

탄소중립 전환을 위한 바이오매스 혼합연소 전략의 환경 영향 분석

박예찬*[‡] · 안재원*[‡] · 이하은* · 김예은* · 박혜진* · 이시훈**[†]

*전북대학교 환경에너지융합학과
54896 전라북도 전주시 덕진구 백제대로 567

**전북대학교 자원에너지공학과
54896 전라북도 전주시 덕진구 백제대로 567

(2025년 7월 26일 접수, 2025년 8월 14일 수정본 접수, 2025년 8월 16일 채택)

Environmental Impact Analysis of Biomass Co-combustion Scenarios for Implementation of Carbon Neutral

Ye Chan Park**[‡], Jae Won An**[‡], Ha Eun Lee*, Ye Eun Kim*, Hye Jin Park* and See Hoon Lee**[†]

*Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University,
567, Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeonbuk State, 54896, Korea

**Department of Mineral Resources and Energy Engineering, Jeonbuk National University,
567, Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeonbuk State, 54896, Korea

(Received 26 July 2025; Received in revised from 14 August 2025; Accepted 16 August 2025)

요 약

석탄화력발전은 온실가스 및 대기오염물질의 대량 배출이 문제점으로 제기되어 왔고, 이에 대한 대안으로 바이오매스 혼소가 논의되어 왔다. 본 연구는 1GWe 미분단 석탄화력발전소를 대상으로 바이오매스 혼소에 따른 지구온난화지수(Global Warming Potential, GWP)를 포함한 환경영향을 전과정평가(Life Cycle Assessment, LCA)를 진행하여 공급망에 따른 환경적 타당성을 비교·분석하였다. 단위 공정 분석에는 Ecoinvent 데이터베이스를 활용하였으며, IPCC 2021과 ReCiPe 2016 방법론을 적용하여 혼소율 0~30% 범위에서 전력 1kWh 생산당 배출되는 환경영향을 산정하였다. 2021년 이전에 건설된 국내 1GWe급 발전소 8기의 평균 가동률은 75%였으며, 이를 본 연구에 적용하였다. 혼소에는 바이오매스 펠릿을 사용하였고, 공급망은 국내(S1)와 해외(S2)로 한정하였다. 석탄은 혼소율에 따라 연간 최대 18,683,096톤, 바이오매스는 8,308,184톤을 사용하는 것으로 설정하였다. 운송은 연간 물량 기준 단일 거리로 계산하였으며, 8개의 플랜트 중 하나의 플랜트를 기준으로 운송거리를 산정하여 적용하였다. S1 시나리오는 혼소율 20% 이하에서 GWP가 감소하여 연간 최대 131,208톤이 저감되었고, S2 시나리오는 20%를 초과하는 구간에서 최대 85,527톤이 감소하였다. 따라서 실질적인 탄소 배출 저감을 위해서는 국내 공급망은 혼소율 20% 이하로 유지하고, 해외 공급망은 20%를 초과하는 고훈소율 운전과 공급망 최적화가 필요하다.

Abstract – Coal-fired power generation has been criticized for its massive emissions of greenhouse gases and air pollutants, and biomass co-combustion has been discussed as an alternative. This study conducted a life cycle assessment (LCA) of the environmental impacts, including the global warming potential (GWP), of biomass co-combustion at a 1GWe pulverized coal-fired power plant to compare and analyze the environmental feasibility based on the supply chain. Unit process analysis utilized the Ecoinvent database, and the IPCC 2021 and ReCiPe 2016 methodologies were applied to calculate the environmental impacts per 1 kWh of electricity produced within a co-combustion rate range of 0–30%. The average operating rate of eight domestic 1GWe-class power plants constructed prior to 2021 was 75%, which was applied in this study. Biomass pellets were used for co-combustion, and the supply chain was limited to domestic (S1) and overseas (S2). Coal was set at a maximum of 18,683,096 tons per year, and biomass at 8,308,184 tons per year, depending on the co-combustion rate. Transportation was calculated based on annual volume using a single distance, with the transportation

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: donald@jbnu.ac.kr

[‡]Co-first author

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.

distance determined by selecting one of the eight plants as the reference point. In the S1 scenario, GWP decreased at co-combustion rates of 20% or lower, resulting in a maximum reduction of 131,208 tons per year. In the S2 scenario, the maximum reduction was 85,527 tons in the range exceeding 20%. Therefore, to achieve substantial carbon emissions reductions, domestic supply chains must maintain a co-combustion rate of 20% or below, while overseas supply chains require optimization of high co-combustion rate operations exceeding 20% and supply chain optimization.

Key words: Life cycle assessment, Co-combustion, Environmental impact, Biomass, Coal

1. 서 론

기후위기의 심화와 글로벌 탄소중립 기조의 확산은 전 세계 에너지 체계의 전환을 가속화하고 있다[1]. 이에 따라 각국은 자국의 자원 조건과 에너지 수급 구조에 맞는 탄소 저감 전략을 수립하고 있으며, 특히 에너지 수입 의존도가 높은 자원 빈국의 경우 에너지 안보와 탄소중립을 동시에 달성해야 하는 이중 과제를 안고 있다[2,3]. 대표적인 사례로, 한국은 세계에서 여섯 번째로 전기를 많이 소비하는 국가로서, 2023년 기준 연간 전력 소비량은 575,359 TWh에 달한다[4]. 그러나 전체 에너지 공급의 약 94%를 해외 자원에 의존하고 있어 국제 연료 가격 변동이나 공급망 교란에 매우 취약한 구조를 보이고 있다[5]. 실제로 코로나19 팬데믹 이후 에너지 수요 회복과 러시아-우크라이나 전쟁 등 지정학적 요인으로 인해 국제 유가와 천연가스 가격이 급등하였으며, 이는 한국의 발전 연료비와 전력도매가격의 상승으로 직결되었다[6]. 이처럼 불확실성이 증대되는 글로벌 에너지 정세 속에서 한국은 2050년 탄소중립 달성을 선언하고, 에너지 전환 전략과 함께 재생에너지 확대, 석탄 감축, 수소 활성화, CCUS 기술 상용화 등을 추진하고 있다[7,8]. 특히 발전 부문의 탈탄소화는 전체 온실가스 감축 목표 달성을 위한 핵심 과제로, 에너지 믹스의 다변화를 통해 화석연료 비중을 줄이고 신재생에너지 비중을 확대하는 것이 필요하다[9].

바이오매스는 탄소중립 특성을 지닌 대표적인 재생에너지원으로, 농업 및 임업 폐기물, 축산 분뇨, 도시 유기성 폐기물 등 다양한 유기물을 활용할 수 있어 자원 순환 측면에서도 높은 가치를 가진다[10-12]. 바이오매스 연소 시 이산화탄소(CO₂)가 배출되지만, 이는 생장 과정에서 흡수한 탄소이므로 순배출은 '0'에 가까워 탄소중립적인 에너지원으로 간주된다[13]. 이에 따라 바이오매스는 화석연료를 대체하면서 온실가스 감축을 실현할 수 있는 수단으로 평가받고 있으며, 특히 기존 인프라를 활용할 수 있는 형태의 전환기적 기술로 혼소(혼합연소, Co-combustion)가 주목받고 있다[14].

혼소 발전은 기존 석탄화력발전소의 일부 연료를 바이오매스로 대체하는 방식으로, 설비 개조를 최소화하면서도 온실가스 배출 저감과 재생에너지 확대 효과를 동시에 기대할 수 있다[13,15]. 이러한 기술적 장점으로 인해 혼소 발전은 단기적인 탄소중립 이행 수단이자, 점진적인 석탄 감축 경로로 활용될 수 있는 전략으로 간주된다. 특히 국제적으로는 IPCC가 바이오매스를 화석연료를 대체할 수 있는 기후변화 완화 수단으로 인정하고 있으며, 이에 따라 바이오매스 연소에 따른 이산화탄소는 국가 온실가스 인벤토리 산정에서 제외되는 기조를 유지하고 있다[16].

한국에서도 재생에너지 공급의무화 제도(RPS: Renewable Portfolio Standard)를 이행하기 위한 수단으로 석탄화력발전소에 바이오매스를 혼소하는 방식이 도입되었다. 이 제도는 일정 규모 이상의 발전사업자에게 전체 전력 생산량 중 일정 비율 이상을 신재생에너지로 공급하도록 의무화한 정책으로, 혼소 발전은 신재생에너지 공급 실

적 확보 수단 중 하나로 활용되고 있다[17]. 특히 과거에는 해외산 목재펠릿 전소에 대해 신재생에너지공급인증서(REC, Renewable Energy Certificate)를 최대 1.5배까지 가중치 부여하여 경제적 유인을 제공했으나 지속가능성에 대한 논란이 제기되면서 정부는 해당 가중치의 적절성에 대한 재검토를 거쳐 점차 이를 축소하였고, 국내 미이용 산림 바이오매스 활용을 유도하는 방향으로 정책이 개편되고 있다[17].

