



# 가스엔진 열병합발전의 계절별 열전비 조정



구 자 훈  
bi91002@naver.com

강원대학교 기계공학 학사  
한양대학교 플랜트엔지니어링 석사  
대륜E&S 기획팀 차장

## 1. 서론

정부의 분산형 전원 확대 정책의 일환으로 도심지와 수도권의 집단에너지 보급이 활성화되면서 열병합발전의 적용사례가 증가하고 있다. 그러나 사업계획과 상이한 수요예측과 개발계획 지연으로 공급구역의 입주 포화도가 낮아 열과 전기의 동시판매 따른 발전소 설비의 조합 및 운영에 어려움을 겪고 있다. 천연가스를 연료로 하는 가스 열병합발전의 경우 연료단가 변동에 따른 수익의 등락이 크고 발전소 위치가 거주지에 근접해 있다. 그러므로 저가의 비청정 연료를 사용하거나 한국지역난방공사와 같이 발전폐열이나 소각열을 수급 받을 수 없는 여건이다. 특히 구역형 집단에너지 형태로 도입된 중소규모 사업지구의 가스엔진 열병합발전은 충분한 수요 확보가 어렵고 대부분 사업초기이므로 운전데이터의 확보 및 분석이 불충분하다.

본 고에서는 구역형 집단에너지사업으로 허가된 가스엔진 열병합발전에 대하여 현재 설비특성과 제도 및 에너지 거래조건 등 제약사항을 조사하고 사업기간 동안의 설비의 운전실적 및 패턴을 분석하여 발전소의 열 및 전기의 생산계획에 반영할 수 있는 발전 조건에 대해 분석하였다. 동절기와 중간기의 한전과의 전력거래와 하절기 6~9월의 전력시장 거래에 대하여 계절별 부하

시간대별 운전특성, 계통한계가격(SMP, system marginal price)이 발전단가 이상일 경우 추종운전에 따른 운전특성 그리고 발전량과 축방열운전특성과 관련하여 발전과 열부하 공급 패턴을 분석하여 판매수익을 향상시킬 수 있도록 열공급량과 발전량 비율인 열전비(heat and electric power ratio)를 조정하는 방법에 대해 기술하고자 한다.

## 2. 열병합발전시스템

열병합발전(CHP, combined heat and power generation)시스템은 하나의 에너지원으로부터 전기와 열을 동시에 발생시키는 종합에너지시스템으로 발전 시 부수적으로 발생하는 배열을 회수하여 사용함으로써 에너지의 종합이용 효율을 높이는 것으로 단독 생산 시 대비 30~40%의 에너지 절약효과를 얻을 수 있는 고효율 에너지 이용방식이다. 그러나 열과 전기의 수요패턴의 불일치에 따른 손실 발생가능성이 있으므로 열병합발전시스템 적용 시에는 충분한 검토를 요한다.

### 2.1 열병합발전의 분류

집단에너지사업은 열병합발전시스템, 보일러 및 자원회수시설 등 1개소 이상의 집중된 에너지생산시설에서 생산된 열 또는 열과 전기를 다수 사용자에게 일괄 공급하는 사업으로 지역난방사



업, 구역형 집단에너지사업 그리고 산업단지 집단 에너지사업으로 구분할 수 있으며, 그 외에 자가 소비용 열병합이나 또는 아파트나 업무용 빌딩 등 특정 사용처에 적용하는 소형열병합이 있다. 지역냉난방사업은 집중된 열생산시설에서 일정 지역 내에 있는 주택과 상가 등의 건물을 대상으로 냉난방용 및 급탕용 열 또는 열과 전기를 공급하는 방식이다. 구역형 집단에너지사업(CES, community energy system)은 제2차 집단에너지기본계획에서 도입되었으며 특정한 공급대상 지역에 별도의 단독 열원을 설치하여 열과 전기를 생산하는 집단에너지사업으로 제3차 집단에너지기본계획에서는 기존 지역냉난방사업에 통합되어 구별이 없어졌고 전기사업법에서는 구역전기사업으로 규정되어 발전, 배전 및 구역 내 전기 직판사업이 가능하다. 산업단지 집단에너지는 집중된 열생산시설에서 산업단지 입주업체를 대상으로 공정용 열 또는 열과 전기를 공급하는 방식이다.

