

# 화력발전소에서 응축수 회수계통의 증기배관 개선에 의한 발전시스템의 효율 향상

권영수\*·서정세\*\*

## The improvement of the efficiency of power plant by the reformation of steam line in the return system

Y. S. Kwon and J.-S. Suh

**Key Words :** Condensate Drip Tank(응축수 회수탱크), Condensate Tank(난방증기 회수탱크), Gland Seal Condenser(밀봉증기응축기), Auxiliary Steam(보조증기), Spray water(분무수)

### Abstract

The main reason for reviewing the condensate water return system in the auxiliary steam system is to obtain the thermal high efficiency of the power plant and thus save the fossil energy in power plant. This study intends to analyze the thermal efficiency of the power plant and predict the increasing in the generator output by the return system reformation of auxiliary steam line in the thermal power plant.

### 1. 서론

삼천포화력은 설비용량 3,240MW의 연간 약 900만 톤의 석탄을 전량 수입하여 사용하고 있는 대용량 발전소로서, 에너지 절감을 위한 여러가지 설비개선을 시행하고 있으며, 특히, 증기응축수의 철저한 회수가 발전원가 절감에 기여하는 바가 매우 지대함을 인식하여 발전소 응축수의 대부분은 응축수 회수탱크로 회수되어 복수기로 유입, 회수 되도록 설비되어 있으며, 일부 설비의 응축수는 150℃ 이상의 고열량을 보유하고 있음에도 별도의 열 회수장치 없이 응축수 회수탱크(Condensate Drip Tank)로 일시 저장 후 복수기로

유입 됨으로서, 과도한 재증발 증기가 외기로 방출되어 귀중한 열에너지의 누출 및 복수기(Condenser)로 고온수 유입에 따른 진공도 저하등이 발생되어 주변기기의 급속한 부식을 초래하고 있었다. 이것은 삼천포화력 뿐만 아니라 증기를 가열원으로 사용하는 타 사업장에서도 발생하는 문제이다. 이에 대한 대책으로 보조증기 열량을 산출하여 발전소의 적정한 계통(Cycle)으로 회수함으로써 열에너지를 절감할 수 있었다.

### 2. 응축수 계통 설비 문제점 및 개선

#### 2.1 응축수 계통 설비 문제점

보조증기는 Fig. 1과 같이 증압터빈 11단 추기에 서 공급되어 14kg/cm<sup>2</sup> 보조증기 헤더 및 7kg/cm<sup>2</sup> 보조증기 헤더로 보내어져 소내 기기 가열증기와 난

\* 한국남동발전(주) 삼천포화력본부

\*\* 정회원, 경상대학교 수송기계공학부

방용 증기로 구분 공급되도록 설비되어 있다. 사용된 보조증기 응축수의 대부분은 Fig. 2와 같이 응축수 회수 탱크로 모아져 복수기로 회수된다. Table 1은 발전소에서 발생하는 응축수 발생 현황을 나타내고 있는데 그 중 터빈축의 밀봉용 증기(Gland Seal Steam)가 밀봉작용을 하고 난 후 응축기에서 발생하는 응축수량이 가장 많고 Plant Heating Steam과 E.P.(전기집진기) Hopper Heating Steam에서 발생하는 응축수 순이며, 가장 응축수 발생량이 적은 것은 Sampling Water 회수량이다.