그러나 현재 한국의 바이오매스 발전은 수입 자원 의존도가 약 84%에 달하며, 이는 해외 산림자원의 과도한 수요 유발, 장거리 운송에 따른 추가 탄소 배출, 공급망 불안정 등 다양한 환경적·사회적 문제를 야기하고 있다[18]. 이에 따라 유럽연합과 영국 등에서는 바이오매스의 지속가능성 기준을 강화하고 있으며, 국내에서도 수입 자원의 환경성과 공급 안정성에 대한 면밀한 검토와 함께, 국산 자원의 활용 가능성에 대한 논의가 이어지고 있다[19].

이러한 맥락에서 바이오매스를 활용한 혼소 발전 전략의 실질적인 환경 기여도를 정량적으로 평가할 필요가 있으며, 특히 국내 자원과 해외 자원의 환경 영향을 비교함으로써 향후 정책 방향 설정에 근거를 제공할 수 있을 것이다. 이에 본 연구에서는 한국의 석탄화력 발전소에서 국내 및 해외 바이오매스를 혼소하는 시나리오를 설정하고, 각 시나리오에 대한 전과정평가(Life Cycle Assessment, LCA)를 수행하여 온실가스 배출량과 대기오염물질 배출량의 차이를 분석하였다. 본 연구는 바이오에너지 활용 전략의 실질적 지속가능성을 검토하고, 향후 에너지 안보와 탄소중립을 동시에 달성하기 위한 정책 수립에 기초자료를 제공할 수 있을 것으로 기대된다.

2. 연구 방법

2-1. 방법론

본 연구는 국내 바이오매스와 해외 바이오매스를 석탄과 혼소하여 발전에 활용할 경우 발생하는 환경 영향을 정량적으로 비교·분석하기 위해 LCA기법을 적용하였다. LCA는 제품 또는 시스템의 전체 생애주기 동안 자원 채굴, 생산, 수송, 사용, 폐기 및 재활용에 이르는 전 단계에서의 환경 영향을 정량적으로 분석하는 방법론으로, 국제 표준화기구(ISO)에서 제정한 ISO 14040 및 ISO 14044 기준에 따라 수행된다[20,21]. 본 연구에서는 LCA 분석을 위해 SimaPro 9.6 소프트웨어와 Ecoinvent 3.10 데이터베이스를 사용하였다[20]. 시스템 경계는 전력 생산에 따라 변화하는 환경영향을 비교하기 위해 바이오매스의 채취 또는 수입 단계부터 운송, 전력생산까지의 과정을 아우르는 Cradle-to-Gate (C2G) 방식으로 설정되었다[20]. 선행 연구에 따르면 석탄화력발전소의 주요 배출물은 대기오염물질이다[22]. 이에 따라 본 연구에서는 석탄에서 바이오매스 전환에 따른 환경영향의 변화를 식별하기 위해, 대기오염 물질에 대한 정량적 분석이 가능한 인자를 선정하였다. 분석에는 IPCC 2021 (CO₂) 및 ReCiPe 2016 Midpoint (기타대기오염물질) 방법론을 적용하였다

[23,24]. 이 방법은 간편성, 정확성, 다양한 영향 범주의 모델링 옵션, 그리고 결과의 전 세계적 수용성 덕분에 최근 LCA에서 가장 널리 사용되고 있다[22]. 주요 환경 영향 항목은 Photochemical oxidant formation potential: humans (HOFP), Particulate matter formation potential (PMFP), Terrestrial acidification potential (TAP)로, 이들이 인체 건강 및 생태계에 미치는 영향을 중심으로 분석하였다[24]. HOFP는 연소 과정에서 배출되는 휘발성 유기 화합물(VOC_s)과 질소산화물(NO_x)을 정량화 할 수 있는 인자이다[25]. PMFP는 연료 연소 및 연소 후 반응에서 발생하는 미세입자에 대한 배출량을 산정할 수 있는 인자이며, 두 항목 모두 발전소의 직접적인 대기오염 물질 배출 변화 식별을 위해 선정되었다[26]. 마지막으로 TAP는 주로 황산화물(SO_x) 배출로 인한 간접적인 영향을 평가할 수 있는 인자이다. SO_x의 배출은 토양 산성화를 촉진하고 식생에 피해를 주어, 장기적이고 광범위한 생태계 기능 저하를 유발할 수 있다[27]. 즉 이 세 항목은 모두 연소 기반 발전 과정에서 발생하는 대기오염물질이 생태계에 미치는 직간접적인 영향을 파악할 수 있다는 점에서, 환경영향평가 시 핵심적으로 고려될 필요가 있다. 따라서, 본 연구에서는 이를 주요 분석 대상으로 선정하였다.

ISO 14040 및 ISO 14044에 따르면, 다른 생산 시스템의 환경 영향을 비교·분석하기 위해서는 기능 단위(Functional Unit, FU)를 명확히 설정하는 것이 필수적이다. 기능 단위는 서로 다른 시나리오의 효율성과 환경 부담을 동일한 기준에서 평가할 수 있도록 하는 기본적인 비교 대상이다. 본 연구에서는 국제 규격에 따라 기능 단위를 1 kWh의 전기 생산으로 설정하였다. 이를 통해 연료 혼합비율, 바이오매스의 공급지, 수송 거리, 연소 특성 등 주요 변수 변화에 따른 결과를 동일 선상에서 비교할 수 있으며, 분석의 신뢰성과 일관성을 확보할 수 있다. 이러한 접근은 IPCC 및 선행 연구에서도 발전 부문 LCA 수행 시 널리 채택되고 있다. 특히 발전 부문처럼 다단계 공정과 다양한 배출원이 포함된 복합 시스템에서는, 1 kWh를

기준으로 한 기능 단위가 LCA의 정량적 평가를 수행하는데 널리 활용되고 있다[28].

2-2. 바이오매스 혼소 시나리오

본 연구에서는 국내 및 해외 바이오매스를 활용한 석탄-바이오매스 혼소 발전의 전과정평가를 위해 각 시나리오에 대한 시스템 경계를 설정하였다. 석탄은 채굴 후 해상 및 육상 운송을 통해 발전소로 공급되며 분쇄공정 이후 플랜트에 투입하는 것으로 가정하였다. S1 시나리오에서는 국내의 가용 가능한 미이용 산림 바이오매스와 왕겨를 수집하여 혼합펠릿을 생산하고 이를 모두 육상 운송을 통해 발전소로 공급하는 공정을 포함하였다. 반면, S2 시나리오에서는 벌목을 통해 확보한 원목을 가공하여 목재펠릿을 생산하고 이후 해상 및 육상 운송을 통해 발전소로 공급하는 것으로 가정하였다. 석탄 및 바이오매스의 공급망과 주요 공정을 도식화하여 Fig. 1에 제시하였다. 2가지 시나리오에서 석탄의 추출부터 운송, 이용은 동일하게 이용하였다.

혼소를 위해 공급되는 바이오매스는 S1 시나리오에서는 7개의 목재 생산지와 20개 이상의 왕겨 생산지에서 3개의 펠릿 공장으로 이송되고 혼합펠릿으로 만들어진다. 이후 생산된 펠릿이 석탄화력 발전소에 공급되어 연소하게 된다. 이에 비해 S2 시나리오에서는 목재 자원이 풍부한 베트남의 5개의 펠릿 공장에서 생산되어 1개의 항구로 육상 수송되어 해상 운송을 통해 국내로 들어오는 것으로 경계를 선정하였다.

혼소를 위한 발전 플랜트는 국내에서 가동중인 1GWe급의 미분탄 화력 발전 플랜트를 기준으로 하였으며 운전과 관련된 핵심 인자들은 Table 1에 정리하였다.

