

## Cogeneration Operations Issues

이 자료는 지난 11월 15일부터 18일까지 서울 이마빌딩에서 개최되었던 한·미 에너지 효율향상을 위한 워크샵에서 발표된 내용중 하나이다. 에너지관리공단과 US-AEP가 공동주관한 이 행사에서는 에너지 관리 진단 및 이익, 폐열회수기술 및 방법, 사례등에 관한 내용들이 주로 소개 되었다.

■by Mr. Todd Thurlow(Pace Global Energy Services)

### I. Cogeneration Planning II. Cogen Plant Performance Capabilities III. Plant Operations and Maintenance

#### I. Cogeneration Planning

- ▶ First step in cogeneration planning is characterizing steam and power requirements.
  - Peak and average steam and power demands.
  - Reliability requirements
- ▶ Correctly sizing cogeneration plant will maximize value by.

- Maximizing cogenerated energy produced.
- Minimizing purchased power requirements.
- Optimizing equipment redundancy to meet plant requirements.

#### Cogeneration planning: Energy Reliability Requirements

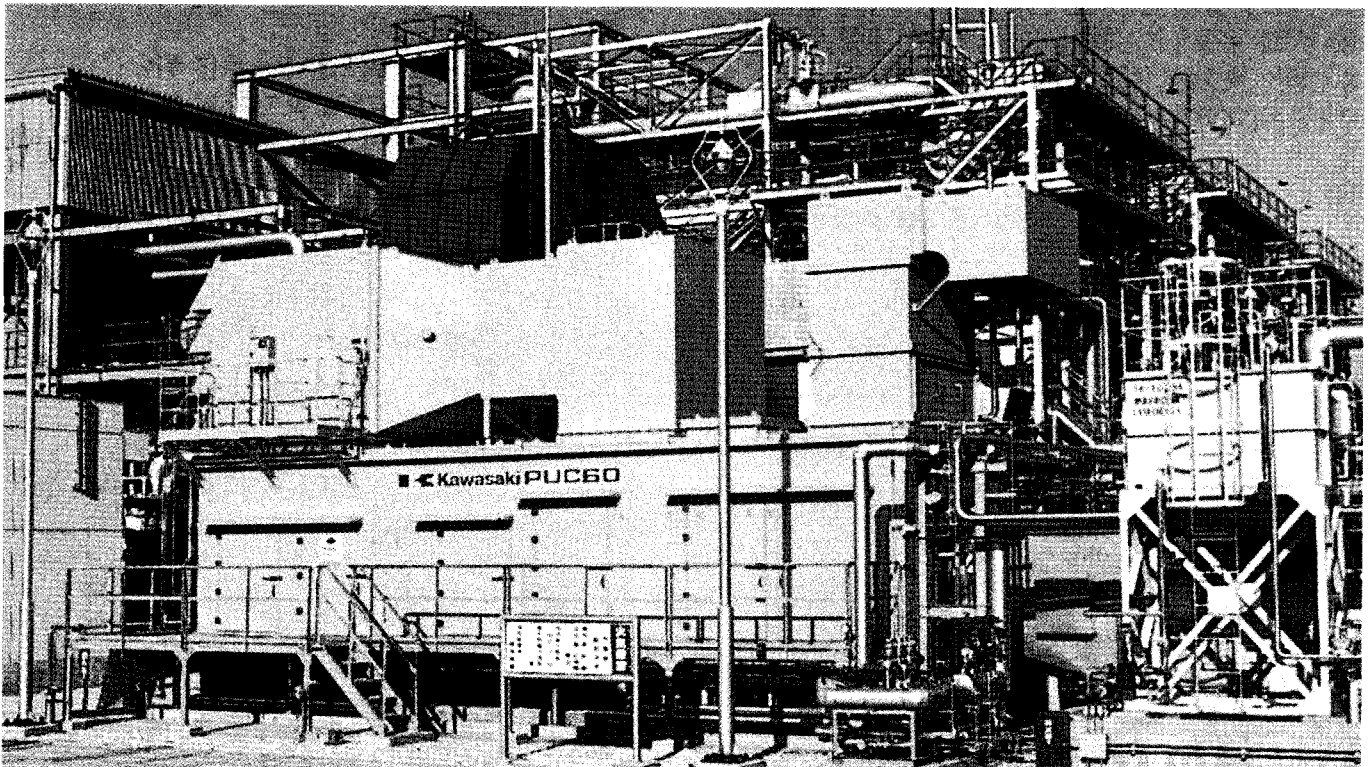
- ▶ Goal: Maximize utilization of cogenerated energy in plant and capture economies of scale.
- Need to understand reliability requirements.
  - Is 100% redundancy required?
  - What is the minimum sustained flow the plant can withstand?

