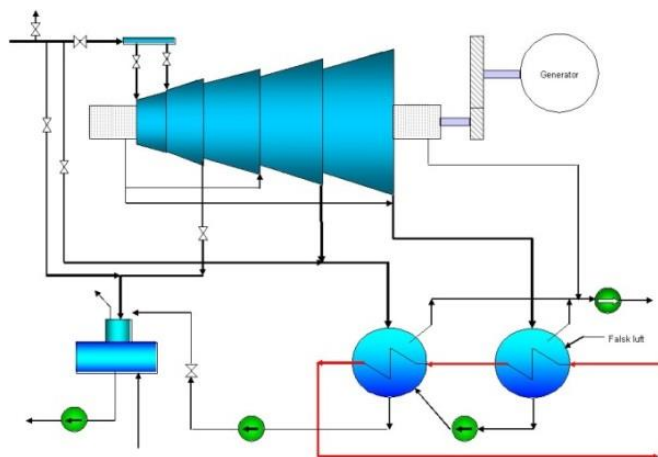
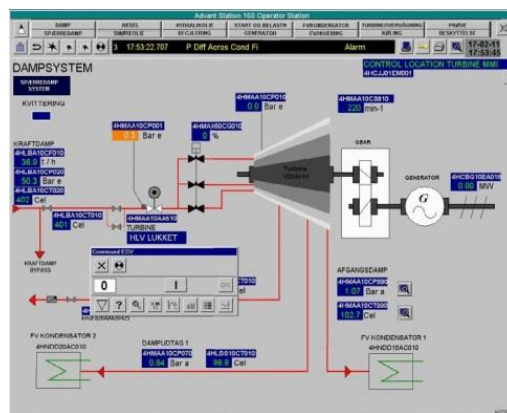


INCREASED OUTPUT OF WTE BY USE OF HEAT PUMPS



PSO-PROJEKT 12038

19. JULI 2014

Projektet er udarbejdet af **Weel & Sandvig** og **GeertiCon** i samarbejde med:



Sønderborg Kraftvarmeværk I/S

Forfatter: Jens Mikkelsen og Mogens Weel

Godkendt af: Annemette Geertinger



Indholdsfortegnelse

1.	Formål og fokus.....	10
1.1	Nuværende og fremtidige forhold og udfordringer	11
2.	Baggrund	12
2.1	Andre værdier end energiproduktion	14
3.	Fremgangsmåde	15
4.	Baggrundsteori og simuleringer	16
4.1	Grundlæggende forhold i fjernvarmenettet.....	16
4.2	Energieffektivitet og tab	16
4.2.1	Pumpearbejde og tryktab	16
4.2.2	Varmetab.....	17
4.3	Omløb og andre årsager til ringe afkøling	18
4.3.1	Afkøling og forbrugerinstallationer	18
4.3.2	Fremløbstemperatures indflydelse på returtemperaturen	21
4.4	Kraftvarmebaseret fjernvarme	21
4.5	Varmepumpe til eliminering af flaskehalse	23
4.5.1	Effektivitet af varmepumpning til temperaturopgradering	26
5.	AffaldPlus i Næstved.....	27
5.1	Energiproduktion og fjernvarmeforsyning	27
5.2	Datagrundlag	31
5.3	Analyse af potentiale for ekstra elproduktion	31
5.4	Vekslerstationer.....	31
5.5	Bypass drift på turbine om vinteren	37
5.6	Andre forslag til øget udbytte.....	40
5.6.1	Optimering af fjernvarme economizer på naturgaskedel.....	40
5.7	Driftsforsøg med reduceret fremløbstemperatur.....	41
5.7.1	Tilladeligt vibrationsniveau	41
5.7.2	Vibrationsmålinger	42
5.8	Delkonklusion AffaldPlus.....	45
6.	AVV i Hjørring	46
6.1	Energiproduktion og fjernvarmeforsyning	46
6.2	Datagrundlag	48
6.3	Analyse af potentiale for ekstra elproduktion	48
6.3.1	Seriel opvarmning af fjernvarme om vinteren og øget temperatur til Hirtshals.....	48
6.4	Hjørring Varmeforsyning	51



6.5	Muligheder og begrænsninger i Hjørrings fjernvarmenet	53
6.5.1	Lokal varmepumpe ved Sygehuset.....	55
6.6	Hirtshals Fjernvarme	57
6.6.1	Varmetab og varmebehov i Hirtshals.....	58
6.6.2	Temperaturkrav	58
6.7	Muligheder og forslag til Hirtshals Fjernvarme	60
6.8	Delkonklusion AVV	66
7.	Nordforbrænding i Hørsholm.....	67
7.1	Energiproduktion og fjernvarmeforsyning	67
7.2	Datagrundlag	70
7.3	Analyse af potentiale for ekstra elproduktion	70
7.3.1	Forsøg med reduceret fremløbstemperatur	71
7.3.2	Seriell kobling af anlæg	75
7.4	Driftsforhold i fjernvarmenettet	75
7.4.1	Råderum for sænket fremløbstemperatur ved vekslerstationer	78
7.4.2	Bedre afkøling ved begrænset anvendelse af shunts.....	79
7.4.3	Økonomisk potentiale ved at sænke fremløbstemperaturen	82
7.5	Analyse af tilkoblingsmuligheder for ny ovnlinje.....	83
7.5.1	Forslag fra Grøntmij	84
7.5.2	Forslag fra Weel & Sandvig	86
7.5.3	Konsekvenser af mulige scenarier.....	87
7.6	Delkonklusion - Nordforbrænding	89
8.	Sønderborg Kraftvarmeværk	90
8.1	Energiproduktion og fjernvarmeforsyning	90
8.2	Datagrundlag	92
8.3	Analyse af potential for ekstra elproduktion	93
8.3.1	Sygehuset.....	93
8.3.2	Vekslerstation Nordvesthavnsvej	94
8.4	Geotermi i kombination med sæsonlager	94
8.4.1	Optimering af indvinding af varme fra geotermi og elforbrug	95
8.4.2	Udnyttelse af evt. ledig varmepumpekapacitet	98
8.4.3	Udnyttelse af varmepumpekapacitet på affaldsværket	99
8.5	Delkonklusion – SKVV	102
9.	Fremtidige perspektiver for fjernvarme	104
10.	Samlet konklusion	105
10.1	Sænket fremløbstemperatur i net	105
10.2	Seriell kobling af varmeproducenter.....	106
10.3	Opsummering af vigtigste potentialer	106



10.4	Udfordringer for fremtidens fjernvarme	107
11.	Afsluttende kommentarer.....	109
12.	Bilag 1	110



RESUME

I projektet er foretaget en analyse af driften af de fire kraftvarmeproducerende affaldsforbrændingsanlæg i Hjørring (AVV), Hørsholm (Nordforbrænding), Næstved (AffaldPlus) og Sønderborg (Sønderborg Kraftvarmeværk) med henblik på at påvise potentialer for øget energiudbytte (højere energikvalitet) fra anlæggene.

Som en del af analysen er der også set på muligheden for at opnå en bedre driftsøkonomi for anlæggene og dermed potentialet for at producere fjernvarmen billigere.

Fokus har især været på at øge elproduktionen fra turbineanlæggene ved at ændre driftsbetingelserne i form af tryk og temperaturer i turbinens kondensatorer. Ved at sænke tryk og temperaturer i turbinens kondensatorer vil turbinen producere mere arbejde og dermed mere el på generatoren. Der har i den forbindelse også været inddraget driftsforhold og begrænsninger i de respektive fjernvarmenet, som de fire anlæg er tilknyttet.

Beregningerne af potentialet for øget elproduktion er udført ved hjælp af Weel & Sandvigs dynamiske simulator til affaldsforbrændingsanlæg, og resultaterne er baseret på detaljerede beregninger af de respektive turbine- og kondensatorsystemer.

Anlæggene har bidraget til projektet ved at fremskaffe nødvendige driftsdata og stille driftserfaringer til rådighed. Desuden har de indgået i projektet gennem løbende dialog omkring resultater og konklusioner.

Det samlede resultat af projektet blev præsenteret på en afsluttende workshop den 3. juni 2014, hvor alle de medvirkende anlæg var inviteret til at deltage.

Undersøgelserne viser, at det på alle fire anlæg vil være muligt at øge elvirkningsgraden betydeligt ved at sænke fremløbstemperaturen fra turbineanlægget til fjernvarmenettet og samtidigt også reducere varmetabet her. De identificerede potentialer stemmer godt overens med de forventninger, der var forud for projektet.

Der er påvist betydelige potentialer for øget produktionsværdi ved at integrere driften af forskellige typer af anlæg, med henblik på at øge elproduktionen fra den dampturbinedrevne generator. På flere af anlæggene kan man således med fordel udføre fjernvarmeopvarmningen i seriel drift, hvor den sidste del af fjernvarmeopvarmningen sker vha. mere simple varmeproducerende anlæg (typisk ældre affaldsanlæg eller fliskedler) når de er i drift. Derved opnås lavere tryk- og temperaturniveau i turbinens kondensatorer og dermed større elproduktion (i visse tilfælde mere end 10 %).

De vigtigste identificerede potentialer for øget elproduktion og fjernvarme er oplistet i Tabel 1.1.



Anlæg	Periode	Nettopotentiale for ekstra el	Varmeforhold	Mekanisme/investering
Affald Plus	7 mdr. pa.	454 kW 2300 MWh/år 12 % ekstra i perioden 3.4 % p.a.	7 % mindre varmetab i hovedledning. (67 GWh)	Ændret og mere tæt styring af fremløbstemperatur i en periode på de 7 varmeste måneder af året.
	5 mdr. pa.	0	130 MWh ekstra varme (eller 12.000 Nm ³ gas)	Ændret setpunkt af fjernvarme ud af economizer på gasfyret kedel.
AVV i Hjørring	5 mdr. pa.	490 kW 1800 MWh ca. 12 % af netto el inkl. pumpeeffekt på Hirtshals transmissionsledning 4.7 % p.a.	85 kW større varmetab i transmissionsledningen til Hirtshals	Seriell fjernvarme opvarmning med flisfyre og absorptions varmepumpe i 5 mdr. om året (vinter) og øget temp. i fremløb til Hirtshals. Ekstra enkeltstreng mellem de to anlæg og ændret koblingsmulighed.
Nordforbrænding	12 mdr.	500 kW 2700 MWh/år (baseret på 5400 fuldlasttimer årligt) 3.5 % p.a.	Reduceret varmetab i dele af ledningsnettet.	Ændret arrangement af manifold til fjernvarme ledning fra eksisterende og nyt anlæg.
Sønderborg Kraftvarmeværk	5 mdr. pa.	470 kW 1700 MWh/år 8 % ekstra i perioden 4.2 % ekstra p.a.	Ekstra 2.8 MW fra røggas	Seriell fjernvarme opvarmning med flisfyre og køling af retur med absorptionsvarmepumpe i vinterperioden. Ændrede koblinger i central. Ledig varmepumpe kapacitet forudsættes ellers et mindre potentiale.

Tabel 1.1 De vigtigste identificerede energipotentialer ved gennemførelse af forslag til tiltag.

Tekniske muligheder for øget produktion af el- og fjernvarme:

En anden mulighed for øget produktionsværdi i forbindelse med integreret drift af forskellige anlæg er påvist i forbindelse med fjernvarmeproducerende absorptionsvarmepumper. Muligheden opstår når der er rigelig temperaturmæssig varmepumpekapacitet. Ved integreret drift kan den overskydende varmepumpekapacitet udnyttes til at afkøle fjernvarmereturen ind til affaldsanlægget for derved at opnå større varmeudnyttelse fra røggas (under hensyn til restriktion om mindste skorstenstemperatur) og større elproduktion fra dampturbinen som følge af reduceret temperaturniveauer i kondensatorer.

Denne mulighed findes på to (Hjørring og Sønderborg) af de 4 undersøgte anlæg, hvor der i umiddelbar nærhed af dampturbinen er nybyggede flisfyrede hedtvandsanlæg, som driver absorptionsvarmepumper.

I tilfælde af at der er flere elproducerende dampturbiner til forsyning af et fjernvarmenet med delstrengene med forskellige krav til fremløbstemperatur, er der potentiale for højere produktionsværdi ved kunne køre dampturbinerne med differentierede fremløbstemperaturer. Det kræver fleksible koblinger fra delstrengene i fjernvarmenettet til de enkelte dampturbiner.

Denne mulighed er påvist på Nordforbrænding i forbindelse med et planlagt nyt elproducerende anlæg med eldrevet varmepumpe på røggasskrubber. For at kunne udnytte potentialet kræves at centralen med manifold til de enkelte fjernvarmestrengene ombygges til fleksible koblingsmuligheder,



så man kan køre de to turbiner med forskellige og lavest mulige fremløbstemperaturer som forsyner hver sit område af fjernvarmesystemet.

Med henblik på at opnå større elproduktion fra turbinen ved at kunne køre med lavere tryk- og temperaturniveauer i turbinekondensatorer er der påvist flere muligheder for at reducere temperaturniveauet i selve fjernvarmenettet. Ved analysen af fjernvarmenettene er der identificeret en række flaskehalse i relation til styring og kapacitet på vekslercentraler, fjernvarmeledningernes dimensionering og pumpebehovet i ledningssystemerne. Der er påvist muligheder for at kunne sænke fremløbstemperaturen i fjernvarmenettet ved at ændre styring af vekslerstationer bl.a. med henblik på et begrænse anvendelsen af shuntning. Endelig er der i et par tilfælde regnet på muligheden for at indsætte en lokal varmepumpe til at fjerne temperaturmæssige eller kapacitetsrelaterede flaskehalse.

Med hjælp fra simuleringer er eftervist forsøgsresultater og potentiale for ekstra el ved reduceret fremløbstemperatur og tryk i turbinens kondensatorer (Nordforbrænding og Affald Plus). Det bemærkes endvidere, at der i samme forbindelse blev påvist negative effekter fra lækage (indtrængning af luft) i kondensatorsystemet.

Endelig er der med vibrationsmåling ikke påvist forøget vibrationsniveau ved at køre turbinen (Affald Plus) ved væsentlig lavere kondensatortryk end designdata.

Økonomi:

Tiltag med lav investering er økonomisk mest attraktive at gennemføre. Blandt disse hører tiltag, som primært kræver ændret reguleringsstrategi. Men også seriel drift af anlæg, som ligger i umiddelbar nærhed af hinanden, til opvarmningen af fjernvarmevand vurderes at kunne være økonomisk attraktivt. Endelig kan man ændre koblingsmuligheden fra flere anlæg til fjernvarmestregene således, at der kan opereres med differentieret fremløb fra anlæggene.

Produktion, distribution, samarbejde og konkurrence:

Der kan være et stort potentiale ved at tilrettelægge opvarmningen af fjernvarmevand termodynamisk hensigtsmæssigt mellem forskellige produktionsenheder. Hvis der er forskellige ejere af sådanne anlæg, må det formodes at der er flere barrierer for først at få identificeret muligheden og dernæst at få den realiseret og finde ud at hvordan den ekstra driftsmæssige gevinst skal fordeles. I forbindelse med at kunne sænke fremløbstemperaturen og returtemperaturen i fjernvarmenet kan det være en barriere, hvis et produktionsselskab ikke har ejerskab i distributionsnettet til varmen.

Støtte- og afgiftsregler:

Set ud fra affaldsforbrændingsanlæggenes økonomi betyder de markante afgifter på varme til forbrugerne sammenholdt med den betaling anlæggene får for elproduktionen, at det økonomiske incitament til at maksimere elproduktionen i en ganske stor del af tiden (særligt i vinterhalvåret) ikke er til stede. Det betyder, at den samfundsmæssige realværdi af produktion fra værkerne ikke bliver maksimeret, eftersom den potentielle realværdi af el er langt større end værdien af en tilsvarende energimængde varme ved lav temperatur.



En del potentialer vil ikke blive realiseret netop på grund af afgiftsstrukturer og støtteordninger inden for energisystemet.

Mange af de ideer og muligheder, der er påpeget og regnet på, tager dog ikke udgangspunkt i eller "spekulerer" i øjeblikkelige afgiftsstrukturer og støtte til fremme af planpolitiske mål, men er funderet i termodynamik og minimering af forbruget af realressourcer. Det leder efter vores overbevisning til langtidsholdbare resultater, og er essentielle for en teknologisk udvikling, som giver fundament for samfundsøkonomisk realvækst.



1. FORMÅL OG FOKUS

Formålet med dette projekt er at identificere muligheder for at øge nytteværdien af affaldsforbrændingsanlæggenes konvertering af affaldets energiindhold til elproduktion og varmeleverance hos kunderne. Nytteværdien betragtes ikke udelukkende i et snævert selskabsøkonomisk perspektiv men også i et mere overordnet samfundsøkonomisk perspektiv.

En stor del af projektets fokus, angrebsvinkler og resultater er også af relevans for fjernvarmenet, som er forsynet med anden varmekilde end affaldsforbrænding og i forbindelse med projektering af nye fjernvarmenet.

I projektet identificeres og regnes på nogle af de muligheder, der er for nutidens og fremtidens kollektive fjernvarmesystemer for at kunne imødegå et forventet krav om at blive mere effektive både i produktion og distribution af varme til dækning af individuelle varmebehov.

I de senere år er der kommet fokus på at reducere varmetabet i fjernvarmenet. Det har typisk ledt til en sænket fremløbstemperatur i de dele af nettet, hvor de tilkoblede forbrugere kan klare sig med en lavere fremløbstemperatur. Den lokalt sænkede fremløbstemperatur er ofte opnået ved shunt med returvand (blande koldt og varmt).

I nærværende projekt er metodikken nærmest det modsatte. Udgangspunktet er termodynamikkens sammenhæng mellem mediets temperatur og arbejds potentiale med henblik på at optimere nytteværdien af varmeressourcen, der frigives ved forbrænding af affaldet. Denne indgangsvinkel er også robust overfor et fremtidigt scenarium, hvor mere varme må forventes leveret med varmepumper og distribueret i de nuværende fjernvarmenet.

Et konkret sigte i projektet har været, at producere mere el centralt på affaldsforbrændingsanlæggets dampturbinedrevne generator ved at sænke temperaturniveauet og dermed trykket i turbinekondensatorerne. Dette resulterer i en lavere opvarmning af fjernvarmevandet i kondensatorerne. Muligheden er især relevant i de tilfælde, hvor et parallelt opvarmningssystem er i drift, som ikke marginalt taber elproduktion, som følge af at temperaturniveauet her øges. I sådanne tilfælde kan der produceres mere el ved at omlægge fra parallel til seriel opvarmning af fjernvarmevandet, hvor turbinekondensatoren så tager den første opvarmning.

Hvis opvarmningen af fjernvarmevand alene sker med turbinekondensatorer kan ekstra elproduktion opnås ved at sænke temperaturen i fjernvarmefremløbet og/eller returen. Det kan i visse tilfælde muliggøres ved anderledes styringsstrategi eller mere præcis regulering af f.eks. vekslerstationer.

Distribueret varmepumpning er en ny metode (på flere måder nærmest det modsatte af shuntning) til at kunne sænke temperaturniveauet i større dele af fjernvarmenettet og dermed give råderum til større netto elproduktion (elproduktion fra turbine fratrukket el til varmepumper og fjernvarmepumper) og samtidigt mindre varmetab.

Undersøgelserne inddrager fire affaldsforbrændingsanlæg i Danmark som alle producerer el og fjernvarme. Flaskehalse i fjernvarmenettet i form af temperaturkrav og pumpeeffekt og deres mulighed for eliminering er sammenholdt med turbinens potentiale for ekstra elproduktion ved sænket fremløbstemperatur.



1.1 Nuværende og fremtidige forhold og udfordringer

Den danske afgiftsstruktur på fjernvarme i kombination med et elmarked, der i stadig stigende omfang forsynes med støttebaseret elproduktion med en variabel omkostning på noget nær nul (i Danmark primært fra vind), betyder, at prisen i elmarkedet presses nedad og i en stadig større del af tiden ikke matcher den værdi, som det koster at producere el på et afgiftsbelagt brændsel.

For kraftvarmeværker er og har situationen i flere år været den, at det ofte ikke kan betale sig at producere el til markedet, hvis det marginalt i det tilknyttede fjernvarmesystem betyder ekstra indfyring af naturgas. Dette gælder også selvom el i realiteten kan produceres med et ekstra brændselsforbrug, der svarer til en elvirkningsgrad på cirka 100 %.

Konsekvensen er, at også affaldsforbrændingsanlæg nu i stigende omfang kører delvis bypass på dampturbinen, fordi varmeproduktionen i selskabsøkonomien er mere værd end en tilsvarende mængde el. I relation til nærværende projekt betyder det, at en del af de potentialer, der afdækkes for mere elproduktion, faktisk ikke giver mere produktionsværdi for anlæggene, men tværtimod mindre, hvis de realiseres.

Set i det perspektiv kan man sige, at den oprindelige centrale tanke bag projektet – nemlig en termodynamisk systemoptimering med henblik på en bedre samfundsmæssig udnyttelse af begrænsede ressourcer, i en vis grad løber panden mod en mur af afgifter og støtteregler, som skævvrider i et omfang, der udfordrer sund fornuft og faglighed. Viden om termodynamik og termiske kraftprocesser synes ikke længere at komme til sin ret i den omstilling af energisystemet, som pågår. Konsekvensen er at omlægningen af energisystemet ikke sker på en særlig ressourceeffektiv måde.



2. BAGGRUND

Driftsøkonomien for et affaldsforbrændingsanlæg i Danmark hviler typisk på tre ben:

1. Modtagelse og bortskaffelse af affald ved afbrænding (energikonvertering).
2. Forsyning af varme til kunder i et tilknyttet fjernvarmenet.
3. Produktion og salg af elektricitet fra dampturbinedrevet generator.

Weel & Sandvig har i en årrække udviklet og leveret omfattende dynamiske simulatorer til affaldsforbrændingsanlæggene, med henblik på bl.a. træning og efteruddannelse af driftspersonale og med henblik på at kunne optimere driftsøkonomien på selve forbrændingsanlægget.

Med nærværende projekt udvider vi driftsoptimeringen på WtE¹ anlæg fra alene den interne drift på anlægget (ved hjælp af WS.WTE-simulatoren) til nu også at inddrage og påvirke de ydre betingelser (fjernvarmenet og varmekunderne) i det omfang det synes hensigtsmæssigt for driftsøkonomien.

Fjernvarmeselskaber og rådgivere har i de seneste år analyseret og optimeret på fjernvarmesystemer, hvor særlig store varmetab har været i fokus. De væsentligste besparelser knytter sig til, at man har sænket temperaturniveauer i rørsystemerne. Fremløbstemperaturen er ofte blevet sænket lokalt ved brug af shuntning, hvor relativt kold returvand iblandes det varme fremløb, så der opnås en moderat fremløbstemperatur i de dele af nettet, hvor dette er tilstrækkeligt.

Når man sænker fremløbstemperaturen falder afkølingen (forskul mellem fremløb- og returtemperatur) på fjernvarmevandet normalt også. Det betyder, at der skal pumpes mere vand igennem fjernvarmerørene for at fastholde samme energimængde. Pumpeeffekten til at overvinde strømningstab i rør er tilnærmelsesvis proportional med flowet i 3. potens, så pumpeeffekten kan blive en begrænsende faktor i systemer, hvor pumpeeffekten til strømningstab i forvejen er høj. Det gælder specielt i de kolde perioder med stort varmebehov, hvor langt det største elbehov til fjernvarmepumper er koncentreret.

En udbredt incitamentsordning til at imødegå dette forhold er, at belønne/straffe forbrugerne i forhold til hvor meget/eller lidt den enkelte forbruger afkøler fjernvarmevandet. Dermed tilskyndes forbrugeren til at investere i egne varmesystemer som radiatorer, gulvvarme og effektive brugsvandssystemer, som kan levere en god afkøling selv ved lav fremløbstemperatur. En svaghed ved fjernvarmesystemet er dog, at den fulde gevinst først kan indkasseres, når alle forbrugere har effektive varmesystemer, der kan klare sig med lav fremløbstemperatur.

I relation til en termisk kraftværksproces, som den der finder sted på affaldsforbrændingsanlægget, er sammenblanding af koldt og varmt vand i fjernvarmesystemet, som det sker ved shuntning, udtryk for et termodynamisk spild.

Det er en udbredt og desværre sejlivet skrøne, at fjernvarme fra turbinebaserede kraftværksprocesser er spildvarme fra kraftprocessen. Et turbineanlæg kan være designet til at producere maksimal el, og kondensatorerne og bortkølingsarrangement vil da være designet til at lede kondensationsvarmen bort ved en temperatur kun lidt højere end omgivelserne.

¹ Waste to Energy



Hvis anlægget derimod er designet til altid at producere både el og fjernvarme, er kondensatorarrangementet udlagt til et højere tryk og temperatur på bekostning af mindre kraftproduktion fra turbinen og med lavere investering til turbine og lavtrykskondensator. Kombinationer findes også, hvor kraftværket både kan køre lavtrykskondensation og helt eller delvis dampudtag til fjernvarme.

Fordelen ved samproduktion af el og fjernvarme benævnes ofte "kraftvarmefordelen" og udmøntes især i, at elproduktionen, når den er reguleret efter varmebehovet, reelt produceres med en elvirkningsgrad på tæt ved 100 %, forudsat at varmen alternativt alligevel ville blive produceret med et brændsel. Ved damp turbineanlæg består kraftvarmefordelen endvidere i, at turbine og kondensator, som før nævnt kan gøres billigere.

På et turbineanlæg vil det normalt være således, at jo højere temperaturniveau, som turbinens dampkondensator skal aflevere kondenseringsvarmen ved (til fjernvarme), desto mindre el kan turbinen producere og vice versa. Der er naturligvis designmæssige begrænsninger som betyder, at kører man en turbine med meget lavere kondenseringstemperatur, end den er designet til, vil gevinsten i form af ekstra elproduktion aftage. Desuden kan man ved meget lave tryk og temperaturer (betydeligt lavere end undersøgt ved dette projekt) risikere at der bliver et for højt vibrationsniveau fra turbinen.

Selvom el i termodynamisk forstand er et produkt med væsentlig højere værdi end varme ved det temperaturniveau, som der benyttes i fjernvarmesystemer, afspejles dette ikke nødvendigvis i de markeder, som et affaldsforbrændingsanlæg er tilknyttet. I perioder kan varme fra visse anlæg godt være højere prissat end el. I størstedelen af tiden er det dog endnu således, at el har en lidt højere pris end fjernvarme.

Det er især med dette i fokus, at projektet sigter på at øge den samlede produktionsværdi fra affaldsværket i konverteringen af affald til nytteprodukter.

Grundtanken er klassisk termøkonomisk; at varme ikke skal produceres med højere temperatur end nødvendigt, idet det koster tab i potentiel elproduktion, og det vil i de fleste tilfælde også betyde forøget varmetab i fjernvarmesystemet. Hvis varmen leveres fra varmepumpning, koster det tilsvarende mere elbehov på varmepumpen at levere varmen ved unødvendig høj temperatur. Sænket fremløbstemperatur vil dog normalt også betyde mindre afkøling hos forbrugerne og dermed et større vandflow og forøget elforbrug på fjernvarmepumper. Der er således modsat rettede effekter på el siden ved at sænke fremløbstemperaturen.

Man kan argumentere for, at der er tale om en højere reel produktionsværdi fra anlægget med følgende: Hvis den ekstra netto elproduktion (ekstra el på generator fratrukket ekstra pumpeeffekt), opnået ved sænkning af temperaturen i fjernvarmefremløbet benyttes i varmepumper, og derved kan generere mere fjernvarme hos forbrugerne end det der leveres, når fjernvarmen genereres ved en højere kondenseringstemperatur (modtryk) på turbinen, er produktionsværdien fra anlægget forøget.

En del affaldsforbrændingsanlæg bortkøler i kortere perioder, hvor der er ringe varmeafdrag, en del af varmen. I sådanne perioder er værdien af den ekstra elproduktion ren nettogevinst i driftsøkonomien.



I de perioder, hvor der ikke som supplement fyres med gas til dækning af varmebehovet i forsyningsnettet, giver ekstra elproduktion potentiale for en højere udnyttelsesgrad af anlægget, idet der for samme varmeleverance skal afbrændes lidt mere affald.

2.1 Andre værdier end energiproduktion

Projektet har fokuseret på muligheder for at øge produktionsværdien fra affaldsforbrændingsanlæg i den nuværende proces, hvor affald afbrændes i det eksisterende anlæg og konverteres til el og fjernvarme.

Bedre sortering af affald med henblik på mere viden om forbrændingsegenskaber af det affald, der skal afbrændes, giver basis for at kunne optimere sammenblanding af affald, inden det fødes til tragt og dermed mulighed for en mere stabil drift med højere middeldydelse og mindre belastning af anlægget som gevinst.

Nye anlæg, designet til at kunne afbrænde mere veldefinerede og gode brændsler ved f.eks. en overhedersektion, vil kunne designes til højere dampdata og dermed højere elvirkningsgrad.

For tiden er der politiske strømninger i retning af at genanvende værdien i affald på en anden måde end ved afbrænding og udnyttelse af den frigjorte varme til el og fjernvarme.

I det omfang at affaldet indeholder materialer, hvis værdi væsentligt overstiger brændværdien eller omkostning til udsortering, og som enten vil gå tabt eller ændre kemisk form i en forbrændingsproces, kan der naturligvis være fornuft i at udsortere sådant materiale eller anvende en anden konverteringsproces and forbrænding, hvis det samlet set kan ske med mindre netto omkostninger.

Flere materialer (f.eks. metaller, fosfor) går ikke op i røg ved forbrænding men ender hovedsagelig i asken/slaggen evt. i en anden kemisk forbindelse og kan udvindes herfra, hvis det er hensigtsmæssigt.

Affaldsforbrænding, hvor brændværdien udnyttes til produktion af el og fjernvarme, defineres af flere som værende "ikke genanvendelse", bl.a. begrundet med at fosforforbindelser ændres ved forbrænding. Det må siges at være et noget snævert fokus at definere affaldets genanvendelsesværdi ud fra enkelte meget begrænsede bestanddele. I betragtning af affaldets kompleksitet er der naturligvis mange genanvendelsesmuligheder og deraf afledte værdier af de materialer, der er indeholdt i affaldet, og alle kræver de i større eller mindre grad anvendelse af andre ressourcer for at kunne udnyttes. Værdiskabelse og ressourcudnyttelse i relation til affald er ikke trivielt, men kommer ved at afbalancere fordele og ulemper nuanceret i de forskellige muligheder og vælge de løsninger, der samlet set giver mest værdi.

Tilsvarende er optimering af værdien af energiproduktionen fra et affaldsforbrændingsanlæg baseret på at afveje fordele og ulemper ved at ændre på driftsparametre i systemet som f.eks. temperaturen i fremløbet i et fjernvarmenet.



3. FREMGANGSMÅDE

På hvert af de fire anlæg, der deltager i projektet, er anlægget og driften gennemgået med henblik på at afdække potentialet for højere energiproduktionsværdi fra anlægget og tilførende fjernvarmesystem. Følgende hovedpunkter indgår i behandlingen af hvert af de 4 anlæg:

1. Datagrundlag: Fremskaffelse af tilgængelige data og driftsdata på anlæg (turbine, fjernvarmekondensatorer, fjernvarmesystemet, vekslerstationer og pumpestationer). Hvis muligt, fremskaffelse af tidsserier af driften (temperaturer i fremløb og retur og temperaturforskel i vekslerstationer og evt. shunts m.m.)
2. Analyse: En model af turbineanlæg med kondensatorer og en overordnet model af det tilkoblede fjernvarmesystem opbygges for at regne på potentialet for ekstra produktionsværdi bl.a. i kraft af ekstra elproduktion og mindre varmetab i fjernvarmesystemet. Virkemidler kan være at ændre på sætpunkter og identificere hvor og hvornår flaskehalse optræder. Potentialet kvantificeres f.eks. ud fra tidsserier af den hidtidige drift, som kan anvendes som basis drift.
3. Ændringsforslag: Der gives forslag til at eliminere eller reducere identificerede markante flaskehalse i systemet. Det kan f.eks. være vha. lokal varmepumpning eller ændring af ledningsnettet i en begrænset del af fjernvarmenettet. Dermed bliver der plads til yderligere optimering af driftsparametre, med henblik på højere produktionsværdi.
4. Driftsforsøg: Der er i projektet ikke inddraget muligheden for at kunne forestå ombygninger af fjernvarmenettet i form af nye eller ændrede ledningsdimensioner eller indbygning af lokale varmepumper, for derigennem at kunne eliminere temperaturmæssige flaskehalse. I det omfang det er muligt at ændre på sætpunkter af f.eks. fremløbstemperatur og evt. ændre reguleringskoncept vil dette blive forsøgt gennemført på 2 af anlæggene. Der vil herunder blive foretaget vibrationsovervågning og analyse på turbinen, for at sikre og kunne dokumentere at der ikke sker uheldig påvirkning af turbinen i denne forbindelse.
5. Delkonklusion: Potentialet for ekstra produktionsværdi vil blive sat op i forhold til konkrete ændringsforslag i anlægget og fjernvarmenettet.



4. BAGGRUNDSTEORI OG SIMULERINGER

4.1 Grundlæggende forhold i fjernvarmenettet

Et fjernvarmenet har til opgave at forsyne alle tilsluttede kunder i forhold til deres varmebehov i form af tilstrækkelig temperatur og mængde. Typisk er et fjernvarmenet udført som et to-strengssystem: én fremløbsledning med høj temperatur og én returledning, hvor vandet efter at have afgivet varme hos forbrugeren sendes retur ved en lavere temperatur.

Det typiske fjernvarmesystem i dag forsyner således kun ved én temperatur, som i princippet er dikteret af en enkelt temperatur- eller flowmæssig flaskehals i systemet. Det kan være en kunde med en installation, som kræver en speciel høj temperatur af fremløbet, eller flaskehalsen kan skyldes at vandet i fremløbet er lang tid undervejs i systemet frem til den pågældende og derfor er blevet væsentlig koldere end da det forlod varmeværket. Endelig kan fremløbstemperaturen være betinget af at der optræder en flowmæssig flaskehals.

Dimensioneringen af nettet er her en afbalancering af at rørsystemet skal have tilstrækkelig kapacitet til at kunne levere nok varme på de koldeste dage og samtidigt må der ikke ske for stor afkøling af vandet når der er lavt varmeaftag (f.eks. om sommeren) og dermed lang opholdstid i rørsystemet.

Dagens fjernvarmesystemer (også de der projekteres nu) er i den forstand at betragte som ganske ufleksible kompromisløsninger med bindinger til både temperatur og flow, og som kun i ringe grad formår at udnytte eller belønne princippet om individuel "netop nok" leverance, i forhold til tryk-, temperatur- og afkøling af fjernvarmen.

Projektet ser bl.a. på de bindinger, der er i fjernvarmesystemer, og giver bud på, hvordan frihedsgraderne kan øges med henblik på en bedre driftsøkonomi.

4.2 Energieffektivitet og tab

Når et fjernvarmenet dimensioneres er fokus både på at begrænse varmetab og tryktab.

Et effektivt energiforsyningsystem er et system, hvor de samlede tab er minimeret under hensyn til investeringsomkostninger, bl.a. ved at der til hver enkelt forbruger ikke leveres mere end hvad kunden har behov for. Dette kræver en høj fleksibilitet i systemet.

Praksis i typiske fjernvarmenet er, at der fra varmeværket via pumper og varmeveksler sendes varmt vand ved højt tryk ud i en fremløbsledning, og vandet kommer så retur ved lavt tryk og en lavere temperatur, som er en blandingstemperatur af individuelle afkølingsforløb hos forbrugerne.

4.2.1 Pumpearbejde og tryktab

Fjernvarmesystemer er normalvis indrettet med et højere tryk på fremløbet end i returen, således at varmt fremløb strømmer uden brug af pumpe hos forbrugeren, når der åbnes for en ventil. For at der kan strømme fjernvarmevand gennem en forbrugerinstallation, skal der således altid og hos alle forbrugere i systemet være et højere tryk i fremløbet end i returen.



Det strømningsmæssige tryktab er med god tilnærmelse proportionalt med flowet i 2. potens. Udover det strømningsmæssige tryktab er der et reguleringstab, som er trykforskellen (tryktabet) over den enkelte kundes reguleringsventil.

I store fjernvarmesystemer kan der være betydelige tryktab gennem lange forsyningsledninger. For at begrænse reguleringstryktabet ved kunden, anvender man derfor i store systemer distribuerede pumpestationer, som bedre kan sikre at der er en tilpas og begrænset trykforskel mellem fremløb og retur overalt i systemet².

Jo større afkøling, der finder sted af fjernvarmevandet hos kunden, desto mindre flow af fjernvarmevand kræves for den samme energileverance og dermed væsentlig mindre pumpearbejde.

4.2.2 Varmetab

For at varmen kan strømme fra fjernvarmevandet ind gennem forbrugerens installation og derfra overføre varmen til de pågældende opvarmningsbehov må fjernvarmevandet have en højere temperatur end det der skal opvarmes hos kunden. Der er således en vis analogi mellem trykforskel og vandflow over til temperaturforskel og varmefflow.

Varmetabet fra et ledningsnet er med god tilnærmelse proportional med temperaturforskellen mellem fjernvarmevandet og omgivelserne (den jord, som rørene er nedgravet i) og kun i ringe grad afhængig af flowet i rørene, fordi varmeovergangstallet mellem vand og den indvendige rørvæg kun udgør en lille del af den samlede varmetransmissionsmodstand. Som følge af varmetabet ud gennem fjernvarmerørets væg og isolering falder temperaturen af fjernvarmevandet mens det bevæger sig ud i systemet. Temperaturtabet på fremløbet, bliver følgelig mindre desto større flow og dermed hastighed, fordi der bliver kortere opholdstid i fremløbsstrengen inden det når frem til forbrugeren.

Jo højere fremløbstemperatur, desto større varmetab fra systemet, fordi varmetabsraten er proportional med temperaturforskellen til omgivelserne.

Afkølingen af fjernvarmevandet gennem forbrugerinstallationen (forskel mellem fremløb og retur temperatur) vil normalt også stige når fremløbstemperaturen stiger. For samme leverede nyttevarmeeffekt (hos forbrugeren) vil det resultere i et mindre fjernvarmefflow, som betyder længere opholdstid i nettet og dermed større temperaturtab på fremløbet inden det når forbrugeren.

Med henblik på at begrænse varmetab i fjernvarmenet har man i de senere år haft fokus på at differentiere temperaturniveauet i fremløbsledninger således, at man kan forsyne delområder af fjernvarmenet med lavere temperatur end de øvrige steder med henblik på at komme tættere på "netop nok" temperatur hos kunderne og derved begrænse varmetabet. Det kan ske centralt fra varmeværket, hvis man har flere fremløbsledninger til forskellige områder af nettet, som så kan forsynes med forskellige fremløbstemperaturer, eller det kan ske ude i nettet med en shunt pumpe, hvor fremløbet nedgraderes i temperatur ved at pumpe koldere vand over i fremløbet fra returledningen.

² Ultimativt, for at begrænse arbejdet til at flytte vandet rundt i systemet, kan tryktabet gennem reguleringsventiler principielt elimineres ved at indføre frekvensregulerede pumper hos hver enkelt varmeaf-tager, så fjernvarmevandet hvert enkelt sted pumpes netop efter behov fra fremløb over i returledningen, hvor fremløbet, i modsætning til nuværende praksis, så arbejder med et lavere tryk end returledningen. Ved varmeværket, hvor returen opvarmes og bliver til fremløb vil der være en trykforskel, der svarer til det tryktab, der er gennem værkets varmevekslere ved det aktuelle flowbehov.



Det nærmest modsatte princip, altså at opgradere fremløbstemperaturen ude i systemet f.eks. ved hjælp af en varmepumpe, anvendes så vidt vi er orienteret endnu ikke (eller i hvert fald kun i meget begrænset omfang). En sådan anvendelse af varmepumpning har en analogi i relation til det krævede arbejde (elbehov) i forhold til at anvende distribueret trykpumpning for at begrænse tryktabet over reguleringsventiler. I relation til varmetab giver distribueret varmepumpning flere frihedsgrader fordi fremløbstemperaturen kan sænkes i større dele af nettet end hvis der kun anvendes shuntning. Det giver mulighed for både at opgradere og nedgradere temperatur efter behov med minimale ressourcemæssige tab.

4.3 Omløb og andre årsager til ringe afkøling

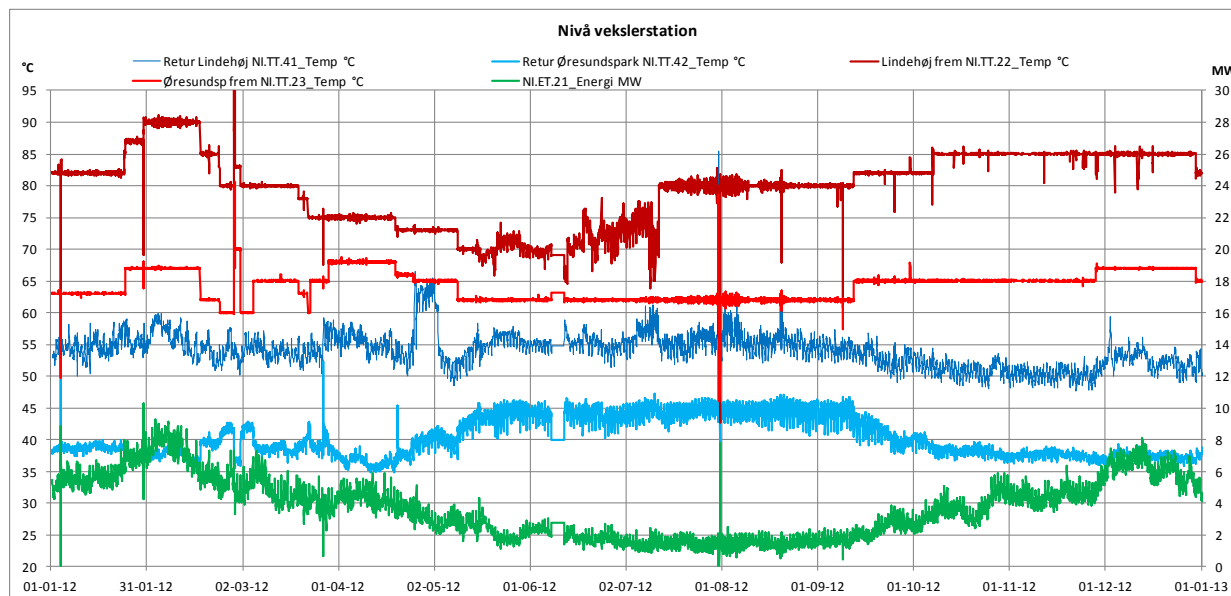
På visse fjernvarmestrukturer (ofte i nærheden af blinde fremløb) er varmeaftaget og dermed flowhastigheden så lav at fremløbet bliver afkølet for meget. En tilpas høj fremløbstemperatur kan opretholdes ved at indbygge termostatstyrede "omløbsventiler", som sikrer at det vand i fremløbet, der når frem til omløbsventilen, ikke bliver lavere end en vis fastsat temperatur. Gør det det åbner ventilen og der "forbruges" nu vand fra fremløbet, som sendes direkte og uafkølet tilbage til returløbet. Derved skabes et "fiktivt" forbrug, som betyder at opholdstiden i fremløbet bliver lavere med mindre afkøling til følge.

Omløb er dog uheldig fordi der sker en kortslutning af systemet, som ikke har nogen nytteleverance af varme tilknyttet, men derimod både et varmetab og et pumpetab. Sammenblandingen af varmt vand med kold retur betyder forøget temperatur på returen, og repræsenterer et exergitab, som i tilfælde af at varmen produceres via damp turbine, udmøntes i en mindre elproduktion.

4.3.1 Afkøling og forbrugerinstallationer

Underdimensionerede varmeoverføringssystemer hos forbrugeren, ringe vedligeholdelse og rengøring (f.eks. tilkalket spiral i varmtvandsbeholder eller luft i radiatorer) eller uhensigtsmæssige reguleringsprincipper eller konstruktionsprincipper er typiske årsager til en ringe afkøling af fjernvarmevandet ved forbrugeren.

Det er for så vidt paradoksalt at opvarmning af brugsvand fra helt ned omkring 10 °C til omkring 60 °C ofte giver høj returtemperatur i et fjernvarmesystem, i modsætning til rumopvarmning, hvor temperaturen, som varmen skal overføres til, normalt ikke er lavere end 20 °C. Dette kan i nogle tilfælde observeres i systemer med forholdsvis lav fremløbstemperatur hvor returtemperaturen så kan være højere om sommeren end om vinteren (se Figur 4-1), som følge af at det netop er opvarmning af brugsvand, der er det dominerende behov hos forbrugerne i denne periode.



Figur 4-1. Fremløbs- og returtemperaturer i to undersystemer med samlet varmeaftag. I lavtemperatursystemet ses at returtemperaturen stiger i sommerperioden, hvor det primært er brugsvand der opvarmes.

Forklaringen skal findes i den måde som brugsvand opvarmes på i forbrugerinstallationen. Mange steder benyttes en simpel varmtvandsbeholder, med en indvendig spiral, hvori fjernvarmevandet løber (se Figur 4-2 og Figur 4-3). Kun når der er en temperaturgradient (varmt i toppen og gradvist koldere mod bunden) i brugsvandet i beholderen, sker varmevekslingen efter noget der minder om modstrømsvarmeveksling. Hvis det kolde vand, der kommer ind ved bunden, blandes op med eller får overført varme fra det varmere vand længere oppe i tanken mistes evnen til at afkøle fjernvarmevandet i den indvendige spiral.

