

LCC 분석을 고려한 일반 시설물에서 소형열병합발전의 최적 설계

강 울 호, 구 본 철, 황 유 진, 송 재 도, 정 성 일, 이 재 근[†]
부산대학교 기계공학과

Optimal Design of Cogeneration System for General Facilities Considering LCC Analysis

Yulho Kang, Boncheol Ku, Yujin Hwang, Jaedo Song, Seongir Cheong, Jaekeun Lee[†]
School of Mechanical Engineering, Pusan National University, Busan, 609-735, Korea

(Received October 13, 2008; revision received July 13, 2009)

ABSTRACT: Cogeneration system produces power as well as heat recovered from waste heat during power generation process. This system has higher energy efficiency than that of the power plant. In this study the optimal design for the cogeneration system with the increase of the capacity considering life cycle cost(LCC) analysis has been performed in the general facilities such as hotels and hospitals under the assumption of electricity cost of 95 won/kWh, the initial cost of cogeneration system of 1,500,000 won/kW and the value of 0.5~1.0 in the ratio of heat to power. The optimal ratio of cogeneration capacity divided by average electricity load of facility was found out more than 0.5 in case of electricity cost with the increase of > 30%, and the percentage of CO₂ reduction was about 9%. The most important factors in the economic analysis of cogeneration system was found out the electricity cost and the initial cost of cogeneration system. Also the ratio of heat to power at the value of > 0.5 was not affected in the economy of cogeneration system, but was very important in the CO₂ reduction.

Key words: Cogeneration system(소형열병합발전), Optimal design(최적 설계), Carbon dioxide emission(이산화탄소 배출), Life cycle cost(생애 주기 비용)

기 호 설 명

A : 가동되는 열병합발전기의 숫자
C : 연간 이산화탄소 발생량 [CO₂ton]
CCF : 이산화탄소 환산계수
CEF : 탄소 배출계수
CP : 전력부하 부담율 [%]
EC_{st} : 연간 에너지 비용 [원]
F : 연간 LNG 소비량 [Nm³]

f_c : 열병합발전의 시간당 LNG 사용량 [Nm³]
f_{gb} : 가스보일러의 시간당 LNG 사용량 [Nm³]
H_b : 연간 누적 열부하 [kWh]
h_b : 건물의 시간순시 열부하 [kWh]
h_{bd} : 건물의 24시간 누적 열부하 [kWh]
H_c : 열병합발전기 열 용량 [kW]
H_g : 열병합발전의 연간 열생산량 [kWh]
h_g : 열병합발전의 시간순시 열생산량 [kWh]
H_{gb} : 가스보일러의 연간 열생산량 [kWh]
h_{gb} : 가스보일러의 열생산량 [kWh]
h_{gd} : 열병합발전의 24시간 누적 열생산량 [kWh]
h_{rb} : 열부하와 전력부하의 비, h_b/w_b
N : 설치된 열병합발전기의 숫자

[†] Corresponding author

Tel.: +82-51-510-2455; fax: +82-51-582-6368

E-mail address: jklee@pusan.ac.kr

| | |
|-----------|---|
| Or | : 열병합발전의 가동율 [%] |
| P_0 | : 열병합발전 설치전 전력요금 [원] |
| P_c | : 열병합발전에서 생산된 열의 가치를 고려한 kWh당 발전 단가 [원] |
| R_{ca} | : 건물의 평균 전력 부하 대비 열병합발전 용량의 비율 |
| T_{bfg} | : 전력의 기본요금 [원] |
| T_{wfg} | : 일반건물에서의 전력 요금 [원] |
| W_b | : 연간 누적 전력부하 [kWh] |
| w_b | : 건물의 시간순시 전력부하 [kWh] |
| w_{bd} | : 건물의 24시간 누적 전력부하 [kWh] |
| W_c | : 열병합발전 전력 용량 [kW] |
| W_g | : 열병합발전의 연간 전력생산량 [kWh] |
| w_g | : 열병합발전의 시간순시 전력생산량 [kWh] |
| w_{gd} | : 열병합발전의 24시간 누적 전력생산량 [kWh] |
| W_p | : 연간 누적 전력 구입량 [kWh] |
| w_p | : 건물의 시간순시 전력 구입량 [kWh] |
| w_{pl} | : 건물의 피크 전력 부하 [kWh] |

그리스 문자

| | |
|-------------|-------------------|
| η_e | : 열병합발전의 전력효율 [%] |
| η_h | : 열병합발전의 열효율 [%] |
| η_{gb} | : 가스보일러의 열효율 [%] |
| r_{tp} | : 열전비 |

1. 서 론

한국의 1970년대 이후 진행된 산업화와 지속적인 경제 성장은 국민소득의 증대로 이어졌으며 소득수준이 증가함에 따라 삶의 질이 중요한 화두가 되고, 이는 에너지 소비에 있어서 급격한 상승을 가져왔다. 에너지 자원이 부족한 한국은 대부분의 에너지 공급을 수입에 의존하고 있다.

