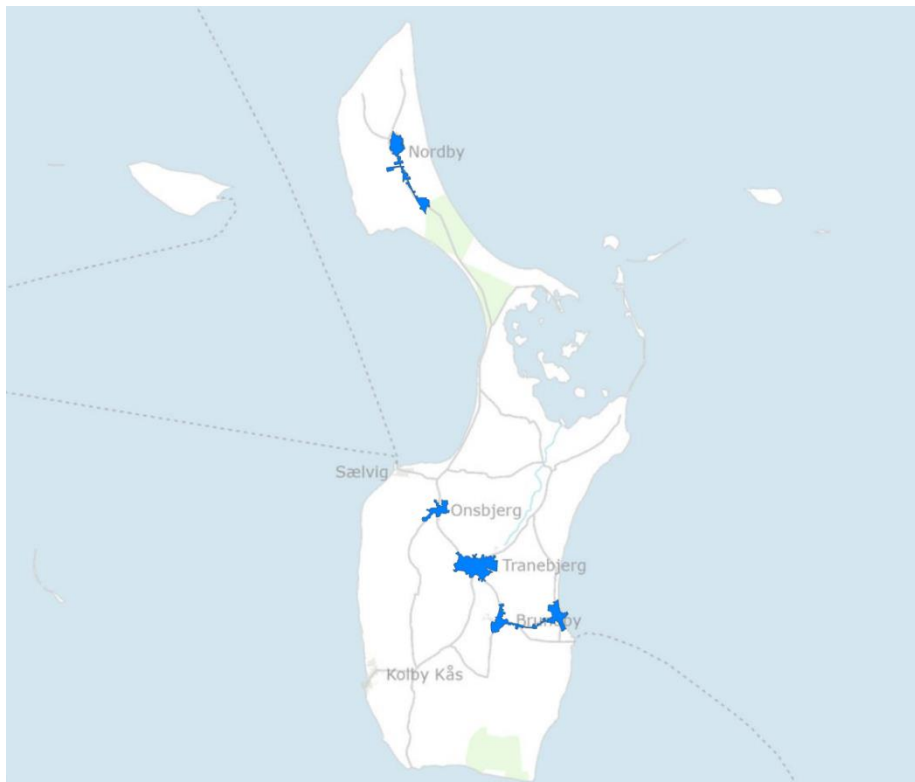


Project NESOI

Varmepumper og elkedler til fjernvarme på Samsø



August 2022

NORDJYLLAND

Jyllandsgade 1
9520 Skørping

MIDTJYLLAND

Vestergade 48 H, 3. sal
8000 Aarhus C

SJÆLLAND

Nørregade 13, 1. sal
1165 København K

Tlf. +45 9682 0400
Fax +45 9839 2498

planenergi@planenergi.dk
www.planenergi.dk

CVR: 7403 8212

Indholdfortegnelse

1	Resume	3
2	Projekt beskrivelse	Error! Bookmark not defined.
3	Metoder og værktøjer	4
3.1	Varmeatlas og varmebehov.....	4
3.2	GIS og QGIS software	4
3.3	EnergyPRO	5
3.4	Microsoft Excel	5
4	Generelle forudsætninger	6
4.1	Fuel Prices and Electricity Prices	Error! Bookmark not defined.
4.2	Investeringer.....	8
4.3	Drift og vedligehold	8
4.4	Selskabsøkonomi	8
5	Case beskrivelse	9
5.1	Nordby Mårup Varmeværk.....	10
5.2	Onsbjerg Varmeværk.....	11
5.3	Tranebjerg Varmeværk	12
5.4	Ballen-Brundby Fjernvarme.....	12
5.5	Investering	13
6	Scenarier	15
6.1	Potential District Heating Area Expansions ...	Error! Bookmark not defined.
7	Resultater	22
7.1	Varmeproduktion.....	22
7.2	Ressource reduktion.....	23
7.3	Selskabsøkonomi	23
7.4	Ballen-Brundby scenarie.....	27
8	Konklusion	28

Frontpage:

Dataforsyningen
Skærmkort - Dæmpet
Blue: District Heating Areas
at Samsø



1 Projektbeskrivelse

Denne analyse og rapport har fokus på varmepumper og elkedler til fjernvarme. I dag er brændslet til fjernvarmen på Samsø halm eller flis. Der skal halm til biogasproduktion, og derfor vil varmepumper (primært luft til vand varmepumper) og elkedler skulle introduceres i fjernvarmesektoren, hvis halmen skal anvendes til biogasproduktion. I analysen beregnes gennemførligheden og beskrives den økonomiske bæredygtighed af disse handlinger.

1.1 Resume

I dag er der etableret fire fjernvarmeværker på Samsø. Den primære varmeproduktion er baseret på drift af halmkedler, men på grund af en ambition om at udnytte halmen anderledes, undersøges andre vedvarende fjernvarmeteknologier. Disse er en kombination af elkedler, luft-til-vand varmepumper og varmtvandslagre.

Forskellige scenarier undersøges for fjernvarmeværkerne på Samsø i denne analyse. Det er umiddelbart svært at finde positiv selskabsøkonomi for nogen af de tilfælde, hvor der investeres i elkedlerne og varmepumperne i de simple alternative scenarier. Den bedste selskabsøkonomi opnås i Alternativ #D, hvor elkedlerne køber strømmen til den pris, der er fastsat i Standardprisen 415, tilføjet med nedregulering og specialregulering. Her opnås en markant årlig besparelse på driften. Derudover viser beregningerne, at en kombination af Alternativ #D og tilslutning af resterende forbrugere inden for fjernvarmeområdet, vil kunne forbedre selskabsøkonomien. En mindre varmepumpe og bibeholdelse af halmkedlerne til spidslastdrift er også en mulighed.

Analyseresultaterne er gennemregnet med standardpriser. Yderligere optimering af løsningerne og indhentning af pristilbud vil være nødvendigt inden der træffes endelig beslutning om anlægsetablering.

2 Metoder og værktøjer

Til analyse er anvendt en række værktøjer:

- Varmeatlas
- Qgis er et værktøj, der kan behandle geografiske data
- energyPRO er en software til simulering af termiske systemer, herunder bl.a. produktion af fjernvarme og optimering på timebasis over et år
- Excel benyttes til databehandling og generering af resultater

2.1 Varmeatlas og varmebehov

Varmebehovet i de undersøgte områder er baseret på data fra Varmeatlas. Varmeatlaset er en database over udvalgte bygningers varmforsyning, eksempelvis som i denne screening, hvor forskellige byområder på Samsø skal screenes for potentielle fremtidige varmforsyninger.

Varmeatlaset er baseret på BBR-data. I BBR-registret er bygningers varmeinstallationstyper og opvarmningsteknologier registreret. Derudover oplyses bygningernes areal, alder og anvendelsesformål. Disse informationer, sammen med nøgletal for varmebehov per m² i bygninger, giver et estimat af bygningernes varmebehov. I BBR fremgår yderligere bygningernes geografiske placering, og alle bygningerne kan således kortlægges i et GIS-værktøj. Den nyeste version af Varmeatlaset er baseret på 2019 data og er udviklet af Aalborg Universitet.

De registrerede varmekilder i Varmeatlas stammer også fra BBR, hvor bygningsejerne selv har ansvar for at oplysningerne opdateres og er korrekte. Der kan på den baggrund være afvigelser fra de aktuelle individuelle forsyningsformer og der kan være fejl i data. I øjeblikket skifter mange boliger opvarmningsform typisk fra olie eller naturgas til fjernvarme eller varmepumpe. Der forventes derfor en overrepræsentation af oliefyr og naturgasfyr i Varmeatlas, grundet den beskrevne forsinkelse i opdatering, samt at det seneste Varmeatlas er baseret på data fra 2019. Det skal bemærkes, at bygninger, der skifter til varmepumper, skal være registreret med dette i BBR, for at kunne opnå den lave elvarmeafgift. Erfaringer fra brugen af Varmeatlaset viser dog, at Varmeatlaset for byområder i langt de fleste tilfælde giver et retvisende billede.

Varmeatlaset er det bedste datagrundlag, der er tilgængelig pt. og derfor benyttet i denne screening.

2.2 GIS og QGIS software

GIS er en forkortelse for geografiske informationssystemer (GIS). Det gør det muligt at behandle data, der er geografisk bestemt. I forbindelse med denne analyse er værktøjet Qgis benyttet.

QGIS er et Open Source geografisk informationssystem. QGIS kører i øjeblikket på de fleste Unix-platforme, Windows og macOS. QGIS er udviklet ved hjælp af Qt-værktøjssættet (<https://www.qt.io>) og en grafisk brugergrænseflade (GUI). QGIS bliver brugt til GIS-datavisningsbehov, til datafangst, til avanceret GIS-analyse og til præsentationer i form af sofistiske kort, atlas og rapporter. Fra Qgis er det derudover muligt at trække data og lag ud i forskellige fil-formater, der bl.a. kan bruges til deling af disse.

