

RETI URBANI DI RISCALDAMENTO CON COGENERAZIONE E POMPA DI CALORE

Prof. D. Favrat, V. Curti, M. von Spakovsky, A. Tastavi

LENI-DGM, EPFL, Losanna

I maggiore bisogni di energia urbana possono essere soddisfatti in un modo razionale e ambientale con la combinazione appropriate di unità di cogenerazione e di pompe di calore. La seconda, quando alimenta una rete di riscaldamento e una rete di refrigerazione può consentire un vantaggio del fatto che molte zone, con una popolazione densa, sono localizzate vicino grandi masse d'acqua (la Svizzera in particolare). Parecchi schemi, includendo pompe di calore ausiliari centralizzate e decentralizzate, sono studiati come parte del progetto PACLAC attualmente allo studio all'EPFL. Anche se i fattori economici non sono favorevoli a questo punto, sostanziale profitto ambientale può essere aspettato.

Un esempio pratico è l'impianto di riscaldamento di 19 MWth dell'EPFL ordinato nel 1986. Include due pompe di calore di 3.5 MWth azionate elettricamente e due turbine a gas di 3.0 MWel con tre accumulatori di calore utilizzate per regolare il rifornimento di calore ai due maggiori reti di riscaldamento del sito. L'acqua di riscaldamento è direttamente fornita agli edifici senza scambiatori di calore locali, così il livello di temperatura è mantenuto a un minimo per permettere buoni coefficienti di prestazione. Il fluido di lavoro delle pompe di calore è ammoniacale, un refrigerante naturale e senza pericolo per l'ozono. Gli esperimenti operazionali e i risultati sperimentali di una delle unità completamente strumentata sono presentati.

Il completo beneficio di un tale complesso impianto di cogenerazione può essere realizzato con la gestione ottimizzata del carico delle sue unità a paragone dei bisogni degli utenti e dei costi dell'elettricità dei servizi pubblici esterni. La metodologia e i risultati di un'ottimizzazione economica e teorica delle sequenze operative dell'impianto dell'EPFL sono riassunti.

Ancora oggi circa l'80% del fabbisogno energetico mondiale è soddisfatto mediante l'impiego di combustibili fossili. Anche se lo spettro della penuria di risorse energetiche a corto termine non sembra più essere d'attualità, la ripartizione geografica iniqua di queste risorse connessa coi rischi geopolitici che ciò implica, i bisogni crescenti legati ad una popolazione mondiale in aumento (fig.1) e soprattutto le preoccupazioni ambientali a livello globale costituiscono delle forti motivazioni per una ricerca costante di soluzioni tecnologiche più efficaci. Sebbene i prezzi si situino a valori bassi e l'ipotesi di un riscaldamento globale dovuto all'effetto serra sia ancora incerto, la questione di sapere se potremo continuare a bruciare fino all'equivalente di alcuni volte il tenore atmosferico attuale in carbonio viene sempre più sollevata [1]. Nella scia della conferenza di Rio, delle misure di riduzione dei consumi dovrebbero progressivamente imporsi.

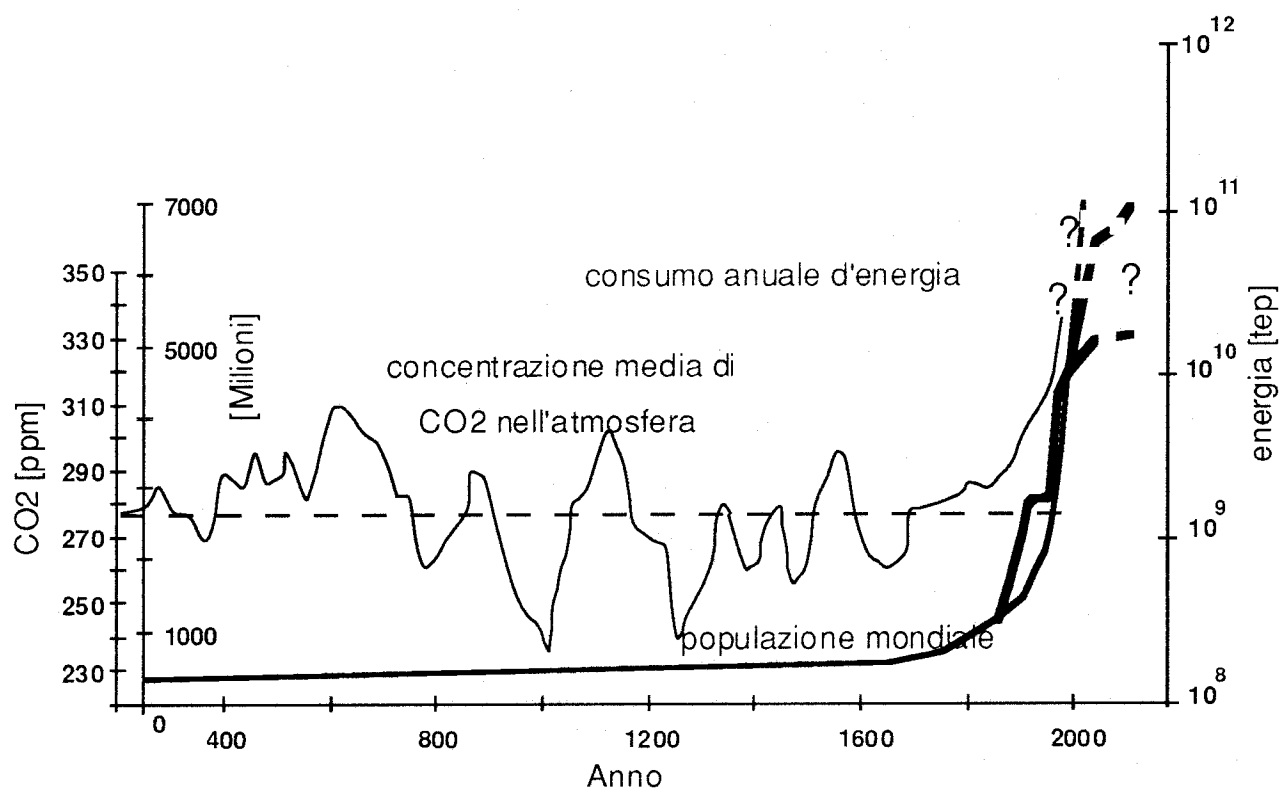


Figura 1: Evoluzione dei principali parametri mondiali in materia energetica

Nei nostri paesi, tra i bisogni quantitativamente più importanti, il riscaldamento occupa un posto di spicco. In Svizzera la parte di energia finale che soddisfa il solo fabbisogno termico è dell'ordine del 58% (l'equivalente energetica di 11.5 milioni di tonnellate d'olio combustibile nel '91) e del 45% (8.8 milioni di tonnellate d'olio combustibile) per il solo riscaldamento della categoria comprendente le economie domestiche, l'artigianato, l'agricoltura e i servizi [2]. Questi bisogni sono ancora in larga misura coperti essenzialmente mediante caldaie individuali funzionanti con olio leggero. Esistono, in

questo settore, numerose combinazioni suscettibili di migliorare sostanzialmente il bilancio energetico e ambientale.

Le figure 2a e 2b mostrano a titolo indicativo gli ordini di grandezza dell'efficienza energetica globale e del rendimento exergetico dei principali sistemi di riscaldamento disponibili. L'efficienza energetica è definita come il rapporto tra l'energia utile di riscaldamento e l'energia primare utilizzata (riferita in questo caso al potere calorico inferiore nel caso di combustibili fossili). Il rendimento exergetico è calcolato ammettendo che la prestazione media fornita è della copotenza-calore (exergia-calore) a 65°C per una temperatura esterna di 0°C. Per le pompe di calore è stato considerato un rendimento exergetico di 61% ciò che, per le temperature scelte, corrisponde ad un coefficiente di resa dell'ordine di 3.2¹. Per le tecnologie facenti capo all'elettricità, vengono considerati differenti modi di "produzione" dell'energia elettrica. E' così che l'efficienza di riscaldamento elettrico diretto tramite effetto Joule a partire dall'elettricità proveniente da centrali termiche senza cogenerazione varia da 32% per una centrale nucleare ad acqua pressurizzata a 51% per una centrale combinata moderna. Questa efficienza può perfino salire a quasi 85% se l'elettricità è prodotta da una centrale a cogenerazione o una centrale idraulica. Per quanto riguarda le caldaie a semplice combustione, che siano centralizzate o no, le efficienze raggiungono, e talvolta superano, 87 a 94% per le unità recenti, con un tetto di 100% imposto dal primo principio della termodinamica². Solo le tecnologie facenti capo alle pompe di calore permettono di oltrepassare questo limite grazie ad una rivalorizzazione dell'energia dell'ambiente. Le efficienze possono allora variare da circa 103% con alimentazione di energia elettrica di origine nucleare senza cogenerazione a più di 270% per i sistemi che utilizzano dell'energia elettrica di origine idraulica. Notiamo che, tra le tecnologie future, le pile a combustibile offrono un potenziale estremamente interessante con delle prospettive di efficienze oltrepassanti 190%.

¹ alla temperatura scelta, questi valori sono realistici solamente per delle unità di teleriscaldamento di grande potenza. Bisognerebbe ridurre questi valori per le pompe di calore di bassa potenza.

² Rigorosamente questo valore, calcolato rispetto al potere calorico inferiore, può essere leggermente superiore a 100% nel caso di caldaie a condensazione che alimentano delle reti a temperature molto basse. La differenziazione tra caldaie con o senza condensazione è essenzialmente fatta a titolo di richiamo di potenziale d'economia, visto che alla temperatura di riscaldamento scelta la condensazione con i combustibili classici non è ancora possibile.

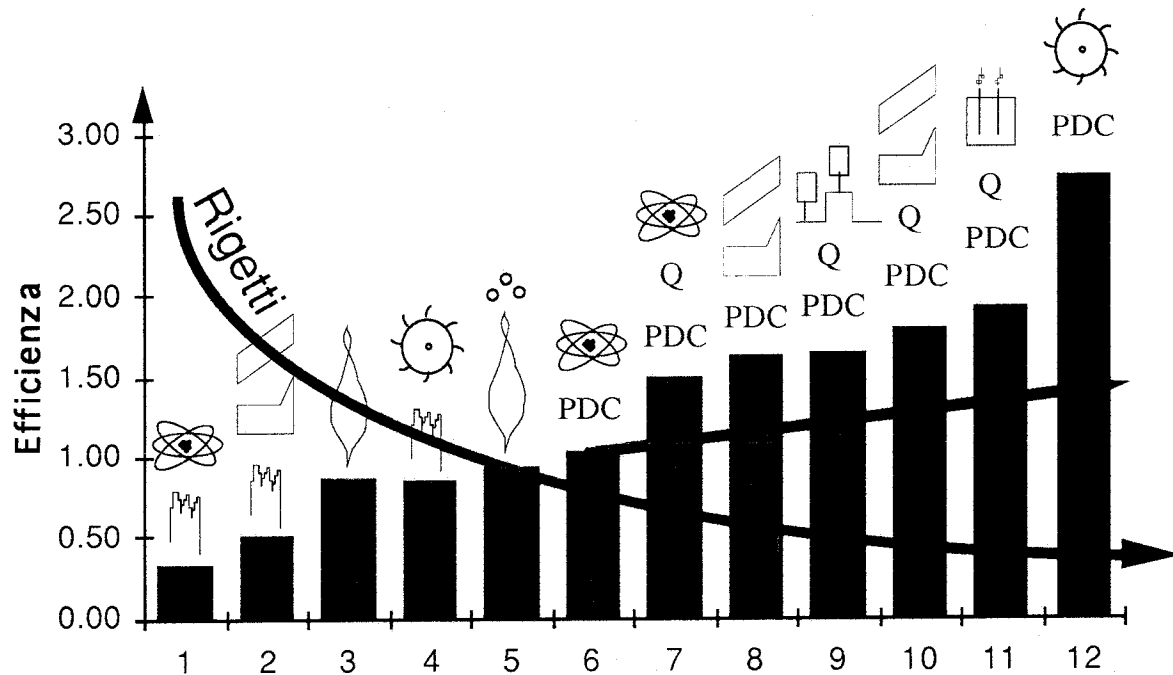


Figura 2a Efficienze energetiche di riscaldamento

Legenda delle figure 2a e 2b

1. Riscaldamento elettrico diretto + elettricità nucleare senza cogenerazione
2. Riscaldamento elettrico diretto + elettricità di centrale combinate a gas senza cogenerazione
3. Caldaia senza condensazione
4. Riscaldamento elettrico diretto + elettricità idraulica
5. Caldaia con condensazione
6. Pompe di calore + elettricità nucleare senza cogenerazione
7. Pompe di calore + elettricità nucleare con cogenerazione
8. Pompe di calore + elettricità di centrale combinate senza cogenerazione
9. Pompe di calore + motore termico a 99
10. Pompe di calore + elettricità di centrale combinate con cogenerazione
11. Pompe di calore + elettricità di pile a combustibile con cogenerazione
12. Pompe di calore + elettricità idraulica

