

Student Per Arne Vada

Modellering av CHP

Modellering av kraftvarmeverk i kraftmarkedsmodeller, med fokus på Danmark

Trondheim, 20.12, 2013

NTNU

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet

Fakultet for informasjonsteknologi, matematikk og elektroteknikk

Institutt for elkraftteknikk



Forord

Dette er en rapport basert på arbeidet gjort i faget *TET4510 Energibruk og energiplanlegging, fordypningsprosjekt* ved NTNU høsten 2013 av student Per Arne Vada. Faget utgjør 15 studiepoeng i studieprogrammet for mastergrad i Energi og Miljø ved Institutt for Elkraftteknikk ved NTNU.

Tema for oppgaven er modellering av kraftvarmeverk (Combined heat and power, «CHP»), med spesielt fokus på Danmark. Norges stadig tettere kobling til kraftsystemer i naboland, økt satsning på fornybar kraftproduksjon og økt nordisk kraftoverskudd er faktorer som gjør denne oppgaven interessant.

Oppgaven er skrevet i samarbeid med seksjon for kraftmarkedsanalyse i Statnett og veiledet av Professor Gerard Doorman ved NTNU.

Jeg ønsker å takke Gerard for god veiledning gjennom arbeidet med oppgaven. Jeg vil også takke alle i seksjon for kraftmarkedsanalyse i Statnett for lån av kontorpult og fint arbeidsmiljø. Spesielt vil jeg takke Ivar Husevåg Døskeland for hjelp med simuleringene i Samkjøringsmodellen og Karin Løvebrant for diskusjon rundt beregning av marginalkostnader og intervju med Jens Pedersen i Energinet.dk. Birger Mo og Stefan Jaehnert i SINTEF har hjulpet meg mye med å bruke Samkjøringsmodellen og funksjonen for korrigering av temperaturavhengig kraftvarme.

I tillegg ønsker jeg å takke Jan Dike (Skagen District Heating), Anders Andersen (EMD International AS), Thomas Jacobsen (EMD International AS) og Jørn Andersen (Energinet.dk) for anskaffelse av driftsdata for CHP-anlegg og for kraftsystemet. Jeg ønsker å takke Morten Boje Blarke (Aalborg Universitet), Geir Brønmo (Energinet.dk) og Jens Pedersen (Energinet.dk) for viktige bidrag og kunnskap i forhold til forskjellige utfordringer jeg har møtt i løpet av oppgaven.

Forsidebildet viser Dong Energys CHP-anlegg på Avedøre i København [1].

Per Arne Vada,

Trondheim, 20.12.2013.

Sammendrag

CHP («Combined Heat and Power») betyr samproduksjon av varme og elektrisk kraft. Varmen kan leveres til forbrukere gjennom et fjernvarmenett eller som industrivarmer. Den elektriske kraften kan sendes ut på nettet og selges på spotmarkedet. I Danske fremtidens kraftsystem vil CHP bli en viktig teknologi for kraftproduksjon. For det første utnyttes brenselet langt bedre enn ved vanlig termisk kraftproduksjon hvor varmen som er til overs ikke brukes. For det andre er CHP-anlegg også aktører i den nordiske varmesektoren, og samspillet mellom markedene for kraft og varme kan gi nye muligheter for fleksibel drift. Dette er særlig interessant i forhold til økt volatil vindkraftproduksjon og et mer langsiktig økende nordisk kraftoverskudd.

For å kunne si noe konkret om CHPs rolle i fremtidens kraftsystem er vi avhengige av å kunne modellere oppførselen dens på en måte som kan benyttes i kraftmarkedsmodeller. I hovedsak skiller vi mellom mottrykks- og avtapnings-enheter. Avtapningsenheter har størst fleksibilitet da den kan produsere elkraft uten varmeproduksjon i motsetning til mottrykksanlegget. I tillegg har CHP muligheten til å benytte elkjeler, varmepumper eller andre forbrenningskjeler til å produsere varme. De kan også lagre varme for bruk over opptil få dager i akkumulatortanker. Disse detaljene har denne oppgaven ikke fordypet seg i.

Den viktigste oppgaven til CHP-anleggene i Danmark er å dekke varmelasten. Varmelasten kan tilnærmes som en delvis lineær funksjon av temperaturen. Varmelasten avtar med økende temperatur. Kraftproduksjonen fra CHP-enhetene kan deretter modelleres som en konsekvens av varmelasten enheten må dekke. Dersom varmelasten er høy, kan CHP-enhetene produsere mye kraft til en lav marginalkostnad. Dersom varmelasten er lav, kan avtapningsanleggene produsere kraft til en høyere marginalkostnad, mens mottrykksanleggene da ikke har mulighet til å produsere kraft. Sammenhengen mellom temperatur, varmelast og kraftproduksjon er kvantifisert i denne rapporten på bakgrunn av analyser av driftsdata for eksisterende CHP-enheter.

I Samkjøringsmodellen i dag er kraft fra CHP modellert etter en fast årlig profil. Det betyr at produksjonen fra CHP ikke følger temperaturen som er gitt i hvert enkelt scenario. Kraftproduksjonen er uavhengig av hva som skjer i scenariet. Dette ses på som et potensielt problem i dag, og det er en av grunnene til at Statnett har etterspurt denne oppgaven.

SINTEF har utviklet en funksjon som skal korrigere kraftproduksjonen slik at den tar hensyn til den til enhver tid gjeldende temperatur gitt i scenariet. Funksjonen tar inn ukens gjeldende og midlere temperatur, ukens opprinnelige kraftproduksjon, en koeffisient, K_{CHP} , som beskriver hvor mange prosent produksjonen skal endre seg per temperaturavvik i $^{\circ}\text{C}$ fra midlere og beregner så den nye, korrigerte, kraftproduksjonen.

I dette arbeidet lyktes det å implementere både årlige profiler for kraftproduksjon for mottrykks- og avtapningsenheter i en liten, 4-områders modell basert på Samkjøringsmodellen. Det lyktes også å implementere funksjonen for korreksjon slik at kraftproduksjonen responderte som forventet når det var temperaturavvik. Når det var temperaturavvik fra midlere temperatur ble kraftproduksjonen korrigert, og det hadde påvirkning på prisen i området enhetene var implementert.

Oppgaven kan brukes som

- en innføring i noen av konseptene som ligger til grunn for modellering av CHP
- Beskrivelse og innføring i SINTEFs funksjon for korrigering av temperaturavhengig CHP
- Og grunnlaget for et forsøk på å implementere modellering av CHP i større datasett i Samkjøringsmodellen.

Temaet skal behandles videre i en masteroppgave ved NTNU våren 2014.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
1. Innledning	1
2. Bakgrunn	2
2.1 Dagens danske energisystem.....	3
2.1.1 Kraftsystemet.....	3
2.1.2 Dansk varmesektor.....	5
2.2 Fremtidens danske energisystem.....	7
2.3 Nordisk kraftoverskudd.....	9
2.4 Oppsummering	10
3. CHP-teknologi	11
3.1 Mottrykks- og avtapningsanlegg	11
3.2 Marginalkostnad	13
3.3 Lastflytting.....	13
3.4 Substitusjon.....	14
4. Fleksibilitet for vind	15
5. Detaljerte CHP-anlegg	17
5.1 Skagen Kraftvarmeverk	17
5.1.1 Drift i øyeblikket.....	17
5.1.2 Historisk driftsdata.....	18
5.2 CHP-motorer.....	19
5.3 Motor i Hvide Sande	21
6. Modellering av CHP	22
6.1 Grunnleggende om drift.....	22
6.2 Avtapningsenhet	23
6.3 Mottrykksenhet	24
6.4 Marginalkostnader	24
6.5 Temperatur og varmelast.....	26
6.6 Årlige profiler	29
6.7 Kraftproduksjon	31
6.8 Eksisterende modellering	34
7. Korreksjon av temperaturavhengig CHP	36

7.1 Funksjonen	36
7.2 Eksempel på korreksjon	37
7.3 Beregning av input	38
7.3.1 Ukens middeltemperatur	38
7.3.2 Opprinnelig kapasitet, M_{oppr}	38
7.3.3 Temperatur til grunnlag for korreksjon, T_{chp}	39
7.3.4 Temperaturskrankene T_{maks} og T_{min}	39
7.3.5 Koeffisienten K_{chp}	39
8. Modellering av CHP i EMPS – 4 prisområder	41
8.1 Implementering	41
8.2 Spesifisering av anleggene	42
8.3 Resultater	43
9. Videre arbeid	48
9.1 Korrigere varmelast for vind	48
9.2 Variabiliteten i varmelast	48
9.3 Analysere driftsdata	49
9.3.1 Sentrale CHP-anlegg	49
9.3.2 Detaljert analyse av desentrale anlegg	49
9.4 Marginalkostnader	49
9.5 Implementering	49
9.6 Beregne K_{CHP} for kondensdrift	50
9.7 Elkjeler, varmepumper og akkumulatortanker	50
10. Diskusjon	51
11. Konklusjon	53
12. Bibliografi	54
Vedlegg 1: Oversikt sentrale CHP-anlegg	I
Sentrale kraftverk i DK1	I
Sentrale kraftverk i DK2	I
Vedlegg 2: Varmelast og temperatur, plott	III
Varmelast [kW] mot temperatur [°C]	III
Ringkøbing	III
Hvide Sande	III
Skagen	IV
Andel [%] av maksimal varmelast mot temperatur	IV
Ringkøbing	IV

Hvide Sande	V
Skagen	V
Vedlegg 3: Oversikt desentrale anlegg	VI
Ringkøbing	VI
Hvide Sande	VI

1. Innledning

I denne oppgaven skal vi undersøke hvilken rolle CHP vil spille i fremtidens danske kraftsystem. Vi skal undersøke om CHP kan levere fleksibilitet i forhold til kortsiktige svingninger i vindkraftproduksjon og mer langsiktige endringer i tilsig til det nordiske vannkraftsystemet og et stort nordisk kraftoverskudd.

Vi skal også forsøke å finne en metode for å beskrive tekniske og økonomiske aspekter ved CHP-anlegg på en måte som kan benyttes i kraftmarkedsmodeller. Statnett er usikre på hvor god modelleringen deres av CHP er og om denne kan forbedres. Dette var en av grunnene til at Statnett etterspurte denne oppgaven. Det er også interessant å implementere en slik beskrivelse i Samkjøringsmodellen skulle det være mulig.

I kapittel 2 beskriver vi hovedtrekkene ved det danske kraftsystemet slik det ser ut i dag og slik det vil se ut frem mot årene 2020, 2030 og videre mot 2050. Her presenteres to av utfordringene det nordiske kraftsystemet står overfor; et nordisk kraftoverskudd og variabel vindkraftproduksjon. Fleksibiliteten CHP kan bidra med i kraftsystemet diskuteres i kapittel 3. Korttidsutfordringene fra variabel vindkraft beskrives og kvantifiseres delvis i kapittel 4.

I kapittel 5 ser vi på et CHP-anlegg i Skagen i Danmark for å understøtte en diskusjon om de forskjellige mulighetene et CHP-anlegg kan ha for produksjon av kraft og varme. I dette kapittelet skal vi også se på driftsdata fra motorer ved tre forskjellige CHP-anlegg i Danmark, for å konkretisere noen av diskusjonene i kapittel 3.

For å kunne si noe konkret og kvantitativt om hvilken rolle CHP kan spille i kraftsystemet i fremtiden er det nødvendig å modellere anleggene for simuleringer i kraftmarkedsmodeller. I kapittel 6 presenteres en metode for å beskrive kraftproduksjonen fra CHP-anlegg som en funksjon av varmelasten.

Metoden som presenteres i kapittel 6 har en utfordring relatert til simuleringer i Samkjøringsmodellen ved bruk av flere scenarier. I kapittel 7 presenteres en funksjonalitet utviklet av SINTEF som skal korrigere for denne feilen.

I kapittel 8 presenteres en enkel implementering av resultatene fra kapittel 6 og 7 i en liten 4-områders modell basert på Samkjøringsmodellen. Det er her spesielt interessant å se om CHP-anleggene vi implementerer oppfyller forventningene vi har til drift på bakgrunn av diskusjoner i kapittel 6 og 7.

Modellering av CHP er et stort tema, og det har vist seg nødvendig å gjøre forenklinger og foreløpig ignorere aspekter som potensielt kan være av interesse i videre arbeid på temaet. Disse aspektene er presentert i kapittel 9.

I kapittel 10 diskuteres de viktigste resultatene og funnene i denne oppgaven. I kapittel 11 gjennomgås konklusjonene fra denne oppgaven.

2. Bakgrunn

Denne oppgaven skrives i samarbeid med Statnett SF og deres avdeling for kraftmarkedsanalyse. Avdelingen jobber daglig med kraftmarkedsmodeller og analyser av det Nord-europeiske kraftsystemet frem mot 2030. Det nordiske kraftsystemet er preget av vannkraftens relative viktighet, mens store deler av mellom- og Nord-Europa har en mer diversifisert produksjonsmiks, i stor grad basert på fossile brensler.

De nordiske og nordeuropeiske kraftsystemene går mot en tettere kobling, og overføringskapasiteten ut av Norge og Sverige er ventet å øke i årene som kommer. Utover eksisterende kabler til blant annet Danmark og Nederland, har Statnett i mai 2013 søkt Olje- og energidepartementet om konsesjon for to nye kabler til Tyskland og Storbritannia [2]. Denne utviklingen gjør det nødvendig for Statnett å fortsette arbeidet for økt forståelse av kraftsystemene i landene vi tilknyttes.

I 2011 ble 71 % av Danmarks totale kraftproduksjon produsert av enheter klassifisert av Energistyrelsen som CHP [3]. Dette inkluderer alle små og store enheter, også kraft produsert uten samproduksjon med varme fra disse enhetene.

I denne delen beskrives bakgrunnsmaterialet for å forstå hvorfor denne oppgaven ble etterspurt av Statnett. I denne delen av oppgaven beskrives

- Dagens danske energisystem
- Forutsetninger for fremtidens danske energisystem
- Behov for fleksibilitet i fremtidens nordiske kraftsystem på kort og lang sikt
- Behovet for modellering av CHP i Norden og hvorfor denne oppgaven tar utgangspunkt i Danmark



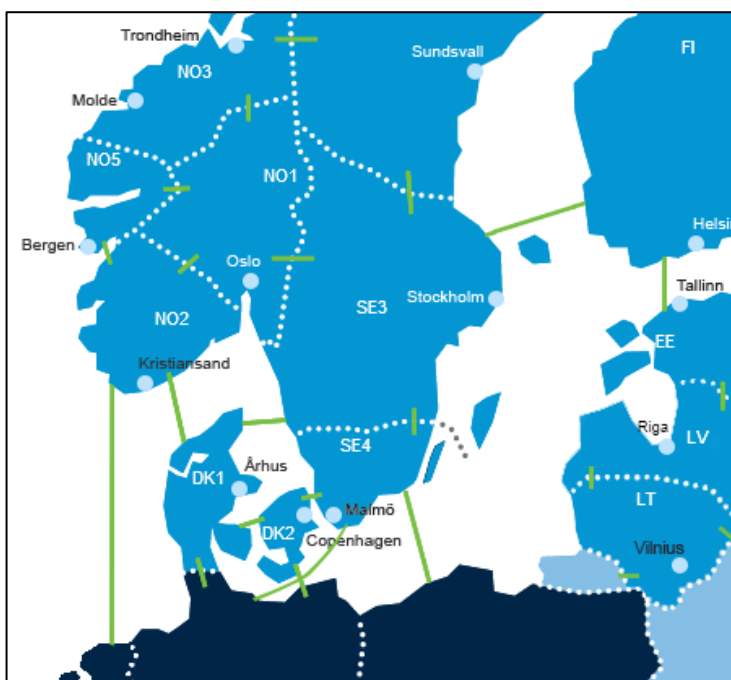
Figur 1: Fra venstre: Analyserapport [4], Regeringens klimaplan [5] og konsesjonssøknad SK4 [6].

2.1 Dagens danske energisystem

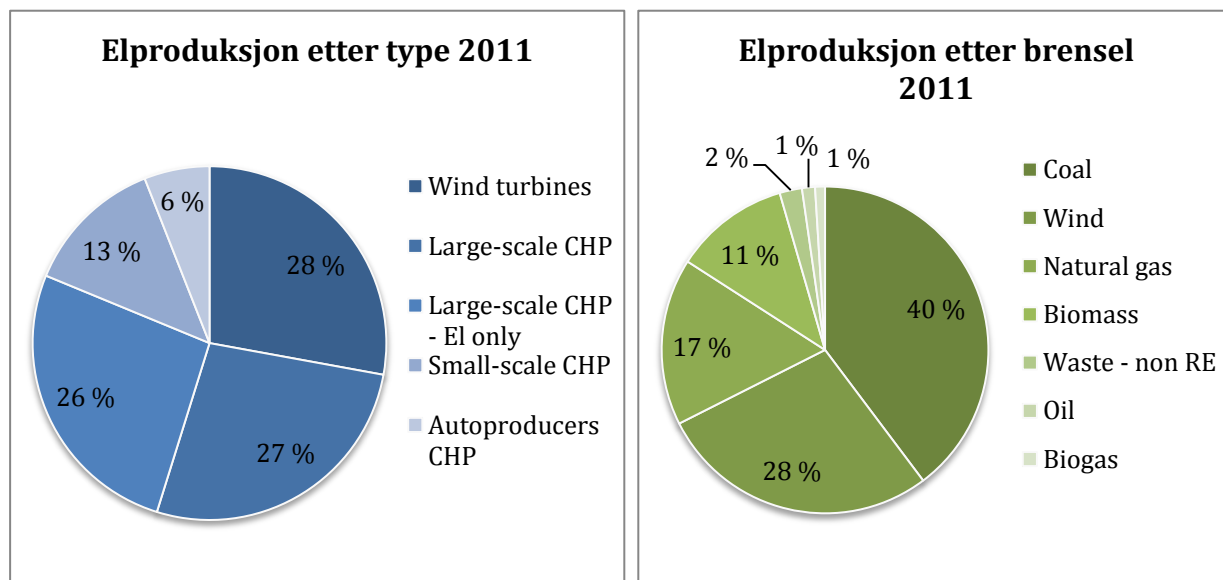
2.1.1 Kraftsystemet

Det danske kraftsystemet er delt inn i to prisområder, DK1 og DK2. DK1 er synkronisert med det tyske systemet, mens DK2 er synkronisert med det nordiske. De er begge koblet til andre land med AC- og DC-koblinger, som vist i Figur 2. DK1 er koblet direkte til NO2 og Norge via Skagerrak 1-3, en kobling som utvides til 1700 MW når Skagerrak 4 settes i drift i 2014 [6]. Produsenter og konsumenter i DK1 og DK2 handler på kraftbørsen Nordpool.

I følge Energistyrelsen, reguleren for den danske energisektoren, ble 71 % av all produsert kraft i Danmark produsert av enheter klassifisert som CHP, samproduksjon av kraft og varme, i 2011 [3]. Resten var vindkraft. Dette er vist i Figur 3. Av Figur 3 ser vi at kull er det dominerende brenselet og at naturgass og biomasse også har betydelige markedsandeler.



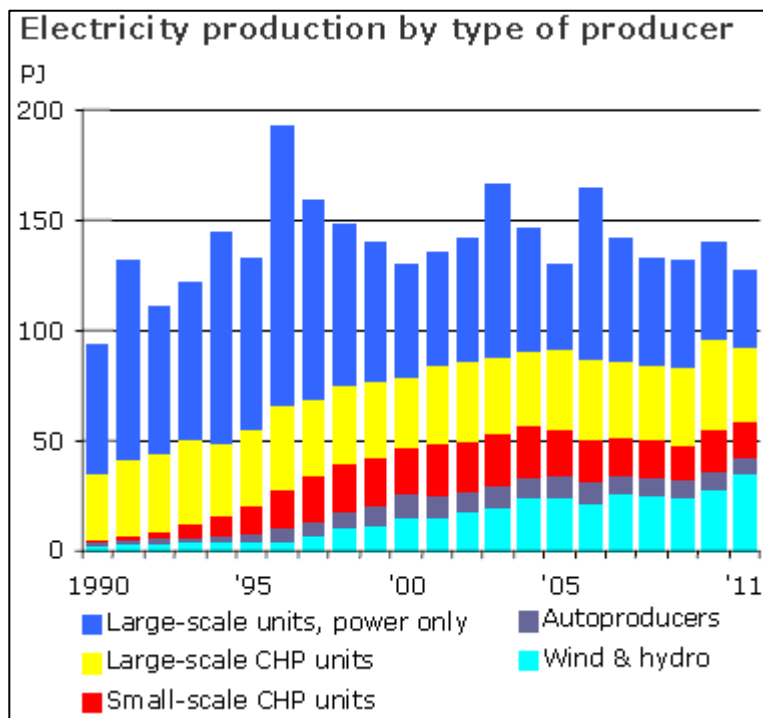
Figur 2: Danmarks posisjon i Nordpool [31]



Figur 3: Elproduksjon etter type og brensel 2011 [3]

De danske kraftvarmeverkene deles inn i sentrale, desentrale og autoproducers i denne statistikken. Autoproducers er ikke i fokus i denne oppgaven. De omfatter forskjellig aktivitet hvor produksjon av energi ikke er primær aktivitet. Dette betyr at deres oppførsel i kraft- og varmesektoren isolert sett ikke nødvendigvis er rasjonell og kan være vanskelig å analysere.

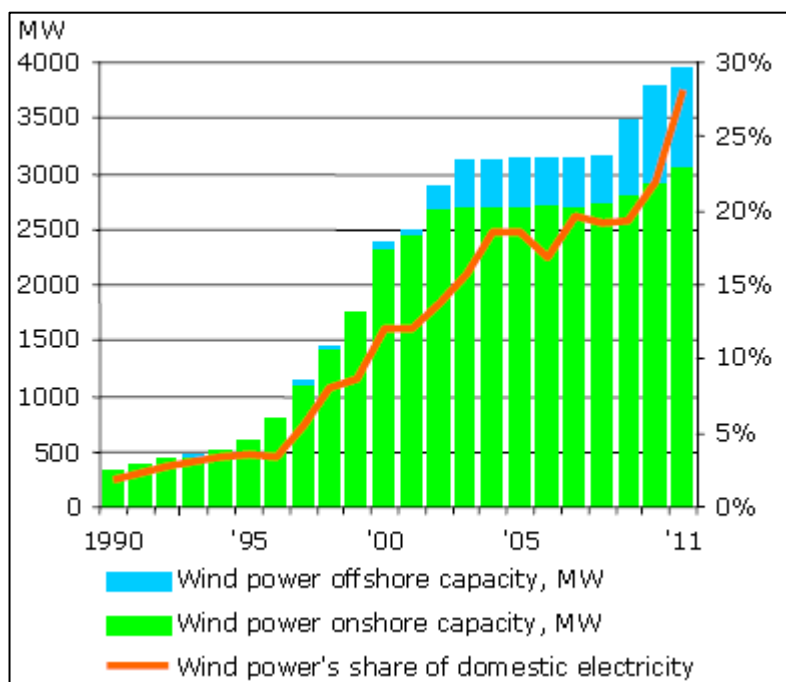
Energistyrelsen oppgir at de sentrale CHP-anleggene, referert til som *large-scale units* i Figur 3 og Figur 4, historisk var rene kraftverk som ble utvidet til kraftvarmeverk [7]. Bortsett fra at de har høy kapasitet for kraft- og varmeproduksjon kjennetegnes de ved at de fleste har flere enheter som gir muligheter for både grunnlast- og topplastdrift, se Vedlegg 1. De har også felles at de regnes som avtappingsanlegg [8]. Betydningen av dette forklares nærmere i 3.1 *Mottrykks- og avtappingsanlegg*, men det tillater anleggene å produsere kun



elektrisitet uten varme. Av Figur 3 ser vi at 26 % av all kraft ble produsert slik i 2011.

Figur 4: Historisk kraftproduksjon etter type [3]

I analyseforutsetningene for Energinet.dk ligger det inne til sammen 683 desentrale anlegg, referert til som *small-scale units* i Figur 3 og Figur 4: Historisk kraftproduksjon etter type, med en samlet effekt på 2632 MW i dag [9]. De produserte 13 % av all elektrisk kraft i Danmark i 2011 [3]. 438 av disse bruker naturgass som brensel, mens 189 benytter Biobrensel. Resten fyrer med diesel, olje eller annet. Energistyrelsen oppgir at mange av disse var rene varmeverk som ble gjort om til CHP [7]. Av denne grunnen er også de fleste å regne som mottrykksanlegg [8].

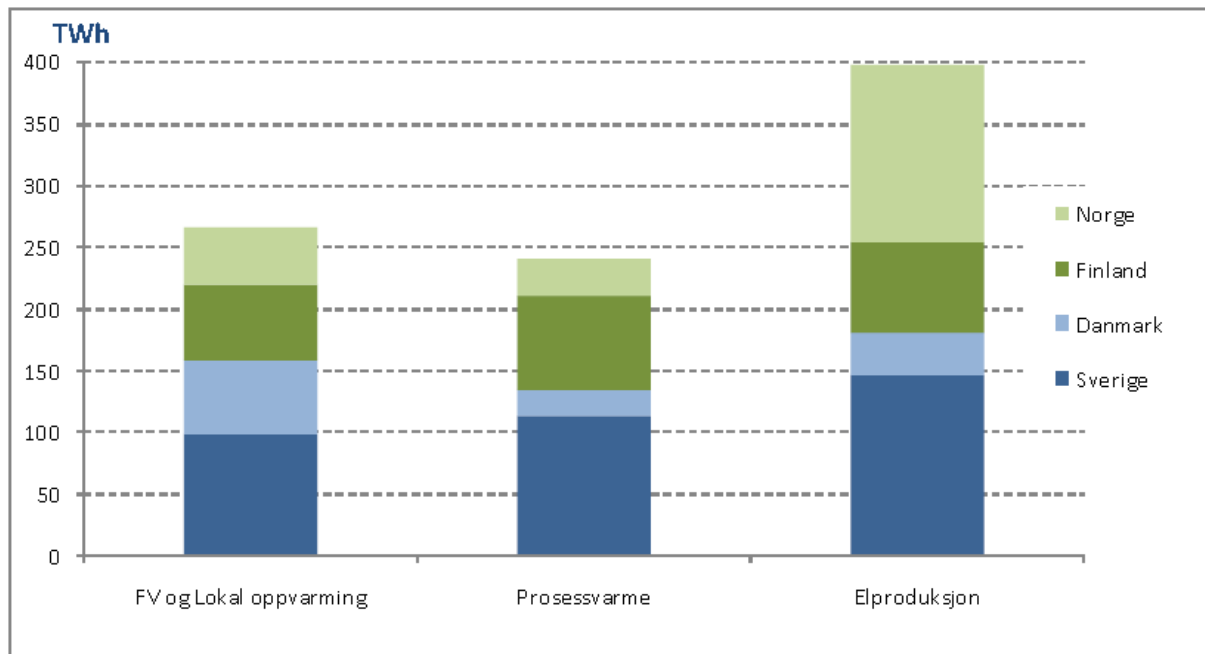


Figur 5: Utvikling av vindkraft i Danmark [3]

Danmark har de senere årene sett en markant økning av installert effekt i vindkraft, som i dag står for rundt 30 % av total kraftproduksjon [3]. Utviklingen kan sees i Figur 5.

