

DECENTRAL ACKUMULERING I ETT STORT FJÄRRVÄRMENÄT

Fallstudie vid Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S, Köpenhamn



Jakob Thynell
Martin Zander

Examensarbete vid Lunds Tekniska Högskola,
Institutionen för Energivetenskaper

2008-04-02

Förord

Föreliggande examensarbete är den avslutande delen av civilingenjörsutbildningen i Maskinteknik vid Lunds Tekniska Högskola och utfördes från oktober 2007 till mars 2008. Uppdragsgivare var VEKS, Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S, Köpenhamn, Danmark och arbetet är utfört vid institutionen för energivetenskaper vid LTH.

Vi vill tacka vår handledare Svend Frederiksen vid LTH och samtliga på VEKS för ett varmt mottagande och stöd under arbetets gång.

Lund den 24 mars 2008.

Jakob Thynell

Martin Zander

Abstract

This master thesis was done in cooperation with the Danish district heating company, Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S. VEKS is a transmission company supplying heat in western Copenhagen, Denmark.

VEKS wanted a global analysis over the possibilities to decrease the cost and carbon dioxide emissions from purchased heat through decentralized accumulation.

To cover all economical and environmental reasons for accumulation, four posts were analyzed. The four posts included were: reducing the peak-load, optimization of base-load, analyzing variation in heat load and existing accumulators and finally simulations with optimization tools.

The conclusion was that it takes at least a 60 MWh accumulator with a capacity of 15 MW to lower the load factor in the north section of VEKS transmission network. The storage volume has to be 1 150 cubic meters with a height on 18.5 meters and a diameter of 8.9 meters.

It is not profitable for VEKS to invest in a decentralized accumulator. The payback time is 12 years without taking the interest into account. If the interest is taking into account, the investment never pays off. The total reduced cost for purchased heat was estimated to 900 thousands Danish kroner with 420 tonnes of reduced carbon dioxide emissions annually.

The local CHP-plant Avedøre has an accumulator with a storage volume of 2 600 MWh. Instead of investing in a decentralized accumulator it would be wise to use the existing Avedøre accumulators more effective.

We have not found any situations where there is need for further accumulation capacity over 24 hours, thereby we do not exclude the possibilities that they in fact exists.

Sammanfattning

Det danska fjärrvärmebolaget Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S, VEKS, samdriver det ena av Köpenhamnsregionens större transmissions-fjärrvärmenät. VEKS önskade en övergripande analys över möjligheterna till att sänka kostnaderna för värmeinköp samt att reducera koldioxidemissioner genom utökad decentral dygnsackumuleringskapacitet i deras transmissionsnät för distribution av fjärrvärme.

För att spegla alla ekonomiska och miljömässiga incitament för ackumulering analyserades fyra fall. De fyra fallen bestod av spetlastreducering, förändrat värmeinköp av baslast, analys av dygnsvariationer och befintliga ackumulatortankar som undersöktes genom simuleringar med värmelastenhetens optimeringsverktyg.

Resultaten visade att det krävs en ackumulator på minst 60 MWh med en effekt på minst 15 MW för sänka lastfaktorn i den norra grenen av VEKS nät. Ackumulatortankens volym ska vara 1 150 kubikmeter där höjden är 18,5 meter och diametern 8,9 meter.

Att investera i en decentral ackumulatortank är för VEKS del inte lönsamt. Utan hänsyn till kalkylräntan blir återbetalningstiden 12 år och med kalkylränta går det inte att räkna hem investeringen. Den årliga besparingen beräknades till 900 tusen danska kronor samt reducerade koldioxidutsläpp på 420 ton.

Det lokala kraftvärmeverket Avedøre har en ackumulatortank med ett energiinnehåll på 2 600 MWh. Istället för att investera i decentral ackumulatorkapacitet bör de befintliga ackumulatortankarna på Avedøreverket styras mer effektivt.

Vi har alltså inte hittat något fall där installation av utökad dygnsackumuleringskapacitet är motiverad, vilket dock inte utesluter att det ändå finns.

1. INLEDNING OCH BAKGRUND	3
1.1 VEKS	4
1.2 SYFTE OCH MÅL	6
1.3 DISPOSITION	7
2. METOD	8
2.1 TIDSPERIOD	8
2.2 FÄLTUNDERSÖKNING.....	8
2.3 SIMULERINGAR	8
2.4 GEOGRAFISK AVGRÄNSNING	9
3. TEORI.....	10
3.1 FJÄRRVÄRME.....	10
3.1.1 Distributionsförluster	11
3.1.2 Tryckhållning i fjärrvärmesystem.....	14
3.1.3 Utformning av fjärrvärmenät.....	15
3.1.4 Värmelastvariation.....	15
3.1.5 Värmeväxlare	16
3.1.6 Graddagar.....	18
3.2 VÄRMEACKUMULERING.....	19
3.2.1 Ackumulatorverkningsgrad.....	19
3.2.2 Utformningen av volymen.....	20
3.2.3 Volymutnyttjande.....	22
3.2.4 Diffusor	22
3.2.5 Tidsfaktorn	23
3.2.6 Placering av ackumulatorm.....	23
3.2.7 Ackumulatortryck.....	24
3.2.8 Återbetalningstid.....	25
3.3 ACKUMULERINGSSTRATEGIER	26
3.3.1 Långtidslagring	26
3.3.2 Korttidslagring	26
3.4 VÄRMEPRISER.....	28
3.4.1 Kraftvärme	28
3.4.2 Prisoptimering med fast värmepris.....	29
3.4.3 Prisoptimering med ackumulator.....	31
4. KARTLÄGGNING	34
4.1 BASLAST	34
4.1.1 KARA.....	35
4.1.2 Vestförbränding.....	35
4.1.3 Geotermi.....	35
4.1.4 Kraftvärmeverket Avedøre.....	35
4.1.5 CTR.....	37
4.2 SPETSLAST.....	38
4.2.1 Spetslastpriser.....	38
4.2.2 De tre största spetslastverken.....	39

4.3 NORRA GRENEN.....	42
4.4 VARIERANDE BASLASTPRISER.....	44
4.5 BEFINTLIGA ACKUMULATORTANKAR I VEKS NÄT	45
4.5.1 Avedøreverkets ackumulatortank.....	45
4.5.2 Bröndby fjärrvärmes ackumulatortank.....	46
4.6 ACKUMULATORINFORMATION I ALLMÄNHET.....	48
4.6.1 Hedbäck AB Tore J.....	48
4.7 ACKUMULATORTANKAR I ANDRA NÄT	49
4.7.1 Jämtkraft AB	49
4.7.2 Växjö energi AB.....	50
4.7.3 Skellefteå kraft AB.....	50
4.8 VÄRMELASTENHETEN, VLE.....	52
5. ANALYS	54
5.1 DIMENSIONERING	54
5.1.1 Statistiska beräkningar	54
5.1.2 Verkliga dygnsvariationer.....	59
5.1.3 Dimensionering efter maximal effekt.....	62
5.1.4 Dimensionering efter reducering av spetslast.....	64
5.2. ACKUMULERING EFTER VARIATIONER I VÄRMEPRIS	66
5.3 AVEDØREVERKETS ACKUMULATORDRIFT	68
5.4 MÖJLIG FÖRÄNDRING AV VÄRMEINKÖP MED YTTERLIGARE ACKUMULATOR.....	71
5.4.1 Värmeinköp över året.....	72
5.4.2 Exempelveckor	75
5.5 UNDERSÖKNING AV VINSTER MED ACKUMULERING ENLIGT VLE	78
5.6 GEOGRAFISK PLACERING.....	79
5.6.1 Ackumulatorstorlek.....	81
5.6.2 Investeringskostnadens beroende av storlek	82
6. RESULTAT	83
6.1 RESULTAT DIMENSIONERINGSANALYS	83
6.2. ACKUMULERING EFTER SVÄNGANDE BASLASTPRISER	85
6.3. OPTIMERING AV BASLAST, VLE.....	86
6.4 OMFÖRDELNING AV VÄRMEINKÖP.....	87
6.4.1 Värmeinköp över året.....	87
6.4.2 Exempelveckor	88
6.4.3 Spetslast.....	90
6.5 SAMLAD BESPARING OCH ÅTERBETALNINGSTID	91
7. DISKUSSION.....	92
8. SLUTSATS.....	94
9. REFERENSER	95
10. BILAGOR	98

1. Inledning och bakgrund

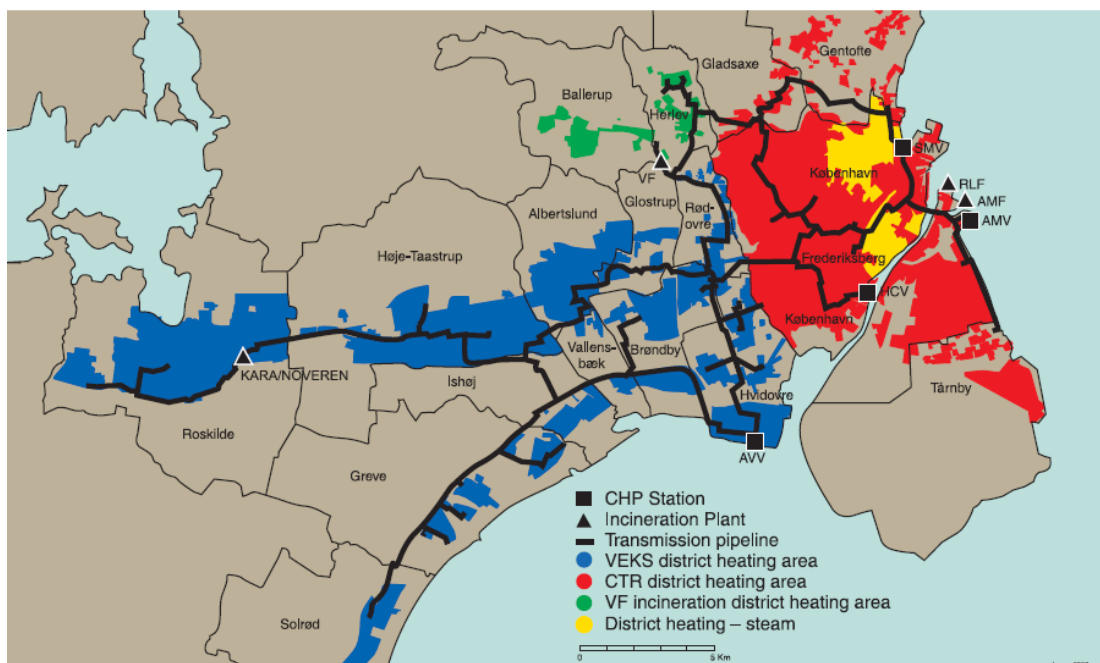
Att ta tillvara på producerad värme samt spillvärme för att distribuera den ut till kunden är ett effektivt och miljövänligt uppvärmningssystem för byggnader i stora delar av världen.

Uppdragsgivaren till detta examensarbete är VEKS, Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S, som är ett transmissionsföretag för distribution av fjärrvärme i Köpenhamnsområdet.

VEKS är en del av ett komplext fjärrvärmenät med ett flertal värmeproduktionsenheter. Kapaciteten, bränslena och de hydrauliska förutsättningarna är olika för samtliga produktionsenheter vilket medför att priserna varierar beroende på var värmen produceras.

VEKS önskar en övergripande analys över möjligheterna till att sänka kostnaderna för värmeinköp samt att reducera koldioxidemissioner genom decentral dygnsackumuleringskapacitet.

1.1 VEKS



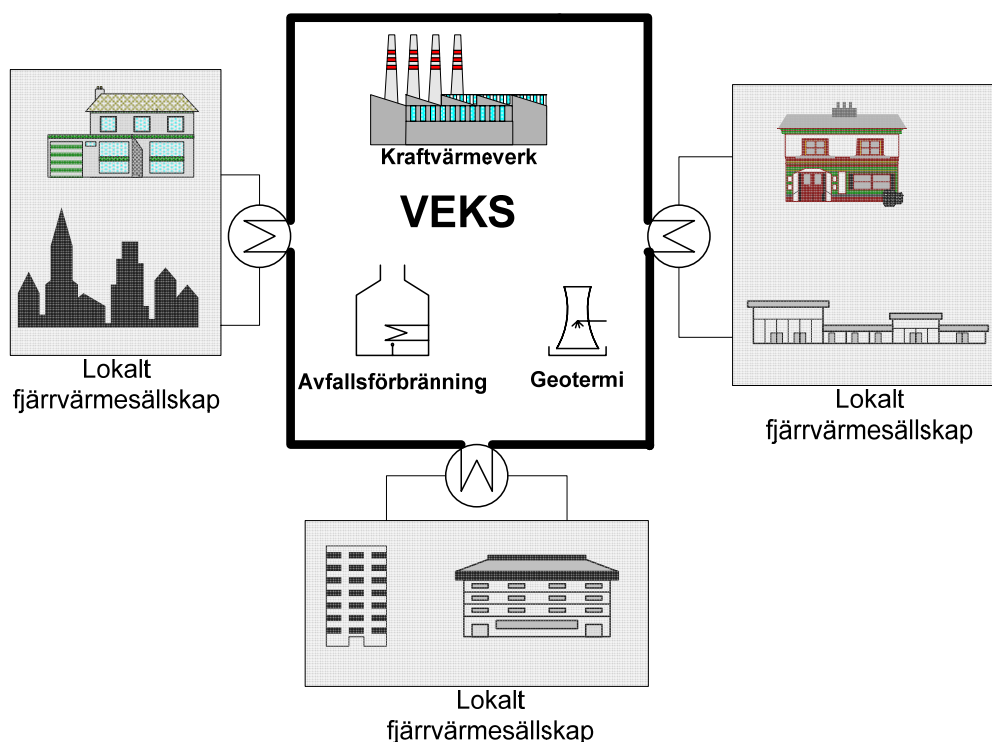
I figur 1.1 ovan visas VEKS (blåmarkerade området) och CTR:s (röda området) fjärrvärmennät. En större bild finns i bilaga 7.

VEKS, Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S har 39 medarbetare och är ett transmissionsföretag som försörjer 19 lokala fjärrvärmesällskap i Vestegnen, en förort väst om Köpenhamn. Fjärrvärmennätet sträcker sig från Gentofte i norr till Solrød i söder och Roskilde i väst. De lokala fjärrvärmesällskapen distribuerar värmen vidare till privata konsumenter, företag och institutioner. Den totala distribuerade värmen motsvarar konsumtionen från 150 000 familjer och den årliga nettoomsättningen var 903 miljoner danska kronor 2006.

VEKS grundades 1984 med den primära uppgiften att utnyttja värmen från kraftvärmeverk och ta hand om värmen från avfallsförbränning, spillvärme med mera. Kunderna har sedan dess fått billig och säker värmeförsörjning av VEKS. Miljön så väl som samhällsekonomin har tjänat på denna strategi. Bränsleförbrukningen har reducerats till en tredjedel efter bildandet av VEKS. Vid jämförelse med situationen då oljebrännare användes i de lokala fjärrvärmesällskapen har emissionerna koldioxid, svaveldioxid och kväve reducerats drastiskt.

De 11 kommunerna är Albertslund, Brøndby, Glostrup, Greve, Hvidovre, Høje-Taastrup, Ishøj, Roskilde, Rødovre, Solrød och Vallensbæk.

Totalt transporterar 104 dubbelrör, 7 pumpstationer och 44 värmeväxlare värmen från produktionsenheterna till distributionssällskapen. Majoriteten av värmen till VEKS kommer från kraftvärmeverket i Avedøre, de andra kraftvärmeverken i centrala Köpenhamn och från avfallsförbränningsanläggningarna. Värmen i transmissionsledningarna är kontrollerad och reglerad 24 timmar om dygnet i driftcentralen på VEKS huvudkontor i Albertslund. Vid behov av extra kapacitet kan man starta 39 extra spetslastanläggningar härifrån. (www.veks.dk)



Figur 1.2 ovan illustrerar hur VEKS transmissionsnät transporterar värmen till de lokala fjärrvärmesällskapen. Transmissionsnätet är hydrauliskt skilt från de lokala fjärrvärmenäten med värmeväxlare.

1.2 Syfte och mål

Detta examensarbete ämnar klargöra om det är möjligt att reducera VEKS kostnader för värmeinköp och miljöfarliga emissioner i form av koldioxid med hjälp av en decentral ackumulatortank.

Uppdragsgivaren VEKS önskade en övergripande analys av möjligheterna att ackumulera med ytterligare en ackumulatortank i fjärrvärmenätet.

1.3 Disposition

Kapitel 1 ger en övergripande bild av examensarbetet. Mål och syfte med att undersöka effekterna av de centrala ackumuleringskapacitet i fjärrvärmesystemet är beskrivet på ett kortfattat sätt.

Kapitel 2 ger en mer ingående beskrivning på vilka metoder som använts för att kartlägga deras komplexa fjärrvärmesystem.

Kapitel 3 beskriver den bakomliggande teori som på olika sätt berör de beräkningar och slutsatser som dragits av undersökningen.

Kapitel 4 är en kartläggning av systemet. I kartläggningen ingår information över viktiga delar i VEKS fjärrvärmenät som är av intresse för en vidare analys. Det är framförallt information av historisk spetslastdrift, baslastproduktion, priser för värmen och värmelastvariationer i VEKS nät under ett normalår som tas upp.

Kapitel 5 är en analys av den information som kommit fram ur kartläggningen. Analysen syftar till att beskriva hur en ackumulator skulle kunna ändra VEKS värmelastvariationer och hur det i sin tur påverkar behovet av spetslast och möjlighet till billigare baslast. Ur analysen visas på vilket sätt storlek och effekt på ackumulatorn påverkar systemet. En enkel modell har tagits fram för att se hur en ackumulator av varierande storlek påverkar systemet.

I kapitel 6 presenteras resultaten från kartläggningen och analysen.

Kapitel 7 är en diskussion om resultatet. Här redovisas tankegången bakom arbetet och förslag på vidare studier.

I kapitel 8 redovisas slutsatsen.

2. Metod

För att täcka alla ekonomiska och miljömässiga incitament med att dygnsackumulera analyserades fem fall. De fem fallen bestod av spetslastreducering, förändrat värmeinköp av baslast, analys av dygnsvariationer och befintliga ackumulatortankar samt simuleringar med värmelastenhetsens optimeringsverktyg.

2.1 Tidsperiod

De tidsperioder som använts för datainsamling har valts ut med hänsyn till dess graddagar. Perioden juli 2005 till och med juni 2006 är en tidsperiod då de flesta månaderna var väldigt likt ett normalår. Teori om graddagar är presenterad i kapitel 3.1.6 och en jämförelsetabell återfinns i *Bilaga 3*.

2.2 Fältundersökning

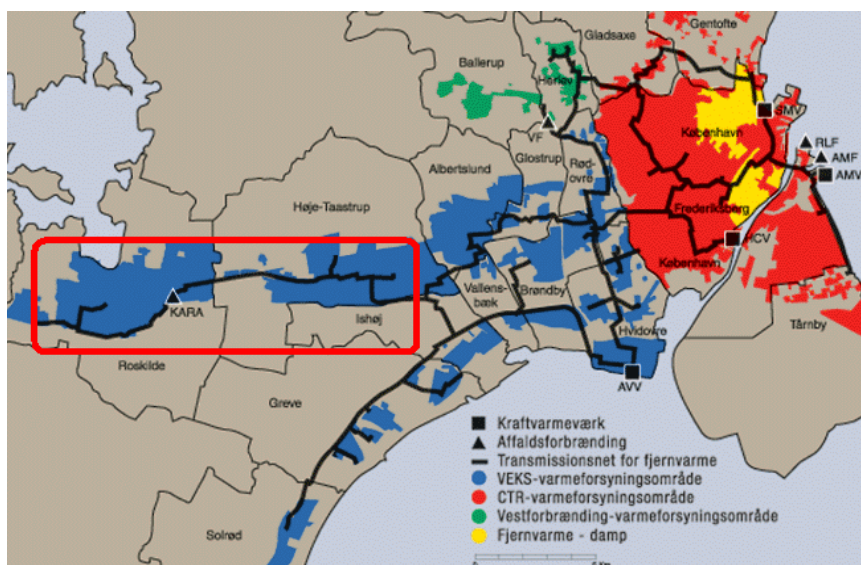
För att erhålla bättre förståelse om de ackumulatortankar som redan finns i VEKS system besöktes dessa.

2.3 Simuleringar

Samarbetsorganet Värmelastenhetsen har ett optimeringsprogram för planerade inköp av värmeenergi från baslastenheter. Värmelastenhetsen besöktes och deras modell utnyttjades för att beräkna den ekonomiska vinsten med baslastoptimering. Det skapades även en modell i Microsoft Excel. Modellens syfte är att beräkna möjligheter till att reducera kostnader för värmeinköp och koldioxidemissioner samt att sänka dygnsvariationerna.

2.4 Geografisk avgränsning

Efter att ha analyserat och kartlagt systemet gick det tydligt att identifiera de största posterna för spetslastdrift. Tre orter utmärkte sig med hög andel producerad spetslast, orterna var Ishøj, Hovedcentralen och Central øst. Efter en närmre undersökning av respektive spetslastpanna noterades att Ishøj kunde anses vara ett decentralt reservkraftverk istället för en spetslastpanna. Påståendet grundar sig på att Ishøj producerar billig och relativt miljövänlig värme samt körs under längre perioder för att täcka för behovet av värmeenergi när det är knappa resurser i hela nätet. Efter kartläggning och i samråd med VEKS avgränsades därför arbetet tidigt till en övergripande analys av decentral ackumulatorkapacitet i den norra grenen. Här bedömdes chanserna att hitta störst incitament för dygnsackumulering av värmen vara störst.



Figur 2.1 ovan illustrerar norra grenen av VEKS nät. En större bild finns i bilaga 7.

3. Teori

Här beskrivs den bakomliggande teorin om fjärrvärme i allmänhet, värmeackumulering, olika ackumuleringsstrategier och variationer i värmepriser som senare använts i analysen av systemet.

3.1 Fjärrvärme

Metoden att producera värme centralt för att distribuera den till omgivningen är inte ny, redan under antiken användes fjärrvärme för att värma upp badhus. De första moderna fjärrvärmenäten byggdes i slutet på 1800-talet. I Danmark påbörjades fjärrvärmeutbyggnaden i centrala Köpenhamn under 1920-talet. För Sveriges del startades fjärrvärmeleveranser 1948 i Karlstad. Utbyggnaden fortsatte i nio städer under 50-talet med motivet att kombinera el och värmeproduktion i kraftvärmeverk då man befarade att det inte längre var möjligt att bygga ut vattenkraften. När oljekrisen kom under 70-talet byggdes fjärrvärmen ut även i mindre städer. När kärnkraften blev etablerad sjönk elpriserna till den grad att kraftvärmeverken ersattes med värmeverk byggda på en elpanna. Under mitten av 90-talet avreglerades elmarknaden och elpriserna steg, vilket medförde att intresset för kraftvärme ökat.

Nuförtiden produceras fjärrvärmen internationellt sett till största del av kraftvärmeverk, avfallsförbränningsanläggningar och genom utnyttjandet av industriell spillvärme. Den storskaliga produktionen medför ekonomiska och miljömässiga fördelar. Det heta vattnet pumpas från produktionsanläggningen genom isolerade rör till kunderna. De förluster som uppstår i processen delas upp i produktionsförluster, distributionsförluster och förluster vid kunderna.

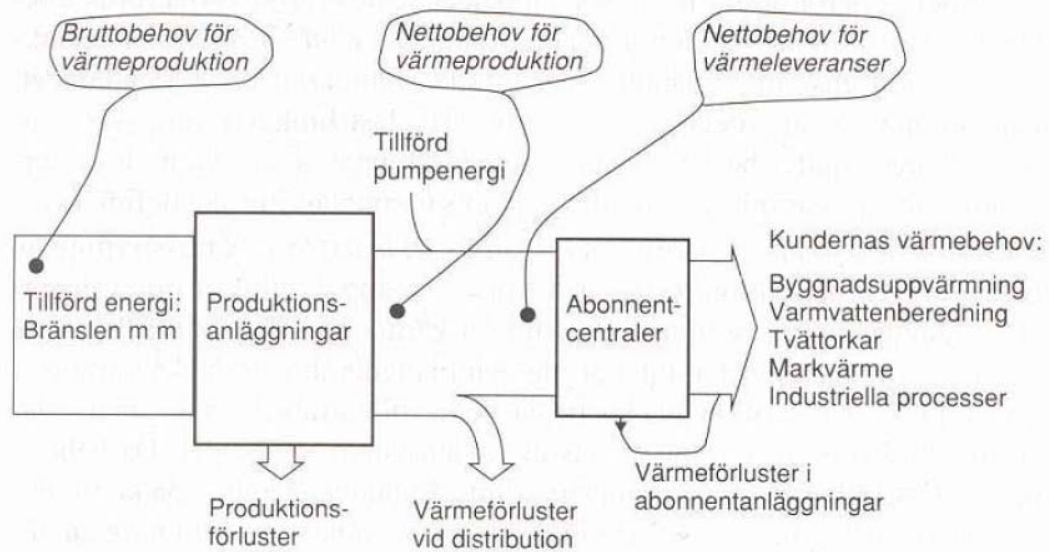
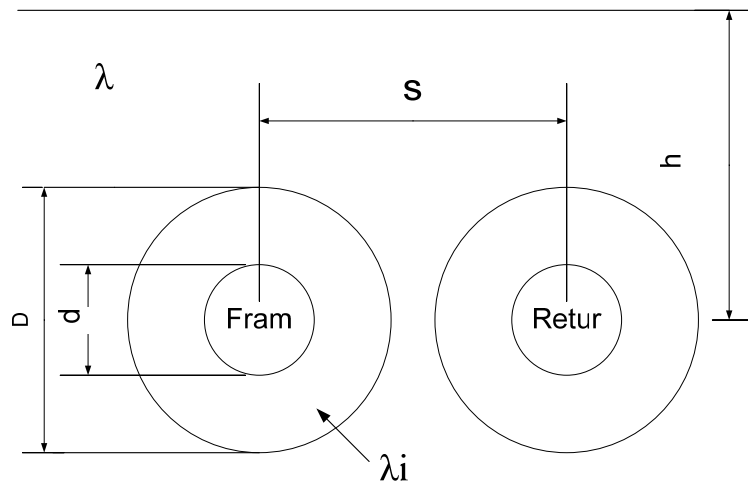


Diagram 3.1 visar ett Sankey-diagram för ett typiskt fjärrvärmesystem.
(Frederiksen & Werner 1993)

Det tillförda bränslet vid produktionsanläggningarna består ofta av biomassa, avfall eller fossila bränslen. Vid förbränningen omvandlas energin i bränslet till värme och förluster. För att transportera vattnet samt att bygga upp ett tryck i ledningen tillförs elektrisk energi till pumparbete. Då vattnet i fjärrvärmeledningen håller högre temperatur än omgivningen blir det även här förluster. Framme hos kunden avlämnas värmen i en värmeväxlare för att vattnet sedan skall kunna skickas tillbaka i en returledning.

3.1.1 Distributionsförluster

Som tidigare nämnts är värmeförluster från rören till omgivningen en av förlusterna i fjärrvärmesystem. I Sverige är förlusterna lite grovt sett 10 % medan de totalt sett är 20 % i Danmark. Förklaringen ligger i att Danmark har flera småhus anslutna med en stor geografisk spridning. Transmissionssystem brukar ha mindre procentuella förluster. En konventionell metod för distribution av fjärrvärme är att använda ett så kallat tvårörssystem, det innebär att man lägger två separata rör bredvid varandra.



