

# ISSUE BRIEF

2017 - 059

여시재 - 협력연구기관 공동 기획: 각국의 싱크탱크 동향

## 각국의 에너지 정책 - 일본

일본의 에너지 소비, 수요전망 분석 및  
에너지 수급 방안: 전력부문을 중심으로

2017. 11. 07

박명덕(에너지경제연구원)



## 1) 서론

일본의 전력공급은 기본적으로 일본 전역을 10개의 지역으로 나누고 일반전기사업자로 통칭되는 지역독점 수직통합 민간전력회사가 각기 맡은 지역을 책임지고 공급하고 있는 체계였다. 지역독점 수직통합 민간전력회사는 각자 담당한 지역에 있는 단일 전력사업자가 전력생산설비(발전소)와 전력수송설비(송·배전망)를 갖추고 독점적으로 판매하는 것을 의미한다. 일본의 전력수급시스템은 각 지역별로 특성에 맞게 일반전기사업자에 의해서 계획되고 조정되기 때문에 일본 전역의 전력수급을 계획하거나 조정할 필요가 없는 특징이 있었으며 지역 간 전력 교환도 크게 필요하지 않아 지역 간 전력수송설비가 상대적으로 적게 구축되었다. 또한 동일본과 서일본은 서로 다른 전력주파수(동일본은 50Hz, 서일본은 60Hz)를 가지고 있었으며 일본 동서지역 간의 주파수 변환을 통한 전력수송 가능량도 매우 적은 수준이었다.

그러나 지난 2011년 3월 11일 발생한 규모 9.0의 동일본 대지진은 일본의 에너지 공급시스템, 특히 총 10개 지역독점 전력회사를 통해 지역별로 전기 공급을 책임지는 전력산업시스템이 가지고 있는 문제점을 여과 없이 드러나게 하였다. 동일본 대지진으로 도쿄지역 원전이 중단되면서 전력공급이 부족하게 되었고 동일본(간토지역)을 중심으로 계획정전이 실시되었으나 당시 서일본은 계획정전을 실시한 동일본지역에 전력을 공급할 수 있는 잉여전력을 확보하고 있었던 상황이었다. 그러나 양 지역 간의 전력교환 능력의 한계 때문에 소량의 전력만을 보낼 수 있었고 서일본지역에 충분한 공급능력이 있었음에도 불구하고 동일본지역의 전력부족사태는 한동안 지속되는 상황이 발생했다[1]. 이로 인해 일본 전역의 전력망을 통합적으로 운영 및 관리해야할 필요성이 제기되었다.

동일본 대지진은 일본의 전력수급방안에도 큰 영향을 미쳤다. 2011년 후쿠시마 제1원전 사고 이후 일본의 원전은 정기검사를 위해 순차적으로 원전 가동이 중단되었으며 2012년 5월 일본 전역의 원전 가동이 중지되었다. 원전의 의존도가 높았던 간사이 전력은 전력수급 불안해소를 위해 일시적으로 오이원전 3,4호기를 재가동하였으나 2013년 9월 오이원전도 정기검사를 위해 가동을 중단하면서 일본의 모든 원전이 가동을 중지하였다[2]. 이후 원자력규제위원회는 후쿠시마 제1원전의 사고경험을 바탕으로 안전대책을 강화한 신규제기준(2013년 7월 원자로규제법 개정)을 수립하였으며 최근 들어 신규제기준을 통과한 원전으로 재가동을 추진하고 있는 현실이다[3]. 후쿠시마 원전사고는 원전 비중 축소, 신재생에너지 확대 등 일본의 전력수급정책에 영향을 주었으며 결국 일본은 당면한 문제해결을 위해 전력시스템을 개혁하기에 이른다.



