

균등화 발전원가 해외사례 조사 및 시사점 분석

2018. 1



《 목 차 》

제 1 장 서 론	1
제 1 절 연구의 목적과 의미	1
1. 환경과 안전을 고려한 전원믹스의 필요성	1
2. 전통전원들의 외부비용	2
3. 재생에너지 전원의 경제성 향상	3
4. 균등화 발전비용 산정의 기본원칙과 분석전제	4
5. 본 보고서의 구성	6
제 2 절 균등화 발전비용의 개념 및 정의	6
1. 균등화 발전비용의 개념	6
2. 균등화 발전비용의 구성요소와 계산	9
3. 균등화 발전비용의 한계와 유의점	11
제 3 절 균등화 회피비용의 개념 및 정의	14
제 2 장 국내 균등화발전비용 분석 사례	17
제 1 절 국내 사례	17
1. 실적기반 회계 발전원가	17
2. 판매단가 및 정산단가	20
3. 전력수급계획과 균등화발전비용	22
제 2 절 OECD/IEA 사례	33
1. 균등화 발전비용 산정식	33
2. 균등화 발전비용 산정 주요 전제	34
3. 균등화 발전원가 산정 결과(IEA)	36
4. 균등화발전비용 산정 방법에 대한 평가	39
제 3 절 미국(EIA) 사례	42
1. 미국 EIA의 균등화 발전비용	42
2. 균등화 발전원가 및 균등화 회피원가 산정 방식	42
3. 균등화 발전비용 산정결과(EIA)	47
제 4 절 미국(NREL) 사례	52
1. 균등화 발전비용 산정 방식	52
2. 입력자료	56
3. 균등화 발전비용 산정 결과 비교	59

제 5 절 영국(BEIS) 사례	67
1. 균등화 발전비용의 산정 주체	67
2. 균등화 발전비용 산정 방식	67
3. LCOE 산정 케이스	72
4. 민감도 분석	76
5. 균등화 발전비용의 한계	76
제 6 절 일본(비용검증위원회) 사례	78
1. 일본의 균등화 발전비용	78
2. 정책비용의 반영	79
3. 균등화발전비용의 산정 결과	81
4. 균등화발전원가의 산정 결과 상세	84
제 3 장 전통 전원의 균등화 발전비용 산정과 전망	88
제 1 절 고정비	88
1. 건설비의 추정	88
2. 운전유지비 결정	100
3. 송전접속비용의 결정	101
제 2 절 연료비	102
1. 연료비 산정	102
2. 송전손실비용	105
제 3 절 사회적 비용	107
1. 원전의 위험비용	107
2. 대기오염 비용	133
3. 이산화탄소 비용	137
4. 정책비용	140
제 4 절 종합정리와 미래비용 전망	141
1. 전통전원의 발전비용 종합	141
2. 전통전원의 미래비용 전망	144
제 4 장 신재생 전원의 균등화 발전 비용 계산 및 전망	147
제 1 절 균등화 발전 비용 산정개요	147
1. 신재생 균등화 발전 비용 산정방법	147
2. 신재생에너지 균등화 발전비용 현황	149
제 2 절 신재생 원별 균등화 발전비용 산정	154
1. 분석 기준 및 절차	154
2. 균등화 발전비용 산정을 위한 분석지표 개발	155

3. 신재생 원별 균등화 발전비용 산정결과	174
제 3 절 중장기 신재생에너지 균등화 발전비용 전망	178
1. 중장기 전망을 위한 접근방식	178
2. 신재생 원별 균등화 발전비용 전망	188
3. 소규모(100kW급) 및 대규모(30MW급) 태양광 균등화 발전비용	198
제 4 절 소 결	204
제 5 장 결 론	206
제 1 절 연구결과의 전원구성상 함의	206
제 2 절 향후 연구과제	209
<< 참고문헌 >>	211

《 그림 차례 》

<그림 1-1> 태양광 발전 자본비용의 변동 추세	4
<그림 1-2> 태양광 투자비용 중에서 모듈 비용과 비모듈 비용의 비중 변동 추세	4
<그림 2-1> 에너지원별 발전원가의 추이	19
<그림 2-2> 발전원가, 총원가, 판매단가 관계	19
<그림 2-3> 기저/일반 분리시장과 기저상한가격제도	21
<그림 2-4> 연도별 판매단가, SMP, 정산단가 추이 (2001~2016)	22
<그림 2-5> 발전설비계획 수립 절차 (제6차 수급계획)	24
<그림 2-6> 발전설비계획 수립 절차 (제8차 수급계획)	24
<그림 2-7> 전력수급기본계획의 건설비 산정 절차	25
<그림 2-8> 주요 전원의 수급계획별 건설비 추이	27
<그림 2-9> 최근 10년 원전 및 석탄 이용률	29
<그림 2-10> 한국의 LCOE(할인율 3%)	36
<그림 2-11> 한국의 LCOE(할인율 7%)	37
<그림 2-12> 한국의 LCOE(할인율 10%)	37
<그림 2-13> 이용률에 따른 민감도 비교	38
<그림 2-14> EMM의 지역 구분	45
<그림 2-15> 2022년 기준 LCOE 및 LACE (AEO2017)	47
<그림 2-16> 2015년 기준 LCOE(Current Market Conditions)	59
<그림 2-17> 2030년 기준 LCOE(Current Market Conditions)	61
<그림 2-18> 2050년 기준 LCOE(Current Market Conditions)	62
<그림 2-19> 2015년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)	63
<그림 2-20> 2030년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)	64
<그림 2-21> 2050년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)	65
<그림 2-22> 재무 파라미터에 따른 2017년 LCOE 비교	66
<그림 2-23> 경제수명에 따른 민감도	66
<그림 2-24> 균등화발전원가 산정 자료	67
<그림 2-25> 총 비용에 대한 NPV 산정	68
<그림 2-26> 발전량에 대한 NPV 합계 산정	68
<그림 2-27> 균등화발전비용의 산정	68
<그림 2-28> 기술별 산정 기간	71
<그림 2-29> 2020년 기준 LCOE (£/MWh)	72
<그림 2-30> 2020년 민감도에 따른 NOAK LCOE (£/MWh)	73

<그림 2-31> 2025년 NOAK/FOAK LCOE (£/MWh)	74
<그림 2-32> 2025년 민감도에 따른 LCOE (£/MWh)	74
<그림 2-33> 2014년 모델 플랜트 시산 결과 개요 및 민감도분석의 개요	82
<그림 2-34> 2030년 모델 플랜트 시산 결과 개요 및 민감도분석의 개요	83
<그림 2-35> 2010년 모델 플랜트와 2014년 모델 플랜트의 시산 결과의 제원 비교	84
<그림 2-36> 태양광 균등화 발전비용(일본)	84
<그림 2-37> 풍력 균등화 발전비용(일본)	85
<그림 2-38> 기타 재생에너지 균등화 발전비용(일본)	85
<그림 2-39> 석탄 및 LNG 균등화 발전비용(일본)	86
<그림 2-40> 석유의 균등화 발전비용(일본)	86
<그림 2-41> 원자력 균등화 발전비용(일본)	87
<그림 3-1> 건설비의 구성	89
<그림 3-2> 후쿠시마원전사고 총손해규모 건적 변화추세	113
<그림 3-3> 후쿠시마원전 반경20km, 30km내 행정구역 및 통합선량평가(mSv)	118
<그림 3-4> 후쿠시마 3.11~16일 일별 풍향점유율 및 3.16~24일 평균 풍향점유율	124
<그림 3-5> 국내 원전지역의 계절별 서풍/동풍의 점유율 (2007~2016년 실적)	125
<그림 3-6> 국내 원전지역 계절별 풍배도 예시(부산 2007~2016실적 평균)	126
<그림 3-7> 석탄과 LNG 연도별 균등화발전비용의 비교 (HVDC 미포함)	145
<그림 3-8> 석탄과 LNG 연도별 균등화발전비용의 비교 (HVDC 포함)	145
<그림 4-1> 신재생에너지 균등화 발전비용 분석 절차	147
<그림 4-2> 2010년 및 2016년 신재생원별 LCOE (출처: IRENA RESOURCE)	151
<그림 4-3> EMEA 지역 신재생원별 LCOE 가격전망(2017) (출처: BNEF, 2017)	152
<그림 4-4> 독일 신재생원별 LCOE (2015) (출처: Agora, 2015)	152
<그림 4-5> 연도별 MW급 태양광 설비투자비 단가 추이	155
<그림 4-6> 연도별 태양광 모듈가격 동향	156
<그림 4-7> 전체 설비투자비 중 모듈-비모듈 비용 비중	156
<그림 4-8> 미국 규모/용도별 태양광 설비투자비 현황	157
<그림 4-9> 지역/국가별 태양광 균등화 발전비용 현황	158
<그림 4-10> 지역/국가별 태양광 설비투자비 및 이용률 현황	158
<그림 4-11> 국내 육상풍력 설비투자비 단가 추이	162
<그림 4-12> 풍력터빈 단가변동 추이	162
<그림 4-13> 지역/국가별 육상풍력 균등화 발전비용 현황	163
<그림 4-14> 지역/국가별 육상풍력 설비투자비 및 이용률 현황	163
<그림 4-15> 국가/지역별 육상풍력 설비이용률 분포	166
<그림 4-16> '16년 기준 세계 해상풍력발전 보급용량(MW)	167
<그림 4-17> 해상풍력 단지 단위 투자비 변동 추이(2000-2015)	167

<그림 4-18> 지역/국가별 해상풍력 균등화 발전비용 현황	168
<그림 4-19> 지역/국가별 해상풍력 설비투자비 및 이용률 현황	168
<그림 4-20> 표준규모 태양광 균등화 발전비용 산정결과	175
<그림 4-21> 육상풍력 균등화 발전비용 산정결과	176
<그림 4-22> 해상풍력 균등화 발전비용 산정결과	177
<그림 4-23> 원별 균등화 발전비용 산정결과 비교(할인율 4.5%기준)	177
<그림 4-24> 학습곡선 시스템의 개념도	180
<그림 4-25> 누적평균시간모델을 활용한 학습곡선모델 적용결과	181
<그림 4-26> Declining State 및 Steady State	181
<그림 4-27> 학습곡선 적용을 위한 기본 산식	182
<그림 4-28> 태양광 모듈가격 학습곡선 도출결과	183
<그림 4-29> 태양광 비모듈가격 학습곡선 도출결과	183
<그림 4-30> 육상풍력 기타비용 학습곡선 도출결과	184
<그림 4-31> 경사고정형 Utility-Scale 태양광 설비투자비(\$/W) 전망	184
<그림 4-32> 해외기관 전망자료를 활용한 연도별 태양광 모듈단가 전망 절차	185
<그림 4-33> 시나리오별 육상풍력 발전비용 증감률 전망에 대한 전문가 설문결과	186
<그림 4-34> '14년 대비 발전비용 산정 주요인자별 증감률	187
<그림 4-35> 시나리오별 해상풍력 발전비용 증감률 전망에 대한 전문가 설문결과	188
<그림 4-36> 대안별 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%기준)	183
<그림 4-37> 대안별 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%, 계통보강비용 고려)	194
<그림 4-38> 대안별 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%기준)	195
<그림 4-39> 대안별 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%, 계통보강비용 고려)	195
<그림 4-40> 대안별 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%기준)	197
<그림 4-41> 대안별 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%, 계통보강비용 고려)	197
<그림 4-42> 100kW급 소규모 태양광 균등화 발전비용 산정결과	201
<그림 4-43> 30MW급 대규모 태양광 균등화 발전비용 산정결과	202
<그림 4-44> 규모에 따른 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%기준)	203
<그림 4-45> 규모에 따른 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%, 계통보강비용 고려)	203
<그림 5-1> 태양광과 원전의 균등화발전비용 전망	207
<그림 5-2> 석탄발전과 가스복합의 균등화발전비용 전망	209

《 표 차례 》

[표 2-1] 발전원별 실적 발전원가(원/kWh) 추이	18
[표 2-2] 발전원별 정산가격 추이 (2012~2016)	21
[표 2-3] 제7차 전력수급기본계획의 건설비	26
[표 2-4] 주요 전원의 건설공기 사례 (7차수급)	27
[표 2-5] 운전유지비 고려 주요 항목 (7차수급)	28
[표 2-6] 전력수급기본계획 균등화발전비용 사례 (7차수급)	30
[표 2-7] 전력수급기본계획 균등화발전비용 재산정 사례 (7차수급)	31
[표 2-8] 발전원별 균등화발전비용 (낮은 외부비용)	32
[표 2-9] 발전원별 균등화발전비용 (높은 외부비용)	32
[표 2-10] IEA의 발전원별 기술수명 가정	34
[표 2-11] 한국의 균등화발전비용(IEA)	38
[표 2-12] LCOE 산정 요소	43
[표 2-13] LACE 산정 요소	43
[표 2-14] 발전원별 비용 및 성능 특성	44
[표 2-15] EMM의 지역 구분	45
[표 2-16] EMM의 지역별 기술별 Overnight 비용	46
[표 2-17] 2019년 용량가중평균 LCOE	47
[표 2-18] 2022년 용량가중평균 LCOE	48
[표 2-19] 2022년 지역별 LCOE 편차	49
[표 2-20] 2022년 가중평균 LCOE 및 LACE, Net value 비교	49
[표 2-21] 2022년 LCOE 및 LACE, Net value의 편차 비교	50
[표 2-22] 2040년 가중평균 LCOE	50
[표 2-23] 2040년 단순평균 LCOE	51
[표 2-24] 2040년 가중평균 LCOE 및 LACE, Net value 비교	51
[표 2-25] 2040년 LCOE 및 LACE, Net value의 편차 비교	53
[표 2-26] NREL ATB2017의 LCOE 산정식	53
[표 2-27] NREL ATB2017의 LCOE 상세산정식	54
[표 2-28] ATB 2017 상세산정식의 용어 정의	54
[표 2-29] 2015년 기준 LCOE 입력자료(Current Market Conditions)	56
[표 2-30] 2015년 기준 LCOE 입력자료(Historical Market Conditions)	56
[표 2-31] 2030년 기준 LCOE 입력자료(Current Market Conditions)	57
[표 2-32] 2030년 기준 LCOE 입력자료(Historical Market Conditions)	57

[표 2-33] 2050년 기준 LCOE 입력자료(Current Market Conditions)	58
[표 2-34] 2050년 기준 LCOE 입력자료(Historical Market Conditions)	58
[표 2-35] 육상풍력의 기술별 그룹 분류	59
[표 2-36] 2015년 기준 LCOE(Current Market Conditions)	60
[표 2-37] 2030년 기준 LCOE(Current Market Conditions)	61
[표 2-38] 2030년 기준 LCOE(Current Market Conditions)	62
[표 2-39] 2015년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)	63
[표 2-40] 2030년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)	64
[표 2-41] 2050년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)	65
[표 2-42] 발전원별 세전 Hurdle rate와 실효세율 [단위 : %]	70
[표 2-43] 발전원별 이용률 [단위 : %]	71
[표 2-44] 기술별 산정 기간 [단위 : 년]	71
[표 2-45] LCOE 산정 케이스	72
[표 2-46] 2020년 기준 LCOE (Central 기준)	73
[표 2-47] 2020년 자본비용 및 연료비 민감도에 따른 NOAK LCOE	73
[표 2-48] 2025년 NOAK LCOE	74
[표 2-49] 2025년 자본비용 및 연료비 민감도에 따른 LCOE	75
[표 2-50] 2016년~2030년 민감도에 따른 LCOE(£/MWh)	75
[표 2-51] 2013/2016 발간보고서간 신재생전원 균등화 발전원가 비교	76
[표 2-52] 비용 항목	79
[표 2-53] 정책비용의 분류	80
[표 2-54] 각 전원의 2014년 및 2030년 발전량	81
[표 2-55] 2014년 모델 플랜트 시산 결과 개요 및 민감도분석의 개요	82
[표 2-56] 2030년 모델 플랜트 시산 결과 개요 및 민감도분석의 개요	83
[표 3-1] 공사비 산정 유형 및 방법	88
[표 3-2] 추정공사비 구성 및 산정개념	92
[표 3-3] 참조발전기의 선정	92
[표 3-4] 발전기별 사업기간의 선정	92
[표 3-5] 석탄 및 가스복합발전소의 물가적용지수	95
[표 3-6] 원자력발전소의 물가적용지수	95
[표 3-7] 석탄기력의 공사비 추정 결과	96
[표 3-8] LNG 복합화력의 공사비 추정 결과	97
[표 3-9] 원자력발전의 공사비 추정 결과	98
[표 3-10] 건설비 추정 결과 요약	99
[표 3-11] 운전유지비의 구성 요소	100
[표 3-12] 운전유지비 결과	101

[표 3-13]	발전소 송전접속 기준	102
[표 3-14]	발전소 송전접속비용 산정 결과	102
[표 3-15]	발전용 연료의 과세현황(2017년 기준)	104
[표 3-16]	발전용 연료단가의 재산정결과	105
[표 3-17]	설비별 세전가격에 의한 연료비 재산정	106
[표 3-18]	설비별 송전손실 비용(연료비 손실)	107
[표 3-19]	MIT 2003, MIT 2009 발전비용평가에 적용된 자본비용 할인율 전제	108
[표 3-20]	MIT (2003, 2009)의 균등화 발전비용 평가결과	108
[표 3-21]	원전사고위험비용에 대한 해외 연구사례 (단위: 10억 유로)	111
[표 3-22]	원전 사고위험비용에 대한 국내 주요 선행연구	112
[표 3-23]	일본 원전주변인구 (행정구역 및 위성정보 기준)	117
[표 3-24]	후쿠시마 제1원전 행정구역상 인구와 30km권 내·외 실제인구비교	118
[표 3-25]	국내 원전 및 후쿠시마 원전 반경30km내 인구 비교	120
[표 3-26]	후쿠시마현 지역총소득 및 평균임금	120
[표 3-27]	국내 원전주변 지역총소득 (2015년 실적)	121
[표 3-28]	국내 원전 주변지역별 평균 임금	121
[표 3-29]	후쿠시마와 국내 원전지역간 평균 지역총소득 및 임금 비교	121
[표 3-30]	후쿠시마원전사고 후 세슘-137의 노심외부 방출량 추정	123
[표 3-31]	후쿠시마원전 지역 과거 월별 최다풍향 실적 (1981-2010 평균)	124
[표 3-32]	후쿠시마원전 대비 국내 원전 입지여건 보정계수	126
[표 3-33]	센다이 및 다카하마 원전 설치변경심사에서 노심손상 PRA평가결과	128
[표 3-34]	① 손해배상액의 보정액 산정	129
[표 3-35]	②폐로, ③제염, ④행정경비의 보정액 산정	130
[표 3-36]	후쿠시마 손해규모의 국내원전 적용 시나리오 종합	130
[표 3-37]	원자력배상기구(2017.7) 기준 원전부지별 중대사고시 총손해비용(조원)	130
[표 3-38]	JCER(2017.4) 기준 원전부지별 중대사고시 총손해비용(조원)	130
[표 3-39]	세계원전중대사고 실적기준 기대사고비용	131
[표 3-40]	모델플랜트기준 기대사고비용	132
[표 3-41]	손해규모 및 사고빈도 시나리오별 사고위험비용	133
[표 3-42]	대기오염비용의 보정계수 산정	134
[표 3-43]	우리나라 대기오염배출단위당 피해비용(2016년 기준)	135
[표 3-44]	우리나라 대기오염배출단위당 피해비용(2016년 기준)	135
[표 3-45]	석탄화력과 가스복합의 설계치 기준과 배출계수	136
[표 3-46]	석탄화력과 가스복합의 규제치 기준과 배출계수	136
[표 3-47]	석탄발전과 가스복합의 대기오염비용 추정	137
[표 3-48]	IEA의 이산화탄소 비용 전망	138

[표 3-49] 국내배출권시장의 연도별 배출권가격	138
[표 3-50] 국내 전력수급기본계획의 이산화탄소 적용사례	138
[표 3-51] 석탄발전과 가스복합의 이산화탄소 비용산정결과	139
[표 3-52] 정책비용 비용산정 결과	140
[표 3-53] 2017년 기준 원전, 석탄발전, 가스복합의 균등화 발전비용 종합시산표	142
[표 3-54] 2030년 기준 원전, 석탄발전, 가스복합의 균등화 발전비용	146
[표 4-1] 주요국 신재생에너지 균등화 발전비용	150
[표 4-2] 2010년 및 2016년 신재생원별 LCOE	151
[표 4-3] 영국의 전원별 LCOE	153
[표 4-4] 적용 물가지수 및 대미원화환율 적용안	154
[표 4-5] 태양광 설비투자비 항목 분류 및 산정방안	159
[표 4-6] 태양광 설비투자비 산정안	160
[표 4-7] 연간 월/시간대별 태양광 설비 평균출력 실적 (전국기준 '08~'11년 평균)	160
[표 4-8] 육상풍력 설비투자비 항목 분류 및 산정방안	164
[표 4-9] 육상풍력 설비투자비 산정안	164
[표 4-10] 전국 및 주요 권역별 연간 육상풍력 이용률 실적	165
[표 4-11] 해상풍력 설비투자비 항목 분류 및 산정방안	169
[표 4-12] 국내외 해상풍력 설비투자비 조사결과	170
[표 4-13] 해상풍력 설비투자비 산정안	171
[표 4-14] 신재생에너지 확대에 따른 계통보강비용 단가 산정결과	172
[표 4-15] 신재생 원별 폐기비용 산정사례(IEA)	173
[표 4-16] 육상풍력, 태양광 폐기비용 산정사례(ORNL)	173
[표 4-17] 태양광 폐기비용 산정사례(NYSERDA)	174
[표 4-18] 표준규모 태양광 균등화 발전비용 산정결과	175
[표 4-19] 육상풍력 균등화 발전비용 산정결과	176
[표 4-20] 해상풍력 균등화 발전비용 산정결과	176
[표 4-21] 원별 균등화 발전비용 전망시 주요 고려사항	178
[표 4-22] 블룸버그 중장기 글로벌 태양광 모듈가격 전망	184
[표 4-23] 해외기관 전망을 반영한 국내 태양광 모듈단가 전망결과	185
[표 4-24] 해외기관 전망을 반영한 국내 육상풍력 터빈단가 전망결과	185
[표 4-25] 시나리오별 육상풍력 발전비용 증감률 전망에 대한 전문가 설문결과	186
[표 4-26] '30년 해상풍력 설비투자비 전망	186
[표 4-27] 시나리오별 해상풍력 발전비용 증감률 전망에 대한 전문가 설문결과	187
[표 4-28] 태양광 균등화 발전비용 전망대안	189
[표 4-29] 태양광 연도별 설비투자비 전망 (대안1)	189
[표 4-30] 태양광 연도별 설비투자비 전망 (대안2)	190

[표 4-31] 태양광 연도별 설비투자비 전망 (대안3)	190
[표 4-32] 육상풍력 균등화 발전비용 전망대안	191
[표 4-33] 육상풍력 연도별 설비투자비 전망 (대안1)	191
[표 4-34] 태양광 연도별 설비투자비 전망 (대안2, 3)	191
[표 4-35] 해상풍력 균등화 발전비용 전망대안	192
[표 4-36] 대안별 해상풍력 연도별 설비투자비 전망	192
[표 4-37] '30년 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (대안1)	192
[표 4-38] '30년 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (대안2)	193
[표 4-39] '30년 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (대안3)	193
[표 4-40] '30년 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안1)	194
[표 4-41] '30년 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안2)	194
[표 4-42] '30년 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안3)	195
[표 4-43] '30년 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안1)	196
[표 4-44] '30년 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안2)	196
[표 4-45] '30년 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안3)	196
[표 4-46] '30년 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안4)	196
[표 4-47] 신재생 원별 균등화 발전비용 종합 (할인율 4.5%기준)	197
[표 4-48] 신재생 원별 균등화 발전비용 종합 (할인율 5.5%기준)	198
[표 4-49] 신재생 원별 균등화 발전비용 종합 (할인율 6.5%기준)	198
[표 4-50] 태양광 설비규모에 따른 연도별 평균단가 추이	199
[표 4-51] 태양광 투자실적 기반 연도별 용량보정계수 산정결과	200
[표 4-52] 30MW급 대규모 태양광 설비 투자비 산정결과	200
[표 4-53] 규모별 태양광 균등화 발전비용 산정결과	201
[표 4-54] 100kW급 소규모 태양광 균등화 발전비용 전망결과	202
[표 4-55] 30MW급 대규모 태양광 균등화 발전비용 전망결과	203

제 1 장 서 론

제 1 절 연구의 목적과 의미

1. 환경과 안전을 고려한 전원믹스의 필요성

2015년 파리기후협약 체결과 최근 극심해지는 미세먼지 문제, 그리고 2011년 발생한 일본의 후쿠시마 원자력 발전소의 사고의 경험으로 인하여 우리나라의 전원믹스를 설계하고 운영함에 있어서 환경과 안전 문제를 더 이상 무시할 수 없게 되었다. 그 동안은 일부 전원의 이러한 문제들을 인식은 하고 있었으나, 정책논의 과정이나 언론 등에서는 장부상으로 발생한 회계적 비용이나 시장에서 거래되는 정산단가를 언급하는 경우가 많았다. 전원믹스 설계에 사용되는 발전비용 산정에서 일부 환경비용이나 사고위험비용을 반영하는 경우가 있었으나 그 산정기준과 적정선 논란이 있었으며, 전통적인 비용항목인 건설비(고정비)와 연료비(변동비) 산정기준에 대한 논란도 제기된 바 있다.

이산화탄소나 미세먼지 등의 외부비용은 발전원가 계산에 직접 반영되지 않았기 때문에, 이런 비용을 줄여야 한다는 명제는 막연한 미래 정책 과제로만 여겨져 왔고 신재생 전원의 보급 역시 장기적 과제로 분류되어 당장의 발전비용에 미치는 부담을 고려하면서 매우 제한적으로 추진되었다. 원자력 발전은 이산화탄소나 대기오염 배출이 없어 후쿠시마 사태 이전에는 환경친화적인 전원으로 각광을 받기도 하였다. 그러나 이제는 더 이상 이들 전원들이 환경과 안전에 미치는 영향을 무시할 수 없을 정도로 그 심각성이 크게 다가오고 있다. 반면 이제까지 비용이 매우 높아 막대한 보조금 없이는 경제성이 전혀 없다고 생각되던 재생에너지 전원은 기술혁신과 세계적 보급량 증대에 따른 학습효과 및 규모의 경제로 인하여 전통 전원들과의 비용차이를 급격히 줄이고 있다.

전원믹스의 장기적 설계를 위해서는 각종 전원의 다양한 특성과 함께 당연히 그들의 비용들도 비교해야 한다. 이때 사회적으로 최적인 전원믹스를 도출하기 위해서는 전술한 건설비, 연료비 등 지금까지 고려되어 오던 비용에 대한 재평가와 함께 사회 전체에 영향을 미치는 외부비용을 모두 포함하여 비교할 필요가 있다. 또한 장기적인 효율성을 달성하기 위해서는 현 시점의 비용뿐만 아니라 가까운 미래의 비용까지도 검토하여 계획을 수립해야 한다. 특히 지금처럼 재생에너지 전

원의 비용이 급속히 감소하고 있는 상황에서는 더욱 그러하다.

본 연구는 이런 필요에 부응하기 위하여 발전비용의 2가지 핵심요소인 건설비와 연료비에 대한 재평가와 함께 환경비용과 사고비용 등의 외부비용을 포함하여 각종 전원들의 비용을 계산하여 비교하고, 이를 토대로 불확실성은 높지만 2030년까지의 비용 전망을 간략히 시사하고자 한다. 서로 특성이 다른 전원들의 비용을 비교하기 위해 본 연구는 국제적으로 공인된 '균등화 발전비용'의 산정원칙을 준용한다. 이 비용의 개념은 제2장에서 자세히 언급하는데 산정공식과 방법은 국제적으로 표준화되어 있어 본 연구에서는 제2장에서 소개하는 OECD/NEA의 정의와 산정방식을 준용하였다.

이 산정방식에 따르면 균등화 발전비용은 모든 비용을 포함한 평균비용의 의미를 갖는다. 물론 전원믹스 결정에서 이런 평균비용만이 절대적인 기준이 될 수 없다. 원자력발전과 가스발전, 태양광, 풍력 발전들은 급전가능성, 고정비-변동비 비율 등 여러 가지 측면에서 매우 다양한 측면을 가지고 있기 때문에, 전원믹스 설계시에는 이들 특성을 모두 고려하여 한다. 그러나 이런 고려 사항 중에 평균적인 경제성 역시 포함되어야 한다는 면에서 본 연구의 의미를 찾을 수 있다.

본 연구는 우선 국내와 해외에서 기존에 균등화 발전비용을 계산한 사례들을 찾아 그 방법론과 결과들을 검토하고, 본 연구의 목적에 부합하는 방법론을 정하여 실제로 우리나라의 균등화 발전비용을 계산하고 그 시사점을 도출한다.

2. 전통전원들의 외부비용

본 연구는 원자력발전과 석탄발전, 가스발전을 전통 전원으로 분류하고, 재생에너지 전원 중에서는 태양광과 풍력(육상과 해상)만을 취급한다. 전통 전원들은 각각 다음과 같이 환경에 영향을 미치는 외부비용을 발생시킨다. 우선 원자력 발전은 각종 폐기물과 사용후 핵연료의 처리 및 보관 비용을 발생시킨다. 이들을 처리하고 보관할 수 있는 시설이 이미 완성되어 가동 중이라면 그의 건설 및 운영 비용이 직접 장부상의 비용으로 계상된다. 그러나 이를 미래로 미루고 있다면, 당장은 발생하고 있지 않더라도 미래에 어차피 발생할 비용으로 미리 고려해야 한다. 더구나 지금까지 이들 비용의 적정성이 지속적으로 논란이 되고 있다. 하지만 본 연구는 제한된 연구시간으로 인해 이에 대한 재산정은 차후의 과제로 하고 현행

처리비용을 그대로 준용하기로 한다.

이보다 더 비중이 큰 문제는 사고비용이다. 후쿠시마 사태에서 본 것처럼, 원자력 발전의 사고를 완전히 방지하는 것은 불가능하며, 아무리 작은 확률이라 할지라도 대규모 사고가 발생할 가능성을 인정해야 한다. 이 경우에 주위의 환경이나 경제에 미치는 영향이 막대하기 때문에, 지극히 낮은 확률이라도 사고 시에 발생하는 비용을 무시할 수 없다. 원자력발전의 사고비용 계산은 사고확률의 계산과 사고 시 피해비용의 계산이라는 두 가지 측면이 있으나, 사고 확률이나 피해비용 산정 자체가 방법론은 물론 자료 자체도 제한적이어서 불확실성이 매우 높다. 따라서 본 연구는 이에 대한 시나리오로 접근하여 대략적인 범위를 보여주는 방식을 택한다.

화석연료를 사용하는 석탄과 가스발전은 모두 이산화탄소와 대기오염물질의 배출이라는 환경 문제를 안고 있다. 이런 배출물질들로 인한 외부비용을 고려하게 되면 이들 화력발전의 다른 전원에 대한 상대적 경쟁력에 변화가 생길 뿐 아니라 화력발전 내에서도 석탄과 가스 발전 사이의 경쟁력에 변화가 발생하게 된다. 화석 연료를 사용하는 전원의 환경비용 계산은 발전량 당 배출물질의 양과 배출된 물질이 발생시키는 경제적 비용의 계산의 두 가지 측면이 있다. 이 역시 시장에서 평가하기 어려운 환경비용이란 특징으로 인해 추정방식이나 사용자료에 따른 불확실성이 높으며 추가적인 연구가 필요한 잠정적인 수치임에 유의할 필요가 있다.

3. 재생에너지 전원의 경제성 향상

대표적 재생에너지 전원으로 우리나라에 대규모로 보급될 가능성이 가장 높은 전원은 태양광과 풍력이다. 이들 전원은 적어도 우리나라에서는 아직까지 그리드 패러티나 전통 전원 대비 경쟁력을 확보하지 못하고 있으며, 현재는 FIT나 RPS 등의 지원 정책에 의존하여 보급되고 있다. 그러나 급속한 기술 발전으로 이들 재생에너지 전원의 비용이 급속히 하락하고 있으며, 특히 태양광 발전은 모듈가격의 급락으로 단위 당 발전비용이 급감하고 있다. 이런 추세가 계속된다면, 가까운 미래에 이들 전원이 그리드패러티를 달성하거나 전통 전원 대비 경쟁력을 확보할 가능성을 무시할 수 없으며, 장기적 전원계획에 있어서 이런 가능성을 반드시 고려해야 한다.

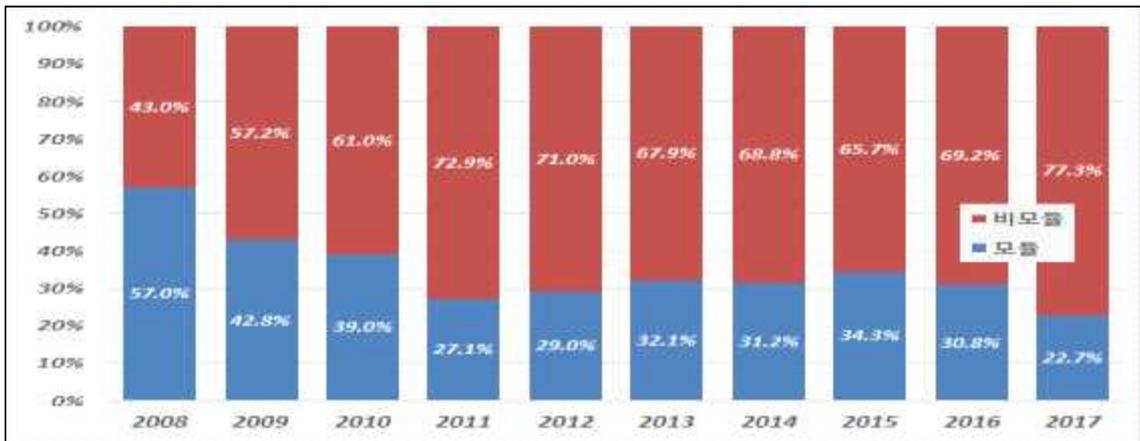
그림 1은 2008년 이후 10년간 태양광 설비투자비의 추세를 보여 주는데, 이 기간 동안 경사가 기준으로 평균 77% 하락하였다. 특히 태양광 모듈 비용이 많이

하락하여, 태양광 모듈이 전체 설비투자에서 차지하는 비중이 2008년 57%에서 2017년 22.7%까지 하락하였다. 이런 하락 추세가 최근까지 계속되고 있다는 점을 고려하면 적어도 당분간은 이런 추세가 이어질 것이고 그에 따라 태양광 발전비용이 상당히 추가 하락할 것으로 예측할 수 있다.

<그림 1-1> 태양광 발전 자본비용의 변동 추세



<그림 1-2> 태양광 투자비용 중에서 모듈 비용과 비모듈 비용의 비중 변동 추세



4. 균등화 발전비용 산정의 기본원칙과 분석전제

본 연구는 이상의 사항들을 고려하여 중요한 내부비용과 외부비용을 모두 고려한 사회적 비용 관점의 균등화 발전비용 계산을 목적으로 한다. 균등화 발전비용은 그 사용목적에 따라서 계산 방법이 다를 수 있다. 영리를 추구하는 사업자의 투자 목적이라면, 사적 비용만 포함하면 되므로 외부비용을 포함할 필요가 없다. 또한 실제 발전소 건설 과정과 건설 이후에 적용될 환경 하에서 균등화 비용을

계산해야 한다. 예를 들어서 현재 상황에서 가스발전기의 가동률이 석탄보다 낮다면, 이런 상황을 전제로 하여 균등화 비용을 계산해야 한다. 자본 비용을 반영하는 할인을 역시 투자 주체에게 적용되는 실제 할인을 적용해야 한다. 또한 연료 등에 부과되는 각종 세금이나 보조금, 등 발전사업의 수지에 영향을 미칠 수 있는 요소들을 모두 포함해야 한다.

그러나 본 연구에서 균등화 발전비용을 계산하는 목적은 이런 개인 투자자의 시각이 아니라 사회 전체의 시각에서 전원간의 경제성을 비교하는 것이다. 그러므로 본 연구에서는 차별적인 정책이나 운영 환경에 의하여 발생하는 비용 차이를 최대한 줄이기 위해서 연료 등에 부과되는 각종 세금이나 보조금을 계산에 포함하지 않았다. 그러나 탄소세와 같이 실제 발생하는 외부비용을 반영하는 세금은 포함하였는데, 탄소세와 발전소 및 송전시설 주변지역 지원금이 이에 해당한다. 또한 전통전원에 포함되는 원자력발전, 석탄발전, 가스발전은 모두 동일한 가동률인 80%를 적용하여, 가동률 차이로 인한 비용 차이를 최소화하였다. 그러나 재생에너지 전원의 경우에는 가동률 자체가 통제할 수 있는 변수가 아니라 그 전원 자체의 특성이기 때문에, 실제 가동률을 적용하였다. 할인을 역시 전원이나 사업 주체의 특성에 따라 차이가 날 수 있겠지만, 본 연구에서는 사회적 할인율인 4.5%를 동일하게 적용하였다. 단 재생에너지 전원의 경우에는 현실을 반영하여 더 높은 할인율을 적용한 수치도 계산하여 제시하였다.

동 일한 전원이라 할지라도, 위치, 건설시점 등에 따라서 비용에 차이가 날 수 있다. 예를 들어서 기존에 확보된 용지를 이용하여 새로 발전소를 건설하는 경우와 완전히 새로운 용지를 개발하는 경우에는 건설비용 상에 큰 차이가 날 수 있다. 건설 시점도 과거에 건설된 발전소의 비용과 현 시점, 또는 미래 시점에 건설될 발전소의 비용에 차이가 난다. 이렇게 차이가 나는 비용 중에서 어떤 수치를 선택하여 쓸 것인지에 대한 기준을 정하거나 아니면, 모든 발전소에 대한 평균을 적용할 수도 있다. 본 연구는 다음과 같은 원칙을 적용하였다.

- 비용 산출 시점은 2017년 1월 진입과 2030년 1월 진입을 기준으로 한다.
- 발전소 부지는 신규 부지를 전제로 한다.
- 2017년 비용은 현재 이용 가능한 최신 기술을 기준으로 한다.
- 적용 가능한 실적이나 계획 수치를 최대한 이용한다.
- 아직 실적이나 구체적인 계획치가 없는 비용에 대한 수치는 최대한 정량적인 방법에 의존한 객관적인 추정을 근거로 한 예측치들을 이용한다.
- 이런 예측은 추정모형의 신뢰도가 높은 경우에 한정한다.

5. 본 보고서의 구성

본 연구는 다음 장인 2장에서 우선 균등화 비용에 대한 국내외 사례들을 조사하여 소개한다. 파리협약의 발효와 후쿠시마 사태 등으로 미국, 일본, 유럽의 각국들도 균등화 발전비용에 관심을 가지고 다양한 전원들의 균등화 비용을 계산하고 있다. 그러나 국가마다 이 비용을 계산하는 목적과 환경이 다르기 때문에 균등화 비용에 포함되는 내용이나 계산 방법에 차이가 난다. 본 연구는 우선 국내의 기존 사례들을 검토하여 우리의 목적에 맞는 계산 방식을 모색한다.

3장부터는 우리나라의 균등화 발전비용을 계산한다. 3장에서는 전통 전원의 균등화 발전비용을 계산하고 4장에서는 재생에너지 전원 발전비용을 계산한다. 마지막으로 5장에서는 계산 결과의 정리하여 그 시사점과 정책적 함의를 논의한다.

제 2 절 균등화 발전비용의 개념 및 정의

1. 균등화 발전비용의 개념

한 단위(kWh)의 전기를 생산하기 위해서는 여러 종류의 비용이 들어간다. 우선 발전소를 건설해야 하는데, 전원에 따라서 이 비용과 건설 기간에 많은 차이가 난다. 원자력 발전의 경우에는 길게는 10년에 이르는 건설기간과 막대한 건설비가 소요된다. 반면에 가스 발전은 건설기간이 짧고 건설비도 작게 든다. 이렇게 건설된 발전소는 역시 전원에 따라서 짧게는 30년부터 길게는 60년까지 긴 수명기간을 갖는다. 일단 발전소가 건설되어 가동에 들어가면 전통 전원의 경우에는 연료비가 들어가는데, 전원에 따라서 발전량 대비 연료비 차이가 난다. 또한 건설이 끝난 발전설비들도 매년 유지 보수가 필요하며, 그 외에도 발전소 운영을 위하여 인건비 등 많은 비용이 소요된다. 재생에너지 전원의 경우에는 연료비가 들지 않는 대신에 태양광 모듈이나 풍력 발전기 등 장비에 많은 비용이 들고, 발전량 대비 용지 수요가 크기 때문에 용지 확보를 위한 비용이 크게 작용한다. 또한 일조량이나 풍속에 따라서 발전 가능한 시간이 제한된다.

이처럼 여러 종류의 비용이 발생하는 전기의 생산 비용을 하나의 대표 숫자로 나타내고자 한다면 어떤 방법을 이용할 수 있을까? 일반적으로 일정 기간에 생산된 재화나 용역의 비용을 하나의 숫자로 평가하기 위해 가장 많이 쓰이는 개념은

평균비용이다. 즉 그 기간에 발생한 모든 비용을 그 기간에 생산된 재화나 용역의 생산량으로 나누어 한 단위 생산당 비용을 계산하는 것이다. 이 비용과 가격을 비교하면 그 생산활동의 평균적인 수익성을 평가할 수 있다. 균등화 발전비용은 평균비용과 유사한 개념으로서 발전소의 전 수명기간을 대상으로 한다는 점에서 일반적인 평균비용과 차이가 있다. 즉 발전소 전 수명기간 동안에 기간별로 소요되는 비용에 차이가 많을 경우에 수명기간 동안 생산된 전기의 전체 기간 평균 비용을 계산하는 것이다.

전 수명기간을 대상으로 평균비용을 계산함으로써 초기에 집중적으로 발생하는 투자비의 연간 배분 문제로부터 자유로울 수 있으며, 실제 발전량 변동으로 인한 평균비용의 연간 변동 문제도 회피할 수 있다. 그렇지만, 시기별로 다른 시기에 발생하는 비용들을 어떻게 동일한 기준으로 평가할 것인가 하는 문제가 필연적으로 발생하는데, 이 문제는 '할인율(discount rate)'을 적용하여 모두 '현재화'함으로써 해결한다.

단일 기간에 Q만큼의 전기를 생산하는 데에 총 TC만큼의 비용이 발생했을 때, 평균발전비용을 Average Cost of Electricity (ACOE)라고 부르면 다음으로 정리된다.

$$ACOE \cdot Q = TC \quad (\text{식 1-1})$$

$$ACOE = \frac{TC}{Q}$$

다 기간에 걸쳐서 생산과 비용이 발생하고 특히 기간별로 생산량과 비용에 변동이 있을 경우에, 기간 별로 균등화한 평균비용, 즉 균등화 발전비용을 Levelized Cost of Electricity (LCOE)라고 부를 수 있다. 할인율은 r 이라고 하면 LCOE는 다음의 식으로 정의된다.

$$\begin{aligned} & LCOE \cdot Q_0 + \frac{LCOE \cdot Q_1}{(1+r)} + \frac{LCOE \cdot Q_2}{(1+r)^2} \dots + \frac{LCOE \cdot Q_N}{(1+r)^N} \quad (\text{식 1-2}) \\ & = TC_0 + \frac{TC_1}{(1+r)} + \frac{TC_2}{(1+r)^2} \dots + \frac{TC_N}{(1+r)^N} \end{aligned}$$

LCOE를 따로 묶어 내면 다음이 된다.

$$\begin{aligned}
& LCOE \cdot \left(Q_0 + \frac{Q_1}{(1+r)} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{Q_N}{(1+r)^N} \right) && \text{(식 1-3)} \\
& = TC_0 + \frac{TC_1}{(1+r)} + \frac{TC_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{TC_N}{(1+r)^N}
\end{aligned}$$

$$LCOE = \frac{TC_0 + \frac{TC_1}{(1+r)} + \frac{TC_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{TC_N}{(1+r)^N}}{Q_0 + \frac{Q_1}{(1+r)} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{Q_N}{(1+r)^N}} \quad \text{(식 1-4)}$$

이렇게 표현하면, 결국 균등화 발전비용은 현재화한 총비용을 현재화한 총발전량으로 나눈 전기간 평균발전비용으로 해석할 수 있다.

일반적으로 기간별로 차이가 나는 숫자(R_t)를 균등화(levelize)하여 \bar{R} (levelized R)을 구하는 공식은 다음과 같다.

$$\begin{aligned}
& \bar{R} + \frac{\bar{R}}{(1+r)} + \frac{\bar{R}}{(1+r)^2} \cdots + \frac{\bar{R}}{(1+r)^N} && \text{(식 1-5)} \\
& = R_0 + \frac{R_1}{(1+r)} + \frac{R_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{R_N}{(1+r)^N}
\end{aligned}$$

이를 다시 정리하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned}
& \bar{R} \left(1 + \frac{1}{(1+r)} + \frac{1}{(1+r)^2} \cdots + \frac{1}{(1+r)^N} \right) && \text{(식 1-6)} \\
& = R_0 + \frac{R_1}{(1+r)} + \frac{R_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{R_N}{(1+r)^N} \\
& \bar{R} = \frac{\left(R_0 + \frac{R_1}{(1+r)^1} + \frac{R_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{R_N}{(1+r)^N} \right)}{\left(1 + \frac{1}{(1+r)^1} + \frac{1}{(1+r)^2} \cdots + \frac{1}{(1+r)^N} \right)} \\
& = \frac{1}{\sum_{t=0}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \left(R_0 + \frac{R_1}{(1+r)^1} + \frac{R_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{R_N}{(1+r)^N} \right)
\end{aligned}$$

가장 아래 식에서 $\frac{1}{\sum_{t=0}^N \frac{1}{(1+r)^t}}$ 은 다시 $\frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1}$ 로 정리되는데, 이 식은 현재화 된 총량, 즉 $\left(R_0 + \frac{R_1}{(1+r)^1} + \frac{R_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{R_N}{(1+r)^N}\right)$ 에 곱하여 균등화 수치를 얻는다는 의미에서 자본회수계수(Capital Recovery Factor, CRF)라고 부른다. 따라서 다음식으로 정리된다.

$$CRF = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (\text{식 1-7})$$

$$\bar{R} = CRF \cdot \left(R_0 + \frac{R_1}{(1+r)^1} + \frac{R_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{R_N}{(1+r)^N}\right) \quad (\text{식 1-8})$$

이 공식을 (식 1-4)에 적용하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned} LCOE &= \frac{TC_0 + \frac{TC_1}{(1+r)} + \frac{TC_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{TC_N}{(1+r)^N}}{Q_0 + \frac{Q_1}{(1+r)} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} \cdots + \frac{Q_N}{(1+r)^N}} \quad (\text{식 1-9}) \\ &= \frac{\overline{TC} / CRF}{\overline{Q} / CRF} = \frac{\overline{TC}}{\overline{Q}} \\ &= \frac{\text{균등화 총비용}}{\text{균등화 발전량}} \end{aligned}$$

결과적으로 균등화 발전비용은 균등화 총비용을 균등화 총발전량으로 나눈 것이다.

2. 균등화 발전비용의 구성요소와 계산

가. 균등화 발전량

각 기간의 발전량(Q_t)은 다음으로 계산된다.

$$\text{발전량}(Q_t) = \text{정격용량(kW)} \times 8760(\text{시간}) \times \text{이용률(Capacity Factor, } CF_t)$$

균등화 발전량은 이것의 균등화 값이므로 다음과 같다.

$$\text{균등화 발전량}(\bar{Q}) = \text{정격용량(kW)} \times 8760(\text{시간}) \times \text{균등화 이용률}(\overline{CF})$$

매년 이용률이 CF 로 일정하다고 가정하면 균등화 이용률을 따로 계산할 필요가 없이 그 가정치를 그대로 쓰면 된다.

나. 균등화 총비용

총비용은 비용의 종류에 따라서 크게 고정비와 변동비, 그리고 외부비용으로 나눌 수 있는데, (식 1-9)의 분자에 있는 균등화 총비용을 구성요소에 따라 구분하면 된다.

(1) 균등화 고정비용

고정비용은 다시 고정투자비, 고정연료비, 고정운전유지비로 구분된다. 이들 각각이 균등화 공식에 의해서 균등화 고정투자비, 균등화 고정연료비, 균등화 고정운전유지비로 계산된다.

(2) 균등화 변동비용

변동비용은 다시 변동연료비와 변동운전유지비로 나뉜다. 이들 각각이 균등화 공식에 의해서 균등화 변동연료비와 균등화 변동운전유지비로 계산된다. 특히 연료단가가 일정하면 변동연료비는 발전량과 비례하기 때문에, 균등화 공식이 더욱 간단해진다. 즉

$$t\text{기 변동연료비} = \text{열소비율}(H, \text{J/kWh}) \times \text{연료단가}(F, \text{원/J}) \times t\text{기 발전량}(Q_t)$$

이므로, 이 경우의 균등화 변동연료비는 단순히 열소비율($H, \text{J/kWh}$) \times 연료단가 ($F, \text{원/J}$) 가 된다.

(3) 균등화 외부비용

전통 전원에서 외부비용에는 온실가스비용, 여타 대기오염비용, 사고비용 등이 있다. 이들 각각의 연간비용으로 계산한 다음, 균등화 비용을 계산하고 이를 다시 균등화 발전량으로 나누어 균등화 발전비용을 구한다.

3. 균등화 발전비용의 한계와 유의점

균등화 발전비용의 정의나 계산은 비교적 간단하며 기술적으로 어려움이 없다. 그러나 그 계산에 포함되는 항목이나 입력치들을 어떻게 선택하느냐에 따라서 계산값에 큰 차이가 날 수 있으므로 이 과정에서 신중한 접근이 필요하며, 또한 계산값들을 해석하고 이용함에 있어서도 항상 이런 점들을 유의해야 한다. 또한 아무리 정교하게 계산된 균등화 비용도 포함하지 못하는 요소들이 있기 때문에 그 자체가 한계를 지닌다는 점도 균등화 비용을 이용함에 있어서 유의해야 할 점이다.

가. 균등화 발전비용 계산상의 선택 요소들

우선 균등화 발전비용을 계산함에 있어서 비용이 누구의 관점에서 본 비용인가를 확실하게 할 필요가 있다. 무엇보다도 발전사업을 하는 민간(private) 사업자의 관점인지 전체 사회의 관점인지를 구별할 필요가 있다. 이 두 관점 중에서 어떤 것을 선택하는지는 물론 균등화 비용을 계산하는 주체의 목적에 따라 달라지며, 그 선택에 따라서 균등화 발전비용 계산의 포함항목과 입력치 선택이 달라진다.

(1) 할인율

할인율은 미래의 가치를 현재로 환산하기 위해서 필요한데, 이 값은 균등화 비용 계산 주체에 적용되는 현재 가치와 미래 가치의 교환비율을 적용한다. 민간 사업자의 경우에는 해당 발전사업을 위해서 자본을 조달할 때의 이자율이 가장 근접한 값이기 때문에, 주로 가중평균자본비용(Weighted Average Cost of Capital, WACC)를 할인율로 이용한다. 이 값은 그 사업자의 신용도나 사업의 위험도에 따라서 달라진다. 예를 들어서 위험성이 매우 높은 사업에 투자하기 위해서는 높은 이자율을 보장해야 하기 때문에 높은 할인율이 적용된다. 그러나 사회 전체의 입장에서 균등화 발전비용을 계산한다면, 사회적 할인율을 적용해야 한다. 이 경우에는 해당 사업의 재무적 위험보다는 실질적인 위험을 반영하는 할인율을 이용해야 한다. 본 연구는 사회 전체의 관점을 기준으로 삼아 현재 우리나라의 공공사업 평가에 적용되는 사회적 할인율인 4.5%를 기준 할인율로 사용한다.

(2) 외부비용

외부비용은 어떤 활동을 하는 주체가 직접 부담하지는 않지만, 사회적으로 누군가에게 발생하는 비용을 의미한다. 지구온난화를 야기하는 온실가스 배출이나 미세먼지 등 오염물질 배출, 사고 발생 시 그 주체가 부담할 수 없을 정도의 막대한 사고비용 등이 여기에 포함된다.

발전사업은 다양한 외부비용들을 발생시킨다. 화석연료를 사용하는 발전기들은 온실가스과 오염물질 배출을 통하여 사회 전체 또는 전 세계에 막대한 피해를 유발하는데, 이런 피해에 대해서 사업자가 응분의 보상을 하지 않는다면 그것이 바로 외부비용이 된다. 물론 탄소세나 다른 부과금으로 이런 활동에 대해 보상을 한다면 그만큼은 실제 회계상의 비용에 계상되므로 내부비용이 된다. 원자력 발전의 경우에는 후쿠시마 사태에서 본 것처럼 개별 발전사업자의 보상 능력을 훨씬 초과하는 사고비용을 유발할 가능성이 있으며, 이 역시 외부비용의 일종이 된다.

이런 외부 비용들은 민간 사업자의 관점에서 보면 문자 그대로 '외부'비용이기 때문에 본인 직접 부담하지 않으며, 따라서 균등화 비용에도 포함할 필요가 없다. 그러나 사회적 관점에서 균등화 비용을 계산한다면, 이런 외부비용들은 당연히 포함되어야 한다.

(3) 세금과 보조금

민간 사업자의 입장에서는 발전소의 건설과 운영에 관련되는 모든 실제적인 비용을 반영해야 하기 때문에 세금과 보조금도 반영해야 한다. 그러나 사회 전체의 입장에서 보면, 세금과 보조금은 결국 민간과 정부 사이의 이전 지출에 불과하므로 그것 자체가 사회적 비용을 야기하지는 않는다. 그러므로 사회적 관점에서 균등화 비용을 계산할 때에는 발전소 건설과 운영에 관련된 세금과 보조금 일체를 제외하고 계산한다. 특히 세금이나 보조금이 전원들 사이에 공평하게 적용되지 않고 특정 전원에게 대하여 차별적으로 적용된다면, 이들을 포함하는 균등화 비용은 전원간의 비교에서 왜곡을 발생시킬 수 있기 때문에 특히 유의하여야 한다.

단 세금이나 보조금 중에서 외부비용을 내부화시키기 위해서 부과하는 세금이나 보조금이 있을 수 있다. 온실가스 배출이 야기하는 사회적 비용을 내부화시키기 위해서 부과하는 탄소세가 한 예이다. 발전소 주변 지역에 야기하는 피해를 보상하기 위한 각종 부과금들도 여기에 해당한다. 이런 세금은 실제 발전 사업이 야기하는 사회적 비용에 대한 부과금이기 때문에 균등화 비용계산에 포함되어야 한다.

(4) 이용률

급전이 가능한 전원들은 계통운영이나 시장상황에 따라서 이용률이 크게 달라질 수 있다. 예를 들어서 전력공급이 크게 부족하던 2013년에는 연료비가 비싼 가스발전기들도 매우 높은 이용률을 유지하였다. 그러나 그 이후 전력공급 능력이 크게 증대하면서 예비율이 높아지자, 가스 발전기들의 이용률이 크게 낮아졌다. 대부분의 발전기들은 고정비의 비중이 높기 때문에 이용률에 따라서 평균비용에 큰 차이가 나므로 균등화 비용 계산 시에 어떤 이용률을 적용할 것인지를 문제가 제기된다. 이 역시 비용 계산의 주체와 목적에 따라 선택이 달라진다. 민간 사업자의 입장에서 특정 전원에 대한 투자결정을 위해서 균등화 비용을 계산한다면 당연히 발전소 가동기간 중에 실제 적용될 이용률을 적용해야 하며, 이를 위해서는 시장상황을 면밀히 검토할 필요가 있다. 그러나 사회적 관점에서 급전 가능한 전원들 사이의 비교가 목적이라면 동일한 조건에서 비용을 계산해야 하기 때문에 공동의 이용률을 적용해야 한다.

단 재생에너지 전원들은 이용률이 인위적인 급전에 의해서 인위적으로 결정되지 않고 자연환경에 의해서 결정되며, 어떤 시장상황에서도 이 이용률이 실제로 적용되기 때문에 실제 이용률을 적용해야 한다.

나. 균등화 발전비용의 한계

균등화 발전비용은 발전기 수명기간 동안의 발전량에 대한 평균비용의 개념으로서 매우 유용한 개념이긴 하지만, 반면에 그 자체만으로 반영하지 못하는 사항들도 많고 한계가 있기 때문에 특히 전원들 사이의 비교에서 균등화 비용만을 절대적인 선택기준으로 삼는 오류를 범하지 말아야 한다.

(1) 에너지와 용량

발전소가 제공하는 상품에는 실제 발전을 통한 에너지(energy)의 공급만 있는 것이 아니라 용량(capacity)도 있다. 실제로 대부분의 전력 도매시장에서는 참여발전기에 대하여 에너지와 용량에 대한 가격을 지불한다. 특히 전력의 대규모 저장이 불가능하고 부하와 공급량의 확률적 변동성이 큰 현재의 상황에서는 급전에 따라 전력을 공급할 수 있는 용량을 매우 중요한 가치로 여긴다. 그러나 균등화 비용은 발전량에 대한 평균비용만을 비교하기 때문에 용량에 대한 비용에 대해서는 정확한 정보를 제공하지 않는다. 예를 들어서 가스터빈 발전기는 연료비가 상

당히 높기 때문에 균등화 비용이 매우 높다. 특히 침두부하용 발전기로 주로 이용되는 시장에서는 이용률도 상당히 낮아서, 실제 이용율을 적용하여 균등화 비용을 계산하면 엄청나게 높은 값이 나온다. 이렇게 계산된 값만을 기준으로 전원 계획을 짰다면 가스터빈 발전기는 전혀 건설할 필요가 없다는 결론이 나온다. 그러나 현실은 가스터빈 발전기는 매우 낮은 비용으로 '용량' 서비스를 제공하여 침두부하에 대비할 수 있게 해 주기 때문에 많은 계통에서 가스터빈 발전기를 건설, 운영하고 있다.

(2) 급전 여부

급전이 불가능하고 간헐적으로 발전하는 재생에너지 전원과 고장이나 유지보수 기간 이외에는 항상 가동하는 원자력 발전, 필요에 따라 단기간 내에 가동과 중단을 선택할 수 있는 가스 발전, 저수량만 있으면 초단기간에 발전량을 조절할 수 있는 수력발전 등은 특성이 완전히 다른 차별화된 상품을 공급한다. 물론 이렇게 발전된 전기들이 일단 계통에 들어가면 구별이 되지 않지만, 도매 단계에서 전력을 거래하는 입장에서는 이들이 공급하는 전력은 장단점이 확연히 구별되는 다른 상품들이다.

그러나 균등화 발전비용은 이런 차이를 전혀 반영하지 않고 평균적인 발전량에 대한 평균비용만을 알려준다. 예를 들어서 가스발전과 태양광 발전을 비교하면, 가스발전은 연료만 순탄하게 공급된다면 원하는 시간에 원하는 만큼의 전력을 자유재로 공급할 수 있기 때문에 급전이 전혀 안 되는 태양광에 비하여 훨씬 우수한 특성의 전력을 공급한다고 볼 수 있다. 물론 연료시장이 불안정하여 연료 수급에 심각한 문제가 발생한다면, 이런 장점이 많이 상쇄될 수도 있다. 이런 차이를 고려하지 않고 단순히 균등화 비용만으로 가스 발전과 태양광 발전을 비교하는 것은 심각한 오류이다.

제 3 절 균등화 회피비용의 개념 및 정의

앞 절 마지막 부분에서 논의한 균등화 발전비용의 한계의 대부분은 균등화 비용이 각 전원이 제공하는 상품의 가치의 차이를 제대로 반영하지 못하는 데에서 기인하였다. 용량의 가치를 반영하지 않고, 전력 수요가 많을 때 전력을 공급하는 능력도 반영하지 않는다. 이런 단점을 보완하기 위하여 미국 에너지정보청(EIA)에

서는 각 전원이 수명기간 동안 제공하는 전기의 가치의 균등화 값을 계산하여 이 값과 균등화 비용을 비교하는 방법을 사용한다. 이때 사용하는 개념이 바로 균등화 회피비용(levelized Avoided Cost of Electricity, LACE)이다.

균등화 회피비용은 발전기가 생산하여 제공하는 전기의 가치를 '회피비용'의 개념을 적용하여 계산하기 때문에 붙여진 이름이다. 우선 발전량에 대해서, 특정 발전기가 특정 시간에 실제로 공급하는 전기의 가치는 그 전기공급을 통해서 회피할 수 있는 다른 발전기 가동 시의 변동비로 계산된다. 이는 다시 해당 시간대의 전력 도매시장 한계가격(marginal price)으로 측정할 수 있다. 다음으로 용량에 대한 가치도 포함할 수 있는데, 이 가치 역시 그 발전용량이 있으므로 해서 회피할 수 있는 발전기 건설비용으로 계산되고, 이는 다시 용량시장에서의 용량가격(capacity payment)으로 측정된다. 이렇게 각 전원이 공급하는 전기에너지와 용량에 대한 시장가치의 균등화 값을 계산하면 균등화 회피비용이 된다. 균등화 회피비용은 용량가격을 포함하기는 하지만, 균등화 값 계산을 위해서 여전히 총발전량에 대한 평균개념을 사용한다는 점은 균등화 발전비용과 유사하다. 즉 균등화 발전비용 계산의 시작이 된 아래 식에서

$$LCOE \cdot Q_0 + \frac{LCOE \cdot Q_1}{(1+r)} + \frac{LCOE \cdot Q_2}{(1+r)^2} \dots + \frac{LCOE \cdot Q_N}{(1+r)^N}$$

$$= TC_0 + \frac{TC_1}{(1+r)} + \frac{TC_2}{(1+r)^2} \dots + \frac{TC_N}{(1+r)^N}$$

우변에 있는 각 비용항목들(TC_i)들 대신에 에너지시장과 용량시장에서 에너지가격과 용량가격이라는 시장가격으로 확보할 각종 수입항목(TR_i)을 대입하여 아래와 같이 균등화 회피비용(LACE)을 계산한다.

$$LACE \cdot Q_0 + \frac{LACE \cdot Q_1}{(1+r)} + \frac{LACE \cdot Q_2}{(1+r)^2} \dots + \frac{LACE \cdot Q_N}{(1+r)^N}$$

$$= TR_0 + \frac{TR_1}{(1+r)} + \frac{TR_2}{(1+r)^2} \dots + \frac{TR_N}{(1+r)^N}$$

이를 정리하면 다음으로 계산된다.

$$\begin{aligned}
LACE &= \frac{TR_0 + \frac{TR_1}{(1+r)} + \frac{TR_2}{(1+r)^2} \dots + \frac{TR_N}{(1+r)^N}}{Q_0 + \frac{Q_1}{(1+r)} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} \dots + \frac{Q_N}{(1+r)^N}} \\
&= \frac{\overline{TR} / CRF}{\overline{Q} / CRF} = \frac{\overline{TR}}{\overline{Q}} \\
&= \frac{\text{균등화 총회피비용}}{\text{균등화 발전량}}
\end{aligned}$$

이때 분자의 균등화 총회피비용은 해당 발전기가 수명기간 동안 시장가격으로 확보한 모든 수입의 균등화 값이다.

균등화 회피비용은 ‘비용’이라는 이름이 붙지만 실제로는 비용 개념이 아니라 가치 개념이라는 점에 유의해야 한다. 그 값이 클수록 해당 전원의 가치가 높다는 것을 의미한다. 예를 들어서 경부하 시간에 발전량이 많은 발전기와 최대부하 시간에 발전량이 많은 발전기를 비교한다면 후자의 균등화 회피비용이 더 높게 계산된다. 따라서 발전기의 균등화 회피비용은 높을수록, 그리고 균등화 발전비용은 낮을수록 경제성이 높다.

균등화 발전비용과 균등화 회피비용은 그것을 이용하는 주체의 목적에 맞게 이용되어야 한다. 사회적 입장에서 전원간 비교를 하는 것이 목적이라면 발전비용뿐만 아니라 회피비용까지 비교하여 적절한 포트폴리오를 구성하는 것이 가장 합리적이다.

제 2 장 국내 균등화발전비용 분석 사례

본 연구는 국내 및 해외 주요국의 사례별 균등화 발전비용 산정기준과 이를 계산하기 위하여 포함하는 비용 요소, 방법론 등을 살펴보았다. 여기에서는 기존 국내의 사례 및 균등화 발전비용의 대표적인 해외 사례인 IEA, 미국의 EIA와 NREL, 영국 BEIS, 그리고 일본의 균등화 발전비용 사례 등을 조사하였으며, 정책 비용과 사고위험비용 및 온실가스 등 대기오염비용과 같은 외부 비용, 시스템 비용에 대해 검토하였다.

제 1 절 국내 사례

1. 실적기반 회계 발전원가

우리나라에서는 제2절의 해외 사례에서 본 바와 같은 균등화발전비용(LCOE)을 공식적으로 계산하여 발표한 바는 없다. 다만, 2001 발전회사 분리 이전, 즉, 구조개편 이전에는 독점적 공기업인 한국전력공사가 발전부문을 직접 운영하였으며, 이 당시에는 발전소 및 발전기별 회계적 발전원가를 매년 계산하여 공표한 바가 있다. 당시에는 송배전 및 판매 비용의 분리와 발전부문에서도 수선유지비 및 본사 공통비용 등을 각 발전기에게 어떻게 할당할 것인가에 대한 부분이 주요 이슈 가운데 하나였다. 하지만, 이는 회계적 실적원가이므로 미래를 대상으로 하는 균등화 발전비용과는 엄밀하게 다르다. 이 당시 총원가는 아래와 같이 3가지로 구성되었다. 또한, 발전원가는 크게 변동비(연료비)와 고정비로 구성되었으며, 고정비에 대한 세부 항목은 아래와 같다. 당시 발전원가를 산정하기 위한 전력량은 송전단 전력량(즉, 소내소비 제외)이 사용되었다.

$$(\text{총원가}) = (\text{발전원가}) + (\text{영업원가}) + (\text{영업외원가})$$

$$(\text{발전원가}) = (\text{변동비원가}) + (\text{고정비원가})$$

$$\begin{aligned} (\text{고정비원가}) &= (\text{인건비}) + (\text{수선유지비}) + (\text{경비}) + (\text{감가상각비}) \\ &+ (\text{일반관리비}) + (\text{원전사후처리비}) + (\text{이자비용}) \end{aligned}$$

연료비 원가 항목으로는 무연탄, 역청탄, BC유, LSWR, LNG, 경유, 우라늄비,

중수비, 보조재료비, 운탄회사비 등을 포함하고 있다. 경비 항목으로는 퇴직급여, 복리후생비, 여비교통비, 통신비, 전력및수도료, 연료유지비, 세금과공과, 소모품비, 피복비, 도서인쇄비, 임차료, 차량비, 보험료 지급수수료, 운반 및 보관료 등을 포함하고 있다. 아래의 자료는 1991년부터 2000년까지의 연도별 실적 발전원가를 정리한 것이다.

[표 2-1] 발전원별 실적 발전원가(원/kWh) 추이

구 분	무연탄	유연탄	중유	LNG	내연력	수력	원자력	한전계	
91	변동비	28.01	15.18	19.65	30.94	31.33	7.56	3.55	12.43
	고정비	22.81	9.96	8.19	6.50	45.22	21.68	19.07	15.39
	계	50.82	25.14	27.84	37.44	76.55	29.24	22.62	27.82
92	변동비	27.25	15.41	18.87	30.49	37.46	8.78	3.60	13.85
	고정비	18.60	7.81	6.13	4.76	27.52	22.72	21.71	15.63
	계	45.85	23.22	25.00	35.25	64.98	31.50	25.31	29.48
93	변동비	27.28	12.99	20.63	29.14	34.37	7.21	3.50	13.46
	고정비	18.94	12.64	6.48	5.85	31.93	20.95	21.07	16.90
	계	46.22	25.63	27.11	34.99	66.30	28.16	24.57	30.36
94	변동비	28.02	12.97	21.55	44.33	33.25	9.50	3.34	14.39
	고정비	20.78	17.19	6.89	12.95	26.58	30.18	19.36	17.37
	계	48.80	30.16	28.44	57.28	59.83	39.68	22.70	31.76
95	변동비	30.49	12.84	21.87	29.17	36.07	7.65	3.04	14.77
	고정비	20.48	16.62	8.38	8.21	21.81	34.41	22.13	18.61
	계	50.97	29.46	30.25	37.38	57.88	42.06	25.17	33.38
96	변동비	32.28	14.28	26.71	39.93	41.81	9.21	3.55	17.46
	고정비	23.27	14.84	9.36	10.40	21.46	42.37	25.22	19.90
	계	55.55	29.12	36.07	50.33	63.27	51.58	28.77	37.36
97	변동비	35.10	13.42	32.12	50.77	43.73	11.90	3.13	18.40
	고정비	21.87	14.63	9.44	9.40	20.71	38.15	27.46	20.23
	계	56.97	28.05	41.56	60.17	64.44	50.05	30.59	38.63
98	변동비	35.67	18.88	38.59	70.55	50.99	8.94	3.73	17.91
	고정비	27.02	18.96	21.25	43.03	31.08	42.55	29.95	26.45
	계	62.69	37.84	59.84	113.58	82.07	51.49	33.68	44.36
99	변동비	39.03	14.51	35.21	61.35	44.86	7.89	3.50	15.17
	고정비	33.83	21.76	20.39	44.03	31.73	43.40	31.88	28.56
	계	72.86	36.27	55.60	105.38	76.59	51.29	35.38	43.73
00	변동비	48.79	13.27	52.57	87.05	62.33	8.91	4.35	18.58
	고정비	37.84	20.03	14.87	38.89	33.87	49.04	34.99	28.56
	계	86.63	33.30	67.44	125.94	96.20	57.95	39.34	47.14

<그림 2-1> 에너지원별 발전원가의 추이



아래의 그림은 실적 회계적 발전원가와 총원가, 판매단가 사이의 관계를 정리한 것이다. 과거 통합 한전의 시기에 적용되었던 개념이며 이 당시 구입전력은 거의 대부분 PPA를 대상으로 하였다.

<그림 2-2> 발전원가, 총원가, 판매단가 관계

판매단가	총원가	발전원가(2)	이윤	
			영업외원가	특별손실 + 법인세 + 송배전손실
			영업원가	송전+배전+판매
	발전원가(1)	구입전력	소수력 + PPA + 자가열병합 + 수자원공사 등	
		고정비	운전유지비 + 자본회수비(감가상각비 등 투자비 회수비용)	
		변동비	연료비	

2. 판매단가 및 정산단가

회계적 발전원가는 전력회사의 비용에 기반을 둔 실적 자료인 반면, 전력회사의 수입에 해당하는 단가가 전력 판매단가이다. 이는 종별을 기준으로 설정되며, 매년 한국전력공사의 계약종별 전력 판매수입액을 해당 종별의 판매전력량으로 나눈 값이다. 이는 한전의 매출단가이므로 발전비용과는 차이가 있음을 알 수 있다. 또한, 전력산업구조개편 이후 개설된 도매전력시장(CBP)에서 전력을 판매한 발전사업자에게 지불하는 비용인 정산비용이 있다. 이러한 정산비용을 발전사업자의 도매전력시장 판매전력량(송전단전력량)으로 나눈 값이 정산단가이다. 이는 발전사업자의 입장에서는 수입단가에 해당하며, 도매전력시장가격 결정 방식 및 규제 정책에 따라서 달라진다. 여기서 규제정책이라 함은 기저발전기의 수입규제를 말하는 것이며 최근에는 발전회사별, 발전기별 정산조정계수가 이에 해당한다. 일부에서 이러한 정산단가를 균등화발전비용 혹은 발전원가 등으로 인용하고 있지만 그 개념과 목적이 엄격하게 다를 필요성이 있다.

정산비용은 시장가격이 아닌 규제가격으로 결정하는 것을 기본으로 하고 있으며 이는 전력시장가격과 기저발전기의 변동비, 즉, 연료비와의 상당한 격차로부터 발생한다. 이는 시대적으로 상당한 변화를 겪었는데, 1) 기저/일반 구분시장(2001.4~2006.12), 2) 단일시장 및 기저상한가격제도(2007.1~2008.4), 3) SMP 조정계수제도¹⁾ 도입(2008.5~현재), 4) 일부 정부승인차액계약(Vesting Contracts) 도입(2015.12~현재) 등의 변천을 겪었다. 현재 적용중인 SMP 조정계수의 경우도 과거에는 발전원별로 적용하였지만, 현재에는 발전원별 및 발전회사별로 적용하고 있는 것이 차이점이다. 아래의 그림은 개념적으로 기저시장제도(일반시장과 분리), 가격상한제도(RMR) 제도의 개념을 정리한 것이다. 이러한 제반 규제 정책은 한전 자회사 발전기, 민간 기저발전기 등에 적용되고 있다. 정산가격의 결정은 발전회사(발전설비)에 대한 적정 투자보수율 보장, 한전 판매부분의 수익성 정도와 밀접한 관련이 있다. 예를 들면, 한전의 수익성이 좋을 경우에는 정산조정계수도 일정 수준 높아지며 그렇지 않은 경우에는 낮아지게 된다. 따라서, 한전의 수익성 확보 여부에 의하여 정산가격의 수준이 결정되므로 정산 가격을 특정 발전원의 경제성과 연계시키는 것은 논리적 비약이 상당히 심한 것이다.

1) 기저발전기 및 한전 자회사의 경우, 다음의 식으로 에너지수입이 결정된다. 변동비 + (SMP - 변동비)* 조정계수.

<그림 2-3> 기저/일반 분리시장과 기저상한가격제도

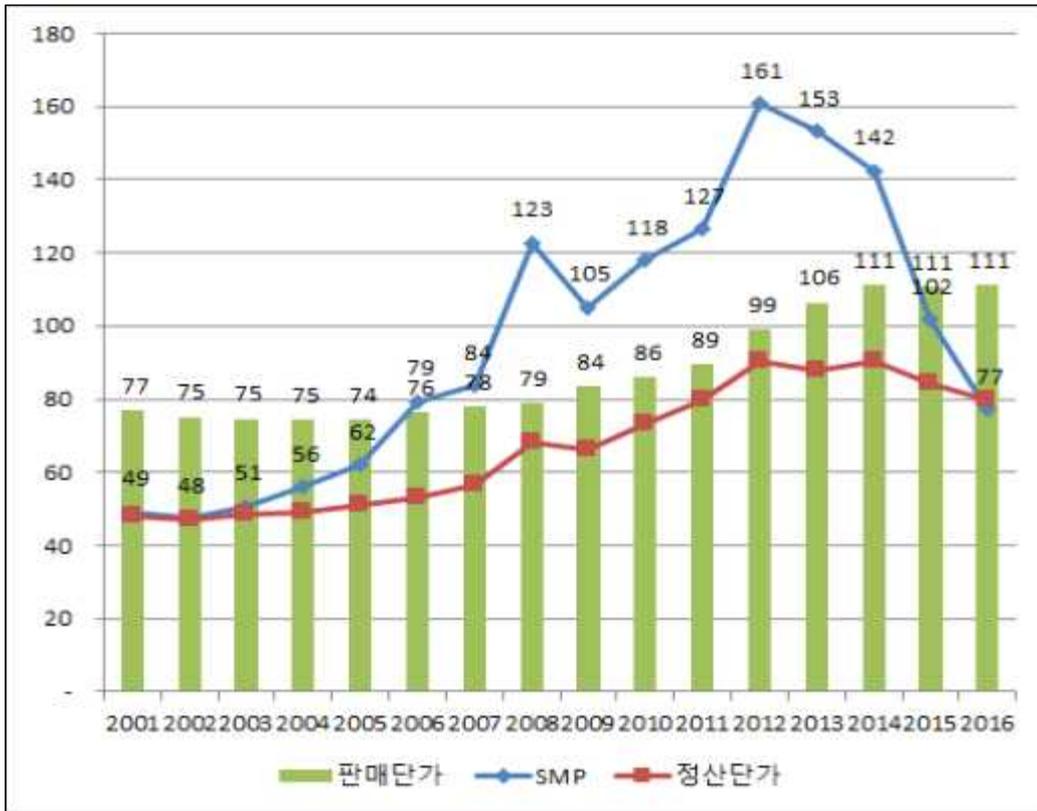


아래의 표는 최근(2012~2016)의 발전원별 정산단가를 정리한 것이다. 여기서 보는 바와 같이 2015년을 기점으로 그 이후에는 과거 대비 기저발전기의 정산가격은 급격하게 증가하며, 첨두발전기인 LNG 복합의 정산가격은 급격하게 낮아지고 있다. 이는 2015년부터 기저발전기의 비용이 과거 대비 증가한 것이 아니라 한전의 재무구조가 좋아져 발전자회사에 대한 지불금, 즉 정산을 늘린 것이기 때문이고, 일반발전기인 LNG 복합화력의 정산단가가 급격하게 낮아지는 것은 국제적인 연료가격의 하락에 기인한다. 또한, 신재생 발전기의 경우는 FIT 대상발전기는 포함하지 않으며, 신재생의 다른 수입원인 REC 부분이 포함되지 않은 것이므로 주의를 요한다. 아래의 자료는 전력판매단가, SMP, 정산단가를 연도별로 정리 및 비교한 것이다.

