

복합열병합 시스템에 대한 열과 전기의 원가산정

김 덕 진[†], 이 근 휘^{*}

HeatTL, ^{*}숭실대학교 기계공학과 대학원

Cost Accounting of Heat and Electricity of a Combined Cycle Cogeneration System

Deok-Jin Kim[†], Keun-Whi Lee^{*}

HeatTL, Gwangyang 545-884, Korea

^{*}Department of Mechanical Engineering, Sung-Sil University, Seoul 156-756, Korea

(Received December 1, 2004; revision received April 8, 2005)

ABSTRACT: The cost accounting of electricity and heat produced from an energy system is important in evaluating the economical efficiency and deciding the reasonable sale price. The OECOPC method, suggested by the author, was applied to a 650 MW combined cycle cogeneration system having 4 operating modes, and each unit cost of electricity and heat products was calculated. In case that a fuel cost is ₩400/kg and there are no direct and indirect cost, they were calculated as follows; electricity cost of ₩23,700/GJ at gas-turbine mode, electricity cost of ₩15,890/GJ at combined cycle mode, electricity cost of ₩14,146/GJ and heat cost of ₩6,466/GJ at cogeneration mode, and electricity cost of ₩14,387/GJ and heat cost of ₩4,421/GJ at combined cycle cogeneration mode. Further, these unit costs are applied to account benefit on this system. Since the suggested OECOPC method can be applied to any energy system, it is expected to contribute to cost accounting of various energy systems.

Key words: Heat(열), Electricity(전기), Exergy(엑서지), Unit cost(원가), Cost accounting(원가 계산)

기 호 설 명

C : 원가 [₩/GJ]

\dot{E}_x : 단위시간당 엑서지흐름 [MW]

\dot{H} : 단위시간당 엔탈피흐름 [MJ/s]

\bar{h} : 비엔탈피 [kJ/kmol]

\dot{K} : 구성기기에서 투입되는 엑서지흐름과 방출되는 엑서지흐름의 차 [MW]

\dot{m} : 단위시간당 질량흐름 [kg/s]

\dot{N} : 단위시간당 몰흐름 [kmol/s]

\dot{Q} : 단위시간당 열량흐름 [MJ/s]

\bar{s} : 비엔트로피 [kJ/kmolK]

T : 온도 [K]

\dot{W} : 전기 또는 단위시간당 일 [MW]

x_i : i 성분의 몰비

\dot{Z} : 간접비 및 구성기기 비용흐름 [₩/s]

[†] Corresponding author

Tel.: +82-61-792-2730; fax: +82-61-797-3248

E-mail address: bbuyodj@hanmail.net

그리스 문자

μ : 화학포텐셜 [kJ/kg]

상첨자

- GT : 가스터빈 시스템
- HX : 열교환기 시스템
- ST : 증기터빈 시스템

하첨자

- [] : 구성기기
- 0 : 환경상태
- C : 열과 전기의 공통
- EX : 엑서지
- F : 시스템 외부로부터 열원투입
- IDC : 간접비
- Q : 열생산
- T : 타 작동유체로 엑서지 전달
- W : 전기생산

1. 서 론

에너지원으로부터 전기와 열을 동시에 생산하는 열병합발전은 고효율 시스템이며 이들의 성능평가, 도입 여부의 타당성 검사, 생산된 전기와 열의 원가산정 등은 주요 연구대상이다. 이중 원가산정은 복합에너지 시스템의 경제성 평가와 생산된 전기와 열의 합리적인 판매가 및 구입가 책정을 위해 특히 중요하다.

열병합발전의 효율향상에 따른 연료비 절감을 메리트(Merit)라 하며, 이 메리트를 기준으로 원가를 산정하는 일반적인 방법에는 감발량보상방식, 소비열량기준방식, E. Shuly 방식, E. Shulz 방식 등이 있다. 한편, 어떤 상태에 있는 계(System)가 상태변화를 하여 환경상태에 도달할 때까지 그 계로부터 얻을 수 있는 가용일 혹은 최대 유용일을 엑서지(Exergy)라 하며, 이 엑서지를 기준으로 원가를 산정하는 이론에는 SPECO(SPEcific COst)⁽¹⁻⁴⁾ 이론, MOPSA(MOdified Productive Structure Analysis)⁽⁵⁻⁷⁾ 이론, OECOPC(One Ex-ergetic Cost per One Productive Cycle)⁽⁸⁾ 이론 등이 있다.

본 연구에서는 가스터빈발전, 가스터빈-열병합발전, 복합발전, 그리고 복합열병합발전 즉 4가지 모드로 운전되는 650 MW급(열출력 476 Gcal/hr)

복합열병합 시스템에 대해 이론적으로 제안했던 OECOPC 방법⁽⁸⁾을 적용하여 그 생산된 전기와 열의 원가들을 산정해 보고자 한다.

2. OECOPC 열경제학의 적용

2.1 엑서지

에너지 시스템 해석 및 원가산정에서 중요시되었던 것은 에너지의 양적인 관계를 주로 다루는 열역학 제1법칙 관점에서 본 에너지이다. 그러나 열 등의 에너지는 양뿐만 아니라 질을 가지고 있다. 이러한 에너지의 양과 질을 동시에 고려하는 대표적인 것 중의 하나가 엑서지이다. 이것은 열역학 제1법칙과 제2법칙을 혼합한 관점에서 본 에너지이며, 엑서지경제학에서 가장 중요한 지배량이다. 일반적으로 에너지시스템에서 작동유체의 운동에너지와 위치에너지는 다른 에너지에 비하여 극히 적은 양이므로 무시될 수 있으며, 이 경우 엑서지는 다음과 같다.

$$\dot{E}_X = \dot{N} \sum_{i=1}^k [\bar{h}_i - \bar{h}_{0,i} - T_0(\bar{s}_i - \bar{s}_{0,i}) + \bar{\mu}_i - \bar{\mu}_{0,i}] x_i \quad (1)$$

위의 엑서지 기호를 가지고 시스템을 해석하면 수식이 산만해질 수 있다. 따라서 해석하고자 하는 유체가 임의의 구성기기 [k]를 지나갈 때 그 투입엑서지 $\dot{E}_{X,in}$ 및 방출엑서지 $\dot{E}_{X,out}$ 의 차를 $\dot{K}_{[k]}$ 라는 간단한 기호로 대체하고자 하며 이 기호는 수식을 상당히 간결화시켜 준다.

