
전력수급계획의 실제와 원자력

2022. 6. 21

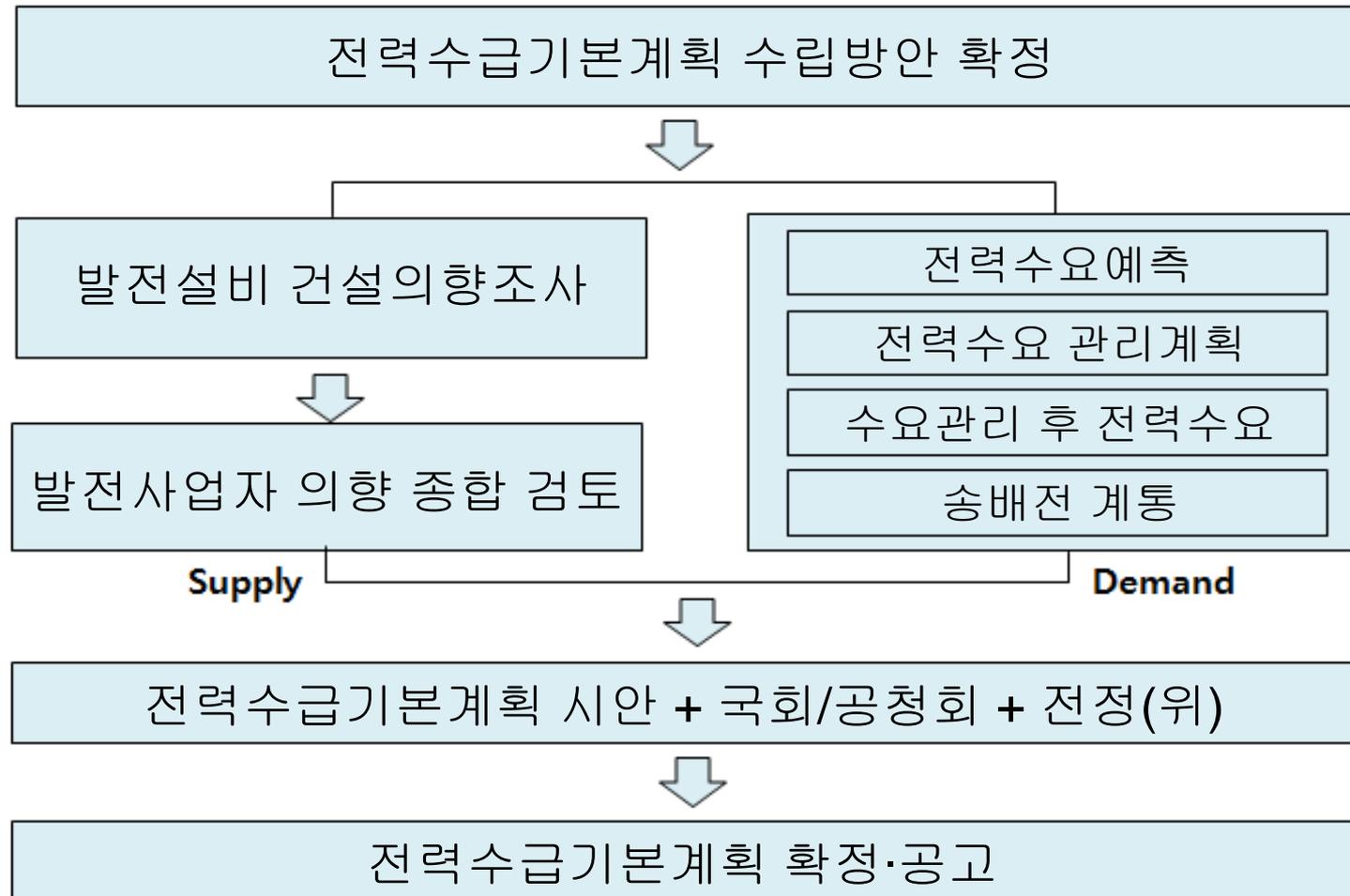
경희대학교 원자력공학과
정 범 진

전력수급기본계획

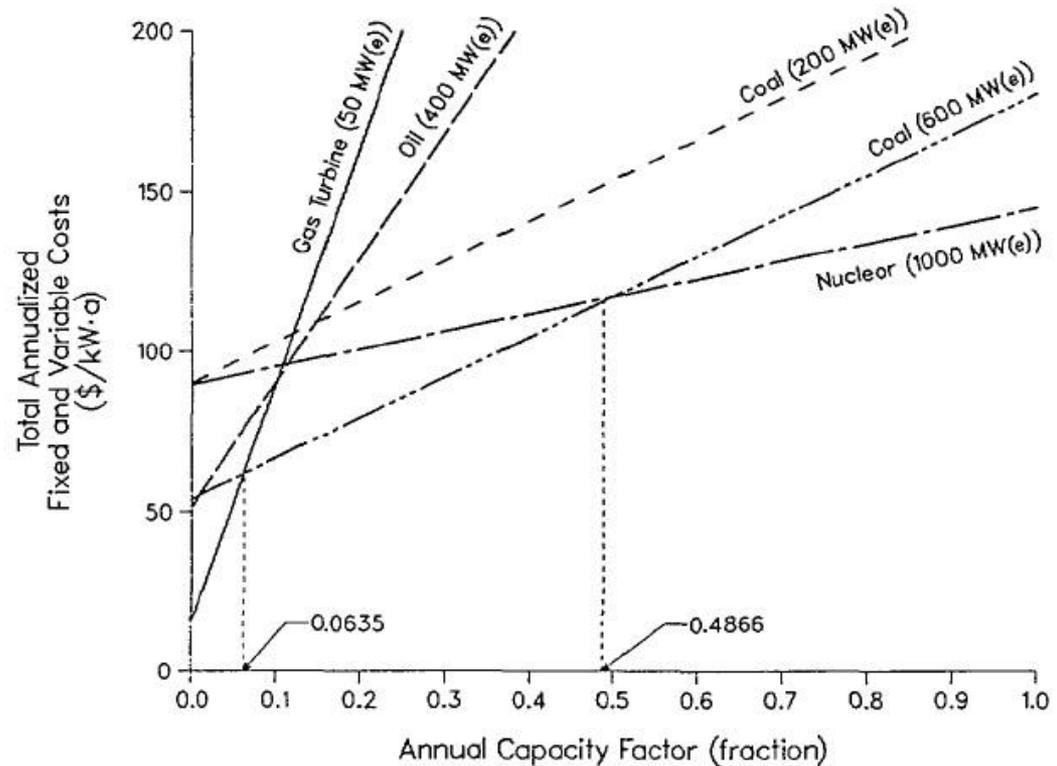
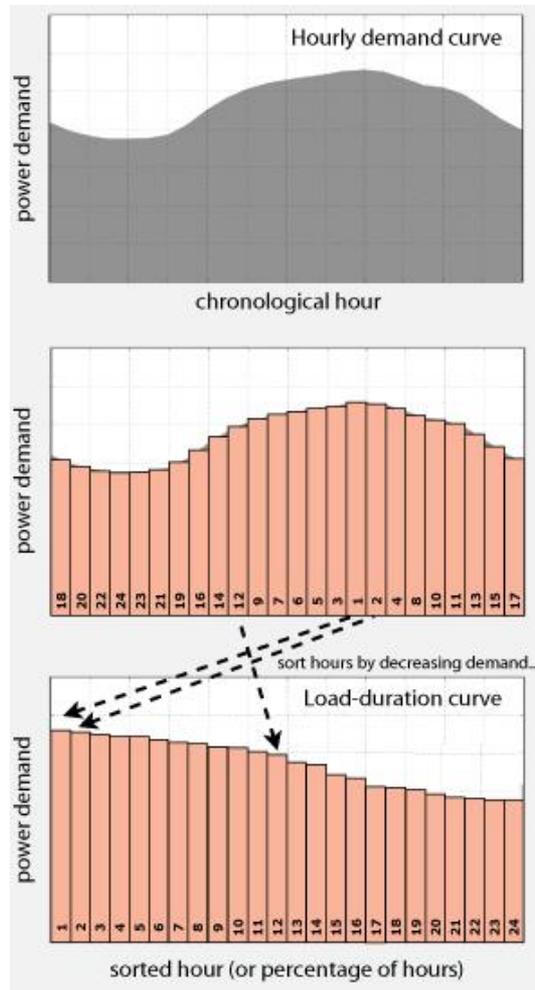
- 전력수급기본계획
 - 사회기반시설의 기본
 - 전력수급의 기본방향, 장기전망, 전력수요관리, 전원 건설계획등
- 전력수급계획의 변화

