부 록

Ⅰ. 제5차 전력수급기본계획

Ⅱ. 발전원별 특성

Ⅲ. 신·재생에너지 정의 및 발전차액 기준가격

Ⅳ. 전력거래시장 및 전력판매 통계

Ⅴ. 주요 용어설명

Ⅵ. 단위표기 및 환산표

Ⅰ. 제5차 전력수급 기본계획

1. 기본계획의 성격 및 수립절차

가. 기본계획의 성격

□ 장기 전력수급안정을 위한 전기설비 시설계획 등 전력 수급전망에 관한 정보제공 및 중장기 전력정책 방향 제시

○ 정부는 동 기본계획에 따라 전기사업을 인·허가하는 등 세부 이행계획을 수행하고, 필요시에는 전력수급안정 대책을 수립·시행

□ 전기사업자는 전력수급기본계획상의 시설계획 및 수급전망을 토대로 발전사업 인허가 신청을 통해 본격적으로 사업 추진

* 건설의향 → 전력수급기본계획 반영 → 발전사업 허가 및 실시계획 승인
* 계획 반영사업은 전원개발촉진법(제2조 3항 및 제6조 1항)에 의거 발전소 건설 관련 각종 인허가 절차 의제처리 적용
* 계획 미 반영사업은 개별법 인허가를 통해 사업추진 가능

나. 기본계획 수립 절차

□ 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회의 실무 검토를 통하여 6개 실무소위원회별 보고서 작성

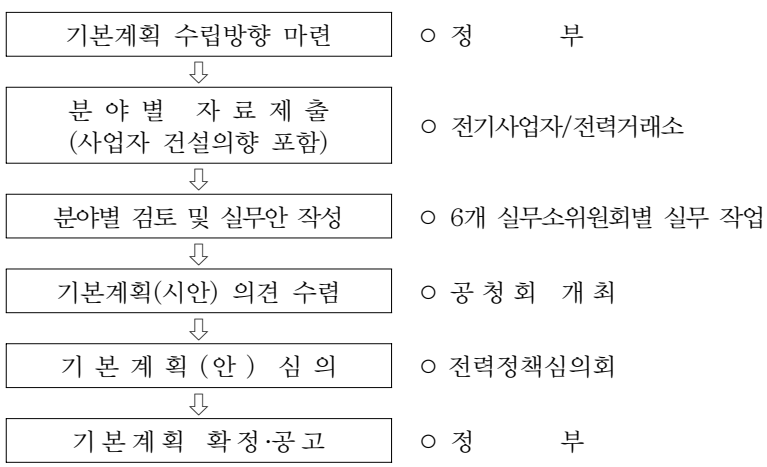
* 6개 소위 : 총괄정책, 발전설비계획, 수요예측, 기후변화(신설), 수요관리, 계통설비계획

□ 전문기관(전력거래소)의 중장기 전력수요 예측과 전기사업자의 건설의향을 바탕으로 장기 전력수급 전망 및 전력설비 시설계획 수립을 통한 수급안정 대책 마련

□ 공청회를 통한 각계각층의 의견수렴과 전력정책심의회 심의를 거쳐 기본계획을 확정하고 이를 공고

□ 향후, 사업자의 건설의향 변화와 전력수급 여건을 반영하여 기본계획을 수정·보완

[전력수급기본계획 수립 절차도]



2. 전력수요 전망

가. 기준수요 전망

연 도	전력소비량		최대전력		부하율 (%)
	GWh	증가율(%)	MW	증가율(%)	
2009 (실적)	394,475	2.4	66,797	6.4	74.1
2010	425,412	7.8	70,457	5.5	74.6
2011	443,786	4.3	73,713	4.6	74.4
2012	462,091	4.1	76,161	3.3	75.1
2013	482,400	4.4	79,784	4.8	74.8
2014	502,613	4.2	83,360	4.5	74.6
2015	520,842	3.6	86,754	4.1	74.3
2016	536,092	2.9	89,629	3.3	74.0
2017	550,527	2.7	92,281	3.0	73.9
2018	567,175	3.0	95,075	3.0	73.8
2019	582,461	2.7	97,405	2.5	74.0
2020	598,221	2.7	99,653	2.3	74.3
2021	612,289	2.4	101,640	2.0	74.5
2022	626,427	2.3	103,644	2.0	74.8
2023	640,297	2.2	105,614	1.9	75.0
2024	653,541	2.1	107,437	1.7	75.3
'10~'24	-	3.1		3.1	

나. 목표수요 전망

연 도	전력소비량		최대전력		부하율 (%)
	GWh	증가율(%)	MW	증가율(%)	
2009 (실적)	394,475	2.4	66,797	6.4	74.1
2010	423,784	7.4	69,886	4.6	74.9
2011	441,926	4.3	72,620	3.9	75.2
2012	457,570	3.5	74,414	2.5	76.1
2013	471,996	3.2	76,207	2.4	76.6
2014	485,051	2.8	78,017	2.4	76.9
2015	496,590	2.4	80,009	2.6	76.8
2016	506,482	2.0	81,988	2.5	76.4
2017	515,591	1.8	83,913	2.3	76.1
2018	523,867	1.6	85,810	2.3	75.5
2019	531,261	1.4	87,607	2.1	75.0
2020	535,779	0.9	89,225	1.8	74.3
2021	540,078	0.8	90,713	1.7	73.6
2022	544,153	0.8	92,111	1.5	73.1
2023	547,997	0.7	93,598	1.6	72.4
2024	551,606	0.7	95,038	1.5	71.8
'10~'24	-	1.9	-	2.2	-

3. 발전소 건설계획

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 〔%〕	발 전 설 비		설비 용량 〔MW〕
		하계	연말	BAU수요	목표수요		○착공 후 설비 ○폐지설비 ○도서, 집단, 신재생	○착공 전 설비	
2009		72,257	72,185		66,797	8.2	기존설비		
2010		73,247	75,416	70,457	69,886	4.0~4.8			
	4						송도열병합 (인천종합에너지)		187.3
	5						군산복합#1		718.4
	5						인천공항에너지 변경 (중앙)		71.1
	6						익산 제2산단열병합		3.2
	6						소수력		1.4
	6						풍력		0.6
	6						태양에너지		24.5
	6						바이오		0.4
	6						폐기물		2.2
	6						연료전지		1.2
	10						영월복합 #1		853
	11						성남판교열병합		146.1
	11						대구집단(우드칩)		3.0
	12						신고리#1(한수원)		1,000
	12						도서내연(소청도 등)		5.5
	12						폐지-도서내연		-1.6
	12						신정3지구		2.6
	12						신내지구		5.3
	12						소수력		0.3
	12						풍력		27.9
	12						태양에너지		18.8
	12						바이오(RPS 4)		2.8
	12						부생가스 (광양부생#1, 제철화력#3~4)		135.9
	12						연료전지		20.8
2011		77,408	78,957	73,713	72,620	5.0~6.6			
	1						대전서남부열병합		48.3
	1						군장국가산업단지		55.1
	2						파주열병합		515
	2						포스코복합#5 (포스코파워)		575

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 〔%〕	발 전 설 비		설비 용량 〔MW〕
		하계	연말	BAU수요	목표수요		○착공 후 설비 ○폐지설비 ○도서, 집단, 신재생	○착공 전 설비	
	6						포스코복합#6 (포스코 파워)		575
	6						수력 (청평수력증설)		60
	6						소수력		0.5
	6						풍력		21.9
	6						해양에너지 (시화호조력)		75
	6						태양에너지		8.2
	6						부생가스 (4월:광양부생#2)		56.4
	6						연료전지		1.4
	9						폐지-보령복합#4		-450
	9						예천양수#1(남동)		400
	11						평택소사벌지구 열병합		7
	12						신고리#2(한수원)		1,000
	12						예천양수#2(남동)		400
	12						도서내연(울릉도 등)		14.3
	12						폐지-도서내연		-2.3
	12						소수력		25.2
	12						풍력		97.2
	12						태양에너지		15.8
	12						바이오(RPS 4)		4.0
	12						폐기물		1.3
	12						연료전지		36.6
2012		79,839	81,713	76,161	74,414	4.8~7.3			
	1						폐지-남제주내연 #1-4 (남부)		-40
	1						폐지-여수화력#1 (남동)		-200
	3						신월성#1(한수원)		1,000
	6						여수집단에너지		21.3
	6						소수력		0.5
	6						풍력		95.8
	6						폐기물 (광주전남혁신도시)		4.0
	6						태양에너지		0.5
	10						남양주별내열병합		85.5
	10						수원광교열병합		144.8
	10						양산사송지구열병합		47.1
	10						원주열병합		27.7
	12							인천복합#3 (중부)	450
	12							오성복합 (SK E&S)	833

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 〔%〕	발 전 설 비		설비 용량 〔MW〕
		하계	연말	BAU수요	목표수요		○착공 후 설비 ○폐지설비 ○도서, 집단, 신재생	○착공 전 설비	
	12						도서내연(백령도 등)		18.4
	12						폐지-도서내연		-7.5
	12						태양에너지 (RPS 299.5)		54.7
	12						바이오(RPS)		1.6
	12						연료전지		20
	12						부생가스(포항부생#1)		59.6
							지열(RPS)		0.2
	12						풍력		138.5
2013		82,750	85,945	79,784	76,207	3.7~8.6			
	1						폐지-영남화력#1,2 (남부)		-400
	1						폐지-제주화력GT#3 (중부)		-55
	1						신월성#2(한수원)		1,000
	1						김천산업단지		24.7
	5						대구테크노폴리스 일반산단		56
	5						양주열병합		244.5
	6						풍력		34.2
	6						태양에너지		0.6
	6						바이오		11.9
	6						폐기물		1.5
	6						부생가스 (포항부생#2-3)		119.2
	9						신고리#3(한수원)		1,400
	9						화성향남2지구 열병합		100.4
	10						폐지-보령복합#3		-450
	11						행복도시열병합		515
	12							포천복합#1 (포천파워)	750
	12							부곡복합#3 (GS EPS)	500
	12						도서내연(자월도)		1.6
	12						폐지-도서내연		-0.7
	12						강동지구		16
	12						아산탕정지구		52
	12						풍력		53.7
	12						소수력		0.8
	12						태양에너지(RPS)		55.6
	12						바이오(RPS 6)		81.9
	12						폐기물		7.9
	12						연료전지(RPS)		30.5
	12						부생가스 (제철화력#5~6)		79.5
	12							안동복합(남부)	400

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 〔%〕	발 전 설 비		설비 용량 〔MW〕
		하계	연말	BAU수요	목표수요		○착공 후 설비 ○폐지설비 ○도서, 집단, 신재생	○착공 전 설비	
2014		88,858	90,869	83,360	78,017	6.6~13.9			
	1						폐지-울산화력#1-3 (동서)		-600
	3							안산복합#1 (포스코건설)	750
	5							장흥복합 (SK E&S)	800
	6							문산복합 (SK건설)	800
	6							영흥화력#5 (남동)	870
	6						풍력		28.8
	6						해양에너지 (울돌목조력)		14.9
	7						오산복합화력		121.1
	8						폐지-포스코복합#1 (포스코파워)		-450
	9						신고리#4(한수원)		1,400
	9							포천복합#2 (포천파워)	750
	10							춘천복합 (포스코건설)	500
	11						시흥장현목감지구 열병합		16.7
	12							영흥화력#6 (남동)	870
	12						폐지-서울 화력#4,5 (중부)		-387.5
	12						도서내연(울릉도 등)		13.8
	12						폐지-도서내연		-6.0
	12						위례에너지		280.0
	12						경남,진주혁신지구 열병합		5.3
	12						풍력		23.4
	12						태양에너지(RPS)		59.4
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		9.9
	12						연료전지(RPS)		50
	12						소수력		2.3
	12							서울복합#1,2 (중부)	1,000
	12							동두천복합#1,2 (삼성물산)	1,500

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 〔%〕	발 전 설 비		설비 용량 〔MW〕
		하계	연말	BAU수요	목표수요		○착공 후 설비 ○폐지설비 ○도서, 집단, 신재생	○착공 전 설비	
	12							동해민자#1 (STX)	500
2015		92,465	96,283	86,754	80,009	6.6~15.6			
	1						폐지-포스코복합#2 (포스코파워)		-450
	2							포스코복합#7 (포스코파워)	600
	4							동해민자#2 (STX)	500
	5						안성뉴타운지구		45.8
	6							동부그린#1,2	1,000
	8							포스코복합#8 (포스코파워)	600
	9						대구혁신도시열병합		200
	11							여수#1(남동)	350
	12							당진화력#9 (동서)	1,000
	12							삼척#1,2(남부)	2,000
	12						영종 EP발전소(운북)		9.7
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력		23.4
	12						해양에너지 (가로림조력)		153.6
	12						태양에너지 (RPS-347.8)		64.3
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		10.3
	12						연료전지(RPS)		50
	12						IGCC(태안)		300
2016		98,697	98,837	89,629	81,988	10.1~20.4			
	6							당진화력#10 (동서)	1,000
	6							신보령#1(중부)	1,000
	6							태안#9(서부)	1,000
	6							신울진#1 (한수원)	1,400
	6						태양에너지		12.9
	6						바이오		0.3
	12						석문국가산업단지		17.1
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력		23.4
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		10.7
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		0.9
	12						태양에너지 (RPS-170.39)		30.8