에너지 사용의 증가는 다양한 환경문제, 계절별 에너지 수급 불균형 문제, 경제 종속 문제 등을 야기하고 있다. 전력의 경우, 매년 그 사용량이 크게 증가하고 있으며, 증가하는 전력 수요에 따라 발전 설비도 증설하고 있지만, 입지 문제 등으로 큰 어려움을 겪고 있는 실정이다.

또한 2004년 11월 러시아가 비준서를 제출함으로써 2005년 2월 16일 공식 발효된 교토의정서에 따라 온실가스의 배출을 규제하고 있다. 39개의 선진국을 대상으로 2008~2012년의 기간 동안 1990년의 배출량 기준으로 평균 5.2% 감축하기로 하였다.⁽¹⁾

에너지 소비의 증가와 이산화탄소의 배출로 인

한 지구 온난화 문제의 해결을 위해 에너지 소비를 줄이는 방안과 에너지 생산을 다양화 하는 방안이 있을 수 있다. 최근 에너지 소비를 줄이면서 이산화탄소의 배출 저감이 가능한 설비로 소형열병합발전에 대한 관심이 높아지고 있다. 소형열병합발전 시스템은 수요지에 발전설비를 설치하여 전력을 생산하고 전력 생산 중에 발생하는 열을 회수하여 급탕 및 냉난방에 사용하여 에너지 효율을 극대화한 시스템이다.^(2, 3)

소형열병합발전은 대상 건물에서 요구되는 전력 부하 또는 열부하에 대응하여 운전된다.⁽⁴⁾ 소형열병합발전의 운전 조건이 전력 추종일 경우 발생된 열이 열부하에 사용되지 못하고 대기로 방열되는 경우도 발생 할 수 있다. 소형열병합발전의 시물레이션을 위해서는 연간부하에 대해서 시간대별 부하가 필요하게 된다.^(5, 6)

본 연구에서는 소형열병합발전의 용량 증가에 따른 LCC 분석과 CO₂ 발생량을 분석하여 소형열병합발전의 용량을 최적화 하고자 한다. 소형열병합발전을 적용하여 운전 중인 건물의 부하 데이터를 바탕으로 전력부하와 열부하 패턴을 생성하였고, 이를 바탕으로 시물레이션을 수행 하였다. 한국에서는 건물 유형별로 다른 에너지 요금체계를 가지고 있다. 병원, 호텔 등에 대해서는 계절별, 시간대별로 변화하는 요금을 적용하고 있다. LCC 분석 결과는 전력요금의 변화가 주요 변수이며, CO₂ 배출 저감의 경우에는 건물의 열전비가 주요 변수이다.

2. 모델링

일반적으로 시설의 전력부하는 한전수전에서 담당하고 열부하는 가스 보일러가 담당하는 경우가 보편적이다. 소형열병합발전은 Fig. 1과 같이 전력 부하와 열부하 모두를 담당하게 되는데 부족분을 한전수전과 가스 보일러에서 충당하는 시스템이 된다.⁽⁷⁾

소형열병합발전의 분석은 Fig. 2의 과정을 통해 이루어지며, 건물의 월별 또는 일별 부하 데이터를 바탕으로 시간대별 부하 패턴을 생성하여 소형열병합발전의 운전 결과를 분석한다. 운전 조건은 Fig. 3과 같이 생성된 열이 모두 열부하에 사용되는 조건에서만 가동 되어지는 것으로 가정 하였다. 소형열병합발전의 가동율을 구하기 위해서 중요한

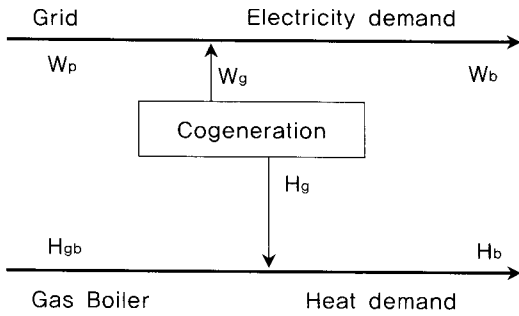


Fig. 1 Schematic diagram of the cogeneration system.

요소가 시간대별 건물의 열전비이다. 열전비의 변화에 따라 운전모드를 결정 하였고 축열조는 충분히 큰 것으로 가정하여 하루전체의 열전비가 큰 경우에 축열 전력부하 추중운전으로 가정 하였다.

