

# Lokale varme koncepter til el-balancering

Faglig slutrapport



AALBORG UNIVERSITET

Added<sup>®</sup>  
Values

INTELLIGENCE IN OPERATION



GRØN ENERGI



AARHUS UNIVERSITY

**TRE** ▶ **FOR**  
Varme

AFFALDVARME  
AARHUS

## Forord

Projektet "Lokale varme koncepter til el-balancering" er gennemført under EUDP programmet i projektperioden 1. april 2017 til 30. september 2020. Projektdeltagerne retter en tak til EUDP-programmet, som har muliggjort projektet med økonomisk støtte.

<b>Project title</b>	Lokale varme koncepter til el-balancering Local Heating Concepts for Power Balancing
<b>Project identification (program abbrev. and file)</b>	ForskEL – Energy Storage and Integration 64017-0030
<b>Name of the programme which has funded the project</b>	Energiteknologiske Udviklings- og Demonstrationsprogram
<b>Project managing company/institution (name and address)</b>	Added Values Lysholt Allé 8 7100 Vejle
<b>Project partners</b>	Added Values, Grøn Energi/ Dansk Fjernvarme, Affaldvarme Aarhus, TREFOR, Aarhus Universitet, Aalborg Universitet
<b>CVR (central business register)</b>	35045627
<b>Date for submission</b>	30-09-2020

## **Abstract**

### **Dansk:**

I projektets forløb evalueres og optimeres synergierne mellem el- og fjernvarmesystemer med fokus på el- og varme balancerende ydelser i nye byfortætnings og udvidelsesprojekter. Projektet viser, at potentialet i at etablere lokale varmforsyningskoncepter er stort og at varmepumper er særdeles konkurrencedygtige, specielt i kombination med elkedler. Ved dynamisk modellering af varmepumpesystemer og udførelse af en realtids laboratorie demonstration kan det konkluderes, at det er teknisk muligt og potentielt meget rentabelt for varmepumper, i kombination med elkedler, at deltage i markederne for systemydelser. Termisk demand response ser lovende ud, men konkurrencen fra kollektive anlæg er hård. Det er meget case specifikt, hvor meget potentiale der er i demand response.

### **English:**

In this project the synergies between the power system and district heating systems is evaluated and optimized. The focus is on power and heat balancing services in emerging urban densification and expansion projects. The project shows that the potential of establishing local heating concepts is big and that heat pump are competitive, especially in combination with electric boilers. Dynamic modeling of heat pump systems and a real time laboratory demonstration show that it is possible and potentially very profitable for heat pumps, in combination with electric boiler, to participate in the markets for ancillary services. Thermal demand response is promising, but the competition from collective heating is big. It is case specific how much potential demand response has.

## Indhold

1. Executive Summary .....	4
2. Projektets mål.....	6
2.1 Mål.....	6
2.2 Udførelse .....	7
3. Projektets faglige resultater .....	8
3.1 Systemmodellering og optimering af produktionsporteføljer i fortættede byområder.....	8
Kolt-Hasselager Case beskrivelse .....	8
Resultater af optimeringsmodellen.....	10
Termisk Demand Response .....	12
Systemydelse.....	13
Følsomhedsanalyser .....	15
Elradialanalyse.....	21
3.2 Dynamisk varmepumpe modellering .....	22
3.3 Modellering af bygninger i byområder og evaluering af deres potentiale indenfor termisk demand response .....	25
3.4 Optimering og regulering af varme- og elsystemer .....	30
3.5 Driftsmæssig anvendelighed, skalerbarhed og potentiale.....	33
4. Anvendelse af projektets resultater .....	39
Kommerciel anvendelse .....	39
Akademisk anvendelse .....	40
5. Konklusion og perspektivering .....	41
5.1 Potentialet i lokale varme koncepter .....	42
5.2 Metoder til koncept- og investeringsoptimering .....	43
5.3 Generelle anbefalinger .....	43
5.4 Perspektivering.....	44
Bibliografi.....	45
6. Bilag .....	46
6.1 Arbejdspakke 1 .....	46
6.2 Arbejdspakke 2 .....	46
6.3 Arbejdspakke 3 .....	46
6.4 Arbejdspakke 4 .....	48
6.5 Arbejdspakke 5 .....	48

## 1. Executive Summary

Projektet lokale varmekoncepter til el-balancering har formålet at evaluere og optimere synergier mellem el- og fjernvarmesystemer. Dette gøres med henblik på at kunne levere systemydelser på markeder som FCR, aFRR og mFRR og samtidigt være i stand til at sikre forsyningsikkerheden og konkurrencedygtige varmepriser i fjernvarmenettene.

Konkrete lokale varmforsyningskoncepter optimeres vha. et avanceret modelbaseret værktøjs set-up.

De gennemgåede cases viser, at der ofte er et stort potentiale i at vælge decentrale kollektive løsninger frem for mere klassiske centrale løsninger. De opnåede økonomiske fordele er primært bestemt af de sparede alternative investeringsomkostninger i opgradering af forsyningsnet (rør, pumper, vekslere, mm.). De driftsøkonomiske gevinster kommer primært fra den stærke konkurrenceevne fra varmepumpebaserede løsninger, senest forstærket af den sænkede elvarmeafgift i klimahandlingsplanen i sommers. De driftsøkonomiske gevinster kan også inkludere betydelige systemydelsesindtægter, hvis det lokale koncept udover varmepumpe fx også inkluderer en elkedel og et lager. Som eksempel i Kolt-Hasselager er estimeret, at der kan opnås 60-80 mio. DKK i investeringsmæssige besparelser, og et tilsvarende beløb, 60 – 80 mio. DKK over 20 år, i driftsmæssige besparelser, altså en potentiel besparelse på ca. 120 – 160 mio. DKK, og hertil kommer gevinster på systemydelsesmarkederne.

Projektet viser også, at der set i lyset af den øgede kompleksitet i energisystemet er et stort potentiale i at anvende mere avancerede modelbaserede metoder allerede i designfasen. Dette stiller følgelig også øgede krav til de modelbaserede værktøjer, som skal bruges til at optimere de nye anlæg isoleret set, men også samtidig tage hensyn til, at integration med det eksisterende fjernvarmesystem og med elsystemet skal optimeres. Projektets konklusion er, at der på den ene side er et stort behov for at gå i væsentlig mere i dybden i designfasen, men også at det ikke er realistisk med et samlet generisk værktøj, som kan dække alle problemstillinger. Årsagen er, at forsyningscasene er alt for diversificerede, og derfor bør analyser og optimering i stedet baseres på et tilpasset set-up af forskellige værktøjer.

Projektets udførelse kræver en række tekniske og økonomiske løsninger som kan implementeres i den nærmeste fremtid for at give forsyningselskaber en øget værdi. I projektet undersøges nye varmekilder, valg af teknologier og reguleringsprincipper baserende på pilot cases. Målet er en optimeret integrering af nye teknologier på lokal plan og på porteføljeniveau, samtidigt med en totaloptimeret økonomi.

De optimerede løsningers anvendelighed og skalerbarhed er testet så der kunne laves generaliserede anbefalinger på både kortsigtede implementeringer til forsyningselskaber, identificering af regulative udfordringer for myndighederne og forskningspotentiale til forskningsinstitutioner.

Tre specifikke pilotcases er udvalgt i Trekantområdet, to i Aarhus og et i Kolding. I projektet er der sat fokus på en af pilotcasene, som er placeret i Kolt-Hasselager området. Her forventedes en stigning af forbruget med over 100% indenfor de næste 10-15 år og der undersøges, hvordan det nye forbrug optimalt kan dækkes. De andre to cases er byfortætningen i Brokvarteret i Aarhus midtby og Marina City, som er et nybygget område i Kolding.

I forhold til modellering er projektet opdelt i fem arbejdsopgaver, som blev co-optimeret ved at give inputs til hinanden. En systemmodellering for alle tre cases blev lavet for at understøtte overordnede synergier på porteføljeniveau. Her blev der optimeret både drifts- og investeringsøkonomien og der blev lavet sensitiviteter på markeds og regulatoriske ændringer i Kolt-Hasselager casen. I systemmodellen implementeredes en modellering af bygninger i byområder for at evaluere deres potentiale indenfor termisk demand response. Ideen bag denne model er at skære spidslastforbruget i peak perioder ved at

forvarme en bygning inden peaken opstår. Med denne form for demand response kunne tidspunktet for rumvarmen gøres fleksibelt, mens varmen for brugsvandet ikke var fleksibel. Demand response modellerne afprøvedes i en specifik case i Kolt-Hasselager med 1109 parcelhuse, som blev aggregeret til i alt 20 modeller, som er repræsenterende for alle bygninger.

Et andet fokuspunkt var en dynamisk modellering af varmepumpesystemer. Flexibilitetspotentialet identificeredes for at undersøge om varmepumper kunne leve op til kravene for deltagelsen i markederne for systemydelse. I forbindelse med den dynamiske modellering af varmepumpen lavedes modeller til kondensator og fordamper, samt en model over opstart af kompressoren. Disse modeller brugtes til at definere inputs til modelleringen af en storskalavarmepumpe, som kunne opbygges til en hvilken som helst konfiguration. Den detaljerede varmepumpemodel var baseret på case-data fra Kolt-Hasselager og blev anvendt i modellerne som omhandler optimeringen af reguleringskoncepter af el- og varmesystemer.

De optimerede reguleringskoncepter lavedes på både anlægs- og porteføljeniveau. Det optimerede koncept består af en økonomisk MPC reguleringsstrategi som sætter rammen for forsyningsselskaberne til at deltage i markederne for systemydelse. Udover det udarbejdedes modeller for både elkedel og varmepumpe og anvendtes i et realtidslaboratorie, som skulle undersøge anvendeligheden af de lokale varmekoncepter.

I realtidslaboratoriet blev der sat forskellige scenarier op, hvor ubalancer i elnettets frekvens provokerer den modellerede elkedel og varmepumpe til at reagere tilsvarende. I laboratoriedemonstrationen blev der testet for både elkedlen og varmepumpen individuelt i et system og i kombination. Der lavedes scenarier for FCR-markedet og for aFRR markedet, men også et scenarie hvor FCR og aFRR kombineredes.

Projektet viser at potentialet i lokal varmeproduktion er stort og kan medføre store investeringsmæssige besparelser. I alle de tre udførte cases viste varmepumper sig at være konkurrencedygtige og kan, især i kombination med elkedler, udnyttes til at byde ind på systemydelsesmarkeder. Varmepumpernes konkurrencedygtighed afhænger af mange faktorer, såsom elpriser, varmekilde samt fremløbstemperaturen. Det er fordelagtigt at have lav fremløbstemperatur i fjernvarmen og robustheden øges overfor høje elpriser, hvis varmepumper bruges i kombination med andre produktionsenheder, som er mindre afhængig af elpriser. Rammebetingelser er afgørende for fremtidens investeringer. Dette kan ses i forløbet af projektet, hvor der er forekommet en række politisk bestemte ændringer, som fx fjernelse af elvarmeafgiften eller fjernelse af tilslutningspligten. En generel tendens er dog at ændringerne øger konkurrencedygtigheden af varmepumper.

Demand response ser lovende ud, men er meget case specifikt. Potentialt for demand response er afhængig af forholdene i fjernvarmenettet, hvor der er et potentiale i nybygningsområder og især når nye investeringer kan undgås.

I forhold til metoder til koncept- og investeringsoptimering kan projektet konkludere, at en øget modelkompleksitet i analysefasen er nødvendig, men samtidig af et fuldt integreret model set-up ikke er hverken realistisk eller anvendeligt. Metoden hvor co-optimeringen af modeller er udført manuelt virker og det vurderes ikke realistisk at lave én fuld integreret model.

Projektet viser, at der generelt er behov for bedre forståelse og modeller for de forskellige løsningsmuligheder som skal overvejes i fremtiden. Dette indeholder fx systemmodeller som kan gennemføre investeringsoptimeringer med alle de afgørende forretningslementer i hele forsyningskæden eller også kontrolkoncepter som retter sig direkte mod komplekse systemer for at understøtte både el- og varmesystemer.

## 2. Projektets mål

### 2.1 Mål

Det overordnede formål med projektet er at evaluere og optimere synergierne mellem el- og fjernvarmesystemer med fokus på energi (el og varme) balancerende ydelser i nye byfortætnings og udvidelses projekter. Danske energistrategier og integrering af vedvarende energi vil være fremmet af dette projekt.

Målet er at udvikle løsninger og viden som kan katalysere en øget værdi for forsyningsselskaber og det danske samfund.

**Tekniske løsninger** som kan implementeres af forsyningsselskaber i den nærmeste fremtid. Dette inkluderer specifikationer af implementeringsproblemer som varmekilder, valg af teknologi og reguleringsprincipper. Koncepter og metoder skal opfylde skalerbarhedskrav indenfor relevante end-user grupper.

**Økonomiske løsninger** som kan implementeres i den nærmeste fremtid ved brug af eksisterende forretningsmodeller og den eksisterende regulatoriske ramme. Men også økonomiske løsninger som kræver nye forretningsmodeller og/eller tilpasning af den regulatoriske ramme.

**Fremtidige forskningsbehov** som kan mobilisere yderligere økonomisk potentiale. Dette projekt tager udfordringerne på anvendt forskningsniveau og udviklingsniveau, dvs. flytte metoder og koncepter fra niveau tre til syv på TRL- skalaen (Technology Readiness Level)

Disse mål er understøttet af følgende specifikke leverancer:

**Anbefaling af specifikke integrerede lokale varmekoncepter** baseret på pilot cases. Resultatet er en optimeret integrering af nye teknologier med hensyn til energikilder og driftsstrategier på lokal plan og portefølje niveau og med inkludering af markedsinteraktioner. Dette inkluderer specifikke løsninger for hardware og software implementering (reguleringsprincipper). Analyserne kræver en detaljeret modellering af alle elementer i forsyningskæden såvel som operationel modellering på portefølje niveau.

**Kvantificeret værdiskabelse og benchmarking af alternative løsninger** baseret på pilot cases. resultatet er en totaloptimeret økonomi som inkluderer indtægter på systemydelse og investeringer på lokal varmereproduktion og el infrastruktur. Dette inkluderer sensitivitets- og risikoanalyser vedrørende markedsændringer, politiske ændringer, teknologier og byudviklinger. Analysen kræver en technoøkonomisk modellering på porteføljeniveau og en co-optimering med lavt niveau modeller.

**Generaliserede anbefalinger** for at sikre kortsigtet anvendelighed og langsigtet udvikling. Resultaterne er inputs for de vigtigste stakeholders. Dette indeholder specifikke anbefalinger angående kortsigtede implementeringer til forsyningsselskaberne, identificering af regulative udfordringer for myndighederne og fokuseret forskningspotentiale til forskningsinstitutioner. Analyserne kræver en generaliseret modellering og simulering kombineret med specialistviden om forsyningssektoren, den regulative ramme og F&U state-of-the-art.

#### Risiko:

I forbindelse med projektets udførelse har der været nogle potentielle risici. Da projektet er delt op i fem forskellige arbejdsopgaver, som er indbyrdes afhængig af hinanden, kan det føre til flaskehalse i udførelsen af projektet. Der kunne ikke laves reeltids laboratorietests af alle modeller med hele kompleksiteten, da det

gav nogle problemer med konfigureringen af modeller og at de dynamiske modeller er langsommere end realtid når hele kompleksiteten tages med. At en fuld laboratorietest med hele kompleksiteten og alle funktioner kunne laves, ansås dog også som højest usandsynligt.

Co-optimeringen af flere modeller er meget komplekst og kan kræve mange ressourcer, som potentielt ikke kan mobiliseres. Manglen af ressourcer blev et reelt problem, da universiteterne havde problemer med at ansætte nok post-docs, hvilket er grunden til projektets forsinkelse.

## 2.2 Udførelse

Projektudførelsen er delt op i tre faser:

### **Fase 1: Identificering af pilot cases og løsnings scenarier**

1. Identificering af udfordringer og mulige eksisterende og nye teknologier til at understøtte dansk energipolitik såvel som TSO, DSO og forsyningernes udfordringer angående balancering af el og varme. Mål: identificering af specifikke teknologiske løsninger i byområder.
2. Definition af specifikke pilot cases baseret på nuværende drift, eksisterende strategier, fremtidige udvikling, dvs. indsamling af informationer og data om eksisterende og fremtidige forsyninger og urbane topologier og defineret af specifikke udviklingsscenarier i regionen Aarhus og Trekantsområdet. Mål: specificeret pilot scenarier som sikrer aktualitet og generalisering.
3. Defineret af krav for modellerne, simulationer og co-optimeringen udover modeller. Kravene skal stemme overens med projektets udførelseskrav, men også komme med overvejelser for brugen af ekstern kommunikation.

### **Fase 2: Modellering, simulering og optimering**

4. Systemmodellering og simulering for at understøtte overordnede synergier på portefølje niveau (timeniveau), inklusive forsyningssikkerhed på fjernvarme, driftsøkonomi, markeds og regulatorisk sensitivitet. Mål: Optimeret interaktion på energikoncept niveau.
5. Modellering og simulering af forsyningssystemet, dvs. modellering af produktion og forsyningsnet inklusive eksisterende teknologier og tilføjelse af teknologier i løsningsscenarierne. Mål: Identificering af fleksibilitets potentiale og optimeret integration.
6. urban modellering og simulering, dvs. modellering af urbane områder inklusive erhvervs og husholdningers begrænsninger og ydelser. Mål: identificering af fleksibilitetspotentiale og optimeret integration.
7. optimering af reguleringskoncepter, dvs. identificering og testning af metoder til reguleringsteknik på værks- og porteføljeniveau inklusive metoder for realtids forudsigelser. Mål: Design af reguleringskoncepter for realtidsoptimering.
8. Co-optimering udover flere modeller, dvs. inkludering af hybride funktioner som dynamik, steady-state karakteristika, driftsforstyrrelser, markeds sensitiviteter osv.  
I dette projekt er co-optimering manuelt udført, hvorimod automatisk co-optimering forventes til at være en del af fremtidig forskning. Mål: global optimering af koncepter.



### Fase 3: Demonstration og generalisering

9. Demonstration af værdiskabelse og anvendelighed; Dvs. en sammenligning af forskellige løsninger under hensyntagen til forskellige risici som investeringer, markedsændringer, politiske ændringer og praktisk anvendelighed. Mål: Demonstrering af værdiskabelse og risici.
10. Anvendelighed og skalerbarhed af lokale varmekoncepter. Hele projekterfaringen tages sammen og kombineres med ekspertviden på forsyninger i Danmark. Dette fører til generaliserede anbefalinger og konklusioner. Simuleringer supplerende til fase 2 simuleringerne udføres og den vigtigste funktionalitet testes i et laboratorium. Mål: Generaliserede kortsigtede anbefalinger til forsyningerne og proof-of-concept i laboratoriet.
11. Forretningsmodel overvejelser, dvs. grov identificering af forretningsmodeller til at understøtte implementeringen af de optimerede løsninger inklusive roller på ejerskab og drift, barrierer på regulatorisk niveau og muligheder indenfor forskning. Mål: Identifikation af barrierer og fremtidige forskningsbehov.

## 3. Projektets faglige resultater

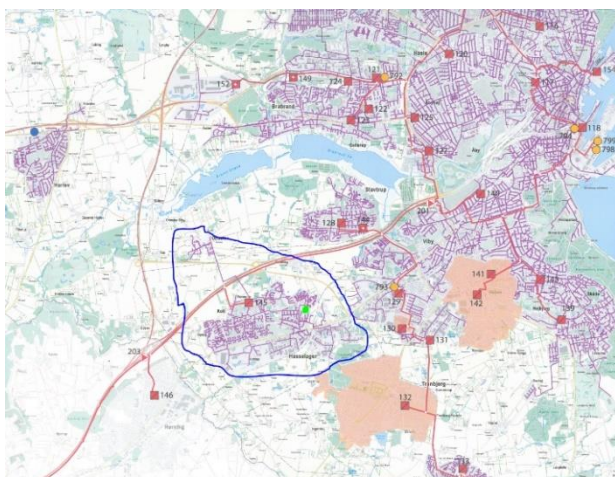
### 3.1 Systemmodellering og optimering af produktionsporteføljer i fortættede byområder

I dette afsnit bliver optimeringen af produktionsporteføljen baseret på tre cases præsenteret. Ved optimeringen drejer det sig om en techno-økonomisk optimering, som tager udgangspunkt i en række tekniske og økonomiske parametre. Modellen finder den optimale produktionsportefølje ved at minimere de totale omkostninger inklusive omkostninger for investering og den timevise drift. Ved at gøre dette, en lang række tekniske restriktioner på fjernvarmenettet, produktionsenheder og varmetanke skal overholdes. Det kan for eksempel være levetider, minimumslaster eller flaskehalse i nettet.

