

MODELL FÖR ÄNDRADE FÖRUTSÄTTNINGAR I FJÄRRVÄRMENÄT



Rapport | 2009:50

MODELL FÖR ÄNDRADE
FÖRUTSÄTTNINGAR I FJÄRRVÄRMENÄT
NYA MÖJLIGHETER ATT VÄRDERA ÄNDRADE DRIFTS-
FÖRUTSÄTTNINGAR I FJÄRRVÄRMENÄT MED LAVA-KALKYL

PATRIK SELINDER HÅKAN WALLETUN

FÖRORD

Projektets mål har varit att ta fram en kalkyl som ska fungera som ett hjälpmedel för att underlätta beräkning av värdet av förändrad drift av fjärrvärmenät. Tanken är att användaren, med begränsad indata ska kunna göra en god uppskattning av hur förändrad fram- och returtemperatur slår, både ekonomiskt och miljömässigt. I kalkylen finns också en funktion för att beräkna vilken påverkan ett sänkt effektuttag har på ekonomi och emissioner.

För att göra kalkylen så allmängiltig som möjligt har en hel del generaliseringar gjorts. Det är dock möjligt att på egen hand anpassa kalkylen efter den egna anläggningen. Samtliga kalkylblad är låsta, vissa är dolda, men de är inte lösenordsskyddade vilket innebär att du som användare kan gå in i kalkylen och anpassa den till din egen anläggning. Viss vana av Microsoft Excel rekommenderas för mer avancerat arbete i kalkylen.

Projektet har genomförts av Patrik Selinder (projektledare) och Håkan Walletun FVB AB. Till projektet har knutits en referensgrupp med representanter från intressenter och fjärrvärmeföretag. Gruppen har bestått av Daniel Byström, Skellefteå Kraft AB; John Johnsson, Profu; Morgan Romvall, Vattenfall AB och Rolf Siwertz, Telge Nät AB.

LAVA-kalkylen som beskrivs här finns att ladda ner på Svensk Fjärrvärmes hemsida www.svenskfjarrvarme.se

Eva-Katrin Lindman

Ordförande för Svensk Fjärrvärmes tekniskråd

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

Förord	4
1. Inledning	6
1.1. Allmänt	6
1.2. Kostnader som kan påverkas	6
2. Nulägesbeskrivning av aktuellt system	8
2.1. Produktion	8
2.2. Produktionskostnader	9
2.3. Nättemperaturer, gradtidtal och värmeförluster	10
3. Inverkan av olika temperaturförändringar	12
A. Inverkan på produktionskostnaderna för vissa typer av produktionsanläggningar för fjärrvärme	12
3.1. Inverkan av T_{retur} på värmeåtervinningen i en kondenserande rökgaskylare	12
3.2. Inverkan av T_{retur} och T_{fram} på värmepumpars prestanda	14
3.2.1. Värmepumpar med ett enda kompressionssteg	14
3.2.2. Seriekopplade värmepumpar	15
3.3. Inverkan av T_{retur} på spillvärme som kan återvinnas	15
3.4. Inverkan av T_{retur} och T_{fram} på kraftvärmeproduktion	16
3.4.1. Kraftvärmeverk med ångturbiner	16
3.4.2. Kraftvärmeverk med gasturbiner	18
B. Inverkan på distributionskostnaderna för fjärrvärme	18
3.5. Inverkan av T_{retur} och T_{fram} på kostnaden för värmeförluster	18
3.6. Inverkan av ökad avkylning på distributionskostnaderna	18
3.6.1. Inverkan av T_{retur} och T_{fram} på kostnaden för pumpenergi	18
3.6.2. Inverkan av ökad avkylning på leveranskapacitet	19
C. Inverkan på produktionskostnaderna för fjärrkyla	20
3.7. Inverkan av T_{retur} på produktionskostnaden för fjärrkyla då kylmaskinernas kondensorvärme återvinns i fjärrvärmesystemets returledning	20
4. Excel-kalkyl för ekonomisk värdering	21
4.1. Grundläggande arbete med kalkylen	21
4.1.1. Steg 1, Indata	21
4.1.2. Steg 2, Verifiering	24
4.1.3. Steg 3, Förändring	25
4.1.4. Steg 4, Resultat	25
4.2. Avancerat arbete med kalkylen	25
4.2.1. Dygnsberäkningar	26
4.2.2. Timberäkningar	31
5. Referensförteckning	33

1. INLEDNING

1.1. Allmänt

FVB Sverige AB har på uppdrag av Svenska Fjärrvärme uppdaterat den tidigare framtagna modellen för förändringar av systemtemperaturer (LAVA).

Modellens syfte är att överslagsmässigt kunna bestämma vilka kostnadsbesparingar som kan göras i ett fjärrvärmennät om temperaturnivåerna förändras. Dels genom en sänkt returledningstemperatur och dels genom en förändrad framledningstemperatur.

Modellen har även kompletterats med funktioner för beräkning av förändrade miljödata vid ändrade systemtemperaturer och förändringar som beror på minskat effektuttag.

Inom uppdraget har föreliggande rapport uppdaterats och en ny kalkyl avsedd för Excel har tagits fram. Rapportens text är uppdelad i två större avsnitt, kapitel 2 och 3. Kapitel 2 behandlar nulägesbeskrivning och vilka indata som krävs för en temperaturanalys. Kapitel 3 omfattar detaljbeskrivningen av vad som påverkas vid förändrade temperaturnivåer. Texten avslutas med kommentarer i vilka bl.a. hänvisningar till Excel-beräkningarna ingår.

För att göra materialet så lättillgängligt som möjligt har ambitionen varit att minimera textmassan i denna rapport samt att ge rikligt med exempel hämtade från olika energiföretag. Av denna anledning kan läsaren ibland finna att visst bakgrundsmaterial saknas, men hänvisas då till anvisade referenser eller branschkollegor.

Slutmålet är att de berörda fjärrvärmeföretagen skall kunna använda modellen i möjligaste mån självständigt och att analyserna görs årligen.

1.2. Kostnader som kan påverkas

Vi inriktar oss således på möjligheterna att påverka fjärrvärmennätets temperaturnivåer. Dels genom en sänkt returtemperatur (T_{retur}), men även genom en förändrad framledningstemperatur (T_{fram}).

Framledningstemperaturen kan sägas bestå av två delar. Dels dimensionerande framledningstemperatur vid DUT (=Dimensionerande utomhustemperatur) och dels lägsta framledningstemperatur vid dellast. Den sistnämnda brukar kallas bastemperatur ($T_{\text{fram_Bas}}$). Den slutliga temperaturnivån i fjärrvärmennätet är alltså ett resultat av dessa tre temperaturer, (T_{retur} , $T_{\text{fram_DUT}}$ och $T_{\text{fram_Bas}}$).

Den resulterande returtemperaturen T_{retur} är i sig en funktion av ett antal parametrar såsom framledningstemperatur, flöde, avkylning i fjärrvärmecentraler (FC), rundgångar i distributionsnätet och nätförluster.

När vi förändrar fram- och returtemperaturerna i fjärrvärmesystemet påverkas följande kostnader:

- En höjning av T_{fram} eller en sänkning av T_{retur} möjliggör ett högre maximalt effektuttag i det befintliga distributionssystemet, d.v.s. ökad leveranskapacitet.
- De rörliga produktionskostnaderna påverkas eftersom T_{retur} och T_{fram} har inverkan på den högsta effekt som eventuella värmepumpar kan leverera samt på deras värmefaktor.
- En sänkning av T_{retur} ökar mängden värme som kan återvinnas i en pannas kondenserande rökgaskylare.
- Det är även möjligt att mängden spillvärme som kan återvinnas från industri kan ökas om T_{retur} kan sänkas.

- En sänkning av T_{fram} och/eller av T_{retur} möjliggör ofta en högre elproduktionskapacitet vid ett kraftvärmeverk. Beroende på typ av kraftvärmeverk varierar dock betydelsen av temperaturnivåerna.
- En höjning av T_{fram} och/eller en sänkning av T_{retur} reducerar flödet i distributionssystemet. Flödesminskningen som uppstår medför att pumpenergikostnaden minskar.
- En sänkning av T_{retur} och/eller T_{fram} reducerar värmeförlusterna från distributionsledningarna.
- Vid många produktionsanläggningar för fjärrkyla återvinns kondensorvärmen i fjärrvärmesystemet. Ofta är då värmeåtervinning från returledningen fördelaktigare än inmatning av värme i framledningen. Detta medför att billigare kylmaskiner kan användas och att mindre drivel förbrukas. Dessa fördelars ekonomiska betydelse tilltar om T_{retur} kan sänkas.

Det finns däremot inte speciellt många nackdelar som följer av de förändringar som föreslås. Ett problem som möjligen kan uppstå sommartid (eller vid andra tidpunkter med låglast) är alltför låga flöden i fjärrvärmenätets ytterområden. Detta kan då innebära problem med låga tappvarmvattentemperaturer i t ex småhusområden.

2. NULÄGESBESKRIVNING AV AKTUELLT SYSTEM

Temperaturvärderingen bör inledas med att en nulägesbeskrivning görs. Det kan t ex vara lämpligt att sammanställa allmän basinformation om systemet som beskriver distributionsnätet och lastbehovet enligt exempel 1. Utan relevanta indata och en korrekt beskrivning av aktuellt läge kan inte några meningsfulla slutsatser dras.

De basparametrar som alltid behövs för beräkningsarbetet är T_{retur} och T_{fram} samt utomhustemperaturen T_{ute} . Dessutom behövs flödet Q och/eller effekten P . Timmedelvärden är en lämplig tidbas om de finns att tillgå. Data bör helst omfatta kompletta driftår, men inte nödvändigtvis kalenderår.

Stora datamängder finns oftast i energiföretagets egna mätdata och driftstatistik, men det är inte ovanligt att driftsdata är besvärliga att flytta från t ex processdata till ”vanlig” Windows-miljö.

Exempel 1:

Fjärrvärmesystemet i Borlänge bestod 1996 av ca 135 km distributionskulvert. Till nätet var då anslutet ca 410 större fjärrvärmecentraler (FC) och ca 1650 villor/småhus. Kundernas lastbehov var 1995 och 1996 ca 309 GWh respektive 327 GWh, enligt Svenska Fjärrvärmeföreningens statistik. Detta ger en linjetäthet på ca 2.4 MWh/m.

2.1. Produktion

Det är naturligtvis betydelsefullt att känna till produktionsbehovet och aktuella produktionskällor. En bra beskrivning är då ett varaktighetsdiagram som visar hur produktionen är sammansatt under ett helt driftår. Det är mycket viktigt att diagrammet inte är en rent teoretisk konstruktion, utan bygger på verkliga data och driftserfarenheter.