화력 발전 플랜트의 평균 가동일 수는 275일로 가정하였고 초임계 증기 터빈의 평균 발전 효율인 41.6%를 전력 생산 효율로 산정하였다[29]. 더불어 바이오매스 공급을 위한 거리 산정을 위해 대용량

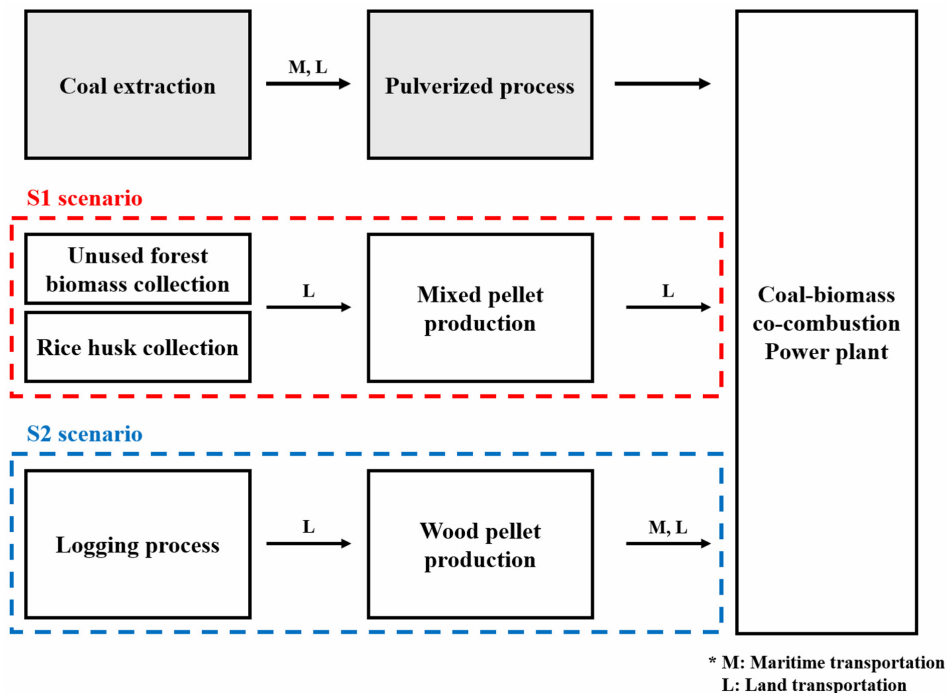


Fig. 1. System boundaries for coal-biomass co-combustion of S1 and S2 scenarios.

Table 1. Design factors for PC power plant in biomass co-combustion

Parameter	Value
Operation rate	0.7527
Operation days	275
Net power efficiency (%)	41.60
Plant Type	Ultra-Supercritical Power Plant
Plant Capacity	1 GWe

발전 플랜트들을 보유하고 있는 신보령화력발전소부터 펠릿 공장들까지의 운송 거리를 이용하여 계산하였다[30]. S1 시나리오는 국내 전 지역에서 발생하는 미이용 산림 바이오매스와 왕겨를 혼합하여 펠릿을 생산하는 것으로 하였다. 이는 미이용 산림 바이오매스는 공급량이 한정적이고 계절적 요인이나 정책 변화에 따라 발생량의 변동성이 크기 때문에, 안정적인 연료 수급과 혼소율 증가에 따른 연료 수요에 대응하기 위해 국내 농업 부산물 중 발생량이 적절 다 음으로 많은 왕겨를 함께 혼합하여 사용하는 것이 유리하기 때문이 다[31]. 이와 다르게 S2 시나리오는 상업용 발전 플랜트의 혼소를 위한 목재펠릿 공급이 가능한 베트남의 아카시아 펠릿 연료를 대상으로 선정하였다.

각 시나리오에서 활용한 석탄 및 바이오매스 연료의 공업분석 (Proximate analysis), 원소분석(Ultimate analysis), 저위발열량(LHV)을 Table 2에 비교하여 정리하였다[32,33]. 선행연구에 따르면, 목재와 왕겨를 다양한 비율로 혼합하여 펠릿을 제조하고, 이들의 물리적·기계적 특성을 평가한 결과, 목재 80%, 왕겨 20% 혼합 조건에서 상대적으로 낮은 회분 함량(3.77%)과 우수한 발열량(18.72 MJ/kg)을 확보할 수 있었다. 또한, 해당 혼합비는 산업용 연료로 요구되는 기계적 내구성과 압축강도 기준을 충족하였다[34]. 이에 따라 본 연구에서는 혼합펠릿의 품질을 확보하면서도 농업 부산물 자원의 활용도를 극대화하기 위해 미이용 산림 바이오매스와 왕겨를 8:2 혼합하여 제조하였다. 해당 혼합비에 따라 각 성분의 발열량, 수분 함량, 휘발분, 회분, 탄소 및 수소 함량 등을 가중평균 방식으로 산출하였으며, S2 시나리오의 아카시아 펠릿도 동일한 기준으로 분석하여 연료 간의 물리·화학적 특성과 연소 특성을 정량적으로 비교할 수 있도록 하였다[35].

국내외 상용 석탄화력발전소에서는 NO_x 배출 증가와 보일러 개조·운영비 부담을 최소화하는데 혼소율 0.20 이하가 일반적인 한계로 보고되어 왔으며, 최근에는 설비 개조를 통해 0.20~0.50의 혼소율을 목표로 하는 연구가 진행되고 있다[36,37]. 이에 따라, 기존 설비 조건과 향후 고훈소율 확대 가능성을 함께 고려하여 본 연구의

혼소율 범위를 0~0.30으로 설정하였다. 혼소율이 증가하면 석탄 사용량이 감소하고, 이를 대체하기 위해 필요한 바이오매스 투입량은 혼소율에 따라 달라진다. 본 연구에서는 1 GWe급 발전 플랜트를 기준으로, 동일한 전력 생산을 유지하기 위해 석탄 감축량에 상응하는 바이오매스 수요를 발열량 기준으로 계산하였다. 따라서 혼소율이 높아질수록 대량의 바이오매스가 요구되며, 이러한 석탄 사용량 감소와 바이오매스 수요량 변화를 Table 3에 정리하였다. 표에서 보면 바이오매스 공급량이 최대 8백3십만톤으로 나타났으며 발열량이 높은 수입 펠릿 연료의 공급량은 7백1십만톤으로 국내용 혼합펠릿 연료보다 1백만톤 이상이 낮음을 확인할 수 있다. 따라서 혼소율이 증가하면 이 격차가 더 커질 것으로 예상할 수 있다.

바이오매스의 이용을 가로막는 가장 큰 이유는 상업용 설비 가동에 필요한 바이오매스를 수집하기 위해 필요한 바이오매스 수집 면적이 비약적으로 증대되고 이로 인해 수송에 많은 에너지가 이용되기 때문이다. 따라서 전과정 분석에서 운송 수단과 조건의 결정은 매우 중요하다. 따라서 현재 상용으로 운전되고 있는 설비를 전과정 평가에 이용하였다. 해상 운송은 중유를 연료로 사용하는 43,000톤의 선박이 이용되어 최대 166회 펠릿 연료로 운반하였다. 더불어 육상 운송에는 32톤급 디젤트럭을 사용하는 것으로 설정하였으며 Table 4에 이를 정리하여 나타내었다. 두 운송수단 모두 원료 1톤을 1 km 이동시킬 때 발생하는 환경영향을 기준으로 하여 전과정평가를 수행하였다[38].

석탄과 바이오매스의 전체 공급망을 바탕으로 산정한 S1 시나리오의 총 운송 거리를 Fig. 2에 나타내었다[39,40].

S1 시나리오의 경우, 해상 운송은 석탄 수입 시에만 적용되기 때문에 연간 수요량을 단일 거리로 환산하였기 때문에 혼소율이 증가함에도 불구하고 거리가 8670 km로 일정하다. 반면, 육상 운송은 혼소율이 증가할수록 요구되는 바이오매스 양이 많아지면서 원료 확보지와 가공시설 등의 공급망이 더욱 복잡해지고, 이에 따라 총 운송 거리가 점차 증가하는 경향을 보인다. 초기 혼소율 0.05~0.10 구간에서는 단일 펠릿 공장에서의 공급만으로 수요를 충족할 수 있어 운송 경로가 비교적 단순하며, 이때 운송거리는 최소 337.2 km이다. 그러나 혼소율이 0.15~0.20 수준으로 증가하면 추가적인 바이오매스 확보가 필요하게 되어 두 개의 펠릿 공장이 동시에 가동

Table 4. Information on transportation

Transportation	Load capacity	Fuel	Unit
Truck	32 tons	Diesel	Ton × km
Container ship	43,000 tons	Heavy oil	

Table 2. Composition ratios of coal components in Australia and of domestic and overseas biomass components

	Proximate analysis (wt%, as received basis)				Ultimate analysis (wt%, as received basis)					Calorific value (LHV, kcal/kg)
	Moisture	Ash	Volatile matter	Fixed carbon	C	H	N	O	S	
Australia Coal	11.04	16.47	32.67	39.82	60.20	3.90	6.30	1.40	0.80	5,710
Domestic mixed pellet	6.16	4.26	72.22	17.36	45.58	5.61	38.31	0.29	0.04	4,055
Overseas Wood pellet	5.48	0.79	63.68	30.05	43.58	5.30	44.46	0.37	0.03	4,706

Table 3. Amount of coal and biomass used in co-combustion power plant

	0.00	0.05	0.10	0.15	0.20	0.25	0.30
Coal (ton/y)	19,666,416	18,683,096	17,699,776	16,716,456	15,733,136	14,749,816	13,766,488
S1 pellet (ton/y)	0	1,384,696	2,769,392	4,154,096	5,538,792	6,923,488	8,308,184
S2 pellet (ton/y)	0	1,193,144	2,386,280	3,579,424	4,772,568	5,965,712	7,158,848

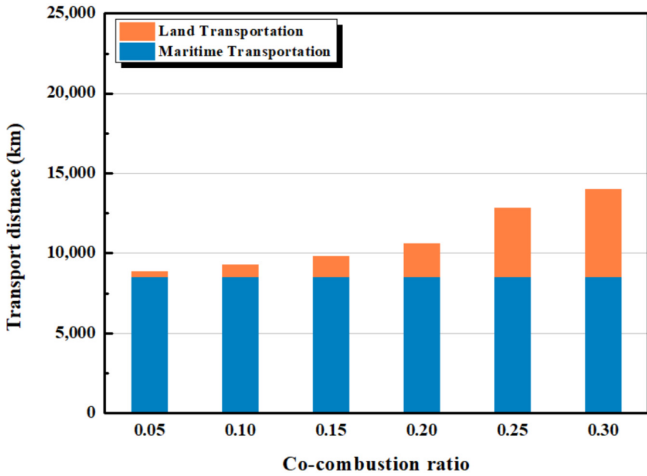


Fig. 2. Total transportation distance in S1 scenario.