열병합발전시스템은 원동기를 기준으로 엔진발전시스템과 가스터빈발전시스템으로 구분할 수 있다. 엔진발전시스템에는 디젤엔진과 가스엔진발전시스템이 있는데 디젤엔진은 비상용 발전기에 주로 사용된다. 집단에너지시스템에서는 주로

가스엔진과 가스터빈을 이용한 발전시스템이 사용되며, 표 1에 가스엔진과 가스터빈의 발전규모, 발전효율 및 기동시간 등의 특성을 나타내었다. 가스엔진발전시스템은 기동시간이 10분 이내로 짧고 부하조정이 용이한 특성을 가지고 있지만 NO<sub>x</sub> 배출량이 가스터빈보다 다소 많다. 가스터빈발전시스템은 기동시간이 가스엔진발전시스템보다 길고 외기온도에 따라 출력에 영향을 받으며 부하조정이 다소 어렵지만 NO<sub>x</sub> 배출량이 적고 중 규모 이상의 발전규모에 사용될 수 있다.

### 2.2 열병합발전의 구성

열병합발전시스템은 열병합발전설비와 보일러 및 축열조(accumulator) 등의 지역난방계통설비로 구성되며 구역형 집단에너지사업의 경우 배전망시설을 보유한다. 열과 전기를 생산하는 열병합발전설비는 가스엔진과 가스터빈 등의 원동기 및 발전기로 구성되어 있으며 기저부하를 담당한다. 보일러는 그 기능에 따라 첨두부하보일러(PLB, peak load boiler) 또는 열전용보일러(HOB, heat only boiler) 등의 용어로 지칭되며 연소열로 지역난방수를 직접 가열하여 지역난방열을 공급하는 열원설비로 보일러 본체, 절단기, 연료공급 및 연소설비, 배기가스 배출장치 그리고 전기

<표 1> Comparison of other engine characteristics with combined heat and power

Classification	Gas engine	Gas turbine
Scale	50~8,000 kW	over 1,000 kW
Basic cycle	Otto cycle	Brayton cycle
Combustion type	spark ignition	continuous combustion
Electric efficiency	38~43%	21 ~ 40%
Fuel	gas	gas
Start-up time	1 ~ 10 minutes	30 ~ 60 minutes
NO <sub>x</sub> emission (O <sub>2</sub> 13%)	50 ~ 500 ppm	50 ~ 150 ppm
Pros & Cons	easy control of load, lots of NO <sub>x</sub> emission	difficult control of load, low NO <sub>x</sub> emission, derating by air temp.



및 제어설비 등으로 이루어진다. 축열조는 열부하가 낮거나 전력판매가격이 높은 시간에 생산된 잉여열을 저장하였다가 열부하가 높은 시간에 저장열을 방출함으로써 일일 첨두부하를 담당하는 열저장 탱크로서 열원공급설비의 부하를 일부 경감하고 배관망에서의 온수의 비등 방지를 위한 일정한 압력을 유지하며 온도 변화에 따른 난방수의 체적변화를 흡수하는 역할을 한다. 지역난방 설비로는 지역난방펌프, 축열조펌프 그리고 열배관망이 있으며 발전소에서 생산된 열을 수요처로 이송하여 공급한다. 그 밖에 구역형 집단에너지사업의 경우에는 공급구역 내 전기를 공급하기 위한 배전망 시설을 갖춘다.

### 3. 열병합발전 조건

열병합발전소의 가동을 위한 발전조건과 관련하여 공급구역의 열 및 전기 수요와 설비의 용량과 같이 발전량을 결정하는 요인들이 있으며 집단에너지사업의 제도적 측면의 제약 조건들도 실제 운전에 영향을 미치게 된다. 열 및 전기 수요는 절

기별로 부하패턴이 다르며 열병합발전의 경우 주로 열수요에 추종하여 발전량을 변화시키게 된다. 발전기와 보일러 설비의 출력상한 및 하한값, 연료조건, 축열조의 최대용량 그리고 시간당 축방열 능력에 따라 공급능력이 결정된다. 설비별 부하비중은 공급능력에 따라 정해지며 원가계산을 통해 설비의 가동시간과 생산량 계획이 수립된다.