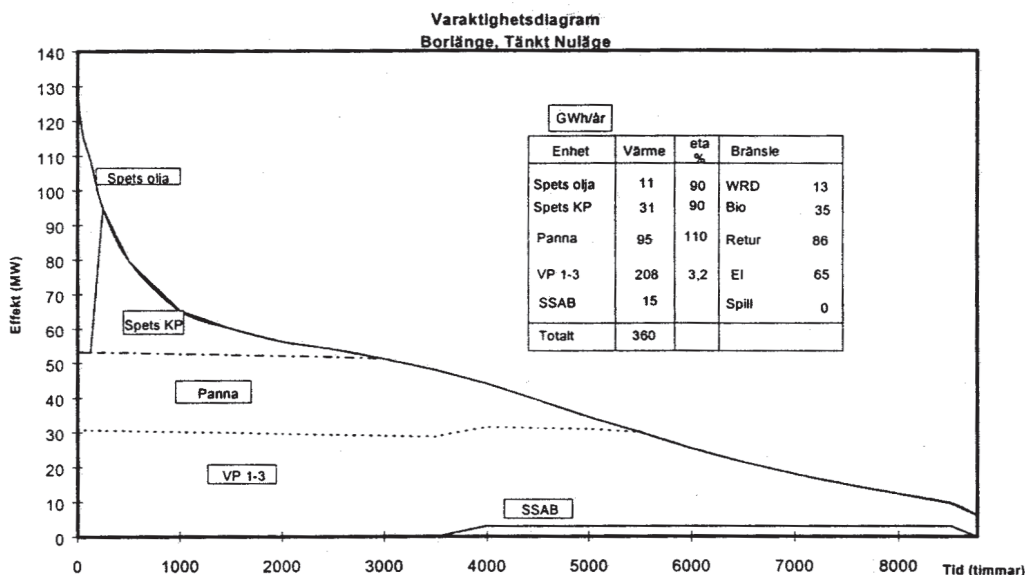
I den uppdaterade kalkylmodellen skapas ett varaktighetsdiagram per automatik när uppgifter om värmebehov och produktionsenheter matats in.

Exempel 2:

Under 1995 och 1996 var produktionsbehovet ca 369 GWh respektive 379 GWh. Ur figur 1 framgår att Borlänge Energi främst utnyttjar följande tre produktionskällor för sin värmeproduktion:

- *Tre värmepumpar på drygt 10 MW värmeeffekt vardera, som återvinner kostnadsfri värme från industriell spillvärme. Fjärrvärmensätets returledning utgör värmesänka. VP svarar idag för baslastproduktionen.*
- *En fastbränslepanna som eldas med en blandning av avfall och trädbränsle. Pannan är utrustad med en kondenserande rökgaskylare med luftuppfuktare. Den sammanlagda värmeeffekten är på ca 22 MW.*
- *Värmeköp från industri som används som spetslastvärme.*

Därutöver återvinns en mindre mängd spillvärme från ytterligare industri under den varmare delen av året, samt viss produktion av värme med oljepannor under topplasttid, men dessa utgör ett förhållandevis litet bidrag ca 3-4% vardera.



Figur 1 Varaktighetsdiagram vid Borlänge Energi, bedömt nuläge 1996

2.2. Produktionskostnader

Utifrån ett varaktighetsdiagram enligt exemplet i figur 1, kan man således bedöma vilka olika driftsfall som kan uppstå och vilken varaktighet de har. Detta kommer sedan att utgöra grunden för vilka driftfall som är av intresse för temperaturförändringar i nätet.

Exempel 3:

Figur 1 visar att året i detta fall kan delas in i tre eller fyra perioder ur värmeproduktions-synpunkt:

- Under de kallaste ca 3000 timmarna (ca $0^{\circ}\text{C} > T_{\text{ute}} > -25^{\circ}\text{C}$) användas alla tre huvud-produktionskällorna. Detta kommer att innebära att den rörliga marginalproduktionskostnaden bestäms av energipriset från industrin för deras spetslastvärme.
- Under den mellersta perioden mellan 3000 och 5500 timmar på varaktighetskurvan (ca $+10^{\circ}\text{C} > T_{\text{ute}} > 0^{\circ}\text{C}$) är bara värmepumparna och fastbränslepannan i drift (samt en mindre del spillvärme).
- Under den varmaste perioden mellan 5500 och 8760 timmar (ca $+30^{\circ}\text{C} > T_{\text{ute}} > +10^{\circ}\text{C}$) är endast värmepumparna i drift (samt en mindre del spillvärme). Den rörliga marginalproduktionskostnaden bestäms här av värmepumparna.
- Eventuellt kan spetslastfallet då de absolut högsta effektuttagen sker särredovisas. Denna period utgör i detta fall ca 150 timmar. Detta fall behöver bara särbehandlas om marginalkostnaden för produktionen avviker kraftigt från det övriga vinterfallet a).

Självfallet är det så att produktionskostnaderna kan variera en hel del mellan olika energiföretag och anläggningar. Det finns ju knappast två anläggningar i Sverige som har exakt samma förutsättningar. Vilka nivåer kostnaderna ligger på måste därför

fastställas lokalt för varje aktuellt driftsfall. Av speciellt intresse är marginalkostnaden vid värmeproduktionen, d v s vad kostnaden är för att t ex producera ett antal MWh utöver det tidigare behovet.

Som exempel kan följande riktvärden ges för kostnad vid värmeproduktion:

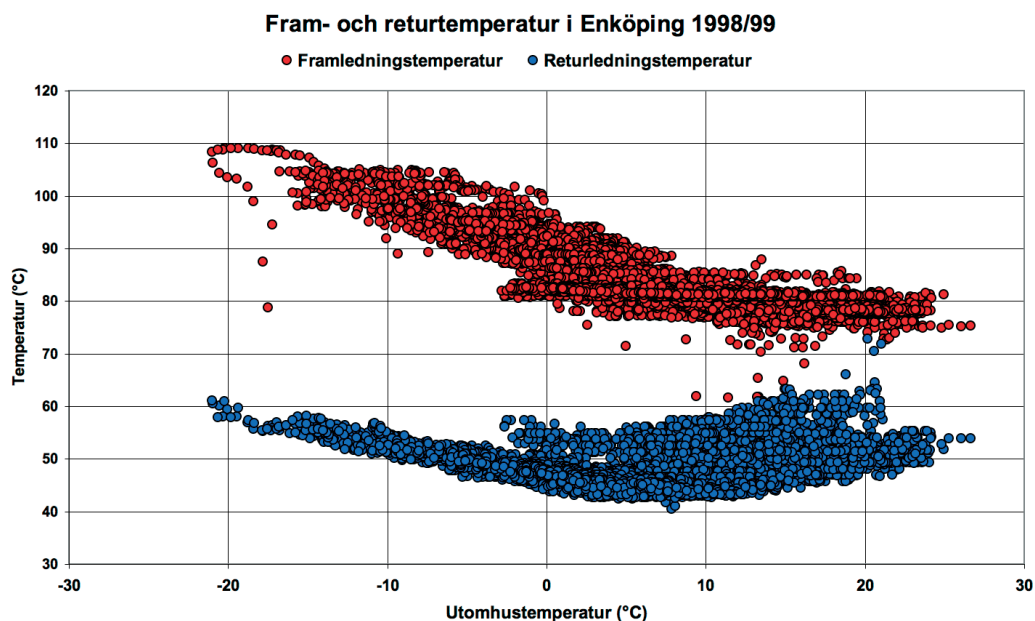
- Under vår, sommar och höst kan marginalkostnaden variera mellan ca 50 och 200 kr/MWh.
- Vintertid kan marginalkostnaden variera mellan ca 110 och 350 kr/MWh.

Övriga kostnader som kommer att behövas i värderingsberäkningarna är elpriset som betalas för distributionspumparna. Beroende på elprisets rörlighet kan stora variationer förekomma även här.

I de fall energiföretaget har ett kraftvärmeverk inkluderat i produktionsmixen skall kostnaden för elproduktion ingå i beräkningarna likaväl som intäkten vid försäljning av el.

2.3. Nättemperaturer, gradtidtal och värmeförluster

Utifrån basparametrarna T_{retur} och T_{fram} samt utomhustemperaturen T_{ute} kan driftdata från distributionsnätet beräknas. I figur 2 visas data från 1998/1999 gällande distributionsnätet i Enköping och i exempel 4 beräknas användbara nyckeltal.



Figur 2 Fjärrvärmemetemperaturerna i Enköpings fjärrvärmenät 1998/99

Exempel 4:

Framledningstemperaturen styrs av ett temperaturprogram som är beroende av utomhus-temperaturen. Börvärdet för framledningstemperaturen var för perioden följande:

- Temperatur vid DUT, $T_{fram_DUT} = 110^{\circ}\text{C}$
- Brytpunkt vid ca $+5^{\circ}\text{C}$
- Bastemperatur, $T_{fram_Bas} = \text{ca } 75^{\circ}\text{C}$ (lägsta temperatur, sommartid)

Beräknade medelvärden för perioden (12 månader) blev:

- $T_{fram} = 84.9^{\circ}\text{C}$
- $T_{retur} = 48.9^{\circ}\text{C}$
- $T_{ute} = 6.1^{\circ}\text{C}$
- Avkylning $Dt = 36.0^{\circ}\text{C}$

Som ytterligare ett mått på temperaturnivån i ett fjärrvärmennät kan man använda gradtidtalet G . Detta mått kan beräknas som antalet timmar på ett år gånger skillnaden i temperatur mellan fjärrvärmeledningens vatten och omgivningen:

$$G = ((T_{fram} + T_{retur})/2 - T_{ute}) * 8760$$

För den aktuella perioden i Enköping kunde G beräknas till ca 532 500 $^{\circ}\text{C}\cdot\text{h}$.

Värmeförlusterna från fjärrvärmennätet bör också ingå i nulägesbeskrivningen eftersom värdet på dessa ingår i värderingsberäkningarna. Traditionellt brukar förlusterna redovisas som skillnaden mellan producerad och levererad energimängd. Man bör då vara medveten om att i den beräkningen ingår en osäkerhetsfaktor från de mätfel som alla debiteringsmätare har. Är avvikelserna stora mellan producerad och levererad energimängd, så måste orsaken utredas då det t ex kan bero på stora vattenförluster eller mätfel.

