

PRODUKTION ELLER SPARANDE INOM KRAFTVÄRMEOMRÅDEN

Stig-Inge Gustafsson och Björn G. Karlsson
Tekniska Högskolan i Linköping, Avd Energisystem

INLEDNING

När man producerar elektricitet i vanliga kondensanläggningar används bränslen för att förångna vatten. Denna ånga används sedan för att driva en turbin som i sin tur är kopplad till en generator. För att få ut så mycket effekt som möjligt i turbinen är det viktigt att skillnaden i ångtryck är stor mellan in- och utlopp. Därför används en kondensator som många gånger kyls med kallt vatten från ett närliggande vattendrag. Tyvärr måste huvuddelen av energin i bränslet kylas bort på detta sätt medan resten kan användas för den nyttiga elproduktionen. Förhållandet mellan el och värme, det sk alfa-värdet, är c:a 0.3. Om spillvärmene kunde tas till vara i ex vis ett fjärrvärmesystem skulle bränslet till processen utnyttjas mycket bättre. Tyvärr har kylvattnet för låg temperatur om elproduktionen prioriteras. Genom att höja temperaturen i kondensorn kan en vattentemperatur som är lämplig för fjärrvärmenätet erhållas men samtidigt förloras då en del av möjligheterna till elgenerering. Denna minskning är dock förhållandevis liten, c:a 15%, varför det ändå är lönsamt att använda spillvärmene under förutsättning att det finns avsättning för den, se ref. [1].

PRISSÄTTNING

I många kommuner med möjlighet till kraftvärmegenerering räcker oftast kapaciteten inte till för att man ska bli helt självförsörjande på värme och el. El måste köpas från det nationella elnätet och värme måste produceras i en traditionell fjärrvärmeanläggning, åtminstone under vissa av årets månader. Det finns möjligheter att både sälja el till, och köpa el från nätet. Då kommunens anläggning är så liten i förhållande till nätets kapacitet kan inte försäljning eller köp påverka priset i någon större omfattning. I ref. [2] visas att det optimala priset för el i det lokala nätet då måste vara det pris som tas ut i det nationella om förluster mm försummas. Antag att kommunen pga kapacitetsskäl måste köpa el utifrån. Kraftvärmeanläggningen utnyttjas maximalt om detta är billigare än att köpa ytterligare el. Priset på värmen från denna måste då bli mycket lågt då värmekonsumenten endast borde betala för den förlust av elproduktion som orsakas av att temperaturen i kondensorn höjs till en lämplig nivå. Beräkningar i samma referens, [2], som avser förhållandena i Västerås 1987, visade att elpriset under optimala förhållanden borde vara c:a 17 öre/kWh under vintervardagar och värmepriset 3 öre/kWh under samma tidsperiod. Under sommarnätter skulle priserna istället vara 9 respektive 8 öre/kWh. Notera att det optimala

fjärrvärmepriset är lägre på vintern än på sommaren. Alla fjärrvärmetaxor är i dag konstruerade så att det motsatta förhållandet råder. Samhället gör således stora förluster med denna prissättning.

SPARANDE

När man skall avgöra om energisparåtgärder ska genomföras i bebyggelsen räknar man i bästa fall med de taxor som varje husägare känner av för både värme och el. På senare år har metoderna för sådana överväganden förfinats och det finns nu möjligheter att optimera, dvs hitta det absolut bästa utfallet av, tänkbara strategier. En sådan metod kallas OPERA, OPTimal Energy Retrofit Advisory, och med hjälp av denna kan en precis avvägning göras av tjocklek på isolering, fönsterbyten, frånluftvärmepumpar, m.m., se ref. [3]. Traditionella värmesystem kan hanteras, som oljepannor, men också mer komplicerade, som fjärrvärme med differentierade taxor och bivalenta system uppbyggda med en oljepanna för höglasstid och med en värmepump vilken tar hand om baslasten. Erfarenheter från denna metod visar att bivalenta system ofta är mycket konkurrenskraftiga, åtminstone för större hus med fler än c:a 20 lägenheter. Detta system levererar värme till ett pris på omkring 15 öre/kWh räknat under en års-cykel och detta innebär i förlängningen att inte många åtgärder på klimatskalet lönar sig. Tilläggsisoleringar och fönsterbyten blir endast optimala om renoveringsåtgärder ändå behövs, dvs byggnadsdelarnas befintliga livslängd är till ända. I sådana situationer skall dock en större satsning göras på energisparande än vad som är brukligt idag [4]. Om priserna på värme och el till konsumenten avviker från de kostnader distributör och producent tillämpar kommer naturligt nog inte produktionsanläggningarna att användas optimalt. Om konsumentens pris är högre används anläggningarna för lite medan en bristsituation kommer att uppstå om priset är för lågt.