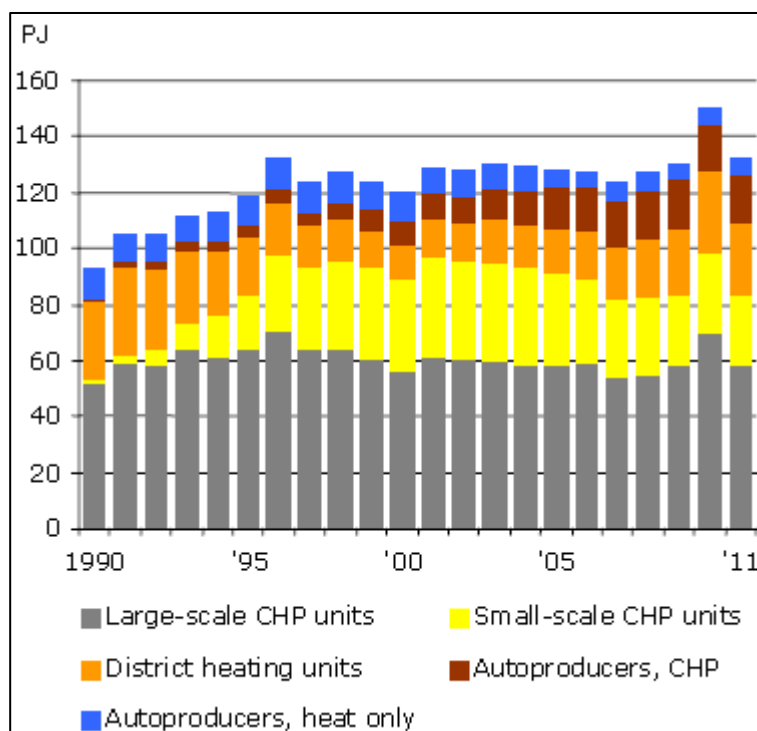
2.1.2 Dansk varmesektor

Av Figur 6 ser vi størrelsen av varmemarkedet, delt inn i Fjernvarme og lokal oppvarming og Prosessvarme, for Norden sammenlignet med kraftmarkedet i total fysisk leveranse. En ser at det totale varmemarkedet er større enn kraftmarkedet for de nordiske landene. For Danmark ser en også at markedet for fjernvarme og lokal oppvarming er betydelig større enn markedet for prosessvarme.



Figur 6: Oversikt nordisk varmesektor og elproduksjon [10]

I denne oppgaven er samspillet mellom de danske markedene for fjernvarme og elektrisk kraft interessant.

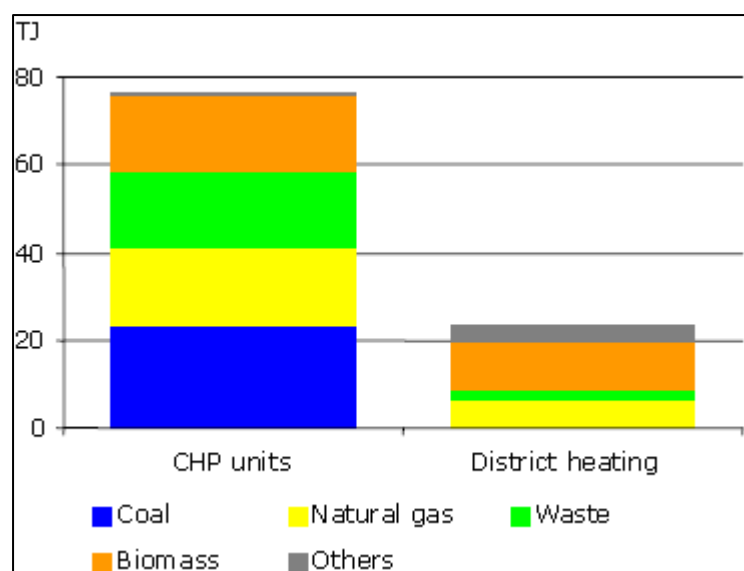


Figur 7: Produksjons av distriktsvarme [3]

Figur 7 viser hvilke typer enheter som produserer fjernvarme, mens Figur 8 viser hvilke brensler som benyttes til varme-produksjon i CHP og fjernvarme-enheter.

Av figurene ser vi at enheter klassifisert som CHP leverer den største mengden fjernvarme. I tillegg leverer *District heating units* mye av fjernvarmen. Disse enhetene produserer kun varme.

Det benyttes omtrent like mye kull, søppel, biomasse og naturgass i produksjonen av varme i CHP. Elektrisitet faller under *others*, og kan ikke regnes



for å ha noen betydelig markedsandel.

Figur 8: Brensler til produksjon av fjernvarme [3]

2.2 Fremtidens danske energisystem

For å møte klimautfordringene verdenssamfunnet står overfor har den Danske Regjeringen konkretisert klimamålene for Danmark. *Regeringens klimaplan* ble utgitt august 2013 [5], og ligger til grunn for denne diskusjonen om fremtidens danske energisystem.

Den danske regjeringen har to hovedmål i klimasammenheng:

- Alt energiforbruk skal komme fra fornybare kilder innen 2050
- El- og varmesektoren skal dekket kun av fornybare kilder innen 2035

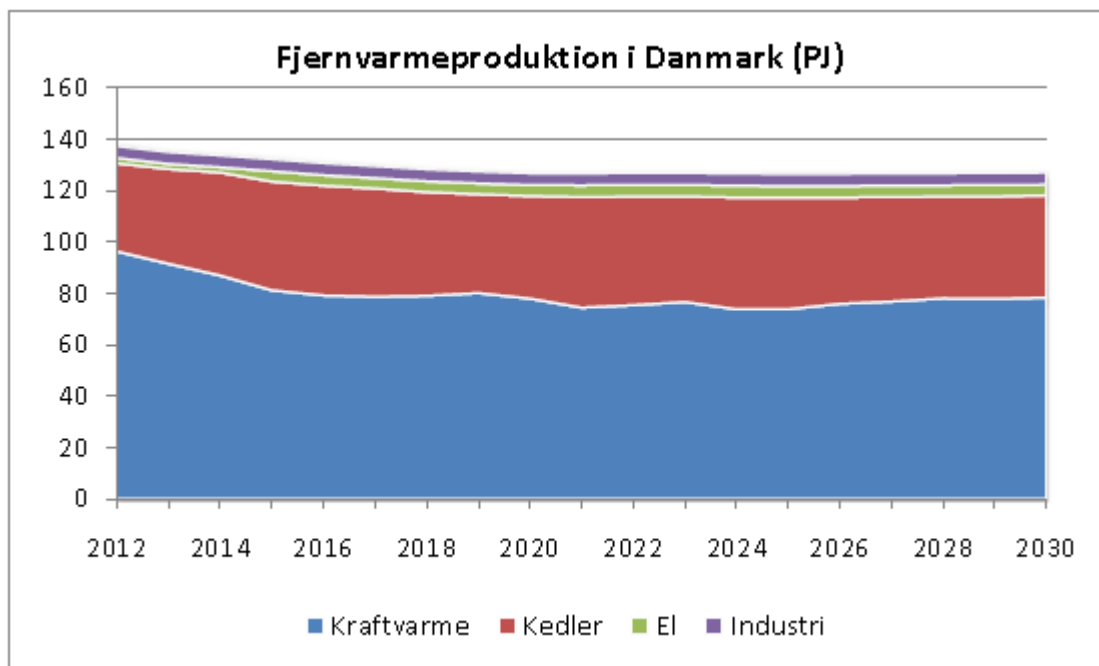
Fornybarmålet til den danske regjeringen innebærer at omtrent 57 % av dagens elproduksjon fra kull og gass må enten renses eller byttes ut med fornybare energibærere innen 2035, i tillegg til varmeproduksjon fra kull og gass.

I klimaplanen nevner den danske regjeringen vindkraft, biomasse og biogass som de mest aktuelle fornybare energikildene. I tillegg til disse ambisiøse målene påpeker de at omstillingen til en mer fornybar energisektor må skje i tråd med en bærekraftig økonomisk vekst. *Carbon capture and storage* ("CCS") teknologi kan bidra til å muliggjøre bruk av kull og gass til kraftproduksjon uten de store utslippene, men CCS nevnes ikke i den danske regjeringens klimaplan.

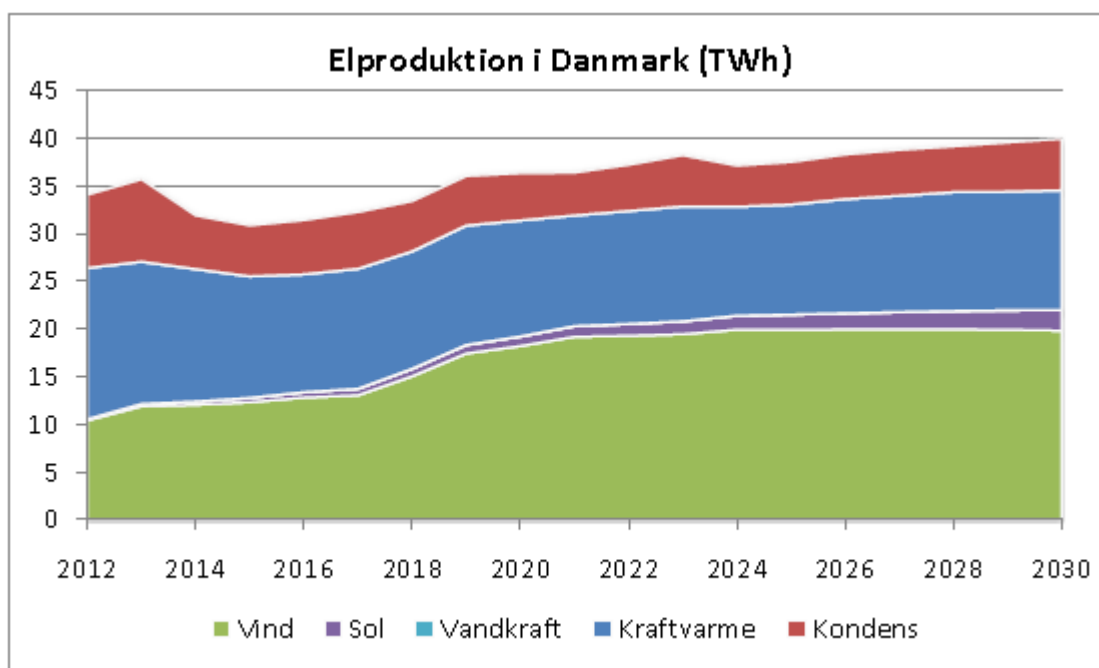
I den danske regjeringens dokument *Energy Strategy 2050* [11], utgitt februar 2011, lister de opp noen sentrale elementer for energisystemet i Danmark for fremtiden:

- Energieffektivt forbruk
- Økt bruk av fjernvarme og individuell oppvarming basert på fornybar energi
- Vindkraft og annen fornybar elektrisk kraft
- Effektiv bruk av biomasse og biogass i CHP og deler av transportsektoren
- Et elektrifisert energisystem
- Intelligent elforbruk, økt mulighet for lagring og energihandel over grenser

Den danske energiregulatoren Energistyrelsen projekterer utviklingen i både fjernvarme-produksjonen (Figur 9) og kraftproduksjonen (Figur 10) for perioden 2012-2030 [12]. Av disse projeksjonene ser vi at kraftvarme er tiltenkt en sentral rolle i fremtidens danske kraftsystem som i dag. Vi ser også at vind skal være den dominerende energibæreren for elektrisk kraft.



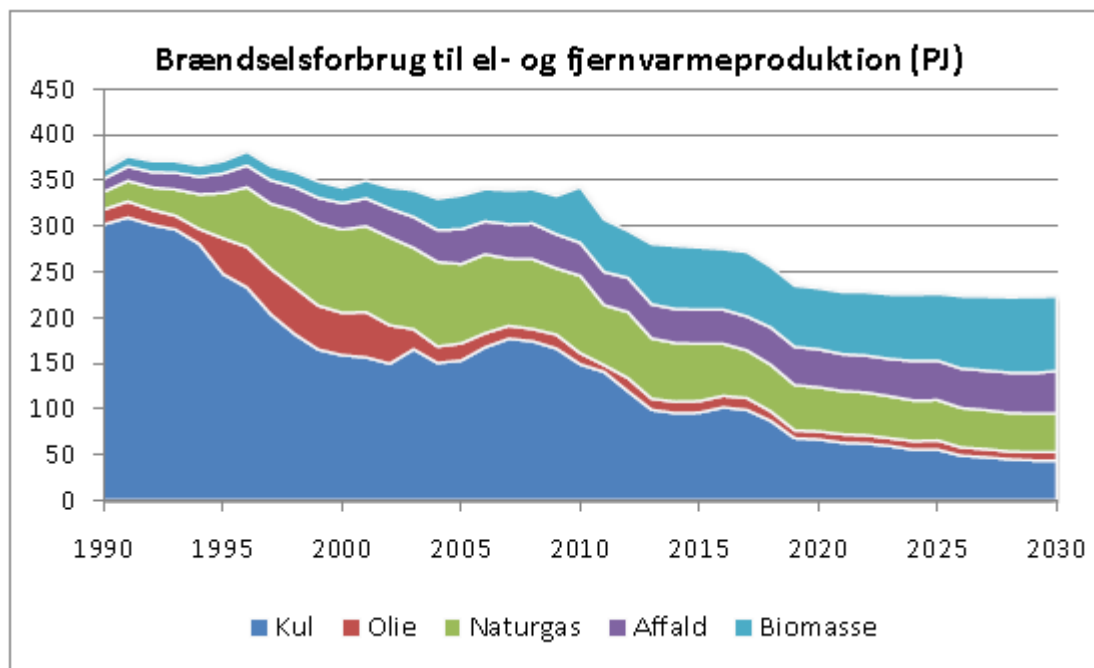
Figur 9: Fremskrivning av fjernvarmeproduksjon [12]



Figur 10: Fremskrivning av kraftproduksjon [12]

Når det gjelder hvordan systemet må tilpasses vindkraft spesielt hevdes det at et system kan tåle opp mot 30-60 % årlig produksjon fra vindkraft uten dedikert lagring av elektrisk kraft gjennom andre muligheter for fleksibilitet [13]. Forskjellige muligheter for forbruk av elektrisk kraft til varmeproduksjon er viktige tiltak i et slikt scenario. Av Figur 10 ser vi at omtrent 50 % av årlig kraftproduksjon vil komme fra vind allerede i 2020. Derfor vil det stilles krav til samspillet mellom volatil vindkraft og CHP i større grad enn nå innen få år.

I tillegg har Energistyrelsen proeksjoner for brenselforbruk frem mot 2030 og lagt inn historisk data tilbake til 1990. Disse kan ses i Figur 11. Utviklingen mot 2030 innebærer en nedgang i bruken av kull. I tillegg ser vi at det fremdeles skal være en relativt høy andel kull og gass i brenselmixen i 2030 og med mindre det skjer noe drastisk i denne proeksjonen mellom 2030 og 2035 bestrider den at regjeringens klimamål vil nås. Disse proeksjonene er utgitt i 2012, altså før regjeringens nye klimaplan. Biomasse og avfall tar en større markedsandel i denne proeksjonen, men det er mulig at denne andelen må være større i 2030 dersom regjeringens klimamål for 2035 skal nås. Det er mulig at en antagelse om å benytte CCS ligger til grunn for denne proeksjonen.



Figur 11: Brenselsforbruk til kraft- og varmeproduksjon [12]

EU-politikk, lokal politikk, forskning og utvikling, læringskurvene for nye teknologier og utvikling i utslippskvotemarkedet påvirker også fremtidig produksjonsmix og nye investeringer. Det er stor usikkerhet rundt flere av disse punktene. Derfor er det vanskelig å si eksakt hvordan energisystemet vil se ut om 20 år. I dette delkapittelet har vi sannsynliggjort at CHP kommer til å være en viktig kilde til elektrisk kraft og varme i fremtiden og at samspillet mellom CHP og vind kommer til bli viktigere.

2.3 Nordisk kraftoverskudd

Norden går mot et samlet kraftoverskudd i størrelsesorden 25-35 TWh mot 2020 [14]. Elementer som driver denne utviklingen er [14]:

- Fornybarutbygging, 26,4 TWh i Norge og Sverige innen 2020
- Ny kjernekraft i Finland og oppgraderinger i Sverige
- Klimaendringer
- Norge og Sverige har lite fossil kraftproduksjon som skal pensjoneres
- Svak forbruksvekst på grunn av energieffektiviseringer, finanskriser og usikkerhet rundt deler av industriforbruket

Kraftoverskuddet kan gi svært lave priser i enkelte av årets timer dersom det ikke er mulig å eksportere kraften ut av området. Dette problemet kan være større på sommeren enn på vinteren. Det kan potensielt sett ha innvirkning på lønnsomheten av norsk kraftproduksjon og overføringskabler [6]. Derfor er det viktig for Statnett å få innsikt i hvordan forskjellige tiltak kan bidra til å drenere bort dette kraftoverskuddet. Den nordiske varmesektoren er et interessant tema i så måte.

Eksempelvis vil

- En varmepumpe med $COP = 3$ som leverer 60 TWh varme bruke 20 TWh elektrisk kraft
- 1000 MW i elkjeler bruke 1 TWh med 1000 brukstimer

Forutsetningen for at dette skjer er at det må lønne seg for produsenter av varme. Med andre ord må besparelsen eller den økte inntjeningen gjøre investeringen lønnsom over livsløpet. Elkjeler kan benyttes i kortere perioder med svært lave elpriser, mens varmepumper kan bruke elektrisitet for varmeproduksjon i flere brukstimer dersom elkraften er tilstrekkelig billig. Dersom slik drift er samfunnsøkonomisk lønnsomt burde ikke reguleringer stå i veien for nye investeringer.

Flere desentrale fjernvarmeanlegg har installert elkjeler for å utnytte timer med svært lav pris. I 2011 var antallet installerte elkjeler og varmepumper 23 [3]. Disse hadde en samlet kapasitet på 169 MJ/s og leverte 0,2 % av den samlede varmeproduksjonen i 2011. Dette er ikke det store volumet, men kan likevel bedre økonomien for enkelte CHP-anlegg gjennom å levere balansetjenester [15].

2.4 Oppsummering

Det danske kraftsystemet består i dag stort sett av anlegg med potensial for CHP-drift og vindkraft. Klimamålene og energieffektivisering sannsynliggjør at kraftsektoren i Danmark fremdeles vil domineres av disse teknologiene for kraftproduksjon i 2030. Derfor er samspillet mellom CHP og vindkraft viktig å kartlegge i forhold til modellering på kort sikt.

Med i underkant av 60 TWh er fjernvarme og lokal oppvarming i Danmark sektorer med et stort potensial for økt bruk av elektrisk kraft. Det nordiske kraftoverskuddet sannsynliggjør økt lønnsomhet for bruk av elektrisk kraft for varmeproduksjon i årene som kommer. Derfor er det viktig for Statnett å ha en god nok modellering og forståelse av CHP i hele Norden.

Enkelte danske CHP-anlegg har allerede installert elkjeler for produksjon av fjernvarme. Derfor kan Danmark ligge til grunn som en interessant «case-studie» når det gjelder modellering av CHP inklusive alle muligheter for fleksibilitet.

3. CHP-teknologi

Den viktigste grunnen til å benytte CHP-teknologi er at brenselet utnyttes langt mer effektivt [16]. Avedøreverket utenfor København har en total effektivitet på 91 % i full CHP-drift [1]. Dette mot en effektivitet på kun 42 % i vanlig kondensdrift.

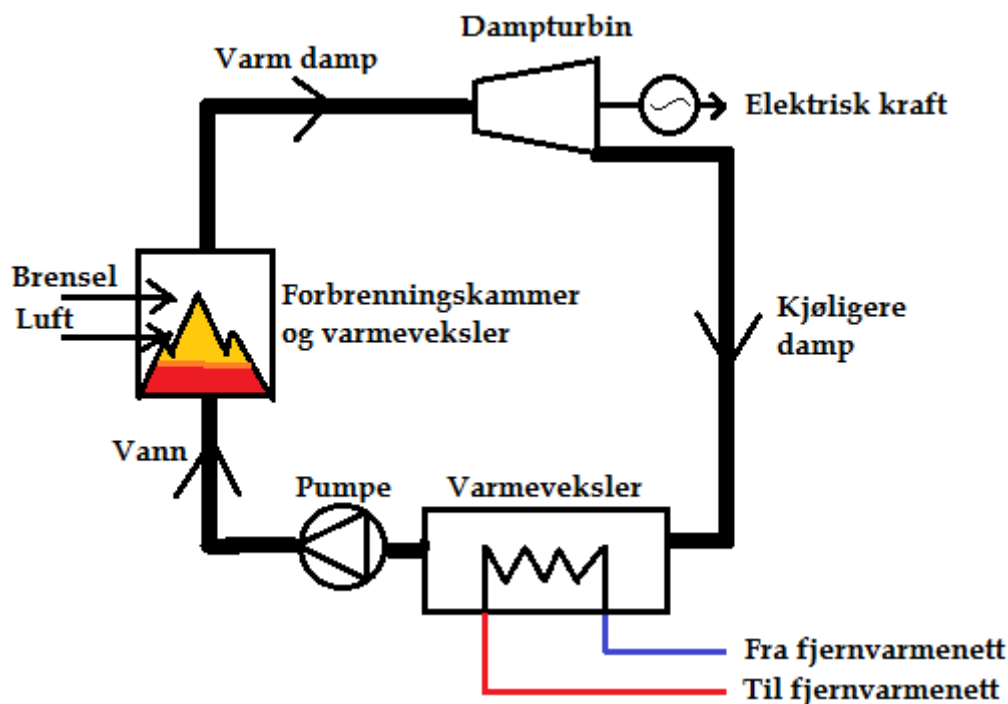
Den økte effektiviteten kommer fordi man benytter overskuddsvarme fra kraftproduksjonen til å produsere fjernvarme. I motsetning til vanlige termiske kraftverk hvor varme som ikke kan benyttes til kraftproduksjon kjøles mot, for eksempel, sjøvann.

Den grunnleggende forutsetningen for CHP-anlegg er at de alltid må dekke varmelasten på et eller annet vis. I Danmark er det forbudt ved lov å benytte elektrisitet til oppvarming dersom bygningen er tilknyttet et fjernvarmesystem [17]. Utover å levere varmelasten kan anlegget selv velge om det vil produsere strøm samtidig eller ikke.

En rekke forskjellige tekniske og økonomiske forutsetninger ligger til grunn for driften av hvert enkelt CHP-anlegg. I dette kapitlet skal vi beskrive de mest grunnleggende sammenhengene.

3.1 Mottrykks- og avtapningsanlegg

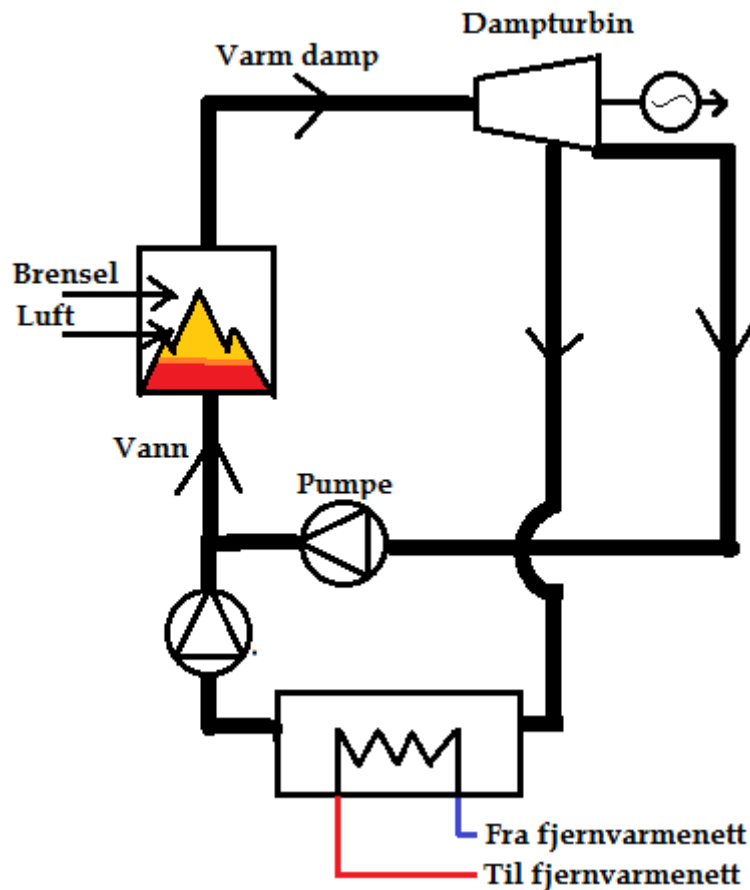
Figur 12 viser hvordan varmen fra forbrenning i forbrenningskammer kan benyttes i et såkalt mottrykksanlegg.



Figur 12: Prinsippskisse mottrykks-CHP-anlegg [16]

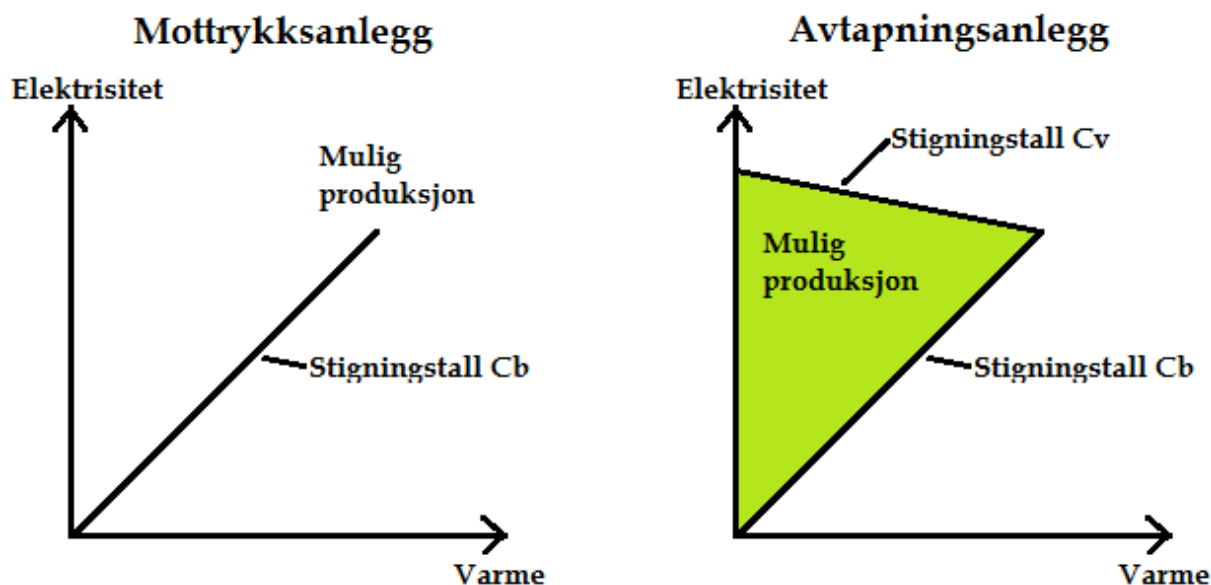
I et mottrykksanlegg går all dampen gjennom dampturbinen som er koblet til en generator. Derfra kjøles all resterende varme mot fjernvarmenettet [16]. Det betyr at forholdet mellom strøm og varme fra kraftverket er fast og gitt. Altså kan kraft- og varmeproduksjon økes og senkes, men samtidig til en gitt kraft-til-varmeratio.

Figur 13 viser et typisk avtapningsanlegg. I et avtapningsanlegg kan man tappe varm damp ut av dampturbinen i forskjellige trinn ved ulike trykk og temperaturer [16]. Dette betyr at kraft-til-varmeratioen ikke nødvendigvis er gitt, og dette gir større fleksibilitet. En kan altså produsere elektrisitet uten varme, i motsetning til en mottrykksenhet, hvor dette ikke er mulig. Det betyr at avtapningsanlegg generelt har større fleksibilitet enn mottrykksanlegg.



Figur 13: Prinsippskisse avtapnings-CHP-anlegg [16]

Figur 14 viser forskjellene for hvordan en kan operere mottrykks- og avtapningsanlegg. Vi ser at forholdet mellom kraft og varme er gitt og følger stigningstallet C_b for mottrykksanlegg. I Figur 14 viser det grønne feltet driftsområdet for avtapningsanlegg i et diagram hvor P_{el} er plottet mot P_{heat} . Et eksempel på et slikt avtapningsanlegg er Dong Energys Avedøreværk i København. Ved full last kan Avedøre 1 enten levere kun 250 MW_{el} eller både 215 MW_{el} og 330 MJ/s varme [1].