시 기	1960~1980년대	1990년대	2000년대
계 획 명	장기전원개발계획	장기전력수급계획	전력수급기본계획
수립시기	1961, 1966, 1970, 1976, 1981, 1986	1991, 1993, 1995, 1998, 2000	2002, 2004, 2006, 2008, 2010, 2013
수립주기	5년	2년	2년
특 징	·국가 경제개발 5개년 계획에 포함 된 부속계획 ·한국전력 중심의 설비계획 (한국전력에서 이행)	·「전기사업법」 체제 하에서의 국가계획 ·한국전력 중심의설비계획 (한국전력에서 이행)	·전력산업구조 개편에 따른 시장 중심의 국가계획 ·경쟁체제에서 사업자 중심 계획 (사업자 이행) (비구속적 행정계획)

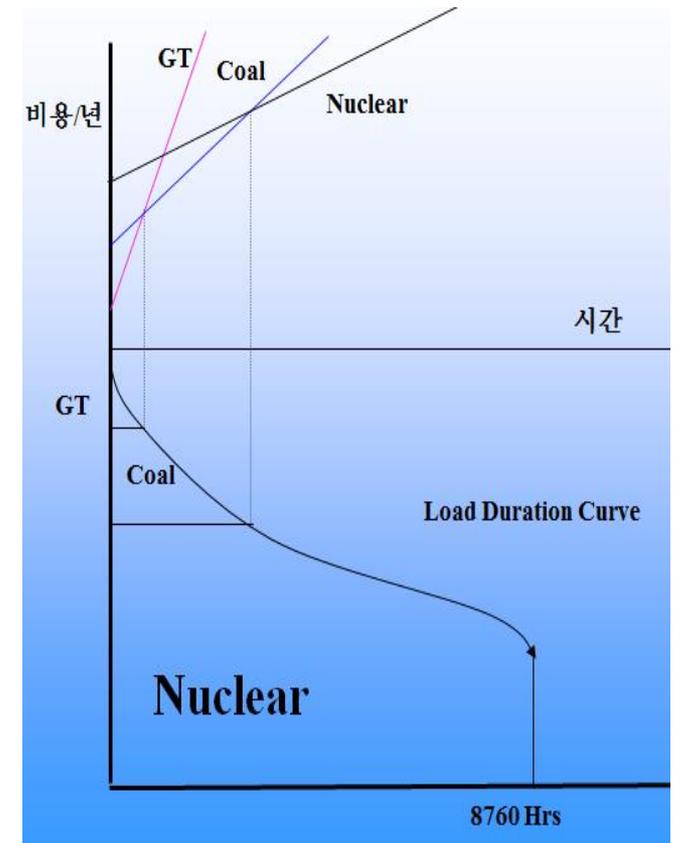
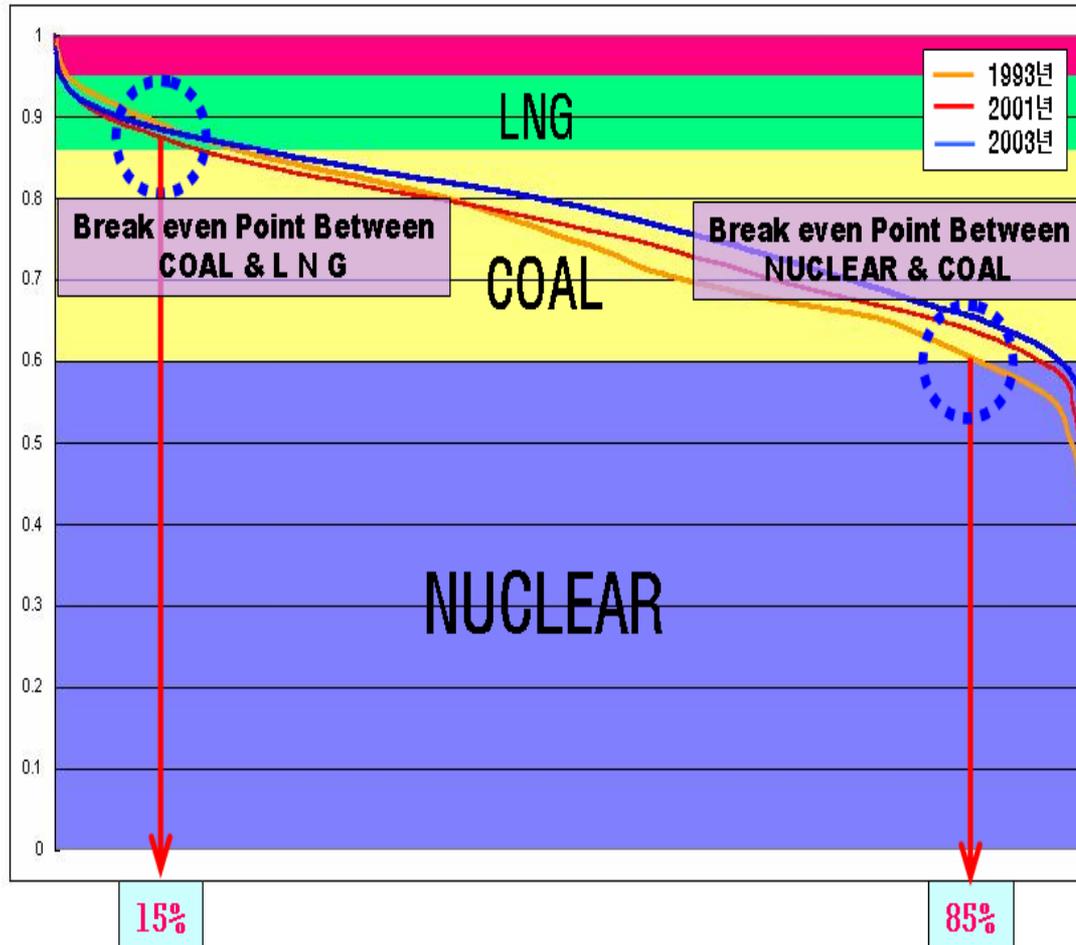
전력수급계획 수립절차