[표 2-2] 발전원별 정산가격 추이 (2012~2016)

구분	2012년	2013년	2014년	2015년	2016년
원자력	39.52	39.03	54.70	62.69	67.91
석탄	66.25	58.62	63.27	68.26	73.93
LNG	168.16	160.81	160.73	126.19	99.39
유류	253.12	221.42	220.78	149.85	109.15
양수	213.93	204.21	171.50	132.75	106.21
신재생	136.10	133.49	122.90	101.13	88.06
기타	-	146.08	142.58	92.50	74.86
평균	90.17	87.69	89.48	82.67	79.59

<그림 2-4> 연도별 판매단가, SMP, 정산단가 추이 (2001~2016)



3. 전력수급계획과 균등화발전비용

전통적으로 미래를 대상으로 특정 발전원의 균등화 발전비용 정의는 아래의 식과 같다. 즉, 균등화 발전비용은 고정비(투자비) 부분과 변동비(연료비가 주를 이룸) 부분으로 구성된다. 고정비는 미래 특정 전원의 건설비단가, 소내소비율 및 이용률의 함수가 된다. 또한, 특정 전원의 이용률은 (안전도제약) 발전기 기동정지 계획 및 경제급전을 바탕으로 결정된다. 건설비 단가와 소내소비율은 해당 전원의 미래 기술개발과 연계되어 있고, 이용률은 변동비를 기반으로 하는 급전 순위에 의하여 결정된다. 또한, 변동비 부분은 열소비율(즉, 발전기 효율)와 연료비단가, 연료의 발열량 등에 의하여 결정이 되고 따라서 향후 연료가격의 상승 또는 하락 요인과 기술개발(즉, 발전기의 효율)에 의하여 주로 영향을 받음을 알 수 있다.

균등화발전비용(원/kWh)

$$= \frac{\text{건설비단가}(\frac{\text{원}}{\text{kWh}}) \times \text{고정비율}}{8760\text{시간} \times \text{이용률} \times (1 - \text{소내소비율})} + \frac{\text{열소비율}(\frac{\text{kcal}}{\text{kWh}}) \times \text{연료비단가}(\frac{\text{원}}{\text{kg}})}{\text{발열량}(\frac{\text{kcal}}{\text{kg}}) \times (1 - \text{소내소비율})}$$

특정 전원의 균등화발전비용을 추정하는 것은 미래 기술개발, 주요 기자재의 수요와 공급, 연료가격 등 다양한 요소에 의하여 결정되는 매우 복잡한 문제임을 알 수 있다. 뿐만 아니라 이용률의 경우는 시간대별로 상이하게 나타나므로 미래 특정 전원의 이용률 추정치 혹은 가정의 설정이 필요하다. 기본적으로 전력설비의 운용은 시시각각의 수요와 공급에 의하여 결정되고, 미래 전력설비의 계획도 연도별로 상당한 차이가 있으므로 동적 최적화 과정을 거쳐야 한다. 즉, 운전비(Production Cost) 계산을 할 수 있는 전산모형과 더불어 동적 최적화를 할 수 있는 별도의 전력계통계획 모형을 필요로 한다. 이러한 동적 최적화와 대비 되는 것이 탐색곡선법(Screening Curve) 등과 같은 정적 최적화 기법이고 대표적인 지수가 균등화발전비용(LCOE: Levelized Cost of Energy)이다. 이는 실제 수준과는 차이를 가지고 있지만 직관적으로 이해하기 쉽다는 측면에서 정책적으로 많이 활용되고 있다.

균등화 고정비율(FCR: Fixed Charge Rate)은 총투자비에 대한 고정비의 비율을 의미한다. 이는 기본적으로 자본회수계수, 증가법인세율, 운전유지비율 등으로 구성이 된다. 자본회수계수(CRF: Captial Recovery Factor)는 초기 투자비를 일정한 금액(Annuity)으로 수명기간(회수기간) 동안 회수하기 위한 비율을 의미하며 아래의 산식과 같이 주어진다. 여기서, n은 수명기간, i는 할인율이다. 운전유지비율은 운전유지비(고정)의 건설비에 대한 비율을 나타내며, 증가법인세율은 종합법인세율, 자기자본비율, 할인율, 내용연수, 감가상각률 등에 의하여 결정된다. 만약 세제효과를 제외하여 균등화발전비용을 산정할 경우에는 이를 제외할 수도 있다.

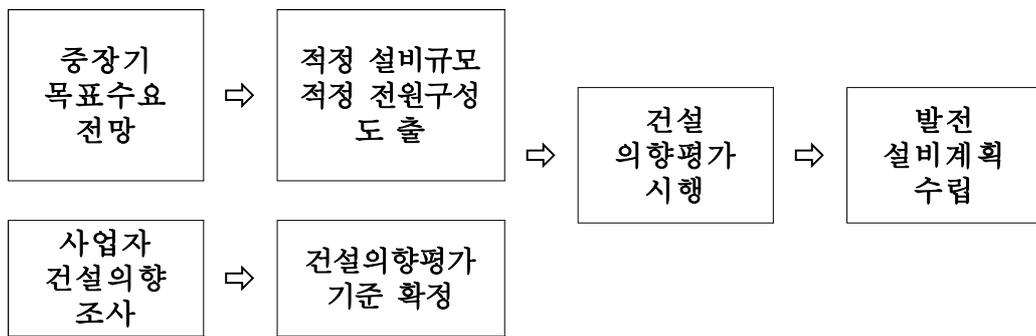
$$\text{자본회수계수(CRF)} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

통합 한전의 환경에서는 정부 주도의 장기 전원개발계획이 수행되었으며, 2001년 전력산업구조개편 이후에는 전력수급기본계획의 형태로 변화하였다. 과거 장기 전원개발계획 시대에는 정부의 정책을 용이하게 반영할 수 있는 장점이 있다. 또한, 전기요금의 중요한 요소인 신규 전력설비 투자 규모를 결정한다는 측면에서 경제성을 고려한 최적화를 통하여 전원개발계획을 수행한 것으로 알려져 있다. 따라서, 전원별 건설비와 연료비 등은 미래의 전원 구성을 결정하는 측면에서 그 중요도가 매우 높았다. 한편, 2001년 이후의 전력수급기본계획은 기본적으로 장기 전망의 성격이 강했다. 하지만, 제4차 전력수급기본계획에서부터 정부의 진입 규제가 본격적으로 작동하였고 이후 현재까지 이러한 정책은 지속되고 있다.

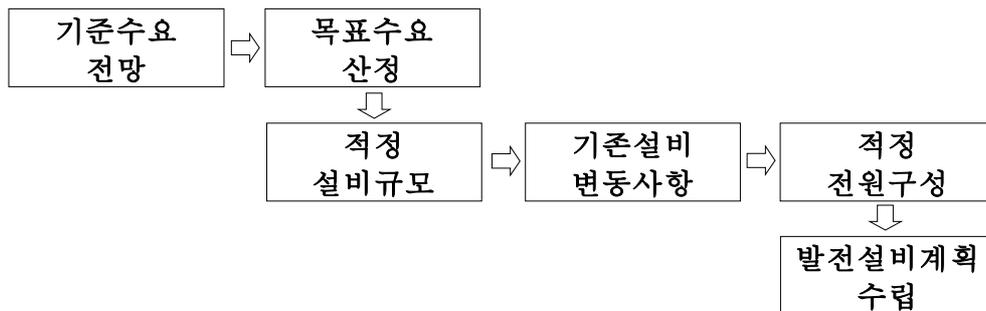
아래의 자료는 제6차 및 최근 제8차 전력수급기본계획에서의 발전설비 계획 수

립 절차를 보여주고 있다. 사업자의 건설 의향 및 제반 비용 수준과는 별도로 정부 및 전력거래소는 목표 수요를 대상으로 기준계획, 즉, 적정 예비력 확보와 적정 전원 구성을 수립하고 있다. 이를 위해서 정부 혹은 사회의 요구에 대한 정책적 반영(과거에는 이를 정책 전원으로 기술하고 취급하였음) 부분과 기타 비정책적 부분으로 나뉘어 지고 이 두 부분을 모두 포함하는 기준계획을 수립하였다. 기준 계획을 수립하기 위해서는 전원별(정책 자원 및 비정책 자원) 비용과 관련된 입력자료가 필요하며 활용하였다.

<그림 2-5> 발전설비계획 수립 절차 (제6차 수급계획)



<그림 2-6> 발전설비계획 수립 절차 (제8차 수급계획)



기준계획 수립을 위한 목적으로 기존의 전력수급계획에서는 직접 및 간접 비용 요소, 사회적 비용 등을 고려하고 있었다. 특히, 사회적 비용의 상세 항목 등은 제 6차 계획을 시점으로 보다 정밀하고 다양하게 고려하기 시작하였다. 아래의 자료는 7차계획에서 고려한 주요한 비용 요소이다.

- 연료비 : 최근 가격동향이 반영된 연료가격 실적치 적용
- 환경비용 : 오염물질(SOx, NOx, 분진) 환경비용 및 온실가스 감축을 위한 배출권 구입비용 반영
 - (오염물질 환경비용) 발전기별 SOx, NOx, 분진 배출실적과 EU 집행위가

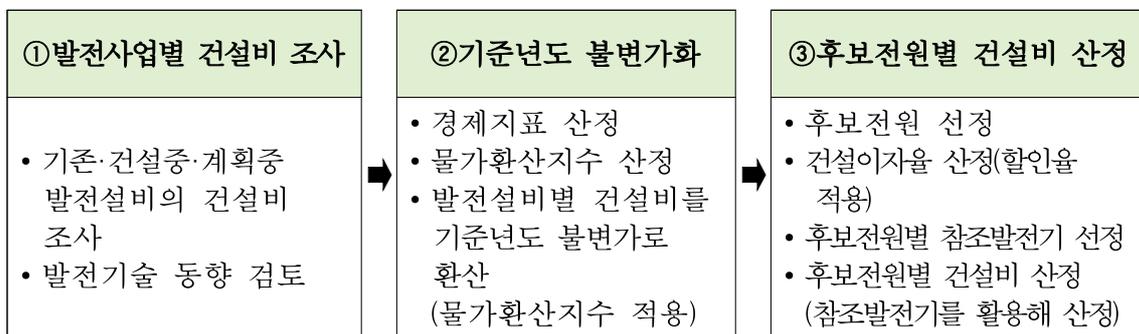
산정한 오염물질별 외부비용을 고려

- (온실가스 배출비용) 25,000원/tCO_{2e}

- 송전비용 : 「송·배전용 전기설비 이용규정」 등의 요금단가 적용
 - 접속비용 : 표준접속설비를 선정하여 전원별로 건설비와 운전유지비 산정
 - 이용비용 : 송전이용요금표의 지역별 요금단가를 전원별·지역별 용량을 고려하여 평균적용
- 정책비용 : 송전선·발전소 주변지역 지원금과 원전 사후처리비용, 사고위험 비용 등을 추정하여 반영
 - 송전선·발전소 주변지역 지원금 : 관련법률 및 3개년 실적을 근거로 산정
 - 원전 사후처리비용 : 운전유지비에 포함하여 반영
 - 원전 사고위험 대응비용 : 일본 비용 등 검증위 자료를 참고하여 산정
- 건설 공기 : 원전 10년, 석탄은 7~8년, 복합은 6년의 건설공기 적용

기준계획 수립을 위하여 무엇보다 중요한 입력 자료는 원별 건설비 및 운전유지비이다. 건설비는 신규 건설될 후보전원의 건설비로서, 전원별 상대적 경제성 평가 및 기준계획 수립에 적용하고 있지만 이는 실제 개별 사업자의 사업 여건 차이로 인하여 발생하는 차이는 분명 가지고 있다. 일반적으로 실제 시행사업의 건설비는 기본계획 공사비, 사업기준공사비(계약공사비), 준공정산공사비(실적공사비)로 구분된다. 전력수급계획에서는 상기 3가지의 공사비를 적절하고 혼합하여 사용하고 있으며 물가상승률 등을 고려하여 기준년도 불변가로 환산하여 표현하고 있다. 즉, 건설비는 발전사업별 건설비 조사를 거쳐, 기준년도 불변가화, 후보 전원별 건설비 산정의 절차를 거친다.

<그림 2-7> 전력수급기본계획의 건설비 산정 절차



건설비는 순공사비(Overnight Cost)와 건설이자(IDC: Interest during Construction)로 구성된다. 순공사비는 발전설비 제작 및 시공과 관련하여 직접비

및 간접비로 구성되며, 건설이자는 건설기간 중 발생하는 순공사비에 대한 이자를 의미한다. 7차 수급에서 건설비 산정의 대상이 되는 후보전원으로서 원자력(1,400MW, 1,500MW), 석탄(500MW, 1,000MW), LNG복합(450MW, 900MW), 유류(40MW, 100MW), 기타 양수(300MW) 등이 있다. 추가적으로 후보전원별 표준공기, 할인율, 환율 등의 자료를 바탕으로 산정하고 있다.

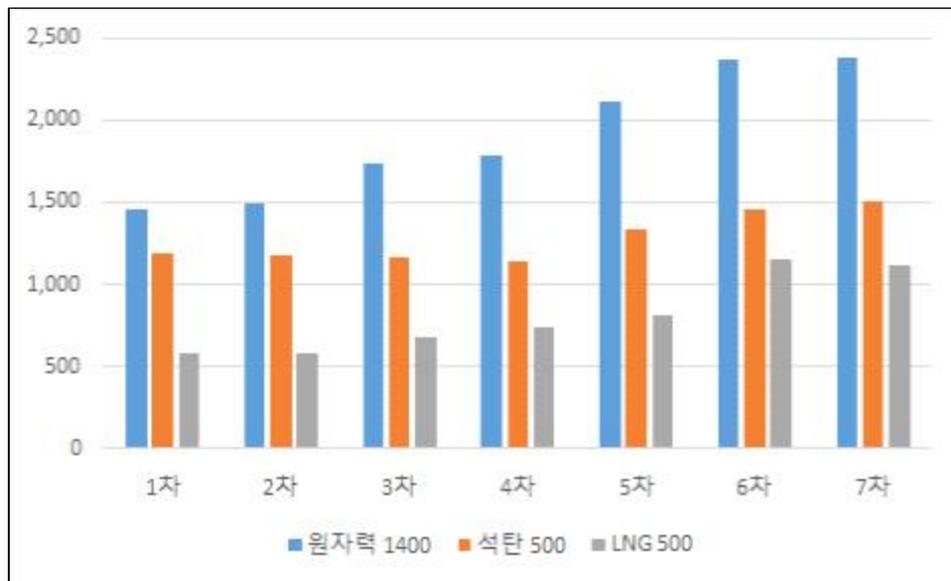
아래의 자료는 제6차 및 제7차 전력수급기본계획에서 적용된 발전원별 건설비 수준이다. 원자력의 경우 제6차 계획대비 건설비 상승이 거의 없고, 석탄은 약 2%에서 3% 상승하였으며, LNG 복합은 오히려 감소한 것으로 나타났다. 건설비의 수준은 전력수급계획 수립이 진행됨에 따라 일반적으로 점진적으로 상승한다. 이는 기본적으로 물가상승에 따른 결과이기도 하지만 원전 등은 안전 및 규제 관련 비용의 지속적인 증가, 석탄은 대기오염물질 감소를 위한 환경설비투자 비용 등이 주요한 원인이기도 하다. 일례로 7차 전력수급기본계획의 원자력 1,400MW 건설비는 제1차 계획 대비 약 64%, 석탄 500MW의 경우는 27%, LNG 복합 500MW는 92% 상승하였다.

[표 2-3] 제7차 전력수급기본계획의 건설비

차수	원자력			석탄			LNG복합		양수
	1000	1400	1500	500	800	1000	500 (450)	700 (900)	300
6차	2,590	2,365	2,360	1,454	1,436	1,419	1,148	955	991
7차 (증감률)	2,586 (-0.1)	2,378 (+0.6)	2,367 (+0.3)	1,502 (+3.3)	1,538 (+7.1)	1,449 (+2.1)	1,115 (-2.9)	904 (-5.3)	1,002 (+1.0)

주요 전원의 대표적인 용량, 즉, 원자력(1,400MW), 석탄(500MW), LNG 복합(500MW)의 수급계획별 건설비 추이는 아래의 그림과 같이 요약된다.

<그림 2-8> 주요 전원의 수급계획별 건설비 추이



전원별 건설비를 산정하기 위해서는 후보 설비와 동일한 형식의 발전설비를 참조 발전기로 설정한 다음 참조 발전기의 사업기준 공사비, 기본계획 공사비, 준공정산 공사비 등을 고려하여 결정한다. 예를 들면 원자력 1,500MW의 건설비는 대상 설비의 기본계획 공사비 등을 반영하여 결정한다. 비목별 산정 방법으로는 1) 직접비는 참조발전기의 내자 및 외자에 물가환산지수와 환율을 적용하여 산정하고 이때 비목별 세부내역은 조정하여 적용하며, 2) 간접비는 사업주의 제경비, 외자조작비, 예비비 등을 포함하며, 설계용역비, 용지비 등은 직접비의 산정방식과 동일하게 적용하며, 3) 건설이자는 전원별 표준 건설기간과 할인율을 바탕으로 연도별 건설비 추정 모형에 의하여 IDC와 순공사비를 추출한다. 아래의 자료는 7차 수급에서 적용된 후보전원의 표준 공기이다.

[표 2-4] 주요 전원의 건설공기 사례 (7차수급)

구 분	후보전원						
	원자력		석탄			LNG복합	
용량(MW)	1400	1500	500	800	1000	450	900
건설기간(개월)	66	66	40	50	56	28	28

원자력의 표준 건설기간은 66개월, 석탄 1,000MW은 56개월을 기준으로 설정하였지만 최근에는 민원과 기타 송전망 접속 및 제반 문제 등으로 인하여 이보다 상당 수준 길어지고 있다. 따라서 건설기간과 관련하여 수급계획의 건설비 추정액은 실제

보다 낮게 책정되었을 가능성이 높다. 원자력, 석탄, LNG 복합 등의 부지 비용은 과거 기 개발부지를 활용하는 경우와 그렇지 않은 경우의 차이가 매우 크다. 7차수급까지는 거의 대부분 기 개발부지(특히 원전 및 석탄)를 활용하는 것이므로 현재와 같이 신규 부지를 개발해야 하는 상황과는 일정 수준 거리가 있다. 따라서, 기존 전력수급 계획에서의 자료를 이용할 경우, 균등화발전비용의 건설비 부분은 상당 수준 저평가되어 있다고 판단된다.

운전유지비는 발전소의 준공 이후, 발전소를 운전 및 유지하는데 소요되는 제반 비용을 말한다. 운전유지비는 고정비 성격이 상당히 강하지만 일부 변동비적 성격의 비용도 포함하여 수급계획에서는 산정하고 있다. 고정비 성격의 운전유지비는 인건비, 수선유지비, 발전용수 및 폐기물 처리비용, 본사 비용 등을 주로 포함하고 있고, 변동비 성격은 탈황재료비, 약품비, 기동비 등을 포함한다. 원자력의 경우는 사후처리비가 운전유지비 항목에 포함되어 산정되고 있다. 정확한 운전유지비를 추정하기 위해서는 과거 실적이 최소한 5년~10년 정도는 확보되어 있어야 한다. 이는 각 전원별의 오버-홀 순환 실적을 반영하기 위하여 필요한 것이다.

[표 2-5] 운전유지비 고려 주요 항목 (7차수급)

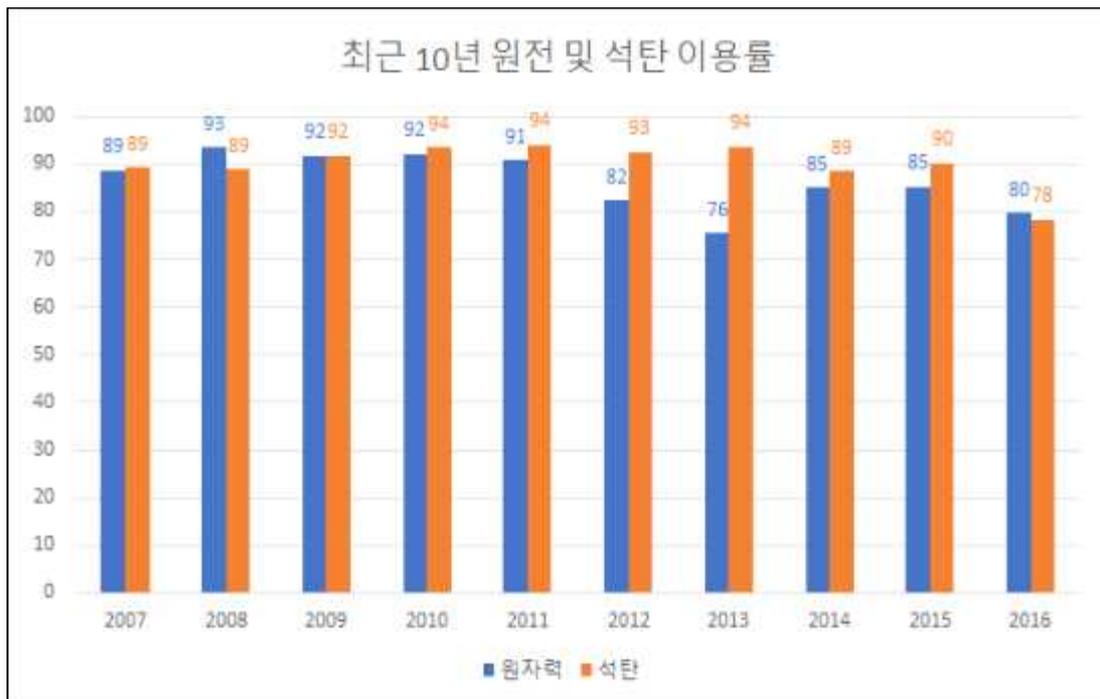
구 분	항 목	구 성 요 소
원 자 력	인 건 비	급여 및 임금, 제수당, 잡급 등
	수선유지비	설비경상보수비, 수선유지 재료비, 수선유지 용역비 등
	경 비	광고선전비, 교육훈련비, 지역협력비, 제세/보험료 등
	일반관리비	판매 및 관리비
	사후처리비	원자력 철거비, 폐기물 및 사용후연료 처분비용

따라서, 원자력 1,500MW, 석탄 1,000MW, H급 및 J급 LNG 복합 등은 이러한 최소한 필요한 운전실적을 가지고 있지 않으므로 만약 기존 발전기의 실적으로부터 추정할 경우에는 기본적으로 오차를 가질 수밖에 없다. 용량이 상이할 경우에는 이를 보정하기 위하여 용량보정계수를 활용하여 추정하고 있다. 제7차 계획에서 산정된 운전유지비의 결과는 다음과 같다. 원자력은 PWR 1,000MW급 13.19천원/kW-월, PWR 1,400MW급 11.27천원/kW-월, PWR 1,500MW급 10.19천원/kW-월 등으로 추정되었다. 석탄은 500MW급 4.41천원/kW-월, 1,000MW급 3.23천원/kW-월 등이 적용되었다.

LNG 복합의 경우는 450MW급 3.80천원/kW-월, 900MW급 2.78천원/kW-월 수준이 적용되었다. 하지만, 전술한 바와 같이 신규 발전 형식의 경우, 최소 운전 기간이 확보되지 않았으므로 그 수준이 상대적으로 높아질 가능성이 매우 높다. 특히, 원전은 원전사후처리비 관련 비용이 상승할 개연성이 매우 높고 이는 이와 관련된 규제 정책과 연관이 되기도 한다.

아래의 자료는 7차수급에서 사용된 자료와 가정을 바탕으로 이용률 90%를 가정한 경우 균등화 발전비용을 산정한 것이다. 여기서 적용한 이용률 90%는 최근의 상황에 비추어서 원전, 석탄 등 기저발전기의 경우 상대적으로 매우 높은 수준이다. 원자력의 이용률은 후쿠시마 사고, 부품비리 등으로 인하여 2012년부터 급격하게 낮아졌으며 2016년에는 80% 수준에 머물렀다. 2017년의 경우는 이용률이 80% 이하 상당 수준으로 하락하였지만 아직 공식 통계가 나오지는 않은 상황이다. 세계 원전의 평균 이용률이 약 80% 수준인 것으로 비추어 볼 때, 7차 수급에서 적용한 90%의 이용률은 상대적으로 높은 수준이라 판단된다. 석탄은 과거 90% 수준의 이용률을 보이다가 2016년부터 80% 이하의 이용률을 보이고 있는데 이는 미세먼지 대책 등의 영향으로 판단된다. 특히 현 정부 출범 이후인 2017년 이후에는 더욱 하락할 것으로 판단되며, 이는 환경급전의 영향과 기존 석탄의 노후화 등이 원인으로 작용할 것이기 때문이다.

<그림 2-9> 최근 10년 원전 및 석탄 이용률



[표 2-5] 전력수급기본계획 균등화발전비용 사례 (7차수급)

구분	입력자료		후보전원(이용률 90% 적용)					
			원전		석탄		LNG복합	
			1400	1500	500	1000	450	900
기본비용	건설비	[원/kWh]	21.0	20.9	14.5	14.1	10.5	8.6
	운전유지비	[원/kWh]	18.0	17.4	7.0	5.2	5.9	4.3
	연료비	[원/kWh]	4.8	4.8	40.0	39.1	91.0	89.9
추가비용	환경비용	[€/톤]	(SOx) 11,200, (NOx) 4,200, (PM2.5) 47,000					
		[원/kWh]	-	-	9.43	9.43	2.38	2.38
	사고위험 대응비용	[원/kWh]	5.72	5.72	-	-	-	-
	온실가스 배출비용	[원/tCO2]	25,000					
		[원/kWh]	-	-	20.4	19.9	8.5	8.4
	송전비용	[원/kWh]	4.25	4.25	3.78	3.78	2.95	2.95
	정책비용	[원/kWh]	0.75	0.75	0.63	0.63	0.32	0.32
발전원가		[원/kWh]	54.5	53.8	95.9	92.1	121.5	116.9

건설비 또한 전술한 바와 같이 원전 및 석탄 등은 저평가 되었을 확률이 매우 높다. 뿐만 아니라, 원전의 사고위험 대응비용 등도 상당 수준 저평가 되어 있다고 추정되어 있다. 연료비의 경우도 최근의 추세와는 상당한 거리를 가지고 있는 것도 사실이다. 앞에서 살펴본 바와 같이 이용률의 경우도 최근의 추세 및 안전 기준 강화를 통한 예방정비일수의 증가 등을 고려할 때 원전 및 석탄은 상당히 높은 수준임을 알 수 있다. 즉, 7차의 결과는 전반적으로 기저발전기인 원전과 석탄의 균등화 발전비용이 낮게 책정되어 있는 것으로 판단된다.

최근 7차수급에 바탕을 둔 유사한 연구가 진행된 바 있다.¹⁾ 여기에서는 수급계획에서 계산한 가정 및 방식과는 상당히 다른 접근법을 이용하고 있는데 이는 제반 세금을 제외하여 이로부터 발생하는 왜곡을 최소화하였다는 점, 제반 사회적 비용에 대한 고려를 체계적으로 하였다는 점, 건설비 및 이용률 등을 상대적으로 보다 현실적인 접근을 하였다는 점 등에서 주요한 차이를 보이고 있다. 해당 연구에서 적용한 주요한 가정은 아래의 표와 같이 요약된다.

1) 조영탁, 석광훈, 박종배, “사회적 비용을 고려한 국내 주요 발전기술의 균등화 발전비용 산정”, 전기학회논문지, 제67권, 제2호, 2018년 2월, pp. 179-185.

[표 2-6] 전력수급기본계획 균등화발전비용 재산정 사례 (7차수급)

	원자력 (1,400MW)	석탄 (1,000MW)	LNG 복합화력 (900MW)
공통전제	할인율(5.5%), 환율(1120원/\$), 설비이용율(85%)		
내용연수(년)	40	30	30
건설비(천원/kW)	2,378	1,449	904
현재가치계수(%)	6.232	6.881	6.881
소내소비율(%)	4.8	4.9	2.6
운전유지비 (원/월,kW)	11,270	3,230	2,780
열소비율 (kcal/kWh)	2,365	1,978	1,540
열량단가 (원/Gcal)*	1,933	19,760 (18,780)	58,385 (56,870)
주: * 열량단가는 2016년 세제인상분 반영(괄호는 7차계획 수치) 자료: 제7차 전력수급기본계획 관련자료			

해당 연구에서는 7차 수급계획에서 적용한 수준을 기반으로 두 가지 시나리오에서의 균등화 발전비용을 제시한 바 있다. 하나는 낮은 외부비용을 상정한 경우이고, 다른 하나는 높은 외부비용을 이용한 경우이다. 양자의 비교에서 다음과 같은 사실을 확인할 수 있다. 첫째, 어느 경우이든 원전의 발전비용이 여전히 낮은 수준으로 나타났다. 하지만 이는 원전의 고정비(건설비)에 대한 재평가가 완전히 이루어지지 않은 상황을 기반을 두고 있다는 점과 사고위험비용의 불확실성 그리고 여전히 반영되지 않은 세제 요인에 의한 것에 바탕을 두고 있음에 유의할 필요가 있으며, 이런 측면에서 원전의 발전비용에 대해서는 추가적인 연구가 필요하다고 언급하고 있다. 둘째, 재산정한 주요설비의 발전비용 격차가 서두에서 산출해 두었던 현행 발전비용 격차와 상당한 차이를 보인다는 점이다. 특히 원전 수치의 저평가에도 불구하고 원전과 가스복합간의 격차가 상당히 줄어드는 것을 확인할 수 있다. 셋째, 석탄발전과 가스복합간의 발전비용이 가장 큰 변화를 보이는데 어느 경우든 석탄발전과 가스복합간의 발전비용 격차는 대폭 축소됨을 알 수가 있다. 가스복합에 가장 유리한 시나리오에서는 오히려 가스복합의 경제성이 석탄발전보다 근소하게 앞설 가능성까지 보여주고 있다. 이들 양자 간 비용격차 축소 혹은 비용 역전에 가장 큰 영향을 주는 요인은 연료비 전망, 동등과세 그리고 외부비용의 3가지다. 이 연구는 과거 7차 수급에 기반을 두었기 때문에 일정 수준 한계를

가지고 있는 것도 사실이다.

[표 2-7] 발전원별 균등화발전비용 (낮은 외부비용)

(원/kWh)	원자력	석탄	LNG CCGT
고정비 단가	41.32	20.37	13.67
연료비 단가	4.80	41.10	92.31
연료공정과세	12.55	4.93	0
공공보조금	2.33	0.72	0.38
탄소비용	0	19.86	8.37
대기오염비용	0	9.43	2.38
사고위험비용	5.62	0	0
송전망 비용	3.94	3.84	2.78
송전손실비용	1.66	1.74	0
재산정비용	(72.22)	102.0	119.93

[표 2-8] 발전원별 균등화발전비용 (높은 외부비용)

(원/kWh)	원자력	석탄	LNG CCGT
고정비 단가	41.32	20.37	13.67
연료비 단가	4.8	32.30	77.34
연료공정과세	12.55	4.93	0
공공보조금	2.33	0.72	0.38
탄소비용	0	26.69	11.29
대기오염비용	0	27.38	10.98
보험비용	12.01	0	0
송전망 비용	3.94	3.84	2.78
송전손실비용	1.66	1.74	0
재산정비용	(78.61)	117.99	116.45

지금까지 이 절에서는 LCOE에 대한 기존 국내 연구에 대하여 살펴보았다. 살펴본 바와 같이 우리나라에는 주요 원별 미래 균등화발전비용에 대하여 공식적으로 발표하는 제도가 존재하지 않는다. 다만 과거 수급계획에서 일부 비용을 산정하였지만 제반 사회적 비용을 체계적으로 포함하지 않는다는 점 등에서 한계성을 가지고 있다. 해외와 같이 정부 주도의 균등화 발전비용에 대한 연구 및 발표가 뒤따라야 할 것으로 판단된다.

제 2 절 OECD/IEA 사례

IEA의 보고서(Projected Cost of Generating Electricity 2015)는 균등화발전비용에 관련된 보고서로 기저발전원인 화석발전 및 원자력발전과 풍력 및 태양광을 포함한 다양한 재생에너지에 대한 결과를 포함하고 있다. 본 보고서에서 소개하는 내용은 2014년~2015년 초에 작업된 것으로 2020년도에 운전 예정인 非OECD 3개국을 포함한 22개국의 181개 발전기의 비용자료를 기반으로 한 균등화발전비용에 대한 연구이다. 발전소 수준까지의 비용만이 계산되므로, 송전 및 배전 비용 등은 포함되지 않는다. 마찬가지로 이유로 균등화발전비용의 계산에서 기타 시스템 비용과 이산화탄소 배출을 제외한 외부비용은 포함하지 않는다. 할인율의 경우 3%, 7%, 10%를 적용하였다.

1. 균등화 발전비용 산정식

균등화발전비용은 다음과 같은 식으로부터 유도된다. 여기에서의 주요 가정은 전력가격 P_{MWh} 과 이자율 r 은 변하지 않는다는 것이다.

$$\sum_t \frac{P_{MWh} \times MWh}{(1+r)^t} = \sum_t \frac{Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t}{(1+r)^t}$$

$$LCOE = \frac{\sum_t \frac{Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{MWh}{(1+r)^t}}$$

P_{MWh} : 수명기간 동안 균등화 된 전기 가격

MWh : 수명기간 동안 전기 생산량

$(1+r)^t$: t 년도에서의 실질 할인율

$Capital_t$: t 년도에서의 총 자본 비용

$O\&M_t$: t 년도에서의 운영유지 비용

$Fuel_t$: t 년도에서의 연료비용

$Carbon_t$: t 년도에서의 탄소비용

D_t : t 년도에서의 해체비용

2. 균등화 발전비용 산정 주요 전제

원자력, 석탄, 가스복합 발전의 이용률은 기저부하에서 해당발전기들이 이용된다 는 가정 하에 동일한 85%가 적용되었다. 위에서 언급하였듯이 IEA의 발전원가 에서는 계통 관련 비용은 포함되지 않는다.

그럼에도 불구하고 계통비용이 풍력, 태양광과 같은 재생에너지에 있어서 주요 비용 요소임은 보고서에서도 언급하고 있다. 또한 재생에너지의 간헐적 특성을 보 완하기 위한 수요반응의 사용이나 기타 발전 자원으로의 대체발전으로 인한 비용 또한 시스템비용으로 고려할 수 있음을 언급하고 있다.

○ 기술수명

각 기술에 대한 예상 수명기간은 아래와 같이 각각 적용한다.¹⁾

[표 2-9] IEA의 발전원별 기술수명 가정

분 류	수 명
풍력 및 태양광	25년
가스복합	30년
석탄화력, 지열	40년
원자력	60년
수력	80년

○ 할인율

할인율은 3%, 7%, 10%를 적용한다.

○ 건설비(Overnight Cost)

직접적인 발전소 건설비용 외에도 건설인허가와 환경영향평가 등 사전비용, 직접 적으로 건설비 항목으로 계상되지 않는 설계비 및 행정비와 같은 간접적인 비용, 발전소 및 발전소 부지 비용, 예비비 등을 포함한다.

○ 예비비(Contingency payments)

예비비에 대한 상세한 자료가 없는 경우, 예비비는 다음과 같이 책정되었다.

1) 4장에서 기술하는 우리나라 사례와의 차이점은 풍력 및 태양광이 5년 길고(4장의 우리나라 계산에서는 풍력 및 태양광 20년 적용), 석탄은 10년이 길다. 참고로 우리나라 사례에서는 석탄 수명을 30년으로 가정하였다.

- 원자력 : Overnight Cost의 15%
- 기타 기술 : Overnight Cost의 5%

○ 건설기간 중 비용 할당(Construction cost profiles)

건설기간 중의 비용 할당은 각 국가에서 제출한 연도별 할당 비중에 따른다. 할당 비중이 제출되지 않은 경우, 아래 해당 기간 동안 선형으로 비용을 분할한다.

- 수력 외 신재생 : 1년
- 가스복합 발전 : 2년
- 석탄화력 발전 : 4년
- 원자력 발전 : 7년

○ 연료비

무연탄 및 유연탄, 천연가스의 OECD 평균 수입 가격 가정은 IEA 사무국이 제공한 자료를 사용하였다. 유연탄의 발열량에 대해서는 가급적 각 국가가 가정한 내용을 그대로 반영하였다. 변환계수가 없는 경우, 무연탄에 대해서는 25GJ/ton의 발열량을 가정하였다.

- 무연탄(Hard Coal), OECD국 USD 101/tonne
- 유연탄(갈탄, Brown Coal) 가격 및 열량 : 각 국가 자료 사용
- 천연가스(OECD 유럽) USD 11.1/MMBtu
- 천연가스(OECD 아시아) USD 14.4/MMBtu
- 천연가스(미국) USD 5.5/MMBtu

비 OECD 국가에 대해서는 다음과 같은 연료비 단가가 사용되었다.

- 뉴질랜드
 - 천연가스 USD 5.5/MMBtu
- 중국
 - 무연탄 USD 112/tonne
 - 천연가스 USD 11.5/MMBtu
- 남아프리카공화국
 - 무연탄 USD 46.6/tonne

○ ‘일회성’ 핵연료의 비용(Costs of the “once-through” nuclear fuel cycle)
 여러 국가에서 사용된 연료를 재활용하는 비용을 포함한 연료주기에 따른 각 비용 구성 요소에 대한 자료를 제공하였지만 IEA의 연구그룹은 USD/MWh 기반의 비용 자료를 구성하기 위해 새로운 기준을 수립하였다. 팔산화삼우라늄(U_3O_8)의 가격은 지난 반세기 동안의 평균가격인 USD 100/kg로 가정한다.

- 핵연료 주기 시점(Front end) 비용 USD 7.00/MWh
 - 채굴, 농축, 가공
- 핵연료 주기 종점(Back end) 비용 USD 2.33/MWh
 - 사용 후 핵연료의 제거, 처분 및 저장

○ 탄소 가격 (Carbon Price)

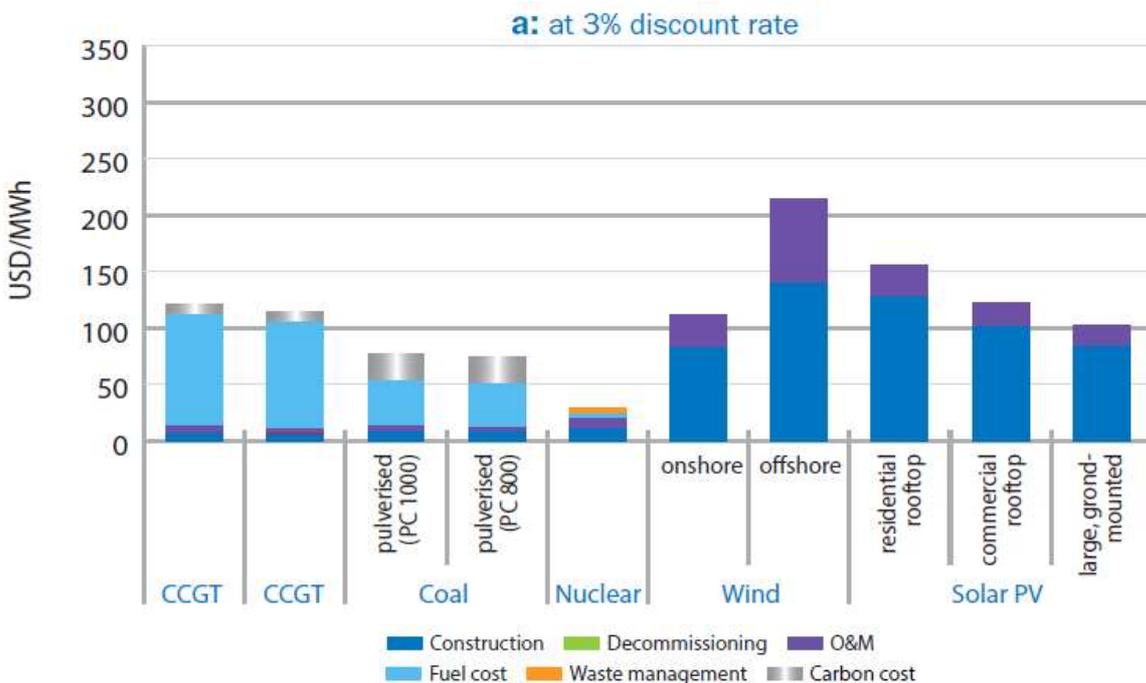
- 모든 국가 USD 30/CO2-톤

○ 열 수입 (Heat Credit)

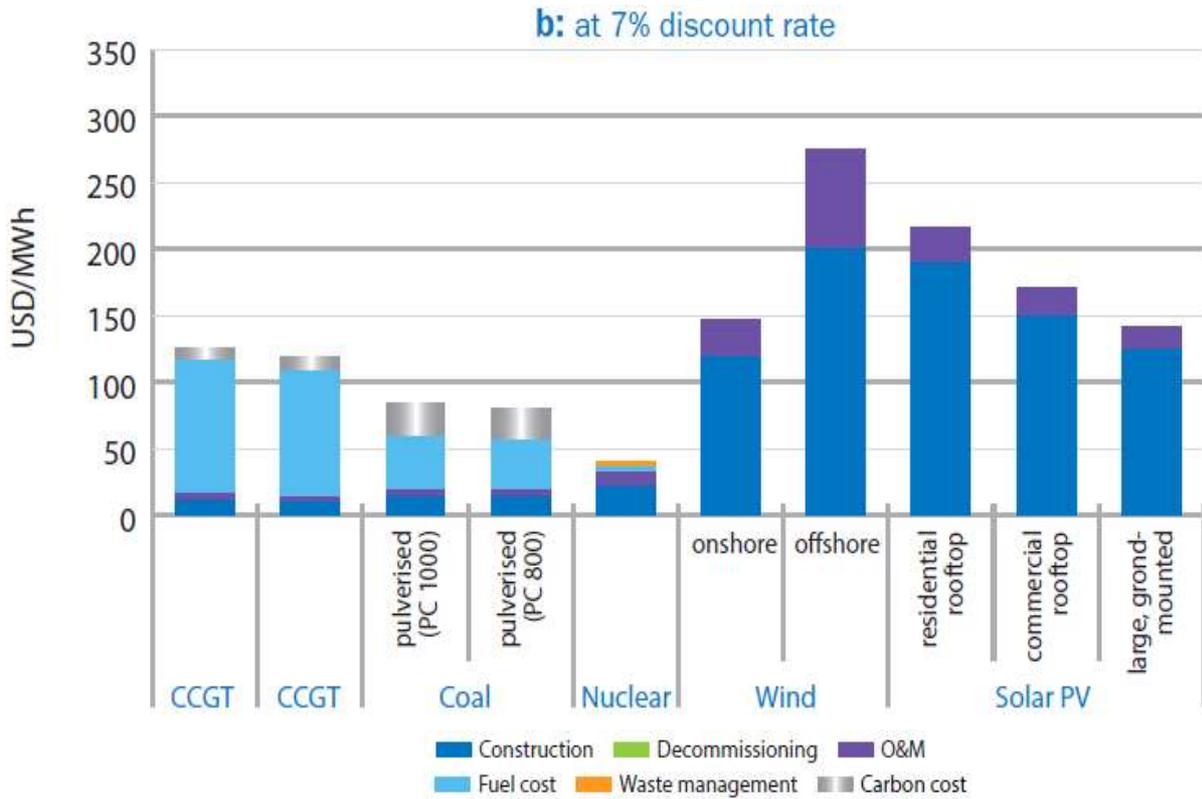
- OECD Europe USD 44.4/MWh
- OECD Asia USD 57.5/MWh

3. 균등화 발전원가 산정 결과(IEA)

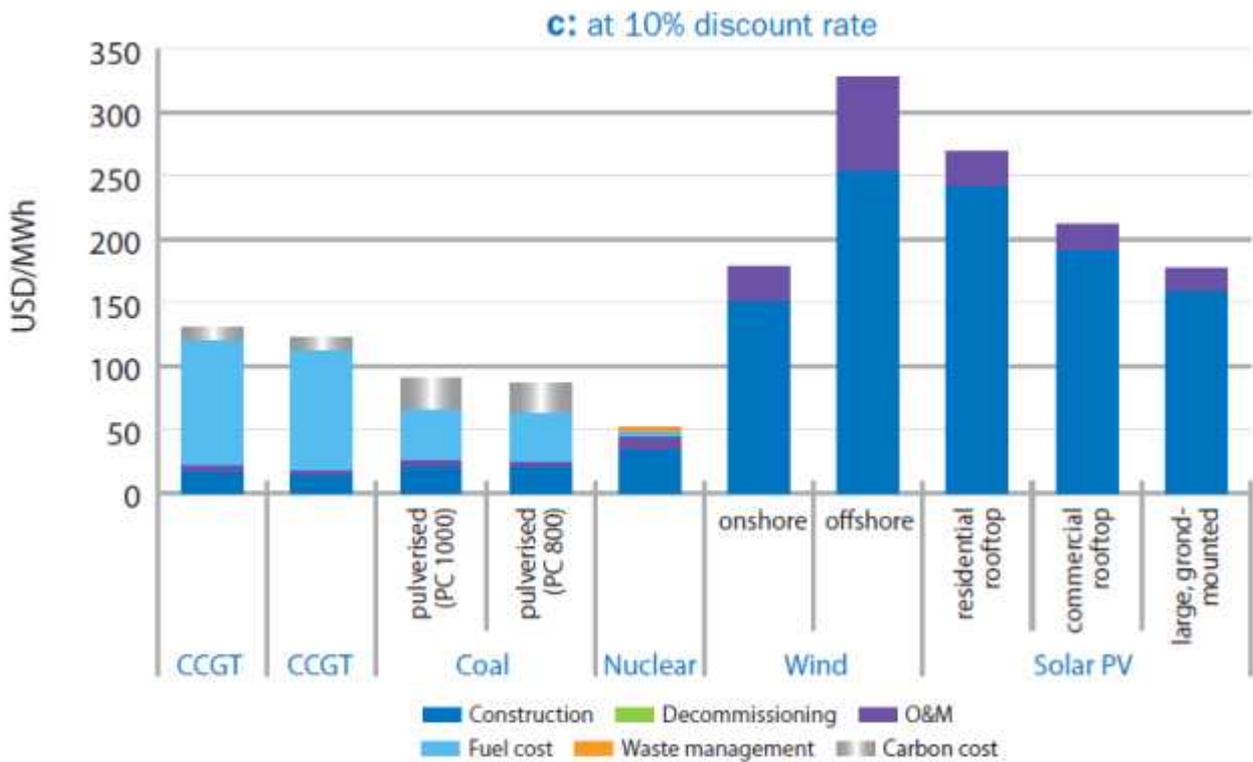
<그림 2-11> 한국의 LCOE(할인율 3%)



<그림 2-12> 한국의 LCOE(할인율 7%)

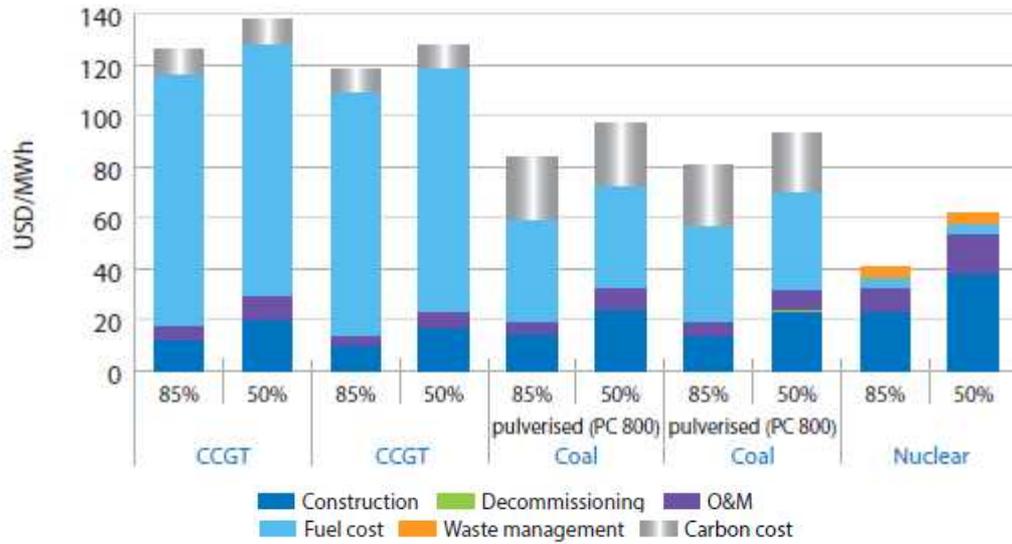


<그림 2-13> 한국의 LCOE(할인율 10%)



<그림 2-14> 이용률에 따른 민감도 비교

Figure 4.29: LCOE at 85% and 50% capacity factor – Korea (7% discount rate)



[표 2-10] 한국의 균등화발전비용(IEA)

Technology	자본비용 Capital Costs			운영유지비용 O&M Costs			연료비, 탄소비용 등 Fuel, waste, carbon costs	열수입 Heat credit	균등화발전비용 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	-	121.82	126.08	129.82
CCGT	5.96	9.44	12.54	4.05	4.05	4.05	105.1	-	115.11	118.6	121.7
Coal-pulverised (PC800)	7.54	13.7	19.34	5.31	5.31	5.31	64.81	-	77.66	83.83	89.46
Coal-pulverised (PC1000)	7.47	13.53	19.17	4.8	4.8	4.8	62.03	-	74.30	80.36	86.00
Nuclear-ALWR	10.41	22.2	33.15	9.65	9.65	9.65	8.58	-	28.63	40.42	51.37
SolarPV-residentialrooftop	127.69	189.06	241.31	27.86	27.61	27.45	-	-	155.56	216.67	268.76
SolarPV-commercialrooftop	100.61	148.96	190.13	21.95	21.75	21.63	-	-	122.56	170.71	211.75
SolarPV-large, ground-mounted	84	124.38	158.75	17.86	17.7	17.59	-	-	101.86	142.07	176.34
Onshore wind	82.78	118.58	149.77	28.86	28.86	28.86	-	-	111.64	147.45	178.63
Offshore wind	140.06	200.22	252.47	74.41	74.41	74.41	-	-	214.47	274.63	326.88

[표 2-11] 이용률 변화에 따른 한국의 균등화발전비용

Technology	LCOE 이용률 50%			LCOE 이용률 85%		
	3%	7%	10%	3%	7%	10%
	USD/MWh			USD/MWh		
CCGT	130.63	137.86	144.24	121.82	126.08	129.82
CCGT	122.12	128.05	133.32	115.11	118.6	121.7
Coal-pulverised (PC800)	86.66	97.14	106.72	77.66	83.83	89.46
Coal-pulverised (PC1000)	82.89	93.2	102.78	74.30	80.36	86.00
Nuclear-ALWR	41.90	61.95	80.55	28.63	40.42	51.37

4. 균등화발전비용 산정 방법에 대한 평가¹⁾

균등화발전비용은 본디 규제시장에서 발전 기술들을 비교하기 위해 개발된 방법론이다. 이러한 균등화발전비용은 투자비를 보상하기 위한 전기요금의 수준을 평가하는데 사용할 수도 있다. 또한 균등화발전비용의 산정 방법은 비교적 간단하고 투명하기 때문에 정부나 규제당국 등에 높은 호소력을 가질 수 있으며, 단순성 및 직관성이 있는 중요한 지표라고 할 수 있다.

그러나 LCOE는 구조개편 등 전력시장 상황의 변화와 발전 기술의 변화로 한계성을 가지고 있기도 하다. 균등화발전비용 방법론 자체의 한계는 발전기 자체만의 비용에 대해서 계산된다는 것이다. 즉 이는 다른 발전 기술이 가지는 기술적, 경제적 영향을 고려하지 않는다는 것을 의미한다. 예를 들어 어떤 발전기술로 인해 송전망이나 배전망에 필요한 추가적인 투자비용이나 계통유연성을 확보하기 위한 추가 용량 확보에 대한 비용에 대한 영향은 고려할 수 없다.

또한 전력시장 구조개편을 실시한 OECD 국가들에게, LCOE는 기술간 경쟁력을 평가하는데 한계성을 가지고 있다. 경쟁 전력시장은 LCOE 산정의 근간이 되는 평균비용보다는 단기변동비(한계비용)를 가격에 반영하기 때문이다. 또한 경쟁 전력 시장에서의 가격 리스크를 단순히 할인율을 어느 정도 조정함으로써 균등화발전비용에 반영하는 것으로는 충분하지 않다.

1) 이 절은 IEA(2015)를 인용하여 작성됨.

이미 언급하였듯, 재생에너지의 변동성은 계통 변화에 대한 예측을 매우 어렵게 한다. 재생에너지가 계통에 많이 병입되면, 실질적인 가격의 변동성과 이에 따른 수익성 리스크는 증가한다. 태양광의 경우 침두부하 시간대인 낮 시간에 발전이 집중되기 때문에, 재생에너지 발전량이 증가함에 따라 시장가격은 감소할 수 있다. 특히 유럽과 북미가 이러한 문제에 직면해있으며, 이러한 문제에 대한 보완은 규제체제를 유지하고 있는 국가도 마찬가지로 필요로 한다. 태양광 발전과 풍력 발전 등 기후 조건에 의해 변화하는 재생에너지의 경우 다른 전력 공급원을 통한 유연성 보완이 필요하며 이는 기존 기술 및 에너지저장시스템(ESS), 수요반응(DR) 등을 통한 예비용량이나 유연성 제공에 대한 비용지표가 필요하다.

균등화발전비용은 전기가격이 안정된 조건에서도 투자가 중단되는 전기가격 수준이라고 말할 수 있다. 그러나 이는 앞에서 언급하였듯이 높은 재생에너지 비중을 가진 전력시스템에서는 적용되는데 한계가 있다. 기존 발전사업자의 경우, 전력판매가격 및 수량 모두 불확실하며 감소 추이를 나타나게 되며, 유연성을 위해 예비용량이나 보조서비스와 같은 다양한 포트폴리오를 구성해야 한다. 따라서 규제된 전력시스템이라고 할지라도 기존의 LCOE 방법론을 보완할 필요성이 있다.

결론적으로 IEA가 지적하는 균등화발전비용 산정 방법론의 문제점은 다음과 같이 요약된다. 각 발전기술에 대한 포트폴리오를 고려하지 않으며, 계통에 대해 고려할 수 없고, 재생에너지에 의한 영향을 고려하지 못한다는 것이다. 이에 IEA는 앞으로 재생에너지가 주류가 될 것이므로, 급전, 비급전 기술에 대해 추가적인 방법론의 반영을 균등화발전비용 방법론을 보완하는 것을 제시하고 있다.

첫 번째 방법론은 Capacity Credit이다. 이는 침두부하로 필요할 시기에 발전기가 실제로 사용가능한 용량을 측정한다. 이는 계통신뢰도를 유지하며 극단적인 피크발생시 추가적인 MW 발전용량을 확보할 수 있는지에 대한 자원별 상대 비교 척도이다.

두 번째 방법론은 Cost of New Entry(신규진입비용) 또는 균등화용량비용(고정비)이다. 재생에너지는 점점 더 많은 전기를 공급할 것이나 신뢰도에는 한정적인 기여를 할 수 있다. 자유화된 전력시장에서 변동성 있는 재생에너지 발전량에 대응하기 위해, 거의 독립적인 변동비와 낮은 용량 비용으로 전력을 공급하는 능력은 필수적이다.

세 번째 방법론은 Flexibility Metric(계통 유연성 평가)이다. 이는 보다 정확한 형태가 정의될 필요가 있지만, 매우 단기간에 출력이나 부하를 바꾸는 기술 능력

을 평가하는 것이다. 이는 수요응답이나 에너지저장장치와 같은 비전통 기술을 포함한다.

네 번째 방법론은 재생에너지에 대한 가치계수 측정이다. 이는 완전 다른 전력 시스템에서 변동성 있는 재생에너지가 투입되는 것에 대한 시장 가치를 정량화한다. 현재의 재생에너지 가치는 시장 가격으로 평가할 수 있을 것이나, 미래의 가치 추정을 위해서는 복잡한 계량경제학 또는 시스템모델링 등이 필요할 것이다.

회원국 전문가 그룹 및 IEA는 미래의 LCOE와 향후 연구(9판)를 위한 논의 사항으로 아래와 같은 사항을 언급하였다.

공통된 가정을 바탕으로 각 발전기술에 대한 간단한 비교가 장점인 LCOE 방법론은 재생에너지가 일정 수준 이상 확산되고 구조개편된 전력 시장에서는 더 이상 적용되기 어렵다. 단기적 변동비가 많이 소요되는 가스터빈의 경우 운용에 더욱 어려움을 겪을 수 있고, 원자력이나 수력발전 또한 재생에너지 확산으로 전력의 가격이 낮아진다면 장기적으로 비경제적으로 평가될 수도 있을 것이다. 한편 지금까지 기저부하 대응 발전기술에 사용되어 왔던 기본적으로 높은 이용률인 85%는 재생에너지 확산으로 더 이상 기대할 수 없을 것이다. 재생에너지의 간헐성으로 인한 유연성 확보 등을 위해 기존 기술 발전소의 생산량이 변동하면 설비의 마모가 증가하고, 이에 따라 운영유지비의 증가와 설비 수명 단축이 야기될 수 있다. 발전자원 이외 비전통적인 기술인 DR이나 BESS 등을 통해 유연성을 확보할 수 있을 것이다. 유연성의 정량화는 보조서비스 나 용량 등의 발전기 수입 구조를 평가함으로써 이뤄질 수 있으나, 이러한 시장수입은 계통과 독립적이기 때문에 공개하지 않는 한 접근이 어려우며 각국마다 다양한 전원 믹스, 보조서비스, 계통운영규칙을 가지고 있기 때문에 유연성을 비교할 수 있는 적절한 방법론을 정의하는 것은 어려운 일이다. 계통에 이미 존재하는 발전용량의 가치는 시간대별(시간별, 일별, 계절별) 그리고 수요량에 따라 달라진다. 특히 재생에너지 발전에 대해, 재생에너지의 추가에 따라 가치가 어떻게 변동되는지 확인하여야 한다. 재생에너지는 한계 효용 체감의 법칙을 적용받으므로, 극단적인 가정으로 재생에너지 공급량이 매우 많고 수요가 낮다면 전력의 가격은 재생에너지의 단기한계전력 생산비용인 0원으로 수렴할 것이다. 이는 재생에너지가 확산될수록 전체 시장 가격이 하락하고 기존 모든 설비의 가치와 수익을 감소시킬 수 있음을 나타낸다. 또한 이것은 기존의 전력 시장 매커니즘인 변동비 회수 보장에 대한 근본적인 의문을 제기한다. 태양광이나 풍력의 점유율에 따라 가치 계수를 평가하는 것은 매우 어려우나, 각 설비의 가치를 반영하기 위해서는 반드시 수행되어야 할 작업이다.

제 3 절 미국(EIA) 사례

1. 미국 EIA의 균등화 발전비용

미 EIA는 매년 Annual Energy Outlook보고서를 발간하고 있으며 LCOE 및 LACE에 대해 발표하고 있다. 가장 최근의 EIA 전망은 Annual Energy Outlook 2017이며, 이 보고서는 기준 시나리오의 국가에너지모델링시스템(National Energy Modeling System, 이하 NEMS)에 사용된 2019년, 2022년, 2040년에 진입하는 신규발전원의 균등화발전비용(LCOE) 또는 균등화회피비용(LACE)의 평균 수치를 제시하고 있다. LCOE는 설비간 비용 비교를 위한 지표이며, LACE는 투자자의 시장 경쟁력 정보를 제공하는 보조적인 지표이다. LACE를 계산하기 위해서는 수요 특성, 전원믹스 등을 종합적으로 고려해야 하므로 LACE는 LCOE에 비해 산정이 어렵고 복잡하다. LACE에서 LCOE를 차감해 산정하는 순가치(Net Value)를 통해 특정기를 건설, 운영할 때의 경쟁력을 검토할 수 있으며 순가치(Net value=LACE - LCOE)가 높을수록 해당 전력계통 또는 전력시장에서 경쟁력이 높은 것으로 볼 수 있다. 즉, 비용의 반대 개념인 것이다. 한편 LCOE와 LACE는 모델링에 의한 의사결정을 단순하게 보여 주기 위해 사용되는 개념으로, EIA의 장기전망 과정에는 LCOE와 LACE가 사용되지 않는다. 또한 LCOE와 LACE는 미래 연료가격의 불확실성, 정책관련 요소들을 완전히 반영하지 못하며 모델링에 의한 결과와도 완전히 일치하지는 않는다.

2. 균등화 발전원가 및 균등화 회피원가 산정 방식

가. 산정식

○ 균등화발전비용(LCOE, Levelized Cost Of Electricity)

균등화발전비용은 단위전력량(1MWh)을 생산하기 위해 소요되는 비용을 말하며 아래의 산식을 통해 계산된다.

$$LCOE = \frac{\text{fixed charge factor} * \text{capital costs} + \text{fixed O\&M}}{\text{annual expected generation hours}} + \text{variable O\&M} + \text{fuel}$$

$$\text{균등화발전비용} = \frac{\text{자본비용} \times \text{고정비율} + \text{고정운전유지비용}}{\text{연간기대 전력생산시간}} + \text{변동운전유지비용} + \text{연료비용}$$

[표 2-12] LCOE 산정 요소

고정비용(fixed charge factor)	자본비용을 연간자본비용으로 환산하기 위한 비율. 일반적으로 자본회수계수(Capacity Recovery Factor) 사용
자본비용(capital costs)	설비의 단위 용량당 초기투자비(\$/MW)
고정운전유지비용(fixed O&M)	운전과 유지보수를 위한 연간 비용(\$/MW/year). 인건비 등과 같이 전력생산량과 무관하게 발생하는 비용
연간 기대 전력생산 시간 (annual expected generations hours)	예상되는 연간 발전 시간(h)
변동운전유지비용(variable O&M)	전력생산량에 비례하여 발생하는 운전과 유지보수를 위한 단위 전력생산량당 비용(\$/MWh)
연료비용(fuel)	단위 전력생산량당 연료비용(\$/MWh)

○ 균등화회피비용(LACE, Levelized Avoid Cost of Electricity)

균등화회피비용은 발전기 투자자의 입장에서 전력판매와 용량판매(용량수입)을 통해 기대할 수 있는 수입을 말하며 사회적 관점에서 특정 발전기가 건설, 운영됨으로써 회피되는 비용으로 해석할 수 있다.

$$LACE = \frac{\sum_{t=1}^Y (\text{marginal generation price}_t * \text{dispatched hours}_t) + (\text{cap payment} * \text{cap credit})}{\text{annual expected generation hours}}$$

$$\text{균등화회피비용} = \frac{\sum_{t=1}^Y (\text{한계발전가격}_t \times \text{급전시간}_t) + (\text{용량가격} \times \text{용량크레딧})}{\text{연간기대 전력생산시간}}$$

[표 2-13] LACE 산정 요소

t, Y	t는 가격 결정 기간. Y는 1년 중 기간의 수.
한계발전가격(marginal generation price)	해당 기간(time period) t에서 수요를 만족하기 위한 한계 가격(해당 기간에 전력을 공급하는 발전기 가운데 가장 비싼 발전기의 변동비로 결정됨. 우리나라의 전력시장의 SMP와 유사)
급전시간(dispatched hours)	해당 기간(time period) t에서 급전될 것으로 기대되는 시간.
용량가격(capacity payment)	신뢰도 유지를 위해 예비력을 확보하기 위한 비용(예비력 기준 만족을 위해 투입되는 마지막 발전기가 건설될 수 있도록 유인하는데 소요되는 비용. 우리나라 전력시장의 용량요금과 유사)
용량크레딧(capacity credit)	설비가 계통에 예비력을 제공할 수 있는 능력(통상적으로 중앙급전이 가능한 전원의 경우 설비용량의 100% 적용, 신재생과 같은 간헐성 자원은 설비용량을 축소하여 적용)
연간 기대 전력생산 시간 (annual expected generations hours)	예상되는 연간 발전 시간(h)

나. 입력자료

AEO 2017을 작성하는데 사용한 모든 가정에 대한 자료는 ‘Assumptions to the Annual Energy Outlook 2017’에서 찾아볼 수 있다. 이중에서 LCOE 및 LACE와 관련된 새로운 발전기술의 비용 및 성능특성은 EMM(Electric Market Module)의 입력자료로, 이를 통해 균등화 발전비용 및 회피비용을 산정한 것이다. 비용 자료는 AEO 2016에서 사용된 비용자료를 기반으로 있다. 발전기에 대한 비용자료 및 분석은 2013년에 동일한 용역을 수행하였던 레이도스 엔지니어링(LEIDOS Engineering) 사에 의해 수행되었다. 레이도스는 최신의 자본비용 및 운영비용에 대해 3년간의 물가상승, 전반적인 풍력과 태양광의 투자 가격하락 등 기술별 가격의 변동, 기수행된 프로젝트의 갱신된 실제비용 등을 사용해 추산하였다.

[표 2-14] 발전원별 비용 및 성능 특성

Cost and performance characteristics of new central station electricity generating technologies

분류	First available year	Size (MW)	Lead time (years)	Base overnight cost in 2016 (2016 \$/kW)	Project Contingency Factor	Technological Optimism Factor	Total overnight cost in 2016 (2016 \$/kW)	Variable O&M5 (2016 \$/MWh)	Fixed O&M (2016\$/kW/yr)	Heat rate in 2016 (Btu/kWh)	nth-of-a-kind heat rate (Btu/kWh)
Coal with 30% CCS	2020	650	4	4,586	1.07	1.03	5,030	7.06	69.56	9,750	9,221
Coal with 90% CCS	2020	650	4	5,072	1.07	1.03	5,562	9.54	80.78	11,650	9,257
Conv Gas/Oil Combined Cycle	2019	702	3	923	1.05	1.00	969	3.48	10.93	6,600	6,350
Adv Gas/Oil Combined Cycle (CC)	2019	429	3	1,013	1.08	1.00	1,094	1.99	9.94	6,300	6,200
Adv CC with CCS	2019	340	3	1,917	1.08	1.04	2,153	7.08	33.21	7,525	7,493
Conv Combustion Turbine	2018	100	2	1,040	1.05	1.00	1,092	3.48	17.39	9,920	9,600
Adv Combustion Turbine	2018	237	2	640	1.05	1.00	672	10.63	6.76	9,800	8,550
Fuel Cells	2019	10	3	6,252	1.05	1.10	7,221	44.91	0.00	9,500	6,960
Adv Nuclear	2022	2,234	6	5,091	1.10	1.05	5,880	2.29	99.65	10,459	10,459
Distributed Generation - Base	2019	2	3	1,463	1.05	1.00	1,536	8.10	18.23	8,981	8,900
Distributed Generation Peak	2018	1	2	1,757	1.05	1.00	1,845	8.10	18.23	9,975	9,880
Biomass	2020	50	4	3,540	1.07	1.00	3,790	5.49	110.34	13,500	13,500
Geothermal	2020	50	4	2,586	1.05	1.00	2,715	0.00	117.95	9,510	9,510
MSW-Landfill Gas	2019	50	3	8,059	1.07	1.00	8,623	9.14	410.32	18,000	18,000
Conventional Hydropower	2020	500	4	2,220	1.10	1.00	2,442	2.66	14.93	9,510	9,510
Wind	2019	100	3	1,576	1.07	1.00	1,686	0.00	46.71	9,510	9,510
Wind Offshore	2020	400	4	4,648	1.10	1.25	6,391	0.00	77.30	9,510	9,510
Solar Thermal	2019	100	3	3,908	1.07	1.00	4,182	0.00	70.26	9,510	9,510
Solar PV	2018	150	2	2,169	1.05	1.00	2,277	0.00	21.66	9,510	9,510

Project Contingency Factor는 경험적으로 발생하는 불확실성으로 인한 추가 비용에 대한 계수를 말한다. Technological Optimism Factor는 검증되지 않은 기술이나 신규로 건설되는 4번째 발전기까지 적용된다. 이는 신규기술에 대한 실제 비

용이 과소평가되는 경향을 보정하기 위한 것이다. 기술 최적화 계수는 신규발전기술을 도입한 동일기가 4대가 건설된 이후 1.0로 점차 감소하게 된다.

다음은 EMM 모듈 내 지역 구분을 나타내고 있다.



<그림 2-15> EMM의 지역 구분

[표 2-15] EMM의 지역 구분

1	- Texas Reliability Entity (ERCT)
2	- Florida Reliability Coordinating Council (FRCC)
3	- Midwest Reliability Organization - East (MROE)
4	- Midwest Reliability Organization - West (MROW)
5	- Northeast Power Coordinating Council / New England (NEWE)
6	- Northeast Power Coordinating Council / NYC - Westchester (NYCW)
7	- Northeast Power Coordinating Council / Long Island (NYLI)
8	- Northeast Power Coordinating Council / Upstate New York (NYUP)
9	- Reliability First Corporation/ East (RFCE)
10	- Reliability First Corporation/Michigan (RFCM)
11	- Reliability First Corporation/West (RFCW)
12	- SERC Reliability Corporation / Delta (SRDA)
13	- SERC Reliability Corporation / Gateway (SRGW)
14	- SERC Reliability Corporation / Southeastern (SRSE)
15	- SERC Reliability Corporation / Central (SRCE)
16	- SERC Reliability Corporation / Virginia-Carolina (SRVC)
17	- Southwest Power Pool Regional Entity / North (SPNO)
18	- Southwest Power Pool Regional Entity / South (SPSO)
19	- Western Electricity Coordinating Council / Southwest (AZNM)
20	- Western Electricity Coordinating Council / California (CAMX)
21	- Western Electricity Coordinating Council / Northwest Power Pool Area (NWPP)
22	- Western Electricity Coordinating Council / Rockies (RMPA)

아래의 표는 EMM 모듈 내 지역 구분에 따라 각 지역의 발전기 건설의

Overnight Cost를 나타내고 있다. 이는 동일한 기술이라고 하더라도 미국 내에서 설비를 취득하는 비용이 동일하지 않다는 것을 보여준다.

[표 2-16] EMM의 지역별 기술별 Overnight 비용

Total overnight capital costs of new electricity generating technologies by region

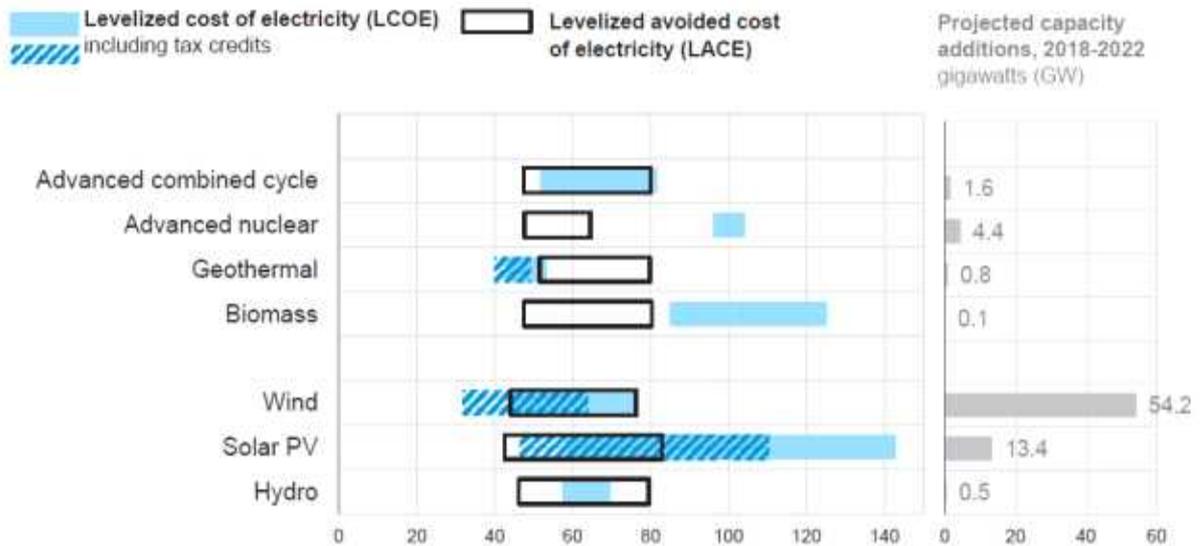
분 류	1 (ERCT)	2 (FRCC)	3 (MROE)	4 (MROW)	5 (NEWE)	6 (NYCW)	7 (NYLI)	8 (NYUP)	9 (RFCE)	10 (RFCM)	11 (RFCW)
Coal with 30% CCS	4,696	4,934	4,776	4,821	5,050	N/A	N/A	4,737	5,404	4,885	5,065
Coal with 90% CCS	5,240	5,450	5,463	5,325	5,555	N/A	N/A	5,609	5,930	5,404	5,626
Conv Gas/Oil Combined Cycle	886	916	925	946	1,076	1,561	1,561	1,094	1,146	968	992
Adv Gas/Oil Combined Cycle (CC)	1,048	1,070	1,039	1,081	1,215	1,665	1,665	1,234	1,283	1,085	1,130
Adv CC with CCS	2,010	2,085	2,093	2,071	2,205	3,141	3,141	2,217	2,355	2,109	2,168
Conv Combustion Turbine	1,049	1,089	1,037	1,080	1,134	1,537	1,537	1,119	1,201	1,081	1,107
Adv Combustion Turbine	652	674	647	674	728	1,041	1,041	723	784	674	694
Fuel Cells	6,766	6,932	7,257	7,039	7,286	8,751	8,751	7,185	7,416	7,213	7,199
Adv Nuclear	5,639	5,721	5,921	5,795	6,127	N/A	N/A	6,221	6,285	5,874	5,991
Distributed Generation - Base	1,367	1,407	1,507	1,502	1,756	2,508	2,508	1,777	1,839	1,559	1,576
Distributed Generation - Peak	1,773	1,841	1,754	1,825	1,916	2,599	2,599	1,891	2,030	1,828	1,871
Biomass	3,494	3,593	3,862	3,668	3,903	4,650	4,650	3,919	4,036	3,771	3,828
Geothermal	N/A	N/A									
MSW - Landfill Gas	7,933	8,183	8,692	8,350	8,701	10,865	10,865	8,614	8,908	8,597	8,571
Conventional Hydropower	N/A	N/A	N/A	3,088	3,335	N/A	N/A	2,639	N/A	N/A	2,632
Wind	1,638	N/A	2,234	1,843	2,498	N/A	2,271	2,271	2,271	2,234	2,234
Wind Offshore	5,835	8,436	6,429	6,460	6,557	8,187	8,187	6,333	6,557	6,359	6,429
Solar Thermal	3,563	3,789	N/A	N/A							
Solar PV	2,403	1,945	2,288	2,074	2,674	3,551	2,275	2,151	2,524	3,301	2,186

분 류	12 (SRDA)	13 (SRGW)	14 (SRSE)	15 (SRCE)	16 (SRVC)	17 (SPNO)	18 (SPSO)	19 (AZNM)	20 (CAMX)	21 (NWPP)	22 (RMIPA)
Coal with 30% CCS	4,734	5,136	4,752	4,680	4,565	4,960	4,820	5,578	5,705	5,177	5,662
Coal with 90% CCS	5,258	5,791	5,289	5,215	5,134	5,536	5,380	6,248	6,322	5,781	6,248
Conv Gas/Oil Combined Cycle	884	1,004	910	888	862	960	925	1,057	1,220	1,007	1,133
Adv Gas/Oil Combined Cycle (CC)	1,045	1,143	1,073	1,066	1,025	1,109	1,085	1,295	1,396	1,190	1,337
Adv CC with CCS	2,026	2,228	2,040	1,996	1,954	2,143	2,079	2,436	2,514	2,227	2,418
Conv Combustion Turbine	1,062	1,128	1,092	1,043	1,032	1,103	1,081	1,260	1,254	1,143	1,312
Adv Combustion Turbine	662	704	691	650	648	688	676	797	808	718	965
Fuel Cells	6,831	7,343	6,802	6,845	6,730	7,069	6,946	7,120	7,546	7,141	6,917
Adv Nuclear	5,674	5,968	5,656	5,686	5,621	5,809	5,739	5,839	N/A	5,897	5,880
Distributed Generation - Base	1,373	1,587	1,401	1,392	1,341	1,496	1,442	1,536	1,909	1,550	1,618
Distributed Generation - Peak	1,796	1,906	1,845	1,764	1,745	1,865	1,827	2,130	2,119	1,932	2,218
Biomass	3,524	3,854	3,505	3,540	3,460	3,687	3,623	3,790	4,078	3,797	3,547
Geothermal	N/A	4,025	2,771	2,715	N/A						
MSW - Landfill Gas	8,045	8,787	7,976	8,045	7,856	8,408	8,209	8,468	9,097	8,468	8,166
Conventional Hydropower	3,179	2,246	3,179	1,347	1,966	1,778	2,672	2,153	2,464	2,442	2,838
Wind	2,420	2,234	2,420	2,420	2,420	1,536	1,536	2,006	2,010	2,006	1,536
Wind Offshore	6,391	N/A	5,873	N/A	5,771	N/A	N/A	N/A	6,666	6,493	N/A
Solar Thermal	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3,835	4,106	4,675	4,132	3,851
Solar PV	2,075	1,810	1,822	1,539	1,906	1,594	2,060	2,452	2,578	1,615	2,117

3. 균등화 발전비용 산정결과(EIA)

미국 EIA는 각 지역에서 신규로 건설될 용량을 기반으로 용량가중평균 LCOE를 산정하고 단순 평균 LCOE 또한 산정하였다. 본 보고서에서는 그 중 대표값으로 사용된 용량가중평균 LCOE의 산정 결과를 소개한다.