Den årliga distributionsförlusten i ett fjärrvärmennät är direkt proportionell mot det årliga gradtidtalet G . Genom att multiplicera G med nätets genomsnittliga värmegenomgångstal och den totala mantelytan, så erhålls den värmemängd som utgörs av värmeförluster. Därför är gradtidtalet ett utmärkt nyckeltal som kan användas för att beskriva distributionsförlusternas utveckling över en längre period.

Man kan också använda gradtidtalet G för relativa förändringar. Det vill säga om G har sjunkit ca 4% från en 12-månadersperiod till en annan, gäller att även distributionsförlusterna har sjunkit ca 4% under samma period. Detta faktum kan vi utnyttja i våra beräkningar.

3. INVERKAN AV OLIKA TEMPERATURFÖRÄNDRINGAR

I detta avsnitt skall vi för de olika perioderna under året (se exempel 3) beräkna vilka kostnadsreduktioner som kan vara möjliga att uppnå när T_{fram} eller T_{retur} förändras. Beroende på hur det egna fjärrvärmesystemet är utformat väljs olika delar.

Texten är uppdelad i tre avsnitt A, B och C enligt följande:

- A beskriver hur produktionskostnaderna för fjärrvärme kan påverkas
- B beskriver hur distributionskostnaderna för fjärrvärme kan påverkas
- C beskriver hur produktionskostnaderna för fjärrkyla kan påverkas

För enkelhetens skull arbetar vi i exemplen med följande antaganden:

- En sänkning av returledningstemperaturens medelvärde med 5°C.
- En sänkning/höjning av framledningstemperaturens medelvärde med 5°C.

A. Inverkan på produktionskostnaderna för vissa typer av produktionsanläggningar för fjärrvärme

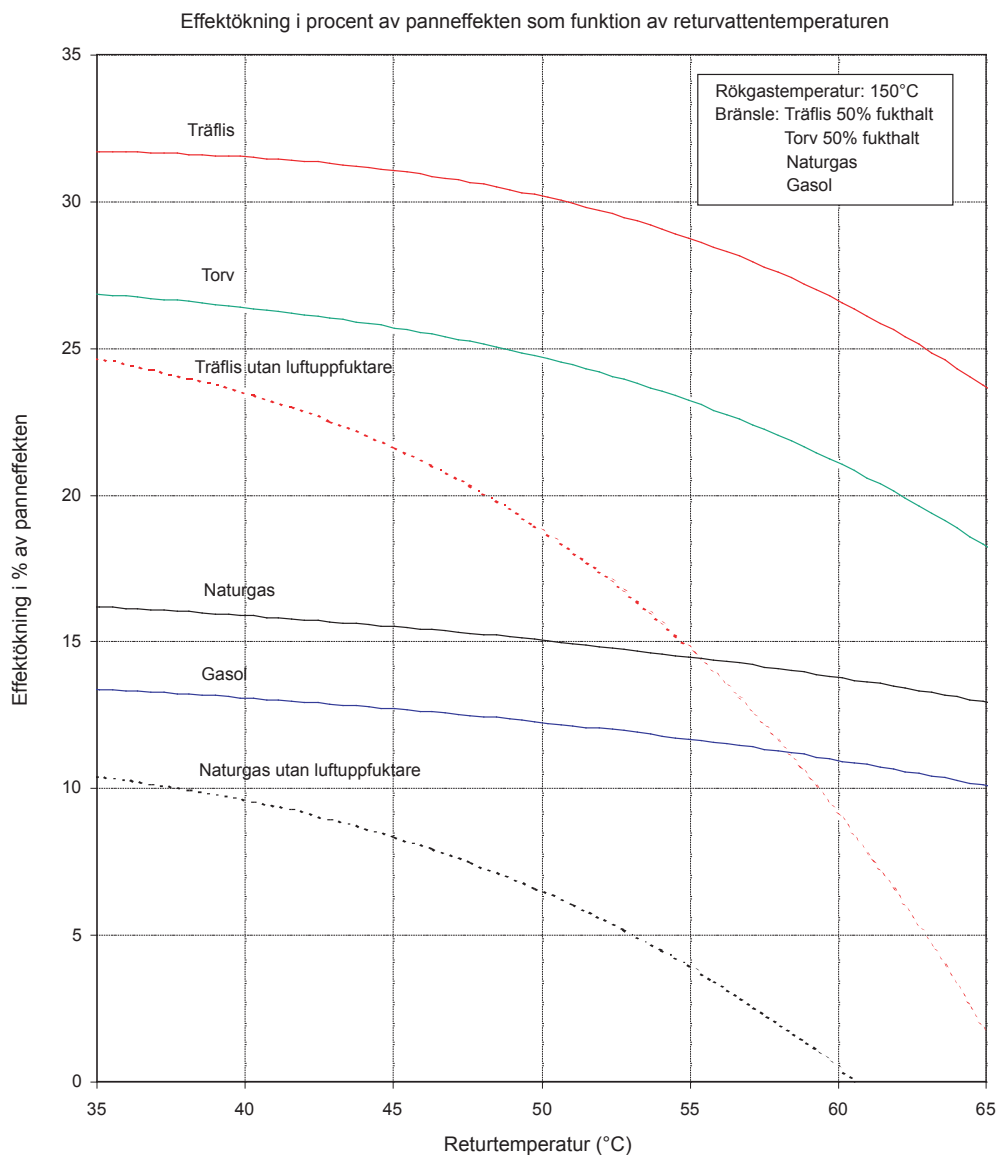
3.1. Inverkan av T_{retur} på värmeåtervinningen i en kondenserande rökgaskylare

Med rökgaskondensering menas att man i en rökgaskylare utvinner en del av kondenseringsvärmets värme för vattenånga i rökgaserna från pannan. Nerkylningen av rökgaserna sker med fjärrvärmenätets returvärmesvatten. För att kyla rökgasen och därigenom kunna utvinna kondenseringsenergin krävs att returtemperaturen i fjärrvärmesystemet är lägre än rökgasens daggpunkt. Det betyder att ju lägre returtemperatur desto mer energi kan utvinnas ur rökgasen och sedan överföras till fjärrvärmenätet.

Andra parametrar som inverkar på rökgaskylarens effektivitet är vilken typ av bränsle som används, bränslets väte- och fukthalt, rökgastemperatur samt om utrustningen är försedd med sk luftuppfuktare som ytterligare kan kyla rökgaserna. I figur 3 visas några exempel på möjliga effekttökningar i en rökgaskylare.

Vi kan t ex konstatera att man kan återvinna en betydligt högre värmeeffekt från fuktig flis än från naturgas. Vi ser också att en sänkning av returtemperaturen med t ex 5°C innebär en kraftigare effekttökning i anläggningar som saknar luftuppfuktare (ibland mer än 5%), jämfört med anläggningar som har denna utrustning.

Ett vanligt förekommande exempel är en flis- eller torveldad fastbränslepanna med rökgaskylare. I de flesta fall kommer vi då att hamna i området kring de översta kurvorna. Om vi gör antagandet att returtemperaturen T_{retur} kan sänkas 5°C så kommer vi att få en ökning av effekten som kan återvinnas med ca 1-2% av värmepannans effekt.



Figur 3 Effektökning i procent av panneffekten vid varierande värden på returtemperaturen Tretur (Exempel sammanställt från Fagersta Energetics AB och befintliga anläggningar).

Exempel 5:

Antag att vi har lyckats sänka returtemperaturen ca 5°C från 50°C till 45°C. För ett visst bränsle kan detta innebära en ökning i värmeåtervinningen som uppgår till ca 2% av panneffekten. Antag vidare att vi har ca 5000 timmar per år då vi kan tillgodogöra oss effektökningen från rökgaskylaren och att marginalkostnaden under denna period i medeltal uppgår till ca 130 kr/MWh.

Detta innebär då en årlig besparing av: $2\% \cdot 5000 \cdot 130 = 13\,000$ kr/år och per MW panneffekt.

3.2. Inverkan av T_{retur} och T_{fram} på värmepumpars prestanda

3.2.1. Värmepumpar med ett enda kompressionssteg

I de fall en ansluten värmepump höjer temperaturen på fjärrvärmevattnet till framledningstemperaturen T_{fram} (s k ”prima värme”) med ett enda kompressionssteg påverkas värmefaktorn av T_{fram} men inte av T_{retur} .

Värmefaktorn h kan beräknas med ekvationen:

$$h = k \cdot (T_1 / (T_1 - T_2)), \text{ där}$$

- T_1 = kondenseringstemperaturen angiven i K [Kelvin] (vanligtvis är kondenserings-temperaturen ca 4K högre än T_{fram}).
- T_2 = förångningstemperaturen angiven i K (ofta är förångningstemperaturen ca 4K lägre än sluttemperaturen för mediet som utgör värmepumpens värmekälla).
- k = korrektionsfaktor för friktionsförluster mm. (Denna har ofta ett värde på ca 0.7).

Exempel 6:

Antag att en värmepump med ett enda kompressionssteg värmer fjärrvärmevattnets returtemperatur upp till 80°C, vilket utgör T_{fram} under en stor del av året. Värmekällan har i medeltal en temperatur på 7°C (t ex avloppsvatten). Antag också att värmepumpen används ca 6000 timmar/år och att elpriset i snitt är 300 kr/MWh (inklusive elskatt).

Kondenseringstemperaturen blir då ca $T_{\text{fram}} + 4^\circ\text{C} = 84^\circ\text{C}$, vilket motsvarar $84 + 273\text{K} = 357\text{K}$

Förångningstemperaturen blir ca $7 - 4^\circ\text{C} = 3^\circ\text{C}$, motsvarande 276K

Värmefaktorn $h = 0.7 \cdot 357 / (357 - 276) = 3.085$

Detta leder till att elkostnaden $300 / 3.085 = 97.2 \text{ kr/MWh värme}$

En sänkning av T_{fram} med 5°C innebär att värmefaktorn höjs till 3.242, vilket motsvarar $3.242 / 3.085 = 1.051$, d v s 5.1% ökning.

Detta leder i sin tur till att elkostnaden kan reduceras ca 4.9%, vilket motsvarar 4.75 kr/MWh värme. För utnyttjningstiden på 6000 timmar/år blir värdet således ca 28 500 kr/år och per MW.

En sänkning av T_{fram} medför dessutom ofta en ökning av den högsta värmeeffekt som värmepumpen kan leverera. Detta innebär att ytterligare besparingar brukar kunna göras när värmepumpen kan ersätta kostsam produktion av värme med enheter (t ex topplastpannor) som har en högre rörlig kostnad för värmeproduktion. Denna potentiella effektökning ingår inte i kalkylberäkningarna eftersom den är mycket anläggningsspecifik, men som i många fall kan innebära betydande besparingar.