열병합발전기의 효율은 일정한 것으로 가정하여 발전효율 32%, 열효율 53%를 적용하였다. 가스 보일러의 효율은 90%로 가정하여 적용하였다. LNG의 발열량은 연료의 구성비에 따라 작은 차이를 보이고 있고 본 연구에서는 9550 kcal/Nm³을 적용하였다. Fig. 3에서 hr_b는 시간 순시 열전비로 소형 열병합발전의 H_c(Cogeneration heat capacity)을 W_c(Cogeneration electricity capacity)로 나눈 값에 따라 운전 조건이 정해진다. 한국에서 수전 설비에 소형열병합발전의 병렬연결을 위해서는 역전류 방지 시설이 있어야 하고, 소형열병합발전의 발

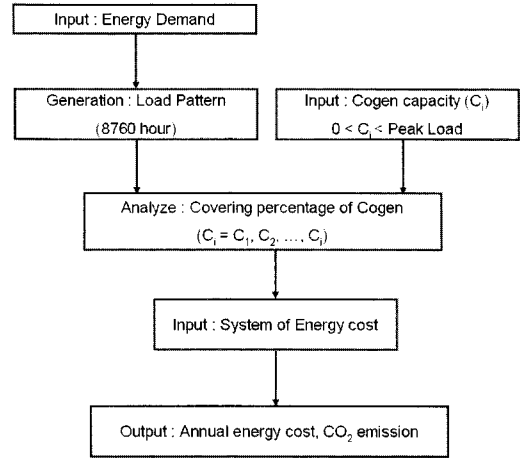


Fig. 2 Simulation procedure for LCC and CO₂ emission of the cogeneration system.

전량은 건물부하 보다 10 kW 낮은 수준이어야 하는 허가 조건이 있다. 소형열병합발전의 경우 낮은 부하 조건에서 일반적으로 발전 효율이 떨어지기 때문에 W_c의 20% 이하 부하에서는 가동하지 않는 것으로 가정하였다. Fig. 3의 과정을 통해 소형 열병합발전의 전력 생산량 w_g가 구해지고 이것을 바탕으로 시뮬레이션이 수행된다.

2.1 연간 에너지비용의 계산

시뮬레이션을 통해 계산된 소형열병합발전의 총

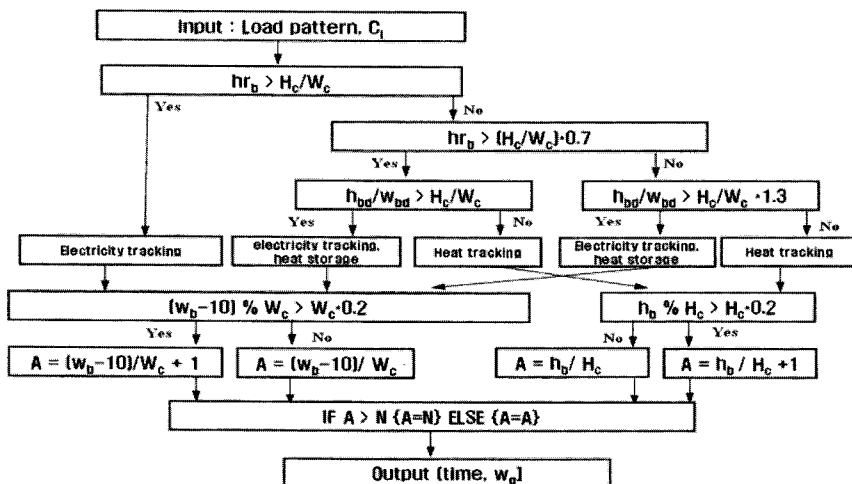


Fig. 3 Flow chart for analyzing power production of cogeneration system with the change of hourly heat to power ratio.

가동량을 바탕으로 소형열병합발전 용량증가에 따른 건물의 전력과 LNG의 사용량이 구해진다. 전력 요금의 경우에는 Table 1~2에서처럼 계절별 시간대별 에너지 요금이 변하기 때문에 변화하는 요금을 시간에 추종하여 적용하였다. LNG 요금의 경우에는 Table 3과 같이 계절별로 다른 요금이 적용된다. 연간 에너지 비용을 계산하기 위한 기초 계산식들은 아래의 식(1)~식(17)과 같다.

식(1), 식(2)의 하루의 전력부하와 열부하는 시간순시 부하의 24시간 동안의 합으로 구해진다.

$$h_{bd} = \sum_{t=1}^{24} h_{b,t} \tag{1}$$

$$w_{bd} = \sum_{t=1}^{24} w_{b,t} \tag{2}$$

식(3), 식(4)는 하루 동안 소형열병합발전에서 생산된 전력과 열을 나타낸다.

$$w_{gd} = \sum_{t=1}^{24} w_{g,t} \tag{3}$$

$$h_{gd} = \sum_{t=1}^{24} h_{g,t} \tag{4}$$

Table 1 Electricity price of general facilities (Won/kWh)

| Basic Price | | Power demand price | | |
|-------------|-------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------|
| | | Summer (Jul.~Aug.) | Spring, Fall (Mar.~Jun., Sep.~Oct.) | Winter (Nov.~Feb.) |
| 6,120 | Small load | 38.30 | 38.30 | 38.30 |
| | Medium load | 81.10 | 59.40 | 74.40 |
| | Maxium load | 142.50 | 81.10 | 101.70 |