Figur 14: Driftsområde for mottrykks- og avtapningsanlegg [10]

3.2 Marginalkostnad

Danske kraftvarmeverk kan sette prisen for varme slik at den dekker alle nødvendige omkostninger over et år [18]. Det kalles «hvile-i-sig-selv»-prinsippet [15]. Det betyr at alle kortsiktige marginalkostnader og avbetaling på gammel gjeld dekkes [15].

Marginalkostnaden for elektrisk kraft består i hovedsak av brenselskostnader, variable operasjons- og vedlikeholdskostnader og CO₂-kostnad. Denne kostnaden er normalt relativt lav ved mottrykksdrift og noe høyere i kondensdrift for avtapningsanlegg. I kapittel 6.4 *Marginalkostnader*, presenteres en forenklet metode for beregning av marginalkostnaden av elproduksjon basert på antagelser om anleggets totale virkningsgrad.

For mottrykksanlegget betyr dette at all produksjon av kraft har lav marginalkostnad. Derfor har det blant annet i samkjøringsmodellen vært antatt at denne kraften leveres til kraftmarkedet til en marginalkostnad som alltid er lavere enn prisen i markedet. Hvor mye kraft som leveres har vært basert på en fast lastprofil over året. Dette kommer vi tilbake til i 6. *Modellering av CHP*.

For avtapningsanlegget er også kraft produsert sammen med varme tilgjengelig til en lav marginalkostnad. Dersom anlegget ikke leverer varme er derimot kraften tilgjengelig til en høyere marginalkostnad.

Denne sammenhengen med forskjellig marginalkostnad er viktig å modellere korrekt. Vi skal se mer på dette i 6. *Modellering av CHP*.

3.3 Lastflytting

I tillegg til driftsområdet for mottrykks- og avtapningsenheter finnes det også andre muligheter for fleksibilitet for CHP-anlegg. *Lastflytting* betyr å flytte lasten, altså produksjonen, i tid. En kan produsere og akkumulere varmt vann i tanker for lagring dersom det er ønskelig i forhold til økonomisk optimal drift. Dette gjør at kraft- og varmeproduksjon kan kobles fra hverandre til en viss grad.

Eksempelvis kan man ønske å produsere og selge elektrisk kraft i en periode det ikke er behov for varme til fjernvarmenettet. Dette er særlig aktuelt i perioder med høy kraftpris. Avhengig av størrelse på akkumulatortank og varmelast kan CHP-anlegg lagre varme for opp til noen få dager. Dette skal vi se i 5.1.2 *Historisk driftsdata*.

Alternativt kunne en ønske å utnytte lave kraftpriser eller gunstige nedreguleringspriser til å produsere varme fra elkjeler eller varmepumper. Denne varmen kan også lagres i akkumulatortankene.

Å modellere muligheten for lagring av varme ligger utenfor omfanget av denne oppgaven, men burde ideelt sett vært gjort i en fullstendig og detaljert modellering av CHP.

3.4 Substitusjon

Med substitusjon menes alternative måter å produsere kraft og varme.

For produksjon av **elektrisk kraft** fra CHP er det som regel snakk om å benytte andre brensler, for eksempel har Avedøreverket mulighet til å produsere kraft fra kull, biomasse eller gassturbiner.

For produksjon av **varme** i CHP blir substitusjon et noe mer komplekst begrep. Her kan det være snakk om å bytte brensel for en CHP-enhet, for eksempel fra kull til biomasse. En kan benytte en enhet som ikke har mulighet for produksjon av kraft. Det kan også være snakk om å kjøpe strøm fra nettet for å varme opp vannet ved hjelp av varmepumper eller elkjeler.

I følge Energistyrelsen var det installert totalt 169 MJ/s varmepumper og elkjeler som til sammen sto for 0,2 % av varmeproduksjonen i 2011 [3]. Det er dette markedet som kan vokse for å benytte seg av kraftoverskudd i Norden.

Altså finnes det en del kompleksitet både i forbindelse med den stasjonære og dynamiske driften av et CHP-anlegg. Dette skal optimeres i forhold til for eksempel projeksjoner for kraftpris, varmebehov, årlig tilsig, vindkraft og tekniske og økonomiske spesifikasjoner for hvert enkelt CHP-anlegg.

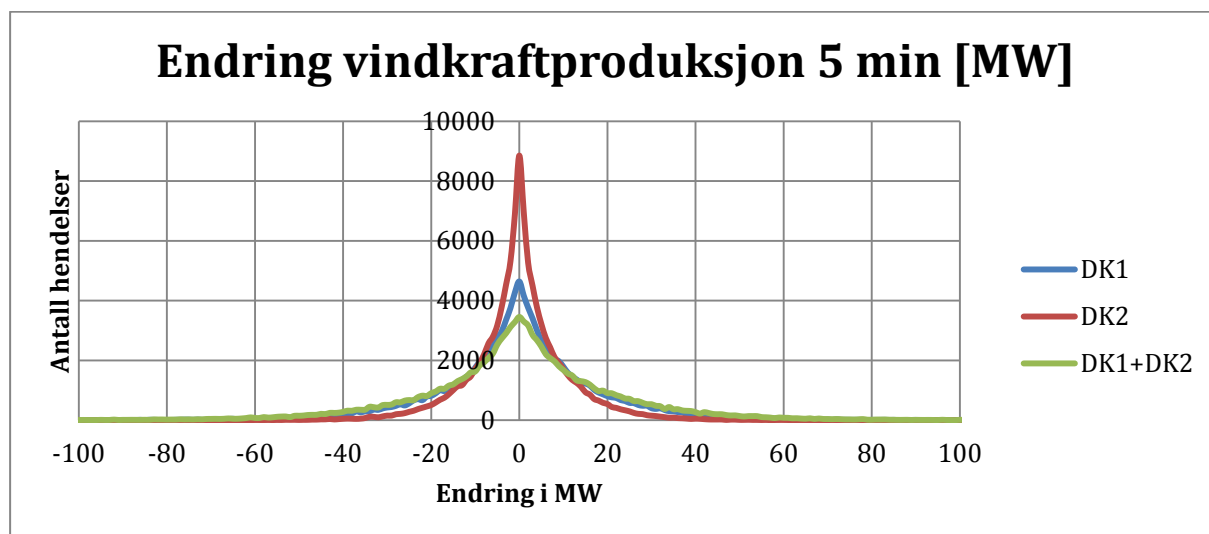
4. Fleksibilitet for vind

Som diskutert i 2.2 *Fremtidens danske energisystem* ser man at vind blir en dominerende energibærer. Vindkraft kjennetegnes ved at den er volatil og svingninger i produksjonen kan gi utfordringer for systemoperatøren i forhold til å balansere produksjon mot forbruk [13]. En analyse av tall fra Energinet.dk viser hvilke svingninger en kan forvente fra det danske vindkraftsystemet.

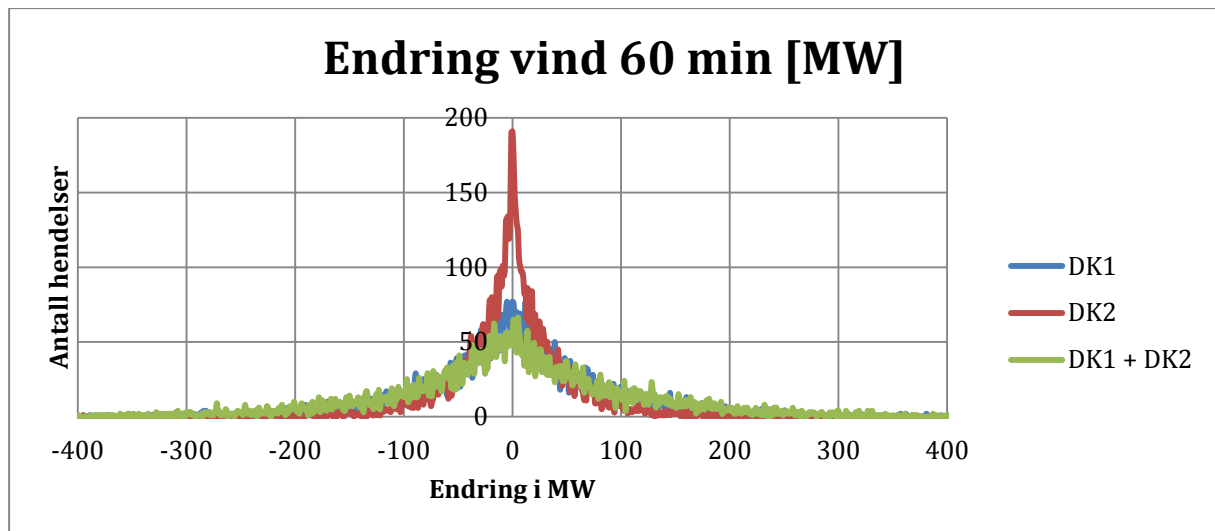
Analysen viser hvor mange ganger total vindkraftproduksjon har endret seg et heltall x antall MW fra utgangspunktet over en periode på henholdsvis 5 og 60 minutter over året 2012. Dette kan ses i Figur 15 og Figur 16. Kurvene ligner formen av en sannsynlighetstetthetsfunksjon, men det er altså antallet ganger vindkraftproduksjonen har endret seg dette antallet MW fra utgangspunktet.

Vi ser at det danske systemet må kunne håndtere en endring i total vindkraftproduksjon (DK1 + DK2) på mellom 20 og 40 MW på fem minutter relativt ofte. Det må håndtere svingninger på mellom 100 og 200 MW på 60 minutter relativt ofte. Tanken er altså at CHP skal bidra til å kompensere på en av tre følgende måter:

- Benytte elkjeler til å forbruke stort kortsiktig kraftoverskudd
- Benytte varmepumper til å forbruke kraft i lengre perioder med lave kraftpriser
- Produsere mer (mindre) kraft når vindkraftproduksjon minker (øker)



Figur 15: Endring vindkraftproduksjon per 5 min



Figur 16: Endring vindkraftproduksjon per 60 min

I 2030 vil Danmark ha rundt 7000 MW installert kapasitet for vindkraftproduksjon [9], sammenlignet med rundt 4000 MW i dag [3]. Avhengig av hvor diversifisert denne fremtidige vindkraftparken blir, vil den økte installerte effekten kunne bidra til enten å øke eller minske denne variasjonen. Vi snakker her om potensialet for en glattingseffekt av en mer diversifisert vindkraftpark. Dersom den får samme karakteristikk som dagens, altså lite glattingseffekt, vil variasjonene bli større og systemet må kunne kompensere for større endringer i vindkraftproduksjonen.

5. Detaljerte CHP-anlegg

I denne oppgaven er det viktig å presisere hvilke antagelser vi gjør for enkelte kraftverk og hvordan de grupperes i henhold til definisjonene av mottrykks- og avtapningsanlegg og sentrale eller desentrale anlegg beskrevet i 3. *CHP-teknologi* og 2.1 *Dagens danske energisystem*. I utgangspunktet har vi følgende sammenheng [8]:

- Sentrale anlegg er generelt avtapningsanlegg
- Desentrale anlegg er generelt mottrykksanlegg

I de følgende delkapitlene skal vi se på hvordan tre desentrale anlegg i Danmark kan operere basert på driftsdata gjort tilgjengelig av EMD [19]. Vi skal se at det kan være store forskjeller på hvert enkelt anlegg og dets muligheter for fleksibilitet og at et desentralt anlegg ikke nødvendigvis må være et mottrykksanlegg.

Anleggene ligger i Hvide Sande, Ringkøbing og Skagen. Vi skal se spesielt på Skagen kraftvarmeverk i dette kapitlet.

5.1 Skagen Kraftvarmeverk

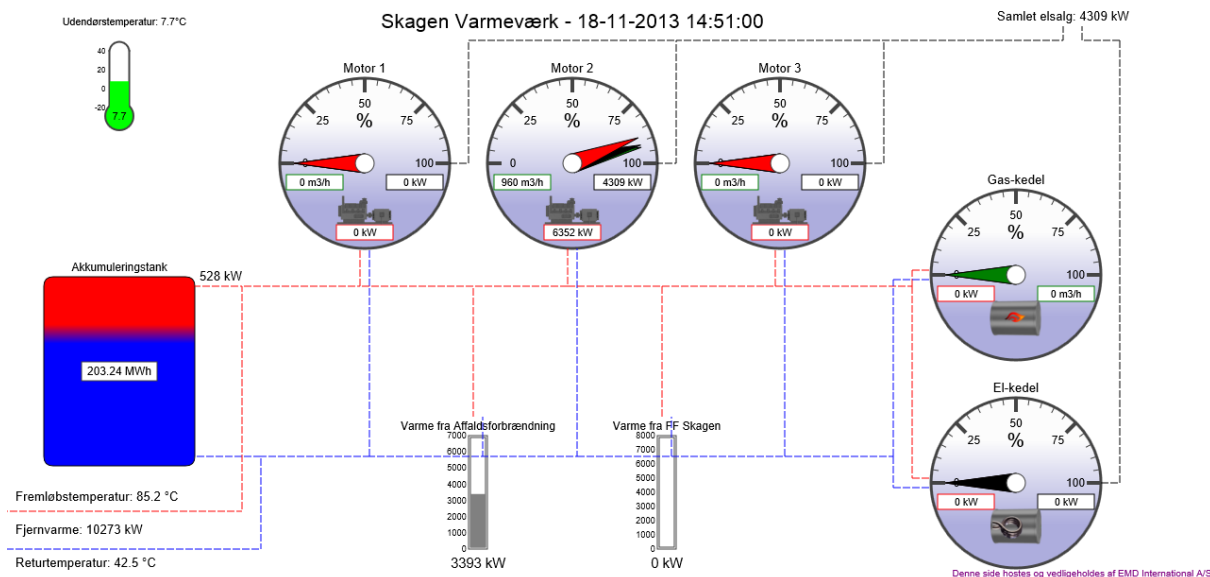
For å gi innsikt i hvordan et dansk CHP-anlegg kan se ut skal vi i dette kapitlet se på driftsdata for det desentrale anlegget i Skagen i Vest-Danmark. Kontinuerlig gjøres driftsdata tilgjengelig på EMDs nettsider [19].

5.1.1 Drift i øyeblikket

I denne delen skal vi se på «kontrollpanelet» for Skagen Kraftvarmeværk. Det gir en oversikt over hvilke driftsbeslutninger anleggets operatører står overfor til enhver tid.

I Figur 17, en skjermdump fra 18. november 2013, klokka 14:51, kan vi se at anlegget har installert tre gassmotorer for kraftvarmeproduksjon, en gasskjel, en elkjel og en akkumulator-tank. Vi ser at varme leveres fra en gassmotor, et nærliggende avfallsforbrenningsanlegg og akkumulatortank. FF Skagen er et industrianlegg som produserer fiskemel og -olje som også leverer noe prosessvarme til fjernvarmenettet. Gassmotoren produserer elektrisk kraft som selges til nettet.

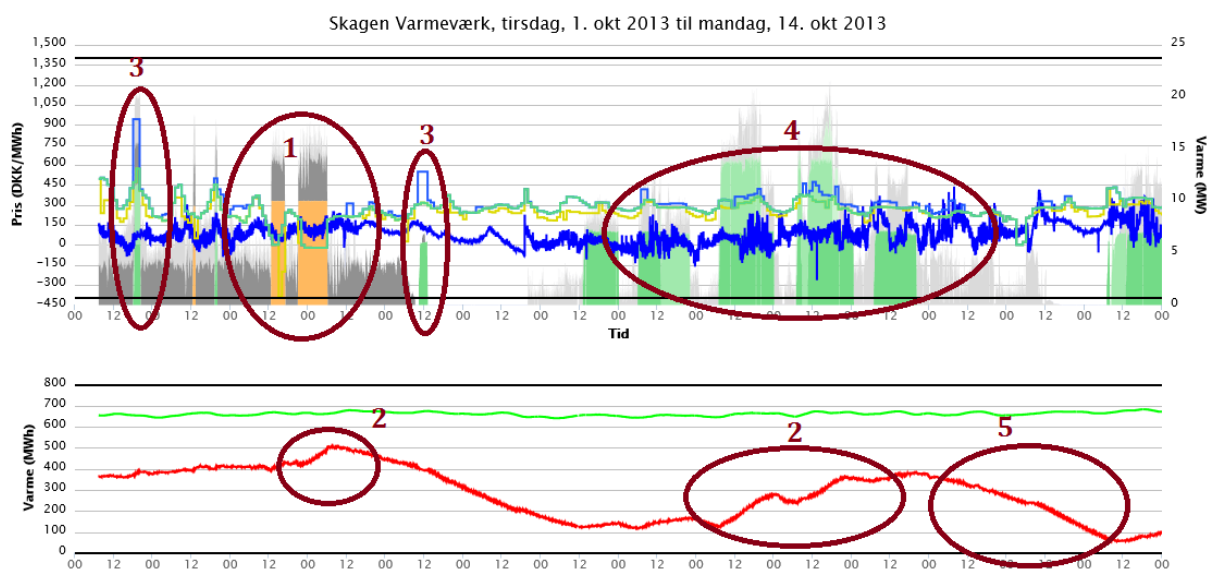
I øyeblikket bildet ble tatt kan vi se at det leveres 10273 kW fjernvarme og selges 4309 kW elektrisk kraft. Vi ser at avfallsforbrenningen leverer 3392 kW varme og akkumulatortanken leverer 528 kW. Altså leverer motor 2, som er den eneste CHP-enheten i drift, 4309 kW elektrisk kraft og 6353 kW varme. Dette er data som gir oss ett punkt for driftsområdet til denne motoren.



Figur 17: Skjermdump som viser nåværende driftssituasjon [19]

5.1.2 Historisk driftsdata

I dette kapittelet skal vi se på historisk driftsdata fra det samme CHP-anlegget over 14 dager i perioden 1. oktober til 14. oktober 2013. Vi får da se hvordan disse tre motorene, elkjelen, gasskjelen, akkumulatortanken benyttes over en lengre periode. Kraft- og nedreguleringsprisen er også i plottet.



Figur 18: Historisk driftsdata Skagen 1.-14. oktober 2013 [19]



Av Figur 18 ser vi flere ting. Vi ser at:

1. Elkjelene (oransje) ble benyttet da kraftprisen (lysegrønn) og nedreguleringsprisen (gul) var lav nok, i dette tilfellet null eller negativ
2. Akkumulator tankene fylles opp samtidig som varme leveres når anlegget produserer mye varme og kraft fra motorene
3. Gassmotorene (forskjellige sjatteringer grønn) benyttes i timer med høy oppreguleringspris (lyseblå)
4. Gassmotorene benyttes i timer med lite varme i akkumulator tankene (rød) eller tilstrekkelig høy kraftpris
5. Akkumulator tankene tømmes i timer hvor de har lagret nok varme og kraftprisen er tilstrekkelig lav

Figur 19: Forklaring Figur 18

Vi ser også at gasskjelen ikke var i bruk disse 14 dagene. Dette kan skyldes tilfeldigheter eller at slik drift ikke ble vurdert som lønnsom i disse timene. Dersom det var ulønnsomt tyder det på at alle timene med drift av motor 1 og 2 hadde høy nok kraftpris til at det ble vurdert som mer lønnsomt med CHP-drift fra disse enn kun varme fra gasskjel.

En slik oversikt er nyttig for å se hvilke muligheter et CHP-anlegg kan ha og hvordan de faktisk leverer fjernvarme og kraft til nettet. Andre anlegg kan være svært eller delvis ulike. Dessuten forteller den litt om kompleksiteten av å drive et slikt anlegg, og derav hvor detaljert modellering av CHP kan være. I 6. *Modellering av CHP* skal vi se nærmere på hva som ligger til grunn for modellering av CHP.

Et tilsvarende kontrollpanel som vist i Figur 17 for anleggene i Ringkøbing og Hvide Sande kan finnes i *Vedlegg 3: Oversikt desentrale anlegg*.

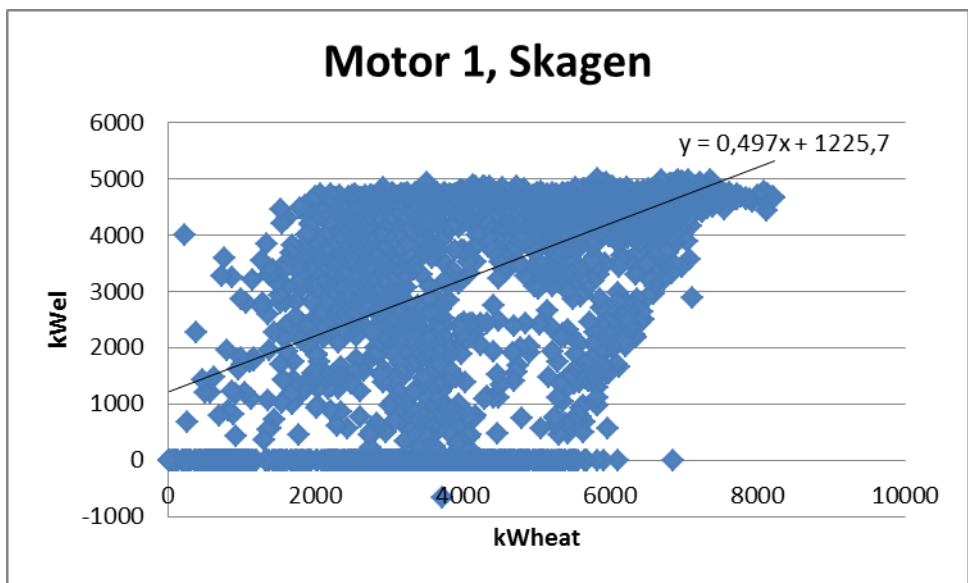
5.2 CHP-motorer

I denne oppgaven gjør vi forskjell på et CHP-anlegg og en CHP-enhet.

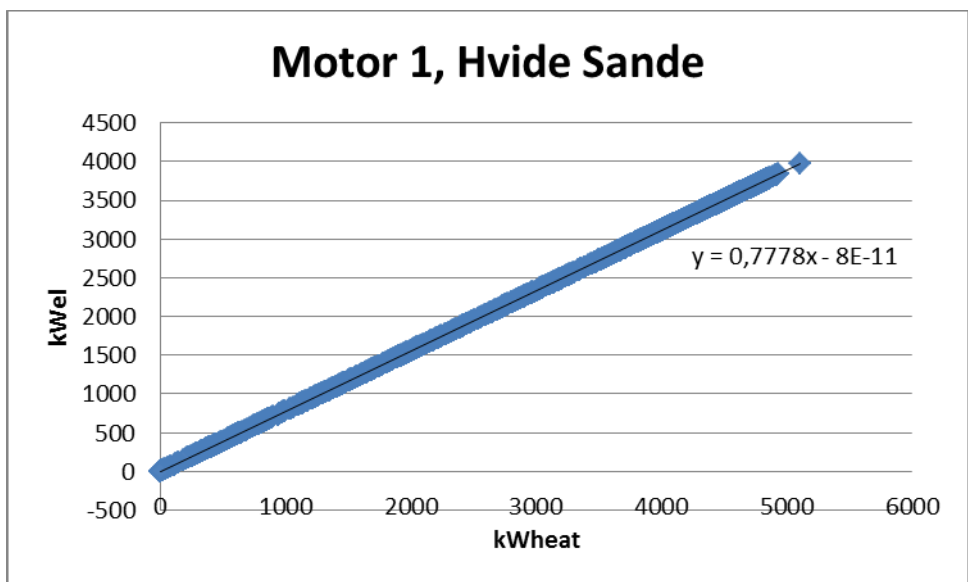
Et CHP-anlegg kan bestå av forskjellige CHP-enheter og enheter kun for kraft- eller varme-produksjon. For anlegget på Skagen er gassmotorene eksempler på CHP-enheter mens gasskjelen eller elkjelen er eksempler på enheter som kun produserer varme.

CHP-enheter kan klassifiseres som avtapnings- eller mottrykksenheter. Det følger at hele anlegg også kan klassifiseres på denne måten etter hvilken type CHP-enhet som er dominerende produksjonsenhet på anlegget i en mer overordnet forstand egnet for modellering.

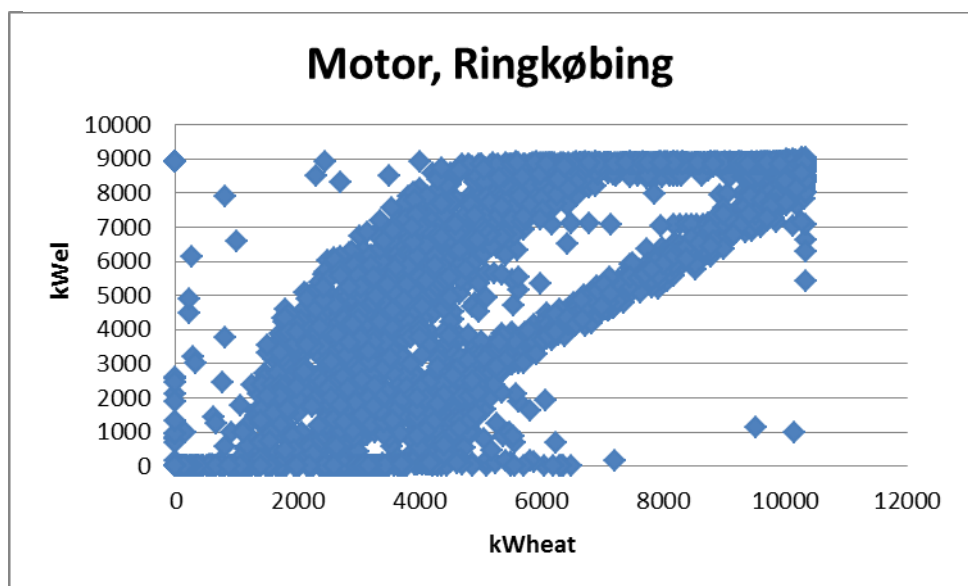
Vi skal nå se på driftsdata på gassmotorer fra de tre anleggene vi diskuterte innledningsvis. De er alle definert som desentrale. Av sammenhengen presentert først i dette kapittelet følger det at anleggene er mottrykksanlegg, men vi skal se at dette ikke nødvendigvis er sant for to av anleggene. Basert på historisk driftsdata fra EMD [19] kan vi plote kraft- og varmeproduksjonen fra en enhet målt samtidig mot hverandre. Vi har kraftproduksjon langs y-aksen og varmeproduksjon langs x-aksen. For gassmotorene på Skagen, Hvide Sande og Ringkøbing CHP-anlegg får vi da:



Figur 20: Driftsdata Motor 1, Skagen



Figur 21: Driftsdata Motor 1, Hvide Sande



Figur 22: Driftsdata Motor, Ringkøbing

Av Figur 20, Figur 21 og Figur 22 ser vi at kun motoren på anlegget i Hvide Sande faktisk er en mottrykksenhet. Motoren i Ringkøbing oppfører seg som en avtapningsenhet. Den faktiske driften av motoren på Skagen er litt vanskelig å definere, men minner mest om en avtapningsenhet. Dette til tross for at alle anleggene i følge den generelle definisjonen av desentrale anlegg er mottrykksanlegg. Altså vil en modellering med en generell definisjon av alle desentrale anlegg risikere ikke å fange opp fleksibiliteten hos mange av de som kan være avtapningsanlegg.

Nå er driftsdata fra kun tre desentrale anlegg tatt i betraktning. Det kan være at vi har funnet de eneste to av omtrent 500 desentrale anlegg [7] som har avtapningsenheter. Derfor kan vi ikke avfeie den generelle antagelsen om at desentrale anlegg er mottrykksanlegg for en overordnet kraftmarkedsmodellering på dette grunnlaget. Det er derimot viktig at vi er klar over at denne typen variasjon finnes.

5.3 Motor i Hvide Sande

Driftsdataene tilgjengelig for motoren på Hvide Sande [20] inneholder målinger for elektrisk effekt, varmeeffekt og brenselsbruk. Derfor kan vi gjøre en analyse for å se hvilken total effektivitet de operer på langs driftslinjen for mottrykksanlegg.