2.2 구성기기 및 비용흐름의 구분

시스템의 각 구성기기는 시스템 외부로부터 에너지를 투입받는 열원투입기기(연소기, 보일러, 펌프 등) [F], 해석대상인 작동유체에서 엑서지를 교환, 혼합, 손실 및 방출하는 공통구성기기(열교환기, 파이프, 응축기, 굴뚝 등) [C], 해석대상인 작동유체에서 타 작동유체로 엑서지를 전달하는 엑서지투입기기(폐열회수보일러, 열교환기 등) [T], 전기를 생산 및 소비하는 전기생산기기(터빈, 압축기, 펌프 등) [W], 그리고 열을 생산하는 열생산기기(보일러, 열교환기) [Q]로 나누어진다.

비용흐름[₩/day]은 크게 투입비용흐름과 산출 비용흐름으로 나누어진다. 투입비용흐름은 시스템 외부에서 투입 에너지양과 그 1GJ당 구입가격과의 곱인 열원비용흐름 $\dot{Q}_{[F]}C_F$, 설계비, 인건비, 관리비 등 시스템 외적인 간접비용흐름 \dot{Z}_{IDC} , 각 구성기기의 초기구입비용 및 유지보수비용을 감가상각한 직접비용흐름 $\dot{Z}_{[F,C,T,W,Q]}$, 그리고 해석대상인 작동유체가 엑서지를 시스템 내부에서 타 작동유체로 투입해 주는 내부 투입비용흐름 $\dot{K}_{[T,W,Q]}C_{EX}$ 으로 나누어진다. 산출비용흐름은 작동유체가 외부적 에너지를 받아 그 엑서지를 교환, 혼합, 손실, 방출 및 전달하는 내부 산출비용흐름 $\dot{K}_{[F,C,T]}C_{EX}$, 전기생산량과 전기 1GJ당 생산원가와의 곱인 전기생산비용흐름 $\dot{W}_{[W]}C_W$, 그리고 열생산량과 열 1GJ당 생산원가와의 곱인 열생산비용흐름 $\dot{Q}_{[Q]}C_Q$ 으로 나누어진다.

2.3 OECOPC 방법에 의한 원가산정

OECOPC(One Exergetic Cost per One Pro-

ductive Cycle)란 하나의 생산적 사이클에 하나의 엑서지단가가 존재한다는 뜻의 축약어이다. 이 원가산정방법은 시스템 내부의 엑서지단가를 계산하는 내부비용균형식과 시스템 외부의 생산원가를 계산하는 생산비용균형식이라는 수식을 가지고 있다.⁽⁸⁾ 이 수식을 적용 및 해석하는 방법은 다음과 같다. 첫째, 하나의 생산적 사이클마다 하나의 엑서지단가가 존재하며 하나의 내부비용균형식이 적용된다. 둘째, 하나의 생산물마다 하나의 생산원가가 존재하며 하나의 생산비용균형식이 적용된다. 셋째, 하나의 생산적 사이클에서 생산물이 단일일 때는 전체 투입비용흐름과 전체생산비용흐름이 서로 같다는 수식으로 생산원가를 구할 수도 있다. 넷째, 수식을 만들어 가는 순서는 에너지가 흐르는 순서와 같다.

2.3.1 가스터빈발전(Mode I) 해석

Fig. 1의 시스템이 가스터빈발전 모드일 경우 생산물은 전기며, 이 전기를 생산하는 사이클은 가스터빈 작동유체이다. 따라서 본 해석방법의 원리에 의해 한 개의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} 와 한 개의