## 2) 일본의 전력소비 및 전원 믹스

일본의 전력소비는 2000년대로 들어오면서 상대적으로 일정하게 유지되어 왔다. 2000년 약 968TWh의 전력사용량을 기록했었던 일본은 2010년 1021TWh를 사용하며 소폭 상승하였지만 2014년 951TWh를 사용하며 다시 2000년 수준으로 소폭 하락하였다. 국내 전력사용량은 2000년 236TWh에서 2014년 486TWh로 2배 이상 증가한 것에 비교하면 기온의 영향에 따라 일시적으로 수요의 변동이 있을 뿐 매우 일정한 수요를 유지하고 있다고 할 수 있다. 이는 일본 뿐 아니라 영국(U.K.), 미국(U.S.), 독일 등 주요 선진국도 유사한 형태의 전력소비 추세를 보이고 있다. 이들 선진국의 지난 15년간(00~15) 연평균 경제성장률이 2%미만(일본은 0.7%)임을 감안한다면 앞으로 어떠한 계기로 인해 크게 경제성장이 되지 않는 이상 전력소비 추이는 유사하게 즉 소폭의 등락 또한 상승이 있을 뿐 일정수준을 유지할 것으로 판단된다. 또한 일본의 전력소비를 부문별로 살펴보면 산업부문의 소비가 감소하는 추세를 보이고 있는 반면(2000년 약 400TWh에서 2014년 295TWh) 가정부분과 일반(상업)용 소비가 증가하는 추세를 보이고 있다는 점에서 특징을 찾아 볼 수 있다[4].

동일본 대지진 이후에도 일본의 전체 전력소비량은 상대적으로 일정하게 유지되는 반면 전력을 생산하는 발전연료의 비중은 크게 달라졌다. 가장 먼저 일어난 변화는 원전발전 비중의 감소와 화력(석탄/LNG)발전 비중의 상대적 증가로 볼 수 있다. 동일본 대지진 이전 10년간 일반전기사업자의 원자력발전 비중은 평균 27%를 차지하고 있었는데, 2011년부터 10%미만으로 비중이 감소하였으며 2013년부터는 1% 미만으로 떨어졌다. 1%는 간사이전력의 오이원전 일시가동으로 판단되며 2014년 일본의 원전발전 비중은 0%를 기록했다. 반면 2010년 28.5%의 발전비중을 기록했던 천연가스(LNG)는 2015년 40%까지 증가하였으며 석탄발전 역시 2010년 27.7%에서 2015년 35.2%까지 증가하는 모습을 보인다. 즉 원전이 발전해야할 전력량을 화력발전이 대신해서 발전한 것이다(<표1> 참조).



<표 1> 일본의 발전량 및 연료 비중

(단위: TWh)

구분	1990년	2000년	2005년	2010년	2011년	2012년	2013년	2014년	2015년
Nuclear	202.27 (22.9%)	322.05 (29.3%)	304.76 (27.7%)	288.23 (25.1%)	101.76 (9.7%)	15.94 (1.5%)	9.30 (0.9%)	-	9.44 (0.9%)
Hydro	95.84 (10.9%)	96.82 (8.8%)	86.35 (7.9%)	90.68 (7.9%)	91.71 (8.7%)	83.65 (8.1%)	84.92 (8.0%)	86.94 (8.4%)	91.19 (9.0%)
Natural gas	170.64 (19.4%)	253.64 (23.1%)	243.81 (22.2%)	318.61 (27.8%)	375.0 (35.7%)	397.2 (38.4%)	407.60 (38.2%)	420.83 (40.4%)	395.19 (38.9%)
Coal	117.71 (13.4%)	233.77 (21.3%)	300.8 (27.3%)	309.59 (27.0%)	281.93 (26.8%)	303.23 (29.3%)	348.87 (32.7%)	348.83 (33.5%)	342.72 (33.8%)
Oil	283.73 (32.2%)	179.35 (16.3%)	135.2 (12.3%)	100.15 (8.7%)	150.97 (14.4%)	181.29 (17.5%)	160.20 (15.0%)	116.44 (11.2%)	90.81 (8.9%)
Other	11.31 (1.3%)	14.06 (1.3%)	28.9 (2.6%)	40.64 (3.5%)	49.9 (4.7%)	53 (5.1%)	54.74 (5.1%)	67.65 (6.5%)	85.58 (8.4%)
합계	881.50	1099.69	1099.82	1147.9	1051.27	1034.31	1065.63	1040.69	1014.93

자료: Electricity Information, IEA/OECD, 2016. 2014. 에너지경제연구원 재구성

원전 발전량을 화력발전이 대체하면서 발생한 문제는 전력가격의 상승이다. 2015년 4월 발전비용위킹그룹이 2014년 기준으로 추산한 자료[6]에서는 원자력 발전단가는 10.1엔/kWh, 석탄화력 발전단가는 12.3엔/kWh, LNG발전은 약 13.7엔/kWh로 추산되었다. 일본의 전기요금제도는 연료비 변동제를 도입하고 있어 연료비용의 변동을 반영하도록 되어 있는데 동일본 대지진 이후 가장 저렴한 발전원인 원자력발전을 상대적으로 비싼 발전원인 석탄과 LNG로 대체하였기에 일본 내 전력요금은 상승은 당연히 발생할 수 밖에 없는 현상으로 볼 수 있을 것이다.