Levelized cost projections by technology, 2022
2016 dollars per megawatthour



<그림 2-16> 2022년 기준 LCOE 및 LACE (AEO2017)

[표 2-17] 2019년 용량가중평균 LCOE

Estimated LCOE (weighted average of regional values based on projected capacity additions) for new generation resources, for plants entering service in 2019

U.S. Capacity-Weighted Average LCOE (2016 \$/MWh) for Plants Entering Service in 2019

분 류	Capacity Factor (%)	Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System LCOE	Levelized Tax Credit	Total LCOE with Tax Credit
Dispatchable Technologies								
Natural Gas-fired								
Conventional Combined Cycle	87	11.6	1.4	35.2	1.1	49.3	NA	49.3
Advanced Combined Cycle	87	11.9	1.3	30.9	1.0	45.2	NA	45.2
Conventional Combustion Turbine	30	34.2	6.6	48.6	3.3	92.7	NA	92.7
Advanced Combustion Turbine	30	19.8	2.6	53.1	2.9	78.3	NA	78.3
Non-Dispatchable Technologies								
Wind – Onshore	39	36.0	13.7	0.0	2.7	52.4	-17.8	34.5
Solar PV	26	56.4	9.6	0.0	4.0	70.1	-16.9	53.1
Solar Thermal	26	122.7	31.1	0.0	5.1	158.9	-36.8	122.1

[표 2-18] 2022년 용량가중평균 LCOE

Estimated LCOE (weighted average of regional values based on projected capacity additions) for new generation resources, for plants entering service in 2022

U.S. Capacity-Weighted Average LCOE (2016 \$/MWh) for Plants Entering Service in 2022

분 류	Capacity Factor (%)	Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System LCOE	Levelized Tax Credit	Total LCOE including Tax Credit
Dispatchable Technologies								
Coal 30% with carbon sequestration								
Coal 90% with carbon sequestration								
Natural Gas-fired								
Conventional Combined Cycle	87	14.0	1.4	42.0	1.1	58.6	NA	58.6
Advanced Combined Cycle	87	14.0	1.3	37.5	1.0	53.8	NA	53.8
Advanced CC with CCS								
Conventional Combustion Turbine	30	36.8	6.6	54.3	3.0	100.7	NA	100.7
Advanced Combustion Turbine	30	22.8	2.6	58.8	3.0	87.1	NA	87.1
Advanced Nuclear	90	70.8	12.6	11.7	1.0	96.2	NA	96.2
Geothermal	90	29.2	13.3	0.0	1.5	44.0	-2.9	41.1
Biomass	83	47.2	15.2	34.2	1.2	97.7	NA	97.7
Non-Dispatchable Technologies								
Wind – Onshore	41	39.8	13.1	0.0	2.9	55.8	-11.6	44.3
Wind – Offshore								
Solar PV	25	59.8	10.1	0.0	3.8	73.7	-15.6	58.1
Solar Thermal								
Hydroelectric5	60	54.1	3.1	5.2	1.5	63.9	NA	63.9

아래 표에서 언급하고 있는 세제 영향은 생산세제혜택(PTC, Production tax credit)이나, 투자세제혜택(ITC, Investment tax credit) 등 재생에너지에 대한 세금 감세를 균등화발전비용에 반영하였는지의 여부를 말한다.

[표 2-19] 2022년 지역별 LCOE 편차

Regional variation in levelized cost of electricity (LCOE) for new generation resources, 2022

세제 영향 반영 여부	균등화발전비용의 범위(세제영향X) LCOE Range for Total System Levelized Costs (2016 \$/MWh)				균등화발전비용의 범위(세제영향O) LCOE Range for Total System Levelized Costs with Tax Credits (2016 \$/MWh)			
	Minimum	Non-weighted average	Capacity-weighted average	Maximum	Minimum	Non-weighted average	Capacity-weighted average	Maximum
Dispatchable Technologies								
Coal 30% with carbon sequestration	128.9	140.0	NB	196.3	128.9	140.0	NB	196.3
Coal 90% with carbon sequestration	102.7	123.2	NB	142.5	102.7	123.2	NB	142.5
Natural Gas-fired								
Conventional Combined Cycle	52.4	57.3	58.6	83.2	52.4	57.3	58.6	83.2
Advanced Combined Cycle	51.6	56.5	53.8	81.7	51.6	56.5	53.8	81.7
Advanced CC with CCS	63.1	82.4	NB	90.4	63.1	82.4	NB	90.4
Conventional Combustion Turbine	98.8	109.4	100.7	148.3	98.8	109.4	100.7	148.3
Advanced Combustion Turbine	85.9	94.7	87.1	129.8	85.9	94.7	87.1	129.8
Advanced Nuclear	95.9	99.1	96.2	104.3	95.9	99.1	96.2	104.3
Geothermal	42.8	46.5	44.0	53.4	40.0	43.3	41.1	49.3
Biomass	84.8	102.4	97.7	125.3	84.8	102.4	97.7	125.3
Non-Dispatchable Technologies								
Wind – Onshore	43.4	63.7	55.8	75.6	31.9	52.2	44.3	64.0
Wind – Offshore	136.6	157.4	NB	212.9	125.1	145.9	NB	201.4
Solar PV	58.3	85.0	73.7	143.0	46.5	66.8	58.1	110.5
Solar Thermal	176.7	242.0	NB	372.8	134.6	184.4	NB	284.3
Hydroelectric5	57.4	66.2	63.9	69.8	57.4	66.2	63.9	69.8

신규용량이 건설될 것으로 기대되지 않는 기술은 NB(Not built)로 표기된다.

[표 2-20] 2022년 가중평균 LCOE 및 LACE, Net value 비교

Difference between capacity-weighted levelized avoided costs of electricity (LACE) and capacity-weighted levelized costs of electricity (LCOE) for plants entering service in 2022

Comparison of capacity-weighted LCOE with tax credits and capacity-weighted LACE (2016 \$/MWh)

분 류	Average LCOE	Average LACE	Average Net Difference
Dispatchable Technologies			
Coal 30% with carbon sequestration		-----NB-----	
Coal 90% with carbon sequestration		-----NB-----	
Natural Gas-fired			
Conventional Combined Cycle	58.6	58.4	-0.2
Advanced Combined Cycle	53.8	59.3	5.4
Advanced CC with CCS		-----NB-----	
Conventional Combustion Turbine	96.2	59.3	-36.9
Advanced Combustion Turbine	41.1	70.4	29.4
Advanced Nuclear	97.7	54.6	-43.0
Geothermal			
Biomass	44.3	54.0	9.7
Non-Dispatchable Technologies		-----NB-----	
Wind – Onshore	58.1	66.8	8.6
Wind – Offshore		-----NB-----	
Solar PV	63.9	58.2	-5.7

[표 2-21] 2022년 LCOE 및 LACE, Net value의 편차 비교

Difference between levelized avoided costs of electricity (LACE) and levelized costs of electricity (LCOE) for plants entering service in 2022

Comparison of non-weighted average LCOE with tax credits and non-weighted average LACE(2016 \$/MWh)

분 류	Average LCOE	Average LACE	Average Net Difference	Range of Non-Weighted Differences	
				Minimum	Maximum
Dispatchable Technologies					
Coal 30% with carbon sequestration	140.0	58.7	-81.3	-116.2	-70.7
Coal 90% with carbon sequestration	123.2	58.7	-64.5	-77.4	-50.2
Natural Gas-fired					
Conventional Combined Cycle	57.3	58.1	0.9	-5.1	9.3
Advanced Combined Cycle	56.5	58.1	1.7	-4.2	9.0
Advanced CC with CCS	82.4	58.1	-24.2	-35.2	-9.5
Conventional Combustion Turbine	99.1	57.3	-41.7	-56.3	-34.6
Advanced Combustion Turbine	43.3	65.3	21.9	10.9	39.8
Advanced Nuclear	102.4	58.3	-44.1	-70.6	-27.6
Geothermal					
Biomass	52.2	53.2	1.0	-17.4	20.9
Non-Dispatchable Technologies	145.9	57.8	-88.1	-141.9	-52.1
Wind – Onshore	66.8	64.7	-2.0	-42.5	21.4
Wind – Offshore	184.4	69.9	-114.5	-215.3	-57.7
Solar PV	66.2	57.4	-8.8	-20.6	9.8

2040년 지역별 용량 가중평균 LCOE는 2036~2040년 시기에 미국 각 지역에서 신

설되는 발전용량을 기반으로 한다. 그런데 지역별 용량 가중평균으로는 나타나는 값이 한정되어 원별 비교가 어렵기 때문에, 2040년의 경우 단순평균으로 산정된 LCOE 산정결과를 같이 소개하기로 한다.

[표 2-22] 2040년 가중평균 LCOE

Estimated LCOE (weighted average of regional values based on projected capacity additions) for new generation resources, for plants entering service in 2040

U.S. Capacity-Weighted Average LCOE (2016 \$/MWh) for Plants Entering Service in 2040

분 류	Capacity Factor (%)	Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System LCOE	Levelized Tax Credit	Total LCOE with Tax Credit
Dispatchable Technologies								
Coal 30% with carbon sequestration		-----NB-----						
Coal 90% with carbon sequestration		-----NB-----						
Natural Gas-fired								
Conventional Combined Cycle	87	-----NB-----						
Advanced Combined Cycle	87	11.7	1.3	41.8	1.0	55.8	NA	55.8
Advanced CC with CCS		-----NB-----						
Conventional Combustion Turbine	30	-----NB-----						
Advanced Combustion Turbine	30	18.4	2.6	66.3	3.4	90.7	NA	90.7
Advanced Nuclear	90	-----NB-----						
Geothermal	90	24.7	16.5	0.0	1.5	42.6	-2.5	40.2
Biomass	83	34.9	15.2	24.5	1.1	75.7	NA	75.7
Non-Dispatchable Technologies								
Wind – Onshore	41	44.4	13.0	0.0	2.9	60.3	NA	60.3
Wind – Offshore		-----NB-----						
Solar PV	25	45.3	10.4	0.0	3.8	59.5	-4.5	54.9
Solar Thermal		-----NB-----						
Hydroelectric	60	43.4	2.9	3.3	1.3	50.9	NA	50.9

[표 2-23] 2040년 단순평균 LCOE

Estimated LCOE (simple average of regional values) for new generation resources, for plants entering service in 2040

U.S. Average LCOE (2016 \$/MWh) for Plants Entering Service in 2040

분 류	Capacity Factor (%)	Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System LCOE	Levelized Tax Credit	Total LCOE with Tax Credit
Dispatchable Technologies								
Coal 30% with carbon sequestration	85	77.7	9.3	34.6	1.2	122.8	NA	122.8
Coal 90% with carbon sequestration	85	63.9	10.8	34.4	1.2	110.3		110.3
Natural Gas-fired								
Conventional Combined Cycle	87	11.8	1.4	45.6	1.2	60.0	NA	60.0
Advanced Combined Cycle	87	12.6	1.3	43.2	1.2	58.3	NA	58.3
Advanced CC with CCS	87	22.4	4.4	53.9	1.2	81.9	NA	81.9
Conventional Combustion Turbine	30	34.5	6.6	66.8	3.5	111.4	NA	111.4
Advanced Combustion Turbine	30	19.6	2.6	67.7	3.5	93.4	NA	93.4
Advanced Nuclear	90	59.4	12.6	16.5	1.1	89.6	NA	89.6
Geothermal	92	35.6	20.3	0.0	1.5	57.4	-3.6	53.8
Biomass	83	37.1	15.2	37.5	1.3	91.0	NA	91.0
Non-Dispatchable Technologies								
Wind – Onshore	41	41.7	13.1	0.0	2.7	57.6	NA	57.6
Wind – Offshore	45	104.4	19.6	0.0	4.9	128.8	NA	128.8
Solar PV	24	54.5	10.5	0.0	4.4	69.4	-5.4	63.9
Solar Thermal	20	154.2	44.0	0.0	6.1	204.3	-15.4	188.9
Hydroelectric	57	52.5	3.5	4.6	1.8	62.4	NA	62.4

[표 2-24] 2040년 가중평균 LCOE 및 LACE, Net value 비교

Difference between capacity-weighted levelized avoided costs of electricity (LACE) and capacity-weighted levelized costs of electricity (LCOE), plants entering service in 2040

Comparison of capacity-weighted LCOE with tax credits and capacity-weighted LACE (2016 \$/MWh)

분 류	Average LCOE	Average LACE	Average Net Difference
Dispatchable Technologies			
Coal 30% with carbon sequestration		-----NB-----	
Coal 90% with carbon sequestration		-----NB-----	
Natural Gas-fired			
Conventional Combined Cycle		-----NB-----	
Advanced Combined Cycle	55.8	64.9	9.1
Advanced CC with CCS		-----NB-----	
Advanced Nuclear		-----NB-----	
Geothermal	40.2	75.7	35.5
Biomass	75.7	70.8	-4.9
Non-Dispatchable Technologies			
Wind – Onshore	60.3	59.8	-0.4
Wind – Offshore		-----NB-----	
Solar PV	54.9	73.4	18.5
Solar Thermal		-----NB-----	
Hydroelectric	50.9	46.4	-4.5

[표 2-25] 2040년 LCOE 및 LACE, Net value의 편차 비교

Difference between levelized avoided costs of electricity (LACE) and levelized costs of electricity (LCOE), plants entering service in 2040

Comparison of LCOE with tax credits and LACE (2016 \$/MWh)

분 류	Average LCOE	Average LACE	Average Net Difference	Range of Non-Weighted Differences	
				Minimum	Maximum
Dispatchable Technologies					
Coal 30% with carbon sequestration	122.8	66.8	-56.1	-98.9	-42.0
Coal 90% with carbon sequestration	110.3	66.8	-43.6	-61.6	-33.1
Natural Gas-fired					
Conventional Combined Cycle	60.0	66.1	6.1	-5.5	12.7
Advanced Combined Cycle	58.3	66.1	7.8	-2.8	13.7
Advanced CC with CCS	81.9	66.1	-15.7	-23.7	-7.2
Advanced Nuclear	89.6	65.8	-23.8	-36.3	-16.3
Geothermal	53.8	68.7	14.9	-4.2	47.4
Biomass	91.0	66.1	-24.9	-53.0	-1.7
Non-Dispatchable Technologies					
Wind – Onshore	57.6	60.9	3.3	-11.1	22.6
Wind – Offshore	128.8	65.5	-63.3	-103.1	-33.1
Solar PV	63.9	72.2	8.2	-32.3	32.4
Solar Thermal	188.9	76.9	-112.0	-214.3	-57.2
Hydroelectric	62.4	62.9	0.5	-8.5	12.4

제 4 절 미국(NREL) 사례

미국 국립신재생에너지연구원(National Renewable Energy Laboratory, 이하 NREL)은 매년 ATB(Annual Technology Baseline) 제공을 통해 다양한 미래 에너지모델링과 에너지 기술 입력 자료에 대한 기초 가정을 제공하고 있다. ATB의 목적은 기준 년도와 향후 기술의 진보에 따라 미래의 자본비용, 운영유지비, 이용률 등 정보를 제공하기 위한 것이다. 여기서 LCOE는 각 발전 기술의 비용과 이용률 등을 통해 기술간 간단한 비교 척도로 사용된다. ATB에서는 시장 조건을 표현하는 타인자본비용 등 재무적 파라미터에 대해 두 가지 옵션을 사용하고 있다. 첫 번째는 AEO2017(Annual Energy Outlook 2017)에서 사용된 미시경제학적 지표에 기반한 현재 시장 조건이다. 두 번째는 과거 실적을 기반으로 하는 지표이다. 세계 포함 여부에 따라, LCOE 산정 민감도는 다음의 3가지로 분류된다. 한편 NREL은 Electricity Generation Baseline Report를 통해 전력산업 내 발전기술에 대한 전망을 제공하고 있다.

Current Market Conditions, PTC/ITC
태양광 및 풍력 등은 생산세액공제(PTC) 및 투자세액공제(ITC)를 받기 때문에 부채 비율이 다른 발전기술보다 낮아지는 경향이 있음. 태양광, 풍력에 부채비율 40% 적용
Current Market Conditions
2017년 시장 상황을 대표하는 타인자본비용(명목 4.4%, 실질 1.9%) 및 자기자본수익률(명목 9.5%, 실질 6.8%), 부채비율 60% 가정. 모든 기술에 대해 20년 내 초기 자본 투자 회수 가정
Long-Term Historical Market Conditions
실질적으로 실적 관측시 타인자본비용과 자기자본수익률은 더 높은 값으로 나타남 타인자본비용(명목 8%, 실질 5.4%), 및 자기자본수익률 (명목 13%, 실질 10.2%) 부채비율 60%, 모든 기술에 대해 20년 내 초기 자본 투자 회수 가정

1. 균등화 발전비용 산정 방식

$$LCOE = \frac{\text{Overnight Capital Cost} \times \text{Financial Factor} + \text{Fixed O\&M}}{8760 \times \text{Capacity Factor}} + \text{Variable O\&M} + \text{Fuel Cost} \times \text{Heat Rate}$$

이 산정식은 상세하게는 아래와 같은 구성요소를 통해 세분화된다.

[표 2-26] NREL ATB2017의 LCOE 산정식

Levelized Cost of Energy (\$/MWh)	$LCOE = ((FCR * CAPEX + FOM) * 1000 / (CF * 8760)) + VOM + Fuel$
	$LCOE = ((CRF * ProFinFactor * ConFinFactor * (OCC * CapRegMult + GCC) + FOM) * 1000 / (CF * 8760)) + VOM + Fuel$

[표 2-27] NREL ATB2017의 LCOE 상세산정식

Fixed Charge Rate	$FCR = CRF * ProFinFactor$
CAPEX	$CAPEX = ConFinFactor * (OCC * CapRegMult + GCC)$
Capital Recovery Factor	$CRF = WACC / (1 - (1 / (1 + WACC)^t))$ note: WACC real
	$WACC = ((1 + ((1 - DF) * (1 + RROE) * (1 + i) - 1)) + (DF * (1 + IR) * (1 + i) - 1) * (1 - TR)) / (1 + i) - 1$
	DF = debt fraction
	RROE = rate of return on equity (real) = 10.24%
	i = inflation rate = 2.5%
	IR = interest rate (real) = 5.4%
Project Finance factor	$ProFinFactor = (1 - TR * PVD) / (1 - TR)$
	TR = combined state/federal tax rate
	PVD = present value of depreciation = summation from y=1 to y=M+1 of (FDy * fy)
	M = # years in MACRS depreciation schedule
	FDy = fraction of capital depreciated in year y
	fy = depreciation factor in year y
	d = nominal discount rate (8.9%) i = inflation rate
Construction Finance Factor	$ConFinFactor = \text{summation from } y=0 \text{ to } y=C-1 \text{ of } (FCy * AIy)$
	FCy = fraction of capital spent in year y
	$AIy = 1 + (1 - TR) * ((1 + IDC)^{year+0.5} - 1)$
	IDC = interest during construction
	y = year index, starting at 0
	C = construction duration (years)
Overnight Capital Cost	OCC = input in \$/kW
Capital Regional Multiplier	CapRegMult=1 for ATB
Grid Connection Costs	$GCC = GF + OnSpurCost + Off SpurCost$
	GF
	OnSpurCost Off SpurCost
Fixed Operating Expenses	FOM = input in \$/kW
* 1000	conversion factor from \$/kW inputs to \$/MWh output
Capacity Factor	CF = input as %
* 8760	conversion factor for hours per year
Variable Operating Expenses	VOM = input in \$/MWh

Fuel	Fuel = input in \$/MWh
------	------------------------

Overnight LCOE	$=((OCC*CRF*(1-TR*PVD))/(8760*CF*(1-TR))+FOM/(8760*CF))*1000+VOM$
----------------	---

[표 2-28] ATB 2017 상세산정식의 용어 정의

AI	Accumulated Interest	누적 이자는 건설기간 중 이자율과 세율의 함수 Accumulated interest is a function of the interest during construction and the tax rate.
C	Construction Duration	건설 기간 Number of years in construction period
CapRegMult	Capital Regional Multiplier	자본지역배수는 발전소 비용에 영향을 미치는 인건비 등 지역적 변수를 나타낸다. 지열 및 수력은 입지의 특성에 따라 비용이 추정되므로 배수가 없으며, 기타 기술은 이 배수가 적용된다. Capital cost multipliers to account for regional variations that affect plant costs, e.g. labor rates, etc. Separate multipliers are applied to land-based and offshore wind plants, PV, CSP, coal, gas, nuclear, etc. No multipliers for geothermal or hydropower due to site specific nature of plant cost estimates.
CF	Capacity Factor (%)	이용률 Generally defined as the ratio of actual annual output to output at rated capacity for an entire year.
ConFinFactor	Construction Finance Factor	건설기간 중 자금조달에 관련된 자본비용의 일부, C, FC, IDC의 함수이다. Portion of all-in capitalcost associated with construction period financing. ConFinFactor is a function of C, FC, and IDC.
CRF	Capital Recovery Factor	자본회수계수 ReEDS 모델에서는 8.89%가 적용되었음. CRF는 WACC 및 시간의 함수이다. The ratio of a constant annuity to the present value of receiving that annuity for a given length of time. (Default in ReEDS is 8.89% real); CRF is a function of WACC and t.
d	nominal discount rate (8.9%)	명목할인율 WACC와 인플레이션의 함수이다. The discount rate is a function of the WACC and inflation.
DF	Debt Fraction	부채를 통한 자금 조달 비율 1-DF는 자기자본을 통해 조달 가정 Fraction of capital financed with debt. 1-DF is assumed financed with equity. (50% for all technologies in ReEDS)
f	Depreciation Factor	감가상각률. 감가상각률은 할인율의 함수이다. The depreciation factor is a function of the discount rate.
FC	Capital Fraction	매년 지출된 자본의 비율 Fraction of capital spent in each year of construction, 1 to C.
FD	Depreciation Fraction	매년 감가되는 자본의 비율 Fraction of capital depreciated in each year, 1 to M.
FOM	Fixed Operation and Maintenance Expenses (\$/MW-year)	연간 고정 운영유지비 Annual expenditures to operate and maintain equipment that are not incurred on a per-unit-energy basis.
Fuel	fuel cost (\$/MWh)	연료비 Fuel costs are converted to \$/MWh from various units.
GCC	Grid Connection Costs	육상풍력 접속선로 및 해상풍력 접속케이블에 대한 거리기반 비용 ATB에서는 GCC=0으로 입력됨 (기술별 비교) Distance-based costs of spur lines over land, offshore wind plant export cable costs and construction-period transit costs
GF	Grid Feature	접속연계점. (기본 변전소 및 부하 0/kW, 기타 \$14/kW) Point of interconnection at the high voltage transmission network, including substation, transmission lines, load center, or BA center. (Default in ReEDS is \$0/kW for substation and load center and \$14/kW for others)

i	Inflation Rate	과거실적을 기반한 인플레이션을 (2.5% ReEDS) Assumed inflation rate based on historical data. (2.5% in ReEDS)
ICC	Installed Capital Cost (\$/MW)	상업전까지의 총 자본 지출 LCOE 산정에 사용되지 않음. Total capital expenditure to achieve commercial operation up to the plant gate. This intermediate value is used only in presentation of technology cost assumptions with historic market data. It is not required to calculate LCOE.
IDC	Interest During Construction	건설 중 이자. Interest rate for financing project during construction period.
IR	Interest Rate (real)	부채 이자율(실질 5.4%, 명목 8%) Assumed interest rate on debt. (5.4% for all technologies in ReEDS, 8% nominal)
M	Depreciation period (years)	MACRS에 따른 감가상각 연수 Number of years in MACRS depreciation schedule.
OCC	Overnight Capital Cost (\$/MW)	건설기간 중 금융조달을 제외한 모든 자본 지출을 말함. 변전소에서의 필요 업그레이드나 1마일 길이 이내의 접속선로비용, 스위치야드 등 전력설비를 포함한다. Capital expenditures excluding construction period financing. Includes onsite electrical equipment (e.g., switchyard), a nominal-distance spur line (<1 mi), and necessary upgrades at a transmission substation.
OffSpurCost	Offshore (underwater) Spur Line Costs	해상풍력발전부터 육지에 이르기까지의 케이블 또는 수중케이블 비용. Cost for offshore (underwater) export cables from the offshore wind plant to land;
OnSpurCost	Onshore Spur Line Costs	발전기로부터 접속연계점까지의 선로 비용 Cost for onshore transmission lines from the plant gate to the grid feature;
OnTransCost	Onshore Transmission Costs (for spur line)	\$3922/MW-mile Base onshore transmission line costs (Default in ReEDS is \$3922/MW-mile)
ProFinFactor	Project Finance factor	기술별 재무 계수 감가상각 기간, 세금 정책 등 차이를 설명함. Technology-specific financial multiplier to account for any applicable differences in depreciation schedule, and tax policies. ProFinFactor is a function of TR, WACC, i, M, and FD
PVD	Present Value of Depreciation	감가상각의 현재 가치 PVD is a function of FD, f and y.
RROE	Rate of Return on Equity (real)	자기자본 수익률 (ReDES 모델에서 실질 10% 명목 13%) Assumed rate of return on the share of assets financed with equity. (10% for all technologies in ReEDS, 13% nominal)
t	Economic Lifetime (years)	경제수명 (20년) Length of time for paying off assets (20 years for all technologies in ReEDS)
TR	Tax Rate	주법 및 연방법에 따른 세율(40%) Combined state and federal tax rate (40%)
VOM	Variable Operation and Maintenance Expenses (\$/MWh)	MWh단위로 발생하는 운영유지비용 Operating and maintenance costs incurred on a per-unit-energy basis.
WACC	Weighted Average Cost of Capital (real)	가중평균자본비용 (ReEDS 모델에서 실질 6.2%) The average expected rate that is paid to finance assets. (Default in ReEDS is 6.2% real); WACC is a function of DF, RROE, IR, i, and TR.
y	year index, starting at 0	연도

2. 입력자료

[표 2-29] 2015년 기준 LCOE 입력자료(Current Market Conditions)

분 류	이용률 범위 CF Range		자본지출비용 범위 CAPEX Range		운영지출비용 OPEX			
	Min. (%)	Max. (%)	Min. (\$/kW)	Max. (\$/kW)	Fuel Costs (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Variable O&M (\$/MWh)	
Dispatchable								
Coal	PC	55%	85%	\$ 3,859	\$ 3859	\$ 20	\$ 32	\$ 5
	IGCC	55%	85%	\$ 4,141	\$ 4,141	\$ 20	\$ 53	\$ 7
	CCS-30%	55%	85%	\$ 5,341	\$ 5,341	\$ 22	\$ 68	\$ 7
	CCS-90%	55%	85%	\$ 5,906	\$ 5,906	\$ 26	\$ 79	\$ 9
Natural Gas	CT	7%	30%	\$ 864	\$ 864	\$ 32	\$ 12	\$ 7
	CC	56%	87%	\$ 1,032	\$ 1,032	\$ 21	\$ 10	\$ 3
	CC-CCS	56%	87%	\$ 2,154	\$ 2,154	\$ 24	\$ 33	\$ 7
Nuclear	92%	92%	\$ 5,979	\$ 5,979	\$ 6	\$ 102	\$ 2	
Biopower	52%	52%	\$ 3,889	\$ 3,889	\$ 3	\$ 108	\$ 5	
Geothermal	80%	90%	\$ 5,055	\$ 13,480	\$ 0	\$ 155	\$ 0	
CSP with 10-hr TES	42%	59%	\$ 8,133	\$ 8,133	\$ 0	\$ 66	\$ 4	
Non-Dispatchable								
Wind	Land-based	11%	47%	\$ 1,573	\$ 1,713	\$ 0	\$ 51	\$ 0
	Offshore	31%	50%	\$ 3,891	\$ 8,331	\$ 0	\$ 131	\$ 0
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$ 2,014	\$ 2,014	\$ 0	\$ 13	\$ 0
	Commercial	11%	18%	\$ 2,465	\$ 2,465	\$ 0	\$ 18	\$ 0
	Residential	12%	20%	\$ 4,025	\$ 4,025	\$ 0	\$ 24	\$ 0
Hydropower	60%	66%	\$ 3,895	\$ 7,261	\$ 0	\$ 77	\$ 0	

[표 2-30] 2015년 기준 LCOE 입력자료(Historical Market Conditions)

분 류	이용률 범위 CF Range		자본지출비용 범위 CAPEX Range		운영지출비용 OPEX			
	Min. (%)	Max. (%)	Min. (\$/kW)	Max. (\$/kW)	Fuel Costs (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Variable O&M (\$/MWh)	
Dispatchable								
Coal	PC	55%	85%	\$ 3,859	\$ 3859	\$ 20	\$ 32	\$ 5
	IGCC	55%	85%	\$ 4,141	\$ 4,141	\$ 20	\$ 53	\$ 7
	CCS-30%	55%	85%	\$ 5,341	\$ 5,341	\$ 22	\$ 68	\$ 7
	CCS-90%	55%	85%	\$ 5,906	\$ 5,906	\$ 26	\$ 79	\$ 9
Natural Gas	CT	7%	30%	\$ 864	\$ 864	\$ 32	\$ 12	\$ 7
	CC	56%	87%	\$ 1,032	\$ 1,032	\$ 21	\$ 10	\$ 3
	CC-CCS	56%	87%	\$ 2,154	\$ 2,154	\$ 24	\$ 33	\$ 7
Nuclear	92%	92%	\$ 5,979	\$ 5,979	\$ 6	\$ 102	\$ 2	
Biopower	52%	52%	\$ 3,889	\$ 3,889	\$ 3	\$ 108	\$ 5	
Geothermal	80%	90%	\$ 5,055	\$ 13,480	\$ 0	\$ 155	\$ 0	
CSP with 10-hr TES	42%	59%	\$ 8,133	\$ 8,133	\$ 0	\$ 66	\$ 4	
Non-Dispatchable								
Wind	Land-based	11%	47%	\$ 1,573	\$ 1,713	\$ 0	\$ 51	\$ 0
	Offshore	31%	50%	\$ 3,891	\$ 8,331	\$ 0	\$ 131	\$ 0
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$ 2,014	\$ 2,014	\$ 0	\$ 13	\$ 0
	Commercial	11%	18%	\$ 2,465	\$ 2,465	\$ 0	\$ 18	\$ 0
	Residential	12%	20%	\$ 4,025	\$ 4,025	\$ 0	\$ 24	\$ 0
Hydropower	60%	66%	\$ 3,895	\$ 7,261	\$ 0	\$ 77	\$ 0	

[표 2-31] 2030년 기준 LCOE 입력자료(Current Market Conditions)

분 류		이용률 범위 CF Range		자본지출비용 범위 CAPEX Range		운영지출비용 OPEX		
		Min. (%)	Max. (%)	Min. (\$/kW)	Max. (\$/kW)	Fuel Costs (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Variable O&M (\$/MWh)
Dispatchable								
Coal	PC	55%	85%	\$ 3,728	\$ 3,728	\$ 15	\$ 32	\$ 5
	IGCC	55%	85%	\$ 3,876	\$ 3,876	\$ 13	\$ 53	\$ 7
	CCS-30%	55%	85%	\$ 5,072	\$ 5,072	\$ 16	\$ 68	\$ 7
	CCS-90%	55%	85%	\$ 5,609	\$ 5,609	\$ 16	\$ 79	\$ 9
Natural Gas	CT	7%	30%	\$ 815	\$ 815	\$ 47	\$ 12	\$ 7
	CC	56%	87%	\$ 983	\$ 983	\$ 33	\$ 10	\$ 3
	CC-CCS	56%	87%	\$ 1,955	\$ 1,955	\$ 39	\$ 33	\$ 7
Nuclear		92%	92%	\$ 5,494	\$ 5,494	\$ 8	\$ 102	\$ 2
Biopower		52%	52%	\$ 3,692	\$ 3,692	\$ 3	\$ 108	\$ 5
Geothermal		80%	90%	\$ 4,865	\$ 12,974	\$ 0	\$ 155	\$ 0
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$ 6,096	\$ 6,096	\$ 0	\$ 50	\$ 4
Non-Dispatchable								
Wind	Land-based	16%	51%	\$ 1,252	\$ 1,983	\$ 0	\$ 46	\$ 0
	Offshore	33%	52%	\$ 2,494	\$ 5,862	\$ 0	\$ 127	\$ 0
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$ 921	\$ 921	\$ 0	\$ 10	\$ 0
	Commercial	11%	18%	\$ 1,126	\$ 1,126	\$ 0	\$ 8	\$ 0
	Residential	12%	20%	\$ 1,500	\$ 1,500	\$ 0	\$ 10	\$ 0
Hydropower		60%	66%	\$ 3,895	\$ 6,996	\$ 0	\$ 77	\$ 0

[표 2-32] 2030년 기준 LCOE 입력자료(Historical Market Conditions)

분 류		이용률 범위 CF Range		자본지출비용 범위 CAPEX Range		운영지출비용 OPEX		
		Min. (%)	Max. (%)	Min. (\$/kW)	Max. (\$/kW)	Fuel Costs (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Variable O&M (\$/MWh)
Dispatchable								
Coal	PC	55%	85%	\$ 3,992	\$ 3,992	\$ 15	\$ 32	\$ 5
	IGCC	55%	85%	\$ 4,150	\$ 4,150	\$ 13	\$ 53	\$ 7
	CCS-30%	55%	85%	\$ 5,431	\$ 5,431	\$ 16	\$ 68	\$ 7
	CCS-90%	55%	85%	\$ 6,005	\$ 6,005	\$ 16	\$ 79	\$ 9
Natural Gas	CT	7%	30%	\$ 815	\$ 815	\$ 47	\$ 12	\$ 7
	CC	56%	87%	\$ 1,000	\$ 1,000	\$ 33	\$ 10	\$ 3
	CC-CCS	56%	87%	\$ 1,989	\$ 1,989	\$ 39	\$ 33	\$ 7
Nuclear		92%	92%	\$ 5,883	\$ 5,883	\$ 8	\$ 102	\$ 2
Biopower		52%	52%	\$ 3,815	\$ 3,815	\$ 3	\$ 108	\$ 5
Geothermal		80%	90%	\$ 4,983	\$ 13,287	\$ 0	\$ 155	\$ 0
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$ 6,201	\$ 6,201	\$ 0	\$ 50	\$ 4
Non-Dispatchable								
Wind	Land-based	16%	51%	\$ 1,273	\$ 2,017	\$ 0	\$ 46	\$ 0
	Offshore	33%	52%	\$ 2,565	\$ 6,028	\$ 0	\$ 127	\$ 0
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$ 931	\$ 931	\$ 0	\$ 10	\$ 0
	Commercial	11%	18%	\$ 1,138	\$ 1,138	\$ 0	\$ 8	\$ 0
	Residential	12%	20%	\$ 1,500	\$ 1,500	\$ 0	\$ 10	\$ 0
Hydropower		60%	66%	\$ 3,962	\$ 7,116	\$ 0	\$ 77	\$ 0

[표 2-33] 2050년 기준 LCOE 입력자료(Current Market Conditions)

분 류		이용률 범위 CF Range		자본지출비용 범위 CAPEX Range		운영지출비용 OPEX		
		Min. (%)	Max. (%)	Min. (\$/kW)	Max. (\$/kW)	Fuel Costs (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Variable O&M (\$/MWh)
Dispatchable								
Coal	PC	55%	85%	\$ 3,859	\$ 3,859	\$ 10	\$ 32	\$ 5
	IGCC	55%	85%	\$ 4,141	\$ 4,141	\$ 8	\$ 53	\$ 7
	CCS-30%	55%	85%	\$ 5,341	\$ 5,341	\$ 10	\$ 68	\$ 7
	CCS-90%	55%	85%	\$ 5,906	\$ 5,906	\$ 10	\$ 79	\$ 9
Natural Gas	CT	7%	30%	\$ 773	\$ 773	\$ 54	\$ 12	\$ 7
	CC	56%	87%	\$ 911	\$ 911	\$ 38	\$ 10	\$ 3
	CC-CCS	56%	87%	\$ 1,665	\$ 1,665	\$ 45	\$ 33	\$ 7
Nuclear		92%	92%	\$ 4,851	\$ 4,851	\$ 15	\$ 102	\$ 2
Biopower		52%	52%	\$ 3,375	\$ 3,375	\$ 3	\$ 108	\$ 5
Geothermal		80%	90%	\$ 4,613	\$ 12,300	\$ 0	\$ 228	\$ 0
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$ 5,285	\$ 5,285	\$ 0	\$ 50	\$ 4
Non-Dispatchable								
Wind	Land-based	20%	55%	\$ 1,174	\$ 2,235	\$ 0	\$ 42	\$ 0
	Offshore	34%	54%	\$ 2,045	\$ 5,050	\$ 0	\$ 123	\$ 0
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$ 726	\$ 726	\$ 0	\$ 0	\$ 0
	Commercial	11%	18%	\$ 972	\$ 972	\$ 0	\$ 0	\$ 0
	Residential	12%	20%	\$ 1,150	\$ 1,150	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Hydropower		60%	66%	\$ 3,895	\$ 6,646	\$ 0	\$ 69	\$ 0

[표 2-34] 2050년 기준 LCOE 입력자료(Historical Market Conditions)

분 류		이용률 범위 CF Range		자본지출비용 범위 CAPEX Range		운영지출비용 OPEX		
		Min. (%)	Max. (%)	Min. (\$/kW)	Max. (\$/kW)	Fuel Costs (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Variable O&M (\$/MWh)
Dispatchable								
Coal	PC	55%	85%	\$ 4,132	\$ 4,132	\$ 10	\$ 32	\$ 5
	IGCC	55%	85%	\$ 4,434	\$ 4,434	\$ 8	\$ 53	\$ 7
	CCS-30%	55%	85%	\$ 5,719	\$ 5,719	\$ 10	\$ 68	\$ 7
	CCS-90%	55%	85%	\$ 6,324	\$ 6,324	\$ 10	\$ 79	\$ 9
Natural Gas	CT	7%	30%	\$ 786	\$ 786	\$ 54	\$ 12	\$ 7
	CC	56%	87%	\$ 927	\$ 927	\$ 38	\$ 10	\$ 3
	CC-CCS	56%	87%	\$ 1,694	\$ 1,694	\$ 45	\$ 33	\$ 7
Nuclear		92%	92%	\$ 5,194	\$ 5,194	\$ 15	\$ 102	\$ 2
Biopower		52%	52%	\$ 3,488	\$ 3,488	\$ 3	\$ 108	\$ 5
Geothermal		80%	90%	\$ 4,724	\$ 12,597	\$ 0	\$ 228	\$ 0
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$ 5,376	\$ 5,376	\$ 0	\$ 50	\$ 4
Non-Dispatchable								
Wind	Land-based	20%	55%	\$ 1,194	\$ 2,274	\$ 0	\$ 42	\$ 0
	Offshore	34%	54%	\$ 2,103	\$ 5,194	\$ 0	\$ 123	\$ 0
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$ 733	\$ 733	\$ 0	\$ 0	\$ 0
	Commercial	11%	18%	\$ 982	\$ 982	\$ 0	\$ 0	\$ 0
	Residential	12%	20%	\$ 1,150	\$ 1,150	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Hydropower		60%	66%	\$ 3,962	\$ 6,761	\$ 0	\$ 69	\$ 0

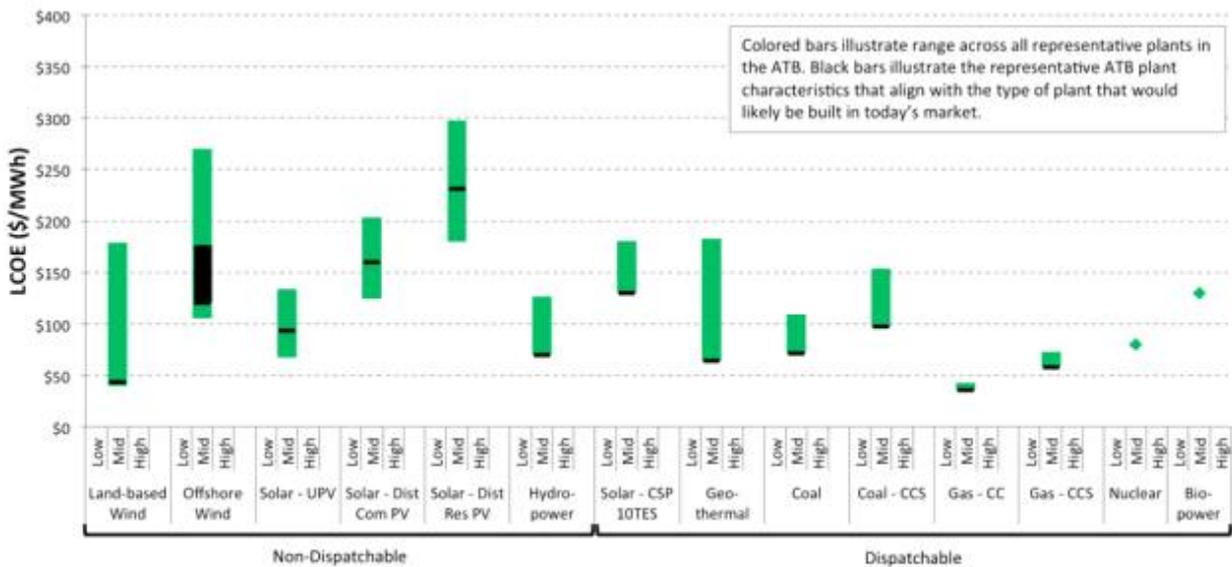
3. 균등화 발전비용 산정 결과 비교

NREL은 ATB에서 미국 내 설치되는 기술들에 대해 그룹화하여 나타내고 있다. 아래의 표는 NREL의 기술에 따른 육상풍력 분류를 보여준다.

[표 2-35] 육상풍력의 기술별 그룹 분류

Techno-Resource Group (TRG)	Wind Speed Range (m/s)	Weighted Average Wind Speed (m/s)	Weighted Average CAPEX (\$/kW)	Weighted Average OPEX (\$/kW/yr)	Weighted Average Net CF (%)	Potential Wind Plant Capacity (GW)	Potential Wind Plant Energy (TWh)
TRG1	8.2 - 13.5	8.7	1573	51	47.4%	100	414
TRG2	8.0 - 10.9	8.4	1592	51	46.2%	200	810
TRG3	7.7 - 11.1	8.2	1599	51	45.0%	400	1576
TRG4	7.5 - 13.1	7.9	1605	51	43.5%	800	3050
TRG5	6.9 - 11.1	7.5	1616	51	40.7%	1600	5708
TRG6	6.1 - 9.4	6.9	1642	51	36.4%	1600	5098
TRG7	5.4 - 8.3	6.2	1678	51	30.8%	1600	4320
TRG8	4.7 - 6.9	5.5	1708	51	24.6%	1600	3443
TRG9	4.0 - 6.0	4.8	1713	51	18.3%	1600	2558
TRG10	1.0 - 5.3	4.0	1713	51	11.1%	1148	1116
Total						10,648	28,092

<그림 2-17> 2015년 기준 LCOE(Current Market Conditions)



2017 ATB LCOE range by technology for 2015 based on current market conditions

Source: National Renewable Energy Laboratory Annual Technology Baseline (2017), <http://atb.nrel.gov>

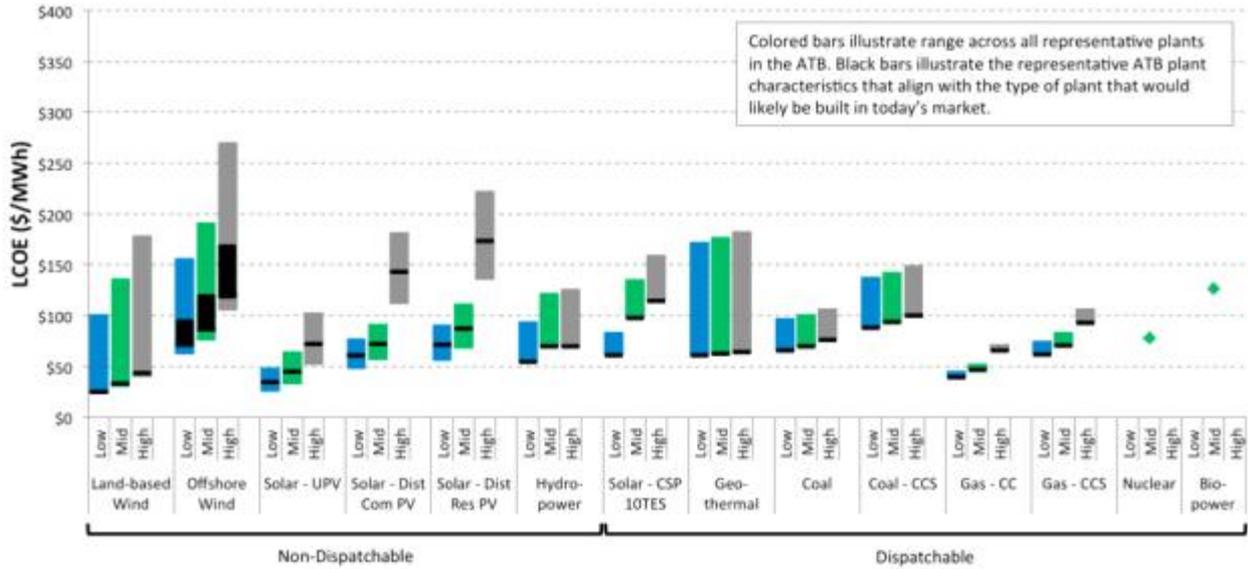
상기 그래프에서 녹색 막대그래프는 ATB에 포함된 모든 발전기그룹의 균등화 발전비용 범위를 나타낸다. 검정색 막대는 최근에 설치되거나 또는 단기간 내 설

치될 예정에 있는 발전 설비와 가장 밀접하게 일치하는 대표적 발전소의 특성을 보여준다. 현재 시장 조건을 나타내는 Current Market Condition은 AEO2017의 가정과 유사하다. 한편 여기에서 Low, Mid, High는 기술성장이나 공공 정책, 투자 등 영향에 의해 달성되는 기술에 대한 향후 비용 수준을 말한다. High는 해당 기술의 현재 비용이 2050년에도 동일하게 유지된다고 가정하는 것이다. Mid는 지속적인 기술성장 및 R&D 투자 등을 통한 기술의 발전에 의한 비용 하락을 추정하는 시나리오이다. Low는 획기적인 기술 발전을 통해 매우 낮은 비용이 될 것임을 추정하는 시나리오를 나타낸다.

[표 2-36] 2015년 기준 LCOE(Current Market Conditions)

Technology		CF Range		CAPEX Range		OPEX			LCOE Range	
		Min.	Max.	Min.	Max.	Fuel Costs	Fixed O&M	Variable O&M	Min.	Max.
		(%)	(%)	(\$/kW)	(\$/kW)	(\$/MWh)	(\$/kW-yr)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	(\$/MWh)
Dispatchable										
Coal	PC	55%	85%	\$3,859	\$3,859	\$20	\$32	\$5	\$71	\$97
	IGCC	55%	85%	\$4,141	\$4,141	\$20	\$53	\$7	\$80	\$109
	CCS-30%	55%	85%	\$5,341	\$5,341	\$22	\$68	\$7	\$97	\$135
	CCS-90%	55%	85%	\$5,906	\$5,906	\$26	\$79	\$9	\$112	\$154
Natural Gas	CT	7%	30%	\$864	\$864	\$32	\$12	\$7	\$70	\$173
	CC	56%	87%	\$1,032	\$1,032	\$21	\$10	\$3	\$36	\$42
	CC-CCS	56%	87%	\$2,154	\$2,154	\$24	\$33	\$7	\$58	\$73
Nuclear		92%	92%	\$5,979	\$5,979	\$6	\$102	\$2	\$80	\$80
Biopower		52%	52%	\$3,889	\$3,889	\$3	\$108	\$5	\$130	\$130
Geothermal		80%	90%	\$5,055	\$13,480	\$0	\$155	\$0	\$64	\$183
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$8,133	\$8,133	\$0	\$66	\$4	\$130	\$181
Non-Dispatchable										
Wind	Land-based	11%	47%	\$1,573	\$1,713	\$0	\$51	\$0	\$40	\$179
	Offshore	31%	50%	\$3,891	\$8,331	\$0	\$131	\$0	\$105	\$271
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$2,014	\$2,014	\$0	\$13	\$0	\$67	\$134
	Commercial	11%	18%	\$2,465	\$2,465	\$0	\$18	\$0	\$124	\$204
	Residential	12%	20%	\$4,025	\$4,025	\$0	\$24	\$0	\$180	\$298
Hydropower		60%	66%	\$3,895	\$7,261	\$0	\$77	\$0	\$69	\$126

<그림 2-18> 2030년 기준 LCOE(Current Market Conditions)

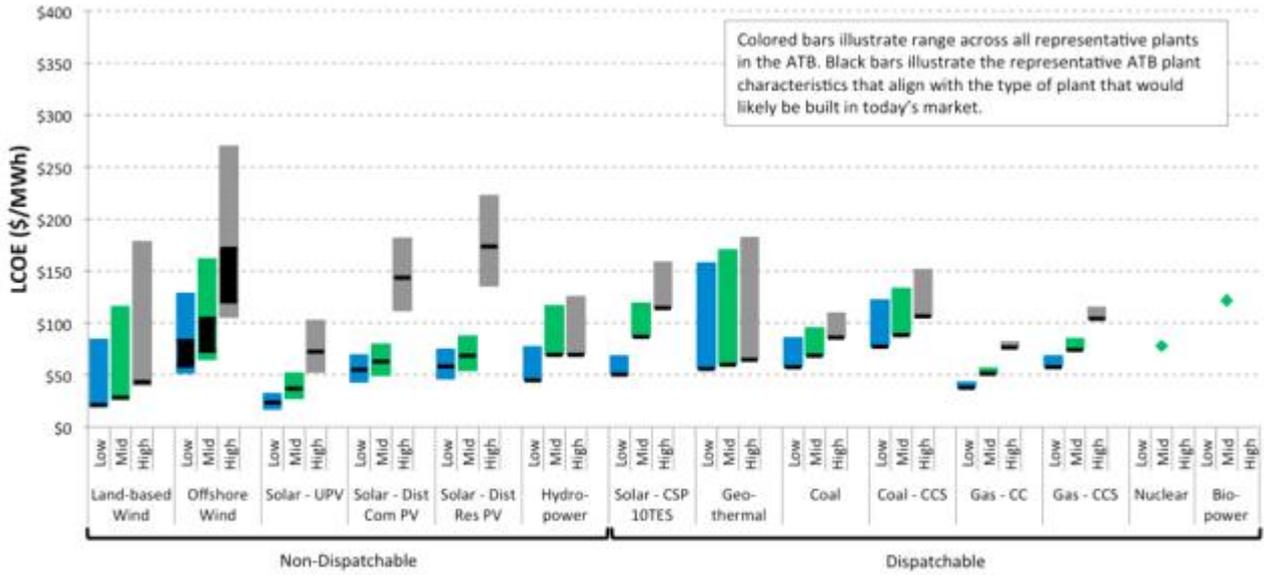


2017 ATB LCOE range by technology for 2030 based on current market conditions
 Source: National Renewable Energy Laboratory Annual Technology Baseline (2017), <http://atb.nrel.gov>

[표 2-37] 2030년 기준 LCOE(Current Market Conditions)

Technology	CF Range		CAPEX Range		OPEX			LCOE Range		
	Min.	Max.	Min.	Max.	Fuel Costs	Fixed O&M	Variable O&M	Min.	Max.	
	(%)	(%)	(\$/kW)	(\$/kW)	(\$/MWh)	(\$/kW-yr)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	
Dispatchable										
Coal	PC	55%	85%	\$3,728	\$3,728	\$15	\$32	\$5	\$65	\$101
	IGCC	55%	85%	\$3,876	\$3,876	\$13	\$53	\$7	\$70	\$107
	CCS-30%	55%	85%	\$5,072	\$5,072	\$16	\$68	\$7	\$88	\$135
	CCS-90%	55%	85%	\$5,609	\$5,609	\$16	\$79	\$9	\$98	\$150
Natural Gas	CT	7%	30%	\$815	\$815	\$47	\$12	\$7	\$84	\$182
	CC	56%	87%	\$983	\$983	\$33	\$10	\$3	\$47	\$53
	CC-CCS	56%	87%	\$1,955	\$1,955	\$39	\$33	\$7	\$71	\$84
Nuclear		92%	92%	\$5,494	\$5,494	\$8	\$102	\$2	\$78	\$78
Biopower		52%	52%	\$3,692	\$3,692	\$3	\$108	\$5	\$127	\$127
Geothermal		80%	90%	\$4,865	\$12,974	\$0	\$155	\$0	\$63	\$178
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$6,096	\$6,096	\$0	\$50	\$4	\$98	\$136
Non-Dispatchable										
Wind	Land-based	16%	51%	\$1,252	\$1,983	\$0	\$46	\$0	\$30	\$137
	Offshore	33%	52%	\$2,494	\$5,862	\$0	\$127	\$0	\$75	\$192
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$921	\$921	\$0	\$10	\$0	\$32	\$65
	Commercial	11%	18%	\$1,126	\$1,126	\$0	\$8	\$0	\$56	\$92
	Residential	12%	20%	\$1,500	\$1,500	\$0	\$10	\$0	\$68	\$112
Hydropower		60%	66%	\$3,895	\$6,996	\$0	\$77	\$0	\$69	\$123

<그림 2-19> 2050년 기준 LCOE(Current Market Conditions)



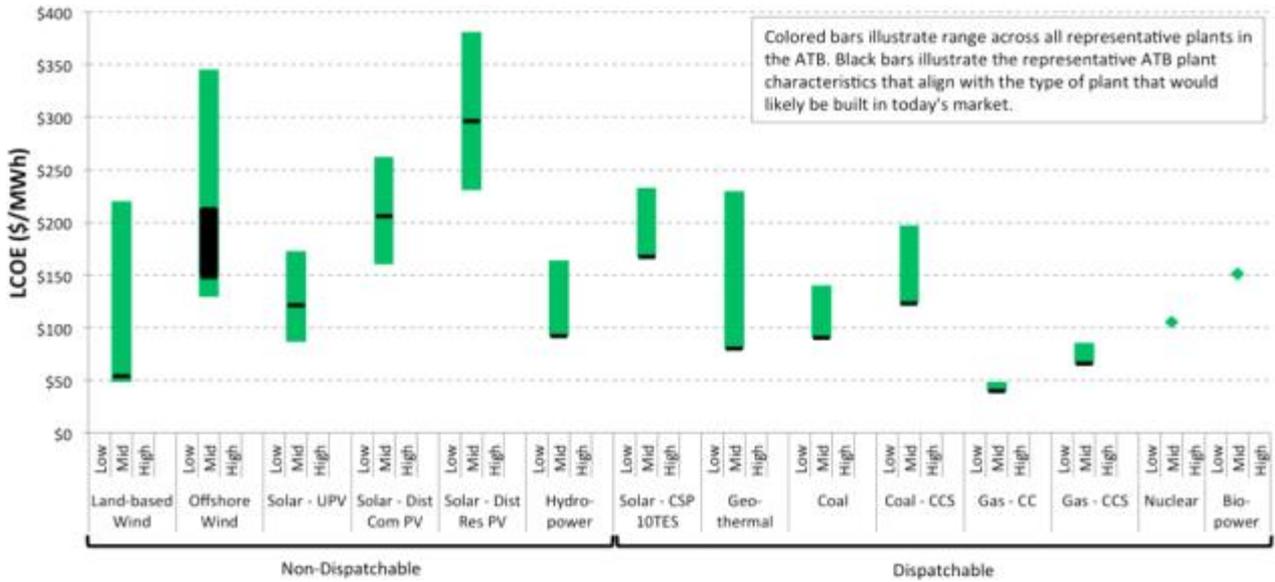
2017 ATB LCOE range by technology for 2050 based on current market conditions

Source: National Renewable Energy Laboratory Annual Technology Baseline (2017), <http://atb.nrel.gov>

[표 2-38] 2030년 기준 LCOE(Current Market Conditions)

Technology		CF Range		CAPEX Range		OPEX			LCOE Range	
		Min.	Max.	Min.	Max.	Fuel Costs	Fixed O&M	Variable O&M	Min.	Max.
		(%)	(%)	(\$/kW)	(\$/kW)	(\$/MWh)	(\$/kW-yr)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	(\$/MWh)
Dispatchable										
Coal	PC	55%	85%	\$3,859	\$3,859	\$10	\$32	\$5	\$58	\$109
	IGCC	55%	85%	\$4,141	\$4,141	\$8	\$53	\$7	\$62	\$111
	CCS-30%	55%	85%	\$5,341	\$5,341	\$10	\$68	\$7	\$77	\$139
	CCS-90%	55%	85%	\$5,906	\$5,906	\$10	\$79	\$9	\$87	\$152
Natural Gas	CT	7%	30%	\$773	\$773	\$54	\$12	\$7	\$89	\$182
	CC	56%	87%	\$911	\$911	\$38	\$10	\$3	\$51	\$57
	CC-CCS	56%	87%	\$1,665	\$1,665	\$45	\$33	\$7	\$74	\$86
Nuclear		92%	92%	\$4,851	\$4,851	\$15	\$102	\$2	\$78	\$78
Biopower		52%	52%	\$3,375	\$3,375	\$3	\$108	\$5	\$122	\$122
Geothermal		80%	90%	\$4,613	\$12,300	\$0	\$228	\$0	\$60	\$171
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$5,285	\$5,285	\$0	\$50	\$4	\$87	\$120
Non-Dispatchable										
Wind	Land-based	20%	55%	\$1,174	\$2,235	\$0	\$42	\$0	\$26	\$116
	Offshore	34%	54%	\$2,045	\$5,050	\$0	\$123	\$0	\$64	\$163
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$726	\$726	\$0	\$0	\$0	\$26	\$53
	Commercial	11%	18%	\$972	\$972	\$0	\$0	\$0	\$49	\$81
	Residential	12%	20%	\$1,150	\$1,150	\$0	\$0	\$0	\$53	\$88
Hydropower		60%	66%	\$3,895	\$6,646	\$0	\$69	\$0	\$69	\$117

<그림 2-20> 2015년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)

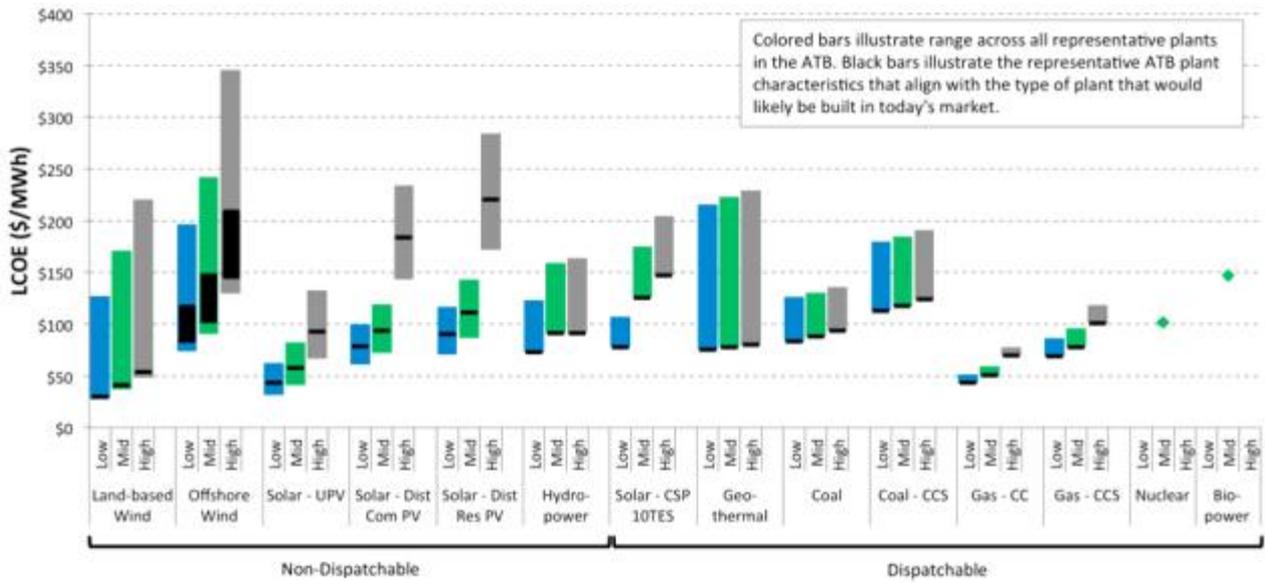


2017 ATB LCOE range by technology for 2015 based on long-term historical market conditions
 Source: National Renewable Energy Laboratory Annual Technology Baseline (2017), <http://atb.nrel.gov>

[표 2-39] 2015년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)

Technology	CF Range		CAPEX Range		OPEX			LCOE Range		
	Min.	Max.	Min.	Max.	Fuel Costs	Fixed O&M	Variable O&M	Min.	Max.	
	(%)	(%)	(\$/kW)	(\$/kW)	(\$/MWh)	(\$/kW-yr)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	
Dispatchable										
Coal	PC	55%	85%	\$4,132	\$4,132	\$20	\$32	\$5	\$90	\$126
	IGCC	55%	85%	\$4,434	\$4,434	\$20	\$53	\$7	\$100	\$140
	CCS-30%	55%	85%	\$5,719	\$5,719	\$22	\$68	\$7	\$123	\$174
	CCS-90%	55%	85%	\$6,324	\$6,324	\$26	\$79	\$9	\$140	\$198
Natural Gas	CT	7%	30%	\$864	\$864	\$32	\$12	\$7	\$80	\$214
	CC	56%	87%	\$1,050	\$1,050	\$21	\$10	\$3	\$40	\$48
	CC-CCS	56%	87%	\$2,191	\$2,191	\$24	\$33	\$7	\$66	\$85
Nuclear		92%	92%	\$6,402	\$6,402	\$6	\$102	\$2	\$106	\$106
Biopower		52%	52%	\$4,019	\$4,019	\$3	\$108	\$5	\$151	\$151
Geothermal		80%	90%	\$5,177	\$13,805	\$0	\$155	\$0	\$80	\$230
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$8,273	\$8,273	\$0	\$66	\$4	\$167	\$233
Non-Dispatchable										
Wind	Land-based	11%	47%	\$1,600	\$1,743	\$0	\$51	\$0	\$48	\$221
	Offshore	31%	50%	\$4,001	\$8,568	\$0	\$131	\$0	\$129	\$346
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$2,035	\$2,035	\$0	\$13	\$0	\$86	\$173
	Commercial	11%	18%	\$2,490	\$2,490	\$0	\$18	\$0	\$160	\$262
	Residential	12%	20%	\$4,025	\$4,025	\$0	\$24	\$0	\$230	\$382
Hydropower		60%	66%	\$3,962	\$7,386	\$0	\$77	\$0	\$92	\$164

<그림 2-21> 2030년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)

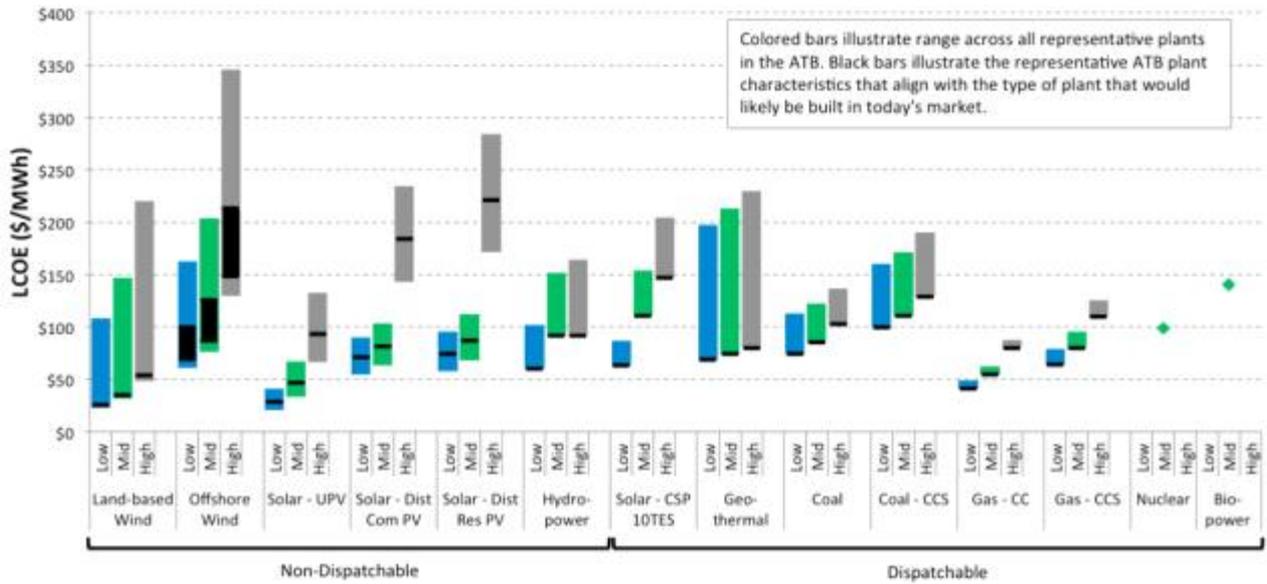


2017 ATB LCOE range by technology for 2030 based on long-term historical market conditions
 Source: National Renewable Energy Laboratory Annual Technology Baseline (2017), <http://atb.nrel.gov>

[표 2-40] 2030년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)

Technology	CF Range		CAPEX Range		OPEX			LCOE Range		
	Min.	Max.	Min.	Max.	Fuel Costs	Fixed O&M	Variable O&M	Min.	Max.	
	(%)	(%)	(\$/kW)	(\$/kW)	(\$/MWh)	(\$/kW-yr)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	
Dispatchable										
Coal	PC	55%	85%	\$3,992	\$3,992	\$15	\$32	\$5	\$83	\$129
	IGCC	55%	85%	\$4,150	\$4,150	\$13	\$53	\$7	\$89	\$136
	CCS-30%	55%	85%	\$5,431	\$5,431	\$16	\$68	\$7	\$113	\$173
	CCS-90%	55%	85%	\$6,005	\$6,005	\$16	\$79	\$9	\$125	\$191
Natural Gas	CT	7%	30%	\$815	\$815	\$47	\$12	\$7	\$93	\$221
	CC	56%	87%	\$1,000	\$1,000	\$33	\$10	\$3	\$51	\$59
	CC-CCS	56%	87%	\$1,989	\$1,989	\$39	\$33	\$7	\$78	\$96
Nuclear	92%	92%	\$5,883	\$5,883	\$8	\$102	\$2	\$101	\$101	
Biopower	52%	52%	\$3,815	\$3,815	\$3	\$108	\$5	\$147	\$147	
Geothermal	80%	90%	\$4,983	\$13,287	\$0	\$155	\$0	\$77	\$223	
CSP with 10-hr TES	42%	59%	\$6,201	\$6,201	\$0	\$50	\$4	\$126	\$175	
Non-Dispatchable										
Wind	Land-based	16%	51%	\$1,273	\$2,017	\$0	\$46	\$0	\$37	\$171
	Offshore	33%	52%	\$2,565	\$6,028	\$0	\$127	\$0	\$90	\$242
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$931	\$931	\$0	\$10	\$0	\$41	\$83
	Commercial	11%	18%	\$1,138	\$1,138	\$0	\$8	\$0	\$73	\$119
	Residential	12%	20%	\$1,500	\$1,500	\$0	\$10	\$0	\$86	\$143
Hydropower	60%	66%	\$3,962	\$7,116	\$0	\$77	\$0	\$92	\$159	

<그림 2-22> 2050년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)

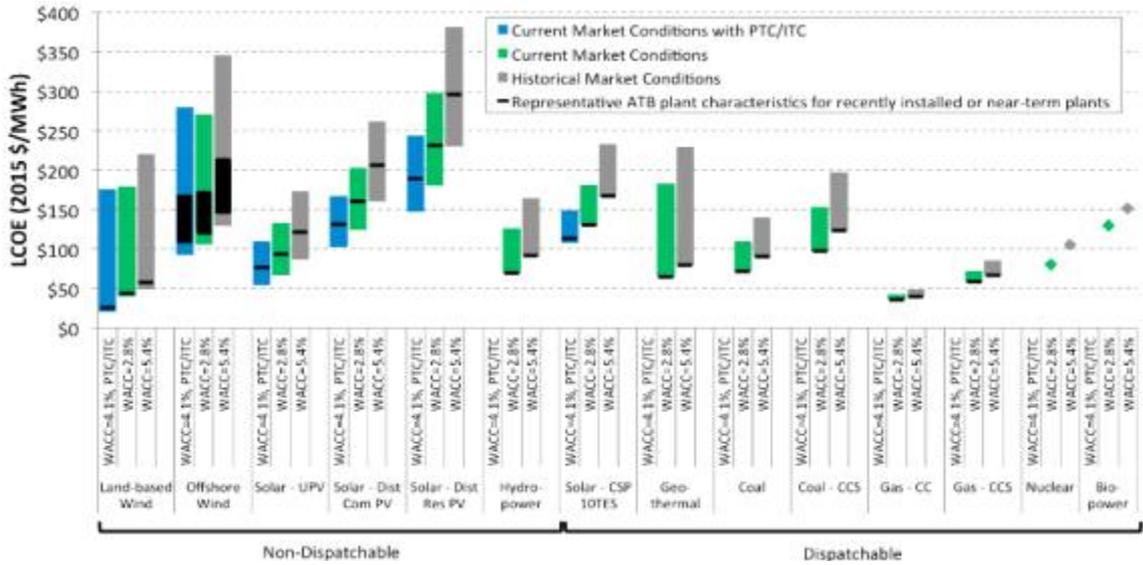


2017 ATB LCOE range by technology for 2050 based on long-term historical market conditions
 Source: National Renewable Energy Laboratory Annual Technology Baseline (2017), <http://atb.nrel.gov>

[표 2-41] 2050년 기준 LCOE(Historical Market Conditions)

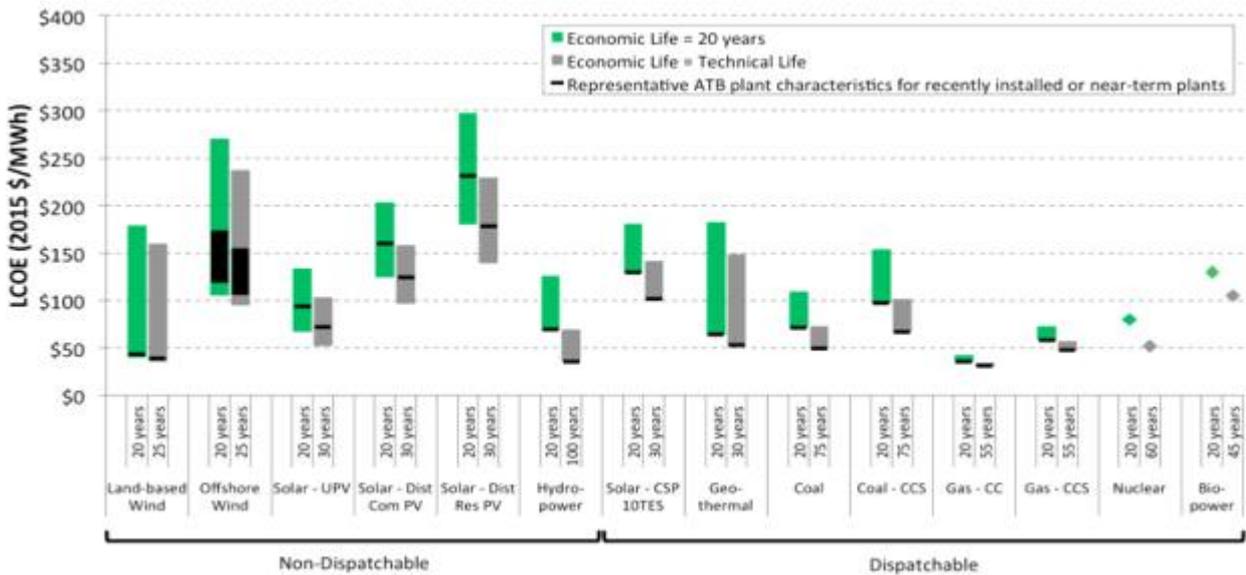
Technology		CF Range		CAPEX Range		OPEX			LCOE Range	
		Min.	Max.	Min.	Max.	F u e l Costs	F i x e d O&M	Variable O&M	Min.	Max.
		(%)	(%)	(\$/kW)	(\$/kW)	(\$/MWh)	(\$/kW-yr)	(\$/MWh)	(\$/MWh)	(\$/MWh)
Dispatchable										
Coal	PC	55%	85%	\$4,132	\$4,132	\$10	\$32	\$5	\$75	\$135
	IGCC	55%	85%	\$4,434	\$4,434	\$8	\$53	\$7	\$79	\$137
	CCS-30%	55%	85%	\$5,719	\$5,719	\$10	\$68	\$7	\$99	\$173
	CCS-90%	55%	85%	\$6,324	\$6,324	\$10	\$79	\$9	\$111	\$190
Natural Gas	CT	7%	30%	\$786	\$786	\$54	\$12	\$7	\$98	\$218
	CC	56%	87%	\$927	\$927	\$38	\$10	\$3	\$55	\$63
	CC-CCS	56%	87%	\$1,694	\$1,694	\$45	\$33	\$7	\$80	\$95
Nuclear		92%	92%	\$5,194	\$5,194	\$15	\$102	\$2	\$99	\$99
Biopower		52%	52%	\$3,488	\$3,488	\$3	\$108	\$5	\$140	\$140
Geothermal		80%	90%	\$4,724	\$12,597	\$0	\$228	\$0	\$74	\$213
CSP with 10-hr TES		42%	59%	\$5,376	\$5,376	\$0	\$50	\$4	\$111	\$154
Non-Dispatchable										
Wind	Land-based	20%	55%	\$1,194	\$2,274	\$0	\$42	\$0	\$31	\$147
	Offshore	34%	54%	\$2,103	\$5,194	\$0	\$123	\$0	\$76	\$204
Photovoltaic	Utility	13%	27%	\$733	\$733	\$0	\$0	\$0	\$33	\$67
	Commercial	11%	18%	\$982	\$982	\$0	\$0	\$0	\$63	\$104
	Residential	12%	20%	\$1,150	\$1,150	\$0	\$0	\$0	\$68	\$112
Hydropower		60%	66%	\$3,962	\$6,761	\$0	\$69	\$0	\$92	\$152

<그림 2-23> 재무 파라미터에 따른 2017년 LCOE 비교



상기 그림은 위의 결과를 종합한 것으로, 현재 시장 조건과, 시장의 실적조건에 따른 LCOE 산정결과를 비교하여 보여 준다.

<그림 2-24> 경제수명에 따른 민감도



LCOE 산정에 중요한 요소 중 하나는 기술의 수명이다. ATB의 LCOE 계산에서 경제 수명은 일괄적으로 20년으로 정의된다. 이는 발전기 건설을 위한 초기 자본 투자가 회수되는 기간을 나타낸다. 수명에 대한 민감도 분석은 경제 수명과 기술 수명으로 분류하여 분석되었다. 일반적으로 경제 수명보다 기술 수명이 더 길기 때문에 민감도 분석에서 기술 수명을 반영하였을 때 균등화발전원가가 더 낮은 것으로 나타났다.

제 5 절 영국(BEIS) 사례

1. 균등화 발전비용의 산정 주체

영국의 균등화 발전비용은 2016년 이전까지는 에너지기후변화부(DECC)에 의해 산정, 발표되었다. 메이 총리가 취임하면서 이뤄진 새로운 내각 구성에서 에너지기후변화부의 업무는 기업혁신기술부와 통합 신설된 기업에너지산업전략부(BEIS)로 이관되었다. 영국은 3년 주기로 균등화발전비용을 산정하고 있다.

2. 균등화 발전비용 산정 방식

가. 입력자료

균등화 발전원가를 산정하기 위해 아래와 같은 항목의 자본비용, 운전비용, 발전자료를 수집하여야 하였다. 자본비용으로는 사전 개발비, 건설비, 기반 시설비가 포함되며, 운전비용은 고정운전비, 변동운전비, 보험료, 접속비, 탄소 수송 및 저장 비용, 원전해체비용, 열수입, 연료비, 탄소비용, 발전량예측은 설비용량, 추정이용률, 추정발전효율, 추정부하율 등을 기반으로 한다.

<그림 2-25> 균등화발전원가 산정 자료

Step 1: Gather Plant Data and Assumptions		
Capex Costs: -Pre-development costs -Construction costs* -Infrastructure cost* (*adjusted over time for learning)	Opex Costs: -Fixed opex* -Variable opex -Insurance -Connection costs -Carbon transport and storage costs -Decommissioning fund costs -Heat revenues -Fuel Prices -Carbon Costs	Expected Generation Data: -Capacity of plant -Expected Availability -Expected Efficiency -Expected Load Factor (all assumed baseload)

총 비용과 발전량을 일정시점(상업운전시점)으로 할인하여 균등화발전비용을 산정하며 데이터 수집 후 다음과 같은 절차를 거친다.