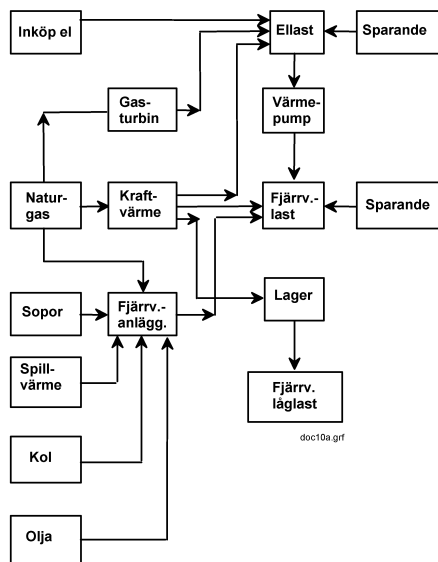
OPTIMERING

För att kunna undersöka vad som är en bästa fördelning mellan sparande av el och värme, och ökad produktion, måste man först bestämma vad som är en bästa lösning. Vi anser att begreppet livstidskostnad, dvs summan av byggnadsåtgärder, underhållsåtgärder och driftkostnader, är lämpligt att använda. När livstidskostnaden, på engelska förkortad till LCC, är så låg som möjligt har vi funnit den bästa lösningen. För att beräkna denna kostnad måste man använda sig av nuvärdesmetoden. Med denna flyttas kostnader i framtiden till ett och samma basår. Kostnaderna kan på detta sätt summeras samtidigt som man tar hänsyn till tidsaspekten. Tyvärr måste man då ta ställning till vilken real ränta som ska användas samt projektets livslängd. Dessa värden kan vara olika för olika aktörer och ekonomerna tvistar om t ex vilken ränta som lämpligen bör användas. Genom att utföra beräkningar för några olika räntor kan man ändå många gånger avgöra vilket som är den bästa strategin. En annan svårighet är att avgöra vilken av alla möjliga strategier som är den bästa utan att behöva räkna ut LCC för varje enskilt fall, det kan finnas tusentals olika kombinationer, vilka alla i så fall måste prövas. Vi har därför använt en metod som kallas för blandad heltalsprogrammering se ref. [5]. Metoden har dock ett antal nackdelar.

En är t ex att optimeringsproblemet måste vara helt linjärt, dvs två ingående variabler får inte multipliceras med varandra. Genom att använda heltal kan man turligt nog i många fall approximera olinjära samband som om de vore linjära, se ex. vis ref. [6] där en tilläggsisolering avbildas. Heltalen gör det också möjligt att avbilda steg i kostnadsfunktionerna vilket är viktigt bl a om man ska ta hänsyn till möjligheter att utöka kapaciteten på olika anläggningar. En annan nackdel med metoden är att lösningen av problemet ofta kräver stor datorkapacitet för att beräkningstiderna inte ska bli oacceptabelt långa. Utvecklingen på persondatorsidan gör dock att även sådana numera kan användas. Metoden innebär också stora fördelar. Utomordentligt komplicerade problem kan avbildas och då en matematisk minimering sker behöver man inte på förhand ha en kännedom om vad som troligen är optimalt även om detta naturligtvis är till en stor hjälp. I den modell som byggs upp av energisystemet tar man därför med alla tänkbara, och otänkbara, möjligheter, och låter sedan matematiken hitta vilken kombination av alla dessa möjligheter som är den bästa. Erfarenheterna hittills visar också att det i stort sett är omöjligt att beräkna denna bästa strategi med traditionella metoder.

ENERGISYSTEMET MALMÖ

Som ett exempel har vi valt kraftvärmesystemet i Malmö, se figur 1.