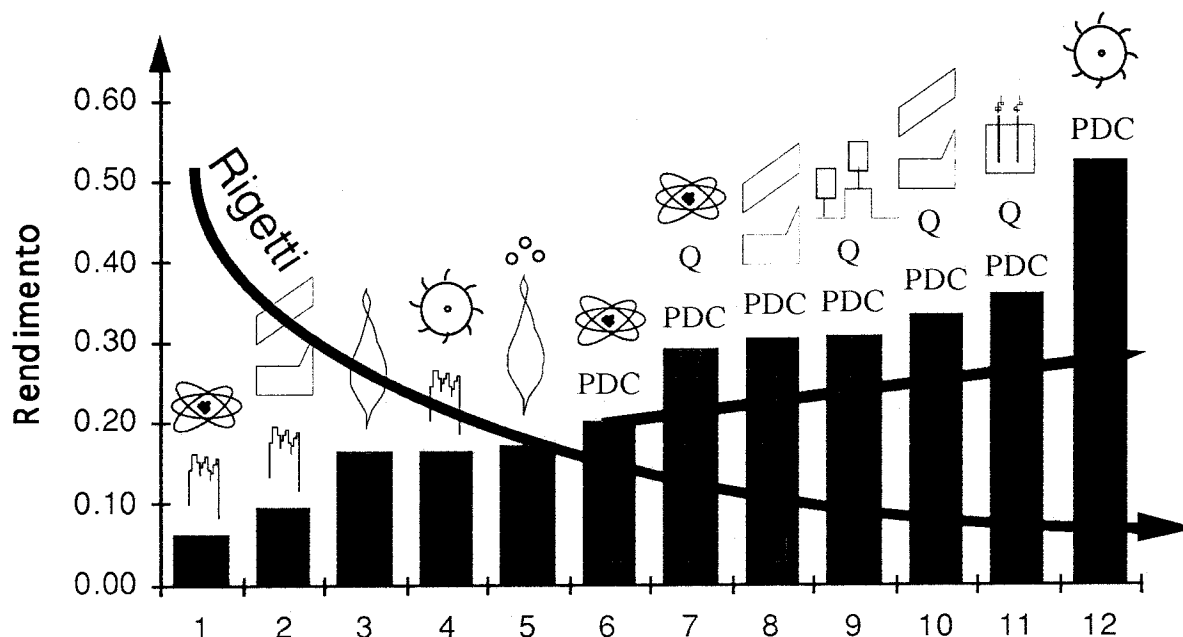


Figura 2b: Rendimenti exergetici di riscaldamento

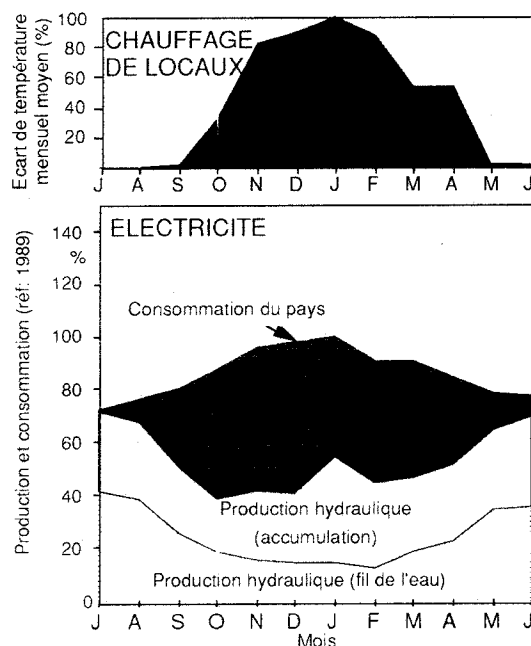
I rendimenti exergetici (fig 2b) indicano naturalmente la stessa tendenza ma permettono un rigore maggiore particolarmente quando vengono considerate delle tecnologie di "produzione" di energia elettrica così differenti poichè viene preso come riferimento il potere exergetico³ [3]. I valori ottenuti sono basati su una temperatura atmosferica di 0°C. Notiamo che il rendimento exergetico dipende molto dal livello di temperatura di riscaldamento considerato, che qui è di 65°C.

Anche se i diagrammi della figura 2 sono ancora incompleti nella misura in cui non includono l'energia grigia o l'exergia grigia, cioè l'energia spesa per la fabbricazione dei componenti, essi illustrano i benefici energetici considerevoli che potrebbero essere realizzati a medio termine con una riduzione corrispondente delle emissioni inquinanti a parità di prestazione fornita. La combinazione di unità di cogenerazione e di pompe di calore, non necessariamente sullo stesso sito, è talvolta citata con il termine di riscaldamento termodinamico [4]. Notiamo che la messa in opera di installazioni di cogenerazione non implica che la totalità della produzione elettrica debba alimentare solamente delle pompe di calore. Nel nostro paese, il fatto che i fabbisogni in elettricità siano in fase con i fabbisogni invernali di riscaldamento (fig. 3) suggerisce perfino di soddisfare gli altri fabbisogni in energia

³ Per le centrali nucleari, il valore considerato è esageratamente elevato, visto che, per il rendimento considerato, le perdite legate al combustibile usato (esaurito) non sono considerate o alternativamente che l'energia di ritrattamento del combustibile usato non è stata contabilizzata.

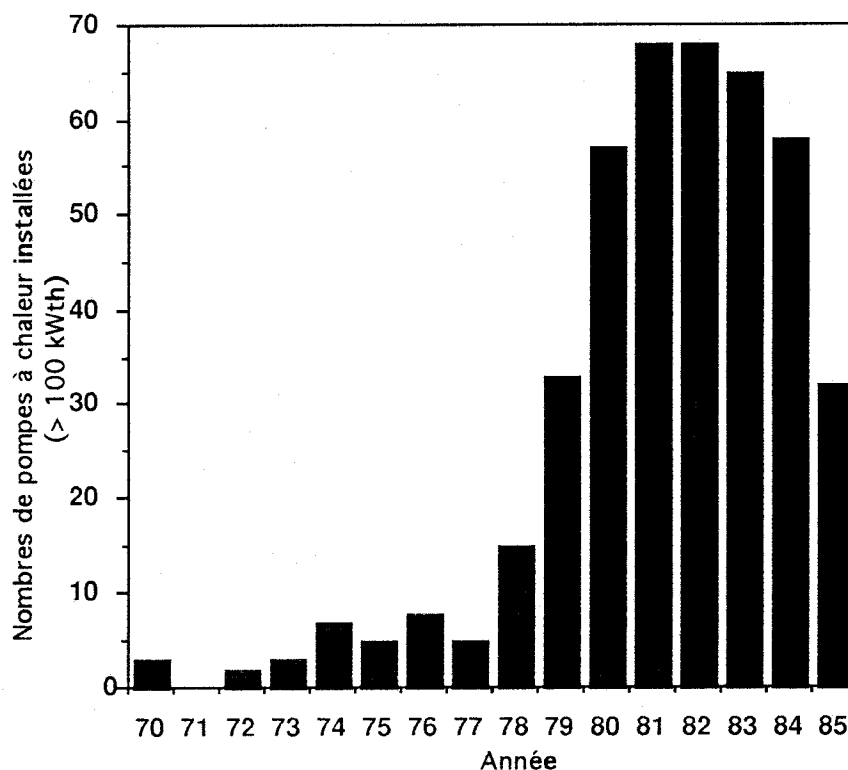
elettrica mediante una parte di questa produzione, in particolare grazie alle capacità di stoccaggio orario delle reti di teleriscaldamento.

Figura 3: Evoluzione annuale del consumo e della produzione d'elettricità di origine rinnovabile



Se le pompe di calore costituiscono la sola tecnologia in grado di superare il limite di efficienza di 100% imposto dal primo principio della termodinamica, la loro utilizzazione è fortemente dipendente dall'esistenza di sorgenti fredde adeguate e dalle possibilità di ridurre le temperature di riscaldamento al livello più basso possibile. Tenuto conto del fatto che una larga proporzione della popolazione dei paesi industrializzati vive in prossimità di grandi serbatoi d'acqua superficiale (laghi, fiumi) che costituiscono delle sorgenti ideali, le reti di teleriscaldamento alimentate con pompe di calore rappresentano un potenziale non indifferente a medio termine. Grazie a costi elevati del petrolio, dal secondo choc petrolifero nel 1979 il numero di grandi pompe di calore (fig. 4, unità di potenze superiori ai 100 kWth) è cresciuto fortemente, in particolare per il riscaldamento urbano nei paesi scandinavi, dove sono state installate potenze unitarie fino a 45 MWth.

Figura 4: Evoluzione del mercato mondiale delle pompe di calore di grande potenza



Esistono più alternative di reti di teleriscaldamento adattate alle pompe di calore, per le quali la pianificazione e la gestione meritano dei nuovi approcci teorici che, in particolare, sono l'oggetto di un progetto all'EPFL finanziato dal NEFF (Nationaler Energie-Forschungs-Fonds). Senza un'ambizione dell'estensione del grande progetto di ricerca giapponese che integra l'insieme dei fabbisogni e delle opportunità di recupero e di stoccaggio urbani [5], il presente progetto tratta alcuni tipi di reti possibili, tra le quali citiamo:

- delle reti a 55-75°C a pompa di calore centralizzata completata con una debole parte di pompe di calore d'appoggio decentralizzate il cui scopo è di soddisfare i fabbisogni degli utilizzatori a temperatura più elevata sempre che non rappresentino che una debole parte di domanda. Queste reti sono particolarmente adatte all'alimentazione di quartieri esistenti. L'esperienza mostra che, grazie al margine di sicurezza iniziale e ai rinnovi intrapresi in seguito agli choc petroliferi, la maggioranza degli edifici hanno dei sistemi di riscaldamento sovradimensionati, che permettono di abbassare la temperatura d'alimentazione. Queste reti possono essere concepite sia nella versione classica bitubo sia in quella a quattro tubi. In quest'ultimo caso, la domanda invernale è soddisfatta lavorando su quattro tubi in modo riscaldamento, mentre durante le mezze stagioni e l'estate solamente due tubi soddisfano i fabbisogni di riscaldamento e d'acqua calda sanitaria e gli altri due tubi lavorano con un regime di 5-10°C, che soddisfa i bisogni di climatizzazione senza dovere ricorrere a delle unità di climatizzazione decentralizzate.

- delle reti 40-50°C che soddisfano i fabbisogni dei quartieri nuovi o pianificati con un'alta densità di riscaldamento a bassa temperatura.
- delle reti 15-30°C che alimentano delle pompe di calore decentralizzate in versione monotubo con scarico nelle acque luride o in versione bitubo. Queste reti, a ingombro minore (con meno isolamento) sono, in particolare, suscettibili di recuperare il calore di condensazione di unità di climatizzazione nei quartieri a forte attività commerciale.

Per ognuna di queste reti, la centrale può far capo sia all'alimentazione elettrica, sia all'alimentazione con gas naturale o con olio leggero, nel caso di pompe di calore a motore termico.

Il passaggio da tecnologie che fanno capo alla semplice combustione senza condensazione dei gas di combustione, per le quali il livello di temperatura assume un ruolo minimo, ad una tecnologia basata sul principio della rivalorizzazione tramite pompa di calore, implica un cambiamento di filosofia, nel quale ogni differenza di temperatura dev'essere rimessa in questione e la temperatura di rete deve essere adattata al meglio alla maggioranza degli utenti. E' solamente a queste condizioni che tali reti possono avere delle possibilità di imporsi su larga scala con i benefici ambientali e riguardanti le risorse descritti sopra. La rappresentazione mediante curve multicomposite derivate dal metodo del pinch, correntemente applicato ai processi industriali, permette di illustrare la sintesi dell'insieme degli scambi richiesti (fig.5). Tale sintesi deve essere realizzata per ogni intervallo di tempo significativo sull'arco di tutto l'anno. Per le reti a temperatura relativamente elevata, la diversità dei fabbisogni in temperatura degli utilizzatori è una causa di perdita, a meno che alcuni di essi possano essere soddisfatti prelevando sul ritorno della rete piuttosto che sull'andata. Notiamo che l'interesse di abbassare le temperature di ritorno è particolarmente marcato per le pompe di calore nella misura in cui le centrali sono equipaggiate di più unità di pompe di calore che possono lavorare in serie perlomeno a livello dei condensatori.

Un problema attuale è costituito dalla scelta del fluido di lavoro per le pompe di calore, vista la mutazione tecnologica richiesta al fine di ridurre l'impatto di fughe sulla fascia d'ozono e, in misura minore, sulla problematica del riscaldamento globale per effetto serra. La figura 6 mostra la classificazione dei fluidi refrigeranti in funzione di questi due criteri ambientali globali. Oggigiorno, i trattati internazionali mirano essenzialmente alla riduzione degli effetti sulla fascia d'ozono (asse verticale), imponendo progressivamente il passaggio dai CFC e dagli HCFC agli HFC. Oltre a questi fluidi sintetici, due fluidi naturali senza effetto sulla fascia d'ozono si mettono particolarmente in evidenza: l'ammoniaca ed il propano.