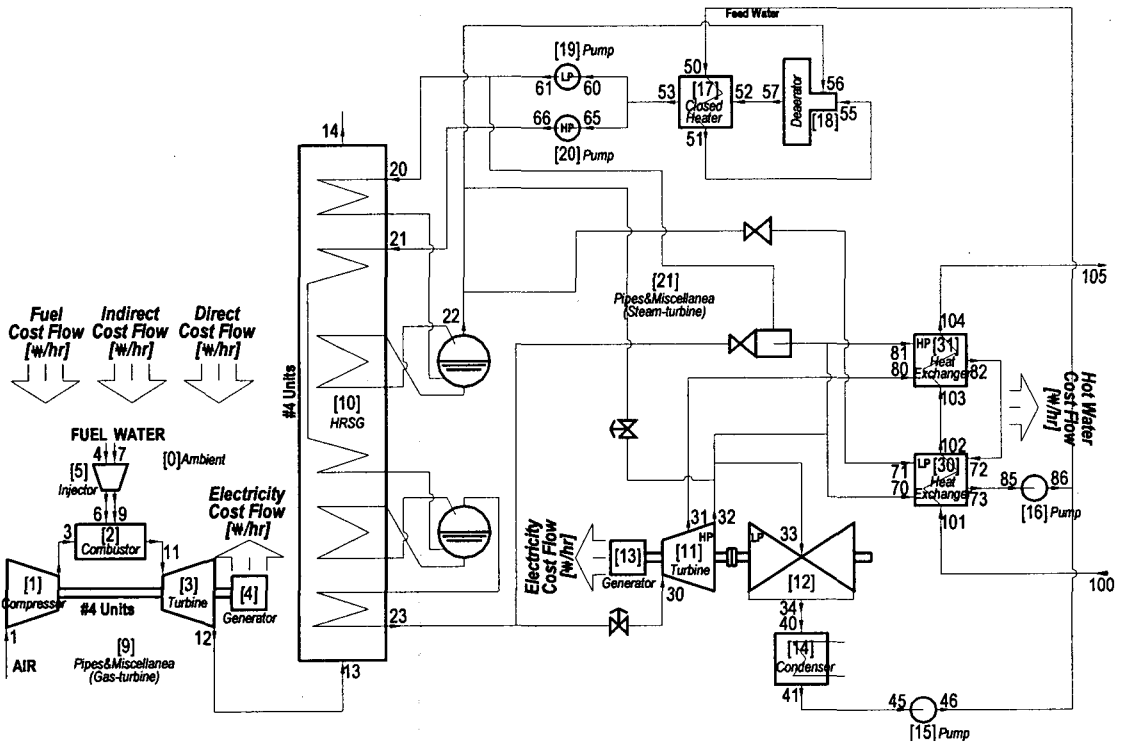


Fig. 1 Combined cycle cogeneration system.

생산단가 C_W^{GT} 가 존재한다.

본 시스템에서 열원투입기기 [F]는 [2], 공통구성기기 [C]는 [9,0], 전기생산기기 [W]는 [1,3,4,5]이며, 열생산기기는 존재하지 않는다.

시스템 외부에서 내부로 투입되는 비용흐름은 열원비용흐름 $\dot{Q}_{[F]}C_F$ 과 간접비용흐름 \dot{Z}_{IDC} 이다. 이 투입비용흐름은 열원투입기기 및 공통구성기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[F,C]}^{GT}$ 과 더불어 가스터빈 작동유체의 내부 산출비용흐름 $-\dot{K}_{[F,C]}^{GT}C_{EX}^{GT}$ 화된다. 여기서 사이클 즉 [0,1,2,3,5,9] 혹은 [F,C,W] 기기를 전체적으로 해석할 때 $-\dot{K}_{[F,C]}^{GT}$ 값은 수식적으로 $\dot{K}_{[W]}^{GT}$ 값과 같으므로⁽⁸⁾ 내부 산출비용흐름과 내부 투입비용흐름은 같게 된다. 따라서 내부 비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 가스터빈 작동유체의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} 를 계산할 수 있다.

$$\dot{K}_{[W]}^{GT}C_{EX}^{GT} = \dot{Q}_{[F]}C_F + \dot{Z}_{IDC} + \dot{Z}_{[F,C]}^{GT} \quad (2)$$

위 수식에서 $\dot{K}_{[W]}^{GT}$ 는 [1], [3], [5] 기기에서 입력 엑서지흐름과 출력 엑서지흐름과의 차로써 $(\dot{E}_{X,1} - \dot{E}_{X,3}) + (\dot{E}_{X,11} - \dot{E}_{X,12}) + (\dot{E}_{X,4} - \dot{E}_{X,6} + \dot{E}_{X,7} - \dot{E}_{X,9})$ 값을 뜻한다.

식(2)의 내부 투입비용흐름 $\dot{K}_{[W]}^{GT}C_{EX}^{GT}$ 은 전기생산기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[W]}^{GT}$ 과 함께 전기생산비용흐름 $\dot{W}_{[W]}^{GT}C_W^{GT}$ 을 산출한다. 따라서 생산비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 가스터빈 시스템측의 전기원가 C_W^{GT} 를 산정할 수 있다.

$$\dot{W}_{[W]}^{GT}C_W^{GT} = \dot{K}_{[W]}^{GT}C_{EX}^{GT} + \dot{Z}_{[W]}^{GT} \quad (3)$$

식(3)에서 $\dot{W}_{[W]}^{GT}$ 는 가스터빈 시스템에서 생산한 전기로 $(\dot{H}_1 - \dot{H}_3) + (\dot{H}_{11} - \dot{H}_{12}) + (\dot{H}_4 - \dot{H}_6 + \dot{H}_7 - \dot{H}_9)$ 값을 뜻한다.

이 시스템의 경우 전기 하나만을 생산하므로 전체 투입비용흐름과 전체 생산비용흐름이 서로 같다라는 수식, 즉 식(2)와 식(3)을 합한 단일의 수식으로 전기원가를 직접 구할 수도 있다.

2.3.2 가스터빈-열병합발전(Mode II) 해석

Fig. 1의 시스템이 가스터빈-열병합발전 모드일 경우 생산물은 전기와 열이며, 가스터빈 작동유체에서 전기를, 그리고 열교환기 작동유체에서 열

을 생산한다. 따라서 본 해석방법의 원리에 의해 두 개의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} , C_Q^{HX} 와 두 개의 생산단가 C_W^{GT} , C_Q^{HX} 가 존재한다. 더 나아가 열교환기 작동유체는 단일인 열만을 생산하므로 앞에서 언급하였듯이 해석을 생략할 수 있다. 따라서 한 개의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} 와 두 개의 생산단가 C_W^{GT} , C_Q^{HX} 가 존재하게 된다.

본 시스템의 가스터빈 시스템측에서 열원투입기기 [F]는 [2], 공통구성기기 [C]는 [9,0], 전기생산기기 [W]는 [1,3,4,5], 엑서지 투입기기 [T]는 [10], 그리고 열교환기 시스템측에서 엑서지 투입기기 [T]는 [10], 공통구성기기 [C]는 [17,18,21], 열생산기기 [Q]는 [30,31]이다.