2.3 EnergyPRO

EnergyPRO er et software værktøj, der benyttes til at regne på energisystemer. Beregningerne bliver foretaget på timebasis og optimeres over et år. EnergyPRO optimerer analytisk på driftsomkostninger og vil i hver time dække varmebehovet med de lavest mulige omkostninger. Omkostninger beregnes på baggrund af de givne forudsætninger for driftsomkostninger, der er givet til modellen som input. Det er eksempelvis brændselspriser, elpriser og afgifter. Forudsætninger for disse driftomkostninger er beskrevet i efterfølgende kapitel.

2.4 Microsoft Excel

Data og udtræk fra de øvrige værktøjer samles i Excel til databehandling og videre arbejde. I Excel udføres de selskabsøkonomiske beregninger. De videre beregninger i Excel er baseret på data samt de valgte forudsætninger for f.eks. investeringer, nye tilsluttede forbrugere etc. En mere detaljeret gennemgang af denne proces er vist i afsnittet for resultater.

3 Generelle forudsætninger

Dette afsnit er en opsummering af de vigtigste nøgletal for beregningerne vedrørende varmemeforsyningen i byer på Samsø.

For at kunne lave analysen for området er der anvendt flere forudsætninger for løbende drifts- og produktionsomkostninger, samt investeringer og afskrivninger til fjernvarmeproduktionen.

3.1 Brændselspriser og elpriser

Drifts- og produktionsomkostningerne er omkostninger til el, brændstof og afgifter, men også variable omkostninger til vedligeholdelse.

Brændselspriser er en del af varmeproduktionsenhedernes variable omkostninger. Værdierne for udgiften til biomasse og halm er baseret på de seneste samfundsøkonomiske forudsætninger fra Energistyrelsen og afstemt efter aktuelle markedsforhold. Til denne analyse er prisen på halm sat til 690 kr./ton og prisen på flis er sat til 585,5 kr./ton.

Prisen på el er også en del af de variable omkostninger. I analysen er der brugt elspotprisen på timebasis for DK1 2019, da den repræsenterer et typisk gennemsnitsår. Dette er de historiske data for år 2019 i den vestlige del af Danmark og den gennemsnitlige elpris var 287,4 kr./MWh. Men på grund af ændringer og udsving i elmarkedet, usikkerheder og stor indflydelse på driften af elvarmepumper og elkedler, analyseres også andre prisvariationer.

Som en del af analysen anvendes to andre variable elpriser som input. Begge elpriser er sat til 415 kr./MWh, men variationen og mængden af lave og høje priser er forskellige,

I Energistyrelsens senest udmeldte forudsætninger stabiliserer elprisen sig på et årligt gennemsnit på 390 kr./MWh, mens Green Power Denmark tidligere har meldt ud, at de forventer, at prisen vil stabilisere sig på omkring 400 kr./MWh, baseret på om de langsigtede produktionsomkostninger til elproduktion af vedvarende energianlæg. Ved implementering af elektriske varmepumper og elkedler handler det ikke kun om den gennemsnitlige årlige pris, men også den forventede variation over året.

PlanEnergi har på baggrund af historiske månedlige data dannet to elprisserier med en gennemsnitspris på 415 kr./MWh. En kaldet Standardpris 415 som indeholder flere timer med høje elpriser end lave elpriser. Den anden serie hedder Variabel pris 415 og er dannet af historiske måneder, så den har cirka 3.000 timer både under 200 kr./MWh og over 400 kr./MWh med en gennemsnitspris på 415 kr./MWh.

I scenarieberegningerne anvendes elprisen fra "Standardpris 415", mens der er beregnet følsomhed for "Variabel 415" og "Spotpris 2019" vedrørende varmepumpe- og el-kedelalternativerne, som er følsomme over for en stor variation i elpriserne. Ydermere undersøges et

alternativ #D, hvor elprisen er sat til "Standardpris 415" og derudover inkluderer markerne for nedregulering og specialregulering.

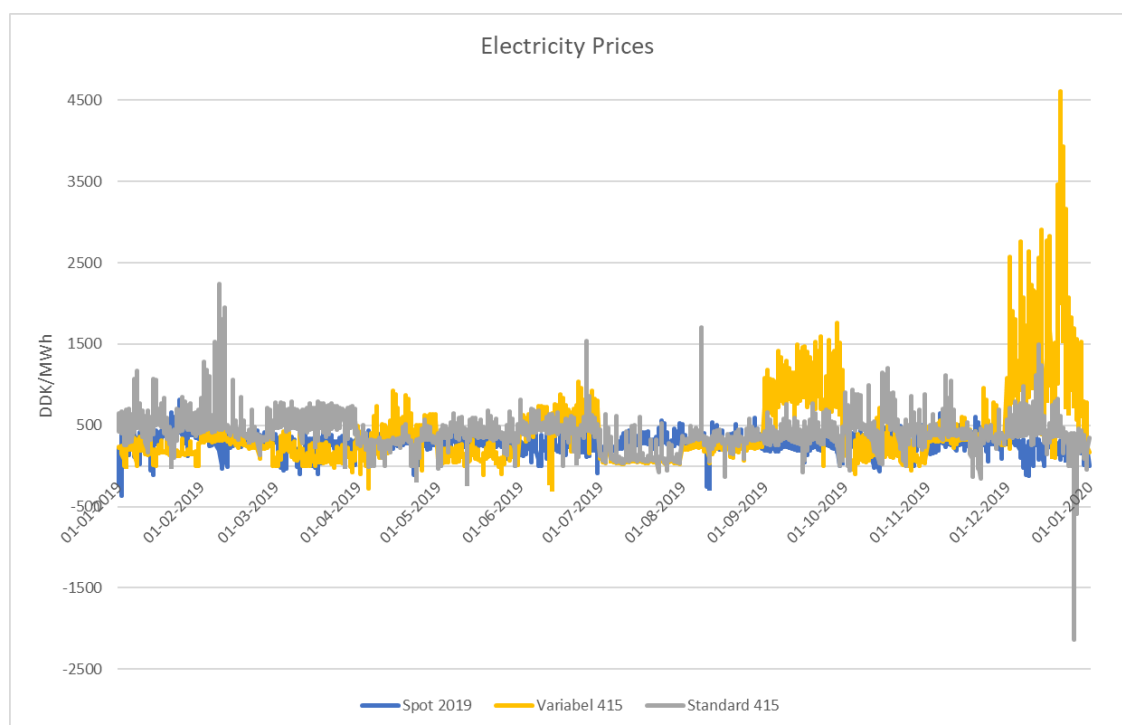
Elprissceneriernes karakteristika er opsummeret her:

- Alternativ #A: Spot Pris 2019
 - o Gennemsnitspris: 287 kr./MWh
 - o Omtrent 1000 timer under 200 kr./MWh
 - o Omtrent 800 timer over 400 kr./MWh
 - o Flere lave elpriser end høje timelige elpriser.

- Alternativ #B: Standard Pris 415
 - o Gennemsnitspris: 415 kr./MWh
 - o Omtrent 1.000 timer under 200 kr./MWh
 - o Omtrent 4.500 timer over 400 kr./MWh
 - o Flere høje elpriser end lave timelige elpriser.

- Alternativ #C: Variable Pris 415
 - o Gennemsnitspris: 415 kr./MWh
 - o Omtrent 3.000 timer under 200 kr./MWh
 - o Omtrent 3.000 timer over 400 kr./MWh
 - o Lige mange høje og lave timelige elpriser.

Udsving i prisen på timebasis over et år kan ses i følgende graf:



Den gældende afgift for flis, halm og el takster pr. 1. januar 2022 anvendes i beregningerne. En fremtidig biomasseafgift er ikke indregnet, da det er usikkert, hvornår den træder i kraft og på hvilket niveau.

For varmepumperne og elkedlerne er taksterne beregnet efter det tidsafhængige takstblad for elselskabet Konstant, hvor fjernvarmeværkerne i Samsø vil blive tilsluttet B-høj. Taksterne har en væsentlig betydning for produktionsomkostningerne, ligesom tilslutningsomkostningerne har betydning for investeringen.

3.2 Investeringer

Investeringerne i fjernvarmeproduktionsenheder, transmissionsledning, distributionsledning samt stikledninger og individuelle fjernvarmeenheder er hovedsageligt baseret på priser fra seneste udgave af Teknologikataloget fra Energistyrelsen. I nogle tilfælde er disse blevet fastholdt og tilpasset PlanEnergis egne erfaringer på sådanne anlæg. Dette gælder især for varmepumpeanlæg, hvor PlanEnergi er rådgiver på mere end 25 projekter og 100 MW varmepumpeanlæg i varierende størrelser.

Det betyder, at såvel omkostninger som investeringer i de nuværende anlæg kan vise sig at være både højere eller lavere ved realisering.

Der er foretaget selskabsøkonomiske beregninger for hvert område for fjernvarmeselskaberne og tilhørende forbrugerøkonomi. I lyset af ovenstående er det derfor vigtigt at understrege, at disse resultater er baseret på de givne forudsætninger. Gennemførligheden for virksomheden og forbrugeren afhænger ikke kun af forudsætninger, men også af de faktiske omkostninger ved at realisere projekterne, som varierer fra år til år.

