

## 원자력 활용 수소생산의 제도화 방안에 관한 연구

### A Study on How to Institutionalize Hydrogen Production Using Nuclear Energy

이동건(Lee, Dong Geon)\*

#### ABSTRACT

In order to actively combat the climate crisis, recent decisions requiring governments to set greenhouse gas emission reduction targets have included the Dutch Urgenda decision and the German Constitutional Court decision (BVerfG, NVwZ 2021, 954, Rn. 109.) and The achievement of carbon neutrality through the production of green energy, as determined by the Constitutional Court decision (2020 Constitutional Court 389). is an important and urgent issue, and the production of green hydrogen is desirable to achieve “2050 Carbon Neutral”, but green hydrogen is green hydrogen is difficult to produce in reality, so producing hydrogen energy utilizing nuclear power recognized as clean energy nuclear energy, which is recognized as a clean energy source, could be an alternative.

Nuclear hydrogen energy can be produced by utilizing the under-dispatch of electricity caused by the rigidity of nuclear power and the transmission constraints caused by the lack of transmission lines, thus increasing the efficiency of overall energy. However It is a variant of nuclear power that has the same limitations as nuclear power, such as the cost of radioactive waste disposal and the risk of accidents such as the Fukushima nuclear disaster, as well as the claim of replacing the hydrogen industry as one of the rationales for building new nuclear power plants.

This paper aims to increase the proportion of hydrogen energy generation through the existing hydrogen power generation bidding system (CHPS) and the mandatory clean hydrogen power generation system, and to improve the existing system by introducing Japan's power purchase agreement (PPA) along with Germany's power generation difference auction system, and to examine the introduction of hydrogen energy supply certificates (HEC) and the activation of certificate trading. On the other hand, issues related to safety were summarized and legislation was considered as there were no safety standards for hydrogen power generation facilities utilizing nuclear power plants such as high-temperature gas cooling furnaces.

In addition, we examine the legal basis of the Hydrogen Act and administrative law issues, and the attitudes of precedents and theories on the legal nature of public law acts and exceptional approvals of hydrogen product manufacturing business licenses and registration and signatures of the Minister of Trade, Industry and Energy.

In addition, this article examines the legal basis of the Hydrogen Act and administrative law issues, and the attitudes of precedents and theories on the legal nature of public acts and exceptional approvals of hydrogen product manufacturing business licenses and registration and signature of the

\* 부산대학교 법학전문대학원 법학전문박사, 경상북도청

Minister of Trade, Industry and Energy.

On the other hand, issues related to safety were summarized, and since the current “Hydrogen Act” does not have regulations on safety standards for nuclear power plant hydrogen generation facilities and facilities such as high-temperature gas cooling furnaces, it was considered to enact a separate law.

In addition, as an institutional complement to nuclear hydrogen production, the report recommends prioritizing the supply of surplus electricity from transmission constraints to nuclear hydrogen industrial complexes, compensation for local benefits of nuclear power plants, fair production cost calculation, expansion of the direct power purchase agreement (PPA) system, and a differential electricity price system by distance.

Finally, the main body of this paper and the appendix contain the draft of the “Special Act on Nuclear Hydrogen Production” (tentative title), which stipulates the implementation system and safety standards for nuclear hydrogen production.

Subject words: Hydrogen Energy from Nuclear Power, Fairness, Hydrogen Energy Implementation System, Safety Management, Special Laws

## I. 서론

우리는 2019년 수소경제 활성화 로드맵 발표와 2020년 세계 최초 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」(이하 「수소법」이라 한다.)을 제정하여 수소산업 기반조성 및 안전확보를 위한 법적 근거를 마련하였고, 2021년 제1차 수소경제이행 기본계획을 수립하고 발표하였다. 2023년 세계 최초 수소발전 입찰시장(CHPS)을 개설하고 2024년 청정수소 발전시장 운영계획 및 청정수소발전 의무화제도와 청정수소 인증제를 시행하고 있다.

“2050 탄소중립” 달성을 위하여 재생에너지를 활용한 그린수소의 생산이 바람직하지만 우리의 여건상 그린수소 생산의 활성화가 어려운 것이 사실이다.<sup>1)</sup> 그린수소 생산의 어려움은 그린수소 에너지를 수입하는 것으로 귀결될 것이고 에너지 수입은 에너지 안보를 침해하고 지정학적 위기에 처할 수 있으므로 원자력을 활용한 수소를 생산하여 공급하는 것이 현실적인 대안이 될 수 있을 것이다.

수소에너지는 그린·블루·레드수소 등이 있다. 원전 활용 수소에너지인 레드수소는 발전단가가 저렴하고 원전에서의 전력 미송출량과 송전 제약량 등을 활용하므로 에너지 효율성을 높일 수 있다. 하지만 레드수소는 원자력의 변형된 모습이므로 원전 사고의 위험성 등

1) 2024년 국회에 제출된 「수소법」 개정안에는 무탄소수소(그린수소) 생산비용 차액을 지원하는 제도를 규정하고 있다. 대한민국 정책브리핑(www.korea.kr) 참조, 2021년 『수소경제 성과 및 수소선도국가 비전』보고에서 ‘H2 STAR 프로젝트’에 의하면 해외 청정수소 개발부터 운송·저장, 활용에 이르기까지 밸류체인별 관련 기업들이 연합하여 청정수소를 도입하는 프로젝트를 수행하려고 하고 있다.

원자력의 한계를 그대로 지니고 있다.

제2장의 수소에너지 관련 제도는 수소발전 입찰제도(CHPS), 청정수소발전 의무화제도를 검토하고 독일의 발전차액 경매제도와 일본의 전력구매계약(Power Purchase Agreement) 제도의 도입으로 전력거래시장을 넓혀 활성화시키고 발전사업자의 손실분은 전력구매계약으로 보완하였으면 하고, 지역별이 아닌 거리별 차등 전기요금제를 도입할 것을 제시하였다.

한편 최근 제정된 「수소법」 및 「분산에너지 활성화 특별법」과 개정된 「전기사업법」 등의 에너지 관련 법령에서도 전기에너지의 주된 생산지역인 원전 지역을 배려하는 특별한 규정이 없으므로 원전 지역에 대한 원자력 활용 수소에너지 생산에서 제도적 보완이 필요하다.

본 논문에서는 제3장에 원전 지역에 대한 원자력 활용 수소생산의 제도적 방안으로 원전 지역에 지분을 가진 회사가 원자력 잉여 전력을 활용한 레드수소를 생산할 수 있도록 하도록 하고, 그로부터 발생하는 이익 일부는 주민들에게 돌아갈 수 있는 ‘수소에너지 연금’ 제도와 수소에너지 인프라 구축을 위한 지역활성화 투자펀드, 원전 활용 수소에너지의 발전단가를 1kg당 1달러 이하로 산정을 하도록 하는 공정한 생산원가 산정 등을 살펴보고, 전력 직접거래제도(PPA)는 원전 활용 수소 산업화단계에 우선적으로 적용할 것을 명시적으로 규정하고 원전지역의 전력 생산에 있어서 편익 제공에 대한 보상 등을 검토하고자 한다.

특히 전력 직접거래제도(PPA)의 「전기사업법」상 규제 적용 여부와 범위 등을 명확하게 분석하고 「분산에너지 활성화 특별법」 제45조에 따른 전기요금 차등제와 비교하여 지산지소(地產地所) 원칙을 기반으로 원전으로부터 거리에 따른 ‘거리별 전기요금 차등제’의 시행을 주장하고, ‘전기요금 차등제’와 ‘거리별 전기요금 차등제’의 차이점과 ‘거리별 전기요금 차등제’의 시행을 위한 「전기사업법」상 전기요금 제도를 구체적으로 어떻게 변경해야 하는지를 살펴보고자 한다.

## Ⅱ. 수소에너지 관련 제도 고찰

### 1. 의미

국제재생에너지기구(International Renewable Energy Agency : IRENA)에 의하면 수소에너지는 지정학적으로 큰 변화를 가져와서 에너지 게임체인저가 될 것이라고 전망하고 있다. 또한 수소경제를 통해 에너지를 일정 부분 자급자족하게 되면 안정적인 경제성장과 함께 에너지 안보도 확보할 수 있을 것이다.

특히 우리는 모빌리티와 발전용 연료전지 부문에서 이미 세계적인 기술을 확보하고 있으므로 이를 전통 주력 산업인 자동차·조선·석유화학과 연계하면 글로벌 수소경제를 선도

할 수 있다는 평가를 받고 있다.<sup>2)</sup>

수소에너지의 종류로는 그레이·블루<sup>3)</sup>·레드<sup>4)</sup>·그린수소<sup>5)</sup> 등이 있다. 수소에너지 생산 방법은 1) 정유 공장의 나프타 분해 과정에서 부가적으로 생산하는 부생 수소, 2) 천연가스를 개질(reforming, Steam Methane Reforming)하여 수소를 생산하는 개질 수소, 3) 물의 전기분해로 수소를 생산하는 수전해 플랜트 등으로 구분할 수 있다.<sup>6)</sup>

더불어 원자력 활용 수소에너지는 청정수소 인정 여부와 인정범위가 핵심적 사안이므로 청정수소에 대한 지원에서는 청정수소를 정의하고 청정수소 인증제를 시행하여 행정적·재정적 지원을 하는 것으로 ‘청정수소’를 어디까지 인정할 것인가가 핵심 쟁점으로 그린·블루·레드수소 등에 대해 청정수소를 인증할 수 있는가의 문제이다.

청정수소 인정범위에 대해서는 국제적 기준은 없지만 수소에너지를 생산할 때 배출하는 온실가스의 임계점으로 최대 청정수소 인정범위를 정하는 것이다. 청정수소 인정범위에 대해 미국은 1kg당 4kg (4kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)이고, 영국은 1kg당 2.4kg(2.4kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)이며, EU는 1kg당 3.38kg (3.38kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 독일은 1kg당 2.4kg(2.4kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 한국은 1kg당 4kg (4kg CO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)으로 청정수소는 생산 온실가스 배출 1kg당 10kg에서 60%를 감축하여 4kg 이하를 인증하는 것이다.<sup>7)</sup>

『청정수소 인증제도 운영에 관한 고시』 제8조에 의하면 청정수소의 등급 및 등급별 인증기준으로 4등급에는 2.01~4.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)까지 인증하고 있다.

한편 『수소법』 제2조 제7의2에 의하면 청정수소를 ‘무탄소 수소’, ‘저탄소 수소’로 이원화

- 2) Troy Stangarone, “South Korean efforts to transition to a hydrogen economy”, Clean Technologies and Environmental Policy, p 509, 2021.
- 3) 그레이수소(부생수소, 추출수소)를 생산하는 과정에서 발생하는 탄소를 포집(Carbon Capture and Storage)하여 저장하거나 활용한 수소를 말한다.
- 4) 수소 색상코드별 분류, [https://www.ertst.co.kr/news/articleView.html?idxno=2424\(2024. 9.20 참조\)](https://www.ertst.co.kr/news/articleView.html?idxno=2424(2024. 9.20 참조)).

Brown	석탄(또는 원자력 열)	석탄+수증기+H <sub>2</sub> O	석탄의 나머지 성분은 대기중 방출 천연가스 CH <sub>4</sub> 에서 탄소(C)배출 천연가스 (CH <sub>4</sub> )에서 H <sub>2</sub> 에만 추출 탄소는 배출 " 원자력의 열로 물분해 원자력전기로 물분해 " 기존 전력망 전기로 물분해 태양광, 풍력등 재생에너지로만 물분해 지구가 만들어낸 수소 채취
Gray	천연가스(또는 원자력 열)	천연가스+수증기	
Blue	천연가스(또는 원자력 열)	천연가스+수증기	
Turquoise	천연가스(또는 원자력 열)	천연가스	
Red	원자력 열	H <sub>2</sub> O	
Purple	원자력 열 + 전기	H <sub>2</sub> O	
Pink	원자력 전기 + 열	H <sub>2</sub> O	
Yellow	전력망 전기	H <sub>2</sub> O	
Green	재생에너지 전기	H <sub>2</sub> O	
WHITE	지하에서 퍼올린 수소	H	

- 5) 재생에너지를 활용하여 생산한 수소.
- 6) 제무성, 정건호, 이현우, 이원재, 한석중, “수소생산시설에서의 수소폭발의 안전성 평가 방법론 연구”, 한국수소 및 신에너지학회 제19권 제3호, 240쪽 이하, 2008. 06.
- 7) 2024년 3월 시행되는 『청정수소 인증제도 운영에 관한 고시』 제8조의 청정수소의 등급 및 등급별 인증기준은 1등급은 0.00~0.10 (kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 2등급은 0.11~1.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 3등급은 1.01~2.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 4등급은 2.01~4.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)이다.

