

Direkte DC-linje mellem solcellepark og elkedel

– F&U projekt afrapportering

Rønne 23. maj 2022

Overordnet mål med dette F&U projekt: **Belyse fordele for varmeværk og ejer af solcellepark ved at anvende solcelleparkens spidsproduktion til fjernvarme**

Stikord: Sektorkobling. Direkte DC-linier, el-kedler, peakshaving, el til fjernvarme, flere afsætningsmuligheder for el fra solcelleparker, integration af mere el fra vedvarende energikilder i energisystemet.



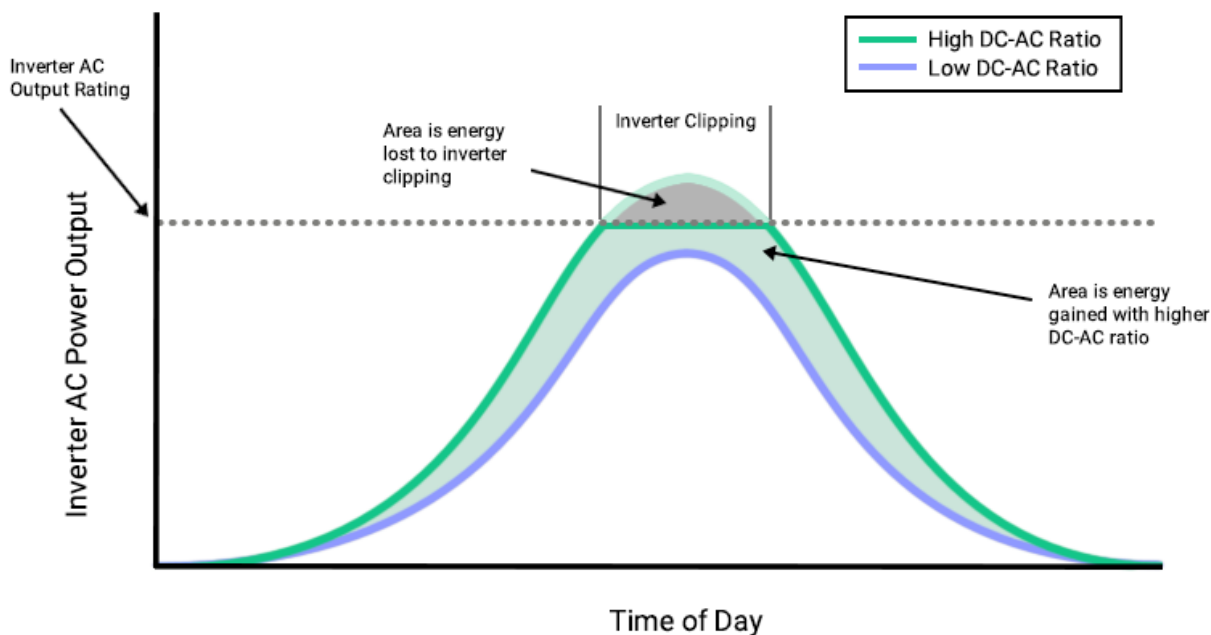
Baggrund

I maj 2021 sendte Bornholms Varme A/S en ansøgning til Dansk Fjernvarmes F&U -Konto, med projekttitlen: "Direkte DC-linje mellem solcellepark og elkedel på fjernvarmeværk – simulering og teknisk udredning".

Ansøgningen var inspireret af planerne om at opføre en 20 MWp solcellepark nær varmeværket i Østerlars, og Bornholms Varme A/S ønskede med projektet at belyse fordele for varmeværk og ejer af solcellepark, ved at føre toppen af solcelleparkens produktion til varmeværket med et direkte DC-kabel, og producere fjernvarme på en DC-elkedel. Det skal hertil bemærkes at DC-elkedler findes, men produceres ikke på kommerciel basis pga. manglende efterspørgsel.

