

미분탄화력발전에서의 바이오매스 혼소 시 플랜트 성능특성 평가

문태영* · Zelalem Tumsa Tefera* · 이은도* · 이정우** · 양 원**

*한국생산기술연구원 · **한솔신텍

Evaluation of Plant Performance during Biomass Co-firing in Pulverized Coal Power Plant

Tae-Young Mun*, Zelalem Tumsa Tefera*, Uendo Lee*, Jeung Woo Lee** and Won Yang**

*Korea Institute of Industrial Technology, **Hansol SeenTec Co., Ltd.

(Received 18 June 2014, Received in revised form 27 August 2014, Accepted 3 September 2014)

ABSTRACT

The aims of this research were to evaluate effects of biomass co-firing to pulverized coal power plants and the variation of co-firing ratios on the plant efficiency related to power consumption of auxiliary system and flue gas characteristics such as production and component by process simulation based on the existing pulverized coal power plant. In this study, four kinds of biomass are selected as renewable fuel candidates for co-firing: wood pellet(WP), palm kernel shell(PKS), empty fruit bunch(EFB) and walnut shell(WS). Process simulation for various biomass fuels and co-firing ratios was performed using a commercial software. Gas side including combustion system and flue gas treatment system was considering with combination of water and steam side which contains turbines, condenser, feed water heaters and pumps. As a result, walnut shell might be the most suitable as co-firing fuel among four biomass since when 10% of walnut shell was co-fired with 90% of coal on thermal basis, flue gas production and power consumption of auxiliary systems were the smallest than those of other biomass co-firing while net plant efficiency was relatively higher than those of other biomass co-firing. However, with increasing walnut shell co-firing ratios, boiler efficiency and net plant efficiency were expected to decrease rather than coal combustion without biomass co-firing.

Key Words : Pulverized coal power plant, Biomass co-firing, Net plant efficiency, Auxiliary system, Boiler efficiency, Power consumption

1. 서론

국내 RPS(Renewable Portfolio Standard) 적용에 따라 정부는 2014년 기준 3% 이상의 신재생에너지 의무사용량(Obligation ratio) 비율을 2024년에 10%까지 증가시키는 계획을 통해 일정규모 이상의 발전설비를 보유한 발전업자에게 총 발전량 중 의무사용량만큼 신재생에너지를 이용하여 생산한 전력을 공급토록 의무화하고 있다 [1]. 이에 국내 일부 미분탄

석탄화력 발전소(PCPP, Pulverized coal power plant)에서는 재생에너지원인 하수슬러지 및 비교적 저렴한 바이오매스인 wood pellet을 수입하여 석탄과 함께 미분한 후 바이오매스 혼소(Biomass co-firing)를 통해 RPS를 대응하고 있다. 바이오매스 혼소 공정은 Fig. 1에서 볼 수 있듯이, 병행혼소(Parallel co-firing), 간접혼소(Indirect co-firing)와 직접혼소(Direct co-firing)로 나눌 수 있다[2]. 각 혼소방법에 대해 간략히 설명하자면, 병행혼소 공정은 바이오매스를 바이오매스 전용 미분기에서 미분한 후 이를 바이오매스 전용 연소로에서 연소 후 이 때 생성된 낮은 품질의 스팀을 미분탄 전용 보일러에 공급하여 고품질의 스팀으로 향상시켜 전력생산을 증가시키는 방법이다. 하지만 많은 추가설비로 인해 다른 혼소방법들보다 비용이 많이 드는 단점이 있다. 간접혼소 공정은 바

† Corresponding Author, yangwon@kitech.re.kr

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

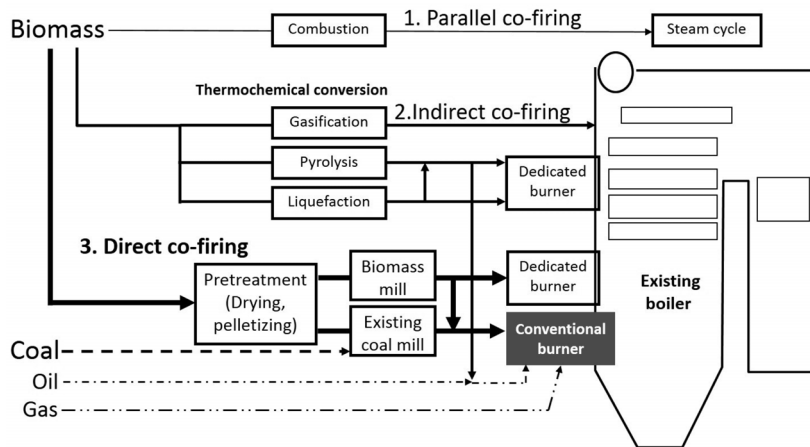


Fig. 1. Biomass co-firing to conventional boiler.

이오매스를 가스화(Gasification)한 후 생성된 H₂, CO, CH₄, H₂O, CO₂ 및 tar 등이 혼합된 producer gas를 미분탄 화력발전소에서 혼소하는 방법으로 producer gas 내 불순물 처리를 위한 정제설비를 최소화시킬 수 있는 이점이 있다.

