

자체
연구 보고서
23-03

국내 무탄소 신전원 도입에 따른 단계별 전력시장 운용방안 연구 : 수소·암모니아 혼전소를 중심으로

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

●
김재엽
조성진



국내 무탄소 신전원 도입에 따른 단계별 전력시장 운용방안 연구 : 수소·암모니아 혼·전소를 중심으로

An Analysis of Korean Electricity Market Policy with the
Introduction of Carbon-Free Energy Sources: A Focus on
Hydrogen and Ammonia Co-Firing

김재엽·조성진



저 자 김재엽, 조성진

연구진

연구책임자 김재엽 (에너지경제연구원 부연구위원)
조성진 (에너지경제연구원 선임연구위원)

외부연구진

연구참여자 윤필용 (장인의 공간 대표이사)

기타기여자

자문위원 임승환 (동서발전 당진화력본부 본부장)
윤태연 (선문대학교 글로벌경제학과 교수)

목 차	요약	vii
<hr/>		
제1장 서론		1
<hr/>		
제2장 무탄소 발전 관련 국내외 정책 동향		7
<hr/>		
1. 해외 주요국 수소 및 암모니아 발전 정책 동향		9
1.1. EU		9
1.2. 미국		12
1.3. 일본		17
2. 국내 수소 및 암모니아 발전 활용 계획		20
2.1. 제10차 전력수급기본계획		20
2.2. 청정수소발전 입찰시장		24
3. 소결		28
<hr/>		
제3장 혼소발전 전력거래 방식에 따른 전력시장 충격		31
<hr/>		
1. 전력시장 모의를 위한 주요 전제		32
1.1. M-Core를 이용한 전력시장 모의 방법론		32
1.2. 주요 변수 설명 및 전제		33
2. 혼소발전의 전력시장에 대한 영향 분석 결과		36
2.1. 무탄소 혼소발전 별도 정산 방식		37
2.2. 기존 경제급전 거래 방식		38
3. 소결 및 시사점		39
3.1. 비혼소 발전 대비 혼소발전의 발전비용 변화		40
3.2. 혼소발전의 성공적 운용을 위한 정책조합 도입 필요성		42

제4장 에너지정책 조합에 따른 연료비 단가 변화	47
1. 탄소가격과 청정연료 보조금	48
2. 정책조합 시나리오 분석 전제	50
3. 시나리오 분석 결과	55
3.1. 탄소가격만 반영	55
3.2. 탄소가격과 보조금 동시 반영	58
4. 소결 및 시사점	65
제5장 결론	71
1. 주요 결과 요약	71
2. 정책 시사점	76
3. 한계점 및 후속연구 제언	79
참고문헌	81

표 목차		
	<표 1-1> 제10차 수급계획 수소·암모니아 발전량 전망	1
	<표 2-1> 제10차 수급계획의 전원별 발전량 및 비중 전망	21
	<표 2-2> 수소발전 입찰시장 연도별 구매량	24
	<표 2-3> 수소발전 입찰시장 개설물량	24
	<표 3-1> 수소 및 암모니아의 연료비 단가 도출을 위한 기초 정보	34
	<표 3-2> 수소 및 암모니아의 실질 전력생산 기여도 추정 결과	34
	<표 3-3> 2030년 주요 연료원별 열량단가 전제	35
	<표 3-4> 혼소발전 운용 방식에 따른 2030년 발전믹스 변화 - SMP 산정용	36
	<표 3-5> 2019~2021년 1,000MW급 석탄 발전기 운영 평균 실적	41
	<표 3-6> 혼소에 따른 추가 발전비용 산출 및 관련 정보 요약	41
	<표 3-7> 2019~2021년 1,000MW급 석탄 발전기 대기오염물질 배출 실적	42
	<표 3-8> 제10차 수급계획 대기오염물질 원단위 비용 전제	42
	<표 3-9> 2030년 암모니아 혼소에 따른 연간 대기오염물질 감축 편익	43
	<표 3-10> 2030년 암모니아 혼소에 따른 연간 좌초자산 회피 편익	44
	<표 3-11> 2030년 탄소가격 부과 수준에 따른 암모니아 혼소의 탄소배출 저감 편익	44
	<표 4-1> 정책조합 경우의 수 - 탄소가격, 청정전력 생산 보조금	51
	<표 4-2> 2030년 혼소연료별 연료비 단가 추정 결과 - 기준안 (탄소가격, 보조금 미적용)	52
	<표 4-3> 제10차 수급계획 기반 원단위 탄소배출가격 (석탄 및 LNG 전소 기준)	54
	<표 4-4> 2030년 연료비 단가 추정 결과 - 탄소가격 100천원/tCO ₂ e	56
	<표 4-5> 2030년 연료비 단가 추정 결과 - 탄소가격 150천원/tCO ₂ e	57
	<표 4-6> 2030년 연료비 단가 추정 결과 - 탄소가격 250천원/tCO ₂ e	58
	<표 4-7> 2030년 연료비 단가 추정 결과 - 청정전력 생산 보조금 단독 반영	60

<표 4-8> 탄소가격(250천원/tCO ₂ e) + 보조금(0.3~0.9¢/kWh) 결합 시 연료비 단가	61
<표 4-9> 탄소가격(150천원/tCO ₂ e) + 보조금(1.0~1.1¢/kWh) 결합 시 연료비 단가	63
<표 4-10> 탄소가격(200천원/tCO ₂ e) + 보조금(1.0~1.1¢/kWh) 결합 시 연료비 단가	63
<표 4-11> 탄소가격(250천원/tCO ₂ e) + 보조금(1.0~1.1¢/kWh) 결합 시 연료비 단가	63
<표 4-12> 탄소가격(70천원/tCO ₂ e) + 보조금(1.5¢/kWh) 결합 시 연료비 단가	65

그림 목차	[그림 2-1] 발전 부문의 수소 활용에 대한 실현 가능성 평가	10
	[그림 2-2] 화석연료 대비 수소의 가격 경쟁력 확보를 위한 탄소가격 수준 전망	11
	[그림 2-3] 기 운영 중인 석탄 발전기의 배출 기준 분류	14
	[그림 2-4] 신규 LNG 발전기의 배출 기준 및 적용 일정	15
	[그림 2-5] 기 운영 LNG 발전기의 배출 기준 및 적용 일정	16
	[그림 2-6] 일본 중심의 암모니아 혼소발전 연구 공조 현황	18
	[그림 2-7] 석탄-암모니아 혼소 발전의 CO ₂ 저감 효과 비교	19
	[그림 2-8] 설비이용률에 따른 수소암모니아 혼소(10%) 발전의 LCOE 변동	23
	[그림 2-9] 청정수소발전 입찰시장 운영계획 요약 - 기본 운영사항 및 입찰제한	25
	[그림 2-10] 청정수소발전 입찰시장 - 입찰가격 및 입찰물량 기준 요약	26
	[그림 2-11] 청정수소발전 입찰시장 운영계획 요약 - 낙찰자 선정 및 정산	27
	[그림 2-12] 청정수소발전 입찰시장 - 연료비 Index 적용법 및 임밸런스 처리	27

요약

1. 연구의 필요성 및 목적

■ 연구의 필요성

- 2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 달성, 전력수급 안정 등을 동시에 달성하기 위해 제10차 전력수급기본계획(이하 제10차 수급계획)이 수립되었지만 세부 전력정책의 미래 전력시장에 대한 영향은 정성적 평가 수준에 머물러 있음
 - 제10차 수급계획에 기반한 미래 전력시장 전망과 분석을 진행해 제도적 개선 점을 파악하고 관련 정책 어젠다를 주도할 필요가 있음
- 특히 수소 및 암모니아 혼·전소 발전의 시장 도입과 운영 방식에 대한 선제적 연구를 진행하여 무탄소 신전원의 전력시장 운영 및 정산 관련 제도 설계에 기초자료를 제공하고자 함
 - 연료가격 및 전력거래방식 차이에 따른 수소 및 암모니아 혼·전소 효과를 분석해 정부의 전력 및 에너지정책 수립 시 적시성 있는 정책대안을 제시하고자 함

■ 연구의 목적

- 본 연구의 목적은 제10차 수급계획에 본격적으로 명시된 무탄소 신전원(수소 및 암모니아) 발전이 전력시장에 유발하는 영향을 선제적으로 파악하는 것임
 - 수소 및 암모니아 혼·전소의 발전비용은 생산 및 도입비용, 입찰 및 비용정산 방식 등의 전제에 따라 상이해 미래 전력시장의 불확실성으로 작용함

- 특히 장기적으로 수소 및 암모니아 혼소연료의 단가가 어느 정도 수준까지 낮아질 때 LNG 연료단가와 경쟁이 가능할 것인지 등의 분석이 필요함
- 수소 및 암모니아 혼소연료의 연료비 수준과 혼소 발전기의 전력거래방식과 관련된 일련의 시장제도 특성을 고려해 제10차 수급계획의 전제에서의 미래 전력시장을 전망하고 시장 불확실성 최소화를 위한 제도적 개선방향을 제시함

2. 연구내용 및 주요 분석 결과

■ 무탄소 발전 관련 국내외 정책 동향

- EU와 미국은 화석연료는 수소 등 무탄소 연료의 연료비 경쟁력을 강화하기 위해 탄소가격 부과와 보조금 지급을 동시에 고려하고 있음
 - 탄소가격을 지속적으로 인상시켜 나가고, 청정수소 생산 등에 대해 보조금을 지급함으로써 탄소 다배출 화력발전원의 가격 경쟁력을 낮추는 동시에 무탄소 연료의 가격 경쟁력은 높이는 전략을 구사함
- 화력발전 비중이 높은 일본의 경우 암모니아 혼소발전에 대한 R&D에 적극적이며, 암모니아 수급을 맞출 수 있는 공급망 확보에 박차를 가하고 있음
 - 발전 연료로서 암모니아의 활용은 화력발전 비중이 높은 국가들을 중심으로 벤치마킹 대상이 되고 있음
 - 기(既)투자된 석탄화력 발전설비의 대규모 좌초자산화 문제가 이들 국가들이 공통적으로 직면한 문제임
- 석탄-암모니아의 탄소저감 효과에 대해서는 논란의 여지가 있고 발전효율 측면에서도 매력적인 연료로 보기 어렵다는 의견도 있음
 - 그러나 우리나라를 포함해 석탄화력 비중이 높은 국가들 입장에서는 석탄-암모니아 혼소를 통해 석탄화력 발전의 탄소배출을 저감할 수 있어 좌초자산 충격을 완화할 수 있는 중단기적 대안일 수 있음

- 발전 부문의 무탄소 연료 이용과 관련해 EU와 미국 등 선진국들은 장기적 목표로 설정하고 있으나, 현재까지는 무탄소 발전을 위한 별도의 전력거래시장 개선을 고려하고 있지 않음
 - 이는 청정수소발전 입찰시장을 통한 무탄소 발전물량 계약 및 별도 정산 방식으로 수소 및 암모니아 혼소발전의 확대에 시장구조적으로 개입하는 우리나라의 정책방향과 다소 상이한 부분임

■ 혼소발전 전력거래 방식에 따른 전력시장 충격

- 전력시장 모의 결과 청정수소발전 입찰시장을 통해 혼소 발전기들에 대한 정산을 별도로 시행할 경우 제10차 수급계획의 연료원별 연료비 단가 체계에서 2030년 전력시장 정산금은 약 42.7조원 수준일 것으로 추정됨
- 그러나 기존 경제급전 거래 방식에서 무탄소 발전원이 타 발전원들과 가격경쟁을 한다면 정산금은 2030년 기준 약 50.2조원으로 추정됨
 - 즉 수소 및 암모니아 혼소발전이 타 발전원들과 하나의 전력거래시장에서 경쟁한다면 전력시장 전체적으로 약 17.6%의 정산비용 증가를 유발하고, 이는 약 14.1%의 전기요금 인상 압력으로 작용할 것임
- 특히 암모니아 혼소발전의 경우 간접편익을 폭넓게 설정해 좌초자산 편익을 반영하더라도 최소 30천원/tCO₂e에서 40천원/tCO₂e의 탄소가격이 부과되어야 석탄 전소발전 대비 증가하는 비용을 상쇄하는 것으로 추정됨
 - 간접편익 인정분을 최소화하는 보수적 접근방식을 택할 경우 암모니아 혼소발전이 석탄 전소발전보다 저렴해지는 탄소가격 부과 수준은 더 높아질 가능성이 높음
- 탄소가격 부과에 의한 발전비용 증가와 그에 따른 전기요금 충격에 대해 고려하지 않을 수 없으므로, 수소 및 암모니아 혼소연료의 연료비 경쟁력을 높일 수 있는 보조금 정책이 동시에 고려되어야 함
 - 탄소가격과 청정전력 생산에 대한 보조금의 정책조합이 중요하며, 이러한 정책조합이 발전원 간 연료비 단가 체계에 어떤 영향을 주는지 분석이 필요함

■ 에너지정책 조합에 따른 연료비 단가 변화

- 2030년을 기준으로, 석탄-암모니아 혼소발전과 LNG-수소 혼소발전 사이의 급전순위는 보조금 없이 약 100천원/tCO₂e 이상의 탄소가격을 부과하면 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가가 더 저렴해지는 경우가 발생함
 - 그러나 LNG 복합발전 부문에서는 250천원/tCO₂e의 극단적 탄소가격을 부과하더라도 LNG 전소발전의 연료비 단가가 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가보다 여전히 저렴하게 나타남
 - 무탄소 연료 혼소발전의 확대에 있어 가장 큰 걸림돌은 화석연료를 이용한 전소발전(기존 석탄화력 및 LNG 복합 발전)이라는 점을 확인할 수 있음
- 별도의 추가적인 설비개조가 필요한 혼소율 20% 수준에서 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가가 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 저렴해지려면 1.1cents/kWh (약 12.9원/kWh) 수준의 청정전력 생산 보조금과 기존 화석연료 전소 발전에 대해 강화된 탄소가격 정책(약 250천원/tCO₂e 수준)의 결합이 필요함
 - 청정전력 생산 보조금과 탄소가격을 적절히 조합하면 2030년 기준으로 부과 가능한 수준의 탄소가격과의 결합을 통해 수소 혼소발전 연료비 단가가 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 저렴해지는 결과를 도출할 수 있음
- 1.5cents/kWh (약 17.6원/kWh)의 청정전력 생산 보조금을 지급할 경우 약 70천원/tCO₂e의 탄소가격을 책정하면 개별요금제 및 직도입 LNG 복합발전 영역에서 발전 사업자들이 LNG 전소발전 대신 수소 혼소 발전을 택할 경제적 유인이 발생함
- 석탄 및 LNG 발전은 관성제공 자원으로서 계통 강건성 유지에 도움을 줄 수 있고, 국내의 화력발전 비중을 고려할 때 무탄소 연료 혼소발전이 단기간의 대규모 좌초자산을 완화할 수 있다는 측면에서 국내 전력시장 환경에 수소 및 암모니아 혼소가 나름의 유의미한 역할을 할 수 있음
 - 장기적으로 경제급전 시장에서 혼소발전이 타 발전원들과 가격경쟁을 용이하게 만드는 탄소가격 및 보조금 정책조합 개발이 중요하리라 판단됨

3. 결론 및 정책 시사점

■ 결론

- 청정수소발전 입찰시장을 통해 무탄소 발전에 대해 별도 정산을 시행하는 것은 초기 무탄소 발전시장 정착에는 도움이 될 수 있지만 장기적 관점에서 탄소 가격 등 전력 부문 가격정책 효과가 전파되는 경로를 왜곡시킬 수 있음
 - 대내외 에너지정책 환경을 고려할 때 탄소가격 부과와 인상은 고정변수에 해당하는 바, 무탄소 전원만을 위한 별도의 전력거래시장을 운영한다면 전력 시장에 대한 탄소가격 부과 목적을 왜곡하거나 감소시킬 우려가 있음
- EU, 미국 등 해외 선진국의 경우 수소 등 무탄소 연료의 활용 과정에서 화석 연료의 가격경쟁력을 떨어뜨리는 탄소가격의 지속적인 인상 및 부과, 무탄소 연료의 가격경쟁력을 높이는 보조금 지급 등을 고려하고 있으나 무탄소 연료만을 위한 별도의 시장운영은 언급하고 있지 않음
 - 탄소가격의 지속적인 인상 및 부과는 화력발전의 경제성을 지속적으로 떨어뜨릴 것이며, 수소 등 무탄소 연료에 대한 각종 보조금 지원은 혼소발전의 경제성을 개선시킬 것이므로 무탄소 발전을 위한 별도의 전력거래시장은 불요하다 판단한 것으로 추정됨
- 수소 및 암모니아 혼소발전의 확대에 있어 가장 큰 걸림돌은 결국 기존 화석연료 전소발전이므로, 석탄 및 LNG 발전 내에서 혼소발전의 가격(비용) 경쟁력을 높일 수 있는 복합적인 노력이 요구됨
 - 탄소가격과 청정전력 생산 보조금의 정책조합을 통해 수소 및 암모니아 혼소발전-석탄 및 LNG 전소발전 간의 급전순위를 바꾸는 노력이 중요함
 - 비용 측면에서 현실화 가능성이 높은 미국, 사우디 경로를 감안할 때 현행 수준의 혼소 연료비 단가가 유지된다면 1.1cents/kWh의 보조금 및 250천원/tCO₂e의 보조금 조합과 1.5cents/kWh의 보조금 및 70천원/tCO₂e의 탄소가격 조합 사이에서 무탄소 혼소발전과 화석연료 전소발전 간 급전순위 변동이 발생할 것으로 추정됨

■ 정책 시사점

- 하나의 경제급전 전력거래 시스템에서 무탄소 발전원이 타 발전원들과 가격경쟁을 한다면 수소 및 암모니아 공급망을 탄탄히 구축해 안정적이고 저렴한 수소 및 암모니아 도입구조를 확보함과 동시에 계약기간별로 공신력 있는 무탄소 연료 도입단가 전망 시스템을 구축할 필요가 있음
 - 이를 위해 2027년부터 개시될 청정수소발전 입찰을 통해 국내 수소도입가격 실적을 추적하고 미래 수소 및 암모니아 도입단가 전망을 위한 기반을 구축할 필요가 있음
 - 각 기업들의 가격 정보는 대외비지만 계획된 청정수소발전 입찰시장 운영기간 동안 청정수소 관련 가격정보 등은 평균값 형태로 최대한 공개하는 등, 관련 연구에 활용이 가능한 형태로 가공될 수 있다면 공신력 있는 무탄소 연료 도입단가 시스템 구축에 큰 힘이 될 것이라 판단됨
- 탄소가격 부과는 미래 전력시장의 고정변수에 해당하므로 탄소가격을 배제한 정책조합을 고려하는 것은 무의미함
 - 분석 대상 시점에서 현실적으로 부과 가능한 탄소가격을 파악하되, 탄소배출에 대한 패널티를 지속적으로 강화해나가겠다는 정책적 일관성과 의지를 시장에 보여줄 수 있어야 석탄, LNG 등 기존 화력발전의 연료가격 경쟁력이 지속 가능하지 않다는 신호를 사업자들에게 보낼 수 있을 것임
- 무탄소 연료 혼소발전 확대를 위해 적정 탄소가격을 설정할 때 지나치게 보수적인 수준으로 책정하지 않도록 주의해야 함
 - 산업충격 등을 이유로 지나치게 보수적인 탄소가격을 설정할 경우 보조금 지급 수준이 비현실적으로 높아지게 되므로 정책조합의 실효성 확보를 위해서는 무탄소 전원의 활성화 의지를 명확히 할 수 있는 탄소가격 부과가 필요함
- 아울러 발전용 수소 및 암모니아를 거의 전량 수입에 의존해야 하는 국내 환경을 고려할 때 일본처럼 저렴하게 도입할 수 있는 공급망 확보, 저장 및 운송비를 절감할 수 있는 기술개발 등 무탄소 연료의 단가를 낮추기 위한 기존 정책적 노력들이 더욱 탄탄히 유지되어야 함

제1장

서론

지난 2023년 1월에 발표된 제10차 전력수급기본계획(이하 제10차 수급계획)에서는 기존 석탄 및 LNG화력발전 설비를 활용하여 암모니아 및 수소 혼소를 본격적으로 도입·운영하는 계획을 발표했다(〈표 1-1〉 참조). 해당 수급계획에 따르면 암모니아와 수소 등 무탄소 신전원을 발전 부문에 도입하여 기존 화력발전 설비의 급격한 좌초자산화를 완화하고, 동시에 발전 부문의 온실가스(탄소)배출 감축을 도모할 것으로 예상된다. 제10차 수급계획의 암모니아 및 수소 혼소 계획을 좀 더 구체적으로 살펴보면, 천연가스(LNG)와 수소 혼소 부문에서는 2036년까지 최대 50%의 혼소발전을 추진할 계획이며, 석탄-암모니아 혼소 부문 역시 2036년까지 20%의 혼소발전을 추진할 것으로 보인다.¹⁾

〈표 1-1〉 제10차 수급계획 수소·암모니아 발전량 전망

구분	2030년	2036년
수소 발전량 (TWh)	6.1 (1.0)	26.5 (4.0)
암모니아 발전량 (TWh)	6.9 (1.1)	20.9 (3.1)

주: ()는 발전량 비중(%)을 의미

자료: 산업통상자원부(2023), p.43 및 p.53 표를 참고하여 작성

1) 산업통상자원부(2023), p.53 내용 참조

제10차 수급계획의 수소 및 암모니아 혼소발전은 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」²⁾ 제5조 및 동법 시행령³⁾ 제4조에 의거하여 수립된 「제1차 수소경제 이행 기본계획」으로부터 실체화 된 것이다. 「제1차 수소경제 이행 기본계획」은 해외 그린 암모니아 및 수소 생산에 대한 다양한 인센티브 사례를 참조하여 이러한 무탄소 연료의 공급을 지원하고, 청정수소 발전 제도(Clean Hydrogen Energy Portfolio Standards, CHPS)와 청정수소 인증제 도입 등을 통해 발전, 산업, 수송 부문에서 수요를 창출하겠다는 목표를 담고 있다.⁴⁾ 해당 계획은 수요 창출을 위한 정책지원의 일환으로 CHPS와 제세부담금 개편 등의 방안을 제시하고 있으며, CHPS 제도에서의 정산은 연료전지, 석탄-암모니아 혼소, LNG-수소 혼소 및 전소 발전 등 발전 형태와 이들의 전력시장 참여형태 등을 고려해 차별화된 방식으로 시행된다.⁵⁾ 또한 동(同) 계획에서 무탄소 혼소발전의 전력시장 참여는 우선구매제도와 전력시장에서의 가격경쟁을 통한 급전순위 경쟁(economic dispatch) 등을 통해 가능하다고 평가하였다.⁶⁾ 즉 CHPS 제도와 함께 탄소 다(多)배출 발전원의 제세부담금을 상향하고, 청정 수소 및 암모니아의 제세부담금은 하향조정 또는 환급하는 방식으로 환경급전을 강화함으로써 도매전력시장에서 청정 수소 및 암모니아 혼소 발전기의 발전비용 경쟁력을 높이려는 의도가 반영된 셈이다. 이에 전력거래소는 「제1차 수소경제 이행 기본계획」의 내용을 이행하기 위해 2024년부터 “청정수소발전 입찰시장”을 개설하고 정부가 설정한 물량을 계약할 예정이다.

이와 같은 무탄소 전원 활성화를 위한 정책당국의 노력에도 불구하고 최근 정책당국이 추진하려는 청정 수소 및 암모니아 지원제도는 「제1차 수소경제 이행 기본계획」에서 제안된 방안을 모두 고려하지 못한 측면이 존재한다. 현재 추진 중인 정책에 대해 크게 두 가지 방향에서 지적이 가능한데, 일단 청정수소발전 입찰시장에서 낙찰된 발전량을 충족시키기 위한 발전기 이용률이 보장되지 않는다는 점을 지

2) 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」 (약칭: 수소법). [법률 제19810호]. <https://www.law.go.kr/LSW//lslinfoP.do?lsId=013670&ancYnChk=0#0000> (최종 접속일자: 2024. 3. 10)

3) 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률 시행령」 (약칭: 수소법 시행령). [대통령령 제33882호]. <https://www.law.go.kr/LSW//lslinfoP.do?lsId=014015&ancYnChk=0#0000> (최종 접속일자: 2024. 3. 10)

4) 관계부처 합동(2021), p.17 내용 참조

5) *Ibid.*, pp.32~34 내용 참조

6) 현재 청정수소발전 입찰시장 운영 계획에 따르면 수소 등 무탄소 혼소 발전기의 우선급전은 계통운영의 필요에 따라 화력발전에 우선할 수 있는 ‘가능요건’으로 명시되어 있고, 신재생-원전-수소 간의 급전순위에 대한 언급은 전무하다. 따라서 수소 등 혼소 발전기의 우선급전 가능 요건이 신재생과 같은 최우선급전을 의미하는 것은 아니다. 자세한 내용은 *Ibid.*, p.34; 전력거래소(2024) p.7 내용을 참고하기 바란다.

적할 수 있겠다. 발전기 이용률에 변동이 크게 발생해 입찰시장에서 계약된 물량을 해당 혼소 발전기가 조달하지 못할 경우 발전 사업자는 수소 및 암모니아 발전에 투입한 연료비 차액을 보전 받을 수 없으며, 정부의 전환 부문 온실가스 감축 목표도 미달될 가능성이 높아질 것이다. 또 다른 문제점은 탄소배출이 많은 화력발전에 대한 제세부담금 조정이 반영되지 않았다는 점이다. 최근 정부에서 배출권거래제 할당량 방식을 통합 벤치마크 방식(이하 통합 BM 방식)으로 전환하고, 발전부문의 유상 할당 비중도 상향조정하는 방안을 검토하고 있지만,⁷⁾ 배출권 할당 방식이나 유상 할당 조정 등의 변경 사항이 청정 수소 및 암모니아 혼소 발전에 어떤 영향을 미칠 것인지에 대한 구체적 논의는 전무(全無)한 상태다.

물론 수소 및 암모니아 혼소발전 초기 단계에서는 관련 수요를 창출하고 이들 무탄소 발전이 전력시장에 조기 정착할 수 있는 차별적 정책 지원이 필요할 수 있다. 이러한 관점에서 무탄소 발전의 초기 시장형성 단계에서 현재와 같은 비용 기반 경제급전 시스템이 아닌 입찰시장을 통한 장기계약 및 별도 정산 방식을 채택하여 무탄소 발전 확대를 도모할 수도 있다. 그러나 청정수소와 암모니아 생산 및 운송비용이 감소하는 시기가 도래하면 이들 무탄소 발전자원 역시 도매시장에서 다른 발전 자원들과 가격경쟁을 거쳐 저렴한 순서대로 급전되는 방식으로의 전환이 필요하다. 도매전력시장에서 시장원리에 따라 책정된 가격에 반응하여 발전기들에게 급전 유인을 제공하는 것이 경제적 측면에서 비용 효율적이기 때문이다. 아울러 장기적 관점에서 무탄소 발전원이 기존 화석연료 발전기들과 급전경쟁을 하려면 탄소배출에 대한 비용도 충분히 반영되어야만 한다. 탄소배출에 따른 부(-)의 외부비용은 발전원별 제세부담금 조정이나 배출권거래제 강화를 통해 반영될 수 있을 것이다.

현재까지 청정 수소 및 암모니아 혼소발전에 대한 전력거래 방식의 차이가 도매 전력시장가격(계통한계가격, System Marginal Price - SMP)과 전기요금 등에 미치는 영향을 정량적으로 검토한 연구는 없다. 예컨대 청정 수소 및 암모니아 혼소 발전에 있어 서로 상이한 전력거래 방식이 적용된다면 전력시장 운영 결과도 크게 달라질 것이다. 현재 전력정책 당국이 도입·운영하려는 수소 및 암모니아 혼소발전에 대한 운영 방식은 기존 화력발전과 혼소발전의 정산을 각각 별도로 처리하므로 도매전력시장가격에는 영향이 없다. 그러나 이와 같은 별도 정산 방식에서는 기존 화

7) 전기신문(2023. 11. 16), “발전업계 최대 관심사 ‘배출권 통합 BM’…정부는 ‘강행’ 기각”, <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=328837> (접속일자: 2023. 12. 12)

석연료 발전기와 수소 발전기 간의 탄소배출비용 차이가 적절히 반영되기 어렵다. 반면 기존 전력거래 방식처럼 수소 발전기에 대해 타 연료원 발전기 대비 별도의 제한이 없는 급전경쟁을 허용한다면 시장원리에 기반하여 탄소배출비용은 반영할 수 있겠으나, 수소 및 암모니아의 높은 연료비로 인해 수소 발전기들은 기존 화석연료 발전기 대비 후순위의 급전순위를 부여받게 될 것이다. 이 경우 수소 발전기의 수익을 보장할 수 없으므로, 청정 연료 생산 및 도입비용이 낮아지는 시점까지 세액공제 등 정책 보조금을 추가적으로 지급하여 기존 화석연료 발전기와의 급전경쟁이 가능하도록 유도할 수 있다. 실제로 미국은 이미 인플레이션 감축법(Inflation Reduction Act, IRA)에 의거해 청정수소 1kgH₂당 최대 3\$US까지 생산세액공제(Production Tax Credit)를 시행하고 있으며, 노르웨이는 수전해 기술에 투입되는 전기소비에 대해 전력소비세를 면제하고 있다.⁸⁾ 또한 다수의 선행연구들도⁹⁾ 청정 수소와 암모니아 발전이 가격 경쟁력을 갖추려면 정책적으로 보조금을 지원하고 다른 한편으로는 탄소의 사회적 비용을 동시에 부과하는 방식이 바람직하다는 의견을 제시하고 있다.

이상의 내용을 고려할 때 청정수소 및 암모니아 수소발전의 전력거래 방식별 도매 전력시장 영향을 선제적으로 검토할 필요가 있다. 무탄소 수소 발전 도입 초기에는 별도의 입찰시장을 통해 물량을 조달하고 정산하는 체계를 일정 시점까지 운영할 수 있겠으나, 그 이후 시점부터는 발전기별 전력생산 가격에 입각한 경제급전 방식으로의 전환이 필요하다. 그리고 청정수소발전 입찰시장을 통한 무탄소 발전 별도 정산 방식은 동일 발전기에서 화석연료로 생산된 전력과 수소 수소 발전량이 분리되어 정산되는 구조라 탄소가격을 적절히 반영하기도 어려운 구조다. 따라서 본 연구는 무탄소 수소발전의 전력거래 방식별 도매전력시장가격, 연료원별 경제급전 우선순위 영향, 전기요금에 대한 영향 등을 제10차 수급계획에 기반한 전력시장 모의를 통해 분석할 것이다. 수소 발전기를 대상으로 한 전력 거래방식은 크게 청정수소 발전 입찰시장에서의 별도 정산방식과 변동비 시장의 경제급전 우선순위 방식을 각각 적용하여 전력시장 운영 결과를 비교해 볼 것이다.

한편 본 연구는 탄소가격과 청정연료 보조금 정책을 조합한 시나리오 설계를 통

8) 관계부처 합동(2021), p.17 내용 참조

9) VIS Economics & Energy Consultants(2023); Jenks, C et al(2023) 등이 있으며, 해당 연구들의 구체적인 내용은 본 연구보고서 제2장에서 상세히 다룬다.

