

국외훈련 최종보고서

한반도 신경제지도 구현을 위한 신에너지 연계 방안 연구

- 동북아 슈퍼그리드 연구 중심 -

2020. 3월

**산업통상자원부
최 용 이**

〈 목 차 〉

I. 서론	1
II. 한반도 신경제지도 구상	5
1. 한반도 신경제지도 구상 개괄	5
2. 환동해 경제벨트 개괄	10
III. 슈퍼그리드 개념 및 사례	12
1. 슈퍼그리드 개념 및 의의	13
2. 세계 슈퍼그리드 사례	14
1) 유럽 슈퍼그리드	14
2) 남아프리카 슈퍼그리드	18
3) 기타 국가 간 계통 연계 현황	20
IV. 세계 슈퍼그리드 추진 과정	25
1. 유럽 지역	25
2. 남아프리카 지역	36
3. 아세안 지역	44
V. 동북아 지역의 전력시장 현황 및 각국의 입장	49
1. 동북아 지역의 전력시장 특징	49

2. 동북아 각국의 전력망 현황	51
1) 일본	53
2) 중국	60
3) 러시아	65
4) 한국	70
3. 전력망 연계에 대한 각국의 입장	75
VI. 동북아 슈퍼그리드 구상 및 현황	78
1. 동북아 슈퍼그리드 추진배경 및 전략	79
2. 동북아 슈퍼그리드 구상	87
3. 동북아 슈퍼그리드 추진 현황	95
4. 동북아 슈퍼그리드 장애요인 및 기대효과	98
VII. 동북아 슈퍼그리드 구현을 위한 검토 사항	104
1. 경제적 측면	104
2. 전력망 운영 측면	108
3. 법·제도적 측면	110
4. 사회·정치적 측면	111
VIII. 결 론	117

I. 서론

2018년과 2019년은, 남북관계에 있어서 오랜 10년간의 경색 관계를 뒤로하고 남과 북의 주도로 빠르게 한반도의 평화 프로세스가 진행된 시기로 평가될 것이다. 전격적인 북한의 평창 동계 올림픽 참가와 그 후 지속된 세 차례의 남북정상회담, 더불어 역사적인 북미정상회담이 평화 분위기의 한반도 상황을 주도하며 남북관계가 급진전되어 앞으로 나갔다. 남북 간의 급진전되는 화해국면 속에서 남북관계도 빠르게 진전되었다. 군사협정이 이루어진 평양회담에서는 DMZ 내의 휴전선 감시초소의 철수 등이 진행되었으며, 철도와 도로연결에 대한 착공식도 완료되었다. 출범부터 국정의 핵심전략으로 ‘남북 간 화해협력 및 한반도 비핵화’로 삼은 문재인 정부는, ‘남북교류 활성화를 통한 남북관계 발전’과 ‘한반도 신경제지도 구상 및 경제통일 구현’을 국정과제로 제시하였다.

본 연구는 최근 유례없이 빠른 템포로 진행되고 있는 남북관계를 지속 가능할 수 있도록 에너지 분야의 새로운 남북협력 모델을 모색하는 것이다. 갈등 관계의 남과 북의 긴장을 완화하기 위해서는 남과 북의 적대행위를 중단하는 상호신뢰를 위한 조치가 선행되어야만 한다. 유럽통합의 선 경험에서 확인하였듯이, 단순한 표현적 선언이나 당위적 명제 기반에서는 행위자들 간의 신뢰 구축을 기대할 수 없으며 개별적 이익 기반의 공동 이익 확대라는 현실적 토대 위에서 만 그 실현 가능성이 높아진다.

따라서 본 연구에서는 신뢰 구축을 위한 남북한의 메커니즘의 시작점으로 상대적인 논쟁의 소지가 크지 않으면서 공동 이익의 창출이 용이한 이슈인 에너지 분야에 초점을 두었다. 우리 정부가 그동안 시행해온 대북정책은 경제·사회 분야의 교류협력이 군사 및 정치부문의 협력으로 확대될 것이라는 전제로 추진되었다. 그러나 현재까지의 이러한 접근방법은 그다지 성공적인 모델을 제시하지 못했다. 따라서 창의적인 접근법을 모색해야 한다. 이는 바로 남북한 공동의 이익 확대

라는 현실적인 양자의 국익에 기초한 협력을 확대하는 것이다. 근본적으로 남과 북은 상이한 이익구조 체계를 갖고 있기 때문에 그것을 수렴시키거나 공동의 이익을 확대하는 것은 매우 어려운 난제임에 틀림없다. 따라서 남북한 상호간의 이익에 근본적인 영향력이 과급 가능한 새로운 아젠다를 제시하고 확산하는 것이 매우 중요하다.

2012년 세계무대에 등장한 김정은이 ‘정상국가’로 북한을 부상시키기 위한 노력은 집권 초기부터 시작되었다. 2013년 경제와 핵무력의 병진노선을 김정은이 천명하였을 때 국내에서는 방점을 ‘핵무력’에 두는 것으로 일반적인 분석이 되었지만, 대내외적인 개방과 개혁정책을 추진하기 위한 일련의 노력도 전개되었다는 사실에 주목할 필요가 있다. 이러한 맥락에서 에너지는 북한의 이익은 물론 남한의 국익과도 중요한 의미를 부여하는 아젠다라고 할 수 있다. 에너지 이슈는 남북한 양자에게 현실적인 국익, 다시 언급하면 국가발전의 방향성과 직결된 난제로서 에너지 협력을 통해 상호간의 이익을 확대해 나간다면 남북한의 에너지 문제를 공동으로 해결할 수 있을 뿐만 아니라, 나아가서는 남북 간 협력과 신뢰를 구축하는 메커니즘으로의 기능이 가능할 수 있을 것이다.

또한, 문재인 정부는 에너지 전환을 내걸고 원자력 및 석탄 발전소를 점진적인 폐쇄를 추진하고 가스화 신재생 중심의 신에너지 전환 정책을 추진하고 있다. 가스 발전을 확대하기 위해서는 가스 수입을 증가해야 하는데 가스의 가격이 지난 30년 동안 가장 저렴한 현황에도 불구하고 가스 발전소의 발전 원가는 여전히 높은 편이다.¹⁾ 태양열 발전의 경우 우리나라는 값비싼 땅값과 부족한 일사량 문제가 야기되며, 풍력의 경우 생산되는 전기의 양은 별로 크지 않은 반면 풍력 발전기의 소음 공해 문제가 있기 때문에 신재생에너지는 현실적인 기저발전(base-load generator)이 되기 어렵다.

에너지 전환을 둘러싼 논쟁의 핵심인 ‘합리적인 가격으로 지속적으

1) 2016년 기준 국내 발전의 정산단가는 풍력 90원/kwh, 석탄 78~89원/kwh, 원자력 68원/kwh로, 가스 100원/kwh, 석유 110원/kwh이다. 한국전력공사(2017) 『한국전력통계』, 제86호 (2016년)

로 전기를 생산하는 것'은 현재의 기술 수준에서는 찾기 어렵다는 것이다. 원자력은 안정적이고 저렴한 에너지 공급원이지만 원전사고의 우려와 함께 핵연료 재처리의 과정에서 발생하는 편익 이상의 막대한 비용이 지불되어야 하는 한계점을 나타내고 있다. 100% 수입에 의존해야만 하는 가스의 경우 가장 비싼 에너지 자원이며, 석탄은 심각한 환경오염의 원인을 제공하기 때문에 장기적으로 가동을 줄여야 한다. 신재생에너지의 경우는 발전 단가가 상대적으로 높을 뿐만 아니라 안정적이지 않은 전력 수급원으로 평가되는 문제점을 갖고 있다.

에너지 전환을 둘러싼 논쟁은 반드시 우리의 국토에서 전기를 생산해야 한다는 고정관념에 사로잡혀 있기 때문에 발생하는 것이다. 부족한 전기를 우리 땅에서 생산할 것이 아니라 자원이 풍부하여 전기 가격이 저렴한 다른 나라에서 들여오는 것을 그 대안으로 생각해 볼 수 있을 것이다.

2000년 이후 전력 송전 기술의 발전과 함께 2개 이상의 국가가 신재생에너지를 활용하여 생산한 전기를 국가 간의 전력망을 통하여 상호 공유가능한 새로운 개념의 슈퍼그리드(Super Grid)가 화두로 등장하였다. 유럽은 슈퍼그리드가 가장 발전한 지역이다. EU는 신재생에너지 발전량의 확대를 통해 온실가스 감축의 방안으로 제시하고 있으며 이를 활용하기 위한 단일 전력시장을 형성하였다. EU의 예와 같은 지역 공동체가 없는 동북아 지역에서도 슈퍼그리드에 대한 논의가 최근 적극 추진되고 있다. 동북아 슈퍼그리드의 기본 개념은 몽골과 러시아의 풍부한 기본 에너지를 활용하여 전력을 생산하며, 이를 동북아 내의 전력 수요가 상대적으로 높은 국가(한국, 일본, 중국)에 공급하는 것을 골자로 한다.

이렇듯, 정부의 탈원전·탈석탄을 통한 에너지 전환 정책 추진과 한반도 신경제지도 구상 실현을 위한 중요한 정책방안의 하나로써 동북아 슈퍼그리드가 대두되고 있다. 현재까지 동북아 슈퍼그리드에 관련된 연구는 사업의 기술적, 경제적 타당성을 사안별로 확인하는데 집중

되었다. 그러나, 관련국의 협력을 이끌어내기 위해서는 각국이 처한 에너지환경과 정책동향 분석, 동북아 슈퍼그리드에 대한 정책적, 정치적 입장 및 향후 슈퍼그리드 사업이 추진될 경우 각국의 다양한 법령과 제도 측면 등을 고려할 필요가 있다. 동북아 슈퍼그리드는 남북한 상호신뢰 구축에 기초하여 한반도의 번영과 평화를 위한 아젠다로서 큰 의미를 가지며, 더 나아가 남북한간의 에너지 협력체계 구축은 갈등이 더욱 심화되는 최근 동아시아 지역협력의 기반 마련을 위한 중요한 모멘텀을 제공할 수 있는 파급효과를 제시할 수 있다는 점에서 문재인 정부가 추진하는 ‘한반도 신경제지도’의 실현에도 기여할 것이다.

II. 한반도 신경제지도 구상 [환동해 경제벨트]

1. 한반도 신경제지도 구상 개괄

문재인 대통령은 통일 및 대북 정책 분야에서 ▲북핵 해결과 전쟁 위험 없는 한반도 ▲한반도 신경제지도 구상 ▲남북 시장을 하나로 통합하고 점진적 통일 ▲남북 기본협정 체결 ▲북한 인권 개선 및 이산가족·납북자·국군포로 문제 해결 ▲남북 사회문화체육 교류 분야 활성화 및 접경 지역 발전 등 다양한 과제가 포함된 ‘더불어 평화로운 한반도’의 정책을 대선 공약으로서 제시한 바 있다. 이어서 문재인 대통령은 옛 베를린 시청에서 2017년 7월 7일 열린 쾰른재단 초청 연설을 통해 ‘신(新)한반도 평화 비전’을 제시하였는데, 이 베를린 선언에서는 북한의 비핵화를 전제조건으로 한반도의 냉전 구조 해체와 함께 항구적인 평화 정착을 이끌어 내기 위한 정부의 5대 정책 기조가 제시되었다. 이는 ▲한반도 평화 추구 ▲항구적 평화체제 구축 ▲북한 체제의 안전을 보장하는 비핵화 ▲비정치적 교류협력사업 추진 ▲한반도 신경제지도 구상 등이다.

2017년 7월 19일 발표된 국정기획자문위원회의 ‘문재인 정부 국정운영 5개년 계획’에 베를린 구상이 그대로 반영되어 있다. 이 계획에는 추진예정인 문재인 정부의 100대 정책과제가 반영되어 있음은 물론, 외교 및 안보 분야에서 ‘평화와 번영의 한반도’의 국정 목표 아래에 16대 정책과제를 제시하고 있다. ‘평화와 번영의 한반도’를 실천하기 위한 ▲남북 간 화해협력과 한반도 비핵화 ▲국제협력을 주도하는 당당한 외교 ▲강한 안보와 책임 국방 등 3가지 국정전략이 제시되었다.

문재인 정부의 대북 추진정책은 남북 대화 및 교류를 재개하여 남북 합의를 법제화함은 물론 남북관계를 새롭게 정립하고 ‘한반도 신경제지도’의 구상을 본격적으로 추진하여 우리 경제 발전을 위한 미래성장 동력을 창출한다는 방향성을 명확하게 제시하고 있다. 비록 최근 북한의 대륙간탄도미사일(ICBM) 발사 등을 시발점으로 북한을 에워싼 한

반도 주변의 여러 강대국 사이에서 전개되는 갈등과 대립 현황이 우리의 입장에서서는 감당하기 어려운 현실이 되고 있지만, 번영에 기초한 평화로운 한반도를 만들기 위한 비전의 제시는 계속되어야 하고, 이를 실행하기 위한 노력 역시 중단되어서는 안 될 것이다. 러시아의 신동방정책, 중국의 일대일로 구상과 마찬가지로 이미 오래전부터 한반도 신경제지도 구상이 검토되어온 것으로, 점진적이고 단계적으로 발전 가능한 구상이자 전략이다. 또한, 앞으로 실행력과 현실성을 높이기 위해 지속적인 수정·보완의 과정이 요구되는 구상이기도 하다.

한반도 신경제지도 구상은 문재인 정부의 4대 핵심정책을 기반으로 하고 있으며, 환황해, 환동해, 접경 지역 개발을 통해 한반도 균형 발전은 물론 북방 경제와의 연계 강화로 성장동력의 잠재력 확충을 꾀하기 위한 3대 경제 구상 및 평화 벨트 구상을 포함하고 있다. 더불어, 남북한 상품과 생산요소의 자유로운 이동에 제약이 되는 요인들을 점진적으로 제거하여 관련 시장 확대를 도모하고, 이를 통한 남북한 전체 주민의 후생복리를 증진함과 동시에 최종적으로 하나의 시장을 형성한다

<한반도 신경제지도 구상>



※ 자료 : 국정기획자문위원회

는 내용으로 구성되어 있다. 단기적인 측면에서는 북한 내부의 시장화를 촉진하며 남북 경협 사업을 통해 북한 전역의 시장과 연계성을 강화하고, 중·장기적인 측면에서는 소비재 및 생산요소의 시장통합을 지향하고자 한다.

3대 경제·평화 벨트 구상에는 ▲금강산, 단천(자원), 원산(관광), 청진, 나선 지역(물류인프라, 산업단지)의 남북 공동개발을 통해 동해권과 러시아를 연결하는 ‘동해권 자원·에너지 벨트 구축’ ▲수도권(서울-인천-개성-해주), 개성공단, 서울-북경 고속교통망 건설까지 염두에 둔 ‘서해권 산업·물류·교통 벨트 건설’ 및 평양·신의주·남포를 연결하는 서해안 경협 벨트의 건설 및 경의선 개보수 ▲DMZ 생태·평화안보 관광지구 개발 및 설악산·금강산·원산·백두산의 관광벨트 구축 등의 구체화된 실천 과제들로 이루어져 있다.

첫째, 환동해 경제벨트 구성은 동해 연안 중심의 관광·교통·에너지·자원 벨트를 조성하는 것이다. 금강산관광 재개, 설악산과 원산 연계 국제관광협력 사업, 남·북·러 3각체계의 에너지협력 사업, 단천 자원개발 협력, 나선-하산의 복합물류 사업 등이 포함되어 있다. 금강산 관광은 우리 경험에 축적된 사업이며 단천의 자원개발도 과거 초기 단계 협력에서는 성공한 사례에 포함 될 수 있다. 박근혜 정부에서 시행되었던 ‘유라시아 이니셔티브’의 일환으로 추진되었던 나선-하산의 복합물류 사업은 북한의 핵실험으로 인해 중단된 상태다. 따라서 정치적·안보적 상황이 개선된다면 재개가 가능한 사업들로서 이전 정부가 추진한 사업이라고 할지라도 의미와 가치 부여가 가능한 사업들은 계승하고 발전시킨다는 계획이다.

둘째, 환황해 경제벨트 구성은 수도권과 개성공단은 물론 해주와 신의주 및 남포를 연결하는 서해안의 산업·교통·물류 벨트를 구축하자는 것이다. 여기는 경의선 개·보수 사업과 신경의선 고속도로 건설 및 서울-베이징 고속철도 건설 등의 교통인프라 중심 건설 사업이 해당된다. 더불어 개성공단 재가동과 함께 서해 평화경제지대 조성, 제 2

의 개성공단 건설 및 인천-개성-해주를 이어주는 서해 복합물류 네트워크와 중국의 도시를 연결하는 환서해 물류망 구축을 제시하는 구상이다.

셋째, 한강 하구에서 DMZ를 가로질러 경기 북부의 접경지역을 생태·평화·환경·관광 벨트로 구성하자는 계획이다. DMZ 평화생태공원 프로젝트가 박근혜 정부에서 추진되었지만 남북한 관계 악화로 인해 결실을 얻지 못한 사례가 있는 접경지역의 평화 벨트 사업은 상대적으로 낙후된 강원도 접경지역과 경기 북부 지역의 공동 발전을 위해서도 반드시 필요한 사업이다. 이 지역들은 역사관광 및 생태계 보존 잠재력도 풍부하다. DMZ를 둘러싼 군사적 긴장 완화와 함께 신뢰구축 조치가 선행된다면 남북 공동시장이 개장될 수도 있을 것이다. 이렇게 하여 ‘통일경제 시범 특구’의 선례를 조성 가능한 기반으로 제시할 수 있을 것이다.

한반도 신경제지도 구상은 폐쇄적인 형태의 북한을 개혁과 개방으로 견인하여 점진적인 남북한 경제통합의 단초로 제공하고자 한다. 경제를 매개체로 북한이 변화의 길로 나서도록 이끌며, 이를 통해 한반도의 미래비전을 제시가능한 플랫폼을 구성하는 것이 중요하다. 이와 관련하여 북한이 개혁·개방을 통해 정상적인 형태의 국가발전 방향을 선택할 수 있도록 유도하는 남북 경협을 세밀하게 추진할 필요성이 있다. 일방적인 지원을 넘어 북한의 개방화 및 시장화를 근접 지원하고 북한의 경제체제 전환을 이끌기 위한 포괄적·체계적인 접근방안이 요구되는 것이다. 끊어진 남북 경제 협력체제의 맥을 다시 연결시켜 하나의 경제시장을 이루고, 결과적으로는 사실상의 통합경제를 실현하는 것도 중요한 목표다. 남북한 간 교통·에너지 망 연결은 물론 산업경제 벨트의 구축 등을 통한 경제공동체를 형성하여 생활·문화적 측면의 공동체 모델 제시가 가능 할 것이다.

남북한과 동북아의 동반 성장을 위하여 국가 간 산업과 인프라를 공유하며, 투자와 이익까지 공유 가능한 초국경적인 협력 메커니즘을 구

축하는 것 역시 중요한 목표다. 북한과 중·러·일을 포함하는 환동해, 환황해 산업 벨트와 북방 및 접경 산업 벨트 조성을 통해 한반도를 동북아의 중심 경제국가로 발전시킬 수 있다. 남북 경제공동체 형성으로 주도적인 동북아 지역내의 경제 공동체 형성을 추진하여 동북아 지역 경제 협력의 활성화를 이끌 수 있는 허브로 개발하는 것이다. 내수시장을 확대를 위한 남북한의 경제통합 진전은 물론, 동북아의 다양한 유통망을 이용하여 유라시아 대륙과 직접 연결하여 한반도가 동북아의 물류 및 경제의 중심지로 발전될 수 있다.

또한, 동북아 연계 차원의 물류 및 에너지망을 구축할 경우 북방대륙으로 연계망 확산을 통하여 우리 경제의 성장잠재력이 획기적으로 업그레이드될 수 있는 기반 마련이 가능하다. 남북한 경제협력을 통해 의미 부여가 가능한 수준의 이익 창출을 도모하며, 이를 바탕으로 주변 국가들과 시너지 비전을 공유하고 경제교류의 혜택을 고루 나누면서 전체적인 동북아 경제협력 수준을 한 단계 상향시킬 수 있다. 군사적 긴장감이 고조되는 동북아의 현실을 대체가능한 경제 교류협력체제 구축의 적극적인 추진을 통하여 한반도 중심의 응집된 시너지를 동북아 각국의 경제성장 동력으로 전환할 필요성이 있다.

물론 현재의 한반도 신경제지도 구상 추진을 위한 대외환경은 녹록지 않다. 이의 진전 여부는 문재인 정부가 북한의 핵과 남북경협을 어느 정도 수준에서 분리하여 대응하느냐에 달려 있다. 본격적인 남북경협 생태계의 복원과 정상화 추진을 위해서는 북한의 미사일 발사와 같은 무모한 선제적 도발 중단과 더불어 어느 정도 진전된 북핵 문제의 환경조성이 필요할 것이다. 하지만 북한 주민들의 안위에 대해 한·미 정상은 깊은 우려를 표명하고 북한의 취약계층에 대한 한정하여 대북제재 조치의 영향력을 저감하도록 한다는 데 합의한 바 있다. 현재의 대북제재 수준이 상향된 단계에서는 북한의 취약계층에게 혜택을 제공할 수 있는 인도적 지원이나 개발지원 사업을 우선적으로 고려할 필요가 있다.

2. 환동해 경제벨트 개괄

한반도 환동해권에서는 풍부한 자원과 에너지 분야에서 다자간 협력을 추진한다. 최근 러시아와 몽골 등의 북방지역에서 태양광과 풍력, 화력 등으로 생산된 전력의 여유분을 한반도 및 일본까지 연계하는 동북아시아 슈퍼그리드 논의를 비롯하여 천연가스를 저렴하게 수입할 수 있는 러시아로부터 한반도까지의 가스관 연결사업 및 북한 광산 활용 사업을 통해 남북 간 자원의 공동개발 가능성을 선례로 제시했던 일련의 사업들은 향후 여건의 조성여부에 따라 추진 가능성을 검토 가능 할 것이다.

동해안 경제벨트에는 남한 전체 인구의 약 29%와 북한 전체 인구의 약 33%가 분포하고 있으며 남한의 부산, 울산을 비롯해 북한의 나선, 청진, 함흥 등 주요 도시가 발달해 있다. 환동해 경제권에서 인구로는 남북한이 20.5%, 중국 59.8%, 일본 17.9%, 연해주 1.8%를 차지하며, 지역내총생산(GRDP, Gross Regional Domestic Product)으로는 남북한 25.8%, 중국 29.3%, 일본 44%, 연해주 0.8%를 각각 차지한다.

산업 규모면에서 제조업체 수를 기준으로 살펴보면, 남한의 전체 제조업체 중 32%와 북한의 기업 중 28.7%가 동해안권에 소재하고 있는 것으로 추정되며, 제조업 유형별로는 북한 중화학공업의 30.9%와 경공업의 26.8%가 동해안권에 분포해 있는 것으로 추정된다. 남북한 특별경제지구로 보면, 남한은 3개 경제자유구역이, 북한은 9개 특구 및 경제개발구가 지정되어 있다.

에너지 인프라 규모면에서는 남한 전체 발전설비 중 약 37%가 동해권에 위치해 있으며, 북한의 경우 전체 수력발전 설비용량의 34%와 전체 화력발전 설비용량의 12%가 동해안권 지역에 분포해 있다. 광물자원은 주로 북한의 동해안권에 풍부하게 매장되어 있는데 무연탄의 경우 전국 특급·1급 55개 탄광 중에서 13개가, 갈탄의 경우는 전국의 특급·1급 탄광 37개 중 무려 27개가 북한의 동해안권에 집중 분포되어 있다.

교통 및 인프라 규모면에서는 동해안 경제벨트의 주요 철도망은 남

측의 제진에서 북한의 감호, 원산을 연결하는 금강산 청년선, 남측의 경원선과 연결되는 강원선이 있으며 북한 최장 노선인 평라선을 통해 중국 및 러시아와 연결되어 있다. 이와 같이 한반도 신경제구상의 환동해측은 강원권과 북한의 함경도를 연결하는 축이며 향후 남북 및 중·러 경제협력의 핵심축이다.

따라서 다음과 같은 추진전략이 가능할 것이다.

동해안 경제벨트는 북한의 청진, 함흥 등의 주요 도시와 자원개발 연관 산업의 생산기반을 보유하고 있으며 북한 당국의 정책 기조도 원산-금강산, 나선경제지대개발 등에 중점을 두고 있는 것으로 나타났다. 환동해권 육·해상 복합수송의 활성화를 가져올 수 있는 중국-러시아 간 국제수송회랑 사업은 향후 환동해권을 둘러싼 지역의 교역과 교류를 더욱 촉진하는 기회요인으로 작용할 것이다. 남북은 과거 단천 일대 자원개발 경험을 보유하고 있을 뿐만 아니라 북한의 함경 남북도를 중심으로 자원개발 연관 산업 기업분포가 높게 나타나고 있어 향후 자원개발 관련 협력 잠재력이 높을 것으로 판단 된다.

이 같은 분석을 토대로 동해안 경제벨트의 추진전략은 ①남북 간 자원개발 연관산업 협력 모델 구축을 통한 신성장 동력 창출, ②남북 동해안 연계 관광산업 협력 벨트 조성을 통한 교류 증진 및 동반 발전, ③육·해상 물류 핵심 거점항만 육성을 통한 환동해 물류협력 선도로 제시할 수 있을 것이다.

이러한 전략을 안정적으로 추진하기 위해서는 ▲재원 조달의 주체 및 방식의 다원화 추구, ▲환동해 범국가 및 지역 차원의 협의체제 강화가 필요할 것이며, 이를 통해 남북협력 시대 동해안 경제벨트의 발전구상은 “환동해권 관광, 자원개발 및 물류의 개발 잠재력의 발현”으로 설정할 수 있을 것이다. 그동안 남북 간 긴장 관계와 지정학적 불안으로 오랜 기간 제대로 개발 활용되지 못했던 광물자원, 관광자원 및 동해라는 물류·교역의 자원을 남북이 함께 효율적으로 개발하고 이용함으로써 동반성장과 도약을 추구할 수 있을 것이다.

Ⅲ. 슈퍼그리드 개념 및 사례

1. 슈퍼그리드 개념 및 의의

슈퍼그리드는 서로 다른 국가들이 통합 전력망을 통하여 에너지를 공유하는 초국가적 에너지 프로젝트로 최소한 3개 이상의 국가가 참여하며, 최소 1조원의 상호 자본 투자를 통하여 막대한 에너지 인프라를 구축하는 것을 목표로 하는 것으로, 현재, 북아메리카, 북아프리카, 남아프리카 등에서 슈퍼그리드 프로젝트가 진행되고 있다. 슈퍼그리드 프로젝트의 목표는 국가의 전력망 손실을 최대한 줄이면서, 국가 간에 전력을 효율적으로 상호 교환하며, 궁극적으로 전력 단가를 낮추고 안정된 에너지 공급을 통하여 상호간의 지역 경제를 활성화하는데 기여하는 것이다.

다시 말해, 국가 간 전력거래와 신재생에너지 등의 다양한 에너지원을 통합·운영하는 광역 전력망으로, 광역 지역 내에서 전력계통의 연결을 통하여 전력을 공유하면서 경제적 이익을 극대화하는 에너지 수송 네트워크를 의미한다. 기존의 전력망에 ICT 첨단 기술을 접목시킨 슈퍼그리드는 연료비 차이에 따른 경제적인 전원 확보를 통하여 전력 구입비의 절감을 기대할 수 있다. 전원을 국가 간에 공동으로 활용하기 때문에 경제적인 연계계통이 가능하며, 전원 설비의 상호 공유를 통하여 공급 예비력을 추가 확보할 수 있게 된다. 또한, 지리적으로 제한된 국내에서 벗어나 해외의 전원개발을 통하여 경제성 제고와 함께 전력난 해소 효과도 기대할 수 있다. 고압직류송전(HVDC, High Voltage Direct Current) 방식은 교류 전력을 고압의 직류형태로 변환 후 송전하는 기술로서 슈퍼그리드에 있어 가장 핵심이 되는 기술이다. 기존의 교류 송전과 달리 장거리 송전과 해저케이블 송전에 있어 효율성이 뛰어나며, 비동기 계통 연계와 함께 전력 제어의 장점을 가진다. DC그리드는 전력 전송이 직류로 연결된 전력망(또는 전력 네트워크)를 의미하며, 전력 변환소의 정보를 다른 전력 변환소로 전달하는 통신 기술이 요구 된다. 마지막으로 에너지 저장장치(ESS, Energy Storage System)는 슈퍼그리드와 연결된 전력계통 상의 제약 조건을 제거함으로써 전력계통의 원활한 운영을 지원하는 필수 기술이다.

과거 전력시장은 국가 또는 국영 기업들에 의해 수직적으로 통합되어 국가의 직접 관리를 받으며 개발되었다. 전력산업은 대규모 투자를 필요로 하는 기반 사업이기 때문에 전력 개발을 위해서는 국가 규모의 투자가 필요 하였고, 다른 국가로부터 발전원을 수입하여 전력을 생산하는 국가들의 경우 전력산업이 국가 안보와도 밀접하게 관련이 있으며, 송·배전 기술의 한계로 인해 전력을 먼 거리까지 안전하게 송전하는 것이 곤란하기 때문이다. 따라서, 전력시장은 국가의 정치, 경제, 산업, 환경에 영향을 받아 특성을 가지고 개발되었고, 국가 간의 전력거래는 긴급한 상황에서만 가능한 응급 대응을 목적으로 소규모로 이루어졌다. 그러나 20세기 후반 들어, 과거에 통합적으로 관리되던 전력시장을 수직적으로 분할과 수평적인 독과점 규제를 통한 경쟁 유도로 전력시장의 효율성을 높이는 전력시장 자유화의 움직임이 진행되면서 국가 간 전력거래에 대한 인식이 변화하기 시작하였다. 자유화된 전력시장의 참여자들이 제한된 국가나 지역 내에서의 거래보다는 지역이나 국가 간의(cross-border) 전력거래를 통한 경제적 유인을 발견하였기 때문이다. 북유럽 지역 역시 전력계통 운영자들이 초 국가적 연합체를 형성하고 전력시장의 상호 연결을 통해 전력망을 통합 관리하는 통합 전력시장을 자발적으로 구축하였다.

망(network)을 통하여 이동이 발생하는 다른 매체와 다르게, 전력은 생산과 소비가 함께 이루어지는 특성을 가지고 있다. 전력은 키르히호프의 법칙²⁾(Kirchhoff's law)에 의해 이동되며, 물리적으로 제한된 전력망 내의 전력 유입이 가능하기 위해서는 전력 소비 발생이 이루어져야 하고, 반대로 전력 소비 없는 상황에서는 신규 전력의 유입이 불가능하다. 또한, 전력의 수요는 계절 및 시간에 따라 다르기 때문에 전력 역시 수요 패턴에 맞게 생산되어야 한다. 여기에 적절히 대응하지 못하여 전력이

2) 독일의 물리학자 키르히호프가 발견한 법칙으로서 열복사와 전류에 관한 법칙 두 가지가 있다. 옴의 법칙이 확장된 전류에 관한 법칙은 전기회로에서 전류를 구할 때 사용된다. 열복사에 관한 법칙은 일정한 온도에서 같은 파장의 복사(전자기파)에 대한 물체의 흡수능과 반사능의 비는 물체의 성질에 관계없이 일정하다는 것을 설명해준다. 방출과 관련된 복사법칙으로 방출률(ϵA)과 흡수율(αA) 사이에는 아주 간단한 관계식이 존재한다. 즉, $\epsilon A = \alpha A$. 동일한 파장에서는 좋은 방출체가 좋은 흡수체이다. 이 법칙은 방출률과 흡수율에 대해서 언급한 것이지만 실제 흡수량과 방출량을 언급한 것은 아니다.

적게 생산되면 정전이 발생하게 되고, 많이 생산되면 전력시스템 내의 혼잡이 발생하거나 심각한 경우에는 시스템 자체가 파괴될 수도 있다. 국가 간 통합 전력망은 전력시장의 규모를 확대하고 유연성을 증대시킨다는 점에서 전력시스템의 효율성 개선과 전력시스템의 선진화에 크게 기여할 것이다. 광역 송전이 가능해지면 전력 수요가 집중되는 시간의 분산이 가능하게 되고, 발전 시간과 규모의 통제가 불가능한 발전원에 대하여 완충 역량이 증가하게 된다. 또한, 적극적인 신재생에너지를 활용한 발전이 가능해지기 때문에 기후변화 문제 완화가 가능해지고, 대규모 시스템 내에서 더 경제적인 해결책을 찾을 수 있기 때문에 증가하는 전력 수요에도 효과적으로 대응할 수 있다. 이러한 전력망 통합의 장점으로 인해 선진국은 물론 개발도상국의 전력시스템을 형성하는데 있어서도 통합 전력망 개념이 사용되고 있으며 국제적으로 다양한 구축 시도가 이루어지고 있다.

2. 세계 슈퍼그리드 사례

국가 간 전력계통을 연계하는 슈퍼그리드 현황을 살펴보면, 동북아 지역 이외의 북미지역, 유럽지역을 중심으로 활발히 진행중에 있다. 1901년에 미국과 캐나다 간에 수력 발전을 공동 활용하기 위해 연계된 것이 세계 최초이며, 현재, 북미지역은 100여개 이상의 연계선로가 존재하고 있다. 유럽은 에너지자원의 합리적인 공동 활용을 위하여 1951년부터 유럽 전력 통합망을 추진하기 시작하였으며, 현재, 프랑스, 영국, 독일 등 34개국이 가입한 협의체 구성을 통하여 전력을 활발하게 융통하고 있으며 향후, 태양광, 풍력 등 신재생에너지 사용을 극대화함으로써, 전력공급의 신뢰도 확보와 함께, 국가 간 협력 강화를 위한 대륙 간 연계사업(HVDC 기술 활용) 역시 활발히 진행될 것으로 예상된다.

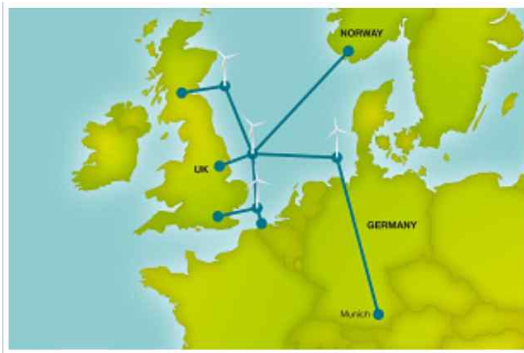
1) 유럽 슈퍼그리드

유럽에서 추진되는 슈퍼그리드 프로젝트는 신재생에너지의 이용과 확대를 통해 EU 온실가스 감축목표 달성뿐만 아니라 내부전력시장

(Internal Electricity Market)을 구축함으로써 EU 회원국의 복리후생을 향상시키기 위해 추진되고 있다. 유럽 슈퍼그리드 구상은 북해 연안의 해상 및 육상풍력과 수력 등이 활용되는 ‘북유럽 슈퍼그리드(Nord-EU Supergrid)’와 북아프리카 및 중동 지역의 태양열·풍력 에너지가 활용되

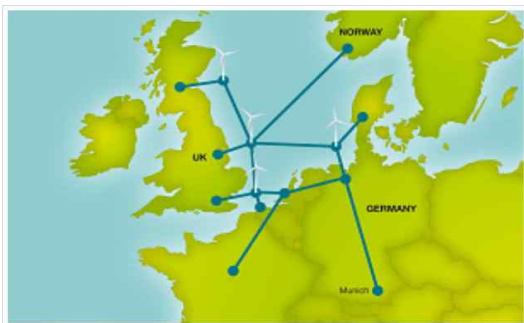
가. 북유럽 슈퍼그리드(Nord EU Supergrid)

1 단계 : 2020



첫 번째 단계는 "Supernodes"를 북해에 건설하여 풍력발전을 모으기 위한 "Supernodes"를 구축하는 데 동의될 것입니다. 일반적으로, 분산 생산시설이 설치되어 있어 발생한 에너지 집중점도 구축될 수 있을 것이다. 그 다음, 네트워크에서는 기존 네트워크들에 대해 전달한다.