3.3 Drift og vedligehold

Omkostninger til drift og vedligehold til varmeproduktion, f.eks. variable vedligeholdelsesomkostninger, er baseret på data fra de seneste teknologikataloger fra Energistyrelsen for de relevante varmeproduktionsenheder. Omkostningerne er differentieret i forhold til kapacitet.

3.4 Selskabsøkonomi

De selskabsøkonomiske beregninger i denne analyse er baseret på en rente, driftsomkostninger, forbrugerabonnement og tariffer samt samlede investeringer. Renten er sat til 2,38% på baggrund af den nuværende KommuneKredit rente. Kapitalomkostningerne er opgjort over en lånefinansieringsperiode på 20 år.

4 Case beskrivelse

Der er fire etablerede fjernvarmeværker beliggende på Samsø. I dag er varmeproduktionen på fjernvarmeværkerne baseret på brug af halm eller flis. Denne analyse undersøger virkningen af at implementere luft til vand varmepumper, elkedler og varmtvandslagre.

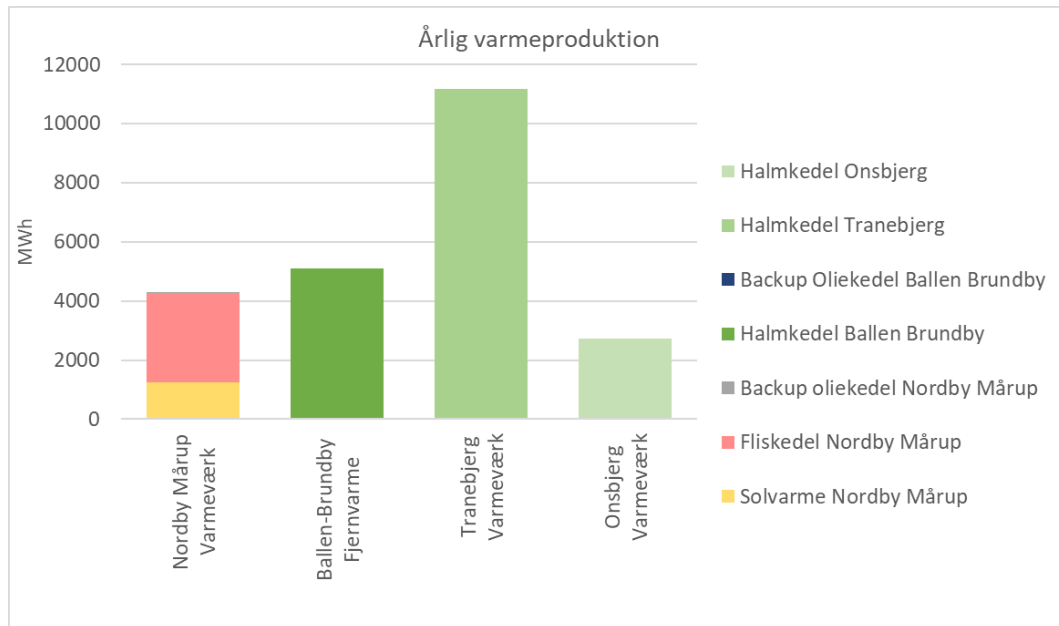
De fire fjernvarmeområder, der indgår i analysen, er vist i nedenstående figur med blå omrids og anlæggene betegnes som

- Nordby Mårup Varmeværk,
- Onsbjerg Varmeværk,
- Tranebjerg Varmeværk og
- Ballen-Brundby Fjernvarme.

Både Nordby Mårup Varmeværk og Tranebjerg Varmeværk er en del af Grøn Varme Samsø A/S.

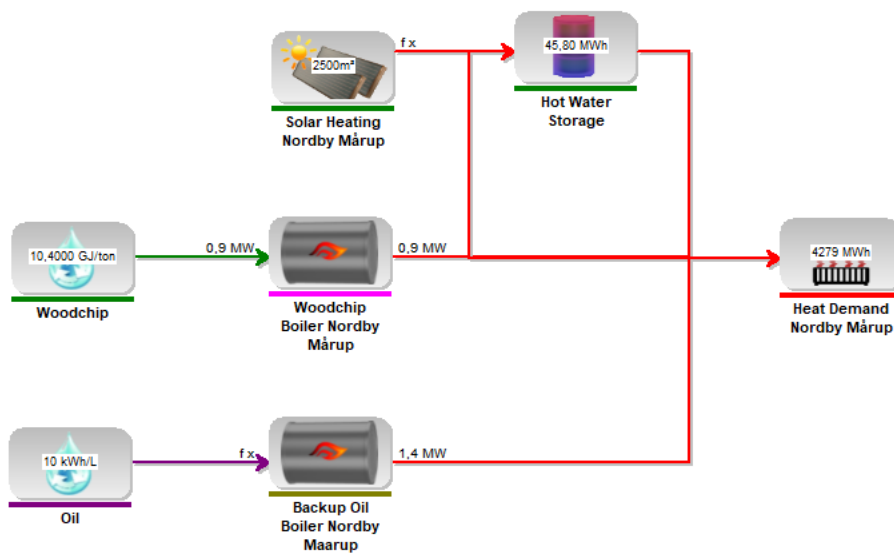


Den årlige varmeproduktion er baseret på halm eller flis og solvarme på anlæggene. Nedenstående graf viser den årlige varmeproduktion på de fire fjernvarmeværker.

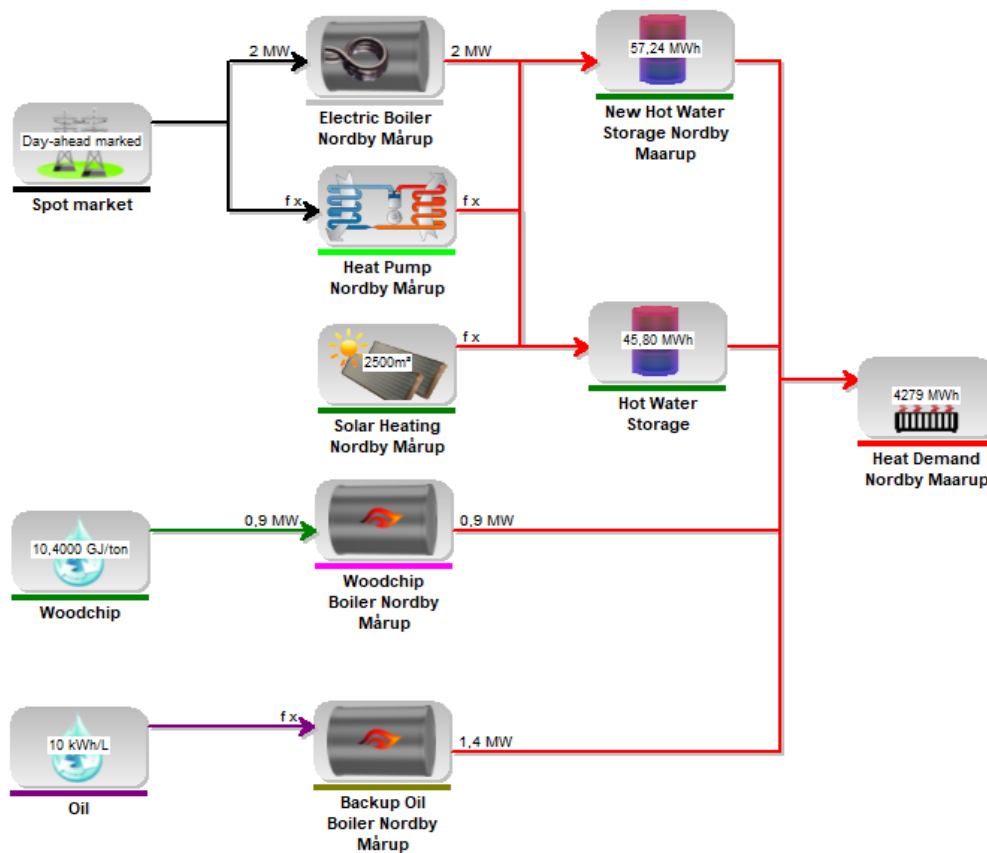


4.1 Nordby Mårup Varmeværk

Varmeproduktionsanlægget på Nordby Mårup Varmeværk består af 2.500 m² solvarmeanlæg og en træfliskedel på 0,9 MW. Derudover er installeret en 800 m³ akkumuleringstank og en 1,4 MW oliekedel som backup. Den årlige varmeproduktion er ca 4.300 MWh.



I analysen investeres i en 2 MW elkedel og en ny 1,000 m³ akkumuleringstank.