해 다양한 발전 형태별로 경제급전 우선순위가 역전될 수 있는 탄소가격과 보조금 수준에 대한 분석도 병행하고자 한다. 석탄 전소 발전기, LNG 전소 발전기, 석탄-암모니아 혼소 발전기(혼소 비율별), LNG-수소 혼소 발전기(혼소 비율별) 등 다양한 발전 형태를 대상으로 탄소가격과 무탄소 연료를 이용한 청정전력 생산 보조금 정책을 조합해 시나리오를 설계하고, 시나리오별 연료비 단가를 비교·분석하여 청정 수소 및 암모니아 혼소발전이 석탄 및 LNG 전소발전에 대해 급전 우선순위를 부여받을 수 있는 탄소가격과 보조금 수준을 확인할 것이다.

현재까지 국내에서는 석탄-암모니아 혼소발전이라는 하나의 발전형태에 대한 경제성 분석 연구가 일부 수행되었다.¹⁰⁾ 이들 연구들은 주로 석탄-암모니아 혼소발전을 운영 시 혼소 비율에 따라 얼마만큼의 보조금이 지원되어야 발전 사업자가 일정 수준 이상의 수익을 보장받을 수 있을지에 대해서만 분석하였다. 그러나 이들 선행 연구들은 석탄-암모니아 혼소 이외에 LNG 전소, LNG-수소 혼소발전과의 연료비 단가의 차이, 그리고 탄소가격이 반영되었을 때 발생하는 연료가격의 상대적 차이의 변화 등에 대해서는 검토하지 않았다. 만일 석탄-암모니아 혼소발전이 일정한 탄소가격 수준에서 LNG 전소발전 혹은 LNG-수소 혼소발전보다 연료비 단가가 더 높다면 탄소배출량이 상대적으로 더 적은 LNG 전소 혹은 LNG-수소 혼소발전에 정책적 지원을 몰아주는 것이 비용 효율적일 수 있다. 이에 본 연구는 기존 선행연구들의 미비점을 보완하기 위해 발전형태 간의 연료비 단가 비교·분석과는 별개로 석탄-암모니아 혼소발전에 대한 경제성 분석까지 추가적으로 진행하였다. 추가 분석에서는 1,000MW급 석탄-암모니아 혼소발전기를 대상으로 탄소가격, 대기오염물질 배출비용, 좌초비용까지 포함하여 경제성 분석을 수행하였다. 이러한 분석을 통해 탄소가격이 어느 정도 수준에서 부과되어야 석탄-암모니아 혼소발전이 기존 석탄 전소발전 대비 경제적인지 평가할 수 있을 것이다.

현 시점에서는 무탄소 혼소발전을 청정수소발전 입찰시장을 통해 조달하되, 혼소를 제외한 전력시장 운영결과에 따른 도매전력시장가격(SMP)을 초과하는 발전단가를 적용하여 계약물량에 대해 별도의 차액 보전을 시행할 예정이다. 그러나 이와 같은 수소 및 암모니아 발전 조달 방식이 도매시장가격을 왜곡할 요인은 없는지, 탄소가격을 시장 원리에 부합하는 방식으로 반영할 수 있을지, 연료원 간 급전순위는 어

10) 한전경영연구원(2022), pp.1~11; 안지영이태의(2023), pp.91~115 내용 참조

떻게 바꿀 수 있을지, 그리고 경제급전 우선순위 원칙에 부합하는 탄소가격과 청정 전력 생산 보조금 조합이 어떻게 구성될 것인지 등에 대한 면밀한 분석이 아직 진행되지 못했다. 본 연구는 이러한 문제의식에서 출발하였으며, 2030년 미래 전력시장에 대한 보다 정교하고 면밀한 정량적·정성적 분석을 통해 향후 전력정책 설계 및 전력시장 운영 그리고 전력시장가격 제도 개선에 유의미한 시사점을 제공할 것이다.

본 연구는 다음과 같이 구성된다. 제2장에서는 무탄소 혼소발전과 관련된 국내외 정책 동향을 간략히 살펴본다. 국외에 대해서는 발전 부문 수소 활성화를 적극적으로 추진하고 있는 EU 및 미국과 석탄화력과 암모니아의 결합을 통해 석탄화력의 새로운 활용방안을 모색하는 일본을 중심으로 정책 동향을 검토한다. 국내에 대해서는 제10차 수급계획과 청정수소발전 입찰제도를 중심으로 검토할 것이다. 제3장에서는 혼소발전의 전력거래 방식의 차이가 전력시장에 미치는 영향을 분석한다. 청정수소발전 입찰시장을 통한 무탄소 혼소발전 별도 정산방식과 기존 경제급전 거래방식을 각각 달리 적용하여 전력시장 운영에 어떤 변화가 발생하는지를 살펴볼 것이다. 제4장에서는 탄소가격과 청정전력 생산 보조금 정책을 다양하게 조합하여 발전원별 연료비 단가를 비교하고 급전순위의 변동을 가져오는 정책조합을 도출한다. 또한 석탄-암모니아 혼소발전 시 기존 석탄 전소발전 대비 변화하는 비용 규모도 추정해 볼 것이다. 여기에는 선행연구들의 경제성 분석에서 반영되지 못한 탄소가격, 석탄설비의 좌초비용 등이 반영된다. 제5장 결론부에서는 보고서의 주요 내용을 요약하고, 정책적 시사점, 연구의 한계점과 후속연구의 필요성을 기술하며 본 연구를 마무리한다.

제2장

무탄소 발전 관련 국내외 정책 동향

국내의 경우 지난 2050 탄소중립 시나리오에서 “무탄소 발전”의 개념이 제시되었고, 이후 무탄소 발전의 범위가 구체화되면서 2030 NDC(Nationally Determined Contributions)와 제10차 수급계획부터는 수소 및 암모니아 발전을 무탄소 발전으로 별도 지칭하게 되었다. 탄소중립이 전세계 기후변화대응 정책의 주요 어젠다로 등장하면서 수소와 암모니아 발전이 새로운 친환경 발전원으로 연구되고 있는 가운데, 장기적으로는 탄소 저배출 또는 미배출 수소 및 암모니아의 발전 부문에서의 활용이 중요해질 것으로 예상된다.¹¹⁾

유럽, 미국, 일본 등 해외 주요국에서도 발전 부문에서의 수소 및 암모니아의 활용을 정책적으로 지원하고 있으며, 이 중 미국과 유럽은 수소 발전을 중심으로, 일본의 경우 수소를 포함해 암모니아까지 광범위하게 활용하는 방안을 검토·추진하고

11) 아래 암모니아 분류표에 정리된 바와 같이, 암모니아(NH₃)는 공기 중의 질소(N)와 별도로 추출한 수소(H₂)를 결합하여 생산된다. 따라서 결합되는 수소의 종류에 따라 청정 암모니아 여부가 결정된다. 이러한 수소는 생산 방식에 따라 그레이, 블루, 그린으로 구분되는데, 통상 청정 수소는 LNG 개질과 공기 중 질소를 합성하는 블루 수소, 신재생에너지 전력을 이용한 수전해(water electrolysis)로 생산한 수소를 공기 중의 질소를 합성하는 그린 수소를 의미한다.

종류	그레이 암모니아	청정 암모니아	
		블루 암모니아	그린 암모니아
	그레이 수소로 제조	블루 수소로 제조	그린 수소로 제조
생산 방식	화석연료에서 수소 생산 후 공기 중 질소 합성		재생E 기반 전력을 통한 수전해로부터 수소 생산 후 공기 중 질소 합성

자료: 한전경영연구원(2022), p.1 표 일부 인용

있다. 다만 이와 같은 해외 선진국들의 상황은 우리나라의 상황과 상이한 부문이 많다. 청정 수소 및 암모니아 발전 부문에서 우리나라가 해외 주요국들과 크게 다른 점들 중 하나는 2030년 이후 국내 발전 부문에서 소비되어야 할 대부분의 수소 및 암모니아가 해외로부터 수입되어야 한다는 점이다. 국내에서 많은 전문가들이 수소 생산과 도입의 경제성에 대해 많은 논의를 해왔으나, 소금 동굴 등 수소를 저장할 수 있는 자연지형 자체가 부족한 우리나라에서 수소를 생산하는 비용은 이미 생산된 수소를 해외로부터 수입하는 비용보다 높은 문제점 등이 노정되었다.¹²⁾ 그러나 해외로부터 도입되는 수소 단가 역시 높은 수준이라 기존 변동비 시장에서 혼소 발전기들이 타 발전원들과 급전경쟁을 하는 것이 녹록치 않을 것으로 예상된다. 우리 정부와 전력거래소는 혼소발전이 포함된 전력시장 운영에 있어 이와 같은 문제점을 이미 인지하고 있으며, 수소 및 암모니아 혼소 발전기들이 변동비 시장에서 급전경쟁을 할 경우 예상되는 도매전력시장가격 충격에 대해서도 우려하고 있다.

NDC 목표 달성 및 기후변화대응, 탈탄소 사회로의 전환 등의 관점에서 탄소배출 감축을 위한 정책과 대안 개발은 필연적이며, 전환(발전) 부문에서는 국내외를 불문하고 신재생에너지원 중심의 전원믹스가 주류를 이룰 것으로 예상된다. 그러나 안정적 전력계통 운영과 전력수급균형 측면에서 변동성 신재생에너지자원을 무한정 확대할 수는 없는 노릇이다. 사회 각 부문별 전력화 확대로 늘어나는 전력수요에 대해 신재생에너지원의 전력공급 변동성을 보완하면서 친환경 공급자원을 늘리려면 제3의 저탄소 또는 무탄소 전원의 역할이 필요한 바, 해외 선진국들을 중심으로 수소 및 암모니아 혼전소 발전이 주목받고 있는 것은 결코 우연이 아닐 것이다. 이에 본 장에서는 탄소중립 등 에너지 정책환경 트렌드에 따라 해외 선진국들의 수소 및 암모니아 혼전소 발전에 대한 인식과 정책적 지원 동향을 검토해보고, 국내 수소 및 암모니아 발전 활용 계획을 정리하여 상호 비교해보고자 한다. 구체적으로는 무탄소 발전 관련 국내외 정책 동향을 검토함으로써 우리나라 전력정책 당국이 수소 및 암모니아 발전을 어떤 방식으로 운영할 계획이며, 이러한 일련의 계획들이 해외 선진국들의 관련 정책들과는 어떤 차이점이 있는지 살펴볼 것이다. 이러한 과정을 통해 무탄소 혼소발전의 중장기 정책방향 정립 및 구체화에 어떤 분석이 추가적으로 필요할지에 대한 시사점을 얻을 수 있으리라 판단된다.

12) 이넷뉴스(2021. 7. 23), “수소 업계가 ‘소금동굴’ 주목하는 이유”, <https://www.enetnews.co.kr/news/articleView.html?idxno=4149> (접속일자: 2023. 1. 3)

1. 해외 주요국 수소 및 암모니아 발전 정책 동향

1.1. EU

탄소저감 이행을 위해 EU에서는 사회 각 부문별로 그린 수소의 활용을 장려하는 다양한 정책들을 개발·추진하고 있다. 실제로 EU 내 주요국(독일, 프랑스, 네덜란드, 덴마크, 이탈리아, 벨기에 등)들의 사회 내 다양한 분야에서 수소 도입 및 소비 관련 목표를 제시하고 있다. 다만 부문별로 다양한 수소 활용 목표가 제시되었지만 각 목표들의 실현 가능성이 반드시 높은 것은 아니다. 예를 들어 산업 공정 상 열공급(증기 보일러, 용광로, 공정반응기 등) 부문이나 수송 부문 중 대형화물차량, 선박연료 영역 등에서는 수소의 화석연료 대체가 유의미한 역할을 하겠지만 승용차 부문이나 건물 난방 부문에서는 이미 전기가 화석연료를 상당 부분 대체하고 있어 수소 이용 활성화가 쉽지 않은 구조다. 따라서 일부 선행연구에서는 수소의 잠재적 활용 부문을 언급할 때 이행 가능성에 따라 분류하기도 하며, 이 중 발전 부문에 대해서는 수소가 전력수급 불균형을 해소하는 밸런싱 서비스를 제공할 수 있다고 평가하고 있다(그림 2-1) 상단 참조). 수소를 지하 동굴 등에 저장해 두고 있다가 전력공급이 필요할 때 전력으로 전환한다면 수소 에너지 저장을 계통 유연성 제고를 위한 메커니즘으로 사용할 수 있는 점에 주목한 것으로 보인다.¹³⁾ 다만 유연성 제공을 포함해 발전 부문에서 수소 이용을 활성화하는 방안은 대체로 장기적 시나리오로 분류된다(그림 2-1) 하단 참조).¹⁴⁾ 수소는 열효율은 높지만 자착화(autoignition) 및 역화(flashback) 현상을 통제하고 고온을 견딜 수 있는 터빈 기술의 확보 등이 중요해 LNG와의 혼소 시 많은 실증을 거쳐야 한다. 나아가 수소 전소발전 영역에서는 기존 LNG 복합발전기와 전혀 다른 별개의 발전기 수준의 설비가 구축되어야 한다. 즉 발전 부문에서 수소 혼·전소를 확대하는 것은 상당한 수준의 실증연구가 뒷받침되어야 하는 바, 대규모 상용 발전으로 확대되기까지 기술적·비용적 실현 가능성을 확보하기가 쉽지 않다.¹⁵⁾ EU 내 선진국들이 발전 부문에서의 수소 활용을 2050년까지 장기 목표로 설정한 것은 이러한 상황에 대한 인식이 반영된 것으로 예상된다.

13) VIS Economics & Energy Consultants(2023), pp.20~25 내용 참조

14) *Ibid.*, pp.40~42 내용 참조

15) 김재엽이태의(2021), pp.18~19 내용 참조

[그림 2-1] 발전 부문의 수소 활용에 대한 실현 가능성 평가

Current hydrogen uses	Ammonia production	In most existing applications grey hydrogen is used.
	Methanol production	Green hydrogen can substitute grey hydrogen in the short term, often with small retrofitting requirements
	Oil refineries	
Longer-term applications with significant potential	Steel production	Use as a zero-emission reducing agent in DRI routes, and heat production
	Other high-grade heat industrial processes	Use for high-grade heat production in industries expensive to electrify
	Aviation	Use in the form of hydrogen-based fuels especially for short up to medium range flights, competing with biofuels
	Shipping	Use in fuel cells, liquid hydrogen, or hydrogen-based fuels, especially for mid-range maritime shipping, competing with biofuels
	Heavy duty vehicles	Use in fuel cells, especially in long-haul trucking, for which electrification is not possible, competing with biofuels
Applications with low potential	Power system balancing	Compete with batteries for balancing the power system. Use of hydrogen storage facilities increases flexibility
	Building heating	Electrification / heat pumps appear to be the preferred option, considering efficiency losses if hydrogen is used
	Passenger cars / light-duty vehicles	Use of electric vehicles is already increasing, and is considered more economic than switching to hydrogen

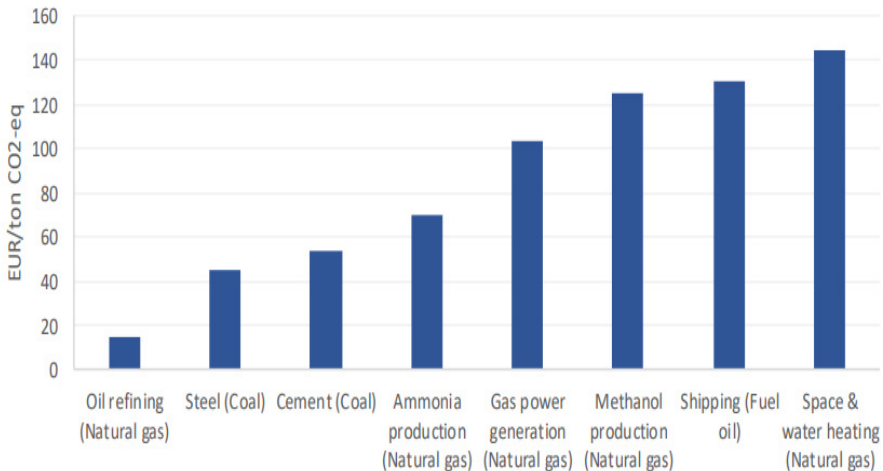
	Germany	France	Netherlands	Denmark	Italy	Belgium	U.S.
Industry*							
<i>feedstock</i>	✔	✔	✔	✔	✔	✔	✔
<i>heat processes</i>	✔	-	✔	✔	✔	✔	✔
Refining	✔	✔	✔	✔	✔	-	✔
Transportation							
<i>heavy duty</i>	✔	✔	✔	✔	✔	✔	✔
<i>public passenger transport (buses, trains, ferries)</i>	✔	✔	✔	-	✔	-	✔
<i>commercial vehicles</i>	✔	-	✔	-	-	-	-
<i>civil vehicles</i>	-	-	✔	-	✔	-	-
<i>maritime transportation, including inland navigation</i>	✔	-	✔	✔	✔	✔	✔
<i>air transportation</i>	✔	-	✔	✔	✔	✔	-
Power sector	-	✔	✔	-	✔	✔	✔
Heating sector	✔	-	✔	✔	✔	-	✔

✔ : Short-term demand (up to 2030) ✔ : Long-term demand (up to 2050), "-" in major sectors (in Bold font): Not mentioned in the country analysis or more detailed information is provided for the sub-sectors (in italics font), "-" in sub-sectors: Not mentioned in the country analysis
 *Chemicals industry, steel, cement, aluminium, ceramics and glass

자료: VIS Economics & Energy Consultants(2023), p.23 및 p.42 그림 인용

한편 유럽 에너지전환위원회(Energy Transitions Commission)는 발전 부문 등에서 수소의 비용경쟁력 강화에 탄소가격(carbon prices)이 중요하다고 평가하였다. 특히 배출권거래제가 철강 부문까지 확대되고, 이후 탄소가격 인상이 공공정책 우선순위에 자리한다면 발전 부문을 포함한 산업 전반에 걸쳐 수소 투자를 촉진할 수 있을 것으로 보고 있다. 아울러 수소 생산과 소비 전 영역에 걸쳐 화석연료에 대한 보조금은 가격신호를 왜곡해 무탄소 연료인 수소의 확대를 저해할 수 있으므로 가능한 한 빨리 철폐되어야 한다는 점을 명확히 하였다.¹⁶⁾ 이와 관련해 유럽 에너지전환위원회는 수소 단가가 약 26€/MWh 수준(약 1\$/kgH₂)으로 저렴한 경우에도 탄소가격이 책정되어야만 2050년경에 기존 화석연료와 수소가 경쟁 가능한 가격구도가 형성될 것으로 보고 있으며, 이 때 탄소가격의 구체적인 수준은 수소의 최종 용도에 따라 최소 14€/tCO₂e에서 최대 145€/tCO₂e 수준일 것으로 전망하였다.¹⁷⁾ 아울러 발전 부문과 관련해 주목할 점은 EU 권역에서 부하균형 유지를 위한 수소 기반 발전이 LNG 발전과 가격경쟁이 가능하려면 약 100€/tCO₂e 수준의 탄소가격 책정이 필요하다는 점이다(그림 2-2) 참조.¹⁸⁾

[그림 2-2] 화석연료 대비 수소의 가격 경쟁력 확보를 위한 탄소가격 수준 전망



자료: VIS Economics & Energy Consultants(2023), p.28 그림 재인용

16) Energy Transitions Commission(2021), pp.77~78 내용 참조

17) *Ibid.*, pp.83~85 내용 참조

18) VIS Economics & Energy Consultants(2023), pp.26~28 내용 참조

이처럼 EU는 탄소중립 목표 달성 과정에서 수소 이용을 적극적으로 활성화 할 수 있는 계획을 밝히고 있으나, 크게 증가할 것으로 예상되는 수소 수요에 상응하는 공급량 확보는 별도의 노력이 필요한 부분이다. IEA(2019)에 따르면 유럽에서의 수소 소비를 충족할 수 있는 공급망 확보는 수소 수출이 가능한 이웃 국가들과의 정책목표와 정합성을 갖추는 것이 중요하다.¹⁹⁾ 특히 유럽 현지에서 수소를 직접 생산하는 비용은 유럽 외 지역의 수소 생산비용보다 더 비쌀 것으로 추정되는데 유럽 현지에서의 수소 생산비용은 약 3\$/kgH₂ 이상인 반면 아프리카는 약 2\$/kgH₂ 미만, 중동은 약 1.3/kgH₂ 수준의 수소 생산비용을 보일 것으로 추정되었다.²⁰⁾ 따라서 유럽에서는 중단기 수소 수요를 충족하기 위해 해외에서 생산된 청정수소를 도입하는 사례가 확대될 것으로 예상된다.²¹⁾ 발전 부문을 포함한 사회 각 영역에서 수소 이용 활성화를 위한 경제적 인센티브를 제공하려면 최대한 비용 효율적인 경로로부터 수소를 도입하는 것이 중요하기 때문이다. 실제로 독일의 경우 국내 수소 생산량이 2030년 수소 수요 전망치의 1/7에 불과할 것으로 예상되어 동년(同年) 수소 수요의 대부분을 수입으로 충족할 계획을 밝힌 바 있으며, 이와 관련해 북아프리카-이탈리아-독일 경로의 수소 수입경로가 유력하게 검토되고 있다.²²⁾ 또한 네덜란드는 중동 및 북미 지역과 천연가스 공급계약을 기체결한 장점을 이용해 이들 지역들로부터 수소를 수입할 계획을 밝혔다.²³⁾

1.2. 미국

지난 2023년 5월, 미국 환경보호청 (Environmental Protection Agency, EPA)은 신규 및 기존 석탄 및 LNG 발전에 대한 새로운 온실가스(탄소) 배출제한 규제 (emissions limits) 및 가이드라인을 제시하였다. 본 신규 가이드라인은 「청정대기법 (Clean Air Act, CAA)」 제111조에 따라 “배출가스 감축 최선의 시스템 (Best System

19) IEA(2019), pp.67~68 내용 참조

20) 아프리카는 그린 수소 생산비용이며, 중동은 블루 수소 생산 비용에 해당한다. 자세한 내용은 *Ibid.*, pp.188~189 내용을 참고하기 바란다.

21) 다만 장기적 관점에서 유럽 내에서의 수소 생산단가를 낮추는 재정지원은 지속적으로 추진될 것으로 예상된다. 미국의 수소생산 단가를 1\$/kgH₂ 이하로 낮추기 위한 “Hydrogen Shot”과 같은 수소 활성화 재정지원 패키지는 이와 관련된 유사한 사례다. 유럽도 미국의 Hydrogen Shot과 유사한 수소 활성화 재원조달 프로그램이 시행될 것으로 전망된다. 자세한 내용은 VIS Economics & Energy Consultants(2023), pp. 178~179 내용을 참고하기 바란다.

22) *Ibid.*, pp.40~41 내용 참조

23) *Ibid.*, pp.39~41 내용 참조

of Emission Reduction, BSER²⁴⁾”에 기반하여 배출 기준을 설정하고 관련 비용, 에너지 요구사항, 기타 법적 요소들을 고려도록 지시하고 있다. 특히 EPA는 미국 전력 부문의 장기적이고 지속적인 청정연료 전환이 이루어지도록 본 신설 규정을 설계하였다. 이에 따라 온실가스 배출과 관련된 초기 규정준수 기한을 2030년 이전으로 설정하고, 화력발전소가 EPA 배출 제한 기준이 되는 제어 장치를 설치·운영할 수 있는 시간을 제공하고자 하였다. 아울러 발전 사업자가 기(既) 운영 중인 화력 발전소의 운영 방식에 맞추어 다양한 배출규정 준수 경로를 선택할 수 있도록 허용하였다.²⁵⁾

한편 해당 EPA의 신규 규정 및 가이드라인은 온실가스 배출을 획기적으로 저감할 수 있는 적정 설비와 기술을 도입한 발전설비에 대해 적용되는데, 이러한 저감 설비와 기술의 적정성은 EPA의 기준에 부합해야 한다. 화력발전 설비의 온실가스 배출을 획기적으로 저감하는 기술과 설비는 통상 CCS, 수소 혼·전소 발전을 포함하며, EPA 역시 CCS와 수소 혼·전소가 화력발전의 온실가스 배출을 획기적으로 저감하는 기술로 인정하고 있다.²⁶⁾ 다만 이들 기술과 설비에 대해서는 사업자의 초기투자비용 부담이 큰 문제가 해소되지 않고 있는 바, 「인플레이션 감축법(Inflation Reduction Act, IRA)」과 「인프라 투자 및 일자리법(Infrastructure Investment and Jobs Act, IIJA)」은 화력발전소에 대한 CCS 설치 및 수소 혼·전소의 비용을 낮추는 데 유의미한 역할을 할 것으로 예상된다.²⁷⁾

EPA의 신규 가이드라인에서 특징적인 부분은 석탄화력 발전소의 온실가스 배출 저감 경로로 암모니아 혼소가 아닌 CCS 부착과 천연가스(LNG)와의 혼소를 제시하고 있다는 점이다.²⁸⁾ EPA는 기존 석탄화력 발전설비 중 1/3 이상이 2032년까지 가동을 중단하고 2023년 현재 가동 중인 석탄화력 발전설비의 절반 가량은 2040년까지 가동을 중단할 계획을 밝힌 바 있다.²⁹⁾ 그러나 안정적 계통운영을 위한 예비력 확보 차원에서 석탄 발전소에 대해 설비를 완전히 폐쇄할 시점을 약속하는 조건으로 BSER 기준을 준수하는 “제한적 운영”을 허용하였다. 먼저 EPA는 석탄 발전기

24) EPA에 따르면 적절히 입증된 BSER은 “합리적으로 신뢰할 수 있고, 합리적으로 효율적이며, 경제적 또는 환경적으로 과도한 비용이 들지 않고 오염 통제의 편익을 제공할 것으로 합리적으로 예상되어야 한다”라고 정의된다. 구체적으로는 고효율 발전과 CCS 사용 또는 고효율 발전과 저탄소 수소 연소를 포함하는 일련의 규제로 이해할 수 있다. 자세한 내용은 Jenks, C et al (2023), pp.2~5의 내용을 참고하기 바란다.

25) *Ibid.*, pp.3~4 내용 참조

26) *Ibid.*, pp.1~2 내용 참조

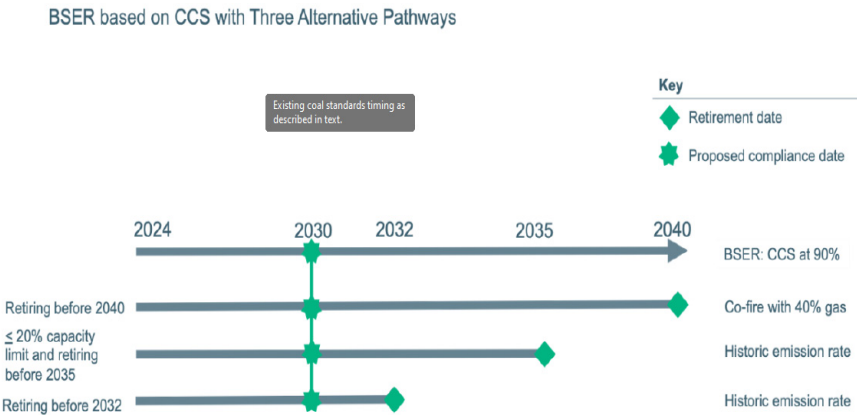
27) *Ibid.*, p.2 내용 참조

28) *Ibid.*, p.5 내용 참조

29) *Ibid.*, pp.6~7 내용 참조

의 운영 조건을 장기, 중기, 단기, 폐지 임박의 네 종류로 분류하고, BSER 기준 준수 하의 석탄 발전기 운영 조건을 구체적으로 명시하였다(그림 2-3 참조). 첫째, 2040년 이후에도 계속운전 될 “장기 운영계획 석탄 발전기”의 경우 CO₂ 포집률 90%, 온실가스 배출량을 88.4% 감축하는 BSER 조건을 적용하였다. EPA는 이와 같은 장기 운영계획 석탄 발전기에 대해 2030년까지 CCS를 설치·운영토록 권고하고 있다.³⁰⁾ 둘째, 2040년 이전에 폐지하는 “중기 운영계획 석탄 발전기”의 경우 장기 운영계획 석탄 발전기 대비 운영 기간이 상대적으로 줄어들게 되므로 CCS 설치에 따른 비용회수가 쉽지 않은 점이 고려된다. 이에 EPA는 석탄-LNG 혼소를 제안하고, 기존 온실가스 배출량의 16%를 줄이도록 권고하고 있다.³¹⁾ 셋째, 2035년까지 폐지할 석탄 발전기를 “단기 운영계획 석탄 발전기”로 분류하며, 이들 단기 운영계획 석탄 발전기들의 연간 이용률은 최대 20%로 제한된다. 다만 EPA는 이들 석탄 발전기들이 20%대 이용률로 제한되는 대신 주로 피크설비로 운영될 계획임을 밝혔다. 온실가스 배출에 대해서는 기존 배출 수준을 유지하되, 배출 성능이 악화되지 않도록 낮은 수준의 LNG 혼소를 권고한다.³²⁾

[그림 2-3] 기 운영 중인 석탄 발전기의 배출 기준 분류



자료: Jenks, C et al(2023), p.7 그림 인용

30) CO₂ 포집률 90% 기준의 근거는 기존 석탄 발전기를 대상으로 용매 기반 포집 방식의 CCS를 적용, 연소가스에서 90%의 온실 가스를 포집한 SaskPower의 Boundary Dam 3호기 프로젝트 결과 등에 기반한 것으로 보인다. 이와 관련된 자세한 사항은 *Ibid.*, p.7의 내용을 참고하기 바란다.

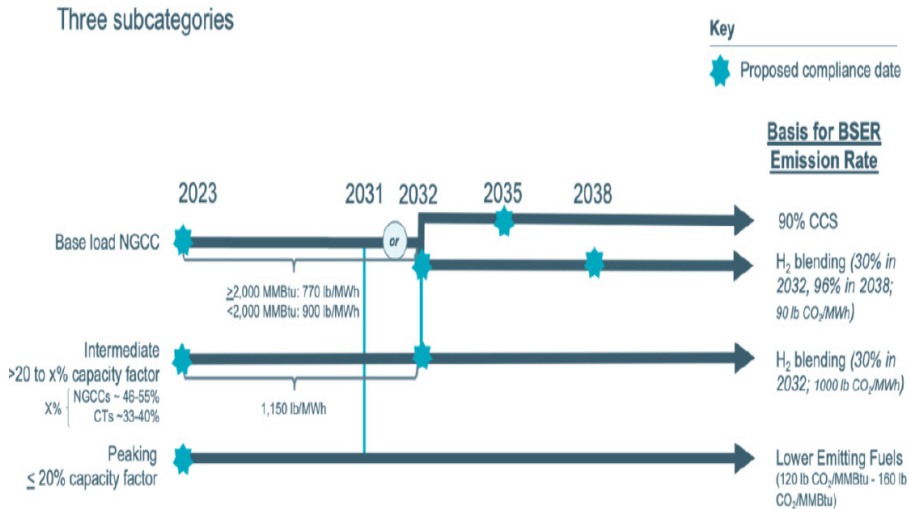
31) 다만 EPA는 구체적인 LNG 혼소율이나 온실가스 배출기준, 중기와 장기의 기준에 대해 업계의 의견을 수렴 중이다. 자세한 내용은 *Ibid.*, p.8 내용을 참고하기 바란다.