하여 기술발전 방향을 지켜보면서 차등 지원할 수 있는 기반을 확보하려는 방향으로 청정 수소를 수소의 생산·수입 과정에서 이산화탄소 배출을 하지 않는 ‘무탄소 수소’와 1kg당 4kg 이하 배출하는 ‘저탄소 수소’로 구분하여 규정하고 있다.

또한 「청정수소 인증제도 운영에 관한 고시」 제11조 제1항에 의하면 온실가스 배출량 산정 범위는 직·간접 배출 중 일부의 배출을 포함한 원료채굴부터 수소생산~수입까지의 과정(국내·외 운송과정 포함)까지 기반으로 규정하고 있다. 이것은 원료채굴과 수소생산에만 집중하는 Well-to-Gate 방식이 아닌 국내·외 운송과정까지 포함하는 Well-to-Wheel 방식으로 가장 넓게 인증하려는 것이다.

따라서 (가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」(안)에 ‘제00조(원전 활용 수소 청정수소 인증제) 온실가스 배출량 산정 범위는 직·간접 배출 중 일부의 배출을 포함한 원료채굴부터 수소 생산·수입의 과정(국내·외 운송과정 포함)까지 정하여야 하며 원자력 활용 수소에너지가 청정수소의 등급 및 등급별 인증기준인 1등급 0.00~0.10(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 2등급 0.11~1.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 3등급 1.01~2.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 4등급 2.01~4.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)에 해당하면 청정수소 인증제를 준용한다.’는 규정을 제정하였으면 한다.

이 장에서는 수소에너지 활성화를 위해 현재 시행되고 있는 관련 제도인 수소발전 입찰시장(CHPS) 및 발전차액 경매제도와 함께 전력구매계약을 검토하고, 청정수소발전 의무화 제도(HPS) 및 ‘수소 공급인증서(HEC)’ 제도의 도입에 따른 활성화 방안뿐만 아니라 「수소법」의 안전 관련 규정 및 쟁점 등에 대해 검토하고자 한다.

## 2. 「수소법」의 주요 내용

우리는 2020년 1월 세계 최초로 수소경제 성장의 기반이 될 「수소법」을 제정하였다. 한편 「수소법」의 주요 내용으로 「수소법」 제6조는 국무총리가 위원장으로 관계 부처 장관이 위원으로 참여하여 수소경제 이행과 관련된 주요 정책 및 계획에 관한 사항을 심의하기 위해 수소경제의 컨트롤타워 역할을 수행하는 국무총리 소속의 수소경제위원회를 규정한다.

또한 「수소법」 제33조는 수소경제 이행에 필요한 사업을 효율적·체계적으로 추진하고 수소산업 경쟁력 강화에 필요한 사업을 지원하기 위하여 수소산업진흥전담기관을 지정하고, 제34조는 수소의 유통거래와 적정 가격유지 및 수급관리와 공정한 유통질서 확립을 위하여 수소유통전담기관을 지정하며, 제35조는 수소용품 및 수소연료사용시설의 안전에 관한 기준 조사·연구 및 기술개발 등의 수소안전을 지원하기 위한 수소안전전담기관을 지정하여 수소경제 이행을 위한 기반을 조성하였다.

한편 「수소법」 제9조는 수소경제 이행 촉진을 위하여 수소전문기업에 대한 행정적·재정적 육성 지원을 규정하고, 제26조는 수소산업에 관한 전문기술인력의 양성을 위하여 인력양성 표준화 사업 지원 등 수소산업 기반조성을 위한 법적 근거가 확보되었으며, 제22조는 수소

사업자와 그 지원시설을 유치하여 집적화를 추진하고, 수소전기차 및 연료전지 등의 개발·보급을 지원하고, 자금 및 설비 제공 등 필요한 지원 및 세액공제 혜택 등을 부여하는 수소 특화단지 등을 규정하고 있다.

더불어 『수소법』 제25조의5 제1항은 청정수소의 보급을 촉진하기 위해 필요하다고 인정하는 경우 1) 수소연료공급시설의 운영자와 2) 수소를 원료 또는 연료로 사용하여 온실가스 배출을 줄일 수 있는 사업을 영위하는 자는 수소 판매량 또는 사용량의 일정 비율 이상을 청정수소로 판매하게 하거나 사용하게 할 수 있는 청정수소의 판매·사용·의무 등을 규정하고, 제2항은 판매·사용의무자는 청정수소의 판매·사용실적을 산업통상자원부장관에게 보고하도록 하며, 제25조의8 제1항은 산업통상자원부장관은 판매·사용의무자가 판매·사용의무를 이행하지 아니한 경우에는 그 부족분에 대하여 해당 연도 최고등급 청정수소의 시장가격과 해당 연도 일반수소의 시장가격 간의 차액을 기준으로 그 금액의 100분의 150을 곱한 금액의 범위에서 과징금을 부과할 수 있도록 규정하고 있다.

### 3. 청정수소발전 입찰시장(CHPS) 및 발전차액 경매제도와 전력구매계약 등 검토

#### (1) 청정수소발전 입찰시장(CHPS) 시행

청정수소발전 입찰시장(Clean Hydrogen Portfolio Standard 이하 CHPS라고 한다)은 기존의 신재생에너지 의무화제도(RPS)에서 연료전지, 터빈 등의 수소발전을 분리하여 청정수소발전 의무화제도(Hydrogen Portfolio Standard:HPS)와 신재생에너지 의무화제도(Renewable Energy Portfolio Standard:RPS)를 분리하여 시행하려는 것이다.<sup>8)</sup>

청정수소발전 입찰시장(CHPS)은 수소발전 사업자 간 경쟁을 촉진하고 발전단가를 완화하여 새로운 수요처를 발굴하기 위한 것이다.

우선 발전단가를 살펴보면 2021년 기준으로 수소는 250(원/kwh)이고 LNG는 120~130(원/kwh)이며 원자력은 54원(원/kwh)이므로<sup>9)</sup> 고단가인 250(원/kwh)의 수소에너지는 기존 전력거래소의 입찰 시장에는 접근이 어려워 별도 시장을 구축할 필요가 있었다.

8) 신재생에너지 의무화제도(RPS)와 청정수소발전 의무화제도(CHPS)의 비교.

< 현행 >		< 향후 별도 분리시 >	
신재생에너지법(RPS)		재생에너지법(RPS)	
태양광	0.7~1.5	태양광	0.7~1.5
풍력	1.0~2.0	풍력	1.0~2.0
바이오	0.5~2.0	바이오	0.5~2.0
기타(조력 등)	0.25~2.5	기타(조력 등)	0.25~2.5
연료전지	2.0		
의무대상자 : 발전사업자		의무대상자 : 발전사업자	

  

수소법(HPS, CHPS)	
연료전지 (부생·추출수소)	별도의 계약체결
연료전지 (청정수소)	
(미래) 수소터빈	
의무대상자 : 발전사업자 또는 판매사업자	

자료: 산업통상자원부

9) 연합뉴스 <https://www.yna.co.kr/view/GYH20210920000700044>, 에너지원별 발전원가(2024. 9. 20. 참조).

청정수소발전 입찰시장(CHPS)은 「수소법」 제25조의6 제2항에 의하면 산업통상자원부장관은 수소경제 이행 촉진을 위하여 수소발전 입찰시장을 개설할 수 있다고 규정하여 근거를 마련하였다.

「수소발전 입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시」 제3조 제1항에 의하면 청정수소발전 입찰시장은 청정수소 발전시장과 일반수소 발전시장으로 구분하고 있다. 제4조 제1항은 산업통상자원부장관은 1) 연도별 구매량 2) 이전 입찰시장의 계약물량 3) 기타 장관이 필요하다고 인정하는 사항을 고려하여 입찰시장 개설물량을 산정해야 하며 입찰시장 개설물량은 “별표1”과 같다.<sup>10)</sup>

한편 2023년 상·하반기 2회에 걸쳐 일반수소발전 입찰(HPS)을 실시한 결과 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)에 비해 12% 정도의 발전단가의 인하를 가져왔으며 수도권 전력 비중의 63%가 분산전원으로 유도되는 효과가 발생하였다.

향후 청정 수소발전 입찰까지 개설되면 해외 블루·그린수소 수입 기반의 수소생산과 국내 블루수소 생산 물량이 본격적으로 시장 내에서 경쟁할 것이므로 거래 활성화가 될 것이다.

(2) 독일 ‘발전차액 경매제도’ 및 일본 ‘전력구매계약’ 검토

2024년 ‘청정수소 발전시장 운영계획’에 의하면 청정수소발전 입찰제도(CHPS)의 대한 수정방안으로 발전방식은 전력시장의 하루 전 시장 및 실시간 시장가격(SMP)을 정산하고 계약은 계약가격에서 SMP를 공제하고 연료비를 조정하여 적용하는 발전차액 정산방식을 제시하고 있다. 이는 현물시장의 SMP를 고려하여 계약을 체결하려는 취지이다.

한편 독일의 ‘발전차액 경매제도’와 일본의 ‘전력구매계약(Power Purchase Agreement: PPA)를 도입하여 절충을 하면 전력시장 활성화의 취지를 더욱 살릴 수 있을 것이다.

독일의 발전차액 경매제도는 독일의 「EEG 2023」 제28조에 의하면 일정 규모 이상의 신재생 발전사업자에는 생산한 전기의 시장 거래 가격이 에너지원별로 표준비용을 반영하는 ‘고정 기준가격’보다 낮으면 그 차액만큼 최저 입찰 경쟁을 통하여 월별 지정된 용량까지 정부에서 전력을 구매하는 것이다.<sup>11)</sup>

10) <별표 1> 제4조 제1항에 따른 입찰시장 개설물량.

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

주) 설비용량 기준 200MW에 해당한다.

11) 독일 연방 네트워크청 : <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ ElektrizitaetundGas/>

발전차액 경매제도는 전력의 판매수입이 계절이나 시간대별로 가변적이므로 발전사업자는 수요가 많이 발생하고 시장가격이 높게 설정되는 시간대에 전기를 공급하여 높은 가격을 받도록 할 뿐만 아니라 비용 절감에 주력하여 결국 국민 부담을 줄일 수 있는 것이다.<sup>12)</sup>

한편 일본의 전력구매계약(PPA)은 기업이 장기계약을 통해 신재생에너지 현장에서 전력을 구매하는 것으로 전력수요자가 원격지에 발전설비를 설치하여 스스로 전력을 공급받는 것이므로 다양한 참여를 촉진하고 재생에너지 전력을 대규모로 조달할 수 있는 것이다.<sup>13)</sup>

또한 “EU 에너지 장관, 유럽 전력시장 개혁안”의 합의에서는 전력구매계약(Power Purchase Agreement :PPA)을 EU 국가 내에 도입하여 재생에너지 가격 안정화 및 투자 확대를 추진하고 있다.<sup>14)</sup>

독일의 발전차액 경매제도와 함께 일본의 전력구매계약제도(Power Purchase Agreement)를 도입하면 거래시장이 넓혀져서 발전사업자의 손실분은 전력구매계약에 의하여 보완할 수 있고 거리별 차등 전기요금제를 도입하면 장기적인 계약체결로 수소에너지 공급을 보장받을 수 있다.

생각건대 기존에 인정한 수소발전 입찰제도(CHPS)와 수소에너지 공급의무화제도를 통해 수소에너지 발전 비율을 높이고 아울러 2024년 ‘청정수소 발전시장 운영계획’에 의한 발전차액 정산방식에 독일 발전차액 경매제도와 일본 전력구매계약을 함께 절충하면 전력시장의 활성화와 수소에너지의 탄력적 운영이 가능하다고 본다.