식(5), 식(6)의 연간 전력부하와 열부하는 시간순시 전력부하와 열부하의 8760시간(1년) 동안의 합으로 구해진다.

$$H_b = \sum_{t=1}^{8760} h_{g,t} \tag{5}$$

$$W_b = \sum_{t=1}^{8760} w_{b,t} \tag{6}$$

Table 2 Electricity charge for general facilities

| Type of load | Summer, Spring, Fall (Jul.~Aug., Mar.~Jun., Sep.~Oct.) | Winter (Nov.~Feb.) |
|--------------|--|--------------------|
| Small load | 23 : 00~09 : 00 | 23 : 00~09 : 00 |
| Medium load | 09 : 00~11 : 00 | 09 : 00~18 : 00 |
| | 12 : 00~13 : 00 17 : 00~23 : 00 | |
| Maxium load | 11 : 00~12 : 00 | 18 : 00~23 : 00 |
| | 13 : 00~17 : 00 | |

식(7), 식(8)은 1년 간 소형열병합발전에서 생산된 전력량과 열 생산량을 나타낸다.

$$W_g = \sum_{t=1}^{8760} w_{g,t} \tag{7}$$

$$H_g = \sum_{t=1}^{8760} h_{g,t} \tag{8}$$

Table 3 LNG price for the various systems (Won/Nm³)

| Items | Unit cost (Won/Nm ³) | |
|------------------------------------|----------------------------------|--------|
| Boiler without cogeneration system | | 689.89 |
| | | 689.89 |
| Boiler with cogeneration system | | 684.8 |
| | | 684.8 |
| Cogeneration | Winter | 593.09 |
| | Summer | 583.96 |
| | Spring/Fall | 586.49 |

식(9)는 시설의 연간 전력 부하에서 연간 소형열병합발전의 전력 생산량을 뺀 값으로 1년 간 총 전력구입량이다.

$$W_p = \sum_{t=1}^{8760} w_{p,t} \tag{9}$$

식(10)는 연간 열부하에서 연간 소형열병합발전의 열 생산량을 뺀 값으로 1년 간 가스 보일러의 열구입량이다.

$$H_{gb} = \sum_{t=1}^{8760} h_{gb,t} \tag{10}$$

식(6)은 식(7)과 식(9)의 합으로 식(11)과 같이 나타낼 수 있다.

$$W_b = \sum_{t=1}^{8760} w_{g,t} + \sum_{t=1}^{8760} w_{p,t} \quad (11)$$

식(12)는 식(5)와 같은 값으로 식(8)과 식(10)의 합으로 아래와 같이 나타낼 수 있다.

$$H_b = \sum_{t=1}^{8760} h_{g,t} + \sum_{t=1}^{8760} h_{gb,t} \quad (12)$$

식(13), 식(14)는 부하에 따른 LNG의 시간당 사용량을 나타낸다.

$$f_c = w_g * 860 / 9550 / \eta_c \quad (13)$$

$$f_{gb} = h_{gb} * 860 / 9550 / \eta_{gb} \quad (14)$$

식(15)는 LNG의 연간 사용량을 나타낸다.

$$F = \left(\sum_{t=1}^{8760} f_{c,t} + \sum_{t=1}^{8760} f_{gb,t} \right) \quad (15)$$

식(16)의 O_r 는 소형열병합발전의 가동율로써, 분모는 소형열병합발전기의 정격 출력에 소형열병합발전기의 설치 대수와 8760시간의 곱으로 소형열병합발전이 1년 간 생산 가능한 전력의 최대값을 나타낸다. W_g 는 소형열병합발전의 연간 총 전력 생산량을 나타낸다.

$$O_r = \frac{W_g}{W_c * N * 8760} \quad (16)$$

CP는 연간 전력 부하와 소형열병합발전이 생산한 전력의 비이다.

$$CP = \frac{W_g}{W_b} \quad (17)$$

한국에서 일반 시설의 경우 계절별, 시간대별 요금이 달라 요금이 시간의 함수로 표현된다. LNG 요금의 경우에도 계절별로 부과되는 요금이 다르다. 식(18)은 연간 에너지 비용의 계산을 나타내고 있다.

$$EC_{gf} = \left[\left(\sum_{t=1}^{8760} f_{c,t} \times T_c(t) + \sum_{t=1}^{8760} f_{gb,t} \times T_{gb}(t) + \left(\sum_{t=1}^{8760} w_{p,t} \times T_{wgf}(t) \right) + T_{bgf}(w_{pl} - W_c \times N) \times 12 \right) \right] \quad (18)$$

식(19)는 소형열병합발전 설치 후 수전전력의 kWh당 요금이다. 소형열병합발전 설치전 수전전력의 kWh당 요금은 P_0 이다.

