

액상 직분사 시스템을 이용한 복합화력 황연제거 실증 연구

이승재, 김영희*

호서대학교 벤처대학원 융합공학과

A Study on the Demonstration of Yellow Plume Elimination System from Combined Cycle Power Plant Using Liquid Injection System

Seung-Jae Lee, Younghee Kim*

Division of Convergence Engineering, Graduated School of Venture, Hoseo University

요약 천연가스를 연료로 사용하는 복합화력발전소는 석탄화력 대비 기동 및 정지가 용이하고 오염물질의 배출에 대한 부하가 적어 국내 발전설비 중 차지하는 비중이 꾸준히 상승하고 있다. 그러나 복합화력발전소는 가스터빈의 기동초기 및 저부하 운전 영역에서 황연현상을 일으키는 이산화질소(NO₂)의 농도가 높은 특성을 가지고 있어 민원의 원인이 되며, 이의 제어 기술로서 황연제거설비가 2000년대 중반에 개발되어 운영되어 지고 있었다. 하지만 이 기술은 가스터빈 냉간기동 조건에서 기동초기 약 10~20분 동안은 기화시스템의 예열이 충분하게 이루어 지지 않아 황연현상을 제어할 수가 없는 실정이었다. 이에 본 연구에서는 환원제를 기화기를 사용하지 않고 액상의 상태로 가스터빈 Exhaust Duct에 직접 분사하여 황연현상을 제어하는 기술의 도출을 위해 CFD 해석 및 실증시험을 수행하였다. 가스터빈 Exhaust Duct에 위치에 있는 Diffuser에 의해 Duct의 외곽으로 형성된 배기가스에 액상의 환원제를 직분사하는 방안으로 배기가스 조건에 따라 5가지 Case로 분류하여 CFD를 수행하였으며, 그 결과 5가지 Case 모두에서 RMS가 15%이하로 양호한 혼합도를 보였다. 이를 바탕으로 실증설비를 설치 및 시험을 실시한 결과, 기존 기상주입방식에서 제어할 수 없었던 기동초기 약 10~20분 구간의 황연현상도 완벽하게 제어할 수 있었다.

Abstract Combined cycle power plants (CCPP) that use natural gas as fuel are easier to start and stop, and have lower pollutant emissions, so their share of domestic power generation facilities is steadily increasing. However, CCPP have a high concentration of nitrogen dioxide (NO₂) emission in the initial start-up and low-load operation region, which causes yellow plume and civil complaints. As a control technology, the yellow plume reduction system was developed and operated from the mid-2000s. However, this technology was unable to control the phenomenon due to insufficient preheating of the vaporization system for 10 to 20 minutes of the initial start-up. In this study, CFD analysis and demonstration tests were performed to derive a control technology by injecting a reducing agent directly into the gas turbine exhaust duct. CFD analysis was performed by classifying into 5 cases according to the exhaust gas condition. The RMS values of all cases were less than 15%, showing a good mixing. Based on this, the installation and testing of the demonstration facilities facilitated complete control of the yellow plume phenomenon in the initial start-up.

Keywords : Combined Cycle Power Plants, Gas Turbine, Nitrogen Dioxide, Yellow Plume, Liquid Injection System

본 논문은 한국서부발전(주) 연구과제로 수행되었음.

*Corresponding Author : Younghee Kim(Hoseo Univ.)

email: yhkim514@hoseo.edu

Received August 12, 2020

Accepted October 5, 2020

Revised September 7, 2020

Published October 31, 2020

1. 서론

천연가스를 연료로 사용하는 복합화력발전소는 1990년대 초반부터 건설공기가 짧고 건설단가가 상대적으로 저렴하며 청정연료로 불리는 LNG를 연료로 사용한다는 점 그리고 높은 발전효율 등의 장점을 가지고 있어 수도권 및 대도시 인근에 건설되어 신속하게 전력수요에 대응해 왔으며, 현재는 2019년 기준으로 194기(Steam Turbine 포함)이르고 있으며[1] 국내 전체 발전설비 용량의 31.3%를 차지하고 있다[2]. 또한 최근 미세먼지에 대한 사회적 이슈로 석탄화력 대비 상대적으로 청정에너지를 사용하는 복합화력발전소의 용량은 노후 석탄화력에 대한 대체 발전 등으로 갈수록 증가할 전망이다[3].

복합화력발전소는 설비의 기동 및 정지가 용이하여 발전부하에 신속하게 대처 할 수 있는 특징이 있어 국내 전력소비의 특징인 주야간, 평일과 주말 그리고 계절별 전력부하의 불균형을 해소 할 수 있는 장점을 가지고 있다.