직접혼소 공정은 바이오매스를 전용 바이오매스 미분기에서 미분하거나 기존 석탄 미분기에서 석탄과 함께 미분한 후 기존 미분탄 연소로 내 미분탄 버너 혹은 바이오매스 전용 버너에 투입하여 혼소하는 방식이다. 이때 기존 석탄 미분기에서 바이오매스를 함께 미분한 후 기존 버너로 공급하는 방식은 추가 설비를 최소화할 수 있어 가장 단순한 직접혼소 방법이며 실제 일부 PCPP에서는 바이오매스의 저장소와 석탄 미분기까지의 이송로만 설치하여 이와 같은 방식으로 혼소를 하고 있다. 이처럼 직접혼소 공정은 RPS 대응뿐 아니라 바이오매스 사용으로부터 탄소중립(Carbon neutral)에 의한 CO₂ 저감 및 바이오매스 내 적은 질소와 황 함량으로부터 NO_x와 SO_x의 오염물질 배출을 저감시킬 수 있는 유망한 대안으로 대두되고 있다[3-5]. 하지만 바이오매스의 높은 수분과 휘발분 함량 및 낮은 ash 용융점은 보일러 내 열교환기(튜브)표면에 ash 침적을 일으켜 net plant efficiency을 저하시킨다[6,7]. 게다가 신재생에너지원료의 원활한 공급확보는 바이오매스 혼소를 위해 가장 중요한 문제이다. 바이오매스 혼소에 대한 연구는 실험연구, CFD(Computational fluid dynamics) 해석 및 공정해석 등 다양한 방법에 의해 진행되고 있다[8-10]. 하지만 바이오매스 혼소에 대한 공정해석 연구 중 표준 PCPP를 대상으로 gas side와 water/stream side를 연계한 전체 공정을 기반으로 한 바이오매스 혼소로부터 플랜트 성능특성을 평가한 공정해석 연구는 활발히 수행되고 있지 않다. 따라서 본 연구에서는 대상 PCPP를 선정할 후 PCPP사로부터 얻은 설

계데이터를 기반으로 상용 공정해석 시뮬레이터인 Aspen plus V7.3을 활용하여 대상 PCPP의 전체 공정해석을 진행하고자 하였다. 게다가 이러한 공정해석결과를 기반으로 다양한 바이오매스들의 직접혼소 특성 및 바이오매스의 혼소율 변화에 따른 배기가스 생성량(Flue gas production), auxiliary system의 전력요구량, 보일러 효율(Boiler efficiency)과 net plant efficiency 등의 플랜트 성능특성에 대해 평가하고자 하였다.

2. 석탄 및 바이오매스 연료특성

Table 1은 본 연구에 사용된 석탄 2종과 바이오매스 4종의 사성분 분석, 원소 분석, 발열량 및 회유점 분석을 나타내고 있다.

DC(Design coal)은 설계탄으로 아역청탄류이다. TC(Trafigura coal)은 역청탄류이며 DC보다 수분 함량 및 산소 함량이 낮고 고정탄소 함량 및 탄소 함량이 높아 발열량이 높은 것을 알 수 있다. IDT(Initial deformation temperature) 역시 아역청탄 계열인 DC보다 TC가 높은 것을 알 수 있다. 게다가 Table 1에서 확인할 수 있듯이, 4종 바이오매스의 수분 함량, 휘발분 함량 및 산소 함량은 TC의 함량들보다 높았으며 고정탄소 함량과 탄소 함량은 낮아 발열량이 낮은 것으로 판단된다. IDT는 삼각추 모양으로 성형된 ash sample의 꼭지가 등글게 녹기 시작하는 온도로 정의된다. 분석방법으로는 CO₂/CO가 투입된 환원분위기와 air가 투입된 산화분위기로 나눌 수 있으며 일반적으로 환원분위에서 분석된 IDT가 산화분위에서 분석된 IDT보다 낮다. Table 1로부터 4종 바이오매스의 환원분위에서 분석된 IDT는 TC의 IDT보다 낮은 것을 확인할 수 있다.

Table 1. Characteristics of coals and biomass

Fuels	Coal		Biomass			
	DC	TC	WP	PKS	EFB	WS
Proximate analysis ^{a)}						
Moisture	10.33	3.08	8.50	9.75	7.71	9.30
Volatile matter	41.99	31.23	86.80	59.57	73.50	70.50
Fixed carbon	46.15	52.95	4.40	15.93	17.77	19.20
Ash	1.53	12.73	0.30	14.75	1.02	1.00
Elemental analysis ^{b)}						
Carbon	64.36	66.11	46.82	48.42	47.02	48.50
Hydrogen	4.74	4.60	5.61	5.73	5.70	7.10
Nitrogen	0.89	1.36	0.10	1.04	0.28	1.30
Sulfur	0.089	0.56	0.01	0.014	0.004	0.03
Chlorine	-	-	0.00	0.012	0.015	0.00
Oxygen	18.06	10.14	40.72	39.05	46.34	37.20
LHV (kcal/kg) ^{c)}	6076	6616	4037	4207	3768	4769
Ash fusion temp.(°C) ^{d)}						
IDT(Reduction)	1181	1400	1201	1207	1151	1303
IDT(Oxidation)	-	-	1413	1214	1213	1354

^{a)} Wet basis, ^{b)} Elemental analyzer, ^{c)} Dulong equation, ^{d)} ASTM D 1857

DC : Design coal TC : Trafigura coal
 WP : Wood pellet PKS : Palm kernel shell
 EFB : Empty fruit bunch WS : Walnut shell
 IDT : Initial deformation temperature

3. 대상 화력발전 플랜트

3.1. Gas side

본 연구에서 선정된 대상 화력플랜트는 국내 500 MWe급 PCPP로서 gas side는 Fig. 2와 같이, 2개의 압입 송풍기(PA fan, FD fan), 연소로(Furnace), 연소로 내 과열기(Primary SH, Platen SH, Final SH), 재열기(Primary reheater, Final reheater), 절탄기(Economizer), 공기예열기(APH, Air pre-heater), 전기집진기(EP, Electrostatic precipitator), 유인 송풍기(ID fan)로 구성되어져 있다.