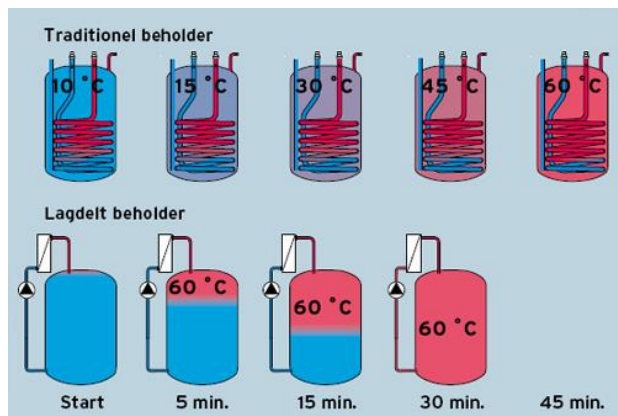
Med indvendig varmespiral skabes konvektion i vandet således at opblanding vil ske. Endvidere sker der varmeledning gennem beholdervæg, varmespiral og vandet selv, som også vil medvirke til udligning af temperaturen i vandet.

Varmeveksling i et kontrolleret modstrømsprincip f.eks. i en pladevarmeveksler er stadigvæk ikke særlig udbredt. Hvis der kan opretholdes en god lavdeling (skarp afgrænsning mellem koldt og varmt vand i beholderen) kan returtemperaturen fra opvarmning af brugsvand via en ekstern modstrømsveksler komme ret tæt på det kolde brugsvands temperatur, som er omkring 10 °C. Lagdeling i små beholdere er imidlertid vanskelig at opretholde i længere tid på grund af den ringe geometriske udstrækning i forhold til varmeledning gennem beholderens væg og vandindhold, med mindre der er tale om en speciel konstruktion. Opvarmning af koldt vand, som er kommet ind i beholderen i forbindelse med et forbrug, bør derfor ske i den eksterne varmeveksler inden at lagdelingen udviskes for meget.

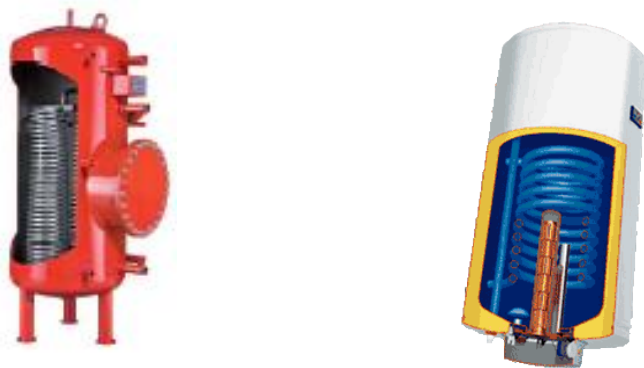
Hvis man undlader varmeakkumuleringsbeholderen og pladevarmeveksleren forsyner direkte til aftapningsstedet med varmt brugsvand, kan man ligeledes opnå en god afkøling af fjernvarmevandet. Den direkte veksler uden akkumulering kræver store varmeeffekter på den enkelte installation og kan betyde stor belastning i nettet, hvis mange forbruger samtidigt tapper varmt vand. Det sto-



re flow relateret til det store effektbehov i den enkelte installation modvejes til dels af en god afkøling.



Figur 4-2. Forskel mellem traditionel brugsvandsopvarmning med indvendig spiral og en lagdelt opvarmning med ekstern modstrømsveksler. Kilde: <http://www.byggebolig.dk/artikel/staaende-gaskedel/>.



Figur 4-3. Eksempler på varmtvandsbeholder med indvendig spiral. Kilde: <http://www.knsb.dk>

Rumopvarmning sker med naturlig konvektion i radiatorer eller via gulvvarme. Med god dimensionering og regulering bør returtemperaturen af vandet normalt komme tæt på rumtemperaturen (dvs. 5-10 grader højere) med mindre der er tale om spidslast. For radiatorer vil normalt gælde at jo højere fremløbstemperatur desto lavere returtemperatur kan der opnås, fordi vandet har længere opholdstid (til afkøling) i radiatoren samtidigt med at den naturlige konvektion på ydersiden forøges med stigende temperatur.

Med gulvvarme anvendes normalt en lav fremløbstemperatur (typisk ved shuntning) og lille afkøling gennem gulvvarmekredsen for at få ens varmefordeling og minimale termiske belastninger i kon-



struktionsmaterialer. Vandet i gulvvarmekredsen vil ofte være lavere end 30 °C og returtemperaturen af fjernvarme, der veksler med gulvvarme, bør derfor også kunne komme ned omkring 30 °C.

4.3.2 Fremløbstemperaturens indflydelse på returtemperaturen

Det er komplekst at forudsige hvordan returtemperaturen afhænger af fremløbstemperaturen i et fjernvarmesystem. Hvis ikke man kender de typiske forbrugerinstallationer, reguleringsprincipper og temperaturkrav bliver det ret usikkert.

Et almindeligt reguleringsprincip hos forbrugeren er anvendelse af temperaturstyrede ventiler, som ud fra ønsket temperatur i et lokale (termostatventiler på radiator eller i gulvvarmekreds) eller ønsket fremløbstemperatur i forbrugers eget varmesystem eller ønsket temperatur af brugsvand, åbner eller lukker for aftaget af fjernvarmevand.

Hvis al opvarmning hos forbrugeren forgår termodynamisk effektivt og behovsstyret med fastholdt behov, vil en stigende fremløbstemperatur på fjernvarmesiden resultere i en faldende returtemperatur på fjernvarmesiden og vice versa.

Uregulerede ventiler som f.eks. omløb for at forhindre for stor afkøling i fremløbet, eller regulerede ventiler, der har sat sig fast eller ikke kan lukke helt, giver den modsatte effekt nemlig stigende returtemperatur ved stigende fremløbstemperatur.

4.4 Kraftvarmebaseret fjernvarme

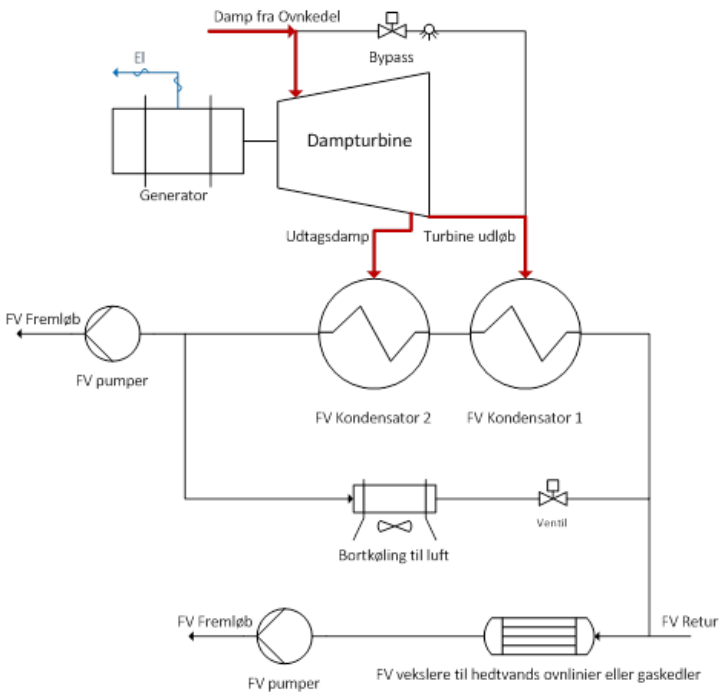
Når fjernvarme produceres i kondensatorerne fra en dampturbine (se skitse i Figur 4-4) som kraftvarme (CHP) kommer termodynamikkens sammenhæng mellem temperatur af fjernvarme og turbinens arbejde i spil.

På motorbaserede fjernvarmeanlæg er dette faktisk ikke i spil, fordi den varme som frigives og skal fjernes fra motoren på daværende tidspunkt ikke længere indgår i motorens proces som arbejdsmaskine. I så fald skal motorvarmen integreres i endnu en arbejdsproces (f.eks. ORC eller i en termisk varmepumpe).

For et nydesign gælder at jo lavere udløbstryk på dampturbinen, desto mere arbejde kan turbinen yde og dermed større elproduktion for det samme dampflow til turbinen. Jo lavere tryk man ønsker efter turbinen desto lavere temperatur skal varmen i kondensatoren fjernes ved.

Det samme gælder for eksisterende systemer, hvor man kører off-design i form af lavere kondensatortryk for at øge elproduktionen. Det kræver at fremløbstemperaturen og/eller returtemperaturen på fjernvarmen er lavere end designspecifikationen.

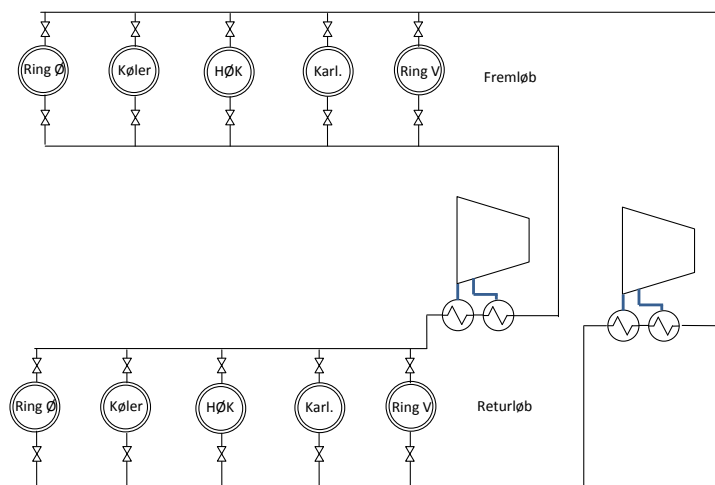
Der vil normalt gælde at turbinen vil kunne producere mere el når retur og fremløbstemperaturerne i fjernvarmesystemet sænkes. Hvis turbinen allerede kører med væsentligt lavere temperaturniveau i kondensatorerne end designværdier, kan man dog risikere at komme så langt væk fra designbetingelser at elproduktionen ikke længere øges ved at sænke temperaturniveauet. Et andet resultat kan være, at vibrationsniveauet på turbinen forøges.



Figur 4-4. Skitse af fjernvarmesystem på et typisk affaldsforbrændingsanlæg.

Anlæg med flere linjer og fleksible koblinger til delnet af et fjernvarmesystem giver flere frihedsgrader i forhold til maksimering af elproduktion. Man kan herved operere fjernvarmenettet og turbineanlæg med forskellige fremløbstemperaturer i relation til de enkelte delnets behov og samtidigt begrænse exergitab i forbindelse med sammenblanding (shunts) af fjernvarmevand ved forskellig temperatur både i fremløb og retur.

En skitse af et fjernvarmeanlæg med to dampturbiner og fem undersystemer af fjernvarmenet (fire forsyningsledninger og et bortkølingsarrangement) er vist i Figur 4-5. Alle forsyningsledninger kan her forsynes fra begge turbiner separat eller i et vilkårligt blandingsforhold. Tilsvarende kan alle returløb blandes vilkårligt ind på de to turbiner. Endelig kan bortkøling ske på både fremløb og retur.



Figur 4-5. Eksempel på fleksibel kobling af to turbiner til fem undersystemer i et fjernvarmenet.

4.5 Varmepumpe til eliminering af flaskehalse

På tilsvarende vis som man anvender distribuerede boosterpumper ude i et fjernvarmesystem til at begrænse tryktab over de enkelte forbrugeres reguleringsventiler kan distribuerede varmepumper bruges til at minimere den temperaturforskel, som varme overføres ved hos forbrugeren. Dette betyder mindre tab af arbejdsenergi og dermed mulighed for større netto elproduktion eller mindre behov for el hvis (når) fjernvarme skal produceres med varmepumper.

Varmepumper, der opgraderer temperaturen ude i systemet, betyder således at man kan gå tættere på aftagerens egentlige temperaturbehov overalt i systemet dels fordi varmepumpen kan kompensere for det temperaturfald der sker på vandet i fremløbet undervejs ud i systemet dels kan opgradere i mindre delområder, også langt ude (nedstrøms) i systemet, som har et højere temperaturkrav end hovedparten af fjernvarmenettet.

Den distribuerede varmepumpning er en helt central metode til at fjerne mange af de bindinger som nutidens fjernvarmesystemer er underlagt, og dermed få sænket temperaturniveauet signifikant. Det giver mulighed for væsentlige reduktioner i varmetab og højere samlet elproduktion i systemet. Det vurderes sandsynligt at fjernvarme i stor stil i fremtiden vil blive frembragt med varmepumper, og så er det endnu mere oplagt at integrere dem, hvor det er mest hensigtsmæssigt.

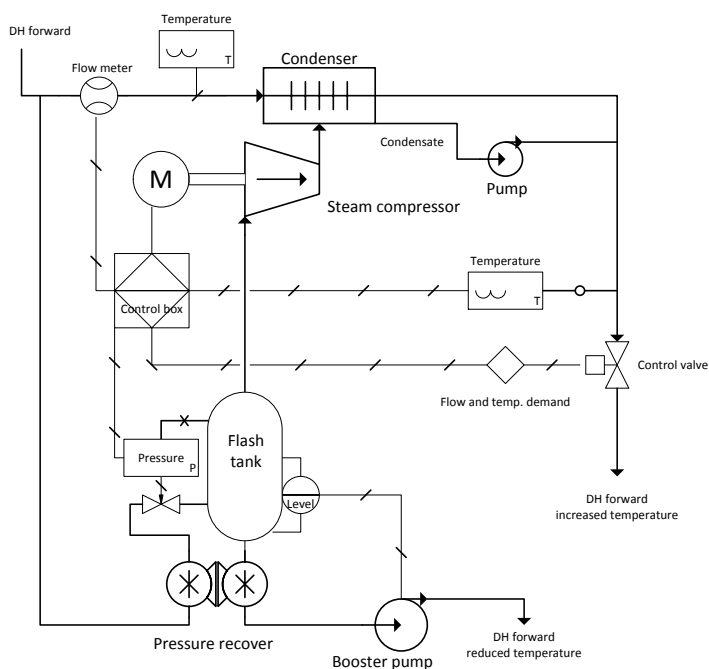
Distribueret varmepumpning kan ske på forskellig vis. Nogle forslag med mekanisk varmepumpning, hvor varmen tages fra selve fjernvarmeforsyningen er listet her.

- I. Flash temperatursplitter (se Figur 4-6) eller flash varmetransformator (Mechanical Vapour Recompression Flash Heat Transformer (MVRFHT), hvor kompressoren arbejder direkte med flash-damp fra fjernvarmeforsyningen og derfor kun én varmeveksling (kondensator).

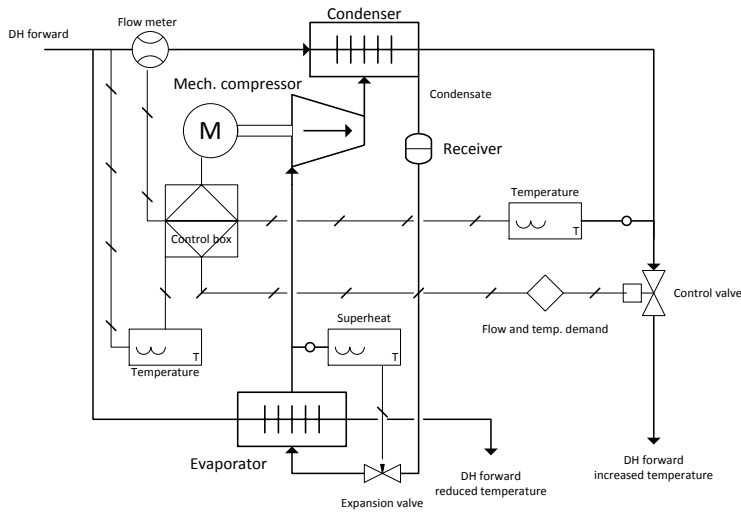
- II. Temperatursplit på fremløb (2 eller 3 temperaturer) i lukket varmepumpekreds (se Figur 4-7). Varmepumpen afkøler det ene split med fordamperen og opvarmer det andet med kondensatoren. Et tredje split kan bibeholde sin temperatur.
- III. Varmepumpe til opgradering af fremløb med varme hentet fra fremløb og sendt til retur (se Figur 4-8). Flertrins kompression med samme antal fordampertryk er relevant. I princippet kan systemet gøres direkte med flertrins-flash, men vil kræve store volumenkapaciteter af de kompressorer, der arbejder ved tryk svarende til en temperatur omkring returtemperaturen.
- IV. Varmepumpe (evt som flertrins-kompression) til opgradering af fremløb med varme hentet fra returløbet, kan være relevant både i tilfældet med høj returtemperatur og i lavtemperatursystemer, hvor både fremløb og retur er ved ret lave temperaturer.

Flashing, hvor varmepumpen anvender vanddamp fra fjernvarmevandet som direkte arbejdsmedium er mest interessant ved relativt høje fjernvarmetemperaturer. Forskellen mellem I og II er udover den direkte kompression af damp fra afspænding af fjernvarmevand at trykket er tabt i det fjernvarmevand, som ledes væk fra flashbeholder. Dette vand skal tryksættes inden det igen kan sendes ind i fjernvarmesystemet. Det kan ske i en "tryk veksler" (pressure exchanger), som genvinder tryktabet ned til tæt på flashtrykket. En to-fase expander til at hjælpe med at drive varmepumpen vurderes urealistisk.

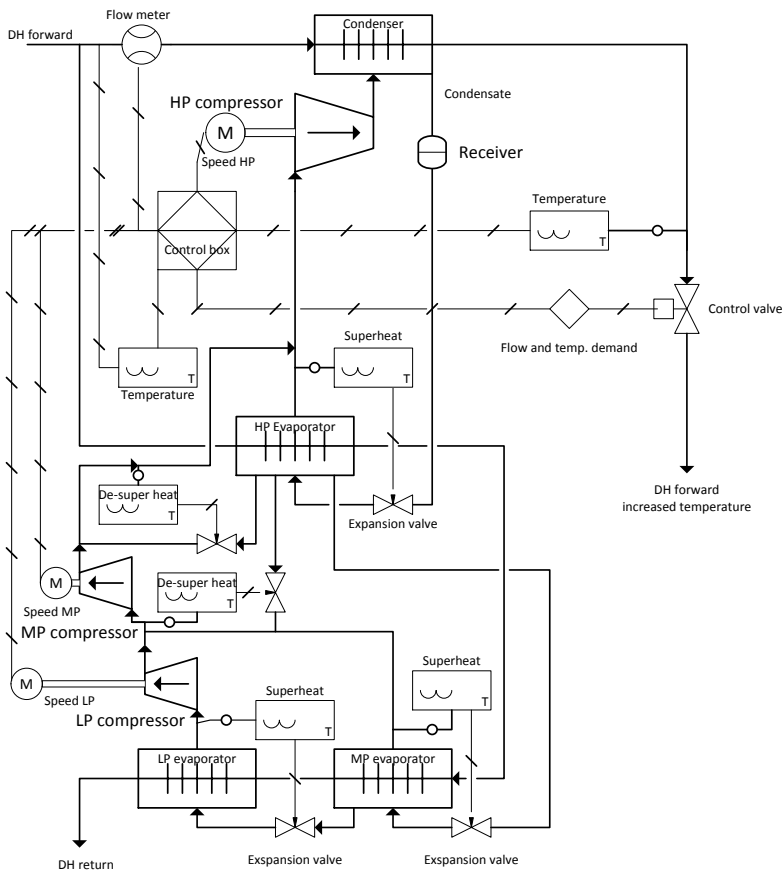
Løsning I med trykgenvinding vurderes dog også at være for kompliceret og anses følgelig for mindre oplagt end løsning II. Har løsning I ikke trykgenvinding er løsning II mere effektiv (højere COP) når trykket i fremløbet er blot cirka 1.3 bar højere end det tryk der flashes ned til. Det vil næsten altid være tilfældet i praksis.



Figur 4-6. Skitse af temperatursplit på fremløb med flash heat transformer (MVRFHT) og trykgenvinding.



Figur 4-7. Skitse af temperatursplit på fremløb med indirekte mekanisk varmepumpe (tilfælde II).



Figur 4-8. Skitse af temperaturboost på fremløb med varmepumpning fra fremløb mod retur i 3-trin.



4.5.1 Effektivitet af varmepumpning til temperaturopgradering

I det følgende er vist eksempler på beregnet teoretisk effektivitet af varmepumpning integreret i et fjernvarmenet til opgradering af fremløbstemperaturen, med henblik på at kunne reducere flaskehalse. Beregningerne er foretaget med fem relevante kølemidler (arbejdsmedier) og i alle tilfælde sker kompressionen i et trin.

COP på VP i lavtemperatur fjernvarme				
Fremløbstemperatur	60 °C	Retur temperatur	25	35 °C
Afkøling af retur	3 °C	CO2 R744	5.42	5.48
Dt min i vekslere	4 °C	Isobutan R600a	5.81	7.08
Kompressor eta_is	0.7	Ammoniak R717	5.83	7.10
		Propan R290	5.85	7.01

Tabel 4.1. Beregnede COP (et trin) for nogle egnede arbejdsmedier til varmepumpning, hvor en delstrøm af returen opvarmes og pumpes til fremløb mens resten af returen afkøles.

COP på VP temperatursplit på fremløb				
Fremløbstemperatur	65 °C	CO2 R744	-	
Fremløb split 1	62 °C	Water R718	12.32	
Fremløb split 2	75 °C	Isobutan R600a	11.27	
Dt min i vekslere	4 °C	Ammoniak R717	11.51	
Kompressor eta_is	0.7	Propan R290	10.21	

Tabel 4.2. Beregnede COP ved temperatursplit på fremløb med indirekte varmepumpe.



5. AFFALDPLUS I NÆSTVED

AffaldPlus er et fælles kommunalt selskab, der er ejet af Faxe, Næstved, Slagelse, Ringsted, Sorø og Vordingborg Kommune. De 6 ejerkommuner består af ca. 301.000 indbyggere.

AffaldPlus anlæg i Næstved forbrænder dagrenovation og brændbart affald. Anlægget blev taget i brug i 1983 og udbygget i 1994/96. Anlægget har 3 ovnlinjer der forbrænder ca. 115.000 ton affald om året. Den gennemsnitlige årsproduktion af el og varme over de sidste 3 år er hhv. 61.250 MW el og 217.600 MW varme.

Anlægget er placeret ved Ydernæs.

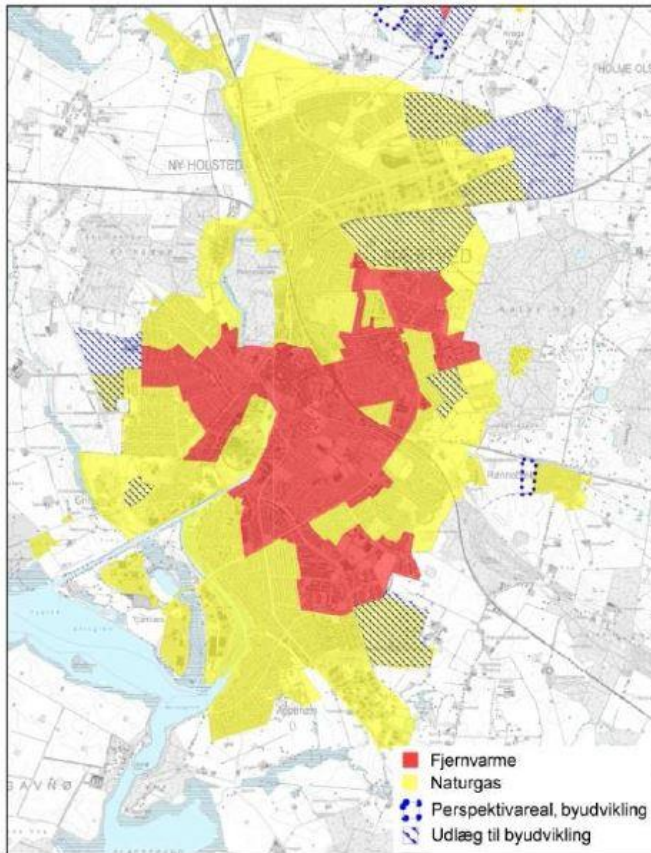


Figur 5-1 AffaldPlus anlæg i Næstved (Foto udlånt af AffaldPlus).

Anlægget producerer el og fjernvarme, der nyttiggøres i Næstved by.

5.1 Energiproduktion og fjernvarmeforsyning

Fjernvarmenettet tilhører og drives af Næstved Varmeværk, som Affald Plus sælger varme til, se Figur 5-2.

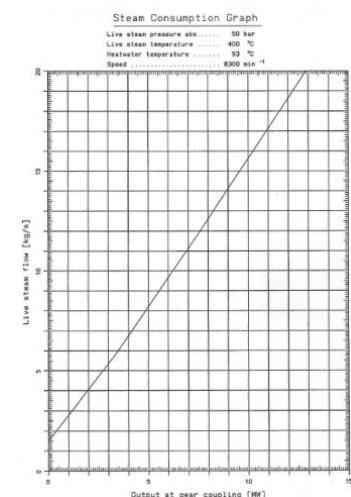


Figur 5-2 Varmeforsyningen i Næstved (Kort udlånt af AffaldPlus).

Varmen produceres primært fra forbrænding af affald i samproduktion med el på en dampturbine med specifikationer som vist i Tabel 5.1.

Dampturbine

Damptryk an turbine	50 bar
Damptemperatur an turbine	400 °C
Slugeevne	20 kg/s
Fjernvarmetemperaturer	TF/TR=93/60 °C
Generator effekt	12,8 MW



Tabel 5.1. Designdata for dampturbine efter ombygning i 2003.



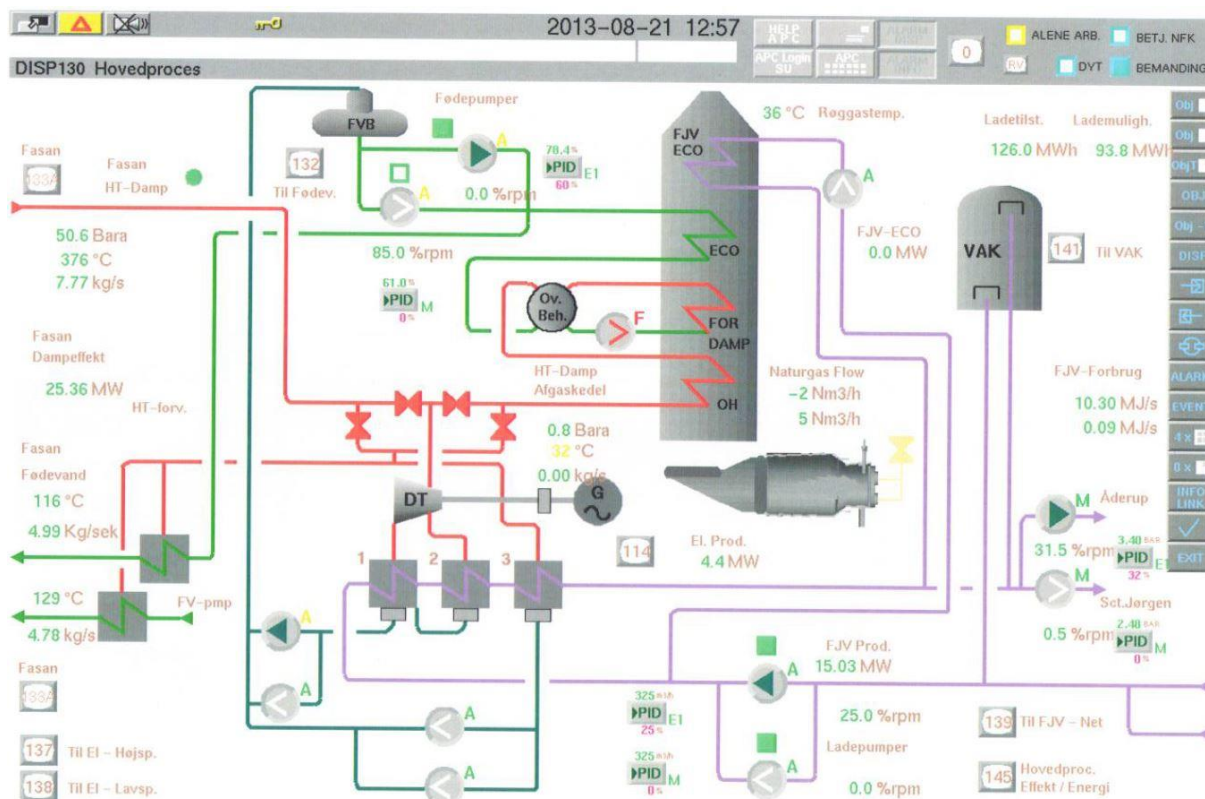
Affaldsanlægget består af 3 ovnlinjer, som producerer damp. Ovn 2 og 3 har hver en kapacitet på 4.5 tons pr time, mens Ovn 4 fra 2005 har en kapacitet på 9 tons pr time. Der er parallelt hermed en naturgasfyret afgaskedel med røggasrecirkulering på samme dampmanifold (se Figur 5-3), som tidligere har indgået sammen med en gasturbine.

Affald Plus har en samlet produktionskapacitet på cirka 13 MW el og 49 MW varme. Affald Plus har endvidere en varmeakkumuleringsbeholder (VAK) på 6000 m³ (cirka 300 MWh varme) koblet til anlægget. Affald Plus kan opretholde en dampproduktion på 16.3 kg/s på affald samt 11,2 kg/s på naturgas.

Fjernvarmen opvarmes i to serielle dampkondensatorer (se Figur 5-3), hvor den første drives af afgangsdampen fra turbinen og den anden kondensator, hvori der sker yderligere opvarmning af fjernvarmen, forsynes med udtagsdamp fra dampturbinen. En sidste opvarmning af fjernvarmevandet kan ske i en tredje varmeveksler, som forsynes med bypass damp fra dampmanifold.

På den gasfyrede dampkedel er der efter fødevandseconomizeren også en economizer, hvori fjernvarmevand kan opvarmes parallelt med turbinekondensatorerne (se Figur 5-3).

Fjernvarmen sendes ud til to vekslerstationer i fjernvarmenettet (se Figur 5-4), således at Affald Plus har et vandssystem, der er hydraulisk isoleret fra Næstved Varmeværks system.



Figur 5-3. Oversigt over produktionsanlægget med dampturbine og gasfyret kedel med fjernvarme economizer.



Figur 5-4. Fjernvarmenet med tilsluttet effekt og planlagte udvidelser. De to vekslerstationer (Åderup og Sct. Jørgens er indtegnet).

Vi har taget kontakt til Næstved Varmeværk for at få dem inddraget i projektet og medvirke til en analyse af flaskehalse i deres fjernvarmenet. Desværre lykkedes det os ikke at inkludere Næstved Varmeværk i projektet, vi har derfor kun begrænset viden om deres fjernvarmesystem, flaskehalse og driftserfaringer. Det har således ikke været muligt at afdække hvor, hvornår og i hvilket omfang flaskehalse optræder i fjernvarmenettet.

Der er tilbage i 2002 lavet en undersøgelse³ på optimering af fjernvarmenettet. Projektet blev udført af AAEN A/S Rådgivende Ingeniører i samarbejde med Seven Technologies (udvikler af software til driftsoptimering af fjernvarmenet (Termis)). Af afrapporteringen fremgår, at Næstved Varmeværk i eget net har 5 decentrale gasfyrede kedler samt 3 boosterpumper. Varmetabet i nettet var på daværende tidspunkt 18-19 %, og det blev reduceret ved at sænke fremløbstemperaturen i to delområder af fjernvarmenettet. Fremløbstemperaturen i disse delområder blev i forbindelse med undersøgelsen i 2002 tilpasset således, at gennemsnittet af fremløbstemperatur og returtemperatur blev søgt minimeret uden at forbrugere oplever komfort forringelser. Fremløbstemperaturen blev på døgnbasis hævet forud for spidslast.

³ "Bespareser gennem optimering af driftsforhold på fjernvarmenet", AAEN A/S Rådgivende Ingeniører, April 2005.



I rapporten anføres det også, at der er et yderligere besparelspotentiale ved øget inddragelse af online målinger, modelberegninger og prognoser for vejr og forbrugsmønstre, under forudsætning af at de enkelte distrikter kan tilpasses og reguleres individuelt.

5.2 Datagrundlag

Anlægget blev første gang besøgt 21. august 2013, hvor anlægget og driften blev gennemgået. Om sommeren køres meget lav last på anlægget, for at begrænse bortkøling. Mange af de historiske driftsdata, som vi efterspurgte, blev ikke logget i database. Der blev derfor kort efter besøget igangsat logning af data (temperaturer, flow, tryk mv.) i fjernvarmeledningerne til vekslerstationerne ved Åderup og Sct. Jørgen.

Endvidere er der i januar kørt forsøg med lave turbinekondensatortryk, samtidigt med at der blev foretaget optagelser fra turbinens vibrationssensorer. Som efterfølgende er analyseret med software Colding A/S.

5.3 Analyse af potentiale for ekstra elproduktion

Som følge af begrænset kendskab til hvilke flaskehalse og råderum der aktuelt gælder i Næstved Varmeværks net, er det desværre ikke muligt at påpege potentialet for at sænke fremløbstemperaturen på sekundærsiden af vekslerstationerne ved Sct. Jørgen og Åderup.

Analysen begrænser sig derfor til potentialet ved at regulere primærsiden så tæt som muligt på de temperaturkrav, der fastsættes af Næstved Varmeværk på sekundær siden.

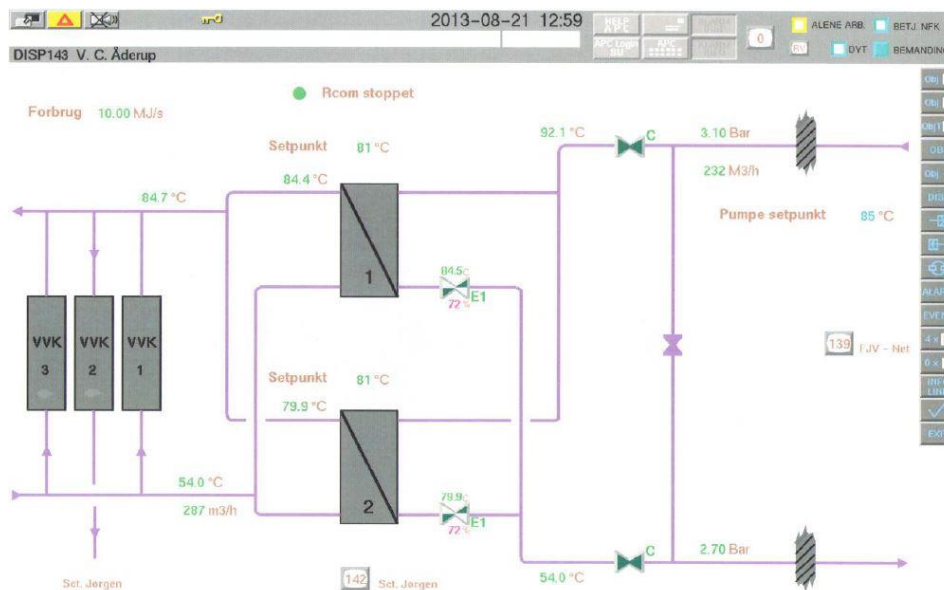
Desuden har vi set på reguleringsstrategien på værket i relation til samdrift af affaldskedlen med den naturgasfyrede kedel.

5.4 Vekslerstationer

Driften foregår ved, at Næstved Varmeværk fastlægger, hvilken temperatur de ønsker på deres fremløb fra vekslerstationerne. Affald Plus regulerer normalt denne fremløbstemperatur ved at omdrejningsregulere deres fjernvarmepumper og fastholde næsten åbne reguleringsventiler på deres side af fjernvarmevekslerne. Derved begrænses drøvletab i nævnte reguleringsventiler.

I Figur 5-5 er vist en driftssituation fra den 21. august, hvor kun vekslerstationen Åderup blev benyttet. Sætpunktet for fremløbstemperatur på sekundærsiden er her 81 °C (ordret af NVV), mens Affald Plus regulerer flowet på primærsiden efter et sætpunkt på 85 °C ("Pumpe sætpunkt"), som med en fremløbstemperatur på primærsiden på 92 °C resulterer i at fremløbet på sekundærsiden bliver 84,7 °C.

Driftssituationen viser, at der er råderum til en noget lavere fremløbstemperatur på primærsiden på bekostning af et øget flow her og deraf afledt større elbehov på fjernvarmepumperne. Endvidere er fremløbstemperaturen på sekundærsiden her næsten 4 °C højere end sætpunktet og svarer til "Pumpe sætpunkt". Det bemærkes at der tilsyneladende ikke er konsistens mellem de tre temperaturfølere, der ses på sekundærsiden af veksleren, hvis det antages, at der er en nogenlunde stabil drift.



Figur 5-5. Vekslerstation Åderup 21. august 2013. Den anden vekslerstation (Sct. Jørgens) er ikke i drift her.

Der er ud fra driftsdata lavet en kapacitetsberegning af de to vekslere, for at beregne hvilket flow og temperaturforhold, der kan opereres med på primærsiden med nuværende reguleringsstrategi (regulering af pumpernes omløbstal), for stadigvæk at kunne opretholde den krævede temperatur på sekundærsiden. Der er følgende scenarier (se Figur 5-6):

- Alternativ 1: fremløbstemperaturen er sænket mest muligt, samtidigt med at sekundær siden er uændret (84,4 °C).
- Alternativ 2: behovsstyring, hvor kravet til fremløbstemperaturen på sekundærsiden (sæt-punkt 81 °C) netop opfyldes med yderligere sænkning af fremløbstemperatur på primærsiden til 84 °C.

Resultaterne ses i Figur 5-6. Der er tale om en ret lav fjernvarmebelastning og de resulterende ændringer på pumpeeffekt er derfor ikke så voldsomme.

Varmetabet på hovedstrengen reduceres med 3 % henholdsvis 4 % i de to scenarier.

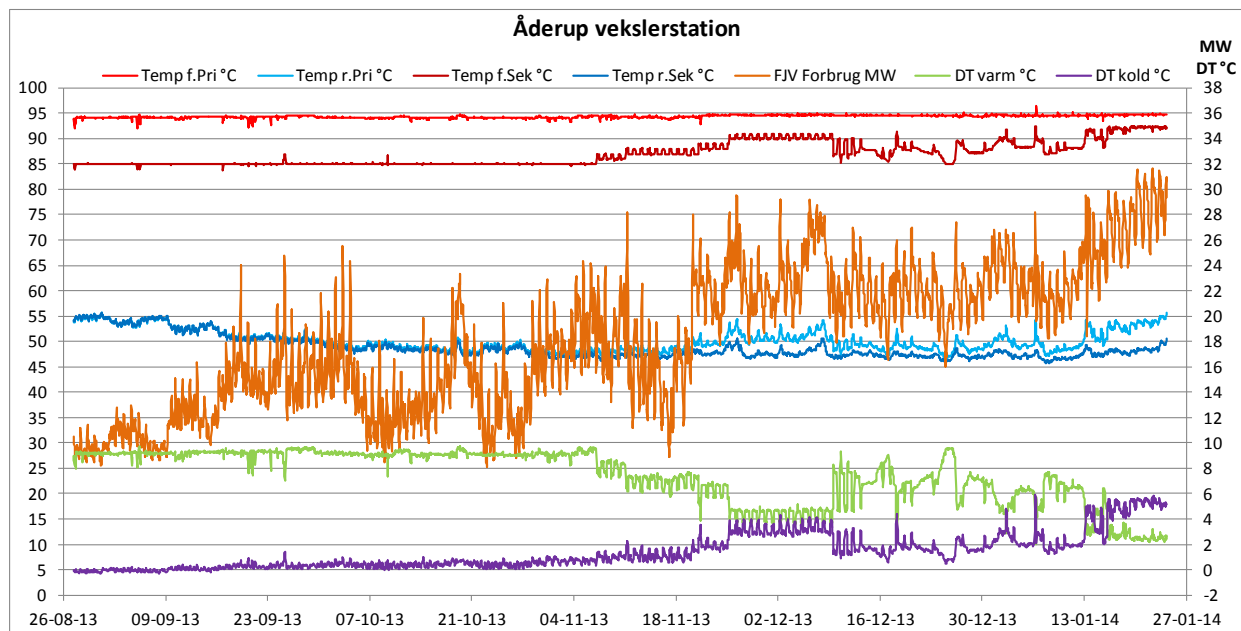


Åderup 21. august kl. 13:00				Primær side:			Aktuel	Alt. 1	Alt. 2
T_frem	84.40	←	92.00 C	T_frem °C	92.00	86.50	85.00		
			Flow 232.0 m3/h	T_retur °C	54.39	56.34	56.35		
			Tryk 3.10 Baro	Flow m3/h	232.0	289.3	304.5		
				Total tryktab Bar	1.36	2.12	2.35		
				Pumpeeffekt kW	12.5	24.3	28.3		
				T_frem sek. °C	84.40	84.40	81.00		
T_retur	54.00	→	54.39 C	Ekstra el pumpe kW		11.8	15.8		
Flow	287.0 m3/h		Tryk 2.70 Baro	Varmetab index	1.00	0.973	0.960		
			Eta fremløbspumpe 0.70						
			Varmeeffekt 10.145 MW						

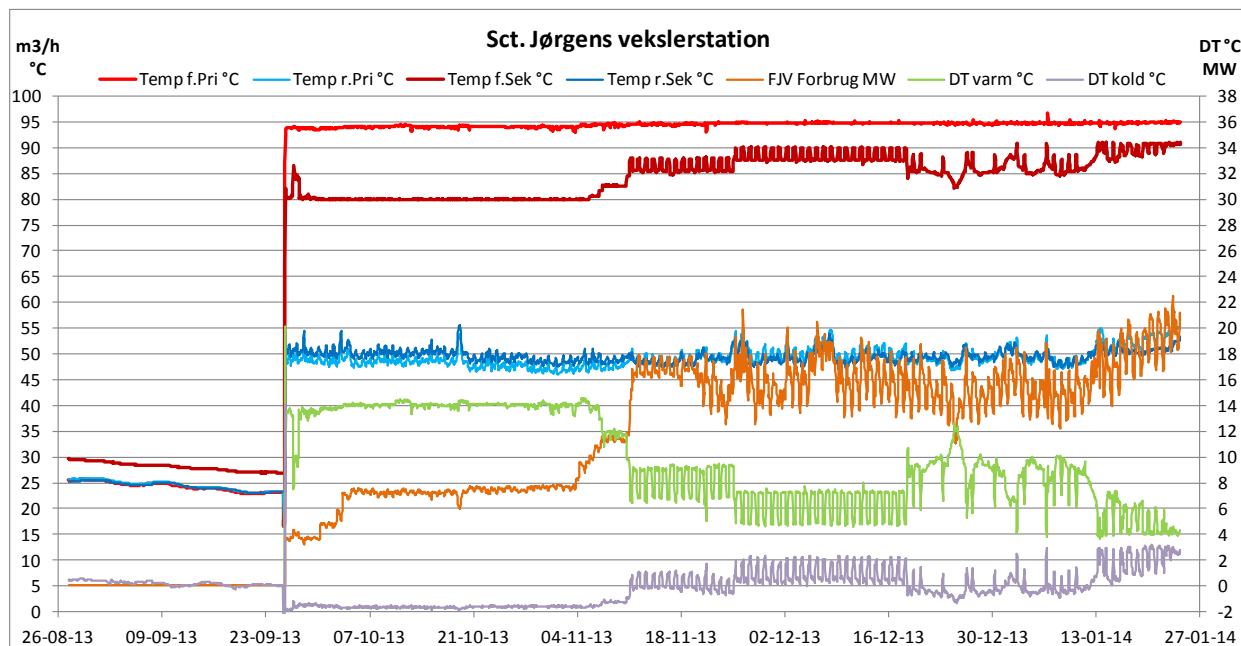
Figur 5-6. Beregning af alternative reguleringsstrategier på primærsiden ved et sætpunkt på 81 C i fremløbet på sekundærsiden. Tryktab er estimerede.

Desværre logges der kun få driftsparametre på anlægget, så det er ikke muligt i detaljer at se, hvorledes anlægget har kørt tilbage i tiden.

Fra projektstart blev der derfor iværksat logning af parametre på de to vekslerstationer, for at kunne følge driften mere nøje. I Figur 5-7 og Figur 5-8 er vist, hvorledes driften har været på vekslerstationerne ved henholdsvis Åderup og Sct. Jørgens.



Figur 5-7. Tidsserier af temperaturer, varmeeffekt og flow ved vekslerstation Åderup.



Figur 5-8. Tidsserier af temperaturer, varmeeffekt og flow ved vekslerstation Sct. Jørgens.

De loggede data fra driften viser, at der i den varme periode af året er et vist råderum til at sænke fremløbstemperaturen på primærsiden af vekslerstationerne.

Således er der en næsten konstant temperaturforskel mellem fremløb på primær og sekundær side på gennemsnitlig godt 9 °C ved Åderup, mens der ved Sct. Jørgens, som først kobles ind 25. september, er en temperaturforskel i den varme ende af veksleren på cirka 14 °C frem til den 5. november, hvor sætpunktet på fremløbstemperatur på sekundærsiden hæves.