위와 같은 특징과 장점을 가지고 있는 복합화력발전소의 단점으로서의 발전설비의 기동 및 정지 과정에서 거치는 저부하 운전 영역에서 질소산화물의 배출 농도가 상대적으로 높고 특히 질소산화물 중 이산화질소(NO_2)의 농도가 높아 굴뚝으로 배출되면서 황연현상(Yellow Plume Phenomenon)이 발생하여 발전소 인근 지역으로 부터의 민원의 원인이 되고 있다. 이와 같은 황연현상은 이산화질소의 농도가 11ppm을 초과하게 되면 발생하는 것으로 알려져 있으며[4], 이산화질소의 생성은 연소기의 온도분포와 H, OH, O 그리고 NO의 농도에 영향을 받는 것으로 보고되어 있다[5].

이에 대한 대응으로써 2000년대 중반 황연제거기술이 개발되어 현재 국내에 약 60 여기의 가스터빈에 적용되어 사용되고 있으며, 이는 탄화수소계열의 환원제를 가스터빈 배가스를 이용하여 기화시킨 후 적정 반응온도구간에 Grid를 통하여 분사 및 배가스와 혼합하여 NO_2 를 NO로 전환하여 황연현상을 제거하는 기술이다[6].

그러나 이 기술은 탄화수소 계열의 액상 환원제를 가스터빈의 배가스를 열원으로 이용하여 기화시킴으로써 가스터빈의 기동초기에 배가스 순환덕트와 기화기가 예열이 되어 있지 않은 조건에서는 설비의 정상운전이 불가능하여 일정시간 동안은 황연을 그대로 배출할 수밖에 없는 상황이며 업계에서도 기술적 한계로 받아 들여져 왔다.

이에 본 연구에서는 이와 같은 기술적 한계를 극복하기 위하여 가스터빈 Exhaust Duct (혹은 HRSG Inlet

Duct)에 탄화수소 계열의 환원제를 액상으로 직접 분사하여 황연을 제거하는 방법에 대하여, 전산유체해석(CFD, Computational Fluid Dynamics Analysis)을 통한 환원제와 배가스의 혼합도에 대한 모사를 실시하고 이를 바탕으로 실증연구를 수행하였다.

2. 본론

2.1 황연 배출현황

가스터빈의 기동은 연소기(Combustor)를 점화하여 발전기(Generator)와 연동 후 약 20%의 출력에서 일정시간 유지한 후 출력을 정격부하까지 상승시켜 발전운동을 하는 특성을 가지고 있다. 이와 같이 저부하 조건으로 가스터빈이 유지될 때 질소산화물의 농도가 높게 배출되며 특히 이산화질소(NO_2)의 농도가 높아 황연현상이 발생되며 이는 발전소 인근지역으로 부터의 민원의 대상이 되고 있다.

이와 같이 가스터빈의 저부하 영역에서 발생하는 황연현상을 제거하고자 하는 연구는 1990년대 후반부터 이루어져서, 2000년대 중반에 이르러 탄화수소계열의 환원제(주로 에탄올과 에틸렌글리콜 혼합물, 구성비 = 40 : 60 wt.%)를 이용한 무촉매환원방식을 이용하여 황연현상의 원인 물질인 NO_2 를 NO로 전환하여 제어하는 방법으로 시장에 공급되어 현재 약60 여기가 보급되어 운영중에 있으며, 현재는 복합화력발전소의 건설 단계에서 설계에 반영되어지고 있으며, 해당 시스템의 구성도는 Fig. 1.과 같으며, YPES (Yellow Plume Elimination System) 혹은 YPRS (Yellow Plume Reduction System)으로 명명되어 불리고 있다.

구성도에서 알 수 있듯이 황연제거설비는 환원제를 가스터빈 배가스를 이용하여 액상의 환원제를 기화한 후 HRSG 내부에 구성되어 있는 2개의 Grid 중 적정온도(300~450°C) 부위에 주입하는 방식이다. 즉 가스터빈 기동초기에는 HRSG 입구 측에 설치된 1차 그리드를 사용하게 되고 일정시간이 경과하여 1차 그리드의 온도가 450 혹은 500°C를 넘어가게 되면 2차 그리드로 환원제를 분사하는 방식이다.

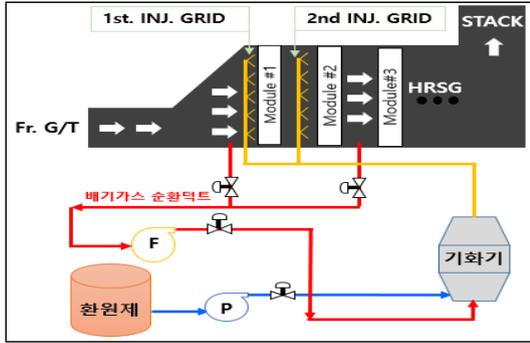
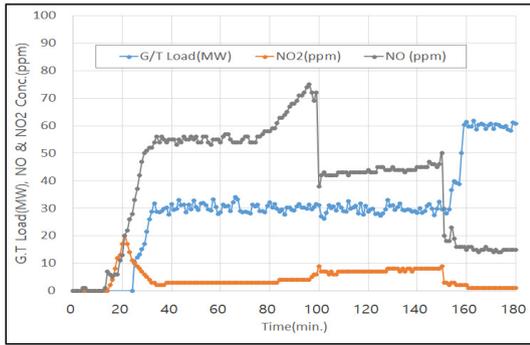


Fig. 1. Schematic Diagram of Yellow Plume Elimination System.