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 〔%〕	발 전 설 비		설비 용량 〔MW〕
		하계	연말	BAU수요	목표수요		○착공 후 설비 ○폐지설비 ○도서, 집단, 신재생	○착공 전 설비	
	12							태안#10(서부)	1,000
2017		100,626	101,311	92,281	83,913	9.0~19.9			
	6							신울진#2 (한수원)	1,400
	6							신보령#2(중부)	1,000
	6						해양에너지 (인천만조력)		389.8
	12						해양에너지(강화조력, 완도조류)		263.7
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		8.5
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		11.1
	12						연료전지(RPS)		50
	12						IGCC(영남)		300
	12						태양에너지 (RPS-244.43)		44.4
2018		101,311	101,568	95,075	85,810	6.6~18.1			
	6						태양에너지		0.1
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		147.8
	12						태양에너지(RPS)		40.8
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		11.5
	12						연료전지(RPS)		50
	12							신고리#5 (한수원)	1,400
2019		102,968	104,097	97,405	87,607	5.7~17.5			
	11						행복도시열병합		515
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		197
	12						태양에너지(RPS)		43.7
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		11.9
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		2.7
	12						IGCC(군장)		300
	12							신고리#6 (한수원)	1,400
2020		106,897	107,285	99,653	89,225	7.3~19.8			
	6							신울진#3 (한수원)	1,400
	12						소수력(RPS)		4.7

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 〔%〕	발 전 설 비		설비 용량 〔MW〕
		하계	연말	BAU수요	목표수요		○착공 후 설비 ○폐지설비 ○도서, 집단, 신재생	○착공 전 설비	
	12						풍력(RPS)		270.9
	12						태양에너지(RPS)		42.9
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		12.4
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		2.7
2021		108,185	108,570	101,640	90,713	6.4~19.3			
	1						폐지-호남화력#1,2 (동서)		-500
	6							신울진#4 (한수원)	1,400
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		270.9
	12						태양에너지(RPS)		38.1
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		12.7
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		4.5
2022		110,070	110,457	103,644	92,111	6.2~19.5			
	6							신고리#7 (한수원)	1,500
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		270.9
	12						태양에너지(RPS)		40.4
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		13.1
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		4.5
2023		111,957	112,294	105,614	93,598	6.0~19.6			
	6							신고리#8 (한수원)	1,500
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		216.7
	12						태양에너지(RPS)		42.9
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		13.4
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		5.4
2024		112,294	112,593	107,437	95,038	4.5~18.2			
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		173.4
	12						태양에너지(RPS)		45.8
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		13.7
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		7.2

* 1. 설비예비율은 당해년도 6월말 기준 설비용량 적용 산정
  2. 분산형 전원(신재생 등 비중앙 발전기)은 피크기여 용량 적용

3. 착공 전 설비의 예상 준공지연율

– 착공 후 설비 및 폐지설비는 지연율 0% 적용

년 도	착공전 설비 예상지연율〔%〕			년 도	착공전 설비 예상지연율〔%〕		
	원자력	석 탄	복 합		원자력	석 탄	복 합
2010	-	-	-	2018	53	5	27
2011	-	-	-	2019	29	0	22
2012	-	-	-	2020	7	0	22
2013	-	-	-	2021	0	0	19
2014	-	9	52	2022	0	0	19
2015	-	9	41	2023	0	0	19
2016	50	9	28	2024	0	0	19
2017	59	13	29				

※ 년도는 하계피크기여 기준

※ 신보령#1,2는 정책과제(실증사업) 설비로서 향후 추진실적 등을 고려하여 적기준공 가능성 검토

4. 발전소 폐지계획

(단위 : MW)

구 분	LNG 복합	기 력			내 연 력		폐 지 용 량
		유연탄	중 유	LNG	중 유	경 유	
2010						도서(2.15) 덕적도, 소청도 외연도, 홍도	2.15 (11기)
2011	보령복합 #4 (450)					도서(0.9) 대청도	450.9 (3기)
2012			여수화력 #1 (200)		남제주내연 #1~4 (40)	도서(6.5) 백령도, 어청도 삽시도, 가거도	246.5 (17기)
2013	보령복합 #3 (450)		영남화력 #1,2 (400)			도서(0.65) 자월도 제주화력 G/T#3(55)	905.65 (6기)
2014	포스코파워 #1 (450)		울산화력 #1~3 (600)	서울화력 #4,5 (388)		도서(3.8) 승봉도, 위도 울릉도	1,441.8 (14기)
2015	포스코파워 #2 (450)						450 (1기)
2021		호남화력 #1,2 (500)					500 (2기)
합계 ('10~'24)	1,800 (4기)	500 (2기)	1,200 (6기)	388 (2기)	40 (4기)	69 (36기)	3,997 (54기)

5. 에너지원별 전원구성 전망

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	계
2009	17,716	23,080	1,125	17,850	5,368	3,900	1,891	1,255	72,185
	24.54%	31.97%	1.56%	24.73%	7.44%	5.40%	2.62%	1.74%	100.00%
2010	18,716	23,080	1,125	19,422	5,372	3,900	2,127	1,674	75,416
	24.82%	30.60%	1.49%	25.75%	7.12%	5.17%	2.82%	2.22%	100.00%
2011	19,716	23,080	1,125	20,122	5,384	4,700	2,531	2,299	78,957
	24.97%	29.23%	1.42%	25.48%	6.82%	5.95%	3.21%	2.91%	100.00%
2012	20,716	23,080	1,125	21,405	5,154	4,700	2,906	2,627	81,713
	25.35%	28.25%	1.38%	26.20%	6.31%	5.75%	3.56%	3.21%	100.00%
2013	23,116	23,080	1,125	22,205	4,700	4,700	3,384	3,635	85,945
	26.90%	26.85%	1.31%	25.84%	5.47%	5.47%	3.94%	4.23%	100.00%
2014	24,516	24,820	1,125	23,967	4,108	4,700	3,575	4,058	90,869
	26.98%	27.31%	1.24%	26.38%	4.52%	5.17%	3.93%	4.47%	100.00%
2015	24,516	29,820	1,125	23,517	4,108	4,700	4,183	4,314	96,283
	25.46%	30.97%	1.17%	24.42%	4.27%	4.88%	4.34%	4.48%	100.00%
2016	25,916	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	4,320	4,331	98,837
	26.22%	31.18%	1.14%	23.79%	4.16%	4.76%	4.37%	4.38%	100.00%
2017	27,316	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	5,394	4,331	101,311
	26.96%	30.42%	1.11%	23.21%	4.05%	4.64%	5.32%	4.27%	100.00%
2018	27,316	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	5,651	4,331	101,568
	26.89%	30.34%	1.11%	23.15%	4.04%	4.63%	5.56%	4.26%	100.00%
2019	28,716	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	6,265	4,846	104,097
	27.59%	29.61%	1.08%	22.59%	3.95%	4.52%	6.02%	4.66%	100.00%
2020	31,516	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	6,653	4,846	107,285
	29.38%	28.73%	1.05%	21.92%	3.83%	4.38%	6.20%	4.52%	100.00%
2021	32,916	30,320	1,125	23,517	4,108	4,700	7,038	4,846	108,570
	30.32%	27.93%	1.04%	21.66%	3.78%	4.33%	6.48%	4.46%	100.00%
2022	34,416	30,320	1,125	23,517	4,108	4,700	7,425	4,846	110,457
	31.16%	27.45%	1.02%	21.29%	3.72%	4.26%	6.72%	4.39%	100.00%
2023	35,916	30,320	1,125	23,517	4,108	4,700	7,762	4,846	112,294
	31.98%	27.00%	1.00%	20.94%	3.66%	4.19%	6.91%	4.32%	100.00%
2024	35,916	30,320	1,125	23,517	4,108	4,700	8,061	4,846	112,593
	31.90%	26.93%	1.00%	20.89%	3.65%	4.17%	7.16%	4.30%	100.00%

6. 에너지원별 발전량 전망

(단위 : GWh, %)

연도	원자력	석 탄	LNG	유 류	양 수	신재생	계
2010	144,856	193,476	100,690	14,693	2,084	5,949	461,747
	31.4%	41.9%	21.8%	3.2%	0.5%	1.3%	100%
2011	157,008	196,332	98,038	19,334	1,399	8,629	480,740
	32.7%	40.8%	20.4%	4%	0.3%	1.8%	100%
2012	169,077	193,723	105,272	16,875	1,607	11,123	497,676
	34%	38.9%	21.2%	3.4%	0.3%	2.2%	100%
2013	181,299	193,265	107,656	13,717	1,474	15,452	512,863
	35.4%	37.7%	21%	2.7%	0.3%	3%	100%
2014	192,754	197,356	107,805	9,840	1,372	17,635	526,761
	36.6%	37.5%	20.5%	1.9%	0.3%	3.3%	100%
2015	201,089	220,886	89,891	6,795	2,551	20,009	541,221
	37.2%	40.8%	16.6%	1.3%	0.5%	3.7%	100%
2016	207,890	239,900	75,436	3,699	4,014	23,205	554,144
	37.5%	43.3%	13.6%	0.7%	0.7%	4.2%	100%
2017	218,692	235,716	74,232	3,501	4,812	28,026	564,979
	38.7%	41.7%	13.1%	0.6%	0.9%	5%	100%
2018	223,917	234,438	74,742	3,405	4,843	32,407	573,752
	39%	40.9%	13%	0.6%	0.8%	5.6%	100%
2019	235,557	228,597	73,586	3,210	5,244	36,081	582,275
	40.5%	39.3%	12.6%	0.6%	0.9%	6.2%	100%
2020	259,378	217,454	62,081	3,039	6,256	40,648	588,856
	44%	36.9%	10.5%	0.5%	1.1%	6.9%	100%
2021	270,078	208,832	61,113	2,926	6,413	44,272	593,634
	45.5%	35.2%	10.3%	0.5%	1.1%	7.5%	100%
2022	282,314	196,553	62,170	2,915	7,125	47,892	598,968
	47.1%	32.8%	10.4%	0.5%	1.2%	8%	100%
2023	294,402	186,524	61,149	2,891	8,416	51,533	604,915
	48.7%	30.8%	10.1%	0.5%	1.4%	8.5%	100%
2024	295,399	188,411	59,201	2,912	8,202	54,467	608,591
	48.5%	31%	9.7%	0.5%	1.3%	8.9%	100%

7. 변전설비 계획

구분	변전소명	위 치	준공 년도	필 요 성
765kV	신고리	부산 기장군	2010	○ 신고리 원자력 발전량 융통
	북경남	경남 창녕군	2012	○ 신고리 원자력 발전량 융통 ○ 고령, 대구 남부지역 전력공급
	신울진	경북 울진군	2014	○ 신울진 원자력 발전량 융통
	강원개폐소	강원 평창군	2016	○ 신가평-신울진선로 운영 효율화
	북경기	경기도 북부	2019	○ 영동지역 발전량 융통
345kV	서안성	경기 안성시	2010	○ 안성, 송탄지역 전력공급
	신김포	경기 김포시	2011	○ 김포지역 전력공급
	신포천	경기 포천시	2011	○ 수도권 북부지역 전력공급
	신충주	충북 충주시	2011	○ 음성, 증평, 풍동지역 전력공급
	신성남#2	경기 성남시	2012	○ 성남, 용인지역 전력공급
	새만금	전북 군산시	2012	○ 군산지역 전력공급
	신녹산	부산 강서구	2012	○ 부산 남부지역 전력공급
	신의정부	경기 의정부시	2013	○ 의정부 변전소 이전
	동울산	울산 북구	2013	○ 울산지역 전력공급
	동부산	부산 남구	2013	○ 부산 동부지역 전력공급
	창 원	경남 창원시	2013	○ 마산, 창원지역 전력공급
	동서울#2	경기 하남시	2015	○ 서울 남동부지역 전력공급
	서서울#2	경기 군포시	2015	○ 경기 서남부지역 전력공급
	세 종	충남 연기군	2015	○ 세종신도시 전력공급
	신부평#2	경기 부천시	2016	○ 경기 부천, 서울 강서지역 전력공급
	서평택	경기 평택시	2018	○ 경기 남부공단지역 전력공급
FACTS	TCSC	수도권 남동부	2012	○ 수도권 융통선로 송전용량 증대
	BTB	수도권 서부	2014	○ 수도권 고장전류 저감

※ FACTS : Flexible AC Transmission System
TCSC : Thyristor Controlled Series Capacitor
BTB : Back to Back

8. 송전설비 계획

구분	구 간	긍장 (c-km)	준공 년도	필 요 성
765㎸	신안성-신가평	79	2010	○ 수도권 배후계통(남부-동부)연계
	북경남-신고리	180	2012	○ 신고리 원자력 계통연결
	강원-북경기	260	2019	○ 영동지역 발전량 융통
	강원-신울진	260	2019	○ 영동지역 발전량 융통
345㎸	서안성 분기	11	2010	○ 안성, 송탄지역 전력공급
	신가평-신포천	130	2011	○ 수도권 북부지역 계통보강
	신포천-신덕은	104	2011	○ 수도권 북부지역 계통보강
	신충주 분기	87	2011	○ 충북지역 계통보강
	군산-새만금	56	2012	○ 군산지역 계통보강
	북경남 제1분기	68	2012	○ 신고리원전 1,2호기 계통연결
	북경남 제2분기	172	2012	○ 신고리원전 3,4호기 계통연결
	신김해-신녹산	40	2012	○ 부산 녹산공단지역 계통보강
	선산 분기	86	2013	○ 구미지역 계통보강
	동울산 분기	48	2013	○ 울산지역 전력공급
	신울산-신온산	21	2013	○ 울산지역 계통보강
	신양산-동부산	20	2013	○ 부산 동부지역 전력공급
	신덕은-포스코	108	2015	○ 인천지역 계통보강
	세종 분기	40	2015	○ 세종신도시 전력공급 계통연계
	신부평#2-영서	32	2016	○ 수도권 서부지역 계통보강
	가정-신부평#2	23	2016	○ 수도권 서부지역 계통보강
	북경기-신의정부	50	2019	○ 765kV 배후계통 연계
	북경기-신포천	10	2019	○ 765kV 배후계통 연계
직류 송전	#2HVDC	100	2011	○ 제주지역 전력공급
	충남-경기남부	7	2016	○ 충남-수도권 융통전력 증대
	#3HVDC	100	2016	○ 육지-제주간 계통연계
	해상풍력 HVDC	70	2018	○ 서해안 대규모 해상풍력 계통연계