설비의 수명기간과 할인율에 따라 총비용 및 발전량의 NPV를 산정하고, 총 비용에 대한 NPV를 발전량에 대한 NPV로 나누어 균등화 발전비용을 산정하게 된다.

<그림 2-26> 총 비용에 대한 NPV 산정

Step 2: Sum the net present value of total expected costs for each year

$$\text{NPV of Total Costs} = \sum_n \frac{\text{total capex and opex costs}_n}{(1 + \text{discount rate})^n}$$

n = time period

<그림 2-27> 발전량에 대한 NPV 합계 산정

Step 3: Sum the net present value of expected generation for each year

$$\text{NPV of Electricity Generation} = \sum_n \frac{\text{net electricity generation}_n}{(1 + \text{discount rate})^n}$$

n = time period

<그림 2-28> 균등화발전비용의 산정

Step 4: Divide total costs by net generation

$$\text{Levelised Cost of Electricity Generation Estimate} = \frac{\text{NPV of Total Costs}}{\text{NPV of Electricity Generation}}$$

나. 주요 전제

영국의 LCOE 산정에 사용된 비용은 2014년을 기준으로 하고 있다. 각 발전원별 할인율은 NERA Economic Consulting사가 DECC에 제출한 각 기술에 대한 최저기대수익률(Hurdle rates)을 사용한다. 소규모 FIT에 대한 자료는 BEIS가 제출한 2015년 FIT에 대한 실적 검토 결과를 사용하였다.

Arup(에이럽)은 영국 런던에 위치한 엔지니어링사로, BEIS의 2015년~2030년 사이 대규모 신재생에 대한 기술적 가정 및 비용을 업데이트 하였다. Leigh Fisher사는 2015년~2030년간 비재생에너지 기술에 대한 전망과 비용 등 자료를 제공하였다. 에이럽 및 Leigh Fisher사가 제출한 모든 비용이 균등화발전비용 산정에 반영된 것은 아니고, 연료비 및 폐지비용, 탄소가격 등은 BEIS에 의해 제공되었다. 연료비는 BEIS에 의해 업데이트된 연료비 전망과 기존 우라늄 가격이 사용되었으며, 2020/21년까지의 가스 및 석탄 화력발전에 대한 탄소가격은 2016년 EU-ETS의 탄소거래가격 및 탄소가격보장세율(Carbon Price Support)에 의한 요금의 합으로 산정하였다. 균등화 발전비용 산정에 사용된 탄소비용은 2020/2021년 £18/tCO₂, 2030년 £35/tCO₂이다.

○ 미래 비용 예측

시간의 경과에 따라 기술의 비용이 어떻게 변화할 것인가는 상당한 불확실성을 갖는다. 일반적으로, 전원별 자본비용과 운전비는 전세계적 확산 수준 및 영국 내에서의 확산 정도, 그리고 반복건설·운영에 따른 경험축적에 의한 학습효과 가정에 따라 변동성이 크다. 여기에서의 모든 발전기는 FOAK(First of a Kind)와 NOAK(Nth of a Kind)로 분류된다. FOAK는 상업적 건설 경험이 없는 원자력 및 석탄(CCS) 등 최초상용발전소를 말하며, 기술이 성숙되어 N번째 발전소로 건설되는 발전기의 경우 NOAK(Nth of a Kind)으로 분류된다.

○ 할인율

할인율은 위에서 언급하였듯이, 전원별로 상이한 세전실질 최소투자수익율 적용하였다. 이는 2013년 LCOE 보고서에서 모든 전원에 대해 10% 단일 할인율을 적용한 것과 달리, 전원별로 상이한 최소투자수익률(hurdle rate)을 할인율로 적용한 것으로 동일 기준보다 금융조달방법, 투자자, 금융시장 여건, 전원별 기술성숙도, 전원별 정부지원정책(CfDs, FiT 등)에 대한 정책리스크 등에 따라 전원별·프로젝트별 최소투자수익율이 상이함을 반영한 것으로 동등한 기준에서의 비교 대신 원

별로 현실적 측면을 반영하기 위한 시도로 볼 수 있을 것이다. 세전실질수익율은 세후명목할인율에 물가상승율과 발전원별 실효세율(ETRs)을 적용하여 환산한다. 인플레이션(물가상승률)은 정부 목표 수치인 2%를 적용하였다. 초기투자비용 비중이 높은 전원(풍력, 원자력 등)의 경우 감가상각비 공제를 통한 법인세 감면효과를 감안하여 기준법인세율 보다 낮은 실효세율 적용하였다. 초기투자비용 비중이 높음에 대한 판단 기준은 초기투자비용이 연간 운영비의 최소 4배 이상인 전원을 말한다.

[표 2-42] 발전원별 세전 Hurdle rate와 실효세율 [단위 : %]

구 분	원자력	석탄 (CCS포함) FOAK	석탄 (CCS포함) NOAK	LNG복합	태양광	풍력(육상)
최저기대수익률 Hurdle rate (pre-tax real)	8.9	11.4	9.3	7.8	6.5	6.7
실효세율	12	20	20	20	12	11

- (계약성공을 고려) 차액계약(CfD)과 같은 정부지원정책은 경쟁입찰을 통해 할당되므로, 이러한 경쟁에서 직면할 수 있는 리스크를 반영하여 세전실질수익율에 전원별로 상이한 계약성공율을 고려하였다. FOAK 석탄(CCS), 원자력은 75%의 계약성공율, 기존화력발전에는 100% 성공율을 적용하였다.

○ 이용률(Load factor)

태양광, 풍력 및 해양에너지는 간헐성(intermittent)을 갖는 전원임을 감안하여 이용률을 적용하였다. 비재생에너지 관련, 가스터빈(OCGT)과 디젤내연은 첨두부하 발전원으로 운영됨을 가정하였다. 이를 제외한 기타 전원은 공급가능용량에 따라 최대발전량으로 운영됨을 가정하였다. 균등화발전원가는 이용률에 따라 민감할 수 밖에 없으며 실제 이용률은 발전소 수명, 전원믹스 등 다양한 요인에 의해 변동성이 크다. 특히, LNG복합(CCGT), CCS 발전원과 같은 전원의 이용률이 가정보다 낮을 경우 균등화발전원가는 더 상승할 수 있다.

[표 2-43] 발전원별 이용률 [단위 : %]

구분	원자력	석탄(CCS) FOAK	LNG복합	가스터빈 (OCGT)	태양광	풍력 (육상)
이용률	90	91	93	6, 22	11	32

○ 기간(Timing)

LCOE를 산정함에 있어, 프로젝트의 시작 시기와 어떠한 민감도 요소가 있는지 고려하는 것은 중요하다. 아래 그림은 사전 준비기간 5년, 건설기간 5년, 폐지단계에서 5년이 소요되는 어떠한 기술에 대해 묘사하고 있다. 이와 같이 시점이나 종점을 어디로 하는지에 따라 LCOE는 달리 추산될 수 있다. LCOE 산정에서 프로젝트의 개시는 2015년을 기준으로 한다.

<그림2-29> 기술별 산정 기간



[표 2-44] 기술별 산정 기간 [단위 : 년]

구분	원자력	석탄(CCS) FOAK	LNG복합	가스터빈 (OCGT)	태양광	풍력 (육상)
사전개발	5	6	2	2	1	4
건설기간	8	6	3	2	0	2
수명기간	60	25	25	25	25	24

○ 미고려사항

영국의 등화발전원가 산정에는 토지비용(land cost)이 제외되었다. 또한 발전소 건설 및 운영으로 인해 전체 계통에 미치는 영향, 송전선건설비 및 밸런싱 비용 등과 같은 system cost는 제외되었다.

3. LCOE 산정 케이스

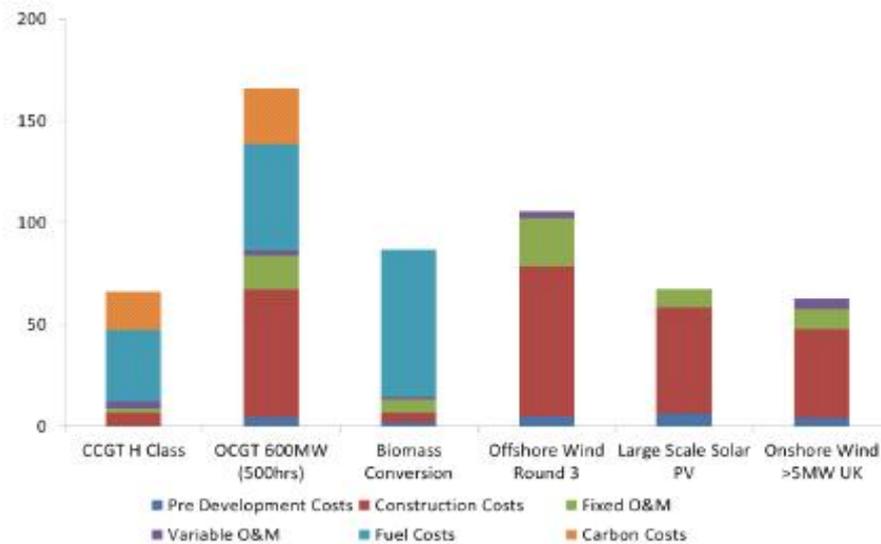
Case1과 Case2는 각각 2020년 시운전되는 기존기술 발전기, 2025년에 시운전되 신규 도입 발전기, 마지막으로 Case3은 각 연도에 투입되는 기존기술 및 신규도 입 발전기 기술에 대한 균등화발전비용을 나타낸다.

[표 2-45] LCOE 산정 케이스

Case No.		
1	Projects commissioning in 2020 (NOAK)	Technology-specific hurdle rates
2	Projects commissioning in 2025 (FOAK)	
3	Projects Commissioning in 2016, 2018, 2020, 2025, 2030 (NOAK AND FOAK)	

다음은 2020년 중앙값을 기준으로 산정한 균등화발전비용을 보여준다. 균등화발전비용을 구성하는 **각각** 컴포넌트를 보여주고 있다.

<그림2-30> 2020년 기준 LCOE (£/MWh)

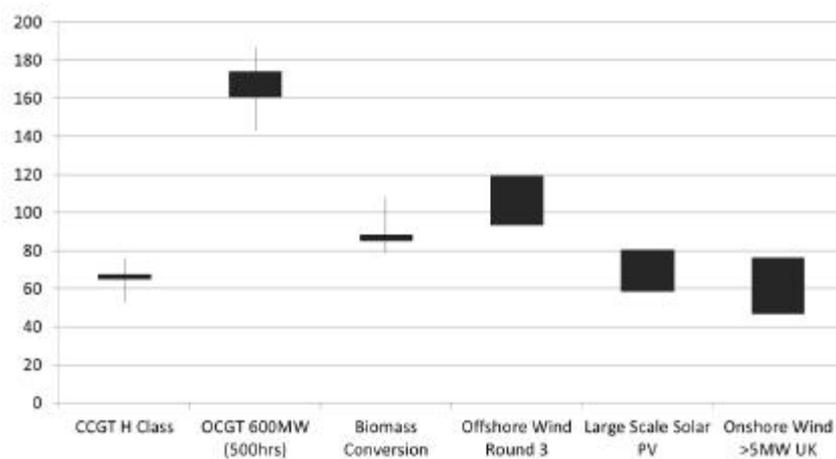


[표 2-46] 2020년 기준 LCOE (Central 기준)

(£/MWh)

	CCGT H Class	OCGT 600MW (500hrs)	Biomass Conversion	Offshore Wind Round 3	Large Scale Solar PV	Onshore Wind >5MW UK
Pre Development Costs	0	5	2	5	6	4
Construction Costs	7	63	5	73	52	44
Fixed O&M	2	17	6	24	9	10
Variable O&M	3	3	1	3	0	5
Fuel Costs	35	52	72	0	0	0
Carbon Costs	19	28	0	0	0	0
Total	66	166	87	106	67	63

<그림2-31> 2020년 민감도에 따른 NOAK LCOE (£/MWh)

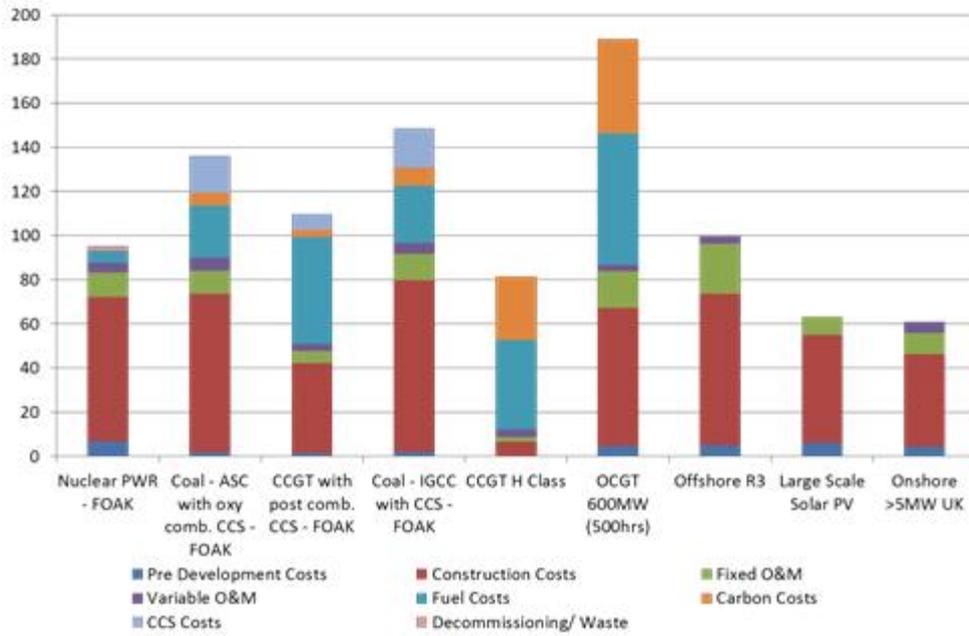


[표 2-47] 2020년 자본비용 및 연료비 민감도에 따른 NOAK LCOE

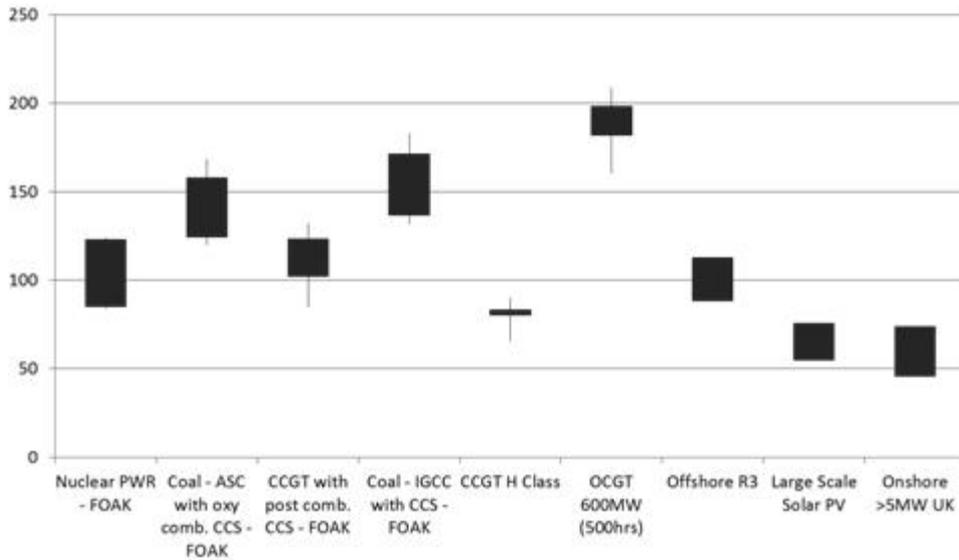
(£/MWh)

	CCGT H Class	OCGT 600MW (500hrs)	Biomass Conversion	Offshore Wind Round 3	Large Scale Solar PV	Onshore Wind >5MW UK
High capex	68	174	88	119	80	76
Central	66	166	87	106	67	63
Low capex	65	161	85	93	59	47
High capex, high fuel	76	187	108			
Low capex, low fuel	53	143	78			

<그림2-32> 2025년 NOAK/FOAK LCOE (£/MWh)



<그림2-33> 2025년 민감도에 따른 LCOE (£/MWh)



[표 2-48] 2025년 NOAK LCOE

(£/MWh)

	Nuclear PWR -FOAK	Coal - ASC with oxy comb. CCS -FOAK	CCGT with post comb. CCS-FOAK	Coal - IGCC with CCS-FOAK	CCGT H Class	OCGT 600MW (500hrs)	Offshore R3	Large Scale Solar PV	Onshore >5MW UK
Pre Development Costs	7	2	2	2	0	5	5	6	4
Construction Costs	66	72	41	78	7	63	69	49	42
Fixed O&M	11	11	5	12	2	17	23	8	10
Variable O&M	5	6	3	5	3	3	3	0	5
Fuel Costs	5	24	48	26	40	60	0	0	0

Carbon Costs	0	6	3	8	29	43	0	0	0
CCS Costs	0	17	7	18	0	0	0	0	0
Decommissioning/ Waste	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	95	136	110	148	82	189	100	63	61

[표 2-49] 2025년 자본비용 및 연료비 민감도에 따른 LCOE

(£/MWh)

	Nuclear PWR -FOAK	Coal - ASC with oxy comb. CCS -FOAK	CCGT with post comb. CCS-FOAK	Coal - IGCC with CCS-FOAK	CCGT H Class	OCGT 600MW (500hrs)	Offshore R3	Large Scale Solar PV	Onshore >5MW UK
High capex	123	158	123	171	83	198	113	76	74
Central	95	136	110	148	82	189	100	63	61
Low capex	85	125	102	137	80	182	88	55	46
High capex, high fuel	124	169	132	183	90	209			
Low capex, low fuel	84	120	85	132	66	160			

[표 2-50] 2016년~2030년 민감도에 따른 LCOE (£/MWh)

Commissioning		2016	2018	2020	2025	2030
CCGT H Class	High	58	62	68	83	100
	Central	57	61	66	82	99
	Low	56	60	65	80	97
OCGT 600MW (500hrs)	High	159	166	174	198	224
	Central	152	159	166	189	214
	Low	148	154	161	182	207
Biomass Conversion	High	88	88	88	N/A	N/A
	Central	87	87	87	N/A	N/A
	Low	85	85	85	N/A	N/A
Offshore Wind Round 3	High	136	129	119	113	109
	Central	121	114	106	100	96
	Low	107	101	93	88	85
Large Scale Solar PV	High	94	84	80	76	73
	Central	80	71	67	63	60
	Low	71	62	59	55	52
Onshore Wind >5MW UK	High	81	79	76	74	72
	Central	67	65	63	61	60
	Low	50	49	47	46	45
Nuclear PWR-FOAK 2025 NOAK 2030	High	N/A	N/A	N/A	123	99
	Central	N/A	N/A	N/A	95	78
	Low	N/A	N/A	N/A	85	69
Coal-ASC with oxy comb. CCS-FOAK	High	N/A	N/A	N/A	158	146
	Central	N/A	N/A	N/A	136	131
	Low	N/A	N/A	N/A	125	123
CCGT with post comb. CCS-FOAK	High	N/A	N/A	N/A	123	120
	Central	N/A	N/A	N/A	110	111
	Low	N/A	N/A	N/A	102	105
Coal-IGCC with CCS-FOAK	High	N/A	N/A	N/A	171	159
	Central	N/A	N/A	N/A	148	144
	Low	N/A	N/A	N/A	137	135

[표 2-51] 2013/2016 발간보고서간 신재생전원 균등화 발전원가 비교

사업운전개시	2016		2020		2030	
	2013 report	2016 report	2013 report	2016 report	2013 report	2016 report
태양광	108	80	92	67	69	60
육상풍력	88	64	85	63	82	60
해상풍력	155	109	136	106	120	96

4. 민감도 분석

균등화발전비용은 할인율(hurdle rate), 이용률, 자본비용, 운전유지비(고정&변동), 연료비, 탄소비용에 따라 매우 민감하다. 따라서 어느 하나의 값을 도출하는 것보다는 범위의 값으로 도출하는 것이 타당하다. BEIS의 보고서는 추가적으로 발전원가 추정치에서 주요 비용자료를 조작변인으로 하여 상, 하향 10%의 범위로 조정하며 발전원가 범위를 도출하였다.

원자력의 경우 발전원가가 10.1~14.5원/kWh의 변동이 있으며 자본비용, 이용률, 할인율 변동에 상대적으로 민감한 것으로 나타났다. LNG복합의 발전원가는 4.3~5.8원/kWh으로, 연료비, 탄소비용 변동에 상대적으로 민감하다. 태양광 및 풍력 등 재생에너지의 경우 자본비용, 이용률 변동에 상대적으로 민감하였다. 태양광의 경우 발전원가가 7.2~10.1원/kWh의 변동을, 육상풍력의 발전원가는 7.2~8.7원/kWh, 해상풍력의 발전원가는 11.6~15.9원/kWh의 변동을 나타내었다.

5. 균등화 발전비용의 한계 ¹⁾

균등화발전비용은 전원간 발전원가를 한눈에 파악(high-level view)하기 위해 주요 비용자료 추정에 근거하여 산출된 것으로 주요전제 변동에 매우 민감해 불확실성을 가지고 있다. 미래의 비용예측은 전원별 반복건설·운영경험에 의한 학습효과 가정에 따라 크게 변동될 수 있다. 특히, 재생에너지(풍력, 태양광) 기술의 진화, 반복 건설 및 운영을 통해 가속화되고 있는 기술의 원가절감 효과는 보수적으로 추정되는 경향이 있기 때문에 해당시점에는 추정보다 발전비용이 낮아질 개연성이 있다. 신재생이외의 전원에 대해 최대공급가능용량으로 운영됨 가정하고 있

1) 이 절은 BEIS(2016)을 인용하여 작성됨.

으나, 유연성전원(LNG복합 등)의 이용률이 낮아질 경우 발전비용은 상승할 수 있다. 또한 여기에서 산정된 균등화발전비용에서는 발전소 건설 및 운영으로 인해 전체 계통에 미치는 영향(whole system impact)은 고려하지 않는다.

균등화발전원가의 비용자료 추정치는 차액계약(CfD)에서의 행사가격(Strike Price) 결정시 사용되는 비용자료와 상이하다. 균등화발전원가의 추정가정은 포괄적인 반면, 실제 투자의사결정 및 가격결정에서 사용되는 비용자료는 프로젝트별로 다를 수 있고, 시장여건과 정책적 고려가 추가적으로 반영되어 있기 때문이다.

산정된 균등화발전비용은 BEIS의 동적급전모델(DDM), 차액계약시 행사가격결정 등을 포함한 전력시장설계 등의 용도로 사용되지 않는다.

제 6 절 일본(비용검증위원회) 사례

1. 일본의 균등화 발전비용

일본은 발전비용검증 워킹그룹을 통해 비정기적으로 발전비용에 대한 검토 등을 실시하고 있다. 본 보고서는 2015년 발전비용검증 워킹그룹의 논의 결과에 대해 일부 내용을 포함하였다.

일본은 검증의 대상인 발전 비용에 대해 아래와 같은 방침을 수립하였다. 앞으로 안정적으로 사회의 부담이 적은 에너지공급을 실현하는 에너지 수급구조를 실현해야하므로 3E+S(Energy Security, Economic Efficiency, Environment + Safety)에 근거한 미래 에너지수급구조를 검토하는 관점에서 발전사가 부담하는 비용뿐 아니라 특정 전원에 의한 전력공급을 유지하기 위해 사회 전체에서 부담할 필요가 있는 특정 가능한 비용은 해당 전원의 발전비용으로 포함한다. 두 번째, 현재 전원구성에 의한 전력공급구조에서 검토되고 있는 에너지수급구조의 미래상에 대응한 전력공급구조로 전환해 가는 데 필요한 비용도 에너지수급구조의 미래상을 검토하는 데 참고가 되는 정보이므로 사회가 부담하는 비용으로 가정한다.

비용의 추산은 2011년 비용 등 검증위원회와 동일하게 미래의 전망을 제시할 수 있는 모델 플랜트를 기반으로 한 추산을 시행하였다. 현재의 전력공급구조에서 미래의 전력공급구조로 전환해 가는 데 필요한 비용은 현재의 자산구조와의 관계에 근거해 추산을 시행하였다.

전원별로 상정한 모델 플랜트에 대해 총비용을 발전 전력량으로 나눠 발전비용 산정하였다.

$$\text{원/kWh} = \frac{\text{자본비} + \text{운전유지비} + \text{연료비} + \text{사회적 비용}^{\ast}}{\text{발전 전력량 (kWh)}}$$

샘플 발전기의 자료는 2014년 실질치를 수정한 후, 어느 한 시점에서의 신규 발전기(2014년과 2030년)에 대해 할인율을 이용해, 건설에서 폐기까지 수명주기 전체에서 현재가치로 환산한 비용을 가동기간의 발전량으로 나누어 해당 플랜트의 발전비용을 산출하였다. FIT의 대상 전원은 매입가격 산정근거 제원 수치를 이용하였다. 사회적 비용도 발전 비용에 포함되며 사고위험 대응비(원자력의 심각한

사고 대응비), 정책경비, 환경대책비(화력 CO2 대책비용)를 비용으로 포함하였다. 한편, 발전과 관련한 비용이긴 하나, 개별 전원 고유의 비용으로 정리하기가 곤란한 계통안정화 비용은 특정 전원의 비용으로 계상하지 않았다.

[표 2-52] 비용 항목

○ 자본비
- 건설비, 고정자산세, 수리(水利) 사용료, 설비의 폐기비용 합계
○ 운전유지비
- 인건비, 보수비, 제비용, 업무 분담비의 합계
○ 연료비
- 단위 발전량당 연료 가격에 필요 연료량을 곱한 값 (원자력은 핵연료주기 비용으로 별도 산출)
○ CO2 대책 비용 (화석연료 사용 전원)
- 발전을 위한 연료 사용으로 배출되는 CO2 대책에 필요한 비용
○ 추가적 안전대책비 (원자력)
- 도쿄전력 후쿠시마 제1원자력발전소 사고 후, 정부의 4차례에 걸친 추가적 안전 대책 지시, 원자력관계 설비·시설에 관한 신 규제기준, 자체적 안전성 향상을 위한 대처에 따라 강구한 안전대책비용
○ 사고위험 대응비용 (원자력)
- 심각한 사고위험에 대응하는 비용
○ 폐열 이용 가치 (열병합, 연료전지)
- 열 관련 비용 발전비용에서 공제
○ 정책비용
- 발전사업자가 발전을 위해 부담하는 비용은 아니지만, 세금 등으로 마련되는 정책경비 중 전원별 발전하는데 필요한 것으로 생각 가능한 사회적 비용

2. 정책비용의 반영

2011년 비용 등 검증위원회에서는 발전량이 500억kWh 이하의 전원에는 정책비용을 계상하지 않기로 되어있어, 재생에너지 대부분의 발전비용에는 정책비용이 반영되지 않았다. 또한, 2015년 워킹그룹 산정에서는 고정가격매입제도가 창설됨에 따라 재생에너지 도입이 시행되고 있다는 점에 근거하여 고정가격매입제도에서 정책적으로 매입가격에 포함되어 있는 IRR을 포함해 현재의 발전에 대해 이하와 같이 4가지로 정책비용을 정리하였으며 이중 ① 및 ② 항목을 발전비용으로 인식하였다.

- ① 국내의 발전활동을 유지하는데 필요한 비용

- ② 국내의 발전활동을 유지하는데 필요할 개연성이 높은 비용
- ③ 국내의 발전활동을 유지하는데 필요할 개연성이 낮은 비용
- ④ 국내의 발전활동과 직접 관계없는 비용 또는 주로 에너지안보를 목적으로 하는 비용, 이중계상이 되는 비용임.

[표 2-53] 정책비용의 분류

	①	②	③	④
입지	입지교부금	—	—	—
방재	모두	—	—	—
홍보(주변지역)	모두	—	—	—
홍보(전국)	—	특정전원의 홍보	에너지 전반에 관한 홍보	—
인재육성	안전·규제	인재육성 일반	—	타국의 발전에 도움되는 것
평가·조사	안전·규제 방사성 폐기물 처분 보장조치	평가·조사 일반	—	—
국제기관 각출금	국내 안전규제 책정 등에 이바지하는 것	안정성 향상 등을 국제적으로 논의하는 것	—	에너지에 대해 논의하기 위한 것
발전 기술개발	안정성 향상 등에 이바지하는 것	고효율화· 저비용화에 도움되는 것	—	—
장래발전 기술개발	—	원자력에 관한 비용 중 핵연료주기나 안전에 관한 비용	기타 현재 발전 형식과 연속성이 낮은 연구개발	—
도입 지원	—	—	—	모두
자원개발	—	—	—	모두
비축	—	—	—	모두
COS	—	—	—	모두
IRR [고정가격매입제 도)에서 매입가격의 우대 받은 이윤	모두	—	—	—

3. 균등화발전비용의 산정 결과

가. 발전량 전망

【2014년】

예산 관련 정책경비를 계상함에 있어서는 2014년도 예산을 사용하고 있으므로, 가장 최근의 발전 전력량 실적치(2013년도)를 사용하였다.

【2030년】

장기에너지 수급전망 소위원회에서 제시된 2030년의 발전 전력량의 예상치를 사용하기로 하였다.

원자력의 경우, 현시점에서 모든 발전기가 정지 중이기 때문에 이미 폐로하기로 판단한 노(爐)를 제외한 43기가 설비이용률 70%로 가동했을 경우의 발전 전력량 추계치를 이용하였으며, 열병합은 경제산업성·전력조사통계 결과를, 연료전지는 2020년 시점의 가정용 연료전지 도입 목표를 반영하였다.

[표 2-54] 각 전원의 2014년 및 2030년 발전량

	원자력	석탄 화력	LNG 화력	석유 화력	일반 수력	열병합	중소 수력	지열	태양광	풍력 (육상)	풍력 (해상)	바이오 매스	연료 전지
2014 발전량 (억 kWh)	2,578	2,845	4,057	1,398	388	514	525	104	33	135	-	289	43
수치구분	추계치	실적치	실적치	실적치 (LPG등 포함)	추계치	추계치	추계치	추계치	추계치	추계치	-	추계치	추계치
2030 발전량 (억 kWh)	2,242.5	2,810	2,845	315	434	1,030	441.5	107.5	749	161	22	442	160

(※1) 2030년의 발전 전력량에 대해, 장기에너지 수급전망 골자에서 발표한 전원 (원자력, 지열, 수력, 바이오매스)은 상하한의 중앙치를 기재.

[표 2-55] 2014년 모델 플랜트 시산 결과 개요 및 민감도분석의 개요

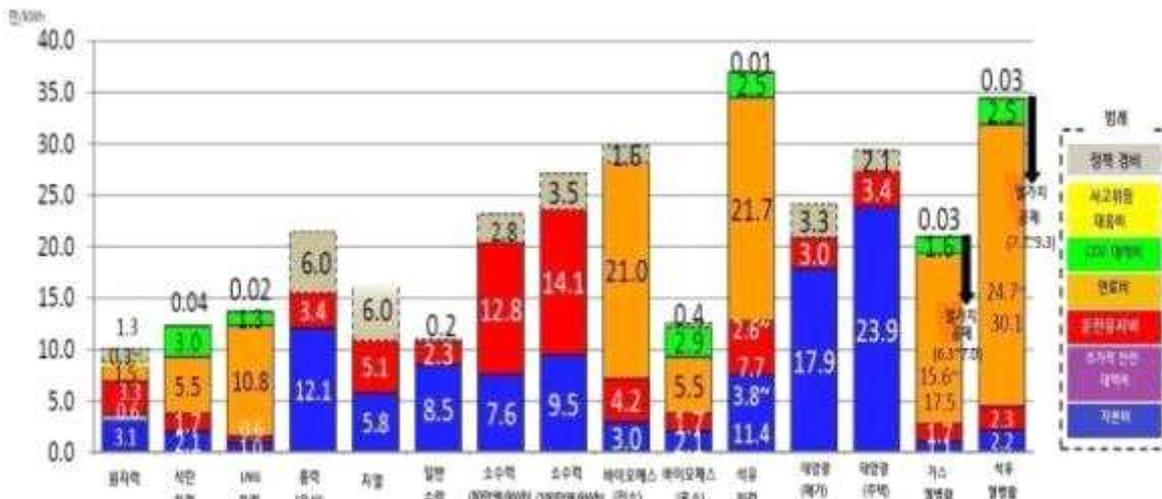
전 원	원자력	석탄 화력	LNG 화력	풍력 (육상)	지열	일반 수력	소수력 (80만엔/kWh)	소수력 (100만엔/kWh)	바이오 매스 (전소)	바이오 매스 (혼소)	석유 화력	태양광 (메가)	태양광 (주택)	가스 열병합	석유 열병합
설비 이용률 가동년수	70% 40년	70% 40년	70% 40년	20% 20년	83% 40년	45% 40년	60% 40년	60% 40년	87% 40년	70% 40년	30*10% 40년	14% 20년	12% 20년	70% 30년	40% 30년
발전 비용 엔/kWh	10.1~ (8.8~)	12.3 (12.2)	13.7 (13.7)	21.6 (15.6)	16.9 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	12.6 (12.2)	30.6~ 43.4 (30.6~ 43.3)	24.2 (21.0)	29.4 (27.3)	13.8~ 15.0 (13.8~ 15.0)	24.0~ 27.9 (24.0~ 27.8)
2011 비용 등 검증 위원회	8.9~ (7.8~)	9.5 (9.5)	10.7 (10.7)	9.9 ~17.3	9.2 ~11.6	10.6 (10.5)	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	22.1 ~36.1 (22.1 ~36.1)	30.1 ~45.8	33.4 ~38.3	10.6 (10.6)	17.1 (17.1)

원자력 민감도 (엔/kWh)	
추가적 안전대책비 2배	+0.6
폐지조치비용 2배	+0.1
사고 폐로·배상비용 등 1조엔 증가시	+0.04
재처리비용 및 MOX연료 가공 비용 2배	+0.6

화석연료가격의 감도분석 (엔/kWh)			
연료가격 10%변화에 따른 영향(엔/kWh)	석탄 약 ±0.4	LNG 약 ±0.9	석유 약 ±1.5

- (※ 1) 연료가격은 최근에는 지난해와 비교해서 하락하였음. 이에 따라 민감도분석을 아래에 기재
- (※ 2) 2011년의 설비이용률은 석탄: 80 %, LNG: 80 %, 석유: 50 %, 10 %
- (※ 3) ()안의 수치는 정책경비를 제외한 발전비용임.
- (※ 4) 지열은 앞으로의 개발확대를 위한 예산이 대부분이며, 다른 전원과 비교하기 곤란하나, 여기서는 현재 계획 중인 것을 추가한 총 143만kW로 산출한 발전량으로 관련 예산을 기계적으로 나눈 값을 기재

<그림 2-34> 2014년 모델 플랜트 시산 결과 개요 및 민감도분석의 개요



[표 2-56] 2030년 모델 플랜트 시산 결과 개요 및 민감도분석의 개요

전 원	원자력	석탄 화력	LNG 화력	풍력 (육상)	지열	일반 수력	소수력 (80만엔/kWh)	소수력 (100만엔/kWh)	바이오 매스 (전소)	바이오 매스 (혼소)	석유 화력	태양광 (메가)	태양광 (주택)	가스 열병합	석유 열병합	석유 열병합
설비 이용률 가동년수	70% 40년	70% 40년	70% 40년	20~23% 20년	30% 20년	83% 40년	45% 40년	60% 40년	60% 40년	87% 40년	70% 40년	30*10% 40년	14% 30년	12% 30년	70% 30년	40% 30년
발전 비용 엔/kWh	10.3~ (8.8~)	12.9 (12.9)	13.4 (13.4)	13.6~ 21.5 (9.8~ 15.6)	30.3~ 34.7 (0.2~ 23.2)	16.8 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	13.2 (12.9)	28.9~ 41.7 (28.9~ 41.6)	12.7~ 15.6 (11.0~ 13.4)	12.5~ 16.4 (12.3~ 16.2)	14.4~ 15.6 (14.4~ 15.6)	27.1~ 31.1 (27.1~ 31.1)
2011 비용 등 검증 위원회	8.9~	10.3	10.9	8.8 ~17.3	8.6 ~23.1	9.2 ~11.6	10.6	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4~ 32.2	9.5~9.8	25.1 ~38.9	12.1 ~26.4	9.9 ~20.0	11.5	19.6

<간헐성전원 (태양광·풍력)의 도입확대에 따른 조정비용> ※도입 비율은 총 발전 전력량이 1조 650억kWh인 경우임.

간헐성전원의 도입 비율	재생에너지 전체 도입 비율	조정비용
660억kWh(6%)정도	19~21%정도	연간 3,000억엔정도
930억kWh(9%)정도	22~24%정도	연간 4,700억엔정도
1240억kWh(12%)정도	25~27%정도	연간 7,000억엔정도

※태양광·풍력의 도입 지역적 편중 없음, 지역적인 수급 불균형 없는 등 여러 전제 하에 산정함.

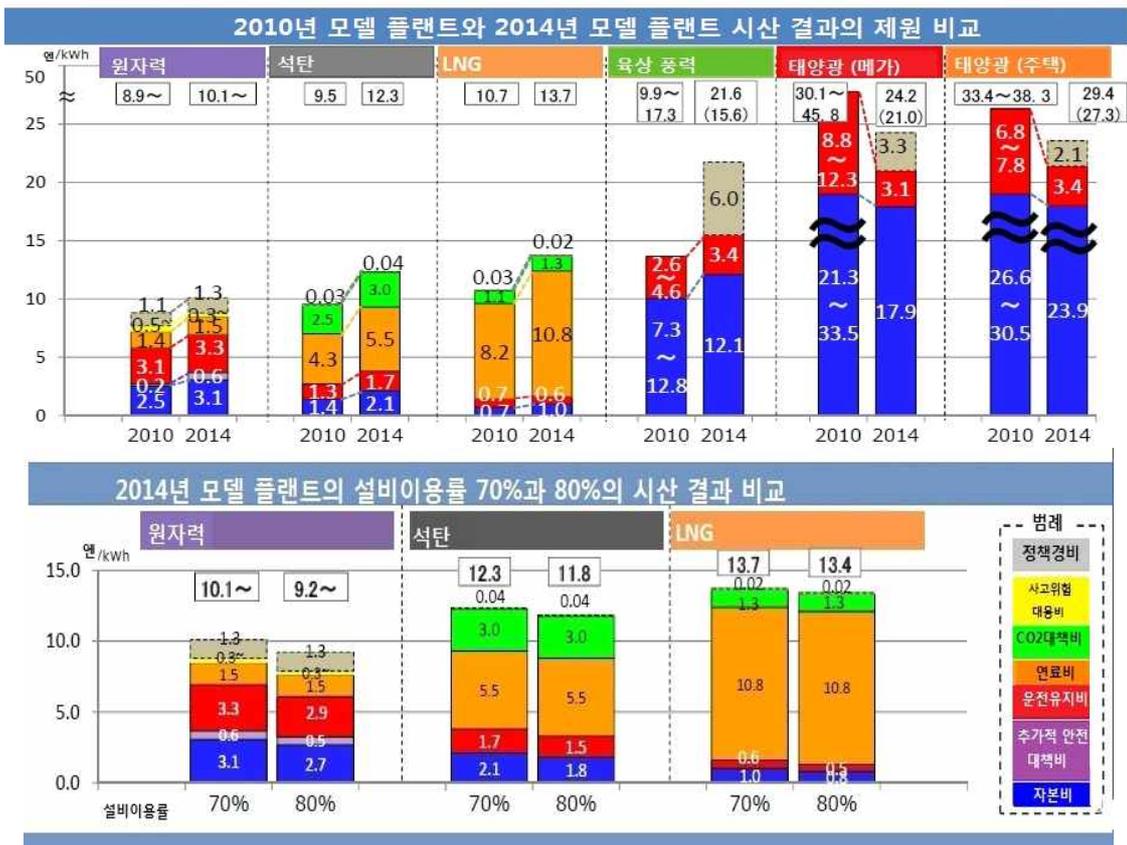
(※ 1) 앞으로의 정책노력에 의해 화석연료의 조달가격이 하락할 가능성이 있음.

민감도분석의 결과는 아래와 같음.

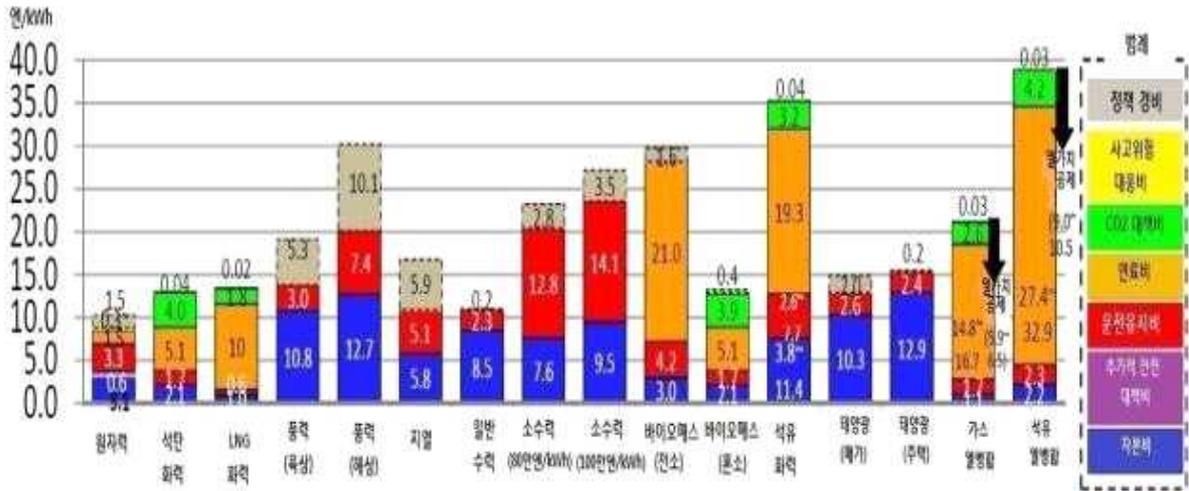
(※ 2) 2011년의 설비이용률은 석탄: 80%, LNG: 80%, 석유: 50%, 10%

(※ 3) ()안의 수치는 정책경비를 제외한 발전비용

<그림 2-35> 2010년 모델 플랜트와 2014년 모델 플랜트의 시산 결과의 제원 비교



<그림 2-36> 2030년 모델 플랜트 시산 결과 개요 및 민감도분석의 개요



4. 균등화발전원가의 산정 결과 상세

가. 재생에너지

○ 태양광

<그림 2-37> 태양광 균등화 발전비용(일본)

태양광 (주택) 발전비용 (2014년)
24.9엔/kWh
(정책비용 제외시 : 27.3엔/kWh)



※ 설비용량 4kW, 설비이용률 12%
가동년수 20년인 플랜트를 상정함.

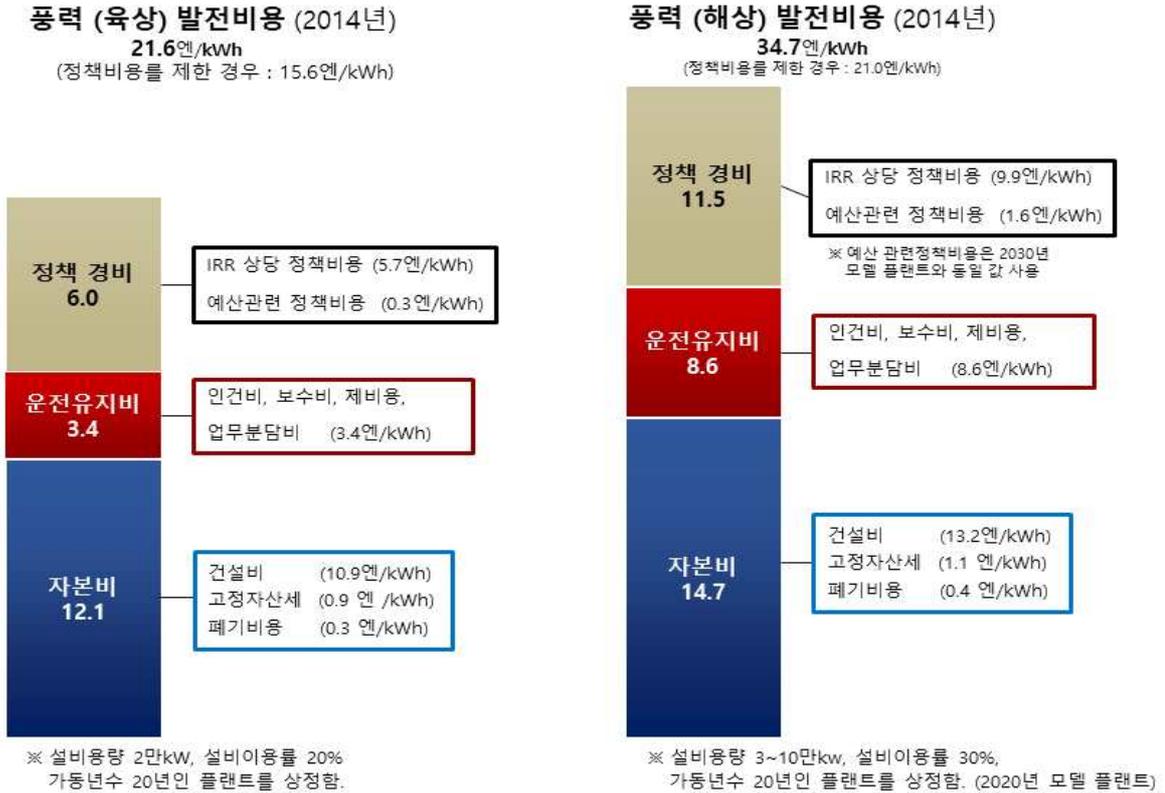
태양광 (비주택) 발전비용 (2014년)
24.2엔/kWh
(정책비용 제외시 : 21.0엔/kWh)



※ 설비용량 2,000kw, 설비이용률 14%
가동년수 20년인 플랜트를 상정함.

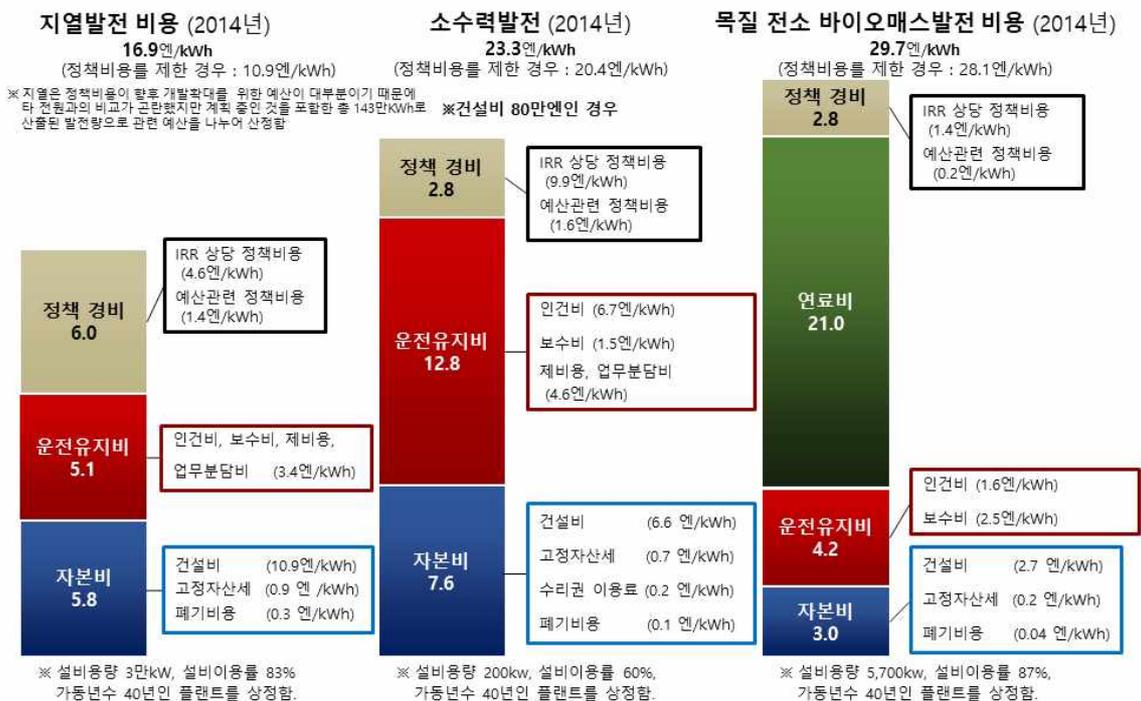
○ 풍력

<그림 2-38> 풍력 균등화 발전비용(일본)



○ 지열, 소수력, 바이오매스

<그림 2-39> 기타 재생에너지 균등화 발전비용(일본)



나. 화력발전

석탄 및 LNG 그리고 석유발전의 균등화발전비용 산정 결과와 그 상세 내역을 나타낸다.

<그림 2-40> 석탄 및 LNG 균등화 발전비용(일본)



다음은 석유발전에 대해 이용률 30%, 10%시의 균등화발전원가의 산정 상세내역을 보여준다.

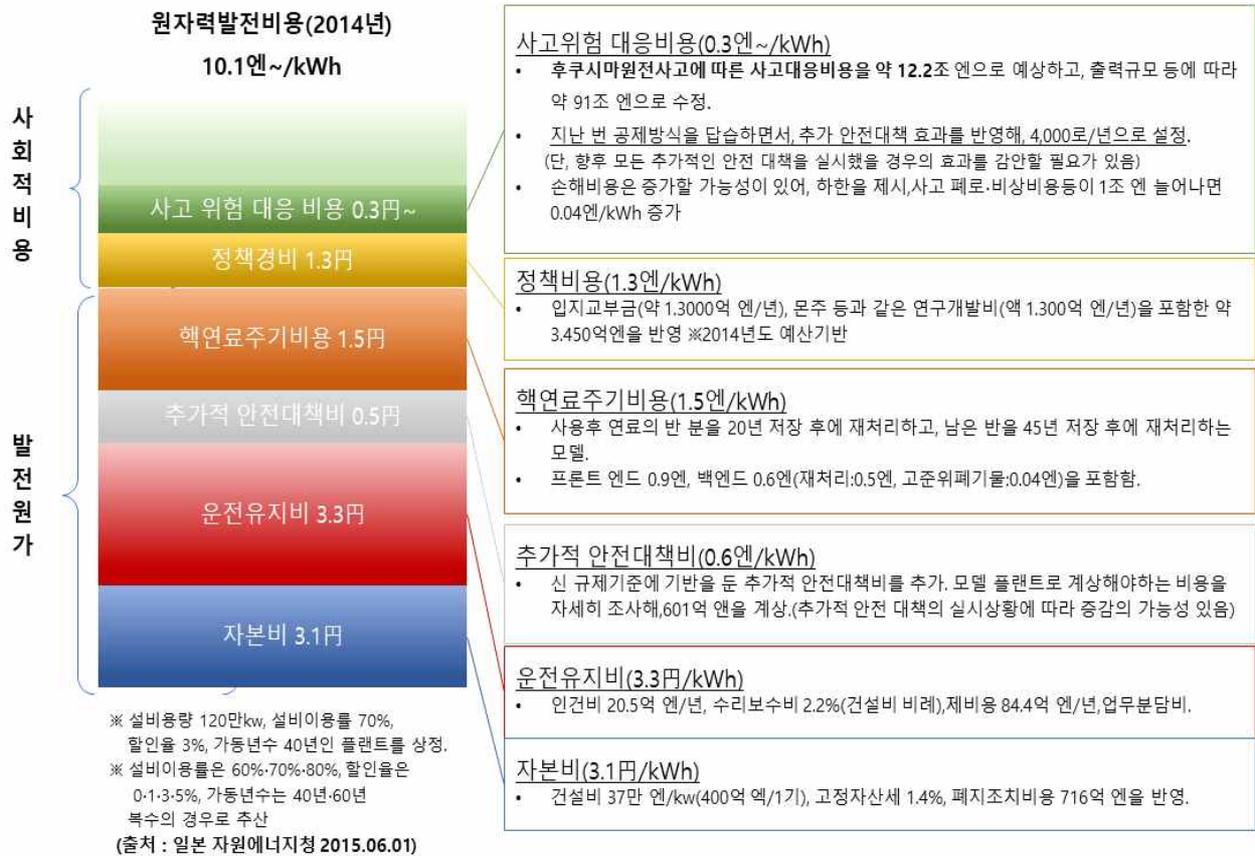
<그림 2-41> 석유의 균등화 발전비용(일본)



다. 원자력

원자력의 균등화 발전원가는 발전과 직접 관련한 비용뿐 아니라 폐로비용, 핵연료주기 비용(방사성폐기물 최종처분을 포함) 등 미래에 발생하는 비용, 사고대응 비용(손해배상, 제염을 포함), 전원입지교부금·몬주 등과 같은 연구개발 정책비용과 같은 사회적 비용도 포함해 추산되었다.

<그림 2-42> 원자력 균등화 발전비용(일본)



제 3 장 전통 전원의 균등화 발전비용 산정과 전망

제 1 절 고정비

1. 건설비의 추정

가. 개요

발전소 건설은 기본계획 단계부터 준공에 이르기까지 수년이 소요되는 장기 프로젝트로서 발전원별 건설공사비는 시장환경, 물가지수, 부지특성(Green Field 또는 Brown Field), 설비용량이나 후속호기 증설의 고려여부 등 많은 변동요인이 존재한다. 또한 건설공사비 산정은 [표 3-1]과 같이 설계단계에 따라 다양한 유형(Type)과 방법(Method)이 적용되고 있으며, 사용 목적과 산정을 위한 정보의 제약 및 산정에 소요되는 시간에 따라 그 방법과 유형을 달리하고 있다.

[표 3-1] 공사비 산정 유형 및 방법

유형	정확도	설계진도율	산정기준	용도
Order of Magnitude	±30% 이상	0%	Cost Model 플랜트 배치도 일반부지조건	타당성 검토 부지선정
Preliminary or Baseline	±25%	10%이하	Cost Model 주요설계요건 주기기계약가 Prel. P&ID	최초예산편성 설계변경추적 보조기기 구매기준
Definitive	±10%	40%이상	계통설계 내용 물량산정 보조기기 계약가 노무비 견적	예산의 재검토 기기가격 추적 시공비 산정기준
Engineer's Estimate	±5%	100%	설계 확정 상세견적 계약조건	구매시공계약 확정예산

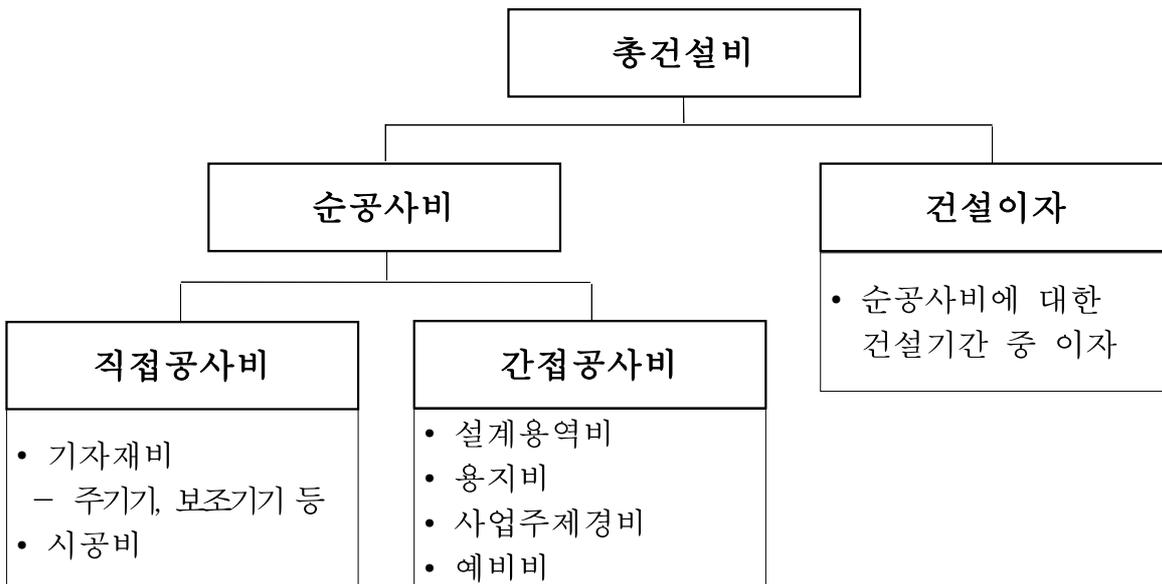
본 연구에서 건설공사비 산정은 특정부지를 대상으로 하지 않고 일반화된 조건에서 발전원별 공사비를 산정하는 것에 해당하므로 특정부지를 대상으로 건설여건 및 설계개념을 반영한 세부물량 산정과 견적과정을 통한 세부 공사비의 추정

에는 한계가 있다. 그러나, 본 연구의 목적 상 대표전원별 균등화 발전비용의 추정을 위한 건설공사비의 산정이 요구되므로, 발전사에서 제시한 실적공사비 및 계획공사비 중에서 가급적 유사용량 발전설비의 건설공사비 규모를 참고하여 물가, 환율 및 용량 보정을 적용토록 하고 해당전원별 위치 및 건설 특성을 일부 반영하여 건설공사비를 추정토록 한다.

나. 건설공사비의 정의 및 산정 개념

건설공사비의 구성은 발주방식에 따라 차이가 있을 수 있으나 건설공사비의 배분 가능여부에 따라 크게 직접공사비와 간접공사비로 구분할 수 있다. 여기서 직접 공사비는 대상 발전형식, 건설여건, 설비용량 등 기술적 특성에 따라 차이가 있으며 동일형식, 동일용량의 발전소일지라도 발전소 건설사업의 부지조건 및 사업여건에 따라 가변성이 크다. 간접공사비는 일반적으로 자금조달방식, 발주방식, 초기비용 및 사업위험요소 등 직접공사비 여건에 따라 변동할 수 있는 요인이 있으며, 부지특성, 공기지연여부 등 사업의 특성 및 환경에 따라 차이가 있을 수 있다. 본 연구의 건설공사비는 발전공기업의 사업수행형태인 직접발주방식의 가격구조를 기준하며 전체적인 건설공사비의 구성은 <그림 3-1>과 같다.

<그림 3-1> 건설비의 구성



(1) 직접공사비

직접공사비는 일반적으로 기자재비와 시공비 등으로 구성된다. 기자재비는 크게 주기와 보조기기로 구분되며, 구매, 예비품, 운송비, 보관비, 시험검사비 등이 포함된다. 본 연구에서는 유사 참고 발전설비의 실적가 또는 계획가를 기준하여 물가 상승률 등을 반영하고 조정하여 산출하였다. 원자력 발전소의 경우에는 총 사업기간이 길게 소요되며, 안전성 및 방호 측면의 설계개념이 건설시기 및 적용모델에 따라 변동될 수 있으므로 유사용량 발전설비 중 최근 호기의 실적공사비 또는 계획공사비를 기준하여 물가상승률 및 환율 등의 변동요인을 고려하여 산정하였다.

시공비는 노무비, 재료비, 경비 등으로 구성되며, 본 연구에서는 유사 발전설비의 실적가 또는 계획가를 참조하여 산정하였다. 단, 석탄발전소의 경우에는 발전소 부지가 서해안 및 남해안 또는 동해안에 위치하는 경우 공사비 증감이 있을 수 있으며, LNG 복합화력의 경우에는 발전소 부지가 내륙 또는 해안에 위치하는 경우에 따라 공사비 차이가 있을 수 있으므로 이점을 고려하여 공사비 추정 증감비율을 반영하여 산정하였다.

(2) 간접공사비

간접공사비는 설계용역비, 용지비, 사업주 제경비, 예비비 등으로 구성된다.

설계용역비는 발전소 건설에 필요한 세부 기본설계 및 상세설계, 발주자 지원, 현장조사, 건설공사 및 기자재구매 발주지원 등에 소요된 제반 비용을 말한다. 발전소의 설계는 여러 기술이 복합된 종합엔지니어링 사업으로 일반적으로 엔지니어링산업 진흥법에 따라 실비정액가산방식에 의하여 산출된다. 실비정액가산방식이란 직접인건비, 직접경비, 기술료 등을 합산하여 산출하는 방식으로 업무범위, 수행형태, 참조발전소 유무 등에 따라 사업별로 달라질 수 있다. 본 연구에서는 유사발전설비의 경우에 적용된 사례를 참고하여 직접공사비에 대한 설계비 비율을 산출하고 이를 평균한 값을 적용하였다. 하지만, 이러한 수준은 해외 일반적인 설계용역비 수준에 비하여 낮은 것으로 판단되며 이는 우리나라의 특수성에 기인한다.

용지비는 주로 부지매입비에 소요되는 비용에 해당하며 경우에 따라 이주 보상비, 어업권 보상비 등이 포함되기도 한다. 본 연구에서는 발전사에서 제공한 용지비를 기준으로 한 참고용지비와 필요시 용량보정을 적용하여 산정하였다.

사업주 제경비는 본사 및 현장 일반관리비, 시운전 일반관리비, 사전개발비, 환경영향평가, 인허가비, 감리비 등을 포함한다. 본 연구에서는 발전사가 제시한 사업주 제경비의 구분이 곤란한 경우에 석탄기력은 직접공사비의 5%, 가스복합은 4%수준을 적용하였으며, 원자력의 경우에는 일반관리비 및 외자조작비 등의 과거 직접공사비 대비 평균비율을 참조하여 적용하였다.

예비비는 발전사업자 제공 자료를 기준으로 직접공사비 대비 예비비 비율은 다수 호기 건설이 진행된 발전형식 및 모델의 경우에는 4%, 신규모델을 적용한 경우(APR-1500)의 경우에는 10%를 적용하였다.

(3) 건설중이자(IDC)

건설중이자는 건설기간 중 외부로부터 차입함에 따라 발생하는 금융비용으로 총건설비에 포함된다. 건설중이자는 차입과 이자지불시점에 따라 이자발생액의 크기가 달라지므로 건설비 지불곡선을 기준으로 건설중이자를 산정한다. 발전원별 건설비지불곡선은 표준공사비 지불곡선(S-Curve)을 적용하거나 참조호기의 건설비 지불곡선을 참고할 수 있다. 일반적으로 건설중이자 비용은 사업의 성격이나 금융구조에 따라 차이가 있을 수 있으나 본 연구에서는 발전사에서 일반적으로 적용되는 산식을 통하여 산정하였다.

$$A = \text{차입률} \times (B+D/2) \times I$$

여기서, A : 건설이자 (당해년도), B : Cash Flow누계 (전년도)

D : Cash Flow (당해년도), I : 연 이자율 (내/외자)

아래의 표는 본 연구에서 적용한 공사비 추정 방법과 산정 개념을 요약 정리한 것이다.

[표 3-2] 추정공사비 구성 및 산정개념

비목		적용방법
직접공사비	기자재비	○ 유사조건의 참조발전소 기자재비에 용량보정, 물가지수 및 환율 조정
	시공비	○ 자재비, 노무비, 경비에 대하여 각각의 물가지수 및 노임상승률 적용
간접공사비	설계용역비	○ 유사조건의 참조발전소 평균비율 또는 신규발전소의 직접공사비 대비 비율 적용 ⁸
	용지비	○ 참조용지비 및 필요시 용량보정 적용
	사업주제경비	○ 유사조건의 참조 발전설비 직접공사비 대비 적용비율의 평균치 또는 직접비의 4~5% 적용
	예비비	○ 직접공사비 대비 비율 적용
건설중이자(IDC)		○ 참조발전소의 사업기간 건설중이자 추정 반영

다. 추정공사비 산정기준 및 산정결과

(1) 검토대상 발전형식 및 용량

본 연구에서 검토한 발전형식 및 용량은 다음과 같으며 모든 설비는 신규부지 건설을 기준으로 하였다. 원자력의 경우, 1,400MW급의 경우는 2017년 진입을 가정하였고, 1,500MW급은 2030년 진입을 설정하였다. 석탄기력은 향후 동해안 지역에서 지속적으로 건설되므로 이를 기준으로 하면 될 것이고, 가스복합은 분산전원의 기능을 충족하기 위하여 내륙을 기준으로 하였다.

- 원자력(1,400MW급, 1,500MW급)
- 석탄기력(1,000MW급, 동해안, 서·남해안)
- 가스복합(900MW급, 내륙, 해안)

(2) 전제조건

본 연구는 신규 부지 건설을 기준하여 적용된 주요 전제조건 및 기타 사항은 다음과 같다.

- 가격기준일 : 2017년 1월 (단, 원전 1,500MW는 2030년 1월 기준)
- 기준환율 : 1,150원/USD
- 차입률 : 70% 기준
- 이자율 : 4.5%

○ 부가가치세 : 미포함

참조발전소 내자 및 외자에 용량, 물가지수 및 환율 등을 보정하여 산정하며, 실적공사비 또는 계획공사비의 참고대상 발전소는 다음과 같이 설정하였다.

[표 3-3] 참조발전기의 선정

구 분	용량(MW)	참조 발전기
원자력	1400	○ 신한울#1,2, 신고리#5,6, 신한울#3,4
	1500	○ 천지#1,2
석탄	1000	○ 삼척그린, 태안#9,10, 당진#9,10, 신보령#1,2
LNG 복합	900	○ 대우포천, 안산, 평택 #2, 울촌 #2, 동두천 #1,2

건설중 이자를 산정하기 위한 총 사업기간은 사업준비 기간 및 실제 시공기간을 포함하며, 발전원별로 다음과 같이 적용한다.

[표 3-4] 발전기별 사업기간의 선정

구 분	원자력	석탄화력	LNG복합화력
시설용량	1,400MW급 / 1,500MW급	1,000 MW급	900MW급
사업기간	132 개월	68 개월	34개월

원자력발전의 경우, 타 발전형식의 경우와 같이 연료비는 연료비 발전원가에 반영되는 것으로 가정하여 초기 연료 장전비는 추정공사비에 포함하지 않았다. 또한, 석탄기력의 경우, 미세먼지, SO_x, NO_x 저감을 위한 설계조건은 최근 건설이 진행중인 발전소의 설계치 수준으로 유지하는 조건을 기준하였으며, 동해안의 경우 지리적 여건을 고려할 때 연료하역부두 및 방파제 축조 등의 추가공사를 고려하여 건설비를 조정하였다. LNG 복합설비의 경우, 해안에 위치하는 경우에는 해수일과식 냉각방식 그리고 내륙에 위치하는 경우에는 냉각탑 방식을 적용한 참조발전소 공사비를 고려하여 건설비를 추정하였다.

추정공사비는 기본적으로 후보지 선정 이후 개념설계 또는 기본설계 수행 등의 과정을 통한 구매 및 시공 패키지별 책정물량 및 단가를 기준으로 하여야 정확도를 높일 수 있으나, 본 연구의 여건상 발전사가 제공한 선행 실적공사비 또는 계

획공사비의 수준이 주요 항목별 총괄금액에 기초하므로 한계성을 가지고 있으며 이 부분은 향후 주기적인 업데이트 연구가 필요하다.

(3) 용량 및 물가보정 방법

본 연구에서 추정공사비 산정시 기초가 된 공사비 자료는 발전사에서 제시한 기자재 항목별 총괄공사금액에 기초하므로 용량보정 및 물가보정과 함께 일부 기술적 특성을 반영하여 산정하였다.

○ 용량보정

참조발전소의 실적공사비 또는 계획공사비를 기준하여 용량변동에 따른 가격의 변동을 비용보정계수(Cost Scaling Factor)를 이용하여 산정하였다. 비용보정계수는 품목 또는 공종에 따라 용량지수가 달라지며 일반적인 산식은 다음과 같다. 단, 발전기의 용량은 정격용량(NR)을 기준으로 하였다.

$$C_2 = C_1 \times (Q_2 / Q_1)^{\text{Cost Scaling Factor}}$$

여기서, Q_1 : 참조 발전기 용량(발전사 제공자료)

Q_2 : 산정기준 용량

○ 물가보정

가격기준일 이전 시점의 공사비를 가격기준일 시점으로 보정하기 위해서는 시간에 따른 물가상승 반영이 필요하다. 일반적으로 물가지수의 적용은 품목별, 공사비 운영계정 또는 계약레벨별로 이루어져야 한다. 그러나 본 연구에서 발전사가 제공한 공사비 수준(Level of Detail)이 총공사비 레벨(세부내역 부재)로 개별 물가지수의 적용이 곤란하다. 따라서 본 연구에서는 상위레벨(주기기, 보조기기, 시공비 등)의 물가지수 상승률을 토대로 이를 발전사가 제시한 공사비에 적용하여 개략적인 수준으로 물가지수를 적용하였으며, 화력발전(석탄기력 및 가스복합) 및 원자력발전에 적용한 물가지수는 다음과 같다.

[표 3-5] 석탄 및 가스복합발전소의 물가적용지수

항 목		적용지수
기 자 재 비	보일러	○ 인건비 : 조업 월평균 급여 ○ 재료비 : 1차금속, 금속가공 제품 지수 평균 ○ 기 타 : 생산자 물가지수 총지수 적용 ※ 최종물가상승률 = $\sum(\text{구성비율} \times \text{적용지수 상승률})$
	터빈	
	보조기기	
시공비		○ 인건비 : 건설업 평균임금(정액+초과) 급여 ○ 재료비 : 생산자 물가지수 총지수 적용 ※ 최종물가상승률 = $\sum(\text{구성비율} \times \text{적용지수 상승률})$

[표 3-6] 원자력발전소의 물가적용지수

항 목		적용지수
기 자 재 비	원자로	○ 내자분 : KL2(제조 300~499), KM2(금속1차제품), KM3(조립금속제품) ○ 외자분 : UL1(미엔지니어링노임), UL2(미내구성자재노임), UL3(미조립금속제품노임), UM1(미일반기계장비지수)
	터빈발전기	○ 내자분 : KL2(제조 300~499), KM2(금속1차제품), KM3(조립금속제품) ○ 외자분 : UL1(미엔지니어링노임), UL4(미터빈제작노임), UM4(미철판가공), UM5(미스위치기어제품)
	보조기기	
시공비		○ KL3(건설협회시중노임)제조 300~499), KM2(금속1차제품), KM3(조립금속제품)

아래의 자료는 발전원별 공사비 산정결과와 그 내역을 정리한 것이다.

[표 3-7] 석탄기력의 공사비 추정 결과

(단위 : 백만원)

항 목			추정공사비(1000MW x 2)		고려사항
			동해안	서·남해안	
직 접 공 사 비	기 자 재 비	주기기	1,479,121	1,479,121	○ 2개 유사발전소의 현가 평균치 적용
		탈황설비 및 탈질설비			○ 2개 유사발전소의 현가 평균치 적용
		보조기기			○ 환경설비 보완치 반영
	시 공 비	기계공사비	1,839,896	1,305,127	○ 2개 유사발전소 현가 평균치와 신규부지시의 설치비 증가분 고려
		건축공사비			○ 2개 유사발전소 현가 평균치와 신규부지시의 시공비 증가분 고려
		계전공사비			○ 2개 유사발전소 현가 평균치 적용
		토목공사비			○ 2개 유사발전소 현가 평균치 적용
		부대공사비 소 계			○ 신규부지를 감안한 공사비증 가분 고려
		부대공사비 소 계			○ 동해안의 경우 방파제, 하역부두 등 예상공사비 증가분 고려
	직접공사비 합계			3,319,017	2,784,248
간 접 비	간 접 비	설계용역비	155,994	130,861	○ 직접공사비 대비 4개 유사발 전소 적용비율 반영
		용지비	29,813	29,813	○ 1개 신규부지 현가 적용
		사업주제경비	165,951	139,212	○ 직접공사비의 5% 적용
		예비비	132,761	113,370	○ 직접공사비의 4% 적용
		소계	484,519	411,256	
순공사비			3,803,536	3,195,504	
건설중이자			303,522	255,001	
총공사비(2개호기 기준)			4,107,058	3,450,505	
총공사비 (1000MW급)			2,053,529	1,725,253	○ 배분공사비 기준임.

[표 3-8] LNG 복합화력의 공사비 추정 결과

(단위 : 백만원)

항 목			추정공사비(900MW x 1)		고려사항	
			내륙	해안		
직 접 공 사 비	기 자 재 비	주기기	511,628	447,516	○ 4개 유사발전소의 현가 평균치 적용	
		보조기기			○ 내륙과 해안에 위치한 각 2개 발전소의 현가 평균치 적용	
	시 공 비	기계공사비	271,215	398,190	○ 내륙에 위치한 2개 유사 발전소의 현가평균치 적용 ○ 해안에 위치한 신규부지 대상발전소의 현가평균치 적용	
		건축공사비				
		계전공사비				
		토목공사비				
		부대공사비				
	직접공사비 합계			782,843	845,706	
	간 접 비	간 접 비	설계용역비	31,314	33,828	○ 직접공사비 대비 6개 유사발 전소 적용비율 반영
			용지비	23,810	23,810	○ 유사발전소 현가 적용
사업주제경비			31,314	33,828	○ 직접공사비의 4% 적용	
예비비			31,314	33,828	○ 직접공사비의 4% 적용	
소계			117,752	125,294		
순공사비			900,595	971,000		
건설중이자			37,352	40,272		
총공사비 (900MW급)			937,947	1,011,272		

- 주) 1. 용지비는 내륙의 경우에 주로 도심지에 위치하고 있으므로 해안의 경우에 비하여 증가요인이 클 수 있으나 본 연구에서는 동일한 것으로 가정
2. 해안의 경우 취배수로의 거리 및 조건 등 부지특성에 따라 공사비 변동폭이 크게 나타날 수 있음.

[표 3-9] 원자력발전의 공사비 추정 결과

(단위 : 백만원)

항 목		추정공사비		고려사항	
		1400 MW (2개호기)	1500 MW (2개호기)		
직 접 공 사 비	기 자 재 비	NSSS	3,420,099	3,893,070	○ 신규호기 유사발전소 현가 적용
		터빈-발전기			○ 신규호기 유사발전소 현가 적용
		보조기기			○ 신규호기 유사발전소 현가 적용 ○ APR 1500의 경우에는 APR 1400 기준의 공사비에 신규 설계개념을 보완한 공사비 추정 증가율 반영
	시 공 비	주설비공사비	2,045,226	2,409,451	○ APR 1400은 2개 유사발전소 현가 평균치 적용
		부대공사비			○ APR 1500은 신규호기 유사 발전소 현가 적용
직접공사비 합계		5,468,955	6,302,521		
간 접 비	간 접 비	설계용역비	528,301	533,018	○ 신규호기 직접공사비 대비 적용비율 반영
		용지비	116,023	120,926	○ 과거 용지비의 평균치 적용
		일반관리비	440,251	283,614	○ APR 1400의 경우에는 3개 유사발전소 현가 평균치 적용
		비품비, 외자조작비, 보험료	31,682	25,210	○ APR 1500은 신규 유사 발전소 현가 적용
		예비비	218,758	630,252	○ APR 1400은 직접공사비의 4%, APR 1500은 직접공사비 의 10% 적용
		소계	1,335,015	1,593,020	
순공사비		6,803,970	7,895,541		
건설중이자		758,346	880,009		
총공사비(2개호기 기준)		7,562,316	8,775,550		
총공사비 (1,400MW급/1,500MW급)		3,781,158	4,387,775	○ 배분공사비 기준임.	

라. 요약

[표 3-10] 건설비 추정 결과 요약

구 분		건설단가 (천원/kW)	산정배경
원자력	1400MW급 (2017년)	2,701	○ 인허가여건 및 방호개념을 보완한 최근 계획공사비를 토대로 추정 ○ 보조기기의 경우, 과거공사비를 토대로 추정하되 공사비 증감분을 가정하여 보정
	1500MW급 (2030년)	2,925	○ 원전연료비는 타 발전형식과의 형평성을 고려하여 제외 ○ 용지비는 과거이력을 참조하여 적용 ○ 1,400MW급 2017년, 1,500M급 2030년 진입
석탄화력 (1000MW급)	동해안 (기준)	2,054	○ 기자재비는 참조 발전설비의 실적자료를 선별적으로 적용하여 평균치 반영 ○ 환경규제 여건을 고려한 시설개선비용 일부 추가 반영
	서해안 (참조)	1,726	○ 시공비의 경우 부지정지, 하역부두, 항만, 회사장 축조 등 신규부지 및 입지위치에 따른 영향 고려 ○ 용지비는 과거 실적자료를 참하여 적용
LNG 복합 (900 MW급)	내륙 (기준)	1,042	○ 기자재비는 참조 발전설비의 실적자료를 선별적으로 적용하여 평균치 반영 ○ 시공비의 경우, 신규부지 설치에 따른 부대비용 및 냉각수 설비 형식차이에 따라 발생하는 추가공사비 증감비율 일부 반영
	해안 (참조)	1,124	○ 용지비는 과거 실적자료를 참조하여 적용
<p>※ 기타참고사항</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 설계용역비는 신규호기 또는 다수호기 직접공사비의 평균비율 적용 ○ 사업주 제경비는 실적공사비 및 계획공사비의 비율을 적용하였으나, 구분이 곤란한 석탄기력의 경우 직접공사비의 5%, 가스복합의 경우 4% 적용 ○ 예비비는 최초호기와 다수호기인 경우를 구분하여 분리 적용 <ul style="list-style-type: none"> - 최초호기 : 10% (APR-1500), - 중복호기 : 4% (석탄/가스복합/APR-1400) ○ 건설증이자는 형평성을 고려하여 차입률 70%, 이자율 4.5%를 모든 발전형식에 동일하게 적용 <ul style="list-style-type: none"> - 발전형식별 사업기간과 사업비 배분율을 가정하여 적용 ○ 해안에 위치한 가스복합의 공사비는 입지여건에 따라 공사비 규모측면에서 변동폭이 크게 나타날 수 있음. ○ 본 연구의 공사비 산정은 발전사 제공자료에 기초한 것으로, 실 공사비는 사업 특성 및 패키지 구분의 상세내역에 의존하므로, 항목별 공사비 구분내역은 개별사업별 실제 공사비 산정 또는 집행결과와 차이가 있을 수 있음. 			