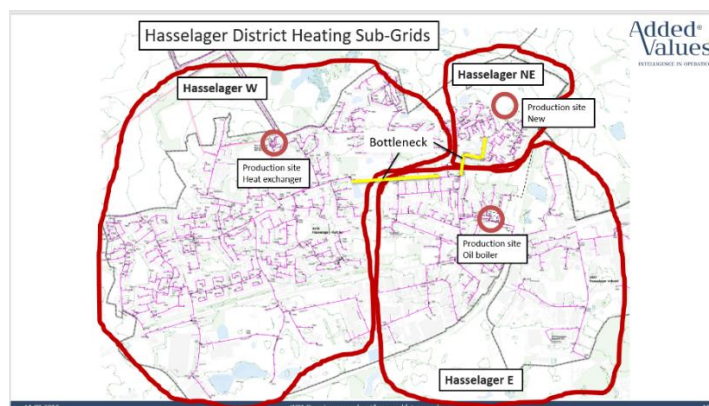
Der er tre specifikke cases, to i Aarhus-området og et i Kolding. En kort beskrivelse af alle tre cases gives i denne rapport, mens en mere uddybet beskrivelse kan findes i ”*Case specification*” i bilag 6.1.

#### Kolt-Hasselager Case beskrivelse

Kolt-Hasselager, som er markeret i det blå område i Figur 1 er placeret i det sydvestlige område af Aarhus og er forbundet til Affaldsvarme Aarhus’ (AVA) varmetransmissions net. Forbindelsen er begrænset gennem varmeveksleren i Hasselager Vest, som kan ses i Figur 2. Varmeveksleren har en kapacitet på 25 MW og kan dække hele Kolt-Hasselagers nuværende varmeforbrug, som er på cirka 85.000 MWh. Det nuværende peak forbrug i Kolt-Hasselager er på 25 MW på en kold vinterdag. Udover import fra AVA nettet, er der placeret to olikedler i Hasselager øst i reserve. Peak forbruget forventes til at stige med 37 MW til i alt 62 MW indenfor de kommende 10-15 år.



Figur 1 - Kort der viser de tre områder Hasselager er opdelt i, samt flaskehalsene mellem områderne.



Figur 2 - Kort over Aarhus, der viser Kolt-Hasselager i det markerede område.

På Figur 2 kan der ses opdelingen af Hasselager i tre områder. Hvert område anses som en "kobberplade", dvs. at der ikke er nogen flaskehalse i områderne. Hvis forbruget stiger til en peak på 62 MW kan der dog opstå flaskehalse når hele Kolt-Hasselagers forbrug dækkes af import fra AVA nettet.

Der er tre muligheder for at dække det fremtidige forbrug. Den første mulighed er at investere i en ny varmeveksler med en kapacitet på 62 MW, så den kan dække hele forbruget. Den anden løsning er at opgradere den eksisterende varmeveksler til 37 MW, hvilket er den maksimale effekt varmeveksleren kan opgraderes til, og udover det investere i lokal varmeproduktion. Den tredje løsning er at beholde varmeveksleren med en kapacitet på 25 MW og dække det resterende forbrug med lokal varmeproduktion. Disse muligheder er optimeringsvariable i modellen, men for at synliggøre forskelle i omkostninger bliver der lavet fem scenarier, hvor nogle teknologier og løsninger bliver begrænset eller foretrukket frem for andre. Følgende er en liste med en beskrivelse over de fem scenarier:

- **Alt er muligt:** I dette scenarie er der ingen restriktioner på teknologiprioritering eller kapacitetsbegrænsninger. Det vil sige, at modellen kan frit vælge mellem central eller lokal varmeproduktion og i tilfælde af lokal produktion hvilke teknologier der bruges.
- **Ingen lokal varmeproduktion:** I dette scenarie kan der ikke investeres i lokal produktion eller lager. Alt varme importeres fra varmenettet gennem en nybygget varmeveksler i Hasselager W.
- **Begrænset varmeakkumuleringstank kapacitet:** På grund af pladsmangel i Kolt-Hasselager området er der ikke nok plads til en stor varmetank. En realistisk vurdering af varmetankkapaciteten er 100 MWh.
- **Ingen varmeakkumuleringstank:** Dette scenarie er en konsekvensvurdering af hvis der ikke investeres i et nyt varmelager.
- **Biomassebaseret varmeproduktion:** I dette scenarie kan modellen ikke investere i på elektricitet baserende varmeproduktion og samtidigt er varmelagret begrænset til 100 MWh.

I det følgende afsnit vil resultaterne af de fem scenarier blive vist og sammenlignet, efterfulgt af nogle sensitivitetsanalyser på elpriser, elvarmeafgiften og varmepriser fra den importerede varme fra AVA nettet.

## Resultater af optimeringsmodellen

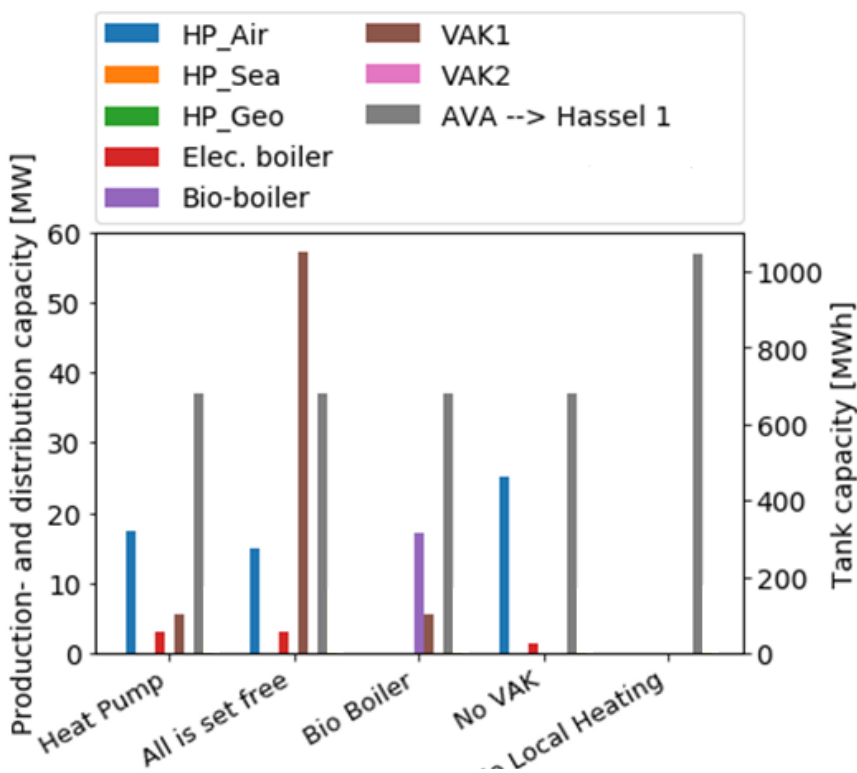
I Figur 3 kan kapaciteter for varmeproduktionsenhederne, varmetanken og varmeveksleren ses. En tydelig tendens er, at varmeveksleren, som er den grå blok i Figur 3, opgraderes i alle scenarier hvor dette er muligt til 37 MW. Dette skyldes den lave investeringsomkostning på 0,5 mio. DKK.

I scenariet, hvor ingen lokal varmeproduktion er tilladt, bliver der bygget en ny varmeveksler, fordi varmemeforbruget ellers ikke ville kunne blive dækket. Dette medfører en meromkostning på 58 mio. DKK.

En anden markant forskel mellem scenarierne er, at varmetanken har en kapacitet på 1051 MWh i *alt er muligt* -scenariet, mens den er begrænset til 100 MWh i de resterende scenarier med lokal varmeproduktion. Som det kan ses i Tabel 1, udgør denne forskel i tankstørrelse en meromkostning på 0,76 mio. DKK om året, grundet større investering i varmepumpe- og elkedelkapacitet og mindre fleksibilitet gennem varmetankudnyttelse.

Generelt er luft-til-vand varmepumper den foretrukne lokale varmeproduktionsløsning. I *alt er muligt* scenariet viser den optimale løsning, at varmepumpekapaciteten bliver 15 MWq.

Hvis man så begrænser varmetanken til 100 MWh bliver varmepumpen 17,5 MWq, se Figur 3. Dette skyldes at varmepumpens fleksibilitet giver en større værdi i forhold til den primært på centrale kraftvarmeanlægs baserede varme fra AVA nettet. Ved at fjerne modellens mulighed for at investere i el baseret varmeproduktion, investeres i en 17 MW fliskedel. Konsekvensen af dette er, at der fås en meromkostning på 1,5 mio. DKK om året, se Tabel 1. I tabellen vises de totale omkostninger for alle scenarier, samt de totale investeringsomkostninger og investeringsomkostninger pr. år. Dette er den årlige omkostning for at afskrive anlæggene over hele deres levetid. Udover det, kan den gennemsnitlige varmeproduktionspris ses i tabellen.



Figur 3 - Kapaciteter for produktionsenheder, samt varmetank og rørkapacitet i Hasselager

Scenarie	Begrænset varmeakkumuleringstank	Alt er muligt	Ingen lokal varmeproduktion	Ingen VAK	Biomassescenarie
Investering [DKK]	97.19	108,92	91,5	121,5	104,3
Investering pr år [DKK/år]	4.29	4,59	2,38	5,38	5,27
Gennemsnitlig varmeproduktionspris [DKK/MWh]	210.69	207,10	235,95	216,30	217,82
Totale omkostninger [DKK/ år]	44.66	43,90	50,02	45,86	46,18

Tabel 1 - Omkostninger for de fem scenarier i Kolt-Hasselager.

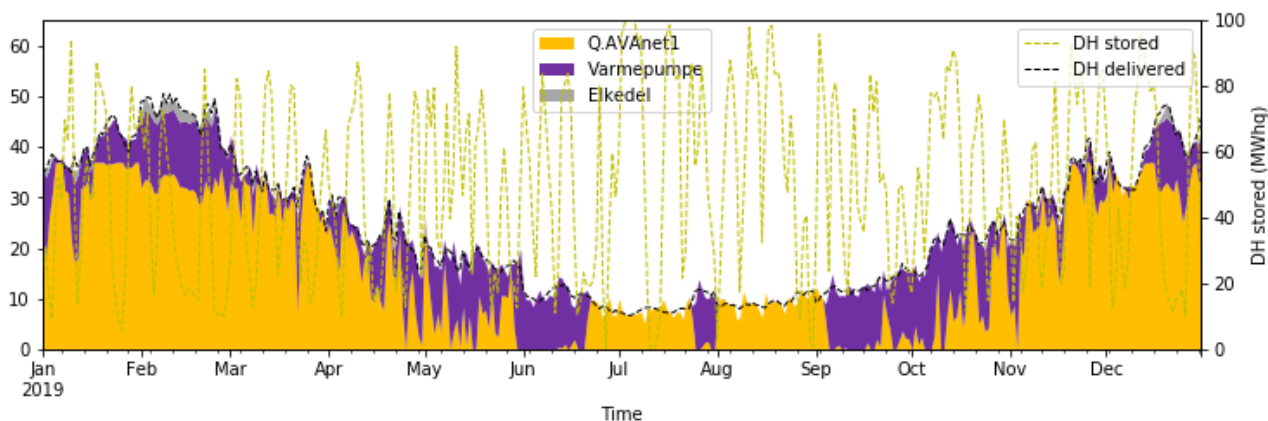
Den billigste varmeløsning er med 207,1 DKK/MWh *alt er muligt* scenariet, men da denne løsning anses urealistisk pga. pladsmangel i Kolt-Hasselager området, tages den næst billigste løsning. Dette er løsningen med en begrænset varmeakkumuleringstank og kaldes varmepumpeløsningen fremover.

Varmepumpeløsningen består af en 17,5 MWq varmepumpe, en 3MW elkedel og en 100 MWh varmetank, samt opgraderingen af varmeveksleren til 37 MW. Afskrivningen af investeringsomkostningerne i Varmepumpeløsningen udgør cirka 10% af de samlede årlige omkostninger, hvilket er cirka dobbelt så meget i forhold til scenariet uden lokal varmeproduktion. Det vil sige at varmepumpeløsningen har en mindre investeringsrobusthed overfor nye muligheder i området, som fx overskudsvarmeprojekter. Dog er forskellen for de totale årlige omkostninger mellem varmepumpeløsningen og løsningen uden lokal varmeproduktion på 5,36 mio. DKK og dermed større end investeringen koster om året.

Udover de privatøkonomiske værdier, som bruges i systemmodelleringen laves en samfundsøkonomisk konsekvensberegning. Denne konsekvensberegning viser, at varmepumpeløsningen med 52,3 mio. DKK også er den fordelagtige løsning overfor scenariet uden lokal varmeproduktion, som har en samfundsøkonomisk omkostning på 60,4 mio. DKK.

Se "Case study results WP1" i bilag 6.1 for en mere uddybende beskrivelse af den samfundsøkonomiske konsekvensberegning.

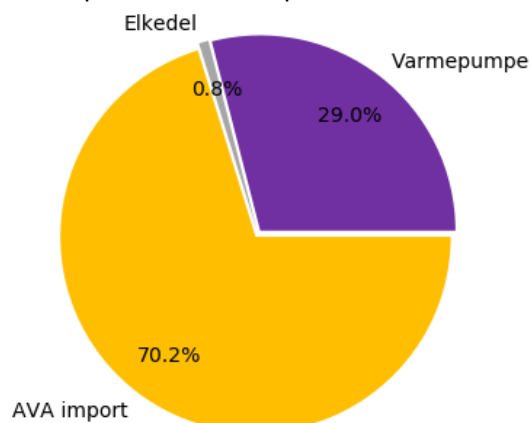
Varmepumpeløsningen tages som udgangspunkt i Figur 4, hvor varmeproduktionen for et år vises. Bemærk at i Figur 4 tages et 24 timers gennemsnit ad gangen for visualiseringens skyld.



Figur 4 - Varmeproduktionen for et år med varmetankens ladning i den gule graf.

I Figur 4 kan det ses, at varmetanken bliver udnyttet idet den op- og aflades på bestemte tidspunkter for at kunne udnytte varmepumpen til det fulde når elpriserne er lave eller når de marginale varmepriser for import fra AVA nettet er høje. Importen fra AVA nettet udgør den største del af varmeforsyningen i Kolt-Hasselager med 70,2%, efterfulgt af varmepumpen med 29,0% og elkedlen på 0,8%, som primært bliver brugt til spidslastproduktionen.

Løsningen med en 17,47 MW varmepumpe, 3 MW elkedel og en 100 MWh tank bruges i følgende sensitivitetsanalyser og analysen omhandlende termisk demand response.

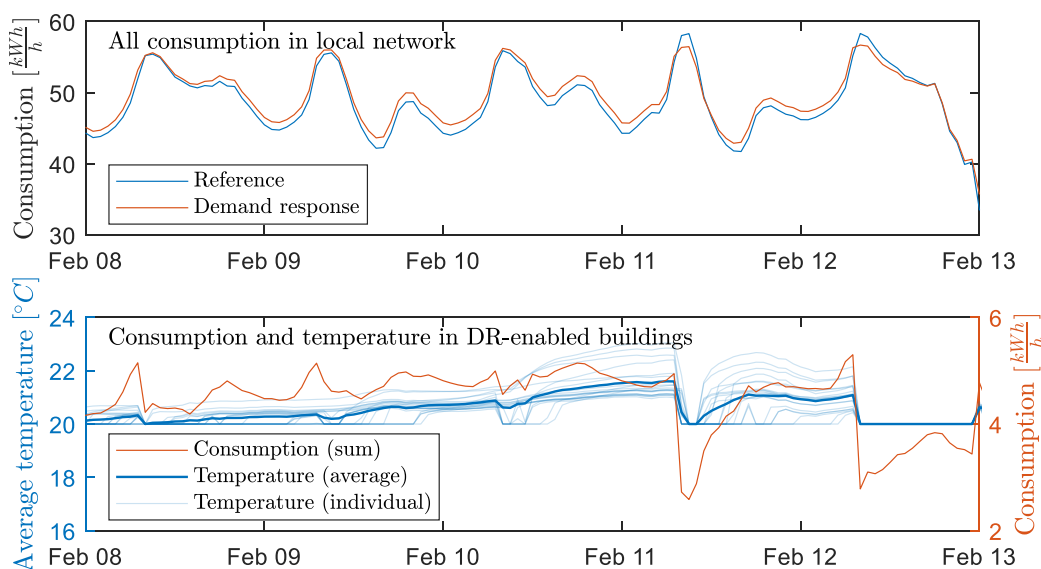


Figur 5 - Diagram, der viser fordelingen af varmeproduktionen.

### Termisk Demand Response

De i Afsnit 3.3 beskrevne modeller for termisk demand response er implementeret i systemmodellering af Kolt-Hasselager området. Der er 1109 parcelhuse med demand response, som er blevet aggregeret til 20 forskellige arketyper.

For at undersøge potentialet af demand response laves to scenarier af systemmodellen. Det første er med demand response og det andet er uden demand response [1]. I Figur 6 ses varmeforbruget for både scenariet med demand response og referencen over en periode af fem dage. Den 11. februar er der en peak, som reduceres ved at forvarme bygningerne, som det kan ses med de blå grafer på den nedre del af figuren. Så snart peaken opstår, falder temperaturen markant for at reducere varmeforbruget i den periode.



Figur 6 – Tidsserie fra den techno-økonomiske optimering. Top) Sammenligning af forbruget i scenarierne med og uden DR aktiveret. Bund) Tidsserie som viser driften af bygningerne med aktiveret DR (temperatur og rumvarme forbrug).

I Tabel 2 ses nogle økonomiske nøgledata for scenarierne med og uden demand response. Der kan ses, at forskellen på de totale omkostninger udgør 140.000 DKK om året, hvilket svarer til 126 DKK pr. parcelhus.

Der bliver sparet 1,12 mio. DKK i investeringsomkostninger, men pga. den mindre kapacitet i varmepumpen stiger driftsomkostningerne, da varmepumpen ikke kan udnyttes i samme grad i perioder med lave elpriser.

	Uden DR	Med DR	Difference
Varmepumpe kapacitet [MW]	22,40	17,47	4,93
Investering [mio. DKK/år]	5,41	4,29	1,12
Driftsomkostning[mio. DKK/år]	39,03	40,08	-1,05
Faste D&V [mio. DKK]	0,36	0,29	0,07
Totale omkostninger [mio. DKK/år]	44,80	44,66	0,14

Tabel 2 - Økonomiske nøgledata for scenariet med og uden DR.

I denne analyse er der ikke medtaget nogle investeringer i hardware i form af målings- og reguleringsudstyr ved de forskellige parcelhuse. Hvis der tages hensyn til investeringerne og det faktum, at den årlige værdi af demand response er 140.000 DKK i denne optimering, kan der konkluderes, at det ikke er en god forretning i denne specifikke case. I Kolt-Hasselager er den eneste værdi demand response giver reducere af peaks og den dermed givne fleksibilitet.

I andre tilfælde kan det være, at der er større værdier. Dette kunne fx være undgåelse af flaskehalse i fjernvarmens ledningsnet. Ved hjælp af demand response kan peaken reduceres og dermed i visse tilfælde undgås eller udskydes investeringer i nye rør, som er meget investeringstunge. Flaskehalsen behøver ikke nødvendigvis kun at opstå gennem rørkapaciteter. Det kan også være, at trykniveauet er på grænsen og der gennem reducere af peaken kan undgås at investere i en booster pumpe.

## Systemydelse

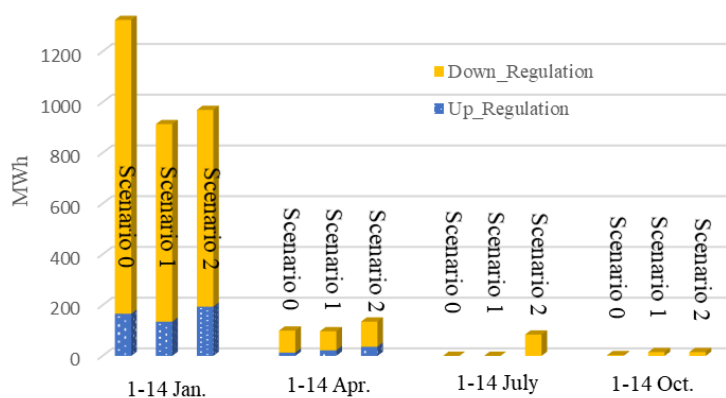
I systemmodellen er der ikke taget hensyn til deltagelse i frekvensregulerende elmarkeder. Da disse, specielt i et fremtidigt mere volatilt elmarked, potentielt kan give en værdi i forhold til elbaseret varmeproduktion, laves en konsekvensberegning på værdiskabelse gennem systemydelser.

