

분산형 전원 활성화 방안 연구: 연료전지를 중심으로

김 현 제
박 명 덕

분산형 전원 활성화 방안 연구 : 연료전지를 중심으로

김 현 제
박 명 덕

참여연구진

연구 책임자 : 선임연구위원 김현재

연구 위원 박명덕

연구 참여자 : 부 연구 위원 이석호

전문 연구 원 신힘철

위 축 연구 원 송주희

〈요 약〉

1. 연구 필요성 및 목적

국내 전력공급은 대규모 발전단지에서 생산한 전력을 대규모 송전 설비를 통해 수송하는 형태로 이루어져 왔다. 지속적으로 증가하는 전력수요에 맞게 안정적인 전력공급을 하는 것이 최우선적인 정책적 목표라고 할 때 대규모 전력생산 및 수송 설비는 효율성을 고려하는 측면에서는 아마도 가장 좋은 수단이 될 것이다. 그러나 대규모의 특성상 수요지 인근에 설치하기 어려운 점이 존재하며 이에 따라 기저발전인 원자력과 석탄화력 발전소는 인구가 적고 인근 지대가 저렴한 해안가에 형성되어왔다. 지방의 발전소에 발전된 많은 양의 전력은 대형 송전설비를 통해 높은 전력수요를 보이는 수도권, 주요 대도시 등의 각 수요처로 수송되었다.

그러나 대규모 발전 및 송전 설비에 의존한 전력공급체계는 최근 들어 여러 가지 사회적 갈등을 유발하고 있다. 밀양 송전탑 사태로 설명될 수 있는 대규모 송전설비로 인해 발생하는 지역주민과의 갈등, 전국적 현안으로 떠오른 미세먼지와 국내 미세먼지 발생에 주범으로 지목된 화력발전설비의 주변 지역 환경문제, 동일본 대지진과 경주 대지진 이후 원자력발전기가 좁은 면적에 집중되어 있는 국내 원자력 발전단지의 안정성에 대한 우려 등은 앞으로도 안정적 전력공급체계 구축이라는 정책적 목표를 달성하는데 주요 이슈로 등장할 것이며 현재에도 대규모 전력생산 및 공급설비를 증설하는 계획에 큰 걸림돌로 작용하고 있는 실정이다.

대규모 전력생산설비의 지속적 증설에 대한 불확실성이 점차 커져가고 있는 상황에서 분산형 전원설비 공급확대는 앞서 언급했던 주요 문제점을 해결할 수 있는 대안으로 볼 수 있다. 분산형 전원 생산설비는 대부분 소규모의 전력생산설비로 전력수요가 높은 수요지 인근에 설치가 용이하며 발전규모가 작기 때문에 대규모 송전설비 역시 필요하지 않은 장점이 있다. 또한 대표적인 분산형 전원 생산설비인 신재생에너지발전은 친환경적인 설비로 앞서 언급되었던 대규모 발전설비로 인해 나타났던 주요 문제들이 상대적으로 거의 발생되지 않는 주민 수용성이 높은 설비라고 할 수 있다. 신재생에너지 발전 사업은 단순히 전력공급의 차원을 넘어서 에너지신산업으로까지 발전하고 있으며 전력산업의 미래, 향후 나아갈 방향이라고 할 수 있을 것이다. 그러나 분산형 전원설비는 대규모 발전설비에 비해 높은 전력 생산 비용이 든다는 단점도 가지고 있어 상대적으로 공급설비 확대 속도는 더디게 진행되고 있는 실정이다.

본 연구는 여러 분산형 전원 발전설비 중 특히 수소와 산소의 결합으로 발전하는 연료전지라는 신기술을 활용한 분산형 전원 활성화 방안을 연구하는데 그 목적이 있다. 연료전지는 타 신재생에너지원과 다르게 자연환경의 제약 없이 연중 가동이 가능하다는 장점이 있으며 설치면적도 적은 편이어서 전력수요가 높은 대도시 인근에 설치 가능한 최적의 친환경 분산형 전원 설비라고 할 수 있다. 또한 수소를 활용한 연료전지 발전은 발전용, 건물용 용도와 함께 수송용으로도 활용될 수 있어 미래의 새로운 에너지 산업을 대비하는 측면에서도 매우 중요한 신재생에너지원이라는 점이 본 연구에서 연료전지를 중심으로 분산형 전원을 연구하는 이유라고 할 수 있다.

2. 내용 요약

연료전지 발전에 필요한 수소를 생산하는 방법은 다양하게 있으나 이상적인 것은 물 전기분해를 통해 생산된 수소를 사용하는 것과 바이오가스를 개질하여 수소를 생산하는 것이며 이 경우 연료전지는 매우 환경 친화적인 발전장치가 될 것이다. 그러나 현재 연료전지 발전을 위한 수소는 경제성 및 편의성을 고려하여 화석에너지인 천연가스 개질을 통해 생산된 수소를 주로 사용하고 있으며 천연가스를 원료로 사용하는 수소생산은 이산화탄소를 배출시키기 때문에 연료전지의 이산화탄소 저감 및 친환경성에 대한 의문이 지속적으로 제기되어 온 것이 사실이다.

연료전지의 편익은 분산발전자원으로 활용될 때 얻을 수 있는 편익을 가장 큰 편익으로 볼 수 있을 것이다. 먼저 연료전지는 타 신재생에너지원과 비교하여 같은 용량을 설치한다고 가정할 때 상대적으로 적은 설치면적을 차지하기 때문에 수요지 인근에 설치하는데 매우 용이하다. 또한 자연환경 상태에 민감한 타 신재생에너지원과 달리 이용률이 높아서 안정적으로 전기와 열을 수요처에 공급할 수 있는 특징이 있다. 대형 송전설비가 필요하지 않으며 기존에 설치되어 있는 주변 배전망에 직접 연결해서 사용할 수 있다는 것도 송전망 설비 최소화를 목표로 하는 분산형 전원 활성화의 근본 취지에 부합한다. 또한 기술 발전으로 수소 생산이 수입에 의존하는 화석에너지가 아닌 바이오가스, 물·전기분해 등으로 보다 용이해질 경우 재생에너지로써의 편익과 함께 에너지자급자족을 달성하는데 기여할 수 있으며 이는 국가 에너지안보에도 중요한 발전원으로 고려될 수 있다.

그러나 연료전지 발전 사업에 대한 부정적인 지적도 꾸준히 제기되

고 있다. 연료전지발전의 경제성확보를 위해 정부는 신재생에너지 의무할당제를 통해 신재생에너지 공급인증서를 발행하고 가중치 2를 적용하고 있다. 신에너지로 구분된 연료전지 발전은 수소생산 시 발생하는 이산화탄소 때문에 신재생에너지 지원제도의 근본 취지에 적합하지 않은 발전원이라는 지적이 지속적으로 나오고 있으며 자연환경 변화에 영향을 받지 않는 발전원이어서 타 신재생에너지원 발전을 위축시킬 가능성이 높다는 지적을 받고 있다. 연료전지 사업의 또 다른 문제점은 현재 국내 보급의 많은 경우가 천연가스를 사용하는 대규모 발전사업이라는 점이며 이는 결국 대형 LNG 발전소와의 차별성이 크지 않다는 비난을 받게 되는 이유인 것이다.

당분간 저유가가 지속된다는 가정 하에서 현재 연료전지 발전 사업은 발전사업자의 관점으로 볼 때는 경제성을 확보할 수 있는 것으로 분석되었다. 그러나 국가적 입장에서 보는 비용 대비 편익을 분석한다면 송·배전 설비 회피 및 송전 혼잡 회피 편익이 연료전지 발전사업의 편익으로 포함되는 대신 친환경에너지로의 편익은 상당부분 감소할 것으로 판단되어 관련 비용에 비해 획득할 수 있는 편익이 상대적으로 적은 수치를 보일 것으로 예상된다.¹⁾ 결론적으로, 연료전지는 미래 에너지 시대를 대비하고 분산형 전원 확대를 위해 지속적으로 발전시켜야 하는 발전기술로 판단할 수 있다. 하지만 화석에너지를 사용한 수소생산으로 야기되는 연료전지의 친환경성 논란과 대규모 발전으로 인한 분산전원 편익 감소와 같은 문제점도 있으므로 빠른 시일 내에 개선이 필요한 것으로 판단된다.

1) 본 연구보고서에서는 순현재가치, 내부수익률 분석만 실시하였으며 비용편익분석을 실시하지 않았음

3. 정책 제언

본 연구는 연료전지를 활용한 분산형 전원 활성화 및 친환경성 확보를 위해서 다음과 같은 정책적 제언을 하고자 한다.

첫 번째, 연료전지 발전에 사용되는 화석에너지를 재생에너지로 변경할 수 있도록 유도하는 제도를 마련해야 한다. 현행 RPS에서 연료전지 REC 발급은 수소를 생산하는 발전연료와 관계없이 일정한 가중치를 적용하고 있다. 이럴 경우 부생수소나 바이오가스를 이용한 수소 생산 등에 대한 환경적 편익이 따로 보상되지 않아 손쉽게 수소를 생산할 수 있는 천연가스를 사용하는 것이 사업자 입장에서는 가장 합리적인 방법이 된다. 그러나 현행 연료전지 발전의 가장 근본적인 문제인 친환경성을 높이기 위해서는 생산과정에서 이산화탄소를 배출하지 않는 수소를 사용한 연료전지 발전에 대해서는 천연가스로 발전한 연료전지에 비해 더 높은 경제적 편익을 제공하는 것이 필요하다. 이는 친환경 수소생산에 대한 관심과 기술발전 및 투자 등을 촉진할 수 있는 지원책으로 이해할 수 있을 것이다.

또한 현재 시행되고 있는 천연가스를 활용한 연료전지 발전에 대한 지원은 향후 친환경 수소생산기술, 연료전지 설비비용 절감 등을 고려하여 점차 감소하는 방향으로 추진하는 것도 고려해야 할 것이다. 앞으로 저유가시대가 상당기간 지속된다는 가정 하에서만 천연가스를 사용해서 발전하는 연료전지가 경제성을 확보할 수 있을 것이다. 천연가스를 사용한 연료전지 발전에 대한 RPS 지원을 점차 감소시키는 일몰제를 시행할 경우 연료전지 사업을 통해 얻게 되는 수익을 다시 친환경 수소 생산에 재투자 하도록 유도하는 장치가 될 것이다. 사업자 입장에서 분석한 경제성분석과는 달리 국가적 입장에서 비용/편익 분

석을 실시한다면 연료전지 발전사업의 편익이 비용을 능가한다고 판단하기는 어렵기 때문에 장기적으로는 국가적 편익을 증대시킬 수 있도록 연료전지 발전사업의 방향이 정해져야만 한다.

두 번째로는 미국 캘리포니아의 사례처럼 친환경수소를 사용하는 연료전지 발전은 신재생에너지 지원제도에 포함시키면서 연료전지 발전사업 자체는 연료구분 없이 분산형 전원으로 발생하는 편익을 보상하는 분산형 전원 지원제도를 따로 고려해야 한다. 즉 발전설비별로 제공되는 편익에 맞는 지원제도의 확립이 필요하다고 하겠다. 송·변전 설비 회피 편익과 송전혼잡 편익 등 분산형 전원이 창출하는 사회적 편익을 고려한 제도를 수립하여 연료전지 발전이 발생시키는 편익에 맞는 적절한 보상을 하는 것이 중요할 것이다.

세 번째로, 연료전지 발전부지에 연료전지 발전과 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전을 혼합한 복합 신·재생에너지 발전사업을 의무화 하는 것을 고려해 볼 수 있다. 일본의 태양광 발전에 대한 고정가격매입 제도와 유사하게 연료전지와 태양광, 풍력을 함께 발전하는 전력량에 대해서는 RPS 지원 대상에 함께 포함하는 것이다. 이 경우 재생에너지와 연료전지의 공동발전량에 적합한 가중치를 부여하는 방법이 현재 지속적으로 제기되고 있는 연료전지 발전에 대한 RPS 지원 타당성 문제를 단기적으로나마 해결할 수 있을 것이다. 이와 같이 연료전지와 태양광 등을 혼합하여 발전하는 것을 지원하는 제도는 현행 소규모 태양광 대여사업에 동일하게 적용할 수 있다. 소규모 태양광 대여사업과 가정용/건물용 연료전지 발전량을 합산하여 신재생에너지 생산인증서(REP)를 발급한다면 가정용 전기요금 누진제도 완화로 야기된 태양광 대여사업의 경제성 저하도 어느 정도 보완될 수 있을 것이다.

마지막으로 연료전지를 포함한 분산형 전원 활성화를 위해서 보다 강력한 정책적 수단도 고려해 볼 필요가 있다. 예를 들면 주요 전기수요처에 분산형 전원 설비 설치 및 사용 전력의 일정비율을 자체 생산 전력으로 사용하도록 의무화 하는 것이다. 국내에서 사용 되는 전력의 약 55%(2016년 기준)는 산업용으로 사용되고 있으며, 국내 주요산업 단지를 살펴보면 매년 그 숫자가 지속적으로 증가하는 추세이다. 따라서 대규모 산업단지에 사용되는 전력의 일정 부분부터 분산형 전원으로 발전하는 의무를 부과한다면 피크부하 감소, 송·변전 및 배전 설비 증설 비용 감소 등으로 이어질 수 있을 것이다. 특히 대규모 산업단지에 연료전지 발전 사업을 진행할 경우 상대적으로 대규모 발전 사업을 수행하더라도 분산형 전원으로써의 편익과 대규모 수요지의 안정적 전력수급에 기여하는 편익을 발생시킬 것으로 판단된다.

ABSTRACT

1. Research Purpose

In the Korean electricity market, the electric power generated by large-scale power generation plants has been transported through large-scale transmission facilities. Since stable supply of electricity is the overriding policy objective to meet ever-increasing demand for power, large-scale power generation and transportation facilities will probably be the best means to consider efficiency. However, due to the nature of the large size, it is difficult to install near the demand areas. Thus, nuclear power and coal-fired power plants, which are base power generation, have been formed in coastal areas with low population and low price. The large amount of electricity developed in the local power plants was transported to the metropolitan areas with high power demand through large power transmission facilities.

However, electric power supply systems that depend on large-scale power generation and transmission facilities have caused various social conflicts in recent years. Such conflicts include the Milyang transmission tower case which made conflicts with local residents caused by large-scale transmission facilities, and the environmental problems surrounding the thermal power generation facilities, which is presumed to be the main cause of fine dust generation. Furthermore, after the Great East Japan Earthquake and the Gyeongju Earthquake, concerns

over the stability of the domestic nuclear power plant, which is concentrated in a small area will continue to be a major issue in achieving the policy goal of building a stable power supply system. These issues are major obstacles to the plan to build large-scale power production and supply facilities.

As the uncertainty about the continuous expansion of large-scale power production facilities is growing, the expansion of the distributed power supply facilities can be seen as an alternative to the major problems mentioned above. Distributed power generation facilities are advantageous in that it is easy to install a small scale power generation facility near the demand areas with high demand for electricity and large-scale transmission facilities are not needed because of the small power generation scale. In addition, since new/renewable energy generation, which is a representative distributed power generation facility, is an environmentally friendly facility, it is a facility with high residential acceptability that the major problems caused by large scale power generation facilities do not occur. The renewable energy generation business is developing beyond the power supply to the energy new industry, and the future of the electric power industry. However, the expansion rate of distributed power supply facilities are lower than the one of large-scale power plants due to the its expensive power production cost.

The purpose of this study is to investigate the activation plan of distributed power sources which use a fuel cell generated by the

combination of hydrogen and oxygen. Unlike other renewable energy sources, fuel cells have advantages of being able to operate all year round without restriction of natural environment. Also, the installation area is also small, so it can be said that it is the best eco-friendly distributed power supply facility that can be installed in a large city with high electricity demand. Fuel cell power generation, which uses hydrogen, can be utilized for power generation, building use, and transport. Therefore, fuel cell power generation is a very important renewable energy source in terms of preparing for the future new energy industries. This is why we are studying distributed power sources.

2. Summary

Although there are many ways to produce hydrogen for fuel cell power generation, it is ideal to use hydrogen produced by water electrolysis and to produce hydrogen by reforming the biogas. In this case, the fuel cell will be a very environmentally friendly generator. However, hydrogen currently used for fuel cell power generation is mainly produced, by reforming water and natural gas which is fossil energy in consideration of economical efficiency. Because hydrogen production using natural gas as a raw material generates carbon dioxide, questions about reduction of carbon dioxide and eco-friendliness have been continuously raised.

Among the various benefits obtained from the fuel cell, the benefit provided by distributed generation resources is considered to be the

greatest. First, assuming that the same capacity is installed, the fuel cell occupies a relatively small installation area as compared with other renewable energy sources, so it is very easy to install the fuel cell near the demand site. Moreover, unlike other renewable energy sources, which are sensitive to natural environment conditions, they have a high utilization ratio and can supply electricity and heat to consumers in a stable manner. The fact that a large power transmission facility is not required and that it can be used directly connected to the existing distribution network can meet the fundamental purpose of the distributed power source activation aimed at minimizing the power grid facility. In addition, if producing hydrogen energy by technological development such as biogas, water, and electrolysis becomes easier than importing fossil fuels, it can contribute to the benefits of renewable energy and energy self-sufficiency. This can be considered as an important power source for national energy security.

However, a negative point is being steadily raised about the fuel cell power generation business. In order to secure the economical efficiency of fuel cell power generation, the government issues a renewable energy supply certificate through the renewable energy duty quota system and applies weighted value 2. Fuel cell power generation classified as new energy is constantly being criticized as a power generation source does not fit the basic purpose of the renewable energy support system because of the carbon dioxide generated in hydrogen production. Also, there is a high possibility that it will shrink the development of other

renewable energy sources because it is a power generation source that is not affected by changes in the natural environment. Another problem with the fuel cell business is that the domestic supply is mostly a large-scale power generation business using natural gas, and thus, from a big point of view, it is not different from large LNG power plants.

Based on the assumption that low oil prices will continue for the time being, it is analyzed that the current fuel cell power generation business can secure economical efficiency of power generation companies. However, if we analyze the cost and benefit from the national perspective, as it is considered that the benefit of avoiding the transmission / distribution facilities and the congestion of transmission is included as a benefit of the fuel cell power generation business, it is expected that the benefits to new energy will be reduced to a considerable extent. Therefore, the total benefits will be relatively small compared to the total related costs.²⁾ To conclude, fuel cells are an important source of power for expanding distributed power sources in preparation for the future energy age. Nonetheless, there is a problem such as the environmental problem of fuel cell caused by hydrogen production which uses fossil energy and the reduction of distributed power supply benefit due to large-scale power generation. This problem seems to need improvement as soon as possible.

2) In this report, only the net present value and internal rate of return were analyzed. No cost benefit analysis was conducted.

3. Research Results and Policy Suggestions

In this study, we propose the following policy for the activation of distributed power supply and environmental friendliness using fuel cell.

First, the issuance of the fuel cell REC in the current RPS applies a constant weighted value irrespective of the hydrogen generation fuel. In this case, it is the most reasonable way for the operator to use natural gas that can easily produce hydrogen because the environmental benefit of byproduct hydrogen or hydrogen production using biogas is not compensated. However, in order to raise the environment-friendliness, which is the most fundamental problem of current fuel cell power generation, it is necessary to provide a higher economic benefit to the fuel cell power generation using hydrogen that does not discharge carbon dioxide during the production process. This can be understood as a supportive measure to promote interest in the production of environmentally friendly hydrogen that does not emit carbon dioxide, and to promote technology development and investment.

Furthermore, support for fuel cell power generation using natural gas, which is currently being implemented, should be promoted in a direction to be gradually reduced in consideration of future environment friendly hydrogen production technology and fuel cell facility cost reduction. It is believed that fuel cells that use natural gas can secure economical efficiency only under the assumption that the low oil price era will last for a long time. If a sunset system that gradually reduces the RPS

support for fuel cell power generation using natural gas is implemented, it will be a way to reinvigorate the revenues generated from the fuel cell business back to environmentally friendly hydrogen production. If the cost-benefit analysis is performed from the national standpoint, unlike the economic analysis analyzed from the viewpoint of the operator, it is difficult to judge that the benefit of the fuel cell power generation business exceeds the cost. Therefore, in the long run, the direction of the fuel cell power generation business should be determined so as to increase national benefits.

Second, as in the case of California, USA, Fuel cell power generation using environmentally friendly hydrogen should be included in the renewable energy support system. Moreover, the fuel cell power generation business itself should consider a distributed power support system that compensates for the benefits of generation by distributed power without fuel classification. In other words, it is necessary to establish a support system that meets the benefits offered. As mentioned earlier, it will be important to establish a system considering the social benefits created by decentralized power sources such as the benefits of evacuation and transmission congestion, and make appropriate compensation for the benefits generated by fuel cell power generation.

Thirdly, it is possible to consider compulsory new/renewable energy generation projects that combine fuel cell power generation with renewable energy generation such as solar power and wind power at the fuel cell power generation site. Similar to the Japan's fixed price

purchase system, there is a way to generate fuel cell, solar and wind power together and include the RPS support target. In this case, it is possible to solve the feasibility problem of RPS support for fuel cell power generation in which the method of assigning appropriate weight to co-generation of renewable energy and fuel cell is continuously being raised. The system that supports the mixing of the fuel cell and the solar power as described above can be equally applied to the existing small-scale solar rental business. If a renewable energy production certificate (REP) is issued by combining the small-scale solar chartering business and the household / building fuel cell power generation, the decrease in the economic efficiency of the solar power rental business caused by the relaxation of the electricity progressive stage system for households will also be relatively complemented.

Finally, there is a need to consider stronger policy measures to enable distributed power sources, including fuel cells. For example, it is a system that allows a fixed percentage of the power to be used as the self-produced power, or to install a distributed power facility in the main electricity demand place. Approximately 50% of the electricity used in Korea is used for industrial purposes and the number of major industrial complexes in Korea shows that the number is increasing rapidly every year. If the obligation to generate a part of the power used for large-scale industrial complexes by using distributed power sources, the peak load reduction and the reduction of the transmission and distribution cost can be achieved. In particular, if fuel cell power generation projects are

conducted in large industrial complexes, even if relatively large-scale power generation projects are carried out, it will contribute to distributed power generation benefits and stable supply of power to large-scale demand areas.