일차공기(Primary air)는 PA fan과 공기예열기를 지난 후 미분탄을 연소로의 버너까지 이송시켜주는 역할을 한다. 버너로 이동하는 일차공기의 온도는 약 70°C 전후가 된다. 연소용으로 사용되는 이차공기는 FD fan과 공기예열기를 지난 후 약 316°C로 증가되어 연소로의 버너로 바로 들어간다. 미분탄의 연소 후 생성되는 고온의 배기가스는 연소로 내 3개의 과열기, 2개 재열기 및 절탄기를 지나면서 turbine island 내 마지막 열교환기를 거쳐 절탄기로 들어오는 feed water에 열에너지를 공급해준다. 절탄기를 지난 약 340°C 전후의 배기가스는 공기예열기를 지나면서 압입 송풍기들을 통해 유입되는 상온의 공기를 데워 연소효율을 높이는 역할을 한다. 공기예열기를 지난 약 125°C 전후의 배기가스는 전기집진기를 통해 배기가스 내 particle들이 제거되고 유인 송풍기에 의해 stack으로 배출된다. 본 연구에서 선정된 대상 PCPP 내 배기가스 처리시스템은 Fig. 2에서 보여지

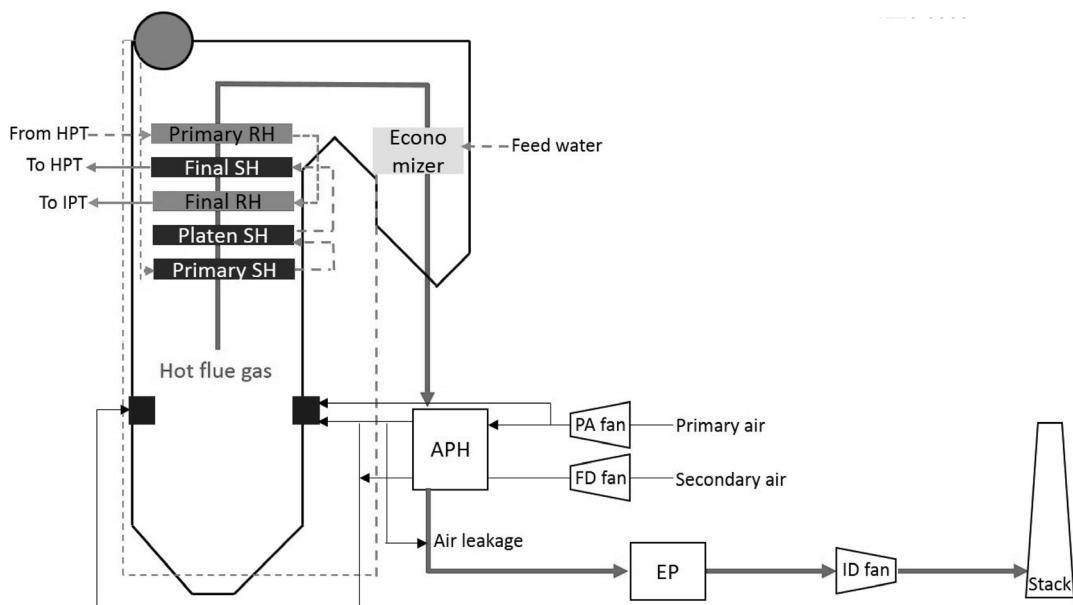


Fig. 2. Process flow diagram on gas side of a target PCPP.

는 것과 같이 전기집진기만 존재하는데 이는 저유황석탄 연료와 PM(Pollutant minimization) 버너의 사용으로 NO_x와 SO_x을 대기환경기준치 이하로 배출시킬 수 있기 때문이다.

3.2. Water/steam side

대상 PCPP의 turbine island는 다음 Fig. 3과 같다. 저압터빈(L.P TBN)에서 배출된 배기증기는 33℃의 복수기(Condenser)에 의해 응축되고 복수 펌프(Condenser pump)에 의해 feed water의 압력은 약 28 kg/cm²까지 증가된다. 이러한 feed water는 4개의 저압 급수가열기(E, F, G, H)를 거쳐 공기분리기(Deaerator)를 지나 feed water 내 기포가 제거되며 이때의 온도와 압력은 각각 약 171℃와 8.3 kg/cm²이다. 급수펌프와 고압 급수가열기(A, B, C)를 지나는 feed water는 보일러 내 절탄기로 이동하는데 이때의 온도와 압력은 각각 약 278℃와 277.4 kg/cm²이다. Fig. 2에서 볼 수 있듯이, 절탄기를 지난 feed water는 furnace wall과 기수분리기를 통과한 후 primary superheater로 이동하여 platen superheater와 final superheater를 지나 최종적으로 고압터빈(H.P TBN)으로 유입되어 전력을 생산한 뒤 일부 배출되는 배기증기는 다시 primary reheater와 final reheater를 지나 최종적으로 중압터빈(I.P TBN)으로 유입된다. 중압터빈에서 배출되는 배기증기는 저압터빈(L.P TBN)과 보일러급수펌프터빈(BFPT)으로 유입되어 전력을 생산하고 배출되는 배기증기는 각 저압 급수열교환기를 지나면서 feed water에 열에너지를 공급한다. 최종적으로 전력을 생산하고 난 배기증기들은 다시 복수기로 모

Table 2. Performance parameters of main steam and reheat steam

Main steam flow-rate through final superheater (t/h)	1512.8
Steam flow-rate through final reheater (t/h)	1220.3
Temperature of main steam (℃)	541
Temperature of steam through final reheater (℃)	541
Pressure of main steam (kg/cm ² g)	253
Preseure of steam through final reheater (kg/cm ² g)	36.7

여 feed water로 재순환(recycle)된다. Table 2는 고압터빈과 중압터빈으로 유입되는 각 스팀들의 performance parameter를 나타내고 있다.

3.3. 연계해석 및 공정해석 기본조건

대상 PCPP에 대한 공정해석을 위해서는 gas side와 water/steam island를 결합한 연계해석이 매우 중요하다. 본 연구에서 선정된 대상 PCPP의 경우 gas side와 water/steam side가 연계되는 부분은 water/steam side에서 마지막 고압 급수가열기를 통과하는 feed water가 gas side의 절탄기로 유입되는 곳이다. 따라서 바이오매스 혼소에 대한 PCPP의 플랜트 성능변화 특성을 파악하기 위해 연계해석이 가능하도록 PFD(Process flow diagram)을 구축하였다. 바이오매스 혼소에 대한 공정해석을 위해 다음과 같은 가정들과 적합한 property method들을 선택하였다[11,12].