* 추후 한전의 계통검토 결과에 따라 설비계획이 변경될 수 있음

Ⅱ. 발전원별 특성

1. 일반사항

구 분	연료 공급의 안정성	자원 부존량	경 제 성
원 자 력	○연료 Cycle 확립시 준국산 에너지로 에너지 자급률 향상 ○장전된 연료는 비축효과 있어 연료공급의 안정성 높음	○우라늄 부존량은 한정적이나 ○고속증식로 실용화시 상당기간 해결	○기저공급력으로 경제성이 높음 ○연료비의 비중이 낮아 건설후 발전 원가 안정
석탄화력	○부존측면에서 안정되며 다각화된 조달방법으로 석유에 비해 안정성은 높음 ○분쟁시 공급중단 우려	○채굴가능연수가 200~300년정도	○기저 또는 중간 공급력으로 경제성이 높음
LNG화력	○석유에 비해 부존지역의 편재성이 적음 ○장기계약으로 안정공급 가능	○석유와 같이 부존량이 적음	○연료비가 고가 ○건설비가 싸고 열효율이 높아 첨두부하용으로 경제적
석유화력	○부존지역이 편재 ○공급 불안정	○현재의 소비량 추이로 40~50년 정도면 고갈 우려	○연료비가 비싸고 가격 불안정
일반수력	○순국산에너지로 안정성 높지만 계절별 강우량 편중으로 이용률 저조	○소규모 수력외 추가개발 한계 도달	○장기간 발전원가 안정
양수식수력	○타전원의 발전력에 의한 양수동력 필요	○개발 가능지역이 전국에 산재	○심야전력 저장후 첨두시 공급으로 경제성 확보

입 지 특 성	공 급 신 뢰 성		
	개발계획의 유연성	급전운용의 탄력성	공급의 안정성
○안전성 문제로 지역 주민 합의에 어려움 ○수요지에서 원격화 경향	○개발 및 사업기간이 길어서 초장기적 계획 수립 필요 ○투자 규모가 커 공사중 계획 연기 곤란	○부하조정 능력이 거의 없음	○외국을 포함해서 사고 발생시 동일로형 점검 등의 대응 필요
○회사장, 항만조건 등으로 적지 희소 ○LNG 등에 비해 환경 보전 면에서 불리	○외생적인 석탄소비 조건에 따라 경직될 가능성	○부하조정능력이 비교적 큼	○해외탄에 대해서는 가격파동 등의 영향 고려 필요
○청정에너지로 환경보전이 우수 ○수요지 인근 건설 가능, 송전손실 경감	○연료소비의 경직성이 개선되지 않으면 계획의 탄력성이 적음 ○건설기간이 가장 짧음	○성능면에서 석유화력 처럼 부하조절은 용이	○공급원의 분산이 필요
○석탄에 비해서 환경 문제는 비교적 적음	○석탄에 비해 건설 기간이 짧음	○부하조정능력은 비교적 큼	○부존지역이 편재해 있고 공급원의 다변화
○경제성이 있는 지역이 적음	○추가설비는 주로 민간 소수력 및 다목적댐에 의존	○저수지식 경우 부하 조정 능력이 큼	○개발 가능성이 한정 되어 소용량 전원으로 공급
○우리나라 지형상 적지 확보가 비교적 용이	○비교적 탄력성이 큼	○부하조정능력이 크고 심야 잉여전력저장 가능	○기저설비 비중에 따라 건설계획 고려 필요

2. 기동 및 운전특성

가. 발전원별 기동시간

발전원	COLD 상태 (지시-전출력)	WARM 상태 (지시-전출력)	HOT 상태 (지시-전출력)
LNG복합 가스터빈	22분~1시간		
LNG복합 스팀터빈	3시간25분~7시간15분	1시간54분~4시간13분	1시간18분~2시간45분
유 연 탄 화 력	10시간30분~32시간30분	5시간25분~14시간	2시간18분~8시간30분
무 연 탄 화 력	7시간15분~40시간	6시간45분~23시간	4시간30분~16시간
석유화력	8시간10분~18시간30분	4시간50분~9시간40분	3시간10분~9시간5분
양 수	3분~7분30초		
일반수력	3분~5분		
경 수 로	158시간~339시간	91시간~150시간	76시간~123시간
중 수 로	67시간~77시간	47시간~ 51시간	25시간~ 27시간

나. 화력발전소 기동 시간

(단위 : 시간)

발전소명	COLD 상태		WARM 상태		HOT 상태	
	지시~병입~전출력		지시~병입~전출력		지시~병입~전출력	
삼천포#1~2	9:30	5:00	4:45	4:00	2:42	3:00
삼천포#3~4	6:20	5:00	4:40	3:30	2:40	2:00
삼천포#5~6	7:00	3:30	3:50	3:00	2:00	2:00
보령#1~2	9:00	6:00	6:30	4:30	4:00	4:00
보령#3~6	8:30	3:00	6:00	2:00	3:50	1:40
태안#1~4	20:30	2:43	10:00	2:43	1:30	1:38
하동#1~5	30:00	2:30	7:00	2:00	1:30	1:30
당진#1~4	11:40	2:40	3:25	2:00	2:55	1:30
호남#1~2	20:00	8:00	10:00	4:00	4:30	4:00
동해#1~2	16:00	24:00	8:00	15:00	6:00	10:00
서천#1~2	16:00	4:30	5:00	2:30	5:00	2:30
영 동#1	9:00	4:00	3:30	3:30	1:30	3:00
영 동#2	9:00	5:30	3:30	5:00	1:30	4:00
영월#1~2	18:00	8:00	5:00	6:00	2:30	3:00
군산화력	5:45	1:30	5:15	1:30	4:15	1:30
평택#1~4	15:15	7:20	2:45	1:55	2:15	1:40
울산#1~3	9:15	1:50	7:50	1:50	7:15	1:50
울산#4~6	4:40	3:30	3:20	1:30	2:10	1:00
영 남#1	14:00	4:30	4:00	2:30	2:30	2:00
영 남#2	13:30	4:00	4:00	2:00	2:00	2:00
여 수#1	7:30	2:35	4:50	2:35	2:25	2:35
여 수#2	10:00	3:00	5:35	3:00	2:25	3:00
서 울#4	8:20	4:00	5:25	3:40	4:25	3:20
서 울#5	7:10	4:25	5:25	3:40	4:20	3:00
인천#1~2	11:00	8:00	5:00	5:00	3:00	3:00
인천#3~4	8:40	9:00	6:00	6:00	4:00	3:00

다. 복합화력발전소 기동 시간

○ 복합화력 가스터빈

(단위 : 시간)

발전소명	COLD상태		WARM상태		HOT상태	
	지시~병입~전출력		지시~병입~전출력		지시~병입~전출력	
분당복합#1~8	0:10	0:20	-	-	-	-
일산복합#1~6	0:22	0:15	-	-	-	-
울산복합#1~2	0:20	0:10	-	-	-	-
울산복합#3~6	0:18	0:15	-	-	-	-
평택복합#1~4	0:12	0:10	-	-	-	-
서인천Ⅰ #1~ 8	0:10	0:12	-	-	-	-
서인천Ⅱ #9~16	0:43	0:11	-	-	0:15	0:11
보령복합#1~8	0:20	0:40	-	-	-	-

○ 복합화력 스팀터빈

분당복합#1	1:10	4:00	0:50	2:40	0:40	1:40
분당복합#2	1:15	2:40	0:55	2:00	0:40	1:20
일산복합#1	3:05	0:55	1:55	0:55	1:50	0:55
일산복합#2	3:05	0:55	1:55	0:55	1:50	0:55
울산복합#1	3:25	3:50	1:53	2:20	1:15	1:30
울산복합#2~3	3:10	0:35	1:50	0:35	1:35	0:35
평택복합#1	1:55	1:30	0:55	1:00	0:45	0:50
서인천Ⅰ #1~ 8	1:54	1:50	0:54	1:00	0:52	0:40
서인천Ⅱ #9~12	3:13	3:30	1:32	1:14	0:58	0:20
부산복합 #1~ 8	2:10	2:32	1:40	1:47	1:40	32

라. 원자력발전소 기동 시간

(단위 : 시간)

발전소명	기 동 조 건			부하증발률 (천kW/min)	부하감발률 (천kW/min)
	고온대기(Hr)	고온정지(Hr)	저온정지(Hr)		
고리#1	123	134	339	0.29	0.29
고리#2	123	134	339	0.32	0.32
고리#3	114	138	210	0.50	0.50
고리#4	114	138	210	0.50	0.50
월성#1	25	47	67	1.30	1.30
월성#2	27	51	77	1.36	1.36
월성#3	27	51	77	1.36	1.36
월성#4	27	51	77	1.36	1.36
영광#1	126	150	246	0.50	0.50
영광#2	119	143.5	211.5	0.50	0.50
영광#3	108	124	206	0.52	0.52
영광#4	108	124	206	0.52	0.52
울진#1	76	91	158	0.50	0.50
울진#2	76	91	158	0.50	0.50
울진#3	108	124	204	0.52	0.52
울진#4	108	124	204	0.52	0.52

Ⅲ. 신·재생에너지 정의 및 발전차액 기준가격

가. 신재생에너지의 정의

○ 신재생에너지는 「신에너지 및 재생에너지 이용·개발·보급 촉진법 제2조」에 의해 기존의 화석연료를 변환시켜 이용하거나 햇빛, 물, 지열, 강수, 생물유기체 등을 포함하는 재생가능한 에너지를 변환시켜 이용하는 에너지로, 다음과 같은 11개 분야가 지정됨

– 재생에너지 : 태양에너지(태양열, 태양광), 바이오에너지, 풍력, 수력, 지열, 해양에너지, 폐기물에너지, 기타 (8개 분야)

– 신에너지 : 연료전지, 석탄액화가스화, 수소에너지 (3개 분야)

나. 주요 신재생에너지원 특징

구 분	장 점	단 점
태양광	• 청정한 에너지원 • 유지보수의 용이성	• 전력생산량이 지역별 일사량에 의존 • 낮은 에너지 밀도로 인해 큰 설치면적 필요
풍 력	• 뛰어난 기술성숙도	• 소음 및 환경 파괴 우려
연료전지	• 높은 발전효율 및 다양한 연료사용 가능 • 수요지 부근 설치 가능	• 높은 공사비

다. 국내 신재생에너지 잠재량 및 전원별 현황

○ 신재생에너지 전원별 잠재량

구 분	부존 잠재량 (천 TOE)	가용 잠재량 (천 TOE)	기술적 잠재량 (천 TOE)
태양광	11,159,495	3,483,910	585,315
풍 력	466,956	68,716	34,359
수력	126,273	65,210	20,867
바이오매스	141,855	11,656	2,325

※ 1. 부존잠재량 : 한반도 전체에 부존하는 에너지 총량
2. 가용잠재량 : 에너지 활용을 위한 설비가 입지할 수 있는 지리적인 여건을 고려한 값으로 활용 가능한 에너지의 양을 산정
3. 기술적잠재량 : 현재의 기술수준으로 산출될 수 있는 최종 에너지의 양을 나타낸 값으로 기기의 시스템 효율 등을 적용

라. 발전차액 기준가격

[2010년 적용대상 전원의 적용기준 및 기준가격]

전원		적용설비 용량기준	구 분		기준가격(원/kWh)		비고
					고정요금	변동요금	
풍력		10kW이상	-		107.29	-	감소율 2%
수력		5MW이하	일반	1MW이상	86.04	SMP+15	
				1MW미만	94.64	SMP+20	
			기타	1MW이상	66.18	SMP+ 5	
				1MW미만	72.80	SMP+10	
폐기물 소각 (RDF 포함)		20MW이하	-		-	SMP+ 5	화석연료 투입비율 : 30%미만
바이오 에너지	LFG	50MW이하	20MW 이상		68.07	SMP+ 5	
			20MW 미만		74.99	SMP+10	
	바이오 가스	50MW이하	150kW 이상		72.73	SMP+10	
			150kW 미만		85.71	SMP+15	
	바이오 매스	50MW이하	목질계 바이오		68.99	SMP+ 5	
해양 에너지	조력	50MW이상	최대조차 8.5m이상	방조제유	62.81	-	
				방조제무	76.63	-	
			최대조차 8.5m미만	방조제유	75.59	-	
				방조제무	90.50	-	
연료전지		200kW이상	바이오가스 이용		227.49	-	감소율 3%
			기타연료 이용		274.06	-	

주1) 화석연료 투입비율은 월 단위를 기준으로 하며, 발전에 소요된 열량에 대한 화석연료의 열량비율임.
주2) 풍력, 연료전지의 발전차액지원개시일별 기준가격은 별표 1-3과 같음
주3) 수력의 일반은 수력발전을 주목적으로 하는 설비이며, 기타는 수력발전이 부가적인 목적의 설비임.
주4) 용량은 동일사업자가 인근지역(설치장소의 경계가 250미터이내의 지역을 의미한다) 에서 설치한 용량의 합을 기준으로 적용함.

[태양광 전원의 용량 및 적용기간별 기준가격(원/kWh)]

적용 시점	설치 장소	적용 기간	30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
'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	-	-

주1) 설치장소에서 '건축물 활용'이란 건축법 제2조 제1항 제2호에 의한 건축물의 상부 또는 외벽에 설치한 설비를 말하며, '일반부지'라 함은 '건축물 활용' 이외의 모든 장소를 의미함.
주2) 적용시점은 발전차액지원개시일 기준임.
주3) 태양광발전의 시설용량은 모듈정격용량 기준임.
주4) 용량은 동일사업자가 인근지역(설치장소의 경계가 250미터이내의 지역을 의미한다)에서 설치한 용량의 합을 기준으로 적용함.
주5) 1MW를 초과한 건축물 활용 발전소는 일반부지 가격을 적용함.

[연도별 기준가격 요금표(감소율 적용전원)]

(단위 : 원/kWh)

차액지원개시일시점	풍력	연료전지	
		바이오가스 이용	기타연료 이용
2009년	105.14	220.67	265.84
2010년	103.04	214.05	257.87
2011년	100.98	207.63	250.13

주1) 감소율 적용 개시 시점은 매년 10월 11일임.