제목 차례

제1장 서론	1
제2장 분산형 전원의 필요성	5
1. 지역별 전력수급 불균형	5
2. 전력설비로 인한 지역갈등	10
가. 당진지역 신규 화력발전설비 건설 갈등	10
나. 대용량 송전설비(765kV)의 건설 지연 및 계획 변경	12
3. 발전설비 증가와 공급예비율	14
4. 소결	17
제3장 연료전지 개요 및 국내 보급현황	19
1. 연료전지 개요	19
가. 연료전지 발전원리 및 종류	19
나. 연료전지 발전의 주요 특징	21
2. 국내외 연료전지 보급현황 및 주요 이슈	26
가. 국내 발전용 연료전지 보급현황	26
나. 발전용 연료전지 보급 지원 정책	29
다. RPS 이행 실적 분석 및 시사점	35
라. 국내 가정/건물용 연료전지 보급현황 및 지원정책	39
3. 소결	41

제4장 해외주요국의 연료전지 지원제도 43

1. 미국의 연료전지 지원제도 43
 - 가. 연방정부 차원의 신재생에너지 지원제도 43
 - 나. 신재생에너지 의무할당제도(RPS) 45
 - 다. 캘리포니아의 자가발전지원제도(SGIP) 50
2. 일본의 연료전지 지원제도 55
3. EU의 연료전지 지원제도 60
4. 소결 62

제5장 연료전지 경제성 분석 65

1. 경제성 분석의 목적 및 필요성 65
2. 발전용 연료전지 수익 및 비용구조 66
3. 연료전지 사업 수익 추정 71
 - 가. 계통한계가격 전망 71
 - 나. 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 전망 74
 - 다. 열 판매 가격 전망 76
 - 라. 천연가스 가격 전망 77
4. 경제성 분석 결과 80
5. 소결 83

제6장 결론 및 정책적 시사점 85

참 고 문 헌 91

표 차례

<표 2-1> 지역별 전력생산 및 소비량(2015)	6
<표 2-2> 지역별 발전설비 현황(2015년 기준)	9
<표 2-3> 당진 지역 석탄화력 발전 설비 현황(예정설비 포함)	11
<표 2-4> 주요 장기 송배전 설비계획 변경 현황	13
<표 3-1> 연료전지의 종류 및 특성	21
<표 3-2> 주요 신재생에너지 이용률 및 설치면적	25
<표 3-3> 발전용 연료전지 설치현황	27
<표 3-4> 태양광 발전 용량별 발전차액 기준가격	30
<표 3-5> 비태양광 발전 적용용량 별 발전차액 기준가격	31
<표 3-6> 연도별 의무공급량 비율	33
<표 3-7> 신재생에너지 가중치	34
<표 3-8> REC 시장 통합	35
<표 3-9> 연도별 RPS 이행실적	36
<표 3-10> 신재생에너지 보급량 및 증가율	37
<표 3-11> 주택지원사업에 따른 연료전지 설치현황	40
<표 4-1> 미국 주별 RPS 제도: 별도의무량 설정 및 가중치 적용 (2016)	47
<표 4-2> 연료전지 종류에 따른 RPS 포함 주	48
<표 4-3> 미국의 주별 연료전지 REC 가중치	50
<표 4-4> SGIP 지원 기술별 지원금	51
<표 4-5> 2016년도 SGIP 예산 구성	52
<표 4-6> 일본 태양광 관련 FIT 조달가격 및 조달기간	60

<표 5-1> 발전용 연료전지 주요 특성	68
<표 5-2> 발전용 연료전지 주요 비용 항목	70
<표 5-3> 제7차 전력수급계획 주요 내용 및 전제	72
<표 5-4> 제7차 전력수급계획을 반영한 SMP 변화 시나리오	73
<표 5-5> 비태양광 REC 기준가격 추이 변화	75
<표 5-6> 시나리오별 판매수익	76
<표 5-7> 종합수열단가 추이	77
<표 5-8> 연도별 발전용/열병합용 도시가스 요금	78
<표 5-9> 경제성분석을 위한 주요 요금 단가(기준안)	80
<표 5-10> 연료전지 발전사업 경제성 분석	82
<표 6-1> 국내 산업단지 증가 추이	89

그림 차례

[그림 2-1] 연도별 발전설비 증가율 및 공급예비율	15
[그림 3-1] 연료전지 작동원리	19
[그림 3-2] 천연가스를 이용한 수소 생산식	22
[그림 3-3] 발전용 연료전지 보급 및 설치 예정 현황	28
[그림 4-1] 미국의 주별 RPS 도입 현황	46
[그림 4-2] SGIP 제도 변화 역사 및 설치현황	54
[그림 4-3] 기술별 설치 비율(2016년 8월 기준)	55
[그림 4-4] Ene-farm 가격 및 상용화 추이	56
[그림 4-5] 일본의 수소·연료전지 로드맵 주요내용(2016년)	57
[그림 4-6] ene.field의 시스템 및 전력 효율 목표	62
[그림 5-1] 발전용 연료전지 수익 및 비용구조	67
[그림 5-2] 포스코에너지 발전용 연료전지(2.5MW)	68

제1장 서론

국내 전력공급은 대규모 발전단지에서 생산한 전력을 대규모 송전 설비를 통해 수송하는 형태로 이루어져 왔다. 지속적으로 증가하는 전력수요에 대응하기 위해 안정적 전력공급체계를 구축하고 저렴한 가격으로 전력을 제공하는 것이 최우선적인 정책 목표일 경우 대규모 전력생산 및 수송 설비는 효율성을 고려하는 측면에서는 아마도 가장 좋은 수단이 될 것이다. 그러나 대규모 전력생산 및 수송설비는 지대가 비싸고 주민 수용성이 낮은 주요 전력수요처 인근에 건설하기에는 어려운 점이 있다. 따라서 국내 기저발전인 원자력과 석탄화력 발전소는 인구가 적고 건설예정지역의 지대가 저렴한 해안가에 여러 개의 발전기가 집중적으로 건설되어 발전단지를 형성하였다.³⁾ 이렇게 형성된 대규모 발전단지에서 생산된 전력은 765kV, 345kV 등의 대형 송전설비를 통해 높은 전력수요를 보이는 수도권, 주요 대도시 등의 각 수요처로 수송되었다.

과거부터 지속되어오던 대규모 발전 및 송전 설비에 의존한 전력공급체계는 근래 들어 여러 가지 사회적 갈등을 유발하고 있다. 밀양 송전탑 사태로 대표되는 대규모 송전설비로 인한 지역주민과의 갈등, 전국적 현안으로 떠오른 미세먼지와 국내 미세먼지 발생의 주범으로 지목된 화력발전설비의 주변 지역 환경문제, 동일본 대지진과 경주 대지진 이후 원자력발전기가 좁은 면적에 집중되어 있는 국내 원자력 발

3) 발전소에 필요한 냉각수 유입의 용이성도 해안가에 대규모 발전단지가 건설된 이유 중 하나로 판단됨

전단지의 안정성에 대한 우려 등은 앞으로도 안정적 전력공급체계 구축이라는 정책적 목표를 달성하는데 주요 이슈로 등장할 것이며 현재에도 대규모 전력생산 및 공급설비를 증설하는 계획에 큰 걸림돌로 작용하고 있는 실정이다.

대규모 전력생산설비의 지속적 증설에 대한 불확실성이 점차 커져가는 상황에서 분산형 전원설비⁴⁾ 공급 확대는 앞서 언급한 문제를 해결할 수 있는 대안으로 볼 수 있다. 분산형 전원 생산설비는 대부분 소규모 전력생산설비로 전력수요가 높은 수요지 인근에 설치가 용이하며 대규모 송전설비 역시 필요하지 않은 장점이 있다. 또한 대표적인 분산형 전원 생산설비인 신재생에너지발전은 친환경적인 설비로 대규모 발전설비에 비해서는 상대적으로 주민 수용성이 높다고 할 수 있다. 이러한 주요 장점들 때문에 주요 선진국은 강력한 신재생에너지 보급정책을 통해 분산형 전원/신재생에너지 발전설비 확대를 추진하고 있는 상황이다. 최근 국내 전력공급 정책도 대규모 전력생산 및 수송설비로 인한 사회적 갈등을 반영하여 신재생에너지 발전 및 분산형 전원의 확대를 지속적으로 지원하고 있다. 또한 신재생에너지 발전사업은 단순히 전력공급의 차원을 넘어서 전력산업 전반에 새로운 산업을 발생시키고 있어 향후 전력산업이 추구하고 나아갈 방향은 신재생에너지 발전의 확대라고 할 수 있을 것이다.

본 연구는 여러 분산형 전원 발전설비 중 특히 수소와 산소의 결합으로 발전하는 연료전지라는 신기술을 활용한 분산형 전원 활성화 방안을 연구하는데 그 목적이 있다. 연료전지는 태양광, 풍력과 같은 타 신재생에너지원과는 다르게 자연환경의 제약 없이 연중 가동이 가능

4) 본 연구에서 정의하는 분산형 전원은 분산형 발전설비를 의미함(한국전력 홈페이지의 분산형전원 소개 참조)

하다는 장점이 있으며 설치면적도 작은 편이어서 전력수요가 높은 대도시 인근에 설치 가능한 최적의 친환경 분산형 전원 설비라고 할 수 있다. 또한 수소를 이용한 연료전지 발전은 수송용으로도 활용될 수 있어 미래의 새로운 에너지 산업을 대비하는 측면에서도 매우 중요한 신재생에너지원이라는 점이 본 연구에서 연료전지를 중심으로 분산형 전원을 분석하는 배경이라고 할 수 있다.

그러나 앞서 언급한 장점에도 불구하고 연료전지 발전의 문제점은 발전연료인 수소 생산을 위해 천연가스를 사용한다는 점이다. 친환경적인 수소생산을 위해서는 물·전기분해 등의 기술이 존재하지만 높은 비용을 유발하기 때문에 현재는 천연가스를 개질하여 수소를 생산하여 연료전지 발전에 사용하고 있다. 이때 이산화탄소가 발생하여 온실가스 감축, 친환경적이라는 신재생에너지의 장점이 희석되는 것이다. 하지만 국내 신재생에너지 지원정책에 포함되어 지원을 받고 있어 지원정책에 대한 적정성 문제가 지속적으로 제기되고 있는 상황이다. 따라서 연료전지를 활용하여 분산전원의 활성화를 유도하는 정책 제안에서는 신재생에너지 지원정책에서 발생하고 있는 주요 문제점을 함께 고려해야 할 것이다.

본 보고서의 구성은 다음과 같다. 제 2장에서는 국내 전력수급현황을 살펴보고 분산형 전원의 필요성을 정리하였다. 제 3장에서는 연료전지 발전 개요 및 국내 보급현황을 정리하고 연료전지에 대한 주요 지원정책을 소개하였다. 제 4장에서는 해외의 연료전지 지원정책에 대해서 정리 및 분석하였으며 제 5장에서는 연료전지 발전의 경제성 분석을 실시하였다. 마지막 6장에서는 결론적으로 연료전지를 활용한 분산형 전원 활성화에 대한 정책적 제안 및 시사점을 도출하였다.

제2장 분산형 전원의 필요성

1. 지역별 전력수급 불균형

국내 전력공급은 수요가 집중되어 있는 수도권 및 주요 도시와는 물리적으로 거리가 떨어져 있는 비수도권, 특히 발전에 필요한 냉각수를 손쉽게 획득할 수 있는 해안가에 집중적으로 대규모 발전단지를 건설하여 생산하고 있다. 수요지와 장거리에 있는 대규모 발전단지에서 생산된 전력을 상대적으로 전력수요가 높은 수도권 및 대도시 지역으로 대규모 송전시설을 이용하여 수송·공급하고 있는 실정이다. 따라서 대규모 발전지역과 주요 수요지역이 일치하지 않는 국내 전력수급의 형태는 필연적으로 지역적 전력수급의 불균형 상태가 발생할 수밖에 없으며 앞으로도 현재와 같은 전력생산 및 수송의 형태가 지속된다면 지역적 전력수급의 불균형은 피할 수 없을 것이다.

국내 전력수급의 형태를 좀 더 자세히 살펴보면 경남, 전남, 충남 등의 대규모 발전지역에서 상대적으로 북쪽에 위치한 수도권으로 전력을 수송하는 모습을 보여 ‘북상조류’라는 용어로 지역별 전력수급의 불균형이 설명될 수 있다. 지역별로 생산하는 전력량과 지역별 전력수요를 비교해 보면 수도권과 비수도권, 주요 광역시와 기타 지역별로 매우 상이한 모습을 보이고 있다. <표 2-1>은 2015년을 기준으로 지역별 전력생산량⁵⁾ 및 소비량⁶⁾을 정리한 것이다.

5) 지역별 전력생산량은 지역전력생산량 중 자가 소비량을 제외한 전력거래량으로 정리하였음

6) 전력소비량은 지역별 판매전력량을 의미함

〈표 2-1〉 지역별 전력생산 및 소비량(2015)

		전력생산량		전력소비량		초과소비량	
		양 (GWh)	비중 (%)	양 (GWh)	비중 (%)	양 (GWh)	생산량 대비 소비량
수도권	서울	745	0.2	45,381	9.4	44,636	60.91배
	경기	47,341	9.6	105,048	21.7	57,707	2.22배
	인천	65,179	13.2	23,212	4.8	(41,967)	0.36배
	소계	113,265	23	173,641	36	60,376	1.53배
비수도권	부산	45,438	9.2	20,002	4.1	(25,436)	0.44배
	대구	2,815	0.6	14,948	3.1	12,133	5.31배
	광주	354	0.1	8,334	1.7	7,980	23.54배
	대전	175	0.0	9,183	1.9	9,008	52.47배
	울산	8,740	1.8	30,286	6.3	21,546	3.47배
	강원	7,581	1.5	16,207	3.4	8,626	2.14배
	충북	727	0.1	22,949	4.7	22,222	31.57배
	충남	103,660	20.9	47,286	9.8	(56,374)	0.46배
	전북	5,942	1.2	22,087	4.6	16,145	3.72배
	전남	61,016	12.3	32,638	6.8	(28,378)	0.53배
	경북	84,169	17.0	44,957	9.3	(39,212)	0.53배
	경남	55,844	11.3	33,876	7.0	(21,968)	0.61배
	제주	2,863	0.6	4,430	0.9	1,567	1.55배
	세종	2,771	0.6	2,641	0.5	(130)	0.95배
합계		495,360	100.0	483,465	100.0		

자료: 전력통계정보시스템(EPSIS), 최종집속일(2016년 8월 11일)

주: 1) 초과소비량의 () 내 수치는 초과 생산량임

2) 송전손실 등으로 인해 연간 전력생산량과 전력소비량은 정확하게 일치하지 않을 수 있음

수도권의 전력수급 현황을 보면 영흥화력 등 대규모 발전단지가 있는 인천지역을 제외하고 서울 및 경기지역은 전력생산에 비해 전력소비량이 매우 높은 것을 알 수 있다. 서울은 국내 전력생산의 0.2%만을 담당하고 있지만 소비는 전체소비의 약 9.4%를 차지하고 있으며 생산량 대비 소비량은 약 61배로 국내 지자체 중 가장 높은 수치를 기록하고 있다. 경기지역은 생산량 대비 소비량이 2.2배로 서울에 비해서는 상대적으로 낮은 수치이나 전체 전력소비량의 21.6%를 차지하고 있으며 약 57,707GWh의 초과소비량을 기록하고 있어 전국에서 제일 높은 초과소비량을 보이고 있는 전력다소비 지역이다.

인천은 자체 전력소비량에 비해 전력생산량이 높은 지역으로 자체 전력소비량이 전력생산량의 0.36배 정도로 전력자급 수준이 매우 높은 편이지만, 인천을 포함한 수도권지역의 전력수급을 살펴보면 국내 전력생산량 중 약 23%를 생산하고 국내 전력소비량에서 약 36%를 소비하고 있다. 단순히 해석하면 전체 전력소비량의 약 13%에 해당하는 전력을 비수도권에서 공급받고 있다는 것이다. 그러나 인천을 제외한 서울 및 경기만을 고려하면 생산량은 전체 전력생산의 약 9.8%를 담당하고 있으나 소비량은 약 31%를 차지하고 있으므로 서울 및 경기 지역으로 한정할 때 전력소비의 상당히 많은 부분은 비수도권에서 발전된 전기를 공급받고 있는 셈이다.

지역별 생산량의 차이는 지역별로 건설되어 있는 발전설비의 차이와 관계가 있다. 수도권 및 대도시에 비해 상대적으로 건설 및 주민수용성이 용이하고 발전에 필요한 냉각수를 쉽게 확보할 수 있는 비수도권 및 해안가에 집중적으로 대규모 발전설비가 건설되었으며 이를 수송하는 대형 송전망 역시 발전설비에 따라 비수도권 및 기타 지역에 집중되었다. <표 2-2>는 2015년 지역별 발전설비를 정리한 것으로 기

저발전설비인 원자력발전과 석탄발전을 살펴보면 수도권 지역 설비 비중이 매우 낮은 것을 알 수 있다. 원자력은 비수도권(부산, 전남, 경북)에만 있어 수도권 지역에는 전무하며 석탄발전 역시 전체 설비용량의 약 19.6% 정도인 5,157MW만 수도권 지역에 건설되어 있다. 그러나 수도권 석탄발전은 대부분 인천지역에 집중되어 있어 서울과 경기지역으로 한정한다면 기저발전설비인 원자력발전과 석탄발전은 거의 전무한 상태라고 할 수 있다. 비수도권 지역 중 전국에서 석탄화력 발전설비가 가장 많은 지역은 충남으로 총 석탄화력 발전설비 중 약 47%에 달하는 12,400MW가 설치되어 있으며 경남지역은 전국에서 두 번째로 석탄발전설비가 많은 지역으로 7,240MW가 설치되어 있는 상황이다. LNG 발전설비는 경기지역에 전체 LNG 설비 중 약 34%가 설치되어 있어 전국적으로 가장 높은 비중을 차지하고 있다. 그러나 국내 전력시장에서 LNG 발전은 피크부하를 담당하는 발전원의 역할을 하기 때문에 수도권의 전력수요는 지방의 기저발전기에서 생산된 전기를 수송하여 수요를 감당한 다음 LNG 발전을 통해 나머지 수요를 보충하는 형태여서 수도권의 LNG발전의 이용률은 기저발전설비에 비해 상대적으로 낮은 편이며 여전히 대규모 수송설비가 필요한 상황이다.

수도권과 비수도권의 전력수급 불균형은 근래 지속적으로 문제를 야기하고 있으며 안정적 전력수급이라는 국가적 정책목표 달성에 불안요인으로 나타나고 있다. 대규모 전력생산 및 수송 설비에 기인하여 발생하는 설비건설지역 주민과의 갈등 증가는 향후 늘어나는 전력수요를 감당하기 위해 증설되어야 하는 대규모 발전설비 및 송전설비 건설을 지연시키거나 설비증설계획을 변경시킬 여지를 높이고 있다. 따라서 현재까지 지속되어왔던 대규모 전력생산 및 수송설비를 이용한 전력공급 방식을 고수한다면 안정적 전력공급에 장애가 발생할 가능

성이 매우 높다고 하겠다. 이는 환언하면 분산형 전원 설비의 증가 및 활성화 정책의 추진이 더욱 시급하게 되었음을 알 수 있는 것이다.

〈표 2-2〉 지역별 발전설비 현황(2015년 기준)

(단위: MW)

		총설비	원자력	석탄	LNG · 유류	기타
수도권	서울	529 (0.5%)			452	77
	경기	13,890 (14.3%)		77	12,628	1,185
	인천	13,856 (14.3%)		5,080	8,607	169
	소계	28,275 (29.1%)		5,157	21,687	1,431
비수도권	부산	7,072 (7.3%)	5,137		1,819	116
	대구	537 (0.6%)			487	50
	광주	175 (0.2%)			115	60
	대전	155 (0.2%)			136	19
	울산	3,284 (3.4%)			3,272	12
	강원	3,461 (3.6%)		725	848	1,888
	충북	716 (0.7%)			61	655
	충남	16,907 (17.4%)		12,400	3,337	1,170
	전북	2,532 (2.6%)			1,318	1,214
	전남	10,475 (10.8%)	5,900	829	2,566	1,180
	경북	13,527 (13.9%)	10,679		537	2,311
	경남	8,966 (9.2%)		7,240	44	1,682
	제주	1,017 (1.0%)			706	311
합계		97,099 (100%)	21,716	26,351	36,933	12,099

자료: 한국전력, “전력통계속보”, p36~37, 2015년 12월 446호, 발전설비용량(행정구역별) 참조

* 고리원자력본부1~4호기와 신고리 1, 2호기는 울산과 부산의 행정구역 경계선에 인접해 있으며 행정구역 상으로는 부산임

2. 전력설비로 인한 지역갈등

본 절에서는 앞서 언급하였던 대규모 전력생산 및 수송설비 주변지역에서 발생하고 있는 지역 갈등 사례 중 대표적인 2가지 사례를 소개하고자 한다. 대규모 전력공급설비 중에서도 특히 석탄발전과 대규모 송전탑은 특히 설비 주변지역 주민들과 큰 갈등을 빚고 있다.⁷⁾ 정부는 “발전소 주변지역 지원에 관한 법률”과 “송·변전설비 주변지역 지원법”을 통해 지역주민에 대한 지원사업을 시행함으로써 지역갈등 해소를 위해 노력하고 있으나 앞으로도 전력설비를 둘러싼 지역주민과의 갈등은 점차 증가할 것으로 생각된다.

가. 당진지역 신규 화력발전설비 건설 갈등

석탄발전은 최근 미세먼지가 사회적 현안으로 부상하면서 더욱 주목을 받고 있는 상황이며 이와 관련해서 석탄발전설비로 인해 지역갈등이 고조되고 있는 곳은 충남 당진이다. 충남은 전술하였듯이 전국에서 가장 많은 석탄발전을 보유하고 있는 지역으로 관련된 지역갈등 내용은 다음과 같다. SK가스는 지난 2014년 동부발전당진을 인수하고 2016년 당진에코파워 1,2호기 건설을 추진하고 있으나 당진시, 지역주민 및 지역 국회의원들의 민원 및 반대에 직면하고 있다.⁸⁾ 이미 당진시에는 기존 석탄화력 발전 8호기(당진화력1~8호기)가 밀집하여 있으며 현재 당진화력 9~10호기도 공사중에 있다. 여기에 당진에코파워 1,2호기까지 들어설 경우 당진지역에 석탄화력 발전설비는 7,240MW

7) 경주에서 2016년 9월에 발생한 규모 5.8 지진 이후 원자력발전 역시 주변지역 주민과 갈등을 빚을 가능성이 높아짐

8) 에너지신문, “새로운 골칫거리 된 당진에코파워(2016.07.12)” 참조

가 있게 된다.

당진지역의 갈등은 단순히 석탄화력 발전소에 그치지 않고 대규모 송전설비 건설로 이어지고 있다. 석탄화력 발전소 설비의 증가는 자체 지역소비 보다는 전력수요가 높은 타 지역, 특히 수도권 지역의 수요를 충당하기 위한 목적이 있기 때문에 필연적으로 송전설비가 추가되어야 한다. 당진화력 설비증가에 따른 송전망 증설 및 연결문제로 인해 갈등이 지속적으로 증가하고 있으며 최악의 경우, 지역 송전망이 당진지역에서 발전되는 발전량을 모두 감당할 수 없는 상황이 올 수도 있어 당진 9,10호기, 당진에코파워 1,2호기가 모두 완공되더라도 정상가동이 어려울 수도 있는 것이다.⁹⁾

〈표 2-3〉 당진 지역 석탄화력 발전 설비 현황(예정설비 포함)

구 분	당진화력(동서발전)		당진에코파워 (SK가스)	계
설 비	1~8호	9~10호	1~2호	12기
용 량	4,000MW (각 500MW)	2,080MW (각 1040MW)	1,160MW (각 580MW)	7,240MW
상 태	운영중	16년 6월 준공예정	건설예정	

자료: 한국전력, “전력통계속보”, pp.36~37, 발전설비용량(행정구역별) 참조 (2015년 12월 446호)

당진 뿐 아니라 충남지역은 보령, 태안, 서천에 화력발전단지가 있는 국내 최대 화력발전설비 밀집지역으로 특히 미세먼지에 대한 관심이 높아지고 노후석탄 화력발전이 미세먼지 배출의 주원인으로 지목된

9) 보다 자세한 내용은 “합리적 송전망 비용회수 연구(2015)”, pp.16~18 참조

만큼 지역주민들의 화력발전소에 대한 반감은 더욱 증가할 것으로 보여 향후 난항이 예상된다.

나. 대용량 송전설비(765kV)의 건설 지연 및 계획 변경

최근 지역갈등으로 인해 대용량 송전설비 건설 지연 및 계획변경의 대표적인 예는 밀양 송전탑 건설지연으로 밀양지역에 건설되는 송전설비는 신고리 원전과 북경남 변전소를 연결하기 위해 건설된 총길이 90.5km, 송전탑 161기의 765kV 송전설비이다. 5차 장기 송배전 설비 계획(2011.3)에서 2012년 완공을 예정했던 신고리 원전과 북경남 변전소사이의 765kV 건설은 지역주민과의 갈등, 민원증가로 인해 2014년 9월에 최종 완공되었으며 이는 계획 대비 2년이나 지연된 것이다.

신한울 원전(강원도)부터 신경기변전소까지를 연결하기 위해 계획되었던 765kV 송전설비 역시 6차 장기 송배전 설비계획(2013.8)에 의하면 2019년 완공예정이었으나 직류송전설비인 HVDC로 변경을 검토중인 것으로 알려졌다. 그리고 7차 장기 송배전 설비계획(2016.3)에서는 신한울 원전과 신경기변전소까지의 송전선 건설 계획과 신경기변전소 건설 계획을 조정하기로 결정하였다. <표 2-4>는 5차부터 7차까지의 장기 송배전 설비계획에서 밀양지역과 강원지역 송전설비에 대한 계획, 준공 및 계획 변경을 정리한 것이다.

〈표 2-4〉 주요 장기 송배전 설비계획 변경 현황

사업명		준공 예정 년도			지연 및 변경 사유
		5차 계획 (2011)	6차 계획 (2013)	7차 계획 (2016)	
송전	신고리~ 북경남	2012년	건설중	건설완료 (2014.09)	(6차)민원관련 건설 지연
	신한울NP ~강원 ~신경기	2019	2019	변경	(6차) 북경기에서 신경기로 위치 변경 (수도권 수급여건 변경 반영)
					(7차)동해안 대규모 발전력 계통 연계사업 변경추진 관련 계획조정
변전	신경기S/ S	2019	2019	변경	(6차)북경기에서 신경기로 위치 변경 (수도권 수급여건 변경 반영)
					(7차)동해안 대규모 발전력 계통연 계사업 변경추진 관련 계획조정

자료: 한국전력공사, “제 5차, 6차 장기 송배전 설비계획”, “7차 장기 송변전 설비계획” 에너지경제연구원 재구성

앞서 살펴본 2가지 사례와 같이 대규모 발전설비와 여기서 생산된 전력을 수송하는 대규모 송전설비는 지역주민의 수용성 저하로 인해 완공이 지연되거나 계획이 변경되고 있다. 이는 수도권 및 주요 대도시의 전력수요를 감당하기 위해 새로운 대규모 전력생산 및 수송설비를 비수도권 및 도서지역에 건설하는 것이 안정적 전력수급이라는 국가적 목표를 달성하기 위해서는 필수적이지만 더 이상 손쉽게 추진하기 힘들다는 것을 의미한다.