2. 운전유지비 결정

운전유지비 또한 발전사업자의 자료를 바탕으로 설정되었다. 운전유지비 항목은 고정비 성격의 인건비, 수선유지비, 경비, 일반관리비, 원전의 사후처리비 등을 포함하며, 변동비 성격의 운전유지비로서는 탈황재료비, 약품비, 기동비 등을 포함하고 있다. 사후처리비는 원전해체비용, 사용후핵연료 처리비용 등으로 원전에만 적용하는 항목이다.

[표 3-11] 운전유지비의 구성 요소

구분	항목	구성요소
원 자 력	인 건 비	급여 및 임금, 제수당, 잡급 등
	수선유지비	설비경상보수비, 수선유지 재료비, 수선유지 용역비 등
	경 비	광고선전비, 교육훈련비, 지역협력비, 제세/보험료 등
	일반관리비	판매 및 관리비
	사후처리비	원자력 철거비, 폐기물 및 사용후연료 처분비용

운전유지비는 각 발전원별의 오버홀 순환기간(원자력 10년, 석탄화력 5년, LNG 복합화력 4년 등) 동안의 운전유지비 실적을 현가화하여 적용하는 것이 일반적이다. A급 계획예방정비에 소요되는 수선비용이 차지하는 비중이 큰 것을 고려할 때, 운전유지비용 실적을 오버홀 순환기간(A급 계획예방정비 개시시점으로부터 차기 A급 계획예방정비 개시 직전시점까지)에 대하여 책정하는 것이 타당하다.

하지만, 현재 고려하고 있는 신규 발전설비의 경우, 최소 필요 연수에 해당하는 운전실적이 없기 때문에 별도의 고려가 필요하다. 따라서, 기존발전소 중에서 신규발전소와 유사하면서 적용 타당한 표준적인 발전소를 원별 참조발전소로 선정하여 그 평균치를 적용하고, 참조발전소와 후보 발전기의 용량이 상이할 경우는 용량보정계수를 적용하여 보정하는 방식이 적용되었다.

원전 사후처리비는 사용후핵연료 관리부담금, 중·저준위 방폐물 관리비용, 원전해체비용 등을 포함하고 있다. 즉, 원자력의 경우 일반적인 운전유지비이외 사후처리비와 연구개발비용 등을 별도로 산정하여 포함하고 있다. 또한, 기존 설비의 경

우, 해당 설비의 실적치 사용하고, 신규 설비의 경우, 사후처리비 실적이 설비의 운전년수에 따라 다양하므로 참조발전기의 평균치를 적용하였다.

[표 3-12] 운전유지비 결과

[천원/kW-월]	PWR(1,400MW)	PWR(1,500MW)	석탄(1,000MW)	LNG(900MW)
운전유지비	7.55	7.29	3.38	2.77
사후처리비	3.40	3.28	-	
연구개발비용	0.91	0.91	-	
합계	11.86	11.48	3.38	2.77

3. 송전접속비용의 결정

투자비 가운데 별도의 항목으로는 송전접속비용이 있다. 일반적으로 재생에너지의 투자비에는 송전접속비용이 포함되어 있지만, 화력설비는 전통적으로 포함하지 않았다. 하지만, 접속비용의 경우 해당 발전설비의 자산이고 고정비의 형태로 투자되는 부분이기 때문에 포함되어야 한다. 본 연구에서는 송전계통 가운데 공용망과 관련된 비용은 포함하지 않았다. 공용망과 관련된 비용은 원칙적으로 계산하여 포함하여야 하지만 환상망의 경우 공용송전망의 이용자(발전기 및 부하)를 정확하게 산정하기 매우 어렵다. 또한, 비록 우리나라에서는 공용송전망에 대한 부담을 발전과 부하 공히 50:50의 비율로 할당을 하고 있지만, 일반적으로 부하에 많은 비중을 할당하고 있는 것이 사실이다.

송전망 접속비용은 「송·배전용 전기설비 이용규정」 과 7차계획 반영설비의 「접속설비 이용계약」 에 근거하여 전원별 표준 접속설비를 선정하고, 이에 따른 건설비와 운전유지비를 산정한다. 아래의 표는 송배전용 전기설비 이용규정의 기준을 정리한 것이다.

본 연구에서는 아래와 같이 발전원별 송전망 접속기준을 설정하였다.

- 원자력 : 765kV와 345kV의 평균, 접속선로 공장 100km 적용
- 석 탄 : 765kV와 345kV의 평균, 접속선로 공장 40km 적용
- LNG복합 : 345kV와 154kV의 평균, 접속선로 공장 10km 적용

[표 3-13] 발전소 송전접속 기준

발전소 최대용량	연계전압	접속선로	비 고	
20MW 이하	22.9kV	22.9kV 전용선로 2회선 (고객희망시 1회선)	154kV 적용 가능 (고객요청시)	
20MW 초과 ~ 500MW 이하	154kV	154kV 송전선로 2회선 (고객희망시 1회선)	22.9kV 연계 최대용량	
			변압기 1Bank 당	25MW
			변전소 당	최대 75MW
500MW초과 ~1,000MW이하	154kV 또는 345kV	154kV(A410mm ² × 2B) 2회선 2개루트 345kV(A480mm ² × 2B) 2회선	-	
1,000MW 초과 ~2,000MW이하	345kV 이상	345kV(A480mm ² × 4B) 2회선	-	
2,000MW 초과 ~3,000MW이하	345kV 이상	345kV(STACIR480mm ² × 4B) 2회선	-	
3,000MW초과	345kV 또는 765kV	345kV(A480mm ² × 4B) 2회선 2루트 765kV(A480mm ² × 6B) 2회선	-	

이 결과 에너지원별 접속설비는 아래와 같이 계산된다.

[표 3-14] 발전소 송전접속비용 산정 결과

접속 설비	원 전	석탄화력	가스복합
접속건설비(천원/kW)	124.4	42.5	15.9
접속유지비(천원/kW-월)	0.06348	0.0310	0.0300
접속 건설비(원/kWh)	0.91	0.39	0.14
접속 운전유지비(원/kWh)	0.11	0.06	0.05
합계(원/kWh)	1.02	0.45	0.19

다음으로 동해안 HVDC 설비가 공용망인지 접속설비인지에 대한 논의는 현재 진행 중에 있다. 향후 접속설비로 결정될 경우에는 상기 비용에서 추가되어야 할 것이며, 공용망으로 설정될 경우에는 별도의 고려가 필요할 것이다. 하지만 해당 송전설비는 동해지역의 원전 및 석탄발전 등이 배타적으로 이용하는 것이므로 다른 교류설비와는 달리 사용자가 명확해 진다. 따라서, 접속설비의 여부는 향후에 맡겨두더라도 계통보강비용의 형태로 고려할 필요는 있다.

HVDC 1단계(상시용량 4GW)의 경우, 석탄(삼척그린 1,2호기, 북평화력 1,2호기, 후속호기 일부)의 송전혼잡 완화(현재 약 900MW 송전혼잡 발생하고 있음) 및 신규 원전인 신한울 1,2호기(2,800MW)의 송전혼잡 완화가 주된 목적이다. 동해안-신기평 HVDC선로는 다른 교류기반 송전선로와는 달리 상기 동해지역 석탄화력(후속호기 일부) 및 원전이 독점적으로 사용한다는 것이 다른 교류설비와 차별적으로 고려할 여지가 있다.

1단계 HVDC 비용(변환설비, 송전탑 및 송전선로)의 추정치를 바탕으로 송전혼잡 완화의 배분(혜택)을 석탄 30%, 신규 원전 70%로 설정하였으며, 이는 현재 혼잡수준과 향후 혼잡수준을 기준으로 설정한 것이다. 1단계 HVDC 비용은 지중화 구간의 길이에 따라 상당 수준 달라질 수 있지만, 현재 보수적으로 추정되는 총비용(2조5천억원)을 이용하여 산정하였다. 이는 직접투자비(변환설비, 송전설비, 변전설비), 간접투자비(부대비), 예비비, 부지매입 및 보상비 등을 포함한 금액이며, 설계수명은 30년으로 알려져 있다. 신한울 1,2호기 HVDC 송전비용은 791.9 [천원/kW](6.17원/kWh)이며 이는 신한울 1,2호기에 할당되는 HVDC 송전비용은 약 1조 7,500 억원 수준으로부터 계산된 것이며, 석탄설비에 할당되는 비용은 약 7,500억원으로 이는 211.9 [천원/kW](2.05원/kWh)으로 나타났다.

제 2 절 연료비

1. 연료비 산정

전통설비들의 기술적 특성상 전체 발전비용에서 연료비가 차지하는 비중이 설비기술별로 차이가 크다. 원전의 경우 연료비가 차지하는 비중이 매우 작고 원료인 우라늄은 다른 연료와 달리 유가변동 등에 의한 가격변동이 크지 않다. 이에 비해 석탄과 가스복합은 연료비의 비중이 큰 편이며, 특히 가스복합의 경우는 그 비중이 매우 크고, 유가(JCC 연동 등)에 연동하여 수입가격이 결정되기 때문에 유가변동에 매우 큰 영향을 받는다.

따라서 연료비 전망 즉 유가 전망을 어떻게 하는가에 따라 전통설비간의 균등화 발전비용도 큰 차이를 보인다. 대부분의 국제기관의 전망에 따르면 당분간 저유가가 지속될 것으로 전망하고 있으나 기관마다 전망하는 수치와 변동시점에 차이가 많다. 이는 미래의 연도별 연료비의 추정이 상당히 복잡하고 어려운 작업임을 의미한다. 본 연구에서는 이러한 가격전망의 불확실성을 피하기 위해서 2017년 실적치(2017. 1월~12월의 평균단가)를 2017년 초 불변가격으로 하여 사용하고 미래 연료비 전망 역시 이 수치를 사용한다. 물론 차후 과제로 미래 가격의 예측을 별도로 연구하여 이를 고려하여 계산할 필요성은 있다.

[표 3-15] 발전용 연료의 과세현황(2017년 기준)

구분		우라늄(%원/g)	유연탄(%원/kg)	천연가스(%원/kg)	
구분	관세	기본	-	-	3%(6개월)
		탄력	-	-	2%(6개월)
	개별 소비세	기본	-	30(24*)	60
		탄력	-	27~33(21~27*)	(42)
	수입부과금	-	-	24.2	

* 2017년 1~3월은 24원이나 편의상 30원 적용

한편 2017년의 실적치를 사용한다고 하더라도 균등화 발전비용의 산정원칙에 따라 모든 세금을 제외하여 연료비를 재산정할 필요가 있다. 그 이유는 크게 2가지다. 첫째, 각국의 세제정책상 연료별로 부과하는 세금이 다를 경우 이를 제거해야 각 설비의 연료비를 공정하게 비교할 수 있기 때문이다. 둘째, 설령 동일한 세금이 부과되어 있더라도 균등화 발전비용은 사회적 관점에서의 비용평가이기 때문에 모든 세금을 제외하는 것이 원칙이다. 세제 요인의 제거는 우리나라의 경우 특히 중요한데 우리나라 발전용 연료세제가 전원별로 상당히 다르기 때문이다.

[표 3-15]에서 알 수 있듯이 천연가스에는 평균 2.5% 증가세 형태의 관세, 60원/kg의 개별소비세, 24.2원/kg의 수입부과금이 부과되고 있는 반면 석탄발전의 연료인 유연탄에는 관세와 수입부과금을 과세되지 않고 개별소비세만 30원/kg 부과되고 있다¹⁾. 이에 비해 원전의 우라늄은 이들 3가지 세금에 대해 모두 면세혜택을 받고 있다.

[표 3-16] 발전용 연료단가의 재산정결과

우라늄(원/Gcal)		유연탄(원/Gcal)		천연가스(원/Gcal)	
실적가격(세후)	2,300	실적가격(세후)	21,260	실적가격(세후)	49,499
개별소비세	0	개별소비세	5,455	개별소비세+ 수입부과금+관세	7,033
세전가격	2,300	세전가격	15,805	세전가격	42,466

1) 개별소비세법 개정으로 2018년 4월부터 36원/kg으로 인상 예정.

따라서 2017년의 연료비 실적가격(전술한 3가지 세금 포함가격)에서 2017년에 부과된 연료별 과세액을 열량가격으로 환산(유연탄 5.5Gcal/톤, 천연가스 13.0Gcal/톤 열량기준 적용)한 액수를 차감한다. 종가세인 관세는 2017년에 부과된 평균관세액 7.19원/kg을 열량가격으로 환산하여 차감한다. [표 3-16]은 재산정한 발전용 연료비 단가를 나타낸 것으로 우리나라는 면세이기 때문에 변화가 없고 석탄발전과 가스복합은 실적가격에 비해 세전가격이 적지 않은 액수로 하락함을 확인할 수 있다. 이렇게 재산정한 연료단가로 주요설비의 연료비를 산정한 결과는 [표 3-17]와 같다.

[표 3-17] 설비별 세전가격에 의한 연료비 재산정

(원/kWh)	원 전	유연탄	천연가스
연료비 (세후가격 기준)	5.74 (5.74)	32.52 (43.75)	66.64 (77.68)

2. 송전손실비용

우리나라의 지형적 여건(연료 수입과 냉각수), 사회적 수용성 등으로 인해 원전과 석탄발전은 전력수요지에서 멀리 떨어진 해안가에 위치하는 경우가 많고, 가스복합의 경우 상대적으로 수요지 인근에 위치하는 경우가 많다. 특별한 사정이 아닌 한 앞으로도 신규설비도 이러한 입지 특성을 따라갈 가능성이 높다. 이러한 입지 차이는 송전과정에서 송전손실을 유발하며 이는 내용상 연료비의 손실과 내용상 동일하다. 따라서 송전손실도 연료비 손실로 간주하여 발전비용에 반영할 필요가 있다.

일반적으로 송전손실은 평균손실과 한계손실로 구분되나 평균손실을 기준으로 설비별 손실을 계산하는 것이 현실적으로 어렵다 따라서 본 연구에서는 현재 도매시장에서 적용하고 있는 (정적)한계송전손실 계수를 사용하기로 한다. 한계송전손실이란 기준모선에 대한 상대적 손실개념으로 현재 보령화력을 기준으로 산정하고 있다. 이를 준용하여 2017년 설비별 한계송전손실계수의 연간 단순평균치와 각 발전기의 등록설비용량으로 설비별 용량가중평균 손실계수를 계산하였다. 그 결과, 송전손실계수는 원자력 +0.47, 석탄발전 +0.08, 가스복합 -2.09로 산정된다. 송전손실이 내용상 연료손실이기 때문에 산정된 손실률에 연료비(전술한 세전가

격)을 곱해 송전손실비용을 구한 것이 [표 3-18]로서 원전은 0.03원/kWh, 석탄발전 0.03원/kWh, 가스복합은 -2.09원/kWh이다. 유의할 점은 전술한 손실률은 기준모선(보령화력) 대비 '상대적 손실' 개념이기 때문에 원전과 석탄발전은 추가 비용(+)으로 가스복합은 감소비용(-)으로 나타난 것이고 가스복합의 손실률을 0%로 하여 산정해도 설비간 비용차이는 동일하다.

[표 3-18] 설비별 송전손실 비용(연료비 손실)

구 분	원 전	석 탄	가스복합
용량(MW)	23,057	32,058	33,357
손실가중용량	22,949	32,032	34,054
용량가중손실계수(%)	99.53	99.92	102.09
손실률(%)	0.47	0.08	-2.09
손실비용(원/kWh)	0.03	0.03	-1.39

제 3 절 사회적 비용

1. 원전의 위험비용

가. 원전위험비용 관련 국내 제도적 현황

(1) 원전의 투자위험비용 관련 검토

대부분 민간주도 경쟁시장인 OECD 전력시장에서 원전의 투자위험비용은 원전의 총 발전원가에 지대한 영향을 미친다. 미국 매사추세츠공대(MIT)는 지난 2003년 <Future of Nuclear Power>와 지난 2009년 <Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power>를 통해 미국 및 국제 원자력발전의 비용전망치를 제시한 바 있다. MIT는 2009년 원자력 Overnight Cost를 지난 2003년 평가결과(\$2,000/kWe) 대비 2배 증가한 \$4,000/kWe로 평가하였다. 이러한 단위건설비용의 증가는 유럽, 미국, 한국, 일본 등의 신규원전 공사실적 및 비용전망치들을 종합적으로 검토한 결과로서, 원전안전규제 강화와 공기지연 등 원전의 불확실성 증가로 인한 위험비용을 주요원인으로 평가하였다. 또한 투자자본비용의 산정에서 원전이 갖는 부가적인 투자위험을 감안하여 다른 발전기술대비 더 높은 자기자본할인율(15%)을 적용하였고, 결과적으로 가중평균 자본비용(WACC)도 석탄화력이나 가스복합(CCGT)의 7.8%보다 높은 10%를 적용하였다(표 3-19 참조).

그러나 국내의 신고리 #3,4 및 신한울 #1,2 등 신규원전사업들은 미국의 안전규제 강화추세나 후쿠시마사고 이후 국내 안전규제강화가 아직 적용되기 이전에 시작된 사업들로서 건설단가실적이 이보다 매우 낮게 형성된다. 물론 최근 추진된 신고리 #5,6호기의 건설비용은 약 8조6천억원으로 전망되고 있어 약 6조8천억원이 소요된 신고리 #3,4호기 실적에 비해 약 26% 상승할 것으로 전망된다. 그럼에도 불구하고 국내 신규원전의 고정비용과 관련 세부적인 자료의 접근이 제약되어 있어 본 연구에서 이에 대한 구체적인 비교평가가 어렵다. 또한 국내발전부문 비용평가에서는 모든 발전 기술들에 대해 동일한 할인율을 적용하는 평가관행이 일반화되어 있고, OECD 국가들과 달리 예외적으로 원전사업자가 공기업으로 운영된다는 측면에서 MIT의 산정방식을 직접 적용하기 어려운 측면이 있다. 따라서 원전의 추가적 투자위험비용을 별도로 적용한 균등화발전비용 평가방식은 향후 국내 학계의 합의가 필요할 것으로 보인다.

[표 3-19] MIT 2003, MIT 2009 발전비용평가에 적용된 자본비용 할인율 전체

분 류	부채비중	기자본 비중	부채 할인율	자기자본할인율	가중평균자본비용 (WACC)
Nuclear	50%	50%	8%	15%	10.0%
Coal	60%	40%	8%	12%	7.8%
CCGT	60%	40%	8%	12%	7.8%

출처: MIT 2003. <Future of Nuclear Power>, MIT 2009. <Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power>

[표 3-20] MIT (2003, 2009)의 균등화 발전비용 평가결과

분 류		Overnight Cost	연료비용	LCOE	탄소비용 (\$25/tCO2)	할인율 (7.8% 적용)
		\$/kW	\$/mmBtu	¢/kWh		
MIT 2003 (\$2002)	Nuclear	2,000	0.47	6.7	-	5.5
	Coal	1,300	1.2	4.3	6.4	
	Gas	500	3.5	4.1	5.1	
MIT 2009 (\$2007)	Nuclear	4,000	0.67	8.4	-	6.6
	Coal	2,300	2.6	6.2	8.3	
	Gas	850	7	6.5	7.4	

출처: MIT 2003. <Future of Nuclear Power>, MIT 2009. <Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power>

(2) 원전사고위험관련 국내 제도적 현황

노심용융 등 원전의 중대사고는 발생확률이 매우 낮으나 일단 발생시 체르노빌, 후쿠시마 원전사고의 사례에서처럼 천문학적인 규모의 비용이 유발된다. 석탄화력, 가스복합 등 기타 발전설비의 경우도 사고위험은 있으나 그 피해액이 일반적인 산업재해범위내에 있고 상대적으로 작아 동보고서의 사고위험비용 산정대상은 발전설비로 한정한다. 원전사고로 인한 손해에 대한 배상관련 현행 법령은 '원자력손해배상법(1969)' 및 '원자력손해배상 보상계약에 관한 법률(1975)'로서 지난 2011년 후쿠시마 원전사고 이후 지난 2014년 12월 손해배상책임한도 등이 개정된 바 있다.

원자력손해배상법 2014년 개정(2014.12.19)에 따라 원전사고시 원자력사업자의 손해배상책임한도는 기존의 부지당 500억원에서 3억SDR(약 5,000억원)으로 상향 조정되었다. 이에 따라 원자력사업자가 부지당 5,000억원 한도의 피해보상에 상응해 납부하는 보험료는 0.1원/kWh 수준이다. 그러나 이미 후쿠시마원전사고 손해 규모가 2016년말 기준 200조원을 넘어선 상황에서, 사고피해액이 3억SDR을 초과할 경우 국가가 배상하도록 설정하고 있어, 국내 원전의 사고위험으로 인한 외부비용은 적절히 내재화되어 있지 않다. 따라서 현재의 제도로 인한 자원배분의 왜

곡 교정과 ‘오염자부담의 원칙’ 차원에서 보다 객관적이고 현실적인 원전사고위험 비용 산정연구가 필요하다.

나. 선행연구에서 적용된 산정방식에 대한 검토

원전사고에 대한 위험비용은 주로 손해규모 및 사고확률의 적용방식에 따라 논란이 많고 아직까지 국내외에 일관된 산정방식이 확립되지 않았다. 선행연구에서 적용한 산정방식은 총 손해규모 산정에서 일관성이 결여되어 있으며, 사고빈도에서는 확률론적 안전성평가(PSA), 손해기대값, 상호부조방식 등이 다양하게 적용되었다. 또한 소비자들의 주관적 가치판단에 따른 조건부가치평가(CVM)방식이 적용되기도 하였다. 그러나 이들 중 어떠한 방식도 아직까지 원전사고위험비용을 산정하는 데 있어 국제적 기준으로 확립되어 있지 않다. 각각의 방법이 갖고 있는 한계는 다음과 같다.

(1) 사고빈도에 대한 추정

확률론적 안전성평가(PSA)는 공학적으로 실패요인을 찾아 보완하는 목적에 맞춰진 방법론으로 기대사고빈도의 예측과는 거리가 있다. 첫째, PSA의 목적은 원전사고의 진행과정에서의 취약지점을 파악하고, 사고의 원인이 될 수 있는 실패요인에 대한 이해증진으로, 최종적인 기대사고빈도를 제시하는데 있지 않다. 둘째, PSA는 이미 알려진 초기사건(지진, 냉각재상실 등)에 대한 연구를 할 수 있으나, 아직 알려지지 않은 요인을 검토하지 않는다. 셋째, PSA는 안전규제 기준 및 요건에 대한 사업자의 완벽한 충족을 전제하며, 동시에 안전규제기관이 독립적이고 유능하다는 암묵적 전제위에서 작성된다. 이와 같은 한계로 인해 PSA 수치는 항상 세계원전사고 실적보다 크게 낮은 것으로 나타나며, 이는 그만큼 현실세계와 큰 괴리가 있음을 보여준다(Bizet & Leveque 2017).

손해기대값 방식은 사고로 인해 기대되는 손해규모와 사고확률을 곱하는 방식으로 원칙적으로 다른 부문의 손해배상보험과 동일한 비용산정방식이다. 그러나 사고빈도의 산정에서 다른 산업분야와 달리 세계원전의 과소(過少)함으로 인해 대수의 법칙(law of large number)에 위배되는 문제를 야기한다. 예를 들어 자동차 손해배상보험에서 기대사고비용을 산정할 경우 이미 2천만대를 넘어선 국내 등록 자동차의 모집단과 사고실적을 통해 통계적으로 신뢰할 수 있는 기대사고빈도의 산정이 가능하나, 원전의 경우 가동중 세계 원전을 모두 합해도 불과 430여기에

국한되는 과소성의 문제가 발생한다. 또한 세계원전은 다시 가압형경수로, 비등형 경수로, 중수로 등 상이한 로형으로 나뉘어져 더욱 과소한 숫자로 제약되며 신뢰할 수 있는 기대사고빈도 추정에 어려움을 가중시킨다. 이러한 문제로 일본 원자력발전·핵연료사이클기술 등 검토소위원회(2011, 이하 원전검토위원회)는 원전 사고대응비용 산정에 기대사고빈도를 배제한 바 있다(원전검토위원회 2011).

상호부조방식은 원전사고로 인한 총피해규모를 가동중 원전의 잔여수명기간 총 발전량으로 나누어 산정하는 방식으로 미국이 이 방식을 적용해왔다. 일본역시 후쿠시마사고 이후 원전검토위원회(2011)가 기대사고빈도방식의 대안으로 상호부조방식을 적용하여 원전의 사고대응비용을 산정한 바 있다. 다만 이 방식은 원전기수가 많을수록 총발전량이 커지고, 그만큼 비용산정식의 분모가 커지게 되어 동일한 총손해비용을 적용할 때 발전비용이 작아지게 된다. 즉 원전기수가 많을수록 사고비용이 작게 나타나고, 원전기수가 적을수록 상대적으로 사고비용이 크게 나타난다.

조건부 가치평가방식(Contingent Valuation Method)은 주로 소비자 등 경제주체에 대한 설문조사를 통해 환경질의 개선을 위한 지불의사액(Willingness To Pay)을 산정하는 기법이다. 국내에서 환경정책평가연구원 등이 이와 같은 기법을 통해 원전에 대한 회피비용을 산정하여 원전의 사고비용을 간접적으로 추정한 바 있다. 그러나 이러한 산정방법은 주관적 답변이 결과에 미치는 영향이 큰 만큼, 일회성 조사보다는 장기간 반복적인 조사를 통해 데이터를 축적함으로써 신뢰도를 확보해야 하는 단점이 있다.

(2) 손해규모의 추정

해외문헌에서 원전사고로 인한 손해규모추정은 발표연도와 방식 및 전제가 다르고 모든 항목의 비용을 추정하는 것도 아니어서 직접적인 비교자료로 참고하기에는 한계가 있다. 같은 항목의 비용을 추정한 연구라도 추정방식과 전제에 따라 큰 폭의 차이를 보이고 있으며 2010년대 이후의 수치도 매우 큰 폭의 차이를 보이고 있다([표 3-20]참조). 인구와 소득 그리고 물가 차이를 무시한다면 후쿠시마 원전 사고 이후에 가장 최근에 이루어진 2개의 연구들의 경우 최소 168조원, 최대 1,889조원으로 매우 큰 편차를 보인다 (Rabl & Rabl 2012, IRSN 2013).

[표 3-21] 원전사고위험비용에 대한 해외 연구사례 (단위: 10억 유로)

분 류	발표 연도	보건 피해	식품 피해	토지/생산 손실 등	소내 피해	평판 손실	원전 대체	합 계 (10억유로)	한 화 (조원)	
WASH-1400	1975	×	×	×	-	-	-	14	19	
CRAC-2	1982	×	×	×	-	-	-	314	427	
Hohmeyer	1988	1,370	-	-	-	-	-	1,370	1,862	
Ottinger	1990	629	38		-	-	-	667	906	
Ewers-Rennings	Low	1991	2,740	38	828	-	-	3,606	4,900	
	High		7,816	307	179	-	-	8,302	11,281	
ExternE	1995	74		38	-	-	-	112	152	
Eeckhoudt	2000				-	-	-	342	465	
Versicherung. Leipzig	2011	×	×	×	-	-	-	5,900	8,017	
Rabl & Rabl	Low	2012	10	5	100	50	-	-	165	224
	Middle		19	8	250	78	-	-	355	482
	High		50	50	1,000	290	-	-	1,390	1,889
IRSN	Severe	2013		9	11	10	50	44	124	168
	Major		27	14	110	28	180	88	447	607

출처: Bizet & Leveque 2017: 88

※×는 해당항목의 부분적인 평가를 진행한 경우, -는 해당항목 평가를 생략한 경우

국내 선행연구중 에너지경제연구원(이하 에경연, 2015)의 연구는 일본 경제산업성 장기에너지수급전망 소위원회 비용검증위킹그룹(이하 비용검증위킹그룹, 2015)의 원전사고위험비용 산정결과 중 후쿠시마사고의 총비용을 일본대비 한국의 일구밀도, GDP로 환산하여 86조원을 반영하였다. 사고빈도의 경우 IAEA의 중대사고빈도 목표(LERF)¹⁾, 세계원전사고실적(TMI, 체르노빌, 후쿠시마1~3호기), 일본원전사고실적(3회) 등을 기준으로 국내 모델원전(OPR1000)에 적용하여 산정하였다. 또한 한국전력거래소는 지난 제7차전력수급기본계획(이하 제7차계획, 2015) 발전설비 위킹그룹의 기준자료로 원전사고위험비용을 일본 원자력위원회 원자력발전·핵연료사이클기술등 검토소위원회(이하 원전검토위원회, 2011)의 최종 산정결과인 0.5엔/kWh를 원화환율로 환산하여 5.72원/kWh로 제시한 바 있다.

그러나 에경연(2015) 및 제7차계획(2015)이 적용한 일본 비용평가결과의 국내적용방식은 전제조건인 총 손해규모 및 사고빈도에서 한계를 안고 있다. 에경연(2015)의 총 손해규모 산정에서 일본 원전지역과 전혀 다른 국내원전 입지여건이 반영되지 않았고, 사고빈도 역시 왜 일본이 세계 및 일본 원전사고실적이 아닌 상호부조방식을 적용해왔는지에 대한 검토가 없다. 제7차계획(2015)은 모든 산정과정을 생략한 채 일본의 최종산정결과를 단순 환율로 환산했는데 이는 국내맥락에

1) 조기대량방출빈도 (Large and Early Release Frequency, LERF)

맞지 않는 적용방식이다.

[표 3-22] 원전 사고위험비용에 대한 국내 주요 선행연구

	발전비용증가분(원/kWh)	비 고
7차전력계획(2015)	5.72	일본 검토소위(2011)의 0.5엔 준용
국회에산정책처(2015)	0.08 - 59.8	피해액(58 - 343조원 상정)
에경연(2015)	4.04(세계 빈도) - 23.01(일본 빈도)	손해기대값 방식 GDP 및 전국인구보정, 플랜트 (OPR - 1000, CF 85%)
KEI(2017)	52.1 - 94.9	CVM 방식 WTP(4,906-8,936억원) 신규원전 (APR -1400)회피

다. 본 연구의 산정방식

후쿠시마 원전사고는 앞선 중대사고들에 비해 최근의 사례이자, 각종 손해배상 등 비용데이터들 역시 비교적 구체적으로 집계되고 있어 이의 국내여건에 맞는 적용은 그만큼 국내 원전사고위험비용의 합리적 산정에서 가장 중요한 기준이 될 수 있다. 일본정부의 경우 2011년과 2015년 2차례에 걸쳐 사고비용을 추정한 바 있으며, 이 과정에서 2011년의 상호부조법 방식을 2015년에는 기존 상호부조방식을 기대빈도방식과 유사하게 변형하여 적용한 바 있다. 양자간에는 항목별 기본적 비용산정 원칙과 적용방식은 사실상 동일하지만, 후쿠시마사고 이후 안전규제기관과 각 원자력사업자들의 안전조치로 기대사고빈도가 최소 1/2수준으로 저감되었다는 전제가 반영되었다는 점이 유일한 차이이다. 이러한 일본의 비용검증방식에 일부 문제가 있지만 본 연구는 일본의 2015년 검증방식이 최근까지의 공식적 접근방식이라는 점에서 이를 참고하되 다양한 방식과 수치 예시를 통해 한국의 사고비용을 추정하기로 한다.

일본의 산정방식을 준용하더라도 A) 후쿠시마사고의 총 손해규모 산정, B) 국내원전 입지여건에 따른 보정방식, C) 적용하는 사고확률 혹은 기대빈도의 3가지 요인에 따라 큰 폭의 차이를 보인다. 어느 하나의 수치를 기준으로 삼기에는 불확실성이 너무 크기 때문에 본 연구에서는 여러 가지 전제에 따라 비용 범위를 보여주는 방식을 채택한다.

(1) 후쿠시마 사고의 총손해규모 산정

일본 <원자력손해배상 및 폐로지원기구>(이하 원배기구)는 2011년 후쿠시마사고 이후 원전, 재처리시설 등 12개 원자력사업자와 정부가 공동출자한 기구로 도쿄전력의 조속한 손해배상 지원과 함께 도쿄전력의 경영정상화 및 파산으로부터 보호하는 역할을 병행하고 있다.

원배기구의 후쿠시마사고 복구 및 손해배상 총비용에 대한 견적은 2011년 이후 매년 증가추세에 있어 최종비용을 알 수 없는 상태이다. 2016년 이전까지는 주로 초기 손해배상과정에서 배상판정의 지연과 이후 배상판정의 진척이 전체 비용견적의 증가원인이 되었다. 그러나 2016년의 경우 노심용융이 발생한 원전 1~3호기 로내 핵연료 회수비용 등 기존 견적에서 누락시켰던 항목을 반영하면서 대폭적 견적상승의 주요 원인이 되었다. 또한 원배기구의 최근 견적(2017.7)은 주로 손해배상 항목중 '자주적 제염'비용이 크게 증가하면서 지난 2016년 견적대비 약 2조엔 정도 상승하였다 (<그림3-2> 참조).

<그림 3-2> 후쿠시마원전사고 총손해규모 견적 변화추세



참고: JCER 2011, 2017, 원자력손해배상·폐로지원기구 & 도쿄전력홀딩스(주) 2017

그럼에도 불구하고 여전히 원배기구는 임시저장중인 제염방폐물의 최종처분비용, 임시저장중인 삼중수소 오염수의 최종처분비용을 견적액에서 누락시키고 있어 향후에도 큰 폭의 견적액 증가는 불가피해보인다. 따라서 매년 2조엔 이상 증가하는 원배기구의 견적액을 기준으로 원전사고위험비용을 산정할 경우 산정의 신뢰

도가 훼손될 수 있으며, 보다 객관적 입장을 가진 독립적 기관의 검토결과를 참고할 필요가 있다. 이러한 관점에서 <일본경제연구센터(JCER)>의 독자적인 후쿠시마사고비용 평가결과는 보다 현실적인 총비용 견적액을 제시하고 있다.¹⁾

동 기관은 이미 지난 2011년 후쿠시마사고 비용전망을 검토, 일본원자력위원회 정례회의에 검토결과를 제시한 바 있다. 당시 JCER은 손해배상 및 제염작업비용 대신 정부의 후쿠시마사고로 인한 오염지역 토지수용으로 인한 배상액과 폐로비용을 전망하였다. 당시 JCER은 향후 10년내 후쿠시마원전 반경20km내 토지수용비로 약 5조엔 (주민소득손실분 보상 포함), 폐로비용으로 ①미국 TMI사례처럼 핵연료 회수방식을 채택할 경우 약 6조엔, ②구소련의 체르노빌사례처럼 석관화(sarcophagus)방식을 채택할 경우 약 20조엔까지 증가할 것으로 전망하였다. JCER은 이러한 결과를 바탕으로 향후 불확실성까지 고려하여 후쿠시마사고로 인한 손해규모가 10년내 20조엔까지 상승할 것으로 전망하였다 (JCER 2011a, 2011b).

이후 지난 2017년 4월 JCER은 그간의 후쿠시마사고 진행결과를 바탕으로 두 번째의 후쿠시마사고 비용전망을 발표하였다. 동보고서는 손해배상액의 경우 2016년 원배기구의 견적액을 그대로 전제하면서, 그동안 원배기구가 누락시켜온 임시저장 중인 제염방폐물의 최종처분비용과 폐로비용중 삼중수소 오염수의 최종처분비용 평가에 집중적으로 분석하고 있다. 동보고서는 잠정적으로 약 2천2백만톤까지 누적될 제염방폐물의 최종처분비용 기준을 로카쇼무라 재처리시설내 저준위 방폐물 저장시설 반입비용으로, 잠정적으로 약 1백만톤까지 누적될 삼중수소 오염수의 최종처분비용은 관련 전문가들의 면접결과를 반영하였다(JCER 2017, 그림 3-2참조).

현재 로카쇼무라 저준위 방폐물 반입비용은 방사성준위 등에 따라 80만엔~190만엔/톤이며, 동 보고서는 이의 평균인 135만엔/톤을 적용하여 총 2천2백만톤의 제염방폐물의 반입비용으로 총 30조엔을 산정하였다. 또한 폐로비용 중 삼중수소수 처리비용은 폐로 및 방사능오염수 처분 전문가들의 면접조사 결과인 2천만엔/톤을 적용하여 약 20조엔으로 산정하였다. 이 밖에 폐로비용중 4개 원전의 해체철거비용의 경우 도쿄전력의 로내 핵연료회수방식의 해체철거가 성공적일 경우를 전제(약11조엔)하여 최종폐로비용을 총 32조엔으로 전망하였다(JCER 2017, 그림 참조).

다만 도쿄전력이 막대한 오염수 처분비용의 부담을 회피하기 위해 오염수를 처리하지 않고 물과 희석시켜 모두 해양에 방류할 수 있는 가능성도 고려하였으며,

1) <일본경제연구센터>는 일본 니혼게이자이(日本經濟)신문 계열 민간싱크탱크로 닛케이지수 및 일본 국내외의 경제에 대한 분석과 전망을 업무로 하며 OECD의 각종 경제보고서에서 빈번히 참조되는 전문경제연구기관이다. 또한 동 센터의 2017년 보고서 작성에는 지난 2011년 당시 일본원자력위원회 부위원장이자 검토위원회(2011)의 좌장이었던 스즈키 다츠지로(鈴木 達治郎) 나가사키대 교수가 직접 주요 집필자로 참여하였다.

이 때 약 3천억엔 수준의 어민피해보상만 지급할 경우 총폐로비용은 11조엔으로 저감된다는 점도 지적하였다. 또한 반대로 도쿄전력이 TMI 폐로사례를 참고하여 채택한 로내 핵연료회수방식의 폐로전략이 고방사선구역 접근의 어려움으로 인해 실패할 가능성도 있으며, 이 때 최종 폐로비용은 매우 불확실해진다는 지적을 하고 있다 (JCER 2017).

(2) 국내 원전 입지여건을 고려한 보정계수의 검토

본 연구는 최근 중대사고인 후쿠시마사고 손해규모의 국내 적용시 국민경제의 전체 변수보다 원전이 입지한 지역의 ①인구, ②소득, ③임금 등을 보정하는 방법을 채택한다. 이는 원전사고시 직접적인 인적 및 물적 피해가 원전이 입지한 지역에 집중된다는 점을 고려한 것으로, 원전이 입지한 5개 지역(영광, 부산, 울산, 경주, 울진)의 인구, 지역총소득(GRDP), 임금 등을 후쿠시마원전의 입지여건과 비교하여 보정계수를 도출하였다. 다만 지역물가의 경우 양국간 구매력지수기준 소득 및 임금을 적용함에 따라 중복계산될 여지가 있어 생략한다. 또한 보정 기준이 되는 변수가 2개 이상일 경우 각각의 계수를 곱하는 방식으로 산정한다.

이러한 보정계수의 적용방식은 기본적으로 일본의 원전검토위원회(2011) 및 비용등검증 워킹그룹(2015)이 채용한 보정계수 산정방식과 동일하다. 다만 일본산정방식과 달리 계절적 요인이 피해규모에 미치는 영향이 크다는 점을 고려하여 계절변수에 대한 별도의 보정계수를 추가한다. 각 보정계수별 세부검토내용은 아래와 같다.

○ 원전주변 인구

일본 원전검토위원회(2011) 및 비용검증워킹그룹(2015)는 후쿠시마 및 일본내 원전지역 인구비교검토의 기준으로 반경30km내 행정구역상 주거등록 총인구를 보정계수에 반영하였다. 그러나 행정구역상 총인구는 원전과 주거지간 실제거리가 아닌 불규칙하고 다양한 형태의 행정구역경계에 의해 결정됨에 따라 실제와 큰 차이를 일으킬 수 있다. 대표적인 예로 상기한 두 보고서는 후쿠시마원전 반경 30km 내 인구를 행정구역경계에 걸친 시정촌의 총인구를 반영함으로써 532,556명으로 산정하였다.

이중 이와키시(いわき市)의 등록 인구는 342,198명으로 행정구역상 집계인구의 약 2/3를 차지하지만 실제로는 이와키시 인구의 99%이상이 원전반경30km 범위를 벗어난 지역에 거주한다. 이와키시를 포함 후쿠시마현내 원전반경 30km에 행정구역경계가 걸쳐있는 지자체들의 인구대비 실제 30km권내 거주인구는 불과

140,600명으로 행정구역 총인구대비 비율은 불과 26%수준에 머무른다. (文部科學省 2011, [표 3-24], <그림 3-3> 참조) 만약 일본내 다른 원전에 대해서도 실제 30km반경내 거주인구가 집계되어 있다면 이를 기준으로 일본의 원전사고위험비용에 대한 검증은 할수 있겠으나, 데이터접근의 한계로 이를 확인하기 어렵다.

때문에 대안적으로 지역간 원전주변인구 비교시 인공위성정보 인구데이터가 일본의 사고위험비용 산정에서 적용한 행정구역별 총인구 집계보다 일관된 자료로 활용될 수 있다. 이러한 취지에서 지난 2011년과 2015년 두 차례에 걸쳐 공개된 미국 항공우주국 사회경제데이터응용센터(NASA SEDAC)의 세계원전주변 인구데이터는 지역간, 국가간 원전주변 인구비교에 적절한 기준으로 활용될 수 있다. 동 센터는 고해상도 위성사진을 통해 원전주변지역을 도심지와 농어촌으로 구분하여 각각 고유의 건축물 조성패턴을 분석하여 거주인구를 집계하였다(NASA SEDAC 2011, 2015). [표 3-23]는 일본 원전검토위원회(2011) 및 비용검증위킹그룹(2015)이 적용한 행정구역상 일본 원전주변 반경 30km내 인구데이터와 NASA SEDAC이 공개한 인구데이터를 비교하고 있다. NASA SEDAC의 후쿠시마 제1원전 주변 30km내 인구집계는 문부과학성의 자료에서 밝힌 실제 거주인구에 근접하고 있음을 확인할 수 있다. 다만 약 3만명의 집계차이는 NASA SEDAC의 자료가 거주등록인구 외에도 원전주변에 상주하는 경제활동인구(원전 건설 및 보수인력 등)의 거주시설을 포함하기 때문으로 보인다.

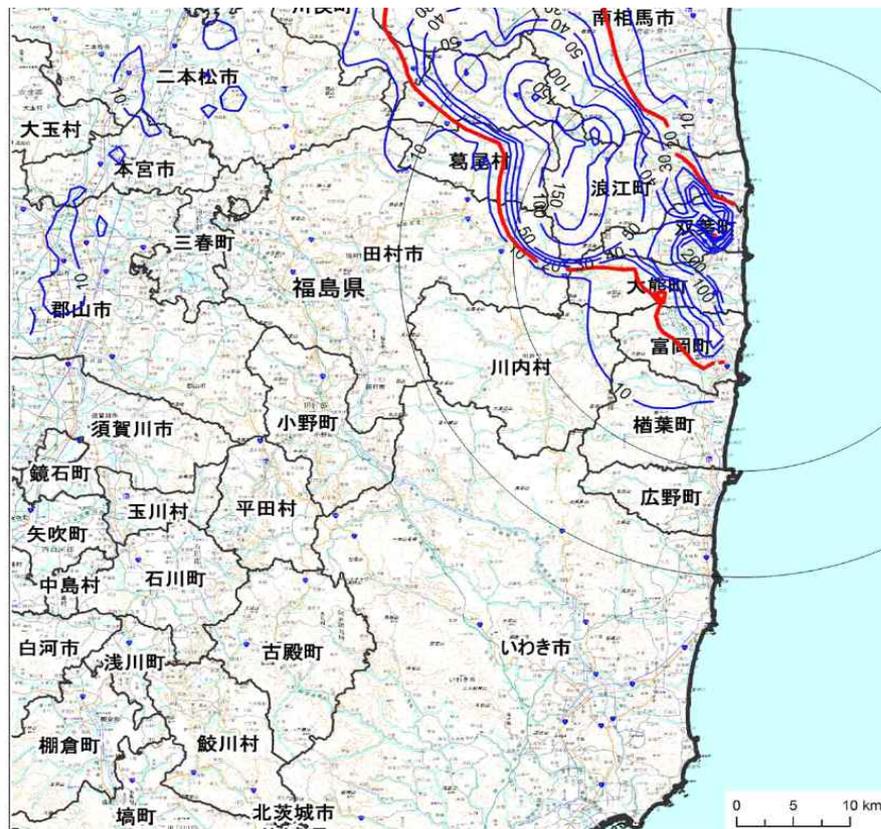
[표 3-23] 일본 원전주변인구 (행정구역 및 위성정보 기준)

분 류	행정구역별 총인구기준	NASA SEDAC
원전부지	행정구역경계 30km	반경 30km
가시와자키	809,027	440,634
겐카이	639,404	262,925
다카하마	397,106	196,360
도카이	1,066,945	922,427
미하마	446,565	200,216
센다이	976,308	227,148
시마네	646,045	425,681
시카	262,007	193,781
쓰루가	783,900	262,308
오나가와	357,761	228,774
오히	474,500	158,114
이카타	264,122	140,433
토마리	85,435	75,770
하마오카	935,491	591,440
후쿠시마 제1	532,556	170,590
후쿠시마 제2	537,553	213,002
히가시도리	98,582	73,199
합 계	9,313,307	4,782,802
평 균	547,842	281,341
후쿠시마/평균	1.03	1.65

출처: 原子力發電・核燃料サイクル技術等検討小委員會 2011,

NASA Socioeconomic Data Application Center(SEDAC) 2015, Butler 2011

<그림 3-3> 후쿠시마원전 반경20km, 30km내 행정구역 및 통합선량평가(mSv)



출처: MEXT 2012, Integrated Dose Estimation Map

[표 3-24] 후쿠시마 제1원전 행정구역상 인구와 30km권 내·외 실제인구비교

시정촌명	행정구역상 총인구	30km 권내 인구	30km 권외 인구
田村市	40,400	3,800	36,600
南相馬市	70,900	61,700	9,200
いわき市	342,200	2,200	340,000
廣野町	5,400	5,400	0
楢葉町	7,700	7,706	0
富岡町	16,000	16,000	0
川内村	2,800	2,800	0
大熊町	11,500	11,500	0
双葉町	6,900	6,900	0
浪江町	20,900	20,600	300
葛尾村	1,500	1,600	0
飯館村	6,200	300	5,900
合計	532,500	140,600	391,900

출처: 文部科学省 2011

국내 원전주변 인구집계에서도 행정구역을 기준으로 할 경우 행정구역경계상의 인구를 어떻게 처리할 것인가에 따라서 인구규모의 차이가 발생할 수 있다. 다만 국내의 경우 후쿠시마사고 이후 [원자력시설 등의 방호 및 방사능 방재 대책법]의 개정(2014.5.21.)에 따라 기존 방사선비상계획구역을 확대·세분화하면서 예방적 보호조치구역(3~5km)과 긴급보호조치 계획구역(20~30km)로 구분하여 정비한 바 있다. 이 과정에서 리(里)단위에서도 실제거리 반경30km를 기준으로 거주등록 인구를 분리, 집계하여 과거보다 비교적 정확한 원전주변 반경30km내 인구가 집계되어 있는 상황이다 ([표 3-25] 참조).

NASA SEDAC의 자료는 영광 및 울진의 경우 국내 인구집계보다 각각 약 3만 명 더 많게 집계하고 있는데, 이는 위 후쿠시마사례처럼 집계방식을 건축물 위성사진분석에 기초하기 때문에 거주등록인구외에도 상주하는 경제활동인구(원전관련 건설 및 보수 인력 등)의 거주시설이 포함되었기 때문으로 보인다. 반면 고리 원전의 경우 NASA SEDAC의 자료는 국내자료보다 오히려 약 10%(약 38만명) 적게 집계되는데, 이는 부산, 울산 등 고밀도 주거지역에서 국내자료와 NASA SEDAC의 집계방식이 30km경계선 구분의 미세한 차이로도 발생할 수 있는 오차로 보인다. 그러나 국내원전 반경30km내 평균인구 수치의 경우, NASA SEDAC과 국내 집계간 불과 7~8만명 수준의 차이를 보이는 등 서로 근접한 수치를 보이고 있다. ([표 3-25] 참고).

이를 일본자료와 비교할 경우, 후쿠시마원전 반경30km내 인구의 기준을 행정구역기준 거주등록 총인구(532,556명), 실제 거리기준 거주등록 인구(140,600명), NASA SEDAC의 집계인구(170,590명) 중 어느 것으로 적용하느냐에 따라 인구보정계수가 크게 달라짐을 알 수 있다. 먼저 후쿠시마원전 지자체들의 총인구를 적용할 경우 보정계수는 2.49로 낮게 나오지만, 실제반경 30km내 거주등록인구를 집계한 국내자료와의 일관성이 떨어진다. 둘째 실제 거리기준 거주등록 인구를 적용할 경우 보정계수는 9.45로 크게 높아지는데, 이 경우 양국간 행정구역경계 상에서 반경30km내 거주등록 인구에 대한 세부적인 적용기준이 다를 수 있다. 셋째, 한일 양국의 자료 모두 NASA SEDAC의 자료를 반영할 경우 보정계수는 7.33으로 나타난다. 본 연구는 비교의 일관성을 위해 NASA SEDAC의 원전 반경 30km내 인구집계를 후쿠시마 대비 국내원전 사고위험비용 보정계수로 적용한다.

[표 3-25] 국내 원전 및 후쿠시마 원전 반경30km내 인구 비교

분 류	행정구역기준	NASA 사회경제데이터응용센터
원전부지	방사선비상계획구역 기초지역 (반경30km)	반경 30km
고리	3,823,266	3,443,400
월성	1,298,739	1,306,450 ¹⁾
울진	52,325	80,562
영광	139,078	171,276
합계	5,313,408	5,001,688
국내원전평균	1,328,352	1,250,422
후쿠시마원전 인구 (실제거리기준집계)	532,556 (140,600)	170,590
한국/ 후쿠시마	2.49 (9.45)	7.33

출처: 원자력안전위원회 2015, NASA Socioeconomic Data Application Center (SEDAC) 2015, Butler 2011

○ 지역총소득(GRDP) 및 지역평균임금

[표 3-26] 후쿠시마현 지역총소득 및 평균임금

분류	현인구	GRDP (백만엔)	1인당 GRDP(엔)	구매력기준 (PPP\$)	평균 임금 (엔)	구매력기준 (PPP\$)
2010	2,029,064	6,936,791	3,418,715	-	4,073,396	-
2016	-	-	3,552,045	34,961	4,232,259	41,656

참고: 일본내각부 현대총생산, 1인당 현민고용자보수

※ 2011~'16년기간 후쿠시마현 소비자물가상승률 3.9%적용(후쿠시마현 연차경제보고서 H23~H28)

1) NASA SEDAC (Butler 2011)의 2011년 월성원전 인구집계는 130,000명으로 표시되었으나, NASA SEDAC (2015)의 집계는 1,306,450명으로 정정되었음.

[표 3-27] 국내 원전주변 지역총소득 (2015년 실적)

행정구역별	인당GRDP (천원)	원전지역별	인당GRDP (천원)	구매력환산 (PPP\$)
부산광역시	23,056	고리 (부·울평균)	42,111	47,030.4
울산광역시	61,166	영광 (전남)	37,388	41,755.6
전라남도	37,388	월성 (경북)	35,814	39,997.8
경상북도	35,814	울진 (경북)	35,814	39,997.8
평 균	39,356	원전지역평균	37,782	42,195.4

참고: 통계청 시도별 지역총생산

[표 3-28] 국내 원전 주변지역별 평균 임금

시도별	월급여	원전지역별	월급여	구매력환산 (PPP\$)	연간급여 (PPP\$)
부 산	2,916	고리 (부·울)	3,573	3,990.4	47,884.7
울 산	4,230	영광 (전남)	3,381	3,776.0	45,311.6
전 남	3,381	월성 (경북)	3,186	3,558.2	42,698.2
경 북	3,186	울진 (경북)	3,186	3,558.2	42,698.2

참고: 고용노동부 2016.4 시도별 임금 및 근로시간 조사결과

[표 3-29] 후쿠시마와 국내 원전지역간 평균 지역총소득 및 임금 비교

분류	후쿠시마 (엔)	국내원전 (원)	국내원전/후쿠시마
PPP\$환율	101.6	895.4	-
명목임금	4,232,259	39,978,000	-
(PPP\$환산)	(41,656)	(44,648)	1.07
명목GRDP	3,552,045	37,781,750	-
(PPP\$환산)	(34,961)	(42,195)	1.21

○ 계절변수의 고려

제염비용의 경우 반감기가 30년인 세슘(Cs-137)의 육상오염정도와 오염면적에 비례한다. 제염작업은 법정기준치 이상의 오염지역에 대해 일본 중앙정부와 지방자치단체가 진행하고 있으나, 기준치이하의 오염지역에 대해서는 주민들이 별도로 '자주적 제염'을 진행하였으며 이는 손해배상항목에 반영된다. 본 연구는 사고원전 기수 또는 설비용량뿐만 아니라 사고당시의 풍향에 따른 세슘(Cs-137)의 육상 강하량에 따라 제염비용이 달라진다는 점을 감안하여 기수외에 별도로 계절별 풍향데이터(과거 10년실적)로 보정계수를 산정하였다. 이러한 계절변동을 고려하지 않고 후쿠시마의 제염비용통계를 이용, 분석하는 경우 주기적 계절변동으로 인한 왜곡효과가 여과되지 않아 전체 비용평가를 왜곡하게 된다.

도쿄전력은 후쿠시마원전 사고당시 후쿠시마 제1발전소 원전1~3호기의 노심에 있던 세슘(Cs-137) 총량을 약 700페타베크렐(PBq)로, 이중 사고이후 2011년 3월 말까지 노심외부로 방출된 총량을 약 14.5 PBq로 추정하고 있다.¹⁾ 3월 이후 노심외부로 방출된 기체 방사성물질 총량은 3월중 방출된 양의 불과 1%수준으로 노심외부 방출량은 3월에 집중된 것으로 평가하고 있다. 도쿄전력은 이중 기체형태로 방출된 세슘-137은 11 PBq, 액체형태로 방출된 세슘-137은 3.5 PBq로 추정한다. 제염비용에 직접적인 영향을 준 세슘-137의 육상강하량을 약 1 PBq로 추정하며, 이는 대기중 방출된 세슘-137 총량의 10%에 머문다 (TEPCO 2012).

도쿄전력과 별도로 후쿠시마대학교 Michio Aoyama교수팀의 연구조사결과 후쿠시마원전 노심(1~3호기)에서 대기중 Cs-137방출량은 14~17 PBq 정도이고 이중 해상 강하량은 12~15 PBq, 육상강하량은 2 PBq으로 제시한 바 있다. 또한 액체형태로 해양에 방류된 Cs-137의 총량은 도쿄전력과 유사한 3.6 PBq로 제시하고 있다 (Aoyama 2013). Aoyama팀의 조사결과를 감안하더라도 후쿠시마 노심에서 대기중으로 배출된 Cs-137 대기중방출량 중 육상강하량은 12~14%로, 이를 10%로 추정한 도쿄전력과 큰 차이는 없는 것으로 보인다.

이처럼 후쿠시마사고 이후 대기중 방출된 세슘-137의 육상강하 비중이 매우 제한적이었던 원인으로 계절적 요인, 즉 봄철 북서향 계절풍이 절대적이었다. 후쿠시마 사고후 3월15일경 일시적으로 남동풍이 있었으나, 3월15일 이후 다시 북서풍이 지배적인 상황에서 원전 노심에서 대기중으로 방출된 세슘의 약 10%만 육지로 강하한 것으로 조사되었다.

1) 1PBq = 10^{15} Bq

[표 3-30] 후쿠시마원전사고 후 세슘-137의 노심외부 방출량 추정

분류	노심내 세슘137총량 (PBq)	세슘137 총방출량 (①+②)		①대기방출량				②해양 방류
		TEPCO	Aoyama	해양강하		육상강하		
				TEPCO	Aoyama	TEPCO	Aoyama	TEPCO
최소	700	14.5	17.5	10	12	1 (대기방출량의 10%)	2 (대기방출량의 약 13%)	3.5
최대			20.5		15			

출처: TEPCO 2012, Aoyama 2013

현 재까지 공개된 해외문헌 및 자료는 후쿠시마 사고후 노심에서 대기로의 세슘방출이 집중된 3월11일~3월말 기간 특정일을 제외하고 북서풍향이 압도적으로 지배했음을 보여주고 있다(NRC 2011, Chino et al. 2015). 이는 노심에서 대기중으로 방출된 세슘(Cs-137)낙진의 10%만 육상으로 강하한 이유를 설명해준다. 사고당시 계절에 따른 주풍향이 방사능낙진의 육상강하량과 오염면적을 결정한다는 측면에서 원전 호기수 이상으로 제염비용규모에 결정적인 변수로 작용함을 의미한다.

<그림 3-4>는 후쿠시마사고가 발생한 2011년 3월11일~16일 기간동안 후쿠시마원전 인근에 위치한 일본 기상청 이타테 관측소의 관측자료를 기준으로 작성된 일별 풍향 점유율(Xu et al. 2016)과 3월16일~24일기간 후쿠시마 제2원전 부지에서 측정된 실측치 및 미국 국립대기오염조사센터(NARAC)의 후쿠시마 풍향 예측치를 병렬적으로 제시하고 있다.1)2) 두 자료는 3월15일 동남풍 등 특정일들을 제외하고 사고이후 3월 대부분의 기간동안 후쿠시마 원전지역이 서풍 또는 북서풍이 지배적이었음을 보여주고 있다.

[표 3-31]는 일본 기상청의 후쿠시마현 소재 나미에 및 센다이 관측소에서 지난 1981~2010년 기간동안 관측된 월평균 풍속과 최대풍향 출현회수를 보여주는 “과거데이터”결과이다. 과거 풍배도(wind rose) 데이터 등 보다 세부적인 통계가 제한된 자료이지만 북서풍향의 출현이 빈번함을 보여주고 있다.3) 그러나 5~9월 기간 동안은

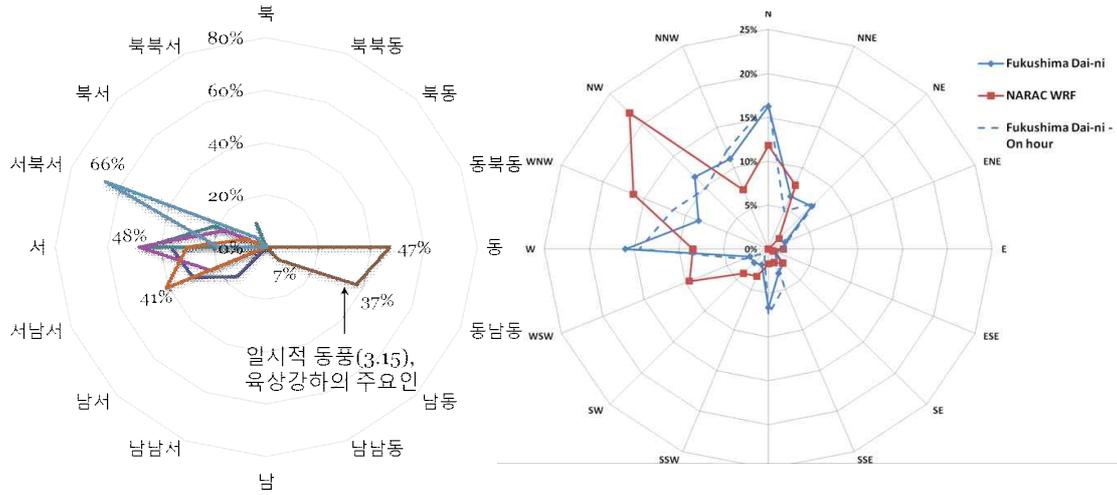
1) 후쿠시마 제1원전과 근거리의 일본기상청 나미에(浪江), 토미오카(富岡), 센다이(川内) 관측소 등은 당시 지진영향으로 2011년 3월의 풍향데이터 대부분이 누락되어있다. 동 문헌들은 후쿠시마 제1원전 부지에서 북서방향 38km에 위치한 이타테 관측소(좌측 그림)와, 남측방향 10km에 위치한 후쿠시마 제2원전(우측 그림)의 관측자료를 사용하고 있다.

2) NARAC-WRF: National Atmospheric Release Advisory Centre - Weather Research & Forecasting Model

3) 풍배도는 특정 관측지점에서 특정 기간 각 방위별 풍향 출현 빈도를 방사 모양의 그래프에 나타낸 데이터이다. 통상 출현 빈도의 백분율(%)을 16개 풍향에 대응하는 방위관 위에 방위선의 길이로 나타내거나 그 바깥 끝을 연결한 선으로 나타낸다. 또한 정온(靜穩) 또는 무풍(< 0.5m/s)의 출현 빈도는 그래프의 중심에 표시하거나 간혹 생략하는 경우도 있다.

남동향풍이 지배적임을 보여주고 있다. 비록 제약된 자료이지만, 동 자료는 후쿠시마 원전 지역의 풍향은 주기적인 계절변동에 따른 영향을 받고 있음을 보여주고 있다

<그림 3-4> 후쿠시마 3.11~16일 일별 풍향점유율 및 3.16~24일 평균 풍향점유율



출처: Xu et al 2016 (좌), US Nuclear Regulatory Commission 2011 (우)

[표 3-31] 후쿠시마원전 지역 과거 월별 최다풍향 실적 (1981-2010 평균)

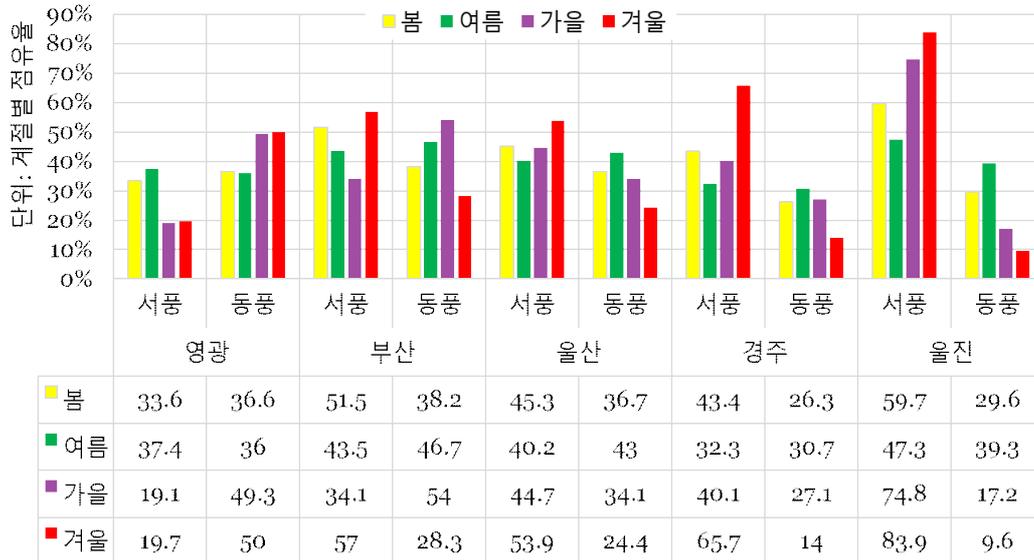
	나미에(浪江) 관측소		센다이(川内) 관측소	
	출현률(%)	풍향	출현률(%)	풍향
1月	14	서북서	25	서북서
2月	13	서북서	24	서북서
3月	12	북서	21	서북서
4月	8	북북서	14	서북서
5月	10	남남동	15	남동
6月	10	동남동	17	남동
7月	10	동남동	15	남동
8月	10	남남동	15	남동
9月	9	북북서	10	남동
10月	9	서북서	8	서
11月	10	서북서	14	서북서
12月	14	서북서	22	서북서

출처: 일본 기상청 후쿠시마현 나미에(浪江), 센다이(川内) 관측소 “과거기상데이터”
 ※출현률은 16개방위의 전체 월간 출현빈도 중 최다출현 풍향의 비중을 표시

국내 원전 입지지역의 풍향정보를 검토하기 위해 기상청의 지난 10년간(2007~2016년) 풍향정보데이터를 사용하였다. 국내 모든 원전이 동해안과 서해안에 입지해있는 점에서 정북풍, 정남풍, 정온상태(<0.5m/s)를 제외한 모든 방향의 풍향정보를 서풍과 동풍으로 단순화해서 비교하였다. 자료에 따르면 동해안에 위치한 원전 지역의 경

우 계절변화에 따라 뚜렷하게 풍향변동이 있음을 확인할 수 있다. 동해안지역의 경우 지점에 따라 봄-겨울 또는 가을-겨울 두 계절동안 서풍이 동풍대비 압도적인 점유율을 보이지만, 나머지 두 계절(여름-가을 또는 봄-여름)의 경우 서풍, 동풍간 유사하거나 큰 차이가 없음을 확인할 수 있다. 서해안에 위치한 영광지역의 경우 그 반대방향의 유형을 보여준다. <그림 3-5>에서 국내 계절풍 점유율을 확인할 수 있다.

<그림 3-5> 국내 원전지역의 계절별 서풍/동풍의 점유율 (2007~2016년 실적)



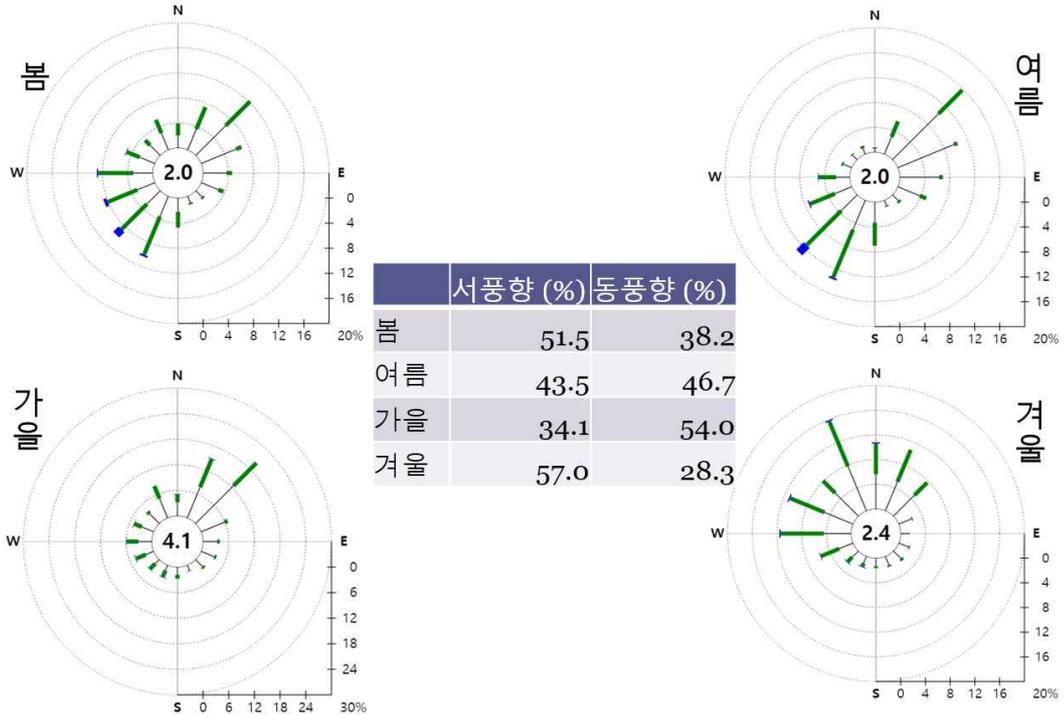
참고: 기상청 관측소 지점별 10년 평균풍향정보

이는 국내 원전에서 노심손상사고가 발생할 경우, 계절에 따라 대기로 방출된 방사성물질이 육지로 강하하는 비율과 오염면적이 크게 달라질수 있음을 의미한다. 즉 3월 북서풍의 영향으로 대기로 방출된 세슘의 10%만 육지로 강하한 후쿠시마사고사례의 제염비용이 계절적 보정없이 국내에 적용될 수 없다는 점을 보여준다. 사고시 계절별 육지방사능오염 및 피해예측에 대한 보다 정밀한 검토는 MACCS2, HYSPLIT 등 대기확산 전산모델을 통한 분석이 필요하다.

그러나 본 연구는 여건의 제약상 육상에서 해상으로의 풍향(육풍)이 압도적으로 높은 계절은 연중 2계절이내라는 점을 감안하되, 다른 2계절의 경우 대기중 방출된 세슘의 육지오염면적이 전자에 비해 최소 2배라고 전제한다. 후쿠시마사고의 경우 봄철 북서풍 즉 육상에서 해상으로 풍향이 압도적이었던 점을 고려하여 보정계수는 아래와 같이 도출한다.

※ 계절보정계수: [육풍시 오염면적 + 해풍시 오염면적] × 중대사고시 연
중 특정 2계절에 분포할 확률 = [1 + 2] × 1/2 = 1.5

<그림 3-6> 국내 원전지역 계절별 풍배도 예시(부산 2007~2016실적 평균)



참조: 기상청 기상자료, 지점별 풍배도(부산)

이상을 토대로 국내 원전입지 지역을 고려한 기본적인 보정계수는 아래와 같다.

[표 3-32] 후쿠시마원전 대비 국내 원전 입지여건 보정계수

분류	단위	후쿠시마 지역	국내원전지역	보정계수
1인당GRDP	PPP\$	34,961	42,195	1.21
고용임금	PPP\$	41,656	44,648	1.07
소비자물가	지수	99	100	무보정
인구(30km)	명	170,590	1,250,422	7.33
원자로 기수	기	3	1	0.33
계절변수	상대비	1 (서풍)	(서풍1+동풍2)/2	1.50

* 한국 원전지역 통계

- 인구는 NASA 사회경제데이터응용센터(SEDAC) 세계원전인구통계(2015) 적용
- 원전지역총생산은 통계청(2015), 임금은 고용노동부 실적(2016.4.발표) 기준

**일본 후쿠시마 통계

- 일본 내각부 『현민경제계산』(2010년)의 수치를 2016년까지 물가상승분(3.9%) 적용

(3) 사고확률 혹은 기대빈도 수치의 적용

○ 손해 기대값 방식

손해배상보험업계가 통상적으로 사용하는 손해비용산정식을 원전사고위험비용에 적용할 경우 아래 산정식①과 같이 도출할 수 있다. 일본 원전검토위원회(2011)는 로년당 사고발생확률의 기준으로 국제원자력기구(IAEA)의 목표빈도, 세계원전사고 실적, 일본원전사고실적 등을 적용한 산정식을 검토하였으나, 최종적인 결론에서는 동 산정식을 채택하지 않았다. 동 산정식을 원전과 원전사고에 적용하려면 통계적으로 신뢰할만한 충분한 크기의 모집단과 사고실적이 축적되어야 한다는 이른바 “대수의 법칙(law of large numbers)”을 충족해야 하나 가동중 세계원전 및 일본원전의 과소성으로 인해 이를 충족하지 못한다는 지적이 제기되었다.

이에 따라 동 검토위원회가 결론적으로 도출한 산정식은 미국의 상호부조방식으로 원자력사업자간 사고위험비용을 분담할 경우를 전제하여 아래 산정식②를 도출하였다. 이 때 총손해비용은 2011년 당시 원배기구의 견적, 원전설계수명은 경수로모델원전의 설계수명 40년, 총원전 연간발전량은 2010년 일본내 총 원전의 발전실적을 적용하였다.

$$\text{산정식①} = (\text{사고피해액} \times \text{로년당 사고발생확률}) \div \text{원전 연간발전량}$$

$$\text{산정식②} = (\text{사고피해액} \div \text{지불기간}) \div \text{연간 원전발전량}$$

$$= (\text{총손해비용} \div \text{원전설계수명}) \div \text{총원전 연간발전량}$$

○ 모델플랜트 기대빈도(상호부조방식의 변형)

일본의 비용검증위킹그룹(2015)은 앞선 검토소위원회(2011)의 상호부조에 의한 비용산정식에 대해 후쿠시마사고 이후 안전대책에 따라 사고빈도가 최소 50% 축소되었음을 전제하여 기대빈도방식으로 변형하였다. 이때 동 위킹그룹은 일본의 후쿠시마사고 이후 원전안전규제가 강화되었고, 안전보강조치 후 중대사고 민감도분석결과에 근거하여 후쿠시마사고 이전대비 일본 내 원전의 중대사고빈도가 적어도 1/2로 감소했다는 판단을 하였다. 비용검증WG(2015)은, 후쿠시마사고이후 가동중단된 원전들의 재가동심사(설치변경허가심사)를 받기 위해 원전사업자들이 안전보강조치를 실시한 이후 확률론적 위험성평가(PRA) 결과 실시이전의 PRA보다 노심손상확률이 반감되었다고 전제하였다. 안전 대책을 실시하기 이전의 PRA 평가와 이에 30여 개 사건·사고 중 가장 노심 손상 빈도에 기여도가 큰 중대한 사건·

사고(보조냉각계통기능상실 및 냉각재펌프 밀봉과단에 따른 냉각수상실)에 대한 안전대책실시이후 민감도 분석 결과의 차이를 참고하였다. 비용검증WG(2015)은 센다이#1,2, 다카하마#3,4 등 4기의 경우 안전대책 실시이후 민감도분석, 도마리 #3, 미하마#3, 이카타#3, 겐카이 #3,4 등 안전대책이 부분적으로 시행된 원전들까지 포함한 민감도분석 평균(1/5,200→1/12,100)에 근거, 사고빈도가 안전대책 이전보다 반감되었다고 가정하였다.

[표 3-33]센다이 및 다카하마 원전 설치변경심사에서 노심손상 PRA평가결과

구 분	내부사건	외부사건		합계
		지진	쓰나미	
센다이 #1·2	2.5×10 ⁻⁴ (1/4,000)	6.5×10 ⁻⁵	6.5×10 ⁻⁷	3.2×10 ⁻⁴ (1/3,125)
(대책후 민감도)	⇒8.8×10 ⁻⁵ (1/11,364)			⇒1.5×10 ⁻⁴ (1/6,666)
다카하마#3·4	6.1×10 ⁻⁵ (1/16,393)	5.4×10 ⁻⁶	6.4×10 ⁻⁵	1.3×10 ⁻⁴ (1/7,692)
(대책후 민감도)	⇒2.0×10 ⁻⁵ (1/50,000)			⇒8.9×10 ⁻⁵ (1/11,235)
4기 평균 PRA				2.2×10 ⁻⁴ (1/4,545)
(대책후 민감도)				⇒1.2×10 ⁻⁴ (1/8,368)

출처: 일본경제산업성 総合資源エネルギー調査會 発電コスト検証WG (第3回會合 2015) 資料1

동 워킹그룹은 이러한 상대적 기댓값을 앞선 검토소위원회(2011)의 산정식에 적용하여 산정식③과 같은 기대빈도와 유사한 형태의 변형 상호부조 산정식을 도출하였다. 물론 이와 같은 산정식은 과연 일본 원전의 상대적 사고빈도가 안전보강 조치와 그에 따른 일부 민감도분석결과처럼 실제로 1/2수준으로 반감되었는지에 대한 별도의 검토가 필요하다. 또한 국내 원전의 경우 후쿠시마 사고이후 일본의 원전과 동일한 수준의 안전보강조치가 취해졌는지에 대한 검토가 필요하다. 때문에 이러한 방식을 국내 원전의 사고위험비용 산정식으로 적용하는 데에는 여전히 논란의 여지가 있다.

$$\begin{aligned}
\text{산정식③} &= \text{사고피해액/지불기간(년)} \div \text{연간 원전 총발전량} \\
&= \text{사고피해액/설계수명(년)} \div \text{원전기수} \times \text{연간발전량} \\
&= \text{사고피해액}/(\text{원전기수} \times \text{설계수명}) \div \text{연간발전량} \\
&= \text{사고피해액/총로년} \div \text{연간발전량} \\
&= \text{총손해비용} \times \text{로년당빈도} \times 1/2(\text{안전조치효과}) \div \text{연간발전량}
\end{aligned}$$

이상의 3가지 요소의 시나리오에 따른 산정수치는 아래와 같다.