 Fig. 2. Exhausted NO and NO₂ Concentration under YPES Operation at Gas Turbine Low Load.

이와 같이 가스터빈의 배기가스를 열원으로 이용하는 기화방식을 채택하다보니 가스터빈의 냉간기동 조건에서는 시스템을 구성하는 덕트와 기화기의 예열이 충분하지 않아 약 10 ~ 20분 동안은 YPES를 정상적으로 운영할 수 없어 황연현상의 제어할 수 없는 실정이었으며, 이는 극복할 수 없는 기술적 한계로 여겨져 왔다. Fig. 2.에 가스터빈 냉간기동 조건에서 기존 황연제거설비의 가동 상태에서 이산화질소 배출현황을 나타내었다. 측정은 국내 A복합화력발전소 굴뚝에서 배출가스 분석기 MK-6000 (제조사 RBR(독일))을 이용하여 1분 단위로 진행하였다.

2.2 액상 직분사 시스템 CFD 분석

위와 같은 문제를 해결하기 위하여 환원제를 기화기를 사용하지 않고 액상의 상태로 HRSG Inlet Duct에 직접 분사하는 방안을 검토하기 하였다. HRSG Inlet Duct는 가스터빈의 연소기가 점화되면 1~2분 이내에 300℃ 정도에 도달하기 때문에 가능 할 것으로 판단하고 Fig. 3. 과 같이 현장 여건을 감안하여 노즐의 설치위치를 결정

하고 사각의 Duct 배치하여 전산유체해석을 수행하였다. 전산유체해석의 배기가스조건은 Table 1.과 같이 가스터빈 운전상황에 따라 5가지의 케이스로 수행하였으며, 이때 환원제의 분사조건은 Spray Nozzle 제작사에서 제공한 데이터를 바탕으로 Table 2.와 같이 수행하였다. 전산유체해석 프로그램은 Ansys Fluent(2018)를 사용하였으며, 해석을 위해서 질량 보존방정식(1), 운동량 보존방정식(2), 화학종 보존방정식(3), 에너지 보존방정식(4), 난류 모델(5, 6)을 사용하였으며 각각 다음과 같이 표현된다.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_j) = S_m \quad (1)$$

여기서, S_m 는 화학반응에 의한 질량 Source를 나타낸다.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} + \rho g_i + F_i \quad (2)$$

여기서, p 는 정압, τ_{ij} 는 응력텐서(Stress Tensor)를 나타낸다.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho Y_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho Y_i u_j) = -\frac{\partial}{\partial x_j}(J_{i,j}) + S_i \quad (3)$$

여기서, Y_i 는 i ' 번째 화학종의 질량분율, $J_{i,j}$ 는 j 방향의 i ' 번째 화학종의 확산유속(diffusive mass flux)를 나타낸다.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho h) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho h u_j) = \frac{\partial}{\partial x_j}(k \frac{\partial T}{\partial x_j}) - \frac{\partial}{\partial x_j} \sum_j h_j J_j + \frac{\partial p}{\partial t} + u_i \frac{\partial p}{\partial x_i} + \tau_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + S_h \quad (4)$$

여기서, τ_{ij} 는 점성 응력 텐서 (Viscous Stress Tensor), J_j 는 j ' 번째 화학종의 유속, k 는 혼합물의 열전도 계수, S_h 는 화학반응이나 복사에 의한 엔탈피 증가를 나타낸다.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho k u_j) = \frac{\partial}{\partial x_j}(\frac{\mu_t}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial x_j}) + G_k + G_b - \rho \epsilon \quad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\epsilon) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho\epsilon u_j) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\frac{m_t}{\sigma_\epsilon} \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right) + C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} (G_k + (1 - C_{3\epsilon}) G_b) - C_{2\epsilon} \rho \frac{\epsilon^2}{k} \quad (6)$$

여기서, $C_{1\epsilon} = 1.44, C_{2\epsilon} = 1.92, \sigma_k = 1.0, ,$

$$\sigma_\epsilon = 1.3, G_k = \mu_t \left(\frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) \frac{\partial u_j}{\partial x_i},$$

$$G_b = -g_i \left(\frac{\mu_t}{\rho \sigma_h} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial x_i} \right) \text{이다.}$$

