

## 복합열병합 발전에 대한 전기 및 열 원가산정

김 덕 진<sup>†</sup>, 이 근 휘<sup>\*</sup>

중앙대학교 기계공학부 HeatTL, <sup>\*</sup>숭실대학교 기계공학과 대학원

### Cost Accounting of Electricity and Heat on Combined Cycle Cogeneration

Deok-Jin Kim<sup>†</sup>, Keun-Whi Lee<sup>\*</sup>

HeatTL, Department of Mechanical Engineering, Chung-Ang University, Seoul 156-756, Korea

<sup>\*</sup>Department of Mechanical Engineering, Sung-Sil University, Seoul 156-756, Korea

(Received March 31, 2004; revision received June 1, 2004)

**ABSTRACT:** The cost accounting of products on energy system is important for evaluating the economical efficiency and deciding the reasonable sale price. In the present, the suggested OECOPC method was applied to a combined cycle cogeneration, and each unit cost of electricity and heat products was calculated. In addition, the previous thermoeconomic methods were applied and calculated to equal system. As a result of comparing various methods, the unit costs by OECOPC method were calculated in the middle value of those. This result tells that OECOPC methods are most moderate. The suggested OECOPC method can apply any energy system. Hence this method is expected to make contribution to cost accounting on energy system.

Key words: Heat(열), Exergy(엑서지), Unit cost(원가), Cost accounting(원가계산)

#### 기 호 설 명

$C$  : 원가 [₩/GJ]

$\dot{E}_x$  : 단위시간당 엑서지흐름 [MW]

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

$\dot{H}$  : 단위시간당 엔탈피흐름 [MJ/s]

$h$  : 엔탈피 [kJ/kg]

$\dot{m}$  : 단위시간당 질량흐름 [kg/s]

$\dot{N}$  : 단위시간당 몰흐름 [kmol/s]

$\dot{Q}$  : 단위시간당 열량흐름 [MJ/s]

$s$  : 엔트로피 [kJ/kgK]

$T$  : 온도 [K]

$\dot{W}$  : 전기 또는 단위시간당 일 [MW]

$x_i$  :  $i$ 성분의 몰비

$\dot{Z}$  : 구성기기의 직접비용흐름 [Vs]

#### 그리스 문자

$\mu$  : 화학포텐셜 [kJ/kg]

#### 상첨자

$GT$  : 가스터빈 시스템의 작동유체

$ST$  : 스팀터빈 시스템의 작동유체

$HW$  : 생산된 온수

<sup>†</sup> Corresponding author

Tel.: +82-2-820-5281; fax: +82-2-826-2510

E-mail address: bbuyodj@hanmail.net

## 하첨자

- 0 : 환경상태  
 B : 기본요금  
 F : 연료, 연료투입비용흐름이 포함된 요금  
 I : 간접비용흐름이 포함된 요금  
 IDC : 간접비  
 [k] : k 구성기기  
 K : 직접비용흐름이 포함된 요금  
 net : 작동유체의 전체 사이클  
 Q : 열  
 S : 사용요금  
 W : 전기

## 1. 서 론

에너지원으로부터 전기와 열을 동시에 생산하는 열병합 및 복합열병합 발전은 고효율 시스템이며 이들의 성능 평가, 도입 여부의 타당성 검사, 생산된 전기와 열의 원가산정 등은 주요 연구대상이다. 이중 원가산정은 복합에너지 시스템의 경제성 평가와 생산된 전기와 열의 합리적인 판매가 책정을 위해 특히 중요하며 대표적으로 다음의 원가산정법들이 있다.

열병합 발전의 효율향상에 따른 연료비 절감율 메리트(Merit)라 하며, 이 메리트를 기준으로 원가를 산정하는 일반적인 방법에는 첫째 열병합으로 인한 메리트가 전부 열에 기인한 것으로 가정하는 감발량보상방식, 둘째 열병합으로 인한 메리트가 전부 전기에 기인한 것으로 가정하는 소비열량기준방식, 셋째 열 및 전기 독립설비 운영시 투입될 연료비에 따른 메리트를 열측과 전기측에 동일한 효율개선효과를 시현하게끔 분배하는 E. Shuly 방식, 넷째 열 및 전기 독립설비 운영시 투입될 연료비에 따른 메리트를 열측과 전기측에 동일하게 배분하는 E. Shulz 방식이 있다.

한편, 어떤 상태에 있는 계가 상태변화를 하여 환경상태에 도달할 때까지 그 계로부터 얻을 수 있는 가용일 혹은 최대 유용일을 엑서지(Exergy)라 하며, 이 엑서지를 기준으로 원가를 산정하는 이론으로는 SPECO(SPEcific COst)<sup>(1-4)</sup> 이론, MOPSA(MODified Productive Structure Analysis)<sup>(5-8)</sup> 이론, OECOPC(One Exergetic Cost per One Pro-

ductive Cycle)<sup>(9)</sup> 이론, OECOPS(One Exergetic Cost per One Productive System)<sup>(9)</sup> 이론 등이 있다.

본 연구에서는 이론적으로 제안했던 OECOPC 방법<sup>(9)</sup>을 한국동서발전(주)에서 가동 중인 복합열병합발전소에 적용하여 그 생산된 전기와 열의 원가들을 산정해 보며 더불어 기존의 원가산정 방법들과 비교 검토해 보고자 한다.

## 2. OECOPC 열경제학의 적용

열경제학을 적용하고자 하는 시스템은 현재 한국동서발전(주)에서 가동 중인 900 MW급(열출력 476 Gcal/hr) 복합열병합발전소이다. 이 발전소는 가스터빈발전, 가스터빈열병합발전, 복합발전, 그리고 복합열병합발전 즉 총 4가지 모드로 운전되며, Fig. 1의 열평형선도는 이중 하나의 모드인 가스터빈에서 420 MW의 전기를, 증기터빈에서 106 MW의 전기를, 그리고 열교환기에서 476 Gcal/hr의 열을 생산하는 복합열병합 시스템이다. 4가지 모드마다 그리고 실시간마다 전기와 열의 원가는 다르게 산정될 것이며, Fig. 1의 모드에 대해 생산된 전력과 열의 원가를 산정하고자 한다.

