



Effektivisering af fjernvarme- net med sol- boosteranlæg

F&U Projekt 2016-04

DANSK FJERNVARME F&U-KONTO

4. OKTOBER 2018

Indhold

1	Indledning	5
1.1	State of the art	5
2	Projektets formål og afgrænsning	6
2.1	Afgrænsning	7
3	Casebeskrivelse	8
3.1	GoT testanlægget	8
3.2	EnergyPRO:	12
3.3	Specifikationer for solvarmeanlæg	14
4	System beskrivelse	17
4.1	Reference	17
4.2	Anlægsopbygning og drift	17
4.2.1	Driftssituation 1 – Boost via akkumulering	19
4.2.2	Driftssituation 2 – Boost via fremløb	20
4.2.3	Driftssituation 3 – Boost via returløb og akkumulering	21
4.2.4	Driftssituation 4 – Boost direkte via returløb	21
4.2.5	Solfangernes effekt	22
4.2.6	Pumpedrift	23
4.3	Opsummering	25
4.4	Potentielle fordele/ulemper	26
4.4.1	Potentielle fordele:	26
4.4.2	Potentielle ulemper:	26
5	Teknisk og økonomisk analyse – resultater	27
5.1	Solbooster og satellit i nuværende system	27
5.1.1	Produktion og ydelse	27
5.1.2	Brændselsbesparelse	29
5.1.3	Varmetab i transmissionsledning	29
5.1.4	Økonomi	30
5.2	Følsomhed: booster- og satellit-drift i naturgassystem	31
5.2.1	Følsomhed: 2500m ² solboosteranlæg tilkoblet eksist. anlæg	32
6	Konklusion	34
7	Evaluerings	34

Appendiks 1: Beregningsforudsætninger

Appendiks 2: EnergyPro Beregninger

Appendiks 3: Varmetabsberegninger transmissionsledning



Afrapportering

F&U Projekt 2016-03 "Energioptimering af fjernvarmenetværk og -transmission via solboosteranlæg" er udarbejdet i et samarbejde mellem NIRAS A/S, Løgstør Fjernvarme a.m.b.a. og Aalborg CSP. Det er projektets mål at påvise, hvorledes solvarme kan bruges til, at booste fremløbstemperaturen i fjernvarmenetværket, så fremløbstemperaturen fra hovedværket kan sænkes og sammen med den lokalt producerede solvarme, opnå en væsentlig reduktion af nettabet i sommerperioden. I projektets løbetid, har mål udviklet sig til, også at belyse satellit-drift, hvor transmissionsnettet ligges stille. Begge betragtninger er derfor taget med i denne rapport.

- NIRAS har udarbejdet projektets analyser og den endelige afrapportering, samt stået for den overordnede koordinering.
- Løgstør Fjernvarme er projektets ejer og har leveret hjælpeudstyr til formålet, samt stået for fjernvarmetilslutning af solvarmeanlægget og logning af data til eget SRO-anlæg.
- Aalborg CSP har stået for levering af solpaneler og styring til solfangerfeltet (GREENoneTEC) samt deltaget med viden om solvarmeanlæggets dimensionering, investering, drift og optimering.

Projektet er udarbejdet i perioden fra januar 2016 til oktober 2018 og er gennemført med støtte fra Dansk Fjernvarmes F&U konto.

Resume

Reduktion af net- og transmissionstab har altid været et af fjernvarmens primære udfordringer. Udviklingstendensten inden for fjernvarme, med stigende energisparekrav og øget konkurrence fra individuelle varmekilder, har kun øget denne udfordring, hvorfor nye løsninger, der kan reducere tabene, har stigende relevans.

Projekt undersøger et konkret idekoncept om lokal boostning og satellit-drift af fjernvarme via solfangeranlæg, i fjernvarmenetværk forbundet via transmissionsledning. Konceptet undersøger muligheden af at reducere varmetabene i transmissionsledningen over sommeren, hvor varmetabet er relativt stort, set i forhold til varmebehovet i sommerperioden. To metoder er analyseret; hhv. booster-drift hvor temperaturen på fremløbet fra værket sænkes og herefter løft via et lokalt solboosteranlæg, samt satellit-drift, hvor transmissionsledningen lukkes helt i sommermånederne og et lokalt solfangeranlæg dække hele varmebehovet for området.

Løgstør Fjernvarme er vært for projektet. Udover forbrugerne i Løgstør by, forsyner Løgstør Fjernvarme også nabobyerne Ranum og Vindblæs med varme. Begge byer er forhenværende barmarksværker, som indenfor de seneste år, er tilkoblet Løgstør via lange transmissionsledninger. Analysen tager udgangspunkt i en case hvor et solvarme/solbooster anlæg placeres lige uden for Ranum by, for enden af den 7,2 km lang transmissionsledning mellem Ranum og Løgstør. Resultaterne holdes op mod en referencemodel, der repræsenterer Løgstør Fjernvarmes nuværende produktion, der primært består af to biomasse kedler i Løgstør, et storskala solvarmeanlæg i Vinblæs og overskudsvarme fra kalkproducenten Dankalk. Projektet belyser fordele og ulemper ved de forskellige alternativer; booster-drift og satellit-drift.

Analysen viser, at med de anvendte forudsætninger, kan lokal boostning via solvarme give en række fordele, såsom reduceret varmetab i transmissionsledning, CO₂ besparelser, og brændselsbesparelser. Kortsigtet overstiger disse fordele dog ikke, de samlede investeringer i et system hvis primære varmeproduktion er baseret på biomasse og overskudsvarme. Analysen viser, at med den anvendte teknologi, er de største besparelser at hente, ved et lokalt placeret solfangeranlæg, der drives som et satellit anlæg med en akkumuleringstank, og dimensioneres til at dække det lokale varmebehov i Ranum om sommeren. Slutteligt, viser analysen, at gevinsten er væsentligt større i et system, hvis primære varmeproduktion består af naturgas frem for biomasse og overskudsvarme. I sådan et system overstiger besparelserne overvejende investeringen, og en økonomisk gevinst er at hente jf. Afsnit 5

1 Indledning

Dansk fjernvarme er blandt andet kendetegnet ved, at bevæge sig ud i områder med relativ lav lineær varmetæthed, såsom parcelhusområder. Det betyder, at vi i Danmark samtidig med et meget bredt funderet fjernvarmesystem, også har et system, der er relativt følsomt overfor varmetab. De fleste netværk har rigtig god drift i vinterperioden og sikrer lave varmepriser for de tilsluttede forbrugere. I sommerperioden kan det dog være en udfordring, at sikre god drift af fjernvarmesystemet pga. den reducerede last, med større relativ varmetab til følge. Samtidigt ses det at flere fjernvarmeselskaber konsolideres og forbindes med transmissionsledninger, hvilket i sommerperioderne resulterer i tilsvarende større varmetab.

De senere års udviklingstendens omfatter et voksende krav om energieffektivitet, herunder bl.a. reduceret ledningstab og omlægning mod en diversitet af forskellige energikilder koblet på samme net for øget fleksibilitet og forsyningsikkerhed.

I dette projekt undersøges derfor to konkrete koncepter, der forsyner satellitområder med reducerede varmetab som mål.

1.1 State of the art

Mens der i Danmark er mange, både teoretiske og praktiske, erfaringer med hhv. drift og optimering af solvarmeanlæg til fjernvarmeproduktion, samt temperaturoptimering, er der ikke samme udbredte erfaringer med at kombinere de to aspekter ved at anvende decentral solvarmeproduktion til temperaturboosting og satellit-drift. Af denne baggrund ønskes det med denne rapport, at belyse hvilke fordele der er forbundet med et sådan anlæg i Løgstør/Ranum.

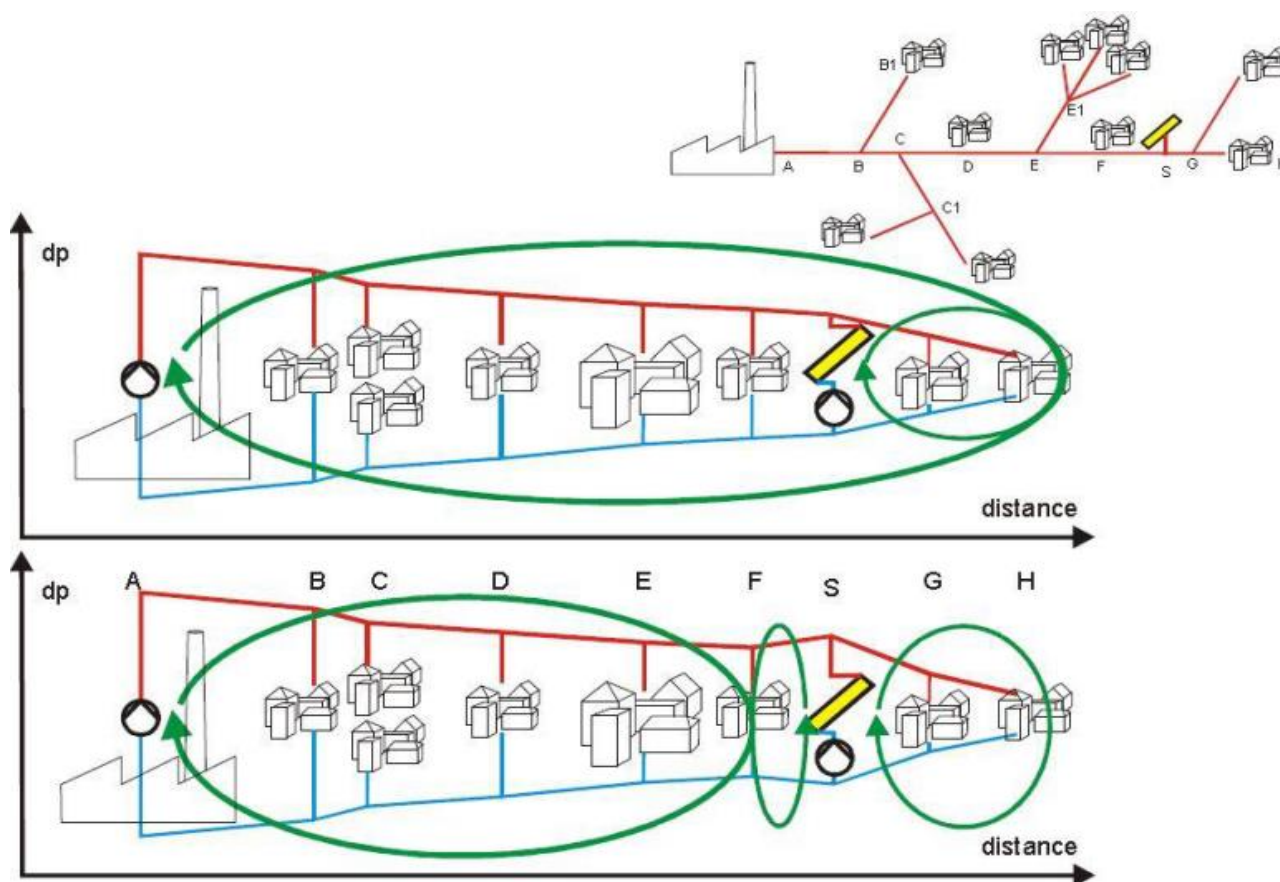
Konceptet omkring decentral temperaturboosting har tidligere været analyseret, dog med anvendelse af en boostervarmepumpe i stedet for et solvarmeanlæg. Dette er fx analyseret i et tidligere F&U projekt¹, som konkluderer at anvendelse af en boostervarmepumpe kan forbedre driften af fjernvarmenettet i de varmeste måneder, da temperaturen kan reduceres og tabene derfor reduceres.

¹ http://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/videnom/fogu_rapporter/2012-05-kombineret-fjernvarmeforsyning-af-lokalomrade-01012013.pdf

2 Projektets formål og afgrænsning

Projektets primære formål er energioptimering af fjernvarmetransmission vha. solvarme. De fleste netværk har rigtig god drift i vinterperioden og sikrer lave varmepriser for de tilsluttede forbrugere. I sommerperioden kan det dog være en udfordring at sikre god drift af fjernvarmesystemet pga. den reducerede last, med større relativ varmetab til følge. Det har været projektets initierende mål at påvise, hvorledes solvarme kan bruges til at booste dvs. hæve fremløbstemperaturen som holdes lav igennem transmissionsledningen fra hovedværket og hæves lokalt med den lokalt producerede solvarme. Det var forventningen at man dermed opnår en væsentlig reduktion af nettabet i sommerperioden.

Figur 2.1: Skitse af idékoncept



Løgstør Fjernvarme har i forbindelse med projektet opstillet 4 paneler af typen GK 3003 fra den østrigske solpanelproducent GREENoneTEC (GoT) med termoglas og antirefleksion. Panelerne blev opstillet i 2016 og har fungeret som et testanlæg for solpanelernes ydelse. Solpanelerne er tilsluttet et lille veksleranlæg i en container opstillet ved siden af panelrækken. Vekslerstationen og solpanelerne er opstillet og har været i drift siden april 2016.

Panelerne til solbooster testanlægget er etableret i Løgstør på en nabogrund til værket. Varmen fra panelerne føres via en stikledning fra veksleranlægget til hovedledningen på fjernvarmenettet. Solpanelerne i Løgstør er etableret med henblik på, at fungere i to trin. Første trin omfatter de 2 første paneler i rækken. Panelerne her er etableret med enkeltglas og arbejder i temperaturfeltet 40-60/70 °C. Andet trin omfatter de 2 sidste paneler i rækken. Panelerne her er etableret med tolagsglas (termoglas) og arbejder i temperaturfeltet 60/70-90 °C.

Figur 2.2: Testopstilling af GoT paneler ved Løgstør Fjernvarme



Det var projektets oprindelige plan, at registrere målinger fra testanlægget for GoT solpanelernes ydelse under danske forhold og anvende disse måledata til, at modellere et virtuelt solboosteranlæg. Plan måtte dog ændres gennem projektets løbetid, da måleprogrammet til optag af måledata fra panelerne aldrig leveres af KPV den originale samarbejdspartner for solpanelerne. I stedet blev et samarbejde igangsat med Aalborg CSP (ACSP), der efterfølgende er blevet dansk leverandør af GoT paneler. I samarbejde med ACSP, har projektet i stedet draget nytte af erfaringstal fra solvarmeanlæg på GoT paneler leveret af ACSP.

For at nyttiggøre dataene fra ACSP solfangeranlæg, blev Løgstør Fjernvarmes produktionsenheder og transmissionsledningsnet opbygget i modelleringsværktøjet EnergyPRO og det virtuelle solboosteranlæg blev placeret, for enden af den 7 km lange transmissionsledning til nabobyen Ranum.

Forud for projektets opstart var formålet, desuden at demonstrere:

- Et godt eksempel på etablering af et solvarmeanlæg med et simpelt opbygning, nemt og hurtigt at installere og nemt at kopiere til relativt små penge.
- Eksempel på etablering af et GoT solvarmeanlæg med nyudviklede termopaneler, herunder eftervisning af panelernes ydelse og drift under danske forhold.
- Eftervisning af projektets rentabilitet og overførbarehed

2.1 Afgrænsning

Projektet afgrænser sig fra en samlet systemanalyse af ledningsnettet, men fokuserer i stedet på at modellere alle produktionsenheder der indgår i Løgstørs fjernvarme produktionssetup og produktionen fra et solboosteranlæg, samt potentielle varmetabsbesparelser. Derudover afgrænser projektet sig fra eventuelle effekter på lednings- og transmissionsnet ved boosterdrift.

3 Casebeskrivelse

Projektet tager udgangspunkt i en konkret case, Løgstør Fjernvarmeværk, som fjernvarmesystemet modelleres efter i EnergyPRO.