$$P(x) = \left[\left(\sum_{t=1}^{8760} w_{p,t} \times T_{wgf}(t) + T_{bgf}(w_{pl} - W_c \times N) \times 12 \right) / W_p \right] \quad (19)$$

2.2 연간 CO₂ 발생량의 계산

CO₂ emission factor는 개별 연료의 Carbon emission factor와 CO₂ conversion factor의 곱으로 구해진다. 화석연료의 Carbon emission factor는 IPCC에서 산출한 값을 사용하였다. 전력의 Carbon emission factor는 국가마다 발전소의 연료구성비가 달라 그 값 또한 상이하다. 한국에서 전력의 CO₂ conversion factor는 Korea Energy Economics에서 2005년에 발행한 보고서의 결과 값을 사용하였다. Table 4를 이용하여 CO₂ 배출계수를 구하면 전력의 경우 0.424 CO₂ton/MWh이고 LNG의 경우 0.002231 CO₂ ton/Nm³이다. 식(20)은 연간 CO₂ 발생량을 나타낸다.^(8, 9)

$$C = F \times 0.000955 \times CEF \times CCF + \sum_{t=1}^{8760} w_{p,t} \times CCF \quad (20)$$

3. 결과 및 고찰

3.1 LCC 분석

시스템의 경제성을 평가하는 다양한 방법이 있

Table 4 Emission factor of carbon dioxide

| Energy type | Unit | TOE | CEF | CCF | CO ₂ emission factor |
|-------------|-----------------|----------|-------|-------|---------------------------------|
| Electricity | MWh | | | 0.424 | 0.424 |
| LNG | Nm ³ | 0.000955 | 0.637 | 44/12 | 0.002231 |

* TOE : Tons of oil equivalent.

* CEF : Carbon emission factor.

* CCF : CO₂ conversion factor.

다. LCC(Life cycle cost) 분석법은 시스템의 기획부터 폐기까지의 전과정에서 발생한 모든 비용을 분석하는 방법이며 화폐의 시간 가치에 대한 고려로서 공통의 시점으로 환산하는 방법에 따라 현금법, 증가법, 연가법으로 구분한다.⁽¹⁰⁾

소형열병합발전은 사용기간 동안 발생하는 연비용이 동일하기 때문에 이에 적합한 현금법을 사용하여 분석하였다. 현금법에서 이미 현금인 초기비용과 장래에 발생하는 비용과 같이 현금으로 환산되어야 하는 비용이 있다. 소형열병합발전의 경우 미래에 발생하는 반복비용 중에서 상승률이 있는 경우이기 때문에 식(21)을 사용하여 현금으로 환산하였다.⁽¹⁰⁾

$$P = A \times \frac{\left(\frac{1+e}{1+i}\right) \cdot \left(\left(\frac{1+e}{1+i}\right)^n - 1\right)}{\left(\frac{1+e}{1+i}\right) - 1} \quad (21)$$

- A : n년 간 걸쳐 계속되는 일정한 기말지불액 [원]
- e : 에스컬레이션 [%]
- F : n년 후의 기말지불액 [원]
- i : 할인율 [%]
- P : 현금 [원]

Table 5는 LCC 분석을 위한 조건으로 초기투자비는 소형열병합발전의 경우 kW당 1,500천원으로 가정하였다. LNG 요금은 최근 높은 상승율을 고려해 매년 10%의 상승이 있을 것으로 가정 하였다. 한국에서는 소형열병합발전 설치시 다양한 금융혜택을 지원하고 있고 이러한 혜택은 초기 투자비의 부담을 크게 완화하고 있다. 하지만 본 연구에서는 변수간의 비교를 위해 지원제도를 적용하지 않고 시물레이션을 수행하였다.

Fig. 4는 개별 경우에 대해 LCC 분석이 이루어지는 과정이다. 소형열병합발전이 설치되지 않은 상태가 기준으로 이때의 초기투자비는 0이다. 소형열병합발전의 용량이 증가 할수록 초기투자비는

Table 5 Assumptions for LCC simulation

| Element | Value |
|-------------------------------|-------|
| Interest rate escalation(%) | 8 |
| Electricity escalation(%) | 4 |
| LNG price escalation(%) | 10 |
| Initial cost(thousand Won/kW) | 1,500 |

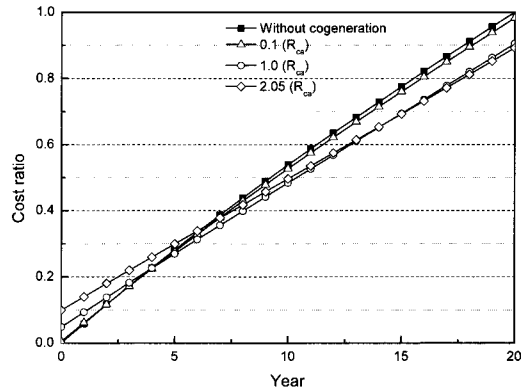


Fig. 4 Cost ratio with increasing ratio of cogeneration capacity to average electricity load of facility.