Ⅳ. 전력거래시장 및 전력판매 통계

1. 연도별 회원사 및 설비용량

구분	회원사			설비용량[1] (MW)	
	정회원	준회원	계		증가율(%)
2001	13	6	19	47,959	-
2002	25	8	33	51,467	7.31
2003	44	5	49	56,925	10.60
2004	51	5	56	58,943	3.55
2005	59	6	65	61,554	4.43
2006	69	5	74	65,357	6.18
2007	97	7	104	68,443	4.72
2008	295	7	302	71,256	4.11
2009	406	5	411	73,335	2.92
2010	420	2	422	77,361	5.49

1) 전력시장 참여 설비용량

2. 연도별 거래량 및 거래금액

구분	거래량(백만kWh)	증가율(%)	거래금액(억원)	증가율(%)
2001[2)]	199,027	-	95,276	-
2002	281,871	41.62	133,049	39.65
2003	299,509	6.26	145,741	9.54
2004	318,045	6.19	156,568	7.43
2005	338,861	6.54	172,809	10.37
2006	354,869	4.72	189,245	9.51
2007	374,384	5.50	211,572	11.80
2008	392,323	4.79	267,999	26.67
2009	405,692	3.41	269,116	0.42
2010	440,855	8.67	322,228	19.74

2) 2001. 4. 2 이후 수치임

3. 연도별 한계가격 및 정산단가

구분	한계가격 (원/kWh)[3]	정산단가 (원/kWh)
2001	48.81	47.87
2002	47.32	47.20
2003	50.48	48.66
2004	55.78	49.23
2005	61.97	51.00
2006	79.07	53.33
2007	83.75	56.52
2008	122.58	68.31
2009	105.04	66.34
2010	117.77	73.09

3) SMP : System Marginal Price (계통한계가격)

4. 연료원별 거래내역('10년)

구 분	설비용량 (MW)	거 래 량 (백만kWh)	정산금액 (백만원)	정산단가 (원/kWh)
수력[4]	1,624	3,287	444,918	134.44
양수	3,900	2,774	562,147	202.61
LNG	20,471	85,165	10,906,329	128.06
석유[5]	5,805	11,841	2,185,969	184.60
무연탄	1,125	7,649	841,654	110.04
유연탄	23,675	183,359	11,146,957	60.79
원자력	17,716	141,894	5,620,703	36.61
기타[6]	1,762	4,886	514,192	105.43
합계	76,078	440,855	32,222,869	73.09

4) 수력 : 소수력 포함
5) 석유 : 등유, 중유
6) 기타 : 매립가스, 바이오가스, 풍력, 태양광 등

5. 종별 전기 판매내역('10년)

구 분	고객호수 (호)	판매량 (백만kWh)	구성비 (%)	판매수입 (억원)	구성비 (%)	판매단가 (원/kWh)	지수[7] (%)
주택용	12,904,238	63,200	14.6	75,748	20.3	119.85	139.2
일반용	2,632,860	97,410	22.4	96,371	25.8	98.93	114.9
교육용	34,376	7,453	1.7	6,501	1.7	87.23	101.3
산업용	348,096	232,672	53.6	178,307	47.7	76.63	89.0
농사용	1,260,276	10,654	2.5	4,532	1.2	42.54	49.4
가로등	1,117,657	3,081	0.7	2,500	0.7	81.13	94.2
심야전력	931,947	19,690	4.5	9,942	2.7	50.49	58.6
계	19,229,450	434,160	100.0	373,901	100.0	86.12	100.0

7) 평균판매단가 대비 계약종별 판매단가 상대비율

6. 연도별 전기 판매전력량

(단위 : 백만kWh, %)

연도별	주택용[8]	일반용	교육용	산업용	농사용	가로등	합계
1970	987	6,694			37	22	7,740
	(12.8)	(86.5)			(0.5)	(0.3)	(100)
1980	5,048	27,422			203	61	32,734
	(15.4)	(83.8)			(0.6)	(0.2)	(100)
1990	16,961	75,458			1,495	469	94,383
	(18.0)	(79.9)			(1.6)	(0.5)	(100)
2000	44,968	47,700	2,285	137,372	5,451	1,759	239,535
	(18.8)	(19.9)	(1.0)	(57.3)	(2.3)	(0.7)	(100)
2001	52,289	52,622	2,640	142,160	6,142	1,878	257,731
	(20.3)	(20.4)	(1.0)	(55.2)	(2.4)	(0.7)	(100)
2002	58,469	57,428	2,954	151,196	6,328	2,076	278,451
	(21.0)	(20.6)	(1.1)	(54.3)	(2.3)	(0.7)	(100)
2003	62,432	61,626	3,351	157,845	6,147	2,197	293,599
	(21.3)	(21.0)	(1.1)	(53.8)	(2.1)	(0.7)	(100)
2004	65,490	67,476	3,774	166,223	6,766	2,367	312,096
	(21.0)	(21.6)	(1.2)	(53.3)	(2.2)	(0.8)	(100)
2005	69,555	73,716	4,309	174,945	7,318	2,570	332,413
	(20.9)	(22.2)	(1.3)	(52.6)	(2.2)	(0.8)	(100)
2006	72,730	77,809	4,790	183,067	7,636	2,687	348,719
	(20.9)	(22.3)	(1.4)	(52.5)	(2.2)	(0.8)	(100)
2007	75,148	82,208	5,304	194,936	8,215	2,794	368,605
	(20.4)	(22.3)	(1.4)	(52.9)	(2.2)	(0.8)	(100)
2008	77,269	86,827	5,783	203,475	8,869	2,847	385,070
	(20.1)	(22.5)	(1.5)	(52.8)	(2.3)	(0.7)	(100)
2009	78,548	89,619	6,465	207,216	9,671	2,954	394,475
	(19.9)	(22.7)	(1.6)	(52.5)	(2.5)	(0.7)	(100)
2010	82,890	97,410	7,453	232,672	10,654	3,081	434,160
	(19.1)	(22.4)	(1.7)	(53.6)	(2.5)	(0.7)	(100)

8) 주택용 : 심야전력 포함

7. 연도별 전기판매단가

(단위 : 원/kWh)

연도별	주택용[9]	일반용	교육용	산업용	농사용	가로등	합계
1961	6.09	2.59			1.53	2.73	3.22
1970	13.33	5.32			3.55	8.09	6.34
1980	59.49	49.47			22.76	64.01	50.88
1990	68.66	49.81			34.06	48.26	52.94
2000	94.72	106.04	90.16	58.30	43.04	65.92	74.65
2001	91.57	107.99	92.74	61.56	43.51	68.14	77.06
2002	87.01	102.66	89.26	59.02	42.37	64.98	73.88
2003	88.00	100.59	90.24	60.30	43.45	65.75	74.68
2004	90.94	96.85	89.05	60.23	41.95	65.33	74.58
2005	91.07	95.24	89.00	60.25	41.67	65.65	74.46
2006	93.70	97.91	77.48	61.92	42.96	68.61	76.43
2007	94.78	97.68	77.20	64.56	42.45	71.47	77.85
2008	97.58	95.30	78.58	66.24	42.38	72.50	78.76
2009	98.07	98.50	83.56	73.69	42.13	76.65	83.59
2010	103.38	98.93	87.23	76.63	42.54	81.13	86.12

9) 주택용 : 심야전력 포함

Ⅴ. 주요 용어 설명

▫ 가격결정발전계획

거래일 한계가격을 산출하기 위해 수립하는 발전계획으로 열공급, 연료제약, 송전 제약 등의 각종 제약요소를 고려하지 않고 수립되는 비제약 발전계획

▫ 가스화 복합발전(IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle)

석탄을 증기 또는 산소(또는 공기)와 함께 고온, 고압의 가스화노에 주입하여 기체연료인 일산화탄소(CO) 및 수소(H_2)로 전환하는 일련의 공정을 거쳐 석탄가스화가 진행되며, 가스화 된 연료가스를 정제하여 복합발전연료로 이용하는 기술이 석탄가스화 복합발전 기술로서 열효율이 기존의 발전방식보다 높다(43~45%). 또한 환경보전성이 우수(환경제재치의 1/10이하 달성)하다는 장점을 지니고 있는 신발전 방식이다. 석탄가스화 기술은 가스화제의 사용종류에 따라 산소주입(Oxygen Blown)방식과 공기주입(Air Blow)방식으로 나누며, 석탄 공급 시스템에 따라 건식(Dry Feeding)과 습식(Slurry Feeding)으로 나눌 수 있다. 생성된 석탄가스의 정제방식은 고온건식 정제(Hot Gas Clean up)방법과 저온습식 정제(Wet Gas Clean up)방법이 있다.

▫ 감가상각

Depreciation. 건물, 기계, 차량 등 토지 이외의 설비는 사용하면 할수록 소모되고 낡게 되는데, 이 같은 유형자산의 가치 감소액을 일정한 방법으로 장부가액에서 감액하는 회계처리를 감가상각이라 한다. 감가상각비는 각 사업연도의 비용으로 계상된다.

즉 고정자산의 취득가액을 일정 기간 비용으로 배분하는 절차라고 할 수 있다. 또한 감가상각비는 비용으로서 제품의 원가에 가산되고, 제품이 판매되면 매출대금에 포함되었다가 회수된다. 즉, 고정자산의 일부가 감가상각비로 비용화되어 판매 회수대금에 포함되었다가 유동자산의 일부가 되는 것으로, 감가상각액 만큼 고정자산이 유동자산으로 전환되는 것이라 할 수 있다. 회사의 비용은 모두 현금지출을 수반하는데, 감각상각비는 현금지출을 수반하지 않는 비용이라고 할 수 있다. 감가상각 방법으로는 정액법, 정률법, 생산량비례법 등이 있다.

▫ 경상가격(Current Money)

물가의 변동을 제거하지 않는 그 시점의 가격. 즉, 기준년도 가격에 물가상승률을 반영한 가격

▫ 계통운영보조서비스(Ancillary Service)

전력계통의 안정성 및 신뢰성을 유지하기 위해 발전사업자, 송전사업자 등이 제공하는 서비스로 주파수 조정(주파수 추종 운전 및 자동 발전제어 운전), 적정 예비력 확보, 무효전력의 수급, 자체기동발전 등의 행위

○ 주파수 조정(Frequency Regulation) : 전기의 물리적인 수요와 공급의 불일치로 인하여 공급이 부족하게 되면 주파수가 떨어지고 과다하게 되면 주파수가 상승, 이러한 단기간(수초 또는 수분)의 불일치를 운전중인 발전기의 출력을 조정함으로 써 해소, 수초 이내 주파수 조정은 발전기의 조속기

(Governor)를 통해 이루어지고, 수분 이내의 주파수 조정은 계통발전량을 지역별로 송전손실을 고려하고, 경제급전이 되도록 급전자동화시스템에서 발전기의 출력을 배분 제어하는 자동발전제어(AGC, Automatic Generation Control) 기능으로 처리

○ 예비력(Reserve) : 발전기의 사고, 예상외의 급격한 피크수요 등으로 인해 공급 부족이 발생하는 것을 막기 위한 여분의 발전력을 말함.
  - 설비예비력(Installed Reserve) : 1년중 최대수요 발생시점에서 최대수요 이상으로 확보하고 있는 보유 설비용량의 크기를 나타낸 값으로 전력 계통이 얼마나 여유를 갖고 있는 지를 나타내는 척도의 하나임
  - 공급예비력 : 예방정비, 고장 등으로 인해 현재 운전가능하지 않은 설비용량을 제외한 예비력, 현재 운전 가능한 설비예비력
  - 운영예비력(Operating Reserve) : 운전예비력(Spinning Reserve)과 정지예비력 (Non-Spinning Reserve)으로 구성
  - 운전예비력(Spinning Reserve) : 운전 중인 발전기의 출력 여유분으로 10분 이내에 응동할 수 있는 예비력으로 주파수조정예비력(수초이내 응동)과 운전상태 대기예비력(10분이내 응동)으로 구성
  - 정지예비력(Non-Spinning Reserve) : 계통에 투입되지 않고 대기상태로 있는 발전설비용량. 응동특성이 빠른 수력, 양수, 가스터빈 발전기는 단기간에 계통에 병입하여 출력을 증가시킬 수 있으므로 이들은 평상시에 대기상태로 있다가 계통에 위급한 상황이 발생하면 즉시 운전하여 출력을 증가시킴. 정지상태 대기예비력(20분이내 응동)과 정지상태 대체예비력(2시간내에 응동)으로 구성

□ 계통한계가격(SMP : System Marginal Price)

거래시간별로 일반발전기(원자력, 석탄 외의 발전기)의 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격(원/kWh)으로써, 시간대별로 비제약상태에서 운전이 할당된 발전기의 유효 발전가격(변동비) 가운데 가장 높은 값으로 결정

□ 공급가능용량

중앙급전발전기를 보유한 발전사업자가 입찰을 통해 거래시간별로 공급 가능한 용량(MWh)

□ 공급지장비용(VOLL : Value of Lost Load)

수요가 공급보다 커서 공급지장이 발생할 경우, 발생하는 사회적 손실비용으로 전력시장에서 가격상한을 정하는 참고가격으로 사용함. 공급지장비용은 전력량 1kWh를 공급하지 못함에 따라 발생되는 소비자 비용(원/kWh)로 정의.

※ 용량요금(CP) 산정을 위한 VOLL적용 CP = LOLP× (VOLL − SMP)

□ 공동이행제도(Joint Implementation, JI)

교토의정서 제6조에 규정된 것으로 선진국인 A국이 선진국인 B국에 투자하여 발생된 온실가스 감축분의 일정분을 A국의 배출저감실적으로 인정하는 제도

□ 교토의정서(The Kyoto Protocol)

교토의정서는 1997년 12월 일본의 교토에서 개최된 제3차 당사국 총회에서 채택되었다. 교토의정서는 기후변화협약의 후속조치로서 선진국의 감축의무를 구체적으로 담고 있다. 그러나 교토의정서는 채택된 이후 오랫동안 발효되지 못하고 있다가 마침내, 7년이 지난 2004년 러시아가 교토의정서를 비준함으로써 발효 요건이 완성됨에 따라, 2005년 2월 16일 발효되었다. 현재 미국과 호주는 교토의정서에 참여하고 있지 않다.