- Gas side: Ideal (Property method)
- Water/Steam side: IAPWS-95(Property method)
- Coal and biomass: Nonconventional

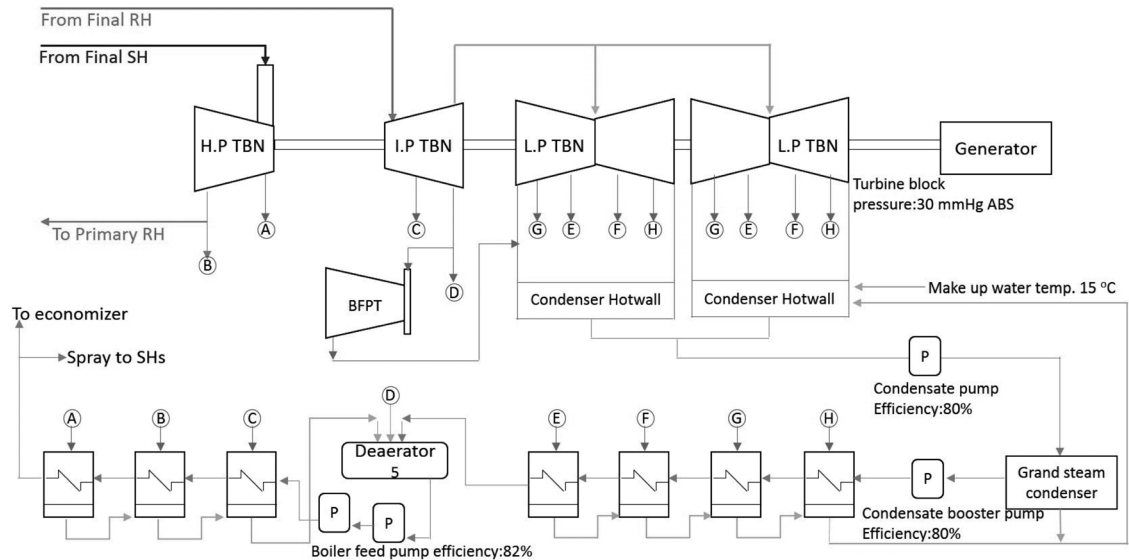


Fig. 3. Process flow diagram on water/steam side of a target PCPP.

- Steady state flow
- Mole fraction of air: N₂ 79%, O₂ 21%
- 과잉공기율: 1.20
- Furnace의 동일한 heat loss 발생
- 모든 C 함량은 완전 연소되어 CO₂로 전환
- 모든 H 함량은 완전 연소되어 H₂O로 전환

이밖에 설계탄의 고위발열량(MJ/t)과 설계탄의 투입량(t/s)에 의해 결정된 thermal energy input은 모든 case study에서 동일한 1326.8 MWth을 사용하였다. Table 3은 case study를 위한 주요 해석 조건들을 나타내고 있으며 석탄과 바이오매스의 투입량과 공기 투입량은 thermal energy input과 과잉공기율에 의해 결정되었다. 바이오매스 혼소에 대한 공정해석은 먼저 대상 PCPP로부터 얻은 설계데이터를 이용하여 설계데이터와 공정해석 결과를 비교하는 model validation을 수행하였다. 바이오매스 혼소에 대한 공정 해석 변수로서 각 바이오매스들의 혼소에 대한 영향을 확인하고자 선정된 각 바이오매스 혼소율(thermal share기준)을 10%로 고정하여 Case 2(WP), Case 3 (PKS), Case 4(EFB), Case 5(WS)에 대한 공정해석을 진행하였으며 석탄연소인 Case 1의 결과와 비교하였다. 게다가 바이오매스 혼소율 비율에 따른 영향을 확인하고자 Case 6(5%)에 대한 추가적인 공정 해석을 진행하여 석탄연소인 Case 1(0%)와 혼소율 10%인 Case 5의 결과들과 비교하였다.

Table 3에서 확인할 수 있듯이, 플랜트 내 동일한 thermal energy input을 위해 Case 1에 사용된 TC는 아역청탄인 DC보다 적은 연료량과 공기 투입량이 필요할 것으로 판단되었다. 게다가 바이오매스 혼소의 경우 연소에 필요한 공기량이 증가되는 것을 확인할 수 있었으며 이는 auxiliary system의 전력소비를 증가시키는 원인이 될 것으로 사료된다. 4종 바이오매스 중 walnut shell 혼소의 경우 walnut shell의 높은 발열량으로 인해 필요한 연료 투입량과 공기량이 다른 바이오매스의 혼소 때보다 적을 것이라고 사료된다. 이에 바이오매스의 혼소율 변화에 대한 영향을 평가하기 위해 walnut shell을 선정하였다.

Table 3. Main simulation conditions

	Model validation	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6
Thermal energy input (MWth)	1326.8	1326.8	1326.8	1326.8	1326.8	1326.8	1326.8
Coal (%) on thermal basis	DC(100)	TC(100)	TC(90)	TC(90)	TC(90)	TC(90)	TC(90)
Biomass (%) on thermal basis	-	-	WP(10)	PKS(10)	EFB(10)	WS(10)	WS(5)
Coal feed-rate (t/h)	187.7	172.4	155.2	155.2	155.2	155.2	163.8
Biomass feed-rate (t/h)	0	0	28.8	27.1	30.3	23.9	12.0
Total air flow-rate (t/h)	1874.1	1802.5	1812.6	1811.2	1833.3	1804.9	1803.7

4. 결과 및 고찰

4.1. Model validation

선정된 PCPP로부터 얻은 설계 자료를 바탕으로 공정해석을 한 뒤 model validation을 위해 설계값과 공정해석값을 비교한 결과를 Table 4에 나타내었다.