Load Duration Curve & Screening Curve



최적 Energy Mix



제약요소와 고려사항

< 제약요소 >

- 환경성 - CO₂ 배출저감
- 안정성 - 연료공급의 안정성

< 고려사항 >

- 기술성
- 경제성(Cost)
- 환경성(Environmental friendliness)
- 안정성(Fuel security)

☞ 정책적 고려사항? (e.g. 산업정책/수출정책)

정책전원: 원전, 재생E

※ 원전은 정책전원으로 분류할 필요가 없다. (경쟁력 있음)

전력수급계획 수립원칙

< 원칙 >

- 안정적 공급
- 사회적 비용 최소화

< 탈원전 정부에서의 원칙 >

- 안전 → 기본이지
- 깨끗 → 누가 판단?

☞ 안전하고 깨끗하지 않으면 끊어져도 좋다

※ 동의 없이 법개정

이자율과 환율

< 이자율 >

- 건설기간이 긴 원전은 이자율이 낮을 수록 유리

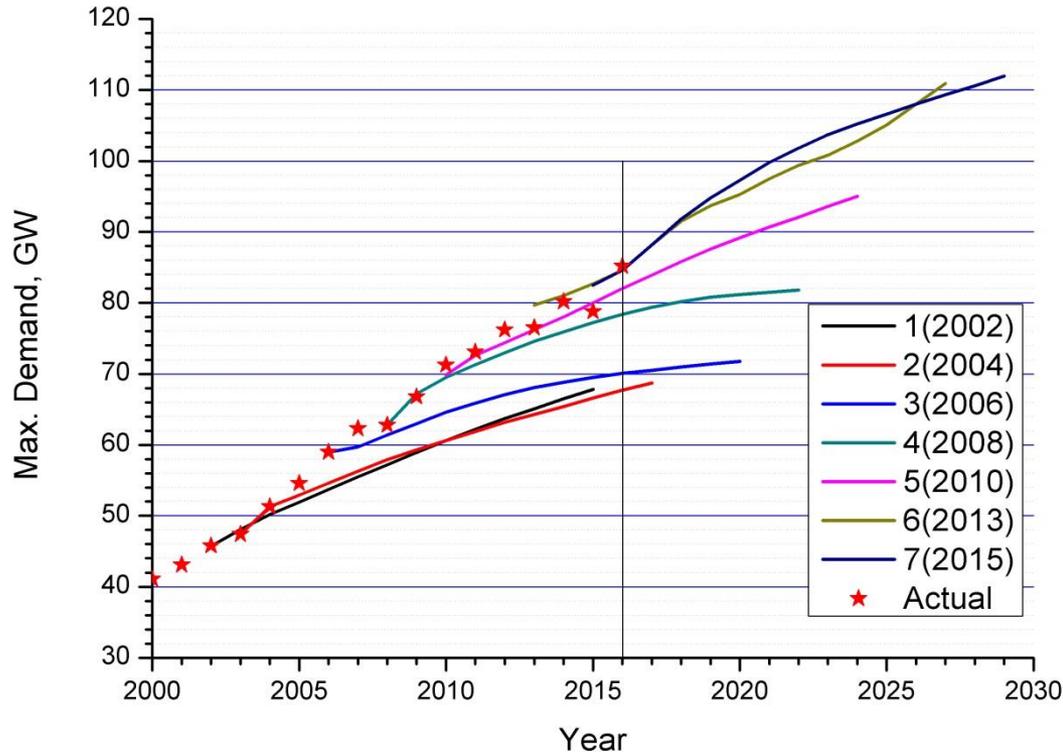
< 환율 >

- 국산화된 원전은 환율이 높을수록 유리

☞ 전력수급계획 수립초기에 이자율과 환율결정

※ LNG에 유리하게 운영?

최대 전력 수요 예측치과 실제 수요



과소예측
→ LNG 추가

과대예측
→ LNG 축소

20년간 과속예측
→ Energy mix
왜곡
(원자력사회 침묵)

*제1차 ~ 7차 전력수급기본계획 자료 및 한전 통계 자료



전력정책심의위원회 개최경과

< 추진 경과 >

- '16.12월 : 계획 수립 착수
- '17.6월 : 제8차 전력수급기본계획 소위원회 개편
 - 소위원회내 신재생, 예비율, 수요관리 등 6개 워킹그룹 신설
- '16.12 ~ '17.11월 : 총괄분과, 소위원회 및 워킹그룹 검토 (총 43회)
- '17.7 ~ 8월 : 수요전망(초안) 및 설비계획(초안) 공개
- '17.9월 : 수요 재전망, 설비예비율, 신재생 변동성 대응방안 등 공개
- '17.9월 : 국회 산업위 통상에너지소위 보고
- '17.12월 : 관계부처 협의
- '17.12.14. : 국회 산업위 통상에너지소위 보고
- '17.12.27. : 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회 보고
- '17.12.28. : 공청회
- '17.12.29. : 전력정책심의회 심의 · 확정

※ 제8차 전력수급기본계획에서 발췌

- '16. 9월 1호 안건 “제8차 전력수급기본계획 추진방안”
추진경과에 빠진 이유?
- 전력수급기본계획 수립위원 변경 → !
- '17. 8. 11(금) 07:30 간담회
- '17. 11. 30(목) 10:00
안건회수, 국회보고후 제공 약속 지키지 않음
- '17. 12. 29(금) 11:00
마지막 근무일(기막힌 택일)
- 12/27 국회, 12/28 공청회, 12/29 전력정책심의회
의견수렴은 언제?