□ 국내탄 혼소발전

국내탄과 타연료(보통 중유)를 혼소하여 발전하는 경우를 국내탄 혼소발전이라고 하며, 국내탄과 타연료의 혼합비율을 혼소율이라고 한다.

혼소율은 중량비와 열량비가 있으나 통상 혼소율이라고 하면 열량비를 말한다. 국내탄과 중유(B-C유)를 혼소하여 사용하는 발전소에서 국내탄 혼소율이 60%라고 하면 총 보일러 입열량 중 무연탄이 차지하는 열량비가 60%임을 말하며 다음과 같이 산정한다.

$$\text{혼소율} = \frac{(\text{국내탄 사용량} \times \text{국내탄 발열량})}{(\text{중유 사용량} \times \text{중유 발열량}) + (\text{국내탄 사용량} \times \text{국내탄 발열량})} \times 100\,(\%)$$

우리나라에 있는 국내탄 발전소는 동해화력(국내탄 전소)을 제외한 모든 발전소(영동, 서천, 군산화력)가 국내탄 혼소발전소이다.

□ 규제금융계약(Vesting Contract) 제도 개요

○ 정의 : 수직 분할되는 판매회사와 발전회사에 “할당”되는 헷지 계약. 발전사업자에게 부과되는 의무로서 최소한 2년 이상 가격규제 하에서 일정량의 전력을 판매

○ 도입 필요성

- 시장참여자는 전력재화 특성인 비저장성과 현물시장의 가격 불안정성 등의 위험에 대한 헷지 방안 필요
- 캘리포니아주에서의 전력회사의 재무위기는 도매전력시장에서의 위험헷지 방안이 없이 낮은 현물가격에 의지해 추진된 구조개편이 매우 위험한 것이라는 것을 단적으로 보여주며, 현물가격이 폭등하기 이전에 체결된 헷지계약은 전력회사의 구매비용을 사전에 확정함으로써 현재의 재무적 위기를 막을 수 있었음
- 또한, 신규 전력시장에서 시장지배력 행사가 발생하는 소지가 있어, 해결 방안으로 Vesting Contract를 도입하여 2009년까지 시행하는 방안을 검토중임
- 전력시장 초기단계에는 기존의 산업구조 및 기존참여자들의 행동방식이 현물가격에 영향을 미치며, 이후 시장참여자의 현물가격변동에 대한 다양한 경험을 얻은후 적절한 위험관리전략을 개발하게 됨. Vesting Contract는 초기 계약시장의 발전을 촉진 및 구조개편 목표 달성을 위해 유용한 도구임

○ 장·단점

- Vesting Contract의 장점
  · 설비용량 여유가 없는(tight) 상황에서 현물시장가격으로부터 소비자(또는 소비자에게 전력을 공급하는 판매회사)를 보호하고, 계약시장 발달을 촉진하며, 현물시장가격을 안정화하고, 신규

진입을 촉진하며, 전력시장으로의 이행을 위한 제반 측면들을 지원할 수 있음

· 민영화 또는 자산매각을 통하여 분리된 배전회사 창설에도 사용될 수 있으며, 잠재적 투자가에게 배전과 발전에 대한 불확실성을 감소시키며, 또한 민영화 이후 초창기에 규제기관으로 하여금 배전회사의 직접적 통제하에 있는 배전비용과 성과에 초점을 맞추게 해줌

– Vesting Contract의 단점

· Vesting Contract는 본질적으로 반경쟁적인 성격을 띠고 있음

· 현재 사용되고 있는 Vesting Contract는 상업적 공급계약에서 협상되는 가격보다 훨씬 높은 수준(30%이상일 때도 있음)의 행사가격(strike price)을 가지고 있음

· 기존의 대형 발전사업자에만 Vesting Contract이 가용하기 때문에 이것은 그들에게 낮은 현물시장가격으로부터 상당한 보호를 제공하고 신규진입비용이하의 수준으로 상업적 계약을 제공할 수 있게 함

· 반면 신규진입 발전사업자는 Vesting Contract을 체결할 수 없으며 판매사업자나 수용가와 직접 상업적 협정을 협상해야 함

· 시장참여자의 견지에서 보면 Vesting Contract은 신규발전투자를 비경제적인 것으로 만들고 Vesting Contract가 만료될 때까지 신규발전사업자를 시장에서 퇴출시킴

· Vesting Contract이 배전회사에게 위험을 완전히 헷지하는 것은 아님. 계약가격이 부패, 반경쟁적 그리고 정밀한 분석이 선행되지 않고 체결되어 가격이 높게 책정된다면 미래의 배전회사와 고객은 높은 가격을 지불할 수 없을 수도 있음. 이 경우, Vesting Contract는 나쁜 결과를 영속화시키고 또한 경쟁이 도입될 시에는 좌초비용을 유도함.

○ 활용사례 : Vesting Contract는 보다 성숙한 전력시장으로의 이행을 용이하게 하는데 호주에는 전력시장으로의 이행을 위해 Vesting Contract를 이용한 두 사례가 있음(빅토리아주, South Australia주)

□ 기저한계가격(BLMP : Base Load Marginal Price)

거래시간별로 기저발전기(원자력, 석탄 발전기)의 전력량에 대해 적용하는 전력시장 가격(원/kWh)으로써, 시간대별로 비제약상태에서 운전이 할당된 기저발전기의 유효 발전가격(변동비) 가운데 가장 높은 값으로 결정

□ 기회비용(機會費用 : Opportunity Cost)

○ 어떤 財貨 또는 用役의 비용을 그것을 획득하기 위해 희생(포기)한 다른 財貨 또는 用役으로 표시한 것임

○ 기회비용의 예

– 한 漁夫가 10일간의 고기잡이를 포기하고 그 대신 주거용 집을 지었다면, 그 집의 기회비용은 10일 동안 잡을 수 있는 고기의 수량이 됨

– 어떤 사람이 여름휴가 기간동안 설악산으로 갈지 해운대로 갈지를 선택할 때, 만약 해운대 바닷가로 결정했다면 이 경우 기회비용은 설악산에서 여름휴가를 보내는데 소요되는 비용이 됨

▫ 내부수익률(IRR : Internal Rate of Return)

투자대안의 순현재가치를 "0"으로 만드는 이자율로서, 경제수명을 가정하여 연도별 수익현가와 지출현가가 일치되도록 산정

▫ 마이크로터빈 발전

마이크로터빈이란 30∼250kW 규모의 소규모 가스터빈을 말하며, 터빈, 압축기, 발전기를 포함한 소형의 고속 발전기이다. 일반적으로 마이크로터빈은 공기 베어링을 사용하므로 윤활유가 필요치 않다. 마이크로터빈은 송전선로 건설비용이 과다하게 소요되는 도심지역 등에 분산형 전원설비로 활용하면 매우 효과적이다.

▫ 발전소 상업운전

발전설비의 시운전을 완료하고 정부(관공서)에 발전설비 사용개시를 신고한 후 영업운전을 개시하는 것을 상업운전이라고 한다. 일반적으로 상업운전 개시일을 발전소 준공일이라고 한다.

▫ 발전원가

발전원가란 발전소에서 생산된 전력이 송전계통에 연결되는 지점(Bus-bar)에서의 단위전력당 발전비용을 말한다. 발전원가는 운전 중인 발전소에서의 발전실적을 이용하여 회계적 실적 발전원가를 계산하거나 또는 미래에 새로운 발전설비를 건설할 때 주어진 이용률에서 어떤 발전원이 유리한가를 평가할 때 이용된다.

발전원가는 고정비원가와 변동비원가로 구성되며 다음과 같이 산정한다.

$$\text{고정비원가} = \frac{\text{총건설비(원)} \times \text{고정비율(\%)}}{\text{시설용량(kW)} \times 8{,}760\text{(h)} \times \text{이용률(\%)} \times (1-\text{소내전력률})}$$

$$\text{연료비원가} = \frac{860\text{(kcal/kWh)} \times \text{연료비 단가(원/kg, ℓ)}}{\text{열효율(\%)} \times \text{연료발열량(kcal/kg, ℓ)} \times (1 - \text{소내전력률})}$$

▫ 분산형전원(Distributed Generation)

기존의 전력회사의 대규모 집중형전원과는 달리 소규모로서 소비지 인근에 분산배치가 가능한 전원을 말한다. 분산형전원으로는 소형열병합발전, 태양광발전, 풍력발전, 연료전지발전, 전력저장시스템 등 소용량의 분산배치가 가능한 발전설비이다.

종래, 전력시스템은 수요의 증가에 대해 전원의 대규모화로 대응해 왔지만, 최근 들어 에너지·환경문제와 더불어 대규모 전원의 입지확보 및 송전선의 루우트 확보가 어려워져 가고 있어 장기적 전력수급의 안정성 확보에 불확실성이 예상됨에 따라 분산형전원의 개발 확대가 기대된다.

분산형전원의 개발과 도입에 대해서는, 에너지 절약, 에너지 안보(Security)의 향상, CO2 배출대책 등의 환경측면에서 태양광 등의 신재생에너지에 의한 발전, 폐기물처리의 배열을 이용하는 발전 및 열병합발전 등의 전원 도입이 기대되고 있으며, 특히 대도시권에 있어서는 전력수급의 지역간 불평형 및 전력수급의 핍박을 완화하는 등 전력시스템으로서의 효과도 기대된다.

□ **불변가격(Constant Money)**

당해 년도의 금액은 그 해의 구매력을 나타내기는 하지만 연간 비교에 있어서 구매력을 비교할 때에는 물가변동으로 인해 절대금액을 비교할 수 없다. 따라서 기준 연도를 설정하고 물가지수변동에 따른 가치변동을 조정하여 나타난 구매력을 비교하는데 이를 불변구매력, 불변가격이라고 함. 즉, 물가상승이 없다는 가정하에 재화의 가격을 기준년도 가격 그대로 적용한 것으로 전체적인 물량의 변화만을 보기 위한 것임

□ **비중앙급전발전기**

중앙급전발전기가 아닌 모든 발전기를 말하며, 20MW 이하의 모든 발전기, 신재생에너지 개발 및 이용보급촉진법에서 정의한 신재생에너지를 이용하여 발전하는 발전기 또는 발전기 용량이 20MW를 초과하나 기술적 특성상 급전지시에 응동할 수 없는 발전기

□ **배출권거래제도(Emissions Trading, ET)**

교토의정서 제17조에 정의되어 있는 배출권거래제는 온실가스 감축의무 국가가 의무 감축량을 초과 달성하였을 경우, 이 초과분을 다른 온실가스 감축의무국가와 거래할 수 있도록 하는 제도로 온실가스 감축량도 시장의 상품처럼 서로 사고 팔 수 있도록 허용한 것입니다.

이 제도가 시행될 경우, 각국은 최대한으로 배출량을 줄여 배출권 판매수익을 거두거나, 배출량을 줄이는데 비용이 많이 드는 국가는 상대적으로 저렴한 배출권을 구입하여 감축비용을 줄일 수 있으므로 전체적으로는 감축비용을 최소화할 수 있다.

□ **소수력(Small Hydro Power)**

소수력 발전은 규모가 작은 수력 발전설비로써 하천의 흐르는 물을 이용하기 위하여 댐을 막고, 저수지의 물을 인공적으로 유도하여 저낙차 터빈을 회전시켜 전기를 생산하는 발전시설. 소수력 발전은 일반적인 대규모 수력 발전과 원리면에서는 차이가 없으나 국지적인 지역조건과 조화를 이루는 규모가 작고 기술적으로 단순한 수력발전이라고 할 수 있음.

우리나라에서는 1982년에 '소수력 개발 활성화 방안'이 공표되면서부터 소수력 자원의 개발이 본격적으로 추진되기 시작하였음. 국내의 소수력 자원은 대략 150,000kW 정도가 개발이 가능한 것으로 평가되고 있으며, 현재 33개소의 소수력발전소가 가동되고 있음. 정부는 소수력 발전의 보급 확대를 위해 '신재생에너지 이용 발전전력의 기준가격 지침' 운영, 장기 저리의 시설자금 융자 등의 보급 확대 정책을 펴고 있다. 국내에서 가동되고 있는 소수력 발전소의 평균 설비용량(設備容量)은 약 2,000kW 정도이고 대부분이 낙차가 큰 곳에 위치해 있음. 그러나 낙차가 큰 입지가 줄어들고 있어 앞으로는 저낙차 소수력 자원을 효과적으로 개발할 수 있는 기술의 개발이 필요함.

□ **순현재가치(NPV : Net Present Value)**

미래에 발생할 것으로 예상되는 총 기대수익의 현재가치와 연도별 현금유출의 현재가치를 차감한 것으로 (수익현가 – 지출현가)를 의미.

▫ 신재생에너지

석유, 석탄, 원자력 및 천연가스가 아닌 에너지로 태양에너지, 바이오에너지, 풍력, 소수력, 연료전지, 석탄를 액화·가스화한 에너지, 중질잔사유를 가스화한 에너지, 해양에너지, 폐기물에너지, 지열에너지, 수소에너지, 석탄에 석탄 외의 물질을 혼합한 유동상태의 연료를 말한다.(신재생에너지 개발 및 이용·보급 촉진법 제2조)

그러나 실질적인 신재생에너지란, 넓은 의미로는 석유를 대체하는 에너지원으로 좁은 의미로는 신·재생에너지원을 나타낸다. 2005년말 기준 우리나라의 신재생에너지 보급률은 약 2.1%인데, 정부에서는 2011년까지 5%로 확대하려는 계획(제2차 국가에너지기본계획)을 수립하여 추진 중이다.