Løgstør er en nord-vestjysk beliggende by med lige over 4000 indbyggere. Størstedelen af Løgstør by er forsynet af fjernvarme produceret ved Løgstør Fjernvarmeværk, der ca. har 2300 forbrugere tilsluttet. Løgstørs fjernvarmenet er forbundet til to andre byer, Ranum og Vindblæs, som begge primært forsynes af fjernvarme sendt fra Løgstør. Alle tre byer har naturgas kedler og gasmotorer af ældre dato, mens Vindblæs har et lokalt solfangeranlæg på ca. 15.000 m² der producerer til Vindblæs' eget behov og sender det meste af solvarmen til Løgstør som supplement til den øvrige forsyning i de solrige timer. Løgstør har to biomassekedler der benytter henholdsvis halm og flis og modtager desuden overskudsvarme fra Danskalk den største del af året. Transmissionsledningen mellem Løgstør og Vindblæs er en serie 2 af størrelsen DN125 og strækker sig over ca. 7 km. Transmissionsledningen mellem Løgstør og Ranum er også en serie 2 men af størrelsen DN150 og strækker sig over ca. 8 km. Projektet tager udgangspunkt i et lokalt placeret solfangeranlæg ved Ranum, der primært skal forsyne Ranums varmebehov og bidrage til mindsket varmetab i transmissionsledningen mellem Løgstør og Ranum.

Figur 3.1: Placering af de enheder der primært har indvirkning på projektet.



3.1 GoT testanlægget

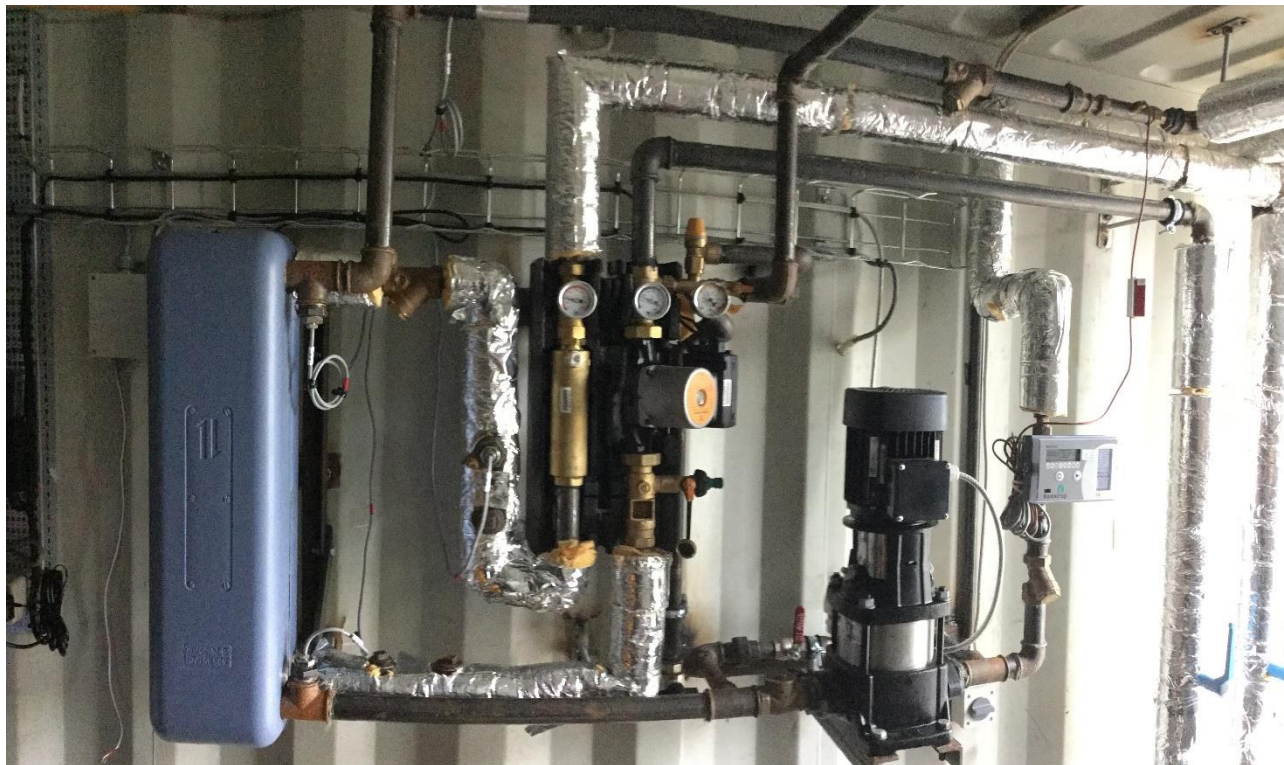
På en plads overfor varmeværket etablerede Løgstør Fjernvarme i 2016 et test anlæg til GREENoneTEC (GoT) solfangerpaneler af typen GK 3003. Test opstillingen omfattede 4 paneler som blev tilsluttet et eksisterende mobilt veksleranlæg som Løgstør havde bygget i forbindelse med etableringen og driften af Vindblæs Solvarmeanlæg.

Figur 3.2: De 4 GoT paneler i Løgstørs testopstilling



Det mobile veksleranlæg består af en container hvori der blev etableret udstyr til at trække energi ud af solfanger paneler og måle på produktion og ydelse. Til at styre testanlægget installerede Løgstør Fjernvarme et styringsmodel fra Sonnenkraft, designet til husstands anlæg (SKSC3HE), en KAMSTRUP Multical (66CA3F1374) måler, en Grundfos pumpe (MG71B – 85805103), en Danfoss VLT Aqua Drive frekvensomformer (FC 301), en lille varmeveksler og en manifold med måleudstyr.

Figur 3.3: Tekniske installationer til solvarmetestanlægget



Det var projektets oprindelige plan at målinger fra solvarme testanlægget løbende skulle logges i Løgstør Fjernvarmes SRO-system via en program tilføjelse, som projektets oprindelige solvarme partner KPV skulle levere. Samarbejdet med KPV kom dog aldrig ordenligt i gang og sidenhen har KPV forladt det danske marked. Den lovede styringstilføjelse blev derfor ikke installeret.

Figur 3.4: Løgstør Fjernvarmes produktionsanlæg i Løgstør, Ranum og Vindblæs, samt overskudsvarme fra Dankalk



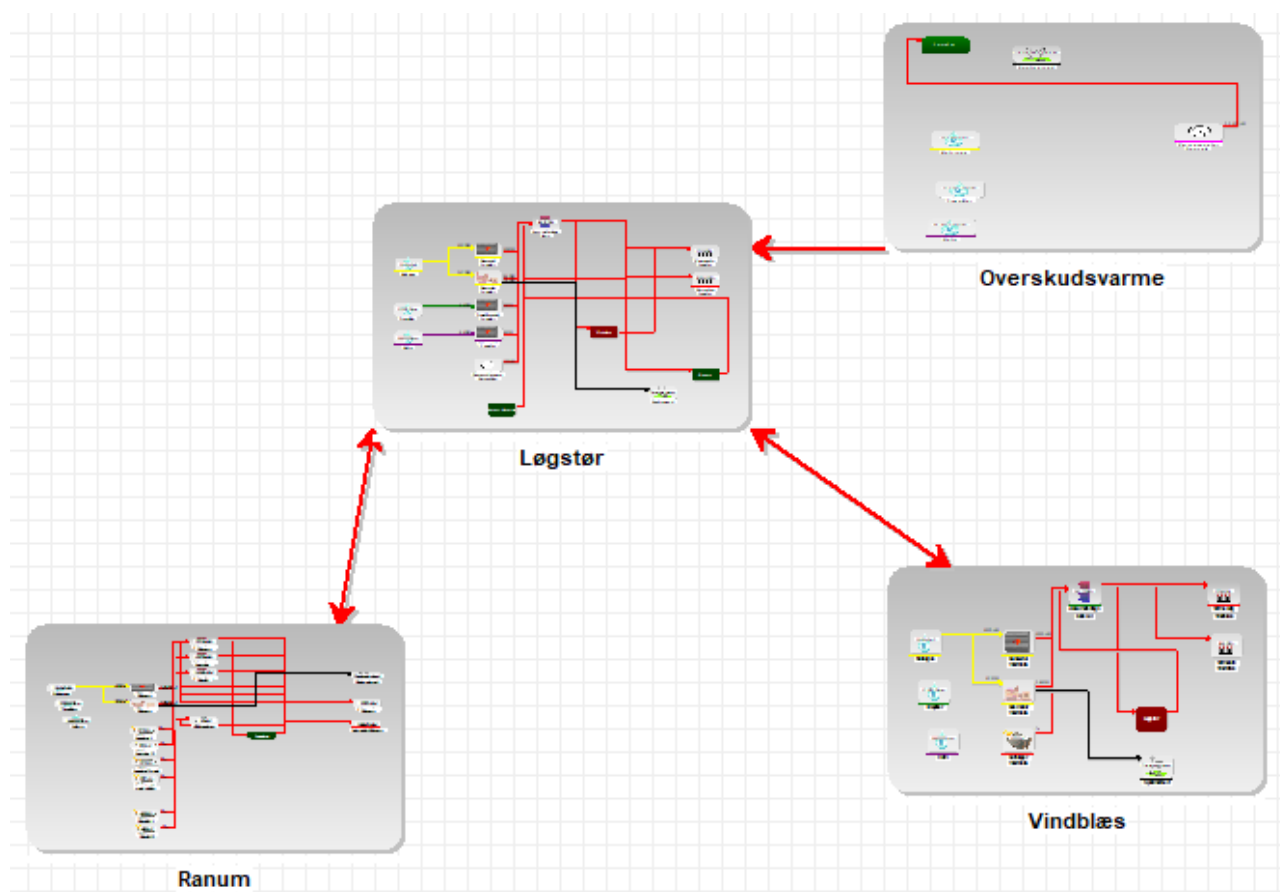
Senere i projektet blev der gjort forsøg på at anvende de data, som gemmes på Kamstrup målerens interne log og sammenkoble disse med månedsdata fra varmeledningen til værket fra testanlægget. Det viste sig dog ikke muligt, at udtrække data af anvendelig kvalitet fra måleren. Det blev derfor besluttet, ikke at basere projektets analyse på usikre data, men i stedet anvende sikre data, leveret af den nye samarbejdspartner Aalborg CSP fra deres solvarmeanlæg med GoT solpaneler. Testanlægget har i stedet fungeret som en live model af GoT solpaneler, hvor Løgstør Fjernvarme kunne besigtige panelernes tilstand og holdbarhed i et dansk klima.

3.2 EnergyPRO:

EnergyPRO er et modellerings værktøj der bl.a. bruges til at simulere og analysere fjernvarmesystemer. EnergyPRO beregner de årlige omkostninger for at drive systemet, samt produktionsmønstret for anlæggene og akkumuleringsstanke i systemet ud fra varmebehovet. For at beregne driften af enhederne i systemet samt de årlige driftsomkostninger, er det nødvendigt med en række inputs i EnergyPRO. Af disse kan følgende bl.a. nævnes:

- Tidsserier med temperatur data og solindstråling
- Varmebehov
- Brændselspriser, elpriser og alle relevante afgifter
- Specifikationer for anlæg mm.

Figur 3.5: Lokaltitetsoverblik fra EnergyPro modellen til F&U projektet

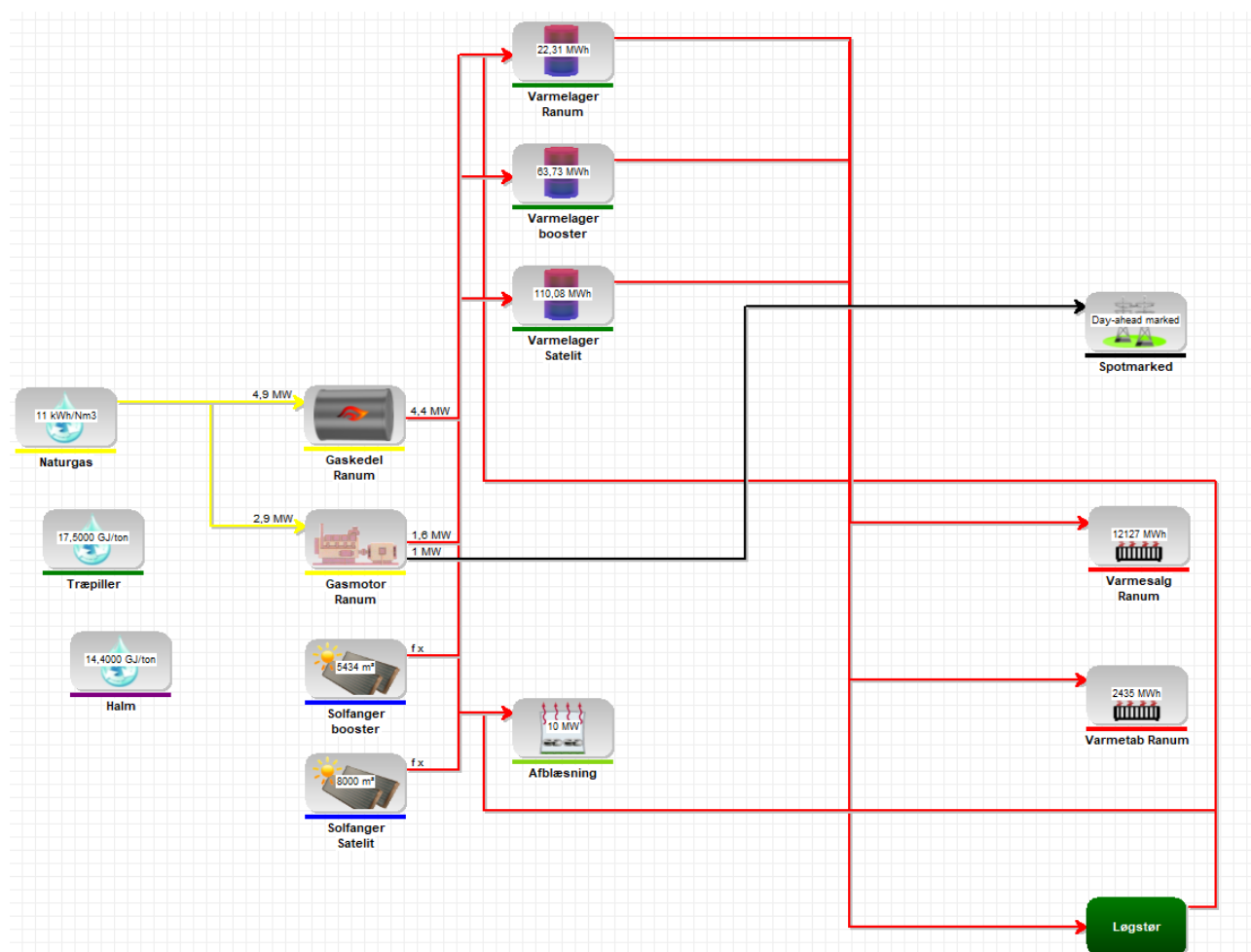


Givet de nødvendige inputs kan EnergyPRO beregne den timemæssige drift af systemet, baseret på en prioritering af enhederne i systemet. Således vil enheden med den laveste produktionsomkostning pr. MWh varme i den specifikke time, blive aktiveret først. Hvis enheden med den højeste prioritet ikke kan dække varmebehovet, bliver enheden med den næsthøjeste prioritet aktiveret osv. Da solvarmeanlæg har lave driftsomkostninger

aktiveres disse per automatik næsten altid først, men kan også manuelt indstilles til at have høj prioritet. EnergyPRO vil således simulere systemet så varmebehovet er dækket hver eneste time over året, ved at aktivere de billigste enheder først. Ved modellering af solvarmeanlæg i EnergyPRO skal der blandt andet bruges data omkring størrelse, solindstråling, effektivitetsfaktorer, hældning, orientering samt temperaturer for fremløb og retur.