Dagens konventionella värmepumpar klarar inte högre temperaturer för kondensorvattnet än ca 80°C. Under den tid då T_{fram} överstiger 80°C och produktionen sker med värmepump, måste eftervärmning ske till rätt temperaturnivå med t ex lokala topplastpannor. Drifttiden för denna produktion, som ofta har en hög produktionskostnad, kan därför minskas när T_{fram} sänks.

3.2.2. Seriekopplade värmepumpar

Seriekopplas kondensatorerna för två värmepumpar så kommer temperaturhöjningen att ske i två steg och de två värmepumparna påverkas olika. Detta innebär dels att värmefaktorn blir högre än för enstaka eller parallellkopplade värmepumpar, dels att en sänkning av T_{retur} ytterligare förbättrar enhetens prestanda något. Samtidigt minskar istället den besparing som en sänkning av T_{fram} åstadkommit.

Exempel 7:

Antag att kondensatorerna för två avloppsvärmepumpar seriekopplas och att samma indata gäller som i exempel 6. Vi antar också att T_{retur} är i medeltal 50°C. VP1 värmer vattnet till 65°C och VP2 till sluttemperaturen 80°C.

Kondenseringstemperaturen T_1 för VP1 blir ca $65 + 4^\circ\text{C} = 69^\circ\text{C}$, vilket är 342K.

För VP1 blir då värmefaktorn $h = 0.7 \cdot 342 / (342 - 276) = 3.627$

Detta ger en elkostnad på $300 / 3.627 = 82.7 \text{ kr/MWh värme}$

En sänkning av T_{retur} med 5°C innebär en sänkning av T_1 för VP1, vilket innebär en förbättrad värmefaktor med ca 3.2%. Detta leder i sin tur till att elkostnaden kan reduceras för VP1 med ca 3.1%, vilket motsvarar 2.56 kr/MWh värme. Med den antagna utnyttningstiden på 6000 timmar blir detta en besparing på ca 15400 kr/år och per MW från VP1. För VP1 + VP2 blir besparingen ca 7 700 kr/år och per MW totaleffekt.

En sänkning av T_{fram} med 5°C medför en lika stor besparing av elkostnaden för VP1 som i beräkningen ovan. Dessutom fås en besparing av $28500 / 2 = 14\,250 \text{ kr/år}$ och per MW totaleffekt (enl. exempel 7) på grund av bättre prestanda vid VP2. Sammantaget blir besparingen som erhålls vid en sänkning av T_{fram} med 5°C: $7700 + 14250$, d v s ca 22 000 kr/år och MW totaleffekt för de seriekopplade värmepumparna.

Utöver besparingarna i form av höjd värmefaktor, så fås vanligtvis även här en ökning av den högsta effekt som värmepumparna kan producera.

3.3. Inverkan av T_{retur} på spillvärme som kan återvinnas

För närvarande finns det anläggningar som återvinner industriell spillvärme i mer än 40 av Sveriges fjärrvärmesystem. Vid dessa anläggningar kyla en processvätska eller processgas med vatten från fjärrvärmesystemets returledning.

Om returtemperaturen T_{retur} kan sänkas så ökar mängden spillvärme som kan återvinnas. Den procentuella ökningen i mängden värme som kan återvinnas när T_{retur} sänks med 5°C varierar naturligtvis vid olika anläggningar, men uppgår ofta till 10-15%. Besparingen kan i vissa fall bli mycket stor eftersom priset per MWh återvunnen spillvärme vanligtvis är betydligt lägre än kostnaden för den värmeproduktion som ersätts. Dessutom är ofta utnyttningstiden för återvinning av spillvärme hög.

Exempel 8:

Antag att inköpspriset för återvunnen spillvärme från en anläggning med industriell spillvärme uppgår i medeltal under året till 50 kr/MWh. Antag vidare att marginalkostnaden för värmeproduktion som kan ersättas under denna period uppgår till ca 160 kr/MWh, samt att utnyttjningstiden är ca 6000 timmar per år. Om mängden spillvärme som kan återvinnas ökar med 10% när Tretur sänks med 5°C, uppgår den årliga besparingen till: $10\% \cdot 6000 \cdot (160-50) = 66\,000$ krl/år per MW värmeeffekt som kan återvinnas ur spillvärme.

3.4. Inverkan av T_{retur} och T_{fram} på kraftvärmeproduktion

I svenska fjärrvärmesystem förekommer eller planeras för följande typer av kraftvärmeverk (KVV):

- KVV med enbart ångpanna och ångturbin. Denna typ svarar för huvuddelen av de svenska KVV och drivs med olika bränslen.
- KVV med gasturbiner. Vanligtvis eldas dessa med naturgas men kan även eldas med lätt olja eller gasol.
- KVV med såväl gasturbiner som ångturbiner, s k gaskombiverk. Dessa verk kan uppnå högst värden på elutbytesfaktorn, som mest ca 1.0.
- För mycket små KVV används dieselmotorer eller gasmotorer.

Beräkningarna för KVV är genomgående svåra att göra allmängiltiga, varför kalkylberäkningarna i flera fall har förenklats. För att åskådliggöra vad som gäller generellt skall vi här beröra några exempel för de två första typerna.

3.4.1. Kraftvärmeverk med ångturbiner*Inverkan på turbinens elproduktion (turbin med ett kondenseringssteg)*

Allmänt gäller att i ett KVV kyls kondensorn med fjärrvärmevattnet. Ju lägre vattentemperatur som krävs efter kondensorn, desto lägre kondensortemperatur krävs. Detta ger då lägre kondensortryck och möjlighet till ökad elproduktion i en befintlig ångturbin. För KVV finns därför en stark koppling till framledningstemperaturen T_{fram} , då verken ofta är så stora att de måste kunna leverera hela fjärrvärmelasten under merparten av tiden då KVV är i drift. Det är således framledningstemperaturen T_{fram} som bestämmer elutbytet i turbinen då denna bara har ett kondenseringssteg.

Inverkan på turbinens elproduktion (turbin med flera kondenseringssteg)

I övriga fall är KVV turbinkondensor uppdelad i två eller flera delar som värmer fjärrvärmevattnet i flera steg. En lägre T_{retur} kan då innebära att elproduktionen i ångturbinens lågtrycksdelar kan ökas något på bekostnad av värmeproduktionen. Detta kan innebära en nettokostnadsfördel, men är oftast relativt liten.

För ett KVV med två lika stora kondenseringssteg, medför en sänkning av T_{fram} enbart respektive T_{retur} enbart, en besparing som uppgår till ca 75% respektive 25% av den besparing som erhålls vid ett KVV med bara ett kondenseringssteg och där T_{fram} sänkts.

Ångkraftvärmeverk med kondenserande rökgaskylare

När pannan för ett KVV med ångturbin är utrustad med kondenserande rökgaskylare och eldas med bränslen som t ex har hög fukthalt, kan en lägre T_{retur} då innebära stora besparingar (se även avsnitt 3.1).

Två fall kan förekomma som är av betydelse. Dels då värmeåtervinningen i rökgaskylaren inte påverkar underlaget för elproduktion i KVV och dels då återvinningen leder till minskad mottryckselproduktion.

Exempel 9:

Om vi antar samma förutsättningar som i exempel 5, men att rökgaskylaren istället finns i ett KVV.

Om detta KVV har en elutbytesfaktor $a = 0.5$ ($a = \text{eleffekt/värmeeffekt till fjärrvärme-systemet}$), representerar effektökningen i rökgaskylaren ca $(1+a) \cdot 2\%$ av effekten som turbinkondensorn levererar till fjärrvärmenätet, d v s ca 3%.

I exempel 5 fann vi att årsbesparingen var ca 13 000 kr/lår och per MW panneffekt. Detta motsvarar då $(1+a) \cdot 2\% \cdot 5000 \cdot 130 = 19\,500$ kr/lår och per MW kondensoreffekt.

Storleken på besparingen som ökningen i rökgaskylarens värmeåtervinning leder till beror på vilken annan fjärrvärmeproduktion som ersätts. Under toppplasttiden är det ofta oljepannor som ersätts, vilket kan innebära en besparing på ca 280 kr/MWh. Ersätts t ex fliseldade värmepannor under övrig tid kan det medföra en besparing på 100-120 kr/MWh.

Exempel 10:

När ett KVV med ångturbin svarar för baslastvärmeproduktionen för ett fjärrvärmesystem under viss tid av året och fjärrvärmelasten under denna tid kan klaras med enbart kondensorvärme från KVV, medför en eventuell återvinning av 1 MWh fjärrvärme i rökgaskylaren följande:

- Värmeproduktionen med kraftvärmeverkets kondensor minskar i motsvarande grad, d v s med 1 MWh.*
- Detta betyder i sin tur att elproduktionen minskar med a MWh.*
- Bränsleförbrukningen i KVV minskar med $(1+a)/(E_p)$ MWh ($E_p = \text{Ångpannans verkningsgrad}$). Anledningen till denna minskning är att elproduktionen minskat med a MWh och 1 MWh fjärrvärme återvunnits i rökgaskylaren.*

Dessa förändringar leder till en förbättring av nettolönsamheten så länge som värdet på 1 MWh el är lägre än priset på $(1+a)/(a \cdot E_p) = 3,4$ MWh bränsle om vi antar att $a=0,5$ och $E_p=0,88$.

Detta innebär att en sänkt T_{retur} som medför en ökning i mängden värme som återvinns i rökgaskylaren också leder till en resultatförbättring även i detta fall. Denna blir däremot något mindre än i det första fallet eftersom elproduktionen reduceras.

Eftersom en ångturbin även ingår i ett gaskombikraftverk, så gäller exempel 9 och 10 även för KVV av gaskombityp.

3.4.2. Kraftvärmeverk med gasturbiner

När en gasturbin används som KVV kyls de heta gaserna från gasturbinens avlopp i en värmeväxlare som värmer fjärrvärmevattnet. T_{retur} påverkar inte gasturbinens elverkningsgrad, utan den enda inverkan på processens lönsamhet fås då lägre returtemperatur medger att avloppsgasen kan kylas ytterligare något. Man kan bedöma att en sänkning av T_{retur} med 5°C kommer att innebära en reduktion av produktionskostnaden av fjärrvärme med gasturbinen med ca 1,0-1,5%. Då gasturbiner vanligtvis har relativt låg utnyttjningstid, kommer besparingen inte att uppgå till så stora summor.

Exempel 11:

Låt oss anta ca 1500 timmar/år utnyttjningstid för drift av gasturbinen med värmeåtervinning och att marginalkostnaden för värmeproduktion vid denna tid är ca 200 kr/MWh. I detta fall uppgår besparingen till 3000-4500 kr/år och MW maximal värmeeffekt som återvinns i fjärrvärmenätet.