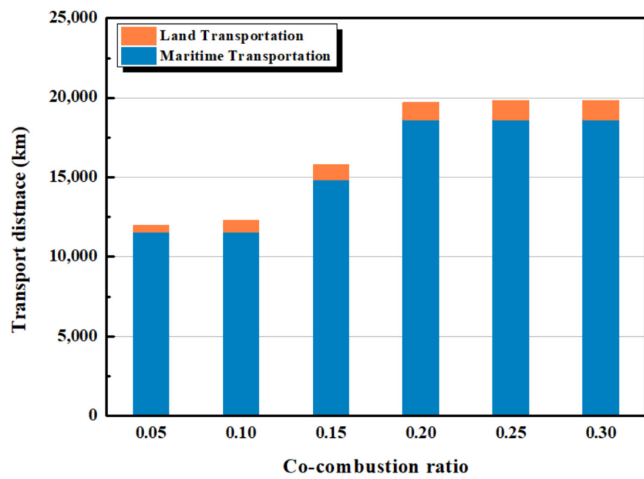


Fig. 3. Total transportation distance in S2 scenarios.

되고 운송 경로의 복잡성도 증가한다. 혼소율이 0.25~0.30에 이르면 총 3개의 펠릿 공장에서 원료를 공급받는 구조로 전환되며, 다양한 산지에서 수집된 바이오매스가 각각의 펠릿 공장을 거쳐 발전소로 이동하게 되어 전체 육상 운송거리의 최대 5444.9 km까지 증가하게 된다.

S2 시나리오에서 석탄 및 바이오매스의 공급망을 종합적으로 고려하여 산정한 총 운송 거리를 Fig. 3에 나타내었다.

혼소율이 증가함에 따라 바이오매스 필요량이 증가하며, 이에 따라 공급망이 확대되면서 운송 경로도 점차 복잡해지는 양상을 보인다. 초기 혼소율 0.05~0.10 수준에서는 단일 또는 소수의 펠릿 공장에서 생산된 바이오매스가 특정 항구를 통해 수출되는 단순한 공급 구조를 가진다. 그러나 혼소율이 0.15 이상으로 증가하면 복수의 별목지에서 원료를 확보하고, 다수의 펠릿 공장에서 생산된 목재펠릿이 2개 이상의 항구를 통해 수출된다. 이로 인해 해상 운송 거리는 혼소율 증가와 함께 크게 증가하여, 초기 6,328 km에서 최대 10,078 km에 이르게 된다.

3. 결과 및 고찰

국내 및 해외 바이오매스를 활용한 두 가지 혼소 발전 시나리오

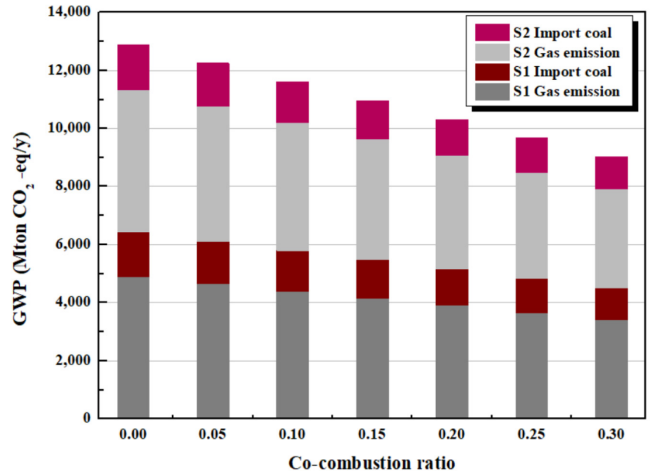


Fig. 4. Contribution to GWP from coal combustion-related gas emissions and imported coal by co-combustion ratio.

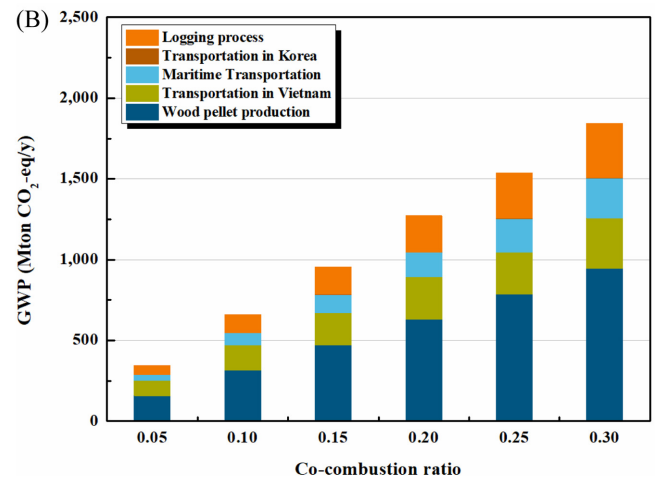
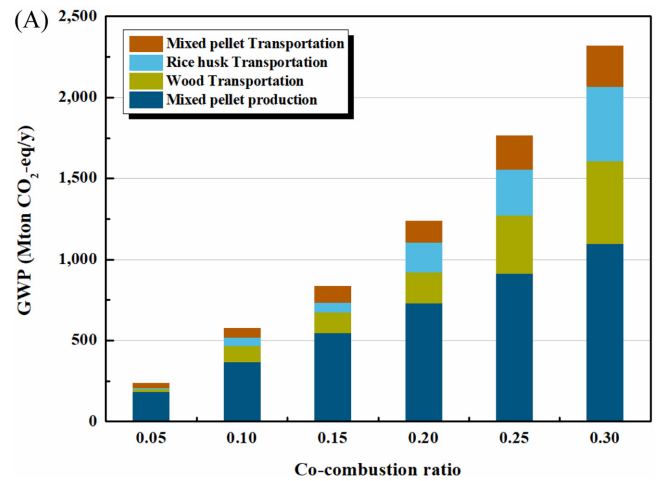


Fig. 5. Percentage of GWP from biomass by co-combustion ratio. (A) S1 scenario, (B) S2 scenario.

(S1, S2)에 대해 혼소율 증가에 따른 GWP 저감 효과를 Fig. 4에 나타내었다. 혼소율이 증가함에 따라 발전에 사용되는 석탄 사용량이 감소하고, 이에 따라 석탄의 수입량도 감소하게 된다. 한편, 바이오매스 연소 과정에서 발생하는 생물기원 CO₂는 탄소중립성 원칙에 따라 GWP 산정에서 제외되므로, 최종적으로 석탄 연소에 의한 배

출만이 반영된다[41]. 이에 따라 혼소 발전은 전체 GWP를 감소시키는 것으로 나타났다.

국내 및 해외 바이오매스를 활용한 혼소 발전 시나리오에서 바이오매스 공급망이 전체 GWP에 미치는 영향을 보다 명확히 파악하기 위해 바이오매스의 생산 및 운송 과정에서 발생하는 배출만을 대상으로 분석하였고, 그 결과를 Fig. 5에 나타내었다.