### 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.

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

여기서  $i$ 는  $i$  성분의 기체를  $x_i$ 는  $i$  기체의 물비를 뜻한다.

2.2 직접비용흐름 및 간접비용흐름

본 연구에서 사용되어지는 각 구성기기의 직접 비용흐름( $\dot{Z}_{[k]}$ : 초기투자비용 및 유지보수비용 등) 및 전체 시스템에 대한 간접비용흐름( $\dot{Z}_{IDC}$ : 설계비, 인건비, 관리비 등)을 구하기 위한 경제학적 방법에는 여러 가지 방법이 존재하며, 직접비용흐름에 대해 본 연구에서는 아래의 수식을 적용하였다.

이자율  $i$ , 회수기간  $n$ 년의 현가계수(Present Worth Factor)는 식(2a)와 같이, 자본회수계수(Capital Recovery Factor)는 식(2b)와 같이 쓸 수 있다. 위 두 계수를 이용하여 구입가격이  $C_{[k]}^{initial}$ , 회수가격이  $C_{[k]}^{final}$ 일 때  $[k]$  구성기기에 대한 연간등가비용은 식(2c)와 같이 쓸 수 있으며, 유지보수계수  $\phi_{[k]}$ 와 연간작동시간  $\delta_{[k]}$ 을 고려하여 식(2d)처럼  $[k]$  구성기기에 대한 단위시간당 직접비용흐름을 구할 수 있다.

$$PWF(i, n) = (1 + i)^{-n} \tag{2a}$$

$$CRF(i, n) = i/[1 - (1 + i)^{-n}] \tag{2b}$$

$$\dot{A}_{[k]} [\$ / yr] = \{C_{[k]}^{initial} - C_{[k]}^{final} \cdot PWF(i, n)\} \cdot CRF(i, n) \tag{2c}$$

$$\dot{Z}_{[k]} [\$ / yr] = \dot{A}_{[k]} \cdot \phi_{[k]} / \delta_{[k]} \tag{2d}$$

2.3 OECOPC 방법에 의한 원가산정

OECOPC(One Exergetic Cost per One Productive Cycle)란 하나의 생산적 사이클에 하나의 엑서지 단가가 존재한다는 뜻의 축약어이며 이 원리를 Fig.1 시스템에 적용하여 본다. [4] 기기에서 전기를 그리고 [10] 기기에서 열을 생산하는 질량흐름  $\dot{m}_{14}$ 인 가스작동유체 사이클에 엑서지 단가  $C_{EX}^{GT}$ 를 부여하며, [13] 기기에서 전기를 그리고 [30,31] 기기에서 온수를 생산하는 질량흐름  $\dot{m}_{73}$ 인 증기작동유체 사이클에 엑서지 단가  $C_{EX}^{ST1}$ 를 부여하며, 그리고 [13] 기기에서 전기만을 생산하는 질량흐름  $\dot{m}_{34}$ 인 증기작동유체 사이클에 엑서지 단가  $C_{EX}^{ST2}$ 를 부여한다. 따라서 시스템 내

부적 엑서지 단가가 3개 존재한다. 더불어 가스터빈 시스템측의 전기원가  $C_W^{GT}$ , 증기터빈 시스템측의 전기원가  $C_W^{ST}$ , 그리고 열원가  $C_Q$ 가 시스템 외부적 생산원가로써 존재하게 된다. 그러나 Fig. 1의 주어진 상태 중 질량흐름  $\dot{m}_{34}$ 는 0이므로 미지수  $C_{EX}^{ST2}$ 는 존재하지 않게 되어 해석 시스템은 원가산정을 위한 미지수 5개만을 가지게 된다. 따라서 OECOPC 방법을 적용하여 수식 5개를 만들어 본다.

Fig. 1의 가스터빈 시스템에서 전기와 열 생산에 공통으로 투입되는 비용흐름은 연료비용흐름( $\dot{Q}_{F,[2]} C_F$ ), 간접비용흐름( $\dot{Z}_{IDC}$ ), 그리고 공통 구성기기비용흐름( $\dot{Z}_{[2,9,0]}$ )이다. 여기서 공통구성기기란 시스템 외부에서 엑서지를 전달받는 기기(연소기, 폐열회수보일러 등등)와 시스템 내부적으로 엑서지를 교환, 혼합 및 손실하는 기기(열교환기, 파이프배관 등등)와 시스템 외부로 엑서지를 버리는 기기(굴뚝, 응축기 등등)를 뜻한다. 이 비용흐름은 [2, 9, 0] 구성기기를 통하여 내부비용흐름( $\dot{K}_{[2,9,0]}^{GT} C_{EX}^{GT}$ )화된다. 여기서  $\dot{K}_{[2,9,0]}^{GT}$ 값은 수식적으로  $-\dot{K}_{[1,3,5,10]}^{GT}$ 과 같으므로<sup>(9)</sup> OECOPC 방법에서 정의한 내부비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있다.

$$0 = \dot{Q}_{F,[2]} C_F + \dot{Z}_{IDC} + \dot{Z}_{[2,9]} - \dot{K}_{[1,3,5,10]}^{GT} C_{EX}^{GT} \tag{3}$$