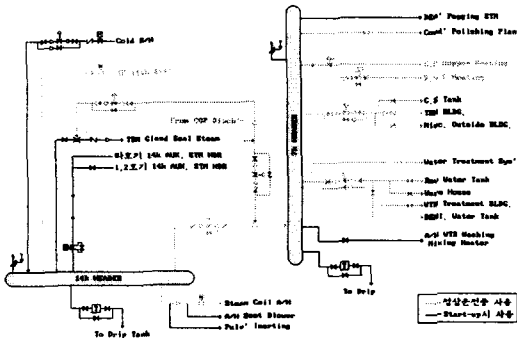


Fig. 1 Auxiliary steam system of power plant

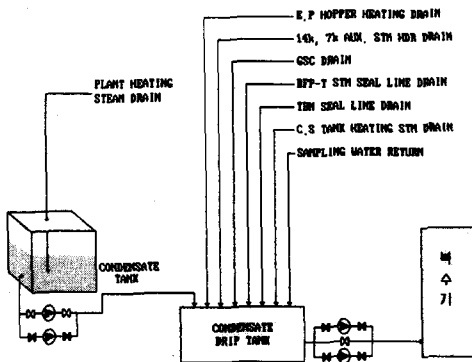


Fig. 2 Condensate water return system of auxiliary steam line

Table 1 Condensate water returning quantity

구 분	발생량 (kg/hr)	온도 (°C)	회수처
Plant Heating Steam Drain	3,187	139	Cond. Tank
E.P.Hopper Htg. Steam Drain	1,505	161	Drip Tank
14K 및 7K Header Drain	159	172	
Gland Seal Cond. Drain	3,715	42	
BFP-T Steam Seal Line Drain	180	105	
C.S Tank Htg. Steam Drain	403	81	
Sampling Wtr. Return	42	48	
TBN Gland Seal Line Drain	575	105	

응축수 회수계통에 대한 문제점을 살펴보면, 첫째로 고온다량의 증기가 증발되어 외부로 방출됨이 확인되어 응축수 회수량을 측정된 결과 Table 2와 Fig. 3와 같이 저장조 내부의 고온 다량의 증기가 (371,040kcal/hr) 재증발 되어 외기로 방출되고 있었으며, 특히 응축수 회수 탱크의 재증발로 인한 손실은 난방증기 회수탱크의 손실의 2배 이상이 되었다.

Table 2 The heat loss from condensate water

구 분	공급량 (kg/hr)	회수량 (kg/hr)	재증발 손실	
			유 량 (kg/hr)	열 량 (kcal/hr)
Cond. Tank	3,187	2,293 (119°C)	894	106,386
Drip Tank	8,872	6,610 (117°C)	2,262	264,654

※ 측정시 부하 : 4/4 Load (540MW)

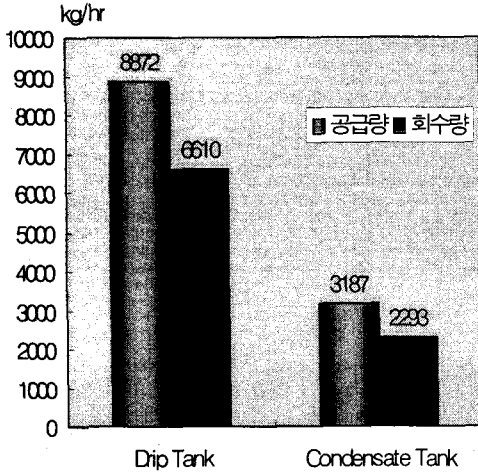


Fig. 3 The collection quantity vs. returning quantity of condensate water(generator load 100%)

둘째로 기기 난방용의 유니트 히터 운영방법의 부적절로, 터빈 빌딩은 각종 기기 자체의 발열만으로도 난방이 가능하나, 기기 난방용 증기가 유니트 히터에 일괄적으로 공급 되도록 설비가 되어 있어 Fig. 4와 같이 유니터 히터에 불필요한 증기가 공급되어 소모되고 있었다.

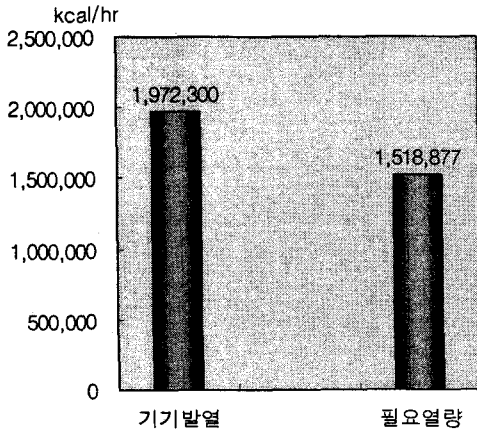


Fig. 4 Emission heat quantity of tbn. bldg. from equipment (required heat quantity: the heat to keep tbn. bldg. temp. 5°C when design atm. temp. is -6.4°C)

## 2.2 설비 개선

설비개선 전에 Fig. 5와 같은 터빈 빌딩내 난방용 증기 공급배관을 Fig. 6과 같이 층별로 분리하여 3~3.5층 Unit Heater 29sets의 가동을 중지하였으며, Unit Heater 가동 중지에 따른 개선 결과는 Table 3에 잘 나타나 있는 것처럼 총 증기유량 1,335kg/hr, 총 열량 866,000kcal/hr를 절감할 수 있었다.

