

전력단가추정기반 초임계 이산화탄소 발전 시스템 최적 설계 인자 도출

박성호*, 차재민, 김준영, 신중욱, 염충섭

고등기술연구원 플랜트 엔지니어링본부
경기 용인시 처인구 백암면 고안로 51번길

(2017년 9월 12일 접수; 2017년 10월 10일 수정본 접수; 2017년 10월 22일 채택)

Design Criteria Derivation of Supercritical Carbon Dioxide Power Cycle based on Levelized Cost of Electricity(LCOE)

Sungho Park*, Jaemin Cha, Joonyoung Kim, Junguk Shin, and Choongsub Yeom

Plant engineering department, Institute for Advanced Engineering
175-28 Goan-ro, 51 beon-gil, Baegam-myeon, Cheoin-gu, Yongin-si, Gyeonggi, 449-863 Korea

(Received for review September 12, 2017; Revision received October 10, 2017; Accepted October 22, 2017)

요 약

개념설계 단계에서 개발 공정에 대한 경제적 타당성 분석에 대한 중요성이 대두되고 있으며, 목표 경제성에 부합하는 공정 개발을 위한 공정 최적화에 대한 연구도 활발히 진행되고 있다. 발전 시스템 분야에서는 전력 단가(Levelized cost of electricity, LCOE)를 예측하여 경제적 효과를 정량적으로 비교 분석하는 평가 방법이 많이 활용되고 있다. 본 연구에서는 목표 전력 단가에 부합한 발전 시스템을 설계하기 위해서 요구되는 핵심기기의 설계 조건을 역산출 할 수 있는 플랫폼을 구축 하였으며 초임계 이산화탄소 발전 시스템이 석탄 화력에 적용될 경우, 목표 전력 단가(초임계 증기 랭킨 사이클 발전 단가, \$ 85.4 /kWh)를 충족하기 위해 요구되는 주요 핵심기기(압축기, 터빈, 열교환기) 등의 설계 지표 기준을 도출하였다. 터빈의 등엔트로피 효율이 86%인 경우, 주압축기 효율은 88% 이상 설계되어야 한다. 만약 터빈의 등엔트로피 효율이 88%로 설계 된 경우, 주압축기 효율은 82%까지 완화하여 설계가 가능하다. End seal 부분에서 누설량을 0.24% 수준으로 유지하고, 열교환기의 경우 cold side 출구측 온도가 92~97 °C, 열용량은 2650~2680 MWth로 설계한다면 목표 전력단가를 충족시킬 수 있을 것으로 확인되었다.

주제어 : 균등화 전력 단가, 초임계 이산화탄소 발전 사이클, 석탄화력발전, 설계 요구 조건

Abstract : The economic analysis for the power plant developed in the conceptual design phase is becoming more important and, research on process optimization for process development that meets the target economic is actively carried out. In the filed of power generation systems, economic assessment methods to predict the levelized cost of electricity (LCOE) has been widely applied for comparing economic effect quantitatively. In this paper, the platform that design criteria of key component required to optimize economic of power cycle can be calculated reversely was established roughly and design criteria of the key equipment (Compressor, turbine, heat exchanger) required to meet the target LCOE (the LCOE of supercritical steam Rankine cycle) was derived when the supercritical CO₂ power cycle is applied to the coal-fired power plant.

Keywords : Levelized cost of electricity, Supercritical carbon dioxide Brayton cycle, Coal fired power plant, Design criteria

1. 서 론

국내 발전 분야 중 기저 부하를 담당하고 있는 석탄화력발전은 국내 총 53기가 분포하고 있으며, 총 발전 설비 용량은

26,273 MW로 국내 총 발전량의 약 39%를 차지하고 있다. 석탄의 경우, 석탄에 포함되어 있는 탄소 성분이 상대적으로 다른 화석 연료에 비해 많기 때문에 이산화탄소 배출량이 많으며, 이는 연간 약 1억 5000만 톤으로 국내 온실가스 배출량의

* To whom correspondence should be addressed.
E-mail: sh.park@iae.re.kr; Tel: +82-31-330-7865; Fax: +82-31-330-7850

