

지역난방용 열병합발전시스템의 최적운전패턴과 적정 열요금구조

권영한 · 김창수 · 진병문 · 김진오*

한국전기연구소, *에너지경제연구원

The Optimal Operation Pattern and Heat Pricing Scheme for District Heating CHP System

Young Han Kwun, Chang Soo Kim, Byung Moon Jin and Zin Oh Kim

Korea Electrotechnology Research Institute, *Korea Energy Economics Institute

요 약

지역난방과 발전겸용의 열병합발전(CHP)시스템과 보조열원설비의 최적운전패턴을 결정하기 위한 수리적 모델을 구축하였다. 현실상황에 접근하여 사회전체, 전력회사 및 난방사업자 각각의 관점에서 최적화 모델이 구성되었다. CHP 시설과 보조열원의 운영권이 다른 경우, 최적운전패턴은 각 당사자의 목적함수에 따라 다르며, 여기에는 열거래요금이 결정적인 영향을 미친다. 본 논문에서는 사회전체 차원의 최적운전패턴을 도출하고, 이러한 패턴이 자율적으로 이루어지게 하는 열요금 구조를 제시하였다. 분석 결과, 사회적 관점에서의 최적화패턴에서는 보조열원의 활용이 중요하게 나타났으며, 현행의 균일 열요금 구조를 시간대별로 차등화된 열요금 구조로 변환할 경우, 자발적으로 시스템전체 차원의 최적화가 이루어질 수 있음이 발견되었다.

Abstract -- This paper presents a numerical model of the optimal operation pattern of the CHP system built for dual-purpose of power generation and district heat production. The model can be differently formulated in accordance with the view of planner: society, electric utility or district-heating company. Here, the operation pattern of the system components and the effect of heat price are of major interest in the study. From the case study, it was found that the optimal use of auxiliary heating equipment is very important to achieve the minimum societal cost. And, the multi-step heat pricing scheme is desirable to induce the voluntary behavior of both companies towards the societal optimal pattern.

1. 서 론

열병합발전(CHP: Combined Heat and Power 혹은 Cogeneration)은 하나의 시스템에서 전기와 열을 동시에 생산하는 방식으로 에너지의 효율적 이용목적으로 산업체를 중심으로 광범위하게 이용되고 있으며, 우리나라와 같이 부존자원이 부족한 국가에서 크게 각광받고 있다. 일반적으로 전기전용발전소의 효율이 35-45% 정도 인데 비하여 열병합발전의 효율은 70-80% 정도까지 높일 수 있으며, 이는 발전중에 생성되는 고온 및 저온의 열을 산업체 공정열이나 지역난방용으로 추출하여 사용하기 때문이다.

본 논문에서는 CHP 시스템중 현재 우리나라에서 규모나 에너지 사용면에서 가장 중요한 지역난방겸용 시스템에 대해 기술적, 경제적 측면을 함께 다룬다. 우리나라 전체의 지역난방용 CHP 시스템의 현재 발전용량 약 2,600 MW, 열생산용량 2,500 Gcal/hr으로 전체 열병합발전설비의 대부분을 차지하며, 앞으로도 신도시개발이나 지역(냉)난방사업 확대에 크게 증가될 것으로 기대된다. 따라서, 지역난방용 CHP 시스템의 운전을 최적화하는 것은 열병합발전의 전체의 문제를 다루는 것과 같다.

현재 신도시 지역난방 관련시설의 운영권은 CHP 설비는 전력사업자가, 보조열원 및 열배분설비는 지역난방사

업자가 가지는 2원적인 구조이다. 동시에 CHP에서 생산된 열은 난방사업자에 판매되며, 이때의 열요금은 현재 균일한 요금단가를 적용하고 있다(기본요금은 별도). 운영권의 2원화와 균일 열요금구조에 의하여 현재의 운전 패턴은 시스템 전체차원에서 최적화가 이루어지지 않고 있으며, 열요금 수준 결정에 대해서도 논란이 많다.

본 연구에서는 사회전체, 전력회사 및 난방사업자 각각 다른 관점에서의 최적화 모델을 LP를 활용하여 구성하였으며, 이에 의해 사회전체 차원의 최적패턴 및 각 사업자 관점의 최적패턴을 도출하였다. 또한, 최적화에 큰 영향을 미치는 열요금수준과 구조를 다각도로 분석하였으며, 시스템이 자율적으로 최적으로 운전이 이루어지도록 하는 요금구조와 보조열원설비(보조보일러, 축열조 등)의 운전패턴 등을 도출하였다.

지금까지의 연구실적은 기술적 측면에서의 단기운전 계획을 위한 이론적인 연구는 국내에서 일부 있으나, 지역난방과 같은 특수한 문제를 다루거나, 열거래요금 문제를 깊이 있게 다룬 예는 거의 없다.

여기서 제시된 수리모델이나 분석결과는 CHP 시스템의 최적으로 운전뿐만 아니라 합리적인 열거래문제 및 각 이해당사자간의 경제적 상관관계를 파악하거나, 앞으로 건설될 신규 시스템의 타당성 분석 등에 크게 활용될 수 있다.

2. 열병합발전시스템의 운전최적화 수리모형

2-1. 지역난방겸용 열병합발전시스템 구성

Fig. 1은 본 연구에서 고려하는 지역난방관련 CHP 시스템의 개념도이다. 이 방식은 토폭사이클(topping cycle) 방식의 일종이며, CHP 시스템 자체와 보조열원(보조보일러, 축열조) 등으로 구성되어 있다.

운전형태는 전기와 열을 동시에 생산하는 Mode 1과 Mode 4 그리고 전기만을 생산하는 Mode 2와 Mode 3 등이 있다. 즉, Mode 1은 고압스팀터빈(HP-ST)의 열을

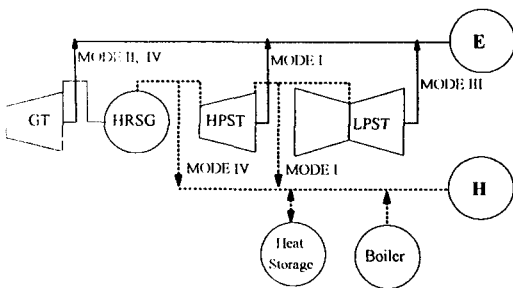


Fig. 1. Schematic diagram of CHP system with district heating.