그림에서 보면, S1 시나리오(A)에서는 혼소율 증가에 따라 혼합 펠릿 생산과 운송으로 인한 총 GWP 배출량이 비선형적으로 증가하는 경향을 보였다. 특히 배출 항목별 기여도는 혼소율에 따라 뚜렷한 변화를 보였다. 혼소율 0.05~0.15 구간에서는 혼합펠릿 생산이 GWP의 대부분을 차지하였으나 0.20 이상의 혼소율 구간부터는 혼합펠릿 생산에 더해 운송 부분의 기여도가 급격히 상승하였다. 주요 배출 항목 중 혼합펠릿 생산은 혼소율 증가에 따라 약 183,000 ton/y의 일정한 증가세를 보였으며 왕겨 운송 등 기타 항목들은 불규칙적인 증가세를 보였다. S2 시나리오(B)에서는 전체 GWP 배출량이 혼소율 증가에 따라 점진적으로 증가하였으며, 항목별 기여도는 상대적으로 안정적인 양상을 보였다. 주요 배출 기여 항목은 목재펠릿 생산과 벌목이었으며, 그 외에 베트남 내 운송, 해상 운송, 한국 내 운송이 뒤를 이었다. 주요 항목의 배출량은 혼소율 증가에 따라 목재펠릿 생산에서 약 300,000 ton/y, 벌목에서 약 55,000 ton/y의 일정한 증가를 보였다. 결과적으로, 혼소율이 증가함에 따라 바이오매스 공급망 확장과 운송 시나리오의 복잡화가 GWP 증가에 영향을 미치며, 바이오매스의 탄소중립성만으로는 전과정에서 발생하는 환경부하를 완화하는 데 한계가 있음을 확인할 수 있었다. 따라서 실질적인 환경 성과를 달성하기 위해서는 혼소율뿐만 아니라 바이오매스의 공급망 구조와 운송 전략을 통합적으로 고려하는 접근이 필요하다[42-44].

석탄 연소 및 운송, 바이오매스의 생산·가공·운송 등 공급망 전 과정에서 발생하는 간접 배출을 모두 포함하여 전체 GWP를 산정하였으며, 그 결과에 대해 혼소율에 따른 변화를 Fig. 6에 나타내었다. Fig. 4~6을 종합적으로 해석한 결과, 특정 혼소율 이상에서는 석탄 저감에 따른 감축 효과보다 바이오매스의 생산 및 운송 과정에서 소비되는 에너지로 인한 배출 증가가 더 커지는 구간이 확인되었다. 국내 바이오매스를 활용한 S1 시나리오의 경우, 혼소율이 0.20 이하에서는 석탄 연소 저감과 석탄 수입 회피에 따른 간접 배

출 감소 효과가 펠릿 생산 및 운송에서 발생하는 추가 배출을 상쇄하여 GWP가 감소하는 경향을 보였다. 그러나 혼소율이 0.25 이상으로 증가하면, 바이오매스 수요 급증에 따라 생산 및 장거리 운송에서의 배출이 증가하며 GWP가 오히려 상승하는 양상이 나타났다. 반면 해외 바이오매스를 활용한 S2 시나리오에서는 혼소율이 증가할수록 GWP가 점진적으로 감소하는 경향을 보였다. 특히 혼소율 0.05~0.10 구간에서는 전소발전 대비 일시적인 GWP 증가가 나타났으나, 혼소율 0.15~0.30 구간에서는 일관된 저감 효과가 확인되었다. 이는 해외 바이오매스 사용량이 증가할수록 석탄 연소 저감 및 수입 회피에 의한 영향이 증가하게 되었기 때문으로, 해외 바이오매스가 석탄 대비 온실가스 저감에 실질적으로 기여할 수 있음을 시사한다.

정량적으로 보면, 국내 바이오매스는 0.15 혼소 시 약 1.31×10^8 kg CO₂-eq/y의 온실가스를 감축하여 휘발유 차량 약 90,053대의 연간 배출량에 해당하는 수준을 달성하였다. 해외 바이오매스는 0.30 혼소 시 약 8.55×10^7 kg CO₂-eq/y를 감축하여, 약 58,700대의 휘발유 차량 연간 배출량에 해당하는 수준을 달성하였다[45].

두 시나리오를 비교하면, 국내 바이오매스는 혼소율 0.15에서 가장 높은 단위 저감효과를 보였지만 고훈소율로 갈수록 공급망에서 발생하는 배출 증가로 인해 환경성이 오히려 악화되는 한계를 가진다. 반면, 해외 바이오매스는 혼소율이 증가할수록 안정적이고 지속적인 저감 효과가 누적되는 특성을 보이며, 고훈소율 전략에 보다 적합한 대안이 될 수 있음을 확인하였다. 이러한 결과는 기존 연구에서 보고된 혼소율과 GWP 간의 관계와도 유사한 경향을 보인다. 폐목재 기반 바이오매스 혼소 발전의 LCA 분석에 따르면, 혼소율 증가가 GWP 저감에 기여하며, CCS를 병행할 경우 약 0.30 이상의 혼소율에서 음의 배출 달성이 가능하다는 결과가 제시된 바 있다. 이는 바이오매스 연료의 특성과 조달 조건이 온실가스 감축 효과에 중요한 영향을 미친다는 점에서 본 연구의 결과와 같은 맥락으로 이해할 수 있다[46]. 결과적으로, 바이오매스 혼소 전략은 GWP 저감에 실질적으로 기여할 수 있으나, 혼소율과 환경성, 공급망의 안정성 간의 비선형적인 관계를 고려한 전략적 접근이 요구된다. 바이오매스의 공급 구조, 조달 거리, 탄소중립성, 지역적 조건 등을 종합적으로 고려하여 최적 혼소율을 설정하고 공급망의 효율화를 함께 추진해야 한다[42-44].

각 시나리오의 혼소율 변화에 따른 대기오염물질 배출을 분석하여 Fig. 7에 나타내었다. S1 시나리오의 경우, 혼소율이 증가할수록 HOFPP와 PMFP 배출량은 꾸준히 증가한 반면, TAP는 혼소율 0.15까지 감소하다가 이후 다시 증가하는 U자형 경향을 보였다. 네트워크 분석 결과, HOFPP와 PMFP는 주로 바이오매스의 수집, 펠릿 생산, 장거리 운송 과정에서 발생하였으며, 혼소율이 높아질수록 미이용 산림 바이오매스와 왕겨 혼합펠릿의 수요 증가로 인해 해당 공정의 기여도가 점차 확대되는 것으로 나타났다.

혼소율 0.30 기준, 석탄의 해상운송 과정에서 발생하는 대기오염물질은 HOFPP가 약 62%, PMFP가 약 52%, TAP가 약 67%를 차지하였다. 혼소율이 비교적 낮은 구간에서는 석탄 해상운송이 대기오염물질 배출의 주요 원인으로 작용하였으나, 혼소율이 증가하면서 혼합펠릿 생산 확대에 따라 바이오매스 공급망의 기여도가 커졌다. 특히 TAP의 경우, 초기에는 석탄 대체 효과로 인한 배출 저감이 관찰되었으나, 혼소율 0.20을 초과한 시점부터는 혼합펠릿 생산 공정이 전체 배출량의 약 23%를 차지하면서 TAP 배출량이 증가세로

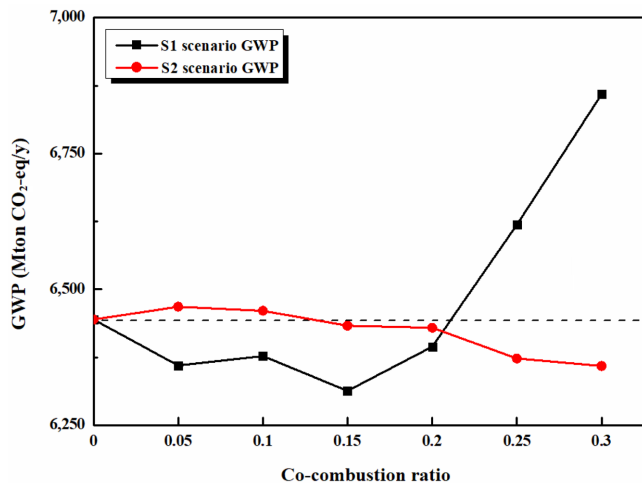


Fig. 6. GWP variation by co-combustion ratio.