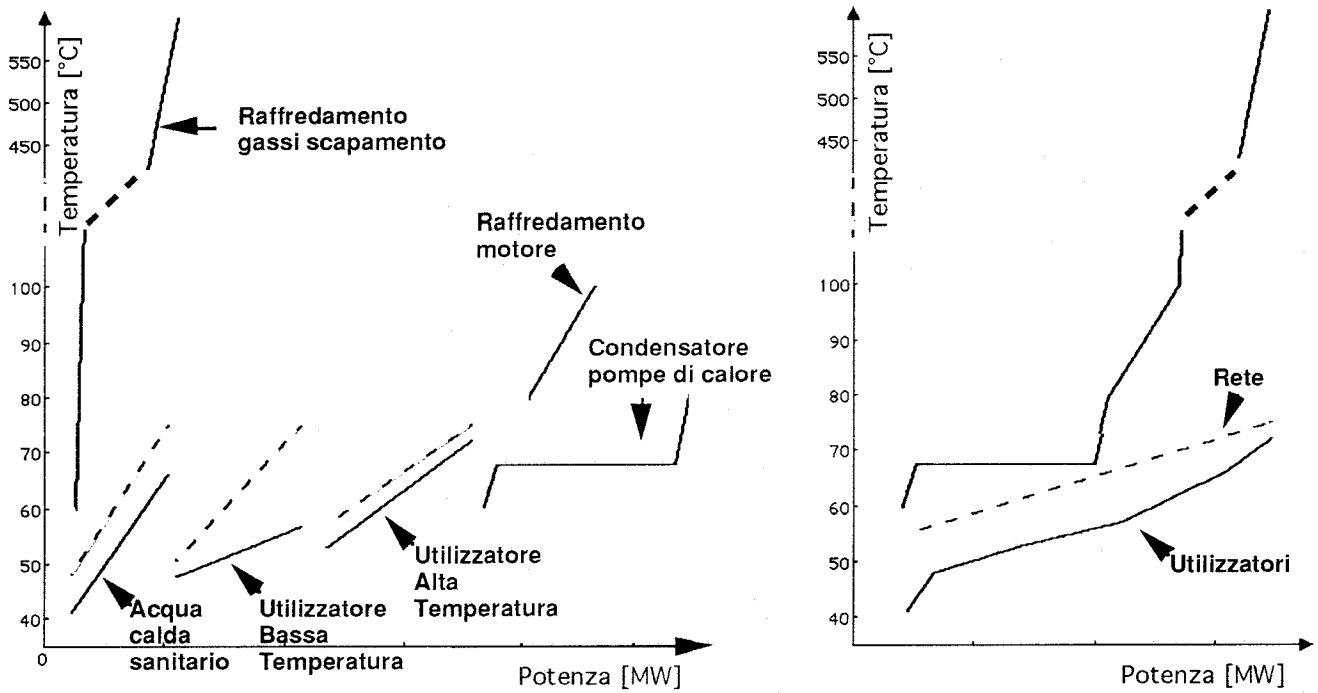


Figura 5: Rappresentazione con l'aiuto delle multicomponente della problematica dell'integrazione di pompe di calore nelle reti di riscaldamento urbani

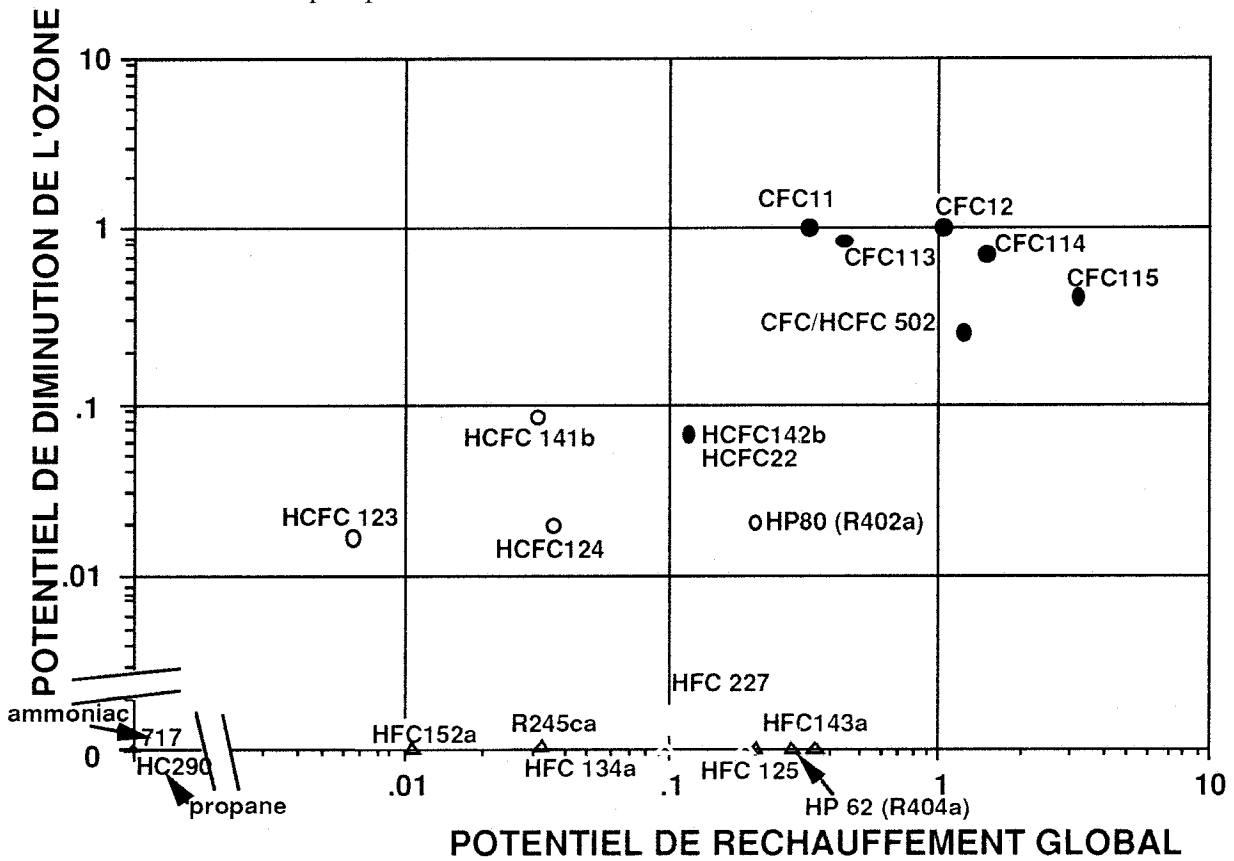


Figura 6 Principali refrigeranti e effetto ambiente globale

A livello pratico, un esempio che risponde a numerosi aspetti della problematica esposta sopra è l'installazione di riscaldamento dell'EPFL [6,7] che, dal 1986, comprende:

- 2 pompe di calore di 3.5 MWth che utilizzano l'acqua del lago Lemano come sorgente fredda e utilizzano dell'ammoniaca come fluido di lavoro. L'acqua del circuito di riscaldamento può percorrere i due condensatori sia in parallelo sia in serie. L'acqua del lago è captata a 65 metri di profondità, a circa 700 m al largo, garantendo così una temperatura media di 6°C. L'acqua viene raffreddata di circa 3°C negli evaporatori prima di essere rilasciata in un ruscello che scorre in prossimità della centrale.
- 2 turbine a gas di 3.0 MWel e 6 MWth ciascuna.
- 3 accumulatori di calore (320 m³, 66GJ) di cui uno a bassa temperatura e due ad alta temperatura.
- 2 reti di riscaldamento a distanza, di cui una a media temperatura (massimo 65°C) e una a bassa temperatura (massimo 50°C) con alimentazione diretta dei corpi riscaldanti negli edifici senza scambiatori intermedi, ciò che permette di ridurre la differenza di temperatura tra la sorgente fredda e l'acqua di riscaldamento, al fine di ottenere un buon coefficiente di resa.

La figura 7 mostra una ripresa aerea della centrale con l'edificio abritando l'unità di pompe di calore sul quale troviamo le turbine a gas con caldaia di recupero. La figura 8 è una fotografia di una delle pompe di calore con i principali componenti. Questa unità è completamente equipaggiata al fine di permettere di stabilire dei bilanci termici dettagliati ed un'analisi fine delle prestazioni dei componenti. Un computer permette di accedere a questi valori come viene illustrato sulla copia dello schermo della figura 9. La figura 10 indica lo schema del circuito dell'acqua comprendente le reti a media e bassa temperatura, le pompe di calore, i serbatoi di stoccaggio e le caldaie di recupero sulle turbine a gas.

Dalla sua messa in funzione, la centrale soddisfa i bisogni di riscaldamento dell'EPFL, la cui rete di edifici è tuttora in espansione. Nel corso di queste ultime stagioni, la centrale ha fornito un'energia annuale superiore a 16 milioni di KWh con un coefficiente medio delle pompe di calore, ausiliari non compresi, dell'ordine di 4.5. I costi dell'energia termica fornita, considerando solo i costi d'esercizio legati agli agenti energetici (elettricità, olio combustibile) sono passati da 3.9 cts/kWh nel 1991 a 4.4 cts/kWh nel 1993, a causa di un aumento del prezzo medio dell'elettricità. A causa di una controversia tra il gestore e la compagnia locale di distribuzione dell'elettricità, controversia che è stata eliminata solo di recente, le turbine a gas hanno potuto essere utilizzate solamente in condizioni restrittive e relativamente marginali. E' la ragione per cui le quantità di energia prodotte sono ancora deboli (0.62 milioni di kWh durante 92-93 per un consumo di 4.63 milioni di kWh alla centrale) e non permettono una redditività ottimale della centrale. Ora che questa situazione è stata chiarificata delle autentiche strategie di esercizio potranno essere messe in atto.

THERMOPOMPE N° 2 CCT

Points de mesure des températures, pressions et débits

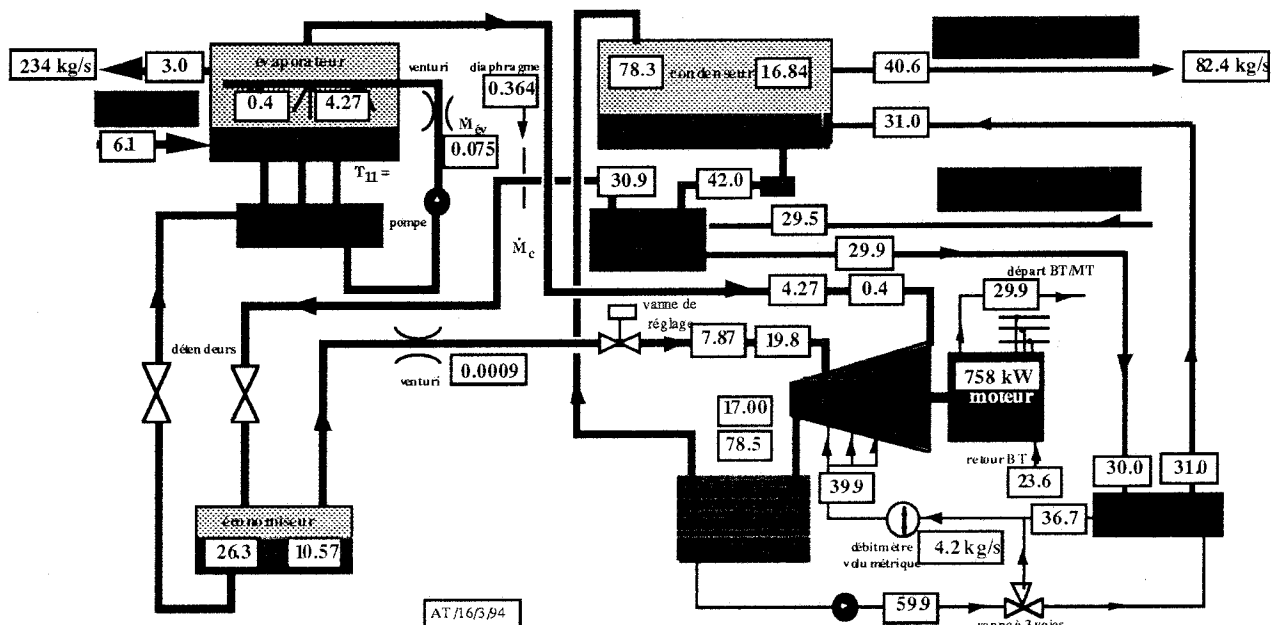


Figura 10: Copia dello schermo del computer di misura della pompa di calore equipata

La gestione operativa di una centrale moderna come quella dell'EPFL, con i suoi differenti componenti, che tenga conto delle strutture di consumo e tariffarie non è cosa semplice. Un approccio moderno consiste nel fare appello ai metodi di ricerca operativa, come il metodo di programmazione lineare mista applicata di recente al problema della centrale descritta qui sopra [8]. Lo scopo di un tale approccio è di determinare teoricamente i modi operatori orari e stagionali dei

componenti principali (pompe di calore, turbine a gas, accumulatori) al fine di ottenere i costi d'esercizio minimi tenuto conto della domanda elettrica e di calore degli utenti.

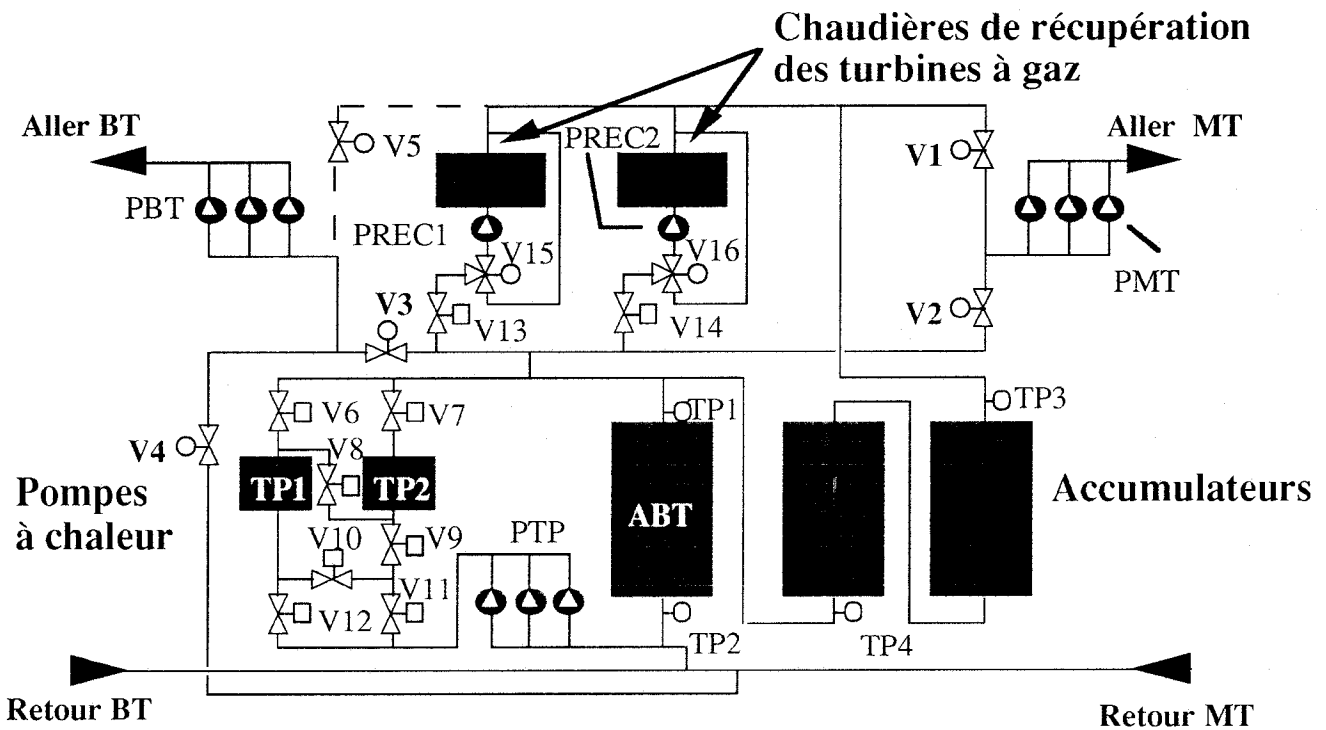


Figura 11: Schema dello flusso (flowsheet) della centrale

La formulazione matematica di questo problema di ottimizzazione può essere espressa dalle equazioni seguenti :