따라서 (가칭) 『원자력 활용 수소생산 특별법』(안)에 ‘제00조(발전차액 경매제도) 산업통상자원부장관은 일정 규모 이상의 원자력 활용 수소에너지 발전사업자로부터 최저 경쟁 입찰을 통하여 월별 지정된 용량까지 전력을 구매한다. 이 경우 수소에너지 중 최저 경쟁 입찰 적용대상은 대통령령으로 정한다.

제00조(전력구매계약) ① 원자력 활용 수소에너지 발전사업자는 『전기사업법』 제2조 제13호에 의한 전력시장을 거치지 아니하고 직접 전기사용자에게 전기를 공급할 수 있다. 이 경우 공급조건 등을 개별적으로 협의하여 계약할 수 있다. ② 원자력 활용 수소에너지 발전사업자는 수소에너지를 직접 장기계약을 체결하여 전력 거래하도록 하여서 전력사용자의 장기적인 해양 신재생에너지의 공급을 보장받도록 한다.’는 규정을 제정하였으면 한다.

Auss chrei bungen/start.html#[Anker], (2024. 3. 23. 방문).

12) 한국산업은행경제연구원(KDBRI) <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S22138816301618>. (2024. 4. 23. 방문): 판결과력발전의 상업성 확대를 위한 균등화발전원가(levelised cost of energy, LCOE)의 감소 노력으로 첫째 기술개발을 위한 서로 다른 지리적 위치의 적합성과 둘째 개발주기에서의 기술의 발전을 피하고 있다.

13) 일본신재생에너지연구소 [https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/RE\\_Procurement\\_GuidebookEN\\_2024.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/RE_Procurement_GuidebookEN_2024.pdf). (2024. 3. 31. 방문).

14) [https://www.keei.re.kr/boardDownload.es?bid=0014&list\\_no=88477&seq=1](https://www.keei.re.kr/boardDownload.es?bid=0014&list_no=88477&seq=1), 에너지경제연구원, 세계 에너지 시장 인사이트 제23권 제20호 1쪽 이하, 2014.(2024. 3. 31. 방문).

#### 4. 청정수소발전 의무화제도(HPS) 및 수소 공급인증서(HEC) 도입과 활성화

##### (1) 청정수소발전 의무화제도(HPS)의 시행

청정수소발전 의무화제도(HPS)의 근거규정으로 「수소법」 제25조의6 제1항에 의하면 산업통상자원부장관은 「전기사업법」에 따른 전기판매사업자 또는 구역전기사업자 등의 수소발전량을 구매하는 자와 수소발전사업자는 대통령령으로 정하는 수소발전량을 구매하게 하거나 공급하게 할 수 있다고 규정하고, 제4항에 의하면 제1항에 따라 구매하게 하거나 공급하게 할 수 있는 수소발전량(이하 “구매·공급량”이라 한다)은 연도별로 대통령령으로 정한다고 규정하고 있다. 「수소발전 입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시」 제5조 제1항에 의하면 산업통상자원부장관은 동법 제25조의6 제4항의 각호를 고려하여 매년 연도별 구매량을 산정해야 하며 이는 “별표2”와 같다<sup>15)</sup> 또한 제6조 제1항에 의하면 산업통상자원부장관은 제4조에 따른 구매자의 입찰시장 계약물량에 구매자의 입찰시장 개설 직전 연도 전력시장 전력거래량의 비율을 곱하여 구매자별 구매량을 산정한다.<sup>16)</sup>

또한 신재생에너지 의무화제도(RPS)는 신재생발전에 대한 ‘인증서’를 거래하는 것이지만 청정수소발전 의무화제도(HPS)는 청정수소발전 입찰시장에서 수소발전에 대한 ‘전력량’을 거래하는 것으로 수소발전사업자는 일정 비율 이상의 전력을 청정수소를 이용해 생산하도록 의무화하고 생산한 전력을 전력거래소의 청정수소발전 입찰시장에서 입찰가격과 비가격 평가를 고려한 입찰가격(Pay-As -Bid)이 산정되면 판매사업자(한전)는 청정수소 사용을

15) <별표 2> 제5조제1항에 따른 연도별 구매량(GWh, 누적기준).

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

주) 2027년 구매량은 시운전 등 기간 수소·암모니아 혼소율이 낮을 수 있는 점을 감안하여 설정하였으나, 정상 혼소율 시 6,500GWh 규모에 해당한다.

16) <별표 3> 제6조 제2항에 따른 구매량(2024년 입찰시장에 대한 구매자별 구매량).

2024년 입찰시장에 대한 구매자별 구매량은 전체 계약물량에서 각 구매자별 2023년 전력거래비율을 곱한 값이다.

구분	구매자	2023년 전력거래량(Wh)	2023년 전력거래비율
전기판매사업자	한국전력공사	543,954,073,873,004	99.88390
구역전기사업자	여천NCC(주)	15,747,170,839	0.00290
구역전기사업자	한화에너지(주)여수공장	137,869,948,711	0.02530
구역전기사업자	한화에너지(주)군산공장	6,953,329,202	0.00130
구역전기사업자	(주)엘지화학	55,541,193,064	0.01020
구역전기사업자	한국지역난방공사 강남	121,949,354,375	0.02240
구역전기사업자	한국지역난방공사 삼송	275,142,902,534	0.05050
구역전기사업자	한국지역난방공사 중앙	18,868,442,166	0.00350
2023년 전력거래량 총합		544,586,146,213,895	100.00000

촉진하기 위해 청정수소 발전량을 의무적으로 구매하도록 하는 것이다.

청정수소발전 의무화제도(HPS)를 시행하면 청정수소를 이용한 발전이 활성화되어 탄소 배출 감소로 인해 기후 변화에 대응하고 지속 가능한 에너지 전환을 유도하여 재생 가능 에너지 확대 및 에너지 안보 강화 등의 다양한 효과를 얻을 수 있다.

## (2) 수소에너지 공급인증서(HEC) 도입 및 공급인증서(HEC) 활성화

수소에너지 거래 활성화를 위해 수소에너지 공급인증서(Hydrogen Energy Certificate:HEC)의 도입과 활성화가 필요하다. 신재생에너지 공급인증서(Renewable Energy Certificate:REC)는 한국에너지공단에서 신재생에너지 설비를 통하여 에너지를 공급하였음을 증명하는 인증서이다. 즉 발전량의 일정량 이상을 신재생에너지를 이용하여 공급하여야 하는 공급의무자들이 공급량을 채우기 위해 발급된 공급인증서(REC)를 구매하여 실적을 충족시킬 수 있도록 하는 것이다.

여기서 청정수소발전 의무화제도(HPS)의 핵심은 ‘전력량’을 거래하는 것이고 한전에서 독점 구매하는 구조로 되어있다.

생각건대 수소에너지 거래의 활성화를 위해 장기적으로는 수소에너지 공급인증서(HEC) 제도를 도입하여 한전 외에 다른 발전사업자들도 참여할 수 있도록 선택의 폭을 넓혀주고 나아가 수소에너지 외 발전사업자에게도 인증서 확보 의무를 부여하여 수소발전에 대한 ‘인증서(HEC)’를 거래하는 것으로 수소발전사업자가 생산한 전력을 전력거래소의 수소발전 입찰시장에서 한전 외에 구역전기 사업자 등도 구매하도록 하는 것이다.

한편 『재생에너지법』 제12조에서 공급인증서를 인정하고 있지만 공급인증서의 거래 활성화를 위해서는 일본처럼 비화석 인증서(FIT NFCs), 그린 전기 인증서, “J-Credits” 등으로 공급인증서를 세분화하는 것이 필요하다.

특히 J-Credit제도는<sup>17)</sup> 온실효과가스 배출 감축량을 ‘크레딧’으로 전환하여 거래하는 방식으로 에너지 설비 도입 자체만으로도 매매 등의 거래가 가능한 것이므로 국내 수소에너지 거래의 활성화에 도움이 될 것으로 보인다.

한편 공급인증서의 발급량은 설비별로 공급전력량(MWh)에 가중치를 곱하여 산정되기 때문에 가중치가 높아질수록 수익이 높아진다. 수소발전은 수소 또는 수소화합물을 연료로 전기 또는 열을 생산하는 것으로 원료전지와 가스터빈 등이 있다.

『신재생에너지법』은 수소에너지 중 가스터빈을<sup>18)</sup> 제외하고 원료전지에 대해서만 가중치를

17) KOTRA, “일본 재생에너지의 확대 전략분석과 시사점”, Global Market Report 22-006, 26쪽 이하, (2022. 4. 30. 참고)

18) 수소가스터빈이란 수소 또는 수소를 포함하는 연료를 연소하여 발생하는 열에너지를 운동에너지로 전환하는 원동기를 말한다.

인정하고 있다. 가스터빈에 대해서도 공급인증서 제도를 인증할 뿐만 아니라 수소에너지의 활성화를 위해 현재 수소에너지의 공급인증서 1.9의 가중치를 증가할 필요가 있다.

따라서 (가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」 (안)에 '제00조(수소에너지 공급인증서 등) ① 수소에너지 공급자는 산업통상자원부 장관이 수소에너지를 이용한 에너지의 공급증명 등을 위하여 지정하는 공급인증기관으로부터 공급인증서를 발급받을 수 있다. ② 공급인증서를 발급받으려는 자는 공급인증기관에게 공급인증서의 발급신청을 하여야 한다. ③ 공급인증기관은 제2항에 의한 신청을 접수한 경우에는 수소에너지의 에너지원별·규모별로 공급량과 공급의 기간등을 확인한 후 공급인증서를 발급하여야 한다. 이 경우 균형 있는 이용과 보급 및 기술개발을 촉진하기 위하여 수소에너지에 대해서는 대통령령으로 규정하는 데로 실제의 공급량에 대해서 가중치를 곱한 양을 공급량으로 정하는 공급인증서를 발급하도록 할 수 있다. ④ 공급인증서를 발급받은 자는 그 공급인증서를 공급인증기관이 개설한 거래 시장에서 거래하여야 한다.' 규정을 제정하였으면 한다.

## 5. 「수소법」 안전 관련 규정 및 쟁점의 검토

「수소법」은 안전에 대해 제36조 수소용품 제조사업 허가, 제41조 안전관리규정, 제42조 안전관리자, 제43조 수소용품 제조시설의 완성검사, 제44조 수소용품의 수입 및 검사, 제47조 수소연료사용시설의 검사 등을 규정하고 있다.

더불어 「수소법」은 수소에너지 안전에 대한 쟁점 사항을 다음과 같이 정비하여 규정하고 있다.

(1) 그동안 논란이 되었던 저압의 수소와 수전해설비와<sup>19)</sup> 부생수소의 문제에 대해 법규를 제정하여 수소에너지 사업자의 불확실성을 제거하고 공공의 안전을 위한 기준을 마련하였다.

(2) 「고압가스안전관리법」은 고압의 수소를 취급하고 고압으로 저장된 기체 원료의 안전성을 규제하는 것이고 수전해 설비 등 저압 수소용품 및 수소연료사용 시설에 대한 규제법규가 없었지만 「수소법」의 제정으로 안전확보를 위한 법적 근거가 마련하였다.

(3) 「액화석유가스의 안전관리 및 사업법」은 액화석유가스와 도시가스 사용 연료전지의 안전기준 외에 수소 사용 연료전지에 대한 안전기준은 없었지만 「수소법」 제2조 제8호와 동법 시행규칙 제2조 제3항 제1호 및 제4항에 수소 사용 연료전지 안전기준을 규정하고 있다.

(4) 「수소법」 제2조 제8호와 동법 시행규칙 제2조 제1항 제1호는 물을 전기분해하여 수소를 제조하는 수전해 설비를 규정하고 있다.

여기서 「수소법」은 압력 구분에 따른 적용법령이 변화하는 것을 방지하기 위하여 고압·

19) 수전해설비는 물을 전기분해하여 수소를 제조하는 설비로서 아직 실증단계이다.

저압을 구분하지 않고 수전해 설비라고 규정하였다. 또한 수소용품 안전은 수전해 설비와 수소추출기를 새롭게 추가하는 등 적용대상을 확대하였다.

(5) 석유정제 등의 과정에서 발생하는 부생수소는 고압 외에도 저압이 있음에도 불구하고 저압은 「고압가스안전관리법」의 안전관리 대상이 아니어서 문제가 되었다.

