

배포 즉시 보도하여 주시기 바랍니다.

문의: 한국원자력학회 소통위원회 위원장 송종순 010-9102-7165, jssong@chosun.ac.kr
한국원자력학회 에너지전환대응 소위원회 위원장 문주현
010-3428-0135, jhmoon86@dongguk.ac.kr

한국원자력학회, 제8차 전력수급기본계획 검토보고서 발간

- 한국원자력학회(회장: 김학노)는 “제8차 전력수급기본계획에 대한 검토보고서”를 작성하여 5월 10일 학회 홈페이지를 통해 공개하였다.
- 이 보고서는 지난해 학회가 제8차 전력수급기본계획(안)에 대해 입장을 표명(2017.12.18.)할 때, “추후 상세 검토보고서를 작성해 공개하겠다.”는 약속을 이행하는 차원에서 작성되었다.
- 이 보고서에는 학회 이슈위원회 산하 에너지전환대응 소위원회 주도로 수차례 토의와 전문가 자문을 거쳐 도출된 제8차 전력수급기본계획의 잠재적 문제점을 담고 있다.
- 우리 학회는 이 보고서가 제3차 에너지기본계획을 포함해 국가 미래 에너지수급에 대한 다양한 논의의 장에서 기초 자료로 활용돼, 우리나라에 적합한 에너지 정책과 계획을 만드는데 도움이 되길 희망한다.

<첨부> 제8차 전력수급기본계획 검토보고서 요약

첨부 제8차 전력수급기본계획 검토보고서 요약

1. 전력수요 과소예측에 따른 수급불안과 전원믹스 왜곡 가능성

[전력소비량]

- 8차 계획은 2030년까지 전력수요 증가폭을 과거 대비 낮게 예측
 - 7차 계획은 전력소비량 2.1%, 최대전력 2.2% 증가할 것으로 전망
 - 8차 계획에서는 전력소비량은 연평균 1.0%, 최대전력은 1.3% 증가할 것으로 예측
- 전력수요는 경제성장률(GDP 성장)에 큰 영향을 받는데, 8차 계획은 GDP 성장 전망을 2.4%로 예측하여, 7차 계획의 3.4%보다 낮음
 - 우리 경제의 저성장 상황과 지난 7차 계획의 연평균 성장 전망치 3.4%가 부풀려진 측면을 감안할 때, 에너지전환정책을 위해 의도적으로 과소 추정했다고 보기는 어려움



그림. GDP 전망 비교(7차 vs. 8차)

자료: 산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획(안) 국회 보고, 2017.12

- 8차 계획의 전력수요 GDP 탄성치¹⁾는 7차 계획 대비 낮게 평가
 - 7차 계획의 전력수요 GDP 탄성치 : 0.6 (= 목표수요 연평균 증가율(2.1%)/연평균 GDP 성장 전망치(3.4%))
 - 8차 계획의 전력수요 GDP 탄성치 : 0.4 (= 목표수요 연평균 증가율(1%)/연평

1) GDP 1% 성장할 때, 전력수요가 몇 % 증가하는가를 보여주는 값으로, 전력수요가 경제활동과 어느 정도 밀접한 관계가 있는가를 나타낸다. 일반적으로 경제활동이 활발하면 전력소비가 증가하고, 반대로 경제활동이 위축되면 전력소비는 둔화되므로, 전력수요와 GDP는 양(+)의 상관관계를 갖는다.

균 GDP 성장 전망치(2.4%))

⇒ 전력수요 GDP 탄성치 감소는 전력다소비 산업 부진, 전력 저소비·고부가가치 산업 확대 등 산업구조 변화를 의미하는데, 7차 계획 이후 2년 간 이런 변화가 있었다는 근거 제시 없이 탄성치를 변경하였음

- 8차 계획 기간(2017-2031) 중 5년 단위 GDP 탄성치를 살펴보면, 2026-2031년(탄성치 0.14)에는 거의 전력소비 증가 없이 경제성장이 가능하다고 전망한 것으로 볼 수 있음

표. 8차 계획의 GDP와 전력수요

	전력수요(%)	GDP(%)	탄성치
2016-21	2.00	3.00	0.67
2021-26	0.86	2.40	0.36
2026-31	0.27	1.90	0.14

자료: 노동석(2018)

⇒ 결국, 전력수요의 과소 예측(under forecast) 우려가 제기됨

※ 전력수요 과소예측의 대표적 사례는 2011년 발생한 순환 단전의 원인이 되었던 제3차 전력수급기본계획임

[최대 전력수요]