HRSG Inlet에서 중요한 유동 특성 중 하나인 Swirl 은 설계 및 실측자료로 파악하기 어려워, 본 연구에서는 Swirl 효과를 배제하고 해석을 수행하였다. HRSG의 열교환 Module은 많은 수관으로 구성된 열교환기이므로 전산유체역학으로 해석하는 경우, 너무 많은 제어체적(control volume 또는 cell)이 생성되어 합리적인 시간 내에 CFD 계산을 수행할 수가 없어 본 연구에서는 Porous Media Model과 Constant Energy Source Term을 사용하여 열교환 Module 내의 압력손실과 열 흡수량을 계산하였으며, 이에 필요한 계수(Coefficient) 및 상수 값은 HRSG 압력, 온도 측정 및 설계 자료를 바탕으로 Pre-simulation (trial and error 방식)을 수행하여 얻었으며, 유체흐름방향의 Viscous Resistance(1/m²)와 Inertial Resistance(1/m)는 각각 1,112,161과 1.98, 그리고 공극률은 0.5로 산출되었으며 이를 바탕으로 해석을 수행하였다.

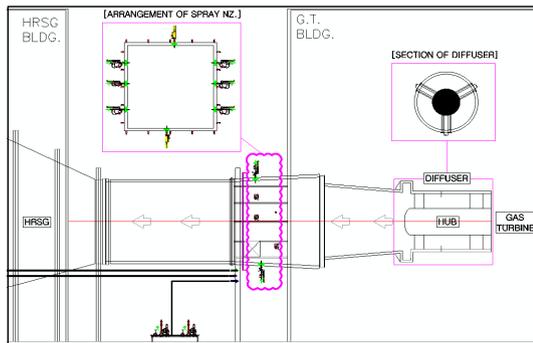


Fig. 3. Installation Location and Arrangement of Reducing Agent Spraying Nozzles.

Table 1. Five Cases of CFD Analysis.

구분	GT 출력 (MW)	출구온도 (°C)	배기가스 유량 (Nm ³ /hr)
Case 1	0	458	225,226
Case 2	0	504	423,171
Case 3	0	415	748,539
Case 4	12	459	770,220
Case 5	27	371	1,018,960

Table 2. Spraying Condition of Reducing Agent for CFD Analysis.

Parameter	Injection(kg/hr)
Medium	Ethanol
Injection Rate	0.010441 kg/s
Injection Velocity	30.7 m/s
Injection Temp	20 Celsius Degree
Droplet Size	155 um
Spray Angle	20 Degree

HRSG 내부의 배기가스 유동 형태를 파악하고 적합한 황연저감노즐 설치 위치를 파악을 위해서 HRSG 내부 배기가스 유동 해석을 수행하였다. Fig. 4는 해석 대상의 형상 및 해석을 위한 메쉬를 나타낸 것이다. 본 해석을 위해서 500,000개의 메쉬가 생성되었다.

환원제의 균일도를 정량적으로 나타내기 위해서, 일반적으로 유동 균일도를 평가하기 위해 사용되는 RMS(Root Mean Square)를 도입하였다. 여기서 환원제 농도의 RMS의 정의는 아래식과 같다.

$$\text{농도 RMS} = \frac{1}{Y_{ethanol}} \sqrt{\frac{\int (Y_{ethanol} - \bar{Y}_{ethanol})^2 dA}{A}}$$

여기서, $Y_{ethanol}$ 는 환원제의 농도이고, A는 면적에 해당한다. 전기 집진기나 HRSG에 설치되는 촉매단 앞부분에서 RMS 값이 15%이하인 경우, 유동균일화적 측면에서 적합하다고 알려져 있다. 환원제의 균일도는 HRSG 입구(열교환 Module 1 전단)와 열교환 Module 1 후단을 Sampling 구간(RMS Area)으로 설정하여 해석을 수행하였다.

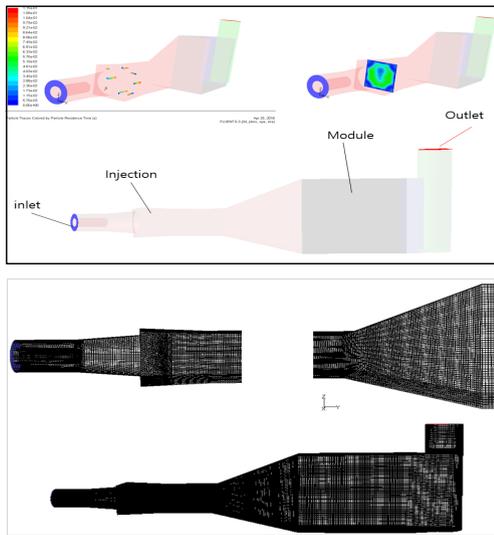


Fig. 4. HRSR Geometry and Mesh of CFD Analysis.