예컨대 울산 수소타운의 경우 인근의 부생수소를 이용하여 연료전지에서 전기를 생산하고 있었으나 사용하는 수소가 저압이므로 「도시가스사업법」의 안전관리 기준의 준용으로 한국 가스안전공사의 「수소타운 시범사업의 안전관리에 관한 지침」에 따라 운용되었던 문제점에 대해 「수소법」은 고압·저압을 구분하지 않고 포괄하여 수전해 설비라고 규정하여 이러한 문제를 해결하였다.

(6) 천연가스를 개질(reforming)하는 개질수소의 수소생산설비는 그동안 「액화석유가스의 안전관리 및 사업법」 제2조 제12호의 가스용품 제조사업으로 적용을 받았지만 「수소법」 제2조 제8호와 동법 시행규칙 제2조 제1항 제2호에 의하면 도시가스 또는 액화석유가스 등으로부터 수소를 추출하여 제조하는 수소추출설비를 규정하게 되었다.

한편 전기분해로 수소를 생산하는 설비에 대해 안전관리 규정이 없었지만 「수소법」 제2조 제8호와 동법 시행규칙 제2조 제1항 제1호에 물을 전기분해하여 수소를 제조하는 수전해 설비를 규정하게 되었다.

한편 안전관련 규정의 개선방안으로 (1) 무색무취인 수소의 누출을 알아차리기 위하여 수소 가스에 포함시켜 사용하는 부취제 등을 개발·사용하고 있음에도 불구하고<sup>20)</sup> 현행 「도시가스사업법 시행규칙」에는 연료전지용 수소 규정이 없으므로 동 시행규칙이 적용받지 못하고 있으므로 「수소법」 시행규칙 제2조 제3항 제4호의 수소용품 규정에 부취제 등을 추가하는 것이 필요할 것이다.

(2) 부생수소, 추출방식, 수전해방식 등의 수소생산설비, 튜브트레일러, 배관망 활용 등의 운송운송관리,<sup>21)</sup> 충전소<sup>22)</sup> 생산시설 및 산업용 저장탱크 등의 저장시설, 수소충전소, 연료전지, 산업용 활용 등 수소 밸류체인 등 전반의 안전관리에 대한 「수소법」의 규정도 필요하다.

(3) 청정수소 생태계 조성을 위해 수전해, 암모니아 분해 등 다양한 청정수소 생산설비에 대한 안전기준과 석탄-암모니아, LNG-수소 혼소 등 수소 발전 안전기준 및 액화수소 제품, 설비 등의 안전기준 등을 마련할 필요가 있다.

한편 「수소법 시행규칙」 제26조에 의한 수전해설비 및 수소추출설비 등 수소용품의 관리 대상은 시간당 생산되는 수소에너지의 양이 일정량 이하인 것만 제품으로 규정하고 있다.

20) 전대천, “수소경제로의 이행을 위한 안전관리 정책 연구”, 한국수소 및 신에너지 학회, 제25권 제2호, 171쪽 이하. 2014.

21) 박우일, 김영훈, 이인우, 강승규, “수소운송설비 안전성 강화 방안 고찰”, KIGAS, 제26권 제6호, 59쪽 이하. 2022.

22) 김숙희, 김정화, 신혜영, “수소에너지에 대한 심리적 태도 기반의 수소사회 활성화 전략방안”, 한국수소 및 신에너지 학회, 제33권 제4호, 267쪽 이하. 2022.

2024년 5월 「수소법 시행규칙」(안) 제2조 제3항 제2호 및 제3호에 의하면 대용량 수소생산 설비는 공장(Shop)에서 양산하고 공급되는 일반적 형태가 아니므로 현행 「수소법」에 따른 수소용품의 관리체계에서는 적용이 곤란하다. 따라서 원전 활용 수소생산과 같은 대용량 수소 생산설비는 「수소법」의 적용을 받지 못하므로 법의 사각지대가 발생할 수 있다.

또한 문제는 핑크·레드수소의 생산에 기존 원전을 사용한다면 고수온 저장발전시설 및 고온가스냉각로의 위험성이 상존한다는 것이다.<sup>23)</sup>

따라서 원전 활용 수소생산과 같은 고수온 저장발전시설, 대용량 수소생산설비, 고온가스 냉각로에 대해서는 별도의 (가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」(안)에 ‘제00조(원전 활용 수소 발전시설에 대한 안전기준) 원자력 활용 수소 생산설비인 고수온 저장발전시설, 대용량 수소 생산설비 및 고온가스냉각로의 안전기준과 그 밖의 관련 내용은 「원자력안전법」을 준용 한다.’는 규정을 제정하였으면 한다.

생각건대 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」에 의하면 수소경제의 성장과 안전은 서로 상호 보완되는 것이므로 수소에너지 진흥(제1조~제35조)과 에너지 안전(제36조~제47조)에 대해 함께 규정하고 있다.

하지만 안전을 담보하지 않고는 수소경제의 기반과 지속적인 성장은 요원하므로 원자력에서 「원자력진흥법」과 「원자력안전법」을 분리하여 규정하는 것처럼 수소에너지도 「수소진흥법」과 「수소안전법」으로 분리하여 규정하는 것이 수소에너지의 안전관리 체계에 부합할 수 있다고 본다.

또한 수소충전소 설치에 대한 주민들의 반발이 빈번히 발생하는 것을 보더라도 주민 수용성을 확보하기 위해서는 안전에 대한 규제가 철저하게 확립되어야 할 것이다.

한편 가스 3법인 「고압가스안전관리법」, 「액화석유가스의 안전관리 및 사업법」, 「도시가스사업법」에 규정하고 있는 수소에너지 안전 관련 규정들을 (가칭) 「수소안전법」에 통일적으로 규정하는 것이 안전관리에 효율적으로 대처할 수 있을 것이다.

### Ⅲ. 원자력 활용 수소생산의 제도적 보완

#### 1. 의의

국제재생에너지기구(IRENA)에서 발간한 ‘그린수소 비용 및 잠재력(Green Hydrogen Cost and Potential)’ 보고서에 의하면<sup>24)</sup> 우리는 일조량이 적고 국토 상당수가 도시 및 산악

23) 조남철, 황석원, 제무성, 양준연, “수소공정시설에서의 안전 해석 방법론 연구”, 한국원자력연구소, 526쪽 이하, 2008.

24) <https://greenium.kr/news/20956/>, 에너지경제연구원 2050년 그린수소 생산비용(2024. 9. 20. 참조)

지형이므로 물이 부족하여 그린수소 생산에는 적합하지 않으며, 2050년 국내 그린수소 생산의 발전단가는 1kg당 3~4.1달러 정도로 추산되어 중국의 0.7달러와 일본의 2.4달러와 비교하면 높은 것으로 나타나고 있다.

한편 국내기업들은 발전단가가 저렴한 해외에서 그린수소를 직접 생산하여 수입하려고 한다. 이러한 수소에너지 수입은 에너지 안보를 침해하고 석유에 이어 또다시 핵심 자원의 가격 결정권을 잃고 지정학적 위기에 처하게 될 것이므로 원자력을 이용한 핑크·레드수소를 생산하여 국내에 공급하는 것이 수소에너지 수입에 대한 현실적인 대안이 될 것이다.<sup>25)</sup>

국내 원자력 업계에선 1기가와트(GW)급 대형원전 1기가 생산하는 레드수소 연간 생산량이 20만톤 정도이므로 1kg당 생산단가를 1.7달러까지 낮출 수 있으므로 우리 상황에 적합하다고 한다.

핑크·레드수소는 기술의 발전으로 에너지 생산의 활용도가 높고 이산화탄소의 배출량이 적고 발전단가도 저렴한 소형모듈원전(SMR)이 수소에너지 생산원으로 주목받고 있다.

또한 핑크·레드수소는 원자력에너지의 경직성으로 야기되는 심야 시간 전력 미송출량과 송전선 부족으로 인한 송전 제약량 등의 잉여 전력과 열을 이용해 물을 분해해서 수소에너지를 생산하는 것이므로 국가 전체적으로는 에너지 효율성을 높일 수 있을 것이다.

하지만 원자력 활용 수소는 원자력발전이 가진 본연의 문제로서 원전 가동 과정에서 발생하는 방사성 폐기물 처리 비용, 사고 위험성 등을 가지고 있을 뿐만 아니라<sup>26)</sup> 신규 원전 건설 명분 중의 하나로 수소 산업을 대체한다는 주장이 있는 것처럼 원자력 활용 수소는 원자력의 변형된 모습이므로 원자력의 한계를 그대로 가지고 있다.<sup>27)</sup>

또한 유럽연합(EU)의 친환경 투자기준인 녹색분류체계(taxonomy)에 원자력이 포함되었지만<sup>28)</sup> EU집행위의 택소노미 최종안을 살펴보면 2050년까지 고준위 폐기물 영구 처분시설을 확보하고 2025년부터 사고 저항성 핵연료를 사용하는 것을 조건으로 2040년까지 승인을 받으면 해당 원전에 대한 투자를 '친환경 투자'로 인정하고 있다.

우리는 아직 고준위 폐기물 영구 처분시설 부지를 확보하지 못하였고, 사고 저항성의 핵연료는 아직 개발·시험 단계 수준에 불과하므로 당장 상용화할 수 없는 것이므로

25) 월간수소경제, <https://www.h2news.kr/news/articleView.html?idxno=12703>, UN 유럽경제위원회의(UNECE)의 발전원별 이산화탄소 배출량에 대한 보고자료에 따르면 원자력발전은 생산전력 1kWh 당 6.4gCO<sub>2</sub>eq으로, 태양광(48.2gCO<sub>2</sub>eq), 풍력(20gCO<sub>2</sub>eq) 등의 재생에너지보다 CO<sub>2</sub> 배출량이 적은 것으로 나타났다.

26) 허선경, “수소에너지 산업의 활성화 방안”, KIET 산업경제, 58쪽 이하, 2019 03.

27) 연합뉴스 <https://www.yna.co.kr/view/AKR20211117074700003> 동해안권은 ‘지속가능한 환동해 블루 파워벨트’를 비전으로, 에너지 산업 신성장 동력화, 글로벌 신관광 허브 구축, 산업 고도화, 환동해권 소통 연계 인프라 확충 등을 4대 추진 전략으로 설정했다. 특히 수소경제를 선도하기 위해 강원~경북~울산을 잇는 수소경제벨트를 조성하기로 했다. 동해안 액화수소 클러스터, 수소산업 생태계 조성, 해양메디컬 힐링센터 등 핵심사업 7건을 포함해 총 83개 사업을 추진 대상으로 선정했다.

28) 한국일보 <https://www.hankookilbo.com/News/Read/A2022020317000000548> (2024. 9. 20 참조)

핑크·레드수소는 EU 녹색분류체계상 탈탄소에너지가 아닐 뿐만 아니라 EU “탄소국경 조정제도(CBAM)”<sup>29)</sup>의 탄소 국경세의 부과 대상이 되고 있다.

무엇보다도 RE100(Renewal Energy 100, 재생에너지 100% 사용 의무화)<sup>30)</sup> 고준위 방폐장 설치 여부와 상관없이 원자력 활용 수소에너지를 재생에너지로 인정하지 않는 민간 캠페인으로서 또 하나의 핑크·레드수소의 발전제약이 되고 있다.

한편 원자력 활용 수소에너지 산업이 활성화되기 전에 제도적 보완을 검토하는 것은 시의 적절하다고 본다. 제도적 보완으로 원자력 활용 수소에너지 생산의 주민수용성을 높이기 위한 원전 활용 수소에너지 발전사업 출자 및 수소에너지 연금 등 주민참여제도가 필요할 것이다.<sup>31)</sup>

29) 중앙경제 <https://www.joongang.co.kr/article/25246049>, (2024. 4. 30 방문) CBAM은 EU 역외에서 철강, 알루미늄, 전력, 수소 등을 EU에 수출할 때 제품에 내재한 탄소배출량을 관계 당국에 보고하고 배출량에 따른 CBAM 인증서를 구매하도록 하는 제도이다.

30) RE100은 영국의 국제 비영리 단체 클라이미트 그룹이 2014년부터 시작한 캠페인이다. 주요 국가·공기업·민간 대기업 등이 납품 시 RE100 가입을 의무 조건으로 내세우면서 사실상 규제화 됐다. 우리나라에서도 삼성전자, SK그룹 네이버 등 주요 대기업들이 이 때문에 대거 가입한 상태.