(1) 후쿠시마 손해규모의 시나리오: 원배기구 기준 v.s JCER기준

(조엔)	원배기구		JCER	
① 손해배상액	9.704	38.8%	9.704	11.2%
② 폐로	8.000	32.0%	32.000	44.9%
③ 제염	6.000	24.0%	30.000	42.1%
④ 행정경비	1.291	5.2%	1.291	1.8%
합계	24.995 (25조엔)	100.0%	72.995 (73조엔)	100.0%

(2) 각 비용항목별 국내 보정계수적용

[표 3-34] ① 손해배상액의 보정액 산정

원배기구 손해배상액 항목	원화환산 (2016년 PPP환율적용)		보정기준 (반경 30km)	보정계수	국내적용 보정액
	엔화(억엔)	원화(억원)			원화(억원)
검사비용 등	3,374	29,735	인구	7.33	217,958
정신적 손해	11,513	101,464	인구, 기수	2.44	247,572
자주적 피난	3,681	32,441	무보정	1.00	32,441
취업불능손해	2,883	25,408	임금,인구,기수	2.62	66,569
영업손실, 출하제한	22,272	196,283	GRDP,인구	9.41	1,847,513
일괄배상 (영업손실약소문)	3,206	28,254	GRDP,인구	9.41	265,945
간접손해 등	3,299	29,074	GRDP,인구	9.41	273,660
재물가치 상실/ 하락	13,559	119,495	인구	7.33	875,901
주거확보손해	4,598	40,522	인구	7.33	297,027
후쿠시마현 건강기금	250	2,203	무보정	1.00	2,203
자주적 제염 등	28,406	250,342	인구	7.33	1,835,006
합계	97,041 (9.7조엔)	855,222			5,961,795

[표 3-35] ②폐로, ③제염, ④행정경비의 보정액 산정

구 분	원배기구 (억엔)	JCER (억엔)	보정기준 (반경30km)	보정 계수	원배기구기준 보정액(억원)	JCER기준 보정액(억원)
폐로	80,000	320,000	기수	0.33	235,010	940,043
제염	60,000	300,000	기수,계절	0.50	325,948	1,383,507
행정경비	12,910	12,910	무보정	1.00	113,749	113,749
합 계					674,708	2,437,300

[표 3-36] 후쿠시마 손해규모의 국내원전 적용 시나리오 종합

구 분	원배기구 (조엔)	JCER (조엔)	원배기구 보정액 (조원)	JCER 보정액 (조원)
① 손해배상액	9.7	9.7	596.2	596.2
② 폐로	8.0	32.0	23.5	94.0
③ 제염 (경주반입비)	6.0	30.0	32.6	138.4 (719.4)*
④ 행정경비	1.3	1.3	11.4	11.4
합 계	25	73	663.7	840

※ 경주반입비는 제염방폐물의 경주방폐장의 반입비용(산업자원부 고시기준)을 적용한 결과임

[표 3-37] 원자력배상기구(2017.7) 기준 원전부지별 중대사고시 총손해비용(조원)

	울진	월성	고리	영광	4개지역평균
① 손해배상액	39.9	595.0	1,667.6	82.2	596.2
② 폐로	23.5	23.5	23.5	23.5	23.5
③ 제염	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6
④ 행정경비	11.4	11.4	11.4	11.4	11.40
합 계	107.4	662.5	1,735.1	149.7	663.7

[표 3-38] JCER(2017.4) 기준 원전부지별 중대사고시 총손해비용(조원)

	울진	월성	고리	영광	4개지역평균
① 손해배상액	39.9	595.0	1,667.6	82.2	596.2
② 폐로	94	94	94	94	94
③ 제염 (경주반입기준)	138.4 (719.4)	138.4 (719.4)	138.4 (719.4)	138.4 (719.4)	138.4 (719.4)
④ 행정경비	11.4	11.4	11.4	11.4	11.40
합 계	283.7	838.8	1,911.4	326	840
(경주반입기준)	(864.7)	(1,419.8)	(2,492.4)	(907)	(1,421)

(3) 기대사고빈도 적용방식에 따른 비용평가결과

통상적인 형식의 기대손해비용 산정의 일환으로 기대사고빈도를 세계원자력발전의 운전실적(14,323로년)중 5회 중대사고라고 전제할 경우 연간 중대사고확률은 3.5×10^{-4} 으로 도출된다. 이를 원배기구 및 일본경제연구센터의 손해규모 보정액에 적용할 경우 각각 23.68원/kWh, 29.97원/kWh이 도출된다. 다만 일본경제연구센터의 손해규모 보정액중 제염비용의 제염방폐물의 최종처분비는 일본 로카쇼무라 반입비에 기준한 것으로, 이를 국내 유일의 방폐장인 경주방폐장 반입비용에 대입할 경우 최종비용은 50.7원/kWh로 도출된다.

[표 3-39] 세계원전중대사고 실적기준 기대사고비용

구 분	원배기구 보정액 (조원)	JCER 보정액 (조원)
① 손해배상액	596.2	596.2
② 폐로	23.5	94.0
③ 제염	32.6	138.4
④ 행정경비	11.3	11.3
합계	663.6	839.9 (1,421)
사고확률	3.5×10^{-4}	3.5×10^{-4}
연간발전량 TWh(CF=80%)	9.81	9.81
사고위험비용(원/kWh)	23.68	29.97 (50.70)

※ ()는 제염방폐물의 경주방폐장의 반입비용(산업자원부 고시)포함

일본 비용검증WG(2015)이 적용한 변형된 상호부조방식(모델플랜트방식)을 적용할 경우 국내 원전의 기대사고빈도는 1/1,280로년으로 총29기의 설계수명과 후쿠시마이후 안전조치로 중대사고확률이 기존보다 절감되었다는 전제를 바탕으로 한다. 이 때 연간 기대사고빈도는 3.9×10^{-4} 이며 원배기구와 JCER의 손해규모 보정액을 적용할 경우 각각 26.38원/kWh, 33.39원/kWh로 도출된다. 다만 위와 마찬가지로 제염비용 항목에서 제염방폐물 최종처분비로 경주방폐장 반입비용을 적용할 경우 JCER의 보정액은 56.49원/kWh로 도출된다.

[표 3-40] 모델플랜트기준 기대사고비용

구 분	원배기구 보정액 (조원)	JCER 보정액 (조원)
① 손해배상액	596.2	596.2
② 폐로	23.5	94.0
③ 제염	32.6	138.4
④ 행정경비	11.3	11.3
피해비용합계 (경주방폐장 기준)	663.6	839.9 (1,421)
기대빈도	3.9×10^{-4}	3.9×10^{-4}
연간발전량TWh (이용율=80%)	9.81	9.81
사고위험비용(원/kWh)	26.38	33.39 (56.49)

※ ()는 제염방폐물의 경주방폐장의 반입비용(산업자원부 고시)포함

라. 국내원전 사고위험비용 산정 결과

본 연구는 원전사고의 손해규모 산정을 위해 후쿠시마사고사례의 손해규모를 국내에 적용하는 보정방식 및 보정계수를 국내원전의 입지여건에 설정하여 분석하였다. TMI, 체르노빌 등 이전의 사례들과 비교할 때, 후쿠시마사고 사례는 최근의 사고이면서도 구체적인 손해비용 관련 자료들이 비교적 체계적으로 집계되고 있다는 점에서 원전사고위험비용 산정에 가장 중요한 사례이다. 또한 후쿠시마사고 이후에 연구된 기존 국내외 문헌들이 대부분 거시경제지표들에만 의존해 온 반면 본 연구는 국가간 원전사고위험비용 비교산정에서 최초로 원전입지여건을 반영하여 보정계수를 설정하는 등 새로운 분석을 진행하였다.

이를 위해 한일 양국간 원전주변지역 인구, 지역총소득, 지역평균임금 등의 자료를 수집하여 반영하였다. 또한 후쿠시마 손해규모 견적과 관련하여 기존 일본의 비용산정에 사용된 원자료들의 검증을 위해 후쿠시마 원전사례의 반경30km내 인구관련 다수 집계자료의 비교검토, 주기적 변수인 계절영향의 반영, 후쿠시마 총손해규모 견적에서 그간 일본 원자력손해배상기구자료에서 누락되어온 항목들을 반영하였다.

[표 3-41] 손해규모 및 사고빈도 시나리오별 사고위험비용

일본피해액	원배기구 기준	원배기구 기준	JCER 기준	JCER 기준	-
보정기준(반경 30km)	지역변수	지역변수	지역변수	지역변수	-
위험비용 산정방식	손해기대값	모델플랜트	손해기대값	모델플랜트	CVM
사고위험비용 (원/kWh)	23.68	26.38	29.97 (50.70)	33.39 (56.49)	52.1-94.9

※ ()는 경주방폐장의 반입비용(산업자원부 고시) 포함

2. 대기오염 비용

원전의 사고위험비용이 대표적인 외부비용이라면 석탄발전과 가스복합의 대표적인 외부비용은 대기오염비용과 이산화탄소비용이다. 우선 대기오염비용부터 살펴보면 발전소의 연소과정에서 대기오염물질 특히 미세먼지 2차 생성과정에도 관련이 되는 SO_x, NO_x, PM를 배출한다. 이러한 대기오염은 조기사망이나 질환 그리고 환경피해 등 다양한 환경피해를 유발한다.

이러한 대기오염의 피해비용은 외부비용의 특성상 화폐 가치로 추정하기 매우 어렵다. 동일한 양의 오염배출량이라도 배출지역의 기상여건과 주변 인구밀도 그리고 이로 인해 발생하는 조기 사망 등의 피해액은 나라와 지역 그리고 소득수준에 따라 달라지기 때문이다. 대기오염피해를 산정하는 것 자체가 수년에 걸친 방대한 자료와 연구가 필요한 사안이기 때문에 본 연구에서는 기존의 수치를 보정해서 사용하는 방법을 사용한다.

대기오염물질이 유발하는 피해비용에 대한 여러 가지 추정자료가 있는데 국내 연구로는 윤원철 1998, 조용성·손양훈 2004, 강광규 2008, 정성호 외 2011, 전력거래소 2014 등이 있고 해외연구로는 Externe, UNEP, Holland & Watkiss 2002, AEA 2005 그리고 최근에 이루어진 Parry et al(2014)가 있다. 이들 연구는 추정비용상 차이가 클 뿐만 아니라 추정시기도 서로 달라서 간접적인 참고자료로만 사용하고 본 연구에서는 Parry et al, Getting Energy Prices Right: From Principle to Practice (IMF, 2014)에서 산정한 우리나라 발전소의 대기오염비용을 사용한다.

본 연구가 국내외 연구 자료들 중 이를 택한 이유는 크게 3가지다. 첫째, 동 자

료가 가장 최근에 산정된 수치라는 점이다. 둘째, 전 세계 국가를 대상으로 동일한 방법으로 추산하였고 우리나라의 수치도 발전소의 실제 위치와 주변의 인구밀도까지 고려하고 배출된 오염물질의 흡입률까지 감안했다는 점이다. 셋째, 직접 배출되는 PM의 피해비용만이 아니라 SOx와 NOx의 2차 생성에 의한 피해까지 고려하였다는 점이다. 물론 일부 불가피한 전제 등으로 완벽한 수치는 아니지만 기존의 어느 추정치보다 방법론상으로나 자료상으로 신뢰성이 높다고 판단된다.

다만 동 자료의 수치가 2010년 기준의 피해비용이기 때문에 이를 2017년 기준의 비용(국가별 소득이나 물가 등 2017년도 수치의 미발표로 불가피하게 2016년 통계수치 사용)으로 산정하기 위해 해당 보정기간의 실질 물가상승과 1인당 GDP 증가 등으로 보정할 필요가 있다. 본 연구는 이를 생명가치의 연도별 보정방식을 적용하여 산정하였다.

첫째, Parry et al(2014)의 2010년도 기준에 의한 한국의 오염피해비용을 2016년까지 우리나라 1인당 실질GDP 증가(24.7%)과 소비자 물가상승(10.9%)를 합한 조정계수($1+0.247+0.109=1.356$)를 산출하고, 국가별 소득차이 보정은 2010년도 기준이 아닌 2016년도 기준으로 소득탄력계수 0.8을 적용하여 2016년 기준 국가별 소득차이의 보정계수(=0.993)를 산출하였다. 이들 두 가지의 보정계수를 곱한 $1.347(=1.356 \times 0.993)$ 으로 Parry et al(2014)의 한국피해비용 수치를 보정하였다.

[표 3-42] 대기오염비용의 보정계수 산정

구 분	2010	2016	보정계수
1) 소득증가 및 물가상승보정			1.356
한국 1인당 GDP	100	124.7	24.7%
한국 소비자물가지수	100	110.9	10.9%
2) 국가별 소득차이 보정			0.993
한국(\$/인,PPP)	30,376	35,750	
OECD(\$/인,PPP)	35,165	41,730	
(소득탄력계수 0.8 적용)	0.8895	0.8836	0.8836/0.8895
3) 종합보정계수[=1) × 2)]			1.347

산출한 종합보정계수로 2010년도 기준의 대기오염배출단위당 피해비용을 2016년 기준으로 산출하고, 이를 2016년도 PPP환율을 적용하여 한화로 환산하였다.

이들 피해비용은 대기오염단위당 비용이기 때문에 석탄발전과 가스복합의 발전시 단위당 대기오염배출량 즉 전력단위당 배출계수를 적용하여 외부비용을 산정하였다.

[표 3-43] 우리나라 대기오염배출단위당 피해비용(2016년 기준)

피해액(\$/kg)		SOx	NOx	PM
2010년	석탄	35.2	25.4	46.0
	LNG	34.6	25.3	45.5
2016년	석탄	47.4	34.3	62.0
	LNG	46.7	34.2	61.3

[표 3-44] 우리나라 대기오염배출단위당 피해비용(2016년 기준)

피해액(원/kg)	SOx	NOx	PM
석탄	42,415	30,629	55,450
LNG	41,765	30,552	54,792
(7차)	(16,430)	(6,161)	(68,949)

다만 전력단위당 배출량은 이미 가동 중인 노후설비에서는 많이 배출되고 최근의 신규투자설비는 적게 배출되기 때문에 이를 구분할 필요가 있다. 균등화 발전비용이 과거 설비에 대한 비용평가라기 보다 현재 시점 혹은 미래 투자를 전제하는 것이기 때문에 본 연구에서는 최근 신규 설비의 설계치를 (1안)의 기본수치로 사용하고 현재 가동 중인 노후 혹은 과거 설비를 고려하여 현재 대기오염배출 법적 규제치를 (2안)으로 하여 참고자료로 사용한다.

우선 (1안)에 해당되는 석탄발전과 가스복합의 신규설비 설계치 기준과 이를 토대로 산정한 배출계수는 [표 3-41]과 같고 (2안)에 해당되는 석탄발전과 가스복합의 규제치 기준과 이를 토대로 산정한 배출계수는 [표 3-42]과 같다.¹⁾

1) 일부 국내 자료에서 가스복합의 미세먼지 배출계수를 산출하는 경우가 있으나 이는 가스복합의 질소산화물배출에 따른 2차 생성분을 환산한 것으로 보인다. 본 연구의 경우 가스복합의 질소산화물 피해 비용에 질소산화물 자체의 피해비용만이 아니라 이로 인해 2차로 생성되는 미세먼지의 피해비용까지 포함하는 방식이기 때문에 가스복합이 2차 생성을 통해 유발하는 미세먼지 피해비용은 이미 질소산화물의 피해비용에 포함되어 있다. [표3-40]에서 7차 전력수급계획에 비해 황산화물이나 질소산화물 피해비용이 수배로 증가한 것은 이러한 산정 방식에 기인하는 측면이 있다

[표 3-45] 석탄화력과 가스복합의 설계치 기준과 배출계수

	용량 (MW)	배기량 (Sm ³ /h)	SO _x 배출기준 (ppm)	NO _x 배출기준 (ppm)	PM 배출기준 (mg/Sm ³)
석탄화력	1,040	2,381,587	15	10	5
가스복합	952	2,438,596	0	8	0

주: 석탄화력의 경우 표준열량의 석탄을 사용하는 것으로 상정

(kg/MWh)	SO _x	NO _x	PM
석탄화력	0.0981	0.0470	0.0114
가스복합	0	0.0388	0

[표 3-46] 석탄화력과 가스복합의 규제치 기준과 배출계수

	용량 (MW)	배기량 (Sm ³ /h)	SO _x 배출기준 (ppm)	NO _x 배출기준 (ppm)	PM 배출기준 (mg/Sm ³)
석탄화력	1,040	2,381,587	50	50	10
가스복합	952	2,438,596	0	10	0

(kg/MWh)	SO _x	NO _x	PM
석탄화력	0.3271	0.2351	0.0229
가스복합	0	0.0969	0

이상의 대기오염비용의 보정과 설계치 및 규제치에 의한 배출계수를 적용하여 석탄발전과 가스복합의 단위전력당 대기오염비용을 산정하면 아래 [표 3-43]과 같다. 산정결과를 보면 우선 단위당 대기오염물질의 외부비용은 Parry et al(2014)의 수치를 보정한 수치가 7차 계획보다 훨씬 높게 나타난다. 하지만 7차 계획의 배출계수는 기존 화력설비들의 평균치를 적용한 반면 본 연구는 현재 신규설비의 설계치와 기존설비를 감안한 규제치의 2가지 안을 적용하였는데 설계치를 적용한 경우 7차 계획의 비용보다 다소 낮아지며, 규제치로 하면 특히 석탄발전의 단위당 피해액은 매우 높아진다.

[표 3-47] 석탄발전과 가스복합의 대기오염비용 추정

(1안) (원/kWh)	SOx	NOx	PM	합계
석탄 (7차)	4.36 (5.21)	1.51 (3.06)	0.66 (1.16)	6.53 (9.43)
LNG (7차)	0.0 (0.0)	1.21 (2.38)	0.0 (0.0)	1.21 (2.38)

(2안) (원/kWh)	SOx	NOx	PM	합계
석탄 (7차)	14.54 (5.21)	7.55 (3.06)	1.33 (1.16)	23.42 (9.43)
LNG (7차)	0.0 (0.0)	3.01 (2.38)	0.0 (0.0)	3.01 (2.38)

3. 이산화탄소 비용

대기오염비용보다 널리 알려진 석탄발전과 가스복합의 외부비용이 바로 이산화탄소 비용이다. 이 역시 대기오염비용과 유사하게 이산화탄소 단위당 피해비용을 상정하고 여기에 설비별 전력단위당 이산화탄소 배출계수를 적용하여 산정한다.

대기오염비용과 마찬가지로 이산화탄소 비용 역시 정확한 추산이 어렵다. 하지만 대기오염비용과 달리 세계 어느 나라에서 배출되든 이산화탄소 1단위가 유발하는 피해비용은 동일하며, 대기오염비용보다는 이산화탄소에 대한 상당한 연구와 다소 표준적인 수치들이 제출되고 있다. 다만 이 경우도 국가별 사회적 할인율 등에 따라 나라별로 이산화탄소 비용에 차이가 발생한다.

대기오염비용과 유사하게 이산화탄소 비용 역시 기존 연구자료들을 참고로 하여 선택하기로 한다. 우선 국제적으로 균등화발전비용을 공식산정하는 IEA(2015)는 일반적으로 30\$/톤(기준환율 적용시 국내가격 34,500원/톤)을 적용한다. 한편 나라별로 다소 다르게 전망하는 IEA의 World Energy Outlook(2016)은 Current Policies 시나리오하의 한국의 2020년 이산화탄소 비용을 18\$/톤, 2030년 30\$/톤으로 전망하고 있으며 New Policies 시나리오의 경우 2020년 20\$/톤, 2030년 37\$/톤으로 전망하고 있다(양자 모두 2015년 불변가격 기준).

[표 3-48] IEA의 이산화탄소 비용 전망

(2015년\$)			2020	2030	2040
Current Policies Scenario	European Union	Power, Industry, Aviation	18	30	40
	Korea	Power, Industry	18	30	40
New Policies Scenario	European Union	Power, Industry, Aviation	20	37	50
	Chile	Power	6	12	20
	Korea	Power, Industry	20	37	50
	China	Power, Industry	10	23	35
	SouthAfrica	Power, Industry	7	15	24

한편 제한된 거래량으로 가격신뢰성이 다소 약하기는 하나 국내 배출권시장의 이산화탄소 자료도 있다. 즉 국내배출권 거래제가 시행된 이후 연평균 가격 기준으로 대략 11,700 ~ 20,500원/톤의 범위를 보이고 있다.

[표 3-49] 국내배출권시장의 연도별 배출권가격

구 분	2015년	2016년	2017년(1~10월)
KRX 평균가격(원/톤)	11,774	16,737	20,500

* EU-ETS 최근 추이: 4 ~ 7유로

마찬가지로 국내자료로 수급계획별로 차이는 있으나 과거 전력수급기본계획은 톤당 13,000원~32,200원을 적용하였으며 최근 6차 계획에서는 21,000원/톤, 7차 계획에서는 10,000~25,000원/톤 적용한 바 있다.

[표 3-50] 국내 전력수급기본계획의 이산화탄소 적용사례

구 분	3차계획	4차계획	5차계획	6차계획	7차계획
kg-C/kWh (kg-CO ₂ /kWh)	0.11 (0.4033)	0.11 (0.4033)	BAU 대비 15% 감축	0.11 (0.4033)	-
탄소 비용 (원/tCO ₂)	13,000	32,000	-	21,000	10,000~ 25,000

이상의 국내외자료와 수치를 감안하여 본 연구에서는 국내배출권거래의 연평균

최고가격수준인 20,000원/톤으로 설정하며 이는 IEA(2016)가 우리나라 발전부문의 배출권가격을 2017년이 아닌 2020년 기준으로 18~20\$/톤(20,700~23,000원/톤)로 전망하고 있는 것을 고려할 때 적절한 수준이라고 판단된다. 다만 이산화탄소 비용이 미래로 갈수록 증가한다는 점을 고려하여 국제적인 균등화발전비용에 공통으로 사용하는 30\$/톤(34,500원/톤)은 2030년 미래 전망에 적용하기로 한다. 이산화탄소를 20,000원/톤을 적용하여 석탄발전과 가스복합의 이산화탄소 비용을 산정한 결과는 [표 3-51]과 같다.

이산화탄소의 경우도 대기오염만큼 차이는 나지 않으나 연료효율이 좋은 최신 설비일수록 단위전력당 이산화탄소 배출량이 적다. 다만 대기오염배출과 달리 이산화탄소의 경우 저감설비(CCS 등)가 일반화되지 않은 까닭에 설비장치의 추가로 저감할 수 있는 방안은 없고 발전효율에 의한 개선만 가능할 뿐이다. 다만, 영국 등에서는 미래 석탄발전에 대해서는 CCS의 장착을 의무화하고 있으므로 이러한 접근법도 하나의 대안이다. 이러한 경우에는 이산화탄소비용의 적정성에 대한 논쟁은 상대적으로 줄어들 수 있지만, 현재로서는 설비비용이 매우 높아 그 결과는 현재 적용 수치보다 높게 나타날 수 있다. 본 연구에서는 최신 설비의 배출계수를 적용하여 산정하였으며 그 산정결과는 다음과 같다. 설비별 배출계수는 최근의 신규설비 배출계수를 적용하였으며 해당수치는 대기오염배출계수와 달리 발전과정의 배출계수이므로 설비별 소내소비율을 추가로 적용하여 산정하였다.

[표 3-51] 석탄발전과 가스복합의 이산화탄소 비용산정결과

(원/kWh)	원 전	석 탄	가스복합
탄소배출계수 (kgCO ₂ -eq/kWh)	0	0.7498	0.3275
탄소비용(2017년)	0	15.72	6.67
탄소비용(2030년)	0	(27.12)	(11.50)

4. 정책비용

발전과정에서 안전과 환경 및 건강과 관련된 외부비용이 발생하기도 하지만 발송전설비로 인한 직간접의 경제적 피해(지가 하락이나 발전 저해 등)가 발생하기도 한다. 이에 대해 보상이 없다면 이 역시 외부비용으로 간주되나 대부분 정부는 정책적인 보상을 통해 해결을 도모하기 때문에 비용의 적정성이 논란이기는 하나 정부예산에 의한 비용지불 즉 사회적 비용 성격의 정책비용이 된다. 이 정책비용은 외형상 정부가 지급하는 것이기는 하나 결국 해당 설비가 발송전과정에서 발생하는 직간접의 경제적 피해 등에 대한 보상이기 때문에 발전비용에 산입해야 한다.

그 대표적인 사례가 바로 발전소와 송전선 주변주민들이 입게 되는 경제적 피해나 소음 피해 등이다. 이에 대한 보상 적정성이 여전히 문제이기는 하나 정부는 이러한 주변지역 주민들에 보상을 하는 경우가 일반적이다. 따라서 정부에 의한 이러한 보상 역시 주민들이 감수하는 일종의 외부비용에 대한 보상이라는 점에서 발전비용에 산입하는 것이 바람직하다.

한편 보상은 아니지만 세금의 형태로 해당 지자체의 조세수입으로 책정되는 지역자원시설세가 있다. 이는 외형상 세금이기 때문에 전술한 바와 같이 균등화비용산정(운전유지비 항목)에서 제외한다. 하지만 본 연구에서는 이 역시 각 설비의 비용으로 산입하는데 외형상 세금이기는 하나 이는 해당설비가 주변지역의 인근자원을 이용하는 비용 즉 지역자원이용의 외부비용적 성격이 있다는 점, 현재 주변지역에 대한 지원이 충분하지 않다는 점에서 외부비용의 대리변수로 간주하여 산입한다. 정책비용은 전력거래소의 비용추정을 그대로 사용하며 지역자원이용비는 각 설비별 지역자원시설세의 세율을 그대로 사용한다.

[표 3-52] 정책비용 비용산정 결과

(원/kWh)	원 전	유연탄	가스복합
정책 비용	0.99	0.88	0.44
지역자원이용비	1.00	0.30	0.30

제 4 절 종합정리와 미래비용 전망

1. 전통전원의 발전비용 종합

이상에서 전통전원의 고정비와 연료비 그리고 외부비용 등의 사회적 비용을 산정하였다. 이러한 비용항목 중에는 논리적 근거와 객관적 자료가 있는 것도 있지만 외부비용처럼 산정방식과 자료상 불확실성이 높은 것들도 적지 않다.

이러한 한계를 감안하여 본 연구에서는 원전, 석탄, 가스복합에 대한 잠정적인 종합시산을 하고 이를 토대로 과거 전통적인 균등화 발전비용과 본 연구의 재산정간의 차이점과 시사점만 확인해 두기로 한다. 다만 종합시산의 경우 각 비용항목별로 대상설비나 수치산정상 불확실성으로 인해 항목별로 복수의 수치가 산출되었기 때문에 모든 경우의 수를 산정하면 평가 자체가 어려워지고 시사점과 함의를 도출하기 어렵다. 이를 감안하여 여기서는 아주 불확실한 시나리오 수치를 제외하고 몇 가지로 한정하여 종합시산표를 산정하기로 한다.

첫째, 대상설비의 경우 원전은 1400MW, 석탄은 1000MW(동해), 가스복합은 900MW(내륙)으로 설정한다. 그 이유는 원전의 경우 APR 1400이 최근 건설중이거나 계획상으로 상정되었던 설비이기 때문에 현재 시점에서 여타 설비와 비교 대상으로 적절하다고 판단된다. 원전 1500MW는 현 정부의 계획상 제외되기는 했으나 본 연구가 상정한 2030년의 미래시점에 논리적으로 상정할 수 있기 때문에 원전 1500MW는 2030년 미래비용 전망에 사용하기로 한다. 석탄의 경우 산정된 동해와 서해지역 중 지금 건설 중이거나 향후 건설될 경우 상대적으로 서해보다 동해지역의 가능성이 높다고 판단된다. 가스복합의 경우 최근 송전망 문제 등을 감안하고 설비분산화의 추세를 감안하여 해안보다 내륙에 위치할 가능성이 높다고 판단하였다.

둘째, 외부비용의 경우도 불확실성이 높기 때문에 어느 하나의 시나리오로 하기 보다는 현 시점상 혹은 현재와 미래간의 다른 수치를 적용하는 시나리오 방식을 택한다. 즉 원전의 사고위험비용은 23.68~33.39(원/kWh)의 범위를 보이고 있어서 이를 하한과 상한의 시나리오로 적용하며, 대기오염비용의 경우 최근 설비기술의 발전을 고려한 설계치의 (1안)을 기본으로 설정하되 현재 노후 화력설비가 여전히 가동되고 있다는 점을 감안하여 규제치의 (2안)을 시사점 분석에 간접적으로 활용한다. 이산화탄소 비용의 경우 전술한 바와 같이 2017년 기준으로는 톤당 20,000

원/톤을 단일수치로 적용하고 미래의 이산화탄소 비용은 모든 기관이 상승할 것으로 전망하고 있어 2030년에 30\$/톤(34,500원/톤)을 적용한다.

셋째, 원전과 석탄발전의 경우 향후 입지상 장거리 송전망 특히 HVDC의 건설이 수반되고 이는 사실상 이들 설비의 전용노선의 성격이 강하기 때문에 이를 비용으로 반영하는 것이 바람직하다. 물론 HVDC의 성격을 둘러싸고 다양한 의견이 존재하고 재생에너지의 계통보강비용에 대한 적정성 논란도 있기 때문에 본 연구에서는 이를 별도 항목으로 산정하고 비교분석이나 시나리오에 따라 적절히 활용하기로 한다. 하지만 적어도 원전, 석탄발전(동해), 가스복합(내륙)간의 발전비용 비교시에는 HVDC비용을 반영하는 것이 공정한 평가라고 생각된다.

이상 3가지 사항을 전제로 원전, 석탄발전, 가스복합의 균등화 발전비용을 합산한 결과는 [표3-37]과 같다. 우선 고정비와 연료비를 제외한 각종 비용의 합계 방식(A, B, C, D)에 따라 차이는 있으나 석탄발전과 가스복합에 비해 원전이 여전히 경제성을 유지하는 것으로 나타난다. 하지만 이들 설비들간의 비용격차는 상당히 줄어들었음을 알 수가 있는데 이와 관련된 시사점을 정리하면 다음과 같다

[표 3-53] 2017년 기준 원전, 석탄발전, 가스복합의 균등화 발전비용 종합시산표

구 분	원전 1400	석탄 1000(동해)	복합 900(내륙)
건설비	19.72	18.85	9.30
운전유지비	21.44	6.07	4.83
접속건설/유지비	1.02	0.45	0.19
고정비	42.19	25.36	14.32
연료비	5.74	32.52	66.64
송전손실비용	0.03	0.03	-1.39
(합 계 A)	47.96	57.92	79.57
정책지원비용	0.99	0.88	0.34
지역자원비용	1.00	0.30	0.30
(합 계 B)	49.95	59.10	80.21
사고위험비용	23.68~33.39	0.00	0.00
탄소배출비용	0.00	15.72	6.67
대기오염비용	0.00	6.53(23.42)	1.21(3.01)
(합 계 C)	73.63~83.34	81.35(98.24)	88.09(89.89)
HVDC 비용	6.17	2.05	0.00
(합 계 D)	79.80~89.51	83.40(100.29)	88.09(89.89)

첫째, 전통적인 비용항목인 고정비와 연료비에 국한하여 보더라도 본 연구의 균등화발전비용과 기존의 발전비용과 다소 차이가 발생하였다. 본 연구의 비용 재산정결과에 따르면 원전, 석탄발전, 가스복합간의 비용격차가 축소되었음을 알 수가 있다. 외부비용 등을 감안하지 않고 고정비와 연료비에 국한하여 보더라도(합계 A 기준) 전원간 발전비용 격차가 상당히 축소되었다. 다만 이 경우도 연료비의 상황여하에 따라 이들 격차는 더 축소될 수도 확대될 수도 있다.

둘째, 정책비용 등을 감안한 비용은 정책비용과 지역자원이용비용이 매우 미미한 수준이라 전원별 비용격차에 큰 영향을 미치지 못하고 있다. 하지만 발전소 및 송변전설비 주변지역지원금이 지역주민이 감수하는 직간접 피해에 못미친다는 평가가 있고, 지역자원이용비 역시 현재 해당 지자체의 지역자원이용에 대한 보상으로 저렴하다는 적정성 논란이 있어 추가적인 연구가 필요하다.

셋째, 외부비용을 감안한 합산을 보면 원전은 사고위험비용, 석탄발전과 가스복합은 대기오염비용과 이산화탄소 비용에 크게 영향을 받음을 알 수가 있다. 이들 3가지의 외부비용은 아직 산정방식과 자료면에서 불확실성이 높으며 추가연구가 필요한 사안이기는 하나 이를 감안할 경우 전통전원의 발전비용이 수렴하는 경향을 보이며, 석탄화력과 가스복합의 경우 외부비용 수준에 따라 비용이 아주 근접하거나 경우에 따라서 비용 역전의 가능성까지 보이고 있다(석탄발전과 가스복합의 괄호만 수치 참고). 물론 이들 수치를 시나리오 방식으로 제시하기는 했지만 여전히 수치 범위상 불확실성이 있다는 점에 유의할 필요는 있다.

넷째, 원전과 석탄발전의 경우 향후 입지상 장거리 송전망 특히 HVDC의 건설이 수반되고 이는 사실상 이들 설비의 전용노선의 성격이 강하기 때문에 이를 비용으로 반영하는 것이 바람직하다. 물론 HVDC의 성격을 둘러싸고 다양한 의견이 존재하나 적어도 원전과 석탄발전 그리고 가스복합간의 비교에는 이를 고려하는 것이 합리적일 것으로 판단된다.

2. 전통전원의 미래비용 전망

이상은 2017년 기준으로 산정한 전통전원의 균등화발전 비용으로 이들 비용은 건설비부터 연료비 그리고 외부비용의 향후 추세에 따라 미래 발전비용이 달라질 수 밖에 없다. 본 연구가 재생에너지의 경제성 개선에 따른 미래 균등화 발전비용 전망이 연구목적중 하나라는 점을 감안하면 전통 전원의 2030년 균등화 발전비용도 추정해야 한다. 하지만 여기에는 연구기간상 제약과 함께 방법론상 문제가 장애로 작용한다.

첫째, 미래 비용을 산정하기 위해서는 원전 등 전통설비의 미래 건설비를 예측할 수 있어야 하나 이를 전망하기는 매우 어렵다. 물론 아주 단순하게 지난 기간 동안의 건설비의 증가추세를 2030년까지 추세 연장하는 방식이 있으나 이는 해당 설비의 기술진전, 규제 강화에 따른 건설비용의 변화 등을 간과할 가능성이 높다. 연료비의 경우도 유가에 대한 전망 등으로 역시 예측이 어렵다

둘째, 정책비용이나 송전관련 비용 역시 마찬가지로 2030년 기준의 비용산출이 현재로서는 쉽지 않다.

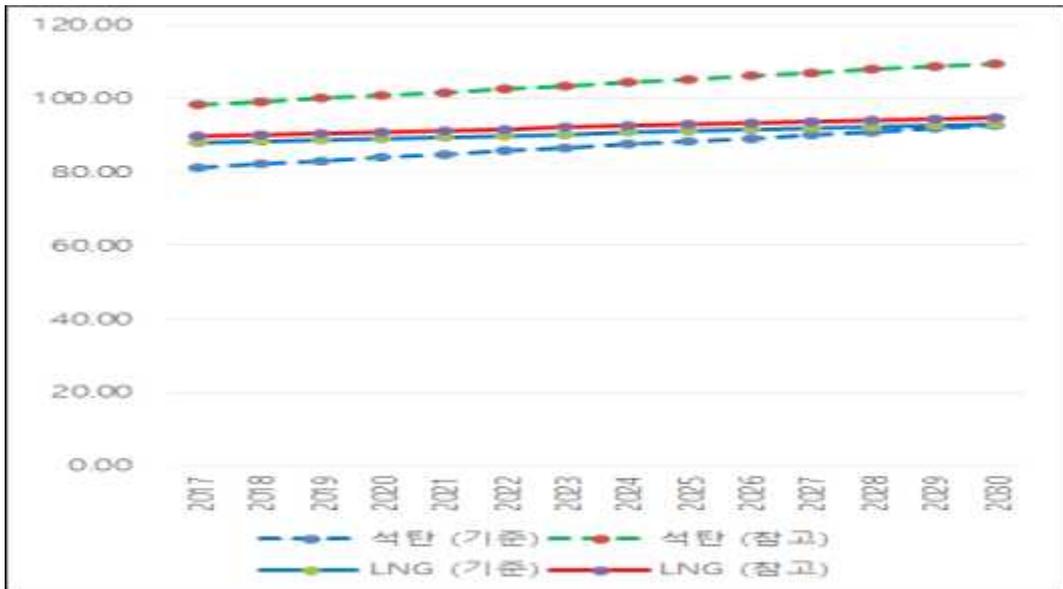
셋째, 건설비와 연료비의 경우는 그나마 현재와 과거의 실적 자료라도 있지만 외부비용의 경우는 현재의 수치의 불확실성에 더하여 미래 불확실성은 더 증폭된다. 이산화탄소의 경우는 미래 전망가격이 일부 나와 있기 때문에 이를 이용할 수 있으나 대기오염비용의 경우 대부분 조기사망 등 수명단축 등과 관련되어 있어 미래 생명가치의 변화에 대한 정확한 산정이 필요하나 이는 방법론상 매우 어렵다.

이러한 방법 및 자료상 제약으로 인해 본 연구에서는 매우 보수적인 방식으로 전통전원의 미래비용에 접근하고자 한다. 즉 원전의 경우 대부분의 전문가와 국제기관에서 규제강화에 따른 건설비 증 비용증가를 전망하고 있으나 본 연구는 원전의 경우 현재 주어진 자료로 접근 가능한 원전 1500MW의 건설비 증가만 고려하고 나머지 비용은 현재와 동일하다고 가정한다. 석탄발전과 가스복합의 경우도 마찬가지로 건설비와 연료비 전망이 매우 어렵기 때문에 현재 주어진 자료중에 미래 전망수치가 있는 2030년 이산화탄소 비용만 감안하고 나머지는 2017년과 동일한 비용을 유지한다고 가정한다.

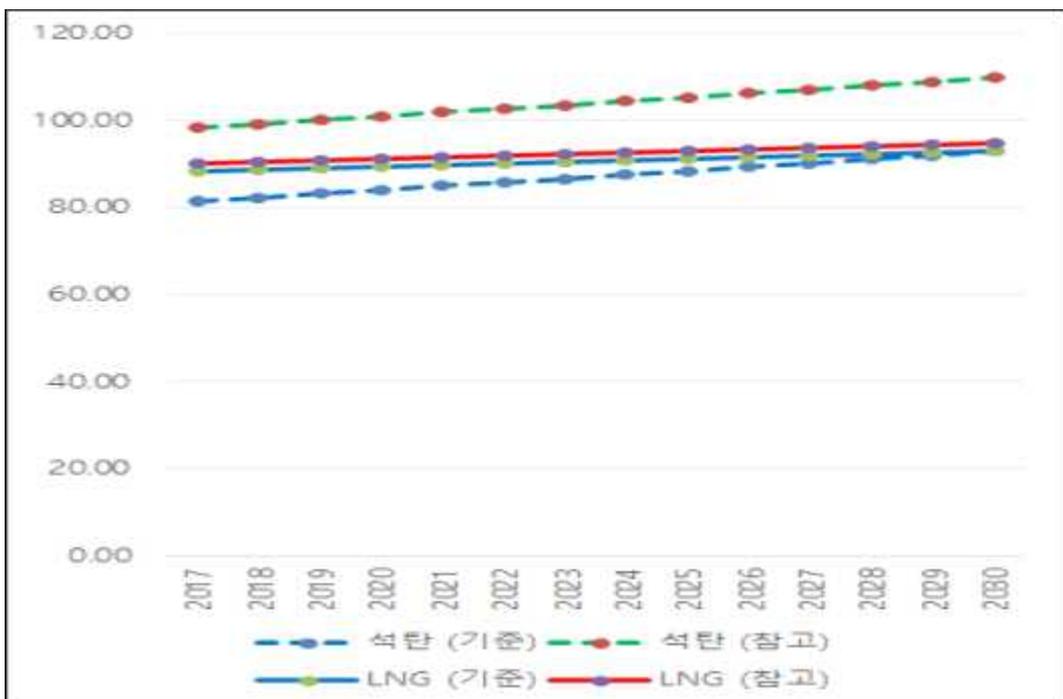
이를 감안하여 2030년 기준의 전통전원의 균등화발전비용을 산정한 것이 [표 3-38]인데, 원전의 경우 미세한 건설비 증가만 있고 사실상 2017년과 동일한 수치다. 석탄발전과 가스복합은 탄소비용의 증가만큼 비용이 상승하는 것으로 나타나

며 대기오염비용이 2017년 기준 설계치의 (1안)을 그대로 유지하더라도 이산화탄소 비용의 증가로 2030년에 석탄발전과 가스복합간의 비용역전이 나타날 수 있음을 알 수가 있다. 참고로 아래의 <그림 3-3>과 <그림 3-4>는 HVDC 비용을 포함하지 않을 경우와 포함할 경우의 석탄과 LNG복합의 비용을 비교한 것이다.

<그림 3-3> 석탄과 LNG 연도별 균등화발전비용의 비교 (HVDC 미포함)



<그림 3-4> 석탄과 LNG 연도별 균등화발전비용의 비교 (HVDC 포함)



[표 3-54] 2030년 기준 원전, 석탄발전, 가스복합의 균등화 발전비용

구 분	원전 1500	석탄 1000(동해)	복합 900(내륙)
건설비	21.35	18.85	9.30
운전유지비	21.44	6.07	4.83
접속건설/유지비	1.02	0.45	0.19
고정비	43.82	25.36	14.32
연료비	5.74	32.52	66.64
송전손실비용	0.03	0.03	-1.39
(합 계 A)	49.59	57.92	79.57
정책지원비용	0.99	0.88	0.34
지역자원비용	1.00	0.30	0.30
(합 계 B)	51.58	59.10	80.21
사고위험비용	23.17~32.82	0.00	0.00
탄소배출비용	0.00	27.12	11.50
대기오염비용	0.00	6.53(23.42)	1.21(3.01)
(합 계 C)	75.26~84.97	92.75(109.64)	92.92(94.72)
HVDC 비용	6.17	2.05	0.00
(합 계 D)	81.43~91.14	94.80(111.69)	92.92(94.72)

물론 2030년 기준의 미래발전비용은 대부분 2017년 기준을 그대로 유지하고 극히 일부 비용항목만 변경 적용한 것이기 때문에 전통전원간의 미래 경제성 변화를 가늠하기 보다는 후술하는 재생에너지의 미래비용과의 비교대상으로 활용하는 것이 더 적절하다. 물론 이러한 목적에서 보더라도 화력설비의 미래 균등화발전비용은 상대적으로 보수적으로 전제한 것임에 유의할 필요가 있다. 제4장에서는 전통전원과 비교대상이 될 재생에너지의 균등화 발전비용과 미래비용을 가늠해보기로 한다.

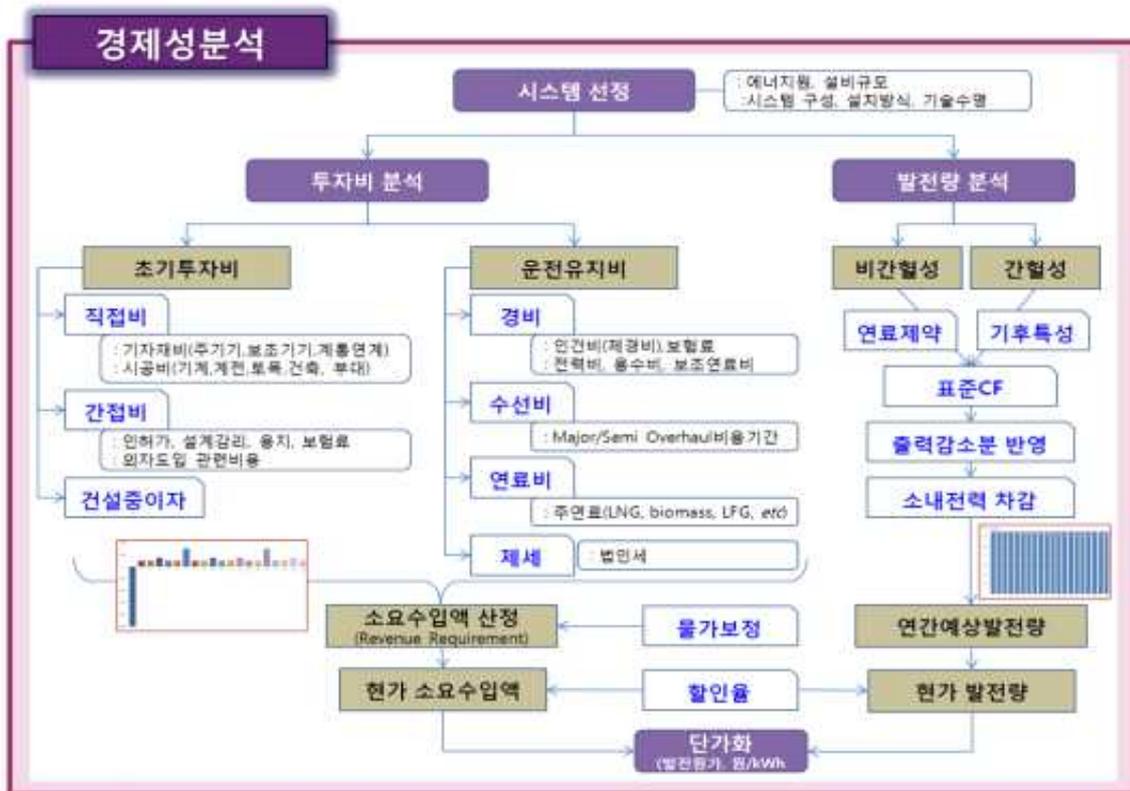
제 4 장 신재생 전원의 균등화 발전 비용 계산 및 전망

제 1 절 균등화 발전 비용 산정개요

1. 신재생 균등화 발전 비용 산정방법

일반적으로 신재생에너지 발전설비의 원가를 산정하기 위한 방법은 균등화발전비용(Levelized Cost of Energy; LCOE) 방식을 적용하게 된다. 균등화발전원가는 수명기간동안 적용되는 연간 증가화된 발전비용을 산정하는 방식으로써, 불규칙적으로 발생하는 비용과 발전량을 화폐의 시간적 가치를 고려하여 일정시점으로 할인하고 연도별로 균일하게 하는 방식이다. 균등화 발전비용의 세부구성요소는 설비수명기간 동안의 감가상각비, 투자보수액, 운전유지비, 연료비용, 법인세, 임차비용, 보험 및 기타비용 등으로 이루어지며, 신재생에너지의 균등화 발전비용 산정은 다음과 같은 절차로 이루어진다.

<그림 4-1> 신재생에너지 균등화 발전비용 분석 절차



신재생에너지 발전비용 분석을 위하여 해당전원별 표준시스템을 선정 후 건설에서부터 운용기간 동안 발생하는 총 비용을 평가하고 수명기간 중에 생산 가능한 발전량을 기초로 전력 한 단위당 비용으로 단가화하여 균등화발전단가를 도출한다. 투자비는 설비건설에 발생한 비용으로서의 설비비용 CAPEX(Capital Expenditure)와 운전기간 중에 발생한 운전유지비 OPEX(Operating Expenditure)로 구성되며, 수명기간 중 발생하는 이들 비용에 해당하는 소요수입액(Revenue Requirements)으로 평가한다. 다만, 비용의 발생시점에 따른 가치의 차이를 보정하기 위해 상업운전 시점을 기준으로 현재가치화하여 소요수입액을 평가하고 이를 대상 신재생에너지 건설에 투입되는 비용으로 인식한다.

설비 수명기간 동안 매해 발생하는 소요수입액(Revenue Requirements; RR)은 감가상각비, 투자보수액, 운전유지비, 법인세, 연료비 등으로 구성되며, 산정식은 아래와 같다.

$$RR_i = \text{감가상각비}_i + \text{투자보수액}_i + \text{운전유지비}_i + \text{법인세}_i + \text{보험료}_i + \text{연료비}_i$$

여기서, 감가상각비_i = (초기투자비 - 잔존가치)/상각기간
 투자보수액_i = (초기투자비 - 상각충당금_i) × 투자보수율
 상각충당금_i = 상각충당금_{i-1} + 감가상각비_{i-1}
 운전유지비 = 초기투자비 × 운전유지비율(%)

$$\text{법인세}_i = \text{투자보수액}_i \times \left(1 - \frac{\text{타인자본이자율}(\%) \times \text{타인자본비율}(\%)}{\text{투자보수율}(\%)} \right) \times \frac{\text{법인세율}}{(1 - \text{법인세율})}$$

다음으로 현가 소요수입총액은 설비의 수명기간과 할인율을 고려하여 아래 산정식을 바탕으로 산출된다.

$$\text{현가소요수입총액} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i} (RR_i)$$

여기서, n = 수명, r = 할인율

$$\text{할인율 } WACC(\%) = \text{자기자본비중}(\%) \times \text{자기자본기대수익}(\%)$$

$$+ \text{타인자본비중}(\%) \times \text{차입이자율}(\%)$$

(통상 투자보수율 = 할인율 = WACC)

설비의 운영기간 중에 생산 가능한 발전량은 AEP(Annual Energy Production)로서 기본적으로 설비입지가 확정된 경우 혹은 기설치된 경우 현장의 실측자료를 바탕으로 엔지니어링 기법을 사용하여 산정하게 된다. 하지만 본 연구의 분석 대상이 되는 신재생에너지 설비의 경우 표준시스템 상정을 통한 분석이 이루어지는 바, 원별 이용률 표준조건을 상정하여 연도별 예상발전량을 산출할 필요가 있다. AEP는 설비이용률(Capacity Factor, 이론적인 전력생산량 대비 입지와 기술적 조건에서 손실을 반영한 실제 전력생산량을 비율)을 통해서 산정되며, 산정식은 아래와 같다.

$$\begin{aligned}
 & - \text{당해 발전량}(P_i) = MW \times 8760 \times \text{Capacity Factor}(\%) \\
 & - \text{현가발전총량} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i} (P_i \times (1 - P^{loss}) - Aux_{Power}) \\
 & \quad \text{여기서, } P^{loss} : \text{출력저감율}(\%), Aux_{Power} : \text{소내전력}
 \end{aligned}$$

균등화발전비용은 전술한 현가소요수입 총액과 현가발전 총량을 기초로 전력한 단위 생산에 소요되는 비용으로 표현되며, 산정식은 다음과 같다.

$$\begin{aligned}
 - \text{균등화 발전비용(LCOE)} &= \frac{\text{현가소요수입총액}}{\text{현가발전총량}} && [\text{원/kWh}] \\
 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i} (RR_i)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i} (P_i \times (1 - P^{loss}) - Aux_{Power})}
 \end{aligned}$$

2. 신재생에너지 균등화 발전비용 현황

OECD산하 ‘국제에너지기구(IEA, International Energy Agency)’와 ‘원자력기구(NEA, Nuclear Energy Agency)’에서는 2015년도 발전비용(EGC : Electricity Generating Costs) 데이터베이스에 181개의 발전소 데이터를 활용하여 각 국가별 신재생에너지 균등화 발전비용을 분석하였으며¹⁾, 그 결과는 다음 표와 같다. 화폐 기준은 2013년 미 달러화를 기준으로 하였으며, 할인율(3%, 5%, 10%) 적용 수준에 따른 산정결과를 제시하고 있다. 동 자료에서는 추가로 호주의 균등화 발전비

1) IEA and NEA, 2015, Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition.

용을 적시하였으며, 호주에너지시장운영자(AEMO : Australian Energy Market Operator)의 2015년 보고서의 기준 결과값을 인용하였다. 먼저 태양광의 경우 주택용, 상업용, 대규모로 구분하였으며, 상대적으로 태양광 자원이 우수한 미국이 할인율 7%기준 79.84~156.12\$/MWh로 가장 낮은 수준을 보이고 있으며, 그 뒤로 독일, 영국, 호주, 일본의 순으로 균등화 발전비용이 높은 것으로 나타났다.

한편, 풍력의 경우 육상풍력과 해상풍력으로 구분되어 할인율 7%기준으로 육상 풍력의 경우 미국이 가장 낮은 42.85\$/MWh 수준으로 타 국가대비 현저히 낮은 수준을 보이고 있다. 해상풍력의 경우도 마찬가지로 미국이 가장 낮은 137.19\$/MWh, 영국이 158.27\$/MWh 수준인 것으로 나타났다. 이와 같이 국가별로 발전비용이 많게는 100\$/MWh 이상 격차가 발생하는 데는 국가별 일조량 또는 풍황과 같은 자연조건의 차이와 입지여건이나 국내시장 성숙도 수준에 기인한다고 할 수 있다.

[표 4-1] 주요국 신재생에너지 균등화 발전비용

[단위: \$/MWh]

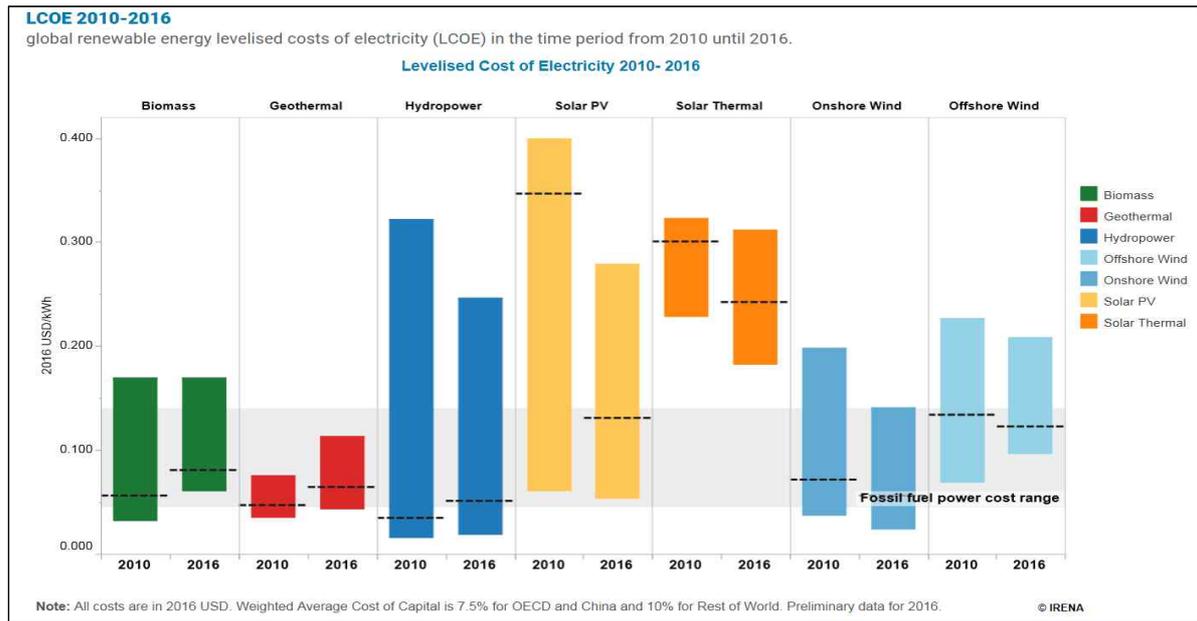
구 분		독일			일본			호주 ¹⁾
		3%	7%	10%	3%	7%	10%	
태양광	주거용	161.56	223.23	275.87	218.11	301.60	373.65	N/A
	상업용	116.62	161.13	199.13	N/A	N/A	N/A	N/A
	대규모	92.02	127.14	157.13	180.51	239.43	290.33	152
풍력	육상	77.15	93.53	107.60	134.56	182.10	223.38	101
	해상	146.31	183.68	215.80	N/A	N/A	N/A	N/A
구 분		영국			미국			X
		3%	7%	10%	3%	7%	10%	
태양광	주거용	187.25	276.47	352.63	105.92	156.12	199.45	
	상업용	N/A	N/A	N/A	78.39	117.24	150.76	
	대규모	125.67	167.76	203.66	53.50	79.84	102.56	
풍력	육상	93.94	123.97	150.67	32.71	42.85	51.64	
	해상	121.91	158.27	191.05	102.95	137.19	166.87	

다음으로 ‘국제재생에너지기구(IRENA, International Renewable Energy Agency)’의 비용자료에 따르면, 2010년 세계 태양광 LCOE 수준은 약 0.35\$/kWh 수준이었으나, 2016년에는 약 0.13\$/kWh 수준으로 약 62% 하락한 것으로 나타났다. 육상풍력의 경우도 2010년 약 0.07\$/kWh 수준이었으나, 2016년에는 약

1) AEMO, 2017, SOUTH AUSTRALIAN FUEL AND TECHNOLOGY REPORT - SOUTH AUSTRALIAN ADVISORY FUNCTIONS

0.06\$/kWh 수준으로 약 21% 하락하였으며, 해상풍력은 2010년 약 0.13\$/kWh 수준에서 2016년에는 소폭 하락하여 0.12\$/kWh 수준으로 나타났다. 또한, 다음 그림에서 알 수 있는 바와 같이 태양열을 제외하고 2016년 세계 가중평균 발전비용이 화석연료 비용수준의 범위 내에 진입하는 그리드페리티 시점에 도달한 것으로 나타났다.

<그림 4-2> 2010년 및 2016년 신재생원별 LCOE (출처: IRENA RESOURCE)

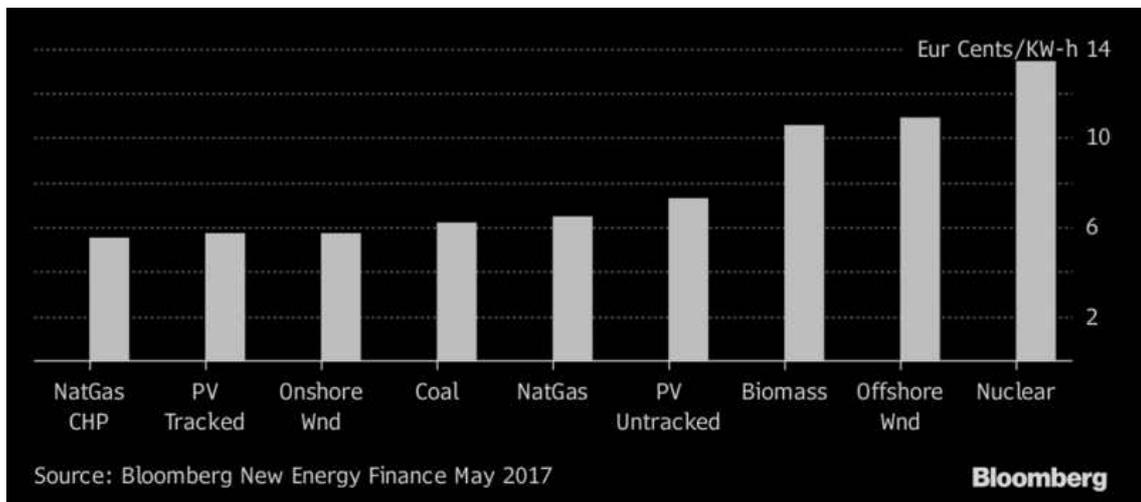


[표 4-2] 2010년 및 2016년 신재생원별 LCOE

구분	바이오매스	지열	수력	태양광	태양열	육상풍력	해상풍력
2010	0.056	0.047	0.035	0.347	0.301	0.071	0.133
2016	0.081	0.064	0.051	0.131	0.242	0.056	0.123
증감율	44.6%	36.2%	45.7%	△62.2%	△19.6%	△21.1%	△7.5%

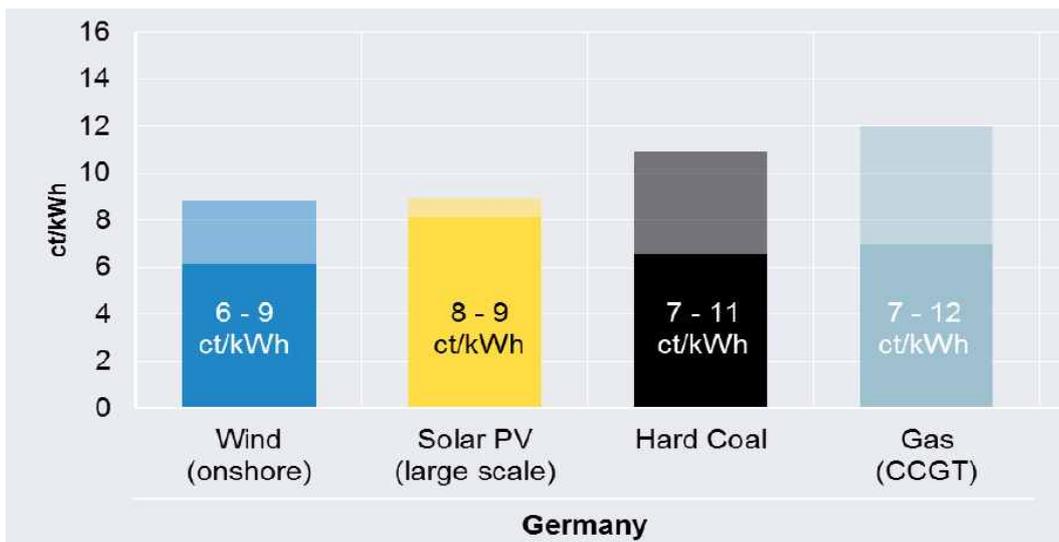
민간 전문기관인 블룸버그(Bloomberg New Energy Finance)에서 2017년에 발표한 자료에 따르면, EMEA(유럽, 중동, 아프리카) 지역의 태양광(추적식) 및 육상풍력 LCOE의 최저가격(benchmark)을 5.7 유로센트/kWh, 해상풍력은 11.0 유로센트/kWh로 추정한 바 있으며, 이는 원자력발전 대비 낮은 수준임을 알 수 있다.

<그림 4-3> EMEA 지역 신재생원별 LCOE 가격전망(2017) (출처: BNEF, 2017)



한편 독일의 경우, 2015년에 발표된 'Insights from Germany's Energiewende'에 따르면, 태양광(대규모) 8~9유로센트/kWh(미화기준 0.08~0.11\$/kWh), 육상풍력의 경우 6~9유로센트/kWh(미화기준 0.07~0.11\$/kWh) 수준으로 분포하고 있는 것으로 나타났다.

<그림 4-4> 독일 신재생원별 LCOE (2015) (출처: Agora, 2015)



영국의 경우 2016년 BEIS(Department for Business, Energy and Industrial Strategy)에서 발표한 'Electricity Generation Costs'에 따르면, 대규모 태양광의 경우, 2016년 진입설비 기준, 0.09~0.12\$/kWh 으로 나타났으며 육상풍력은 0.06~0.10\$/kWh, 해상풍력은 0.14~0.17\$/kWh 수준인 것으로 나타났다.

[표 4-3] 영국의 전원별 LCOE

[단위: £/MWh]

구 분		2016	2018	2020	2025	2030
PV (Large scale)	high	94	84	80	76	73
	central	80	71	67	63	60
	low	71	62	59	55	52
Wind onshore (>5MW)	high	81	79	76	74	72
	central	67	65	63	61	60
	low	50	49	47	46	45
Wind offshore Round 3	high	136	129	119	113	109
	central	121	114	106	100	96
	low	107	101	93	88	85

제 2 절 신재생 원별 균등화 발전비용 산정

1. 분석 기준 및 절차

본 연구의 신재생에너지 원별 균등화 발전비용 산정을 위한 대상전원은 태양광, 육상풍력, 해상풍력이다. 태양광 발전의 경우 설비규모에 따른 경제성 차이를 감안하기 위해 1 MW급의 표준규모(또는 중규모)와 100kW급의 소규모, 30MW급의 대규모 태양광 발전설비로 구분하고, 이를 위해 표준규모에 대한 비용지표를 산정한 후 설비규모의 차이를 반영할 수 있도록 용량보정을 통해 소규모와 대규모의 발전비용을 산정한다.

다음으로 원별 균등화 발전비용 산정을 위해서는 주요 제반 지표의 상정이 요구되며, 할인율, 환율, 물가, 세율 등과 같은 재무지표와 설비투자비, 설비수명, 운전유지비, 이용률 등과 같은 기술/비용지표에 대하여 표준화된 분석지표를 개발할 필요가 있다.

본 연구의 목적이 기존 전통 전원과 신재생에너지 전원의 균등화 발전비용을 객관적 관점에서 산정하고 동일한 기준으로 비교하는데 목적이 있으므로 할인율과 환율은 비교대상인 기존전원에서 적용하는 4.5%를 기준할인율로 적용한다. 그러나 과거 신재생에너지 균등화 발전비용 산정시 적용한 바 있는 5.5%와 6.5%를 각각 할인율 대안으로 상정하여 할인율에 변화에 따른 균등화단가의 수준을 제시하고자 한다. 한편 과거실적자료와 외화기준에 대한 물가보정 및 국가간 보정을 위해 연도별 물가지표의 경우 생산자물가지수를 적용하고자 하며, 국가간 환율은 연평균 매매기준 환율을 적용한다.

[표 4-4] 적용 물가지수 및 대미원화환율 적용안

구 분	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
생산자물가지수 (2016=100)	89.7	97.4	97.2	100.9	107.7	108.4	106.7	106.1	101.9	100.0
대미환율 (원/\$)	929.3	1,104.8	1,275.6	1,156.3	1,108.4	1,126.8	1,095.3	1,053.4	1,132.2	1,161.4

본 장의 서두에서 서술한 신재생에너지 균등화 발전비용 산정방법론에 입각한 분석 절차는 다음과 같이 요약할 수 있다.

- ① 표준시스템 선정 : 발전원별 분석기준 용량 및 단지규모 설정
- ② 비용평가 : 수명기간 중 투입된 모든 비용 → 현가 필요수입액 산정

- ③ 발전량 산정 : 수명기간 중 연간 발전량 → 현가 발전량 산정
- ④ 균등화 발전비용 : 현가 필요수입액을 현가 발전량으로 나누어 단가화

2. 균등화 발전비용 산정을 위한 분석지표 개발

가. 태양광 균등화 발전비용 분석지표 개발

(1) 국내외 관련현황

국내 설치되는 태양광 발전설비의 균등화 발전비용을 산정하기 위해서는 분석의 기준이 되는 태양광 발전설비의 비용분석이 선행될 필요가 있다. 먼저 과거부터 현재까지 국내 태양광 발전설비에 대한 설비투자비 추이를 살펴볼 필요가 있다. 이에 본 연구에서는 한국에너지공단의 2007년도에서 2017년까지 발전차액지원제도(FIT) 및 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)를 통해 설치된 500kW~2MW급 표준규모 태양광 발전설비¹⁾의 연도별 투자실적을 토대로 분석한 결과 용량가중평균 설비투자비 단가는 2008년 740만원/kW에서 2017년 172만원/kW로 최근 10년간 약77% 하락한 것²⁾으로 분석되었다.

<그림 4-5> 연도별 MW급 태양광 설비투자비 단가 추이

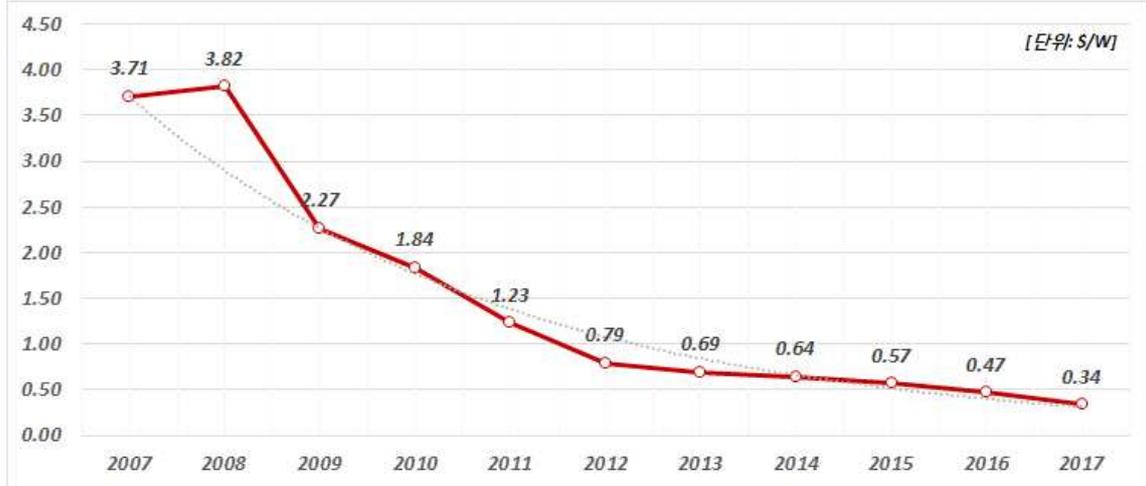


한편, 태양광 모듈가격의 경우 국내 기준의 연도별 실적을 확보하는데 한계가 존재함에 태양광 산업협회에서 제공하고 있는 국제 태양광 모듈가격 동향³⁾을 기준

1) 전체 25,930 발전소 중 해당 규모설비 872개소를 대상
 2) 물가보정을 하지 않은 경상가 기준임
 3) 한국태양광산업협회, 밸류체인별 가격동향('08~'17.9) (<http://www.kopia.asia>)

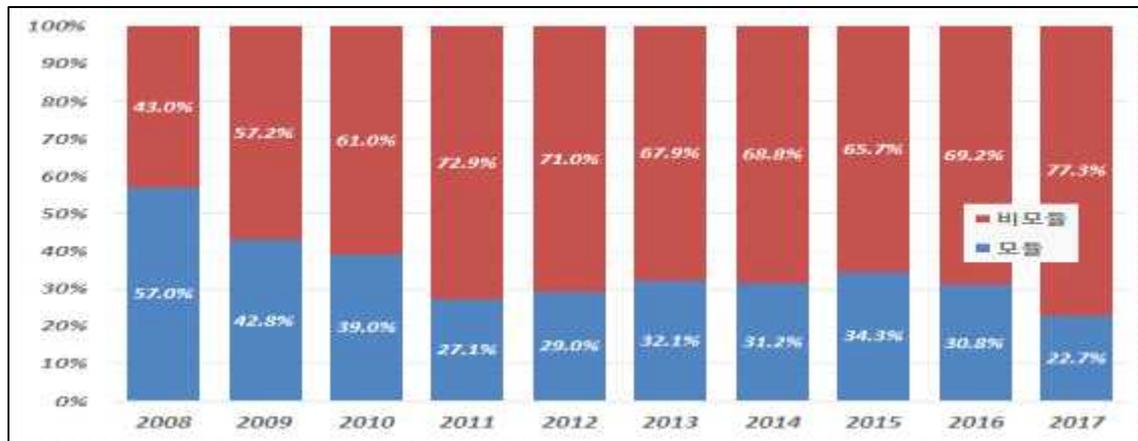
으로 살펴보면, 연평균 모듈단가는 2007년 3.71\$/W에서 2017년 0.34\$/W로 약 90%하락하였다. 최근 들어 급격한 감소추세는 어느 정도 안정화 되었으나, 향후에도 완만한 가격하락 추세가 이어질 것으로 전망된다.

<그림 4-6> 연도별 태양광 모듈가격 동향



전술한 연도별 설비투자비에서 국제 모듈가격을 반영할 경우 전체 설비투자비에서 모듈비용이 차지하는 비중은 2008년 57%로 전체 투자비의 절반이상을 차지하다가 2017년에는 23%수준까지 감소한 것으로 나타났다. 단, 여기에서 유의할 점은 국제 모듈가격이 공장도가격임에 실제 국내에서 발전소 건설시 발생하는 모듈 구입비용은 국제 모듈가에 물류비용과 재고물량 등의 추가비용이 감안되어야 함에 전술한 모듈가격의 비중은 30%수준을 상회할 것으로 판단된다.

<그림 4-7> 전체 설비투자비 중 모듈-비모듈 비용 비중

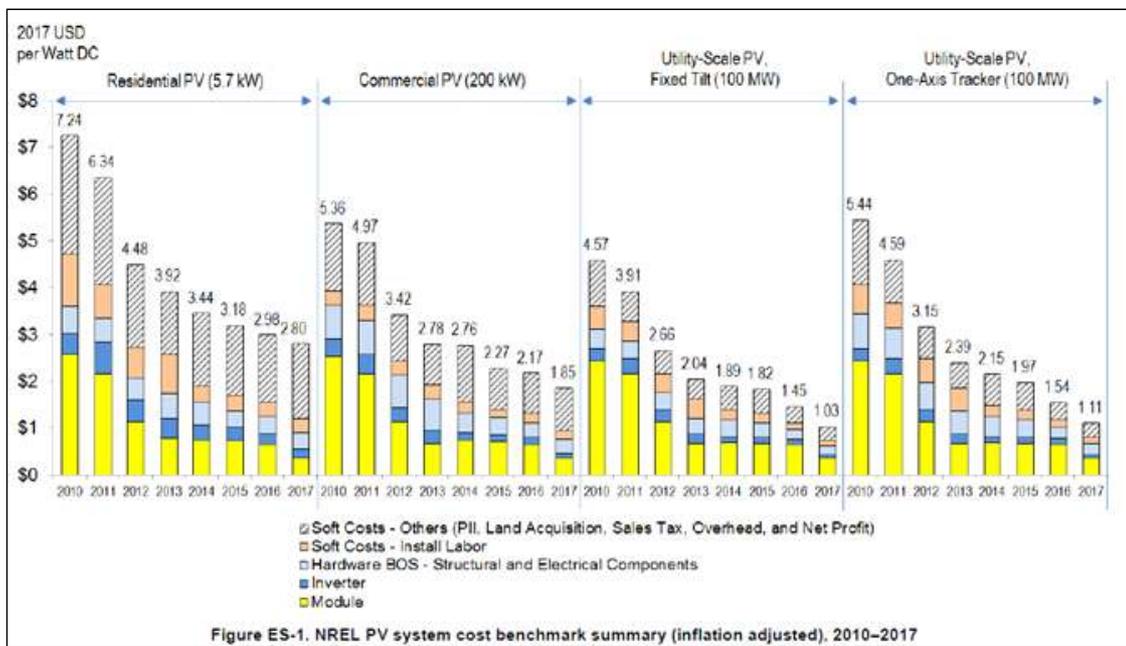


다음으로 해외의 태양광 설비투자비 수준을 살펴보면, 미국의 경우 2010년 이후 2017년 까지 설비투자비 단가의 하락이 큰 폭으로 이루어졌으며, 2017년 기준 모

돌단가 수준은 국내와 비슷한 수준이나, 기타비용의 경우 규모에 따라 차이가 있으며, 공사비를 제외한 부대비용의 수준이 규모에 따라 차이가 큰 것으로 나타났다. 또한 상업용 태양광 설비투자비 단가는 1.85\$/W 수준으로 국내 실적과 비교했을 때 큰 차이는 없는 것으로 나타났다. 다만, 균등화 발전비용 측면에서는 설비투자비 뿐 만아니라, 적용할인율 수준과 설비이용률 등 다른 요인들에 의해 격차가 발생할 수 있음을 감안할 필요가 있다.

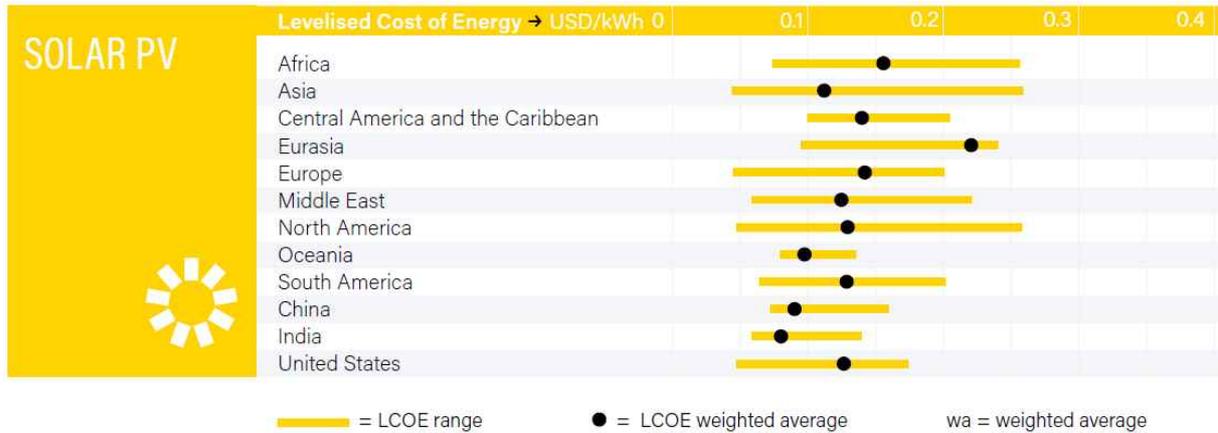
<그림 4-8> 미국 규모/용도별 태양광 설비투자비 현황

출처: NREL, U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017, 2017.9



다음으로 전문가 국제 네트워크인 REN21(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)에서 매년 발간하고 있는 '2017 재생에너지 현황 보고서 (Renewables 2017 Global Status Report)'에서는 다음 그림과 같이 전 세계 주요국 및 지역별 태양광 발전의 균등화 발전비용과 설비투자비, 이용률에 대한 정보를 제공하고 있다. 용량가중평균기준 균등화 발전비용의 경우 인도와 중국이 0.1\$/kWh이하로 가장 낮은 수준을 보이고 있다. 이는 아시아권의 경우 남미나 중동, 아프리카 대비 이용률이 상대적으로 높은 수준은 아니나 설비투자비에 있어 타국가의 절반수준임에 기인하며, 유럽의 경우 설비투자비 수준은 낮은 편이지만 이용률 수준이 낮음에 따라 타지역 대비 높은 수준임을 알 수 있다. 하지만 동일 지역권이라도 설치여건이나 자연조건에 따라 발전비용의 편차가 상당히 큼을 알 수 있다.