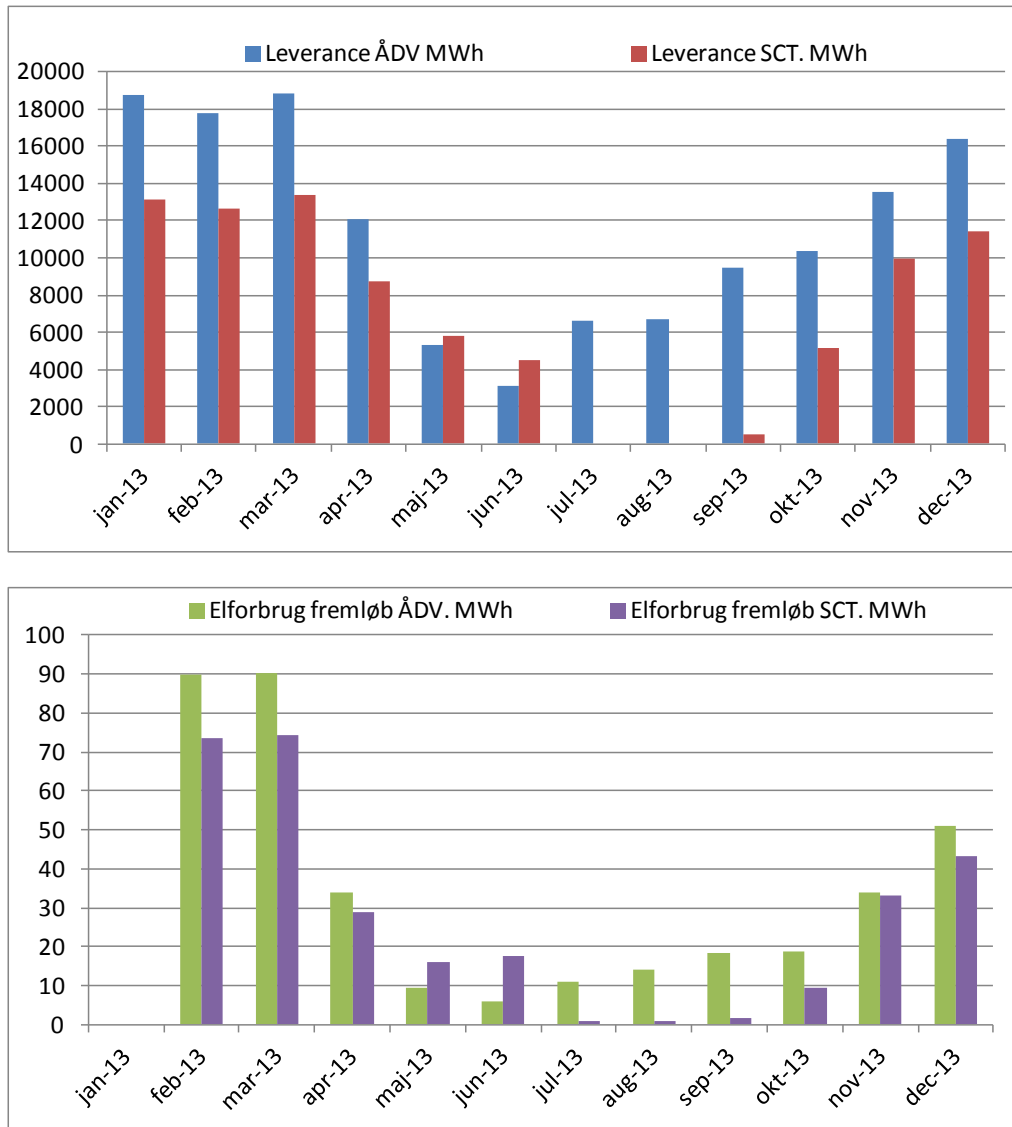
Samlet set har vi vurderet at der bør være basis for en sænkning af fremløbstemperaturen i de varmeste 7 måneder af året, hvor det antages at der ikke produceres varme på den naturgasfyrede kedel og ej heller anvendes bypass på turbinen.

Vi har på basis af loggede data af temperaturer på sekundærsiden og fremløbstemperatur til vekslerstationen Åderup i september 2013, som er anvendt som repræsentative for den varmeste 7 måneders periode af året, lavet et estimat på potentialet for ekstra elproduktion netto fra anlægget. Estimatet baseres på at det i denne periode er muligt at sænke fremløbstemperaturen på turbinen fra cirka 94 °C til 84 °C i 7 måneder af året, hvor varmeleverancen i 2013 ud fra månedsgørelserne (Figur 5-9) gennemsnitlig har været 15.3 MW.

For at kunne sænke fremløbstemperaturen fra værket til 84 C er endvidere antaget at den realiserede fremløbstemperatur på sekundærsiden, som i september har ligget på cirka 85 °C kan sænkes med 3.5 grader, svarende til den difference, der blev konstateret mellem faktisk leveret temperatur og setpunktet på besøgsdagen.

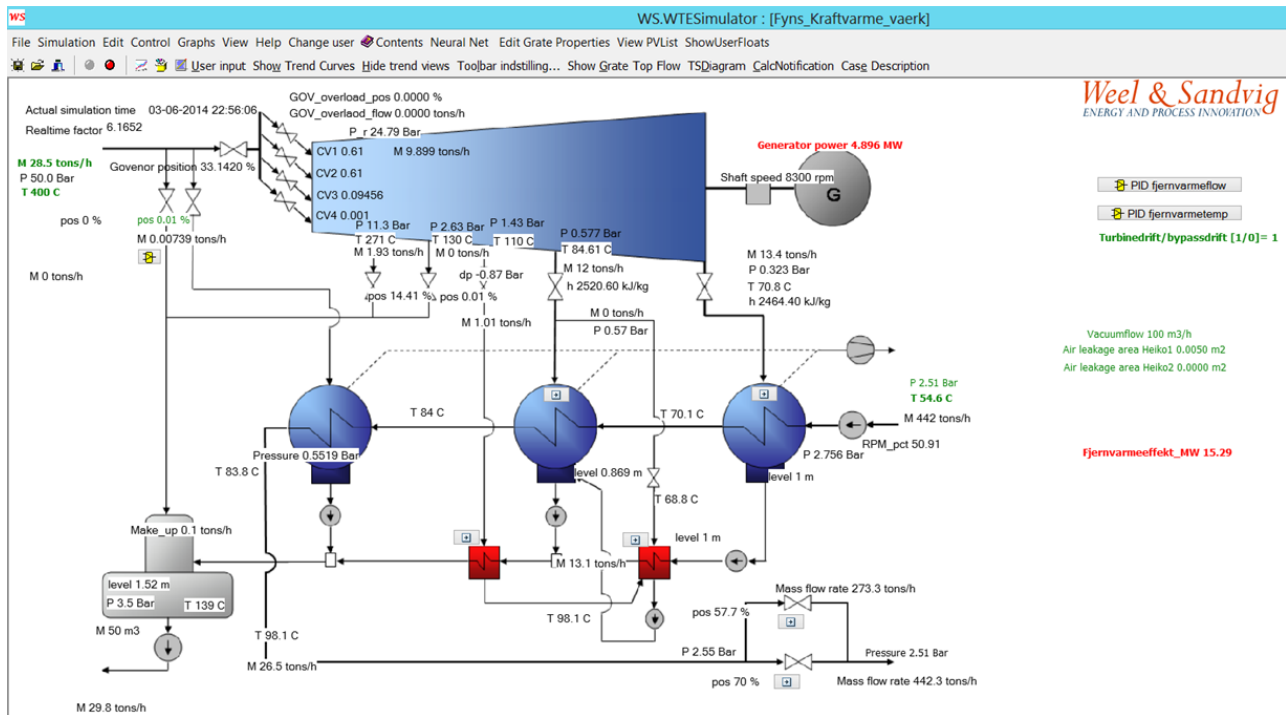


Med antagelse om at der i perioden kun benyttes Åderup vekslerstation, fås en gennemsnitlig returtemperatur på primærsiden på 54.44 °C. Den lavere afkøling betyder, at der skal pumpes et større flow af fjernvarme på primærsiden af vekslerstationen. Den større elproduktion på turbinen kan dog rigeligt opveje dette.



Figur 5-9. Varmeleverancer og elforbrug på fremløbspumper månedsvi i 2013.

Samlet set viser beregningen (udført med dampurbinesimulator se Figur 5-10 og Figur 5-11), at der ved denne sænkning af fremløbstemperaturen på primærsiden gennemsnitligt i perioden kan produceres 521 kW mere el på turbinen mod at der kræves cirka 67 kW ekstra pumpeeffekt svarende til en netto merproduktion af el på 454 kW (jf. Tabel 5.2). Endelig ses at varmetabet på hovedledningen falder med cirka 7 %.



Figur 5-11. Beregning fra dampturbinesimulator med ny reguleringsstrategi med henblik på øget elproduktion på turbine for 7mdrs. sommerperiode.

5.5 Bypass drift på turbine om vinteren

En stor del af vinterperioden, er den gasfyrede dampkedel i drift. Omkring 5 til 6 måneder om året, i vinterperioden, anvendes delvis bypass på dampturbinen, enten fordi turbinen ikke kan sluge hele den producerede dampmængde til dækning af varmebehovet i fjernvarmenettet, eller fordi det er mere rentabelt at producere varme til fjernvarmenettet frem for el til nettet.

Ved bypass sendes en del af friskdampen uden om turbinen og direkte til bypass-veksleren, som forestår den sidste opvarmning af fjernvarmevandet efter at det forinden er blevet opvarmet i de to turbinekondensatorer. I denne situation kører turbinen således allerede med væsentligt lavere tryk og temperaturer i fjernvarmekondensatorerne end design data for turbinen.

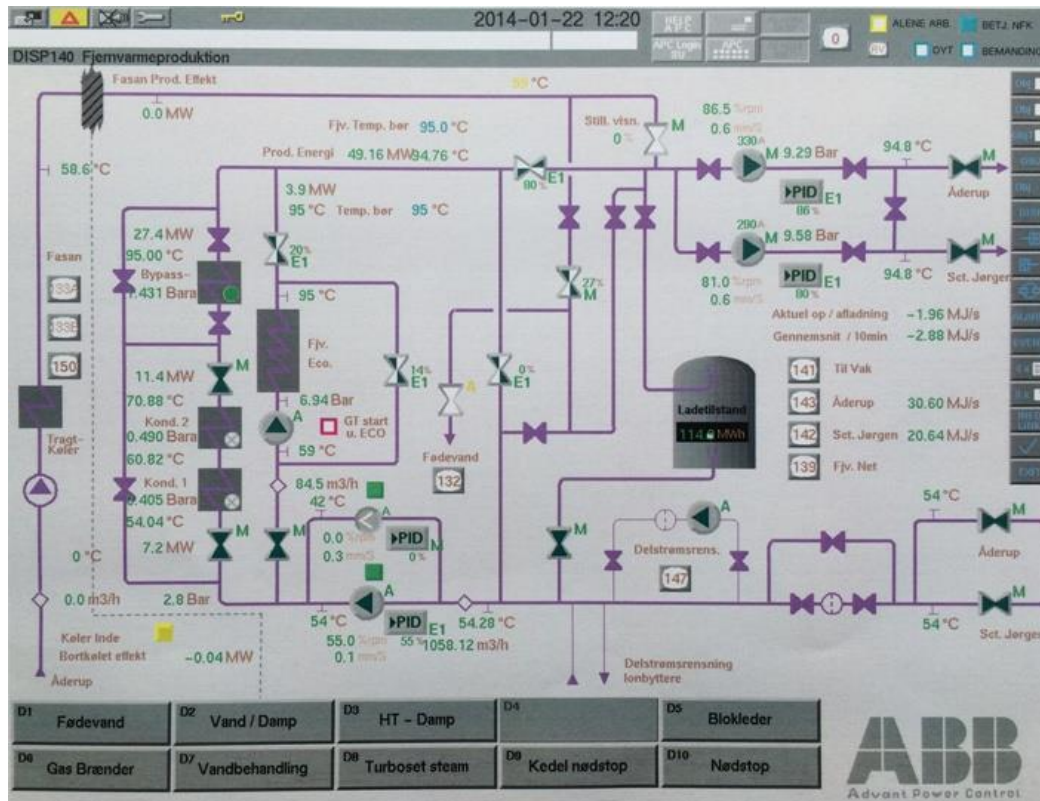
I de perioder hvor bypass af damp sker fordi el er mindre værd end marginal produktionspris på fjernvarme, er det selvsagt ikke relevant at forsøge at øge elproduktionen.

I de perioder, hvor bypass på turbinen skyldes at turbinen ikke kan sluge mere, og hvor elprisen faktisk godt kan betale for ekstra forbrug af naturgas (elvirkningsgrad tæt på 100 %) er det relevant at se på, om opvarmningen af fjernvarmen sker optimalt. I udgangspunktet er betingelserne til stede, idet bypass-dampen netop forestår den sidste opvarmning af fjernvarmen, og dermed betyder at turbinen ikke skal levere så høj fremløbstemperatur. Dog viste driftsdata under forsøget med vibrationsmåling og nedreguleret fremløbstemperatur ved stigende bypass, at temperaturforskellene i kondensatorerne steg ved faldende tryk. Samme fænomen blev observeret på Nordforbrænding under et forsøg med nedreguleret fremløbstemperatur, og er et tydelig indikation af at



der køres med for lav afsug fra vacuumpumperne. Ved lave kondensatortryk og elpriser højere end marginal kostpris for fjernvarmeproduktion, er der derfor grund til at sikre at fuld kapacitet på afsuget fra vacuumpumper er aktiveret, hvis der er behov for det.

De aktuelle drifts- og afgiftsrelaterede økonomiske forhold betyder, at der er et væsentlig mindre potentiale for ekstra elproduktion på turbinen end forventet ved starten af projektet, fordi man i omkring halvdelen af tiden faktisk allerede kører turbinen med ganske lave fremløbstemperaturer ud af turbinekondensatorerne (se Figur 5-12).



Figur 5-12. Skærbillede med fjv. eco og shunt til opvarmning af fjernvarmevand.

Den lave fremløbstemperatur ud af turbinekondensatorerne er dog ikke nødvendigvis opnået med henblik på at producere mest mulig el, men er snarere en direkte følge af at dampen delvist bypasses turbinen og dermed ender i en bypasskondensator, hvor den sidste del af fjernvarmeopvarmningen sker. I visse perioder er temperaturen efter kondensator 2 helt nede på 62 °C (se Figur 5-13) og således langt under turbinens designdata.



Figur 5-13. Driften i januar 2014, med delvis bypass på turbinen typisk om natten med lave elpriser.

Det bemærkes af Figur 5-13, at den maksimale eleffekt fra turbinen i perioden er registreret til 13,27 MW i en sammenhængende periode på cirka 6 timer (eftermiddagen 13. januar), hvor returtemperaturen har været omkring 53 °C og temperaturen ud af kondensator 2 har været cirka 88 °C.

Dermed er det dokumenteret at generatoren/turbine systemet ikke er begrænset til designeffekten på 12,8 MW el.

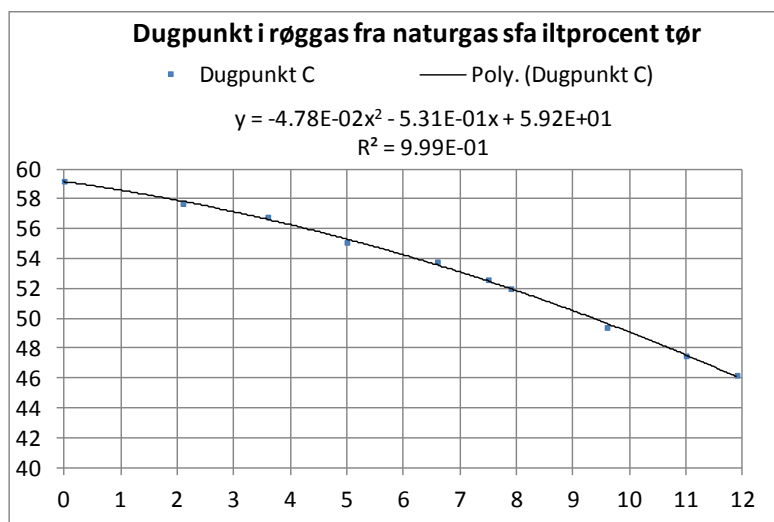
Vi har dog ikke tilstrækkeligt med driftsdata (præcise dampdata) til isoleret at kunne påvise effekten på ekstra elproduktion, som følge af at retur- og fremløbstemperaturer er lavere end designtilstanden, idet damptemperaturen ind på turbinen muligvis har været højere end designspecifikation, som følge af at gaskedlen også har produceret damp og normalt ved en højere temperatur end fra affaldsværket.



5.6 Andre forslag til øget udbytte

5.6.1 Optimering af fjernvarme economizer på naturgaskedel

Når der anvendes bypass på turbinen og naturgaskedlen er i drift, er der mulighed for at afkøle røggassen til tæt på returtemperaturen af fjernvarmevandet eller tæt på røggassens dugpunkt, hvis der ikke ønskes udkondensering. Røggassens dugpunkt, som funktion af iltindhold, ses i Figur 5-14.



Figur 5-14. Dugpunktskurve for røggas (naturgasfyret), som funktion af iltprocent tør.

Afkølingen af røggas kan ændres ved at ændre setpunktet for fjernvarmevandets temperatur ud af fjernvarme-economizeren (se Figur 5-12). Jo lavere temperaturen sættes for fjernvarmevandet ud af fjernvarme-economizeren, desto mindre anvendes shunten og desto større flow i denne streng. Dermed øges varmeoptaget i fjernvarme-economizeren, som resulterer i en lavere røggastemperatur til skorsten.

Når der anvendes bypass på turbinen, er der ofte råderum til at opnå en rigelig høj fremløbstemperatur ud af bypass veksleren. Ved at opvarme til en højere temperatur i bypass veksleren end i fjernvarme-economizeren, er det muligt at opnå den ønskede fremløbstemperatur på fjernvarmevandet efter blanding og samtidigt udnytte mere varme fra røggassen fra den naturgasfyrede kedel. Den ekstra udnyttede varme resulterer i mindre behov for indfyring med naturgas.

Vi har vurderet, at røggastemperaturen fra den naturgasfyrede kedel i gennemsnit, når det er aktuelt, vil kunne afkøles 5 °C mere ved at benytte denne reguleringsstrategi. Da der ikke opnås røggaskondensation giver det dog ikke ret meget ekstra varmeeffekt (omkring 0,3 % af indfyringen) svarende til cirka 40 kW ved en kedelbelastning på 30 %.



5.7 Driftsforsøg med reduceret fremløbstemperatur

Affald Plus har oplyst at der kan opstå problemer med vibrationer på turbinen, hvis der køres med lavere fremløbstemperaturer og dermed lavere tryk i kondensatorerne (kondensator 1 og 2).

Som følge heraf, blev der allerede fra starten af projektet planlagt vibrationsmålinger i forbindelse med, at tryk og temperaturniveauet sænkes i de pågældende kondensatorer for at kunne påvise et eventuelt forhøjet vibrationsniveau ved denne driftssituation.

Vibrationer i turbinen ved lave tryk kan bl.a. skyldes et fænomen der kaldes flutter, som vil få skovlene til at vibrere tæt på deres egenfrekvens eller harmonisk afledte. Vibrationerne kan opbygges når gasdynamikken omkring skovlrækken passer med skovlrækkens egenfrekvens eller en harmonisk afledt frekvens.

5.7.1 Tilladeligt vibrationsniveau

Der findes standarder og retningslinjer for acceptable vibrationsniveauer for roterende maskiner. I Figur 5-15 ses, at for en turbine, som den der er ved Affald Plus (Class III), regnes et vibrationsniveau under 1,8 mm/s (RMS-værdi) for at være et lavt og sikkert niveau.

Vibration Severity Range Limits (Velocity) From ISO 2372		Vibration Severity Ranges for Machines Belonging to:			
In/Sec (PK)	MM/Sec (RMS)	Class I < 15 KW	Class II 15 - 75 KW	Class III >75 KW	Class IV >75 KW
0.015	0.28	A	A	A	A
0.025	0.45				(Good)
0.039	0.71	B			
0.062	1.12		B		
0.099	1.8	C		B	
0.154	2.8		C		B
0.248	4.5	D		C	(Allowable)
0.392	7.1		D		C
0.617	11.2			D	(Tolerable)
0.993	18				D
1.54	28				(Not Permissible)
2.48	45				
3.94	71				

A: Good
B: Allowable
C: Tolerable
D: Not Permissible

Suggested Classifications:
Class I: Small (up to 15kW) machines and subassemblies of larger machines.
Class II: Medium size (15kW to 75kW) machines without special foundations, or machines up to 300kW rigidly mounted on special foundations.
Class III: Large rotating machines rigidly mounted on foundations which are stiff in the direction of vibration measurement.
Class IV: Large rotating machines mounted on foundations which are flexible in the direction of vibration measurement.

Figur 5-15. Inddeling af vibrationsniveauer i klasser og alvorlighed.



5.7.2 Vibrationsmålinger

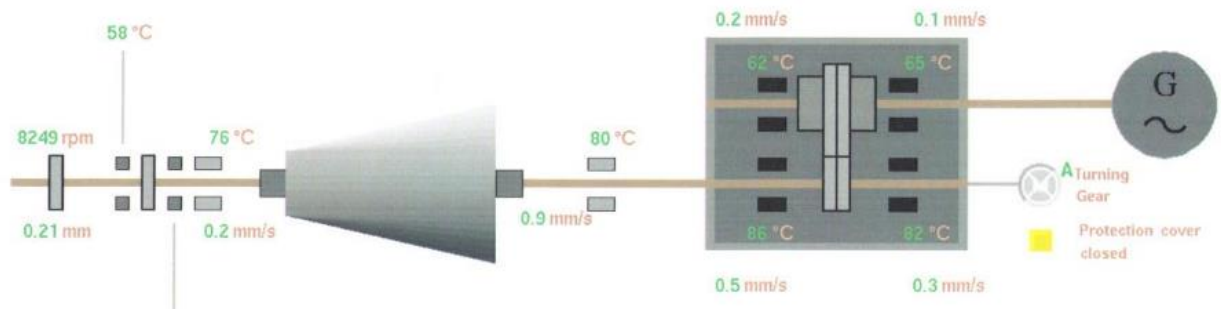
Vi har gennemført vibrationsmålinger ved varierende last på turbinen (regulering af bypass) og deraf ændrede tryk/temperaturniveauer i kondensatorerne 1 og 2, for at klarlægge, om der opstår et forhøjet vibrationsniveau herunder i transiente forløb.

Indledende målinger blev foretaget den 15. januar 2014 for at teste, om analyseudstyr fra Colding A/S kunne kobles på de eksisterende sensorer installeret på turbinen, og for at få dokumentation af sensor signal og forstærkning på plads.

Den 22. januar 2014 udførte vi vibrationsmålinger med udstyr fra Colding A/S koblet til de eksisterende sensorer, som måler på de to lejubukke i hver sin ende af turbinen (se Figur 5-16).

Vibrationsniveauet før forsøg var som vist i Figur 5-16 ca. 0,2 mm/s (Tag No. MAA10CY001) ved højtryksende og 0,9 mm/s ved lavtryksenden (Tag. No. MAA10CY002).

I den aktuelle situation blev der sendt damp til bypass veksleren, således at temperaturen af fjernvarmevand ud af turbinekondensator 2 kun var omkring 85 °C, og således allerede noget lavere end design på 93 °C.



Figur 5-16. Skærbillede af de indbyggede vibrationsmålinger på turbine og gear.



Figur 5-17. Accelerometer (sensor) på turbinens leje ved lavtryksenden mellem turbine og gear.



Figur 5-18. Til venstre: Udtag af to vibrationssignaler (de to bokse længst til venstre) for de to turbinelejer. Til højre: Vibrationsoptagelse med CC2000 software fra Colding A/S via analog/digital converter (NI 9234), som er forbundet til de to udtag (på venstre billede).

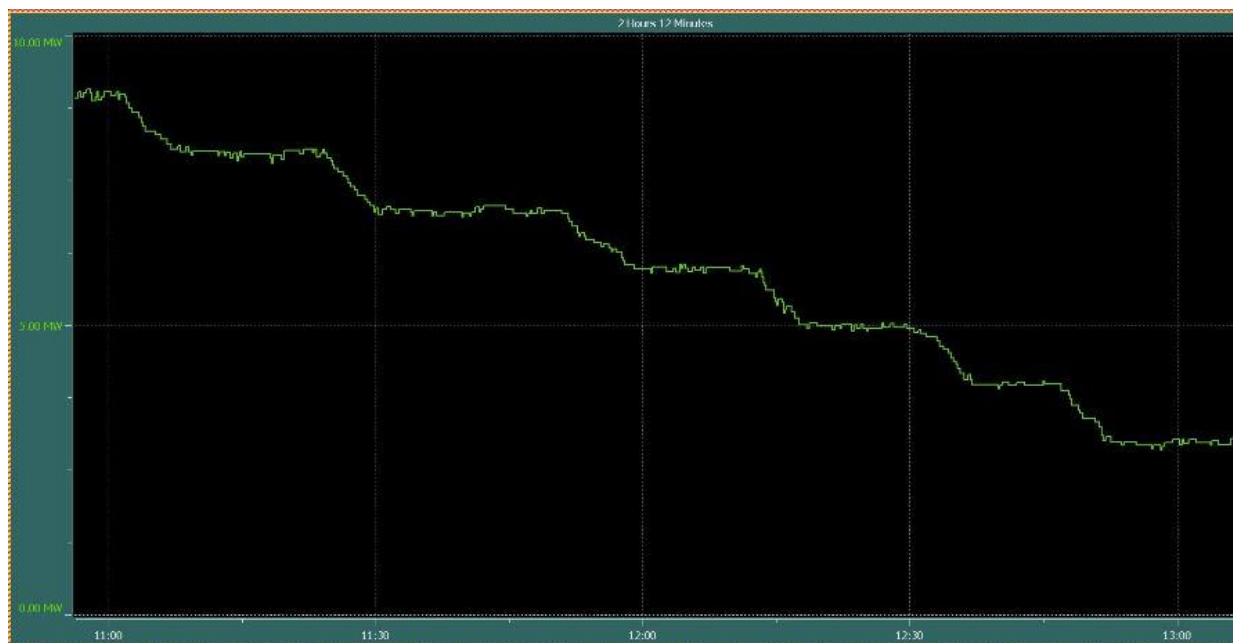
Under forsøget blev turbinen effektreguleret (netto elproduktion fra anlægget) således, at trykreguleringen på dampen før turbinen sker ved hjælp af bypass ventilen. Ved at anvende forskellige setpunkter for el-effekten kan temperaturen af fjernvarmevand ud af kondensatoren varieres samtidigt med, at turbinebelastningen også varieres. Netto elproduktionen fra anlægget under forsøget er vist i Figur 5-19. Under den sidste del af forsøget/målingerne blev turbineeffekten igen reguleret op efter en rampe (ikke vist på grafen). Temperaturen af fjernvarmen ud af turbinekondensator 2 blev trinvis sænket fra 85 °C ned til 65 °C.

Optagelserne af signaler fra de to turbinelejer er analyseret med CC2000 software fra Colding A/S. Signalerne er optaget kontinuerligt under forsøget, således at alle transiente forløb kan gennemanalyseres.

I bilag 1 er vist Fourier-analyser af frekvensspektret fra 0 til 500 Hz og fra 500 til 10 kHz ved de to lejer og til forskellige tidspunkter under forsøget, hvor turbinens last trinvis er blevet sænket ved hjælp af mere damp i bypass veksler, således at temperaturen af fjernvarmevand ud af kondensator 2 ligeledes er trinvis faldende.

Der ses flere skarpe spidser gennem frekvensspektret, hvor de kraftigste typisk er rotationsfrekvensen af en aksel. Mindre, men veldefinerede spidser kan være egenfrekvenser (med harmoniske) af skovle, pulser i forbindelse med skovpassager eller vibrationer relateret til omløbстал i kuglelejer eller fra tænder på tandhjul i gearkasse.

De største vibrationsniveauer ses ved karakteristiske omløbstal som turbinens (137.9 Hz) og generatorens (50 Hz), sammen med den halve frekvens 25 Hz.



Figur 5-19. Elproduktion (netto) under vibrationsmåling med nedregulering af turbinelast (fra cirka 9 MW til 3 MW i step på 1 MW af gangen), som bevirker at tryk og temperatur i turbinekondensator 1 og 2 og temperatur af fjernvarmevand ud af kondensator 2 gradvist falder.

Ved højere frekvenser ses isolerede spidser mellem 200 og 700 Hz, ved 1100, ved 3800-3900 Hz og ved omkring 9000 Hz. Sidstnævnte frekvens kan måske forklares med damppulser fra skovlpassage i de sidste rækker, hvor der formodentlig er omkring 60 til 65 skovle i en række, eller fra tandkontakt på tandhjul i gearkasse, som udbredes gennem turbineakslen. Frekvensspidser fra nogle hundrede Hz og op efter kan være egenfrekvenser med harmoniske på skovle.

På vibrationssignaler med de laveste kondensatortryk ses at vibrationsniveauet er faldet lidt i forhold til de forudgående driftstilstande med lidt højere kondensatortryk.

I Tabel 5.3 er opsummeret den dominerende frekvens med tilhørende vibrationsniveau for hver af de to turbinelejer. For nærmere information, se de enkelte frekvensspektre (Figur 12-1 til Figur 12-7).

Forsøget har ikke vist tegn på et stigende vibrationsniveau ved faldende kondensatortryk, snarere det modsatte. Det skal dog ses i forhold til, at der samtidigt sker en faldende belastning på turbinen. Målingerne er analyseret op til frekvenser på omkring 25 kHz.



Turbineeffekt	MW	10.5	9.5	8.5	7.5	6.5	5.5	4.5
Tryk Kond 1	Bara	0.465	0.45	0.435	0.42	0.405	0.420	0.405
Tryk Kond 2	Bara	0.64	0.56	0.51	0.5	0.490	0.490	0.490
Temp. ud Kond 2	C	85.19	81.8	78.35	74.00	70.56	67.13	64.87
MAA10CY001	mm/s	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Max CY001	mm/s	0.165	0.178	0.183	0.169	0.164	0.168	0.166
Max CY001 frekvens	Hz	50	50	50	50	50	50	50
MAA10CY002	mm/s	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7
Max CY002	mm/s	1.33	1.28	1.32	1.11	1.12	0.95	0.85
Max CY002 frekvens	Hz	137.9	137.9	137.9	137.9	137.9	137.9	137.9

Tabel 5.3. Vibrationsniveauer (RMS-værdi) fra ABB systemet sammen med frekvens analyse med CC-2000.

5.8 Delkonklusion AffaldPlus

Vi har estimeret et potentiale på omkring 2300 MWh ekstra elproduktion på turbine i de 7 varmeste måneder af året, hvor varmebehovet er begrænsende, og medfører at anlægget kører med reduceret last i forbrænding af affald og evt. også med delvis bortkøling af den producerede varme. For at realisere dette potentiale er det nødvendigt med en stram styring af fremløbstemperaturen ud af turbinen og samtidigt nødvendigt at sikre, at der er tilstrækkelig afsug på vacuum-pumper.

I tilfælde af, at der er mangel på affald i denne periode er potentialet mindre. Ændringen forudsætter, at man ændrer sætpunkter i fjernvarmereguleringen frem til primærsiden af vekslerstationerne ved Sct. Jørgens Park og Åderup i form af mere flow og lavere fremløbstemperatur.

Der er et mindre potentiale ved at gennemføre en marginalt bedre afkøling af røggassen fra den naturgasfyrede kedel i den kolde del af året ved at sænke sætpunkt på temperaturen af fjernvarmevand ud af fjernvarme economizer. Potentiale vurderet til mindre end 130 MWh varme svarende til en naturgasbesparelse på op til 12.000 Nm³.

Forsøg med vibrationsmålinger viste ikke tegn på forhøjede vibrationsniveauer, når turbinen blev kørt med væsentlig lavere kondensatortryk end designdata. Det bestyrker vores vurdering af, at det også på andre turbiner vil være uproblematisk, at lade turbinen tage den første del af fjernvarmeopvarmningen, der hvor der er mulighed og potentiale for såkaldt seriel drift, så længe maksimal generatoreffekt ikke overskrides.

6. AVV I HJØRRING

AVV er et fælleskommunalt selskab, der ejes af Brønderslev og Hjørring kommune. Der bor ca. 102.400 personer i de to ejerkommuner.

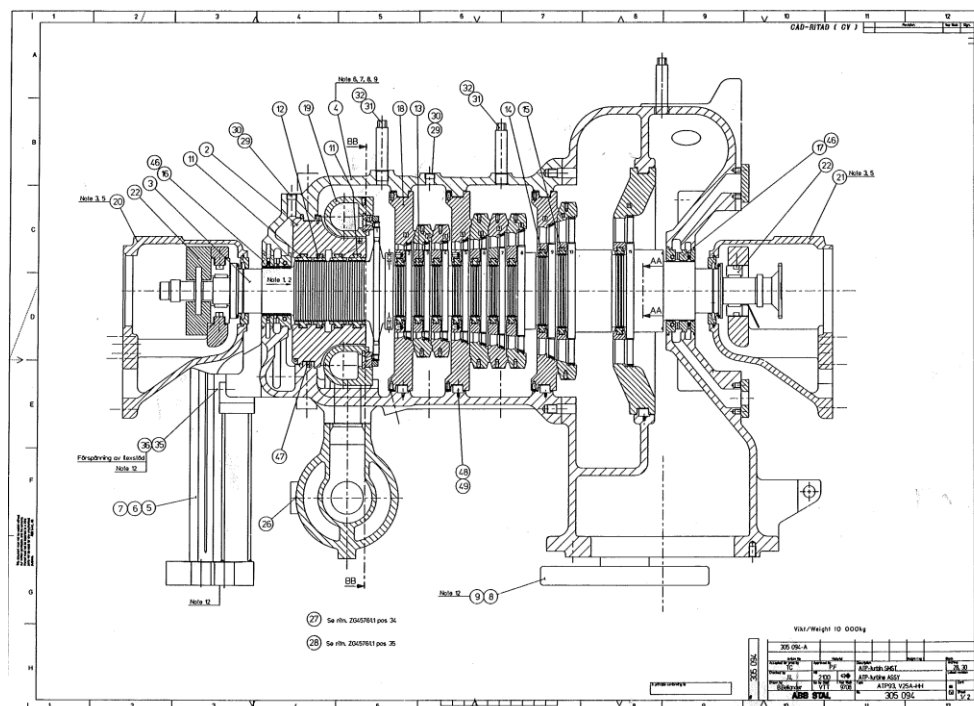
6.1 Energiproduktion og fjernvarmeforsyning

AVVs affaldsforbrændingsanlæg i Hjørring har to ovnlinjer, hvor der årligt forbrændes ca. 80.000 ton forbrændingsegnet affald. Ovnlinje 2 fra 1986 er for nylig blevet renoveret og opgraderet i kapacitet fra 3 til 3.8 tons per time. Ovnlinje 3 fra 1997 producerer både kraft og varme og har en kapacitet på 7 tons affald per time (12 GJ/tons) efter ombygning i 2001. Dampturbinen er en ABB Stal (se Figur 6-2), den er designet til 5.4 MW og kan yde cirka 4.6 MW el på det aktuelle anlæg.



Figur 6-1 AVVs Kraftvarmeanlæg i Hjørring (Foto udlånt af AVV)

Der er ikke vådrensning af røggas. Røggastemperaturen til skorsten er omkring 130 °C og er betinget af korrosionsforhold i skorstenen.



Figur 6-2. Snittegning af damp turbine hos AVV ovnlinje 3.

AVV har ikke eget fjernvarmenet. Fjernvarmen fra anlægget sælges til naboen Hjørring Varmeforsyning, til Hirtshals Fjernvarme, som forsynes via en cirka 19 km lang transmissionsledning, som AVV ejer og til Lørslev Varmeforsyning.

Aftalen med Hjørring Fjernvarme er gældende fra 1. januar 2012 til 31. december 2022. AVV har ret til at levere al den varme til som Hjørring Fjernvarme kan aftage og afsætte i sit fjernvarmenet som grundlastvarme. AVV har således først prioritet som varmekilde i fjernvarmenettet. AVV har pligt til at levere følgende årlige varmemængder:

2012:	290 TJ/år
2013:	340 TJ/år
2014-2018:	380 TJ/år
2019-2022:	350 TJ/år

Kontrakten med Hirtshals Fjernvarme startede ved ibrugtagning af transmissionsledningen til Hirtshals i 2010. Kontraktperioden er som minimum fastsat til den aftalte tilbagebetalingsperiode for transmissionsledningen som er 30 år. Frem til 1. januar 2019 har AVV pligt til at levere 180 TJ/år. Efter 1. januar 2019, har Hirtshals Fjernvarme option på yderligere 72 TJ/år.

Aftalen med Lørslev er gældende fra 1. januar 1997 og frem til 31. december 2016, med mulighed for forlængelse. AVV er forpligtiget til at levere 14 TJ/år.



Aftalerne om varmeleverancer indeholder også krav til mindste fremløbstemperatur. Vi har fået oplyst, at fjernvarmen normalt opvarmes i turbinekondensatorer til 88 °C og fermløbstemperaturen er meget konstant hen over året.

En væsentlig sænkning af fremløbstemperatur kræver således, at aftaler ændres eller f.eks., at der indføres tillægsaftaler, hvor temperaturen i perioder kan være lavere. Incitamentet til en sådan aftale kan være, at der gives en rabat på varmen, hvis det i perioder eller belastningssituationer kan accepteres en lavere fremløbstemperatur.

Der er identificeret flaskehalse i fjernvarmesystemet i Hjørring og særligt transmissionsledningen til Hirtshals udgør en markant flaskehals i forhold til at kunne sænke temperaturniveauet på turbinens kondensatorer.

6.2 Datagrundlag

Data er indhentet i form af besøg og dialog med Hirtshals Fjernvarmeværk og Hjørring Varmeforsyning, samt garantidata på turbinesystemet på AVV.

6.3 Analyse af potentiale for ekstra elproduktion

Vi har estimeret konsekvensen af at sænke fremløbstemperaturen fra AVV, og hvordan fjernvarmesystemerne i Hjørring og Hirtshals kan håndtere en lavere fremløbstemperatur fra AVV.

Gevinsten ved at sænke fremløbstemperaturen fra AVV reduceres af den aktuelle dimensionering af transmissionsledningen til Hirtshals, fordi en reduktion fordrer et højt elforbrug til pumperne.

En beregning viser, at hvis fremløbstemperaturen fra turbinen sænkes fra 88 °C ned til 75 °C, kan der ved en dampproduktion på 24 t/h produceres en ekstra eleffekt på turbinen på cirka 160 kW.

Den lavere fremløbstemperatur betyder imidlertid et væsentlig større elforbrug på fjernvarmepumperne navnlig i forbindelse med transmissionsledning til Hirtshals.

Selvom varmebehovet ikke er så stort om sommeren, vurderer vi med basis i vores beregninger, at der ikke er økonomisk råderum til særskilt at sænke fremløbstemperaturen fra AVV.

6.3.1 Seriel opvarmning af fjernvarme om vinteren og øget temperatur til Hirtshals

Som en konsekvens af den markante flaskehals på Hirtshals transmissionsledningen har vi set på muligheden for at koble Hjørring Varmeforsynings nye flisfyrede hedtvandsanlæg og tilhørende absorptionsvarmepumper serielt med dampturbinen hos AVV, således at hedtvandsanlægget tager den sidste del af opvarmningen efter turbinekondensatorer.

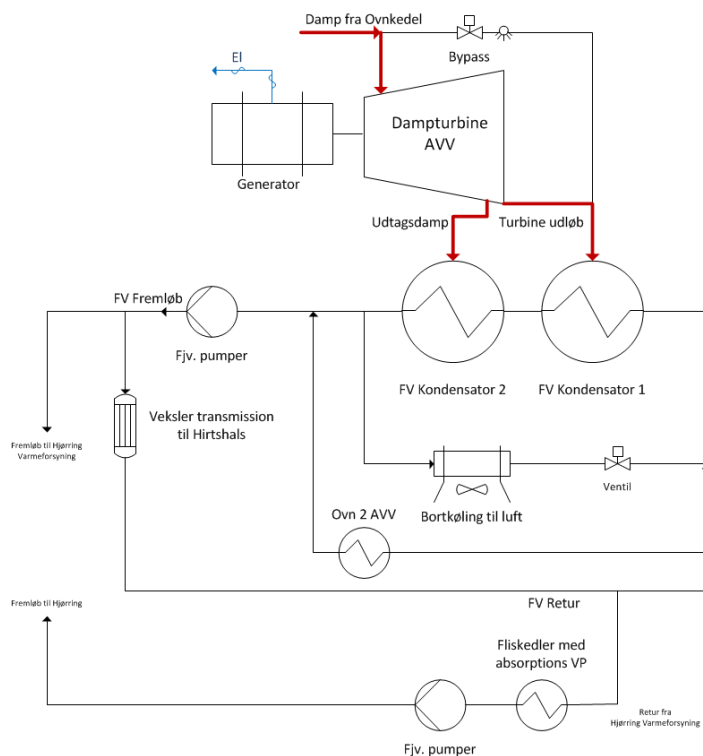
Om vinteren, når det flisfyrede anlæg med absorptionsvarmepumper kører hos Hjørring Varmeforsyning, kan opvarmning af fjernvarmevandet med formodentlig moderate ændringer, ske serielt. Dampturbinen hos AVV skal da tage den første del af opvarmningen og derefter sker den sidste

opvarmning med AVVs Ovn 2 og Hjørring Varmeforsynings anlæg, som ligger umiddelbart ved siden af.

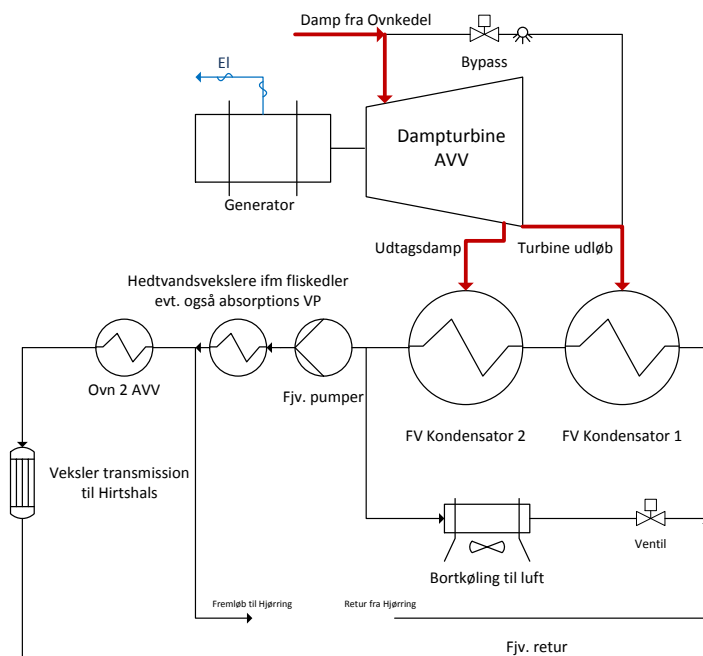
Vi har estimeret, hvilken betydning det har for elproduktionen på dampturbinen, at Ovn 2 og det flisfyrede absorptionsvarmepumpeanlæg kan indkobles serielt efter at turbinekondensatorerne har taget den første del af opvarmningen på returen. Dette er bl.a. gjort ud fra en betragtning om, at geotermianlægget for det første endnu ikke er implementeret, og at der er en vis risiko for at kapaciteten for anlægget kan blive lavere end kalkuleret. Desuden giver muligheden for seriel kobling af de to anlæg flere frihedsgrader i en samlet optimering af de to anlægs driftsøkonomi og dermed mulighed for større samlet nettogevinst.

Forudsætningen for forslaget er, at der skal anlægges en ny enkeltstreng, som kan sende fjernvarmevand med fremløbstemperatur fra fliskedlen tilbage til AVV og videre til veksleren på transmissionsledningen til Hirtshals evt. med yderligere opvarmning med Ovn 2. Den eksisterende fremløbsledning fra AVV til Hjørring Fjernvarmeværk anvendes da til fjernvarmevand med moderat fremløbstemperatur (fx 70 °C).

Forslaget giver mulighed for en væsentlig nedsættelse af temperaturerne i turbinens kondensatorer og dermed forøget elproduktion. Ved samtidigt at hæve fremløbstemperaturen i transmissionsledningen til Hirtshals (f.eks. med Ovn 2 eller med fliskedlen) i perioder med stort varmeaftag og dermed stort elforbrug til pumper på denne ledning, kan der spares en betydelig eleffekt. Resultaterne ses i Tabel 6.1, hvor basis er et samlet varmebehov på 26 MW, hvoraf halvdelen produceres i turbinekondensatorerne.



Figur 6-3. Principielt skitse af parallel opvarmning af fjernvarmevand.



Figur 6-4. Principskitse af seriel opvarmning af fjernvarmevand. Andre forbindelsesmuligheder kan være relevante. En delstrøm af retur skal stadigvæk opvarmes parallelt ved røggaskondensering og vha. absorptionsvarmepumpen.

Hævet fremløb ift basis til Hirtshals	Basis	10	20	C
T_frem til AVV-Hirtshals veksler	90	100	110	C
T_retur fra AVV-Hirtshals veksler	50.2	49.9	50.0	C
T_frem Hirtshals/Tornby	75	75	75	C
Varmeleverance til Hirtshals	10.2	10.2	10.2	MW
Pumpeeffekt i transmission	411.6	220.3	133.5	kW
Samlet varmetab transmission:	505	546	590	kW
Ekstra varmetab		41	85	kW
Sparet pumpeeffekt		191	278	kW
Turbine eleffekt	4587	4466	4343	kW
Netto eleffekt		70	34	kW
Seriel drift*				
Ekstra varmetab transmiss.ledning		41	85	kW
Fj.v. temp. fra turbine	70.0	71.7	73.0	C
Turbine eleffekt seriel drift	4833	4814	4798	kW
Netto ekstra el seriel	246	419	489	kW

***) Seriel drift:** Varmebehovet er antaget at være således at AVV dækker halvdelen. Fremløbstemperatur til Hjørring Varmeforsynings net er antaget at være 90 C med retur på 50 C. I seriel drift opvarmer AVVs turbine hele returen (fra Hirtshals og Hjørring), hvorefter det opvarmes yderligere med hedtvand fra fliskedler. En delstreng, som skal sendes tilbage til transmissionsledningen til Hirtshals, opvarmes til ekstra høj temperatur for at reducerer elbehov til pumper. Det kræver en ekstra enkeltstregnet ledning tilbage til AVV fra hedtvandsvekslere.

Tabel 6.1. Resultater med seriel opvarmning af fjernvarmevand og forhøjet fremløbstemperatur til Hirtshals.



Hjørring Varmeforsyning har oplyst, at såfremt absorptionsvarmepumper i fremtiden også skal opgradere geotermisk varme, skal de bruge hele hedtvandsproduktionen fra fliskedlerne til at kunne præstere en fremløbstemperatur på 88 °C. Hertil skal det bemærkes, at i en stor del af tiden er det kun sygehuset, som kræver en høj fremløbstemperatur. Vi har givet forslag til hvordan denne flaskehals kan elimineres.

Hvis et kommende geotermisk anlæg imidlertid viser sig at give mindre varme end forudsat, kan den serielle kobling være yderst attraktiv.