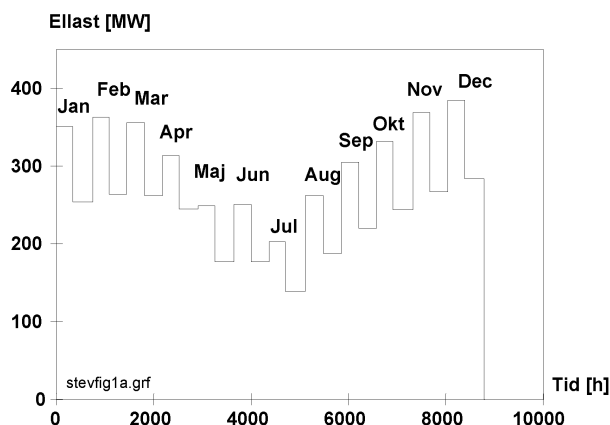


Figur 1: Energisystemet i Malmö.

Kommunen kan köpa el från Sydkraft eller producera egen el i en befintlig kraftvärmelanläggning. Om värmen från denna inte räcker för att täcka fjärrvär-

mebehovet kan ett antal andra värmekällor användas, ex vis eldning av sopor, spillvärme eller värmepumpar i avloppsreningsverket. Vidare finns i modellen möjlighet att bygga en hetvattenaccumulator, där värme kan lagras och urladdas. En gasturbinanläggning har också tagits med i modellen för att se om en sådan kan vara optimal att installera. Dessutom har modellen försetts med en möjlighet att spara energi, både vad gäller el- och värmelast.

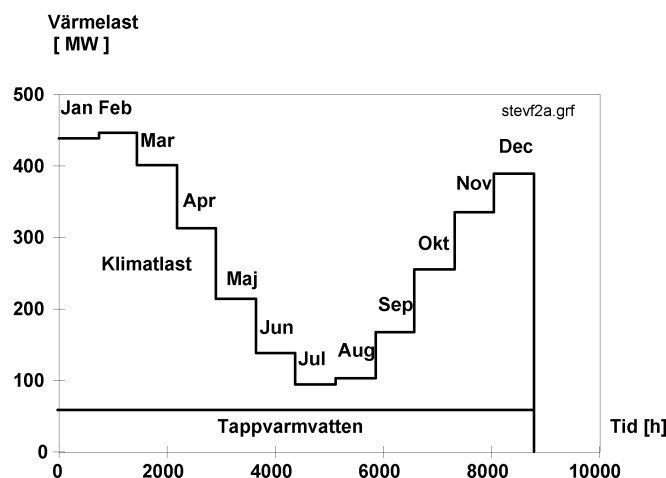
Som nämnts ovan kan el köpas från Sydkraft eller produceras i en egen kraftvärmeanläggning, eldad med naturgas. Den el som köps debiteras efter en tidsdifferentierad taxa där kostnaden är högst under vintervardagar och lägst under sommarnätter. Dessutom finns en effektagift som tas ut för maximal effekt under månaderna november till mars under högkostnadstid. Ellasten finns redovisad på motsvarande sätt, för hög- och lågkostnadstid för varje månad under året, se figur 2. Vi har funnit det lämpligt att använda samma tidsindelning i modellen, dvs 24 tidselement, samt ett element för att simulera maxeffekt.



Figur 2: Ellast i Malmö kommun

Värmelasten har tyvärr inte redovisats med samma tidsindelning. Därför har vi, med hjälp av Egon Lange vilken nu är anställd hos Malmö Kommunala Bostads AB, antagit att värmelasten i Malmö kan simuleras som klimat- och tappvarmvattenlast i en gigantisk byggnad, se figur 3.

Denna byggnad har konstruerats så att verklig och antagen värmeåtgång är lika, sedd över ett år. Som synes i figuren har vi antagit att värmeeffekten är lika stor under ellastens hög- resp lågkostnadstid. Mängden värmeenergi varierar dock beroende på hur många timmar varje element innehåller. Det är inte möjligt här att redovisa samtliga indata, och ekvationer, i modellen utan vi vill i stället referera till ref. [7] eller ref. [8] för den intresserade läsaren. Vi skall dock visa hur den matematiska modellen byggts upp i princip. I en optimeringsmodell som ska lösas med hjälp av linjärprogrammering, eller blandad heltalsprogrammering, måste man börja med att ta fram en sk målfunktion. Denna ska innehålla de kostnader som är förknippade med energisystemet, dvs den ovan omtalade LCC. Målfunktionen är således den funktion som ska mini-



Figur 3: Värmelast i Malmö.

meras.