위 식에서  $\dot{Q}_{F,[2]}$ 는 [2] 기기에서 발생하는 연료의 발열량,  $C_F$ 는 연료 1GJ당 가격 즉 연료구입 단가를 뜻한다.  $\dot{Z}_{IDC}$ 는 설계비, 인건비, 관리비 등등 시스템 외적인 간접비용흐름을,  $\dot{Z}_{[2,9]}$ 는 [2], [9] 기기들의 초기구입비용 및 유지보수비용을 감가상각한 비용흐름이다.  $\dot{K}_{[1,3,5,10]}^{GT}$ 는 [1], [3], [5], [10] 기기에서 가스작동유체 중 입력되는 엑서지흐름들과 출력되는 엑서지흐름들과의 차로써 ( $\dot{E}_{X,1} - \dot{E}_{X,2}$ ) + ( $\dot{E}_{X,11} - \dot{E}_{X,12}$ ) + ( $\dot{E}_{X,4} - \dot{E}_{X,5} + \dot{E}_{X,7} - \dot{E}_{X,8}$ ) + ( $\dot{E}_{X,13} - \dot{E}_{X,14}$ )값을 뜻하며, 여기에 엑서지 단가를 곱한  $\dot{K}_{[1,3,5,10]}^{GT} C_{EX}^{GT}$ 는 가스터빈

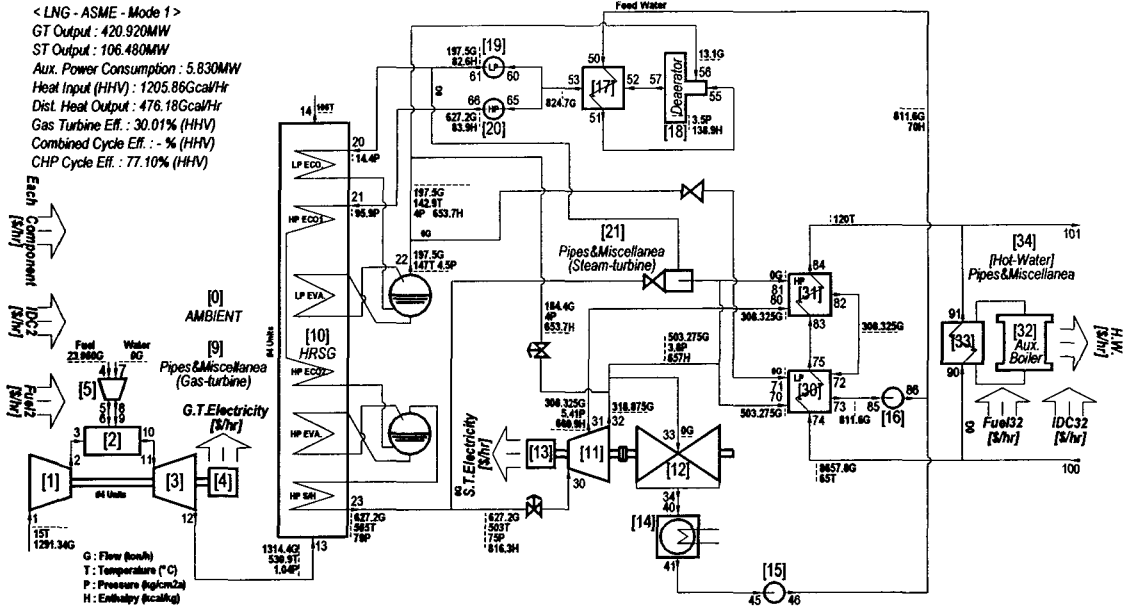


Fig. 1 Flow chart of combined cycle cogeneration.

시스템의 내부비용흐름이다. 따라서 식(3)으로부터 가스작동유체의 엑서지 단가  $C_{EX}^{GT}$ 를 계산할 수 있다.

식(3)에서 언급된 가스터빈 시스템의 내부비용 흐름( $\dot{K}_{[1,3,5,10]}^{GT} C_{EX}^{GT}$ ) 중  $\dot{K}_{[1,3,5]}^{GT} C_{EX}^{GT}$ 는 전기를 생산하는 구성기기의 투입비용흐름  $\dot{Z}_{[1,3,4,5]}$ 과 함께 전기비용흐름  $\dot{W}_{[1,3,4,5]}^{GT} C_W^{GT}$ 을 생산한다. 따라서 OECOPC 방법에서 정의한 생산비용균형식을 다음과 같이 만들 수 있으며 가스터빈 시스템 측의 전기원가  $C_W^{GT}$ 를 산정할 수 있다.

$$\dot{W}_{[1,3,4,5]}^{GT} C_W^{GT} = \dot{K}_{[1,3,5]}^{GT} C_{EX}^{GT} + \dot{Z}_{[1,3,4,5]} \quad (4)$$

식(4)에서  $\dot{W}_{[1,3,4,5]}^{GT}$ 는 가스터빈 시스템에서 생산한 전기로  $(\dot{H}_1 - \dot{H}_2) + (\dot{H}_{11} - \dot{H}_{12}) + (\dot{H}_4 - \dot{H}_5 + \dot{H}_7 - \dot{H}_8)$  값을 뜻한다.