Analysen tar utgangspunkt i en enkel beregning:

$$Total\ effektivitet = \frac{P_{el} + P_{heat}}{P_{fuel}}$$

I datagrunnlaget er alle P_{el} og P_{heat} oppgitt i kW, mens brenselsbruken er oppgitt i m^3/h . Brenselet er naturgass, og det antas da at det menes standard kubikkmeter Sm^3/h i datagrunnlaget. Vi benytter Statoils standard for omregning til energi fra Sm^3/h , som er 40 MJ/ Sm^3 [21]. Dette gir 11,1 kWh/ Sm^3 . Her følger en eksempelberegning med data for 15.08.2013 klokken 10:03:

$$Total\ effektivitet = \frac{3968 + 5101 [kW]}{936,954 \left[\frac{m^3}{h} \right] * 11,1 \left[\frac{kWh}{m^3} \right]} * 100 \% = 87,2 \%$$

Denne beregningen gir eksakt samme svar for alle driftstilstander langs mottrykkslinjen. Total effektivitet er alltid 87,2072 %. Det virker lite sannsynlig at total effektivitet er den samme for alle driftssituasjoner med en slik presisjon. Derfor er det nærliggende å tro at deler av driftsdataene, sannsynligvis brenselsbruken er beregnet som en funksjon av en antatt, fast total effektivitet.

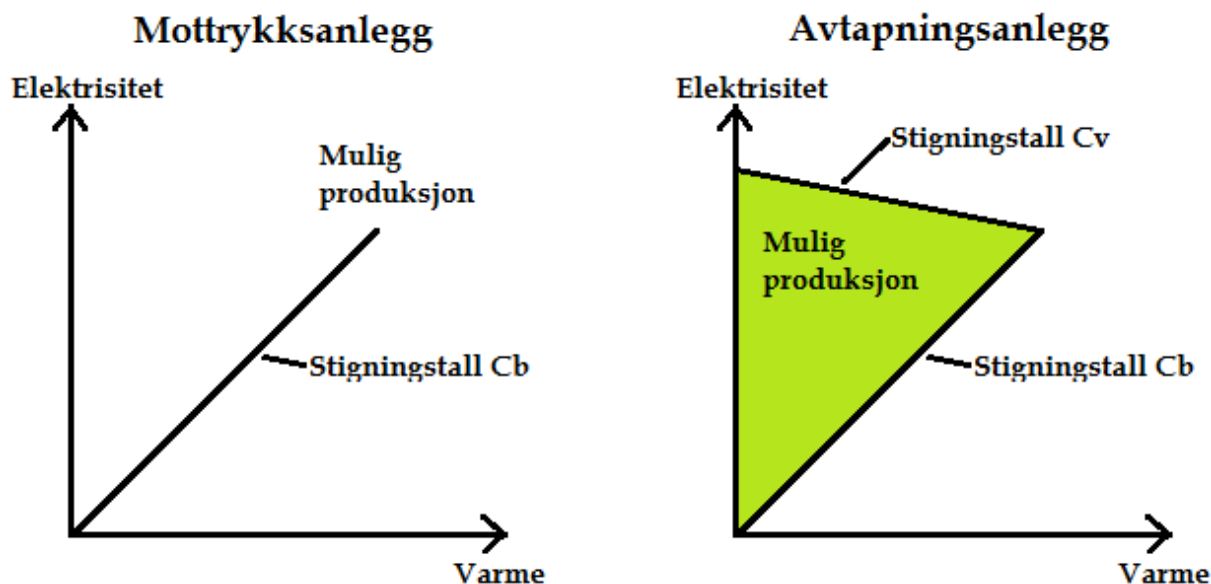
Altså antar de som driver Hvide Sande-anlegget en konstant total effektivitet langs mottrykkslinjen på tilnærmet 90 %. Vi skal bruke dette resultatet videre i kapittel 6.4 *Marginalkostnader*.

Vi ser også i Figur 21 at stigningstallet til mottrykkslinjen for denne motoren er 0,7778.

6. Modellering av CHP

6.1 Grunnleggende om drift

Vi ser igjen på hvordan avtappings- og mottrykksanlegg kan operere i Figur 23.



Figur 23: Driftsområde for mottrykks- og avtappingsanlegg [10]

I Danmark er det slik at alle CHP-anlegg med en installert kapasitet over 25 MW kan sette prisen på varmen over et år slik at alle kostnader med å produsere varmen dekkes, inklusive finansielle kostnader [18].

For mottrykksanlegget ser en at varmeproduksjon gjør kapasitet for produksjon av elektrisk kraft tilgjengelig. Det betyr at kraften kan produseres med en lav marginalkostnad siden kostnadene for produksjon av varme er dekket.

For avtappingsanlegget ser en at varmeproduksjon gir tilgjengelig en viss kapasitet for produksjon av elektrisk kraft til en lav marginalkostnad. Dersom anlegget ikke produserer varme ser en at mer kapasitet er tilgjengelig for produksjon av elektrisk kraft. Denne kraftproduksjonen har da en høy marginalkostnad.

Her presiserer vi to viktige begrep for resten av oppgaven. *Mottrykksdrift* er drift langs linjen representert ved stigningstallet C_b i Figur 23. *Kondensdrift* er drift i det grønne området i Figur 23. En mottrykksenhet kan kun operere i mottrykksdrift. En avtappingsenhet kan operere i både mottrykks- og kondensdrift samtidig. Vi sier da at den delen av kraften som leveres langs linjen med stigningstall C_b leveres i mottrykksdrift. Den delen av kraften som ligger over denne linjen leveres i kondensdrift. Dette er konsept som skal forklares nøyere i 6.2 *Avtappingsenhet* og 6.3 *Mottrykksenhet*.

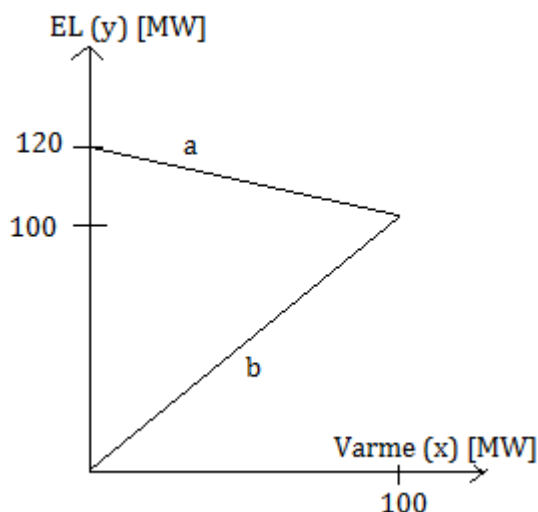
I de neste tre delkapitlene skal vi se på hvordan sammenhengene i Figur 23 legger grunnlaget for modellering av CHP og enkel beregning av marginalkostnad for kraftproduksjon.

6.2 Avtapningsenhet

I denne delen skal vi forklare konseptet for modellering av avtapningsanlegg ved hjelp av et eksempel.

Tabell 1: Eksempeldata avtapningsanlegg

Data CHP-anlegg	Maks kapasitet EL	Maks kapasitet Varme
Mottrykksdrift	100 MWe	100 MWheat
Kondensdrift	120 MWe	N/A



Figur 24: Operasjonsområde eksempel avtapningsanlegg

Dataene gir oss operasjonsområde for avtapningsanlegget som vist i Figur 24:

Her er ligningene for linjene a og b gitt:

$$a = u - vx = 120 - \frac{120 - 100}{100} * x$$

$$b = cx + d,$$

Hvor $c = 1$ og $d = 0$.

Utgangspunktet er at anlegget må dekke varmelasten.

Dersom anlegget må levere 80 MJ/s varme finner vi den øvre kapasiteten for kraftproduksjon ved linjen a slik:

$$y = 120 - 0,2 * 80 = 104 \text{ MWe}$$

Deretter må vi bestemme hvilken del av denne kapasiteten som er tilgjengelig til lav marginalkostnad. Vi antar at denne kapasiteten bestemmes av linje b. Med $x = 80$, finner vi at tilgjengelig kapasitet med lav marginalkostnad er 80 MWe. Dette betyr at $104 - 80 = 24$ MWe er tilgjengelig til en høyere marginalkostnad dersom anlegget allerede produserer de første 80 MWe til lav marginalkostnad.

For Avedøreanlegget vet vi at punktet

$$(y; x) = (MW_{el, maks}; MW_{heat, maks}) = (215; 330) \text{ [MW]}$$

Befinner seg på linjen b. Disse tallene er $MW_{el, maks}$ og $MW_{heat, maks}$ ved full mottrykksdrift. Derfor må generelt $b = cx + d$, hvor c er et konstant antatt stigningstall. For Avedøreanlegget er $c = \frac{215}{330} = 0,65$. Antagelsen om at b går gjennom nullpunktet kommer fra data funnet for motoren i Hvide Sande, selv om den ikke er en avtapningsmotor, presentert i 5.2 CHP-motorer. Vi kan derimot ikke være sikker på at b går gjennom nullpunktet, og vi må se for oss følgende generalisering:

$$b = cx + d$$

Hvor d er positivt eller negativt tall.

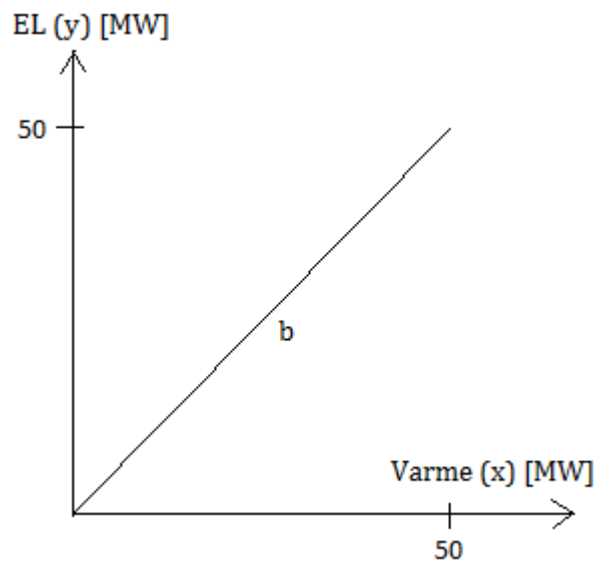
6.3 Mottrykksenhet

Modelleringen av mottrykksanleggene er mindre komplisert. I første rekke antar vi et 1:1 forhold mellom varmeproduksjon og kapasitet for elektrisk kraftproduksjon for dette eksempelet. Med et anlegg med maks varmekapasitet på 50 MJ/s får vi da operasjonsprofil som vist i Figur 25:

Linjen b er da gitt som:

$$b = cx + d,$$

hvor $c = 1$ og $d = 0$ i dette eksempelet. Dersom varmeproduksjonen er 25 MW gir linje b at kapasitet for produksjon av elektrisk kraft er 25 MWe. Denne kapasiteten er tilgjengelig til en lav marginalkostnad.



Figur 25: Operasjonsområde eksempel mottrykksanlegg

Altså er b generelt gitt som $b = cx + d$, hvor c er et antatt konstant stigningstall. Fra 5.3 *Motor i Hvide Sande* vet vi at $c = 0,7778$ for motoren på Hvide Sande.

Av disse eksemplene ser vi altså at tilgjengelig kapasitet for kraftproduksjon til lav og høy marginalkostnad bestemmes av varmelasten for både avtapnings- og mottrykksanlegg. Derfor er forståelse av varmelasten av viktig betydning for enhver modellering av CHP i kraftmarkedsmodeller.

I denne oppgaven ser vi i hovedsak på sektoren for fjernvarme. Det er da snakk om oppvarming av bygningsmasse. Behovet for varme bestemmes da i stor grad av utendørs temperatur. I 6.5 *Temperatur og varmelast* skal vi se mer på sammenhengen mellom utendørs temperatur og varmelast.

6.4 Marginalkostnader

I de to delkapitlene over har vi diskutert forskjellen på kapasitet tilgjengelig til lav eller høy marginalkostnad. Marginalkostnader er som regel forretningshemmeligheter, og få CHP-anlegg vil være villig til å gi bort mye informasjon om dette. Det har ikke lyktes å oppdrive informasjon om marginalkostnader for verken sentrale eller desentrale anlegg. Det er også en utfordring å allokere marginalkostnaden mellom varme- og kraftproduksjon, og det hevdes at det ikke finnes noe korrekt svar på hvordan dette gjøres, og at praksis kan variere [22]. Marginalkostnaden for varme kan ses på som alternativkostnaden av varmeproduksjonen, og at marginalkostnaden for elektrisitet da blir totale kostnader minus alternativkostnaden for varme [22].

I dette delkapitlet skal vi gå gjennom et forenklet eksempel for hvordan vi kan beregne marginalkostnaden for kraftproduksjon av en gitt drift og presentere en generalisert fremgangsmåte for beregning for mottrykks- og avtapningsanlegg.

Vi ser på et avtapnings-CHP-anlegg med driftsområde som vist i Figur 26. Illustrasjonen kan benyttes til å beregne marginalkostnad for et avtapningsanlegg i mottrykksdrift, altså at all

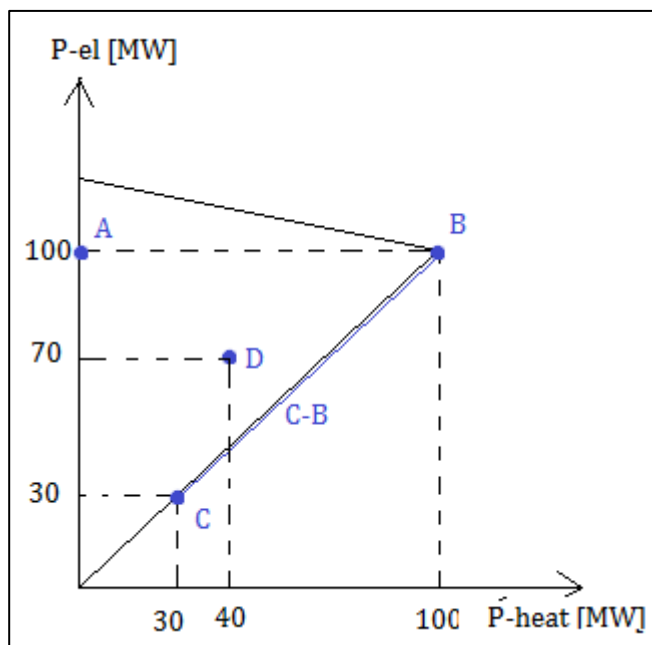
overskuddsvarme kjøles mot fjernvarmenettet. Derfor kan den også benyttes til å beregne marginalkostnaden for et rent mottrykksanlegg.

Her er minimum P_{el} og P_{heat} satt til 30 MW. Enkelte CHP-enheter i Danmark kan operere så langt ned som 10 % av maksimal kapasitet [8].

I tillegg må vi anta noe om anleggets totale effektivitet. Den er, i tillegg til brenselkostnad, en variabel som gir store utslag i dette regnestykket.

Fra data om Avedøreanlegget vet vi at total effektivitet er 40 % i punktet A og 90 % i punktet B. På grunnlag av dette antar vi for kondensdrift at total effektivitet, og derav effektivitet for kraftproduksjon er 40 % uansett P_{el} .

På bakgrunn av resultatene av analysen av motoren på Hvide Sande-anlegget antar vi en virkningsgrad på 90 % langs linjen C-B i Figur 26 for området:



Figur 26: Antagelse om driftsområde

$$0,3 \leq \frac{P_{heat}}{P_{heat,maks}} \leq 1$$

I tillegg antar vi for dette eksempelet en **brenselpris på 20 €/MWh**, for eksempel kull, som eneste variable kostnad for anlegget. I realiteten vil variable drifts- og vedlikeholdskostnader og CO₂-kostnader komme i tillegg.

Marginalkostnad er definert som kostnaden av å levere neste MWh_{el} [23], og vi kan nå beregne denne for punktene A, B, C og D i eksempelet i Figur 26.

Punkt	P_{el} [MW]	P_{heat} [MW]	η_{tot}	Beregning	Marginalkostnad [€/MWh]
A	100	0	40 %	$\frac{20}{40 \%}$	50
B	100	100	90 %	$\frac{20}{90 \%}$	22,2
C	30	30	90 %	$\frac{20}{90 \%}$	22,2
D	70	40	40 % (90 %)	$\frac{20}{40 \%}$	50

Det er verdt å merke seg spesialtilfellet i punkt D her. I dette tilfellet opererer anlegget i avtappingsmodus. Det produseres 40 MW varme og 70 MW elektrisk kraft. Derfor leveres den neste MWh_{el} til en høyere pris enn gjennomsnittlig variabel kostnad i motsetning til i punktene A, B og C.

Vi kan si at de første 40 MW leveres fra mottrykksdrift og de siste 30 MW leveres fra kondensdrift. De første 40 MW leveres til en total effektivitet på 90 %. De siste 30 MW leveres til en total effektivitet på 40 %.

Gjennomsnittlig variabel kostnad (Average variable cost, «AVC») for disse 70 MW blir da:

$$AVC = \frac{\left(\frac{40 \text{ MW} * 20 \text{ €/MWh}}{0,90} + \frac{30 \text{ MW} * 20 \text{ €/MWh}}{0,40} \right)}{70 \text{ MW}} = 34,1 \text{ €/MWh}$$

Marginalkostnaden for elektrisk kraft, som den er definert, er derimot 50 €/MWh i punkt D.

Her er det viktig å påpeke at vi ikke har tatt hensyn til at noe av kostnaden er dekket av inntekter fra varmeproduksjonen eksplisitt, selv om total effektivitet er benyttet for å reflektere noe av dette. Eksempelet kunne vært utvidet noe for å ta dette med i beregningen. Resultatet av dette er da at kraft produsert i mottrykksdrift har en enda lavere marginalkostnad i virkeligheten enn det som er reflektert i dette eksempelet. Marginalkostnaden av kraft produsert i kondensdrift er ikke påvirket av denne forenklingen, og reflektert korrekt i eksempelet.

Altså forstår vi at hvilken kapasitet som er tilgjengelig for elektrisk kraftproduksjon til hvilken marginalkostnad og gjennomsnittlig variabel kostnad i stor grad avhenger av varmelasten. I de neste delkapitlene skal vi se hvordan vi kan modellere denne avhengigheten ved å analysere data for utendørs temperatur og varmelast.

6.5 Temperatur og varmelast

Det er foretatt en analyse av tre desentrale CHP-anlegg, som hver er eneleverandør av varme i sitt fjernvarmenett. Det danske selskapet EMD har anskaffet driftsdata for disse anleggene [19].

I denne analysen var det interessant å undersøke om en kunne finne en sammenheng mellom utendørs temperatur og varmelast levert av det desentrale anlegget. Det var også interessant å se om en kunne kvantifisere denne sammenhengen på noe vis.

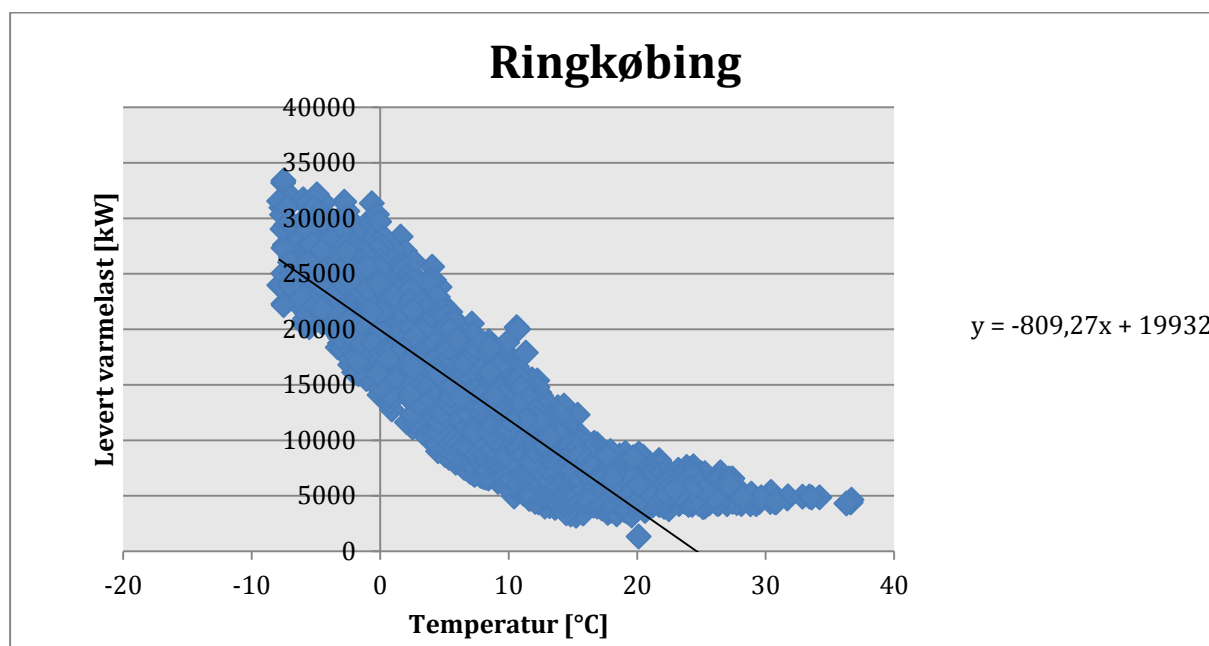
Tabell 2: Grunnlag for analyse sammenheng temperatur og varmelast

Sted	Data fra	Data til	Antall målinger analysert	Maks levert varme [kW]	Gjennomsnitt levert varme [kW]
Ringkøbing	06.02.2013	04.11.2013	6466	33400	11439
Skagen	04.11.2012	04.11.2013	8687	23630	9230
Hvide Sande	04.11.2012	04.11.2013	7939	12400	5155

Dataen inneholder altså målinger av temperatur og levert varme med svært høy oppløsning, typisk hvert tredje minutt. I denne analysen er den første målingen i hver time tatt med. Ideelt skulle man integrert over hele timen, men på grunn av et ulikt antall målinger per time lot dette seg ikke gjøre. Feilmålinger og feildata er fjernet fra analysen så langt det lot seg gjøre. Målinger som lå isolert og utenfor realistisk utfallsrom ble fjernet.

Målingene er så plottet i et diagram med temperatur langs x-aksen og levert varme langs y-aksen. Excel har en innebygget funksjon som beregner en lineær regresjonsmodell for hvert av plottene. For hånd kunne man benyttet *minste kvadraters metode* for å beregne denne modellen.

Figur 27 viser et slikt plott med regresjonsmodell for Ringkøbing. Excel kunne også beregne et polynom for regresjonsmodellen, men kalkuleringstiden er lengre enn for en lineær kalkulering og nytten er begrenset.



Figur 27: Varmelast og temperatur-par plottet, lineær regresjon

Samtlige av disse plottene kan finnes i *Vedlegg 2: Varmelast og temperatur, plott*.

Som forventet ser vi en tydelig tendens til at varmelasten øker med synkende temperatur. I tillegg ser vi at en lineær regresjonsmodell kan benyttes til å beskrive denne sammenhengen med tilstrekkelig presisjon. Spesielt i temperaturområdet 0 til 15 °C er lineær regresjon en god tilnærming. For Hvide Sande og Skagen ser en lineær regresjonsmodell ut til å fungere for temperaturområdet -5 til 20 °C. For temperaturer over 20 °C og under -10 °C bør ikke en lineær modell benyttes.

En kan utvide modellen til en delvis lineær regresjonsmodell for å fange opp endeeffektene. Dette gjøres ved å innføre en øvre og en nedre temperaturskranke hvor varmelasten er konstant.

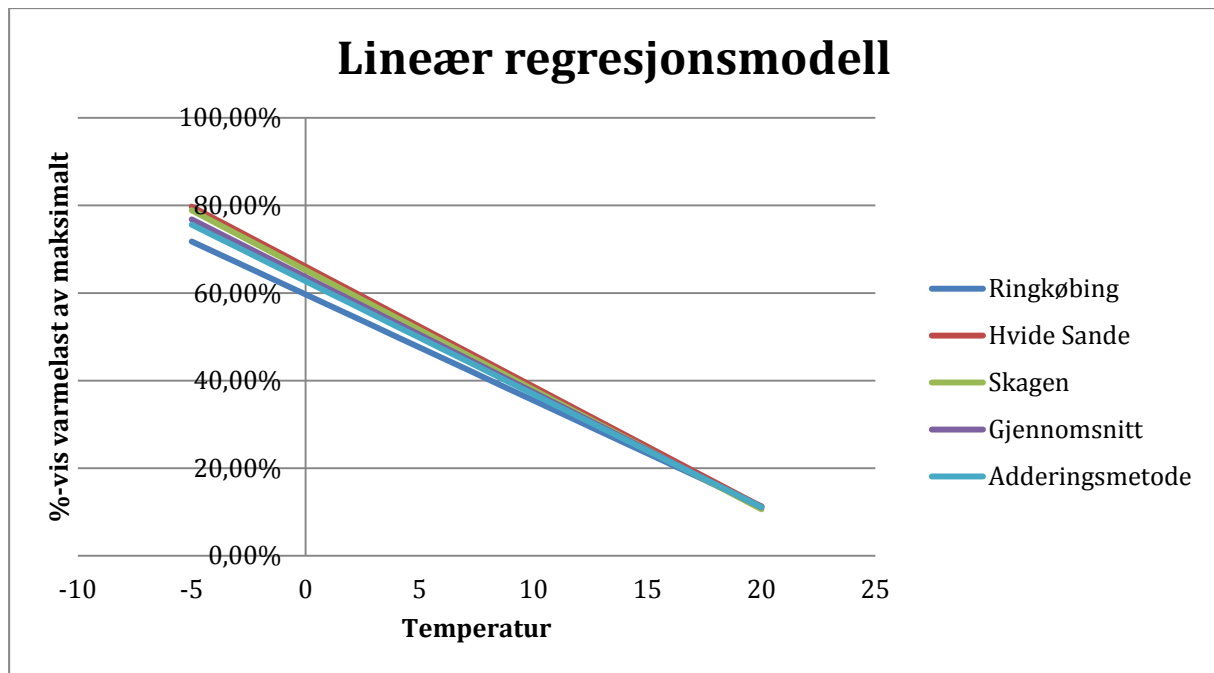
Regresjonsmodellene for alle anleggene er da:

$$\text{Ringkøbing: } Z_{\text{Ringkøbing}} = -809,27x + 19932 \quad [\text{kW}]$$

$$\text{Skagen: } Z_{\text{Skagen}} = -644,83x + 15417 \quad [\text{kW}]$$

$$\text{Hvide Sande: } Z_{\text{Hvide Sande}} = -339,18x + 8187,8 \quad [\text{kW}]$$

Dersom vi plotter $100\% * \frac{\text{Målt varmelast}}{\text{Maks målt varmelast}}$ og temperatur for hver av de tre anleggene og benytter samme funksjon til å beregne en lineær regresjonsmodell kan vi plote de tre lineære regresjonsmodellene som vist i Figur 28.



Figur 28: Lineær regresjonsmodell varmelast

Vi kan også beregne den gjennomsnittlige regresjonsmodellen på bakgrunn av ligningene vi har.

Ringkøbing: $y_{Ringkøbing} = -0,0242x + 0,5968$

Hvide Sande: $y_{Hvide Sande} = -0,0274x + 0,6603$

Skagen: $y_{Skagen} = -0,0273x + 0,6524$

Gjennomsnittet er da gitt slik:

$$y_{gj.snitt} = \frac{y_{Ringkøbing} + y_{Hvide Sande} + y_{Skagen}}{3}$$

$$y_{gj.snitt} = \frac{(-0,0242 - 0,0274 - 0,0273)x + (0,5968 + 0,6603 + 0,6524)}{3} = -0,0263x + 0,6365$$

Ringkøbing og Skagen har henholdsvis 3 og 2 ganger høyere maksimal varmelast i forhold til Hvide Sande. Derfor er det åpent for diskusjon hvorvidt $y_{gj.snitt}$ burde være et veid gjennomsnitt, hvor lineærregresjonene for Ringkøbing og Skagen ble tillagt mer vekt enn den for Hvide Sande. Dette skal vi straks se mer på.

Ved temperaturene $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ og $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ finner vi at $y_{gj.snitt,-10} = 0,8995$, og $y_{gj.snitt,20} = 0,1105$.