Om vi börjar med produktionen av el och värme i kraftvärmeverket har följande uttryck använts:

$$\left(\frac{EDH_1 \times 336 \times 85}{0.85} + \frac{EDL_1 \times 408 \times 85}{0.85} + \right. \\ \left. + HEH_1 \times 336 \times \left[\frac{85}{0.85} + 29 \right] + HEL_1 \times 408 \times \left[\frac{85}{0.85} + 29 \right] \right) \times 18.26 \times 10^{-6} \quad (1)$$

där EDH_1 = Eleffekt i MW, kraftvärme, under högpristid i januari, 336 = Antalet timmar under högprisperioden i januari, 85 = Priset på naturgas i SEK/MWh, 0.85 = Verkningsgraden på ångpannan, EDL_1 = Eleffekt i MW, kraftvärme under lågpristid i januari, 408 = Antalet timmar under lågpristid i januari, HEH_1 = Värmeeffekt i MW, kraftvärme, under högpristid i januari, 29 = Skatt på naturgas i SEK/MWh för värmedelen, HEL_1 = Värmeeffekt i MW, kraftvärme, under lågpristid i januari, 18.26 = Nuvärdesfaktor, 5 % real ränta, optimeringstid 50 år, 10^{-6} = Faktor för att uttrycka kostnaden i MSEK.

Som synes ovan gäller uttrycket endast för januari månad och det måste därför kompletteras med värden och variabler för ytterligare 11 månader. Den matematiska modellen måste också innehålla uttryck som säkerställer att tillräckligt mycket el, och värme, finns tillgängligt. Detta sker med s.k. villkorsekvationer och för elanvändningen fås:

$$(EDH_1 + GTH_1 + REH_1 - EHPH_1) \times 336 \geq 117.9 \times 10^3 \quad (2)$$

$$(EDL_1 + GTL_1 + REL_1 - EHPL_1) \times 408 \geq 103.5 \times 10^3 \quad (3)$$

där GTH_1 = Effekt i MW på en ny gasturbinanläggning, högpristid, REH_1 = Inköp av el i MW, högpristid, $EHPH_1$ = Effekt i MW till värmepump, högpristid, 117.9×10^3 = Nödvändig tillgång på elenergi i GWh, högpristid.

Uttryck (3) visar förhållandena för lågprisperioden och bägge uttrycken gäller även här endast för januari månad. Kostnaden för att köpa in el är 235 SEK/MWh under högpristid och 142 SEK/MWh under lågpristid i januari. Detta innebär att målfunktionen måste kompletteras med:

$$(REH_1 \times 336 \times 235 + REL_1 \times 408 \times 142) \times 18.26 \times 10^{-6} \quad (4)$$

På motsvarande sätt konstrueras uttryck för ex vis maximalt inköpt eleffekt eller maximal storlek på den nya gasturbinanläggningen, och därmed förknippade kostnader. Principiellt annorlunda är hanteringen då man skall avbilda förhållandet att kraftvärmeanläggningen antingen måste vara helt avstängd, effekten 0, eller köras i intervallet 48 - 120 MW_{el}. Här kommer därför binära variabler, INT i uttrycken (5) till (8) nedan, in dvs de kan endast anta värdet 0 eller 1. Följande uttryck konstrueras:

$$EDH_1 - INT H_1 \times 120 \leq 0.0 \quad (5)$$

$$EDL_1 - INT L_1 \times 120 \leq 0.0 \quad (6)$$

$$EDH_1 - INT H_1 \times 48 \geq 0.0 \quad (7)$$

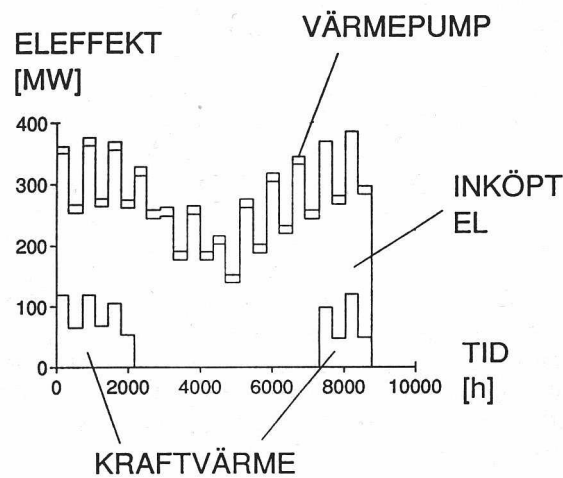
$$EDL_1 - INT L_1 \times 48 \geq 0.0 \quad (8)$$

Om variabeln $INT H_1 = 0$ måste enligt uttryck (5) EDH_1 vara ≤ 0 men samtidigt enligt uttryck (7) vara ≥ 0 . Om $INT H_1 = 0$ blir därför $EDH_1 = 0$ dvs kraftvärmeverket är avstängt. Om $INT H_1 = 1$ kommer samma uttryck att säkerställa att verket måste köras med en effekt mellan 48 - 120 MW. Med hjälp av binära variabler löses också problemet att avbilda det olinjära sambandet mellan en tilläggsisolerings tjocklek och den mängd värme som sparas genom en sådan åtgärd. Metoden är beskriven i ref. [6] varför den inte repeteras här.

RESULTAT

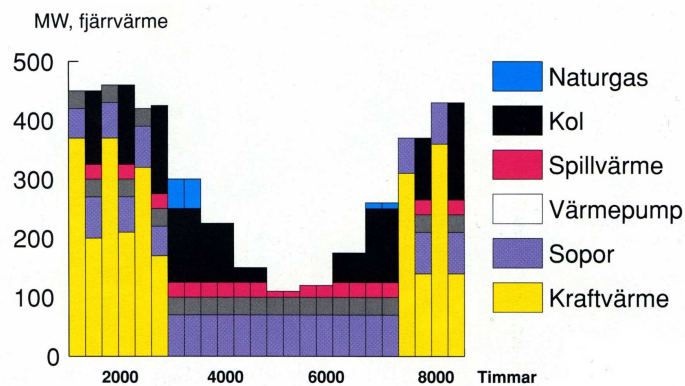
Då modellen är färdigutvecklad måste den optimeras. Vi använder två olika kommersiella programsystem för detta, ZOOM, se ref. [9] och LAMPS, se ref. [10]. Bägge koderna kan användas för att lösa blandade heltalsproblem men de måste ha indata i form av en sk MPS - fil. Då problemet ovan innehåller flera hundra olika ekvationer och variabler är det besvärande att skriva ut MPS - filen för hand. Det vanliga är därför att konstruera ett mindre datorprogram som automatiskt skriver ut filen. ZOOM optimerar problemet ovan på c:a två minuter med hjälp av en NORD 570 dator. I figur 4 visas att det är optimalt att använda kraftvärmeanläggningen endast under vintermånaderna.

Maximal effekt skall dock endast användas under högpristiden i december. Under sommarmånaderna skall anläggningen inte användas alls. Den värmepump som finns installerad i avloppsreningsverket ska användas med maximal



Figur 4: Kraftvärmeanvändning under optimala förhållanden

effekt under så gott som alla av årets månader, men något mindre under högpristid i januari, 35 MW istället för maximala 40 MW, och dessutom vara avstängd under högpristid i november och december. I figur 5 framgår att värmen från kraftvärmeverket kommer in som billigaste värmekälla då verket används.



Figur 5: Bränsleanvändning i fjärrvärmeverket, optimala förhållanden

Under högpristid i november och december är det inte optimalt ens att ta i anspråk full effekt, 65 MW, från sopeldningen. Under högpristid i januari används 358 MW värme från kraftvärmeverket, 65 MW sopeldning och 35 MW värme från värmepumpen. Under lågpristid används 198 MW, 65 MW och 40 MW respektive men också 30 MW spillvärme och 125 MW kol. De dyrare bränslena kommer således in endast under eltariffens lågpristid.