$$\text{minimizzare } \dot{C} = \Phi_{\text{elec}(B)} E_{\text{BUY}} - \Phi_{\text{elec}(S)} E_{\text{SELL}} + \Phi_{\text{fuel}} (\dot{M}_{\text{FGT1}} + \dot{M}_{\text{FGT2}}) \quad (1)$$

rispetto a \mathbf{x} , tenendo conto dei

Bilanci di energia e di masse e delle caratteristiche di resa dei componenti

$$h_j(\mathbf{x}) = 0 \quad j = 1, \dots, J \quad (2)$$

e delle condizione fisiche seguenti

$$g_k(\mathbf{x}) \geq 0 \quad k = 1, \dots, K \quad (3)$$

$$\text{ou } \mathbf{x} = \{x_i\} \quad i = 1, \dots, I \quad (4)$$

$$\Phi_{\text{elec}(B)} = f_{\text{elec}(B)}(t) \quad (5)$$

$$\Phi_{\text{elec}(S)} = a \Phi_{\text{elec}(B)} \quad (6)$$

dove \dot{C} è il tasso dei costi d'esercizio. La funzione f che appare nell'equazione (5) esprime la variazione dei costi dell'elettricità comperata $\Phi_{\text{elec}(B)}$ in funzione del periodo della giornata, mentre $\Phi_{\text{elec}(S)}$ e Φ_{fuel} esprimono i costi dell'elettricità venduta e dell'olio combustibile legati da un fattore costante.

\mathbf{x} è il vettore comprendente l'insieme delle variabili operazionali utilizzate durante la minimizzazione

$$\mathbf{x} = \{\dot{Q}_{\text{CND1}}, \dot{Q}_{\text{CND2}}, \dot{M}_{\text{FGT1}}, \dot{M}_{\text{FGT2}}, \dot{Q}_{\text{LOSS1}}, \dot{Q}_{\text{LOSS2}}, E_{\text{BUY}}, E_{\text{SELL}}, \delta_{\text{HP1}}, \delta_{\text{HP2}}, \delta_{\text{GT1}}, \delta_{\text{GT2}}\} \quad (7)$$

Con le potenze-calore dei condensatori delle pompe di calore, le portate di combustibile alle turbine a gas, i consumi e la produzione di potenze elettriche, il tutto completato con delle variabili intere che δ caratterizzano lo stato di funzionamento o no dei componenti (valore 0 o 1). Siccome il metodo di programmazione usato è lineare, la funzione obiettivo e le equazioni delle condizioni devono essere formulate con una struttura lineare. Il lettore è pregato di riferirsi al riferimento [8] per maggiore dettagli concernenti la modellizzazione.

Le figure 13 e 14 illustrano una parte dei risultati dell'ottimizzazione applicata ad un giorno invernale tipo sulla base dell'esempio di tarifficazione orarie data alla figura 12. Questi risultati riflettono bene il fatto che le turbine a gas dovrebbero dare un contributo maggiore durante le ore di punta a tarifficazione elettrica elevate e l'incidenza che avrebbe questo modo operativo sull'utilizzazione o meno delle pompe di calore (figura 14).

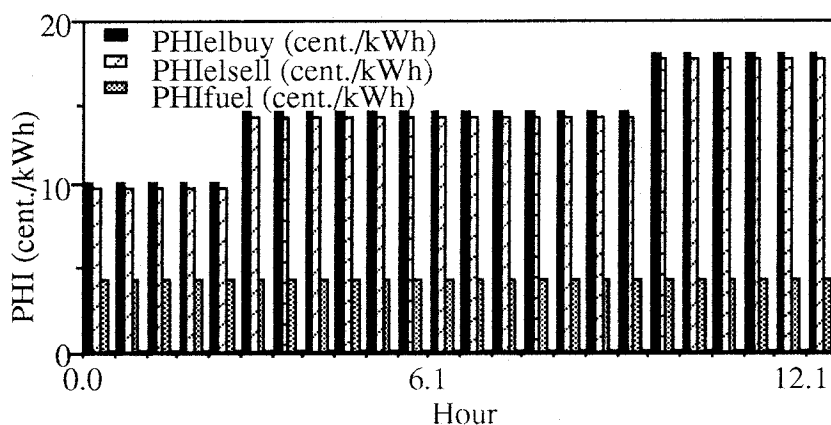


Figura 12: Costi dell'elettricità e dell'olio combustibile supposti durante il periodo considerato

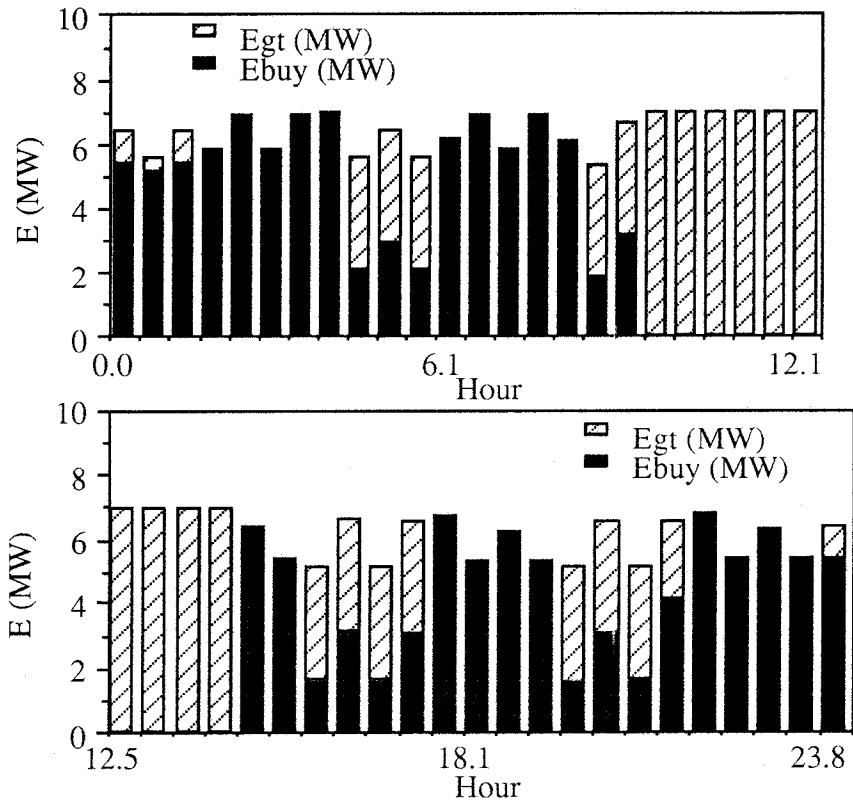


Fig. 13: Potenze-elettriche ottimali (comperata e venduta)

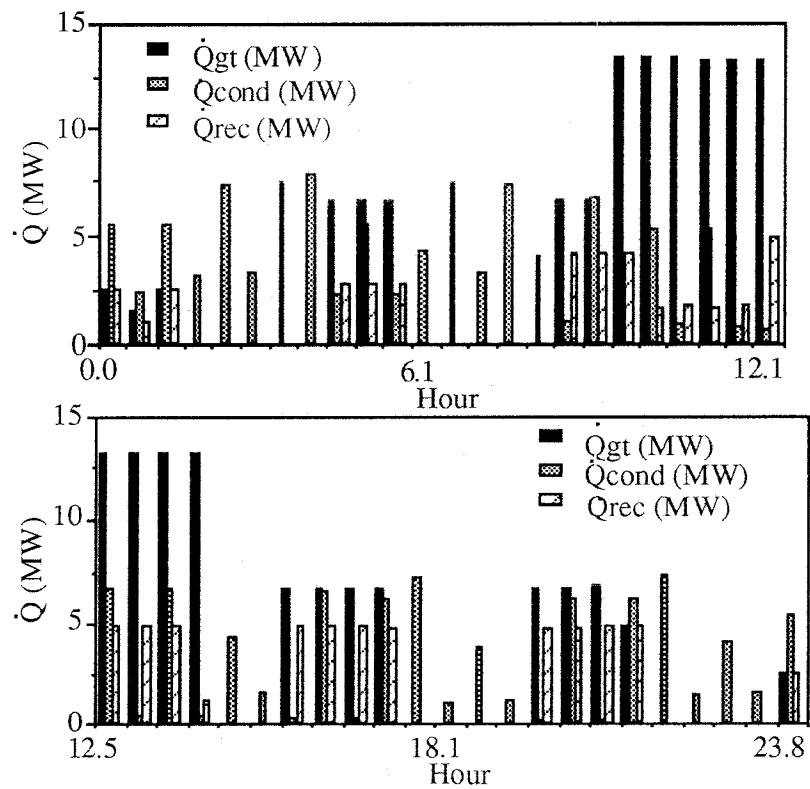


Fig. 14: Potenze-calore ottimali

CONCLUSIONI

All'alba del 21esimo secolo, le reti alimentate con pompe di calore in connessione con unità di cogenerazione rappresentano delle eccellenti opportunità per preservare le risorse e per la riduzione delle emissioni di inquinanti in relazione con la soddisfazione dei nostri fabbisogni di riscaldamento. La centrale di riscaldamento dell'EPFL rappresenta, sotto questo aspetto, un esempio di installazione pilota in particolare con le sue pompe di calore ad ammoniacca e la sue rete di distribuzione di calore a bassa temperatura che alimenta direttamente gli edifici senza scambiatori intermedi., Com'è illustrato in un esempio, la gestione ottimale di questo tipo di centrali complesse potrebbe beneficiare nel futuro dei progressi notevoli realizzati nel campo della modellizzazione matematica facente appello alla ricerca operativa.

RIFERIMENTI

1. A. GRÜBLER, "Energy in the 21st century: From resource to environmental and lifestyle constraints," *Entropie*, 27, No 164-165, 1991
2. Statistique globale suisse de l'énergie, tiré à part *Bulletin ASE, UCS* No 12, 1992
3. L.BOREL, "Thermodynamique et Energétique", Presses Polytechniques Romandes, Lausanne
4. G. LORENTZEN, "Thermodynamic Heating: A Powerful Means of Energy Conservation, *Int. Conf. on Conventional & Nuclear District Heating*, Lausanne, Mars 91.
5. NEDO, "Creates new Energy", *New Energy and Industrial Technology Development Organization*, Déc. 91, Tokyo
6. L.SILBERRING, "La centrale d'énergie de l'EPFL", Lausanne, 1986
7. A. TASTAVI ET AL., "The Heating Network of EPFL with Cogeneration and Heat Pump Facilities", *Int. Conf. on Conventional & Nuclear District Heating*, Lausanne, Mars 91.
8. M.R.VON SPAKOVSKY, V. CURTI, M. BATATO, "The Performance Optimization of a Cogeneration / Heat Pump Facility," *Proceedings of the 1992 Conference On Efficiency, Costs, Optimization and Simulation of Energy Systems (ECOS)*, Zaragoza, Spain, 1992.

RINGRAZIAMENTI

Ringraziamo i signori J. Videla e J. Schmid per la loro cortesia e per le informazioni amabilmente forniti riguardando la centrale.

RÉSEAUX DE CHAUFFAGE URBAIN ALIMENTÉS PAR COGÉNÉRATION ET POMPE A CHALEUR

Prof. Dr. Daniel Favrat
Vinicio Curti, ing. dipl. EPFL
Dr. Michael R. von Spakovsky

**Laboratoire d'Énergétique Industrielle
Département de Génie Mécanique
École Polytechnique Fédérale de Lausanne**

RÉSUMÉ

La majeure partie des besoins urbains en énergie peuvent être satisfaits par l'intégration appropriée d'unités chaleur-force et de pompes à chaleur avec une réduction substantielle de l'impact environnemental, en profitant du fait que les zones les plus peuplées sont fréquemment situées à proximité de grandes nappes d'eau. Plusieurs concepts utilisant des pompes à chaleur centralisées, complétées parfois par des unités décentralisées, font actuellement l'objet de recherches à l'EPFL [1]. Des avantages environnementaux substantiels sont attendus en dépit des facteurs économiques momentanément défavorables. Un exemple est concrétisé par la centrale de chauffe de l'EPFL qui est équipée de deux pompes à chaleur, présentant pour elles-mêmes un excellent coefficient de performance annuel de 4.5, et de deux turbines à gaz. Des avantages accrus pourraient être obtenus par la mise en oeuvre de stratégies opérationnelles évoluées optimisant les séquences opératoires sur la base des structures tarifaires et de besoins des utilisateurs. Une méthodologie introduite dans ce but et basée sur les techniques de recherche opérationnelle donne des résultats prometteurs.