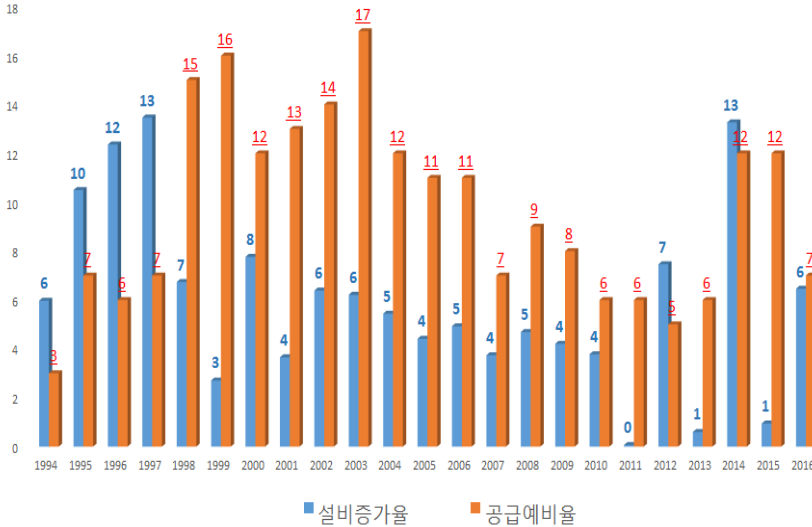
국내 전력수급은 지역적인 수요와 공급의 불균형 심화와 이를 해결하기 위한 공급설비 증설의 어려움이라는 큰 문제에 직면해 있다. 정부는 이와 같은 문제를 인식하고 최근 전력수급정책 및 기본계획에 소규모 전원설비가 수용가 인근에 설치되어 지역 자체적으로 일정량의

전력수요를 감당하는 분산형 전원에 대한 활성화를 지속적으로 추진하고 있다. 앞서 전술한 국내 전력설비에 대한 수용성 감소, 지역 수급 불균형에서 발생하는 민원과 이에 따른 주요 대규모 설비 증설 계획의 변경 등은 분산형 전원의 필요성을 역설적으로 말해주고 있다. 분산형 전원의 활성화는 향후 전력수급정책에서 가장 중요한 화두로 점차 그 중요성을 더해갈 것이라 판단된다.

3. 발전설비 증가와 공급예비율

국내 발전설비는 미래의 전력수요를 예측하여 중앙정부에서 수립한 발전설비 건설 계획에 따라 증설되고 있다. 과거 국내 전력설비 증설과 공급예비율을 살펴보면 일종의 순환적 연결고리가 있음을 발견하게 된다. 예측된 수요에 맞게 적절한 공급 예비율을 산출하고 설비건설 계획을 수립하지만 정확한 전력수요예측은 현실적으로 어려운 작업이며 여러 가지 미래 상황을 가정하여 추정하는 전력수요전망치 역시 높은 정확도를 확보하기에는 상대적으로 어려운 측면이 있다. 공급예비율은 전력수요 전망치 보다 높은 실제 전력수요 때문에 계획 대비 낮아지는 상태에 도달하고 결국에는 매년 높은 증가율을 보이며 늘어나는 전력수요에 비해 공급능력의 증가가 따라가지 못해 수급안정성에 문제가 생기는 경우가 발생한다. 수급안정성에 문제가 발생하면 공사기간이 짧은 LNG복합화력 위주로 급속하게 다시 발전설비를 증가시켜 공급설비가 필요이상으로 많아지는 상태에 다시 도달하게 된다. [그림 2-1]은 지난 약 20년간의 국내 발전설비증가율과 공급예비율을 나타낸 것이다.

[그림 2-1] 연도별 발전설비 증가율 및 공급예비율



자료: 전력통계시스템, 최종접속일(2016년 8월 11일)

1994년부터 1997년까지 공급예비율은 10% 이하를 기록하였으며 이 기간은 공급예비력이 매우 부족한 시기로 볼 수 있다. 반면에 동일 시기의 발전설비증가율은 급격하게 늘어난 것을 확인할 수 있는데 이는 지속적으로 부족했던 공급예비율을 개선시키기 위한 계획이 반영된 것으로 보인다. 1995년부터 1997년까지 매년 10%이상의 설비증가율을 기록하면서 1998년의 공급예비율은 15%까지 상승하였고 급격한 설비증설이 마무리되면서 1998년부터는 설비증가율이 점차 감소하는 형태를 보인다. 이후 2010년까지 발전설비증가율은 지속적으로 4~6% 정도를 기록하였으며 이에 따라 2003년 17%까지 증가했던 공급예비율은 2007년부터 2012년까지 다시 10% 미만으로 하락하였다. 즉 1997년까지 단기간에 공급설비를 급격하게 증가시킴으로써 높은 공급

예비율을 기록할 수 있었고 공급예비율이 높았던 시기에는 발전설비를 더 이상 증가시킬 필요가 없었던 것이다. 그러나 발전설비는 단기간에 증설될 수 있는 것이 아니기에 결국 2010년 초반 늘어난 수요를 감당하지 못하고 공급예비율의 급격한 하락을 가져왔으며 7차 수급계획에서는 다시 2020년까지 단기간에 급격히 발전설비를 증가시키는 것이 계획을 수립함에 있어서 중요한 목표가 되었다. 7차 수급계획에 따르면 2020년까지 총 공급용량이 119,809MW까지 늘어나고 설비예비율은 23.2%를 기록할 것으로 예정되어 있다.¹⁰⁾

최근 나타나는 급격한 발전설비 증설과 공급예비율의 증가는 1990년대 초반의 패턴과 매우 유사하다. 지난 2010년대 초반의 공급예비율 하락에 반응하여 2020년까지 급격하게 발전설비를 증가시키는 계획을 세웠다. 이는 공급예비율의 증가를 가져올 것이며 발전설비 증설은 다시 주춤할 것이고 전력소비가 지속적으로 증가한다고 가정한다면¹¹⁾ 공급예비율의 감소라는 결과로 귀결될 가능성이 매우 높다. 결국 국내 발전설비 증가율과 공급 예비율은 공급예비율 하락 → 급격한 설비확충 및 공급예비율 증가 → 과도한 공급예비율로 인한 설비 확충 감소 → 공급예비율 하락이라는 사이클을 그리고 있는 것이다. 그러나 이미 소개되었던 대규모 발전설비와 송전설비로 인해 발생하는 지역주민 갈등에서 볼 수 있듯이 앞으로 대규모 전력생산 및 수송설비의 지속적 확충은 점차 어려운 일이 되고 있다. 즉 정부의 계획대로 급격하게 대규모 발전설비 및 송전설비를 확충할 수 있다는 전제가 더 이상 성립

10) 산업통상자원부, “7차 전력수급계획”, 2015.07, 적정 설비규모 및 전원구성 방안 참조(p.23)

11) 2000년대 전력수요는 매년 10%이상의 증가율을 보였으나 최근 전력수요 증가율은 상대적으로 줄어들고 있는 추세임

하지 않는 것이다. 미래에 다시 발생할 수 있는 공급예비율 하락에 대비하기 위해서 수립하는 발전설비 증설계획은 과거의 대규모 시설 확충에서 벗어나 분산형 전원 시스템 확대로 방향을 잡는 것이 바람직해 보인다.

4. 소결

지역별 수급불균형과 대규모 전력생산 및 수송설비에서 발생하는 지역갈등과 주민수용성 저하 등의 문제들은 향후 전력수급의 안정성에 부정적인 영향을 미칠 수 있어 분산형 전원의 필요성이 향후 더욱 더 중요하게 부각될 것으로 보인다. 특히 짙은 미세먼지와 큰 규모의 지진으로 기저발전원인 원자력 및 석탄발전에 대한 수용성은 크게 저하되고 있는 상황이어서 분산형 전원의 역할 강화는 장기적인 목표라기보다는 오히려 중·단기적인 달성 목표가 되어야 할 것이다.

지역갈등 및 주민수용성 저하와 같은 문제를 해결하고 안정적인 전력수급 환경조성을 위해 근래 국가차원에서 수립되는 주요 에너지계획에서 분산형 전원 활성화가 주요 목표로 등장하고 있다. 2014년에 발표된 제2차 에너지기본계획에서는 2035년 국가 전체 전력생산량의 15% 이상을 분산형 전원을 이용하여 발전하겠다는 목표를 수립하였으며, 이듬해인 2015년에 수립된 제7차 전력수급기본계획에서는 2029년 분산형 전원의 발전비중을 12.5%로 설정하고 분산형 전원을 신재생에너지 발전, 집단에너지 발전, 그리고 자가발전으로 정의하여 각 분산형 전원별로 발전목표량을 설정하였다. 특히 분산형 전원의 대표적 형태인 신재생에너지에 대해서는 달성목표가 최근 상향조정되었는데 제2차 에너지기본계획에서 2035년까지 전체 에너지 중 11%의 비

중을 기록하는 것으로 목표를 세웠던 것을 2025년까지 조기에 달성하는 것으로 목표를 상향조정하였다.¹²⁾ 또한 구체적으로 제시된 분산형 전원 발전 목표를 달성하기 위해 다양한 정책이 추진 중이며, 특히 신재생에너지 발전을 위해서는 발전사업자에 대한 신재생에너지 의무공급제도(RPS)를 통하여 일정비율의 발전량을 신재생에너지로 채우도록 강제하고 있는 등 다양한 정책을 시행하고 있다.

그러나 다양한 정책적 지원에도 불구하고 분산형 전원, 특히 신재생에너지 발전은 지속적으로 경제성 확보에 어려움을 겪고 있어 지원정책의 수정 및 보완이 필요한 것으로 판단된다.

12) 산업통상자원부, “신재생에너지 보급 활성화 대책(2016.11)”

제3장 연료전지 개요 및 국내 보급현황

1. 연료전지 개요

가. 연료전지 발전원리 및 종류

1) 연료전지의 발전원리

연료전지는 수소와 산소의 전기화학 반응에 의해 화학에너지를 전기에너지로 변환하는 발전장치를 말한다. 연료전지 내에서 수소와 산소가 반응하면 물과 전기, 그리고 열을 발생시키는데 기존의 발전기와 상이한 점은 연소과정을 거치지 않고 비연소과정인 전기화학반응을 통해 직접적으로 전기와 열을 생산한다는 것이다. 따라서 연료전지의 기술만을 고려한다면 화석에너지를 발전원료로 사용하지 않고 수소를 사용하며 연소과정이 없는 매우 친환경적인 발전기술이라고 할 수 있을 것이다.¹³⁾

[그림 3-1] 연료전지 작동원리



* 자료 : 포스코에너지 제공

13) 에너지관리공단, “연료전지 보급현황 조사 및 보급 활성화 방안 연구(2013)”, p.6, 한국에너지기술평가원, “연료전지 시장 및 기술 동향 분석(2015)”, pp.1~2의 내용을 재구성하였음

2) 연료전지의 종류 및 특성

연료전지의 종류는 연료전지에 사용되는 전해질의 종류에 따라 구분되는 것이 가장 일반적이며 연료전지의 출력 규모와 적용분야 또한 매우 다양한 편이나 본 연구에서는 간단하게 작동온도를 기준으로 저온형과 고온형으로 분류하여 설명하려고 한다. 먼저 저온형 연료전지는 고분자 전해질과 인산염을 전해질로 사용한 고분자 전해질 연료전지(PEMFC)와 인산염 연료전지(PAFC)로 구분될 수 있으며 주요 용도로는 가정·건물용 및 수송용에 주로 사용되고 있다. 고분자 전해질 연료전지는 가정용과 수송용으로 사용되며 인산형 연료전지는 건물용으로 사용되는 것이 일반적이다. 고온형 연료전지인 용융탄산염 연료전지(MCFC)는 대부분 발전용으로 사용되고 있으며 고체산화물 연료전지(SOFC)는 상용화 단계 이전의 기술개발 및 실증단계에 있다.¹⁴⁾ 국내에서 발전용으로는 주로 사용되는 연료전지는 용융탄산염 연료전지(MCFC)와 인산형 연료전지(PAFC)가 사용되고 있으며 가정용으로는 고분자 전해질 연료전지(PEMFC)가 주로 사용되고 있다.

고분자 전해질 연료전지(PEMFC)는 전력 부하 패턴에 따라 발전량 조절이 가능해 소규모 분산전원으로 적합한 반면 용융탄산염 연료전지(MCFC)와 인산형 연료전지(PAFC)는 상대적으로 지속적으로 발전해야 하며 규모가 커서 건물용·발전용으로 사용되고 있는 실정이다. 저온형 연료전지인 인산형 연료전지를 발전용으로 사용할 경우에 온수공급을 위해 연료전지에서 생산되는 열온도를 높일 필요가 있을 경우에는 히트펌프를 사용한다.

14) 연료전지에 대한 자세한 기술적 정보는 <표 3-1>의 자료부분에 기술된 선행연구를 참조하기 바람

〈표 3-1〉 연료전지의 종류 및 특성

구 분	고분자 전해질 (PEMFC)	인산형 (PAFC)	용융탄산염 (MCFC)	고체산화물 (SOFC)
작동온도	50~100℃	150~250℃	650℃	700~900℃
	저온형		고온형	
전 해 질	이온교환막	인산염 (H3PO4)	용융탄산염 (Li2CO3, K3CO3)	고체산화물 세라믹 (ZrO2)
발전출력	kW급	수십~ 수백kW급	수백kW~ 수십MW급	수kW~수백kW급
발전효율	35%	40%	47~62%	60~70%
적 용 처	가정용/ 자동차용/ 휴대용	가정용/ 건물용/ 백업용	대규모발전/건 물용/ 백업용/ 선박용	소규모분산전원/ 건물용/ 백업용

자료: 포스코에너지 제공자료, 녹색기술센터, “2014년도 녹색기술 심층분석”, p.140, 에너지경제연구원 재구성

나. 연료전지 발전의 주요 특징

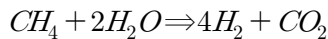
1) 연료전지 발전을 위한 수소 생산

연료전지를 통한 전기와 열 생산에 필수적 연료인 수소는 다양한 경로를 통해 얻을 수 있다. 가장 이상적인 것은 물 전기분해, 바이오가스 개질 등을 통해 생산된 수소를 사용하는 것¹⁵⁾으로 이 경우 연료전지는 매우 환경 친화적인 발전장치가 될 것이다. 그러나 물 전기분해 등을 통한 수소생산은 매우 고가로 연료전지 발전의 경제성을 하락시키

15) 일본에서는 사탕수수로부터 바이오에탄올을 생산하여 수소를 추출하는 기술을 이미 개발하여 상용화하였음. 향후 화석연료로부터 수소를 추출하는 방식에서 벗어나 친환경적인 수소를 생산하려는 노력은 지속될 것으로 전망됨

는 측면이 있으며 현재 가장 일반적으로 수소를 생산하기 위해 주로 사용되는 방법은 천연가스에 있는 메탄(CH₄)과 물의 반응을 통해 수소를 추출하는 것이다. 수소생산을 위해 사용되는 연료인 메탄은 바이오가스, 부생가스 및 화석연료(석유, 석탄, 천연가스)를 통해서 획득할 수 있으나 연료전지 발전을 위한 수소는 경제성과 환경적 측면을 고려해서 천연가스와 물의 개질을 통해 생산된 수소를 주로 사용하고 있다.¹⁶⁾¹⁷⁾

[그림 3-2] 천연가스를 이용한 수소 생산식



하지만 [그림 3-2]에서 소개된 수소 생산식을 보면 천연가스와 물의 반응은 수소를 생산하기도 하지만 동시에 이산화탄소도 발생시킨다. 즉 화석에너지인 천연가스를 이용한 수소 생산은 수소와 함께 이산화탄소도 배출하기 때문에 연료전지의 이산화탄소 저감 및 친환경성에 대한 의문이 지속적으로 제기되어 온 것이 사실이다. 향후 기술발전 및 수소 생성 원료 다원화 등을 통해 이산화탄소 발생 없이 생산된 수소를 사용한 연료전지 발전이 활성화 되지 못한다면 이산화탄소 배출에 따른 환경오염 문제는 지속적으로 제기될 것이며 연료전지 발전의 가장 큰 약점으로 항상 언급될 것으로 보인다.

16) 석탄과 석유를 통해서도 수소를 획득할 수 있으나 이산화탄소 배출이 천연가스에 비해 현저히 높음

17) 석유화학공장 또는 철강생산공장 등에서 발생하는 부생수소를 활용하는 경우도 있으나 공급되는 수소량이 한정적임

2) 주요 환경오염 물질 배출 수준

연료전지 기술 자체는 친환경적이나 전술하였듯이 연료전지 발전에 필요한 수소를 생산하는 과정에서는 현재 이산화탄소를 발생시키고 있다. 연소과정을 거치는 LNG화력발전¹⁸⁾에 비해 상대적으로 연료전지의 발전효율이 높아 생산되는 전기량 대비 배출 이산화탄소는 낮은 것으로 이야기되고 있으나 현재 국가 이산화탄소 배출계수는 가스발전과 동일하다.¹⁸⁾ 따라서 본 연구에서는 연료전지의 이산화탄소 감축 효과는 크게 다루지 않았다. 다만 연소과정을 거치는 LNG화력발전은 향후에도 기술발전¹⁹⁾에 의한 효율증가가 유일한 이산화탄소 배출 감소의 수단이라고 할 수 있지만 연료전지는 친환경연료인 바이오가스, 부생가스 및 부생수소 등을 사용하여 이산화탄소 배출을 감소시킬 수 있으며, 향후 수소 생산 부문의 기술발전²⁰⁾에 의해 이산화탄소 배출 없이 클린(clean) 수소를 생산할 경우 이산화탄소 배출을 완전히 제거할 수 있다는 점에서는 연료전지의 활용 및 기술 개발의 필요성이 있다.

오히려 친환경 측면에서 연료전지의 강점을 논한다면 이산화탄소 배출 감소보다는 질소산화물(NOx)과 황산화물(SOx)이 배출되지 않는다는 점에서 보다 환경 친화적인 부분을 언급할 수 있다. 연료전지는 연소과정을 통해 전기를 생산하는 화력발전²¹⁾에 비해 낮은 온도로 전기를 생산하고 천연가스를 주연료로 사용하기 때문에 질소산화물(NOx)과 황산화물(SOx)이 거의 발생되지 않는다는 장점이 있다. 황산화물은 천연가스를 주연료로 사용하는 가스발전²²⁾에 비해서 연료전지 발전의 환경적 편익으로 이야기하기는 쉽지 않은 측면이 있으나, 질소산화물

18) 환경부, 한국환경공단 “명세서 작성 가이드라인(2015.02)” p.358 참조

같은 경우는 환경적 편익이 상대적으로 크다고 할 수 있을 것이다. 미세먼지 발생의 주범으로 질소산화물이 지목되고 있고, 지속적으로 논란이 되어 왔던 미세먼지를 감소시키기 위해 정부는 2016년 7월 미세먼지 감소 정책¹⁹⁾으로 노후 석탄화력 발전소 중 30년 이상 가동한 10기를 폐지하고 20년 이상 운영된 8기의 대대적 성능개선을 시행하는 방안을 수립한 만큼 연료전지 발전이 제공하는 환경적 편익으로는 미세먼지 감소가 언급될 수 있을 것이다.

3) 주요 신재생에너지의 이용률 및 설치면적

연료전지의 여러 편익 가운데 분산발전자원으로 활용될 때 얻게 되는 편익을 가장 큰 편익으로 볼 수 있다. 먼저 연료전지는 태양광, 풍력 등 타 신재생에너지원과 비교하여 같은 용량을 설치한다고 가정할 때 상대적으로 작은 설치면적을 차지하기 때문에 수요지 인근에 설치하는데 매우 용이하다(<표 3-2> 참조). 또한 자연환경 상태에 민감한 타 신재생에너지원과 달리 이용률이 높아 안정적으로 전기와 열을 수요처에 공급할 수 있는 특징이 있다. 대형 송전설비가 필요하지 않으며 기존에 설치되어 있는 주변 배전망에 직접 연결해서 사용할 수 있다는 것도 송전망 설비 최소화를 목표로 하는 분산형 전원 활성화의 근본 취지에 부합한다.

국내 지역별 전력수급 불균형의 특성상 상대적으로 밀집도가 높은 대도시, 특히 아파트와 일반 건물에서 사용할 수 있는 분산형 전원의 중요성이 매우 높기 때문에 신재생에너지의 설치 용이성은 분산형 발전자원 설치 고려 시 매우 중요한 요건이다. 그러나 비교적 작은 면적을

19) 산업통상자원부, “석탄화력발전 대책회의(2016.7.6)” 보도자료 참조

활용하여 설치할 수 있는 신재생에너지원은 태양광발전과 연료전지 정도가 있을 것으로 생각된다. 전술하였듯이 연료전지는 화석에너지를 사용하여 수소를 생산하고 있지만 바이오가스를 사용하거나 향후 기술발전으로 클린수소의 경제적 생산이 현실이 될 경우 태양광, 에너지 저장장치와 함께 설치되어 에너지자급자족을 실현하는데 매우 중요한 역할을 하게 될 것이다.

〈표 3-2〉 주요 신재생에너지 이용률 및 설치면적

구분(1MW기준)	연료전지	태양광	풍력
이용률(%) / 발전량	90%(7,884MWh)	15%(1,314MWh)	25%(2,190MWh)
설치면적(m ²)	250	10,000	20,000

자료: 포스코에너지, 1MW 용량을 설치할 경우 각 발전원별 비교 자료임

4) 에너지안보

에너지자급자족에 대한 관점은 자연스럽게 에너지안보의 관점으로 이어진다. 에너지사용량의 약 96%를 해외수입에 의존하고 있는 국내 실정을 고려할 때 화석연료기반의 수소생산에서 벗어나 물·전기분해 또는 바이오가스 등에서 생산된 수소를 사용하는 것은 에너지안보에 크게 기여할 수 있게 된다. 안정적 에너지공급이라는 정책목표를 달성 한다는 차원에서 연료전지를 바라본다면 현재는 화석에너지를 사용하고 있는 발전원이나 미래에는 에너지자립을 선도할 수 있는 발전기술이라는 점을 장점으로 강조할 수 있을 것이다. 물·전기분해 등을 통한 수소에너지 생산 및 소비는 현재는 경제성이 없으며 오히려 현실적인 사업측면에서는 화석연료기반의 수소 생산 및 소비가 가장 용이한

것이 사실이다. 그러나 먼 미래를 대비하는 관점에서 본다면 물·전기 분해, 바이오가스 등을 활용한 이산화탄소를 배출하지 않고 수소를 생산할 수 있는 기술에 더욱 관심을 가져야 하는 이유는 명백하다고 할 수 있다.

앞서 언급한 연료전지의 주요 장단점을 고려해보면 연료전지 발전의 필요성은 비교적 명확해 보인다. 그것은 바로 미래 수소에너지 활용을 위한 주요 발전설비이며 대규모 전력생산 및 수송설비 증설이 점차 어려워지고 있는 현실에서 상대적으로 매우 효율적인 분산형 발전원이라는 것이다. 일본을 필두로 각국이 수소에너지 활용에 대한 연구를 지속하고 있으며 미래의 주요 에너지로 수소를 고려하고 있다. 물, 바이오가스 등을 기반으로 수소를 경제적으로 생산할 수 있는 미래가 현실로 다가올 때 연료전지는 수소사회로의 이행에 가장 중요한 설비가 될 것이다. 연료전지의 편익은 단순히 분산형 전원, 미세먼지 감소로 대표되는 현재의 편익뿐만 아니라 미래 수소에너지 사용으로 얻게 될 미래의 편익까지도 고려해야 할 필요가 있다.

2. 국내외 연료전지 보급현황 및 주요 이슈

가. 국내 발전용 연료전지 보급현황

국내 연료전지 보급은 크게 발전용 연료전지와 가정용/건물용 연료전지 시장으로 구분되어 진행되어 왔다. 발전용 연료전지는 일정규모 이상의 발전설비를 보유한 발전사업자에 대한 신재생에너지 공급의무화제도(Renewable Portfolio Standard, RPS)의 영향으로 보급이 확산되었으며 2015년 말 기준으로 163MW가 설치되어 있다(보급예정용량은

약 89MW로 조사되었다). 현재 국내에 보급된 발전용 연료전지는 용융탄산염 연료전지(MCFC)와 인산형 연료전지(PAFC)의 두 종류로 구성되어 있다.