일부 추기하여 열수요를 담당하며, Mode 4는 가스터빈(GT)만으로 전기를 생산하고 생산되는 배열을 회수하여 열수요를 담당한다. 또한 Mode 2는 가스터빈 단독운전으로 전기만을 생산하며, Mode 3은 GT, HP-ST, LP-ST에서 각각 전기를 생산한다. 본 연구에서는 Mode 1, Mode 4, Mode 3만을 고려하며, Mode 2는 거의 운전되지 않으므로 고려하지 않는다.

2-2. 최적화 문제의 설정

수리적 모델링은 최대한 현실문제에 근접시키도록 하였으며, 사용하는 자료도 본 논문과 관련된 최근의 연구 결과와 실적자료를 사용하였다.

본 모델에 사용될 입력변수와 의사결정변수의 기호 및 시산용 data는 아래와 같으며, 문제구성에 따라 결정변수는 약간씩 다르다. 또한, 표에 나타난 난방열 부하 및 한전의 한계발전비용 등 모든 자료는 '95년도 자료를 기준으로 하였다. Fig. 2는 열병합발전소와 보조열원설비가 연계된 시스템에서 전기 및 열의 흐름과 각 사업자간의 거래관계를 보여준다.

LP 문제는 전체 시스템비용 최소화과 전력사업자 및 난방사업자의 개별적 비용 최소화 문제를 다음과 같이 별도로 구성한다.

[문제 I] 전체 시스템비용 최소화

이 문제는 사업자간의 거래관계를 무시하고 CHP 운전과 관련하여 발생하는 총비용(생산된 전력가치 포함)을 최소화하는 문제이다.

$$\begin{aligned} \min TSC &= f^T(Y, X_C, X_S, X_{RAD}, X_{AUX}; f_{COG}, f_{AUX}, P_E, H) \\ \text{subject to } &g^T(Y, X_C, X_S, X_{RAD}, X_{AUX}) \leq 0 \end{aligned}$$

[문제 II] 개별사업자 비용 최소화

위의 문제는 사업자가 동일한 경우의 문제이나, 우리나라 현실과 같이 사업자가 다를 경우의 최적화 문제는 다음과 같이 두 개의 보조문제가 결합되어 있다.

먼저 난방사업자는 주어진 열수요와 열요금 하에서 보조열원의 운전과 CHP로부터의 열구입량을 결정한다.

지역난방사업자 비용 최소화 문제

$$\begin{aligned} \min DHC &= f^D(X_{P,C}, X_{P,S}, X_{RAD}, X_{AUX}; P_H, f_{AUX}, H) \\ \text{subject to } &g^D(X_{P,C}, X_{P,S}, X_{RAD}, X_{AUX}) \leq 0 \end{aligned}$$

다음 전력사업자는 앞에서의 난방사업자의 열구입요청량($X^*_{P,C}, X^*_{P,S}$)을 만족시키면서 최적의 CHP 운전패턴을 결정한다.

전력사업자 비용 최소화 문제

$$\begin{aligned} \min UTC &= f^U(Y, X_C; f_{COG}, P_E, X^*_{P,C}, X^*_{P,S}) \\ \text{subject to } &g^U(Y, X_C) \leq 0 \end{aligned}$$

변수 및 시산자료

기 호	단 위	자료변수정의	시산 data
d		일형태 Index집합(동,하,춘추계의 주중/주말/휴일)	8 일형태
j		하루를 8개 시간대로 나타내는 Index 집합	8개 시간대
δ	시간	시간대당 지속시간	3
N(d)	일	년간 각 일형태별 일수(동계주중 148일 등)	8 일형태별
H(d, j)	Gcal/h	일형태, 시간대별 시간당 열부하(KDHC측 수요)	64 시간대별
η_{M1}	p.u.	Mode 1 종합효율	0.7602
η_{M3}	p.u.	Mode 3 발전효율	0.4315
η_{M4}	p.u.	Mode 4 종합효율	0.7506
η_{AUX}	p.u.	보조보일러의 열효율	0.89
f_{COG}	원/Gcal	CHP 시스템의 연료입력기준 변동비 단가	15,707
f_{AUX}	원/Gcal	보조보일러의 연료입력기준 변동비 단가	7,930
$p_E(d, j)$	원/MWh	일형태, 시간대별 전력 Grid 한계발전비용	64 시간대별
$p_H(d, j)$	원/Gcal	일형태, 시간대별 열거래요금	64 시간대별
$Q_{M1}^{E \max}$	MW	Mode 1 최대 전기출력	534
$Q_{M3}^{E \max}$	MW	Mode 3 최대 전기출력	587
$Q_{M4}^{E \max}$	MW	Mode 4 최대 전기출력	547
$Q_{M1}^{H \max}$	Gcal/h	Mode 1 최대 열출력	430
$Q_{M4}^{H \max}$	Gcal/h	Mode 4 최대 열출력	547
θ_{M1}	p.u.	Mode 1 열/전기 출력비용	0.8052
θ_{M4}	p.u.	Mode 4 열/전기 출력비용	1.4200
$F_{M, \max}$	Gcal/h	시스템 최대 운전능력(연료 입력기준)	1170
ST_{CAP}	Gcal	축열조의 총 저장능력	1600
STO_{MAX}	Gcal/h	축열조의 시간당 최대 열저장량	160
RAD_{MAX}	Gcal/h	축열조의 시간당 최대 열방출량	160
η_{STO}	p.u.	축열조의 축열 효율	0.98
η_{RAD}	p.u.	축열조의 방열 효율(제반 추가비용포함)	0.95
AUX_{CAP}	Gcal/h	보조보일러의 시간당 최대 열공급능력	102