Figur 3.2 illustrerar ett tvårörssystem

Genom att förenkla med givna förutsättningar kan värmeförlusterna för ett rörpar räknas ut. Dessa förenklingar innebär: försumma temperaturfall i strömningsriktningen, temperaturer i ledningar, omgivning, markyta och gränssytan mellan isolering och omgivande mark anses konstanta. (Frederiksen & Werner 1993)

Totalt värmefflöde från fram och returledning:

$$P = P_{fo} + P_{ro} = \frac{(\Theta_f + \Theta_r)}{(R_m + R_s + R_i)} \cdot L\pi d \quad (\text{ekv. 3.1.})$$

Värmefflöde från enbart framledningen:

$$P_f = P_{ro} - P_{fr} = \frac{(R_m + R_i) \cdot \Theta_r - R_s \cdot \Theta_r}{(R_m + R_i)^2 - R_s^2} L\pi d \quad (\text{ekv. 3.2})$$

Värmefflöde från enbart returledningen:

$$P_r = P_{ro} - P_{fr} = \frac{(R_m + R_i) \cdot \Theta_r - R_s \cdot \Theta_f}{(R_m + R_i)^2 - R_s^2} L\pi d \quad (\text{ekv. 3.3})$$

Värmeledning från framledning till returledning:

$$P_{fr} = \frac{R_s + (\Theta_f - \Theta_r)}{(R_m + R_i)^2 - R_s^2} L \pi d \quad (\text{ekv. 3.4})$$

Värmemotstånden R_m , R_i och R_s bestäms enligt:
Markmotstånd:

$$R_m = \frac{d}{2\lambda} * \ln \frac{4h}{D} \quad (\text{ekv. 3.5})$$

Sammanfallande temperaturfält,

$$R_s = \frac{d}{2\lambda} + \ln \sqrt{\left(\frac{2h}{s}\right)^2 + 1} \quad (\text{ekv. 3.6})$$

Isoleringsmotstånd,

$$R_i = \frac{d}{2\lambda_i} * \ln \frac{D}{d} \quad (\text{ekv. 3.7})$$

I övrigt gäller:

L = ledningslängd för rörparet (halva rörlängden) [m]

$\Theta_f = t_f - t_o$

$\Theta_r = t_r - t_o$

T_f = framledningstemperatur [$^{\circ}\text{C}$]

T_r = returledningstemperatur [$^{\circ}\text{C}$]

T_o = omgivningstemperatur [$^{\circ}\text{C}$]

λ = markens värmekonduktivitet [W/mK]

λ_i = isoleringens värmekonduktivitet [W/mK]

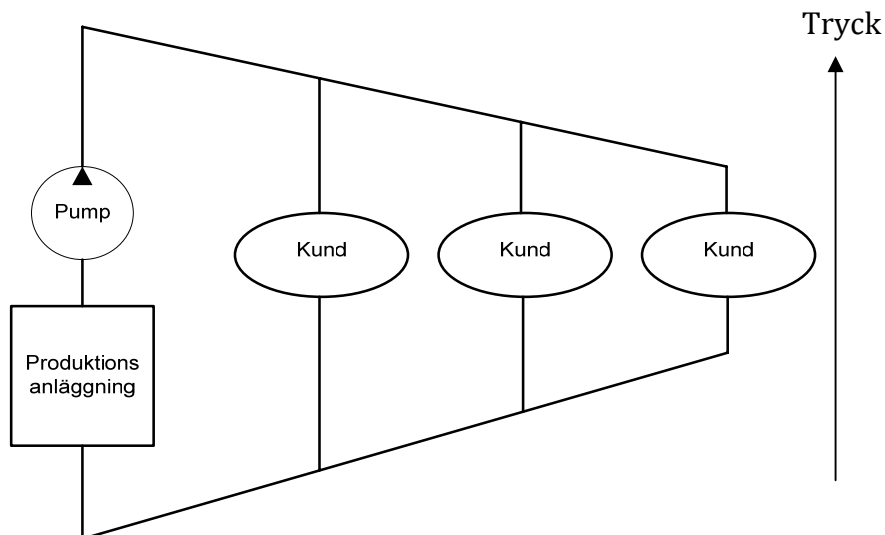
d = medierörets diameter [m]

D = isoleringens ytterdiameter [m]

s = avstånd mellan rörcentrum [m]

h = avstånd mellan rörcentrum och markyta [m]

3.1.2 Tryckhållning i fjärrvärmesystem



Figur 3.3 visar en schematisk bild över fjärrvärmenät.

Principen för tryckvariationen i ett fjärrvärmesystem kan åskådliggöras med hjälp av figuren ovan. Det vertikala avståndet minskar ju längre ut i systemet man kommer, vilket symboliserar tryckdifferensen. Detta är dock en schematiskt förenklad bild över hur fjärrvärmenätet fungerar. I verkligheten höjs trycket på åtskilliga ställen i systemet. Tryckförlusterna i rörsystemet på grund av friktion och massflöde kan beskrivas med ekvation 3.8.

$$\Delta p = f \cdot L \cdot \frac{v^2 \rho}{2d_i} \quad (\text{ekv. 3.8})$$

Där:

Δp = tryckfallet [Pa]

f = Darcys friktionsfaktor

ρ = densiteten på det strömmande mediet [kg/m³]

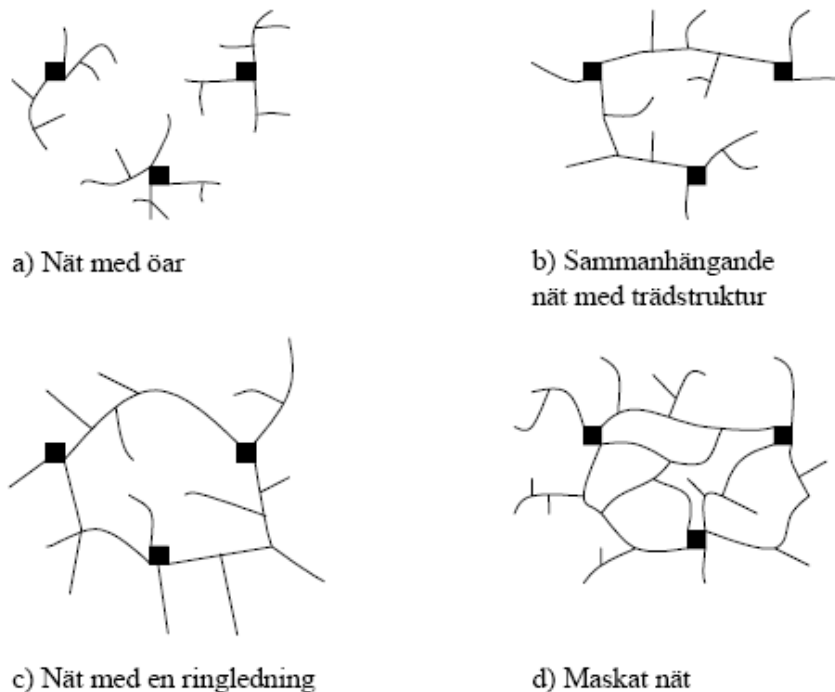
d_i = rörets innerdiameter [m]

L = rörlängden [m]

Storheten f är Darcys friktionsfaktor och beräknas enligt en formel beroende på rörskovlighet, innerdiameter och Reynolds tal.

3.1.3 Utformning av fjärrvärmenät

Fjärrvärmenät i en tätort kan se ut på olika sätt. I nät med ringledning (c) och i maskade nät (d) har vattnet flera alternativa vägar att gå från produktion till kund. En ökad sammanbindningsgrad innebär ett bättre utnyttjat system. Produktionen kan ske med större geografisk flexibilitet vilket medför att man kan prioritera de verk som har lägst kostnader att driva. Det underlättar även vid avbrott eller ledningsarbetet att vattnet kan gå en annan väg. Generellt sett så minskar rördiametern från produktionsanläggningarna till kunden. (Frederiksen & Werner 1993)



Figur 3.4 visar olika typer av fjärrvärmenät.

3.1.4 Värmelastvariation

Inom fjärrvärme används främst två typer av definitioner på värmelast. Den fysikaliska värmelasten beror på fysiska omständigheter som utomhustemperatur och förluster. Den sociala värmelasten beror på människors beteende. Ett exempel på social värmelast är varmvattenbehovet i en bostad som skiljer mycket beroende på hur länge man till exempel duschar. Variationerna i producerad värmelast beror

främst på års- och dygnsvariationer. Årsvariationerna beror på att uppvärmningsbehovet är störst under vintern medan det under sommaren inte finns något uppvärmningsbehov. Under dygnet är det främst under morgonen och kvällen som ett stort värmebehov finns. Förklaringen ligger i att den sociala värmelasten ökar betydligt under morgonen och kvällen samt att många byggnader tillämpar nattsänkning då man stänger av ventilation och andra värmekrävande processer. Lastfaktorn är ett mått på avvikelserna för det faktiska effektuttaget jämfört med medeleffektuttaget under samma tidsperiod. (Frederiksen & Werner 1993)

3.1.5 Värmeväxlare

För att överföra värmeenergin från ett fjärrvärmenät till ett annat används en värmeväxlare. Varianten som används är nästan uteslutande av plattvärmeväxlartyp eftersom verkningsgraden är hög för den typen av växlare. För en motströmsvärmeväxlare kan värmeflödet skrivas som i ekvation 3.9. (Sundén 2006)

$$Q = U \cdot A \cdot \Delta t_m \quad (\text{ekv. 3.9})$$

Där:

Q = Värmeflödet [W]

U = Värmegenomgångskoefficienten [$m^2 K/W$]

A = Värmeöverförande area [m^2]

Δt_m = logaritmsk medeltemperatur [$^{\circ}C$]

Där Δt_m för en motströmsvärmeväxlare är definierat enligt ekvation 3.10

$$\Delta t_m = \frac{(t_{h,ut} - t_{h,in}) - (t_{h,in} - t_{c,ut})}{\ln \frac{(t_{h,ut} - t_{c,ut})}{(t_{h,in} - t_{c,ut})}} \quad (\text{ekv. 3.10})$$

$t_{h,in}$ = inloppstemperaturen på den varma sidan [$^{\circ}C$]

$t_{h,ut}$ = utloppstemperaturen på den varma sidan [$^{\circ}C$]

$t_{c,in}$ = inloppstemperaturen på den kalla sidan [$^{\circ}C$]

$t_{c,ut}$ = utloppstemperaturen på den kalla sidan [$^{\circ}C$]

För att öka värmeflödet kan massflödet ökas genom värmeväxlaren. Hur massflödet påverkar värmeflödet kan ses i ekvation 3.11 och 3.12. Enligt teorin om tryckfall i kapitel 3.1.2 beskrivs att ett ökat massflöde leder till ett ökat tryckfall i rören. (Sunden 2006)

Ekvation 3.11 beskriver den varma sidan och ekvation 3.12 den kalla.

$$Q = (\dot{m} \cdot C_p)_h \cdot (t_{h,in} - t_{h,ut}) \quad (\text{ekv. 3.11})$$

$$Q = (\dot{m} \cdot C_p)_c \cdot (t_{c,ut} - t_{c,in}) \quad (\text{ekv.3.12})$$

C_p = värmekapacitansen [J/kgK]

\dot{m}_h = massflöde på den varma sidan [kg/s]

\dot{m}_c = massflöde på den kalla sidan [kg/s]

3.1.6 Graddagar

För att enkelt kunna jämföra och beskriva utomhustemperaturens inverkan på det årliga värmebehovet används sedan 1900-talet begreppet *graddagar*. Man bildar mängden graddagar, G , genom att summera alla dagliga temperaturdifferenser över ett år då uttemperaturen, t_u , är lägre än en gränstemperatur, t_g . Man utgår från den effektiva innetemperaturen, alltså den temperatur som krävs för uppvärmning innan gratisenergi i form av exempelvis solvärme räknas med. (Frederiksen & Werner 1993)

$$G = \sum_{1 \text{ jan}}^{31 \text{ dec}} (t_{i,e} - t_u) \quad (\text{ekv. 3.13})$$

Där:

G = Antalet graddagar för en viss ort

$t_{i,e}$ = Effektiv innetemperatur [°C]

t_u = Utetemperatur. [C]

3.2 Värmeackumulering

Att kunna lagra energi vid tillfällena då det finns ett överskott för att senare använda det är ofta positivt. Ekvation 3.14 anger energiinnehållet i en volym. (Beckmann & Gilli 1984).

$$Q = \rho \cdot C_p \cdot V \cdot \Delta T \quad (\text{ekv. 3.14})$$

Där:

Q = Den tillgängliga värmeenergin i volymen [J]

ρ = densiteten [kg/m^3]

C_p = värmekapacitansen [J/kgK]

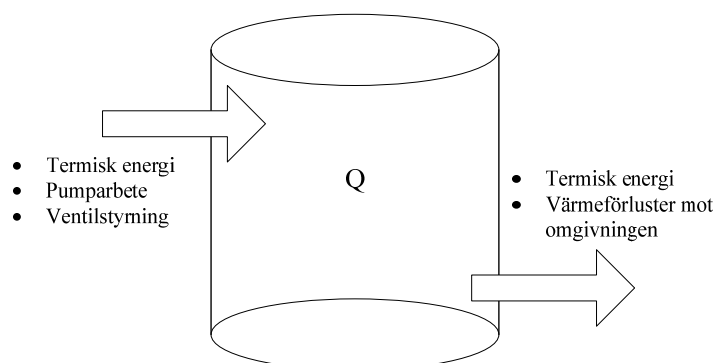
V = aktiv volym [m^3]

ΔT = temperaturdifferens [K]

Den temperaturdifferensen över ackumulatören är skillnaden mellan framledningstemperaturen i fjärrvärmesystemet och returledningstemperaturen.

3.2.1 Ackumulatorverkningsgrad

När värmeenergi ska lagras i en tank krävs det tillförd energi i form av pumparbete, ventilstyrning och annan reglerutrustning (se schematisk bild i figur 3.5). De termiska förlusterna från tanken till omgivningen medför sänkt verkningsgrad.

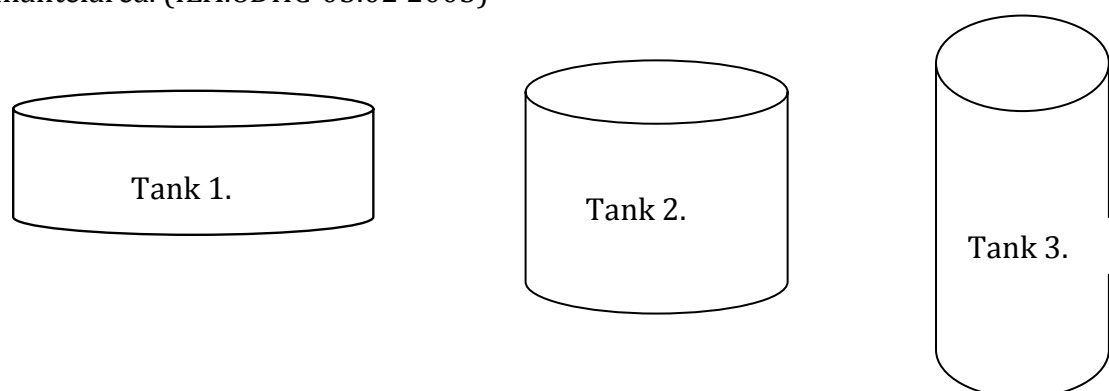


Figur 3.5. Schematisk bild över energiflöden till och från ett värmelager.

Eftersom varmt vatten har en lägre densitet än kallt vatten så kommer det varma vattnet befinna sig i toppen av tanken. Fenomenet går under namnet skiktningensprincipen och påverkar verkningsgraden. Teorin säger att varmare vatten har ett större exergiinnehåll än kallare, så även om det finns samma mängd energi i tanken så ökar kvalitén på energin om skiktningen i tanken kan behållas. Exergi är ett mått på nyttig energi i ett tillstånd och det beskriver på vilket sätt energin kan användas, ett slags kvalitetsmått på energin. Att utnyttja skiktningensprincipen gör att exergiinnehållet i tanken ökar och således den nyttiga energin. Denna egenskap hos vatten kan tas tillvara för att öka den nyttiga energin i tanken. (Cengel 2006)

3.2.2 Utformningen av volymen

Dimensionerna på tanken är av betydelse för att förhindra exergiförluster och termiska förluster. Ackumulatortankar är nästan uteslutande av cylindrisk form. Ofta används ett H/D - förhållande för att karakterisera geometrin. Där H är höjden och D är diametern på tanken. H/D - förhållandet påverkar på olika sätt lagringsegenskaperna för tanken. Att fastställa det optimala H/D-förhållandet är komplicerat och beror på många parametrar. Främst är det värmeförluster till omgivningen som spelar roll men även naturlig konvektion och värmediffusion. Effekten av naturlig konvektion förhindras ofta genom att ha en ångkudde högst upp i tanken. För att minimera de termiska förlusterna till omgivningen är det optimala H/D-förhållandet 1 beroende på att det då är maximal volym per mantelarea. (IEA:8DHC-05.02 2005)



Figur 3.6 Skisser över olika geometrier av ackumulatortankar.

Om geometrin påminner om Tank 1 med ett H/D- förhållande mindre än 1 så blir skiktningensgraden sämre. Detta leder enligt exergibegreppet att andelen nyttig energi i volymen minskar. Det positiva med en sådan geometri är att vätskepelaren är lägre vilket leder till att trycket mot tankens väggar också minskar. Med ett minskat tryck kan godstjockleken på tanken reduceras och investeringen blir lägre.

Tank 2 är en skiss över en tank där förhållandet mellan bredden och diametern är 1. Eftersom energin ryms i tre dimensioner och förlusterna från två gäller det att hitta störst volym vid minsta möjliga mantelarea. Optima infinner sig då H/D-förhållandet är lika med 1 vilket leder till att tank 2 har minimala värmeförluster och lägst värmekonduktivitet.

Om tanken har en geometri enligt Tank 3 så ökar exergin för värmeenergin i tanken vilket är positivt. Nackdelen med en för hög tank är att de termiska förlusterna mot omgivningen ökar och att vätskepelaren bli hög vilket leder till högt vägstryck på tanken. En tank med en sådan geometri ställer högre krav på godstjockleken.

I IEA rapporten presenterades information från Nordvärme, där de presenterade siffror över H/D - index över ackumulatortankar i de nordiska länderna. De undersökte över 100 tankar där volymspannet sträcker sig från 40 m³ till 96 00 m³. (IEA:8DHC-05.02 2005)

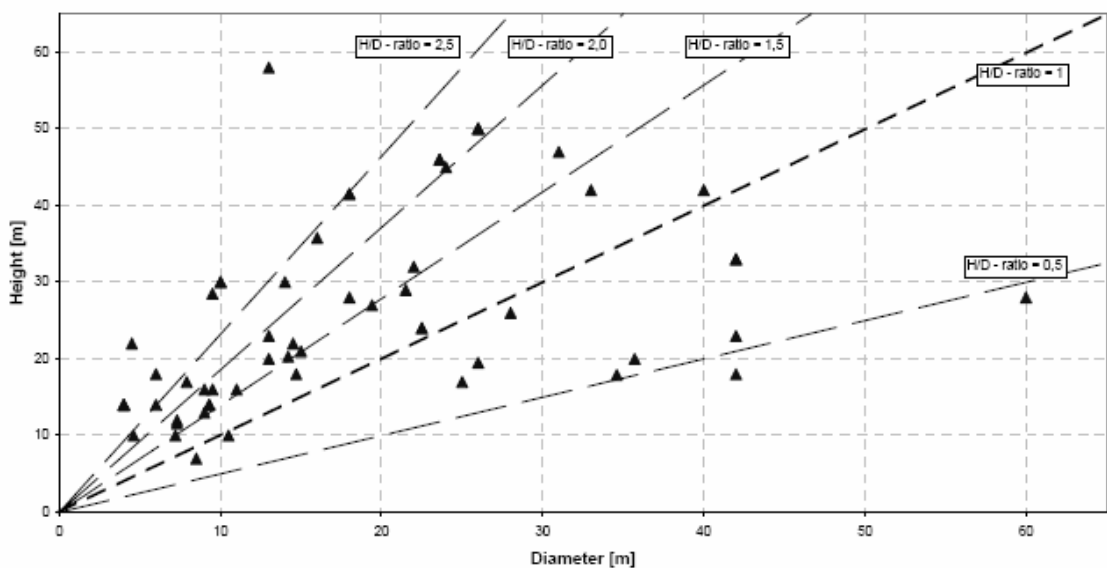


Diagram 3.2. H/D-förhållanden för värmelager i Norden. (IEA:8DHC-05.02 2005)

I IEA rapporten anges att optimalt H/D - förhållande ligga mellan 1 och 2. Koncentrationen av de befintliga tankarna finns mellan 1,5 och 2.

3.2.3 Volymutnyttjande

Den egentliga volymen på tanken är större än den aktiva volymen av värmelagret. Anledningen beror delvis på "dödvolymerna" i tankens övre och undre delar som av installationsskäl inte kan utnyttjas. En annan egenskap att ta hänsyn till är de effekter som en ökad temperatur har på vattnet. Då temperaturen ökar måste volymen kunna hantera den expansion som sker. Den nödvändiga expansionsvolymen kan beräknas enligt ekvation 3.15. (Beckmann & Gilli 1984).

$$V_{\text{exp}} = V_{\text{tot}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} - 1 \right) \quad (\text{ekv.3.15})$$

Där:

V_{exp} = den expanderade volymen [m^3]

V_{tot} = den totala aktiva volymen för uppvärmning [m^3]

ρ_1 = vattnets densitet före uppvärmning [kg/m^3]

ρ_2 = vattnets densitet efter uppvärmning [kg/m^3]

Skiktningens principen och exergibegreppet som beskrivits tidigare i samband med verkningsgraden för en ackumulator bidrar också till att den nyttiga volymen av tanken minskar.

3.2.4 Diffusor

En viktig del i utformningen av tanken är att in- och utlopp för framledningen bör sitta högt upp i tanken och långt ner för returledningen. Det är lätt att vattnet börjar strömma för mycket så att skiktningen förstörs under i- och urladdning. För att förhindra att det händer används en diffusor, även kallad dysa, vid in och utloppet. Denna fördelar flödet över en större yta och "duschar" ut - eller in vattnet i tanken. En väl utformad diffusor möjliggör att effekten från ackumulatören kan vara hög utan att det påverkar skiktningen. Diffusorn bidrar till att

det inte går att använda den nedre och övre delen av tanken för energilagring.

3.2.5 Tidsfaktorn

Eftersom de termiska egenskaperna i tanken är tidsberoende är det intressant att se hur dödvolymer förändras vid olika lagringstider. I diagram 3.3 ses resultatet från en analys av IEA där de undersökte hur dödvolymer förändrades vid olika lagringstider beroende på tankens H/D förhållande. (IEA:8DHC-05.02 2005)

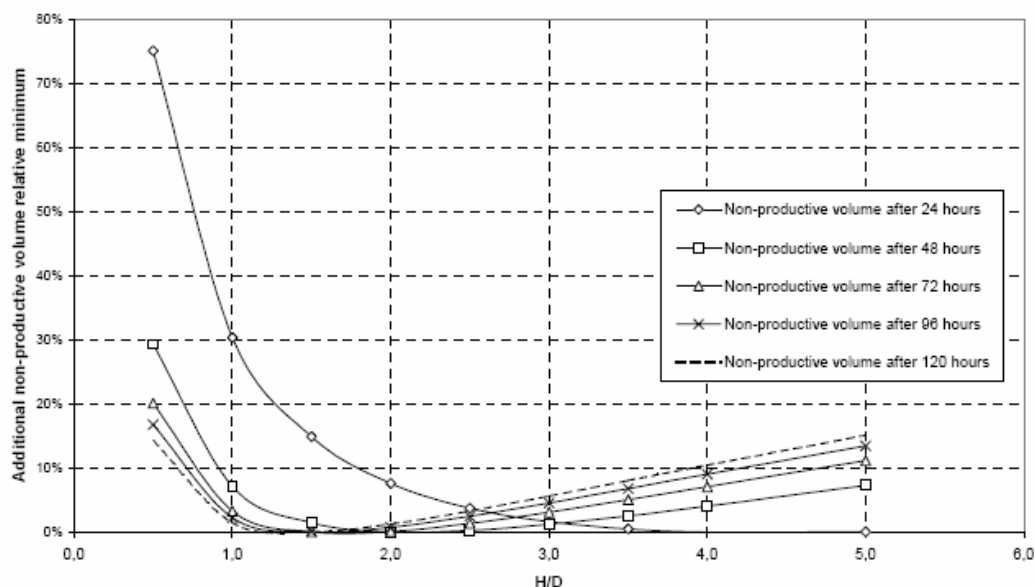


Diagram 3.3. Diagram över hur den icke användbara volymen ändras med olika H/D-förhållande då lagringstiden varierar p.g.a. skiktningssprincipen mot kallare lager och mot väggarna. Undersökningen gäller för en total tankvolym på 1000 m³ (IEA:8DHC-05.02 2005)

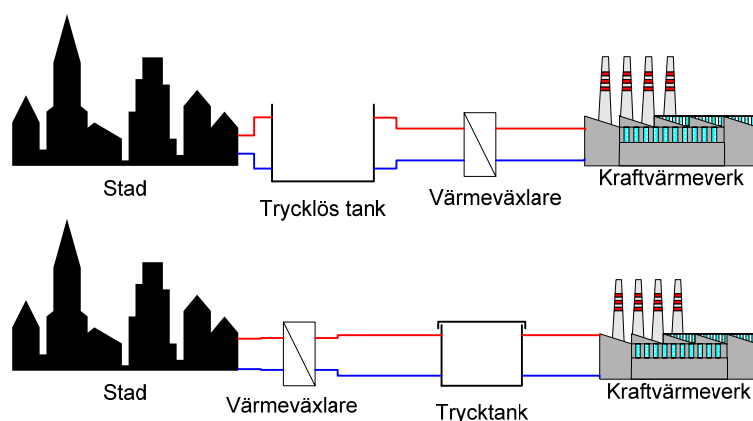
3.2.6 Placering av ackumulatören

Ett fjärrvärmenät är komplext och placeringen av en ackumulator är inte självklar. Det finns framförallt två ytterligheter av placering, antingen centralt vid värmeproducenten eller decentralt ute vid konsumenten. Att placera centralt anses ofta fördelaktigt för att optimera baslasten mot elproduktionen eftersom trycket är högt och transporttiden för vattnet är kort. Fördelen med att ha ackumulatören närmare konsumenten är främst att det blir lättare att jämna ut dygnsvariationer i värmebehovet och således minska behovet av spetslast. Under kalla perioder är det ofta

problem att hålla uppe trycket i ledningarna och att kunna transportera ut värme decentralt när det finns kapacitet för att sen använda det under till exempel morgonspetsen och minska behovet av spetslast. Som beskrivit kapitel 3.1.1. finns det termiska förluster vid transport av fjärrvärme. Om transporten ut till en ackumulator vid kunden sker då belastningen är låg är det att föredra.

3.2.7 Ackumulatortryck

En annan skillnad på ackumulatörer är om de är trycksatta eller inte. Fördelen med en trycksatt ackumulator är att temperaturen på vattnet kan höjas över 100 °C. Denna typ lämpar sig bäst på transmissionsidan i fjärrvärmenätet där temperaturen kan vara upp mot 115 °C. Nackdelen är att investeringskostnaden ofta blir högre på grund av ökad godstjocklek. En trycklös ackumulatortank kan endast lagra värmeenergi under 100 °C och på grund av den ofta högre temperaturen i transmissionsnätet kan den tekniken inte användas där. Istället är denna teknik intressant för distributionsidan där tryck och temperatur är lägre. Den kan då jämna ut svängningarna i värmebehovet lokalt och på så vis avlasta transmissionsnätet under perioder då behovet av värme är stort. På grund av lägre krav på godstjocklek och mindre komplicerad installation så är kostnaderna för en trycklös ackumulator ofta lägre än för en trycksatt.



Figur 3.7 illustrerar schematiskt en ackumulatortank på transmissions- respektive distributionsidan.

3.2.8 Återbetalningstid

För att analysera hur lång tid det tar att betala tillbaka en investering används pay-back metoden. Precis som ordet antyder blir resultatet en indikation på hur lång tid det tar innan investeringen är återbetald. Ekvation 3.16 visar metoden utan hänsyn till kalkylränta. (Persson & Nilsson 1993).

$$n = \frac{G}{a} \quad (\text{ekv. 3.16})$$

Där:

n = Återbetalningstiden[år]

G = Grundinvesteringen [DKK]

a = Årlig besparing [DKK]

Om återbetalningstiden istället beräknas med hänsyn till kalkylräntan blir ekvationen enligt 3.17. (Persson & Nilsson 1993).

$$G = a \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (\text{ekv. 3.17})$$

Där:

i = kalkylränta

3.3 Ackumuleringsstrategier

Det finns i huvudsak två huvudtyper av värmelagring, korttidslager och långtidslager.

3.3.1 Långtidslagring

Långtidslager tar tillvara på värmen under en varmare period för att sedan kunna komma till användning när behovet är större. Under sommaren finns i vissa fall ett överskott av värme i fjärrvärmenätet och utrymme att avsätta denna värme energi för framtida bruk. När vinterperioden närmar sig finns det sen möjlighet till att använda den tidigare avsatta värmen. Om de geotekniska förutsättningarna är bra så kan detta vara mycket intressant för fjärrvärmeföretag. Lager av detta slag måste vara mycket stora och ha ett lågt värmeöverföringstal mot omgivningen för att värmen ska stanna kvar under en lång period. Ofta används berggrunden och grundvattnet som långtidslager. Denna typ av ackumulering är mindre vanlig. I detta examensarbete är det framförallt potentialen i den andra typen av värmelagring som studerats närmare, dvs. korttidslagring.