#### 3.1 설비의 생산비용별 가동 순위

열병합발전에서 설비의 가동은 생산비용이 가장 저렴한 설비를 기준으로 결정된다. 설비별 생산비용 비교를 위해 열병합발전시스템의 2010년 1월 운전실적을 적용하여 발전기, 보일러의 열과 전기의 생산비용을 산정하였으며, 이를 표 2에 나타내었다. 표 2에서 산정한 보일러의 열생산단가는 86,625원/Gcal으로 K지구의 2010년 1월의 열판매실적단가 72,000원/Gcal보다 생산비용이 높아서 가동할수록 손실이 발생한다. 그러므로 발전기와 축열조를 조합한 운전을 우선적으로 시행하여 보일러의 첨두부하 비중을 낮추는 것이 수익측면에서 타당하다. 전기생산단가(이하 발전단가)

<표 2> Unit cost of equipments in gas engine cogeneration system

Classification	Unit cost		
CHP	unit fuel cost of power gen. [Nm <sup>3</sup> /kWh]	seasonal gas tariff of CHP [won/Nm <sup>3</sup> ]	unit cost of power gen. [won/kWh]
	A	B	A × B
	0.211	682.92	143.94
	unit fuel cost of heat production [Nm <sup>3</sup> /Gcal]	seasonal gas tariff of CHP [won/Nm <sup>3</sup> ]	unit cost of heat production [won/Gcal]
C	D	C × D	
	98.06	682.92	66,968.62
HOB	unit fuel cost of heat production [Nm <sup>3</sup> /Gcal]	gas tariff of HOB [won/Nm <sup>3</sup> ]	unit cost of heat production [won/Gcal]
	E	F	E × F
	110.54	783.68	86,624.63



143.94원/kWh는 전기직판 실적단가 109.6원/kWh보다 높다. 이에 따라 열판매로 연료비용이 배분되지 않을 경우 손실로 이어지게 되므로 비용 측면에서 발전과 수전의 물량을 적절히 조절하여 가동 순위를 정하는 것이 필요하다.

### 3.2 전력거래 방식

구역형 집단에너지사업에서는 부족하거나 남는 전력에 대해 전력계통과 연계하여 전력거래가 가능하다. 한국전력공사 또는 전력시장과 연간 전력거래가 가능하며 하절기인 6~9월에만 별도로 전력시장과 거래를 할 수도 있다.

#### 3.2.1 한국전력공사와의 전력거래

한국전력공사와는 보완공급약관을 통해 잉여전력을 역송 판매하거나 부족한 전력을 수전할 수 있으며 하절기 6~9월을 포함하여 연중 거래도 가능하다. 보완공급약관에서는 수전 전력량의 제한을 위해 중간 및 최대부하시간대에 요금을 인상하는 방법 외에도 몇 가지 규정이 있다. 그중 하나는 수전 시 피크 전력량에 따라 기본요금을 결정하는 것으로 검침 당월을 포함한 직전 12개월의 각 월분 및 당월분으로 고지한 전기요금 청구서상의 사용기간 중 가장 큰 최대수요전력을 요금적용전력으로 한다. 최대수요전력의 회피방법으로 피크시에만 발전출력 일정운전 혹은 수전전력 일정운전을 하는 피크 컷(peak cut)운전이 있다. 그러나 수요패턴과 불일치 시 손실의 원인이 된다. 또 다른 규정으로는 월간 보완전력 사용량이 구역전기사업 지구 내 월간 판매전력량의 40%를 초과하는 경우 초과요금을 부과하는 것으로 전력시장과 거래하는 하절기 6~9월의 기간과 동절기 전력비상시 급전하는 경우는 제외된다. 동절기 이후에 열수요 감소 시에는 발전량도 줄어 수전량 또한 증가하므로 중간기에는 수전전력이 초과요금 부과 대상이 되는 것을 피하기 어렵다.