Den økonomiske gevinst for fjernvarmeværket vil være et input af billig fjernvarme når solen skinner, en tilsvarende reduktion af biomasseforbruget (halm eller træflis) til fjernvarme, samt billig varme til forbrugerne. Samfundsmæssigt vil en sådan sektorkobling medvirke til at indpasse endnu mere solenergiproduktion i energisystemet. Endvidere vil effekt-behovet for tilslutning til det kollektive elnet kunne reduceres, tilsvarende den effekt der anvendes til DC-elkedler, og udgifterne til dyre net-forstærkninger vil kunne reduceres. Denne rapport er det dog kun en analyse omkring de energitekniske forhold.

Solcelleparker etableres normalt med en mindre inverter-kapacitet end solcellernes max-produktion, helt ned til 50%, af hensyn til optimering af nettilslutning og anlægsomkostning. Forholdet mellem inverter og panel kaldes "ILR" (Inverter loading ratio) og den overskydende strøm kommer af "Inverter Clipping", hvilket er illustreret i nedenstående figur og benævnt "DC-AC ratio". Derfor er der både i eksisterende og nye solcelleparker en andel af max-produktionen der ikke udnyttes, og der vil være et incitament for ejeren af solcelleparken til at sælge denne energi billigt til et fjernvarmeværk. To eksisterende solcelleparker på Bornholm er opført med 10MW panel-effekt og 7,5MW inverter-effekt og har dermed hver en ILR på 1,33



Simuleringer af tilførsel af 10-50% af max-produktionen fra en planlagt 20 MWp solcellepark til fjernvarmeværket i Østerlars.

Simuleringerne gennemføres af IT-firmaet Logics Aps, der gennem det seneste årti har udviklet simuleringsmodellen over Bornholms Energisystem i samarbejde med Bornholms Energi og Forsyning. Energiproduktion og energiforbrug i modellen ”drives” af detaljerede vejr-data fra DMI, fra forskellige år. I input-data indgår blandt andet sol-indstrålingen fra DMI’s vejrstationer på Bornholm, og ud fra disse genereres produktionen fra solcelleparken i modellen. Modellen er kalibreret i forhold til de faktiske produktions- og forbrugs-data i energisystemet.

Der er gennemført detaljerede simuleringer af årsvariationer i fjernvarmesystemet Østerlars-Østermarie Gudhjem, ved input af forskellige andele af max-produktionen fra en planlagt 20 MWp solcellepark tæt ved Østerlars Halmvarmeværk. (Solcelleparken har været i offentlig høring forud for udarbejdelse af lokalplan, som nu pågår).

De undersøgende scenarier beskriver udviklingen over et år, når forskellige andele af solcelleparkens max-produktion på 20 MW anvendes til fjernvarme, samt effekten af at forøge lagerkapacitet på fjernvarmeværkets akkumuleringstank med 50%. Årsforbruget i det undersøgte varmenet er omtrent 17GWh, fordelt på ca. 600 forbrugere, og varmen produceres på en 5MW halmkedel med tilhørende 1.500 m³ akkumuleringstank (op til 80MWh varmeindhold). Varmeværket har 2,4MW AC-elkedler, samt en 1 MW træpillekedel, som spids- og reservelast. Se illustration på side 1.

Simuleringerne er samlet i eet regneark (bilag 1), der viser et års forløb i timeværdier, baseret på 2018 data. Scenarierne beskriver forløbet når **forskellige andele af solcelleparkens max-produktion på 20 MW anvendes til fjernvarme:**

Scenarie1 (#1) - solcelle-produktion > 10 MW anvendes til fjernvarme – akutank uændret

Scenarie1 (#2) - solcelle-produktion > 12,5 MW anvendes til fjernvarme – akutank uændret

Scenarie1 (#3) - solcelle-produktion > 15 MW anvendes til fjernvarme – akutank uændret

Scenarie1 (#4) - solcelle-produktion > 10 MW anvendes til fjernvarme – akutank forøget 50%

Scenarie1 (#5) - solcelle-produktion > 12,5 MW anvendes til fjernvarme – akutank forøget 50%

Scenarie1 (#6) - solcelle-produktion > 15 MW anvendes til fjernvarme – akutank forøget 50%