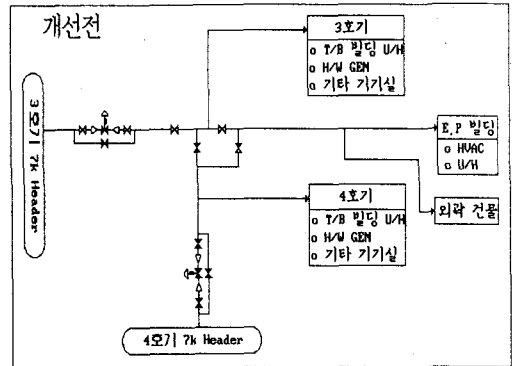


Fig. 5 Heating steam line before improvement

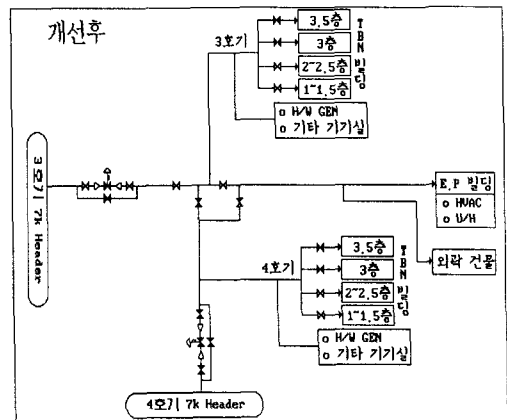


Fig. 6 Heating steam line after improvement

Table 3 Saved heat quantity from stopped unit heater

설치 위치	대수	열 량	총열량	유 량
2.5층 (전기실)	5 개소	10,000 (kcal/hr/대)	50,000 (kcal/hr)	77 (kg/hr)
3층 (터빈 층)	16 개소	34,000 (kcal/hr/대)	816,000 (kcal/hr)	1,258 (kg/hr)
3.5층 (탈기기층)	8 개소			
Total	29 개소	44,000 (kcal/hr/대)	866,000 (kcal/hr)	1,335 (kg/hr)

Auxiliary Steam Header Drain Line 및 전기 집진기 Hopper Heating Steam Drain Line의 응축수의 회수처를 Fig. 7과 같이 고온 응축수만 별도 분리 배관하여 변경하였으며, 분리 배관한 고온의 응축수를 난방 응축수 탱크(Condensate Tank)로 1차 회수하고 난 후 난방 응축수 탱크(Condensate Tank)에 복수펌프 토출측으로 공급되는 과열저감수(Spray Water)를 공급하여 적정 온도(95℃)로 저장 후 No. 2 저압 급수가 열기의 드레인 측으로 재 공급 하여 No. 1 저압 급수가 열기의 급수를 가열하도록 하여 효율을 상승하도록 하였다.

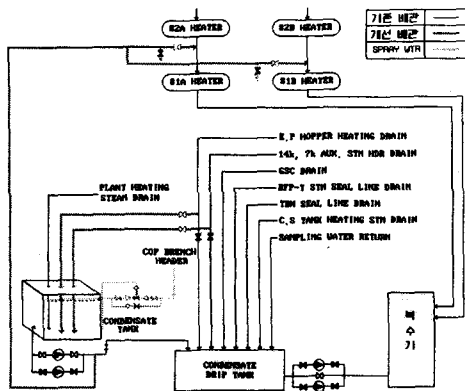


Fig. 7 The change of condensate water collection line

Table 4 Improvement status of before/ after spray water equipment installation

구 분	개선전	개선후	비 고
Condensate Tank 응축수 온도(℃)	153	95	Spray Water 공급온도 35℃
Spray Water 유량 (kg/hr)	미설치	5,007	
응축수유량 (kg/hr)	5,180	10,187	

한편, 응축수 온도 저감장치는 재증발 증기 발생에 따른 열손실 및 용수손실을 방지하고 급수가열기로 공급시 과도한 온도차에 의한 열응력 발생을 방지하기 위해 응축수 탱크에 응축수 온도저감장치를 설치하였으며, Table 4는 응축수 온도 저감장치의 설치 전.후에 Condensate Tank내의 응축수 온도 저하와 회수되는 응축수 유량이 크게 증가하는 개선된 결과를 나타낸 것이다

### 3. 개선효과

#### 3.1. 추기증기 저감에 따른 발전기출력상승

Fig. 8과 같이 No. 1 저압 급수가열기에 공급되는 추기증기량이 시간당 약 618kg/hr 감소되어 438kWh의 발전기 출력이 증가되었으며, Table 5는 개선 전.후 응축수 운전상태를 비교한 것이다.