Table 4에서 확인할 수 있듯이, 배기가스 내 CO₂, O₂와 SO_x 함량은 설계값과 공정해석 결과에서 비슷한 값을 나타내었으며 N₂와 H₂O의 함량의 차이는 연소에 사용되는 공기 내 수분함량을 고려하지 않았기 때문으로 사료된다. 또한, gas side 내 auxiliary system의 전력소비량 역시 설계값과 공정해석 결과가 비슷하였으며 본 연구에서는 미분기의 전력소비에 대한 공정해석이 수행되지 않았지만 향후 석탄과 바이오매스의 혼소율별 HGI(Hardgrove grindability index) 테스트 결과를 활용하여 연료별 미분특성에 대한 공정해석을 진행할 예정이다.

Table 4. Comparison between design data and process simulation results using design coal

Flue gas composition	Design	Simulation
CO ₂ (vol.%)	14.2	14.7
O ₂ (vol.%)	3.2	3.1
N ₂ (vol.%)	72.0	73.8
H ₂ O (vol.%)	10.2	8.0
SO _x (vol.%)	< 100	75.4
Flue gas production (t/h)	2019.3	2032.0
Temperature (°C)	126	125
Power consumption (kw)		
Pulverizers	1530	N.S.
PA FD fan	1114	1113.9
FD fan	1898	1899.5
ID fan	3032	3032.7
Electrostatic precipitator	U.K	152.2

N.S.: Not Simulation, UK: Unknown

4.2. 바이오매스 연료별 성능변화

PCPP에서의 바이오매스 혼소 및 RPS 대응을 위해서는 연료 다변화 및 다양한 연료에 대한 연소 특성 및 플랜트 성능특성을 파악하는 것이 매우 중요하다. 따라서 본 연구에서는 wood pellet이외에 다른 3종의 바이오매스를 선정하여 혼소율 10%로 바이오매스를 혼소하였을 때 배기가스 변화 및 플랜트 성능변화를 확인하고자 하였다. Table 4 내 Case 1-5의 공정해석조건에 따른 연소 특성 및 플랜트 성능변화는 Fig. 4~6에 나타내었다.

Fig. 4에서 확인할 수 있듯이, Case 2-5의 각 바이오매스들의 혼소 시 Case 1인 석탄만 연소하였을 때보다 배기가스의 생성량과 배기가스 내 H₂O함량이 증가하는 것을 예상할 수 있었다. 반면 배기가스 내 CO₂ 및 SO_x 생성량은 각 바이오매스들의 혼소 시 석탄만 연소했을 때보다 감소되는 것을 확인할 수 있었다. 배기가스 생성량의 증가는 Fig. 5에서 확인할 수 있듯이, auxiliary system들의 전력소비 증가를 예

상할 수 있었다. 여기서 PCPP의 auxiliary system은 turbine island 내 4개의 feed water pumps와 gas side 내 2개의 FD fans과 ID fan 그리고 전기집진기이다. 바이오매스 연료별 혼소에 대한 auxiliary system의 전력 소비의 증가는 net plant efficiency를 감소시키는 원인이 될 것으로 예상된다. Fig. 5와 6에서 확인할 수 있듯이, 석탄만 연소했을 때(Case 1)의 total power generation과 net plant efficiency는 각각 485.785 MW와 35.094%였지만 각 바이오매스들의 혼소에 의한 total power generation과 net plant efficiency들은 감소가 되는 것을 확인할 수 있었다. 특히 EFB 혼소 시 가장 낮은 전력생산(480.313 MW)과 net plant efficiency(34.521%)를 확인할 수 있었으며 PKS와 walnut shell을 혼소 시 net plant efficiency는 각각 34.623%와 34.616%를 나타내었다. 실제로 PCPP에서 net plant efficiency가 0.03% 차이가 날 경우 약 2억 원의 손실이 발생한다고 하며 이 기준으로 EFB 혼소로부터 발생하는 약 0.5%의 net plant efficiency 감소는 약

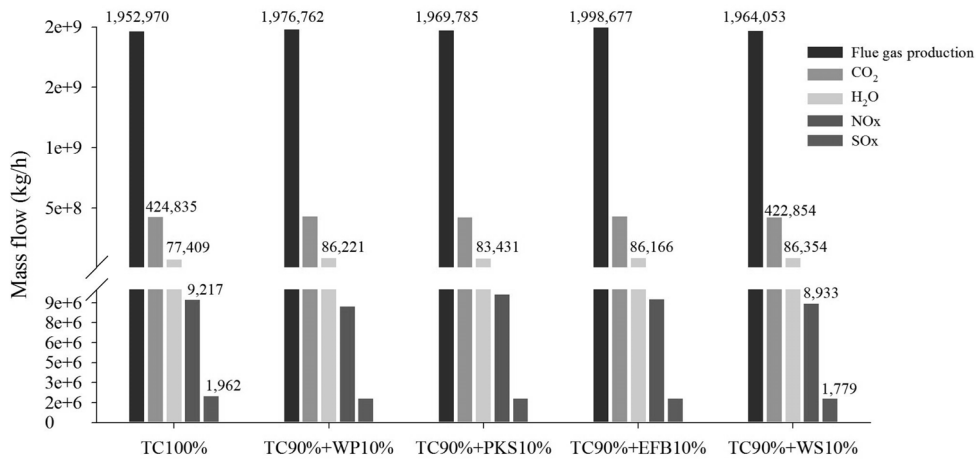


Fig. 4. Flue gas characteristics regarding four kinds of biomass co-firing.