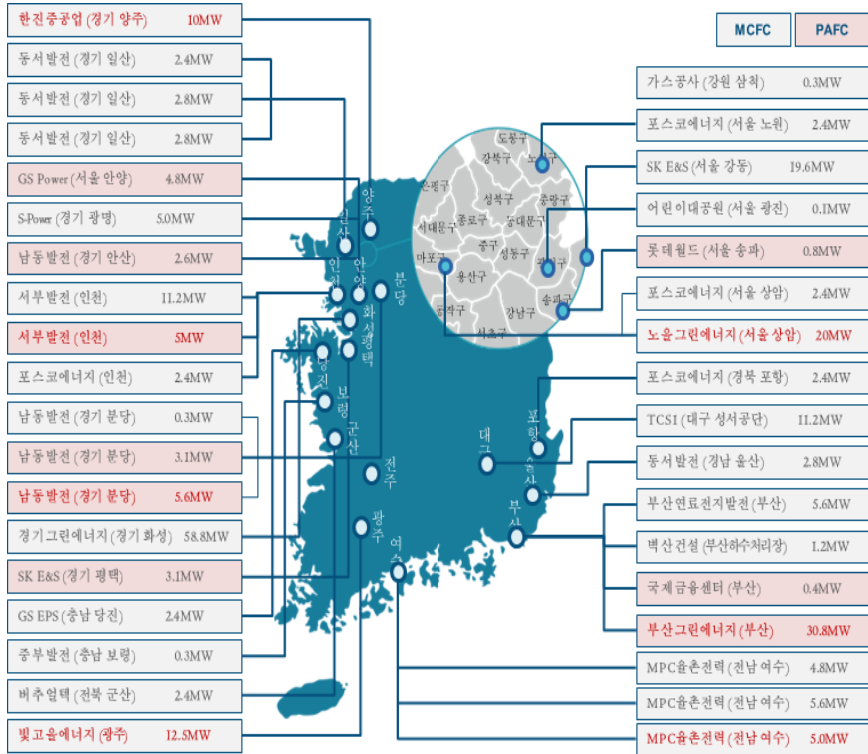
〈표 3-3〉 발전용 연료전지 설치현황

구분	2012년	2013년	2014년	2015년	합계
개소	3	14	5	4	26
용량(MW)	11	104	35	14	163

자료: 한국에너지공단, “주간에너지 이슈 브리핑” 제125호, 2016, p.4

[그림 3-3]는 국내 발전용 연료전지 설치 현황을 사업소별로 구분하여 표시한 것이다. 국내 발전용 연료전지의 사업소별 설치현황을 살펴보면 현재 발전용 연료전지 사업소 중 가장 큰 규모로 사업을 하고 있는 경기그린에너지(58.8MW)가 전체 설치용량의 약 1/3 정도를 차지하고 있으며 산업단지 및 신도시 주변지역과 기존 발전소 부지 내에 나머지 설비가 설치되어 있다.

[그림 3-3] 발전용 연료전지 보급 및 설치 예정 현황



자료: 포스코에너지 제공(붉은색 표기는 설치 예정 지역)

현재 보급(보급예정)된 발전용 연료전지의 약 44%(110MW 수준)는 기존 발전소 내에 설치되어 있거나 설치될 예정이다. 대부분의 경우가 RPS 이행의무를 위한 발전사업자의 연료전지 사업 일환으로 운영되고 있는데 기존발전소 부지 내에 연료전지를 설치하는 것은 연료전지가 주는 가장 큰 편익인 분산형 전원으로서의 편익이 충분히 반영되지 못하는 단점이 발생한다.

이에 반해 경기그린에너지, TCSI, 부산연료전지발전은 각각 화성

발안 산업단지, 대구 성서공단, 부산 화전 산업단지에 설치되어 분산형 전원으로서의 역할을 제대로 하고 있다. 또한 신도시 및 도심에 설치될 예정인 노을그린에너지(서울 상암), 부산그린에너지(부산 해운대), 제2 롯데월드(서울 잠실) 등은 앞서 산단에 설치된 연료전지와 마찬가지로 분산형 전원으로서의 적합한 역할을 기대할 수 있다. 향후 연료전지 사업은 기존 발전소 유희부지 보다는 신규 산업단지 또는 신도시에 분산형 전원으로 설치되는 것이 바람직한 방향이라고 할 수 있다.

나. 발전용 연료전지 보급 지원 정책

연료전지는 국내 신재생에너지 분류에 의하면 신에너지로 지정되어 있으며 이에 따라 신재생에너지 지원정책 대상으로 선정되어 있다. 국내 연료전지 보급의 대부분인 발전용 연료전지는 국내 발전사들을 대상으로 부과하는 신재생에너지 의무할당제(RPS)를 기반으로 보급이 활성화 되고 있다.

국내 신재생에너지 지원정책은 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」을 통해 마련되어 있다. 신재생에너지를 보급하기 위한 제도로 먼저 시행된 것은 법 제17조 ‘신재생에너지 발전 기준가격의 고시 및 차액 지원’에 명시된 발전차액지원제도(Feed-in-Tariff, FIT)이다. 2002년부터 2011년까지 시행된 FIT는 신재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 전력거래가격이 산업통상자원부 장관이 고시한 기준가격보다 낮은 경우에는 그 전기를 공급한 신재생에너지 발전사업자에게 기준가격과 전력거래가격의 차액을 전력산업기반기금에서 우선적으로 지원한다. 즉, 이 제도는 발전사업자의 수익을 보장함으로써 투자의 안정성을 높여 신재생에너지 보급을 활성화하는 제도이며 상

대적으로 기술과 시장 발전이 느리다고 여겨진 태양광발전을 진흥하기 위해 태양광과 비태양광으로 구분하여 시행되었다(<표 3-4> 참조).

〈표 3-4〉 태양광 발전 용량별 발전차액 기준가격

(단위: 원/kWh)

적용 시점	설치 장소	적용 기간	30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
'02~'05년	-	15년	716.40	716.40	716.40	716.40	716.40
'06년~ '08년 9월	-	15년	711.25	677.38	677.38	677.38	677.38
'08년 10월 ~'09년	-	15년	646.96	620.41	590.87	561.33	472.20
		20년	589.64	562.84	536.04	509.24	428.83
'10년	일반 부지	15년	566.95	541.42	510.77	485.23	408.62
		20년	514.34	491.17	463.37	440.20	370.70
	건축물 활용	15년	606.64	579.32	546.52	-	-
		20년	550.34	525.55	495.81	-	-
'11년	일반 부지	15년	484.52	462.69	436.50	414.68	349.20
		20년	439.56	419.76	396.00	376.20	316.80
	건축물 활용	15년	532.97	508.96	480.15	-	-
		20년	483.52	461.74	435.60	-	-

자료: <http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120600.asp>, 최종검색일 2016.8.8
지식경제부, “태양광 발전차액 기준가격 해석관련 유권해석(2008)”을 통해 재
작성

비태양광은 FIT제도 시행 당시 풍력, 수력, 조력, 폐기물 등에 대해 시행하였고, LFG를 제외한 나머지 원은 설비용량과 상관없이 동일한 고정가격을 적용하였다. 이후 2006년 10월 11일부터 바이오가스, 바이오매스, 연료전지가 FIT제도의 적용대상으로 추가되었다(<표 3-5> 참조).

〈표 3-5〉 비태양광 발전 적용용량 별 발전차액 기준가격

(단위: 원/kWh)

전원		적용설비용량기준	구분		기준가격(원/kWh)			비고
					고정요금	변동요금 (‘11.1.1이전)	변동요금 (‘11.1.1이후)	
풍력		10kW 이상	-		107.29	-	-	감소율 2%
수력		5MW 이하	일반	1MW 이상	86.04	SMP+15	SMP+15	
				1MW 미만	94.64	SMP+20	SMP+20	
			기타	1MW 이상	66.18	SMP+ 5	SMP+ 5	
				1MW 미만	72.80	SMP+10	SMP+10	
바이오에너지	LFG	50MW 이하	20MW 이상		68.07	SMP+ 5	SMP+ 5	화석연료 투입 비율: 30% 미만
			20MW 미만		74.99	SMP+10	SMP+10	
	바이오가스	50MW 이하	150kW 이상		72.73	SMP+10	SMP+20	
			150kW 미만		85.71	SMP+15	SMP+25	
	바이오매스	50MW 이하	목질계 바이오		68.99	SMP+ 5	SMP+15	
폐기물	폐기물 소각	20MW 이하	-		-	SMP+ 5	SMP+5	
	RDF	50MW 이하*	-		-	SMP+ 5	SMP+15	
해양에너지	조력	50MW 이상	최대조차 8.5m 이상	방조제 유	62.81	-	-	
				방조제 무	76.63	-	-	
			최대조차 8.5m 미만	방조제 유	75.59	-	-	
				방조제 무	90.50	-	-	
			연료전지		200KW 이상	바이오가스 이용		
기타연료 이용		274.06				-	-	

자료: <http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120600.asp>, 최종검색일 2016.8.8

FIT제도는 정부가 주도하는 보급시스템으로 일정기간 정해진 가격을 보장하는 장점 때문에 신재생에너지 보급과 시장형성에 긍정적인 영향을 주었다. 그러나 전력산업기반기금을 활용하여 발전차액을 지원하는 구조에서 발생한 예산상의 제약, 자원배분의 비효율성, 국내 기술개발을 위한 유인 부족 등의 문제점을 노출하였으며 이를 극복하기 위해 2012년부터 신규사업자를 대상으로 신재생에너지 공급의무화제도를 시행하였다.

신재생에너지 공급의무화제도는 기존 정부가 직접 기금을 통해 발전차액을 지원하는 방식에서 발전사업자에게 의무적으로 발전량의 일정비율을 의무공급하게 함으로써 예산상의 제약을 극복하고, 발전원간 경쟁을 통해 자원배분의 효율성을 추구하는 것이 가장 큰 목적이라고 볼 수 있다. 신재생에너지 공급의무화제도는 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제12조의 5에서 일정규모(500MW) 이상의 발전설비를 보유한 발전사업자(공급의무자)에게 총 발전량의 일정비율 이상을 신재생에너지를 이용하여 공급하도록 강제적 의무를 부과하는 것으로 2024년까지 의무공급비율을 10%로 늘리도록 설계되었다. 최근 정부는 신재생에너지 발전 활성화를 위해 RPS 의무비율 상향조정 방안²⁰⁾을 수립하였는데 이에 따르면 2024년까지 의무공급비율을 10%까지 달성하는 목표는 동일하나 2018년 신재생에너지 공급의무비율은 기존의 4.5%에서 5%으로 0.5%p 증가시키고 2020년에는 공급의무비율을 7%까지 상향조정하기로 결정하였다. 이는 단기적으로 신재생에너지 발전목표를 상향조정하여 보다 가시적인 성과를 이끌어내려는 목적으로 해석할 수 있다(<표 3-6> 참조).

20) 산업통상자원부, “에너지신산업 성과확산 및 규제개혁 종합대책”, 2016

〈표 3-6〉 연도별 의무공급량 비율

해당 연도	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24~
비율(%)	2.0	2.5	3.0	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0

주: 의무공급량=공급의무자의 총발전량(신재생에너지발전량 제외)×의무비율연도별 의무비율

자료: 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령 별표3

산업통상자원부, “에너지신산업 성과확산 및 규제개혁 종합대책”, 2016

신재생에너지 의무할당제 대상 발전사업자는 신재생에너지 할당의무를 달성하기 위해서 직접 신재생에너지를 이용하여 발전하는 것과 타 신재생에너지 사업자의 발전량을 구매해서 의무를 이행하는 두 가지 방법을 병행할 수 있다. 신재생에너지 발전사업자 입장에서 전력시장 진입에 가장 큰 문제는 높은 발전단가로 인해 경제성 확보가 어렵다는 점이다. 신재생에너지를 발전했을 때 발전원별 가중치를 반영하여 발행되는 신재생에너지 공급인증서(REC)를 발전사업자에게 판매하고 경제성을 확보할 수 있도록 한다. <표 3-7>은 신재생에너지 발전원별 REC 발급 대상 기준과 REC 발행 시 가중치를 정리한 것이다. 공급인증서 가중치는 1MWh 당 1REC라는 기본 발행 원칙에 각 원별로 가중치를 적용하여 REC를 발행하는 것을 의미한다. 일례로 연료전지의 경우 가중치 2를 적용받고 있으며 이는 연료전지 발전 1MWh 당 2REC를 발행한다는 의미이다. 이처럼 신재생에너지 발전사업자는 전력판매에 따른 계통한계가격(SMP)이외에 신재생에너지 공급인증서 판매로 수익을 확보할 수 있다(<표 3-7> 참조).

〈표 3-7〉 신재생에너지 가중치

구분	공급인증서 가중치	대상에너지 및 기준	
		설치유형	세부기준
태양광 에너지	1.2	일반부지에 설치하는 경우	100kw미만
	1.0		100kW부터
	0.7		3,000kW초과부터
	1.5	건축물 등 기존 시설물을 이용하는 경우	3,000kW이하
	1.0		3,000kW초과부터
	1.5	유지 등의 수면에 부유하여 설치하는 경우	
	1.0	자가용 발전설비를 통해 전력을 거래하는 경우	
기타 신재생에 너지	0.25	IGCC, 부생가스	
	0.5	폐기물, 매립지가스	
	1.0	수력, 육상풍력, 바이오에너지, RDF 전소발전, 폐기물 가스화 발전, 조력(방조제 有),자가용 발전설비를 통해 전력을 거래하는 경우	
	1.5	목질계 바이오매스 전소발전, 해상풍력(연계거리 5km이하), 수열	
	2.0	연료전지, 조류	
	2.0	해상풍력(연계거리 5km초과), 지열, 조력(방조제 無)	고정형
	1.0~2.5		변동형
	5.5	ESS설비(풍력설비 연계)	'15년
	5.0		'16년
	4.5		'17년

자료: http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120700_02.asp, 검색일: 2016.8.8

RPS제도는 자원배분의 비효율성을 줄이기 위해 기술 중립적인 방식으로 설계되어 발전원간의 경쟁을 통해 가장 경제적으로 경쟁력을 보유한 기술이 먼저 도입되는 특징을 가지고 있다. 하지만 신재생에너지기술 간 상대적 지원의 차이를 둘 수 있는 장치로 별도의 무량 할당과 REC 가중치의 차등 부여를 두고 있다. RPS제도 도입을 준비할 당시 태양광은 낮은 경제성 때문에 저조하게 보급될 것이란 우려가 제기되었다. 이에 따라 초기 4년간(2012~15년) 별도의 시장을 제공하기 위해 REC시장을 태양광과 비태양광으로 분리하여 운영하였다.

그러나 경쟁력이 낮은 태양광발전의 보호를 위해 부과한 별도의무량 때문에 결과적으로는 태양광발전만 목표를 초과달성하는 현상이 발생하였다. 또한, 태양광 비태양광 구분이 원간 경쟁이란 취지와 달리 제도의 유연성을 저해하는 칸막이로 작용한다는 문제 때문에 2016년 3월 개설된 현물시장부터 태양광과 비태양광 REC 시장이 통합되어 운영되고 있다.

〈표 3-8〉 REC 시장 통합

구분	기존	변경
시장개설	태 양 광 : 둘째, 넷째주 비태양광 : 첫째, 셋째주	태양광, 비태양광 구분 없이 첫째, 둘째, 셋째, 넷째 주
매물등록 가격단위	태 양 광 : 1,000원 단위까지 입력 비태양광 : 100원 단위까지 입력	태양광, 비태양광 구분 없이 100원 단위까지 입력 가능

자료: <https://rec.kpx.info>, 검색일: 2016.3.16

다. RPS 이행 실적 분석 및 시사점

<표 3-9>는 2012년부터 2014년까지 신재생에너지 공급의무제도 이행실적 현황을 정리한 것이다. 2012년 시행된 RPS의 공급의무량 비율은 첫째 2.0%에서 2013년 2.5%, 2014년 3.0%를 증가하였으며 공급의무량 비율이 증가됨에 따라 연도별 의무량도 함께 변화하였다. 2012년 총 의무량은 태양광과 비태양광 합계 6,420,270 REC에서 2013년 10,896,557 REC로 69.7% 증가하였고, 2014년에는 전년대비 18.4%가 증가한 12,905,431 REC를 기록하였다. 공급의무량이 2년간 연평균 41.8%의 빠른 증가율을 기록한 것은 공급의무비중이 매년 일정 비율로 증가하는 것과 총 전력발전량의 증가에 따른 의무공급량의 증가를 그 이유로 들 수 있다.

〈표 3-9〉 연도별 RPS 이행실적

구분		'12년	'13년	'14년	증감 ('14년/'13년)
총 의무량 (REC)	태양광	276,000	734,820	1,390,359	89.2%
	비태양광	6,144,279	10,161,737	11,515,072	13.3%
	합계	6,420,279	10,896,557	12,905,431	18.4%
총 이행량 (REC)	태양광	264,180	697,461	1,332,922	91.1%
	비태양광	3,890,047	6,627,400	8,745,429	32.0%
	합계	4,154,227	7,324,861	10,078,351	37.6%
이행률	태양광	95.7%	94.9%	95.9%	1.0%p
	비태양광	63.3%	65.2%	75.9%	10.7%p
	합계	64.7%	67.2%	78.1%	10.9%p

자료: 대한전기협회, “신재생에너지공급의무화제도(RPS) 이행실적 대폭 개선”, 「전기저널」, 2015.09. 및 이투스, “지난해 RPS 의무불이행 과징금 188억원 규모”, 2013.05.16

RPS 이행실적은 시행 첫해인 2012년에는 64.7%를 기록하였고, 태양광과 비태양광 별도의무량에 따라 태양광은 95.7%의 높은 이행률을 보인 반면, 비태양광은 63.3%의 낮은 이행률을 기록하였다. 2013년에도 이러한 경향은 큰 변화 없이 이어져 전체 이행률은 2.5%p 증가한 67.2%를 기록하였고 태양광은 94.9%인 반면 비태양광은 65.2%의 이행률을 기록하였다. 이러한 60% 중반 수준의 낮은 이행률은 2014년에 상대적으로 많이 개선된 것으로 나타났다. 2014년 전체 이행률은 78.1%로 2013년 대비 무려 10.9%p가 증가하였고 태양광 의무이행량은 1,332,922 REC, 비태양광 의무이행량은 8,745,429 REC를 기록하여 합계 10,078,351 REC를 기록하였다. 태양광 의무이행률은 95.9%를 기록하며 신재생에너지 의무할당제가 시행된 2012년부터 지속적으로 95% 수준을 보였다. 특이할 점은 비태양광의 이행률이 전년대비 10.7%p가

증가한 75.9%의 이행률을 기록하며 급증하였고 이는 전체적인 RPS 이행률 증가를 전인하였다.

〈표 3-10〉 신재생에너지 보급량 및 증가율

(단위: MWh)

구분	2013		2014		전년대비 증감	
	발전량	비중 (%)	발전량	비중 (%)	발전량	비중 (%)
총발전량	543,098,496	3.95	546,248,948	4.92	3,150,452	0.58
합계	21,437,822	100.0	26,882,190	100.0	5,444,368	25.4
태양광	1,605,182	7.5	2,556,300	9.5	951,118	59.3
풍력	1,148,179	5.4	1,145,557	4.3	-2,622	-0.2
수력	4,228,112	19.7	2,753,924	10.2	-1,474,188	-34.9
해양	483,777	2.3	492,172	1.8	8,395	1.7
바이오	1,839,568	8.6	4,656,237	17.3	2,816,669	153.1
폐기물	11,554,426	53.9	14,334,944	53.3	2,780,518	24.1
연료전지	578,578	2.7	943,056	3.5	364,478	63.0

자료: 한국에너지공단 신재생에너지센터, “신재생에너지 보급통계”, 2015, p.15

2014년 RPS 이행실적을 보급량을 통해 분석해 보면 신재생에너지 발전량은 25.4% 증가하였고, 태양광(59.3%)과 바이오(153%), 연료전지(63%)는 전년대비 높은 증가세를 보인 반면 수력(-34.9%)이 크게 감소한 것을 확인할 수 있다. 2012~2013년 신재생에너지 발전원 중 가장 높은 비중을 차지하고 있는 폐기물은 2014년에도 24.1% 증가하였다. 2014년에 폐기물을 제외한 신재생에너지 발전 중 가장 높은 비중을 차지한 바이오 보급량 증가는 해외에서 목재펠릿을 수입하여 혼소한 것이 주된 원인이며, 실제 목재펠릿 이용 발전량은 13년 대비 297% 증가하였고,²¹⁾ 전체 바이오 생산량의 약 60%에 해당한다. 연료

21) 한국에너지공단 신재생에너지센터, “신재생에너지 보급통계”, 2015, p.15 참조

전지는 설치용량 증가(2014년 43,486kW 추가)에 따른 발전량 증가에 기인한 것으로 향후 지속적인 설치용량 증가 시 보다 큰 성장률을 달성할 것으로 보인다.

수입 목재펠릿을 이용한 바이오 발전과 연료전지 발전량의 급격한 증가는 RPS 이행과 관련되어서 몇가지 문제점을 야기하고 있다. 먼저 바이오발전과 연료전지는 설비비용률이 자연환경의 변화에 영향을 받지 않고 일정하게 높은 수준을 유지할 수 있기 때문에 상대적으로 태양광, 풍력 등 타 신재생에너지원에 비해 전력생산도 용이하며 많은 전력을 생산할 수 있다. 연료전지는 천연가스를 활용한 개질로 발생하는 이산화탄소 문제와 바이오 발전은 많은 양의 연료를 해외에서 수입해서 사용한다는 점에서 문제의 소지가 있다. 발전사업자들이 REC 확보가 상대적으로 용이한 바이오 발전과 연료전지에 집중한다면 태양광, 풍력과 같은 타 신재생에너지원의 위축을 불러올 수 있기 때문이다. 이는 신재생에너지원의 다원화라는 측면에서도 바람직한 현상은 아닐 것이다.

연료전지 발전의 또 다른 문제점은 현재 국내 보급의 많은 경우가 소규모 분산전원이 아닌 대규모 발전사업이라는 점이며 이는 대형 LNG 발전소와의 차별성을 거의 사라지게 만들 것이다. 또한 최근 추진중인 대부분의 연료전지 발전사업 역시 상대적으로 대용량 발전사업으로 계획되고 있어 이에 대한 우려가 지속적으로 증가하고 있다. 연료전지 발전사업의 대용량화/화석연료 사용이라는 문제가 지속될 경우 신재생에너지원으로 지원을 받는 것에 대한 타당성을 감소시켜 RPS 지원대상 포함여부에 대한 논란이 계속 제기될 수 있을 것이다.

라. 국내 가정/건물용 연료전지 보급현황 및 지원정책

가정용/건물용 연료전지는 각각 주택지원사업(그린홈 100만호)과 공공기관 신재생에너지 설치의무화제도 및 지자체의 신재생에너지 보급 정책에 의해 확산되어 왔다. 가정용은 고분자전해질(PEMFC) 연료전지가 공급되고 있으며 한국에너지공단의 보조금을 받아서 설치되는 사업이다. <표 3-11>은 주택용 연료전지 설치현황을 정리한 것으로 총 보급량은 2015년 현재 약 1.5MW 수준을 기록하고 있다. 2011년부터는 매년 약 300가구 정도에 연료전지가 설치되고 있어 보급 및 확산 상황은 매우 부진한 편으로 볼 수 있다.

주택부문의 연료전지 설치 보조금은 매년 일정규모로 책정되는데 2016년 신재생에너지보급(주택지원)사업 내용을 살펴보면 연료전지는 각 세대(호) 당 1kW이하 규모에 대해서 지원하고 있으며 총 예산배정액은 4,318백만원, 지원단가는 21,990천원/kW으로 규정되어 있다. 즉 보조금이 모두 지급된다고 가정하면 약 총 용량은 약 196kW가 2016년에 공급될 수 있는 수준이며 각 세대별로 600W 규모의 연료전지를 설치한다고 가정하면 약 327가구 정도에 설치할 수 있는 규모의 지원금 수준이다.

건물용 연료전지 보급은 정부의 건물부문 지원사업, 공공건물 신재생에너지 의무화와 지방자치단체의 보급정책에 의해서 확대되고 있다. 연료전지에 대한 건물부문 지원사업은 주택용 연료전지 지원사업과 매우 흡사하여 2016년 총 2,000백만원이 배정되어 있으며 21,810천원/kW의 보조금을 지급한다. 건물용 연료전지를 5kW 용량으로 가정한다면 약 20개 정도의 건물에 설치지원이 가능한 수준이다.

〈표 3-11〉 주택지원사업에 따른 연료전지 설치현황

구분	2010년	2011년	2012년	2013년	2014년	2015년	합계
주택수	957	292	245	232	207	316	2,249
보급량 (kW)	209	292	245	232	207	313	1,498

자료: 한국에너지공단, “주간에너지 이슈 브리핑” 제125호, 2016, p.4

가정용 및 건물용 연료전지는 연료전지 발전의 가장 큰 장점인 분산형 전원에 최적화된 형태라는 점에 그 의미가 있다. 그러나 한전으로부터 공급받는 일반용 전기요금과 주택용 전기요금이 연료전지를 사용해서 생산하는 전기가격에 비해 저렴하여 가동할 유인이 거의 없는 것으로 알려져 있다. 주택용 연료전지 발전도 누진제도에 의해서 전력소비가 많은 가정에서만 일부 경제적 이득이 존재했을 뿐 일반적인 전력소비 가정(약 300kWh/월)에서는 한전에서 전력을 공급받는 것이 훨씬 경제성이 있으며 누진제도가 완화된다면 더욱 주택용 연료전지의 경제성을 확보하기가 어려울 것이다.²²⁾

건물용 연료전지의 경우, 신규건물 건축에 따른 의무화 정책 때문에 건물에 연료전지를 설치하는 경우가 대부분일 것이나 경제성이 없는 상태에서는 의무 조항에 따라 발전설비를 설치할 뿐 실제 발전을 통해 전력과 열을 각 건물에서 사용하는 분산형 전원으로서의 역할을 할지는 의문이다.