32) *Ibid.*, p.8 내용 참조

마지막으로 폐쇄가 2032년까지 폐지 계획인 발전기를 “폐지가 임박한 석탄 발전기”로 분류하고, 짧은 운영 기간을 고려해 추가적인 CO₂ 배출 제어에 초점을 맞춘다. 그러나 단기 운영계획 석탄 발전기와 달리 유연성 허용 차원에서 시간 단위의 CO₂ 배출 제한보다 연 단위의 CO₂ 배출을 제한하는 방안을 고민 중이며, 석탄-LNG 혼소율 기준을 단기 운영계획 석탄 발전기보다 세분화해서 운영하는 방안을 검토 중인 것으로 파악된다.³³⁾

한편 석탄화력 대비 온실가스 배출이 상대적으로 적은 LNG 발전 부문에서 검토되어야 할 부분은 수소와의 혼소발전이다. 먼저 신규 LNG 발전기에 대해 EPA는 전력부하를 저부하 및 피크부하, 중부하, 기저부하로 나누고 각 부하 특성에 따라 LNG 발전기에 대한 CO₂ 배출 규제를 달리 적용한다(그림 2-4) 참조.³⁴⁾ 먼저 저부하 및 피크부하 시간대의 LNG 발전기는 CO₂ 저배출 연료를 사용해야하지만 별도의 고효율 기술이나 CCS 부착, 수소 혼소를 권고하지는 않는다.

[그림 2-4] 신규 LNG 발전기의 배출 기준 및 적용 일정



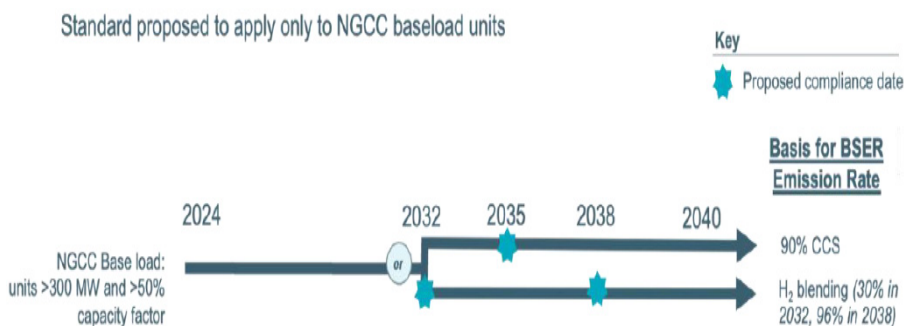
자료: Jenks, C et al(2023), p.10 그림 인용

33) *Ibid.*, p.8 내용 참조

34) *Ibid.*, pp.1~2 내용 참조

자본투자비가 큰 고효율 기술이나 CCS를 활용할 경우 가동 저부하 또는 피크부하 시간대는 발전기 가동 시간이 많지 않아 발전수의 확보가 쉽지 않고, 피크부하 시간대에 연료비 단가가 비싼 수소를 혼소할 경우 발전비용 측면에서 비용 효율적이지 못한 점이 반영된 것으로 보인다.³⁵⁾ 그러나 중부하나 기저부하 영역에서 가동되는 LNG 발전기에 대해서는 2032년까지 고효율 사이클 기술과 30% 내지 40%의 수소 혼소를 권고하며 2038년까지 수소 전소에 가까운 96% 혼소를 목표치로 제시한다. 다만 발전 부문에서의 수소 혼소 시 생산에서 소비까지의 전주기 차원에서 CO₂ 배출량을 고려해야 하는 점을 강조하였는데, 이 경우 CCS 없이 메탄 개질을 통해 생산한 블루 수소는 LNG 전소 발전보다 CO₂ 배출이 더 많아지는 문제점이 있다. 이에 EPA는 발전 부문에서 LNG-수소를 혼소할 경우 무탄소 에너지자원(태양광, 풍력, 원자력, 수력 등)과 수전해로 생산되는 “저탄소 수소³⁶⁾”를 혼소해야 BSER 기준을 준수한 것으로 간주한다.³⁷⁾

[그림 2-5] 기 운영 LNG 발전기의 배출 기준 및 적용 일정



자료: Jenks, C et al(2023), p.19 그림 인용

35) EPA는 저탄소 수소 혼소 프로젝트의 주요 비용이 천연가스 대비 비싼 수소 가격에서 발생한다고 평가한다. 다만 수소 생산에 대한 IRA의 세제 인센티브 지원이 확정되기 전부터 미국 에너지부(Department of Energy, DOE)에서 저탄소 수소의 생산 비용을 1\$US/kgH₂ 수준까지 낮추는 목표를 수립하였고, 이 때 LNG 발전기 이용률 65% 기준에서 30% 수소 혼소발전 시 LNG 발전기의 LCOE를 약 2.9\$US/MWh 상승시키는 것으로 전망되었다. EPA는 수소 생산에 대한 IRA의 세금 공제까지 반영하면 LNG-수소 혼소발전이 LNG 전소발전과 유사한 수준의 발전비용을 달성할 수 있을 것으로 평가하고 있다. 자세한 내용은 *Ibid.*, p.17의 내용을 참고하기 바란다.

36) 신재생에너지원을 통해 생산된 수소만을 지칭하지는 않으므로 저탄소 수소로 명기한다. 원자력과 수전해의 결합으로 생산된 수소는 핑크 수소로 분류하기도 하므로 저탄소 수소가 반드시 그린 수소만을 의미하지는 않는다.

37) *Ibid.*, pp.10~19 내용 참조

기 운영 중인 LNG 발전기에 대해서는 CO₂ 배출량이 가장 많고 CCS 운영 시 가장 비용 효율적인 대형 기저부하용 발전기(300MW 이상, 연간 이용률 50% 이상)에 대해서만 온실가스 배출기준을 적용한다.³⁸⁾ 따라서 EPA는 이러한 대형 LNG 발전기에 대해 2035년까지 CO₂ 포집률 90%의 CCS를 설치·운영하거나 2032년까지 수소 혼소율 30%, 2038년까지 96%의 수소 혼소발전을 달성할 것을 권고한다(그림 2-5) 참조).³⁹⁾

1.3. 일본

일본은 2050 탄소중립을 달성하기 위해 석탄-암모니아 혼소 발전의 확대를 중점적으로 추진 중이다. 이를 뒷받침하기 위해 암모니아 수급 안정을 위한 공급망을 구축하고 있으며, 암모니아 혼소발전 비용 저감을 위한 다양한 R&D도 추진하고 있다.⁴⁰⁾ LNG-수소 혼소도 병행하여 기술투자를 이어가고 있으나 암모니아 혼소와 관련된 일련의 구체적인 정책들이 제시되고 있는 점이 타 선진국들과 차별화되는 부분이다. 일본의 주요 암모니아 혼소 R&D 연혁을 살펴보면 2017년 12월로 거슬러 올라간다. IHI는 효고현에 위치한 아이오이 화력발전소 내에서 10MW급 연소 테스트 설비에 대해 20% 석탄-암모니아 혼소발전 실증을 시도했다. 해당 R&D는 일본 내에서 대규모 암모니아 혼소 실증을 추진하는 동력을 제공했으며, 이를 발판삼아 2021년 5월 JERA와 IHI가 합작으로 상용 석탄화력 발전기(1,000MW급 헤키난 석탄화력 발전소 4호기)에 대해 20% 암모니아 혼소발전 실증에 착수하였다.⁴¹⁾ 일본 정부의 공적 연구개발 기관인 신에너지산업기술종합개발기구(New Energy and Industrial Technology Development, NEDO)는 본 암모니아 혼소 실증사업에 약 1억\$US의 자금을 지원하고 있다.⁴²⁾ JERA-IHI의 해당 암모니아 혼소 실증사업은 2025년 3월까지로 계획되어 있으며, 실증사업 결과는 대규모 상용 발전기에 대해 암모니아 혼소의 기술적 타당성을 입증하는 중요한 계기가 될 것으로 예상된

38) 보통 이러한 대형 기저부하용 LNG 발전기들은 계통 신뢰도 유지에 중요한 역할을 수행하고 CCS 및 수소 혼소 관련 인프라 개발에 상당한 시간이 소요된다.

39) 물론 저탄소 수소 혼소를 의미한다.

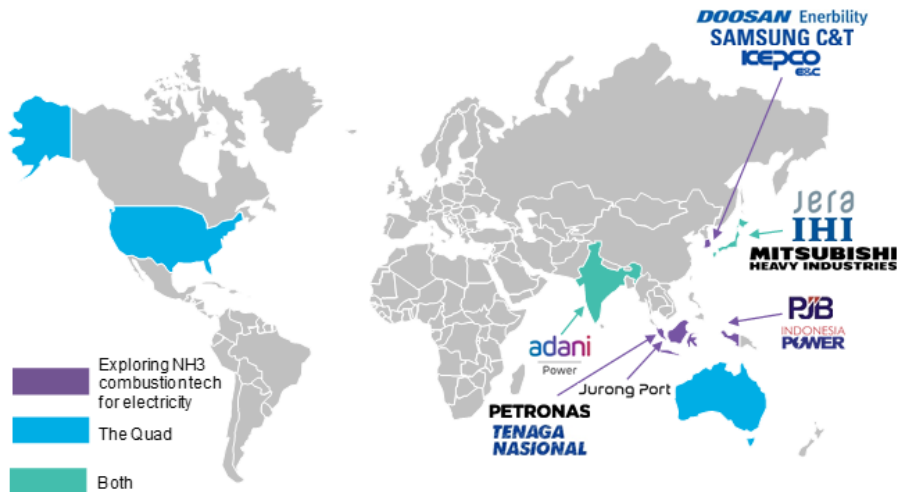
40) 김재엽이태의(2021), pp.15~17; BNEF(2022), pp.5~6 내용 참조

41) Mitsubishi Power(2021), "Mitsubishi Power Commences Development of World's First Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System," <https://power.mhi.com/news/20210301.html> (접속일자: 2023.12.21)

42) NEDO(2021), "Accelerating technological development toward practical application of ammonia co-firing technology," https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101432.html (접속일자: 2023.12.22)

다.43) 아울러 암모니아 연소기술 연구는 최근 5년 동안 일본 내에서 활발히 이루어지고 있으며, 암모니아 혼소 발전 확대 등에 따른 수요를 충족하기 위한 글로벌 암모니아 공급망 구축에 박차를 가하고 있다.44) 발전 부문에서 암모니아 활용을 적극적으로 지원하는 움직임은 일본 에너지 및 전력 정책에 적극적으로 반영되어, 녹색 성장전략과 제6차 에너지기본계획에 2030년까지 암모니아 20% 혼소발전을 상용 발전기에 대해 실용화하고, 2050년에는 암모니아 전소 발전이 가능한 기술적 기반을 확보한다는 목표가 명시되었다.45) 또한 일본 정부의 녹색성장전략에는 현재 20엔/m³ 수준인 암모니아 공급단가를 2030년까지 10엔/m³로 낮추는 계획도 포함되어 있다.46) 한편 개별 기업 차원에서는 JERA가 2050년 화력 부문 탄소중립 추진을 위한 로드맵을 제시하였는데, 동(同) 기업은 2030년까지 비효율 석탄발전은 모두 폐쇄하고 2040년까지 모든 석탄 발전기에 대해 암모니아를 20% 혼소발전 하는 것을 목표로 하고 있다. 나아가 2050년까지 석탄 발전기를 모두 암모니아 전소 발전으로 교체함으로써 국가 탄소중립 목표 달성에 기여할 계획이다.47)

[그림 2-6] 일본 중심의 암모니아 혼소발전 연구 공조 현황



자료: BNEF(2022), p.6 그림 인용

43) Transition Zero(2022), pp.14~15 내용 참조

44) 일본의 암모니아 공급망 구축과 관련된 자세한 내용은 안지영·이태의(2023), pp.49~52의 내용을 참고하기 바란다.

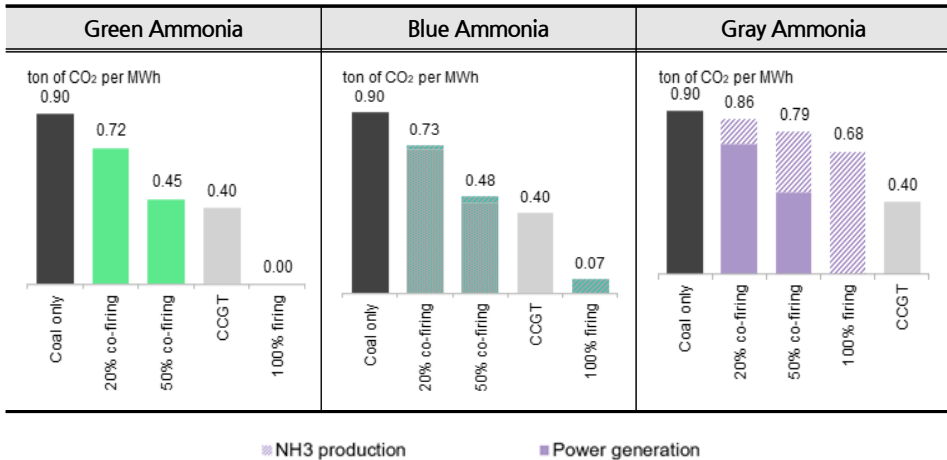
45) 한전경영연구원(2022), pp.5~6 내용 참조

46) Ibid., p.6 내용 참조

47) Ibid., p.5 내용 참조

한편 일본은 글로벌 석탄-암모니아 혼소발전을 활성화하기 위해 “Asia Energy Transition Initiative”를 주도하고 있다. 일본 정부는 COP26에서 수소 및 암모니아 혼소 기술 개발 및 확산에 1억\$US 상당의 투자를 공식화하였고, 2022년 개최된 쿼드(Quad) 정상회의에서 일본-호주-인도-미국의 “청정 수소·암모니아 공급망 개발 공조”를 발표하였다.⁴⁸⁾ 동시에 일본 발전 기업들은 인도, 인도네시아처럼 석탄화력 비중이 높은 개발도상국을 대상으로 석탄-암모니아 혼소발전을 확산시키고 현지 기업들과 협력하여 혼소발전 연구실증사업을 추진하고 있다(그림 2-6 참조).⁴⁹⁾ 그러나 일각에서는 석탄-암모니아 혼소의 CO₂ 저감 효과와 기술적 성숙도에 대해 의문을 제기하고 있는 상황이다. 특히 BNEF(2022)는 50% 혼소 시 LNG 복합화력보다 더 많은 CO₂를 배출하는 문제점과(그림 2-7 참조)⁵⁰⁾ 아직까지 암모니아 20% 혼소기술이 상용화 된 사례가 없는 현실을 지적하면서⁵¹⁾ 석탄-암모니아 혼소발전의 환경편익 과대평가와 기술적 불확실성을 강조한다.

[그림 2-7] 석탄-암모니아 혼소 발전의 CO₂ 저감 효과 비교



자료: BNEF(2022), p.11 그림 인용

48) BNEF(2022), p.5 내용 참조

49) *Ibid.*, p.6 내용 참조

50) *Ibid.*, pp.11~12 내용 참조

51) *Ibid.*, pp.5~6 내용 참조

또한 일본은 암모니아 생산 방식을 구분하지 않고 암모니아 혼소 자체의 확산에만 치중하고 있어 암모니아 생산부터 발전 부문에서의 소비에 이르는 전주기에 대한 CO₂ 배출량 평가가 필요한 점, 그리고 생산 및 도입비용 등을 반영할 때 100% 암모니아 전소는 경제성 확보가 쉽지 않은 점을 지적하였다.⁵²⁾ BNEF의 이러한 평가를 종합하면, 결국 석탄에 암모니아를 혼소하는 발전 방식의 전지구적 CO₂ 저감 효과가 기대한 만큼 크지 않을 뿐 아니라 혼소비용 자체도 상당히 높다는 의미가 된다. 따라서 암모니아 전소로 전환하는 비용 또한 예상 외로 커질 수 있다는 점을 강조할 수 있다.⁵³⁾

2. 국내 수소 및 암모니아 발전 활용 계획

2.1. 제10차 전력수급기본계획

제10차 수급계획의 설비계획에 있어 핵심은 “실현 가능하고 균형 잡힌 전원믹스”의 구성이다. 제10차 수급계획에는 지난 2022년 신정부 수립 후 탈원전 정책의 폐기로 폐지 예정이었던 원전의 계속운전을 허용하는 한편, 신한울 3·4호기의 건설이 반영되었다. 그리고 실현가능성 등을 반영해 2030년 재생에너지의 비중이 합리적 수준(21.6%)으로 조정되었을 뿐 아니라 수소 및 암모니아를 무탄소 전원으로 활용·명시하는 등의 변화가 있었다(〈표 2-1〉 참조).⁵⁴⁾ 제10차 수급계획의 무탄소 전원 관련 내용을 구체적으로 살펴보면, 수소와 암모니아 혼소발전은 기존 발전 및 계통 설비를 활용함으로써 전통 화력발전 설비의 급격한 좌초자산화를 방지하고 동시에 화력발전 부문의 CO₂ 배출을 감축할 목적으로 도입된다. 이에 따라 수소는 LNG와 혼소하고 암모니아는 석탄과 혼소하는데, 구체적인 시점이 명시되어 있지는 않지만 LNG-수소 혼소발전의 혼소율은 50%, 석탄-암모니아 혼소발전의 혼소율은 20%를 목표로 한다. 이를 통해 2030년 화력발전에서 수소의 순(純) 발전량은 약 6.1TWh, 암모니아의 순 발전량은 6.9TWh를 달성할 것으로 전망되며, 2036년 수소 및 암모니아 순 발전량은 각각 26.5TWh, 20.9TWh로 대폭 증가하도록 계획되어 있다.⁵⁵⁾

52) *Ibid.*, pp.3~4 내용 참조

53) *Ibid.*, pp.7~9 내용 참조

54) 산업통상자원부(2023), p.43 내용 참조

〈표 2-1〉 제10차 수급계획의 전원별 발전량 및 비중 전망

(단위: TWh)

연도	원자력	석탄	LNG	무탄소	신재생	기타	합계
2030	201.7 (79.7%)	122.5 (44.1%)	142.4 (27.7%)	13.0	134.1	8.1	621.8
2036	230.7 (83.0%)	95.9 (40.4%)	62.3 (11.0%)	47.4	204.4	26.6	667.3

주: ① ()는 연간 설비이용률을 의미

② 무탄소 발전은 수소 및 암모니아 발전을 의미

자료: 산업통상자원부(2023), p.43 표 인용 및 일부 편집

지난 2050 탄소중립 시나리오에서 활용 방안이 다소 구체화되지 못했던 수소 및 암모니아 등 무탄소 전원의 역할이 제10차 수급계획에서 2030년 및 2036년 전원 믹스의 한 축으로 등장한 점은 탈탄소 전력시장의 구현 과정에서 발생하는 큰 변화들 중 하나로 이해할 수 있을 것이다. 다만 제10차 수급계획 상에 명시된 수소·암모니아 발전 정보가 2030년 및 2036년에 국한되어 있는 점, 어떤 화력 발전기를 어떤 원칙에 따라 혼소 발전기로 지정할 것인지, 혼소 발전을 한다면 해당 발전기들을 전력시장에서 어떻게 운용할 것인지에 대한 정보가 다소 미흡한 측면이 있다.⁵⁶⁾ 그리고 김재엽·이태의(2021),⁵⁷⁾ BNEF(2022)⁵⁸⁾ 등 여러 선행연구에서 언급되었듯, 파일럿 프로젝트 차원의 실증연구용 소규모 설비에 대한 고(高)혼소 발전의 성공이 반드시 대규모 상용 발전기에 대한 고훈소 발전의 성공으로 귀결되리라는 보장이 없다. 통상 20%를 넘어가는 혼소발전에는 혼소를 위한 신규 설비가 보강되어야 하므로, 추가적인 자본투자비가 혼소발전의 경제성을 좌우할 수 있는 점을 감안하면 중간 과정 없이 목표 시점에 갑자기 수소 혼소 50%, 암모니아 혼소 20%를 달성할 수는 없다.⁵⁹⁾ 그러나 제10차 수급계획은 저혼소에서 고훈소로 넘어가는 타임플랜을 전혀 제시하고 있지 않아 전력시장에 참여하는 무탄소 발전기의 연평균 혼소율을 알 수 없고 계획기간 내 연도별 발전믹스는 어떻게 구성되는지도 가늠하기 어려운 한계점이 있다.

55) *Ibid.*, p.53 내용 참조

56) 청정수소 생산기지 공급망을 구축하여 안정적인 연료공급을 도모하고 수소발전 입찰시장과 인증제를 수립해 제도기반을 마련한다는 방향성은 제시되었지만 구체적인 운영과 관련된 내용은 전무하다. 자세한 내용은 산업통상자원부(2023), p.53 내용을 참고하기 바란다.

57) 김재엽·이태의(2021), pp.15~22 내용 참조

58) BNEF(2022), pp.3~5 내용 참조

59) 특히 대규모 상용 발전기에 대해 수소 혼소를 50% 발전이 성공한 사례는 전세계적으로도 찾아보기 어렵다.

한편 제10차 수급계획이 발표된 이후 청정수소발전 입찰시장 등을 통해 수소 및 암모니아 혼소 발전기를 대상으로 화력발전기 내 급전 우선순위를 부여할 수 있도록 하되 정산을 별도로 하겠다는 정책방향이 좀 더 구체화되기는 하였으나 그 또한 몇 년도부터 어떤 방식으로 기존 전력시장과의 양립을 가능케 할 것인지 상세한 설명이 부족한 상황이다. 즉 중단기적 관점에서 발전용 수소와 암모니아는 해외로부터 전량 수입할 가능성이 높아 연료비 단가가 상당히 높을 것으로 예상됨에도, 무탄소 혼·전소 발전기의 적정 수익을 확보해줄 수 있는 구체적 시장제도가 수급계획에 반영되지 못한 것이다.⁶⁰⁾ 아울러 일각에서는 현재 청정수소발전 입찰제도가 계약 발전기에 대한 이용률을 보장해주지 않으므로, 발전 사업자들이 장기계약에 대한 불확실성을 고스란히 떠안아야 되는 문제점을 지적하기도 한다.

그러나 제10차 수급계획에서 주어진 정보를 바탕으로 수소 및 암모니아 혼소 발전 운용과 관련된 이면의 정보 일부를 제한적으로나마 추정해볼 수 있다. 대표적으로 2030년 수소 및 암모니아 혼소 발전기의 LCOE와 관련된 내용인데, IEA의 CO₂ 배출비용 전망 등을 고려하면⁶¹⁾ 2030년 석탄-암모니아 10% 혼소의 발전단가는 동일 혼소비율의 LNG-블루 수소 혼소의 발전 단가보다 비싸다는 점이다.⁶²⁾ 이 경우 석탄 발전기에 대해서는 설비 이용률이 60% 이상은 되어야 석탄-암모니아 10% 혼소의 발전비용에 가격경쟁력이 발생하는 것을 확인할 수 있다.⁶³⁾ 이를 바꾸어 말하면 제10차 수급계획에서의 2030년 석탄화력 이용률 전체인 44.1%를 반영할 시 석탄-암모니아 혼소보다 LNG-수소의 혼소조합이 보다 더 경제적이라는 것을 의미한다. 만약 2030년 기준 20% 수준의 혼소를 가정하면 모든 이용률에 대해 LNG-수소 혼소발전이 석탄-암모니아 혼소발전보다 발전단가가 낮게 형성되는 것으로 전망되었다. 그러나 2013~2022년 연평균 도매전력시장가격(계통한계가격) 실적 변화를 살펴보면 최대 196.7원/kWh, 최소 68.9/kWh, 평균 110.1원/kWh 수준으로 나타났다.⁶⁴⁾ 이러한 계통한계가격 구조가 2030년에도 유지된다면 결국 연평균 혼소 발

60) 달리 표현하면 제10차 수급계획은 목표 연도의 목표 물량을 조달할 수 있는 방향성만 제시한 셈이다.

61) IEA의 NZE 시나리오(2050 탄소중립 달성을 격극 이행) 상 2030년 탄소가격(CO₂ Price)은 약 140\$/tCO₂e 수준이다. 자세한 설명은 IEA(2023), pp.297~ 298의 내용을 참고하기 바란다.

62) 에너지경제연구원(2023.8) “제35회 포스코그룹 기술컨퍼런스” 발표자료에 제시된 내용 중 일부며 장인의 공간(M-Core 제작사)을 통해 제공받은 제10차 수급계획의 석탄 및 LNG 발전기 열소비용 실적, 동서발전을 통해 확보한 일부 석탄 및 LNG 발전기 열효율 실적 정보, 2030년 이용률 전제에 IEA의 탄소가격 전망치와 BNEF, IHS의 2030년 국내 수소 도입단가 등의 정보를 종합하여 작성된 것으로 추정된다.

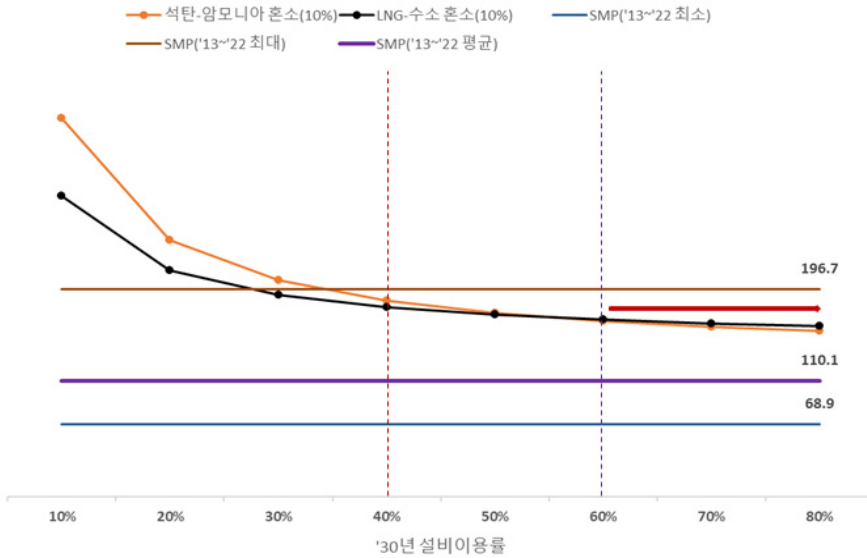
63) 에너지경제연구원(2023.8), “제35회 포스코그룹 기술컨퍼런스 발표자료”, Slide 30 내용 참조

64) 한국전력거래소 전력통계정보시스템(EPSIS). (2024) “가중평균 SMP 자료”. <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkma>

전의 경제성을 확보할 수 있는 발전기 운영 조건이 제한적 이용률 범위에서만 성립하게 된다(그림 2-8 참조). 이는 중단기적으로 변동비 시장에서 타 전통연료 발전원들과 수소 및 혼소 발전이 급전경쟁을 하는 것이 쉽지 않다는 방증이기도 하다.

[그림 2-8] 설비이용률에 따른 수소·암모니아 혼소(10%) 발전의 LCOE 변동

(단위: 원/kWh)



자료: 에너지경제연구원(2023.8), “제35회 포스코그룹 기술컨퍼런스 발표자료”, Slide 30 그림 인용

아울러 제10차 수급계획의 전제에 따를 때 2030년 석탄 및 LNG 발전의 이용률은 각각 44.1%, 27.7% 수준이며, 2036년 석탄 및 LNG 발전의 이용률은 각각 40.4%, 11% 수준이다. 이는 결국 20% 혼소율을 가정할 때 대부분의 화력 발전기들이 혼소발전을 해야 한다는 것을 의미한다. 제10차 수급계획에 수소·암모니아 발전이라는 유례없는 신전원이 포함되었으나 수급계획 세부내용을 뜯어보면 목표 물량과 전원비중을 달성하는 방향성만 간략히 제시되어 있을 뿐이다. 이러한 측면에서 제10차 수급계획 내에 무탄소 발전기 운용과 관련된 구체적 시장제도나 새롭게 보완되어야 할 전력시장 운영 지침 등에 대한 설명이 다소 부족한 점은 아쉽다.

2.2. 청정수소발전 입찰시장

전술하였듯 2023년 1월에 발표된 제10차 수급계획에서 수소 혼소발전에 대해 “수소발전 입찰시장 개설”을 이미 밝힌 바 있다.⁶⁵⁾ 이에 정부는 후속조치로 같은 해 3월에 수소발전 입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 검토를 시행하였으며, 2023년 5월 「수소발전 입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시」가 공식 제정되었다.⁶⁶⁾ 해당 고시는 수소발전량 보급 목표를 차질 없이 이행하고 수소발전 입찰 물량을 제시해 수소발전 생태계를 원활하게 조성하는 것을 목표로 하며, 구체적인 수소발전 구매량은 제10차 수급계획에서 제시한 발전량에 기반하고 있다(〈표 2-2〉 참조).⁶⁷⁾ 이 중 제10차 수급계획에서 언급되고 있는 수소 및 암모니아 혼소발전은 청정수소 발전시장에서 다루어질 것으로 예상되며, 2027년부터 3,500GWh 규모의 청정수소발전 입찰시장이 개설될 계획이다(〈표 2-3〉 참조).⁶⁸⁾

〈표 2-2〉 수소발전 입찰시장 연도별 구매량

(단위: GWh, 누적)

구분	2025년	2026년	2027년	2028년
일반수소 발전시장	1,300	2,600	3,900	5,200
청정수소 발전시장	-	-	3,500	9,500

자료: 산업통상자원부 고시(2023.5.24.), <별표 2> 인용

〈표 2-3〉 수소발전 입찰시장 개설물량

(단위: GWh)

입찰시장 개설연도	2023년		2024년		2025년	
	상업운전 개시년도	개설물량	상업운전 개시년도	개설물량	상업운전 개시년도	개설물량
일반수소 발전시장	2025년	1,300	2026년	1,300	2027년	1,300
청정수소 발전시장	-	-	2027년	3,500	2028년	3,000

주: 2027년 구매량은 시운전 등 기간 수소-암모니아 혼소율이 낮을 수 있는 점을 감안하여 설정하였으나, 정상 혼소율 시 6,500GWh 규모임

자료: 산업통상자원부 고시(2023.5.24.), <별표 1> 인용

65) 산업통상자원부(2023), p.53 내용 참조

66) 산업통상자원부 고시(2023.5.24.), 「수소발전 입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시」 제2023-98호, 2023. 5. 24., 제정

67) 산업통상자원부(2023.3.8), pp.4~5 내용 참조

68) 산업통상자원부 고시(2023.5.24.), <별표 1> 내용 참조

이제 우리나라 전력시장 운영을 책임지고 있는 전력거래소가 제시한 “청정수소발전 입찰제도 세부 운용안”을 검토해보도록 하자. 먼저 **기본 운영방안**을 살펴보면, 개설물량은 산업통상자원부 고시에 따라 2024년 개설 기준 약 6,500GWh 규모다. 이 때 입찰시장 내에서 가격경쟁을 활성화하기 위해 “기술중립적 통합시장”을 전제한다. 그리고 낙찰 시 계약기간은 사업 준비기간 3년, 발전기 잔존수명 및 경제수명 등을 고려한 거래기간 15년으로 구성한다. 3년의 준비기간에는 발전소 및 인프라 건설기간이 고려되며, 15년의 거래기간에는 투자비 회수 기간이 반영된다. 다음으로 **입찰제안** 부분을 살펴보면, 연간 청정수소 발전량(kWh) 내에서 입찰물량이 결정되고⁶⁹⁾ 가격입찰 시 고려되는 원가는 고정비와 연료비로 구성된 수소발전에 대한 LCOE에 해당한다. 계약 및 정산가격은 입찰 시 제출한 낙찰가로 하되(Pay-As-Bid 방식), 총 LCOE 또는 연료비 Index로 상한가격을 설정해 소비자의 부담을 사전에 방지한다([그림 2-9] 및 [그림 2-10] 참조).⁷⁰⁾

[그림 2-9] 청정수소발전 입찰시장 운영계획 요약 - 기본 운영사항 및 입찰제안

상세설계 요소		정의	세부 설계(안)
1 기본 운영방안	개설물량	• 전기분, 수기분, 탄소배출 저감량 등을 고려하여 합리적인 수소발전량 도출(산업부 고시)	6,500GWh <small>* 2024년 개설 기준</small>
	시장구분	• 가격경쟁 극대화를 위한 효율적 시장구분	통합시장(기술중립적)
	계약기간	• 사업준비 및 건설기간 등을 고려한 준비기간 및 발전기 잔존수명, 경제수명을 고려한 거래기간 설정	준비기간 3년 + 거래기간 15년
2 입찰제안 사항	입찰물량	• 입찰시장 참여를 위한 물량 제시	연간 청정수소발전량(kWh)
	입찰 및 낙찰가격	• 가격입찰 시 고려대상 원가범위	수소발전에 대한 LCOE(고정비+연료비)
		• 가격입찰 후 낙찰가격 및 계약가격	입찰가격 적용(Pay as Bid)
	상한설정	• 입찰 및 낙찰 시 적용되는 상한	상한 설정(비공개)

자료: 전력거래소(2024), Slide 3 그림 인용

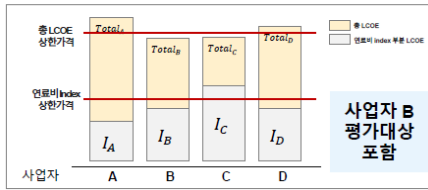
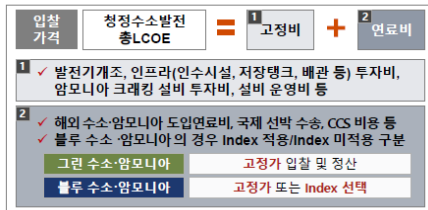
69) 입찰물량은 “설비용량 × 8,760시간 × 설비이용률 × 혼소율”로 결정되며, 이 때 기준 혼소율은 열량기준 20% 이상이어야 한다. 자세한 내용은 전력거래소(2024), Slide 4의 내용을 참고하기 바란다.