<그림 4-9> 지역/국가별 태양광 균등화 발전비용 현황



<그림 4-10> 지역/국가별 태양광 설비투자비 및 이용률 현황

Investment Cost → USD	Investment Cost			Capacity Factor →	Capacity Factor		
	min	max	wa		min	max	wa
Africa	818	6848	●2344		0.14	0.28	●0.2
Asia	832	6124	●1414		0.1	0.25	●0.16
Central America and the Caribbean	1337	4000	●2001		0.16	0.23	●0.19
Eurasia	1484	3697	●2537		0.1	0.18	●0.14
Europe	944	2827	●1370		0.1	0.3	●0.12
Middle East	1311	4000	●2554		0.17	0.35	●0.26
North America	965	5900	●2203		0.12	0.34	●0.2
Oceania	1600	2785	●2477		0.2	0.25	●0.23
South America	1407	4951	●2477		0.12	0.34	●0.24
China	1022	1953	●1083		0.17	0.19	●0.17
India	916	1832	●1064		0.16	0.22	●0.19
United States	1241	2971	●1998		0.16	0.32	●0.19

(2) 설비투자비 산정

태양광 발전의 균등화 발전비용을 산정하기 위한 표준설비규모는 전술한 바와 같이 MW급 중규모 발전용 태양광 설비를 기준으로 하며, 기본적으로 태양광 발전방식에 있어 추적방식에 따라 구조물의 설치유형이 경사고정형 방식과 단축 또는 양축 추적형 방식으로 분류될 수 있고, 이에 따라 시스템의 비용구조가 달라질 수 있다. 본 연구에서는 국내 태양광 발전의 표준시스템으로 국내에서 주류를 이루고 있는 경사고정형 방식을 기준으로 설정하고 이를 기초로 설비투자비를 산정하였다. 설비투자비의 구성은 크게 직접비용과 간접비용으로 구성되며, 직접비용의 경우 태양광모듈, 보조설비(인버터, 지지물 등), 공사비, 연계비가 포함된다. 그리고 간접비용의 경우 인허가, 설계 및 감리비용과 금융조달 및 각종 보상비용과 같은 부대비용, 그리고 토지구매 비용으로 구성된다. 설비투자비를 구성하는 각 비용항목별 산정방안은 다음 표에 나타난 바와 같다.

[표 4-5] 태양광 설비투자비 항목 분류 및 산정방안

대분류	중분류	산정방안
직접 비용	PV모듈	- 최근 국제 PV모듈가격 동향반영 (환율 및 물가보정)
	보조설비	- 인버터: 국내 도입가격 반영 - 지지물: 경사고정형 기준 - 사업자 조사자료 참조 '17년 보조설비 단가산정
	공사비	- 기초토목공사, 전기공사 - 사업자 조사자료 참조 '17년 공사비 단가산정
	연계비	- 수배전설비(계통보호설비, 연계공사, 전기실), 관제설비 - 사업자 조사자료 참조 '17년 연계비 단가산정
간접 비용	인허가/설계· 감리	- 설계용역비, 조사/측량비, 감리비, 발전사업허가, 개발행위허가, 환경영향평가, 사전재해영향성검토 등
	기타 부대비용	- 금융조달 수수료, 각종 보상비용 - 사업자 조사자료 기반 단가산정
	토지비용	- 전국 표준지 공시지가 및 실거래가 수준 참조 - 소요면적: 4~5평/kW, 분석기간 마지막년도에 잔존가치로 반영

본 연구에서는 2017년 기준 태양광 발전설비의 투자비 단가를 산정하기 위해 복수의 사업자에 대하여 표준규모(MW급) 태양광 발전설비의 주요항목별 투자비 단가 조사자료와 앞서 살펴본 연도별 신규 태양광 투자실적을 바탕으로 표준 설비 투자비 단가를 산정하였다. 먼저 모듈가의 경우 사업자 조사자료와 국제 모듈가의 수준을 고려하여 '16~'17년 국제모듈가 평균과 물류비용을 반영한 52만원/kW을 적용하고자 하며, 비모듈의 각 항목별 단가의 경우 사업자 조사자료를 바탕으로 적정 수준의 단가를 도출하여 적용하고자 한다. 토지비용의 경우 태양광 kW당 소요면적 4평을 가정하여 현 실거래가 수준에 대한 사업자 조사결과를 반영하여 6만원/평을 적용하였으며, 결과적으로 전체 설비투자비 단가는 175만원/kW로 산정되었다.

[표 4-6] 태양광 설비투자비 산정안

[단위: 원/kW]

비용항목	사업자조사1		사업자조사2		'17년 신규 투자실적		검토안		
	금액	비중	금액	비중	금액	비중	금액	비중	
모듈	600,000	34.0%	550,000	30.6%	543,125 ¹⁾	27.9%	520,000	29.7%	
비모듈 (BoS)	보조설비	418,000	23.7%	450,000	22.2%	1,218,011	62.5%	440,000	25.1%
	공사비	340,000	19.3%	350,000	19.4%			340,000	19.4%
	연계비	44,000	2.5%	100,000	5.6%			80,000	4.6%
	인허가	70,000	4.0%	100,000	5.6%			80,000	4.6%
	부대비용	11,000	0.6%	30,000	2.8%			50,000	2.9%
토지비용	280,000	15.9%	225,000	13.9%	189,000 ²⁾	9.7%	240,000	13.7%	
투자비 계	1,763,000	100.0%	1,805,000	100.0%	1,896,741	100.0%	1,750,000	100.0%	

주 1) 확보한 신규 투자실적의 경우 총 투자비기준으로서 모듈가격의 식별불가로 '16년말 기준 국제 모듈 평균가격 반영

2) 신규투자실적의 경우 추후 토지비 포함여부에 대한 식별이 필요하며, 본 분석에서는 토지비 미포함으로 가정하여 시·군단위 표준지 공시지가를 반영하여 토지비를 추가함

(3) 기타 기술/비용지표 산정

태양광 균등화 발전비용 산정을 위해 설비투자비 외에 추가로 태양광 설비의 연간 이용률과 수명기간, 그리고 연간 운전유지비율에 대한 산정이 요구된다.

먼저, 국내 태양광 발전설비의 표준 설비이용률을 산정하기 위해 본 연구에서는 전력거래소에서 집계한 2008년에서 2011년까지 전국기준 월별/시간대별 설비용량 대비 출력수준을 표준화한 값¹⁾을 바탕으로 연간 설비이용률을 산출하였다. 월별/시간대별 수준을 살펴보면 연중 최대출력은 정격용량 대비 약 59%수준으로 계절별 일조시간의 영향으로 월별 편차가 있는 것으로 나타났다. 이를 종합한 연평균 설비이용률은 15.08%로 산출되었으며, 이는 송전단기준 출력임에 소내소비가 기감안된 수치로 본 연구에서는 표준이용률로 15%를 적용하고자 한다.

[표 4-7] 연간 월/시간대별 태양광 설비 평균출력 실적 (전국기준 '08~'11년 평균)

시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.059	0.227	0.367	0.446	0.473	0.459	0.410	0.305	0.126	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007	0.102	0.269	0.386	0.449	0.471	0.459	0.414	0.332	0.191	0.041	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.056	0.222	0.384	0.482	0.541	0.562	0.548	0.500	0.416	0.285	0.104	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.019	0.141	0.319	0.451	0.532	0.575	0.588	0.569	0.524	0.444	0.326	0.154	0.023	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.047	0.175	0.318	0.430	0.507	0.550	0.564	0.549	0.505	0.432	0.324	0.182	0.049	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
6월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.053	0.164	0.289	0.393	0.466	0.510	0.522	0.507	0.468	0.400	0.300	0.177	0.060	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000
7월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.027	0.109	0.205	0.292	0.354	0.399	0.419	0.416	0.387	0.331	0.252	0.153	0.054	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
8월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.016	0.100	0.214	0.306	0.372	0.414	0.431	0.421	0.387	0.329	0.249	0.135	0.032	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
9월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007	0.101	0.263	0.389	0.469	0.507	0.511	0.488	0.442	0.366	0.248	0.091	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.070	0.255	0.411	0.498	0.534	0.537	0.508	0.448	0.345	0.176	0.025	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.015	0.133	0.288	0.380	0.424	0.432	0.410	0.352	0.238	0.072	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12월	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.062	0.214	0.339	0.405	0.416	0.392	0.331	0.208	0.054	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

다음으로 태양광 설비의 수명은 일반적으로 20~25년을 적용하고 있으며, 이는 경제적 수명 또는 설비노후에 따라 일정수준의 출력이하로 성능이 떨어짐에 따라

1) 표준수치는 0에서 1사이의 값으로 정격용량 출력시 1로 산출

신규설비로 교체가 요구되는 시점까지의 기술적 수명으로 구분할 수 있다. 본 연구에서는 경제수명 기준으로 현 RPS제도하의 고정가격 경쟁입찰시 적용되는 지원기간인 20년을 기준으로 분석기간을 설정하고자 한다.

마지막으로 설비건설 이후 연간 소요되는 운전유지비용은 관리인력에 대한 인건비, 수선비, 관리비, 보험료 등을 포함한다. 인건비의 경우 안전관리자 선임(소규모의 경우 대행)비용을 바탕으로 연간 약 1천만원이 소요되는 것으로 조사되었으며, 보험료의 경우 기관기계보험으로써 초기투자비의 0.2~0.3%수준인 것으로 조사되었다. 그리고 기타수선 및 관리비의 경우 초기투자비의 0.5% 수준으로 상정하였으며, 인버터의 경우 태양광 설비운용 10년차에 교체시점이 도래함을 가정하되, 향후 단가하락을 고려하여 현 수준(11만원/kW)대비 30%하락함을 가정하였다. 이 결과 연간 운전유지비는 연간 24~26천원/kW로 초기투자비 대비 1.39%~1.46% 수준으로 산출되었으며, 본 연구에서는 초기투자비 대비 1.5%를 기준지표로 설정하고자 한다.

나. 육상풍력 균등화 발전비용 분석지표 개발

(1) 국내외 관련현황

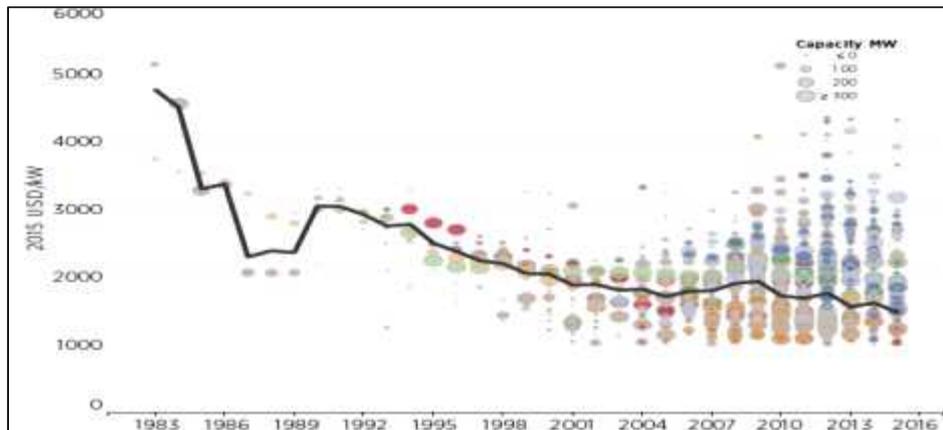
국내에 설치된 육상풍력 발전설비에 대한 설비투자비 단가추이는 다음과 같다. 본 연구에서는 한국에너지공단의 2011년도에서 2017년까지 FIT 및 RPS 대상 신규 육상풍력단지 68개소의 설비투자비를 분석한 결과 2011년 이후 최근까지 등락세를 보이고 있으며, 전반적 추세는 용량가중평균 단가기준 2011년 300만원/kW에서 2017년 269만원/kW로 소폭의 하락 추세를 보이고 있는 것으로 나타났다. 하단의 그림에서 알 수 있는 바와 같이 설비용량에 따른 비용의 격차는 발생하지 않는 것으로 판단되며, 그간의 국제 터빈가격의 등락발생과 국내 설치여건에 따른 입지간 비용격차의 영향에 기인한 것으로 판단된다.

<그림 4-11> 국내 육상풍력 설비투자비 단가 추이



한편, IRENA에서 분석한 풍력터빈 단가 추이¹⁾는 다음과 같다. 풍력터빈 단가는 2000년 중반까지 하락세를 보이다, 국제 원자재가격 상승, 수급요인에 의해 2010년까지 상승추세를 보이다 최근 들어 안정화 되며 하락국면에 재진입하는 양상을 보이고 있으며, 1983년 4,766 \$/kW에서 '14년 1,623 \$/kW로 약 65.9%하락하였다.

<그림 4-12> 풍력터빈 단가변동 추이



다음으로 전문가 국제 네트워크인 REN21(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)의 “2017 재생에너지 현황 보고서(Renewables 2017 Global Status Report)”에서는 다음 그림과 같이 전 세계 주요국 및 지역별 육상풍력 발전의 균등화 발전비용과 설비투자비, 이용률에 대한 정보를 제공하고 있다. 용량가 중평균기준 균등화 발전비용의 경우 미국과 중국이 0.05\$/kWh 수준에 근접하여 태양광 대비 절반에 가까운 수준을 보이고 있다. 하지만 발전비용은 비슷한 수준

1) IRENA, The Power to Change, 2016.

이나 중국의 경우 설비투자비가 낮음에 따른 영향이며, 미국의 경우 설비이용률이 높음에 따른 영향이 주효하여 양국가가 서로 다른 특징을 보인다.

<그림 4-13> 지역/국가별 육상풍력 균등화 발전비용 현황



<그림 4-14> 지역/국가별 육상풍력 설비투자비 및 이용률 현황

Region	Investment Cost → USD			Capacity Factor →		
	min	max	wa	min	max	wa
Africa	1345	2506	●1924	0.19	0.48	●0.37
Asia	909	2784	●1283	0.13	0.46	●0.25
Central America and the Caribbean	1680	3265	●2144	0.24	0.54	●0.35
Eurasia	1315	2651	●1891	0.24	0.49	●0.35
Europe	1054	3702	●1866	0.14	0.51	●0.28
Middle East	1857	3148	●2531	0.29	0.4	●0.34
North America	1270	3148	●1805	0.17	0.52	●0.39
Oceania	1600	3581	●2150	0.3	0.44	●0.35
South America	1108	2903	●1912	0.27	0.54	●0.43
China	1166	1414	●1244	0.23	0.29	●0.25
India	1044	1420	●1120	0.19	0.33	●0.24
United States	1481	2445	●1715	0.23	0.5	●0.4

(2) 설비투자비 산정

본 연구에서는 국내 육상풍력단지의 규모 추이를 반영하여 단지규모 30MW, 상용화된 단위기용량 2~3MW급의 표준규모를 대상으로 육상풍력 발전의 설비투자비 단가를 산정하고자 한다.

풍력발전 시스템의 설비비는 크게 직접비용과 간접비용으로 구성되며, 직접비용의 경우 너셀, 발전기, 제어시스템, 블레이드, 타워 등으로 구성되는 기자재비와 공사비(육·해상운송비 포함), 계통연계비로 구성되며, 기타비용의 경우 인허가, 설계/감리비, 사업주제경비 등 기타 부대비용으로 구성된다.

[표 4-8] 육상풍력 설비투자비 항목 분류 및 산정방안

대분류	중분류	산정방안
직접 비용	기자재비	- 풍력터빈, 전력변환장치, 타워 등 대상 - 국내 제조사 공급가 및 해외 시스템 비용반영
	공사비	- 기초토목공사, 전기공사, 건축공사 조사자료 참조
	연계비	- 수배전설비(계통보호설비, 연계공사, 전기실), 관제설비 - 기존 실적 및 조사자료 참조
간접 비용	인허가/설계·감리	- 설계용역비, 조사/측량비, 감리비, 발전사업허가, 개발행위허가, 환경영향평가, 사전재해영향성검토 등 - 기존 실적 및 조사자료 참조
	기타 부대비용	- 금융조달 수수료, 각종 보상비용 등 - 기존 실적 및 조사자료 참조 - 토지비용 포함

본 연구에서는 2017년 기준 육상풍력 발전설비의 투자비 단가를 산정하기 위해 복수의 사업자에 대하여 육상풍력 발전설비의 주요항목별 투자비 단가 조사자료와 앞서 살펴본 연도별 육상풍력 투자비 실적을 바탕으로 표준 설비투자비 단가를 산정하였다.

먼저, 기자재비의 경우 '16년말 기준 국제 터빈가격 수준과 사업자 조사결과를 평균한 120만원/kW을 적용하고자 하며, 공사비와 연계비의 경우 입지에 따른 할증요인을 감안하여 산악지형 대비 소폭낮은 수준을 적용한다. 그리고 기타 간접비의 경우 조사자료의 평균을 적용한 45만원/kW를 적용하고자 하며, 이를 종합하면 육상풍력의 표준 설비투자비 단가는 250만원/kW로 산정되었다.

[표 4-9] 육상풍력 설비투자비 산정안

[단위: 원/kW]

비용항목	사업자조사1		사업자조사2		사업자조사3	
	금액	비중	금액	비중	금액	비중
기자재비	1,330,000	46.7%	1,200,000	46.9%	1,220,000	43.7%
공사비	1,000,000	35.1%	800,000	31.3%	950,000	34.1%
연계비	300,000	10.5%	250,000	9.8%	250,000	9.0%
인허가/설계감리	100,000	3.5%	110,000	4.3%	230,000	8.2%
기타부대비	120,000	4.2%	200,000	7.8%	140,000	5.0%
투자비 계	2,850,000	100.0%	2,560,000	100.0%	2,790,000	100.0%
비용항목	신규투자실적(2017)		검토안			
	금액	비중	금액	비중	비고	
기자재비	1,135,343 ¹⁾	42.2%	1,200,000	48.0%	국내평균가와 국제가격 평균	
공사비	1,555,541	57.8%	800,000	32.0%	입지에 따른 할증 보정 후 평균	
연계비			200,000	8.0%	입지에 따른 할증 보정 후 평균	
인허가/설계감리			150,000	6.0%	조사자료 평균	
기타부대비			150,000	6.0%	조사자료 평균	
투자비 계	2,690,884	100.0%	2,500,000	100.0%		

주 1) 확보한 신규 투자실적의 경우 총 투자비기준으로서 기자재비 식별불가로'16년 국제 터빈가격반영

(3) 기타 기술/비용지표 산정

국내 육상풍력 발전설비의 표준설비이용률을 산정하기 위해 본 연구에서는 한국전력거래소에서 제공하고 있는 국내 육상풍력 설비의 최근 이용률 실적자료를 바탕으로 하였으며, 동 집계자료의 경우 각 풍력 발전소의 판매전력량을 기준으로 하는데 이는 풍력 발전설비의 효율, 소내소비, 그리고 연계손실이 종합적으로 반영된 종합 이용률을 의미한다. 한국전력거래소에서 집계된 지역별 월간 전력거래량을 바탕으로 집계한 최근 5년간 국내 육상풍력 발전의 평균 설비이용률은 22.9%로 집계되었으며, 다음 표와 같다.

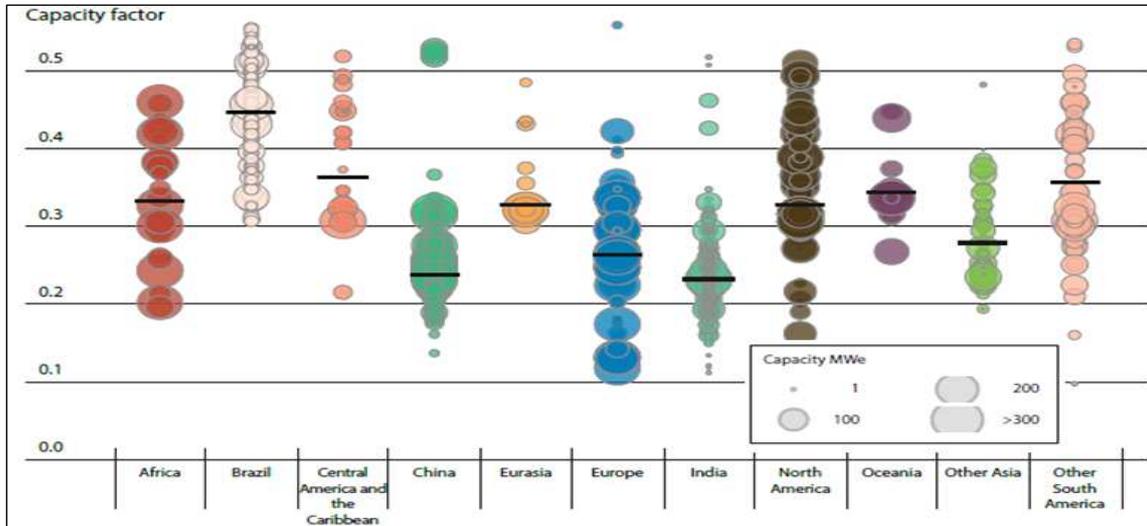
[표 4-10] 전국 및 주요 권역별 연간 육상풍력 이용률 실적

구 분	전국	전남	제주	경북
2015	20.62%	17.48%	20.22%	25.14%
2014	21.17%	17.05%	22.22%	27.07%
2013	25.10%	-	25.84%	30.49%
2012	22.77%	21.71%	22.13%	29.55%
2011	25.01%	26.34%	24.23%	31.66%
평균	22.94%	20.65%	22.93%	28.78%

주) 유효설비이용률 - 발전시스템 효율, 소내소비 및 연계손실이 반영된 종합 이용률
전력거래소에서 집계된 지역별 월간 전력거래량을 바탕으로

다음으로 해외 육상풍력발전 시스템의 설비이용률과 관련한 IRENA의 '10~'14년간 이용률수준 분석결과에 따르면 국가/지역별, 설비규모에 따라 10~55%로 다양하게 분포하고 있으며, 다음 그림에서 알 수 있듯이 단지규모와 이용률 간의 상관도는 크지 않으며, 지역별 풍황여건과 단위기 규모에 따른 영향이 주요한 것으로 언급하고 있다.

<그림 4-15> 국가/지역별 육상풍력 설비이용률 분포



본 연구에서는 국내 풍력발전 입지조건 하에서 국내 실적 평균과 과거 연구의 사례를 바탕으로 한 23.0%를 표준설비이용률로 적용하고자 한다.

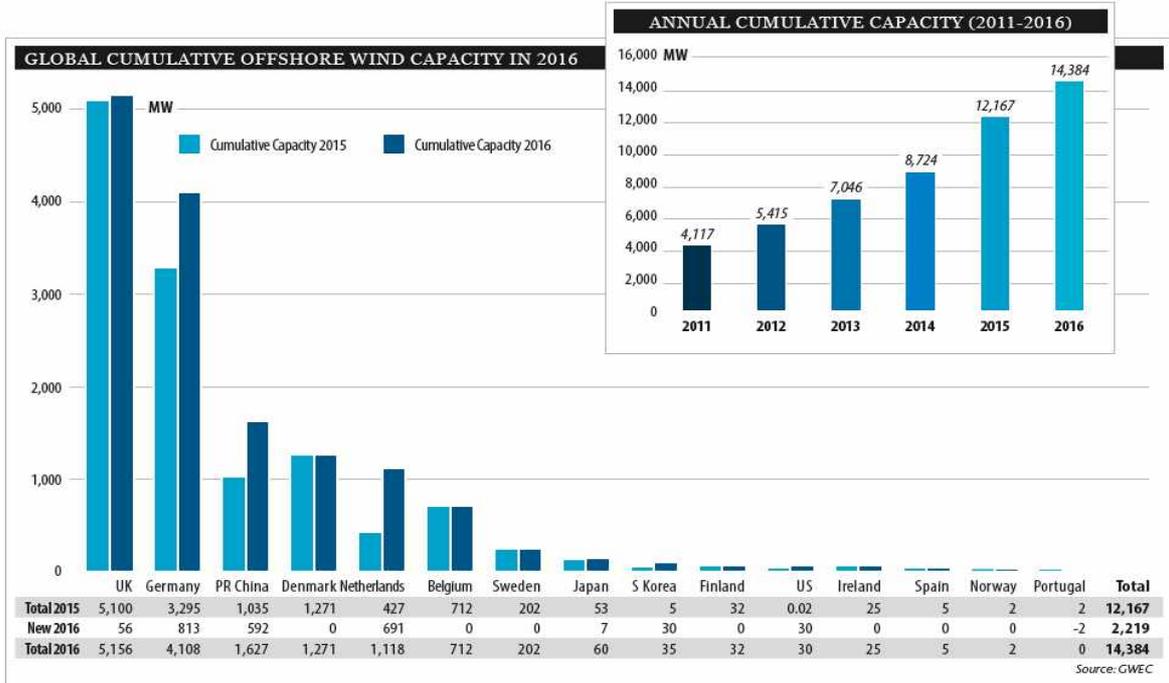
다음으로 육상풍력 설비의 수명은 기존연구와 해외사례에서 적용하고 있는 20년을 적용하고자 하며, 운전유지비의 경우 국가별로 다소 상이하긴 하나, 설비투자비 대비 2~3% 수준인 것으로 파악되는 바, 본 연구에서는 국내외 연구사례를 준용하여 표준 운전유지비율 2.5%를 적용하고자 한다.

다. 해상풍력 균등화 발전비용 분석지표 개발

(1) 국내외 관련현황

GWEC(Global Wind Energy Council)에 따르면 해상풍력의 경우 2016년 까지 전세계에 14.4GW의 용량이 보급되었으며, 연평균 신규용량증가율은 28%수준으로 꾸준히 증가하고 있다. 전세계 해상풍력 설비의 대부분인 12.63GW가 유럽지역에 설치되었으며, 이 중 72%가 북해연안에 설치된 것으로 조사되었다. 북해 및 지중해는 연간평균풍속 9m/s 이상의 영역을 보유하고 있어 풍력자원이 아주 우수하며, 북해 주변의 유럽 서북부지역 국가들이 유전 기술 및 경험 등을 활용하여 해상풍력발전 시장을 선점함으로써 영국, 독일 등의 국가들을 중심으로 대규모 풍력단지 개발이 급격히 증가하였다.

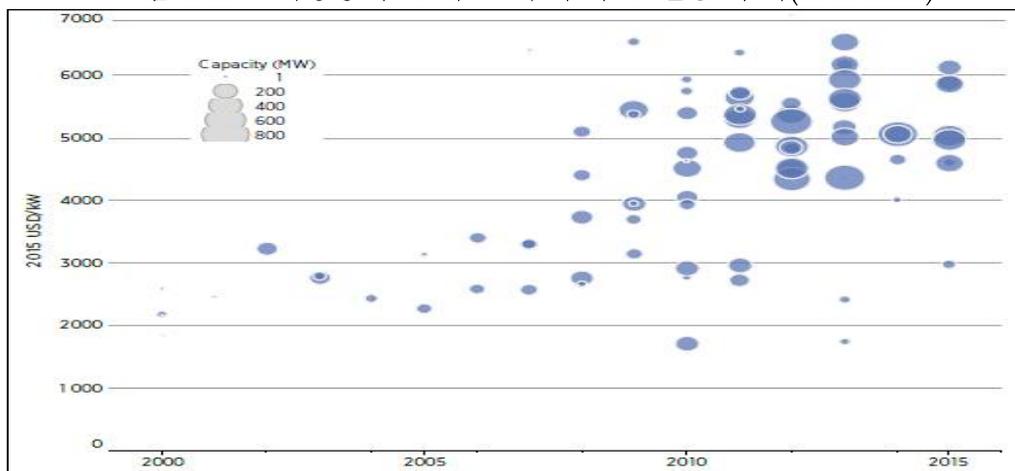
<그림 4-16> '16년 기준 세계 해상풍력발전 보급용량(MW)



출처: GWEC, Global Wind Statistics 2016, 2017. 2

한편 해상풍력의 단위 투자비는 다음 그림에 나타난 바와 같이 2010년까지 지속적인 상승추세를 보여왔으며, 2012~2013년을 정점으로 하향추세를 보이고 있다. 이는 육지로 부터의 이격거리가 증가하고 수심이 깊은 곳으로 이동함에 주로 기인한 것으로 최근 구조물 단가하락과 기술진보에 따른 영향으로 비용의 점진적 하락이 이루어지고 있다.

<그림 4-17> 해상풍력 단지 단위 투자비 변동 추이(2000-2015)

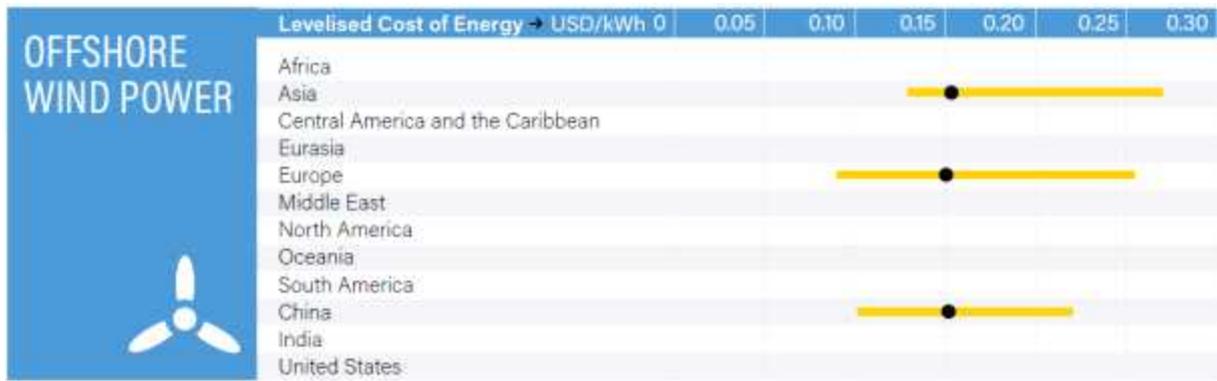


출처: IRENA, The Power to Change, 2016. 6

다음으로 전문가 국제 네트워크인 REN21(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)의 “2017 재생에너지 현황 보고서(Renewables 2017 Global

Status Report”에서는 다음 그림과 같이 전세계 주요국 및 지역별 해상풍력 발전의 균등화 발전비용과 설비투자비, 이용률에 대한 정보를 제공하고 있다. 해상풍력의 경우 유럽지역과 중국 등 아시아지역을 중심으로 설치가 이루어짐에 따라 타 지역의 사례는 없는 상황이며, 유럽과 아시아 모두 가중평균 발전비용이 0.15\$/kWh 수준으로 육상풍력 대비 2배이상 높은 수준을 보이고 있다. 하지만 발전비용은 비슷한 수준이나 중국의 경우 이용률이 평균 26% 수준에 설비투자비가 낮은 반면, 유럽의 경우 설비이용률이 높음에 따른 영향이 주효하여 양국가가 서로 다른 특징을 보인다.

<그림 4-18> 지역/국가별 해상풍력 균등화 발전비용 현황



<그림 4-19> 지역/국가별 해상풍력 설비투자비 및 이용률 현황

Region	Investment Cost → USD			Capacity Factor →		
	min	max	wa	min	max	wa
Africa						
Asia	2787	4258	● 3286	0.20	0.31	● 0.26
Central America and the Caribbean						
Eurasia						
Europe	2053	6480	● 4207	0.27	0.55	● 0.36
Middle East						
North America						
Oceania						
South America						
China	1890	4258	● 3083	0.23	0.29	● 0.26
India						
United States						

(2) 설비투자비 산정

본 연구에서는 최근 상업운전이 개시된 탐라해상풍력(30MW) 외에 실적이 전무한 상황으로 향후 계획되고 있는 해상풍력사업의 규모를 고려하여¹⁾ 단지규모 100~300MW, 단위기 용량 3~5MW급을 표준규모로 하여 설비투자비 단가를 산정하고자 한다.

1) 단기적으로 서남해 실증단지 60MW, 새만금, 대정, 한림해상풍력의 경우 100MW 수준이며, 향후 2GW 규모의 대규모 해상풍력 단지 건설 예상

해상풍력 발전설비의 설비투자비는 직접비용과 간접비용으로 구성되며, 직접비용의 경우 터빈, 기자재, 공사비, 연계비로 구성된다. 일반적으로 해상풍력의 경우 육상풍력과는 달리 해상 기초구조물과 해상변전소 등에 소요되는 비용이 큼에 터빈과 기자재 비용을 분리하여 산정하고 있다.

[표 4-11] 해상풍력 설비투자비 항목 분류 및 산정방안

대분류	중분류	산정방안
직접 비용	터빈	- 풍력터빈, 타워, 블레이드 등 일체 - 국내 조사자료 및 해외 시스템 비용참조
	기자재	- 기초구조물, 해상변전소 등 - 국내외 조사자료 참조
	공사비	- 해상구조물 공사, 운송 및 설치 - 국내외 조사자료 참조
	연계비	- 수배전설비(계통보호설비, 연계공사, 전기실), 관제설비 - 내외부망(해저케이블) 연계 - 국내외 조사자료 참조
간접 비용	인허가 /설계·감리	- 설계용역비, 조사/측량비, 감리비, 발전사업허가, 개발행위허가, 환경영향평가, 사전재해영향성검토 등 - 국내외 조사자료 참조
	기타 부대비용	- 단지개발비용, 금융조달 수수료, 각종 보상비용, 예비비 등 - 토지비용 포함 - 국내외 조사자료 참조

본 연구에서는 전술한 바와 같이 국내 해상풍력 건설실적이 미미함에 2017년 기준 해상풍력 발전설비의 투자비 단가를 산정하기 위해 복수의 사업자조사결과와 해외 주요연구기관에서 발표한 해상풍력 투자비 단가를 바탕으로 산정하고자 한다.

본 연구에서 조사한 해상풍력 설비투자비 항목별 조사결과는 다음과 같다. 국내외 조사결과 해상풍력 설비투자비 단가는 약 445~549만원/kW 수준으로 집계되었으며, 각 항목별로 세분화 할 경우 조사자료별로 분류기준이 상이하여 세부항목별로 정확히 분류하여 각 항목별 비용수준을 비교하는데 한계가 있는 것으로 판단되었다. 따라서 이의 대안으로 비용항목을 터빈과 비터빈으로 크게 두 개 항목으로 구분하여 국내 표준 설비투자비를 산정하고자 한다.

[표 4-12] 국내외 해상풍력 설비투자비 조사결과

[단위: 원/kW]

비용항목	사업자조사1		사업자조사2		서남해 시범(전력연)	
	금액	비중	금액	비중	금액	비중
터빈	1,990,476	36.3%	1,810,909	40.7%	1,700,000	32.8%
기자재	1,242,857	22.6%	752,727	16.9%	754,320	14.6%
공사비	1,533,333	27.9%	689,091	15.5%	474,020	9.1%
연계비	138,095	2.5%	577,273	13.0%	791,250	15.3%
인허가 /설계감리	252,381	4.6%	236,364	5.3%	1,463,920	28.2%
기타부대비	333,333	6.1%	387,273	8.7%		
투자비 계	5,490,476	100.0%	4,453,636	100.0%	5,183,510	100.0%
비용항목	NREL(2015)		IRENA(2016)		IEA(2016)	
	금액	비중	금액	비중	금액	비중
터빈	1,629,656	31.8%	2,169,849	40.6%	1,903,726	39.5%
기자재	1,194,973	23.3%	857,046	16.1%	1,030,761	21.4%
공사비	1,059,358	20.6%	921,519	17.3%	619,729	12.9%
연계비			838,149	15.7%	489,929	10.2%
인허가 /설계감리	81,147	1.6%	551,355	10.3%	777,524	16.1%
기타부대비	1,165,789	22.7%				
투자비 계	5,130,923	100.0%	5,337,917	100.0%	4,821,669	100.0%

*출처: NREL(2015), 2015 Cost of Wind Energy Review, 2017.5
 IRENA(2016), Innovation Outlook: Offshore wind, 2016
 IEA(2016), IEA Wind Task 26, Offshore, 2016

해상풍력의 설비투자비를 터빈과 비터빈으로 분류하여 재정리한 결과표는 다음과 같으며, 본 연구에서는 국내자료 3건과 해외자료 3건을 평균하여 설비투자비 단가를 산정하였다. 이 결과 터빈의 경우 187만원/kW, 비터빈의 경우 320만원/kW로 총 설비투자비는 507만원/kW으로 산출 되었다.

[표 4-13] 해상풍력 설비투자비 산정안

[단위: 원/kW]

구 분	국내1	국내2	국내3	해외1	해외2	해외3	검토안
터빈	1,990,476	1,810,909	1,700,000	1,629,656	2,169,849	1,903,726	1,870,000
비터빈	3,500,000	2,642,727	3,483,510	3,501,267	3,168,068	2,917,943	3,200,000
계	5,490,476	4,453,636	5,183,510	5,130,923	5,337,917	4,821,669	5,070,000

*검토안 산정시 천원이하 절사

(3) 기타 기술/비용지표 산정

국내 해상풍력 발전설비의 실적이 전무한 관계로 본 연구에서는 기존연구사례를 최대한 준용하고자 한다. 먼저, 표준설비비용률의 경우 기존연구사례와 향후 계획된 사업의 목표수준인 30%를 기준으로 하고자 한다. 다음으로 해상풍력 설비의 수명은 기존연구와 해외사례에서 적용하고 있는 20년을 적용하고자 하며, 운전유지비의 경우 국가별로 다소 상이하긴 하나, 설비투자비 대비 2.5~2.8% 수준인 것으로 파악되는 바, 본 연구에서는 국내외 연구사례를 준용하여 표준 운전유지비율 2.5%를 적용하고자 한다.

라. 신재생 확대에 따른 계통보강비용

신재생에너지 발전원별 균등화 발전비용은 그 자체로서의 비용뿐만 아니라 신재생에너지 보급확대에 따라 유발되는 계통보강비용을 추가적으로 고려할 수 있다. 본 연구에서는 계통보강비용 산정을 위해 별도로 입수한 “원전·석탄화력 감축 및 신재생 확대 시나리오별 투자비 분석자료”의 40MW이하 설비의 변압기, 변전소, 연계선로, 배전선로 투자비 산출결과를 바탕으로 하였다¹⁾. 동 자료에서 산출한 ‘17~’30년간 발생하는 설비보강비용은 총 2.5조 수준으로 본 연구에서는 연도별 계통보강을 위한 신규투자금액 및 재생에너지 3020 이행계획에 따른 연도별 신재생에너지 발전량 순증분을 산출한 후 각각 현가화한 금액으로 나누어 계통보강비용 단가를 산정하였으며, 산정 결과 할인율 적용안에 따라 2.03~2.53 원/kWh 수준으로 산출되었다.

1) 본 자료에 따르면 2030년까지 신재생발전 확대에 인한 신규 투자비는 6.2조원이며 이 중 40MW 이하 공용망 보강 투자비가 2.5조, 40MW 초과 공용망 보강 투자비가 2.7조, 간헐성 대응 투자비가 약 1조원이다. 다만 신재생 발전 확대에 따른 송배전설비 보강 투자비는 산출 시점과 대상, 범위에 등에 따라 달라질 수 있는바, 이러한 점을 감안한다면 앞으로 투자비가 늘어날 가능성이 있다.

[표 4-14] 신재생에너지 확대에 따른 계통보강비용 단가 산정결과

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
계통보강비용	2.03	2.27	2.53

마. 신재생 폐기물 처리비용

원자력이나 석탄화력과 같은 기존 전통적 발전설비의 경우 설비수명이 도래된 후 발전소 폐지가 이루어지면서 폐로비용과 발전소 해체비용이 발생하게 된다. 신재생 발전설비의 경우도 마찬가지로 동 비용이 발생하게 되며, 발전소 폐지에 따라 발전소 해체비용과 폐기물 처리비용이 발생하게 된다. 다만, 폐지에 따른 비용이 발생함과 동시에 재활용에 따른 편익도 발생할 수 있음에 이를 종합적으로 고려하여 추가비용의 발생여부를 판단할 필요가 있다.

먼저 해외 연구자료의 조사를 바탕으로 정리한 폐기처리(Decommissioning Process)의 기본절차는 다음과 같다.

○ 사전계획수립

- 신재생 발전기 해체 및 복원을 위한 사전계획 수립
- 주변 영향 검토 및 설비 구성요소별 잔존가치 계상

○ 해체진행

- 계통절체, 주기기, 보조설비 등 주요부품 해체
- 유해물질 함유 폐기물 처리 및 운송

○ 복원진행

- 발전부지 정비 및 복구
- 해체 설비 및 부품에 대한 재활용 처리

국내의 경우 아직까지 신재생에너지 설비의 폐지시기가 도래한 사례가 많지 않음에 폐지비용 수준에 대한 파악에 한계가 있었으나, 일부 파악된 사항은 폐기물 처리 시 폐기물처리비용이 크지 않으며, 태양광의 경우 모듈 재처리(분쇄 및 가공을 통한 원료재생산) 및 고철 등 재활용에 따른 편익이 발생할 수 있으며, 풍력의 경우도 타워, 주요부품 등 재활용 가능에 따라 폐기에 투입되는 순 비용은 크지 않을 것으로 판단된다.

해외의 연구사례를 살펴보면 IEA-RETD(Renew. Energy Tech. Deployment)에서 OECD 7개국의 신재생 폐기비용 산정결과를 제공하고 있으나, 국가별 사례의 한

정됨에 따른 폐기비용의 표준화 한계로 인해 발전비용 기준의 가격 격차가 상당히 큰 것으로 나타났다.

[표 4-15] 신재생 원별 폐기비용 산정사례(IEA)

구 분	육상풍력	해상풍력	태양광
미화 기준(\$/MWh)	0.16~1.15	0.29~1.32	0.04~4.67
원화 환산(원/kWh) ¹⁾	0.16~1.18	0.30~1.36	0.04~4.79

주 1) '16년말 기준 환율 및 물가보정

출처: IEA-RETD, Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs Non-renewable Technologies, 2013.7

다음으로 미국 Oak Ridge 국립연구소(ORNL)에서는 현재까지 폐기가 진행된 사례가 제한적임을 한계로 제시하면서 육상풍력(148MW급)과 태양광(5MW급) 발전단지의 폐기비용 산출결과를 제공한 바 있다. 동 자료에서는 육상풍력의 경우 폐기비용 및 재활용에 따른 잔존가치 고려시 원화환산 11,073원/kW 수준, 태양광의 경우 잔존가치가 오히려 더 큼에 따라 101,288원/kW 편익이 발생하는 것으로 나타났다.

[표 4-16] 육상풍력, 태양광 폐기비용 산정사례(ORNL)

구 분		육상풍력	태양광
미화 기준 (\$/MW)	폐기비용	37,966	115,785
	잔존가치	28,338	203,861
	순비용	9,628	-88,076
원화 환산 (원/kWh) ¹⁾	폐기비용	43,661	133,152
	잔존가치	32,589	234,440
	순비용	11,073	-101,288

출처: ORNL, Solid Waste from the Operation and Decommissioning of Power Plants, 2017.1

마지막으로 미국 NYSERDA(NY State Energy R&D Authority)에서는 2MW급 태양광 발전소 해체 및 복원비용 추정결과를 제공하고 있으며, 이는 현재기준으로 써 발전소 운영기간 동안 비용이 변동할 수 있음을 명시하고 있다. 또한, 동 비용은 폐기물 처리가 아닌 발전소 해체 및 원상복구와 관련한 비용으로, 설비 해체후 패널, 각종 부품, 고철 등에 대한 재활용 수입은 계상치 않고 있다. 동 자료에 따르면 발전소 해체 및 복원에 소요되는 비용은 총 약 6만달러로 단위비용으로 환산시 30\$/kW, 대미환율 1,150원/\$기준 원화 환산시 약35천원/kW 수준인 것으로 나타났다.

[표 4-17] 태양광 폐기비용 산정사례(NYSERDA)

구 분	비용(\$)	단가환산(\$/kW)	원화환산(원/kW)
지지물 결선 해체	2,459	1.23	1,414
패널 철거	2,450	1.23	1,409
지지물 해체	12,350	6.18	7,101
전기설비 해체	1,850	0.93	1,064
콘크리트 지반 제거	1,500	0.75	863
지지물 철거	7,800	3.90	4,485
케이블 제거	6,500	3.25	3,738
스크류 및 전신주 제거	13,850	6.93	7,964
펜스 철거	4,950	2.48	2,846
지반 평탄화	4,000	2.00	2,300
토지복원	250	0.13	144
재활용센터 운송	2,250	1.13	1,294
총 계	60,209	30.10	34,620

출처: NYSEDA, Decommissioning Solar Panel Systems, 2016.

앞서 살펴본 바와 같이 국내외 사례가 제한적인 상황에서 해외사례를 준용하여 적용하기에는 비용수준의 격차가 상당히 큰 상황이며, 오히려 편익이 발생하는 사례도 있는 것으로 나타났다. 다만, 폐기비용과 설비 및 부품 재활용에 따른 잔존 가치를 고려할 때 그 차이는 크지 않을 것으로 예상되며, 사례로 제시한 각 기관별 비용산출 결과는 폐기물 처리비용이라기보다는 발전소 해체 및 기존 상태로의 복원에 소요되는 비용으로 환경적 측면에서의 폐기물 처리비용으로 보기에 한계가 있는 상황이다. 따라서, 본 연구에서는 폐기물 처리비용을 반영하지 않는 것이 적절할 것으로 사료되며, 향후 연구 등을 통해 면밀한 검토를 진행하는 것이 바람직 할 것으로 판단된다.

3. 신재생 원별 균등화 발전비용 산정결과

앞서 산정한 신재생에너지 원별 표준 분석지표를 바탕으로 산정한 균등화 발전 비용 산정결과를 요약하면 다음과 같다.

가. '17년 기준 태양광 균등화 발전비용 산정결과

○ 계통보강비용 제외시

- 할인율 4.5%, 129.54원/kWh
- 할인율 5.5%, 6.5% 적용시 각각 140.3원/kWh, 151.4원/kWh

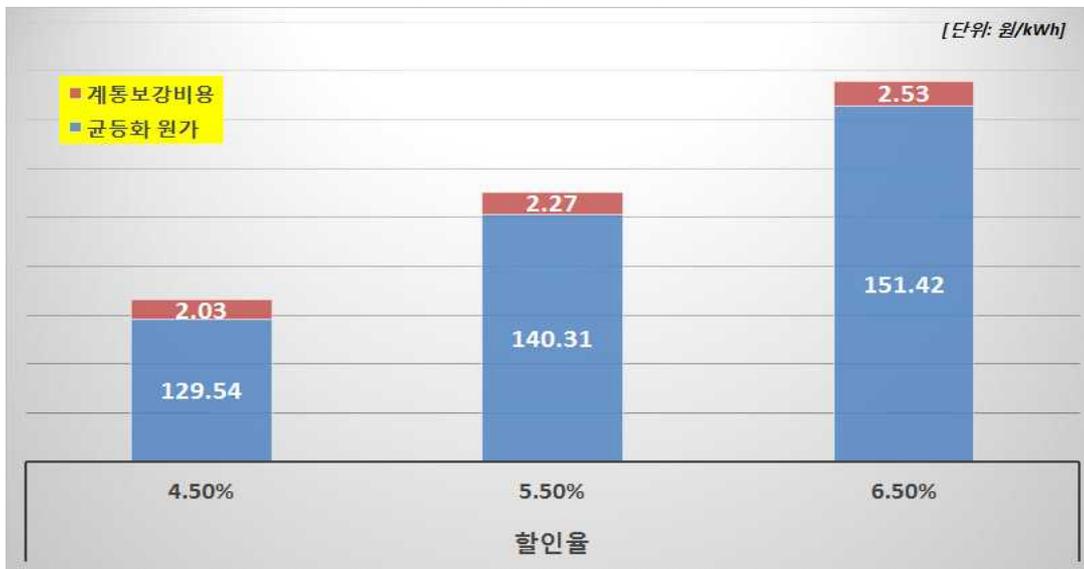
○ 계통보강비용 고려시

- 할인율 4.5% 기준 131.57원/kWh
- 할인율 5.5%, 6.5% 적용시 각각 142.6원/kWh, 154.0원/kWh

[표 4-18] 표준규모 태양광 균등화 발전비용 산정결과

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	129.54	140.31	151.42
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	131.57	142.58	153.95

<그림 4-20> 표준규모 태양광 균등화 발전비용 산정결과



나. '17년 기준 육상풍력 균등화 발전비용 산정결과

○ 계통보강비용 제외 시

- 할인율 4.5% 기준 130.48원/kWh
- 할인율 5.5%, 6.5% 적용시 각각 139.6원/kWh, 149.1원/kWh

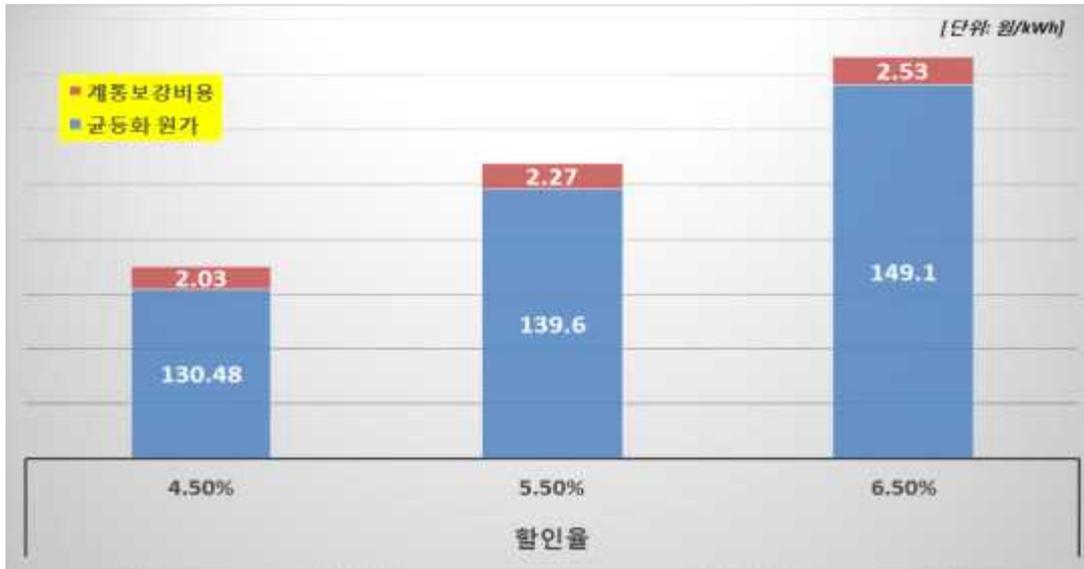
○ 계통보강비용 고려 시

- 할인율 4.5% 기준 132.51원/kWh
- 할인율 5.5%, 6.5% 적용 시 각각 141.9원/kWh, 151.6원/kWh

[표 4-19] 육상풍력 균등화 발전비용 산정결과

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	130.48	139.60	149.10
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	132.51	141.87	151.63

<그림 4-21> 육상풍력 균등화 발전비용 산정결과



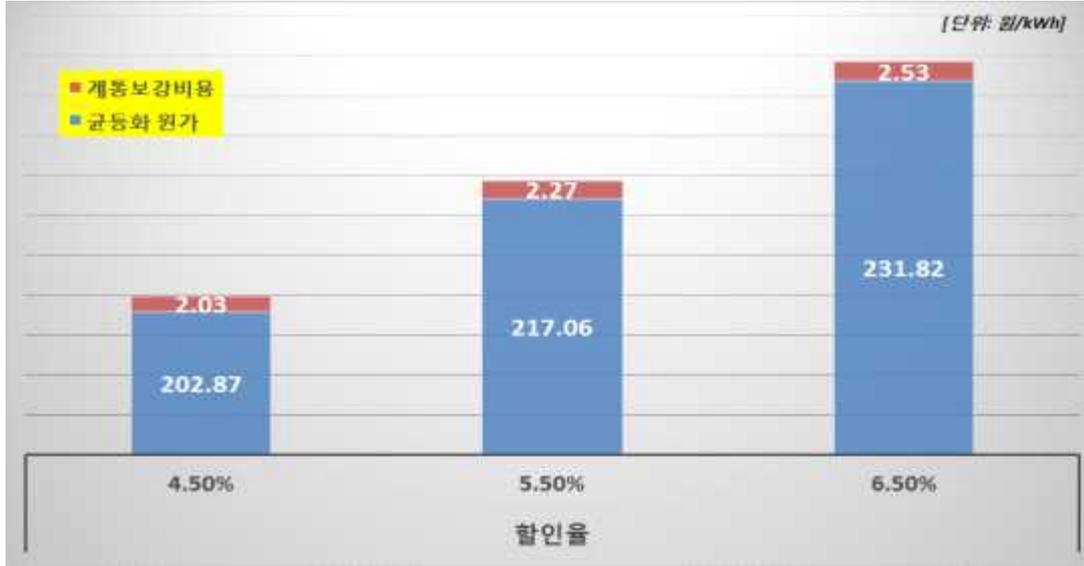
다. '17년 기준 해상풍력 균등화 발전비용 산정결과

- 계통보강비용 제외 시
 - 할인율 4.5% 기준 202.87원/kWh
 - 할인율 5.5%, 6.5% 적용시 각각 217.1원/kWh, 231.8원/kWh
- 계통보강비용 고려 시
 - 할인율 4.5% 기준 204.90원/kWh
 - 할인율 5.5%, 6.5% 적용 시 각각 219.3원/kWh, 234.4원/kWh

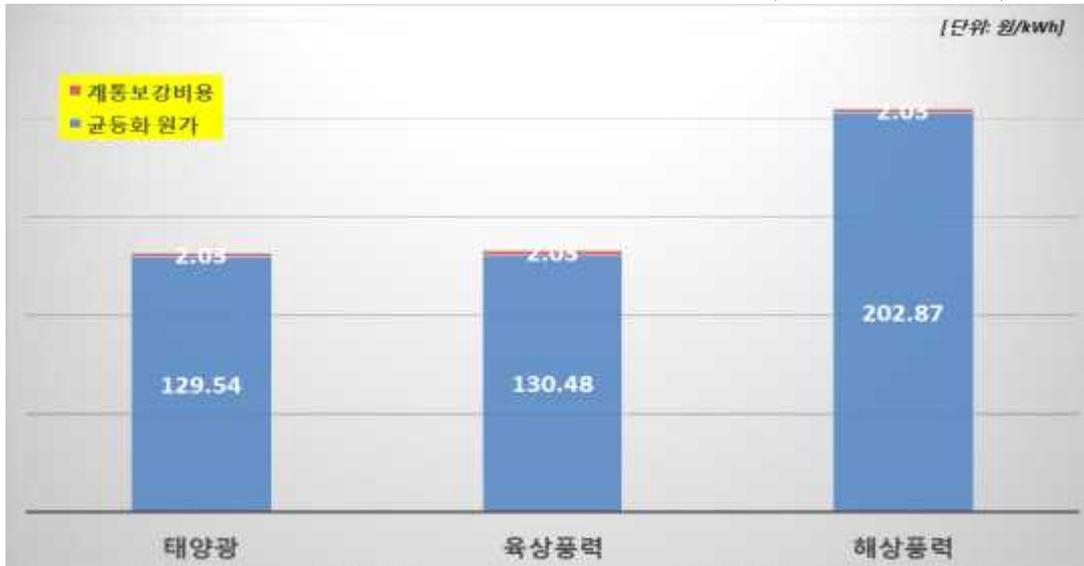
[표 4-20] 해상풍력 균등화 발전비용 산정결과

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	202.87	217.06	231.82
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	204.90	219.33	234.35

<그림 4-22> 해상풍력 균등화 발전비용 산정결과



<그림 4-23> 원별 균등화 발전비용 산정결과 비교(할인율 4.5%기준)



제 3 절 중장기 신재생에너지 균등화 발전비용 전망

1. 중장기 전망을 위한 접근방식

가. 전망개요

신재생에너지 원별 균등화 발전비용을 전망하기 위해서는 원별 향후 예상가능한 비용상승 또는 하락요인에 대한 검토가 필요하다. 먼저 대부분의 전원에서 향후 하락이 발생가능한 부분은 연도별 누적보급량의 증가에 따른 시장확대와 대규모 설비건설에 따른 설비투자비 단가의 하락을 꼽을 수 있다. 반면에 상승요인으로서는 입지여건의 변화로 인해 신규건설이 최적지에서 열위지로 옮겨감에 따른 설비이용률 하락이 발생하여 발전비용이 상승하는 것을 꼽을 수 있다.

[표 4-21] 원별 균등화 발전비용 전망시 주요 고려사항

구 분		고려사항
태양광	하락요인	태양광 모듈가격 하락, 공사비 및 부대비용 하락가능성
	상승요인	지가상승, 입지여건 변화(최적지→준적지→열위지)에 따른 설비이용률 하락가능성
육상 풍력	하락요인	풍력터빈 가격 하락, 공사비 및 부대비용 하락가능성 단위기 용량증대에 따른 이용률 상승가능성
	상승요인	지가상승, 입지여건 변화(최적지→준적지→열위지)에 따른 설비이용률 하락가능성
해상 풍력	하락요인	풍력터빈 가격하락, 계획입지/계통연계 지원 등 정책지원에 따른 투자비 하락가능성, 원거리 설치 및 단위기 용량 증대에 따른 이용률 상승가능성
	상승요인	원거리 설치에 따른 비용증가요인 발생가능성

하지만 이같은 비용상승요인과 하락요인을 정확히 판단하여 전망하는 데에는 한계가 있으며, 본 연구에서는 과거실적에 기반한 학습곡선을 도출하거나 시계열 분석을 통해 전망하는 방안과 해외 전문 연구기관에서 기수행한 연구결과를 반영하는 방안으로 나누어 균등화 발전비용을 전망해 보고자하며, 신재생에너지 원별 균등화 발전비용 전망 대상기간은 2030년까지를 대상으로 한다.

나. 학습곡선 활용

본 연구에서는 국내 실적이 미미한 해상풍력을 제외한 태양광 및 육상풍력의 경우 국내 실적추이를 바탕으로 학습곡선을 도출하고 통계적 검증을 통해 적용가능성을 검토 하였다.

학습곡선(Learning Curve)은 경험곡선(Experience Curve)이라고 불리기도 하며¹⁾, 특정 생산물품의 중장기 비용 혹은 가격을 추정하기 위해 사용하는 수학적 식으로 '학습효과 이론'을 바탕으로 한다. 학습효과이론은 생산과정에서의 반복적인 행동이 효율을 증가시켜 노동생산성을 향상시키고, 나아가 총 실질비용까지 하락시키게 된다는 이론이다.

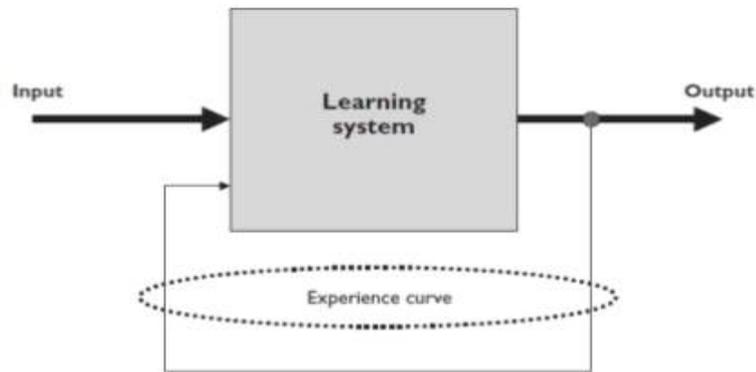
학습곡선은 1936년 Wright 가 항공기 누적생산량과 작업시간의 관계를 수학적 으로 모델링하고 이를 실증연구하면서 처음으로 제시되었는데 Wright는 간단한 형태의 Log-linear Model을 제시하였다. 1962년 Arrow는 내생적 성장이론에서 기술과 혁신의 효과를 설명하는 과정에 학습곡선의 경제학적 의미를 끌어내 모델화 하여 이론으로 정립하였다. Arrow에 따르면, 학습(Learning)은 생산과정에서 문제를 해결하려는 시도에서 발생한다고 보았으며, 반복적 생산과정을 통해 학습효과가 나타남으로써 효율이 향상되고, 이는 단순 반복작업의 결과를 가져오게 되어 기술진보까지 나타나게 된다고 하였다.

초기의 경험곡선 연구에서 포함하는 경험 효과의 범위는 노동향상성에 따른 노동의 투입비용에만 국한되어왔으나, Boston Consulting Group(BCG)에 의해 학습곡선의 연구가 활발히 진행되면서 학습곡선의 범위는 생산과정에서 나타나는 모든 비용요소로 확장되었다. 모든 비용요소에 포함되는 항목으로는 연구개발비, 광고비, 간접비 등 상품 생산에 관계된 모든 요소들이다. BCG에 의해 초기단계 경험곡선에 대한 연구는 총비용과 누적생산량의 관계를 설명하는 개념으로 확대되었다.

학습곡선 시스템은 다음 그림과 같이 도식화할 수 있는데, 투입요소(Input)는 화폐 자체가 될 수도 있고, 화폐 가치로 환원가능한 재화를 의미할 수도 있다. 산출요소(Output)는 학습시스템에 투입요소를 대입하였을 때, 물리적 단위 형태로 표현된다. 투입요소가 학습시스템을 거쳐 산출요소로 변환될 때, 산출요소를 개선할 수 있는 피드백이 발생하고, 이러한 피드백이 학습시스템에 투입되어 학습이 이루어지게 된다. 중요한 점은 학습의 발생이 일어나기 위해서는 반드시 생산과정을 거쳐야하는 것이며, R&D만으로는 기술이 비용효율적으로 될 수 없다는 점을 나타낸다(Wene, 2000).

1) 엄밀한 의미에서 학습곡선 및 경험곡선은 구분하여 사용되고 있으나, 일부에서는 '학습'에 초점을 맞추어 비슷한 의미로 받아들이고 있음

<그림 4-24> 학습곡선 시스템의 개념도



출처 : Wene(2000)

학습곡선에 대한 연구 역사는 노동자의 생산량이 증가함에 따라 작업시간이 감소하는 것에 대한 관찰에서 시작하여 1937년 Wright가 모델을 제시한 이후, 꾸준히 이어져왔으며 초기 모델을 변형하여 진행되는 연구 이외에 exponential 모델, hyperbolic 모델 등으로 발전하였으며, 현재에도 꾸준한 연구가 이루어지고 있다.

학습곡선 모델은 누적생산량대비 작업시간의 관계를 나타내는 누적평균시간모델 (Cumulative Ave-time Model)을 주로 사용하고 있으며, Wright가 처음 제시했던 모델은 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$Y = C_1 \cdot X^b$$

여기서, Y : 총 X단위를 생산할 경우, 한 단위 생산에 소요되는 평균작업시간

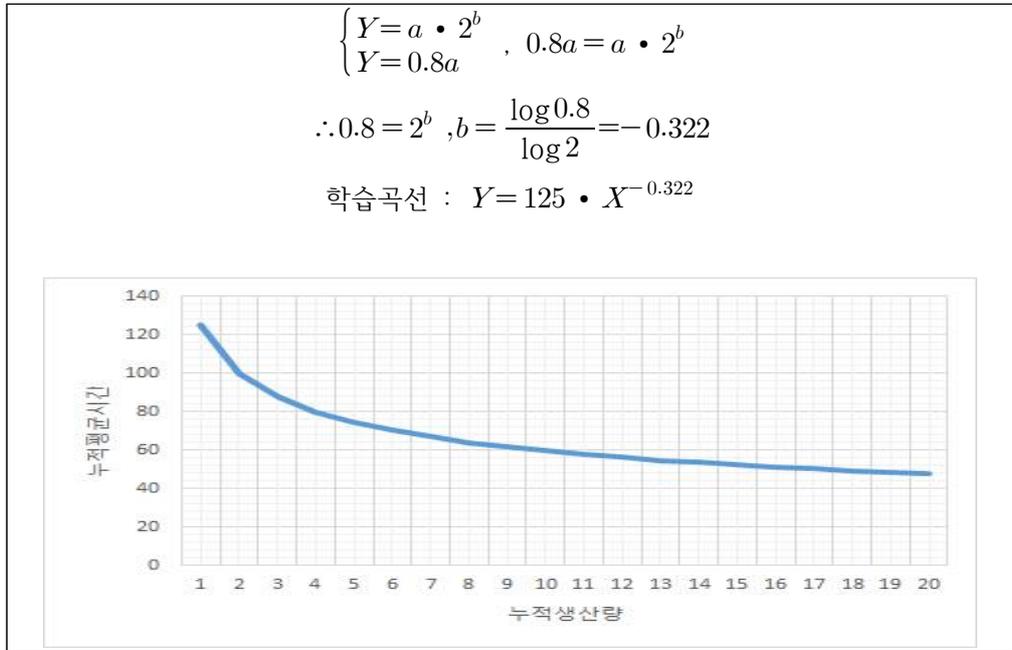
C_1 : 첫 단위를 생산하는데 소요되는 작업시간

X : 총누적생산량

b : 학습지수

상기 모델에서 초창기 생산량인 X=1일 경우를 생각해보면 Y의 값은 C_1 이 나오게 된다. 여기에서 X=2인 경우를 생각해보면, Y의 값은 $Y = C_1 \cdot 2^b$ 로 구할 수 있다¹⁾. 전술한 바와 같이 학습은 학습시스템 내 생산과정에서 발생하게 되며 피드백되는 형태를 가지고 있다. 따라서, 실제 생산과정 내 측정된 X값과 Y값에 대해 상호관계를 통해 학습의 정도를 표현하게 된다. 만약 한 단위 생산 대비 두 단위 생산에서 소요되는 작업시간이 20%p감소한다고 가정하면 X=2일 때 $Y = 0.8C_1$ 으로 나타낼 수 있고, 만약 한 단위 생산에 대한 누적평균시간의 값이 125라고 하면, 다음과 같이 학습지수, 학습곡선을 산출할 수 있다.

1) 2^b 로 표현되는 값은 기술진보율(Progress Rate(PR))로 많이 사용됨

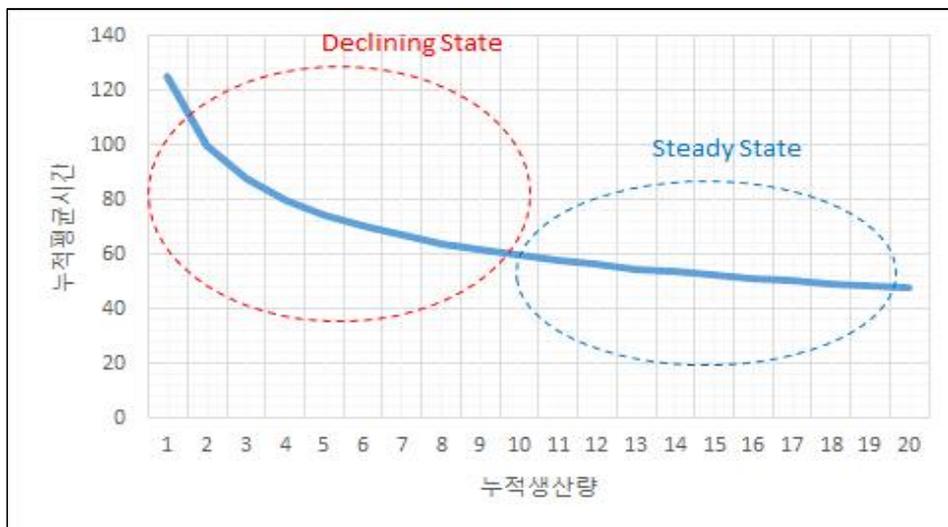


<그림 4-25> 누적평균시간모델을 활용한 학습곡선모델 적용결과

상기 누적평균시간모델의 예시에서, $X=1$ 일 경우를 생각해보면 Y 의 값은 a 가 나오게 된다. 여기에서 $X=2$ 인 경우를 생각해보면, Y 의 값은 $Y = a \cdot 2^b$ 로 구할 수 있다. 전술한 바와 같이 학습은 학습시스템 내 생산과정에서 발생하게 되며 피드백되는 형태이며 투입요소 및 산출요소의 실적값을 통해 결정되게 된다.

학습곡선에서는 정성적으로 산출요소의 값이 급격히 감소하는 Declining State와, 투입요소 대비 산출요소의 변동이 완만히 이루어지는 Steady State로 구분할 수 있으며, Declining State 동안에는 원가가 절감되어 Steady State에 들어 정상화된다. 일반적으로 Declining State가 길어질수록 학습시스템이 적용되는 시스템은 어려운 작업으로 볼 수 있다.

<그림 4-26> Declining State 및 Steady State

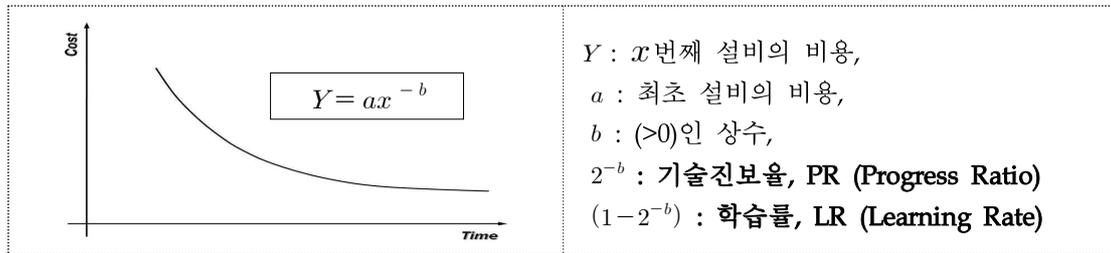


Wright 의 모델이 제시된 후, 여러 연구자들에 의해 누적생산량 대비 작업시간 감소의 기존모델의 개념이 확장되었다. 1993년 Bahk and Gort 는 학습에 대해 “Labor learning”, “Capital learning”, “Organizational learning” 등으로 나누어 적용분야의 확장을 시도하였다. Conley(1970) 및 Dutton(1984) 등의 연구자들은 제조비용에서 상품제조 전비용으로의 확장, 단일공정에서 산업 전분야로의 학습곡선 적용범위 확장 등을 연구하였다. Yelle(1979)의 연구에서는 학습곡선의 투입요소 및 산출요소에 대한 확장을 검토하였으며 특히, 누적 용량 및 비용 간의 관계에 대한 설명을 시도하였다.

이후, 신재생 전원의 보급누적용량 및 비용감소 간의 관계에 대한 예측(또는 보급누적용량을 시간단위로 변환한 예측)의 연구들이 이루어져왔다.

본 연구에서는 학습곡선의 기본이론을 바탕으로 과거 누적설비 보급량 증가에 따른 비용의 변화를 다음의 기본산식을 활용하여 계수(a, b)를 추정 향후 비용전망에 활용하고자 한다.

<그림 4-27> 학습곡선 적용을 위한 기본 산식



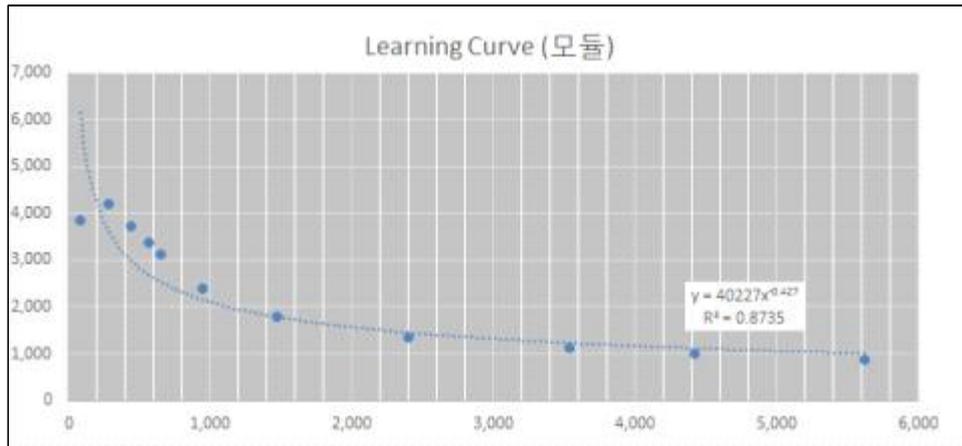
학습곡선 적용 대상을 규정함에 있어 태양광의 경우 모듈과 비모듈로 구분하여 국내실적추이를 바탕으로 학습곡선을 도출하고 적용 적합성을 판별한다. 다음으로 육상풍력의 경우 기자재와 기타비용(공사, 연계비 등)으로 구분하여 국내실적추이를 바탕으로 학습곡선 도출하고 마찬가지로 적용 적합성을 판별하여 비용전망을 위한 활용여부를 결정하고자 한다.

먼저 태양광의 경우 '07~'17년간 태양광 누적보급량 증가에 따른 신규투자실적을 바탕으로 ①모듈과 ②모듈을 제외한(비모듈) 비용으로 분리하여 학습곡선을 도출하였다. 이 때, 연도별 모듈가격은 국제 모듈가격을 바탕으로 하되, 환율 및 물가보정을 통해 현재시점으로 환산하였으며, 비모듈의 경우도 마찬가지로 물가보정을 실시하였다. 학습곡선 도출결과는 다음 그림과 같으며¹⁾, 태양광 모듈과 비모듈의 경우 학습률은 각각 25.6%, 15.9% 수준으로 추정되었으며, 적합성 측면에서 결

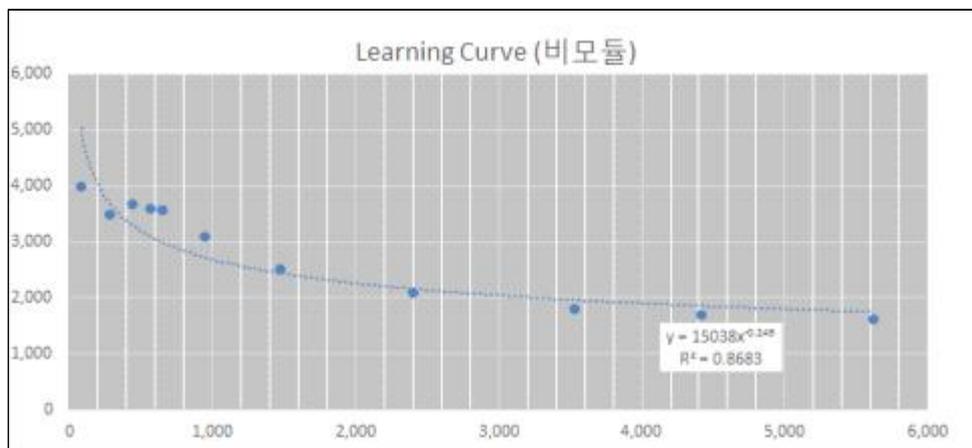
1) 그래프 상의 x축은 누적설비용량, y축은 누적평균단가를 나타냄

정계수(R^2)¹⁾는 각각 0.874와 0.868로 설명력은 높은 수준으로 활용 가능한 것으로 도출되었다.

<그림 4-28> 태양광 모듈가격 학습곡선 도출결과



<그림 4-29> 태양광 비모듈가격 학습곡선 도출결과

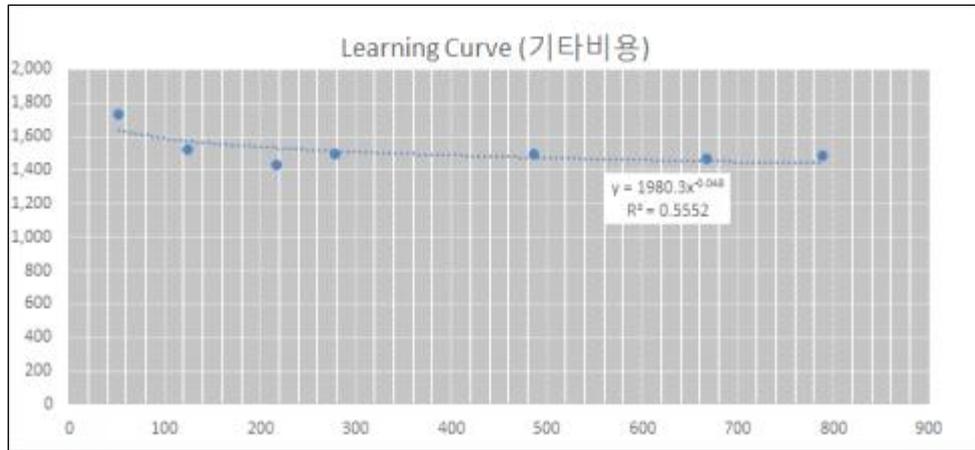


다음으로 육상풍력의 학습곡선 도출을 위해 '11~'17년간 육상풍력 보급량 증가에 따른 신규투자실적을 바탕으로 ①기자재비와 ②기자재비를 제외한 비용(기타비용)으로 분리하여 학습곡선을 도출하였다. 육상풍력 역시 기자재비의 경우 국제터빈가격 실적을 바탕으로 환율 및 물가보정을 실시하였으며, 기타비용의 경우 물가보정을 통해 현재시점으로 환산하였다.

학습곡선 도출결과 기타비용의 경우 학습률 3.2% 수준으로 추정되었으며, 적합성 측면에서 결정계수(R^2)는 0.555로 산출되어 학습곡선 활용이 가능할 것으로 판단되나, 기자재비의 경우 추정모델의 설명력이 낮아($R^2=0.055$) 학습곡선을 적용하는데 한계가 있는 것으로 도출되었다.

1) 결정계수(R^2)는 추정된 모델의 적합한 정도를 나타내는 척도로써 0~1사이의 값으로 산출되며, 일반적으로 0.5이상인 경우 적합한 것으로 판단함

<그림 4-30> 육상풍력 기타비용 학습곡선 도출결과



다. 해외 주요기관 가격전망 활용

태양광 모듈의 경우 국제 모듈가의 변동에 가장 큰 영향을 받음에 따라 해외기관의 전망자료를 활용하는 방법이 고려될 수 있다. 이와 관련하여 2017년도에 발표된 블룸버그의 태양광 모듈단가에 대한 5년 단위의 전망결과 2016년 대비 2030년 모듈단가는 0.48\$/Wp에서 0.18\$/Wp로 약 62.5%하락할 것으로 전망하고 있으며, 각 전망구간별 모듈가격과 5년 단위 연평균 증감률은 다음과 같다.