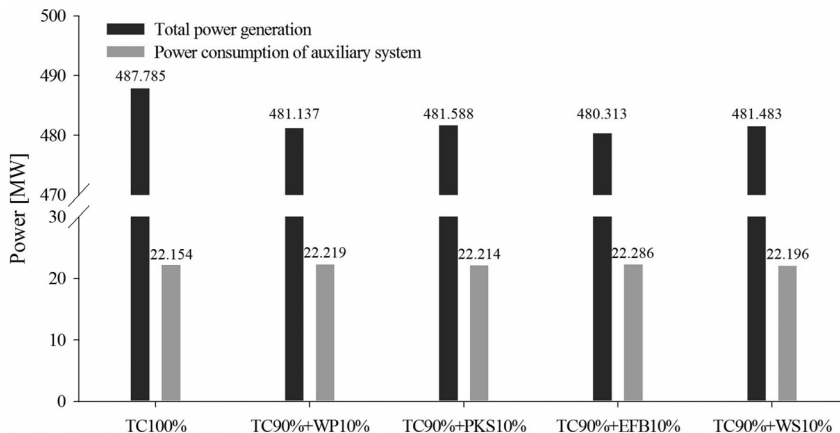


Fig. 5. Total power generation and power consumption of auxiliary system regarding four kinds of biomass co-firing.

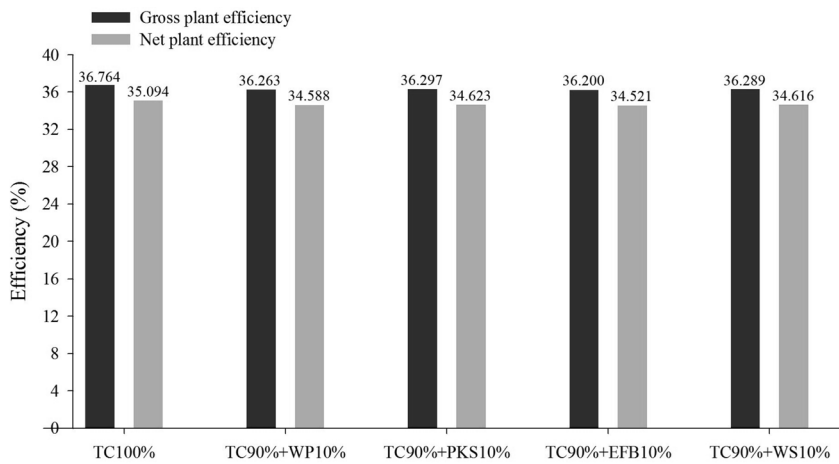


Fig. 6. Gross and net plant efficiency regarding four biomass co-firing.

33억의 손실을 발생시킬 수 있다. 또한 본 연구에서는 동일 thermal energy input 기준으로 바이오매스 별 연료 투입량과 공기투입량을 결정하였는데, 연료비용(운송비 제외)까지 고려한다면 EFB의 경우 가장 많은 양이 투입됨으로 운전비용이 더욱 증가할 것으로 판단되며 walnut shell의 경우 가장 낮은 연료투입량으로 연료비 부분에서 가장 적게 소요될 것으로 판단된다. 그 밖에 PKS 혼소 시의 net plant efficiency가 walnut shell 혼소 시보다 약간 더 높은 것을 확인할 수 있었지만, Table 3으로부터 비슷한 전력을 생산하기 위해서는 PKS 혼소 시 연료투입량과 연소를 위한 공기투입량이 walnut shell의 혼소 시보다 증가되는 것을 확인할 수 있었다. 게다가 Table 1에서 확인할 수 있듯이, PKS의 ash 함량(14.75 wt.%)은 다른 바이오매스들에 비해 매우 높고, PKS의 IDT(산화조건 시 1,207°C, 환원조건 시 1,214°C) 역시 walnut shell의 IDT(산화조건 시 1,303°C, 환원조건 시 1,354°C)

보다 낮아 PKS를 혼소 연료로 사용할 경우 보일러 내 튜브들에 ash 침적 및 furnace 벽 표면에 슬래깅 및 부식과 같은 문제가 walnut shell을 사용할 경우 보다 더 활발히 일어날 것으로 예상된다. 이러한 연료특성 및 혼소특성을 종합해 볼 때, 바이오매스 혼소 연료로서 walnut shell이 선정된 다른 바이오매스들보다 유리할 것으로 판단된다. 이 외에 배기가스 내 NO_x 발생량의 경우, Fig. 4에서 확인할 수 있듯이, walnut shell 혼소 시에 예상되는 NO_x 생성량이 석탄만 연소한 Case 1의 NO_x 발생량보다 감소되는 것을 화학평형계산에 의해 확인할 수 있었다[9]. 이로부터 다음 4.3장에서는 walnut shell의 혼소율별 플랜트 성능변화에 대한 공정해석 결과를 설명하고자 한다.

4.3. 혼소율별 성능변화

Walnut shell의 혼소율 변화에 따른 배기가스와 보일러 효율의 변화에 대한 공정해석 결과들은 Fig. 7

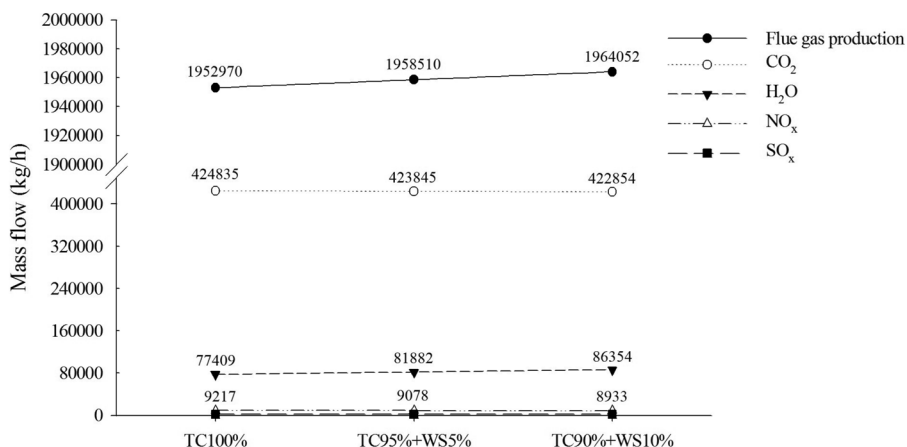


Fig. 7. Flue gas characteristics as the variation of co-firing ratio.