Markederne for systemydelser er delt op i tre markeder som er primær (FCR), sekundær(aFRR) og tertiær (mFRR). FCR og aFRR markederne skal sørge for at der automatisk reageres på udsving i elnettets frekvens, mens mFRR er en manuel reserve, som aktiveres efter FCR og aFRR har stabiliseret nettet kortvarigt. FCR ydelserne aktiveres indenfor få sekunder, mens aFRR ydelserne aktiveres indenfor få minutter og mFRR ydelserne aktiveres indenfor 15 minutter.

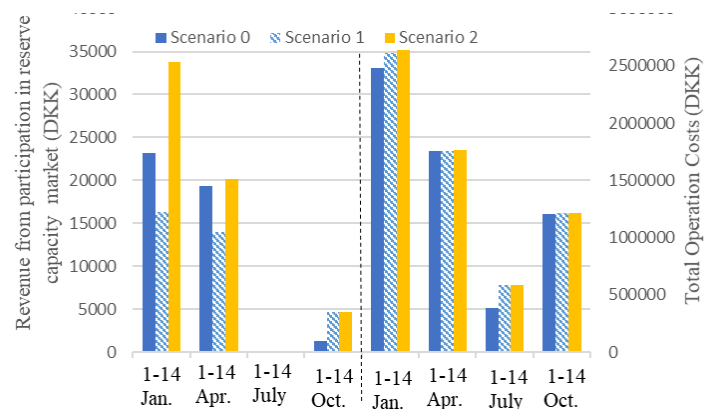
I Afsnit 3.4 gives en beskrivelse af reguleringskoncepter for power-to-heat (P2H) anlæg og der beskrives sammenspillet mellem deltagelse i frekvensreguleringen og varmeforsyningen.

Med disse reguleringskoncepter opstilles et studie, hvor der laves tre scenarier. Scenarie 0 er en reference med varmeproduktion kun fra kraftvarmeverker. Scenarie 1 er et varmepumpesystem i kombination med en elkedel, som deltager fuldt i day ahead markedet. I scenarie 2 bliver 20% af kapaciteten reserveret til deltagelse i mFRR markedet.

I Figur 7 kan den aktiverede energi for både op- og nedregulering i mFRR markedet for de tre scenarier ses. Det ses tydeligt, at reguleringsvolumen er størst i januar måneden, hvor den dominerende aktiveringsform er for nedregulering [2].



Figur 7 - For en 14 dages periode aktiveret energi i mFRR markedet for tre scenarier på fire tidspunkter af året.



Figur 8 - Økonomisk gevinst fra mFRR markedet samt de totale driftsomkostninger.

Figur 8 viser den økonomiske gevinst på mFRR markedet, samt de totale driftsomkostninger for alle scenarier i de fire perioder om året. På trods af at aktiveringsvolumen er betydeligt højere i januar måneden, kan der ses at gevinsten på mFRR markedet er kun lidt større i januar. Det skyldes, at der er varierende priser hen over året som viser sig at være betydeligt større i april. Det kan også ses, at en reservering af kapacitet til mFRR markedet øger indtægterne. Samtidigt stiger driftsomkostningerne dog også fordi hele varmepumpekapaciteten ikke kan udnyttes fuldt ud.

For FCR og aFRR markederne laves en konsekvensberegning ud fra de i systemmodellen optimerede driftsprofiler. De i denne konsekvensberegning antagne priser for både kapacitetsbetalinger og aktiveringsbetalinger er fra Energinet vurderede fremtidige priser.

I denne undersøgelse vurderes varmepumpens potentiale for at byde ind på opreguleringsmarkedet i både FCR og aFRR markederne. Varmepumpen er i drift 4375 timer om året og der vurderes at varmepumpen kan gå ned til minimumlasten på 20% for at deltage i FCR opreguleringsmarkedet. I de 4375 timer, hvor varmepumpen står til rådighed, er gennemsnitseffekten på 2,5 MWel. I FCR-markedet antages en kapacitetsbetaling for opreguleringen på 200 DKK/MW/h, hvorimod aktiveringen ikke er signifikant og derfor udelades.

Antages det at varmepumpen vinder buddet på alle tidspunkter, hvilket er en realistisk antagelse i de kommende år, fås en årlig indtægt på 2,16 mio. DKK.

For aFRR laves de samme antagelser for rådighed af varmepumpen som i FCR og der antages en kapacitetsbetaling på 150 DKK/MW/h. Aktiveringen af ydelserne værdisættes med en stigning af kapacitetsbetalingen på 25% og der antages dermed en betaling på i alt 187 DKK/MW/h. Det svarer til en årlig indkomst på 2,03 mio. DKK.

I forhold til FCR-markedet, hvor buddene gives for 4-timers blokke, er aFRR markedet på månedsbasis, hvilket kan give problemer til en varmepumpe, som ikke nødvendigvis er i drift hele tiden. Denne kontraktperiode skal dog sænkes i fremtiden for at give mulighed for flere bud på markedet. Et andet fokuspunkt er at aFRR er et symmetrisk marked, men også dette skal ændres til at der skelnes mellem op- og nedregulering. Selv med et symmetrisk marked er det muligt at byde ind med set-up'et fra Kolt-

Hasselager casen, da der er en varmepumpe med mange driftstimer i kombination med en elkedel, som stort set aldrig er i drift.

Hvis nogle regulatoriske ændringer som kortere kontraktperioder på aFRR markedet og en mindre budstørrelse kommer, er deltagelsen af varmepumper og elkedler i markederne for systemnydelser en meget god forretning. Både for aFRR og FCR-markedet er indtægterne i denne overslagsberegning over 2 mio. DKK om året. Dette er en betydelig indtægt når der sammenlignes med en årlig investeringsomkostning på 4,3 mio. DKK.

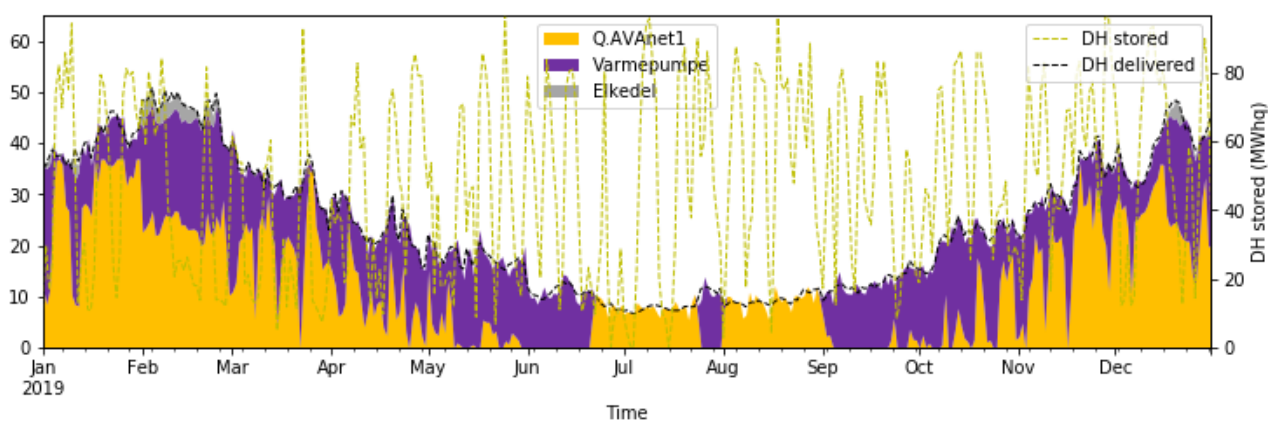
Sammenlignet med FCR- og aFRR markedet, er mFRR markedet ikke lige så rentabelt for P2H enheder. Udover at indtægterne er mindre i mFRR, kan det også siges, at der skal kompenseres mere på varmesiden for den ændrede drift. I aFRR og især FCR-markedet er der ikke meget energi i spillet, da det er kortvarige ændringer i driften som skal reagere hurtigt på frekvensforstyrrelser.

## Følsomhedsanalyser

For at teste optimeringens robusthed overfor markeds og regulatoriske ændringer, laves sensitivitetsanalyser over elpriser, elvarmeafgiften og den marginale varmepris fra AVA nettet.

### Elvarmeafgift

I Systemmodelleringen regnes med en elvarmeafgift på 155 DKK/MWh, men med den brede klimaaftale fra den 22.06.2020 blev der besluttet, at denne afgift skal sættes ned til 4DKK/MWh for erhverv [3]. Dette er en betydelig ændring, hvilket er grunden til at der laves en følsomhed. I Figur 9 ses varmeproduktionen for et år og det kan ses, at varmepumpen producerer en større andel sammenlignet med Figur 4. Reducering af elvarmeafgiften ændrer dog ikke noget i at det meste af varmen i sommermånederne bliver importeret fra AVA nettet. Dette skyldes, at affaldskraftvarmeværket i Aarhus har en meget lav produktionsomkostning og kan dække sommerforbruget det meste af tiden.

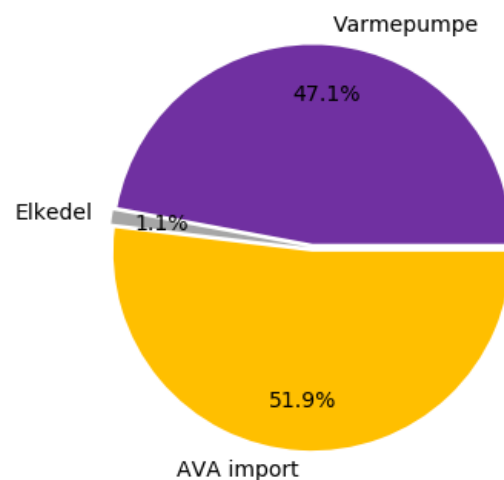


Figur 9 - Varmeproduktionen for et år med en reduceret elvarmeafgift.



Sammenlignet med de 29,0% varmepumpen producerede uden redueringen af elvarmeafgiften, er 47,1% med afgiftsreduceringen en betydelig stigning. Også elkedlen er steget i andel af varmeproduktion til 1,1%

De totale omkostninger falder med 2,5 mio. DKK om året til 42,1 mio. DKK om året og samtidigt investeres mere i varmepumpe-elkedelkapacitet, som er på hhv. 27,7 MW og 4,2 MW. Denne regulatoriske ændring kan siges til at have en stor indflydelse på økonomien i et projekt som Hasselager. Da afgifterne på elvarme dog udelukkende falder, styrker dette robustheden på investeringer i varmepumper og elkedler. Det vil sige, at varmepumper, som i forvejen var et godt alternativ kommer til at spille en endnu større rolle med denne afgiftsreducering.

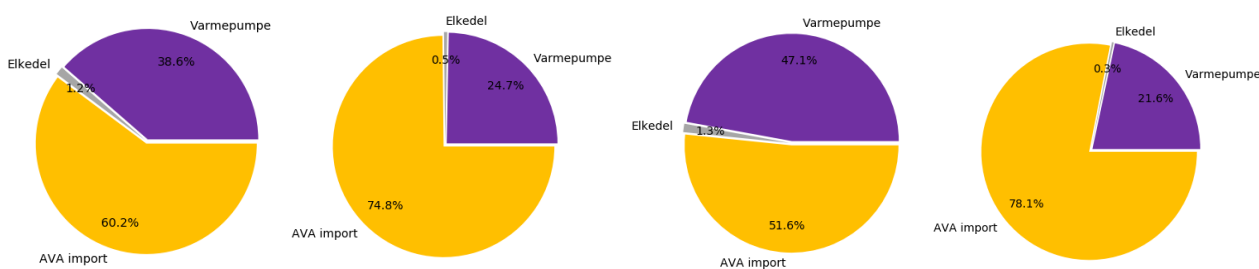


Figur 10 - Varmeproduktionsfordeling med en reduceret elvarmeafgift.

### Elspotpris

Elspotprisen er en meget usikker faktor og det forventes at den i fremtiden kommer til at blive endnu mere fluktuerende. Der laves fire følsomheder med elpriser på hhv. -20%, +20%, -50% og +50%. I Figur 11 ses varmeproduktionsfordelingen for de fire scenarier. Sammenlignet med en varmepumpeproduktion på 29,0% i referencen, kan det ses at andelen varierer mere ved en reduktion af elprisen end det gør ved en stigning. Dette skyldes, at den optimale varmepumpekapacitet stiger til 19,6MW og 25,6MW ved et fald af spotprisen af hhv. 25% og 50%.

Ved en stigning af elprisen er varmepumpekapaciteten stort set uforandret, da den ikke kan falde meget samtidigt med at spidslastforbruget stadig dækkes.



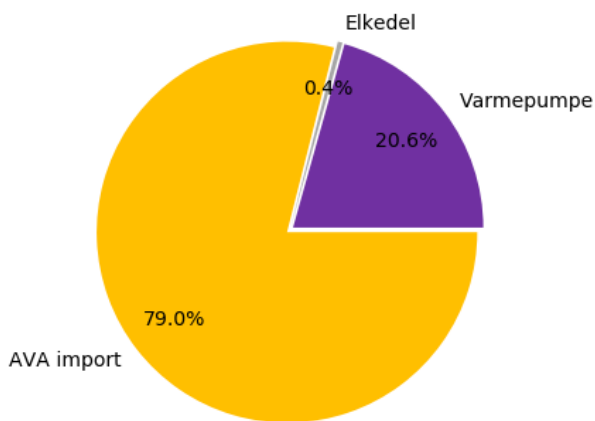
Figur 11 - Fire delfigurer, som viser varmeproduktionsfordelingen for scenariet med en ændring på elprisen med -20%, +20%, -50% og +50% fra venstre til højre.

I forhold til referencen stiger de totale årlige produktionsomkostninger med 0,9 mio. DKK og 2,0 mio. DKK for en stigning af elprisen af hhv. 20% og 50%. De totale omkostninger falder med 2 mio. DKK og 3,1 mio. DKK ved et fald af elprisen på 20% og 50%.

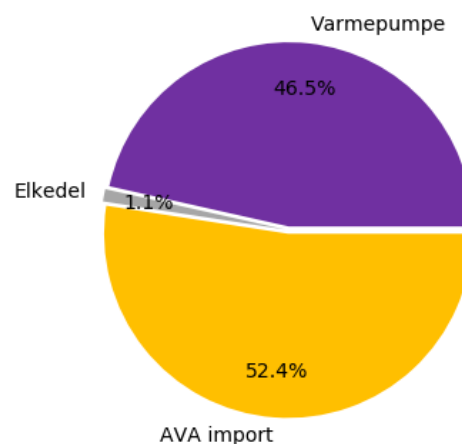
Elspotprisen påvirker både produktionsprofilen og de totale omkostninger i en højere grad hvis elspotprisen falder, hvilket gør en investering i elbaseret varmeproduktion mindre risikabelt.

### Følsomhed Affaldvarme Aarhus marginale varmepriser

Da der er usikkerhed i forhold til varmeprisen for AVA importen, især i forbindelse med udfasningen af studstrupværket i 2030, laves en følsomhedsanalyse på den marginale varmepris fra AVA nettet. Prisen sænkes/øges med 20% for at se hvilken indflydelse begge tendenser har på varmeproduktionen i Kolt-Hasselager.



Figur 13 - Varmeproduktionsfordeling med -20% på AVA importprisen.



Figur 12 - Varmeproduktionsfordeling med +20% på AVA importprisen.

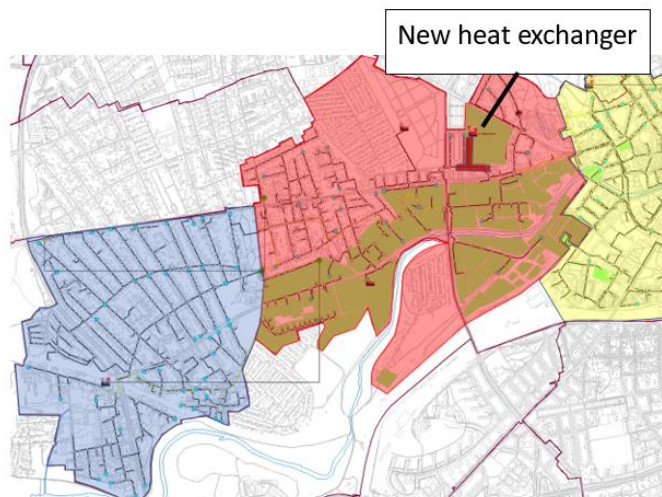
Som det kan ses i Figur 12 og Figur 13 har denne prisændring en betydelig indflydelse på varmeproduktionen.

Der er også en forskel i de totale omkostninger, som er på 49,65 mio. DKK og 38,83 mio. DKK for hhv. prisstigningen og prisenfaldet. Dette svarer til en stigning på omkostningerne med 10,8% og et fald på 13,3% i forhold til de 44,8 mio. DKK fra scenariet med en begrænset varmetank. Det vil sige, at ved en 20% ændring af AVA prisen, er modellens robusthed større overfor en prisstigning.

### Brokvarteret Case:

Brokvarteret er en bydel i central Aarhus, som historisk set har været brugt til let industri som fx varehuse. Dette område bliver nu transformeret til boliger, som har et større varmeforbrug. Allerede i forvejen er området fjernvarmenet presset og leverer varmen ved en højere fremløbstemperatur end ønsket. Med et stigende varmeforbrug skal der så lokal varmeproduktion til for at kunne forsyne Brokvarteret om vinteren. Brokvarteret er det røde område i Figur 14.

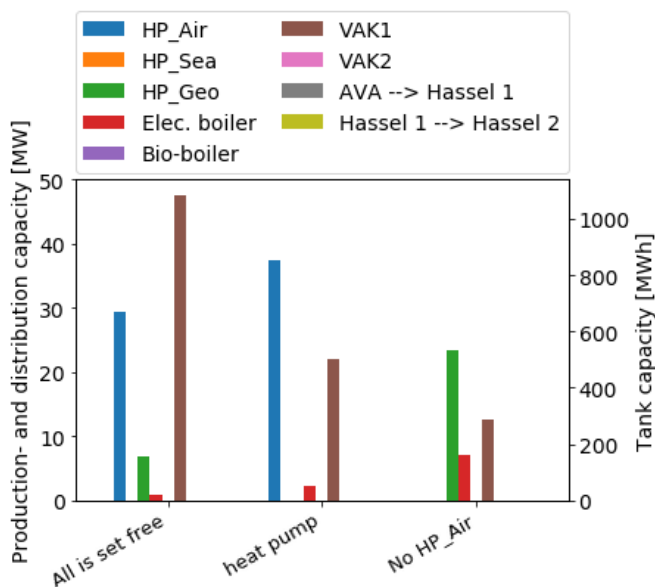
Ved at have lokal varmeproduktion i Brokvarteret bliver områderne ved siden af aflastet, så de ikke skal have en lige så høj fremløbstemperatur om vinteren.



Figur 14 - Geografisk oversigt af Brokvarteret og de tre forsyningsområder Åby Syd i blå, Langelandsgade i gul og det nye potentielle område Brokvarteret i rød.

I sommerperioderne ville det være muligt at importere varme fra de nærliggende områder, Åby syd og Langelandsgade. Men fordi nettet er presset om vinteren, er det ikke muligt at få varme fra disse vekslere. Det vil sige, at Brokvarteret skal være i stand til at køre i  $\emptyset$  drift.

For denne case laves tre scenarier, hvor det første er at alle optimeringsvariable er frie, det andet er med en begrænset varmeakkumuleringstank på maks. 500 MWh og det tredje scenarie er uden luftbaserede varmepumper, da disse kræver mere plads og køler omgivelserluftens betydeligt ned når de kommer op i en vis størrelse. I Figur 15 kan der ses de optimerede kapaciteter for de tre scenarier.



Figur 15 - Varmeproduktions- og tankkapaciteter for de tre scenarier i Brokvarteret casen.