doi: 10.7464/ksct.2017.23.4.441 pISSN 1598-9712 eISSN 2288-0690

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

약 21%를 차지하고 있다. 파리 기후 변화 협정으로 우리나라는 2030년까지 온실가스 배출량 전망치(business as usual, BAU) 대비 37%의 온실가스 감축이 필요하며, 감축 목표 달성을 위해서는 석탄화력분야에서 온실 가스 감축이 절실하게 필요한 실정이다[1]. 석탄화력분야에서 이산화탄소 저감 기술은 순산소 연소(Oxyfuel combustion)와 연소 후 이산화탄소 포집(post combustion CO₂ capture) 기술과 같은 직접적 저감 기술과 고효율 발전 사이클 개발 및 시스템 최적화를 통한 효율 향상으로 인한 간접적 저감 기술이 있다. 순산소 연소 기술은 석탄 버너에 산화제로 공기 대신 고농도 산소를 공급하여 산화물로 생성된 이산화탄소와 수분 중에서 수분을 응축시켜 고농도 이산화탄소를 포집하는 기술이다[2,3]. 또한 Fu et al.과 Soundararajan et al.은 열 네크워크 최적화와 엑서지 분석을 통해 순산소 연소의 핵심기술인 공기액화분리설비(Air Separation Unit; ASU)와 압축정제설비(Compression and Purification Unit; CPU)의 효율을 향상을 통해 전체 발전 시스템의 발전 효율을 향상시키기 위한 연구를 진행하였다[4-6]. 연소 후 이산화탄소 포집 기술은 산화제로 공기를 이용하는 기존 석탄 연소 방식을 채용하는 대신 유인송풍기(ID fan) 후단의 배기가스를 화학 용매를 이용하는 이산화탄소 흡수탑에 공급하여 이산화탄소를 포집하는 기술이다[7-10]. Liu, J.는 암모니아수를 이용한 연소 후 포집공정에 대한 해석 및 재생탑 소모 동력 예측과 최적화를 수행하였으며, Ferrara et al.은 MEA를 용매로 사용하는 연소 후 포집 공정에 대한 엑서지 해석과 엑서지 비용을 산출하는 연구를 수행하였다[11,12]. 이와 더불어 고효율 발전 사이클 개발 및 사이클 최적화를 통한 효율 향상을 통한 간접적 이산화탄소 저감 기술도 활발히 연구 중이다[13-16]. Tominaga는 A-USC (Advanced ultra-supercritical)에 적용된 스팀 랭킨 사이클(steam Rankine cycle)에 대한 사이클 설계 및 최적화 연구를 수행하였으며, Zhou et al.은 USC (ultra supercritical)의 스팀 랭킨 사이클의 재열 공정 설계 및 최적화 연구를 수행하였으며, 경제성 분석 결과

고안된 사이클이 기존 사이클에 비해서 \$ 0.48 /MWh 정도 전력 단가도 절감할 수 있는 것으로 확인되었다. 최근에는 발전 사이클의 작동유체를 이산화탄소로 하는 석탄화력용 초임계 이산화탄소 발전 시스템이 연구되고 있다. 초임계 이산화탄소 브레이튼 사이클은 작동유체를 스팀이 아닌 초임계 상태의 이산화탄소를 이용하는 발전 기술이다. 이산화탄소는 73.8 bar, 30.98 °C에서 초임계 상태가 되며, 이는 액체 상태와 유사한 밀도를 가지고 기체와 유사한 점성을 가지기 때문에 터보기기의 소형화 및 압축/재순환에 필요한 압축기의 소모동력을 최소화함으로써 기존 석탄화력발전 대비 높은 발전 효율을 기대할 수 있다. 프랑스 전력 공사(Electricite De France, EDF)와 Pratt & Whitney Rocketdyne은 상부 사이클(Topping Cycle)에 초임계 이산화탄소 브레이튼 사이클을 적용한 석탄화력용 초임계 발전 시스템을 제안하였으며, 발전 효율 향상 및 이산화탄소 포집이 가능한 사이클을 고안하였다[17]. 고등기술연구원에서는 석탄화력에 적용 가능한 고효율 초임계 이산화탄소 발전 시스템에 대한 원천 기술 개발 및 경제성 분석을 수행하였다. 뿐만 아니라 보일러 종류와 석탄 종류에 따른 전체 효율을 예측하고 열역학적 민감도 해석을 수행하였다[18].

본 연구에서는 스팀 랭킨사이클이 적용된 석탄화력 발전시스템에 대한 전력 단가를 예측하고, 개발된 초임계 이산화탄소 브레이튼 사이클이 적용된 석탄화력 발전시스템이 목표의 전력단가(스팀 랭킨사이클이 적용된 석탄화력 발전시스템 전력단가, \$ 85.4 kWh⁻¹)를 충족시키기 위한 각 주요 핵심기기의 설계 인자를 역추산하는 방법론을 이용하여 압축기/터빈/열교환기 등과 같은 주요 핵심기기에 대한 설계 인자를 도출하였다. 본 연구의 목적은 프로젝트 개념 설계 단계에서 목표 전력 단가를 설정하고, 이를 충족시키기 위한 각 주요 핵심기기의 설계 인자를 역산출할 수 있는 플랫폼을 개발하여, 개념 설계 단계에서 경제성 충족 최소 설계 기준을 설계 및 개발자에게 제공하기 위한 목적이 있다. Figure 1은 전력단가를 산출을 통해 압축기/터빈/열교환기의 최적 설계 인자를 도출