3.3.2 Korttidslagring

Värmelagring mellan ett eller ett par dygn är ett effektivt sätt att jämna ut dygnsvariationer i fjärrvärmesystemet. Det finns flera incitament för att använda korttidslagring.

Korttidslagring kan förhindra att värmeproduktionen måste svara mot kortsiktiga belastningstoppar. Om det finns möjlighet att ta vara på värmen under perioder då värmebehovet är lågt för att sedan använda energin då behovet under en kortare period ökar skapar det möjlighet för en bättre optimerad produktion. Med att optimera produktionen menas främst att den billigare baslasten kan utnyttjas till större grad och på så vis minska behovet för att använda dyrare och smutsigare spetslastenheter.

Eftersom spetslast används som regulator är det vanligt att de körs under korta perioder. Det leder till att antalet start och stopp av spetslastverken ökar. I många fall är det kostsamt på grund av att processen kan vara

omständlig och extra uppstartselddning är nödvändig. En ackumulator minskar behovet av sådan drift.

På grund av att fjärrvärmebolag ofta får sin baslastvärme från olika värmeproducenter med olika priser på värme är det önskvärt att öka utnyttjandegraden av den billigaste värmen. En ackumulator kan möjliggöra detta genom att köpa in billig baslast när det finns möjlighet för att använda den senare.

En annan anledning till att ha värmeenergi lagrad i systemet är att om det blir ett kortare driftsbortfall vid en produktionsenhet så kan värmelagret användas för att täcka delar av- eller hela behovet.

Under perioder med varmare klimat med låg värmelast kan det i vissa fall vara problem med för mycket energi i systemet. För att bli av med energin då det är extra påfrestande kan en ackumulator användas för att reducera problemet.

I fall då det inte går att optimera priset på värme med en ackumulator kan det ändå vara av intresse att minska svängningarna i nätet. Den kan bidra till att minska kostnaderna för pumparbete och öka utnyttjandet av kapaciteten i transmissionssystemet.

3.4 Värmepriser

Det finns ofta flera typer av produktionsanläggningar i ett fjärrvärmenät. Anläggningar med låga rörliga kostnader men höga fasta kostnader kallas för baslast medan anläggningar med höga rörliga kostnader och låga fasta kostnader lämpar sig för spetslast.

3.4.1 Kraftvärme

En annan stor faktor för värmepriset är variationerna i elpris. Kraftvärmeverk producerar både kraft och värme vilket medför en sorts kompromiss. De har en hög verkningsgrad men är inte helt optimala ur elektricitets- eller värmesynpunkt. När elmarknaden avreglerades ändrades även spelreglerna för värmepriserna. Kraftvärmeverken planerar sin produktion efter när det är som mest lönsamt med hänsyn till elmarknaden. Det leder i vissa fall till att värmepriset varierar på timbasis. Att ha möjlighet till att ackumulera värme under perioder med billig värme för att köpa mindre när det är dyrt är intressant. Utbytet mellan elektricitet och värme benämns i svensk litteratur oftast som α .

$$\alpha = \frac{P}{Q} \quad (\text{ekv. 3.18})$$

Där:

P = effekt (elektricitet) [W]

Q = effekt (värme) [W]

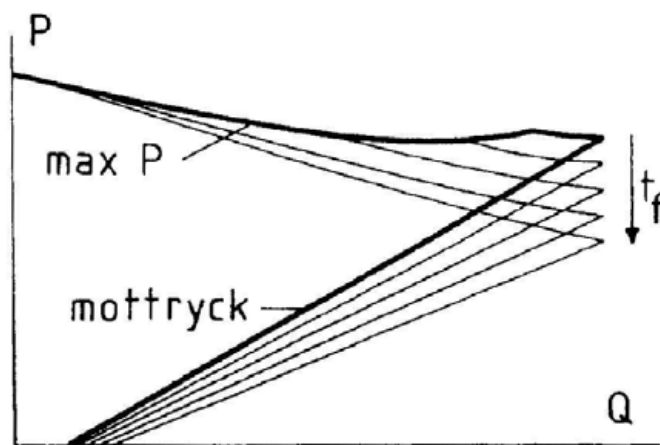


Diagram 3.4 Illustrerar hur kraft respektive värme kan produceras tillsammans. (Frederiksen & Werner 1993)

Det kan utläsas i Diagram 3.4. hur sambandet förhåller sig mellan kraft, P och värmeproduktion, Q . Framledningstemperaturen, t_f blir högre vid ett högre mottryck vid turbinen, detta medför minskad elproduktion. (Frederiksen & Werner 1993)

3.4.2 Prisoptimering med fast värmepris

För att beskriva hur värmeproduktionen är fördelad mellan olika produktionsanläggningar är det vanligt att använda ett varaktighetsdiagram. Vid timme nr. 1 illustreras mixen av produktion den timmen då värmelasten var som högst och vid timme 8760 den timmen då lasten var som lägst under året. Timmarna där emellan är fördelade genom samma princip. Hur det kan se ut illustreras i diagram 3.5.

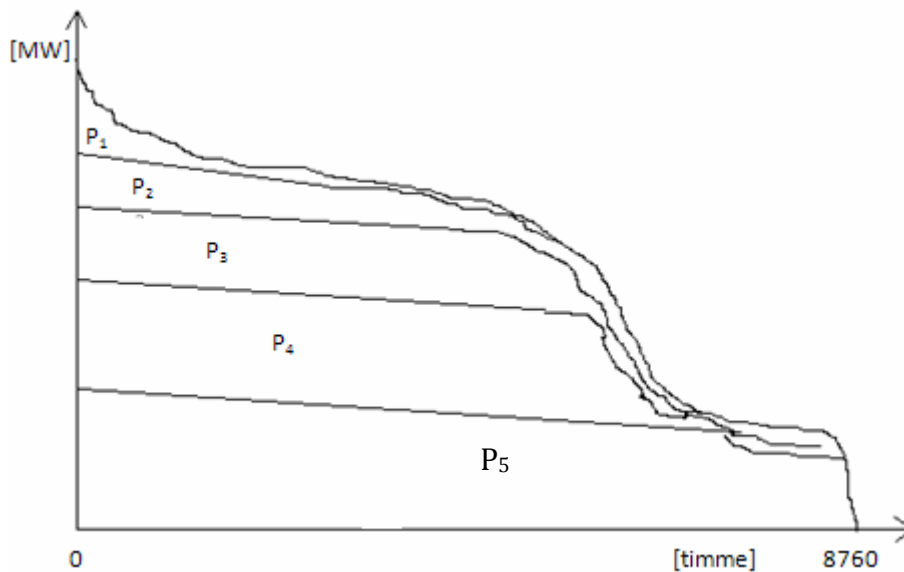


Diagram 3.5. En principskiss över hur produktionsmixen är fördelad vid olika lastfall i ett varaktighetsdiagram. Där P_x är värmeproducent X .

Varaktighetsdiagrammet visar hur värmelasten är fördelad över den valda perioden. Det ger också en bild av hur verken är prioriterade att köra, ofta benämnda som produktionsenheternas merit-order. I diagram 3.5 är P_1 den som valts att leverera värme under en kort period och P_5 den som levererar under en så lång period som möjligt. Eftersom fjärrvärmebolaget strävar efter att köpa sin värme så billigt som möjligt under varje timme så är det ofta så att det är priset som avgör hur prioriteringen är fördelad. Priset kan beskrivas enligt ekvation 3.19.

$$\text{Priset/MWh } [P_1 > P_2 > P_3 > P_4 > P_5] \quad (\text{ekv. 3.19})$$

Anledningen till att produktionen av de dyrare verken används över hela året är ofta på grund av reglertekniska begränsningar. Det är önskvärt att utnyttja den billigare baslasten över så lång tid som möjligt.

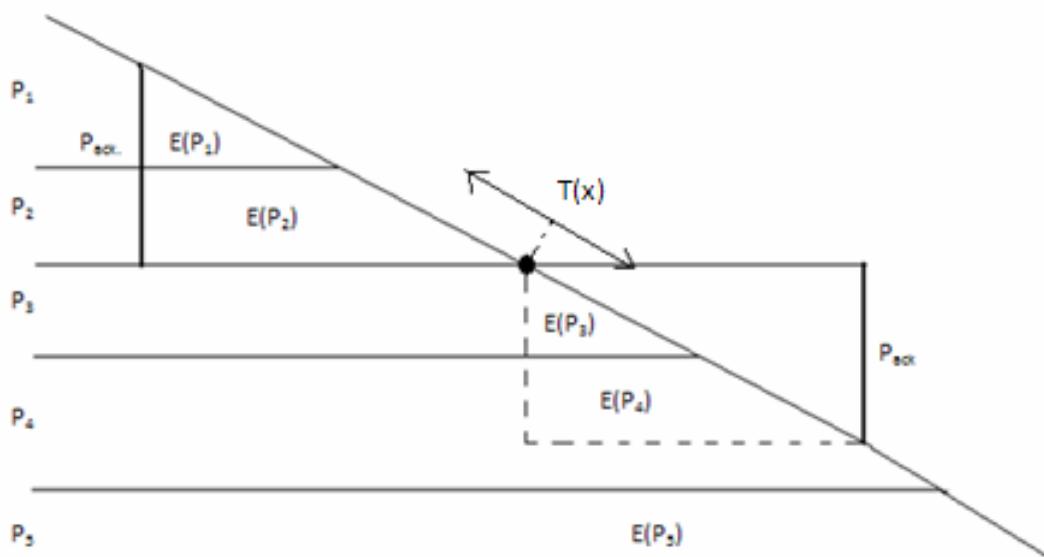
De stora producenterna som är billigare kan inte ta upp små svängningar i värmelasten och då måste det finnas tillgång till mindre producenter som spetslastverk eller mottrycksanläggningar som kan svara för värmebehovet. Eftersom en ackumulator kan användas för att jämna ut

dygnsvariationer kan den i till viss grad öka utnyttningstiden av billigare värme för att användas vid tillfällena då värmebehovet är större.

3.4.3 Prisoptimering med ackumulator

Om det verkliga fallet förenklas så att det blir enklare att se hur utnyttjningsgraden av billigare värmeproduktion kan ökas med en ackumulator kan en skiss se ut enligt figur 3.8.

[Teori för prisoptimering med ackumulator med fasta värmepriser har utarbetats i samarbete med stab-ingenjör på VEKS, Civ.Ing. Energi och Miljö Troels Duhn.]



Figur 3.8. En förenklad principskiss över hur en tänkt ackumulator kan öka utnyttjningsgraden av billigare värme.

Där(Figur 3.8):

P_{ack} = Effekten på ackumulatorn [MW]

$E(P_x)$ = Energin från Producent X [MWh]

$T(x)$ = Timme X under perioden.

Enligt ekvation 3.20 är principen är att köpt energi till ackumulatören ska vara samma som såld energi från ackumulatören.

$$E(P_1) + E(P_2) = E(P_3) + E(P_4) \quad (\text{ekv. 3.20})$$

Eftersom priset på värmen som finns ackumulerad är lägre än priset på värmen från de produktionsenheter som annars finns tillgängliga kommer besparingarna på det nya värmepriset att bli enligt ekvation 3.21.

$$Besp(x) = [E(P_1) * pris(P_1) + E(P_2) * pris(P_2)] - [E(P_3) * pris(P_3) + E(P_4) * pris(P_4)]$$

(ekv. 3.21)

Mixen av inköpt värme mellan olika produktionsenheter analyseras sen över hela perioden. När två producenter korsas är det möjligt att använda ekvation 3.21 för att se hur mycket som skulle kunna sparas med ackumulering. Om effekten på ackumulatören ökas så kommer tillfällena då värme från en produktionsenhet övergår i en annan att öka.

Eftersom ackumulatören som ska undersökas i rapporten är en dygnsackumulator är det en förenkling att se ackumuleringstillfällena i ett varaktighetsdiagram. Anledningen till att det är en förenkling är att det inte framgår i varaktighetsdiagrammet om en timme ligger nära en annan timme. Det är ändå ett värdefullt sätt att analysera och uppskatta hur mycket en ackumulator av en viss storlek teoretiskt kan öka utnyttjningsgraden av billigare värme på årsbasis.

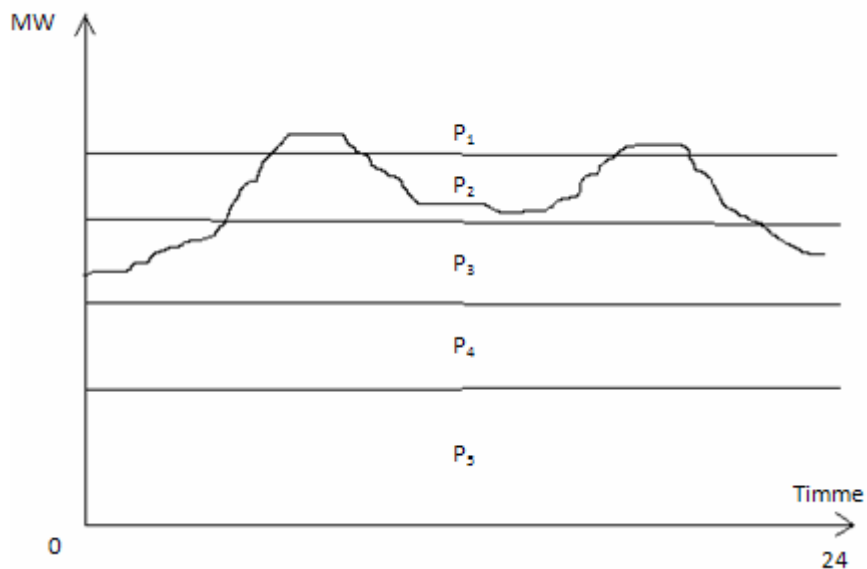


Diagram 3.6. Principskiss för hur värmen kommer från olika produktionsanläggningar under ett dygn.

En mer exakt metod är att analysera olika dygnet enligt diagram 3.6. En tänkt ackumulator kan fungera som en konsument av värme då det finns billigare värme tillgänglig och producent då dyrare värme annars måste användas. Detta kommer enligt samma princip enligt ekvation 3.21 att reducera kostnaden för värmeinköp.

4. Kartläggning

Kapitlet Kartläggning ämnar främst ge att en klar bild över VEKS komplexa fjärrvärmesystem för att underlätta förståelsen i efterföljande analyskapitel.

4.1 Baslast

Baslasten i VEKS nät kommer främst från det lokala kraftvärmeverket Avedøre. Andra stora producenter är avfallsförbränning vid KARA och Vestforbrænding. En mindre del kommer från geotermi, spetslastdrift och värme producerad till VEKS systersällskap CTR. Totalt köptes 8 300 TJ värme in under 2006. I diagrammet nedan syftar "Wood" och "Oil, gas & bio oil" på bränslena tillförda i spetslastdriften. De olika produktionsenheternas geografiska placering i VEKS nät åskådliggörs i bilaga 7.

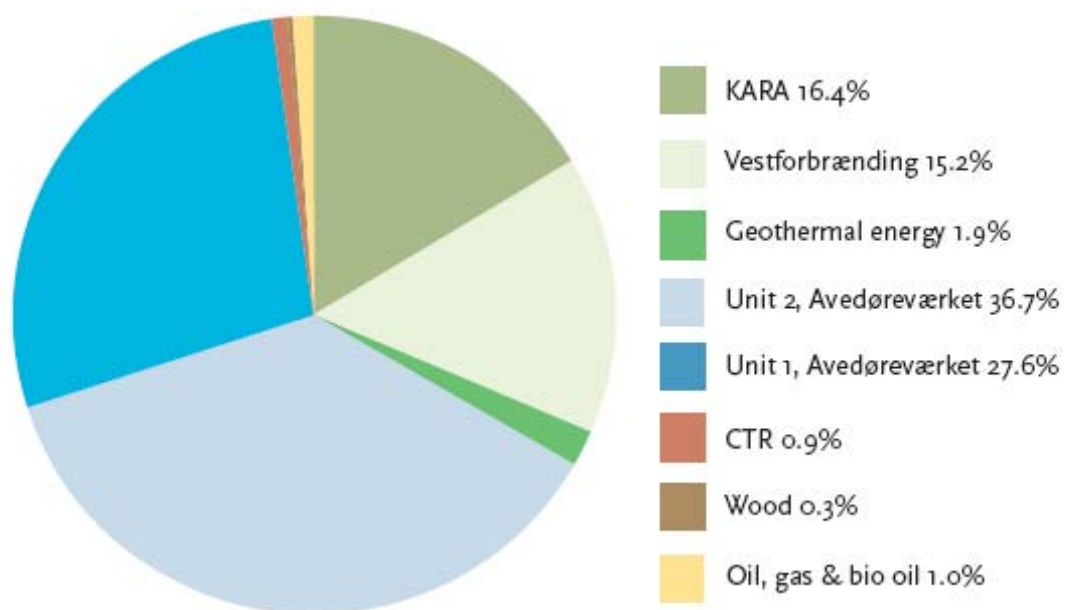


Diagram 4.1 visar värmelastens fördelning på de olika produktionsenheterna. (Årsrapport VEKS 2006)

4.1.1 KARA

Avfallsförbränningsanläggningen Kara¹ är belägen vid Central øst. Det finns tre pannor, två för varmvattenproduktion och en för kraftvärmeproduktion. År 2006 tog Kara emot 195 tusen ton avfall. Vid förbränning av avfall är VEKS skyldiga att ta hand om värmen. När värmebehovet i systemet är stort är det inga problem att ta hand om värmen men det kan medföra drifttekniska svårigheter under sommarmånaderna då värmebehovet är litet. Den producerade värmen blir för stor vilket medför att trycket blir högt vid Kara.

2005-2006 producerade Kara 1 380 TJ värme till VEKS nät vilket medförde emissioner på 24 300 ton koldioxid.

4.1.2 Vestforbrænding

Vestforbrænding² har en avfallsförbränningsanläggning i Glostrup som producerade 233 500 MWh el och 3852 TJ värme 2007. Sammanlagt omsattes 500 tusen ton avfall till energi. Vid anläggningen finns ett kyltorn som tar hand om överskottsvärmen vid stora plötsliga variationer. Till VEKS producerades 1 380 TJ vilket ger 24 280 ton koldioxid.

4.1.3 Geotermi

År 2005-2006 producerade geotermianläggningen för 102 TJ vilket motsvarar ungefär 1,9 % av VEKS värmebehov³. Maximal effekt från anläggningen är på 27 MW. Geotermianläggningen fungerar på sådant sätt att vatten på 73 grader Celsius tas upp, värmesväxlas och skickas tillbaka med en temperatur på 17 grader. En värmepump höjer temperaturen från 73 till ungefär 100 grader.

4.1.4 Kraftvärmeverket Avedøre

Avedøre kraftvärmeverk är ett grundlastverk som i stort sätt är i konstant drift med undantag för årliga underhållsstop. Verket består av två block, Avedøre 1 som gick i kommersiell drift i januari 1990 och Avedøre 2 som

¹ www.kara.dk, besökt löpande.

² www.vestfor.dk, besökt 080205

³ www.veks.dk, besökt löpande.

gick i kommersiell drift januari 2002⁴. Avedøre 1 eldar primärt med kol men kan även eldas med olja. Avedøre 2 är en såkallad multiförbränningspanna, som kan eldas med olja, naturgas, träpellets och halm.

Den tillkopplade biomassaanläggningen har världens största halmpanna med en förbrukning på upp till 165 tusen ton halm om året. Biomassapannan förser systemets huvudturbin med ånga. Kapaciteten är 45 MW el och 50 MJ/s värme. Vid maximal produktion förbrukas 25 ton halm per timme. Avedøre 1 har en maxkapacitet på 250 MW el och 331 MJ/s värme, motsvarande siffror för Avedøre 2 är 570 MW el och 570 MJ/s värme. Avedøreverkets värmeproduktion är fördelad på så sätt att VEKS tar emot 30 % av värmen och CTR 70 %. I fjärrvärmeväxlarna värms fjärrvärmevattnet upp till 100-120 grader av ångan innan det pumpas till fjärrvärmenätet. Om ångan fortsätter till kondensorn kyls den med havsvatten och pumpas tillbaka till pannan där processen startas om. Avedøre producerade 5 857 TJ värme till VEKS under driftsåret 1 juli 2005- 30 juni 2006.

Rökgasrening

När röken lämnar pannan på Avedøreverket passerar den först en katalysator i en deNOX-anläggning. Här reagerar rökens kväveoxider med ammoniak. Denna reaktion omvandlar upp till 85 % av kväveoxiderna till vatten och fritt kväve. Därefter blir röken ledd genom ett el-filter där mer än 99 % av flygaskan blir borttagen. Flygaskan används i cement vid betongframställning och till vägbeläggning. Från el-filtret fortsätter röken vidare till avsvavelanläggningen. Här blir röken tvättad med en blandning av kalk och vatten som reagerar med rökens svaveldioxid. Denna reaktion skapar ämnet gips som avskiljs i en centrifug och skickas till ett lager innan den säljs. Mer än 98 % av svaveldioxiden blir borttagen i ovan nämnd process. Koldioxidutsläppen på grund av produktion till VEKS motsvarar 160 tusen ton under ett normalt år.

⁴ www.dongenergy.dk , besökt 071211

4.1.5 CTR

VEKS systemsällskap är centralkommunernes transmissionselskab I/S, *CTR*, och bildades 1984 av fem kommuner som gick samman i ett fjärrvärmesällskap⁵. CTR har ett 54 kilometer långt ledningsnät med tre boosterpumpstationer, 14 spetslastanläggningar och 26 värmewäxlarstationer. Övervakning och drift är placerat Frederiksberg. Via CTR får VEKS in värme från omkringliggande kraftvärmeverk då transmissionsnäten är hydrauliskt sammankopplade.

⁵ www.ctr.dk, besökt löpande.

4.2 Spetslast

I VEKS nät ingår 39 stycken spetslaststationer som kan startas vid behov. De levererar värmeenergi direkt till det lokala fjärrvärmebolaget då kapaciteten i transmissionsnätet inte räcker till.

4.2.1 Spetslastpriser

Spetslastverken eldas med olika bränslen och priserna på dessa skiljer sig mycket från varandra. Till de dyraste bränslena hör naturgas och olja som båda är fossila bränslen. Priserna är baserade på en 85 % verkningsgrad hos verken med inräknade koldioxid, svavelavgifter och energiavgifter.

	Pris [DKK/G]		
Bränsle	2004	2005	2006
fossil			
olja	109,71	127,35	141,18
oljegas	127,38	175,55	184,9
naturgas	123,1	133,13	197,14
Kol	102,49	102,49	111,79
Trä	64,22	59,16	82,76
Rapsolja	79,97	91,29	96,98

Tabell 4.1. Värmepriser från spetslast beroende på bränsle.

4.2.2 De tre största spetslastverken

Under perioden mellan den januari 2004 till december 2006 var det endast 18 stycken spetslastverk som kördes. Av dessa är det framförallt tre spetslastverk som utmärker sig med att köra mer än de andra.

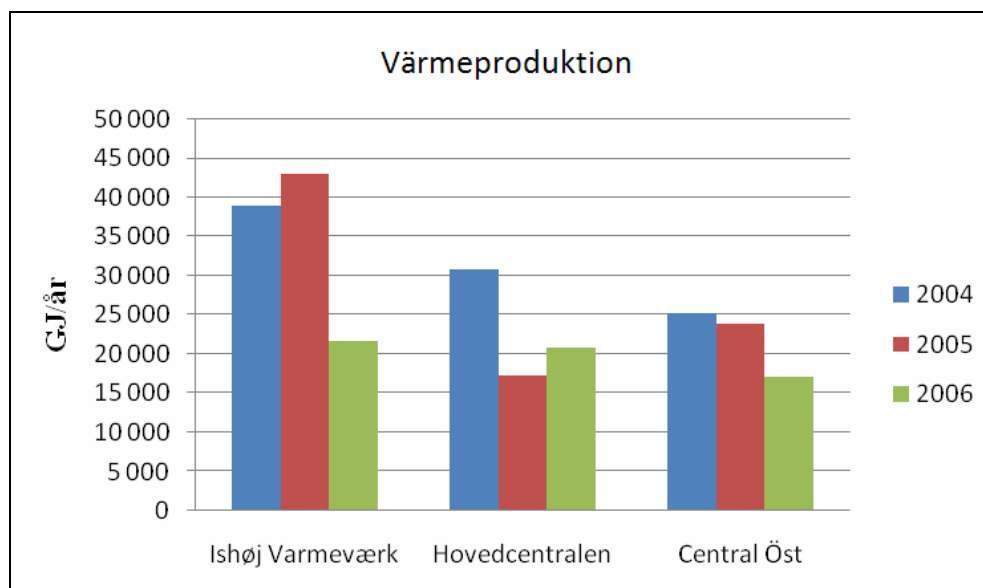


Diagram 4.2. Energi levererat från de tre största spetslastverken i systemet. Siffror tagna ur driftsårsrapporterna.

Ishøj

Det lokala fjärrvärmebolaget i Ishøj är inkopplat på den södra förgreningen i VEKS transmissionsnät. Spetslastverket har en maximal effekt på 36 MW och eldas i huvudsak med pellets som kan anses miljövänligt i jämförelse till VEKS övriga fossilt eldade spetslastverk. Ishøj har möjlighet till att exportera värme ut till transmissionsnätet om det skulle behövas.

En egenskap som skiljer Ishöjs spetslastpanna mot övriga i nätet är att uppstartstiden är omkring 3 timmar. Det är nödvändigt att två personer närvarar vid uppstarten av pannan. Om det är behov för spetslast under morgon och kväll kan Ishøj köras på minimal last under natten. Spetslastpannan lämpar sig dock bäst för att köras på jämn last under längre perioder då det är brist på värme och tryck i den södra förgreningen, vilket stärks av diagram 4.3. (Driftsmanual för driftsmestre 2007, internt dokument hos VEKS)

Underhållskostnaderna för Ishøj är 12,18 danska kronor per GJ. Ishøj producerade i medeltal 34 536 GJ under perioden 2004-2006. Med en kostnad på 87 danska kronor per GJ blir kostnaden för spetslasten 2,7 miljoner danska kronor per år.

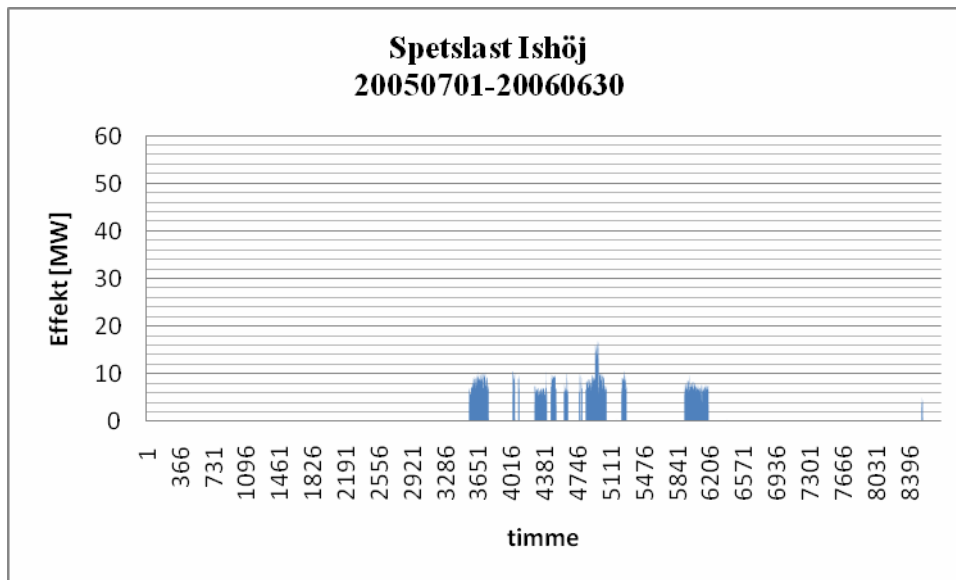


Diagram 4.3. Visar effekten värme som Ishøj värmeverk levererat.