▫ 신재생에너지 공급협약(RPA, Renewable Portfolio Agreement)

신재생에너지 개발협약은 RPS 제도 도입을 위한 국내의 준비여건 미비로 인하여 자발적 협약방식의 제도로 추진하는 것이 요구되어 한전, 발전자회사, 수자원공사, 지역난방공사 자체적으로 중장기 신재생에너지 개발, 공급계획을 수립하여 산자부와 협의 확정함으로서 중복투자를 방지하고 전문분야를 차별화하여 개발하려는 협약임

▫ 신재생에너지 발전 의무할당제(RPS, Renewable Portfolio Standard)

발전의무 할당제란 전기사업자의 신에너지등 이용에 관한 특별조치법에 기초하여 에너지의 안정적이고 적절한 공급을 확보하기 위해, 전기사업자에게 매년 판매 전력량에 따른 일정비율 이상을 신에너지 등으로 발전할 수 있도록 의무화해 신에너지 보급을 확대하는 제도임. 2000년 이후 미국, 영국, 일본, 호주, 덴마크에서 도입하고 있지만 값싸고 손쉽게 확보할 수 있는 에너지에 집중되는 문제점이 표출되고 있음.

▫ 용량시장(Capacity Credit Market)제도

○ 개념 : 판매사업자에게 자신들이 공급하는 최대 전력에 일정 비율(예비력)을 더한 발전시설 용량을 발전사업자와의 계약 또는 현물시장을 통해 확보토록 의무 부과

- 에너지시장과는 별도로 발전시설의 여유분이나 부족분을 거래할 수 있는 용량시장 운영(의무 위반 시 Penalty 부과)

  ※ 미국의 PJM, 뉴욕전력시장, 뉴잉글랜드 전력시장 등에서 시행

○ 실행방안 : 도입시기, 예비력 수준, Penalty 수준 및 활용방안 등에 관한 세부검토후 구체적인 방안 결정

- 예비력 수준 : 수급안정측면과 비용증가 측면을 종합적으로 고려하여 결정
- Penalty : 규모는 발전소 건설을 충분히 유도할 수 있는 수준으로 정하고, 발전소 투자에 활용하는 방안 강구

○ 기대효과 : 판매사업자에 대한 예비력 확보 의무 및 여유 발전시설을 거래하는 용량시장 개설로 수급안정에 필요하다고 판단되는 충분한 발전소 건설을 유도

□ **열소비율(Heat Rate)**

열에너지를 이용하여 전력을 생산하는 발전설비에서 단위전력(1kWh)의 생산에 필요한 열량을 말하며, 설비의 효율성을 나타내는 하나의 척도임. 대상설비 및 사이클 범위에 따라 터빈 열소비율, 발전소 열소비율 등으로 구분하며 증기터빈의 경우 열소비율 산식은 다음과 같음.

$$\text{열소비율} = \frac{\text{공급열량} - \text{반환열량}}{\text{발전기 출력}}$$

열소비율 = (공급열량 − 반환열량) / 발전기 출력

= M (H1 − H2) / G [kcal/kWh]

M : 증기유량(kg/h)

H1 : 터빈에 공급되는 증기 엔탈피(kcal/kg)

H2 : 터빈에서 반환되는 보일러 급수의 엔탈피(kcal/kg)

G : 발전기 출력(kWh)

□ **열병합발전소 운전모드**

열병합발전소의 운전방식은 열 및 전기의 부하에 따라 운전형태가 다르도록 설비를 설치하여 운영하고 있으며, 보통 4가지의 운전모드로 운영되고 있음.

MODE Ⅰ운전 : 열부하 추종운전(G/T + HRSG + 배압 S/T)

MODE Ⅱ운전 : 가스터빈 단독운전(G/T)

MODE Ⅲ운전 : 전기부하 추종운전(G/T + HRSG + 배압S/T + 저압S/T)

MODE Ⅳ운전 : 최대 열부하 운전(G/T + HRSG)

일반적으로 효율이 가장 높은 'MODE Ⅰ운전'을 정상적인 열병합발전소 운전임.

□ **운영발전계획**

거래일의 실제 계통운전을 위해 수립되는 발전계획으로 전력계통에 영향을 주는 제반 제약조건(열공급, 제약연료 사용, 지역별 계통안정 및 융통전력 운영한계 등)을 고려하여 수립

□ **이용률(Capacity Factor)**

CF = E×100/(Pn×H), E= 전력 생산량, Pn = 최대 용량, H = 대상 기간.

발전기나 발전소가 대상 기간 동안 최대 출력으로 연속 운전시 생산 가능한 전력량에 대한 실제 전력 생산량의 비율

□ **자기자본수익률(ROE : Return on Equity)**

자기자본에 대한 이익의 비율을 말하는 것으로, 자기자본이익률은 주주지분에 대한 운용효율을 나타내는 지표로서, 재무관리와 증권분석에서 중시되는 지표임.

▫ 재무계약(Contract)제도 개요

○ 개념 : 발전사업자와 판매사업자간에 별도의 재무적 계약(차액계약, 선물 및 선도계약 등)을 체결토록 유도함으로써 발전사업자의 시장가격 변동위험을 축소

– 차액계약의 경우, 발전사업자와 판매사업자간 시장가격과는 별도로 미리 정한 고정가격에 의해 정산토록 함으로써 발전사업자의 가격변동 위험을 회피

– 선도계약의 경우, 미래의 특정시점에 정해진 가격으로 특정 자산을 사고 팔기로 현재 시점에서 약정한 계약을 선도계약(Forward Contract)임

– 선물계약의 경우, 공식적 시장인 거래소를 통하여 표준화된 거래조건에 따라 미래의 특정 시점에 정해진 가격으로 특정 자산을 사고 팔기로 현재시점에서 약정한 계약을 선물계약(Futures Contract)임.

○ 실행방안

– 표준차액계약서 마련, 배전분할 시 Vesting Contract 체결방안 강구 등

※ Vesting Contract : 신설 배전회사가 전력구입량의 일부를 발전회사와의 계약에 의해 거래토록 하는 방안 (계약은 배전회사 설립시 발효)

· 구체적인 계약형태(고정가격·상한가격·하한가격·상하한가격 설정계약 등)의 장단점 분석

– 전력거래 선물 및 선도시장의 도입 추진 등

○ 기대효과 : 발전사업자의 가격변동 위험을 줄여 Project Financing 등에 의한 안정적 자금조달이 가능해져 발전사업자의 투자촉진

▫ 전력수급기본계획(電力需給基本計劃)

일정한 기간에 대해 전력수요를 예측하고, 예측된 전력수요를 만족할 수 있는 공급능력(발전설비 등)을 가장 합리적인 방법과 비용으로 확보하기 위하여 산업자원부장관이 2년 단위로 '전력수급기본계획' 수립, 발표함. (전력거래소 : 계획수립 총괄지원).

▫ 중앙급전발전기

전기사업법에 따라 인가(변경인가)를 받은 후 사업개시신고를 한 발전기중 그 용량이 20 MW를 초과하는 1기의 발전기(단, 복합모드로 운전가능한 경우, 동일한 주변압기에 연결되어 있는 경우, 동일수계를 사용하는 수력 및 양수 발전기의 경우에는 동일모선에 연결되어 있는 2기 이상의 발전기를 1기의 발전기로 간주)

단, 급전지시 불가능 발전기, 신재생에너지개발 및 이용보급촉진법(제2조)에 의한 신재생에너지를 이용하여 전기를 생산하는 발전기, 발전기의 비용요소를 결정할 수 없는 발전기는 제외

▫ 조력발전(Tidal Power Generation)

조력발전의 기본 원리는 저낙차 수력발전과 유사하며 해수의 조석간만차를 이용하여 해수를 인공적으로 조성된 조지(潮池)에 출입시키면서 외해(外海)와 조지 간의 수위차(水位差)에 따른 위치에너지를 운동에너지로 변환시켜 전기에너지를 얻는 것임. 따라서 조력발전은 주로 내만과 같은 해역에 방조제를 쌓아 조지를 만들고 수차발전기와 수문을 설치해서 외해와 조지 사이의 수위차를 발생시켜 전기를

생산함.

조력발전은 발전을 하는 지점이 결정되면 그 지점에 있어서 조위(潮位)의 변화를 예측할 수 있다는 점은 장점이나, 얻어지는 유효낙차가 적고, 또한 조위의 변화가 연간을 통하여 균일하지 않으며, 조위가 일정한 시간대에서는 발전할 수 없다는 단점들이 있음. 외국의 조력개발 현황은 프랑스의 Rance 조력발전소(10MW × 24기)가 1967년에 준공된 이래 캐나다, 러시아, 중국에서도 조력발전소가 가동되고 있음. 국내의 경우 1977년 서해안지점의 조력 부존자원조사에 의하면 아산만, 천수만, 가로림만이 조력에 적합한 지역으로 나타나 있음.

□ 지속가능개발(Sustainable Development)

환경과 경제개발을 조화시켜 환경을 파괴하지 않고 경제개발을 한다는 개념이다. 1987년 이 말을 처음 사용한 세계환경개발위원회는 "미래세대의 욕구를 충족시킬 능력을 손상시키지 않으면서 우리 세대의 욕구를 충족시키는 개발"을 지속가능한 개발이라고 정의하고 있다. 즉 인간의 기본욕구 충족을 위해 경제개발을 할때 생태계의 수용능력인 환경용량을 초과해서는 안 되며, 생활수준만이 아닌 삶의 질에도 관심을 기울이며, 환경과 경제를 통합적 차원에서 다루어야 한다는 것이다.

□ 지열발전(Geothermal Power Generation)

지열은 지구 내부에서 표면을 거쳐 외부로 나오게 되는 열을 말하며 지구는 중심부로 갈수록 온도가 높아져 지구 중심부의 온도는 약 4,000℃에 달함. 이러한 지열은 열전도에 의해서나 가스, 온수 및 화산분출 등에 의해 유출되는데, 그 양은 지역적으로 크게 다르지만 지구의 전 표면에서 방출됨. 엄밀히 말해 지열에너지는 재생이 불가능한 에너지원이지만 지구 자체가 가지고 있는 에너지이므로 굴착하는 깊이에 따라 잠재력은 거의 무한이라고 할 수 있음.

지열발전은 지하에 있는 고온층으로부터 증기 또는 열수(熱水)의 형태로 열을 받아들여 발전하는 방식임. 지구는 하나의 거대한 보일러이며 이것을 이용한 에너지 전환장치는 여러 가지를 생각할 수 있지만, 현재 발전에 이용되는 것은 지열로 발생한 증기를 이용하는 것임. 빗물이 단층 등을 통해서 지하로 흘러 들어갈 때, 그 근처에 마그마가 모여 있으면 고온의 물이 되는데 이 때 우물을 파면 물의 임. 지열발전은 운전기술이 비교적 간단하고 가동률이 높으며 잉여열을 지역에너지로 이용할 수 있다는 이점이 있음.

□ 전력 직접구매자

수전설비용량 3만 kVA이상인 전기사용자로서 전력시장에서 전력을 구매하는 자

□ 좌초비용(Stranded Cost)

- ○ 기존 규제 체제하에서는 투자비 회수가 가능하나 경쟁체제로의 이행에 따라 회수가 불가능하게 될 수 있는 비용
- ○ 좌초비용은 전력회사의 고객이 다른 전기 공급자로부터 전력을 구매할 때 발생하며, 이 때문에 기존의 발전설비는 무용지물이 되어 건설 투자비는 채무로써 남게 된다. 모든 좌초비용은 정부 규제자가 검토 승인하여 결정한 결과이며, 해당 규제자 및 고객과 규제계약(Regulatory Contract)을 맺은 전력회사가 내린 결정의 결과임

○ 좌초비용을 발생시킨 투자로는 발전설비, 송전설비, 원자력 발전소 유지보수 및 폐로 비용, 다양한 소비절약 조치 및 시장가격 이상으로 대체에너지를 구매토록 한 의무계약 등이 있음

□ 태양광발전(Photovoltaic Power Generation)

일정 광 이상의 에너지를 갖는 파장의 빛이 반도체에 입사되면 (−)전하를 가진 전자와 (+)전하를 지니고 있는 정공이 생기고 이들이 각자 양단으로 분리되어 전위차가 발생하는 것을 이용하는 발전방식임. 특징은 무공해, 수명이 길고 보수가 용이하며 규모에 관계없이 효율 및 건설비가 일정함. 현재에는 반도체 재료로 쓰이는 실리콘을 쓰고 있으나 화합물 반도체를 이용하는 것도 있고 이것 중에서도 단결정, 다결정, 비정질(Armorphous)계로 나눌 수 있음.

태양광발전은 깨끗하고 무한한 태양에너지를 직접 전기에너지로 변환시키는 기술로, 기존 연구용이나 자가용 태양광발전에서 전력산업 구조개편 이후 정부에서 대체에너지 이용 발전전력의 기준가격을 고시하여 태양광발전사업 활성화가 기대됨.

□ 태양열발전(Solar Power Generation)

태양이 복사하는 열에너지를 흡수하여 열기관과 발전기를 움직여 발전하는 방식으로 탑 집광방식과 포물면 집광방식이 있음. 탑 집광방식은 높은 탑 위에 물탱크를 두고, 탑 주위에 많은 반사경을 설치하여 여기에 반사된 태양광이 끊임없이 탱크 면을 조사하여 물을 가열하고, 이 탱크에서 발생한 증기로 터빈을 돌려 발전기를 구동시키는 방식이고, 포물면 집광방식은 직선상으로 배열한 포물면경의 초점위치에 물이 지나가는 파이프를 둔 집광 집열기를 설치하는 방식임.