■ 8차 계획은 2030년 최대 전력수요를 7차 계획 대비 11%(▽12.7 GW) 낮게 예측

- 7차 계획에서는 2030년 최대 전력 예측치를 113.2 GW, 8차 계획에서는 2030년 최대 전력수요를 100.5GW로 예측

－ 예비력 감안 시, 이전 계획 대비 약 15 GW 설비 축소 예상

■ 과거 최대 전력 실적과 최근 잦아지는 이상기후를 반영하지 않은 채, 미래 최대 전력수요 예측

- 당국은 2016년 최대 전력수요(85.2 GW)를 그해 하절기가 예년과 달리 폭염이 지속된 특이한 경우여서 수요예측에 반영치 않았으며, 2018.2.6. 최대 전력수요(88.2 GW)도 이상 한파 때문이라고 설명

- 어느 한 해 일시적 이상기후로 인한 전력수요 증가를 반영하는 것은 또 다른 오차를 야기할 수 있으므로 수요예측시 반영여부를 신중히 판단해야 하지만, 최근 기후변동성이 커지고 반복되는 추세 감안 시, 이를 최대 전력예측에 반영치 않는다면 과소예측을 피할 수 없음



그림 최대전력 예측 결과 비교(7차 vs. 8차)

자료: 주한규, 제8차 전력수급기본계획 분석, 2018.1

2. 전원구성과 예상되는 문제점

[전원별 설비용량]

■ 원자력과 석탄은 설비를 점차 축소하고, 신재생과 가스는 확대

- 원자력: 월성 1호기는 2018년부터 공급용량에서 제외되었고, 신한울 1·2호기, 신고리 4·5·6 등 5기는 준공예정. 7차 계획에 반영되었던 신규원전은 백지화되었고, 월성 1호기를 포함하여 설계수명이 도달한 원전은 계속운전 없이 폐지

	'17년	'22년	'30년
원자력	247 (22.5GW)	277 (27.5GW)	187 (20.4GW)
석탄	617 (36.8GW)	617 (42GW)	577 (39.9GW)
신재생	11.3GW	23.3GW	58.5GW
가스	37.4GW	42GW	47.4GW

그림. 전원별 기수와 설비용량 (자료: 산업부(2017))

■ 원자력과 석탄을 합한 비중은 감소하고, 신재생 발전비중은 대폭 증가

- 원자력과 석탄을 합한 발전비중은 2017년 대비 약16%p가 감소하며, 이 감소된 비중은 대부분 신재생 발전이 대체
- 신재생 발전비중은 6%에서 에너지전환 로드맵과 신재생 3020에 의해 20%로 14%p 확대

표. 발전량 비중(%)

	원자력	석탄	가스	신재생	기타	계
2017	30.3	45.4	16.9	6.2	1.3	100
2030	23.9	36.1	18.8	20.0	1.1	100

자료: 산업부(2017)

[전원믹스의 적정성 검토]

■ 전원 구성의 다양성 부족 → 가스 발전의 적정 비중 이상 확대 우려

- 8차 계획에서는 원자력과 석탄의 신규 설비가 배제되고, 신재생은 용량이 결정되어 있으므로, 예상치 못한 수요 증가 시, 현실적으로 추가 가능한 신규 설비는 가스 발전 밖에 없음
- 신재생 확대에 따라 부하추종성이 높은 전원 확대가 필요한데, 이를 위해 적합한 전원도 가스 발전이며, 신재생이 계획대로 확대되지 못할 경우, 단기에 건설 가능한 전원도 역시 가스 발전 밖에 없음.

■ 탈원전·탈석탄 동시 추진

- 정책 추진에 따른 과급영향이 너무 크기 때문에, 일정 규모 이상의 전력시스템을 가진 나라 가운데 탈원전과 탈석탄을 동시에 추진하는 곳은 없지만, 8차 계획에서는 이를 추진
 - ※ 에너지전환의 대표적 모범사례로 자주 인용되는 독일조차도 원전은 축소하지만 석탄발전은 유지 중

■ 변동성 전원 확대 대응

- 신재생 전원 확대에 대비하여, △적정 예비율에 의한 용량으로 신재생 변동성을 대비할 수 있는가 △변동성을 대비하는 백업 전원이 가스와 양수만 가능한가²⁾ 등 두 가지 측면의 검토 필요
 - 2030년 신재생의 피크 기여도가 0이어도, 공급용량은 114 GW에 이르러, 8차 계획에서 예측한 최대 전력(100.5 GW)을 감당할 수 있으며, 이때 예비율은 13.4%임
 - 다만, 신재생 전원을 백업할 수 있는 설비로서 가스와 양수발전만이 가능하다는 근거는 제시돼 있지 않음.

2) 8차 계획에서 신규 설비는 '재생에너지 변동성 대응을 위한 설비로서, 가스 터빈 단독 운전이 가스발전과 양수'로 제한하여, 신규 설비는 이 두 가지 전원만 고려하고 있다.