En får da følgende modellering av varmelasten som en prosentvis andel av maksimal målt varmeeffekt:

$$f_1(x) = \begin{cases} 0,90 & \text{for } x < -10 \\ -0,0263x + 0,6365 & \text{for } -10 < x < 20 \\ 0,10 & \text{for } x > 20 \end{cases} \quad 6.1$$

Videre benytter vi $f(x)$ for å modellere varmelasten som prosentvis andel av installert varmekapasitet, gitt temperaturen x .

Med tanke på vektingen av $f(x)$ kunne en addert regresjonene for de tre anleggene slik:

	-809,27x + 19932	[kW]			
+	-644,83x + 15417	[kW]			
+	-339,18x + 8187,8	[kW]			
=	-1793,28x + 43536,8	[kW]			6.2

Dersom vi nå deler (6.2) på sammenlagt maksimal levert varme, 69430 kW får vi følgende regresjonslinje:

$$f_2(x) = -0,0258x + 0,627 \quad 6.3$$

I Figur 28 ser vi at dette ikke utgjør noen stor forskjell, og den gjennomsnittlige foretrekkes i det videre arbeidet. Altså forblir $f_1(x)$ uendret.

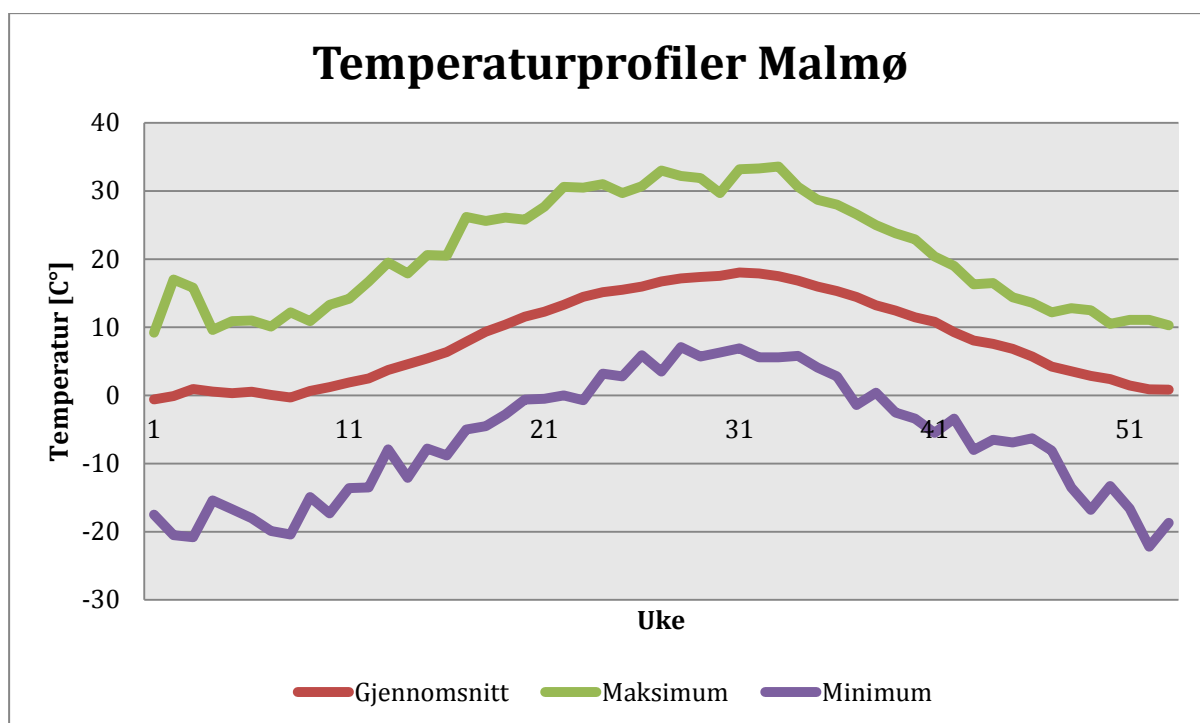
Vi har observert en tydelig sammenheng mellom utendørs temperatur og varmelasten for tre desentrale CHP-anlegg. Vi har også klart å kvantifisere denne sammenhengen ved bruk av en delvis lineær regresjonsmodell. En antagelse ved denne regresjonsmodellen er at den kan benyttes til å beskrive varmelasten for alle CHP-anlegg, uten å ta spesielle hensyn til hvilke teknologier anlegget rår over, benyttede brensel eller størrelse og maksimal varmeproduksjon. Dette er en antakelse som burde undersøkes nøyere dersom data var tilgjengelig for et større utvalg CHP-anlegg.

For å modellere tilgjengelig kapasitet for elektrisk kraftproduksjon over året er vi dermed avhengig av å gjøre en analyse av historisk data for utendørs temperatur. I den neste seksjonen skal vi se på temperaturdata for Malmø i Sverige.

6.6 Årlige profiler

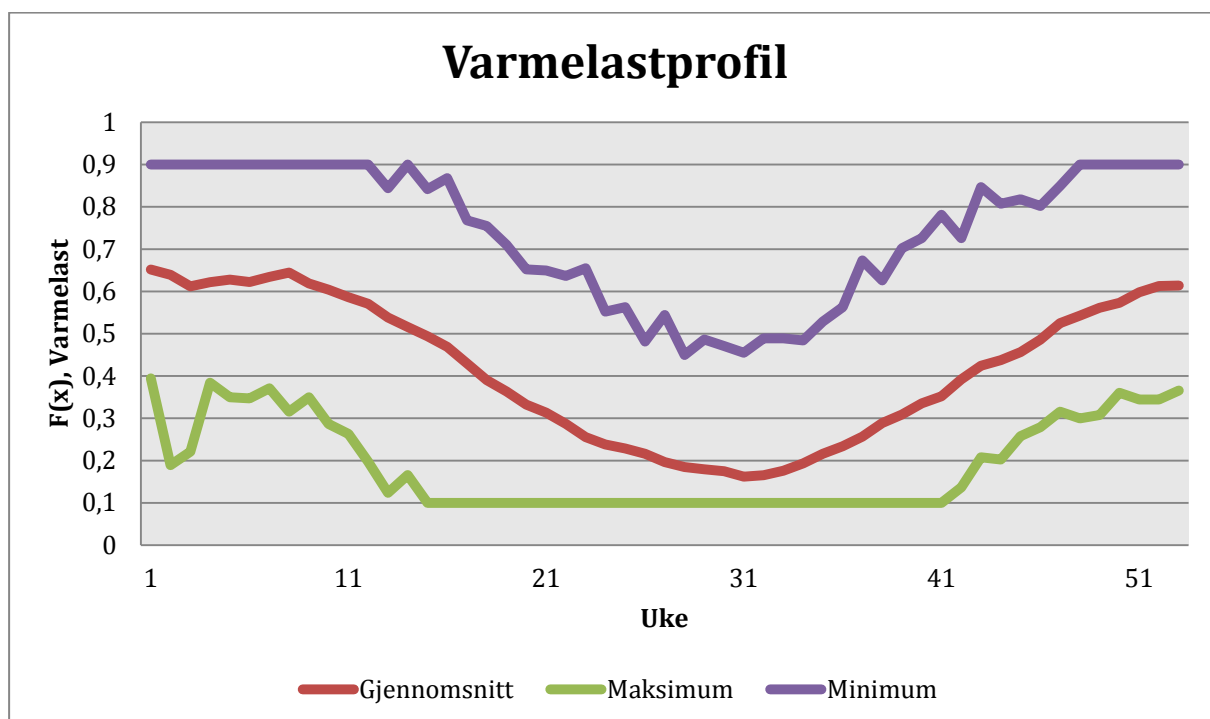
I denne analysen skal vi forsøke å lage en årlig temperaturprofil slik at vi senere kan estimere årlig varmelastprofil for CHP-anleggene. Da temperaturdata for Danmark ikke foreligger, blir data for Malmø i Sverige brukt som en tilnærming. Malmø sentrum ligger omtrent 30 km i luftlinje fra København sentrum.

Gjennomsnittsverdier for daglig utendørstemperatur er kalkulert basert på flere daglige målinger i Malmø for perioden fra 1.1.1961 til 31.12.2011. Deretter beregnes en gjennomsnitts temperatur per uke i et gjennomsnittså. Altså får vi en temperaturprofil for et år. Profilen inneholder en verdi per uke for gjennomsnittlig temperatur. For å vise ekstremene rundt denne middelverdiprofilen er også maksimum og minimum målt temperatur over hele perioden for hver uke vist i figuren. Figur 29 viser disse temperaturprofilene.



Figur 29: Temperaturprofiler Malmø

Deretter kan vi beregne en årlig profil for varmelasten, $f(x)$, med den gjennomsnittlige temperaturprofilen for Malmø som x . Figur 30 viser $f(x)$ som en funksjon av temperaturprofilene over. Her ser vi også i særlig grad at grensene som ble satt for å begrense den sammenhengende lineære regresjonsmodellen, -10 og 20 C°, trer i kraft ved maksimum og minimum målt temperatur.



Figur 30: Varmelastprofil basert på temperaturprofil for Malmø og ligning 6.3

Det kan fremstå noe meningsløst å inkludere minimum og maksimum målt temperatur over 50 år i en slik sammenligning, men det er viktig å ha variasjonene i tankene og aller helst i modellene. Det er fare for at en gjennomsnittsprøfil mister noe av denne variasjonen. Det er viktig å huske at varmelasten må dekkes også i disse timene, og at systemet er dimensjonert deretter.

Når vi lager en regresjonsmodell for varmelasten, som i 6.5 *Temperatur og varmelast* slik som dette forringer vi all kronologi. Den virkelige varmelasten avhenger i stor grad av temperatur, det har vi nå vist. Den avhenger også i stor grad av hvordan systemet var i timene før og timene etter. Utslag på grunn av denne dynamikken kan vi ikke gjenskape i en slik regresjonsmodell i utgangspunktet.

Dessuten beskriver det potensialet for et betydelig temperatur- og varmelastavvik fra den årlige gjennomsnittsprøfilen i kortere perioder. Dersom årsprøfilen sier at en ukes gjennomsnittstemperatur er 10 C°, er det enkelt å tenke seg at temperaturen kan være 5 eller 15 C° i flere av ukens timer. Da vil varmelasten endre seg, og tilgjengelig kapasitet for kraftproduksjon vil endre seg.

I kraftmarkedsmodellene kan tilgjengelig kraftkapasitet fra et CHP-anlegg modelleres som en funksjon av varmelasten. Dersom en årlig prøfil for varmelast er gitt, tar ikke nødvendigvis kraftmarkedsmodellen høyde for temperaturendringer på kortere sikt. I 7. *Korreksjon av temperaturavhengig CHP* skal vi presentere en metode for å fange opp dette.

6.7 Kraftproduksjon

I dette avsnittet skal vi se på hvordan vi konkret går fra temperatur, via varmelast, til kraftproduksjon.

Av Figur 24 og Figur 25 i henholdsvis 6.2 *Avtapningsenhet* og 6.3 *Mottrykksenhet* ser vi at kraftproduksjon, P_{el} langs mottrykkslinjen, er en funksjon av varmelasten, P_{heat} , og gitt ved linjen «b»:

$$P_{el} = cP_{heat} + d \quad (6.4)$$

Her er P_{heat} lik $f_1(T)$, avhengig av temperaturen, T , slik at:

$$P_{el} = cf_1(T) + d \quad (6.5)$$

I eksempelet er det antatt at $c = 1$ og $d = 0$. Dette gir en enkel sammenheng i at $P_{el} = f_1(T)$, men i prinsippet vil c og d kunne ha andre verdier. Sammenhengen mellom P_{el} og temperaturen T er vist i Figur 31 under.

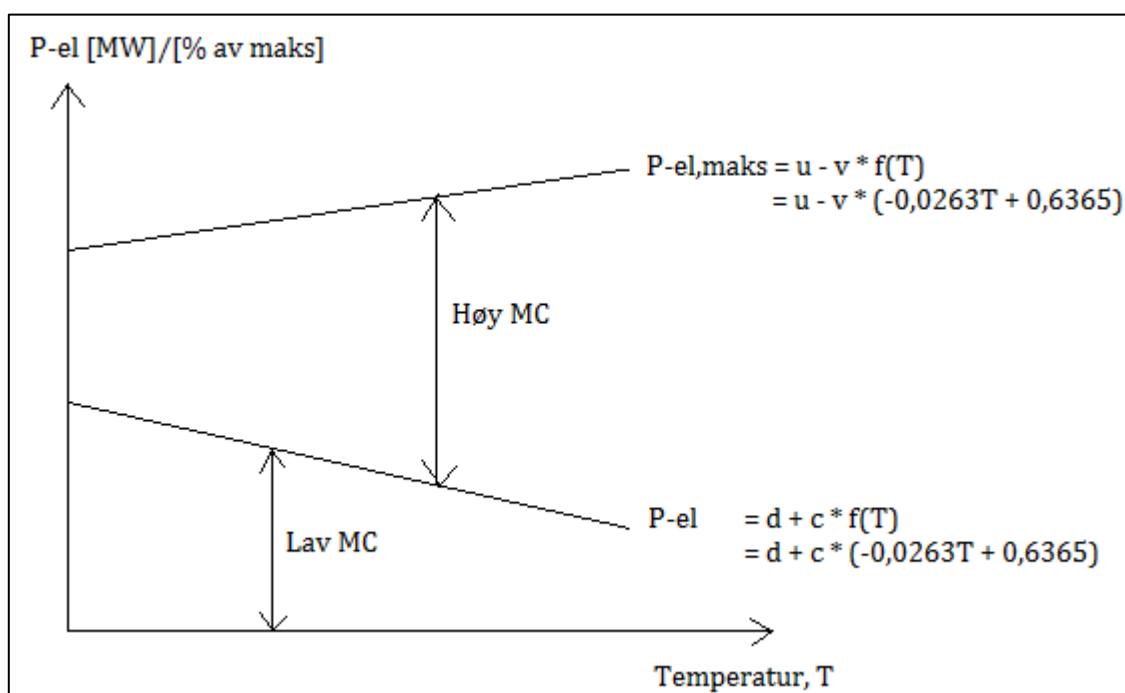
Vi vet at avtapningsanleggene kan produsere mer kraft utover det som da blir gitt tilgjengelig som en direkte følge av varmeproduksjonen. Linjen «a» i Figur 24 gir oss $P_{el,maks}$, som er gitt ved:

$$P_{el,maks} = u - v * P_{heat} = u - v * f_1(T) \quad (6.6)$$

Tallene u og v bør spesifiseres for hvert CHP-anlegg. Her er u lik $P_{el,maks}$ når $f_1(T) = 0$, og i Figur 24 tilfeldigvis satt til 120 MW. I samme figur er $v = 0,2$. Dette er også en tilfeldig valgt verdi, men kan relateres til faktisk data for Avedøreverket som kan finnes i Vedlegg 1.

Slik vi har definert $f_1(T)$ er det faktisk en umulighet at den blir null. Derfor blir det noe selvmotsigende å påstå at u er lik $P_{el,maks}$ for $f_1(T) = 0$, siden dette faktisk ikke kan skje rent matematisk. Vi kan derimot si noe forenklet at u er lik $P_{el,maks}$ når enheten ikke er i stand til å produsere varme eller at varmeproduksjonen fra enheten på annet vis er slått av

På bakgrunn av dette kan vi plote en figur som viser sammenhengen mellom P_{el} , $P_{el,maks}$ og temperaturen T :



Figur 31: Prinsippet om P_{el} som funksjon av temperatur

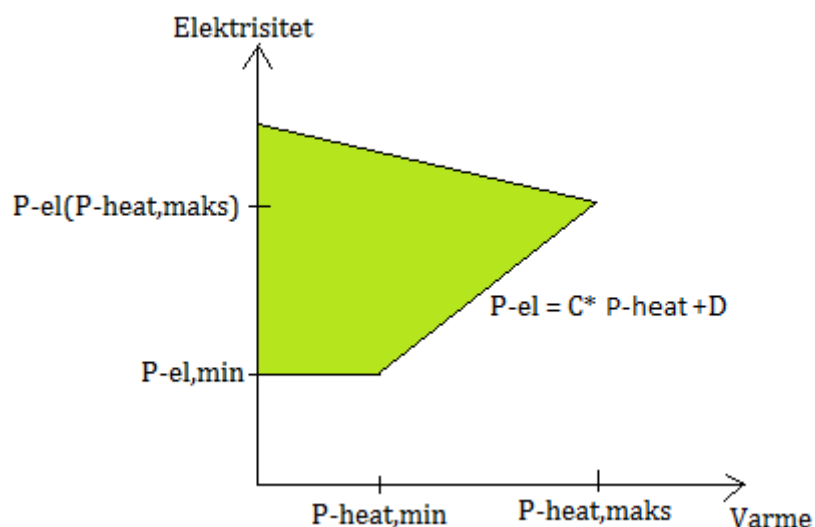
Det er også slik at et kraftverk vil ha et minimumsnivå for produksjon når det er i drift. Det vil si at uavhengig av verdiene for c og d , vil $P_{el} = cP_{heat} + d$ bare være definert for området hvor

$$P_{el,min} \leq P_{el} \leq P_{el}(P_{heat,maks}) \quad (6.7)$$

og

$$P_{heat,min} \leq P_{heat} \leq P_{heat,maks} \quad (6.8)$$

Her er $P_{el,min}$ og $P_{heat,min}$ ofte oppgitt som en prosentvis andel av installert kapasitet, typisk omkring eller i underkant av 50 %. Sammenhengen vises i Figur 32. Dette gjelder også for mottrykksanlegg.



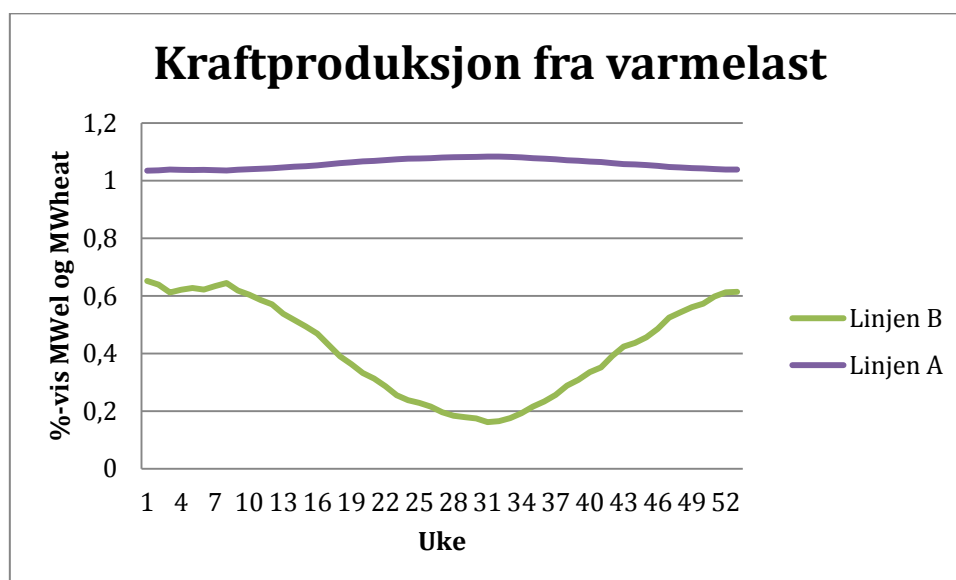
Figur 32: Forklaring av minimum produksjon og P_{el}

Siden sammenhengen mellom P_{heat} og temperaturen T er negativt korrelert oppstår det et potensiale for forvirring når P_{el} plottes mot de to. Stigningstallene i plottet av P_{el} mot temperaturen T får motsatt fortegn når P_{el} plottes mot P_{heat} .

Parameter	Verdi
c	1
d	0
u	1,1
v	0,1

Vi benytter varmelastprofilen beregnet for Malmø til å beregne en profil for tilgjengelig kapasitet for kraftproduksjon med noen antagelser om verdiene av c , d , u og v i $[b = cT + d]$ og $[a = u - vT]$ som vist i tabellen ved siden. Vi ønsker å se på varme- og påfølgende kraftprofil som andeler av maksimal varme og el-effekt. Nå er parameteren c først og fremst relevant når vi ser på ratioen MW_{el} til MW_{heat} , ikke når vi ser på andel av installert effekt for varme og elektrisk kraft.

Vi får da årsprofiler for verdiene av a og b som vist i Figur 33:



Figur 33: Kraftproduksjon fra varmelast

I Figur 33 ser vi hvordan A varierer etter ukens gjennomsnittstemperatur. Tilgjengelig kapasitet for kondensdrift, A, for avtapningsanlegg er mindre i kaldere perioder. I tillegg ser vi at B, som er tilgjengelig kraftproduksjon fra mottryksdelen av både mottryksanlegg og avtapningsanlegg, følger varmelasten tett, noe som var forventet. Så er det viktig å huske at kondensdelen av anlegget skal ha tilgjengelig den kapasiteten som ligger mellom B og A.

Dersom årsprofilen sier at ukens temperatur er 10 C° kan det godt være slik at temperaturen er henholdsvis 9-11-8-12-10 C° fra mandag til fredag. Da burde markedsmodellen ta høyde for dette og justere tilgjengelig kapasitet for kraftproduksjon fra CHP i henhold til temperaturen som gjelder for den dagen. I neste delkapittel skal vi diskutere og konkretisere delene av denne problematikken som er mest relevant i forhold til Samkjøringsmodellen.

6.8 Eksisterende modellering

I dette avsnittet skal vi diskutere hvordan modellering av CHP er gjort i Samkjøringsmodellen og eventuelle problemer med denne. Vi ser på Samkjøringsmodellen siden ønsket om forbedret modellering av CHP er størst her. Dessuten er det en utbredt modell, brukt av flere norske aktører på kraftmarkedet, slik at diskusjonen er relevant for flere [24].

Kraft fra CHP er modellert etter en fast årlig profil for kraftproduksjon [24]. Man har spesifisert et antall GWh anlegget kan levere over et helt år. Deretter benytter man en årsprofil for å spre disse GWh utover hver uke, som vist i Figur 33. Deretter er det prisen som avgjør om CHP-anleggene faktisk produserer. I tillegg benyttes en effektprofil for å spre GWh/uke utover prisavsnittene i denne uka. Denne årsprofilen og effektprofilen endrer seg ikke etter hvilket år som simuleres.

Uten at det vites sikkert kan det antas at årsprofilene for CHP som ligger til grunn i Samkjøringsmodellen per nå er basert på en lignende analyse som den vi har foretatt i dette kapitlet. Resultatet er uansett det samme. Som vist i 6.6 *Årlige profiler* kan vi finne en profil som viser varmelasten hver uke, basert på gjennomsnittstemperaturen for den samme uken. Deretter har vi vist at en kan konstruere en profil for kapasitet for kraftproduksjon i 6.7.

Alle anlegg modellert som CHP-anlegg i Samkjøringsmodellen har en slik profil. Inntil videre skal vi anta at disse profilene, i seg selv, representerer anleggene på en korrekt måte.

En viktig del av Samkjøringsmodellen er simuleringsdelen. Den kommer etter strategidelen, hvor vannverdiberegningene blant annet foregår [24]. Her simulerer man systemet i flere scenarioer på bakgrunn av historiske data for vær og tilsig tilbake til 1931. Som nevnt er profilene for kraftproduksjon fra CHP like fra år til år. Temperaturseriene er derimot ikke like fra år til år. De er særegne for hvert år som skal simuleres. Dermed har vi en kraftproduksjon fra CHP som ikke stemmer overens med den faktiske utendørstemperaturen i simuleringen. Dette er et potensielt problem, og en ønsker å kunne endre kraftproduksjonen fra CHP som en funksjon av den faktiske temperaturen.

Det er spesielt allokering av produksjon til lav og høy marginalkostnad og de totale systemkostnadene som kan avvike veldig fra et scenario med uavhengig CHP-produksjon og et hvor CHP-produksjonen er korrigert etter temperaturen i det gjeldende scenet.

SINTEF har utviklet en slik funksjon. Den tar inn blant annet temperaturen i simuleringen og korrigerer kraftproduksjonen fra den årlige profilen i henhold til den gjeldende temperaturen i scenarioet. I 7. *Korreksjon av temperaturavhengig CHP* skal vi se mer på denne funksjonen.

7. Korleksjon av temperaturavhengig CHP

Samkjøringsmodellen er en av kraftmarkedsmodellene Statnett benytter i sine analyser. SINTEF har utviklet en funksjon i Samkjøringsmodellen for behandling av temperaturavhengig kraftvarme. Vi har tidligere sett at CHP-anleggs kraftproduksjonskapasitet til en gitt marginalkostnad er temperaturavhengig, men dette er ikke implementert fullgodt i Samkjøringsmodellen.

Funksjonen er basert på et forhold mellom utendørs temperatur, varmelasten og hvordan varmelasten bestemmer hvor stor kapasitet som er tilgjengelig for kraftproduksjon og til hvilken pris. Både endringer for avtapnings- og mottrykksanlegg kan modelleres gjennom denne funksjonen.

SINTEFs funksjon tar da utgangspunkt i å modellere et avtapnings-CHP-anlegg som to vanlige termiske anlegg med forskjellig marginalkostnad som har en tilgjengelig kapasitet bestemt av temperatur og varmelast. Mottrykksanlegget kan modelleres som et vanlig termisk kraftverk hvor tilgjengelig kapasitet bestemmes av sammenhengen mellom temperatur, varmelast og kraftproduksjon.

7.1 Funksjonen

Funksjonen SINTEF har laget bestemmer altså hvilken kapasitet som skal være tilgjengelig for kraftproduksjon til gitt marginalkostnad basert på opprinnelig produksjon og temperaturavvik fra midlere temperatur. I denne seksjonen skal vi se hvordan denne kapasiteten beregnes. Ligning 7.1-7.3 viser funksjonen.

M_{ny}	= ukens kapasitet etter korleksjonen	[MW]
M_{oppr}	= ukens opprinnelige kapasitet	[MW]
M_{maks}	= maksimal tillatt kapasitet	[MW]
K_{CHP}	= gradient for temperaturavhengighet angitt av bruker	[-]
T_{reg}	= aktuell temperatur (fra en temperaturserie)	[°C]
T_{maks}	= øvre temperatur (skranke) som gir korleksjon av kapasiteten	[°C]
T_{min}	= nedre temperatur (skranke) som gir korleksjon av kapasiteten	[°C]
T_{chp}	= temperatur som legges til grunn for korleksjonen	[°C]
T_{mid}	= gjennomsnittstemperatur (normaltemperatur) for uken	[°C]

$$\begin{aligned} T_{CHP} &= T_{reg} & \text{hvis } T_{min} \leq T_{reg} \leq T_{maks} \\ T_{CHP} &= T_{min} & \text{hvis } T_{reg} < T_{min} \\ T_{CHP} &= T_{maks} & \text{hvis } T_{reg} > T_{maks} \end{aligned} \quad (7.1)$$

$$M_{ny} = M_{oppr} \cdot \left(1 + \frac{K_{CHP} \cdot (T_{chp} - T_{mid})}{100} \right) \quad (7.2)$$

$$0 \leq M_{ny} \leq M_{maks} \quad (7.3)$$

Funksjonen skal forklares fullverdig i dette kapittelet. Inntil videre nøyer vi oss med en grunnleggende beskrivelse. Hver uke har gitt en M_{oppr} , K_{CHP} og T_{mid} . T_{min} og T_{maks} er gitt for hver CHP-enhet. Disse parameterne er uavhengige av scenarioet som simuleres. Hvert scenario har en T_{reg} for hvert tidssteg. På bakgrunn av (7.1) beregnes T_{chp} som er den temperaturen M_{oppr} skal

korrigeres for. (7.2) gir oss ukens nye kapasitet M_{ny} , som benyttes under simuleringen. Parameteren K_{CHP} angir hvor stort utslag korreksjonen skal gi.

Alle nødvendige data angis i et Excel-ark eller hentes fra arkiv/database. Selve implementeringen av funksjonen beskrives nærmere i 8. *Modellering av CHP i EMPS – 4 prisområder*.

Generelt forventer vi mer varmeproduksjon ved lavere temperaturer. Derfor forventer vi mer kraftproduksjon til lav marginalkostnad i mottrykksdrift når temperaturen er lavere. Da forventer vi mindre kraftproduksjon fra kondensdrift. Det motsatte er tilfelle når temperaturen er høy.