2 단계 : 2030



두 번째 단계는 기존의 국가 네트워크를 연결하는 다양한 국가의 고속 전류를 통해 이러한 연결점들을 연결하게 할 것이다. 이 구조는 트랜스포터와의 거래로 엑소모르 네트워크의 최적화에 초점을 맞추게 될 것이다.

3 단계 : 2050



그 다음 장거리 배송능력을 가진 고출력 채널로 더 먼 거리까지 수송할 수 있는 능력을 가진 고속 전력망으로 대체하거나 이동하게 할 수 있다. 그러므로 세 번째 단계는 단말기에서부터 저전압 회로망을 더 멀리 소비자 중심부로 구축할 수 있을 것이다.

※ 자료 : www.earthtimes.org

는 ‘남유럽-MENA 슈퍼그리드(Sud EU-MENA Supergrid)’의 2가지 구상으로 대별할 수 있다. 2009년 12월에 북유럽의 슈퍼그리드(Nord EU Supergrid)가 북해 연안의 국가(프랑스, 영국, 독일, 룩셈부르크, 벨기에, 네덜란드, 스웨덴, 덴마크, 노르웨이, 아일랜드 등)들이 슈퍼그리드 구축에 합의함으로써 시작되었다.

2050년까지 3단계로 나뉘어 추진하는 것으로 계획되어 있는 북유럽 슈퍼그리드는, 1단계에서 25GW~30GW의 전력을 공급하는 것을 시작으로 최종적으로 500GW의 전력을 유럽 전력시장에 원활하게 공급하는 것을 목표로 하고 있다. 투자 규모는 1단계(2020년)에 388억 달러, 2단계(2030년)에 1,343억 달러, 3단계(2050년)에 3,260억 달러를 투자하여 총 4,491억 달러로 추산된다. 프로젝트 추진을 위하여 2009년에 9개국 10개 기업이 참여하는 사업추진 기관(FOSG, Friends of the Supergrid)을 설립하였으며, 이후 스페인과 그리스의 기업의 참여가 추가로 이루어짐으로써 현재 16개 기업이 참여하고 있다. 2016년 6월, 북해 연안국들은 「북해지역 에너지협력을 위한 정책선언(Political Declaration on Energy Cooperation between the North Seas Countries)」을 채택함으로써 북유럽 슈퍼그리드의 사업추진을 위한 EU와 각국 정부의 지원을 재확인 하였다.

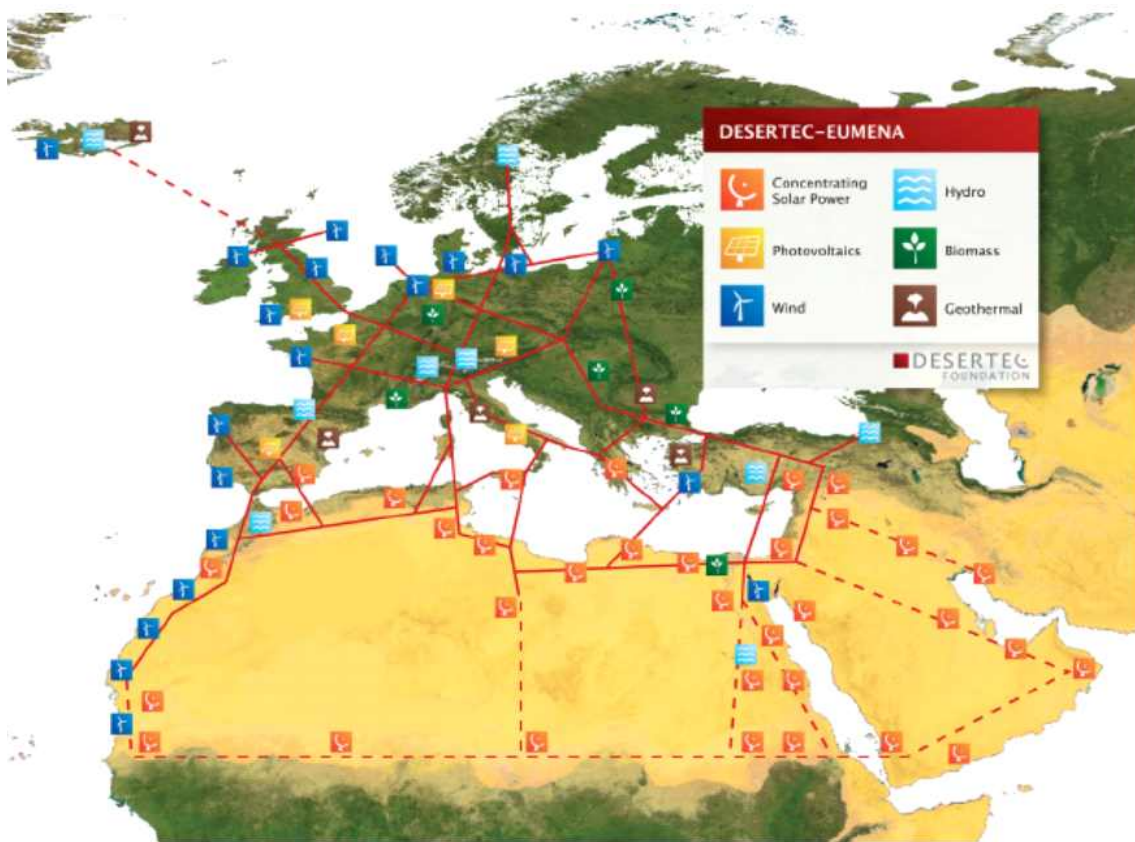
나. 남유럽-MENA 슈퍼그리드(DESERTEC Project)

남유럽-MENA 슈퍼그리드(DESERTEC Project)³⁾는 지정학적 이점을 이용하여 사막 지역의 풍부한 태양열과 풍력을 활용한 신재생에너지를 공급한다는 구상으로서 2003년에 로마클럽(Club of Rome)에서 제안되었다. 2009년에는 DESERTEC Project의 실현을 위하여 Desertec Foundation이 독일 함부르크에 설립되었고, 독일의 주도하에 DESERTEC Project의 추진을 위한 금융기관과 벤더 12개 기업이 참여하는 DII(Desertec Industrial Initiative)의 창립(2009년, 독일 뮌헨)이 이루어졌으며, 이후에도 20개 기업으로 확대되었다. 그러나 1차 사업으로 선정되었던 모로코 태양열 발전단지의 수익모델이 불확실해짐에 따라 재

3) ‘남유럽-MENA 슈퍼그리드’ 구상은 북아프리카와 MENA 지역의 신재생에너지 전원개발에 기초하고 있기에 통상 DESERTEC Project로 명명되고 있음

원조달에 대한 어려움이 발생하였고, 아랍의 봄 이후 계속된 북아프리카(MENA, Middle East and North Africa) 지역과 중동의 불안한 정세와 리더십 부재 문제 등으로 2014년에 1차 계약기간이 만료된 20여개 참여 기업 중에서 독일의 REW Group, 사우디 ACWA Power, 중국 SGCC를 제외한 17개 기업이 탈퇴하였다. DESERTEC Project의 1차 사업으로서 선정되어 추진된 모로코의 태양열 발전단지 1기 사업(Noor1, 설비용량 160MW)은 2013년에 시작하여 2016년 2월 완공되었고, Noor1에서 생산된 전기는 사우디 ACWA Power에서 kWh당 0.19달러에 구입하였다.

<남유럽-MENA 슈퍼그리드(DESERTEC Project)>



※ 자료 : APERC(아시아태평양에너지자료센터)

2015년에 DII이 본부를 두바이로 이전하였고 터키가 추가로 참여하면 서, 33개 기관과 기업이 참여하는 ‘사막에너지 후원자들’(SDE, Supporters of Desert Energy)이라는 새로운 네트워크를 형성을 통해 DESERTEC Project가 추진 중에 있다. 유럽 투자자들의 투자 포기 위

기에 빠졌던 DESERTEC Project는 사우디 ACWA Power가 주도하는 컨소시엄의 참여로 기사회생 하게되고, ACWA 컨소시엄이 2기와 3기 사업까지 추진하는 계약을 하였다. 4기에 걸쳐 2018년까지 총 580MW 규모로 조성된 모로코의 태양열 발전단지는 총 투자비용이 39억 달러 정도로 예상되며, 기후투자기금(Climatic Investment Fund), 아프리카개발은행(AfDB), 세계은행(World Bank)와 유럽의 투자기관 등에서 재원을 조달할 계획이다. DII는 2050년까지 약 4,000억 유로 규모의 투자를 통하여 유럽 전력수요의 15%를 공급하는 것을 목표로 하고 있으며, 중동과 북아프리카 지역의 온실가스를 50% 이상 감축하는데 기여할 것으로 기대된다.

2) 남아프리카 슈퍼그리드(Grand Inga Project)

남아프리카 슈퍼그리드(Grand Inga Project)는 수력자원이 풍부한 콩고강(포장수력 100GW)을 활용하기 위한 대규모 발전소를 건설을 통해, 생산된 전력을 북쪽의 이집트 카이로로부터, 남쪽의 남아공 요하네스버그까지 공급하려는 구상이다.

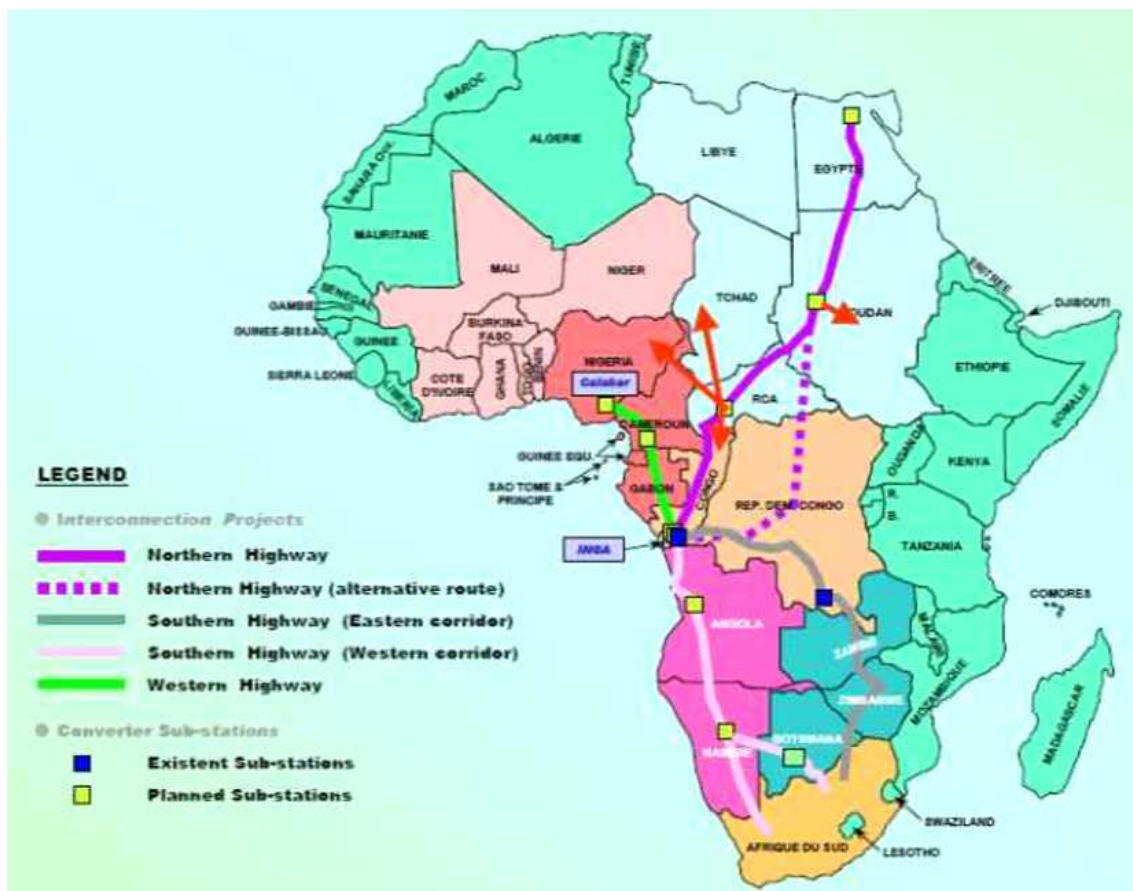
콩고강에 이미 건설을 마친 Inga 1(351MW)과 Inga 2(1,424MW), 그리고 건설 중에 있는 Inga 3(4,800MW) 외에도 39GW 규모 설비용량을 보유가능한 Grand Inga 수력발전소 건설을 통하여 생산되는 전력을 공급한다는 계획이다. Grand Inga Project의 총 투자액은 Inga 3 발전소 건설에 약 120억 달러와 약 800억 달러를 Grand Inga 발전소 건설에 투자하는 등 약 920억 달러 정도로 예상되며, 추가적인 송전선로 건설 및 인프라 투자를 고려할 때 총 투자액은 약 3,500억 달러 이상이 될 것으로 예상된다.

남아프리카 슈퍼그리드의 1단계 사업인 Inga 3 수력발전소(4,800MW) 공사는 2022년에 완공하는 것을 목표로 추진중에 있다. Inga 3는 2012년 호주 BHP-Billiton이 투자를 철회하면서 위기를 맞았지만 2013년에 DR콩고 및 남아공 정부가 남아공이 2.5GW를 구매하는 조건으로 발전소 건설에 합의 하였고, 2015년에 공사착수 계획하에 사업자 선정을 위한 국제입찰을 추진할 계획이었으나 무산되었다. 또한, 2014년에 세계은행은 Inga 3

발전소 건설을 위해 사업의 사회적 영향평가 및 환경 타당성 조사를 위해 7,300만 달러의 지원을 결정하였다. 그러나, DR콩고 정부에서 2016년 7월에 요청한 사업계획 변경 및 건설지원 방식의 투명성에 문제 제기를 하면서 자금지원이 동결되었다.

이에 의해 Inga 3 발전소 건설공사가 2016년 말 또는 2017년 초에 시작될 것이라는 당초 계획이 지연되는 과정을 거쳐 2018년 10월 US\$ 140억 달러 규모 Inga 3 수력발전소 건설 계약을 체결하였다. 중국과 스페인의 컨소시엄이 댐 건설에 참여하고 있으며, 세부 컨소시엄은 중국 국영기업인 CTG(China Three Gorges)가 참여하고 스페인의 ACS(Actividades de Construcción y Servicios)가 유럽 컨소시엄을 주도하고 있다.

<남아프리카 슈퍼그리드(Grand Inga Project)>



※ 자료 : 홍준희, Energy Story. Super Grid, 2013

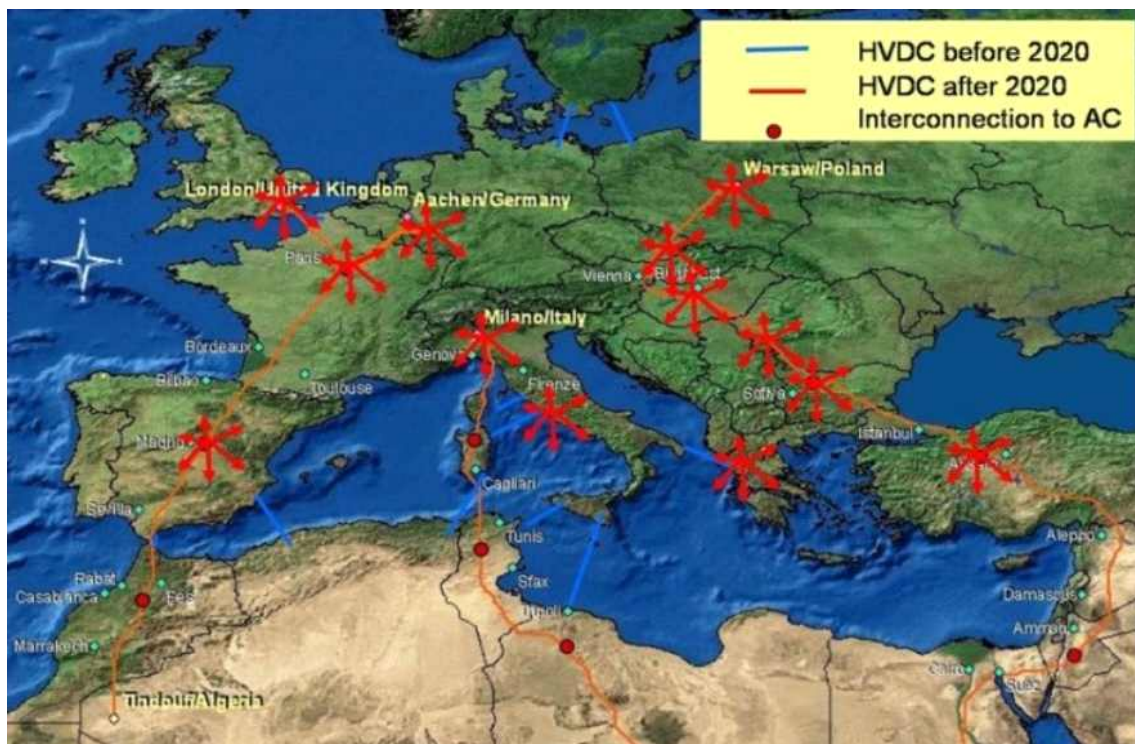
3) 기타 국가 간의 계통 연계 현황

다국 간의 계통 연계 추진은 유럽, 북미, 남미, 동남아 등 전 세계의 각 지역별 경제공동체를 형성함과 동시에 국가 간의 전력연계망을 통해 상호 전력의 융통성을 공유하고 있음은 물론 이를 통한 상호 경제적 이득을 긍정적 관점에서 확보하고 국가 간 연계계통의 운영 방법 등에 대한 기술적인 노하우를 꾸준히 축적하고 있다.

가. 유럽 지역

유럽지역은 1951년 송전망협의회 UCTE(Union for the Coordination of the Transmission of Electricity)를 결성하면서 유럽지역 계통연계를 시작하게 되었으며, 현재 유럽계통운영자 ENTSO-E(European Network of Transmission System Operator-Electricity)를 구성하여 전체 유럽계통을 운영하고 있다.

<유럽 지역 전력망 연계 현황>

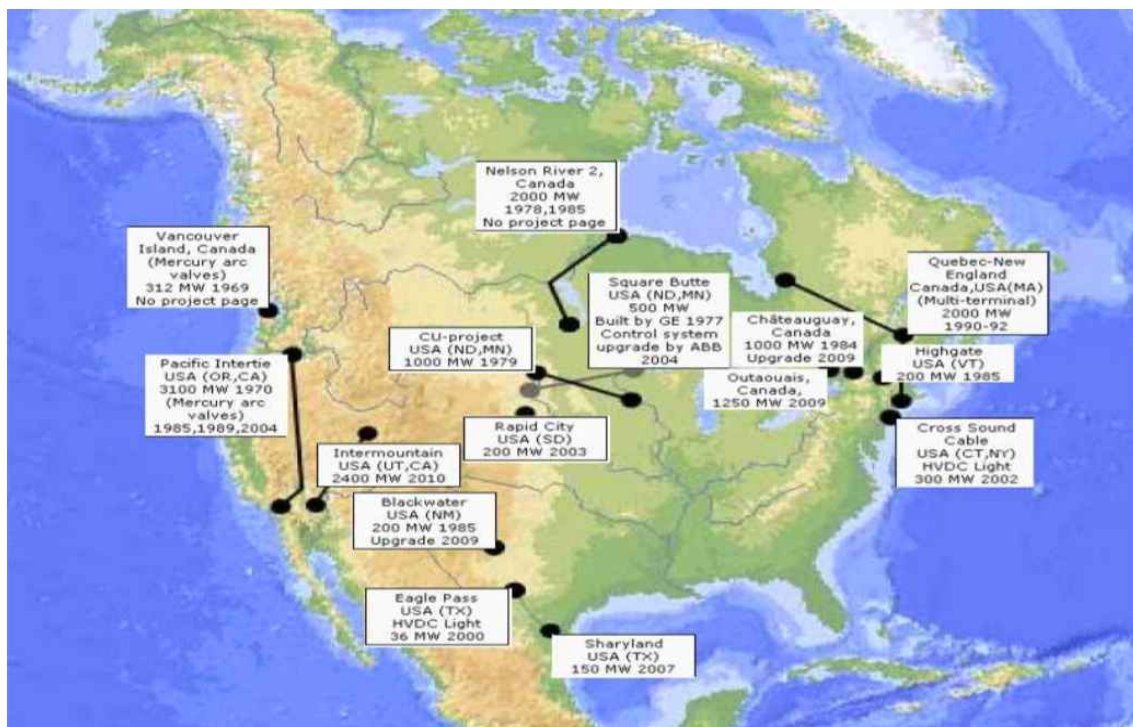


※ 자료 : APERC(아시아태평양에너지자료센터)

여기에는 유럽지역 34개국 42개 계통운영자 TSO(Transmission System Operator)가 가입하고 있으며, ENTSO-E가 관할하는 지역에서 915GW의 발전설비 용량을 보유하고 발전량은 4.3조kWh에 이르고 있다. 유럽지역의 전력시장 운영방식은 지역별과 국가별로 다양한 방식을 보여주고 있지만 대부분의 전력거래 방법은 강제적인 풀(Mandatory Pool) 방식이 아닌 쌍방계약(Bilateral Contract)에 의해 장외시장 거래로 진행되고 있으며, 비차별적인 송전망 접속은 물론 양방향 전력거래시장을 자유롭게 보장하는 것이 원칙으로서, 송전망 관련 사업자가 국경을 자유로이 넘어 전기관련 사업을 수행가능한 여건을 조성하기 위해 노력을 하고 있다. 일례로, 러시아는 쌍방계약을 주 거래방식으로 채택하고 있으며 이를 통해 핀란드에 대한 수출 전력량이 전체 60%정도를 차지하는데 러시아의 대(對)중국 전력수출 가격을 국내 소비자 요금보다 저렴한게 책정한 것이 특징적이다.

나. 북미 지역

<북미 지역 전력망 연계 현황>



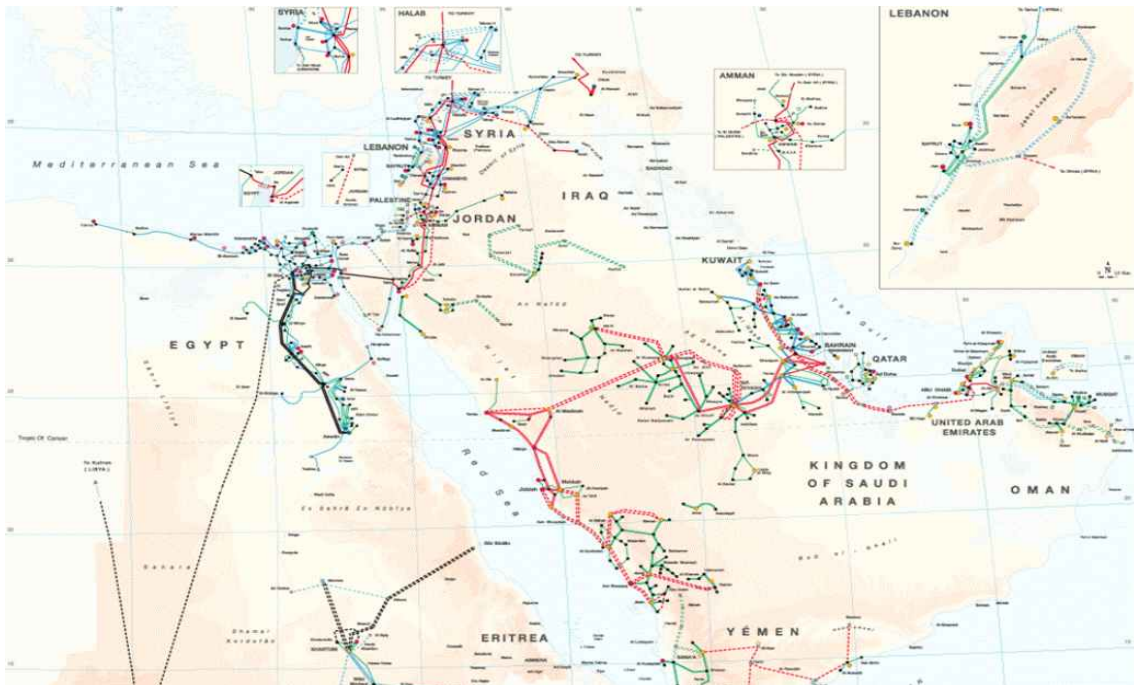
※ 자료 : 임기홍, investigation of Overseas Power System interconnection, 2015

북미지역의 전력계통 연계방식은 캐나다의 밴쿠버-서부 태평양 연안과 캐나다-뉴욕 대서양 연안 및 텍사스-멕시코 등으로 구축되었으며, 이런 계통 연계방식은 지역 간에 평균 4배에 이르는 높은 전력가격의 차이를 이용한 수익 창출 목적과 전력설비 건설시 소요되는 막대한 비용과 시간을 저감시키고 동시에 안정적인 전력공급원의 확보를 위해 추진되었다.

이 전력계통 연계는 HVDC 및 교류 방식의 연계방법이 사용되었는데, 뉴잉글랜드와 퀘벡의 전력연계량은 약 2GW 규모로서 제임스만 지역내의 보유 수력을 보스턴과 몬트리올에 공급하기 위한 사업으로서 추진되었으며, 150MW 규모의 미국과 멕시코의 연계는 HVDC 방식의 연계를 제시하며 Peak share를 통한 수익 창출 모델로서 추진되었다. 또한, 미국내의 Inter Mountain Power 프로젝트는 유타주와 캘리포니아 간 HVDC 방식의 연계 사업을 약 2GW 규모로 추진함은 물론, Pacific Intertie 프로젝트로서 네바다-캘리포니아-오레곤을 HVDC로 연계하는 3GW 규모의 사업을 진행하였다. 신규 사업으로서는 동부-서부-텍사스 간의 3개 지역 비동기 계통방식을 초전도케이블과 HVDC로 연계하고자 하는 TRES-AMIGAS 사업에 대해 검토 중에 있다.

다. 중동 지역

<중동 지역 전력망 연계 현황>



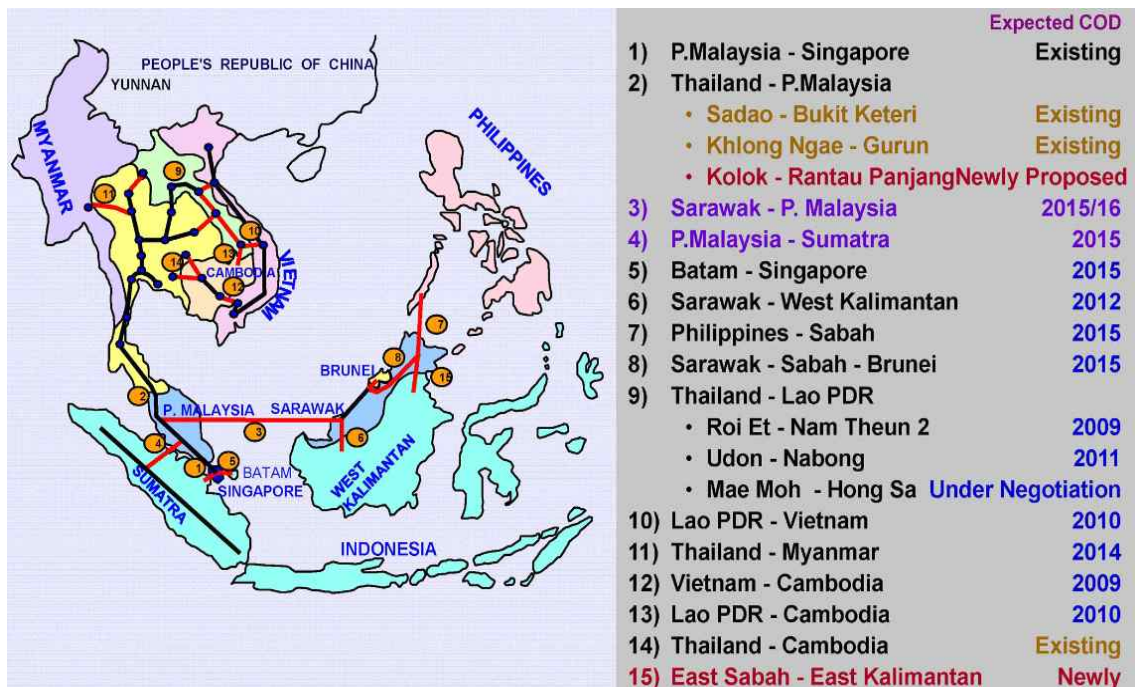
※ 자료 : www.geni.org(Global Energy Network Institute)

중동 지역은 터키, 레바논, 시리아, 이라크, 이집트, 요르단, 리비아 등의 7개국 간 계통연계 프로젝트가 진행되고 있는데, 고압 교류 방식의 연계 방식을 추진중이며 지역 내의 안정적인 전력공급이 목적이다. 1998년에는 220kV, 150MW 규모로 리비아-이집트 간, 500kV, 300MW 규모로 요르단-이집트 간을 연계하고 2006년에는 400kV, 500MW 규모로 시리아-레바논 간을 연계한 사례가 있다.

걸프지역 협의체인 걸프만협력회의(GCC, Gulf Cooperation Council)은 회원국인 오만, 바레인, 쿠웨이트, 사우디아라비아, 아랍에미레이트, 카타르 6개국 간 전력분야의 협력 관점에서 전력계통 연계 프로젝트를 추진 중이며, 1단계로서 북부지역인 쿠웨이트-바레인-사우디아라비아-카타르 간의 400kV 연계사업을 추진하고, 2단계로서 남부 지역에 위치한 아랍에미레이트 간의 400kV 연계사업을 추진하며, 이 후 3단계로서 남부지역과 북부지역을 연계하는 계획이 제시되어 있다.

라. 동남아 지역

<동남아 지역 전력망 연계 현황>



※ 자료 : HAPUA Report to 28th Senior Official Meeting on Energy

동남아시아 전력계통망 연계(Asean Power Grid)는 2020년 완료를 목표로 사업을 추진중이며, ASEAN 회원국 10개국 다자간의 단일 전력망 구축을 위한 14개 프로젝트로 세분화하여 진행되고 있는데 현재 사업성의 분석을 위한 기초단계에 있다. 대부분 섬으로 이루어진 특징을 가진 ASEAN 지역은 이의 타개책으로서 주로 해저 HVDC 방식이 추진될 것으로 예상되는데, 말레이시아-태국 간에는 300kV의 HVDC 방식으로 300MW규모의 연계가 완료되었으며 2002년에 상업적 운전을 시작한 바 있다.

IV. 세계 슈퍼그리드 추진 과정

1. 유럽 지역

1) 추진과정

유럽지역 차원의 전력망 구축 구상은 1929년 5월 프랑스 전기공학 컨퍼런스(Groupe du Sud-Est de la Société Française des Électriciens)에서 프랑스 전기공학자 조지 비엘 (George Viel)에 의해 처음으로 소개되었다. 조지 비엘 이외에 1930년 6월 독일 전기기술자 에른스트 손홀쩌르(Ernst Schönholzer)는 유럽에서 석탄발전이 남용되고 있으며, 수력도 비효율적으로 이용된다고 지적하면서 런던, 베를린, 파리, 비엔나 등의 주요 전력 대규모 소비 도시를 연계하는 660kV 전력망을 발표하였다. 그는 유럽통합론자들의 주장에 적극적으로 동조하면서 유럽이 역내 정치적 긴장 관계를 해소한다면 역내 국가 간 연계 고압 송전선이 유럽 공동체의 상징이 될 것이라고 주장하였다.

2차 대전 발발 이전에 개별국가 차원에서 경제재건과 군사적 목적으로 전력망 확충 사업과 주변국과의 전력망 연계사업이 추진되었다. 1937년에 벨기에의 전력기업들은 발전 송전 조정위원회(CPTE, Coordination de la Production et du Transport de l'Énergie électrique)를 설립하여 국가 내에 주변국 간 그리고 다국간 전력망 연계 및 연계 전력망 운영에 적합하게 기존 전력시스템을 조정하였다. 프랑스 정부는 1938년에 자국 내 전력망 연계 프로그램을 발표하였다. 여기에는 독일군의 침입에 취약한 접경지역에 대한 전기공급과 전쟁에 대비한 군사시설의 안정적 가동 목적도 포함되어 있었다. 이탈리아에서는 1922년부터 전시경제에 필요한 전력산업 발전과 전력망 확충을 위한 정부 계획들이 연달아 발표 추진되었다. 전체 영토를 T자 모양의 전력망으로 건설하는 계획이 추진되었는데, 튜린(Turin)에서 포밸리(Po Valley)를 거쳐 베니스(Venice)를 가로지르는 동서라인과 베로나(Verona)에서 테르니(Terni)까지 남북라인, 그리고 이후에 피렌체(Florence)에서 베로나까지 남북라인 건설 계획이 추진

되었다. 독일에서는 1936년에 자급자족과 재군비를 위한 1차 4개년 계획이 발표되었는데, 당시에 경제침체로 인해 과잉 발전설비들이 군수물자 생산과 경제재건을 위해 사용되었고, 2차 대전 직전에는 전력부족 상황까지 이르렀다. 1940년에 2차 4개년 계획이 시행되었는데, 수력발전용량을 늘리고 독일 전체적으로 전력망을 통합하는 것이 포함되었다. 또한, 독일은 인접해 있는 점령국들과 전력망을 연계하였고, 노르웨이를 점령한 뒤에는 노르웨이 수력도 수입하려고 했다. 네덜란드의 경우도 마찬가지로 군사적 목적으로 자국내 주요 도시들과 서부지역의 전력망을 연계하는 계획이 추진되었다. 그러나 1940년 독일에 점령된 뒤에 독일 전력망과 네덜란드 발전설비 들을 연결하는 사업이 추진되었다.