KRAFT-WÄRME KOPPLUNG UND WÄRMEPUMPEN ZUR SPEISUNG VON FERNWÄRMENETZEN

Prof. Dr. Daniel Favrat
Vinicio Curti, ing. dipl. EPFL
Dr. Michael R. von Spakovsky

**Laboratoire d'Energétique Industrielle
Département de Génie Mécanique
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne**

ZUSAMMENFASSUNG

Ein großer Teil des urbanen Wärmebedarfs kann durch die Integration von Wärmepumpen und Anlagen zur Kraft-Wärme Kopplung gedeckt werden. Derartige Konzepte nutzen die Tatsache aus, daß sich Regionen mit hoher Bevölkerungsdichte oft in der Nähe großer Gewässer befinden. Den beträchtlichen ökologischen Vorteilen dieser Technologie stehen derzeit wirtschaftlich ungünstige Umstände gegenüber. Mehrere Konzepte mit zentralen Wärmepumpen, die teilweise durch dezentrale ergänzt werden, werden derzeit an der EPFL untersucht [1]. Als praktisches Beispiel dient das Heizkraftwerk der EPFL, das mit zwei Gasturbinen und zwei Wärmepumpen ausgerüstet ist. Letztere arbeiten mit einer exzellenten mittleren jährlichen Leistungsziffer von 4.5. Durch eine optimierte Fahrweise, die Verbrauch und Tarifstruktur berücksichtigt, können weitere Verbesserungen erzielt werden. Eine hierzu vorgestellte Methodik gründet sich auf die Techniken des "operations research" und liefert vielversprechende Ergebnisse.

COGENERATION AND HEAT PUMP DISTRICT HEATING NETWORKS

Prof. Dr. Daniel Favrat
Vinicio Curti, ing. dipl. EPFL
Dr. Michael R. von Spakovsky

Laboratoire d'Energétique Industrielle
Département de Génie Mécanique
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne

ABSTRACT

For the most part, district heating demands can be met by an appropriate integration of cogeneration and heat pumps units provided that advantage is taken of the fact that many urban regions are concentrated around surface waters. Such an integration results in a substantial decrease in environmental impact. Several district heating concepts using centralized and sometimes decentralized heat pumps are currently under study at the EPFL [1]. Despite the fact that the economics at the moment are unfavourable, substantial environmental improvements point to the promise of these concepts. A practical example is the EPFL heating plant which is equipped with two heat pumps operating with an excellent annual coefficient of performance of 4.5 and two gas turbines. Further advantages can be obtained by the use of a methodological approach which determines operational strategies which optimize the operation of the plant based on price rate structures and the users' heating demands. Such a methodology coupled to operational research techniques has shown promising results.

Aujourd'hui encore près de 80% de la part mondiale des besoins énergétiques est satisfaite à l'aide de combustibles fossiles. Même si le spectre d'une pénurie de ressources à court terme n'est plus d'actualité, la répartition géographique très inégale de celles-ci avec les risques géopolitiques qu'elle implique, les besoins croissants liés à une démographie mondiale débridée, et surtout les préoccupations environnementales globales constituent de sérieuses motivations pour la recherche constante de solutions technologiques plus efficaces. Même si les prix sont momentanément à un cours plancher et que l'hypothèse d'un réchauffement global est encore incertaine, la question de savoir si nous allons sans autre pouvoir continuer à brûler l'équivalent de plusieurs fois la teneur en carbone actuelle de l'atmosphère est de plus en plus soulevée [2]. Dans le sillage de la conférence de Rio, des mesures de réductions de consommation devraient progressivement s'imposer.

Dans nos pays, parmi les besoins quantitativement les plus importants, le chauffage occupe une place de choix. Or, rien qu'en Suisse la part d'énergie finale visant à satisfaire nos seuls besoins thermiques est de l'ordre de 58% (l'équivalent énergétique de 11.5 millions de tonnes de mazout en 91), dont environ 45% (8.8 millions de tonnes de mazout) pour la seule satisfaction des besoins de chauffage de la catégorie ménage, artisanat et service [3]. Ces besoins sont dans une large mesure encore essentiellement couverts par des chaudières individuelles brûlant du mazout léger. Il existe dans ce secteur de nombreuses combinaisons technologiques susceptibles d'améliorer substantiellement le bilan énergétique et environnemental.

Les figures 1a et b montrent, à titre indicatif, les ordres de grandeur de l'efficacité énergétique globale et du rendement exergetique global des principaux systèmes de chauffage disponibles. L'efficacité est définie comme le rapport entre l'énergie utile de chauffage et l'énergie primaire utilisée (référée ici par rapport au PCI pour les combustibles fossiles). Le rendement exergetique est établi en admettant que le service moyen fourni est de la copuissance-chaleur (exergie-chaleur) à 65°C pour une température externe de 0°C. Pour les pompes à chaleur, un rendement exergetique de 61% a été considéré ce qui pour les températures choisies correspond à un coefficient de performance de l'ordre de 3.2¹. Pour les technologies faisant appel à l'énergie électrique, une distinction est faite entre les principaux modes de "production" de l'électricité. C'est ainsi que l'efficacité de chauffage électrique directe par effet Joule à partir d'électricité, provenant de centrales thermiques sans cogénération, varie entre 32% pour une centrale nucléaire à eau pressurisée à 51% pour une centrale combinée moderne. Cette efficacité peut même monter à près de 85% si l'électricité est produite par une centrale à cogénération ou une centrale hydraulique. En ce qui concerne les chaudières à simple combustion qu'elles soient centralisées ou non, les efficacités atteignent, voire dépassent 87 à 94% pour les unités récentes avec

¹ A la température choisie, ces valeurs sont réalistes seulement pour des unités de chauffage urbain de grande puissance. En toute rigueur il conviendrait de diminuer ces valeurs pour les pompes à chaleur électriques de petite puissance.

un plafond à 100% imposé par le Premier Principe de la Thermodynamique². Seules des technologies faisant appel à des pompes à chaleur permettent de dépasser cette limite grâce à une revalorisation de l'énergie de l'environnement. Les efficacités peuvent alors varier de quelque 103% lorsqu'elles sont alimentées par de l'électricité d'origine nucléaire sans cogénération à plus de 270% pour les systèmes faisant appel à l'électricité d'origine hydraulique. A noter que, parmi les technologies futures, les piles à combustible, notamment à cogénération, offrent un potentiel extrêmement intéressant avec des perspectives d'efficacités de plus de 190%.

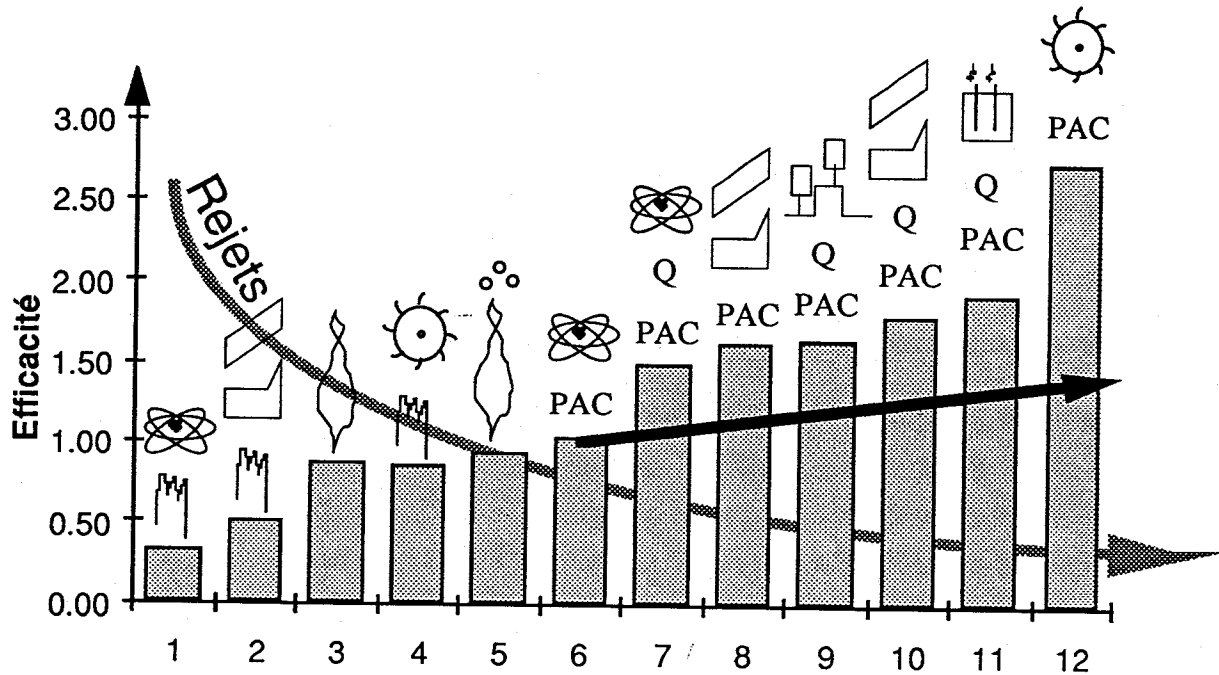


Figure 1a Efficacités énergétiques de chauffage

Légende des figures 1a et 1b:

1. Chauffage électrique direct + électricité nucléaire sans cogénération
2. Chauffage électrique direct + électricité de centrales combinées sans cogénération
3. Chaudière sans condensation
4. Chauffage électrique direct + électricité hydraulique
5. Chaudière à condensation
6. Pompe à chaleur + électricité nucléaire sans cogénération
7. Pompe à chaleur + électricité nucléaire avec cogénération
8. Pompe à chaleur + électricité de centrale combinée sans cogénération
9. Pompe à chaleur + moteur thermique à gaz
10. Pompe à chaleur + électricité de centrale combinée avec cogénération
11. Pompe à chaleur + électricité de pile à combustible avec cogénération
12. Pompe à chaleur + électricité hydraulique

² En toute rigueur, cette valeur, calculée par rapport au PCI, peut être légèrement supérieure à 100% dans le cas de chaudières à condensation alimentant des réseaux à très basse température. La différenciation entre chaudière avec ou sans condensation est essentiellement faite à titre de rappel de potentiel d'économie étant donné qu'à la température de chauffage choisie il n'y a pas de vraie possibilité de condensation pour les combustibles classiques

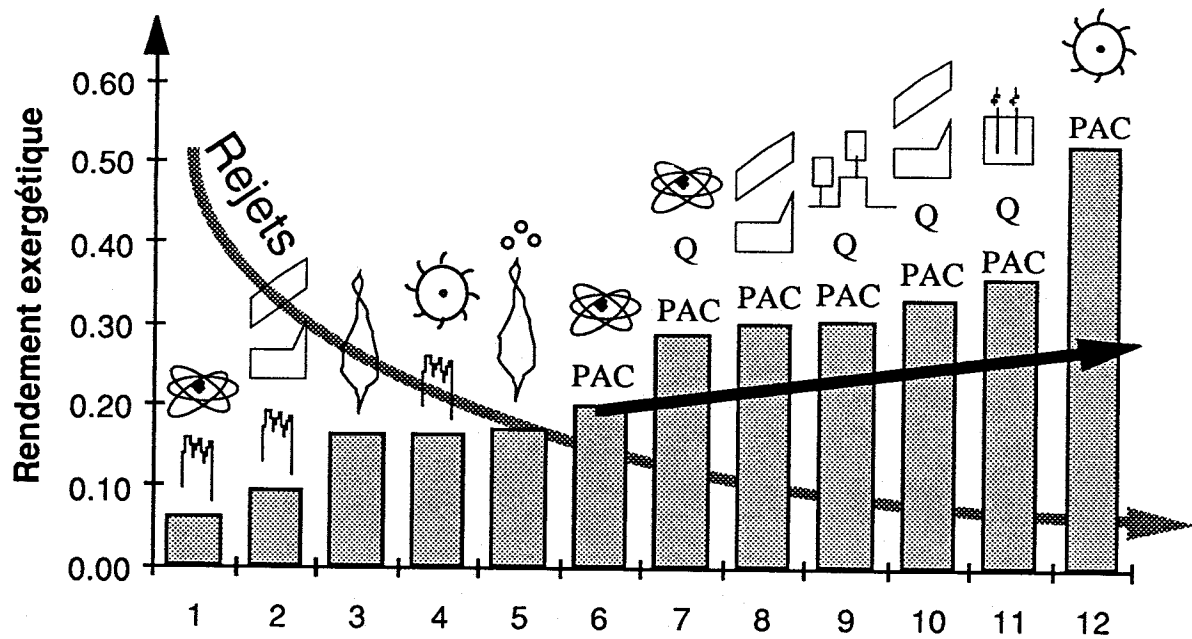


Figure 1b Rendements exergetiques de chauffage

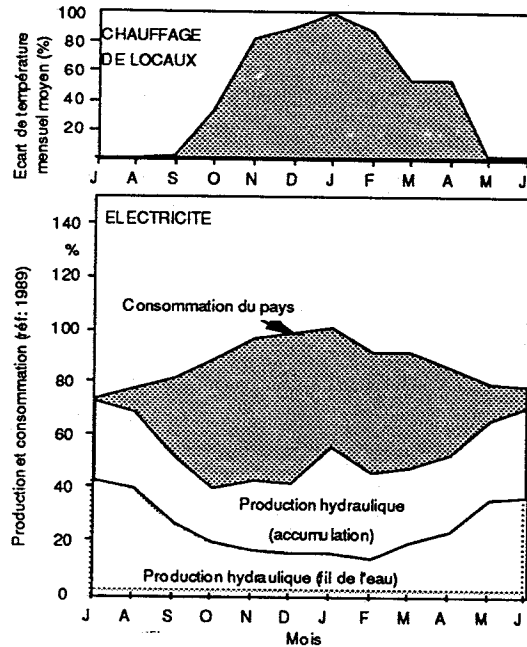
Les rendements exergetiques (fig. 1b) indiquent naturellement la même tendance mais permettent d'être plus rigoureux particulièrement lorsqu'on considère des technologies de "production" d'électricité si différentes en prenant comme référence le pouvoir exergetique³ [4]. Les valeurs obtenues sont basées sur une température atmosphérique de 0°C. A noter que le rendement exergetique est très dépendant du niveau de température de chauffage considéré qui est ici de 65°C.