Hovedcentralen

Roskilde tätort får värmen levererad genom växlarstationen som kallas för Hovedcentralen. Den lokala spetslastpannan är en kombinerad naturgas- och oljeanläggning. Totalt är där fem stycken pannor varav 2 stycken kan startas direkt från VEKS med en uppstartsperiod på 20 minuter. Dessa två eldas med naturgas och har en effekt på 8,6 MW vardera. Två pannor eldas med olja och har en effekt på 8,2 och 4 MW och måste startas av lokal personal. Där finns även en större panna med en maximal effekt på 66 MW som kan eldas med både rapsolja och fossil olja. Beslut om uppstart kontrolleras av personal på Roskilde fjärrvärme och uppstartstiden är cirka 20 minuter. Enligt driftsdata från tre år tillbaka eldas pannan med 50 % av vardera bränsle. Hovedcentralen har en underhållskostnad på 7,31 danska kronor per GJ och en årskostnad på 3,6 miljoner danska kronor. (Driftsmanual för driftsmestre 2007, internt dokument hos VEKS)

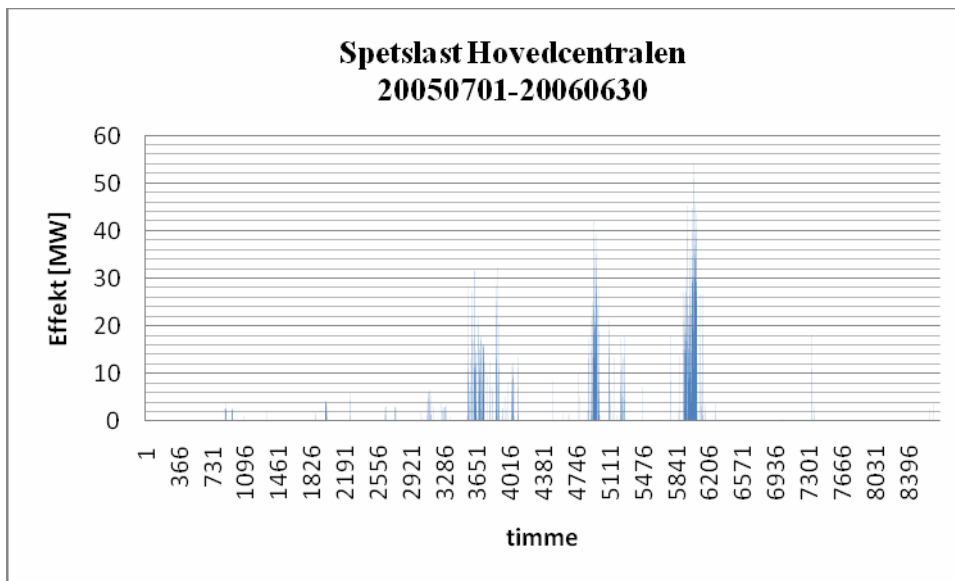


Diagram 4.4. Visar effekten värme som Hovedcentralens värmeverk levererat.

Central Öst

Spetslastpannorna vid Central Öst består av två rapsoljeeldade pannor med en maximal effekt på 20 MW vardera. Pannorna kan startas på 15 minuter från VEKS kontrollrum. Minimal värmeproduktion är 5 MW. Underhållskostnaden på Central Öst är 7,40 danska kronor på GJ. Den årliga kostnaden är 1,7 miljoner danska kronor. (Driftsmanual för driftsmestre 2007, internt dokument hos VEKS)

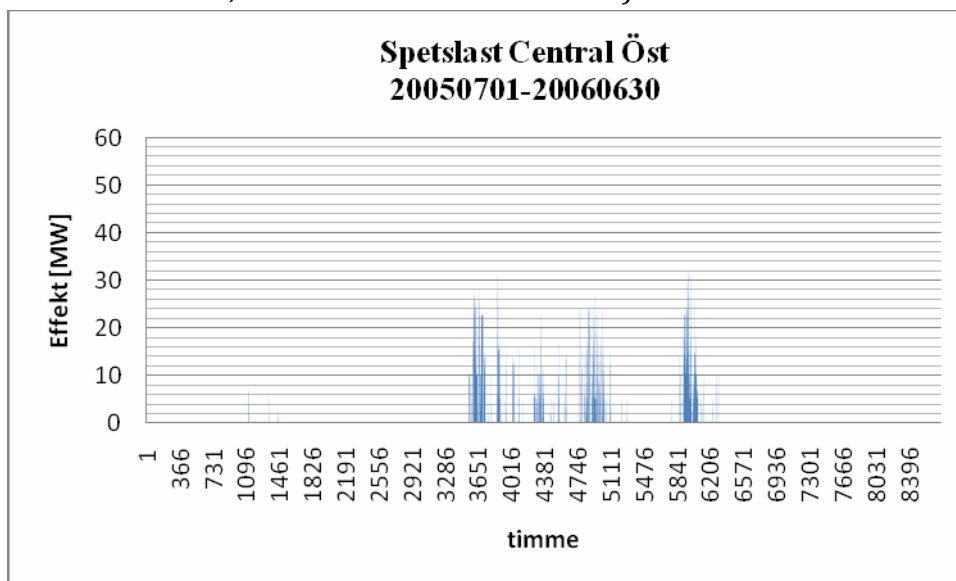


Diagram 4.5. Visar effekten värme som Central Öst värmeverk levererat.

4.3 Norra grenen

Norra förgreningen av VEKS nät innefattar åtta växlarstationer och förbrukar ungefär 33 % av den totalt inköpta baslasten. Den maximalt växlade effekten i norra grenen perioden 1 juli 2005 till 30 juni 2006 uppgick till närmre 187 MW. Den totalt växlade energin uppgick till ungefär 2 800 TJ. Maximalt växlad effekt var den 27 januari 2006.

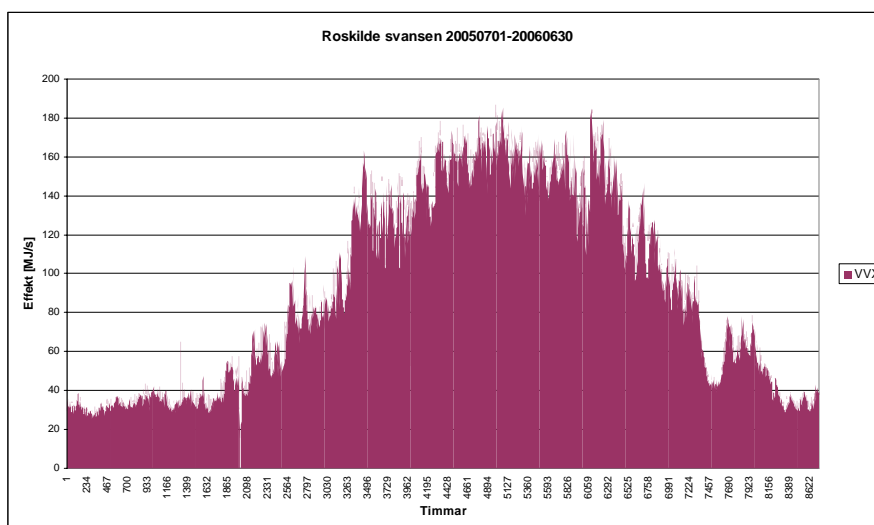


Diagram 4.6. Visar hur effektbehovet i norra grenen fördelar sig över den valda tidsperioden 1 juli 2005- 30 juni 2006.

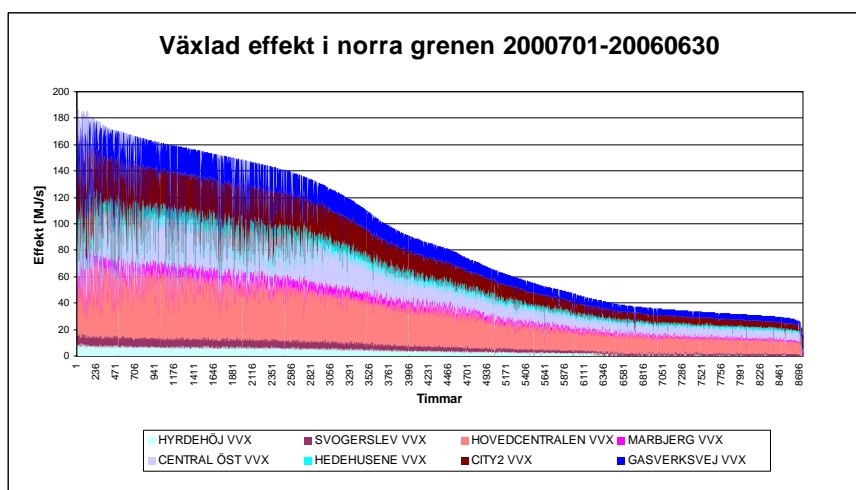


Diagram 4.7. Visar i ett varaktighetsdiagram att majoriteten av behovet i norra grenen finns i växlarstationerna Hovedcentralen, Central Öst, City2 och Gasverksvej.

Två av de stora spetslastpannorna som producerat mycket mellan perioden 2004-2006 ligger på den norra grenen. Under kalla perioder finns det problem med att hålla uppe tryck och temperatur och då det blir aktuellt att starta spetslastpannorna på dessa områden då baslasten inte räcker till. I diagram 4.8 är den spetslastproduktionen i norra grenen presenterad grafiskt.

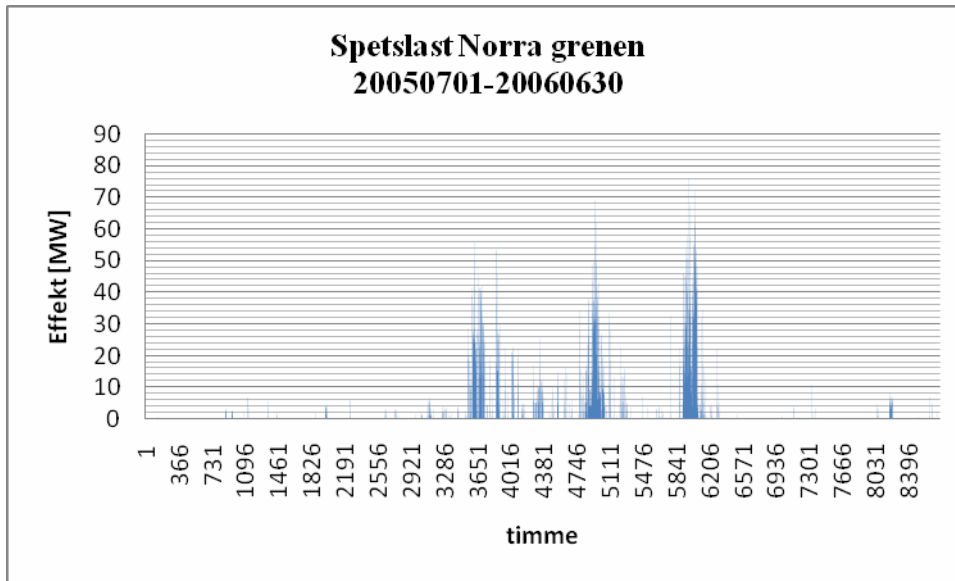


Diagram 4.8. Historiska data över producerad effekt från spetslastpannorna i norra grenen.

4.4 Varierande baslastpriser

Det framkom i kartläggningen av de olika baslastverken att det endast är Avedøreverket 2 Olja och Gas som har varierande värmepriser på timbasis. Hur de svänger och med hur mycket är svårt att säga exakt och enligt teorin för kraftvärme i kapitel 3.4.1. förklaras hur elpriset spelar inverkar på värmepriset.

I diagram 4.9. är siffror på prisvariationen presenterade. Prisuppgifterna är lämnade av Ulrik Jörgensen som arbetar med statistik och värmeinköp på VEKS. Motiveringen var att de kan anses vara representativa för hur prisvariationen ser ut i normalfallet även om de varierar något beroende på situationen på elmarknaden.

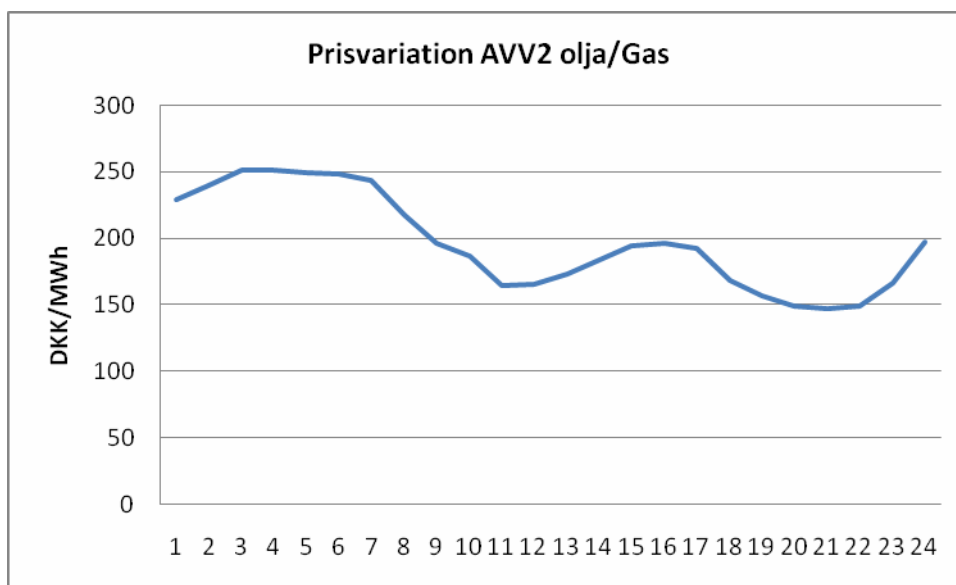


Diagram 4.9. Normal värmeprisvariation från AVV2 olja och gas.

4.5 Befintliga ackumulatortankar i VEKS nät

VEKS har redan ackumulatortankar i sitt fjärrvärmenät. Som ett komplement till de historiska data över drift genomfördes studiebesök för att bättre förstå hur de styrs idag.

Nedan listas befintliga ackumulatortankar i VEKS nät (VAK=Värmeackumulator).

- VAK-AVV 10
- VAK-AVV 20
- Bröndby Öster
- Bröndby Strand

4.5.1 Avedøreverkets ackumulatortank

Centralt vid kraftvärmeverket i Avedøre finns två identiska tankar, VAK-AVV10 och VAK-AVV20, de går under samma namn, AVV-VAK. Det är två 50 meter höga ackumulatortankar på totalt 44 000 m³. Tankarna är trycksatta och rymmer tillsammans totalt 2 600 MWh och har ett effektuttag på max 300 MW. Värmeenergin i tanken ägs till 1/3 av VEKS. AVV-VAK har ett övertryck på ångkudden på 1,6 – 1,8 bar. Detta gör att de kan hålla temperaturen i tanken på 115 grader då ångtryckskurvan visar att kokpunkten på vattnet vid det trycket är 130 grader⁶.

Trycket i framledning kan när värmelasten är hög vara cirka 19 bar och 10 bar i returledningen. För att trycket i tanken ska vara lägre använder Avedøreverket pumpar och ventiler. Pumparna är av typen turbinpumpar och på så sätt återvinns den tryckenergi som går förlorad vid uppladdning för att sen åter höja trycket vid urladdning. Det finns även elektriskt drivna pumpar för att assistera turbinpumpen. Fördelen med att använda pumpar och ventiler för tryckreglering är främst att stora effekter kan laddas av och på ackumulatorn. En nackdel är att pumpsäkerheten måste vara hög för att effekterna skulle vara katastrofala om en pump släpper igenom trycket.

⁶ Studiebesök Avedøreverket 2007-12-10

4.5.2 Bröndby fjärrvärmes ackumulatortank

Nätet Bröndby fjärrvärme är uppdelat på två separata distributionssystem och båda har decentrala ackumulatortankar som installerades 1994. Tankarna står på distributionssidan och är trycklösa vilket gör att säkerhetskraven på tanken lägre. I Bröndbys fall är det gamla oljetankar som blivit ombyggda för värmeackumulering. I Bröndby Öster är det två tankar som står sammankopplade på vardera 270 m³. Dessa har en ackumuleringskapacitet på 38 MWh och en maximal effekt på 10 MW. I Bröndby Söder är där en tank med en volym på 500 m³. Ackumulatortankarna är tillräckligt stora för att täcka dygnsvariationerna och belastningen på VEKS transmissionsnät blir medeleffektbehovet över ett dygn. Det är sen ackumulatortanken som svarar mot de lokala svängningarna i värmelasten. Ackumulatortanken står i ett slutet system för vattnet i ackumulatortanken där de med två värmeväxlare kan ladda av och på ackumulatortanken. När effektbehovet på ackumulatortanken inte är så högt så går det bra att använda växlare för upp och urladdning.

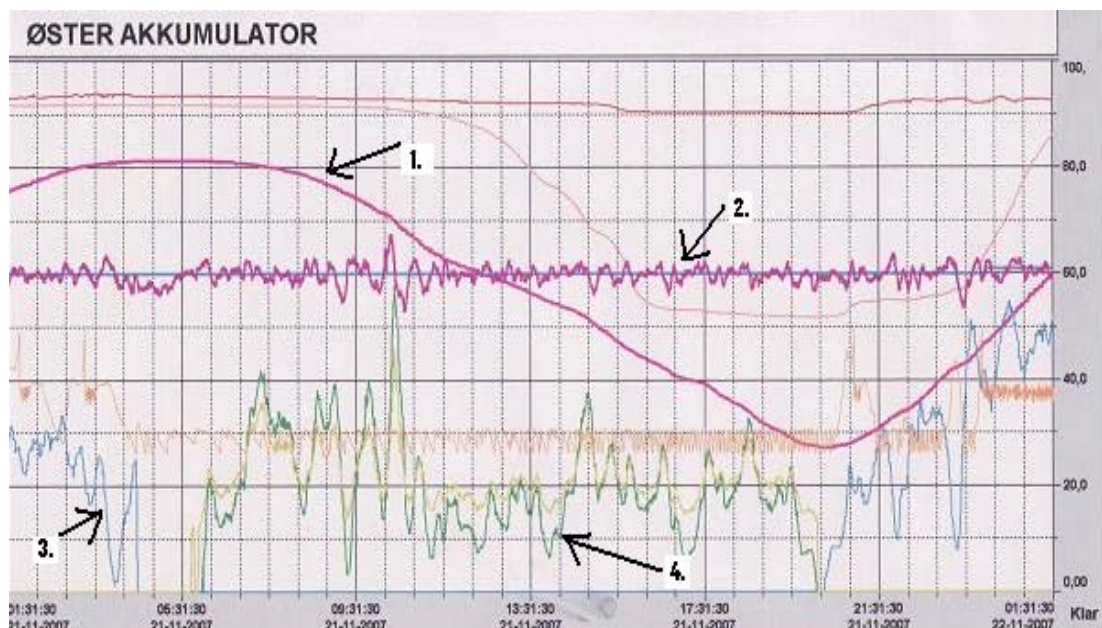


Diagram 4.10 Visar Bröndbys fjärrvärmesystem under 24 timmar den 21 november 2007. **Linje 1.** Beskriver energiinnehållet i ackumulatortanken, max på Y-axeln är 150GJ. **Linje 2.** Beskriver växlad effekt från VEKS transmissionsnät, max på Y-axeln är 60 MW. **Linje 3.** Visar hur ackumulatortanken laddas upp, max på Y-axeln är 10 MW. **Linje 4.** Visar hur ackumulatortanken laddas ur, max på Y-axeln är 10 MW.

Resultatet av en decentral ackumulator på distributionssidan ses i förändringen av lastfaktorn. Begreppet lastfaktor är VEKS mått på avvikelserna och variationerna i värmelasten och i diagrammet nedan visas hur lastfaktorn ändrats sedan 1994 då ackumulatortankarna togs i bruk. En lägre lastfaktor leder till att värmepriset för Bröndby blir lägre och investeringen på tankarna kan räknas hem. Investeringskostnaden för projektet kan uppskattas till 10 miljoner enligt driftspersonalen på Bröndby fjärrvärme.⁷

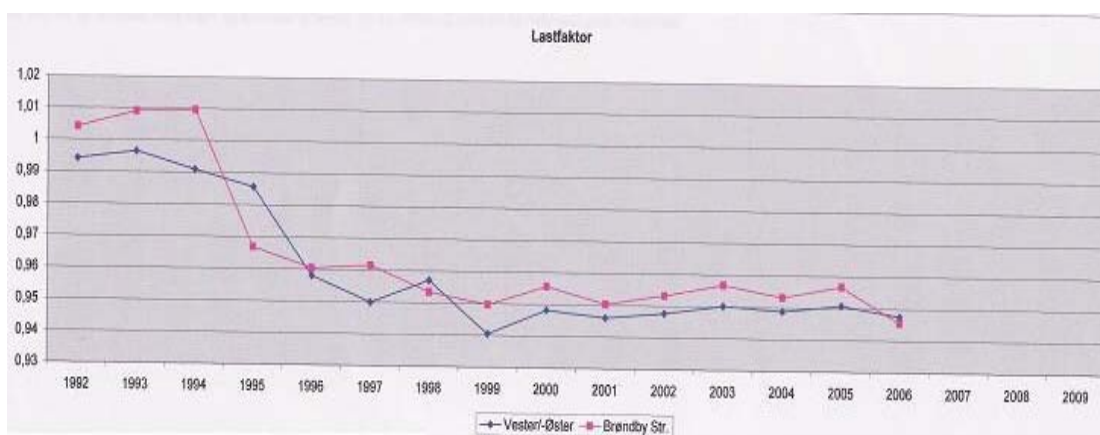


Diagram 4.11 Visar hur lastfaktorn sänkts sen införandet av ackumulatorer i Bröndbyfjärrvärme 1993.

⁷ Studiebesök Bröndbyfjärrvärme 2007-11-15

4.6 Ackumulatorinformation i allmänhet

För att få en uppfattning om vilka priser och specifikationer som finns att tillgå har leverantörer och fjärrvärmebolag med befintliga tankar kontaktas.

4.6.1 Hedbäck AB Tore J

Hedbäck AB Tore J. lämnade referensinformation på en av deras vanligaste nyproducerade tankar. Det är en trycklös tank på 22 000 m³ med en mantelhöjd på 56 meter och bredd på 22 meter. Priset för en sådan tank beror till stor del på det aktuella stålpriset och 2008 skulle enligt leverantören av stålet kosta cirka 23 miljoner svenska kronor. Övriga tilläggskostnader är isolering på cirka 4 miljoner kronor och installationskostnader för cirka 4 miljoner. Enligt Hedbergs AB ligger den övre dysans övre kant 1 m under mantelns övre kant om man har rörlig dysa i annat fall måste dysan monteras lägre på grund av vattnets expansion. Dysan får aldrig ligga högre än 1 m under vattenytan då det finns risk för det bildas vågor som förstör skiktningen i tanken. Nedre dysans nedre kant brukar placeras cirka 0,5 m över bottenplåten för att undvika att bottenplåten ändrar sin temperatur och därmed nöter mot fundamentet (termiska rörelser). Inköpet av stål står för den största delen av investeringen och variationer i stålpriset har en stor inverkan på investeringskostnaden. Hedbäck AB har även möjlighet att leverera trycklösa tankar med en maximal temperatur på 135 grader, hur denna teknik fungerar ville de inte gå in närmare på. De ska eventuellt bygga en sådan tank i Lycksele för Skellefteå kraft. ⁸

⁸ Anders AW Hedbäck e-mail 2008-01-21

4.7 Ackumulatortankar i andra nät

4.7.1 Jämtkraft AB

På Jämtkraft i Östersund finns en 26 000 m³ trycklös ackumulatortank decentralt i nätet. Tanken står 3 km från produktionsanläggningen. Anledningen till det är främst på grund av topografin i området då tanken bör stå på den högsta punkten i systemet. Den används för att öka trycket i systemet vilket gör det lättare att distribuera värme under perioder med hög värmelast. Maximal temperatur i deras nät är 115°C med en returtemperatur på cirka 45°C och ett maximalt tryck på 16 bar. Trycket höjdes i genomsnitt 2 bar över nätet efter att ackumulatorn installerats. Att installera en trycksatt ackumulator var inte aktuellt på grund av de mycket höga investeringskostnaderna och högre säkerhetskrav.

Investeringskostnaden på ackumulatorn var cirka 70 Mkr enligt Dag Viklund och Kalle Zellander som lämnat samtliga uppgifter om deras fjärrvärmesystem och om ackumulatorn. Maximal temperatur i ackumulatorn är 99°C och med en ungefärlig returtemperatur på 45°C har de en maximal energi i tanken på 1 500MWh. Ackumulatorn sitter på 500 mm rör med ett flöde på 500 kg/s de har en maximal ur och uppladdningseffekt på 50 MW.

De stora vinsterna med ackumulatorn ligger i möjligheterna till att optimera driften av Jämtkrafts kraftvärmeverk då värmebehovet och elpriset varierar olika. Reducerad användning av reglerverk som spetslastverk har även minskat och bidragit till att spara pengar för värmeinköp. Innan ackumulatorn blev installerad kördes minst ett av totalt tre biovärmeverk på tomgång för att kunna svara mot ett oväntat värmebehov.

Driftskostnaderna för ackumulatorn är i försumbara i jämförelse med vinsterna enligt Jämtkraft. Den har små värmeförluster på grund av de korta upp- och urladdningscyklerna. Det krävs elektriskenergi för pumparbete vid upp- och urladdning av ackumulatorn men enligt Jämtkraft hade det ändå behövts pumparbete för att hålla trycket upp i systemet.

Jämtkrafts ackumulatorstrategi bygger på elpris och rådande klimatförhållanden. Det finns inga optimeringsprogram utan styrningen bygger på "sunt förnuft" och manuell styrning. De anser att det inte finns några fungerande optimeringssystem tillgängliga idag.

I stora drag så försöker de hålla ackumulatorn full under kalla perioder för att försäkra sig om att det finns energi tillgänglig för att reducera spetslast. Detta har lett till att reducering av spetslast och de kan klara sig på baslasten ner till temperaturer på -17°C under korta perioder för att jämföra med -2°C innan ackumulatorn installerades. De slipper också de kostsamma start- och stopp perioderna som de hade tidigare på spetslastverken. Under varmare perioder väljer de att variera energiinnehållet i tanken mer och det leder till att de tjänar mer pengar på elförsäljning. Under perioder då elpriset är högt väljer de att köra utan rökgaskondensering och ackumulatorn täcker då för värmelasten.

4.7.2 Växjö energi AB

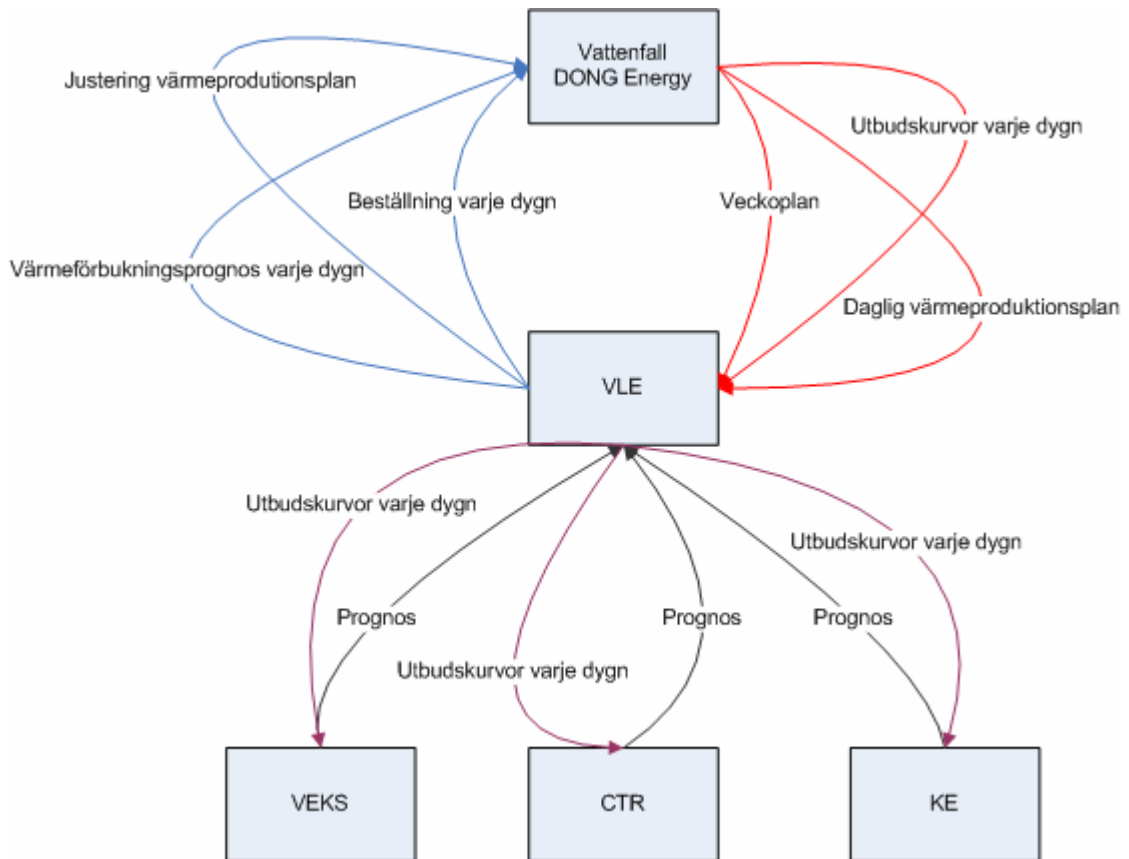
Växjö energi installerade en ackumulator 2004 med en volym på 40 000 m³ med ett energiinnehåll på maximalt 2 700 MWh. Det är en trycklös tank med 61 meters höjd och 30 meters diameter. Innan ackumulatorn blev installerad stod spetslasten för mellan 10 och 15 % av den levererade energin, med ackumulatorn har den siffran reducerats till nära 0 % enligt Björn Axberg på Växjö energi. Han menar att ackumulatorn redan nu är betald på grund av den kraftigt reducerade oljeanvändningen i systemet. Investeringskostnaden för tanken var 40Mkr. Under varmare perioder används tanken till att öka elproduktionen då det är fördelaktigt men framförallt är driftsfilosofin att reducera spetslast. Styrningen av tanken sker manuellt och inga optimeringsprogram används.