제8차 전력수급기본계획 기본방향의 변화

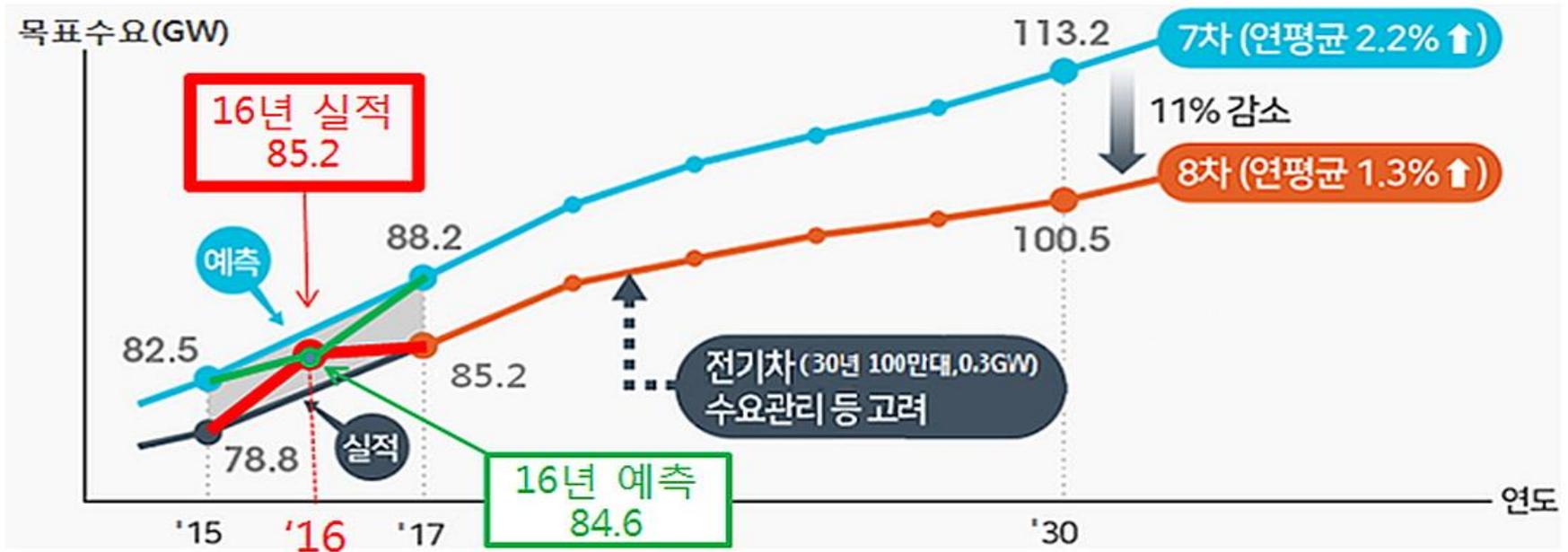
< 2016. 9월 >

- (수요예측) 전력소비량의 합리적·과학적 예측, 우리나라의 특성 반영, 미래 불확실성 고려 및 글로벌 스탠다드와 정합성 유지
- (적정설비) **안정적 전력수급**이라는 대전제를 만족시키면서 **사회적 비용을 최소화**하고, 신재생 전원 증가 등 **변화된 현실** 반영
 - 우리나라 현실과 글로벌 표준에 부합하는 적정예비율도 모색
- (전원믹스) ‘**공급 안정성**’, ‘**기후변화대응**’, ‘**국민부담 최소화**’의 세 가지 핵심가치를 공시에 고려한 최적의 전원믹스 구성
- (수요관리) 수요 측면의 다양한 기술, 비즈니스 모델, 인센티브 등을 활용하는 수요관리도 적극적으로 고려
- (전력계통) **안정적 전력공급**의 핵심전제인 송배전망을 건설·보강하고, 신재생 등 분산전원을 네트워크가 적극적으로 수용

< 2017. 12월 (최종안) >

- (수요전망) 합리적 수요전망으로 예측오차 최소화
 - 4차 산업혁명 영향 반영
- (수요관리) 이행력 제고를 위한 수단 확충
- (설비에비율) 수급안정을 위해 **적정 설비에비율 확보**
 - 신재생 확대 등 발전원 구성 변화 양상 반영
- (설비계획) 경제성을 확보하면서 **안전하고 깨끗한 발전원** 구성
 - 원전·석탄 단계적 감축, **재생·LNG 확대**
 - 경제급전과 환경급전의 조화방안 강구
 - 분산형 전원의 지속적 확대
- 전원믹스를 뒷받침하는 **전력계통 건설·운영**
 - 재생에너지 확대에 필요한 인프라 **선제적 보강 (?)**

제8차 전력수급계획은 안정적인가?



- 신규원전 6기 + 수명도래원전 11기 ➡ 폐지 [-18 GW]
 - 석탄발전소 폐지 [- 3 GW]
 - 신재생에너지 증설 [+8 GW]
- $113.2 \text{ GW} - 18 - 3 + 8 = 100.5 \text{ GW}$

구체성 결여

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력(MW)		발전률 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
2016			93,328	98,354	85,183	83,657	9.6	17.6	
2017			105,652	107,768	84,586	85,206	24.9	26.5	
	1	당진#9(중설)	90						
	1	도서	10						
	2	파주문산복합#1	848						
	3	북평#1	595						
	3	포천천연복합#1	874						
	3	파주문산복합#2	848						
	4	(영동#1)	-125						
	4	GS당진복합#4	846						
	4	(서울#5)	-250						
	4	위례열병합(집단)	413						
	5	문진열병합(집단)	431						
	5	당진#10(중설)	90						
	5	군장에너지#5(집단)	14						
	6	삼척그린#2	1,022						
	6	태안#10	1,050						
	6	신보령#1	926						
	6	(고리#1)	-587						
	6	신재생	204						
	7	(서진#1)	-200						
	7	(서진#2)	-200						
	7	부산정관에너지#1	46						
	8	북평#2	595						
	9	신보령#2	926						
	9	(오산열병합(집단)	-24						
	10	영남복합	443						
	11	문진열병합(집단)	378						
	12	문진열병합(집단)	378						
	12	(영덕복합#1)	-480						
	12	원화에너지(군산신단지)	49						
	12	신재생	204						
2018			107,609	110,735	86,114	87,155	25.0	27.1	
	1	(월성#1)	-679						
	6	신보령#1 중설	93						
	6	제주복합	240						
	6	신재생	149						
	6	아산국가산단 포송지구(집단)	37						
	8	포천열병합(집단)	84						

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	총용량 (MW)	최대전력(MW)	발전률 (%)
2027	12	신재생	223			
2027				119,763	120,164	95,797 98,404 25.0 22.1
	6	신재생	250			
	12	(월성#3)	-700			
	12	(한울#1)	-950			
	12	신규LNG#1	900			
	12	신규LNG#2	900			
	12	신재생	250			
2028				120,418	121,072	96,399 99,131 24.9 22.1
	6	신재생	254			
	12	(한울#2)	-950			
	12	신규LNG#3	900			
	12	신규LNG#4	450			
	12	신재생	254			
2029				120,626	121,680	96,986 99,839 24.4 21.9
	2	(월성#4)	-700			
	6	신재생	254			
	12	신재생	254			
	12	신규양수#1	800			
2030				121,962	122,845	97,533 100,498 25.0 22.2
	6	신재생	282			
	12	신재생	283			
	12	신규양수#2	600			
2031				122,856	123,468	98,010 101,065 25.4 22.2
	6	신재생	11			
	12	신규양수#3	600			
	12	신재생	12			