I de følgende delkapitlene skal vi gå gjennom eksempelberegninger for å beskrive funksjonen i litt mer dybde enn det vi har gjort innledningsvis.

7.2 Eksempel på korreksjon

I dette eksempelet skal vi vise hvordan funksjonen gir utslag i kraftproduksjonskapasiteten for et avtappings- og et mottrykksanlegg. I Tabell 3 vises konstantene og temperaturserien for denne uken. Beregningen av konstantene gjennomgås i hovedsak **etter** eksempelet.

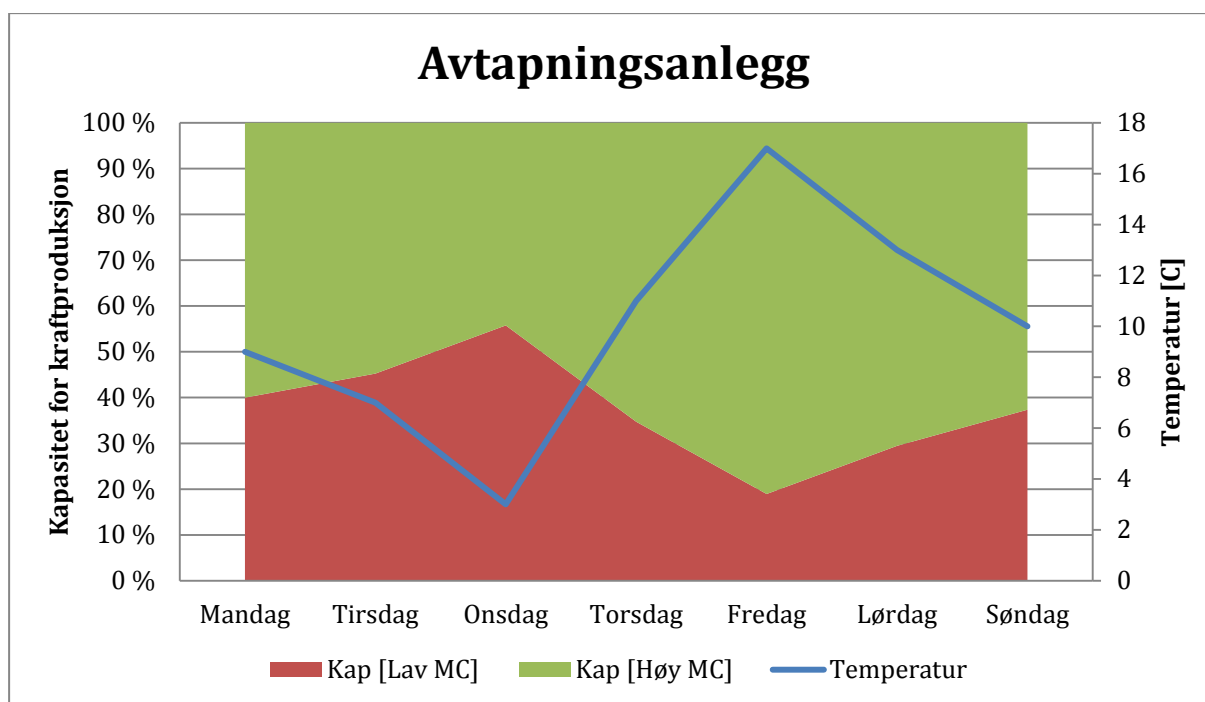
Tabell 3: Konstanter og temperaturserie for eksempeluke

Data uke			Dagtemperatur	[C°]
T_{mid}	10	°C	Mandag	9
$M_{oppr, lav MC}$	37,35	%	Tirsdag	7
$M_{oppr, høy MC}$	62,65	%	Onsdag	3
M_{maks}	100	%	Torsdag	11
T_{maks}	20	°C	Fredag	17
T_{min}	-10	°C	Lørdag	13
K_{CHP}	-7,04	%/°C		

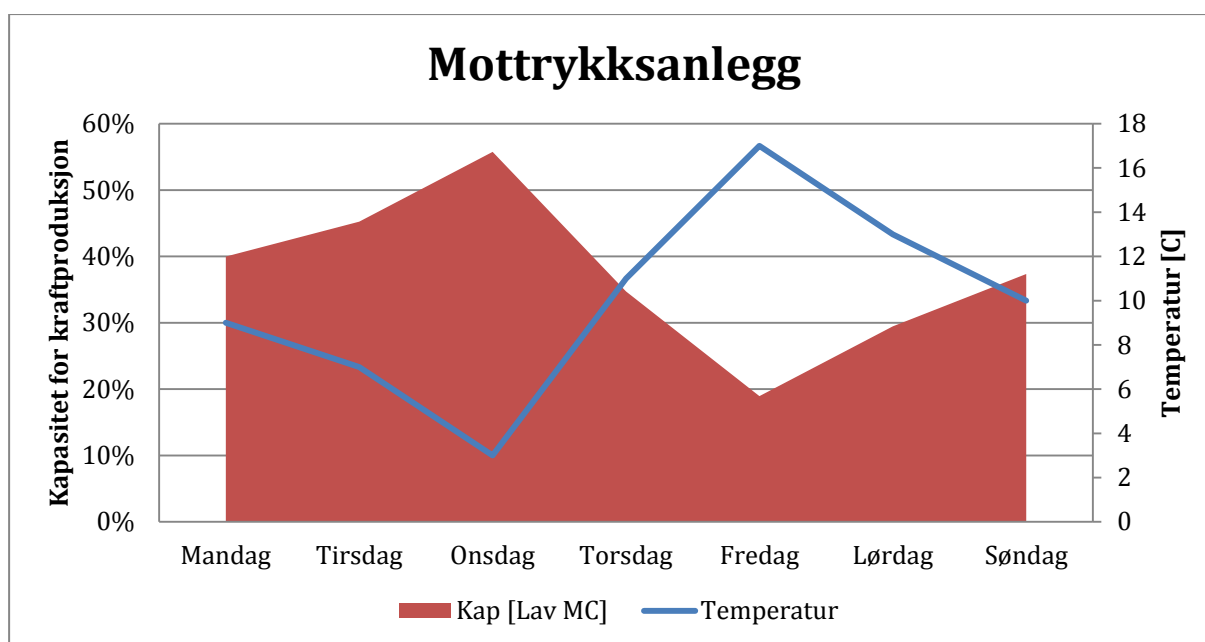
I dette eksempelet ser vi på en uke med middel-temperatur lik 10 °C. Vi benytter funksjonen $f(x)$ (beregnet i 6.5 *Temperatur og varmelast*) til å beregne ukens opprinnelige varmelast. I dette eksempelet antar vi at forholdet mellom varmelast og tilgjengelig kapasitet for kraftproduksjon er 1:1 for både avtappings- og mottrykksanlegget. Derfor er $M_{oppr, lav MC}$ gitt av

$$f(10) = (-0,0263 * 10 + 0,6365) * 100 \% = 37,35 \%$$

For enkelhets skyld antar vi her at avtappingsanleggets linje a (6.7) er konstant og lik 100 %. Dette betyr at $M_{oppr, høy MC}$ er lik 62,65 % Altså er anleggets maksimale kraftproduksjon ikke avhengig av varmelasten og konstant lik 100 %. Med dette datagrunnlaget kan vi plote funksjonen for M_{ny} for mandag til søndag for begge anleggene. Dette er vist i Figur 34 og Figur 35.



Figur 34: Eksempel tilgjengelig kapasitet avtapningsanlegg



Figur 35: Eksempel tilgjengelig kapasitet mottrykksanlegg

7.3 Beregning av input

7.3.1 Ukens middeltemperatur

Ukens middeltemperatur finnes i en årlig profil som inneholder dette tallet for hver uke. Gjennomsnittstemperaturen for hver uke i Figur 29 fra 6.6 *Årlige profiler* er et eksempel på en slik profil.

7.3.2 Opprinnelig kapasitet, M_{opp}

Hver uke har en middeltemperatur. Vi benytter ligningen for $f(T)$:

$$f(T) = \begin{cases} 0,90 & \text{for } T < -10 \\ -0,0263T + 0,6365 & \text{for } -10 < T < 20 \\ 0,10 & \text{for } T > 20 \end{cases} \quad (7.4)$$

For å beregne M_{oppr} setter vi $T = \text{ukens middeltemperatur}$. Denne blir da M_{oppr} for mottrykksdelen av avtapningsanlegget, $M_{\text{oppr, lav MC}}$. For enkelhetsskyld sier vi at $M_{\text{oppr, høy MC}}$ for kondensdelen blir $1 - M_{\text{oppr, lav MC}} = 100 \% - 37,35 \% = 62,65 \%$.

7.3.3 Temperatur til grunnlag for korreksjon, T_{chp} .

Modellen tar inn en dataserie med temperatur for hvert tidssteg. Så fremt denne temperaturen er innenfor temperaturskrankene T_{maks} og T_{min} , blir det den gjeldende temperaturen som ligger til grunnlag for korreksjon. Dette er gitt i forutsetningene for funksjonen. Dersom temperaturen er utenfor disse skrankene endres ikke kapasiteten utover skrankens verdi. Dette vises av ligningssettet under. T_{reg} er temperaturen som gjelder for tidssteget gitt fra en dataserie.

$$\begin{aligned} T_{\text{CHP}} &= T_{\text{reg}} & \text{hvis } T_{\text{min}} \leq T_{\text{reg}} \leq T_{\text{min}} \\ T_{\text{CHP}} &= T_{\text{min}} & \text{hvis } T_{\text{reg}} < T_{\text{min}} \\ T_{\text{CHP}} &= T_{\text{maks}} & \text{hvis } T_{\text{reg}} > T_{\text{maks}} \end{aligned} \quad (7.1)$$

7.3.4 Temperaturskrankene T_{maks} og T_{min}

Disse temperaturskrankene angir for hvilke ytterpunkter funksjonen skal endre kapasitet. I dette tilfellet har vi beskrevet disse skrankene godt i vår funksjon for $f(T)$, slik at $T_{\text{maks}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ og $T_{\text{min}} = -10 \text{ }^\circ\text{C}$.

7.3.5 Koeffisienten K_{chp}

Koeffisienten K_{chp} forteller hvor mange prosent tilgjengelig kraftkapasitet endres per $1 \text{ }^\circ\text{C}$ endring i temperatur. Vi har allerede beskrevet denne sammenhengen med (7.4) for det aktuelle temperaturområdet -10 til $20 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$f(T) = -0,0263T + 0,6365$$

Vi kan sette denne sammenhengen inn i (7.2):

$$M_{\text{ny}} = M_{\text{oppr}} * \left(1 + \frac{K_{\text{CHP}} \cdot (T_{\text{chp}} - T_{\text{mid}})}{100} \right)$$

Vi har at

$$M_{\text{ny}} = f(T_{\text{chp}}) \quad (7.5)$$

$$M_{\text{oppr}} = f(T_{\text{mid}}) \quad (7.6)$$

Dette gir oss at

$$f(T_{\text{chp}}) = f(T_{\text{mid}}) * \left(1 + \frac{K_{\text{CHP}} \cdot (T_{\text{chp}} - T_{\text{mid}})}{100} \right) \quad (7.7)$$

Denne ligningen kan løses med hensyn på K_{chp} slik at

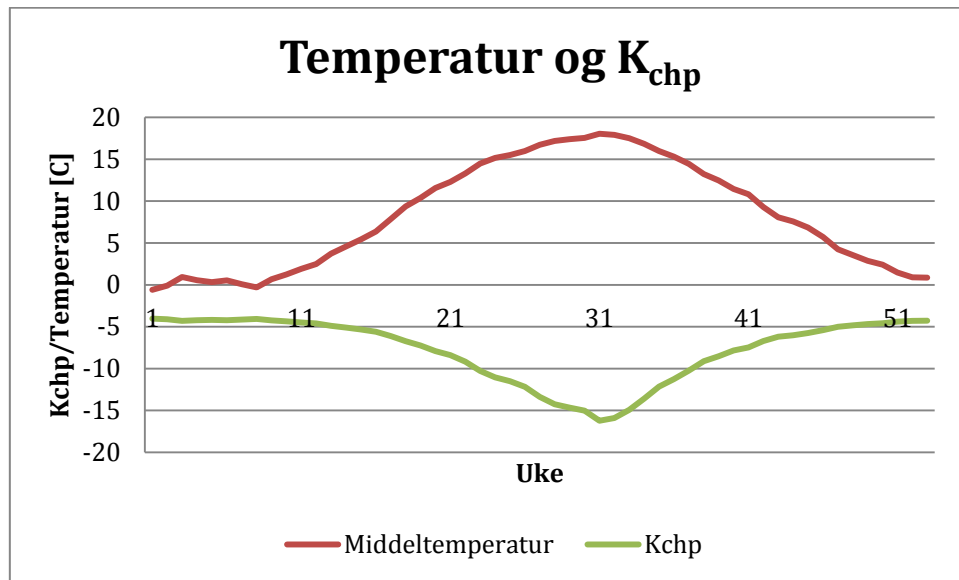
$$K_{\text{CHP}} = \frac{2,63}{T_{\text{mid}} * 0,0263 - 0,6365} \quad (7.8)$$

Og

$$K_{CHP}(10) = \frac{2,63}{10 * 0,0263 - 0,6365} = -7,04$$

I dette tilfellet.

Siden vi har antatt at $f(T)$ er en konstant sammenheng over alle årets uker må K_{chp} endres over året. Den får da en årlig profil basert på profilen for ukenes middeltemperatur, gitt av (7.8). Figur 36 viser årlig profil for K_{chp} som varierer over året:



Figur 36: Sammenheng temperatur og beregnet K_{chp}

K_{chp} er også parameteren som tillater modellering av avtapningsanlegg i denne funksjonen. Ved å endre fortegn på K_{chp} kan vi si om mer eller mindre kapasitet skal gjøres tilgjengelig på bakgrunn av temperaturforskjellen. Husk, dersom temperaturen går ned, skal mer kapasitet gjøres tilgjengelig til mottrykksdrift og mindre skal være tilgjengelig for kondensdrift.

Derfor er det avgjørende for en akseptabel modellering av CHP hvor funksjonen skal brukes at det benyttes en serie for K_{chp} som gir fornuftige resultater. Dette forklares nærmere i 8. *Modellering av CHP i EMPS – 4 prisområder.*

8. Modellering av CHP i EMPS – 4 prisområder

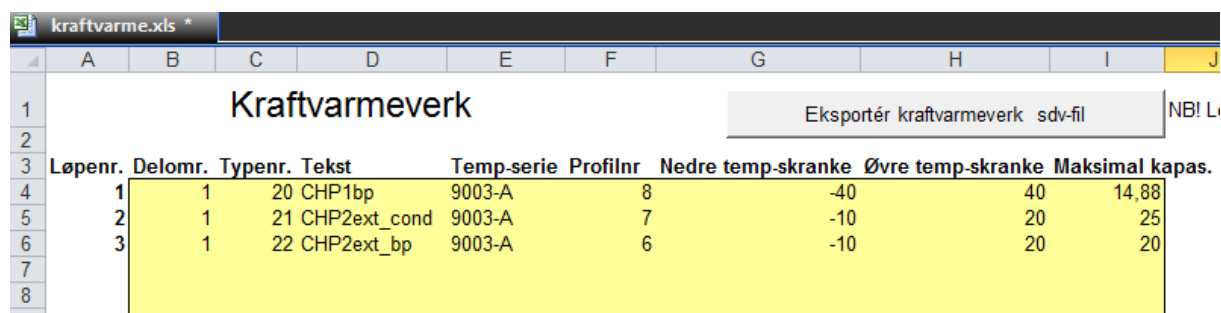
I dette kapittelet skal vi implementere modelleringen av to CHP-enheter i en liten 4-områders kraftmarkedsmodell som er basert på Samkjøringsmodellen. Modellen består av områdene West, Central, North og East, og vi skal implementere begge anleggene i område West. Dette er et mer eller mindre tilfeldig valg.

I første omgang er det interessant å se om vi kan observere at CHP-anleggene responderer på årsprofilen for kraftproduksjon vi har lagt inn og deretter om en kan se om SINTEFs funksjon for korrigering endrer disse resultatene på noen måte. Målet med denne implementeringen er ikke å gjengi to fullstendig realistiske CHP-anlegg, men å illustrere noen enkle eksempler.

8.1 Implementering

Forsøksvis skal vi implementere to CHP-enheter, en mottrykks- og en avtapningsenhet.

For å kunne gjøre dette må vi først opprette tre CHP-enheter i modellen, en for mottrykkenheten og to for avtapningsanlegget, en del for mottrykksdrift og en for kondensdrift. Vi gjør det to steder. Først i selve modellen og deretter må vi opprette filer som funksjonen tar inn for å linke anleggene vi legger inn i modellen til funksjonaliteten. Disse filene opprettes ved hjelp av en Excel-bok bestående av to ark utarbeidet av SINTEF. Vi skal nå se på de to Excel-arkene.



Løpenr.	Delomr.	Typenr.	Tekst	Temp-serie	Profilnr	Nedre temp-skranke	Øvre temp-skranke	Maksimal kapas.
1	1	20	CHP1bp	9003-A	8	-40	40	14,88
2	1	21	CHP2ext_cond	9003-A	7	-10	20	25
3	1	22	CHP2ext_bp	9003-A	6	-10	20	20

Figur 37: Excel-ark for oppretting av CHP-anlegg, kraftvarmeverk

I Excel-arket «Kraftvarmeverk» (Figur 37) legger en inn anleggene, og tilegner de hver sin temperaturserie, profilnummer for K_{chp} -profil, nedre- og øvre temperaturskranke og maksimal kapasitet. Her ser vi at avtapningsanlegget er lagt inn som to forskjellige enheter CHP2ext_cond og CHP2ext_bp. De har også blitt tildelt forskjellige K_{chp} -profiler, henholdsvis 7 og 6.

I Figur 38 ser vi Excel-arket for oppretting av kraftvarmeprofiler, K_{chp} -profiler. Profilene er angitt ved et nummer som profilnavn og kan ha forskjellig verdi hver uke. Vi ser at profilene 7 og 6 har forskjellig fortegn. Dette er fordi profilene skal gjenspeile henholdsvis kondens- og mottrykksdelen av et avtapningsanlegg.

kraftvarme.xls *									
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Kraftvarmeprofiler					Eksporter kraftvarmeprofil sdv-fil		NB! Les brukerveiled	
2									
3	UkelProfilnavn	1	2	3	4	5	6	7	8
4	1	1	5	1	2	3	5	-5	-50
5	2	2	4	1	2	3	5	-5	-50
6	3	3	3	1	2	3	5	-5	-50
7	4	4	2	1	2	3	5	-5	-50
8	5	1	1	1	2	3	5	-5	-50
9	6	2	0	1	2	3	5	-5	-50

Figur 38: Excel-ark for oppretting av K_{chp} -profiler, kraftvarmeprofiler

De samme anleggene legges inn i selve modellen ved hjelp av programmet *enmdat* som vist i Figur 39. I *enmdat* tildeles anleggene sin årlige totale produksjon, årsprofil for ukentlig produksjon, marginalkostnad og effektprofil.

```

Preferansefunksjon. Tilfeldig kraft, varmekraft og rasjonering.
-----
Gi typenr. * R- Rasj. F- Flomk. * SL- Slett * P-
H.Prizr. * CR- Uthopp * ..... : ??

Oversikt over innleste prisavhengige krafttyper
-----
Type : Kate- : Navn      :Eg: Type : Kate- : Navn      :Eg:
-nr : gori :      :et: -nr : gori :      :et:
1 : Salg : Boiler : : 21 : Kjref : CHP2ext_cond : :
10 : Kjref : Nuclear : : 22 : Kjref : CHP2ext_bp : :
11 : Uarme : GT : : 70 : Gjenk : Rationing : :
20 : Kjref : CHP1bp : : 101 : Gjenk : Rationing_2 : :

```

Figur 39: CHP-anleggene som lagt inn i *Enmdat*

8.2 Spesifisering av anleggene

Når vi skal implementere anleggene er det viktig å være presis på hva som faktisk blir implementert.

For de to mottrykksenheterne, typenummer 20 og 22 skal vi benytte kraftprofilen vi beregnet i 6.7. For avtapningsdelen gjør vi en forenkling, og sier at enheten totalt kan benytte 100 % av installert effekt, og at dette er uavhengig av varmelasten. I praksis har vi funnet at $M_{el, maks}$ er noe mindre ved høy varmelast. Dette ignorerer vi nå. Dermed er kraftprofilen for avtapningsdelen lik 100 % minus verdien i kraftprofilen til mottrykksdelen.

Vi benytter profilen for K_{chp} beregnet i 7.3.5 *Koeffisienten K_{chp}* med positivt fortegn for mottrykksenheterne og negativt fortegn for kondensenheten.

I tillegg har vi følgende tabell med driftsdata:

Tabell 4: Driftsdata for CHP-anlegg ved implementering

Enhet	Marginalkostnad [€cent/kWh]	Total energi [GWh]	Maks kapasitet [MW]	Min temperatur [C°]	Maks temperatur [C°]
CHP1_bp	0,5	100	20	-10	20
CHP2ext_cond	2,0	100	50	-10	20
CHP2ext_bp	0,5	100	50	-10	20

Total energi tilgjengelig og maksimum kapasitet er valgt på bakgrunn av et forslag til realistisk brukstid. For CHP1_bp blir brukstiden 5000 timer. For de to andre blir brukstiden 2000 timer, til sammen 4000 timer. Minimum og maksimum temperatur er de temperaturskrankene vi fant realistiske i 6.5 *Temperatur og varmelast*.

Marginalkostnadene er delvis valgt på grunnlag av de beregningene vi gjorde i 6.4 *Marginalkostnader*, hvor vi viste at marginalkostnaden for mottrykksdrift kan være betydelig lavere enn ved kondensdrift, og at prisen i område West stort sett ligger i området 1,5 til 3,0 €cent/kWh. Dette skal vi for øvrig se nærmere på i resultatene av disse simuleringene.

Vi kjører da modellen for to tilfeller:

- En hvor K_{chp} er satt til 0 for alle uker for alle enhetene. Dette betyr at funksjonen er der, men den korrigerer ikke kraftproduksjonen, den gir kun maksimal kapasitet.
- En hvor vi benytter en profil for K_{chp} for alle enhetene hvor K_{chp} endres hver uke i henhold til det som ble beregnet i 7.3.5 *Koeffisienten K_{chp}* . Dette betyr at funksjonen korrigerer kraftproduksjonen for en temperatur gitt i scenarioet.

I det første tilfellet er det, som nevnt i innledningen av dette kapittelet, interessant å se om vi får vist at kraftproduksjonen følger profilen vi beregnet på bakgrunn av gjennomsnittstemperaturen i Malmø. Altså forventer vi mer produksjon fra kondensenheten på sommeren enn på vinteren. Vi forventer høyere produksjon fra mottrykksenhetene vinterstid.

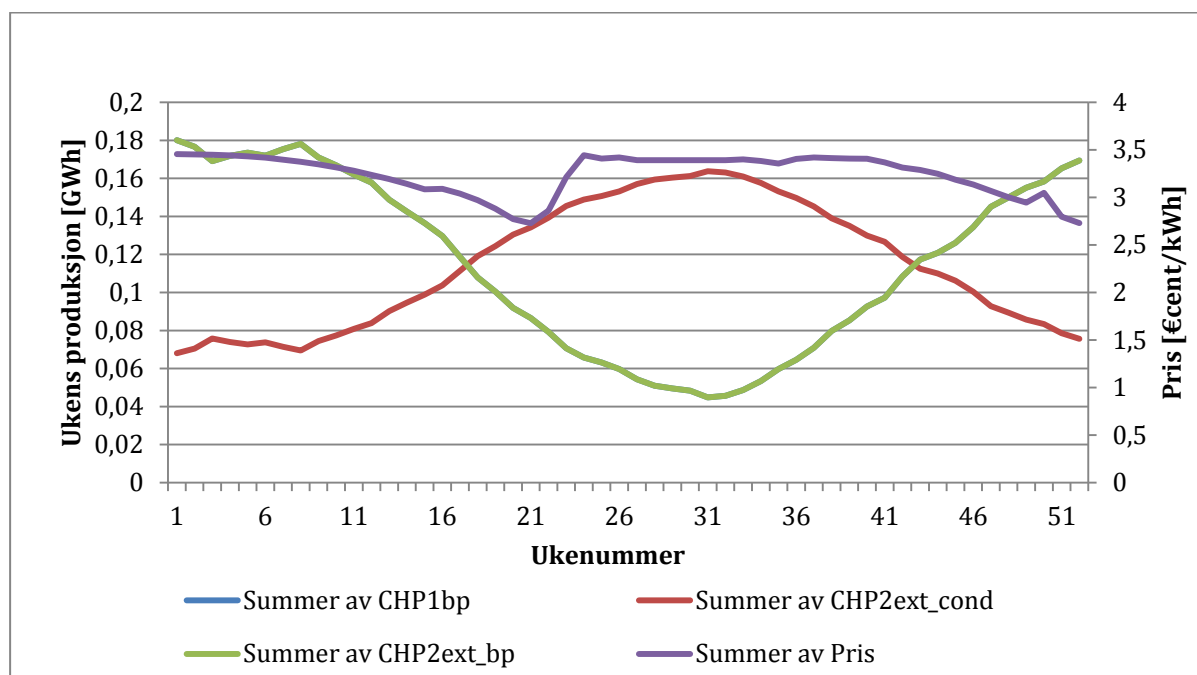
I det andre tilfellet er det interessant å se om funksjonen korrigerer produksjonen slik vi ønsker. For å se om dette skjer må vi gå inn i hvert enkelt scenario (år) og se om temperaturen avviker betydelig fra gjennomsnittstemperaturen kraftprofilene er basert på. Hvis vi kan finne et år hvor temperaturene avviker betydelig kan vi undersøke om funksjonen gjør som vi ønsker. Dersom temperaturen er lavere enn gjennomsnittstemperaturen forventer vi mer kraftproduksjon fra mottrykksenhetene og mindre fra kondensenheten. Det motsatte forventes dersom temperaturen er høyere.

8.3 Resultater

I denne delen skal vi gå gjennom resultatene fra simuleringene for å se om forventningene vi hadde på forhånd ble innfridd. Først var det interessant å se om vi fikk implementert en tilnærmet realistisk kraftproduksjonsprofil for hvert av anleggene.

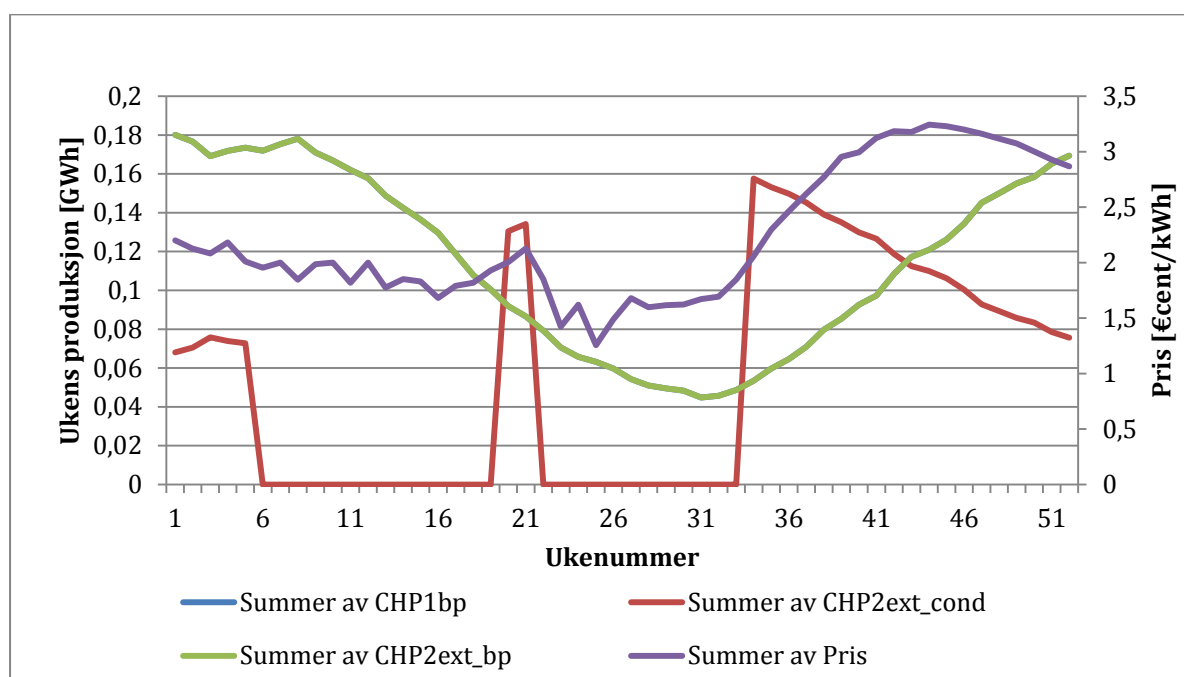
Av Figur 40 ser vi kraftproduksjon fra hver av enhetene i scenarioet 1931, prisavsnitt 1. I dette scenarioet er prisen i markedet alltid over marginalkostnaden til enhetene, derfor produserer de hver uke. Vi ser også at CHP1bp og CHP2ext_bp opereres identisk dette året (den blå grafen

ligger bak den grønne). Det eneste som skiller modelleringen av disse to enhetene er forskjellig maksimal kapasitet [MW_e]. Implementeringen av kraftprofilene for hver enhet er altså vellykket, da vi kan se at alle enhetene følger det forventede produksjonsnivået.