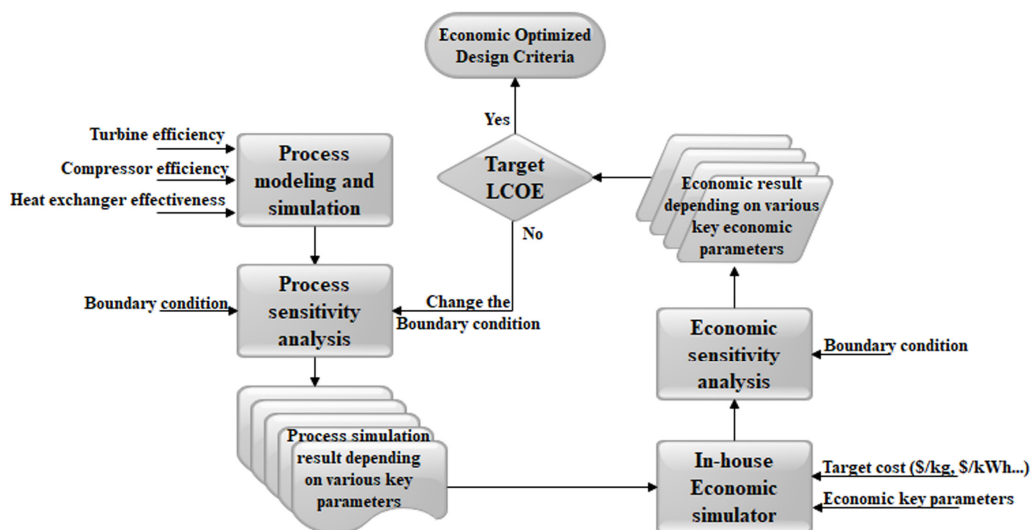


Figure 1. Methodology to estimate key component design criteria optimized by LCOE simulator.

하는 방법론을 도식화 한 것이다. 사이클 주요 핵심기기에 대한 초기 설계 인자를 1차적으로 반영하여 사이클 설계 및 해석을 수행한다. 수행된 결과를 통해 주요 변수(터빈 효율/압축기 효율/열교환기 효율도)등에 따른 민감도 해석을 수행하고 이에 대한 결과를 경제성 분석 프로그램으로 제공한다. 제공 받은 설계 데이터를 통해 경제성 분석과 경제성 민감도 분석을 수행하고 이를 통해 경제성을 만족할 수 있는 최적 설계점을 제공해주는 구조이다.

2. 사이클 모델링 및 해석

2.1. 초임계 이산화탄소 발전 사이클 모델링

석탄화력용 초임계 이산화탄소 발전 시스템에 대한 전력 단가를 산정하기 위해서 우선적으로 석탄화력용 초임계 이산

화탄소 발전 시스템에 대한 공정 설계 및 해석이 요구된다. 해석 대상 500 MW급 석탄화력용 초임계 이산화탄소 발전 시스템은 고등기술연구원에서 제안한 simple extraction 초임계 이산화탄소 Brayton cycle로 선정하였으며, 이에 대한 Cycle Layout은 Figure 2와 같다. 35 °C / 75 barg로 주압축기(Main compressor)에 공급된 초임계 이산화탄소는 200 barg로 승압되며, 이는 분기되어 석탄화력보일러 절탄기(Economizer)와 고온 복열기(High temperature recuperator, HTR)로 공급된다. 절탄기로 공급된 초임계 이산화탄소는 재순환압축기(Recycle compressor) 출구 초임계 이산화탄소와 함께 석탄화력 보일러 재열기(Reheater)를 통해 540 °C까지 승온된 후 고온 복열기(HTR) 출구 초임계 이산화탄소와 함께 석탄화력 보일러의 고온부로 공급된다. Figure 3은 재압축 초임계 이산화탄소 발전 시스템에 대한 온도-엔트로피(T-S diagram)를 나타낸 것이

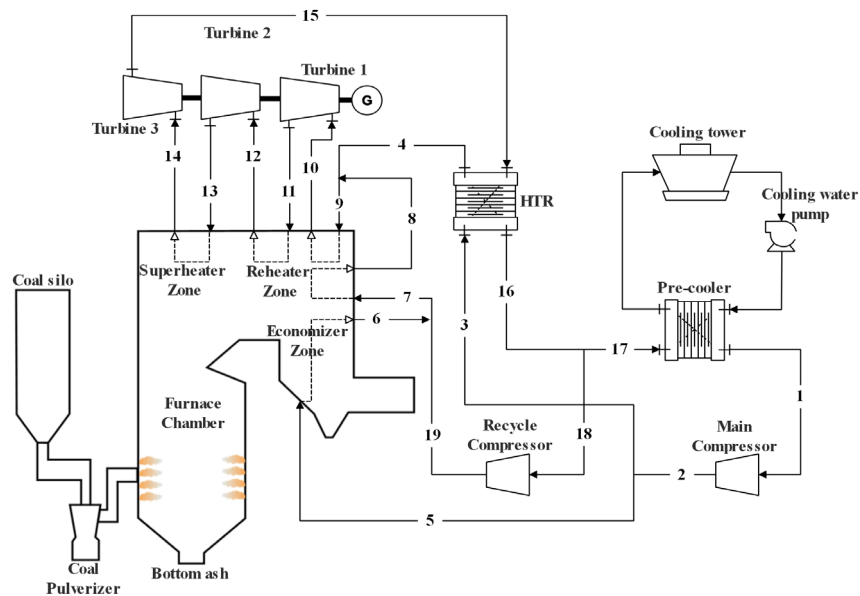


Figure 2. Schematic of 500 MW coal fired power plant combined with supercritical CO₂ simple extraction cycle.