EnergyPro modellen til F&U projektet omfatter en modellering af produktionsenheder i hhv. Løgstør, Ranum og Vindblæs, samt en model af overskudsvarmeleverancen fra Dankalk. Modellen regner herefter på alle disse lokationer på samme tid, dvs. solboosteranlæggets drift regnes op biomasse (Løgstør), solvarme (Vindblæs), overskudsvarme (Dankalk) og i sjældne øjeblikke naturgaskraftvarme (Løgstør).

Figur 3.6: Eksempel, opsætningen af lokationen Ranum i EnergyPRO modellen



Det var oprindeligt planen, at betragte solbooster anlægget som et forsimplet solvarmeanlæg uden akkumulering. Men med baggrund i EnergyPro modellens resultater og efter dialog med Aalborg CSP, blev det valgt, at inkludere en akkumuleringstank i solboosteranlægget. EnergyPro modellen viser en klar driftsøkonomisk fordel ved at installere en akkumuleringsenhed og det ville være yderst svært, at drive et solboosteranlæg effektivt (se afsnit 4.2 Anlægsopbygning og drift) uden mulighed for akkumulering.

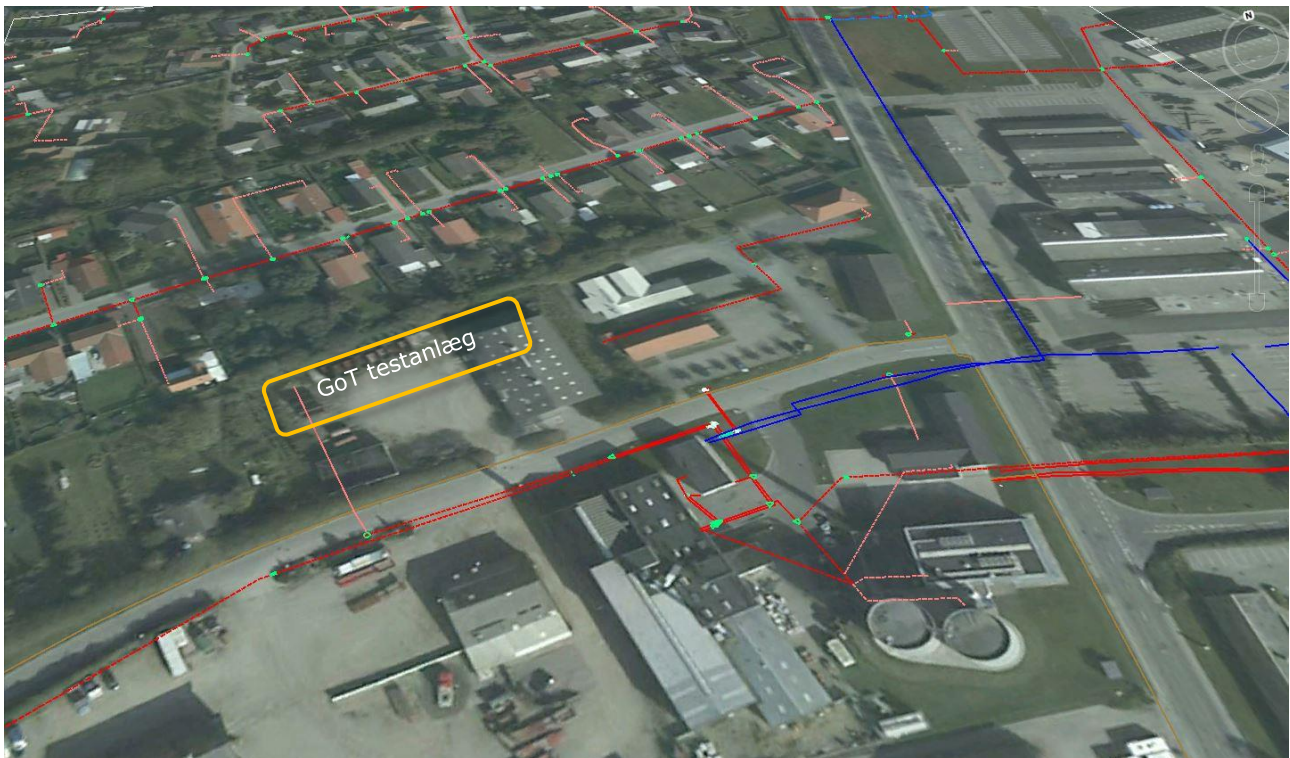
I tilgift til inklusion af en varmeakkumuleringsenhed blev det også besluttet, at undersøge forskellige driftsscenarier, hvilket omfattede:

1. Boost af fremløbstemperaturen på transmissionsledningen til Ranum fra Løgstør vha. solboosteranlæggets akkumuleringstank
2. Boost af fremløbstemperaturen på transmissionsledningen til Ranum fra Løgstør direkte fra solboosteranlægget
3. Boost af returvandet fra Ranum til fremløbstemperatur vha. solboosteranlæggets akkumuleringstank, mens transmissionsledningen ligger kold (satellitdrift)
4. Boost af returvandet fra Ranum til fremløbstemperatur direkte fra solboosteranlægget (satellitdrift)

Driftsscenarie 1 og 2 blev modelleret for et solboosteranlæg, der bevist er underdimensioneret så det ikke kan dække Ranums sommerlast (dvs. satellitdrift er ikke muligt), mens driftsscenarie 3 og 4 blev modelleret for et solboosteranlæg dimensioneret til at dække Ranums sommerlast, dvs. som et traditionelt solvarmeanlæg, hvor transmissionsledningen kan ligges kold i sommer perioden.

Det blev derfor projektets sekundære formål, at opstille boosterdrift på fremløbet til Ranum med boosterdrift på Ranum returvand, hvor transmissionsledningen kan lægges kold, men anlægsinvesteringerne er større.

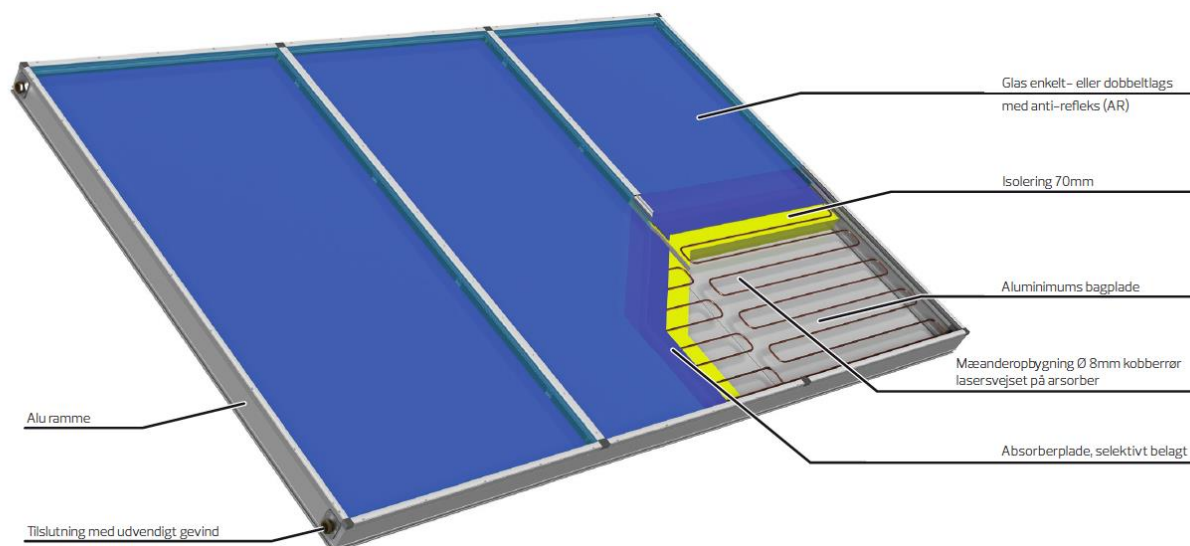
Figur 3.7: Placering af GoT testanlægget på Løgstør Fjernvarmes net.



3.3 Specifikationer for solvarmeanlæg

Solpanelerne i test anlægget er samme type, som det der anvendes til store centrale anlæg med flade solfanger sat sammen i paneler. Panelet er designet for let installation, lang levetid og drift ved høje temperaturer. GoT er verdens største solpanel producent, deres historiske portefølje omfatter dog primært industrielle anlæg, men de senere år er der etableret flere storskala solvarmeanlæg på GoT paneler. Panelerne har en mæanderopbygning af de vandlevende rør, hvilket medfører, at kravene til flowet gennem panelet er mindre, end for solpaneler hvor væsken drives opad bl.a. af opvarmningen. GoT er en kendt leverandør uden for Danmark, men er for nuværende mindre kendt herhjemme. Den danske solfanger producent Aalborg CSP, har indgået et samarbejde med GoT og leverer nu både parabolske soltrug (Consentrated Solar Power) og fladpaneler fra GoT.

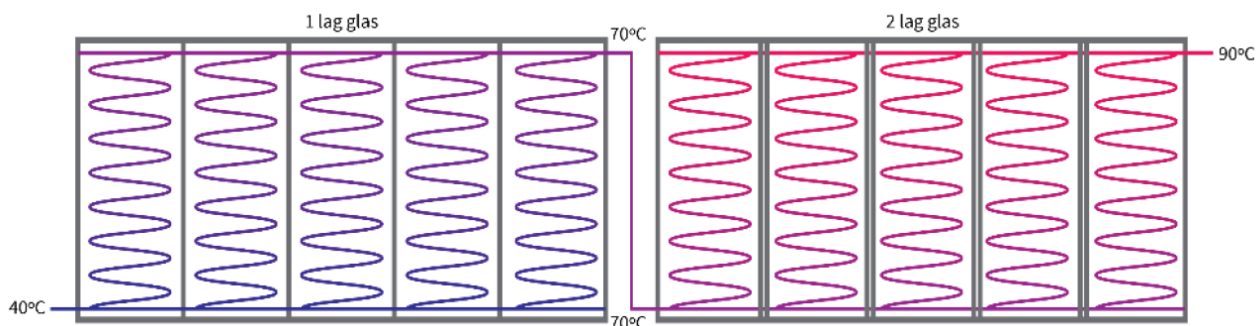
Figur 3.8: Opbygning af GoT solpanel



Som beskrevet tidligere er solpanelerne i Løgstør etableret med henblik på, at fungere i to trin hvor hver række er opbygget af 2 solfangertyper. Første trin omfatter de første paneler i rækken. Panelerne her er etableret med enkeltglas og arbejder i temperaturfeltet 40-60/70 °C, som illustreret på følgende skitse. Det kolde vand ledes i dette trin, ind i bunden af den første solfanger hvorefter det føres igennem solfangeren og ledes ud af toppen i den sidste solfanger i serien.

Andet trin omfatter de sidste paneler i rækken som er etableret med tolagsglas (termoglas) og arbejder i temperaturfeltet 60/70-90 °C. Vandet fra første trin føres her ind i bunden af panelet og det opvarmede vand ledes, efterfølgende ud af toppen i den sidste solfanger i rækken, som vist på Figur 3.9. Fordelen ved at kombinere disse to solfangertyper er, at 1-lags solfangere er bedre til at optage solens energi ved lavere temperaturer, da de muliggør større indstråling på absorbereren men har således samtidig også et større varmetab. 2-lags solfangere er bedre til at opfange og holde på energien ved højere temperaturer, da de får lidt mindre indstråling på absorbereren, men har modsat også et lavere varmetab.

Figur 3.9: Skites over solpanelets operationsfelt



Følgende tabel viser specifikationerne for solfangeranlægget. Her ses det også hvordan enkeltlags glas har en højere starteffektivitet, hvilket gør den passende i starten af en solfangerrække, mens tolags glasset har en lavere 1. grads varmetabskoefficient, hvilket medfører højere temperaturer og dermed anvendelse i slutningen af en solfangerrække. Denne form for opbygning blev indført for første gang i Marstal fjernvarme i 1998 og var

del af en PhD afhandling på DTU, hvor der også blev muliggjort blænding af flere typer solfangere, skift af væskestrømme og mere.

Model	Enkeltlags glas (GK3003)	Dobbeltlags glas (GK3003)
η_0	0,857	0,814
$a_1[W/(m^2K)]$	3,083	2,102
$A_2[W/(m^2K^2)]$	0,013	0,016

Tabel 3.1: Specifikationer for solfanger felt

4 System beskrivelse

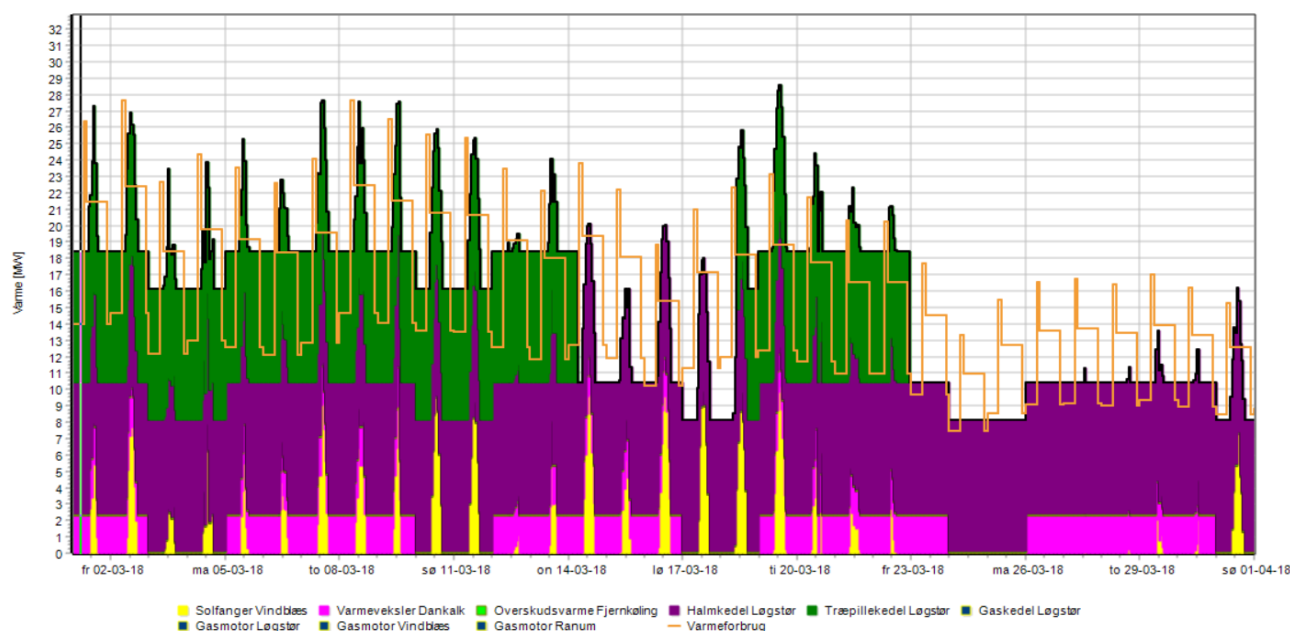
Følgende afsnit beskriver referencesystemet, samt de to testede scenarier for solvarme.