#### 3.2.2 전력시장에서의 전력거래

연간이 아닌 일부기간에 대한 전력시장 거래조건이 구역전기사업자의 수익성 확보를 위한 제도 개선 사항의 일환으로 도입되었다. 한국전력공사와 동절기와 중간기를 계약하고 열비수기인 하절기 6~9월에 한하여 자체 발전기 100% 가동의무를 없애고 전력시장에서 직접 전력을 거래할 수 있도록 허용하는 것이다. 다만, 전력거래를 하고자 하는 구역전기사업자는 열수요 이상 발전기를 가동해야 하며, 그 실적을 입증할 열판매량, 발전량 등 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다.

### 3.3 열전비와 수익산정 기준

발전소의 운전계획 수립 시에는 열생산 비용이 가장 저렴한 설비를 우선적으로 가동하도록 하며, 절기 및 시간대별 운전 및 비용 특성에 따라 가동시간과 생산량을 결정한다. 또한 발전소가 기투자한 고정비를 회수하여 사업을 지속적으로 영위하기 위해서는 우선 운영 시 연료비 등의 변동비 수준 이상의 수익이 가능한 구조가 바탕이 되어야 한다.

매출액에서 비용인 원료비를 빼면 수익을 산정할 수 있다. 매출액은 공급구역의 열판매금액과 전기직판금액, 그리고 전력시장 또는 한국전력공사의 전기역송판매금액으로 구성되며 원료비는 연료비와 수전비의 합계이다. 열전비는 열과 전기의 수요에 따른 열공급량과 발전량의 비율로 산정한다. 전력구입비와 역송판매단가는 심야시간대인 경부하시간대에는 비교적 낮고 중간 및 최대부하 시간대에 크다. 따라서 중간 및 최대부하 시간대에 주로 발전하고 경부하시간대에는 수전량을 줄이는 것이 수익을 증대시키는데 효과적이다. 공급구역의 열수요를 만족해야 하므로 이에 따른 발전량을 조정하는 것이 발전 조건의 기본이며 또한 설비투자비와 고정비를 제외하고 원료비를 기준으로 수익이 최대가 될 수 있는 설비조



합과 시점으로 열 및 전기의 생산계획을 수립한다. 전력시장에서는 전기역송판매 시 시간대별 계통한계가격을 적용받으므로 하절기 전력피크 시에는 발전단가 기준으로 발전할 수 있는 여건이 되어 수익에 유리하다.

## 4. 운전실적 사례분석

### 4.1 사례분석 대상 열병합발전시스템의 주요기기

사례분석 대상인 K지구 열병합발전소는 21 MW급 가스엔진 열병합발전시스템을 채택한 구역형 집단에너지사업자이다. 열병합발전설비와 지역난방공급설비를 갖추고 해당 구역 내에 열 및 전기 직판사업을 2009년부터 운영해오고 있다. 설비는 준공되었으나 입주 수요가 아직 미포화 상태로 포화년도는 2014년 경으로 예상된다.

K지구의 열병합발전소는 인근의 한국전력공사 변전소와 22.4 kV로 계통연계하여 부족전력을 수전받거나 잉여전력을 역송한다. 발전기 등 열원 설비에서 생산된 전기와 열은 자체 공급망인 배전망 및 열공급망을 통해 수용가에게 판매된다. 발전소에는 발전기동, 보일러동, 전기동, 지역난방 및 수처리동, 사무동 및 전기동, 시수탱크, 연수탱크가 소 내에 설치되어 있다. 발전기, 보일러, 축열조 등 주요 생산설비의 규모 및 특징은 다음과 같다.

#### 4.1.1 발전기

K지구 열병합발전소의 발전기는 가스엔진을 원동기로 하며 발전용량 21 MW, 열용량 17.423 Gcal/h로 100% 부하에서 1대의 전기출력 3,000 kW, 회수열 출력 2,895 kW의 총 7대로 구성되어 있다. 기동시간이 270초, 약 5분의 기동특성을 가지고 있다. 발전 시 발생열은 윤활 및 엔진자켓 냉각시스템과 배기가스 열교환기를 통해 회수되며 지역난방열교환기를 통해 수용가에 필요한 열을 공급하는 주열원 설비이다.