Da der er mulighed for varmepumper baseret på geotermisk varme er det en af de teknologier, som kan optimeres for. Det viser sig dog, at geotermi er for dyrt som primær energikilde og luft-til-vand varmepumper er den dominerende teknologi. Scenariet uden varmepumper med luft som energikilde er med 39,2 mio. DKK om året betydeligt dyrere end scenariet med luft varmepumper på 35,4 mio. DKK om året.

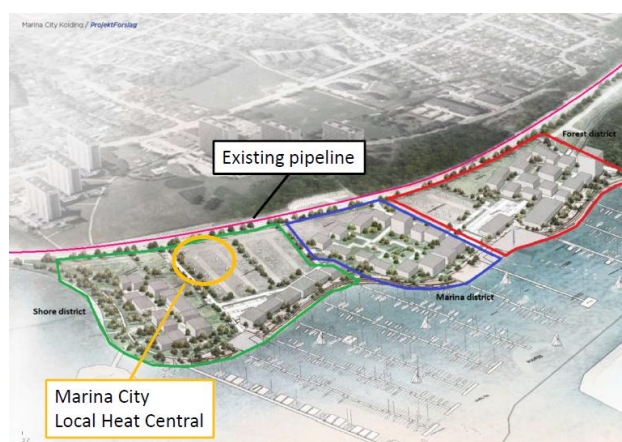
Yderligere resultatbeskrivelse for både Brokvarter casen og Marina City casen, som beskrives i næste afsnit, kan ses i bilag 6.1, "Case Study Results WP1".

### Marina City case:

Marina City er et nyt område i Kolding, som skal forsynes af TREFOR Varme, se Figur 16. Det årlige varmeforbrug i Marina City vil være cirka 3000 MWh med en peak på 1,76 MW på en kold vinterdag. Dette forbrug kan enten dækkes lokalt eller man kan tilslutte området til det store net i Kolding.

Da det store net allerede er meget belastet, ville det kræve to booster pumper for at give den nødvendige kapacitet. Disse booster pumper koster omkring 2-2,5 mio. DKK.

For at undgå denne investering undersøges der hvad den optimale varmeproduktionsportefølje er hvis Marina City skal drives i ø drift.

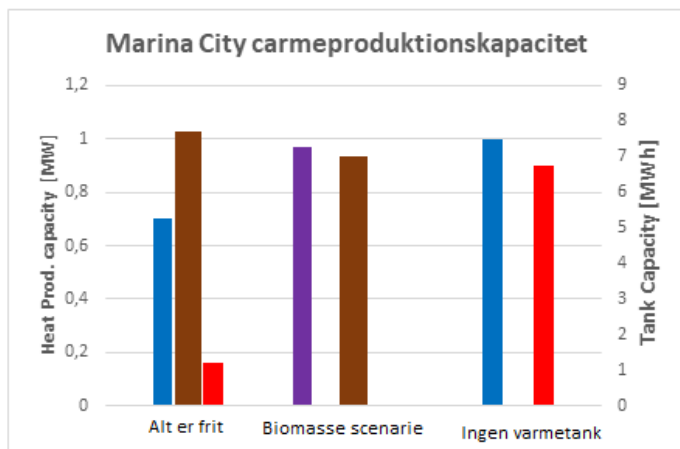


Figur 16 - Kort med det nye forsyningsområde Marina City, samt den potentielle lokale varmecentra og den eksisterende rørledning.

En mulighed var spildevandsvarmepumper, men pga. bekymringer for at spildevandets temperatur ville sænkes for meget, forkastes denne idé og der fokuseres på luftbaserede varmepumper i kombination med varmelager. Varmepumper vil generelt være en løsning med potentiale i Marina City, da der planlægges at køre med lav temperaturs fjernvarme med en fremløbstemperatur på 60°C.

I Marina City casen laves tre scenarier, hvor det første giver mulighed til at investere i både elbaseret og biomassebaseret varme, samt varmetanke. I scenarie nummer to tvinges modellen til at investere i biomassebaseret varme og i det tredje scenarie må modellen ikke investere i en varmeakkumuleringstank.

Figur 17 viser de optimerede kapaciteter af varmeproduktionsenhederne og tanken i Marina City.



Figur 17 - Kapaciteter for varmeproduktionsenheder og varmeakkumuleringstank for de tre scenarier i Marina City.

Alt er muligt scenariet har de mindste omkostninger med en gennemsnitlig varmeproduktionspris på  $232 \frac{\text{DKK}}{\text{MWh}}$  og en total omkostning på 0,7 mio. DKK pr. år. Varmeproduktionsomkostningerne for biomassescenariet og scenariet uden varmetank er hhv.  $314 \frac{\text{DKK}}{\text{MWh}}$  og  $251 \frac{\text{DKK}}{\text{MWh}}$ .

Med henblik på resultaterne fra alle tre cases er der en generel tendens til at varmepumper i kombination med elkedler og en varmeakkumuleringstank er en fordelagtig løsning overfor andre

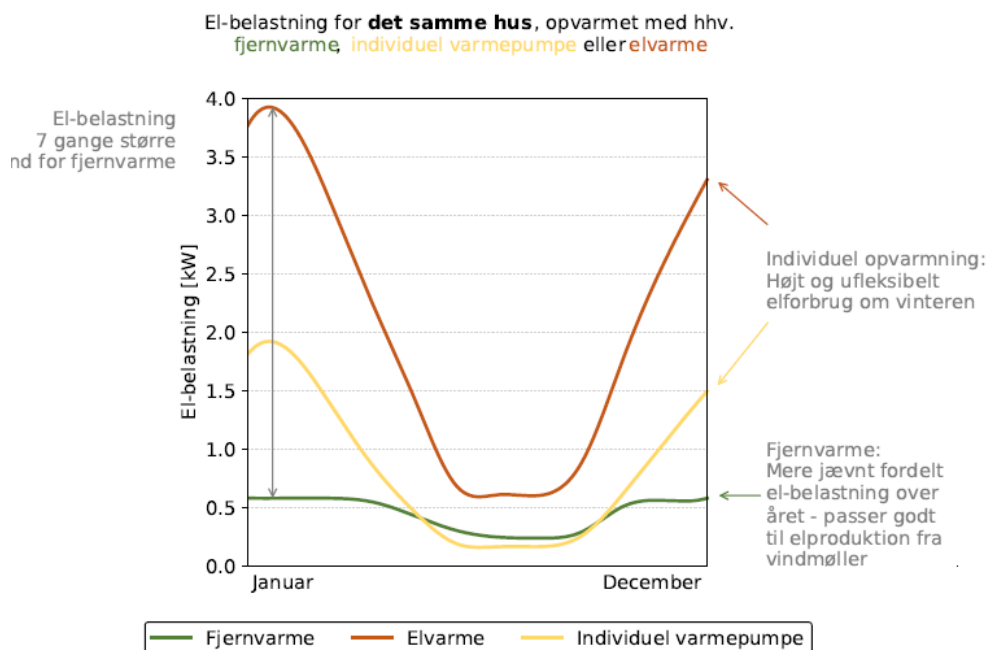
teknologier. Elkedler bruges til spids- og reservelast og kan samtidigt benyttes til systemydelse. Med en lavere fremløbstemperatur i Marina City er forskellen i varmeproduktionsprisen betydeligt mindre for luft-til-vand varmepumper sammenlignet med fliskedler.

## Elradialanalyse

Udover de tre pilotcases beskrevet i denne rapport er der blevet lavet en analyse, hvor der undersøges et naturgasområde, som kan konverteres til grøn opvarmning med enten fjernvarme eller individuel elbaseret opvarmning. Analysen baseres på en case over et boligområde med ca. 130 huse, som udgør ca. 1/3 af en by med omkring 700 indbyggere. Analysen beskriver de lokale udfordringer for eldistributionsnettet, der kan være ved at omstille et område opvarmet med individuelle naturgasfyr til individuelle varmepumper samtidigt med at persontransporten elektrificeres [4].

Ud fra konkrete analyser af elforbrug i kabelskabe, findes det, at kun to ud af fem elradialer vil kunne klare den eventuelle fremtidige belastning fra individuelle varmepumper og elbiler. I denne case skal der altså gøres noget hvis området skal konverteres fra naturgas. Enten skal der investeres i eldistributionsnettet, for at en omstilling til individuelle varmepumper kan lade sig gøre, eller også skal der etableres en fjernvarmeløsning. For at vælge den rigtige løsning (investering i eldistributionsnet eller fjernvarmenet), bør man se på hvad der giver den laveste omkostning ved forsyning af både el og varme – både for forbrugeren, men også for samfundet.

Figur 18 viser elforbruget til opvarmning af et enkelt standardhus med hhv. fjernvarme, individuel varmepumpe og direkte elvarme. Der kan ses, at en konvertering til individuel elopvarmning har konsekvenser for det overliggende elnet idet fluktuationen af belastningen er betydeligt større for individuel opvarmning. Dette giver problemer med et højt og ufleksibelt vinterforbrug og et øget behov for udbygning af elnettet.



Figur 18 - Elforbrug til opvarmning af et standardhus med et varmekonsum på 18,1 MWh/år ved opvarmning med henholdsvis elvarme, individuel varmepumpe og fjernvarme delvist baseret på en stor, eldrevet varmepumpe. De viste kurver er baseret på månedsgennemsnit.

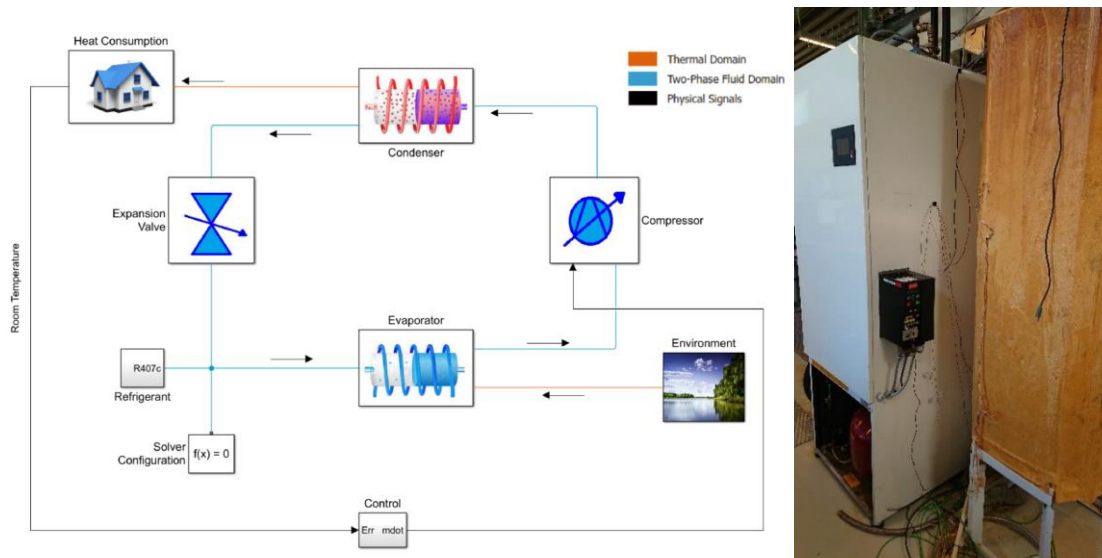
I bilag 6.1 findes hele rapporten "Elradialanalyse - Konsekvenser ved udbygning af elnet kontra fjernvarme", som er udarbejdet af Grøn Energi.

### 3.2 Dynamisk varmepumpe modellering

I dette afsnit fokuseres på en detaljeret dynamisk modellering af varmepumpesystemer. Der identificeres fleksibilitetspotentialet af varmepumpesystemer i forbindelse med potentialet for deltagelse i systemydelse, som er beskrevet i Afsnit 3.1.

Først udvikles en komplet dynamisk systemmodel af en laboratorieskala varmepumpe inklusive varmelager og regulering. Dette gøres i SimScape-pakken til MATLAB.

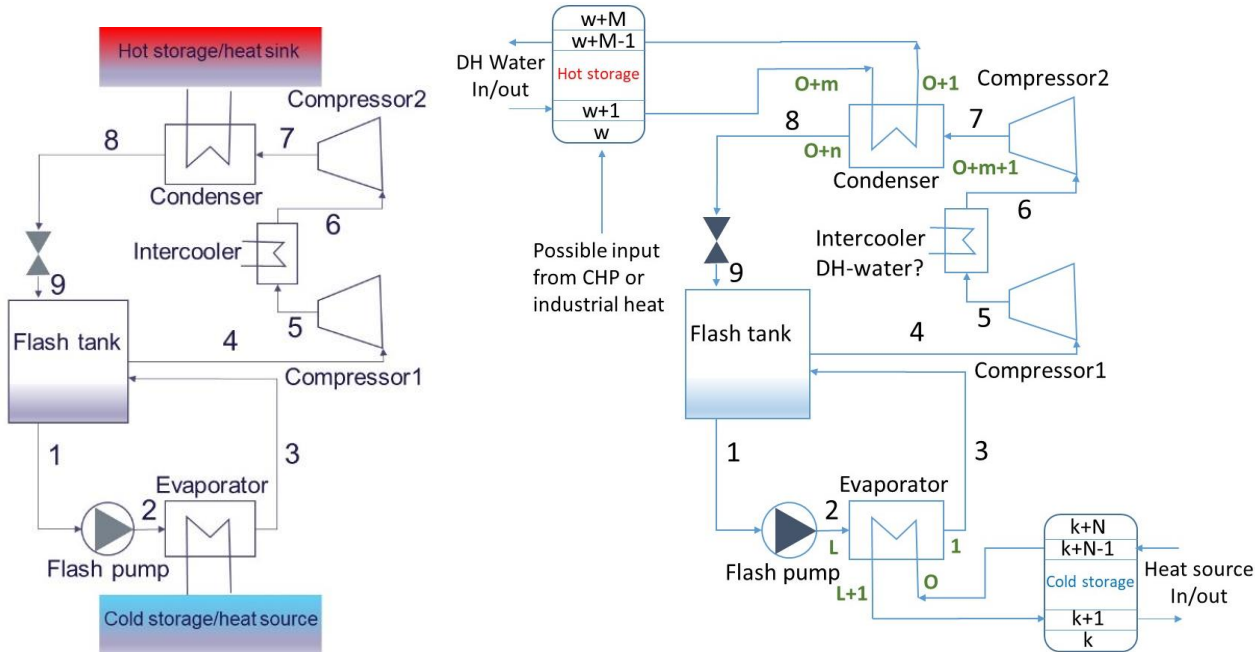
I Figur 19 kan der ses et P&I-diagram for den udviklede Simscape model og et billede af det eksperimentelle system på Aalborg Universitet, Institut for Energiteknik [5].



Figur 19 - Udviklet verificeret SimScape-model af laboratorieskalavarmepumpe.

Modellen er verificeret i forhold til laboratoriedata på en mindre husstandsvarmepumpe og anvendes som validering af de grundlæggende antagelser anvendt i storskalavarmepumpemodelleringen. Der er udviklet modeller til kondensator og fordamper, samt en model over opstart af kompressoren. Kompressormodellen baseres på en inertimodel og er udviklet i Engineering Equation Solver (EES). Disse modeller kan ses i Bilag 6.2 og bruges til at definere inputs til varmepumpemodellen.

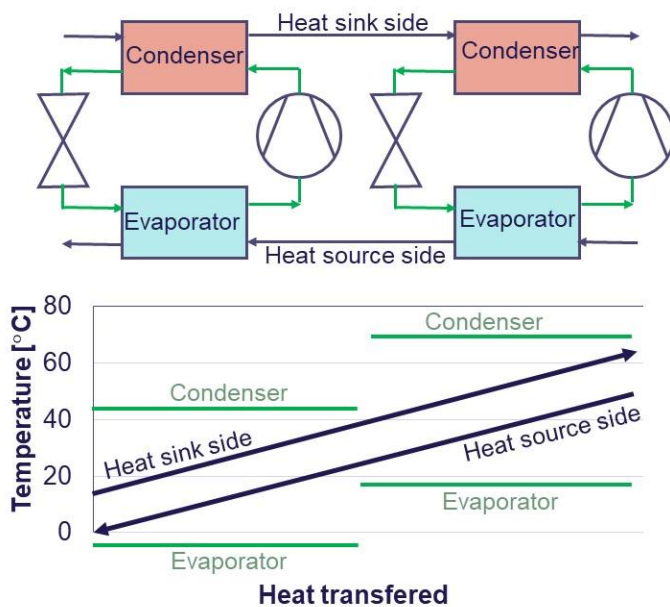
Den dynamiske model af storskalavarmepumpen udvikles i standard-MATLAB-kode for at muliggøre integration i realtidssystemet, se Afsnit 3.5. Den detaljerede konfiguration der er modelleret for hhv. varmepumpen (tv.) og varmepumpen inkl. to varmelagre (th.) er vist på Figur 20.



Figur 20 - Den modellerede storskala varmepumpesystemkonfiguration med (tv) og uden varmelager (th).

Koden er i de fleste tilfælde i stand til at løse modellen i realtid på en standard bærbar computer. I enkelte tilfælde er modellen dog langsommere end realtid. Dette gælder især, når varmepumpe modellen bliver integreret med modellerne af de stratificerede varmelagre.

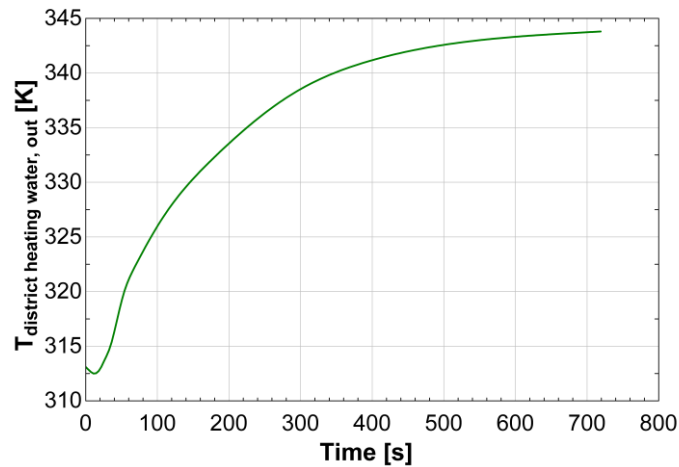
De udviklede modeller kan fleksibelt benyttes til at opbygge en hvilken som helst konfiguration. Et eksempel på en seriekoblet varmepumpekonfiguration er vist i Figur 21. Denne varmepumpekonfiguration består af to varmepumper, som er koblet i serie på både kilde og drænesiden. Men da det er en generaliseret model, kan denne konfiguration også indeholde flere varmepumper koblet i serie.



Figur 21 - Eksempel på driften af to seriekoblede varmepumper (på både kilde- og drænesiden).

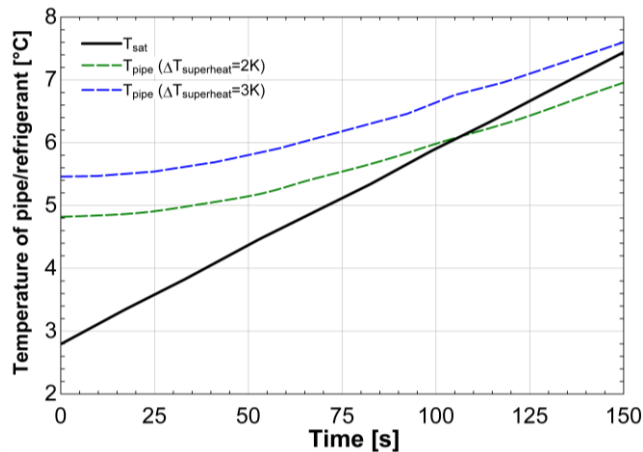


Varmepumpen er modelleret baseret på de opstillede case-data fra arbejdsopgave 1. Det blev fundet at systemet var i stand til at leve op til kravene til opstart i forbindelse med reguleringskraft. En typisk opstartsprofil i forhold til temperaturen på fjernvarmevandet ses på Figur 22.



Figur 22 - Modelleret opstart af varmepumpen fra kold tilstand.

Det ses at der er en vis dødtid på temperaturresponsen. Dette skal der tages højde for i reguleringsystemet. Kompressoreffekten kan således uden problemer leve op til kravene ved opstart. Ved nedregulering af el-effekten til varmepumpen sættes begrænsningen af systemkonfigurationen. For et system uden oversvømmet fordampere, vil der på de krævede maksimalt 150 s nedreguleringstid opstå væske i fordamperrørene. Dette vil kræve en øget overhedning af kølemidlet, hvilket sænker varmepumpens COP drastisk. Det kan derfor anbefales at benytte et system med flashtank. Alternativt skal kølemidlet fordampes ad anden vej. Fx. med et varmelegeme.