기술성 : 경제성

- 원자력은 발전단가가 가장 저렴한 경제적 에너지
 - 각국의 상황에 따라 다소 편차는 있지만 원자력은 세계적으로 가장 경제적인 발전원 가운데 하나
 - 원자력은 원자력은 건설 및 운영기술이 거의 자립화되어 있고 낮은 연료비 비중으로 국내 발전원 중 가장 저렴한 수준 유지



환경성 - 이산화탄소 배출

- 원자력은 CO₂ 배출이 거의 없는 저탄소 녹색에너지
 - 원자력의 CO₂ 배출은 석탄, 석유 등 화석연료는 물론 태양광, 풍력 등 재생에너지보다 적음
 - 원자력은 화석연료와 달리 황산화물(SO_x), 질소산화물(NO_x) 등 대기오염물질의 배출이 없음



환경성 - 폐기물

- 일반폐기물
 - 부패, 희석, 침출수 방출 등
 - 환경과의 상호작용의 결과 자연물이 됨
- 방사성폐기물
 - 방사선 차폐만 하면
 - 환경과의 상호작용 없이 자연물이 됨

☞ 친환경성?

LCOE (Levelized Cost of Electricity)

Table 4.10: Levelised costs of electricity for generating plants in Korea

Technology	Capital costs			O&M costs			Fuel, waste and carbon costs	Heat credit	LCOE		
	3%	7%	10%	3%	7%	10%			3%	7%	10%
	USD/MWh			USD/MWh					USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
CCGT	7.03	11.29	15.04	5.55	5.55	5.55	109.24	0.00	121.82	126.08	129.82
CCGT	5.96	9.44	12.54	4.05	4.05	4.05	105.10	0.00	115.11	118.60	121.70
Coal – pulverised (PC 800)	7.54	13.70	19.34	5.31	5.31	5.31	64.81	0.00	77.66	83.83	89.46
Coal – pulverised (PC 1000)	7.47	13.53	19.17	4.80	4.80	4.80	62.03	0.00	74.30	80.36	86.00
Nuclear – ALWR	10.41	22.20	33.15	9.65	9.65	9.65	8.58	0.00	28.63	40.42	51.37
Solar PV – residential rooftop	127.69	189.06	241.31	27.86	27.61	27.45	0.00	0.00	155.56	216.67	268.76
Solar PV – commercial rooftop	100.61	148.96	190.13	21.95	21.75	21.63	0.00	0.00	122.56	170.71	211.75
Solar PV – large, ground-mounted	84.00	124.38	158.75	17.86	17.70	17.59	0.00	0.00	101.86	142.07	176.34
Onshore wind	82.78	118.58	149.77	28.86	28.86	28.86	0.00	0.00	111.64	147.45	178.63
Offshore wind	140.06	200.22	252.47	74.41	74.41	74.41	0.00	0.00	214.47	274.63	326.88

Projected Costs of Generating Electricity 2015 edition, IEA-OECD



재생에너지의 문제점(가격)

- 신재생에너지가 공짜 에너지인가?  연료비만 공짜.
- 발전원가 구성
 - 건설비(Capital cost),
 - 운영비(O&M cost)
 - 연료비(Fuel cost)
- ※ 원자력(55), 석탄(70), LNG(160), 풍력(130), 태양광(250)

 How expensive energy sources can be environmental?

- 중형차 휘발류 채우기
 - 일반 휘발류 : 1500원/리터
 - (가상적) 청정휘발류 : 7500원/리터?

재생에너지의 문제점(예비발전소 건설)

- 태양광과 풍력발전은 자연조건이 허락될 때만 발전
- 예비발전기(Backup generator) 필요
 - 예비발전이 친환경적일 때 친환경적
 - 설비이용율(태양광 15%, 풍력 22%)
- 급전불응 설비(Undespatchable)
 - 전력수급계획에서 전력공급력으로 셈하지 않음
 - 정책전원: 전력수급계획 수립후 정책적으로 넣는 전원
- 제2차 에너지기본계획
 - 신재생에너지 11%
 - 기존에너지 89%? or 100%  100%

재생에너지는 많은 면적을 필요로 합니다.

- 고리지역 원전을 태양광으로 대체하면 370배 면적 필요

부산시와 울산시 합친 면적의 80%



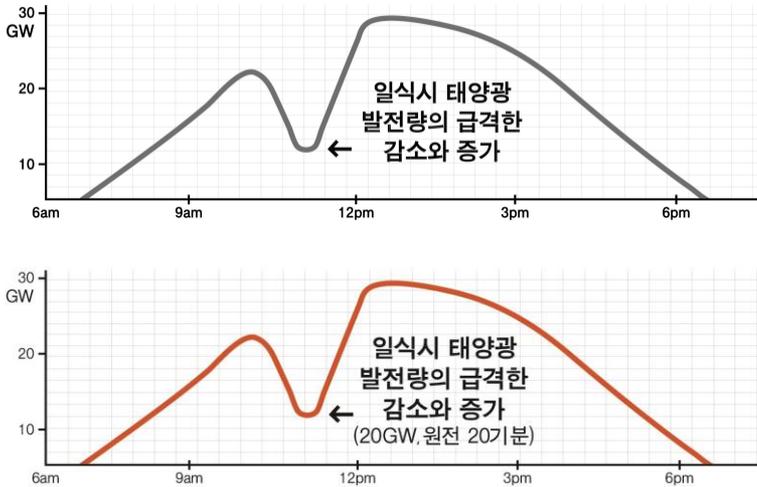
태양광 발전시 필요부지



- 환경훼손과 지자체의 반대



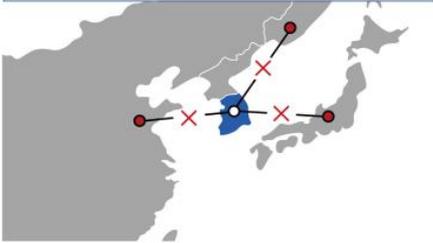
간헐성, 전력망, 연료비축 - 수급안정성



유럽은 이웃나라와 전력 계통이 연결되어 있습니다.