시스템 외부에서 내부로 투입 및 산출되는 비용흐름에 대한 해석은 2.3.1절과 동일하다. 여기서 사이클 즉 [0,1,2,3,5,9,10] 혹은 [F,C,W,T] 기기를 전체적으로 해석할 때 $-\dot{K}_{[F,C]}^{GT}$ 값은 수식적으로 $\dot{K}_{[W,T]}^{GT}$ 값과 같으므로⁽⁸⁾ 내부비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 가스터빈 작동유체의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} 를 계산할 수 있다.

$$\dot{K}_{[W,T]}^{GT}C_{EX}^{GT} = \dot{Q}_{[F]}C_F + \dot{Z}_{IDC} + \dot{Z}_{[F,C]}^{GT} \quad (4)$$

식(4)의 내부 투입비용흐름 중 $\dot{K}_{[W]}^{GT}C_{EX}^{GT}$ 은 전기생산기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[W]}^{GT}$ 과 함께 전기생산비용흐름 $\dot{W}_{[W]}^{GT}C_W^{GT}$ 을 산출한다. 따라서 생산비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 가스터빈 시스템측의 전기원가 C_W^{GT} 를 산정할 수 있다.

$$\dot{W}_{[W]}^{GT}C_W^{GT} = \dot{K}_{[W]}^{GT}C_{EX}^{GT} + \dot{Z}_{[W]}^{GT} \quad (5)$$

식(4)의 내부 투입비용흐름 중 $\dot{K}_{[T]}^{GT}C_{EX}^{GT}$ 은 엑서지 투입기기 및 공통구성기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[T,C]}^{ST}$ 과 열생산기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[Q]}^{HX}$ 과 함께 열생산비용흐름 $\dot{Q}_{[Q]}^{HX}C_Q$ 을 산출한다. 따라서 생산비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 열교환기측의 열원가 C_Q 를 산정할 수 있다.

$$\dot{Q}_{[Q]}^{HX}C_Q = \dot{K}_{[T]}^{GT}C_{EX}^{GT} + \dot{Z}_{[T,C]}^{ST} + \dot{Z}_{[Q]}^{HX} \quad (6)$$

여기서 $\dot{Q}_{[Q]}^{HX}$ 는 지역난방용 온수가 받은 열량으로써 $(\dot{H}_{105} - \dot{H}_{100})$ 이다.

2.3.3 복합발전(Mode III) 해석

Fig. 1의 시스템이 복합발전 모드일 경우 생산물은 단일의 전기이다. 따라서 전기생산원가 C_W 만이 존재하므로 전체 투입비용흐름과 전체 생산비용흐름은 서로 같다는 수식으로써 전기생산원가를 산정할 수 있다. 그러나 본 방법의 적용성을 확인하기 위해 수식을 전개하고자 한다.

이 경우 생산물은 가스터빈 작동유체에서 전기를 그리고 증기터빈 작동유체에서 전기를 생산하므로 본 해석방법의 원리에 의해 두 개의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} , C_{EX}^{ST} 와 두 개의 생산단가 C_W^{GT} , C_W^{ST} 가 존재한다. 더 나아가 증기터빈 작동유체에서는 단일인 전기만을 생산하므로 해석을 생략할 수 있다. 따라서 한 개의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} 와 두 개의 생산단가 C_W^{GT} , C_W^{ST} 가 존재하게 된다.

가스터빈 시스템측에서 열원투입기기 [F]는 [2], 공통구성기기 [C]는 [9,0], 전기생산기기 [W]는 [1,3,4,5], 엑서지투입기기 [T]는 [10], 그리고 증기터빈 시스템측에서 엑서지 투입기기 [T]는 [10], 공통구성기기 [C]는 [10,14,17,18,21], 전기생산기기 [W]는 [11,12,13,15,16,19,20]이다.

가스터빈 작동유체의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} 및 전기원가 C_W^{GT} 를 구하는 수식은 2.3.2절에서 전개했던 식(4) 및 식(5)와 같다.

식(4)의 내부투입 비용흐름 중 $\dot{K}_{[T]}^{GT} C_{EX}^{GT}$ 은 증기터빈 시스템측의 엑서지 투입기기 및 공통구성기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[T,C]}^{ST}$ 과 전기생산기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[W]}^{ST}$ 과 함께 전기생산 비용흐름 $\dot{W}_{[W]}^{ST} C_W^{ST}$ 을 산출한다. 따라서 생산비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 증기터빈측의 전기원가 C_W^{ST} 를 산정할 수 있다.

$$\dot{W}_{[W]}^{ST} C_W^{ST} = \dot{K}_{[T]}^{GT} C_{EX}^{GT} + \dot{Z}_{[T,C]}^{ST} + \dot{Z}_{[W]}^{ST} \quad (7)$$

가스터빈 시스템측의 전기원가와 증기터빈 시스템측의 전기원가는 시스템이 틀리므로 서로 다를 수밖에 없다. 그러나 전체 시스템 외적으로 전기는 서로 구분되지 않으므로 전기원가는 하나가 된다. 따라서 산술 평균인 식(8)으로부터 단일의 전기원가를 구할 수 있다.

$$C_W = \frac{\dot{W}_{[W]}^{GT} C_W^{GT} + \dot{W}_{[W]}^{ST} C_W^{ST}}{\dot{W}_{[W]}^{GT} + \dot{W}_{[W]}^{ST}} \quad (8)$$

2.3.4 복합열병합발전(Mode IV) 해석

Fig. 1의 시스템이 복합열병합발전 모드일 경우 생산물은 전기와 열이며, 가스터빈 작동유체에서 전기를, 그리고 증기터빈 작동유체에서 전기와 열을 생산한다. 따라서 본 해석방법의 원리에 의해 두 개의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} , C_{EX}^{ST} 와 세 개의 생산단가 C_W^{GT} , C_W^{ST} , C_Q^{HX} 가 존재한다.