Tabel 1, nedenfor, viser de summerede hovedtal for et helt år:

- 1. Leveret varme = samlet varmemængde leveret til nettet fra Varmeværket**
- 2. El til grid = solcelleparkens årlige produktion der tilføres el-nettet**
- 3. El til DC-elkedel= solcelleparkens årlige produktion der tilføres Varmeværket**
- 4. DC-elkedel AbWerk-t = solcelleparkens årlige produktion der tilføres Varmeværket og nyttiggøres til varmeproduktion**
- 5. Elkedel Kølet = solcelleparkens årlige produktion der tilføres Varmeværket men ikke kan nyttiggøres til varmeproduktion, fordi fjernvarmesystemet ikke kan rumme mere varme**
- 6. Halmværk AbWerk-t = den årlige varmeproduktion på Varmeværkets halmkedel.**

	alle tal i MWh					
Rækkemærkater	Leveret varme	El til grid	El til DC-kedel	DC-Elkedel AbWerk-t	Elkedel Kølet	Halmværk AbWerk-t
#1 - 10MW 80MWh	17.597	19.968	3.981	2.809	1.072	14.776
#2 - 12.5MW 80MWh	17.597	22.029	1.920	1.739	133	15.847
#3 - 15MW 80MWh	17.597	23.291	658	641	-	16.944
#4 - 10MW 120MWh	17.597	19.968	3.981	2.840	1.041	14.739
#5 - 12.5MW 120MWh	17.597	22.029	1.920	1.771	101	15.809
#6 - 15MW 120MWh	17.597	23.291	658	641	-	16.938
#7 - 12.5MW 80MWh						
+ 2018 vejr	17.597	23.374	2.192	2.015	122	15.570

Tabel 1: Summerede hovedtal for et år i forskellige scenarier

Årsproduktionen på Østerlars varmeværk er ca. 17.600 MWh, og tabel 1 viser resultatet af at tilføre er varierende andel af max-produktionen fra solcelleparken:

#1 – I dette scenarie tilføres produktion > 10 MW til elkedler på varmeværket. Denne andel af solcelleparkens produktion er imidlertid for stor til det hele kan udnyttes på varmeværket: Den samlede årsproduktion der tilføres varmeværket er ca. 4.000 MWh, og heraf kan ca. 25% ikke udnyttes. Varmen der kan udnyttes svarer til ca. 16% af varmeværkets årsproduktion.

#2 - I dette scenarie tilføres produktion > 12,5 MW til elkedler på varmeværket. Denne andel af solcelleparkens produktion kan næsten helt udnyttes på varmeværket: Den samlede årsproduktion der tilføres varmeværket er ca. 2.000 MWh (ca. 7% kan ikke udnyttes). Varmen der kan udnyttes svarer til ca. 10% af varmeværkets årsproduktion.

#3 - I dette scenarie tilføres produktion > 15 MW til elkedler på varmeværket. Denne andel af solcelleparkens produktion kan helt udnyttes på varmeværket: Den samlede årsproduktion der tilføres varmeværket er ca. 650 MWh - svarende til knap 4% af varmeværkets årsproduktion.