- Understanding process flexibility to interruptions required to minimize power purchases.
  - Can facility shed load to respond to turbine outage?
  - May be less expensive to withstand interruption than purchase high-priced back up power.

#### Cogeneration Planning: Back up Operations

- ▶ Diagram of steam system in backup operation-discuss impact of steam and power source loss and options.

#### PowerHouse: Base Case Backup Operations (One GT Down) ▼



## Operating Flexibility of Cogeneration Plants

- Gas Turbines can economically perform at a wide range of load levels between 65%~100% full load.
  - Every 5% reduction load level below 100% full load roughly equates to a 1.5% increase in heat rate (between 65~100%)
  - Percentage reduction in power output doesn't equate to same reduction in steam output.

- Steam Turbine generation can swing significantly depending on configuration.
  - Back pressure turbine can operate efficiently through a wide steam flow range near full load.
  - Extraction/condensing turbines have significant generating flexibility.
  - Ability to adjust volume of steam extractions to balance steam loads and absorb balance in condenser.

## GT Part Load Performance Chart

- Points to discuss:
  - Impact on heat of part load performance.
  - Power production decreases, but steam production may increase.

## Operating Flexibility of Gas Turbine Cogen Plant

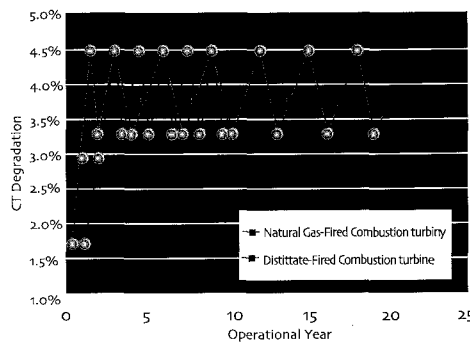
- ▶ Gas Turbines can be installed with optional equipment that provide increased operating flexibility.

- Installation of a bypass stack allows for the generation of power without producing steam in the HRSG.

- Gas-fired Duct burners can be installed in the HRSG to significantly increase the steam generating capacity of the HRSG.

- Duct burners can increase the capacity of a HRSG by as much as 100%
- Duct burners represent low capital cost steam generating capacity.
- Duct fired steam is produced at an efficiency higher than boiler-fired steam.

## Gas Turbine Performance Degradation Profiles



## II. Cogen Plant Performance Capabilities

### Cogeneration Plant Reliability

#### ▶ Typical Plant Availabilities

- Gas Turbine based cogeneration plants typically operate with availabilities around 93%.

- Average unforced outage time is 2.5%-5%.

- Average forced outage time is 2%-3%.

- Steam Turbine based cogeneration plants typically operate with availabilities in excess of 97%.

- Average unforced outage time is 2%.

- Average forced outage time is 1%.