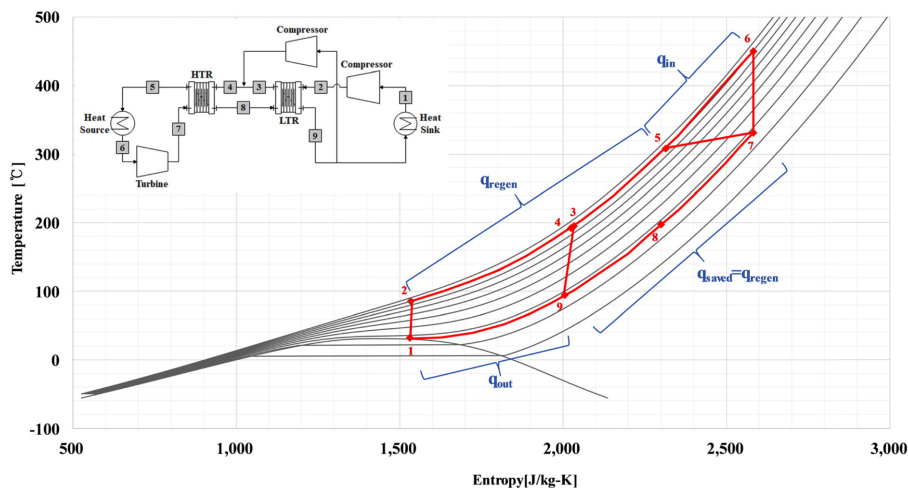


Figure 3. T-S diagram for recompression supercritical CO₂ Brayton cycle.

Table 1. Initial design criteria for thermodynamic model

	Design condition	Unit	Value
General design condition	Main compressor suction condition	°C/bar	32/75
	Main compressor discharge condition	°C/bar	85.5/200
	Main compressor isentropic efficiency	%	92
	Recuperator minimum approach temperature	°C	5
	Turbine inlet condition	°C/bar	620/200
	Turbine outlet condition	°C/bar	539/75
	Turbine isentropic efficiency	%	92
	Recycle compressor discharge pressure	bar	200
	Recycle compressor isentropic efficiency	%	92
	Recycle flow ratio	%	10
	Extraction flow ratio	%	6

다. 초임계 이산화탄소 발전 시스템은 전 구간이 초임계 상태를 유지하기 때문에 터빈에서 팽창비(Expansion ratio)가 기존 증기 랭킨 사이클에 비해서 낮다. 팽창비가 낮기 때문에 터빈에서 변환되는 엔탈피 변화량이 작게 되며, 이에 따라 터빈 출구에서 배출되는 온도가 상대적으로 높다. 사이클 효율 증가를 위해서는 터빈 출구 온도를 회수해야하며, 이를 위해 복열기(Recuperator)가 요구된다. 따라서 본 연구의 해석 대상 사이클에서도 이러한 문제점을 해결하기 위해서 고온 복열기(High temperature recuperator)가 채택되었다. 본 연구의 해석 대상 발전 사이클 해석을 위한 설계 및 해석 기준(Design criteria)은 Table 1에 명기하였다. Table 1의 설계 및 해석 기준을 바탕으로 상용 공정 해석 프로그램인 ASPEN Plus[®]을 통해 석탄 보일러와 초임계 이산화탄소 발전 시스템을 모델링/연계하여 해석 하였다.

2.2. 초임계 이산화탄소 발전 사이클 해석 결과

Figure 4는 상용 공정 해석 프로그램을 통해 도출된 열/물질 수지(Heat and Mass balance)를 바탕으로 계산된 석탄화력용 초임계 이산화탄소 발전 시스템에 대한 발전 효율을 나타낸 것이다. 24.1 MPa/593°C 조건의 갈탄 적용 석탄화력 초임계 스팀 랭킨 사이클의 경우, 고위발열량(High heating value, HHV) 기준 37.5%의 발전 효율이 나타나는 것으로 확인되었다. 반면에 동일한 석탄 적용 석탄화력 초임계 이산화탄소 브레이크 사이클은 약 5.77% 높은 43.27%의 발전 효율이 나타나는 것으로 확인되었다. 초임계 상태의 이산화탄소는 기체와 액체의 특성을 모두 보유하고 있기 때문에 기체와 같이 마찰력이 낮아 팽창력이 증가하고, 액체와 같이 밀도가 높기 때문에 소형화 및 압축일이 적은 장점이 있다. 이러한 유체의 고유 특성으로 인해 동일 열량 공급 석탄 보일러에 적용하더