22) 기존 7단계 가정요금 누진제도(11.7배)는 2016.12월 3단계(누진율 3배)로 변경되었음. 이에 따라 가정용 연료전지 사업은 더욱 위축될 것으로 전망됨

3. 소결

연료전지는 수소를 사용해서 전기와 열을 생산하는 친환경 기술이다. 그러나 아직 수소를 생산하는 기술 발전의 미흡으로 화석에너지인 천연가스 개질을 통해서 생산하고 있는 관계로 온실가스 배출이 발생하고 재생에너지가 아닌 천연가스 발전에 보다 가까운 형태로 운영되고 있다. 이런 현실 때문에 기술 자체는 친환경·재생에너지에 적합하지만 아직 재생에너지로 분류되기는 어려운 상황이다. 그러나 연료전지에 대한 국내 지원정책은 재생에너지 지원제도인 RPS와 함께 묶여 있어 신재생에너지 공급의무화 대상에 포함되는 것이 적절치 않다는 지적이 지속적으로 제기되고 있는 상황이다.

최근 RPS 실적에서 볼 수 있듯이 바이오매스, 폐기물, 연료전지 등 상대적으로 자연환경의 영향 없이 발전할 수 있는 신재생에너지 발전원이 없다면 향후 지속적으로 상향하는 신재생에너지 의무공급의 이행가능성에 대한 의구심이 드는 것도 사실이다. 태양광, 풍력 등의 발전설비 공급이 크게 증가하여 생산단가가 절감되고 기술발전이 혁신적으로 진행되어 자연환경의 영향을 상대적으로 줄이면서 발전할 수 있다면 태양광, 풍력 등의 설치를 통해서 RPS 의무 비율을 감당할 수 있을 것이나 단기적으로는 비현실적인 생각으로 여겨진다. 앞서 지적한 것처럼 바이오매스 발전의 경우, 국내 목재가 부족하여 해외에서 수입해 오는 상황을 고려한다면 수소로 발전하는 연료전지는 현재 기술발전의 미흡에서 나타나는 단점보다는 향후 발전 가능성이 높은 친환경 전력생산기술로 간주하여 친환경 수소가 대중화 될 때까지 지원할 필요가 있다고 판단된다. 연료전지 사업자도 친환경 수소개발에 대해 의무감을 가지고 지속적으로 관심을 기울여야 할 것이다.

제4장 해외주요국의 연료전지 지원제도

1. 미국의 연료전지 지원제도

가. 연방정부 차원의 신재생에너지 지원제도

미국에서 시행되고 있는 연료전지 지원제도는 국내 연료전지 지원제도와 유사하게 신재생에너지 지원제도에 포함되어 진행되고 있다. 연방정부 차원의 지원제도를 살펴보면 크게 세액공제제도, 감가상각제도, 대출 및 보조금 제도 등이 있는 것으로 파악된다.

세액공제제도는 기업을 대상으로 하는 투자세액공제(ITC)와 가정부문을 대상으로 하는 주거용 재생에너지 세액공제(Residential Renewable Energy Tax Credit)가 있다. 연료전지에 대한 투자세액공제(ITC)는 최소용량 0.5kW에 전기 생산 전용설비의 경우 효율이 30%를 넘는 조건에 한하여 0.5kW당 최대 1,500달러를 지원한다. 신재생에너지에 대한 투자세액공제는 발전원별로 지원기간이 상이한 것이 특징인데 연료전지에 대한 투자세액공제는 2016년 12월 31일까지 제공된다.²³⁾ 주거용 재생에너지 세액감면은 최소용량 0.5kW에 전기생산 전용의 경우 효율이 30%를 넘을 경우 0.5kW당 최대 500달러까지 지원하며 16년 12월 31일까지 제공된다. 공동점유의 경우 모든 거주자를 대상으로 최대 1,667달러로 하며 각 개인이 소유한 비율에 따라 제공된다. 그러나 혼인을 통해 공동 점유하는 경우는 해당하지 않는다.²⁴⁾

23) <https://energy.gov/savings/business-energy-investment-tax-credit-itc>, 에너지경제연구원 재구성, 최종접속일 2017.02.27

감가상각제도로는 수정가속상각법(MARCS; Modified Accelerated Cost-Recovery System)이 있으며, 연료전지를 비롯한 다수의 재생에너지기술에 적용되고 있다. 일반적으로 감가상각제도는 정액법을 사용하는데 매년 일정액을 감가상각하는 정액법에 비해 수정가속상각법은 정액법으로 감가상각된 잔액에 대해 매년 일정비율의 감가상각비를 계산하는 것이다. 수정가속상각법과 일반적인 감가상각제도를 간단하게 비교하면 감가상각총액은 동일하나 사업초기에 감가상각액이 높아지게 되어 설비투자에 들어간 투자자본을 조기에 회수할 수 있으며 사업초기에 발생하는 세금을 사업후기로 지연시킬 수 있어 신재생에너지사업을 보다 안정적으로 운영할 수 있도록 지원해주는 제도로 보인다.²⁵⁾

대출제도는 에너지부와 농무부에서 제공하는 2가지 프로그램이 있으며, 모두 재생연료를 사용하는 연료전지를 대상으로 하고 있다. 에너지부의 대출제도는 분산형 재생에너지에 대한 대출 지원으로 지원 대상은 상업, 산업, 지방정부, 비영리단체, 학교, 주정부, 농업 등의 분야이다. 전체 대출규모는 약 45억 달러로 대출지원을 받는 경우 30년 이하 또는 물리적 자산의 유효 수명의 90% 중 짧은 기간에 전액 상환하여야 한다. 농무부의 대출제도는 농촌에너지프로그램(Rural Energy for America Program, REAP)의 일환으로 보조금제도와 함께 운영되고 있으며, 지원분야는 상업과 농업분야이다. 보조금은 개별 프로젝트에서 예상되는 총비용의 25%가 상한이며, 대출은 보증당 2,500만 달

24) <https://energy.gov/savings/residential-renewable-energy-tax-credit>, 에너지경제연구원 재구성, 최종접속일 2017.02.27

25) <https://energy.gov/savings/modified-accelerated-cost-recovery-system-macrs>, 에너지경제연구원 재구성, 최종접속일 2017.02.27

를 초과할 수 없다. 대출은 규모에 따라 60~85%까지 가능하나 보조금과 대출 결합 시 총비용의 75%를 초과할 수 없다.²⁶⁾

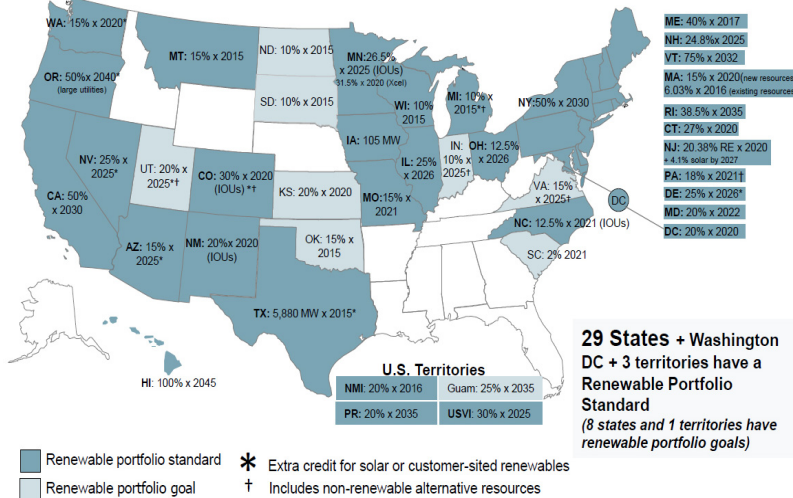
연방정부 차원의 지원은 연료비용이 발생하지 않는 재생에너지의 특성상 높은 초기설치비용의 부담을 줄여 재생에너지 설비 확대가 목적인 것으로 해석된다. 투자세액공제와 수정가속상각법은 초기 투자시점에서 비용을 크게 절감할 수 있는 지원제도이다. 특히 연료전지의 경우에도 발전연료인 수소를 획득하는 방식에 있어 재생에너지나 천연가스 개질 모두 차등없이 투자세액공제와 수정가속상각법을 적용하고 있어 초기설치비용의 부담을 상당부분 줄여주고 있는 실정이다.

나. 신재생에너지 의무할당제도(RPS)

RPS 제도는 미국의 각 주별로 시행되고 있는 대표적인 신재생에너지 지원 정책으로 각 재생에너지원을 포함하여 연료전지에 대한 지원 정책도 포함하고 있다. 미국의 29개 주, 워싱턴 DC, 자치령 3곳에서 RPS 제도를 시행하고 있으며, 8개 주는 자발적 운영을 하고 있다. 대부분 RPS를 시행하고 있는 주는 RPS제도에 따른 소비자 추가 부담에 대해서는 다양한 형태로 상한을 설정하고 있는 상황이다.

26) <https://www.energy.gov/savings/usda-rural-energy-america-program-reap-grants>, 에너지경제연구원 재구성, 최종접속일 2017.02.27

[그림 4-1] 미국의 주별 RPS 도입 현황



자료: www.dsireusa.org, 최종검색일 2016.11.4

RPS 제도의 최근 변화 주이는 신재생에너지로 인정되는 요건을 완화하는 추세로 폐기물, 수력, 바이오매스 혼소, 태양열 등을 확대하는 한편 특정 자원(태양광, 분산전원 등)에 대한 별도의무량 부과 제도의 점진적인 확산을 보이고 있다. 그러나 신재생에너지 발전 의무량 목표의 상향 조정, 전력시장 자유화 지역의 REC 공급과잉 및 신재생에너지 발전량 증가에 따른 변동성 증가, 이에 따른 전력체통의 안정성 저하 문제, 신재생에너지 발전사업자와 전력판매회사 간의 장기계약 기회부족 문제 등 RPS제도 시행에 따라 발생하는 문제에 대해서도 다양한 정책적 해결 노력을 기울이고 있다. 17개 주와 워싱턴 DC가 태양광 혹은 분산형 전원 별도의무량 부여 제도를 운영하고 있으며, 이들 중 일부는 REC 가중치와 혼합한 형태로 운영되고 있다. 가중치 제도만을 운영하는 주는 3개 주에 그치고 있다.

〈표 4-1〉 미국 주별 RPS 제도 : 별도의무량 설정 및 가중치 적용(2016)

별도의무량 설정			가중치
기술 그룹별	특정 기술	특정 범주	
그룹 구분 : CT(3), DC(2), MA(2), MD(2), ME(2), NH(4), NJ(2)	태양광: DC, DE, IL, MA, MD, MN, MO, NC, NH, NJ, NM, NV, OH, PA 풍력: IL, MN, NJ(해상), NM 기존 바이오매스/폐탄: NH 기존 수력: NH 폐지 분뇨/폐기물: NC 가금류 분뇨/폐기물: NC 비풍력: TX	분산형 전원: AZ, CO, NM, NY, IL, VT 지역 공동체 소유: MT, OR	태양광: DE(분산형), MI, CO, NV(분산형), OR(소형), UT, VA 태양열: VA ESS 또는 양수발전*: MI 풍력: DE, VA 동물 폐기물: VA 연료전지: DE 폐타이어: NV 비풍력: TX 분산형 전원: DE(태양광), NV(태양광), WA 지역공동체 소유: CO, ME
기술간 비차별적 RPS (가중치 없는 통합의무 부여) : CA, HI, IA, IN, KS, MT, WI, RI, SC, ND,			

자료: 산업통상자원부, “태양광 별도의무량 부과제도 폐지에 따른 RPS 제도 개선방안”, p.23, 2015 및 www.dsireusa.org를 통해 정리 최종검색일 2016.8.9

<표 4-1>은 미국 주별 RPS제도의 운영형태에 대해서 정리한 것이다. 주별로 RPS 제도를 운용하는 특징을 보면 코네티컷을 포함하여 6개와 워싱턴 DC가 기술별로 구분하여 운영하고 있으며, 특정 기술별로 별도의무량을 설정하거나 가중치를 주어 운영하고 있는 주도 워싱턴 DC를 포함해서 18개 주로 조사되었다. 대부분의 주에서는 신재생에너지 발전원별로 가중치를 주는 방식으로 운영하고 있으나 캘리포니아와 하와이를 비롯한 10개 주는 기술 간 가중치가 없는 비차별적인 RPS를 운영하여 통합적으로 신재생에너지 발전의무만을 부여하고 있다.

〈표 4-2〉 연료전지 종류에 따른 RPS 포함 주

RPS	의무시행	자발적 시행
시행 주 (DC포함)	AZ, CA, CO, CT, DC, DE, HI, IA, IL, MA, MD, ME, MI, MN, MO, MT, NC, NH, NJ, NM, NV, NY, OH, OR, PA, RI, TX, VT, WA, WI	IN, KS, ND, OK, SC, SD, UT, VA
연료전지 포함	AZ, CA, CO, CT, DC, DE, HI, MA, MD, ME, MN, MO, MT, NC, NH, NJ, NM, NY, OH, OR, PA, RI, VT, WI	IN, KS, ND, OK, SC, SD, UT
재생연료를 이용 연료전지	AZ, CA, CO, CT, DC, DE, HI, MA, MD, ME, MO, MT, NH NJ, NM, NY, OH, PA, RI, VT, WI	IN, KS, OK, SC
비재생연료를 이용 연료전지	CT, DE, ME, NY, OH, PA	IN, OK,
수소이용 연료전지	HI(재생에너지수소), MN, NC, NH(재생에너지수소), OR	IN, ND, SC, SD, UT

자료: www.dsireusa.org를 통해 정리 최종검색일 2016.8.9

<표 4-2>는 현재 미국에서 시행되고 있는 주별 RPS제도에 연료전지 발전이 포함된 경우를 정리한 것이다. RPS 제도 의무시행 30개 주(워싱턴DC 포함)와 자발적 시행 8개 주 중 각각 24개 주와 7개 주에 연료전지가 포함되어 있다. 이 중 21개 주와 4개 주는 연료전지의 연료를 재생에너지로부터 얻는 경우에만 인정하고 여기에 빠진 3개 주는 연료전지의 연료로 수소를 이용하는 경우에 포함된다.²⁷⁾ 반면, 연료의 재생에너지 여부를 구분하지 않는 주는 의무시행 주 중 코네티컷, 델라웨어, 메인, 뉴욕, 오하이오, 펜실베이니아 6개 주와 자발적 시행 주 중 인디애나와 오클라호마가 있다. 연료전지가 신재생에너지 대

27) 생산되어 구입할 수 있는 수소에너지를 사용하는 경우를 지칭하는 것으로 판단됨

상인 RPS 지원제도에 포함되는 경우 많은 주에서 재생연료를 활용해서 연료전지 발전원인 수소를 획득하는 경우로 한정하고 있는 것을 볼 수 있으나 일부 주이긴 하지만 비재생연료를 이용해서 수소를 획득할 경우에도 RPS 의무적용 대상으로 인정하고 지원하고 있음을 알 수 있다.²⁸⁾ 국내의 경우는 신에너지와 재생에너지를 통합하여 신재생에너지를 함께 지원하는 형태로 RPS를 운영하지만 일반적으로는 재생에너지만을 대상으로 운영하는 것이 대부분의 경우라고 할 수 있다. 그런 점을 고려해 볼 때 일부 지역에서 비재생연료(천연가스 개질을 통한 수소 생산)를 활용하여 발전하는 연료전지를 RPS 대상에 포함시킨다는 점은 주목할 필요가 있는데 특히 뉴욕은 RPS 중 분산형 전원을 할당해서 의무를 부과하고 있는 지역으로 분산전원의 가치를 인정해서 포함시킨 것으로 판단된다. 코네티컷(CT)은 미국 Fuel Cell Energy라는 연료전지 생산회사의 본사가 있는 곳으로 자주의 기업에 대한 지원정책으로 보인다.

<표 4-3>은 연료전지 기술에 대한 가중치를 부여하는 주와 주요 내용을 정리한 것이다. 연료전지에 대한 REC 가중치를 살펴보면 메인주는 태양광과 함께 연료전지에 높은 가중치를 부여하지만 대부분 주는 별도 가중치를 부여하지 않고 있다.

28) 재생연료를 사용한 연료전지 발전은 RPS에 이미 포함하고 있음

〈표 4-3〉 미국의 주별 연료전지 REC 가중치

주	가중치	타 신재생에너지 REC 가중치	연료 제약조건
메인	1.5	● 1.5 (RPS 적용 신재생 공통)	재생에너지원
델라웨어	3	● 태양광: 3 ● 풍력: 1.5 ● 해상풍력: 3.5	재생에너지원
오레곤	1	● 태양광: 2 (2016.1.1. 이전 운영)	수소
뉴멕시코	1	● 태양광: 3 (2012.1.1. 이전 운영)	재생에너지원
노스캐롤라이나	1	● 바이오매스: 3 (실증단지 내 20MW 한정)	수소
미주리	1.25	● 1.25 (RPS 적용 신재생 공통)	재생에너지원
콜로라도	1.25	● 태양: 3 (2015.7.1. 이전 협동 유틸리티 운영 설비, 2016.12.31. 이전 지자체 유틸리티 운영설비)	재생에너지원
	1.5	● 기타 신재생 -1.25 (2015년 이전 운영 시작) -1.5 (커뮤니티 기반)	
	2.0	-2.0 (30MW 이하 2014.12.31. 이전 송배전선에 연결된 협동/지자체 유틸리티 운영설비)	

자료: 에너지관리공단, “연료전지 보급현황 조사 및 보급 활성화 방안 연구”, 2013. p.113 및 <http://dsireusa.org>를 토대로 재작성

다. 캘리포니아의 자가발전지원제도(SGIP)

신재생에너지 발전에 대한 지원제도와 함께 분산형 전원으로 인해 발생하는 편익에 대한 보상을 하는 지원제도로는 캘리포니아주의 자가발전지원제도(Self-Generation Incentive Program, SGIP)가 대표적인 분산형 전원 지원 정책이라고 할 수 있다. 자가발전의 활성화는 캘리포니아 계통의 전력수요 감소를 가져올 수 있어 대규모 발전설비 및

송·배전 시설 등에 필요한 설치 및 유지 비용을 감소시킬 수 있는 장점이 있으며 이는 소비자의 전력구매비용 감소 및 온실가스 배출 저감 등의 목적을 달성하기 위한 적절한 정책적 수단이다. SGIP는 분산형 전원이 활성화 될 수 있도록 주요 분산전원에 보조금을 지원하는 제도로 자가발전 기술로 지정된 발전원(<표 4-4> 참조)을 설치할 경우 해당 금액을 지원하고 있다. 지원 대상 기술에는 풍력발전, 열병합발전, 에너지저장장치(ESS), 연료전지 등이 있다.

〈표 4-4〉 SGIP 지원 기술별 지원금

기술 타입	지원금(\$/W)
재생에너지 및 폐기물 활용기술	
Wind Turbine	1.02
Wast Heat Power	1.02
Pressure Reduction Turbine	1.02
열병합발전 기술	
Internal Combustion Engine - CHP	0.42
Micro-turbine - CHP	0.42
Gas Turbine - CHP	0.42
Steam Turbine - CHP	0.42
신에너지 기술	
Advanced Energy Storage	1.31
Biogas Adder	1.31
Fuel Cell - CHP or Electric Only	1.49

자료: CSE, “2016 Self-Generation Incentive Program Handbook”, 2016

SGIP 시행을 위한 예산은 캘리포니아 주의 전력판매 사업자 및 관련 기관(Center for Sustainable Energy)의 재원으로 구성되며 기관별 2016년도 부담액은 다음의 <표 4-5>와 같다. SGIP 프로그램은 지원대상

기술별로 비중을 정해 보조금을 지급하고 있는데 지원 대상 기술 중 재생에너지 및 폐기물 활용기술과 신에너지 기술에는 예산의 75%를 지원하고 있는 반면에 열병합발전 기술에는 25%를 배정해서 지원하고 있다. 이는 SGIP의 근본 목적인 분산형 전원의 가치 확대에 대한 보상을 반영하되 재생에너지 또는 ESS, 연료전지와 같이 미래 전력산업에 주축이 될 수 있는 신기술로 분산형 전원 설치를 유도하려는 의도로 보인다.

〈표 4-5〉 2016년도 SGIP 예산 구성

기관	금액
Pacific Gas and Electric Company	\$33,480,000
Southern California Edison Company	\$26,060,000
Center for Sustainable Energy	\$10,230,000
Southern California Gas Company	\$7,440,000
합계	\$77,190,000

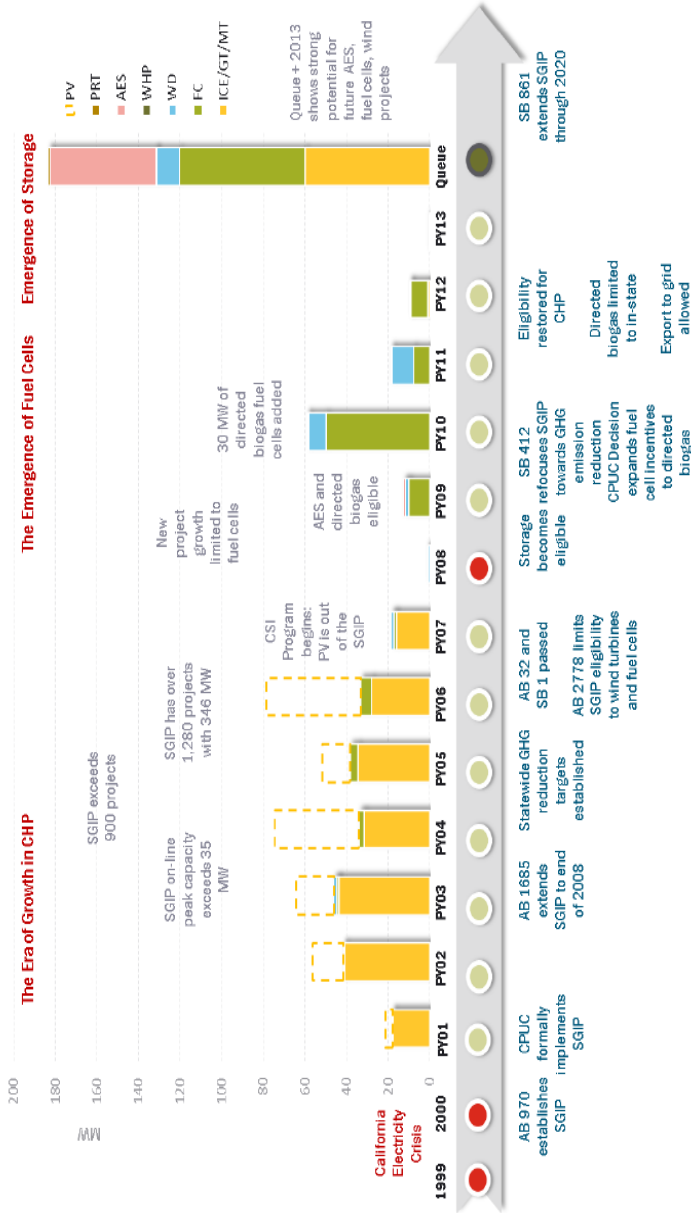
자료: CSE, “2016 Self-Generation Incentive Program Handbook”, 2016

SGIP는 2000년 캘리포니아주 전력난을 계기로 전력수요 감소에 대한 필요성이 제기되었고, 이에 대한 방안으로 분산전원 확대 방안이 검토되면서 2001년부터 SGIP 제도를 시행하게 되었다. 캘리포니아 전력난을 계기로 SGIP가 시행 된 데서 알 수 있듯이 초기 SGIP는 자가 발전을 통한 피크부하 감소가 주요 목적이었다. 하지만 온실가스 배출에 대한 관심이 높아지면서 2005년에는 온실가스 배출 감소가 SGIP의 주요 목적으로 추가되어 현재까지 이어지고 있다. 시기별로 살펴보면 제도시행 초기(2001~2007년)에는 태양광과 열병합발전 설비가 SGIP를 통해 크게 증가하였다. 하지만 대표적인 분산전원이자 재생에

너지 발전인 태양광발전은 발전량과 비중이 크게 증가하면서 2007년부터 태양광만을 대상으로 하는 제도(California Solar Initiative, CSI)가 시행되었으며 이후 태양광은 SGIP 대상 기술에서 제외되었다. [그림 4-2]는 태양광 발전을 제외한 SGIP를 통한 자가발전 설치현황을 나타낸 것이다. 중기(2008~2013년)에는 SGIP를 통하여 연료전지가 크게 증가한 것을 알 수 있으며, 2014년 이후 최근 SGIP 프로그램에 보조금을 신청한 자료를 보면([그림 4-2] 중 Queue 참조) 연료전지와 에너지저장장치(Advanced Energy Storage)의 증가세가 향후 높게 나타날 것으로 전망되고 있다. [그림 4-3]은 SGIP 프로그램을 통해 설치된 기술별 비중을 나타내고 있는데 에너지저장장치, 연료전지, 그리고 열병합발전이 상대적으로 높은 비중을 보이고 있음을 알 수 있다. 분산형 발전과 에너지저장장치를 동시에 설치할 경우 분산전원으로서 보다 높은 효과를 기대할 수 있는데, 자연환경의 변동성에 상대적으로 영향을 적게 받는 열병합 발전 또는 연료전지와 에너지저장장치가 함께 지원을 받을 수 있는 제도로 해석할 수 있다.