의사결정변수 정의

기 호	단 위	변수정의	적용문제
$Y_{M1}(d, j)$	MW	CHP Mode 1 전기출력	TS, UT
$Y_{M3}(d, j)$	MW	CHP Mode 3 전기출력	TS, UT
$Y_{M4}(d, j)$	MW	CHP Mode 4 전기출력	TS, UT
$X_{C, M1}(d, j)$	Gcal/h	CHP Mode 1으로 직접 열수용기에 공급하는 열량	TS
$X_{C, M4}(d, j)$	Gcal/h	CHP Mode 4로 직접 열수용기에 공급하는 열량	TS
$X_{S, M1}(d, j)$	Gcal/h	CHP Mode 1으로 직접 축열조에 공급하는 열량	TS
$X_{S, M4}(d, j)$	Gcal/h	CHP Mode 4로 축열조에 공급하는 열량	TS
$X_{P, c}(d, j)$	Gcal/h	CHP에서 구입하여 직접 열부하로 공급하는 열량	DH
$X_{P, s}(d, j)$	Gcal/h	CHP에서 구입하여 축열조로 공급하는 열량	DH
$X_{M1}(d, j)$	Gcal/h	CHP Mode 1로 생산하는 열량	UT
$X_{M4}(d, j)$	Gcal/h	CHP Mode 4로 생산하는 열량	UT
$X_{RAD}(d, j)$	Gcal/h	축열조에서 열부하로 공급하는 열량	TS, DH
$X_{AUX}(d, j)$	Gcal/h	보조보일러에서 열부하로 공급하는 열량	TS, DH
TSC	원	시스템 전체 관점의 순비용(비용-전력가치)	TS
DHC	원	지역난방사업자 관점의 총비용	DH
UTC	원	전력사업자관점의 순비용(비용-열판매액-전력가치)	UT

주) 표에서 TS는 전체시스템, DH 난방사업자, UT 전력사업자 관점의 최적화 문제임.

2-3. 전체시스템 관점의 최적화 상세수리모형[문제 P]

사회 전체차원의 최적 시스템 운전패턴은 설비의 소유권이나 운전권에 관계없이 주어진 제약조건하에서 CHP와 보조열원 운전에서 발생하는 총비용을 최소화

하는 것이다. 여기서 CHP 운전으로 발생된 전력의 가치는 발생비용에서 감해진다. 전력의 가치는 시간대마다 다르며 전체 전력시스템의 시간대별 한계비용으로 평가되고, 이 한계비용은 CHP의 발전패턴에 영향을 받

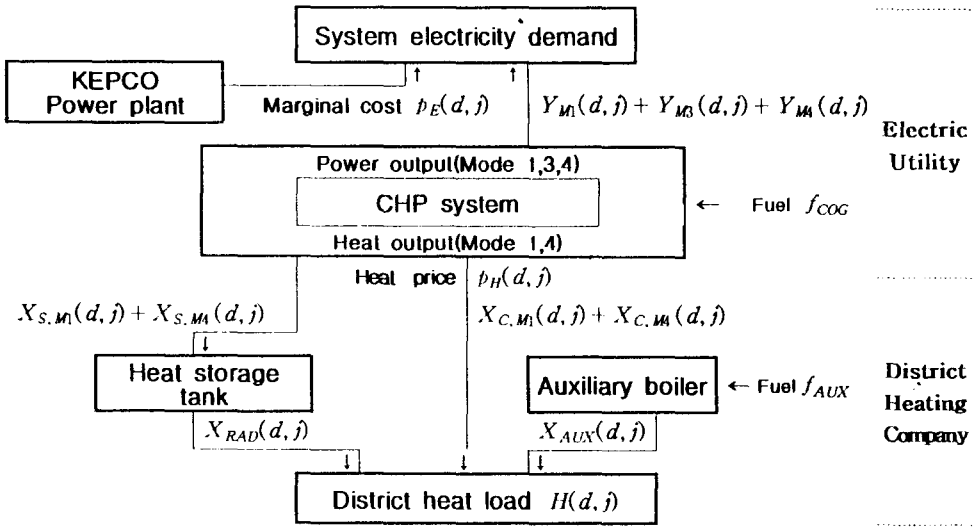


Fig. 2. Energy flows and heat transaction.

지 않는 것으로 한다. 또한 단기 운전계획문제이므로 고정비는 고려하지 않는다.

- 목적함수: 시스템 총비용(Total System Cost)의 최소화

Minimize TSC

$$\begin{aligned}
 TSC = & \sum_{d=1}^8 \left\{ \sum_{j=1}^8 \left[\frac{0.86 \times Y_{M1}(d, j) + X_{C,M1}(d, j) + X_{S,M1}(d, j)}{\eta_{M1}} \right. \right. \\
 & \times f_{COG} + \frac{0.86 \times Y_{M3}(d, j)}{\eta_{M3}} \times f_{COG} \\
 & + \frac{0.86 \times Y_{M4}(d, j) + X_{C,M4}(d, j) + X_{S,M4}(d, j)}{\eta_{M4}} \times f_{COG} \quad (1) \\
 & + \frac{X_{AUX}(d, j)}{\eta_{AUX}} \times f_{AUX} - (Y_{M1}(d, j) + Y_{M3}(d, j) \\
 & \left. \left. + Y_{M4}(d, j) \times p_E(d, j) \times \delta \right) \times N(d) \right\}
 \end{aligned}$$

위 식에서 앞의 3항은 CHP 운전비용, 4째항은 보조보일러 운전비용, 마지막 항은 시간대별 발전전력의 가치이다.

상기 목적함수의 제약조건식은 다음과 같다.

- CHP 운전 제약조건

Mode별 발전 및 열생산량은 각각의 Mode별 전기 및 열출력 상한치를 초과할 수 없다.

$$Y_{M1}(d, j) \leq Q_{M1,MAX}^E \quad (2)$$

$$X_{C,M1}(d, j) + X_{S,M1}(d, j) \leq Q_{M1,MAX}^H \quad (3)$$

$$Y_{M3}(d, j) \leq Q_{M3,MAX}^E \quad (4)$$

$$Y_{M4}(d, j) \leq Q_{M4,MAX}^E \quad (5)$$

$$X_{C,M4}(d, j) + X_{S,M4}(d, j) \leq Q_{M4,MAX}^H \quad (6)$$

또한, 전체 Mode의 출력이 시스템 최대운전능력을 초과할 수 없다. 여기서는 입력측 연료투입량으로 제한한다.