## Gas Turbine Major Maintenance Schedule and Cost

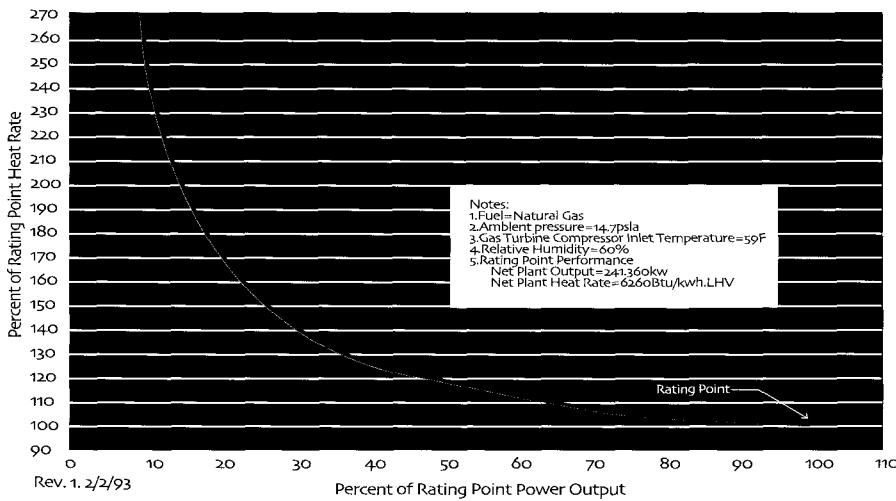
Year	Maintenance	Frequency	Cost
1		0	
2	Combustion Inspection	9	52.5MM
3	Combustion Inspection	9	52.5MM
4	Hot Gas Path Inspection	14	54.0MM
5	Combustion Inspection	9	52.5MM
6	Combustion Inspection	9	52.5MM
7	Major Inspection	21	58.0MM
8	Combustion Inspection	9	52.5MM
9	Combustion Inspection	9	52.5MM
10	Combustion Inspection	9	52.5MM
11	Hot Gas Path Inspection	14	54.0MM
12	Combustion Inspection	9	52.5MM
13	Combustion Inspection	9	52.5MM
14	Major Inspection	21	58.0MM
15	Combustion Inspection	9	52.5MM
16	Combustion Inspection	9	52.5MM
17	Hot Gas Path Inspection	14	54.0MM
18	Combustion Inspection	9	52.5MM
19	Major Inspection	21	58.0MM
20	Combustion Inspection	9	52.5MM

## Steam Turbine Major Maintenance Schedule and Cost

Year	Maintenance	Frequency	Cost
1		0	
2		9	5200K
3		9	5200K
4		14	51.0MM
5		9	5200K
6		9	5200K
7		21	54.0MM
8		9	5200K
9		9	5200K
10		9	5200K
11		14	51.0MM
12		9	5200K
13		9	5200K
14		21	54.0MM
15		9	5200K
16		9	5200K
17		14	51.0MM
18		9	5200K
19		21	54.0MM
20		9	5200K

# New Technology

## Estimated STAG 107FA Combined Cycle plant Part Load Performance



- ▶ Example: Gas-Fired Boilers: 250 mlb/hr (base load) @ 900#, 900F
- Boiler taken out of service for maintenance once every 2 years.
- Boiler turn around typically lasts 10-14 days
- Boiler turn around typically costs \$200k-\$400k.

### Water Quality Table

- ▶ Point to hit
- Conductivity: probe to discard
- Organic carbon

### Conclusions

- Optimizing Cogeneration configuration involves detailed characterization of energy demand, usage, and reliability requirements.
- Cogeneration facilities performance is impacted by several factors including loading and degradation.
- Cogeneration facilities have excellent reliability and low maintenance cost

### III. Plant Operations and Maintenance

#### Boiler Maintenance

▶ Cost and schedule for boiler maintenance is highly dependent on two issues:

1. Fuel being burned.
2. Quality of process condensate.

● Boiler burning solid fuels (coal, wood, petroleum coke, etc.) require more frequent and extensive maintenance than liquid or gaseous fuel fired boilers.

- Poor condensate quality can significantly degrade steam production.
  - Boiler Blowdown management.
  - Appropriate condensate treatment.