원자력 대체전원 발굴을 위해 재생에너지발전 비중확대 필요성이 증가하였으며 2012년 7월부터 신재생에너지발전에 대한 고정가격매입제도(FIT, Feed-in-Tariff)가 실시되어 재생에너지 발전 보급이 활성화되었다. 고정가격매입제도 도입 후 신재생에너지 설비용량은 연평균 33% 증가하였으며 발전량은 1.2%에서 3.0%까지 급격히 증가하는 모습을 보였다. 그러나 대표적인 신재생에너지인 태양광(가정용) 발전단가는 2014년 기준 29.4엔/kWh, 풍력발전단가는 21.9엔/kWh로 LNG 발전에 비해 각각 약 2.14배 및 약 1.6배 높은 수준이다[6]. 고정가격매입제도를 통해 가정용 태양광에너지를 판매할 경우 태양광은 33엔/kWh로 보상받게 되는데 이렇게 발생한 신재생에너지 매입 비용은 각 전력소비자에게 일정하게 분배되어 청구된다. <표2>는 고정가격매입제도가 도입된 이후 전력소비자의 요금부담을 정리한 것이다. 2016년 신재생에너지 발전촉진부과금은 2.25엔/kWh로 추산되고 있으며 신재생에너지 발전이 증가할수록 부과금의 규모는 증가할 것으로 예상된다.



<표 2> 연도별 신재생에너지 부과금 총액 및 부과금 단가

구분	2012	2013	2014	2015
부과금 총액 (전년대비증감)	1,306억엔 (-)	3,289억엔 (152%)	6,520억엔 (98%)	1조 3,222억엔 (203%)
부과금단가	0.22엔/kWh	0.35엔/kWh	0.75엔/kWh	1.58엔/kWh
표준가정 월 부담액 (연간부담액)	66엔/월 (792엔)	105/월 (1,260엔)	225엔/월 (2,700엔)	474엔/월 (5,688엔)
부과금수입실적1)	1,302억엔	3,190억엔	6,350억엔	13,200억엔

주: 1) 부과금 수입실적 : 부과금 단가 × 전력판매량 실적

자료: IT Media, 신재생에너지 비용을 국민이 부담하는 「부과금」, 2015.3, 이경진, “일본 신재생에너지부과금의 파급효과와 시사점” 「에너지포커스」, 2015 가을호 재인용, 한전경영경제연구원, “일본 신재생에너지 정책 영향과 개선현황, p8”, 「KEMRI 전력경제 REVIEW 21호」, 2016.8 재인용 및 재구성

원전 가동 중단과 신재생에너지 확대, 그리고 유가상승에 따른 연료비 상승으로 일본의 전력요금은 가정용과 산업용 각각 2010년 대비 2014년에 약 25.2%, 38.2% 증가하게 된다[7]. 원전가동 중단, 연료비 상승 등의 이유로 일반전기사업자의 수지가 악화되었으며 이로 인해 7개사가 총 9회의 요금 인상을 실시하였다. 원전의 비중[8]이 특히 높았던 간사이전력(51%)과 홋카이도전력(44%)은 두 번의 전기요금 인상을 단행하였으며 요금인상 폭도 지역별로 차이가 있어 지역 간의 요금격차도 증가하게 되었다. 이와 같은 전력요금 상승과 지역 간의 요금격차 증가는 2016년 4월에 실시된 일본의 전력소매시장 전면개방의 압력으로 작용하게 된다.

### 3) 일본의 전력수요전망 및 수급 방안[9]

동일본 대지진 후 수립된 장기에너지수급전망(2015.07.16.) 보고서를 통해 2030년 에너지 수급구조 및 전원 구성계획을 정식으로 결정하였다. 일본의 2030년 전원 구성의 특징은 원자력발전에 대한 의존도를 최대한 감소시키고 가능한 많은 양의 재생에너지를 확보하는 것이다.