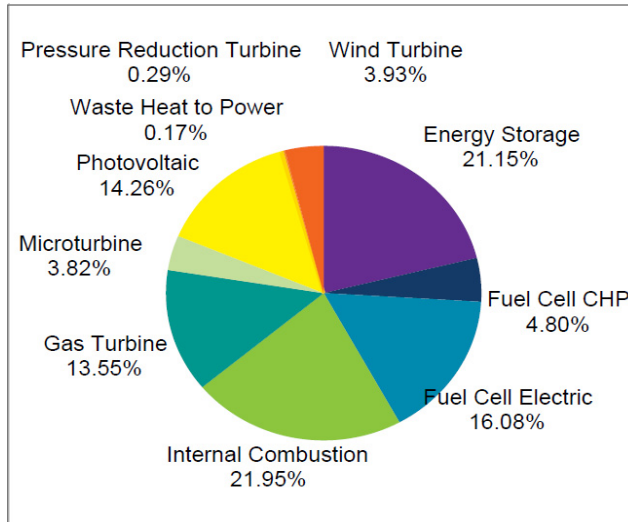
캘리포니아의 신재생에너지 지원제도(RPS)와 자가발전지원제도(SGIP)를 살펴보면 지원목적에 따라 다른 지원제도를 수립하고 보조금을 집행함으로써 신재생에너지 사업자와 자가발전설비 사업자에 대한 구분과 지원을 명확히 구분하고 있다. 전술하였듯이 국내 RPS 제도에는 재생에너지 발전지원과 분산형 전원에 대한 지원이 함께 포함되어 있어 발전원간의 갈등이 유발되고 있다. ESS와 연료전지 같은 기술은 재생에너지발전 보다는 분산형 전원으로 지원하는 것이 적합할 것이며 발전원별 목적에 따른 적합한 지원체계를 갖춘다면 각 신재생에너지 발전원간의 갈등도 감소할 수 있을 것이다.

[그림 4-2] SGIP 제도 변화 역사 및 설치현황



주: PV - Photovoltaic, PRT - Pressure Reduction Turbine, AES - Advanced Energy Storage, WHP - Waste Heat to Power,
 WD - Wind Turbine, FC - Fuel Cell, ICE - Internal Combustion Engine, GT - Gas Turbine, MT - Microturbine
 자료: Itron, "2013 SGIP Impact Evaluation", 2015.4

[그림 4-3] 기술별 설치 비율(2016년 8월 기준)



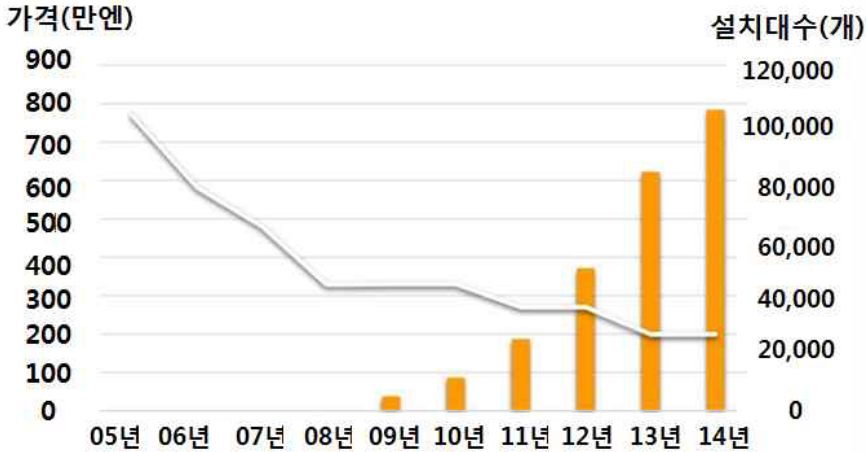
자료: Self Generation Incentive Program 홈페이지, <http://energycenter.org/self-generation-incentive-program/program-statistics>(최종 접속일: 2016.8.18)

2. 일본의 연료전지 지원제도

일본은 현재 주택부문의 연료전지 사업이 가장 활발하게 진행되고 있는 국가라고 할 수 있다. 2005년부터 약 3,000여대의 대규모 연료전지를 시범 설치하여 연료전지 상용화를 위한 실증사업을 실시하였으며, Ene-farm이라는 주택용 연료전지 보급사업을 통해 2014년까지 약 8만대 가량을 보급한 것으로 알려지고 있다. 주택용 연료전지 생산비용도 보급 초기 770만 엔에서 대규모생산과 함께 200만 엔까지 하락하였다.²⁹⁾

29) 한일재단 일본경제연구센터, “전력시장리포트 일본의 연료전지시장”, 2014.10 참조

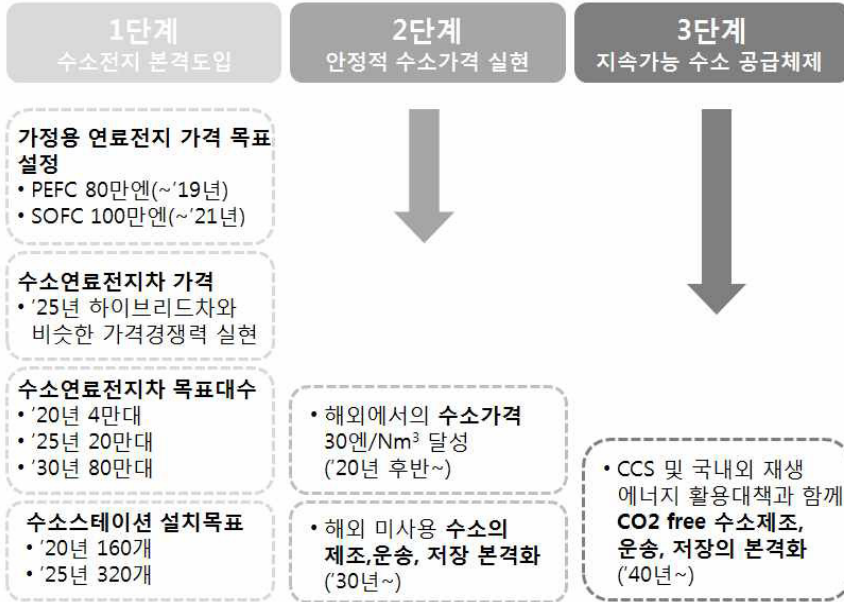
[그림 4-4] Ene-farm 가격 및 상용화 추이



자료: 한전경제경영연구원, “일, 수소·연료전지 로드맵(H2/fuelcell Roadmap) 개정/IEEJ”
『KEMRI 전력경제 Review』, 2016.5.30

일본은 동일본 대지진 이후 분산형 전원의 필요성을 절감하였으며 원자력발전이 중지된 후 가스 및 석탄발전의 비중이 커지면서 높은 에너지 수입 의존도에 대한 탈피 방안을 더욱 심각하게 모색하기 시작하였다. 이에 따라 수소사회 실현을 목표로 수소·연료전지 사업 로드맵을 작성하고 수소를 일본의 차세대 에너지로 개발 및 활용한다는 전략을 수립하였다. 2014년 수소 연료전지 자동차 및 수소 연료전지 발전 확대를 목표로 하는 로드맵을 작성하였으며 2016년에는 2040년 이후까지 3단계로 수소사회 실현 계획을 마련한 로드맵 개정안을 발표하였다([그림 4-5] 참조).

[그림 4-5] 일본의 수소·연료전지 로드맵 주요내용(2016년)



자료: 한전경제경영연구원, “일, 수소·연료전지 로드맵(H2/fuelcell Roadmap) 개정/IEEJ”, 『KEMRI 전력경제 Review』, 2016.5.30.

일본의 개정된 수소·연료전지 로드맵을 살펴보면 수소사회의 실현이란 큰 목표를 구현하기 위해 1단계에서는 분산형 발전설비으로 활용되는 가정용 연료전지와 수소연료전지 자동차의 활성화를 위한 구체적 수단을 고려하고 있음을 알 수 있다. 그러나 2단계와 3단계로 가면서 단순히 수소를 사용하는 설비를 넘어서서 수소생산 및 조달에 대한 계획을 가지고 있다. 현재 연료전지 발전의 단점인 천연가스 개질을 통한 수소 생산문제를 해결하기 위해 장기적인 계획을 수립하였는데 특히 2040년까지 천연가스 개질을 통하지 않고 이산화탄소를 배출하지 않는 수소를 생산하는 것을 목표로 삼고 있다. 결국 일본의 수소·연료전

지 로드맵에 따르면 연료전지 사업의 궁극적 목표는 친환경 연료인 수소를 화석연료를 사용하지 않고도 안정적 생산, 수송, 및 저장이 가능하도록 하는 것이다. 일본의 수소에 대한 계획은 매우 구체적이며 장기적이다. 단순히 연료전지 설비에 대한 사업을 넘어서서 수소사회 구현이라는 목표를 가지고 연료전지에 대한 지원을 하게 된다면 천연가스 개질로 인해 발생하는 환경문제는 장기적인 관점에서 현재 감당해야할 비용으로 여길 수도 있을 것이다. 국내 수소산업, 수소경제에 대한 정책적 지원도 수소경제에 대한 장기적 비전과 구체적 실현계획을 수립하고 지속적인 정책적 지원이 필요하다고 할 것이다.

현재 일본의 연료전지 발전에 대한 지원제도는 대표적으로 신재생에너지 지원제도 속에 함께 포함되어 있다. 일본은 신재생에너지에 지원제도로 고정가격매입제도를 시행하고 있다. 일본의 고정가격매입제도를 통해 연료전지를 지원하는 방식에서 중요한 시사점을 얻을 수 있다. 먼저 연료전지 자체 발전량만으로는 고정가격매입제도를 통해서 지원하지는 않는다는 점이다. 가정 또는 건물 등 발전부지에서 태양광과 함께 연료전지를 발전할 경우(소형: 10kW 미만) 더블발전이라는 형태로 고정가격매입제도를 적용하고 있다. <표 4-6>은 일본의 태양광 관련 고정가격매입제도를 정리한 것이다. 태양광을 단독으로 발전하는 경우와 태양광과 연료전지를 함께 발전하는 더블발전의 경우로 나누어져 고정가격매입제도를 적용하고 있는데 태양광 단독 발전에 비해 더블발전은 다소 낮은 금액으로 조달가격을 책정하고 있는 것을 알 수 있다. 이는 현재 천연가스 개질을 통해 수소를 생산하는 연료전지의 특성상 친환경적인 신재생에너지로 100% 간주하기는 어려운 점과 자연환경의 영향에 상관없이 높은 이용률을 나타낼 수 있는 점이

반영된 것으로 보인다. 또한 10kW 미만의 연료전지 발전에만 더블발전을 적용할 수 있는 점은 소규모 분산형 전원으로 활용되는 연료전지에 대한 지원으로 해석할 수 있다.

장기적으로는 연료전지 발전에 필요한 수소를 물·전기분해를 통해서 생산하며 이때 필요한 전력을 태양광 잉여전력을 이용할 수 있어 수소경제 실현을 장기목표로 생각하고 단기적으로는 현재의 단점을 감수하고 지원한다고 생각할 수 있을 것이다. 또한 자연재해가 많고 동서의 계통이 상당부분 단절되어 있는 일본의 전력수급 특성 상 분산형 전원의 편익과 에너지자급자족이라는 측면에서 지원에 대한 당위성을 찾을 수 있다. 따라서 더블발전은 미래의 에너지 자급자족의 한 모습을 구현될 수 있는 형태로 더블발전 지원정책은 연료전지가 가지고 있는 현재의 문제점과 미래의 가능성을 동시에 고려한 지원정책으로 여겨진다.

국내 연료전지 지원방안도 일본의 고정가격매입제도를 참고해 볼 필요가 있다. 연료전지 발전소 부지에 일정 비중의 태양광 및 소규모 풍력과 같은 재생에너지 발전을 함께 운영하도록 의무를 부과하여 복합 신재생에너지 발전사업과 같은 형태로 사업을 운영하도록 하는 것이 하나의 사례가 될 수 있을 것이다.

〈표 4-6〉 일본 태양광 관련 FIT 조달가격 및 조달기간

전원	조달구분		조달가격/kWh		조달기간
태양광	10kW 미만	잉여전력	33엔*	35엔**	10년
		더블발전/잉여전력	27엔*	29엔**	
	10kW 이상		29엔 (‘15.4.1~6.30)	27엔 (‘15.7.1~)	20년

자료: 일본 경제산업성, “신재생 에너지고정가격매입제도 가이드북”, 2015., 이경진, “일본신재생에너지 부과금의 과급효과와 시사점”, 『에너지포커스』 2015년 가을호 p.23 재인용

* 출력억제 대응기기 설치의무가 없는 경우

** 출력억제 대응기기 설치의무가 있는 경우

3. EU의 연료전지 지원제도

유럽은 독일³⁰⁾과 같이 개별 국가별로 연료전지 보급정책이 추진되고 있으며 이와 더불어 EU 차원에서의 연료전지 보급정책도 이뤄지고 있다. EU 공동으로 추진되는 수소 및 연료전지 사업으로 FCH JU(the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking)가 있다. FCH JU는 연료전지와 수소에너지 기술에 대한 연구, 기술개발, 실증을 지원하는 유일한 공공-민간 파트너십이다. 수소, 연료전지 기술의 시장 도입을 가속하고, 탄소저감 에너지시스템 달성을 통해 잠재성을 현실화시키는 것을 설립목표로 하고 있다. FCH JU는 유럽위원회(European Commission)와 Hydrogen Europe으로 대표되는 연료전지 및 수소산업, N.ENERGHY Research Grouping으로 대표되는 연구기관이 축을

30) Callux는 독일에서 시행중인 가정용 연료전지 실증프로그램으로 2012년까지 약 300여대가 설치되었음(자료: 에너지관리공단, “연료전지 보급현황 조사 및 보급 활성화 방안 연구”, 2013.12)

이루고 있다. 2008년 설립된 FCH는 2014년 유럽의회의 승인을 받아 ‘Horizon 2020’ 체계에서 연료전지와 수소 공동기술 이니셔티브를 계속 수행하게 되었다. 2014~2020년 기간에 총 예산 13.3억 유로의 예산이 책정되어 사업을 진행하고 있다.³¹⁾

FCH JU를 지원하는 Horizon 2020은 ‘Innovation Union’을 실행하는 재정적 수단으로 유럽의 경쟁력을 확보하기 위한 Europe 2020 플래그십 이니셔티브이다. Horizon 2020은 EU의 가장 큰 규모의 연구·혁신 프로그램으로 2014년부터 2020년까지 7년에 걸쳐 약 800억 유로를 투자하는 계획이 잡혀 있다.³²⁾

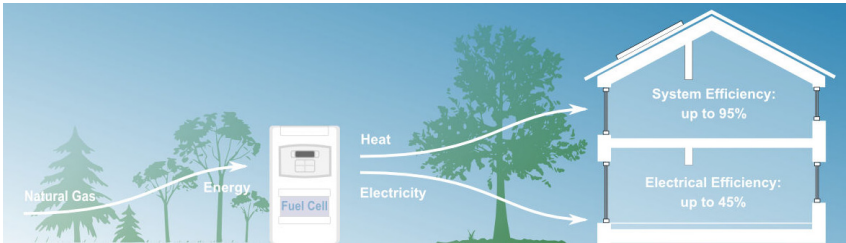
또한, EU는 11개 주요국에서 ene.field 프로젝트를 통해 연료전지 소형 CHP 기술의 상용화를 추진하고 연료전지 기반의 소형 CHP를 1,000개 보급하려고 계획하고 있다. 유럽의 8개 연료전지 CHP 제조사가 공동의 분석 체계를 통해 연료전지 CHP 기술이 사용될 수 있도록 연구를 진행 중이다. 그리고 30개 이상의 유틸리티, 지역사업자 등이 소형 CHP 보급을 위한 다양한 비즈니스 모델을 연구하며 시장에 제품을 출시하고 있다. ene.field는 연료전지 소형 CHP의 계통연계와 관련한 표준, 법률, 이슈 등에 대한 연구도 진행하고 있으며, 연료전지를 통해 시스템 효율을 95%까지 전력효율을 45%까지 향상하는 것을 목표로 하고 있다.³³⁾

31) FCH, <http://www.fch.europa.eu/page/who-we-are>, 최종검색일 2016.8.19

32) European Commission, <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/what-horizon-2020>, 최종검색일 2016.8.19

33) ene.field, <http://enefield.eu/category/about>, 최종검색일 2016.10.22

[그림 4-6] ene.field의 시스템 및 전력 효율 목표



자료: ene.field 홈페이지 (<http://enefield.eu>)

4. 소결

연료전지 발전사업이 가장 발달해 있는 미국과 일본의 연료전지 발전지원제도를 살펴보면 신재생에너지 발전지원제도와 분산형 전원 활성화를 위한 지원제도로 연료전지 발전을 지원하고 있음을 알 수 있다. 미국의 경우 여러 주에서 신재생에너지 발전지원제도로 연료전지 발전을 지원하는 경우에는 천연가스 개질로 생산된 수소를 활용하지 않고 바이오가스 등 재생연료를 사용해서 생산된 수소를 사용하는 발전에만 지원을 하고 있다. RPS와 같이 의무발전량 내에서 여러 신재생에너지 발전원간의 경쟁이 존재하는 방식으로 지원하는 경우 재생연료를 사용해서 생산된 수소를 사용하는 연료전지 발전에만 지원하는 것이 제도의 근본목적에 보다 적합한 형태가 될 것이다.

그러나 현재 기술수준에서 수소를 쉽고 저렴하게 생산할 수 있는 방법은 천연가스 개질을 통한 것이다. 화석연료에서 수소를 생산하여 발전하는 연료전지 발전의 편익은 신재생에너지 발전보다는 분산형 발전으로 얻게 되는 편익일 것이다. 미국 캘리포니아처럼 분산형 전원을 지원하는 제도와 신재생에너지 발전을 지원하는 제도를 따로 수립하

여서 지원제도의 근본 목적에 부합하는 발전원을 지원하는 것이 바람직하다. 즉 천연가스 개질을 통해 생산된 수소를 사용하는 연료전지 발전에는 분산형 발전 지원제도를 통해 지원하는 것이 적합한 것으로 판단된다. 또한 일본의 경우처럼 따로 지원제도를 두지 않고 신재생에너지 발전 지원제도에 포함시킬 경우에는 반드시 재생에너지와 함께 발전하여 태양광, ESS 및 연료전지의 에너지자급자족 형태를 유도하는 것도 바람직할 것이다. 이를 국내 현실에 맞게 적용하려면 천연가스 개질을 통한 연료전지 발전으로는 일정 비중까지만 RPS 의무량으로 인정하는 것도 한 방법이 될 수 있을 것이며³⁴⁾ 재생연료에서 생산된 수소를 사용하는 연료전지 발전의 경우에는 천연가스 개질을 통해 발전하는 연료전지 발전에 비해 높은 REC 가중치를 부여하는 방법도 있을 것이다. 연료전지 발전과 수소산업을 지원하는 정책적 대안들은 장기적으로 천연가스 개질을 통한 수소생산에서 재생연료를 사용해서 수소를 생산하는 방향으로 유도하는데 초점을 맞춰야 할 것이다.

마지막으로는 연료전지발전산업은 소규모 가정용과 수송용³⁵⁾에 주로 초점을 맞추고 있다는 것이다. 그러나 국내 연료전지 산업은 상대적으로 대규모 발전용 중심으로 진행되고 있어 천연가스를 발전연료로 사용하는 소규모 열병합발전과 차이점이 점차 줄어들고 있는 현실이다. 다소 규모가 크더라도 친환경·분산형 전원의 형태로 진화할 수 있도록 친환경 수소생산에 더욱 관심을 기울여야 할 것이다.

34) 재생연료에서 생산된 수소를 사용하는 연료전지 발전의 경우에는 제한 없이 RPS 의무량으로 인정하는 것이 적합함

35) 본 연구에서는 수송용 연료전지 사업에 대해서는 다루지 않았음

제5장 연료전지 경제성 분석

1. 경제성 분석의 목적 및 필요성

본 장에서는 국내 연료전지 발전사업의 중심을 이루고 있는 발전용 연료전지 사업에 대한 경제성 분석을 시행하였다. 연료전지 발전사업을 약 20년간 운영한다고 가정한다면 천연가스 개질을 통해 수소를 생산하는 현재 사업방식 상 천연가스 가격변동에 따라 1차적으로는 수익성이 변동할 것이다. 또한 연료전지 발전을 통해 생산되는 전기와 열의 판매가격의 변동성에 따라 사업의 수익성이 영향을 받을 것이다. 국내 신재생에너지 발전에 대한 지원 규모는 고정가격 매입제도가 아닌 REC 시장가격으로 결정되며 이 또한 가중치의 영향을 받게 되어 있다. 따라서 본 분석이 정합성을 가지고 향후 연료전지 발전을 고려하는 사업자에게 의미 있는 정보를 제공하려면 경제성 분석에 가장 큰 영향을 미치는 3가지 주요 요소(천연가스 가격, 전기 및 열 판매가격 및 REC 가격)의 변동성을 정확히 예측하는 것이 무엇보다도 중요할 것이나 이는 현실적으로 가능하지 않다. 본 연구에서는 도매시장에 전력을 판매하는 가격인 SMP와 신재생에너지공급인증서(REC) 가격의 변동성을 고려하여 분석에 적용하였으나 천연가스 구입비용과 열 판매가격은 현재 가격이 지속된다고 가정하였다. 따라서 본 분석에서 제시한 결과는 향후 시장변화에 따라 달라질 가능성이 매우 높다.

본 분석에 사용된 주요 가정에 따른 결과해석의 제약에도 불구하고 본 분석의 목적과 필요성은 현재 시행되고 있는 지원제도의 유효성 평

가에서 찾을 수 있다. 도매시장에서 결정되는 SMP, 국제 시장의 수급 환경에 영향을 받는 천연가스가격과 이에 따라 변동되는 열판매가격 등은 외부변화요인에 강하게 영향을 받기 때문에 정책적으로 조정할 수 있는 부분은 매우 제한적이다. 그러나 REC 가중치, 연료전지 발전 사업을 위해 공급되는 도시가스 가격구조 등은 상대적으로 조정 및 협의가 가능한 부분이다. 따라서 본 분석의 결과를 통해 향후 정책 수립 시 고려해야 할 시사점을 도출하는 것이 본 경제성 분석의 목적 및 필요성이라고 할 수 있을 것이다.³⁶⁾

2. 발전용 연료전지 수익 및 비용구조

[그림 5-1]은 발전용 연료전지 사업을 진행할 경우 발생하는 수익과 비용구조에 대해서 간략하게 정리한 것이다. 연료전지를 이용하여 발전소를 운영한다고 가정할 경우 발생하는 수익의 종류는 크게 3가지로 구분할 수 있다. 첫 번째 수익원은 연료전지발전을 통해 생산된 전기를 도매시장에 판매하여 얻는 수익(계통한계가격, SMP), 두 번째 수익원은 생산된 전기에 따라 발급되는 신재생에너지 공급인증서 판매 수익(REC), 그리고 마지막으로 발생하는 수익은 전기와 동시에 생산되는 열을 판매해서 생기는 열판매수익³⁷⁾으로 볼 수 있다.