70) 이 때 연료비 Index는 블루수소에 한정한다.

[그림 2-10] 청정수소발전 입찰시장 - 입찰가격 및 입찰물량 기준 요약

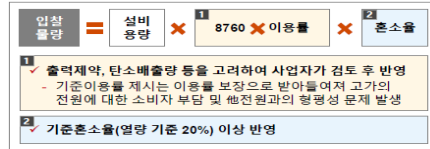
■ 입찰가격 기준

- 입찰가격은 청정수소발전량에 대한 총 LCOE(고정비+연료비)
- 계약·정산가격은 입찰 시 제출한 낙찰가(Pay-As-Bid 방식)
- 상한가격(총LCOE 및 연료비Index) 설정으로 소비자부담 사전 방지



■ 입찰물량 기준

- 판매하고자 하는 연간 수소발전량(kWh/연) 제출
- 입찰물량 산출에 필요한 이용률은 배출량요건을 넘지 않는 수준에서 사업자가 제시



- 기존 대비 탄소배출을 증가시키지 않는 이용률 및 입찰물량 산정
- 대체 또는 신설설비의 경우 동일한 스택의 발전기를 기준으로 산정

최대 이용률 산정 기준	
혼소발전전	설비용량 × 과거 이용률 × 8760 × 개별BM계수
혼소발전후	설비용량 × 최대허용 이용률 × 8760 × (1-혼소율) × 개별BM계수

* 계통여건의 개선 가능성 등은 미고려

예시

과거 이용률 50%, 혼소율 20%

$[50\%] / [1 - 혼소율]$

개별BM(0.80) 최대 [설비용량(MW) × 8760 × 62.5%] MWh 입찰 가능

자료: 전력거래소(2024), Slide 7 그림 인용

낙찰자 선정 단계에 들어서는 기술, 재무, 연료, 배출량 등의 최소 자격요건을 준수하도록 하고 입찰제안서는 가격요소와 비가격요소를 모두 검토한다. 가장 중요한 단계인 **현물시장 연계 및 정산 부문**에서는 현물정산 시 계통한계가격에 기반하여 현행 하루전 시장 및 실시간 정산 방식을 적용하고, 계약정산 부문에서는 계약가격과 계통한계가격간의 차이로 발전차액정산을 시행한다. 만약 과부족 발전량이 발생했을 때는 사유에 상관없이 계약량 초과에 대해서는 계통한계가격으로 정산하고(현물시장 정산) 계약량 미달에 대해서는 정산하지 않는다. 계약량 미달 시 계약가격을 미정산한다는 것은 고정비 회수가 불가능하다는 의미다(그림 2-11) 및 [그림 2-12] 참조).

요약하면 청정수소발전 입찰제도 하에서 수소 및 암모니아 혼소발전은 비혼소 발전기의 연료비 기준으로 급전순위를 부여받고, 발전 시 수소·암모니아를 혼소해 계약발전 물량을 이행해야 한다. 이 때 수소 및 암모니아 발전 계약물량 이행을 위한 이용률을 보장하지 않으므로, 계약물량 이행을 위해 발전 사업자는 기존 화석연료의 연료비 경쟁력 강화를 위한 노력을 지속적으로 기해야만 한다. 또한 무탄소 발전에 대한 정산은 입찰시장에서의 계약 조건에 따라 별도로 이루어진다. 무탄소 혼소발전 보급 및 초기 시장 형성을 위해 사실상 별도의 전력거래시장을 개설한 셈이다. 다만

입찰시장의 정산 체계([그림 2-11] 참조)에서 나타나듯 현물시장과의 연계 요소가 있어 언젠가 수소 및 암모니아 혼소발전이 타 발전원 대비 가격(비용) 경쟁력을 갖추었을 때 하나의 전력시장에서 급전경쟁을 할 수 있는 요소를 만들어 둔 것으로 판단된다.

[그림 2-11] 청정수소발전 입찰시장 운영계획 요약 - 낙찰자 선정 및 정산

상세설계 요소		정의	세부 설계(안)
3 낙찰자 선정	최소자격	• 사업이행력 확보를 위한 최소 자격요건 여부	기술·재무·연료·배출량 등의 참여요건
	평가방식	• 낙찰사업자 선정을 위한 입찰제안서 평가 방식	가격 + 비가격요소 평가
4 현물시장 연계 및 정산	발전방식	• 청정수소발전 계약량 이행을 위한 현물시장 연계방안	중앙급전발전설비·(필요시)계약발전
	현물정산	• 현행 하루전 시장 및 실시간 시장 정산	전력시장정산금(SMP)
	계약정산	• 입찰시장의 수소발전량에 대한 계약정산 방식 • 연료가격변동성을 고려한 사후조정 여부	발전차액정산(계약가격-SMP) 연료비 Index 조정 <small>* 블루수소, 연료비 중 Index 적용 부분 한정</small>
	과부족측량	• 자체사유, 계통사유, 혼소를 미달 등에 의한 발전량 과부족 발생시 처리 방안	정산금 차감 등 페널티 부여

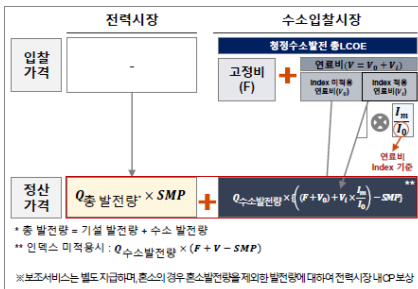
자료: 전력거래소(2024), Slide 4 그림 인용

[그림 2-12] 청정수소발전 입찰시장 - 연료비 Index 적용법 및 임밸런스 처리

■ 연료비 Index(블루수소 한정)

- 사업자의 연료비 리스크 완화 및 연료도입가격 하락 유도를 위해 연료비 Index 연동 정산 방식 마련

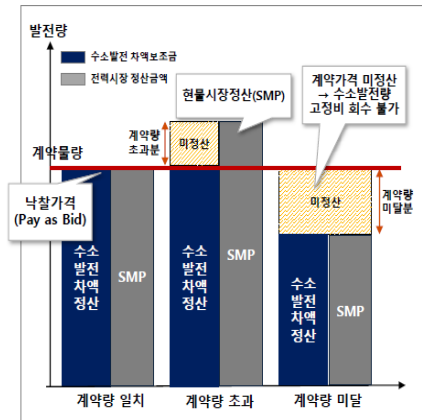
Index 적용여부	사업자 선택
Index 적용범위	연료도입 산식 중 LNG변환계수 × LNG가격 <small>* 산식(a×b)의 상수부분은 제외</small>
연료비 Index(안)	Henry Hub <small>* 장기기간 평균을 고려한 기준가격 제시 예정</small>



자료: 전력거래소(2024), Slide 6~7 그림 인용

■ 과부족 발전량 처리 방안

- 사유(자체/계통)에 관계 없이 계약량 초과시 SMP 정산 / 미달시 미정산



3. 소결

제2장에서는 수소 및 암모니아 혼소발전과 관련된 국내외 정책 동향을 폭넓게 개관하였다. EU와 미국의 경우 수소 혼·전소 발전의 성공적인 시장 안착을 위해 타 발전원과의 가격경쟁을 가능하게 만드는 재정지원 패키지 또는 가격정책을 중시한다. 수소나 암모니아는 전소발전 이전에 기존 화력발전과의 혼소발전을 1차 목표로 두고 있다. 그러나 수소 생산을 위한 인프라 구축과 운송 과정에서 많은 비용이 소요되어 연료비, 즉 가격 측면에서는 기존 석탄이나 LNG에 경쟁이 되지 못한다. 이에 대해 EU와 미국이 고려하는 가격정책의 한 축은 탄소가격제다. 탄소중립 목표 달성과 기후변화대응이라는 정책 목표를 두고 탄소배출에 대한 비용을 지속적으로 높여 간다면 석탄, LNG 등 화석연료 가격에 환경 패널티를 시장친화적으로 부과할 수 있기 때문이다.

한편 EU와 미국은 탄소가격 부과에 더해 수소 등 무탄소 연료를 사업자들이 자발적으로 선택할 수 있도록 무탄소 연료 생산 등에 대한 보조금 지원책을 동시에 고민하고 있다. EU는 화석연료에 대한 보조금 폐지와 수소 활성화 재정지원 패키지를 추진 중이며, 미국은 IRA 및 Hydrogen Shot 등을 통해 수소 단가를 낮추는 재정 지원을 적극 이행 중이다. 다만 석탄-암모니아 혼소에 대한 지원은 수소만큼 활성화 되어 있지 않다. 특히 미국 EPA는 폐쇄가 임박했거나 단기 운용계획 석탄 발전기에 대해 암모니아 혼소가 아닌 천연가스 혼소를 제안하고 있어 우리나라나 일본의 암모니아 혼소에 대한 인식과 온도차가 있음을 확인할 수 있었다.

사실 일본은 고립계통이라는 특성과 도매전력시장 구조 측면에서 우리나라와 유사한 특징이 많은 국가다. 전원믹스에서도 석탄 등 화력발전 비중이 낮지 않은 것도 일본과 우리나라 도매전력시장 구조에서 나타나는 여러 공통점들 중 하나다.⁷¹⁾ 그렇기 때문에 일본은 석탄화력을 포함한 화력발전 부문의 좌초자산 양산에 대해 고민이 많을 수밖에 없으며, 특히 석탄-암모니아 혼소를 통해 기존 석탄 발전기들의 새로운 활용 방안을 모색하고 있는 것으로 판단된다. 그리고 현 시점에서 우리 정부는 일본의 무탄소 전원 활용 방안을 상당 부분 벤치마크 하고 있는 듯하다.

71) 일본의 제6차 에너지기본계획 상 2030년 발전믹스에서 석탄, LNG가 차지하는 비중은 전체 발전믹스의 39%를 차지한다(석탄 19%, LNG 20%). 자세한 내용은 김재엽이태의(2021), pp.48~49 내용을 참고하기 바란다.

암모니아의 열량은 석탄(유연탄) 열량의 35%, LNG 열량의 15.5% 수준에 불과하고,⁷²⁾ 혼소 시 CO₂ 감축 효과도 미미하다는 전문가들의 의견도 있다. 그럼에도 불구하고 우리나라나 일본처럼 석탄발전 비중이 높은 국가의 경우 석탄-암모니아 혼소발전을 통해 석탄화력의 CO₂ 배출을 일부 완화하면서 기존 화력 발전기의 폐지 일정을 조절해 좌초자산 양산의 충격을 일정 기간에 걸쳐 분산시킬 수 있다. 이런 관점에서 접근하면, 국내 전력 및 에너지시장 내 석탄-암모니아 혼소가 지닌 정책적 함의는 분명히 존재한다. 다만 일본이든 우리나라든 중단기적으로 발전용 수소와 암모니아를 전량 해외에서 수입해야 하는 상황이다. 따라서 보다 저렴한 경로의 공급망을 확보해 발전 부문의 수소와 암모니아 수요를 충당하는 것이 중요한데, 도입단가가 자체는 글로벌 공급망 환경에 따라 변동성이 크고 외생변수에 해당한다. 청정수소발전 입찰시장의 도입 취지는 초기 무탄소 발전 시장의 형성을 지원하기 위한 것이며, 더욱 복잡해지는 탈탄소 전력시장 환경에서 무탄소 전원을 영원히 별도의 전력거래시장에서 따로 다룰 수는 없다. 이런 측면에서 장기적 관점의 R&D와 인프라 투자, 재정지원 및 탄소가격 규제 등을 통해 수소 및 암모니아 연료비 경쟁력을 자체적으로 강화하는 것은 정부가 의지적으로 유의미한 효과를 만들어낼 수 있는 내생변수다. 근시안적 시각에서 수소 및 암모니아의 보급 활성화에만 초점을 맞추기보다 장기적 관점을 견지해 하나의 전력시장 제도에서 무탄소 전원이 타 연료원과 가격경쟁을 할 수 있는 정책지원을 확대한다면 비로소 비용 효율적인 환경급전이 실현될 수 있을 것이다. 이후 제3장부터는 선행연구에서 추정한 2030년 국내 수소 및 암모니아 도입 단가를 가정할 때, 무탄소 전원이 변동비 시장에서 타 발전원들과 가격경쟁 과정에서 예상되는 시장충격 규모를 추정해보고, 타 발전원들 대비 급전 우선순위를 부여받을 수 있는 정책조합 효과를 단계적으로 검토해보자.

72) 김재엽이태의(2021), pp.20~21 내용 참조

제3장

혼소발전 전력거래 방식에 따른 전력시장 충격

제2장에서 전술한 바와 같이 제10차 수급계획에서는 2030년 및 2036년 수소 및 암모니아 혼-전소를 통한 전력공급계획이 명시되었다. 정부가 수소, 암모니아 등 무탄소 전원으로부터 2030년에 약 13TWh, 2036년에 약 47.4TWh의 전력 공급을 목표로 하는 가운데, 만약 변동비 시장에서 무탄소 혼소발전이 경쟁한다면 수소와 암모니아 도입단가는 2030년 이후 전력시장의 경제적 충격을 좌우하는 주요 요소가 될 것으로 예상된다. 다만 현재까지의 정책 현황에 따르면 수소 및 암모니아 혼소 발전기의 발전비용은 “청정수소발전 입찰시장”에서 별도 정산될 것이다. 이를 통해 혼소 발전에 의한 전력시장 전반의 비용인상 압력을 완화하면서 초기 무탄소 발전 시장 형성 단계에서 발전 사업자들의 무탄소 연료 도입 유인을 제공할 수 있을 것이다. 그럼에도 불구하고 별도의 시장을 개설해 혼-전소 발전기를 정산해주는 방식이 과연 장기적으로 지속가능한 시장제도인지에 대해서는 다양한 이견이 존재한다. 이에 본 연구 제3장에서는 M-Core를 이용한 전력시장 모의를 진행하여 별도의 입찰 시장에서 혼소 물량을 따로 정산할 때의 전력시장 운용 결과와⁷³⁾ 기존 경제급전 방식으로 국내 수소 및 암모니아 혼소 발전기를 타 연료원 기반 발전기들과 경쟁시켰

73) 청정수소발전 입찰시장에서 수소암모니아 혼소 발전기들의 발전량을 정책목표에 맞게 별도로 입찰하는 구조이므로 수소 및 암모니아 발전 물량을 낙찰 받은 혼소 발전기들에 대해서는 최우선 급전순위를 동시에 부여하는 것이 발전 사업자들의 장기계약에 따른 사업 불확실성을 일정 부분 완화할 수 있을 것이다. 그러나 현재 청정수소발전 입찰시장 운영계획 상에는 물량 이행을 위한 이용률 보장 조건이 언급되어 있지 않다. 따라서 M-Core 전력시장 모의에서 혼소 발전기를 별도로 지정, 급전 우선순위를 설정하는 조치는 취하지 않는다.

을 때의 전력시장 운용 결과를 비교할 것이다. 아울러 정산금 및 전기요금 인상 압력을 정량적으로 검토한다. 이를 통해 기존 경제급전 시스템에서 수소 및 암모니아 혼소 발전기가 타 연료원 발전기들과 경쟁할 때 전력시장에 야기하는 경제적 비용 인상 수준을 구체적으로 추정하고, 이를 완화할 있는 추가적인 에너지정책 도입의 당위성을 증명할 것이다.

1. 전력시장 모의를 위한 주요 전제

1.1. M-Core를 이용한 전력시장 모의 방법론

M-Core는 국내 도매전력시장 분석에 강점을 갖고 있는 계량분석 패키지로, 전력 수급기본계획 등을 반영한 발전기 정보, 설비 진입폐지 계획, 계통제약 실적 등의 정보를 이용해 전력시장운영규칙에 기반한 SUDP(Single Unit Dynamic Programming) 알고리즘 분석을 진행한다. 구체적으로는 Lagrangian Relaxation(이하 LR) 기법을 이용해 발전기별로 최소비용을 추정하고, Dynamic Programming(이하 DP)을 수행하여 발전기들의 시간대별 기동여부를 결정하는 구조다.

$$\min Cost = \sum_{i \in ALLGEN} \sum_{t=1}^{t \leq NT} ((a_i p_{i,t}^2 + b_i p_{i,t} + c_i) \times FC_i \times ON_{i,t} \times SC_i \times UP_{i,t}) \quad (\text{수식 3-1})$$

ALLGEN: 총발전기그룹

NT: 분석시간

a_i : 발전기(*i*)의 비용2차함수

b_i : 발전기(*i*)의 비용1차함수

c_i : 발전기(*i*)의 비용상수

$p_{i,t}$: 발전기(*i*)의 *t*시간에서의 출력

FC_i : 발전기(*i*)의 열량단가

$ON_{i,t}$: 발전기(*i*)의 *t*시간에서의 운전여부(1 운전, 0 정지)

SC_i : 발전기(*i*)의 기동비용

$UP_{i,t}$: 발전기(*i*)의 *t*시간에서의 기동여부(1 기동, 0 비기동)

한편 비용최소화를 위한 LR의 목적함수는 상기 수식 (3-1)과 같이 나타낼 수 있는데, 발전기의 변동비는 발전기별 출력에 대한 이차함수로 모델링 된다는 것을 의미한다. 만약 이차항의 계수가 매우 작아지면 일차식에 가까워질 것이며, M-Core는 이차함수 형태의 발전기 비용함수를 일차식으로 근사화 내지 구간별로 선형화한다.⁷⁴⁾

1.2. 주요 변수 설명 및 전제

M-Core는 발전기별 비용 최소화를 목표함수로 최적기동계획을 도출한다. 이를 위한 기초 데이터베이스는 발전기별 특성정보, 전력수요, 발전연료별 열량단가(연료비), 계통제약 등과 관련된 실적치 또는 연구목적에 맞게 가공된 전제치로 구성된다. 발전기별 특성정보는 제10차 수급계획과 전력거래소 발전설비용량표 등의 정보를 종합한 발전기 목록, 최대·최소출력, 증감발률, 열효율, 주연료 정보 등을 포함하고 있다. 전력수요는 제10차 수급계획의 목표수요에서 송배전손실을 3.6% 가량을 보정하고 전력거래소의 2019~2021년 시간대 전력발전량 패턴과 시간대별 부하율 실적을 반영해 분석대상 연도의 일·시간대별 미래 전력수요를 추정하여 입력한다. 계통제약은 열제약, 송전제약 등과 관련된 실적정보를 포함한다.⁷⁴⁾

전력시장 모의에서 가장 중요한 역할을 담당하는 발전연료별 열량단가 정보의 경우 대체적으로 10차 수급계획의 연료원별 열량단가 전제를 준용하였으나, 2030년 이후 LNG-수소 또는 석탄-암모니아 혼소연료의 열량단가는 김재엽·조성진(2023),⁷⁶⁾ 안지영·이태의(2023),⁷⁷⁾ Makhloufi, C., & Kezibri, N(2021)⁷⁸⁾ 등의 선행연구를 토대로⁷⁹⁾ 2030년 시점의 수소, 암모니아 도입단가와 LNG-수소, 석탄-암모니아 혼소시의 열량단가를 추정하여 모의에 활용한다. 다만 혼소연료의 열량단가 설정에서 중요하게 고려해야 할 사항은 혼소비율만큼 발전량과 연료소비량이 비례하지 않는다는 점이다. 예를 들어 수소 20% 혼소의 경우 부피 기준의 20%를 의미하고 있으므로 LNG-수소 20% 혼소연료에서 수소의 실질적인 전력생산 기여도는 발열량을 기준으로 혼소 비율에 따른 가중평균을 취해 산정해야 하는 것이다. 석탄-암모니아 혼소에서도 주어진 혼소율만큼 암모니아가 발전량에 비례적으로 기여하는 것은 아니므로 석탄과 암모니아의 발열량에 대해 혼소율에 따른 가중평균을 취하여 암모니아의 실질적인 전력생산 기여도(에너지 함량 기준)를 추정해야 한다. 한편 제10차 수

74) M-Core의 전력시장 모의 방법에 대한 자세한 설명은 조성진·김재엽(2022), pp.25~27 내용을 참고하기 바란다.

75) 장인의 공간을 통해 입수한 비공개 실적자료

76) 김재엽·조성진(2023), pp.59~60 내용 참조

77) 안지영·이태의(2023), pp.86~87 내용 참조

78) Makhloufi, C., & Kezibri, N(2021), pp.34783~34786 내용 참조

79) 2030년 수소 및 암모니아 연료비 단가와 관련해 BNEF, IHS 등 다양한 기관에서 전망치를 제시하고 있으나 우리나라의 도입단가가 아닌 아시아 전체 권역의 도입단가거나 지나치게 낮게 전망되는 문제점이 있었다. 이에 본 연구는 제10차 수급계획의 2030년 국내 발전 부문 수소 및 암모니아 수요(약 300만톤)와 유력 수소 및 암모니아 도입선을 시나리오별로 구성해 열량단가를 추정한 안지영·이태의(2023)의 2030년 수소 및 암모니아 열량단가를 중점적으로 이용한다.

급계획의 평균적인 석탄, LNG 발전기의 발전효율이 각각 42%, 55% 수준인 점을 고려하면 1kWh의 전력 생산에 필요한 석탄 및 LNG 발전기의 필요 열량은 각각 2,057kcal, 1,572kcal 수준이다. 여기에 기도출한 암모니아와 수소의 혼소열별 실질 전력생산 기여율을 곱하면 전력 1kWh 생산에 대한 암모니아와 수소의 혼소열별 열량공급 기여량을 알 수 있다. 마지막으로 1kWh의 전력생산에 필요한 혼소열별 암모니아 및 수소 열량공급 기여량을 암모니아와 수소의 발열량으로 나누어주면 1kWh당 혼소열별 암모니아 및 수소 연료소비량을 추정할 수 있다. 여기에 암모니아와 수소 도입 단가(원/kg)를 곱하면 혼소연료의 혼소열별 연료비 단가를 알 수 있을 것이다. 이상의 수소 및 암모니아 혼소연료 연료비 단가 도출 과정에 필요한 주요 정보를 정리하면 아래 <표 3-1> 및 <표 3-2>와 같다.

<표 3-1> 수소 및 암모니아의 연료비 단가 도출을 위한 기초 정보

발열량 (LHV, kcal/kg)				발전기 효율 (%)	
암모니아	석탄	수소	LNG	석탄	LNG
4,517	5,818	28,671	11,800	41.8	54.7

주: ① 전력거래소(2023), 「비용평가세부운영규정」의 p.6에 따르면 발전기 열량단가 평가 시 열량의 계량단위 기준은 기화잠열을 포함한 고위발열량(HHV)을 적용해야 한다. 그러나 본 연구는 미래 수소 및 암모니아 연료비 단가에 합의된 전망치가 없는 점을 고려해 최대한 보수적인 접근법을 택한다. 따라서 잠열을 제외한 발전용 연료의 실제 발열량에 해당하는 저위발열량(LHV)을 연료비 단가 도출에 활용한다 (전력거래소 수소암모니아 혼소발전 LCOE 추정 시에도 LHV 사용). 다만 에너지 함량 기준의 실질 전력생산 기여도에는 미미한 차이를 가져오므로 분석 결과에는 큰 영향을 미치지 않는다.

② 1kWh = 860kcal 전제

자료: 장인의 공간을 통해 입수한 10차 수급계획 전제자료 (비공개)

<표 3-2> 수소 및 암모니아의 실질 전력생산 기여도 추정 결과

혼소비율	실질 전력생산 기여도	
	암모니아 혼소	수소 혼소
5%	3.9%	1.2%
10%	7.9%	2.6%
15%	12.0%	4.1%
20%	16.3%	5.7%

자료: 연료비 단가 도출을 위한 기초 정보를 토대로 직접 작성

아울러 본 연구 역시 기존 선행연구들과 마찬가지로 2030년 전력시장 모의에 있어 블루 수소 또는 블루 암모니아 도입단가와 그린 수소 또는 그린 암모니아 도입단가의 선택에 대한 고민이 있었다. 그러나 안지영·이태의(2023)에 따를 때 미국 또는 사우디로부터의 블루 계열 무탄소 연료의 도입단가도 기존 LNG 및 석탄 연료보다 높는데 호주로부터 도입할 그린 계열의 무탄소 연료 도입단가는 전주기 관점에서 2배 이상 높게 추정되었다.⁸⁰⁾ 이러한 추정 결과를 토대로 할 때 중단기적으로 그린 계열 무탄소 연료가 국내 도매전력시장에서 연료가격 경쟁력을 확보하는 것이 쉽지 않을 것으로 예상된다. 이에 본 연구는 블루 계열 수소 및 암모니아 도입단가를 기준으로 추정한 혼소 연료비 단가 등을 분석에 활용한다. 또한 제10차 수급계획에서 암모니아 혼소는 20%, 수소 혼소는 50%까지를 목표로 하고 있지만 연도별로 단계적인 혼소 확대율을 확인할 방법이 없고 국내 화력발전 설비들을 대상으로 무탄소 연료 혼소 비율을 50% 이상 확대할 경우 추가되는 설비비용에 대해서도 합의된 수치가 없으므로, 본 연구의 2030년 전력시장 모의에서는 대규모 신규설비 추가가 필요한 20% 수준의 혼소율을 가정한다. 이에 따라 본 연구의 전력시장 모의에 활용된 주요 연료원별 열량단가 전제치를 정리하면 <표 3-3>과 같다. 암모니아와 수소를 20% 혼소할 경우 석탄-암모니아 혼소연료의 열량단가는 약 45.4% 상승하고 LNG-수소 혼소연료의 열량단가는 25.1% 내지 28.5% 상승하는 것으로 추정된다.

〈표 3-3〉 2030년 주요 연료원별 열량단가 전제

(단위: 천원/Gcal, 원/kg)

원자력	석탄	LNG			20% 혼소			
		평균	집단	직도입	석탄-암모니아	LNG-수소		
						평균	집단	직도입
2.5	23.8	49.4	48.9	39.7	34.6	61.8	61.2	51.0
					(432)	(3,307)		

주: ① ()는 각 혼소연료에서 무탄소 연료의 국내 도입단가를 의미하며, 단위는 원/kg

② 암모니아 도입단가는 안지영·이태의(2023)의 블루 암모니아 최대, 최소 추정값의 중위값을 적용

③ 수소-암모니아 전환비율은 Makhloufi, C., & Kezibri, N(2021)에 기반하여 1:7.7을 적용 (수소 도입단가 추정에 활용)

자료: 장인의 공간을 통해 입수한 '20~'22년 발전원별 열량단가 실적자료 평균값(비공개), 혼소연료 열량단가는 직접 산출

80) 안지영·이태의(2023), pp.86~87 및 p.159 내용 참조

2. 혼소발전의 전력시장에 대한 영향 분석 결과

이하에서는 발전기 특성, 계통제약, 열량단가 등의 전제를 바탕으로 2030년 전력시장에 대해 혼소 발전기의 전력시장 운용 방식에 따른 전력시장 모의 결과를 비교·정리한다. 현재 설계된 청정수소발전 입찰시장의 정산 방식에 따르면 수소 및 암모니아 혼소 발전량에 대해서는 혼소를 고려하지 않았을 때의 전력도매가격 초과분에 대해 연료비 차액 등을 별도 정산해주어야 한다. 즉 LNG 및 석탄 전소 발전 대비 상대적으로 높은 연료비 단가를 나타내는 수소 및 암모니아 혼소 발전은 도매시장가격(계통한계가격) 결정에서 일단 제외되므로 전력시장의 명목적인 경제적 비용 충격을 최소화 할 수 있게 된다.⁸¹⁾ 만약 기존 경제급전 시스템에서 수소 및 암모니아 혼소 발전기들이 타 연료원 발전기들과 비용경쟁을 한다면 전력시장에 발생하는 경제적 비용은 어떻게 변화할 것인가? 이하에서는 이를 정량적으로 검토해본다. 먼저 무탄소 발전의 전력거래방식을 달리하여(청정수소발전 입찰 또는 경제급전) 전력시장 모의를 진행한 결과 발전 믹스는 아래 <표 3-4>와 같이 추정된다.

<표 3-4> 혼소발전 운용 방식에 따른 2030년 발전믹스 변화 - SMP 산정용

(단위: TWh)

구분	원자력	석탄	LNG	무탄소	신재생	기타	합계
입찰시장 (별도 정산)	203.7 (78.4%)	139.4 (48.7%)	139.1 (24.6%)	-	134.2	4.1	620.5
경제급전 (통합 정산)	204.7 (78.8%)	123.4 (45.5%)	140.1 (25.8%)	13.0	134.2	4.1	619.5

주: ① 입찰시장을 통한 무탄소 발전 별도 정산 체계에서는 2030년 수소 및 암모니아 발전량을 전통적인 석탄 및 LNG(무탄소 비혼소) 발전으로 조달 할 때의 SMP를 입찰시장 차액 정산에 활용하므로 SMP 산정과의 연관성 표현을 위해 무탄소 발전량은 미표기(석탄 및 LNG 발전량에 포함)

② 2030 NDC 상황안 발전 부문 배출 목표 (149.9백만tCO₂e) 달성 가정

③ 무탄소 발전은 수소 및 암모니아 발전을 의미하며 원자력, 석탄, LNG의 ()는 연평균 설비이용률을 의미
자료: 직접 작성

81) 혼소 발전기들의 입찰금액 조달 비용까지 고려하면 혼소 발전 도입의 사회적인 비용 부담은 기존 경제급전 방식을 통한 운용과 큰 차이가 없을 수도 있다. 이에 본 연구는 전력시장운영규칙에 의거한 정산금 및 계통한계가격의 명시적 변화와 그에 따른 전기요금 충격을 고려한다.

제10차 수급계획의 2030년 무탄소 발전 목표를 달성하려면 대부분의 석탄 및 LNG 발전기들이 수소연료를 이용해야 한다.⁸²⁾ 따라서 2030년 전력시장 모의에서는 대부분의 화력 발전기들이 수소와 암모니아를 혼소하는 것으로 가정한다.