B. Inverkan på distributionskostnaderna för fjärrvärme

3.5. Inverkan av T_{retur} och T_{fram} på kostnaden för värmeförluster

Den totala temperaturnivån i fjärrvärmenätet är avgörande för värmeförlusternas storlek. I nulägesbeskrivningen (avsnitt 2.3) finns nättemperaturerna och gradtidalet beräknat för den aktuella anläggningen samt eventuellt även de årliga värmeförlusterna. Om man inte har något relevant värde för värmeförlusterna antas t ex att den årliga värmeförlusten utgör ca 10% av producerad energi.

En sänkning av årsmedelvärdet med 5°C på T_{fram} eller T_{retur} kommer att reducera värmeförlusternas storlek. Värdet kan bestämmas med hjälp av gradtidalet G .

Exempel 12:

I exempel 4 har vi beräknat $G = 532\,500^{\circ}\text{C}\cdot\text{h}$ i den aktuella anläggningen.

Om vi antar att T_{retur} kan sänkas med 5°C blir istället $G = 510\,500^{\circ}\text{C}\cdot\text{h}$, d v s en minskning med ca 4%. Detta innebär att även värmeförlusterna har minskat med 4% jämfört med utgångsläget.

Om värmeförlusterna i utgångsläget beräknats uppgå till ca 30 GWh har de alltså minskats till ca 28.8 GWh. Med samma marginalkostnadsantagande som i exempel 5 (130 kr/MWh), blir värdet på de minskade värmeförlusterna ca 150 000 kr per år.

3.6. Inverkan av ökad avkylning på distributionskostnaderna

3.6.1. Inverkan av T_{retur} och T_{fram} på kostnaden för pumpenergi

En förbättring med 5°C i total avkylning (d.v.s. en sänkning av T_{retur} eller en höjning av T_{fram}) kommer att minska flödesbehovet i fjärrvärmenätet vid oförändrad värmeeffekt. Detta medför då att elkostnaden för distributionspumparna kommer att bli lägre p g a minskat pumpbehov.

I beräkningarna har vi antagit att energibehovet för pumparna ungefär är proportio-

nettt mot flödet Q^3 . Vi har dessutom antagit att ca 75% av den tillförda el-energin kan tillgodogöras i form av värme.

Exempel 13:

I exempel 4 hade den befintliga anläggningen en medelavkylning $Dt = 36.0^\circ\text{C}$. Om vi lyckas förbättra värdet till 41°C innebär detta också att flödesbehovet minskar.

Resultat: $41 / 36 = 1.14$ d v s flödet minskar med ca 14%.

Med ett kubiskt beroende i förhållande till flödet kommer pumpenergin att minska med $(1-0.14)^3 = 0.64$ d v s reduktionen av elförbrukning är ca 36%.

Om vi har haft en elförbrukning för fjärrvärmepumparna på ca 2.1 GWh, så kommer den förbättrade avkylningen Dt , att innebära en sänkning av elförbrukningen till ca 1.4 GWh. Med en genomsnittlig elkostnad på 375 kr/MWh (inklusive elskatt) blir elbesparingen ca 285 000 kr per år. Från detta skall dras den andel pumpenergi som nyttiggörs som värme. Då vi antog att denna andel är 75% och värmeproduktionskostnaden i genomsnitt är 150 kr/MWh, så tillkommer en extra värmekostnad på ca 85 000 kr per år som måste produceras på annat sätt. D v s nettobesparingen blir ca 200 000 kr/år.

Om vi istället antar ett försämrat värde på avkylningen med 5°C , d v s $Dt=31^\circ\text{C}$, så kommer flödesbehovet att öka istället. Med samma beräkningsförfarande som ovan kommer den ökade kostnaden att bli ca 260 000 kr per år.

Om man inte har några värden registrerade på förbrukad elenergi för distributionspumparna, kan man som en grov uppskattning använda värden från följande tabell:

Flöde [m^3/h]	Elektrisk effekt [kW]
0	0
1000	250
2000	500
4000	1250
8000	2500

3.6.2. Inverkan av ökad avkylning på leveranskapacitet

Då fjärrvärmetemperaturerna T_{retur} sänks eller T_{fram} höjs kan eventuella hydrauliska begränsningar i fjärrvärmesystemet undvikas. Det innebär t ex att fler anslutningar är möjliga att göra vid oförändrat vattenflöde utan extra nätförstärkningar.

Värdet av en ökad leveranskapacitet kan variera kraftigt mellan olika fjärrvärmesystem och är i de flesta fall svårbedömt. Om avkylningen kan höjas redan vid projekteringsstadiet kan man studera kostnadsskillnaden mellan två olika rördimensioner. D.v.s. då man anser att maximalt flöde har uppnåtts och att dimensionen på fjärrvärmeledningen i det ”trånga” avsnittet måste ökas.

Exempel 14:

Om avkylningen Dt ökar med 10% så innebär det en motsvarande sänkning av flödet i distributionsledningarna med 10%.

Antag att man minskar kulvertdimensionen från en 800-ledning till en 700-ledning. Flödeskapaciteten minskar då med ca 30%. Investeringskillnaden för dessa dimensioner bedöms i detta beräkningsexempel till ca 4500 kr/m.

D v s i vårt exempel kan förbättringen av Dt sägas vara värd en tredjedel av investeringsskillnaden, ca 1500 kr/m. Antag sedan att den aktuella sträckan är 6 km, så blir investeringskostnaden 9 Mkr.

Med 30 års avskrivningstid och 5% real kalkylränta får vi en annuitetsfaktor på 0,065.

Det årliga värdet för en ökad överföringskapacitet skulle på detta sätt kunna beräknas till $0,065 \cdot 9 \text{ Mkr} = 585 \text{ 000 kr/år}$.

När man istället önskar öka leveranskapaciteten för ett befintligt distributionssystem och då maximalt flöde redan uppnåtts, medför detta att ny extra ledning måste byggas. Detta är ett betydligt kostsammare fall än om förändringen kan ske vid projekteringsstadiet av ett nytt nät. I de fall då en ny ledning måste byggas i ett befintligt nät, så medför en ökad avkylning en avsevärt större besparing än den som beräknats i exempel 14.

C. Inverkan på produktionskostnaderna för fjärrkyla

3.7. Inverkan av T_{retur} på produktionskostnaden för fjärrkyla då kylmaskinernas kondensorvärme återvinns i fjärrvärme-systemets returledning

En sänkt returtemperatur T_{retur} innebär i många fall även lägre produktionskostnader för fjärrkyla med värmeåtervinning i ett fjärrvärmesystem. För nya små lokala produktionscentraler av fjärrkyla (med ca 500 kW kyllast), så kan t ex en sänkning av returtemperaturen från 50°C till 45°C innebära en besparing på ca 30 kr/år och per kW kyleffekt. Det exakta värdet av besparingen påverkas dock givetvis av flera andra faktorer som t ex värdet per MWh av den återvunna värmen och utgångsvärdet på T_{retur} .

Vid större lokala produktionscentraler av fjärrkyla med värmeåtervinning i den lokala fjärrvärmereturledningen, är ibland det låga distributionsflödet under högsommaren begränsande för hur hög kondensoreffekt som kan återvinnas. För mindre enheter används ofta billiga kylmaskiner med skruvkompressor som har en relativt låg nivå på högsta tillåtna utloppstemperatur på kondensorvattnet (maximalt ca 63°C). En sänkning av T_{retur} innebär därför en kraftig höjning av den högsta kondensoreffekt som kan återvinnas vid ett lågt distributionsflöde under högsommaren. Detta innebär också en betydande höjning av den maximala kyleffekt som kan produceras med värmeåtervinning för dessa system.

Dessa exempel visar att låga returtemperaturer i fjärrvärmesystemen kan vara av betydelse även för fjärrkylans lönsamhet i många fall, särskilt vid mindre och medelstora lokala produktionscentraler.

4. EXCEL-KALKYL FÖR EKONOMISK VÄRDERING

Beräkningsarbetet med att fastställa vad förändrade temperaturnivåer i ett fjärrvärmenät är värt kan ske med bifogad Excel-kalkyl. Kalkylen är gjord i Excel 2000 men kan även användas i Excel 97 eller senare utgåvor.

Denna kalkyl är tänkt att fungera som hjälpmedel och underlätta beräkning av värdet av förändrad drift av fjärrvärmenät. Tanken är att användaren, med begränsad indata ska kunna göra en god uppskattning av hur förändrad fram- och returtemperatur slår, både ekonomiskt och miljömässigt.

I kalkylen finns också en funktion för att beräkna vilken påverkan sänkt effektuttag har på ekonomi och emissioner.

För att göra kalkylen så allmängiltig som möjligt har en hel del generaliseringar gjorts. Det är dock möjligt att på egen hand anpassa kalkylen efter den egna anläggningen. Samtliga kalkylblad är låsta, vissa är dolda, men de är inte lösenordsskyddade vilket innebär att du som användare kan gå in i kalkylen och anpassa den för att passa din egen anläggning.

Viss vana av Microsoft Excel rekommenderas för mer avancerat arbete i kalkylen.

4.1. Grundläggande arbete med kalkylen

Kalkylen är anpassad för att grundläggande arbete med kalkylen ska ske med inmatningar i kalkylblad i tre steg: *Indata*, *Förändringar* och *Resultat*.

I *Indata* matar du in uppgifter om fjärrvärmenätet och produktionsanläggningarna. På så sätt skapas en enkel modell av det aktuella fjärrvärmesystemet.

Genom att ändra systemtemperaturerna eller effektfördelningen i fliken *Förändringar* kan du sedan se hur förändringarna slår i de olika *Resultatsflikarna* eller i de diagram och tabeller som ligger i egna kalkylblad.

4.1.1. Steg 1, Indata

I kapitel 4.1.1 beskrivs hur arbete med kalkylen i dess grundform kan utföras. De celler där inmatning kan göras är gulmarkerade. I vissa fall görs inmatningar via rullgardinsmenyer direkt i cellen. De celler där ingen inmatning ska ske är låsta.

Aktivera kalkylen

Då kalkylen innehåller en hel del beräkningar blir den väldigt minneskrävande. För att den ändå ska vara lätt att hantera är den i startläget "tom" och för att kunna använda kalkylen måste den "fyllas" med data.

Genom att klicka på knappen *Aktivera kalkyl* högst upp på kalkylbladet kommer kalkylen att fyllas med de nödvändiga beräkningarna.

För att kalkylen ska hantera angivna datum på ett korrekt sätt anges också vilket år kalkylens beräkningar utförs.