La combinaison d'unités de cogénération et de pompes à chaleur, pas forcément sur le même site, est quelquefois citée sous le terme de chauffage thermodynamique [5]. A noter que la mise en oeuvre d'installations de cogénération n'implique pas forcément que l'intégralité de la production électrique doive servir à alimenter seulement des pompes à chaleur. Dans notre pays, l'existence d'une bulle de besoins électriques en phase avec les besoins de chauffage hivernaux (fig. 2) suggère même qu'une partie de cette production soit affectée aux autres besoins électriques en jouant notamment sur les capacités de stockage horaire des réseaux de chauffage à distance.

³ Pour les centrales nucléaires, la valeur considérée est exagérément élevée étant donné que, pour le rendement considéré, les pertes liées au combustible usagé ne sont pas prises en compte ou alternativement que l'énergie de retraitement du combustible usagé n'est pas comptabilisée.

Figure 2

Cas typique d'évolution annuelle de la consommation et de la production d'électricité d'origine renouvelable en Suisse



Si les pompes à chaleur sont les seules technologies capables de dépasser la limite d'efficacité de 100% imposée par le premier principe de la thermodynamique, leur mise en oeuvre est fortement tributaire de l'existence de sources froides adéquates et des possibilités de réduire les températures de chauffage au plus faible niveau possible. Compte tenu du fait qu'une large proportion de la population des pays industrialisés vit à proximité de grands réservoirs d'eau superficielle (lacs, rivières) qui constituent des sources idéales, les réseaux de chauffage urbain alimentés par pompe à chaleur représentent un potentiel appréciable à moyen terme. Profitant des coûts élevés du pétrole, dès le deuxième choc pétrolier de 1979, le nombre des grandes pompes à chaleur (fig. 3, unités >100 kWth) s'est fortement accru, notamment pour des chauffages urbains scandinaves où des puissances unitaires allant jusqu'à 45 MWth ont été installées.

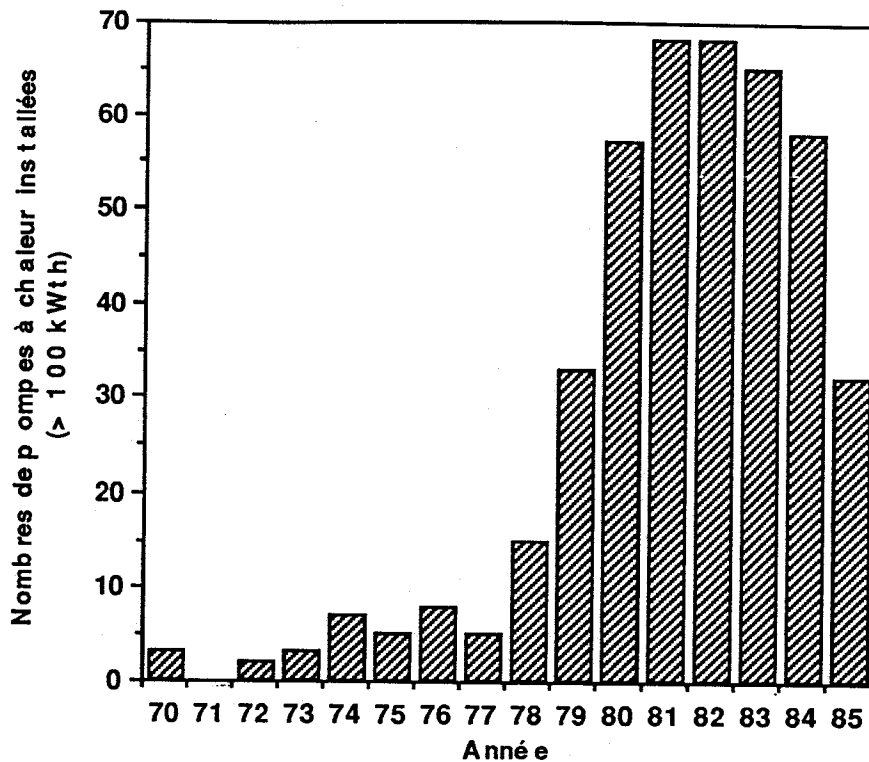


Figure 3 Évolution du marché mondial des pompes à chaleur de grande puissance

Il existe plusieurs alternatives de réseaux urbains adaptés aux pompes à chaleur dont la planification et la gestion mérite de nouvelles approches théoriques dont certaines ont notamment fait l'objet d'un projet à l'EPFL financé par le NEFF (Nationaler Energie-Forschungs-Fonds). Sans avoir une ambition aussi étendue que celle du grand projet de recherche japonais intégrant l'ensemble des besoins et opportunités de récupération et de stockage urbains [6], il est possible d'envisager les types de réseaux suivants:

- des réseaux 55-75°C à pompe à chaleur centralisée complétée par une faible proportion de pompes à chaleur d'appoint décentralisées visant à satisfaire les besoins des utilisateurs à température plus élevées pour autant qu'ils ne représentent qu'un faible pourcentage de la demande. Ces réseaux sont particulièrement adaptés à l'alimentation de quartiers existants. L'expérience montre que, grâce à la marge de sécurité initiale et aux rénovations entreprises à la suite des chocs pétroliers, la majorité des bâtiments existants ont des systèmes de chauffage surdimensionnés permettant d'abaisser la température d'alimentation. Ces réseaux peuvent être conçus soit en version bitube classique, soit en version à quatre tubes (dédoublés). Dans ce dernier cas, la demande hivernale est satisfaite en travaillant à quatre tubes en mode chauffage alors qu'entre-saison et en été, seuls deux tubes satisfont les besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire pendant que les deux autres travaillent en régime 5-10°C propre à satisfaire les besoins de climatisation sans avoir recours à des unités de climatisation décentralisées.

- des réseaux 40-50°C propres à satisfaire des quartiers neufs ou planifiés avec une haute densité de chauffage à basse température.
- des réseaux 15-30°C alimentant des pompes à chaleur décentralisées en version monotube avec rejet à l'égout ou en version bitube. Ces réseaux, à plus faible encombrement (isolation moindre) sont notamment susceptibles de récupérer la chaleur de condensation d'unités de climatisation dans les quartiers à forte activité commerciale.

Pour chacun de ces réseaux, la centrale met en jeu soit un entraînement électrique classique, soit l'entraînement par moteurs thermiques au gaz naturel ou à l'huile légère.

Le passage de technologies s'appuyant sur la simple combustion sans condensation des gaz de combustion, où le niveau de température joue un rôle minime, à une technologie basée sur le principe de revalorisation par pompe à chaleur implique un changement de philosophie où chaque différence de température doit être remise en question et où le température de réseau doit être adaptée au mieux à la majorité des utilisateurs. C'est seulement dans cette mesure que de tels réseaux pourraient avoir des chances de s'imposer à large échelle avec les bénéfices environnementaux et de ressources décrits plus hauts. La représentation à l'aide de multicomposites dérivées de la méthode du pincement, couramment appliquée aux procédés industriels, permet d'illustrer la synthèse de l'ensemble des échanges requis (fig. 4). De telles synthèses doivent être réalisées pour chaque tranche de temps significative sur l'ensemble de l'année. Pour les réseaux à relativement haute température, la diversité des besoins en température des utilisateurs est une cause de perte, à moins que certains d'entre eux puissent être satisfaits en prélevant sur le retour du réseau plutôt que sur l'aller. A noter que l'intérêt d'abaisser les températures de retour est particulièrement marqué pour les pompes à chaleur dans la mesure où les centrales sont généralement équipées de plusieurs unités de pompes à chaleur qui peuvent travailler en série en tout cas au niveau des condenseurs.

Un problème actuel est le choix de fluide de travail pour les pompes à chaleur étant donné la mutation technologique requise en vue de réduire les impacts de fuites sur la couche d'ozone et, dans une moindre mesure, sur la problématique du réchauffement global. La figure 5 montre la classification des réfrigérants en fonction de ces deux critères d'environnement global. A l'heure actuelle, les traités internationaux visent essentiellement à réduire les atteintes à la couche d'ozone (axe vertical) en imposant progressivement le passage des CFC et HCFC aux HFC. En dehors de ces fluides synthétiques, deux fluides naturels n'ayant pas d'effets ni sur la couche d'ozone, ni sur le réchauffement global ressortent particulièrement du lot, à savoir l'ammoniac et le propane.

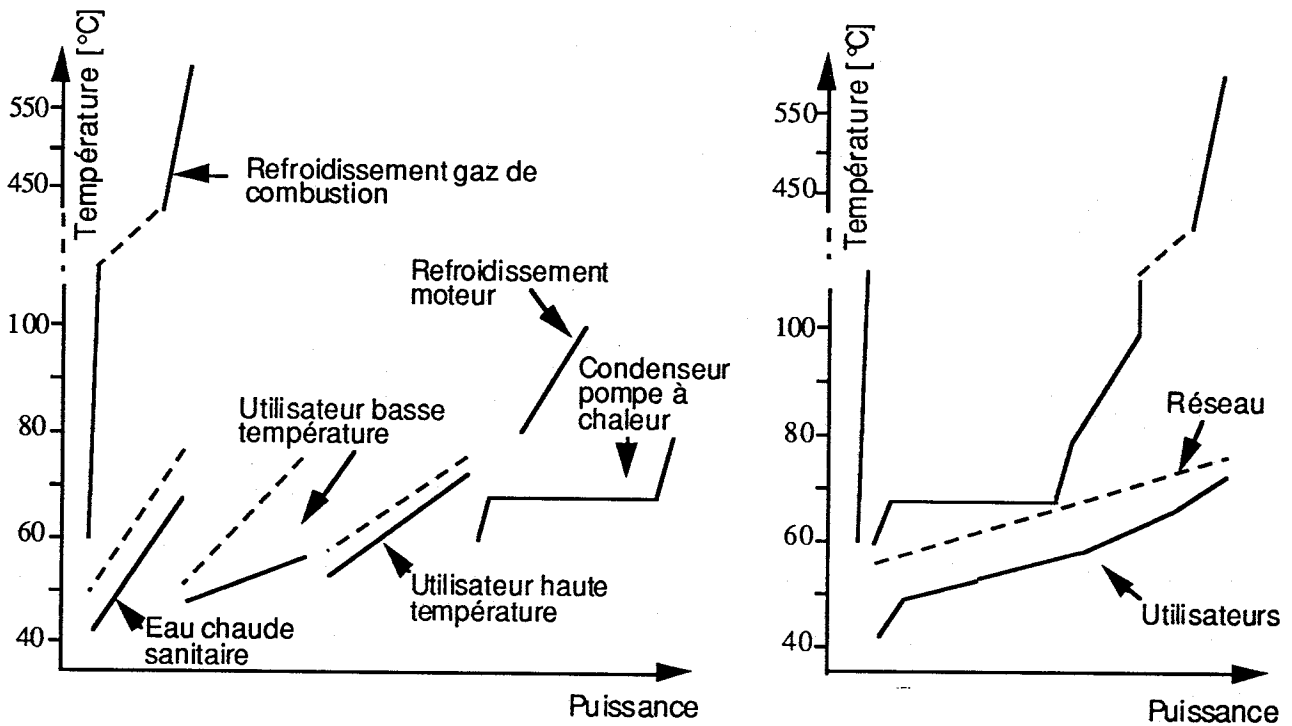


Figure 4 Représentation à l'aide de multicomposites de la problématique de l'intégration de pompes à chaleur dans les réseaux de chauffage urbains

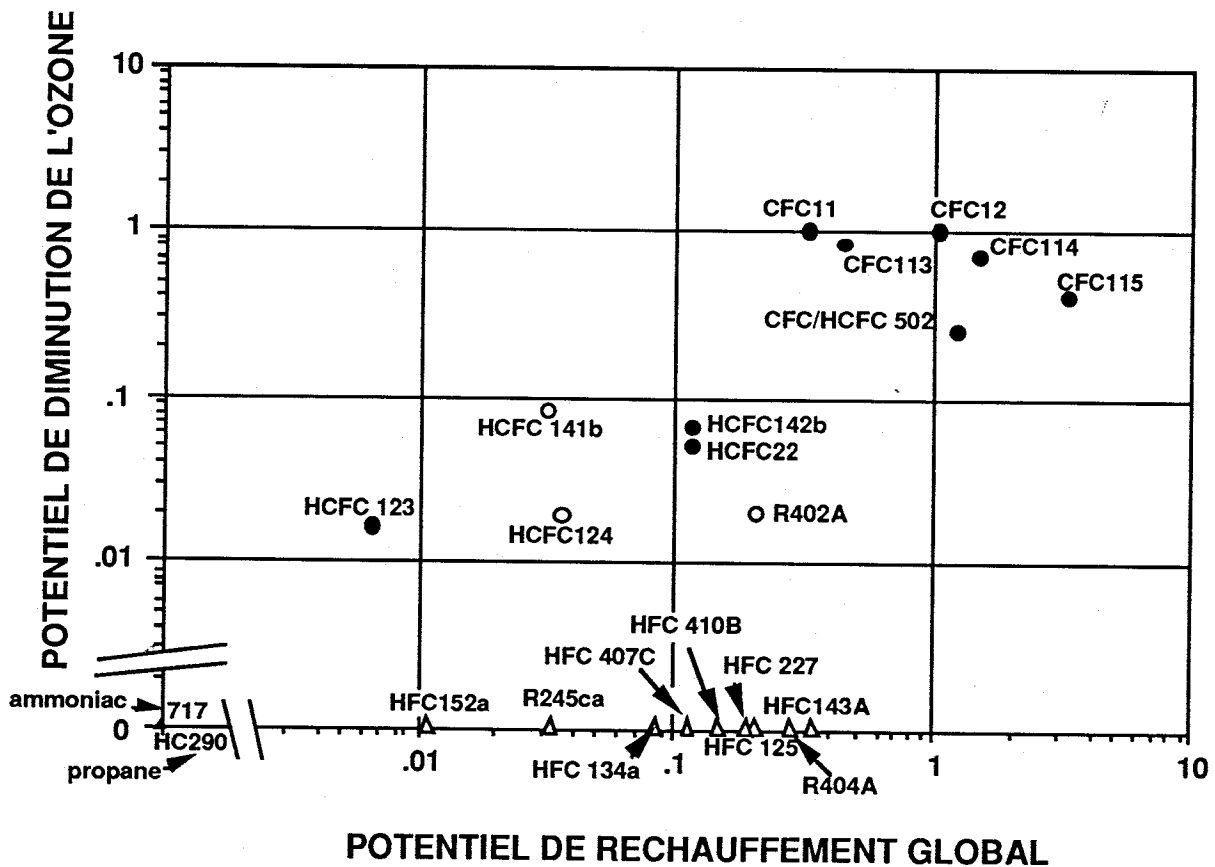


Figure 5 Principaux réfrigérants et effets d'environnement global

Sur le plan pratique, un exemple répondant à de nombreux aspects de la problématique exposée ci-dessus est l'installation de chauffage de l'EPFL [7,8] qui, depuis 1986, comprend:

- 2 pompes à chaleur de 3.9 MWth utilisant de l'eau du lac Léman comme source froide et utilisant de l'ammoniac comme fluide de travail. L'eau du réseau de chauffage peut parcourir les deux condenseurs soit en parallèle, soit en série. L'eau de source froide est captée à 70 mètres de profondeur, à quelque 700m au large dans le lac Léman, garantissant ainsi une température moyenne de 6°C. Elle est refroidie de l'ordre de 3°C dans les évaporateurs avant d'être relâchée dans un ruisseau passant à proximité de la centrale.
- 2 turbines à gaz de 3.5 MWél et 6 MWth chacune
- 3 accumulateurs de chaleur (320 m³, 66GJ) dont un à basse température et deux à haute température
- 2 réseaux de chauffage dont l'un à moyenne température (max. 65°C) et un à basse température (max. 50°C) avec alimentation directe des convecteurs de bâtiments sans échangeurs intermédiaires ce qui permet de réduire la différence de température requise entre la source froide et l'eau de chauffage, gage d'un bon coefficient de performance.

La figure 6 montre une vue de la centrale avec les turbines à gaz et leurs chaudières de récupération sur le bâtiment abritant les pompes à chaleur. La figure 7 est une photo d'une des pompes à chaleur avec ses principaux composants. Cette unité est complètement équipée afin de permettre l'établissement de bilans thermiques détaillés et une analyse fine des performances des composants. Un ordinateur de mesure donne accès à ces valeurs comme illustré sur la copie d'écran de la figure 8.

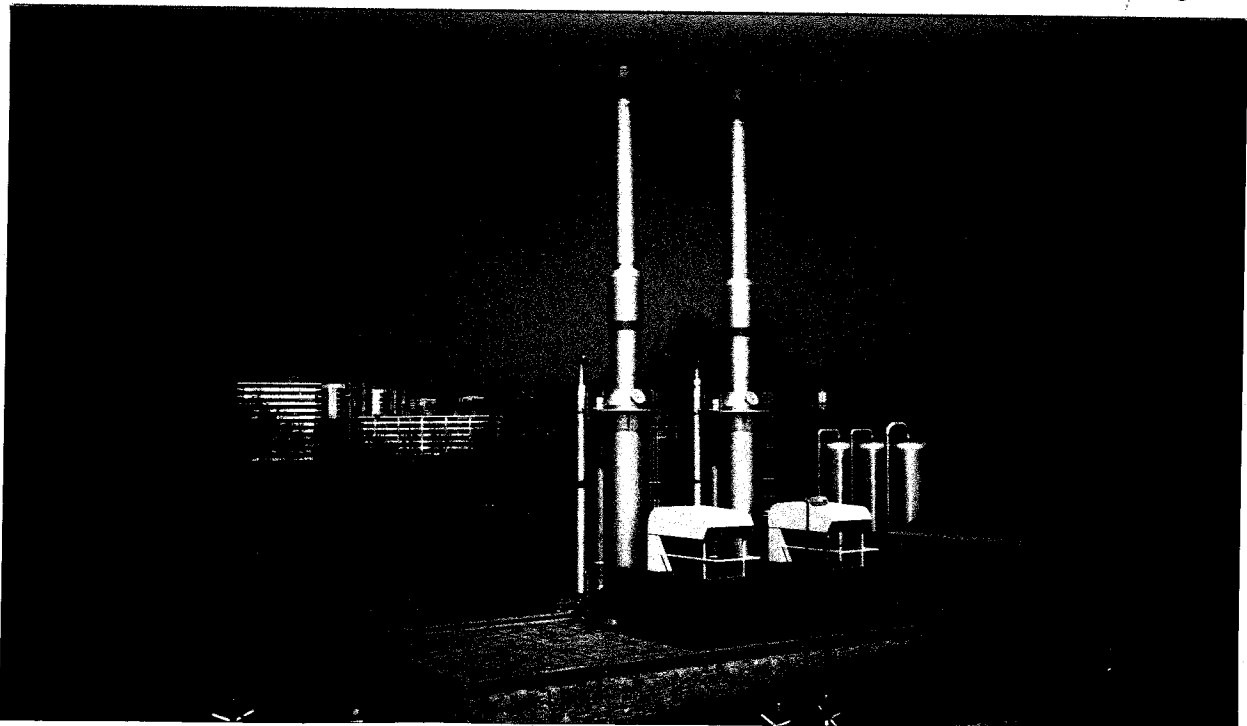


Figure 6 Vue de la centrale

THERMOPOMPE N° 2 CCT

Points de mesure: températures, pressions et débits

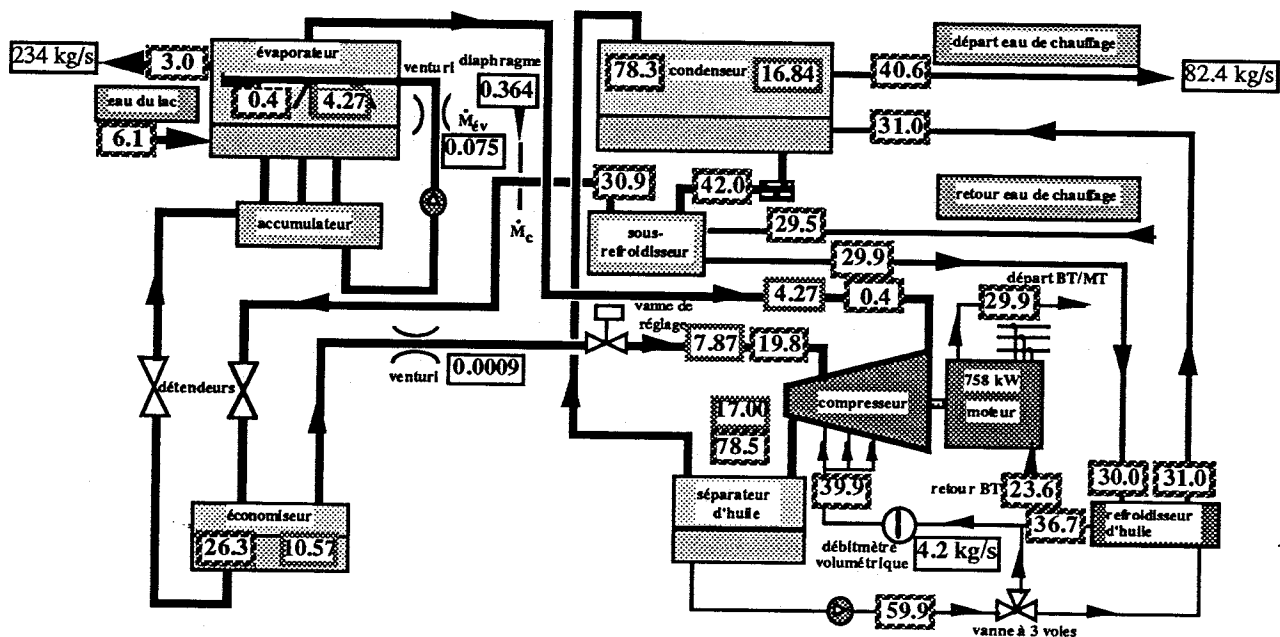


Figure 8 Copie écran de l'ordinateur de mesure de la pompe à chaleur équipée [9]

sans auxiliaire de l'ordre de 4.5. Les coûts d'énergie thermique fournie en ne considérant que les coûts d'exploitation liés aux agents énergétiques (électricité, mazout) ont passé de 3.9 cts/kWh en 1991 à 4.4 cts/kWh en 1993 en raison d'une hausse du prix moyen de l'électricité. A cause d'un différent entre l'exploitant et la compagnie locale de distribution d'électricité, qui n'a été éliminé que très récemment, les turbines à gaz n'ont pu être exploitées que dans des conditions restrictives et relativement marginales. C'est la raison pour laquelle les quantités d'énergie électrique produites sont encore faibles (0.62 millions de kWh en 92-93 pour une consommation de 4.63 millions de kWh à la centrale) et ne permettent pas une rentabilisation optimale de la centrale. Cette situation étant désormais éclaircie, de véritables stratégies d'exploitation sont en passe d'être mises en oeuvre.

La gestion opérationnelle d'une centrale moderne comme celle de l'EPFL avec ses différents composants et en tenant des structures de tarifaires et de consommation n'est pas chose aisée. Une approche moderne consisterait à faire appel aux méthodes de recherche opérationnelle, comme la méthode de programmation linéaire mixte appliquée récemment au problème de la centrale décrite ci-dessus [10]. Le but d'une telle approche est de déterminer théoriquement les modes opératoires horaires et saisonniers des principaux composants (pompes à chaleur (TP), turbines à gaz (TG), accumulateurs (A)) en vue d'obtenir les coûts de fonctionnement minimaux compte tenu de la demande électrique et de chaleur des utilisateurs.

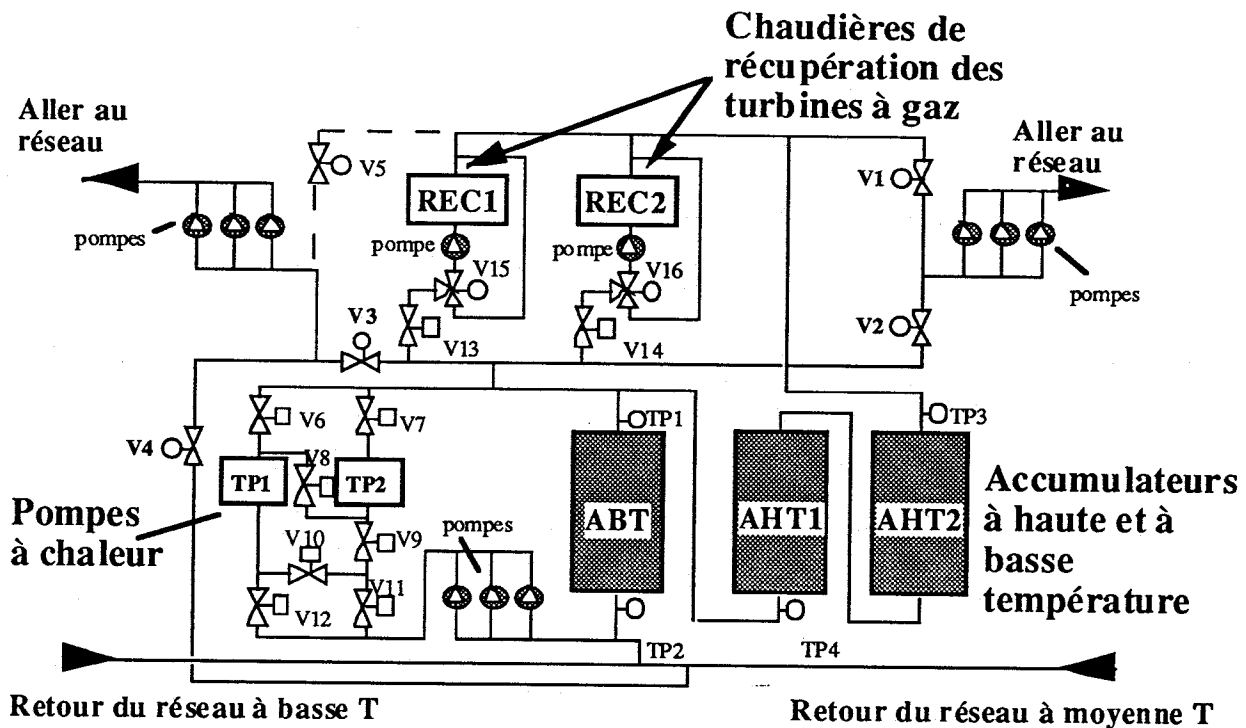


Figure 9 Schéma d'écoulement de la centrale

L'expression mathématique de ce problème d'optimisation peut être exprimé par les équations générales suivantes:

$$\text{minimiser } \dot{C} = \Phi_{\text{elec}(A)} E_{\text{ACHAT}} - \Phi_{\text{elec}(V)} E_{\text{VEND}} + \Phi_{\text{comb}} (\dot{M}_{\text{CTG1}} + \dot{M}_{\text{CTG2}}) \quad (1)$$

par rapport à x

sous contraintes

Bilans d'énergie et de masse et caractéristiques de performance des composants

$$h_j(x) = 0 \quad j = 1, \dots, J \quad (2)$$

avec les contraintes physiques suivantes

$$g_k(x) \geq 0 \quad k = 1, \dots, K \quad (3)$$

$$\text{où } x = \{x_i\} \quad i = 1, \dots, I \quad (4)$$

$$\Phi_{\text{elec}(A)} = f_{\text{elec}(V)}(t) \quad (5)$$

$$\Phi_{\text{elec}(A)} = a \Phi_{\text{elec}(V)} \quad (6)$$

Dans ces équations \dot{C} représente le taux de variation des coûts opératoires, E la puissance électrique achetée ou vendue et \dot{M} le débit-masse de combustible utilisé par les turbines à gaz. La fonction f qui apparaît à l'équation (5) exprime la variation des coûts d'électricité achetée $\Phi_{\text{elec}(A)}$ en fonction de la période de la journée alors que $\Phi_{\text{elec}(V)}$ et Φ_{comb} expriment les coûts d'électricité vendue, respectivement de mazout (combustible) acheté liés par une constante.

x est le vecteur comprenant l'ensemble des variables indépendantes opératoires utilisées au cours de la recherche de minimum.

$$x = \{\dot{Q}_{\text{CND1}}, \dot{Q}_{\text{CND2}}, \dot{M}_{\text{CGT1}}, \dot{M}_{\text{CGT2}}, \dot{Q}_{\text{PERTE1}}, \dot{Q}_{\text{PERTE2}}, E_{\text{ACHAT}}, E_{\text{VEND}}, \delta_{\text{TP1}}, \delta_{\text{TP2}}, \delta_{\text{TG1}}, \delta_{\text{TG2}}\} \quad (7)$$

avec les puissances-chaleur (\dot{Q}), de condenseur (CND), de pompe à chaleur (TP), les débits-masse (\dot{M}) de combustible aux turbines à gaz (TG), les pertes, les puissances électriques achetées ou vendues, le tout complété par des variables entières δ caractérisant l'état de marche ou non des composants - pompe à chaleur et turbines à gaz (valeur 0 ou 1). Comme la méthode de programmation utilisée pour ces variables indépendantes est linéaire, la fonction objectif et les équations de contraintes doivent être formulées avec une structure linéaire. Deux variables indépendantes supplémentaires, les températures aux sorties des pompes à chaleur et des récupérateurs, ont été variées entre des bornes fixes pendant la recherche de minimum mais indépendamment de l'algorithme de programmation linéaire. Le lecteur est prié de se référer à la référence 9 pour plus de détail concernant la modélisation.