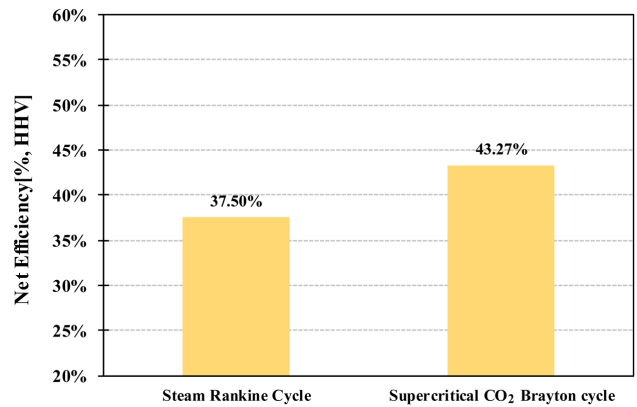


Figure 4. Comparison for net efficiency between steam Rankine cycle and supercritical CO₂ Brayton cycle.

라도 발전 효율이 높은 장점이 있다. 뿐만 아니라 팽창비가 낮은 터빈에서 배출되는 고온의 배기가스를 복열기를 통해 회수하기 때문에 사이클 효율이 상대적으로 높다.

3. 전력단가 예측

3.1. 전력단가 예측 방법

발전 사이클에 대한 정량적인 경제성 평가를 위해서 균등화 전력 단가(Levelized Cost of Electricity, LCOE, \$ kWh⁻¹) 산출 기법을 적용하였다. 균등화 전력 단가 산출 기법은 발전 플랜트 운용 기간 동안 계획 예방 정비 비용과 연간 연료비용, 세금과 같은 모든 제반 비용에 추가적으로 건설 기간 차입한 비용과 차입한 비용에 대한 이자비용을 현재 가치 금액으로 환산하여 균등화한 비용으로 서로 다른 용량과 기술에 대해 경제성을 정량적으로 비교하기 좋은 방법론 중에 하나

Table 2. Economic assumption for total revenue requirement calculation

	Contents	Unit	Value
	Annual inflation rate	%	2.5
	Interest rate	%	6
Common equity	Financing fraction	%	50
	Required annual return	%	6
Debt	Financing fraction	%	50
	Required annual return	%	5
	Discount rate	%	5.5
	Capacity factor	%	85
	Plant lifetime	year	30
	Construction year	year	2
	Process contingency	%	15
	Fixed operating and maintenance cost	%	3
	Various operating and maintenance cost	%	0.3
	Coal price	\$ ton ⁻¹	50
	Coal escalation rate	%	2.5

이다. 균등화 전력 단가를 산정하기 위해서 Total Revenue Requirement (TRR) 방법론을 적용하였다. TRR 방법론은 발전 플랜트 운용 기간 동안에 매년 감가상각되는 설비비용과 설비 투자비용의 반환비용과 인건비, 세금, 법인세 등을 산정하여 각각 현재 시점으로 환산한 후 운용기간 동안 균등화 하는 기법이다. 균등화 전력 단가를 산정하기 위해서는 전체 플랜트에 대한 시설 투자비가 필요하다. 프로젝트 타당성 평가 단계와 개념 설계 단계에서는 각 설비에 비용 산정이 어렵기 때문에 비용 산정 모델(Cost model)을 이용한다. 본 연구에서도 선행 연구에서 활용된 비용 산정 모델을 이용하여 전력 단가를 예측하였다[18]. 뿐만 아니라 경제성 분석을 위한 경제성 지표는 Table 2와 같다.

4. 전력단가 기반 주요 설계 인자 도출

4.1. 압축기/터빈 설계 인자 도출

압축기 소모 동력과 터빈 출력은 전체 발전 시스템의 발전 효율에 큰 영향을 미치는 요소이다. 발전 효율이 높으면 공급 연료 대비 전기 생산량이 증가하여 연료 비용(fuel cost)을 절감할 수 있기 때문에 발전 효율이 경제성에 미치는 영향이 크다. 이러한 압축기/터빈의 소모 동력과 출력에 가장 큰 영향을 미치는 설계 인자가 등엔트로피 효율이다. 압축기와 터빈의 등엔트로피 효율(Isentropic efficiency)이 높을수록 소모 동력은 감소하고 터빈의 출력은 향상되기 때문이다. Figure 5는 목표 전력 단가를 스팀 랭킨 사이클의 전력 단가로 설정할 경우, 초임계 이산화탄소 발전 시스템이 목표 전력 단가를 충족시키기 위해서 요구되는 터빈/주압축기/재순환 압축기 등엔트로피 효율을 나타낸 것이다. 초기 공정해석을 위한 터빈/주압축기/재순환 압축기의 등엔트로피 효율이 92%였으나, 목표 전력 단가를 충족시키기 위한 등엔트로피 효율은 이

보다 낮아졌다. 터빈의 등엔트로피 효율이 86%인 경우, 주압축기 효율은 88%이상 설계되어야한다. 만약 터빈의 등엔트로피 효율이 88%로 설계된 경우, 주압축기 효율은 82%까지 완화하여 설계가 가능하다. 재순환 압축기의 경우, 효율에 따른 전력 단가 변동이 크지 않기 때문에 터빈과 주압축기의 설계 인자 도출 후 목표 전력 단가를 충족시키는 범위에서 유동적인 인자로 설계가 가능할 것으로 판단된다.