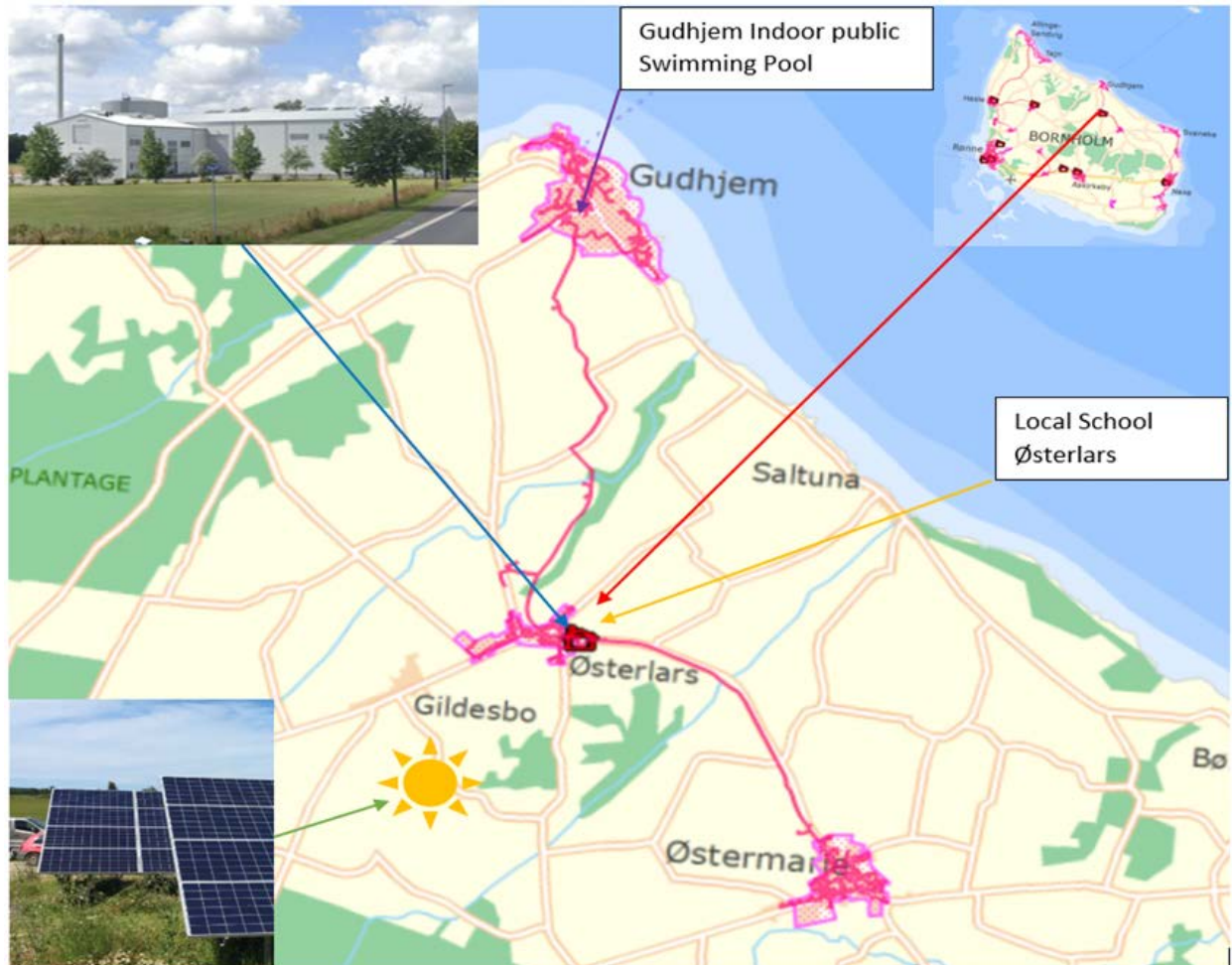
Scenarierne #4, #5 og #6 er en gentagelse af de tre første scenarier, men her er akutankens kapacitet forøget 50%, fra 80 MWh til 120 MWh: Disse scenarier viser at, der kun er en ganske ubetydelig forøgelse af den tilførte energi fra solcelleparken der kan udnytte på varmeværket – det er således ikke akutankens kapacitet der er den begrænsende faktor for at udnytte energien fra solcelleparken.