Endelig er der gjort nogle overvejelser i tilfælde af at AVV måske i fremtiden skal have et vådrengningsudstyr på røggassen. Det vil da være nærliggende at få det integreret med Hjørring Varmeforsynings absorptionsvarmepumper, med henblik på at optimere varmeudnyttelsen og netto elproduktion fra det samlede system (affaldsværk, fliskedler og planlagt geotermisk varme) og køre med en meget lav røggastemperatur fra AVV.

Samlet set viser ovenstående forhold, at det også i relation til Hjørring Varmeforsynings nye flisanlæg i fremtiden er relevant at kunne sænke fremløbstemperaturen i nettet, idet det både vil give mindre varmetab i nettet og fremover måske også potentiale for mere varmeproduktion fra anlægget uden ekstra indfyring af brændsel.

6.4 Hjørring Varmeforsyning

Hjørring Varmeforsynings hovedproduktionsanlæg ligger som nabo til AVV. Anlægget råder over et naturgasfyret kombianlæg på 59 MW el med høj elvirkningsgrad (46 %) og med samtidig varmevirkningsgrad på 40 %. Pga. et ugunstigt prisforhold mellem naturgas og markeds-el anvendes anlægget praktisk taget ikke. Man får dog en værdifuld rådighedsbetaling fra energinet.dk og i forbindelse hermed køres nogle få timer om året, for at sikre sig at anlægget er operabelt på gældende vilkår.

Fjernvarmen produceres i stedet fra to ældre risteovne, som tidligere blev fyret med kul. Efter en længere udeperiode, er de nu igen taget i brug og der fyres nu i stedet med træpiller. Endelig er der gasfyrede decentrale anlæg til spidslast. Desuden er der to gård-biogasanlæg, som for tiden leverer varme ind på nettet (omkring 3.5 MW).

Et nyt hedtvandsanlæg (170 °C) baseret på afbrænding af flis med op til 55 % vandindhold er under opførelse. Anlægget er udstyret med absorptionsvarmepumpe på røggas, som derved køles helt ned til omkring 15 °C. Anlægget kan levere omkring 27 MW varme. Hedtvandsanlægget er påtænkt også at kunne forsyne drivvarme til absorptionsvarmepumper i forbindelse med et eventuelt fremtidigt geotermisk anlæg.

Fjernvarmenettet er koncentreret i Hjørring bortset fra en afstikker helt ud til Lønstrup i en cirka 15 km lang forsyningsledning. Det begrænsede varmeunderlag og den spredte bebyggelse i Lønstrup betyder et stort varmetab til dette område (omkring 50 %) og en deraf afledt høj varmepris for forbrugerne. Der arbejdes på at etablere en lokal flisfyret kedel.

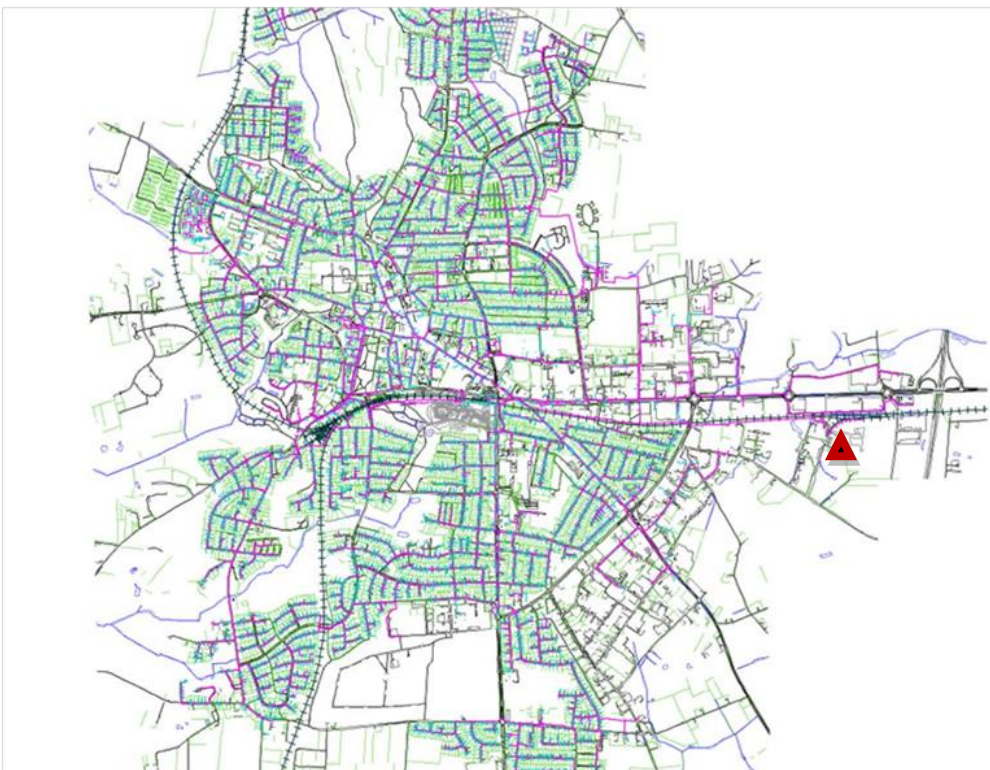
Varmen fra Hjørring Varmeforsynings egne anlæg sendes frem i transmissionsledninger normalt ved 87±2 °C, som via vekslerstationer i Hjørring overfører varmen til fem undersystemer. Frem-

løbstemperaturen i undersystemerne varierer hen over året og er typisk lavest dvs. omkring 70 °C i perioder med moderat varmeaftag.

Om sommeren, hvor der er et med lavt varmeaftag og lav flowhastighed, må fremløbet hæves et par grader som følge af en større afkøling undervejs, mens fremløbet i kolde perioder med stort varmeaftag, hæves op til omkring 80 °C ved spidslast af hensyn til at kunne levere nok varmeeffekt i systemet og begrænse flowet og pumpeeffekt.

Al varmen leveres fra undersystemerne på sekundærsiden af vekslerstationerne bortset fra to forbrug som forsynes fra den primære transmissionsstreng. Den ene forbruger er Hjørring Sygehus, som også selv har gaskedler, der automatisk overtager forsyningen, hvis fremløbstemperaturen på sekundærsiden af deres fjernvarmeveksler ikke er tilstrækkelig. Fremløbstemperaturen skal ved sygehuset være over 83 °C for at man dækker forsyningsbehovet her, som svinger fra 0,7 MW om sommeren til op mod 4 MW om vinteren.

Den anden forbruger fra transmissionsledningen er en absorptionskølemaskine, som leverer fjernkøling til et butikscenter. Kølemaskinen er udlagt til at skulle forsynes med en ret høj temperatur af drivvarmen (87 °C) og sender herefter fjernvarmen (drivvarmen) videre på det fælles fremløb, som derved degraderes noget i temperatur. Varmeaftaget (drivvarmen) er cirka 1 til 2 MW og sker hovedsagelig i de varme perioder, idet butikscenteret, så snart det er muligt, anvender frikøling fra det tilhørende køletårn.



Figur 6-5. Fjernvarmenet i Hjørring. AVV og Hjørring Varmeforsynings hovedanlæg ved rød trekant. Lønstrup er uden for området.



6.5 Muligheder og begrænsninger i Hjørrings fjernvarmenet

Hjørring Sygehus og absorptionskølemaskinen skiller sig ud med noget højere temperaturkrav end resten af systemet i perioder, hvor der ikke er høj last. De to forbrugere er dermed barrierer eller flaskehalse for at kunne sænke fremløbstemperaturen i transmissionsledningen, som normalt holdes på 87 °C.

Det øvrige system ser ud til i en stor del af tiden (bortset fra spidslast) at kunne forsynes med en væsentlig lavere fremløbstemperatur (omkring 75 °C) fra transmissionsledningen.

Absorptionskølemaskinen, der indgår i fjernkøling af butikscenteret, er udlagt med en høj forsyningsstemperatur på drivvarmen. Med større interne vekslere til at overføre drivvarmen, ville anlægget kunne køre med en drivtemperatur ned til omkring 70 °C. Konsekvensen af at temperaturen af drivvarmen sænkes i det nuværende anlæg er, at køleeffekten (kapaciteten) reduceres.

Leverandøren skønner, at hvis temperaturen af drivvarmen sænkes fra 87° C til 80 °C, ville det betyde at køleeffekten ville falde 10-15 %. Ifølge leverandøren er det imidlertid kun i de allervarmeste perioder (få dage om sommeren), at køleanlægget skal yde fuld kapacitet. Køleanlægget er således formodentlig kun en temperaturmæssig flaskehals i få dage om året, som tilmed er forudsigelige og derfor kan planlægges i god tid i styringen af fremløbstemperaturen fra Hjørring Varmeforsyning.

Aftaget fra Hjørring Sygehus er lavt om sommeren og er dækket ind med egen forsyningsmulighed. Ved at sænke fremløbstemperaturen risikerer man således at miste noget salg til denne kunde.

En anden mulighed er, at sygehusets egen varmforsyning kan kobles ind serielt og kun tage den sidste del af opvarmningen, således at fjernvarmen kan leveres ved en lavere temperatur mod en vis kompensation i pris.

Det vurderes på den baggrund, at det i store dele af året er muligt, med mindre ændringer ved Hjørring Sygehus, at sænke fremløbstemperaturen i transmissionsledningen. Begrænsningerne er de allervarmeste dage (hvor en absorptionskølemaskine til fjernkøling kræver en høj forsyningsstemperatur op til 87 °C) og ellers i de koldeste perioder med højt varmeforbrug.

På besøgsdagen den 20. november lå fremløbstemperaturen fra både AVV (22 MW) og fra egne pillefyrede anlæg (13 MW) på 87 °C. Ved vekslerstationerne lå fremløbet på sekundærsiden på mellem 69 og 70,5 °C, mens varmeaftaget til sygehuset var omkring 2.4 MW. Langt hovedparten af varmeaftaget blev således også her forsynet med en fremløbstemperatur på omkring 70 °C.

Der er umiddelbart tre forslag til at kunne sænke fremløbstemperaturen fra AVV.

1. Eliminering af temperaturmæssige flaskehalse og/eller behovsstyring
 - a. Sygehuset:
 - i. Sygehuset overtager selv varmforsyningen, hvis fremløbstemperaturen ikke er tilstrækkelig. Derved mistes et varmaftag i den varme periode, som ellers end det er begrænset, vurderes at være uhensigtsmæssigt for AVV.
 - ii. Installationen ved sygehuset ombygges til at kunne håndtere lavere fremløbstemperatur:
 1. Varmeinstallationen ved sygehuset ombygges til at kunne forsynes ved lavere temperatur:

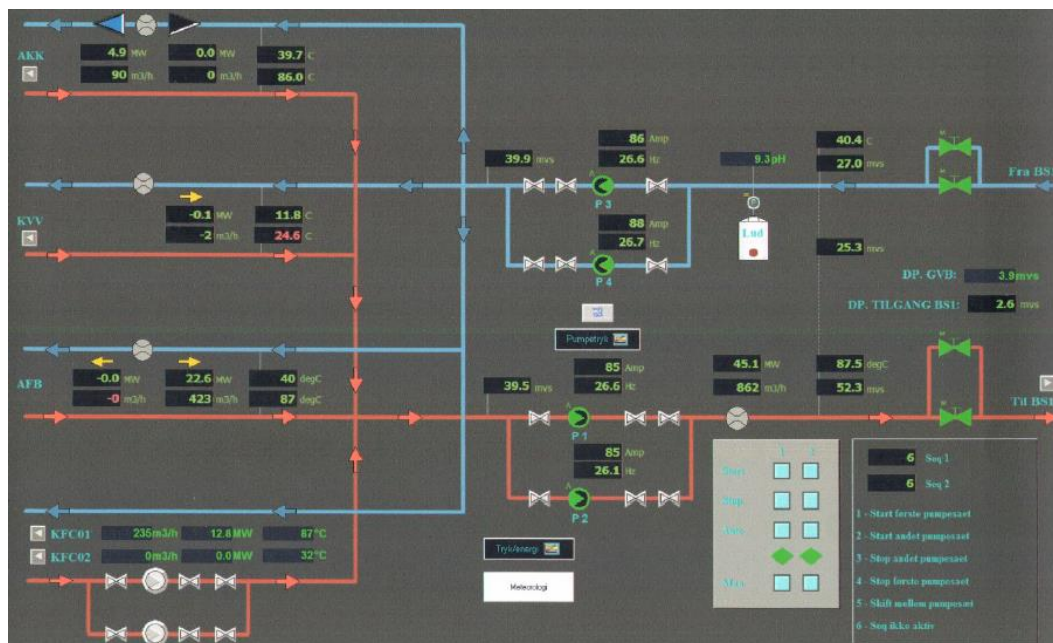


- a. Seriel kobling af egne gaskedler efter fjernvarmeveksler,
 - b. Varmepumpe på sekundærsiden, der kun forsyner den del af varmebehovet, som kræver høj fremløbstemperatur.
2. Alternativt, og uden indgriben i sygehusets installation, en boosting af temperaturen på primærsiden inden veksleren ved hjælp af en lokal varmepumpe.
- b. Fjernkølingsanlægget (er kun i drift i den varme periode):
- i. Fremløbstemperaturen på transmissionsledningen behovsstyres efter kølebehovet, når denne er flaskehals. Kun få dage om året er der behov for en fremløbstemperatur på op til 87 °C, som altså da vil kræve 87 °C på hele fremløbet. Langt størstedelen af perioden vurderes køleanlægget at kunne forsynes med en fremløbstemperatur på under 75 °C.
 - ii. Principielt kan der også her laves en boosting af fremløbstemperaturen, som ved sygehuset, men i betragtning af den begrænsede tid med krav om meget høj temperatur, vurderes det ikke relevant.
2. I fyringssæsonen, når Hjørring Varmeforsynings biomassefyrede anlæg er i drift, sættes fremløbstemperaturen fra disse højere, så man kan få den nødvendige fremløbstemperatur af fjernvarmevand i transmissionsledningen efter blanding af relativt koldt vand fra AVV.
3. Kombination af 1 og 2.

Forslag 1 (b) bliver flaskehals i få meget varme dage om året, hvor der skal køres med høj fremløbstemperatur.

Forslag 2 er relevant i den kolde periode af året, hvor Hjørring Varmeforsyning selv leverer en væsentlig del af varmforsyningen, og dermed mærkbart kan hæve fremløbstemperaturen efter blandingen fra AVV. Desværre er transmissionsledningen til Hirtshals en kapacitetsmæssig flaskehals i den kolde periode, og giver reelt set ikke råderum til at sænke fremløbstemperaturen fra AVV. Ekstra el på turbinen ved AVV forudsætter at fremløbstemperaturen kan sænkes både til Hjørring Fjernvarme og Hirtshals transmissionsledning samtidigt.

En mulighed er at ombygge tilkoblingerne mellem anlæggene, så AVV tager den første del af opvarmningen og derefter sker den sidste opvarmning med de biomassefyrede anlæg hos Hjørring Fjernvarme inden det sendes tilbage til veksleren på transmissionsledningen til Hirtshals.



Figur 6-6. Koblingssystemet på fjernvarme ved Hjørring Fjernvarmeforsyning hvor der blandes ind på fælles fremløb. Det nye flisfyrede anlæg vil også blive tilsluttet transmissionsledningen i koblingspunktet for de øvrige anlæg.

6.5.1 Lokal varmepumpe ved Sygehuset

En mulighed for at fjerne den temperaturmæssige flaskehals, som sygehuset udgør, og som et alternativ til at sygehuset delvist forsyner sig selv i seriel drift (tager den sidste del af opvarmningen med varme fra en gasfyrte kedel i lav last) er at indbygge en varmepumpe lokalt.

Varmepumpen kan pumpe varme fra fremløbsstrengen og igen returnere vandet til fremløbet med minimal afkøling. Derved kan der opnås en høj COP på varmepumpen og det er kun en mindre del af varmeforsyningen (fx de øverste 10 graders opvarmning), der skal leveres via varmepumpen.

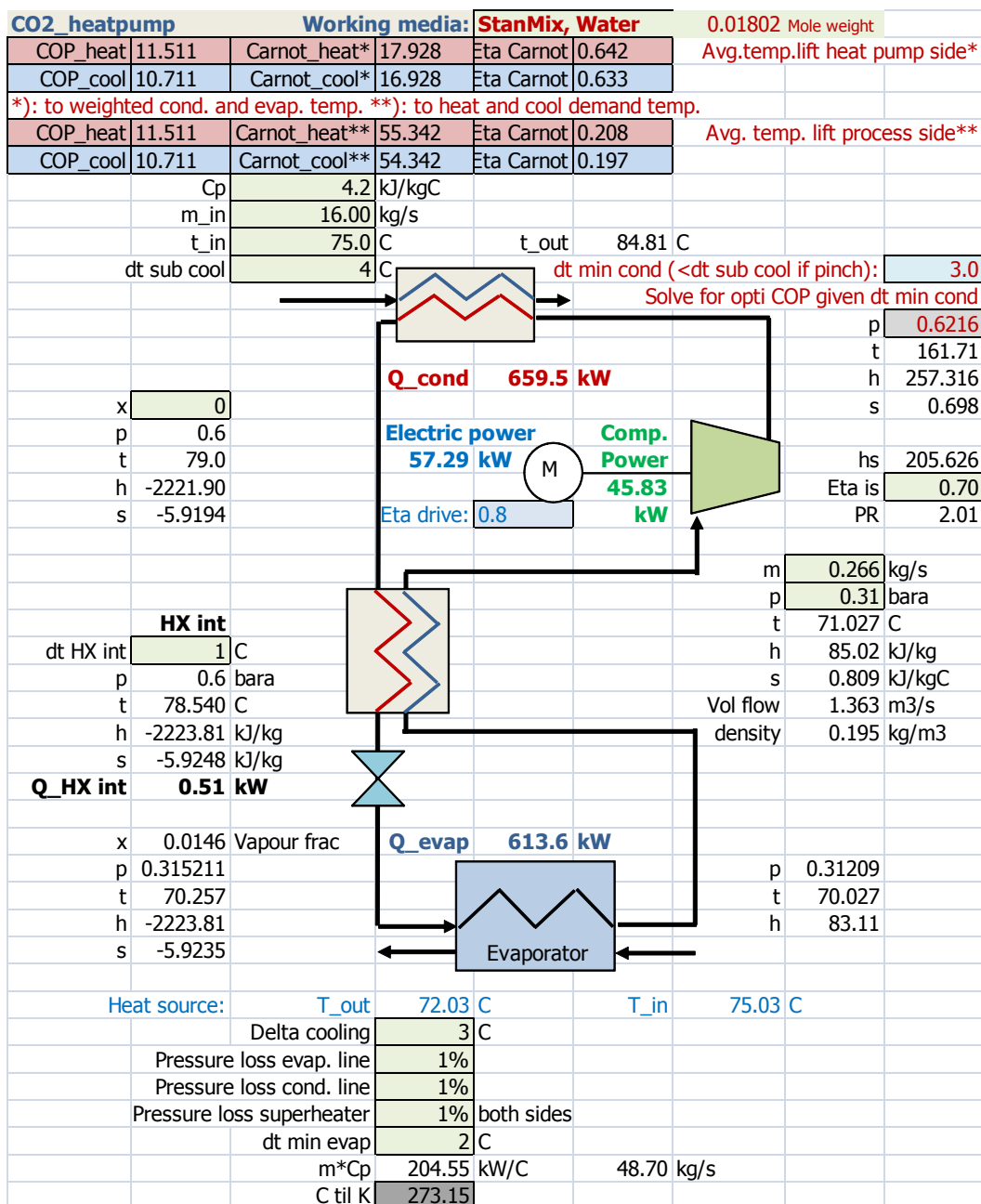
Hvis det antages at sygehuset ved en forsyningstemperatur på 85 °C gennemsnitlig opnår en afkøling af fjernvarmevandet på 40 °C (retur 45 °C), betyder det at med en varmepumpe kan fremløbstemperaturen sænkes til fx. 75 °C og varmepumpen skal så kun opgradere 25 % af varmeforsyningen 10 grader.

En anden oplagt mulighed er at undersøge om anlægget på sygehuset uden store omkostninger ombygges til at kunne drives ved en lavere temperatur eller hvis kun en lille del af forsyningen til sygehuset kræver den høje temperatur, er det kun denne del der opgraderes i temperatur med varmepumpe.

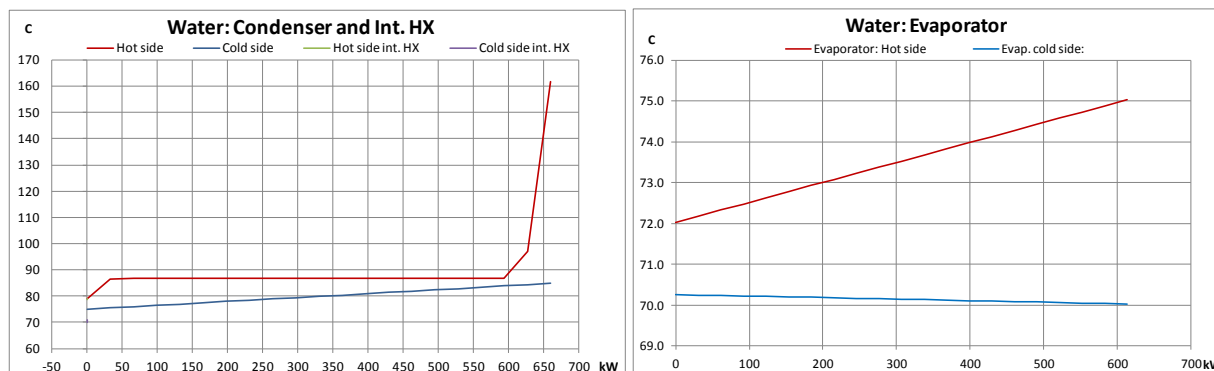
En beregning på en varmepumpe, der arbejder med vanddamp, er vist i Figur 6-7 og Figur 6-8. Beregningen viser at der kan opnås en COP på varmepumpen på 11.5 ved at pumpe varme fra en delstrøm af fremløbet (49 kg/s), som efter en 3 graders afkøling sendes tilbage i det videre fremløb med en mindre temperaturdegradering til følge.



I det konkrete eksempel, med antagelse om at sygehuset leverer en afkøling af fjernvarmevandet fra 75 til 45 °C kan sygehuset uden at ændre på dets egen installation således forsynes med cirka 2,65 MW fjernvarme, ved at indbygge en varmepumpe, der kræver en elforsyning på 58 kW og pumper cirka 600 kW varme fra fremløbet (3 graders afkøling ved 175 m³/h).



Figur 6-7. Varmepumpe lokalt ved Hjørring Sygehus til opgradering af fremløbstemperaturen.



Figur 6-8. Temperaturprofiler i kondensator og fordamper.

Vanddamp er et utraditionelt arbejdsmedium i varmepumper. I forbindelse med højtemperatur varmepumpning og anvendelse af turbokompressorer, ser fremtiden dog meget lovende ud for denne teknologi.

Weel & Sandvig har på et industrielt inddamperanlæg demonstreret en kompakt ny varmepumpe-teknologi (se Tabel 6.2), som er baseret på en lille højhastigheds turbokompressor, med vanddamp som arbejdsmedium. Kompressoren, der inklusive højhastighedsgear kun vejer 6 kg, er i stand til at komprimere vanddamp med et trykforhold på op til cirka 2.

Vanddampkompressor som varmepumpe		
Kond. effekt	251 kW	Vægt 6 kg
Eleffekt	19.6 kW	
COP	12.8	Trykforhold
Temp løft	18.0 C	1.95
T fordamp	84.7 C	0.57 bara
T kondens	102.7 C	1.11 bara
T komp ind	88.9 C	

Tabel 6.2. Eksempel på driftsdata fra ny kompakt høj-temperatur varmepumpe, som bl.a. har potentiale til boosting af temperatur i fjernvarmesystemer.

6.6 Hirtshals Fjernvarme

Hovedforsyningen af varme sker fra AVV i Hjørring og gennem hele året via den cirka 19 km lange forsyningsledning etableret i 2006. Undervejs er der 3 booster-pumpestationer (med i alt 18 pumper). Pumpebehovet er op til omkring 500 kW el ved maksimalt flow på cirka 250 m³/h, svarende til et samlet tryktab i transmissionsledningen frem og retur på cirka 50 bar med antagelse om en total virkningsgrad på pumper (inkl. motor og frekvensdrev) på 70 %.

Denne ledning udgør sit eget lukkede vandsystem, hvor der er vekslerstationer i begge ender af transmissionsledningen (ved AVV og Hirtshals), og undervejs på ledningen er der ved Tårnby en afgrening med vekslerstation og der er endvidere forberedt en vekslerstation ved Byen Horne.



Ved Tårnby afgreningen forsynes omkring 80 huse og potentielt er der yderligere 400 husstande, der her kan kobles på med den nuværende veksler. Ved Byen Horne er der ikke umiddelbart planer om fjernvarme.

AVV transmissionsledningen er forbundet via en vekslerstation ved udkanten af Hirtshals til Hirtshals fjernvarmenet gennem en forsyningsledning, hvori der kan pumpes vand op til et flow på 275 m³/h. Der er ikke en direkte forbindelse ind til Fjernvarmeværket i Hirtshals, som ligger i en afstand af omkring 1500 meter.

Fjernvarmeværket i Hirtshals har selv produktionskapacitet af fjernvarme fra en naturgaskedel og fra røggas fra en gasturbine (Solar) simple cycle. Ifølge driftsleder John Nejsig Christensen har gasturbinen en 15 minutters opstartstid, og den sættes normalt kun ind, når elprisen er tilpas høj til at der kan produceres fjernvarme billigere fra gasturbinen end fra den gasfyrede kedel. Driftstiden har kun været omkring 300 timer om året de sidste par år. Gasturbinen er for nylig blevet renoveret under en garanti/forsikringssskade.

På værket er endvidere en varmeakkumuleringsbeholder (VAK) på 4800 m³ og en varmelagringskapacitet på cirka 250 MWh ved omkring 92 °C. Der er reserveret plads til endnu en VAK. Varmeakkumulering anvendes normalt ikke, da den kun kan oplades fra gasturbinens afgaskedel.

Derudover leverer limtræsproducenten Lilleheden A/S industriel overskudsvarme ind på fjernvarmenettet ude i systemet.

Varmeaftaget er omkring 3-4 MW om sommeren og op til omkring 12 MW om vinteren. Der er tilkoblet 2500 forbrugere (afregningsmålere), som kan være et enkelt hus eller en boligblok.

6.6.1 Varmetab og varmebehov i Hirtshals

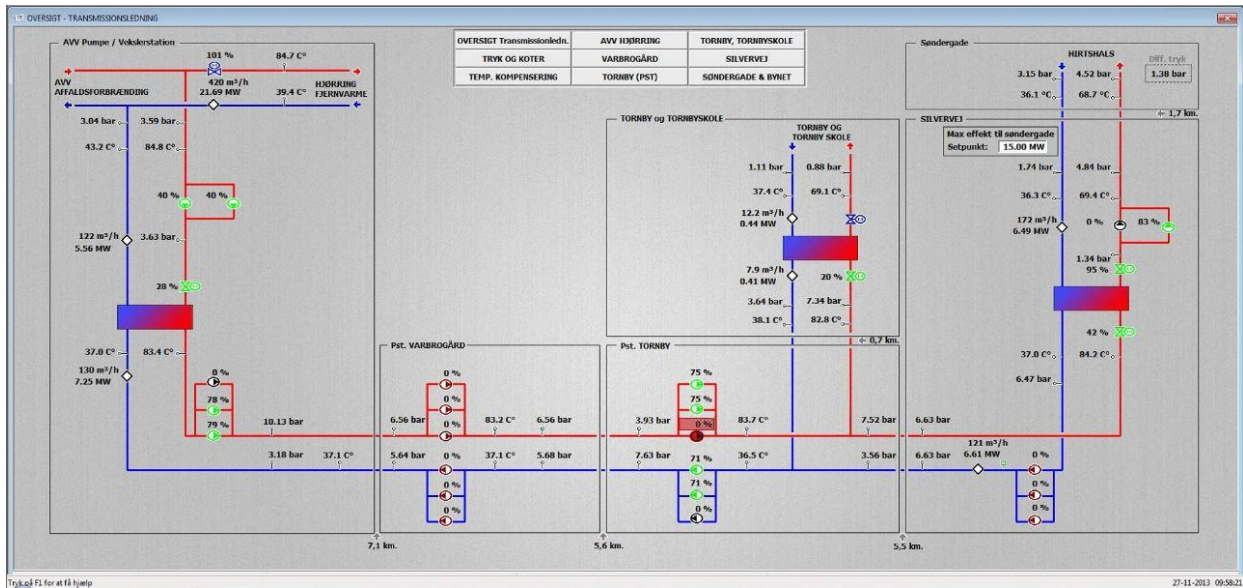
Varmetabet udgør omkring 23 % og den samlede varmeproduktion og varmemodtagelse er omkring 77.000 MWh. Denne fordeler sig med cirka 70 % fra AVV, 10 % egen produktion og 20 % fra den lokale virksomhed Lilleheden Limtræ.

Temperaturfaldet på transmissionsledningen fra AVV er ret begrænset og normalt omkring 1-2 °C ved et flow på omkring 150 m³/h. Med maksimalt flow kan temperaturen være højere i Hirtshals end i Hjørring (det gælder også i Figur 6-9) pga. det ret store pumpearbejde, der kræves undervejs.

Ved maksimalt flow på 250 m³/h svarer elforbruget til pumper på 500 kW til en temperaturstigning på op til 1,75 °C samlet set i fremløb og retur.

6.6.2 Temperaturkrav

Fremløbstemperaturen reguleres således, at de mest udsatte kunder sikres fjernvarme ved omkring 62 °C. Ofte optræder den temperaturmæssige flaskehals et bestemt sted kaldet "Fyrbakken" (se Figur 6-10) og stedet bruges derfor ofte som pejlemærke for fremløbstemperaturen, når det ikke er varmeaftaget i systemet, der er bestemmende for fremløbstemperaturen på sekundærsiden af vekslerstationen ved AVV transmission.



Figur 6-9. Drift på transmissionsledning fra AVV i Hjørring til Hirtshals med vekslerstationer 27. nov. 2013. Det ses en uoverensstemmelse på den målte varmeeffekt på veksleren ved AVV på omkring 1.7 MW.



Figur 6-10. Drift på Hirtshals Fjernvarmenet under besøget 27. nov. 2013. "Fyrbakken", der ofte er den temperaturmæssige flaskehals, har her en fremløbstemperatur på 62 °C, mens fremløbet fra vekslerstationer fra AVV transmissionsledningen er cirka 69 °C.



Særligt om sommeren, når der er lavt varmeaftag og langsom flowhastighed, er det nødvendigt at hæve fremløbstemperaturen (op til omkring 78 °C), for at kompensere for den ret store afkøling, der sker i fremløbet undervejs ud til forbrugeren.

Også om vinteren, når der er et stort varmeaftag fra AVV, kræves en temperatur i fremløbet fra AVV, som er væsentligt højere end det som nettet i Hirtshals kræver for at forsyne forbrugerne med tilstrækkelig høj temperatur. Dette skyldes den begrænsede flowkapacitet både i AVV transmissionsledningen (250 m³/h) og på forsyningsledningen på sekundærsiden af vekslerstationen (275 m³/h).

Ved et maksimalt flow på 275 m³/h på sekundær siden af AVV vekslerstationen og et nødvendigt varmeaftag fra AVV på maksimalt 12 MW bliver fremløbstemperaturen 75 °C, hvis returen antages at være 38 °C. Afkølingen af fjernvarmevandet er således væsentlig i forhold til at sikre muligheden for et stort varmeaftag fra AVV transmissionsledningen og begrænse elforbruget på fjernvarmepumper.

For at tilskynde forbrugerne til at kontrollere, servicere eller udskifte uhensigtsmæssige installationer, er der indført en bonus/straf ordning for en stor henholdsvis lav afkøling af fjernvarmevandet, som løbende er blevet strammet undervejs. Nye vandvarmere bliver installeret, som kan klare en fremløbstemperatur ned til omkring 55 °C og levere en retur på omkring 20-22 °C. Returvandet var på besøgsdagen omkring 36 °C (udetemperatur et par grader og stille vejr) og den har været gradvist faldende over de seneste år. En medvirkende årsag hertil er også, at flere omløbsventiler er blevet sløjftet de seneste år.

Værket har kørt forsøg på fjernvarmenettet, hvor man varierer på fremløbstemperaturen ved samme varmebelastningsforhold, for at se hvor meget det influere på returtemperaturen. Dette er en god indikator for hvor gode forbrugerinstallationerne er og kan bl.a. bruges til at finde frem til hvilken fremløbstemperatur, der er optimal ved den givne belastning.

6.7 Muligheder og forslag til Hirtshals Fjernvarme

Når der er stor varmeleverance via transmissionsledningen fra AVV, er det marginale pumpearbejde i forbindelse med et stigende flow betydeligt i forhold til den ekstra varmeleverance, der kan opnås. En simpel beregning af det marginale forhold mellem krævet ekstra el på pumper i transmissionsledningen, for at levere ekstra varme ved uændrede temperaturforhold via transmissionsledningen, kan beregnes således:

Med antagelse om at afkølingen er 40 °C giver en marginal øgning af flowet fra 249 m³/h til 250 m³/h anledning til en ekstra varmeleverance på cirka $(250-249) \cdot 980/3600 \text{ kg/s} \cdot 4.2 \text{ kJ/kgC} \cdot 40 \text{ C} = 45.7 \text{ kW}$ varme.

Eleffekten på pumperne tilnærmes med flowet i 3. potens og stigningen bliver da:

$500 \text{ kW} \cdot ((250/249)^3 - 1) = 6.04 \text{ kW el}$, svarende til en COP alene for at transportere den marginale varme i rørledningen på $(0.9 \cdot 6.04 \text{ kW} + 45.7 \text{ kW}) / 6.04 \text{ kW} = 8.5$.

En varmepumpe ved Hirtshals, der pumper varme fra returen af transmissionsledningen og dermed sørger for større afkøling vil, selvom den ikke henter ekstern varme ind i systemet, kunne præstere



en COP der nærmer sig dette (mellem 4 og 5) ved at opgradere varmen fra returtemperaturen til fremløbstemperaturen ved Hirtshals og er i princippet en mulighed i tilfælde af at kapaciteten skal øges i systemet. En intern integreret varmepumpe vil ud over et mindre pumpebehov give større elproduktion på turbinen hos AVV og mindre varmetab fra transmissionsledningen.

Det store marginale pumpebehov er relevant og en markant barriere i relation til at sænke fremløbstemperaturen fra AVV med henblik på at producere mere el på dampturbinen, fordi en sænket fremløbstemperatur vil betyde mindre afkøling på transmissionsledningen og dermed fordrer et større flow for samme varmeleverance.

I højlastperioder, hvor der indfyres naturgas i systemet ved Hirtshals, vil en ekstra elproduktion, som følge af sænket fremløbstemperatur, kræve at ekstra el fra turbinen skal kunne betale for ekstra el til pumper og/eller ekstra gasforbrug ved Hirtshals, som til dels kompenseres af et mindre varmetab fra ledningen.

Vi vurderer at det kun kan komme på tale at sænke fremløbstemperaturen i transmissionsledningen til Hirtshals i perioder med lav last.

På besøgsdagen (27. november 2013) var varmeleverancen ifølge skærbilleder fra AVV cirka 7 MW (svarende til cirka 60 % af kapaciteten på transmissionsledningen) og fra Lilleheden cirka 4 MW mens forbruget anføres til 10.5 MW (se Figur 6-9). Af skærbillederne fremgik det, at der var en væsentlig lavere fremløbstemperatur på sekundærsiderne af vekslerstationerne på transmissionsledning fra AVV. I dette tilfælde omkring 69 °C mens på primærsiden var der cirka 83-84 °C til rådighed. I det konkrete driftstilfælde, er der således et umiddelbart potentiale for at sænke fremløbstemperaturen fra AVV på denne transmissionsledning på mindst 10-12 °C.

I Tabel 6.3 er vist beregninger på, hvordan veksleret til Hirtshals og Tornby vil reagere, med de givne varmebehov, hvis fremløbstemperaturen fra AVV sænkes fra den aktuelle fremløbstemperatur på cirka 84,8 °C. I beregningerne er veksleren ved AVV styret således, at temperaturforskellen i den varme og kolde ende af vekslerne bliver mere ens. Det betyder, at returen tilbage til turbinen opnår en lidt bedre afkøling. Til gengæld trækker det i den forkerte retning på pumpebehovet ude på transmissionsledningen, idet det vil betyde en lidt lavere fremløbstemperatur på sekundærsiden af veksleren, og det er ikke optimalt i en samlet betragtning af netto elproduktion.



Driftssituation: 2013 27. nov. kl 10						
Sænket fremløbstemperatur:		I transmissionsledning fra AVV			Også i fj.v.net Hirtshals	
Pumpeeffekter:		Basis	Alt 1 Forøgelse		Alt 2 Forøgelse	
Transmission	kW	77.9	151.3	73.4	246.7	168.9
Tornby	kW	1.45	1.45	0.00	1.83	0.38
Hirtshals	kW	20.5	20.5	0.0	25.3	4.8
Total	kW	99.8	173.2	73.4	273.9	174.1
Fremløbstemperatur AVV	C	84.8	80.0	-4.8	75.0	-9.8
Returtemperatur AVV	C	43.2	40.9	-2.3	42.6	-0.6
Fremløbstemp. transmission	C	83.4	77.2	-6.2	72.8	-10.7
Fremløbstemp. Tornby	C	69.1	69.1	0.0	67.0	-2.1
Fremløbstemp. Hirtshals	C	69.4	69.4	0.0	67.0	-2.4
Varmebehov:						
Tornby	MW	0.43	0.43	0.00	0.43	0.00
Hirtshals	MW	6.55	6.55	0.00	6.55	0.00
Varmelev. veksler AVV	MW	7.31	7.22	-0.10	7.10	-0.21
Varmetab transmissionsledn.	kW	440	414	-25.5	402	-37.9
Ekstra el turbine	kW		61.6	61.6	123.1	123.1
Ekstra el hvis v.aftag er begr.*	kW			-21.8		-46.6
* for indfyringen med affald				Antaget marg. elvirkningsgr. turbine		0.22
Netto ekstra el	kW			-11.8		-51.0
Netto ekstra el*	kW			-33.6		-97.6

Tabel 6.3. Marginalberegning af ændret elbehov til pumper ved sænket fremløbstemperatur fra AVV til Hirtshals først fra 84.8 til 80 C og dernæst ned til 75 C ved også at sænke fremløbstemperatur i fj.v. net i Hirtshals fra cirka 69 til 67 C. Sidstnævnte kan nødvendiggøre lokal temperatur-boost med mindre varmepumpe fx ved Fyrbakken.

Beregningen viser, at ved det pågældende belastningsniveau og aktuelle fremløbstemperatur, er der ikke råderum til at sænke fremløbstemperaturen. Ved yderligere sænkning af fremløbstemperaturen til 75 °C sættes ekstra elproduktion fra turbinen klart overstyr på ekstra elforbrug til pumper. Et beskedent potentiale for ekstra elproduktion ligger således kun ved et noget lavere belastningsniveau end den viste situation (7.3 MW).

Transmissionsledningen er dermed så markant en flaskehals, at fremløbstemperaturen, selv ved begrænset belastning, dikteres af, at der skal kunne transporteres tilstrækkelig varmeeffekt med vandet i transmissionsledningen uden, at det koster alt for meget el til fjernvarmepumper.

En række tiltag har tidligere været overvejet med henblik på at muliggøre en lavere fremløbstemperatur fra AVV. I relation til AVV er forslagene således reelt set irrelevante med den nuværende transmissionslednings begrænsninger og store pumpebehov. De forslag, der tidligere har været overvejet, er dog oplistet herunder, fordi de stadigvæk kan være relevante for lokaloptimering i Hirtshals og kan blive aktuelle, hvis nogle forhold omkring transmissionsledningen og forsyning fra AVV ændres i fremtiden.



1. Den industrielle overskudsvarme fra limtræsproducenten Lilleheden kan muligvis produceres ved en højere temperatur og opgradere temperaturen i fremløbet ude i systemet ved shunting. Det er dog ikke umiddelbart muligt med den eksisterende kobling fra Lilleheden og hen til AVV ledning iflg. Driftsleder fra Hirtshals Fjernvarme John Neisig Christensen. Pt modtages varme fra virksomheden i de 7 kolde måneder om året.
2. Ombygning/udvidelse således at når Hirtshals Fjernvarme selv spæder til med varme fra egne produktionsanlæg (gasfyret kedel eller gasturbine) er der mulighed for at lægge denne varme ind serielt på fremløbet efter at det er blevet opvarmet i vekslerstationen fra AVV, således at temperaturen af fremløbet opgraderes. En mindre delstrøm fra returen skal stadigvæk ledes ind til den kolde del af røggasveksler (economizer) for at opnå en god afkøling af røggas og dermed minimere røggastabet.
3. Installation af lokale varmepumper ude i området fx ved Fyrbakken, som i følge John Neisig er den typiske flaskehals i temperaturmæssig forstand. Temperaturen her er ofte omkring 62 °C, og den bruges i nogen grad til at regulere fremløbstemperaturen efter. Hvis denne er markant lavere end i de øvrige delnet (hvilket der er indikation af på oversigtsbilledet fra driften under besøget), kan der være basis for temperaturboosting med varmepumpe i dette lokalområde, som formodes kun at udgøre en lille del af det samlede varmeaftag. Denne løsning vil give plads til lavere samlet fremløbstemperatur og dermed kunne reducere varmetabet fra nettet i Hirtshals.

Tilbage er nu muligheden for at sænke returtemperaturen, for derved at give råderum til lavere fremløbstemperatur fra AVV eller lavere pumpebehov fra AVV.

Hirtshals Fjernvarme har, som tidligere nævnt, arbejdet målrettet på at sænke returtemperaturen og det er det helt rigtige sted at sætte ind, hvis fremløbstemperaturen fra AVV skal kunne nedbringes uden at det koster for meget pumpeeffekt eller hvis man vil reducere elforbruget til pumperne.

En anden og lidt utraditionel mulighed er intern varmepumpning fra retur, for derved med magt (elkraft) at bringe returen længere ned. Det kan umiddelbart synes besynderligt at lave intern varmepumpning (varmekilden er fra fjernvarmen selv) på et så stort forsyningsområde. I det konkrete tilfælde er pumpebehovet, som nævnt, ganske stort på transmissionsledningen fra AVV til Hirtshals i vintermånederne. En ekstra afkøling af retur i transmissionsledning vha. varmepumpe giver lavere elforbrug til fjernvarmepumper (større afkøling af fjernvarmevandet og dermed mindre flow) og mindre varmetab fra transmissionsledningen.

Lavere returtemperatur fra Hirtshals vil endvidere betyde lavere returtemperatur ind på turbine-kondensator og dermed ekstra elproduktion her. En del af dette potentiale mistes dog, idet det varmere returvand fra Hjørring sammenblandes i fælles retur inden turbinen.

Hvis forslaget skal realiseres, skal der være mulighed for et sted i systemet at pumpe varme fra det returløb, som løber ud til AVV veksleren over til et andet returløb, som løber tilbage til Hirtshals Kraftvarmeværk eller Lilleheden, således at varmepumpen kun skal løfte temperaturen lidt.

Hirtshals Fjernvarmeværk har oplyst, at en sådan mulighed findes ved fordelingscentralen ved Søndergade inde i Hirtshals by, hvor returen går tilbage til Fjernvarmeværket. Vi har fået oplyst at der er flere returløb ind til Hirtshals Fjernvarmecentral, så der vil stadigvæk være mulighed for at bruge



de koldeste returløb til røggaskondensering, og dermed vil varmepumpeløsningen kun have minimal indflydelse på gaskedlens virkningsgrad.

Løsningen forudsætter, at den varme, der produceres på gaskedlen eller måske fra Lilleheden, kan tilføres serielt efter varmepumpen. Et estimat af varmeproduktionen for 2012/13 (se Tabel 6.4) viser, i hvilket omfang gaskedlen blev benyttet i 2012/13. Varmeaftagets fordeling fra AVV er i tabellen estimeret ud fra oplysninger om samlet varmeproduktion, varmetab og fordelinger mellem AVV, Lilleheden og egen produktion, samt antagelse om en given andel til brugsvand mm.

	Graddage (2012/13)	Grundlast*	Efter gr d	Total	Lilleheden	Egen prod	Fra AVV	MW snit	
31	jan	502	2217	8871	11088	2200	1800	7088	9.53
28	feb	471	2217	8323	10540	2200	2000	6340	9.43
31	mar	525	2217	9277	11494	2200	2200	7094	9.53
30	apr	281	2217	4965	7182	2200		4982	6.92
31	maj	26	2217	459	2676			2676	3.60
30	jun	0	2217	0	2217			2217	3.08
31	jul	0	2217	0	2217			2217	2.98
31	aug	0	2217	0	2217			2217	2.98
30	sep	21	2217	371	2588			2588	3.59
31	okt	222	2217	3923	6140	2200		3940	5.30
30	nov	307	2217	5425	7642	2200	0	5442	7.56
31	dec	497	2217	8782	10999	2200	1700	7099	9.54
Total	2852	26604	50397	77000	15400	7700	53900		
					Grundlast*	2217	MWh/måned		
			Antaget andel til brugsvand	15%	8894	MWh	741	MWh/måned	
			Varmesalg		59290	MWh			
			Varmetab i net	23%	17710	MWh	1476	MWh/måned	
			Varme total	100%	77000	MWh	*) brugsvand og varmetab		
			Egen prod primært i spidslast	10%	7700	MWh			
			Lilleheden jævn last i 7 måneder	20%	15400	MWh	2200	MWh/måned	
			AVV resten af behov	70%	53900	MWh			

Tabel 6.4. Estimering af varmeaftaget fra AVV transmissionsledning fordeling over året.