#### 4.1.2 보일러

K지구 열병합발전소의 보일러는 총용량 84 Gcal/h이며 열출력 28 Gcal/h 3기로 구성된 수관식 온수보일러로 열부하에 따라 20 ~ 85% 범위로 부분부하 운전이 가능하다. 수용가에 공급되는 지역난방수를 생산하는 지역난방 열교환기에서 공급용량이 부족할 때 최대 열수요를 충족시킬 수 있도록 하는 보조열원 설비이다.

#### 4.1.3 축열조

K지구 열병합발전소의 축열조는 용량이 5,500 m<sup>3</sup> 1기로 최대저장용량이 167 Gcal이고 일일누적 방열부하량은 105.81 Gcal, 단위시간당 축방열 용량은 16.6 Gcal/h이다. 설계온도는 최대 120 °C, 최소 40 °C 난방온도는 최대 98 °C, 최소 65 °C이다. 축열조 수두를 이용한 배관내 증발을 방지하고 지역난방 배관망에서의 온수의 팽창, 수축량을 감당하는 팽창탱크 기능을 가지고 있다. 그리고 저부하시 여유열을 축열하고 고부하시 방열 운전하여 발전기와 보일러의 운전을 신축성 있게 운영토록 하는 역할을 담당한다.

## 4.2 계절별 운전 특성

열과 전기수요를 모두 만족해야 하는 열병합발전시스템에서는 열과 전기의 생산 비율의 균형을 고려해야 한다. 특히 구역형 집단에너지사업의 경우는 공급 구역 내 전기직판 수익은 일정하지만, 허가조건인 최대수요의 60% 수준의 설비 능력에서 발생하는 부족 및 잉여 전력의 거래에서 수익과 비용조건이 크게 변동하며 열의 생산비용에서도 큰 편차를 보인다.

본 고에서는 K지구의 운전실적 사례분석을 통해 열공급량과 발전량의 비율에 따른 운전특성과 수익에 미치는 영향을 동절기, 중간기, 하절기의 대표월을 중심으로 절기별로 분석하였다.

### 4.2.1 동절기 운전 특성

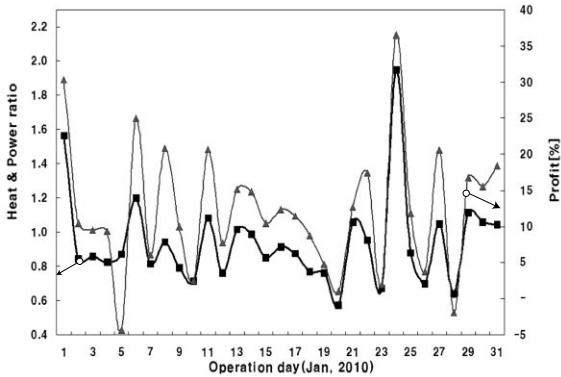
동절기는 열수요 피크시기이며 전기수요 또한



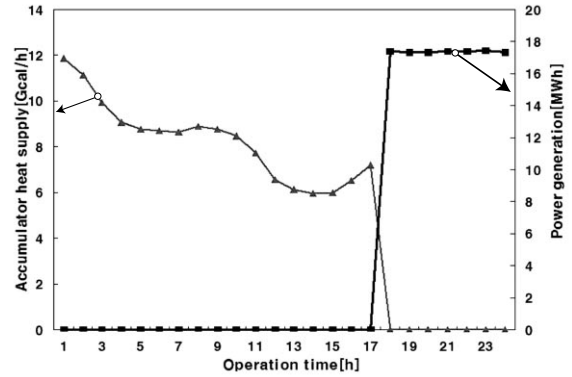
증가하는 시기이다. 계통한계가격이 높은 중간 및 최대부하시간대에는 최대로 발전하여 생산전기를 역송판매하고 잉여열을 축적하였다가 심야 시간대인 경부하시간대에 방열하여 공급하고 상대적으로 저렴한 보완전력을 수전하여 운영하게 된다.