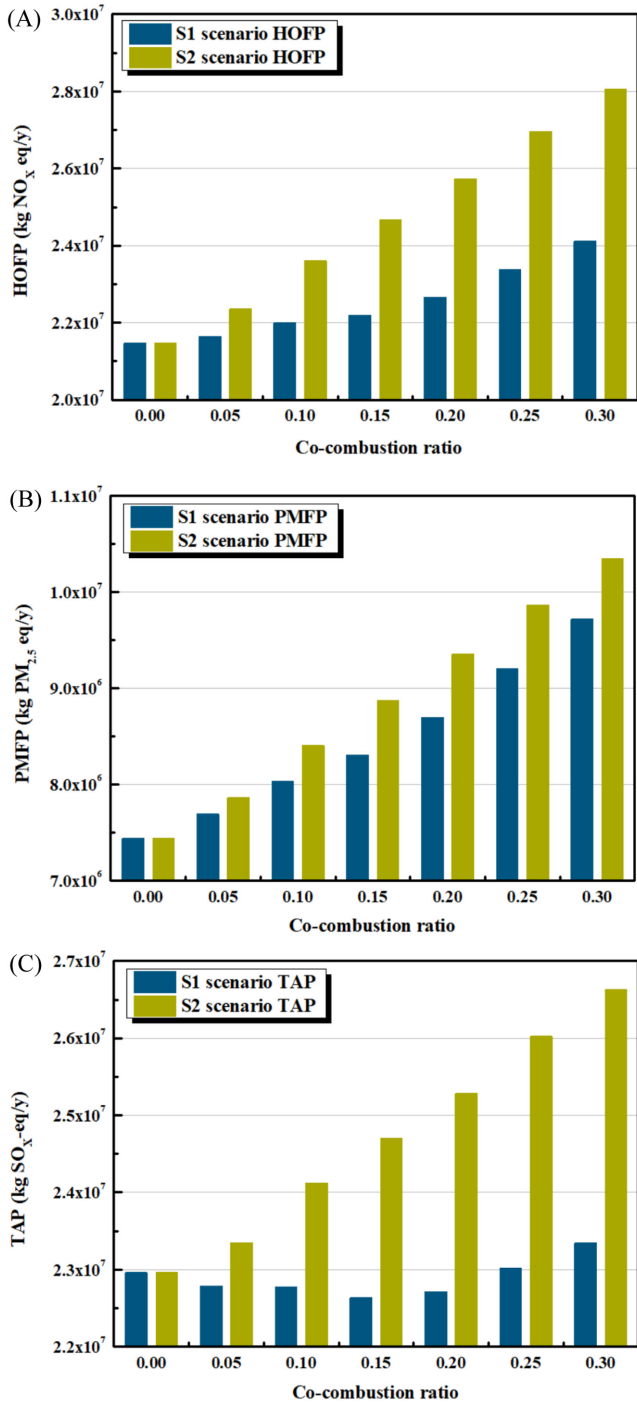


Fig. 7. Comparison of air pollutants emissions by co-combustion ratio. HOFP, (B) PMFP, (C) TAP.

전환되었다[44,47]. 이러한 경향은 국내 바이오매스 자원이 지역적으로 분산되어 있어 수집·가공·운송 등 공급망 전 과정에서 에너지 소비와 배출이 누적되는 구조적 한계를 반영하는 것으로 해석된다. 따라서 단순한 혼소율 확대보다는 자원 발생지의 집중화, 지역 기반 전처리 인프라 구축, 운송 거리 최소화 및 자원 집적화를 위한 체계적인 공급망 설계가 뒷받침되어야 한다. 이를 통해 혼소 발전의 환경적 실효성을 높이고 지속가능한 에너지 전환 전략의 실질적 대안으로 발전시킬 수 있을 것이다[42,43].

S2 시나리오의 경우, 혼소율이 증가함에 따라 대기오염물질의 배

출량이 전반적으로 증가하는 경향을 나타내었다. 네트워크 분석 결과, 혼소율 0.30 기준으로 석탄 및 바이오매스 해상운송 과정에서 발생하는 HOFP는 전체 배출량의 약 70%, PMFP는 약 63%, TAP는 약 76%를 차지하였다. 석탄 해상운송을 제외한 대부분의 대기오염물질은 목재펠릿 생산 공정에서 발생하였다. 또한 석탄 해상운송에 따른 배출량은 혼소율의 증가에 따라 감소하지만, 이에 반해 바이오매스 해상운송에 따른 배출량은 증가하여 전체 대기오염물질의 저감 효과를 상쇄하는 결과를 가져왔다. 결국 혼소율이 증가할수록 목재펠릿 생산 및 해상운송 단계에서의 배출이 증가하여 대기오염물질의 총량도 함께 증가하는 경향을 보였다[48-50]. 따라서 해외 바이오매스를 활용한 혼소 발전에서는 해상운송 단계가 주요 배출원으로 작용하므로 공급망 최적화를 위해 해상운송 거리 단축, 저배출 선박연료 도입, 그린포트 구축 등 해상운송 단계의 환경성 개선이 반드시 병행되어야 한다[13,51].

각 시나리오에 대하여 평가한 네 가지 환경 영향 항목들에 대해 석탄 전소발전 대비 혼소 발전의 상대적 영향을 백분율로 비교한 결과를 Fig. 8에 제시하였다. 분석 결과, 두 시나리오 모두 GWP는 저감된 반면, 대기오염물질 배출은 오히려 큰 폭으로 증가하는 Trade-off 현상이 나타났다. 이는 바이오매스가 탄소중립적인 특성을 지니고 있으며, 연소 시 질소와 황 함량 비율이 석탄보다 낮아 대기오염물질 배출 측면에서 잠재적인 이점이 있음에도 불구하고 바이오매스의 수집·가공·운송 과정에서 발생하는 에너지 소비가 환경영

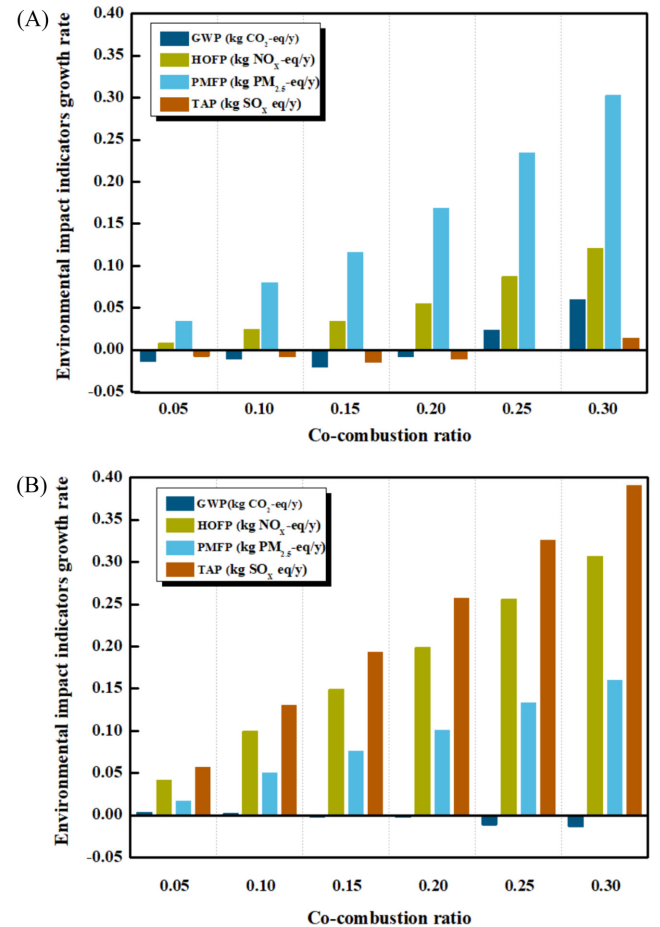


Fig. 8. Reduction effects compared to full-scale development. S1 scenario, (B) S2 scenario.

향에 더 큰 영향을 미치기 때문이다. 따라서 혼소 비율 확대에 따라 증가할 수 있는 대기오염물질 배출을 완화하기 위해서는 후처리 기술 도입, 연료 전처리, 혼합 비율 최적화가 요구된다. 아울러 바이오매스 공급망 전반에서의 에너지 소비와 배출 특성을 종합적으로 고려함으로써, 온실가스과 대기오염물질을 동시에 저감할 수 있는 최적 운영 조건을 도출할 필요가 있다.

기존 연구에 따르면 바이오매스 혼소는 일반적으로 NO_x , SO_x 배출은 감소시키고, $\text{PM}_{2.5}$ 배출은 오히려 증가시키는 경향이 다수 보고되어 왔다. 이는 바이오매스가 석탄에 비해 탄소, 질소, 황 함량이 낮아 혼소시 NO_x , SO_x 배출을 저감시키는 효과를 보이는 반면, 연소 특성 변화와 미세입자 형성 메커니즘으로 인해 $\text{PM}_{2.5}$ 는 혼소율 증가에 따라 오히려 증가하는 것이다[13,52-54]. 유동층 보일러에서 목재 바이오매스와 석탄을 혼소한 연구에서는 혼소율이 증가할수록 NO_x 와 SO_x 배출이 감소하는 경향이 확인되었다. 특히, 혼소율 0.20일 경우 NO_x 는 약 19%, SO_x 는 약 13% 감소하였고, 혼소율이 증가함에 따라 NO_x 는 최대 약 58%, SO_x 는 약 44%까지 저감되는 것으로 나타났다[52]. 북미 지역 혼소 사례 분석에서도 바이오매스의 낮은 질소·황 함량이 NO_x 와 SO_x 저감에 기여한다고 분석하였다[13]. 또한, 미분탄과 옥수수 속대를 혼소한 연구에서는 혼소율 증가에 따라 NO_x 가 약 14%, SO_x 가 약 16.5% 감소하였으며, 이는 바이오매스의 연료 특성에 따른 것으로 석탄에 비해 대기오염물질 배출이 상대적으로 적을 수 있음을 강조하였다[53].