$$\begin{aligned}
 & \frac{Y_{M1}(d, j) \times 0.86 + X_{C,M1}(d, j) + X_{S,M1}(d, j)}{\eta_{M1}} \\
 & + \frac{Y_{M3}(d, j) \times 0.86}{\eta_{M3}} \\
 & + \frac{Y_{M4}(d, j) \times 0.86 + X_{C,M4}(d, j) + X_{S,M4}(d, j)}{\eta_{M4}} \\
 & \leq F_{IN,MAX} \quad (7)
 \end{aligned}$$

열병합발전의 Mode별 열/전기 출력비율의 제약조건은 다음과 같다. 즉, Mode 1, 4에 대해 생산되는 열/전기 출력 비율은 일정하게 제한한다. 동시에 앞의 제약식 (2)부터 (7)까지에 의하여 Mode 1과 Mode 4 사이영역에 해당하는 열전비도 실제상황과 근사하게 모델링된다. 그러나, 각 Mode별 열전비의 폭을 직접적으로 설정하고자 할 때는 다음의 등식이 아닌 θ_{mi} 의 상하한값에 의한 부등식으로 표현할 수도 있다.

$$\frac{Y_{M1}(d, j)}{X_{C,M1}(d, j) + X_{S,M1}(d, j)} = \theta_{M1} \quad (8)$$

$$\frac{Y_{M4}(d, j)}{X_{C,M4}(d, j) + X_{S,M4}(d, j)} = \theta_{M4} \quad (9)$$

- 축열조 운전 제약조건

축열조의 에너지 입출력 제약조건은 다음과 같다. 이

제약조건을 특정시간을 기준으로 하여 당시의 축열된 양을 초과하여 방열하지 못하도록 제약할 수 있으나, 일일 운전모델링에서는 현실과 동떨어진 결과를 얻기 쉬우며, 식 (10)이 보다 적절한 표현이다.

$$\frac{\sum_{j=1}^8 X_{RAD}(d,j)}{\eta_{RAD}} \times \delta \leq \sum_{j=1}^8 (X_{S,M1}(d,j) + X_{S,M4}(d,j)) \times \eta_{STO} \times \delta \quad (10)$$

축열조의 총저장 용량 제약조건은

$$\sum_{j=1}^8 (X_{S,M1}(d,j) + X_{S,M4}(d,j)) \times \eta_{STO} \times \delta \leq ST_{CAP} \quad (11)$$

이며, 시간당 최대 열저장능력 및 방열능력 제약조건은 아래와 같다.

$$X_{S,M1}(d,j) + X_{S,M4}(d,j) \leq STO_{MAX} \quad (12)$$

$$X_{RAD}(d,j) \leq RAD_{MAX} \quad (13)$$

• 보조보일러 운전 제약조건

$$X_{AUX}(d,j) \leq AUX_{CAP} \quad (14)$$

• 열수요 충족 제약조건

모든 d, j에 대하여 공급되는 총 열량은 열수요를 만족하여야 한다.

$$X_{C,M1}(d,j) + X_{C,M4}(d,j) + X_{RAD}(d,j) + X_{AUX}(d,j) = H(d,j) \quad (15)$$

전기수요 충족 제약조건은 수요처가 별도로 있고 수요량이 있는 경우는 모델링이 필요하나, 여기서와 같이 발생된 전력은 전력 Pool에 비해 매우 적으므로 전기수요는 설정할 필요가 없다.

이상에서 시스템 총비용 최소화는 제약조건 (2)에서 (15)를 만족시키면서 목적함수 (1)를 최소화하는 해를 구함으로써 얻을 수 있다. 단, 제약조건 (3)과 (6)은 생략이 가능하다.

2.4. 개별 사업자 관점의 최적화 상세수리모형(문제 III)

현실문제와 같이 설비소유가 분산되어 있고 참여 사업자의 경영목표가 사회적 비용최소화 보다 각 사업자의 비용최소화에 있는 경우는, 위의 문제 I과 같은 최적화 행위가 나타나지 않는다. 여기서는 먼저 각 사업자의 운전패턴을 모델링하고, 다음 열거래요금의 영향을 검토한다.

2-4-1. 지역난방 사업자의 비용 최소화 문제

지역난방사업자의 목표는 주어진 열수요를 만족시키기 위하여 CHP로부터의 열구입과 보조보일러 및 축열조의 운전에 의한 발생비용을 최소화하는 것이다. 여기

서 CHP 운전패턴은 직접적으로 영향을 주지 않는다.

- 목적함수: 지역난방사업자 총비용(District Heating Cost)의 최소화

Minimize DHC

$$DHC = \sum_{d=1}^8 \left[\sum_{j=1}^8 \left\{ \frac{X_{AUX}(d,j)}{\eta_{AUX}} \times f_{AUX} + (X_{P,C}(d,j) + X_{P,S}(d,j) \times p_H(d,j)) \right\} \times \delta \right] \times N(d) \quad (16)$$

위 식에서 앞의 항은 보조보일러 운전비용, 다음항은 열구입비용이다.

• 축열조 운전제약조건

축열조의 운전제약조건은 앞에서와 유사하다. 단, Mode의 구분은 난방사업자가 결정할 수 없으며, 방열능력 제약조건은 (13)과 같다.

$$\frac{\sum_{j=1}^8 X_{RAD}(d,j)}{\eta_{RAD}} \times \delta \leq \sum_{j=1}^8 X_{P,S}(d,j) \times \eta_{STO} \times \delta \quad (17)$$

$$\sum_{j=1}^8 X_{P,S}(d,j) \times \eta_{STO} \times \delta \leq ST_{CAP} \quad (18)$$

$$X_{P,S}(d,j) \leq STO_{MAX} \quad (19)$$

• 보조보일러 운전제약조건은 앞의 (14)와 같다.

• 열수요 충족 제약조건

$$X_{P,C}(d,j) + X_{RAD}(d,j) + X_{AUX}(d,j) = H(d,j) \quad (20)$$

• 열구입량 제약조건

CHP로부터 구입할 수 있는 열량은 CHP의 열생산능력을 초과할 수 없다. 이 때 Mode 4 최대생산량을 적용할 수도 있고 별도로 지정할 수도 있다.

$$X_{P,C}(d,j) + X_{P,S} \leq Q_{M4,MAX}^H \quad (21)$$

난방사업자 비용 최소화 문제는 제약조건 (13), (14) 및 (17)에서 (21)를 만족시키면서 목적함수 (16)를 최소화하는 것이다.