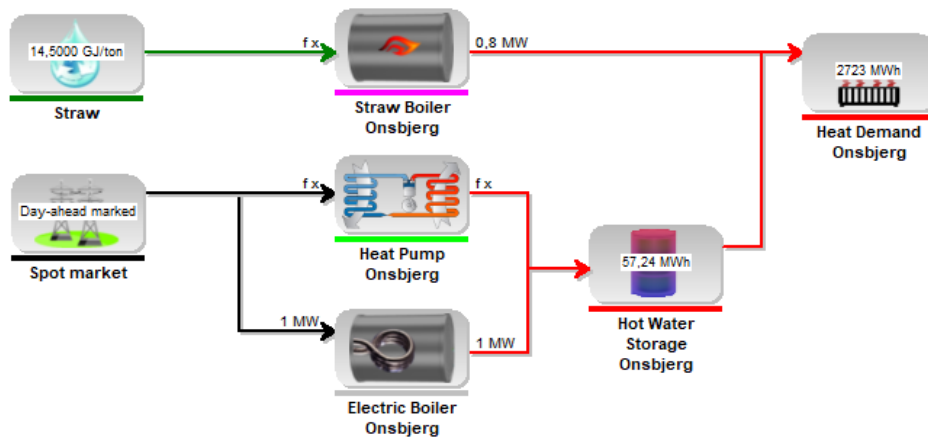


4.2 Onsbjerg Varmeværk

Varmeproduktionsanlægget på Onsbjerg Varmeværk består af en 0,8 MW halmkedel. Den årlige varmeproduktion er ca 2.700 MWh.

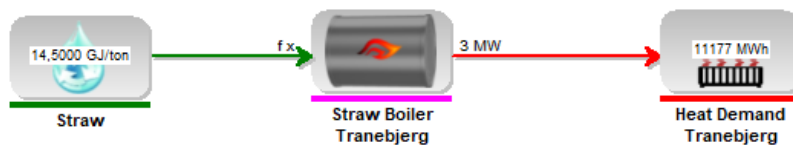


I analysen investeres i en 1 MW elkedel, en 0,7 MW varmepumpe og en 1,000 m³ akkumuleringskøle-tank.

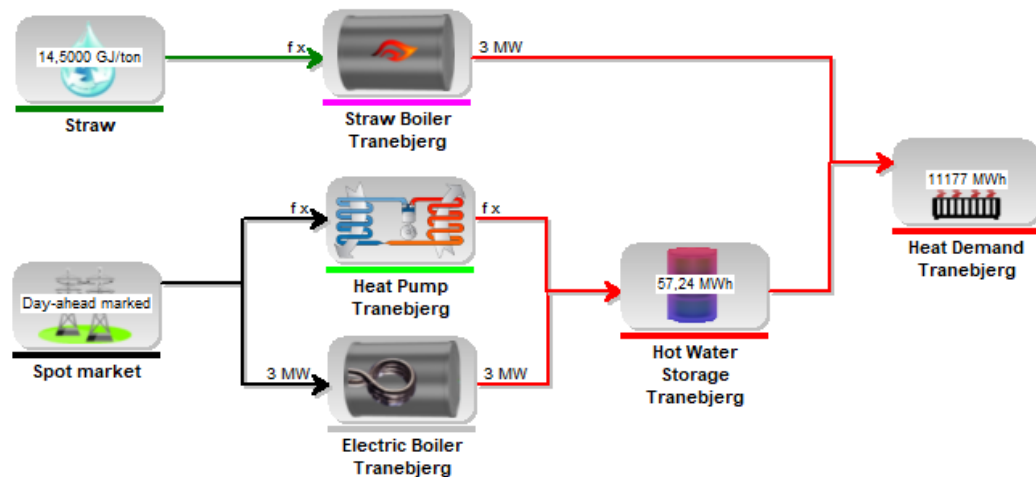


4.3 Tranebjerg Varmeværk

Varmeproduktionsanlægget på Tranebjerg Varmeværk består af en 3 MW halmkedel. Den årlige varmeproduktion er ca 11.200 MWh.

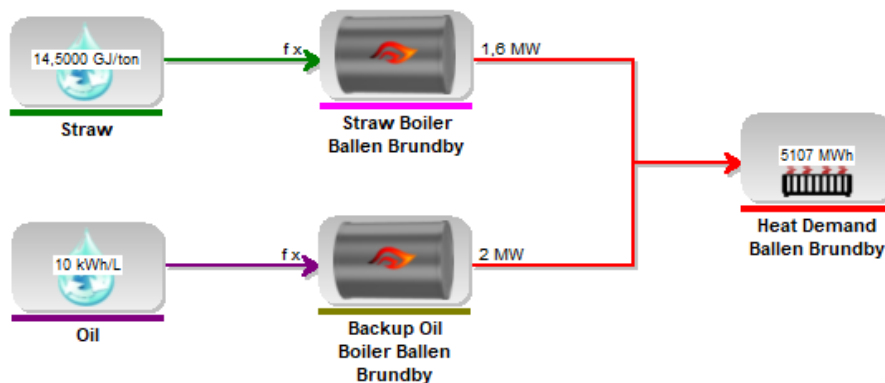


I analysen investeres I en 3 MW elkedel, en 2,8 MW varmepumpe og en 1000 m³ akkumuleringsstank.

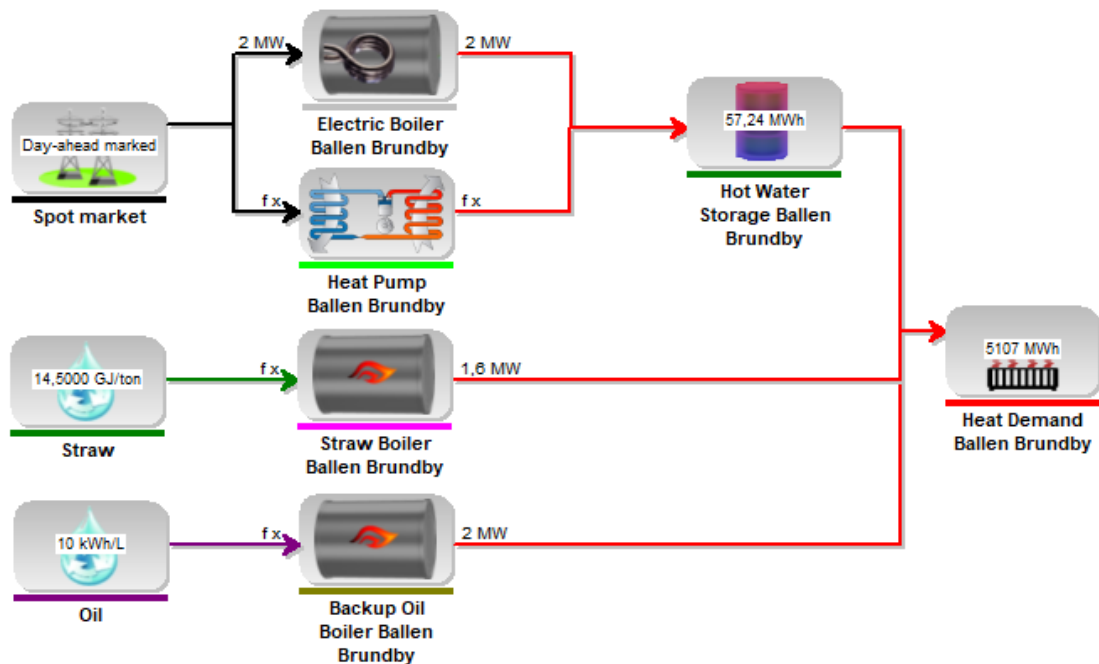


4.4 Ballen-Brundby Fjernvarme

Varmeproduktionsanlægget I Ballen-Brundby Fjernvarme består af en 1,6 MW halmkedel og en 2 MW oilekedel som backup. Den årlige varmeproduktion er ca 5.100 MWh.



I analysen investeres i en 2 MW elkedel, en 1,4 MW varmepumpe og en 1,000 m³ akkumuleringskøle-tank.



4.5 Investering

Omkostningerne ved at implementere luft til vand varmepumper, elkedler, varmtvandslagre og elnetttilslutning omkostninger. Værdierne er skøn baseret på Teknologikataloget fra Energestyrelsen og PlanEnergis egne erfaringer på sådanne anlæg. Alle værdier er i kroner og eksklusive moms.

<i>Projekt investering</i>	Nordby Mårup Varmeværk	Onsbjerg Varmeværk	Tranebjerg Varmeværk	Ballen-Brundby Fjernvarme
Varmepumpe	11.760.000	5.880.000	23.520.000	11.760.000
Elkedel	2.233.332	1.116.666	3.349.998	2.233.332
Tank og eltilslutningsomkostning	2.338.194	1.819.097	2.950.463	2.338.194
Total	16.331.526	8.815.763	29.820.461	16.331.526

I referencescenarierne er det nødvendigt at tilføje en reinvestering i de eksisterende kedler på grund af enhedernes alder. Enhederne for reinvesteringerne har samme kapacitet som de nuværende installerede enheder. Investeringsomkostningerne er fastsat på baggrund af Teknologikataloget fra Energistyrelsen. Alle værdier er i kroner og eksklusive moms.

<i>Reference investering</i>	Nordby Mårup Varmeværk	Onsbjerg Varmeværk	Tranebjerg Varmeværk	Ballen-Brundby Fjernvarme
Fliskedel	4.419.360			
Halmkedel		4.940.160	18.525.600	9.880.320
Total	4.419.360	4.940.160	18.525.600	9.880.320



5 Scenarier

Hvert fjernvarmeværk analyseres med hvert deres reference scenarie, samt fem alternative scenarier for varmeforsyningen. Dette gøres for at undersøge effekten af at implementere teknologierne fra varmepumper, elkedler, varmtvandslagre for at sænke forbruget af halm og flis hos fjernvarmeværkerne.