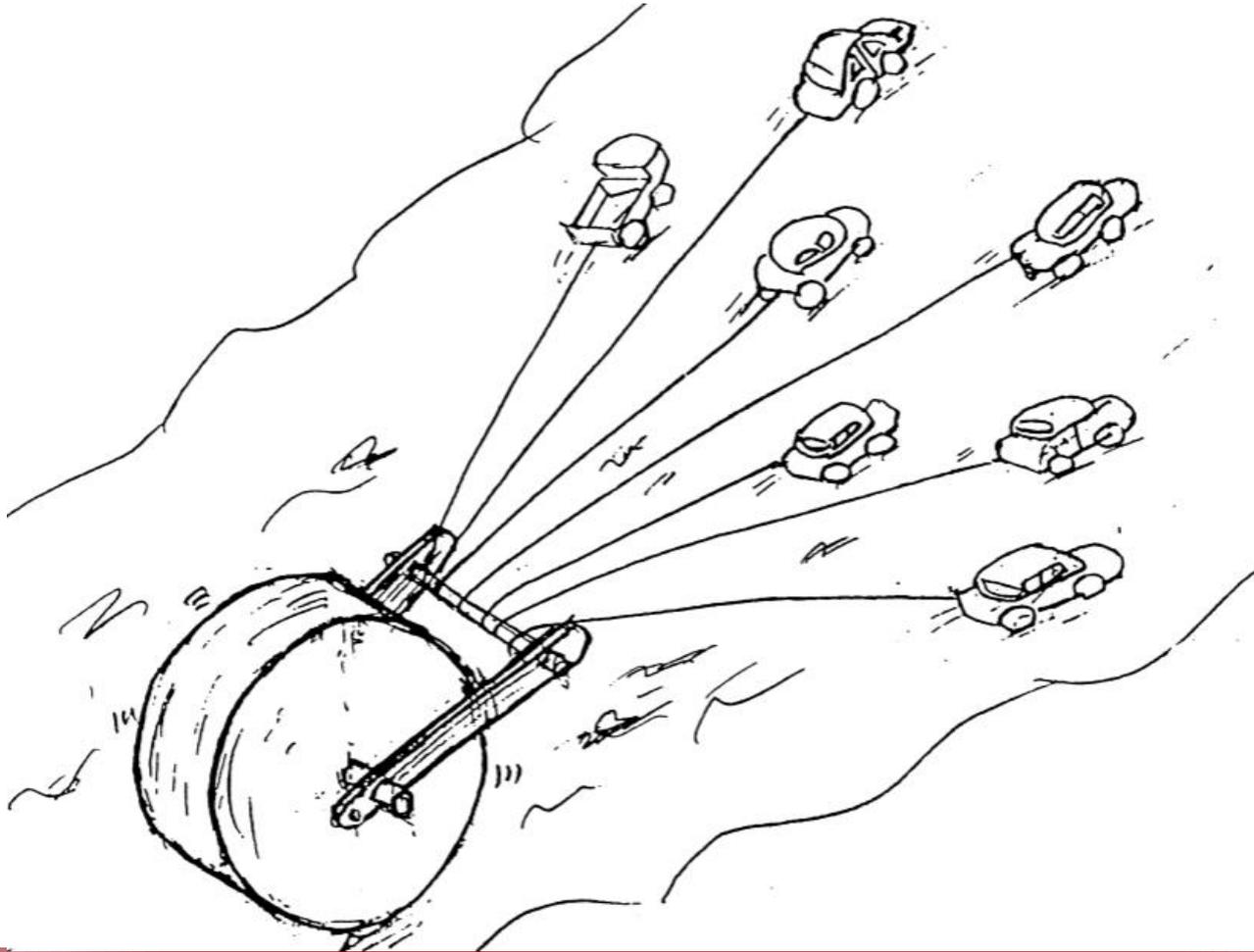
우리나라는 이웃나라와 전력 계통이 분리되어 있습니다.