Figur 23 - Dynamisk respons af fordamperrør på system uden oversvømmet fordampere ved to forskellige grader af overhedning i fordamperen.

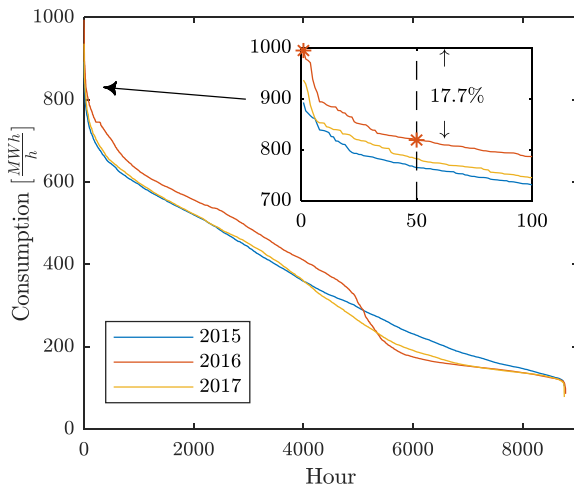
Alle udviklede modeller er beskrevet i detaljer i rapporten "Heat Pump System Modelling – WP" Documentation" i bilag 6.2.

De udviklede modeller er blevet overført til Simulink-modeller i arbejdsopgave 4, som omhandler optimering og regulering af el- og varmesystemer, se Afsnit 3.4. Dette gøres vha. overføringsfunktioner, der er baseret

på modelleringen af den stationære termiske kreds og de udviklede avancerede dynamiske modeller.

### 3.3 Modellering af bygninger i byområder og evaluering af deres potentiale indenfor termisk demand response

I dette afsnit vil potentialet for termisk demand response blive testet. Der laves modeller over bygninger med en smart operation til skæring af spidslastforbruget i fjernvarmen. I Figur 24 kan der ses en varighedskurve over fjernvarmeforbruget for årene 2015-2017 i Aarhus.

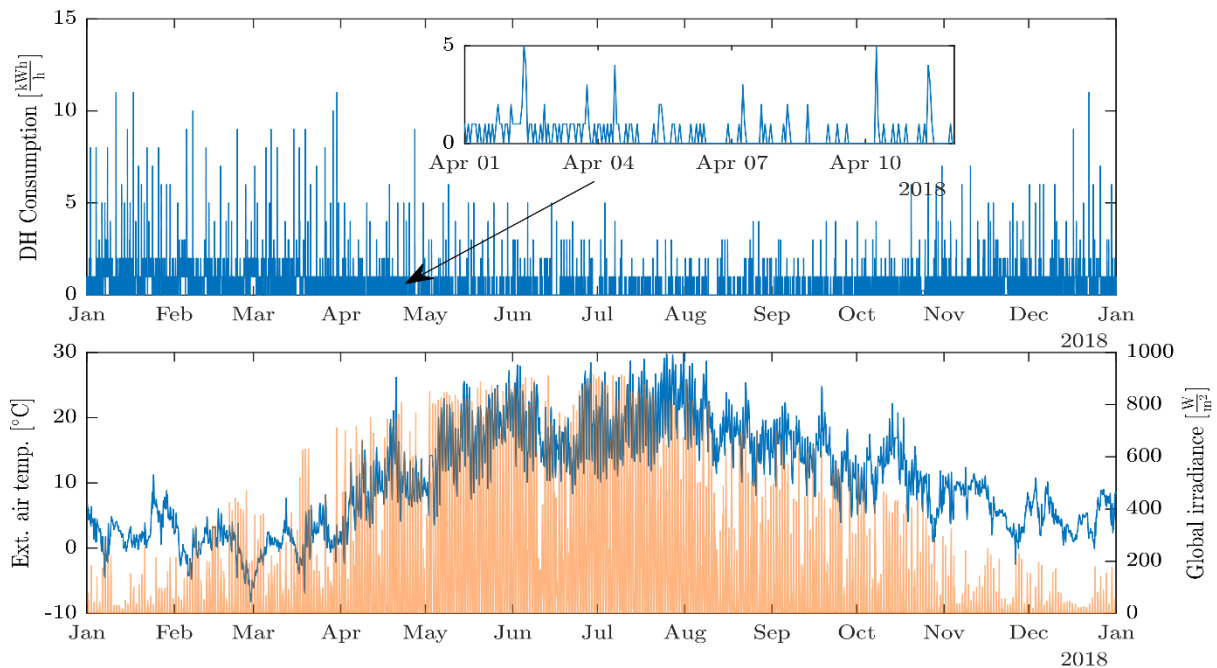


Figur 24 - Varighedskurve over fjernvarmeforbruget i Affaldvarme Aarhus fjernvarmesystem i 2015-2017.

Der ses, at de 50 højeste forbrugstimer i et år udgør de øverste 17,7% af spidslasten. Det er således et stort potentiale for reduktion af kapacitetsbehovet, hvis termisk demand response kan reducere behovet i disse timer. Eftersom disse kritiske timer som hovedregel sker når særligt kolde vejrforhold sammenfalder med morgenspidslasten forårsaget af et højt forbrug af varmt brugsvand (typisk ifm. brusebade i morgentimerne), vil disse kritiske forbrugstimer typisk forekomme med en varighed af et par timer. Denne begrænsede varighed betyder at bygningerne vil kunne flytte energi med relativ høj effektivitet.

For at kunne implementere en termisk demand response model skal der kunne skelnes mellem

varmt brugsvand og rumvarme, det som udgangspunkt forudsættes at brugsvandet leveres med gennemstrømningsvandvarmere uden lokale lagre og derfor må antages ikke at være fleksibelt. Der er derfor udviklet en bottom-up modelleringsmetode som kan anvende timeopløste målinger fra fjernaflæste fjernvarme forbrugsmålere til at kalibrere modeller af både forbruget til rumopvarmning og opvarmning af varmt brugsvand [6]. Foruden dette data anvendes der let tilgængeligt vejrdata samt enkelte parametre fra den offentligt tilgængelige BBR-database. Et eksempel på tidsserier af det anvendte data vises på Figur 25. Den øverste delfigur viser en bygnings fjernvarmeforbrug for et helt år og den nedre delfigur viser omgivelsestemperaturen i den blå graf samt solindstråling i orange [7].

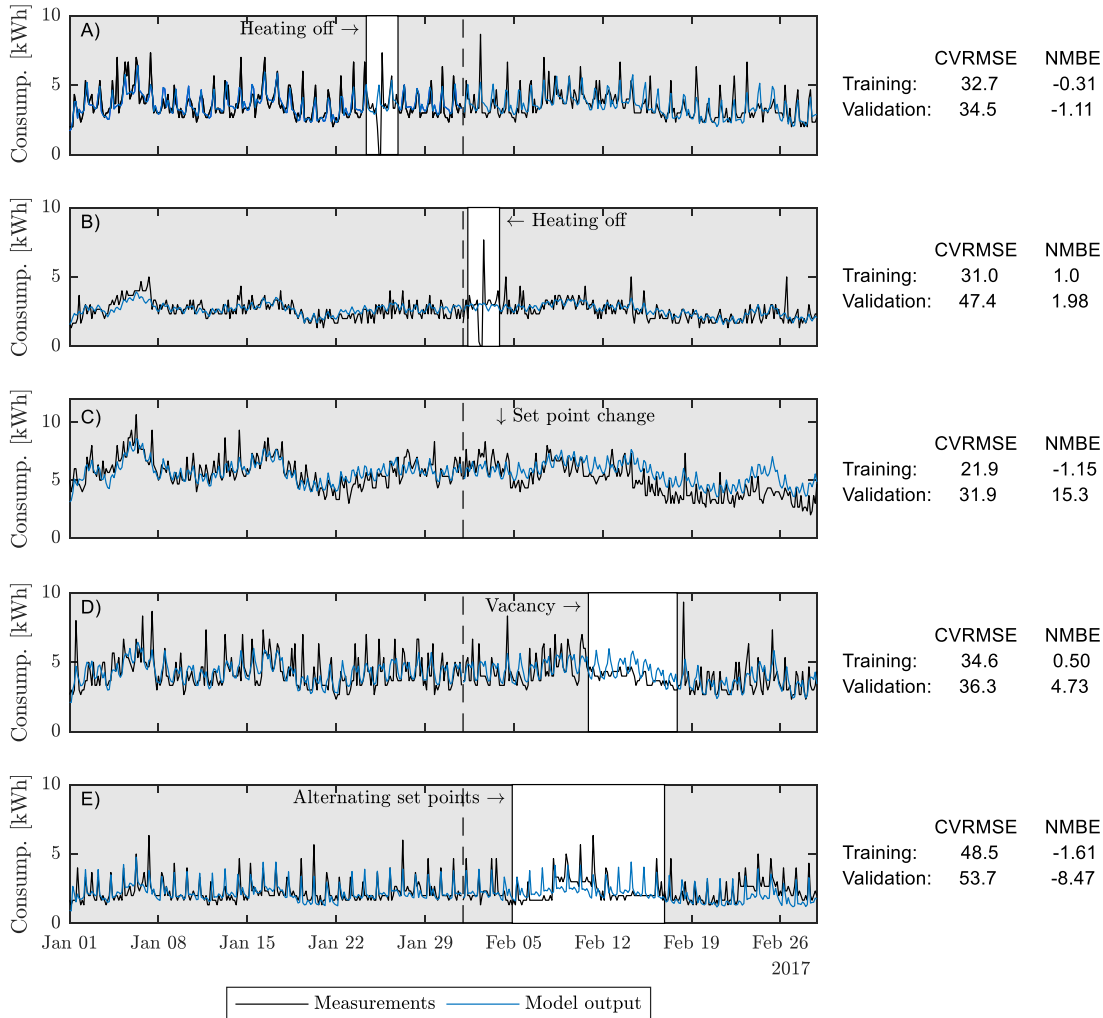


Figur 25 – Data brugt i dette studie. Foroven ses et eksempel på en tidsserie af fjernvarmeforbruget målt med en Kamstrup MULTICAL 602 energimåler. For neden ses vejrforhold (temperatur og sol) for perioden.

Figur 26 viser en evaluering af individuelle bygningsmodeller, hvor den sorte graf er det målte varmeforbrug og den blå graf er modellens output. Figuren viser, at modelleringsmetoden er i stand til at generere modeller som beskriver fjernvarmeforbruget til både rumopvarmning og opvarmning af varmt brugsvand i enkelte bygninger med relativ høj nøjagtighed, dette især når man tager i betragtning at figuren viser et konservativt billede af metodens nøjagtighed idet den sammenligner model output og målt forbrug i nogle af de bygninger hvor der blev opnået dårligst performance ifølge de to anvendte performance indicators *CVRMSE* og *NMBE*. Her beskriver *coefficient of variance of the root mean squared error (CVRMSE)* modellens nøjagtighed i form af fejlsens (forskul på måling og model output)

standardafvigelse normaliseret med middelværdien, mens *normalized mean biased error (NMBE)* indikerer modellens gennemsnitlige nøjagtighed.

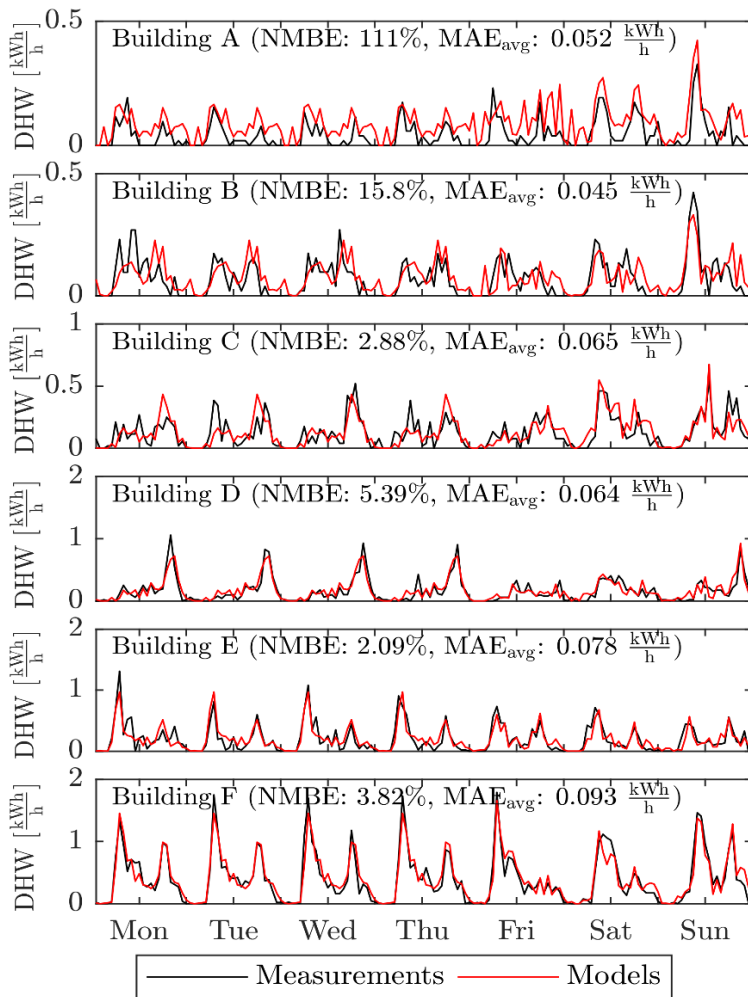
På figuren er der ligeledes anført mulige årsager til hvorfor de konkrete modeller i perioder afviger fra det målte forbrug. I valideringen af modelleringsmetoden blev der undersøgt i alt 159 huse.



Figur 26 – Evaluering af individuelle bygningsmodeller med dårlig performance ift. CVRMSE/NMBE ved sammenligning af tidsserier. Den stiplede linje adskiller trænings- og valideringsperioden. Tidsserier med aggregering af 3tre timers gennemsnit blev brugt af hensyn til læsbarheden.

Af mangel på data blev modelleringsmetoden oprindeligt evalueret ved at sammenligne modellens evne til at forudsige det samlede fjernvarmeforbrug (Figur 26). Som tidligere beskrevet ligger der både modeller for rumopvarmningsbehovet samt forbruget af varmt brugsvand bag ved det samlede modeloutput. I et nyt studie anvendes et mere detaljeret datasæt med separate målinger af de to forbrug til at verificere nøjagtigheden af modellerne [7].

Her er fokus lagt på at undersøge hvor nøjagtigt modellerne estimerer brugsvandsforbruget baseret på de relativt grove (se Figur 25) målinger af det samlede fjernvarmeforbrug.

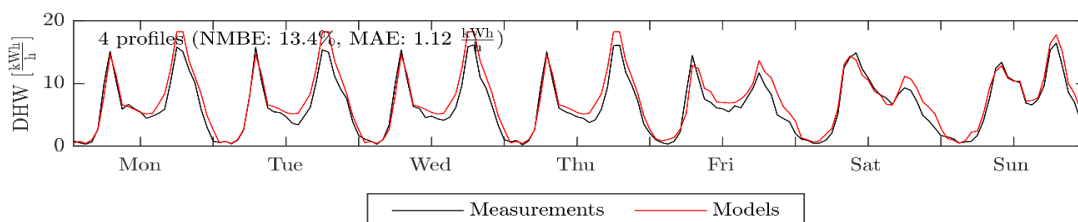


I dette studie er der i alt 44 bygninger, hvor Figur 27 viser seks bygninger (benævnt med bogstaverne A-F), som viser et repræsentativt udsnit af de 44 bygninger. Bygning A er således den bygning hvor modellerne har givet det ringeste estimat af brugsvandsforbruget (både ift. mængde og selve fordelingen hen over ugen), mens bygning F er den bedste. For hver af de afbildede bygninger ses NMBE og den gennemsnitlige *mean absolute error (MAE)*. Figuren viser en gennemsnitsuge i 2018 for hver af bygningerne. For bygning D, E og F kan der ses tydelige morgen- og aftenpeaks mellem hverdage og weekend. Evalueringen af metoden viste også at det generelt er for bygninger med meget lave forbrug af varmt brugsvand hvor metoden performer dårligst, mens ret præcise estimater kunne opnås for forbrugere med mere markante forbrugsmængder.

Figur 28 viser hvordan estimatet af brugsvandsforbruget for de 44 bygninger ser ud når man aggregerer det på tværs af

Figur 27 – Sammenligning af de målte og modellerede brugsvands niveauer for seks bygninger, som anses repræsentative for de 44 case bygninger. Der vises den gennemsnitlige uge i kalenderåret 2018.

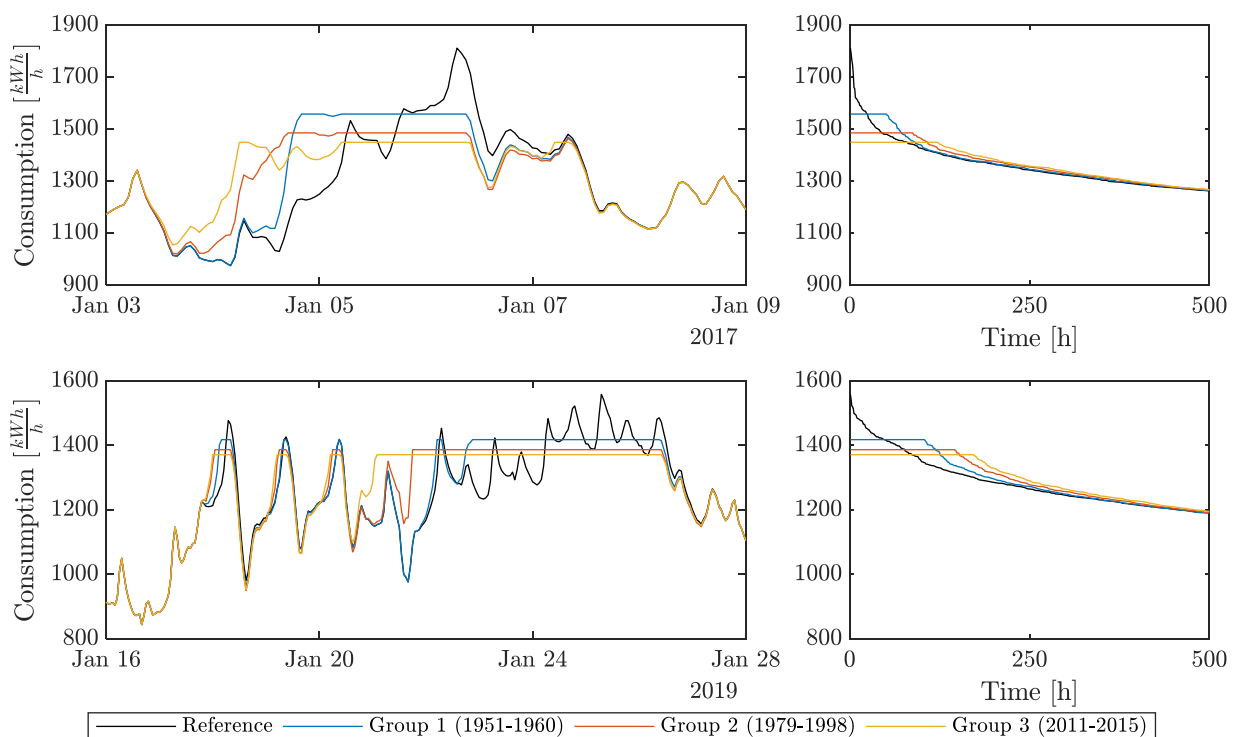
bygningerne og derved får samtidigheden med. Kigger man på individuelle bygninger har alle en gennemsnitlig MAE på under 0,1 kWh/h for den gennemsnitlige uge. Ses på aggregeringen af de 44 bygninger fås en MAE på 1,12 kWh/h og en mean absolute percentage error (MAPE) på 17,2%.



Figur 28 – Sammenligning af den modellerede og målte gennemsnitlige ugeprofil over alle fulde uger i kalenderåret 2018 og aggregeret for alle 44 bygninger.