#### Condensate Steam Water Analysis

Source	Process	FWAB	Condensate	SWAB	FWAB CONDENSATE WATER RETURN
Nominal Flow (GPM)	1,000	850	400-450	200	10-25,000
Nominal Temperature (°F)	250	160	175	130	55-90
Conductivity @ 25°C (umhos)	105-145	90-100	65-80	80	390-440
"P" Alkalinity (ppm as CaCO <sub>3</sub> )				96	0
"M" Alkalinity (ppm as CaCO <sub>3</sub> )				165	110-120
Total Sulfur (ppm as SO <sub>4</sub> )	1.0-2.5	3.0	.55	< .5	66
Chloride (ppm as Cl)	1.0-1.5	1.2	< .55	< .5	23
Total Hardness (ppm as CaCO <sub>3</sub> )	.15-.25	.65-1.0	.10	< .1	150-190
Calcium Hardness (ppm as Ca)	.15-.25	.40-.75	.05	< .05	
Magnesium Hardness (ppm as Mg)	< .15	.30	.05	< .05	
Total Copper (ppm as Cu)	< .025	< .005	.005-.03	< .005	< .05
Total Iron (ppm as Fe)	.15-.30	0-.25	.005-.10	.022	4-11
Sodium (ppm as Na)	2.0-5.0	10-11	.003-.25	.089	19-27
Total Aluminum (ppm as Al)	1.2-3.0	3.0-4.0	< .2	< .1	5-11
Total Silica (ppm as SiO <sub>2</sub> )	.05-.10	.08-.10	< .05	< .05	37-61
Total Organic Carbon (ppm as C)	40-60	15-20	25	29	2.7-4.4
PH	10	10.2	10	9.4	7.8
Total Suspended Solids (ppm)					100-250
Total Dissolved Solids (ppm)					260
Total Petroleum Hydrocarbons (ppm)					< 1.0
Filtered Ortho-Phosphate (ppm as PO <sub>4</sub> )					0.3

# 열병합발전 운영 문제

I. 열병합발전 계획 II. 열병합발전 설비 성능 수행능력 III. 설비 운영 및 유지보수

## I. 열병합발전 계획

▶ 열병합발전 계획의 첫 단계는 증기 및 전력 요구 사항을 기술하는 것이다.

- 최고 및 평균 증기와 전력 요구
- 신뢰성 요구사항

▶ 정확한 규모의 열병합발전 설비는 다음에 의해 값을 극대화 할 것이다.

- 생성된 열병합발전 에너지의 극대화
- 구매된 전력 요구사항의 최소화
- 설비 요구사항을 충족시키는 장비 중복성의 최적화

▶ 열병합발전 계획: 에너지 신뢰성 요구사항

- 목표: 설비에서 열병합발전 에너지의 이용을 극대화하고 비용을 절감한다.

● 증기 신뢰성 요구사항을 이해할 필요성

- 100% 중복성이 필요한가?
- 설비가 견딜수 있는 최소한의 지속유동은 얼마인가?

● 전력 구매를 최소화하는데 필요한 인터럽션에 대한 공정 유연성의 이해

- 설비가 터빈의 운전중지에 반응하기 위해 부하를 줄일수 있는가?
- 고가의 백업 전력을 구매하는 것보다 인터럽션에 견디는 것이 비용이 덜 드는가?

▶ 열병합발전 계획: 백업 동작

- 백업동작에서 증기 시스템의 다이어그램?
- 증기 및 전력 손실 및 옵션의 영향에 대한 토의

▶ 열병합발전 설비의 운영 유연성

● 가스 터빈은 65% ~ 100% 전부하의 광범위한 부하 수준에서 경제적으로 동작할 수 있다.

- 100% 전부하 이하의 모든 5% 감소 부하 수준은 열 비율(65~100% 사이)에서 1.5% 증가와 대략 동일하다.
- 전력 출력에서 비율 감소는 증기 출력에서의 비율 감소와 동일하지 않다.

● 증기 터빈 발생은 구성에 따라서 크게 바뀔수 있다.