식(3)에서 언급된 가스터빈 시스템의 내부비용 흐름( $\dot{K}_{[1,3,5,10]}^{GT} C_{EX}^{GT}$ ) 중  $\dot{K}_{[10]}^{GT} C_{EX}^{GT}$ 는 증기터빈 시스템에서의 공통구성기기 즉 엑서지를 전달받는 구성기기의 비용흐름( $\dot{Z}_{[10]}$ )과 내부적으로 엑서지를 교환, 혼합 및 손실하는 구성기기의 비용

흐름( $\dot{Z}_{[14,17,18,21]}$ )을 받아 증기터빈 시스템 측의 내부비용흐름( $\dot{K}_{[10,14,17,18,21]}^{ST} C_{EX}^{ST}$ )화된다. 여기서  $\dot{K}_{[10,14,17,18,21]}^{ST}$ 는 수식적으로  $-\dot{K}_{[11,12,15,16,19,20,30,31]}^{ST}$ 과 같으므로<sup>(9)</sup> OECOPC 방법의 내부비용균형식은 다음과 같이 만들어지며 증기터빈 시스템 측의 엑서지단가  $C_{EX}^{ST}$ 를 계산할 수 있다.

$$0 = \dot{K}_{[10]}^{GT} C_{EX}^{GT} + \dot{Z}_{[10,14,17,18,21]} - \dot{K}_{[11,12,15,16,19,20,30,31]}^{ST} C_{EX}^{ST} \quad (5)$$

식(5)에서 증기터빈 시스템 측의 내부비용흐름( $\dot{K}_{[11,12,15,16,19,20,30,31]}^{ST} C_{EX}^{ST}$ ) 중  $\dot{K}_{[11,12,15,16,19,20]}^{ST} C_{EX}^{ST}$ 는 전기를 생산 및 소비하는 구성기기의 비용흐름  $\dot{Z}_{[11,12,13,15,16,19,20]}$ 과 더불어 전기비용흐름  $\dot{W}_{[11,12,13,15,16,19,20]}^{ST} C_W^{ST}$ 을 생산한다. 따라서 OECOPC 방법에서 정의한 생산비용균형식은 아래의 수식과 같이 만들어지며 증기터빈 시스템 측의 전기원가  $C_W^{ST}$ 를 산정할 수 있다.

$$\dot{W}_{[11,12,13,15,16,19,20]}^{ST} C_W^{ST} = \dot{K}_{[11,12,15,16,19,20]}^{ST} C_{EX}^{ST} + \dot{Z}_{[11,12,13,15,16,19,20]} \quad (6)$$

식(6)에서 언급된 증기터빈 시스템 측의 내부 비용흐름( $\dot{K}_{[11, \dots, 31]}^{ST} C_{EX}^{ST}$ ) 중  $\dot{K}_{[30, 31]}^{ST} C_{EX}^{ST}$ 는 열을 생산하는 구성기기의 비용흐름  $\dot{Z}_{[30, 31]}$ 과 더불어 열비용흐름  $\dot{Q}_{[30, 31]}^{HW} C_Q^{HW}$ 을 생산한다. 따라서 OECOPC 방법에서 정의한 생산비용균형식은 아래의 수식과 같이 만들어지며 온수의 열원가  $C_Q$ 를 산정할 수 있다.

$$0 = \dot{K}_{[30, 31]}^{ST} C_{EX}^{ST} + \dot{Z}_{[30, 31]} + \dot{Q}_{[30, 31]}^{HW} C_Q \quad (7)$$

여기서  $\dot{Q}_{[30, 31]}^{HW}$ 는 온수에 전달된 열량으로써  $(\dot{H}_{75} - \dot{H}_{74}) + (\dot{H}_{84} - \dot{H}_{83})$ 이다.

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

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

서론에서 기술하였던 메리트를 기준으로 원가를 산정하든 아니면 엑서지를 기준으로 원가를 산정하든 전체 투입비용흐름과 전체 생산비용흐름은 반드시 같아야 한다. 유도된 식(3)부터 식(7)까지를 모두 합하면 다음의 수식을 얻을 수 있다.

$$\dot{W}_{[net]}^{GT} C_W^{GT} + \dot{W}_{[net]}^{ST} C_W^{ST} = \dot{Q}_{F, [2]} C_F + \dot{Z}_{IDC} + \sum_{k=1}^{31} \dot{Z}_{[k]} + \dot{Q}_{[30, 31]}^{HW} C_Q \quad (9)$$

위 식은 연료비용흐름, 간접비용흐름, 그리고 직접비용흐름을 투입하여 전기비용흐름과 열비용흐름을 생산한다는 것을 보여준다. 즉, 유도된 수식을 통하여 OECOPC 방법은 전체 비용흐름의 균형이 만족됨을 알 수 있다.

## 2.4 사용요금과 기본요금 산정

대부분의 발전소에서는 안정적인 수입을 위하여 요금을 사용요금과 기본요금으로 구분하고 있

다. 2.3절에서 유도된 원가는 전량 사용요금만을 대상으로 한 것이므로 이것을 사용요금과 기본요금으로 분해할 필요가 있다.

전개하고자 하는 단가들이 많으므로 기호설명을 먼저 한다. 하첨자  $S$ 는 사용요금을, 하첨자  $B$ 는 기본요금을, 그리고 하첨자  $F$ 는 연료투입비용흐름이 포함된 요금을, 하첨자  $K$ 는 직접비용(구성기기비용)흐름이 포함된 요금을, 하첨자  $I$ 는 시스템 외부의 간접비용흐름이 포함된 요금을 뜻한다. 따라서 2.3절에서 구한 원가들은 연료비, 직접비, 그리고 간접비 모두가 포함된 사용요금이므로 전기사용요금 원가는  $C_{W, S, FKI}$ , 그리고 열사용요금 원가는  $C_{Q, S, FKI}$ 으로 표현되어지며 기본요금의 원가는 존재하지 않는다.