Lastbehov

Kalkylen beräknar dygnsenergiebehovet baserat på ortens dygnsmedeltemperatur, nätets balanstemperatur, tappvarmvattenlasten och nätets "specifika energibehov" (MWh/°C).

I kalkylen finns *dygnsmedeltemperaturer* över ett år (2007) från åtta orter i Sverige.

Välj den ort som bäst överensstämmer med den aktuella orten från rullgardinslistan. Alternativt, mata in egna dygnsmedeltemperaturer i en av de gulmarkerade kolumnerna i kalkylbladet *Utetemperatur* och välj den uppsättningen data i rullgardinsmenyn.

Observera att för att kalkylens varaktighetsdiagram ska bli korrekt måste varje dygnsmedeltemperatur vara unik. Övriga beräkningar blir dock korrekta.

Balanstemperaturen är den högsta utetemperatur där det fortfarande finns uppvärmningsbehov. I bostadshus brukar man säga att balanstemperaturen är 17°C.

Under *minlast sommar* anges nätets lägsta dygnsmedeleffekt sommartid. Minlasten ska då motsvara den grundlast som består av tappvarmvatten och förluster sommartid.

Det specifika *energibehovet per grad* är den värmemängd som behövs för varje grad som utetemperaturen understiger balanstemperaturen. Denna värmemängd beräknas i kalkylen med ett makro som startas med knappen *Beräkna*.

I fliken *Varaktighetsdiagram* kan du nu se ett varaktighetsdiagram av värmelasten över ett år. Om diagrammet inte stämmer överens med verkligheten, korrigera indata ovan.

Nättemperaturer

Modellens fram- och returledningstemperatur anpassas så att de överensstämmer med nätets verkliga systemtemperaturer. De inmatade temperaturerna visas i fliken *Systemtemperaturer*.

Fördelning av effektbehovet över dygnet.

Kalkylen ger möjlighet att beräkna hur en dämpning av effektvariationerna över dygnet påverkar ekonomi och utsläpp. Under denna rubrik anges hur den producerad effekten fördelas, i procent av dygnsmedeleffekten, över ett normalt dygn.

I diagrammet *Effektfördelning* visas grafiskt hur effekten fördelas över dygnet.

Intäkter och utgifter

Ange specifika värden (intäkter eller kostnader) för de parametrar som är aktuella i systemet. Lämnas cellerna tomma kommer de inte att ingå i beräkningarna.

Värde såld el är den specifika intäkten för såld el som produceras i kraftvärmeverk.

Om *flödestaxa* tillämpas ange här intäkten per kubikmeter. Är taxan uppbyggd på annat sätt måste kostnaden räknas om till kr/m³.

Bränslen

Här anges de specifika emissioner och kostnader som kan knytas till olika bränslen. Emissioner och kostnader anges per levererad MWh till fjärrvärmenet, d.v.s. efter panna och rökgasrening.

Under *kostnad* anges de kostnader som kan kopplas direkt till bränslet. Förutom bränslekostnader ingår alltså även eventuell energi-, CO₂- och svavelskatt samt eventuella deponiavgifter.

Alla värden i tabellen är defaultvärden och kan fritt ändras. Det går också att lägga till bränslen och andra typer av utsläpp eller kostnader.

Produktion

En *panncentral* är här en beteckning på flera produktionsenheter med gemensam leveranspunkt till fjärrvärmenätet. Genom att ange det begränsande flödet (i m³/h) för varje panncentral kan kalkylen ta hänsyn till leveransbegränsningar från dessa. I nästa steg knyts enskilda produktionsenheter till olika panncentraler.

Spillvärme kan i kalkylen levereras till fram- eller returledningen. För att kalkylen ska kunna beräkna hur mycket energi som levereras måste spillvärmekällans temperatur och en maxeffekten anges. Kalkylen kan hantera 12 spillvärmeanläggningar, men alla anläggningar beräknas utifrån samma driftdata.

Värmepumpar kan i kalkylen kopplas för levereras till fram- eller returledningen. Värmepumpens COP beräknas utifrån värmesänkans (fjärrvärmevattnets) temperatur, värmekällans temperatur och en korrektionsfaktor. Korrektionsfaktorn beskriver hur den verkliga värmepumpen skiljer sig från en ideal process (Carnotprocess). Ett normalt värde på korrektionsfaktorn är 0,6-0,7. Kompressorns maximala eleffekt måste anges för att den maximala energi som värmepumpen kan leverera ska kunna beräknas.

I vissa fjärrvärmenät finns det en *återkylare* kopplad till fjärrvärmenätet eller direkt till en panncentral i syfte är att kunna kyla bort värme vid kraftproduktion eller sopförbränning om den naturliga lasten är för låg. Här anges den maximala kyleffekten samt under vilken tid återkylaren är inkopplad. Om en produktionsenhet anges ha tillgång till återkylaren kommer kalkylen att kyla bort överskottsenergi från den enheten.

Med *produktionsenheter* avses här pannor, värmepumpar eller spillvärmeleveranspunkter. Kalkylen baseras på att det finns en fastställd startordning för de olika produktionsenheterna. Här anges vilken *typ* de enskilda produktionsanläggningarna har, d.v.s. om det är en panna, en värmepump eller en leverans av spillvärme. Med ”panna” avses här både el- och förbränningspannor. Här kan också produktionsenheterna knytas till de olika panncentralerna. Produktionsenheternas startordning är oberoende av vilken panncentral enheten knyts till.

Under rubriken *panneffekt* specificeras anges max och mineffekt för förbrännings- eller elpannor. Den effekt som avses är pannans totala värmeeffekt, alltså effekten innan eventuell turbin (ångeffekten). Maxeffekt måste anges, lämnas cellen för mineffekt tom antas pannan inte ha någon lägsta effekt. För spillvärme eller värmepump anges ingen maxeffekten här.

Genom att ange alfavärdet för *kraftproduktion* vid två framledningstemperaturer skapas i kalkylen ett linjärt samband mellan alfavärdet och framledningstemperaturen. Är alfavärdet vid mer än en framledningstemperatur okänt anges samma alfavärde vid två olika framledningstemperaturer. Finns ingen turbin kopplad till pannan lämnas cellen blank.

Sker leverans av *ånga* eller *hetvatten*, som inte levereras till fjärrvärmenätet, från pannan anges om leverans sker före eller efter turbinen.

Under *kostnader* anges hur mycket driftel respektive produktionsenhet drar samt eventuella övriga specifika kostnader för produktionsenheten (ej bränsle). Lämnas cellen blank sätts driftel och/eller kostnader till 0. Ange också om produktionsenheten är ”NOX-pliktig”.

Om en produktionsenhet anges ha tillgång till *återkylaren* kommer kalkylen att sträva efter att kyla bort eventuell tillgänglig överskottsenergi från den enheten.

Driftåret kan i kalkylen delas upp i upp maximalt fyra *driftperioder*. Uppdelningen är individuell för de separata produktionsenheterna. Driftperiodernas slutdatum anges i formatet "År-månad-dag" (t.ex. 2009-12-31), startdatum fylls i automatiskt.

Med *tillgänglighet* avses här hur stor del av den angivna effekten som enheten kan leverera.

Det *bränsle* som används under det aktuella driftperioden anges, för elpannor och värmepumpar anges "el".

Rökgaskylarens effekttillskott är, förutom returtemperaturen, även beroende av vilken typ av bränsle som används samt om anläggningen har luftuppfuktare. Kalkylen beräknar rökgaskylarens effekttillskott utifrån vilken *profil* som anges.

När alla uppgifterna är ifyllda visas rökgaskylarens effekttillskott som procent av panneffekten i *RGK-diagram*. De olika profilerna beskrevs tidigare i denna rapport.

De olika profilerna i kalkylen motsvarar grovt följande kombinationer:

1. Träflis med luftuppfuktare
2. Torv med luftuppfuktare
3. Naturgas med luftuppfuktare
4. Gasol med luftuppfuktare
5. Träflis utan luftuppfuktare
6. Naturgas utan luftuppfuktare

Genom att ange bränslets fukthalt och rökgastemperatur kan rökgaskylarens "profil" anpassas. Ange slutligen hur stor eventuell *ång-* eller *hetvattenleverans* är under det aktuella driftfallet.

4.1.2. Steg 2, Verifiering

I den bästa av världar skulle nu kalkylen bestå av en träffsäker modell av fjärrvärmeanläggningen. Troligtvis är så inte fallet. För att kalkylen ska stämma bättre överens med den verkliga anläggningen måste sannolikt en del justeringar göras.

I fliken *Verifiering* och diagrammen *Varaktighet före* och *Producerad värme, ett år* kan du se resultatet av en del av modellens beräkningar. Det enklaste sättet att trimma in modellen är att justera indata direkt i fliken *Indata* till dess uppgifterna stämmer med verkligheten. Vissa punkter som det kan vara värt att lägga lite extra kraft på att kontrollera är:

- Stämmer temperaturkurvan med den verkliga, uppmätta, utetemperaturen? Dygnsmedeltemperaturer kan variera starkt från år till år samt från ort till ort.
- Kalkylen förutsätter att en produktionsanläggning alltid kan ge full effekt under hela dygnet vilket normalt inte är fallet. Du kan behöva ändra enhetens *tillgänglighet* för att få modellen att stämma. En annan möjlighet är att laborera med *mineffekten* för att helt förhindra att en panna startar vissa dagar.
- Eventuella rökgaskylares effektivitet har stor inverkan på kalkylens resultat. I fliken *RGK – diagram* visas de prestanda som kalkylen räknar med. Jämför prestanda från

den verkliga rökgaskylaren, byt bränsletyp eller parallellförskjut kurvan om det genom att ändra rökgastemperatur eller bränslets fukthalt om det behövs.

- Alfavärdet antas vara en linjär funktion baserat på två punkter som anges i kalkylen. Anges två extrempunkter eller två punkter som ligger nära varandra kan alfavärdet bli missvisande.

I fliken alfa-diagram visas de alfavärden kalkylen räknar med. Anpassa kalkylens alfavärde så att den ligger så nära verkligheten som möjligt i de driftfall där det finns mest drifttimmar.

4.1.3. Steg 3, Förändring

I flik *Förändring* finns nu möjlighet att påverka fram- eller returledningstemperaturen samt göra en minskning av effektkurvan.

Resultatet kan presenteras i helår samt uppdelat i upp till 12 perioder. Perioderna kan fördelas fritt över året (ett år är här alltid 365 dagar).

Systemtemperaturerna kan påverkas per period eller per intervall av utetemperaturen. Förändringarna adderas, d.v.s. om framledningen sänks med en grad i "period 1" samtidigt som den sänks med en grad i intervallet "Tute:-4 till 0" kommer den totala sänkningen att vara 2°C under "period 1" då utetemperaturen är mellan minus fyra och noll grader.