그림 1은 동절기 대표월인 1월의 2010년 운전 실적을 가지고 열전비와 매출대비 수익률을 구하여 나타낸 것이다. 열전비 최대인 날 수익률이 최대가 되었으며 열전비의 변동에 따라 수익률이 같이 움직이는 것을 알 수 있다. 그림 2에서 열전비 최대인 날의 운전 실적을 살펴보면 축방열 공급량이 최대이고 발전량은 최저이다. 경부하시간과 중간부하시간에는 모두 축방열 공급하고 최대 부하시간에만 발전기를 가동하여 생산비용을 최

소화하여 매출대비 수익률이 상승되었다. 축방열 공급이 최대 시에는 저부하운전으로 중간 및 최대부하시간대 역송전력단가를 적용받고 잉여열은 축열하여 익일 경부하시간대 방열 공급한다. 또한 경부하시간대에는 수전하여 원료비를 낮출 수 있다. 하지만 동절기 고부하운전시에는 잉여열이 거의 없어 축방열 공급량이 "0"인 경우가 발생하여 발전량이 증가하게 되며 이로 인해 발전기의 공급능력이 최대부하 이하일 경우 축열에 의한 경제적인 운전이 불가하다. 표 3은 절기별로 열전비 최대 및 최소일을 기준으로 수익률을 산정한 것이다. 동절기 1월 실적에서 열전비 최대인 날의 경우 수익률은 36.5%이고 열전비 최소인 날의 경우 수익률은 1.0%로 열전비 크기 변화에 수익률이 비례함을 알 수 있었다.



[그림 1] Characteristics between heat & electric power ratio and profit in winter



[그림 2] Characteristics of a maximum value day on heat & electric power ratio in winter

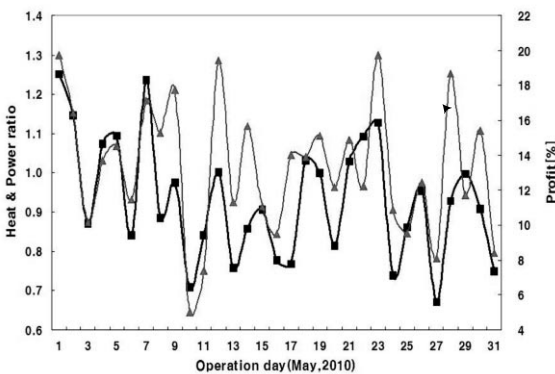
<표 3> Seasonal comparison between heat & electric power ratio and profit margin

Season	Heat & electric power ratio		Profit margin
	maximum	minimum	
Winter (Jan.)	maximum	1.95	36.6%
	minimum	0.57	1.0%
Mid season (May)	maximum	1.25	19.7%
	minimum	0.67	8.1%
Summer (Aug.)	maximum	0.93	10.9%
	minimum	0.29	1.8%

#### 4.2.2 중간기 운전 특성

중간기는 열수요 감소에 따라 고부하 운전이 불필요하며 중간 및 최대부하시간대에서 발전시 생산열을 축열하여 익일 경부하시간대에 공급하게 된다. 그림 3은 중간기 대표월인 5월의 2010년 운전실적을 가지고 열전비와 매출대비 수익률을 구하여 나타낸 것이다. 동절기와 마찬가지로 열전비 최대인 날에 수익률이 최대가 되었으며 열전비에 따라 수익률이 같이 변동하는 것을 알 수 있다.

그림 4는 열전비 최대일 경우의 열공급 및 발전량 운전특성을 나타낸 것으로 축방열 공급량의 변동폭이 작고 발전 패턴이 유사함을 보여준다. 하절기 8월의 수익률을 산정한 결과 열전비 최대시 19.7%, 최소시 8.1%로 동절기와 마찬가지로 열전비와 매출대비 수익률이 비례하였다. 중간기에는 동절기 대비 열수요 감소에 따라 발전량이 줄어들면서 수전량이 증가하게 된다. 그 결과로 보완공급약관상의 월간전력판매량 대비 수전비율이 40%를 초과하게 되면 초과요금 부과 요건에 해당된다. 그러나 이를 회피하기 위해 추가적인 발전을 하는 것은 열추종 운전패턴에 맞지 않는다. 따라서 중간기의 평균 수전비율 실적 등으로 초과요금 부과 조건을 재설정하는 것이 열병합발전 취지에 보다 합당한 것으로 판단된다.