일본 전원구성의 가장 큰 이슈인 원자력 발전은 최근 새로운 규제기준에 맞춰 재가동을 준비하고 있으며 2030년 전체 전력공급의 약 20~22%를 차지할 것으로 전망했다. 원자력발전 가동이 중단되면서 급격하게 비중이 증가했던 석탄발전과 LNG발전의 비중은 자연스럽게 축소될 것으로 전망되어 2030년 석탄은 약 26%, LNG는 27% 정도의 비중을 공급할 것으로 전망했다. 일본의 재생에너지는 태양광, 수력, 풍력, 바이오매스, 지열의 5가지 발전원으로 구성되고 있는데 일본의 2030년 전원구성에서 약 22~24%의 비중을 공급하는 역할을 할 것으로 기대하고 있다. 이는 동일본 대지진 이



전 10년동안 재생에너지 평균비중(11%)을 고려할 때 매우 공격적인 목표라고도 할 수 있을 것이다. 재생에너지 중 수력(8.8~9.2%)을 제외하면 태양광이 전체 전원비중에서 약 7%를 차지하면서 재생에너지 중 가장 높은 비중을 기록할 것으로 예상하고 있다.

원전의 재가동은 급격하게 증가하는 일본의 전력요금과 연관이 있다고 볼 수 있다. 앞서 서술했듯이 원자력(10.1엔/kWh)은 여전히 석탄(12.3엔/kWh) 및 LNG(13.7엔/kWh)보다 저렴하며 가장 싼 발전원이다. 원자력발전을 다시 가동함으로써 급등하고 있던 전력가격의 증가추세는 어느정도 줄어들 전망이지만 여전히 탈원전에 대한 국민적 요구가 높아 원자력발전기의 운영년도에 대한 논의는 지속되고 있다. 현재 존재하는 모든 원전을 40년만 운영할 수 있도록 한다면 2030년에는 현재의 절반, 2040년에는 현재의 20% 정도로 감소하게 된다. 그러나 40년으로 원전의 운전기간을 한정하면 새로운 원전을 증설하지 않을 경우, 2030년 원전의 발전비중인 20~22%를 달성할 수 있을지에 대한 의문이 지속적으로 제기되고 있는 상황이다. 실제로 운영한지 40년이 지난 간사이전력의 다카하마원전 1.2호기는 일부 안전공사를 거쳐 2019년부터 운영기간을 20년 연장하여 운영하기로 결정되기도 하였다[10].

#### 4) 일본의 전력시스템 개혁

동일본 대지진으로 인해 발생되었던 일본 전력산업의 문제점을 해결하기 위해 일본은 기존 전력시스템을 개혁하기로 결정했다. 전력시스템 개혁은 전력의 안정적 공급, 전기요금 억제, 그리고 시장개방을 통한 신산업 기회 확대라는 3가지 주요 목표를 설정하였으며 이를 위하여 3단계에 걸쳐 추진 단계별 주요 계획을 수립하여 실시하기로 하였다.(<표 3> 참조)

앞서 언급하였듯이 일본은 지역독점 전력산업체제 때문에 지역 간 전력유통에 문제를 가지고 있었으며 이는 전력의 안정적 공급이라는 부분에서 큰 저해요소였다. 따라서 첫 번째 일본 전력시스템 개혁의 첫 번째 주요 계획은 중립적인 광역계통운영기관을 설립하는 것이었다. 그 결과 광역계통운영기관인 OCCTO(Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators)가 2015년에 설립되었으며 OCCTO의 목표는 일본 전역의 정상 및 비상상황에서 전력수급 균형을 통제하는 기능을 강화하는 것이다.

일본 전력시스템 개혁의 두 번째 단계는 전력소매시장 전면 개방으로 2016년 4월에 약 7.5조엔에 달하는 규모인 전력소매시장을 전면 개방하였다. 전력소매시장 개방으로 통신, 가스 등 타 사업자들의 활발한 전력시장 진입이 이루어졌으며 이에 따라



이종상품을 함께 판매하는 결합상품이 시장에 등장하였다. 결합상품은 동시에 여러 상품을(예: 통신과 전기, 가스와 전기 등)을 사용할 경우 요금할인을 하는 경우가 대부분으로 전기요금 억제 효과까지 기대할 수 있다. 즉 소매시장에 경쟁을 도입함으로써 판매사업자간의 경쟁을 통해 요금인하 효과가 발생하도록 전력판매시장을 개방한 것으로 볼 수 있다.