이상의 난방사업자 비용 최소화 문제에서는 전력사업자와 관계없이 구입하고자 하는 열량이 결정된다. 즉, 최적의 열소요량($X_{P,C}^*$, $X_{P,S}^*$)을 전력사업자에게 구입하고자 요청한다.

2-4-2. 전력사업자의 비용 최소화 문제

전력사업자의 비용 최소화 문제는 열사업자소유의 보조열원설비의 운전패턴과는 관계없이, 난방사업자가 요청한 열구입량을 만족시키면서 CHP 운전비용에서 발전전력의 가치와 열판매수입을 감한 순비용의 최소화를 추구한다.

- 목적함수: 전력사업자 준비비용 (Utility Cost)의 최소화

Minimize UTC

$$\begin{aligned}
 UTC = \sum_{d=1}^8 \left[\sum_{j=1}^8 \left\{ \frac{0.86 \times Y_{M1}(d, j) + X_{C, M1}(d, j) + X_{S, M1}(d, j)}{\eta_{M1}} \right. \right. \\
 \times f_{COG} + \frac{0.86 \times Y_{M3}(d, j)}{\eta_{M3}} \times f_{COG} \\
 \left. \left. + \frac{0.86 Y_{M4}(d, j) + X_{C, M4}(d, j) + X_{S, M4}(d, j)}{\eta_{M4}} \times f_{COG} \right. \right. \\
 \left. \left. - (Y_{M1}(d, j) + Y_{M3}(d, j) + Y_{M4}(d, j)) \times p_E(d, j) \right. \right. \\
 \left. \left. - (X^*_{P, C}(d, j) + X^*_{P, S}(d, j)) \times p_H(d, j) \right\} \times \delta \right] \times N(d) \quad (22)
 \end{aligned}$$

위 식에서 앞의 3항은 CHP 운전비용, 4째항은 발전 전력의 가치이다. 마지막 항은 열판매수입으로 이미 결정된 것이므로 포함하지 않아도 결과는 같다.

- CHP 운전 제약조건

Mode별 발전량 상한제약은 앞의 (2), (4), (5)와 같다. 열생산량 제약조건과 전체 출력제약조건은 다음과 같다.

$$X_{M1}(d, j) \leq Q_{M1, MAX}^H \quad (23)$$

$$X_{M4}(d, j) \leq Q_{M4, MAX}^H \quad (24)$$

$$\begin{aligned}
 \frac{Y_{M1}(d, j) \times 0.86 + X_{M1}(d, j)}{\eta_{M1}} + \frac{Y_{M3}(d, j) \times 0.86}{\eta_{M3}} \\
 \frac{Y_{M4}(d, j) \times 0.86 + X_{M4}(d, j)}{\eta_{M4}} \leq F_{IN, MAX} \quad (25)
 \end{aligned}$$

Mode별 열/전기 출력비율의 제약조건은 앞에서와 유사하다.

$$Y_{M1}(d, j) / X_{M1}(d, j) = \theta_{M1} \quad (26)$$

$$Y_{M4}(d, j) / X_{M4}(d, j) = \theta_{M4} \quad (27)$$

- 열공급 요청량 충족 제약조건

모든 d, j에 대하여 앞의 난방사업자 보조문제에서 결정된 열공급 요청량(구입량)을 만족하여야 한다.

$$X_{M1}(d, j) + X_{M4}(d, j) \geq X^*_{P, C}(d, j) + X^*_{P, S}(d, j) \quad (28)$$

이상에서와 같이 전력사업자의 보조문제는 제약조건 (2), (4), (5)와 (23)에서 (28)를 만족시키면서 목적함수 (22)를 최소화하는 하는 것으로 표현된다.

2-5. 한계발전비용과 열거래 가격의 영향

위의 각 최적화 문제의 해를 구하는데 있어서, 한계발전비용과 열 거래가격을 어떻게 처리하느냐가 결과에 결정적인 영향을 미친다.

먼저, CHP에서 생산된 전력의 가치는 시간대별로 차

등을 두는 것이 합리적이며, 위에서와 같이 전체 시스템 한계발전비용을 적용할 수 있다. 이때 한계비용의 산출은 POWRSYM+ 등의 전산 S/W를 사용한다.

열 거래가격의 문제는 수리모형에서와 같이 입력변수 이면서 동시에 어떤 구조가 합리적인가를 분석해볼 수 있는 검토의 대상이 될 수 있다. 먼저, 현행과 같은 시간대별로 차등이 없는 균일 열가격구조에 있어서는 축열조의 사용이 거의 무의미하며, 보조보일러 운용도 크게 제한되어, 결과적으로 전체시스템 최적화 문제[문제 I]에서 구한 해와 개별사업자 최적화 문제[문제 II]에서의 해가 크게 다르게 된다.

최근의 연구결과²⁾에 의하면, 균일 열가격구조(전시간대에 동일한 열가격)는 CHP의 열생산비용 결정시 시간대별로 상이한 전력의 가치가 고려되지 않기 때문에 각 사업자의 운전패턴이 전체시스템의 최적화 운전패턴과 달라지는 결과를 가져오는 것으로 나타났다. 따라서, 열가격에 의하여 전체차원의 최적화 패턴에 근접시키기 위해서는 발전부분에 해당하는 운전비용과 시스템 한계발전비용과의 차이(경제급전손실비용으로 표현되기도 함)를 열가격에 반영함으로써 시간대별로 차등을 주는 열가격 구조가 바람직하다.

열가격구조에 대한 분석은 다음의 사례연구를 통해 자세히 검토한다.

3. 사례 연구

본 사례연구는 앞에서 제시한 수리적 모형의 타당성을 검증하는 것과, 동시에 사례연구의 대상을 가급적 현실문제에 접근시키므로써 분석의 결과가 실제의 시스템 운전 최적화패턴을 찾는 데 도움을 주고자한다. 끝으로, 많은 논란이 되어온 열가격 구조의 문제를 분석하므로써 사회전체차원의 최적운전패턴으로 유도하기 위한 바람직한 열가격 개선방안을 제시한다.