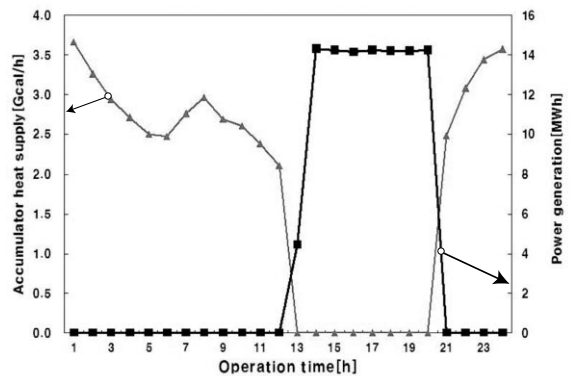


[그림 3] Characteristics between heat & electric power ratio and profit in mid season

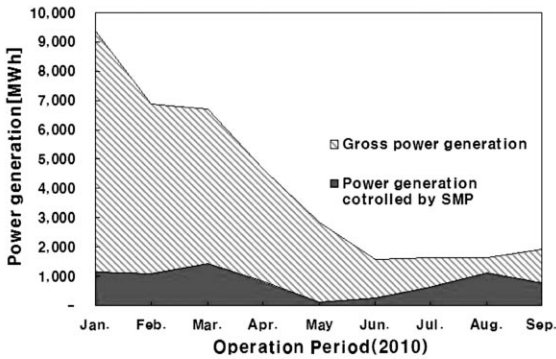
#### 4.2.3 하절기 운전 특성

하절기는 열수요가 거의 없는 열비수기로 그에 따른 발전기 가동이 없는 경우 전력시장과 직접 거래하여 전력을 구매할 수 있다. 하절기 전력피크에 따른 계통한계가격에 추종하여 발전단가를 상회하는 시점에서 발전하는 경우 수익이 증가한다. 그림 5는 계통한계가격에 따라 발전한 전력량을 총발전량에 대비하여 나타낸 것으로 동절기에 열수요의 지속적인 증가 및 피크발생에 따라 발전량이 많다. 최근 동절기에 전열기기의 사용 증대에 따라 전기수요가 증가되는 추세로 중간부하 및 최대부하 시 계통한계가격이 높아져 발전단가 수준이상에서 발전한 전력량의 비중이 크다. 그러나 중간기에는 열수요가 감소에 따른 전체 발전량이 줄어들고 또한 상대적으로 계통한계가격이 낮아져 추종 발전량 비중이 크게 감소하였다. 하절기에는 하절기 전력피크에 따른 가격 상승으로 계통한계가격 추종 발전량이 큰 폭으로 증가하였다.

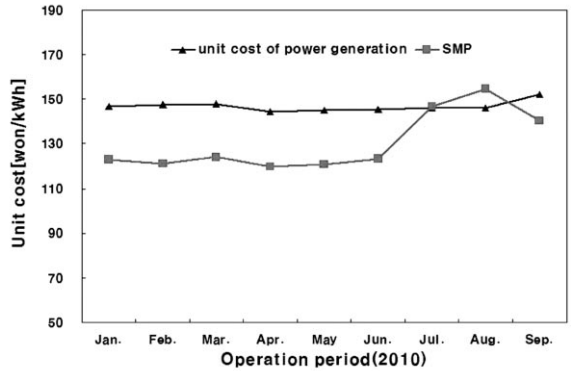
한전과의 거래에서 전력 역송 시에는 절기별, 부하시간대별 가중평균요금을 적용받으므로 특정 시점의 발전량에 따른 매출반영 효과가 적다. 그러나 실제운전에서는 중간부하와 최대부하시간대에 집중적으로 발전하고 남은 열은 축열하여 경부하시간대에 방열하여 열을 공급한다. 하절기



[그림 4] Characteristics of a maximum value day on heat & electric power ratio in mid season