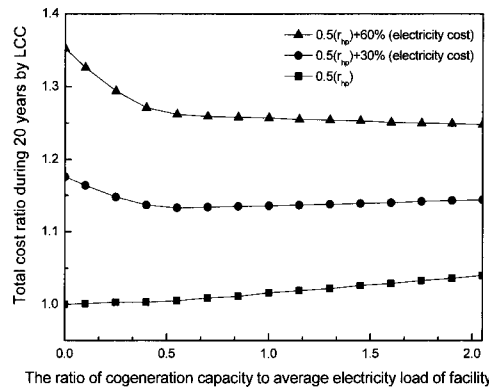


Fig. 5 Total cost ratio during 20 years with Rca and changing electricity cost.

커지고 투자비 회수 기간은 점점 증가 하는 경향을 보인다. 본 연구에서는 20년 후 LCC 누적합계 금액을 분석의 기준으로 하였다. 전력요금과 열전비를 변수로 각 경우에 대해 용량 증가에 따른 20년 후 누적합계 금액에 대한 분석을 하였다. Fig. 5는 전력요금을 변수로 LCC 20년 누적금액을 비율로 나타낸 것이다. Rca의 값이 증가 할수록 Cost ratio가 낮아지는 경우와 거의 평행한 경우를 볼 수 있다. Cost ratio는 초기투자비와 연간 에너지 비용의 관계에 의해 결정이 되는데 초기 투자비 대비 연간 에너지 비용 절감액이 큰 경우에는 Cost ratio가 초기치보다 낮아지고, 초기 투자비 대비 연간 에너지 비용 절감액이 작은 경우에는 Cost ratio가 초기치보다 상승하게 된다. 현 수준의 전력 요금에서는 모든 경우에 대해 Cost ratio

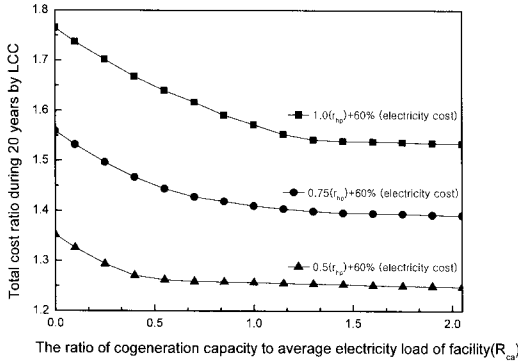


Fig. 6 Total cost ratio during 20 years with R_{ca} and changing heat to power ratio cost.

가 초기치보다 높다. 전력 요금에 현 수준보다 상승한 것으로 가정할 결과는 전 구간에서 Cost ratio가 초기치 보다 낮은 것을 알 수 있다. 전력 요금의 변화에 대해 초기 Cost ratio의 값과 R_{ca} 의 증가에 따른 Cost ratio 값의 차이가 전력 요금이 증가할수록 커지는 것을 알 수 있다. Fig. 6은 열전비의 변화에 대해 Cost ratio의 변화를 나타낸 것이다. 열전비의 증가에 따라 수렴하는 점이 점점 커지는 것을 볼 수 있다. 열전비의 증가에 따라 초기 Cost ratio와 곡선의 최저점의 차이 또한 증가하는 것을 볼 수 있다. Cost ratio의 분석은 전력 요금의 변화와 열전비의 변화에 따라 총 9가지 경우에 대해 R_{ca} 증가에 따라 수행되었고, Fig. 7은 종합적인 결과를 나타낸다.

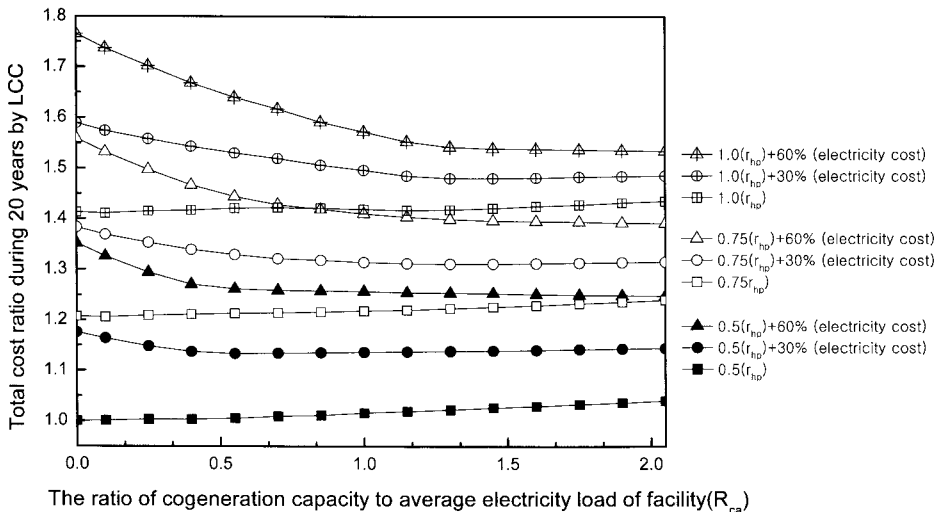


Fig. 7 Total cost ratio calculated by LCC during 20 years with R_{ca} for general facilities.