과 8에 나타내었다. 보일러 효율은 열손실법을 고려하여 식 (1)에 의해 계산되었다.

$$BE(\text{Boiler efficiency}) = 100 - L_{uc} - L_g - L_{mf} - L_{ma} - L_h - L_{co} - L_b - L_{um} \quad (1)$$

열손실법의 각 인자들에 대해 간략히 설명하자면, L_{uc} 는 미연탄소에 의한 열손실, L_g 는 건배기 가스에 의한 열손실, L_{mf} 는 연료중의 수분에 의한 열손실, L_{ma} 는 연소 공기중의 수분에 의한 열손실, L_h 는 연료중의 수소 연소생성물인 수분에 의한 열손실, L_{co} 는 배기가스 내 일산화탄소에 의한 열손실, L_b 는 복사 및 대류에 의한 열손실(가정: 0.19%), L_{um} 는 미측정 열손실(가정: 1%)이다.

Walnut shell의 혼소율 증가 시 예상대로 배기가스 생성량과 H_2O 함량이 증가되는 것을 Fig. 7에서 확인할 수 있다. 이러한 결과는 Table 3을 통해 예상할 수 있듯이, thermal basis로 석탄만 연소(Case 1)한 경

우보다 walnut shell의 혼소율을 증가할 경우 연료투입량과 공기투입량의 증가로 인한 것으로 사료된다.

게다가 열손실법에 의해 계산된 보일러효율의 성능변화는 바이오매스 내 수소 함량의 연소로 생성된 H_2O 함량과 바이오매스 내 수분함량으로 인해 배기가스 내 H_2O 함량을 증가시키기 때문에 walnut shell의 혼소율 증가에 따라 보일러효율이 감소되는 경향을 Fig. 8에서 나타내고 있다. Walnut shell 혼소율 증가에 따른 total power generation, auxiliary system의 전력소비 및 net plant efficiency 변화에 대한 공정 해석 결과들은 Fig. 9와 10과 같다.

예상대로 walnut shell의 혼소율을 최대 10%까지 증가시켰을 때, total power generation은 481.483 MW로 떨어지는 것을 확인할 수 있었다. 바이오매스의 혼소율 증가 시 배기가스의 온도가 감소되는 것을 확인할 수 있었으며 이는 gas side 내 과열기와 재열기들의 열 교환 능력을 저하시켜 고압터빈과 증압터빈으로 이동하는 steam의 온도를 감소시킴으로서 최

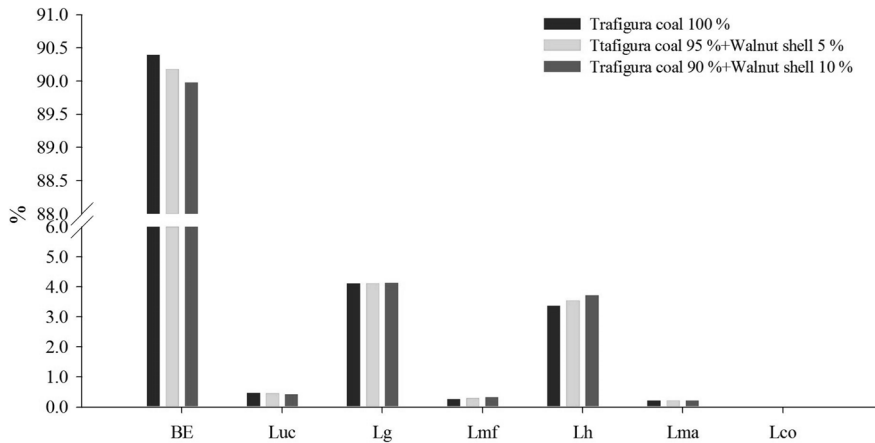


Fig. 8. Boiler efficiency as the variation of co-firing ratio.

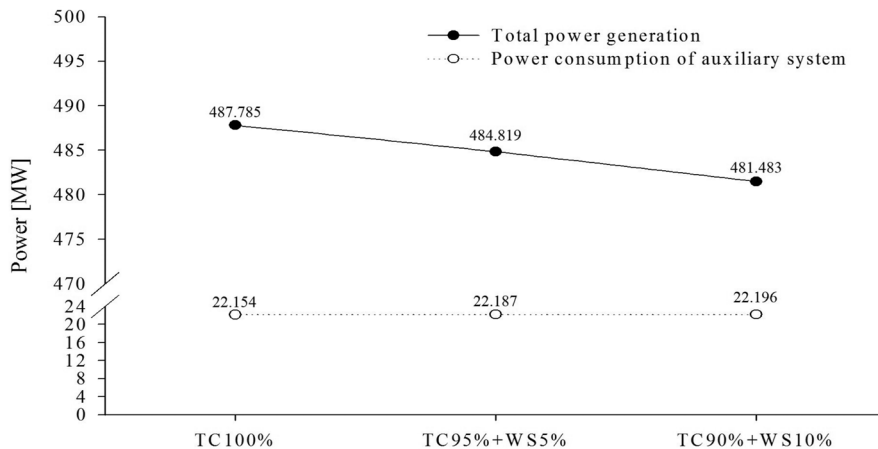


Fig. 9. Total power generation and power consumption of auxiliary system as the variation of co-firing ratio.