Scenarierne Alt #1A, Alt #1B og Alt #1C undersøger den samme teknologiimplementering, mens driften på grund af elpriserne er forskellig. Elpriserne beskrevet i afsnit 4.1, omtalt som Spot pris 2019, Standard pris 415 og Variabel pris 415, anvendes i hvert af de tre scenarier.

Endvidere indgår potentielle udvidelser af fjernvarmearealerne i to forskellige alternativer. Et alternativt scenario. Alt #2C undersøger effekten af at forsyne nye forbrugere inden for de eksisterende fjernvarmeområder, og det andet alternative scenarie, Alt #3C, undersøger effekten af at forsyne nye områder nær de eksisterende fjernvarmeværker. Både scenarie Alt #2C og Alt #3C bruger elprisen kaldet Variable Price 415.

Fjernvarme udvidelsen og potentielle nye forbrugere er dem, som er registreret med et individuelt oliefyr og individuelt biomassefyr i Varmeatlas 2019. Forbrugere, der er registreret med elvarme og individuelle varmepumper, indgår ikke som potentielle fjernvarmeforbrugere. Inkluderet i de økonomiske beregninger er investeringsomkostninger til fjernvarmetransmissionsnet og de nye forbrugeres økonomiske bidrag.

- Alt. #1A: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvands-lager.
Elprisen er sat til Spot pris 2019.
Ingen udvidelse medtaget.
- Alt. #1B: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvands-lager.
Elprisen er sat til Standard Price 415.
Ingen udvidelse medtaget.
- Alt. #1C: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvands-lager.
Elprisen er sat til Variable Price 415.
Ingen udvidelse medtaget.
- Alt. #1D: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvands-lager.
Elprisen er sat til Standard Price 415 og inkluderer markedet for nedregulering og specialregulering.
Ingen udvidelse medtaget.

- Alt. #2C: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvands-
lager.
Elprisen er sat til Variable Price 415.
Potential fjernvarmeudvidelse inden for eksisterende fjernvarmeområde er
medtaget.
- Alt. #3C: Hvert fjernvarmeværk implementerer elkedel, varmepumpe og varmtvands-
lager.
Elprisen er sat til Variable Price 415.
Potential fjernvarmeudvidelse uden for eksisterende fjernvarmeområde er
medtaget.



5.1 Potentielle nye fjernvarmeområder

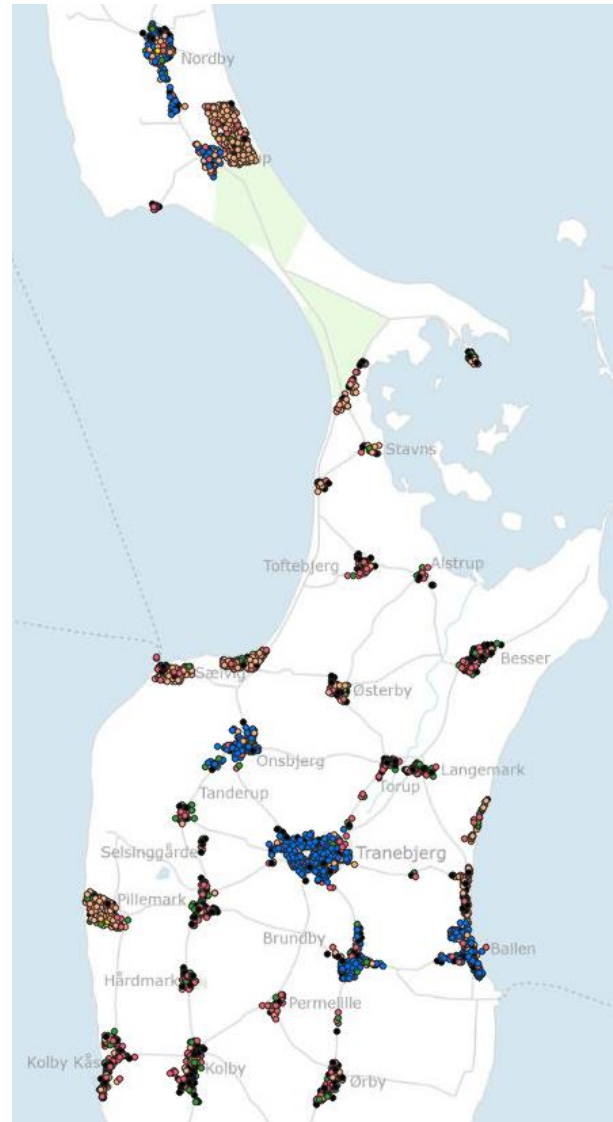
Nye fjernvarmeforbrugere både inden og udenfor eksisterende fjernvarmeområder har et større potentiale for at tilslutte sig fjernvarmenettet på en økonomisk gennemførlig måde, når deres husstand eller bygninger opvarmes med enten et individuelt oliefyfyr eller biomassekedel og generelt er placeret tæt på hinanden.

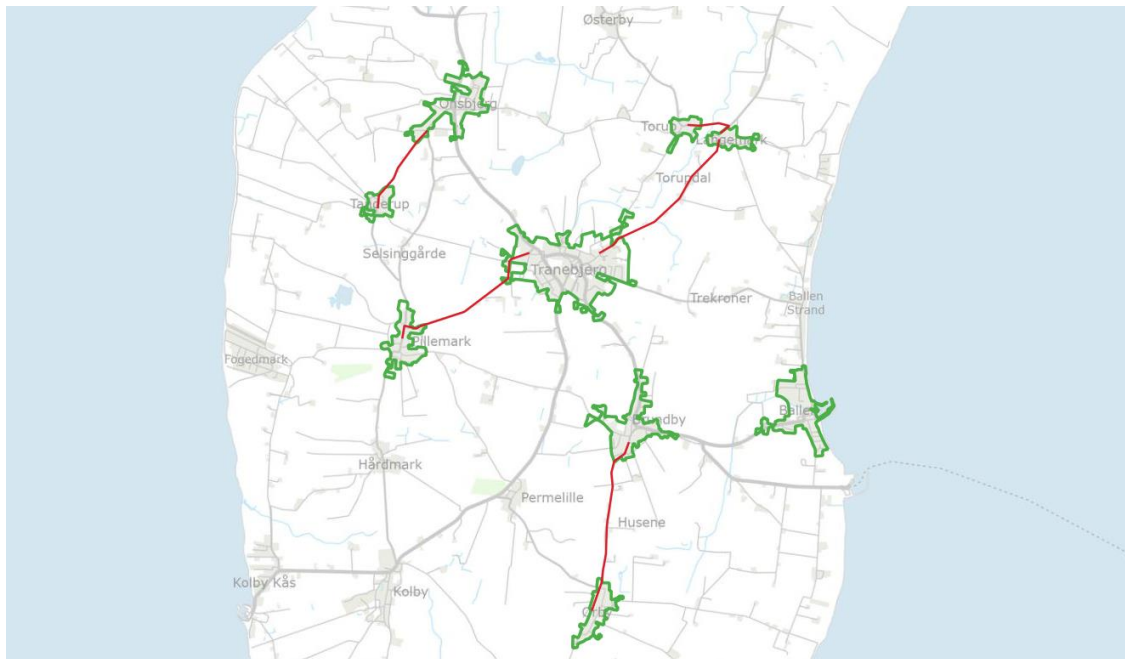
Derfor indgår forbrugere, der er registreret i Varmeatlas med elvarme og individuelle varmepumper, ikke som potentielle nye fjernvarmeforbrugere. Potentialet for at etablere fjernvarme til tættere bebyggede områder med individuelt oliefyfyr eller biomassekedel til opvarmning er undersøgt i denne analyse.

Data fra Varmeatlas er sorteret efter registrerede byområder og derved undersøges kun tættere befolkede områder i analysen.

På figuren til højre repræsenterer de blå prikker bygninger med fjernvarme på Samsø. De grønne og sorte prikker repræsenterer de bygninger, der er registreret i Varmeatlas til at have en individuel biomassekedel og et individuelt oliefyfyr som deres varmeforsyning. De orange og røde prikker repræsenterer de husstande, der er registreret med elvarme og individuel varme.

Det er valgt at undersøge fem potentielle nye fjernvarmeområder i analysen. Denne udvælgelse er baseret på tætheden af registrerede individuelle biomasse- og oliefyfyr samt afstanden og mellem de eksisterende fjernvarmeområder. Byerne er Langemark, Torup, Tanderup, Pillemark og Ørby.





De potentielle arealer vil blive forsynet med fjernvarme gennem transmissionsnet i eksisterende vejnet fra nærmeste fjernvarmeværk. Investeringsomkostningerne for transmissionsnettet er baseret på et gennemsnitligt beløb på 3.000 kr./meter fjernvarmerør.