투입비용흐름 중 연료비용흐름  $\dot{Q}_{F, [2]} C_F$ 은 사용요금에 부과되며 직접비용흐름들  $\dot{Z}_{[k]}$ 은 연료의 투입 여부와 그 수명을 같이한다고 볼 수 있으므로 사용요금에 부과할 수 있다. 따라서 식(3)에서 간접비  $\dot{Z}_{IDC}$ 를 제외하고 식(3)~(8)을 풀면 전기사용요금 원가  $C_{W, S, FK}$ 와 열사용요금 원가  $C_{Q, S, FK}$ 를 구할 수 있다. 간접비용흐름  $\dot{Z}_{IDC}$ 을 기본요금들로 분해하는 수식은 다음과 같으며, 식(10)을 이용하여 전기기본요금, 그리고 식(11)을 이용하여 열기본요금을 산정할 수 있다.

$$C_{W, B, I} = C_{W, S, FKI} - C_{W, S, FK} \quad (10)$$

$$C_{Q, B, I} = C_{Q, S, FKI} - C_{Q, S, FK} \quad (11)$$

많은 발전 시스템에서 보다 안정적인 수입을 얻기 위해 연료 투입비용흐름만을 사용요금으로 부과하고 있다. 이 경우 식(3)~(7)에서 간접비  $\dot{Z}_{IDC}$ 와 직접비  $\dot{Z}_{[k]}$ 를 제외하고 수식을 풀면 연료투입만의 사용요금 원가  $C_{W, S, F}$ 과  $C_{Q, S, F}$ 을 구할 수 있다. 직접비  $\dot{Z}_{[k]}$  및 간접비  $\dot{Z}_{IDC}$ 를 기본요금들로 분해하는 수식은 다음과 같으며, 식(12)을 이용하여 전기기본요금, 그리고 식(13)을 이용하여 열기본요금을 산정할 수 있다.

$$C_{W, B, CI} = C_{W, S, FKI} - C_{W, S, F} \quad (12)$$

$$C_{Q, B, CI} = C_{Q, S, FKI} - C_{Q, S, F} \quad (13)$$

3. 원가산정 및 고찰

위 복합열병합발전에서 생산되는 전기 및 열의 원가산정을 위해 유도된 식(3)~(8)을 적용하여 본다. 본 계산에 사용된 가스물성치는 JANAF<sup>(10)</sup> 테이블에 나와 있는 보간다항식을 이용하였고, 증기 및 물의 물성치는 IFC<sup>(11)</sup>에 나와 있는 수치 계산을 이용하였다. 수치계산에 앞서 먼저 주어져야 되는 조건은 다음과 같다.

(1) Table 1과 같이 연료의 종류, 고위발열량, 연료구입원가, 1일 시스템 가동시간, 환경의 온도·압력, 그리고 공기의 물비

(2) Table 2와 같이 전기를 생산 및 소비, 열을 생산, 그리고 타 작동유체로 엑서지를 전달해 주는 작동유체의 입·출력상태에서의 질량유량, 온도, 그리고 압력의 측정값 혹은 계산값

(3) Table 3과 같이 공동, 전기, 열 구성기기에 대한 직접비용흐름의 합과 시스템 외적인 간접비용흐름

Table 2에 주어진 조건으로부터 각 입·출력 상태에서의 엔탈피흐름과 엑서지흐름이 계산되었다. 연료의 투입열량  $\dot{Q}_{F,(2)}$ 은 1402.123 MJ/s (1205.825 Gcal/hr)이며, 엔탈피흐름을 해석한 결과 가스터빈 시스템 측의 전기생산량  $\dot{W}_{[1,3,4,5]}^{CT}$ 은 416.027 MW, 증기터빈 시스템 측의 전기생산량  $\dot{W}_{[11,12,13,15,16,19,20]}^{ST}$ 은 109.034 MW, 그리고 열생산량  $\dot{Q}_{[30,31]}^{HW}$ 은 556.230 MJ/s(478.357 Gcal/hr)로 계산되었다. Fig. 1에 제시된 실제 생산량과 1% 정도의 오차를 보이고 있으며, 열역학 1법칙적으로 전체 효율 77.1%인 복합열병합발전 시스템

Table 1 Characteristic of fuel and ambient

Characteristic	Value
Fuel	LNG
HHV	54.723 MJ/kg
Purchasing cost	370 ₩/kg
Operating hour	13.5 hr/day
Ambient temperature	15°C
Ambient pressure	101.325 kPa
Mole ratio of air	N <sub>2</sub> : 77.2%
	O <sub>2</sub> : 20.7%
	Ar : 0.9%
	H <sub>2</sub> O : 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
2	1434.8	313.3	1.013	440.1	413.3
4	25.6	15.0	0.101	0.0	0.0
5	25.6	201.0	1.013	11.4	10.5
11	1460.4	1039.9	1.013	1717.3	1286.2
12	1460.4	538.8	0.104	834.0	366.2
13	1460.4	530.9	0.104	820.2	364.6
14	1460.4	106.0	0.102	138.5	19.1
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
73,85	225.4	69.8	0.150	51.7	4.4
74	2404.9	65.0	1.200	504.9	41.8
80	85.6	170.0	0.520	233.4	68.7
84	2404.9	120.0	1.000	1061.2	158.5
86	225.4	69.9	0.600	51.8	4.5

임을 알 수 있다.

Table 3에는 식(3)~(7) 내에 있는 직접 및 간접 비용흐름값들이 정리되어 있다. 식(3)에서  $\dot{Z}_{[2,9,0]}$ 는 연소기 및 기타 구성기기 비용흐름으로써 가스터빈 시스템의 전기와 열의 공동설비 비용흐름

Table 3 Direct and indirect cost flow rate

Direct cost and indirect cost	Cost flow rate [1000 ₩/day]
$\dot{Z}_{[2,9,0]}$	3,331
$\dot{Z}_{[1,3,4,5]}$	19,509
$\dot{Z}_{[10,14,17,18,21]}$	5,710
$\dot{Z}_{[11,12,13,15,16,19,20]}$	17,605
$\dot{Z}_{[30,31]}$	1,427
$\dot{Z}_{IDC}$	67,262
Total	114,844