본 시스템의 가스터빈 시스템측에서 열원투입기기 [F]는 [2], 공통구성기기 [C]는 [9,0], 전기생산기기 [W]는 [1,3,4,5], 엑서지투입기기 [T]는 [10], 증기터빈 시스템측에서 엑서지투입기기 [T]는 [10], 공통구성기기 [C]는 [10,14,17,18,21], 전기생산기기 [W]는 [11,12,13,15,16,19,20], 그리고 열교환기측에서 열생산기기 [Q]는 [30,31]이다.

가스터빈 작동유체의 엑서지단가 C_{EX}^{GT} 및 전기원가 C_W^{GT} 를 구하는 수식은 2.3.2절에서 전개했던 식(4) 및 식(5)와 같다.

식(4)의 내부투입 비용흐름 중 $\dot{K}_{[T]}^{GT} C_{EX}^{GT}$ 은 증기터빈 시스템측의 엑서지투입기기 및 공통구성기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[T,C]}^{ST}$ 과 함께 증기터빈 작동유체의 내부투입 비용흐름 $-\dot{K}_{[T,C]}^{ST} C_{EX}^{ST}$ 화된다. 여기서 사이클 즉 [10,...,31] 혹은 [T,C,W,Q] 기기를 전체적으로 해석할 때 $-\dot{K}_{[T,C]}^{ST}$ 는 수식적으로 $\dot{K}_{[W,Q]}^{ST}$ 과 같으므로⁽⁸⁾ 내부비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 증기터빈 작동유체의 엑서지단가 C_{EX}^{ST} 를 계산할 수 있다.

$$\dot{K}_{[W,Q]}^{ST} C_{EX}^{ST} = \dot{K}_{[T]}^{GT} C_{EX}^{GT} + \dot{Z}_{[T,C]}^{ST} \quad (9)$$

식(9)의 내부투입 비용흐름 중 $\dot{K}_{[W]}^{ST} C_{EX}^{ST}$ 는 전기생산기기 비용흐름 $\dot{Z}_{[W]}^{ST}$ 과 더불어 전기생산비용흐름 $\dot{W}_{[W]}^{ST} C_W^{ST}$ 을 산출한다. 따라서 생산비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 증기터빈측의 전기원가 C_W^{ST} 를 산정할 수 있다.

$$\dot{W}_{[W]}^{ST} C_W^{ST} = \dot{K}_{[W]}^{ST} C_{EX}^{ST} + \dot{Z}_{[W]}^{ST} \quad (10)$$

여기서 식(5)와 식(10)의 전기원가들은 식(8)에 의해 하나의 전기원가로 통합될 수 있다.

식(9)의 내부투입 비용흐름 중 $\dot{K}_{[Q]}^{ST} C_{EX}^{ST}$ 는 열생산기기 비용흐름 $\dot{Q}_{[Q]}^{HX}$ 과 더불어 열생산비용흐름 $\dot{Q}_{[Q]}^{HX} C_Q$ 을 산출한다. 따라서 생산비용균형식

을 다음과 같이 만들 수 있으며 온수의 열원가 C_Q 를 산정할 수 있다.

$$\dot{Q}_{[Q]}^{HX} C_Q = \dot{K}_{[Q]}^{ST} C_{EX}^{ST} + \dot{Z}_{[Q]}^{HX} \quad (11)$$

여기서 $\dot{Q}_{[Q]}^{HX}$ 는 온수가 얻은 열량으로써 $\dot{H}_{105} - \dot{H}_{100}$ 이다.

2.3.5 전체비용균형식

어떠한 원가산정방법일지라도 그 산정 결과는 전체투입비용흐름과 전체생산비용흐름이 같다는 아래의 전체비용균형식을 만족해야 한다.

$$(\dot{W}_{[W]}^{GT} + \dot{W}_{[W]}^{ST}) C_W + \dot{Q}_{[Q]}^{HX} C_Q = \dot{Q}_{[F]} C_F + \dot{Z}_{IDC} + \dot{Z}_{[F,C,T,W,Q]} \quad (12)$$

위 식은 연료비용흐름, 간접비용흐름, 그리고 직접비용흐름을 투입하여 전기비용흐름과 열비용흐름을 생산한다는 것을 보여준다. 식(2)에서 식(11)까지의 수식을 통합하면 식(12)의 전체비용균형식이 유도됨을 확인할 수 있다.

2.4 사용원가 및 기본원가 산정

대부분의 발전소에서는 안정적인 수입을 위하여 판매요금을 사용요금과 기본요금으로 나누고 있다. 따라서 2.3절에서 유도된 생산원가 또한 사용원가와 기본원가로 분해할 필요가 있다.

전개하고자 하는 단가들이 많으므로 기호설명을 먼저 한다. 하첨자 U 는 사용원가를, 하첨자 B 는 기본원가를, 그리고 하첨자 F 는 연료투입비용흐름이 포함된 원가를, 하첨자 K 는 직접비용흐름이 포함된 원가를, 하첨자 I 는 간접비용흐름이 포함된 원가를 뜻한다. 따라서 2.3절에서 구한 원가들은 연료비, 직접비, 그리고 간접비 모두가 포함된 사용원가이며 전기사용원가는 $C_{W,U,FKI}$, 그리고 열사용원가는 $C_{Q,U,FKI}$ 으로 표현되어지며 기본원가는 존재하지 않는다.