	Nordby Mårup Varmeværk	Onsbjerg Varmeværk	Tranebjerg Varmeværk	Ballen-Brundby Fjernvarme
Transmissionsledning	-	3.300.000	13.800.000	6.300.000

5.1.1 Nordby Mårup Varmeværk

Den mulige forbrugerudvidelse inden for Nordby Mårup Varmeværks nuværende forsyningsområde er vurderet til 59 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Nordby Mårup	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	19	277	2027
0-130 m ²	13	131	966
131-250 m ²	6	146	1061
Oliekedler	40	716	4812
0-130 m ²	30	353	2480
131-250 m ²	8	235	1461
251-1000 m ²	2	128	871
Total	59	993	6839

Der er ikke potentielle fjernvarmeområder tæt på Nordby Mårup Varmeværk.

5.1.2 Onsbjerg Varmeværk

Den mulige forbrugerudvidelse inden for Onsbjerg Varmeværks forsyningsområde er vurderet til 25 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Onsbjerg	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	10	183	1061
< 300 m ²	10	183	1061
Oliekedler	15	289	1769
< 300 m ²	15	289	1769
Total	25	472	2830

Potentialet i forsyning af forbrugere med individuel biomasse og oliekedler i landsbyen Tanderup fra Onsbjerg Varmeværk er undersøgt. Den mulige forbrugsudvidelse er vurderet til 20 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Tanderup	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	10	199	1982
< 300 m ²	8	150	910
> 300 m ²	2	49	1072
Oliekedler	10	123	885
< 300 m ²	10	123	885
Total	20	322	2867

5.1.3 Tranebjerg Varmeværk

The Den mulige forbrugerudvidelse inden for Tranebjerg Varmeværks forsyningsområde er vurderet til 47 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Tranebjerg	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	5	88	505
0-130 m ²	3	18	122
131-250 m ²	2	70	383
Oliekedler	42	908	6589

0-130 m ²	24	322	2132
131-250 m ²	11	224	1720
251-1000 m ²	7	362	2737
Total	47	996	7094

Potentialet i forsyning af forbrugere med individuel biomasse og oliekedler i landsbyerne Torup, Langemark og Pillemark er undersøgt. Den mulige forbrugsudvidelse er vurderet til 103 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad

Varmeforsyning og bygningstype Torup, Langemark og Pillemark	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomassekedler	27	501	3515
0-130 m ²	15	163	1113
131-250 m ²	10	253	1840
251-1000 m ²	2	85	562
Oliekedler	76	1581	10042
0-130 m ²	53	792	4955
131-250 m ²	18	494	3109
251-1000 m ²	5	295	1978
Total	103	2082	13557

5.1.4 Ballen-Brundby Fjernvarme

The Den mulige forbrugerudvidelse inden for Ballen-Brundby Fjernvarmes forsyningsområde er vurderet til 87 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

Varmeforsyning og bygningstype Ballen-Brundby	Antal bygninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	16	282	1842
< 300 m ²	16	282	1842
Oliekedler	71	1372	8335
< 300 m ²	71	1372	8335
Total	87	1654	10177

Potentialet i forsyning af forbrugere med individuel biomasse og oliekedler i landsbyen Ørby er undersøgt. Den mulige forbrugsudvidelse er vurderet til 50 bygninger. Bygningernes opvarmningsform fremgår af nedenstående tabel. Bygningerne er fordelt efter størrelse i henhold til fjernvarmeværkets takstblad.

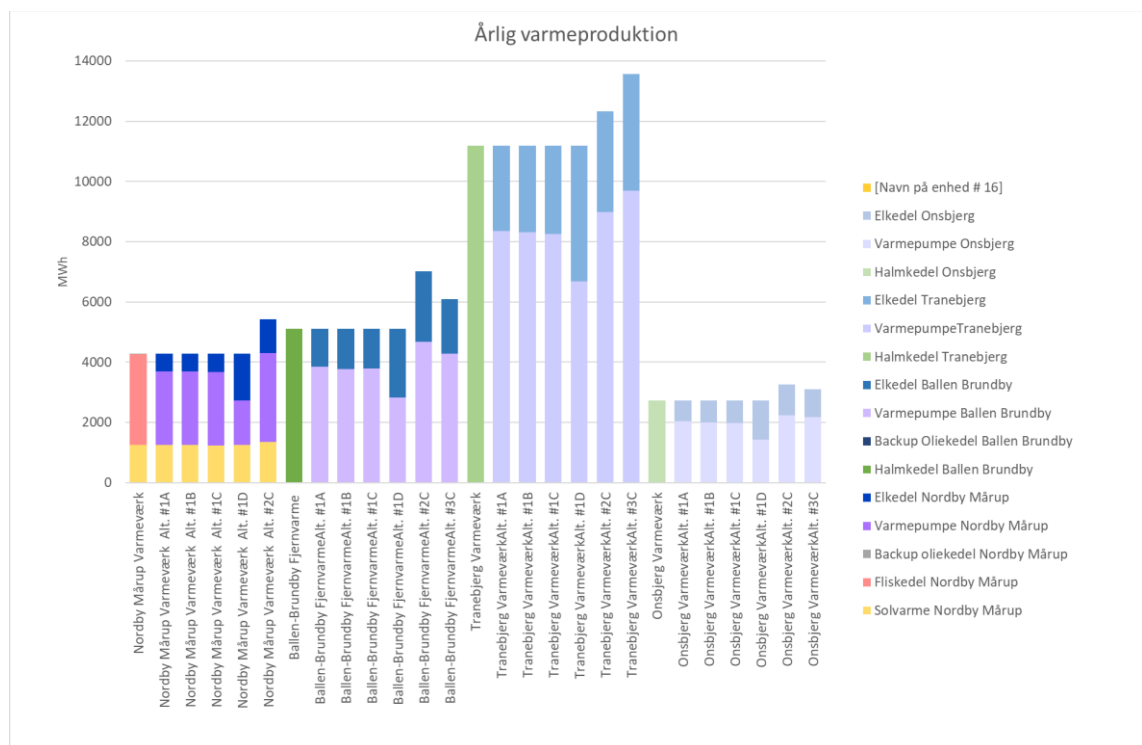
Varmeforsyning og bygningstype Ørby	Antal byg- ninger	Sum MWh	Sum m ²
Biomasse kedler	16	202	1234
< 300 m ²	16	202	1234
Oliekedler	34	658	3931
< 300 m ²	32	521	3185
> 300 m ²	2	137	746
Total	50	860	5165

6 Resultater

6.1 Varmeproduktion

For de beregnede scenarier er følgende årlige varmeproduktion fundet baseret på energyPRO-beregningerne. Driften af enheder er baseret på den billigste varmeproduktion i den givne time i et helt år på baggrund af energyPRO-optimering.

De gule søjler repræsenterer varmen produceret på solvarmeanlæg, og de røde søjler repræsenterer varme produceret af træflis. De grønne nuancer repræsenterer varme produceret af halmressourcen, nuancerne af lilla repræsenterer varme produceret af varmepumperne, og nuancerne af blå repræsenterer varme produceret af elkedlerne.

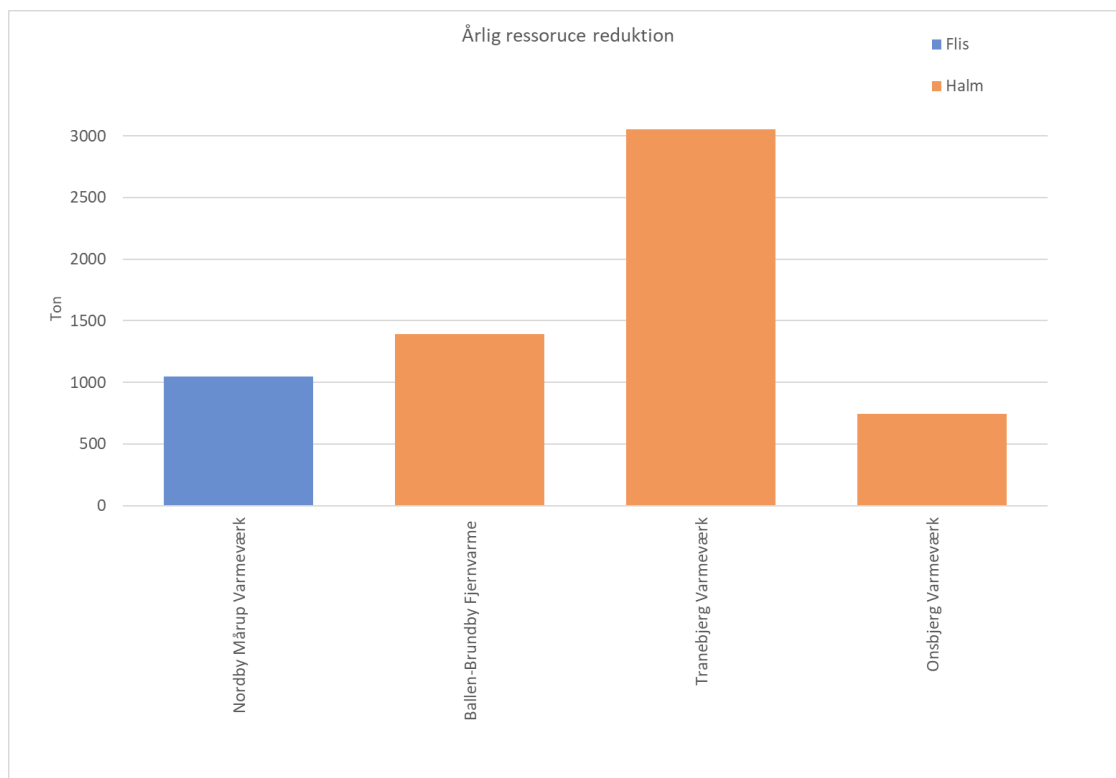


Grafen viser varmeforsyningen fra de forskellige enheder, der er tilsluttet de fire fjernvarmeværker i referencescenarierne (navn på fjernvarmeværk), og alternativerne (Alt #1A, Alt #1B, Alt #1C, Alt #1D, Alt #2C og Alt #3C).