Table 4 The unit cost and cost flow rate by OECOPC method

Equations	Product	Unit cost [₩/GJ]		Cost flow rate [1000 ₩/day]	
		Usage charge	Base charge	Usage charge	Base charge
Eq. (3)~(8)	Electricity	16,789	-	441,755 (76.7%)	-
	Heat	4,950	-	133,828 (23.3%)	-
Eq. (9)~(11)	Electricity	14,854	1,936	390,826 (67.9%)	50,928 ( 8.8%)
	Heat	4,346	604	117,494 (20.5%)	16,333 ( 2.8%)
Eq. (12)~(13)	Electricity	13,259	3,531	348,858 (60.6%)	92,897 (16.1%)
	Heat	4,139	812	111,880 (19.5%)	21,947 ( 3.8%)

이고, 식(4)에서  $\dot{Z}_{[1,3,4,5]}$ 는 압축기, 연료분사기, 터빈, 발생기 등 오직 가스터빈 시스템 측의 전기생산에만 관련된 전기설비 비용흐름이며, 식(5)에서  $\dot{Z}_{[10,14,17,18,21]}$ 는 증기터빈 시스템 측의 공통설비 비용흐름이고, 식(6)에서  $\dot{Z}_{[11, \dots, 20]}$ 는 전기설비 비용흐름이며, 식(7)에서  $\dot{K}_{[30,31]}$ 는 열설비 비용흐름이며, 식(3)에서  $\dot{Z}_{IDC}$ 는 인건비, 건축비, 유지비 등 간접비용흐름이다. 따라서 하루 13.5시간 가동하는 Fig.1 시스템의 투입비용흐름은 연료비 460,738천원/day, 직접비 47,582천원/day, 그리고 간접비 67,262천원/day 즉 총 575,582천원/day이다.

Table 4에는 원가 및 비용흐름 계산결과가 나타나 있다. 이 표에서 식(3)~(8)은 연료비, 직접비, 간접비 모두가 사용요금에 부과된 경우를 해석한 결과이며, 식(9)~(11)은 연료비와 직접비가 사용요금에 그리고 간접비가 기본요금에 부과된 경우를 해석한 결과이고, 식(12)~(13)은 연료비만이 사용요금에 그리고 직접비와 간접비는 기본요금에 부과된 경우를 해석한 결과이다. 어느 경우는 전기원가 16,789 ₩/GJ, 전기비용흐름 441,755천원/day, 전기측 부담률 76.7%, 그리고 열원가 4,950 ₩/GJ, 열비용흐름 133,828천원/day, 열측 부담률 23.3%로 산정되어지며 전체 생산비용흐름과 전체 투입비용흐름은 575,582천원/day으로 서로 같음을 볼 수 있다.

현재 위의 복합열병합발전소에서는 전기판매단가 20,785 ₩/GJ, 그리고 열판매단가 3,477 ₩/GJ으로 요금을 부가하고 있다. 이 판매가로 생산한 전기와 열을 전량 판매했다고 가정한다면 위 발전소에서는 하루 동안 62,791천원의 이익을 얻고 있다. 그러나 그 이익은 본 계산방법과 비교해

볼 때 -1,473 ₩/GJ만큼 손해를 보는 열판매가를 전량 전기판매가에 부과하여 +3996 ₩/GJ만큼의 과도한 전기판매 이익을 야기함으로써 인해 발생한 것이다. 즉, 전기와 열의 판매가가 심한 불균형을 이루고 있다고 판단된다. 따라서 합리적인 전기와 열판매가는 각 원가를 기준으로 같은 비율을 적용하는 것이라고 볼 수 있으므로, 위 시스템에 대해 5% 정도의 이익을 예상할 때 전기판매가는 17,628 ₩/GJ, 그리고 열판매가는 5,198 ₩/GJ로 산정지을 수 있다.

위에서 계산한 원가 및 판매가는 모두 100% 부하에 그리고 생산물은 전량 판매한다는 가정하에 산정된 값이다. 만약 가정과 다른 경우라면 그 시스템에 맞게 식(3)~(13)을 다시 풀어 원가와 판매가를 새롭게 산정지을 수 있다.

#### 4. 기존 원가산정 방법들과의 비교

서론에서 언급했듯이 대표적인 원가산정 방법으로는 메리트(Merit)를 기준으로 감발량보상방식(RHAC), 소비열량기준(Physical)방식, E.Shuly 방식, E.Shulz 방식, 그리고 엑서지(Exergy)를 기준으로 하는 SEPCO 방식, MOPSA 방식 등이 있다.

##### 4.1 메리트 기준의 원가산정 방법들 비교

위 복합열병합발전 시스템에 대해 메리트를 기준으로 한국동서발전(주)에서 산정한 원가와 OECOPC 방법으로 산정한 원가가 Table 5에 계산되어 있다. 각 방법에 대해 연료투입에 대한 전기원가와 열원가를 비교하여 본다.

감발량보상방식(RHAC)은 열생산으로 인하여 감소되는 전력량에 대한 연료비 수준을 보상하는 방식으로 증기터빈열병합발전 등에 적용할 수 있

Table 5 Cost comparison of various methods

Method	Efficiency of electricity [%]	Unit cost [₩/GJ]	
		Electricity	Heat
E.Shulz	31.0	15,655	1,807
RHAC	45.9	14,746	2,691
E.Shulz	37.6	13,740	3,668
<b>OEOPC</b>	-	<b>13,259</b>	<b>4,139</b>
E.Shuly	31.0	12,806	4,579
E.Shuly	37.6	12,113	5,253
Physical	-	10,646	6,681

다. 위 시스템을 전기만 생산하는 복합발전으로 가동할 경우 효율은 45.9%이며, 시스템 변환으로 감소된 발전량을 이 효율에 근거하여 열량으로 대치한 후 원가를 산정하면 전기원가 14,746 ₩/GJ 그리고 열원가 2,691 ₩/GJ으로 산정되어진다. 그러나 위의 계산과정 중에 전기변환열량 221.393 MJ/s이 열 556.230 MJ/s를 생산한다고 하는 열역학 법칙에 어긋나는 변환이 있으며 이것 때문에 열원가가 너무나 낮게 산정되고 그 원가 또한 의미가 없다고 판단한다.