해석을 진행한 5가지 Case에 대한 환원제 분사 시에 환원제의 질량분율을 Fig. 5에 나타내었다. 분사노즐로 분사된 환원제가 초기에는 분사위치에 집중되어 분포(A 단면)하다가 흐름이 진행될수록 점점 공간적으로 균일하게 분포되었다. 이는 가스터빈 Exhaust Duct부에 위치해 있는 Diffuser와 이를 구성하고 있는 Hub (Fig. 3. 참조)에 의해 Fig. 6에 나타낸 것처럼 Duct의 중앙부에 Dead Zone이 형성되고 배기가스의 흐름이 Duct의 외곽으로 형성되어 노즐로부터 분사되는 환원제와 용이하게 혼합되어 지는 효과가 나타난 것으로 판단된다. 유속을 살펴보면 Case 1.에서는 최대 31.5m/s로 나타났고, Case 5.에서는 최대속도가 85.3m/s에 달했다.

Case 1에서 Case 5까지의 5가지 조건에 대한 배기가스의 유동 및 환원제의 분포를 전산유동해석을 통해 살펴보고, 환원제의 균일성을 판단하기 위해서 5가지 Case에 대해서 Root Mean Square를 계산하여 그 결과를 Table 3.에 나타내었다. 계산결과 열교환 Module 1 앞면의 농도 RMS는 10.8~14.8% 범위이고 열교환 Module 1 뒷면의 농도 RMS는 5.2~9.4%로 균일도가 양호하게 나타났으며, 이에 Fig. 3.에 나타낸 노즐의 위치 및 배치는 적합한 것으로 판단되었다.

Table 3. RMS Values(%) with Cases.

Case	1	2	3	4	5
M1 앞	10.8	11.1	12.5	14.8	11.4
M1 뒤	6.7	6.1	5.2	9.4	5.7

2.3 환원제 종류에 따른 황연저감효과

A복합화력발전소에서 사용 중인 환원제에 대해 온도에 따른 이산화질소의 저감성능에 대해 Lab. Test를 수행하였다. A복합화력발전소에서 사용하는 환원제는 Ethanol, Ethylene Glycol, Glycerin의 3 가지 혼합물이며, 구성비는 40:30:30wt%이다.

Lab. Test 조건은 정상적인 발전운영의 기동조건에서 출력을 유지하는 구간인 가스터빈 30MW 조건의 유량 및 체류시간을 기준으로 하였다. 체류시간은 환원제 분사 지점부터 HRSR 열교환 Module 1번 사이의 체적을 기준으로 산정하였으며, 현장조건과 실험조건을 Table 4.에 나타내었다.

Lab. Test Unit은 Fig. 7.과 같이 구성하였으며, 복합화력 발전설비의 배기가스의 조건을 모사하기 위하여 MFC(Mass Flow Controller)를 이용하여 NO, NO₂, Air의 농도를 조절 하였으며 반응기로는 온도 컨트롤러를 이용하여 온도 조절이 가능한 관형 반응장치를 구성하였다. 반응기는 전단에 환원제를 주입할 수 있도록 제작하였으며, 환원제는 정량펌프(YL9200, 영린기기)를 이용하여 주입하고 반응기 후단의 토출부에서 배출되는 가스 중의 NO, NO₂ 농도는 Gas Analyzer(MK6000, RBR)를 통해 실시간으로 측정하였다.

실험결과, 환원제의 구성 물질 모두 200℃에서 400℃ 까지 온도가 올라갈수록 NO₂의 전환율이 증가하였다. 반응온도 400℃ 이하에서 Ethylene Glycol과 Glycerin의 NO₂ 전환율이 높게 나타났으며, 400~500℃ 구간에서는 Ethanol에 의한 NO₂의 전환율이 상대적으로 높게 나타났다. 500~600℃ 구간에서는 3가지 환원제 모두 전환율이 급격히 낮아지는 경향을 보였으며, 600℃에서 가장 낮은 전환율을 보이다가 700℃로 온도가 더 올라가면 다시 상승하여 약 60% 정도의 전환율을 보였다. 이와 같은 경향으로 보아 환원제의 최적 반응온구 구간은 300 ~ 500℃로 판단하고 실증설비의 운영 프로그램에 반영하였다.

이와 같이 온도에 따른 전환율이 Volcano Curve의 특성을 보이는 이유는 탄화수소 계열의 환원제에 의한 NO₂의 NO로의 전환반응은 환원제의 산화과정 중에 형성되는 라디칼에 의한 반응에서 기인하는 것으로 추정되어지고 있다[7]. 그러나 600~700℃의 구간에서 전환율이 다시 상승하는 현상에 대한 설명을 위해서는 추가적인 연구가 필요할 것으로 사료된다.