Under sommartid, då kraftvärmeanläggningen skall vara avstängd kommer mera bränslen att användas. Under ex vis april månad används 65 MW sopor, 40 MW värmepump, 30 MW spillvärme, 125 MW kol och 72 MW naturgas eller olja. Naturgasen som är det dyraste bränslet i undersökningen skall endast användas i två ytterligare tidssegment, under hög- och lågpristid i oktober. I ref. [11] redogöres närmare för den optimala strategin. Det synes naturligt att energisparåtgärder får svårt att konkurrera prismässigt med den bränslemix som redovisats i figur 5, och faktum är att inga som helst åtgärder faller ut som optimala, det är billigare för samhället att låta den befintliga byggnadsstocken vara som den är. Det ska poängteras att förhållandena i andra kommuner kan vara annorlunda. I referensen [12] redovisas att sparande av värme kan vara lönsamt även inom fjärrvärmeområden även om lönsamheten är begränsad. Besparingsåtgärder för att sänka elanvändningen visar en avsevärt högre lönsamhet men även här är det billigare att köpa in mera el från Sydkraft än att t. ex. tilläggsisolera byggnaderna. En åtgärd som visat lönsamhet är att föra över värme som måste genereras med el från lågpristid till högpristid. Tappvarmvattenuppvärmning med el endast under nattetid synes därför vara en åtgärd att rekommendera även om varmvattenberedaren därvid måste göras större. Det är dock mycket viktigt att notera att de kostnader som använts ovan är de som belastar kommunen vid produktion eller inköp av värme och el. Den enskildes kostnader är avsevärt högre och därför kommer det vara optimalt för denne att spara mera. Det är också viktigt att notera att elproducentens, Sydkrafts, kostnader kanske inte fullt täcks av tariffen, ex under kalla vintervardagar. En höjning av effektavgifterna i denna skulle således kunna ge ett helt annat utfall vad gäller elsparandet.

Memorandum

Läsaren uppmärksammas på att Figurerna 4 och 5 har skannats från den tryckta publikationen då de ej stått att finna i källmaterialet. Referens [11] var inte publicerad då tidskriften gick i tryck.

Referenser

- [1] Van Wylen G. J., och Sonntag R. E. *Fundamentals of Classical Thermodynamics*. John Wiley & Sons, Inc., Singapore, 1985.
- [2] Bohman M. och Andersson R. Pricing Cogenerated Electricity and Heat in Local Communities. *Journal of Public Economics*, 33:333–356, 1987. North-Holland.
- [3] Gustafsson Stig-Inge. A Computer Model for Optimal Energy Retrofits in Multi-Family Buildings. The OPERA model. Technical report, Byggeforskningsrådet, Dokument D21, Stockholm, 1990.
- [4] Gustafsson Stig-Inge och Karlsson Björn G. Energy Conservation and Optimal Retrofits in Multi-Family Buildings. *Energy Systems and Policy*, 14:37–49, 1991.
- [5] Foulds L. R. *Optimization techniques*. Springer Verlag, New York Inc., 1981.

- [6] Gustafsson Stig-Inge och Karlsson Björn G. Insulation and Bivalent Heating System Optimization; Housing retrofits and Time-Of-Use Tariffs for Electricity. *Applied Energy*, 34(?):303–315, 1989.
- [7] Gustafsson Stig-Inge och Karlsson Björn G. Production or Conservation in CHP Networks? *Heat Recovery Systems & CHP*, 10(2):151–159, 1990.
- [8] Gustafsson Stig-Inge och Karlsson Björn G. Linear Programming Optimization in CHP Networks. *Heat Recovery Systems & CHP*, 11(4):231–238, 1991.
- [9] Marsten R. Users Manual for ZOOM. Dept. of Management Information Systems. University of Arizona, U.S.A.
- [10] Anonymous. LAMPS. Advanced Mathematical Software Ltd, 1984.
- [11] Gustafsson Stig-Inge och Karlsson Björn G. Heat Accumulators in CHP Networks. *Energy Conversion & Management*, 33(12):1051–1061, 1992.
- [12] Gustavsson Leif. Framtida Fjärrvärmesystem, 1989. Institutionen för Miljö och Energisystem, Lunds Universitet, ISBN 91-7970-765-3.