31) 원전 활용 수소발전 시설이 설치되어 있는 지역주민은 1) 수소에너지 발전 사업에 출자, 2) 수소에너지 발전 사업을 목적으로 하는 협동조합에 조합원의 자격으로 출자방식으로 해당 지역 수소에너지 발전 사업에 참여할 수 있도록 하고 원자력 활용 수소에너지 발전사업자는 주민참여로 인한 수익의 발생은 수소에너지 연금의 형식으로 참여주민에게 제공하는 것이 필요하다. 물론 참여 지역주민이 속한 시·군의 조례로 구체적인 내용을 정하도록 하여야 할 것이다.

또한 원자력 활용 수소발전 시설이 설치되어 있는 지역주민의 참여지분에 관한 사항 등으로서 주민과 지역주민이 속한 시·군의 참여지분은 발전소 설립 법인 등의 주식, 채권, 펀드 등으로 하고, 발전소 법인의 지분율은 30퍼센트 이상이거나 총사업비의 4퍼센트 이상으로 규정하여 주민수용성을 높여야 할 것이다.

한편 에너지 발전소로부터 0에서 200m 거리에 거주하는 주민들에게는 터빈이나 연료전지 프로젝트 설치의 타당성을 조사하기 위한 자금을 지원하는 대출 보증을 실시하고, 터빈 또는 연료전지 시스템이 거주지 인근에 설치될 경우에는 주민에게 프로젝트의 주식을 구매할 수 있도록 하며, 수소에너지 발전소 건설로 인한 주민들의 주거 시설, 건물 등 부동산과 양식어장의 피해에 대하여는 손실보상을 시행하는 것이 바람직하다고 본다.

따라서 (가칭) 『원자력 활용 수소생산 특별법』(안에 제00조(원전 활용 수소발전 사업의 출자 및 수소에너지 연금 등 주민참여) ① 원전 활용 수소발전 시설이 설치되어 있는 지역주민은 다음의 각호의 방식으로 해당 지역 수소에너지 발전사업에 참여할 수 있다.

1. 수소에너지 발전사업에 출자 2. 수소에너지 발전사업을 목적으로 하는 협동조합에 조합원의 자격으로 출자 3. 그 밖의 산업통상자원부이 정하는 방식

② 원자력 활용 수소에너지 발전사업자는 제1항에 따라서 주민참여로 인한 수익의 발생은 수소에너지 연금의 형식으로 참여주민에게 제공하여야 한다. 단 참여 지역주민이 속한 시·군의 조례로 구체적인 내용을 정할 수 있다.

③ 원자력 활용 수소발전 시설이 설치되어 있는 지역주민의 참여지분에 관한 사항 등으로서 주민과 지역주민이 속한 시·군의 참여지분은 발전소 설립 법인 등의 채권, 주식, 펀드 등으로 하고, 발전소 법인의 지분율이 30퍼센트 이상이거나 총사업비의 4퍼센트 이상으로 한다.

④ 수소에너지 발전소로부터 0에서 200m 거리에 거주하는 주민들에게 터빈이나 연료전지 프로젝트 설치의 타당성을 조사하기 위한 자금을 지원하는 대출 보증을 실시한다.

⑤ 터빈 또는 연료전지 시스템이 거주지 인근에 설치될 경우에는 주민에게 프로젝트의 주식을 구매

정부는 민간투자 유도를 위해 공공이 마중물 역할을 하고 수요를 보강해 투자 리스크를 완화시키는 ‘지역활성화 투자펀드’를 조성하는 전략을 제시하였다. 또한 경상북도의 민간투자 활성화 투자펀드<sup>32)</sup> 등의 시행도 동일한 취지로 도입된 것이다.

「청정수소 인증제도 운영에 관한 고시」의 ‘청정수소 인증제’에 원자력 활용으로 생산한 수소에너지를 명시적으로 인정할 필요가 있으며, 송전계약 잉여전력을 원전 활용 수소산업 단지에 우선적으로 공급할 것을 명시하고 원전 지역 편익제공 보상과 공정한 생산원가 산정이 필요하다.

「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」 제25조에 규정된 천연가스 별도요금제 처럼 원자력 주변 지역에서도 ‘거리별 전기요금 차등제’를 규정한 원자력 활용 수소생산 전기요금제 등의 신설이 필요하다. 또한 EU와의 교역을 위해 청정수소 인증의 전제조건인 고준위 방폐장 설치도 시급히 해결하여야 할 것이다.

## 2. 송전계약 잉여전력을 원전 활용 수소산업 우선적 공급 명시 및 원전 지역 편익제공 보상과 공정한 생산원가 산정

대부분의 전력은 동해안 등 해안 지역에서 생산하고 전력의 주된 소비는 수도권에서 이루어지고 있다. 수도권의 연계 선로 부족 등으로 송전계약이 발생하여 생산되는 전력 중 일부는 버려지고 있으므로 신규 송전선로의 구축이 필요하더라도 수도권 주민들의 반발 등으로 송전선로의 구축에 제약이 많은 것이 현실이다.

최근 「전기사업법」 제2조에 의하면 ‘송전계약발생지역전기공급사업자’라는 이름으로 전기신사업자로 등록하면 발전용량과 송전용량의 불일치로 인하여 전력시장을 통해 전기판매사업자에게 공급하지 못하게 된 전기를 발전설비의 인접한 지역에 있는 전기사용자의 신규 시설에 공급할 수 있도록 하였다.<sup>33)</sup>

할 수 있도록 한다.

⑥ 수소에너지 발전소 건설로 인한 주민들의 주거 시설, 건물 등 부동산과 양식어장의 피해에 대하여는 손실보상을 시행한다. 규정을 제정하였으면 한다

32) 지역활성화 투자펀드 운영계획 발표하여 중앙정부에 조성된 3,000억원의 모펀드를 조성하였다.(2023. 7.) ‘지역활성화 투자펀드’ 사업은 민간이 지역사회 파급효과가 큰 지역 투자 프로젝트를 발굴하면 정부와 정책 금융기관이 펀드를 조성하여 지원하는 투자의 마중물을 제공하는 방식으로 2023년 7월 발표되었다. 이에 따라서 전남도는 2024년 1조 4,000억원 규모의 여수 묘도 LNG 허브터미널이 지역활성화 투자펀드 사업으로 선정되어 2,872억원의 정부 ‘지역활성화 투자펀드’를 유치하였다.

또한 경북도는 10조원 규모의 민간투자활성화 투자펀드를 조성하려는 계획을 발표하였으므로 그동안 재정 부족과 민간 수익성이 담보되지 않아서 추진하지 못하였던 수소에너지 인프라 조성사업인 원자력수소산업 단지 조성과, 원자력수소산업 돌봄 중점형 복합문화센터 건립, 비즈니스 호텔 조성 등에 이러한 새로운 지역투자 방식을 활용할 수가 있을 것이다.

33) 전기사업법[시행 2024. 8. 7.] [법률 제20206호, 2024. 2. 6., 일부개정]

제2조 12의14. “송전계약발생지역전기공급사업”이란 발전용량과 송전용량의 불일치(이하 “송전계약”

개정된 「전기사업법」에 의하면 송전제약으로 발생한 잉여전력을 발전설비 인접지역에 위치한 신규 시설에 공급할 수 있도록 포괄적으로 규정하고 있지만 신규시설은 원자력 활용 수소산업단지에만 있는 것도 아니고 전력을 과다하게 사용하는 데이터센터가 설치되어 전력을 소비할 수도 있는 것이므로 원전 지역의 송전제약으로 발생한 잉여전력은 원자력 활용 수소산업단지에 우선적으로 공급하는 명시적인 규정이 필요하다.

한편 「분산에너지 활성화 특별법」 제46조 제1항에 의하면 산업통상자원부장관에게 사회적·경제적 편익을 확대하기 위한 노력을 하고 이를 산정할 것을 요구하고 있으며, 그 세부적인 내용으로 1) 분산에너지의 사용으로 인한 대규모 발전시설·송전망 설치 불필요에 따른 비용 절감, 2) 사회적 갈등 회피 및 전력공급의 안정화 기여 등의 편익 등을 규정하고 있다.

원전 지역 인근의 원자력 활용 수소생산시설은 송·배전망 투자를 감소시키고 송전설치 비용이 절감되므로 계통 안정화에 기여하고 편익을 창출한다.

따라서 원전 지역 인근에 위치한 수소생산시설은 송·배전망 투자감소 비용과 계통불안정성 완화 비용 및 사회적 갈등 회피 및 전력공급의 안정화 기여 등의 편익을 제공하는 것에 대한 보상을 검토하는 것이 타당하다.

더불어 공정한 생산원가의 산정에 대해 살펴보면 핑크·레드수소는 국내의 그린수소에 비해 경쟁력이 있다고 하더라도 해외 그린수소와 비교한다면 가격 경쟁력은 떨어지는 것이 사실이다.

핑크·레드수소의 국내 생산원가(전력가격)은 현재 1kW당 60원 정도로서 해외 그린 수소 생산 원가(현지 태양광 발전 단가·1kW당 1센트 : 약 13원)보다 4배 가까이 비싸다. 또한 해외 그린수소는 생산을 하고 운송 및 통관 절차의 비용을 합하더라도 원전 정상 발전단가인 1kW당 60원보다 저렴하다.

따라서 국내의 핑크·레드수소의 현재 1kW당 60원의 전력가격은 해외에서 오히려 비용이 저렴하게 그린수소를 생산하여 수입할 수 있는 기업에는 구매할 메리트가 없는 것이다.

더군다나 송전제약으로 발생하는 잉여분으로 생산되는 핑크수소에 대해 원자력 정상 발전 단가인 현재 1kW당 60원으로 받고자 하는 것은 공정성에 반하는 것이다.

---

이라 한다)로 인하여 전력 시장을 통하여 전기판매사업자에게 공급하지 못하게 된 전기를 발전설비의 인접한 지역에 위치한 전기사용자의 신규 시설에 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 사업을 말한다. 12의15. “송전제약발생지역전기공급사업자”란 제7조의2제1항에 따라 송전제약발생지역전기공급사업의 등록을 한 자를 말한다.

제16조의5 ② 송전제약발생지역전기공급사업자는 다음 각 호의 요건을 갖춘 경우에 생산한 전기를 전력시장을 거치지 아니하고 전기사용자에게 공급할 수 있다. 이 경우 송전제약발생지역전기공급사업자의 전기 공급에 관한 세부사항은 산업통상자원부장관이 정하여 고시한다.

1. 송전제약으로 발전설비의 최적 활용이 곤란한 지역에 위치한 발전설비를 이용하여 생산한 전기를 공급할 것
2. 전기사용자의 수전설비가 발전설비 인접지역에 위치하고 신규 시설일 것

왜냐하면 1) 송전제약 등으로 송전을 못해 버려지는 잉여전력을 활용해서 수소에너지를 생산하여 새로운 부가가치를 창출하는 측면도 있고,<sup>34)</sup> 2) 현재 수도권 주민들의 송전선로 설치 반대로 수도권으로의 송전제약이 늘어나기 때문에 동해안의 원전은 전력생산에서 수소 에너지 생산으로의 정책적인 전환을 고려하여야 하는 상황이며, 3) 기존 원전의 에너지 발전 방식은 총열량의 30%만 전기로 변환하기 때문에 70% 열량의 온배수를 인근 바다로 버려 지던 것을 활용하여 원자력 열을 활용한 레드수소를 생산할 수 있으며, 4) 원자력에너지의 경직성<sup>35)</sup>으로 발생하는 심야 시간 전력 미송출량을 활용하여 수소에너지를 공급할 수 있기 때문이다.

더욱이 수전해 설비의 기술 안정화와 원가 경쟁력의 확보로 2030년 전후부터는 그린수소가 정착이 될 것으로 예상되므로<sup>36)</sup> 해외 그린수소와 경쟁하려면 핑크·레드수소의 1kg당 생산단가는 1.7달러에서 최소한 1달러 이하가 되어야 할 것이다.

따라서 원전 지역에서 생산하는 레드수소의 생산원가에 따른 전력 가격은 현재 1kW당 60원에서 1kW당 40원 이하로 책정하는 것이 바람직하다고 본다.