4.7.3 Skellefteå kraft AB

Skellefteå kraft har en befintlig tank centralt vid produktionsanläggningen men har även undersökt möjligheten för ytterligare en tank decentralt ute i fjärrvärmenätet. De valde att inte genomföra projektet främst på grund

av att deras kalla perioder ofta varar veckor i sträck. Att investera i en dygnsackumulator under de förhållandena hade inte minskat dyr spetslast mer än under det första kalla dygnet. En förutsättning för att en investering av en dygnsackumulator ska vara lönsam är att det under perioden finns möjlighet för att ackumulera billig baslastvärme. Det skulle behövas en orimligt stor ackumulator för att täcka deras kalla veckor och ackumulering av säsongslagringstyp skulle passa bra under de förhållandena menar Skellefteå kraft.

4.8 Värmelastenheten, VLE



Figur 4.1. visar informationsflödet mellan VLE och fjärrvärmebolagen.

För att uppnå en optimal fördelning mellan el- och värmeproduktion på kraftvärmeverken skötte fram till den 1 juli 2006 Energi E2 lastfördelningen i samarbete med fjärrvärmesällskapen CTR, KE och VEKS. När Energi E2 blev uppköpta av DONG och Vattenfall kom in på marknaden ändrades detta. Därmed var det inte längre möjligt för en av producentenheterna att optimera lastfördelningen ur konkurrenssynpunkt.

Den 7 januari 2008 startades samarbetet med *Värmelastenheten*, VLE . Samarbetet fungerar på sådant sätt att en gång i veckan skickas en produktionsplan från Vattenfall och Dong till VLE. Samtidigt ska varje produktionssällskap meddela VLE utbudskurvorna för värmelasten före nästa driftsdygn. Utbudskurvorna distribueras vidare till fjärrvärmesällskapen och är baserade på marginalkostnader vid samproduktion av el som funktion av utbudna värmeproduktionen det

rådande driftsdygnet. Marginalkostnaderna är i sin tur baserade på prognosvärden för elektriciteten på spotmarknaden, bränslepris och koldioxidkvotspris för det rådande driftsdygnet.

VLE skall dagen innan driftsdygnet skicka en värmeförbrukningsprognos till produktionssällskapen för de efterföljande dygnet. Med hjälp av värmeförbrukningsprognoserna och utbudskurvorna gör VLE en daglig beställning hos produktionssällskapen.

På grund av beställningen från VLE ska produktionssällskapen dagligen framställa en värmeproduktionsplan för efterföljande dygn som meddelas VLE. VLE granskar värmeproduktionsplanen och inför eventuellt justeringar på grund av fysiska begränsningar i kraftvärmeverken och marginalkostnader. VLE begär uppstart av produktionsanläggningar om det enbart är en liten värmereserv kvar i kraftvärmesystemet.

Det ovan nämnda sker innan produktionssällskapen ger bud till Nordpools el-spot marknad. För att säkra möjligheterna för löpande optimering av el och värmeproduktion kan man justera värmeproduktionsplanen efter det att bud har gått till Nordpools el-spot marknad. Vid justeringar av el och värmeproduktion är utgångspunkten möjligheten för reglering via produktionsenheternas egna anläggningsportföljer och för handel på elbörsen. De närmare procedurerna för denna justering kommer att bli utarbetade under det första halvåret 2008. Den nya proceduren skall träda i kraft den 1 september 2008.

I driftsdygnet kan värmeproduktionsplanen ändras som följd av ändringar i värmeförbrukningsprognosen eller av ändringar i de driftstekniska förhållandena. Daglig driftsuppföljning pågår löpande mellan varje produktionssällskap och VLE. Denna datautväxling är grunden för den dialog mellan parterna som säkrar optimal el- och värmeproduktion. (VEKSleren, Nyhetsbrev, VEKS)

5. Analys

I detta kapitel analyseras först värmelasten för att kunna ge en bild av hur stor ackumulatortanken behöver vara. Vidare analyseras de ekonomiska och miljömässiga besparingarna genom ackumulering med ovan given storlek.

5.1 Dimensionering

Vid dimensionering av en dygnsackumulator är det av intresse att veta hur mycket behovet varierar under dygnet. Nedan analyseras dygnsvariationerna för att bestämma en nödvändig effekt på ackumulatorn.

5.1.1 Statistiska beräkningar

Den totala värmelasten bestående av växlad effekt samt spetslastproduktion importerades till programmet MATLAB för att enkelt kunna utnyttja statistiska värden, beräkningar och diagram. Årsvariationerna för ett normalår i norra grenen illustreras på nästa sida.

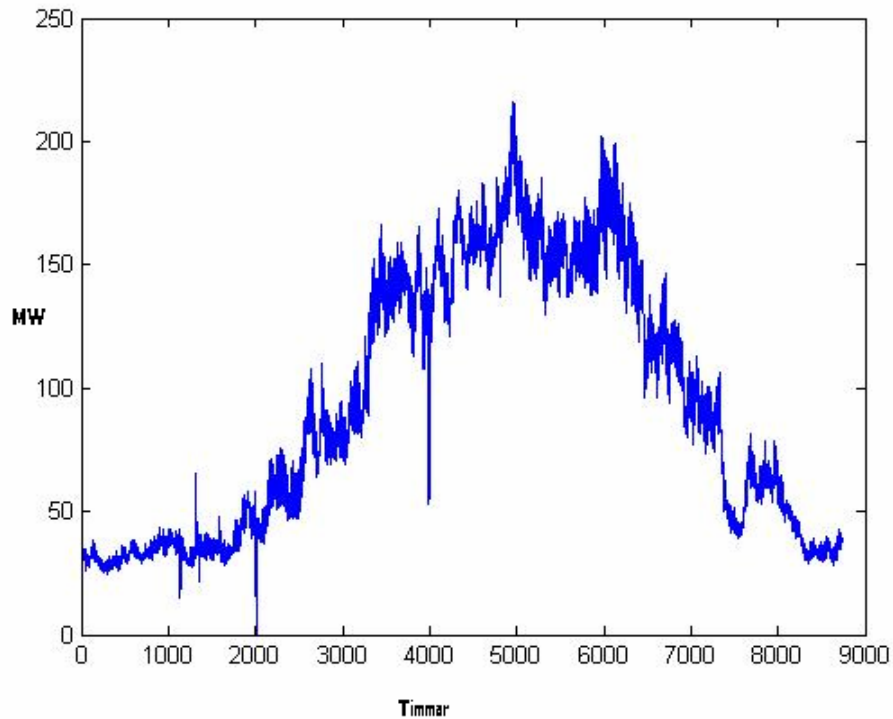


Diagram 5.1. Timvärden för värmelasten i norra grenen under perioden juli 2005 till 30 juni 2006.

Värdena delades upp i intervall med 24 timmar i varje, det vill säga uppdelningen motsvarade ett dygn. Vid varje dygn togs ett medelvärde ut, vidare registrerades differensen mellan behovet och medelvärdet för varje timme. Medelvärdet för varje timme räknades ut ifrån differensen. Resultatet blev en graf som visar hur behovet avviker från medelvärdet i snitt över ett dygn.

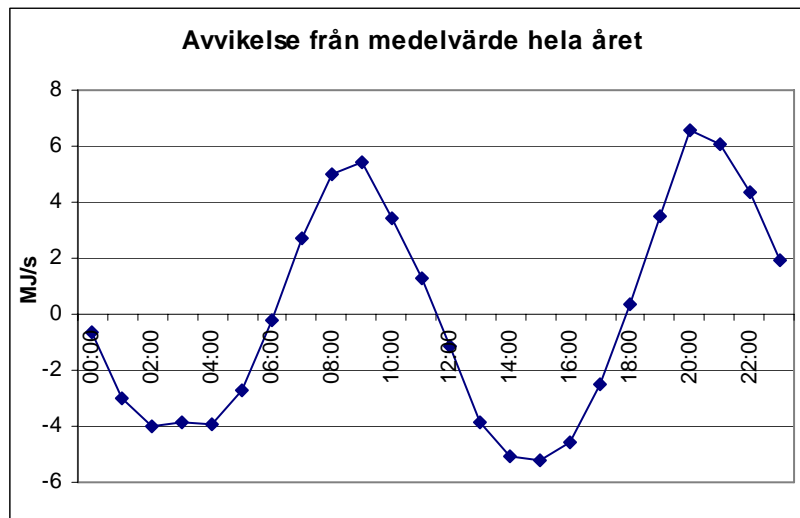


Diagram 5.2. Avvikelse i effektbehovet från medelvärdet i snitt över ett dygn beräknat under perioden.

Diagram 5.2 berättar att värdet i medel avviker som mest 6,57 MW klockan 20:00. Totalt krävs ett energinnehåll på 22,8 MWh för att ackumulatorn ska täcka för den största toppen. Då diagram 5.2 visar ett medelvärde är det av stor vikt att veta hur standardavvikelsen ser ut. Standardavvikelsen är ett mått på hur mycket de olika värdena avviker från medelvärdet i snitt. Lägre standardavvikelse ger bättre träffsäkerhet.

I diagram 5.3 på nästa sida visas standardavvikelsen.

Den maximala standardavvikelsen är 6,47 MW, vilket är en stor standardavvikelse. Anmärkningsvärt är att standardavvikelsen är som störst då avvikelsen från medelvärdet är som störst.



Diagram 5.3. Standardavvikelsen från behovet över ett år.

Diagram 5.2 och 5.3 visar avvikelser från medelvärdet och standardavvikelsen för ett normalår. Som påvisats tidigare i analysen är värmelasten dock märkbart högre under vintermånaderna. Samma beräkningar har därför gjorts för perioden december till och med februari. Som ses i diagram 5.4 är avvikelserna från medelvärdet större under vinterperioden.

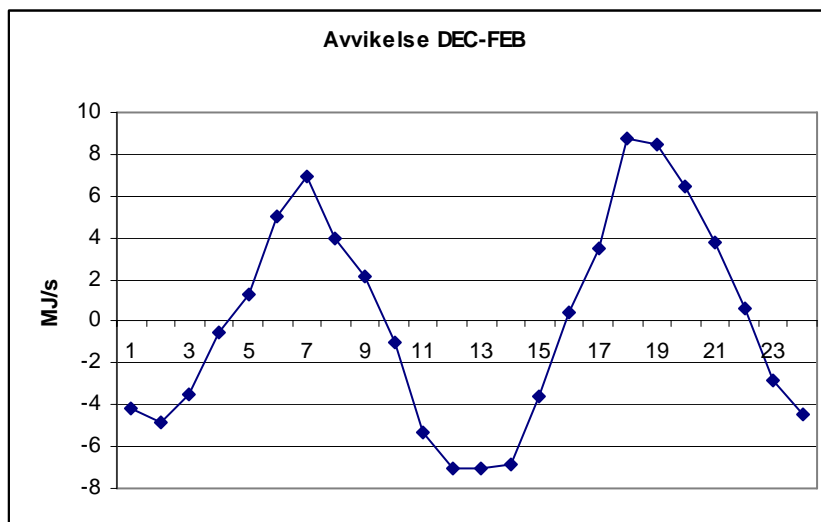


Diagram 5.4. Avvikelse i behovet från medelvärdet i snitt över ett dygn.

Även om avvikelser från medelvärdet är betydligt högre under vintermånaderna så visar sig standardavvikelsen vara betydligt lägre för de maximala avvikelserna. Detta vittnar om att träffsäkerheten är bättre för vintermånaderna. Totalt krävs en effekt på 8,77 MW och ett energiinnehåll på 31,9 MWh för att ackumulatortank ska täcka för kvällstoppen.

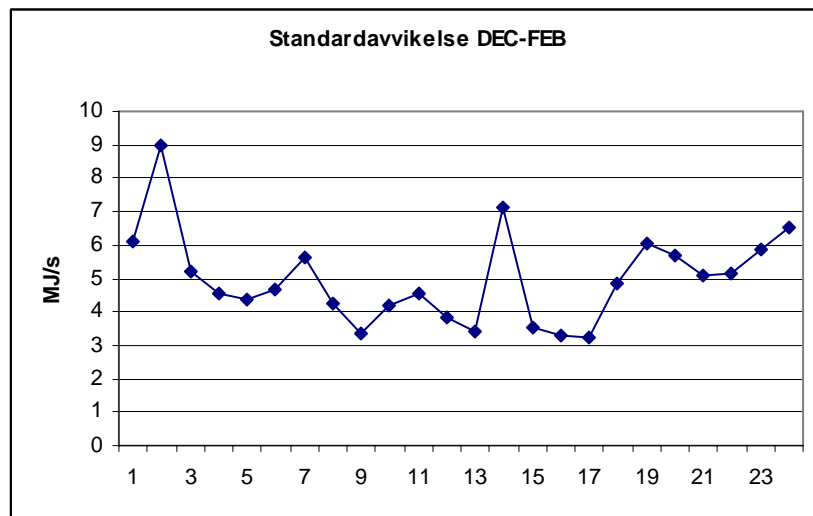


Diagram 5.5. Standardavvikelsen från behovet över vinterperioden.

De statistiska beräkningarna ger en förståelse av hur stora volymer på en teoretisk ackumulatortank som behövs för att jämna ut dygnsvariationerna i den norra grenen. Dock får man ha i åtanke att en så stor standardavvikelse ger helt andra incitament för att ackumulera då det finns stora vinster att göra vid få tillfällen.

5.1.2 Verkliga dygnsvariationer

De statistiska värdena ovan ger en bra bild över hur variationen ser ut i genomsnitt, men för att få reda på hur mycket standardavvikelsen påverkar har verkliga exempel undersökts. För att få en så sanningsenlig bild som möjligt valdes en vecka ut för varje årstid. Värmebehovet varierar stort mellan veckorna. I figuren nedan illustreras när på året som exempelveckorna valdes. Värmebehovskurvan i figuren börjar den första juli 2005 och slutar den sista juni 2006. Medelbehovet var för veckan i juli 31 MW, oktober 58 MW, januari 160 MW och för veckan i april var medelbehovet 119 MW.

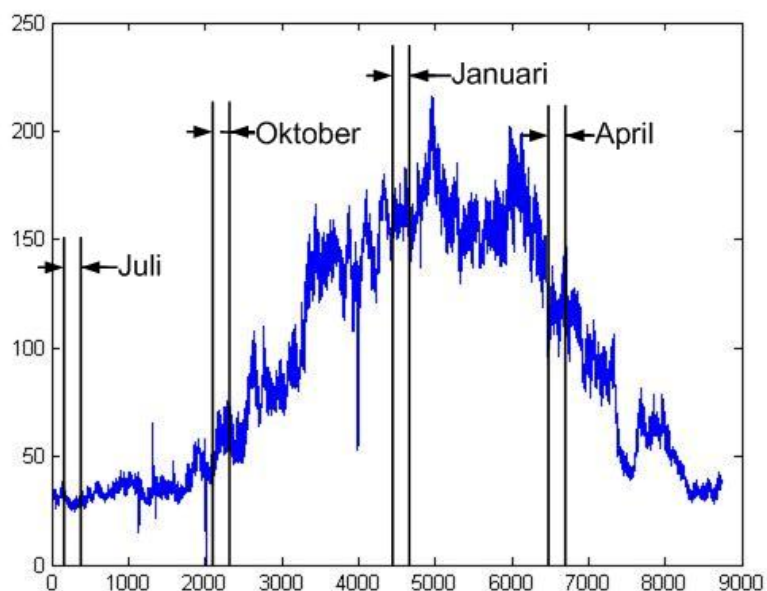


Diagram 5.6. Visar var på värmebehovskurvan som de valda exempelveckorna befinner sig.

I tabell 5.1 nedan visas de maximala dygnsvariationerna under exempelveckorna.

MAXIMALA VARIATIONER ÖVER DYGNET [MW]				
DAG	JAN	APR	JUL	OKT
Måndag	20,5	26,7	5,3	23,7
Tisdag	20,2	26,7	5,9	22,6
Onsdag	17,9	21,0	9,0	22,1
Torsdag	24,7	35,3	6,6	18,9
Fredag	15,5	26,1	6,2	18,2
Lördag	9,2	31,1	5,5	10,1
Söndag	33,5	16,0	6,7	22,3
MAX:	33,5	35,3	9,0	23,7

Tabell 5.1. Variationer över dygnet under en vecka varje årstid.

Den undersökta historiska datan visar att den största dygnsvariationen sker i april då behovet varierar med 35 MW.

Om året delas in i intervall med 24 timmar i varje och differensen mellan maximal och minimal effekt undersöks erhålls diagram 5.7 nedan.

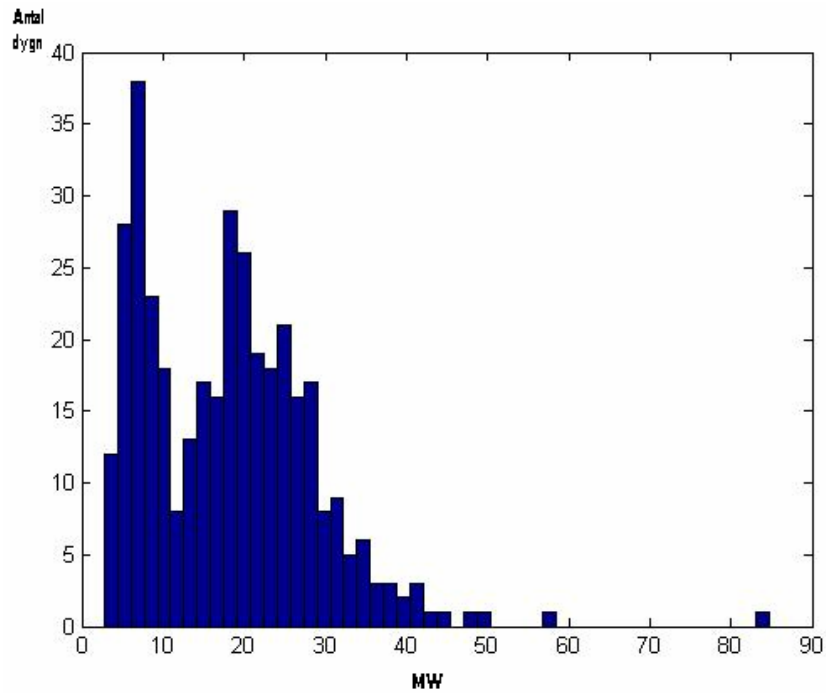


Diagram 5.7. Antalet observationer plottat mot maximal differens i effekt under 24 timmar

Histogrammet ovan visar att de flesta dyggen har en maximal differens mellan 0 och 10 MW. Det finns även en stor andel dygn som differensen ligger mellan 20 och 30 MW. Totalt finns det 323 dygn med dygnsvariationer mellan 0 och 30 MW. Mellan 30 och 50 MW finns det 39 dygn. Observationerna över 60 MW bedöms som felaktiga beroende på bristande indata.

5.1.3 Dimensionering efter maximal effekt

För att dimensionera ackumulatortanken efter dygnsvariationerna ovan är det relevant att veta exakt hur behovet varierar. Maximal nödvändig växlad effekt studeras ett dygn då behovet motsvarar kriterierna. Diagram 5.8 visar när tillfällena uppträder då differensen mellan effekten är inom intervallet 0-35 MW. Det åskådliggörs att de flesta observationerna sker runt det 250 dygnet.

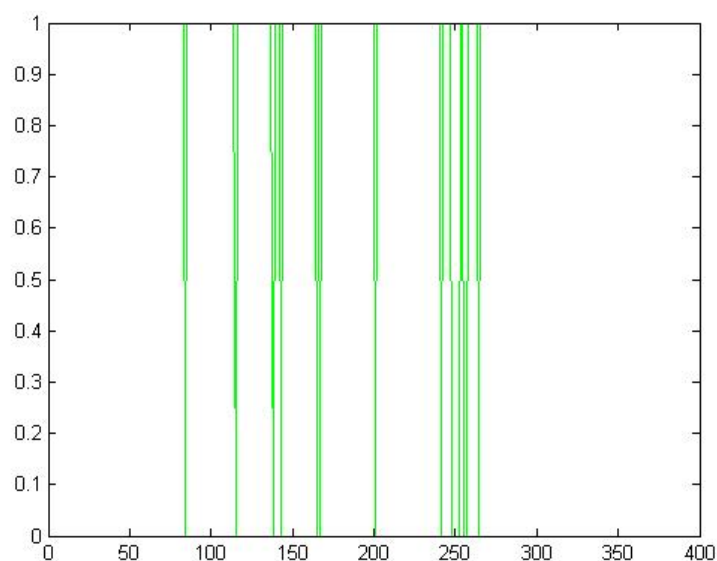


Diagram 5.8. Visar när differensen i effektbehovet ligger mellan 0 och 35 MW för dygnet under det valda normalåret.

Timvärdena för året är indelade i dygn. Diagram 5.9 visar vilka dygn över året som har observationer med en differens i effekt mellan 0 och 35 MW. Nedan visas exempel på hur dygnsvariationen ser ut för ett dygn som har variationer på 35 MW.

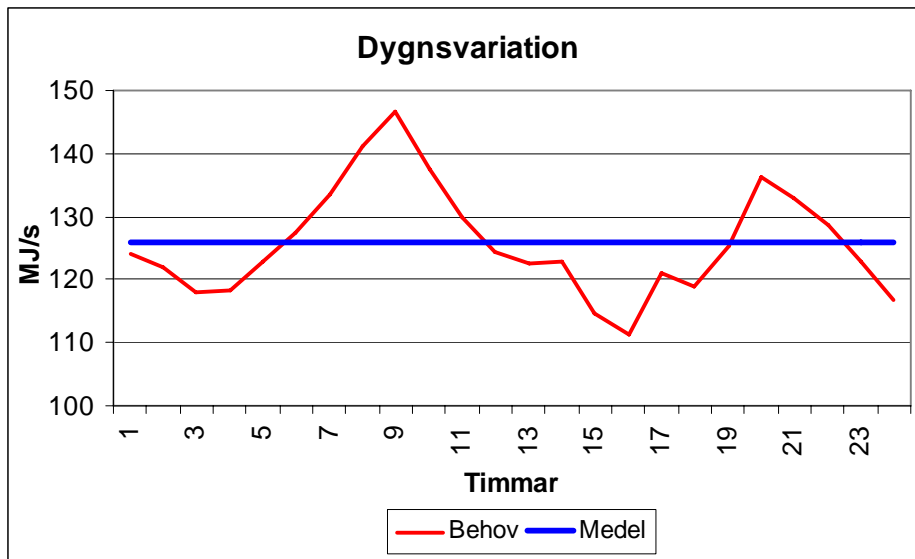


Diagram 5.9. Effekten fördelad över det 250 dygnet i norra grenen

För att kunna jämna ut dygnsvariationen helt ett dygn då differensen i växlad effekt ligger på 35 MW krävs en ackumulator med en kapacitet på 20,93 MW och ett energinnehåll på 61,15 MWh. Den ackumulatorn hade vid behov klarat att ge maximal effekt i som mest tre timmar.

5.1.4 Dimensionering efter reducering av spetslast

En ackumulatortanks primära uppgift vid driftsdygnet är att reducera den dyraste lasten. För exempelveckan i januari är det spetslasten som är den last som hade varit primärt att reducera. Problemet med att reducera spetslast genom dygnsackumulering ligger i att spetslasten körs under långa perioder när den väl körs. Det finns med andra ord ingen baslast att ladda upp ackumulatortank med under denna period. För att analysera spetslastens inverkan undersöks exempelveckan i januari närmre.

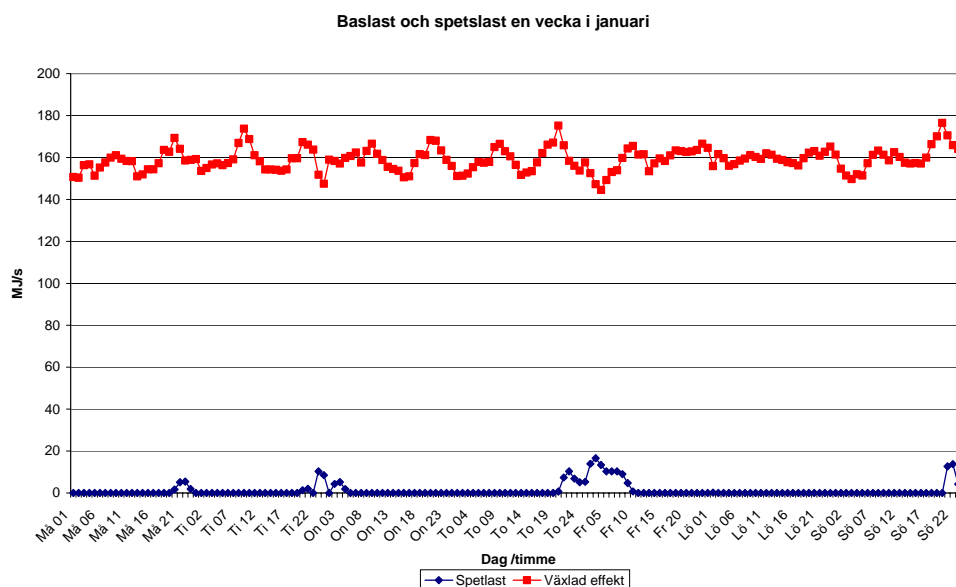


Diagram 5.10. Fördelningen mellan spetslast och baslast i den norra grenen en vecka i januari.

Denna vecka gick två av den norra grenens spetslastpannor, Hovedcentralen och Central Öst. När spetslasten väl går är medeffekten 15,86 MW. Totalt kördes spetslasten 1185 timmar under normalåret 1 juli 2005 till 30 juni 2006.

Vidare är det intressant i ackumuleringsammanhang att veta om spetslastdrift påverkar dygnsvariationerna samt om dygnsvariationerna varierar procentuellt över de olika årstiderna. Resultatet i diagram 5.11 visar att dygnsvariationerna är som störst procentuellt sett i april och oktober.

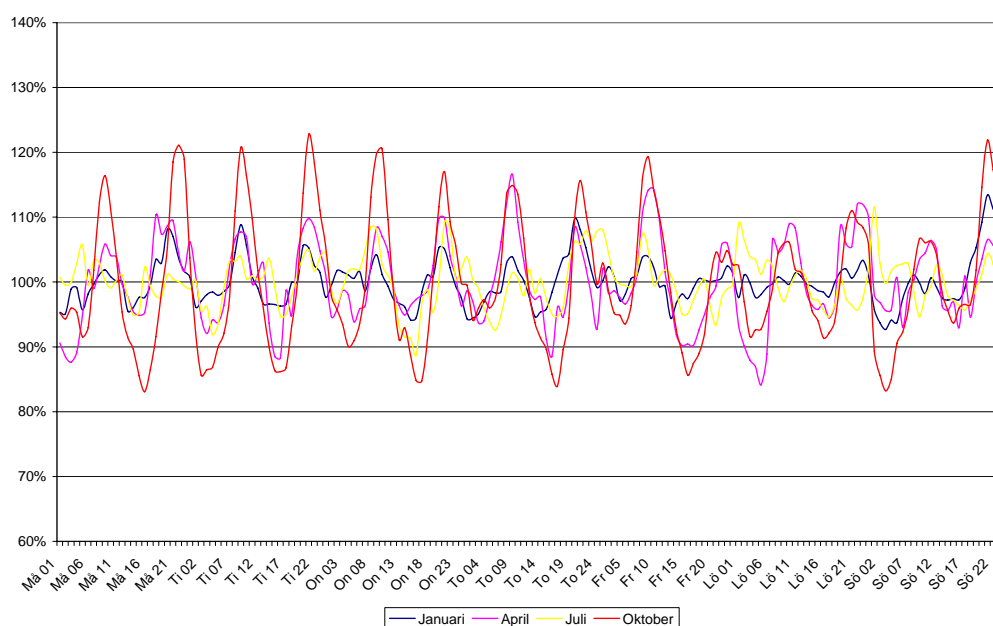


Diagram 5.11 visar den relativa dygnsvariationen över en vecka varje årstid.