## Potentiale af termisk demand response for at reducere peaks i parcelhuse

Potentialet af termisk demand response undersøges i en hypotetisk case med 300 parcelhuse. Disse parcelhuse er inddelt i tre grupper a 100 huse ud fra den tidsperiode de er blevet bygget i. Dette gøres for undersøge hvilken indflydelse bygningernes energieffektivitet har på den fleksibilitet bygningerne kan levere i form af demand response. Nyere bygninger fra gruppe 3 med byggeår i 2011-2015 har en højere effektivitet end bygningerne fra gruppe 1 med byggeår i 1951-1960 eller gruppe 2 med byggeår 1979-1998. Figur 29 viser hvordan de tre grupper af bygninger kan reducere en peak i to tilfælde (start januar 2017 og slut januar 2019). Peaket af referencen i den sorte graf reduceres ved at forvarme bygningerne på et tidspunkt, hvor varmemeforbruget er mindre, for så at undlade at opvarme i de høje forbrugsperioder.



Figur 29 - Sammenligning af referencesimuleringen og responsen fra de tre bygningsgrupper når de realiserer de højeste mulige kapacitetsreduktioner. Venstre: Tidsserier af forbruget i perioden omkring den højeste peak i årene 2017-2019. Højre: Varighedskurve for de to år med kun de første 500 timer vist.

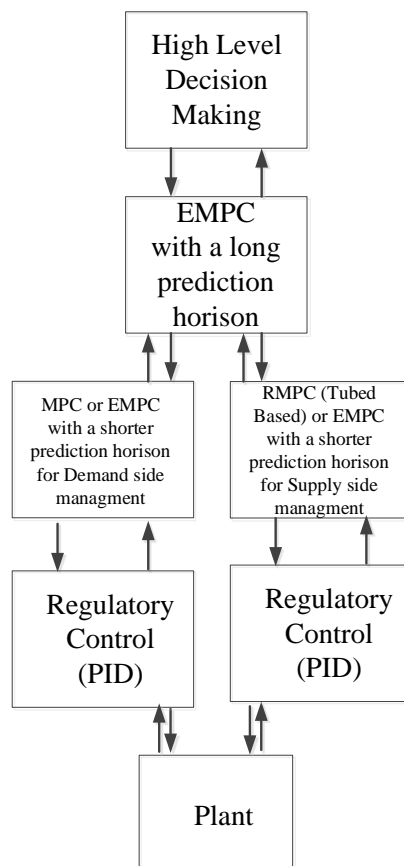
For årene 2015-2019 kunne bygningsgrupperne 1-3 realisere peak reduktioner på hhv. 13%, 16%, og 17.1%. Det vil sige, at nyere bygninger har været i stand til at realisere større peak reduktioner end gamle bygninger [8].

Modellens nøjagtighed er verificeret og det er påvist, at der er potentiale for reducere af peaks. Det næste skridt er at modellen implementeres i systemmodellen, som fokuserer på pilotcasen i Kolt-Hasselager området, se Afsnit 0. Her undersøges det økonomiske potentiale demand response har i den specifikke case.

### 3.4 Optimering og regulering af varme- og elsystemer

I dette afsnit præsenteres optimerede reguleringskoncepter. Dette omfatter metoder til regulerings teknik på både anlægs- og porteføljeniveau, herunder anvendelse af realtids forudsigelser.

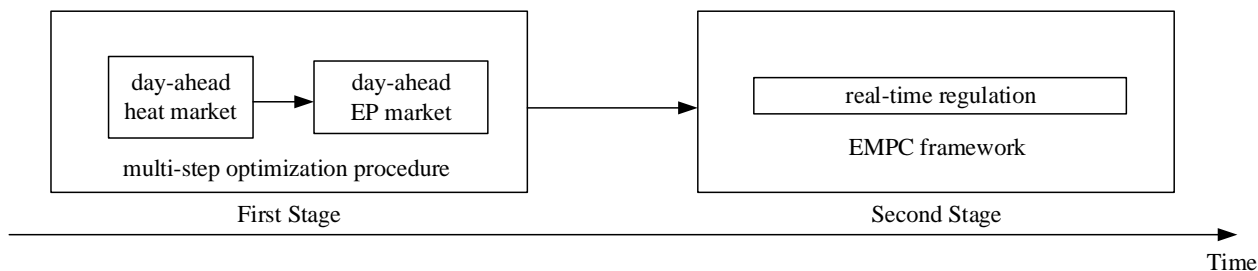
I et marked som går fra store centrale anlæg til mindre decentrale anlæg, stiger behovet for en dynamisk markedsdrevet drift af disse anlæg. For at kunne håndtere en dynamisk og økonomisk optimering af anlæg, benyttes *economic model predictive control* (EMPC). I Figur 30 kan der ses den foreslåede økonomiske MPC-strategi, som er en variant af en tolags EMPC-strategi. Det øvre lag af tolags EMPC'en bruges til at beregne de økonomisk optimale handlinger med en lang tids horisont. Det nedre lag består af en EMPC med en kort tids horisont, som tvinger de interne tilstande til at følge de optimale økonomiske handlinger. Figur 30 viser også, at EMPC'en skal optimere varme og elsystemer på samme tid for at opnå den samlede optimale drift [9].



Figur 30 – Foreslået økonomisk MPC-strategi.

Denne økonomiske MPC reguleringsstrategi sætter rammen for forsyningselskaberne til at deltage i elmarkeder. For at gøre dette, bruges en todelt optimeringsstrategi, se Figur 31 [2].

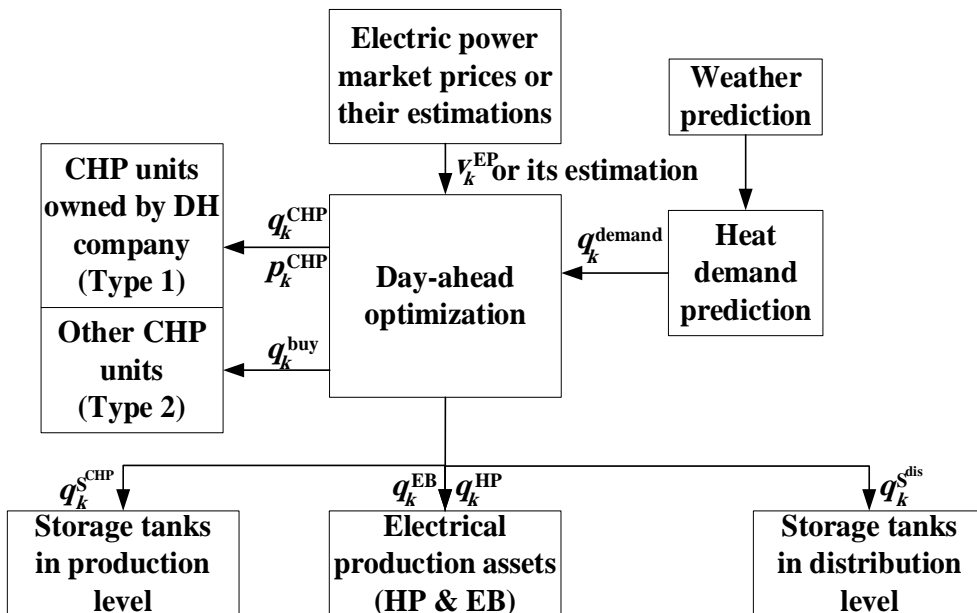
Første del indeholder en flertrins optimerings procedure i sig selv, som definerer hvordan forsyningselskaberne skal deltage i day-ahead markederne for både el og varme.



Figur 31 – to-trins optimeringsstrategi.

Trin nummer to består af EMPC-løsningen, som definerer hvordan forsyningselskaberne skal reagere på realtidsændringer i både elnettet og fjernvarmenettet.

Deltagelsen i day-ahead markedet sker på den måde, at der bruges forudsigelser af varme- og elspotpriser til at lave en optimering, se Figur 32. Selve optimeringen er en iterativ proces som minimerer driftsomkostningerne. Resultatet er en plan over hvordan alle enheder skal drives og på hvilke tidspunkter dette sker.

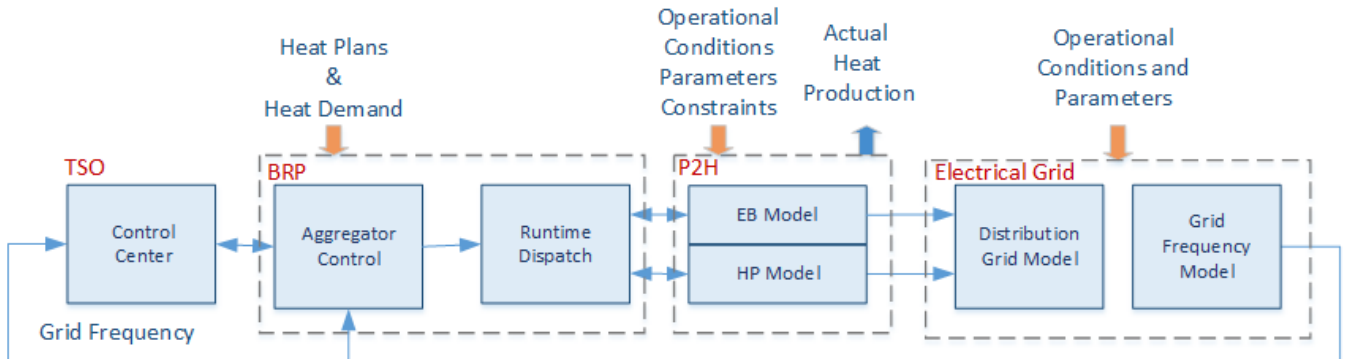


Figur 32 -Day-ahead optimering med varmeforbrug og elpriserestimeringer som input og en driftsoptimering som output.

Måden der reageres på realtidsændringer i elnettet kan ses i Figur 33 [10]. Ud fra frekvensniveauet i elnettet sender TSO'en et setpoint på deres behov for systemydelse ud. Disse systemydelser består af



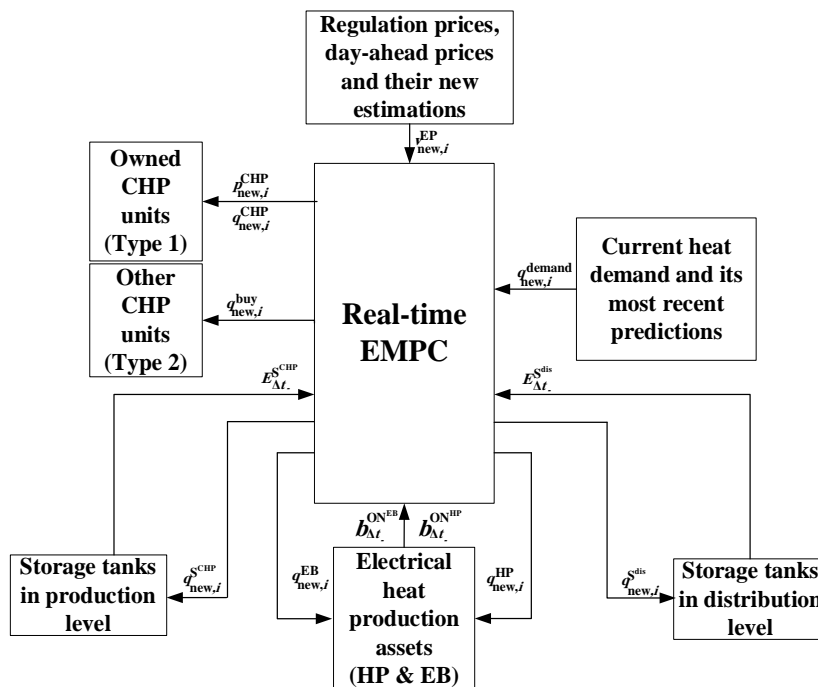
primær regulering (FCR), sekundær regulering (aFRR) og tertiær regulering (mFRR). Den balanceansvarlige aktør får et signal på hvilken systemydelse der er behov og sender et signal videre til enhederne i nettet. Sådan en enhed kan være en varmepumpe eller en elkedel, som reagerer på signalet ved at op- eller nedregulere elforbruget.



Figur 33 – Generisk modelarkitektur for frekvensregulerings studier.

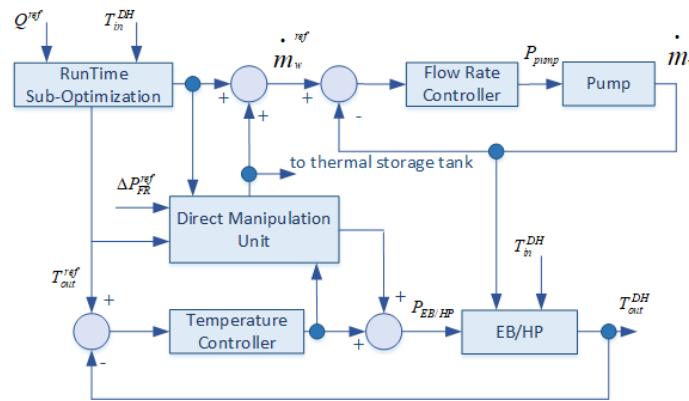
Modellerne for elkedel og varmepumpe giver udtryk for ydeevnen og definerer elforbruget ud fra varmeplanerne. Modellerne er så i stand til at reagere på signaler fra systemydelse under bestemte restriktioner, som fx hastigheden hvormed enheden kan op- eller nedreguleres.

Efter at day-ahead optimeringen (Figur 32) laves med en forholdsvis lang tidshorisont og signalerne for systemydelse fås, skal realtids EMPC reagere på ændringerne i setpoints og kompensere for de ændringer der laves på varmesiden ved fx at udnytte en varmeakkumuleringstank, se Figur 34 [2].



Figur 34 – Realtids EMPC

Efter at de overordnede optimerede reguleringskoncepter er defineret, skal den lokale reguleringsstruktur defineres. I dette projekt laves en generisk reguleringsstruktur for både elkedlen og varmepumpen, som kan ses i Figur 35 [10]. Denne reguleringsstruktur har to forskellige driftstilstande. Den første er normaltstanden, hvor både temperatur og strømningshastigheden reguleres hver for sig. Den anden driftstilstand er når frekvensreguleringen er aktiveret og både elforbruget og strømningshastigheden er manipuleret for at holde fremløbstemperaturen på fjernvarmen konstant.



Figur 35 - lokal reguleringsstruktur for P2H enheder.

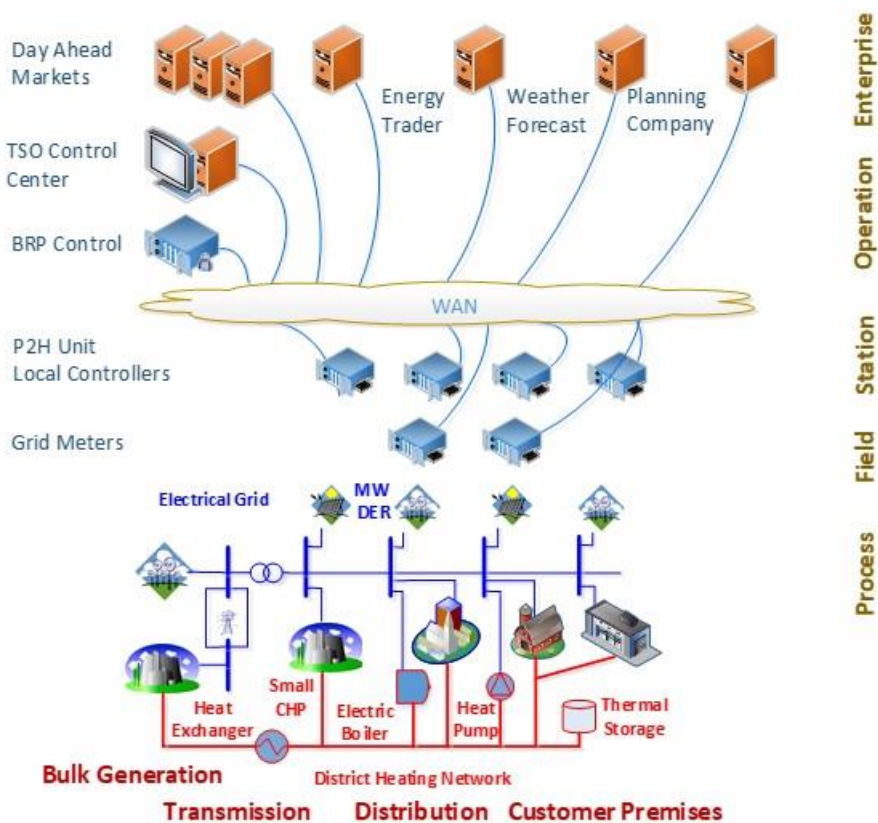
Antaget der er perfekt viden, kan dette gøres uden at der er en transient respons. I praksis ville dette dog kunne ændre sig, da perfekt viden ikke er givet.

### 3.5 Driftsmæssig anvendelighed, skalerbarhed og potentiale

I dette afsnit præsenteres og forklares realtidslaboratorie demonstrationen. Demonstrationen bruges til at teste anvendeligheden af de lokale varmekoncepter. Der bruges den optimerede produktionsportefølje fra Afsnit 3.1 og reguleringskoncepter inklusive modeller for elkedel og varmepumpe fra Afsnit 3.4.

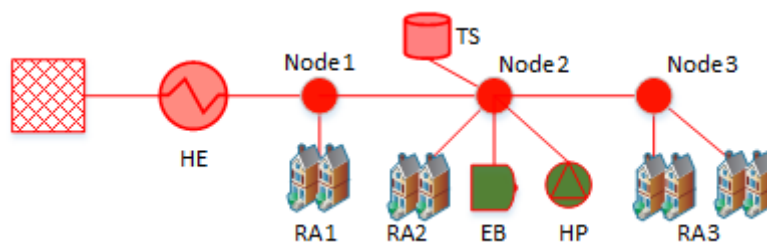
En forudsætning for at lave realtidslaboratorie demonstrationen er interoperabilitet af flere systemer og komponenter, som udfører et set af specifikke funktioner. Med hensyn til det opstilles en *Smart Grid Architecture Model* (SGAM), som bruges til kortlægning af brugsmønstre og udvikling af en smart energi arkitektur. SGAM består af fem lag, som er forretnings-, funktions-, informations-, kommunikations- og komponentlagene.

Figur 36 viser kortlægningen af frekvensreguleringens brugsmønstre. Her kortlægges hele systemet fra elmarkeder, kontrolcentre fra TSO og balanceansvarlige parter, transmissions- og distributionsnet samt fysiske processer som transformationen af energi og de dermed involverede enheder som generatorer eller transformere.



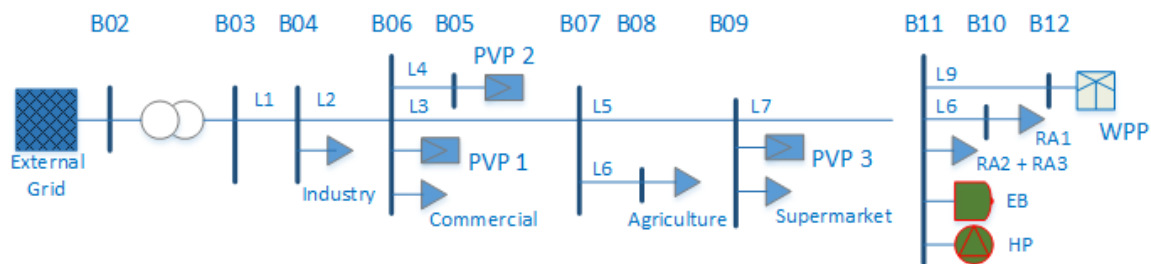
Figur 36 – kortlægning af frekvensreguleringen brugsmønster i et SGAM framework.

På varme siden er varmevekslere, akkumuleringstanke og varmeproduktionsenheder direkte forbundet til et aggregeret varmekonsum, se Figur 37. Der modelleres en varmeveksler, en elkedel, en varmepumpe og en varmeakkumuleringstank. Udover det er der modelleret tre noder svarende til de tre områder i Kolt-Hasselager (se Figur 2 i Afsnit 3.1) og deres varmekonsum.