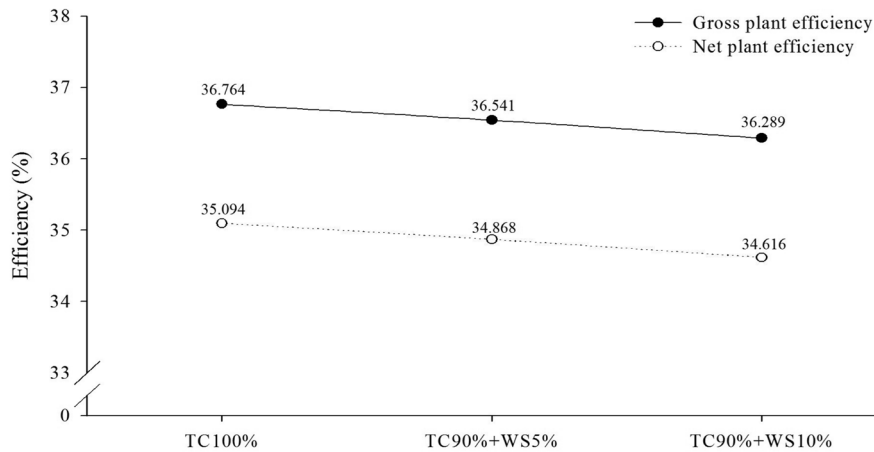


Fig. 10 Gross and net plant efficiency as the variation of co-firing ratio.

종적으로 total power generation의 저하를 초래하게 되는 것으로 판단된다. 게다가 auxiliary system의 전력소비의 증가요인은 배기가스 생성량의 증가에 따른 Fan과 전기집진기의 소비전력 증가에 의한 것으로 사료된다. 따라서 Fig. 10에서 확인할 수 있듯이, gross plant efficiency와 net plant efficiency 모두 바이오매스의 혼소율이 증가될 때 감소되는 것을 확인할 수 있었다.

5. 결론

공정해석 기법을 통해 미분탄화력발전에서의 바이오매스(wood pellet, palm kernel shell, empty fruit bunch, walnut shell) 연료별 혼소와 walnut shell의 혼소율 변화에 따른 연소 특성 및 플랜트 성능특성에 대해 살펴보았다. 바이오매스 혼소의 이점으로는 석탄화력 플랜트에서 바이오매스의 혼소를 통해 비교적 쉽게 RPS를 대응할 수 있으며 탄소 중립에 의한 CO₂ 제거 및 NO_x와 SO_x를 저감시킬 수 있다. 반면, 바이오매스의 발열량은 석탄의 발열량보다 낮아 동일 thermal energy input을 위해 바이오매스 혼소 시 투입되는 총 연료량은 증가하게 되고 이는 flue gas 생성량과 auxiliary system의 전력소비를 증가시켜 결국 미분탄 화력발전 플랜트의 net efficiency를 떨어뜨리는 원인이 된다. 본 연구에서 연료 다변화를 위해 선택된 바이오매스 중 원활한 공급확보가 가능하다면 바이오매스 혼소를 위한 연료로서 발열량과 ash 용융점 온도가 높은 walnut shell이 적합하다고 판단된다. 하지만 바이오매스 혼소 및 혼소율 증가에 따른 auxiliary system의 전력소비 증가 및 배기가스의 온도감소로 인한 total power generation의 감소는 net plant efficiency를 감소시키는 부정적인 요인이 될 것이라고 사료된다.

후기

본 연구는 2013년도 산업통상자원부의 재원으로 한국 에너지 기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20131020102320).

참고문헌

- [1] Energy Policies of IEA Countries The Republic of Korea, Industrial Energy agency, 2012
- [2] S. Van Loo, J. Koppeian, The handbook of Biomass Combustion & Co-firing, earthscan, 2008, 230-248.
- [3] P. Basu, J. Butler, M.A. Leon, Biomass co-firing options on the emission reduction and electricity generation costs in coal-fired power plant, Renewable Energy. 36 (2011) 282-288.
- [4] J. Riaza, R. Khatami, Y.A. Levendis, L. Alvarez, M.B. Gil, C. Pevida, F. Rubiera, J.J. Pis, Combustion of single biomass particles in air and in oxy-fuel conditions, Biomass Bioenergy. 64 (2014) 162-174.
- [5] F. Kazanc, R. Khatami, P.M. Cmlovic, Y.A. Levendis, Emissions of NO_x and SO₂ from coals of various ranks, bagasse, and coal-bagasse blends burning in O₂/N₂ and O₂/CO₂, Energy Fuels. 25 (2011) 2850-2861.
- [6] L. Baxter, Biomass-coal co-combustion: opportunity for affordable renewable energy, Fuel. 84 (2005) 1295-1302.
- [7] E. Karampinis, P. Grammelis, M. Agraniotis, I. Violidakis, E. Kakaras, Co-firing of biomass with coal in thermal power plants: technology schemes, impacts, and future perspectives, WIREs Energy

- Environ. doi: 10.1002/wene.100 (2013)
- [8] S. Black, J. Szuhanski, A. Pranzitelli, L. Ma, P.J. Stamger, D.B. Ingham, M. Pourkashanian, Effect of firing coal and biomass under oxy-fuel conditions in a power plant boiler using CFD modeling, *Fuel*. (2013) 113 780-786.
- [9] J. Li, X. Zhang, E. Yang, W. Blasiak, Effects of flue gas internal recirculation on NO_x and SO_x emission in a co-firing boiler, *International Journal of Clean coal and Energy*. (2013) 2 13-21.
- [10] D. Boylan, V. Bushm D.I. Bransby, Switchgrass cofiring: pilot scale and field evaluation, *Biomass Bioenergy*. (2000) 19 411-417.
- [11] M.B. Nikoo, N. Mahinpey, Simulation of biomass gasification in fluidized bed reactor using ASPEN PLUS, *Biomass Bioenergy*. 32 (2008) 1245-1254.
- [12] X. Pei, B. He, L. Yan, C. Wang, W. Song, J. Song, Process simulation of oxy-fuel combustion power plant using Aspen plus, *Energy Convers Manage*. 76 (2013) 581-587.