I april var ingen spetslast i drift vilket bekräftar att spetslastdrift inte ger någon högre dygnsvariation. De observerade veckorna var resultatet snarare en motsatt effekt.

5.2. Ackumulering efter variationer i värmepris

Eftersom delar av baslasten har svängande värmepriser går det med en ackumulator att öka värmeinköpet under perioder då priset är lågt för att senare köpa mindre då priset är högt. Prissvängningarna presenterades i kapitel 4.4.

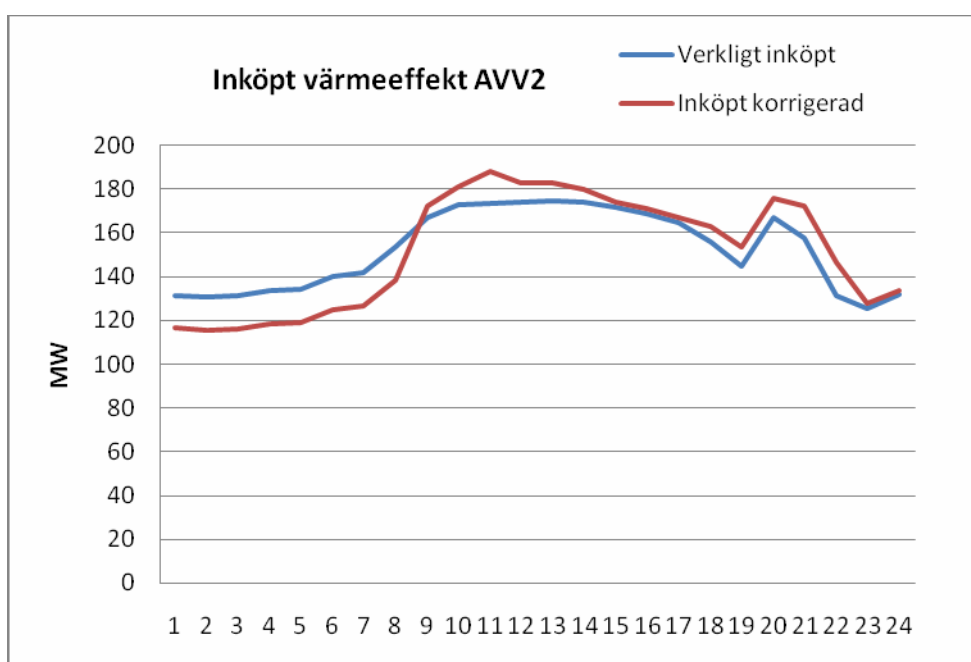


Diagram 5.12. Den verkliga inköpta värmeeffekten från AVV2 till VEKS den 24 januari 2006.

Resultatet av en korrigerad av inköpt effekt på maximalt 15 MW efter svängande värmepriser ses i diagram 4.9. Det är intressant att notera att om ackumulering sker efter de prisvariationer som funnits tillgängliga så ökas dygnsvariationerna på nätet om den nya ackumulatören kommer att stå decentralt i VEKS nät.

Om den inköpta värmen hade ändrats enligt diagram 5.12 hade ackumulatören haft ett energinehåll och en effekt under dygnet som presenteras i diagram 5.13.

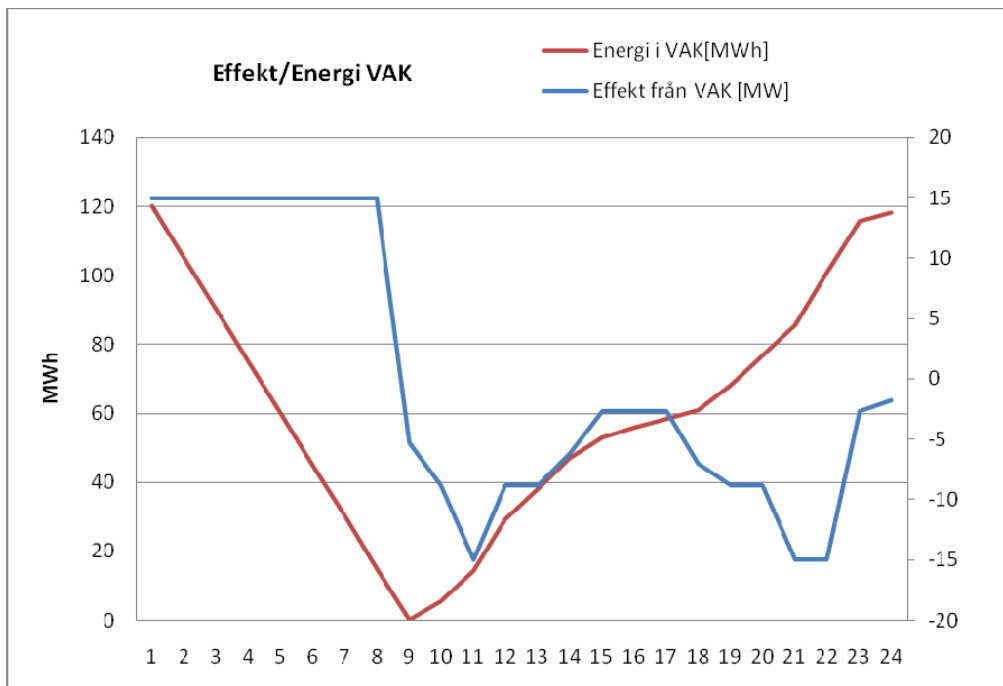
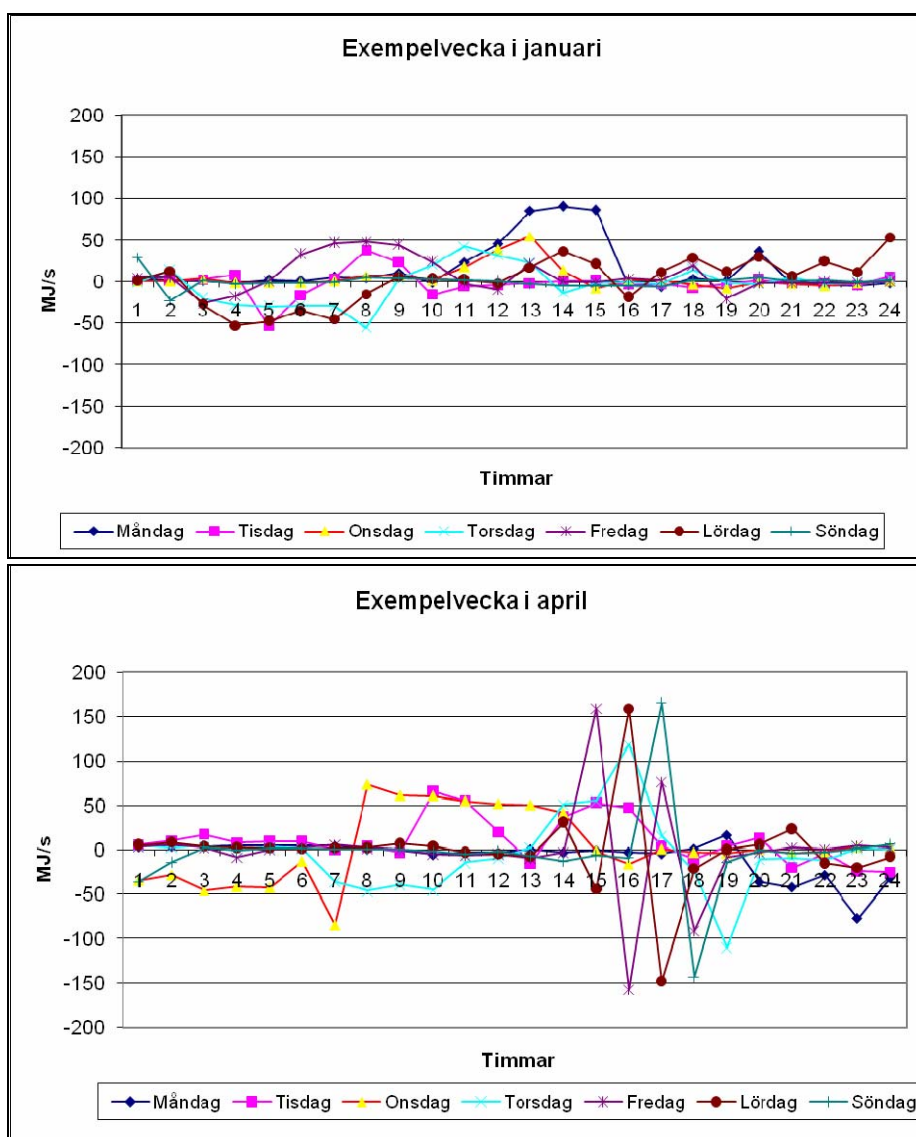


Diagram 5.13. Visar ackumulatorns energiinnehåll och effekt om ackumulering sker efter svängande värmepriser.

5.3 Avedøreverkets ackumulatordrift

Vid undersökning om ytterligare ackumuleringskapacitet är nödvändig i VEKS nät är det viktigt att veta hur Avedøreverkets tank styrs. Styrningen av Avedøreverkets ackumulator analyserades under samma tidsperiod som dygnsvariationerna undersöktes. Nedan visas hur tanken har styrts under exempelveckorna. Negativt värde innebär att tanken laddas upp.



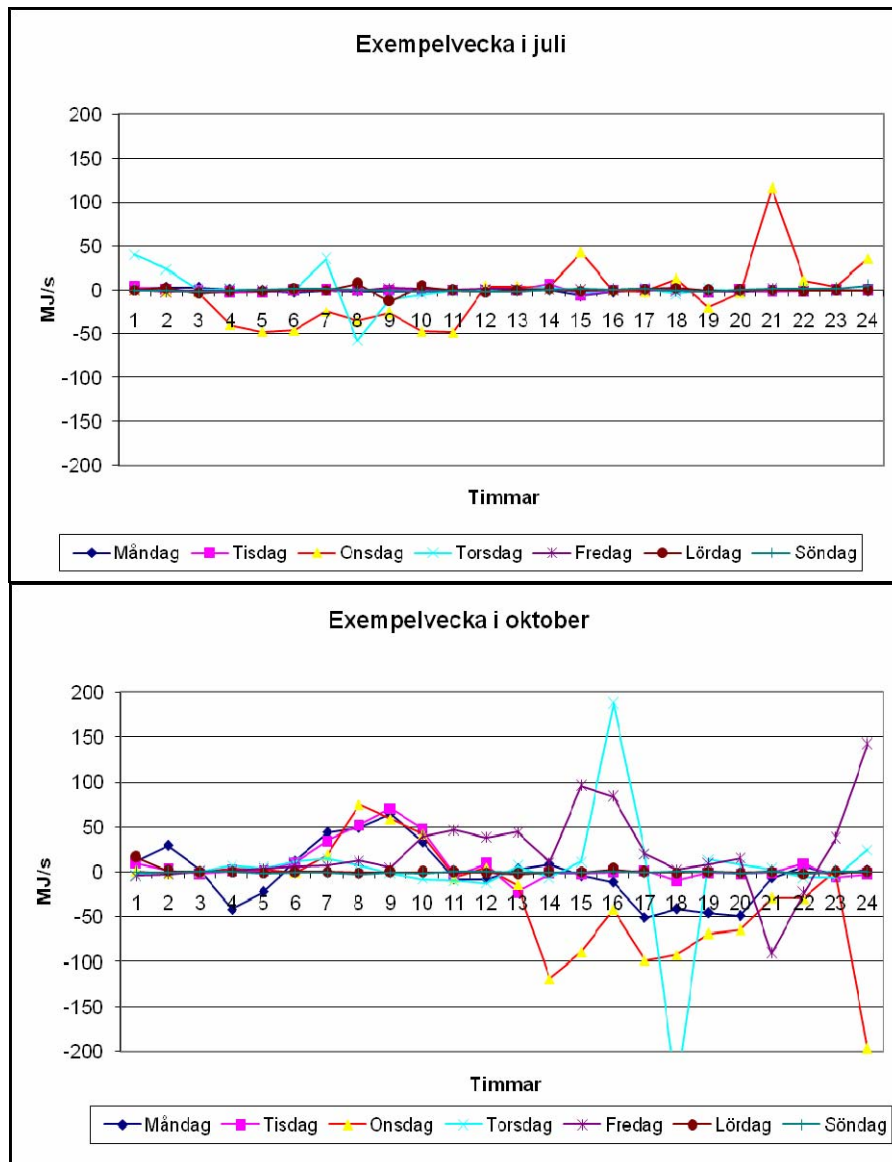


Diagram 5.14-5.17 visar hur mycket effekt som körs in och ut ur Avedøreverkets ackumulatortank.

Ovan visas effekt ut och in ur Avedøreverkets ackumulator. Det är svårt att dra några generella slutsatser men i exempelveckan under oktober är det en tydlig trend att tanken tömmer under morgonen då behovet är stort för att sedan ackumulera under kvällen. Effekten in och ut ur tanken överstiger sällan 80 MW vilket inte är särskilt mycket i jämförelse med den maximala kapaciteten på 300 MW.

För att få en bra bild över hur tanken styrs undersöktes även en längre period. Nedan visas hur mycket innehållet i tanken varierade under februari 2006. Energiinnehållet presenteras nedan med begreppet fyllnadsgrad som är andelen energi i tanken i förhållande till det maximalt möjliga energiinnehållet. Fyllnadsgraden svänger från 90 % till 20 % över månaden. Samtliga dygn har väldigt små svängningar vilket är indicier på att om det varit möjligt att göra förändringar i baslastinköp till ackumulatortank så finns det kapacitet för att göra det centralt vid kraftvärmeproduktionen.

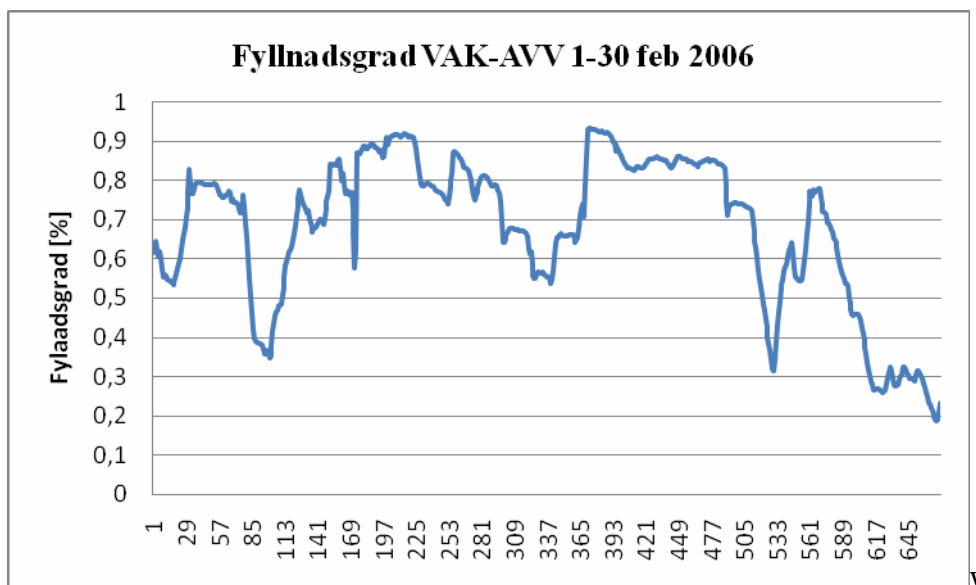


Diagram 5.18 visar hur energiinnehållet Avedøres ackumulatortank varierar under februari 2006.

5.4 Möjlig förändring av värmeinköp med ytterligare ackumulator

VEKS strävar efter att leverera värme till ett så lågt pris som möjligt till de lokala fjärrvärmebolagen. I kartläggningen framkom det att VEKS köper 99 % av sin värmeenergi ifrån baslastverk och 1 % ifrån spetslast. VEKS äger 1/3 av värmen i Avedøreverkets ackumulator. Det har tidigare visats i analysen att kapaciteten inte utnyttjas. För att sänka priset på värmeinköp måste värme från en produktionsanläggning ersättas med värme från ett billigare alternativ, till exempel sopförbränning. Detta kan uppnås med en dygnsackumulator om dyrare baslast eller spetslast levererar värme under kortare perioder.

Värdet för en ackumulerad MWh från en produktionsenhet varierar beroende på vilken produktionsenhet som finns tillgänglig. I tabell 5.2 ses hur stor potentialen är att reducera värmepriiset genom att ersätta värme från en produktionsenhet med en annan med hjälp av en ackumulator. Datan över priser från olika verk är de för 2007.

	AVV2 Træ	Geotermi	VF	Kara	Avfall CTR	AVV2 Halm	KV via VAK	AVV1	AMV3	AVV2 NG	Modtryk	AMV2 Bio	AMV 1	Spets
AVV 2 trä	0	12	40	46	46	55	55	57	57	67	96	157	157	421
Geotermi	-12	0	28	33	34	43	43	45	45	55	84	144	144	409
VF	-40	-28	0	5	6	15	15	17	17	27	56	117	117	381
Kara	-46	-33	-5	0	1	10	10	11	11	21	51	111	111	376
Avfall CTR	-46	-34	-6	-1	0	9	9	11	11	21	50	111	111	375
AVV 2 Halm	-55	-43	-15	-10	-9	0	0	2	2	12	41	102	102	366
KV via VAK	-55	-43	-15	-10	-9	0	0	2	2	12	41	102	102	366
AVV 1	-57	-45	-17	-11	-11	-2	-2	0	0	10	39	100	100	365
AMV 3	-57	-45	-17	-11	-11	-2	-2	0	0	10	39	100	100	365
AVV 2 olja	-67	-55	-27	-21	-21	-12	-12	-10	-10	0	29	90	90	355
Modtryck	-96	-84	-56	-51	-50	-41	-41	-39	-39	-29	0	61	61	325
AMV2 bio	-157	-144	-117	-111	-111	-102	-102	-100	-100	-90	-61	0	0	265
AMV 1	-157	-144	-117	-111	-111	-102	-102	-100	-100	-90	-61	0	0	265
Spets	-421	-409	-381	-376	-375	-366	-366	-365	-365	-355	-325	-265	-265	0

Tabell 5.2. Visar de reducerade kostnaderna i danska kronor av en ackumulerad MWh från en produktionsenhet beroende på vilket som ska ersättas. Produktionsenhetsnamnen i den översta raden är den som är ackumulerad. Produktionsenhetsnamnen i kolumnen till vänster är det verk som önskas ersättas med den ackumulerade värmen.

Hur mycket en ackumulerad MWh påverkar koldioxidemissionerna ses i tabell 5.3. Information över utsläppen för olika verk är från VEKS miljödeklaration 2007.

	AVV2 Træ	Geotermi	VF	Kara	Avfall CTR	AVV2 Haln	KV via VAK	AVV1	AMV3	AVV2 NG	Modtryck	AMV2 Bio	AMV 1	Spets
AVV 2 trä	0	0	63	63	63	0	114	114	114	114	114	0	114	269
Geotermi	0	0	63	63	63	0	114	114	114	114	114	0	114	269
VF	-63	-63	0	0	0	-63	51	51	51	51	51	-63	51	206
Kara	-63	-63	0	0	0	-63	51	51	51	51	51	-63	51	206
Avfall CTR	-63	-63	0	0	0	-63	51	51	51	51	51	-63	51	206
AVV 2 Haln	0	0	63	63	63	0	114	114	114	114	114	0	114	269
KV via VAK	-114	-114	-51	-51	-51	-114	0	0	0	0	0	-114	0	155
AVV 1	-114	-114	-51	-51	-51	-114	0	0	0	0	0	-114	0	155
AMV 3	-114	-114	-51	-51	-51	-114	0	0	0	0	0	-114	0	155
AVV 2 olja	-114	-114	-51	-51	-51	-114	0	0	0	0	0	-114	0	155
Modtryck	-114	-114	-51	-51	-51	-114	0	0	0	0	0	-114	0	155
AMV2 bio	0	0	63	63	63	0	114	114	114	114	114	0	114	269
AMV 1	-114	-114	-51	-51	-51	-114	0	0	0	0	0	-114	0	155
Spets	-269	-269	-206	-206	-206	-269	-155	-155	-155	-155	-155	-269	-155	0

Tabell 5.3. Visar förändringen i kilogram koldioxidemissioner av en ackumulerad MWh från en produktionsenhet beroende på vilket som ska ersättas. Produktionsenhetsnamnen i den översta raden är den som är ackumulerad. Produktionsenhetsnamnen i kolumnen till vänster är det verk som önskas ersättas med den ackumulerade värmen.

Värden från tabell 5.2 och 5.3 ligger till grund för analys av hur mycket kostnaderna och koldioxidemissioner kan reduceras med en ackumulator med en effekt på 15 MW.

5.4.1 Värmeinköp över året

För att analysera den ungefärliga besparingen under ett år med att ackumulera värme från en billigare värmeproducent för att minska användandet av en dyrare kan ett varaktighetsdiagram användas. Eftersom den växlade effekten i norra grenen är analyserad sen tidigare är VEKS baslasteffekt nedskalad så att den motsvarar den i norra grenen. I bilaga 4. ses hur den inköpta värmen till norra grenen i VEKS nät är fördelad över de olika produktionsenheterna. I bilaga 5 illustreras hur fördelningen ser blir i ett varaktighetsdiagram.

För att få en uppfattning om hur en genomsnittlig värmeproduktion kan se ut i ett varaktighetsdiagram har följande värden beräknats och

åskådliggörs tabell 5.4. I diagram 5.7 ses hur diagrammet ser ut. De tio högsta värdena är intressanta att känna till för att förstå hur stor potentialen är att leverera värme från ett baslastverk. Att skapa ett varaktighetsdiagram utifrån medelvärden är en förenkling av det verkliga fallet. Det är ändå värdefullt för att se potentialen i att ackumulera energi sett över ett år.

Ur data från inköpt värme till norra grenen fås följande resultat för levererad effekt från olika baslastverk under perioden 1 juli 2005 - 30 juni 2006.

	Medel [MW]	10 högsta[MW]
AVV2 Trä	19	57
Geotermi	2	4
VF	15	29
Kara	15	28
Avfall CTR	5	10
AVV2 Halm	6	25
KV via VAK	8	34
AVV1	55	123
AMV 3	4	7
AVV2 NG	32	61
Mottryck	12	40
AMV2 Bio	10	14
AMV1	0	0

Tabell 5.4. Visar köpt effekt fördelat på norra grenens växlade effekt mellan 1 juli 2005- 30 juni 2006. Medelvärdet är baserat från data då effekten är större än 1 MW och de 10 högsta effektnoteringarna är ett medelvärde.

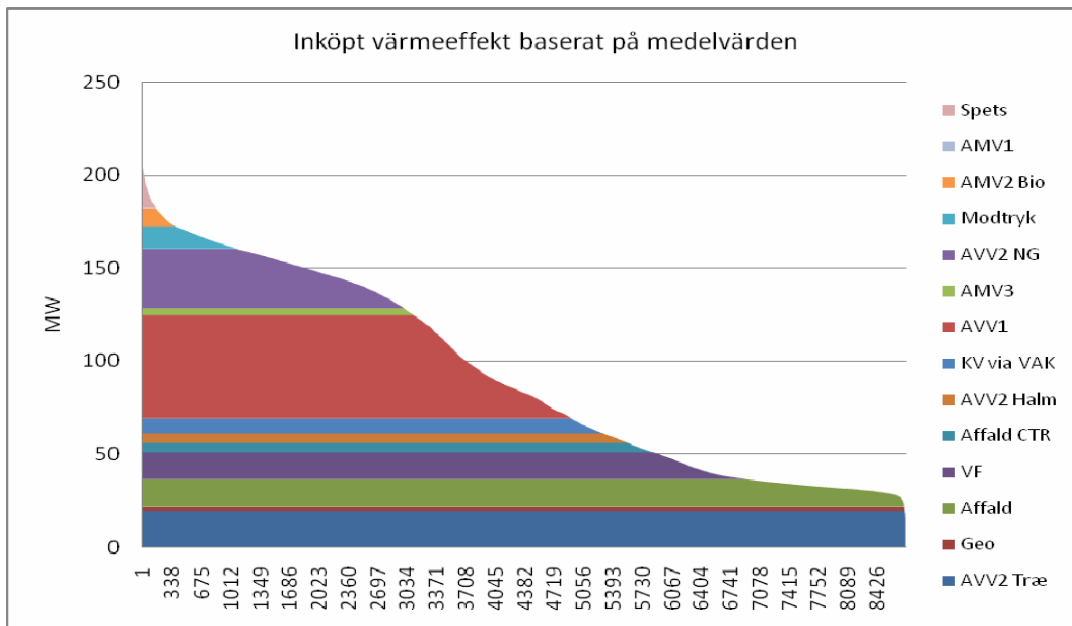
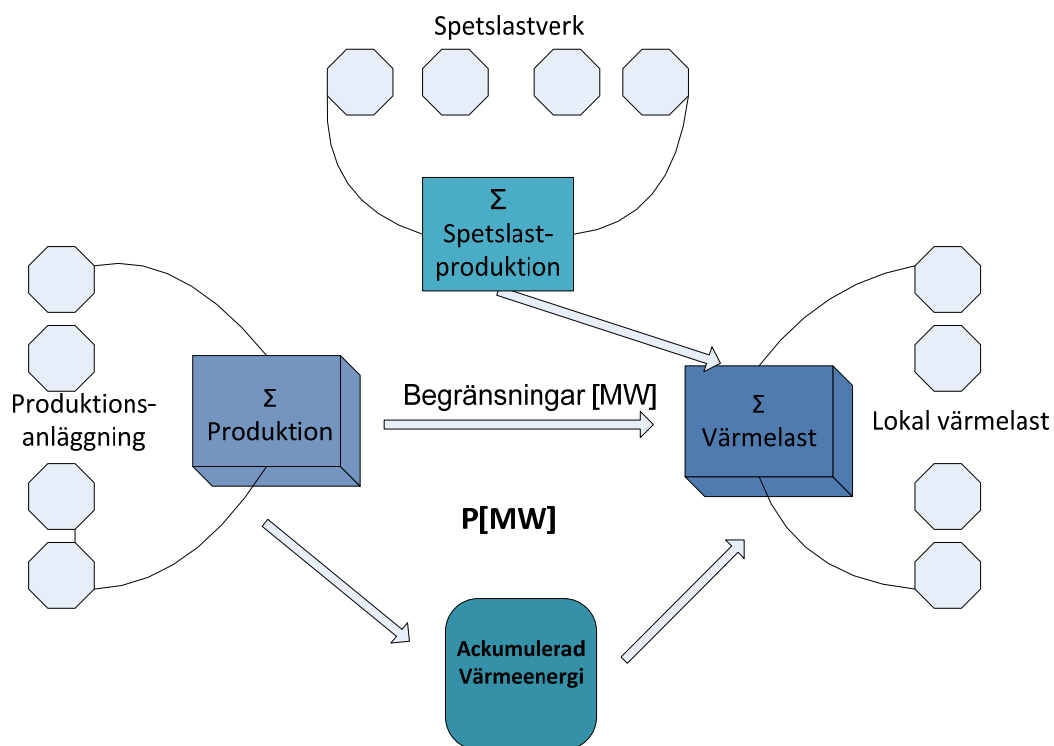


Diagram 5.19. Inköpt värmeeffekt till norra grenen illustrerat i ett varaktighetsdiagram där effekten bygger på medelvärden från tabell XY.

I teorikapitlet om prisoptimering av värmelast med en ackumulator är principen närmre beskriven om hur värmepriset kan sänkas med hjälp av en ackumulator. Eftersom det i ett varaktighetsdiagram inte framgår var en timme förhåller sig till en annan ger det endast en ungefärlig bild över hur mycket som det i verkligheten skulle gå att spara med en dygnsackumulator. En annan brist är att det i det verkliga fallet inte alltid är så att den dyraste lasten ersätts med den näst dyraste och så vidare. Det kan i vissa fall vara så att dyr spetslast ersätts med billig sopförbränningsvärme. Att titta på kortare perioder med verkliga driftsfall under perioden kommer att vara mera realistiskt.

5.4.2 Exempelveckor

En modell har skapats för att undersöka hur en ackumulator skulle förändra samspelet mellan producerad värmeenergi och befintlig värmelast under ett dygn. I figur 5.1 ses en bild över hur modellen är uppbyggd.



Figur 5.1 Schematisk karta över hur modellen är uppbyggd.

Den lokala värmelasten summeras till ett totalt värmebehov för ett önskat antal lokala fjärrvärmenät. Den tillgängliga effekten från varje produktionsenhet går att ange specifikt för varje timme under dygnet. Priser i danska kronor per MWh och koldioxid per MWh skrivs in. Eftersom det i vissa fall finns baslast tillgänglig som inte kan utnyttjas av hydrauliska skäl, finns det möjlighet att ställa in effekten. Det kan anges hur de olika spetslastverkens ska prioriteras att köra om baslasten inte är tillräcklig för att svara mot värmelasten vid varje timme.