Fig. 8는 소형열병합발전의 용량 증가에 따른 수전전력의 단위 kWh당 요금을 나타내고 있다. P_c 는 소형열병합발전의 배열을 100% 활용했을 때의 소형열병합발전의 kWh당 발전 단가이다. 소형열병합발전의 도입으로 인한 연간 에너지 비용의 변화를 가져오는 주요 요소는 크게 두 가지이다. 식(22)의 발전하여 생산된 전력과 식(23)의 구입하는 전력에서의 경제적 이익이다.

$$W_g(P_0 - P_c) \tag{22}$$

$$(W_b - W_g)(P_0 - P(x)) \tag{23}$$

소형열병합발전에서 생산되는 연간 발전량에 대해서는 식(22)와 같이 P_0 와 P_c 의 차이만큼 비용 절감으로 환산된다. 시설의 연간 전력부하와 소형열병합발전에서 발전량과의 차이는 외부로부터 구입하는 연간 전력량이 된다. General facilities의 용량 증가에 따른 kWh당 전기 요금을 보면 Fig. 8에서와 같이 $(P_0 - P(x))$ 의 값이 음수임을 알 수 있다. General facilities의 경우 여름철 전력 요금이 높고 겨울철 전력 요금이 낮다. 소형열병합발전의 경우 열전비가 높은 겨울철에 운전율이 더 높다. 이런 이유로 인해 $P(x)$ 가 P_0 보다 높게 된다. R_{ca} 값이 0.5~1.5사이 일 때 수전전력의 kWh당 요금이 가장 높은 것을 알 수 있다. Table 6는 Fig. 7의 결과 요약으로 최적 R_{ca} 값이 0.5~1.5구간의 끝부분 또는 벗어난 곳에 나타난다. 소형열병합발전의 용

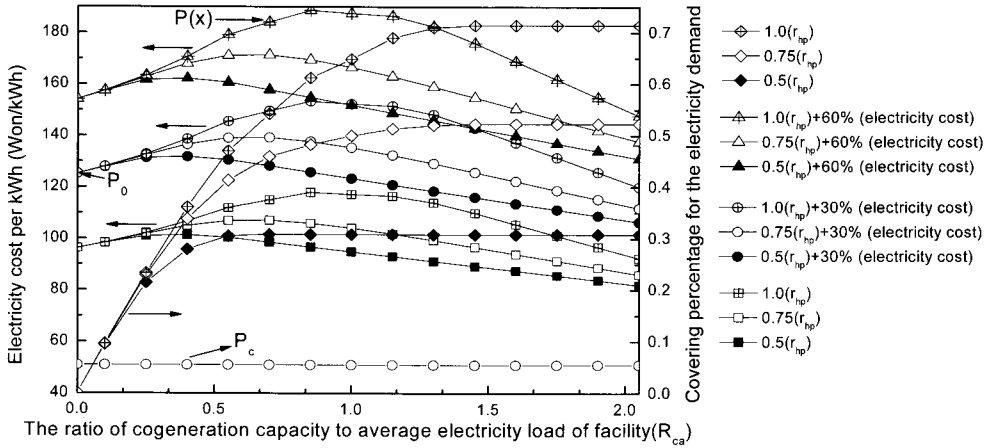


Fig. 8 Electricity cost per kWh of a grid for general facilities.

Table 6 Summary of economic analysis during 20 years by LCC

| Heat to power ratio | 0.5 | | | 0.75 | | | 1.0 | | |
|--|------|-------|--------|------|-------|-------|------|--------|--------|
| Electricity price change(%) | 0 | +30 | +60 | 0 | +30 | +60 | 0 | +30 | +60 |
| Optimal Rca | none | 0.55 | 2.05 | none | 1.3 | 2.05 | none | 1.45 | 2.05 |
| Payback period(year) | none | 5.3 | 8.9 | none | 6.7 | 6.4 | none | 5.5 | 5 |
| The range of payback before 5 years(Rca) | none | 0~0.5 | 0~0.85 | none | 0~0.8 | 0~1.5 | none | 0~1.26 | 0~2.05 |

량이 크지 않은 구간에서는 소형열병합발전의 전력부하 부담율이 높지 않기 때문에 ($P_0 - P(x)$)의 값이 LCC 결과에 지배적인 요소이고, 소형열병합발전의 용량이 충분히 큰 구간에서는 ($P_0 - P_c$)의 값이 LCC의 지배적인 요소이다.