유럽경제협력기구(OEEC, Organization for European Economic Cooperation) 전력위원회는 1950년에 서유럽 지역 전체를 대상으로 하는 신규 발전설비의 용량, 위치, 운영방식 등에 대해 논의하는 발전 송전 조정연합(UCPTE, Union for the Coordination of Transmission of Electricity) 설립을 결정하였다. UCPTE의 주요 기능은 역내 국가들의 전력수급을 조절하는 것이었다. 국가 간 전력수급 조절방법은 2가지가 있으며, 첫번째는 개별국가 차원에서 수급 안정을 달성하는 것이고, 두번째는 역내 국가들과의 전력협력을 통해 수급 안정을 달성하는 것으로 전력위원회는 2가지 방법 모두 사용하는 것을 주장하였다. 1951년 5월 UCPTE가 공식적으로 출범하였고, 여기에는 벨기에, 독일, 프랑스, 이탈리아, 룩셈부르크, 네덜란드, 오스트리아, 스위스 등 8개국이 참여하였다. UCPTE는 독립적인 국제조직이며, 상호신뢰를 공고히 하는 것을 기본 원칙으로 삼았다. UCPTE 설립과 기능에 대한 구상은 OEEC와 유엔 유럽경제위원회(UNECE, United Nations Economic Commission for Europe)에서 나왔지만, 실질적인 설립 지원은 국제발전배전기업연합(UNIPED, International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy)에서 이루어졌다.

UCPTE 이외에 유럽 전력망 연계 관련 다자협의체로 1962년에 설립된 스페인, 포르투갈, 프랑스 간 전력협력을 지원하는 ‘프랑스-이베리아

발전·송전조정연합'(UFIPTE, Franco-Iberian Union for Coordination and Transport of Electricity)이 있었다. UFIPTE의 기능과 역할은 UCPTE와 매우 유사하였다. 스칸디나비아 국가 간 전력 협력체 조직은 2차 대전 기간 중에도 추진되었지만, 국가 간 협력 부족으로 수차례 좌절되었다. 1963년에 스웨덴의 제안으로 북유럽 지역의 발전 송전연합인 NORDEL이 설립되었고, 또한 1964년에 중남부 유럽지역(오스트리아, 이탈리아, 유고슬라비아)의 발전 송전연합인 SUDEL도 설립되었다.

한편, 남유럽, 북유럽, 서유럽과는 달리 동유럽에서는 이러한 다자간 협력체와는 동떨어진 사회주의식 전력망 연계 조직이 설립되었다. 1960년대 초반까지 이러한 조직의 중요성이 인식되지 않았으나 1949년 설립된 경제상호원조회의(CMEA, Council for Mutual Economic Assistance)가 1960년대부터 전력망 연계를 통해 사회주의 국가 간 산업발전을 이룩해야 한다는 이념 하에 전력망 연계와 관련된 조직 설립을 추진하였다. 이를 통해 1963년에 소비에트 블록에 속하는 국가들의 전력망 연계를 담당하는 CDO/IPS(Central Dispatch Organisation of the Interconnected Power Systems)이 설립되어 동유럽 국가 간 급전을 담당하였다. 불가리아, 체코슬로바키아, 동독, 헝가리, 폴란드, 루마니아 등이 당시에 전력연계망에 속한 국가였다. CDO가 UCPTE와 다른점은 중앙급전센터가 있다는 점이었다.

동유럽 국가들의 중앙급전조직(CDO)과 서유럽 국가들의 발전 송전 조정연합(UCPTE) 간에 전력망 연계는 1980년대 중반부터 활발하게 진행되었다. 1988년에 국제발전배전기업연합(UNIPED) 회의에서 여러개의 동-서 유럽 간 전력망 연계 프로젝트들이 발표되었다. 오스트리아는 소련 및 헝가리와 HVDC방식에 의한 전력망 연계 프로젝트를 계획하였고, 서독도 소련 및 동독과 전력망을 연계하는데 동의하였다.

1989년 11월 11일 베를린 장벽이 무너지면서 동독과 서독의 전력망 연계가 정치적 고려없이 진행될 수 있었지만, 실제로 건설되는 데는 많은 시간이 소요되었다. 통일된 독일에는 세 가지 서로 다른 전력시스템

이 존재하였는데, UCPTE와 동기화된 서독 전력망, CDO와 연계된 동독 전력망, 섬처럼 운영되었던 서베를린 전력망 등이었다. 이런 상황에서 1995년 9월에 동·서독 간 전력망이 연계되었다.

1990년 독일의 통일과 더불어 동유럽 국가에도 전력망을 초국가적으로 연계하려는 움직임을 보였다. 1990년 헝가리는 UCPTE 시스템과 자국의 시스템을 동기화시키겠다고 발표하였다. 오스트리아의 Verbund 기업은 UCPTE 시스템과 CMEA 국가들과 동기 운전을 하겠다고 선언하였지만, 다른 UCPTE 회원국들은 이를 주저하였으며, 이는 서유럽의 기술적 기준에 부합하도록 동유럽 국가들의 전력시스템을 동기화하기 위해서는 상당한 투자가 수반되어야 했기 때문이었다. 이런 우려의 목소리가 있었음에도 불구하고 CDO 회원국 대표와 UCPTE 회원국 대표들은 1990년 암스테르담에서 만났고, CDO 회원국들은 UCPTE 시스템에 통합되길 원한다는 의사를 표현하였다.

1991년 1월부터 동유럽 국가들은 러시아(소련 붕괴 이후에 독립)의 에너지 자원을 수입하면서 변동환율을 적용받게 되었고, 이에 따라 수입 에너지 가격이 크게 상승하게 되었다. 에너지 수입지출 부담을 줄이기 위해 동유럽 국가들은 UCPTE 시스템과의 전력망 연계를 선호하게 되었다. 처음에 동·서 유럽 전력망 간에 동기 운전은 체코슬로바키아, 폴란드, 헝가리에 집중되었으며, 나중에 루마니아, 불가리아, 터키 등으로 검토 대상국들이 확대되었다. 체코슬로바키아, 폴란드, 헝가리는 이후 1992년 10월 CENTREL⁴⁾을 조직하였고, CENTREL과 UCPTE 간 시스템 동기화를 위한 기술적 조건들을 조정하려고 하였다. 이러한 양측의 노력의 결과로 1995년 10월 18일에 CENTREL과 UCPTE 네트워크가 실질적으로 연계됨으로써 서유럽과 동유럽 간 전력교역이 본격적으로 이루어지게 되었다.

UCPTE의 활동은 EU 에너지 패키지의 내용과 부합하는 방향으로 점차 변모해갔다. 1999년에 UCPTE(Union for the Coordination of

4) 체코슬로바키아, 폴란드, 헝가리 등이 1992년 10월 조직한 지역협의체임

Production and Transmission of Electricity)는 명칭에서 전력생산에 해당되는 ‘P(production)’이 빠진 ‘UCTE’(Union for the Coordination of Transmission of Electricity)로 변경되었다. 1999년 1월 1일 유럽계통 운영자(ETSO, European Transmission System Operators)협회가 설립되었다. 여기에는 UCTE 이외에 ATSOI(아일랜드), NORDEL(북유럽), UKTSOA(영국) 등이 참여했다. UCTE는 기술규격에 중점을 두었고, ETSO는 국제적인 전력 수송과 교역의 촉진을 위한 경제적, 법적 절차들을 개발하였다.

2008년 12월 19일에 새로운 범유럽 기구인 유럽 송전계통운영자 네트워크(ENTSO-E)가 설립되었다. 이로써 TSO 간 협력을 위한 법적 토대가 마련되었다. UCTE의 모든 TSO 회원들은 모두 ENTSO-E의 창립 회원으로 되었다. 그리고 유럽 전체 차원의 회원국의 전력규제 기관 간 협의체(ACER, Agency for Cooperation of Energy Regulators)도 조직되었다.

2009년 제3차 에너지 패키지(Third Energy Package)에 의하여 규제기관의 권한이 강화됨에 따라 규제기관 간의 협력을 돕고 역내 에너지시장의 원활한 기능을 위해서 2010년에 유럽에너지규제기관협력청(ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators)이 설립되었다. ACER은 EU 에너지 정책 목표 내에서 에너지시장 통합과 규제 체제의 조화를 달성하기 위한 독립적인 기관이다. 회원국들 간의 전력 네트워크의 운용에 관한 지침을 작성하고 역내 에너지시장 활동을 모니터링 하는 역할을 담당하고 있다

ENTSO-E(European Network of Transmission System Operators for Electricity)는 EU의 역내 단일 에너지시장 형성을 촉진하기 위하여 기존의 협력기구인 UCTE, NORDEL, BALTSO, ATSOI, UKTSOA, ETSO 등을 모두 통합하여 2007년 7월 출범하였다. 2017년 현재 ENTSO-E에는 36개 회원국의 43개 TSO들이 참여하고 있으며, 정기적으로 10개년 네트워크 개발 계획(Ten-year network development plan) 등을 수립한다.

2) 장애요인

유럽의 단일전력 시스템 구축은 유럽통합 과정보다 훨씬 늦고 더디게 진행되었다. 물론 1952년에 유럽석탄철강공동체(ECSC)가 결성되었지만, 이를 역내 에너지시장 통합의 실질적 성과로 볼 수는 없었다. 실제로 유럽경제공동체(EEC, 로마조약)에 에너지 공동시장에 대한 언급은 없었고, 네트워크 산업에 속하는 전력과 가스의 수급 안정 및 수송망 연계에 대한 내용도 없었다.

또한, 각국 정부의 정책결정자들은 다자 형태의 전력망 연계 구축에 소극적인 자세를 보였다. 그들은 대규모 전력망 구축사업의 경제성에 의문을 제기하였고, 또한 개별국가 차원의 전력수급 안정과 양자 간 전력망 연계를 더 중요하게 생각하였다. 또한, 다자간 전력망 연계 구축 구상과 주장에 대해 산업체, 일반 대중, 정부 내 안보 관련 부처들은 자국의 산업보호와 에너지 안보 차원에서 대체로 반대하는 입장을 보였다. 그들은 통합적으로 유럽 전력망을 건설하는 방식보다 한개 국가에서 양국 간, 그리고 다국간으로 전력망 연계를 점차적으로 확대하는 점진적 방식을 제안하기도 하였다.

한편, 1929년부터 유럽의 전기기술자들 간에 유럽 대륙을 연결하는 송전망 건설 구상을 제안했고, 이후 국제연맹, UNECE, 그리고 EU 등과 같은 다자협의체 내 전력부문의 위원회와 전문가 그룹에 의해 유럽 통합 전력망 연계에 대한 연구 조사 작업이 꾸준히 이루어졌다. 그리고 역내 전력교역 확대를 위한 국가 간 정책 조율 및 법 제도적 장애물 제거 필요성이 계속 주장되었다.

3) 추진전략

유럽 국가들은 개별국가 및 지역별 전력시장 특성에 맞게 다양한 방식으로 시장통합이 이루어졌다. 북유럽 국가들은 노르웨이의 풍부하고 저렴한 수력자원을 바탕으로 일찍부터 북유럽 전력거래소(Nord Pool)를 형

성 운영하였고, 서유럽 국가들은 국가 간 합의에 기초한 민관 전력포럼(forum)을 운영하였다. 남유럽 국가들은 아직까지 지역 단위의 전력시장 통합을 이룩하지 못하고 있으며, 개별국가 차원에서 서유럽 국가들과 시장통합을 추진하고 있다. EU는 전력 자유화의 일환으로 시장 커플링(market coupling) 추진전략을 마련하고 있다. 현재 EU 내에 하루전시장(Day-ahead Market)은 대부분 통합되었으나, 그 외 다른 시장(당일시장, 선도시장, 밸런싱 시장 등)들은 통합 추진이 미진한 상태에 있다.

가. 북유럽 Nord Pool

북유럽 국가들은 이미 1960년부터 노르웨이-스웨덴 간에 전력망 연계를 통한 전력거래가 이루어졌었다. 특히, 노르웨이는 수력발전 비중이 약 96%로 강수량이 풍부한 여름에 저렴한 전력을 주변국에 수출하고, 반대로 강수량이 적은 겨울에 주변국에서 전력을 수입하였다. 노르웨이의 풍부한 수력자원은 북유럽 국가들 간에 전력거래를 촉진시키는데 결정적인 역할을 했고, 이를 바탕으로 Nord Pool이 구축되게 되었다.

지역 전력시장으로의 발달은 1991년 노르웨이 의회의 전력부문 개혁(시장 탈규제) 결정에서 시작되었다. 1990년 이전, 노르웨이는 지자체 소유의 전력회사들이 전력수급 안정과 공급을 담당하였는데, 이로 인해 1960년에서 1980년대 말까지 수력발전소에 과도한 투자가 이루어졌고, 상당한 규모의 수력발전 잉여설비를 갖게 되어 전력가격 인하 압력을 받게 되었다. 그러나 노르웨이 전력소비자들은 독점화된 전력시장에서 전력요금 인하 효과를 제대로 누리지 못하였으며, 잉여전력을 상대적으로 낮은 가격으로 스웨덴에 수출할 수밖에 없었다. 그래서 노르웨이 정부는 이러한 구조를 개혁하기 위해 북유럽 지역에서는 첫 번째로 자국의 전력시장을 자유화했다. 수직통합기업인 Statkraft의 송전부문은 새롭게 송전기업으로 설립된 Statnett SF로 이양되었다. 또한 모든 송전망은 제3자 접근이 허용되었다.

스웨덴에서는 수직통합기업인 Vattenfall이 전력망을 통제하고 있어서

민간 전력기업들이 송전망 접근에 커다란 제약을 받고 있었다. 그래서 소규모 전력기업과 주민들의 불만이 계속 제기되었고, 정부는 이러한 문제를 해결하기 위해 전력산업 구조개편을 추진하였다. 1991년에 먼저 Vattenfall의 발전부문과 판매부문이 분할되었고, 송배전부문은 정부 기관인 Svenska Kraftnät로 이양되었다. 그러나 Vattenfall은 계속 국영기업 형태로 있었고, 전력망 운영도 담당하였다. 전력망은 점차적으로 새로운 시장 참여자에게 개방되었고, 1996년 1월 판매시장 자유화를 허용하는 새로운 전력법이 제정되었다.

핀란드는 1995년에 전력산업 구조개편을 위한 새로운 에너지법(Electricity Market Act)을 제정하였고, 2005년에는 EU의 전력지침(Electricity Directive)을 반영하여 개정하였다. 이에 따라 수직통합전력기업은 발전 판매부문과 송배전부문이 분리되었고, 1997년에 송전기업 Fingrid가 기관투자자, 발전기업, 정부의 공동 출자로 설립되었다. 1996년에는 핀란드 전력거래소(EL-EX)가 설립되었다. 전력시장 개방 이전에는 여러 발전기업들이 장기수급계약을 통해 배전기업과 대형 전력소비자에게 전력을 공급했었다. 그러나 현재 대부분의 도매전력은 Nord Pool을 통해 공급받고 있다. 1998년부터 핀란드는 Nord Pool 내 독립적인 가격 지역(price area)을 구축하였다. 현재 핀란드 전력망은 인접 국가인 노르웨이, 스웨덴, 러시아, 에스토니아 등과 연계되어 있다.

덴마크의 전력시장 개혁은 좀 더 천천히 이루어졌다. 이는 전력부문과 연관성이 적은 지방자치단체와 협동조합이 전력부문을 독점적으로 소유하고 있었기 때문이었다. 1996년에 제3자 접근이 허용되었고, 대용량 전력 판매시장과 배전부문 및 발전부문에 경쟁체제가 도입되었다.

1990년대 초부터 북유럽 국가들은 전력시장 내 경쟁촉진과 효율성 제고를 위해 전력산업 구조개편을 추진하였고, 이를 토대로 세계 최초로 다자간 전력거래소를 설립하게 되었다. Nord Pool 형성은 1970년대 북유럽 각료회의(Nordic Council of Ministers)의 창설과 함께 한다. 1973년 제1차 석유파동은 북유럽 지역에서 역내 이용 가능한 발전원을 공유하기

위한 협력을 촉진시켰다. 이후 북유럽 각국에서 전력산업이 구조개편되고, 자유화되면서 국가 간 전력거래는 더욱 촉진되었다. 현재 Nord Pool은 세계에서 가장 발달된 다자간 전력거래시장이라고 할 수 있다.

Nord Pool의 지분은 노르웨이, 스웨덴, 핀란드, 덴마크, 에스토니아, 리투아니아, 라티비아 등의 7개국의 송전망시스템운영자(TSO, transmission system operator)들에 의해 소유되고 있다. Nord Pool 설립 초기에는 노르웨이와 스웨덴의 TSO가 각각 50%씩 소유했었다. 이후 1999년과 2000년에 핀란드와 덴마크가 각각 가입하면서 지분구조는 노르웨이 30%, 스웨덴 30%, 덴마크 20%, 핀란드 20%로 바뀌었다. 2010~2013년에 발틱 3국(에스토니아, 라트비아, 리투아니아)이 Nord Pool에 가입하면서 기존 4개국의 지분을 조정하여 발틱 3국이 각각 2%씩의 지분을 갖게 되었다. 또한, Nord Pool은 오스트리아, 덴마크, 벨기에, 핀란드, 에스토니아, 프랑스, 독일, 아일랜드, 영국(Great Britain), 라티비아, 리투아니아, 룩셈부르크, 네덜란드, 폴란드, 스웨덴 등 유럽 15개국을 NEMO(nominated market operator)로 지정하여 시장을 확대하였다

2019년 초 기준으로 당일시장에 참여하는 국가는 13개국으로 북유럽(4개국), 발틱 3국, 독일, 룩셈부르크, 프랑스, 네덜란드, 벨기에, 오스트리아 등이다. 영국에서는 당일시장 거래(trade)가 가능하고, 독일에서는 당일시장 옥션(auction)이 가능하다. 이 중 하루전시장에 참여하는 국가는 북유럽(4개국), 발틱 3국, 영국으로 제한된다.

전력거래는 하루전시장인 Elspot, 당일시장인 Elbas, 그리고 균형시장(balancing market)을 통해 이루어진다. Elspot과 Elbas는 Nordpool Spot에 의해, 균형시장은 Statnett에 의해 각각 운영된다. 그리고 현물 시장의 위험을 회피하기 위한 금융시장으로 NASDAQ OMX가 있다. Nord Pool 회원국들은 노르웨이를 제외하고 모두 EU 회원국이다. 그러나 노르웨이는 EU의 제3차 에너지 패키지(Third Energy Package) 등과 같은 EU의 에너지 관련 규범들을 준수하고 있다. 다른 Nord Pool 회원국들은 노르웨이가 EU의 모든 규정들을 채택 준수하도록 영향력을 행사한다.

현재 Nord Pool는 다른 유럽 국가들과 전력거래를 증대시키기 위한 여러 가지 노력들을 하고 있다. 노르웨이 TSO인 Statnett SF는 독일과 영국의 전력망과 각각 연결하여 이들 국가로의 전력수출을 증대시키려고 한다. 노르웨이는 2015년에 15TWh의 잉여전력을 생산하였다.

나. 서유럽 PLEF(Pentalateral Energy Forum)

현재 서유럽 내륙 지역의 7개국(벨기에, 프랑스, 독일, 룩셈부르크, 네덜란드, 오스트리아, 스위스)간 전력망 연계를 위한 민관 포럼인 PLEF(Pentalateral Energy Forum)는 참여국들의 전력수급 안정 및 전력시장 통합을 목적으로 상호 협의를 통해 사업을 추진하고 있다.

2005년 베네룩스 3국(벨기에, 룩셈부르크, 네덜란드), 프랑스, 독일 등 각국의 에너지부 장관들은 국경 간 전력거래 증진을 목적으로 PLEF를 창설하였다. 이후 2011년에 오스트리아가 추가 회원국으로, 스위스가 옵서버(observer)로 각각 가입했다. 현재 PLEF는 동유럽국가들을 새로운 회원국으로 받아들이기 위한 실무작업 중이고, 또한 Nord Pool과의 협력도 추진하고 있다.

PLEF의 가장 큰 특징은 PLEF의 모든 결정사항은 회원국 간 합의를 통해서 이루어지며, 강제적 구속력은 갖지 않는다는 것이다. 합의 내용에 대한 강제력이 없기 때문에 장기적으로 6개 국가들 간에 전력시장 통합에는 한계를 가질 수밖에 없지만, 대체적으로 회원국들은 PLEF의 결정사항들을 준수하려고 한다. 이는 역사적으로 상당히 오랫동안 유지해온 PLEF 회원국들의 협력관계에서 비롯되었다 할 수 있다.

스위스는 EU 비회원국이면서 PLEF의 옵서버이다. PLEF의 회원국들은 EU 회원국이기 때문에 EU의 모든 규범을 준수한다. 그러나 스위스는 2007년부터 전력협정 체결을 위한 EU와의 협상을 시작했는데, 현재까지도 전력시장 커플링에 대한 EU 집행위원회와 스위스 간의 논의가 진행 중이다. 그래서 스위스는 아직까지 PLEF에 옵서버 자격으로 참여할 수

밖에 없다. 스위스는 겨울철에 전력수요 피크가 나타나고, 여름에는 수력 발전에서 상당량의 잉여전력을 생산한다. 그래서 스위스는 PLEF에서 겨울철에는 전력 순수입국, 여름철에는 전력 순수출국으로 있게 된다.

PLEF 회원국들은 2010년에 하루전시장(Day-ahead Market), 2015년에 일일시장(Intraday Market)을 각각 커플링(coupling)하였다. 장기적으로 회원국들은 시장결합을 균형시장(balancing market)으로 확대할 계획이다. 통합된 하루전시장에서는 6개국의 단일 전력가격이 결정되고, 이를 위한 관련 정보와 자료가 회원국들 간에 공유된다. 전력시장 커플링(Power Market Coupling)을 통해 회원국 전력거래소들의 주문량을 매칭(matching)하여 각 송전계통운행사(TSO)에서 제출한 송전 가능 용량을 통합 연계하여 거래용량을 배분하게 되는데, 이를 통해 국가 간 전력거래 장벽을 제거하고 가격 차이를 완화하는 역할을 한다. 통합된 일일시장(Intraday Market)에서의 전력거래는 송전용량의 명확한 할당, 전력품질 관리, 폐쇄시간 등에 따라 영향을 받는데, 아직까지 이에 대한 구체적인 합의는 이루어지지 않은 상태이다.

PLEF 회원국의 TSO들은 균형(balancing) 자원을 공급 관리하는 방식에 있어서 다른 접근법을 사용하고 있는데, 오스트리아, 벨기에, 독일, 네덜란드 등은 실시간 균형시장을 운영하고, 프랑스의 경우는 TSO가 균형수요를 예측하고 이를 실시간보다 한 시간 앞당겨 조정한다. PLEF는 무엇보다 회원국의 전력수급 안정에 중점을 두고 있다.

2007년에 PLEF 회원국들은 시장통합과 전력수급 안정을 위해 상호 협력한다는 양해각서를 체결했다. 시장통합을 위한 과제로 통합 이행조건 합의, 거버넌스 수립, 실무그룹 조직, 이행일정 마련 등이 명시되었다. 통합이행 조건 및 이행일정의 합의에 있어서 중요한 것은 조건의 완료시점에 있었다. 실무그룹에는 옵서버 국가들도 포함하는 것이 허용되었다. 전력공급 안정을 위한 과제로 통합 시스템의 적합성 개발, 정보 및 자료의 공개와 보고 형식의 일치, TSO들간 협력 플랫폼 구축, 송전용량 개발계획 수립 등이 명시되었다.

2013년에 PLEF 회원국들은 하루전시장 커플링(day-ahead market coupling)을 성공적으로 이행하였고, 양해각서에서 명시된 시장통합과 공급안정을 위한 과제를 실행하는 것에 대한 첫 번째 정치선언문에 합의하였다. 여기서 회원국들은 시장 커플링(market coupling)을 위한 완전한 이행일정을 확정하였고, EU의 각종 규범들과 부합되어야 한다고 명시하였다. 공급안보 측면에서 회원국들은 역내 발전용량 적정성(generation adequacy) 평가, TSO의 송전계획 등에 대해 합의했는데, 특히, 수급균형과 연계 전력망 설비에 미치는 영향, 미래 설비확충을 방해하는 잠재적 요인, 개별국가의 수급계획 공개, 개별국가 및 지역 차원의 적정성 평가에 대한 공동연구, 계획되지 않은 전력흐름(flow)과 재생에너지의 간헐성에 의한 전력망 불안정성 등에 대한 공동 대응 등에 대해 협력하기로 하였다.

2015년에는 PLEF 회원국들간에 두 번째 정치선언문이 체결되었다. 여기서는 무엇보다 PLEF 거버넌스를 더욱 공고히 하는데 중점을 두었다. PLEF 각료회의의 모든 결정은 합의에 의해 이루어지는데, PLEF의 일상 업무의 조정과 모니터링에 대한 책임은 각 부처의 대표들로 구성된 조정 위원회에 귀속되었고, 각종 프로그램의 수행에 대한 책임은 관련 부처, 규제기관, TSO, PX(전력거래소), 기타 시장 참여자 등이 참여하는 두 개의 실행그룹에게 주어졌다. 또한, 두 번째 정치선언문은 시장커플링(market coupling), 공급안정, 유연성 등 3가지 실행 프로그램을 포함하고 있다. 시장통합을 위해 회원국들은 하루전시장과 관련된 규범(CACM Network Code)을 이행하고, 이를 단일시장으로 확대하는데 중점을 두는 것에 합의하였다.

2. 남아프리카 지역

1) 추진 과정

남아프리카 전력풀(SAPP, Southern African Power Pool)은 1995년에 공식적으로 수립되었으나, 국가 간의 전력망 연계 역사는 오래전인 유럽

강국에 의한 식민지 시대로부터 시작된다. 남아프리카 지역은 일반적인 광물자원뿐만 아니라 다이아몬드, 백금, 금 등의 희귀한 금속 자원도 풍부한 데, 유럽의 강국들은 이를 개발하기 위한 목적으로 발전소 건설 및 송전망 구축을 역내에 추진하였다. 남아프리카의 남부지역인 남아프리카 공화국(이하 ‘남아공’)의 석탄발전을 중심으로 하는 지역 전력망과 북부 지역의 수력발전 중심의 지역 전력망이 구축되었다.

남부지역에 속해 있는 보츠와나, 남아공, 나미비아, 스와질랜드, 레소토는 과거 식민지시대에 영국령으로서 남아공의 한 분파로 국가 간의 전력망이 연계되었다. 남아공의 풍부한 석탄자원을 개발한 영국은 남아공의 금과 다이아몬드 광산에 전력공급을 하였으며, 광산 개발을 위한 전력망을 연계하여 주변 4개 국가에도 전력을 공급하였다.

주변 4개국은 식민지로부터의 독립 이후에도 남아공의 석탄 화력발전을 통한 전력공급에 대하여 의존도가 높게 지속될 수밖에 없었고, 현재에도 이런 의존 상황이 크게 변화되지 않고 있다. 물론, 이들 남아공 주변의 국가들은 남아공에 대한 전력공급 의존도를 줄이기 위한 4개국 간의 전력망 연계와 공동 발전원 개발 등을 추진했지만, 투자자금 조달과 같은 비용의 문제로 가시적인 성과를 얻지 못하였다.

국가 간의 전력망 연계에 대한 첫 번째 사례는 북부지역에서 시작되었다. 유럽 강국들은 식민지 시대에 잠비아 북부지역과 DR콩고 남동부지역에 걸쳐 대규모의 구리 매장량을 발견하였다. 당시에 DR콩고 지역을 식민 통치하던 벨기에는 잉가(Inga)유역에서 수력발전을 개발하며 송전망 구축을 통해 구리 벨트(Copperbelt)에 필요한 전력을 공급하고자 하였다. 그러나, 식민통치에서 독립한 이후, 자금 부족으로 잉가 프로젝트가 난항을 겪는 상황에서 DR콩고 정부는 잠비아와 송전망 구축을 통해 전력거래를 수행하였다. 또한, 1960년에 완공된 짐바브웨-잠비아 간의 전력망 구축사업 역시 잠베지(Zambezi) 유역에 위치한 카리바(Kariba) 강에 대규모 수력발전소의 건설을 통해 짐바브웨 및 잠비아 광산에 전력을 공급하기 위하여 추진되었다.

남아프리카 지역의 최초 HVDC 송전사업은 모잠비크-남아공 간 송전망 건설사업이다. 이는 모잠비크 잠베지 유역에 위치한 카호라 바싸(Cahora Bassa)지역에 약 2,075MW 규모를 보유한 대규모 수력발전소를 건설하여, 이를 남아공으로 공급하기 위한 사업으로 추진되었다. 수력발전 개발은 모잠비크(지분 85%)와 포르투갈(지분 15%)의 합작기업인 HC(Hidroelectrica de Cahora Bassa)가 추진하였으며, 현재 남아공의 국영전력기업인 HCB와 Eskom의 합작 투자 사업으로 HVDC 구축사업이 진행되었다. 이 사업은 큰 기술적 난관에도 불구하고 1979년에 완공되었다. 하지만 모잠비크에 1980년대 초에 내전이 발발하면서 사보타주(sabotage)로의 송전망이 훼손되었으며, 그 후 HVDC의 복원이 이루어진 1992년까지 17년간 가동이 중단되었다.

식민지 시대가 마감하면서 짐바브웨의 독립 후, 1980년 남아프리카 개발공동체(SADCC, Southern African Development Coordination Conference)가 발족하였다. SADCC는 남아공의 대표적인 인종차별 정책, 즉 아파르트헤이트(Apartheid)에 반대하는 잠비아, 탄자니아, 보츠와나, 모잠비크, 짐바브웨, 앙골라, 말라위, 레소토, 스와질란드 등의 9개국이 남아공 경제에 크게 의존해야만 하는 상황을 탈피하고자 하는 목적으로 설립되었다. 하지만 남아공의 주변국들은 여전히 남아공에 대하여 경제와 전력의존도가 매우 높았으며, 국가 간에 전력거래 단절 사례도 없었다. 1990년에는 SADCC 참여국들의 국영 전력기업으로 구성된 전력소위원회가 구성되었다. 그러나 이들 회원사들의 판단은 남아공 Eskom의 참여를 배제하고는 지역내의 전력풀 추진 사업이 어렵다는 결론을 내리게 되었다.

1990년대 초에 발생한 두 가지의 주요 사건은 SAPP(Southern African Power Pool) 설립의 단초를 제공하였다. 첫 번째 주요 사건은 1991~1992년 잠베지강 유역(잠비아, 짐바브웨, DR콩고, 모잠비크)의 수력발전에 큰 타격을 준 최악의 가뭄재해 상황이었다. 특히, 수력발전 의존도가 지나치게 높은 남아프리카 북부지역의 국가들은 극심한 가뭄으로 인해 경제·사회적으로 심각한 악영향을 받았다. 이 사건을 계기로 기존의 송

전망을 이용하여 DR콩고의 전력이 잠비아를 거쳐서 짐바브웨에 수출되는 최초의 다자간 전력거래 추진이 이루어지게 된다. 이 사건으로 인해 북부지역은 역내의 전력망 연계에 대한 강한 의지를 갖게 되었다. 두 번째의 주요 사건은 남아공의 지역협력체(SADCC) 가입과 아파르트헤이트 폐지였다. 앞에서 언급하였듯이 SADCC는 남아공내의 인종차별정책에 반대하며 남아공 경제에 대한 지나친 의존도를 낮추기 위하여 남아공을 제외한 남아프리카 지역의 국가들로 구성된 협의체였다. 그러나 남아공은 1992년 아파르트헤이트 정책을 자발적으로 폐지하고 지역협의체에 가입할 수 있었으며, 이후 SADCC는 남아프리카개발공동체(SADC, Southern African Development Community)로 개편하였다.

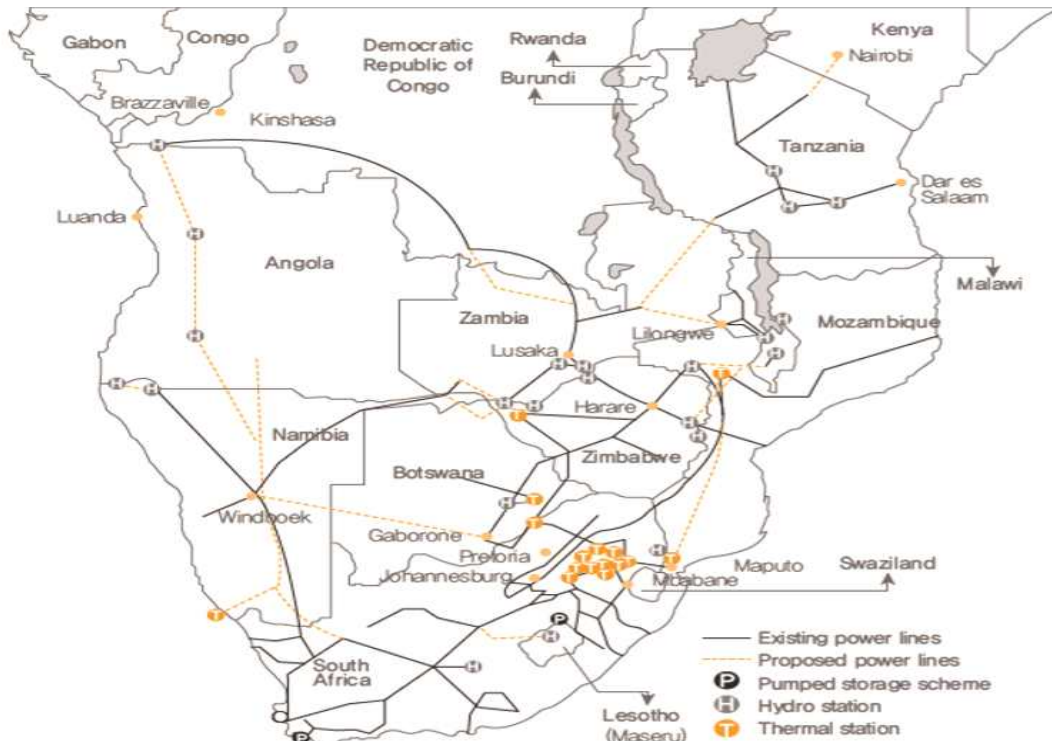
남아공의 지역협의체 가입은 남아공-모잠비크-짐바브웨 간, 남아공-보츠와나-짐바브웨 간 등의 다자간 전력거래 및 일부 구간의 송전망 구축을 포함한 전력망 연계를 위해 정부 간의 협정 및 기업 간의 계약을 체결하는 촉매제 역할을 했다. 이러한 정부 간, 기업 간의 합의를 기반으로 원활하게 투자자금을 조달하여 남아공-보츠와나-짐바브웨 간 400kV의 송전망을 1995년에 구축하였다.

1990년대 중반의 SAPP 설립은 참여국들에 대한 전력 관련 정책의 조율은 물론 지역의 전력시장과 경제통합을 촉진하였다. SAPP는 남아프리카 지역의 단일 전력시장 형성을 최종 목표로 설정하였다. 참여 회원국들은 SAPP이 원활한 운영을 위해 정부 간의 협정, 전력기업 간의 협정 및 전력망 운영사 간의 다양한 협정들을 체결하였다. 2002년에 남아프리카 지역 전력규제기관협회(RERA, Regional Electricity Regulators Association of Southern Africa)를 조직하였으나, 현재까지도 유럽의 경우처럼 법적 구속력을 포함하는 공통의 규범까지 제정 가능한 수준에 미치지 못하고 있다. 1995년 이후 2015년까지 SAPP는 국가 간 전력망 연계사업을 총 8건 계획 및 추진하였으며, 11건의 전력망 연계를 2024년까지 추가로 구축할 예정이다.