투입비용흐름 중 연료비 $\dot{Q}_{[F]} C_F$ 와 직접비 $\dot{Z}_{[k]}$ 를 사용원가에, 그리고 간접비 \dot{Z}_{IDC} 를 기본원가에 부과하여 산정할 수 있다. 이 경우 식(2)와 식(4)에서 간접비를 제외하고 수식을 풀면 전

기사용원가 $C_{W,U,FK}$ 와 열사용원가 $C_{Q,U,FK}$ 를 구할 수 있다. 간접비용흐름을 기본원가들로 분해하는 수식은 다음과 같으며, 식(13)을 이용하여 전기기본원가를, 그리고 식(14)을 이용하여 열기본원가를 산정할 수 있다.

$$C_{W,B,I} = C_{W,U,FKI} - C_{W,U,FK} \quad (13)$$

$$C_{Q,B,I} = C_{Q,U,FKI} - C_{Q,U,FK} \quad (14)$$

많은 발전 시스템에서 보다 안정적인 수입을 얻기 위해 연료비 $\dot{Q}_{[F]} C_F$ 를 사용원가에, 그리고 직접비 $\dot{Z}_{[k]}$ 와 간접비 \dot{Z}_{IDC} 를 기본원가에 부과하고 있다. 이 경우 2.3절의 전개된 식에서 간접비와 직접비를 제외하고 수식을 풀면 연료투입만의 사용원가 $C_{W,U,F}$ 과 $C_{Q,U,F}$ 을 구할 수 있다. 직접비 및 간접비를 기본원가들로 분해하는 수식은 다음과 같으며, 식(15)을 이용하여 전기기본원가를, 그리고 식(16)을 이용하여 열기본원가를 산정할 수 있다.

$$C_{W,B,KI} = C_{W,U,FKI} - C_{W,U,F} \quad (15)$$

$$C_{Q,B,KI} = C_{Q,U,FKI} - C_{Q,U,F} \quad (16)$$

3. 원가산정 및 고찰

4가지 모드로 운전되는 Fig.1 시스템에 대해 전기원가 및 열원가를 산정해 본다. 본 계산에 사용된 가스물성치는 JANAF⁽⁹⁾ 테이블을 이용하였고, 증기 및 물의 물성치는 IFC⁽¹⁰⁾에 나와 있는 수치계산을 이용하였다. 수식계산에 앞서 주어져야 되는 조건은 다음과 같다.

(1) Table 1과 같이 연료의 종류, 연료구입단가, 1일 시스템 가동시간, 환경상태 공기의 온

Table 1 Characteristic of fuel and ambient

| Characteristic | Value | | | |
|-----------------------|----------------|----------------|-----|------------------|
| Fuel | LNG | | | |
| Purchasing cost | ₩400/kg | | | |
| Operating hour | 14 hr/day | | | |
| Ambient temperature | 15°C | | | |
| Ambient pressure | 101.3 kPa | | | |
| Mole ratio of air [%] | N ₂ | O ₂ | Ar | H ₂ O |
| | 77.2 | 20.7 | 0.9 | 1.2 |

Table 2 Mass flow rate, pressure, temperature, enthalpy flow rate, and exergy flow rate at inlet and exit states

| State | \dot{m} [kg/s] | T [°C] | P [MPa] | $\dot{H} - \dot{H}_0$ [MJ/s] | \dot{E}_x [MJ/s] |
|--|---------------------|-------------|--------------|---------------------------------|-----------------------|
| 1 | 1434.8 | 15.0 | 0.101 | 0.0 | 0.0 |
| 3 | 1434.8 | 313.3 | 1.013 | 440.1 | 413.3 |
| 4 | 25.6 | 15.0 | 0.101 | 0.0 | 0.0 |
| 6 | 25.6 | 201.0 | 1.013 | 11.4 | 10.5 |
| 11 | 1460.4 | 1039.9 | 1.013 | 1717.8 | 1286.2 |
| 12 | 1460.4 | 538.7 | 0.104 | 833.9 | 366.1 |
| 13 | 1460.4 | 530.9 | 0.104 | 820.7 | 357.6 |
| - In case of gas-turbine cogeneration | | | | | |
| 14 | 1460.4 | 115.0 | 0.102 | 152.8 | 22.5 |
| 100 | 2762.6 | 65.0 | 1.200 | 580.0 | 48.0 |
| 105 | 2762.6 | 120.0 | 1.000 | 1219.0 | 182.1 |
| - In case of combined cycle cogeneration | | | | | |
| 14 | 1460.4 | 106.0 | 0.102 | 139.0 | 19.0 |
| 30 | 174.2 | 503.0 | 7.500 | 583.5 | 254.8 |
| 31 | 85.6 | 172.7 | 0.541 | 233.7 | 69.3 |
| 32 | 88.6 | 149.3 | 0.400 | 238.0 | 67.0 |
| 60 | 54.9 | 82.3 | 0.350 | 15.5 | 1.6 |
| 61 | 54.9 | 82.5 | 1.440 | 15.6 | 1.6 |
| 65 | 174.2 | 82.3 | 0.350 | 49.1 | 5.0 |
| 66 | 174.2 | 83.8 | 9.590 | 51.5 | 6.8 |
| 70 | 139.8 | 143.1 | 0.380 | 374.0 | 104.3 |
| 73 | 225.4 | 69.8 | 0.150 | 51.7 | 4.4 |
| 80 | 85.6 | 170.0 | 0.520 | 233.4 | 68.7 |
| 85 | 225.4 | 69.8 | 0.150 | 51.7 | 4.4 |
| 86 | 225.4 | 69.9 | 0.600 | 51.8 | 4.5 |
| 100 | 2404.9 | 65.0 | 1.200 | 504.9 | 41.8 |
| 105 | 2404.9 | 120.0 | 1.000 | 1061.2 | 158.5 |