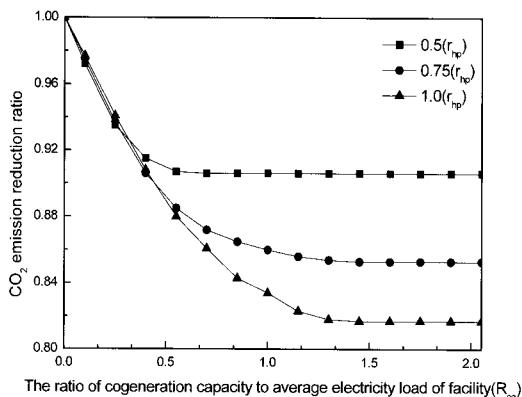


Fig. 9 Ratio of CO₂ emission reduction ratio with Rca and heat to power ratio.

3.2 이산화탄소 저감량

Fig. 9는 소형열병합발전의 용량 증가에 따른 CO₂ emission을 나타낸다. 열전비가 시뮬레이션 조건인 53%(정격 열회수효율)/32%(정격 발전효율)에 가까울수록 저감량이 큰 것을 알 수 있다. 열전비가 증가 할수록 수렴하는 Rca값이 커지고, 저감 효과 또한 큰 것을 알 수 있다. Rca값이 1.0이상인 구간에서는 수렴 또는 저감 폭이 줄어드는 것을 볼 수 있고, 이는 소형열병합발전의 용량이 건물 평균 전력 부하보다 큰 경우 용량이 증가하더라도 그 효과가 미미하다는 것을 나타낸다.

4. 결 론

병원, 호텔등의 일반 시설에 대해 소형열병합발전의 용량 증가에 따른 경제성 분석과 CO₂ 저감량을 분석하였다.

- (1) 95원/kWh 수준의 전력요금, 1,500,000원/kW의 소형열병합발전 초기투자비, 열전비가 0.5~

1.0인 조건에서는 소형열병합발전의 최적 용량은 나타나지 않았다.

- (2) 전력 요금을 30% 이상 인상한 경우에 시설물의 평균 전력 부하 대비 소형열병합발전의 용량 (R_{ca})은 0.5이상에서 최적으로 나타났다.
- (3) 전력요금에 60% 인상의 경우, 소형열병합발전의 용량 증가에 따른 Cost ratio는 열전비가 증가 할수록 초기 Cost ratio와 차이가 증가한다. 소형열병합발전의 경제성 분석에서 전력요금에 비하여 열전비의 영향은 작았다.
- (4) CO_2 저감량은 열전비가 지배적인 요소이다. 열전비의 변화에 따라 CO_2 배출 저감량은 9~18%이며, 대체로 R_{ca} 1.2이상인 수준에서 그 값이 수렴하는 경향을 보인다.

참고문헌

1. Panno, D., Messineo, A. and Dispenza, A., 2007, Cogeneration plant in a pasta factory : Energy saving and environmental benefit, *Energy*, Vol. 32, pp. 746-754.
2. ASHRAE, 1996, ASHRAE Handbook-HVAC Systems and Equipment, Atlanta : American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers Inc.
3. Monteiro, E., Moreira, N. and A. Ferreira, S., 2008, Planning of micro-combined heat and power systems in the Portuguese scenario, *Applied Energy*, In Press.
4. Savola, T., Fogelholm, C., 2006, Increased power to heat ratio of small scale CHP plants using biomass fuels and natural gas, *Energy Conversion and Management*, Vol. 47, pp. 3105-3118.
5. Takahashi, K., Ishizaka, T., 1998, Application of information theory for the analysis of co-generation-system performance, *Applied Energy*, Vol. 61, pp. 147-162.
6. Gamou, S., Yokoyama, R. and Ito, K., 2002, Optimal unit sizing of cogeneration systems in consideration of uncertain energy demands as continuous random variables, *Energy Conversion and Management*, Vol. 43, pp. 1349-1361.
7. Seo, H., Sung, J., Oh, S., Oh, H. and Kwak, H., 2008, Economic optimization of a cogeneration system for apartment houses in Korea, *Energy and Buildings*, Vol. 40, pp. 961-967.
8. Eggleston, S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T. and Tanabe, K., 2006, IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories, Intergovernmental Panel on Climate Change(IPCC).
9. Jae, W., 2005, A Study on the Basic Research for Preparation of the 3rd National Communication of the Republic Korea under the United Nations Framework Convention on Climate Change, Korea Energy Economic Institute.
10. Kim, G., Cheong, S., Joo, H., Ahn, Y. and Lee, J., 2007, Economic Analysis of Heat Pump System through Actual Operation, *Korean Journal of Air-Conditioning and Refrigeration Engineering*, Vol. 19, No. 6, pp. 470-475.