I diagrammet *Systemtemperaturer* visas hur det resulterande ändringarna blir.

Genom att sänka eller höja systemtemperaturerna jämt över hela året går det att se under vilka perioder en åtgärd ger bäst resultat. Därigenom går det att dra slutsatser om under vilka driftfall det är mest lönsamt att göra förändringar.

Under *Förändrad Effektkurva* anges effektminskningen i procent av maxeffekten under dygnet, d.v.s. hur mycket toppeffekten per dygn ska kapas.

I diagrammet "Effektfördelning, varaktighet" visas hur en effektminskning påverkar effektkurvan. Den fördelade dygnseffekten är här sorterad som ett varaktighetsdiagram snarare än efter en tidsaxel vilket överensstämmer med hur kalkylen räknar.

4.1.4. Steg 4, Resultat

Resultatet av förändringarna redovisas dels i tabellform och dels grafiskt i flikarna *Miljö*, *Energi*, *Ekonomi* och *Effekt* redovisas resultatet i tabellform medan diagrammen *Värdesförändring*, *period* och *förändrad värmeproduktion* visar resultatet grafiskt.

Negativa tal är reducering efter förändring, d.v.s. ett negativt värde på CO₂ tyder på att CO₂-utsläppen minskar som följd av förändringen. På ett motsvarande sätt tyder ett minskat "värde" på ett försämrat ekonomiskt resultat.

Under fliken *Effekt* redovisas det de besparingar och miljöförändringar som kan uppnås om effektfördelningen ändras.

4.2. Avancerat arbete med kalkylen

För att ytterligare anpassa kalkylen efter systemet och kanske göra mer än vad kalkylen klarar i grundutförandet går det att låsa upp den och fritt arbeta med kalkylen. Alla blad är låsta, men inte lösenordsskyddade.

I beskrivningen av kalkylen nedan förutsätts att användaren har vana av arbete i MS Excel.

I kalkylbladen *Indata* och *Förändringar* är den text som i kalkylens grundutförande ska vara osynlig vit. För att visa den ”dolda” texten, markera hela kalkylbladet och ändra textfärgen till svart.

4.2.1. Dygnsberäkningar

Här sker huvuddelen av beräkningarna i två kalkylblad, *Dygnsberäkningar före* och *Dygnsberäkningar efter*. Det senare kalkylbladet är uppdelat i två sektioner: *Data efter förändring* (röd ram) och *Data för beräkning* (grön ram).

I kalkylbladet ”Dygnsberäkningar före” beräknas systemets utgångsläge (innan en förändring av systemparametrar). I ”Dygnsberäkningar efter” beräknas i den första sektionen hur systemet förändras efter en ändring av systemparametrar. Den andra sektionen består av jämförelser av driftdata före och efter en förändring.

”Dygnsberäkningar efter” är i allt väsentligt identisk med kalkylbladet ”Dygnsberäkning före”.

Vid första anblicken kan kalkylen se väldigt svårarbetad ut, många länkar och evighetslånga formler. Till största delen kan de komplicerade delarna av kalkylen dock härledas till det faktum att kalkylen ska vara allmängiltig. Ska kalkylen anpassas till en specifik anläggning går det att göra den mycket enklare.

Nedan beskrivs utförligt hur beräkningarna utförs. I de fall identiska beräkningar utförs på flera ställen i kalkylen förklaras de bara en gång.

o. Grunddata

Dygnsmedeltemperaturen i kolumn B är länkad från kalkylbladet *Utetemperaturer*. Utetemperaturen används för att beräkna fram- och returledningstemperaturer och värmeförluster. Dessutom länkas utetemperaturen vidare till kalkylbladen *Timberäkning* och *Sorterade dygnsdata*. Finns verkliga uppmätta värden kan de klistras in direkt i kolumnen.

Kolumnerna ”Indelning av året i driftfall/perioder” anger i vilket driftfall de olika produktionsanläggningarna befinner sig den aktuella dagen. Dessutom anges vilket definierad period (för redovisning av resultat) det aktuella dygnet tillhör.

1. Nätdata

Dygnsenergibehovet innan förändring beräknas sedan utifrån utetemperaturen och de data som angavs i kalkylbladet *Indata*. Finns verkliga uppmätta värden kan de med fördel klistras in direkt i denna kolumn. Dygnsenergibehovet efter förändring beräknas genom att det tidigare beräknade behovet korrigeras med förändringen av värmeförlusterna.

Fram- och returledningstemperaturerna före förändring beräknas från utetemperaturen och nattetemperaturer från kalkylbladet *Indata*. Finns verkliga uppmätta värden kan de klistras in direkt i kolumnerna. Fram- och returledningstemperaturerna efter

förändring beräknas som tidigare förutom att de nu även korrigeras med de ändringar av systemtemperaturerna som angivits i kalkylbladet *Förändringar*.

Nätets värmeförluster beräknas utifrån fram- och returtemperaturerna och indata från tabell i cellerna ovanför. De nätförluster som angavs i "Indata" fördelas över året som en funktion av fram- och returtemperaturerna och ortens medeltemperatur (antas motsvara marktemperaturen).

2. Beräkning av maxeffekt (Spillv.&VP)

Kalkylen bygger på att man, för varje enskilt dygn, känner varje produktionsanläggningens maxeffekt (mer om det senare). Eftersom maxeffekten från spillvärme och värmepumpar är beroende av systemtemperaturerna beräknas de separat dygn för dygn.

Vi ska titta närmare på hur maxeffekten beräknas.

Spillvärme

Den största möjliga energileveransen från en spillvärmeanläggning beräknas för varje dygn. Den maximala energileveransen beror på var leveransen sker (fram- eller returledning), värmekällans temperatur, det totala fjärrvärmeflödet och den maximala angivna leveranseffekten.

Benar vi ut formeln så ser den ut enligt nedan:

$$=OM(A-B>0;OM(C*C_p*(A-B)<D;C*C_p*(A-B);D);0) \quad (1)$$

Där:

A = Värmekällans temperatur. (°C)

B = Fram- eller returledningens temperatur, beroende på var leveransen sker (°C)

C = Fjärrvärmenätets totalflöde (m³)

D = Den största möjliga energileveransen /dygn (MWh).

C_p = Den specifika värmekapaciteten för vatten (MWh/ton).

Det förutsätts här att hela fjärrvärmeflödet går genom spillvärmeväxlaren.

Värmepumpar

Den maximal energileveransen från värmepumparna beräknas i två steg. Först beräknas värmepumpens COP (Coefficient Of Performance = verkningsgrad) sedan multipliceras COP med kompressorenergien för att ge den maximala energileveransen från värmepumparna.

COP beräknas enligt:

$$=(A+5+273)/((A+5+273)-(B-5+273))*C \quad (2)$$

Där:

A = Fram- eller returledningens temperatur, beroende på var leveransen sker (°C)

B = Värmekällans temperatur (°C)

C = Verkningsgraden jämfört med ideal process (Carnotverkningsgrad).

3. Beräkning av RGK, kraftproduktion och Återkylare

Rökgaskylare

Det effekttillskott en rökgaskylare (RGK) ger är beroende av returtemperaturen. Här beräknas först den procentuella effekthöjningen RGK:n ger och sedan energileveransen från respektive RGK. Den procentuella effekthöjningen används sedan på flera ställen i kalkylen.

Det beräknade energitillskottet beror på vilken profil som angavs i *Indata*. Beroende på vald bränsletyp beräknas energitillskottet enligt nedan:

$$1. \text{ (Träflis med luftuppfuktare)} \\ = (-0,0002 * A^3 + 0,0179 * A^2 - 0,5666 * A + 37,887) / 100 * (1 + (C - 0,5)) * (B/120) \quad (3)$$

$$2. \text{ (Torv med luftuppfuktare)} \\ = (-0,0002 * A^3 + 0,0185 * A^2 - 0,691 * A + 36,436) / 100 * (1 + (C - 0,5)) * (B/120) \quad (4)$$

$$3. \text{ (Naturgas med luftuppfuktare)} \\ = (-0,00003 * A^3 + 0,0016 * A^2 - 0,0735 * A + 17,863) / 100 * (1 + (C - 0,5)) * (B/120) \quad (5)$$

$$4. \text{ (Gasol med luftuppfuktare)} \\ = (-0,00004 * A^3 + 0,0035 * A^2 - 0,1617 * A + 16,429) / 100 * (1 + (C - 0,5)) * (B/120) \quad (6)$$

$$5. \text{ (Träflis utan luftuppfuktare)} \\ = (-0,0004 * A^3 + 0,0327 * A^2 - 1,0489 * A + 37,914) / 100 * (1 + (C - 0,5)) * (B/120) \quad (7)$$

$$6. \text{ (Naturgas utan luftuppfuktare)} \\ = (-0,0002 * A^3 + 0,0125 * A^2 - 0,3361 * A + 14,623) / 100 * (1 + (C - 0,5)) * (B/120) \quad (8)$$

Där:

A = Returledningens temperatur (°C)

B = Rökgastemperaturen (°C)

C = Bränslets fukthalt. (50% = 0,5)

Hur stor rökgaskylarens effekthöjning blir ger normalt mycket stort utslag på förändringar av returtemperaturen så det är viktigt vara noga med att anpassa formeln efter verkliga prestanda.

Energileveransen från varje enskild rökgaskylare beräknas sedan med formeln:

$$= A / (1 / (1 + C) + B) * B \quad (9)$$

Där:

A = Den totala energileveransen från pannan (MWh)

B = Rökgaskylarens effekthöjning som funktion av returtemperaturen (formel 3-8)

C = Turbinens alfavärde.

Kraftvärme

Kraftproduktionen beräknas även den i två steg. Först beräknas alfavärdet som en funktion av framledningstemperaturen och indata från kalkylbladet *Indata*.

Här kan det vara värt att vara extra noggrann och anpassa alfavärdet efter den verkliga anläggningen. I kalkylens grundutförande anpassas alfavärdet enbart efter framledningstemperaturen, men beroende på kraftvärmeverkets uppbyggnad kan alfavärdet även bero av returtemperaturen.

I ett andra steg beräknas elproduktionen genom att den levererade värmeeffekten från pannan (exklusive värmeeffekten från rökgaskylaren) multipliceras med alfavärdet.

Återkylare

I kalkylen jämförs den energi som en produktionsenhet kan producera mot nätet med enhetens maximala möjliga energileverans det dygnet. Om enheten kan leverera mer energi samtidigt som den är ansluten till återkylaren (anges i *Indata*) och den panncentral som enheten tillhör inte nått sitt "leveranstak" levereras den återstående energin till återkylaren.