4.2. DGS 설계 인자 도출

기존 Dry gas seal 기술은 회전기기 내부의 유체가 회전하는 축을 통해 외부로 배출되는 유체를 허용범위 내로 감소시키는 목적을 가지고 있으며, Dry gas seal은 single seal과 tandem

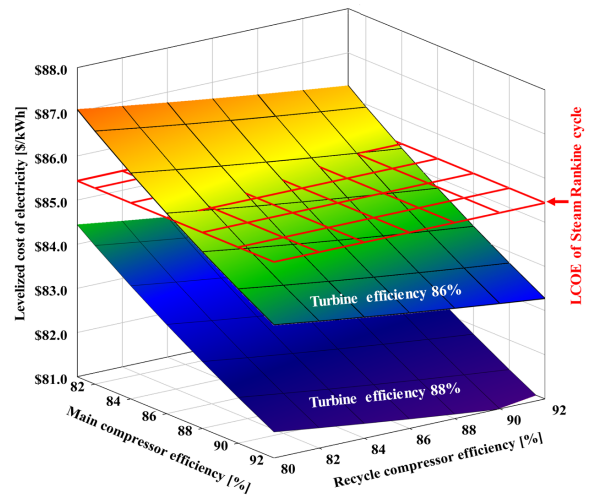


Figure 5. LCOE of supercritical CO₂ power cycle depending on Turbine/Compressor efficiency.

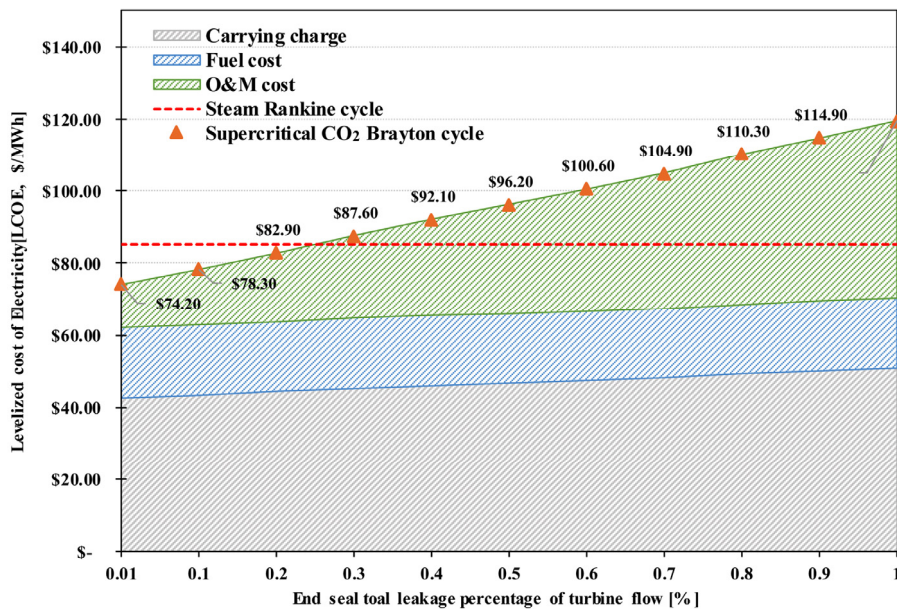


Figure 6. LCOE of supercritical CO₂ power cycle depending on Turbine end seal total leakage.

seal과 Labyrinth seal을 포함한 tandem seal로 나뉘어 있다. End seal 부분의 과다 누설량은 터빈에서 발전량 감소를 초래할 수 있다. 특히 초임계 이산화탄소 발전 시스템은 폐사이클(Closed cycle)이기 때문에 End seal 부분의 누설량에 대해서 충진이 요구된다. Figure 6은 Turbine end total seal의 누설률에 따른 전력 단가를 나타낸 것이다. 터빈에서 설정한 누설률만큼 누설이 되지만, 누설량만큼 지속적으로 충진된다고 가정하여 발전량에는 영향이 미치지 않은 것으로 가정하였으며, 이산화탄소 충전 비용은 100 \$ ton-CO₂⁻¹로 운영비용(Operation and maintenance cost)에 포함되는 것으로 가정하였다. 결과적으로 End seal 부분에서 0.24% 미만 누설량을 유지할 수 있다면 경제성을 확보할 수 있을 것으로 확인되었다. 현재 예측 결과는 발전량에 영향을 미치지 않는 전제를 바탕으로 예측된 결과이며, 만약 발전량에 영향을 미친다고 가정한다면, 연료 비용(fuel cost) 상승으로 인해 현재 조건에 비해 엄격한 기준을 가져야 할 것으로 판단된다.