Les figures 11 et 12 illustrent une partie des résultats de l'optimisation appliquée à un jour d'hiver type sur la base de l'exemple de tarification horaire donnée à la figure 10. Ces résultats reflètent bien le fait que les turbines à gaz devraient être plus particulièrement mises à contribution pendant les heures de pointe à tarification électrique élevée et l'incidence qu'aurait ce mode d'opération sur l'utilisation ou non des pompes à chaleur (fig. 12).

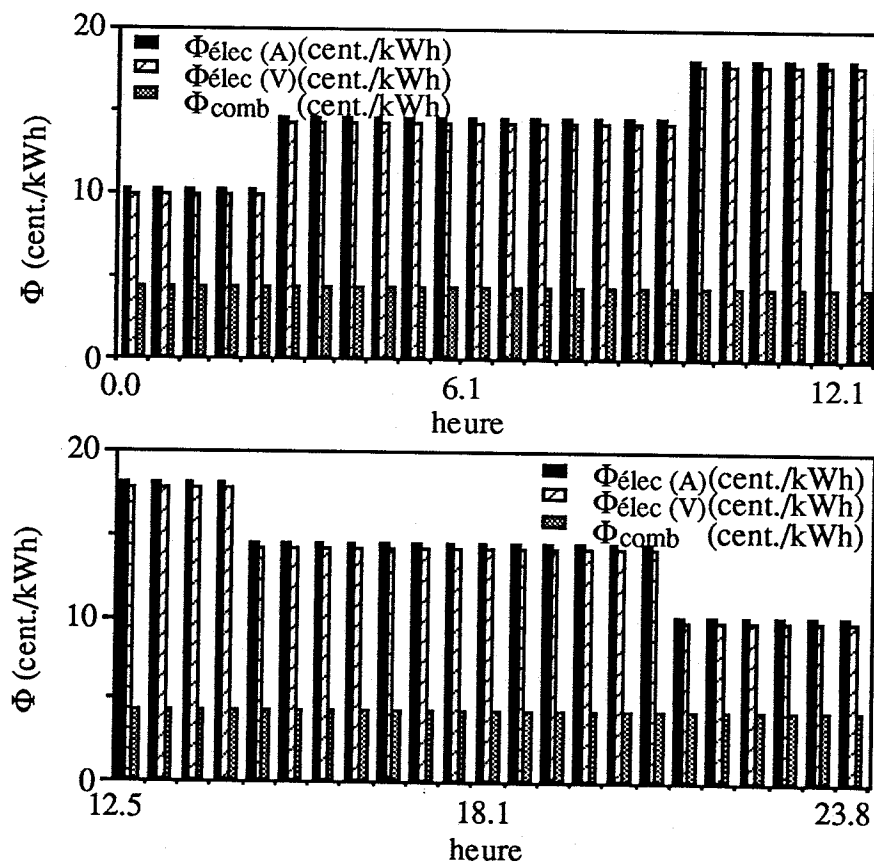


Figure 10 Coûts d'électricité et de mazout supposés pour la période considérée

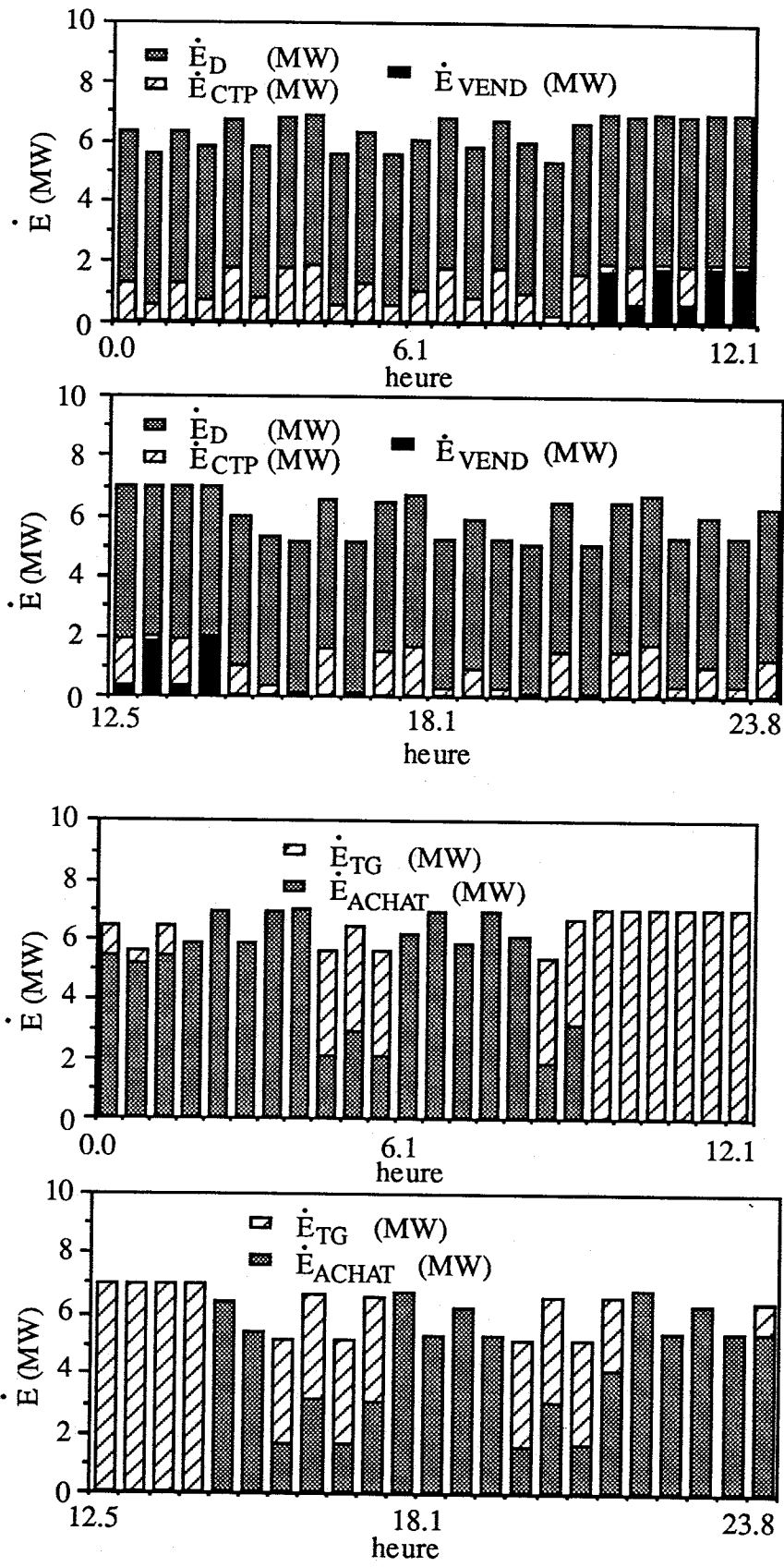


Figure 11 Puissances électriques optimales (achetées et vendues).

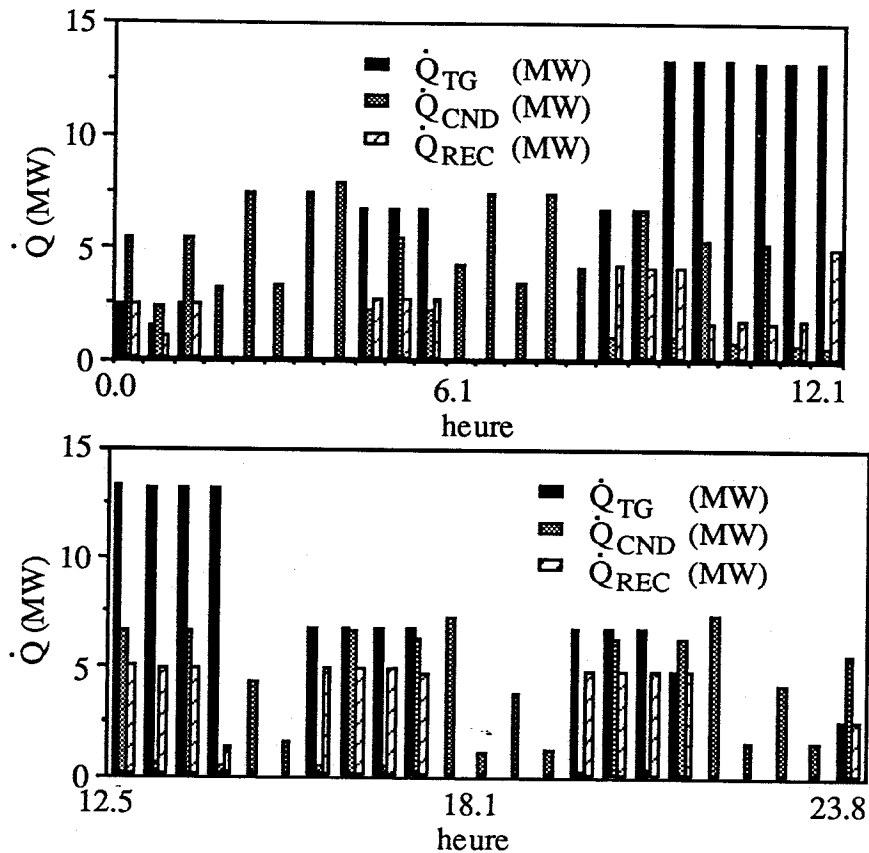


Figure 12 Puissances-chaaleur optimales

CONCLUSIONS

A l'aube du 21ème siècle, les réseaux de pompes à chaleur alimentés par pompes à chaleur en connexion avec des unités de cogénération représentent d'excellentes opportunités de préservation de ressources et de réduction des émissions de polluants en relation avec la satisfaction de nos besoins de chauffage. La centrale de chauffe de l'EPFL représente, à cet égard, un exemple d'installation pilote notamment avec ses pompes à chaleur à l'ammoniac et son réseau de distribution à basse température avec alimentation directe des bâtiments sans échangeurs intermédiaires. La gestion optimale de ce genre de centrale complexe, pourrait bénéficier à l'avenir des progrès considérables réalisés en matière de modélisation mathématique faisant appel aux techniques de recherche opérationnelle.

RÉFÉRENCES

1. C. UTZMANN, V. CURTI ET AL., "Projet PACLAC, Valorisation de l'énergie thermique des lacs pour le chauffage urbain," *rapport final, projet NEFF*, 1995.
2. A. GRÜBLER, "Energy in the 21st century: From resource to environmental and lifestyle constraints," *Entropie*, 27, No 164-165, 1991.
3. Statistique globale suisse de l'énergie, tiré à part *Bulletin ASE, UCS* No 12, 1992.

4. L. BOREL, "Thermodynamique et Energétique", *Presses Polytechniques Romandes*, Lausanne, 1984.
5. G. LORENTZEN, "Thermodynamic Heating: A Powerful Means of Energy Conservation, *Int. Conf. on Conventional & Nuclear District Heating*, Lausanne, 1991.
6. NEDO, "Creates new Energy", *New Energy and Industrial Technology Development Organization*, Tokyo, 1991.
7. L. SILBERRING, "La centrale d'énergie de l'EPFL", Lausanne, 1986.
8. A. TASTAVI ET AL., "The Heating Network of EPFL with Cogeneration and Heat Pump Facilities", *Int. Conf. on Conventional & Nuclear District Heating*, Lausanne, 1991.
9. D. FAVRAT, A. TASTAVI, "Experience with 3.9 MWth Ammonia Heat Pumps", *IEA Workshop on Compression Systems with Natural Working Fluids*, Trondheim, 1995.
10. M.R. VON SPAKOVSKY, V. CURTI, M. BATATO, "The Performance Optimization of a Cogeneration / Heat Pump Facility," *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, ASME, vol 117, No1, pp 2-9, 1995.

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient, pour leur collaboration, MM. J. Schmid et J. Videla du Service d'Exploitation de l'EPFL