[표 4-22] 블룸버그 중장기 글로벌 태양광 모듈가격 전망

기관별 전망	2016	2020	2025	2030	2035	2040
모듈가격(2016\$/Wp)	0.48	0.29	0.22	0.18	0.15	0.12
연평균 증감률	-	△11.8%	△5.4%	△3.9%	△3.6%	△4.4%

출처: BNEF, New Energy Outlook 2017, 2017.

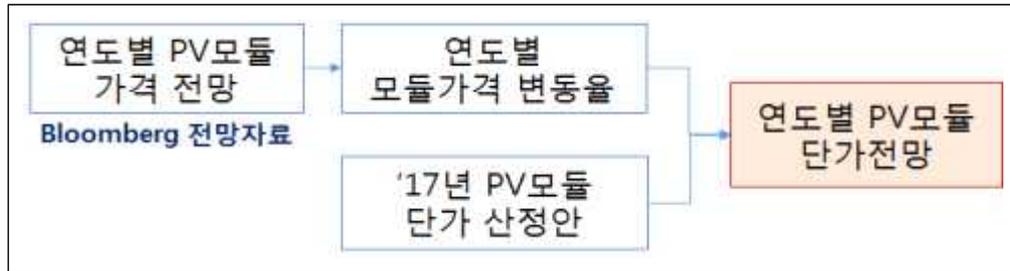
<그림 4-31> 경사고정형 Utility-Scale 태양광 설비투자비(\$/W) 전망

출처: BNEF New Energy Outlook 2017



본 연구에서는 다음의 절차를 바탕으로 앞서 산정한 국내기준 '17년 PV 모듈단가가 산정안에 해외기관에서 전망한 수치를 바탕으로 산출한 연평균 변동율을 반영하여 2030년까지의 태양광 모듈단가를 전망하였다.

<그림 4-32> 해외기관 전망자료를 활용한 연도별 태양광 모듈단가 전망 절차



전망결과 국내 2017년 모듈가격 단가는 '16~'17년 국제 모듈가격 평균에 물류비용을 고려한 52만원/kW 수준에서 2030년 22만원/kW로 57.5%하락할 것으로 산출되었다.

[표 4-23] 해외기관 전망을 반영한 국내 태양광 모듈단가 전망결과

연도	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
모듈단가 (만원/kW)	52	46	40	36	34	32	30	29	27	26	25	24	23	22
연평균 하락율(%)	△11.8%			△5.4%				△3.9%						

다음으로 육상풍력의 경우 국내 모듈가격을 바탕으로 학습곡선을 적용하여 전망하는데 한계가 있음에 해외기관에서 전망한 터빈가격 전망과 균등화 발전비용 하락률을 각각 적용해 볼 수 있다. 먼저 터빈가격 전망의 경우 IRENA의 '15년 대비 '25년 풍력터빈 가격전망자료¹⁾를 활용할 수 있으며, 동 자료에서는 '25년까지 '15년 대비 73% 수준까지 27%하락할 것으로 전망하고 있다. 이는 연평균 하락률로 환산시 약 3.1%수준으로 본 연구에서는 앞서 산정한 '17년 기준 풍력터빈 단가에 동 수치를 연도별로 동일하게 적용하여 2030년까지 풍력터빈 가격전망을 도출하였으며, '17년 120만원/kW에서 '30년 80만원/kW으로 약 33.6%하락하는 것으로 산출 되었다.

[표 4-24] 해외기관 전망을 반영한 국내 육상풍력 터빈단가 전망결과

연도	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
터빈단가 (만원/kW)	120	116	113	109	106	103	99	96	93	90	88	85	82	80
연평균 하락율(%)	△3.1%													

1) IRENA, The Power to Change, 2016. 6

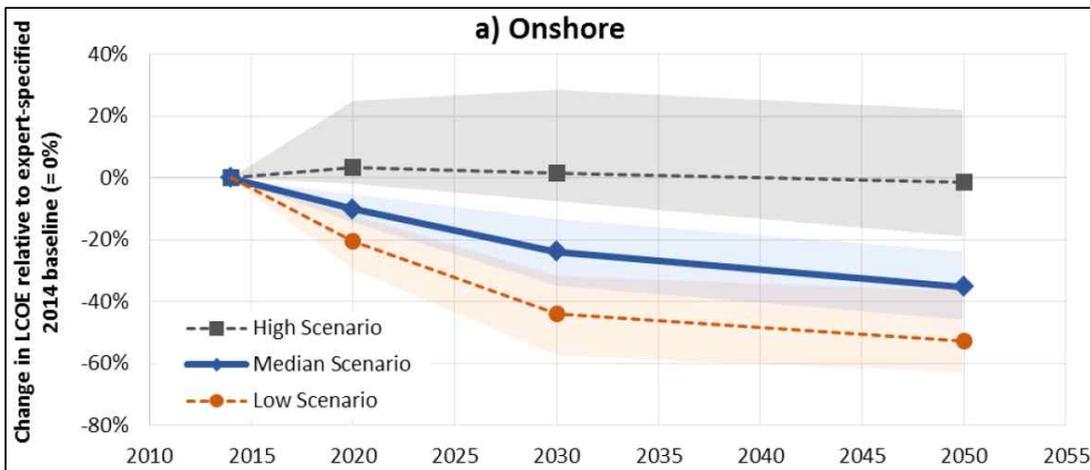
다음으로 육상풍력 균등화 발전비용 전망을 활용하는 경우 美LBNL에서 전세계 482명의 전문가그룹에 대한 설문조사를 통해 향후 육상풍력 발전비용 전망을 도출¹⁾한 결과를 활용할 수 있다. 동 자료에서는 전문가그룹을 대상으로 '14년 대비 '30년까지 육상풍력 발전비용 전망에 대하여 시나리오별(Median, High, Low 시나리오)로 응답하도록 조사를 진행하였으며, 각 시나리오별 중위수 기준 '30년까지 '14년 대비 -44%~1% 변동할 것으로 조사결과가 도출되었다.

[표 4-25] 시나리오별 육상풍력 발전비용 증감률 전망에 대한 전문가 설문결과

구 분	2014	2020	2030	2050
Median	-	△10%	△24%	△35%
High	-	3%	1%	△2%
Low	-	△20%	△44%	△53%

주) '14년 대비 해당년도 증감률을 의미

<그림 4-33> 시나리오별 육상풍력 발전비용 증감률 전망에 대한 전문가 설문결과



다음으로 해상풍력의 균등화 발전비용 전망의 경우, 국내 실적부재로 인해 해외 기관의 전망사례를 활용할 필요가 있다. 먼저 IRENA의 경우 해상풍력 설비투자비 요소별 미래 혁신에 따른 투자비 절감요소를 식별하고 이를 바탕으로 '30년까지 설비투자비를 전망하였으며, '30년 까지 '15년 대비 약22% 하락할 것으로 전망하고 있다. 동 자료에서 제시하고 있는 해상풍력 설비투자비 항목별 단가 전망 세부내역은 다음과 같다.

1) LBNL, Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers, IEA Wind Task 26, 2016.6

[표 4-26] '30년 해상풍력 설비투자비 전망

구 분	미화기준 (\$/MW)		환율 및 물가보정 (원/kW)	
	2015	2030	2015	2030
터빈	1,952,000	1,651,000	2,169,849	1,835,256
기초구조물	771,000	702,000	857,046	780,345
내외부연계	754,000	645,000	838,149	716,984
설치	829,000	395,000	921,519	439,083
예비비	368,000	294,000	409,070	326,811
개발비	128,000	59,000	142,285	65,585
합계	4,802,000	3,746,000	5,337,917	4,164,064
증감율('15년 대비)	-	△22.0%	-	△22.0%

출처: IRENA, Innovation Outlook: Offshore Wind, 2016.

한편, LBNL의 경우도 전술한 육상풍력의 경우와 마찬가지로 전세계 482명의 전문가그룹에 대한 설문조사를 통해 향후 해상풍력 발전비용 및 설비투자비에 대한 전망을 도출¹⁾하였다. 동 자료의 Median 시나리오기준 설비투자비의 경우 '14년 대비 14% 하락할 것으로 조사결과가 도출되었으며, 발전비용 전망 시나리오별 (Median, High, Low 시나리오)로는 '14년 대비 '30년까지 발전비용이 -43%~0% 하락 또는 현수준이 유지될 것으로 조사결과가 도출되었다.

<그림 4-34> '14년 대비 발전비용 산정 주요인자별 증감률



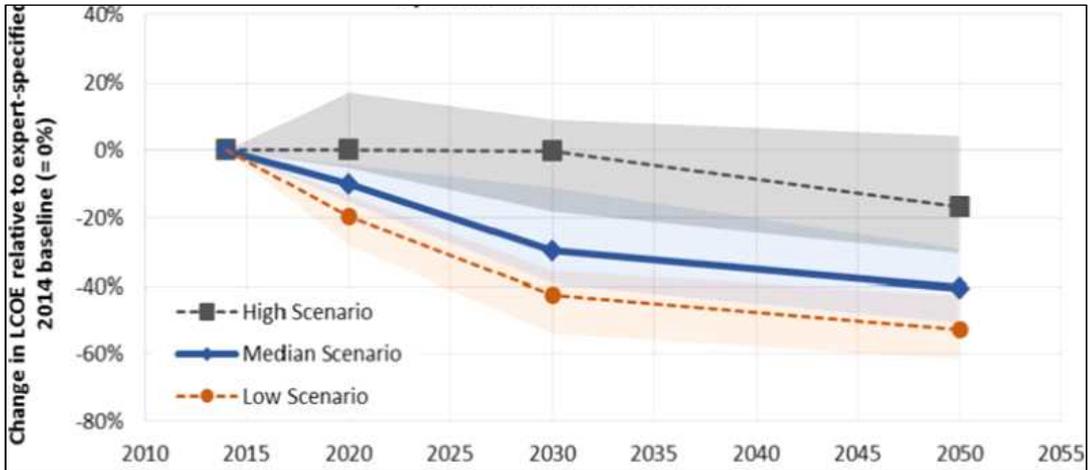
[표 4-27] 시나리오별 해상풍력 발전비용 증감률 전망에 대한 전문가 설문결과

구 분	2014	2020	2030	2050
Median	-	△10%	△30%	△41%
High	-	0%	0%	△17%
Low	-	△20%	△43%	△53%

주) '14년 대비 해당년도 증감률을 의미

1) LBNL, Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers, IEA Wind Task 26, 2016.6

<그림 4-35> 시나리오별 해상풍력 발전비용 증감률 전망에 대한 전문가 설문결과



다. 시계열 분석활용

본 연구에서는 현재까지 국내 투자비 실적이 존재하는 태양광과 육상풍력을 대상으로 과거추세에 대한 시계열 분석¹⁾을 통해 향후 설비투자비 단가를 추정하고 연도별 단가 변동률을 산출하여 적용해 보고자 하였다. 태양광의 경우 '07~'17년까지 연도별 설비투자비 실적을 바탕으로 전망한 결과 '17년 대비 '30년까지 약 45.8% 하락할 것으로 전망되었으며, 연평균 약 4.6% 수준으로 도출되었다.

한편, 육상풍력도 태양광과 동일하게 '11~'17년 기간동안의 연도별 투자비 실적을 바탕으로 시계열분석을 진행하였으나, 충분한 표본수가 확보되지 않은 한계로 인해 통계적 유의수준을 벗어난 결과가 도출되어 동 방법론을 활용하는데 한계가 있는 것으로 판단하였다.

2. 신재생 원별 균등화 발전비용 전망

가. 전망대안 상정

(1) 태양광 균등화 발전비용 전망대안

본 연구에서는 앞서 검토한 태양광 투자비 항목별 향후 전망방식에 따른 대안을 상정하고자 하며, 태양광 모듈과 비모듈로 구분하여 전망하는 방식 2개 대안과 총 투자비를 기준으로 전망하는 방식 1개 대안으로 총 3개 대안을 상정하였다.

먼저 모듈과 비모듈로 구분하여 전망하는 방식은 모듈가격 전망안에 대하여 해

1) 본 연구에서는 시계열 분석을 위한 방법론으로 이동평균법을 적용함

외기관의 모듈가격전망을 반영하는 방식과 국내실적기반의 학습곡선을 활용하는 방식으로 구분하였으며, 비모듈가격 전망안의 경우 공히 국내실적기반의 학습곡선을 활용하는 방식을 적용하고자 한다.

국내 실적기반 학습곡선 적용시 정부에서 발표한 ‘재생에너지 3020 이행계획’의 향후 연도별 누적설비용량 증가에 따른 연도별 전망치를 추정한 후 해당 전망치의 연도별 증감률을 산출하여 앞서 산출한 ‘17년 기준 표준단가에 적용하는 절차로 진행한다. 다만, 비모듈의 경우 학습곡선에 따른 전망치 반영시 보조설비 및 공사비에 한정하여 적용하며, 인허가, 기타 부대비, 연계비 등 경직성 비용은 현재 수준과 동일하게 적용한다.

[표 4-28] 태양광 균등화 발전비용 전망대안

대안		모듈	비모듈
모듈/비모듈 별도전망	대안1	국제가격전망 ¹⁾	학습곡선 (국내실적기반)
	대안2	학습곡선 (국내실적기반)	학습곡선 (국내실적기반)
총 투자비전망	대안3	연도별 투자비실적 시계열분석(이동평균)	

주 1) BNEF, NEO(New Energy Outlook) 2017 참조

상기 대안에 따른 연도별 설비투자비 전망은 다음과 같다.

[표 4-29] 태양광 연도별 설비투자비 전망 (대안1)

[단위: 만원/kW]

구분	2017	2020	2025	2030	'17년대비 증감률	CAGR	
모듈	52	36	27	22	-57.5%	-6.4%	
비모 듈	전망대상	78	67	55	48	-38.1%	-3.6%
	경직성항목	21	21	21	21	-	-
설비투자비 (토지비 제외)	151	123	103	91	-39.5%	-3.8%	
토지비	24	24	24	24	-	-	
설비투자비 계	175	147	127	115	-34.1%	-3.2%	

[표 4-30] 태양광 연도별 설비투자비 전망 (대안2)

[단위: 만원/kW]

구 분	2017	2020	2025	2030	'17년대비 증감률	CAGR	
모듈	52	40	29	23	-56.0%	-6.1%	
비 모 듈	전망대상	78	67	55	48	-38.1%	-3.6%
	경직성항목	21	21	21	21	-	-
설비투자비 (토지비 제외)	151	127	105	92	-39.0%	-3.7%	
토지비	24	24	24	24	-	-	
설비투자비 계	175	151	129	116	-33.6%	-3.1%	

[표 4-31] 태양광 연도별 설비투자비 전망 (대안3)

[단위: 만원/kW]

구 분	2017	2020	2025	2030	'17년대비 증감률	CAGR
설비투자비 (토지비 제외)	151	135	108	82	-45.8%	-4.6%
토지비	24	24	24	24	-	-
설비투자비 계	175	159	132	106	-39.5%	-3.8%

(2) 육상풍력 균등화 발전비용 전망대안

육상풍력도 마찬가지로 앞서 검토한 육상풍력 투자비 항목별 향후 전망방식에 따른 대안을 상정하고자 하며, 기자재(터빈)과 기타비용(비터빈)으로 구분하여 전망하는 방식 1개 대안과 美LBNL의 균등화 발전비용 전망안에서 제시하고 있는 시나리오별 연도별 증감률을 반영하는 방식 2개 대안¹⁾으로 총 3개 대안을 상정하였다.

먼저 기자재와 기타비용으로 구분하여 전망하는 방식은 모듈가격 전망안에 대하여 해외기관의 터빈가격전망을 반영하는 방식적용하며, 기타비용 전망안의 경우 국내실적기반의 학습곡선을 활용하는 방식을 적용하고자 한다.

국내 실적기반 학습곡선 적용시 정부에서 발표한 재생에너지 3020 이행계획의 향후 연도별 누적설비용량 증가에 따른 연도별 전망치를 추정한 후 해당 전망치의 연도별 증감률을 산출하여 앞서 산출한 '17년 기준 표준단가에 적용하는 절차로 진행한다. 다만, 학습곡선에 따른 전망치 반영시 공사비에 한정하여 적용하며, 인허가, 기타 부대비, 연계비 등 경직성 비용은 태양광의 경우와 마찬가지로 현재

1) 美LBNL에서 제시한 Median 시나리오의 경우 결과적으로 대안1과 전망결과가 유사한 수준임에 대안에서 제외

수준과 동일하게 적용한다.

[표 4-32] 육상풍력 균등화 발전비용 전망대안

대안		기자재비	기타비용
기자재/기타비용 별도전망	대안1	IRENA 전망안 반영	학습곡선 (국내실적기반)
해외 LCOE 전망	대안2	美LBNL High 시나리오 전망안 반영	
	대안3	美LBNL Low 시나리오 전망안 반영	

상기 대안에 따른 연도별 설비투자비 전망은 다음과 같다.

[표 4-33] 육상풍력 연도별 설비투자비 전망 (대안1)

[단위: 만원/kW]

구분		2017	2020	2025	2030	'17년대비 증감률	CAGR
터빈		120	109	93	80	-33.6%	-3.1%
비터 터빈	전망대상	80	78	76	74	-7.4%	-0.6%
	경직성항목	50	50	50	50	-	-
설비투자비 계		250	237	219	204	-18.5%	-1.6%

[표 4-34] 태양광 연도별 설비투자비 전망 (대안2, 3)

[단위: 만원/kW]

구분		2017	2020	2025	2030	'17년대비 증감률	CAGR
설비	대안2	250	254	251	249	-0.5%	0.0%
투자비	대안3	250	224	187	157	-37.4%	-3.5%

(3) 해상풍력 균등화 발전비용 전망대안

해상풍력도 마찬가지로 앞서 검토한 해외기관 전망안에 따른 대안을 상정하고자 하며, 설비투자비 및 발전비용 전망안에 따른 연도별 변동률을 전체 평균하여 적용하는 대안과 美LBNL의 균등화 발전비용 전망안에서 제시하고 있는 시나리오별 연도별 증감률을 반영하는 방식 3개 대안으로 총 4개 대안을 상정하였다.

[표 4-35] 해상풍력 균등화 발전비용 전망대안

대안	활용자료	적용대안
대안1	IRENA, LBNL CAPEX 및 LCOE 전망	기관별 전망안의 연평균 하락률 평균적용
대안2	美LBNL LCOE 전망	Median 시나리오 전망안 반영
대안3		High 시나리오 전망안 반영
대안4		Low 시나리오 전망안 반영

상기 대안에 따른 연도별 설비투자비 전망은 다음과 같다.

[표 4-36] 대안별 해상풍력 연도별 설비투자비 전망

[단위: 만원/kW]

구 분	2017	2020	2025	2030	'17년대비 증감률	CAGR
대안1	507	485	450	418	-17.6%	-1.5%
대안2	507	481	424	374	-26.2%	-2.3%
대안3	507	507	507	507	0.0%	0.0%
대안4	507	453	383	323	-36.3%	-3.4%

나. 전망대안에 따른 신재생 원별 균등화 발전비용 전망결과

앞서 산정한 신재생에너지 원별 설비투자비 전망대안을 바탕으로 산정한 균등화 발전비용 전망결과를 요약하면 다음과 같다.

(1) 태양광

○ 대안별 할인율에 따른 '30년 균등화 발전비용 전망결과

- (대안1) 할인율 4.5%기준 '30년 83.5원/kWh로 '17년 대비 35.5%하락 전망(연평균 3.3%), 계통보강비용 고려시 85.6원/kWh 수준

[표 4-37] '30년 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (대안1)

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	83.54	90.88	98.42
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	85.57	93.15	100.95

- (대안2) 할인율 4.5%기준 '30년 84.1원/kWh로 '17년 대비 35.1%하락 전망(연평균 3.3%), 계통보강비용 고려시 86.2원/kWh 수준

[표 4-38] '30년 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (대안2)

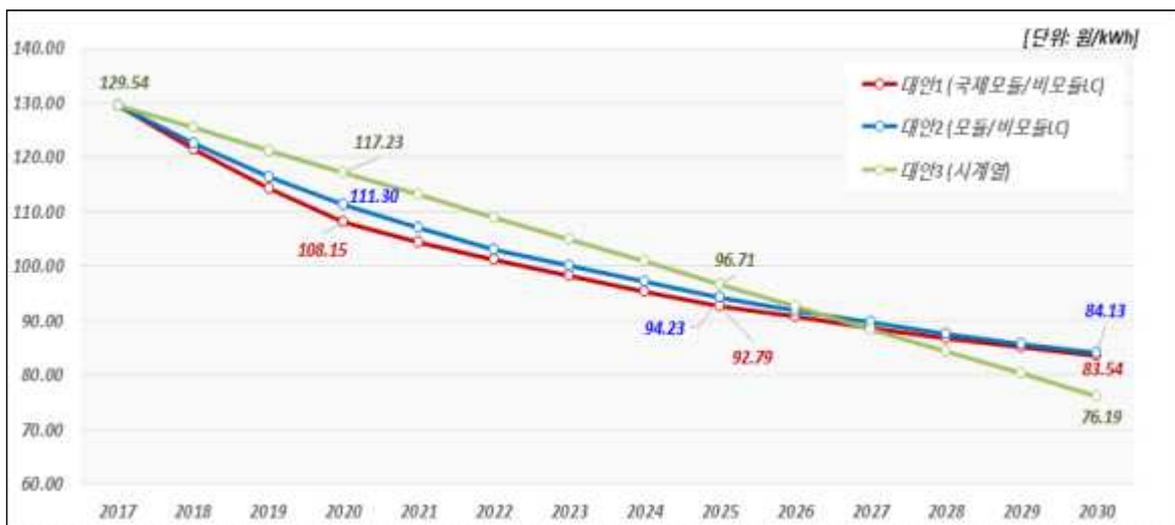
(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	84.13	91.52	99.10
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	86.16	93.79	101.63

- (대안3) 할인율 4.5%기준 '30년 76.2원/kWh로 '17년 대비 41.2%하락 전망(연평균 4.0%), 계통보강비용 고려시 78.2원/kWh 수준

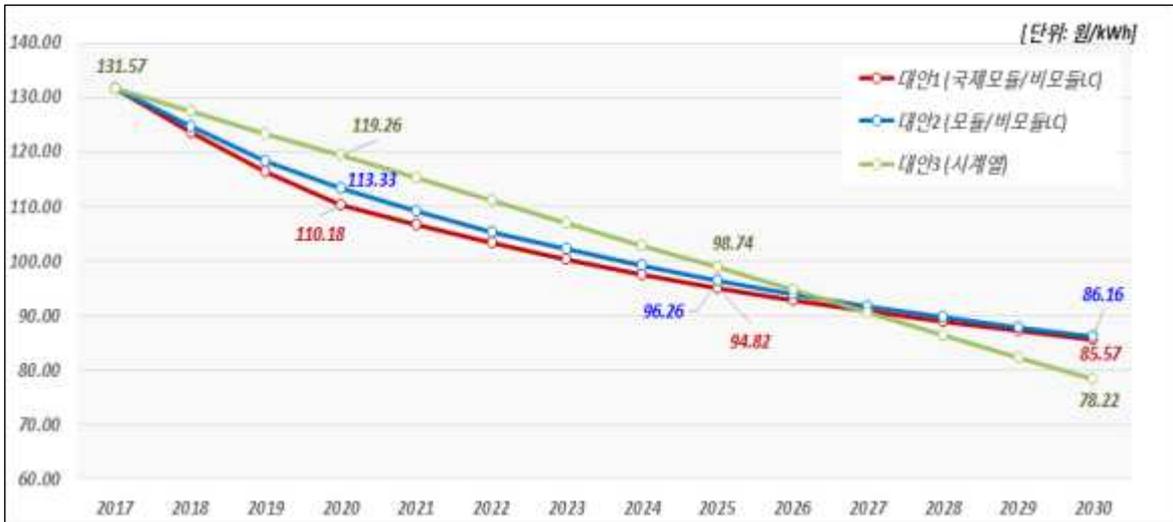
[표 4-39] '30년 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (대안3)

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	76.19	82.98	89.95
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	78.22	85.25	92.48

<그림 4-36> 대안별 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%기준)



<그림 4-37> 대안별 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%, 계통보강비용 고려)



(2) 육상풍력

○ 대안별 할인율에 따른 '30년 균등화 발전비용 전망결과

- (대안1) 할인율 4.5%기준 '30년 106.4원/kWh로 '17년 대비 18.5%하락 전망 (연평균 1.6%), 계통보강비용 고려시 108.4원/kWh 수준

[표 4-40] '30년 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안1)

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	106.36	113.80	121.54
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	108.39	116.07	124.07

- (대안2) 할인율 4.5%기준 '30년 129.9원/kWh로 '17년 대비 0.5%하락 전망 (연평균 0.04%), 계통보강비용 고려시 131.9원/kWh 수준

[표 4-41] '30년 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안2)

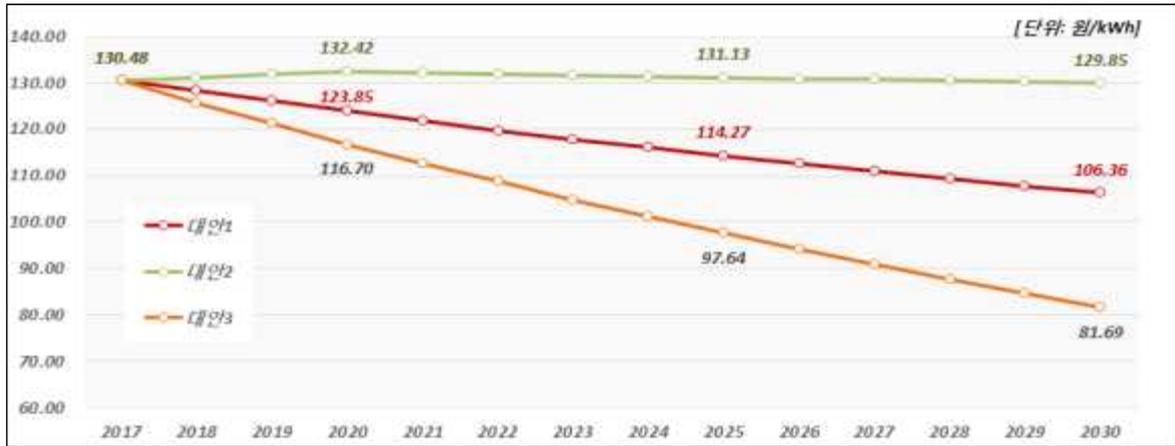
(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	129.85	138.93	148.38
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	131.88	141.2	150.91

- (대안3) 할인율 4.5%기준 '30년 81.7원/kWh로 '17년 대비 37.4%하락 전망(연평균 3.5%), 계통보강비용 고려시 83.7원/kWh 수준

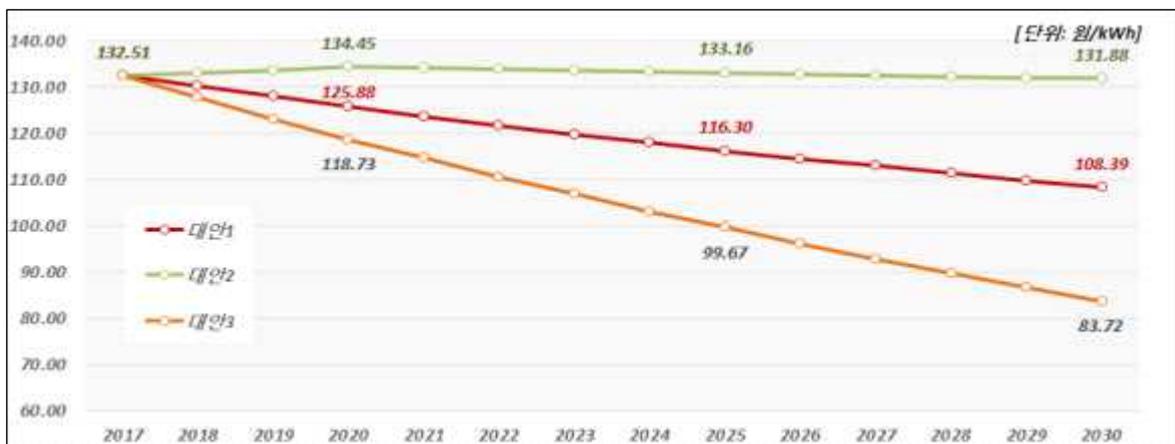
[표 4-42] '30년 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안3)

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	81.69	87.40	93.35
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	83.72	89.67	95.88

<그림 4-38> 대안별 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%기준)



<그림 4-39> 대안별 육상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%, 계통보강비용 고려)



(3) 해상풍력

○ 대안별 할인율에 따른 '30년 균등화 발전비용 전망결과

- (대안1) 할인율 4.5%기준 '30년 167.2원/kWh로 '17년 대비 17.6%하락 전망 (연평균 1.5%), 계통보강비용 고려시 169.2원/kWh 수준

[표 4-43] '30년 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안1)

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	167.18	178.86	191.03
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	169.21	181.13	193.56

- (대안2) 할인율 4.5%기준 '30년 149.7원/kWh로 '17년 대비 26.2%하락 전망 (연평균 2.3%), 계통보강비용 고려시 151.7원/kWh 수준

[표 4-44] '30년 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안2)

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	149.69	160.16	171.05
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	151.72	162.43	173.58

- (대안3) 할인율 4.5%기준 '30년 202.9원/kWh로 '17년 대비 변동없음, 계통보강비용 고려시 204.9원/kWh 수준

[표 4-45] '30년 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안3)

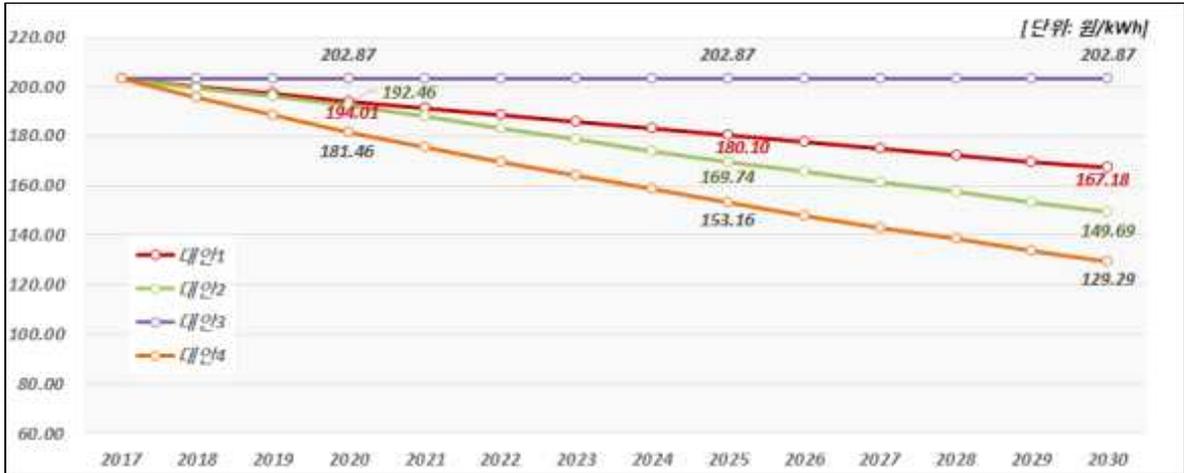
(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	202.87	217.06	231.82
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	204.90	219.33	234.35

- (대안4) 할인율 4.5%기준 '30년 129.3원/kWh로 '17년 대비 36.3%하락 전망 (연평균 3.4%), 계통보강비용 고려시 131.3원/kWh 수준

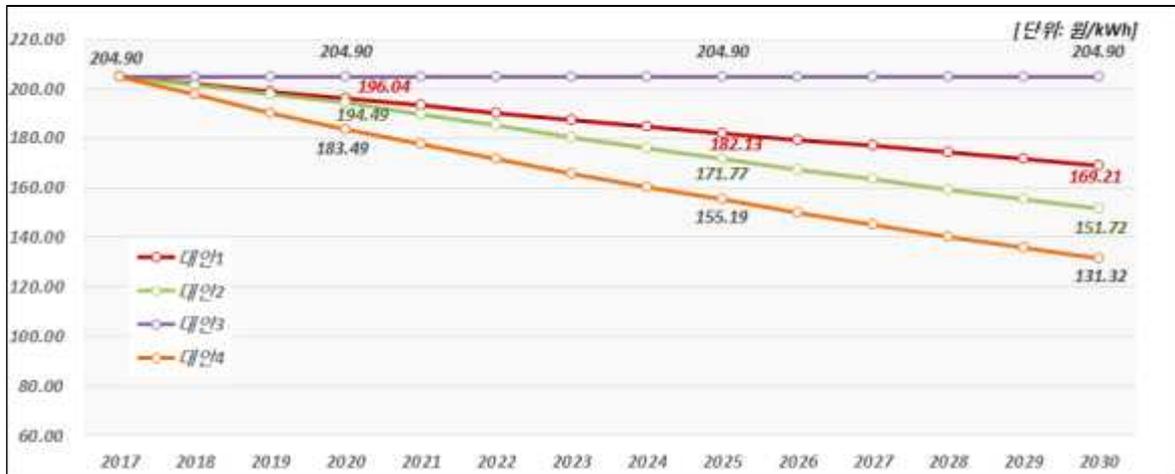
[표 4-46] '30년 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (대안4)

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	129.29	138.32	147.73
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	131.32	140.59	150.26

<그림 4-40> 대안별 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%기준)



<그림 4-41> 대안별 해상풍력 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%, 계통보강비용 고려)



(4) 신재생 균등화 발전비용 종합

[표 4-47] 신재생 원별 균등화 발전비용 종합 (할인율 4.5%기준)

할인율 4.5% (원/kWh)	태양광			육상풍력			해상풍력						
	대안1	대안2	대안3	대안1	대안2	대안3	대안1	대안2	대안3	대안4			
'17	균등화 비용			129.54			130.48			202.87			
	계통보강비용			2.03			2.03			2.03			
	합 계			131.57			132.51			204.90			
'30	균등화 비용			83.54	84.13	76.19	106.36	129.85	81.69	167.18	149.69	202.87	129.29
	계통보강비용			2.03	2.03	2.03	2.03	2.03	2.03	2.03	2.03	2.03	
	합 계			85.57	86.16	78.22	108.39	131.88	83.72	169.21	151.72	204.9	131.32

[표 4-48] 신재생 원별 균등화 발전비용 종합 (할인율 5.5%기준)

할인율 5.5% (원/kWh)	태양광			육상풍력			해상풍력				
	대안1	대안2	대안3	대안1	대안2	대안3	대안1	대안2	대안3	대안4	
'17	균등화 비용	140.31			139.60			217.06			
	계통보강비용	2.27			2.27			2.27			
	합 계	142.58			141.87			219.33			
'30	균등화 비용	90.88	91.52	82.98	113.80	138.93	87.40	178.86	160.16	217.06	138.32
	계통보강비용	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27	2.27
	합 계	93.15	93.79	85.25	116.07	141.2	89.67	181.13	162.43	219.33	140.59

[표 4-49] 신재생 원별 균등화 발전비용 종합 (할인율 6.5%기준)

할인율 6.5% (원/kWh)	태양광			육상풍력			해상풍력				
	대안1	대안2	대안3	대안1	대안2	대안3	대안1	대안2	대안3	대안4	
'17	균등화 비용	151.42			149.10			231.82			
	계통보강비용	2.53			2.53			2.53			
	합 계	153.95			151.63			234.35			
'30	균등화 비용	98.42	99.10	89.95	121.54	148.38	93.35	191.03	171.05	231.82	147.73
	계통보강비용	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53	2.53
	합 계	100.95	101.63	92.48	124.07	150.91	95.88	193.56	173.58	234.35	150.26

3. 소규모(100kW급) 및 대규모(30MW급) 태양광 균등화 발전비용

가. 분석지표 산정

본 연구에서는 소규모 및 대규모 태양광 설비투자비 산정을 위해 연도별 규모에 따른 설비투자비 실적을 활용하여 용량보정방식을 적용하고자 한다. 용량보정방식을 통한 용량보정은 일반적으로 설비용량이 커짐에 따라 단위비용이 하락하는 점에 착안한 방법으로 동일 또는 유사기술이 적용되고 용량이 상이한 설비의 경제적 비용을 가늠하고자 할 때, 신규 설비의 비용을 예측할 수 있으며, 이 때 적용되는 보정지표를 용량보정계수로 정의할 수 있다.

일반적으로 규모의 변화에 대한 비용의 변화는 지수함수의 형태로 표현되며, 비용이 기 파악된 설비를 참조설비, 비용 산정 대상이 되는 설비를 신규설비로 정의할 때, 신규설비의 설비투자비 단가는 다음과 같이 산출된다.

$$P_{new} = P_{base} \times \left(\frac{Q_{base}}{Q_{new}} \right)^{1-a} \Leftrightarrow a = 1 - \frac{\ln(P_{base2}/P_{base1})}{\ln(Q_{base1}/Q_{base2})}$$

P_{new} : 신규플랜트 설비단가 P_{base} : 참조플랜트 설비단가 Q_{new} : 신규플랜트 설비용량 Q_{base} : 참조플랜트 설비용량	a : 용량보정계수 P_{base1} : 참조플랜트1 설비단가 P_{base2} : 참조플랜트2 설비단가 Q_{base1} : 참조플랜트1 설비용량 Q_{base2} : 참조플랜트2 설비용량
--	--

일반적으로 건설 현장에서 예측의 신속성을 도모하고자 할 때, “Six-tenth Rule”로 불리는 용량보정계수 0.6이 통용되고 있으나, 규모가 다른 참조설비가 2개일 경우 각각의 단가 및 용량을 바탕으로 용량보정계수를 산출하여 신규설비의 설비단가를 추정하는데 적용할 수 있다.

본 연구에서는 100kW급 및 1MW급 태양광 설비의 경우 한국에너지공단의 설비투자비 실적이 존재함에 실적기반 용량보정을 통해 100kW 소규모 태양광 설비투자비 단가를 산정하고자 하며, 30MW급 대규모 태양광 설비의 경우 실적이 미미함에 전술한 용량보정계수를 활용한 용량보정방식을 적용하여 설비투자비 단가를 추정하고자 한다.

100kW급 소규모 태양광의 경우 1MW급 태양광 설비투자비 단가 대비 최근 5년 평균기준 9.8% 높은 수준인 것으로 나타났다.

[표 4-50] 태양광 설비규모에 따른 연도별 평균단가 추이

[단위: 만원/kW]

구 분		2013	2014	2015	2016	2017	5년 평균
가중평균단가	100kW	257	237	216	197	180	
	1MW	237	217	188	176	172	
1MW 대비 증감율(%)		8.5%	9.5%	15.1%	11.6%	4.5%	9.8%

주) 100kW급 9,530개, 1MW급 643개 실적을 바탕으로 산출

상기 비율을 기 산정한 1MW급 태양광 설비투자비 단가 151만원/kW(토지비용 제외)에 적용하면 165만원/kW(천원미만 절사)으로, 토지비 포함시 189만원/kW으로 산출된다.

한편, 30MW급 대규모 태양광의 경우 ‘13~’17년 1MW급 및 100kW급 투자실적을 바탕으로 용량보정계수를 연도별로 산출하여 5개년 평균인 0.96을 적용하였다.

[표 4-51] 태양광 투자실적 기반 연도별 용량보정계수 산정결과

구 분		2013	2014	2015	2016	2017	5년 평균
가중평균단가	100kW	257	237	216	197	180	
	1MW	237	217	188	176	172	
용량보정계수 (a)		0.96	0.96	0.94	0.95	0.98	0.96

[단위: 만원/kW]

도출된 용량보정계수를 바탕으로 30MW급 대규모 태양광 설비투자비 단가를 산출한 결과 토지비 제외시 130.0만원/kW로 1MW급 표준규모 태양광 설비단가 대비 14% 낮은 수준인 것으로 산출되었다. 한편, 토지비용의 경우 향후 정책적으로 대규모 태양광 발전단지에 대한 폐염전, 유휴부지 등 계획입지를 통한 설비유치를 계획하고 있는 바, 본 연구에서는 국내 염전기준 실거래가 평균을 반영하여 토지비용 단가를 산정하였으며, 그 결과 30WM급 태양광 설비투자비는 146만원/kW으로 산출되었다.

[표 4-52] 30MW급 대규모 태양광 설비 투자비 산정결과

구 분	대규모(30MW급)
참조설비용량 (kW)	1,000
신규설비용량 (kW)	30,000
참조설비 설비단가 ¹⁾ (만원/kW)	151.00
용량보정계수 (a)	0.96
신규설비 설비단가 ²⁾ (만원/kW) (참조설비대비 단가 증감률)	130.00 (△14%)
토지비용 (만원/kW)	16.00 ³⁾
설비투자비 계	146.00

주 1) 참조설비 설비단가는 토지비용이 제외된 수치임

2) 천원미만 절사

3) 전남 신안, 영광, 해남, 진도 122건의 염전 실거래가를 반영 (평균 4만원/평 수준)

다음으로 소규모 및 대규모 태양광 발전설비의 설비이용률, 수명기간, 운전유지비용은 기존 기준설비(1MW급)와 동일하게 적용하고자 한다.

나. 규모에 따른 태양광 균등화 비용 산정결과

앞서 산정한 규모별 태양광 발전설비의 표준 분석지표를 바탕으로 산정한 균등화 발전비용 산정결과를 요약하면 다음과 같다.

(1) '17년 기준 규모별 태양광 균등화 발전비용 산정결과

○ 계통보강비용 제외시

- 할인율 4.5%, 규모에 따라 각각 137.13원/kWh, 109.00원/kWh
- 할인율 5.5%, 6.5% 적용시 대규모 기준 각각 117.9원/kWh, 127.0원/kWh

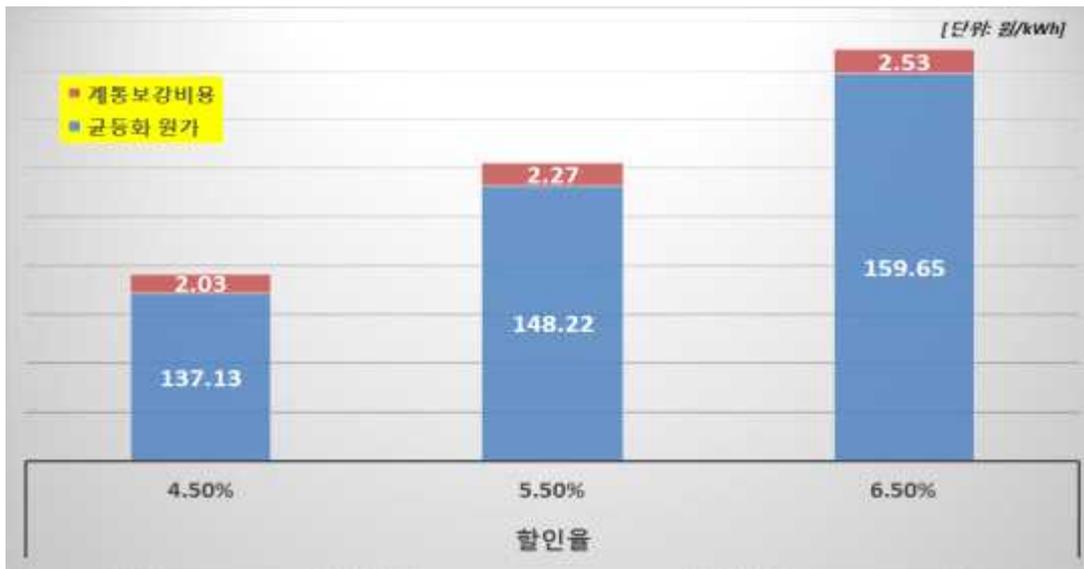
○ 계통보강비용 고려시

- 할인율 4.5% 기준 규모에 따라 139.16원/kWh, 111.03원/kWh
- 할인율 5.5%, 6.5% 적용시 대규모 기준 각각 120.1원/kWh, 129.6원/kWh

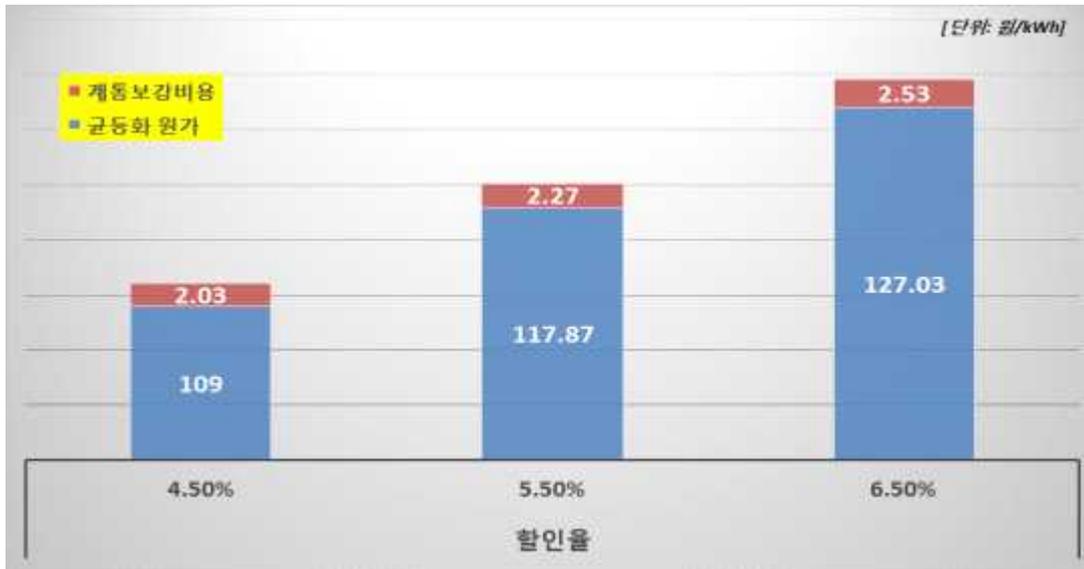
[표 4-53] 규모별 태양광 균등화 발전비용 산정결과

(원/kWh)		할인율		
		4.50%	5.50%	6.50%
소 규 모	균등화 비용	137.13	148.22	159.65
	계통보강비용	2.03	2.27	2.53
	합 계	139.16	150.49	162.18
대 규 모	균등화 비용	109.00	117.87	127.03
	계통보강비용	2.03	2.27	2.53
	합 계	111.03	120.14	129.56

<그림 4-42> 100kW급 소규모 태양광 균등화 발전비용 산정결과



<그림 4-43> 30MW급 대규모 태양광 균등화 발전비용 산정결과



다. 태양광 규모에 따른 균등화 발전비용 전망

태양광 규모에 따른 균등화 발전비용 산정을 위해 본 연구에서는 표준규모 태양광 설비에 대한 균등화 발전비용 전망에서 적용한 전망 대안1을 준용하여 모듈가는 국제가격전망을 적용, 모듈가를 제외한 비용의 경우 대안1의 연도별 비용 변화를 반영하여 규모에 따른 균등화 발전비용을 전망하고자 하였으며, 전망결과는 다음과 같다.

○ 할인율에 따른 100kW급 소규모 태양광 균등화 발전비용 전망결과

- 할인율 4.5%기준 '30년 88.9원/kWh로 '17년 대비 35.2%하락 전망(연평균 3.3%), 계통보강비용 고려시 90.9원/kWh 수준

[표 4-54] 100kW급 소규모 태양광 균등화 발전비용 전망결과

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	88.85	96.42	104.19
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	90.88	98.69	106.72

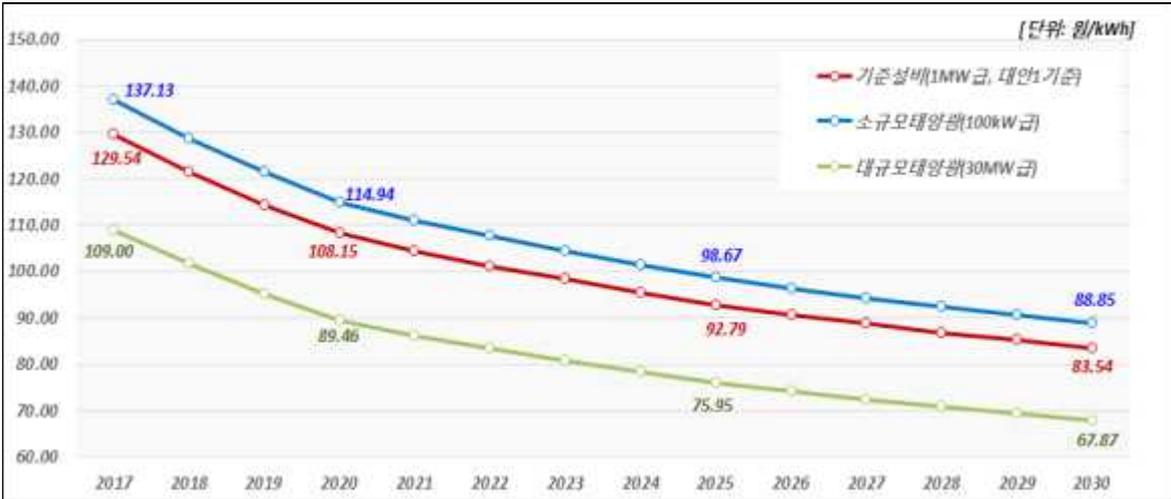
○ 할인율에 따른 30MW급 대규모 태양광 균등화 발전비용 전망결과

- 할인율 4.5%기준 '30년 67.8원/kWh로 '17년 대비 37.7%하락 전망(연평균 3.6%), 계통보강비용 고려시 69.9원/kWh 수준

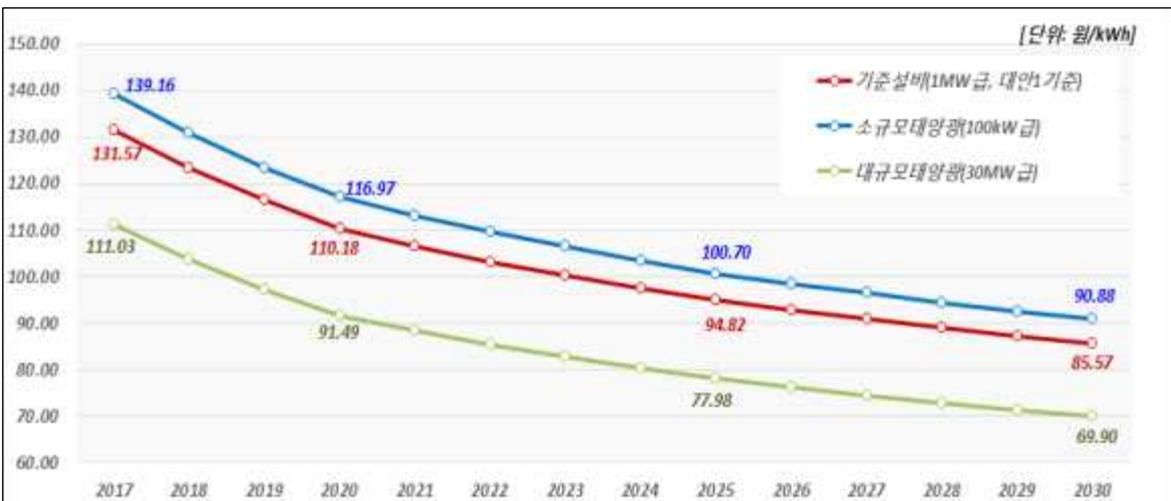
[표 4-55] 30MW급 대규모 태양광 균등화 발전비용 전망결과

(원/kWh)	할인율		
	4.50%	5.50%	6.50%
균등화 비용	67.87	73.67	79.64
계통보강비용	2.03	2.27	2.53
합 계	69.90	75.94	82.17

<그림 4-44> 규모에 따른 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%기준)



<그림 4-45> 규모에 따른 태양광 균등화 발전비용 전망결과 (할인율 4.5%, 계통보강비용 고려)



제 4 절 소 결

본 연구를 통해 그동안 논란이 많은 우리나라 신재생에너지의 공급비용을 균등화단가를 기준으로 산정하였다. 신재생에너지 전원별 발전단가는 2006년, 2009년, 2011년에도 산정된바있으나 타 전원과의 비교를 위한 공통지표 적용 그리고 향후 전망치를 포함하는 것은 처음 시도된 것으로 보인다.

연구결과를 요약하면 첫째, 우리나라 태양광 및 풍력의 균등화단가는 아직도 선진국에 비해 상대적으로 높은 수준이며 이는 기후조건의 차이는 물론 구조물 등의 비표준화에 따른 설치비용 상승, 다양한 인허가과정으로 인한 비용, 토지비용 등에 기인하는 것으로 보인다. 그럼에도 불구하고 태양광, 풍력의 공급단가는 현재 제도권에서 거래되는 수준에 비해 낮으며 이는 신재생거래시장의 수급불균형, 사업시행구조, 상대적으로 높은 사업자의 기대수익율이 영향을 미치는 것으로 보인다. 앞으로 시장수급이 정상화되고 보급의 장애요인이 제거된다면 가격하락의 요인이 발생할 것으로 예상된다. 한편 설치용량에 따른 공급비용의 차이는 대체로 기준안에 비해 약 10% 정도 차이가 나타나고 있으며 이는 규모의 경제에 기인한 것으로 보인다.

둘째, 신재생에너지의 공급비용은 앞으로 지속적으로 감소할 것으로 보인다. 태양광의 2030년까지 경우 약 35% 정도 하락할 것으로 예상되나, 국제기구에서의 전망치에 비해서는 다소 완만하게 하락할 것으로 보인다. 육상풍력도 대체로 하락할 것으로 보이나 전망에 따른 편차가 태양광에 비해 높다. 기준안의 경우 2030년까지 약 18% 정도 하락할 것으로 보인다. 해상풍력은 공급비용의 하락이 상대적으로 낮을 것으로 보인다.

셋째, 균등화단가 수준은 설비비용, 공사비용, 인허가 등 직접적인 설치비용 뿐만 아니라 투자에 대한 보수에 해당하는 할인율에 따라서도 영향을 받는다. 본 연구에서는 기존 전원과의 비교를 위해 4.5%를 기준 할인율로 적용하였으나, 실제 신재생발전 투자자의 기대 수익율은 다소 높을 수 있는 점을 감안하여 5.5% 및 6.5%의 할인율을 동시에 산정하였다. 산정결과 태양광의 경우 할인율에 따른 민감도는 할인율 1%p 당 8%가 변동하는 것으로 나타났다.

넷째, 본 연구에서는 그동안 고려하지 않았던 신재생발전에 따른 전력계통 보강 비용이나 수명기간 이후의 폐기비용 등에 대해서도 검토하였으며 이를 가능한 반영코자 하였다. 다만 연구가 비교적 단기간에 수행되었고 우리나라 신재생에너지 보급기간이 아직 짧은 관계로 실적 및 운영자료 수집이나 분석에 한계가 있었는 바, 이는 차후 추가적인 연구가 필요할 것으로 보인다. 앞으로 국가에너지정책수립과 평가를 위해서는 신재생에너지 원별 잠재량, 공급비용, 회피편익이 가장 핵심적인 기반지표에 대한 체계적인 산정 기준과 절차가 수립되고 객관적인 전문기관을 통해 지속적인 지표개발이 이루어져야할 것이다. 나아가 본 연구가 일회성의 단발성 연구에 그치지 않고 주기적으로 이루어지기를 제안한다.

제 5 장 결 론

제 1 절 연구결과의 전원구성상 함의

이상에서 3대 전통 전원인 원전, 석탄발전, 가스복합과 재생에너지로서 태양광 및 풍력의 균등화발전비용을 사회적 비용의 관점에서 분석하였고, 균등화 발전비용의 산정원칙과 주어진 공통전제와 설비별 분석전제하에서 2017년 기준과 2030년 기준으로 각각 산정하였다. 3대 전통전원과 재생에너지 각각의 산정결과 및 시사점은 여러 가지가 있으나 아주 간략히 요약하자면 전통전원의 경우 고정비와 연료비 재평가 및 외부비용 감안시 이들 설비간의 발전비용 격차가 줄어든다는 점을 확인할 수 있었으며, 이는 일반적으로 통용되는 전통전원간 발전비용 격차가 다소 과대 평가되어 있으며 석탄화력과 가스복합간에는 비용 근접의 가능성까지 내포하고 있음을 알 수가 있다. 한편 재생에너지의 경우 현재의 발전비용은 건설비 등 여러 가지 이유로 원전 등 전통전원에 비해 여전히 높으나 학습곡선 등을 감안할 때 향후 상당한 비용 하락이 예상된다는 점을 확인할 수 있었다.

이외에 더 상세한 시사점과 정리는 해당 부분의 소결로 대신하고 여기서는 이러한 재산정 결과가 우리나라의 전원구성 정책에 시사하는 바를 정리하고자 한다. 즉 전술한 균등화 발전비용 결과는 어느 발전설비이든 간에 설비수명이 최소 20년에서 60년에 이른다는 점을 고려할 때 2017년 기준의 비용 평가도 중요하지만 2030년을 포함한 미래 시점에 대한 전망도 매우 중요함을 의미한다. 전통 전원의 경우 대부분 설비수명이 30~60년의 장기에 걸쳐 있기 때문에 현재 시점에서 전원구성과 관련투자계획을 수립할 때 미래의 비용변화 가능성을 고려할 필요가 있기 때문이다.

본 연구는 이를 위해 2017년과 2030년의 두 시점을 택하여 미래의 발전비용을 전망하였다. 하지만 2017년보다 2030년 비용산정의 불확실성이 더 높다는 점을 감안하여 보수적인 관점에서 재생에너지의 비용하락을 지속되는 것으로 전제하되 전통 전원의 경우는 대부분 비용 상승을 전망함에도 일부 비용항목만 제외하고 2017년 균등화비용항목의 대부분이 그대로 유지되는 것으로 상정하였다. 이를 토대로 전통 전원과 재생에너지간 발전비용의 크로스 오버가능성을 주로 살펴보고 부차적으로 석탄발전과 가스복합간의 비용추세도 참고로 가늠해 보기로 하자.

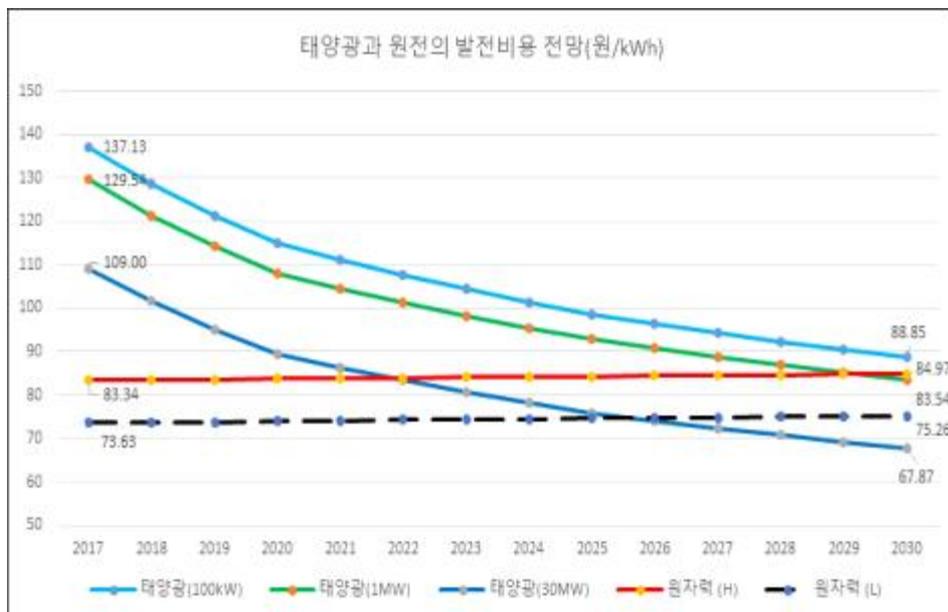
가. 태양광과 원전의 비용추세 전망

전통 전원과 재생에너지간의 비용추세전망에서는 원전과 태양광을 비교하기로 한다. 그 이유는 전통 전원의 경우 이들 설비간 비용격차가 줄어들기는 하나 우리나라에서는 여전히 원전의 발전비용이 가장 낮게 산정될 가능성이 높기 때문에 보수적인 관점에서 크로스 오버시점을 전망할 수 있다. 한편 재생에너지의 대표설비로 태양광을 설정하는 이유는 현재 제8차 전력수급기본계획상 태양광 설비의 보급비중이 가장 높기 때문이다. 물론 해상풍력의 경우도 상당한 비중을 차지하나 여러 가지 제약조건으로 인해 보급실적이 태양광에 비해 매우 부진한 관계로 발전비용과 관련된 자료나 수치상 불확실성이 매우 커서 비교대상으로 설정하기에는 다소 어려움이 있다.

둘째, 계통보강비용은 전술한 바와 같이 다양한 의견과 논란이 존재할 수 있어서 보수적인 관점에서 계통보강비용을 제외한 수치로 미래전망을 가늠한다. 원전의 HVDC보강 비용이 적지 않은 수치임을 감안하면 이를 고려하지 않을 경우 크로스 오버 시점이 늦어진다.

셋째, 원전의 경우 전술한 바와 같이 원전 1400MW를 2017년 수치로 사용하고 원전 1500MW를 2030년 발전비용의 대리변수로 사용한다. 사고위험비용은 시나리오 방식을 유지하여 하한과 상한(23.68~33.39원/kWh)을 그대로 유지한다. 태양광의 경우 3가지 규모의 모두 비교하고 제4장에서 분석한 할인율 4.5%에 의한 (대안1)을 기준으로 한다.

<그림 5-1> 태양광과 원전의 균등화발전비용 전망



첫째, 현재로는 태양광의 경제성이 여전히 불리하기 때문에 태양광의 건설비 등 비용하락을 유도할 조치가 필요하다. 국제 모듈가격은 추세적으로 유사해질 가능성이 많기 때문에 우리나라의 경우 건설비 등의 효율화에 주력할 필요가 있다.

둘째, 대규모 태양광의 경우 2020년대 중반~후반사이에 원전 비용과 역전될 가능성이 있어 중단기적으로는 태양광 보급에서 대규모 단지를 병행하여 추진할 필요가 있다.

셋째, 중소 규모의 태양광 경우 2030년 경에는 원전 상한에 근접하거나 원전 하한보다 여전히 높을 가능성이 있다. 하지만 2030년경에 태양광과 원전간의 비용근접이 예상될 경우에도 추세를 연장하면 비용 역전은 적어도 2030년대에 이루어질 가능성이 높아 설계수명이 60년(즉 2080년경 수명종료)에 달하는 신규 원전의 투자에는 신중을 기할 필요가 있다.

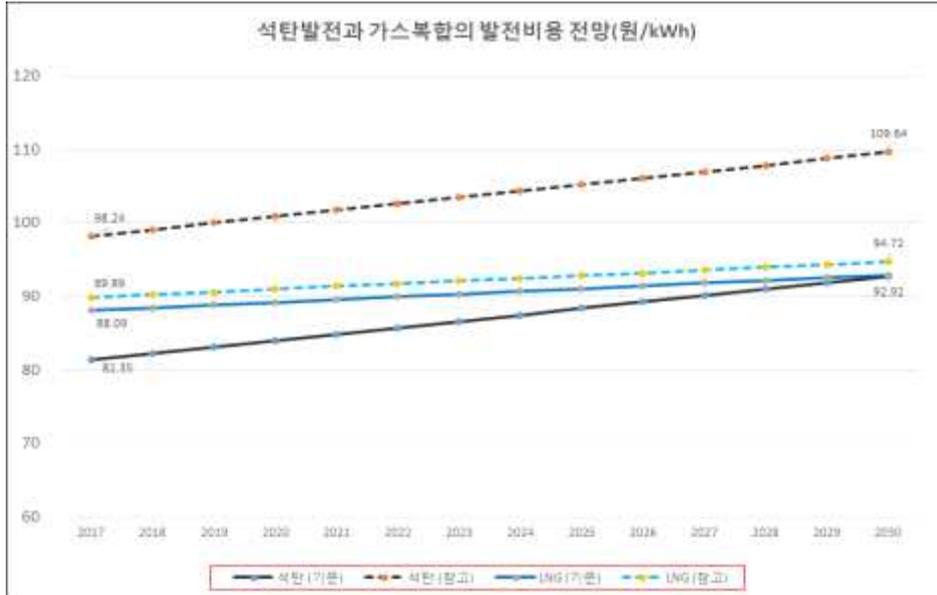
나. 석탄발전과 가스복합의 비용추세 전망

최근 미세먼지 문제와 온실가스 감축문제로 석탄발전을 둘러싼 논란이 뜨겁다. 현재 정부 계획상 원전의 신규투자가 제한되어 있는 만큼 대기오염과 미세먼지 문제에 접근할 수 있는 현실적인 대안중 하나는 석탄발전과 가스복합간의 비중조절이다. 이 경우 그 동안 석탄발전의 발전비용이 가스복합에 비해 저렴한 관계로 대체에 따른 비용문제가 늘 수반되었다.

하지만 대기오염비용과 이산화탄소 비용의 수준 여하에 따라 이러한 격차는 축소되거나 역전될 가능성도 배제할 수 없다. <그림5-2>는 이를 나타낸 것으로 2017년 기준으로 신규석탄(기준)과 신규가스복합(기준)을 비교하면 여전히 석탄발전의 비용이 낮은 것으로 나타나지만 그 격차는 그리 크지 않다. 만일 이를 그대로 유지하고 이산화탄소비용이 2030년에 30\$/톤으로 상승할 경우 2030년 경에는 비용 역전이 가능한 것으로 나타난다.

신규설비 투자의 관점이 아니라 기존설비의 운용 측면에서 볼 경우 대기오염비용이나 이산화탄소 비용 수준에 따라 다소 불확실성은 있지만 2017년 현재 석탄발전(참고)과 가스복합(참고)간의 비용역전의 가능성도 배제하기 어렵다. 이러한 석탄발전과 가스복합간의 비용추세는 사회적 비용을 세제나 기타 비용으로 내부화할 경우 석탄발전과 가스복합간의 경제성 평가에 적지 않은 변화가 생길 수 있음을 시사한다.

<그림 5-2> 석탄발전과 가스복합의 균등화발전비용 전망



제 2 절 향후 연구과제

지금까지 사회적 비용의 관점에서 전통 전원과 재생에너지간의 균등화비용 산정에 따른 결과와 정책상 함의를 살펴보았다. 서론에서 언급한 바와 같이 본 연구의 산정수치는 자료상으로는 방법론상 여러 가지 한계를 지니고 있기 때문에 수치결과의 해석에 대해 많은 단서와 고려사항이 필요하다.

그럼에도 본 연구는 지금까지 관련자료와 수치 그리고 국내외 최근 연구자료를 참고로 작성하여 과거의 수치보다는 개선된 측면이 있다고 판단된다. 다만 그럼에도 본 연구는 다음과 같은 추가적인 연구에 의해 보완될 필요가 있다

첫째, 전통전원의 경우 사고위험비용, 대기오염비용, 이산화탄소 비용 수치에 여전히 불확실성이 있다. 특히 사고위험비용의 경우 자료를 포함하여 산정 방법론에 대한 추가적인 연구가 필요하며, 대기오염비용이나 이산화탄소 비용의 경우 지금까지 대부분 해외자료와 연구를 토대로 연구가 진행되었다는 점을 감안해 볼 때 국내 연구자와 한국 실정에 부합하는 연구가 향후에 진행될 필요가 있다.

둘째, 재생에너지의 경우 태양광은 상대적으로 관련 자료가 있는 편이나 풍력 특히 향후 정책상 비중이 높아지는 해상풍력의 경우 관련자료가 매우 부족한 실

정이다. 태양광의 경우에도 국내 통계자료의 체계적인 수집과 관리가 필요하다고 판단된다.

셋째, 이러한 방법론, 자료 그리고 국내 연구의 활성화를 위해서는 정부의 적극적인 지원하에 우리나라 실정에 부합하는 균등화 발전비용산정을 주기적으로 시행하고 이를 전문가 그룹을 통해 검증하고 대외적으로 발표하여 수치의 객관성을 높일 필요가 있다. 그 과정에서 국내 연구진에 의한 연구역량과 관련 자료의 집적이 가능할 것으로 판단된다.

《 참고 문헌 》

- [1] 강광규, 『세계의 환경친화적 개편에 관한 연구』, 서울: 한국조세연구원, 2008.
- [2] 노동석, 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구, 에너지경제연구원, 2013.
- [3] 박찬희, 『발전분 지역자원시설세 과세합리화 방안연구』, 서울: 한국지방세연구원, 2015.
- [4] 윤원철, 전력산업의 대기오염 감소비용에 관한 연구, 민간출연연구보고서 98-05
- [5] 전력거래소, 미래전원믹스 전력수립을 위한 전원별 히든 코스트 적용방안에 관한 연구, 전력거래소, 2014.
- [6] 정성호 외, 사회적 한계비용을 고려한 화력발전과세 확대 방안에 관한 연구, 지방행정연구 제25권 제4호, 2011
- [7] 조성진 박찬국, 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구 (제3차년도), 에너지경제연구원, 2015.
- [8] 조용성, 손양훈, 대기오염개선이 건강에 미치는 사회적 편익 추정, 응용경제 제6권 제1호, 2004년 6월, 한국응용경제학회
- [9] 최봉석 박찬국, 원자력발전의 경제적·사회적 비용을 고려한 적정 전원믹스 연구 (전원별 외부비용추정), 에너지경제연구원, 2014.
- [10] 허가형, 원자력 발전비용의 쟁점과 과제, 국회예산정책처, 2014.
- [11] 국가통계포털, KOSIS.
- [12] 국세청, 『국세통계연보』. 각연도
- [13] 산업통상자원부, 제7차 전력수급기본계획,
- [14] AEA Technology Environment, “Damages per tonne emission of PM2.5, NH3, SO2, NOx and VOCs from each EU25 Member State (excluding Cyprus) and surrounding seas,” European Commission DG Environment, 2005.
- [15] European Commission, External Costs: Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, Community Research, 2003.
- [16] IEA/NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2015edition, 2015.
- [17] IEA, World energy outlook 2016, IEA, 2016

- [18] Parry et al, Getting Energy Prices Right: From Principle to Practice, IMF, 2014.
- [19] Ricardo-AEA, Update of the Handbook on External Costs of Transportation, London : European Commission DG Mobility and Transport, 2014.
- [20] 박용철, "FIT 도입의 재무적 타당성 분석 - 학습곡선으로 추정된 태양광 비용 중심으로", 서울대학교, 2016.
- [21] 산업통상자원부, "해상풍력발전 활성화를 위한 사업계획에 기초한 가중치 비교 연구", 2016.3
- [22] 장한수, 최기련, "에너지기술의 학습 효과에 대한 이론적 고찰", 에너지공학, 2006.
- [23] AEMO, "South Australian Fuel and Technology Report - South Australian Advisory Functions", 2017
- [24] Agora, "Insights from Germany's Energiewende", 2015
- [25] BEIS, "Electricity Generation Costs", 2016
- [26] BNEF, "New Energy Outlook 2017", 2017
- [27] GWEC, "Global Wind Statistics 2016", 2017. 2
- [28] IEA and NEA, "Projected Costs of Generating Electricity", 2015 Edition, 2015
- [29] IEA, "Offshore", IEA Wind Task 26, 2016
- [30] IEA-RETD, "Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs Non-renewable Technologies", 2013.7
- [31] IRENA, "The Power to Change", 2016
- [32] IRENA, "Innovation Outlook: Offshore Wind", 2016
- [33] LBNL, "Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers", IEA Wind Task 26, 2016.6
- [34] Michel et al, "Learning curve models and applications: Literature review and research directions", International Journal of Industrial Ergonomics, 2011
- [35] NREL, "2015 Cost of Wind Energy Review", 2017.5
- [36] NREL, "U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017", 2017.9
- [37] NYSERDA, "Decommissioning Solar Panel Systems", 2016.
- [38] ORNL, "Solid Waste from the Operation and Decommissioning of Power Plants", 2017.1

- [39] REN21, "Renewables 2017 Global Status Report", 2017
- [40] 전력거래소, 전력통계정보시스템(EPSIS), <http://epsis.kpx.or.kr>
- [41] 한국태양광 산업협회, <http://www.kopia.asia>
- [42] 한국은행 경제통계시스템, 생산자물가지수, <http://ecos.bok.or.kr>
- [43] IEA, "Projected Costs of Generation Electricity 2015 Edition", 2015
- [44] EIA, "Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants", 2016. NOV.
- [45] EIA, "Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050", 2017. JAN
- [46] EIA, "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2017", 2017. JUL
- [47] EIA, "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017", 2017. APR.
- [48] NREL, "Electricity Generation Baseline Report", 2017. JAN.
- [49] NREL, "Annual Technology Baseline 2017", <https://atb.nrel.gov/>
- [50] 원자력안전위원회 2015. 방사선비상계획구역 재설정안 심사결과 및 향후계획(제 40회 원자력안전위원회 보고사항)
- [51] Aoyama, M. 2013. Fukushima derived radionuclides in the ocean, Presented at IAEA Scientific Forum 17-18 September 2013 Vienna, Austria
- [52] Bizet, R. and Leveque, F. 2017, "Economic Assessment of the Cost of Nuclear Accidents" in J. Ahn et al. (eds.), <Resilience: A New Paradigm of Nuclear Safety>, Springer International Publishing
- [53] Butler, D. 2011. Reactors, Residents and Risk. Nature News 472 (7343): 400-401. <http://dx.doi.org/10.1038/472400a>.
- [54] NASA Socioeconomic Data and Applications Center (SEDAC) & Center for International Earth Science Information Network - CIESIN - Columbia University. 2015. Population Exposure Estimates in Proximity to Nuclear Power Plants, Locations. <http://dx.doi.org/10.7927/H4WH2MXH> (accessed 14 Jan. 2018)
- [55] Chino, M., Terada, H., Nagai, H. Katata, G., Mikami, S., Torii, T., Saito, K. & Nishizawa, Y. 2015. "Utilization of $^{134}\text{Cs}/^{137}\text{Cs}$ in the environment to

identify the reactor units that caused atmospheric releases during the Fukushima Daiichi accident”, Scientific Reports, 6:31376. DOI: 10.1038/srep31376

- [56] 日本 國土地理院, Distribution Map of Radiation Dose, <http://ramap.jmc.or.jp/map/eng/> (accessed 18 Sep. 2017)
- [57] 日本 氣象廳, 나미에(浪江) 관측소(후쿠시마현 소재), “과거기상데이터”
- [58] http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/view/nml_amd_ym.php?prec_no=36&block_no=0295&year=&month=&day=&view=a3 (accessed 18 Sep. 2017)
- [59] 日本經濟研究センター(JCER) 2011a. 東日本大震災・緊急提言(2011.4.25.)
- [60] _____ 2011b. 原子力委員會, 第17回原子力委員會定例會議(2011.5.31.)
- [61] _____ 2017. “Accident Cleanup Costs May Rise to 50-70 Trillion Yen: It’s Time to Examine Legal Liquidation of TEPCO, Higher Transparency is Needed for the Reasons to Maintaining Nuclear Power”
- [62] 文部科學省 2011. 原子力損害賠償紛争審査會 (2011.4.15.) 資料5. 被害狀況と 政府等による対応の現状について
- [63] 發電コスト検証ワーキンググループ 2015. 長期エネルギー需給見通し小委員會に對する發電コスト等の検証に關する報告 參考資料
- [64] 原子力發電・核燃料サイクル技術等検討小委員會 2011. 原子力發電所の 事故リスクコストの 試算 參考資料
- [65] 原子力損害賠償・廢爐等支援機構, 東京電力ホールディングス株式會社 2017. 新々・總合特別 事業計畫 (第三次計畫) 2017 年7 月26 日 (變更認定)
- [66] Ministry of Education, Culture, Sports, Science and Technology (MEXT) 2012, Integrated Dose Estimation Map
- [67] http://www.mext.go.jp/component/english/_icsFiles/afieldfile/2011/06/14/1305904_0424e.pdf (accessed 21 Sep. 2017)
- [68] Tokyo Electric Power Company (TEPCO), 2012. Estimation of Radioactive Material Released to the Atmosphere during the Fukushima Daiichi NPS Accident, May 2012

- [69] US Nuclear Regulatory Commission, 2011. "NRC Meteorological Role in Support of the Headquarters Operation Center During an International Event", Presentation Material by Quinlan, K., June 27-29, 2011, Oak Brook, IL, Nuclear Utility Meteorological Data Users Group (NUMUG)
- [70] Xu, S., Cook, G. T., Cresswell, A. J., Dunbar, E., Freeman, S. P. H. T., Hou, X., and Tripney, B. G. 2016. "Radiocarbon Releases from the 2011 Fukushima Nuclear Accident". *Scientific Reports*, 6, 36947. <http://doi.org/10.1038/srep36947>

【주 의】

1. 이 보고서는 한국전력공사의 발주를 받아 산업조직학회에서 시행한 연구보고서입니다.
2. 이 보고서 내용을 대외적으로 발표하거나 활용 인용 및 복사하고자 할 때는 한국전력공사의 사전승인을 받아야 합니다.