#7 – I dette scenarie er anvendt et andet års variation i solindstrålingen, og scenariet er ellers identisk med scenarie #2. Erfaringsmæssigt er variationen i solcelleproduktionen ikke stor fra år til år og det er også tilfældet her – i scenarie #7 stiger andelen af solcelleparkens produktion, der kan udnyttes på varmeværket fra ca. 10% til ca. 11,5%

Sammenfatning af simuleringer

Simuleringerne viser, at i denne case vil den optimale sektorkobling være at etablere solcelleparken (20 MWp) med 12,5 MW inverter kapacitet, og tilføre solproduktion over 12,5 MW til varmeværket i en direkte DC-linje – herved kan ejeren af solcelleparken spare på udgiften til invertere, men ikke mindst kan der spares på udgifterne til nettilslutning, og kapaciteten i nettet behøver ikke at være så stor. Varmeværket vil kunne reducere brugen af biomasse med ca. 10%, der fortrænges af tilført el fra

solcelleparken. Det må også antages, at varmeværket kan få spidsproduktionen fra solcelleparken billigt. Kiggende der nærmere på dagene og ugerne i regnearket med simuleringer ses det, at i scenarie #2 dækkes næsten hele sommerproduktionen af el fra solcelleparken.



DTU-rapport:

Utilizing excess power from PV farm in district heating – system design and dimensioning

Denne rapport (bilag 2) præsenterer tre scenarier for elektriske forbindelser til udnyttelse af overskydende strøm fra solcelleparken (på varmeværket i Østerlars. fordele og ulemper ved hver hvert scenarie er vurderet ud fra 5 kriterier: implementering, pålidelighed, fejlbeskyttelse, udnyttelse af

komponenter og estimerede omkostninger og tab. Slutteligt er scenarie 1 valgt som den mest optimale løsning, og dens dimensionering er yderligere forklaret i rapporten.

Tabet i henholdsvis invertere og kabler er også vurderet i de forskellige scenarier. Størstedelen af tabet opstår i kablerne i det optimale scenarie, hvilket gør valg af et passende tværsnit vigtig. Tabet ved forskellige kabel-tværsnit fremgår af tabel 4 i rapporten:

TABLE 4 – RELATIVE LOSSES AND VOLTAGE DROPS WITH DIFFERENT DC CABLES

Cross-section, mm ²	Resistance, Ohm/km	Maximum relative loss at full power, %	Average relative loss, %	Voltage drop, Vdc
1x16	1,240	11,56	6,16	138,80
1x25	0,795	7,39	3,95	88,69
1x35	0,565	5,25	2,81	63,03
1x50	0,393	3,65	1,95	43,84
1x70	0,277	2,58	1,38	30,90
1x95	0,210	1,95	1,04	23,43
1x120	0,164	1,52	0,81	18,30
1x150	0,132	1,23	0,66	14,73
1x185	0,108	1,00	0,54	12,05
1x240	0,082	0,76	0,41	9,15

På baggrund af beregningerne peges på 1X25 mm² kabel for hvert af solcelleparkens 86 moduler. Det gennemsnitlige årlige tab er beregnet til 3,95%, når DC-strømmen skal overføres via de ca. 1,2 km kabel til Østerlars Varmeværk. Tabet er proportionalt med effekten der transmitteres med kablet. De forskellige tab ved forskellige valg af kabel indgår ikke i de gennemførte simuleringer for Østerlars Varmeværk, da det vil være en økonomisk optimeringsøvelse i hvert konkret tilfælde.

Billede af 1X25 mm² kabel (kobber):



Generelt viser rapporten at det er teknisk realistisk og gennemførligt at overføre en delmængde af solcelleparkens produktion som DC-strøm til varmeværket i Østerlars.

Tak til European Energi v. Jan Vedde

European Energi har givet væsentlige input til det præsenterede arbejde, hvilket vi er taknemmelige for. Som en ekstra info i denne afrapportering er vedlagt European Energys notat "Elektrisk integration af Kildevad solcellepark med Østerlars Varmeværk" (bilag 3) der indgår som bilag i det materiale som EE har leveret til Bornholms Regionskommune i forbindelse med planlægning af solcelleparken.

DTU studieprojekt

En gruppe studerende fra DTU har i et innovationsmodul i Q1 2022 arbejdet med ideen omkring direkte DC-linjer, som de skulle udvikle en forretningsmodel for. BEOF har bistået med vejledning, og som output har de studerende produceret en powerpoint og en hjemmeside som ramme for en kommercialisering af "produktet" (bilag 4).



Island of Bornholm
Winner of the 2019 RESponsible Island Prize