4.1 Reference

Reference systemet tager udgangspunkt i Løgstørs, Ranums og Vindblæs' nuværende produktions setup, der er forsøgt modelleret så realistisk som muligt. Simuleringsmodellen er opbygget i EnergyPRO, der time for time optimerer systemets drift efter en prioritering af enhederne i fjernvarmenettet. Fjernvarmeproduktionen består den største del af året hovedsageligt af overskudsvarme fra Dankalk, samt varme produceret på halmkedel og fliskedel, hvilket illustreres af nedenstående eksempel af driften i marts måned. Derudover suppleres produktionen med solvarme fra Vindblæs, som dækker Vindblæs behov om sommeren og dele af Løgstørs varmebehov. Spids- og reservelast dækkes af naturgas kedler og motorer. De tider hvor grafen angiver at behovet ikke er dækket jf. Figur 4.1 er der tale om, at det er varmelageret der dækker varmebehovet.

Reference systemet er modelleret på baggrund af indsamlet data for varmebehov, anlæg, transmissionsledning mv. Varmebehovet er baseret på data fra 2016/2015, som er omregnet til graddagsafhængigt forbrug i et "normalår". Det graddagskorrigerede behov brugt i modellen, ligger en anelse højere end de faktiske varmeproduktioner fra de sidste par år, hvilket kan få de optimale dimensioneringer af anlæg til at afvige lidt. Solvarmeanlægget er i EnergyPRO modelleret med 50% af panelerne bestående af enkeltlagsglas, der opererer i temperaturen fra 40-60/70°C og 50% dobbeltlagsglas der, som beskrevet i afsnit 3.3, opererer i temperaturen 60/70-90°C. Dette er gjort for at afspejle den måde denne type af solvarmeanlæg opererer på i praksis, beskrevet i afsnit 3.3.

Figur 4.1: Eksempel på produktion-sammensætning for Løgstør Fjernvarme

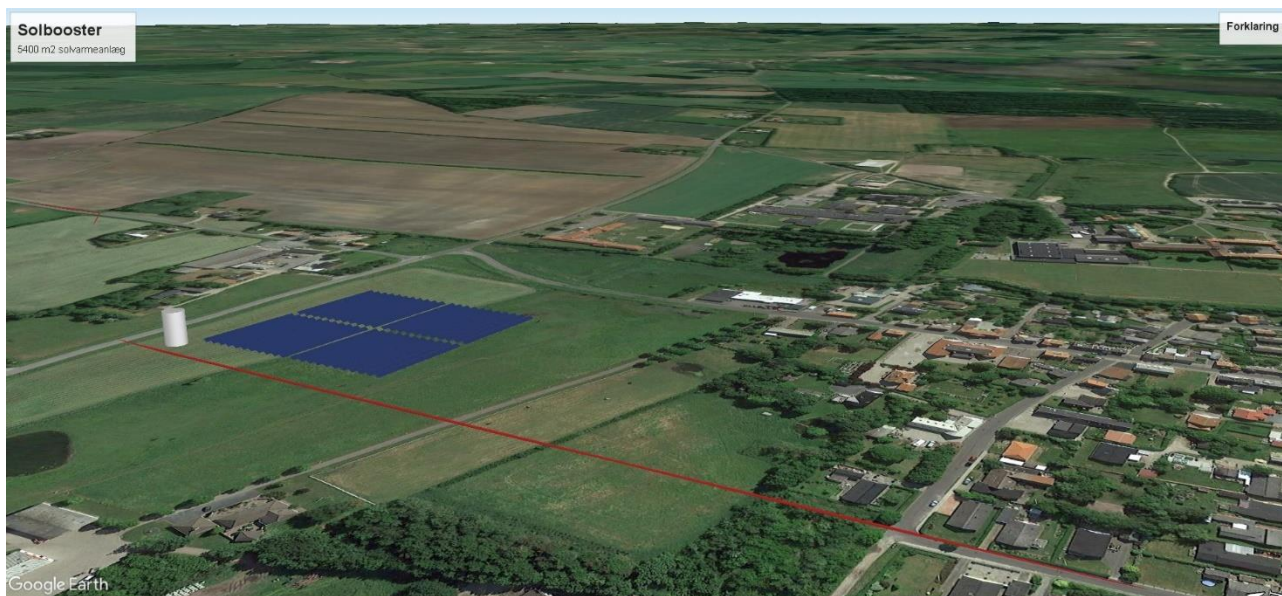


4.2 Anlægsopbygning og drift

Følgende afsnit går i dybden med 4 mulige driftssituationer der kan opstå, når temperaturen boostes på et lokalt solvarmeanlæg. Et solvarmeanlæg der designes og dimensioneres til at booste temperaturen lokalt, kan for eksempel opstå, når der er et ønske om at reducere varmetabet over transmissionsledningen, men hvor der ikke er den tilgængelige plads til, at bygge et solvarmeanlæg, der alene kan dække varmebehovet over sommeren. Med udgangspunkt i et lokalt solboosteranlæg, er der med rådgivning fra Aalborg CSP dimensioneret et

solvarmeanlæg på 5434 m² GoT solpaneler, samt en dertilhørende akkumuleringskøle på 1000 m³ til at simulere driften. Det 5434 m² store solvarmeanlæg kan i praksis være fordelt som 4 sektioner af 11 rækker (2 X enkeltlagsglas, 2 x dobbeltlagsglas) med 10 paneler pr. række. Da et 5434 m² solvarmeanlæg ikke er stort nok til at kunne dække Ranums varmebehov alene over sommeren, undersøges netop muligheden for at booste temperaturen.

Figur 4.2: 3d skitse af et solboosteranlæg på ca. 5400 m² og 1000 m³ akkumuleringskøle, som modelleres for driftssituation 1 til 4 (rødt linje er transmissionsledningen)



Analysen ser også muligheden for at ligge transmissionsledningen køle i driftssituation 3 og 4. I disse driftssituationer er solboosteranlægget vokset til 8000 m² solfanger og 2000 m³ tank, for at kunne dække sommerlasten for Ranum by.

Figur 4.3: 3d skitse af et solboosteranlæg på ca. 8000 m² og 2000 m³ akkumuleringskøle, som modelleres for driftssituation 3 og 4



Det var originalt tanken at undersøge etableringen af et solboosteranlæg uden akkumuleringsstank, for at reducere investeringsomkostninger. Men efter vi i samråd med solvarme leverandøren kom frem til den anvendte størrelse på solboosteranlægget, blev det besluttet at anlægget ikke ville kunne fungerer optimalt uden mulighed for varme akkumulering.

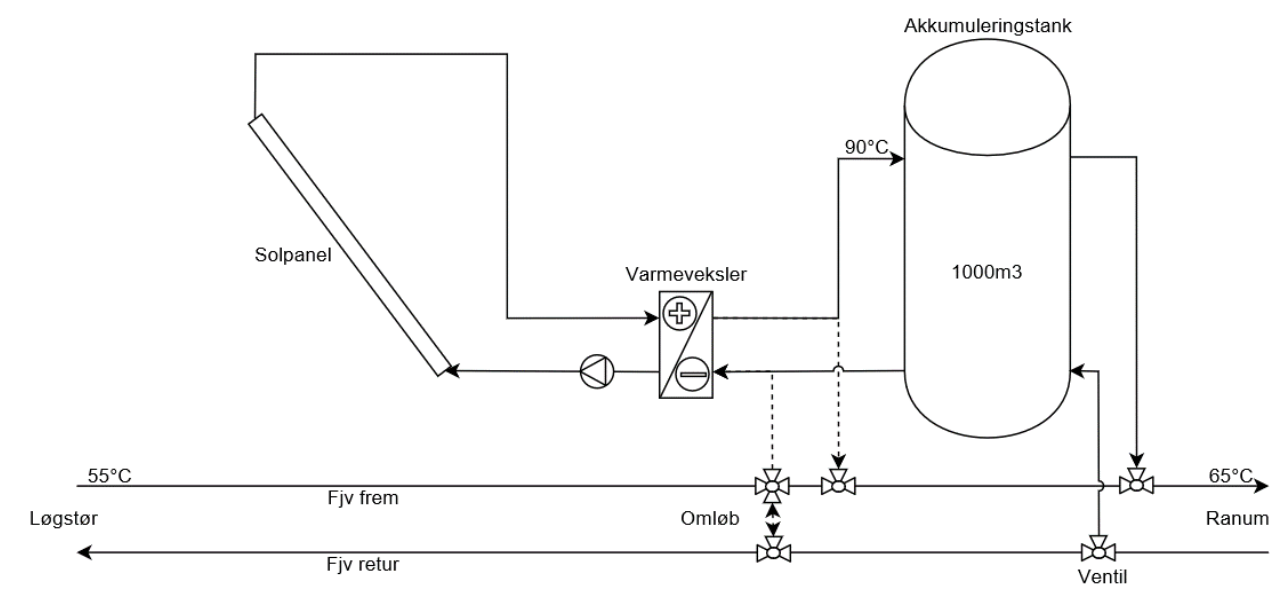
Driftssituationerne tager udgangspunkt i at reducerer fremløbstemperaturen mellem Løgstør og Ranum fra de nuværende ca. 80°C om sommeren til 55°C, så varmetabet i transmissionsledningen mindskes. Temperaturen boostes lokalt via et solvarmeanlæg, så en fremløbstemperatur på 65°C opnås, hvilket, ifølge Løgstør Fjernvarme, er den temperatur Ranum reelt set vil kunne nøjes med om sommeren. I månederne uden for sommeren, hvor temperaturen ikke boostes, fungerer solvarmeanlægget som et supplement til den øvrige produktion. Fjernvarmevandet boostes som udgangspunkt over sommerens 3 måneder, hvor der antages der kun er varmtvandsforbrug og ikke varmebehov til rumopvarmning, samt at fremløbstemperaturen i Ranum kan sænkes til 65°C.

4.2.1 Driftssituation 1 – Boost via akkumulering

I driftssituation 1, benyttes en akkumuleringsstank til at lagre varmeproduktionen fra solvarmeanlægget så energien kan udnyttes når der er behov for det. Temperaturen hæves i denne driftssituation i solvarmeanlægget fra Ranums returløb på 40°C til 90°C (højtemperaturdrift), hvorefter varmen lagres på akkumuleringsstanken. Den lagrede solvarme shuntet efterfølgende med den reducerede fremløbstemperatur fra Løgstør på 55°C til 65 for, at mindske varmetab i transmissionsledningen. Da solinstrålingen kan være meget varierende over døgnet og dermed også varmeproduktionen fra solvarmeanlægget, muliggør en akkumuleringsstank således at kunne lagre varmen så den kan anvendes gradvist når solindstrålingen er lav, og gør det således muligt at levere varme til fjernvarmenettet over hele døgnet.

Akkumuleringsstanken er typisk opbygget med 3 dyser; en i toppen, midten og bunden. Solvarmeanlægget kan levere til toppen og midten af akkumuleringsstanken, og ved hjælp af styring sørge for at energien bliver produceret ved de mest optimale temperaturer og leveret det rigtige sted i akkumuleringsstanken. Fra akkumuleringsstanken hentes varmen også ud fra hhv. top dysen og midt dysen. En akkumuleringsstank vil dermed bidrage til at øge fleksibiliteten af driften og kan være med til at sikre forsyningen. En sådan driftssituation, hvor temperaturen boostes til højere temperaturer ved hjælp af et solvarmeanlæg og akkumuleringsstank opstår når der tilstrækkelig med sol, hvilket giver et potentiale for en større varmeproduktion, end der er behov for i det givne tidspunkt.

Figur 4.4: Principskitse af driftssituation 1



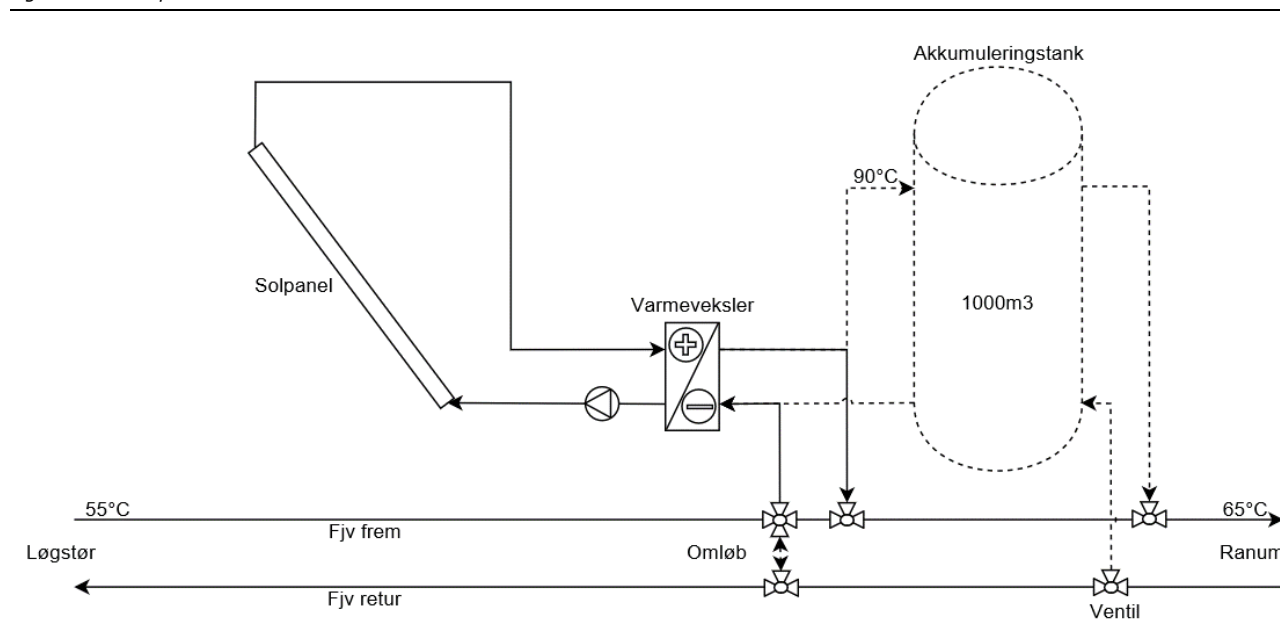
Ved shunt af fremløbstemperaturen opnås en lokal fremløbstemperatur på 65°C, der er behov for i Ranum over sommeren. Formålet ved denne driftssituation er at nyttiggøre lagring af mest mulig energi, så den kan gemmes og udnyttes gradvist når der er behov for det. Ulempen er dog at solpanelernes effekt reduceres ved højere middelvæsketemperaturer, jf. afsnit Solfangernes effekt, Hvis der i perioder produceres en større mængde varme end nettet kan aftage kan det akkumuleres på i tanken, som i driftssituation 3. I tider hvor der ikke er tilstrækkelig lagret varme på akkumulerings tanken eller tilstrækkelig solindstråling til at hæve temperaturen, "åbnes" transmissionsledningen igen og fremløbstemperaturen fra Løgstør hæves, hvorfor det også i denne driftssituation er vigtigt med smart styring og prognoser for solindstråling. Ved opstart pumpes fremløbsvandet der har ligget stille i transmissionsledningen fra Løgstør igennem omløbet, så det blandes med returvandet fra Ranum til genopvarmning i Løgstør.

Driftssituation 4 benyttes ligesom driftssituation 3 for at mindske pumpedriften og varmetabet i transmissionsledningen yderligere, samt for at øge virkningsgraden på solvarmeanlægget. Potentialet for varmetabet er i denne driftssituation størst, da transmissionsledningen lægges "kold", hvilket giver en fuld varmetabsbesparelse i denne tid. Afhængig af tiden hvor transmissionsledningen lægges kold vil varmetabet potentielt kunne reduceres op til ca. 271 MWh om året, hvilket svarer til et sparet varmetab på op til 25%. Den årlige samlede varmeproduktion fra solvarmeanlægget vil i denne driftssituation være omkring 2700 MWh, hvilket giver en ydelse på ca. 498 kW/m². Denne driftssituation giver dermed den højeste ydelse pr. m². Denne driftssituation vil give en årlig produktion på ca. 2607 MWh, hvilket svarer til en ydelse på 480 kW/m² om året. Det årlige varmetab i transmissionsledningen vil samtidig potentielt set kunne reduceres fra 1075 til 1007 MWh, hvilket svarer til et sparet tab på 6,3%.