4.3. 열교환기 설계 인자 도출

초임계 이산화탄소 발전 시스템은 터빈에서 낮은 팽창비로 인해서 엔탈피 변화량이 작고, 이에 따라 고온의 열원이 터빈 출구로 배출된다. 이러한 문제를 보완하고 사이클 효율을 향상시키고자 복열기가 필수적이다. 하지만 초임계 이산화탄소 발전 시스템에 채용되는 복열기인 인쇄기판형 열교환기(Printed circuit heat exchanger, PCHE)는 열교환기 효율은 다관형 열교환기(Shell and tube heat exchanger)에 비해서 우수하나, 시설투자비와 유지보수 비용이 높은 단점이 있다. Figure 7은 복열기의 저온유체 입구 온도가 87 °C일 경우, 고온 유체 출구 온도와 열교환 열량에 따른 전력 단가를 분석한 결과이다. 고온 유체 출구 온도와 저온 유체 입구 온도의 차가 작을수록 열교환 면적이 커지기 때문에 열교환기가 대형화되고, 대형화로 인한 시설투자비 증가로 경제성이 결여될

것이라는 일반적인 생각과 다른 결과를 확인할 수 있다. 열교환기에 대형화에 따른 시설투자비는 상승하지만, 사이클의 열효율 증가로 인한 발전량 증가 영향이 전력 단가에 더욱 큰 영향을 미치기 때문에 저온 유체 입구 온도의 차가 작을수록 경제성을 확보할 수 있다. 하지만 고온 유체 출구 온도가 92 °C 보다 낮아질 경우, 열교환기 효율(effectiveness)이 95%를 초과하기 때문에 사이클 레이아웃과 기타 고려사항을 판단하여 흰색 점선 사이의 조건에서 설계하는 것이 바람직할 것으로 판단된다.

5. 결론

본 연구에서는 개념 설계 단계에서 사이클 민감도 해석과 경제성 민감도 해석을 복합적으로 수행하여, 목표 전력 단가를 충족시키기 위해 요구되는 주요 핵심기기 설계인자를 역산출이 가능한 플랫폼을 구축하였다. 일반적으로 개념설계 단계에서는 주요 핵심기기에 대한 설계 사양을 가정하고, 이를 바탕으로 공정을 설계 해석을 수행한다. 그리고 경제성 분석을 통해 개발된 공정에 대한 타당성을 분석하고 공정 최적화를 통해 목적하는 경제성에 부합한 공정을 개발하는 것이 일반적이다. 하지만 이 경우, 목적에 부합하는 경제성 도출까지 많은 공정 최적화 과정을 거쳐야 한다. 본 방법론은 공정 설계 시 각 주요 핵심기기에 대한 설계 변수에 대한 민감도 분석을 수행함과 동시에 경제성 민감도 분석을 복합적으로 수행하여 목적에 부합한 경제성 도출을 위해서 요구되는 핵심기기에 대한 설계 지표를 제안해줌으로써 공정 최적화 과정을 최소화할 수 있다. 본 연구에서 본 방법론을 적용한 공정은 석탄화력용 초임계 이산화탄소 발전 사이클이며, 이를 위해 1차적으로 공정해석을 수행하였다. 1차적으로 수행된 공정해석 결과를 바탕으로 주요 핵심기기의 설계 사양 변경에 따른 민감도 해석과 경제성 민감도 해석을 수행하여 초임계 이산화탄소 발전 시스템의 핵심기기에 대한 설계 지표 기준을 도출하였다. 특히 압축기/터빈의 등엔트로피 효율에 따른 전력 단가 민감도 분석을 수행하여 목적 경제성을 만족할 수 있는 압축기/터빈의 효율을 제시하였으며, 터보기기에서 가장 중요한 구성 요소인 Dry gas seal의 허용 누출량에 대한 기준을 제시하였다. 뿐만 아니라 초임계 이산화탄소 발전 시스템의 시설 투자비 중 가장 큰 부분을 차지하고 있는 열교환기에 대한 설계 기준에 대해서도 제시하였다.

감사

본 연구는 산업통상자원부의 재원으로 한국산업기술개발관리원(KEIT)의 지원을 받아 수행된 연구임(10063187, 산업폐열 이용 발전계통 설계를 위한 엔지니어링 기술).

References

1. http://www.keei.re.kr/keei/download/focus/ef1512/ef1512_30.pdf (accessed Sep. 2017).

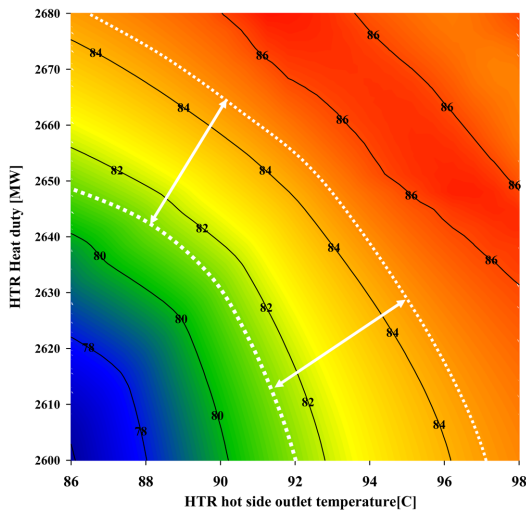


Figure 7. LCOE of supercritical CO₂ power cycle depending on PCHE design criteria.