생각건대 현재 가동 중 원전은 전력 수급 계획상 필요한 전력 공급 외에 핑크·레드수소 에너지 생산도 할 수 있도록 정책적인 전환이 필요할 뿐만 아니라 낮은 경비와 짧은 공기로 설치될 수 있는 소형모듈원전(SMR)의 활용으로 핑크·레드수소의 발전단가 인하를 유도하여야 할 것이다.

34) 신한울 1호기와 2호기를 포함한 동해안 전역(경북·강원)의 전력 발전설비 용량(17.7GW, 이중 울진은 8.7GW로 50%)에 비해 송전설비 용량(11.2GW)부족으로 연간 6.5GW의 송전제약 발생하고 있다. 1기가와트(GW)급 대형원전 1기가 생산하는 레드수소 연간 생산량이 20만톤 정도이므로 6.5GW의 송전제약량은 레드수소를 연간 130만톤을 생산할 수 있는 것이다. 울진은 발전설비 용량이 동해안 전역(경북·강원)의 50%이므로 송전제약도 50%로 산출하면 송전제약이 3.2GW정도 발생하므로 연간 레드수소 생산량이 65만톤 정도 생산할 수 있는 것이다. 이것은 송전 제약량만 산출한 것이고 원전의 경직성으로 발생하는 전력 미송출량을 가산한다면 훨씬 많은 레드수소를 생산할 수 있는 것이다. 울진은 현재 2.8GW의 신한울 3·4호기를 건설하고 있으므로 완공되었을 때에는 송전 제약량이 훨씬 많이 발생하게 된다. 이 모두를 환산하면 신한울 3·4호기가 완공되면 송전제약으로 인한 레드수소 생산량이 연간 75만톤 정도 될 것이다. 이것은 현재 포항제철의 탄소 철강생산에서 수소환원제철로의 전환계획 (2026년 수소 3만톤, 2030년 수소 10만톤, 2040년 수소 27만톤, 2050년 수소 350만톤)을 보더라도 2050년에는 울진의 송전제약으로 인한 레드수소 생산량으로서도 포항제철의 수소에너지 소비량의 25%를 충당할 수 있는 것이다. 포항제철의 입장에서도 국내에서 안정적인 수소 공급망을 가지는 것이 수소에너지 수입으로 인하여 야기될 수 있는 불측의 상황에 대비할 수 있는 것이다. 한편 지금의 송전제약 상황은 수도권의 송전선 설치에 대한 반대로 인해서 송전제약은 더 늘어날 것이므로 현재 건설 중인 2.8GW의 신한울 3·4호기는 전력과 수소에너지를 함께 생산할 수 있는 구조를 갖추어 송전제약이 발생하면 레드수소를 생산하는 전략이 필요하다고 본다.

35) 원전은 처음 보일러에 불을 붙인 후 오랜 시간이 지나야 제 능력을 발휘하는 만큼 가동을 하면 멈추지 않고 계속해서 운전해야 한다. 그래서 낮 시간대는 수요가 많아 생산한 전기를 모두 사용하나 수요가 적은 심야에는 생산된 전기가 남는다.

36) 삼일회계법인, “수소산업 전략수립을 위한 제언”, 7쪽 이하, 2024.

### 3. 전력 직접거래제도(PPA) 확대 및 거리별 전기요금 차등제의 실시

전력 직접거래제도(PPA)는 「분산에너지법」 제44조의 분산에너지특화지역과 「전기사업법」 제16조의5의 송전계약 발생지역 전기공급사업자 등에 규정하고 있다.

우선 「분산에너지법」 제44조에 의하면 「전기사업법」 제2조 제12호에 따른 구역전기사업자로부터 전기를 공급받는 전기사용자를 제외한 ‘분산에너지특화지역’ 내 전기사용자는 분산에너지사업자와 전기판매사업자로부터 전기를 공급받을 수 있는 전력 직접거래제도(PPA)를 규정하고 있다. 즉 ‘분산에너지특화지역’ 내에 발전설비를 설치한 사업자는 해당 지역 안에서 전력시장을 통하지 않고 직접 사용자에게 전기를 공급할 수 있는 것이다.<sup>37)</sup>

또한 「전기사업법」 제16조의5 제2항 송전계약 발생지역 전기공급사업자는 1) 송전계약으로 발전설비의 최적 활용이 곤란한 지역에 위치한 발전설비를 이용하여 생산한 전기를 공급할 것과 2) 전기사용자의 수전설비가 발전설비 인접지역에 위치하고 신규 시설의 요건을 갖춘 경우에 생산한 전기를 전력시장을 거치지 아니하고 전기사용자에게 공급할 수 있다고 규정하고 있다. 이러한 전력 직접거래제도는 동해안 원전지역은 심각한 송전계약 발생 지역이므로 원자력을 활용하여 수소에너지를 생산하는 수소산업단지에도 확대 적용하였으면 한다.

따라서 (가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」 (안)에 ‘제00조(원전 활용 수소 전력 직접거래) 송전계약발생지역전기공급사업자는 송전계약으로 발전설비의 최적 활용이 곤란한 지역에 위치한 발전설비를 이용하여 생산한 전기를 공급하고 전기사용자의 수전설비가 발전설비 인접지역에 위치한 신규 원자력 활용 수소발전시설에 대하여는 생산한 전기를 전력시장을 거치지 아니하고 우선적으로 전기사용자에게 공급할 수 있다.’는 규정을 제정하였으면 한다.

한편 「분산에너지 활성화 특별법」 제45조에 의하면 지역별 전기요금으로서 전기판매사업자는 국가 전체적으로 균형발전 등을 위하여 「전기사업법」 제16조 제1항에 따른 전기요금과 그 밖의 공급조건에 관한 공급약관을 작성하는 때에는 송·배전 비용 등을 고려하여 전기요금을 다르게 정할 수 있는 지역별 차등요금제(LMP)의 법적 근거를 마련하고 있다.

사실상 ‘전국 단일 전력요금제(uniform pricing)’는 지역 간 전력수급 불일치 현상을 심화시켜 전력거래에서 수요지역으로부터의 원거리에 있는 송전 시스템 등은 원거리 송전선로

37) 분산에너지 범위는 「분산에너지법」 제2조 제1호에 의하면 「전기사업법」에 의한 40MW 이하 발전설비, 「집단에너지사업법」에 의한 500MW 이하인 발전설비 및 430Gcal/h 이하인 열에너지로 등이다. 수소에너지, 연료전지, 재생에너지 공급 사업도 포함되며 중소형 원자력 발전사업(SMR) 규모는 최대 500MW 이하의 발전 용량으로 제한되어 있지만 울진 원자력 활용 국가산단에 입주하려는 기업들의 전력수요는 총 1,256MW 이상이 예상되므로 울진군의 원자력 활용 수소산단이 분산에너지 특화 지역으로 지정을 받더라도 「분산에너지법」의 직접거래제도의 혜택을 받지 못하므로 최소한 2,000MW 이하의 발전 용량의 제한으로 확대하는 「분산에너지법」의 개정이 필요하다고 본다.

설치비용 증가로 인해 최소의 비용으로 최적 배분을 추구하는 경제적 효율성을 저해하는 것이다.

또한 2024년 4월 7일 관련 기관에서 작성된 ‘지역별 가격제 기본설계(안)’에 의하면 전국을 △수도권 △비수도권 △제주 등의 3개 지역으로 구분하여 ‘전력도매가격(발전사업자가 한국전력에 전력을 판매하는 요금)’을 정하도록 하였고, 도매 전기 차등요금제는 2025년부터 적용하고, 소매 전기 차등요금제는 2026년부터 적용할 것을 예정하고 있다.

이러한 지역별 차등요금제(LMP)가 도입되면 한전은 다양한 발전소에서 생산한 전기를 1kWh당 20~30원으로 구매할 수 있으므로 송전선 설치비용 절감으로 만성 적자에 빠진 한전은 재무개선에 도움이 되지만, 수도권 전기요금은 올라가고 비수도권은 가격이 내려가며, 전기 사용량이 많은 산업 시설은 지방으로 분산되는 효과도 발생할 것이다. 하지만 △수도권 △비수도권 △제주 등 3개 지역으로 분류하는 것은 분할 단위가 너무 넓어져 지역별 차등 전기요금제의 도입 취지를 제대로 살리지 못할 가능성이 크다.

예컨대 전기자급률이 높은 인천의 경우에는 수도권으로 묶여 역차별을 받을 수 있다. 지난해 인천의 발전량은 48TWh이고 소비량은 26TWh이다. 인천의 전력자급률은 186%로서 8개 특·광역시 중 1위다. 한편 경기도 발전량은 88TWh이고 소비량은 140TWh에 달한다. 즉 52TWh의 전력은 다른 지역으로부터 공급받고 있다. 전기자급률이 62%인 서울 역시 발전량이 5TWh이고 소비량은 49TWh로, 44TWh의 전력을 다른 지역으로부터 공급받고 있다. 인천이 서울·경기와 함께 수도권으로 묶이면 186%였던 전력자급률이 65%로 떨어지므로 지역별 전력 생산량이나 자급률과는 상관없이 전기요금이 책정되어 오히려 역차별을 받게 된다. 또한 전기자급률이 3%인 대전은 비수도권으로 구분되어 전기요금이 저렴해지는 일이 발생할 수 있다.<sup>38)</sup>

당초 ‘지역별 차등 전기요금제’는 전기자급률이 낮은 곳과 높은 곳이 같은 돈을 내는 것이 부당하다는 문제의식에서 출발하였을 뿐만 아니라 전력자립도가 높은 지역이 상대적으로 저렴한 비용으로 전기를 공급받는 것은 타당한 것이고 전력 생산과 소비의 불균형을 해소하기 위해 마련된 「분산에너지법」의 지역별 차등 전기요금제의 도입 취지 자체가 무색해질 수도 있는 것이므로 최소한 전력자립률이 반영된 ‘지역별 차등 전기요금제’의 변경이 필요할 것이다.

한편 지역별로 전기요금을 차등 적용하는 지역별 전기요금 차등제와 비교하여 ‘지산지소(地産支消)’ 원칙에 기반하여 원전 지역으로부터 거리에 따른 ‘거리별 전기요금 차등제’를 시행이 필요하다. 예컨대 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」 제25조에 규정된 ‘천연가스 별도요금제’처럼 원자력 주변 지역에도 ‘거리별 전기요금 차등제’를 규정하는 ‘원자력 활용 수소생산 전기요금제’ 등의 신설이 필요하다.

38) 뉴스1 <https://www.news1.kr/local/incheon/5558030> (2024. 12. 16 참고)

‘거리별 전기요금 차등제’는 분산형 전원의 경제적 유인을 제공할 수 있고 원전 지역으로부터 거리에 따른 지역 간 전력자립도 차이를 해소할 수 있으며 원전 지역에는 저렴한 전기의 공급으로 대규모 전력이 필요한 데이터센터 등의 유치로 지역 경제발전에 이바지할 수 있다.

한편 ‘지역별 전기요금 차등제’는 지역별 한계가격(LMP)의 이론적 근거로서 송배전 요금의 차이가 아니고 발전비용 차이로 지역별로 차등하게 요금을 적용하는 모선(변전소)별 한계가격(Locational Marginal Price)을 적용하는 것이므로<sup>39)</sup> 모선(변전소)별 한계가격은 지역별 전기요금 차등제의 이론적 근거가 될 수 있다. 하지만 발전비용 차이로 전기요금 기준을 정하는 것은 앞에서 언급한 것처럼 역차별의 문제가 발생할 수 있다.<sup>40)</sup>

따라서 송배전 거리를 고려하여 송배전요금을 책정하는 송전 이용요금제<sup>41)</sup>가 타당하므로 송전 이용요금제를 근간으로 하는 ‘거리별 전기요금 차등제’의 시행이 바람직하다고 본다.

따라서 (가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」(안)에 ‘제00조(거리별 차등 전기요금제) 거리별 전기요금으로서 전기판매사업자는 국가 전체적으로 균형발전 등을 위하여 「전기사업법」 제16조 제1항에 따른 전기요금과 그 밖의 공급조건에 관한 공급약관을 작성할 경우에는 송·배전 거리 등을 고려하여 전기요금을 거리별로 달리 정할 수 있다.’는 규정을 제정하였으면 한다.