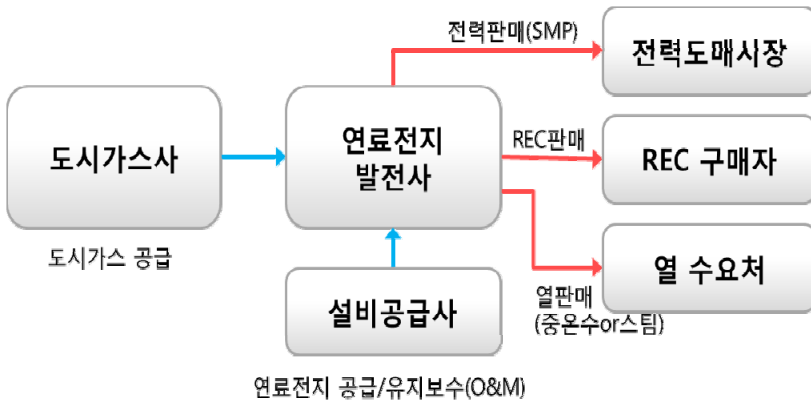
반면 발전용 연료전지 사업에 필요한 대표적인 비용은 주기기 및 주변설비 구입 등 초기 발전소 설립에 필요한 투자비용과 연료전지 발전

36) 본 경제성 분석은 분석을 위한 주요 가정에서 발생될 수 있는 오류와 계산상의 오류가 존재할 수 있으며 모든 결과에 대한 책임은 연구책임자에게 있음을 밝혀두는 바임

37) 열은 스팀과 중온수 두 가지 종류로 판매하고 있음

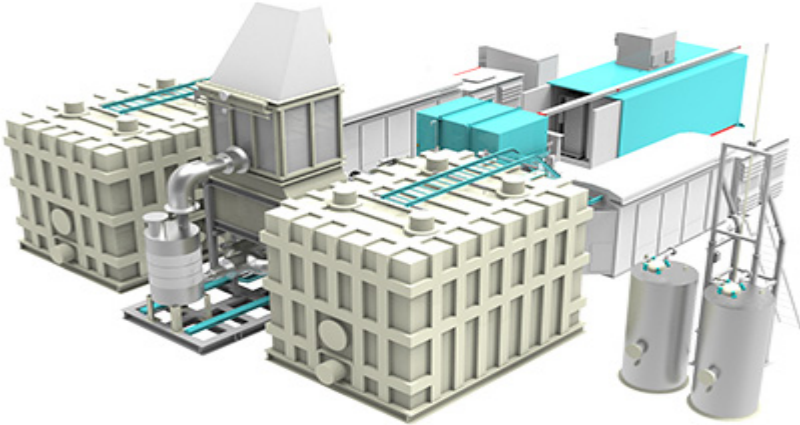
을 위한 수소생산에 필요한 천연가스(도시가스) 구입비용, 그리고 사업을 시행하는 동안 연료전지 발전소 운영을 위해 필요한 유지 및 보수에 관련된 비용으로 정리할 수 있을 것이다.

[그림 5-1] 발전용 연료전지 수익 및 비용구조



발전용 연료전지 경제성 분석을 위해 본 연구에서는 국내 발전용 연료전지 중 높은 비중을 차지하고 있는 포스코에너지의 연료전지 제품(DFC 3000)을 분석대상으로 설정하였다([그림 5-2] 참조). 현재 포스코에너지의 연료전지 제품은 1기당 2.5MW의 용량으로 구성되어 판매되고 있으며 본 분석에서는 연료전지 8기를 합쳐 총 20MW용량의 소형 분산형 발전소를 운영하는 것으로 가정하였다. <표 5-1>은 본 분석에서 사용한 발전용 연료전지 설비의 주요 특성을 요약한 것이다.

[그림 5-2] 포스코에너지 발전용 연료전지(2.5MW)



자료: 포스코에너지 홈페이지(http://www.poscoenergy.com/renew/_service/business/battery/product_dfc3000.asp), 최종검색일 2017.02.10

〈표 5-1〉 발전용 연료전지 주요 특성

구분		Unit	1기 발전용 DFC3000	8기 발전용 DFC3000
설비특성	연료전지 Type		MCFC	MCFC
	발전용량	kW	2,500	20,000
	이용률	%	90%	90%
	출력저하율(열화율)	%/yr	2%	2%
사용기간	Stack	yr	5	5
	기타 자산	yr	20	20
생산량	최대 전력생산량	kW	2,500	20,000
	단위 열생산량	Gcal/hr	1.2	9.6

자료: 포스코에너지 제공

전력생산량은 발전용 연료전지 경제성분석의 가장 기본적인 수치일 것이다. 생산량 추정에서 가장 중요한 전제인 발전용 연료전지의 이용률은 약 90% 정도로 가정하여 분석하는 것이 일반적이라고 볼 수 있다. 또한 연료전지에서 화학반응을 통해 전기와 열을 생산하는 가장 주요한 부분은 Stack인데 Stack의 출력은 매년 2% 정도씩 출력이 저하되며 5년을 사용한 후에는 Stack을 교체하는 것이 일반적이다. 전력 생산 출력이 매년 2%씩 저하되는 반면 열생산은 매년 2%씩 증가하는데 이를 열화율이라고 표현한다. 정리하면 전력의 생산은 Stack 수명기간(5년) 동안 매년 2%씩 감소하는 반면 열생산은 2%씩 증가하는 것으로 설정하였다. Stack을 제외한 기타설비는 20년 동안 사용하는 것으로 가정하였으며 전력 및 열의 최대생산량은 각각 1기당 2.5MW, 1.2Gcal/h로 설정하였다. 본 경제성 평가에서 사용한 평가방법은 순현재가치(Net Present Value, NPV)와 내부수익률(Internal Rate of Return, IRR)을 추산하는 방법으로 경제성 분석을 실시하였으며 2017년부터 향후 20년 동안 연료전지 사업을 운영하는 것으로 가정하고 분석하였다.

발전용 연료전지 운영에 필요한 비용 항목은 상당히 다양할 것이나 고정비 성격인 주기기 및 보조설비를 구입하는 설비 구입비용과 연료비 및 유지보수비로 대표되는 운영비로 구분할 수 있다. 포스코에너지에서 판매하는 DFC3000의 주기기 비용과 보조설비 비용은 경제성분석에서 가장 필수적인 요소로 연료전지 판매사업자인 포스코에너지로부터 직접 자료를 제공받아 분석하였다.³⁸⁾ 발전소 운영을 위한 비용에는 발전연료비용과 주기기의 수리 및 유지비용이 상대적으로 높은 비중을 차지하고 있다. 연료전지 발전연료인 수소를 생산하기 위해 사용

38) 주기기비용과 보조설비 비용은 자료제공자(포스코에너지)측의 요청으로 본 보고서에서는 공개하지 않음

하는 LNG소비량은 1기당 507Nm³/hr로 설정하였다. 연료전지 발전사업을 수행하기 위해서 사용하는 LNG는 도시가스를 이용하며 요금은 열병합용으로 적용받게 된다. 연료전지 설비의 수리 및 유지 비용은 판매사업자인 포스코에너지에서 제공받았다. 수리 및 유지 비용은 경제성분석을 위해 매우 중요한 항목이나 연료전지 설비구입비용과 마찬가지로 자료제공자의 요청에 따라 본보고서에서 공개하지 않는 것으로 하였다. 그 외에 발전소를 운영하기 위해 필수적인 비용항목인 인력, 발전소 부지사용에 필요한 토지면적, 용수 사용량, 필요 보험 등과 경제성 분석에 필요한 물가 및 인건비 상승률, 영업에 따라 발생하는 법인세 등 기타비용과 향후 인상률 등을 가정하여 분석을 시행하였다. <표 5-2>는 발전용 연료전지 경제성분석에 필요한 주요 비용 및 적용 배율을 정리한 것이다.

〈표 5-2〉 발전용 연료전지 주요 비용 항목

구분		Unit	1기 발전용 DFC3000	8기 발전용 DFC3000
설비 구입 비용	주기기 구입비용	억원/1기	N/A	N/A
	보조설비 구입비용	억원/1기	N/A	N/A
운영비 항목	단위연료(LNG)소비량	Nm ³ /hr	507	4,056
	수선유지비(LTSA)	억원/yr	N/A	N/A
	단위 용수소비량	m ³ /hr	2m ³ /h	16m ³ /h
	관리필요인원	명	1	5
	보험		재물보험, 기업휴지보험 등	
기타 비용 및 주요 배율	필요토지면적	m ²	550	4,400
	기타운영비	백만원/yr	45	360
	할인율	%	5.5%	5.5%
	물가상승률	%	2.0%	2.0%
	인건비상승률	%	3.0%	3.0%
	법인세율	%	20.0%	20.0%

자료: 포스코에너지 제공, 설비구입비용과 수선유지비(LTSA)는 포스코에너지의 요청으로 공개하지 않음

3. 연료전지 사업 수익 추정

가. 계통한계가격 전망

연료전지에서 생산된 전력에 대한 판매수익과 전력생산에 따라 발생하는 신재생에너지 공급인증서 판매수익이 연료전지 사업에서 발생하는 주된 수익이다. 전력판매량은 앞서 언급한대로 매년 90%의 이용률과 2%의 출력감소율을 고려하여 추산할 수 있을 것이나 전력판매에 따른 수익을 계산하려면 전력판매가격에 대한 전망치가 필요하다. 발전용 연료전지에서 생산된 전력은 전력도매가격, 즉 계통한계가격으로 정산되기 때문에 2017년부터 사업을 시작하여 향후 20년간 연료전지 발전소를 운영한다고 가정한다면 앞으로 20년간의 계통한계가격을 추정하는 것이 필요하다. 본 분석에서는 7차 전력수급 기본계획의 전력수요 예측치 및 설비계획을 반영하여 7차 전력수급기본계획이 차질 없이 진행된다는 가정 하에 2029년까지 전력시장모의에서 추정된 계통한계가격을 적용하였다. 제7차 전력수급계획을 반영한 전력시장모의를 통해 추정된 계통한계가격은 선행연구³⁹⁾에서 이미 사용하였던 결과를 본 경제성 분석에 반영하였다. <표5-3>은 전력도매가격 추산을 위해 시행한 전력시장모의에서 적용된 제7차 전력수급기본계획의 주요가정을 정리한 것이다.

발전용 연료전지 발전소를 2017년부터 20년간 운영한다고 가정하였을 때 2029년까지는 전력시장모의를 통해 전력판매수익 계산에 필요한 계통한계가격을 추정할 수 있으나 2030년부터 2036년까지의 계통한계가격을 전망하는 것을 사실상 매우 어려운 일이다. 본 분석에서는

39) 도현제, “미국산 LNG 도입환경과 국내 가스시장 파급효과 분석” 2015

2030년부터 2036년까지의 계통한계가격은 2029년의 계통한계가격을 적용하였다. 즉 2029년 이후의 시장상황, 연료가격 및 전력수급환경 등 계통한계가격에 미치는 주요 요인들이 2029년과 흡사하다고 가정 한 것으로 해석할 수 있다.

〈표 5-3〉 제7차 전력수급계획 주요 내용 및 전제

주요전제	7차 수급계획 주요 내용
전력수요 (목표수요)	2015년 489,595GWh → 2029년 656,883GWh로 연평균 2.1% 증가
최대전력	2015년 82,478MW → 2029년 111,929MW로 연평균 2.2% 증가
부하율	연평균 74% 전망
설비 예비율	2029년 설비예비율 22% 확보 (최소예비율 15% + 공급불확실성 7%)
전원구성 전망	2029년 정격용량 기준으로 유연탄(26.4%), 원전(23.4%), LNG(20.6%), 신재생(20.1%)
석탄화력 비중축소	영흥7, 8호기(1,740MW), 동부하슬라1, 2호기(2,000MW) 반영 제외
신규원전 반영	신규설비 필요물량 3,456MW에 대한 설비로 원전 2기 도출(28년, 29년 각1기)
신재생 발전량	2029년 전체발전량 중 11.7% 목표
예방정비	· 원전 : 기존설비 31일, 신규설비 64일 · 유연탄 : 500MW급 25일, 1,000MW급 31일 · 무연탄 : 26일 · LNG : 27일
열량단가 (원/Gcal)	· 원전(경수로) : 1,921 · 원전(중수로) : 2,084 · 유연탄 : 18,643 · 무연탄 : 22,917 · LNG : 56,870

자료: 산업통상자원부, “제7차 전력수급계획”, 2015., 도현재, “미국산 LNG 도입환
경과 국내 가스시장 파급효과 분석”, 2015. p.101 재인용

<표 5-4>는 앞서 언급한 제7차 전력수급 기본계획의 목표수요와 주
요가정이 반영된 전력시장모의를 통해 추정된 계통한계가격(SMP)을
정리한 것이다. 전력시장모의는 국내 전력시장 컨설팅 회사인 장인의
공간에서 개발한 M-Core(전력시장 모의 모형)을 사용하였다. 추정된
계통한계가격을 살펴보면 2016년의 계통한계가격은 90.75원/kWh를
기록하였으며 지속적으로 하락하여 2029년에는 73.86원/kWh를 기록
하였다.

〈표 5-4〉 제7차 전력수급계획을 반영한 SMP 변화 시나리오

(단위: 원/kWh)

연도	SMP
2016	90.75
2017	88.64
2018	87.43
2019	88.44
2020	88.95
2021	86.00
2022	79.65
2023	77.82
2024	76.79
2025	78.44
2026	77.98
2027	76.88
2028	75.59
2029	73.86

자료: 도현제, “미국산 LNG 도입환경과 국내 가스시장 파급효과 분석”, 2015. p.110

앞서 언급하였듯이 2030년부터 2036년까지의 계통한계가격은 추정하지 않고 2029년의 계통한계가격인 73.86원/kWh을 그대로 적용하였으며 본 경제성 분석에 적용되는 기간인 향후 20년간 평균 계통한계가격은 78.67원/kWh로 추정되었다.

나. 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격 전망

연료전지를 활용하여 전력을 발전할 경우 신재생에너지공급인증서(REC)는 2배의 가중치를 부여받는다. 즉 연료전지는 1MWh를 발전할 경우 2REC가 발행된다. 본 경제성 분석에서는 신재생에너지 공급인증서(REC) 판매로부터 얻게 되는 수익 추정을 위해서 기준가격을 적용하여 계산하였다.

<표 5-5>는 과거 REC 기준가격의 변화 추이를 정리한 것이다. REC 기준가격은 2012년 32,431원에서 2015년 84,216원으로 4년 동안 약 2.6배 증가하였다. 현물시장에서 거래되는 REC 가격추이를 고려한다면 향후 REC 기준가격의 추이가 유사하게 변동한다는 가정을 적용해서 REC 기준가격의 변동을 예측해 볼 수 있을 것이다. 2015년 현물시장 평균 가격은 태양광 92,565원/REC, 비태양광 91,839원/REC로 기준가격보다 약 10% 정도 높은 수준이다. 2016년 현물시장 REC 가격을 살펴보면 7월까지 평균 125,200원/REC를 기록하였으며⁴⁰⁾ 이는 전년대비 약 36% 상승한 가격이다. 2022년까지 발전회사들의 RPS 의무이행률이 지속적으로 상승하는 상황을 고려하면 향후 REC 기준가격은 신재생에너지의 발전량이 급격하게 증가하지 않는 한 꾸준한 상승세를 기록할 것으로 예상할 수 있다. 그러나 20년이라는 긴 기간

40) 자료: 전력거래소, “2016년 7월 REC 거래동향 리포트”, 2016.07

동안의 REC 가격의 변동을 정확하게 전망하는 것은 매우 어려운 일 이기에 본 분석에서는 분석의 용이함을 위해 20년간 REC 가격을 동일하게 적용하였다. REC 가격 변화에 따른 경제성 변화는 다양한 시나리오 분석을 통해 시행하였는데 기본안은 2015년 REC 기준가격과 흡사한 85,000원으로 설정하여 분석하였으며 앞서 언급하였듯이 REC 가격의 변동성을 고려하여 80,000원, 90,000원의 두 가지 시나리오를 함께 고려하였다.

〈표 5-5〉 비태양광 REC 기준가격 추이 변화

(단위: 원/REC, 육지 기준)

구분	2012	2013	2014	2015
REC 기준가격	32,331	57,039	61,806	84,768

자료: 전력거래소, “공급인증서 기준가격”, 2012~2015, 에너지경제연구원 재구성

추산된 계통한계가격과 시나리오별 REC 가격을 고려하면 본 분석에서는 3가지 kWh 당 전력판매 가격을 계산할 수 있다. REC 가격이 85,000원이라고 가정할 때 연료전지 발전량에 따른 판매수익은 170원/kWh이며 마찬가지로 REC 가격이 80,000원, 90,000원일 때는 각각 160원/kWh, 180원/kWh인 셈이다. 따라서 시나리오 1을 REC가격 80,000원으로 설정할 경우 연료전지 발전수익은 238.67원/kWh이며 같은 방식으로 시나리오 3을 REC가격 90,000으로 설정한다면 연료전지 발전수익은 258.67원/kWh으로 계산할 수 있다. 따라서 약 240원/kWh~260원/kWh 정도의 판매수익을 가정하고 본 분석을 시행했다고 볼 수 있다.

분석에 고려한 3가지 시나리오는 다음과 같이 해석할 수 있다. 향후

REC 가격이 현재 가격대비 큰 변동이 없을 경우로 생각한다면 REC 가격을 상대적으로 낮게 가정한 시나리오 1안은 비관적인 시나리오 (비관안)로 간주할 수 있으며 향후 20년 동안 REC 가격은 신재생에너지 시장 및 수급 상황과 연계되어 등락을 반복하겠지만 85,000원 /REC 정도는 유지한다고 가정한 시나리오 2안이 기준으로 고려할 수 있을 것이다. REC가격을 90,000원으로 설정한 시나리오 3안은 향후 REC 가격이 점차 상승한다는 점에서 상대적으로 낙관적인 시나리오로 볼 수 있을 것이다(<표 5-6> 참조).

〈표 5-6〉 시나리오별 판매수익

(단위: 원/kWh)

구분	시나리오 1 (비관안)	시나리오 2 (기준안)	시나리오 3 (낙관안)
평균 SMP	78.67	78.67	78.67
REC 판매수익	160	170	180
총 판매수익	238.67	248.67	258.67

다. 열 판매 가격 전망

연료전지 발전으로 생산되는 열은 연료전지 발전소 운영의 3번째 수익원이다. 인근 산업단지나 또는 주택단지로 열을 공급하며 수익을 얻게 되는데 본 분석에서는 현재 연료가격이 향후 20년간 크게 변동하지 않는다고 가정하여 열판매단가를 35,000원/Gcal로 설정하여 20년간 동일한 가격을 부여하였다. 열판매단가 선정시 참고한 가격은 지역난방공사의 종합수열단가이다. 지역난방공사의 종합수열단가 추이

를 살펴보면 최근 5년간(2010~2014년) 40,000원/Gcal를 상회하였으며 이는 연료가격의 상승과 연관이 있을 것으로 추정된다. 같은 논리로 최근 연료가격이 하락하면서 2015년에는 상대적으로 수열단가가 많이 하락하였을 것으로 전망된다. 따라서 현재와 같은 저유가가 지속된다고 가정해보면 종합수열단가는 고유가시대의 40,000원/Gcal을 상회하는 가격으로 설정하기에는 무리가 따른다고 판단된다. 따라서 본 분석에서 적용한 수열단가 35,000원/Gcal은 연료전지의 사업기간인 향후 20년간 저유가의 지속을 가정하고 설정한 것이다.

〈표 5-7〉 종합수열단가 추이

(단위: 원/Gcal)

구분	2010	2011	2012	2013	2014
종합수열단가	40,270	41,787	45,431	46,620	48,405

자료: 한국지역난방공사, “2015년도 경영통계”, 2015

라. 천연가스 가격 전망

연료전지 경제성분석에서 가장 중요한 부분인 LNG 단가는 현재 연료전지가 적용받고 있는 도시가스 열병합용을 기준으로 분석 및 추산하였다. 연료전지 운영비용 중 가장 높은 비중을 차지하고 있는 것이 연료비용이므로 LNG 단가 설정에 따라 연료전지 경제성 분석의 결과는 상이하게 나타날 수밖에 없다.

〈표 5-8〉 연도별 발전용/열병합용 도시가스 요금

(단위: 원/MJ, 부가세 별도)

구 분		열병합용 도시가스 도매요금		
		동절기	하절기	기타월
2013	02.22	20.11	19.12	19.12
	08.01	19.99	19.06	19.17
2014	01.01	21.19	20.26	20.37
	07.01	20.96	20.04	20.14
2015	01.01	19.69	18.76	18.87
	03.01	17.40	16.47	16.58
	05.01	15.56	14.34	14.38
	09.01	16.28	15.06	15.10
2016	01.01	14.73	13.51	13.55
	03.01	13.24	12.02	12.06
	05.01	12.63	11.03	11.03
	11.01	13.44	11.84	11.84

자료: 한국가스공사 홈페이지, 최종 접속일 2016년 11월 2일

<표 5-8>은 도시가스용 천연가스 도매요금 중 열병합용 요금추이를 정리한 것이다. 천연가스 요금은 석유가격이 하락함에 따라 지속적으로 하락해왔다. 2014년 1월 요금에서는 동절기 기준으로 21.19원/MJ 까지 상승하였던 열병합용 천연가스 도매요금은 2016년 11월 약 36% 감소한 13.44원/MJ까지 하락한 상황이며 향후 현재와 같은 저유가가 지속된다고 가정하면 현재 요금수준에서 큰 변동이 생기지 않을 것으로 예상할 수 있다. 본 분석에서 사용한 도시가스 열병합용 가스요금은 2016년 11월 1일까지 4번의 요금 변동을 단순 평균한 평균요금⁴¹⁾을 사용하여 20년의 분석기간 동안 동일하게 적용하였다. 보다 정확한

분석을 위해서는 연료전지 사업을 계획하고 있는 지역을 먼저 선정하고 그 지역의 도시가스 열병합용 소매요금을 적용하는 것이 바람직하다. 그러나 각 권역별로 도시가스 열병합용 요금은 상이하고 연료전지 사업을 진행할 예상 사업부지를 미리 선정하여 분석하는 것도 현실성이 결여되는 관계로 분석의 편의를 위해 도시가스 열병합용 도매요금을 사용하였으며 소매부분의 판매마진은 도매가격의 10%로 반영하여 분석에 적용하였다.

분석에 적용할 도시가스 열병합요금 산정에서 고려된 중요한 사항 중 하나는 가스공사의 미수금회수이다. 2010년 전후로 발생했던 고유가 현상에 따라 유가충격 완화조치로 천연가스에 대한 연료비연동제를 일시적으로 유보하였으며 이때 발생했던 미수금을 현재 도매요금에 적용하여 회수하고 있는 중이다. 미수금 단가는 88원/Nm³으로 도매요금 상승의 요인으로 작용하고 있지만 2017년까지 모두 회수되는 것을 목표로 하고 있다. 이에 따라 본 분석에 적용된 가스요금은 2016년 평균 도시가스 열병합용 도매요금 요금에서 현재 부과되고 있는 미수금을 제외하고 산출하였다. 연료전지 발전사업에 필요한 용수단가는 서울특별시 상수도사업본부⁴²⁾에서 적용하고 있는 일반용 요금(1개월 기준 300m³ 초과)을 적용하였다.

41) 동절기, 하절기 및 기타 월의 평균치를 사용하였음

42) 서울특별시 상수도사업본부 홈페이지(<http://arisu.seoul.go.kr/>) 일반용 요금계산 참조, 최종접속일 2016년 10월 21일

〈표 5-9〉 경제성분석을 위한 주요 요금 단가(기준안)

항목		Unit	1기 발전용 DFC3000
적용 단가	전기판매단가	원/kWh	78.67
	REC 단위금액	원/REC	85,000
	REC 거래수수료 (부가세포함)	원/REC	55
	전력거래수수료	원/kWh	0.098
	열판매단가	원/GCAL	35,000
	LNG 단가 (부가세 포함)	원/Nm ³ (원/MJ)	547.1(12.74)
	용수단가	원/m ³	1,260(일반용)

주. 1Nm³=42.944MJ 적용 (한국가스공사 도시가스 공급예상열량 7월 기준)

4. 경제성 분석 결과

<표 5-10>은 앞서 언급하였던 분석 조건들을 적용하여 추산된 경제성 결과를 정리한 것이다. 순현재가치(NPV) 방식을 사용하여 분석한 경제성으로 보면 신재생에너지공급인증서 판매가격을 기준으로 설정한 비관안, 기준안, 낙관안의 3가지 시나리오 분석에서 연료전지 사업의 경제성이 있다는 결과가 도출되었다. 먼저 기준안을 살펴보면 전력 판매수입(계통한계가격과 가중치를 적용한 신재생에너지 공급인증서 가격)을 약 250원/kWh으로 가정하고 분석하였을 때 NPV(순현재가치) 분석에서는 약 140억 원의 순현재가치를 기록하였으며 내부수익율은 7.1%로 본 분석에서 사용한 할인율인 5.5%를 상회하였다.⁴³⁾ 전력판매 수익을 약 240원/kWh으로 설정한 시나리오 1의 분석결과를 살펴보면

43) 한국개발연구원, “에비타당성조사 수행을 위한 일반지침 수정·보완 연구[제5판]”, 2008. p.58 참조

순현재가치 분석에서는 약 5.2억 원을 기록하였으며 5.6%의 내부수익률로 본 분석에서 사용한 할인율과 거의 유사한 수치를 나타냈다. 신재생에너지 공급인증서(REC)가격이 90,000원/REC까지 상승하는 낙관안(시나리오 3)에서는 내부수익률이 8.6%를 기록하였으며 순현재가치 분석에서는 약 273억 원을 기록하였다. 본 분석에서 연료전지 발전사업이 경제성을 확보할 수 있는 가장 큰 요인은 발전에 사용하는 도시가스 요금의 하락에 기인한 것으로 판단된다.⁴⁴⁾ 이는 반대로 이야기하면 연료비 상승이 발생할 경우 연료전지에 대한 경제성분석 결과는 크게 변경될 수 있다. 따라서 각 시나리오별로 연료전지 발전사업의 사업성을 확보할 수 있는 연료가격의 최대수치를 추산하는 분석을 실시하였다. 연료전지 발전사업의 사업성 확보를 위한 연료가격의 최대수치는 NPV를 0원으로 수렴하게 하는 연료가격이라고 정의할 수 있을 것이다. 순현재가치 분석에서 사용한 사회적 할인율이 5.5%인 것을 감안하면 연료비 상승안 분석에서 내부수익률(IRR)은 모든 시나리오에서 5.5%를 기록하는 것이 당연한 것이다.