Formeln ser, förenklat, ut enligt nedan:

$$=OM(OCH(C>0;C<D;OM(A-(B)-C>D-C;MIN(D-C;E);MIN(A-(B)-C;E));0) \quad (10)$$

Där:

- A = Den största möjliga energileveransen det aktuella dygnet från den panncentral produktionsenheten tillhör (MWh)
- B = Den totala tidigare levererade energimängden från den panncentral produktionsenheten tillhör (MWh)
- C = Den levererade energin från produktionsenheten det aktuella dygnet (MWh)
- D = Största möjliga energileveransen från produktionsenheten det aktuella dygnet (MWh)
- E = Den största energimängd det går att kyla bort i återkylaren under det aktuella dygnet (MWh)

4. Beräkning av energileverans till nätet från produktionsenheterna

Beräkningarna under denna rubrik är kalkylens kärna. I första anblicken ser de otroligt komplicerade ut, men bryter man ner dem i delar så blir de mycket mer hanterbara.

Grundformeln ser då ut enligt nedan:

$$=OM(A>0;OM(A>C;OM(B>C;C;B);OM(A>D;OM(B>A;A;B);0));0) \quad (11)$$

Där:

- A = Nätets dygnsenergiebehov minus summan av "tidigare" produktionsenheters leverans till fjärrvärm nätet.
- B = Den största möjliga energileveransen från den panncentral produktionsenheten tillhör minus den totala "tidigare" levererade energimängden från panncentralen (MWh)
- C = Största möjliga energileverans från produktionsenheten det aktuella dygnet (MWh)
- D = Minsta möjliga energileverans från produktionsenheten det aktuella dygnet (MWh)

Enkelt uttryckt fungerar formeln så att den jämför det energibehov som kvarstår när de pannor som står före den aktuella pannan i startordning har levererat värme till nätet med den energi som den aktuella produktionsenheten kan leverera.

Medan "A" beräknas enkelt är "B", "C" och "D" lite mer avancerade. Därför förklarar de mer ingående nedan.

Beräkning av "B"

Första steget är att bestämma den största möjliga energileveransen från panncentralen. I rubriken anges vilken panncentral (1-3) produktionsenheten tillhör. Med formeln VÄLJ() bestäms från vilken cell värdet ska hämtas. Därefter summeras den energi som levererats från de produktionsenheter som tillhör samma panncentral och ligger tidigare i startordning med formeln SUMMA.OM()

$$=VÄLJ(A;1;2;3)-(SUMMA.OM(B;A;C)) \quad (12)$$

Där:

A = Den panncentral (1-3) produktionsenheten tillhör

B = Det cellintervall som anger vilken panncentral tidigare produktionsenheter tillhör

C = Det cellintervall som anger hur mycket tidigare produktionsenheter levererat

Beräkning av "C"

Först bestäms om produktionsenheten är en panna, värmepump eller en spillvärmeleveranspunkt med formeln VÄLJ().

För värmepumpar (typ 2) och spillvärmeleveranser (typ 3) länkas maxleveransen direkt från tidigare beräkning. Maxleveransen från pannor beräknas med formel (13) nedan.

$$=A/(1+B)+A*C \quad (13)$$

Där:

A = Största möjliga energileverans från pannan, inklusive eventuell ång- eller hetvattenleverans och energi till turbin (MWH)

B = Turbinens alfavärde (0-1)

C = Rökgaskondensorns effekttillskott som andel av panneffekten (0-1)

"A" bestäms i sin tur från den aktuella perioden och tabell i rubriken med formeln INDEX(). Den minsta möjliga effektleveransen beräknas sedan på samma sätt som "C" ovan.

5. Beräkning av maxflöde från PC

Den största möjliga energileveransen från respektive panncentral beräknas från differensstemperaturen och det maxflöde som angavs i kalkylbladet *Indata*.

6. Energiförändring (enbart "Dygnsbereäkning efter")

Här beräknas förändringen av energibehovet efter en förändring av systemtemperaturerna. Om produktionsenheten är en värmepump tas hänsyn till COP, för pannor tas hänsyn till eventuell effekt bortkyld i återkylaren samtidigt som rökgaskylarens energileverans dras bort.

7. Förändrade utsläpp (enbart "Dygnsbäräkning efter")

Här summeras den totala förändringen av utsläpp från samtliga produktionsenheter. Utsläppen beräknas enhet för enhet med formeln.

$$=(A)*LETARAD(B;C;D;0) \quad (14)$$

Där:

A = Det förändrade energibehovet (MWh)

B = Den aktuella perioden.

C = Den tabell där utsläppen / MWh finns listade. Länkas från kalkylbladet *Indata*.

8. Summeringar (enbart "Dygnsbäräkning efter")

Här summeras tidigare beräknade data för presentation i kalkylen. Beräkningarna är relativt okomplicerade och tas därför inte upp i detalj här.

9. Kostnadsberäkningar (enbart "Dygnsbäräkning efter")

Även här summeras beräknade data för presentation i kalkylen. Beräkningarna utförs i analogi med tidigare beräkningar och beskrivs därför inte närmare här.

4.2.2. Timberäkningar

I denna del av kalkylen beräknas den ekonomiska och miljömässiga vinst som kan göras vid sänkning av den högsta dygnseffekten. Beräkningarna baseras delvis på data från kalkylblad *Dygnsbäräkning* men resultatet redovisas separat i kalkylen.

Kalkylbladet är uppbyggt enligt följande: Först beräknas den ackumulerade effekten från pannorna i startordning. Sedan fördelas dygnsenergiebehovet över dygnet utifrån den procentuella effektfördelning som angavs i indata för att få en effekttuppgift per timme.

Därefter bestäms vilken produktionsenhet som ligger på "spets" varje timme.

Den förändring av energibehovet per timme som uppstår när effektfördelningen ändras multiplicerat med den specifika kostnaden för det bränsle som används ger en kostnadsförändring per timme. Förändrade emissioner beräknas på samma sätt.

De två första delarna "0. Grunddata" och "1. Nätdata" är länkade direkt från kalkylbladet *Dygnsbäräkningar* och beskrivs inte närmare här.

2. Beräkning av ackumulerad effekt

Den ackumulerade effekten beräknas genom att aktuell pannas effekt adderas till effekten av de pannor som ligger tidigare i startordning.

Med formeln VÄLJ() bestäms först vilken produktionstyp enheten tillhör, för värmepumpar (typ 2) och spillvärme (typ 3) länkas maxeffekten direkt från "Dygnsdatab". För pannor beräknas maxeffekten med formeln:

$$=A/(1+B)+A*C \quad (15)$$

Där:

A = Största möjliga effekt från pannan, inklusive effekttillskott från rökgaskylare och effektbehov för kraftvärmeproduktion (MW)

B = Alfavärdet (0-1)

C = Rökgaskondensorns effekttillskott som andel av panneffekten (0-1)

3. Beräkning av kostnadsförändring

Här sker beräkningen i två steg. Först bestäms vilken rörlig kostnad den produktionsenhet som går ”på spets” den aktuella timmen har genom formeln:

$$=INDEX(A;B;PASSA(C*D;E;1)) \quad (16)$$

Där:

A = Den tabell som beskriver varje enhets specifika kostnad (/MWh).

B = Den aktuella perioden.

C = Dygnsenergibehovet (MWh)

D = Effektbehovet den aktuella timmen som procent av dygnsenergibehovet.

E = Det cellintervall som beskriver den ackumulerade effekten.

Resultatet från formel (16) multipliceras sedan med det förändrade energibehovet den aktuella timmen vilket ger en kostnadsförändring för varje timme.

4. Beräkning av förändrade emissioner

Beräkningarna utförs sedan på samma sätt som ovan för de olika emissionerna.

5. REFERENSFÖRTECKNING

1. Walletun, Håkan
Effektivisering av fjärrvärmecentraler
Metodik, nyckeltal och användning av driftövervakningssystem
FOU 1999:27
Svenska Fjärrvärmeföreningen, Stockholm 1999
(Rapport ZW-98/02, ZW Energiteknik AB, 1998)
2. Werner, Sven
Temperaturnivåer i svenska fjärrvärmenät.
FVB Fjärrvärmebyrå AB, Västerås 1996
3. Margen, Peter
Mindre lokala produktionscentraler för kyla med optimal värmeåtervinningsgrad i fjärrvärmesystem.
Svenska Fjärrvärmeföreningens FoU-projekt 08-010
Margen-Consult AB, Nyköping 1999
4. Abel, Enno och Aronsson, Stefan m fl.
Ekonomiskt utrymme för alternativ inom ny energiteknik.
Rapport G25:1986
Bygghörsrådet, Stockholm 1986
5. Frederiksen, Svend och Werner, Sven
Fjärrvärme – Teknik, teori och funktion
ISBN 91-44-38011-9
Studentlitteratur, Stockholm 1993
6. Fagersta Energetics AB
Heat recovery and flue gas cleaning with condensing flue gas cooler
7. Statistik 1998
FVF 1999:10,
Svenska Fjärrvärmeföreningen, Stockholm, 1999
8. Margen, Peter
I vilka fall lönar sig rökgaskondensering även hos kraftvärmeverk?
Svenska Fjärrvärmeföreningens temadag "Rökgaskondensering, Göteborg, 1999-11-30



Fjärrsyn – forskning som stärker konkurrenskraften för fjärrvärme och fjärrkyla genom ökad kunskap om fjärrvärmens roll i klimatarbetet och för ett hållbart samhälle, till exempel genom att bana väg för affärsmässiga lösningar och framtida teknik. Programmet drivs av Svensk Fjärrvärme med stöd av Energimyndigheten. Mer information finns på www.svenskfjarvarme.se/fjarrsyn

MODELL FÖR ÄNDRADE FÖRUTSÄTTNINGAR I FJÄRRVÄRMENÄT

Här beskrivs en kalkylmodell som visar vilka besparingar som kan göras i ett fjärrvärmenät om man förändrar temperaturnivåerna. Kalkylen har också en funktion för att beräkna vilken påverkan på emissioner och miljö som ett sänkt effektuttag får.

Rapporten innehåller rikligt med exempel från olika energiföretag för att göra materialet lättillgängligt för läsaren. Varje fjärrvärmeföretag ska kunna använda modellen självständigt och en analys av hur förändrade fram- och returtemperatur slår ska göras varje år.

Den så kallade LAVA-kalkylen, som är avsedd för Excel, finns att ladda ner från Svensk Fjärrvärmes hemsida och anpassas efter den egna anläggningen.