SAPP 설립 이후에 초기 5년간은 전적으로 회원국 간의 양자/다자 합

의서로서 전력이 거래되었다. SAPP 전력시장을 통하여 2001년에 단기 현물시장이 처음 도입되었으며, 현재의 전력거래 방식은 하루전시장(2009년 도입), 당일시장(2016년 도입), 일주일전 선물시장, 한달전 선물시장 및 쌍무계약 등을 통해 이루어진다. SAPP는 경쟁시장 확대를 위하여 노력하고 있으며, 2015/2016년에 전력거래량은 전년도와 비교하여 약 551GWh의 증가를 이루어 약 1,060GWh에 도달되었다. 현재 남아프리카의 전력망 연계 권역은 3개 권역으로 크게 구분되어 이루어지며, 권역별로 1개 계통운영사가 존재한다. 예를 들면, 남아공, 레소토, 보츠와나, 나미비아, 모잠비크 남부, 스와질란드를 연결하는 전력망 운영사는 Eskom이라는 남아공의 기업이다. 남아공의 경제 규모와 발전량 등이 다른 나라와 비교하여 월등하게 크며, 더불어 국가 간의 전원구성이 상이할 뿐만 아니라, 전력망 연계에 대한 높은 의지가 있는 상황이 전력망 연계의 추진 동력으로 작용되고 있다. 그리고 전체적인 회원국의 전력수요는 추후에도 지속적으로 높은 수준의 증가가 전망되고 있다.

<남아프리카 지역의 국가 간 전력망 연계 현황>



※ 자료 : www.geni.org(Global Energy Network Institute)

2) 장애 요인

SAPP가 국가 간 전력망 연계 추진을 위하여 투자자금을 마련하는 것은 최대 난제라 할 수 있다. 다른 아프리카지역과 비슷하게 남아프리카 지역에서도 다자개발은행의 신용제공, 국가재정(국영전력기업) 및 선진국 공적원조 등이 발전원 개발 및 전력망 연계의 주된 투자재원이지만, 대규모의 투자자금을 마련하는 것과 복잡하게 얽힌 국가 간 및 지역주민의 합의를 도출해야하는 수력발전 개발 사업의 경우에는 자원 마련에 특히 더 큰 어려움을 겪고 있다. 최근에는 이를 극복하기 위한 방법 중에 하나로서 PPP(Public Private Partnership)방식의 도입이 추진되 민간자본 유치를 토대를 마련하고 있다.

두번째 장애요인은 남아프리카 지역이 가진 회원국들의 내정 불안과 지정학적인 불안정성이다. 일례를 들면, 모잠비크의 오랜 내전으로 말미암아 남아공과 연결된 전력망의 운영이 중지되기도 하였다. 또한, 앞에서 언급되었던 과거 남아공 백인 정부가 추진했던 민족차별주의 정책은 주변국들과 협력을 가로막는 주요 요인이었다. 더불어, 역내 다른 국가들의 불안정한 정치 현황은 대규모의 투자유치를 통한 사업을 추진하는데 있어서 극히 부정적인 영향을 미치고 있다.

세번째는 외국인투자 유치를 위해 각국이 전력시장 개방을 추진하고 있으나, 전력관련 산업은 여전히 국영 주도의 수직통합형식에 의해 지배 받는 기업구조에 의해 장악되어 있으며, 관련 시장에 대하여 정부의 통제도 강한 편이다. 예로서, 민자발전사업을 허용하고 각국이 허용하고 있지만, 국영기업이 대주주로 대부분 참여하거나, 소액 지분을 갖고 있는 상황에서도 결정적인 사안에 대하여 의사결정권을 행사 가능하도록 설계되어 있다. 일부의 국가들은 외자유치를 통해 자국내의 발전원을 개발하고 발전시설의 건설을 유도하는 것보다도 자국 시장을 개방하지 않으며 SAPP를 통한 전력 수입 방법을 더 선호하기도 한다.

마지막으로는 불명확한 토지소유권 제도를 가진 아프리카지역에서는

송전선이 통과하는 지방, 부족 및 사업주체 간에 소유권의 분쟁요인으로 작용하였다. 물론, 대부분 사업이 해당국의 정부와 국영기업에 의해서 추진되기 때문에 정부의 공권력이 큰 역할을 할 수 있었지만, 다른 국가 기업 또는 다자간의 특수목적기업(SPC)이 사업 주체로서 주요 역할을 하는 경우에는 송전선 또는 발전시설이 건설되는 부족의 토지 점유 및 이용 과정에서 법적인 분쟁이 빈번하게 발생하기도 했다.

3) 추진 전략

SAPP 구축과 관련해서 남아프리카 지역 참여국 간 입장 차이는 조금씩 상이할 수 있지만, 3가지의 커다란 측면에서는 이해를 같이한다. 첫째, 수력발전 의존도가 높은 남아프리카의 북부지역 국가들은 계절에 따른 영향을 받지 않도록 안정적인 전력공급원의 확보를 선행하고자 한다. 앞에서 예를 들었듯이 수력발전 의존도가 높은 짐바브웨, 잠비아 등의 남아프리카 북부지역 국가들은 이미 가뭄에 따른 심각한 전력 부족 사태를 경험하였다. 이를 극복하기 위하여, 기존의 송전망을 활용을 통하여 DR 콩고 수력 발전시설로부터 잠비아를 횡단하여 짐바브웨까지 전력을 송전할 수 있는 다자간의 전력거래가 추진되었다. 이후 북부지역은 전력 공급원 역할이 가능한 남아공의 석탄 화력발전소와 전력망 건설을 연결하는 사업을 적극적으로 확대하고 있다. 결과적으로는 북부지역의 가뭄과 같은 기상 재해에 대한 염려는 역내의 전력망 연계에 대한 강한 추진 의지를 갖게 하였다.

둘째로 SAPP의 참여국들은 가장 먼저 만성적 전력 부족 현상을 함께 해결하며, 저렴한 전력공급을 통해 제조업 및 광업관련 산업을 육성하는 것이 주된 목적으로서 주변국과의 전력망 연계를 추진한다. 남아프리카 지역은 풍부한 광물자원의 개발을 위해 필수적으로 안정적인 전력공급이 요구된다. 남부지역은 남아공 석탄 화력발전을 중심으로, 북부지역은 지속적인 수력발전 개발로 전력을 공급받았다. 하지만 2000년대 중반이후부터 남아공에 대규모 신규 투자가 발생하지 않아 발전용량이 부족한 상황에 직면하게 되었다. 이에 남아공은 미래 수요에 대비하여 가스 화력발전소 건설사업에 긴급하게 투자하고, 주변국으로 전력수출량을 감소시

졌다. 더불어 SAPP 평균적인 전력보급률은 2014년 기준으로 36.6%이며, 이는 아프리카 지역협의체인 동아프리카 전력풀(EAPP) 및 서아프리카 전력풀(WAPP)과 비슷한 수준이다. SAPP 참여 당사국들은 전력부족의 문제 해결방안을 얻기 위해 잠베지 유역의 카호라바사(Cahora Bassa), 콩고 유역의 잉가(Inga) 프로젝트 및 카리바(Kariba) 프로젝트 등 다양한 대규모의 수력발전 시설에 투자하며, 동시에 수력발전 시설에서 자국내 는 물론 주변국의 광산까지 전력망 구축 프로젝트를 공동으로 추진하고 있다. 이중 남아공은 전력보급률이 비교적 높은 편이지만 우기에 상대적으로 저렴한 수력발전을 수입하는 것을 목표로 역내 수력발전 개발을 위한 여러 프로젝트에 적극적으로 참여하고 있다. 이외에도 참여국들은 발전 및 송전망 운영비용 감축, 역내 에너지자원 효율적 사용과 플랜트 건설 투자사업 추진에 따르는 지방경제의 활성화 등도 기대하고 있다.

셋째로 참여국들은 국제금융기관 신용 및 공적 원조와 외국인투자자 유치를 받아 대규모의 투자사업 추진을 통해 경제 활성화의 기반을 조성하고자 한다. 이를 가능하도록 하는데 가장 중요한 부분이 국내의 사회·정치적 안정과 함께 적극적인 외국인 투자환경의 개선을 위한 노력이다. 역내의 수력발전 프로젝트는 개발 가능성을 높게 평가받고 있음에도 불구하고, 안보 불안, 전쟁 및 행정역량의 부족 등으로 위험한 투자처로서 인식될 수 있다. 특히 모잠비크 내전의 영향으로 과거 남아공의 일방적 전력공급의 단절 경험은 송전망에 대한 안보 위험의 중요도를 실감하게 한다. DR콩고내의 그랜드 잉가 프로젝트(Grand Inga Project)가 아프리카 전력 공급망에 큰 역할을 할 것으로 기대되지만, 마주한 현실은 사업추진에 많은 애로를 겪으면서 여전히 빠른 진행을 기대하기 어려운 상태에 머물러 있다. 2014년 세계은행은 잉가3(Inga3) 발전소의 건설사업에 대하여 환경 타당성조사와 사회적 영향평가를 위해 7,300만 달러의 지원을 결정하였으나, 2016년 7월 DR콩고 정부의 빈번한 사업계획 변경과 건설지원 방식의 투명성에 문제가 제기되면서 자금지원을 동결하였다. 이러한 애로 현상이 반복된다면 투자자는 정치적 불안정서를 보유하며 저비용으로 수력발전이 가능한 국가보다는 보츠와나 또는 남아공처럼 정치·안보 상황이 안정적인 국가에 투자비용이 조금 더 비싼 화력발전소 건설을 선호할 수 있다.

3. 아세안 지역

1) 추진과정

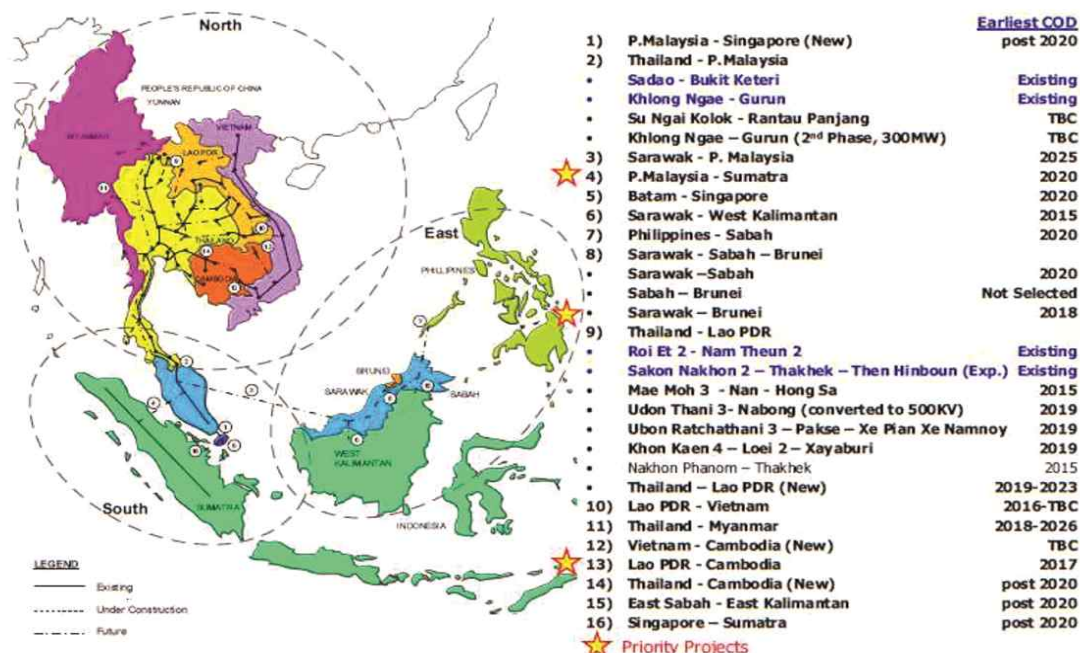
동남아시아 국가간의 전력망 연계는 지역협의체인 ASEAN(Association of South-East Asian Nations), 세부적으로는 ASEAN 에너지장관 회의를 중심축으로 추진되고 있다. ASEAN은 먼저 인접 국가 간 전력망을 연계하고 소구역(sub-regional)으로 확대한 후 최종적으로 ASEAN 지역 통합전력망 구성을 완성하는 단계적·점진적 방안을 채택하고 있다. 전력망 연계의 최종 목표는 역외 에너지 수입의존도 절감, 역내 발전원의 활용성 극대화 및 발전비용의 절감 등이며, 이를 통해 아세안 경제공동체(ASEAN Economic Community)의 실현 및 ASEAN 에너지 시장의 통합에 두고 있다.

ASEAN지역에서는 지역 차원의 전력망 연계사업을 계획하고 추진하기 전부터 국가 간의 양자 거래가 활발히 이루어졌다. 국가 간 전력망 연계 사업의 시발점은 ASEAN이 설립된 연도보다 1년 빠른 1966년에 라오스-태국 간에 이루어졌다. 1997년에 ASEAN은 아세안 전력망 연계(ASEAN Power Grid)의 내용을 포함한 ‘ASEAN Vision 2020’을 발표하고 다자간 전력망 연계를 기본으로 제시하며 지역 에너지시장의 통합 비전을 제안하였다.

ASEAN은 1999년에 역내 에너지 협력에 대한 총괄적인 추진방향, 조직구성, 실행계획, 그 중에서도 ASEAN 전력망 프로그램(‘APG 프로그램’, ASEAN Power Grid Program)이 포함된 ‘ASEAN 에너지협력 실행계획 (APAEC, ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation)’을 승인하였다. APAEC은 5~6년 주기로 협의를 거쳐 개정 승인되고 있다. 2003년에 ASEAN내의 전력 관련 기업 및 기관 대표가 포함되어 구성된 HAPUA(Heads of ASEAN Utilities & Authorities)에서는 실현 가능한 전력망 연계 사업과 참여국의 장기적 전력수요 전망을 분석한 AIMS-I(ASEAN Interconnection Master Plan Study) 최종보고서가 승

인되었다. 즉, ASEAN은 역내의 전력망 연계를 위한 중장기 대책 마련과 이에 대한 타당성 조사는 물론 추진조직 및 체계 설립 등을 수행하고 있다.

<APG 프로그램 국가간 전력망 연계>



※ 자료 : www.geni.org(Global Energy Network Institute)

한편, 2007년 APG 프로그램의 개발을 위하여 ASEAN 참여 국가 간에 MOU를 체결하였다. 2014년 ASEAN은 라오스-태국-말레이시아-싱가포르 간의 다자간 전력망 연계 사업인 LTMS 사업추진을 결정하였다. 라오스(수력발전)-태국-말레이시아-싱가포르 간의 전력망 연계 사업(이하 'LTMS-PIP')은 현재 동남아시아에서 참여한 4개국 간 정부 간 합의를 담당하는 실무그룹 조직을 운영하고 있는 유일무이한 다자간 전력망 연계사업이다. 경제성 또한 상당히 높은 사업으로 평가되고 있으며, 전력수급 안정, 외화수익 확보, 역외 에너지 수입의존도 감소, 신재생에너지 비중 증대 등이 사업추진에 따라 얻을 수 있는 부분적인 편익이다.

2) 장애 요인

양자 간 전력망 연계가 수월하게 이루어지고 있음에도 불구하고, ASEAN이 중심이 되어 추진하고 있는 역내 다자간의 전력망 연계사업의

추진 속도는 비교적 느리게 진행되고 있다. 여러 국가들간의 편이하게 다른 경제 및 정치적 발전 정도(국민소득 수준, 산업구조 시장개방 정도 등)와 전력 시장의 상이한 구조(싱가포르의 전력시장의 자유화, 나머지 국가는 강한 정부 규제 제시) 등이 다국간의 합의를 도출하는데 있어서 상당한 시간과 복잡한 조정 및 합의 과정이 요구된다.

두번째는 수직 통합된 국영 전력 관련기업이 사업 참여자에 포함되어 있어서 송전선 통과국과 최종 소비국의 원활한 합의가 이루어지지 않고 있다. 말레이시아와 태국은 송전선 통과국이면서도 라오스의 전력을 수입하는 입장이고, 매년 높은 전력수요 증가율까지 나타내고 있어 극심한 송전 혼잡을 예상할 수 있으며, 이로 인해 필요한 전력이 최종 소비국인 싱가포르에 송전되지 못할 가능성도 있다. 이러한 송전위험으로 인해 싱가포르는 라오스 소재의 수력발전소에서 생산된 전력을 말레이시아와 태국을 통과하여 수입되는 전력망 연계사업에 적극적인 참여의지를 보이지 못하고 있다. ASEAN 차원에서 독립된 규제기관이 존재하지 않는 현 상황에서는 통과국에서 송전위험이 발생하였을 때 이 문제를 신속하게 처리하는 것이 매우 어려울 것이다.

셋째, 각국 정부는 제조업 육성을 위하여 전력산업에 대한 보조금 지급을 통해 낮은 전력요금을 유지시키는 정책을 활용하고 있다. 그런데 이렇게 생산된 전력이 주변국에 판매된다면 전력공급 가격의 산정에 있어서 상이한 문제가 발생하게 된다. 더군다나 외국에서 값비싼 연료를 구입하고 전력을 생산하여 주변국에 판매한다면, 해당국의 경제주체들은 상당히 반발하게 될 것이다.

넷째, ASEAN 지역도 남아프리카 지역과 비슷하게 대규모의 전력망 연계사업에 재원을 조달하는 내용이 사업추진의 장애 요인으로 대두되고 있다. 일부 회원국들은 공적원조 대상국에 포함되지 않으며, 미얀마는 장기간 국제사회의 경제제재를 받아 왔다. 지역개발은행으로서 ADB의 자금이 있기는 하지만 역내 전력부문 투자수요의 충족에는 매우 부족하다.

마지막으로 ASEAN은 지역협의체로서 아직 EU의 예와 같이 회원국의 의사결정에 상당한 정도의 영향력 행사가 어려우며, 또한 강제성을 포함하는 일반화된 규범의 제정이 어려운 한계를 내포하고 있기 때문에 다자국간의 전력망 연계를 위하여 다수 정부에 의한 합의 도출 과정에서 결정적인 역할을 행사하지 못하고 있다.

3) 추진 전략

ASEAN 국가들은 양자 간의 전력거래가 활발하게 진행되고 있다. ASEAN 국가들의 다자간 전력망 연계의 중심에는 전력 공급국으로서의 역할이 가능한 미얀마와 라오스가 ASEAN에 가입하면서 지역협의체가 활성화 단계에 있다. ASEAN은 역내 에너지시장 통합 및 에너지안보를 목적으로 하여 역내 전력망의 연계 프로젝트를 포함하는 APG 프로그램이 추진 중에 있다.

주요한 전력 수출국으로 기대되는 캄보디아, 라오스, 미얀마는 풍부한 수력발전을 바탕으로 한 전력 수출을 통해 막대한 수익을 얻을 목적으로 역내 전력망 연계사업의 협의체에 참여하고 있다. 이중에서 라오스는 수출시장 확보와 투자자금 마련을 위하여 인접국인 베트남 및 태국 기업들과 자국의 수력발전을 공동 개발하였다. 미얀마는 오랫동안 대외개방이 지연되어 다른 역내 국가들과 비교하여 국가 간의 전력망 연계 수준이 비교적 낮은 편이며, 자국을 포함한 APG 프로젝트 추진으로 수력 발전원 개발은 물론 여기에서 생산된 전력의 자국 내 공급과 주변국으로의 수출을 통한 이익실현을 기대하고 있다.

ASEAN 지역에서 중요한 전력 수입처는 필리핀, 태국, 브루나이, 베트남 및 싱가포르 등이다. 이중 필리핀, 태국, 베트남 등은 산업수요로 인해 급증하고 있는 자국 내의 전력수요를 충당하기 위하여 역내 전력망 사업에 적극적인 참여를 하고 있다. 또한, 비교적 대규모의 수력발전원에서 생산되는 상대적으로 저가의 전력 수입을 통해 역내 각국 전력시장의 평균 전력가격 인하를 기대하고 있다.

싱가포르와 브루나이는 역내 국가들과 전력망 연계사업에 대한 추진 목적을 앞에서 언급된 국가들과 다르게 설정하고 있다. 추후 이들 양국의 전력수요는 비교적 완만하게 증가될 것으로 전망된다. 브루나이는 전형적인 가스 수출국이며, 주변국으로부터 저렴한 전력을 수입을 통해 자국의 가스 수출능력 증대를 꾀하고 있다. 싱가포르는 에너지자원이 부족한 입지여건상 가스를 해외에서 전량 수입한 후 화력발전예 이용하고 있다. 이러한 해외 가스의 수입의존도를 하향시키고, 평균 전력가격의 인하를 목적으로 하여 주변국들과의 전력망 연계를 추진하고자 한다. 그러나 이들 국가들은 최종 전력 소비국으로서 전력 공급국과 송전선 통과국의 정치적 안정, 투명성 부족 및 낮은 수준의 전력시장 개방 정도 등을 크게 염려하고 있으며, 이로 인하여 아직까지 다자간 전력망의 연계사업 추진 참여에 비교적 소극적인 편이다.

마지막으로 말레이시아와 인도네시아는 자국 내의 발전 자원 자체가 풍부하고, 전력 수출과 수입이 모두 가능한 지리적 특성을 가지고 있다. 특히, 인도네시아는 지리적 특성으로 인해 지방간의 전력수급 상황이 현격하게 다르고, 일부 지역은 비싼 전력 사용은 물론 전력부족 사태까지도 발생하고 있는데, 주변국과의 전력망 연계를 통해 전력수급 안정과 발전소의 효율적 운영을 기대하고 있다. 일례를 들면, 말레이시아와 인도네시아에서 칼리만탄-사라와크(Kalimantan-Sarawak)의 송전망 구축이 완료되면 칼리만탄섬의 고비용의 석유 및 디젤 발전소의 비중이 크게 줄어들게 될 것이다.

V. 동북아 지역의 전력시장 현황 및 각국의 입장

1. 동북아 지역의 전력시장 특징

동북아시아 지역 역내의 국가 간 자원보유 특성과 상이한 전원 구성 및 전력 부하 구조 등의 원인으로 인해 상호 전력수급 보완성이 비교적 높은 편이지만, 계통운영 방식 및 상이한 주파수, 전력시장 자유화의 더딘 추진 및 전력산업 구조개편 등이 국가 간의 전력협력 장애 요인으로 나타나고 있다. 더불어, 동북아 지역에서는 사업추진 촉진제 및 국가 간 조정자 역할이 가능한 ASEAN과 EU와 같은 다자간 고위급(장/차관급) 회의, 또는 지역협의체가 없으며, 북핵 문제, 패권경쟁, 영토문제 등과 같이 지정학적 불안정성 요소들이 항상 존재하고 있으며, 이것이 다자간의 전력망 연계 사업 추진에 있어서 지속적인 장애요인으로 작용하고 있다.

<전력시장 규모 비교>



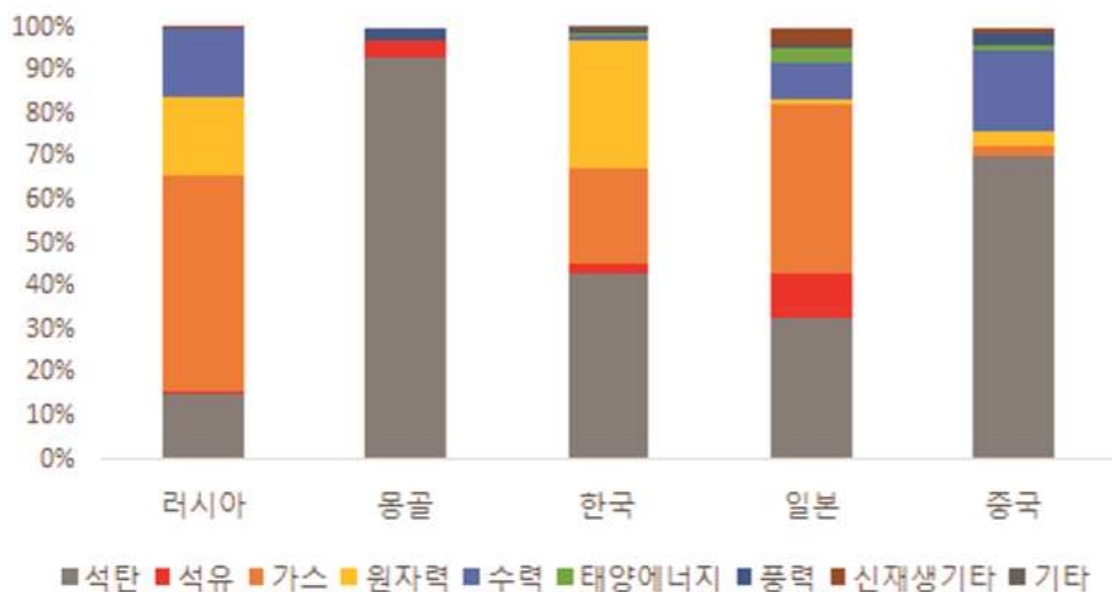
※ 자료 : IEA(International Energy Agency) 홈페이지

일반적으로 국가 간의 양자·다자 형태 전력망 연계에서 얻을 수 있는 편익은 전력부문 측면에서 신규 전력설비 투자비 및 운영비 절감, 최대부하 분산으로 인한 기존 발전설비에 대하여 수요 감소, 신재생에너지 개발 역량 증대, 전력시스템 신뢰도 향상을 기대할 수 있다. 또한 경제적 측면에서는 역내 교역량 증대, 지방경제의 활성화, 전력생산 비용 절감 및 전력요금 인하 등을 들 수 있다. 그 외에도 안정적인 전력망 연계를 유지하

기 위하여 당사국들이 가급적 분쟁요인을 회피하려고 하기 때문에 역내의 정치 및 외교적 안정에도 기여 가능하다.

동북아 지역의 전력수요량은 2015년을 기준으로 전 세계 전력수요량의 37%를 점유하며, 중국 경제의 빠른 증가세와 함께 2000년 대비 약 2.4배 증가되었다. 우선 동북아 지역은 신재생에너지의 활용 잠재력과 화석자원의 매장량이 풍부한 지역이다. 이에 의해 동북아 지역 전원믹스는 원자력 발전 비중 6.3%, 가스발전 14.2%, 수력발전 16.44%, 석탄 비중 56.9%로 구성되어 있다. 국가별로 전원믹스의 구성은 상이한 현황이라서 전력망 연계에 따른 상호 보완관계의 효율성이 높을 것으로 기대된다. 한국, 몽골, 중국은 석탄발전의 비중이 높으며, 일본과 러시아는 가스발전의 비중이 높은 편이다. 향후에는 각국이 에너지 전환 정책의 적극적 추진과 중국의 소득수준 향상으로 인해 신재생에너지 발전과 가스발전 비중이 증가될 것으로 예상된다.

<동북아 아시아 지역의 발전원별 비중>



※ 자료 : IEA(International Energy Agency) 홈페이지

다음으로 일본은 소매전력의 가격수준이 상대적으로 높고, 러시아는 EU보다 60~80% 낮은 수준으로서 동북아지역에서 소매전력의 가격이 가장 낮다.

현재 일본은 전력시장의 자유화를 추진 중이며, 나머지 국가들은 모두 정부에 의해 전력가격의 통제를 받고 있다. 국가 간의 전력거래에서 송전망 손실과 비용을 고려하더라도 러시아로부터 전력 수입이 가능해진다면, 이는 동북아 지역의 전체적인 전력가격 하향 요인으로 작용가능하다. 동북아 지역에서 전력망 연계사업 추진은 상이한 국가별 전력 관련 법·제도 및 전력시장 발전 수준 등이 장애 요인으로 작용할 수 있다. 전력시장 자유화 정책은 자유로운 송전망의 접속을 보장하기 위해 중요한 정책이다. 2013년 일본 정부는 발전 및 소매의 전면 자유화, 광역계통운영 확대, 송배전 중립성 확보, 그리고 2016년 4월 전력소매 부문의 전면 자유화 추진을 단계적으로 실행했다. 역내의 다른 국가들도 전력산업에 대한 구조개편 작업을 추진 중이지만 일본의 현황과 비교하여 비교적 더딘 편이다.

2. 동북아 각국의 전력망 현황

동북아시아(NEA, Northeast Asia) 지역은 50Hz 지역(중국, 일본 동부, 몽골, 러시아)과 60Hz 지역(북한, 일본 서부, 한국)으로 구성된다. 러시아(50Hz)와 한국(60Hz)은 지역 연결에 관심이 있으며, 한국은 중국(50Hz)-한국(60Hz) 상호연결에 관심을 가지고 있다.

<동북아 전력망>

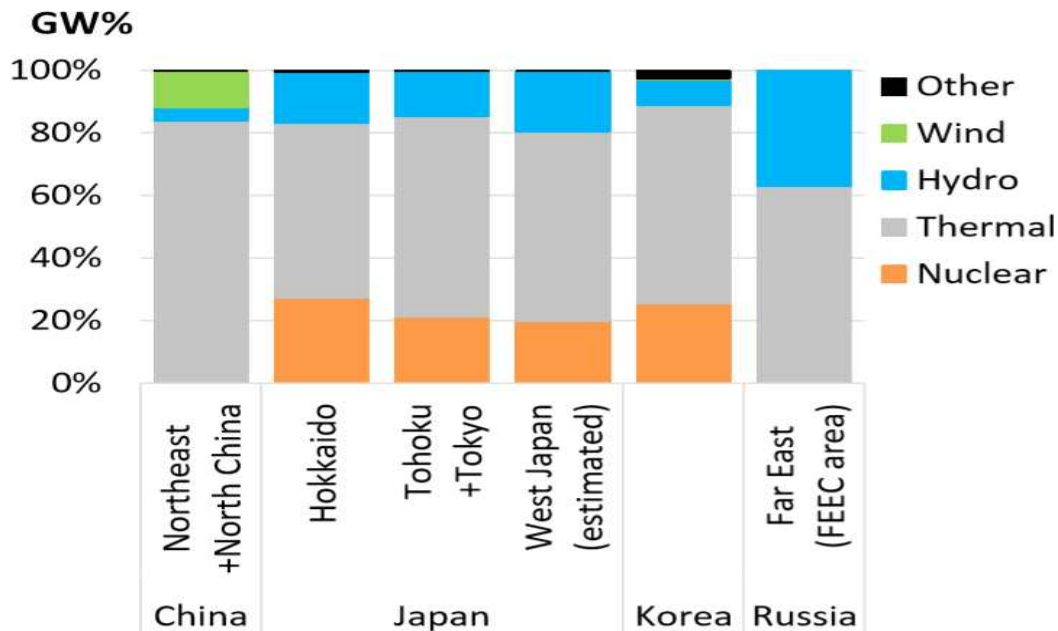


※ 자료 : APERC(아시아태평양에너지자료센터)

일본은 홋카이도 지역(50Hz), 도호쿠+도쿄 지역(50Hz)과 나머지 일본(서일본, 60Hz)의 모델링된 접점(node)의 세 가지 범주로 나뉜다. 베이징 지역을 포함하는 북중국 전력망은 하위 지역 중 가장 크다. 규모(163GW)는 중국 동북부, 도호쿠+도쿄, 서일본 또는 한국 그리드 보다 약 2~3배 크다. 반면 홋카이도(일본)와 극동(러시아) 지역은 상대적으로 작다(약 5GW).

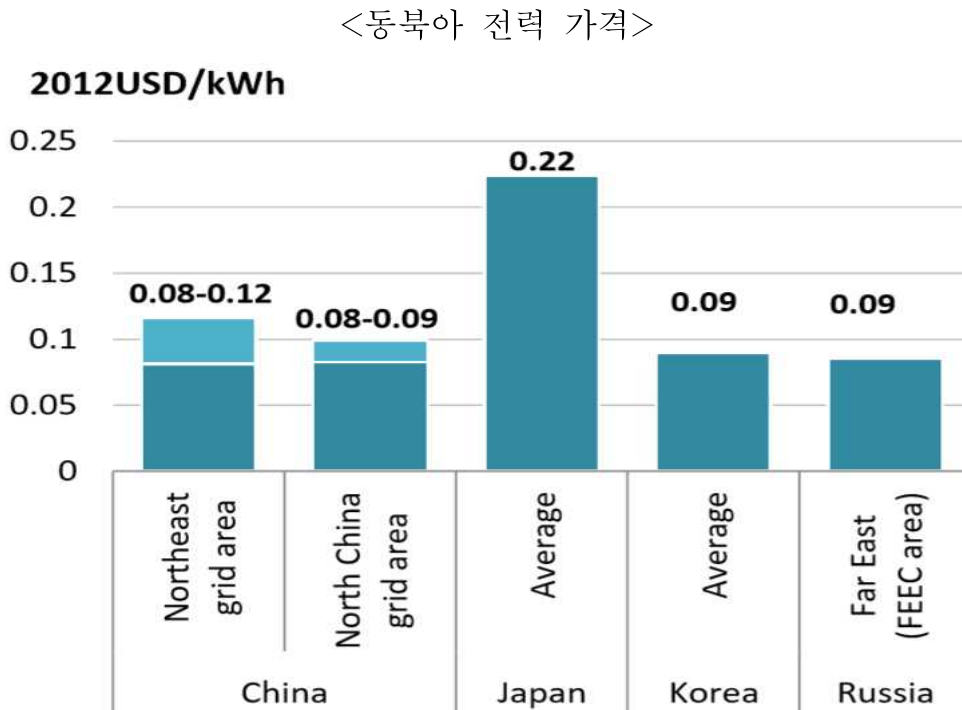
각 지역은 화력발전소에 의존한다. 일본과 한국의 원자력 능력 점유율은 20%를 넘는다. 러시아 극동지역에서는 수력 용량이 약 37%, 일본 지역에서는 약 14%~20%를 차지한다. 반면 한국(8%)과 동북+북중국(4%)은 수력 비중이 상대적으로 적다. 전체적으로 중국은 풍부한 수자원(경제 잠재력 : 402GW, 1,750TWh/y)을 보유하고 있다. 그러나 이들 자원은 주로 중국 서부와 남부 지역에 분포하고 있으며, 동북+북중국 지역의 경제적 잠재력은 5.4%(약 22GW)에 불과하다. 대신 중국 북부에 풍력자원이 풍부하며, 동북+북중국 그리드 내 이 소스의 용량은 2012년 41GW(용량 믹스 12%)에 달하였다.

<동북아 전원 구성 현황>



※ 자료 : APERC(아시아태평양에너지자료센터)

일본의 전력 평균 가격(0.22 USD/kWh)은 다른 지역의 약 2배이다. 다른 지역(중국 동북부, 한국, 극동 러시아)의 가격은 비슷한 수준(약 0.09~0.12 USD/kWh)이다.



※ 자료 : APERC(아시아태평양에너지자료센터)

중국과 러시아는 전력수입/수출가격에 합의하는 데 어려움을 겪었고 전력거래는 두 번이나 차질을 빚었다. 일반적으로, 더 큰 국내 가격 격차는 (거래가와 국내 가격 사이) 이윤을 보장하기 위해 전력거래에 더 적절한 조건을 제공한다. 반대로 이러한 평균가격이 기간(계절/시간)별로 상당한 차이를 나타내는 한, 전기료가 비슷한 경제국들(중국, 한국, 러시아) 간의 전력거래에서 일정한 이윤을 확보하기 어렵다.