소비열량기준(Physical)방식은 감열량보상방식이라고도 하며 투입된 열량이 최종산출물인 전기 및 열로 변화되는 지점에서의 투입열량과 산출물을 분석하고, 이를 바탕으로 산출물이 소비한 혹은 감열된 열량의 비율로 연료비용흐름을 부담하는 방식이다. 이 방식을 적용하면 전기 원가는 10,646 ₩/GJ, 그리고 열원가는 6,681 ₩/GJ으로 산정된다.

대체설비기준방식은 열과 전기를 독립적으로 생산할 경우의 비용을 기준으로 원가를 산정하는 방식이며, 메리트를 열측과 전기측에 동일한 50 : 50 비율로 부과하는 E.Shulz 방식과 열측과 전기측의 동일한 효율개선효과를 위해 서로 다른 메리트를 부과하는 E.Shuly 방식이 있으며, 이 방식이 국내 열병합발전설비의 원가배분관련 연구 및 배분사례에서 가장 일반적으로 사용되고 있다. 한국전력공사에서 본 시스템에 대해 제시한 열설비 대체효율은 86.7%, 그리고 전기설비 대체효율은 37.6%이다. 이 효율을 적용할 경우 E.Shulz 방식에 의한 열원가는 3,668 ₩/GJ, 전기원가는 13,740 ₩/GJ, 그리고 E.Shuly 방식에 의한 열원가는 5,253 ₩/GJ, 전기원가는 12,113 ₩/GJ로 계산된다. 한편 전기설비 대체효율을 31%로 적용할

경우 E.Shulz 방식에 의한 열원가는 1,749 ₩/GJ, 전기원가는 15,713 ₩/GJ, 그리고 E.Shuly 방식에 의한 열원가는 4,529 ₩/GJ, 전기원가는 12,857 ₩/GJ로 산정된다. 즉, 전기효율 혹은 열효율을 달리 적용한다면 이 방법에 의한 원가 또한 달라질 것이다. 여기에 대체설비방식의 단점이 있다. 즉, 해석에 핵심인 대체설비효율은 그 대체설비의 효율일 뿐 산정하고자 하는 현 시스템 효율이 아니고, E.Shulz 방식에서 메리트를 열측과 전기측에 동일하게 50 : 50으로 부과하여 원가를 산정한 것과 E.Shuly 방식에서 메리트를 열측과 전기측에 동일한 효율개선효과를 볼 수 있게끔 부과하여 원가를 산정한 것 또한 문제를 풀기 위한 조건일 뿐 해석하고자 하는 현 시스템과 맞지 않는 것이다.

#### 4.2 엑서지 기준의 원가산정 방법들 비교

어떤 상태에 있는 계가 상태변화를 하여 환경 상태에 도달할 때까지 그 계로부터 얻을 수 있는 가용일 혹은 최대 유용일을 엑서지(Exergy)라 한다. 이 엑서지를 기준으로 원가를 산정하는 기존 이론으로는 SPECO 이론과 MOPSA 이론 등이 있으며 이전 연구<sup>(9)</sup>에서 OEOPC 이론과 함께 그 수식 및 접근방법의 차이점을 자세히 서술한 적이 있다. 아울러 기존 이론들과 본 이론의 핵심적 차이점을 다음과 같이 정리된다.

(1) 엑서지를 보는 관점 : 기존이론은 엑서지를 온도만의 함수인 열적 엑서지( $\dot{E}_X^T$ ), 압력만의 함수인 기계적 엑서지( $\dot{E}_X^M$ ), 그리고 물비만의 함수인 화학적 엑서지( $\dot{E}_X^{CHE}$ )로 분리하여 적용하였으나 본 이론은 엑서지를 분리하지 않고 엑서지( $\dot{E}_X$ ) 그 자체로 해석하였다.

(2) 엑서지 단가의 적용 : SPECO 방법은 각 구성기기의 입출력 상태마다 열적/기계적/화학적 엑서지 단가변수를 적용하였고, MOPSA 방법은 각 구성기기마다 열적/기계적 엑서지 단가변수를 적용하였고, OEOPC 방법은 작동유체의 생산작 사이클마다 엑서지 단가변수를 적용하여 엑서지 흐름을 비용흐름화하였다.

(3) 추가적인 수식의 필요성 : 원가산정의 기초적인 근거는 각 방법에서 제안한 비용균형식이 다. 그러나 SPECO 방법과 MOPSA 방법은 엑서지 단가변수의 개수가 비용균형식의 개수보다 훨씬



싼 혹은 약간 많으므로 초과되는 단가변수를 풀기 위해 각자의 이론에서 제시한 추가적인 수식을 적용하지만, OECOPC 방법은 추가적인 수식이 전혀 필요 없으며 오직 내부비용균형식과 생산비용균형식 두 가지 만이 적용되어진다.

(4) 상태값의 측정 혹은 계산 : SPECO 방법과 MOPSA 방법은 모든 구성기기의 입·출구에서 상태값들이 측정 혹은 계산되어야 하지만 OECOPC 방법은 에너지를 생산하는 구성기기에서의 입·출구 상태값들 만이 필요로 되어질 뿐 이외의 상태값들은 측정 혹은 계산되어질 필요가 없다.