[그림 5] Power generation controlled by system arginal price



[그림 6] Characteristic of electric unit cost and system marginal price

6 ~ 9월은 전력시장과 전력거래 시에 시간대별 계통한계가격을 역송전력요금으로 적용받게 되는데, 그림 6의 2010년 1월에서 9월까지의 발전단가와 계통한계가격 변동을 살펴보면 하절기 7 ~ 8월에 발전단가가 역송전력요금을 상회하는 시점에 도달하여 수익을 얻기 위한 발전기 가동 조건을 만족함을 알 수 있다. 표 4는 일최소 발전량과 가동시간에 관한 실적으로 사례분석 대상인 K지구의 경우 가스엔진 열병합발전시스템의 가동 특성을 이용하여 2시간 내외의 단속적인 운전이 가능함을 보여준다.

그림 7은 2010년 8월의 축방열 및 발전량의 운전실적을 보여준다. 열수요가 없고 축열능력이 있

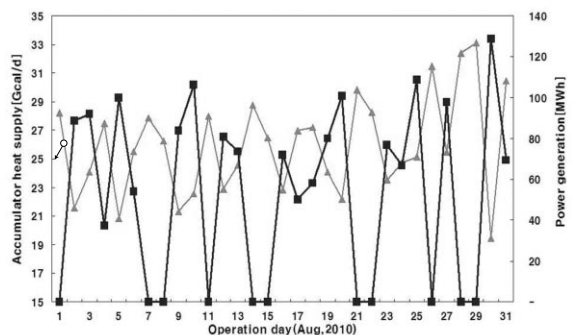
는 경우 발전량이 "0"인 날이 발생되었고 하절기 축열의 저장기간은 24시간 이상 최대 48시간까지 지속되었으므로 축열 특성을 이용한다면 운전시점을 보다 효과적으로 관리할 수 있다. 표 3에서 일별 열전비 최대 및 최소값에 대하여 매출대비 수익률을 구하면 각각 10.9%와 1.8%로 하절기도 열전비와 수익률이 비례관계에 있음을 알 수 있었다.

### 5. 결론

본 고에서는 21 MW급의 가스엔진 열병합발전 시스템을 대상으로 운전 특성과 제약여건을 조사

<표 4> Actual operation results of minimum power generation day

Operating day	Power generation [kWh]	Load [%]	CHP operation no.	Operating time [h]
2010.7.3	27,762	93	5	2
2010.8.4	37,209	89	7	2
2010.9.12	19,447	93	7	1
2010.9.2	37,135	88	7	2



[그림 7] Characteristic of electric unit cost and system marginal price





하고 집단에너지시스템 사례 분석을 통해 계절별 열공급량과 발전량 비율이 매출 대비 수익률과 비례관계에 있음을 확인하였다.

동절기에는 축방열 공급량이 열전비와 동일한 패턴으로 변동하는 것을 확인하였다. 사례분석에서 축방열공급량이 “0”인 경우 열전비가 최소가 되어 매출 대비 수익률은 1.0%로 매우 저조하므로 사업허가 단계 또는 운영 중에 동절기 피크부하 시 적정 수익을 위한 축방열 공급이 가능하도록 발전기의 용량을 증설하거나 개선해야 한다.

중간기는 동절기 대비 열수요의 감소로 발전량이 줄어들어 수전량이 증가하지만 한전의 보완공

급약관상 전기판매량 대비 수전비율의 40% 초과 시 초과요금 부과 규정이 있다. 이 규정에 따르면 발전량이 증가되고 열전비가 작아져 수익도 감소하므로 열병합발전의 취지에 맞도록 수전비율을 발전소 운전패턴의 실적에 적합하게 조정하는 것이 필요하다.

하절기는 열비수기이므로 발전기의 단속적인 운전 특성이 운전계획과 설비능력에 반영되어야 하며, 수익 측면에서 축방열 공급능력을 활용하기 위해서는 향후 운전실적 자료를 확보하여 하절기 축열조의 저장특성에 대한 분석이 심도 있게 진행되어야 할 것으로 사료된다. (KRIPEO)