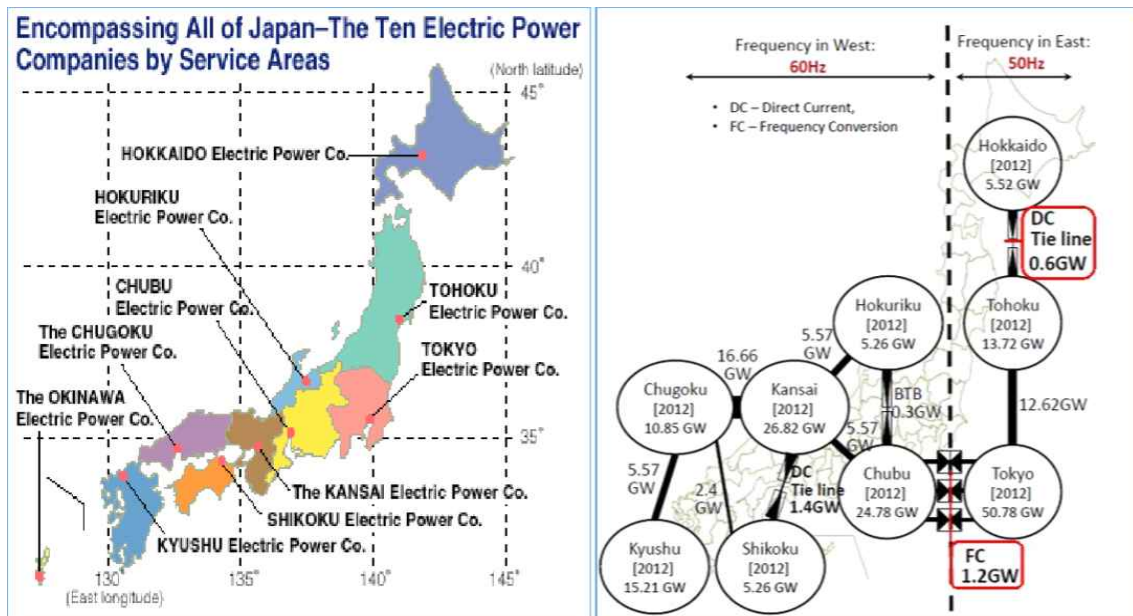
1) 일본

가. 일본의 전력망 현황

일본은 10개의 전기 서비스 지역을 가지고 있으며, 각각은 전통적으

로 수직으로 통합된 민간 전력회사가 지배하고 있다. 각 전력회사는 각 서비스 구역에서 안정적인 전원 공급을 보장할 책임이 있으며, 자급자족 전원 공급 시스템을 개발·관리해 왔다. 동일본(홋카이도, 도호쿠, 도쿄 지역)의 주파수는 50Hz인데 반해 서일본은 60Hz이다. 총 용량 1,200MW의 주파수 변환기(FC)를 3개 지역(사쿠마, 신시나노, 히가시시미즈)에 설치해 일본 동부와 서부를 연결하였다.

<일본 전력망 현황>



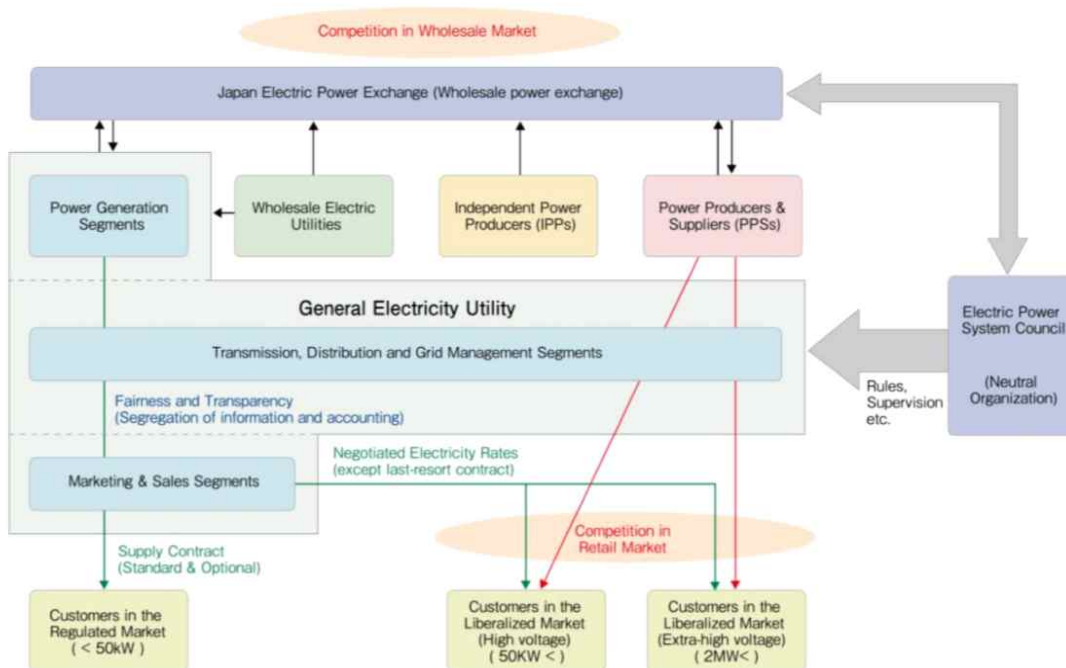
※ 자료 : Japan Electric Power Exchange, 일본

일본의 전기 시장은 공정 경쟁과 투명성을 확보하기 위해 부분적으로 자유화되었다. 1995년 개정된 전기사업법은 독립된 전력생산자(IPP)가 전기 도매시장에 참여할 수 있도록 하고, 그 후, 1999년 개정(2000년 3월부터 시행)은 외전압(EHV, extra-high voltage) 소비자를 위한 시장(2MW 이상)을 자유화하고, 전력생산자 및 공급자(PPS)들이 부분적으로 자유화된 시장에 전기를 판매할 수 있도록 하였다.

2003년 개정안은 자유화의 범위를 확대하였는데, 2004년 4월에 50kW 이상의 소비자를 위한 시장이 자유화되었다. 2015년 4월 현재, 자유화된 시장은 일본 전체 전기 수요의 약 60%를 차지한다. 일본전력거래소

(JEPX, Japan Electric Power Exchange)는 2003년 설립돼 2005년 4월부터 전력교환을 시작하였다. 나아가 공정하고 투명한 송전·배전 운용을 지원하기 위해 2004년 일본전력시스템협의회(ESCJ, Electric Power System Council of Japan)를 설치하고 2005년 4월부터 운용을 개시하였다. ESCJ의 업무에는 규칙 제정, 분쟁 해결, 부하 분산 운영의 조정 등이 포함된다. 그림은 2005년 4월부터의 전기공급 시스템을 보여준다.

<일본의 전기공급 시스템>



※ 자료 : The Federation of Electric Power Companies of Japan(2014)

2011년 3월 동일본 대지진과 그 뒤를 이은 후쿠시마 제1원전 사고 이후, 일본 전력산업계는 경쟁력과 보다 투명한 전력 공급을 실현하기 위해 전력시장을 전면적으로 규제해야 한다는 압력에 직면하고 있다. 전기사업법은 전기시스템 개혁을 위해 2013년, 2014년, 2015년 3차례 개정되었다. 이 개혁은 주로 다음과 같은 세 가지 단계에 초점을 맞추고 있다.

- 2015년 4월 트랜스미션 사업자의 지역간 조정 기구(OCTO, Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operator) 설립

- 2016년 4월부터 전력 소매 자유화
- 2020년부터 송전·배전 분야의 법적 분리, 분리 후 소매 전기 가격의 완전 자유화로 전환

2016년 소매 자유화 이후 독과점 상황을 피하기 위해 지정 공익사업자의 소매 관세를 과도기적 조치로 규제한 뒤 법적 분리를 거쳐 점진적으로 규제를 풀기로 하였으며, 2013년 11월, 2014년 6월, 2015년 6월 3단계 전기사업법 개정안이 제정되었다.

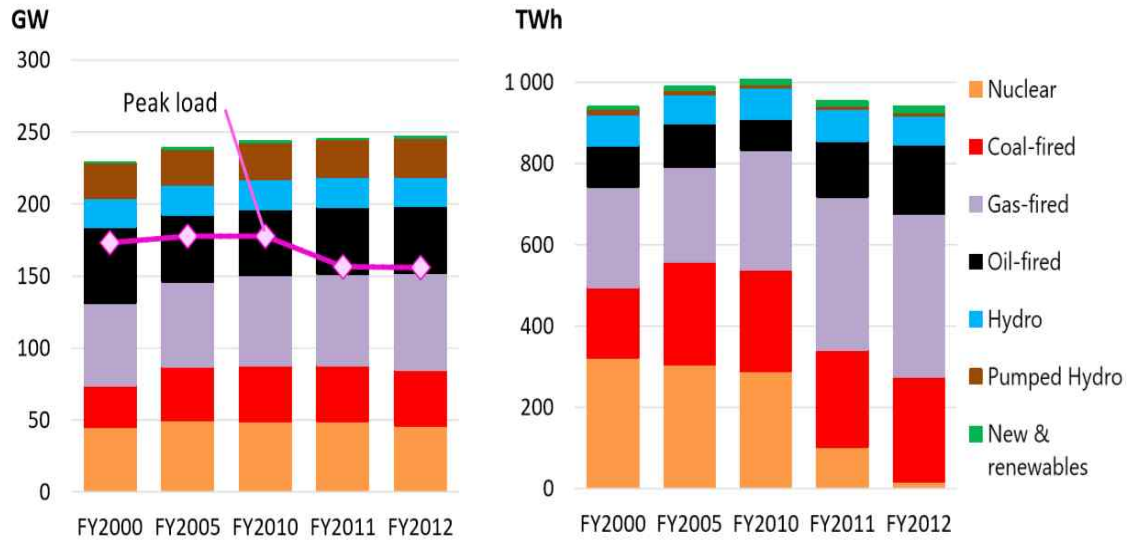
나. 전력의 수요와 공급

특히 일본은 두 차례의 오일쇼크 이후 '3E'(경제, 에너지, 환경) 요인의 균형을 맞추고 발전 연료의 혼합을 다양화하기 위해 노력해 왔다. 2012 회계연도에 용량 기준으로 석탄 화력발전은 16%, 가스 화력발전은 27%, 석유 화력발전은 19%, 수력발전은 19%를 차지하였다. 미래 원자력발전 이용에 관한 불확실성이 존재하지만, 총 용량 중 그 비율은 약 10%로 안정세를 유지하고 있다.

원전사고 이후 원자력발전은 2010 회계연도 288TWh(총 발전량의 29%)부터 2011 회계연도 102TWh(총 발전량의 11%)로 감소하였으며, 더 나아가 2012 회계연도에는 16TWh(총 발전량의 2%)까지 감소하였다. 화석연료 화력발전(주로 가스 화력발전과 석유 화력발전)은 원자력발전 용량의 손실을 대체하였다. 즉, 2011 회계연도에 가스 화력발전과 석탄 화력발전이 전년 대비하여 83TWh와 62TWh 증가하였다.

신재생에너지(수력 제외)는 점차 증가하였지만 2012년 전체 발전량 혼합에서 차지하는 비중은 1.6%에 그쳤다. 일본의 여름 시즌에는 피크 부하가 주로 발생하였으며, 연평균성장률(AAGR) 0.5%로 2000~2010년에 약간의 성장을 보였다. 원전사고 이후, 경제에서의 강력한 에너지 절약 노력은 2010 회계연도부터 2012 회계연도까지 22GW의 피크 부하 감소에 기여하였다.

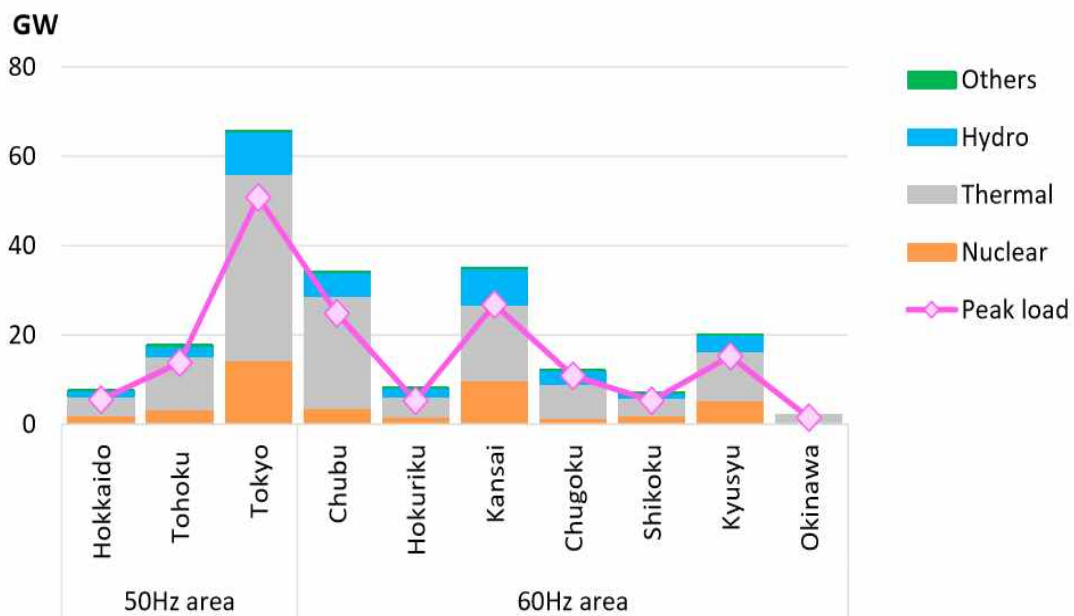
<일본의 전력용량 및 전원 구성>



※ 자료 : Ministry of Economy, Trade and Industry, 일본

가장 큰 전력망은 도쿄전력 지역이다. 도쿄전력이 보유한 설치용량은 총 10개의 전력회사(2012년 회계연도 기준)의 30%를 차지한다. 50Hz 영역은 3개의 전력회사로 구성되어 있다.

<일본 전력사 별 설치 전력생성 용량 및 최대 부하 수준>

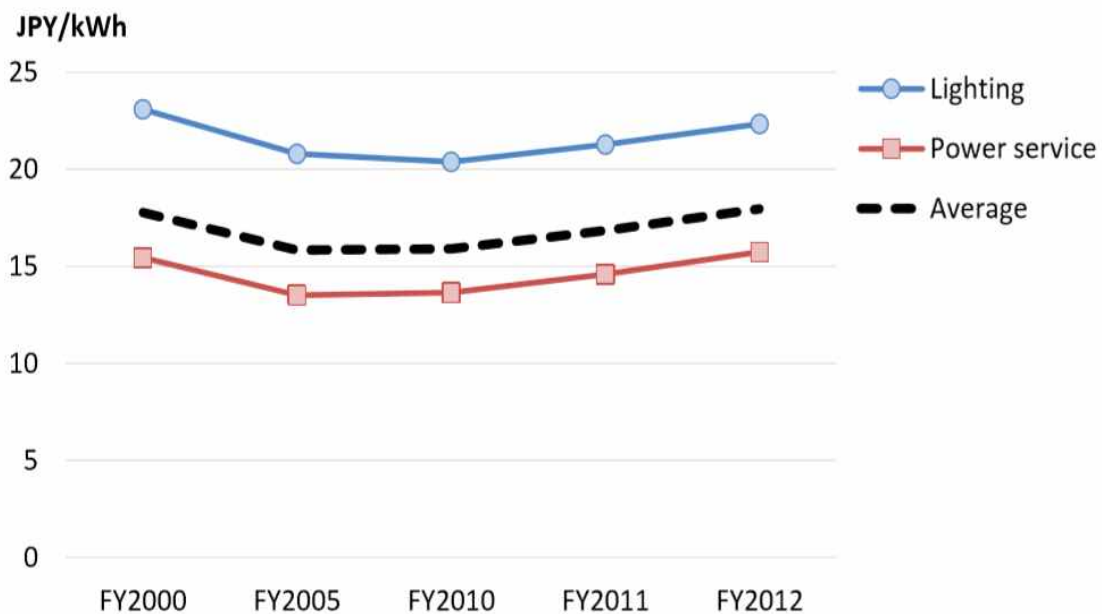


※ 자료 : Japan Electric Power Exchange, 일본

홋카이도는 키타혼(Kitahon) 고전압 직류(HVDC) 링크(250kV, 600MW)를 통해 도호쿠 지역(혼슈)과 연결되어 있으며 2019년까지 300MW의 링크를 추가로 설치할 예정이다. 60Hz 영역은 7개의 전기 서비스 영역으로 구성된다. 큐슈와 시코쿠는 각각 칸몬(Kanmon) 상호 연결선(500kV, 5,570MW)과 혼시(Honshi) 상호 연결선(500kV, 2,400MW)을 통해 혼슈와 연결된다. 도쿄전력(Tokyo Electric Power Company)과 추부전력(Chubu Electric Power Company)은 50Hz~60Hz 지역 간 기존 주파수 변환소 3곳(총 1,200MW) 외에 약 2020년에 900MW 용량의 DC 링크를 설치할 계획이다.

지구환경산업기술연구기구(RITE, Research Institute of Innovative Technology for the Earth)(2014년)에 따르면 2009~2011년 일본 화력 발전의 평균 효율은 44.7%(세대 말단(the generation end), 저온가치(LHV) 기준)로 전 세계 평균보다 7.4%p 높았다. 같은 기간 석탄 화력 발전소의 평균 효율은 41.4%, 가스화력발전소는 47.9%로 나타났다. 일본의 석탄 화력발전소는 2011년 기준으로 세계 최고 수준의 효율을 유지하였다.

<일본 전력 가격>



※ 자료 : Japan Electric Power Exchange, 일본

일본은 높은 전력가격을 나타내고 있다. 2015년 현재 일본의 전력시장은 부분적으로 자유화되었으며, 비자유화 시장(저전압, 50kW 미만)의 전력가격은 경제산업성(METI)이 규제하고 있다. 전력회사는 규제된 전기료를 인상하기 위해 METI 장관의 허가를 받아야 한다. 일본의 전기요금은 선진국 가운데 가장 높은 수준이다.

평균 가격은 조명의 경우 22.3JPY/kWh, 전력서비스의 경우 15.7JPY/kWh이었다. 이 가격은 효율적인 운영 노력으로 인해 2000년에서 2010년까지 감소 추세를 나타내었다. 그러나 원전사고 이후 화력발전 연료비 상승으로 많은 전력회사가 규제된 전기료의 인상을 신청하였다. NHK(2014년)에 따르면 전력회사는 2011년 3월부터 2014년 7월까지 전기요금을 13% 인상하였다.

다. 에너지 경제 플랜

2014년 4월, 내각은 개정된 전략 에너지 계획을 승인하기로 결정하였다. 이 네 번째 계획은 일본의 중장기 에너지 정책(약 20년 후)에 방향을 제시한다. 개정안은 지금부터 2018~2020년까지의 기간은 보다 자유화되고 경쟁적인 에너지시장을 구축하는 데 전념한다고 명시하고 있다. 전력시장 개혁과 더불어, 약 2017년까지 가스 소매시장을 완전히 자유화하고, 도쿄 가스, 오사카 가스, 토호 가스 3사가 소유한 가스 파이프를 2022년 4월까지 법적으로 분리하기 위하여 가스 사업법 개정이 2015년 6월에 제정되었다.

일본은 전략에너지계획에 따라 원전 의존도를 줄이는 동시에 에너지 효율을 강화하고 재생에너지 사용을 확대하기로 하였다. 이에 따라 2015년 7월 METI 전문위원회는 일본의 장기 에너지 수급 전망치를 결정하였다. 위원회는 거시경제 지표를 사용하여 에너지 수요를 2030년까지 예측하고, 부문별 절약 가능성에 대한 상향식 추정을 통해 총 에너지 절약량을 계산했다. 전망은 전기 믹스, 1차 에너지 수요 및 공급, 에너지 관련 CO² 배출량을 나타내며, ‘안전’이 최우선 조건인 ‘S+3E’ 정책을 보증하는 것을 목표로 한다.

▲에너지 자급률을 2012년 6%에서 24.3%로 높이고, ▲전기 비용을 2013 회계연도 대비 5%에서 2%로 낮추고, ▲에너지 관련 CO² 배출량을 2013 회계연도 대비 21.9% 감소시켜 총 GHG 감소를 26%로 실현한다.

장기 전망은 원자력발전이 전체 발전량의 20~22%를 차지하며, 재생 에너지는 22~24%, 액화 천연가스는 27%, 석탄은 26%, 석유는 3%를 차지하는 균형 잡힌 발전 믹스를 목표로 한다. 원전의 비중은 원전사고 이전(약 30%)보다 낮은 원전 의존도로 낮춘다. 재생에너지 내에서 가장 큰 공급원은 수력 8.8~9.2%, 태양열(7.0%)이다. 그러나 이 전망은 급격한 에너지 절약량을 가정하는데, 이는 석유파동 이후 급격한 개선과 맞먹는 최종 에너지 소비(TFEC)의 에너지 집약도를 2012년보다 35% 향상시킬 필요가 있다는 것이다. 따라서, 경제 전반의 노력(특히, 상업 및 주거 부문에서)은 전망을 실현하기 위해 필요할 것이다. 또한, 예측 수요는 최근의 실제 성장보다 높은 성장을 전제로 하는 '재생경제' 정책에 근거한 1.7%의 경제성장률을 가정한다는 점도 유의할 필요가 있다.

2) 중국

가. 중국의 전력망 현황

중국은 7개의 전력망을 가지고 있다. 중국 국가 그리드 코퍼레이션(SGCC, The State Grid Corporation of China)은 동북, 북중국, 중앙중국, 동중국, 북서부 및 티베트 전력망을 소유하고 있는 반면, 중국 남부전력 그리드 회사는 남중국 전력망을 담당하고 있다. 그리드의 주파수는 50Hz이다. 중국은 지역 수요 불균형을 해소하고 자원 과잉 지역(중앙/서부 지역)에서 '에너지 부족(energy hungry)' 지역(동해안 지역)으로 전기를 전송하기 위해 중국내 전력망 간 고전압(HV) 그리드 상호연결을 가속화해 왔다.

중국의 전기 산업은 1949년 중화인민공화국이 창설된 이후 국가가 중심이 되어 운영해 왔다. 발전자산은 각종 국유기업에 배속되어 운영

되고 있으며, 이는 전력산업부(MEPI, Ministry of Electric Power Industry)의 행정 감독하에 놓여 있다. 1986년 중국은 3단계로 전력부문을 개혁하기 시작하였다.

<중국 전력망 현황>



※ 자료 : Ministry of Electric Power Industry, 중국

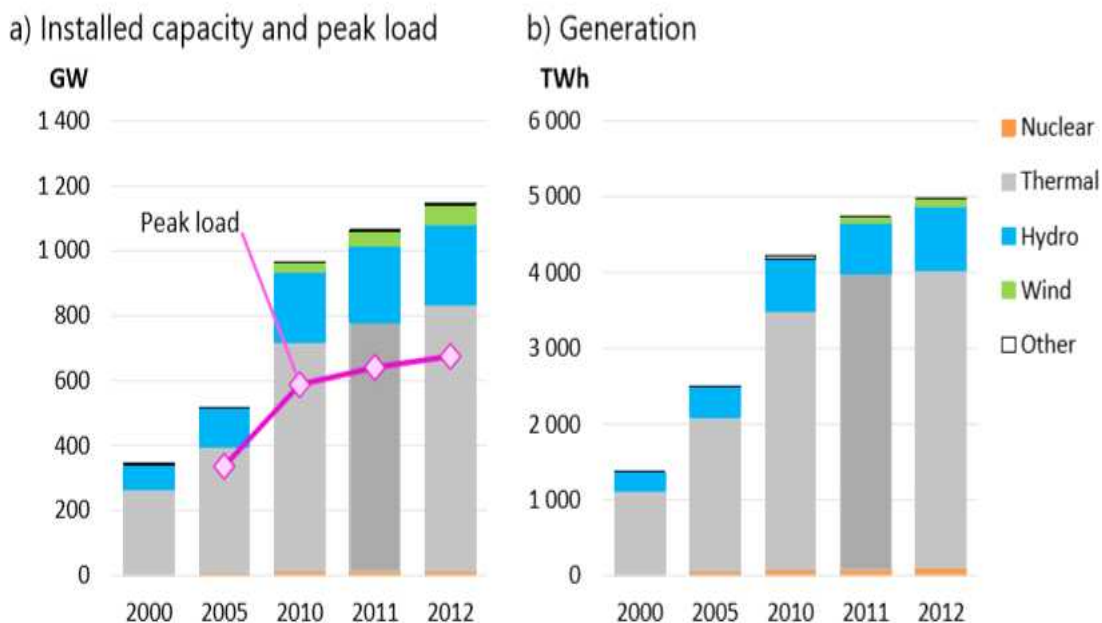
1단계(1986~1997년)에서는 전력난 문제를 해결하고 급증하는 수요에 부응하기 위하여 중앙정부가 발전설비를 건설, 운영할 수 있도록 도·지방자치단체는 물론 민간기업도 허용하였다. 2단계에서는 1997년 신설된 주전력공사(State Electric Power Corporation)로 MEPI의 자산이 이전되었고, 게다가 1998년에는 MEPI가 폐지되고 그 행정기능이 주경제무역위원회(SETC, State Economic and Trade Commission) 전력부로 이전되었다. 그 후, 2002년 마지막 단계에서, 중국 국무원은 발전과 송전/배급을 분리했다. 주전력공사는 2개의 주전력회사(SGCC와 중국 남부전력 그리드회사)와 5개의 발전회사, 4개의 전력서비스회사로 나뉘었다.

중국은 북한, 키르기스스탄, 몽골, 동남아시아 국가 및 러시아를 포함한 몇몇 인접 외국/경제 국가들과 상호연계를 맺고 있다. 2012년에 중국의 NEA 지역에 러시아로부터 2.6TWh의 전기를 수입하였고, 이것이 2013년에는 3.5TWh로 확대되어 전체 수입품의 약 절반을 차지한다.

나. 전력의 수요와 공급

2012년 중국의 발전용량은 1,150GW로 1990년과 2000년에 비해 각각 7배, 3배가량 증가하였다. 지난 10년간 화력발전 설비는 용량 면에서 가장 큰 성장을 기록하여 2000년부터 2012년까지 약 560GW 증가하였으며, 원자력 발전 설비는 약 8GW 증가, 수력발전 설비는 약 170GW 증가하였다. 2010년부터 2015년까지 석탄화력발전소는 예상 연평균성장률(AAGR)이 7.8%로 중국 내 총생산능력에서 가장 높은 점유율(66%)을 차지하고 있다. 발전 믹스와 관련해서는 화력발전소가 78%, 수력발전소가 17%를 차지한다. 2012년 원전은 용량과 발전 믹스에서 각각 약 1%와 2%를 차지하였다.

<중국의 발전용량>

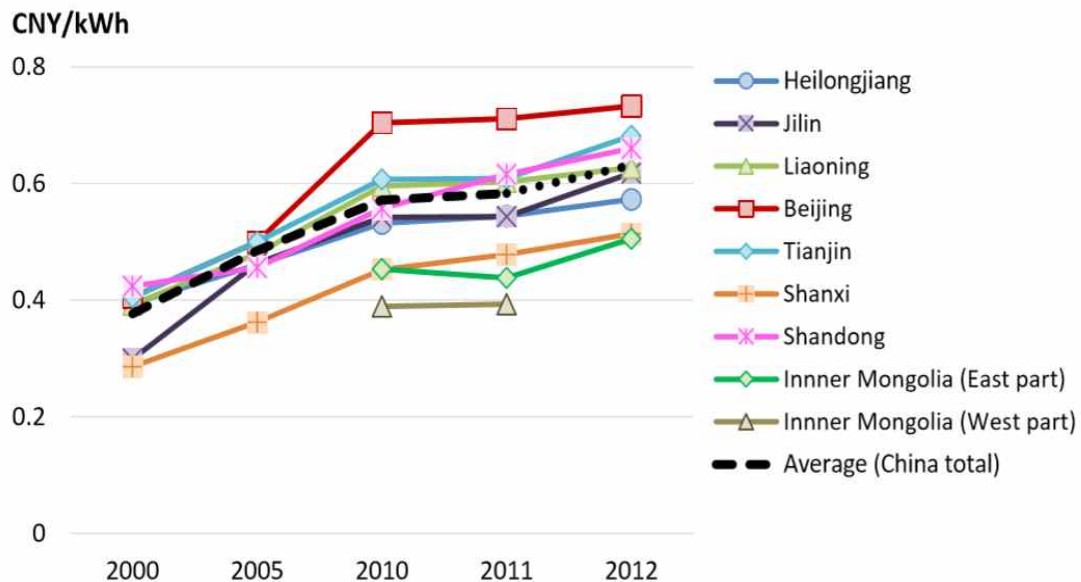


※ 자료 : APERC(아시아태평양에너지자료센터)

재생 가능한 모든 발전설비 중에서 풍력발전 용량은 2005년부터 2012년까지 40% 이상의 연평균성장률(AAGR)의 괄목할 만한 성장을 보였다. 해외전력조사회(JEPIC, Japan Electric Power Information Center)에 따르면 2012년까지 용량이 60GW 이상으로 증가했지만, 그리드 접근제한 문제 만이 아니라 디스패치 가능한 세대(dispatchable generation)보다 낮은 용량 요인 때문에 전체 세대 점유율은 2.1%를 넘지 못했다.

중국의 전력망 규모는 그리드마다 다르다. 동북 그리드는 전력 그리드 중 피크 부하(52GW)가 가장 작다. 즉, 동중국 그리드 피크 부하(175GW)의 약 3분의 1이다. 베이징 지역을 커버하는 북중국 그리드는 제2의 피크 부하(163GW)를 갖고 있다.

<중국의 전력 가격>



※ 자료 : Ministry of Electric Power Industry, 중국

RITE에 따르면 2009~2011년 중국 화력발전의 평균 효율은 36.8% (세대 말단, 저온가치(LHV) 기준)로 세계 평균 2.0point보다 낮다. 이 3년간 석탄 화력발전소의 평균 효율은 35.6%로 나타났다. RITE는 중국 내 석탄 화력발전소의 효율성이 특히 2005년 이후 점진적으로 개선되

는 추세를 보였으며, 2012년(35.2%)의 글로벌 평균 효율보다 높아졌다고 보고하였다.

중국 각 지방의 전력 가격은 정부에 의해 규제된다. 정부는 경제적으로 낙후된 지방(예 : 내몽골)에 더 낮은 가격을 적용한다. 이러한 규제된 가격은 시장 메커니즘을 반영하지 못하게 되며, 낮은 가격으로 인해 전력회사가 지속적으로 적자를 경험하게 되었다.

전력 가격은 지난 10년간 증가 추세를 나타내고 있다. 2000년부터 2011년까지 4% 상승했으며, 2011년 평균가격은 0.583CNY/kWh로 지방 및 도시에 따라 0.393CNY/kWh(내몽골 자치구 서부지역)에서 0.711CNY/kWh (베이징)까지 다양했다. 베이징의 가격은 내몽골 서부 지역보다 대략 1.8배 높다.

다. 에너지 경제 플랜

제12차 국가경제사회발전 5개년 계획(제12차 5개년계획)은 중국의 최신 5개년 계획이다. 제12차 계획은 2011년 3월 14일 전국인민대표대회의 승인을 받았다. 이 5개년 계획은 2011년부터 5년간에 걸쳐 국가 전략 의도와 정부의 초점, 국민의 공통적인 행동계획을 명확히 하고 있다. 에너지 개발과 관련하여, 이 계획의 초점은 다음과 같이 원자력, 재생 및 전력망 개발을 포함한다.

- 원자력 : 중국은 연안 지역의 원자력발전을 가속화하고, 내륙 지역에 원전을 지속적으로 개발하며, 40GW 원전 건설에 착수할 것이다.
- 수력 : 중국은 천사강, 다두강 등 우선순위 지역에 대규모 수력발전소를 건설하고 총 120GW 규모의 수력발전소 건설에 들어간다.
- 풍력 : 중국은 대규모 풍력발전소(onshore 6곳, offshore 2곳)를 건설한다. 새롭게 추가된 용량은 70GW 이상일 것이다.

- 태양광 : 중국은 티베트 자치구, 내몽골 자치구, 간쑤성, 닝샤후이 자치구, 칭하이성, 신장 위구르 자치구, 윈난성 등을 우선 배치한다.
- 전력망 : 중국은 20만km 이상의 송전선(330kV)을 건설한다.

<제12차 5개년계획 상 전력 개발 계획>

	2010	2015	AAGR
Total Capacity [hundred million kW]	9.7	14.9	9.0%
Coal-fired [hundred million kW]	6.6	9.6	7.8%
Hydro [million kW]	2.2	2.9	2.7%
Nuclear [million kW]	10.82	40	29.9%
Gas-fired [million kW]	26.42	56	16.2%
Wind [million kW]	31	100	26.4%
Solar [million kW]	0.86	2.1	89.5%

※ 자료 : The State Council of the PR China (2011).

이 계획은 5개년 발전계획을 언급하고 있다. 총 용량은 2010년에서 2015년까지 약 520GW 증가할 것이다(9% AAGR). 이 계획은 풍력(26.4% AAGR), 태양열(89.5%), 원자력(29.9%) 등 중국의 청정발전 추진 의도를 보여준다. 그러나 석탄 화력발전은 절대 용량 면에서 가장 빠르게 성장할 것으로 예상되는데, 이 기간 동안 약 300GW가 추가로 증가할 것으로 예상된다.

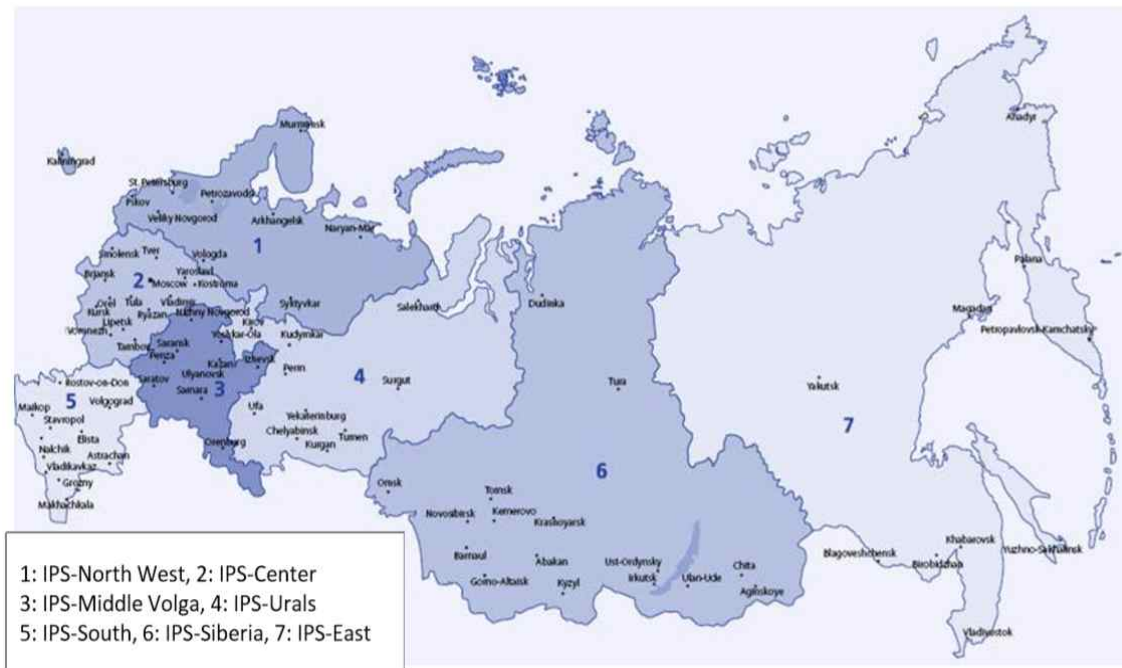
3) 러시아

가. 러시아의 전력망 현황

러시아는 IPS Northwest, IPS-Center, IPS-Mid Volga, IPS-Urals, IPS-South, IPS-Siberia, IPSEast 등 7개의 통합 전력시스템으로 분류하고 있으며, 이들 IPS는 주파수가 50Hz인 69개의 지역 전력시스템으로 구성되어 있다. IPS-Siberia 및 IPS-East에서 인접 NEA 경제(중국 및 몽골)에 이르는 주요 기존 국가 간 상호연결이 있다.