2.1. 무탄소 혼소발전 별도 정산 방식

이미 예정된 정책 방향에 따라 청정수소발전 입찰시장을 통해 수소 및 암모니아 혼소 발전에 대한 연료비 차액 등을 별도 정산해줄 때 도매전력시장가격은 2030년 총 발전량(혼소 발전량 포함)을 석탄 및 LNG로 100% 조달할 때를 기준으로 산정하며, 해당 도매전력시장가격과 무탄소 연료의 연료비 단가 간의 차이를 수소 및 암모니아 발전량에 적용해야 한다.⁸³⁾ 이러한 정산 원칙에 따라 2030년 수소 및 암모니아 발전 계약물량을 전량 이행할 때를 전제하여 전력시장 모의를 진행한 결과(〈표 3-4〉 참조), 제10차 수급계획의 연료원별 연료비 단가 체계 하에 2030년 NDC 상향안의 전환 부문 배출량 목표(149.9백만tCO₂e)를 달성하는 과정에서 원전 이용률은 약 78.4%, 석탄화력 이용률은 약 48.7%, LNG복합 이용률은 약 24.6%로 나타났다. 이 때 도매전력시장가격은 약 73.8원/kWh 수준으로 추정되며,⁸⁴⁾ 이를 반영한 도매전력시장에서의 정산금은 총 41.4조원 규모를 기록했다.

한편 제10차 수급계획의 2030년 암모니아 발전량은 약 6.9TWh, 2030년 수소 발전량은 약 6.1TWh 수준이다. 청정수소발전 입찰시장의 운영원칙에 따라 암모니아 및 수소의 연료비 단가와 각 연료의 20% 혼소 시의 LCOE 중 최솟값을 택해 전력시장 모의를 통해 추정한 SMP(약 73.8원/kWh) 간의 격차를 추산하면 입찰시장에서 암모니아 발전에 대한 정산에 약 95.2원/kWh의 단가를, 수소 발전에 대한 정산에 약 99.8원/kWh의 단가를 적용해야 한다. 이를 종합하면 2030년 청정수소발

82) 수소 및 암모니아를 20% 혼소할 때 열량공급 기여도(수소 5.7%, 암모니아 16%)와 제10차 수급계획의 2030년 발전원별 발전량 목표(석탄 122.5TWh, LNG 142.4TWh)로 역산해보면(혼소 및 전소 설비용량 구분), 2030년 석탄의 경우 약 24GW (같은 해 석탄화력 정격용량의 약 76% 내지 80%) 내외의 발전기들이 암모니아 20% 혼소를 하고 LNG의 경우 54.2~56.0GW (같은 해 LNG발전 정격용량 약 92.5% 내지 95.7%) 내외의 발전기들이 수소 20% 혼소를 달성해야 한다.

83) 이 때 무탄소 연료의 연료비 단가의 상한은 혼소 발전기의 계약기간 전체에 대한 총 LCOE를 상한으로 하며, 자세한 내용은 전력거래소(2024), p.7 내용을 참고하기 바란다.

84) 제10차 수급계획과 2020~2022년 발전원별 열량단가 실적자료 평균값을 가정했을 때의 도매전력시장가격(계통한계가격)이다. 2030년 미래의 연료가격을 어떻게 가정하느냐에 따라 해당 계통한계가격은 크게 변동할 수 있다. 본 연구에서는 혼소발전의 전력시장 운용 방식에 따른 계통한계가격, 정산금, 전기요금에 어떤 변화가 발생하는지를 정량적으로 비교한다. 따라서 계통한계가격의 절대적인 수준보다는 시장제도 차이에 따른 상대적인 변화가 더 중요하다.

전 입찰시장에서 13TWh의 무탄소 발전에 대해 약 1.3조원의 정산금이 추가로 발생한다.⁸⁵⁾ 따라서 입찰시장을 통해 무탄소 혼소발전에 대한 별도 정산을 시행할 경우 2030년 전력시장 운영에서 발생하는 정산금은 총 42.7조원 수준으로 추정된다.

2.2. 기존 경제급전 거래 방식

한편 수소 및 암모니아 혼소 발전기를 타 연료원 발전기와 경쟁시켰을 때 전력시장의 경제적 영향을 살펴보면, 전제한 연료원별 상대가격 체계 하에서 상대적으로 비싼 혼소발전기들이 도매전력시장가격 결정에 직접적인 영향을 주는 것이 특징이다. 2030 NDC의 전환 부문 온실가스 배출량 목표(149.9백만tCO₂e)를 달성할 때 원전 이용률은 약 78.8%, 석탄화력 이용률은 약 45.5%, LNG복합 이용률은 약 25.8%로 나타났다. 따라서 도매전력시장가격은 무탄소 혼소발전 별도 정산 방식 대비 약 24.9% 증가한 92.2원/kWh 수준으로 추정되며, 전력시장 정산금은 약 17.6% 증가한 50.2조원 수준으로 나타났다. 한전 총수입액 대비 구입전력비 비중이 대략 80% 수준인 점을 반영하면⁸⁶⁾ 17.6%의 전력시장 정산금 증가는 약 14.1%의 전기요금 인상 압력으로 귀결될 것으로 예상된다. 결국 2030년 대부분의 수소와 암모니아를 수입에 의존해야하고 도입단가가 석탄이나 LNG 대비 비싼 상황에서 무탄소 연료 20% 혼소는 전기요금의 인상을 촉발하는 주요 변인이 될 것으로 전망된다. 전기요금 조정이 경직적인 우리나라의 현행 전기요금 체계 하에서 무탄소 혼소로 전기요금 인상 압력이 가중된다면 오히려 한전의 적자를 심화시킬 가능성이 농후하다.

85) 안지영·이태의(2023)의 pp.85~89의 전제에 따라 본 연구에 적용한 블루 암모니아 연료비 단가(열량단가)는 약 169.01원/kWh, 블루 수소 연료비단가는 약 1,040원/kWh 수준이다. 전력거래소(2024) pp.6~7의 청정수소발전 입찰시장 운영원칙에 따르면 각 무탄소 발전의 LCOE를 상한으로 한다. 한편 국내 수소 전문가 자문을 통해 취합한 2030년 수소 및 암모니아 20% 혼소의 LCOE 평균값은 각각 173.6원/kWh, 169원/kWh 내외에서 수렴하는 경향을 보였다. 결국 암모니아 및 수소 연료의 LCOE 상한값과 2030년 SMP 추정값의 격차가 '입찰시장에서의 정산단가'가 될 것이다. 이를 제10차 수급계획의 2030년 암모니아 발전량 6.9TWh와 수소 발전량 6.1TWh에 각각 적용하면 2030년 무탄소 발전 13TWh에 대해 청정수소발전 입찰시장에서 대략 1.3조원의 정산금이 추가적으로 발생한다(혼소를 20%까지는 대대적인 설비개조 없이 기존 발전기를 이용 가능한 바, 본 연구에서 혼소 발전에 대해 별도의 대규모 고정비가 발생하지는 않는 것으로 가정). 유의할 점은 이러한 입찰시장에서의 추가적인 정산금 규모가 입찰시장 운영 결과와 크래킹(Cracking) 공정 전체 등에 따라 상이해질 수 있다는 점이다. 본 연구의 목적이 입찰시장에서의 정산금을 정교하게 추정하는 것이 아닌바, 1.3조원의 정산금 수준을 2030년 청정수소발전 입찰시장에서 발생할 수 있는 보수적 정산비용 수준 정도로 참고해주시기 바란다.

86) 조성진·김재엽(2022), p.35 내용 참조

3. 소결 및 시사점

우리는 제10차 수급계획 전제 하에서 혼소발전을 전력시장에서 어떻게 운용하는지에 따라 미래 전력시장에서의 경제적 영향이 달라지는 것을 M-Core 전력시장 모의로부터 정량적으로 확인할 수 있었다. 기존 변동비 시장 및 경제급전 원칙 하에 혼소 발전기를 타 연료원 발전기들과 경쟁시킨다면 2030년에 17% 내외의 정산비용 증가와 14% 수준의 전기요금 인상에 직면하게 될 것으로 전망된다. 전력시장의 경제적 충격을 고려한다면 현재 정책당국이 공언한 청정수소발전 입찰제도 및 무탄소 발전비용 차액정산 체계는 초기 무탄소 시장 조성 및 수소·암모니아 보급 단계에서 유의미한 시장제도로 평가할 수 있을 것이다.

그러나 특정 전원을 위한 별도의 정산 체계를 유지하는 것이 장기적으로 지속가능한지에 대해서는 명확한 판단이 어렵다. 특히 최대 15년에 이르는 장기 계약을 체결해야 하지만 계약물량에 대한 이용률을 보장하지 않는 점 등은 청정수소발전 입찰제도의 원활한 운영에 대해 우려를 더하는 부분이다.⁸⁷⁾ 아울러 실시간 계통운영 현실화 과정에서 정산시장의 세분화 등 수소 및 암모니아 발전이 타 발전원들과 경쟁할 수 있는 전력거래 시스템 확립이 필요하다는 점은 주지의 사실이다. 그러나 특정 전원의 보급 확대만을 목표로 별도의 시장운영 제도를 임시방편으로 더해간다면 안정적이고 효율적인 실시간 전력계통 운영을 위한 근본적 시장제도 개편의 동력이 약화될 것이며 가격신호에 입각한 혼소발전의 운용도 요원해질 것이다. 아울러 연료비 단가 측면에서 사우디, 미국 등으로부터 상대적으로 저렴한 블루수소 및 암모니아를 도입하더라도 여전히 비싼 연료라는 점을 생각해보면 별도의 세제지원이나 탄소가격제가 적용되지 않는 한 발전 사업자들이 무탄소 연료 혼소에 적극적으로 참여할 경제적 유인은 없다.

그렇다면 기후변화대응 및 환경정책목표 달성이라는 목적 외에 순수한 연료비 측면에서 기존 화력발전 대비 경쟁력이 전혀 없는 혼소발전을 추진해야 할 근거는 무엇일까? 이를 논하기 위해 먼저 비혼소 발전(석탄, LNG 전소) 대비 혼소 발전의 비용과 편익의 변동을 검토할 필요가 있으며, 기후변화대응 등 환경적, 사회적 편익

87) 계약발전을 통해 계약물량을 상당 부분 보장할 수 있으리란 의견이 있으나 발전 사업자 입장에서 장기 계약에 따른 사업 불확실성을 충분히 해소하기에 다소 부족하다는 의견도 존재한다.

차원에서 혼소를 추진해야 한다면 중단기적으로 보완해야 할 정책요소가 무엇이 있을지 고민해야 할 것이다. 혼소발전의 비용 증가분을 상쇄할만한 요소를 중심으로 혼소발전의 성공적 확대 및 운용을 위한 에너지정책 조합의 필요성을 도출하면서 본 장의 논의를 마무리하는 한편, 제4장 에너지정책 조합의 연료비 단가 변화 분석의 필요성을 환기하고자 한다.

3.1. 비혼소 발전 대비 혼소발전의 발전비용 변화

수소는 열량이 높아 발전효율이 높고 CO₂를 배출하지 않는 청정 에너지원이다. 환경적 측면에서 장기적 관점으로 접근하면 LNG-수소 혼소발전은 수소 전소발전으로 확대될 충분한 명분을 갖고 있다. 이에 반해 암모니아는 발열량이 낮고 발화점도 높아 발전효율이 낮다. BNEF(2022)는 이러한 암모니아를 석탄과 혼소하는 것이 탈석탄을 회피하는 수단이 되고 있을 뿐 아니라 암모니아 생산 전주기를 고려할 때 사회 전체적으로 온실가스 감축 효과가 크지 않아 기후변화대응 및 발전비용 절감에 역행하는 측면이 있다고 평가한 바 있다.⁸⁸⁾ 다만 계통운영의 안정성과 전력수급 달성 등을 종합적으로 고려할 때 짧은 기간 내에 급격한 탈석탄을 빠르게 추진하는 것은 현실적으로 쉽지 않다. 석탄-암모니아 혼소는 석탄의 급격한 좌초자산화를 완화하고 재생에너지 확대 국면에서 계통관성 제공이 가능하므로 전력시장 운영 측면에서 나름의 유의미한 기여를 할 수도 있다.

결국 장기적 관점에서 발전 부문 탄소감축 측면이나 경제성 측면에서 석탄-암모니아 혼소의 당위성을 증명하는 것은 쉽지 않다. 그럼에도 불구하고 우리 정부는 일본과 마찬가지로 암모니아와 석탄의 연료결합을 통해 2030 NDC를 달성하고 2050 탄소중립 목표 달성 과정에서 무탄소 연료인 암모니아의 혼·전소 발전 확대를 공식화 한 상황이다. 비록 환경적 효과에 있어 일부 논란의 여지가 있다 하더라도 석탄-암모니아를 혼소발전 한다면 석탄 전소발전 대비 발전비용에 어떤 변화가 발생할 것인가? 이에 대한 답을 찾아가다 보면 석탄-암모니아 혼소발전에 대해 어떤 편익이 추가적으로 고려되어야 사업자들의 경제적 참여 유인을 높일 수 있을지 가늠할 수 있을 것이다.

88) BNEF(2022), pp.5~12 내용 참조

먼저 본 연구는 2030년 이후 잔존하는 석탄 발전기들이 대부분 1,000MW 규모일 것이라는 점을 감안하여 1,000MW급 대표 석탄 발전기들의 CO₂ 배출량과 발전량 실적, 열소비율, 열량단가 정보를 바탕으로 석탄 및 암모니아 발전량을 분류하고, 그에 따른 CO₂ 배출 저감량을 추산해보았다.⁸⁹⁾ 그리고 혼소율별 전력생산 실질 기여도로 가중평균한 혼소연료의 열량단가를 도출해 석탄 전소발전 대비 발전비용 증가분을 추정하였다(〈표 3-5〉 및 〈표 3-6〉 참조). 분석 결과 석탄전소 대비 암모니아 5%에서 20%까지 혼소 시 최소 124억원에서 최대 1,307억원의 연간 발전비용 증가가 예상되었다. 혼소발전의 이와 같은 발전비용 증가분을 상쇄하는 편익이 있어야 사업자들이 자발적으로 석탄-암모니아 혼소에 참여할 경제적 유인도 존재할 것이다.

〈표 3-5〉 2019~2021년 1,000MW급 석탄 발전기 운영 평균 실적

발전기명	설비용량 (MW)	발전량 (MWh)	CO ₂ 배출량 (tCO ₂ e)	열소비율 (kcal/kWh)	열량단가 (원/Gcal)
Plant A	1,020	5,977,557	4,868,168	1,997	23,340
Plant B	1,019	7,037,200	5,751,578	2,017	23,639
Plant C	1,022	5,497,106	4,410,908	2,041	24,654
Plant D	1,050	5,154,155	4,367,710	2,044	24,100
평균	1,028	5,916,505	4,849,591	2,025	23,933

자료: 발전5사 비공개 실적자료

〈표 3-6〉 혼소에 따른 추가 발전비용 산출 및 관련 정보 요약

구분	석탄 전소	혼소 5%	혼소 10%	혼소 15%	혼소 20%
석탄발전량 (MWh)	5,916,505	5,836,017	5,753,688	5,669,454	5,583,249
암모니아 발전량 (MWh)	-	80,488	162,817	247,051	333,256
열량단가(원/Gcal)	23,933	24,964	28,181	31,473	34,841
온실가스 배출량 (천tCO ₂ e)	4,850	4,659	4,464	4,265	4,061
온실가스 저감량 (tCO ₂ e)	-	190,386	385,126	584,373	788,283
열소비율 (kcal/kWh)	2,025	2,025	2,025	2,025	2,025
연료비 단가(원/kWh)	48.5	50.5	57.1	63.7	70.5
총발전비용 (억원)	2,867	2,991	3,376	3,770	4,174
혼소에 따른 추가 발전비용 (억원)	-	124	509	903	1,307

주: ① 석탄, 암모니아 발전량 분할은 〈표 3-2〉의 암모니아 혼소율별 전력생산 실질 기여도를 반영하여 분할

② 열량단가는 〈표 3-2〉의 암모니아 혼소율별 전력생산 실질 기여도를 기준으로 석탄, 암모니아를 가중평균하여 추산

자료: 발전5사 비공개 실적자료를 토대로 직접 작성

89) 발전 부문 외부 전문가들의 의견을 수렴한 결과 사업자들은 1,000MW급 석탄 발전기에 대해 암모니아 혼소 의향이 있음을 확인할 수 있었다. 또한 기존 500MW급 석탄 발전기들 중 대부분은 전력수급기본계획을 통해 LNG 전환을 선언한 상태다.

3.2. 혼소발전의 성공적 운용을 위한 정책조합 도입 필요성

〈표 3-6〉의 분석에서 확인할 수 있듯 혼소 발전으로 인한 발전비용 증가분을 상쇄할 수 있는 편익이 확보되지 않는다면 발전 사업자들이 혼소 발전에 자발적으로 참여할 경제적 유인이 부족하다. 무탄소 연료 혼소발전 도입의 가장 큰 명분들 중 하나가 발전 부문의 CO₂ 배출 감축이라는 점을 감안할 때, 가장 먼저 식별할 수 있는 명시적 편익은 “대기오염물질(SO_x, NO_x, 먼지) 감축편익”일 것이다. 그리고 석탄화력 발전 부문의 경우 무탄소 연료인 암모니아와의 혼소를 통해 특정 시점에 대규모로 발생할 수 있는 좌초자산화를 일부 완화할 수 있는 장점도 존재한다. 따라서 이와 관련된 편익을 “좌초자산 회피 편익”으로 정의할 수 있을 것이다.

먼저 대기오염물질 편익 산정을 위해 1,000MW급 대표 석탄 발전기들의 2019년에서 2021년 사이의 대기오염물질 배출량 실적을 활용한다(〈표 3-7〉 참조). 전소 기준의 실적이므로 혼소율별 전력생산 실질 기여율에 따라 대기오염물질 감축량도 비례하여 증가할 것이다. 여기에 제10차 수급계획의 대기오염물질 원단위 배출비용(〈표 3-8〉 참조)을 곱하여 혼소율별 대기오염물질 총 감축비용을 추산한다. 이에 따라 암모니아 혼소율 5%에서 20%를 가정할 때 2030년 연간 대기오염물질 감축 편익은 최소 32.7억원에서 최대 135.3억원까지 나타난다(〈표 3-9〉 참조).

〈표 3-7〉 2019~2021년 1,000MW급 석탄 발전기 대기오염물질 배출 실적

(단위: 톤)

발전기명	SO _x	NO _x	먼지
Plant A	783.3	569.3	27.0
Plant B	647.3	348.7	34.7
Plant C	495.7	766.3	64.3
Plant D	400.3	436.7	19.0
평균	581.7	530.3	36.3

자료: 발전5사 비공개 실적자료

〈표 3-8〉 제10차 수급계획 대기오염물질 원단위 비용 전제

(단위: 천원/kg)

구분	SO _x	NO _x	먼지
석탄	71.3	68.3	153.7

자료: 장인의 공간을 통해 입수한 제10차 수급계획 원단위 비용 전제 (비공개)

〈표 3-9〉 2030년 암모니아 혼소에 따른 연간 대기오염물질 감축 편익

구분	혼소 5%	혼소 10%	혼소 15%	혼소 20%
SOx 감축량 (톤)	22.8	46.2	70.1	94.5
Nox 감축량 (톤)	20.8	42.1	63.9	86.2
미세먼지 감축량 (톤)	1.4	2.9	4.4	5.9
SOx 감축비용 (억원)	16.3	32.9	50.0	67.4
NOx 감축비용 (억원)	14.2	28.8	43.6	58.9
미세먼지 감축비용 (억원)	2.2	4.4	6.7	9.1
소계 (억원)	32.7	66.1	100.3	135.3

자료: 발전5사 비공개 실적자료를 토대로 직접 작성

한편 좌초자산 회피 편익 산출은 김태현(2022)의 2050 탄소중립 시나리오에서의 석탄화력 좌초자산비용인 8.55조원을⁹⁰⁾ 2000년부터 2022년까지의 국내 GDP 디플레이터에 기반한 물가상승률 1.93%를 적용해⁹¹⁾ 2030년 가치로 할인한 비용인 5.83조원을 이용한다. 할인된 2030년 석탄화력 좌초자산비용을 제10차 수급계획의 2030년 석탄발전량(122.5TWh)로 나누어 1MWh당 약 44,769원의 발전단위당 좌초자산비용을 도출하였다.⁹²⁾ 이를 암모니아 혼소로 감소한 연간 석탄 발전량에 곱하여 혼소율별 연간 좌초자산 회피 편익을 추정하였다. 5%에서 20%까지의 암모니아 혼소율을 고려할 때 2030년 석탄-암모니아 혼소에 따른 연간 석탄화력 좌초자산 회피 편익은 최소 36억원에서 최대 149.2억원까지 발생하는 것으로 나타났다(〈표 3-10〉 참조).

90) 김태현(2022), pp.53~54 내용 참조

91) 안지영이태의(2023), p.100 내용 참조

92) 좌초자산 규모를 설명할 때 설비용량 단위(MW 등)로 표기하는 경우를 적지 않게 접할 수 있다. 따라서 좌초자산 비용도 설비용량(MW) 당 비용으로 환산해야 한다는 의견이 있을 수 있다. 그러나 본 연구에서 참고한 선행연구는 제10차 수급계획의 전원별 발전량 전망, 탄소배출량 전망, 화력발전 이용률 등을 이용해 발전기별 전력공급량 및 미래 발전수익 등을 전망하여 석탄화력 좌초비용을 추정하였다(자세한 내용은 김태현(2022)의 pp.49~54의 내용 참고). 선행연구의 좌초비용 산정 과정에서 전원별 발전량이 활용되었으므로, 본 연구에서의 좌초자산 비용은 설비용량 당(MW)이 아닌 발전단위 당(MWh) 당 좌초자산 비용으로 환산된 값에 해당한다. 아울러 암모니아 발전량(MWh)에 대해서 좌초비용을 회피하게 되므로 좌초자산 비용은 발전단위 당 비용으로 환산하는 것이 분석에 합당하다.

〈표 3-10〉 2030년 암모니아 혼소에 따른 연간 좌초자산 회피 편익

(단위: 억원)

혼소 5%	혼소 10%	혼소 15%	혼소 20%
36.0	72.9	110.6	149.2

주: ① 2030년 MWh당 좌초자산 회피 비용은 약 44,769원

② 연평균 물가상승률은 2000~2022년 국내 GDP 디플레이터로 산정한 약 1.93% 수준

자료: 김태현(2022), pp.52~54; 산업통상자원부(2023), p.43 내용을 토대로 직접 작성

문제는 대기오염물질 편익과 석탄화력 좌초자산 회피 편익까지 고려하더라도 암모니아 혼소 발전에 의한 발전비용 증가분을 상쇄하지 못한다는 점이다. 추가적으로 고려해볼 수 있는 편익은 탄소가격 도입에 따른 혼소발전의 “탄소배출 저감 편익”이다. 석탄 전소 대비 암모니아 혼소로 감축된 석탄 발전량은 일정 수준의 탄소가격 적용으로 화폐화된 탄소배출 감축 편익을 산정할 수 있을 것이다. 만약 탄소가격 부과에 의한 탄소배출 감축 편익까지 고려한다면 암모니아 혼소율 5%에서는 탄소배출 단위당(tCO₂e) 최소 3만원에서 4만원 사이의 탄소가격이 책정되어야 혼소에 따른 발전비용 증가분을 상쇄할 것으로 추정되었다.⁹³⁾ 한편 암모니아 혼소율 20%에서는 탄소배출 단위당 12만원에서 13만원 사이의 탄소가격이 책정되면 혼소 발전비용 증가분을 상쇄할 수 있다(〈표 3-11〉 참조).

〈표 3-11〉 2030년 탄소가격 부과 수준에 따른 암모니아 혼소의 탄소배출 저감 편익

(단위: 억원)

탄소가격 부과 수준	혼소 5%	혼소 10%	혼소 15%	혼소 20%
40 천원/tCO ₂ e	76.2	154.1	233.7	315.3
100 천원/tCO ₂ e	190.4	385.1	584.4	788.3
120 천원/tCO ₂ e	228.5	462.2	701.2	945.9
130 천원/tCO ₂ e	247.5	500.7	759.7	1,024.8

주: 〈표 3-6〉의 전소 대비 혼소율별 온실가스 저감량에 탄소가격을 곱하여 산출

자료: 발전5사 비공개 실적자료를 토대로 직접 작성

93) 혼소발전의 편익에 어떤 항목을 포함시키느냐에 따라 비용증가분 상쇄 기준이 상이하게 달라질 수 있다. 본 장의 석탄-암모니아 혼소발전 편익에는 선행연구로부터 도출한 “좌초자산 회피 비용”이 회계적 편익에 포함되어 있다. 사실 좌초자산 회피 편익이라는 것은 혼소발전의 편익을 상당히 높이는 간접편익들 중 하나다. 따라서 본 장에서 추산한 암모니아 혼소발전의 비용 상쇄분(편익)은 다소 고평가된 측면이 있을 수 있으며, 이를 고려해 저자는 암모니아 혼소발전의 비용상쇄를 위한 탄소가격 부과 수준을 특별히 “최소” 수준이라 지칭하였다. 이하 제4장의 연료비 단가 분석에서는 보수적 관점에서 합의가 어려운 간접비용인 좌초자산 회피 편익을 반영하지 않을 것이다. 이 경우 암모니아 혼소발전이 석탄 전소발전보다 저렴해지는 탄소가격 부과 수준은 더 높아질 것으로 예상된다.

요약하면 5% 내지 20%의 석탄-암모니아 혼소로 발생하는 발전비용 증가를 보수적 관점의 환경편익과 좌초자산 회피 편익으로 상쇄하려면 대략 13만원/tCO₂e 수준 이상의 탄소가격 책정이 필요하다. 그러나 일부 암모니아 혼소로부터 탄소배출비용을 회피하는 편익이 존재함에도 불구하고 잔여 석탄 발전량이 존재하는 이상 13만원 수준의 탄소가격은 발전 사업자들에게 큰 부담으로 작용할 것이며, 이 중 일부가 전기요금 인상으로도 전가될 것이므로 국민경제에 대한 충격도 고려하지 않을 수 없을 것이다. 동일한 맥락에서 암모니아보다 비싼 수소의 혼소에 따른 발전비용 증가분을 상쇄하기 위한 탄소가격 수준 역시 결코 낮지 않을 것으로 예상된다. 전세계적으로 탄소가격 부과를 통한 환경급전이 강화되는 추세인 바, 우리나라에서도 탄소가격 책정이 본격화 될 조짐을 보이고 있다. 그렇다면 발전 부문에서 상대적으로 비싼 수소 및 암모니아의 자발적 이용을 유도하고 탄소가격 강화에 따른 시장충격을 일정 수준 완화해주려면 탄소가격 부과정책과 함께 추가적인 에너지정책 조합이 필요하다. 제4장에서는 탄소가격 체계와 추가적인 에너지정책의 조합이 무탄소 연료의 수소발전 참여에 대한 비용부담을 어떻게 완화하는지를 중점적으로 살펴 볼 것이다.

제4장

에너지정책 조합에 따른 연료비 단가 변화

제3장에서 수소 및 암모니아 혼소발전이 변동비 시장의 경제급전 방식으로 타 발전원들과 경쟁할 경우 높은 연료비 단가로 인해 정산금과 발전비용의 증가가 불가피하다는 점을 전력시장 모의를 통해 정량적으로 확인하였다. 아울러 타 연료원 대비 값비싼 수소 및 암모니아 혼소연료는 별도의 탄소가격 부과 또는 세제지원 등 추가적인 에너지정책의 도움이 없다면 사업자들의 자발적 혼소를 유도할만한 경제적 유인이 부족하다는 점을 간단한 비용편익 분석을 통해 확인할 수 있었다. 결국 중단기적으로 전망된 수소 및 암모니아 국내 도입단가 등을 고려할 때 가격신호 원리에 따라 비용경쟁을 가능하게 만드는 시장친화적 에너지정책이 동시에 도입되어야만 보다 장기적 관점의 탈탄소 전력시장 체계 개선을 추진하면서 무탄소 발전의 원활한 국내 전력시장 정착 및 확대를 도모할 수 있다는 점을 확인한 셈이다.

이제 제4장에서는 무탄소 혼소연료의 높은 연료비 단가로 유발된 발전비용 및 정산금 인상에 대해 몇 가지 에너지정책이 조합되었을 때 발전원간 급전순위에 어떤 변동이 발생하는지를 분석해보고자 한다. 또한 도매시장가격을 결정짓는 첨두부하 발전원인 LNG복합에 수소를 혼소할 경우, LNG 전소발전과의 급전순위 역전이 발생하는 정책조합들을 비교·분석해 볼 것이다. 이를 통해 경제급전 체계에서 발전 사업자들이 LNG 전소발전보다 LNG-수소 혼소발전을 선택할 수 있는 시장환경을 조성하려면 정책방향을 어떻게 설정해야 할 것인지 시사점을 얻을 수 있을 것이다.

1. 탄소가격과 청정연료 보조금

제3장에서 언급하였듯, 현재 시점에서 수소 및 암모니아 혼소발전은 청정수소발전 입찰시장을 통해 수소 및 암모니아 연료비 차액 등에 대한 정산을 별도로 받게 된다. 이는 수소와 암모니아의 높은 국내도입단가에 의한 경제적 충격 완화를 의도한 것이기도 하지만 수소 및 암모니아 혼소를 정책적으로 확대하기 위한 전략이기도 하다. 그러나 장기적으로 무탄소 발전원이 경제급전 시스템에 자연스럽게 편입되어 전력시장에서 자유롭게 경쟁해야 전력시장에서의 인위적인 가격왜곡과 재정부담 논쟁으로부터 자유로워 질 수 있을 것이다. 이를 위해 우선적으로 고려해야 할 부분은 변동비 시장에서 무탄소 혼소발전이 석탄 및 LNG 전소발전 대비 비용(가격) 경쟁력이 얼마나 떨어지는지, 그러한 비용 열위를 극복하기 위한 정책지원은 어떠한지, 할 것인가에 대한 대안을 모색하는 것이다.

암모니아와 수소는 석탄, LNG와 같은 화석연료와 결합하여 혼소발전에 투입된다. 만약 청정수소 입찰시장 도입 등 별도의 정책적 조치 없이 혼소 발전기들이 기존 경제급전 시장에 참여한다면 발전 사업자 입장에서 무탄소 혼소발전과 석탄 및 LNG 전소발전 사이에서 선택을 고민할 것이다. 그리고 제3장에서 언급한 수소 및 암모니아를 혼소했을 때의 연료비 단가가 석탄과 LNG를 전소할 때의 연료비 단가보다 비싸다면 발전 사업자가 혼소발전을 택할 경제적 유인은 전혀 발생하지 않는다.