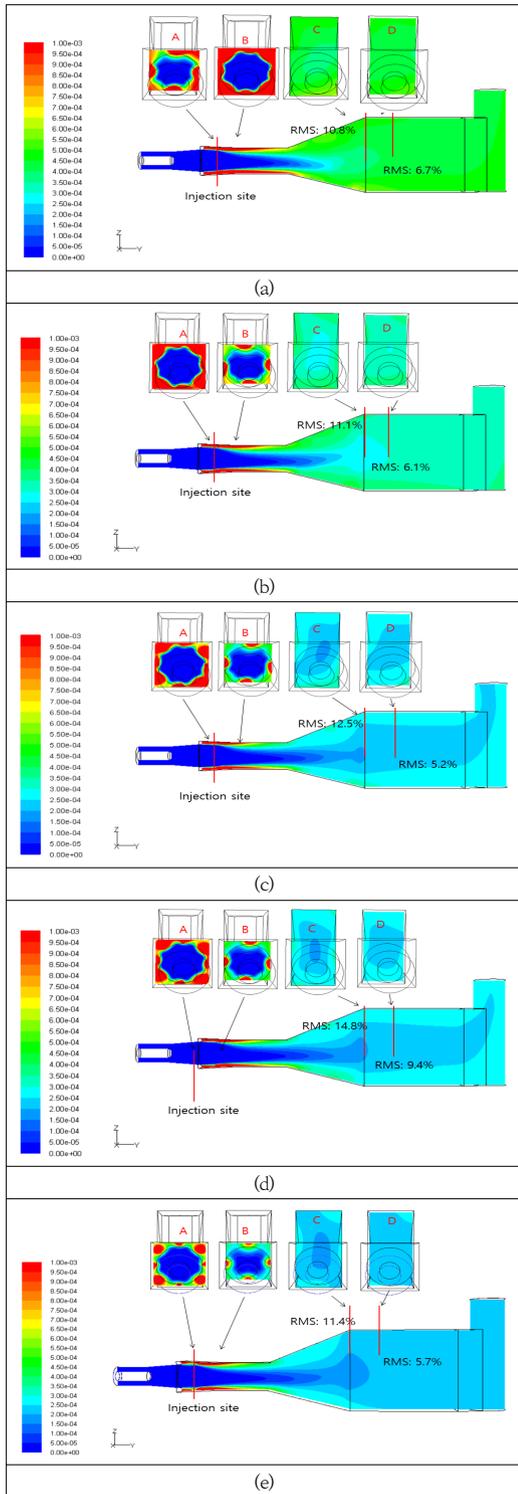


Fig. 5. Mass Fraction of Reducing Agent, (a) Case 1, (b) Case 2, (c) Case 3, (d) Case 4, (e) Case 5.

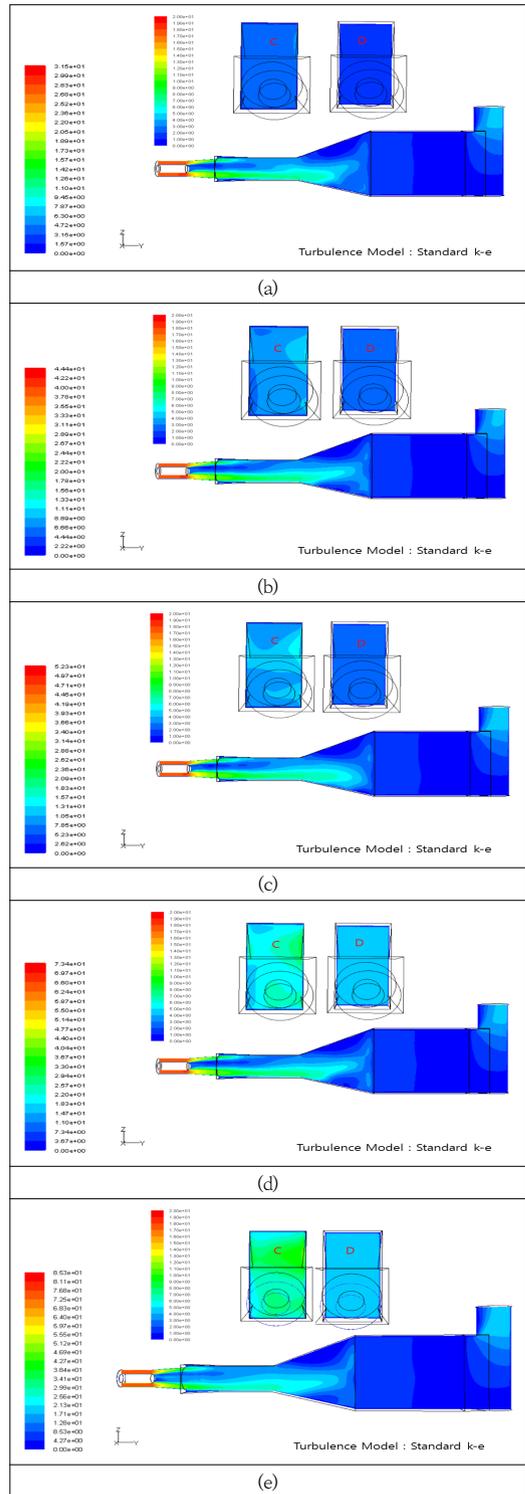


Fig. 6. Velocity(m/s) Contour of Exhaust Gas at HRS Inlet Duct, (a) Case 1, (b) Case 2, (c) Case 3, (d) Case 4, (e) Case 5.