한편, $\text{PM}_{2.5}$ 배출에 대해 조류 바이오매스와 석탄을 혼소한 연구에서는 $\text{PM}_{2.5}$ 배출량이 석탄 전소발전보다 오히려 증가하였으며, 이는 혼소율 증가와 연소 온도 상승이 $\text{PM}_{2.5}$ 형성에 직접적인 영향을 미치는 것으로 확인되었다[54]. 그러나, 기존의 이러한 경향성과는 상반된 결과도 보고되었다. 최근 중국 내 혼소 발전소를 대상으로 한 연구에서 혼소율 증가에 따라 NO_x 는 42.79%, SO_x 는 27.9%, $\text{PM}_{2.5}$ 는 38.04% 증가하는 결과를 제시하였다. 이는 혼소가 반드시 대기오염물질을 저감하는 결과로 이어지지 않으며 오히려 악화시킬 가능성도 있음을 보여주었다[55]. 본 연구에서도 선행 연구와 유사하게 혼소율이 증가할수록 NO_x , SO_x , $\text{PM}_{2.5}$ 배출이 모두 증가하는 경향이 나타났다. 이는 기존에 기대되던 바이오매스 혼소의 대기오염물질 저감 효과와는 상반되며, 바이오매스의 연료 특성, 혼소 조건, 연소기의 운전 환경, 공급망 과정에서의 품질 저하 등이 복합적으로 영향을 미친 결과로 해석된다.

4. 결 론

본 연구는 국내 및 해외 바이오매스를 활용한 석탄 혼소 발전 시나리오에 대한 전과정평가를 수행하여 혼소율에 따른 온실가스 및 대기오염물질 배출 특성을 정량적으로 분석하였다. GWP는 국내 공급망의 경우 혼소율 0.20 이하에서 1,302 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ 에서 1,292 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ 로 감소하였으나, 0.20를 초과하면 오히려 증가하여 30% 혼소 시 1,380 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ 로 약 6% 상승하였다. 해외 공급망에서는 혼소율 0.20까지는 온실가스 저감 효과가 미미하였으나, 0.30에서는 1,285 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ 로 약 1.3% 저감되어 혼소율 0.20을 초과하는 경우에만 유의미한 저감 효과가 나타났다. 대기오염물질은 두 시나리오 모두 석탄 해상운송과 펠릿 생산이 주요 배출원으로, 혼소율 증가에 따라 공급망에서 발생하는 NO_x , SO_x , $\text{PM}_{2.5}$ 배출이 각각 국내 기준 약 15%, 14%, 12%, 해외 기준 약

10%, 8%, 9% 증가하는 것으로 나타났다. 이러한 결과는 바이오매스 혼소가 단순히 혼소율 증가만으로는 환경성 개선으로 이어지지 않으며, 연료 특성, 혼소 조건, 연소기 운전 환경, 공급망의 복합적인 관리가 필요함을 시사한다. 결론적으로, 바이오매스 혼소 발전의 환경적 효과를 극대화하기 위해서는 지역 기반 자원 집중화를 통해 원료 수집 거리를 최소화하고 집적지를 조성하여 공급 효율성을 높이는 것이 필요하다. 또한 발전소 인근에 펠릿 전처리 인프라를 구축하여 장거리 운송에 따른 에너지 소비와 배출을 줄이고, 해외 공급망에는 저탄소 선박연료 사용을 포함한 해상운송 단계의 환경성 개선을 적용해야 한다. 아울러 적정 혼소율 설정 가이드라인과 LCA 기반 환경성 검증 의무화를 도입하여 혼소 발전의 성과를 지속적으로 평가하고 관리할 필요가 있다.

Reference

- Ogunsola, N. O., Oh, S. S., Jeon, P. R., Ling, J. L. J., Park, H. J., Park, H. S., Lee, H. E., Sohn, J. M. and Lee, S. H., "Progresses and Challenges of Machine Learning Approaches in Thermochemical Processes for Bioenergy: A Review," *Korean J. Chem. Eng.*, **41**, 1923(2024).
- Moon, J.-Y., Hong, J.-H., Jang, W.-I. and Kim, S.-H., "Korea's Response to Strengthen Energy Security and Achieve Carbon Neutrality," Korea Institute for International Economic Policy, Sejong, South Korea(2023).
- Park, J.-h., Lee, J., Binns, M. and Kim, J.-K., "Process Design and Economic Assessment of Biomass-based Hydrogen Production Processes," *Korean J. Chem. Eng.*, **41**, 2239(2024).
- <https://www.eia.gov/opendata/browser/international>.
- Institute, K. E. E., "Monthly Energy Statistics, August 2024," Korea Energy Economics Institute, Ulsan, South Korea(2024).
- Lee, S.-Y., "The Domestic Impact of Prolonged Global Energy Supply Crisis and Response Strategies," Korea Energy Economics Institute, Ulsan, South Korea(2022).
- Park, H. S., An, J. W., Lee, H. E., Park, H. J., Oh, S. S., Ling, J. L. J. and Lee, S. H., "Scenario Analysis, Technology Assessment, and Policy Review for Achieving Carbon Neutrality in the Energy Sector," *Korean Chem. Eng. Res.*, **61**, 496(2023).
- Park, H. S., Park, H. J., Lee, H. E., Oh, S. S., Ling, J. L. J., Solanki, B. S., Ahn, H. and Lee, S. H., "Process Simulation of a Dual Fluidized Bed Ca-looping Biomass Gasifier With CuO/cao for Enhanced Hydrogen Production," *Korean J. Chem. Eng.*, **1**(2025).
- Kim, T.-H., "Study on Financing and Management Measures for Decarbonisation of the Power Industry to Promote Carbon Neutrality," Korea Energy Economics Institute, Ulsan, South Korea(2022).
- Kook, J. W. and Lee, S. H., "Analysis of Biomass Energy Potential Around Major Cities in South Korea," *Appl. Chem. Eng.*, **26**, 178(2015).
- Gwak, Y. R., Kim, Y. B., Gwak, I. S. and Lee, S. H., "Economic Evaluation of Synthetic Ethanol Production by Using Domestic Biowastes and Coal Mixture," *Fuel*, **213**, 115(2018).
- Lee, S. H., Lee, T. H., Jeong, S. M. and Lee, J. M., "Economic Analysis of a 600 mwe Ultra Supercritical Circulating Fluidized Bed Power Plant Based on Coal Tax and Biomass Co-combustion Plans," *Renew. Energy*, **138**, 121(2019).
- Agbor, E., Zhang, X. and Kumar, A., "A Review of Biomass Co-firing in North America," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **40**,