4.2.2 Driftssituation 2 – Boost via fremløb

I driftssituation 2, tages der udgangspunkt i en situation hvor temperaturen hæves direkte på fremløbet fra Løgstør på 55°C til 65°C. Denne driftssituation kan opstå når akkumulerings tanken er fyldt, men hvor der stadig ønskes at holde et vis flow i transmissionsledning så koldprop i transmissionsledningen undgås. Derudover vil denne driftssituation muliggøre en forøgelse af effektiviteten på solvarmeanlægget ved at sænke middeltemperaturen i solvarmeanlægget. Er solindstrålingen for lav til at kunne hæve temperaturen direkte på fremløbet, må resten boostes med den lagrede varme vand fra akkumulerings tanken. Opstår der modsat en situation hvor der ikke er lagret noget varme, eller hvor der ikke er tilstrækkelig solindstråling til, at hæve temperaturen direkte, skal der sendes 65°C varmt vand fra Løgstør til Ranum.

Figur 4.5: Principskitse af driftssituation 2



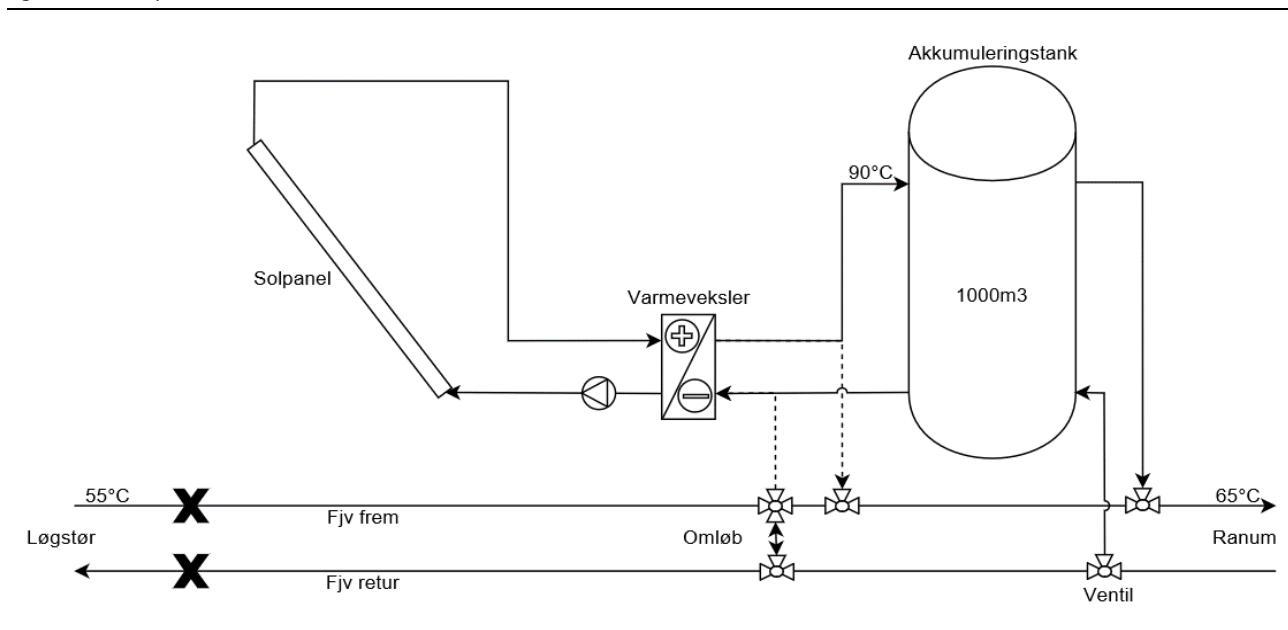
I denne driftssituation er det nødvendigt med smart styring af anlægget samt vejrprognoser, så den nødvendige fremløbstemperatur sikres. Dermed er det også vigtigt at vide hvor lang tid det tager for vandet at komme fra Løgstør til Ranum i sommer driftsscenarie, hvilket ifølge Løgstør Fjernvarme er omkring 8-10 timer. Denne driftssituation vil have en samlet årlig produktion på omkring 2638 MWh og vil dermed øge den samlede årlige produktion en smule i forhold til driftssituation 1. Det potentielle varmetabsbesparelse vil her være den samme som i driftssituation 1, da fremløbstemperaturen fra Løgstør til Ranum også er 55°C.

4.2.3 Driftssituation 3 – Boost via returløb og akkumulering

Driftssituation 3 tager udgangspunkt i at transmissionsledningen mellem Løgstør og Ranum lægges kold, for at reducere varmetabet i transmissionsledningen yderligere, dvs. satellitdrift. I en sådan situation hvor ledningen lægges kold hæves temperaturen nu på Ranums returløb fra 40°C og lagres på akkumuleringstanken ved omkring 90°C som i driftssituation 1.

Når akkumuleringstanken nærmer sig sin maksimum kapacitet og der samtidig forventes flere solrige dage, kan det være nødvendigt at bortkøle energien i tanken om natten, så der gøres plads til næste dags produktion. I det simulerede drifts år bortskaffes omkring 45 MWh. Solvarmeanlægget vil producere det samme som i driftssituation 1, da fjernvarmevandet hæves fra Ranums retur på 40°C og lagres på tanken ved 90°C.

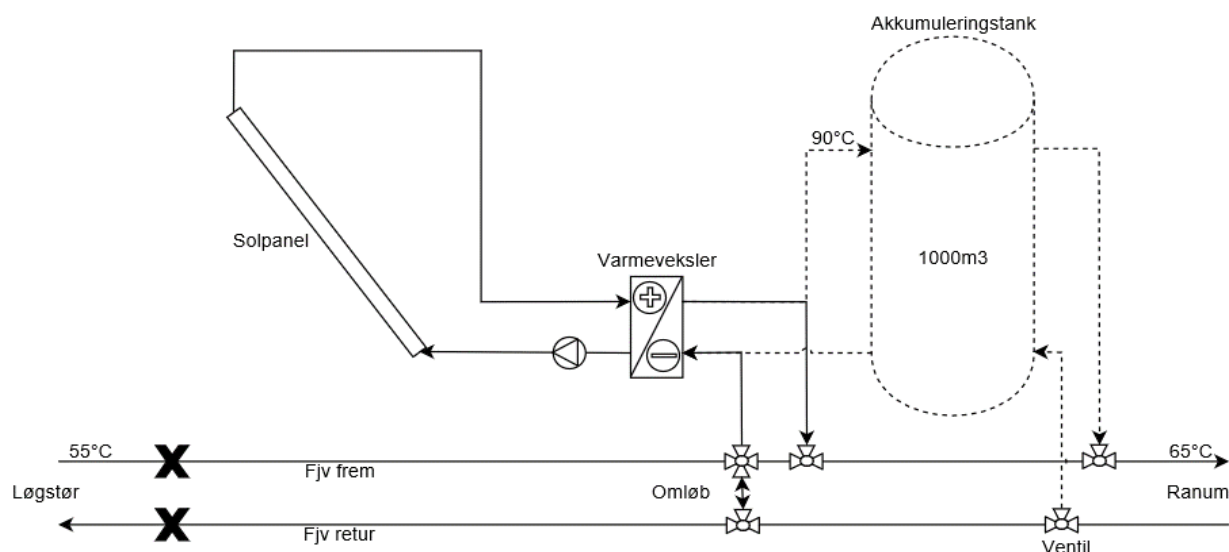
Figur 4.6: Principskitse af driftssituation 3



4.2.4 Driftssituation 4 – Boost direkte via returløb

Alternativt, kan der opstå en 4. driftssituation hvor transmissionsledning mellem Løgstør og Ranum lægges kold til tider hvor varmelageret er fyldt. I denne driftssituation hæves temperaturen direkte på Ranums returløb fra 40°C til den ønskede temperatur på 65°C, som vist på Figur 4.7. Ydelsen vil i denne driftssituation stige som vist på solfangereffektivitetskurven som følge af en lavere T_m .

Figur 4.7: Principskitse af driftssituation 4



Hvis der i perioder produceres en større mængde varme end nettet kan aftage kan det akkumuleres på i tanken, som i driftssituation 3. I tider hvor der ikke er tilstrækkelig lagret varme på akkumuleringsstanken eller tilstrækkelig solindstråling til at hæve temperaturen, "åbnes" transmissionsledningen igen og fremløbstemperaturen fra Løgstør hæves, hvorfor det også i denne driftssituation er vigtigt med smart styring og prognoser for solindstråling. Ved opstart pumpes fremløbsvandet der har ligget stille i transmissionsledningen fra Løgstør igennem omløbet, så det blandes med returvandet fra Ranum til genopvarmning i Løgstør.

Driftssituation 4 benyttes ligesom driftssituation 3 for at mindske pumpedriften og varmetabet i transmissionsledningen yderligere, samt for at øge virkningsgraden på solvarmeanlægget. Potentialet for varmetabet er i denne driftssituation størst, da transmissionsledningen lægges "kold", hvilket giver en fuld varmetabsbesparelse i denne tid. Afhængig af tiden hvor transmissionsledningen lægges kold vil varmetabet potentielt kunne reduceres op til ca. 271 MWh om året, hvilket svarer til et sparet varmetab på op til 25%. Den årlige samlede varmeproduktion fra solvarmeanlægget vil i denne driftssituation være omkring 2700 MWh, hvilket giver en ydelse på ca. 498 kW/m². Denne driftssituation giver dermed den højeste ydelse pr. m².

4.2.5 Solfangerens effekt

Solfangerens effektivitet afhænger i høj grad af solindstrålingen, men er derudover også afhængig af differencen mellem omgivelsestemperaturen (T_a) og væsketemperaturen gennem solfangeren (T_m);

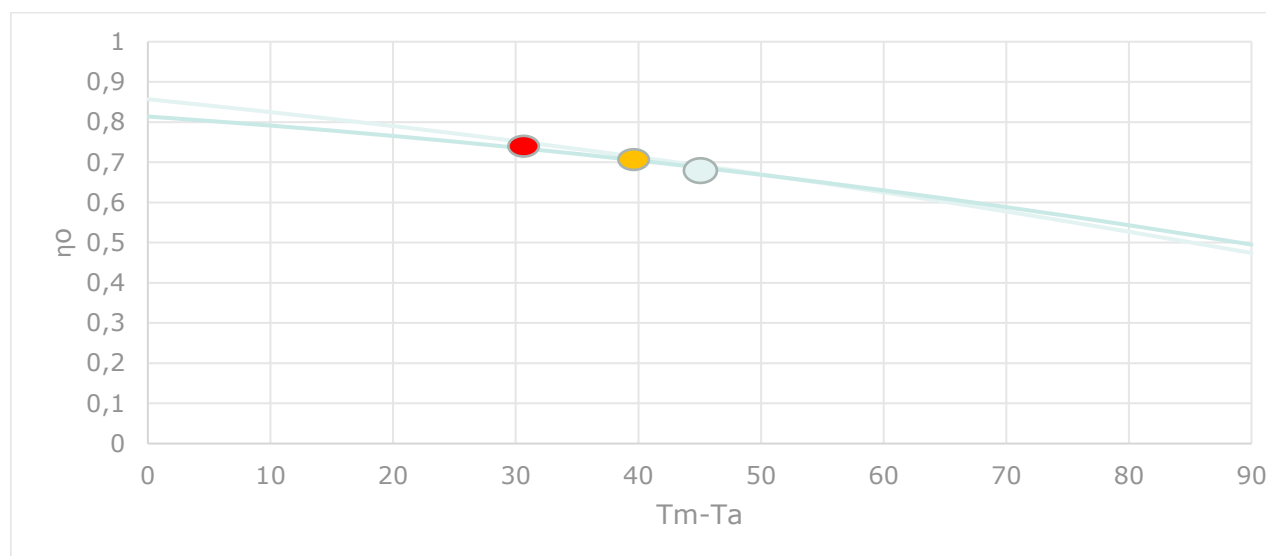
$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 * (T_m - T_a)}{G} - \frac{a_2 * (T_m - T_a)^2}{G}$$

Hvor:

- T_a = Omgivelsestemperaturen [°C]
- T_m = Middelvæsketemperaturen [°C]
- G = Solindstråling [W/m²]
- a_1, a_2 = Effektivitetsfaktorer [W/(m²K)], [W/(m²K²)]

Effektiviteten for GoT GK 3003 serien som funktion af temperaturdifferencen $T_m - T_a$ ved en konstant indstråling på 1000 W/m², fremgår af nedenstående Figur. I effektivitetskurven er tab i varmetransmission igennem feltet samt varmetab over varmeveksler ikke indregnet.

Figur 4.8: Solfangereffektivitetskurve



Da solfangerens effektivitet er afhængig af temperaturdifferencen, vil effektiviteten øges ved lavere temperaturer. På Figuren er der illustreret et eksempel for effektiviteten for driftssituation 1, 2 og 3 ved følgende temperatursæt og en udendørstemperatur på 20°C.

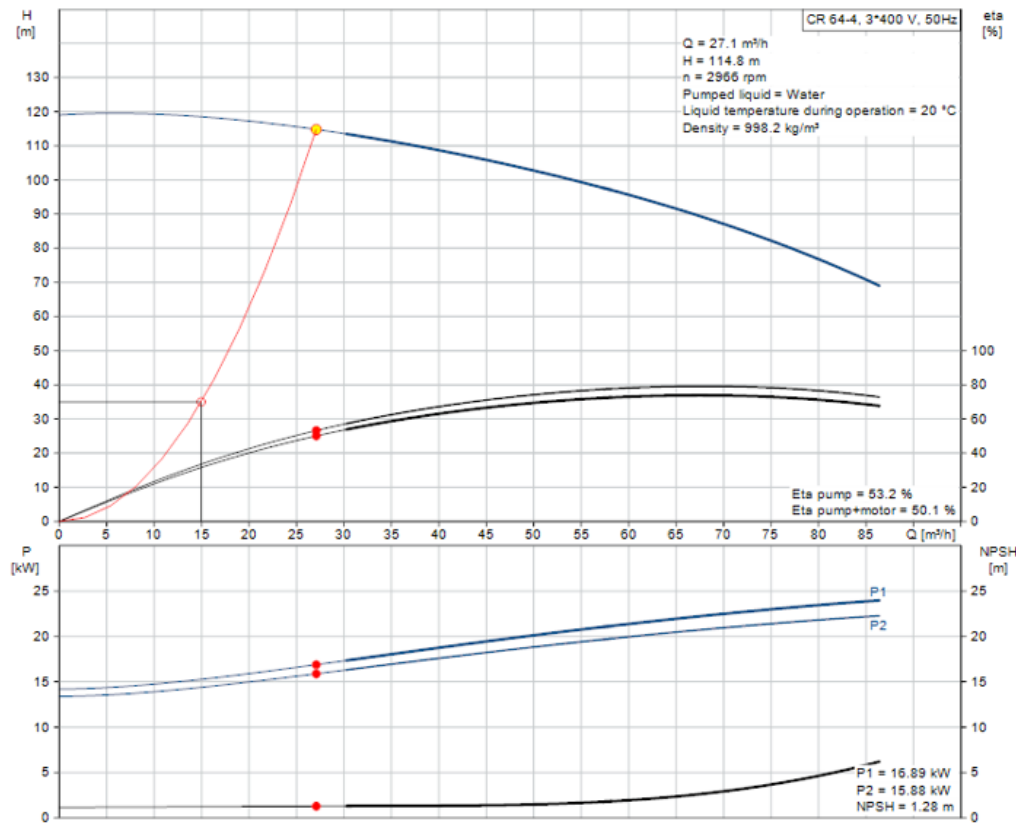
Temperatursæt		% stigning	% forbedring
40/90	○		
55/65	●	2 %	3,8 %
40/65	●	4-5 %	5-6 %

Det kan ses at ved en lavere middeltemperatur øges effekten af solpanelet. Ved at regulere på flowet igennem solfangeren afhængig af solindstrålingen, kan den ønskede udgangstemperatur opnås. Eftersom booster-anlægget vil skulle operere med forskellige temperatursæt i de forskellige driftssituationer, vil det kræve en fleksibel styring af flowet afhængig af solindstrålingen, samt om det sendes direkte på nettet ved 65°C eller om det lagres på akkumuleringstanken ved en højere temperatur.