- 재생에너지 발전비중이 30%인 독일에서도 재생에너지 출력 변동의 상당 부분을 석탄이 담당하고 있으며, 프랑스에서는 원전 부하추종이 일상적으로 이뤄지고 있음

■ 전력부문 기후변화 대응

- 8차 수급계획 전력수요량 예측이 과거 대비 낮아졌음에도 불구하고, 당국은 BAU 배출량은 변화가 없다고 가정하고 온실가스 감축목표 이행이 가능하다고 평가
 - 2015년 우리나라는 2030년까지 온실가스를 BAU 대비 37% 감축을 약속했으며, 이때 추정된 발전부문 BAU 배출량은 3.22억톤, 감축목표량은 BAU의 19.9%인 6,400만톤임
 - ※ 이 때, 제8차 계획 대비 수요예측치가 높은 제2차 에너지기본계획을 기준으로 BAU 배출량 계산
 - 2015년 당시 발전부문 배출 목표량은 2.58억톤이었고, 8차 계획 배출량은 2.37억톤으로 추정, 이 목표달성이 가능한 것으로 평가
 - 그러나 8차 계획은 7차 계획 이후 변화된 경제성장 전망과 에너지전환 패러다임을 전제하여 전력수요를 다시 예측했으므로 BAU가 변화된 것으로 봐야 하지만, 이를 고려하지 않고 변화 전 BAU를 기준으로 하고 변화 후 배출량을 계산하여 목표달성이 가능하다고 평가하는 것은 논리상 맞지 않음
- 원전을 축소하지만 재생에너지 발전량이 증가하므로 목표 달성이 가능하다는 것도 낙관적 전망임
 - 수급계획 수립 시 원전 이용률 85%를 기준으로 했으나, 규제 강화로 2017년 원전 이용률이 71%로 하락한 것에 보듯이, 규제 강화에 따른 원전 이용률이 낮아지면, 이를 대체하기 위해 석탄 등 발전이 증가할 것임
 - ※ 미세먼지 대책으로 노후 석탄발전소 10기가 1달간 가동 중지됐음에도 불구하고, 석탄 발전량은 전년 대비 11.7% 증가한 25.1 TWh였으며, 이로 인해 온실가스 배출은 약 2천만톤 증가한 것으로 추정
- 해외 탄소거래시장에서 배출권 확보를 통한 감축도 현실적이지 않음
 - 2015년 온실가스 감축계획에 따르면, “2030년 BAU의 11.3%인 9,600만톤은 해외에서 배출권을 확보하여 국내 배출을 상쇄”해야 하는데, 국가 배출량이 9,600만톤을 넘는 국가는 약 50개에 불과함
 - 선진국과 개도국 모두 온실 가스를 줄여야 하는 신기후체제 하에서 배출권을 충분히 확보할 수 있을지 의문이며, 배출권 확보를 위해 필요한 막대한 비용

을 어떻게 조달할지도 문제

3. 전력수급계획과 전기요금

[전기요금 영향]

■ 원자력·석탄 중심에서 신재생·가스 중심으로 전환 시 전기요금 인상은 자명

- 싼 전원(원자력·석탄)을 비싼 전원(신재생·가스)으로 대체하고, ‘신재생 백업설비 보장’, ‘소규모 태양광 보급, 열병합설비와 수요지 인근 가스발전소 지원, 보상 확대’ 등 발전 비용을 증가시키는 정책들이 제시돼 있어, 언젠가는 전기요금은 인상될 수밖에 없음
- 국회 에너지소위 보고자료에 따르면, 전력구입비 기준, 연료비 물가 불변, 2030년까지 신재생 발전원가 35.5% 하락 등을 전제로, 8차 계획 목표수요 하에서 2030년까지 전기요금 인상률은 10.9%로 추정했으나, 신재생 평균 발전원가가 크게 하락할 것이라는 전제는 지나치게 낙관적인 가정임
 - － 태양광 발전비용이 2030년까지 현재에 비해 35.5% 감소하더라도 △신재생 발전비용이 원자력, 석탄, 가스 등 전통적 발전원의 발전비용보다 높으며 △신재생 포트폴리오가 태양광과 풍력 중심으로 확충되고 △재생에너지 확대가 단계적으로 이뤄진다는 점에서 평균 발전비용은 오히려 소폭 상승할 것으로 전망
 - ※ 이러한 점들이 반영된 신재생의 kWh당 가중평균 발전비용은 2017년 148원에서 2030년 약 155원으로, 태양광·풍력의 가중평균 비용은 kWh당 2017년 157원에서 2030년 159원으로 소폭 상승할 것으로 추정.
- 위의 신재생 비용 추정결과를 활용해 8차 계획의 발전구성 변화에 의한 전기요금 상승 폭은 약 18%로 추산(노동석, 2018)되며, 여기에는 신재생 확대에 따른 전력계통 운영비(밸런싱), 백업설비 비용, 송·배전망 확충비용은 포함하지 않았기 때문에, 이 비용들을 반영한다면 전기요금 인상폭은 더 커질 것으로 예상