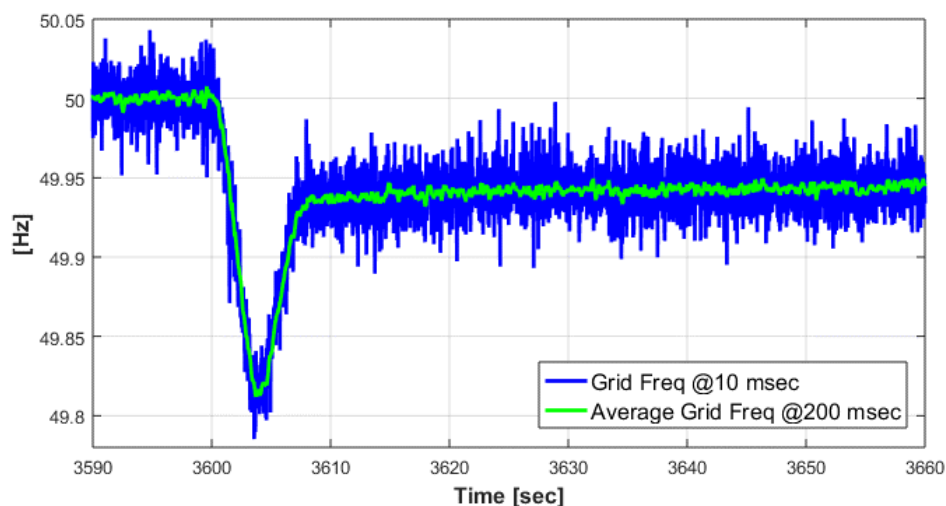
Figur 37 - Fjernvarme distributionsnet i Kolt-Hasselager.

Figur 38 viser et linjediagram af eldistributionsnettet som repræsenterer Danmarks mest almindelige distributionsnet. Udover dette kan der ses elkedlen og varmepumpen i Hasselager øst som de med grøn markerede komponenter.



Figur 38 - linjediagram af repræsentativ mellemspændings feeder.

Et eksempel på spændingsudsving, som kommer fra et øget elforbrug kan ses i Figur 39. Frekvensen falder fra 50Hz til 49,8Hz hvilket udløser både FCR og aFRR respons fra P2H enheder.



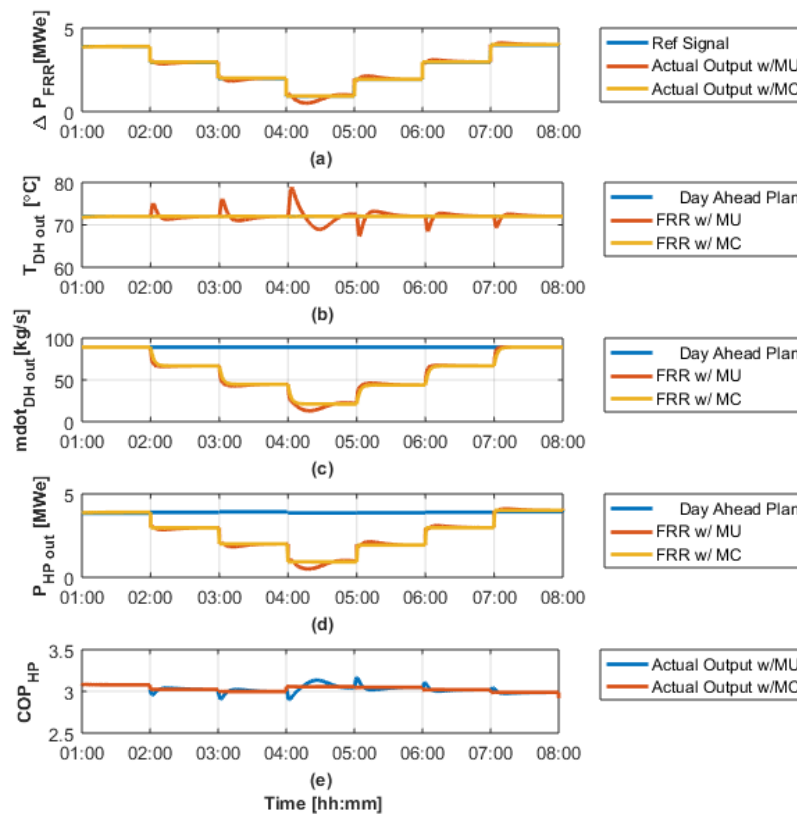
Figur 39 - Realistisk stor frekvensudsving leveret af frekvensmodellen.

Alle udviklede realtidsmodeller inkluderes i den digitale realtidsimulator Opal-RT og en realtids skrivebords simulering i Matlab. Følgende er en liste af de inkluderede modeller beskrevet i den tekniske note "Implementation Description Electrical Grid Model", se bilag 6.5.

- Model over systemfrekvens
- Mellemspændings distributionsnet
- Aggregeret elektrisk forbrug koblet til mellemspænding distributionsnettet
- Vedvarende energi produktionsenheder såsom vindmøller og solceller

Udover det er koblingspunkterne fra elnettet til termiske enheder som varmepumpen og elkedlen modelleret inklusive enhedernes lokale reguleringskoncepter, som blev udviklet med arbejdet beskrevet i Afsnit 3.4.

I forhold til udførelse af realtidslaboratoriet udføres off-line tests af både elkedel og varmepumpe individuelt og i kombination, hvor hele systemet medtages. Figur 40 og Figur 41 er relateret til den tekniske kvalifikation af mFRR og aFRR markederne.

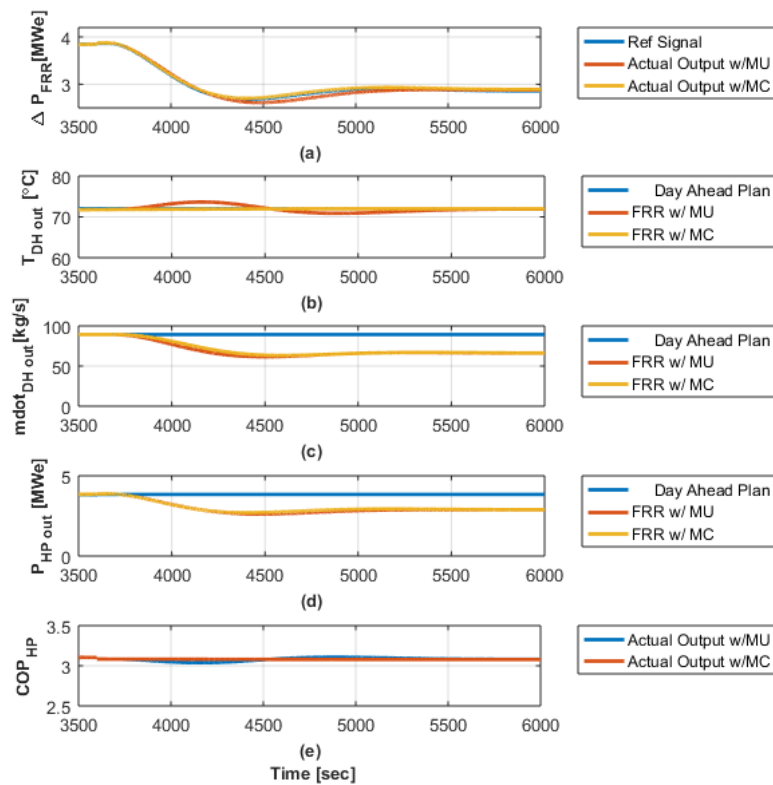


Figur 40 - Varmepumpe respons til et syntetisk mFRR aktiveringssignal fra TSO kontrolcenter: (a) ekstra effekt ift. mFRR respons; (b) fremløbstemperatur i fjernvarmesystemet; (c) varmt vands massestrøm til fjernvarmesystemet; (d) elektrisk elforbrug af varmepumpen og (e) varmepumpens COP.

Hver underfigur viser resultater for to scenarier. Det første scenarie er med perfekt viden af varmepumpe parametrene (w/MC) og det andet er med usikkerheder ift. varmepumpens dynamiske opførsel (w/MU). Figur 40 viser, at den viden om varmepumpens parametre, som er nødvendig for den lokale regulering, har en stor betydning for den overordnede respons af varmepumpen.

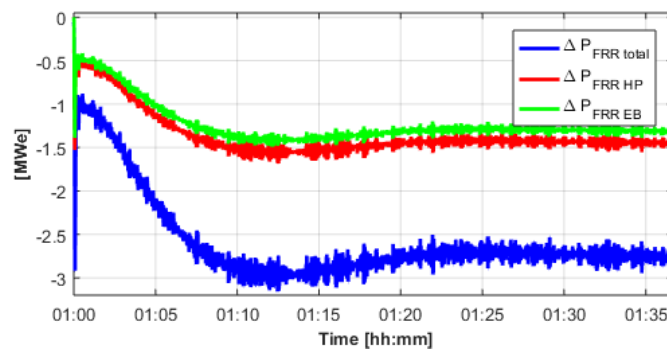
Figur 41 viser varmepumpens respons til et aFRR signal, som kommer direkte fra TSO'en.

I figur (a) viser varmepumpens el-effekt og der kan ses en forsinkelse på cirka ti minutter i forhold til det modtagne signal fra TSO'en. Baseret på realtidssimuleringens resultater kan det siges, at varmepumperesponsen er i høj grad afhængig af lokal tuning af reguleringen.



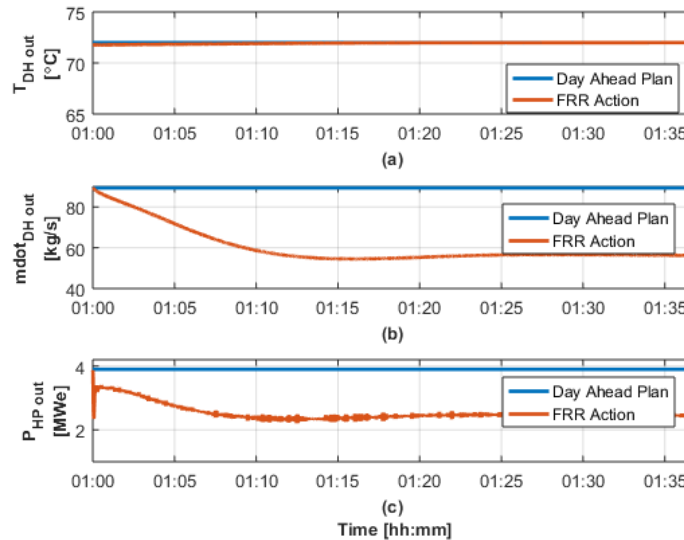
Figur 41 - Varmepumpens respons til et syntetisk aFRR aktiveringssignal fra TSO kontrolcenteret: (a) ekstra effekt ift. mFRR respons; (b) fremløbstemperatur i fjernvarmesystemet; (c) varmt vands massestrøm til fjernvarmesystemet; (d) elektrisk elforbrug af varmepumpen og (e) varmepumpens COP.

En anden case fokuserer på en simulering med et spændingsudsving i et system med både en varmepumpe og en elkedel. I denne case ses både på FCR og aFRR bidrag fra varmepumpen og elkedlen. Figur 42 viser de globale setpoints for en kombination af FCR og aFRR for både elkedel og varmepumpe.



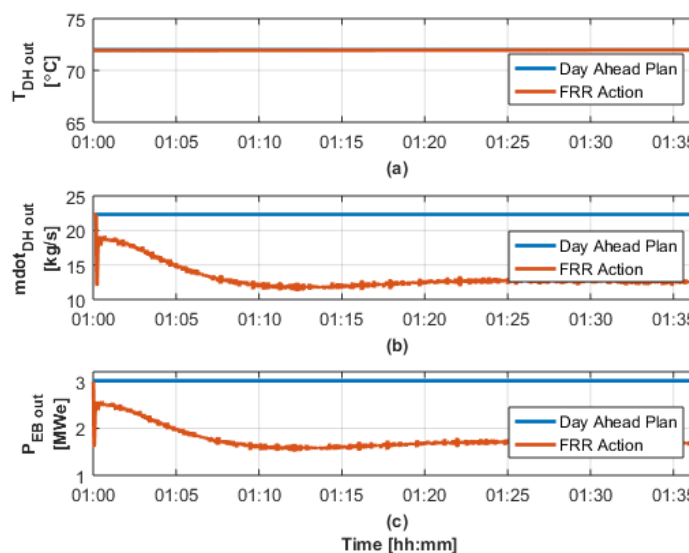
Figur 42 - Setpoints for frequency regulation reserve (FRR) aktioner på balanceansvarlige niveau.

De setpoints kan genkendes i elforbruget af varmepumpen, som kan ses i Figur 43 (c). Selvom der reageres på frekvensudsving i elnettet, er varmepumpens fremløbstemperatur uforandret i forhold til det planlagte. Dette skyldes varmepumpens lokale regulering, som ændrer på massestrømmen af fjernvarmens fremløb.



Figur 43 – Varmepumpens vigtigste variable i løbet af FRR-aktion. (a) fremløbstemperatur i fjernvarmenettet (b) varmt vands massestrøm til fjernvarmenettet (c) elforbrug af varmepumpen.

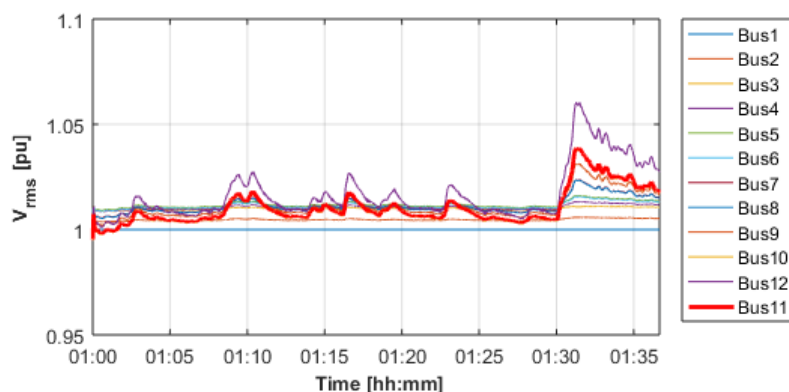
Lignende resultater ses for elkedlen, Figur 44 (a)-(c), hvor den planlagte fremløbstemperatur også overholdes selvom der reageres på frekvensudsvinget. En forskel mellem varmepumpen og elkedlens respons er, at massestrømmen ikke falder lige så voldsomt for varmepumpen når der reageres på FCR signalet. Dette skyldes elkedlens direkte og øjeblikkelige varmeproduktion.



Figur 44 – Elkedlens vigtigste variable i løbet af FRR-aktion. (a) fremløbstemperatur i fjernvarmenettet (b) varmt vands massestrøm til fjernvarmenettet (c) elforbrug af varmepumpen.

Figur 45 viser spændingsprofilerne for de 12 busser i distributionsnettet. Distributionsnettets opdeling kan ses i Figur 38, hvor bus11 er det punkt hvor P2H enhederne forbindes til distributionsnettet.

Spændingsprofilerne viser en indflydelse fra FCR-reguleringen i en meget kort periode. Det kan dog også ses, at aFRR reguleringen ikke har en indflydelse på spændingsniveauet i distributionsnettet. Spændingsprofilen i bus 11 er pålagt elproduktionen fra vindkraft i bus12 og påvirkes ikke af FRR.



Figur 45 - Spændingsprofiler sammen med mellemspændingens distributions feeder, hvor P2H enheder er forbundet til bus 11(rød).

De udførte test cases i realtid viser, at velfungerende lokale reguleringsenheder og fuld viden om varmepumpens dynamik er meget vigtige for en god præstation af enhederne. Testene viser også, at frekvensreguleringen er muligt uden at P2H enhedernes termiske ydeevne bliver begrænset og spændingsniveauet i distributionsnettet bliver påvirket.

I et fremtidigt arbejde ville en termisk realtids model af fjernvarmenettet og varmemeforbrugerne blive medtaget. En anden mulighed ville være inddragelse af andre power-to-X teknologier.

## 4. Anvendelse af projektets resultater

### Kommerciel anvendelse

Generelt har projektet styrket forståelsen for både de anlægskonceptmæssige potentialer i praktisk sammenhæng og styrket mulighederne for at kunne gennemføre bedre og mere effektiv rådgivning.

På den konceptmæssige side er der opnået et væsentlig klarere billede, hvilke elementer der er afgørende for beslutninger vedr. lokale kollektive løsninger:

- En god løsning skal ikke nødvendigvis igangsættes – det er vigtigt samlet set at søge den optimale løsning. Herunder er den helt primære udfordring at identificere og kortlægge de elementer som er betydende, dvs. ikke kun markedsforhold og regulatoriske forhold, men også de synergimuligheder som lokale løsninger medfører, sparede investeringer i røroprgradering pga. flow-flaskehalse eller hydrauliske begrænsninger kan ofte være afgørende.
- Varmepumper er generelt en konkurrencestærk løsning, men kombinationer af fx varmepumpe, elkedel og lager vil ofte være en særdeles stærk løsning, da dette for forholdsvis små meromkostninger resulterer i en væsentlig højere driftsflexibilitet dels til optimering mod spot og systemydelsesmarkeder og dels til at styrke konkurrenceevnen på marginalpriser mod øvrige fjernvarmeleverandører.



På den rådgivningsmæssige side er der via projektet opnået et væsentligt stærkere fundament til fremtidige analyser:

- Effektiv optimering af scope og fidelity (bredde og dybde) af de model(ler), som anvendes i analysefasen. På den ene side er djævlen (værdierne) ofte i detaljen, men på den anden side kan det væsentlige også forsvinde i detaljer. Projektet har givet helt uvurderlige erfaringer til at nå denne balance, herunder også den kombinerede anvendelse af forskellige typer modeller.
- Mere konkret har projektet gennemført en integration af demand response som en investeringsmulighed i den teknisk/økonomiske model. Dette giver mulighed for at lade forbrugersiden konkurrere med øvrige investeringsmuligheder på produktions- og forsyningsiden. Dog stadig med den kollektive forsyning som indgangsvinkel.

### Akademisk anvendelse

Projektets arbejde har ført til udvikling af modeller af termiske enheder og metoder til integration af disse enheder i en samlet portefølje. Modellerne giver indsigt i de dynamiske driftsbegrænsninger, der findes i varmepumpesystemer og termiske lagre.

Modellerne kan anvendes direkte i de simple former, hvor modellerne kan løse hurtigere end realtid eller som input til simplificerede modeller i realtidsemuleringssystemer i forhold til de mere komplekse systemkonfigurationer, hvor realtidsemulering endnu ikke er muligt. Dette muliggør konkret et meget vigtigt tværfagligt samarbejde mellem forskning i elektriske og termiske energisystemer i samspil i fremtidens vedvarende energisystem.

Der ligger et stort potentiale i at videreudvikle disse samspil på tværs af faggrænser. Samlede realtidsemuleringer af fremtidens energisystem med virkelig hardware i loopet koblet med nøjagtige modeller vil på en sikker måde kunne accelerere udviklingen af komplekse og koblede systemer med en stor andel fluktuerende vedvarende energiproduktion, hvor det kan være svært at udføre storskala forsøg på virkelige systemer.

Metoderne til integrering af de modellerede termiske enheder viser at selv relativt langsomme enheder som varmepumper kan anvendes til hurtig op- og nedregulering hvis de parres med hurtigere enheder såsom elpatroner. De udviklede algoritmer tog udgangspunkt i de specifikke cases, men formuleredes i videst muligt omfang så generisk som muligt, så de kan anvendes med mindre modifikationer på andre porteføljer end de i case'ene angivne. De enkelte enheder modelleredes med vilje forsimplet og med grove antagelser for at undgå at skulle beskrive komplekse systemer i for fine detaljer. En undtagelse hertil er dog regulator-designs til de enkelte varmepumper og elpatroner, som nødvendigvis kræver kendskab til den præcise opførsel af den pågældende enhed.

De beskrevne optimeringsalgoritmer implementeredes til demonstrationsformål i kommercielt tilgængeligt software og kan således forventes at kunne finde anvendelse hos forsyningsselskaber med blandede porteføljer og/eller virksomheder der tilbyder tjenester til samme.

Udover modeller af termiske enheder og metoder til integrering af termiske enheder, har projektets arbejde resulteret i metoder som vha. forbrugsdata fra fjernafmålede målere muliggør modellering af fjernvarmeforbrug, og ligeledes giver gode estimater af fordelingen mellem fjernvarmeforbruget anvendt til rumopvarmning og brugsvand. Eftersom disse målere allerede i vid udstrækning anvendes i Danske (og udenlandske) bygninger, kan metoderne anvendes bredt og dermed enten direkte indgå i eller inspirere modelleringstilgange i projekter på tværs af landets forskningsinstitutter. De mange mulige applikationer af

disse metoder betyder at de med høj sandsynlighed vil blive anvendt og yderligere udviklet i fremtidige forskningsprojekter.