현 시스템에 SPECO 및 MOPSA 이론을 적용하기 위해서는 앞서서도 언급하였듯이 Table 2에 있는 상태량뿐만 아니라 Fig.1에 있는 상태 1번부터 101번까지 모든 상태에서 질량유량, 온도, 압력을 알아야만 한다. 즉, 상태값이 모두 주어지지 않은 관계로 이 방법들을 적용할 수 없다. 더불어 해석해야 할 수식의 개수는 다음과 같다. SPECO 방법은 Fig.1에 있는 각 구성기기마다의 입·출력 상태개수 약 80개 그리고 그 상태개수당 열적/기계적/화학적 엑서지 단가변수 3개가 필요하므로 총 240 여개의 수식을 만들어 풀어야 하며, 그 결과 또한 전체 투입비용흐름과 전체 생산비용흐름이 서로 맞지 않게 산정된다. MOPSA 방법은 Fig.1에 있는 구성기기 개수 약 18개, 그리고 구성기기당 열적/기계적 엑서지 단가변수 2개가 필요하므로 총 36여개의 수식을 만들어 풀어야 한다. 이에 비해 OECOPC 방법은 식(3)~(7)로써 총 5개만이 적용될 뿐이므로 매우 간결한 방법이다.

이전 연구<sup>(5-8)</sup>에서 타 열병합발전시스템에 대해 MOPSA 방법을 적용하여 그 원가를 산정한 적이 있다. 그 시스템에 대해 OECOPC 방법을 적용하여 계산한 결과 양자는 서로 2~4%의 차이를 보이고 있었다. 그러므로 Fig.1의 열병합발전 시스템에 대해서도 같은 차이를 보일 것으로 판단한다.

### 4.3 OECOPC 방법의 합리성

기존의 원가방법들 그리고 새롭게 제시한 원가 방법들 중 어느 것이 정답이라고 단정지을 수는 없다. 왜냐하면 생산물 수는 여러 개이고 수식은 전체 비용균형식 하나이기 때문이다. 따라서 어

떠한 시스템에 대해서도 그 수식이 합리성, 간결성, 범용성 등을 가지고 있는 방법으로 원가산정을 해야 할 것이다. OECOPC, SPECO, 그리고 MOPSA 등은 엑서지와 열역학 제 2법칙을 근거로 수식을 제안했다는 데에 합리성이 있다고 볼 수 있다. Fig.1에 대해 본 OECOPC 방법은 수식 5개만 필요하나 SPECO 방법은 약 240개의 수식 그리고 MOPSA 방법은 약 36개의 수식이 필요하므로 시스템이 복잡하면 할수록 본 OECOPC 방법이 매우 간결함을 알 수 있다. 보일러 혹은 공조시스템 등에서 온도 혹은 압력이 서로 다른 열을 생산한다면 그 열들의 가치가 서로 다르기 때문에 열들에 대한 원가산정이 필요로 한다. 기존 원가산정 방법들은 전기와 열을 동시에 생산하는 열병합시스템에 적용할 수 있는 수식이지만 본 OECOPC 방법은 어떠한 에너지 시스템에 대해서라도 그 원가를 산정할 수 있어 수식이 범용성을 지니고 있다고 할 수 있다.

가스터빈, 증기/머큐리터빈, 흡수식 냉동기, 압축식 냉동기, 히트펌프, 온수발생기, 연료전지, 환경에너지 시스템 등을 조합한 많은 복합에너지 시스템에서 원가산정이 필요로 되어지고 있다. 따라서 본 이론의 합리성, 간결성, 범용성 여부를 판단하기 위해 다양한 복합에너지 시스템에 대한 원가산정 연구가 진행될 예정이다.

## 5. 결 론

에너지 시스템에 대한 원가산정 방법 중의 하나인 OECOPC 방법을 한국동서발전(주)에서 가동중인 복합열병합발전 시스템에 적용하여 그 전기원가와 열원가를 각각 산정하여 보았다. 계산 결과 사용요금으로 전기원가 13,259 ₩/GJ, 열원가 4,139 ₩/GJ, 그리고 기본요금으로 전기원가 3,531 ₩/GJ, 열원가 812 ₩/GJ로 산정되었다. 현재 위의 복합열병합발전소에서는 전기판매단가 20,785 ₩/GJ, 그리고 열판매단가 3,477 ₩/GJ로 요금을 부가하고 있다. OECOPC 원가산정 결과에 의해 열 판매에서 -1,473 ₩/GJ만큼 손해를 보고 있고 전기 판매에서 +3,996 ₩/GJ만큼 상대적으로 과도한 이익을 얻고 있다고 결론 내려진다.

합리적인 판매단가란 열과 전기의 판매로부터 동일한 비율의 이익을 얻는 단가라고 할 수 있다. 따라서 만약 5%의 이익을 예상한다면 사용요

금으로 전기단가 13,922 ₩/GJ, 열단가 4,346 ₩/GJ 그리고 기본요금으로 전기단가 3,708 ₩/GJ, 열단가 853 ₩/GJ를 산정할 수 있다.

위 시스템에 대해 대표적인 기존 원가산정 방법들을 적용하여 그 원가를 계산 비교한 결과, OECOPC 방법의 원가가 높지도 않고 또한 낮지도 않은 중간 값을 가졌다. 따라서 OECOPC 방법이 원가산정의 여러 방법 중에서 가장 무난하다고 여겨진다.

### 참고문헌

1. Lozano, M. A. and Valero, A., 1993a, Theory of the exergetic cost, *Energy*, Vol. 18, pp. 939-960.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. Kim, D. J., Lee, H., Kwak, H. Y. and Hong, J. H., 2000, Thermoeconomic analysis of power plants with integrated exergy stream, *Proceeding of the ASME Advanced Energy Systems Division*, AES-Vol. 40, pp. 393-404.
8. Kwak, H. Y., Kim, D. J. and Jeon, J. S., 2003, Exergetic and thermoeconomic analyses of power plants, *Energy*, Vol. 28, pp. 343-360.
9. 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.
10. JANAF Thermochemical Tables, 1971, National Bureau of Standard Publications, Washington, DC.
11. JSME Steam Tables, 1968, Japanese Society of Mechanical Engineers.