Figur 40: Ukentlig produksjon uten bruk av funksjon for korrigering, scenario 1931, prisavsnitt 1.

I Figur 41 ser vi at prisen i område West er generelt noe lavere i scenario 1939 kontra scenario 1931 for samme prisavsnitt. For 1939 kommer den under 2 €cent/kWh, noe som betyr at den er lavere enn marginalkostnaden til CHP2_ext_cond. Vi ser at CHP2_ext_cond ikke produserer de ukene.



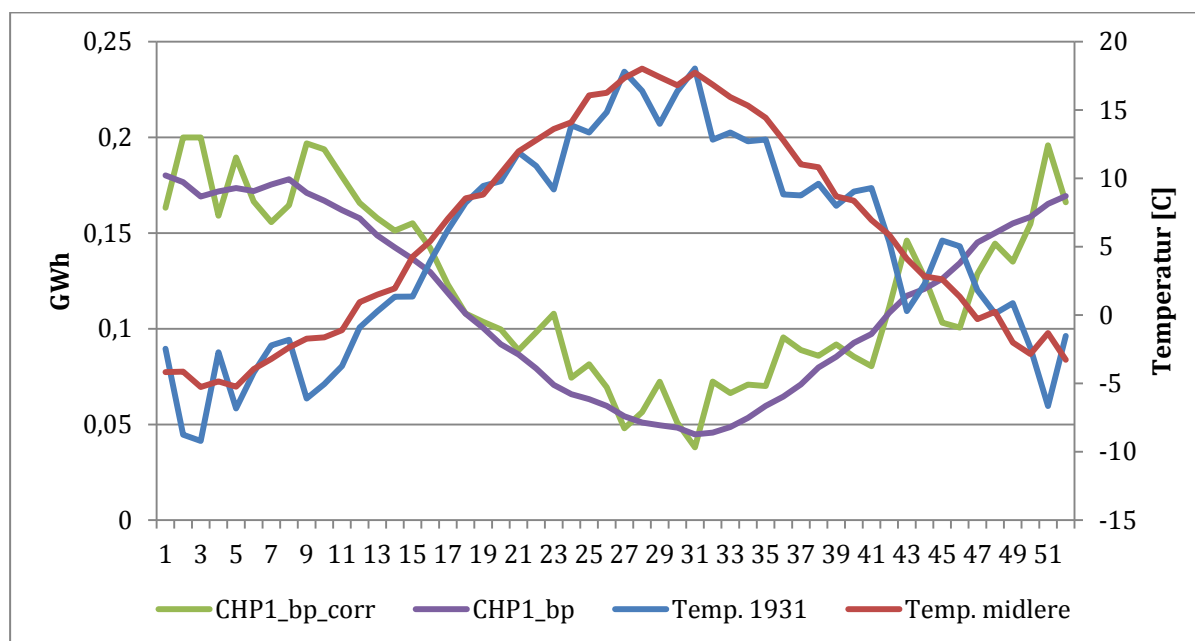
Figur 41: Ukentlig produksjon uten bruk av funksjon for korrigering, scenario 1939, prisavsnitt 1.

Vi har altså sett at kraftprofilene kunne implementeres både for avtapnings- og mottrykksenheter, og at enhetene produserer dersom prisen i markedet er over marginalkostnaden deres.

Videre i denne gjennomgangen er det interessant å se om SINTEFs funksjon for korrigering av kraftproduksjon kunne implementeres med suksess. Her gjentas det at den årlige kraftproduksjonsprofilen var gitt enhetene på bakgrunn av en temperaturserie som ikke kom fra modellen.

Når funksjonen skal gå inn i modellen å korrigere punkter i kraftproduksjonsprofilen gitt utenfra kan den kun benytte temperaturserier som finnes i modellen til å beregne T_{mid} og T_{CHP} . Den beregner da T_{mid} for hver uke som gjennomsnittet av temperaturserien 9003-A, som inneholder data fra 1931 til 2004, for den aktuelle uka. Deretter benytter den temperaturen for den aktuelle uka for det aktuelle scenarioet (for eksempel 1939) som T_{CHP} .

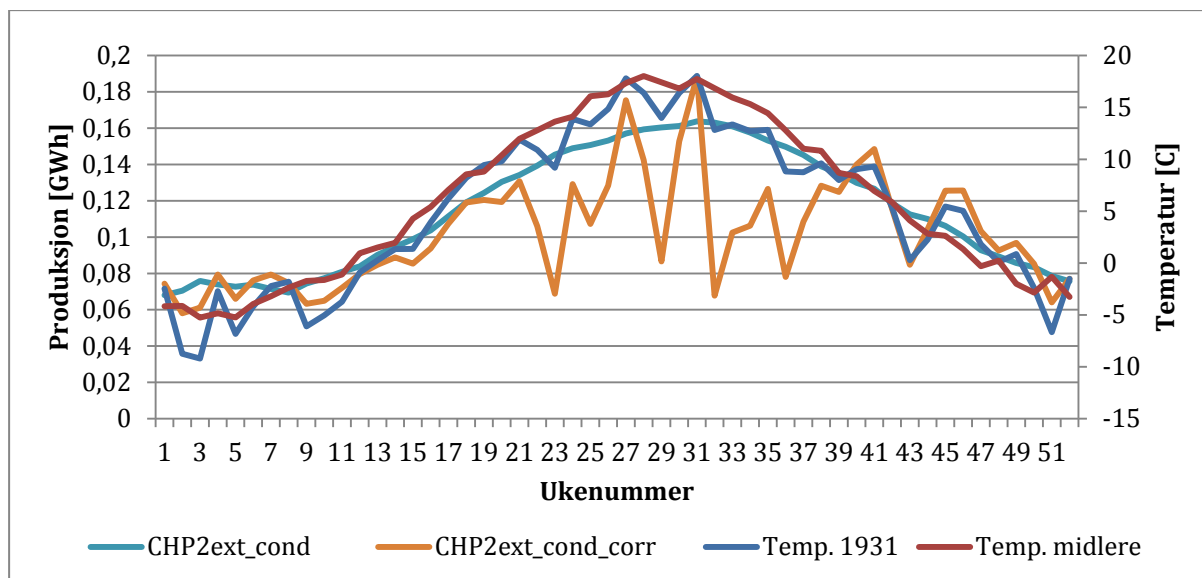
Figur 42 viser hvordan funksjonen korrigerer kraftproduksjonen på grunn av avvik fra midlere temperatur. CHP1_bp er kraftprofilen uten korreksjon, mens CHP1_bp_corr er kraftprofilen med korreksjon av funksjonen beskrevet i 7. *Korreksjon av temperaturavhengig CHP*. Vi ser når temperaturen er under midlere i ukene 9 til 13 korrigerer funksjonen kraftproduksjonen fra denne mottrykksenheten opp.



Figur 42: Produksjon med og uten korreksjon for avvik fra midlere temperatur, scenario 1931, prisavsnitt 1.

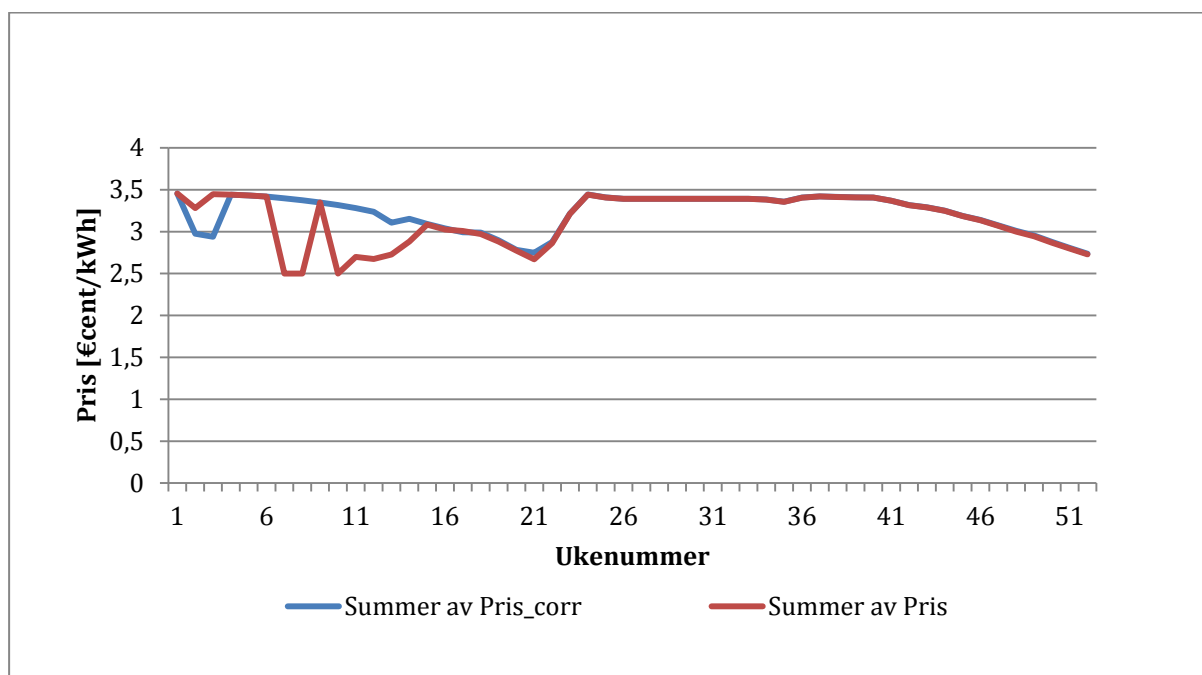
Av Figur 43 ser vi at også produksjonen fra kondensenheten korrigeres når temperaturen avviker fra midlere. Vi ser at kapasiteten justeres ned dersom temperaturen ligger under midlere. Dette stemmer med forventningene vi hadde på forhånd.

Vi ser at korreksjonene som gjøres for kondensenheten på sommeren er relativt store i forhold til de som gjøres på vinteren og korreksjonene for mottrykksenheter. Dette kommer av at K_{CHP} som bestemmer hvor mye produksjonen skal endre seg er større om sommeren. Profilen benyttet for K_{CHP} er tilpasset mottrykksdrift, og gir denne potensielt sett uønskede effekten for kondensdrift. Derfor burde det vært lagt inn en ny profil for K_{CHP} for kondensdrift.



Figur 43: Kondensdrift med og uten korreksjon fra temperaturavvik fra midlere, scenario 1931, prisavsnitt 1.

I Figur 44 ser vi at korreksjon av kraftproduksjon fra CHP-enhetene hadde betydninger for prisen i prisavsnitt 3 noen uker for scenario 1931. Isolert sett gir ikke denne figuren noen videre innsikt i hvordan funksjonen for korreksjon eventuelt kan bidra til å gi mer realistiske resultater ved simuleringer av Samkjøringsmodellen, annet enn at vi ser at det kan ha en effekt på prisnivået



Figur 44: Priser, scenario 1931, prisavsnitt 3.

Fra disse resultatene kan vi trekke tre konklusjoner:

- CHP-enhetene fulgte lastprofilen dersom marginalprisen var under markedsprisen

- Funksjonen for korrigering av lastprofil fungerte for mottrykks- og kondens-enhetene. Vi tar spesielt med oss at profilen for K_{CHP} bør endres for kondensenheten for å unngå så store og muligens ikke realistiske korreksjoner sommerstid.
- Korreksjoner i lastprofilen til CHP-anleggene kan påvirke markedsprisen i modellen

9. Videre arbeid

Dette er en gjennomgang av hva som burde undersøkes nærmere, utbedres eller gjøres i det videre arbeidet på temaet modellering av CHP. Dette er elementer som blant annet kan være interessante å jobbe med i forbindelse med en masteroppgave på temaet.

9.1 Korrigere varmelast for vind

Vind kan akselerere nedkjølingen av bygningsmassen og slik øke etterspørselen etter varme. Det er usikkert hvor stor påvirkning vind har på varmelasten i Danmark. Derfor er det en mulighet for at denne virkningen er svært viktig når en skal beregne varmelasten.

I denne oppgaven er det ikke tatt høyde for denne faktoren i beregningen av varmelasten. Dersom vinddata ikke er å oppdrive kunne en se for seg å benytte data for vindkraftproduksjon for å estimere vindhastigheten.

9.2 Variabiliteten i varmelast

I denne oppgaven er forholdet mellom temperatur og varmelast kun representert ved en delvis lineær regresjonsmodell. Dette kan bli en relativt ensformig og «glatt» tilnærming til problemet. Med denne fremgangen får en ikke se systemet reagere på ekstreme situasjoner i modellen.

Hvordan kunne en se for seg å skape denne variabiliteten? I *Vedlegg 2: Varmelast og temperatur* kan en se at målingene av varmelasten for en gitt temperatur kan se ut til å ligge tilnærmet standard normalfordelt rundt regresjonslinjen. En kunne tenke seg å legge til en stokastisk faktor $\beta\alpha(\sigma)$ hvor β er et konstant antall kW, α er kvantilfunksjonen til normalfordelingen og σ er et tilfeldig generert tall. Dette ville gitt et tall kW normalfordelt rundt regresjonslinjen slik at

$$f_1(x) = \begin{cases} 0,90 + \beta\alpha(\sigma) & \text{for } x < -10 \\ -0,0263x + 0,6365 + \beta\alpha(\sigma) & \text{for } -10 < x < 20 \\ 0,10 + \beta\alpha(\sigma) & \text{for } x > 20 \end{cases}$$
$$0 < f_1(x) < 1$$

Slik kunne varmelasten vært gitt litt mer tilfeldig. Dermed kunne en observert systemet i de mer ekstreme tilfellene.

Kronologien i målingene for temperatur og varmelast forsvinner når en beregner regresjonen som vist i 6.5 *Temperatur og varmelast*.

9.3 Analysere driftsdata

9.3.1 Sentrale CHP-anlegg

Dataen som ligger til grunn for analyser av varmelast og drift av CHP i denne oppgaven er basert på data for desentrale anlegg. Data for sentrale anlegg er potensielt sett svært viktig, da denne driften kan avvike fra drift av desentrale anlegg. For denne oppgaven var det ikke mulig å oppdrive den type data for sentrale anlegg.

9.3.2 Detaljert analyse av desentrale anlegg

Som vist i 5. *Detaljerte CHP-anlegg* kan CHP-anlegg ha flere forskjellige driftsmuligheter. Dette er basert på hvilke enheter for kraft-, varme- eller samproduksjon av kraft og varme anlegget har tilgjengelig og enhetenes driftsdata. I tillegg kan anleggene disponere flere forskjellige brenslere som igjen gir forskjellige marginalkostnader. I denne oppgaven er analysen av varmelast gitt temperatur noe forenklet da det ikke er vurdert hvilke enheter som leverer varme til enhver tid, men total varmeeffekt levert.

Generelt anses analysene foretatt for denne oppgaven som tilstrekkelige for å illustrere de aspektene som her trekkes frem. For en mer overordnet og generell beskrivelse, velegnet for modellering, burde analyse av mer data ideelt sett ligge til grunn.

9.4 Marginalkostnader

Det har vist seg å være vanskelig å beregne eller finne marginalkostnader for de forskjellige driftstilstandene for CHP-enhetene på en tilfredsstillende måte. Derfor har forenklinger og antakelser vært nødvendige for modelleringen av drift av CHP. Spesielt antakelsene om total og elektrisk/termisk effektivitet er usikre og vanskelige å begrunne godt nok.

Det er også en utfordring å finne en korrekt metode for å beregne marginalkostnaden. I denne oppgaven har vi diskutert to muligheter:

- Summere alle variable kostnader som marginalkostnaden for elektrisk kraft og bruke en antagelse om total effektivitet ved forskjellige driftstilstander
- Summere alle variable kostnader og trekke fra alternativkostnaden av å levere varmen for å finne marginalkostnaden for elektrisk kraft.

I denne oppgaven brukte vi den første metoden for å beregne marginalkostnaden for el i forskjellige driftssituasjoner.

Avvikene fra reelle marginalkostnader er derfor usikre og kan være betydelige.

9.5 Implementering

I denne delen av oppgaven ble det ikke tid til å teste utstrakt bruk av SINTEFs funksjon for korrigering av kapasitet for kraftproduksjon i Samkjøringsmodellen. De foreløpige resultatene er ikke tilstrekkelige for å si noe sikkert om hvorvidt modelleringen av CHP er forbedret eller ikke.

Det kan i det videre arbeidet være nyttig å bruke SINTEFs funksjon for korrigering på et større datasett i Samkjøringsmodellen for å se på mer relevante resultater. Slik kan det undersøkes om korrigering av kraftproduksjon fra CHP burde implementeres for datasettene til Statnett. Å

implementere denne funksjonaliteten vil innebære noe ressursbruk, derfor blir det en avveining om hvorvidt det er noe en ønsker å gjøre.

En forenklet implementering, for eksempel med en fast K_{CHP} -profil for alle mottrykks- og kondensenheter, vil redusere ressursbruken, og dermed gjøre implementering enklere å gjennomføre.

9.6 Beregne K_{CHP} for kondensdrift

Som diskutert i 8.3 *Resultater* burde en beregne en egen profil for K_{CHP} for kondensenheten i simuleringen. Dette anses ikke som en spesielt ressurskrevende oppgave, men lot seg ikke omgjøre på det tidspunktet denne problematikken oppsto i denne fasen av arbeidet.

9.7 Elkjeler, varmepumper og akkumulatortanker

I denne oppgaven ble muligheten for å bruke elkjeler og varmepumper til varmeproduksjon behandlet relativt lett, og det ble ikke presentert en metode for å modellere også dette aspektet ved CHP.

Akkumulatortanker er en viktig del av mange CHP-anlegg, og den tillater å koble varme- og el-produksjon fra hverandre til en viss grad. Disse kan ha en viktig betydning for økonomisk optimalisering av et CHP-anlegg. Derfor kan det tenkes at denne muligheten også burde modelleres.

Disse ekstra mulighetene for fleksibilitet for et CHP-anlegg er meget viktige for hvert enkelt anlegg, men betydningen på et aggregert nivå er mer usikker, og burde undersøkes nærmere.

Det er planlagt å jobbe videre med temaet i forbindelse med en masteroppgave ved NTNU våren 2014. Da er det aktuelt å vie mer oppmerksomhet til disse er temaene.

10. Diskusjon

I denne delen skal vi gjennomgå relevante diskusjoner rundt resultatene vi fant fra dataanalyser og modellsimuleringer i kapitlene 5-8.

I kapittel 5 fant vi grunnlaget for antagelser om stigningstallet og total effektivitet for mottrykkslinjen basert på driftsdata for én CHP gassmotor. Å bruke disse resultatene for et generalisert tilfelle kan være farlig, i og med at de kun var basert på data for en motor. De kan brukes som antagelser for å illustrere noe tilnærmet realistisk om CHP-enheter i eksempler. For en større og mer overordnet modellering burde derimot analyser av flere typer og et større antall CHP-enheter ligge til grunn. I denne oppgaven var det ikke mulig å gjennomføre en mer omfattende analyse på grunn av tidsbegrensningen.

I kapittel 6 så vi på en enkel beregning av marginalkostnad. Vi benyttet en metode hvor marginalkostnaden ble lik totale variable kostnader for enheten med en antagelse om forskjellig total effektivitet ved forskjellige driftssituasjoner. En annen metode går på å trekke alternativkostnaden for varmeproduksjon fra totale variable kostnader. Det er ikke sikkert hvilken av disse metodene som gir det mest realistiske eller beste resultatet. I denne oppgaven er beregningene som er gjort tilstrekkelige for å illustrere det vi ønsket. Forholdstallene for marginalkostnadene ble bragt videre til implementeringen i Samkjøringsmodellen i kapittel 8. Der så vi at de marginalkostnadene som ble benyttet illustrerte poenget om at produksjon fra kondensdrift vil stoppe før produksjon fra mottrykkdrift dersom prisen faller.

I kapittel 6 så vi også på sammenhengen mellom temperatur, varmelast og kraftproduksjon. Resultatene for de tre desentrale CHP-anleggene kan benyttes til å vurdere varmelasten gitt en temperatur, men aller helst skulle vi også hatt tilgang på tilsvarende data for større, sentrale anlegg for å representere hele bildet på en god måte. I tillegg burde påvirkningen på varmelast fra vind undersøkes nærmere. Den delvis lineære regresjonsmodellen er sannsynligvis en god tilnærming, og kan benyttes til å beregne varmelasten for desentrale anlegg. Dette avhenger noe av den nevnte potensielle påvirkningen fra vind. Kraftproduksjon som en funksjon av varmelast gitt ligningene for driftsområde er en god tilnærming, men det er et problem for modelleringen at varmelasten kan dekkes på mange forskjellige måter. Det faktum at varmelasten må dekkes er ikke ensbetydende med at den dekkes av CHP-enheter. Behovet for en årlig profil for kraftproduksjon i denne oppgaven ble til en viss grad styrt av gjeldende praksis i Samkjøringsmodellen, men det ses ikke på som et problem foreløpig.

I kapittel 7 så vi på korreksjon av den årlige profilen for kraftproduksjon. Helt intuitivt er det en bedre tilnærming at kraft fra CHP faktisk er styrt av temperaturen gitt i scenariet, og ikke gitt uavhengig av scenario. Funksjonen er i prinsippet enkel, men det er å kalibrere størrelsen av korreksjonen, K_{CHP} , som er utfordringen. Vi så at en årlig profil for K_{CHP} må lages for både mottrykks- og kondensenheter. I denne oppgaven ble samme profil benyttet for begge typene, noe som ga uønskede resultater for kondensenheten i simuleringene presentert i kapittel 8. Dette gjaldt spesielt på sommeren, da K_{CHP} var høyest. En forenkling av tankegangen rundt K_{CHP} kan gjøre implementering av funksjonalitet for korreksjon enklere og mindre ressurskrevende.

I kapittel 8 så vi på resultatene fra simuleringen av en 4-områders modell basert på Samkjøringsmodellen. Implementeringen av profilene for kraftproduksjon fungerte fint for både mottrykksenheter og kondensenheten. Vi så også at prisen noen ganger ble så lav at kondensenheten stoppet produksjonen. Dette er et realistisk resultat, og illustrerte poengene

fint. Vi så også at vi klarte å implementere funksjonen for korrigering av kraft fra CHP, men som sagt, med en problematisk profil for K_{CHP} for kondensenheten, som førte til alt for store korrigeringer på sommers tid. En ny profil for K_{CHP} burde beregnes for kondensenheten. Resultatene fra simuleringene illustrerte teorien fint, og vi klarte å implementere noe som kan anses som realistisk. Resultatene kan ikke si noe om bruk av korrigering av kraftproduksjon gir en bedre modellering totalt sett, men helt intuitivt skal den det.

Som vi har vist i denne oppgaven kan CHP-anlegg være svært forskjellige, og modelleringen av hvert enkelt anlegg kan være svært detaljert. Deler av denne diskusjonen har dreid seg om kvaliteten på estimerer om forhold som påvirker hvert enkelt anlegg. Sammenhengen mellom temperatur, varmelast og kraftproduksjon, ligninger for linjene i driftsområdet for anleggene og denne parameteren K_{CHP} . Behovet for kvalitet i estimatene er helt avhengig av hvor detaljert man skal modellere noe. Dersom en skal modellere et enkelt desentralt CHP-anlegg må estimatene av parameterne være presise og gjelde for det aktuelle anlegget. I vårt tilfelle er det modellering av aggregerte anlegg som er aktuelt. Derfor er det viktig at estimatene for parameterne er representerer det totale systemet på en god måte. I denne oppgaven er estimatene beregnet først og fremst for å illustrere de aspektene vi har diskutert, men for en helhetlig modellering av systemet burde parameterne estimeres på et større og mer generelt datagrunnlag. Det er en utfordring å evaluere hvilket data- og analysegrunnlag som er nødvendig for å gjøre en god overordnet modellering av CHP.

11. Konklusjon

I dette kapittelet skal vi forsøke å dra sammen de store linjene i denne prosjektoppgaven ved å presentere de viktigste konklusjonene vi kan trekke. Rapporten preges av at få konklusjoner kan trekkes i forbindelse med kvantitativ analyse eller teoretisk grunnlag. Derfor henvises leseren til *10. Diskusjon og Sammendrag* for henholdsvis mer interessante funn og en mer fullstendig oversikt over oppgaven.

I denne oppgaven har vi vist at CHP-teknologi vil spille en viktig rolle i fremtidens danske kraftsystem, og at evnen til å tilby systemet fleksibilitet vil bli viktigere. Det fremkommer at CHP-anlegg kan være veldig forskjellige, og at visse generaliseringer og forenklinger er nødvendig i en helhetlig modellering av et slikt system. Det at CHP-anlegg kan være så diversifiserte gir også noen forskjeller i evnen deres til å tilby fleksibilitet.

Vi har vist at varmelasten til et CHP-anlegg kan tilnærmes med en delvis lineær regresjonsmodell som en funksjon av temperatur. Varmelasten ligger så til grunn for kraftproduksjon gitt lineære ligninger for driftsområde vist i et plott av P_{el} mot P_{heat} .

Et problem med eksisterende modellering i Samkjøringsmodellen er at kraftproduksjon fra CHP er lagt inn med en fast årlig profil som ikke varierer med scenariet. Dette betyr at man risikerer å få kraftproduksjon fra CHP som ikke har noe med virkeligheten i scenariet å gjøre. Det følger intuitivt at det beste hadde vært om produksjon fra CHP varierte med den faktiske temperaturen i scenariet.

Vi har vist at en funksjon for korrigering av temperaturavhengig produksjon fra CHP utviklet av SINTEF kan benyttes i Samkjøringsmodellen. Vi har vist at denne funksjonen kan gi de korreksjonene vi ønsker for mottrykks- og kondensdrift.

Oppgaven vil fungere som et begynnende studium av CHP-anlegg, og ligge til grunn for en masteroppgave ved NTNU våren 2014. Den kan også brukes som en introduksjon til noen av de temaene som ligger til grunn for modellering av CHP.