발전 사업자들이 기존 석탄 및 LNG 전소발전보다 암모니아 및 수소 혼소발전을 더 선호하도록 하려면 정책 당국은 크게 두 가지 방안을 고려할 수 있다. 먼저 탄소배출에 대한 비용을 높여 화석연료의 연료비 경쟁력을 떨어뜨리는 것이다. 이에 대해서는 탄소가격제의 강화를 통한 노후 석탄화력 등 화력 발전원의 발전비용을 높여 연료가격 경쟁력을 떨어뜨리는 방법이 대표적이며, 배출권거래제와 탄소세는 대표적인 탄소가격제에 해당한다. 현재 EU와 미국 등 해외 선진국들을 중심으로 탄소배출에 대한 규제가 강화되는 추세에 있는 점, 탄소중립 목표 달성과 글로벌 기후변화 대응 강화 기조에 의해 국가별 온실가스감축목표도 점차 강화되고 있는 점 등을 고려하여 석탄 및 LNG의 연료비 경쟁력을 떨어뜨리면서 동시에 무탄소 연료 혼소를 통한 탄소배출비용 절감과 화력발전의 이용 간의 조화를 도모할 수 있는 “탄소가격제”를 이하 정책조합 분석의 한 축으로 삼는다. 다만 무탄소 혼소연료와 단일 화석

연료 간의 연료비 단가 격차가 석탄의 경우 약 45.3%, LNG의 경우 약 26.2%이므로(〈표 3-3〉 참조) 탄소가격제만으로 석탄 및 LNG 전소 발전의 가격경쟁력을 떨어뜨린다면 상당히 높은 수준의 탄소가격이 책정되어야 발전 사업자들이 석탄, LNG 전소 대신 수소 및 암모니아 혼소를 선택할 가격 유인이 발생할 것으로 예상된다.

이에 본 연구는 발전 사업자들이 암모니아와 수소 혼소를 선택할 가격 유인을 확보하는 또 다른 정책으로 “청정연료 사용에 대한 보조금 지급”을 추가적으로 고려한다. 이하의 분석에서 고려된 청정연료 보조금 지원 수준은 선진국의 유사한 선행정책 사례를 참고하여 설정하였는데, 구체적으로는 미국 “Inflation Reduction Act (IRA) Clean Energy Tax Provision(2023)”의 “Clean Electricity Production Tax Credit (이하 청정전력 생산 세제지원)”을 참고하였다.⁹⁴⁾ 엄밀한 의미에서 IRA의 해당 세제지원은 2025년 이후에 도입되는 청정전력 생산시설에 대한 재정지원으로,⁹⁵⁾ 태양광, 풍력, 지열, 바이오매스 등 기존 신재생에너지 외의 무탄소 연료 기반 발전설비에 관련된 재정지원이다. 해외 선진국들의 수소나 암모니아에 대한 지원은 통상 생산단가 지원이 일반적이며, 미국 IRA도 청정수소 생산에 대해 재정지원을 포함하고 있다. 그러나 이러한 수소 또는 암모니아 생산 단계에서의 보조금은 국내 수소 및 암모니아 도입단가에 기반영되어 있다. 결국 전력시장 모의에서 발생한 수소 및 암모니아 혼소연료의 연료비 단가 격차를 줄이기 위해서는 혼소연료를 이용한 전력생산 단계에 추가적인 보조금이 필요한 셈이다. 이에 본 연구는 전력생산 단계에서의 보조금 기준 설정 시 신재생에너지 외 무탄소 발전원의 전력생산에 대한 최신 재정지원 정책에 해당하는 미국 IRA 청정전력 생산 세제지원 체계 내의 기준을 폭넓게 준용하였다.⁹⁶⁾

한편 IRA의 청정전력 생산 세제지원의 전력생산 보조금 기준에 따르면 청정전력 1kWh 생산 시 최소 0.3cents의 보조금을 지급한다. 그리고 청정전력을 생산한 발전 사업자는 제반 여건을 평가해 1kWh당 최대 1.5cents의 보조금을 지급받을 수

94) The White House(2023), “Clean Energy Tax Provisions in the Inflation Reduction Act” (<https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/clean-energy-tax-provisions/>, 최종 접속일자: 2024.3.10)

95) 청정전력 생산 세제지원 제도와 관련된 원문은 다음과 같다. “Facilities generating electricity for which the greenhouse gas emissions rate is not greater than zero.” (<https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/clean-energy-tax-provisions/>, 최종 접속일자: 2024.3.10)

96) 수소경제 활성화로드맵과 전력수급기본계획 등 발전 부문의 수소, 암모니아 이용과 관련된 정책에서 수소 및 암모니아의 전소에 대한 구체적인 일정은 명시되어 있지 않다. 또한 제3장 선행연구 검토에서도 언급하였듯 2030년 이후 수소와 암모니아의 도입 단가가 여전히 높을 것으로 전망되고 있다. 따라서 IRA의 청정전력 생산 세제지원 체계의 보조금 기준을 다소 폭넓게 해석하여 국내 전력시장 분석에 활용이 가능하다.

있다.⁹⁷⁾ 따라서 본 연구에서도 2030년 기준 수소 및 암모니아 혼소를 통해 생산한 발전기에 대해 1kWh당 최소 3cents (약 3.5원)에서 최대 15cents (약 17.6원)을 지원하는 상황을 가정한다.⁹⁸⁾ 이하에서는 탄소가격과 청정전력 생산 보조금을 결합한 ‘정책조합 시나리오’를 구성해 수소 및 암모니아 혼소발전이 석탄 및 LNG 전소발전 대비 발전사들의 우월전략(Dominant Strategy)이 될 수 있는 기준을 추정해 볼 것이다.

2. 정책조합 시나리오 분석 전제

2.1.1. 정책조합 시나리오 설계

제3장에서 2030년 석탄-암모니아 또는 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가는 석탄과 LNG 각각 전소 시의 연료비 단가 대비 상당 수준 높게 전망되었다. LNG 개질을 전제로 한 블루 수소와 그로부터 파생된 블루 암모니아를 가정했음에도 여전히 전통 화석연료보다 26% 내지 45% 가량 비싼 연료비 단가를 보인다는 사실로부터, 우리는 청정수소 입찰시장이라는 별도의 거래시장이 없다면 수소 및 암모니아 혼소발전이 동일 전력시장 내에서 타 연료원과 경쟁 시 급전 가능한 순위를 부여받기 어려우리라는 것을 짐작할 수 있다.

본 장의 제1절에서 환기하였듯 만약 변동비 시장에서 수소 및 암모니아 혼소발전이 경제급전 원칙하에 하나의 전력시장에서 여러 발전원들과 경쟁하기 위해서는 탄소가격을 통해 석탄 및 LNG 전소발전의 비용을 높여 연료비 경쟁력을 떨어뜨리거나 또는 혼소발전의 전력생산량에 대한 추가적인 보조금을 고려해야 한다. 따라서 수소 및 암모니아 혼소발전이 석탄 및 LNG 전소발전보다 연료비 측면에서 우위를 점하는 경우는 ▲탄소가격 단독 적용, ▲청정전력 생산에 대한 보조금 단독 적용 ▲탄소가격과 청정연료 보조금 동시 활용의 세가지 경로에서 발생할 수 있다. 이 때 탄소가격은 동일 연료원간 또는 이종 연료원간의 급전순위 역전 지점을 확인하기 위해 10천원에서 250천원까지 넓은 범위를 검토할 것이다. 또한 무탄소 연료 혼소

97) The White House(2023), “Clean Energy Tax Provisions in the Inflation Reduction Act” (<https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/clean-energy-tax-provisions/>, 최종 접속일자: 2024.3.10)

98) 제3장 전력시장 모의에서 준용한 안지영·이태의(2023)의 암모니아 도입 단가와 정합성을 유지하기 위해 제4장 정책조합 효과 분석에서도 원/달러 환율도 2018~2022년 평균값인 1,176.5원/\$US를 적용한다.

를 통한 청정전력 생산 보조금은 미국 IRA의 청정전력 생산 세제지원 체계를 참고해 최소 3.5원/kWh (약 0.3cents/kWh)에서 최대 17.9원/kWh (1.5cents/kWh) 범위 내에서 연료비 단가 영향을 검토한다. 마지막으로 탄소가격제와 청정전력 생산 보조금을 결합할 때 탄소가격 또는 보조금 각각의 단일 정책으로 발생한 연료원별 열량단가 변동에 어떤 추가적인 변동을 발생시키는지를 살펴볼 것이다. 이와 같은 정책조합 효과를 분석하기 위한 연료비 단가 시나리오 분석 구조를 정리하면 아래 <표 4-1>과 같다.

<표 4-1> 정책조합 경우의 수 - 탄소가격, 청정전력 생산 보조금

정책조합	적용범위
탄소가격 단독 (천원/tCO ₂ e)	10 ~ 250 (A)
청정전력 생산 보조금 단독 (cents/kWh)	0.3 ~ 1.5 (B)
탄소가격 + 청정전력 생산 보조금	(A) × (B)

자료: 직접 작성

한편 안지영·이태의(2023)의 국내 청정 암모니아 도입단가 추정 결과에 따르면 2030년 기준 그린 암모니아의 국내 도입단가는 블루 암모니아 도입단가보다 높게 나타난다.⁹⁹⁾ 이는 발전비용 측면에서 블루 계열의 수소 및 암모니아가 국내 발전 부문에 중단기적으로 활용될 가능성이 높은 상황이란 것을 의미하며, 이와 같은 맥락에서 본 연구 제3장의 전력시장 모의에서도 2030년 무탄소 혼소발전 연료의 단가는 블루 계열의 암모니아와 수소를 가정하였다. 사실 그린 계열의 수소 및 암모니아 연료비 단가에 대한 분석 결과는 블루 계열의 무탄소 연료 단가 분석 결과에서 수준 효과(level effect)만 더해질 것이다. 따라서 연료비 단가 및 급전순위 역전과 관련된 정책조합 효과 분석에 있어 유의미한 시사점은 블루 수소 및 암모니아 연료비 단가와와의 비교·분석으로 충분히 도출 가능할 것으로 판단된다.

이와 같은 판단 하에, 제3장의 화석연료와 무탄소 연료 간의 실질 전력생산 기여도로 가중평균한 2030년 블루 계열 수소 및 암모니아 혼소연료의 연료비 기준 단가를 정리하면 <표 4-2>와 같다.¹⁰⁰⁾ 탄소가격과 청정전력 생산에 대한 보조금이 적용되지 않았을 때 혼소율 5%에서 20% 사이에서 석탄-암모니아 혼소연료의 연료비

99) 안지영·이태의(2023), pp.85~89 내용 참조

100) 화석연료와 수소 및 암모니아의 연료비 단가를 전력생산 실질 기여도로 가중평균하여 혼소연료의 연료비 단가를 산출하는 방법은 본 보고서의 제3장 1.2의 전력시장 모의 주요 변수 설명 및 전제를 참고하기 바란다.

단가는 최소 49.8원/kWh, 최대 69.5원/kWh 수준이다. 암모니아보다 도입 단가가 비싼 수소를 LNG와 혼소할 경우 LNG 연료의 도입 특성(직도입, 개별요금, 평균요금)에 따라 LNG-수소 혼소연료의 단가가 달라질 것이며, 평균적으로 혼소율 5% 수준에서 86.7원/kWh, 혼소율 20% 수준에서 91.1원/kWh의 연료비 단가를 나타냈다.

〈표 4-2〉 2030년 혼소연료별 연료비 단가 추정 결과 - 기준안 (탄소가격, 보조금 미적용)

(단위: 원/kWh)

구분		비혼소	혼소율			
			5%	10%	15%	20%
석탄 (1,000MW)		47.8	49.8	56.2	62.8	69.5
LNG	평균요금제	77.7	93.0	94.3	95.6	97.1
	개별요금제	76.8	92.0	93.2	94.6	96.2
	직도입	62.4	75.1	76.7	78.3	80.1

주: 2030년 석탄 발전기는 유연탄 발전기를 의미하며, 유연탄은 암모니아와 혼소하고 LNG는 수소와 혼소
 자료: 직접 작성

〈표 4-2〉의 연료원별, 혼소율별 연료비 단가 추정치에서 확인할 수 있듯 탄소가격이나 보조금의 역할이 없다면 석탄(유연탄) 발전이 LNG 발전보다 저렴한 관계가 여전히 유지될 뿐 아니라, 발전 사업자가 혼소발전을 선택할 비용적 유인 또한 전혀 없다. 이런 비용 구조에서는 청정수소발전 입찰시장 등을 통해 혼소 발전의 연료비 차액 등을 추가적으로 보상해주고 제약발전을 별도로 확대하지 않는 한 수소 및 암모니아 발전의 확대를 기대하기 힘들다.

2.1.2. 탄소가격의 연료비 단가 반영 방법론

탄소가격의 연료비 단가 반영을 위해 먼저 발전용 석탄(유연탄) 및 LNG의 고위발열량(High Heat Value, HHV) 실적,¹⁰¹⁾ 열량환산계수(GJ/천톤), 탄소함유량계수(kg-C/GJ), 산화계수를 토대로 탄소배출량계수(천톤-C/천톤)를 추산하였다. 여기에 제10차 수급계획의 각 연료원별 발전기의 열소비율(kcal/kWh) 정보를 반영해 원단위 탄소배출량(kg-C/kWh)을 도출하고 이를 주어진 탄소가격(원/tCO₂e)에 곱하여 “탄소가격 수준별 원단위 탄소배출가격(원/kWh)”을 추정하였다. 이와 같은 원단위 탄소배출가격 추정 과정을 수식으로 정리하면 아래 (수식 4-1) 및 (수식 4-2)와 같다.

101) 전력생산에 대한 기여도를 산출할 때는 전력생산에 실제 사용된 에너지량을 반영하기 위해 저위발열량(LHV)을 활용하였지만, 탄소배출과 관련된 정보는 투입된 연료의 탄소함량을 고려해야하므로 기화잠열을 고려한 고위발열량(HHV)을 사용한다.

(수식 4-1)

$$\text{탄소배출량계수} = \text{열량환산계수} \times \text{탄소함유량계수} \times \text{탄소함유량계수}$$
(수식 4-2)

$$\text{탄소배출량} = (\text{연료원별 발열량} / \text{탄소배출량계수}) \times \text{연료원별 열소비율}$$

본 연구에서 참고한 연료용 석탄(유연탄) 및 LNG의 고위발열량계수는 과거 전력 수급기본계획에서 실제 사용된 연료원별 발열량 수치를 사용하였다.¹⁰²⁾ 이에 본 연구는 실적 상 대표발전기인 500MW급 석탄(유연탄) 발전기의 고위발열량을 약 5,452kcal/kg으로, 450MW급 LNG 복합 발전기의 고위발열량을 약 13,074 kcal/kg으로 전제하였다.¹⁰³⁾ 열량 환산계수는 500MW급 석탄(유연탄) 발전기에 대해 약 21,827GJ/천톤, 450MW급 LNG 복합 발전기에 대해 약 49,448GJ/천톤을 가정하였다¹⁰⁴⁾ 산화계수는 「온실가스 배출권거래제의 배출량 보고 및 인증에 관한 지침」의 발전 부문 산화계수인 0.99를 적용하였다.¹⁰⁵⁾ 열소비율 실적은 500MW급 석탄(유연탄) 발전기에 대해서는 약 2,058kcal/kWh, 450MW급 LNG 복합 발전기에 대해서는 약 1,571kcal/kWh를 적용하였다.¹⁰⁶⁾ 이러한 과정을 통해 최종적으로 추정된 원단위 탄소배출량에 탄소(C)와 이산화탄소(CO₂)의 분자량 비율(12g : 44g)로 나눈 후, 탄소가격 전제(10천원/tCO₂e ~ 250천원/tCO₂e)를 곱하여 정책조합 시나리오 분석에서 필요한 탄소가격 수준별 원단위 탄소배출가격을 도출하였다. 상기 주요 실적 전제를 이용해 최종적으로 도출한 탄소가격 수준별 원단위 탄소배출가격은 아래 <표 4-3>와 같다. 500MW급 석탄(유연탄)의 연료비 단가의 경우 tCO₂e 단위당 10천원의 탄소가격에서 약 7.8원/kWh 증가하고 70천원의 탄소가격에서 약 54.7원/kWh, 최대 250천원의 탄소가격에서는 약 195.3원/kWh 증가하는 것으로 추정되었다. 한편 450MW급 LNG의 연료비 단가는 10천원/tCO₂e의 탄소

102) 장인의 공간을 통해 입수한 제7차 전력수급기본계획 상 유연탄 및 LNG의 고위발열량 전제치(내부자료)를 사용하였다.

103) 2030년 이후 석탄(유연탄) 발전기들은 대부분 1,000MW급일 것으로 예상되지만 유연탄 발전기 고위발열량의 과거 실적은 대체로 500MW에 대한 정보가 주를 이룬다. 따라서 탄소가격 수준별 원단위 탄소배출가격 도출 과정에서는 500MW급 실적 정보를 따르되 연료비 단가 추정 과정에서는 유연탄 발전기 규모별 열소비율의 차이(500MW급 2,058kcal/kWh, 1,000MW급 2,010kcal/kWh)를 반영하여 추가적인 보정을 거친다.

104) 장인의 공간 내부자료로 제7차 전력수급기본계획 상의 연료원별 고위발열량에 에너지법 시행규칙 별표의 저위발열량 : 고위발열량의 비율(유연탄 0.9, LNG 0.96)을 곱한 것으로 추정된다.

105) 「온실가스 배출권거래제의 배출량 보고 및 인증에 관한 지침, 환경부고시 제2023-221호, 2023. 9. 19., 일부개정, [별표 6], p.15 참조

106) 제10차 수급계획 관련 발전기 열소비율 실적 추정치(장인의 공간 내부자료)

가격 적용 시 약 3.3원/kWh 증가하며 70천원/tCO₂e의 탄소가격 하에서 약 23.2원/kWh, 최대 250천원/tCO₂e의 탄소가격 부과 시 약 83.0원/kWh 증가하는 것으로 나타났다. 이를 발전단의 열량단가 단위(원/Gcal)로 전환할 때에는 10차 수급계획상의 연료원별 소내소비율 실적(500MW급 유연탄 발전기 5.5%, 450MW급 LNG 복합 발전기 5.1%)과 열소비율 실적으로 보정하였다.

〈표 4-3〉 제10차 수급계획 기반 원단위 탄소배출가격 (석탄 및 LNG 전소 기준)

탄소가격 (원/tCO ₂ e)	석탄 (500MW급)		LNG복합 (450MW급)	
	원/kWh	원/Gcal	원/kWh	원/Gcal
10,000	7.8	3,588	3.3	2,062
20,000	15.6	7,175	6.6	4,125
30,000	23.4	10,763	10.0	6,187
40,000	31.3	14,351	13.3	8,250
50,000	39.1	17,939	16.6	10,312
70,000	54.7	25,114	23.2	14,437
100,000	78.1	35,877	33.2	20,625
150,000	117.2	53,816	49.8	30,937
200,000	156.3	71,754	66.4	41,250
250,000	195.3	89,693	83.0	51,562

주: ① 500MW급 석탄(유연탄) 발전기의 소내소비율은 5.5%, 450MW급 LNG 복합 발전기의 소내소비율은 5.1%로 전제
 ② 500MW급 석탄(유연탄) 발전기의 열소비율은 2,058kcal/kWh 수준, 450MW급 LNG 복합 발전기의 열소비율은 1,571kcal/kWh 수준으로 가정

자료: 직접 작성

한편 〈표 4-3〉의 원단위 탄소배출가격은 석탄 및 LNG 전소를 기준으로 할 때 탄소가격 부과 수준에 따라 발생하는 연료비 단가의 증가분에 해당한다. 만약 수소와 암모니아를 혼소한다면 전력생산에서 화석연료인 석탄과 LNG의 기여도가 줄어들게 되므로 이를 탄소배출가격에서 적절한 비율로 조정해주어야 한다. 이와 관련하여 본 연구는 제3장에서 도출한 수소 및 암모니아의 혼소율별 실질 전력생산 기여율(〈표 3-2〉 참조)만큼 석탄 및 LNG의 전력생산 기여율을 줄이고, 이를 화석연료 전소발전 시 증가하는 탄소배출가격(〈표 4-3〉 참조)에 적용해 혼소발전의 탄소배출가격을 비율적으로 조정하였다.

3. 시나리오 분석 결과

이하에서는 탄소가격과 보조금을 미적용한 상태의 혼소연료별 연료비 단가(기준안, <표 4-2> 참조)에 일정 수준의 탄소가격과 보조금 효과가 반영되었을 때 연료원별 연료비 단가 체계에 발생한 변화를 검토한다. 먼저 탄소가격만 단독으로 반영했을 때 석탄, LNG 연료비 단가의 상대적 관계에 발생하는 변화, 그리고 동일 연료원 내에서 LNG-수소 혼소발전이 석탄 및 LNG 전소발전 대비 연료비 경쟁력을 갖추는 수준을 살펴볼 것이다. 다음으로 청정전력 생산에 대한 보조금만 반영했을 때 연료원별 연료비 단가 체계의 변동을 검토한 후 탄소가격과 보조금을 동시에 결합했을 때 이중 연료원간, 그리고 동일 연료원간 연료비 단가 체계의 변동을 분석한다.

3.1. 탄소가격만 반영

3.1.1. 탄소가격 100천원/tCO₂e

전술하였듯 본 연구는 탄소배출 단위당 10천원부터 250천원까지 넓은 범위의 탄소가격을 가정하여 화력 발전원 내 연료비 단가의 변동을 검토하였다. 분석 결과 적어도 탄소배출 단위당 100천원의 탄소가격이 책정될 때 혼소율 5% 수준에서 석탄-암모니아 혼소발전의 연료비 단가가 석탄 전소발전의 연료비 단가보다 저렴해지는 구간이 나타났다. 100천원/tCO₂e의 높은 탄소가격이 부과되었음에도 LNG 복합발전 부문에서는 LNG 전소발전의 연료비 단가가 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가보다 여전히 낮다. 다만 탄소배출량 당 100천원 이상의 탄소가격 체계에서는 석탄-암모니아 혼소발전보다 LNG-수소 혼소발전의 연료가격 경쟁력이 더 높게 나타나는 구간이 발생한다. 구체적으로 살펴보면 평균요금제 하에서는 혼소율 20% 이상부터 석탄-암모니아 혼소발전보다 LNG-수소의 혼소발전의 경제적 유인이 크며, 개별요금제 하에서는 혼소율 15%부터, 직도입의 경우 5%에서 20% 혼소율 전 구간에서 석탄-암모니아 혼소발전보다 연료비 단가가 더 저렴한 것으로 추정되었다(<표 4-4> 참조).

〈표 4-4〉 2030년 연료비 단가 추정 결과 - 탄소가격 100천원/tCO₂e

(단위: 원/kWh)

구분	비혼소	혼소율				
		5%	10%	15%	20%	
석탄 (1,000MW)	119.9	119.1	122.6	126.2	129.9	
LNG	평균요금제	110.1	125.0	125.8	126.7	127.7
	개별요금제	109.2	124.0	124.8	125.7	126.7
	직도입	94.8	107.1	108.2	109.4	110.7

주: 2030년 석탄 발전기는 유연탄 발전기를 의미하며, 유연탄은 암모니아와 혼소하고 LNG는 수소와 혼소
 자료: 직접 작성

혼소발전시장 내에서라도 탄소 다배출 발전원인 석탄의 비중을 줄이고 LNG-수소 혼소 발전기를 우선적으로 가동하는 환경이 구축되려면 최소 100천원/tCO₂e 이상의 높은 탄소가격이 설정되어야 한다는 사실은 무탄소 전원의 확대를 위해 단계적이고 체계적인 시장제도 조성의 필요성을 강화한다. 그런데 탄소가격 100천원/tCO₂e 책정 시 석탄 및 LNG 전소발전 기준으로 LNG 복합발전이 석탄화력 발전보다 평균 12.7% 가량 저렴하고 LNG 전소발전은 수소 혼소발전보다 더 저렴하다. 결국 무탄소 혼소발전 확대의 가장 큰 걸림돌은 혼소대상 화석연료라 볼 수 있다.

3.1.2. 탄소가격 150천원/tCO₂e

그렇다면 탄소가격을 높여 150천원/tCO₂e 수준에서 부과하면 연료비 단가는 어떻게 변화할까? 이 경우 석탄 발전은 전소와 혼소를 불문하고 LNG 복합발전 대비 비용 경쟁력을 상실하는 것으로 나타났다. 혼소율 5%에서 20%까지 모든 구간에 대해 LNG-수소 혼소발전은 도입 방식과 상관없이 석탄-암모니아 혼소발전 대비 저렴한 연료비 단가를 보였으며, 혼소율이 높아질수록 암모니아 혼소 대비 수소 혼소의 연료비 절감폭이 커졌다. 만약 수소와 암모니아를 정책 차원에서 반드시 혼소해야 한다면 발전비용이나 탄소배출 절감 차원에서 암모니아 혼소발전보다 수소 혼소 발전을 선택하는 것이 국가적 측면에서나 개별 사업자 측면에서 유리하다. 또한 150천원의 탄소가격 체계에서 LNG-수소 혼소발전은 석탄 전소발전보다도 연료비 단가가 저렴하게 추정되었다.

〈표 4-5〉 2030년 연료비 단가 추정 결과 - 탄소가격 150천원/tCO₂e

(단위: 원/kWh)

구분	비혼소	혼소율				
		5%	10%	15%	20%	
석탄 (1,000MW)	155.9	153.7	155.8	157.9	160.1	
LNG	평균요금제	126.3	141.0	141.6	142.3	143.0
	개별요금제	125.4	140.0	140.6	141.3	142.0
	직도입	111.0	123.1	124.0	124.9	125.9

주: 2030년 석탄 발전기는 유연탄 발전기를 의미하며, 유연탄은 암모니아와 혼소하고 LNG는 수소와 혼소
자료: 직접 작성

따라서 LNG-수소 혼소발전은 발전비용 측면에서 석탄발전에 완전한 우위를 점한다. 그러나 LNG 전소와 비교하면 150천원의 높은 탄소가격 책정에도 불구하고 수소 혼소가 사업자들에게 비용적 측면에서 여전히 매력적 대안이 될 수 없는 것으로 나타났다(〈표 4-5〉 참조).

3.1.3. 탄소가격 250천원/tCO₂e

이제 탄소가격을 250천원/tCO₂e의 극단적 수준으로 부과한 경우를 검토해보자. 배출권 유상할당 비중이 확대되는 것만으로도 발전 부문에 큰 비용부담이 야기될 것으로 우려되는 가운데, 탄소배출 단위당 250천원의 탄소가격은 2018 ~ 2022년의 5개년 K-ETS 배출권 가격 평균치(약 25.9천원/tCO₂e¹⁰⁷⁾)의 10배에 가까운 가격이다. 문제는 탄소배출에 대해 250천원의 극단적 탄소가격을 적용하더라도 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가는 결코 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 낮아지지 않는다는 점이다(〈표 4-6〉 참조).

107) KRX 배출권시장 정보플랫폼의 2018~2022년 KAU 중가 기준 연평균 값을 활용하였다(<https://ets.krx.co.kr/contents/ETS/03/03010000/ETS03010000.jsp>, 접속일자: 2024.3.15)

〈표 4-6〉 2030년 연료비 단가 추정 결과 - 탄소가격 250천원/tCO₂e

(단위: 원/kWh)

구분	비혼소	혼소율				
		5%	10%	15%	20%	
석탄 (1,000MW)	228.0	223.0	222.2	221.4	220.5	
LNG	평균요금제	158.7	173.0	173.2	173.3	173.6
	개별요금제	157.8	172.0	172.1	172.4	172.6
	직도입	143.4	155.1	155.6	156.0	156.5

주: 2030년 석탄 발전기는 유연탄 발전기를 의미하며, 유연탄은 암모니아와 혼소하고 LNG는 수소와 혼소
자료: 직접 작성

사실 150천원의 탄소가격부터 암모니아 혼소를 포함한 석탄화력 발전은 수소 혼소를 포함한 LNG 복합발전 대비 연료비 측면에서 경쟁력을 상실하는 것으로 전망되었다. 이에 따라 LNG 복합발전 내에서 LNG 전소발전과 LNG-수소 혼소발전 간 연료비 단가의 상대적 관계가 2030년 수소 혼소발전의 안정적 시장정착을 위한 주요 요소로 작용할 것으로 예상된다. 그런데 극단적으로 높은 탄소가격 적용에도 불구하고 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가가 여전히 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 높다면 청정수소발전 입찰시장과 같은 별도의 무탄소 혼소 지원제도가 계속 유지되어야만 전력시장에서의 혼소 발전기 운용이 가능할 것이다. 결국 장기적 관점에서 경제급전 체계에서 무탄소 발전이 타 연료원들과 경쟁하기 위해서는 탄소가격 외의 추가적인 지원이 필요하며, 청정전력 생산 관련 보조금은 그러한 지원책들 중 하나에 해당한다.

3.2. 탄소가격과 보조금 동시 반영

탄소가격만을 전제해 연료원별 연료비 단가 변동을 검토한 결과, 100천원에서 150천원의 탄소가격 도입 시 수소 혼소를 포함한 LNG 복합발전과 석탄화력 발전의 연료비 단가가 서로 역전되는 경우가 발생한다. 특히 150천원 이상의 탄소가격 부과 시 도입방식과 혼소 여부에 상관없이 LNG 복합발전의 연료비 단가가 암모니아 혼소를 포함한 석탄화력 발전의 연료비 단가보다 낮게 나타났다. 다만 탄소가격

단일 정책 도입만으로는 동일 LNG 발전원 내에서 LNG 전소발전의 연료비 단가 경쟁력을 수소 혼소발전이 따라잡기에 역부족이라는 점을 확인할 수 있었다. 이하에서는 수소에 대한 보조금 단독 효과가 연료원별 단가에 미치는 영향을 우선 확인해보고, 탄소가격에 0.3cents/kWh에서 최대 1.5cents/kWh의 청정전력 생산 보조금을 동시에 지원하면 연료원별 연료비 단가에 어떤 추가적인 변동이 발생하는지 검토해 볼 것이다.¹⁰⁸⁾

3.2.1. 청정전력 생산 보조금만 반영 시 연료비 단가 변동

탄소가격과 청정전력 생산 보조금의 정책조합이 혼소발전 연료비 단가에 미치는 영향을 분석하기에 앞서, 탄소가격 없이 보조금만 반영했을 때 LNG 복합발전 연료비 단가에 어떤 변화가 발생하는지를 먼저 살펴볼 필요가 있다. 먼저 탄소가격 적용 없이 최소 0.3cents/kWh (약 3.5원/kWh)의 청정전력 생산 보조금을 지급할 경우 혼소율별로 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가가 보조금 지급 전 대비 평균 4.1% 하락한다. 그러나 LNG 복합발전 내 LNG 전소발전과 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가 간 상대적 관계는 불변하므로 경제급전 시장에서 경쟁 시 발전 사업자들은 수소 혼소발전보다 LNG 전소 발전을 택할 공산이 크다. 보조금을 점진적으로 확대해가더라도 LNG 전소발전이 LNG-수소 혼소발전에 보이는 연료비 단가 우위는 쉽게 역전되지 않았으며, 최대 1.5cents/kWh (약 17.6원/kWh)의 보조금 수준이 되어야 직도입 LNG-수소 20% 혼소발전의 연료비 단가가 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 낮게 나타났다. 최대 수준의 보조금을 지원하더라도 평균요금제 또는 개별요금제를 택한 LNG 복합 발전기는 혼소율 15% 수준까지는 발전사들에게 수소 혼소의 유인을 제공하지만 혼소율 20% 수준에서는 여전히 LNG 전소의 연료비 단가가 낮았다(〈표 4-7〉 참조).

108) 앞서 탄소가격의 단계적 도입으로 암모니아를 포함한 석탄 발전이 LNG 복합발전에 대해 연료비 경쟁력을 상실하는 것을 확인하였다. 이에 보조금 지원 정책을 부가한 효과는 계통한계가격 결정에 영향을 미치는 LNG 발전원을 중심으로 검토한다.