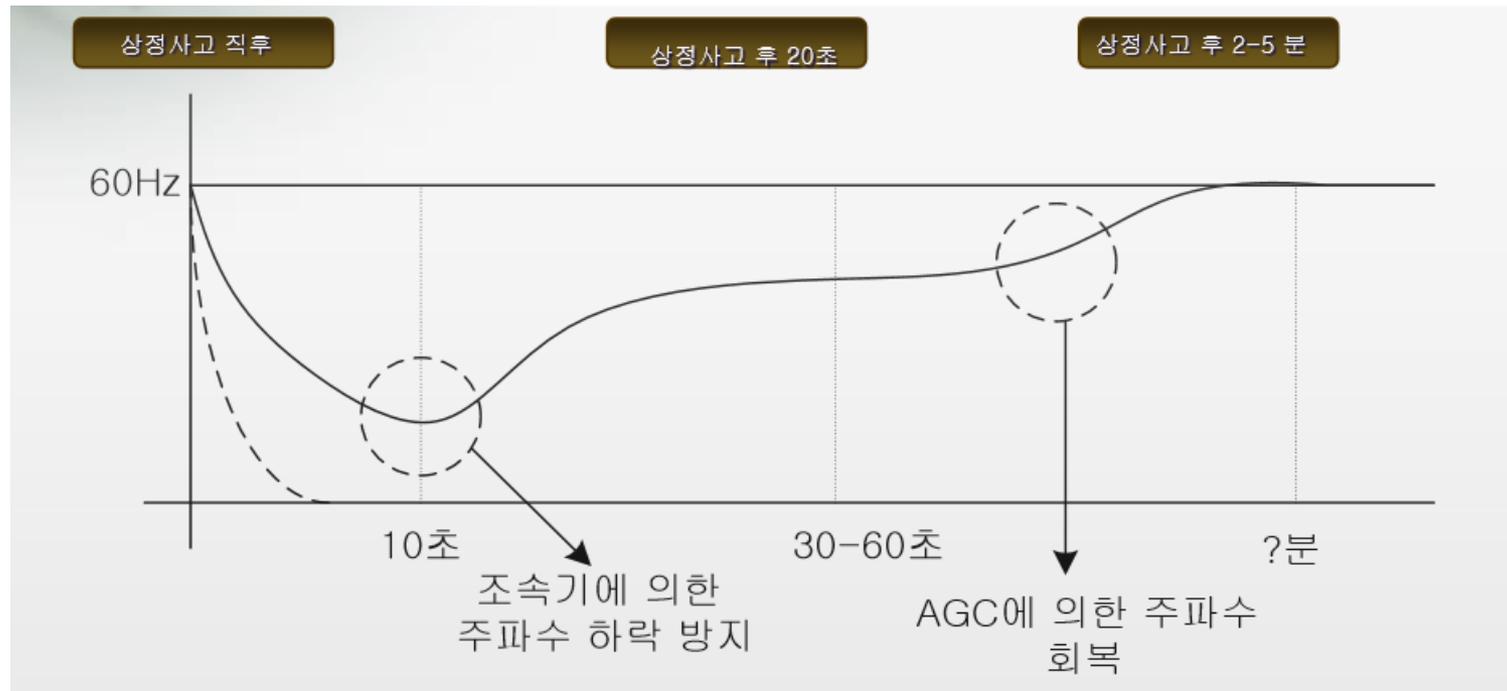
에너지 비축일수



주파수 제어 Analogy



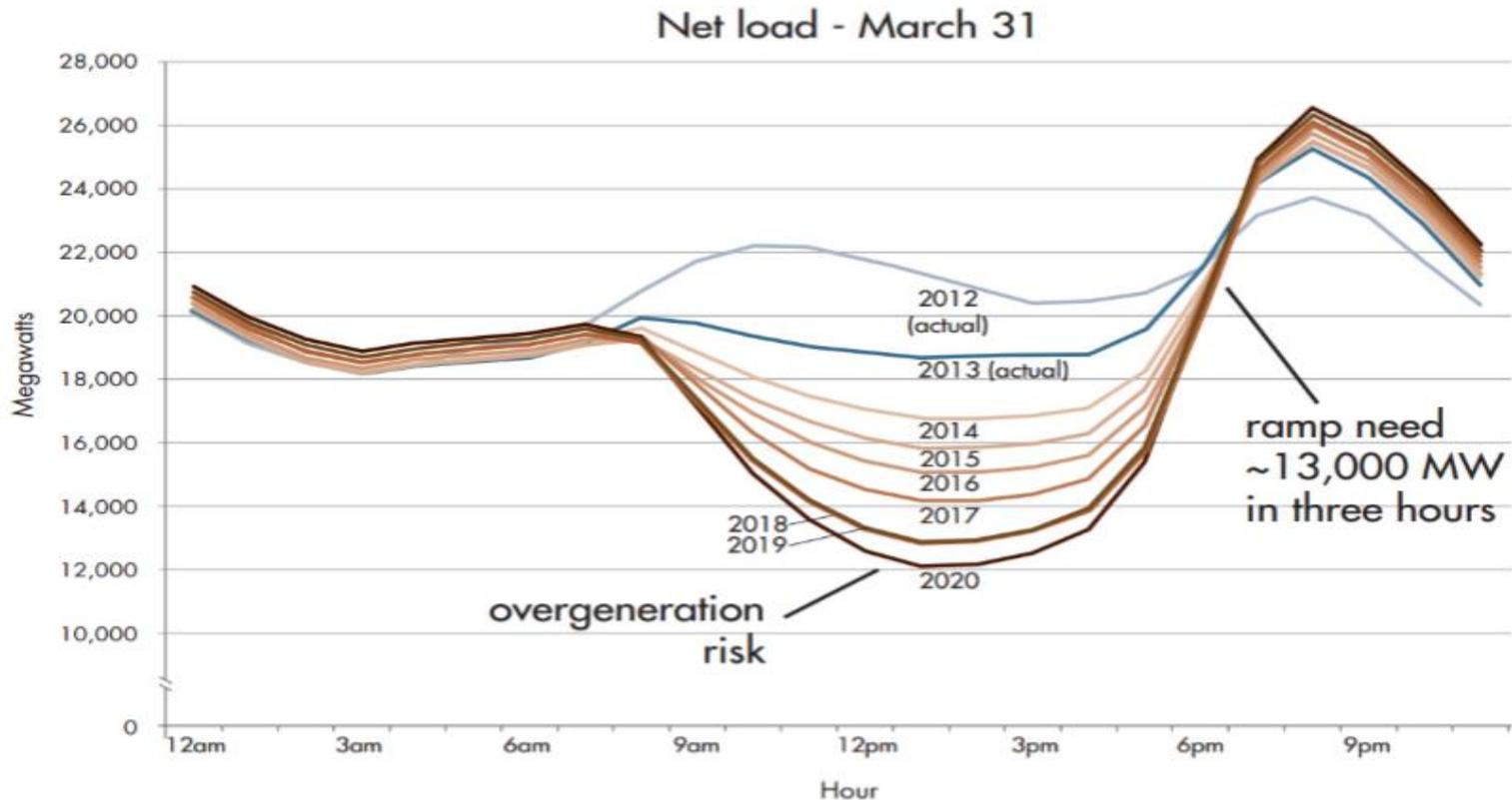
조속기와 AGC에 의한 주파수 제어



- 조속기 (Speed Governor)
- AGC (Automatic Generation Control)

재생에너지의 문제점 (계통부하)

- 신재생 발전이 확대될수록 계통부하는 감소되는 것으로 인식



자료: CAISO, Renewable Energy Duck Curve, 2014

주요국 유연성 전원 대비 변동성 전원 용량 현황

(2015년말 기준)

구 분	영국		스페인		미ERCOT		미CAISO	
	용량 (MW)	비율 (%)						
설비용량 (MW)	96,565	100%	106,246	100%	90,418	100%	78,395	100%
유연성 전원	36,244	38%	47,023	44%	49,380	55%	57,132	73%
변동성 신재생	23,473	24%	29,984	28%	16,052	18%	11,695	15%



외부비용에 대한 다양한 주장

- OECD/NEA(2012): 계통접속/계통안정화 비용도 포함
- 김승래(2013):
 - 원전사고 위험비용 (7원/kWh), 사회적 갈등비용 (17원/kWh)
- 박원석(2013): 기후정의세 (7.5원/kWh)
- 국회예산정책처(2014) 외부비용 산정 검토
 - 원전 중대사고 발생우려, 사용후핵연료 처분장과 입지, 고압송전선로 이용, 규제수준, 미래세대 국토이용 제한 등
- 석광훈(2013): 후쿠시마 손해배상 고려 (18.1원/kWh)
- 조성진, 김윤경(2013):
 - 추가 안전대책비용 (0.53~0.80원/kWh)
 - 사고위험 대응비용 (0.025~26.4188원/kWh)
- Rabi(2013): 중대사고시 원자로 상실, 전력손실, 암유발, 농작물 피해, 피난민 비용, 정화 (0.8~22.9 €/MWh)

사회적 비용 (재무적관점, 회계적관점)

opinion

제3104호 전기신문

전기포럼



정범진
경희대 원자력공학과 교수

타당성 조사의 타당성

고리1호기 계속운전에 대해 논의가 진행중에 있다. 고리1호기는 2007년 30년의 운영허가기간이 만료돼 10년간 운영허가기간 연장을 한 바 있다. 미국은 20년 단위로 운영허가기간을 연장해 주고 있으며 고리1호기와 동일한 Ginna원전, Point Beach원전, Kewaunee원전도 운영허가가 승인됐다.

그런데 최근 이에 대해 국회예산정책처 경제성 분석결과, 3397억원의 손실이 추정된다는 결과가 제시됐고 이것이 모 국회의원에 의해 발표됐다. 손실의 주요 사유로는 사후처리 비용 상승(2012년), 원전이용률 저하(2012~2013년), 판매단가 하락(2012~2013년) 등의 이유를 꼽았다. 한편 한수원측은 2368억원의 순수익이 발생했다고 보고했다는 사실도 포함돼 있다.

어떤 일의 추진여부를 결정할 때는 타당성 분석이라는 것을 하게 된다. 사업의 추진을 위해 투입돼야 하는 비용과 얻

게 되는 이득을 비교하는 것이다. 고리1호기에 대한 타당성 분석을 검토해보자.

첫째, 국가적 입장에서 타당성 분석과 사업자인 한수원의 입장에서 그것은 기본적인 전제가 다르기 때문에 결과를 단순 비교하는 것은 옳지 않다.

예를 들어 한수원이 고리1호기의 계속운전을 추진하면서 제공하는 지역지원금이나 법인세는 사업자의 입장에서 비용이지만 국가적인 입장에서 비용이 아니다. 소모되거나 국경 밖으로 나간 돈이 아니기 때문이다.