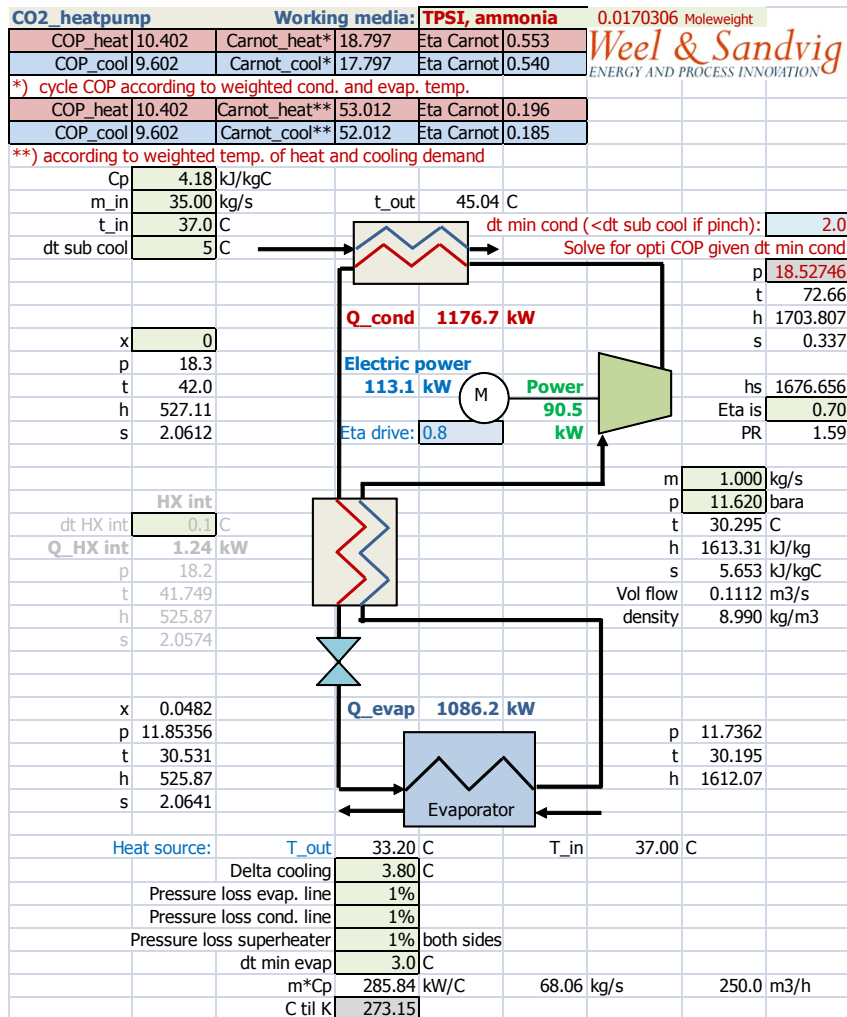
Løsningen giver plads til større varmeeffekt fra AVV transmissionsledning, mindre pumpebehov i transmission, lavere fremløbstemperatur fra AVV, lavere returtemperatur til AVV og dermed større elproduktion fra AVV eller kombinationer heraf.

En beregning, hvor returvandet ved et flow på 250 m³/h til AVV via varmepumpen sænkes fra 37 °C til 33,2 °C, mens returvandet med et flow på 128 m³/h til Hirtshals Fjernvarmeværk samtidigt hæves fra 37 °C til 45 °C er vist i Figur 6-11.

Resultatet viser at varmepumpen, med ammoniak som arbejdsmedium i situationen opnår en COP på 10.4, som altså er bedre end den marginale "COP" på pumpning af fjernvarmen i transmissionsledningen, som ved samme flow tidligere blev udregnet til cirka 8.5. Dertil kommer, at der med varmepumpen er temperaturmæssige fordele for turbinen ved AVV.



Løsningen forudsætter, at der lokalt (på varmeværket eller ved Lilleheden) tilføres tilstrækkelig varme til at den hævede retur (her 128 m³/h) kan opvarmes til en krævet fremløbstemperatur.



Figur 6-11. Beregning af varmepumpeeffektivitet ved pumping fra en retur til anden retur.

Løsningen vurderes dog mest at være teoretisk interessant, med mindre kapaciteten skal øges på transmissionsledningen. Økonomisk belastes løsningen (som de øvrige forslag, der integrerer varmepumper) af at der skal betales mere afgift af el forbrugt i varmepumper end el anvendt i fjernvarmepumper. I de senere år er der på flere anlæg (motoranlæg og affaldsforbrændingsanlæg) blevet indbygget varmepumper⁴ til afkøling af røggas efter varmeveksling med fjernvarmereturen.

⁴ Således er der også varmepumpe (absorption) på det nye flisfyrede anlæg i Hjørring, som dog ikke laver strøm, men kun hedtvand ved omkring 170 C til at drive absorptionsvarmepumpen. Sådant et anlæg har normalt rigelig med drivpotentiale (exergi) til at opgradere kondensationsvarmen ved lav temperatur fra røggassen, idet der ikke produceres og eksporteres strøm fra anlægget. Dermed er det ikke nødvendigvis relevant her, med mindre at anlægget også skal opgradere meget lavtemperaturvarme fra fx. et geotermisk anlæg, som der er planer om.



Varmepumper på røggassystemer har gavn af en lavere returtemperatur på fjernvarmesiden, fordi det betyder at varmepumpen både skal opgradere mindre varme og med et lavere temperaturløft. Det kan specielt være interessant, hvis der fra enkelte delområder med lav returtemperatur f.eks. opnået med lokale varmepumper, kan kobles separat og direkte til røggasveksler og røggasvarmepumpe.

Med en varmepumpe, der afkøler returen på et gunstigt sted ude i fjernvarmenettet, kan man slå flere fluer med et smæk, ved at fjerne eller reducere behovet for varmepumpen inde på selve anlægget ved røggassen og samtidigt opnå større afkøling ude i nettet og dermed mindre flow og pumpeeffekt og mindre varmetab fra returen.

6.8 Delkonklusion AVV

Vores beregninger viser, at det ikke er gunstigt at sænke fremløbstemperaturen til Hirtshals, men i visse tilfælde snarere det modsatte.

I den koldeste del af året, hvor der også er varmeproduktion fra det flisfyrede naboanlæg tilhørende Hjørring Varmeforsyning, er der påvist et stort potentiale for ekstra elproduktion på AVVs damp turbine og et stort potentiale for el-besparelse på fjernvarmepumper på transmissionsledning til Hirtshals, ved at køre de to anlæg serielt, således at AVVs dampturbine tager den første opvarmning på hovedparten af den samlede retur fra Hjørring og Hirtshals.

Det flisfyrede hedtvandsanlæg skal så tage den sidste del af opvarmningen samt opvarmning af en mindre delstrøm fra returvandet. Det vil kræve en vis ombygning af tilkoblingsmulighederne, således at det også er muligt at køre med væsentligt højere fremløbstemperatur til Hirtshals (f.eks. ved at opvarme yderligere med Ovn 2) end til Hjørring. Den øgede fremløbstemperatur i transmissionsledning til Hirtshals har til formål at reducere det markante pumpebehov, der er i transmissionsledningen til Hirtshals, i denne periode.

Med en ombygning af sammenkoblingerne af de to anlæg, er der estimeret et potentiale for ekstra netto elproduktion fra AVV (ekstra elproduktion på turbine og mindre elforbrug til fjernvarmepumper på transmissionsledning til Hirtshals) på omkring 500 kW ved et dampflow på 24 t/h. Med en antagelse om at serieldrift er muligt årligt i en 5 måneders periode, er potentialet for ekstra elproduktion ved denne ændring estimeret til 1.800 MWh. I estimatet er forudsat at det ikke betyder mindre afkøling af røggas (med hjælp fra absorptionsvarmepumper) fra det flisfyrede anlæg.

7. NORDFORBRÆNDING I HØRSHOLM

Nordforbrænding er et fælleskommunalt selskab, der er ejet af Allerød, Fredensborg, Helsingør, Hørsholm og Rudersdal Kommune. De 5 ejerkommuner består af ca. 200.000 indbyggere.

7.1 Energiproduktion og fjernvarmeforsyning

Nordforbrændings kraftvarmeværk forbrænder dagrenovation og brændbart affald. Anlægget blev taget i brug i 1965 og udbygget i 1999. Anlægget har 4 ovnlinjer der forbrænder ca. 140.000 ton affald om året. Anlægget har en samlet produktionskapacitet på 7,4 MW el og 42 MW varme. Den gennemsnitlige årsproduktion af el og varme over de sidste 3 år er henholdsvis 40.000 MWh el og 330.000 MWh varme. Kraftvarmeværket er placeret i Hørsholm.



Figur 7-1 Nordforbrændings anlæg i Hørsholm (Foto udlånt af Nordforbrænding).

Nordforbrænding producerer og afsætter fjernvarme til eget fjernvarmenet i Hørsholm, Humlebæk, Kokkedal, Birkerød og Nivå. Nordforbrændings er via transmissionsledninger forbundet med fjernvarmenettet i Helsingør og Hornbæk mod nord og Holte Fjernvarme og DTU Fjernvarme mod syd.

Værket råder også over naturgasfyrede kedler, der er installeret på samme matrikel som kraftvarmeværket. Endvidere råder Nordforbrænding over en række spidslastcentraler i forsyningsområdet, der er naturgasfyrede og med en samlet kapacitet på over 50 MW.



Nordforbrænding er forsyningspligtig i eget net og sælger som anden prioritet varmen til de øvrige net. Det samlede varmebehov i Nordforbrænding eget net er ca. 330.000 MWh, og i der er et behov på ca. 400.000 MWh i de øvrige net. Nordforbrænding kan levere ca. 50 % af behovet.

Anlægget hos Nordforbrænding består af 3 ældre ovnlinjer uden elproduktion og en kraftvarmelinje (Ovn 4) med dampturbine. Desuden er der en naturgasfyret kedel (K3) på anlægget. Fjernvarmen opvarmes parallelt i de enkelte kedler.

På Ovn 4 sørger afkastdamp fra turbineudløbet for den første opvarmning af fjernvarmevandet. Den sidste del af opvarmningen sker i en anden kondensator, som drives med udtagsdamp fra turbinen. Systemet svarer derfor nøje til den skitse, som er vist i Figur 4-4.

En ny Ovnlinje 5 med dampturbine og en planlagt mekanisk varmepumpe på røggas efter scrubberen er på vej til erstatning af de 3 ældre ovnlinjer. På den nye Ovnlinje 5 skal fjernvarmevandet ligeledes opvarmes serielt i to fjernvarmekondensatorer, hvor den sidste forsynes med udtagsdamp. Det er planen at røggasvarmepumpen opvarmer den samlede retur (også det der efterfølgende ledes til turbinen på line 4).

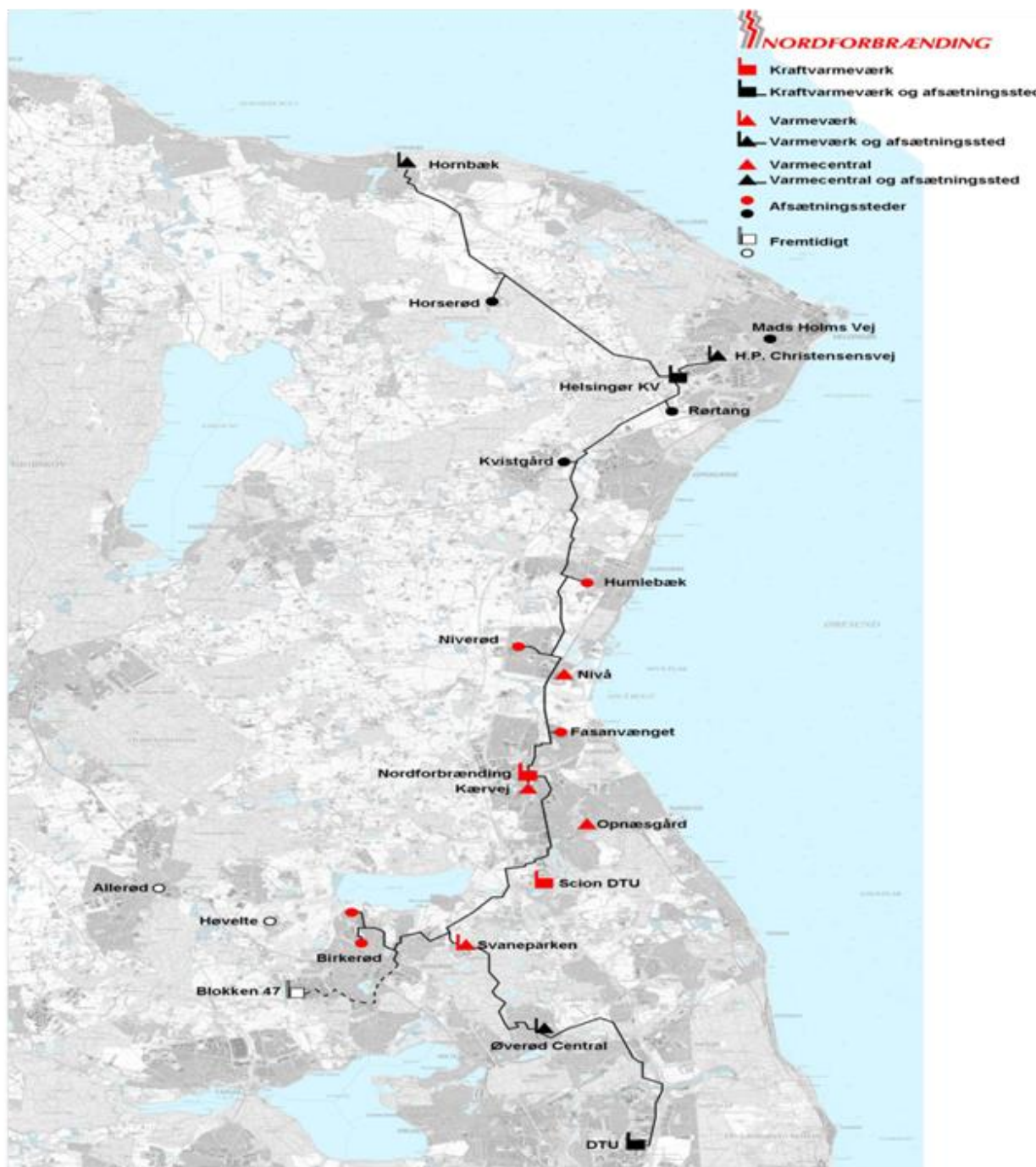
Arrangementet med varmepumpe på røggas fra Ovnlinje 5 betyder, at returtemperaturen fra fjernvarmenettet bliver afgørende i forhold til den eleffekt, som varmepumpen kræver.

Endvidere betyder indførelse af en varmepumpe, at turbinerne vil producere mindre el, end hvis varmepumpen ikke var der⁵.

Udnyttelsen af varmeindholdet i røggassen efter scrubberen opnås således på bekostning af noget el til at drive selve kompressoren i varmepumpen og på bekostning af en mindre elproduktion på de tilkoblede turbiner, som, når der anvendes varmepumpe, vil arbejde med en højere temperatur (tryk) i lavtrykskondensatorerne.

Fjernvarmen sendes både ud i eget net og i een af Helsingør Kraftvarmeværks ledninger (Helsingør), som går helt ned til Nordforbrændings Kraftvarmeværk i Hørsholm. Mod Syd er Nordforbrændings net via en vekslerstation ved Skovlytoften (Øverød) forbundet til fjernvarmenettet ved Lundtofte og kraftvarmeværket på DTU (kombianlæg med VAK), se Figur 7-2.

⁵ Dette forklares med at kondensationsvarmen nu skal overføres til et gennemsnitlig højere temperaturniveau på fjernvarmesiden. For at afsætte den samme kondensationseffekt til fjernvarmen ved samme fremløbstemperatur, må flowet af fjernvarmevand gennem kondensatorerne øges. Derved øges varmeovergangstallet på fjernvarmesiden og modvirker noget af effekten fra den højere indløbstemperatur af fjernvarmevand.



Figur 7-2. Overordnet fjernvarmesystem hos Nordforbrænding. (Illustration udlånt af Nordforbrænding).

Nordforbrænding forsyner sit eget net gennem en ringledning, en ledning til Hørsholm midt og en ledning mod Nord til Karlebo. Varme sendes via vekslere på værket også ud i den nordgående ledning, som ejes af fjernvarmeselskabet i Helsingør (Helsingør Kraftvarmeværk).



Om vinteren forsynes de nordlige fjernvarmekunder i Nivå og Humlebæk (Nordforbrændings net) normalt med varme fra Helsingør, mens om sommeren eksporterer Nordforbrænding varme også til Helsingør Kraftvarmeværks kunder via ledningen.

Mod Syd er der en vekslerstation ved Holte (Skovlytoften), hvor der kan eksporteres til eller modtages varme fra kraftvarmeværket (kombiværk med VAK) ved DTU i Lyngby, som ejes og drives af Danske Commodities. Også her eksporterer Nordforbrænding varme primært i sommerhalvåret. Der er flere lokale vekslerstationer ude i nettet og der anvendes shunts flere steder. Endelig er der lokale gasfyrede spidslast varmecentraler.

7.2 Datagrundlag

På Nordforbrænding har vi fået adgang til omfattende historiske driftsdata. De mest relevante data, som logges i fjernvarmesystemets sensorer er på timebasis (middelværdier eller alternativt øjebliksværdier). Det er primært temperaturniveauer og varmeeffekter, der har været i fokus.

Flere steder i systemet findes varmevekslinger til undersystemer. I visse undersystemer sker der endvidere shunting med kold retur for at begrænse fremløbstemperaturen med henblik på mindre varmetab i systemet.

Dataudtræk dækker perioden 1. januar 2012 og frem til maj 2013, visse parametre helt frem til september 2013. Ikke alle parametre har været tilgængelige i hele perioden.

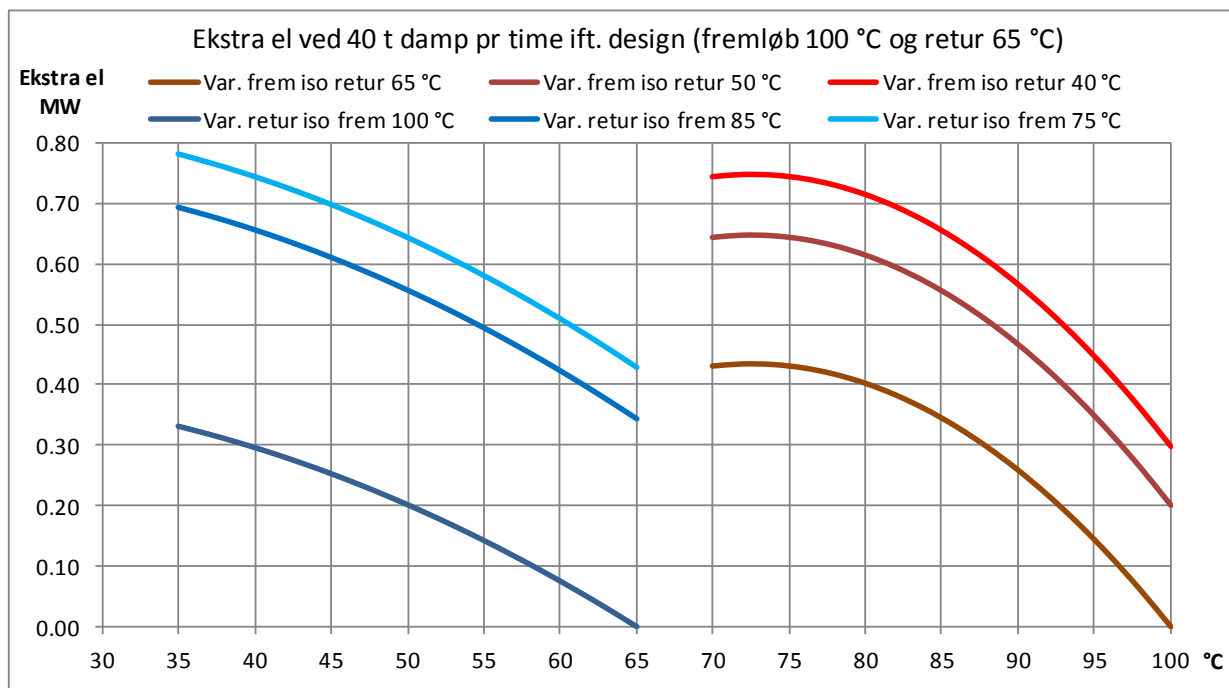
Fjernvarmesystemet på Nordforbrænding er karakteriseret ved både høj fremløbstemperatur (cirka 100 °C) og høj returtemperatur (mellem 50 og 60 °C). Varmetabet er som følge heraf på trods af overvejene tæt bebyggelse oppe på ca. 22 %.

7.3 Analyse af potentiale for ekstra elproduktion

Med udgangspunkt i turbinen på Ovnlinje 4 er gennemført en modelberegning for turbine og kondensatorsystemet, som beregner eleffekten fra turbinegeneratoren, som funktion af dampflow og temperaturforhold i fjernvarmevekslerne.

I Figur 7-3 er vist parametervariationer af returtemperaturer (blå kurver til venstre) for tre fremløbstemperaturer på henholdsvis 75, 85 og 100 °C. Til højre i figuren ses tilsvarende parametervariation på fremløbstemperaturen for tre fastholdte returtemperaturer på henholdsvis 40, 50 og 65 °C.

Sammenlignes med den nuværende drift ligger fremløbet på godt 100 °C og returtemperaturen typisk mellem 55 °C og 60 °C. Kurverne for varieret fremløbstemperatur er væsentlig stejle omkring 100 °C end kurverne for returtemperatur er omkring 55 °C, så sænket fremløbstemperatur giver alt andet lige mere ekstra eleffekt på turbinen end sænket returtemperatur.



Figur 7-3. Modelbaseret beregning af ekstra elproduktion på turbine ved ændrede temperaturer i fremløb og retur. Eleffekt i designpunkt med 40 tons damp per time og retur/frem på 65/100 °C er 7.26 MW.

7.3.1 Forsøg med reduceret fremløbstemperatur

På Nordforbrænding blev der 30. april 2014 kørt forsøg med nedregulering af fremløbstemperaturen ved trinvist at ændre sætpunktet for trykket i højtrykskondensatoren. Registreringer fra anlægget er sammenlignet med resultater vi har fået fra Weel & Sandvigs turbinesimulator. Resultaterne er vist i Tabel 7.1.



Midttidspunkt periode	Dampflow kedel t/h	Damptryk baro	Damptemp C	Effekt MWe	Damptryk hjulkammer baro	p Kond 2 (setpunkt) bara	Tryk dampudtag 1 bara	Tryk afg.damp* bara	Afg. damp temp C	Fjv flow m3/h	Heiko effekt MW	T_frem C	T_retur C	Effekt simp.skal. til 30 t/h MWe
30-04-14 08:55:30	32.94	50.93	399.55	5.73	23.55	1.35	1.300	0.717	90.75	300.5	18.76	106.44	52.06	5.22
30-04-14 09:12:35	31.44	50.92	399.95	5.540	22.44	1.25	1.225	0.641	88.09	295.8	17.68	104.36	51.49	5.29
30-04-14 09:29:25	30.45	50.90	399.28	5.375	21.65	1.15	1.094	0.567	85.14	291.2	17.20	100.52	50.43	5.30
30-04-14 09:43:55	29.55	50.91	399.62	5.273	20.99	1.05	1.016	0.562	83.42	302.5	16.86	98.44	50.81	5.35
30-04-14 09:57:50	29.08	50.91	400.24	5.162	20.61	0.95	0.908	0.630	86.17	317.6	16.61	95.57	50.43	5.32
30-04-14 10:08:25	28.84	50.92	400.42	5.066	20.44	0.85	0.835	0.681	86.80	355.7	16.51	89.99	50.81	5.27
30-04-14 10:19:50	29.04	50.92	399.72	5.108	20.61	0.8	0.795	0.736	86.13	430.2	16.41	88.07	55.28	5.28
30-04-14 10:23:20	29.31	50.92	399.37	4.875	20.75	1.25	1.253	0.902	94.76	288.7	16.88	102.27	52.79	4.99
Simuleringsresultater fra Weel & Sandvigs WtE turbinesimulator										t/h				
	31.4	50.9	399.9	5.475	22.47	1.25	1.23	0.574	84.8	282.2	17.48	104.3	51.5	5.23
	30.4	50.9	399.3	5.392	21.68	1.15	1.09	0.486	80.6	284.3	16.87	101	50.4	5.32
	29.6	50.9	399.6	5.28	20.99	1.05	1.02	0.447	78.5	290.2	16.37	98.86	50.8	5.35
	29.1	50.9	400.2	5.279	20.63	0.95	0.91	0.382	74.8	302.9	16.07	95.61	50.4	5.44
	28.8	50.9	400	5.281	20.45	0.85	0.827	0.342	72.1	320.4	15.83	92.82	50.8	5.50
	29	50.9	399.7	5.317	20.59	0.8	0.795	0.344	72.2	360.9	15.95	91.38	53.9	5.50

Tabel 7.1. Sammenligning af forsøg med nedreguleret fremløbstemperatur og resultater fra simulator.

Der er ikke nogen god overensstemmelse mellem målte værdier og forventede (simulerede) resultater. Elproduktionen udviser ikke den forventede stigning når fremløbstemperaturen reduceres væsentligt. Der er flere målte parameter værdier, der ikke er som forventet. Afgangstrykket er tilsyneladende en interpoleret værdi med ringe værdiopløsning, og dermed ikke brugbar. Temperaturen af afgangsdampen falder, som forventelig, ved de første tre trykreduktioner i kondensator 2, men herefter stiger temperaturen igen ved fortsat nedsættelse af trykket i kondensator 2. Det stemmer ikke overens med garantidata (se Tabel 7.2).

En sandsynlig forklaring er, at der ved lave tryk ikke er tilstrækkelig volumenkapacitet på vacuum-pumperne. Vores hypotese er, at det er højtrykskondensatoren (som normalt opererer med overtryk), der har et betydeligt lækageareal. Dette kommer først til udtryk i form af indstrømmende falskluft, når trykket kommer under atmosfæretrykket. Tidspunktet, hvor højtrykskondensatoren skifter til at køre med et lavere tryk end atmosfæretrykket, er mellem 9:44 og 9:57. Begyndende indstrømning af falsk luft i det tidsinterval kan forklare de udviklinger, der ses i andre data. Dette er bekræftet gennem en simulering med indstrømning af luft til kondensatorsystemet, hvor data nu stemmer nøje overens med de observerede tilstande.

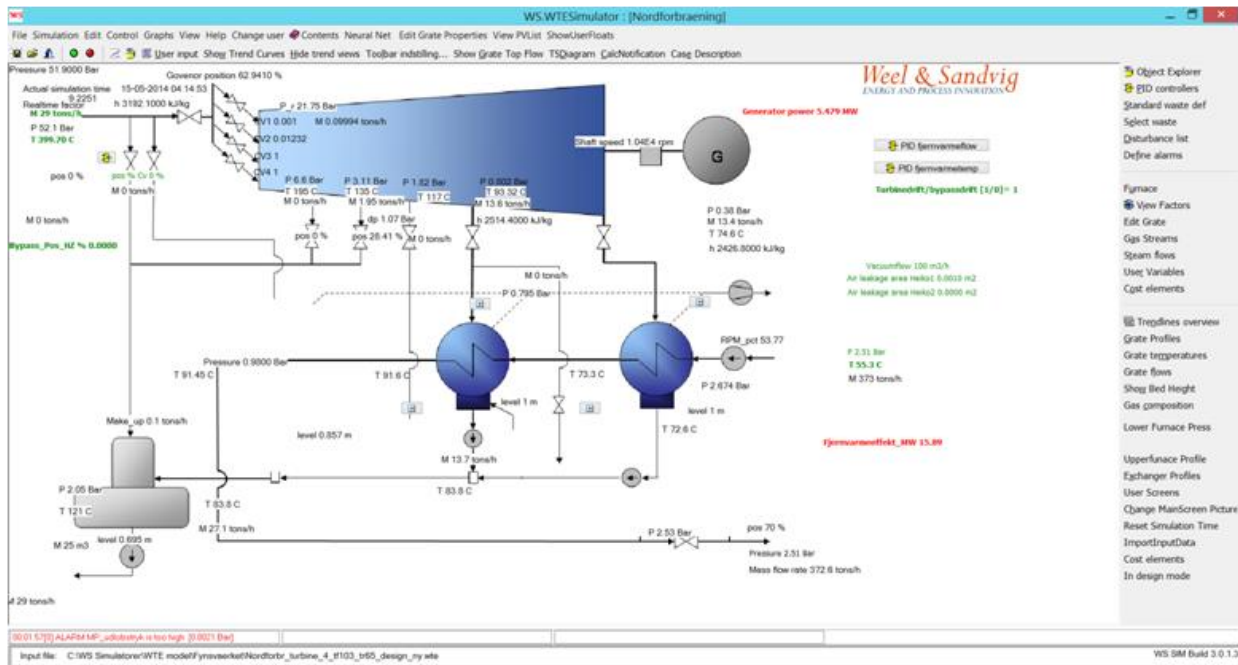


Belastningsforhold							
Lastpunkt	100 % garanti	110 %	90 %	70 %	115 % max	100 % Bypass	100 %
Output (kW)	7.405	8.205	6.550	4.610	8.600	0	7.620
Turbinetilgang							
Tryk (bara), p_{abs}	50	54,85	50	50	58,25	50	50
Temperatur (°C)	400	400	400	400	400	400	400
Mængde (kg/s)	11,20	12,32	10,08	7,565	12,88	10,638	11,20
Entalpi kJ/kg	3.198,3	3.189,6	3.198,3	3.198,3	3.183,3	3.198,3	3.198,3
Turbineudtag 2							
Tryk (bar), p_{abs}	2,84	3,15	2,62	-	3,28	-	2,82
Temperatur (°C)	131,7	135,2	128,9	-	136,6	-	131,5
Mængde (kg/s)	0,563	0,690	0,461	0	0,751	0	0,700
Entalpi kJ/kg	2.660,6	2.656,8	2.664,6	-	2.650,8	-	2.659,8
Turbineudtag 1							
Tryk (bara), p_{abs}	1,17	1,21	1,15	1,09	1,22	-	0,918
Temperatur (°C)	104,2	104,9	103,5	102,1	105,3	-	97,2
Mængde (kg/s)	5,417	6,299	4,748	3,190	6,688	0	6,327
Entalpi kJ/kg	2.536,7	2.524,8	2.546,7	2.548,1	2.516,4	-	2.514,0
Kølevand, FV.kondensator 2							
Tryk (bar), p_e	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Temperatur °C	82,5	81,4	83,1	85,6	81,0	100	75,9
Mængde (kg/s)	149,69	162,44	136,23	107,74	168,58	200,12	192,89
Turbineafg. / FVK 1							
Tryk (bara), p_{abs}	0,624	0,601	0,629	0,677	0,595	1,5	0,467
Temperatur °C	86,9	86,0	87,2	89,1	85,7	120	79,7
Mængde (kg/s)	5,220	5,331	4,871	4,375	5,440	13,073	4,173
Entalpi kJ/kg	2.461,6	2.442,1	2.476,2	2.496,3	2.431,1	2.711,2	2.433,8
Kølevand, FV.kondensator 1							
Tryk (bar), p_e	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Temperatur °C	65,0	65	65	65	65	65	65
Mængde (kg/s)	149,69	162,44	136,23	107,74	168,58	200,12	192,89
Temp ud fjernv. °C	101.24	101.42	101.21	100.92	101.42		92.96

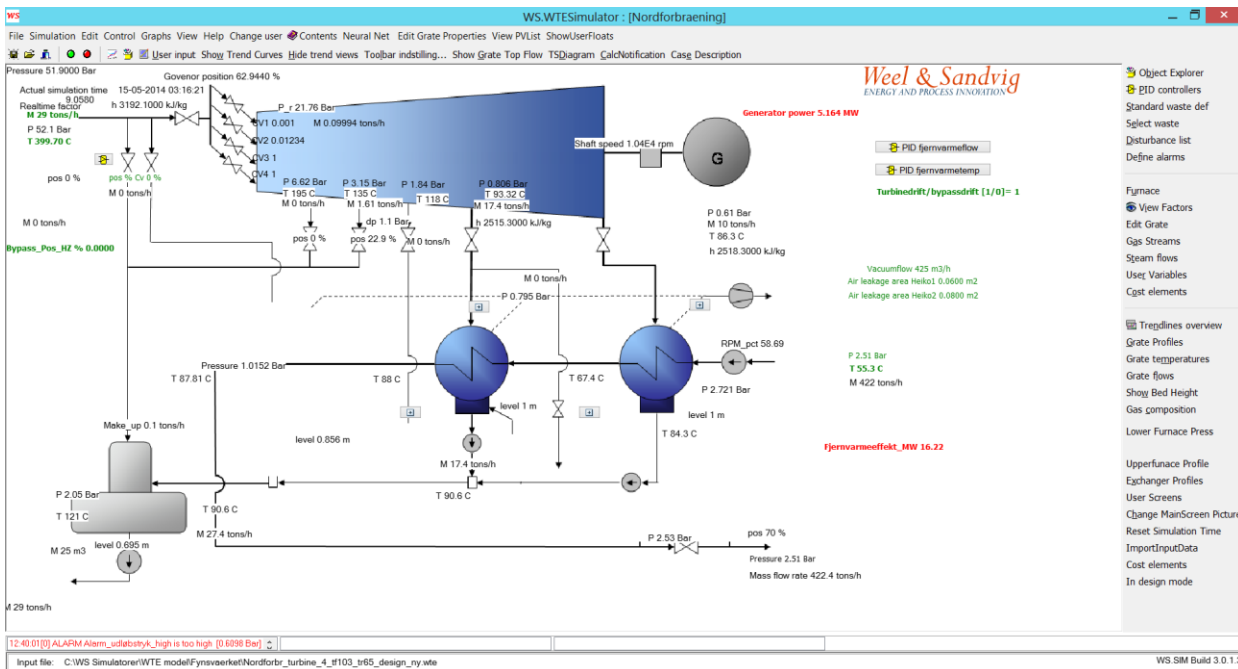
Tabel 7.2. Data for forskellige lastpunkter og yderst til højre med reduceret fremløbstemperatur.

Der er gennemført simuleringer af, hvad det betyder, hvis der trænger luft ind i kondensator 2, svarende til de tilstande der er observeret med lave tryk i kondensator 2.

På Figur 7-4 ses en modelberegning med et tryk på 0,795 bara i kondensator 2, og i Figur 7-5 er vist den samme situation (tryk i kondensator 2), men nu simuleret, som om der er trængt luft ind i kondensatorsystemet, med mest luft i kondensator 2. Ved sammenligning ses at det betyder at elproduktionen falder fra 5.479 kW til 5.164 kW eller en reduktion på godt 300 kW, som dermed kan forklare afvigelsen mellem observeret elproduktion og forventet fra tidligere simuleringer.



Figur 7-4. Simuleringsresultat fra tilstand med et tryk på 0.795 bara i kondensator 2.



Figur 7-5. Tilstand med 0.795 bara i kondensator 2, men nu simuleret, som om der også er trængt luft ind i kondensatorsystemet.



7.3.2 Seriel kobling af anlæg

I det nuværende system, hvor opvarmning af fjernvarmevand sker parallelt i Ovnlinje 1-3 og Ovn 4, er der umiddelbart et stort potentiale ved at ombygge fordelingscentralen, så Ovnlinjerne 1-3 (evt. også gaskedlen) kan forestå opvarmning serielt efter at den første opvarmning er sket med turbinekondensatorerne.

For driftsåret 2012 har varmeproduktionen på Ovnlinjerne 1-3 og K3 udgjort 30% af den samlede varmeproduktion i perioden 15. maj til 15. september og 45% af den samlede varmeproduktion i resten af året.

Det betyder, at temperaturstigningen af fjernvarmevand gennem turbinens kondensatorer kunne have været reduceret med en tilsvarende andel ved at serielkoble, så fjernvarmevandet først opvarmes i turbinens kondensatorer og derefter opvarmes den sidste del i de ikke elproducerende linjer. En beregning af konsekvensen på eleffekt på turbinen er vist i Tabel 7.3, som viser, at der kunne være produceret næsten en halv MW ekstra el på anlægget. Denne ændring medfører ikke ændringer uden for anlægget. Som nævnt er der en ny Ovnlinje 5 med turbine på vej til erstatning af ovnlinje 1-3, så derfor er forslaget ikke så relevant længere.

	Drift 2012 (Gennemsnitsberegning)				Alternativ drift med seriel opv.				Ekstra el ved seriel
	Fj.v. Ovn 4 MW	Fj.v eft. turb. °C	Øv. kedler MW	El MW	Fj.v. Ovn 4 MW	Fj.v eft. turb. °C	Øv. kedler MW	El MW	
Kold periode	22.7	101.5	18.4	7.435	22.2	79.3	18.9	7.905	0.470
Varm periode*	21.1	101.5	9.2	6.667	21.1	88.4	9.2	7.115	0.448
*) 15. maj - 15. sept. Gennemsnitsberegning									

Tabel 7.3. Estimeret ekstra potentiale for elproduktion ved seriel opvarmning med de nuværende ovnlinjer.

Hvis fremløbstemperaturen af fjernvarmen fra anlægget sænkes uden at der samtidigt ændres i fjernvarmeinstallationerne hos forbrugerne, må man forvente at afkølingen falder og fjernvarmeflowet stiger. I de fleste tilfælde kan man også forvente at returtemperaturen stiger og dermed kræver endnu mere flow.

Dvs. elforbruget til fjernvarmepumper vil stige og der vil komme en negativ effekt på turbinens elproduktion, som følge af at returtemperaturen stiger. Begge forhold skal således modregnes i den mereffekt, som kurven (Figur 7-3) viser, at der kan opnås ved at sænke fremløbstemperaturen.

Umiddelbare potentialer kan identificeres, hvis en temperaturmæssig flaskehals i fjernvarmenettet kan spores helt tilbage til fremløbstemperaturen (og dermed kondensationstrykket) i fjernvarmekondensatorerne ved turbinen.

7.4 Driftsforhold i fjernvarmenettet

Varmeeksport til Helsingør Kraftvarmeverk ledning er vist i Figur 7-6 sammen med varmeaftag ved Nordforbrændings egne vekslerstationer ved Nivå og Baunebjerg i Humlebæk. Data for varmeek-



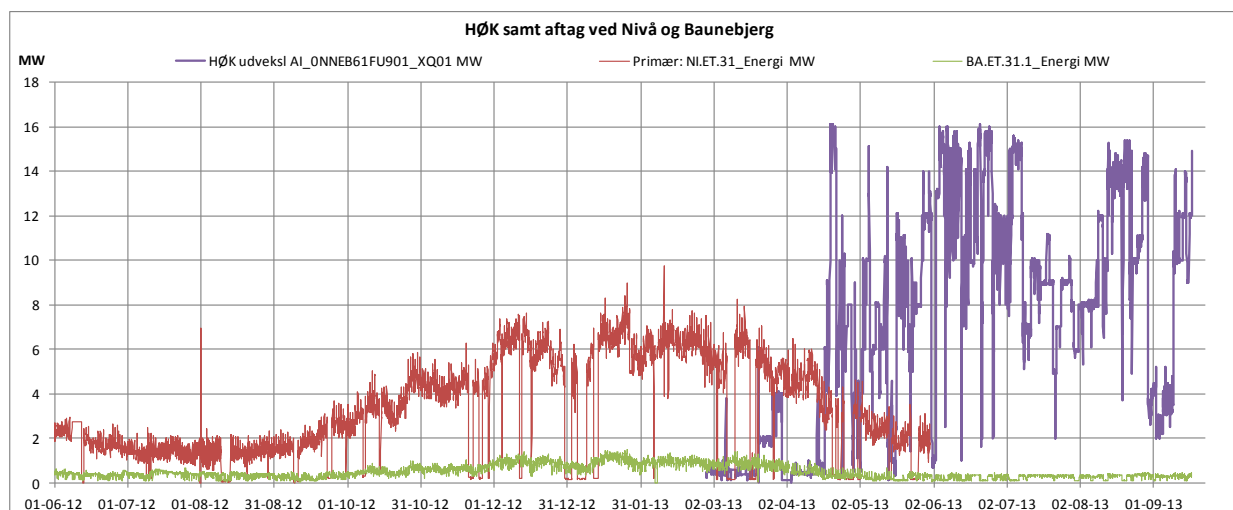
sporten findes ikke før marts 2013. Vi har fået oplyst at det er temperaturkrav i Helsingør Kraftvarmeværks installationer ved Helsingør, der fastlægger fremløbstemperaturen i ledningen til Helsingør Kraftvarmeværk. Nordforbrænding kan ikke umiddelbart påvirke eller ændre dette krav.

Nordforbrænding kan dog forberede den nye Ovnlinje 5 således, at man kan udnytte at de to turbinanlæg kan producere fjernvarme ved forskellige fremløbstemperaturer. Derved vil den ene turbine kunne producere fjernvarme til eget net ved en sænket fremløbstemperatur, med øget elproduktion til følge, mens den anden turbine primært producerer til ledning til Helsingør Kraftvarmeværk.

I forbindelse med den nye Ovnlinje 5 vil det derfor være relevant at overveje en fleksibel kobling, som gør det muligt at lede fjernvarme fra de to turbiner adskilt frem til de enkelte fjernvarmestrenge, således at der bliver væsentlig større råderum i driftsoptimeringen af systemet.

I vinterhalvåret forsynes Nivå og Humlebæk områderne primært med varme fra Helsingør. Dvs. det er formodentlig i vinterhalvåret at der kan være mulighed for at nedsætte fremløbstemperaturen i hele systemet inklusiv ledningen til Helsingør Kraftvarmeværk, som i denne periode aftager en lav effekt fra Nordforbrænding, som formodes at blive afsat til Nordforbrændings egne fjernvarmekunder tilkoblet i den sydlige del af ledningen.

Til gengæld er der en naturlig grænse for hvor lav fremløbstemperatur man kan anvende om vinteren også i Nordforbrændings eget net når kapaciteten samtidigt skal sikres og elbehov til fjernvarmepumper skal modregnes.



Figur 7-6. Varme til Helsingør Kraftvarmeværk og varmetaftag ved Nivå og Baunebjerg. Ingen data for eksport før Marts 2013.

Fremløbs- og returtemperaturer i Nordforbrændings eget net antages at kunne være repræsenteret ved de temperaturer der kan aflæses ved stationerne med boosterpumper ved Stampetoften og Højmosen.



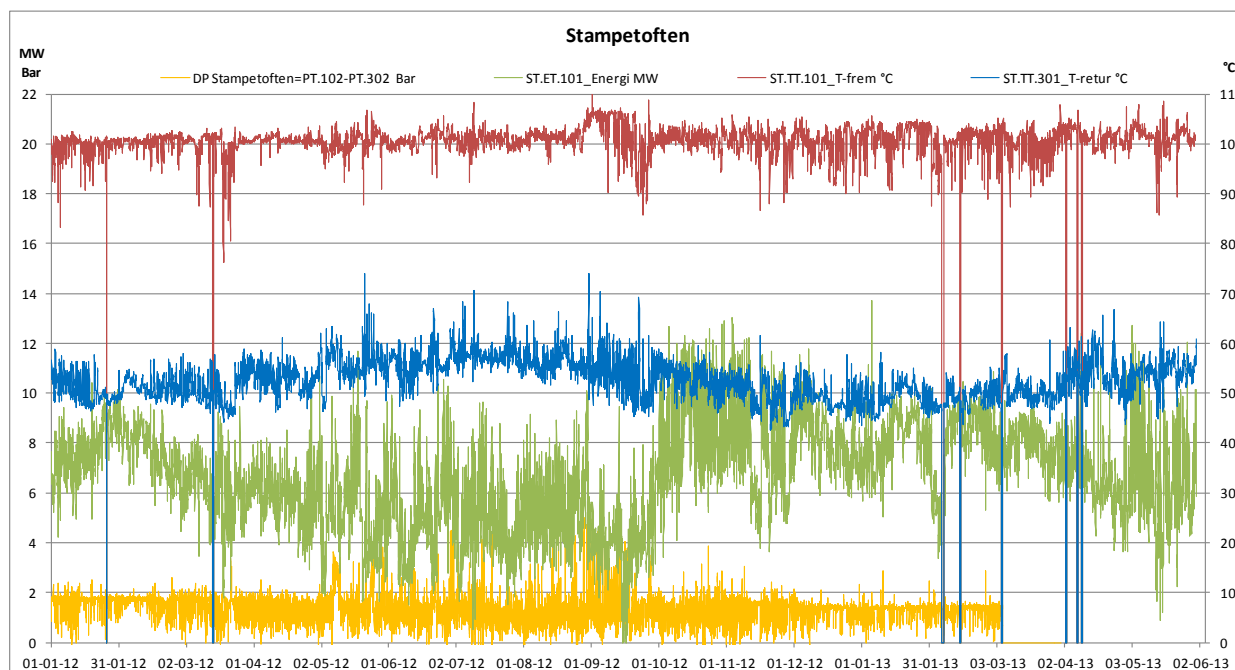
Fremløbstemperaturen her er stort set konstant og tæt på 101 °C gennem hele sæsonen. Fjernvarmedata (effekt, frem- og returtemperatur) på ledningen til Karlebo, har ikke været tilgængelig. Nordforbrænding har oplyst at det er samme fremløbstemperatur, som ved Stampetoften og Højmosen, men returtemperaturen er typisk noget lavere.

På ledningen til Helsingør Kraftvarmeværk antages at der er samme returtemperatur, som den der ses ved Nivå vekslerstation.