러시아는 2000년부터 전력산업 구조조정을 시작했다. 2008년 7월 이전에 모든 화력발전 및 지역 전력 분배 기업이 민영화되었다. 2008년 7월부터는 러시아의 발전과 전송 자산이 구속력 있는 규제에 의해 분리되었다. 발전자산은 두 종류(7개의 도매 발전 회사(WGC)와 14개의 영토 발전 회사)의 지역 간 기업으로 통합된다. 6개의 WGC가 설립되었으며, 53개의 수력발전소를 관할하는 1개의 국영 지주회사(RusHydro)가 설립되었다. 각 WGC는 가능한 전기 시장 독점의 출현을 방지하기 위해 서로 다른 지역에 발전소들을 두고 있다.

<러시아 전력망>



※ 자료 : EBRD(European Bank for Reconstruction and Development)

초고전압(UHV)과 고전압(HV) 송전선은 주로 연방 그리드 통합 에너지 시스템 회사(FGC UES, the Federal Grid Company of Unified Energy System)에 배정되는 반면, 중저전압 라인과 분배 그리드는 지역 간 배전 그리드 회사가 소유하고 운영하고 있다. FGC UES는 HV 송전선을 포함한 러시아의 통합 송전 그리드 시스템의 운영자·관리자로 자연독점의 지위를 보유하고 있다. 연방항모폴리서비스(The

Federal Antimonopoly Service)는 장거리 송전시장의 감시를 담당하고 있다.

무료 전기 거래 시장(하루전시장)은 2003년 11월 연방 도매 전기 시장(FOREM, the Federal Wholesale Electricity Market)의 틀 안에서 출범하였다. 2006년 9월, 도매시장의 규제 부문은 매수자와 매도자 사이에 체결해야 할 계약체제로 대체되었다.

러시아는 중국, 카자흐스탄, 조지아, 몽골, 남오세티아, 우크라이나, 아제르바이잔 등 다양한 지역과 상호 연결되어 있다. 러시아 공공기업 Inter RAO는 국경을 넘는 전기거래를 관리한다.

나. 전력의 수요와 공급

러시아의 발전용량은 AAGR이 2000년부터 1.1%로 2012년에 약 233GW에 달하였다. 화력발전소 용량은 지난 10년간 약 69%로 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 적재 성수기는 겨울이다. 러시아는 세계에서 가장 크고 오래된 지역난방(DH) 시스템을 개발하였으며, 거의 500개의 복합난방 및 발전소, 20만km의 DH 파이프라인 네트워크, 6만 5,000개가 넘는 보일러 하우스를 보유하고 있다.

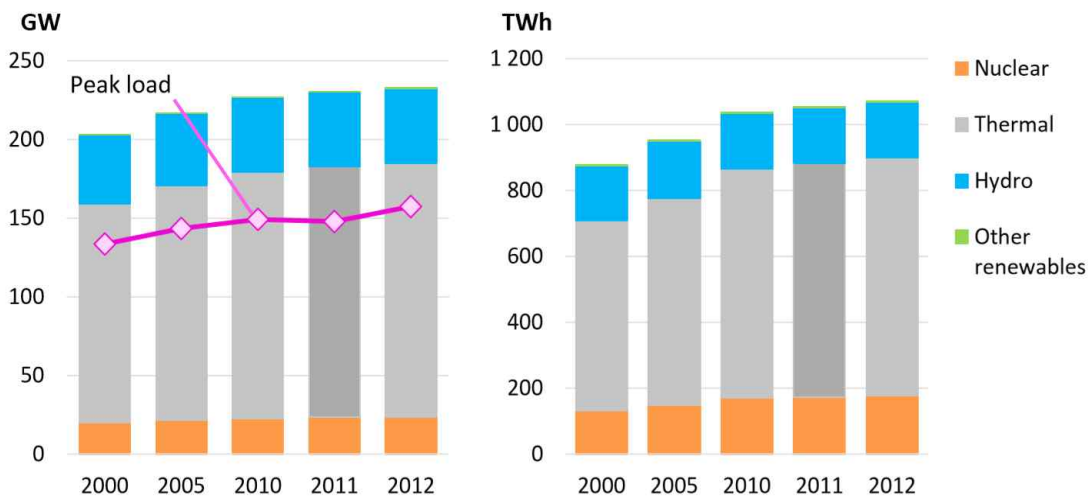
2012년 발전 믹스에 대해서는 화력발전이 67%, 수력발전이 16%, 원자력발전이 17%를 차지한다. 원자력 발전량은 2000~2012년 1.35배 증가한 반면 수력발전은 같은 수준(1.01배)에 머물렀다. 재생에너지(하이드로 제외)는 2000년에 비해 35% 증가했지만, 그 점유율은 지난 10년 동안 약 0.3%에 머물렀다.

2012년 전기 수출량은 2011년($\Delta 19.1\%$)보다 4.3TWh 낮은 18.4TWh였다. 수출이 줄어든 것은 핀란드 공화국(2011년 대비 $\Delta 60.6\%$)의 구매량이 줄어든 데 따른 것이다. 2012년 주요 수출 대상국은 리투아니아(총 수출의 26.0%), 핀란드(총 수출의 20.7%), 벨라루스(총 수출의

20.1%) 등 이었다. 중국(14.3%), 카자흐스탄(12.4%), 조지아, 몽골, 남오세티아, 우크라이나, 아제르바이잔 등에도 전기가 공급되었다.

2012년 전기 수입량은 2011년(△23.8%)보다 0.8TWh 낮은 2.6TWh였다. 그 감소는 모든 전기 수입에서 기록되었다. 2012년은 물론 2011년에는 카자흐스탄(전체 수입의 75.7%)과 조지아(전체 수입의 14.1%)가 주요 원인이었다. 러시아는 아제르바이잔, 몽골, 벨라루스에서도 전기를 수입하였다.

<러시아의 전력용량 및 전원>



※ 자료 : APERC(아시아태평양에너지자료센터)

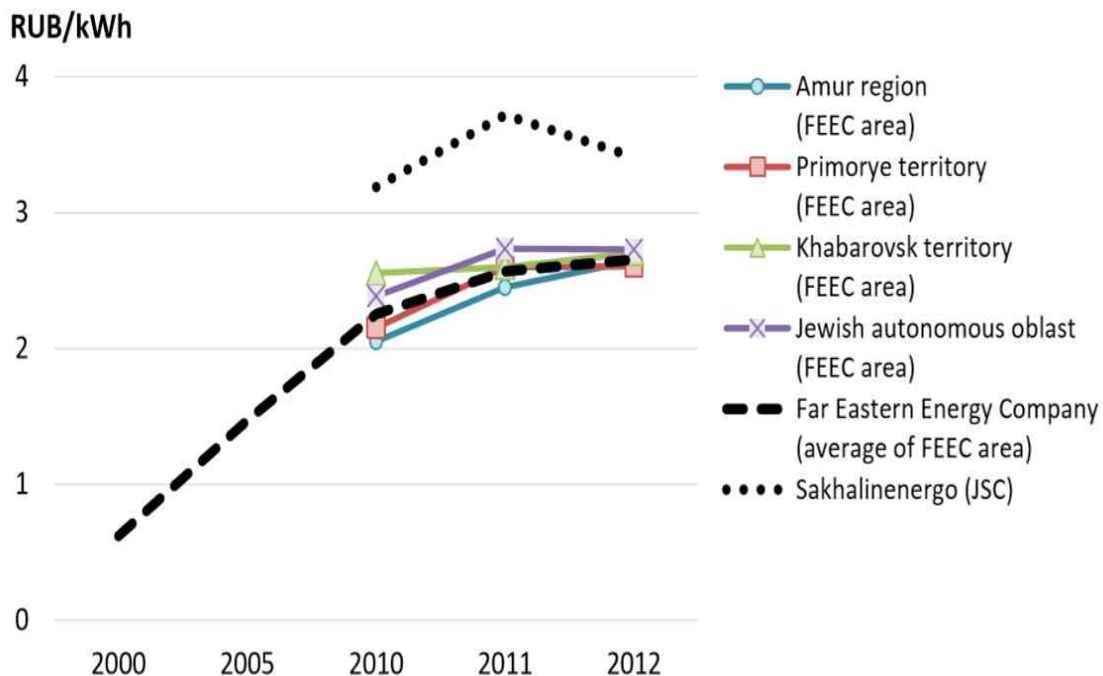
RITE(2014년)에 따르면 2009~2011년 러시아 화력발전의 평균 효율은 31.8%(세대 말단(the generation end), 저온가치(LHV) 기준)로 세계 평균인 5.5점보다 낮다. 3년간 석탄 화력발전소와 가스 화력발전소의 평균 효율은 각각 30.6%, 32.3%로 나타났다. RITE(2014년)는 지난 10년 동안 러시아의 석탄 화력발전과 가스 화력발전 효율이 모두 일정하게 유지됐다고 보고했다.

극동지역의 고립된 전력망의 전기는 규제된 소매시장을 통해 규제된 가격에 판매된다. 아무르 지방, 하바로프스크, 프리모레 지역의 경우, 유대인 자치구뿐만 아니라 소매시장의 최종 소비자에 대한 전기 관세

는 ‘물가의 적용 원칙 및 적용 규칙’에서 제공하는 도매가격 환산 원칙에 기초하여 결정된다.

극동지역의 전기 가격은 지난 10년간 증가 추세를 보여준다. 극동 지역의 평균 값은 연평균성장률(AAGR) 13%로 2000년에서 2012년까지 4.3배 증가하였다(0.62 RUB/kWh에서 2.65 RUB/kWh). 사할린 지역의 전기 가격은 극동 지역의 전기 가격보다 약 30% 높다.

<러시아의 전력 가격>



※ 자료 : RAO Energy System of East, 러시아

다. 에너지 경제 플랜

러시아는 극동지역에 2030년까지의 발전계획을 가지고 있다. 발전계획은 500kV 송전선의 설치에 극동 송전망을 강화하기 위해 계획되어 있다. 이와 함께 사할린에 있는 200kV 규모의 신규 전력선도 언급하고 있다. 이 지역은 2030년까지 총 1,120MW의 원자력 개발 계획과 수력 발전(총 용량 : 1,680MW), 신재생에너지(총 용량 : 400MW), 화력발전(총 용량 : 9,400MW) 개발 계획을 가지고 있다.

<러시아의 2030년 극동 전력 부문 개발 계획>



※ 자료 : Saneev & Sokolov (2015)

4) 한국

가. 한국의 전력망 현황

한국의 전력산업은 한국전력이 독점하고 있다. 2001년 4월에는 발전 부문 6개 발전회사로 분리되었다. 이들은 원자력발전소와 수력발전소를 보유한 한국수력원자력, 화력발전소의 소유권을 넘겨받아 수력저장 시설을 펌프질한 5세대 기업들이다. 한전은 경제 전반에 걸친 송전·배전망을 유지하였다.

한전은 전력시장(KPX : 한국전력거래소)에서 전기를 구입하여 일반 소비자에게 전달한다. 대규모 소비자(3만kW 이상 소요)는 KPX에서 직접 구매할 수 있고, CES(커뮤니티 에너지 공급업체)는 허가된 지역에 직접 에너지를 공급할 수 있다. 한국의 전력망 주파수는 60Hz이며, 백본 송신 네트워크는 345kV와 765kV의 전압을 가진다.

<한국의 전력망>



※ 자료 : Korea Electric Power Corporation (KEPCO)

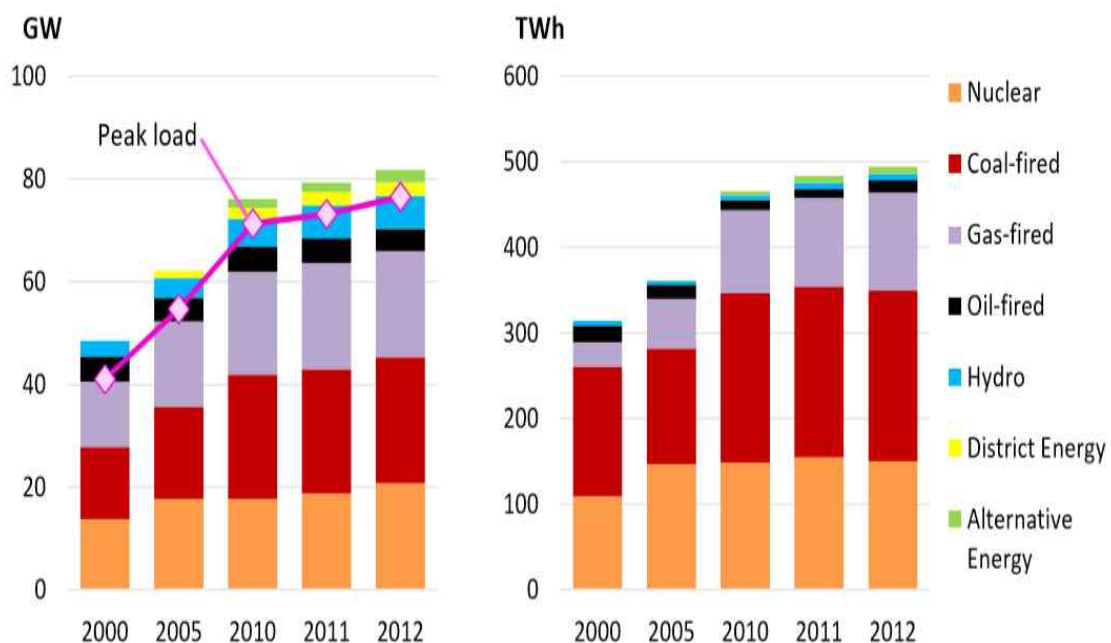
나. 전력의 수요와 공급

한국의 발전용량 믹스는 화력발전(61%)이 주도하고 있으며, 대부분이 석탄과 복합사이클 기술을 기반으로 한 것이다. 원자력발전은 2012년 설치용량의 약 4분의 1을 차지하고 있어 비중도 크다. 나머지 전력용량은 하이드로(8%), 지역 에너지(3%), 재생에너지(3%)로 구성된다. 2000년부터 2012년까지의 추세는 화력발전이 2000년 약 32GW에서

2012년 50GW로 계속 성장하였음을 보여준다. 지역과 신재생에너지의 용량도 2005년 이후 점차 증가하였다. 최대 하중은 5% AAGR에서 일정한 성장을 보인다. 2008년 이전의 여름 시즌에 최대 부하가 발생하였다. 하지만 2009년 이후 성수기가 겨울로 바뀌었다. 저가의 전기로 인해 국내 대부분의 소비자가 난방용으로 에어컨을 사용하게 되어 겨울철 전력수요가 증가하게 되었다.

한국의 전력생산은 1990년 118TWh에서 2012년 494TWh로 4배 이상 증가하였다. 연평균성장률(AAGR)은 처음 10년(1990년~2000년) 동안 9.4%로 가장 높았고, 후반기 12년 동안 이 비율은 연평균 3.8%로 낮아졌다. 대부분의 전원은 화력(66%), 원자력(30%) 순이었다. 화력발전은 석탄(총 발전량의 40%) 가스(23%) 석유(3%)에 의해 연비가 이루어졌다.

<한국의 전력용량 및 전원>



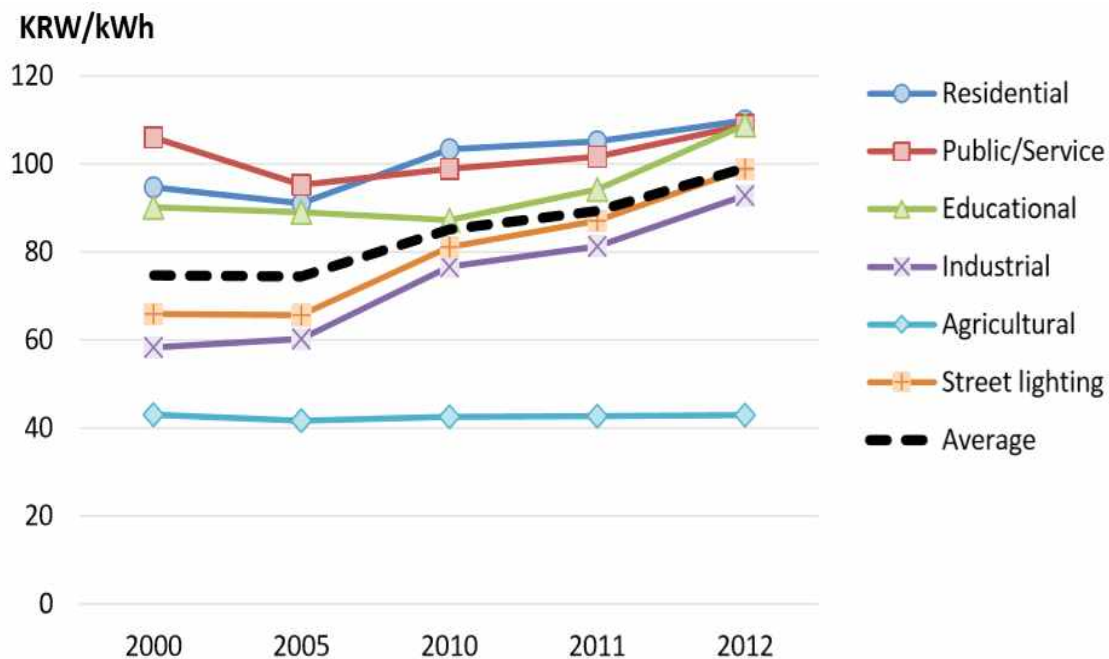
※ 자료 : APERC(아시아태평양에너지자료센터)

RITE(2014년)에 따르면 2009~2011년 국내 화력발전의 평균 효율은 40.6%(세대 말단 LHV 기준)로 전 세계 평균보다 3.3포인트 높았다. 3

년간 석탄 화력발전의 평균 효율은 36.1%이고 가스 화력발전의 효율은 51.0%로 나타났다. 고효율 가스복합주기(High-efficiency gas combined cycle)는 국내 대표적인 가스 화력발전 유형으로, 이 기술은 효율성 향상에 기여하였다.

한국의 전기요금은 정부의 규제를 받는다. 2012년 판매된 kWh당 평균 매출액은 99.1원이었다. 농업 용도를 제외한 가격은 연료가격과 투자비용 증가로 인해 2010년부터 2012년까지 상승 추세를 보이고 있다. 하지만 규제된 전기요금은 여전히 전체 발전비용보다 낮아서 한전은 2008년 이후 만성적인 적자 상태를 유지하고 있다.

<한국의 전력 가격>



※ 자료 : Korea Electric Power Corporation (KEPCO)

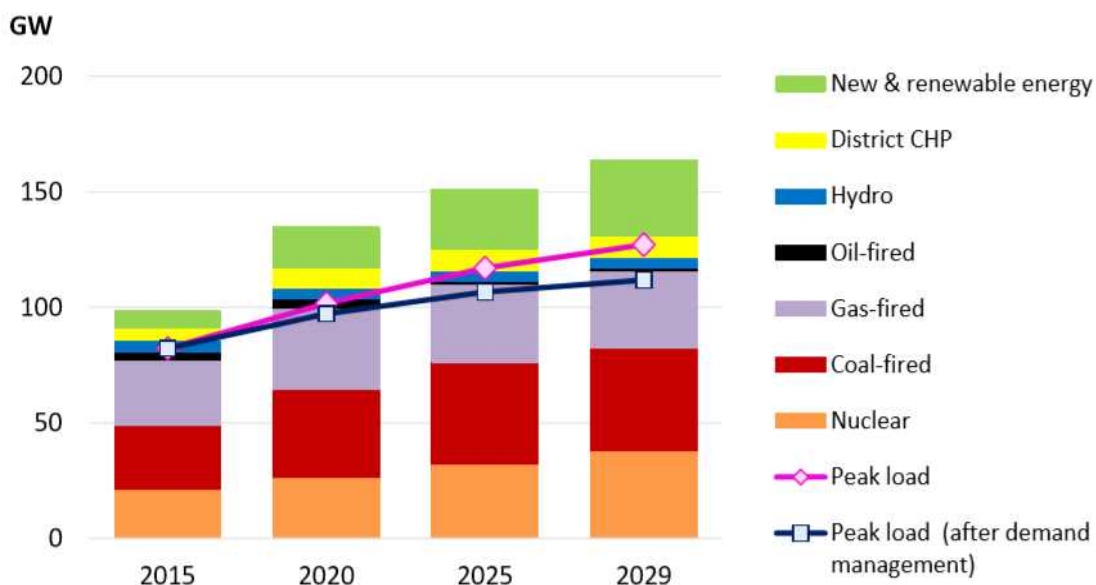
다. 에너지 경제 플랜

제7차 장기 전력수급기본계획은 2015년 7월 산업통상자원부(MOTIE)가 확정하였다. 이는 한국 정부의 공식 전기 부문 계획이다. 제7차 계획은 2029년까지 향후 전력수요와 공급에 대한 예측과 계획을

제시하고 있다. 새로운 계획의 방향과 하이라이트는 ▲안전하고 안정적인 전력공급의 우선 순위화, ▲2020년 이후 GHG 배출을 줄이기 위한 저탄소 발전 가속화, ▲국내 최초의 원자력 폐기(2017년 6월 고리-I), 2기의 원자로 증설, ▲신규 석탄 화력발전소 4기의 취소, ▲분산 재생에너지 촉진이다.

제7차 계획은 한국의 전력시장이 소비 측면에서 2015년 약 498TWh에서 2029년 766TWh로 꾸준히 성장하고 있다고 예측하고 있다. 6차 계획과 비교하면 GDP 전망치의 하향 조정으로 인해 성장률이 소폭 하락하였다. 연간 최고 부하는 겨울 시즌(보통 12월~1월경)에 계속 발생하지만 여름 피크(보통 8월경)는 겨울 피크와 비슷한 수준으로 유지된다. 따라서 여름과 겨울 모두 타이트 한 수요·공급 상황이 발생할 것으로 예상된다.

<제7차 장기 전력수급 기본계획>



※ 자료 : Ministry of Trade, industry and Energy, 한국

7차 계획은 스마트 미터 사용, 전력가격 책정 메커니즘, 고효율 제품의 촉진 등을 포함한 수요 관리 조치에 의해 총 수요(110TWh)의 약 14%가 감소된다는 것을 보여준다. 석탄 화력발전은 그 몫을 감소시키

지만, 수요 증가로 인해 여전히 주요 연료원으로 남아있다. 4기의 발전소 건설이 무산되었음에도 석탄 화력발전량은 2015년 27GW에서 2029년 44GW로 각각 28%, 27%의 용량 혼합을 차지할 전망이다. 신재생(NRE, new and renewable) 기술은 2014년 약 6GW에서 2029년까지 33GW로 연료 유형 중 가장 큰 확장을 보여준다.

3. 각국의 전력망 연결에 대한 입장

현재 러시아, 몽골, 중국 및 한국은 인접국과 전력망 연계에 높은 관심을 보이고 있지만, 일본 정부는 이에 대하여 상당히 미온적인 입장을 나타내고 있다. 일부의 정치가들과 일본 전력관련 기업은 한국이나 중국과 전력망의 연계보다는 러시아와 전력망 연계 사업에 매우 큰 관심을 표명하고 있는 것으로 보인다. 현재, 일본에서는 민간 전력판매기업인 SoftBank만이 유일하게 역내 저렴한 공급원 확보와 신재생에너지 전력 도입을 위한 주변국과 전력망 연계 사업에 적극적이다.

먼저, 현재 러시아는 역내에서 가장 적극적인 전력망 연계사업 추진 의지를 보여주고 있다. 중장기 극동지역 경제개발 전략을 마련하여 추진 중인 러시아 연방정부는 주된 투자 사업으로서 화력 및 수력 발전소 건설, 탄화수소 자원개발 및 가공, 송전망 확충 등을 포함하고 있다. 일부 투자자금은 연방 예산으로 충당 가능하지만, 상당 부분의 자금을 외국인투자 유치 방식을 통해 해결하고자 한다.

또한, 2016년 10월, 러시아 정부는 아시안 에너지 링(AER, Asian Energy Ring) 협의체 추진을 위한 정부 간 실무그룹(Intergovernmental Working Group)의 구성을 역내 국가들에게 제안하였으며, 북한 전력시설 현대화 사업과 남·북·러의 전력망 연계사업을 지속적으로 추진하겠다고 밝혔다. 그러나 러시아의 대북 관련 전력부문 협력에 대한 사업 추진은 남한의 참여를 배제하고는 사실상 불가능할 것으로 현재까지 판단된다. 그리고 AER 협의체와 관련된 다자 실무그룹의 구성도 아직까지는 구체적인 움직임을 나타내지 않고 있다.

다음으로 중국 정부는 역내의 다자간 전력망 연계 추진에 대하여 최근까지 별다른 관심을 표명하지 않았지만, 시진핑 정부가 2015년에 ‘글로벌 에너지 연계’(GEI, Global Energy Interconnection) 이니셔티브와 일대일로 전략을 발표하면서 적극적인 자세로 변화되었다. GEI의 추진 전략 및 방향성을 살펴보면, 주변국들과 양자 및 다자간 형태의 전력망 연계 작업을 최우선으로 추진하는 것으로 되어 있다.

Asia Super Grid와 GEI의 사업 내용이 동북아 지역의 경우 서로 유사하기 때문에 추후에는 중국과 다른 역내 국가들간에서 정부 및 기업 차원의 활발한 논의가 이루어질 것으로 예상된다. 또한, 중국 정부의 GEI 추진전략의 이면에는 빠른 성장추이를 나타내고 있는 글로벌 HVDC 시장에 대하여 세계적 수준의 송전 기술을 기반으로 중국 기업들의 선점 의도도 내포하고 있다. 더불어, 중국경제의 성장세가 최근에 둔화되는 경향을 보이면서 일시적인 유향 발전능력이 발생했으며, 또한 송전시설의 부족에 의한 지역간 전력수급에 대한 불균형의 현실이 심화되고 있는 상황에서, 이를 해결하고자 하는 목적으로 한국과 전력망을 연계 추진하고자 한다는 분석도 있다.

일본 정부는 자국의 전력관련 기업들이 외국과의 투자협력 사업 추진시에 직접적인 관여는 하지 않고 있다. 따라서 현재 SoftBank가 주도하는 Asia Super Grid 사업에 대하여 어떠한 입장표명도 표명하지 않고 있다. 일본이 다른 국가와의 전력망 연계 사업추진에 적극적이지 않는 주된 이유는 지정학적으로 도서 국가라는 점과 동북아 지역 국제정세가 유럽과 같이 안정적인 상태에 오르지 않아 경제통합 등을 추진하는데 어려움이 있는 환경이라는 데에 있다.

또한, 일본의 전력 관련기업들은 법으로 정해진 지역에 대하여 수급 균형 책임을 갖기 때문에 주변국과의 전력망 연계 및 송전망 광역운영을 기대하기 어려웠으며, 특히 전력망 연계 사업 추진 시 기업이익에 악영향을 미칠 것으로 인식하고 있기 때문에 적극적으로 이를 고려할 수 있는 환경이 제공되지 못하였다. 그러나, 후쿠시마 원전사고 이후에

는 전력망의 광역운용이 필요하다는 필요성이 증가하고, 수요측면에서도 전력시장의 자유화 요구가 상승되면서 송전망 개방 및 시장개혁을 위한 대책이 요구되었다.

다음과 같은 측면은 일본의 전력망 연계를 유도 가능한 요인으로 작용될 수 있다. 첫째, 역내에서 가장 높은 일본의 전력가격이다. 일본과 한국 사이에도 전력 사용 시간대에 따라 가격 차이가 발생한다. 둘째, 몽골과 러시아의 신재생에너지 발전원에서 얻은 전력을 수입하여 자국 내의 신재생에너지 비중에 대해 간접적인 상승 효과를 얻을 수 있다. 셋째, 러시아와 전력망 연계 관련의 대규모 투자유치 사업(러시아 사할린 지역내 송전선 건설, 발전설비 건설 등)을 북방영토 문제의 해결 방안으로서 활용할 수 있다.

마지막으로 몽골은 일본의 SoftBank가 주도하는 Asia Super Grid 구축 사업의 조기 실현을 크게 원하고 있다. 이는 고비 사막의 풍부한 풍력발전 및 태양광 자원을 역내 투자를 유치하여 개발 및 수출을 통해 막대한 경제적 이익을 실현시키고자 한다. 최근에 관련 기술의 발전으로 신재생에너지의 발전단가가 석탄 화력발전의 단가 수준으로 지속적으로 하락하고 있어 몽골 신재생에너지 개발 관련 사업의 경제성은 계속 좋아질 것이다. 그러나, 자국 내의 신재생에너지 발전원 개발에 대한 원천기술을 확보하지 못하고 있는 현실에서 외국기업의 보유 기술에 전적으로 의존할 수밖에 없는 상황이 추후에도 가장 커다란 문제로 대두 될 것이다.

VI. 동북아 슈퍼그리드 구상 및 현황

동북아 각국의 경제, 정치 상황 및 전력산업 특성에 따라서 전기 요금체계와 전력계통이 다르고 이로 인하여 슈퍼그리드에 대한 각국의 입장이 상이한 상황이다. 극동 러시아의 인구 공백 현황으로 인해 러시아는 극동지역의 자원개발이 반드시 필요한 상황으로 해당 지역의 수력자원 및 풍부한 가스를 개발하는 방식으로의 해결방안을 제시하고 있으나, 미흡한 자원개발 여건과 전력수요처 부족으로 인해 어려움을 겪고 있다.

일본은 후쿠시마 사태 이후 원전 포기 정책이 추진되고 있으나, 원전을 대체가능한 매력적인 발전원을 제시하지 못하는 상황으로 에너지 도입선의 다변화 및 대체 전원을 확보하기 위한 노력을 지속하고 있다. 또한, 에너지 절약은 전력수요 확보 관점에서 경제 둔화를 야기할 수 있고 장기적인 관점에서는 지속가능한 수단이 아니라는 인식을 갖고 있어 전기요금 인상요인, 전력수급 불안과 자원 부족을 해결가능한 방안을 제시하기 위해 슈퍼그리드에 관심을 나타내는 것으로 보인다.

경제성장률이 7%를 넘어서는 급성장세의 중국은 필요한 전력수요의 급증으로 인하여 원자력을 제외한 다른 신재생에너지 에너지를 발전원으로 대체하는 것이 결코 녹록치 않은 현실이다. 특히, 낙후된 만주지역(Rust Belt)의 경제를 활성화시키는 것이 중요한 당면과제로 중국은 러시아의 천연자원을 활용한 저비용 에너지와 한국 및 일본의 전력수요처 활용을 위해 동북아의 슈퍼그리드 구상에 관심을 나타내는 것으로 보인다.

이렇듯 주변 국가들이 동북아 슈퍼그리드에 대한 관심을 나타내고 있는 상황에서 북한 또한 지리적 위치로 인하여 슈퍼그리드의 경로는 북한 통과를 전제로 할 수 밖에 없는 현실에서 경과지에 따른 보상이익을 얻을 수 있으며, 북한의 노후화된 전력계통을 현대화가 가능하고 풍부한 전원 확보의 기회가 될 수 있어서 슈퍼그리드 추진이 가능할 여지를 두고 있다.

1. 동북아 슈퍼그리드 추진 배경 및 전략

각 국가가 처한 입장에 따라 동북아 슈퍼그리드 사업을 추진하는 국가들의 추진배경은 상이하다. 일본의 경우 청정에너지 확보, 전력 부족 해소가 주된 목적이라면 중국은 일대일로의 배경 전략 차원에서 추진되고 있으며, 중국은 기술 경쟁력을 보유한 HVDC, UHC 등 전력 관련 기술 수출에 중점을 두고 있다. 또한, 러시아의 경우 전력 수출을 통한 극동 지역의 경제발전과 경제 활성화에 초점을 두고 있다.

경제를 활성화를 전력 수출을 통해 달성하겠다는 러시아의 추진 배경이 현실적이라면, 현재 동북아 역내의 가장 적절한 파트너는 전력수입이 필수적인 일본이다. 그러나, 일본 소프트뱅크사의 경우 러시아의 단순한 전력수입 개념보다는 신재생에너지 전력 생산이 가능한 몽골에 초점을 두고 있으므로 공동 추진이 어려워 보인다. 또한, 일본은 러시아의 쿠릴열도 반환을 지속적인 압목적 조건으로 제시하고 있어 실질적인 사업 추진이 매우 힘들어 보인다. 중국의 경우에는 굳이 러시아나 몽골로부터 부족한 전력을 수입하기보다는 자체적인 생산을 통해 국내에서 전력 조달을 충당하겠다는 입장을 고수한다. 동북아 슈퍼그리드 사업을 추진하는 당면 국가들의 추진 전략과 방향은 각 국가의 대외정책을 참예하게 반영하고 있다. 일본(소프트뱅크)의 경우 지정학적 위치로 인해 부담이 될 수 있는 국가 간의 영향력을 저감시키기 위해 해저케이블 방식의 연결을 주장하고 있다. 주요 발전 전원 공급원은 외부 투자가 절대적으로 요구되는 몽골이며, 장기적으로는 일본과 긴밀한 관계에 있는 서남아도 포함된다. 반면에 철저하게 시장 중심적인 러시아는 다자 간의 슈퍼그리드 사업 추진보다는 러·중, 러·일, 러·북 등의 일차적 양자 간 전력 연결방식을 내세우고 있다. 중국의 동북아 슈퍼그리드 추진계획은 아직까지는 구체성이 없어 보인다.

동북아 슈퍼그리드 사업의 협력방안은 갈등과 대결이 지속된 그동안의 동북아 안보와 경제에 획기적인 전환점을 만들 수 있다. 일본과 중국을 비롯한 세계적인 경제 강대국들이 동북아 지역은 있지만, 상호 간의 협력체계는 긴밀하지 않은 상황이었다. 메건 오셜리번(Meghan

O'Sullivan)은 동북아 지역의 슈퍼그리드 추진이 새로운 '라프로슈망(rapprochement, 상호협력)'을 구축 할 수 있으나 문제는 상호간의 '외교적 역량'에 있음을 진단하였다. 지금까지 동북아 지역에서 대두된 통합 논의는 러시아의 EAEU, 일본과 미국의 TPP 구상, 중국의 일대일로 등으로서 이는 상호간 적대적인 관계의 확장 정책인 반면 다자간 전력 연결 구상은 상호 불신과 적대적인 현실 국가들의 협력을 전제조건으로 한다. 동북아는 정치적으로도 러시아와 미국의 견제, 미국과 중국의 갈등 등이 존재하며, 북한의 핵 문제 해결을 위해 한·미·일은 물론 북·중·러의 집단 대결이 심화되는 양상이다. 슈퍼그리드의 전력 연결이 동북아 국가들의 갈등 상황을 증대할 것인지 아니면 새로운 대안으로서의 역할을 할 것인지는 해당 국가들 간의 외교 역량에 좌우된다고 할 수 있다.