〈표 4-7〉 2030년 연료비 단가 추정 결과 - 청정전력 생산 보조금 단독 반영

(단위: 원/kWh)

LNG 도입 방식	비혼소	보조금 (¢/kWh)	혼소율			
			5%	10%	15%	20%
평균요금제	77.7	-	93.0	94.3	95.6	97.1
		0.3	89.4	90.6	92.0	93.5
		0.9	82.1	83.4	84.8	86.3
		1.0	80.9	82.2	83.6	85.1
		1.1	79.7	81.0	82.4	83.9
		1.5	74.9	76.2	77.6	79.1
개별요금제	76.8	-	92.0	93.2	94.6	96.2
		0.3	88.3	89.6	91.0	92.5
		0.9	81.1	82.4	83.8	85.3
		1.0	79.9	81.2	82.6	84.1
		1.1	78.7	80.0	81.4	82.9
		1.5	73.9	75.2	76.6	78.1
직도입	62.4	-	75.1	76.7	78.3	80.1
		0.3	71.5	73.0	74.7	76.5
		0.9	64.3	65.8	67.5	69.2
		1.0	63.1	64.6	66.2	68.0
		1.1	61.9	63.4	65.0	66.8
		1.5	57.1	58.6	60.2	62.0

주: 비혼소는 LNG 전소발전을 의미하며 청정전력 생산 보조금 지급 대상에서 제외
 자료: 직접 작성

결과적으로 보조금은 정부의 직접적인 재정투입이 필요한 영역이며, 기금을 통해 조달하든 세금을 통해 조달하든 궁극적으로는 국민들이 그 비용을 부담하게 될 것이다. 따라서 LNG-수소 혼소발전의 비용 경쟁력 강화를 위해 보조금을 지급하더라도 최대 수준의 보조금을 지급해야만 한다면 이는 정부에게 적지 않은 부담으로 작용할 것이며 국민들의 수용성을 확보하는 것 또한 쉽지 않을 가능성이 높다. 또한 무탄소 연료 생산 기술 및 수송기술 등이 빠르게 발전해 무탄소 연료비용이 지속적

으로 하락하는 상황이 발생하지 않는 이상, 보조금만으로 무탄소 연료의 혼소를 장려한다면 탄소중립 시나리오에 따라 혼소율을 높일수록 보조금 규모는 계속해서 커져야 한다. 따라서 결코 지속가능한 지원책이라 평가할 수는 없을 것이며, 이는 탄소배출에 대한 비용을 부과해 환경정책적 차원에서 화석연료의 가격 경쟁력을 떨어뜨리는 탄소가격제와의 결합에 당위성을 부여한다.

3.2.2. 탄소가격과 보조금(0.3 ~ 0.9cents/kWh)의 조합

이제 탄소가격과 청정전력 생산 보조금을 결합하였을 때 LNG 복합발전 내 연료비 단가의 상대적 관계를 검토해보자. 일단 최소 수준의 보조금인 kWh당 0.3cents를 지급할 경우 동시에 탄소가격을 부과하더라도 250천원/tCO₂e이하의 탄소가격에서는 LNG-수소 혼소발전이 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 저렴해지는 상황 자체가 발생하지 않는다. LNG-수소 혼소발전 대비 LNG 전소발전의 연료비 단가가 더 저렴한 상황은 극단적 탄소가격(250천원/tCO₂e) 부과에도 불구하고 0.3cents와 1.5cents의 중위값인 0.9cents/kWh (약 10.6원/kWh)의 보조금 수준까지도 불변한다(〈표 4-8〉 참조).

〈표 4-8〉 탄소가격(250천원/tCO₂e) + 보조금(0.3~0.9¢/kWh) 결합 시 연료비 단가

(단위: 원/kWh)

LNG 도입 방식	탄소가격 (원/tCO ₂ e)	보조금 (¢/kWh)	비혼소	혼소율			
				5%	10%	15%	20%
평균요금제	250,000	0.3	158.7	169.4	169.5	169.7	169.9
		0.9		162.1	162.3	162.5	162.7
개별요금제		0.3	158.7	168.3	168.5	168.7	169.0
		0.9		161.1	161.3	161.5	161.7
직도입		0.3	143.4	151.5	151.9	152.4	152.9
		0.9		144.3	144.7	145.2	145.7

주: 비혼소는 LNG 전소발전을 의미하며 청정전력 생산 보조금 지급 대상에서 제외
자료: 직접 작성

3.2.3. 탄소가격과 보조금(1.0 ~ 1.1cents/kWh)의 조합

청정전력 생산 보조금 0.9cents/kWh까지는 250천원의 높은 탄소가격 체계라 하더라도 발전 사업자들이 LNG-수소 혼소발전을 선택할 비용적(경제적) 유인을 제공할 수 없었다. 그러나 1.0cents (약 11.8원/kWh)의 보조금을 부과하면 탄소가격을 조합한 효과가 점진적으로 가시화된다. 분석 결과 kWh당 1.0cent의 보조금에 약 200천원/tCO₂e의 탄소가격이 결합되면 5% 혼소율 구간에서 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가가 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 낮아진다(〈표 4-10〉 참조). 250천원/tCO₂e의 극단적 탄소가격 체계에서 0.9cents/kWh의 보조금을 지급해도 LNG 전소의 비용이 더 저렴한 구조에는 변화가 없었다. 그럼에도 불구하고 1.0cents/kWh의 보조금 지급 시 200천원/tCO₂e의 탄소가격 부과가 LNG 발전원내 급전순위의 변동을 가져올 수 있는 가능성을 보여준 점에서 탄소가격과 보조금 정책 조합의 효과가 조금씩 나타나는 경계라 평가할 수 있겠다.¹⁰⁹⁾ 한편 보조금 지급 수준을 한계증분 하여 1.1 cents/kWh (약 12.9원/kWh)를 지급할 경우 혼소율 5% 구간에서는 탄소가격의 역할이 없더라도 수소 혼소발전의 연료비 단가가 LNG 전소발전보다 낮게 추정되었다(〈표 4-7〉 참조). 다만 직도입 LNG 복합 발전기라 하더라도 혼소율 10% 구간은 150천원/tCO₂e 이상의 탄소가격 부과가 필요한 것으로 나타났다(〈표 4-9〉 참조). 아울러 혼소율 20%에서의 수소-LNG 혼소발전을 가정하면 적어도 250천원/tCO₂e 이상의 탄소가격이 부과되어야 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 낮아졌다(〈표 4-11〉 참조). 추가적인 설비개조 부담 없이 최대한 높일 수 있는 혼소율이 20% 수준인 점을 감안할 때, 중단기적으로 유의미한 혼소율 목표는 20% 수준이다.¹¹⁰⁾ 변동비 시장에서 연료원간 급전경쟁을 전제할 때 발전 사업자들이 20%의 수소 혼소발전을 선택하기 위한 탄소가격과 보조금 조합이 도출되었다는 점에서 kWh당 1.0cents 내지 1.1cents의 보조금은 혼소발전 활성화에 대한 유의미한 시사점을 제공한다.

109) 물론 200천원/tCO₂e의 탄소가격도 여전히 매우 높은 수준이다.

110) 수소의 역화(flashback)와 관련된 기술적 문제에 대해 혼소율 20%까지는 기존 연소기와 노즐을 사용할 수 있으므로 새로운 설비 부가 및 교체에 대한 부담이 상대적으로 덜하다. 자세한 내용은 김대식(2019)의 pp.5~6의 내용을 참고하기 바란다.

〈표 4-9〉 탄소가격(150천원/tCO₂e) + 보조금(1.0~1.1 ¢/kWh) 결합 시 연료비 단가

(단위: 원/kWh)

LNG 도입 방식	탄소가격 (원/tCO ₂ e)	보조금 (¢/kWh)	비혼소	혼소율			
				5%	10%	15%	20%
평균요금제	150,000	1.0	126.3	128.9	129.5	130.2	130.9
		1.1		127.7	128.3	129.0	129.7
개별요금제		1.0	125.4	127.9	128.5	129.2	130.0
		1.1		126.7	127.3	128.0	128.7
직도입		1.0	111.0	111.1	111.9	112.9	113.9
		1.1		109.9	110.7	111.7	112.7

주: 비혼소는 LNG 전소발전을 의미하며 청정전력 생산 보조금 지급 대상에서 제외
자료: 직접 작성

〈표 4-10〉 탄소가격(200천원/tCO₂e) + 보조금(1.0~1.1 ¢/kWh) 결합 시 연료비 단가

(단위: 원/kWh)

LNG 도입 방식	탄소가격 (원/tCO ₂ e)	보조금 (¢/kWh)	비혼소	혼소율			
				5%	10%	15%	20%
평균요금제	200,000	1.0	142.5	144.9	145.3	145.7	146.2
		1.1		143.7	144.1	144.5	145.0
개별요금제		1.0	141.6	143.9	144.3	144.8	145.2
		1.1		142.7	143.1	143.6	144.0
직도입		1.0	127.2	127.1	127.7	128.4	129.2
		1.1		125.9	126.5	127.2	128.0

주: 비혼소는 LNG 전소발전을 의미하며 청정전력 생산 보조금 지급 대상에서 제외
자료: 직접 작성

〈표 4-11〉 탄소가격(250천원/tCO₂e) + 보조금(1.0~1.1 ¢/kWh) 결합 시 연료비 단가

(단위: 원/kWh)

LNG 도입 방식	탄소가격 (원/tCO ₂ e)	보조금 (¢/kWh)	비혼소	혼소율			
				5%	10%	15%	20%
평균요금제	250,000	1.0	158.7	160.9	161.1	161.3	161.5
		1.1		159.7	159.9	160.1	160.3
개별요금제		1.0	157.8	159.9	160.1	160.3	160.5
		1.1		158.7	158.9	159.1	159.3
직도입		1.0	143.4	143.1	143.5	144.0	144.5
		1.1		141.9	142.3	142.8	143.2

주: 비혼소는 LNG 전소발전을 의미하며 청정전력 생산 보조금 지급 대상에서 제외
자료: 직접 작성

3.2.4. 탄소가격과 보조금(1.5cents/kWh)의 조합

전력생산 단위(kWh)당 1.0cents, 1.1cents의 보조금 기점으로 탄소가격 150천 원/tCO_{2e}에서 250천원/tCO_{2e}의 부과 범위에서 LNG-수소 혼소발전의 연료비 단가가 LNG 전소발전에 대해 점진적인 경쟁력을 갖추는 것으로 파악되었다. 이제 최대 수준의 보조금인 1.5cents/kWh (약 17.6원/kWh)에서 탄소가격을 조합할 때의 효과를 검토해보자. 먼저 보조금 부과 효과만을 살펴본 <표 4-7>의 결과에 따를 때, 1.5cents/kWh의 청정전력 생산 보조금을 지급할 경우 직도입 LNG 복합 발전기 부문에서는 수소 혼소발전의 연료비 단가가 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 저렴한 것으로 나타났다. 그러나 평균요금제 및 개별요금제 하의 LNG 복합 발전기 영역에서는 혼소율 15% 수준까지 수소 혼소발전의 연료비 단가가 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 낮았지만 20% 혼소율에서의 연료비 단가는 여전히 LNG 전소발전이 저렴한 것으로 추정되었다. 앞서 언급하였지만 전력수급계획과 2050 탄소중립 시나리오에서 발전 부문의 탄소저감에 대한 무탄소 발전의 기여는 명확하다. 수소발전 시 역화(flashback) 문제로부터 비교적 자유로워 추가적인 설비 추가 및 개조 부담이 덜한 혼소율은 20% 수준인 바,¹¹¹⁾ 국가 에너지계획 목표에 부합한 중단기적 수소 혼소발전의 활용은 혼소율 20% 내외에서 확대될 것으로 예상된다. 또한 2030년 시점에는 기존 평균요금제를 적용받는 발전기가 개별요금제의 적용을 받는 발전기가 될 수 있고, 그렇다면 개별요금제 하의 LNG 복합 발전기가 수소를 20% 혼소발전 할 때 연료비 경쟁력을 확보할 수 있는 탄소가격 책정이 중요할 것이다.

이에 본 연구의 분석 결과에 따르면 최대 1.5cents/kWh의 청정전력 생산 보조금 가정 시 탄소가격을 70천원/tCO_{2e} 이상 책정하면 직도입 LNG 발전기와 개별요금제 LNG 발전기 모두에 대해 발전사들이 수소 혼소발전을 선택할 유인이 발생하는 것으로 나타났다 (<표 4-12> 참조). 만약 보조금만 지급해 직도입과 개별요금제 LNG 발전기들의 수소혼소 발전의 연료비 단가를 낮추려면 더 많은 재정이 투입되어야 하지만 70천원/tCO_{2e} 수준의 탄소가격이 부과된다면 추가적인 정부재원 투입 없이 수소 혼소발전 선택에 대한 경제적 유인을 강화할 수 있음을 확인할 수 있다.

111) 김대식(2019), pp.5~6 내용 참조

〈표 4-12〉 탄소가격(70천원/tCO₂e) + 보조금(1.5¢/kWh) 결합 시 연료비 단가

(단위: 원/kWh)

LNG 도입 방식	탄소가격 (원/tCO ₂ e)	보조금 (¢/kWh)	비혼소	혼소율			
				5%	10%	15%	20%
평균요금제	70,000	1.5	100.4	97.3	98.3	99.3	100.5
개별요금제			99.5	96.3	97.3	98.3	99.5
직도입			85.1	79.5	80.7	82.0	83.4

주: 비혼소는 LNG 전소발전을 의미하며 청정전력 생산 보조금 지급 대상에서 제외
 자료: 직접 작성

4. 소결 및 시사점

제4장에서는 국내 수소 및 암모니아 도입이 유력한 경로(사우디, 미국 등)를 가정 한 무탄소 연료 도입단가를 가정할 때 발전원간 또는 전소발전과의 연료비 단가 격 차에 변화를 줄 수 있는 정책조합을 검토하였다. 전세계적으로 기후변화대응과 탄소 중립 목표 달성 과정에서 석탄발전의 비중은 지속적으로 감소할 것으로 전망되며, 이는 국내 에너지계획인 제10차 수급계획과 2050 탄소중립 시나리오 등에도 반영 되어 있다. 그러나 전환 부문 탄소저감 목적으로 수소 및 암모니아 혼전소를 도입할 경우 물리적인 탄소배출량은 감소하겠지만 연료비 단가 수준을 고려할 때 무탄소 혼소 발전기들이 전력시장에서 급전지시를 받을 수 있을지에 대해 근본적 의문이 발생한다. 특히 본 연구에서 추정한 2030년 수소 및 암모니아 혼소발전의 연료비 단가는 석탄 및 LNG 전소발전의 연료비 대비 26%에서 45% 가량 비싼 것으로 추 정되었다. 이러한 연료비 단가 차이를 국내 전력정책 당국도 인지를 하고, 초기 무 탄소 발전의 정착 및 시장조성 차원에서 청정수소발전 입찰시장을 통해 수소 및 암 모니아 혼소 발전기들에 대해 입찰을 통해 계약물량을 조달하되 무탄소 발전에 소 요된 연료비의 차액을 산정해 별도 정산해주는 방침을 발표한 것으로 보인다.

그러나 별도의 입찰시장을 통해 무탄소 전원에 대한 운영 및 정산을 따로 하는 시장체계가 지속가능한지에 대해 본 연구는 다소 회의적인 입장을 견지하고 있다. 일례로 신재생발전원의 경우 보급확대와 기술개발을 위한 지속적인 재정지원, 탄소 배출 기준 강화, 최우선 급전순위 부여 등에 힘입어 그리드 패리티(Grid Parity) 달

성에 대한 기대가 커지고 있고, 탄소가격 강화 등을 고려할 때 화력발전보다 신재생 에너지의 발전비용이 더 낮아질 것이라는 전망을 어렵지 않게 접할 수 있다. 문제는 태양광 등 재생에너지 발전설비에 대해 보조금 지급 및 급전 우선순위를 부여하는 정책이 지속되는 가운데 안정적 계통운동을 위한 전력망 보강사업은 지연되고 분산 에너지자원 거버넌스 개편은 지지부진했다는 점이다. 즉 초기 신재생에너지 시장 조성 차원에서 도입한 별도의 운영 및 정산 체계가 고착화되면서 별도 제도 운영을 위한 비용이 지속적으로 투입되고 있으며, 하나의 시장제도 하에 타 발전원들과 신재생에너지원이 자유롭게 경쟁할 수 있는 전력시장 세분화 및 고도화에 대한 노력도 부족했던 것이다. 이에 따라 태양광, 풍력 중심의 재생에너지 발전단가가 충분히 낮아진 점을 반영해 전력시장에서의 연료원간 자유 경쟁을 할 수 있도록 시장제도를 개편하더라도, 출력제한(curtailment) 등 물리적 제약으로 인해 신재생에너지 발전이 타 발전원과 동일선에서 경쟁하고 정산받을 수 있을지 쉽게 판단하기 어렵다. 그 결과 탈탄소 전력시장에서 신재생에너지원의 역할이 확대되에도 변동성을 보완하는 시장제도의 개편과 정산시스템의 세분화는 물리적으로나 이해당사자들의 수용성 차원에서나 더욱 어려워지고 있는 상황이다. 따라서 수소 및 암모니아 발전에 대해 연료비가 높아 시장 조성이 어렵다는 이유로 별도의 입찰시장을 운영하는 것 자체는 문제가 없지만 초기 시장 조성과 보급 목적으로 특정 전원에 대해 별도의 시장체계를 도입한다면 가격(비용) 경쟁력을 갖추었을 때 기존 정규 시장으로 통합하는 방안을 동시에 강구해야만 한다. 그렇지 않으면 수소 및 암모니아 발전 역시 연료비 단가가 충분히 떨어지는 시점에는 신재생에너지 발전처럼 “사전에 준비되지 못한 시장제도 통합 문제”를 동일하게 겪게 될 수 있다. 아울러 청정수소발전 입찰시장을 통해 수소 및 암모니아 혼소 발전기를 따로 운영할 경우 전력 순수요가 음(-)의 값을 나타내는 시간대에 혼소 발전기가 입찰한다면 해당 시간대에 신재생에너지 발전의 출력제한을 더 크게 만들 여지도 존재한다. 또한 양방향 차액결제거래 방식의 계약(Contract for Difference, CfD)은 도매전력시장가격에 반응해 계통운영의 안정성을 제고하는 긍정적 효과보다 “생산하고 망각하는(Produce and Forget)” CfD의 전형적인 문제를 양산할 가능성도 상존한다. 즉 탄소저감을 위해 수소와 암모니아 혼소발전을 도입하면서 되려 신재생에너지 발전원의 운영과 비용 효율적인 계통운영을 저해하는 역설적 상황이 발생하는 것이며, 이를 해소하는 과정에서 ESS 등 수

요관리자원의 역할이 더욱 중요해지고 시장운영은 더욱 복잡해질 것으로 예상된다. 결국 청정수소발전 입찰시장 등 특정 발전원을 위한 별도의 시장제도가 원활하게 운영되려면 실시간 계통운영과의 정합성과 타 전원과의 관계 등을 고려한 정교한 제도 설계가 반드시 수반되어야 한다. 그러나 화력발전 비중이 줄어들고 신재생에너지 역할이 크게 확대된 탈탄소 전력시장에서는 안정적 계통운영을 위해 고려해야 할 변수가 더욱 많아질 것이므로 무탄소 혼소발전을 위한 별도의 시장운영과 실제 계통 운영과의 정합성을 맞추기 위한 제도설계는 결코 쉽지 않다. 이는 별도의 시장제도 도입 시 부작용을 최소화하기 위한 운영비용이 적지 않게 투입되리라는 것을 의미한다.

이러한 문제의식 하에 본 연구는 탄소배출 저감이라는 환경정책적 명분을 충족시키면서 화력발전과의 혼소를 통해 변동성 재생에너지 자원 확대에 대응한 계통 강건성 유지가 가능하다는 측면에서 무탄소 발전의 필요성을 인정하고, 수소 및 암모니아 혼소발전의 확대를 위한 실효적 정책조합을 검토하였다. 구체적으로는 탄소가격과 청정전력 생산 보조금 정책을 조합해 신규 입찰시장 도입 대신 기존 변동비 시장에서 무탄소 혼전소 발전을 성공적인 정착과 운영을 도모할 수 있는 방안을 모색하였다. 분석 결과 탄소가격 부과만으로도 수소 및 암모니아 혼소발전 간에는 급전순위 변동이 발생하였는데, 이는 최소 100천원/tCO_{2e} 이상의 높은 탄소가격을 전제할 때 나타난 결과였다. 또한 LNG 복합발전 부문에서는 250천원/tCO_{2e}의 극단적 탄소가격을 책정해도 LNG 전소발전의 연료비 단가가 수소 혼소발전의 연료비 단가보다 낮은 관계를 여전히 유지하는 것으로 추정되었다. 한편 본 연구는 계통한계가격을 결정지를 LNG 복합발전 내 급전순위를 보다 자세히 분석하기 위해, IRA의 청정전력 생산 세제지원을 준용하여 최소 0.3cents/kWh (약 3.5원/kWh)에서 1.5cents/kWh (약 17.6원/kWh)의 보조금을 LNG-수소 혼소발전에 지원한 효과를 검토하였다. 수소를 이용한 청정전력 생산에 대해 탄소가격 적용 없이 보조금만 지급한다면 LNG-수소 혼소발전은 최대 수준인 1.5cents/kWh의 보조금을 받을 때 비로소 혼소율 20% 구간에서 LNG 전소발전과의 연료비 단가 역전이 발생했다. 다만 이는 직도입 LNG 복합발전기에 국한된 결과며, 개별요금제와 평균요금제를 적용받는 LNG 복합발전기들의 경우 발전 사업자에게 20% 혼소발전의 비용 유인이 발생하지 않는 것으로 추정되었다.

당연하겠지만 동일 발전량 기준으로 수소 혼소발전에 대한 보조금 규모가 커지면 LNG 혼소발전의 연료비 단가 역시 비례하여 크게 하락할 것이며 전통적인 LNG 전소발전과의 상대가격 체계에도 큰 변화가 발생한다. 그러나 국가 재원은 한정되어 있으므로 특정 연료원에 보조금 규모를 지속적으로 확대하는 것은 실현가능한 정책 대안이 될 수 없다. 이에 따라 본 연구는 탄소배출에 대한 패널티 부과, 발전부문의 탄소저감 및 화력발전의 급격한 좌초자산화 방지의 가치를 구현하는 차원에서 탄소 가격제와 청정전력 생산 보조금의 정책조합 효과를 함께 검토하였다. 정책조합 분석 결과 대규모 설비개조가 필요한 최대 혼소율 수준이 20%인 점을 고려할 때 250천원/tCO_{2e}의 탄소가격이 부과되면 보조금을 1.1cents/kWh 수준에서 지급하면 수소 혼소발전의 연료비 단가가 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 낮아지면서 급전순위를 역전하는 상황이 발생하게 된다. IEA(2023)의 탄소중립 시나리오(Net Zero Emissions, NZE)에 따를 때 2030년 탄소가격은 140\$US/tCO_{2e} (약 164.7천원/tCO_{2e}) 수준이므로¹¹²⁾ 2030년 250천원/tCO_{2e}의 탄소가격이 다소 과한 수준이기는 하다. 그러나 1.1cents/kWh를 기준으로 보조금을 점진적으로 높여가면 혼소율 20% 구간에서 수소 혼소발전이 연료비 경쟁력을 확보하는 탄소가격은 점차 하락할 것이다. 실제 본 연구의 검토 결과 최대 1.5cents/kWh의 전력생산 보조금을 수소 혼소발전에 지급하면 직도입 및 개별요금제 LNG 복합발전 부문에서 수소 혼소 발전기가 LNG 전소 발전기 대비 연료비 경쟁력을 갖추는 탄소가격 수준이 70천원/tCO_{2e}까지 하락하는 것을 확인할 수 있었다.

탄소중립 달성 및 기후변화대응 강화 기조 속에서 국내에서의 유상할당 비중은 확대될 예정이며, 탄소가격도 상승할 것으로 전망되고 있다. 이에 따라 2030년 전환 부문에 탄소가격이 부과되지 않을 가능성은 희박하다. 또한 국내에서는 2050 탄소중립 시나리오, 2030 NDC, 제10차 수급계획 등 여러 에너지 정책을 통해 수소를 포함한 무탄소 전원의 역할이 강조되고 있다. 한편 LNG 복합발전 등 전통적인 회전체 기반 전원으로부터 계통관성을 제공받는다면 계통운영의 안정성을 제고하면서 변동성 재생에너지 자원의 확대를 강화할 수 있는 여지가 분명 존재한다. 이런 측면에서 석탄 및 LNG 등 전통적인 화력발전 설비에 수소 등 무탄소 연료를 혼소

112) IEA(2023)는 2050년 탄소중립 달성을 가정한 NZE 시나리오에서 2030년 탄소가격(CO₂ Price)이 약 140\$US/tCO_{2e}, 2040년 탄소가격이 약 205\$US/tCO_{2e}, 2050년 탄소가격이 약 250\$US/tCO_{2e} 수준에 이를 것으로 전망하고 있다. 자세한 내용은 IEA(2023), pp.297~298의 내용을 참고하기 바란다.

하는 것은 저탄소 내지 탈탄소 전원믹스의 다양성과 강건성을 제고하는 데에 나뭇의 역할을 할 뿐 아니라, 석탄화력과 같은 탄소다배출 전원의 오염물질 배출을 일부 저감시켜 화력발전 설비의 폐지시점을 탄력적으로 조정할 수 있는 유용한 정책도구가 될 수 있다. 요약하면 배출 규제와 관련된 대내외 정책환경을 고려할 때 2030년 탄소가격 부과 자체는 고정변수가 될 가능성이 높고, 전력정책 당국은 탈탄소 전력 시장에서 변동성 신재생에너지 자원의 증가에도 동시에 대비해야 하는 상황에 직면해 있는 것이다. 이에 따라 수소 및 암모니아 혼소발전의 탄소배출비용 저감과 LNG 전소발전에 대해 LNG-수소 혼소발전이 연료비 단가 측면의 경쟁력을 갖추도록 하여 무탄소 발전이 경제급전 시스템에 안착할 수 있는 토대 마련이 장기적 관점에서 중요해졌다. 본 장에서 탄소가격 및 청정전력 생산 보조금의 정책조합이 LNG 복합발전 연료비 단가의 상대적 체계에 미치는 영향을 다각도로 분석하였고, 이는 2030년 이후 무탄소 발전원이 타 발전원과 자유롭게 경쟁하면서 성공적으로 운영되는 탈탄소 전력시장의 현실화에 나뭇의 기여를 할 것으로 기대된다.

제5장

결론

1. 주요 결과 요약

본 연구는 수소와 암모니아 중심의 무탄소 신전원 도입 시 전력거래 방식에 따라 상이하게 나타나는 전력시장의 변화를 검토하고, 장기적 관점에서 변동비 시장에서 급전경쟁이 가능한 수소·암모니아 발전의 연료비 단가를 달성할 수 있는 정책조합을 검토하였다. 2050 탄소중립 시나리오에서부터 공식적으로 언급된 수소·암모니아 혼·전소 발전이 2030 NDC를 거쳐 국가 전력 부문 핵심 에너지정책인 제10차 수급계획에 반영되면서, 수소 및 암모니아를 이용한 무탄소 전원을 전력시장에서 어떤 방식으로 운영할 것인지에 대한 고민이 점차 현실적 전력정책 이슈로 다가오고 있다.

현재 제10차 수급계획에서 언급된 수소 및 암모니아 혼소발전의 정산은 일단 청정수소발전 입찰시장이라는 별도의 시장을 통해 이루어질 예정이다. 이는 수소 및 암모니아의 높은 연료비에 의해 기존 경제급전 기반 전력거래 시스템에서 타 발전원의 급전경쟁이 어려워 혼소 발전기들의 고정비 회수가 힘들고 도매전력시장가격(계통한계가격)은 크게 상승할 수 있는 문제를 해소할 수 있는 대안이다. 아울러 2030 NDC, 2050 탄소중립 등 중장기 기후변화대응 및 탄소중립 이슈에 대응하기 위해서는 수소 및 암모니아 발전의 일정한 역할이 필요하다는 전제가 전력수급기본

계획에 반영된 이상, 초기 시장 형성을 위한 조치가 필요하다는 측면에서도 청정수소발전 입찰시장에서 수소 및 암모니아 혼소 발전기들의 전력거래를 따로 다루는 것이 나름의 의미가 있다. 그러나 별도의 입찰시장을 유지하면서 무탄소 발전원을 다루는 방식은 장기적 관점에서 무탄소 전원의 비용(가격) 경쟁력을 실질적으로 제고하는 데에 큰 도움이 되지 않을 수 있다. 비록 우리나라의 배출권 가격은 해외 선진국 대비 매우 낮은 수준이지만, 기후변화대응 및 탄소중립 이행 과정에서 우리나라의 탄소가격도 장기적 관점에서는 중과(重課) 될 가능성이 높다. 탄소가격 부과는 기존 화석연료 기반 발전원들의 발전비용을 상승시키므로 발전 부문의 탄소배출 저감을 가격요소로 유도하는 규제인 바, 발전 사업자들이 수소·암모니아 등 무탄소 전원을 경제적 유인에 의해 선택할 수밖에 없는 시장환경 조성에 중요한 역할을 할 것이다.

우리는 본 연구 제2장에서 EU, 미국 등 선진국들이 탈탄소 사회 구현 과정에서 탄소가격의 이러한 순(順)효과에 대해 인정하고 있고, 사회 각 부문의 수소 이용 활성화를 돕는 주요 정책도구 중 하나로 인지하고 있다는 점을 확인할 수 있었다. 그런데 별도의 입찰시장을 운영하면서 수소 및 암모니아 혼·전소 발전기에 대해 별도의 비용 정산(차액 정산)을 시행한다면 탄소가격 부과 효과가 전력시장에 온전하게 전가되고 있는지, 그 효과를 확인하기 어려워진다. 이런 상황에서는 수소·암모니아 발전이 연료 자체의 국내 도입단가가 비싸 도매전력시장가격 및 전기요금 인상을 유도하는 발전원이라는 기초적 원리, 그리고 기후변화대응 및 탄소배출 저감을 위한 정책적 전원에 불과하다는 현황 인식 그 이상을 논의할 환경이 조성될 수 없다.

탄소중립 어젠다는 갑작스레 급조된 기후변화대응 핵심 정책목표가 아니며 그에 영향을 받은 국가 온실가스 감축 목표(NDC)는 우리나라가 반드시 달성해야 할 국제적 약속이다. 수소 및 암모니아 혼·전소는 발전 부문 탄소저감 목표 달성을 위한 새로운 친환경 연료원 중 하나며, 탈탄소 전력시스템으로의 변화 과정에서 전통적인 화력 발전소들의 좌초자산화가 급격히 진행되는 상황을 완화하기 위한 전략적 도구다. 2030년 이후 발전 부문에서 필요로 하는 수소와 암모니아를 거의 전량 수입해야 하는 우리나라 입장에서 수소·암모니아의 도입단가를 최대한 낮출 수 있는 공급망 확보와 국제적 협력은 어쩌면 영원한 국가적 과제다. 그런데 현재 우리나라는 수소와 암모니아 도입단가가 비싸서 전력시장 및 전기요금에 대한 충격이 크다는 단

편적 현상 자체에만 매몰되어 있다. 수소 및 암모니아 혼·전소 발전은 전력정책적으로 확정된 친환경 전원이며, 도입단가 수준에 상관없이 궁극적으로 국내 전력시장에 성공적으로 안착시켜야만 하는 새로운 발전원이다. 도입단가의 변동은 근본적으로 생산단가에 영향을 받으므로 우리 정책당국이 적극적으로 통제할 수 없는 외생변수인 바, 더 중요하게 고민해야 할 부분은 석탄, LNG 등 기존 전통전원과 급전경쟁이 가능한지 여부, 불가능하다면 연료비 단가 차이가 얼마나 벌어져 있는지에 대한 분석, 이를 극복하기 위한 제도적 도구 개발 등이다. 단순히 전력시장에 대한 직접적인 영향을 최소화하기 위해 값비싼 전원을 별도의 전력거래 시스템 및 정산 체계로 다루는 것은 결코 지속가능한 전력시장 운영 방식으로 볼 수 없다.