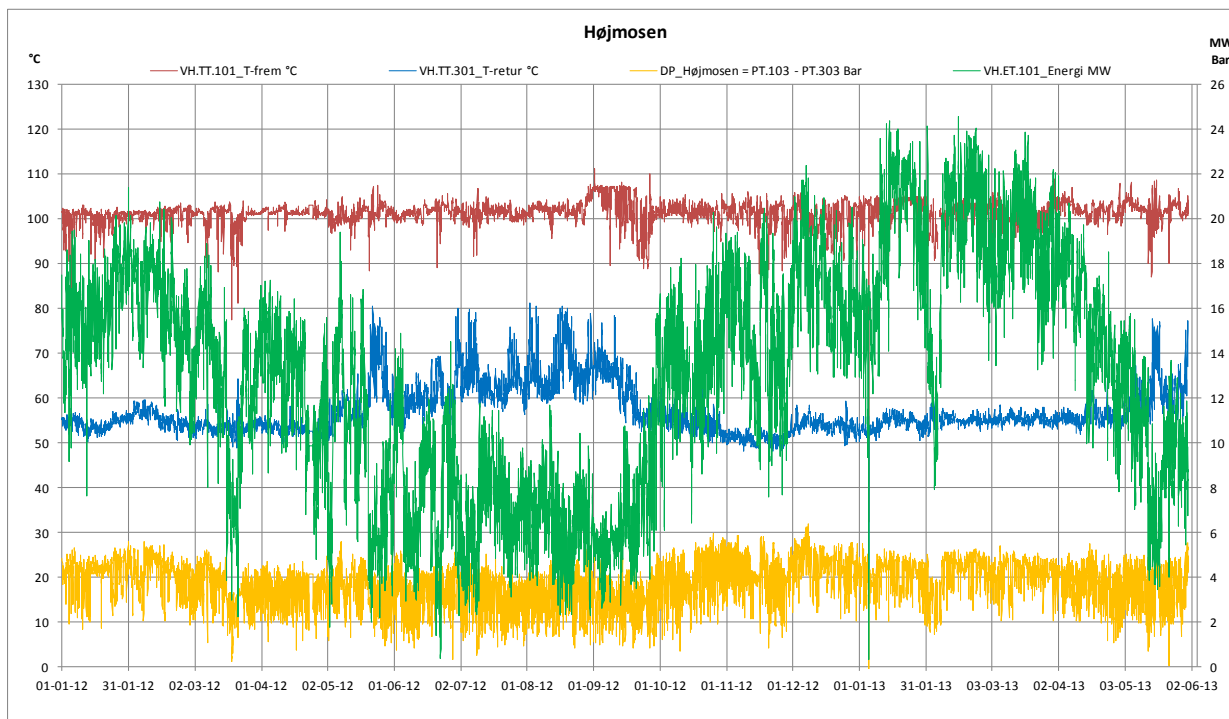
Som det ses af Figur 7-7 og Figur 7-8 ligger fremløbstemperaturen stort set hele året lidt over 100 °C (middelværdien for Stampetoften er i 2012 beregnet til 100,6 °C og Højmosen til 101,2 °C).

Returtemperaturerne derimod varierer mere over sæsonen. Ved Højmosen er der en mere markant forhøjet returtemperatur fra midt i maj til midt i september på ca. 65 °C mod ca. 55 °C i den øvrige tid.

Ved Stampetoften er billedet mindre tydeligt. Returtemperaturen er ca. 8 grader højere om sommeren end om vinteren og ændrer sig mere gradvist.



Figur 7-7. Frem- og returtemperatur og fjernvarmeeffekt ved pumpestation Stampetoften.



Figur 7-8. Frem- og returtemperatur og fjernvarmeeffekt ved pumpestation Højmosen.

7.4.1 Råderum for sænket fremløbstemperatur ved vekslerstationer

I forhold til beregning af potentiale for sænkning af fremløbstemperatur har vi inddelt sæsonen i to perioder.

En varm periode (15. maj til 15. sept.), som er udvalgt ud fra at der i denne periode er konstateret højere returtemperatur ved pumpestationerne Stampetoften og Højmosen og en kold periode, som er den øvrige tid.

Der er vekslerstationer langt ude i systemet (Baunebjerg i Nord og Skovlytoften i Syd), som ofte er temperaturmæssige flaskehalse. I Tabel 7.4 er vist temperaturniveauer på fremløbet af det sekundære net og de faktisk realiserede temperaturer i fremløbet på primærsiden af vekslerstationer i den varme henholdsvis kolde periode.

Vekslerstationen Skovlytoften ved Holte i det sydlige system er den mest markante temperaturmæssige flaskehals, med kun godt 4 °C i råderum. Det kan ikke udelukkes, at der også er forbrugere på den primære side, som er eller vil blive temperaturmæssige flaskehalse, hvis fremløbstemperaturen sænkes.

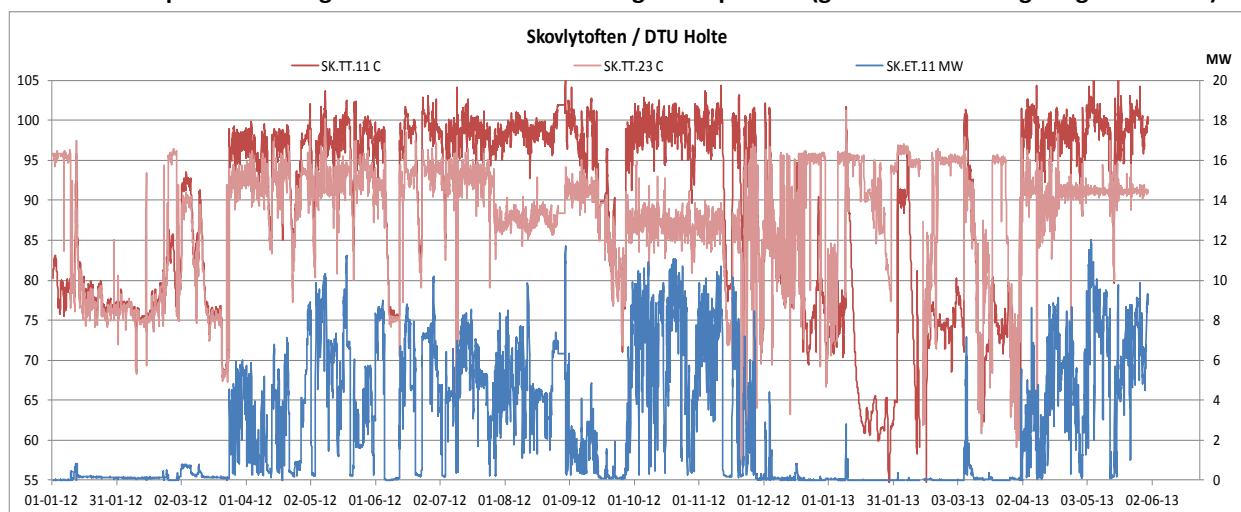
Det fremgår af data (se Figur 7-9), at der normalt ikke leveres ret megen varme til Skovlytoften i den kolde periode og at der i lange perioder stort set ikke er nogen varmeleverance til denne vekslerstation. Først omkring 24. marts begynder en væsentlig varmeleverance i 2012 og fra omkring 1. december 2012 og helt frem til frem 1. april 2013 er der stort set ikke nogen varmeleverance. I



sådanne perioder er det i realiteten ikke nødvendigt, at indrette resten af systemet efter temperaturkrav hos Skovlytoften.

Råderum for fremløbstemperatur i forhold til uændrede forhold på sekundærside af vekslerstationer												
	Varm periode er fra 15. maj til 15. sept.						Kold periode er øvrig tid.					
	Fremløb:			Varme MW	Returløb:		Fremløb:			Varme MW	Returløb:	
	Prim. °C	Sek. °C	Råderum °C		Prim. °C	Sek. °C	Prim. °C	Sek. °C	Råderum °C		Prim. °C	Sek. °C
Opnæsgård:	97.2	82.0	12.1	0.40	60.0	59.1	97.9	85.8	9.0	1.08	62.3	58.3
Svaneparken:	98.6	80.0	15.6	0.42	68.7	58.7	96.8	79.9	13.9	0.71	60.9	47.8
Skovlytoften - Øverød:	98.1	90.9	4.2	4.59	59.8	54.8	95.7	88.3	4.4	4.30	61.2	55.0
Nivå:	95.9	75.8	17.1	1.57	58.2	54.1	95.2	81.7	10.5	4.19	57.7	51.6
Baunebjerg:	91.0	82.0	6.0	0.34	53.7	53.1	92.7	82.9	6.8	0.61	51.5	51.5
Antaget dt_min vekslerer	3.0 °C											

Tabel 7.4. Temperaturmæssige flaskehalse i den varme og kolde periode (gennemsnitsbetragtninger for 2012).

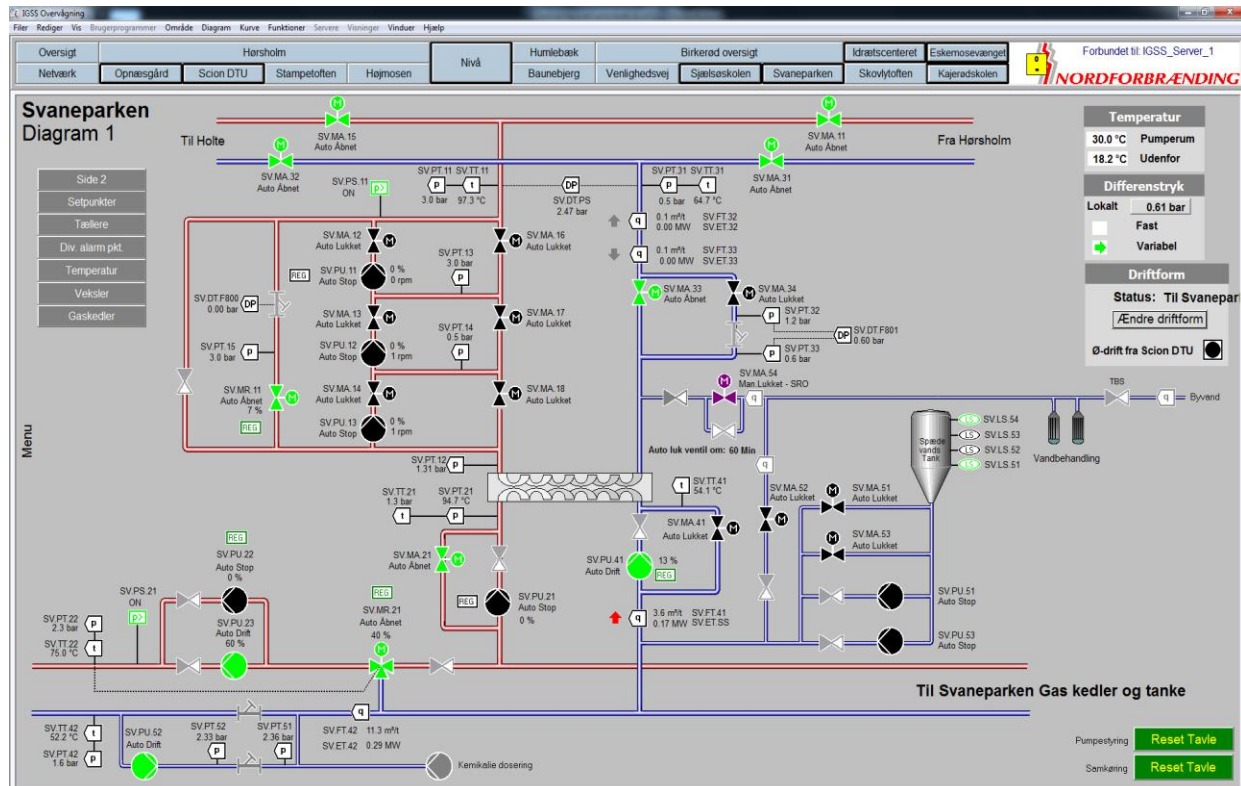


Figur 7-9. Fremløbstemperatur på primær og sekundær side samt varmeeffekt på vekslerstation Skovlytoften.

Den næste vekslerstation i det sydlige fjernvarmenet, der bliver flaskehals, når fremløbstemperaturen sænkes i systemet, er Opnæsgård. I de anførte perioder, hvor der ikke sker nævneværdi varmeleverance til Skovlytoften har Opnæsgård et råderum for temperatursænkning på beregnet 7,5 °C. Der er to undersystemer fra Opnæsgård, hvor fremløb til Hørsholm Park kan tempereres med shunt. Der sker ikke væsentlig shunt til det område.

7.4.2 Bedre afkøling ved begrænset anvendelse af shunts

Svaneparken er tilsvarende opgjort til et råderum på ca. 14 °C (se Tabel 7.4) i de nævnte perioder under antagelse af, at man eliminerer shunt efter at sekundærsiden er blevet opvarmet (se Figur 7-10). Der er en akkumuleringstank på stedet og af hensyn til lagringskapacitet kan man ønske en højere temperatur, når tanken oplades. I de øvrige perioder vil det være hensigtsmæssigt at begrænse shuntning med henblik på at opnå en bedre afkøling på primær siden.



Figur 7-10. Svaneparken veksler med shunt på sekundærsiden.

I Tabel 7.5 er vist et alternativ til shunt på sekundærsiden ved at man i stedet også sender det flow, der før blev shuntet ind over veksleren. I det konkrete tilfælde er antaget at fremløbstemperaturen på primærsiden samtidigt er sænket til 90 °C hhv. 80 °C. Det bemærkes, at trods en væsentligt lavere fremløbstemperatur på primærsiden opnår man alligevel en væsentlig lavere returtemperatur på primærsiden omend afkølingen bliver lidt lavere, og dermed også et større flow, når fremløbstemperaturen sænkes helt ned til 80 °C.

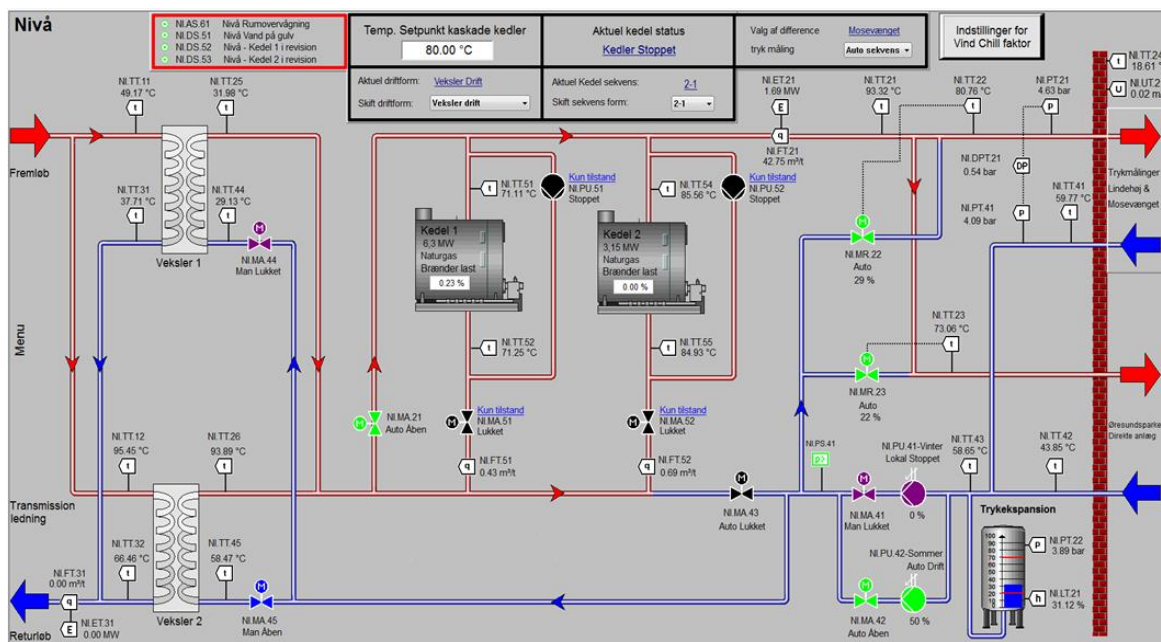
Aktuel med shunt:	T frem	T retur	Afkøl.		Uden shunt:	T frem	T retur	Afkøl.	
Primær side	97.3	64.7	32.6	C	Primær side	90.00	54.57	35.4	C
Sekundær side	94.7	54.1	40.6	C	Sekundær side	73.29	54.1	19.2	C
Fremløb sekundær	75.0	52.2	22.8	C	Fremløb sekundær	75.0	52.2	22.8	C
Aktuel med shunt:	T frem	T retur	Afkøl.		Uden shunt:	T frem	T retur	Afkøl.	
Primær side	97.3	64.7	32.6	C	Primær side	80.00	55.98	24.0	C
Sekundær side	94.7	54.1	40.6	C	Sekundær side	73.29	54.1	19.2	C
Fremløb sekundær	75.0	52.2	22.8	C	Fremløb sekundær	75.0	52.2	22.8	C

Tabel 7.5. Aktuell situation ved Svaneparken (som i Figur 7-10) og med alternativ regulering uden shunt og med sænket fremløbstemperatur på primærside (90 °C øverst og 80 °C nederst). Der er regnet med samme areal i varmeveksler. Der iblandes en delstrøm fra en VAK, som er estimeret til en temperatur på ca. 78 °C.



Baunebjerg er den temperaturmæssige flaskehals i Nord men er mængdemæssigt lille (0.61 MW i den kolde periode, og 0.34 MW i den varme periode) i 2012. Der er råderum til sænkning af fremløbstemperaturen med ca. 6 °C (se Tabel 7.4) i sommerperioden. I vinterperioden når varmen fra Nordforbrænding ikke frem til Baunebjerg, og bør derfor ikke indgå i fastsættelse af fremløbstemperaturen fra Nordforbrænding.

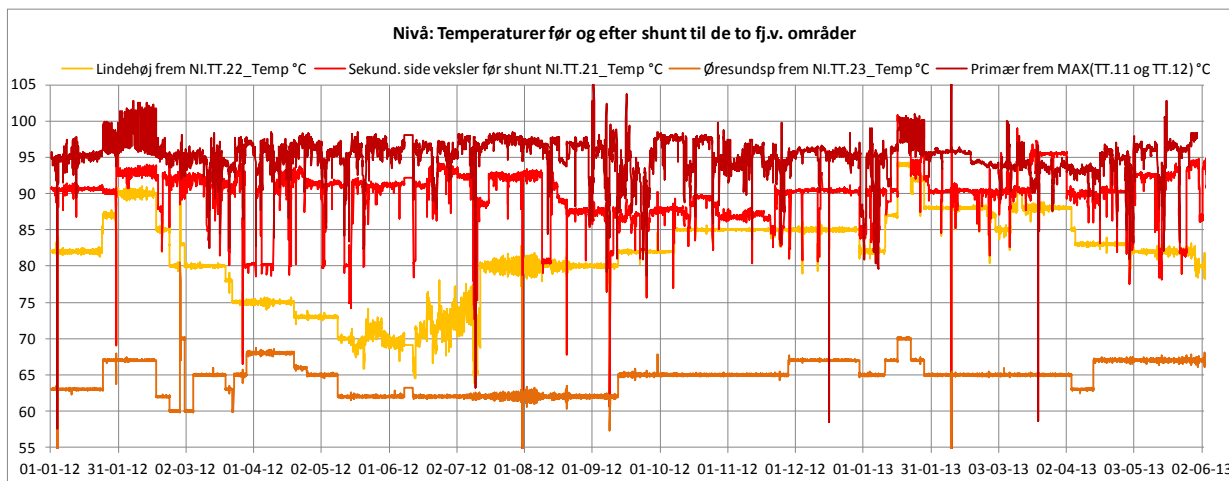
Også ved Nivå sker der shunting, som vist i Figur 7-11. Det bemærkes at højeste temperaturkrav (til Lindehøj & Mosevænget) i den aktuelle situation er knapt 81 °C, mens vekslerstationen opvarmer sekundærsiden til næsten 94 °C før shunt. Det betyder ringe afkøling af fjernvarmevandet på primærsiden af veksleren, hvor vandet sendes retur med 66,5 °C ved en temperaturdifferens i den kolde ende af veksleren på hele 8 °C.



Figur 7-11. Vekslerstation ved Nivå med efterfølgende shunting ud til Lindehøj og Øresundsparken.

Som et alternativ kan udløbstemperaturen på sekundærsiden af veksleren reguleres efter højeste fremløbstemperatur, der kræves som fremløbstemperatur i de to delsystemer, således at der kun anvendes shunt på det system, der kan klare sig med en lavere fremløbstemperatur.

I det konkrete tilfælde skal fjernvarmevandet i vekslerens sekundære side da kun opvarmes til knapt 81°C, som reguleres med flowet på vekslerens primære side. Konsekvensen er, at flowet på primærsiden falder fra 52 til 41 m³/h og returen på primærsiden falder fra 66,46 °C til 58,76 °C. Temperaturdifferensen i den kolde ende af veksleren er nu kun 0,3 °C i stedet for 8 °C. Fordelen herved er mindre varmetab og mindre behov for pumpeeffekt i den primære kreds. I Figur 7-12 er vist hvordan shunting forløber fra 1. jan. 2012 til 1. sept 2013.



Figur 7-12. Driftstemperaturer ved Nivå vekslerstation.

7.4.3 Økonomisk potentiale ved at sænke fremløbstemperaturen

I det foregående er identificeret, hvor og i hvilket omfang der er råderum til at kunne sænke fremløbstemperaturen i fjernvarmesystemet.

Hvis der skal eksporteres varme via de fjerneste net med de nugældende krav til fremløbstemperatur de pågældende steder, er der kun et meget lille potentiale for at kunne sænke fremløbstemperaturen fra værket. De perioder, hvor der er et råderum til at sænke fremløbstemperaturen i nettet, er derfor perioder, hvor der ikke skal eksporteres varme ved en høj temperatur langt ude i nettet med mindre at kravene kan sænkes fx ved indførsel af lokal varmepumpe til opgradering af temperaturen. Alternativt at værket kan køre med to fremløbstemperaturer (muligt med ny ovn 5 og turbine) og dermed forsyne en del af nettet med lavere fremløbstemperatur.

Inden der regnes på konkrete tilpasninger i nettet (ændrede aftaler med andre forsyningsselskaber eller lokale varmepumper), er der lavet et estimat på hvor stort et økonomisk potentiale, der er ved at kunne sænke fremløbstemperaturen i hele nettet med den nuværende turbine koblet til Ovn 4. Beregningen er lavet med udgangspunkt i forbrugsdata og driftsdata fra 2012, hvor det antages, at fremløbstemperaturen (ud af turbinens kondensator 2) sænkes fra et niveau på 101,5 °C til 92 °C. Konsekvensen i form af fjernvarmeflow, pumpeeffekt, varmetab og netto elproduktion er beregnet i Tabel 7.6, med antagelse om, at turbinen leverer fuld effekt hele året bortset fra en periode på 500 timer om sommeren, hvor turbinen er ude til revision.

Der vil være visse flaskehalse mht. temperatur, som vil blive overskredet bl.a. på ledningen til Helsingør Kraftvarmeværk om sommeren. Til gengæld er der ikke indregnet effekt af, at fjerne visse shunts efter vekslerstationer, som vil kunne reducere både flow og returtemperatur af fjernvarmen de pågældende steder.



Konsekvens af sænket fremløbstemperatur	Nuværende drift		Sænket fremløbstemperatur	
	Varm peri.	Kold periode	Varm peri.	Kold periode
Varm periode 15. maj til 15. sept. Kold øvrig tid.				
Periode varighed	2952	5808 timer	2952	5808 timer
Fremløbstemperatur nuværende	101.5	101.5 C	92.0	92.0 C
Returtemperatur nuværende	58.4	52.0 C	59.4	53.0 C
Nuværende est. varmetab i net	7.08	6.74 MW	6.62	6.27 MW
Samlet varmetab	22%	60024 MWh	20.5%	55963 MWh
Middelvarmeleverance an net	27.30	33.10 MW	26.84	32.64 MW
Varmesalg	20.22	26.36 MW	20.22	26.36 MW
Flow fjernvarmevand	0.151	0.159 m3/s	0.196	0.199 m3/s
		<i>Relativ stigning</i>	29.9%	25.1%
Trykstigning hovedpumper	4.85	5.23 bar	6.82	7.06 bar
Antaget mindste reg.tab over forbrugerinst.	2.0	2.0 bar	2.0	2.0 bar
Strømningsmæssige tryktab	2.85	3.23 bar	4.82	5.06 bar
Pumpeeffekt hovedpumper	104.5	118.9 kW	190.7	200.9 kW
Boosterpumper Stampetoften og Højmosen	10.2	29.7 kW	22.4	58.2 kW
Samlet pumpeeffekt	114.7	148.6 kW	213.1	259.1 kW
		<i>Ekstra pumpeeffekt</i>	98.4	110.5 kW
Eta pumper	0.70	Relativ stigning	82.5%	68.9%
El på turbine	7.346	7.427 MW	7.615	7.699 MW
		<i>Ekstra el turbine</i>	269.3	272.3 kW
		<i>Netto ekstra el</i>	171.0	161.9 kW
Fjernvarme fra Ovn 4	22.768	22.688 MW	22.499	22.415 MW
Behov for fjernvarme fra øvrige ovne og gaskedler	4.430	10.292 MW	4.150	10.019 MW
		<i>Mindre fjernvarmebehov fra øvrige ovne og gaskedler</i>	0.280	0.273 MW
		<i>Antaget kostpris varme</i>	0	300 kr/MWh
Produktionsgevinst varme	0.476 Mio. kr/år		0	0.476 Mio. kr.
Timer til turbinerevision	500	<i>Antaget værdi el</i>	300	300 kr/MWh
Ekstra el (i varm per. fratrukket turbinerev.)	0.408 Mio. kr/år		0.126	0.282 Mio. kr.
Netto gevinst	0.884 Mio. kr/år		0.126	0.758 Mio. kr.

Tabel 7.6. Konsekvens ved at kunne sænke fremløbstemperaturen fra værket med antagelse om en returtemperatur som angivet.

Resultaterne viser et potentiale for ekstra indtægt på knapt 900 tusinde kr. årligt, hvoraf mere end halvdelen skyldes et reduceret varmetab i den kolde periode. I beregningen er antaget ens værdi af el og varme i den kolde periode, og derfor er beregningen for denne periode uafhængig af, om den sænkede fremløbstemperatur udnyttes til ekstra elproduktion eller til en tilsvarende reduktion i indfyring med gas.

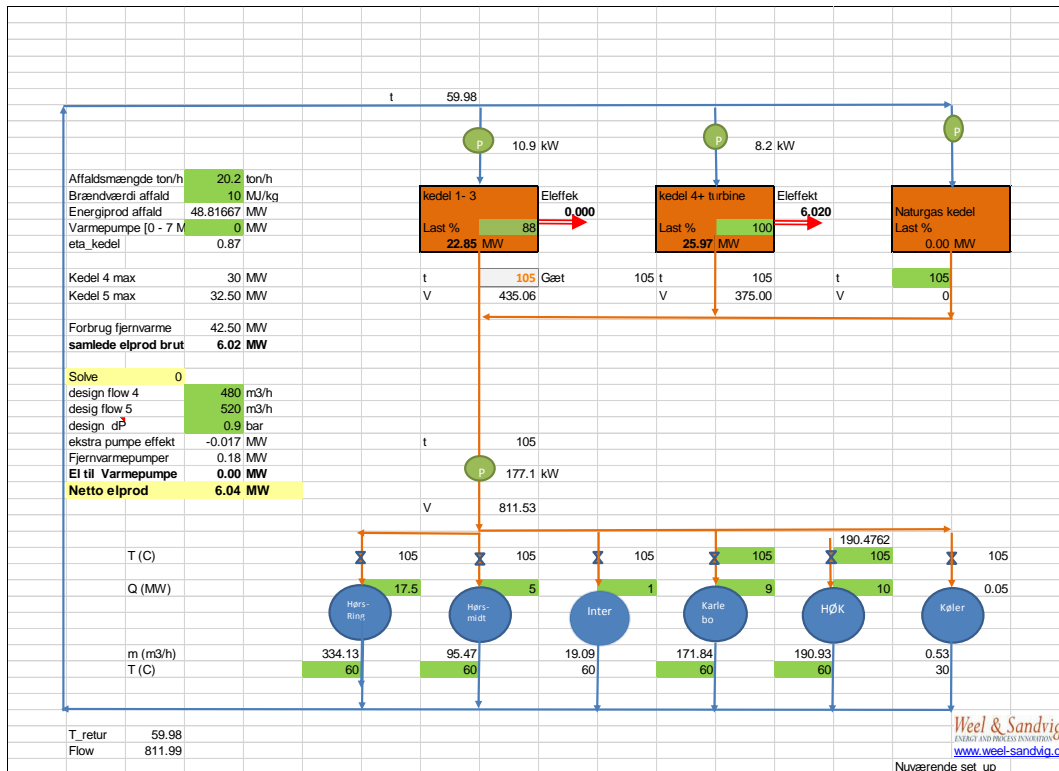
7.5 Analyse af tilkoblingsmuligheder for ny ovnlinje

Fremløbstemperaturen fra produktionsanlægget i Hørsholm bestemmes med det nuværende energisetup på værket ud fra den streng (normalt ledningen til Helsingør Kraftvarmeværk), som



kræver den højeste fremløbstemperatur. Årsagen hertil er, at der i det nuværende energisetup ikke findes mulighed for at adskille varmforsyningen, da alle strenge forsynes fra samme manifold.

I forbindelse med etableringen af den nye Ovn 5 med varmepumpe til ekstra afkøling af røggas er det vigtigt at få integreret varmepumpen termodynamisk rigtigt og samtidigt sikre øget fleksibilitet mht. at kunne udnytte fordelene ved at køre med differentieret fremløbstemperatur til de enkelte forsyningsområder. I Figur 7-13 er vist et simplificeret flow diagram for det nuværende system på værket, hvor der er regnet med en fremløbstemperatur på 105 °C til alle forsyningsområder.



Figur 7-13. Simplificeret flow-diagram af nuværende tilkobling (alle strenge får samme fremløbstemperatur).

7.5.1 Forslag fra Grontmij

Grontmij har lavet et oplæg til en ny fjernvarmekobling på Nordforbrænding. I forslaget har man indført 2 nye shunts, således at man kan reducere temperaturen på fremløbet til Hørsholm midt og ringledning samt til Karleboledningen og derved reducere varmetabet fra transmissionsledningerne.

I forbindelse med etablering en af det nye forbrændingsanlæg (Ovn 5), er der også planlagt installation af en elektrisk drevet varmepumpe med en varmeeffekt på Ca. 10 MW.

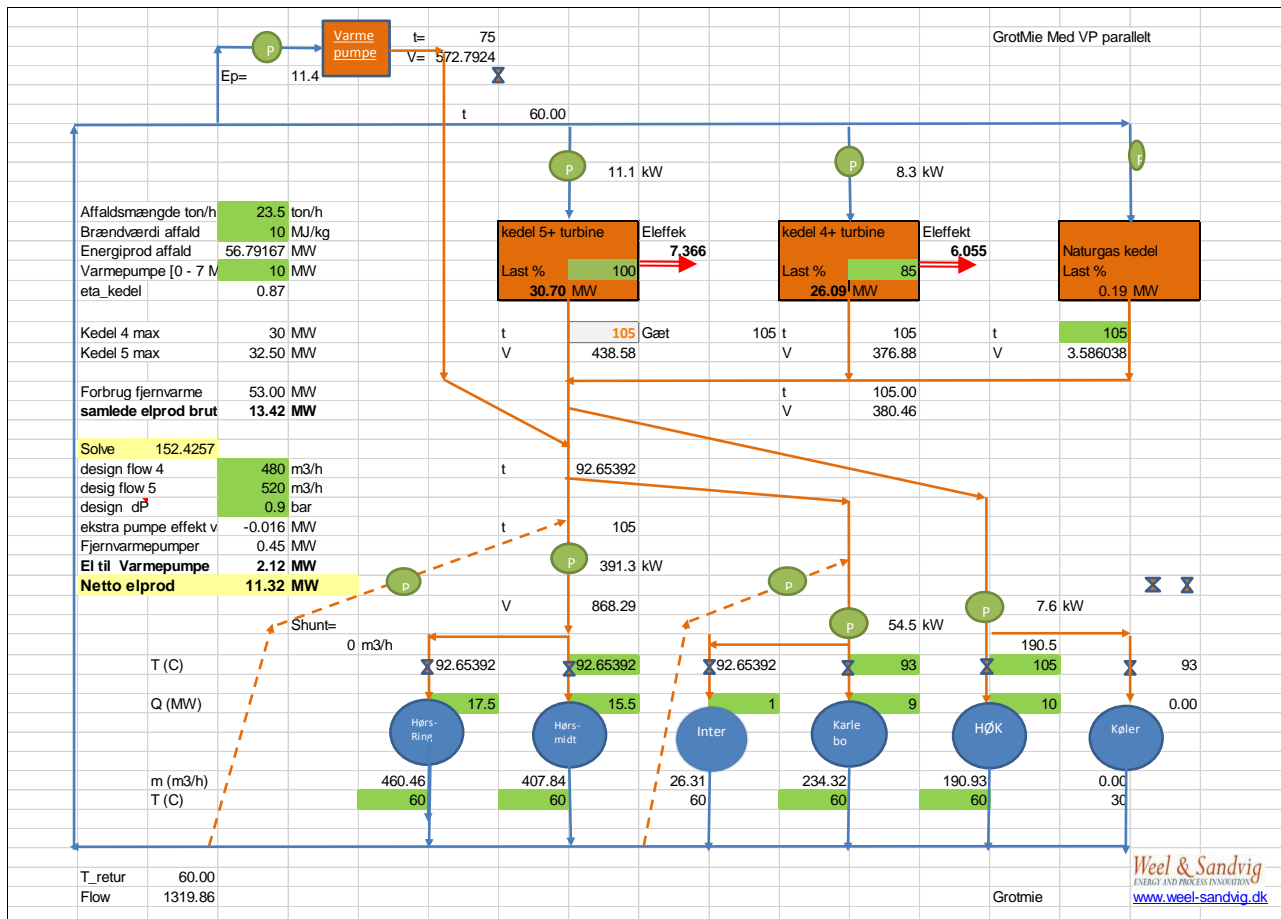
Grontmij har i deres oplæg foreslået, at varmepumpen hæver temperaturen af returvandet til 75 °C, som derefter blandes med den del af fjernvarmevandet, som forsyner områder med lavere temperaturekrav (Hørsholm & Karlebo). Forslaget fra Grontmij har følgende fordele:



1. Det muliggør, at man simpelt vha. shunt kan sænke fremløbstemperaturen på Hørsholm og Karlebstrengene og dermed sænke varmetabet fra transmissionsledningerne.
2. Egetforbruget mindskes pga at pumpearbejde til veksleren til Helsingør Kraftvarmeværk og bortkølingsveksleren forsynes med egen pumpe, som kun skal overvinde et forholdsvis lille tryktab.

Varmepumpen i forslaget fra Grontmij skal løfte fjernvarmetemperaturen til minimum 75 °C, hvis den skal kunne forsyne fremløbet, hvilket giver anledning til at elforbruget til varmepumpen vil øges med mere end 21 %.

I Figur 7-14 er forslaget fra Grontmij vist skematisk, når der er indsat en varmepumpe, som leverer på fremløbsledningen og med differentieret fremløbstemperatur. I det viste eksempel er der regnet med en fremløbstemperatur til Hørsholm og Karlebo på 93 °C og Helsingør Kraftvarmeværk på 105 °C. Bemærk at hvis Hørsholm eller Karlebo kræver en højere fremløbstemperatur, vil det kun kunne opnås hvis fremløbstemperaturen fra turbineanlægget øges yderligere med tab af el til følge. Det bemærkes at den reducerede fremløbstemperatur kræver væsentligt mere eleffekt til fjernvarmepumper.



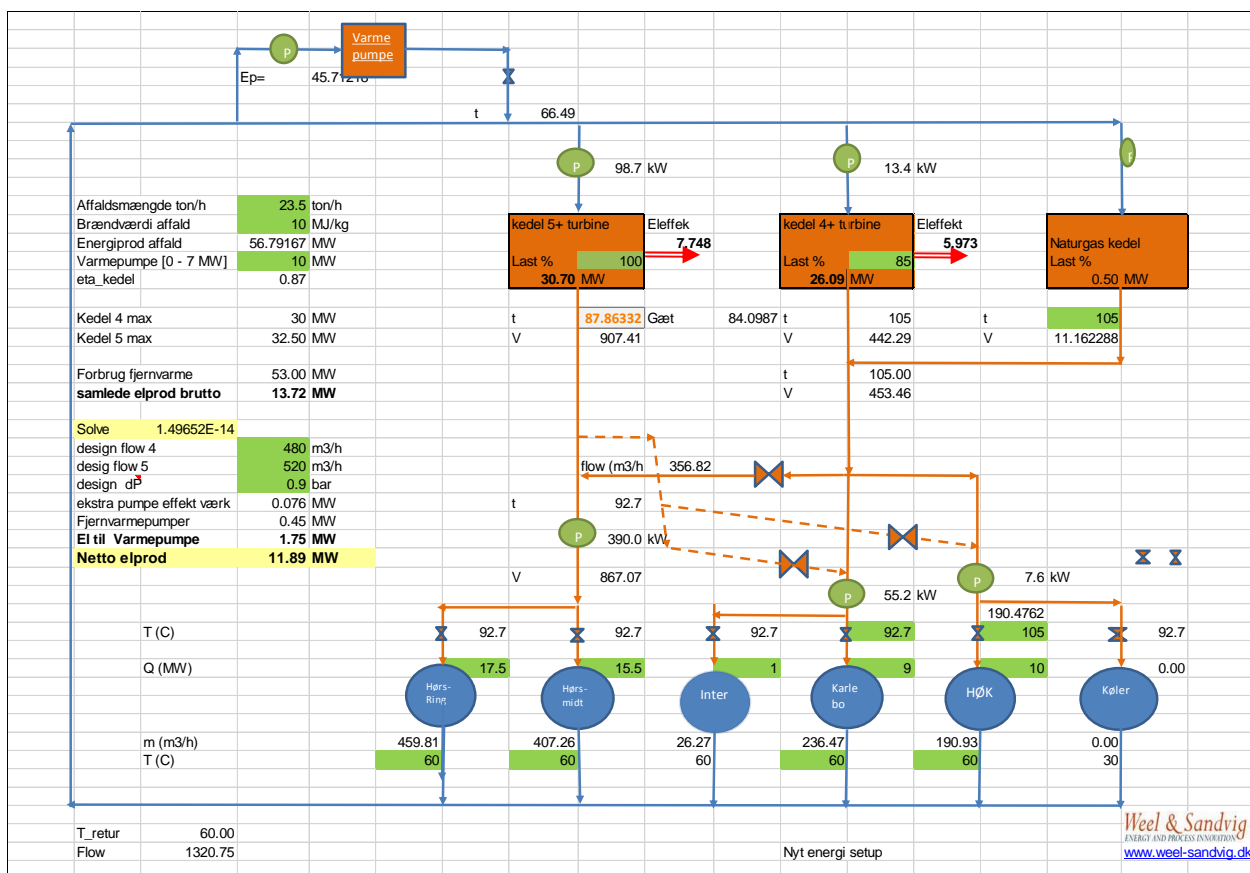
Figur 7-14. Forslag fra Grontmij med varmepumpen indsat parallelt og med differentieret fremløbstemperatur.



7.5.2 Forslag fra Weel & Sandvig

I dette forslag er systemet indrettet således, at fjernvarmeforsyningen til de enkelte områder (Hørsholm, Karlebo og Helsingør Kraftvarmeværk) kan tempereres ved at køre med forskellig fremløbstemperatur på Ovnlinje 4 og 5 (eller Linje 1 – 3), eller gas kedler. Herved vil man kunne opnå en øget elproduktion pga. muligheden for at køre med en lavere fremløbstemperatur på eet af turbineanlæggene.

I Figur 7-15 er vist en illustration af forslaget. Der er her varmepumpedrift med differentieret fremløbstemperatur (93 °C og 105 °C). Set i forhold til Grontmij's forslag opnår man herved en væsentlig større eleffekt og dermed elvirkningsgrad. Det bemærkes, at den reducerede fremløbstemperatur kræver en væsentlig øgning af fjernvarmepumpeeffekten.



Figur 7-15. Weel & Sandvigs forslag til systemkobling med varmepumpe, som opvarmer på returledningen og differentieret fremløbstemperatur fra de to turbiner.

Varmepumpen indsættes således, at den varmer på den samlede retur. Forslaget har følgende dele:

1. Det muliggør at man simpelt kan sænke fremløbstemperaturen på Hørsholm og Karlebstrengene og dermed sænke varmetabet fra transmissionsledningerne.



2. Der opnås en væsentlig øget elproduktion når et af turbineanlæggene kan køre med en lavere fremløbstemperatur.
3. Egetforbruget mindskes pga at pumpearbejde til veksleren til Helsingør Kraftvarmeværk og bortkølingsveksleren forsynes med egen pumpe, som kun skal overvinde et forholdsvis lille tryktab.

7.5.3 Konsekvenser af mulige scenarier

Nedenfor er vist en tabel med resultaterne fra de 3 scenarier (9 løsninger i alt), hvor det er antaget af Hørsholm og Karlebo kan forsynes med en fremløbstemperatur på 93 °C og Helsingør Kraftvarmeværk skal have en fremløbstemperatur op 105 °C. Varmeproduktionen med eller uden 10 MW varmepumpe er 52.5 MW henholdsvis 42,5 MW. Der er i alle tilfælde antaget, at der leveres 10 MW til Helsingør Kraftvarmeværk og resten til Hørsholm og Karlebo.

De 3 hovedscenarier er:

1. Alle forsynes med 105 °C fremløbstemperatur.
2. Hørsholm og Karlebo forsynes med 93 °C og Helsingør Kraftvarmeværk med 105 °C.
3. Som scenarie 2 men nu også med varmepumpedrift på røggas.

De enkelte løsningsforslag adskiller sig ved følgende:

- A. Referencecase: Alle områder forsynes med 105 °C og Ovn 5 indsættes parallelt. Koblinger til Helsingør Kraftvarmeværk veksler og kølere bibeholdes.
- B. Grontmij: Shunt på Hørsholm og Karlebo. Helsingør Kraftvarmeværk og køler forsynes ikke fra hovedpumper. Varmepumpe arbejder på en delstrøm af returvandet og varme op til 75C.
- C. W&S løsning: Alle strenge kan forsynes individuelt fra hver enkelt af ovnlinjerne eller gaskedel, og der kan mixes fra alle anlæg til alle strenge.



Beregningsforudsætninger:

Fjernvarmepumper:

- *Det er antaget, at fjernvarmepumperne skal overvinde et konstant reguleringstryk på 3,5 bar samt et strømningstab i referencecase svarende til nominelt 2 bar.*
- *Når fremløbstemperaturen sænkes øges fjernvarmeflowet for at levere samme effekt, idet returtemperaturen antages uændret. Tryktabet øges derfor med flowet i anden potens.*
- *Virkningsgraden på pumperne er antaget til 70 %.*

Interne pumper:

- *Der er regnet med et effektoptag som er proportionalt med flowet i 3. potens, hvor tryktabet ved referenceflow er 0.9 bar.*
- *Virkningsgrad på pumper er sat til 70 %.*

Varmetab fra fjernvarmerør:

- *Det er antaget at varmetabet nominelt udgør 20 % ved en fremløbstemperatur på 105 °C og returtemperatur på 60 °C.*
- *Ved en ændring af fremløbstemperaturen regnes varmetabet simplificeret ved udtrykket*

$$Q_{tab} = 0,2 * (T_f - 30) / (105 - 30) * Q_f$$

Q_f er nominel fjernvarme effekt på 32,5 MW

T_f er fremløbs temperatur

Beregning af nettoeffekt:

Netto eleffekt er generatoreffekten fratrukket følgende:

1. eleffekt til varmepumpe
2. eleffekt til varmepumpe cirkulationspumpe
3. eleffekt interne cirkulationspumper (fjernvarmepumper over turbinekondensatorer etc)
4. eleffekt til fjernvarmepumper på værket.

Det fremgår af Tabel 7.7, at forslaget fra W&S er mest attraktivt, da man herved opnår en betydelig højere eleffektivitet på anlægget. Dette skyldes at turbinen på den nye Ovnlinje 5 kører med en fremløbstemperatur på kun 87 °C. Særlig om sommeren vil dette være attraktivt, da man derved reducerer bortkølingen med en tilsvarende mængde, som den ekstra elproduktion udgør.



Parameter	enhed	Ref case	Grotmie shunt	W&S	Ref case med ovn 5	Grotmie (shunt)	W&S	Ref Case med Ovn 5 og Varmepumpe	Grotmie Shunt	W&S
Varmeproduktion	MW	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	52.5	52.5	52.5
Elprod net	MW	6.04	6.02	6.057	13.42	13.42	13.92	13.18	13.18	13.72
Fjernvarme Pumpe effekt	MW	0.14	0.14	0.14	0.14	0.24	0.24	0.22	0.43	0.43
Intern ekstra pumpeeffekt	MW	-0.017	-0.016	-0.016	-0.017	-0.016	0.018	0.001	-0.016	0.076
VP varmeeffekt	MW	0	0	0	0	0	0	10	10	10
Eleffekt Varmepumpe	MW							1.84	2.12	1.75
Eleffekt VP cirk pumpe	MW							0.02	0.011	0.045
Tf (hørsholm+ karlebo)	C	105	105	105	105	93	93	105	93	93
TF_høk	C	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Varmeeffekt Hørshom + karlebo	MW	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	42.5	42.5	42.5
Varmeeffekt Høks	MW	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Netto eleffekt	MW	5.92	5.92	5.92	13.30	13.19	13.66	11.10	10.63	11.42
Ekstra eleffekt MW	MW	0.000	-0.001	-0.001	0.000	-0.108	0.358	0.000	-0.464	0.320
Varmetab Hørshom & Karlebo-ledning	MW	6.5	6.5	6.5	6.5	5.46	5.46	6.5	5.46	5.46
Stigning i Elvirkningsgrad netto	%	0	0	0.00	0	0	2.69	0	-4.19	2.88
Reduceret varmetab fra Hørshom & Karlebo ledning	MW	0	0	0	0	1.04	1.04	0	1.04	1.04

Tabel 7.7. Resultater fra analyse.

7.6 Delkonklusion - Nordforbrænding

Fjernvarmenettet hos Nordforbrænding drives med ganske høje temperaturer både i fremløb og i retur. Det betyder, at der er et ret stort varmetab fra systemet. Den høje returtemperatur medfører endvidere et mindre potentiale for elproduktion på turbiner og nok så væsentligt et øget elforbrug på den kommende røggasvarmepumpe på den nye Ovnlinje 5. Endelig betyder den høje returtemperatur, at der skal cirkuleres mere fjernvarmevand med betydeligt højere tryktab og dermed elbehov på fjernvarmepumperne, end hvis der kunne opnås en bedre afkøling af fjernvarmevandet.