Generelt producerer varmepumperne det meste af varmen til alle fire fjernvarmeværker, når den historiske elspotpris fra 2019 bruges. Hvorimod elkedlerne producerer mere varme ved anvendelse af nedreguleringsmarkedet og specialreguleringsmarkedet.

6.2 Ressource reduktion

Brugen af flis- og halmressourcer reduceres totalt som følge af implementering af elkedler, varmepumper og varmtvandslagre på de fire fjernvarmeværker. Nedenstående graf illustrerer den årlige reduktion på fjernvarmeværket. Ressourcerne er opført i tons, og ressource-reduktionen er fundet at være 100 %. Det skal nævnes, at de eksisterende flis og halmkedler kan bruges som reserve.

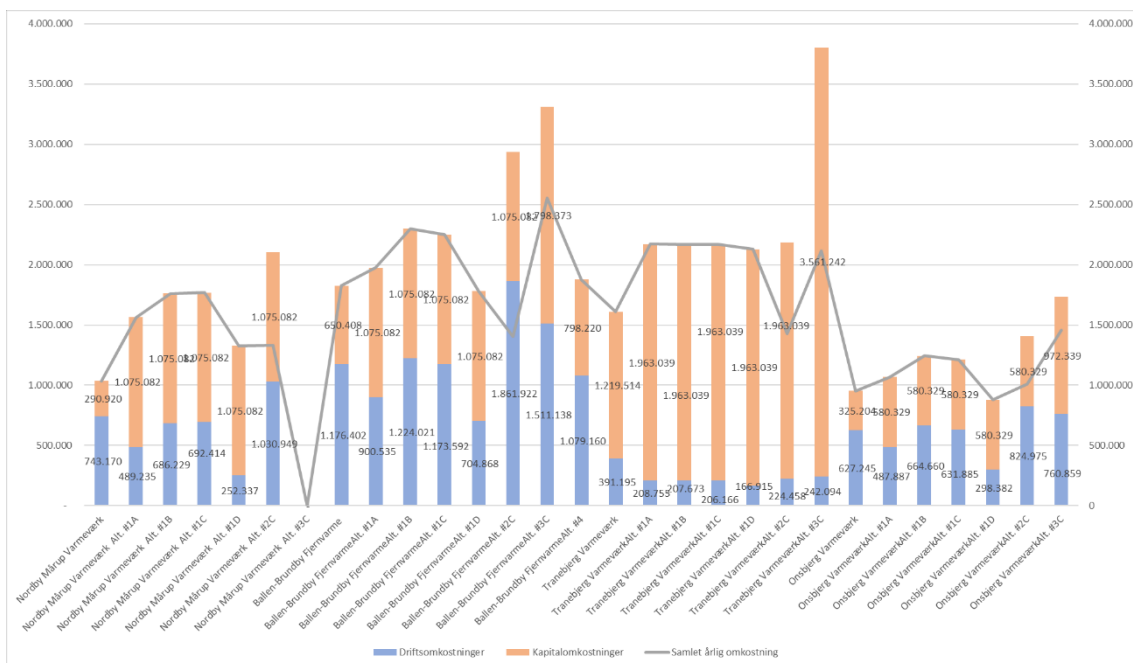


6.3 Selskabsøkonomi

Ved opgørelse af de selskabsøkonomiske konsekvenser af at tilføje en elkedel, en varmepumpe og varmtvandslager sammenlignes de årlige varmeproduktionsomkostninger for referencen og alternativerne.

Kapitalomkostningerne er baseret på optagelse af et annuitetslån med en løbetid på 20 år med en nominal rente på 2,38 % p.a. samt en løbende garanteret kommission på 0,50 % p.a. Siden år 2022 er renten steget fra 0,4 % til 2,4 %, hvilket betyder højere kapitalomkostninger for samme investeringsstørrelse.

Resultaterne på den samlede årlige driftsomkostning er præsenteret for alle scenarierne i grafen nedenfor, hvor de årlige driftsresultat og årlige kapitalomkostninger er vist.



I de følgende tabeller ses de selskabsøkonomiske betragtninger for hvert område:

		Nordby Mårup Varmeværk	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #1A	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #1B	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #1C	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #1D	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #2C	Nordby Mårup Varmeværk Alt. #3C
Driftsomkostninger	kr./år	743.170	489.235	686.229	692.414	252.337	1.030.949	n/a
Driftsmeromkostning	kr./år		-253.935	-56.941	-50.756	-490.833	287.779	
Årlige forbrugertariffer	kr./år						-774.821	
Årlig besparelse	kr./år		253.935	56.941	50.756	490.833	487.042	
Investering	kr.	4.419.360	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	
Tilslutningsbidrag	kr.		0	0	0	0	0	
Nettobeløb til låntagning	kr.	4.419.360	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	
Kapitalomkostninger ¹⁾	kr./år	290.920	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082	
Nettobesparelse	kr./år		-530.226	-727.220	-733.405	-293.328	-297.120	
Simpel tilbagebetalingstid	år		47	209	235	24	24	
Samlet årlig omkostning	kr./år	1.034.090	1.564.317	1.761.311	1.767.496	1.327.419	1.331.210	

		Ballen-Brundby Fjernvarme	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #1A	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #1B	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #1C	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #1D	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #2C	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #3C	Ballen-Brundby FjernvarmeAlt. #4
Driftsomkostninger	kr./år	1.176.402	900.535	1.224.021	1.173.592	704.868	1.861.922	1.511.138	1.079.160
Driftsmeromkostning	kr./år		-275.867	47.619	-2.810	-471.534	685.520	334.736	-97.242
Årlige forbrugertariffer	kr./år						-1.531.932	-757.567	
Årlig besparelse	kr./år		275.867	-47.619	2.810	471.534	846.412	422.831	97.242
Investering	kr.	9.880.320	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	28.931.526	12.125.728
Tilslutningsbidrag	kr.		0	0	0	0	0	-1.612.500	
Nettobeløb til låntagning	kr.	9.880.320	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	16.331.526	27.319.026	12.125.728
Kapitalomkostninger ¹⁾	kr./år	650.408	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.075.082	1.798.373	798.220
Nettobesparelse	kr./år		-148.807	-472.293	-421.864	46.860	421.738	-725.135	-50.570
Simpel tilbagebetalingstid	år		95	n/a	2.296	14	8	41	23
Samlet årlig omkostning	kr./år	1.826.810	1.975.617	2.299.103	2.248.674	1.779.950	1.405.071	2.551.945	1.877.380