- 930(2014).
14. Bioenergy, I., "Co-utilisation of Biomass with Fossil Fuels – summary and Conclusions," IEA Bioenergy, Paris, France(2006).
 15. Oh, S. S., Ling, J. L. J., Park, H. J., Park, H. S., Lee, H. E. and Lee, S. H., "Technical Feasibility of a 1000 mwe Pulverized Coal Power Plant Under Ammonia Co-combustion Conditions," *Case Stud. Therm. Eng.*, **55**, 104118(2024).
 16. Grag, A., Kazunari, K., and Pulles, T., "Volume 2: Energy. Chapter 1: Introduction," *2006 Ipcc Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama, Japan, pp. 1.1–1.19 (2006).
 17. Ministry of Trade, I. a. E., "Guidelines for the Administration and Operation of the Renewable Energy Feed-in Tariff and Fuel Blend Tariff," (2025).
 18. Yoon, M. H., "Fuelwood use in Republic of Korea's Forests: Issues and Improvement Measures for Forest Biomass Energy Policy," Office of Rep. Yoon, Mee-Hyang, Republic of Korea (2023).
 19. Lee, S.-r., Han, N. and Han, G.-S., "Strategies for Institutionalizing Sustainability Certification of Forest Biomass Energy: Focusing on the Iea Perspective and the Policies of the Eu, the Uk, and Japan," *New & Renewable Energy*, **21**, 15(2025).
 20. Lee, J. H. and Ryu, J. H., "Life Cycle Assessment (lca) of the Wind Turbine: A Case Study of Korea Yeongdeok Wind Farm," *Korean Chem. Eng. Res.*, **61**, 142(2023).
 21. Lee, H. E., Ling, J. L. J., Pae, K. P., Solanki, B. S., Park, H. S., Ahn, H. J., Seo, H. W. and Lee, S. H., "Comparative Life Cycle Assessment of Carbon-free Ammonia as Fuel for Power Generation Based on the Perspective of Supply Chains," *Energy*, **312**, 133557(2024).
 22. Rasheed, R., Javed, H., Rizwan, A., Sharif, F., Yasar, A., Tabinda, A. B., Ahmad, S. R., Wang, Y. and Su, Y., "Life Cycle Assessment of a Cleaner Supercritical Coal-fired Power Plant," *J. Clean. Prod.*, **279**, 123869(2021).
 23. Masson-Delmotte V, Z. P., Pirani A, Connors SL, Péan C, Berger S, et al., ed. Climate change 2021: The physical science basis. Contribution of working group i to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change, Cambridge University Press, Cambridge, UK(2021).
 24. Huijbregts, M. A., Steinmann, Z. J., Elshout, P. M., Stam, G., Verones, F., Vieira, M., Zijp, M., Hollander, A. and Van Zelm, R., "Recipe 2016: A Harmonised Life Cycle Impact Assessment Method at Midpoint and Endpoint Level," *Int. J. Life Cycle Assess.*, **22**, 138(2017).
 25. Jungbluth, N., "Description of Life Cycle Impact Assessment Methods," *ESU-Services, Schaffhausen, Switzerland*, ESU-services Ltd., Schaffhausen, Switzerland(2025).
 26. Pun, V. C., Kazemiparkouhi, F., Manjourides, J. and Suh, H. H., "Long-term pm2. 5 exposure and Respiratory, Cancer, and Cardiovascular Mortality in Older us Adults," *Am. J. Epidemiol.*, **186**, 961(2017).
 27. Wei, Y., Jing, X., Su, F., Li, Z., Wang, F. and Guo, H., "Does ph Matter for Ecosystem Multifunctionality? An Empirical Test in a Semi-arid Grassland on the Loess Plateau," *Funct. Ecol.*, **36**, 1739(2022).
 28. Kim, J., Lee, J.-S., Lim, Y.-J. and Oh, S.-J., "Analysis of the Current State of Bioenergy Life Cycle Assessment Methodologies," Green Technology Center Korea, Seoul, South Korea(2022).
 29. (KPX), K. P. E., "2023 Power Generation Facilities Status," Korea Power Exchange, Naju, Jeollanam-do(2024).
 30. <https://www.data.go.kr/data/15084753/openapi.do>
 31. An, N.-H., Lee, S.-m., Cho, J.-R. and Lee, C.-R., "Estimation of Agricultural by-products and Investigation on Nutrient Contents for Alternatives of Imported Oil-cakes," *J. Korea Org. Resour. Recycling Assoc.*, **27**, 71(2019).
 32. Yoon, S.-H., Beak, G.-U., Moon, J.-H., Jo, S.-H., Park, S.-J., Kim, J.-Y., Seo, M.-W., Yoon, S.-J., Yoon, S.-M. and Lee, J.-G., "Air-staging Effect for no x Reduction in Circulating Fluidized Bed Combustion of Domestic Unused Biomass," *Korean Chem. Eng. Res.*, **59**, 127(2021).
 33. Yoon, S. J., Son, Y.-I., Kim, Y.-K. and Lee, J.-G., "Gasification and Power Generation Characteristics of Rice Husk and Rice Husk Pellet Using a Downdraft Fixed-bed Gasifier," *Renewable Energy*, **42**, 163(2012).
 34. Bajo Jr, P. O. and Acda, M. N., "Fuel Pellets From a Mixture of Rice Husk and Wood Particles," *BioResources*, **12**, 6618(2017).
 35. Kim, S.-H., Jeong, H.-M. and Han, G.-S., "Fuel Characteristics of Wood Pellets Fabricated with Tropical Acacia Wood," *Journal of Korea TAPPI*, **52**, 103(2020).
 36. Margawadi, K. A., Widayat, W. and Suedy, S. W. A., "Co-firing Simulations with Blending of Low Range Coal and Medium Range Coal on the Performance of 615 mw Capacity Steam Power Plant and Indonesia Carbon Trading Review," *E3S Web of Conferences*, EDP Sciences, p. 01005(2025).
 37. Wang, X., Rahman, Z. U., Lv, Z., Zhu, Y., Ruan, R., Deng, S., Zhang, L. and Tan, H., "Experimental Study and Design of Biomass Co-firing in a Full-scale Coal-fired Furnace with Storage Pulverizing System," *Agronomy*, **11**, 810(2021).
 38. Althaus, H., Chudacoff, M., Hischier, R., Jungbluth, N., Osses, M., Primas, A. and Hellweg, S., "Life Cycle Inventories of Chemicals," Ecoinvent report(2007).
 39. https://www.forest.go.kr/kfswweb/kfi/kfs/cms/cmsView.do?cmsId=FC_003565
 40. <https://www.re.or.kr/info/listRecyclableResourcesPageNew.do>
 41. Pulles, T., Gillenwater, M. and Radunsky, K., "CO₂ Emissions From Biomass Combustion Accounting of CO₂ Emissions From Biomass Under the Unfccc," *Carbon Manag.*, **13**, 181(2022).
 42. Beagle, E. and Belmont, E., "Comparative Life Cycle Assessment of Biomass Utilization for Electricity Generation in the European Union and the United States," *Energy Policy*, **128**, 267(2019).
 43. Nguyen, L., Cafferty, K. G., Searcy, E. M. and Spatari, S., "Uncertainties in Life Cycle Greenhouse Gas Emissions From Advanced Biomass Feedstock Logistics Supply Chains in Kansas," *Energies*, **7**, 7125(2014).
 44. Topić Božič, J., Fric, U., Čikić, A. and Muhič, S., "Life Cycle Assessment of Using Firewood and Wood Pellets in Slovenia as Two Primary Wood-based Heating Systems and Their Environmental Impact," *Sustainability*, **16**, 1687(2024).
 45. Goh, D.-H., "A Comparative Analysis of Greenhouse Gas Emissions From Internal Combustion Engine Versus Electric Vehicles: Focusing on the Use Phase in Life Cycle Assessment," Chung-Ang University, Seoul, South Korea(2025).
 46. Weihs, G. F., Jones, J., Ho, M., Malik, R., Abbas, A., Meka, W., Fennell, P. and Wiley, D., "Life Cycle Assessment of Co-firing Coal and Wood Waste for Bio-energy with Carbon Capture and

- Storage–new South Wales Study?’ *Energy Conv. Manag.*, **273**, 116406(2022).
47. Kommalapati, R. R., Hossan, I., Botlaguduru, V. S. V., Du, H. and Huque, Z., “Life Cycle Environmental Impact of Biomass Co-firing with Coal at a Power Plant in the Greater Houston Area,” *Sustainability*, **10**, 2193(2018).
48. Magelli, F., Boucher, K., Bi, H. T., Melin, S. and Bonoli, A., “An Environmental Impact Assessment of Exported Wood Pellets From Canada to Europe,” *Biomass Bioenerg.*, **33**, 434(2009).
49. Ruiz, D., San Miguel, G., Corona, B. and López, F., “Lca of a Multifunctional Bioenergy Chain Based on Pellet Production,” *Fuel*, **215**, 601(2018).
50. Sadaghiani, S., Mafakheri, F. and Chen, Z., “Life Cycle Assessment of Bioenergy Production Using Wood Pellets: A Case Study of Remote Communities in Canada,” *Energies*, **16**, 5697(2023).
51. Lee, M.-w. and Lee, H.-s., “Estimation of Ship Emissions and Environmental Costs: Focusing on Port of Busan,” *Journal of Korea Port Economic Association*, **32**, 15(2016).
52. Badour, C., Gilbert, A., Xu, C., Li, H., Shao, Y., Tourigny, G. and Preto, F., “Combustion and Air Emissions From Co-firing a Wood Biomass, a Canadian Peat and a Canadian Lignite Coal in a Bubbling Fluidised Bed Combustor,” *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, **90**, 1170(2012).
53. Oviedo, M. D., Mendoza, J. M., German, S. S. and Rhenals-Julio, J. D., “Effect of Biomass Addition on Sox, Nox, and CO₂ Emissions During Cofiring of Pulverized Coal,” *Journal of Southwest Jiaotong University*, **59**, 88(2024).
54. Fei, L., Zhao, B., Liu, J. and Su, Y., “Emission Characteristics and Formation Mechanisms of pm_{2.5} From Co-firing of Algal Biomass and Coal,” *J. Energy Inst.*, **98**, 354(2021).
55. Wang, B., Xu, S., Wang, Z., Shan, Y., Zhang, B., Li, H., Deng, N. and Shi, H., “Retrofitting Coal Power Units with Biomass and Coal Cofiring Intensifies Air Pollution and Health Risks,” *Environ. Sci. Technol.*, **58**, 21523(2024).

Authors

Ye Chan Park: Master Course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, 567 Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeonbuk State, 54896, Korea; wkddpcks1@jbnu.ac.kr

Jae Won An: Master Course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, 567 Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeonbuk State, 54896, Korea; ajw1007@jbnu.ac.kr

Ha Eun Lee: Ph.D. Course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, 567 Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeonbuk State, 54896, Korea; gkdms9095@naver.com

Ye Eun Kim: Master Course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, 567 Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeonbuk State, 54896, Korea; aeeun@jbnu.ac.kr

Hye Jin Park: Master Course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, 567 Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeonbuk State, 54896, Korea; hzzin@jbnu.ac.kr

See Hoon Lee: Professor, Department of Mineral Resources and Energy Engineering, Jeonbuk National University, 567 Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeonbuk State, 54896, Korea; donald@jbnu.ac.kr