4.2.6 Pumpedrift

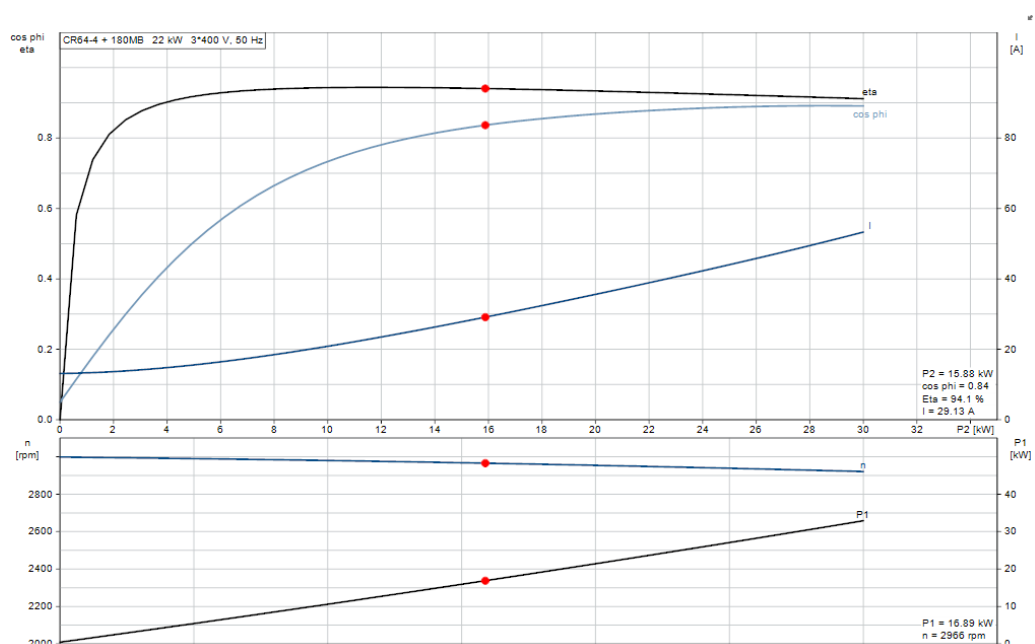
De to pumper der transmitterer fjernvarmevandet til- og fra Ranum er fra Grundfos og er af typen CR64-4 50Hz. De kører efter behovet i Ranum by med mulighed for at fylde på akkumuleringstank. Flowet varierer ifølge Løgstør Fjernvarme typisk fra ca. 15 m³/h om sommeren til ca. 55 m³/h og i max vinterdrift, mens trykket typisk er på 2,5-3,5 bar i sommerdrift og 8-10 bar i vinterdrift.

Figur 4.9: QH kurve for pumpe CR64-4



Som det fremgår af QH-kurven for pumpen, vil trykket ligge på omkring 11,9 bar ved et flow på 15 m³/h om sommeren, men trykket sænkes dog med frekvensregulering på pumperne (Variable Frequency Driver - VFD). Det kan ligeledes ses at med et lavere flow om sommeren er virkningsgraden på pumperne dårligere og økonomien ved at drive pumperne vil ligeledes blive ringere ift. udbyttet. Om vinteren hvor flowet typisk ligger omkring 55 m³/h kan det omvendt ses, at virkningsgraden på pumperne næsten er ved sit højeste. Potentialet for at slukke for pumperne om sommeren så sparet energi til pumpedrift kan opnås, er dermed interessant at betragte. Det kan ses på nedenstående figur at ved et flow på 15 m³/h skal motoren til pumpen bruge ca. 16 kW.

Figur 4.10: CR64-4 energiforbrug



Således vil potentialet for at lukke pumperne i op til 3 måneder, hvor der boostes over sommeren, være omkring 26.550 kr. med de anvendte forudsætninger for afgifter og elpris, beskrevet i Appendix 1: Beregningsforudsætninger

4.3 Opsummering

Afhængig af driftssituationen vil den årlige produktion for solboosteranlægget variere mellem 2607-2700 MWh, hvilket svarer til en ydelse på mellem 480-497 kW/m² om året. Varmetabsbesparelsen vil afhængig af driftssituationen kunne spare op til 271MWh om året, hvilket svarer til en besparelse på op mod 25% i forhold til det nuværende årlige varmetab. Overordnet set er varmetabsbesparelserne dog marginale, men den største besparelse er at hente når transmissionsledningen lægges kold. Det er ligeledes også når transmissionsledningen lægges kold, at der vil være mulighed for at spare op til omkring 29.900 kr. i pumpedrift, ved fuldstændig lukning af ledningen i 3 måneder. Ændring i brændselsfordelingen fremgår af nedenstående tabel.

Produktion		Reference	Satellit-drift	Booster-drift
Gas	MWh	1.196	286	382
Halm	MWh	43.775	42.061	42.529
Træpiller	MWh	17.748	16.992	17.120
Overskudsvarme	MWh	15.701	15.701	15.701
Sol	MWh	7.299	10.428	9.626

Tabel 4.1: Gennemsnitlig brændselsfordeling I de forskellige driftsscenarier

4.4 Potentielle fordele/ulemper

De opstillede driftssituationer for lokal solvarme kan antages at have en række potentielle fordele og ulemper:

4.4.1 Potentielle fordele:

- Reduceret varmetab i transmissionsledning
Potentialitet i booster-drift ligger i at fremløbstemperaturen sænkes i over sommerens 3 måneder, hvorved varmetabet i disse måneder potentielt kan reduceres. I ren satellit-drift ligger potentialitet i at transmissionsledningen ved hjælp af det lokale solfangeranlæg og akkumuleringstank kan lukkes over sommeren, hvorved varmetabet reduceres mere end ved driftssituation 1 og 2.
- Reduktion af CO₂ udledninger
Det reducerede varmetab i transmissionsledningen vil kunne afspejle sig i en CO₂ reduktion svarende til den varmeproduktion der erstattes. Ligeledes vil solfangeranlæggets varmeproduktion være CO₂ neutral og det brændselsforbrug den erstatter, vil kunne afspejle sig direkte i CO₂ reduktioner.
- Diversitet i varmeproduktionen
Solvarme bidrager til en diversitet af kilder, hvilket øger fleksibiliteten af systemet og mindsker samtidig følsomheden for fremtidige ændringer af brændselspriser og afgifter.
- Stabil varmepris
Solvarmeanlægget vil have et minimalt elforbrug til egen drift og er stort set upåvirket af ændringer på elprisen.

4.4.2 Potentielle ulemper:

- Styringsmæssig kompleksitet
Et booster system kan risikere at øge den styringsmæssige kompleksitet. Det kan vise sig nødvendigt at tage højde for vejrprognoser og smart styring af akkumuleringstank samt solfangeranlæg der sikrer den optimale drift over hele døgnet.
- Ressourcer
De forventede anlægs- og driftsmæssige ressourcer kan risikere at overstige den samlede gevinst.

5 Teknisk og økonomisk analyse – resultater

Som det fremgik af forrige afsnit fremkommer de største fordele og besparelser ved at lægge transmissionsledningen kold over alle 3 måneder. På baggrund af dette vil resultaterne fra booster-driften (driftssituation 1-4) blive sammenholdt med et fuld skala solvarmeanlæg som satellit-drift (drift situation 3 og 4) der vil kunne dække Ranums behov over sommeren, så de fulde besparelser vil kunne opnås. Gennem simulering i EnergyPRO vil et solvarmeanlæg på 8000 m² og en akkumuleringstank på 2000 m³ kunne dække Ranums behov om sommeren. Dette scenarie vil herefter blive betegnet som "*satellit-drift*".

Solboosteranlæggets drift vil variere alt efter solindstrålingen i det givne år, hvorfor produktionen vil variere indenfor de førnævnte driftssituationer 1-4. Derfor er der taget udgangspunkt i et vægtet gennemsnit af solboosteranlæggets produktion som en kombination af driftssituationerne. Dette scenarie vil herefter blive betegnet som "*booster-drift*".

I dette afsnit analyseres og sammenlignes resultaterne af den tekniske simulering, samt gives en vurdering af virksomhedsøkonomien ved implementering af booster-drift og satellit-drift for solvarme, sammenlignet med referencesystemet. Ved at anvende et solbooster anlæg og akkumuleringstank placeret lokalt i Ranum kan der opnås en besparelse i produktionen, hos Løgstør Fjernvarme. Dertil vil der være tilstødende randeffekter, såsom reducerede varmetab i transmissionsledningen i de perioder hvor der produceres på solboosteranlægget eller satellitanlægget.

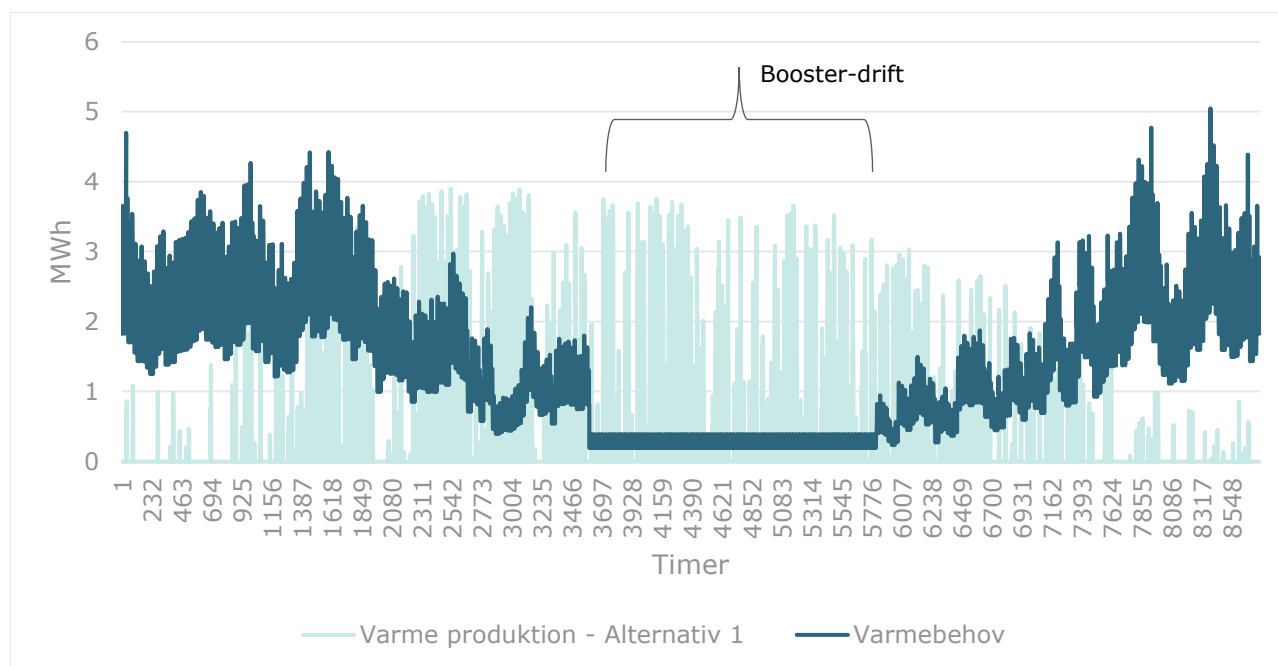
5.1 Solbooster og satellit i nuværende system

Ved at placere solvarmen decentralt, der hvor man oplever de største net tab, forventes det, at kunne opnå et mere effektivt drift af fjernvarmenettet. Begge dele resulterer i en økonomisk og miljømæssig gevinst, da mindre CO₂ udledes, brændselsomkostninger sænkes og energibesparelser opnås. Forbrugeren vil opleve en mere stabil varmepris, som er mindre afhængig af brændselsprisudviklingen, ved etablering af solvarme og den økonomiske gevinst for fjernvarmeværket vil på sigt afspejle sig i varmeprisen. Hvor store besparelser der kan opnås afhænger af solbooster anlæggets størrelse, samt lagermulighederne i Ranum, hvilket belyses i det følgende.

5.1.1 Produktion og ydelse

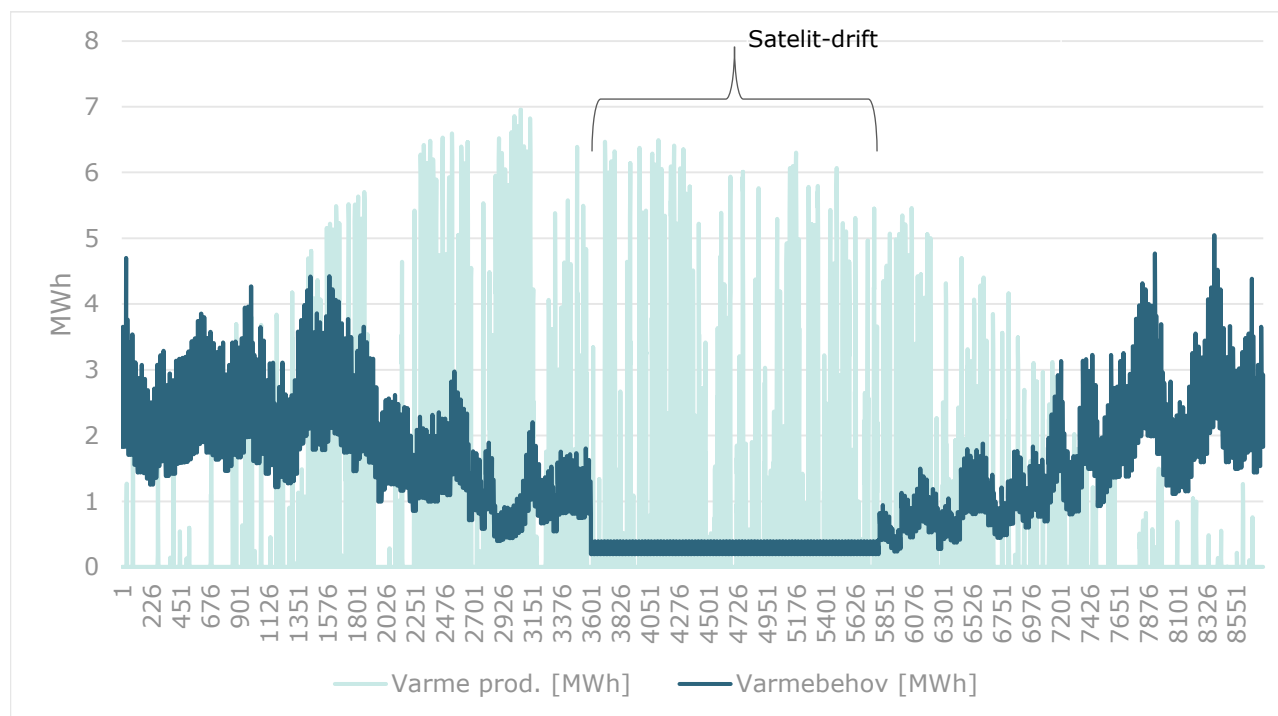
Solboosteranlægget, på 5434 m² solfangerareal og 1000 m³ varmeakkumulering, vil med en antagelse om en variation af driftssituationerne over månederne, med et vægtet gennemsnit have en årlig produktion på ca. 2641 MWh og en ydelse på 486 kWh/m² om året. Figur 9.2 viser produktionen fra anlægget over året.