I modellen går det sen att ansätta olika upp- och urladdningseffekter på en tänkt ackumulator för att se hur denna kan utjämna dygnsvariationerna. Det går även att styra ackumulatorn för att se hur det påverkar det totala värmepriset och koldioxidemissionerna om värmeinköpet omfördelas med en ackumulator.

Anledningen till att modellen byggdes är att det är enkelt att testa många olika dagar och olika driftsfall och se hur en ackumulator kan minska användandet av dyrare baslastverk och i vissa fall spetslast samt att bidra till att minska koldioxidutsläppen. Informationen om priser och koldioxidemissioner från olika värmeproducenter är tagna från tabell 5.2 och 5.3 som förklarats tidigare i rapporten.

Förhoppningen är att kunna påvisa att det går att sänka det totala värmepriset för inköpt värme samt reducerade koldioxidemissioner i norra grenen under normala driftsfall. Efter analysen av dygnsvariationerna är effekten på ackumulatorn som testats 15 MW.

Med modellen har följande perioder testats som sen tidigare är bestämda för att representera veckor under normala driftsförhållanden under årstider med olika lastnivåer.

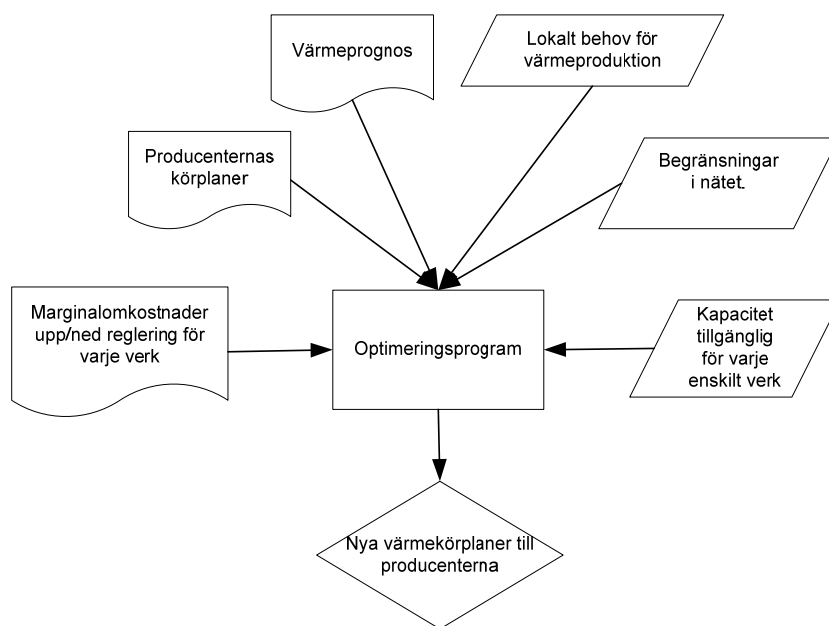
- 4-10 juli 2005
- 3-9 oktober 2005
- 2-8 januari 2006
- 3-9 april 2006

I de fall då det inte råder normala driftsfall kan en ackumulator hjälpa till att täcka för den uteblivna värmeleveransen. I modellen testas först hur värmepriset och koldioxidemissionerna ändras om driftsbortfallet måste ersättas med spetslast. Sen jämförs resultatet med om en ackumulator finns tillgänglig i systemet.

- Driftsbortfall 1 timme sopförbränning
- Driftsbortfall 4 timmar sopförbränning
- Driftsbortfall 1 timme AVV1
- Driftsbortfall 4 timmar AVV1
- Driftsbortfall 1 timme AVV2
- Driftsbortfall 4 timmar AVV1

5.5 Undersökning av vinster med ackumulering enligt VLE

Värmelastenheten, VLE använder en avancerad datorstyrd modell som tar hänsyn till flertalet parametrar. Värmelastenheten besöktes och när optimering med deras modell kördes användes en ackumulatortank med ett energiinnehåll på 260 MWh samt en maximal effekt på 30 MW. Anledningen att just dessa siffror användes beror på att de utgör 10 % av AVV-VAK värdena. Då simuleringsverktyget tar hänsyn till parametrar för AVV-VAK bedömdes det realistiskt att använda dessa. Målet var att se hur en mindre ackumulator skulle kunna bidra till att sänka kostnaderna för inköpt värme från kraftvärmeproduktion. Marginalkostnaderna som användes vid simuleringen var genomsnittsvärde från ett normaldygn.⁹



Figur 5.3. Visar schematiskt hur värmelastenhetsens optimeringsmodell ser ut.

⁹ Besök hos värmelastenheten, VLE den 29 januari 2008.

5.6 Geografisk placering

För att finna en lämplig plats att placera en ackumulator analyserades potentiella flaskhalsar i systemet. En av dessa potentiella flaskhalsar är värmeväxlarnas kapacitet. Om ackumulatorn är tänkt att kunna reducera variationen i värmelast samt spetslastdrift krävs det att ytterligare värmeväxlarkapacitet skall gå att växla över till andra sidan även vid ett redan belastat nät.

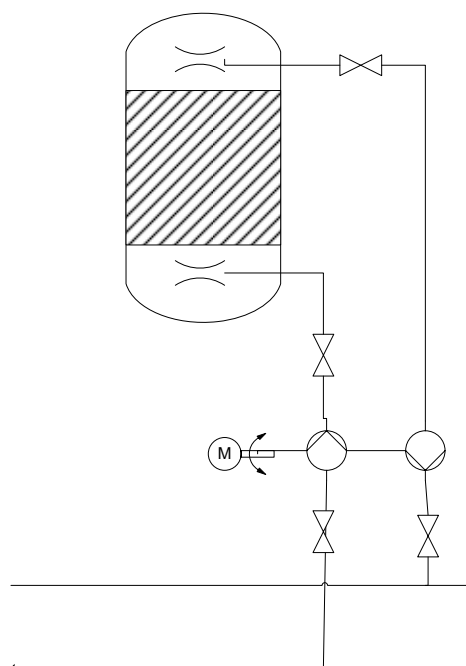
I tabell 5.5 visas värmeväxlarens nominella effekt, maximal effekt som växlats, behovet av värme samt differensen mellan behovet och den nominella effekten. Allt är angivet i MW. Den största flaskhalsen i norra grenen sett till värmeväxlarna, ligger i Central Öst där det som mest fanns ett behov på 8 MW mer än värmeväxlarnas nominella effekt. Att behovet översteg värmeväxlarnas nominella effekt inträffade dock endast under 62 timmar det rådande driftsåret. Även i Hovedcentralen var behovet större än värmeväxlarnas nominella effekt, dock gällde samma sak här då det endast rörde sig om 29 timmar totalt.

STATION	Nominell	VVX	Behov	Differens
SVOGERSLEV	13,3	9,3	12,0	1,3
HYRDEHÖJ	10,6	10,5	10,5	0,1
HOVEDCENTRALEN	66,0	61,0	70,0	-4,0
CENTRAL ÖST	40,0	43,0	48,7	-8,7
MARBJERG	32,0	11,5	11,6	20,4
HEDEHUSENE	38	10,9	10,9	27,0
CITY2	42,4	43,7	43,7	-1,3
GASVERKSVEJ	22,0	25,7	29,3	-7,3

Tabell 5.5 Visar värmeväxlarens nominella effekt, maximal effekt som växlats, behovet av värme samt differensen mellan behovet och den nominella effekten. Allt är angivet i MW

Norra grenen har som tidigare nämnts åtta växlarstationer och spetslastpannor. De största producenterna av spetslast är Hovedcentralen och Central Öst. Central Öst är placerad mycket lämpligt ur ackumulerings synpunkt då det ligger mitt i den norra grenen. Andra incitament för att placera ackumulatortanken på transmissionsnätet i anknötning till Central Öst är spetslastdriften som är den tredje största spetslastdriften i VEKS nät.

Efter vad som kommit fram i analysen av hur ackumulatören bör användas i norra grenen är det lämpligt att ha ackumulatör installerad på transmissionsidan. Den främsta anledningen är att den blir mer flexibel att öka värmeöverföringen över samtliga växlarstationer i norra grenen. En annan anledning är att ackumulatören kan ha en högre temperatur och större temperaturdifferens mellan det kalla och varma vattnet vilket enligt ekvation 3.15 leder till en mindre volym. Att ackumulatören är tänkt för baslastoptimering är det ytterligare en anledning till att den bör installeras på transmissionsnätet.



Figur 5.4. Skiss över en parallellt inkopplad ackumulatör på fjärrvärmenätet med tryckåtervinning.

I figur 3.15 ses hur en tänkt ackumulatör på transmissionsnätet kan kopplas in. Det vanligaste är att använda turbinpumpar för tryckreglering av ackumulatörkretsen. Pumpen till framledningen är då sammankopplad via en axel med pumpen till returledningen. Anledningen är främst för att återvinna arbetet då trycket sänks från transmissionstrycket till ackumulatörtrycket genom att driva pumpen som sen åter höjer trycket på vattnet som ska ut i transmissionsledningen från ackumulatören. En mindre hjälpmotor måste kopplas in till axeln för att kompensera för verkningsgradsförluster.

5.6.1 Ackumulatorstorlek

Temperaturdifferensen mellan framledningstemperaturen och returtemperaturen är av stor betydelse för att beräkna volymen. Temperaturerna varierar något beroende på hur stor lasten är. Framförallt är det returtemperaturen på sommaren som höjs på grund av att värmebehovet är lågt. Beräkningarna av nödvändig aktiv volym är beräknade på den temperaturdifferens som råder då belastningen är hög i VEKS nät.

Akkumulatören bör vara placerad på transmissionsidan av fjärrvärmenätet. Då framledningstemperaturen från Avedøreverket är maximal, det vill säga 115°C är temperaturen i norra grenen ungefär 103 °C. Returtemperaturen är då ungefär 51°C. Detta ger en temperaturdifferens över akkumulatören på 52°C.

Kokpunkten på vattnet i tanken bör då vara minst 120°C vilket ger ett behov på 0,99 bars övertryck i tanken. Cp-värdet vid det trycket är 4210 J/kg°C och densiteten för vatten är 942 kg/m³.

$$V = \frac{3600 \cdot 60 \cdot 10^6}{51 \cdot 4210 \cdot 942}$$

Den nödvändiga aktiva volymen blir då 1 050 kubikmeter enligt ekvation 3.15.

Som beskrivit i teorikapitlet minimeras den icke aktiva volymen i en akkumulator med ett optimalt H/D förhållande. Det optimala H/D förhållandet för en akkumulator med en kapacitet på maximalt 48 timmar är 1,9 vilket illustreras i diagram 3.3 IEA(IEA:8DHC-05.02 2005)

Om en akkumulator med en volym på 1 050 kubikmeter beräknas med ett H/D förhållande på 1,9 ger det en höjd på 17 meter och en diameter på 8,9 meter.

Som nämnts tidigare i kapitlet *akkumulatorinformation i allmänhet* angav leverantören Hedbäck AB Tore J att dysan i övre delen av tanken behöver 1 meter ytterligare höjd utöver den aktiva volymens höjd samt 0,5 meter extra i botten av tanken. En ny faktisk volym på tanken blir då slutligen 1 150 kubikmeter med en höjd på 18,5 meter och en diameter på 8,9 meter.

5.6.2 Investeringskostnadens beroende av storlek

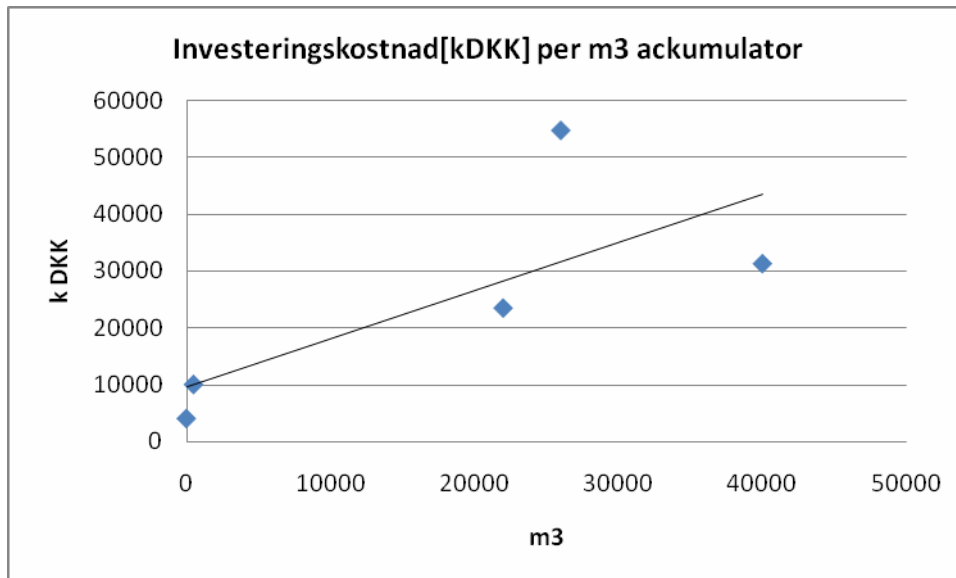


Diagram 5.20. Visar trenden av hur investeringskostnaden beror på storleken av ackumulator.

I kartläggningen var det svårt att dra några säkra slutsatser om förväntad investeringskostnad för en ackumulator. Utifrån det begränsade urvalet av information om investeringskostnader per kubikmeter fås följande samband.

$$kDKK = 0,85 \cdot m3 + 9750 \quad (\text{ekv. 5.1})$$

Investeringskostnaden för en ackumulator på norra grenen med en volym på 1 150 kubikmeter blir då 10 700 000 danska kronor.

6. Resultat

6.1 Resultat dimensioneringsanalys

De statistiska värdena visade att den genomsnittliga avvikelsen från medelvärdet låg på 6,57 MW med en standardavvikelse på 6,47 MW under hela året. Värdena kan tolkas som att en lämplig ackumulatoreffekt bör ligga på runt 12 MW. De statistiska resultaten för vintermånaderna påvisade en högre behövd effekt men med en lägre standardavvikelse. Ackumulatorn skulle behöva ha ett innehåll på 40,6 MWh för att täcka dygnsvariationerna.

Den verkliga mätdatan från en vecka under varje årstid visade dygnsvariationer på maximalt 35 MW. Det gav en nödvändig ackumulatoreffekt på 20 MW för att kunna jämna ut dygnsvariationen. Storleken som krävdes var 61,2 MWh för att täcka behovet.

Nedan visar tabell 6.1 vilken ackumulatoreffekt som krävs för att jämna ut dygnsvariationen under de fyra veckorna. Den största medeleffekten som krävs för en ackumulator under de fyra veckorna är 13,57 MW.

KRÄVD ACKUMULATOREFFEKT [MW]				
DAG	JAN	APR	JUL	OKT
Måndag	12,84	12,20	2,011	13,15
Tisdag	14,11	12,15	3,72	13,87
Onsdag	8,46	12,99	4,66	12,69
Torsdag	15,65	20,92	4,29	9,33
Fredag	6,42	15,54	3,02	10,49
Lördag	5,33	13,41	2,03	5,68
Söndag	21,70	7,74	2,14	12,64
MAX:	21,70	20,92	4,66	13,87

Tabell 6.1. Resultat av nödvändig ackumulatoreffekt från analys av historiska data.

Histogrammet visade att det fanns variationer mellan 0 och 30 MW under 323 av årets alla dygn. I intervallet mellan 0 och 30 MW krävs det som mest 15 MW och ett energiinnehåll på 60 MWh för att jämna ut dygnsvariationen.

Då 323 dygn motsvarar ungefär 90 % av året medför det att en högre effekt på tanken blir högst tvivelaktigt att motivera ekonomiskt.

6.2. Ackumulering efter svängande baslastpriser

Genom ändrade värmeinköp efter svängande priser från Avedøreverket 2 visade analysen att det går att spara 600 DKK per MW och dygn. Om ackumulatorm har en maximal effekt på 15 MW går det att spara 9 000 danska kronor per dygn. I bilaga 4 ses att VEKS köper värme från Avedøreverket 2 cirka 180 dagar under normalåret. Vilket skulle medföra ett sänkt värmepris på 1 620 000 DKK årligen.

Eftersom VEKS äger värmen i den centralt placerade ackumulatorm samt att det påvisats att den inte utnyttjas maximalt är det inte aktuellt att titta på baslastoptimering med ytterligare ackumulering decentralt förrän dess potential är fullt utnyttjad. Analysen visade också att om ackumulering sker decentralt efter dessa prisvariationer ökas dygnsvariationerna drastiskt vilket inte sker om ackumuleringen sker centralt.

6.3. Optimering av baslast, VLE

Resultaten från optimeringen med modellen från VLE gav stora vinster. Om ackumuleringen skedde med prisuppgifter från AVV 2 blev besparingen per dygn 114 000 danska kronor och med priser från AVV1 27 900 danska kronor. Problematiken med att samköra resultaten med övriga resultat i denna rapport ligger i att grundtanken med modellen från VLE bygger på att öka lastfaktorn snarare än att sänka den. Modellen bottenar i att ackumulera då höga nedregleringspriser råder medan det några timmar senare kan löna sig att tömma ackumulatören med full effekt då uppregeringspriserna kan vara höga. Då samarbetsorganet VLE är så pass nytt finns det inga klara riktlinjer för hur optimering med avseende på hur upp- och nedregleringspriser får gå till när detta examensarbete skulle tryckas¹⁰.

¹⁰ Ulrik Jörgensen, muntligt löpande

6.4 Omfördelning av värmeinköp

6.4.1 Värmeinköp över året

I diagram 6.1 illustreras hur mycket en 15 MW ackumulator kan ersätta värme från en produktionsenhet mot en billigare som tomta fält. Om den borttagna lasten ersätts med värme från den som kommer under i diagrammet kommer priser och koldioxidemissioner att kunna reduceras med 710 000 DKK och 614 ton koldioxid. Hänsyn har tagits till uppgifterna i tabell 5.4 där medelvärdet av de 10 högsta effektnoteringarna anger hur stor potential en produktionsenhet har att höja sin effekt. Bristerna med att analysera lasten efter denna metod är beskrivna i teori- och analyskapitlet. Därför följer en analys där verkliga driftsfall undersökts närmare.

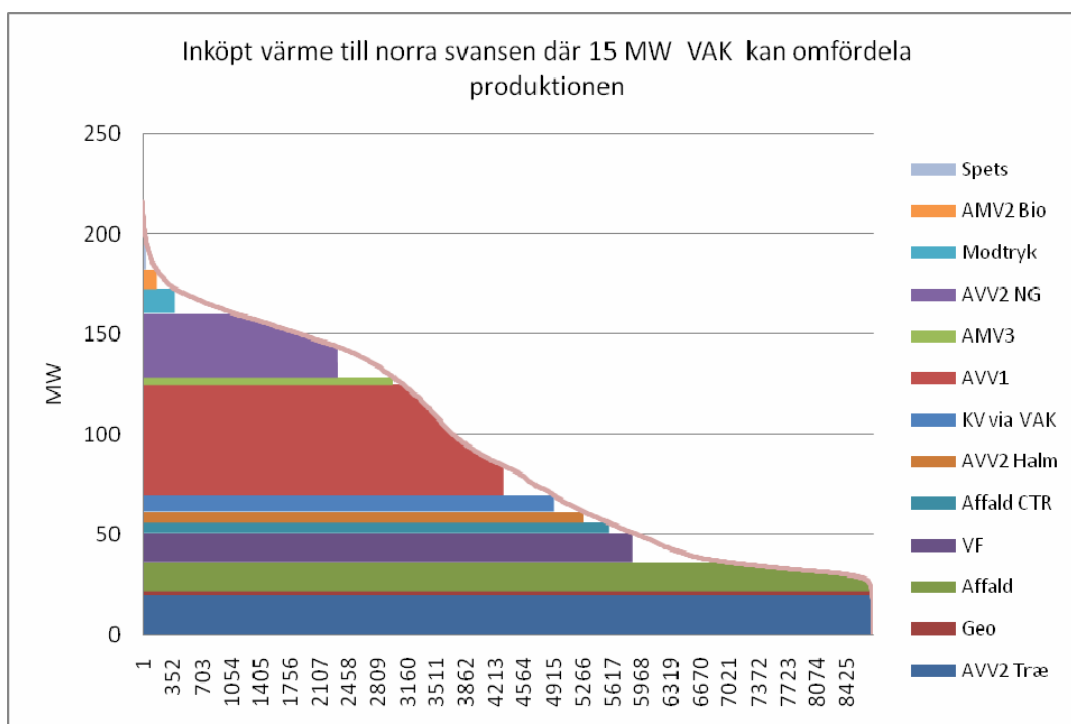


Diagram 6.1. Inköpt värmeeffekt till Norra grenen illustrerat i ett varaktighetsdiagram där 15 MW är borta för att fyllas av med värme från en billigare produktionsenhet.

6.4.2 Exempelveckor

Normala driftsfall

Om det funnits möjlighet till 15 MW ackumuleringsseffekt ute i Norra grenen i VEKS visar resultatet att det går att reducera kostnaden för inköpt värme samt att reducera koldioxidemissioner. Detta genom att omfördela värmeinköpet mellan olika produktionsenheter med en ackumulator. Resultat från de normala driftsförhållanden som analyserats är sammanfattade nedan och en fullständig redogörelse ses i bilaga 6.

Den **4-10 juli 2005** hade det varit möjligt att minska värmekostnaderna för lasten med 1 300 DKK samt att reducera koldioxidemissionerna med 3 600 kg. Det som bidragit till de sänkta kostnaderna under perioden är främst att behovet av att köpa in värme från det koleldade Avedøreverket 1 (AVV1) ersatts med bättre utnyttjande av sopsförbränning under perioder med låg värmelast. Den maximala energimängden i tanken var under veckan 46 MWh.

Den **3-9 oktober 2005** går det inte att påvisa hur en ackumulator skulle kunna bidra till att sänka priset för inköpt värme till VEKS. Avedøreverket 1 (AVV1) kan ersätta värme från Avedøreverket 2 Olja/NG (AVV2) men eftersom värmepriset inte skiljer sig nämnvärt blir besparingen 30 DKK för den omfördelade produktionen. Koldioxidemissionerna påverkas inte. Den maximala energimängden i tanken var under veckan 43 MWh.

Den **2-8 januari 2006** hade det varit möjligt att spara 38 000 DKK och 16 500 kg koldioxid med en 15 MW ackumulator. Anledningen till att all spetslast inte gick att reducera under perioden var att det inte fanns ytterligare kapacitet av baslast under dygnet. Den maximala energimängden i tanken var under veckan 51 MWh.

Den **3-9 april 2006** hade det gått att spara 6600 DKK men ingen koldioxidreducering var möjlig med 15 MW ackumuleringskapacitet. Under vald exempelvecka så reducerades mottrycksanvändningen i systemet och ersattes med Avedøreverket 2 Olja/NG (AVV2). Den maximala energimängden i tanken var under veckan 49 MWh.

Exempelveckorna kan approximativt anses representera 16 veckor vardera från varje årstid för att ge ett ungefärligt värde på hur mycket lastoptimering kan bidra till att sänka värmepriset och koldioxidutsläpp. Resultatet blir då att det går att minska värmeinköpet med 740 000 DKK och koldioxidutsläppen med 380 ton per år. Den nödvändiga energimängden i ackumulatorn var som mest 51 MWh under de testade veckorna. Priset och koldioxidemissionerna mellan olika baslastverk ligger nära varandra och att flytta produktionen mellan de olika har inte så stor reducerande effekt.

Driftsbortfall

Resultatet från de olika driftfallen där det testats hur mycket ett driftsbortfall kostar med och utan tillgång till 15 MW ackumuleringseffekt i systemet är sammanfattade nedan. En fullständig redogörelse finns i bilaga 6.

Kostnaden för ett driftsbortfall i en timme vid ett sopförbränningsverk kan reduceras med 5 720 DKK och spara 2 289 kg koldioxid med 15 MW ackumuleringseffekt i norra grenen. Kostnaden för ett driftsbortfall i fyra timmar kan reduceras med 25 500 DKK och 10 400 kg koldioxid. Den maximala energimängden i tanken var under driftsbortfallet på 4 timmar 56 MWh.

Om koleldade Avedøreverket 1 (AVV1) får ett driftsbortfall i en timme kan kostnaden reduceras med 6100 DKK och 1 640 kg koldioxid. Om det varar i fyra timmar blir siffran istället 20 400 DKK och 9 407 kg koldioxid. Den maximala energimängden i tanken var under driftsbortfallet på 4 timmar 54 MWh.

Kostnaden för ett driftsbortfall i en timme vid AVV2 kan reduceras med 4 740 DKK och spara 2 266 kg koldioxid med 15 MW ackumuleringseffekt i norra grenen. Kostnaden för ett driftsbortfall i fyra timmar kan reduceras med 19 300 DKK och 8 100 kg koldioxid. Den maximala energimängden i tanken var under driftsbortfallet på 4 timmar 52 MWh.

6.4.3 Spetslast

Att reducera spetslasten med en dygnsackumulatortank är svårt då spetslasten kan gå flera dygn i rad när den väl är igång. Det betyder att vinsten per MWh ackumulatortank minskar med ökad storlek. Diagram 6.2 visar hur vinsten per MWh ackumulator minskar med varje MWh som storleken ökar.

En ackumulator på 100 MWh kan reducera 2 800 MWh spetslast årligen, vilket ger en vinst på 850 000 danska kronor samt hindrar 570 ton koldioxid att släppas ut. Samma ackumulator men med en storlek på 50 MWh skulle reducera 1 900 MWh och generera en vinst på 600 000 danska kronor årligen med en reducering på 390 ton koldioxid per år.

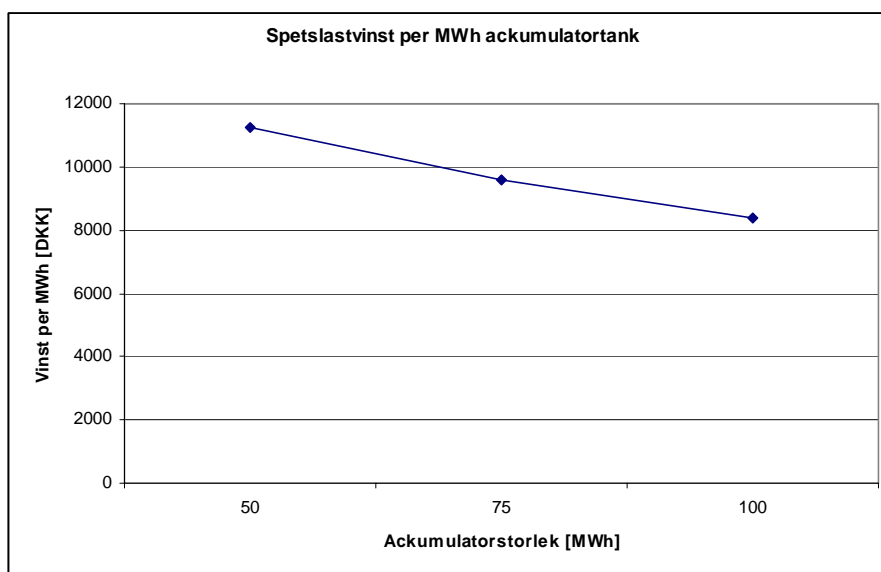


Diagram 6.2 Visar vinsten i reducerad spetslast beroende på ackumulatorns storlek per MWh.

6.5 Samlad besparing och återbetalningstid

Resultatet av de två metoderna som använts för att beräkna möjligheterna till besparingar i värmeinköp samt reducerade koldioxidemissioner gav liknande resultat. Under normala driftsförhållande liknande de fyra exempelveckorna erhöles en årlig besparing på 740 000 DKK och koldioxidutsläppen kunde minskas med 380 ton per år. Då ett förenklat varaktighetsdiagram analyserades gick det att spara 710 000 danska kronor och 614 ton koldioxid.

Besparingspotentialen med ackumulering efter svängande baslastpriser är inte aktuella innan det att potentialen i den befintliga tanken inte räcker till. Det bidrar också till att öka dygnsvariationerna och det har därför inte tagits i vidare beaktning för beräkning av vinsterna med decentral ackumulering.

Resultatet från analysen för att reducera spetslast under samma period blev 650 000 danska kronor samt 410 ton koldioxid med en effekt på 15 MW och ett energiinnehåll 60 MWh.

Vidare anges ytterligare besparingspotential under driftsbortfall på produktionsanläggningarna. Ett driftsbortfall på 4 timmar kan reduceras med 25 500 DKK och 10 400 kg koldioxid.