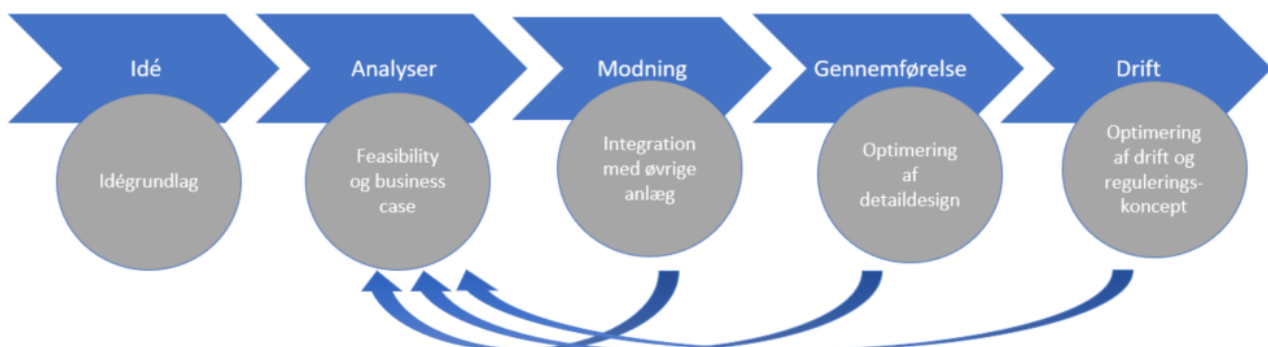
Derudover har arbejdet i projektet adresseret nogle af problemstillingerne forbundet med hvordan man kan koordinere større grupper af bygninger i praksis [1]. Eftersom både teknologien og diverse regulativer inden for energimarkedene skal modnes før termisk demand response kan implementeres i praksis, er anvendelsen af disse resultater mere langsigtede. Ikke desto mindre kan muligheden for anseelige reduktioner af den dimensionsgivende effekt for fjernvarmesystemer bidrage til arbejdet med at opdatere regulativer og adressere eventuelle problemstillinger som kan hindre anvendelsen af demand response i fremtiden.

## 5. Konklusion og perspektivering

Overordnet har projektet haft fokus på at optimere konkrete lokale varmforsyningskoncepter vha. et avanceret modelbaseret værktøjs set-up.

**På den anlægskonceptmæssige side**, viser de gennemgåede cases, at der ofte er et stort potentiale i at vælge decentrale kollektive løsninger frem for mere klassiske centrale løsninger. De opnåede økonomiske fordele er primært bestemt af de sparede alternative investeringsomkostninger i opgradering af forsyningsnet (rør, pumper, vekslere, mm.). De driftsøkonomiske gevinster kommer primært fra den stærke konkurrenceevne fra varmepumpebaserede løsninger, senest forstærket af den sænkede elvarmeafgift i klimahandlingsplanen i sommers. Sidstnævnte kan også inkludere betydelige systemydelsesindtægter, hvis det lokale koncept udover varmepumpe fx også inkluderer en elkedel og et lager.

**På den metodemæssige side** viser projektet, at der set i lyset af den øgede kompleksitet i energisystemet er et stort potentiale i at anvende mere avancerede modelbaserede metoder allerede i designfasen – se Figur 46. Dette stiller følgelig også øgede krav til de modelbaserede værktøjer, som skal bruges til at optimere de nye anlæg isoleret set, men også samtidig tage hensyn til, at integration med det eksisterende fjernvarmesystem og med elsystemet skal optimeres. Projektets konklusion er, at der på den ene side er et stort behov for at gå i væsentlig mere i dybden i designfasen, men også at det ikke er realistisk med et samlet generisk værktøj, som kan dække alle problemstillinger. Årsagen er, at forsyningscasene er alt for diversificerede, og derfor bør analyser og optimering i stedet baseres på et tilpasset set-up af forskellige værktøjer.



Figur 46 Projektværdikæde med øgede detaljering i analysefasen

I det efterfølgende gennemgås konklusionerne mere specifikt, og sluttelig sættes de i perspektiv.

## 5.1 Potentialiet i lokale varme koncepter

*Hovedkonklusion 1: Potentialiet i at implementere lokale varmforsyningskoncepter kan være meget stort.*

De cases som er analyseret i projektet, indeholder meget forskellige investeringsmæssige konsekvenser, fx kan en forbrugsforøgelse i Kolt-Hasselager resultere i betydelige følgeinvesteringer i eksisterende infrastruktur, mens Marina City casen i Kolding er et nyt område som ikke nødvendigvis giver voldsomme følgevirkninger. Som eksempel i Kolt-Hasselager er estimeret, at der kan opnås 60-80 mio. DKK i investeringsmæssige besparelser, og et tilsvarende beløb, 60 – 80 mio. DKK over 20 år, i driftsmæssige besparelser, altså en potentiel besparelse på ca. 120 – 160 mio. DKK, og hertil kommer gevinster på systemydelsesmarkederne. Løsningen i den konkrete case består lokalt af en luftbaseret varmepumpe, en elkedel og en akkumulatortank, og netop denne kombination har vist sig særdeles effektiv i forholdt til både spotmarkedet og i forhold til systemydelse.

*Hovedkonklusion 2: Varmepumper er særdeles konkurrencedygtige i forhold til andre modne varmeproduktionsteknologier, specielt i kombination med elkedel.*

Som ovenfor nævnt, så kan der opnås store gevinster ved at investere i varmepumper, og gerne kombineret med elkedel og akkutank, så der samlet set opnås en høj driftsfleksibilitet i forhold til varmeforbrug, elpriser og systemydelse. Flere forhold er afgørende for en god business case.

- Varmepumpens effektivitet. Denne vil være betydeligt afhængig af, hvilke varmekilde som anvendes og hvilke temperaturer fjernvarmenettet kører med. Udeluft, som primært er anvendt som varmekilde i dette projekt, vil være dårligst i kolde perioder, men til gengæld frit tilgængelig. Desuden vil varmepumpens afgangstemperatur være afgørende og dermed vil lavtemperaturfjernvarme og/eller temperaturboostningsmuligheder være en fordel.
- Varmepumpens kapacitet. Denne vil også være afhængig af varmekildens temperatur, og dermed følsom overfor lav kildetemperatur når fjernvarmebehovet er stort.
- Varmepumpens dynamiske driftsegenskaber. Disse er vigtige, specielt set i forhold til de hurtige systemydelse. Afgørende er, at driftsområdet er stort samt at elforbruget kan ændres hurtigt – dette er bl.a. belyst i projektets lab-demo.
- Robusthed overfor høje elpriser. Dette vil kræve, at der er alternative fjernvarmeleverancer, som er mindre følsomme eller er fordelagtige ved høje priser, fx som i Kolt-Hasselager, hvor alternativleverancen fra transmissionsnettet primært er baseret på kraftvarme.

*Hovedkonklusion 3: Demand Response ser lovende ud, men konkurrencen fra kollektive anlæg er hård.*

I projektet er der lavet detaljerede modeller af DR, og disse er integreret ind i systemoptimeringen, så denne mulighed kan konkurrere med investeringer i kollektive anlæg. Analyserne viser, at der kan opnås økonomiske gevinster med at gøre fjernvarmeforbruget fleksibelt ude hos forbrugerne, men viser også, at der sandsynligvis skal være investeringsmæssige besparelser at hente for at kunne give en konkurrencedygtig business case, og dette har ikke været tilfældet i projektcasene. Hvis der fx i højere grad er tale om nødvendig opgradering af dele af distributionsnettet pga. forbrugsøgning vil der sandsynligvis kunne opstilles en fordelagtig case. DR-potentialet og mulig gevinst er altså meget specifik afhængig af forholdene i lokalområdet.

Generelt vurderer projektet, at DR-implementering pga. distribueret styringsteknologi er mest oplagt i nybygningsområder, men samtidig vil disse områder også være domineret af lavenergihuse og dermed vil potentialet pr installation være lavere en ellers.

## 5.2 Metoder til koncept- og investeringsoptimering

*Hovedkonklusion 4: Øget modelkompleksitet i analysefasen er nødvendig, men et fuldt integreret model set-up er hverken realistisk eller anvendeligt*

En af projektets hypoteser var, at fremtidens øgede kompleksitet i anlæg og markeder, og fremtidens øgede distribuering af anlæg vil kræve øget kompleksitet i de tidlige designfaser, dvs. inden bygherres FID. Denne hypotese holder klart, idet projektet har vist, at investeringsoptimering er stærkt afhængig af, at man fx kan inkludere detaljerede driftsegenskaber for varmepumper og fx kan vurdere på demand response i et lokalt område. Den/de værktøjer som bruges i analysefasen til investeringsoptimering skal altså kunne kapere både de tekniske egenskaber og synergier og de økonomiske egenskaber i langt flere detaljer end vi hidtil har set.

Projektet har haft det som ambition at vurdere om én model med alle nødvendige detaljer er en frugtbar vej for fremtidens analyser. Dette vurderes ikke at være tilfældet. Kompleksiteten i løsningsmuligheder og diversiteten på tværs af cases er så høj, at en sådan model bliver for dyr og for u håndterbar for en bruger. Sagt på en anden måde, så virker projektets tilgang, hvor løsningsmuligheder i den enkelte case grovsorteres og hvor investeringsoptimeringen tilpasses vha. detailmodeller af de kritiske anlæg, fx varmepumpe eller DR, som den mest cost/effektive tilgang, og samtidig uden væsentligt tab af gevinstmuligheder.

*Hovedkonklusion 5: Der er et stort behov for anlægsmodeller til optimering af koncepter og til optimering af systemintegration.*

Erkendelsen i hovedkonklusion 4 er altså, at analyserne i designfasen inkluderer flere typer modeller. Dette gør, at der er et behov for at kunne analysere og konsekvensvurdere nye anlægskoncepter og samspillet med en allerede eksisterende anlægsportefølje i meget højere grad end tidligere. Dette inkluderer specielt design af de nye anlægs driftsegenskaber i samspillet med de eksisterende anlæg. Et konkret eksempel er, at introduktionen af større kollektive varmepumper indeholder en række spørgsmål som er afgørende for investeringsbeslutningen:

- Hvordan kan varmekilden optimeres mht. driftsmæssig robusthed, redundans, mv.?
- Hvilke driftsegenskaber er de optimale set i lyset af nuværende og yderligere nye anlæg?
- Er der muligheder for at styrke ydelser til elnettet ved at samdrifte med andre?
- Hvilke levetidsmæssige konsekvenser indebærer en volatil drift for varmepumpen og system?

Disse spørgsmål vil der være behov for at kunne svare på, og kvantificere økonomiske konsekvenser af, og dermed vil der være behov for anvendelse af mere detaljerede modeller allerede i analysefasen.

## 5.3 Generelle anbefalinger

*Hovedkonklusion 6: Rammebetingelserne er (ikke overraskende) afgørende for fremtidens investeringer.*

Da projektet er forløbet hen over flere år er der naturligt løbende forekommet en række politisk bestemte ændringer og/eller hensigtserklæringer på rammebetingelserne, som har afgørende betydning. Dette inkluderer bl.a. fjernelse af tilslutningspligten for nye fjernvarmeområder og reduktion af elvarmeafgiften. Sidstnævnte ser sluttelig ud til at ende på 0,4 øre/kWh og dette forbedrer klart konkurrenceevnen for kollektive varmepumper, men samtidig også for elkedler og individuelle varmepumper. Omvendt vil fjernelse af tilslutningspligten udgøre en væsentlig investeringsmæssig risiko, idet tilslutningsgraden dermed er usikker i nybygningsområder, som netop udgør et stort potentiale for lokale varme koncepter.

*Hovedkonklusion 7: Der er et behov for anvendt forskning og udvikling på flere områder.*

Projektet viser, at der generelt er behov for bedre modeller og bedre forståelse for de forskellige løsningsmuligheder som skal overvejes i fremtiden, herunder:

- Systemmodeller som kan gennemføre investeringsoptimering med alle de afgørende forretningselementer i hele forsyningskæden
- Modeller af varmepumpers driftsegenskaber, og herunder også egenskaberne for større koblede varmepumper
- Modeller af forbrugsfleksibilitet som kan anvendes i forbindelse med investeringsoptimering
- Kontrolkoncepter som retter sig direkte mod komplekse systemer, som skal understøtte både el- og varmesystem, herunder øget funktionalitet/integration mellem planlægnings- og bloklederlederniveau

#### 5.4 Perspektivering

Hoveddriveren i projektet er den øgede kompleksitet som den grønne omstilling i Danmark medfører. Kernelementerne i denne er dels decentralisering af produktionsanlæg, dels bedre udnyttelse af synergimuligheder på tværs af sektorer samt dels introduktion af en række nye teknologier. Disse elementer ser ud til at komme yderligere i fokus i det danske energisystem i de kommende år, hvor den fluktuerende elproduktion vokser og hvor sektorkoblinger skal styrkes, fx vha. varmepumper, p2x teknologier, mm.

Set i lyset af resultaterne i nærværende projekt anbefales derfor:

- At igangsætte konkrete demonstrationsprojekter som kan give konkrete erfaringer med anvendelse af de nye teknologier, og herunder specielt fokusere på praktikken omkring nye driftsmønstre, fx initieret af balancering af elsystemet.
- At forbedre metoderne som skal anvendes i designfasen, herunder specielt evnen til samtidigt at kunne optimere koncepter for nye samlig og integrationen af disse i eksisterende fjernvarme-, el- og gassystemer.

En generel styrkelse på disse områder vil styrke udviklingen af den danske omstilling og samtidig bane vejen for nye rådgiver- og leverandørmuligheder internationalt, når andre lande følger efter.

## Bibliografi

- [1] R. Elbæk Hedegaard, J. Tougaard, L. Friedrichsen, T. Mølbak og S. Petersen, »Including building energy flexibility as an asset in system-wide district heating optimization models,« 2020.
- [2] M. Khatibi, J. D. Bendtsen, J. Stoustrup og T. Mølbak, »Exploiting Power-to-Heat Assets in District Heating Networks to Regulate Electric Power Network«.
- [3] E.-. o. F. Klima-, Maj 2020. [Online]. Available: <https://kefm.dk/Media/4/2/aftaletekst-klimaaf-tale-energi-og-industri.22.06.2020pdf.pdf>. [Senest hentet eller vist den 12 September 2020].
- [4] C. Hansen Holmstedt, H. Kortegaard Støchkel og A. Boye Boes, »Elradialanalyse,« Grøn Energi, 2020.
- [5] M. Pagh Nielsen, K. Sørensen og C. Bojesen, »Heat Pump System Modelling,« 2020.
- [6] R. Elbæk Hedegaard, M. Heine Kristensen, T. Pedersen, A. Brun og S. Petersen, »Bottom-up modelling methodology for urban scale analysis of residential space heating demand response,« *Applied Energy*, pp. 181-204, 2019.
- [7] R. Elbæk Hedegaard og S. Petersen, »Experimental validation of a model-based method for separating the space heating and domestic hot water components from smart-meter consumption data«.
- [8] R. Elbæk Hedegaard, M. Heine Kristensen og S. Petersen, »Investigating the impact of construction year on the urban-scale energy flexibility potential of single-family houses,« Submitted to conference.
- [9] M. Khatibi, »Different Optimal Control Strategies«.
- [10] F. Lov, M. Khatibi og J. D. Bendtsen, »On the Participation of Power-to-Heat Assets in Frequency Regulation Markets«.

## 6. Bilag

Følgende er en liste over rapporter, tekniske notater, offentliggjorte artikler i tidsskrifter og videnskabelige artikler udarbejdet i projektet.

Alle bilag er sendt i et separat dokument med navn "Bilag til lokale varme koncepter til el-balancering".

### 6.1 Arbejdspakke 1

- Beskrivelse af Case studies
- Case Study Results WP1
- "Elradialanalyse" - Grøn Energi
- "Nye decentrale fjernvarmeløsninger sparer penge"  
I *Fjernvarmen* (Dansk Fjernvarmes magasin), oktober 2019, pp. 48-51

### 6.2 Arbejdspakke 2

- Modelling of a Flexible District Heating Network
- HEAT PUMP SYSTEM MODELLING – WP2 Documentation
- "DYNAMIC PERFORMANCE ANALYSIS OF LARGE-SCALE PACKED BED TRUNCATED CONICAL THERMAL ENERGY STORAGE"  
Shobhana Singh, Kim Sørensen
- "Dynamic model of a heat pump based house heating system"  
Shobhana Singh, Kim Sørensen
- User Guide of the District Heating Network Model
- "Dynamic modeling of heat pumps for ancillary services in local district heating concepts"  
Mads Pagh Nielsen, Kim Sørensen, Department of Energy Technology, Aalborg University, Denmark

### 6.3 Arbejdspakke 3

- "*Bottom-up modelling methodology for urban scale analysis of residential space heating demand response*"  
Rasmus Elbæk Hedegaard, Martin Heine Kristensen, Theis Pedersen, Adam Brun, Steffen Petersen  
Published in *Applied Energy*, vol. 242 (2019), pp. 181-204
- "*Long-term forecasting of hourly district heating loads in urban areas using hierarchical archetype modeling*"  
Martin Heine Kristensen, Rasmus Elbæk Hedegaard, Steffen Petersen  
Published in *Energy*, vol. 201 (2020)

- *“Peak load reduction of district heating by control of indoor public swimming pool”*  
Ok Kim, Michael Dahl Knudsen, Steffen Petersen  
Presented at the 2018 Building Performance Analysis Conference
- *“Experimental validation of a model-based method for separating the space heating and domestic hot water components from smart-meter consumption data”*  
Rasmus Elbæk Hedegaard, Martin Heine Kristensen, Steffen Petersen  
To be presented at 12th Symposium of Building Physics (NSB2020) – September 2020
- *“The effect of seasonal weather changes on the performance of databased models of the thermodynamic behaviour of buildings”*  
Thea Hauge Broholt, Louise Rævdal Lund Christensen, Michael Dahl Knudsen, Rasmus Elbæk Hedegaard, Steffen Petersen  
To be presented at 12th Symposium of Building Physics (NSB2020) – September 2020
- *“The influence of unmeasured occupancy disturbances on the performance of black-box thermal building models”*  
Louise Rævdal Lund Christensen, Thea Hauge Broholt, Michael Dahl Knudsen, Rasmus Elbæk Hedegaard, Steffen Petersen  
To be presented at 12th Symposium of Building Physics (NSB2020) – September 2020
- *“Investigating the impact of construction year on the urban-scale energy flexibility potential of single-family houses”* (submitted to conference)  
Rasmus Elbæk Hedegaard, Martin Heine Kristensen, Steffen Petersen  
To be presented at 2<sup>nd</sup> IBPSA-Scotland uSIM conference (uSIM2020) – November 2020
- *“Including building energy flexibility as an asset in system-wide district heating optimization models”* (submitted to conference)  
Rasmus Elbæk Hedegaard, Janus Tougaard, Lewe Friedrichsen, Tommy Mølbak, Steffen Petersen  
To be presented at 2<sup>nd</sup> IBPSA-Scotland uSIM conference (uSIM2020) – November 2020
- *“Energifleksible bygningers potential i fjernvarmesektoren”*  
In *Fjernvarmen* (Dansk Fjernvarmes magasin), nr. 4, June 2019, pp. 42-44
- *“ The potential for utilizing energy flexible buildings to reduce district heating peak demand”*  
In *The REHVA European HVAC Journal*, vol. 56, issue 6, December 2019, pp. 33-37



## 6.4 Arbejdspakke 4

- “Local heating concepts for upgrading district heating networks, a real world case study”  
Mahmood Khatibi, Jan Dimon Bendtsen, Jacob Stoustrup and Janus Tougaard
- “Exploiting Power-to-Heat Assets in District Heating Networks to Regulate Electric Power Network”  
Mahmood Khatibi, Jan Dimon Bendtsen, *Member, IEEE*, Jakob Stoustrup, *Senior Member, IEEE*, Tommy Mølbak
- Electric Boiler Description
- Heat Pump Description
- Using local heat pumps and electric boilers to participate in Electric Power Market (with and without load shifting)
- Different Optimal Control Strategies to participate in Electric Power Market

## 6.5 Arbejdspakke 5

- Internal Technical Notes
  - On Participation of Thermal Units in Frequency Regulation Markets
  - Model Architecture & Requirements
  - Implementation Description Electrical Grid Model
  - Operational Scenarios
  - Off-Line Simulation Results
  - RT-HIL Deployment and Simulation Results
- Florin Iov, Mahmood Khatibi and Jan Dimon Bendtsen - On the Participation of Power-To-Heat Assets in Frequency Regulation Markets—A Danish Case Study, MDPI Energies, Energies 2020, 13(18), 4608; <https://doi.org/10.3390/en13184608>, (online access <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4608>)