#### IV. 결론

핑크·레드수소는 발전단가가 저렴하고 원자력에너지의 경직성으로 야기되는 전력 미송출량과 송전선 부족으로 인한 송전 제약량 등을 활용하여 생산할 수 있는 것이므로 국가 전체적으로는 에너지의 효율성을 높일 수 있을 뿐만 아니라 핑크·레드수소를 잘 활용한다면 석유의 지정학적 위기를 벗어나고 에너지의 자립을 달성할 수 있는 것이다.

본문에서는 청정수소 인증제에 원자력 활용으로 생산한 수소에너지를 명시적으로 인정하고, 원자력 주변 지역의 ‘거리별 차등요금제’의 신설이 필요하며, ‘전력 직접거래제도’를 원자력 발전사업자와 수소생산 전기사업자 간에도 인정할 것을 주장하였다.

또한 원전 활용 수소발전시설에 대한 안전기준을 정하는 별도의 「원자력 활용 수소생산 특별법」의 제정과 수소에너지의 거래 활성화를 위해서 수소에너지 공급인증서 도입과 세분

39) 모선의 물리적 의미는 발·변전소 등에서 발전기, 변압기, 차단기, 송전선 등이 접속되는 중심이 되는 도체를 의미한다.

40) 유재국, “분산에너지 활성화 특별법” 제정의 의의와 향후 과제”, 국회입법조사처, 제299호, 5쪽 이하, 2023. 08. 09.

41) 안재균, “송전요금개편을 통한효과적인 지역적 가격신호제공방안 연구:ICRP 도입을 중심으로”, 에너지경제연구원, 수시연구보고서, 80쪽 이하, 2016.

화가 필요하고, 기존에 인정한 수소발전 입찰제도와 수소에너지 공급의무화제도(CHPS)를 통해 수소에너지 발전 비율을 높이고 아울러 ‘발전차액 경매제도’와 ‘전력구매계약(Power Purchase Agreement)제도’를 도입하여 수소에너지의 탄력적 운영방안을 제시하였다.

한편 원전 지역주민들은 후쿠시마 원전 사고처럼 원전으로 인한 직접적인 피해를 볼 수 있고 핑크·레드수소 생산은 원자력의 위험성이 상존하므로 이에 대한 반대급부로 원자력 잉여 전력을 활용하여 레드수소를 생산하는 기업의 지분을 원전 지역주민들이 가질 수 있도록 하여야 하고, 기업에서 발생하는 이익을 원전 지역주민들에게 돌아가도록 하는 것이 오히려 공정하다고 본다.

최근 청정수소의 활성화를 위해 각국은 보조금을 지급하고 있다. 우리는 아직 청정수소에 대해 지원하는 규정이 없지만 수소발전시설 사업자와 수소용품 개발업체가 ‘죽음의 계곡(valley of death)’을 신속히 벗어날 수 있고, 민간이 계획하고 있는 대규모 투자가 효과적으로 실현될 수 있도록 수소 기술개발을 지원하고 원천기술에 대한 세액공제를 확대하며 해외 개발 용자와 보증지원 등 정책금융의 확대가 필요하다. 최근 2024년 국회에 제출된 「수소법」 개정(안)에 무탄소수소(그린수소) 생산비용 차액을 지원하는 제도를 규정하고 있는 것은 바람직하다고 본다.

끝으로 원전 활용 수소생산은 비용이 저렴하므로 경제적으로 이익이 있다고 하더라도 신재생에너지를 활용하여 생산하는 그린수소와 탄소를 포집하여 생산하는 블루수소까지도 균형적으로 발전시키는 전략이 급변하는 국제 흐름에 적응하고 원자력에 대한 정부의 부침에도 대응할 수 있는 것이다.

특히 원자력에 대해서는 정부의 부침이 강하여서 원전 지역은 신한울 제3·4호기 건설의 폐지와 재건설 과정에서 피해가 발생한 경험이 있으므로 원자력 활용 수소에너지 생산에 집중하더라도 신재생에너지를 활용하여 생산하는 그린수소의 생산을 결코 간과하여서는 아니 될 것이다.

## 부 록

## (가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」 (안) 제정 필요성

「수소법」은 레드수소 외에 그린수소, 블루수소 등 수소 전반을 일반적으로 규정하는 것이므로 원전 활용 수소에너지인 핑크·레드수소에 관해서만 한정하여 규정할 수는 없는 것이다.

문제는 핑크·레드수소의 생산에 기존 원전을 사용한다면 고수온 저장발전시설 및 고온가스냉각로의 위험성이 상존할 것이다.<sup>42)</sup>

비록 새로운 고온가스냉각로나 소형모듈원전(SMR)을 설치하더라도 기존 원전의 위험성이 있는 것이므로 원전 지역에서 원전 활용 수소에너지를 생산하기 위해서는 무엇보다도 주민 수용성을 확보할 수 있는 법적 근거를 마련할 필요가 있다.

한편 「수소법 시행규칙」 제26조에 의한 수전해 설비 및 수소추출 설비 등 수소용품 관리 대상은 시간당 생산되는 수소에너지의 양이 일정량 이하인 것만 제품으로 규정하고 있다.

지난 2024년 5월의 「수소법 시행규칙」(안) 제2조 제3항 제2호 및 제3호에 의하면 대용량 수소생산 설비는 공장(Shop)에서 양산하고 공급되는 일반적 형태가 아니므로 현행 「수소법」에 따른 수소용품의 관리체계에서는 적용이 곤란한 문제가 발생하고 있다.

따라서 원전 활용 수소생산과 같은 대용량 수소생산 설비는 「수소법」의 적용을 받지 못하므로 현행법으로는 법의 사각지대가 발생할 수 있는 것이다.

따라서 원전 활용 수소에너지인 핑크·레드수소에 대해서는 별도의 (가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」(안)을 제정하는 것이 필요하다.

한편 (가칭) 「원자력 활용 수소 생산 특별법」(안)에는 원자력 활용 수소에너지 발전에 대한 수소에너지 공급인증서(HEC) 적용과 공급인증서(HEC) 거래의 활성화를 규정하고, 본 논문에서 국내에 도입할 것을 주장한 원전 활용 수소 전력 직접거래·원전 활용 수소발전 시설에 대한 안전기준·발전차액경매·전력구매계약(PPA) 제도 등을 반영하였다.

이 중 전력구매계약(PPA)은 ‘거리별 차등 전기요금제’를 함께 도입하고 장기적인 계약체결 유도로 수소에너지 공급을 보장받도록 하는 것이 중요하다.

또한 원전 활용 수소발전사업 허가 절차의 신속화 및 일원화를 위해 원스톱숍을 도입하고 국무총리가 총괄하도록 규정하였고, 인허가 의제에 대한 일반적인 규정을 두었으며, 원전 지역에는 수소에너지 센터를 설치하여 수소에너지 사업지원을 할 수 있도록 규정하였고, 주민의 수용성 확보를 위해 지역주민의 수소에너지 출자 및 수소에너지 연금 등의 주민참여제도를 규정하였다.

42) 조남철, 황석원, 제무성, 양준언, “수소공정시설에서의 안전 해석 방법론 연구”, 한국원자력연구소, 526쪽 이하, 2008. 09.

(가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」 (안)

제1조(목적) 이 법은 원전 활용 수소에너지의 보급 및 이용을 촉진하고, 이를 통해 환경 보호와 에너지 자립을 달성하며, 발전부문에서 온실가스감축과 탄소중립 실현에 이바지하여 국민의 복리증진에 기여하고 원전 활용 수소발전 지역의 공공자원인 수소에너지 등의 개발이익을 지역 시·군민에게 공유하고 수소에너지에 대한 시·군민의 이해 증진을 도모하는 것을 목적으로 한다.

제2조(원자력 활용 수소발전사업 허가절차의 신속화 및 일원화)

- ① 원자력 활용 수소발전사업 인허가와 관련하여서는 국무총리가 총괄하고 직속기관인 인허가 창구단일청은 원자력 활용 수소발전사업 시설 설치의 모든 협의 및 허가 및 승인 절차를 통합하여 신속하게 처리할 수 있도록 하여야 한다.
- ② 발전사업 인허가 절차는 수소에너지 시설의 설치와 관련된 인허가 뿐만 아니라 환경영향평가나 중보호평가의 면제 등을 포함한다.
- ③ 발전사업을 하고자 하는 자는 발전사업허가를 받아야 하며, 발전사업허가를 발급할 때 대통령령으로 정한 양식과 방식으로 허가 절차에 대하여 일반인에게 통지하여야 한다.
- ④ 발전사업 인허가 창구단일청은 발전사업 인허가는 중복되는 절차나 서류를 최소화하고, 전자화된 시스템을 도입하여 절차를 간편화하여야 한다.
- ⑤ 허가 및 승인 절차에 필요한 정보나 서류 제출 등의 관련 정보를 통합적으로 제공하여 발전사업 허가 신청자가 필요한 정보를 쉽게 얻을 수 있도록 한다.
- ⑥ 발전사업 인허가 창구단일청은 허가 및 승인의 모든 절차를 통합적으로 관리하여, 발전사업 허가 신청자가 허가 및 승인 절차를 일관되게 처리할 수 있도록 하여야 하고, 각 단계별 처리 상태를 투명하게 제공하여 발전사업 허가 신청자가 절차 진행 상황을 실시간으로 확인할 수 있도록 한다.

제3조(인허가 등의 의제) 원전 활용 수소발전사업자가 실시계획의 승인 등을 받았을 때는 다음 각 호의 신고·지정·승인·허가·인가 또는 동의·협의·결정·면허·해제·심의·등록 등(이하 “인허가 등”이라 한다)을 받은 것으로 본다.

제4조(원전 주변지역 수소에너지 센터) ① 산업통상부장관은 원전 활용 수소발전의 이용·보급을 전문적이고 효율적으로 추진을 하기 위하여 원전 주변지역 에너지 관련 기관에 수소에너지 센터를 설치하여 수소에너지 분야에 대한 다음의 각 호의 사업수행을 하게 할 수 있다.

1. 수소에너지 기술개발 및 이용과 보급의 시행자에 대한 지원과 관리
2. 수소에너지 이용의 의무이행에 관한 지원과 관리
3. 수소에너지 공급의 의무이행에 관한 지원과 관리
4. 공급인증기관의 업무에 관한 지원과 관리

5. 설비인증에 관한 지원과 관리
  6. 보급된 수소에너지 설비에 대한 기술 지원과 관리
  7. 수소에너지 기술 국제표준화의 지원과 관리
  8. 수소에너지 설비 및 그 부품의 공용화의 지원과 관리
  9. 수소에너지 설비 설치기업의 지원과 관리
  10. 수소에너지 연료의 혼합 의무이행에 관한 지원과 관리
  11. 수소에너지 통계관리
  12. 수소에너지의 보급에 대한 지원과 관리
  13. 수소에너지 기술 사업화의 지원과 관리
  14. 수소에너지 교육·홍보 및 전문 인력 양성에 대한 지원과 관리
  15. 수소에너지 설비 효율적 사용의 지원과 관리
  16. 국내 외 조사와 연구 및 국제협력 사업 지원과 관리
  17. 수소에너지에너지 관련 정보의 수집과 분석 및 제공
  18. 수소에너지기술 표준화 및 인증 지원과 관리
  19. 수소에너지기술 설비 및 그 부품의 안전에 관한 지원과 관리 및 검사 기능수행
  20. 그 밖에 수소에너지의 이용과 보급을 촉진을 위하여 산업통상부장관의 위탁사업
- 제5조(수소에너지 공급인증서 등) ① 수소에너지 공급자는 산업통상자원부 장관이 수소를 이용하여 에너지의 공급증명 등을 위하여 지정하는 공급인증기관으로부터 공급인증서를 발급받을 수 있다.
- ② 공급인증서를 발급받으려는 자는 공급인증기관에게 공급인증서의 발급신청을 하여야 한다.
- ③ 공급인증기관은 제2항에 의한 신청을 접수한 경우에는 수소에너지의 에너지원별·규모별로 공급량과 공급의 기간 등을 확인한 후 공급인증서를 발급하여야 한다. 이 경우 균형 있는 이용과 보급 및 기술개발을 촉진하기 위하여 수소에너지에 대해서는 대통령령으로 규정하는 데로 실제의 공급량에 대해서 가중치를 곱한 양을 공급량으로 정하는 공급인증서를 발급하도록 할 수 있다.
- ④ 공급인증서를 발급받은 자는 그 공급인증서를 공급인증기관이 개설한 거래시장에서 거래하여야 한다.
- 제6조(발전차액 경매제도) 산업통상자원부장관은 일정 규모 이상의 원자력 활용 수소에너지 발전사업자로부터 최저 경쟁 입찰을 통하여 월별 지정된 용량까지 전력을 구매한다. 이 경우 수소에너지 중 최저 경쟁 입찰 적용대상은 대통령령으로 정한다.
- 제7조(전력구매계약) ① 원자력 활용 수소에너지 발전사업자는 「전기사업법」 제2조 제13호에 의한 전력시장을 거치지 아니하고 직접 전기사용자에게 전기를 공급할 수 있다. 이 경우 공급조건 등을 개별적으로 협의하여 계약할 수 있다.