3-1. 문제의 설정

<대상 시스템>

- 대상시스템: 분당 신도시지역 열병합발전 시스템
- 전체시스템 구성: CHP(한전소유), 보조보일러, 축열조(한난소유)
- 일형 및 시간대구분: 8개 일형, 8개 시간대(각 시간대는 3시간)

<최적화 문제설정>

- Case I: 전체시스템 최적화(열가격 관계없음)
- Case II-1: 개별사업자 최적화(열가격 - 균일)
- Case II-2: 개별사업자 최적화(열가격 - 2단계 시간대별 차등)

Table 1. Marginal generation cost by time-band (₩/kWh).

Day type	00-03	03-06	06-09	09-12	12-15	15-18	18-21	21-24
Winter	Weekday	27.91	27.07	29.17	37.49	36.24	37.37	32.48
	Weekend	23.63	23.82	23.87	24.17	24.28	24.03	24.34
Summer	Weekday	27.46	26.02	27.58	38.65	38.47	38.49	31.99
	Weekend	23.94	22.91	23.21	24.76	25.07	25.20	24.84
Spring/Fall	Weekday	28.79	28.02	29.42	39.14	37.67	38.83	33.47
	Weekend	25.52	26.79	26.05	25.28	25.55	25.87	25.05

주) 명절휴일은 생략(13-16원/kWh 수준).

Table 2. Heat price scenarios (₩/Gcal).

Heat pricing scheme	Holiday (all times)	Weekend (all times)	Weekday (00-09)	Weekday (09-24)
Single price	4,092	4,092	4,092	4,092
2-step price	16,011	16,011	16,011	4,092
4-step price	16,011	12,098	8,985	4,092

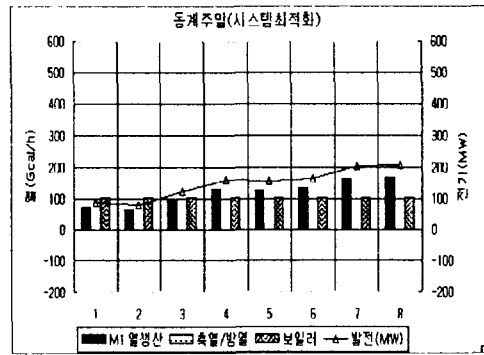
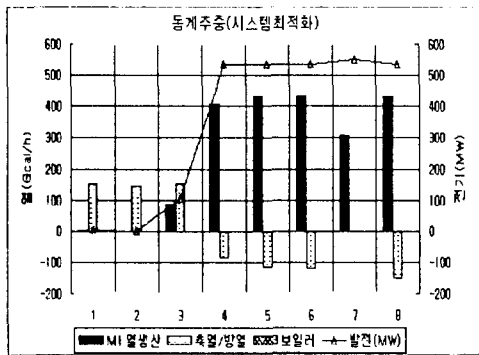


Fig. 3. Optimal operation pattern in winter (Case I).

- Case II-3: 개별사업자 최적화(열가격 - 4단계 시간대별 차등)
- <주요 입력자료>
- 일반자료: 앞의 "변수 및 시산자료" 참조
- 운전 및 수요자료: 분당 CHP 관련 '95년도 실적자료를 최대한 사용
- 한계 발전비용 자료: Table 1 참조
- 열가격: Table 2 참조(경제급전손실비용과 한계발전비용을 적용)⁹⁾

3-2. 시스템 전체차원의 최적운전 패턴(Case I)

Fig. 3은 동계주중 및 동계주말의 운전패턴을 시스템 전체차원에서 최적화 하였을 경우의 결과를 나타낸 것이다. 그림에서와 같이 동계에는 열수요가 크기 때문에 주

간 시간대에 CHP에 의해 열을 생산하여 공급하고, 동시에 축열조에 저장후 심야시간대에는 축열조로부터 열을 방열하는 패턴이다. 발전(선 graph)도 심야에는 매우 작다. 이는 심야시간대에는 한계발전비용이 낮기 때문에 심야에 CHP에 의한 열/전기생산이 경제적이지 못하기 때문이다.

반면, 주말에는 열수요는 비슷한 수준이나 전력수요가 낮아 한계발전비용이 낮으므로 CHP운전시 경제급전손실을 야기할 수 있다. 따라서 CHP 운전을 최소화하기 위해 보조보일러를 최대용량까지 운전하는것이 최적이다.

Fig. 4는 하계의 최적운전 패턴이다.

하계에는 전력수요는 매우 높은 반면, 열수요는 매우 작다. 따라서, 주중의 경우 발전을 최대로 하기 위하여 주간에 Mode 3으로 CHP를 운전한다(선 graph에서

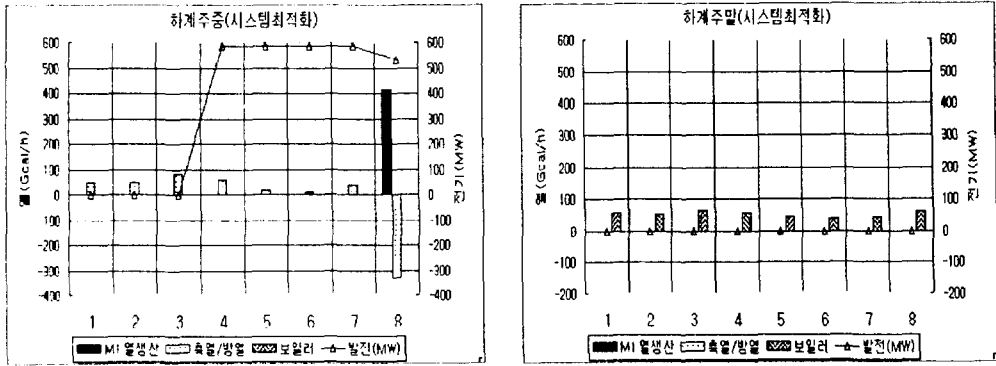


Fig. 4. Optimal operation pattern in summer (Case I).