Table 4. Field and Lab. Test Condition for NO₂ Conversion

Condition	GT 30MW	Lab. Test
유량 (m ³ /s)	283	1.0684 × 10 ⁻⁴
반응구간 체적 (m ³)	1,041	3.93 × 10 ⁻⁴
체류시간 (sec)	3.68	3.68
반응온도 (℃)	300 ~ 600	300 ~ 600
환원제 주입비	1~2	1
NO농도 (ppm)	10	10
NO ₂ 농도 (ppm)	50	50

2.4 실증시험

위의 CFD 해석결과와 Lab. Test 결과를 바탕으로 Fig. 9와 같이 시스템을 구성하였다. Fig. 1에 나타난 기존 설비에서 액상 환원제 분사 노즐 8개를 추가하고, 환원제 공급라인은 기존 펌프의 토출배관에 분기하여 분사 노즐과 연결하였으며, 같은 공간에 위치해 있는 1차 주입그리드는 폐쇄하였다.

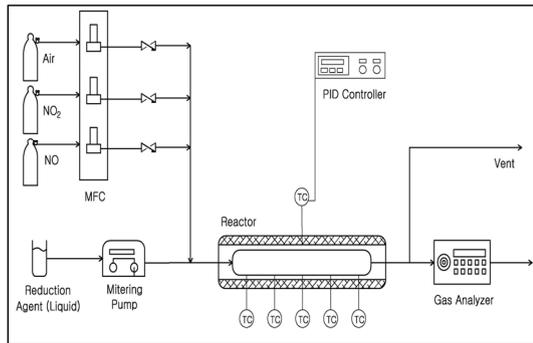


Fig. 7. Lab. Test Unit Diagram for NO₂ Conversion.

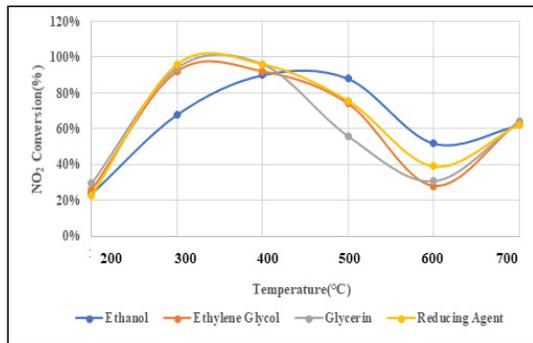


Fig. 8. NO₂ conversion with reducing agent and reaction temperature.

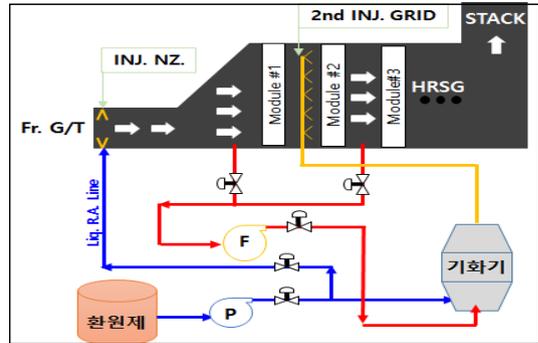


Fig. 9. Schematic Diagram of Liquid Injection Yellow Plume Elimination System.

환원제의 액상 분사 시스템에서 기상 주입 시스템으로의 환원제 주입위치의 전환온도는 Lab. Test 결과를 바탕으로 액상 직분사 지점의 온도가 500℃를 넘어가는 조건으로 설정하여 운전 프로그램을 구성하였다.

가스터빈의 기동은 G.T. Start, Flame On(연소기 점화), Synchronization(병입, 출력유지(약 20% 출력), 출력증발의 순서로 이루어진다. Fig. 10.은 예방정비 직후 발전설비의 시운전 기간에 황연제거감설비를 시험한 결과이다. 액상환원제 분사위치의 온도가 500℃ 이하의 구간까지는 액상 직분사를 실시하였으며, 500℃를 초과하면 기존의 2차 주입그리드를 이용하였으며, 데이터는 1분단위로 측정하였으며, NO와 NO₂는 Stack에서 Gas Analyzer(MK6000, RBR)를 통해 실시간으로 측정하였다.

기존 설비는 기동초기 NO₂의 농도가 약 20ppm까지 상승하였다가 시스템의 가동에 따라 차츰 NO₂의 농도가 낮아지는 경향을 보였으나, 액상 직분사 시스템을 운영한 결과, 기동초기부터 NO₂의 농도가 최대 3ppm 정도로 측정되었으며, Stack을 통한 환연현상도 관찰되지 않았다.

