægget vist på Figur 22 bruges til at generere de varmeproduktionsprofiler som anvendes i den eksisterende model af fjernvarmeværket.

Der regnes med et minimumsflow i solfangeranlægget på 0,4 m<sup>3</sup>/h for en solfangerenheder med et areal på 12,56 m<sup>2</sup> (Arcon Sunmark). Ved et areal på 30.000 m<sup>2</sup> og en antagelse om, at der placeres 10 solfangerenheder i serie, fås et

samlet minimumsflow for anlægget på:

$$\text{Min}_{\text{flow}} = \frac{30000 \text{ m}^2}{12,56 \text{ m}^2} \cdot \frac{1}{10} \cdot 0,4 \text{ m}^3/h = 95,5 \text{ m}^3/h \quad (\text{A.3})$$

Minimumsflowet på  $95,5 \text{ m}^3/h$  har betydning for, hvor lav varmereproduktionen kan være. Hvis vandet i solvarmeanlægget løber for langsomt stoppes varmereproduktionen helt. Det betyder, at grænsen for minimumsflow skal overholdes i energyPRO-beregningerne før solvarmeanlægget vil begynde at producere varme. Minimumsflowet har stor betydning for hvornår anlægget kan producere, specielt ved intern drift af varmepumpen, da indgangstemperaturen reduceres og driftstimerne øges.