Table 3 Fuel, indirect, and direct cost flow

| Cost flow | Symbol | Value [₩1000/day] |
|-----------|------------------------|----------------------|
| Fuel | $\dot{Q}_{[F]} C_F$ | 516,544 |
| Indirect | \dot{Z}_{IDC} | 77,482 |
| | $\dot{Z}_{[F,C]}^{GT}$ | 2,712 |
| | $\dot{Z}_{[W]}^{GT}$ | 15,367 |
| Direct | $\dot{Z}_{[T,C]}^{ST}$ | 6,199 |
| | $\dot{Z}_{[W]}^{ST}$ | 14,463 |
| | $\dot{Z}_{[Q]}^{HX}$ | 2,583 |

도 · 압력 · 물비

(2) Table 2와 같이 전기를 생산 및 소비하는, 열을 생산하는, 그리고 타 작동유체로 엑서지를 전달하는 작동유체의 입 · 출력상태에서 질량유량, 온도, 그리고 압력 측정값 혹은 계산값

(3) Table 3과 같이 공통구성기기, 전기생산기기 및 열생산기기에 대한 직접비용흐름과 시스템 외적인 간접비용흐름

현재 가동중인 Fig. 1 시스템에서 연료구입단가, 간접비 및 직접비는 공개 대상이 아니므로, 연료 구입단가를 ₩400/kg으로 연료투입비용흐름 대비 간접비용흐름을 15% 그리고 직접비용흐름을 8%로 가정하여 본 수식에 적용하였다.

Table 2에는 가스터빈-열병합발전 모드인 경우와 복합열병합발전 모드인 경우에 대해 질량유량, 온도 및 압력으로부터 각 입 · 출력 상태에서 엔탈피흐름과 엑서지흐름이 계산되어 있다.

Table 4에는 열역학 1법칙적 해석 결과로 시스템 모드에 따라 연료의 투입열량, 생산된 전기량 및 열량, 그리고 효율이 계산되어 있다.

Table 5에는 각 시스템 모드에 따른 원가 및 비용흐름 계산결과가 정리되어 있다. 이 표에서 1)은 연료비, 직접비, 간접비 모두가 사용원가에 부과된 경우를, 2)는 연료비와 직접비가 사용원가에 그리고 간접비가 기본요금에 부과된 경우를, 3)은 연료비만이 사용원가에 그리고 직접비와 간접비는 기본원가에 부과된 경우를 해석한 결과이다. 어느 경우든 전체 생산비용흐름과 전체 투입비용흐름이 정확히 같음을 볼 수 있다. 각 모드에 따른 전기원가를 비교해 볼 때, Mode I 즉 가스터빈 시스템에서 생산된 전기원가가 가장 높고, Mode II 즉 가스터빈-열병합시스템에서 생산된 전기원가가 가장 낮게 산정되었다. 전자의 이유는 가스터빈 시스템의 효율이 30.8%로 타 모드에 비해 월등히 낮기 때문이며, 후자의 이유는

Table 4 Electricity, heat and efficiency each of system mode

| System mode | Fuel [MJ/s] | Electricity [MJ/s] | Heat [MJ/s] | Efficiency [%] |
|-------------|-------------|--------------------|-------------|----------------|
| Mode I | 1,402 | 432 | - | 30.8 |
| Mode II | 1,402 | 432 | 639 | 76.4 |
| Mode III | 1,402 | 645 | - | 46.0 |
| Mode IV | 1,402 | 541 | 556 | 78.3 |

Table 5 The unit cost and cost flow rate by OECOPC method

| System mode | Product | Unit cost [₩/GJ] | | Cost flow rate [₩1000/day] | | |
|--|-------------|------------------|-------|----------------------------|----------------|----------------|
| | | Usage | Base | Input | Usage | Base |
| 1) In case that direct cost and indirect cost are applied to usage charge. | | | | | | |
| Mode I | Electricity | 28,085 | - | 612,105(100%) | 612,105(100%) | - |
| Mode II | Electricity | 17,047 | - | 620,886(100%) | 371,540(59.8%) | - |
| | Heat | 7,743 | - | | 249,346(40.2%) | - |
| Mode III | Electricity | 19,465 | - | 632,766(100%) | 632,766(100%) | - |
| Mode IV | Electricity | 17,806 | - | 635,349(100%) | 485,926(76.5%) | - |
| | Heat | 5,330 | - | | 149,423(23.5%) | - |
| 2) In case that direct cost is applied to usage and indirect cost is applied to base charge. | | | | | | |
| Mode I | Electricity | 24,530 | 3,555 | 612,105(100%) | 534,623(87.3%) | 77,481(12.7%) |
| Mode II | Electricity | 14,925 | 2,122 | 620,886(100%) | 325,294(52.4%) | 46,246(7.4%) |
| | Heat | 6,773 | 970 | | 218,111(35.2%) | 31,235(5.0%) |
| Mode III | Electricity | 17,081 | 2,383 | 632,766(100%) | 555,285(87.8%) | 77,481(12.2%) |
| Mode IV | Electricity | 15,681 | 2,125 | 635,349(100%) | 427,938(67.4%) | 57,988(9.1%) |
| | Heat | 4,667 | 663 | | 130,833(20.6%) | 18,590(2.9%) |
| 3) In case that direct cost and indirect cost are applied to base charge. | | | | | | |
| Mode I | Electricity | 23,700 | 4,385 | 612,105(100%) | 516,544(84.4%) | 95,561(15.6%) |
| Mode II | Electricity | 14,146 | 2,901 | 620,886(100%) | 308,308(49.7%) | 63,232(10.2%) |
| | Heat | 6,466 | 1,277 | | 208,236(33.5%) | 41,110(6.6%) |
| Mode III | Electricity | 15,890 | 3,575 | 632,766(100%) | 516,544(81.6%) | 116,222(18.4%) |
| Mode IV | Electricity | 14,387 | 3,419 | 635,349(100%) | 392,611(61.8%) | 93,315(14.7%) |
| | Heat | 4,421 | 909 | | 123,933(19.5%) | 25,490(4.0%) |

- Mode I is gas-turbine system, mode II is gas-turbine cogeneration, mode III is combined cycle system, and mode IV is combined cycle cogeneration.