□ 투자보수율

한 연도의 지급이자와 순이익을 그 연도의 요금기저로 나눈 값으로 규제기관이 인정하는 투자보수율을 공정보수율이라 하며 전력요금 결정에 사용

* 총괄 원가 = 적정 공급원가 + 요금기저 × 공정보수율
* 투자보수율 = (타인자본이자율 × 타인자본비율) + (자기자본이자율 × 자기자본비율)

자기자본이자율 : CAPM 적용 투자수익률

(CAPM : Capital Asset Pricing Model, 투자자산 가격결정모형)

타인자본이자율 : 가중평균차입이자율

□ 풍력발전(Wind Force Power Generation)

공기의 유동이 가진 운동에너지의 공기역학적(Aero−Dynamic) 특성을 이용하여 회전자(Rotor)를 회전시켜 기계적 에너지로 변환시키고 이 기계적 에너지로 전기를 얻는 기술임. 풍력 발전기는 지면에 대한 회전축의 방향에 따라 수평형 및 수직형으로 분류되고, 주요 구성요소로는 날개(Blade)와 허브(Hub)로 구성된 회전자와 회전을 증속하여 발전기를 구동시키는 증속장치(Gear Box), 발전기 및 각종 안전장치를 제어하는 제어장치, 유압 브레이크 장치와 전력 제어장치 및 철탑 등으로 구성됨. 풍력발전은 어느 곳에나 산재되어 있는 무공해, 무한정의 바람을 이용하므로 환경에 미치는 영향이 거의 없고, 국토를 효율적으로 이용할 수 있으며, 대규모 발전단지의 경우에는 발전단가도 기존의 발전방식과 경쟁 가능한 수준의 신에너지 발전기술로 2005년말 기준 풍력발전소는 10개소 77기 93,495kW 규모임.

□ **폐기물발전**

폐기물(폐가스, 산업폐기물, 폐목재, 생활쓰레기 등)을 소각할 때 발생하는 열을 이용하여 발전하는 것임. 우리나라는 주로 대형도시에서 발생하는 쓰레기의 소각열을 이용하여, 열과 전기를 생산하는 열병합 발전시설이다. 근래에 쓰레기매립지에서 매립가스를 이용하여 발전하는 방식은 폐기물발전이 아닌 '바이오매스'에너지를 이용한 발전방식으로 구별됨.

2005년말 폐기물(대형 도시쓰레기) 소각시설 발전설비용량은 총 30대, 30,557kW임.

□ **청정개발체제(Clean Development Mechanism, CDM)**

교토의정서 제12조에 규정된 것으로 선진국인 A국이 개발도상국인 B국에 투자하여 발생된 온실가스 배출 감축분을 자국의 감축 실적에 반영할 수 있도록 하는 제도

□ **환경영향평가**

환경에 미치는 영향이 큰 사업에 대한 계획을 수립·시행함에 있어서 당해 사업의 시행으로 인하여 자연환경, 생활환경 및 사회·경제환경에 미치는 해로운 영향을 예측·분석하고 이에 대한 저감방안을 강구함으로써 환경적으로 건전하고 지속 가능한 개발이 되도록 하기 위한 평가를 말한다. 우리나라에서는 여러 가지 개발정책 또는 계획의 대안 가운데서 환경적으로 건전한 안을 지속적으로 선택할 수 있도록 사전에 환경측면의 배려를 의무화하고 있다. 특히 에너지 개발 분야에서는『전원개발에 관한 특례법』에 의한 전원개발사업 중 다음의 시설에 관한 사업을 규정하고 있음. 발전소로서 발전시설용량이 3천kW 이상인 댐·저수지, 태양력·풍력·연료전지의 경우에는 발전시설용량이 10만kW 이상인 것, 그 외 일반 발전소로서 발전시설용량이 1만kW 이상인 것이고 지상 송전선로로는 345kV 이상 10km 이상인 것, 옥외변전소는 765kV 이상인 것, 회처리장 30만㎡와 저탄장 5만㎡ 이상인 것 등이 그 대상이 됨.

□ **할인율(割引率 : Discount Rate)**

○ 정의

- 상이한 時點에 발생하는 收益 또는 費用을 동일한 시점에서의 價値로 전환하는데 이용하는 換算率로 돈의 時間的 價値를 반영하며, 일반적으로 評價時點을 基準時點으로 정함
- 전력수급기본계획에는 불변가를 사용하며 실질할인율을 적용함.
  (실질할인율 : 평가하고자 하는 대안의 수입, 지출금액을 불변가격으로 표시하였을 경우 사용하는 할인율)

○ 용도

- 투자에 대한 경제성 평가시 비교시점이 서로 다른 재화의 가치척도로 사용 (발전원별 경제성, 投資費에 대한 回收費, 사업의 타당성 등)
- 할인율이 높을 경우에는 상대적으로 초기투자비가 적지만, 연료비가 고가(高價)인 LNG 복합의 건설이 경제성이 있고
- 할인율이 낮을 경우에는 초기 투자비가 크지만, 연료비가 저렴한 원자력 AK 발전소의 건설이 유리함

▫ Constrained : (계통)제약

특정연료의 정책적 사용, 지역난방용 열공급을 위한 발전, 송전망 혼잡 등 발전원가 순위에 의한 정상적인 경제급전이 곤란한 운전상황임.

▫ Contract for Difference(CfD) : 차액(정산)계약

풀가격의 가격변동성 리스크를 헤지할 목적으로 시장참여자 쌍방간 (예 : 발전회사와 배전회사)에 체결하는 자발적 재무계약으로, 계약가격과 풀가격의 차이를 추후 정산

▫ CES(Community Energy System)

구역형 집단에너지는 난방위주의 기존 지역난방과 달리 소형 열병합발전기(발전기, 가스터빈 등)를 이용해 난방, 냉방 및 전기를 일괄하여 생산ㆍ공급하는 방식으로서 연료는 주로 LNG를 사용하며, 기존 에너지 공급방식에 비하여 11∼18%까지 에너지 사용효율을 높일 수 있어 에너지 절감 효과가 큰 에너지 공급시스템을 말함.

구역형 집단에너지는 주로 병원, 백화점 등 단일건물, 아파트단지, 컨벤션센터, 전철역사 등 소규모의 집중적인 에너지 소비지역에 적합하다유럽 및 일본에서는 1970년대부터 활발하게 보급되고 있으며, 국내에서도 롯데호텔, 센츄럴 시티 등 대규모 빌딩지역에서 이미 보급되어 가동 중에 있음.

▫ CCT(Clean Coal Technology)

청정석탄 발전기술이란 석탄을 에너지원으로 사용하는 맑은 기술, 깨끗한 기술, 저오염ㆍ저공해 및 고효율 발전기술로 통칭되며, 사후처리기술(End of Pipe Technology)의 상대적 개념으로 사용됨. 발생한 오염물질을 처리하는 기존의 사후처리 기술로는 오염물질 배출을 더 이상 저감할 수 없다는 측면에서 원칙적으로 공정을 개선하여 석탄 연소과정에서 오염물질 발생 자체를 줄인다든가 발생된 오염물질을 처리한 후 다시 사용하는 등의 기술을 말함.

CCT의 대표적 기술로는 석탄가스화 복합발전(IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle)과 가압유동층 복합발전기술(PFBC, Pressurized Fluidized Bed Combustor)이 있으며, 이 기술들의 기본적인 계통구성에는 많은 차이점이 있으나 가스터빈과 증기터빈을 조합한 고효율 복합발전 개념으로 구성되며, 환경친화측면에서 매우 우수한 특성이 있는 차세대 석탄발전방식임.

▫ Forward Contract : 선도계약

미래의 특정시점에 정해진 가격으로 특정자산을 사고 팔기로 현재시점에서 약정한 계약이며, 이러한 계약에 따라 결제가 이루어지는 거래를 선도거래(Forward Transaction)라고 함

▫ Futures Contract : 선물계약

공식적 시장인 (선물)거래소를 통하여 표준화된 거래조건에 따라 미래의 특정시점에 정해진 가격으로 특정자산을 사고 팔기로 현재시점에서 약정한 계약이며, 이러한 계약에 따라 결제가 이루어지는 거래를 선물거래(Futures Transaction)라고 함

▫ Gross Pool(Mandatory or Compulsory Pool) : **강제적 푸울**

원칙적으로 모든 전력거래가 푸울을 통하여 이루어지며, 푸울의 운영은 개별적으로 이루어진 재무적인 계약과는 무관하며 입찰데이터에만 의존함

▫ LOLP(Loss Of Load Probability) : **공급지장확률**

1년중 발전설비의 고장, 보수 등으로 인하여 전력공급에 차질이 생길 시간(일)의 기대치로서 일 또는 시간으로 표시(예 : 0.5일/년)

▫ MCP(Market Clearing Price) : **시장결제가격**

양방향 입찰시장의 거래기간에 각 급전기간에 대한 발전시장 결제가격의 가중평균값

▫ Net Pool(Voluntary Pool) : **자발적 푸울**

개별적으로 이루어진 쌍방계약을 바탕으로 Pool을 운영하는 체제을 말하며, Pool에서는 쌍방계약과 실제 사용량의 차이를 정산함

▫ PPA(Power Purchase Agreement) : **전력수급계약 또는 전력구입계약**

전력수급에 관한 계약으로 발전회사가 단일 구매자인 전력회사에 전력을 판매하는 형태로서 변동비는 실적 보상하고, 고정비 보상은 협상에 의하여 매년 일정수준 보장한다는 내용을 담고 있음. 한전에 PPA로 전력을 공급하고 있는 발전사업자들이 전력산업구조개편의 취지에 따라 점차 경쟁체제인 전력시장에 참여하게 될 예정임. 본래 PPA 사업자의 탄생 배경은 전기사업법 개정 전까지 일반전기사업자가 아닌 사업자가 전기를 공급하기 위해서는 일반전기사업자인 한전과 전력수급계약을 체결해 그 조건에 따라 한전에 전기를 공급해야 했으나 현행 전기사업법에서는 전기사업을 하고자 하는 사업자에 허가를 원칙으로 사업 참여를 제한하고 있지 않으며, 또한 모든 발전사업자 및 전기판매사업자는 전력시장에서 전력거래를 하여야 하므로 PPA사업을 할 수 없음. 2003년 7월말 기준 PPA에 의해 한전에 전력을 공급하는 업체는 총 13개사로 시설용량은 약 4백만kW임.

▫ RPM(Reliability Pricing Model) : **신뢰도 반영 가격산정 기법**

신뢰도 반영 용량가격 산정기법(RPM)은 PJM에서 용량자원의 지역적 가치 반영, 설비 기술적 특성의 시장가치 반영 및 설비투자에 대한 인센티브 향상 등을 목적으로 도입 추진 중인 새로운 용량시장 설계안으로

주요특징은,

- 입찰기간이 일단위, 월단위에서 연단위로 전환되고 용량가치에 대한 동일한 평가체제에서 지역적 요소 반영
- UCAP(Unforced Capacity) 요구조건이 단일 예비력요구조건에 의해 결정되는 체제에서 수요곡선에 따라 결정
- 단일 시장가격 체제에서 지역적 특성, 발전기 기술적 특성 및 제약조건에 따라 변동이 발생하여 다양한 가격이 생성됨

- 부하 관리량의 경우 기존의 방식은 용량의무를 삭감하는 방식으로 반영되었으나, RPM의 경우 용량자원으로 처리하여 입찰이 가능해짐
- 입찰 및 시장청산의 경우 현행 체제는 구매와 공급 입찰의 교차점에서 가격이 결정되었으나, RPM은 제약조건을 수반한 전체 비용 최소화 알고리즘을 이용함

□ **Settlement : 정산**

발전회사로부터 구입되고 판매된 전력에 대한 자금정산(요금청구 및 지불)

○ 발전사업자에 대한 정산금 (SEP + CON + COFF + CP + ASP + 기타비용)

※ SEP = 거래일 계획발전전력량 정산금으로 가격결정발전계획에 할당된 계획량 이내로 발전한 발전량에 MP를 적용하여 계산

※ CON = 가격발전계획에 의해 할당된 출력을 초과하여 발전한 발전량에 대한 정산금을 말하며, 발전사업자의 요구에 의해서 발생하는 발전제약, 국내탄이나 LNG의 연료수급상의 필요에 의해서 발생하는 연료제약, 지역난방을 위한 열공급제약 및 수요예측오차 또는 전력계통의 안정적인 운영을 위해서 발생하는 계통제약 등으로 인해 발생

※ COFF = 가격발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 제약발전이나 수요의 변동에 의해서 발전되지 못한 발전량에 대한 정산금

※ CP = 거래시간별 발전기 공급가능용량에 적용되는 전력시장가격(원/kW-h)으로, 사전에 결정된 용량가격을 공급가능용량에 따라 지급함

※ ASP = 계통운영 보조서비스에 대한 정산금으로 정산항목에는, 주파수조정 서비스, 예비력 서비스, 자체기동 서비스가 있음

※ 기타비용 = 기동비용조정, 시운전 전력등 그 외 기타항목에 대한 정산금

○ 직접구매자에 대한 정산금 (ESC + CSC + USC)

※ ESC = 개별 직접구매자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금 으로써, 일반발전기의 한계가격에 개별 구매자의 유효구매전력량을 곱한 값

※ CSC = 직접구매자가 부담해야 할 용량가격에 대한 거래시간별 정산금으로써, 구매용량가격에 직접구매자별 용량가격적용전력과 거래시간의 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액

※ USC = 직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금으로써, 직접구매자에 적용하는 부가정산단가에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액

○ 판매사업자에 대한 정산금 (ESS + CSS + USS)

※ ESS : 판매사업자가 부담해야 할 계획발전전력량에 대한 거래시간별 정산금으로써, 거래시간에 대한 모든 발전기의 계획발전전력량에 대한 정산금의 총액에서 직접구매자의 전력량 정산금 총액을 차감한 금액에 판매사업자에 해당하는 전력거래량의 전체 전력거래량에 대한 비율을 곱한 금액