1) 일본의 관점

소프트뱅크 손정의 회장의 아시아 슈퍼그리드(ASG, Asia Super Grid) 사업 제안이 시작하면서 동북아 전력망에 대한 계통연계 사업이 시작되었다. 2011년에 발생한 후쿠시마 원자력 발전소의 사고 이후에 일본의 고질적인 전력부족 상황 타개와 상대적으로 높은 일본의 전력요금 수준을 저감시키기 위한 수단으로서 손정의 회장이 슈퍼그리드 구상을 제안하였다. 손정의 회장은 몽골의 무궁무진한 풍력과 태양광 발전에서 생산된 전기를 해저 전력망을 통해 이송하는 사업 제안을 하였다. 이의 실질적 추진을 위해 소프트뱅크는 현재 대규모 태양광 발전 사업을 몽골 고비사막에서 이미 추진하고 있다.

ASG 구상 배경은 2011년 동일본 대지진 이후 친환경적이고 안정적인 전력공급 관점에서부터 시작되었다. 후쿠시마 원자력 사고의 사건에서 나타나듯이 원자력은 언제든지 심각한 재앙을 초래할 수 있는 원인을 제공할 수 있다. 원자력에 대한 대안으로서는 자연에서 공급가능한 풍족한 신재생에너지이며 충분한 전기 공급이 가능한 몽골의 광활한 사막의 지정학적 여건을 대안으로 제시한 것이다. 전후 일본의 에너지 관련 시장은 각 지역의 전력회사들이 값비싼 전기요금과 상대적으로

저비용의 원자력발전 등의 가동을 통해 막대한 이익을 얻어왔다. 그러나 후쿠시마 원전사고로 인해 원전이 가진 다양한 문제점이 드러나기 시작하였다. 장기적인 일본의 에너지 정책을 둘러싸고 원전 재가동과 탈원전에 대한 소모적 공방이 지속되었는데, 소프트뱅크는 탈원전의 첨병으로서 정부의 에너지 정책에 대한 강도 높은 비판을 하고 있다.

손정의 회장은 ASG 실현을 위하여 우선 일본 내부의 전력망을 연결한 후, 한국, 러시아, 중국의 동북아 지역으로 연결, 최종적으로 서남아 등으로 확대 구축하는 전략을 제시하고 있다. 이러한 손정의 회장의 제안은 동북아 역내에서 그동안 개별국가 간에 논의되던 전력망 연계를 아시아 전체지역으로 전력망을 확대 연계하는 비전으로 발전시켰다. 그러나 현재의 기술 수준은 풍력이나 태양광과 같은 신재생에너지가 24시간 가동되기 어렵다는 한계성을 지니고 있어 한 국가의 기저발전 역할을 할 수는 없다. 풍력발전의 경우 바람 영향력이 중요하며, 태양광도 날씨로 인한 영향을 무시할 수 없다. 그러나, 아시아 지역의 막대한 태양광과 풍력 발전을 연결시킨다면 간헐발전의 위험성을 충분히 낮추어 원활한 전력공급이 가능하다고 제시하고 있다

<손정의 회장의 아시아 슈퍼그리드 제안>



※ 자료 : 소프트뱅크, 일본

단일 공동체 개념의 유럽과 같은 공동체가 없는 아시아 지역의 전력망 통합 구상은 초기에는 비현실적인 면모를 보였으나 2012년 이후에는 점차 현실화 가능성이 높아지고 있다. 최근에 발전된 송전기술로 인해 손정의 회장의 비현실적인 구상이 구체화되고 있다. 몽골의 산림지대나 초원에 위치해 있는 러시아 수력발전소의 전기를 수천 킬로미터 떨어진 도쿄, 서울 등과 같은 소비지로의 연결을 위해서는 전력 손실을 최소화하며 대규모의 송전이 가능해야 하는데 UHV, HVDC 기술은 이를 가능하게 만들 수 있다. 손정의 회장 스스로도 난제라고 표현했던 동북아 슈퍼그리드는 UHV, HVDC 기술로 인해 현실로 다가오고 있다. 몽골에 7GW 규모의 풍력, 태양광발전 용지를 확보한 소프트뱅크는 2016년 한전, 러시아 국영전력망기업 로세티(Rosseti) 및 중국 전력망공사와 송전선에 관한 양해각서를 체결하였다. 2020년까지 한·중·일과 러시아까지 전력망을 연결하겠다는 의지를 소프트뱅크가 보이고 있다.

선구적인 손정의 회장의 아이디어에도 불구하고 이 제안은 현실상황에서 여러 가지 한계점을 드러내고 있다. 첫째, 소프트뱅크는 일본 정부나 일본 전력관련 산업과의 연계점이 전혀 없다는 점이다. 동북아 슈퍼그리드에 대해 일본 정부는 무관심을 보이고 있으며, 일본 전력관련 산업은 철저하게 지역별로 분산되는 시스템을 가지고 있기 때문에 국가 간의 전력 연계에 관심이 없다. 설사 몽골에서 저비용의 전력이 들어온다 할지라도 일본 정부와 지역 전력관련 업체와의 이해관계 조절에는 난항이 예상된다. 둘째, 최근 급격한 기술 발전에도 불구하고 신재생에너지 그 자체가 기저발전의 구심체가 되기 어렵다는 것이다. 따라서 안정적인 전원을 동북아 지역에 공급하기 위해서는 화력 및 가스발전과 결합되어야 한다. 즉 지속가능하고 안정적인 발전원을 확보한 이후에야 기후변화에 따른 신재생에너지의 공급 중단 불안감을 잠재울 수 있다. 셋째, 손정의 회장의 전력망 연결 구상은 해저케이블을 이용하여 각 국가의 발전 연계를 추진하는 내용에 중점을 두고 있다. 단기적으로는 일본 전역에 대해 총연장 2,000km의 해저 직류 송전망을 구축하고 장기적으로는 서해 및 동해 해저를 통해 한국, 러시아, 중국의 송전망을 연결하자는 것이다. 그러나 육상케이블 구축과 비교하여

해저케이블은 2~3배의 높은 설치비용이 요구된다. 슈퍼그리드 구축시에 인프라 비용이 상승할수록 발전 단가 또한 상승할 수밖에 없다.

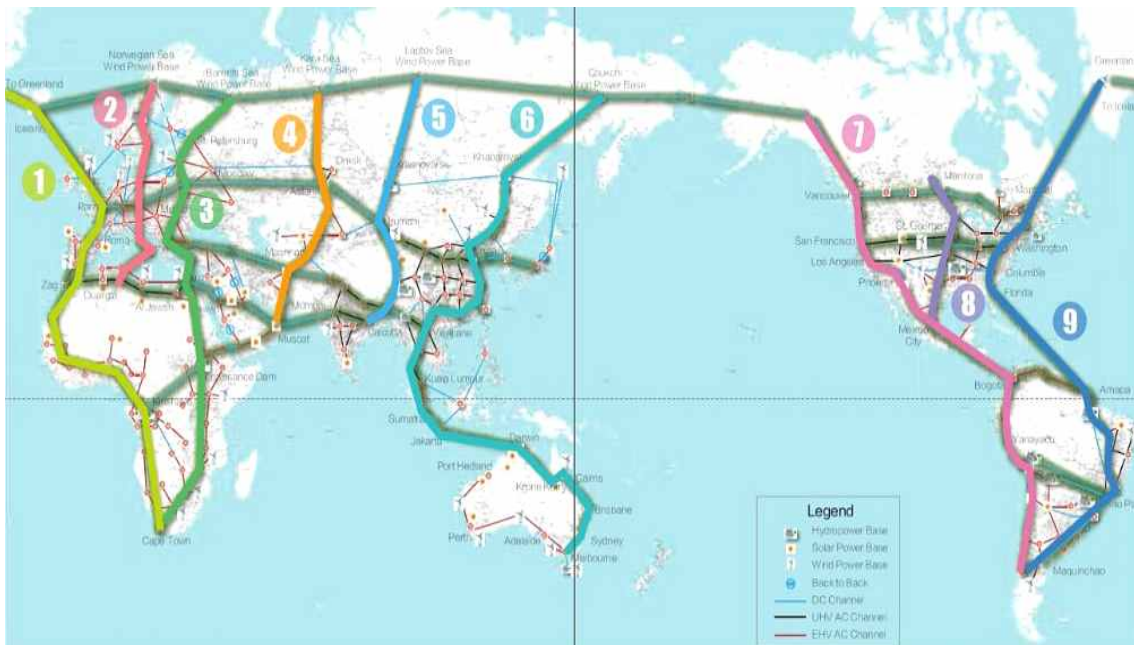
2) 중국의 관점

전통적으로 폐쇄적인 에너지 정책 기조의 중국은 다른 국가들과의 전력망 연계에 부정적인 태도를 보이고 있다. 그러나 2000년 이후의 높은 경제성장률로 인해 전력 부족 현상이 심화되자 인접한 러시아 전력 자원의 수입이 필요하게 되었다. 2005년에 중-러 간 정상회담에서 시베리아 지역 전원의 공동개발과 이를 통해 생산된 전력의 중국 수출에 상호 합의하였다. 러시아의 대(對) 중국 전력 수출량은 증가 추이를 보이지만, 2014년 기준으로 전체적인 중국 전력 소비량의 0.1% 미만에 불과한 규모이다. 반면, 러시아의 입장에 있어서 중국은 전력 수출량의 20% 이상이라는 큰 비중을 차지하며, 3개의 전력망을 통해 러시아 전력의 중국 수출이 실현되고 있다.

2015년에 중국은 글로벌 및 동북아 그리드에 대한 비전을 최초로 제안하였다. 2015년 9월 반기문 유엔 사무총장 주도의 지속가능발전 정상회의에서 시진핑 중국 국가주석이 글로벌 에너지 문제 해결의 일환으로 ‘글로벌 에너지 연계(GEI, Global Energy Interconnection)’를 언급하며 녹색에너지에 기반을 에너지 정책을 제안하였다. GEI는 세계적으로 상호 연결된 강력한 스마트 그리드의 개념으로서 UHV 그리드 활용을 통해 청정에너지를 세계적으로 광범위하게 개발 및 배치, 활용 가능한 내용을 담고 있다. ‘Smart Grid + UHV Grid + Clean Energy’의 결합이라는 개념이 GEI라는 것이다. 스마트 그리드를 기본으로 장거리 송전은 UHV를 활용하고, 신재생에너지인 청정에너지를 주요 발전원으로 활용한다. 중국은 글로벌 관점에서 GEI 구축이 신재생에너지 개발을 촉진하며 에너지와 연관되어 인간 사회 발전이 제한되는 문제점을 크게 해결할 것으로 기대하고 있다. 글로벌 저탄소 에너지체제 구축에 대한 중국식의 비전이 GEI라고 할 수 있다. 청정에너지 기반의 GEI는 아시아, 아프리카, 남미와 북미, 유럽 등 5개의 큰 고리가 포함

된다. 남반구에는 주로 태양광, 북반구에는 풍력 등의 신재생에너지가 주요 발전원이다. 아시아에서 GEI를 추진하기 위해 중국은 러시아와 내몽골의 사업 추진에 속도를 더하고 있다. 중국 국가전력망공사(SGCC)는 동북아 슈퍼그리드 구축을 위하여 러시아 국영 전력기업인 로세티와 러시아 국내외에서 전력망 현대화 사업 수행이 가능한 합작 기업을 2017년 말까지 설립하기로 하였다.

<중국 GEI 기본 구도>



※ 자료 : www.geni.org(Global Energy Network Institute)

중국이 GEI 프로젝트를 강력하게 추진하는 이유 중 하나는 중국 내의 지역에 따른 현격한 전력의 격차를 장거리 송전을 이용하여 해결하고자 시도하는 기술적 배경에서 시작되었다. 중국의 남부와 북부에는 거대한 발전 전력단지가 소재해 있지만 전력수요가 많은 동부 지역까지는 거리상 약 3,000~4,000km가 떨어져 있다. 이러한 전력 불균형선을 해결하기 위해 중국은 2010년부터 HVDC 송전사업을 시작하였다. 2010년에 상지아바 수력발전소에서 생산된 전기를 공급지인 상하이 인근으로 송전하기 위해 약 2,071km의 HVDC 송전선 구축에 성공하였다. 현재 중국은 서부의 전력을 HVDC를 통하여 동부로 연결하는 다양한 프로젝트를 진행하고 있으며, 이러한 경험을 바탕으로 세계

HVDC 시장의 약 80%를 점유하고 있다. GEI는 이러한 중국의 경험을 통한 기술적 자신감이 바탕이 되고 있다.

다른 한편으로는 중국이 상해, 베이징 등 동부지역에서 대두되는 심각한 환경오염 문제에 대처하기 위하여 석탄 화력발전을 줄이고 청정 에너지로 대체하기를 희망한다. 중국은 석탄 화력발전소에서 발생하는 심각한 미세먼지와 이산화탄소 등의 환경오염 물질로 인해 10월부터 4월까지 피할 수 없는 스모그 현상에 직면해 왔다. 이 문제를 해결하기 위한 방안으로서 도시 근교의 발전소를 점진적으로 폐쇄하고 동시에 태양광과 수력 등의 청정에너지로 이를 대체하겠다는 것이다. 그러나, 중국의 GEI 구상은 장기적이고 희망적인 비전이지만 실제로 동북아 지역에서도 실현 가능성이 어두운 편이다. 중국이 GEI 프로젝트를 성공시키기 위해서는 먼저 아시아 국가들 간의 전력연계가 구축되어야 하는데 일본, 몽골, 인도, 북한 등 많은 인근 국가들은 지속적인 중국의 패권주의적 경향으로 말미암아 갈등 관계에 놓여 있다. 또한, 러시아 역시 중국의 영토 확장에 대한 야욕을 의심하고 있는 상황이다. 즉, 이와 같은 문제가 먼저 해결되지 않는다면, 중국의 GEI는 단순한 비전 제시로만 종료될 가능성이 농후해 보인다.

3) 러시아의 관점

러시아는 2012년 블라디보스톡에서 가진 APEC 정상회담 이후 동북아와 극동 시장에 큰 관심을 나타내고 있다. 러시아는 급성장의 동아시아 시장에 적극적인 참여를 통해 유럽으로 치우친 일방적 경제구조를 바로잡고 국토의 균형적인 발전을 추진하고 있다. 러시아 정부의 이와 같은 노력은 ‘신동방정책(New East Asia policy)’의 개념으로 요약될 수 있다.

신동방정책의 핵심 전략은 러시아의 보유 자원에 대한 압도적인 우위를 바탕으로 신규 시장을 개척하고 동시에 동북아 국가들 간 협력의 구심점 역할을 하는 것이다. 특히, 개발 잠재력이 풍부한 러시아의 전

력을 바탕으로 하여 동북아 협력을 적극적으로 추진하고 있다. 한국, 중국, 일본 등은 중화학공업 토대의 막대한 전력 소비국임에도 불구하고 환경 문제 등의 사회적 이슈로 인으로 발전소의 추가 설립이 어려운 국가이다. 반면에 에너지 부국인 러시아는 이를 활용하여 얻을 수 있는 마지막 상품인 전기를 동북아 국가에 수출을 희망한다. 러시아는 1991년에 소련연방의 붕괴 이후 발전용 전기가 남아돌면서 이를 활용하기 위해 동북아 전력망의 연계 검토를 시작하였다. 초창기에는 러시아-중국 간 전력연계가 주요 관심사였으나, 2000년 이후에는 심각한 전력난에 당면한 북한의 현실과 맞물려 러시아-북한-한국의 전력연계 까지도 검토하였다. 최근에는 이를 확대하여 일본 홋카이도와 러시아 간의 전력망 연결에도 큰 관심을 나타내고 있다.

알렉산드르 아브라모프(Alexander Abramov) 교수는 “러시아-한반도, 그리고 사할린-일본을 잇는 전력연계망 건설로 동해를 둘러싼 ‘통합 전력 그리드’를 구축함으로써 이 지역의 에너지 안보협력이 강화될 것이며 현재로선 석탄, 가스, 석유를 원료로 내다 파는 것보다 전력을 파는 것이 나은 선택”이라고 언급하였다. 전력시장의 측면에서 살펴보면 동북아 지역은 상호보완을 통해 성장이 가능한 잠재력을 가진 지역이다. 러시아 동부지역(극동러시아와 동시베리아)의 막대한 석유, 가스와 수력 자원의 보유 현실은 석탄이 발전원 위주인 중국의 동북지역과 비교하여 에너지의 보유 절대량과 청정도 측면에서 큰 경쟁력을 가지고 있다. 전력요금이 상대적으로 높은 일본과 한국은 러시아의 신규 에너지 소비시장으로의 높은 매력을 가지고 있다. 동북아 국가와 러시아 간의 전력망 연계는 상호 간에 큰 시너지를 창출 가능한 환경을 갖고 있는 것이다.

2016년부터 러시아는 일본을 끌어들이며 적극적으로 동북아 에너지 브리지 프로젝트를 추진하고 있다. 2016년 2차 동방포럼에서 푸틴은 러시아와 일본, 한국을 잇는 에너지 브리지(해저 송전망) 프로젝트를 검토하기 위한 정부 간 실무그룹의 신설을 제안하면서 한·일 등 각국에게 “경쟁력 있는 가격으로 전력을 제공코자 한다”고 언급했다. 푸틴

의 제안 내용에는 북한이 동북아 국가 중에서 제외되어 있으며 우선 협력 대상자로 일본이 주목되었다. 즉, 아베 정부는 이미 극동지역의 교통인프라, 에너지, 농업, 의료, 목제가공업 등에 관심이 있었으며 실제 하바로프스크 및 사하공화국의 카갈라시 선도개발 지역에서 대규모의 온실을 건설하며 농작물 재배를 시작하고 있다. 더불어, 블라디보스톡 자유항에서는 연해주 파르티잔 지역에 일본 기업이 특별 환적 시설 구축 프로젝트를 추진 중이다.

2016년 푸틴은 일본과의 에너지 브리지 프로젝트와 남·북·러 전력 연계를 포함하여 아시아의 ‘에너지 슈퍼링(ESR, Energy Super Ring)’ 전략을 통하여 동북아의 통합 전력망 구축을 제시하였다. 슈퍼그리드 구축을 위한 협력 추진 국가는 한국, 일본, 북한뿐만 아니라 몽골과 중국을 포함하고 있다. 러시아는 이미 중국에 전력 수출을 하고 있으며, 북한과도 적극적으로 관련분야의 협력을 추진한다는 것이다. 푸틴의 ESR 전략은 특별히 새로운 방향성 제시의 개념보다는 러시아의 기존 정책을 통합하여 시장 관점의 접근 의지를 표현한 것이다. 2017년 3차 동방경제포럼에서 러시아는 ESR 전략을 재차 강조하였다. 그러나, 실제 문제의 바탕에는 러시아가 해저케이블과 대규모 송전 기술에 대한 자체의 경험이 일천하다는 것이었으며, 더불어 유가 하락에 직면한 러시아가 초기 투자자금의 조달에 큰 부담을 가진다는 측면이 있었다. 무엇보다도 러시아는 동북아 국가들과의 다자간 협의체 추진보다 러시아 중심으로 양자 간의 대화를 선호하는 것이 러시아가 제안한 ESR 전략 추진에 있어서 가장 큰 장애요인이라고 할 수 있을 것이다.

2. 동북아 슈퍼그리드 구상

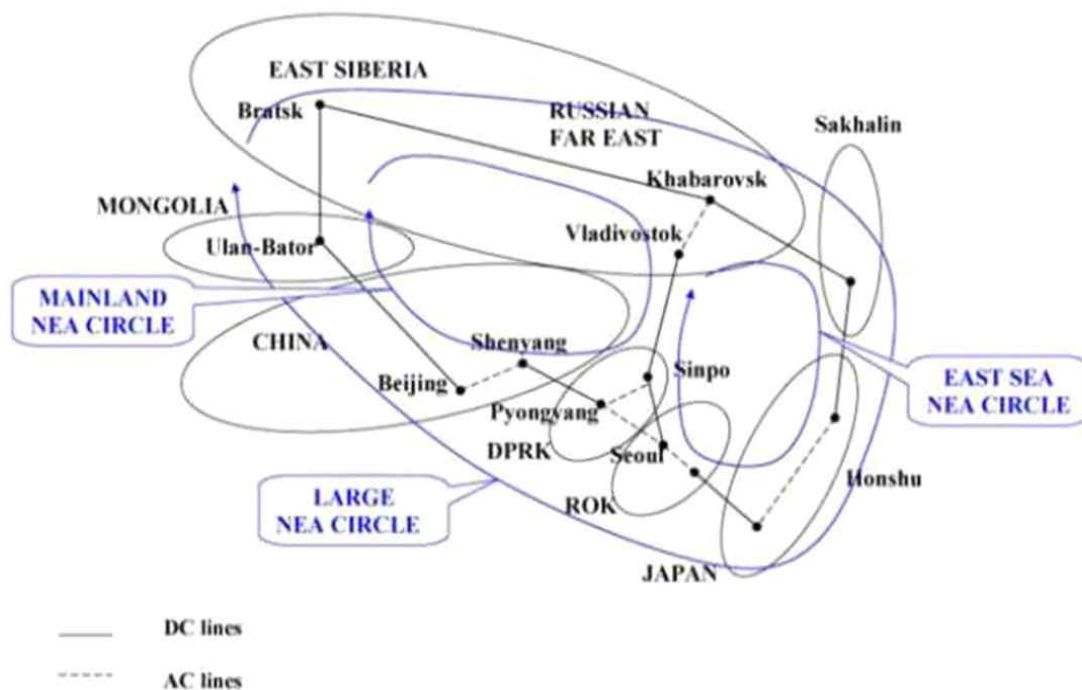
동북아 지역에서는 1980년대 후반(소련연방 붕괴)부터 역내 전력 전문 연구기관 간에 동북아 지역 전체가 하나로 연결되는 전력망 연계 구상이 시작되었고, 1998년에 러시아 극동지역 내의 전력분야 연구소인 에너지시스템연구소(ESI, Energy Systems Institute)가 지역경제발전을 위하여 사할린 지역을 포함한 극동지역 내 풍부한 발전원(석탄

화력발전, 수력발전 등) 개발을 통해 이를 모든 역내 국가(한국, 일본, 중국, 몽골)에 수출가능한 동북아 지역 전력망 연계구상을 제안하였다.

2000년대에 들어와서는 전력관련 기업들에 의하여 기후변화 대응 차원으로 역내의 친환경 발전원(러시아의 수력, 몽골의 풍력과 태양광)을 공동 개발하고 장거리 송전방법을 활용하여 역내의 국가들이 모두 소비 가능한 슈퍼그리드(Super Grid) 구상이 제안되었다. 또한, 2015년에는 중국 정부가 동북아 지역 외에도 중앙아시아, 동남아시아, 유럽까지 전력망 연계를 추진하는 GEI(Global Energy Interconnection)를 제시하기도 하였다. 이는 초고압 직류송전 시스템(HVDC, High Voltage Direct Current Transmission System) 기술을 보유한 중국의 기술력에 의해 대용량 장거리 송전이 가능해진 이유이다.

1) 동북아 전력시스템 연계(NEAREST, Northeast Asia Region Electric System Ties) 구상

<동북아 전력시스템 연계(NEAREST) 구상>



※ 자료 : www.geni.org(Global Energy Network Institute)

1990년대 후반에 러시아 ESI가 주도하며 한국 전기연구원과 공동연구를 통해 제안한 내용으로 동북아 슈퍼그리드 관련, 최초로 제시된 구상으로서 동북아 지역 전력망의 연계를 East Sea Circle, Mainland Circle, Large NEA Circle로 구분하고 단계적 추진을 진행하는 것으로 주요 발전원은 연해주 원전, 러시아 극동지역 내 부랴야 수력발전, 사할린지역 가스복합 화력발전, 동시베리아지역 석탄 화력발전으로 구성되어 있다.

2) 아시아 슈퍼그리드(Asia Super Grid) 구상

일본 소프트뱅크의 손정의 회장이 제안한 아시아 슈퍼그리드는 동북아 지역과 동남아 및 인도까지 지역적 범위를 확대하는 전력망 연계 구상으로, 일본 SoftBank가 설립한 일본 신재생에너지재단(JREF, Japan Renewable Energy Foundation)이 2011년에 제안하였다. 일본 내 통합전력망 구축, 동북아 전력망 연계 및 동북아-동남아-인도 전력망 연계를 단계적 추진하는 내용으로서 이의 주요 발전원은 몽골 고비사막의 태양에너지와 풍력 발전이다.

<아시아 슈퍼그리드(Asia Super Grid) 구상>



※ 자료 : Japan Renewable Energy Foundation

3) 고비텍 아시아슈퍼그리드(Gobitec and Asia Super Grid) 구상

2014년 Energy Charter 주도로 한국 에너지 경제연구원(KEEI), 일본 JREF, 러시아 ESI와 몽골 에너지부가 공동 제안한 동북아 지역 국가 간 전력망의 연계를 통해 몽골 고비사막에 100GW 규모의 풍력 및 태양광발전 단지를 조성하는 것이다. 고비텍의 개념은 고비 사막의 재생 에너지원에서 깨끗한 에너지를 생산하고 그 후에 생산되는 에너지를 수요가 많은 지역에 공급한다는 구상이다. 이 제안은 러시아, 몽골, 중국, 한국, 일본을 연결하는 대규모 국가 간 송전망을 통해 깨끗한 전기를 전송할 것을 요구하고 있다. 고비 사막에서 태양과 풍력에너지의 전반적인 잠재력은 대략 1.1TW~1.5TW 정도이다. 그들은 50GW의 태양열 발전과 50GW의 풍력발전 용량의 설치를 제안하였다. 건설투자와 연간 운영 및 유지보수(O&M, Operation & Maintenance) 비용은 각각 약 2,946억 달러, 74억 달러로 추정된다.

<고비텍 아시아슈퍼그리드(Gobitec and Asia Super Grid) 구상>



※ 자료 : www.geni.org(Global Energy Network Institute)

이 구상은 개념을 제안할 뿐만 아니라 그것의 기술적, 법적, 경제적,

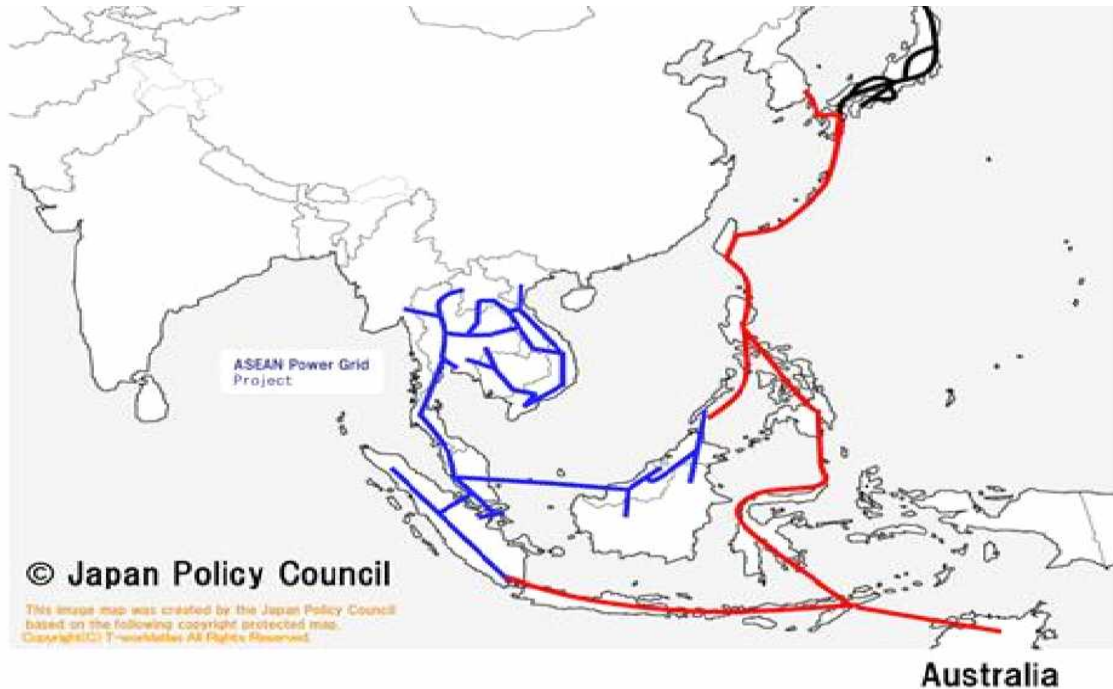
환경적 기회/문제들에 대한 분석을 실시하였다.

- 기술 : 광범위한 송전 거리 때문에 연구는 지점 간 HVDC 송전선의 사용을 강력히 권고하였다. 낮은 전송 손실을 유지하기 위해 고비텍 네트워크는 1000kV 이상의 전압에서 작동해야 한다.
- 법적 : 이 연구는 긍정적인 투자 여건, 신뢰할 수 있는 운송 체제 및 재산권 보호를 위해 개념의 제정을 위해서는 법적 프레임워크인 에너지 현장 조약이 필요하다고 결론지었다.
- 경제 : 이 보고서는 수출 전기의 분배비율을 고려한 총공급원가(TSUC) [USD/kilowatt-hour] 와 가중평균전력료(WAEC)를 추정하였다. TSUC와 WAEC를 비교함으로써, 이 개념은 설치된 재생 에너지의 평균 용량 요인이 적어도 30% 이상일 경우 유익할 수 있다고 결론지었다.
- 환경 : 이 연구는 또한 2011년 배출 요인 데이터를 사용하여 CO² 감소 효과를 추정하였다. 약 187Mt-CO²의 총 CO² 감소를 달성할 수 있다. 중국 149Mt-CO², 한국 21Mt-CO², 일본 13Mt-CO² 및 몽골 4Mt-CO² 감소를 언급하였다.

4) 아시아 태평양 전력망(Asia Pacific Power Grid) 구상

2011년에 후쿠시마 원전사고 이후, 일본의 민간단체인 Japan Policy Council이 일본 정부에 제안한 전력망 구상이다. 먼저 일본-한국-대만을 전력망 연계하고, 추후 ASEAN지역은 물론 호주까지의 전력망 연계를 확대하는 것을 목표로 한다. 기존에 제안된 범아시아 에너지 인프라(Pan-Asian Energy Infrastructure)와 상이한 점은 중국을 배제한 것이다.

<아시아 태평양 전력망(Asia Pacific Power Grid) 구상>



※ 자료 : Japan Policy Council

이 구상은 '일본은 재생에너지를 기반으로 한 사회 구축을 위한 외교 전략의 일환으로 아시아 태평양 전력망 실현을 제안하고 주도해야 한다'는 것을 표방하면서 다음을 제안하였다.

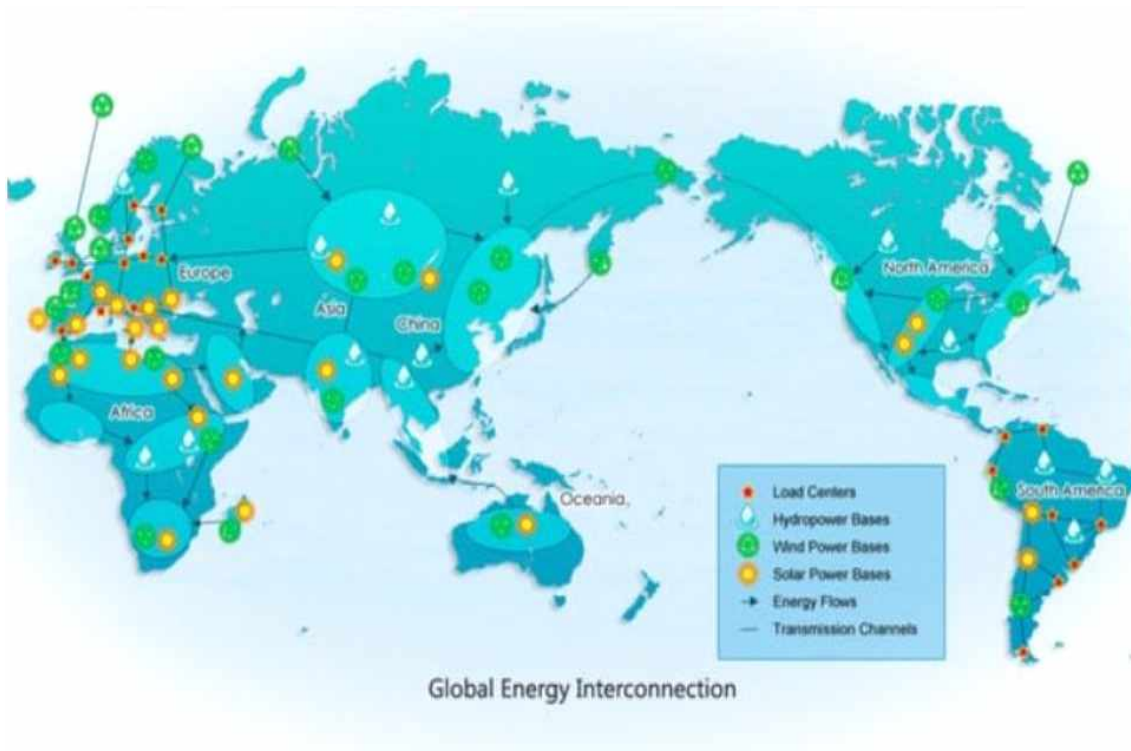
▲재생에너지를 촉진하고 그 불안정성을 극복하기 위해 국제 전력망을 구축해야 한다. ▲에너지 조정에 있어서 아시아 태평양의 파트너십을 통해 상호 보완적인 프레임워크가 만들어져야 한다. ▲일본 재생에너지 기술을 아시아로 이관해 이 지역의 전력공급을 강화하고, 이산화탄소 배출 감소에 기여하는 동시에 일본에 대한 예비 전력공급을 확보해야 한다. ▲재생에너지를 촉진하고 국제 전력망을 구축하기 위해 국제 플랫폼인 그린에너지 그리드 기구(가칭)를 만들어야 한다. ▲국제 전력망과의 연결에 대비하기 위해서는 발전과 배급을 분리해, 국가 전체를 통일하는 국내 전력망을 구축해야 한다.

5) 글로벌 에너지 연계(Global Energy Interconnection) 구상

일대일로 전략 차원에서 중국 정부의 국가전력망공사(State Grid

Corporation of China)가 2016년에 제안한 GEI는 UHV 송전·청정에너지·Smart Grid를 결합하여 국가 간의 전력계통 연계망을 구축한다는 개념으로서 최종적으로는 주변국(동남아, 동북아, 중앙아)과 유럽을 포함하여 전세계를 망라할 수 있는 전력망 구축이 목표인 구상이다.