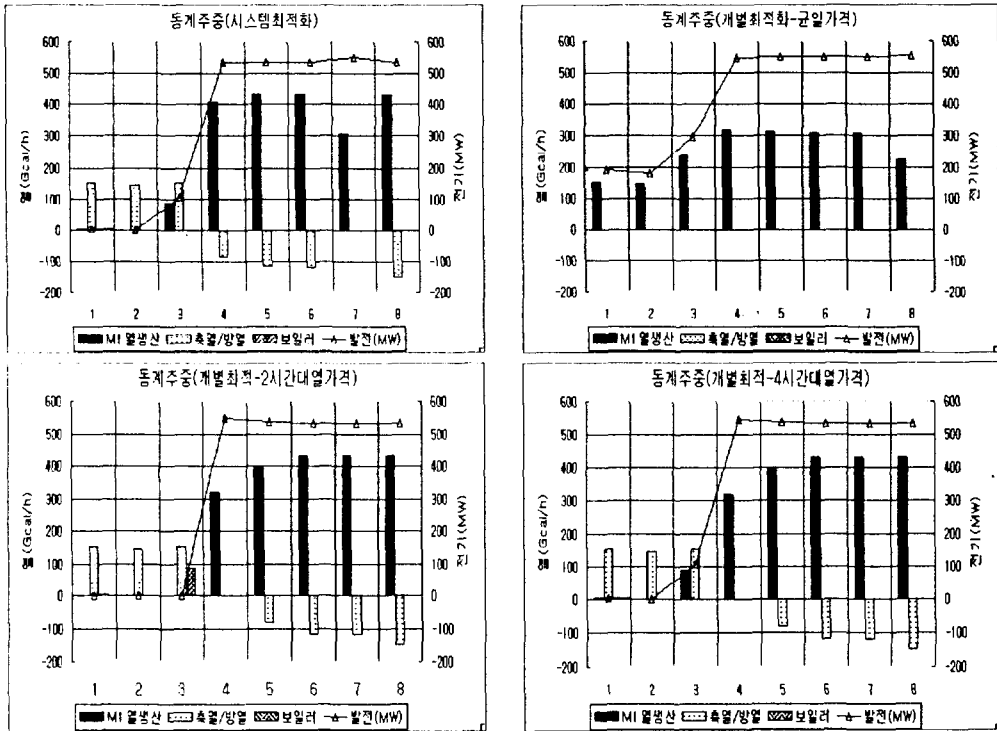


Fig. 5. Optimal operation pattern during the weekday in winter (Case II).

Mode 1 운전이 없는 시간은 Mode 3 운전임). 그리고, 열은 저녁시간대에 Mode 1으로 생산하여 축열하였다가 필요 시간대에 방열한다.

한편, 주말에는 한계발전비용이 낮아 CHP운전이 비경제적이므로 보조보일러가 열수요를 모두 담당한다.

이와 같이 시스템 전체차원에서 최적화하였을 경우는 발전전력의 가치와 운전비용을 감안하여, 열수요를 만족시키기 위해서 CHP와 보조열원을 최대한 이용하는 것이 최적으로 나타났다.

3-3. 개별사업자의 최적운전 패턴(Case II)

앞에서 기술한바와 같이 각 사업자의 최적운전패턴은 위의 결과와 차이가 있을 수 있다. 이는 열거래 가격이 개입되므로서 각각의 최적화 목적이 다르기 때문이다.

본 시산에는 3가지의 열가격 구조를 검토하였으며, 최적화 결과로서 열수요가 가장 큰 동계주중의 경우를 보면 Fig. 5와 같다. 먼저, 균일 가격구조에서는 축열조의 활용이 필요 없다. 이는 열가격이 전시간대에 걸쳐 같으므로 수요발생 시간대에 열공급요청을 하는 것이

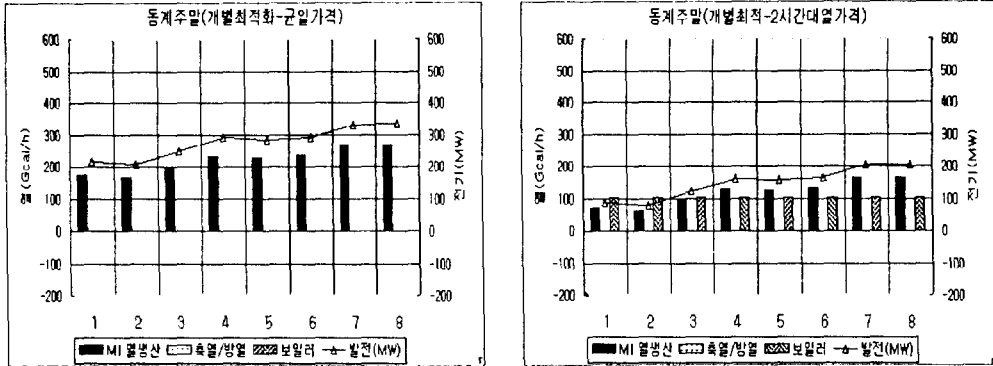


Fig. 6. Optimal operation pattern during the weekend in winter (Case II).

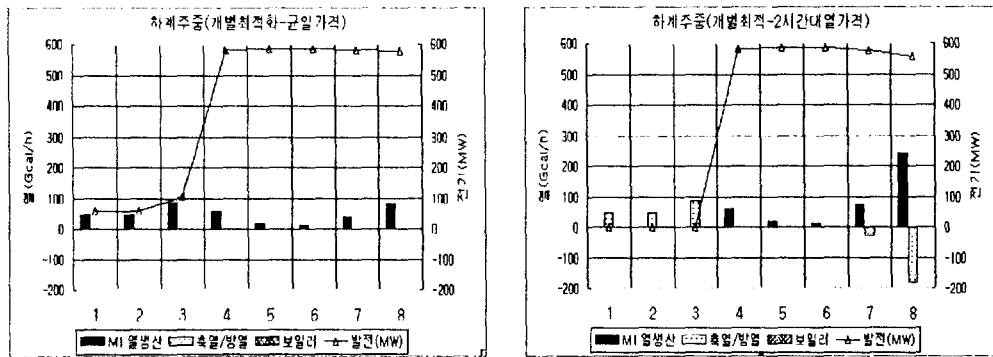


Fig. 7. Optimal operation pattern during the weekday in summer (Case II).

난방사업자로서 유리하며, 결과적으로 전력사업자는 경제급전손실을 감수하고 심야시간에도 Mode 1으로 CHP를 운전한다.