Figur 5.1: - Varmeproduktion – Booster-drift (5443 m² fangerareal, 1000 m³ tank, 2641 MWh, 486 kWh/m²)



Satellitanlægget, med 8000 m² solfangerareal og 2000 m³ varmeakkumulering, har en årlig produktion på ca. 3620 MWh og en ydelse på 453 kWh/m² om året. Følgende figur viser produktionen fra anlægget over året.

Figur 5.2: Varmeproduktion – Satellit-drift (8000 m² fangerareal, 2000 m³ tank, 3620 MWh år, 453 kWh/m²)



Her dækkes Ranums behov over sommerens 3 måneder fra juni-september udelukkende af solfangeranlægget i kombination med akkumuleringskøle. I de resterende måneder hvor transmissionsledningen er "åbnet" igen, supplerer solvarmen både med at dække Ranums og Løgstørs varmebehov. Det kan bl.a. også ses at solvarmeanlægget producerer en stor mængde varme i maj, som supplerer den øvrige produktion. Transmissionsledningen lægges dog som udgangspunkt ikke kold i månederne uden for sommeren i dette scenarie, da solvarmeanlægget og akkumuleringskøle her, ikke kan dække både varmebehovet og varmtvandsbehovet alene.

5.1.2 Brændselsbesparelse

Ved at implementere et solbooster- og satellit anlæg opnås en brændselsbesparelse. Solfangeranlæg med disse dimensioneringer producerer i simuleringen i omegnen af henholdsvis 2641 MWh og 3620 MWh årligt, hvilket kan omsættes til en direkte besparelse på produktionen i Løgstør. Eftersom den hovedsagelige produktion er baseret på biomasse, er det også her den primære brændselsbesparelse vil være at hente. Følgende tabel viser den sparede brændsel af flis og halm.

	Brændselsforbrug – træflis [Ton]	Sparet brændsel – træflis [Ton]	Brændselsforbrug – halm [Ton]	Sparet brændsel – halm [Ton]
Reference	3.833	-	11.560	-
Booster-drift	3.697	136	11.164	396
Satellit-drift	3.673	161	11.022	538

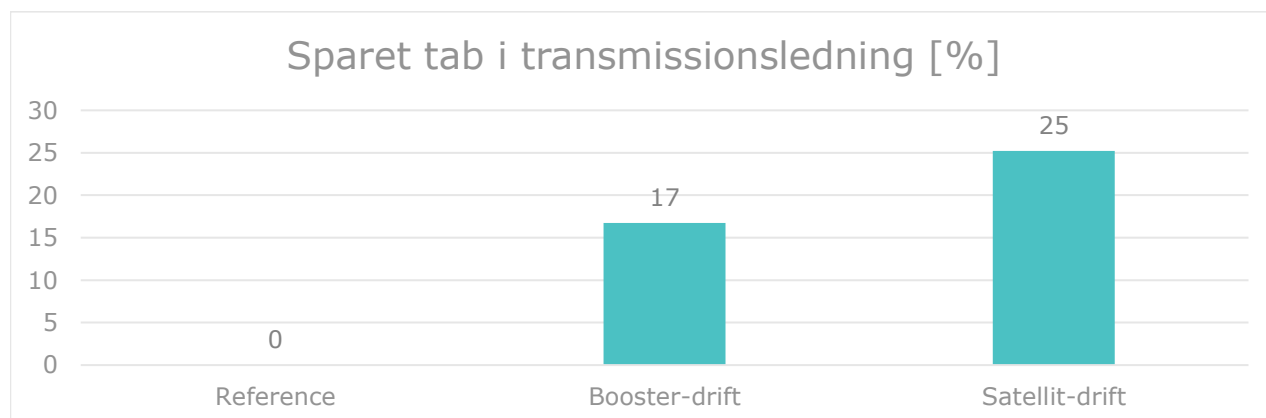
Tabel 5.1: Brændselsbesparelser

Den sparede brændsel afspejler besparelser i produktionen og den omkostning denne produktion medfører. Den største besparelse opnås ved satellit-drift, hvor varmebehovet i Ranum om sommeren, udelukkende dækkes af solfangeranlægget.

5.1.3 Varmetab i transmissionsledning

Varmetabet for transmissionsledningerne er beregnet i LOGSTOR Calculator. I referencen forudsættes det nuværende referencesystem med fuldt varmetab. I booster-drift regnes med 3 måneders boostning af temperaturen således, at i de 3 måneder solboosteranlægget hæver temperaturen om sommeren er fremløbstemperaturen fra Løgstør til Ranum lavere og transmissionsledningen delvist lagt "kold". I de 3 måneder der boostes, er fremløbstemperaturen i transmissionsnettet fra Løgstør til Ranum sænket til 55°C mens returen forbliver 40°C.

Figur 5.3: Sparet tab i transmissionsledning



I satellit-driften lægges transmissionsledningen helt "kold" over sommerens 3 måneder, for således at opnå en fuld varmetabsbesparelse over disse måneder. Her vil besparelsen være proportional med tiden, hvor ledningen er lukket. Følgende figur viser de udregnede varmetabsbesparelser i procent i forhold til referencen.

Af ovenstående figur kan det ses at den største varmetabsbesparelse opnås ved ren satellit-drift, hvor transmissionsledningen lægges kold over sommeren. Her opnås et en varmetabsbesparelse på op til 25% i forhold til referencen. I booster-driften opnås en mindre varmetabsbesparelse på 7% i forhold til referencen. Samlet set er varmetabsbesparelserne dog marginale sammenlignet med det samlede varmebehov og varmetab.

Scenarier	Varmetab transmissionsledning [MWh]
Reference	1075
Booster-drift	895
Satellit-drift	804

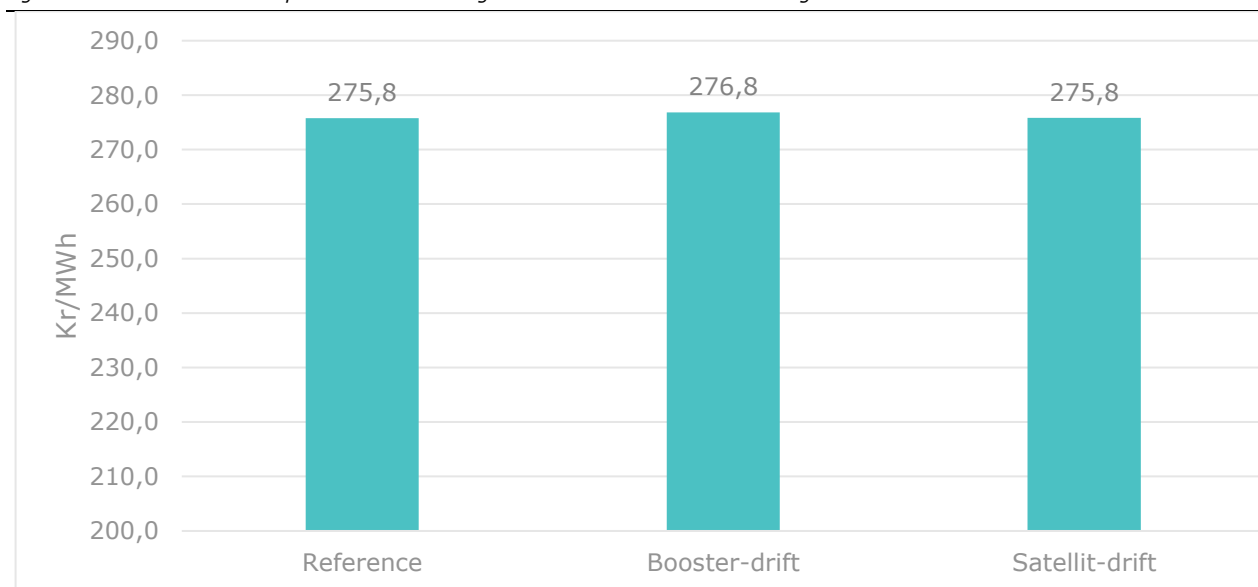
Tabel 5.2: Varmetab i transmissionsledning

Varmetabet og varmetabsbesparelsen kan dog i nogle perioder antages at være større eller mindre end beregnet, da det afhænger af den givne driftssituation, samt de specifikke ydre betingelser såsom temperatur.

5.1.4 Økonomi

For både anlægget der drives som booster-drift og satellit-drift forudsættes investering af solfangeranlæg, akkumuleringskøle (1000 m³ og 2000 m³), transmissionsledning (fra solfangeranlæg), jordarbejde, samt diverse. Derudover er energibesparelser inkluderet og trukket fra den samlede investering. Til beregning af varmeprisen er en årlig tilbagebetaling af lånet over solvarmeanlæggets levetid for den samlede investering anvendt. De anvendte forudsætninger kan ses i **Error! Reference source not found.** Beregningsforudsætninger.

Figur 5.4: Resulerende varmepris for referencen og de to alternative solboosteranlæg



Det kan ses på Figur 5.4 at varmeprisen holdes nogenlunde konstant, sammenlignet med referencen. Samtidig ses der også at der ikke den helt store gevinst ved at investere i et solboosteranlæg i hverken booster- eller satellit-drift. Dette skal ses i sammenhæng med, at anlæggets investering konkurrerer med meget billige varmeproduktion på hhv. biomasse i Løgstør, solvarme i Vindblæs og overskudsvarme fra Dankalk. De årlige indtægter overstiger således ikke de samlede omkostninger forbundet med anlæggene, men da økonomien er

beregnet for et specifikt år, kan de akkumulerede gevinster forventes at stige over solfangeranlæggets levetid. Det skal også bemærkes at den relative lille forskel i varmeprisen også skyldes, at der ses på en samlet systembetragtning for alle 3 byer. Varmeproduktionen fra boostersolvarmeanlægget udgør dermed mindre del af den samlede fjernvarmeproduktion.

Dette afspejler sig også i en lidt længere tilbagebetalingstid. Den længere tilbagebetalingstid ved booster-drift skal ses i sammenhæng med, at den anvendte anlægsinvestering pr. m² her er større end anlægsinvesteringen pr. m² anvendt i satellitanlægget. Det skal yderligere også ses i lyset af, at varmetabsbesparelserne er marginale i forhold til det samlede varmetab i transmissionsledningen i booster-driften, hvilket ikke kan veje op for de årlige omkostninger forbundet med investeringen af sådanne solvarmeanlæg. Derudover har resultatet vist en større gevinst ved satellit-drift, både i forbindelse med brændselsbesparelse og i forbindelse med sparet varmetab i transmissionsledning.

Scenarier	Simpel tilbagebetalingstid [år]
Reference	-
Booster-drift	21
Satellit-drift	19

Tabel 5.3: Simple tilbagebetalingstid

5.2 Følsomhed: booster- og satellit-drift i naturgassystem

Reference systemets varmeproduktion stammer hovedsageligt fra biomasse og overskudsvarme eftersom produktionsomkostningerne her, er meget lave. Da mange decentrale områder overvejende består af naturgasbaseret varme uden biomasse, betragtes der i følgende analyseafsnit et system uden biomasse som den primære varmekilde med samme scenarier for booster-drift og satellit-drift.

Overskudsvarme og solvarme fra Vindblæs indgår stadig i produktionsmikset. Produktionen af varme fra scenarierne vil her være den samme, og ligeledes varmetabet i transmissionsledningen, men gevinsten vil afspejle sig i en brændselsbesparelse af naturgas og dermed en forbedret selskabsøkonomi og større CO₂ reduktioner. Følgende tabel viser den sparede mængde naturgas i forhold til referencen. Her ses det også hvordan satellit-drift bidrager til den største reduktion af naturgas.

Scenarier	Brændselsforbrug (naturgas) [Nm ³]	Sparet brændsel [Nm ³]
Reference	6.139.114	-
Booster-drift	5.924.236	214.878
Satellit-drift	5.863.007	276.108

Tabel 5.4: Naturgasbesparelse

I et system baseret primært på naturgas vil der være større CO₂ besparelser at hente end i et system baseret på overskudsvarme og biomasse, da disse som udgangspunkt anses som CO₂ neutrale. Følgende tabel viser et overblik over den sparede CO₂ udledning ved de forskellige scenarier i ton CO₂. Den største besparelse er at hente ved satellit-drift, da der fortrænges en større mængde naturgas her sammenlignet med booster-drift.

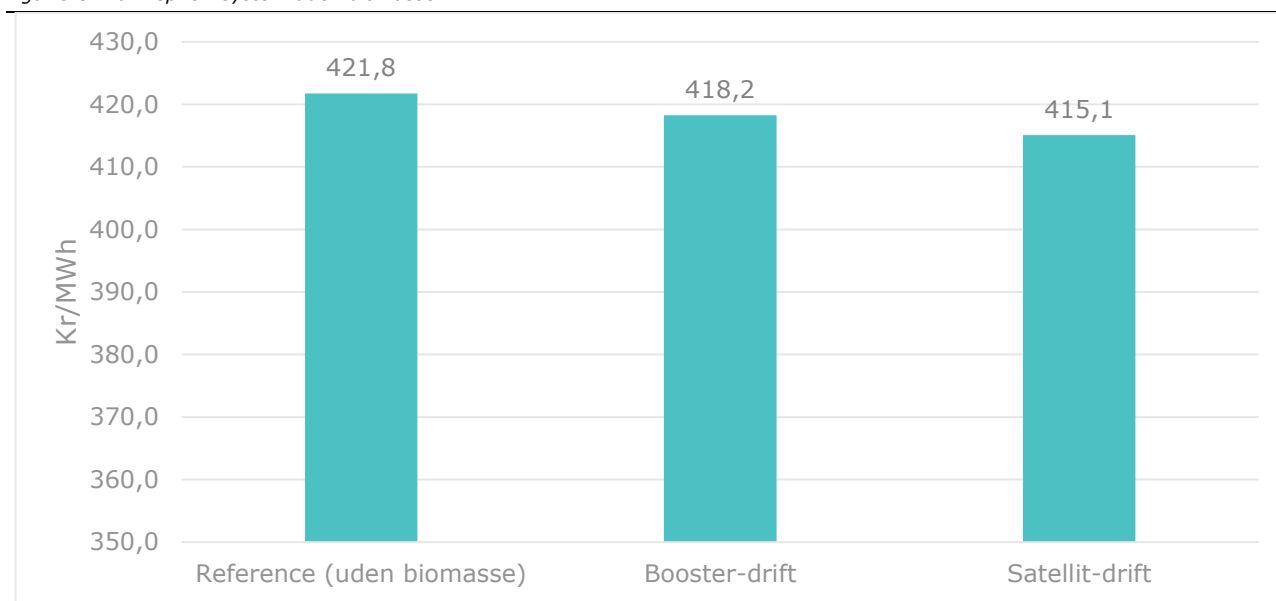
Scenarier	Sparet CO ₂ udledning [Ton CO ₂]
Reference	-

Booster-drift	485
Satellit-drift	624

Tabel 5.5: CO₂ besparelse

Brændselsbesparelsen kan direkte overføres til besparelser i driften og dermed en bedre økonomi. I dette system resulterer både booster-drift og satellit-drift i en lavere varmepris i forhold til referencen, hvilket illustreres på følgende figur.