2. Kanniche, M., Gros-Bonnivard, R., Jaud, P., Valle-Marcos, J., Amann, J.-M., and Bouallou, C., "Pre-combustion, Post-Combustion and Oxy-Combustion in Thermal Power Plant for CO₂ Capture," *Appl. Therm. Eng.*, **30**, 53-62 (2010).
3. Nie, Z., Korre, A., and Durucan, S., "Life Cycle Modelling and Comparative Assessment of the Environmental Impacts of Oxy-Fuel and Post-Combustion CO₂ Capture, Transport and Injection Processes," *Energy Procedia*, **4**, 2510-2517 (2011).
4. Fu, C., and Gundersen, T., "Heat Integration of an Oxy-Combustion Process for Coal Fired Power Plants with CO₂ Capture by Pinch Analysis," *Chem. Eng. Trans.*, **21**, 181-187 (2010).
5. Fu, C., and Gundersen, T., "Using Exergy Analysis to Reduce Power Consumption in Air Separation Units for Oxy-Combustion Processes," *Energy*, **44**(1), 60-68 (2012).
6. Soundararajan, R., Anantharaman, R., and Gundersen, T., "Design of Steam Cycles for Oxy-Combustion Coal based Power Plants with Emphasis on Heat Integration," *Energy Procedia*, **51**, 119-126(2014).
7. Liang, Z., Fu, K., Idem, R., and Tontiwachwuthikul, P., "Review on Current Advances, Future Challenges and Consideration Issues for Post-Combustion CO₂ Capture using the Amine-Based Absorbents," *Chinese J. Chem. Eng.*, **24**(2), 278-288 (2016).
8. Nwaoha, C., Supap, T., Idem, R., Saiwan, C., Tontiwachwuthikul, P., Al-marri, M. J., and Benamor, A., "Advancement and New Perspectives of using Formulated Reactive Amine Blends for Post-Combustion Carbon Dioxide Capture Technologies," *Petroleum*, **3**(1), 10-36 (2017).
9. Wang, M., Joel, A. S., Ramshaw, C., Dag, E., Musa, N. M., "Process Intensification for Post-Combustion CO₂ Capture with Chemical Absorption: A Critical Review," *Appl. Energy*, **158**, 275-291 (2015).
10. Martinez, I., Grasa, G., Parkkinen, J., Tynjala, T., Hyppanen, T., Murillo, R., and Romano, M., "Review and Research Needs of Ca-Looping Systems Modeling for Post-Combustion CO₂ Capture Applications," *Int. J. Greenhouse Gas Control*, **50**, 271-304 (2016).
11. Liu, J., "Process Design of Aqueous Ammonia Based Post-Combustion CO₂ Capture," *J. Taiwan Inst. Chem. Eng.*, **78**, 240-246 (2017).
12. Ferrara, G., Lanzini, A., Leone, P., Ho, M. T., and Wiley, D. E., "Exergetic and Exergoeconomic Analysis of Post-Combustion CO₂ Capture using MEA-solvent Chemical Absorption," *Energy*, **130**, 113-128 (2017).
13. Zhou, L., Xu, G., Zhao, S., Xu, C., and Yang, Y., "Parametric Analysis and Process Optimization of Steam Cycle in Double Reheat Ultra-Supercritical Power Plants," *Appl. Thermal Eng.*, **99**, 652-660 (2016).
14. Nomoto, H., "Advanced Ultra-Supercritical Pressure (A-USC) Steam Turbines and Their Combination with Carbon Capture and Storage Systems (CCS)," *Advances in Steam Turbines for Modern Power Plants*, 501-519 (2017).
15. Si, N., Zhao, Z., Su, S., Han, P., Sun, Z., Xu, J., Cui, X., Hu, S., Wang, Y., Jiang, L., Zhou, Y., Chen, G., and Xiang, J., "Exergy Analysis of a 1000MW Double Reheat Ultra-Supercritical Power Plant," *Energy Conversion and Manage.*, **147**(1), 155-165
16. Zhang, K., Zhang, Y., Guan, Y., and Zhang, D., "Boiler Design for Ultra-Supercritical Coal Power Plants," *Ultra-supercritical Coal Power Plants*, 104-130 (2013).
17. Moullec, Y. L., "Conceptual Study of a High Efficiency Coal Fired Power Plant with CO₂ Capture using a Supercritical CO₂ Brayton Cycle," *Energy*, **49**, 32-46 (2013).
18. Park, S. H., Rhim, D. R., Yeom, C. S., Cha, J. M., Shin, J. U., Lee, C. S., "Thermo-Economic Evaluation of 500MW Class Coal Fired Power Plant Combined with Supercritical Carbon Dioxide Brayton Cycle," *J. Energy & Climate Change*, **11**(1), 1-12 (2016).
19. Driscoll, M. J., "Supercritical CO₂ Plant Cost Assessment," *Interim Topical Report* (2014).