이러한 인식의 연장선에서 본 연구의 제3장은 전력거래 방식을 달리하여 변동비 기반 경제급전 시스템에서 무탄소 전원을 운용했을 때 예상되는 경제적 충격(도매전력시장가격 및 전기요금 인상 압력)을 정량 분석하였고, 제4장은 탄소가격과 청정전력 생산에 대한 보조금의 정책조합이 경제급전 시장에서 급전순위에 어떤 변화를 가져올 수 있을지를 연료원별 연료비 단가를 중심으로 검토하였다. 전력거래 방식에 있어서의 차이가 2030년 전력시장 운영에 어떤 차이를 가져오는지를 분석한 제3장의 결과에 따르면 수소 및 암모니아 20% 혼소발전은 석탄 전소발전 대비 약 45.4%, LNG 전소발전 대비 약 25.1% ~ 28.5%의 연료비 단가 상승을 가져오고, 이를 경제급전 전력거래 시스템에 반영하면 약 17.6%의 정산금 증가와 14.1% 수준의 전기요금 인상으로 이어졌다. 다시 말해 무탄소 혼소 발전기들이 전력시장에서 기존 경제급전 방식에 따라 전력거래를 할 경우 청정수소발전 입찰시장을 통한 전력거래를 전제할 때 대비 약 7.5조원 가량의 정산비용이 증가하는 것으로 전망된 셈이다. 당장 청정수소발전 입찰시장을 통해 수소원의 정산비용 증가를 억제하고 그에 파생되는 전기요금 인상압력도 완화할 수는 있겠지만 무탄소 전원을 위한 별도의 시장응용 시 실시간 계통운영 현황을 정확히 반영하기 힘들다. 특히 미래 전력시장에서 중앙발전기에 대해서도 가격입찰제가 도입된다면 재생에너지 발전량이 너무 많아 음(-)의 전력 순수요를 보이는 시간대에 LNG-수소 혼소 발전기가 마이너스 가격으로 입찰에 참여해 급전하는 경우가 발생할 수도 있다. 이 경우 수소발전 계약 물량의 해소 관점에서 낙찰된 시간대에 수소 발전량을 크게 늘린다면 전력시장 전체적인 발전비용이 크게 증가할 수 있고, 탄소저감의 핵심 발전원인 신재생에너지

발전원의 출력제한을 더 확대해야 하는 역설적 상황도 발생할 수 있는 것이다. 제2장에서 해외 주요국 수소 및 암모니아 무탄소 발전 정책 동향 사례에서도 확인할 수 있었던 부분은, EU와 미국과 같은 선진국은 애당초 별도의 시장을 통해 무탄소 전원을 조달하는 것이 아니라 기존 경제급전 시스템 내에서 탄소가격 부과와 적정 수준의 보조금을 통해 타 연료원과 가격경쟁을 하면서 무탄소 전원을 조달한다는 점이다. 단기적으로 탄소가격 부과와 상대적으로 비싼 수소 및 암모니아 연료비 단가로 발전 부문에서의 경제적 충격이 예상되지만 별도의 입찰 시스템과 비용정산 체계를 통해 무탄소 전원을 따로 다룰 경우 계통운영 관점에서 고려해야 할 변수가 많아지고 새로운 전력거래 시스템을 유지하는 데에도 추가적인 비용이 소요될 수밖에 없다.¹¹³⁾

탄소가격 부과는 기후변화대응 과정에서 이미 시행되고 있는 정책이고, 향후 탄소가격 부과에 대한 논의는 도입 여부가 아니라 부과 수준에 대한 이슈 중심으로 전개될 것이다. 이런 측면에서 EU, 미국 등 선진국들은 수소 등 무탄소 연료 이용을 활성화하기 위한 정책도구로 탄소가격의 인상과 적극적인 부과를 공식화 한 것으로 보인다. 이에 더해 EU와 미국은 수소 등 무탄소 연료 생산에 대한 보조금 등 재정지원을 강화해 생산단가를 낮추는 등 무탄소 연료의 자체적인 비용경쟁력 강화도 동시에 추진 중이다. 즉 탄소가격 부과를 통해 화석연료 이용에 대한 환경비용 패널티를 부과하면서 동시에 수소 등 무탄소 연료 이용에 대한 직접적인 재정지원을 병행하는 구조로 이해할 수 있다. 이러한 규제 및 지원체계가 발전 부문에 적용된다면 규제와 지원이라는 양방향 정책수단을 통해 하나의 전력거래시장 내에서 발전원간 상대가격을 조정하는 메커니즘으로 구현될 것이다. 별도의 거래시장을 개설해 무탄소 전원을 운용한다면 탄소가격 부과와 무탄소 전원에 대한 보조금 지원의 효과가 기존 경제급전 전력거래 시장 내에 정확히 반영되기 어려울 것이기 때문이다.

한편 해외 정책 사례에서 무탄소 전원만을 위한 별도의 전력거래시장 운영에 대한 언급이 없고 무탄소 발전의 가격(비용) 경쟁력 강화를 위한 규제와 지원책이 각각 탄소가격 부과와 보조금 지급이라는 점, 그리고 탄소가격 부과나 보조금 지원 등이 무탄소 발전의 연료비 단가에 제대로 반영이 되려면 해당 신(新)전원이 기존 경제급전 전력거래시장을 구성하는 여러 발전원들 중 하나여야 한다는 점 등을 반영

113) 청정수소발전 입찰시장에서의 계약물량에 대한 설비 이용률 보장 이슈와 신재생-원전-수소 간 급전순위에 대한 논의 등은 별도의 입찰제도를 통해 물량을 조달하고 정산하는 과정에서 추가적으로 고려되어야 할 대표적인 변수일 것이다.

해, 제4장에서는 타 발전원들보다 비싼 수소 및 암모니아 혼소 발전기들이 2030년 경제급전 시장에서 장기적으로 존속하는 방안을 검토하였다. 탄소가격이 부과되지 않은 상태라면 동일 연료원 내에서 발전 사업자들이 석탄 및 LNG 전소 대신 수소 및 암모니아 혼소를 선택할 경제적 유인은 전혀 발생하지 않는다. 수소 및 암모니아 혼소발전에 대해 일체의 보조금 없이 최소 150천원/tCO₂e 수준의 탄소가격을 부과할 때 수소 혼소여부에 상관없이 LNG 발전의 연료비 단가가 석탄 발전보다 저렴해진다. 그러나 250천원/tCO₂e의 극단적 수준의 탄소가격을 부과하더라도 LNG 발전원 내에서 LNG-수소 혼소발전이 LNG 전소발전의 급전순위를 역전하는 연료비 상대가격 체계는 발생하지 않았다. 이에 반해 수소 등 무탄소 연료를 이용한 청정전력 생산에 대해 1.1cents/kWh의 보조금을 지급하고 250천원/tCO₂e 탄소가격을 결합하면 적어도 직도입 LNG 발전 부문에서는 수소 혼소율 5%에서 20%까지의 전구간에 대해 LNG 전소발전 대비 수소 혼소발전의 연료비 단가가 저렴해지는 현상이 나타난다. 최대 1.5cents/kWh의 보조금을 지급할 경우 탄소가격 70천원/tCO₂e을 동시에 부과하면 2030년 이후 개별요금제 LNG 발전기와 직도입 LNG 발전기 모두 LNG 전소발전 대비 수소 5% 내지 20% 혼소발전의 연료비 단가가 더 저렴한 것으로 추정되었다.

2030년 이후 발전 부문에 탄소가격이 부과되지 않는 상황은 상정하기 어렵다. 국내에서도 배출권 유상할당 비율이 높아질 것이 확실시되고 있는 가운데, 본 연구의 결과에 따르면 경제급전 전력거래 시장에서 탄소가격 부과만으로 발전 사업자들이 수소 및 암모니아 혼소발전을 선택할 수 있는 가격체계를 만들려면 극단적으로 높은 수준의 탄소가격이 책정되어야 한다. 당연히 현실화될 수 없는 대안이다. 최근 선행연구를 통해 비용 측면에서 현실화 가능성이 높은 미국, 사우디 경로를 감안할 때 현행 수준의 혼소 연료비 단가가 유지된다면 1.1cents/kWh의 청정전력 생산 보조금과 250천원/tCO₂e의 탄소가격 조합부터 1.5cents/kWh의 보조금과 70천원/tCO₂e의 탄소가격 정책조합 사이에서 무탄소 연료, 특히 수소 혼소발전과 전통적인 LNG 전소발전 간 급전순위가 역전되는 상황이 발생할 것이다. 청정수소발전 입찰시장의 도입 취지가 초기 무탄소 발전 보급 및 시장 기반 구축이라는 점과 장기적 관점에서 경제급전 전력거래시장에서 타 발전원들과의 가격경쟁이 이루어져야 하는 점 등을 감안하면, 단순히 재생에너지 물량 확대와 같은 물리적 전원믹스 조정 중심

의 전력정책을 다변화할 필요성이 있다. 예컨대 경제학적 원리에 기반한 가격규제 등 탄소저감을 위한 에너지정책을 다변화하지 못한다면, 우리는 무탄소 전원을 위한 별도의 전력거래시장에서 통합 경제급전 시장으로 언제, 어떤 방식으로 전환해야 할지 정책 방향성조차 설정하지 못할 가능성이 높고 중국에는 시장 전환의 골든타임을 놓쳐버릴 수 있다.

멀게만 느껴지던 2030년이 어느덧 10년 이내에 도래하는 시기로 가까이 다가왔다. 그러나 에너지전환을 본격화했던 제8차 전력수급기본계획(이하 제8차 수급계획) 이후 제10차 수급계획까지 탈탄소 전력시스템을 위해 차별화되거나 강화된 전략은 여전히 구체성이 부족하거나 구체화하려는 노력도 부족하다. 실제로 수소 및 암모니아를 발전 부문에 이용하겠다는 전략 역시 어떤 시점에 어느 정도 수준의 혼소율을 단계적으로 적용하여 어떤 발전기에 무탄소 연료의 혼소발전을 허용할 것인지 밝혀진 바 없다. 그저 청정수소발전 입찰시장이라는 별도의 전력거래시장을 운영하겠다는 계획만 존재할 뿐이라 미래 에너지시장의 불확실성에 충분히 대응하지 못하는 측면이 있다. 본 연구는 구체화되지 못한 무탄소 혼소발전기 운용 방식을 전력거래 방식, 탄소가격 부과, 그리고 보조금 지급의 세 요소를 중심으로 시나리오를 설계하고 그에 따른 전력시장 변화를 구체적으로 검토하였다. 그리고 그 결과는 수소 및 암모니아의 도입 단가를 낮추는 외생적 노력은 당연히 지속되어야 하며, 그에 더해 탄소가격 부과와 무탄소 전원의 전력생산에 대한 추가적인 보조금의 적절한 조합이 동시에 고민되어야 한다는 점을 강조하고 있다.

2. 정책 시사점

본 연구의 정책적 시사점으로 가장 먼저 언급해야 할 부분은 수소 및 암모니아 혼소발전을 위한 별도의 전력거래시장 운영의 지속가능성 확보가 생각만큼 쉽지는 않을 것이라는 점이다. 탄소가격 부과는 이미 확정된 정책이고, 배출권거래제의 유사할당 규모도 점진적으로 확대될 가능성이 높다. IEA 등에서 전망하는 탄소가격도 2030년 기준 160천원/tCO₂e를 넘어서는 만큼, 우리나라의 탄소가격 부과 수준도 2030년 이후로 갈수록 점차 높아질 가능성이 다분하다. 탄소배출에 대해 비용을 부과한다는 것은 화력발전이 존속하는 한 도매전력시장 전체의 발전비용을 높일 뿐

아니라 개별 화력발전 사업자들에게도 적지 않은 비용 부담으로 작용한다. 그럼에도 불구하고 탄소배출에 대한 비용을 징수하겠다는 것은 경제적 비용에 대한 고민 이전에 기후변화대응에 대한 국가적 책임을 이행하는 과정에서 NDC 목표를 달성해야 하며, 이를 위해 발전 부문의 환경적 가치 실현을 경제성 못지않게 중시하겠다는 정부의 의지 표명이기도 하다. 그런데 탄소가격을 부과하여 탄소배출에 대한 경제적 부담을 높여 탄소저감을 유도하겠다는 탄소가격 부과의 효과가 전력시장에 직접적이고 명확하게 전가되는 경로를 오히려 불투명하고 불명확하게 만드는 것이 별도의 입찰시장을 통한 계약 및 정산 시스템이다. 제도를 도입한다면 도입 취지에 맞는 적용 범위와 기간을 두어야 하고, 그 이후에는 탈탄소 전력시장의 상대가격체계를 왜곡하지 않으면서 하나의 통합된 시장에서 발전원들 간 가격경쟁이 자유롭게 이루어질 수 있도록 유도해야 한다. 이를 위해 본 연구는 크게 세 가지의 정책방향을 제시하고자 한다. 첫째, 무탄소 전원을 위한 별도의 입찰시장을 운영하는 기간 동안 EU, 미국, 일본처럼 수소 및 암모니아 공급망을 구축해 안정적이고 저렴한 수소 및 암모니아 도입구조를 확보함과 동시에, 계약기간별로 공신력 있는 무탄소 연료 도입단가 전망 시스템을 국가적으로 구축할 필요가 있다. 본 연구는 유력해 보이는 수소 및 암모니아 도입 경로별로 국내 도입단가를 예측한 선행연구의 가격전망 결과를 활용하였지만, 해당 전망치가 너무 낮은 수준이라는 의견도 업계 일각에서 제기되고 있는 것이 사실이다. 또한 현실적 측면에서 국내 발전 부문에 투입될 수소 및 암모니아의 가격이 단기간에 낮아질 가능성은 높지 않다. 그러므로 만약 하나의 경제급전 전력거래 시스템에서 무탄소 발전원이 타 발전원들과 가격경쟁을 한다면 수소 및 암모니아 혼소연료의 단가 전망이 예측력과 신뢰성을 갖추고 있어야만 타 발전원들과의 가격경쟁을 언제까지 어느 정도 수준으로 지원할지, 실효성 있는 탄소가격 및 보조금 조합을 도출할 수 있을 것이다. 가격원리에 의해 사업자들이 LNG 및 석탄 전소 대신 수소 및 암모니아 혼소발전을 선택하려면 있는 LNG 및 석탄과의 신뢰성 있는 상대적 가격 격차를 파악하는 것이 중요하다. 이와 관련해 2027년부터 개시될 청정수소발전 입찰을 통해 국내 수소도입가격 실적을 축적함으로써 미래 수소 및 암모니아 도입단가 전망을 위한 기반을 구축하는 방안을 제시해본다. 각 기업들의 가격 정보는 대외비지만 계획된 청정수소발전 입찰시장 운영기간 동안 청정수소 관련 가격정보는 등은 평균값 형태로 최대한 공개하는 등, 관련 연구에 활용이

가능한 형태로 가공될 수 있다면 공신력 있는 무탄소 연료 도입단가 시스템 구축에 큰 힘이 될 것이라 사료된다.

둘째, 탄소가격 부과는 고정변수로 보아야 한다. 2030년 이후의 탄소가격 논의는 부과 여부가 아닌 부과 수준의 문제가 될 가능성이 높다. 다만 탄소가격만 부과하면 수소·암모니아 혼소발전이 기존 화력발전과 경쟁이 가능한지, 가능하다면 얼마나 높은 수준으로 부과해야하는지를 우선적으로 검토한 후 산업 및 국민경제에 대한 충격 등을 종합적으로 고려해 분석 대상 시점에서 현실적으로 적용 가능한 수준의 탄소가격을 파악해야 한다. 그리고 해당 탄소가격 부과 목표는 연도별로 꾸준히 증가하는 추세에 있어야 하는 것은 EU 등 해외 사례로부터 참고할만한 부분이라 생각된다. 탄소배출에 대해 패널티를 부과하겠다는 정책적 일관성과 의지를 시장에 보여줄 수 있어야 탄소배출 규제가 장기적으로 이어질 것이고 화력발전이 지닌 연료가격 경쟁력도 일시적이라는 인식을 사업자들이 갖게 될 것이기 때문이다.

마지막으로 기간별 수소 및 암모니아와 화석연료와의 상대적 가격 격차 전망과 그에 따른 탄소가격 기준을 파악했다면 그에 따른 전력생산 보조금을 연동해서 설정할 수 있을 것이다. 만약 이 때 탄소가격 부과 기준을 산업 충격 등을 이유로 지나치게 보수적으로 설정하였다면 수소 및 암모니아 혼소연료가 LNG 및 석탄과 경쟁이 가능한 보조금 수준이 비현실적으로 정해질 수밖에 없다. 궁극적으로 2050 탄소중립에 맞추어 석탄 및 LNG 전소발전의 축소에 대해 강한 정책적 의지를 갖고 탄소가격을 설정해야하는 이유가 여기에 있다. 사실 kWh당 1.5cents (약 17.6원) 수준의 보조금 단가도 전력생산에 대해 직접적으로 보조해주는 단가이므로 낮은 수준으로 보기 힘들다. 이를테면 제10차 수급계획 상 2030년 수소 및 암모니아 발전량 목표는 약 13TWh인데, 이에 대해 17.6원/kWh의 보조금을 지급한다면 2030년 한 해에만 약 2,288억원의 국가 재정 부담이 가중되는 것이다. 따라서 산업충격 최소화라든지 국민경제에 대한 충격이라는 불명확한 명목 하에 탄소가격을 지나치게 보수적으로 부과하는 것은 무탄소 전원의 활성화를 포기하는 것과 동일하다는 점을 정책 당국이 인지할 필요가 있다.

본 연구 결과에서 주목할 부분은 탄소가격과 보조금의 정책조합이 경제급전 기반 전력거래시장에서 무탄소 발전원이 기존 화력 발전원과 연료비 단가 경쟁을 할 수 있도록 유도하는 유력하고 현실성 있는 정책대안이라는 점이다. 본 연구의 분석 결

과 70천원/tCO_{2e}의 탄소가격이 부과되고 1.5cents/kWh의 보조금을 지급하면 발전사들은 혼소율 20% 수준의 LNG-수소 혼소발전을 채택할 것인데, 70천원/tCO_{2e}의 탄소가격은 IWG(2021)의 2030년 기준 탄소배출비용인 62\$US/tCO_{2e}(약 72.9천원/tCO_{2e})에 근접하는 수준이다.¹¹⁴⁾ 또한 IEA(2023)에서는 기존 정책추이에 따를 때(Stated Policies Scenario, STEPS) 한국의 2030년 탄소배출 가격이 42\$US/tCO_{2e} 수준일 것으로 전망하였는데,¹¹⁵⁾ 이 수치는 대단히 현실순응적이고 보수적인 값으로 평가할 수 있다. 따라서 1.5cents/kWh의 보조금과 70천원/tCO_{2e}의 탄소가격 조합은 2030년에 충분히 실현될 수 있는 정책조합이라 판단된다. 아울러 해당 보조금과 탄소가격 부과 수준을 저감시킬 수 있는 근본적 요소는 에너지정책 외의 외생변수에 해당하는 수소 도입 및 생산단가며, 이를 저감할 수 있는 기술개발이다. 따라서 탄소가격과 보조금의 정책조합을 강조하였으나 근본적인 수소 생산 및 도입 단가를 낮출 수 있는 노력을 결코 등한시해서는 안 된다는 점을 강조하고 싶다. 수소 및 암모니아 발전에 대한 기술개발이나 공급망 다변화 등과 같은 기존 노력들이 탄탄하게 뒷받침 되어야만 본 연구의 분석 결과가 실효성 있는 의미를 가질 수 있을 것이다.

3. 한계점 및 후속연구 제언

본 연구는 다양하게 전망되고 있는 2030년 수소 및 암모니아 국내 도입단가를 근거로 전력거래방식에 따른 전력시장 운영 결과의 차이를 검토했고, 기존 석탄 및 LNG 전소발전과 수소 및 암모니아 혼소발전의 급전순위를 변화시킬 수 있는 정책 조합을 분석하였다. 전술하였지만 미래의 수소 및 암모니아 도입단가는 거의 백가쟁명(百家爭鳴)식으로 다양하게 전망되고 있어 일정 범위에서 합의된 전망치가 존재하지 않는다. 이는 근본적으로 수소 및 암모니아 생산·도입과 관련된 기술 수준과 관련 비용에 대해 전문가들마다 평가하는 가치가 상이하기 때문에 발생하는 문제다.

114) IWG(2021), pp.2~6 내용 참조

115) IEA는 “Stated Policies Scenario (STEPS)”에 대해 “각국의 현행 에너지정책 환경을 반영한 시나리오로, 글로벌 탈탄소 에너지시스템을 위한 추가적인 조치를 취하지 않고 현재 수준의 에너지정책을 유지하는 보수적 입장을 대변한다”라고 설명하고 있다. 즉 STEPS의 전망 결과는 현행 각국의 에너지정책이 글로벌 에너지시스템 목표 달성 과정에 얼마나 부합하는지를 보여주는 기준이며, 미래에 대해 각국 정부가 설정한 에너지정책 목표 달성 또한 전제하고 있지 않다. 따라서 대단히 보수적이고 현실순응적인 시나리오를 대표하는 것으로 이해할 수 있겠다. 자세한 내용은 IEA(2023), pp.295~297 내용을 참고하기 바란다.

따라서 수소 및 암모니아 도입단가의 전제에 대해 실제 기업들이 인지하고 계약 진행 중인 가격 수준을 반영할 수 있다면 보다 적시성 있는 탄소가격과 보조금 조합을 도출해 볼 수 있었을 것이다. 그러나 이 부분은 각 기업들의 비공개 정보로 다루어질 가능성이 높아 앞으로도 분석이 어려울 수 있으므로, 향후 청정수소발전 입찰시장에서 확보·공개할 수 있는 가격정보 수준에 따라 개선여부를 판단할 수 있을 것이다.

한편 본 연구는 미래 무탄소 혼소연료 단가에 대해 2030년 한 해의 확정적 수치를 도출해 활용하였다. 그러나 주요 발전연료(원자력, 석탄, LNG, 석유 등) 전체에 대해 시계열로 가격전망을 하고 도입선 시나리오와 탄소가격 및 보조금 조합 시나리오에 따른 수소·암모니아 도입단가를 연도별 혼소연료 가격에 반영했다면 어떤 시점에서 수소 및 암모니아 혼소발전의 연료비 단가가 석탄 및 LNG 전소발전의 연료비 단가보다 낮아지는지까지 보여줄 수 있었을 것이다. 이 경우 동태적 전망치를 분석에 활용하므로 무탄소 신전원이 참여하는 전력시장이 장기간에 걸쳐 어떻게 진화하는지 그 양상을 확인할 수 있는 장점도 있다. 다만 이러한 동태적 전망 및 분석은 본 연구의 과업 범위를 넘어서는 부분이며, 본 연구가 검토하고자 한 2030년 탄소가격 및 보조금 정책조합의 전력시장 영향 등의 분석에 본질적인 차이를 가져오지는 못했을 것으로 판단된다. 추후 후속연구에서는 연료원별 장기가격전망까지 반영해 시장 진화단계별로 구체화된 수소 및 암모니아 혼·전소의 전력시장 운용방안 및 보조금 재원조달 방안까지 제시할 수 있기를 기대해본다. 또한 2024년에 발표될 예정인 제11차 전력수급기본계획의 전력수요와 전원구성 전망결과, 그리고 연료원별 장기 가격전망 수치를 적용해 본 연구의 시나리오 분석을 재수행하고, 이번 연구의 결과와 비교해보는 작업도 연구결과의 활용도 제고에 유의미한 기여를 할 것으로 예상된다.

참고문헌

〈국내 문헌〉

- Transitin Zero. 2022. 「막다른 골목에 몰린 석탄: 일본 전력 부문의 탈탄소화 과정에서 청정 석탄기술이 담당하는 역할」.
- 관계부처 합동. 2021. 「제1차 수소경제 이행 기본계획」.
- 김대식. 2019. 「수소 가스터빈 연소기술 개발 동향 고찰」. 『한국 연소학회지』. 24(4), 한국연소학회, pp.1~10.
- 김재엽, 이태의. 2021. 「무탄소 신전원 해외사례 및 정책방향 연구」. 수시연구보고서 21-06, 에너지경제연구원.
- 김재엽, 조성진. 2023. 「석탄 발전소 폐쇄 지원 방식에 대한 해외 사례의 국내 도입 가능성 연구」. 기본연구보고서 23-12, 에너지경제연구원.
- 김태현. 2022. 「탄소중립 촉진을 위한 발전산업 탈탄소화 자원 조달·운영 방안 연구」. 기본연구보고서 22-07, 에너지경제연구원
- 발전5사. 2019~2021. 「발전기 운영 실적자료 (비공개)」.
- 산업통상자원부. 2023. 「제10차 전력수급기본계획 (2022~2036)」.
- 산업통상자원부. 2023. 3. 8. 「규제영향분석서 - 수소발전 입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시」.
- 안지영, 이태의. 2023. 「녹색에너지협동연구: 청정 암모니아 전주기 밸류체인 체계 구축 연구」. 기본연구보고서 23-24, 에너지경제연구원.
- 에너지경제연구원. 2023. 8. 「글로벌 에너지시장 환경 변화에 대응한 청정에너지 인프라 구축 방향」. 제35회 포스코그룹 기술컨퍼런스 발표자료.

- 장인의 공간. 2023. 「제10차 전력수급기본계획 기초전제 및 실적 자료 (비공개)」.
- 전력거래소. 2023. 「비용평가세부운영규정 (2023. 7. 28. 개정)」.
- 전력거래소. 2024. 「청정수소발전시장 사업자 설명회」. 사업자 설명회 발표자료.
- 조성진, 김재엽. 2022. 「발전 부문 온실가스 감축을 위한 정책대안 분석: 탄소가격과 원전정책을 중심으로」. 수시연구보고서 22-01, 에너지경제연구원.
- 한전경제연구원. 2022. 「글로벌 암모니아 시장 동향 및 암모니아 발전 관련 이슈」, KEMRI 전력 경제 REVIEW, 2022년 제4호.

〈외국 문헌〉

- BNEF. (2022). “Japan’s Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy.” BloombergNEF.
- IEA. (2019). “The Future of Hydrogen.” Report for the G20, Japan. International Energy Agency.
- IEA. (2023). “World Energy Outlook 2023.” International Energy Agency.
- IWG. (2021). “Technical Support Document: Social Cost of Carbon, Methane, and Nitrous Oxide Interim Estimates under Executive Order 13990.” Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases, United States Government.
- Jenks, C., Dobie, O. H., Dewey, S., and Perls, H. (2023). “EPA’s Proposed Greenhouse Gas Emission Standards for Power Plants are Consistent with Statutory Factors and Market Trends.” Harvard Law school.
- Makhloufi, C., & Kezibri, N. (2021). “Large-scale decomposition of green ammonia for pure hydrogen production.” International Journal of Hydrogen Energy, Volume 46, Issue 70, pp. 34777-34787.
- VIS Economics & Energy Consultants. (2023). “Study on requirements and implementation of ENTASO’s Cost Benefit Analysis for hydrogen infrastructure for ACER.”

〈웹사이트 및 DB〉

- KRX. (2023). “배출권시장 정보플랫폼 - 2018~2022년 KAU 증가기준 가격정보”, <https://ets.krx.co.kr/contents/ETS/03/03010000/ETS03010000.jsp>, (검색일: 2024. 3. 15.)
- Mitsubishi Power. (2021). “Mitsubishi Power Commences Development of World's First Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System,” <https://power.mhi.com/news/20210301.html> (검색일: 2023. 12. 21.)
- NEDO. (2021). “Accelerating technological development toward practical application of ammonia co-firing technology,” https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101432.html (검색일: 2023. 12. 22.)
- The White House. (2023). “Clean Energy Tax Provisions in the Inflation Reduction Act” (<https://www.whitehouse.gov/clean-energy/clean-energy-tax-provisions/>, 검색일: 2024.3.10.)
- 이넷뉴스. (2021. 7. 23). “수소 업계가 ‘소금동굴’ 주목하는 이유”, <https://www.enetnews.co.kr/news/articleView.html idxno=4149> (검색일: 2023. 1. 3.)
- 전기신문. (2023. 11. 16). “발전업계 최대 관심사 ‘배출권 통합 BM’…정부는 ‘강행’ 가닥”, <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=328837> (검색일: 2023. 12. 12.)
- 한국전력거래소 전력통계정보시스템(EPIS). (2024) “가중평균 SMP 자료”. <https://epis.kpx.or.kr/episnew/selectEkmaSmpSmpChart.do?menuId=040201> (검색일: 2024.3. 12.)

〈법령〉

- 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」(시행 2024.2.1. 법률 제19810호, 2023. 10. 31., 일부개정). <https://www.law.go.kr/LSW//lsInfoP.do?lsId=013670&ancYnChk=0#000> (검색일: 2024. 3. 10.)
- 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률 시행령」(시행 2023. 11. 30. 대통령령 제33882호, 2023.11.21., 일부개정). <https://www.law.go.kr/LSW//lsInfoP.do?lsId=014015&ancYnChk=0#0000> (검색일: 2024. 3. 10.)

「수소발전 입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시」(시행 2023. 5. 24. 산업통상자원부고시 제2023-98호, 2023. 5. 24., 제정). <https://www.law.go.kr/LSW//admRulInfoP.do?admRulSeq=2100000223790&chrClsCd=010201> (검색일: 2024.3.10.)

김재엽 | 現 에너지경제연구원 부연구위원

〈주요저서 및 논문〉

『An Analysis of the Effects of Fuel-transition in Transportation Sector: Focusing on Business Cars』, Environmental and Resource Economics Review, 2020

『Estimating Effects of Electrification in Transportation Sector on Energy Imports』, Korean Energy Economic Review, 2021

『An Analysis of the Environmental Benefits of the Price Signal Recovery under the Current Electricity Tariff in Korea』, Environmental and Resource Economics Review, 2022

조성진 | 現 에너지경제연구원 선임연구위원

〈주요저서 및 논문〉

『에너지 세제 체계 합리적 개선 방향 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2023 (박광수 공저)

『탄소세 도입의 상업·공공용 건물에너지소비 영향 분석 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2022 (김수일 · 이성재 공저)

『탄소중립을 위한 에너지세제 개편 방향 연구: 전력부문을 중심으로』, 에너지경제연구원 기본연구, 2022

『원자력발전 신규 조세 도입의 사회적 수용성 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2021

『발전부문 지역자원시설세 개선 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2020 (박광수 공저)

자체연구보고서 2023-03

국내 무탄소 신전원 도입에 따른 단계별 전력 시장 운영방안 연구: 수소 · 암모니아 혼 · 전소를 중심으로

인 쇄 2024년 3월 21일

발 행 2024년 3월 25일

저 자 김 재 엽 · 조 성 진

발행인 김 현 제

발행처 에너지경제연구원

주 소 44543 울산광역시 중구 중가로 405-11

연락처 (052)714-2114(대) FAX (052)714-2028

등 록 제 369-4030000251001992000001 호

인 쇄 디자인매일 (051)467-3337

©에너지경제연구원 2024 ISBN 978-89-5504-930-5 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원



KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