- 배압 터빈은 전부하 근처의 광범위한 증기 유동 범위를 통해서 효율적으로 동작할수 있다.
- 추출/응축 터빈은 큰 발생 유연성을 가진다.
- 증기 부하의 균형을 맞추고 응축기의 균형을 흡수하기 위해 증기 추출의 양을 조절할 능력

▶ GT 부품 부하 성능 차트

● 토의점

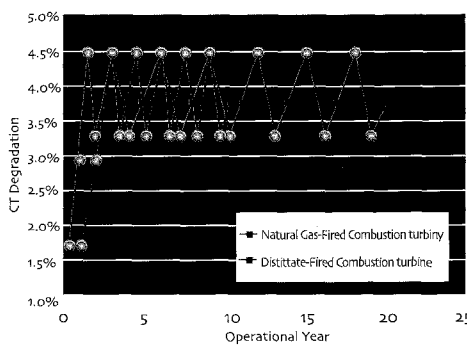
- 부품 부하 성능의 열 비율에 미치는 영향
- 전력 생산은 감소하지만 증기 생산은 증가할수 있다.

▶ 가스 터빈 열병합발전 설비 운영의 유연성

● 가스 터빈은 운영상의 유연성을 증가시키는 선택적인 장비로 설치될 수 있다.

- 바이패스 스택을 설치하면 HRSG에서 증기를 생성하지 않고 전력을 발생시킬수 있다.
- 가스연소관 버너는 HRSG의 증기 발생 용량을 크게 높이기 위해 HRSG에 설치될 수 있다.
- 관 버너는 100%까지 HRSG의 용량을 증가시킬수 있다.
- 관 버너는 저자본 비용의 증기 발생 용량을 나타낸다.
- 관 증기는 보일러 증기보다 높은 효율성에서 생성된다.

▶ 가스터빈 성능저하 개요



## II. 열병합발전 설비 성능 수행능력

열병합발전 설비의 신뢰성

▶ 일반 설비 가용성

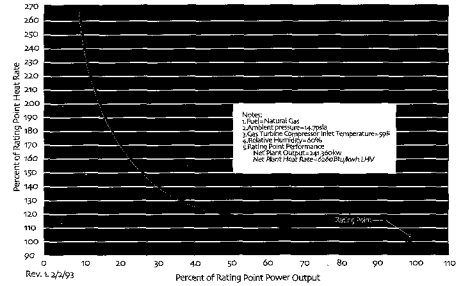
● 가스 터빈 열병합발전 설비는 일반적으로 93%의 가용성으로 동작한다.

- 평균 자발 운전중지 시간은 2.5% ~ 5%이다.
- 평균 강제 운전중지 시간은 2%~3%이다.

● 증기 터빈 열병합발전 설비는 일반적으로 97%를 초과하는 가용성으로 동작한다.

- 평균 자발 운전중지 시간은 2%이다.
- 평균 강제 운전중지 시간은 1% 이하이다.

▶ 추산된 STAG 107FA 조합 사이클 설비 부품 부하 성능



## III. 설비 운영 및 유지보수

▶ 보일러 유지보수

보일러 유지보수를 위한 비용과 계획은 주로 다음 두가지 사항에 의해 결정된다.

1. 연소되는 연료
2. 공정 응축수의 품질

● 고체 연료(석탄, 나무, 석유 코크스등)연소 보일러는 액체나 가스 연료 보일러보다 빈번 하고 광범위한 유지보수를 필요로 한다.

● 응축수 품질이 낮으면 증기 생성이 크게 저하될수 있다.

- 보일러 불로디온 관리
- 적절한 응축수 관리

● 예: 가스 보일러: 250 m1b/hr (기준 부하)

@900#, 900F

• 2년에 한번 유지보수를 위해 보일러를 서비스에서 제외시킨다.

• 보일러 선화(틴어라운드)는 일반적으로 10~14일 지속된다.

• 보일러 선화는 일반적으로 200k~400k 달러의 비용이 든다.

●수질표

▶ 고려사항

- 전도성 페이퍼프로브
- 유기탄소

## 결론

• 열병합발전 구성을 최적화하려면 에너지 요구, 용도 및 신뢰성 요구사항을 상세히 기술해야 한다.

• 열병합발전 설비의 성능은 부하와 성능저하를 포함하는 몇가지 요인에 의해 영향을 받는다.

• 열병합발전 설비는 우수한 신뢰성과 낮은 유지 보수비용을 가진다.