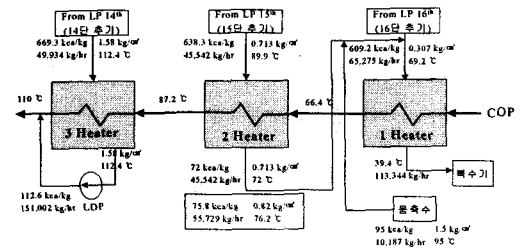


Fig. 8 No. 1 feed water heater extraction system after improvement(540MW)

Table 5 No.1 feed water heater extraction steam decrease of before/after improvement

구 분		개선전	개선후	증감
Drip Tank (응축수 회수용)	유 량 (kg/hr)	9,766	4,915	▽4,851
	온도(℃)	117	55	▽62
Condensate Tank(난방 증기회수용)	유 량 (kg/hr)	3,187	10,187	+7,000
	온도(℃)	119	95	▽24
#2 급수가열기 드레인축	유 량 (kg/hr)	45,542	55,729	+10,187
	온도(℃)	72	76.2	+4.2
#1 급수가열기 추가 증기유량(kg/hr)		65,275	64,657	▽618

3.2 Unit Heater 정지에 따른 비용절감

Fig. 9과 같이 총 59sets의 Unit Heater 중에서 29sets를 가동중지 함에 따라 Fig.10과 같이 응축수 회수탱크와 난방 응축수 탱크에서 배출되던 재증발 증기 발생이 급격히 감소하였으며, 특히 응축수 회수탱크에서는 배출되던 재증발 증기 발생량이 무려 10배 이상 감소하는 현상을 나타내었다.

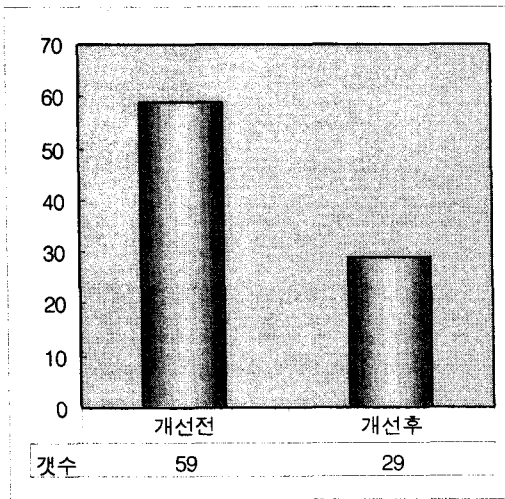


Fig. 9 The comparison of unit heater number after improvement

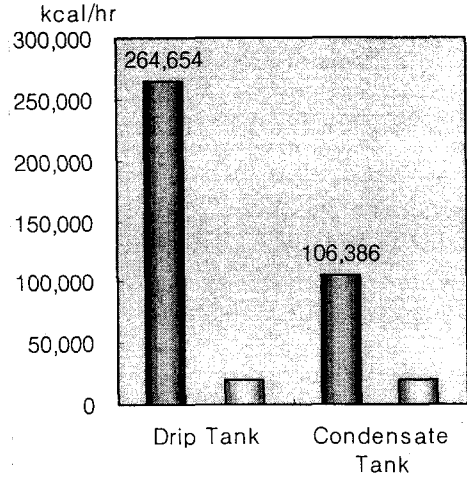


Fig.10 Quantity decrease of re-vaporizing steam

4. 결론

응축수 Tank의 재 증발증기 차단에 따른 에너지 절감(대기 방출열량 회수금액 : 120백만원, 발전용수 절감금액 : 21백만원) 및 응축수 회수에 따른 에너지 절감(열량회수 금액 : 355백만원) 그리고 터빈빌딩내의 Unit Heater 정지에 따른 예산절감(증기 소모량 절감 금액 : 140백만원, Unit Heater Fan Motor 동력절감 : 3.6백만원) 등의 유형의 효과는 연간 6억4천만원 정도의 예산을 절감할수 있었으며 무형적인 효과로는 발전소 보조증기 공급계통의 안정성 확보, 재증발 증기 차단에 의한 주변기기 손상 방지, 타 사업장의 고온 응축수 최적 회수방안 제시등의 효과가 있었다.

후기

본 연구는 주식회사 한국전력 및 2001년도 두뇌한국 21 사업의 지원에 의해 이루어졌으며, 이에 감사드립니다.

참고문헌

1. 한국남동발전(주) 삼천포화력, 응축수 회수개선 개선 보고서
2. 한국전력공사 전력연구원, 1997, 화력발전소 성능시험 지침서, pp 150-252.