Figur 5.5: Varmepriis i system uden biomasse



Den større årlige gevinst af solfangeranlæggene resulterer i en betydelig kortere tilbagebetalingstid sammenlignet med når de indgår i et fjernvarmesystem, hvis primære forsyning er baseret på biomasse. Den simple tilbagebetalingstid illustreres på følgende tabel.

Scenarie	Simpel tilbagebetalingstid [år]
Reference	-
Booster-drift	13
Satellit-drift	12

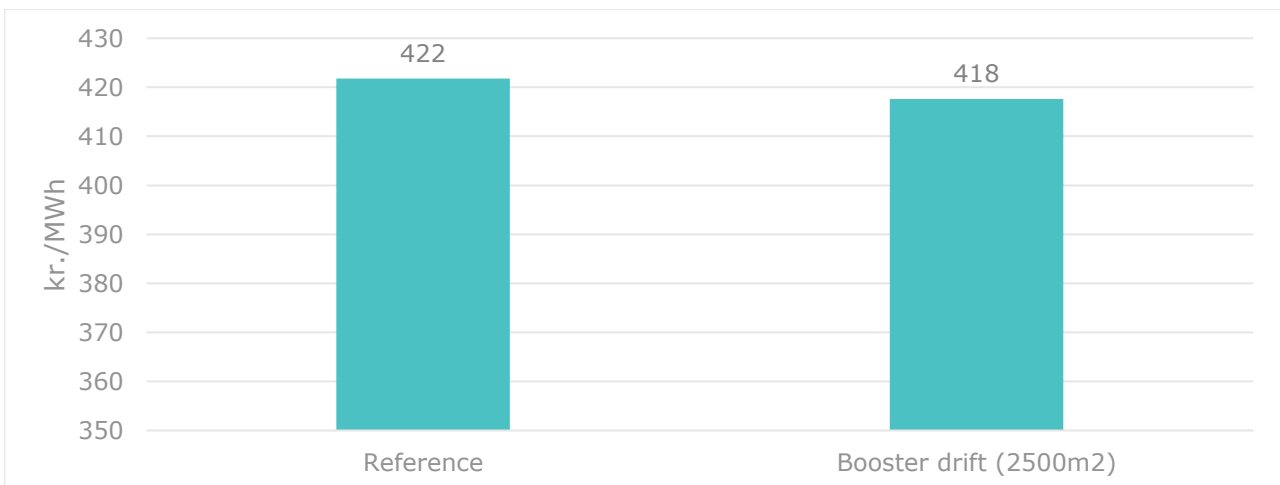
Tabel 5.6: Simple tilbagebetalingstid i system uden biomasse

5.2.1 Følsomhed: 2500m² solboosteranlæg tilkoblet eksist. anlæg

Da der i Danmark findes flere mindre afkoblede fjernvarmeværker, hvis forsyning primært er baseret på naturgas, er det interessant at betragte om et mindre solboosteranlæg kan være attraktivt i disse tilfælde. Et mindre solvarmeanlæg vil i nogle tilfælde kunne udnytte de eksisterende akkumuleringsstanke, så investering i ny tank kapacitet spares. I Ranum er en eksisterende akkumuleringsstank på 350m³, der kan benyttes til et mindre solboosteranlæg. Dog vil et mindre solvarmeanlæg også være mere afhængig af produktionen fra Løgstør og i mindre grad kunne drives som satellit-drift (driftssituation 3 og 4), da anlægget og akkumuleringsstank i færre perioder vil kunne dække Ranums behov alene over sommeren.

Figur 5.6: 32 skitse af 2500 m² solboosteranlæg

Nedenstående Figur viser varmeprisen for et mindre solboosteranlæg i et fjernvarmesystem baseret på naturgas. Det kan ses at på trods af en større investering pr. m² vil et solboosteranlæg af denne størrelse resultere i en lavere varmepris end referencen. Et boosteranlæg af denne størrelse kan udnyttes i områder hvor der eksempelvis ikke er den fornødne plads til enten at have et storskala boosteranlæg eller satellitanlæg.

Figur 5.7: Varmepris for 2500 m² solboosteranlæg v. booster drift

6 Konklusion

Igennem projektet er muligheden for lokalt at booste fjernvarme transporteret i en transmissionsledning med hjælp af et solvarmeanlæg undersøgt. Herunder er der belyst hvilke fordele og ulemper der er ved konceptet.

To scenarier (booster-drift og satellit-drift) er undersøgt og sammenlignet med en referencemodel der repræsenterer det nuværende fjernvarmesystem i Løgstør. Det første scenarie for booster-drift tager udgangspunkt i et idekoncept omkring et lokalt solboosteranlæg, der booster temperaturen over 3 måneder over sommeren, hvor det relative varmetab er størst. Herved kan fjernvarmen sendes fra hovedværket i Løgstør til Ranum ved reducerede temperaturer, hvorved et potentielt varmetab i transmissionsledningen mellem de to byer reduceres. Det andet scenarie for ren satellit-drift tager også udgangspunkt i et lokalt placeret solfangeranlæg. Anlægget her dimensioneres til, at kunne dække Ranums behov over sommerens 3 måneder og transmissionsledningen lægges kold, hvorved varmetabet i transmissionsledningen undgås. Forud for projektet var en idé, om et simpelt setup, der var nemt at installere og kopiere.

Analyserne viser at begge scenarier giver besparelser i driften hos Løgstør Fjernvarme og at varmetab i transmissionsledningen reduceres. De drifts- og varmetabsmæssige besparelser overstiger dog ikke investeringsomkostningerne i et system hvis primære varmebehov dækkes af biomassevarme og overskudsvarme. Analysen viser samtidigt, at den største økonomiske og driftsmæssige gevinst er at hente ved et anlæg der dimensioneres og drives som satellit-drift, hvor transmissionsledningen lægges kold over sommerens måneder. Overordnet bidrager varmetabsbesparelserne opnået ved lokal boostning af fjernvarmen kun til en marginal driftsbesparelse. Drives anlægget som satellit-drift, er varmetabsbesparelserne større.

Analysens scenarierne for lokal solvarme i et system uden biomasse er den økonomiske gevinst større og ligeledes opnås der betydelige reduktioner af CO₂. Dette resulterer i en billigere varmepris og en kortere tilbagebetalingstid. Slutteligt viser analysen også at et boosteranlæg på ned mod 2500m² og med udnyttelse af eksisterende akkumuleringskøle og også resulterer i en billigere varmepris.

Det kan konkluderes at et lokalt solfangeranlæg, der enten drives som boosteranlæg eller satellitanlæg kan medføre en række fordele. Anlæggene er uafhængige af svingende brændselspriser og afgifter, giver en stabil varmepris, medfører miljømæssige gevinster, og samtidigt er det muligt at implementere i fjernvarmeområder der har brændselsbindinger. Hvor store de samlede gevinster er, afhænger dog af den lokale kontekst som anlæggene implementeres i, og i praksis kan et solboosteranlæg risikere at medføre en driftsmæssig kompleksitet, der ikke overstiger de samlede gevinster, hvorfor et mere simpelt setup med et solfangeranlæg, der drives som satellit-drift, samlet set kan medføre større gevinster.

Det er interessant at analysen viser, at der teoretisk set er konkurrencedygtigt at investeres i et decentralt solvarmeanlæg udenfor Ranum, i et fjernvarme system med biomasse, overskudsvarme og solvarme som reference brændsler.

Analysen har også vist, at for solvarme gælder det stadig, at størrelsen har betydning og at størst muligt som udgangspunkt er bedst. Analysen viser dog også, at mindre anlæg befordre besparelser og kan være konkurrencedygtige. Et solvarmeanlæg kan derfor godt være en god idé, selvom fysiske omstændigheder eller investeringsøkonomi sætter begrænsning på størrelsen.

7 Evaluering

Solbooster projektet har formålet at imødegå projektets hovedformål; at undersøge om solvarmeanlæg placeret i fjernvarmenettets ydre dele, kan bidrage positivt til fjernvarmens drift gennem besparelser på varmetransmissionsomkostninger.

Projektet have udover hovedmålet følgende delmål:

Et godt eksempel på etablering af et mindre skala solvarmeanlæg med et simpelt setup, der skal være hurtigt at installere og nemt at kopiere til relativt små penge, samt et eksempel på etablering af et solvarmeanlæg uden varmeakkumulering. I stedet anvendes trans-missionsledningen og netværket som akkumulator.

Solvarmeinstallationen har gennem projektet udviklet sig til i højere og grad at ligne et traditionelt solvarmeanlæg med akkumuleringstank og avanceret styring. Projektet har derfor ikke underbygget denne idé.

Eksempel på etablering af et GoT solvarmeanlæg med ny udviklede termopaneler, herunder eftervisning af panelernes ydelse og drift under danske forhold.

Testanlægget med de 4 Got paneler har været i drift siden 2016. det har dog ikke været muligt at eftervise panelernes ydelse og drift under danske forhold, idet der ikke kunne trækkes data i fornøden kvalitet fra testanlægget.

Eftervisning af projektets rentabilitet og kopieringsevne.

Projektets rentabilitet betragtes eftervist og ligeledes anlæggets kopieringsevne, idé anlægget i princippet er et traditionelt solvarmeanlæg.

Appendix 1: Beregningsforudsætninger

Følgende tabeller giver et overblik over de tekniske og økonomiske forudsætningerne anvendt i projektet.

Varmebehov

	Varmesalg [MWh]	Varmetab [MWh]
Løgstør	53.499	10.746
Ranum	12.126	2.435
Vindblæs	5706	1.146

Økonomiske forudsætninger

Investering		Satellit-anlæg (8000m ²)	Booster-anlæg (5434m ²)	Booster-anlæg (2500m ²)
Solvarmeanlæg inkl. teknik	Mio. kr.	12,1	9,2	4,2
Varmeakkumuleringskøle	Mio. kr.	2,5	1,7	-
Transmissionsledning installationer	Mio. kr.	0,3	0,3	0,3
Jord og diverse	Mio. kr.	1,2	1,2	1,2
Energibesparelse (350 kr./MWh)	Mio. kr.	-1,3	-0,9	-0,4
Investering i alt	Mio. kr.	14,8	11,4	5,3

Forudsætninger for kapitalomkostninger	
Låneperiode	25 år (forventede levetid på anlæg)
Kalkulationsrente	2,5 % real
Belåningsgrad	100% af investering

Transmissionsledninger

Strækning	Afstand [m]	Type	Serie	Størrelse
Løgstør - Ranum	8000	TwinPipe	Serie 2	DN150
Løgstør - Vindblæs	7000	TwinPipe	Serie 2	DN125

Anlægsstørrelse og akkumuleringstank

Scenarie	Solfangeranlæg [m2]	Akkumuleringstank [m3]
Booster-drift	5434	1000
Satellit-drift	8000	2000
Booster-drift (lille skala)	2500	350 (eksisterende)

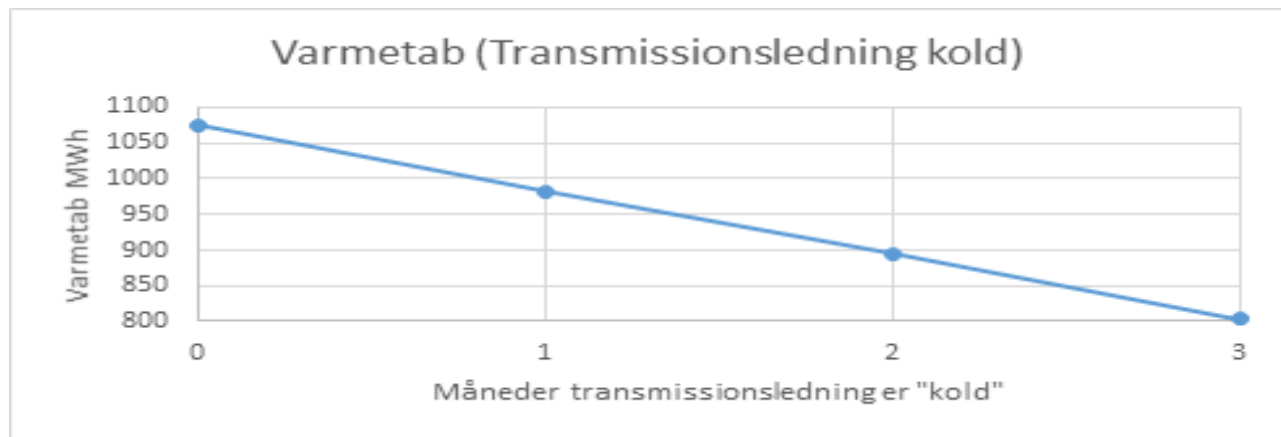
Pumpedrift

Afgift	DKK (øre/kWh)	Bemærkning
Elafgift	0,04	Proces
Distributionstarif	3,8	-
Net-og systemtarif	8	-
Spotpris	24	Gennemsnit DK1 2017

Appendix 2: EnergyPro beregninger

Appendix 3: Varmetabsberegninger transmissionsledning

Satellit				
Måned(er)	Varmetab		Sparet varmetab [MWh]	Sparet varmetab [%]
0	1075	(273/92)	-	-
1	983	(273/61)	92	9
2	895	(273/31)	180	17
3	804	(273/0)	271	25



Temperatur

	Vinter	Sommer
Flow	85	80
Retur [°C]	35	40
Omgivelse [°C]	10	10
Dage	273	92

Systemparametre

Definition, λ PUR: Periodegennemsnit

Beregning år: 0

Jorddækning (h) mm: 1000

Omgivelse: Jord, λ= 1.6 W/mK.....

PUR, anvend λ certifikat: Nej

Økonomi

Valuta: DKK

pris / kWh: 0.02

Rentesats [%]: 4

CO2-udledning

Braendselstype: Naturgas

Effektivitet [%]: 85

Driftstid/år: 8760

1. Transmissionsledning: Ranum - Løgstør

Beregn Tilføj rør Slet rør Kopier projekt Slet projekt

Nr	Systemtype	Rørsystem	Længde (m)	C (mm)	Serie d1	d1	D1	Serie d2	d2	D2	Diff.	Lambda	W/m Vin. / Som.	MWh/år
1	TwinPipe	Stål Trad	8000		2	150	500	2	150	500		0.027	15.33 / 15.33	1074.52
Total MWh/år														1074.52

Booster

Temperatursæt			Sparet varmetab [%]
55 grader celsius	45	procent af tiden	
40 grader celsius	55	procent af tiden	
Vægtet varmetab:	895	MWh årligt	17

Temperatur

VinterSommer

Flow8555

Retur [°C]3540

Omgivelse [°C]1010

Dage27392

Systemparametre

Definition, λ PURPeriodegennemsnit
Beregning år:0
Jorddækning (h)1000
mm
OmgivelseJord, $\lambda = 1.6 \text{ W/mK}$
PUR, anvend λ certifikatNej

Økonomi

ValutaDKK
pris / kWh0.02
Rentesats [%]4

CO₂-udledning

BrændselstypeNaturgas
Effektivitet [%]85
Driftstid/år8760

1. Transmissionsledning: Ranum - Løgstør

Beregn Tilføj rør Slet rør Kopier projekt Slet projekt

Nr	Systemtype	Rørsystem	Længde (m)	C (mm)	Serie d1	d1	D1	Serie d2	d2	D2	Diff.	Lambda	W/m Vin. / Som.	MWh/år
1	TwinPipe	Stål Trad	8000		2	150	500	2	150	500	☐	0.027	15.33 / 11.5	1006.81
													Total MWh/år	1006.81