만약 앞의 입력자료에서와 같은 경제급전손실을 일부 감안한 2단계 가격구조를 적용할 경우, 그림에서와 같이 가격차에 의한 보조보일러 운전 등과 같이 약간의 차이가 있으나 Case 1의 결과와 상당히 유사한 패턴이 도출된다. 한편, 이를 4단계로 차등을 두는 가격구조에서도 거의 같은 패턴이 도출된다. 각 경우에 대한 비용상의 비교는 다음 항에서 다룬다.

Fig. 6에서 보는 동계주말의 경우도 유사한 현상이 나타난다. 즉, 균일 가격구조에서는 보조보일러를 운전하는 대신 CHP에 의한 열공급을 요청하게 되나 2단계 이상의 차등구조에서는 Case 1과 동일한 결과를 얻는다.

Fig. 7은 하계주중의 경우로, 균일 가격구조에서는 심야시간대에도 CHP 운전을 하게되어 경제급전손실을 발생시키나, 2단계 이상의 차등구조에서는 축열조를 활용함으로써 심야시간대에는 CHP운전을 중지한다. 이 결과는 Case 1과 거의 같은 결과이다.

다른 계절 및 일형태에 있어서도 유사한 현상이므로

여기서는 생략한다.

3-4. 최적화 방식별 비용 비교

앞에서 분석한 바와 같이 최적화 방법과 열가격의 구조에 따라서 최적인전 패턴이 다르게 나타나며, 이를 CHP시스템의 운전과 관련된 비용과 편익측면에서 비교하면 Table 3과 같다 (중요한 부분만 포함).

즉, 전체시스템 최적화 경우는 CHP와 보조열원 등을 사회전체 차원에서 최적으로 활용함으로써 소비비용이 가장 적게 나타났으며, 이는 현재와 같은 균일 가격구조의 결과와 비교해서 20% 이상(약 15억원/년)의 소비비용이 감소된다. 한편, 열가격구조를 시간대에 따라 달리 할 경우, 2단계 차등구조시는 전체시스템 최적화 경우보다 약 3억원의 차이가 발생되며 4단계 차등구조시는 차이가 거의 없다.

이러한 결과는 열가격이 시간대별 전력의 가치를 반영하지 못하는 경우는 사회전체 차원에서의 자원 및 설비비용 패턴을 비효율적으로 유도할 가능성이 있으며, 시간대별로 2단계 정도의 차등을 둘 경우 최적화 패턴으로 근접시킬 수 있는 요금신호로서의 충분한 역할을

Table 3. Cost by optimization case.

Case	Season/Day	Operating cost			Electricity value	Net cost
		Aux. boiler	CHP	Total		
I	Winter/W-day		287.1	287.1	302.6	-15.5
	Winter/W-end	21.8	122.0	143.8	85.5	58.3
	Summer/W-day		275.7	275.7	321.3	-45.6
	Year Total	1,216	88,763	89,978	96,114	-6,136
II-1	Winter/W-day		344.8	344.8	356.0	-11.2
	Winter/W-end		226.6	226.68	158.6	67.9
	Summer/W-day		299.0	299.0	47.6	-42.8
	Year Total		105,996	105,996	110,673	-4,677
II-2	Winter/W-day	2.4	275.7	278.1	292.9	-14.8
	Winter/W-end	21.8	122.0	143.8	85.5	58.3
	Summer/W-day		275.7	275.7	321.0	-45.4
	Year Total	1,569	86,999	88,568	94,558	-5,990
II-3	Winter/W-day		287.1	287.1	302.6	-15.5
	Winter/W-end	21.8	122.0	143.8	85.5	58.3
	Summer/W-day		275.7	275.7	321.0	-45.4
	Year Total	1,216	88,693	89,909	95,993	-6,084

할 수 있음을 알 수 있다.

4. 결 론

본 논문에서는 현재 우리나라의 열병합발전설비중 가장 큰 부분인 지역난방 관련 CHP 설비의 최적운전 문제를 현실과 매우 가까운 시각에서 다루었다. 또한, 지금까지의 연구와는 달리 운전 Mode를 3가지로 달리하고, 시간대별 한계발전비용 차이에 의한 경제급전 손실, 그리고 열거래가격의 수준과 구조를 심도 있게 다루었으며, 최적운전의 주체가 누구냐에 따라 상이한 구조의 수리적 모형을 구축하여 이들을 서로 연계적용하여 문제를 해결하였다.

연구결과, 사회전체의 관점에서 CHP시설과 보조열원 설비를 최적으로 운전하는 패턴과 각 사업자 관점에서의 최적운전패턴을 각 계절별, 시간대별로 효과적으로 계획하고 분석할 수 있음을 확인하였다.

또한, 사회적 관점에서의 최적운전패턴을 유도하기 위해서는 설비운영권이 다른 경우 현재의 균일 요금구조로는 자발적인 해결이 어려우며, 시간대별로 차등화된 요금구조가 필요한 것으로 나타났다. 아울러, 시간대별 한계발전비용과 연계하여 약 2단계의 차등화된 요금 신호로도 사회전체 최적화패턴과 거의 같은 결과가 도

출됨이 나타났다.

본 논문에서 제시한 수리적 모형은 지역난방과 관련된 열병합발전시스템 최적운전의 근본적인 메커니즘을 이해하고 해결하는데 매우 유용하며, 아울러 전력의 가치를 감안한 열병합발전과 열생산설비의 최적운전 패턴의 기본골격을 도출하는데 충분한 것으로 판단된다. 그러나, 실무적인 적용을 위해서는 각 시스템이 가지는 기술적인 특성, 수급계약상의 제약조건을 보강하는 것이 필요하다.

참고문헌

1. 유승현 등: "열병합발전시스템의 단기운전계획을 위한 수리적 모델 수립에 관한 연구", 전기학회논문지, 43(5), 721-729 (1994).
2. 에너지경제연구원, 한국전기연구소: "합리적인 열수급조건 결정방안 연구", 한국전력공사/한국지역난방공사 보고서, (1996).
3. 한국전기연구소, "구입전력의 적정수준과 효율에 관한 연구", 한국전력공사 보고서, (1993).
4. Kwun, Y.H. and Baughman, M.L.: "Joint Optimal Planning of Industrial Cogeneration and Conventional Electricity Systems", Operations Research, 39(5), Sep.-Oct. (1991).