Indtil nu har der været et ret stort uudnyttet potentiale for ekstra elproduktion (estimeret til knapt en halv MW) fra anlægget ved at opvarme fjernvarmevandet serielt først med turbinekondensatorerne (i forbindelse med Ovnlinje 4) og derefter med de øvrige ovne. Med udfasning af Ovnlinje 1-3 forsvinder dette potentiale imidlertid.

I forbindelse med tiltag til at kunne sænke fremløbstemperaturen i nettet vil vi anbefale, at man også får iværksat en målrettet og systematisk indsats mod at få sænket returtemperaturen fra de steder i systemet, som i dag har en høj returtemperatur.

I undersøgelsen er fx. påpeget et par årsager til en høj returtemperatur fra vekslerstationerne Svaneparken og Nivå, som forholdsvis let bør kunne reduceres. Der ligger givetvis en større opgave med at få omlagt forbrugerinstallationer til at kunne præstere en god afkøling også ved væsentligt lavere fremløbstemperaturer end der opereres med i dag.

Med ændret og betydeligt mere fleksibelt koblingsarrangement mellem turbinekondensatorer og fjernvarmestrenge i forbindelse med den nye Ovnlinje 5, er der beregnet potentialer for ekstra elproduktion på omkring 500 kW ved at kunne udnytte, at de to turbiner kan køre med hver sin fremløbstemperatur, og forsyne hver sit delområde via de tilhørende fjernvarmestrenge.

Et forsøg med sænket fremløbstemperatur fra anlægget bekræftede ikke umiddelbart de teoretiske forventninger og simuleringer, der var til øget elproduktion. Ved nærmere analyse af driftsdata fra anlægget konkluderede vi, at kondensator 2 formodentlig har en betydelig lækage, som vi anbefaler at man undersøger nærmere.



8. SØNDERBORG KRAFTVARMEVÆRK

Sønderborg Kraftvarmeværk er ejet af Sønderborg Kommune og det har været i drift siden april 1996.

Affaldstilførslen kommer fra ca. 60.500 husstande eller ca. 136.000 personer, svarende til mere end 60.000 tons affald pr. år.

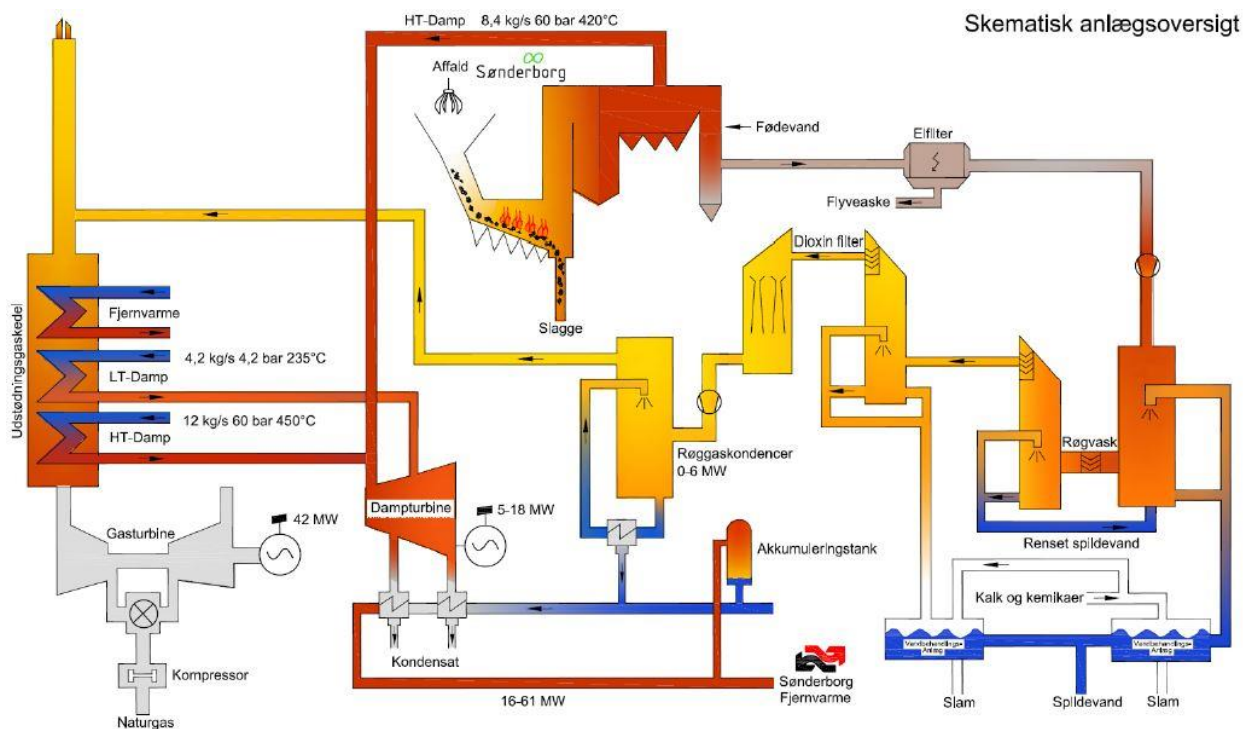


8.1 Energiproduktion og fjernvarmeforsyning

Kraftvarmeværket er affalds- og naturgasfyret kraftvarmeværk, der producerer ca. 838.000 GJ

Affaldsanlægget hos SKVV er fra 1996 og har en kapacitet på 8 tons/time. Anlægget er udlagt til en dampproduktion på 8.4 kg/s ved 420 °C og 60 bar som sendes til en dampturbine (18 MWe) fælles med et kombianlæg (se Figur 8-1). Eleffekten fra damp produceret ved hjælp af affald er op til omkring 6 MW på generatoren.

Kombianlægget (gasturbine i kombination med dampkedel på udstøds gas og dampturbine), har en maksimal indfyret effekt på 110 MW naturgas og kan producere 42 MW fjernvarme og 52 MW el. Det naturgasfyrede kombiværk er normalt ikke i drift.

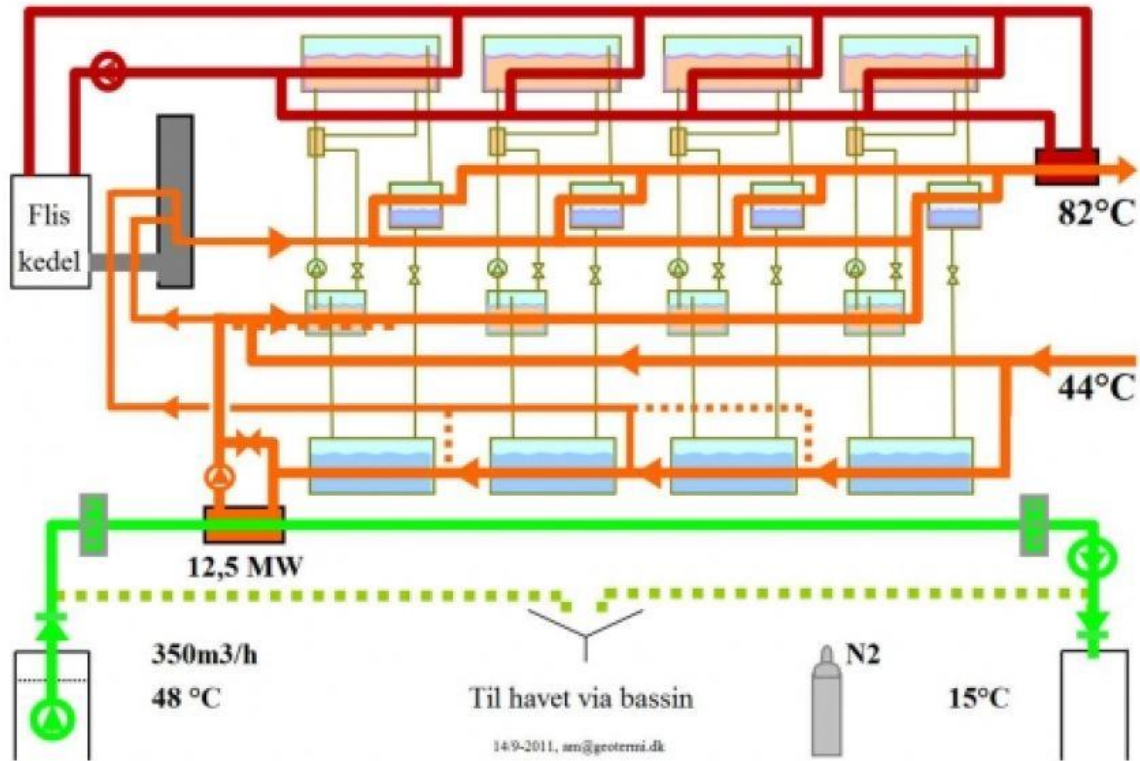


Figur 8-1. Affaldsanlæg hos SKVV integreret med kombianlæg. Fjernvarmeveksler til bypass damp (ej vist) er placeret efter de to kondensatorer på damptrubinen.

SFV har senest investeret i et geotermisk anlæg (se skitse i Figur 8-2) med absorptionsvarmepumper tilknyttet, som drives med varme (kategoriseret som procesvarme) fra to flisfyrede hedtvandskedler (172 °C). Fliskedlerne med absorptionsvarmepumper er placeret tæt på affaldsforbrændingsanlægget, mens de geotermiske borerer ligger i Spang i en afstand af omkring 4 km fra anlægget.

Det geotermiske vand fås fra et vandførende lag i cirka 1200 meters dybde ved 48 °C. Afstanden mellem injektionssted og indvindingssted i 1200 meters dybde er cirka 800 meter og borerer/pumper er udlagt til at der forventes at kunne pumpes op til 350 m³/h gennem formationen.

Anlægget er lagt ud til at indvinde 12 MW varme fra undergrunden, idet det oppumpede geotermiske vand via en vekslerstation ved Spang afkøles ned til 12 °C inden det re-injiceres. Vekslerstationen er forbundet med en dobbeltstrengt ledning til varmepumperne, hvor varmen opgraderes. I indvindingsbrønden er der i cirka 800 meters dybde placeret en dykpumpe, som skal aflaste trykstigningen på injektionspumpen og sikre tilstrækkeligt tryk i indvindingsstrengen ved overfladen. Elforbruget i denne pumpe genvindes i form af varme. Der er siden starten konstateret et stigende tryktab (fra 20 til 60 bar ved et flow på 130 m³/h) i undergrundsformationen.



Figur 8-2. Principdiagram af geotermi-anlægget.

8.2 Datagrundlag

Sønderborg Fjernvarme har gjort en indsats for at få indført effektive varmeinstallationer hos kunderne i form af krav om installation af et standard veksleraggregat (se Figur 8-3). Veksleren sikrer en god afkøling af fjernvarmevandet og den kan producere varmt brugsvand fra fjernvarme med en fremløbstemperatur ned til 60 °C.



Figur 8-3. Veksler-unit fra Danfoss Redan, som en standard installation hos SFVs kunder.



Geotermianlægget er beregnet som supplement til varmforsyning i fyringssæsonen fra slutningen af september til slutningen af marts.

I sommerperioden kan SKVVs affaldsværk normalt rigeligt forsyne nettet, og i visse perioder kan det være nødvendigt at bortkøle en mindre mængde varme.

På kraftvarmeværket er der en vekslerstation med fire varmevekslere, hvor kraftvarmeværket med akkumuleringsbeholder er på primær siden. Fremløbet på sekundærsiden skal normalt være på mindst 79 °C.

Fjernvarmesystemet har enkelte vekslerstationer. Den ene er ved sygehuset, som normalt kræver 70 °C på sekundærsiden og udgør omkring 13 % af varmegrundlaget. Sygehuset har egne gaskedler, som overtager hvis temperaturen ikke er tilstrækkelig. Varmen sælges til en pris, som svarer til gasprisen. Den anden er Nordvesthavnsvej, som har to varmevekslere hver på 2 MW.

Desuden er der flere naturgasfyrede spidslast- eller backup-centraler ude i fjernvarmenettet.

8.3 Analyse af potential efor ekstra elproduktion

Som for de øvrige anlæg vil der være et potentiale for ekstra elproduktion på turbinen, hvis fremløbs- og returtemperaturen i fjernvarmenettet kan sænkes.

Den nye situation med samdrift af fjernvarmeselskabet med kraftvarmeværket bør give bedre vilkår for at optimere den samlede drift af de forskellige produktionsanlæg og distributionsanlæg.

Et sted at starte kan være at se om kravet til fremløbstemperatur på 79 °C kan reduceres i perioder. Med standard vekslerunits installeret hos kunderne, bør der kun være få flaskehalse i nettet som forhindrer en lav fremløbstemperatur.

8.3.1 Sygehuset

Ved sygehuset er der et forholdsvist højt temperaturkrav på omkring 70 °C samtidigt med at varmeaftaget er ret stort. Det kan derfor anbefales, at få lavet en nærmere undersøgelse af, hvor stor en del af varmebehovet på sygehuset, som faktisk kræver temperatur på 70 °C.

På besøgsdagen 14. januar 2014 var udetemperaturen cirka 4 °C og varmeaftaget på sygehuset omkring 3.1 MW ved en temperatur på cirka 72 °C på sekundærsiden, mens der var cirka 82 °C på primærsiden af veksleren. Den logaritmiske middeltemperaturdifferens på veksleren var da 6,9 °C.

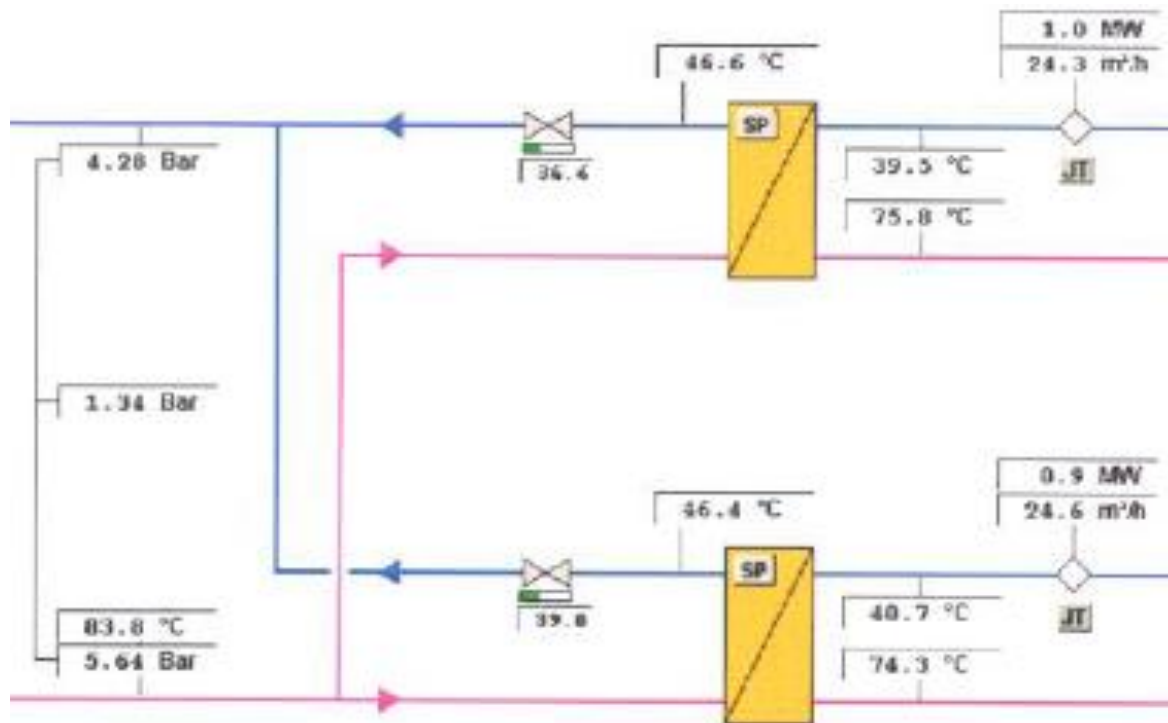
Det er en ganske høj temperaturdifferens på veksleren. En ekstra veksler eller evt. flere plader kan reducere kravet til fremløbstemperatur på primærsiden.



8.3.2 Vekslerstation Nordvesthavnsvej

På besøgsdagen blev der overført cirka 1 MW varme i hver veksler med en logaritmisk middeltemperaturdifferens over hver veksler på cirka 7,5 °C (se Figur 8-4). Ligesom ved sygehuset, kan kravet til fremløbstemperatur sænkes ved at øge kapaciteten f.eks. til det dobbelte eller 3-dobbelte.

I tilfælde af at de to vekslerstationer udgør temperaturmæssige flaskehalse, er det oplagt at øge kapaciteten på vekslerne, for at kunne sænke fremløbstemperaturen på primærsiden.



Figur 8-4. Drift på vekslerstation Nordvesthavnsvej 14. januar 2014.

8.4 Geotermi i kombination med sæsonlager

Ved at reversere geotermianlægget i sommerperioden, hvor det ellers ikke er påtænkt benyttet, kan man bruge det til sæsonlagring af varme. Varmen kan være overskudsvarme fra affaldsforbrændingen, som ikke kan afsættes i fjernvarmenettet og derfor skal bortkøles, ekstra varmeproduktion fra en øget indfyring af affald eller fx varme fra solpaneler. Lageret vil da være af typen DATES (deep aquifer thermal energy storage).

Løsningen kræver imidlertid, at flowet gennem undergrunden og borerør kan vendes, således at injektionsbrønden nu bliver indvindingsbrønden og omvendt. Dermed kan levetiden af de geotermiske brønde (inden der kommer gennemslag af koldt vand) forlænges. Denne mulighed er særlig oplagt, når elforbruget til at pumpe vandet ind i formationen er beskedent. Hvis vandet kan injicere-



res ved en ret høj temperatur (f.eks. normal fremløbstemperatur), kan elforbruget til at pumpe vandet ind i formationen reduceres yderligere i forhold til den varmeeffekt, der oplagres.⁶

Sønderborg Fjernvarme har dog oplyst, at anlægget ikke kan reverseres bl.a. fordi dykpumpen (fra Slumberger) ikke er forberedt til det. Det vil sandsynligvis også kræve en dykpumpe i den anden brønd, som normalt er injektionsbrønd. Desuden er foringen i injektionsbrønden muligvis ikke egnet til at strømmingen vendes. Vi ser derfor ikke nærmere på denne mulighed.

8.4.1 Optimering af indvinding af varme fra geotermi og elforbrug

I forbindelse med indvinding af varme fra geotermiboringen, er der flere optimeringsparametre. "Varmehøsten" fra geotermivandet afhænger af temperatur og flow af vand, der efter afkøling i absorptionsvarmepumperne, sendes frem i ledningen til Spang. Styringen af vekslerne ved Spang er vigtig for sikre, at der høstes en optimal mængde varme fra geotermivandet.

Det er her vigtigt, at være opmærksom på at pumpebehovet i geotermibrønden er væsentligt større end i vandledningen fra Spang til værket. Derfor bør flowet i denne transmissionsledning ikke virke begrænsende på energihøsten fra geotermivandet. Ved stigende flow i transmissionsledningen bliver opvarmningen mindre. Der bør derfor være en moderat større varmekapacitet i det flow, der sendes i transmissionsledningen i forhold til varmekapacitet af flowet af geotermivand, således at der opretholdes en lille temperaturforskel (antageligvis mindre end 3 C) i den kolde ende af vekslerne ved Spang. Antallet af veksler, der benyttes, er også en optimeringsparameter, idet et for lavt flow gennem vekslerne kan give kortslutningseffekter.

Med en sådan optimering sikres det, at der ikke skal pumpes mere vand gennem geotermibrønden end højst nødvendigt for en given varmeeffekt fra geotermianlægget, med henblik på at minimere det samlede pumpebehov i geotermipumper og transmissionspumper og forlænge levetiden af geotermiboringen.

I Figur 8-5 er vist et skærmbillede fra driften af vekslerstationen ved Spang under første besøg. Det bemærkes, at mindste temperaturdifferens i de tre aktive veksler er i den varme ende. Dette betyder relativ lav energihøst af geotermivandet og forholdsvis meget pumpearbejde til geotermipumper.

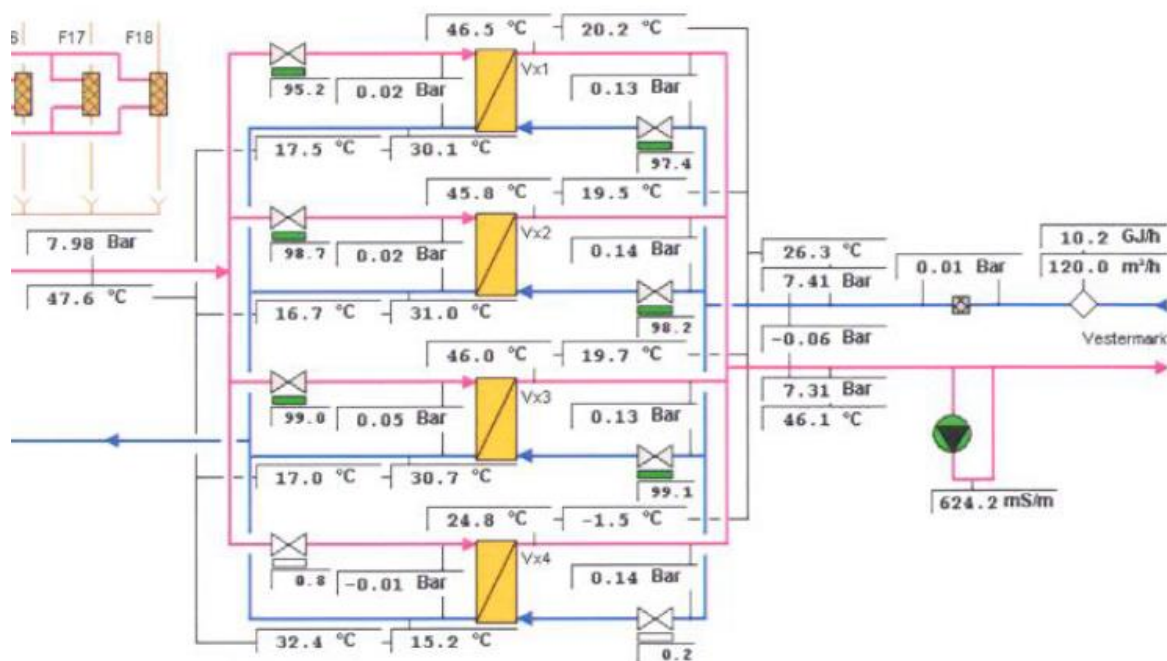
Med et saltindhold på omkring 20 % (oplyst af Sønderborg Fjernvarme) forventes ved en temperatur af vandet på 40 °C en densitet af vandet på 1150 kg/m³ og en varmekapacitet på kun omkring 3.3 kJ/kg°C. Det svarer til en volumetrisk varmekapacitet på 3.8 MJ/m³°C.

⁶ Om kombinationen af et sæsonlager og geotermi er hensigtsmæssig i Danmark afhænger i høj grad af hvor meget pumpeeffekt, der skal bruges til at sende vandet ind i formationen. Med geotermi borer man ofte brøndene så injektionssted og indvindingssted er så langt fra hinanden at der går mindst 20 år inden der kan forventes "gennemslag". I relation til sæsonlagring og pumpeeffekt kan det imidlertid være u hensigtsmæssigt med så lang afstand, da tryktabet stiger med afstanden.

Vi vurderer at det er mere ressourceøkonomisk med et dybtliggende varmtvandslager (DATES), hvor temperaturen i den omkringliggende undergrund er mindre vigtig mens det afgørende er høj permeabilitet, samtidigt med at afstanden mellem brøndene ikke bør være meget længere end det der kræves for at kunne opretholde adskillelse af kold og varm brønd hen over sæsonen. Da lageret ligger langt under grundvandsniveau, forventes der ikke at være en risiko for påvirkning af grundvandet.



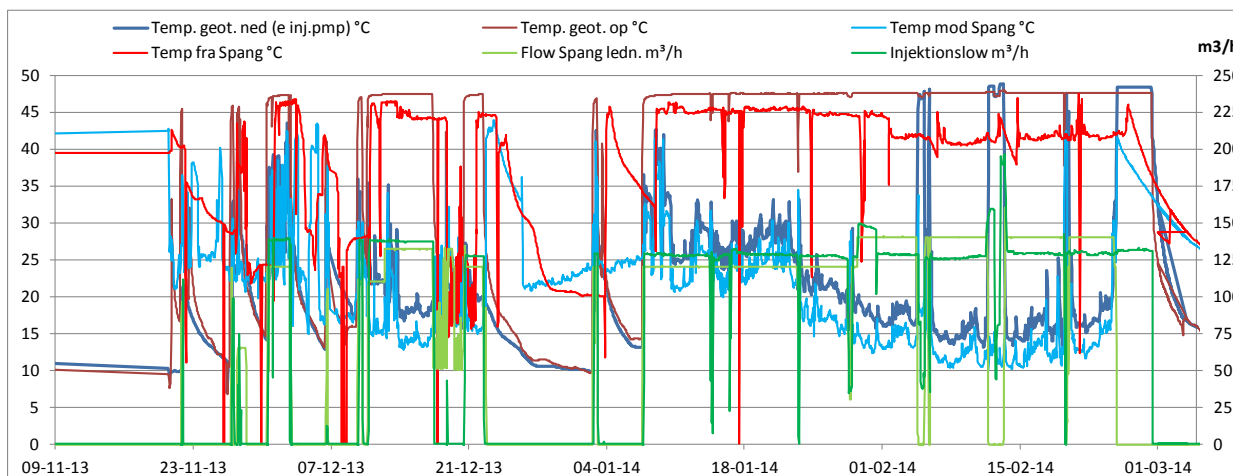
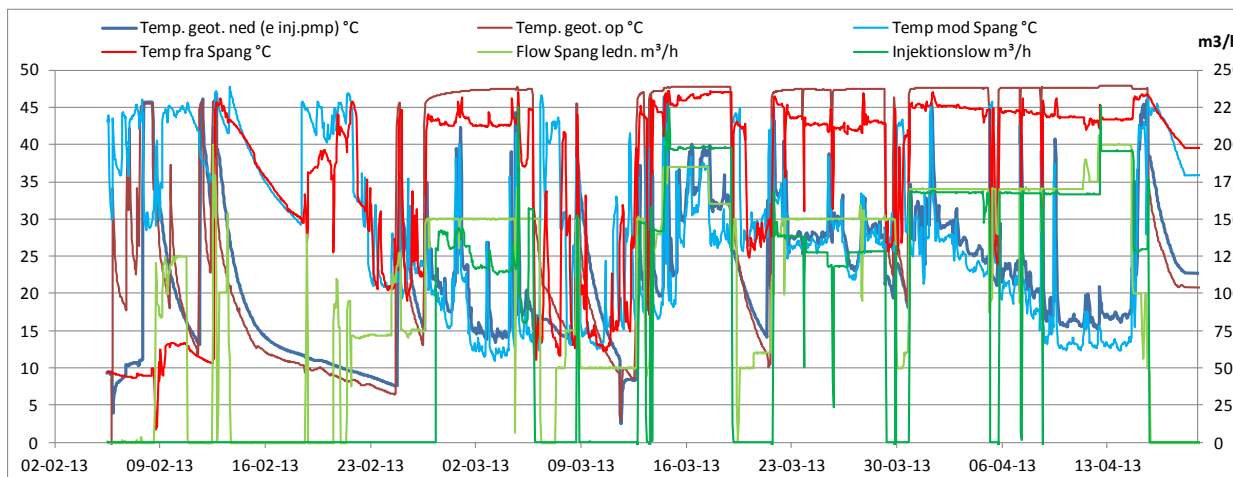
Det er naturligvis usikkert at tage udgangspunkt i et øjeblikksbillede (se Figur 8-5), men ud fra de viste flow på de to sider af vekslerne og en energibalance, kan den volumetriske varmekapacitet på geotermisiden estimeres til $4.47 \text{ MJ/m}^3\text{C}$. Det er således næsten 18 % højere end det forventede i forhold til saltindholdet. Der er tilsyneladende en inkonsistens i målingerne, f.eks. på flowet af geotermivand, som viser et for lavt flow. Muligvis er der anvendt en forkert densitet i flowmåleren.



Figur 8-5. Skærbillede af vekslerstation ved Spang under besøget 14. januar 2014.

Vi har derfor set lidt nærmere på driften, som den har været hidtil af flow i geotermivandet i forhold til flowet af vand i transmissionsledningen mellem varmeværket og Spang. I Figur 8-6 er vist hvordan flow og temperaturer har været på geotermivand og vandet i transmissionsledningen mellem Spang og varmeværket.

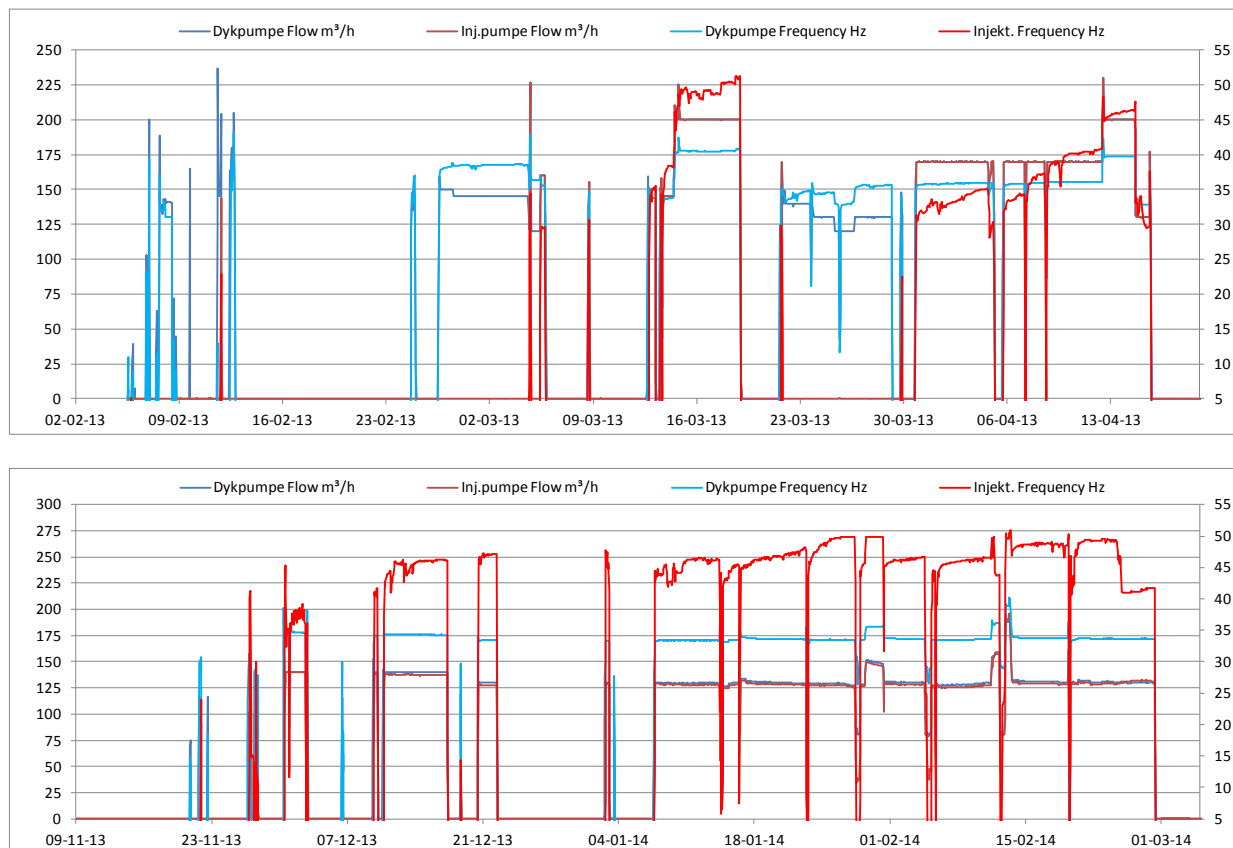
Det bemærkes umiddelbart, at der ikke er et fast flowforhold mellem de to systemer. I en periode er flowet større i geotermisystemet end i transmissionsledningen og i en anden periode er det omvendt eller næsten samme flow. Af graferne fremgår ikke hvor mange veksler, der er i drift ved Spang. Derfor kan temperaturforskelle på vekslerne ikke umiddelbart sammenlignes med flowforholdene.



Figur 8-6. Sammenligning af temperaturer og flow ved vekslerstationen ved Spang.

Vi har ikke fået oplysninger om reguleringsstrategien for injektionspumpe og dykpumpe. Ud fra driftsdata ses heller ikke en klar sammenhæng mellem frekvenserne (omløbstal) af de to pumper.

I lange perioder ser det dog umiddelbart ud som om, at det er omløbstallet på dykpumpen, der sætter begrænsningen i flowet (se Figur 8-7). Vi har ikke pumpekurver for de to pumper, og ingen beskrivelser af hvilke begrænsninger, der måtte være mht. indvinding fra geotermi-boringen. Vi kan derfor ikke regne nærmere på problemet. Umiddelbart ser det dog ud som om, at der kan spares el ved at reducere injektionstrykket samtidigt med at omløbstallet øges på dykpumpen. Det er naturligvis med forbehold for, at der kan være restriktioner, som forhindrer dette.



Figur 8-7. Omløbstal (frekvens) og flow på injektions- og dykpumpe ved geotermiboring.

8.4.2 Udnyttelse af evt. ledig varmepumpekapacitet

Med indførsel af geotermisk varme, som høstes i temperaturområdet fra 48 °C og nedefter, er det nødvendigt med en varmepumpe til at opgradere denne varme, for at den er brugbar i det nuværende fjernvarmesystem. Det nye flisfyrede anlæg leverer ikke strøm, men kun varme i form af hedtvand, som overfører drivpotentiale til absorptionsvarmepumperne.

Geotermianlægget kræver udover hedtvand, til at drive absorptionsvarmepumperne, også en betragtelig mængde elektricitet til at drive de pumper, som presser vandet gennem det vandførende lag i undergrunden.

For at få et acceptabelt forhold mellem elforbrug og indvundet varme, er det essentielt, at der trækkes meget varme ud af geotermivandet, inden det re-injiceres, som altså sker ved at afkøle vandet vha. varmepumper. Absorptionsvarmepumperne trækker både varme ud af den kondenserende røggas fra fliskedlerne og ud af geotermivandet. Det er oplyst at røggassen er planlagt at skulle køles ned til omkring 28 °C mens geotermivandet er planlagt at skulle kunne køles helt ned til omkring 12 °C. Grunden til at røggassen ikke afkøles så meget som geotermivandet er formodentlig et krav om en mindste temperatur i skorstenen tæt på 28 °C.



På besøgsdagen den 14. januar 2014 var anlægget under indkøring, og der blev indvundet cirka 130 m³/h geotermivand, som kun blev afkølet fra 47,5 °C til 29,4 °C, svarende til en varmeeffekt på cirka 2.7 MW. Det fremgik ikke, hvad dykpumpen bruger af elektricitet, men trykstigningen alene over injektionspumpen var omkring 50 bar. Begge fliskedler var i drift med en ydelse på godt 24 MW.

Senere har vi fået tidsserier af bl.a. pumperne i geotermianlægget. De viser, at det typiske tryk efter dykpumpen er cirka 73 bar når der indvendes knapt 130 m³/h og når der ikke pumpes er trykket omkring 62 bar (hvilket tyder på at pumpen ikke sidder i en dybde af 800 meter). Trykstigningen over injektionspumpen er omkring 57 bar ved et flow på knapt 130 m³/h. Det samlede tryktab er da omkring 68 bar ved et flow på 130 m³/h.

Hvis det viser sig at varmepumpernes kapacitet er begrænsende for afkølingen af geotermivand, kan fjernvarmens returtemperatur være vigtig for geotermianlæggets performance, både i relation til elforbrug til pumper og forventet levetid af boringen (inden der kommer gennemsalg af koldt vand til indvindingsbrønden, 800 meter fra injektionsstedet).

8.4.3 Udnyttelse af varmepumpekapacitet på affaldsværket

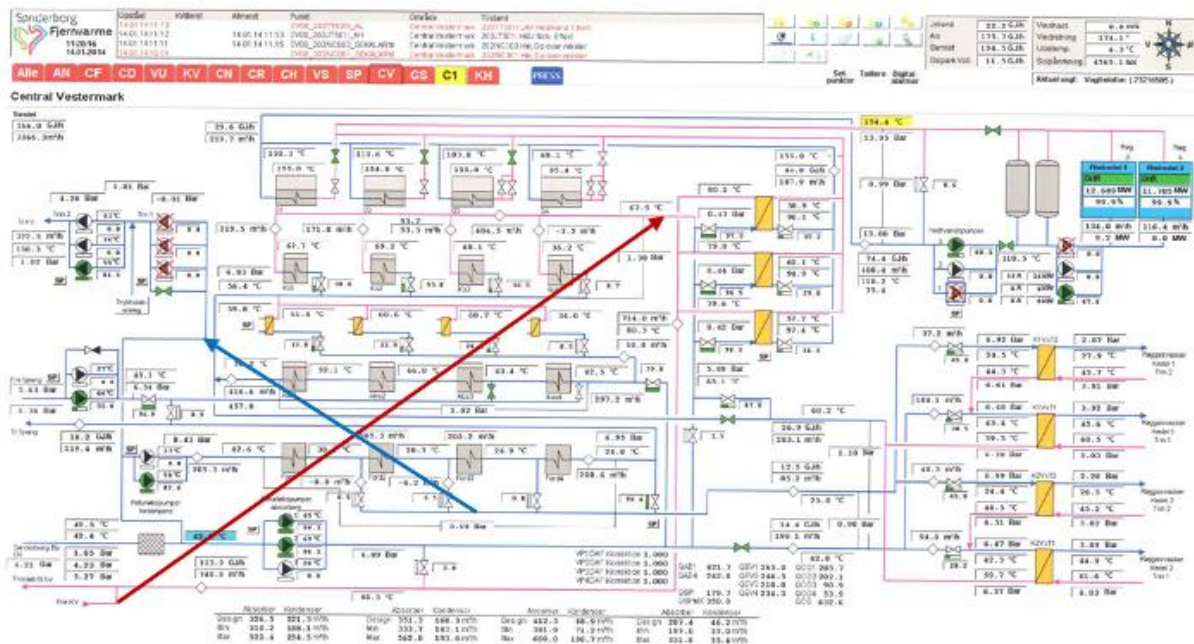
Hvis flaskehalsen i stedet viser sig at være knyttet til, hvor stort et flow pumperne kan presse gennem undergrundsformationen, kan det blive aktuelt at pumpe ned til endnu lavere temperatur på røggas og injektionsvand.

Det kan også være at absorptionsvarmepumpernes kapacitet i visse perioder kan udnyttes til at få større elproduktion på dampturbinen eller større varmeudnyttelse fra røggassen fra affaldsværket. Det kan ske ved at varmepumperne afkøler returvandet inden det sendes videre ind på affaldsværkets røggasveksler og/eller tage den sidste del af opvarmningen på fremløbet (seriel drift).

Der er tre umiddelbare muligheder for at integrere varmepumperne med dampturbinen:

1. Seriel opvarmning af fjernvarme, hvor hedtvand fra fliskedler tager den sidste opvarmning.
2. Afkøling af fjernvarmereturvandet i absorptionsvarmepumperne inden vandet sendes ind på røggaskondenser efter scrubberen.
3. Kombination af 1 og 2.

I Figur 8-8 er skitseret forslag til hvor fremløbet fra SKVV kan tilføres til absorptionsvarmepumperne, og hvor afkølet retur kan tages fra og sendes videre til røggaskøler på affaldskedlen.



Figur 8-8. Skærbillede af de 4 absorptionsvarmepumpers integration med fjernvarme og fliskedler. Den røde pil viser, hvor man evt. kunne tilføre fjernvarmefremløb fra SKVV med henblik på mere elproduktion på damp turbine. Den blå pil viser et forslag til hvor afkølet fjernvarmevand kan tages fra absorptionskøleanlægget og sendes ind på affaldsværkets røggaskøler og videre til turbinekondensator for at få højere varme- og elvirkningsgrad på affaldsværket.

I det følgende er estimeret konsekvenserne af de tre muligheder oplister ovenfor.

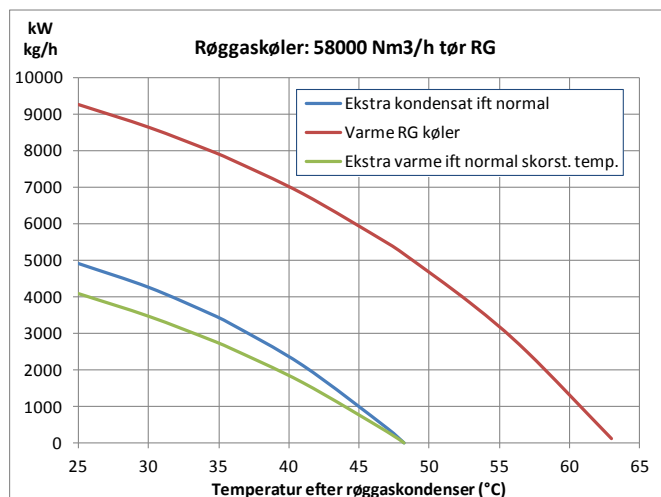
Weel & Sandvigs turbinesimulator er benyttet til at beregne eleffekter. Resultaterne i form af bl.a. ekstra eleffekt og ekstra varme er vist i Tabel 8.1, som gælder for et dampflow på 8.4 kg/s (30,2 t/h).

Resultater fra dampturbinesimulator				Scenarier					
Turbineeffekt sfa kondens. temp	Dampflow:			8.4	Base	Alt 1	Alt 2	Alt 1+2	
Tind kond 1	53.0	45.0	38.0	40.2	53.81	51.14	47.71	44.02	
Tud kond 2	85.0	85.0	85.0	72.0	85.0	72.0	85.0	72.0	
Eleffekt	5924	6013	6089	6428	5914	6354	5981	6383	
				Ekstra el	kW	440	67	469	
				Ekstra varme	kW	306.0	2606	2833	
				T RG skorsten	°C	48.2	47.0	35.8	34.4
				T fj.v. ind på RG kondenser	°C	44.0	44.0	30.0	30.0
				Fj.v. flow	m3/h	464.2	673.2	386.1	499.6

Tabel 8.1. Eleffekter sfa. temperaturer i kondensatorer beregnet med WS turbinesimulator.



Beregningen (se også Figur 8-9), gælder for et røggasflow på 58.000 Nm³/h (tør), som er tæt på fuldlast, og med antagelse om at temperaturen ind på røggaskondenseren er 66 °C med dugpunkt på 63 °C. Der er antaget, at i basistilfældet afkøles røggas til 48,2 °C. Beregningerne er baseret på driftsdata observeret i en periode fra 1. oktober 2013 til 23 januar 2014. Dette antages at svare til forholdene i fyringssæsonen, hvor også det flisfyrede anlæg forventes at være i drift.



Figur 8-9. Ekstra varmeeffekt fra røggaskondenser ved at køle returvandet inden det sendes ind på veksleren.

Det ses af Tabel 8.1 at **Alt 1**, hvor der er regnet med en sænkning af fremløbstemperaturen fra 85 °C til 72 °C, medfører et større flow af fjernvarme således at temperaturen ind på kond.1 falder fra 53,8 °C til 51,1 °C ved en returtemperatur på 44 °C. Det giver en ekstra eleffekt på generatoren på 440 kW.

I **Alt. 2** afkøles fjernvarmereturvandet i absorptionsvarmepumperne fra 44 °C til 30 °C inden det sendes ind til røggaskondenser.

Ifølge SKVV skal temperaturen i skorsten være højere end 35 °C i den nuværende tilladelse. Det sætter dermed en begrænsning på hvor meget ekstra varme, der kan udnyttes ved dette arrangement, forudsat at kapaciteten er til stede på varmepumperne.

Hvis normalt tilstanden i dag er en skorstenstemperatur på 48,2 °C (antaget 44 °C returtemperatur af fjernvarmen) ses, at der ved den pågældende last kan udnyttes omkring 2.6 MW ekstra varme i røggassen. Det medfører endvidere en ekstra kondensatmængde på cirka 3.3 m³/h.

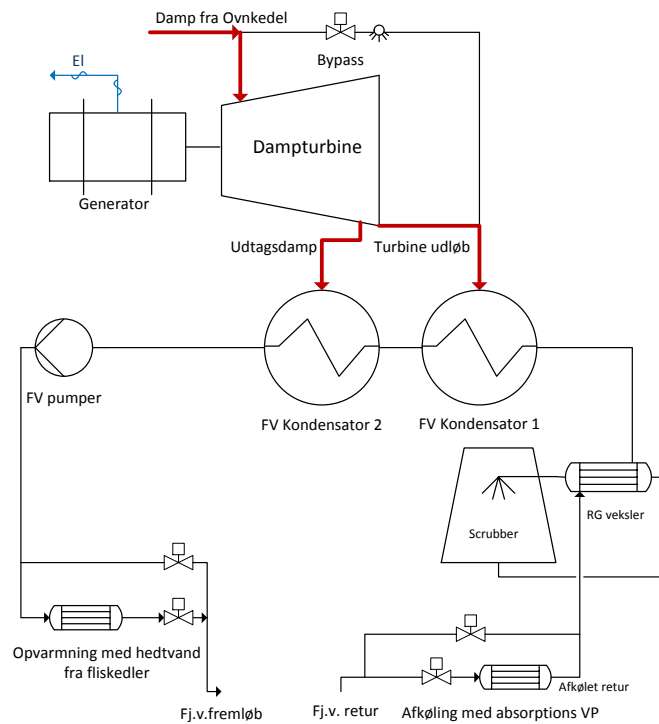
Udover det ekstra varmeoptag fra røggassen, betyder den sænkede temperatur ind på røggaskondenser også en lavere temperatur af fjernvarmevandet ind på turbinens kondensatorer, og dermed lidt mere elproduktion på turbinen.

Beregningen viser at temperaturen ind på turbinens kondensatorer falder fra 53,8 °C til 47,7 °C når returtemperaturen afkøles fra 44 °C til 30 °C. Den ekstra eleffekt på turbinen er herved estimeret til 67 kW.