가스터빈-열병합 및 복합열병합의 가스터빈에서 생산된 전기원가가 복합열병합의 증기터빈에서 생산된 전기원가보다 더 낮기 때문이다. 열원가를 비교해 볼 때, 가스터빈-열병합에서 생산된 열원가가 더 높게 산정됐다. 이 이유는 가스터빈-열병합에서 생산되는 열원가는 복합열병합의 증기터빈에서 생산되는 전기원가를 포함하고 있기 때문이다.

전기 및 열 거래시장으로부터 각 시간대별 및 계절별 판매단가를 예측할 수 있다. 이 예측된 판매단가로부터 최대이윤을 얻기 위해 본 시스템을 어떠한 작동모드로 가동해야 하는지를 Table 5로부터 결정지을 수 있다. 만약 Must-Run 시스템이라고 한다면 Table 5는 가격협상에 근거가 될 것이다.

Table 5에 계산된 원가는 모두 100% 부하에 그리고 생산물은 전량 판매한다는 가정 하에 산

정된 값이다. 만약 가정과 다른 경우라면 그 시스템에 맞게 유도된 값을 다시 풀어 원가를 새롭게 산정지을 수 있다.

열병합발전시스템의 생산원가를 산정하는 기존 방법에는 메리트(Merit) 및 엑서지(Exergy) 기준 등의 다양한 방법이 있다. Fig.1 시스템의 4가지 모드에 대하여 기존의 원가산정방법을 적용하고 본 연구에서의 결과와 비교 검토하는 연구가 앞으로 진행될 예정이다.

4. 결 론

에너지 시스템에 대한 원가산정 방법 중의 하나인 OECOPC 방법을 4가지 모드로 가동되는 복합열병합시스템에 적용하여 전기원가와 열원가를 각각 산정하여 보았다. 연료단가 ₩400/kg에 간접비 및 직접비 투입비용이 없는 경우, 가스터

빈발전 모드에서 전기원가 ₩23,700/GJ, 복합발전 모드에서 전기원가 ₩15,890/GJ, 가스터빈-열병합발전 모드에서 전기원가 ₩14,146/GJ 및 열원가 ₩6,466/GJ, 그리고 복합열병합발전 모드에서 전기원가 ₩14,387/GJ 및 열원가 ₩4,421/GJ로 산정되었다. 이렇듯 OECOPC 방법은 동일한 전기 및 열 일지라도 생산방법에 따라 서로 다른 원가가 산정됨을 입증해주며, 판매단가와 생산원가를 비교함으로써 최대이윤을 내는 작동모드 결정 및 그 수익 여부를 계산해 낼 수 있다.

본 방법은 열역학 제 1 법칙과 제 2 법칙을 기초로 원가를 산정하고 있으며, 에너지의 매매가격 결정에 많은 공헌을 할 수 있으리라 기대된다.

참고문헌

- Lozano, M. A. and Valero, A., 1993a, Theory of the exergetic cost, *Energy*, Vol. 18, pp. 939-960.
- Lozano, M. A. and Valero, A., 1993b, Exergoeconomic analysis of gas-turbine cogeneration systems, *Proceedings of the ASME Advanced Energy Systems Division*, AES-Vol. 30, pp. 311-320.
- Valero, A., Lozano, M. A., Serra, L., Tsatsaronis, G., Pisa, J., Frangopoulos, C. A. and von Spakovsky, M. R., 1994, CGAM problem: Definition and conventional solution, *Energy*, Vol. 19, No. 3, pp. 279-286.
- Lazzaretto, A. and Tsatsaronis, G., 1996, A general process-based methodology for exergy costing, in Duncan, A. B., Fiszdon, J., O'Neal, D. and Den Braven, K.(eds.), *Proceedings of the ASME Advanced Energy Systems Division*, AES-Vol. 36, ASME, New York, pp. 413-428.
- Oh, S. D., Pang, H. S., Kim, S. M. and Kwak, H. Y., 1996, Exergy analysis for a gas turbine cogeneration system, *Journal of Engineering for Gas Turbine and Power*, Vol. 118, pp. 781-791.
- Kim, D. J., Jeon, J. S. and Kwak, H. Y., 1999, Exergetic and thermoeconomic analysis of combined cycle plant, *Proceeding of the ASME Advanced Energy Systems Division*, AES-Vol. 39, pp. 397-405.
- Kwak, H. Y., Kim, D. J. and Jeon, J. S., 2003, Exergetic and thermoeconomic analyses of power plants, *Energy*, Vol. 28, pp. 343-360.
- Kim, D. J., 2003, Suggestion of power and heat costing for a energy system, *Korean Journal of Air-Conditioning and Refrigeration Engineering*, Vol. 15, No. 5, pp. 360-371.
- JANAF Thermochemical Tables, 1971, National Bureau of Standards Publications, Washington, DC.
- JSME Steam Tables, 1968, Japanese Society of Mechanical Engineers.