12. Bibliografi

- [1] Dong Energy, «The Avedøreværket CHP Plant».
- [2] Statnett, «Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia,» Oslo, 2013.
- [3] Energistyrelsen, «Energi Statistics 2011,» 2012.
- [4] Statnett, «Kabler til Tyskland og Storbritannia - analyse av samf.øk. nytte ved spothandel,» Oslo, 2012.
- [5] Den Danske Regeringen, «Regeringens klimaplan,» 2013.
- [6] Statnett, «Konsesjonssøknad SK4,» 2009.
- [7] Energistyrelsen, «Store og små værker | Energistyrelsen,» [Internett]. Available: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/forsyning-varme/fjernvarme/store-sma-vaerker>. [Funnet 14 Desember 2013].
- [8] E. Jens Pedersen, Interviewee, *Samtale om CHP i Danmark*. [Intervju]. 15 November 2013.
- [9] Energinet.dk, «Energinet.dks analyseforsætninger 2013-2035,» 2013.
- [10] Xrgia, «Fleksibilitet i fremtidens kraftsystem,» 2011.
- [11] The Danish Government, «Energy Strategy 2050,» 2011.
- [12] Energistyrelsen, «Danmarks Energifremskrivning 2012,» 2012.
- [13] J. Kivilouma, «Managing wind power variability and uncertainty through increased power system flexibility,» 2013.
- [14] S. Jan Bråten, «Kraftoverskudd i 2020,» i *Energidagene 2013*, 2013.
- [15] M. B. Blarke, Interviewee, *E-mail*. [Intervju]. 6 November 2013.
- [16] J. H. Horlock, *Cogeneration - Combined Heat and Power*, Krieger Publishing Company, 1997.
- [17] Energistyrelsen, «Elvarmeforbud | Energistyrelsen,» Energistyrelsen, [Internett]. Available: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/forsyning-varme/regulering/elvarmeforbud>. [Funnet 19 November 2013].
- [18] Energitilsynet, «Vejledning om varmeforsyningslovens prisbestemmelser og Energitilsynets praksis om afvikling af over-/underdækning,» 2009.

- [19] EMD International, «Skagen Varmeværk,» 18 November 2013. [Internett]. Available: <http://www2.emd.dk/plants/skagen/>. [Funnet 18 November 2013].
- [20] EMD International AS, «Hvide Sande Fjernvarmeværk,» [Internett]. Available: <http://www2.emd.dk/plants/hvidesande>. [Funnet 18 Desember 2013].
- [21] Regjeringen, Olje- og Energidepartementet, «3 Om naturgass - regjeringen.no,» 2002-2003. [Internett]. Available: <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/20022003/Stmeld-nr-9-2002-2003-/3.html?id=196518>. [Funnet 17 Desember 2013].
- [22] L. Mauri, Interviewee, *E-mail korrespondanse mellom Karin Løvebrant og Mauri Liimatainen i Fortum*. [Intervju]. 3 Mai 2013.
- [23] I. Wangensteen, Power System Economics - the Nordic Electricity Market, Trondheim: Tapir Academic Press, 2012.
- [24] G. L. Doorman, Course ELK15 - Hydro Power Scheduling, 2012.
- [25] Dong Energy, «Centrale kraftværker,» [Internett]. Available: http://www.dongenergy.com/da/forretningsaktiviteter/generation/aktiviteter/centrale_kraftvaerker/pages/default.aspx. [Funnet Oktober 2013].
- [26] Vattenfall, «Vores kraftvarmeværker,» [Internett]. Available: <http://www.vattenfall.dk/da/vores-kraftvarmevaerker.htm>. [Funnet Oktober 2013].
- [27] Vordingborg Forsyning, «Kraftvarme | Vordingborg forsyning,» [Internett]. Available: <http://www.vordingborgforsyning.dk/kraftvarme>. [Funnet Oktober 2013].
- [28] Østkraft Produktion AS, «Velkommen til Østkraft - Bornholms eget elselskab,» [Internett]. Available: <http://www.oestkraft.dk/xtra/produktion.asp?page=Om%20ØSTKRAFT>. [Funnet Oktober 2013].
- [29] EMD International AS, «Ringkøbing Fjernvarmeværk,» [Internett]. Available: <http://www.emd.dk/plants/rfvv/>. [Funnet 18 Desember 2013].
- [30] Energinet.dk, Technology data for energy plants, 2012.
- [31] Nord Pool Spot, «Nord Pool Spot,» [Internett]. Available: <http://nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Power-System-Overview/Power-System-Map/>. [Funnet 17 Desember 2013].

Vedlegg 1: Oversikt sentrale CHP-anlegg

Energinet.dk klassifiserer til sammen 16 anlegg som såkalte sentrale anlegg. Hvorav 7 befinner seg i DK1, mens de resterende 9 ligger i DK2. Alle andre termiske kraftverk er klassifisert som desentrale anlegg. Denne seksjonen legger et grunnlag for forståelsen av dagens danske kraftsystem. Med unntak av noen få, angitte er alle anleggene av typen avtappingsanlegg.

Sentrale kraftverk i DK1

Navn	Kapasitet (MWe) – kun el	Kapasitet (MWe) - CHP	Kapasitet (MWheat) – CHP	Operatør	Brensel
Enstedværket ⁹ [25]	660 ¹	660 ¹	76 ¹	DONG Energy	Kull, halm og treflis
Esbjergværket [25]	378 ¹	378 ¹	460 ¹	Dong Energy	Kull og olje
Fynsværket [26]	656 ^{1 2}	656 ^{1 2}	965,7 ^{1 2}	Vattenfall	Kull, olje, avfall og halm
Herningværket [25]	89 ¹	89 ¹	174 ¹	Dong Energy	Treflis, pellets og gass
Nordjyllandsværket [26]	635 ^{1 2}	635 ^{1 2}	442 ^{1 2}	Vattenfall	Kull og gass
Skærbækværket [25]	392 ¹	392 ¹	444 ¹	Dong Energy	Gass
Studstrupværket [25]	350 ¹	350 ¹	455 ¹	Dong Energy	Kull, halm og olje

Sentrale kraftverk i DK2

Navn	Kapasitet (MWe) – kun el	Kapasitet (MWe) - CHP	Kapasitet (MWheat) – CHP	Operatør	Brensel
Amagerværket [26]	538 ^{1 2}	538 ^{1 2}	747 ^{1 2}	Hofor	Kull, halm- og trepellets
Asnæsværket [25]	1057 ¹	1057 ¹	742 ³	Dong Energy	Kull og olje
Avedøre 1 ⁴ [25]	250	215	330	Dong Energy	Kull
Avedøre 2 med gassturbiner ⁴ [25]	575	495	575	Dong Energy	Halm, gass, olje trepellets
H. C. Ørstedsværket [25]	192,3 ¹	192,3 ¹	885 ⁵	Dong Energy	Gass, olje
Kyndbyværket ⁶ [25]	670	670	0	Dong Energy	Lettolje og gass
Masnedøværket ⁸ [27]	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Vordingborg forsyning	Halm og treflis
Stignæsværket ^{8 9} [25]	409 ¹	409 ¹	2 ¹	Dong Energy	Kull og olje
Svanemølleværket ⁸ [25]	81 ¹	81 ¹	705 ⁷	Dong Energy	Gass, lettolje
Østkraft ⁸ [28]	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Østkraft produktion A/S	Kull, olje

1. Oppgitt som netto maksimal produksjon uten spesifikasjon om dette er under CHP-drift.

2. Totalt for alle verkets tilknyttede produksjonsblokker.

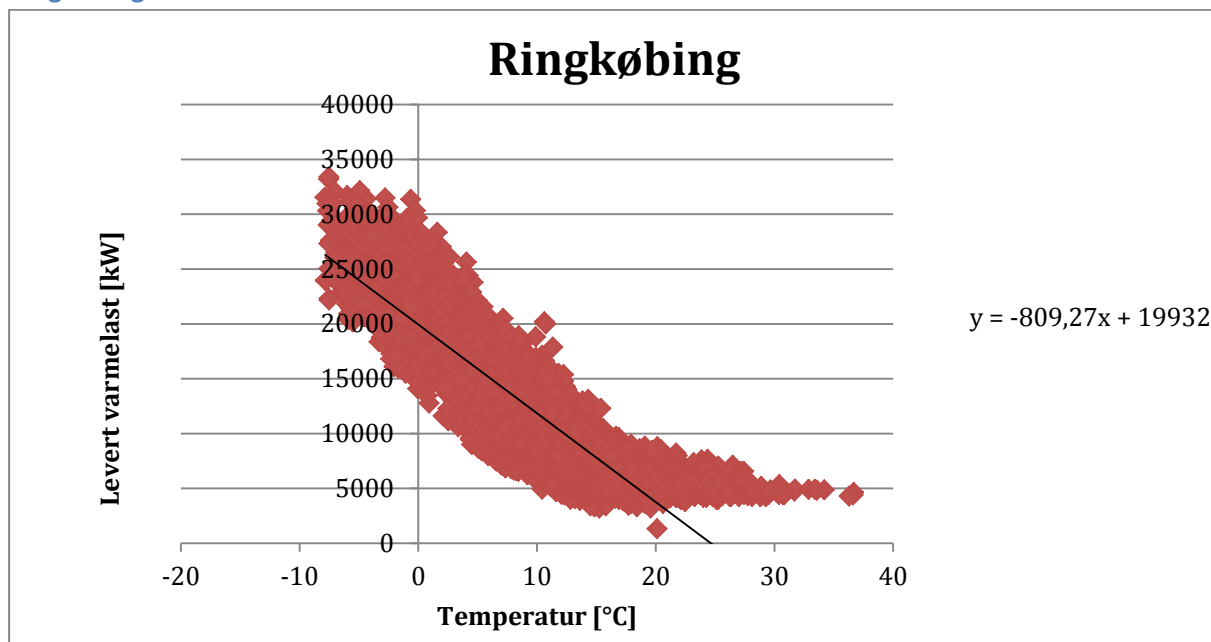
3. 250 MJ/s fjernvarme, 492 MJ/s til industrielle varmeprosesser.

4. Avedøreværket ble oppdelt i to blokker på grunn av godt datagrunnlag. Data oppgitt for Avedøre 2 med og uten gassturbiner, tatt med for å være konsekvent gjennom tabellen.
5. Blok 7 står for 224 MJ/s damp og 182 MJ/s vann til fjernvarme, Sektion 1-2 står for 255 MJ/s damp og 130 MJ/s vann til fjernvarme, Blok 8 er uten kraftproduksjon og står for 88 MJ/s damp og 6 MJ/s til fjernvarme.
6. Kraftverk for topplastproduksjon, ingen CHP.
7. Av varmen leveres 355 MJ/s som vann og 350 MJ/s som damp.
8. Ikke mulig for forfatteren å definere avtapning eller mottrykk basert på foreliggende dokumentasjon
9. Stoppet. Klar til oppstart på 6 måneders varsel.

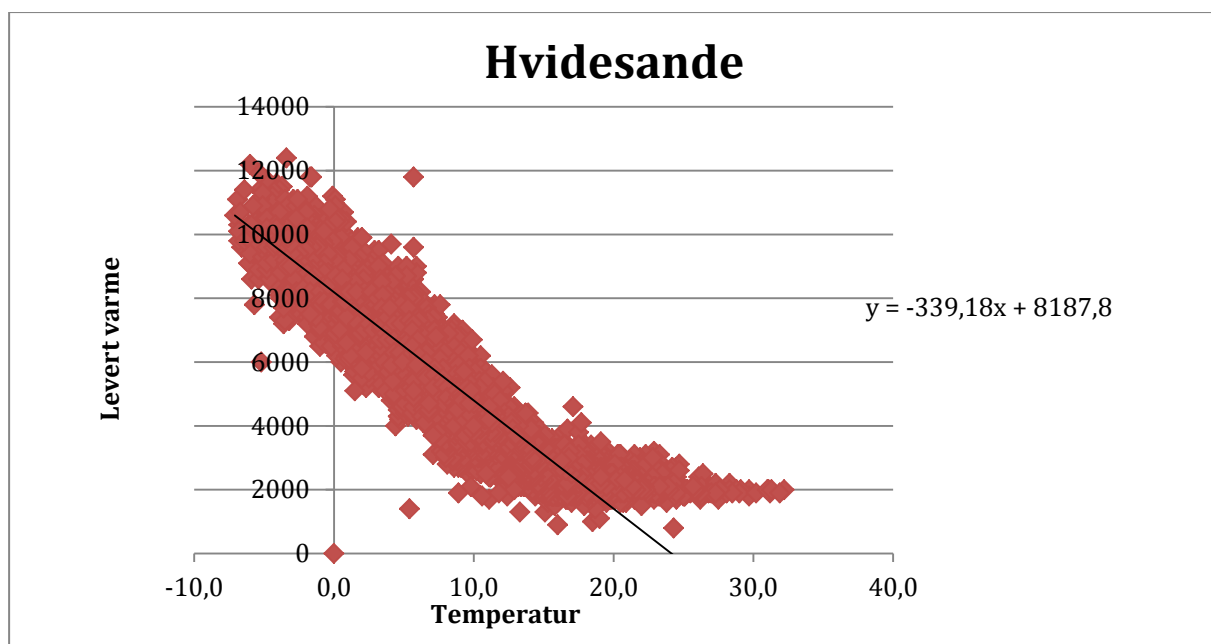
Vedlegg 2: Varmelast og temperatur, plott.

Varmelast [kW] mot temperatur [°C]

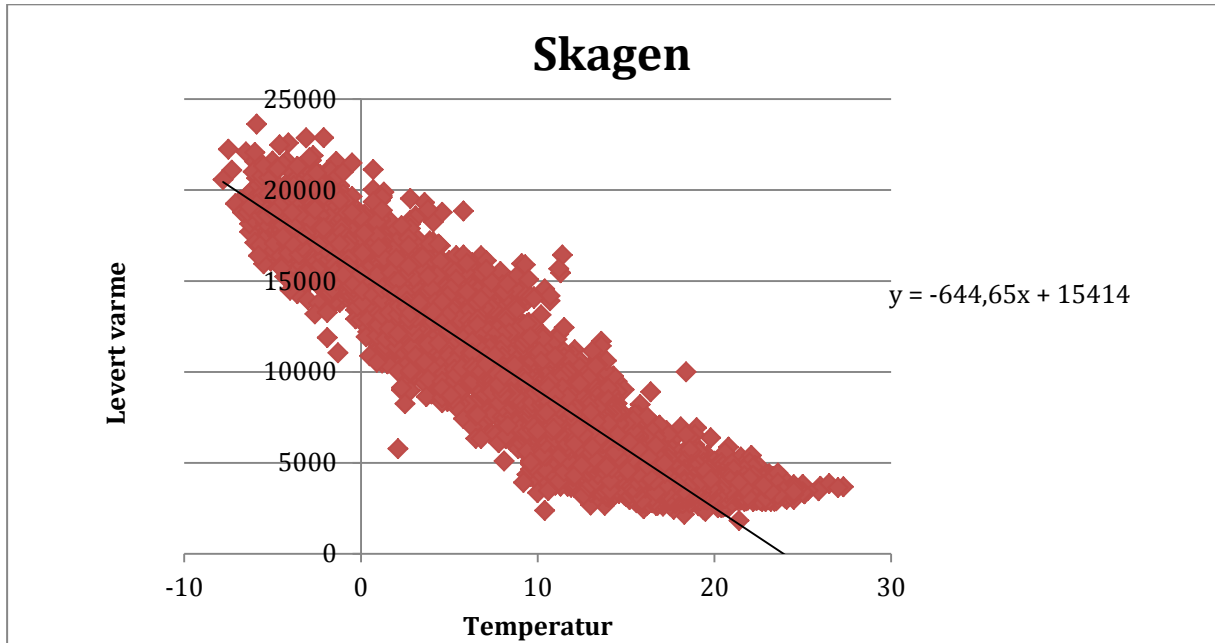
Ringkøbing



Hvide Sande

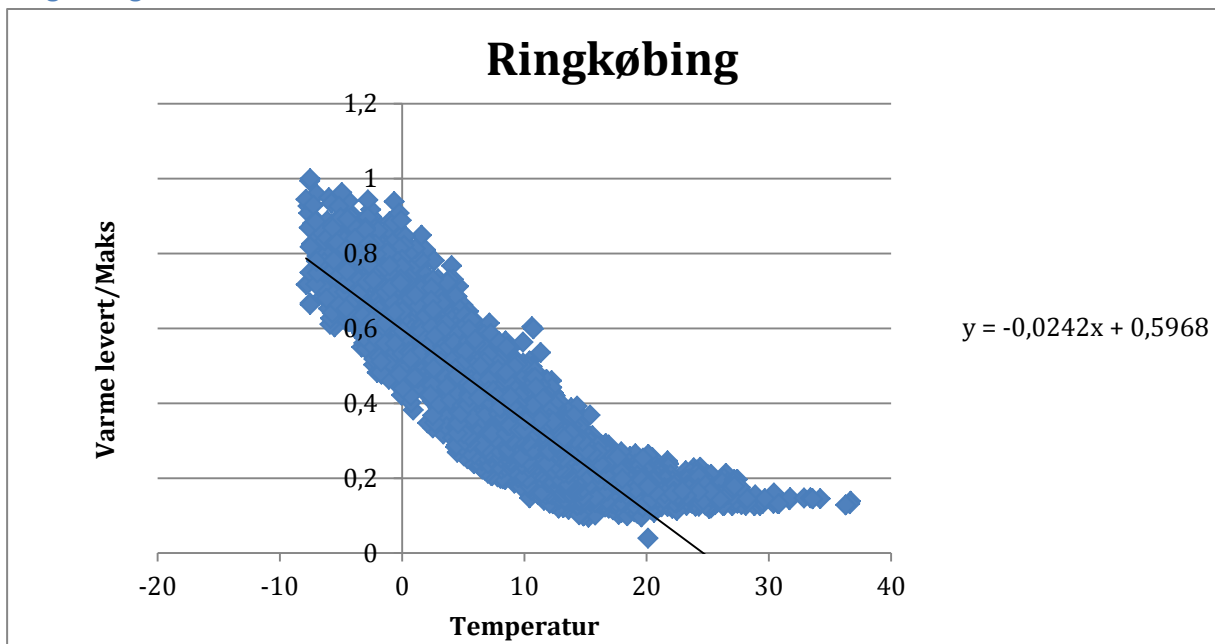


Skagen

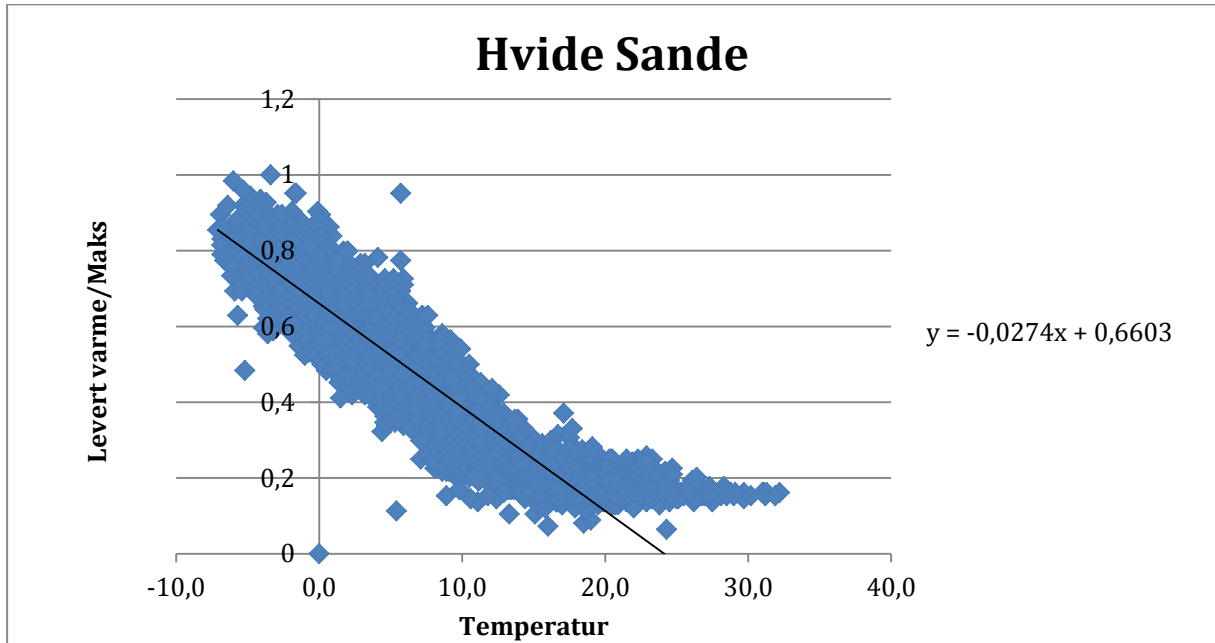


Andel [%] av maksimal varmelast mot temperatur

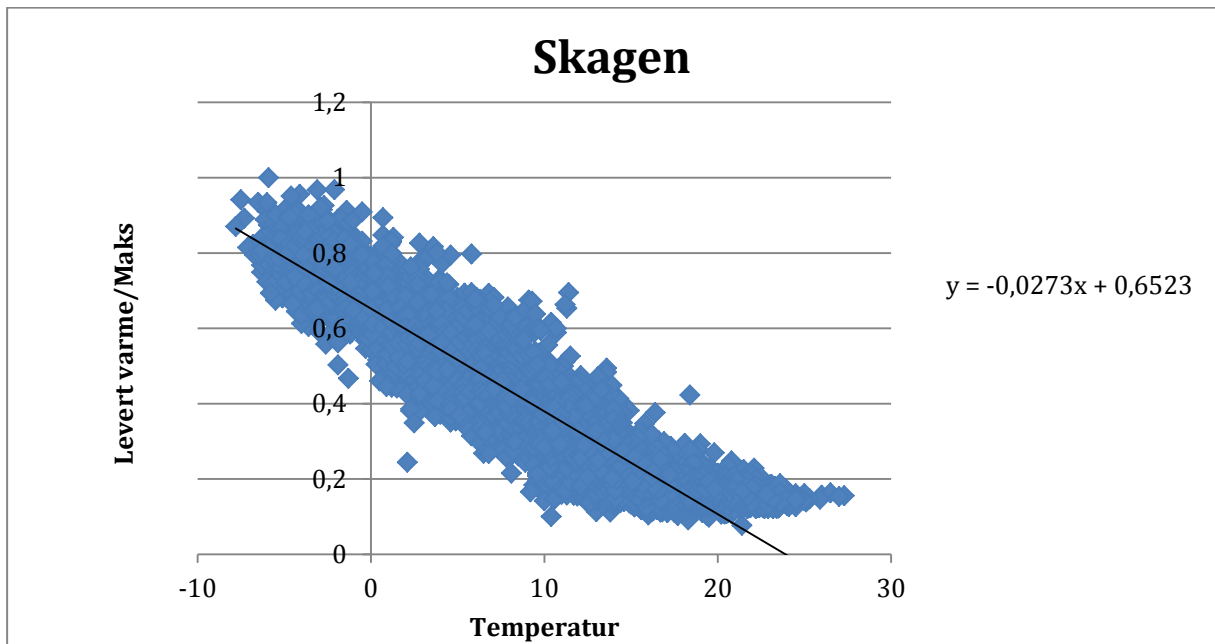
Ringkøbing



Hvide Sande



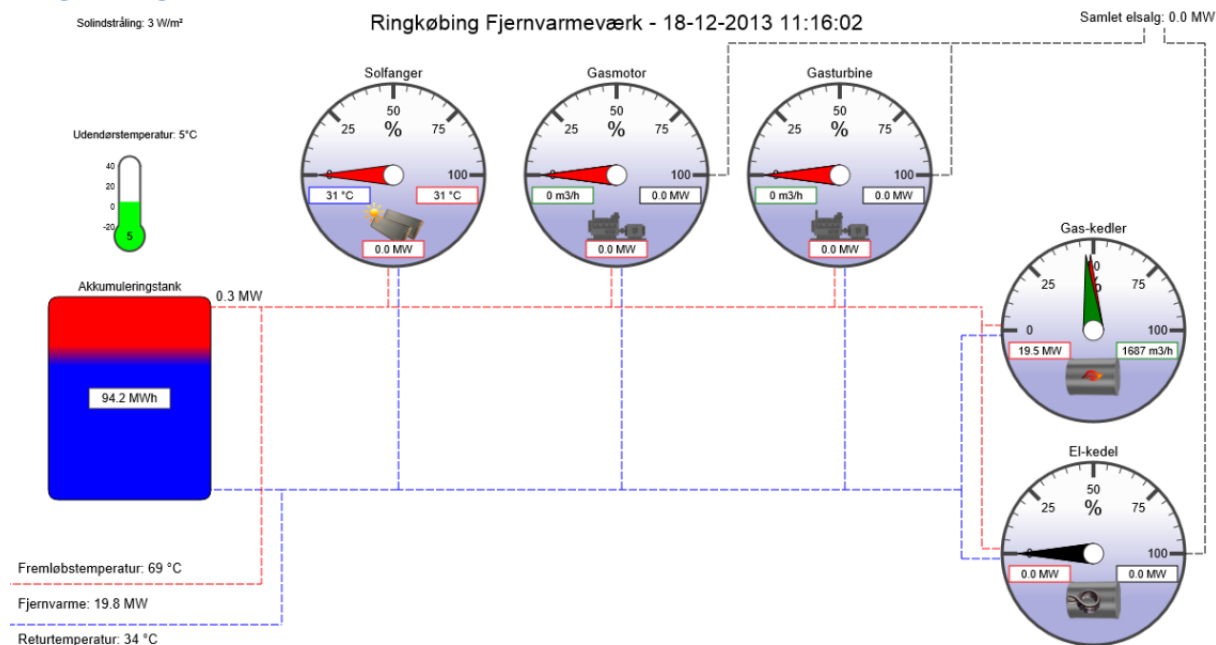
Skagen



Vedlegg 3: Oversikt desentrale anlegg

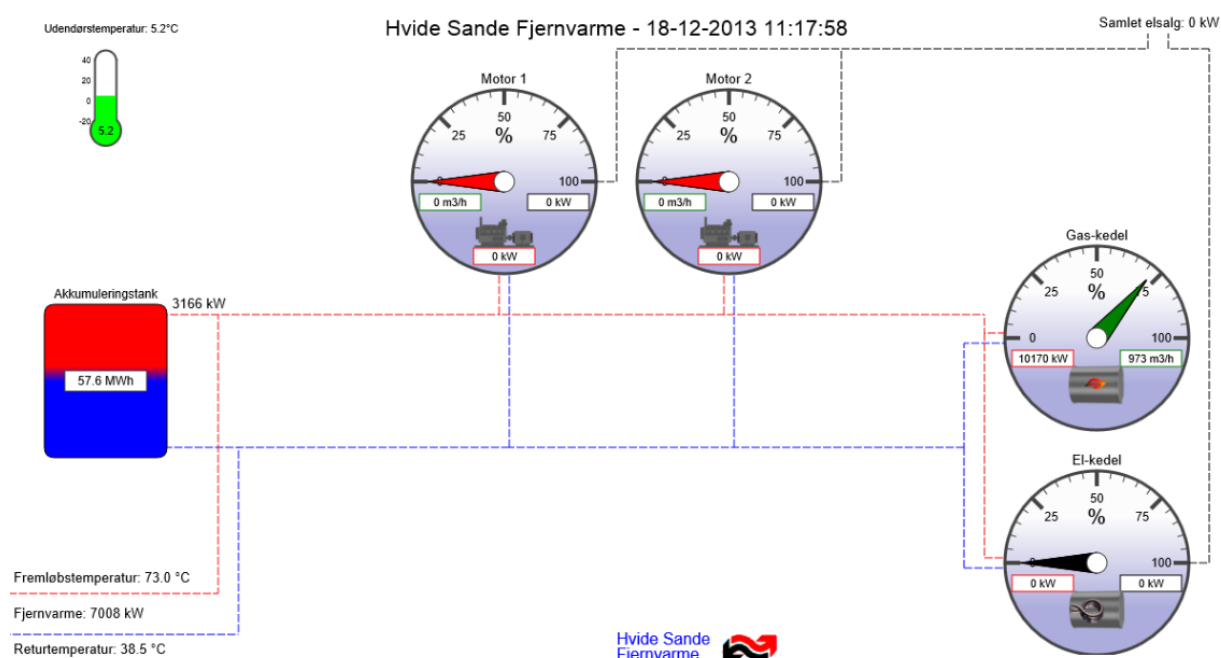
I dette vedlegget finner du «kontrollpanelet» til to av de tre desentrale CHP-anleggene diskutert i denne oppgaven.

Ringkøbing



Figur 45: Skjermdump av kontrollpanel Ringkøbing Fjernvarmeværk [29]

Hvide Sande



Figur 46: Skjermdump av kontrollpanel Hvide Sande [20]