연료비 상승안 분석을 보면 기준안인 시나리오 2의 경우, 도시가스 열병합 요금이 기준안 대비 약 9% 미만으로 인상될 때까지는 양의 순현재가치 값을 기록하는 것으로 분석되었다. 비관안인 시나리오 1의 경우는 약 0.3% 정도만 도시가스 요금이 상승하여도 내부수익률이 사회적 할인율에 비해 낮은 수치를 기록하는 것으로 분석되었다. 낙관안인 시나리오 3의 경우는 약 17.7% 정도까지 연료가격이 상승하여도 연료전지 발전사업에서 경제성을 확보할 수 있는 것으로 분석되었다.

44) 삼정KPMG(2013), “연료전지 보급현황 조사 및 보급 활성화 방안 연구”에서는 순현재가치분석에서 2.8MW용량을 기준으로 약 29억원의 손실을 기록하였음. 당시 분석에서 사용되었던 LNG가격은 약 836원/Nm³이었으며 할인율은 6.06%였음

〈표 5-10〉 연료전지 발전사업 경제성 분석

분석 시나리오	경제성분석지표		연료비 상승안	REC 분석
	NPV	IRR	가스가격(원/Nm³)	가중치(2)
시나리오1 (80,000원/REC)	5.2억원	5.6%	548.95 (0.3% 인상)	약 1.99 (0.5% 감소)
시나리오2 (85,000원/REC)	139.3억원	7.1%	596.425 (9% 인상)	약 1.87 (6.5% 감소)
시나리오3 (90,000원/REC)	273.5억원	8.6%	643.9 (17.7% 인상)	약 1.77 (11.5% 감소)

주: 연료비 상승안과 REC 분석에 기록된 수치는 시나리오별 경제성분석에서 경제성지표가 NPV=0, IRR=5.5%를 기록하게 되는 연료비와 REC 가중치를 의미함

연료비 상승안의 분석결과를 보면 2012년 RPS가 시행된 이후 연료전지사업은 지속적으로 적자를 기록하였을 것으로 추정할 수 있다. 먼저 연료비는 현행대비 30% 이상 높은 수준을 기록하고 있었으며 REC 가격도 2015년 기준가격인 85,000원과 비교했을 때 매우 낮은 수준이기 때문이다. 비록 계통한계가격은 분석시나리오 가격에 비해 높은 수준이었으나 전체 전력판매수익은 비슷하거나 낮은 수준이라고 판단된다. 그러나 향후 저유가 시대가 지속된다고 하면 연료전지 발전사업은 경제성을 확보할 것으로 보인다.

연료비 상승 분석과 유사하게 연료전지에 적용되고 있는 REC 가중치도 어느 수준까지 낮출 경우 연료전지 사업의 경제성이 확보되는지를 살펴보면 낙관안인 시나리오 3에서도 약 12% 정도 가중치를 감소시킨 1.77을 기록하였다. 이는 현행 RPS 제도에서 여전히 높은 가중치에 속하는 수치이며 타 신재생에너지 발전에 비해서 아직 경제성이 상대적으로 높지 않다는 의미로 해석할 수 있다.

5. 소결

향후 20년 동안 연료전지 발전사업을 진행하는 것을 가정하고 경제성 분석을 시행한 결과 시나리오 분석별로 내부수익률과 순현재가치는 달라졌지만 사업성이 존재하는 것으로 분석되었다. 그러나 태양광, 풍력 등과 같이 연료비용이 발생하지 않는 재생에너지와 비교할 때 천연가스의 가격 변동성이 연료전지 발전사업의 경제성분석 결과에 미치는 영향은 매우 커서 본 분석의 결과는 시장환경의 변화에 따라 상이하게 나타날 수 있다는 점에 유의해야 한다.

연료전지 발전사업의 경제성 분석을 위해서 현행 RPS 제도를 대신해서 분산형 전원에서 발생하는 대표적인 편익인 송변전 설비 회피 및 송전혼잡 회피 편익에 대한 가치를 반영한다면 보다 적절한 경제성 분석이 될 것으로 판단된다. 선행연구에서 제시된 송변전 설비 회피 편익은 9.1원/kWh⁴⁵⁾이며 송전혼잡 회피 편익은 5.6원/kWh⁴⁶⁾으로 제시되어 약 14.7원/kWh의 분산형 전원 편익이 발생하는 것으로 분석되어 있다.⁴⁷⁾ 분석의 단순화를 위해서 선행연구 결과를 그대로 적용하면 1MWh 당 14,700원의 편익이 발생하는 것으로 볼 수 있으며 이는 RPS에서 발생하는 수익에 비해서는 매우 부족한 금액이다. 따라서 신 에너지로서 발생하는 편익이 미미하고 기존 연구에서 분석된 송변전 설비 등의 대체편익을 고려한다면 연료전지의 비용 대비 편익은 상대적으로 감소할 것으로 예상할 수 있다. 즉 경제성분석(NPV)과 비용

45) 한국집단에너지협회, “집단에너지사업 활성화를 위한 전력시장 제도개선 및 지원방안 연구”, 2015.10.

46) 산업통상자원부, “전력계통의 효율적 운영을 위한 합리적 가격신호 제공방안 연구”, 2014.

47) 이 결과는 집단에너지 발전소에 대한 연구로 연료전지 발전사업에 직접적으로 적용하기에는 무리가 있음

대비 편익 분석(B/C 분석)의 결과는 서로 상이한 결론을 도출할 가능성이 높다.

화석에너지를 사용하는 특성 때문에 연료전지 발전사업을 RPS로 지원하는 것에 대해서는 지속적으로 논란이 제기되고 있다. 중·단기적으로는 화석연료를 사용하는 연료전지 발전사업과 바이오가스, 부생수소 등을 활용한 연료전지 발전사업간의 RPS 가중치 차등을 두는 제도를 시행하여 재생연료를 사용해서 발전하는 연료전지 사업으로 유도하는 것이 필요하다. 장기적으로는 바이오가스와 같은 재생에너지를 사용해서 수소를 생산·발전하는 연료전지 발전사업에 대해서만 RPS의 지원대상으로 구분해야 할 것이며, 발전연료와 상관없이 모든 연료전지 발전사업에는 분산형 전원으로서의 편익에 대한 유인이 적절하게 제공되어야 할 것으로 보인다.

제6장 결론 및 정책적 시사점

지속적으로 증가하는 국내 전력수요를 충족시키기 위해서 전력공급은 주로 대규모 전력생산 및 수송설비의 증설에 의존하여 왔다. 그러나 이와 같은 공급중심의 전력정책은 최근 들어 미세먼지, 대규모 송전설비 주변의 자기장 등의 이유로 전력설비 주변지역 주민들과 갈등이 발생하고 있다. 이는 빈번한 민원으로 이어져 계획된 전력설비 증설이 지연되는 등 안정적 전력공급이라는 정책적 목표를 달성하는데 오히려 걸림돌이 되고 있는 형국이다. 대규모 전력설비를 둘러싼 지역 갈등은 앞으로 더욱 확대될 것으로 예상되며 수요지 인근에 설치되는 소규모 분산형 전원의 필요성은 점점 더 강조될 것으로 보인다. 정부는 이와 같은 전력공급시스템의 문제점을 해결하고자 제2차 에너지기본계획부터 최근 제7차 전력수급기본계획을 통해 분산형 전원의 활성화를 주요 목표로 설정하고 정책을 시행하고 있는 중이다. 소규모 분산형 전원의 대표적인 형태로 신재생에너지 발전을 들 수 있으며 정부의 신재생에너지 지원정책과 함께 지속적으로 발전량이 증가하고 있는 형국이다. 그러나 신재생에너지 발전의 증가 속도는 상대적으로 더딘 편이며 이는 신재생에너지 발전의 낮은 경제성에 기인한다고 볼 수 있다.

현행 신재생에너지 발전 지원제도 중 대표적인 것은 신재생에너지 의무할당제(RPS)로 발전사업자에게 신재생에너지를 일정비율로 발전하도록 강제하는 제도이다. 발전사업자는 직접 신재생에너지 발전을 통해 의무를 채울 수도 있지만 신재생에너지 발전사업자에게 신재생에너지 공급인증서를 구입하는 방법으로도 공급의무를 이행할 수 있

어 신재생에너지 발전사업자에게는 전력판매수익과 신재생에너지 공급인증서 판매수익을 통해 낮은 경제성을 보충할 수 있는 제도이다. 그러나 최근 신재생에너지 의무할당제를 둘러싸고 여러 가지 논란이 발생되고 있는 상황이며 연료전지 발전에 대한 지적도 꾸준히 제기되고 있다.

연료전지를 활용한 전기생산은 경제성이라는 부분을 제외하고서도 장점과 단점을 동시에 지니고 있다. 연료전지 발전은 발전연료로 쓰이는 수소를 생산하기 위해 화석에너지를 사용하고 있으며 이 과정에서 이산화탄소가 배출되기 때문에 친환경에너지로 분류되기에는 어려운 점이 있으나 신재생에너지 공급인증서 가중치를 2로 적용받아 ESS와 연계된 풍력발전을 제외하면 최상위급의 가중치를 적용받고 있다. 천연가스를 이용하여 발전연료를 생산하는 만큼 타 신재생에너지원에 비해서 자연환경에 영향을 전혀 받지 않고 이용률이 높아 신재생에너지 의무할당제의 특성상 공급인증서 생산이 용이한 연료전지발전으로 신재생에너지 보급이 집중될 가능성도 높다. 이는 결국 타 신재생에너지원 발전을 위축시켜 신재생에너지 발전 다원화에도 부정적인 영향을 미칠 수 있다.

그러나 연료전지는 전력수요지 인근에 설치가 용이하고 자연환경 변동에 영향을 받지 않고 일정하게 발전할 수 있으며 경제성을 확보한 청정한 수소생산이 가능한 미래에는 친환경 및 분산형 발전전원으로 중요한 역할을 할 수 있는 미래에너지라는 점이 큰 장점이라고 할 수 있다. 따라서 연료전지에 대한 정책적 지원을 지속하는 것은 미래 에너지에 대한 준비, 지속적으로 증가하게 될 신재생에너지 의무할당 이행을 위해 자연환경 변화에 민감하게 반응하는 태양광, 풍력 등을 보완할 수 있는 필요한 이행수단 유지, 그리고 분산형 전원 활성화라는

세가지 측면에서 필요하다고 할 수 있겠다. 더 나아가서는 대부분의 에너지를 수입하는 국내 현실을 고려하면 에너지 안보라는 측면에서도 중요한 발전기술로 간주할 수 있다. 따라서 장기적으로 연료전지 발전사업의 중요성은 매우 크다고 할 수 있으나 중·단기적으로는 현재 발생하는 단점을 해소하기 위해서는 현행 지원제도에 대한 수정이 필요하다고 여겨진다.

첫 번째, 현행 RPS에서 연료전지 REC 발급은 수소를 생산하는 발전연료와 관계없이 일정한 가중치를 적용하고 있다. 이럴 경우 부생수소나 바이오가스를 이용한 수소생산 등에 대한 환경적 편익이 따로 보상되지 않아 손쉽게 수소를 생산할 수 있는 천연가스를 사용하는 것이 사업자 입장에서는 가장 합리적인 방법이 된다. 그러나 현행 연료전지 발전의 가장 근본적인 문제인 친환경성을 높이기 위해서는 생산과정에서 이산화탄소를 배출하지 않는 수소를 사용한 연료전지 발전에 대해서는 천연가스로 발전한 연료전지에 비해 더 높은 경제적 편익을 제공하는 것이 필요하다. 이는 이산화탄소를 배출하지 않는 친환경 수소 생산에 대한 관심과 기술발전 및 투자 등을 촉진할 수 있는 지원책으로 이해할 수 있을 것이다.

또한 현재 시행되고 있는 천연가스를 활용한 연료전지 발전에 대한 지원은 향후 친환경 수소생산기술, 연료전지 설비비용 절감 등을 고려하여 점차 감소하는 방향으로 추진하는 것도 고려해야 할 것이다. 앞으로 저유가시대가 상당기간 지속된다는 가정 하에서 천연가스를 사용해서 발전하는 연료전지가 경제성을 확보할 수 있다고 판단된다. 천연가스를 사용한 연료전지 발전에 대한 RPS 지원을 점차 감소시키는 일몰제를 시행할 경우 연료전지 사업을 통해 얻게 되는 수익을 다시 친환경 수소 생산에 재투자 될 수 있도록 유도하는 장치가 될 것이다.

앞서 5장에서 언급하였듯이 사업자 입장에서 분석한 경제성분석과는 달리 국가적 입장에서 비용/편익 분석을 실시한다면 연료전지 발전사업의 편익이 비용을 능가한다고 판단하기는 어렵기 때문에 장기적으로는 사회적 편익을 증대시킬 수 있도록 정책적으로 연료전지 발전사업을 유도해야 할 것이다.

두 번째로는 미국 캘리포니아의 사례처럼 친환경수소를 사용하는 연료전지 발전은 신재생에너지 지원제도에 포함시키면서 연료전지 발전사업 자체는 연료구분 없이 분산형 전원으로 발생하는 편익을 보상하는 분산형 전원 지원제도를 따로 고려해야 한다. 즉 제공되는 편익에 맞는 지원제도의 확립이 필요하다고 하겠다. 앞서 살펴본 것처럼 송변전 설비 회피 편익과 송전혼잡 편익 등 분산형 전원이 창출하는 사회적 편익을 고려한 제도를 수립하여 연료전지 발전이 발생시키는 편익에 맞는 적절한 보상을 하는 것이 중요할 것이다.

세 번째로, 연료전지 발전부지에 연료전지 발전과 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전을 혼합한 복합 신재생에너지 발전사업을 의무화 하는 것을 고려해 볼 수 있다. 일본의 고정가격매입제도와 유사하게 연료전지와 태양광, 풍력을 함께 발전하고 RPS 지원 대상에도 포함시키는 것이다. 이 경우 재생에너지와 연료전지의 공동발전량에 적합한 가중치를 부여하는 방법이 현재 지속적으로 제기되고 있는 연료전지 발전에 대한 RPS 지원 타당성 문제를 단기적으로나마 해결할 수 있을 것이다. 위와 같이 연료전지와 태양광 등을 혼합하여 발전하는 것을 지원하는 제도는 현행 소규모 태양광 대여사업에 동일하게 적용할 수 있다. 소규모 태양광 대여사업과 가정용/건물용 연료전지 발전량을 합산하여 신재생에너지 생산인증서(REP)를 발급한다면 가정용 전기요금 누진제도 완화로 야기된 태양광 대여사업의 경제성 저하도 상대적으

로 보완할 수 있을 것이다.

마지막으로 연료전지를 포함한 분산형 전원 활성화를 위해서 보다 강력한 정책적 수단도 고려해 볼 필요가 있다. 예를 들면 주요 전기수요처에 분산형 전원 설비 설치 및 사용 전력의 일정비율을 자체 생산 전력으로 사용하도록 의무화 하는 것이다. 국내에서 소비되는 전력의 약 55%(2016년 기준)는 산업용으로 사용되고 있으며, 국내 주요산업 단지를 살펴보면(<표6-1> 참조) 매년 그 숫자가 지속적으로 증가하고 있음을 알 수 있다.⁴⁸⁾ 따라서 대규모 산업단지에 사용되는 전력의 일정 부분부터 분산형 전원으로 발전하는 의무를 부과한다면 피크부하 감축, 송배전 증설 비용 감소 등으로 이어질 수 있을 것이다. 특히 대규모 산업단지에 연료전지 발전사업을 진행할 경우 상대적으로 대규모의 발전사업을 수행하더라도 분산형 전원으로서의 편익과 대규모 수요지의 안정적 전력수급에 기여하는 편익을 발생시킬 것으로 판단된다.

〈표 6-1〉 국내 산업단지 증가 추이

구분		연 도					
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
유형	국가	40	40	41	41	41	41
	일반	434	469	497	528	560	597
	도시첨단	6	9	11	11	14	19
	농공	421	430	444	453	459	467
총계		901	948	993	1033	1074	1124

자료 : 한국산업단지공단, “산업단지 통계”, 에너지경제연구원 재구성

48) 산업단지 인·허가 절차 간소화를 위한 특례법이 2008년 시행된 이후 산업단지의 수는 지속적으로 증가하고 있는 추세이다.

이미 한국산업단지공단은 한국수력원자력과 함께 산업단지 내 태양광 발전 사업을 시행하고 있으며 전국적으로 확대하고 있는데 이는 매우 긍정적인 움직임으로 볼 수 있다.⁴⁹⁾ 여기에 연료전지와 에너지저장장치까지 함께 산업단지의 분산형 전원을 구성할 경우 보다 효과적인 분산형 전원으로서의 역할이 가능하게 될 것이다. 이를 위해서는 사용 전력의 일정비율을 분산형 전원 발전으로 사용하는 규제와 피크부하 감소, 송·배전 감소 편익 등을 감안한 경제적 지원정책도 함께 마련되어야 할 것이다.

49) 전자신문, “공장 지붕마다 태양광 산업단지가 거대한 신재생발전소로”(2016.09.04) 참조

참고문헌

1. 문헌자료

- 녹색기술센터, “수소연료전지기술로드맵”, 2010
- 도현재, “미국산 LNG 도입환경과 국내 가스시장 파급효과 분석”, 에너지
경제연구원, 2015
- 대한전기협회, “신재생에너지공급의무화제도(RPS) 이행실적 대폭 개선”,
『전기저널』, 2015.09
- 박명덕, “합리적 송전망 비용회수 연구”, 2015
- 산업통상자원부, “7차 전력수급계획”, 2015.07
- _____, “석탄화력발전 대책회의 보도자료”, 2016.07.06
- _____, “신재생에너지 보급 활성화 대책”, 2016.11
- _____, “에너지신산업 성과확산 및 규제개혁 종합대책”, 2016
- _____, “전력계통의 효율적 운영을 위한 합리적 가격신호 제공
방안 연구”, 2014
- _____, “태양광 별도의무량부과제도 폐지에 따른 RPS 제도 개선
방안”, 2015
- 삼정KPMG, “연료전지 보급현황 조사 및 보급 활성화 방안 연구”,
2013
- 에너지공단 신재생에너지센터, 『신재생에너지 보급통계』, 2015
- 에너지관리공단, “연료전지 보급현황 조사 및 보급활성화 방안 연구”,
2013.12

에너지신문, “새로운 골칫거리 된 당진에코파워”, 2016.07.12

이경진, “일본 신재생에너지 부과금의 파급효과와 시사점”, 『에너지포커스』,
2015

이투뉴스, “지난해 RPS 의무불이행 과징금 188억원 규모”, 2013.05.16

일본 경제산업성, “신재생 에너지고정가격매입제도 가이드북”, 2015

전력거래소, “2012년 공급인증서 기준가격”, 2012

_____, “2013년 공급인증서 기준가격”, 2013

_____, “2014년 공급인증서 기준가격”, 2014

_____, “2015년 공급인증서 기준가격”, 2015

_____, “2016년 7월 REC 거래동향 리포트”, 2016.07

전자신문, “공장 지붕마다 태양광 산업단지가 거대한 신재생발전소로”,
2016.09.04

지식경제부, “태양광 발전차액 기준가격 해석관련 유권해석”, 2008

포스코에너지, “2014년도 녹색기술 심층분석”, 2014.12

한국개발연구원, “예비타당성조사 수행을 위한 일반지침 수정·보완 연구”,
제5판, 2008

한국산업단지공단, “산업단지 통계”

한국에너지기술평가원, “연료전지 시장 및 기술동향 분석”, 2015

한국에너지공단, 신재생에너지센터, “신재생에너지 보급통계”, 2015

한국에너지공단, “주간에너지 이슈 브리핑”, 제125호, 2016.05

한국전력공사, 『전력통계속보』, 446호, 2015.12

_____, “제5차 장기송배전 설비계획” 2011.03

_____, “제6차 장기송배전 설비계획”, 2013.08

_____, “제7차 장기송변전 설비계획”, 2016.05

한국지역난방공사, “2015년도 경영통계”, 2015

한국집단에너지협회, “집단에너지사업 활성화를 위한 전력시장 제도개선
및 지원방안 연구”, 2015.10

한일재단 일본경제연구센터, “전력시장리포트-일본의 연료전지시장”,
No.14, 2014.10

한전경제경영연구원, “일, 수소·연료전지 로드맵(H2/fuelcell Roadmap)
개정/IEEJ” 『KEMRI 전력경제 Review』, 2016.5.30

환경부, 한국환경공단, “명세서 작성 가이드라인”, 2015.02

CSE, “2016 Self-Generation Incentive Program Handbook”, 2016

Itron, “2013 SGIP Impact Evaluation”, 2015.04

2. 웹사이트

서울특별시 상수도사업본부, “<http://arisu.seoul.go.kr/>”, 최종검색일 2016.10.21.

전력거래소, “<https://rec.kpx.info/>”, 최종검색일 2016.3.16

전력통계시스템, “<https://www.epsis>”, 최종검색일 2016.08.11.

포스코에너지 홈페이지 “[http://www.poscoenergy.com/renew/_service/
business/battery/product_dfc3000.asp](http://www.poscoenergy.com/renew/_service/business/battery/product_dfc3000.asp)” 최종검색일 2017.02.10.

한국가스공사, “<http://www.kogas.or.kr/>”, 최종검색일 2016.11.02

한국에너지공단 신재생에너지센터, “[http://www.knrec.or.kr/knrec/12/
KNREC120600.asp](http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120600.asp)”, 최종검색일 2016.08.08.

한국전력공사 홈페이지, 분산형 전원 소개 “[https://home.kepco.co.kr/ke
pco/CO/H/htmlView/COHAHP001.do?menuCd=FN040601](https://home.kepco.co.kr/kepco/CO/H/htmlView/COHAHP001.do?menuCd=FN040601)”,
최종검색일, 2017.02.02

DSIRE, “<https://www.dsireusa.org>”, 최종검색일 2016.11.4

end. field, <http://enfield.eu/category/about>, 최종검색일 2016.10.22.

European Commission, “<https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/what-horizon-2020>”, 최종검색일 2016.8.19.

FCH, “<http://www.fch.europa.eu/page/who-we-are>”, 최종검색일 2016.8.19

Self Generation Incentive Program, “<http://energycenter.org/self-generation-incentive-program/program-statistics>”, 최종검색일 2016.8.18

U.S. Department of Energy, “<https://energy.gov/savings/business-energy-investment-tax-credit-itc>”, 최종검색일 2016.02.27

U.S. Department of Energy, <https://www.energy.gov/savings/usda-rural-energy-america-program-reap-grants>, 최종접속일 2017.02.27.

U.S. Department of Energy, <https://energy.gov/savings/modified-accelerated-cost-recovery-system-macrs>, 최종접속일 2017.02.27.

U.S. Department of Energy, <https://energy.gov/savings/residential-renewable-energy-tax-credit>, 최종접속일 2017.02.27.

<http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120600.asp>, 최종검색일 2016.8.8.

http://www.knrec.or.kr/knrec/12/KNREC120700_02.asp, 검색일: 2016.8.8

김 현 제

現 에너지경제연구원 선임연구위원

<주요저서 및 논문>

『에너지 부문 정보통신 융합의 전개구도와 영향』, 에너지경제연구원
기본연구, 2014

『A critical review of the renewable portfolio standard in Korea』,
International Journal of Energy Research, 2016

박 명 덕

現 에너지경제연구원 연구위원

<주요저서 및 논문>

『천연가스 시장 메가트렌드의 파급효과 및 대응전략 연구: 비전통가스 개발의
국내 에너지수급 영향 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2014

『A Multiplicative Error Model with Heterogeneous Components for
Forecasting Realized Volatility』, Journal of Forecasting, 2015

기본연구보고서 2016-23

분산형 전원 활성화 방안 연구: 연료전지를 중심으로

2016년 12월 30일 인쇄

2016년 12월 31일 발행

저 자 김 현 제, 박 명 덕

발행인 박 주 현

발행처 에너지경제연구원

44543 울산광역시 중가로 405-11

전화: (052)714-2114(代) 팩시밀리: (052)-714-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 디자인 범신 (052) 245-8737

©에너지경제연구원 2016

ISBN 978-89-5504-595-6 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원



KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

울산광역시 중구 종가로 405-11
TEL 052.714.2114 ZIP 44543