En årlig besparing kan utifrån dessa resultat anses vara omkring 900 000 danska kronor. Men en investeringskostnad på 10 700 000 danska kronor blir pay-back tiden 11,9 år utan hänsyn till kalkylränta. Om en kalkylränta på 6 % tas med blir resultatet att investeringen aldrig går att räkna hem.

7. Diskussion

Avgränsning/Bred uppgift

Att göra en generell analys av ett så stort och komplicerat system som VEKS på 20 veckor är en svår uppgift. Det är lätt hänt att det tar för lång tid till att förstå och kartlägga systemet. Vi avgränsade oss geografiskt för att snabbare kunna gå vidare med den riktiga problematiken. Den självklara frågan är då om avgränsningen var korrekt gjord. Då man ser till baslasten hade en helhetsyn på VEKS nät varit mer användbar ur optimeringssynpunkt. Den nya lastfaktorn med ackumulatortank hade då kunnat beräknas för hela VEKS.

Exempelveckor

De fysiska förutsättningarna är förstås aldrig helt lika från en vecka till en annan. Vi valde att dra generella slutsatser från veckor under månader som till stor del matchade normala månader med hänsyn till dess graddagar.

Lastfaktorns inverkan för VEKS

Att sänka dygnsvariationerna med en ackumulator ger som tidigare nämnts lägre lastfaktor. En lägre lastfaktor i kombination med lägre returtemperaturer ger VEKS ett lägre värmepris från kraftvärmeverken. Vi har dock inte haft tid att göra några ekonomiska beräkningar på vad en lägre lastfaktor ger för VEKS, vilket självklart hade varit av stort intresse.

Värmelastheten, VLE

Resultaten efter simuleringen med värmelasthetens optimeringsprogram gav stora vinster. En självklar fråga är ju då varför inte resultaten analyserades djupare i rapporten. Samarbetsorganet VLE sattes i drift under tiden som examensarbetet pågick. Riktlinjerna för hur samarbetet skulle fungera och vad som fick göras var väldigt oklara och det var svårt att få information och svar. Detta var anledningar som gjorde att det inte var tidsmässigt möjligt för oss att forska vidare i ämnet.

Pumparbete

Vid utjämning av dygnsvariationerna är en av den ekonomiska besparingen pumparbetet. I denna rapport är den ekonomiska besparingen med pumparbetet inte uträknad. Den är givetvis av stort intresse att känna till men har varit tvungen att prioriteras bort ur tidssynpunkt.

Investeringskostnad

Investeringskostnaden för ackumulatortanken är beräknad efter exempel från verkligheten. Urvalet var litet och inte helt entydigt. De var också av väldigt varierande storlek och någon djupare analys i kostnaden beroende på trycket genomfördes inte. Bedömningen är dock att investeringskostnaden är ganska realistisk men i underkant.

8. Slutsats

För att sänka lastfaktorn i den norra grenen av VEKS nät behövs en ackumulatortank på minst 60 MWh med en effekt på minst 15 MW. Ackumulatortankens volym ska vara 1 150 kubikmeter där höjden är 18,5 meter och diametern 8,9 meter. Analysen av reducerad spetslast och omfördelning av värmeinköp gav en årlig besparing på 900 000 danska kronor och reducerade koldioxidemissioner med 420 ton per år.

Att ackumulera med 15 MW efter svängande baslastpriser ger en beräknad vinst på cirka 9000 kronor per dygn. Över ett år blir vinsten 1 620 000 DKK baserat på att Avedøreverket 2 Olja/Gas levererar värme 180 dygn under normalåret. Denna besparing är dock bara möjlig vid de tillfällen som den befintliga ackumulatortanken är utnyttjad vilket den inte var under det analyserade normalåret. En decentral placering hade också bidragit till att öka dygnsvariationerna i VEKS nät vilket hade varit negativt. Resultatet från VLE gav stora besparingar för inköpt baslast. Den är dock mycket tveksamt och resultatet är realistiskt.

Att investera i en decentral ackumulatortank är för VEKS del inte lönsamt. Utan hänsyn till kalkylräntan blir återbetalningstiden 12 år och med kalkylränta går det inte att räkna hem investeringen.

Det lokala kraftvärmeverket Avedøre har en ackumulatortank med ett energiinnehåll på 2 600 MWh. Istället för att investera i decentral ackumulatorkapacitet bör ackumulatortanken på Avedøreverket styras mer effektivt.

Samarbetsorganet Värmelastheten har både kapaciteten och informationen att styra Avedøreverkets ackumulatortank mer effektivt. Ett bra samarbete mellan VLE och VEKS kan bidra till besparingar för fjärrvärmekonsumenterna. Innan dess fulla potential utnyttjas är det inte av intresse att titta på baslastoptimering med en mindre decentral ackumulatortank.

Vi har alltså inte hittat något fall där installation av utökad dygnsackumuleringskapacitet är motiverad, vilket dock inte utesluter att det ändå finns.

9. Referenser

Böcker:

Frederiksen, S & Werner, S (1993). Fjärrvärme, teori, teknik och funktion. Studentlitteratur, Lund, Sverige

Cengel, Y.A (2003) Heat transfer a practical approach. Mc Graw Hill, New York

Ibrahim, D & Rosen, M (2001). Thermal Energy Storage, Wiley, Chichester

Beckmann, G & Gilli, T.V (1984). Thermal Energy Storage, Springer-
verlag, New York

Persson, I & Nilsson, S (1993). Investeringsbedömning, Lieber, Malmö

Skärvad, P-H & Olsson J (1993). Företagsekonomi 100. Lieber, Malmö

Cengel, Y.A (2006). Thermodynamics, an engineering approach, Mc Graw
Hill, New York

Pärt-Enander, E & Sjöberg, A (2001). Användarhandledning för MATLAB
6, Uppsala Universitet, Stockholm

Turns, S (2000). An introduction to combustion, concept and application.
Mc Graw Hill, New York

Arvastson, L (2001). Investeringsbedömning. Lunds Universitet, Lund

Sunden, B.(2006). Värmeöverföring. Studentlitteratur, Lund

Driftsmanualen för driftsmestre (rev. 19-01-2007), VEKS

Internet:

VEKS: <http://www.veks.dk>, Besökt löpande

CTR: http://www.ctr.dk/ctr/ctr_kortfortalt.htm, Besökt 080223

Avedøreverket: [http://www.dongenergy.com/NR/rdonlyres/9FAA5232-7CED-](http://www.dongenergy.com/NR/rdonlyres/9FAA5232-7CED-4DEFB755F8BDEBAA1FF7/0/Aved%C3%B8rev%C3%A6rket_Gr%C3%B8ntRegn_2005.pdf)

[4DEFB755F8BDEBAA1FF7/0/Aved%C3%B8rev%C3%A6rket_Gr%C3%B8ntRegn_2005.pdf](http://www.dongenergy.com/NR/rdonlyres/9FAA5232-7CED-4DEFB755F8BDEBAA1FF7/0/Aved%C3%B8rev%C3%A6rket_Gr%C3%B8ntRegn_2005.pdf), Besökt 080123CTR:

http://www.ctr.dk/ctr/ctr_kortfortalt.htm, Besökt 080223

Rapporter:

IEA: ANNEX VII | 2005 | 8DHC-05.02 TWO-STEP DECISION AND OPTIMISATION MODEL FOR CENTRALISED OR DECENTRALISED THERMAL STORAGE IN DH&C SYSTEMS

IEA: ANNEX VII | 2005 | 8DHC-05.06 DYNAMIC HEAT STORAGE OPTIMISATION AND DEMAND SIDE MANAGEMENT

Studiebesök

2007-11-15: Bröndbyfjärrvärme. Kontaktperson: Bent Nilsen, driftsansvarig, Bröndbyfjärrvärme.

2007-12-10: Avedøreverket. Kontaktperson: Lene Haakensen

2008-01-29 : Värmelastenheden(VLE) Kontaktperson: Ulrik Jörgensen

Tidigare examensarbeten

Lund Institute of technology |1990| Tommy Persson: En studie av en returtemperatursänkings inverkan på produktionen och distributionen i ett befintligt fjärrvärmenät.

Umeå Universitet |2005| Johan Stenlund: Dimensionering av en ackumulatortank för Umeå Energis fjärrvärmesystem.

Umeå Universitet |2005| Fredrik Andersson: Simuleringsmodell av Gävles fjärrvärmenät- inverkan av driftstörningar.

Muntliga:

Dr. Anders W. Hedbäck, Hedbäck AB Tore J. Telefonkontakt 2008-01-18
email 2008-01-21.

Dag Viklund, ingenjör på Jämtkraft. Telefonkontakt 2008-01-17

Calle Zelander, ingenjör på Jämtkraft, Telefonkontakt 2008-01-16

Björn Axberg, ingenjör på Växjö Energi, Telefonkontakt 2008-01-16

Ulrik Jörgensen, Maskinmästare, Löpande rådgivning samt besökt på VLE
2008-01-29

Troels Duhn, Stabsingenjör, Energi och miljöansvarig på VEKS. Löpande rådgivning.

Henrik R Hansen, Driftschef på VEKS. Löpande rådgivning.

Övrig information

VEKSleren VEKS nyhetsbrev, Nummer 6 december 2007, Veks nyhetsbrev med aktuell information om verksamheten.

10. Bilagor

Bilaga1. För statistiska uträkningar skrevs följande MATLAB-kod.

```
function [u,t]=Observations(a,b)
load heatload.mat
obs=0;
for i=1:364
    tmpmax(i)=heatload((i-1)*24+1);
    tmpmin(i)=heatload((i-1)*24+1);
    for j=1:24
        if heatload((i-1)*24+j)>tmpmax(i)
            tmpmax(i)=heatload((i-1)*24+j);
        end
        if heatload((i-1)*24+j)<tmpmin(i)
            tmpmin(i)=heatload((i-1)*24+j);
        end
        u(i)=abs(tmpmax(i)-tmpmin(i));
        if a<u(i) && u(i)<b
            t(i)=1;
        else
            t(i)=0;
        end
    end
    if a<u(i) && u(i)<b
        obs=obs+1;
    end
end
end
obs
figure(1)
hist(u,50)
figure(2)
plot(t,'g')
--i=dygn
--j=timmar
--t=vektor med 24 värden
-- Martin Zander 20080115
```

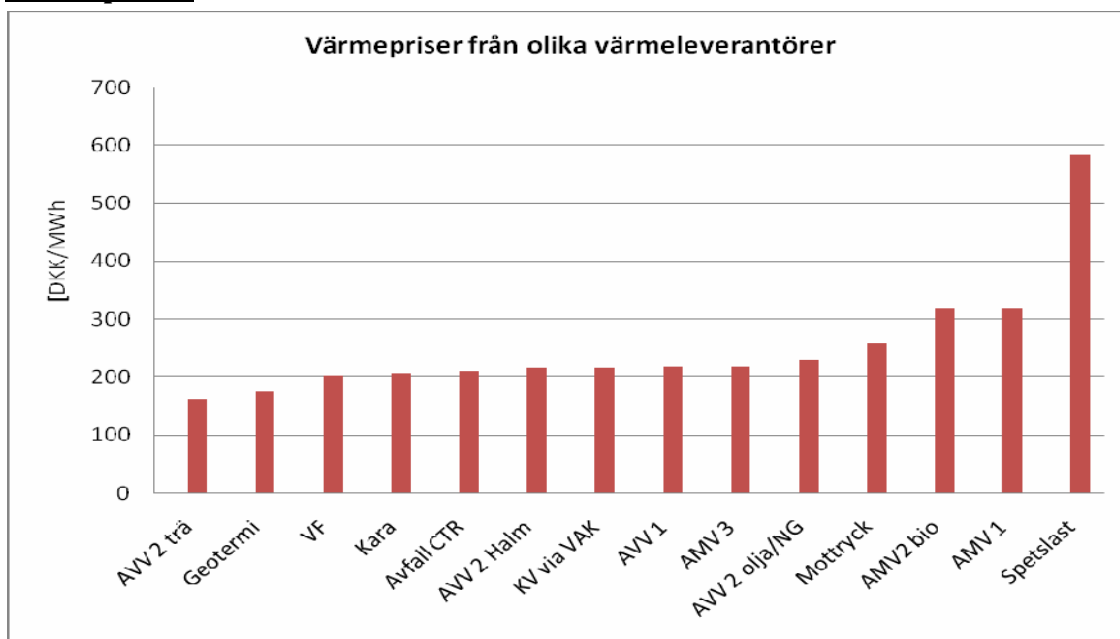
Bilaga 2. Visar historiska data över uppmätta graddagar. Det valda normalåret är i fetstil.

Graddagar

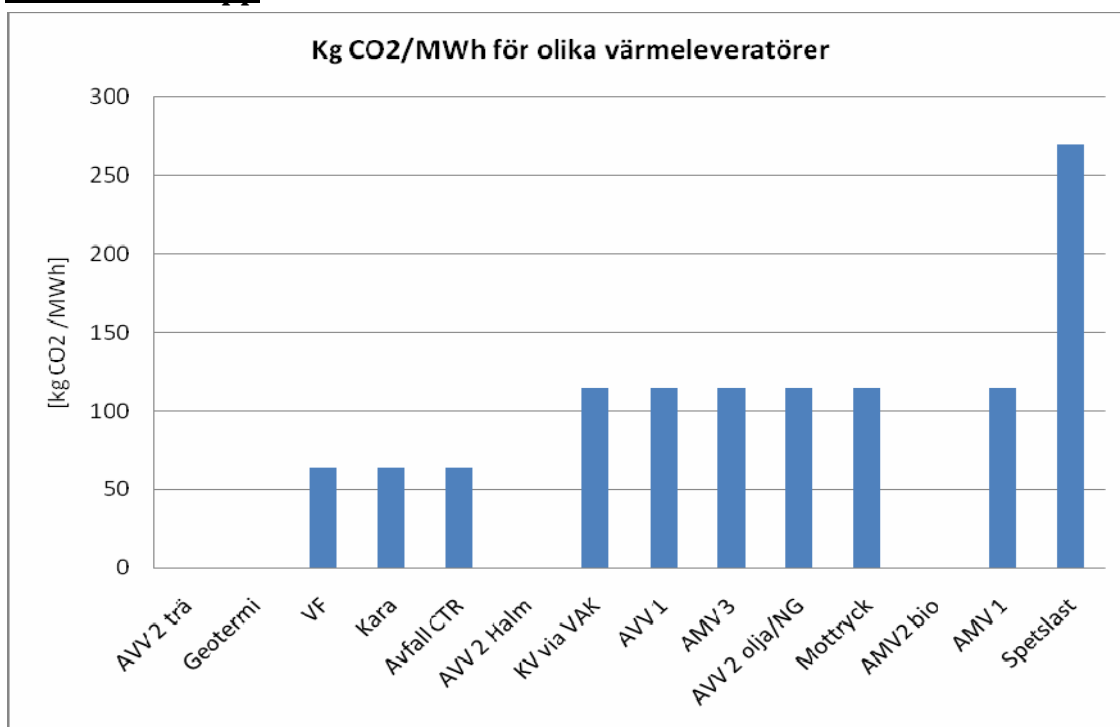
	Jan	Fe	Ma	Apr	Maj	Ju	Jul	Au	Se	Okt	No	De	Ialt
1992	413	371	339	252	71	4	5	14	68	276	330	407	2.550
1993	413	413	367	200	54	36	37	38	139	246	403	426	2.772
1994	422	477	358	192	114	41	1	12	65	227	281	375	2.565
1995	478	335	368	231	124	40	6	7	77	116	367	550	2.699
1996	566	547	482	205	186	57	28	4	94	166	324	517	3.176
1997	533	359	343	253	149	32	2	1	59	12	350	436	2.529
1998	427	313	364	250	95	44	45	32	77	222	429	462	2.760
1999	451	423	389	185	132	40	3	14	12	185	318	434	2.586
2000	422	358	351	176	61	62	24	19	66	142	265	390	2.336
2001	454	414	422	264	78	61	6	8	98	128	326	498	2.757
2002	445	331	316	221	74	17	13	0	56	264	361	519	2.617
2003	500	491	346	219	93	15	4	14	55	267	283	382	2.669
2004	519	400	355	184	85	57	31	8	46	171	321	395	2.572
2005	388	435	400	179	117	47	2	17	65	131	292	427	2.500
2006	529	438	480	277	110	24	1	4	9	104	251	291	2.518
Normalåret	502	452	426	248	100	45	12	15	69	175	324	437	2.805

Bilaga 3. Visar värmepriser och koldioxidemissioner per MWh för de olika produktionsenheterna.

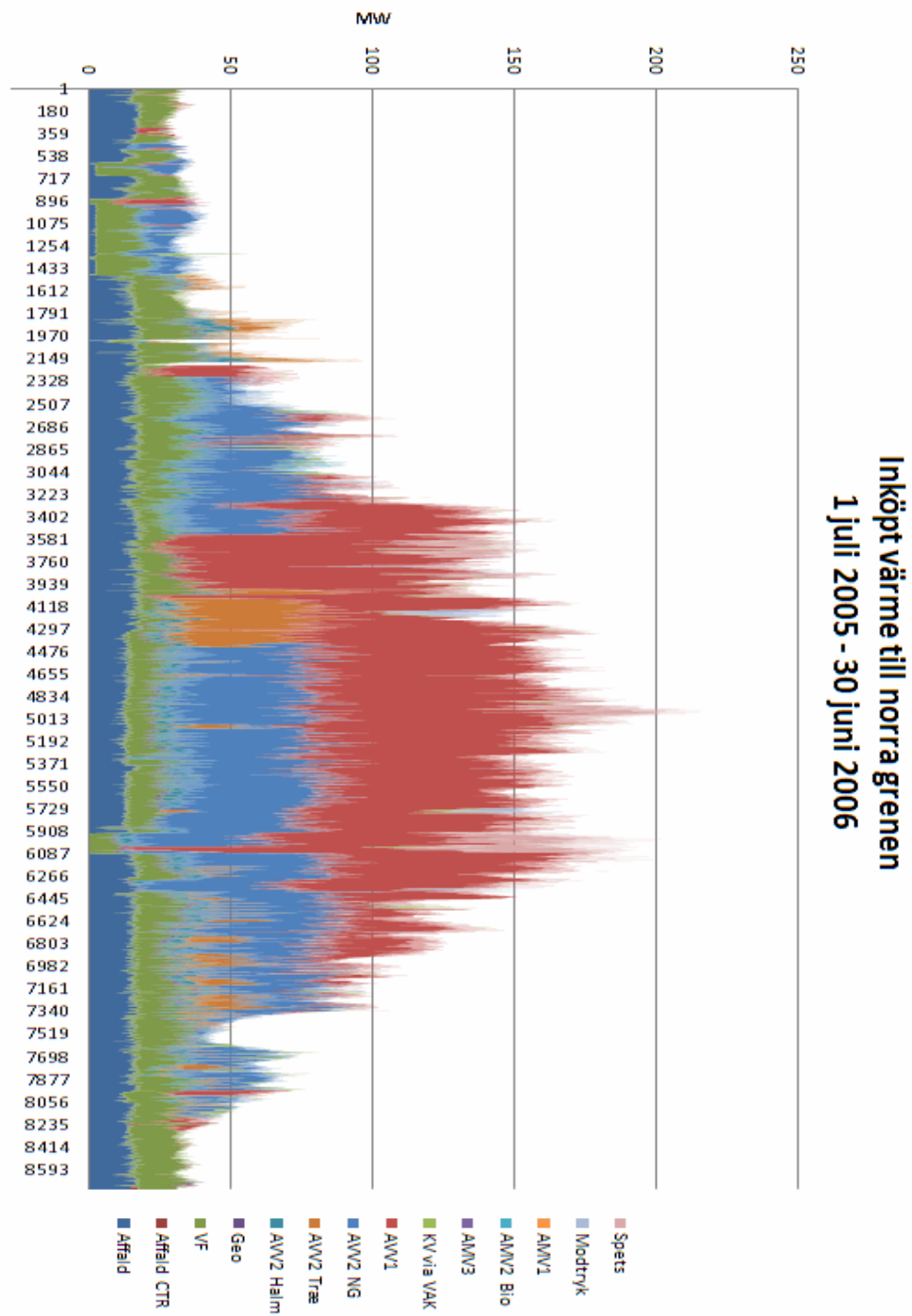
Värmepriser



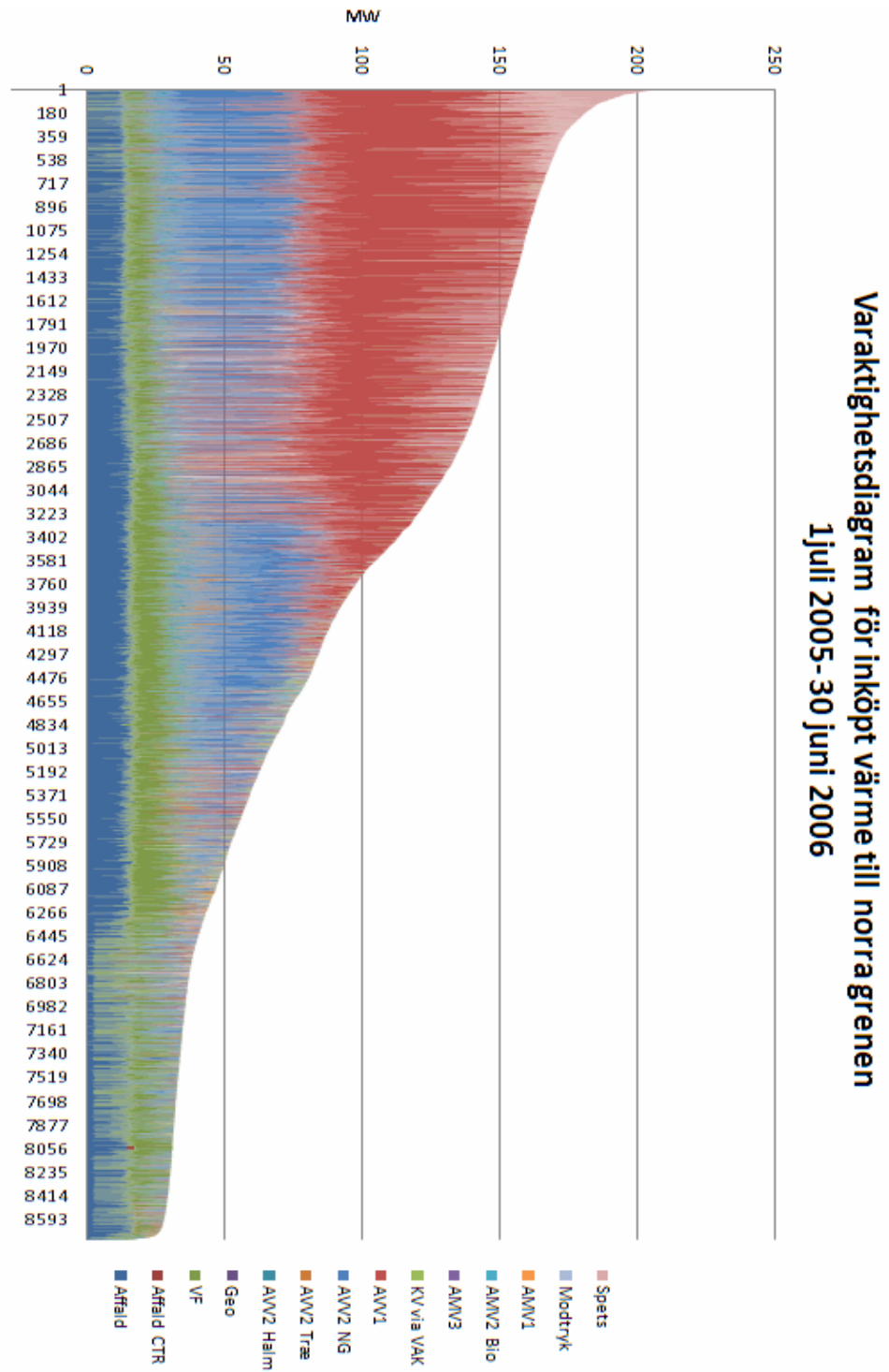
Koldioxidutsläpp



Bilaga 4. Visar hur den inköpta värmen till norra grenen är fördelad mellan olika produktionsenheter.



Bilaga 5. Visar i ett varaktighetsdiagram hur den inköpta värmen till norra grenen är fördelad mellan olika produktionsenheter.



Bilaga 6. Tabellerna anger resultatet från analysen av exempelveckorna och olika driftsfall.

Driftsfall

	Utan ackumulator		Med ackumulator		Energi(MWh)	Besparing[DKK]	Besparing [CO2]
	DKK/MWh	kg	DKK/MWh	kg			
		CO2/MWh		CO2/MWh			
Kara faller bort 1 timme	216	92	213	91	2159	5722	2289
Kara faller bort 4 timmar	225	97	213	92	2159	25456	10342
AVV1 faller bort 1 timme	212	83	209	82	2342	6135	1639
AVV1 faller bort 4 timme	218	87	209	83	2340	20358	9407
AVV2 faller bort 1 timme	201	60	198	59	2060	4738	2266
AVV2 faller bort 4 timme	208	63	198	59	2060	19343	8075
Spetslast 24 timmar	288	133	288	133	4828	0	0
Spetslast 8 timmar	223	105	216	102	4006	27920	11657

4-10 juli 2005

	Utan ackumulator ack		Med ackumulator		Energi(MWh)	Besparing[DKK]	Besparing [kg CO2]
	DKK/MWh	kg CO2/MWh	DKK/MWh	kg CO2/MWh			
2005-07-04	203,9	63,8	203,9	63,8	737,4	0,0	14,7
2005-07-05	204,6	66,6	204,0	63,8	757,9	477,5	2137,3
2005-07-06	205,3	67,2	205,3	67,2	809,8	0,0	0,0
2005-07-07	204,5	64,7	203,7	63,6	775,3	643,5	837,3
2005-07-08	204,6	64,6	204,3	63,8	747,6	186,9	613,0
2005-07-09	204,5	63,9	204,5	63,8	719,0	21,6	64,7
2005-07-10	204,6	63,8	204,6	63,8	700,0	0,0	0,0

3-9 oktober 2005

	Utan ackumulator ack		Med ackumulator		Energi(MWh)	Besparing[DKK]	Besparing [kg CO2]
	DKK/MWh	kg CO2/MWh	DKK/MWh	kg CO2/MWh			
2005-10-03	211,7	93,4	211,7	93,4	1496,4	15,0	0,0
2005-10-04	211,9	88,9	211,9	88,9	1460,6	14,6	0,0
2005-10-05	209,9	77,7	209,9	77,7	1483,0	0,0	0,0
2005-10-06	209,2	75,4	209,2	75,4	1431,0	0,0	0,0
2005-10-07	208,4	71,8	208,4	71,8	1300,4	0,0	0,0
2005-10-08	207,1	66,5	207,1	66,5	1238,4	0,0	0,0
2005-10-09	207,8	69,5	207,8	69,5	1386,0	0,0	0,0

2-8 januari 2006

	Utan ackumulator ack		Med ackumulator		Energi(MWh)	Besparing[DKK]	Besparing [kg CO2]
	DKK/MWh	kg CO2/MWh	DKK/MWh	kg CO2/MWh			
2006-01-02	213,3	95,2	212,3	94,6	3789,0	3826,9	2273,4
2006-01-03	216,4	100,7	215,0	100,1	3836,0	5217,0	2148,2
2006-01-04	217,0	100,7	214,9	99,8	3837,0	7904,2	3453,3
2006-01-05	217,4	101,0	214,9	100,0	3842,6	9568,1	3804,2
2006-01-06	224,5	104,1	224,5	104,1	3895,8	0,0	0,0
2006-01-07	213,1	96,0	213,1	96,0	3840,0	0,0	0,0
2006-01-08	218,5	102,6	215,5	101,3	3878,0	11595,2	4808,7

3-9 april 2006

	Utan ackumulator ack		Med ackumulator		Energi(MWh)	Besparing[DKK]	Besparing [kg CO2]
	DKK/MWh	kg CO2/MWh	DKK/MWh	kg CO2/MWh			
2006-04-03	210,1	86,3	210,1	86,3	2832,0	0,0	0,0
2006-04-04	210,8	88,7	210,8	88,7	2985,0	0,0	0,0
2006-04-05	211,7	90,8	211,7	90,8	3149,5	0,0	0,0
2006-04-06	214,1	95,7	211,9	94,5	3019,6	6643,1	3472,5
2006-04-07	210,6	86,7	210,6	86,7	2602,0	26,0	0,0
2006-04-08	203,5	73,0	203,5	73,0	2686,3	0,0	0,0
2006-04-09	203,7	73,8	203,7	73,8	2842,2	0,0	0,0