※ CSS : 판매사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 시간대별 정산금으로써, 거래시간에 대한 모든 발전기의 가용능력에 대한 정산금의 합계에서 모든 직접구매자의 거래시간에 대한 용량가격 정산금을 차감한 금액에 판매사업자에 해당하는 전력거래량의 전체 전력거래량에 대한 비율을 곱한 금액

※ USS : 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 계약발전에 대한 정산금으로써, 해당 거래시간에 발생한 전체 계약발전에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래에 대한 부가

정산금을 차감한 금액에 판매사업자에 해당하는 전력거래량의 전체 전력거래량에 대한 비율을 곱한 금액

○ 구역 전기사업자에 대한 정산금(ESLS + CSLS + USLS)

※ ESLS : 구역전기사업자가 부담해야 할 계획발전량에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 계획발전량에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 전력량 정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액

※ CSLS : 구역전기사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 가용능력에 대한 정산금의 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액

※ USLS : 구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 제약발전에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 제약발전에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 부가정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액

▫ Uplift : 부가서비스 비용

계통운영 제약에 따른 고비용 발전기 운전, 발전계획과 급전운영의 차이, 계통운영 보조서비스 제공 등에 의해 비제약 조건에서의 계통최적운전에 비해 추가로 발생되는 비용으로, 거래일 전일 가격결정 단계의 비제약 발전계획에 의한 예정정산단가와 제약여건 등을 반영한 실급전 운영후의 실정산 단가의 차이로 나타남

Ⅵ. 단위표기 및 환산표

1. 단위표기

가. 단어표기의 기본원칙

○ 단위기호는 복수일 경우에도 그 모양을 바꾸지 않고 마침표도 찍지 않음

○ 단위기호는 원칙적으로 소문자를 사용

○ 고유명사에서 유래된 단위기호는 최초의 문자만을 대문자로 표기

어원(유래)	Watt	Joule	Ampere	Voltage	Pascal	Hertz
단위표기	W	J	A	V	P	H

○ 단위의 10의 정수 제곱을 나타낼 때에는 아래의 접두어를 붙임

배수	접두어의 명칭		접두어	배수	접두어의 명칭		접두어
10	데카	(deca)	da	10^{-1}	데시	(deci)	d
10^{2}	헥토	(hecto)	h	10^{-2}	센티	(centi)	c
10^{3}	킬로	(kilo)	k	10^{-3}	밀리	(milli)	m
10^{6}	메가	(mega)	M	10^{-6}	마이크로	(micro)	μ
10^{9}	기가	(giga)	G	10^{-9}	나노	(nano)	n
10^{12}	테라	(tera)	T	10^{-12}	피코	(pico)	p
10^{15}	페타	(peta)	P	10^{-15}	펨토	(femto)	f
10^{18}	엑사	(exa)	E	10^{-18}	아토	(atto)	a

– 배수 표시 접두어중 Mega, Giga, Tera, Peta, Exa 등은 다른 단위 기호 또는 접두어 즉 milli, gram, ton 등과 혼동을 피하기 위하여 대문자로 표기

– 단위기호의 앞에 접두어의 기호를 붙인 것은 하나의 새로운 단위 기호로 봄. 따라서 여기에 제곱지수를 붙이면 그 지수는 전체에 관계

〔보기〕㎠은 $(0.01m)^2$ 즉 $10^{-6}m^2$을 뜻하고 $0.01m^2$을 뜻하지는 않음

나. 정확한 단위의 사용

양	단위의 명 칭	바로 쓰는 예		잘못 쓰는 예
		표준단위	응용단위	
길 이	미터	m	㎛, ㎜, ㎝, ㎞	MM, CM, KM, Km
주파수	헬츠	Hz	㎑, ㎒, ㎓	KHz
질 량	킬로그램	kg	g, ㎍, ㎎	KG, Kg
압 력	파스칼	Pa	hPa, ㎪, ㎫	HPa, KPa
일	줄	J	kJ, MJ	KJ
동력,전력	와트	W	kW, MW	KW, Kw, kw, Mw
전력량	와트시	Wh	kWh, MWh, GWh	KW, MW, MWH, GWH
전 류	암페어	A	㎃, ㎄	KA
전 하	쿨롱	C	μC, kC	KC
전 압	볼트	V	㎷, kV, MV	KV, kv, Mv
저 항	옴	Ω	㏀, ㏁	KΩ
무효전력	바	var	kvar	KVAR, Kvar
피상전력	볼트암페어	VA	kVA, MVA	KVA
조 도	룩스	lx	-	LX, LUX
열	칼로리	cal	kcal	Kcal, KCAL
부 피	리터	ℓ, L(註)	㎖, ㎗	KL

(주) L는 ℓ가 다른 것과 혼동될 우려가 있을 때 사용(현재 교과서에는 L을 사용하고 있음(L, mL)

다. 단위기호와 관련된 각종 규격

○ KSA 0102(量의 기호, 단위기호 및 화학기호)

○ KSA 0105(국제단위계 및 그 사용방법)

○ KSC 0101(전기용 量의 기호 및 단위기호)

○ ISO 32/0 및 1000

(주) 참고자료 : 한국공업표준규격(KS)의 단위표준 기본원칙

2. 환산표

가. 길이

cm	m	in	ft	Yd	mile	尺	間	町	里
1	0.01	0.3937	0.0328	0.0109	0.000006	0.033	0.0055	0.00009	0.000003
100	1	39.37	3.2808	1.0936	0.000621	3.3	0.55	0.00917	0.000255
2.54	0.0254	1	0.0833	0.0278	0.000016	0.0838	0.01397	0.00023	0.000006
30.48	0.3048	12	1	0.3333	0.000189	1.0058	0.16764	0.00279	0.000078
91.438	0.9144	36	3	1	0.000568	3.0175	0.50291	0.00838	0.000233
160934	1609.3	63360	5280	1760	1	5310.8	885.138	14.7524	0.409786
30.303	0.303	11.93	0.9942	0.3314	0.00019	1	0.16667	0.00278	0.000077
181.818	1.81818	71.582	5.9652	1.9884	0.00113	6	1	0.01667	0.000463
10909	109.09	4294.9	357.91	119.305	0.06778	360	60	1	0.027778
392727	3927.27	154617	12885	4295	2.4403	12960	2160	36	1

$1A° = 10^{-10}m, 1\mu m = 10^{-6}m$, 1尺 = 10寸 = 100分, $1m$ = 300分, 1海里 = 1,852m

나. 넓이 (面積)

平方尺	坪	段步	町步	㎡	a	ft²	Yd²	acre
1	0.02778	0.0000926	0.0000093	0.0918274	0.0009183	0.9884353	0.1098237	0.0000227
36	1	0.0033333	0.0003333	3.3057851	0.0330579	35.583671	3.9536544	0.0008169
10800	300	1	0.1	991.73554	9.9173554	10675.101	1186.0963	0.2450580
108000	3000	10	1	9917.3554	99.173554	106751.01	11860.963	2.4505800
10.89	0.3025	0.0010083	0.0001008	1	0.01	10.764060	1.1959805	0.0002471
1089	30.25	0.1008333	0.0100833	100	1	1076.4060	119.59805	0.0247100
1.0117	0.028103	0.0000937	0.0000094	0.0929017	0.0009290	1	0.1111087	0.0000230
9.1055	0.252931	0.0008431	0.0000843	0.8361341	0.0083613	9	1	0.0002066
44071.2	1224.2	4.0806667	0.4080667	4046.9421	40.469421	43560	4840	1

다. 부피

홉(合)	되(升)	말(斗)	㎤	㎥	ℓ	in³	ft³	yd³	gal(미)
1	0.1	0.01	180.3907	0.000180	0.180391	11.00812	0.006370	0.000236	0.047654
10	1	0.1	1803.907	0.001804	1.803907	110.0812	0.063704	0.002359	0.476542
100	10	1	18039.07	0.018039	18.03907	1100.812	0.637044	0.023594	4.765420
0.005544	0.000554	0.000055	1	0.000001	0.001	0.061024	0.000035	0.000001	0.000264
5543.523	554.3523	55.43523	1000000	1	1000	61023.74	35.31467	1.307951	264.1721
5.543523	0.554352	0.055435	1000	0.001	1	61.02374	0.035315	0.001308	0.264172
0.090842	0.009084	0.000908	16.38706	0.000016	0.016387	1	0.000579	0.000021	0.004329
156.9751	15.69751	1.569751	28316.85	0.028317	28.31685	1728	1	0.037037	7.480522
4238.327	423.8327	42.38327	764554.9	0.764554	764.5549	46656	27	1	201.9741
20.98451	2.098451	0.209845	3785.410	0.003785	3.785410	231	0.133681	0.004951	1

	미국	영국
1 gallon	= 3.78541 ℓ	= 4.54609 ℓ
1 ounce	= 1/128gallon = 29.5735㎖	1/128gallon = 35.5164㎖
1 pint	= 1/8 gallon = 0.47318 ℓ	1/8 gallon = 0.56826 ℓ
1 quarter	= 1/4 gallon = 0.94635 ℓ	1/4 gallon = 1.13652 ℓ
1 barrel	= 42 gallon = 158.987 ℓ	34.97gallon = 158.987 ℓ

※ 石油 1 barrel=158.987 ℓ ×0.855(API도=34일 경우)kg/ ℓ =135.934kg
1 石=10斗=100升=1000合 1 立方間=216立方尺

라. 무게

g	kg	ton	grain	ounce	pound	돈	근(斤)	관(貫)
1	0.001	0.000001	15.43448	0.035274	0.002205	0.266667	0.001667	0.0002667
1000	1	0.001	15434.48	35.27399	2.204624	266.6667	1.666667	0.2666667
1000000	1000	1	1543448	35273.99	2204.624	266666.7	1666.667	266.66667
0.06479	0.000065	……	1	0.002285	0.000143	0.017277	0.001080	0.0000173
28.3495	0.02835	0.000028	437.5598	1	0.0625	7.559867	0.047249	0.0075599
453.592	0.45359	0.000454	7000	16	1	120.9579	0.755987	0.1209579
3.75	0.00375	0.000004	57.87930	0.132277	0.008267	1	0.00625	0.001
600	0.6	0.0006	9260.688	21.16439	1.322775	160	1	0.16
3750	3.75	0.00375	57879.30	132.2775	8.267342	1000	6.25	1

1 Short ton(美)=2,000lb=32,000 oz=0.907185ton(metric)
1 Long ton(英)=2,240lb=35,840 oz=1.016047ton(metric)

마. 압 력

	bar	kPa	kg/cm^2	psi	mmHg	mmH_2O	atm
bar	1	100	1.0197162	14.503768	750.057	10215.548	0.9869233
kPa	0.01	1	0.0101972	0.1450377	7.50057	102.15548	0.0098692
kg/cm^2	0.980665	98.06650	1	14.223338	735.572	10018.030	0.9678411
psi	0.0689476	6.894760	0.0703070	1	51.7159	704.33752	0.0680460
mmHg(0℃)	0.0013332	0.133320	0.0013595	0.0193364	1	13.619369	0.0013158
mmH_2O(20℃)	0.0009789	0.009789	0.0000998	0.0014198	0.073425	1	0.0000966
atm	1.01325	101.3250	1.0332275	14.695943	760.0135	10350.904	1

수은의 밀도(0℃) : 13.5951 g/cm^3
물의 밀도 (20℃) : 0.998207 g/cm^3

바. 에너지-열량

구 분	Joule	kg·m	ft-lb	Wh	kcal	BTU
Joule	1	0.101972	0.737561	0.000278	0.000239	0.000948
kg · m	9.80665	1	7.233003	0.002724	0.002343	0.009299
ft-lb	1.35582	0.138255	1	0.000377	0.000324	0.001286
Wh	3600	367.0978	2655.220	1	0.860112	3.413811
kcal	4185.50	426.8022	3087.0617	1.162639	1	3.969029
BTU	1054.54	107.5332	777.78761	0.292928	0.251951	1

사. 동력(出力)

HP	kW	ft-lb/sec	BTU/hr	cal/sec
1	0.745700	550	2544.434	178.1074
1.341022	1	737.5622	3412.142	238.8459
0.001818	0.001356	1	4.626243	0.323832
0.000393	0.000293	0.216158	1	0.069999
0.005615	0.004187	3.088025	14.28595	1

1氣壓(atm) = 1.01325 bar = 1.0323 kg_f/cm^2 = 14.6959 psi = 760 mmHg
온도 : °F = (℃×9/5)+32° (0℃=32°F, 100℃=212°F)
℃ = 5/9×(°F-32) 〔0°F=-17.8℃, 100°F=37.8℃)
1TOE(석유환산톤 : Tons of Oil Equivalent) : 10^7㎉
1TOE= 4,651kWh (공급량 기준, 1kWh=2,150kcal)
1TOE=11,628kWh (출력량 기준, 1kWh= 860kcal)

아. 연료 및 열의 석유 환산 기준(총발열량 기준)

구 분		환산기준		석유환산	
		단위	발열량	단위	환산계수
석유류	원유	㎉/kg	10,750	㎉/kg	1.075
	실내등유	㎉/ℓ	8,800	㎉/ℓ	0.880
	경유	〃	9,050	㎉/ℓ	0.905
	B-C유	〃	9,900	〃	0.99
가스류 (LNG)	도시가스 (천연가스)	㎉/Nm^3 (㎉/kg)	10,550 (13,000)	㎉/Nm^3 (㎉/kg)	1.055 (1.30)
석탄류	유연탄	㎉/kg	6,550	㎉/kg	0.655
	무연탄	〃	4,650	〃	0.465
기 타	전기	㎉/kWh	2,150	㎉/kWh	0.215

(주) 1. 석유환산기준은 원유(1kg=10,000㎉로 환산)임.
2. 에너지기본법 시행령 및 시행규칙(법률 제 7860호, 2008. 3.3) 공포

발전설비현황 (2011년도판)

펴낸날 : 2011. 7
펴낸곳 : 전력거래소
전력계획처 국제정보통계팀
(T. 3456-6682,6685)

서울시 강남구 영동대로 512

[비매품]