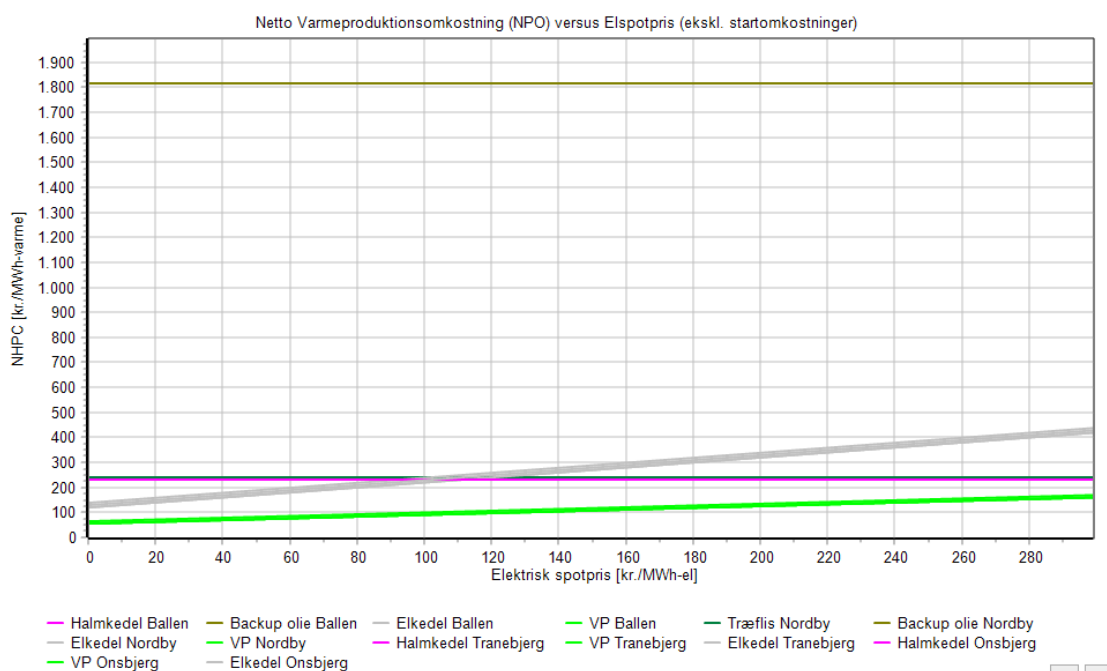
		Tranebjerg Varmeværk	Tranebjerg VarmeværkAlt. #1A	Tranebjerg VarmeværkAlt. #1B	Tranebjerg VarmeværkAlt. #1C	Tranebjerg VarmeværkAlt. #1D	Tranebjerg VarmeværkAlt. #2C	Tranebjerg VarmeværkAlt. #3C
Driftsomkostninger	kr./år	391.195	208.755	207.673	206.166	166.915	224.458	242.094
Driftsmeromkostning	kr./år		-182.440	-183.522	-185.029	-224.280	-166.737	-149.101
Årlige forbrugertariffer	kr./år						-761.265	-1.685.906
Årlig besparelse	kr./år		182.440	183.522	185.029	224.280	928.002	1.835.007
Investering	kr.	18.525.600	29.820.461	29.820.461	29.820.461	29.820.461	29.820.461	57.420.461
Tilslutningsbidrag	kr.		0	0	0	0	0	-3.321.750
Nettobeløb til låntagning	kr.	18.525.600	29.820.461	29.820.461	29.820.461	29.820.461	29.820.461	54.098.711
Kapitalomkostninger ¹⁾	kr./år	1.219.514	1.963.039	1.963.039	1.963.039	1.963.039	1.963.039	3.561.242
Nettobesparelse	kr./år		-561.085	-560.003	-558.496	-519.245	184.477	-506.721
Simpel tilbagebetalingstid	år		62	62	61	50	12	19
Samlet årlig omkostning	kr./år	1.610.709	2.171.794	2.170.712	2.169.205	2.129.954	1.426.232	2.117.431

		Onsbjerg Varmeværk	Onsbjerg VarmeværkAlt. #1A	Onsbjerg VarmeværkAlt. #1B	Onsbjerg VarmeværkAlt. #1C	Onsbjerg VarmeværkAlt. #1D	Onsbjerg VarmeværkAlt. #2C	Onsbjerg VarmeværkAlt. #3C
Driftsomkostninger	kr./år	627.245	487.887	664.660	631.885	298.382	824.975	760.859
Driftsmeromkostning	kr./år		-139.358	37.415	4.640	-328.863	197.730	133.614
Årlige forbrugertariffer	kr./år						-395.619	-275.030
Årlig besparelse	kr./år		139.358	-37.415	-4.640	328.863	197.889	141.416
Investering	kr.	4.940.160	8.815.763	8.815.763	8.815.763	8.815.763	8.815.763	15.415.763
Tilslutningsbidrag	kr.		0	0	0	0	0	-645.000
Nettobeløb til låntagning	kr.	4.940.160	8.815.763	8.815.763	8.815.763	8.815.763	8.815.763	14.770.763
Kapitalomkostninger ¹⁾	kr./år	325.204	580.329	580.329	580.329	580.329	580.329	972.339
Nettobesparelse	kr./år		-115.768	-292.541	-259.766	73.737	-57.236	-505.719
Simpel tilbagebetalingstid	år		28	n/a	n/a	12	20	70
Samlet årlig omkostning	kr./år	952.449	1.068.216	1.244.989	1.212.214	878.711	1.009.685	1.458.167

Den bedste selskabsøkonomi opnås generelt i Alternativ #D, hvor elkedlerne køber strømmen til den pris, der er fastsat i Standardprisen 415, tilføjet med nedregulering og specialregulering. Her opnås en årlig besparelse på driften. Desuden viser tilslutning af resterende individuelle forbrugere inden for forsyningsområderne generelt god økonomi sammen med etablering af varmepumper, elkedler og akkumuleringstanke, men produktionssystemet vil formentligt kunne optimeres yderligere, jf. f.eks. afsnit 6.4, hvis resultater er anført under Alternativ 4 i ovenstående tabel for Ballen-Brundby.

Virksomheden af at implementere solpaneler eller vindmøller på fjernvarmeverkerne for at producere deres egen elektricitet "bag måleren" kunne undersøges for at sænke driftsomkostningerne, men investeringsomkostningerne ved sådanne teknologier er ligeledes dyre.

Derudover er det vigtigt at følge prisudviklingen i halm og flis som benyttes som brændsel på værkerne i dag. En yderligere stigning i disse priser, vil gøre el-til-varme enhedernes selskabsøkonomi bedre.



Et udklip fra energyPRO, der viser netto-varmeproduktions omkostningerne som funktion af elpriserne ses ovenfor, hvor elpriserne er baseret på 415_var.

Varmeproduktionspriserne for halm og træflis ligger på 230-240 kr./MWh. Den gennemsnitlige el-pris for varmepumperne, benyttet i alternativ 1C er omkring 345 kr./MWh. Tillagt tariff og vedligehold og med en COP på 3, vil varmeproduktionsprisen for varmepumpen ligge på ca. 170 kr./MWh. Da varmepumpen og elkedlen skal dække hele varmebehovet og også er tvunget til at køre i spidslasttimer, er der for mange dyre el-timer til at løsningen med de benyttede forudsætninger er billigere end referencen i dag.

6.4 Ballen-Brundby scenarie

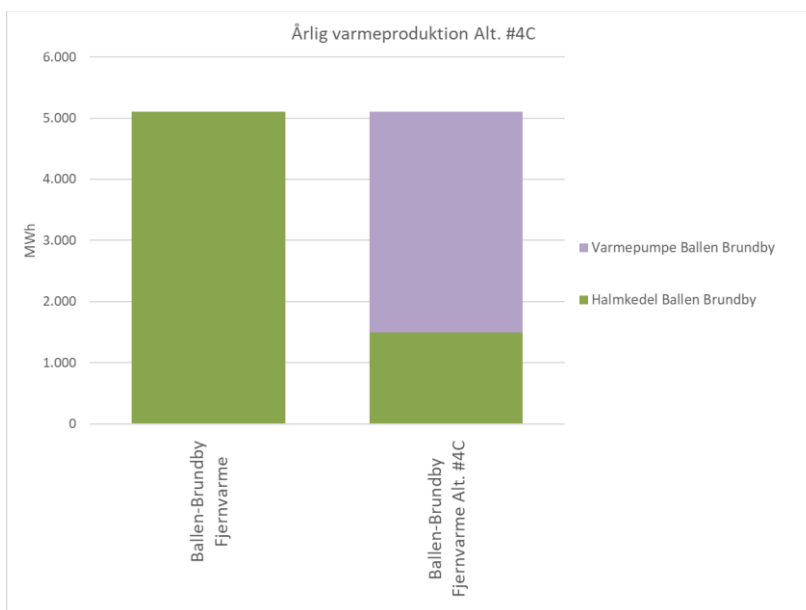
For videre undersøgelse af alternativet med implementering af elkedel, varmepumpe og varmtvandslager, udfordres dette med et andet alternativ for Ballen-Brundby Fjernvarme. Her indgår implementering af varmepumpe og varmtvandslager kombineret og eksisterende halmkedel til spidslast og ombygning af eksisterende oliekedel til bionaturgaskedel til reservelast. En ombygning af oliekedlen vil have en omkostning på ca 500.000 kr. og brug af eksisterende halmkedel til spidslast vil ikke kræve reinvestering i ny halmkedel.

Scenariet kaldes Ballen-Brundby Fjernvarme Alt. #4, hvor scenariet undersøger følgende:

- Alt. #4: Fjernvarmeværket implementerer en 1,1 MW varmepumpe og varmtvandslager, samt ombygger eksisterende oliekedel til bionaturgaskedel som reservelast. Eksisterende halmkedel benyttes som spidslast.

Elprisen er sat til Variable Price 415.
Ingen udvidelse medtaget.

Varmeproduktionen vil se ud som vist på nedenstående graf. Her dækker varmepumpen ca. 70% af varmeproduktionen:



Resultaterne for de selskabsøkonomiske beregninger er sammenlignet med de andre alternative scenarier for Ballen-Brundby Fjernvarme i tabellen for Ballen-Brundby i afsnit 6.3.

Her se det at den årlige besparelse vil lande på omtrent 97.000 kr./år, ved at implementere en 1,1 MW varmepumpe og varmtvandslager hos Ballen-Brundby Fjernvarme. Denne besparelse og den lavere kapitalomkostning til investeringen kan sammenlignes med referencen.

Resultaterne for Ballen-Brundby Fjernvarme Alt. #4 viser, at rent selskabsøkonomisk kan der findes et potentiale for at reducerer halm forbruget hos fjernvarmeværket. Alternativ #1A, #1B, #1C, #1D, #2C og #3C vil ikke benytte halm som ressource i fremtiden, hvor #4 vil reducere forbruget med 71%.