전력소매시장 개방 전 소매요금은 총괄원가방식으로 엄격하게 규제되어 있었으나 경쟁도입 후 요금의 급격한 상승을 방지하고 소비자 보호를 위해 소매부분에는 규제 요금과 경쟁요금을 동시에 적용하고 있으며 소비자는 두 가지 요금 중 하나를 선택하여 비용부담을 줄일 수 있다. 그러나 장기적으로는 요금규제를 철폐하고 원칙적으로 자유화하는 것을 목표로 삼고 있다

<표 3> 일본 전력시스템 개혁 3단계

단계	실시 시기	실시 결과
[제1단계(제1차 개정)] 광역 계통운영기관 설립	2015년 4월 설립	Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCTO)
[제2단계(제2차 개정)] 전기 소매업에 대한 참여의 전면 자유화	2016년 4월 전면개방 실시	다양한 소매전기사업자 등장
[제3단계(제3차 개정)] 법적 분리에 의한 송배전부문의 중립성 확보 강화, 전기 소매요금의 전면 자유화	2018년부터 2020년까지를 목표로 실시	2020년 4월 시행 예정, 기존 전력회사의 송배전 부문을 법적으로 분리시킴

자료: 노동석, 윤희정 “일본의 전력시스템 개혁방향”, 「세계 원전시장 인사이트」, 2014.5., 박찬국, “일본 소매시장 개방에 따른 신사업 발전” 「세계 에너지시장 인사이트」 제14-44호, 2014.12, 재인용, 최근 언론보도를 토대로 재수정

일본 전력시스템 개혁의 마지막 단계는 송·배전부문의 중립성 확보와 소매부문 요금 전면 자유화이다. 송·배전망은 전력판매사업의 기본적인 플랫폼으로 전력소매시장의 경쟁 활성화를 위해서는 전력판매사업자들의 자유로운 송·배전망 이용과 공정한 요금이 필수적이다. 일반전기사업자의 송·배전망 요금 및 이용정보 제한은 새롭게 시장에 진입하는 전력판매사업자에 대한 진입장벽이 될 수 있기 때문에 완벽한 법적 분리를 통해 2020년 송·배전망의 중립성을 확보할 계획이다[11].

## 5)맺음말

동일본 대지진의 영향으로 일본의 전력산업 목표는 크게 탈원전-재생에너지 확대



수립되고 있다. 새로운 정부가 출범한 한국도 초미세먼지, 경주대지진 등의 이유로 일본과 유사하게 탈원전, 탈석탄, 그리고 재생에너지 확대라는 목표를 가지고 전력산업이 운영될 것으로 보인다. 일본의 전력시스템 개혁은 지금도 현재진행형이며 발생하는 문제점을 지속적으로 해결해 나가고 있는 상황이다. 한국도 지금 전력산업의 큰 패러다임을 전환하려는 시작점에 놓여있는 만큼 일본의 사례는 참고할만한 의미있는 선행사례가 될 것이다.



## [참고]

- [1] 「서일본에서 동일본으로의 전력 유통이 어려운 이유(電力、なぜ西日本から東日本に融通難しいか)」 NIKKEI STYLE 2011.3.24. <https://style.nikkei.com/article/DGXBZO25485130T20C11A3AA1P00?channel=DF130120166126&style=1>
- [2] 주요단신, 세계 에너지시장 인사이트 제15-26호 2015.7.10
- [3] 임지영, 「일본 2015년 에너지 수급실적 및 에너지 정책 당면 과제」 세계 에너지시장 인사이트 제17-18호 2017.5.29
- [4] Electricity Information, IEA/OECD, 2016 자료 사용
- [5] 정성춘, 「동일본 대지진 이후 일본의 에너지 선택: 「발전단가 검증위원회」 결과분석 및 시사점」, KIEP, 오늘의 세계경제, 2012.2.17.
- [6] 「장기에너지수급소위원회에 대한 발전비용 등 검증 관련 보고(안)(長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告(案)」 종합자원에너지조사회 발전비용검증WG 2015.4
- [7] 「전력수요실적확보(電力需要実績確報)」 전기사업연합회
- [8] 「각 전력회사 발전량 전원별 구성비」 마이니치신문 2012.5.5. <http://www2.ttcn.ne.jp/honkawa/4111.html>
- [9] 임지영, 「일본 에너지 현진전략(안)분석」 세계 에너지시장 인사이트 제 16-9호 참고
- [10] 「일본, 40년 넘은 노후원전 수명 20년 연장」, 한겨레신문 2016.06.21. <http://www.hani.co.kr/arti/international/japan/749089.html>
- [11] 이대연, 임지영, 「일본 전력시장 개혁의 주요 난제와 향후 과제」 세계 에너지시장 인사이트 제 15-45호 참고