② 원자력 활용 수소에너지 발전사업자는 수소에너지를 직접 장기계약을 체결하여 전력 거래하도록 하여서 전력사용자의 장기적인 원자력 활용 수소에너지의 공급을 보장받도록 한다.

제8조(원전 활용 수소발전 사업의 출자 및 수소에너지 연금 등 주민참여) ① 원전 활용 수소발전 시설이 설치되어 있는 지역주민은 다음의 각호의 방식으로 해당 지역 수소에너지 발전사업에 참여할 수 있다.

1. 수소에너지 발전사업에 출자
2. 수소에너지 발전사업을 목적으로 하는 협동조합에 조합원의 자격으로 출자
3. 그 밖의 산업통상자원부이 정하는 방식

② 원자력 활용 수소에너지 발전사업자는 제1항에 따라서 주민참여로 인한 수익의 발생은 수소에너지 연금의 형식으로 참여주민에게 제공하여야 한다. 단 참여 지역주민이 속한 시·군의 조례로 구체적인 내용을 정할 수 있다.

③ 원자력 활용 수소발전 시설이 설치되어 있는 지역주민의 참여지분에 관한 사항 등으로서 주민과 지역주민이 속한 시·군의 참여지분은 발전소 설립 법인 등의 채권, 주식, 펀드 등으로 하고, 발전소 법인의 지분율이 30퍼센트 이상이거나 총사업비의 4퍼센트 이상으로 한다.

④ 수소에너지 발전소로부터 0에서 200m 거리에 거주하는 주민들에게 터빈이나 연료전지 프로젝트 설치의 타당성을 조사하기 위한 자금을 지원하는 대출 보증 등을 실시한다.

⑤ 터빈 또는 연료전지 시스템이 거주지 인근에 설치되는 경우 주민에게 프로젝트의 주식을 구매할 수 있도록 한다.

⑥ 수소에너지 발전소 건설로 인한 주민들의 주거 시설, 건물 등 부동산과 양식 어장의 피해에 대해 손실보상을 시행한다.

제9조(원전 활용 수소 청정수소 인증제) 온실가스 배출량 산정 범위는 직·간접 배출 중 일부의 배출을 포함한 원료채굴부터 수소생산·수입의 과정(국내·외 운송과정 포함)까지 정하여야 하며 원자력 활용 수소에너지가 청정수소의 등급 및 등급별 인증기준인 1등급 0.00~0.10(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 2등급 0.11~1.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 3등급 1.01~2.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>), 4등급 2.01~4.00(kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>)에 해당하면 청정수소 인증제를 준용한다.

제10조(거리별 차등 전기요금제) 거리별 전기요금으로서 전기판매사업자는 국가 전체적으로 균형발전 등을 위하여 「전기사업법」 제16조 제1항에 따른 전기요금과 그 밖의 공급조건에 관한 공급약관을 작성할 경우에는 송·배전 비용 등을 고려하여 전기요금을 거리별로 달리 정할 수 있다.

제11조(원전 활용 수소 전력 직접거래) 송전계약발생지역전기공급사업자는 송전계약으로 발전설비의 최적 활용이 곤란한 지역에 위치한 발전설비를 이용하여 생산한 전기를 공급

하고 전기사용자의 수전설비가 발전설비 인접지역에 위치한 신규 원자력 활용 수소발전 시설에 대하여는 생산한 전기를 전력시장을 거치지 아니하고 우선적으로 전기사용자에게 공급할 수 있다.

제12조(원전 활용 수소발전시설에 대한 안전기준) 원자력 활용 수소 생산 설비인 고수온 저장발전시설, 대용량 수소생산설비 및 고온가스냉각로의 안전기준과 그 밖의 관련 내용은 「원자력안전법」을 준용한다.

제13조(다른 법률과의 관계) 액화수소가스에 관하여 이 법에서 규정하지 아니한 사항에 대하여는 「고압가스 안전관리법」과 「도시가스사업법」을 준용한다.

#### 부 칙

제1조(시행일) 이 법은 공포 후 6개월이 경과한 날부터 시행한다.

## 참고문헌

- 김남철, 『행정법강론』, 10판, 박영사, 2024.
- 홍전선, 『행정법원론』, 제32판, 박영사, 2024.
- 김남철·김연태, 『행정법 I』, 제28판, 법문사, 2024.
- 김중권, 김중권의 『행정법』, 제4판, 법문사, 2021.
- 정남철, “행정기본법상 인허가의제 제도의 법적 쟁점과 개선방안”, 한국행정법학회, 행정법학, 제21호, 2021년.
- 정남철, 한국행정법론(제3판), 법문사(2023), 130쪽 이하. 정남철, “전기사업법상 사업허가의 법적 쟁점”, 한국법학원 저스티스 통권 제200호, 2024년.
- 최성두, “원자력발전소 주변지역 지원정책의 문제점과 발전방향 모색”, 지방정부연구 제13권 제3호, 2009년.
- 한상진, “능력의 환경정의 관점에서 본 핵발전소 지역 주민의 건강피해와 삶의 질 문제”, 한국사회학회 2015년 후기 학술대회 자료, 2015년.
- 박우일, 김영훈, 이인우, 강승규, “수소운송설비 안전성 강화 방안 고찰”, KIGAS, 제26권 제6호, 2022년.
- 김숙희, 김정화, 신혜영, “수소에너지에 대한 심리적 태도 기반의 수소사회 활성화 전략방안”, 한국수소 및 신에너지 학회, 제33권 제4호, 2022년.
- 허선경, “수소에너지 산업의 활성화 방안”, KIET 산업경제, 2019년.
- 제무성, 정건호, 이현우, 이원재, 한석중, “수소생산시설에서의 수소폭발의 안전성 평가 방법론 연구”, 한국수소 및 신에너지학회 제19권 제3호, 2008년.
- 조남철, 황석원, 제무성, 양준연, “수소공정시설에서의 안전 해석 방법론 연구”, 한국원자력연구소, 2008년.
- 이동건, “해양 신재생에너지 개발에 관한 행정법적 연구” - 파력발전 개발을 중심으로 -, 부산대학교 법학전문대학원 박사학위논문, 2024년.
- KOTRA, “일본 재생에너지의 확대 전략분석과 시사점”, Global Market Report 22-006, 2022년.
- 유재국, “분산에너지 활성화 특별법」 제정의 의의와 향후 과제”, 국회입법조사처, 제299호, 2023년.
- 안재균, “송전요금개편을 통한효과적인 지역적 가격신호제공방안 연구:ICRP 도입을 중심으로”, 에너지경제연구원, 수시연구보고서, 2016년
- 전대천, “수소경제로의 이행을 위한 안전관리 정책 연구”, 한국수소 및 신에너지 학회 논문집 제25권 제2호, 2014년.
- 삼일회계법인, “수소산업 전략수립을 위한 제언”, 2024년.
- 산업통상자원부, “분산에너지 활성화 추진전략”, 2021년.
- Troy Stangarone, “South Korean efforts to transition to a hydrogen economy”, Clean Technologies and Environmental Policy, 2021.

Ackermann et.al, Distributed Generation: A Definition, Electric, Power System Research, Vol. 57, pp.195-204, 2001.

Solar Journal, “『ノンファーム型接続』とは? 再エネ拡大のカギ握る送電ルール見直し”, 2020.

経済産業省, 『強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案 補足説明資料』, 2020.

資源エネルギー廳, 『地域の系統線を活用したエネルギー面的利用事業費補助金』, 2020.

독일 연방 네트워크청 : [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html#\[Anker\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html#[Anker]).

한국산업은행경제연구소(KDBRI) :<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S22138816301618>.

일본신재생에너지연구소, [https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/RE\\_Procurement\\_Guidebook\\_EN\\_2024.pdf](https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/RE_Procurement_Guidebook_EN_2024.pdf).

<https://www.bmwk.de/Redaktion/de/pressemitteilungen/2023/10/20231017-eu-Mitgliedstaaten-Einigen-sich-auf-Gezielte-reformen-des-Strommarktes-in-Europa.html>.

투고일자 : 2024. 12. 17

수정일자 : 2024. 12. 29

게재일자 : 2024. 12. 31

<국문초록>

## 원자력 활용 수소생산의 제도화 방안에 관한 연구

이동건

최근 기후위기에 적극적으로 대처하기 위하여 정부에 대해 온실가스의 감축 목표치를 정하도록 하는 네덜란드 우르겐다(Urgenda)판결과 독일 헌법재판소 결정(BVerfG, NVwZ 2021, 954, Rn. 109.) 및 헌법재판소 결정(2020헌마389)이 판시하는 것처럼 친환경 에너지의 생산을 통한 탄소중립의 달성은 중요하고 시급한 문제로서 “2050 탄소중립” 달성을 위해 그린수소의 생산이 바람직하다. 하지만 그린수소는 현실적으로 생산이 어려워 청정에너지로 인정되고 있는 원자력을 활용한 수소에너지를 생산하는 것이 오히려 대안이 될 수 있는 것이다.

원자력 활용 수소에너지는 원자력의 경직성으로 야기되는 전력 미송출량과 송전선 부족으로 인한 송전 제약량 등을 활용하여 생산할 수 있는 것이므로 국가 전체 에너지 효율성을 높일 수 있다.

하지만 원전 가동 과정에서 발생하는 방사성 폐기물 처리 비용, 후쿠시마 원전과 같은 사고의 위험성 등을 가지고 있을 뿐만 아니라 신규 원전 건설 명분 중의 하나로 수소 산업을 대체한다는 주장이 있는 것처럼 원자력의 변형된 모습으로 원자력의 한계를 그대로 가지고 있다.

본 논문에서는 수소에너지 관련 제도는 기존에 인정한 수소발전 입찰제도(CHPS)와 청정 수소발전 의무화제도를 통해 수소에너지 발전 비율을 높이고, 개선방안으로 독일의 발전 차액 경매제도와 함께 일본의 전력구매계약(PPA)을 도입하여 기존 제도와 절충하고, 아울러 수소에너지 공급인증서(HEC) 도입 및 인증서 거래의 활성화 등을 검토하고자 한다.

한편 안전성과 관련하여 쟁점을 정리하였고, 현행 「수소법」에는 고온가스냉각로 등 원전 활용 수소 발전설비 및 시설의 안전기준 등에 대한 규정이 없으므로 별도의 법률을 제정할 것을 검토하였다.

또한 원자력 활용 수소생산의 제도적 보완으로 송전제약 잉여전력은 원전 활용 수소산업 단지의 우선적 공급 명시와 원전 지역 편익제공 보상과 공정한 생산원가 산정 및 전력 직접 거래제도(PPA) 확대와 거리별 전기요금 차등제 등의 실시를 주장하고, 아울러 수소에너지 연금 제도와 수소에너지 인프라 구축을 위한 지역활성화 투자펀드 및 원전 활용 수소에너지의 공정한 생산원가 산정 등의 개선안을 제시하였다.

끝으로 본 논문의 본문과 부록에는 원자력 활용 수소생산의 시행제도와 안전기준을 규정하는 (가칭) 「원자력 활용 수소생산 특별법」(안)을 수록하였다.

주제어: 원자력 활용 수소에너지, 공정성, 수소에너지 시행제도, 안전관리, 특별법.