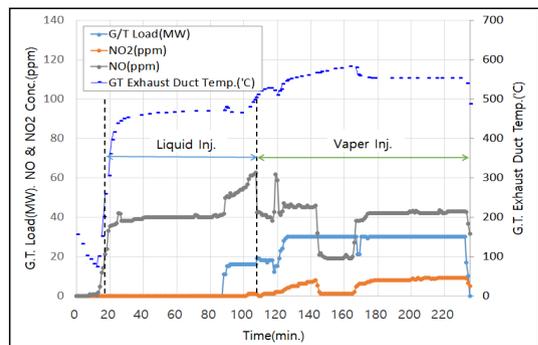


Fig. 10. Demonstration Test Results of Liquid Injection Yellow Plume Elimination System.

3. 결론

본 연구를 통하여 복합화력발전소의 기존 황연제거설비 한계, 즉 가스터빈의 냉간기동 조건에서 시스템을 구성하는 덕트와 기화기의 예열이 충분하지 않아 기동초기 황연현상을 제어할 수 없는 문제를 해결하기 위하여 가스터빈 Exhaust Duct에 액상의 환원제를 직접 분사하는 시스템에 대한 CFD 해석, 환원제 종류에 따른 황연저감효과에 대한 Lab. Test 그리고 이를 바탕으로 한 실증시험을 수행하였으며, 다음과 같은 결론을 도출할 수 있었다.

1. 가스터빈 저부하 조건을 크게 5 가지 Case로 나누고 8개의 분사노즐을 가스터빈 Exhaust Duct에 배치하여 CFD 해석을 진행한 결과, HRSG 열교환 Module 1 앞면의 농도 RMS 값은 10.8~14.8% 범위이고 Module 1 뒷면의 농도 RMS는 5.2~9.4%로 양호하게 나타났다.
2. A복합화력발전소에서 사용 중인 황연제거용 환원제에 대해 온도에 따른 이산화질소의 저감성능을 Lab. Test를 통해 살펴본 결과, 반응온도 400℃ 이하에서 Ethylene Glycol과 Glycerin, 400~500℃ 구간에서는 Ethanol에 의한 저감성능이 상대적으로 높게 나타났으며, 500~600℃ 구간에서는 3가지 환원제 모두 저감성능이 급격히 낮아지는 경향을 보였다.
3. CFD 해석결과와 환원제 종류에 따른 황연저감성능 실험결과를 바탕으로 실증시험을 수행한 결과, 가스터빈 기동초기부터 황연현상을 제어할 수 있었으며, 이산화질소의 최대 농도는 3ppm으로 측정되었고 Stack을 통한 황연현상도 관찰되지 않았다.

References

[1] J. K. Kim, "Statistics of Electric Power in KOREA", p.179, Korea Electric Power Corporation, 2020, pp.87-89.

[2] Korea Power Exchange, "Electric Power Statistics information System", <http://www.epsis.kpx.or.kr> (accessed July 15, 2020)

[3] Ministry of Trade, Industry and Energy, 9th Basic Electric Power Supply and Demand Plan Strategic Environmental Impact Assessment, Korea, pp.2.

[4] I. S. Choi, Preventive Measure of Yellow Plume from Turbine Cycle, R&D Report, Electric Power Research

Institute, Korea, pp.9.

[5] T. Sano, "NO₂ Formation in the Mixing Region of Hot Burned Gas with Cool Air", *Combustion Science and Technology*, Vol. 38, pp.129-144, 1984.
DOI: <https://doi.org/10.1080/001022084089237>

[6] D. S. Kim, A study on the limination of Yellow Plume from Gas Turbine Cycle and it's Field Application, R&D Report, Korea Southern Power Co., Ltd., pp.71-72.

[7] T. K. Uhm, "Evaluation of Applicability of Hydrocarbons Selective Non-catalytic Reduction for the Reduction of Yellow Plume in Combined Cycle Power Plants", Master's thesis, Yonsei University of Engineering, Seoul, Korea, pp22-24, 2008.
<http://www.riss.kr/link?id=T11393409>

이 승 재(Seung-Jae Lee)

[정회원]



- 1998년 2월 : 전남대학교 물질화학공학과 (공학사)
- 2001년 2월 : 전남대학교 공업화학공학과 (공학석사)
- 2001년 3월 ~ 2012년 12월 : (주)코켓
- 2013년 3월 ~ 현재 : (주)이엠코

<관심분야>

대기환경, 촉매

김 영 희(Younghee Kim)

[정회원]



- 2004년 8월 : 서울대학교 보건대학원 (환경보건학 석사)
- 2008년 8월 : 서울대학교 보건대학원 (환경보건학 박사)
- 2013년 3월 ~ 현재 : 호서대학교 벤처대학원 부교수

<관심분야>

대기환경, 수질환경, 환경에너지