둘째, 타당성 분석과 실적분석을 구분해야 한다. 일상적인 것과 어쩌다 한번 있는 것을 구분해야 한다. 고리1호기 정전 사고 은폐, 납품비리에 대한 제재조치로 발전을 정지한 것을 매년 일상적이고 정기적으로 발생하는 일로 취급해 타당성 분석에 넣었다면 옳지 않은 것이다. 그런데 실제로 이들을 고려한 원전이용률 감소를 고리1호기 전체 운전기간에 대해 일률적으로 적용했다.

셋째, 판매단가 하락도 마찬가지이다. 납품비리사건 등으로 인해 원전기동이 정지된 기간에 값비싼 전력을 구입해서 공급해야 했던 한국전력이 입은 9,600억원의 손실을 자회사인 한수원에 지워서 전기료를 지급하지 않았다. 이 자료를 이용해 발전단가를 산출해서 이를 고리1호기의 향후 10년간의 운전의 발전단가로 사용한 것이다.

넷째, 사후처리비용 상승, 후쿠시마 원전사고이후 안전성 강화를 위해 투자된 비용을 비용으로 반영한 것도 이상하다.

운영허가연장 기간에 발생된 비용이 아니기 때문이다.

다섯째, 고리1호기의 운전으로 인해 벌어들이는 수익을 평가하는데 있어서 정산단가를 사용한 것은 옳지 않다. 또 재화의 절대적인 가치와 거래가치를 구분해야 한다. 2012년 정산단가는 원자력발전소가 생산한 전기는 킬로와트당 40원, 석탄화력발전소가 생산한 전기는 70원, 풍력발전으로 생산한 전기는 100원, 태양광 발전으로 생산한 전기는 600원이다. 생산된 전기의 재화 가치가 동일하기 때문에 거래되고 있는 것이다. 그런데 고리1호기의 전력가격을 40원으로 책하는 것은 국가차원의 분석에서는 황당한 일이다.

여섯째, 계속운전을 할 때 들어가는 비용과 기대되는 수익을 비교하는 것도 정책결정의 타당성보고서로는 곤란하다. 계속운전을 할 때와 운영을 정지할 때를 비교해야 한다. 단순히 계속운전시의 비용과 수익을 따져보고 경제성이 없어서 정지를 했더니 비용이 더 들어간다면 그건 어쩌라는 말인가?

일곱째, 원전운영에 대한 비용요소는 모두 현금화해서 고려하고 이득요소는 단순히 전기값만으로 따진 것도 균형적인 타당성 분석은 아니다.

진리는 그리 복잡하지 않다. 고리1호기의 계속운전에 대한 직관적 판단은 경제성이 있다는 것이다. 더 쓸 수 있는 것을 더 쓰는 것이 경제성이 없을 수 없는 일이나...

그런데 이런 보고서의 결과가 여기저기서 재이용되면서, 널리 인정되는 사실이 되고, 개인의 사소한 이득이나 주장을 대변하는데 활용돼 국가적인 손해가 되지 않기를 바란다.



사회적 비용 (재무적관점, 회계적관점)

	Cost	Benefit	
공통	건설비	전력량	
	운전유지비		
	연료비		
재무적 관점 (국가)	법인세(X)	1kWh의 국가적 가격	원전과 다른 발전원의 비교
	주민합의(X)		
회계적 관점 (한수원)	법인세(O)	한전이 1kWh당 지급가격	원전1기를 더 지을 것인가?
	주민합의(O)		

- Cost와 Benefit은 회계적 관점에서 다루고 결론은 재무적 관점으로?
- 사회적 비용은 어떤 관점인가?

원전 외부비용의 내재화 필요성 재검토

- 비용요소에 대한 충실한 고려
 - 실제 소요비용, 관련비용 전부 반영
 - 가능? 끊임없는 논란?
- 사고비용에 대한 재인식 → 구체화
 - 후쿠시마 원전사고
 - 국가의 역할?
- 타 발전원과의 형평성
 - 소비자 선택, 경제주체의 의사결정에 반영
 - 동일한 기준? 비교해 볼까?

국내 전원별 발전비용 비교를 위한 주요 입력자료

구 분	입력자료	후보전원(이용률 90% 적용)						비고 (WG 의견)	
		원자력		석탄		LNG복합			
		1400	1500	500	1000	450	900		
경제성 자료	환산지수	할인율(%)						5.5	외부전문가자문결과 수용 (6차적용치는 6.0%)
		환율(원/\$)						1,120	정부예산편성기준 적용
	추가비용	환경비용 (원/kWh)	-	-	9.43	9.43	2.38	2.38	NOx, SOx, 분진 / EU 추정치
		사고위험 대응비용(원/kWh)	5.72	5.72	-	-	-	-	일본 비용등검증위 산정결과 적용(0.5엔/kWh)
		온실가스 배출비용(원/CO ₂)	25,000						불확실성을 고려 범위로 제시 설비계획시 상한값 적용
		송전비용 (원/kWh)	4.25	4.25	3.78	3.78	2.95	2.95	전원별 기준 송전전압 및 송전용량을 수정하여 재산정
		정책비용 (원/kWh)	0.75	0.75	0.63	0.63	0.32	0.32	송주법 및 발주법 비용 추가산정
		기존비용	건설비 (천원/kW)	2,378	2,367	1,502	1,449	1,115	904
	운전유지비 (천원/kW-월)		11.27	10.91	4.41	3.23	3.80	2.78	석탄1000MW 수정
	연료비 (원/Gcal)		1,933	1,933	18,780	18,780	56,870	56,870	원전석탄은 최근 14개월('14.1월~'15.2월) 실적 평균 LNG는 '15.5월 실적 적용
기술성 자료	계획예방 정비일수(일)	31(64)	31(64)	24	31	27	27	원전은 복수안 산정 공급신뢰도 관리에 상한치 적용	
	등가고장장자율(%)	5.3	5.3	4.7	4.7	5.8	5.8	-	
	열소비율(효율,%)	36.4	36.2	42.2	43.5	54.8	55.8	-	
	소내전력률(%)	4.8	4.8	4.5	4.9	2.0	2.6	-	



외부비용을 반영한 전원별 발전비용 비교

- 7차 전력수급기본계획 (2015)

비용 구분	이용률(%)	원자력발전	석탄발전 (유연탄)	LNG복합발전
직접비용	80	45.78	56.56	135.20
	90	41.32	54.20	133.66
외부비용 ① 환경비용+송전비용+정책비용+ 사고위험대응비용		10.73	13.86	5.66
외부비용 ② 10천원/tCO ₂		10.73	21.45	8.93
외부비용 ③ 25천원/tCO ₂		10.73	32.83	13.84
사회적 비용 ①	80	56.51	70.42	140.86
	90	52.05	68.06	139.32
사회적 비용 ②	80	56.51	78.01	144.13
	90	52.05	75.65	142.59
사회적 비용 ③	80	56.51	89.39	149.04
	90	52.05	87.03	147.50