Endelig viser beregningen for kombination af de to muligheder (**Alt. 1+2**), hvor returen afkøles til 30 °C, samtidigt med at fremløbet sænkes til 72 °C, at der her genvindes ekstra varme fra røggassen på cirka 2.8 MW og elproduktionen øges med 469 kW i forhold til udgangspunktet.

Der er ikke regnet på driftstilstanden på absorptionsvarmepumperne i forbindelse med afkøling af returen. Hvis forslaget viser sig at være relevant i den kommende drift, vil vi foreslå, at der gennemføres en detaljeret beregning, hvor også absorptionsvarmepumperne indgår.



Figur 8-10. Skitse af serial drift af det flisfyrede anlæg med absorptionsvarmepumper og damp turbine.

8.5 Delkonklusion – SKVV

I relation til geotermi og dets evt. integration med affaldsværket mangler der endnu driftserfaringer og indkøring af geotermianlægget, som på nuværende tidspunkt ikke indvinder den varme, som forventet fra geotermiboringen. Årsagen skal muligvis findes i selve injektionsbrønden, hvor små v-formede spalter i injektionsrøret kan være delvist tilstoppede. Eller måske i hvordan dykpumpe og injektionspumpe reguleres.

Der er således usikkerhed om hvordan den fremtidige drift bliver og dermed også hvor og i hvilken tidsmæssig udstrækning flaskehalse optræder på anlægget. Der er med andre ord ikke et ordentligt grundlag for at regne på potentialer for ekstra varmeudnyttelse fra affaldsforbrændingsanlægget og ekstra elproduktion.

I det nuværende net er der påvist ret store temperaturdifferenser på et par vekslerstationer i systemet. Ved at øge vekslerarealer kan de forsynes med lavere temperatur, og give grundlag for en



sænkning af fremløbstemperaturen, som i betragtning af de ellers udbredte effektive forbrugerinstallationer, bør kunne forsynes med en lavere fremløbstemperatur fra værket end 85 °C.

Endelig er der påvist ret store potentialer for ekstra el- og varmeproduktion på WtE anlægget, hvis der er ledig kapacitet på absorptionsvarmepumperne og det integreres med kraftvarmeanlægget.



9. FREMTIDIGE PERSPEKTIVER FOR FJERNVARME

Elproduktion bliver i stigende grad produceret med VE fra ikke termiske anlæg. Varme i samproduktion med el bliver derfor mindre, og betyder at mange kollektive varmforsyninger mister den samproduktionsfordel, der er mellem el og varme, som tidligere gav mulighed for forholdsvis billig varme og var en væsentlig grundpille for fjernvarmen i den samfundsøkonomiske betragtning.

En del fjernvarmenet har ret store varmetab, som primært skyldes:

- temperaturniveauet er højt (kan skyldes få ineffektive forbrugerinstallationer)
- densiteten på forbrugersiden er lav

En omstillingsproces til et mere effektivt samlet system, der omfatter både forbrugerinstallationer og fjernvarmesystem vanskeliggøres af at den enkelte forbrugers indsats ved omlægning til en lavtemperatur-installation kun delvist kan udnyttes og komme til sin ret i det samlede system.

Der er efterhånden mange steder indført belønning/straf i forhold til hvor stor afkøling der sker af fjernvarmevandet i forbrugerens installation. En stor afkøling betyder mindre elforbrug på pumper og mindre varmetab fra systemet. Det betyder også mulighed for mere elproduktion, hvis der er tale om et kraftvarmeværk med en dampturbine, eller mindre elforbrug eller drivvarme på varmeværket, hvis man også her anvender varmepumper.

En tilsvarende belønning for at have behov for en lav forsyningstemperatur er så vidt vides endnu ikke praktiseret. Forbrugeren har reelt også kun et alternativ, at kunne anvende varme fra returledningen f.eks. i kombination med en varmepumpe.

Triple-rør eller 3-strengs systemer giver mulighed for flere frihedsgrader i et fjernvarmesystem. Hvis varmforsyningen er baseret på varmepumpning, som vi forventer i stigende grad vil blive udbredt i fremtiden, er det ganske væsentligt at varmen ikke skal pumpes til en højere temperatur end nødvendigt. Spørgsmålet er dog om det bliver for komplekst at driftsoptimere i praksis både for værket og i selve forbrugerinstallationen med de sæsonmæssige udsving der er i belastninger.

For de eksisterende systemer kan en omlægning til decideret lavtemperatur drift (fx 50 grader i fremløb og en retur under 20 grader og måske helt ned til 5 grader om vinteren), hvor forbrugere også pumper varme fra, være væsentlig mindre komplekst og mere håndterbart. Det vil fordre individuelle varmepumper til at dække varmtvandsforsyningen og hos en del forbrugere evt. også boligopvarmning. Sådanne varmepumper bør kunne produceres kompakte og billige, hvis produktionsantallet bliver stort.

Spørgsmålet er dog om varmepumpeintegrerede fjernvarmesystemer kan konkurrere med individuelle varmepumper, som tager varmen direkte fra omgivelserne evt. i kombination med varmelagring, hvis man samtidigt også kræver en stadig mindre energiramme i boliger.



10. SAMLET KONKLUSION

I projektet er der påvist potentialer i forøget energiproduktionsværdi fra kraftvarmeproducerende affaldsforbrændingsanlæg. Et centralt udgangspunkt for en forøgelse af produktionsværdien fra anlæggene har været at producere mere el på anlægget med samtidig enten mere indfyring af affald (hvis der er kapacitet) eller mindre bortkøling af varme.

I et selskabsøkonomisk perspektiv er det ganske afgørende for de kraftvarmeproducerende affaldsforbrændingsanlægs drift af turbinen, om varme fra affaldsanlægget er rigelig i forhold til afsætningsmuligheden af varme. Værdien af varme ændres væsentligt når varmebehovet betyder at der marginalt i systemet opstår behov for at der indfyres naturgas. Betalingen for el fra turbinen (der marginalt produceres med omkring 100 % elvirkningsgrad) er da i direkte konkurrence med gasprisen.

Virkeligheden for mange anlæg i dag er, at el i en stadigvæk stigende del af fyringssæsonen enten ikke er mere værd end marginal varmeproduktion eller måske ligefrem mindre værd. Når det er tilfældet, er der ikke økonomisk incitament til at kunne øge elproduktionen på turbinen. Det er samtidigt i den periode at belastningen og varmeproduktionen på anlægget er størst, og betyder således at en væsentlig del af potentialet for ekstra elproduktion ikke vil blive realiseret pga. manglende økonomisk incitament.

10.1 Sænket fremløbstemperatur i net

Når el i perioder er mere værd end varmeproduktion på turbinen, skal den ekstra elproduktion, fx. opnået ved at sænke fremløbstemperaturen, konkurrere med et større elforbrug på fjernvarmepumper (behov for et større flow grundet en mindre afkøling af fjernvarmevandet). Dette er på visse anlæg især aktuelt i perioder med stort varmebehov. Til gengæld betyder lavere fremløbstemperatur normalt et lavere varmetab fra systemet, og kan sagtens være den væsentligste økonomiske fordel i perioder, hvor varmens værdi er fastlagt af at der marginalt indfyres naturgas i systemet.

El, der anvendes til drivning af fjernvarmepumper, har en lempeligere afgiftssats end el anvendt i varmepumper. Differentieringen skævvrider og er blot én blandt flere barriere for en rationel resourceoptimering af det samlede system.

Det største potentiale for ekstra elproduktion, som følge af sænket fremløbstemperatur, vurderes på baggrund af analyserne at være i forårs og efterårs perioderne. I lavlastperioden om sommeren, er der også påvist et vist potentiale for ekstra elproduktion, som kan reducere behovet for bortkøling af varme eller mulighed for at modtage og afbrænde mere affald og dermed bedre udnyttelse af anlægskapaciteten. En begrænsende faktor for at sænke fremløbstemperaturen om sommeren er imidlertid afkølingen på fremløbet, som følge af lavt varmeforbrug og dermed lang opholdstid af vandet i fremløbet inden det når forbrugeren.

Der er givet forslag til ændrede reguleringsstrategier på vekslersstationer (både på primærsiden alene og i forbindelse med shunt på sekundærsiden). De betyder at både fremløbstemperaturen og returtemperaturen på primærsiden kan reduceres. Derved kan afkølingen i nogle tilfælde faktisk øges samtidigt med at fremløbstemperaturen sænkes og betyder både potentiale for mere el på



turbine, mindre flow af fjernvarmevand og dermed mindre el til fjernvarmepumper og endelig også et mindre varmetab fra systemet.

Vi anbefaler derfor, at man nøje overvejer og regner på hvilke potentialer man går glip af i forbindelse med shunting og varmeveksling.

Potentiale for ekstra elproduktion fra dampturbine er påvist dels i historiske driftsdata fra Affald Plus og dels gennem forsøg med sænket fremløbstemperatur på Affald Plus og Nordforbrænding. I forbindelse med forsøg med lave kondensatortryk, blev endvidere observeret effekter der kraftigt indikerer en væsentlig stigning i mængden af luft i kondensatorerne. I forbindelse med lavtryksdrift er det således essentielt at lækage begrænses og at der er tilstrækkeligt afsug fra vacuum-pumper.

Under et forsøg med vibrationsmåling på dampturbinen ved Affald Plus er vist at vibrationsniveauet ikke ændres væsentligt når turbinen arbejder med væsentligt lavere tryk i kondensatorerne end designdata. Vi kan således konkludere, at vi ikke har påvist problemer af denne art i forbindelse med at sænke temperaturniveauet i turbinens kondensatorer til væsentligt under designniveau.

10.2 Seriel kobling af varmeproducenter

På flere anlæg er påvist et anseligt potentiale for ekstra elproduktion ved at opvarme fjernvarmevandet serielt først med dampturbinens kondensatorer og derefter med øvrige naboanlæg, som samtidigt er i drift og som ikke har væsentlige ulemper ved at skulle levere varmen ved et højere temperaturniveau. Hidtil har der været og indtil det nye anlæg sættes i drift er der stadigvæk et potentiale for dette på Nordforbrænding. På Sønderborg og hos AVV er der fortsat et potentiale.

Vi konkluderer at det er sandsynligt, at der findes et væsentligt potentiale for ekstra elproduktion med begrænsede ændringer og anlægsinvesteringer, når der i umiddelbar nærhed af dampturbinen opvarmes fjernvarmevand parallelt. Dette forekommer på tre af de fire undersøgte anlæg og primært i vinterperioden. Kun på det ene anlæg (Affald Plus) er anlægget og driften indrettes således, at dampturbinen faktisk tager den første del af opvarmningen af fjernvarmevand (seriel drift). Her er der i anlægget indbygget en bypass-veksler, som på fjernvarmestrengen sidder efter turbinen. Denne position er gunstig for turbinen i relation til elproduktion i de tilfælde, hvor bypass af turbinen sker, fordi turbinen ikke kan sluge mere damp.

Varmepumper i forbindelse med nye anlæg (i Hjørring og Sønderborg og som planlagt på Nordforbrænding) betyder, at varmepumpe og turbine konkurrerer om de lave returtemperaturer af fjernvarmen. Det er derfor hensigtsmæssigt, at denne integration gøres fleksibel, så driften bedre kan optimeres.

10.3 Opsummering af vigtigste potentialer

Der er identificeret flaskehalse og påvist potentialer for sænkning af temperaturer i de undersøgte fjernvarmenet med deraf afledt potentiale for ekstra værdi for affaldsværket i form af mere nettoelproduktion, mindre varmetab og evt. større udnyttelsesgrad af forbrændingskapaciteten.

De vigtigste potentialer der er identificeret er listet op i Tabel 10.1.



Anlæg	Nettopotentiale for ekstra el	Varmeforhold	Mekanisme/investering
Affald Plus	Periode: 7 mdr. 454 kW 2300 MWh/år 12 % ekstra i perioden 3.4% (ift prod. i 2010)	7 % mindre varmetab i hovedledning.	Ændret og mere tæt styring af fremløbstemperatur i en periode på de 7 varmeste måneder af året. (67 GWh)
	Periode 5 mdr.	130 MWh ekstra varme (12.000 Nm ³ gas)	Ændret setpunkt af fj.v. ud af economizer på gasfyret kedel.
AVV i Hjørring	Periode: 5 mdr. 490 kW 1800 MWh ca. 12 % af netto el inkl. pumpeeffekt på Hirtshals transm. 4.7% (ift 38 GWh prod. 2011)	85 kW større varmetab i transmissionsledningen til Hirtshals	Seriel fjernvarme opvarmning med flisfyrt og absorptionsvarmepumpe i 5 mdr. om året (vinter) og øget temp. i fremløb til Hirtshals. Ekstra enkeltstreng mellem de to anlæg og ændret koblingsmulighed.
Nordforbrænding	Periode: hele tiden 500 kW 2700 MWh/år (baseret på 5400 fuldlasttimer årligt) 3.5 % ekstra af samlet elprod.	Reduceret varmetab i dele af ledningsnettet.	Ændret arrangement af manifold til fjernvarme ledning fra eksisterende og nyt anlæg.
Sønderborg Kraftvarmeværk	Periode: 5 mdr. 470 kW 1700 MWh/år 8 % ekstra el fra turbine 4.2 % ekstra pa. (40 GWh/år)	Ekstra 2.8 MW fra røggas	Seriel fj.v.opv. med flisfyrt og køling af retur med absorptionsvarmepumpe i vinterperioden. Ændrede koblinger i central. Ledig varmepumpe kapacitet forudsættes ellers et mindre potentiale.

Tabel 10.1. Vigtigste potentialer.

10.4 Udfordringer for fremtidens fjernvarme

Projektet har påvist eller anskueliggjort nogle svagheder, der er ved nutidens fjernvarmesystemer:

- Ud over at fjernvarmesystemer er omkostningstunge i forbindelse med anlæggelsen, er de også besværlige, tidskrævende og omkostningstunge at ændre og tilpasse ved ændrede behov og belastninger, hvorfor dette ofte ikke sker.
- 2-strengssystemer (kun eet fremløb og een retur), som stort set anvendes overalt, er i termodynamisk forstand ineffektive til opfyldelse af varmebehov med forskellige temperaturniveauer. Fjernvarmesystemer forsynes ofte med en ens høj fremløbstemperatur fra produktionssted(er) dikteret af få eller en enkelt flaskehals i systemet. De steder i nettet, hvor der er råderum til at kunne køre med lavere fremløbstemperatur, opnås dette typisk ved simpel shuntning (sammenblanding af kold retur med varmt fremløb) hvor formålet alene har været at reducere varmetabet. Med større omlægninger kan svagheden begrænses ved:
 - Anvendelse af flere fremløbstemperaturer (fx triple rør med 2 fremløbstemperaturer).
 - Distribueret varmepumpning i fjernvarmenet med henblik på at begrænse primærbehovet for at forsyne eksisterende fjernvarmenet (specielt aktuelt hvis fjernvarmenettet skal forsynes fra varmepumper).



- Super lavtemperatur fjernvarmenet (fremløb lavere end 50 C) med individuel varmepumpning. I et 2-strengt system kan varmepumper så kobles på følgende 3 måder: fremløb/fremløb, fremløb/retur og retur/retur. Varmeprisen kan afregnes efter temperaturniveauet i tilkoblingen og en estimeret blandingstemperatur efter tilbagekobling. Med en returtemperatur, der om vinteren kan nærme sig 0 C vil det betyde at varmetabet fra returstrengen kan blive negativ.
- Ofte kun en enkelt eller få aktører, der dækker et varmforsyningsområde. Der kan være modstridende interesser mellem aktør og forbruger eller mellem de enkelte aktører, som ikke gavner varmforsyningen. I forhold til den enkelte forbruger kan der være monopolligende tilstande med tilslutningspligt.

De forslag, der drejer sig om at kunne øge elproduktionen på en kraftvarmeprocess ved at kunne sænke temperaturniveauet i det tilhørende fjernvarmenet, er langtidsholdbare, så længe der skal distribueres varme i et fjernvarmenet. Det begrundes både i et mindsket varmetab fra nettet og med at et sandsynligt alternativ til kraftvarme er varmepumpning. Med varmepumpebaseret fjernvarme bliver det endnu mere essentielt, at kunne forsyne ved lav temperatur.

Det er endvidere vores indtryk og erfaring, hvilket er konfirmeret i dette projekt, at fjernvarmesystemer fremover vil kunne imødesæ udfordringer med at være samfundsøkonomisk konkurrencedygtige i forhold til individuel varmepumpning. Det skyldes primært, at fjernvarmesystemer, som vi kender dem i dagens konfiguration, er ganske ufleksible og kun i ringe grad evner at tilfredsstille den enkelte forbrugers varmebehov på en termodynamisk effektiv måde og efter et "netop nok" princip. Mindre varmebehov i boligmassen er en anden faktor, som kan udfordre fjernvarmesystemers berettigelse flere steder.

Om den fremtidige løsning for eksisterende fjernvarmesystemer bliver omlægning til decideret lavtemperaturdrift med individuel varmepumpning hos den enkelte forbruger eller et kompromis bl.a. med anvendelse af nogle af de forslag, der er undersøgt i nærværende rapport, er uvist.



11. AFSLUTTENDE KOMMENTARER

Indgangsvinklen i projekt har været termodynamisk og de potentialer, der foreligger, er set ud fra en teknisk synsvinkel.

Fokus har ikke i lige så høj grad været optimering af affaldsværkers selskabsøkonomi, som i dag indebærer, at der primært skal styres efter afgiftsstrukturer, støtteordninger og definitioner i forbindelse hermed.

Vi har fokuseret på at påpege flaksehalse eller svagheder og mulige ændringer i eksisterende turbiner/fjernvarmesystemer med henblik på at reducere forbruget af primære forsyningskilder, uanset oprindelse m.v. af denne. Begrundelsen for denne indgangsvinkel er, at der endnu ikke er fundet en forsyningskilde, som ved dens udnyttelse er uden negative eller uønskede afledte påvirkninger af miljø, sikkerhed m.m. og samtidigt tilgængelig i et omfang, der ikke er begrænsende.

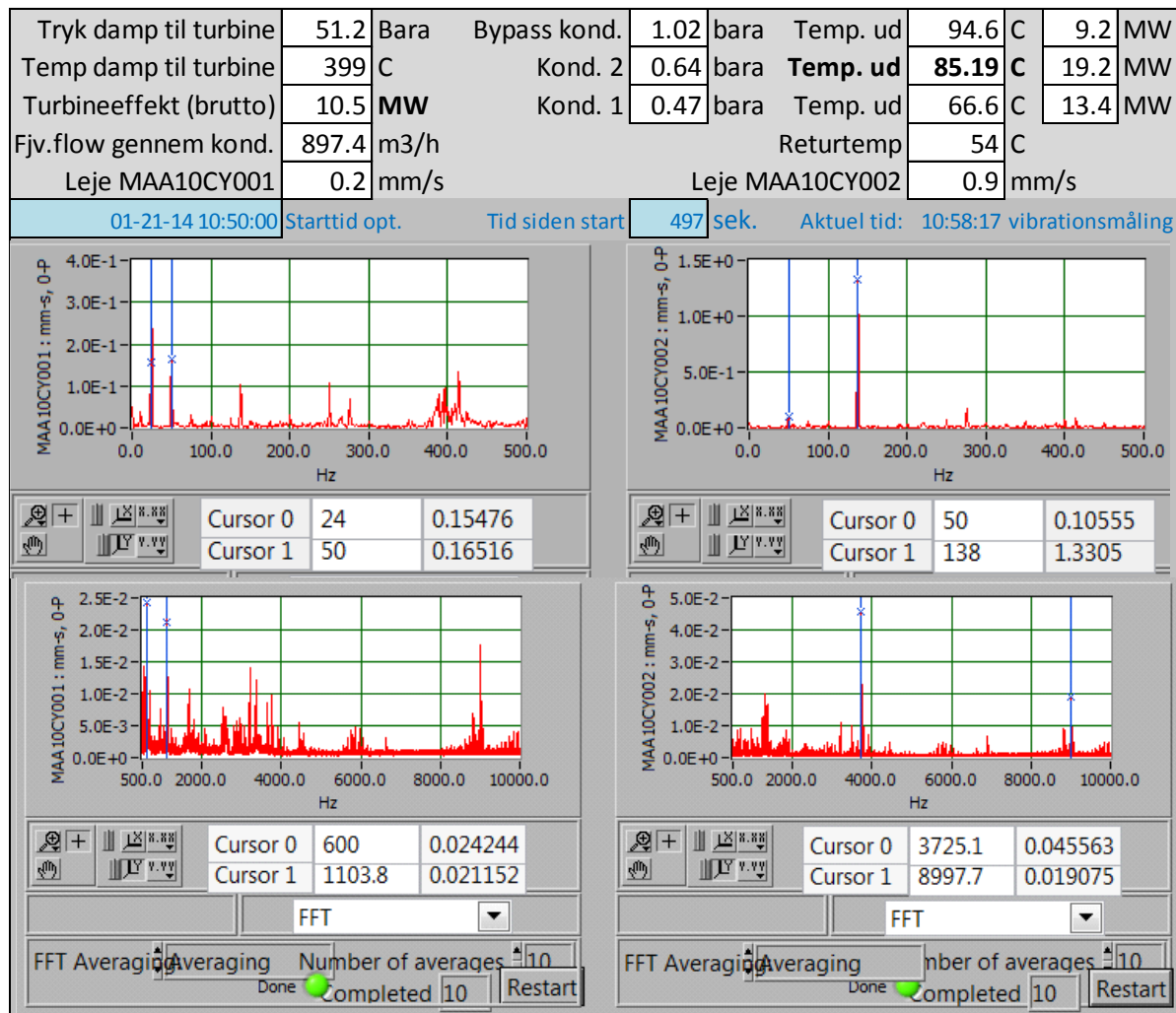
Derfor vil det stadigvæk, så langt vi kan se, være essentielt at få størst mulig nytteeffekt ud af ressourcer, som enten er begrænsede eller afstedkommer negative effekter i deres tilvejebringelse eller afledte marginale påvirkninger. Det gælder hvad enten ressourcen er fossilt brændsel, biomasse eller elektricitet fra f.eks. solceller eller vindmøller. Det gælder uanset om dagsordenen er at begrænse emission af drivhusgas, forsyningsikkerhed eller at skabe mere realværdi (realvækst) i et samfund.



Vibrationsanalyse på dampturbine hos Affald Plus

12. BILAG 1

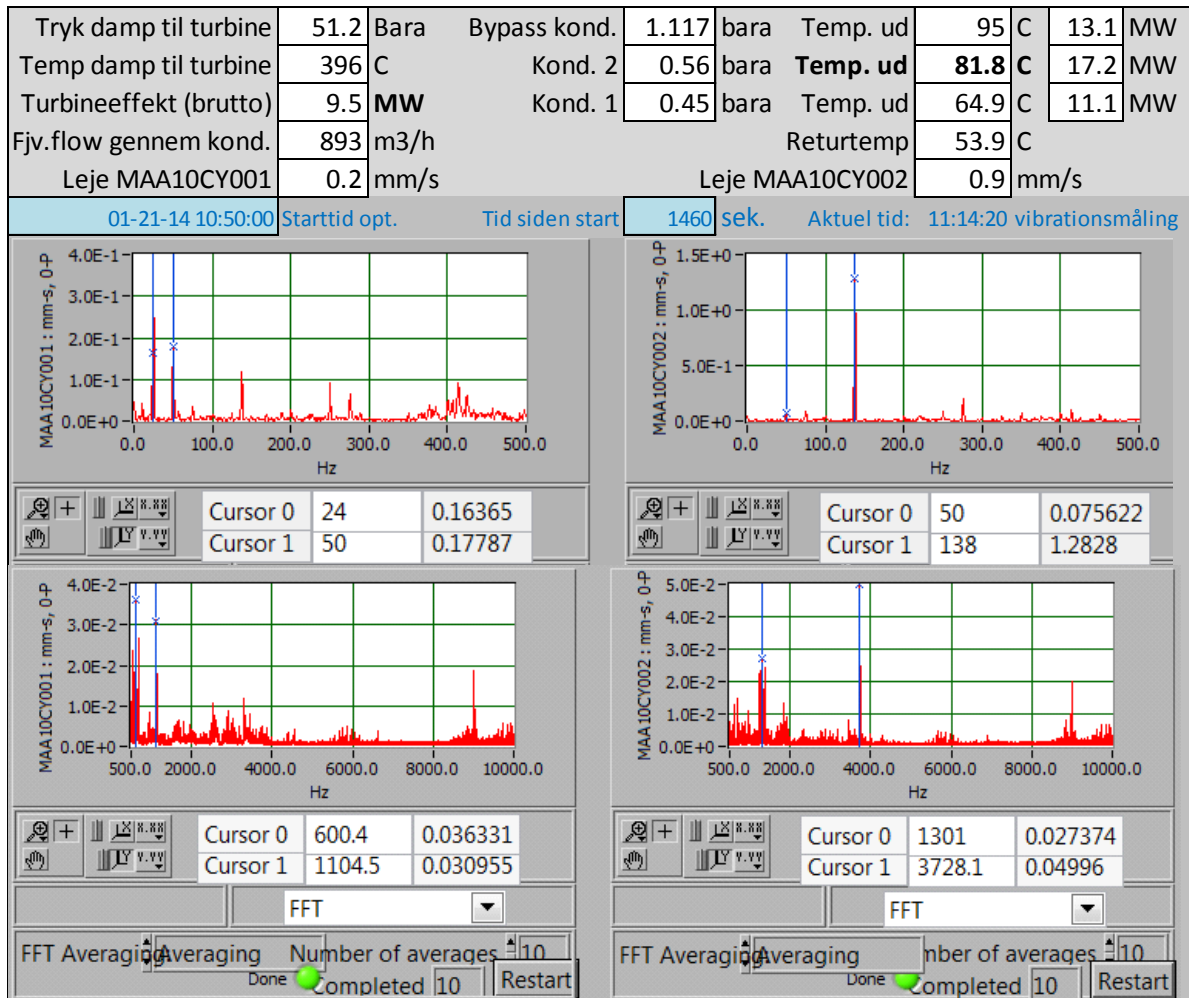
I de følgende figurer er vist Fourier-analyser af frekvensspekret fra 0 til 500 Hz og fra 500 til 10 kHz ved de to lejer og til forskellige tidspunkter under forsøget, hvor turbinens last trinvist er blevet sænket ved hjælp af mere damp i bypass veksler, således at temperaturen af fjernvarmevandet ud af kondensator 2 ligeledes er trinvist faldende.



Figur 12-1. Vibrationsmåling ved den aktuelle driftstilstand inden forsøg. Til venstre vibrationer på lejet ved højtryksende. Til højre vibrationer på leje ved lavtryksende.



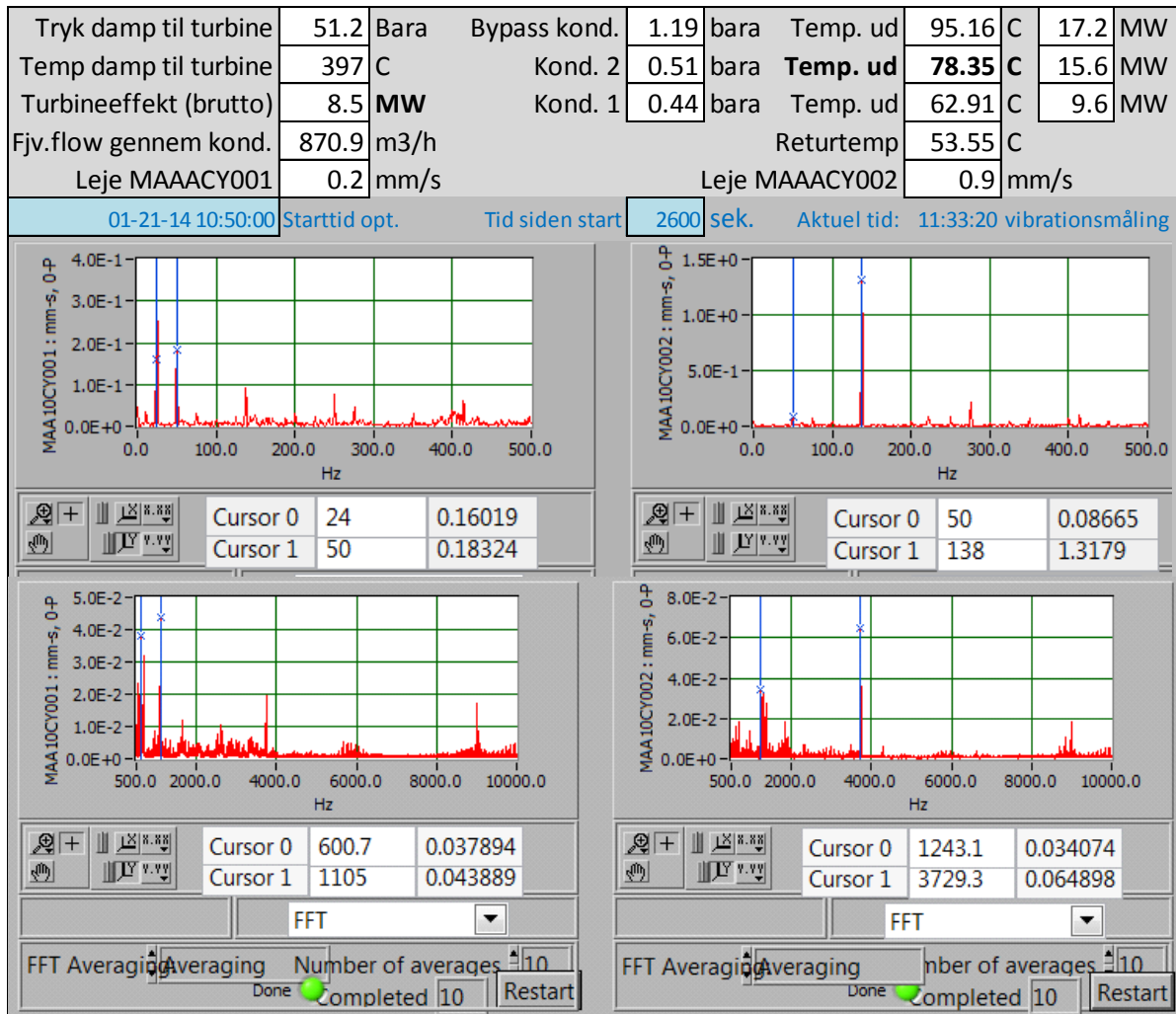
Vibrationsanalyse på dampturbine hos Affald Plus



Figur 12-2. Vibrationsniveauer ved 1 MWe nedregulering vha bypass. Temperaturen af fjernvarmevand ud af turbine-kondensator 2 er nu faldet fra 85,2°C til 81,8°C.



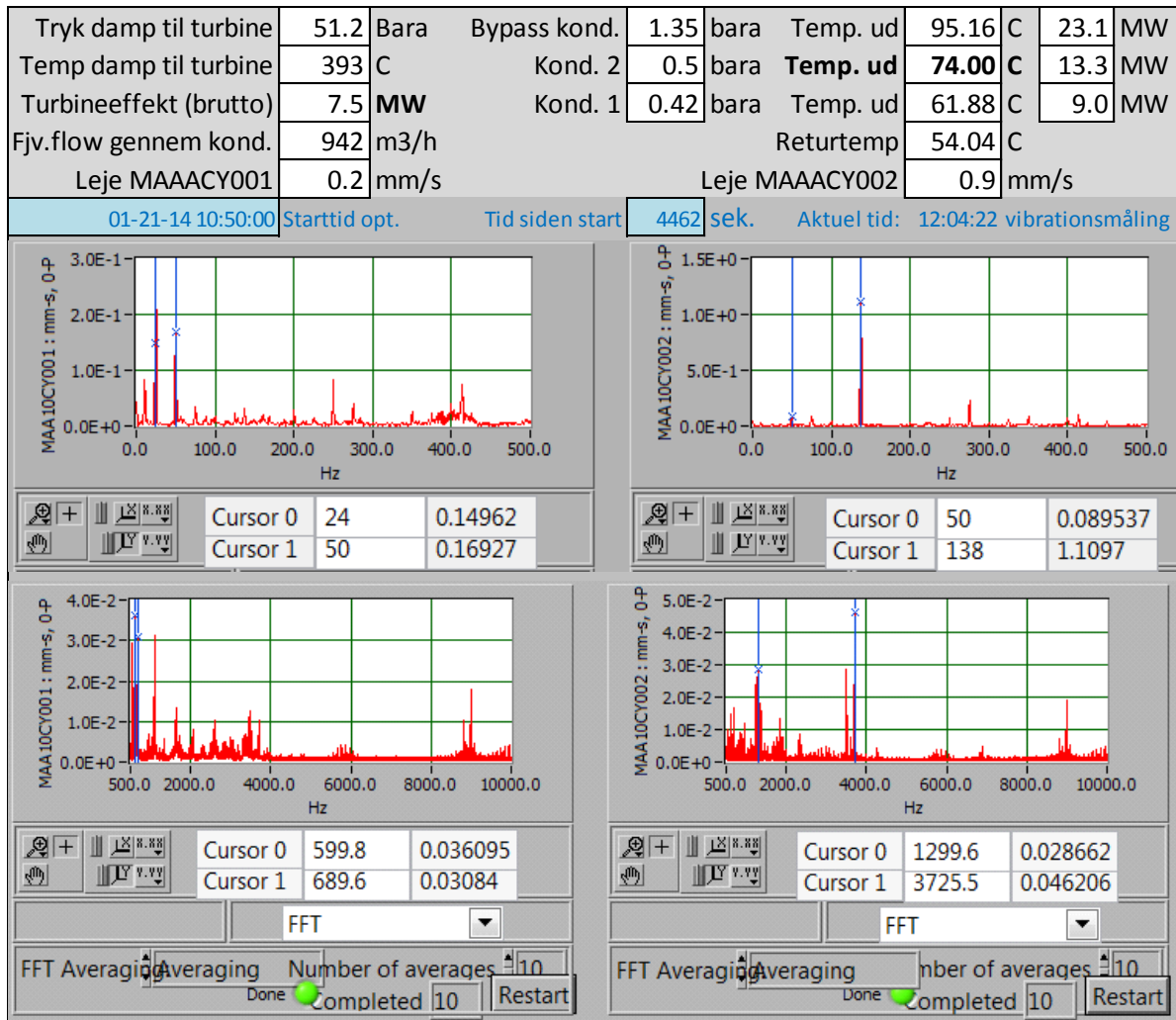
Vibrationsanalyse på dampturbine hos Affald Plus



Figur 12-3. Vibrationsmåling ved 2 MWe nedregulering vha. bypass.



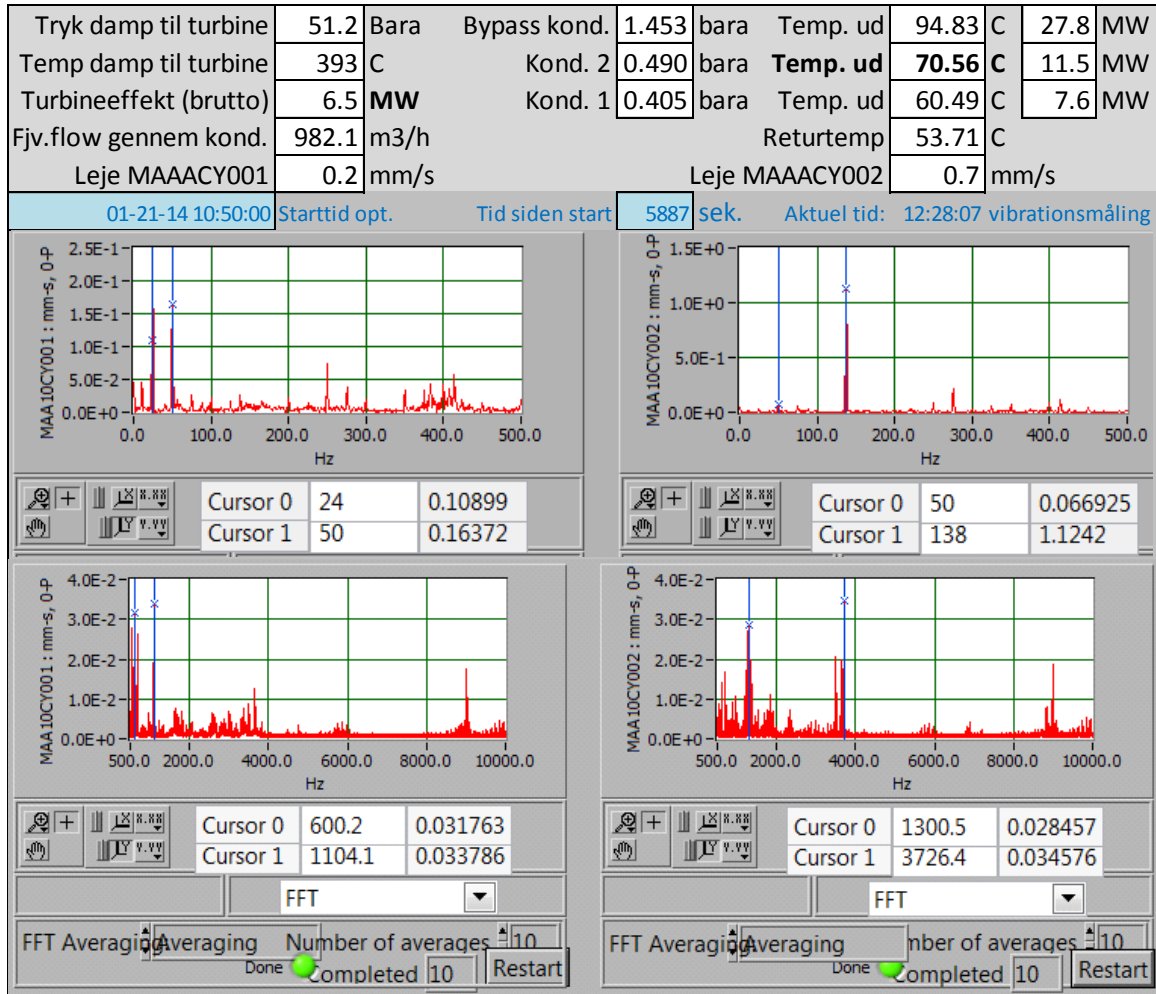
Vibrationsanalyse på dampturbine hos Affald Plus



Figur 12-4. Vibrationsmåling ved 3 MWe nedregulering vha. bypass.



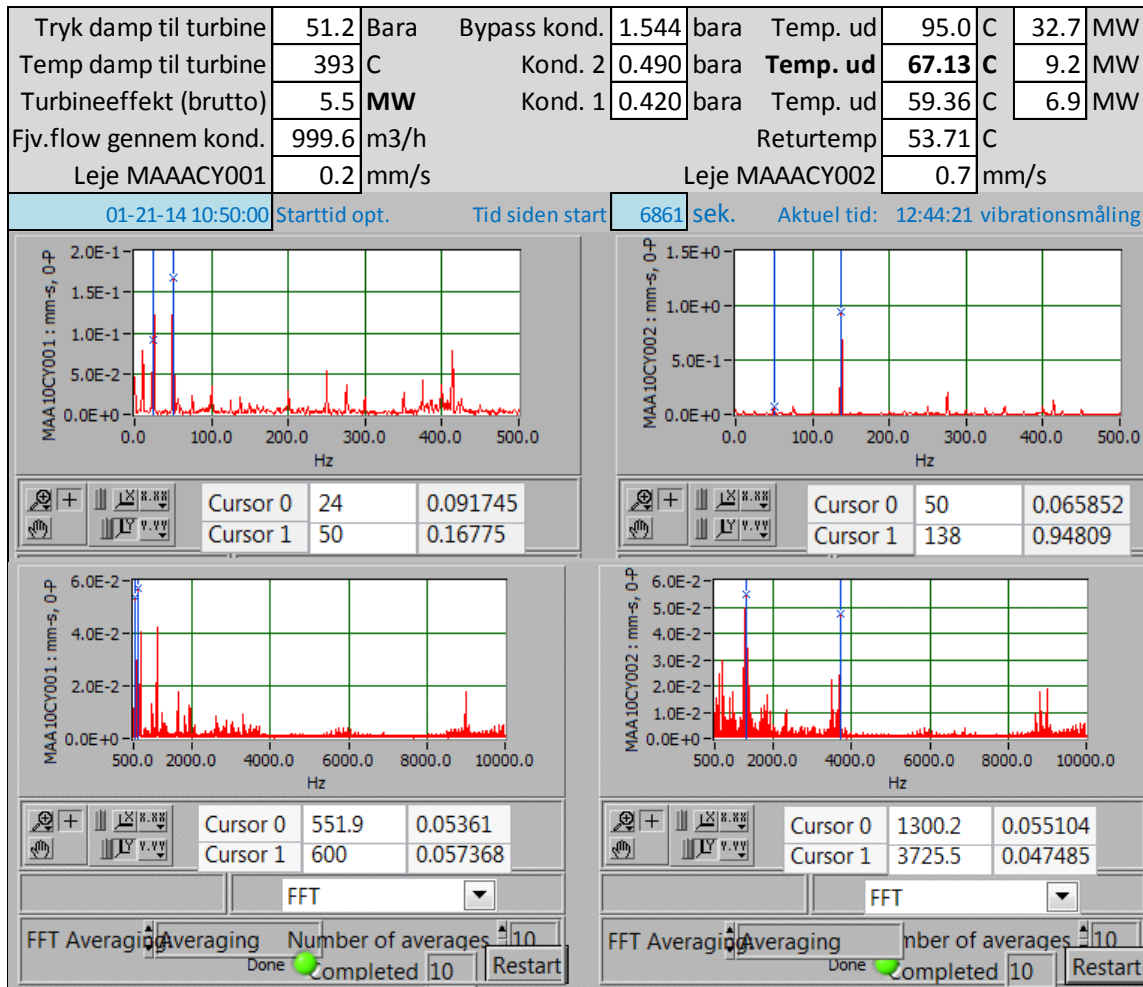
Vibrationsanalyse på dampturbine hos Affald Plus



Figur 12-5. Vibrationsniveauer ved 4 MWe nedregulering vha bypass.



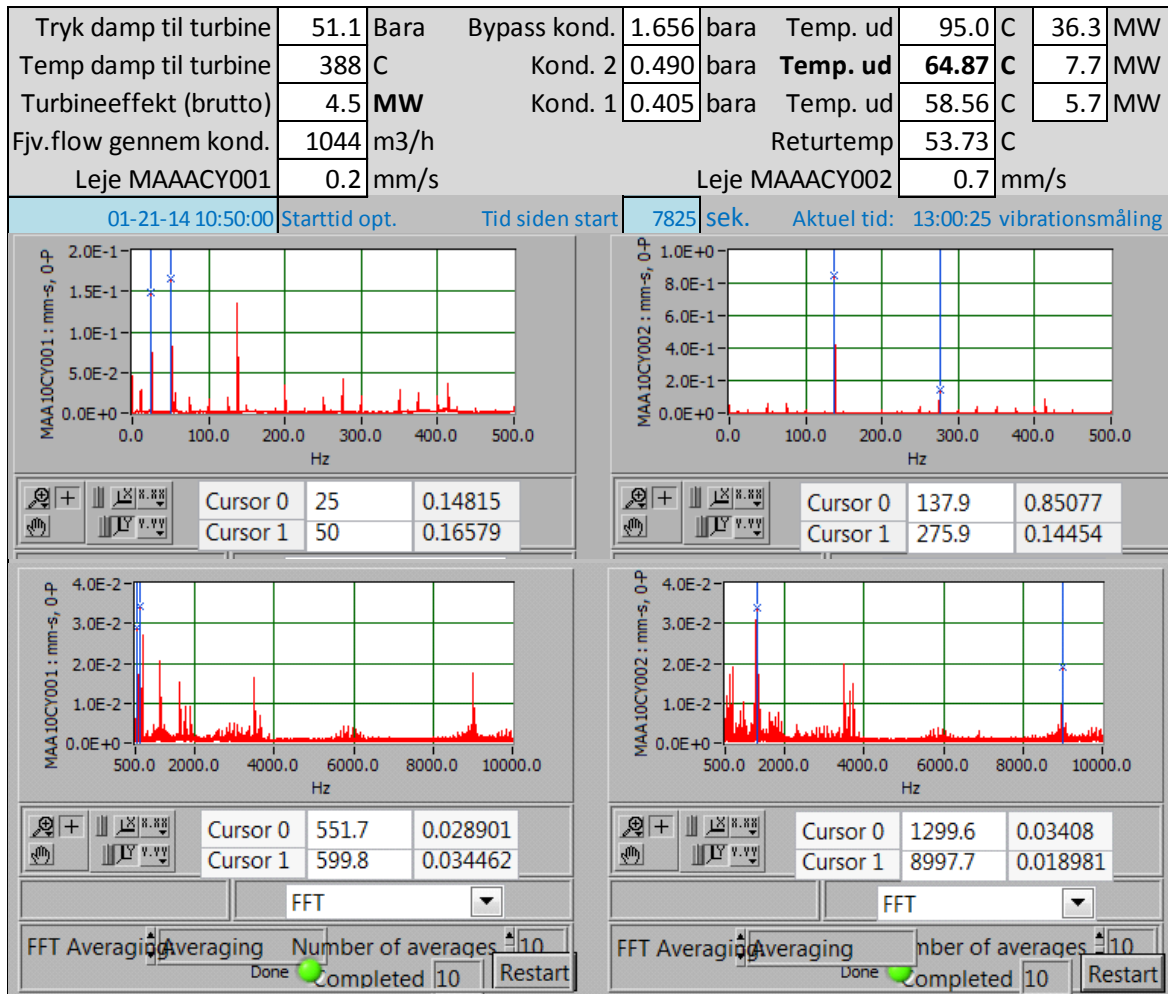
Vibrationsanalyse på dampturbine hos Affald Plus



Figur 12-6. Vibrationsniveauer ved 5 MWe nedregulering vha bypass.



Vibrationsanalyse på dampturbine hos Affald Plus



Figur 12-7. Vibrationsniveauer ved 6 MWe nedregulering vha bypass. Fremløbstemperaturen ud af turbinens kondensator 2 er her 65 °C.