<글로벌 에너지 연계(Global Energy Interconnection) 구상>



※ 자료 : www.geni.org(Global Energy Network Institute)

6) 동북아시아 슈퍼그리드 구상(SKOLTECH)

모스크바 스콜코보과학기술원의 에너지시스템센터(SKOLTECH, Skolkovo Institute of Science and Technology)는 2013년 11월 푸틴 러시아 대통령의 방한에 즈음하여, SKOLTECH, EN+그룹, 한전(Korea)이 함께 ‘슈퍼 그리드’나 ‘아시아 에너지 링’의 모델링 및 분석에 관한 연구를 시작하였다.

그 후, SKOLTECH과 멜렌티브 에너지연구소 러시아 과학 아카데미의 시베리아 지부(ESI SB RAS, Melentiev Energy Systems Institute,

Siberian Branch of the Russian Academy of Science)의 연구원들은 슈퍼 그리드 개념의 잠재적 이점을 연구하였다. 이 연구는 러시아에서 동북아시아(NEA) 국가로의 전력 수출 옵션을 개발하려고 하였다. 그림과 같이 다렌(중국)에서 한국까지 연결된 해저케이블 연결 노선과 북한을 경유하는 송전선 2개 등 세 가지 대체 노선이 검토되고 있다. 이 사업의 수익성은 북방(사할린 해저케이블)과 남부(큐슈를 거쳐 혼슈로 가는 해저케이블) 노선에 의해 일본이 참여함에 따라 상당히 증가할 수 있다.

<동북아시아 슈퍼그리드 구상(SKOLTECH)>



※ 자료 : Skoltech Center for Energy System

2015년 4월, SKOLTECH은 아시아 에너지 슈퍼그리드 프로젝트에 관한 국제 워크숍을 개최하였고, 이 기간 동안 ESI SB RAS와 함께 SKOLTECH이 수행한 연구 결과와 한전, EN+그룹의 지원을 제공하였다. SKOLTECH은 이 지역에서 전력망 상호 연결의 이점을 보여주는 시뮬레이션 결과를 제시하였다. “제한적 통합 시나리오”에서는 연간 244억 달러의 연간 편익이 계산되었다. 이 시나리오는 개별경제의 에너지 안보 우려를 고려한다.

3. 동북아 슈퍼그리드 추진 현황

현재 한국과 러시아는 한·러 경제과학기술 공동위원회 등을 통한 협력을 추진중이며 일본 및 중국과는 민간차원의 협의 및 연구 검토가 진행되고 있다.

2013년 11월 한전은 러시아 전력기업인 인터라오와 한·러 연계 사업의 타당성 조사를 위한 MOU 추진에 합의하였으며, 2014년 5월에 중국의 에너지사업 추진을 목적으로 설립한 한·중·일의 합자회사인 격맹국제에서 풍부한 산서성의 석탄자원을 활용하여 생산된 전력을 한국으로 송출하기 위하여 한·중 연계 공동 프로젝트를 제안하기도 했다. 또한, 일본 소프트뱅크는 2012년 1월 아시아 슈퍼그리드 및 한·일 전력망 연계에 대한 연구에 대한 공동협력을 제안하였는데, 일본 통신회사가 주축인 소프트뱅크는 2016년 일본 전기판매 자유화 정책에 따라서 전력사업 참여를 추진하는 것으로 알려져 있다.

2016년 3월에는 한국전력공사(KEPCO), 러시아 로세티(ROSSETTI), 일본 소프트뱅크(SoftBank), 중국 국가전망공사(SGCC) 등이 동북아 슈퍼그리드 구축 초기단계로서 협력 양해각서를 체결하였으며, 그 중 한·중·일의 전력망 연계 사업을 1차로 선정 및 추진하기로 했다. 이에 따라서 2016년 6월부터 2017년 3월까지 한·중·일의 3개 전력회사는 예비타당성 연구에 공동으로 참여하였다.

이 사업은 크게 두 가지로 나누어 추진된다. 첫 번째는 중국의 웨이하이와 한국의 인천 사이 약 370km의 해상 구간 연결을 하는 것이며, 두 번째는 한국의 경남 고성지역부터 일본 마쓰에까지 약 460km의 해상 구간 연결을 하는 것이다. 구간별 각 송전용량은 약 2GW로 계획하였으며, HVDC 해저케이블을 매설하여 송전선로가 설치된다. 한·중·일은 3국의 예비타당성 연구 결과를 정부에 보고하고, 사업 타당성 조사, 비즈니스 모델 개발 등의 후속 절차를 진행할 계획이다.

지난 2017년 12월에 개최된 한·중 정상회담 기간 중, 중국의 SGCC

및 GEIDCO(GEI Development & Cooperation Organization)와 한국의 KEPCO는 ‘한·중 전력망 연계 거래조건 협정서’에 서명하였다. 이를 통하여 한·중 전력망 연계를 위한 수익, 비용, 기술적 타당성 등에 관한 공동연구가 추진되며, 양국 간의 실무 협의 채널이 구성 및 운영될 계획이다. 한편, GEIDCO에는 2016년 3월 기준으로 연구소, 대학, 전력회사, 설비회사, 기관, 금융기관, 엔지니어링 회사 및 컨설팅 업체 등 총 78개의 회원사가 가입하였으며, 한국의 KEPCO를 포함한 19개 기업과 기관이 이사회를 구성하고 있다.

<한전의 동북아시아 슈퍼그리드(Northeast Asia Super Grid) 계획>



※ 자료 : Korea Electric Power Corporation (KEPCO)

동북아 지역에는 러시아-중국, 중국-몽골, 러시아-몽골 간의 전력망 연계가 시범적으로 이루어져 있으나, 교역량은 비교적 적은 편이다. 몽골과 러시아 사이의 2개 송전선(110kV, 220kV)을 이용하여 전력연계(2015년에 러시아 수입량 54GWh, 몽골 수입량 283GWh)가 이루어지고 있다. 몽골과 중국 간에는 몽골이 연간 1,200GWh의 전력을 220kV의 송전선을 이용하여 중국으로부터 수입하고 있다. 1990년대 초반부터 중국과 러시아는 전력거래를 진행하고 있으며 2000년대에 들어오면서 그 거래량이 빠르게 증가하였다(러시아의 전력 수출량 : 2004년 대비

2016년 8.8배 증가, 2004년. 338.5GWh → 2016년, 3,320GWh). 중국 동북 3성 지역과 러시아 극동지역 간에는 3개의 송전선(110kV, 220kV, 500kV)이 가동 중에 있다. 양측은 향후 25년간 40TWh의 전력을 러시아가 수출하는 장기 전력공급계약을 2012년 2월 체결하였다. 한편, 러시아의 발전기업들은 대(對) 중국 전력 수출을 위하여 자국 내의 대규모 수력발전 및 석탄 화력설비 건설을 위한 중국 기업과의 합작기업 설립을 추진하고 있다

2000년대 초반부터 러·일 간의 전력망 연계가 시작되었다. 러시아 극동지역에 위치한 사할린 해상 가스전의 개발이 본격화하면서 사할린 지역의 가스 복합화력 발전소에서 생산된 전기가 사할린으로부터 일본의 홋카이도를 지나 니가타 지역까지 해저 송전선으로 공급되는 ‘일-러 전력 브릿지 프로젝트(Japan-Russia Power Bridge Project)’가 러시아의 RAO UES와 일본의 스미토모, 마루베니 전력에 의해 제안되었다. 그러나 2007년에 러시아 정부 및 국영 가스기업(Gazprom)이 사할린 가스전에 대한 개발권을 선 투자자인 Shell을 포함한 일본 기업들로부터 강제 매입하였으며, 그 이후로 동 제안에 대한 더 이상의 진전은 이루어지지 않았다. 그러나 2011년 후쿠시마 원전사고를 계기로 양국 간 전력망 연계가 다시 추진되기 시작하였으며, 2016년에 개최된 러·일 정상회담에서는 양국 정부 차원의 전력망 연계 논의가 시작되었고, 러시아 전력기업 Rossetti와 일본 SoftBank가 예비타당성에 대한 공동연구 수행을 통해 그 결과를 2017년 2월에 발표하였다. 한·러 전력계통의 연계는 2006년 이후 본격적인 논의과정을 거쳤으나, 한반도의 주변 정세, 특히 남북관계의 진행 추이에 따라 진전과 후퇴를 거듭하였다.

2017년 9월에 블라디보스토크에서 개최된 한·러 정상회담에서 문재인 대통령은 한·러 양국 간의 전력 계통 협력이 포함된 나인 브릿지(Nine-bridge) 추진 전략을 제안하였으며, 이를 시작으로 한·러 기업 간 협의가 다시 추진될 것으로 예상된다. 끝으로 북한과 러시아 사이에는 북한의 극심한 전력난 해소를 목적으로 2000년대 초반부터 전력

망 연계에 대한 논의가 진행되었다. 러시아 전력기업이 2001년에 예비 타당성 조사를 수행하였고, 양국 간에 ‘전력계통 연계 및 전력공급을 위한 북·러 협약’이 2002년 4월에 체결되어 사업이 구체화 되었으나, 재원조달에 난항을 겪으면서 사업의 진전이 이루어지지 않았다. 2014년 이후에도 여러 차례에 걸쳐 러시아 전력기업들은 대북한 전력공급 및 북한 전력망 현대화 사업 추진의 의지를 표명했지만, 실제로 추진되지는 못하였다.

4. 동북아 슈퍼그리드 장애요인 및 기대효과

1) 장애요인 및 극복 방안

한·러 간의 전력계통 연계는 정치적, 경제적 불확실성과 동 사업추진 시 러시아와의 신뢰성 담보에 대한 불안감이 주요 장애요인으로 작용할 것으로 보인다. 이의 해결을 위한 방안으로는 상호 간에 이익을 추구할 수 있는 정책을 남북 경협사업과의 공조를 통해 수립함과 동시에 송전선의 북한 경유에 따른 리스크는 물론 전력시장 및 시스템의 상호운용 방안 등에 대해 러시아와 사전에 충분히 검토를 거쳐 합의를 도출하는 것이 필요할 것으로 예상된다. 특히, 송전선의 북한 통과에 따라 요구될 수 있는 통행요금 및 특정 지역에 대하여 전력공급의 방안 등의 명확한 연계 과정에 대한 검토가 필요하다.

한·중 연계를 추진하기 위해서는 전력거래시 경제성 확보를 보장하기 위한 사업성에 대하여 세심한 분석이 필요할 것으로 판단되며, 전력 계통 연계방안 등의 기술적인 검토는 물론 정부 간 정책적 지원을 통해 경제적 타당성 확보를 위한 검토도 요구될 것으로 판단된다. 한·일 연계는 역사적인 상황을 고려할 때 양국의 외교·정치적 문제와 전반적인 국민 공감대 형성의 어려움이 단순한 경제적인 이유로 인한 사업추진의 명제에 앞서 예상되는바, 양국의 전력수급 상황과 경제적 타당성, 자원 부족 현황 등을 충분히 검토하고 분석하여 신중하게 추진하는 것이 바람직할 것으로 보인다.

2) 기대효과

동북아 슈퍼그리드가 구축될 경우에 예상되는 기대효과는 매우 다양하고 크다.

첫째는 전력공급 안정화에 기여 가능한 전력계통 안정이다. 산업생산을 기반으로 한 경제발전이 주요 동력인 대부분의 동북아 국가들에게 안정적인 전력공급이 필수적인 요건이다. 또한, 타 대륙에 비하여 상대적으로 조밀한 인구밀도 분포가 일정한 지역내에 집중되어 있는 한·일·중 3국은 산업용 전기는 물론 생활용 전기 수급의 불균형성 문제도 매우 심각한 상황이다. 세계적으로 전력계통 성능과 관리체계가 매우 우수한 편에 속한다고 평가받고 있는 한국의 경우에도 동절기 및 하절기의 피크타임에는 블랙아웃이 염려되는 전력 부족 현상에 대면하고 있으며, 일본의 경우는 2011년 후쿠시마 원전 사고로 인해 원전확산이 금지되고 있는 현실에서 전력수급에 더욱 큰 어려움에 해결해야만 한다. 과도하게 발전을 추진하는 산업체제로 인하여 전반적인 환경오염은 물론 지역 간의 심화된 격차가 구조적 문제로 인식되고 있는 중국 역시 물과 더불어 전기가 가장 부족한 자원으로 인식되고 있는 상황이다. 동북아 슈퍼그리드의 협력체계가 구축된다면, 각 국에서 서로 상이한 전력소비의 피크타임에 전력 공유가 가능해짐으로써 국가적인 불편과 손실이 대규모 감소되는 편익을 얻을 수 있을 것이다.

두 번째는 전력망 공유를 통한 경제효용가치 상향이다. 동북아 국가들은 제각각 독립된 전력망 체계를 구축하고 있어서 각 나라들이 전력을 생산하는 형태에 대한 효율성이 매우 낮다. 슈퍼그리드 구축을 통해 이러한 낭비적 부분들을 저감시키며, 전력단가를 하향시키고 다양한 측면의 협력 모델을 제안할 수 있을 것이다. 이를 통해 궁극적으로는 안정적이고 저렴한 가격으로 전력을 공급할 수 있어 다양한 산업과 생활에서의 경제효용을 극대화 시킬 수 있을 것이다. 또한, 신규 발전원의 확보 효과도 얻을 수 있기 때문에 장기적인 관점에서 각 국의 화력 발전설비 건설을 저감시켜 역내에서 발생하는 이산화탄소의 배출량

을 저감시키는 긍정적 영향으로 인해 환경에 미치는 긍정적 효과도 예상할 수 있다.

세 번째는 상호간의 협력체계 구축을 통한 기술개발 및 산업발전이다. 앞에서 언급한 바와 같이 슈퍼그리드 구축에는 다양한 종류의 핵심적인 선도기술이 요구된다. 초고압전력전송기술(HVDC), 스마트 그리드, 초전도, 에너지 저장장치(ESS) 등의 선도 기술이 요구되고 있으나, 현재에도 대부분의 기술이 ABB社 등의 타 지역 기술에 의존하고 있는 현실이다. 본격적인 동북아 슈퍼그리드의 실행을 통해 이와 같은 핵심기술 개발에 3개국의 핵심 연구기관, 관련기업 및 대학의 우수한 연구진이 참여하여 협력체계를 구축한다면 세계적인 선도 기술의 개발이 결코 요원하다고 볼 수 없을 것이다. 에너지 저장장치의 경우는 한국의 LG, 삼성, SK 등에서 보유한 기술이 강세를 보이고 있으며, 그리드나 전력계통의 선도기술은 일본의 소프트뱅크, 일본전기 등이 우수한 기술력을 가지고 있기 때문에, 상호 협력 체계를 통하여 다양한 기술교류와 공동개발이 가능한 시너지 창출이 가능할 것으로 보인다. 또한, 이러한 협력 체계는 현재 주목받고 있는 전기차 관련 선도 기술은 물론 관련 인프라 확산에도 긍정적 영향이 배가될 것으로 보이며, 신재생에너지 관련 기술 개발 및 확산에도 긍정적인 영향을 미칠 것으로 기대할 수 있다. 더불어, 동북아 지역 국가 간 우호 증진을 통해 국가 에너지 안보의 향상이 기대됨에 따라, 경제활동이 국제적으로 활발하게 이루어 질 것으로 예상되고, 마지막으로 수요와 공급의 균형이 용이하게 되어 각 국의 전력 사용 피크 시기의 차이에 따른 효율적인 전력 운영체계의 구축이 가능할 것으로 예상된다.

가. 신뢰성 편익 증진(Reliability benefits)

전력망 확대를 위한 동북아 슈퍼그리드의 구축으로 전력공급에 대한 신뢰성 향상이 기대되며, 특정 발전기의 정지 및 고장 위기상황에 대처 가능한 예비 전력의 확보가 가능하기 때문에 전체적인 위기대응 능력의 증진도 예상되고 이를 통해 대규모의 정전 발생 요인을 저감시키

는 역할을 할 것으로 기대된다. 그러나, 각 국의 내부 송전망 확충이 지연되어 연계 송전선로에서 다중적인 고장 사고가 나타나는 경우 대단위의 정전 발생 우려가 있기 때문에 이에 대한 대책이 충분히 사전 검토되어야 하고, 역내 송전망 건설이 지속적으로 장기적인 관점에서 추진되어야 할 과제로 판단된다. 한국, 중국 및 러시아의 전력연계에 관한 고찰에서 정전 확률이 전력망 연계 효과로 인해 전력망이 연계되지 않은 경우와 비교하여 약 20% 수준으로 감소되는 분석 결과는 전력망 연계에 대한 긍정적인 측면을 언급한다고 할 수 있다.

나. 경제적 편익(Economic benefits)

동북아 전력망 연계로 효과로서 전력생산 및 운영 비용의 감소를 통한 실질적 경제적 편익의 발생이 예측되는데, 이는 피크 발생 지역의 피크 부하를 피크가 발생하지 않은 지역이 보유한 여유 발전설비로 일부 전력 생산을 담당하도록 함으로써 발전설비의 추가 건설에 대한 필요성이 감소되는 개념이다. 즉, 전체적인 전력계통의 부하율 상승을 유도하여 수력, 석탄 화력 및 원자력 발전 등 상대적으로 연료비용이 저렴한 발전원이 연료비용의 상승을 야기하는 가스발전을 대체할 수 있는 효과를 얻을 수 있음으로서 발전비용과 운영비용의 동시 절감이 가능할 것으로 예상된다.

일본이나 북미 지역의 경우와 같이 전력망 연계가 비교적 잘 정비된 지역에서 전력망 연계의 가치는 시간과 장소의 따라 차이가 존재할 수 있다. 즉, 전력망 제한의 원인이 다양한 위치에 존재하는 경우, 일부 시간에 시간적 전력 피크 수요가 발생하는 경우, 여름이나 겨울에 계절적인 전력 피크 수요가 발생하는 경우, 발전비용 차이가 크게 발생하는 경우, 발전 한계비용이 현격하게 증가되는 경우 등에서 전력망 연계의 가치가 큰 폭으로 상승할 수 있다. 더불어, 전력망의 연계는 발전설비 예비 용량의 축소를 유도할 수 있어, 투자비용의 감소를 유발시키는 효과와 혼잡의 완화를 통해 시스템의 운영비용 절감 효과까지도 얻을 수 있다. 현재 진행 중인 동북아 지역의 전력망 연계는 전력망 확대 비용의 절감에도 기여할 수 있을 것으로 기대된다.

동북아 슈퍼그리드 추진전략에서 구상된 여러 가지 새로운 전력망 연계(안)가 전력비용의 절감을 유도할 수 있을 것으로 나타나고 있다. 한국과 중국, 러시아의 전력망 연계안의 경우 화력발전과 원전의 효율적 사용과 연동하여 연간 10억\$의 비용 절감이 가능할 것으로 예상된다. 이는 경제성에 대한 분석 결과가 발표된바 있다. 하지만, 전력망 연계를 통해 얻는 경제적 편익의 규모는 항상 불확실성이 존재하는 것으로 운영비용이나 자본비용의 적정한 절감 효과가 발생하지 않는 경우, 전력망 연계 구축에 대한 투자는 작은 경제적 편익의 발생에 그치거나 순비용의 증가를 유발한다는 우려도 무시할 수 없다.

동북아 전력망 연계를 통해 경제적 편익의 확보를 담보하기 위해서는 주변 국가 또는 지역에 저비용의 발전원 용량에 대한 추가적 확보가 어려운 경우 전력망 연계로 발생가능한 편익이 증가될 것으로 예상된다. 전력망 연계 및 확대에 대한 편익의 크기, 잠재적 편익 산정에 대한 불확실성 등이 고려된다면 국가 및 주변지역 간 계통 연계 가치에 대하여 국민적 공감대 형성이 우선되어야 함은 물론 동시에 높은 우선순위를 정책적으로 부여하여 관련 정보의 홍보가 중요할 것으로 판단된다.

다. 환경 편익(Environmental benefits)

동북아의 전력망 연계로 인한 환경측면의 편익은 이산화탄소 배출량이 상대적으로 높은 발전설비가 낮은 배출량의 발전설비로 대체될 수 있는 경우에 발생가능하며, 수력이나 원자력의 경우 가스발전과 비교하여 환경적으로 유리하고, 가스발전이 석탄발전과 비교하여 환경적인 우위를 점하는 것으로 볼 수 있다.

전력망 연계를 통한 환경 편익의 발생을 유도하기 위해서는 전력망 연계시 전원 구성 변화가 어떻게 이루어지는가에 따르는 것으로 동북아 슈퍼그리드의 경우에는 러시아와 중국의 풍력 및 수력 자원, 한국,

일본 및 러시아에 기 구축된 원자력 발전 자원의 적절한 활용이 가능함에 따라서 기존의 화석연료를 이용한 발전체계를 대체 할 수 있기 때문에 환경적인 편익의 발생을 유도할 수 있을 것으로 예상된다.

이러한 환경 편익의 산정을 위해서는 계통 연계로 수입되는 발전량이 국내의 발전설비 중 대체할 수 있는 발전원에 대한 발전비용, 신재생에너지 의무할당제(RPS)로 인한 과징금 및 이산화탄소 배출권 거래비용 등의 여러가지 비용요소에 대하여 경제성 분석이 우선되어야 할 것으로 판단된다.

Ⅶ. 동북아 슈퍼그리드 구현을 위한 검토 사항

국가 간의 전력망 연계 구축사업이 성공적인 완료와 이후 안정적인 전력망 운영을 위해서는 사업 구상과 추진 단계에서 다양한 측면의 실현 가능성 및 구축 타당성과 예상가능한 문제점을 검토하며, 이를 기반으로 사업당사자(정부, 송전업자, 발전업자, 수입업자, 건설업자, 규제기관 등) 간에 합의가 우선되어야 할 것이다.

1. 경제적 측면

1) 송전요금 및 가격 설정

다자간 전력망 연계 사업의 이해 당사자들은 전력 거래시 가격에 대한 합의는 물론 제3국의 송전망을 사용시 발생가능한 통과료에 대해서도 합의를 도출해야 한다. 통상적으로 가격설정에 대한 합의는 전력공급을 위해 추가로 건설되는 발전소와 송전선 구축 비용의 충당을 위해서 장기계약의 형태를 취하게 된다.

거래가격 설정에 영향을 미치는 중요한 요소는 전력량, 송전용량(transmission capacity), 송전된 전력량(delivered power)과 보조서비스(ancillary service) 등이 있다. 가격설정 방식은 다양한 방식이 있는데, 가격은 먼저 생산비용(production costs)에 따라서 결정할 수 있다. 수출용 전력생산에 투입된 비용을 투명하고, 정확하게 산출하여 이에 대하여 합의를 도출하는 것은 상당히 어려운 일련의 과정이다.

전력생산비용에서 발전연료비용이 가장 큰 부분을 차지하는데, 신재생에너지 발전시에는 연료비의 무시가 가능할 수 있겠지만, 화석연료가 사용되는 화력발전의 경우에는 연료비가 중요한 고려 대상이다. 그러나 연료 보조금이 정부에서 지급되는 대부분의 개도국에서는 발전연료비가 예상보다 적게 산출될 수 있다. 반면에, 전력수출업자의 신규수출용 발전소 건설이 가능할 수도 있는데(러시아와 몽골의 경우), 수

출을 위하여 대용량의 발전설비 건설시 상당한 규모의 경제성 실현으로 인해 발전단가 절감 효과를 얻을 수도 있다. 또한, 이에 대한 투자비용을 수입업자가 공동 부담한다면 수출국의 부담이 줄어들 것이다.

다음으로는 전력망 연계로 인해 제공되는 서비스 가격이 회피비용(avoided cost)의 형태로 결정될 수 있다. 이러한 경우에는 연계 전력망을 통하여 공급된 전력비용이 아닌 전력서비스의 구매 기업에게 공급된 전력의 가치가 얼마나 있는지가 중요한 요소하다. 전력 수출국과 수입국 양쪽에 수직통합 형태의 독과점기업이 존재하는 경우에는 전력 거래가격이 시장 결정에 의하지 않고, 수출국의 부담 비용과 수입국의 회피비용 사이에서 결정될 것이다.

마지막의 가격설정 방법이 상호 협상에 의한 가격 결정 방법이다. 가격 협상에서 비용은 당연한 고려 대상이지만, 그렇다고 하여 모든 비용을 공개할 필요는 없다. 송전된 전력량, 송전용량, 보조서비스 등에 대한 가격은 주로 장기계약 형태의 협상을 통해 체결하며, 주기적으로는 재협상의 대상이 될 수 있다. 전력 수입국의 입장에서는 전력 수출국 전력시장의 자유화가 이루어지지 않고, 수입국 내에 수입전력 이외에도 대체가능한 전력 공급원이 단기간 내에 마련할 수 없는 경우는 장기계약의 형태를 취하는 것이 적절할 것이다. 만약, 수출국의 전력시장이 자유화된 상태에서는 시장 즉, 전력거래소를 통해 가격 결정이 가능한데, 연계 전력망을 통하여 전력 판매 사업을 하는 발전사들은 분/시/일/주 단위로 다른 전력가격을 제시하기도 한다. 전력 거래가격은 물가연동, 고정, 발전연료 가격과 부분적 연동, 일정 비율로 조정 등의 형태로 조정 가능하다. 그러나 발전연료비에 대한 조정방식이 채택된다면, 불확실한 연료시장의 영향에서 전력 판매자는 보호가 가능하지만, 최종 소비자는 연료가격 변동에 대한 위험성을 가지게 될 것이다. 또한, 전력 대금 지불에 있어서도 지불수단에 대해 사업 당사자들의 합의가 필요하다. 환율변동에 따른 위험성을 갖지 않기 위해 개발도상국에서는 유로나 미국 달러와 같은 경화(硬貨, hard currency)로 지불하는 경우가 많다.

다음으로 다자간의 전력망 연계 경우에는 반드시 전력 통과국이 발생하게 되며, 통과국의 송전서비스에 대한 요금 설정이 이루어져야 한다. 통과국의 송전서비스를 포함한 송전요금은 송전 손실비용, 혼잡비용, 망 소유 운영비용 등으로 이루어 질 수 있다. 남아프리카 전력풀(SAPP)은 송전서비스 요금산정 방법으로 MW-km 방식을 채택하였는데 이는 거래한 전력량과 구매자/판매자 간의 거리에 따른 요금 부과 체계이다. 전력조류 접근법(load flow approach)이 함께 사용되기도 한다. 남아프리카 전력풀의 회원국들은 단지 탁송을 위해 특별히 구축된 송전망을 제외한 기존의 송전자산 가치에 대한 비용 회수는 송전요금에 불포함시키는 내용에 합의하였다. 이는 자국내 사용을 목적으로 송전망이 구축되었고, 따라서 탁송과는 별개로 기 투자된 비용을 회수했기 때문이다. 하지만 MW-km방식의 사용은 편의성을 주기도 하지만, 다양한 규모와 기간에 따른 거래가 이어지는 혼잡하고 경쟁적인 시장에서는 적절성을 가지지 못할 수 있다. 그리고 만약, 송전 혼잡이 발생하는 경우에는 양측간의 합의를 통해 이를 어떤 형태로든지 송전요금에 반영하게 된다. SAPP는 전력망 연계의 혼잡을 해결하기 위한 방법으로서 시장자유화의 제안을 한 바 있다.

2) 전력거래량 합의

전력거래는 거래소를 통한 하루전시장(Day-ahead market), 양자계약, 밸런싱시장(balancing market), 당일 시장 등을 통해 이루어지는데, 대부분은 양자 계약을 통해 물량 거래가 이루어진다. 전력거래 합의에서 일정량의 전력(MW/년)을 판매자가 공급하고, 수요자는 이에 대해 구매를 해야 한다. 양측이 최소의 전력 구매량에 합의해야 하는데, 송전망의 물리적 수용한계에 따라 최대 전력 구매량이 결정되므로 최대 전력 구매량은 합의가 이루어지지 않아도 될 수 있다.

또한, 양측간에 합의는 경우에 따라 의무인수계약(take or pay) 형태가 가능할 수도 있으며, 이에 근거하여 수요자와 공급자는 계약된 전력량의 공급 및 구매가 이루어지지 않을 경우에는 벌금(penalty)을 내

야 한다. 그러나 일반적으로 전력거래 계약에서는 전력공급 중단이 가능한 예외조항을 포함하고 있다. 이 예외조항에는 전염병, 전쟁, 가뭄과 홍수 같은 자연재해 등의 불가항력적인 사항이 포함된다.

3) 사업 참여자 선정

전력망 연계사업에 대한 참여자들은 다양한 존재들이 있다. 먼저, 정부, 전력수입업자, 송전망 운영기업 및 발전기업 등이 있는데, 대부분의 개도국에서는 판매, 발전, 송전 부분을 수직 통합한 국영기업에 의하여 소유 및 운영되고 있는 현실이다. 다자간 전력망 연계의 경우는 전력망 통과국의 송전망 소유 사업자가 사업 참여자로 포함될 수 있다. 더불어, 전력망 연계사업의 참여주체는 연계 전력망에 전력을 공급하는 송전노선 개수, 판매처 개수, 발전업자 수 등에 의해서도 영향이 있다. 경우에 따라서는 새롭게 건설되는 발전소와 송전선 건설의 과정에서 발생 가능한 피해자들(원주민 단체) 역시 전력망 연계사업의 참여자가 될 수 있다. 전력망 연계사업 참여자들은 특수목적회사(SPC, Special Purpose Company)를 공동으로 설립하여 판매, 발전, 송전 등을 일괄적으로 소유하고 운영 할 수 있다. 그렇지 않다면 자국 내의 송전망 건설과 운영은 자국 송전기업들이 담당하고, 전력 판매자와 전력 수입업자가 이들과 송전요금 결정을 할 수도 있다.

한편, 연계 사업 참여자들은 전력거래 계약 과정에서 각국의 송전용량, 송전되는 전력량, 전력수요, 송전선 건설 및 전력개발 계획에 대한 상세하고 정확한 정보를 각 사업파트너에게 요구가능하며, 안정적인 사업의 유지와 운영을 위해 해당 파트너들은 이러한 사업 참여자들의 요구를 충실하게 이행해야 한다. 또한, 투자 자금을 제공하는 금융기관들이 이와 같은 상세한 정보를 요구하는 경우도 있다. 그렇지 않으면 투자 계약 체결 이후에 예상 불가능했던 다양한 문제들로 인하여 사업 자체의 중단 상황이 발생할 수도 있기 때문이다. 사업이 추진되는 후진국 또는 개도국에서는 수익성이 좋은 인프라의 건설 계약을 받주시에 특정 기업이 특혜를 얻어 사업권을 수주할 수도 있다. 최악의 경우

에 불공정 발주로 인하여 부실공사와 자금 낭비로 사업이 어려움에 직면할 수 있고, 중국에는 사업 자체의 중단을 야기할 수도 있다. 이를 방지하기 위한 대비책으로서 대형 건설사업의 경우, 관계없는 제3의 관리 감독 기관과의 감리계약이 먼저 이루어지기도 한다.

2. 전력망 운영 측면

1) 전력망 운영

연계 전력망이 국경을 지나는 거의 모든 경우에 관련국들은 변전/변환소, 통제센터, 전력망 등과 같은 관련 시설에 대한 위치 설정에 합의가 이루어져야 한다. 또한, 망 운영에 영향을 미치는 송전방식(AC 또는 DC 송전), 송전노선 및 양방/일방 송전 등에 대해서 사업 참여자들의 합의가 필수적이다. 다자간 전력망 연계 사업에서는 전력 수입국과 수출국의 정부는 제3국을 지나가는 송전망 이용에 따른 요금 지불이 이루어져야 하며, 개별 사유지를 지나는 전력망의 경우에는 사유지 주체와 합의를 통해 토지 이용권 또는 소유권을 얻어야 한다. 이런 경우에도 대부분은 이에 대한 각국 정부 간의 협정이 필요하다.

전력망 연계 사업을 위한 합의에서 참여 당사자들은 전력망을 운영할 주체(기업 컨소시엄, 공공 또는 민간 기업, 공공 또는 민간 기관, 또는 신규 조직)에 대한 합의가 이루어져야 한다. 더불어, 각국의 정부는 원활한 전력망 운영을 보증하고, 전력구매기업으로부터의 피드백을 성실하게 반영하기 위하여 전력망 운영 주체와 이에 대한 합의도 이루어져야 한다. 이렇게 다양한 합의에는 송전요금 및 송전업자의 권리와 의무 등이 포함된다. 전력망 운영 관련 분쟁 발생시에는 이를 해결하기 위한 해결 절차와 방식 역시 합의 내용에 명시되어야 한다.

전력망 운영 감독 기관으로서 전력망 연계사업의 참여국가에서 임명된 위원들로 구성된 ‘송전위원회’ 또는 ‘이사회’도 구성될 수 있다. 전력망 계통 연계사업이 자국내의 계통 운영에 큰 영향을 미치는 경우에는

전력망 운영자의 책임 한계와 운영자 및 타 연계사업 참여자 간의 상호 권한에 대한 합의가 선행되어야 한다. 더불어, 이의 합의 내용에는 제3국의 전력망 사용에 대한 책임은 누구의 부담인지에 대한 내용도 포함되어야 한다. 앞서 언급된 바와 같이, 제3국의 송전망 통과국이 존재하는 경우에는 이에 해당되는 송전망 운영기업과 송전망 운영 관련 자료 공개, 송전망 이용 보장 및 송전 혼잡 문제 처리 등에 대한 상호간의 합의가 있어야 한다.

전력망 운영과 관련하여 발생 가능한 다양한 문제들에 대하여 법적 책임 소재가 어디에 있는지도 합의되어야 한다. 경제적 기술적 피해 또는 발생 가능한 문제에는 주파수 변동, 전압 급등, 품질 저하 등으로 인하여 상업·산업 시설 또는 장비의 파손, 전력망 운영에 기인된 것으로 확인된 정전 및 물리적인 송전망 고장과 이의 수리 지연 등을 포함할 수 있다. 일례를 들면, 송전망 장비 공급 업체 혹은 설비 업체가 전력망 구축 이후 합의된 기간까지 기술적 결함에 관한 책임을 질 수 있다. 일반적으로 건설업자와 프로젝트 사업자는 전력망으로 인하여 피해가 발생할 경우에 대비하여 관련 보험에 가입하기도 한다.

2) 시설 안전 및 보안

양자 및 다자 간에 연계된 전력망은 대내외의 불법 세력들에 의한 물리적 파손 위험으로부터 보호되어야 한다. 일부 후진국의 경우, 무료로 전기를 얻을 목적으로 전력망에 불법적인 접근을 하는 사람과 파괴 침과 송전탑의 금속재료 등 전력망의 부품을 거래하고자 하는 사람들이 있을 수도 있으므로 이들에 의한 전력망 손상이 초래될 수 있다. 또한, 송전선 통과국이 인접국에 대한 정치적 목적 달성을 위하여 전력망 관리를 부실하게 하고 시설 고장을 유도하여 전력공급에 어려움을 야기시킬 수도 있다. 따라서 전력망 연계 사업 참여국 간의 합의에서는 각 국 영토를 지나는 전력망의 보호에 대하여 책임소재의 명확성이 선결되어야 한다. 또한, 보안관련 문제가 발생되었을 때 피해 보상을 누가 하고, 전력망을 누가 보수해야 하는가에 대한 책임 소재 관련

내용도 포함되어야 한다. 파손된 전력망의 보수 작업이 지연된다면 전력 수급에 대한 소비국의 어려움이 발생할 수도 있는 것이다.

3. 법·제도적 측면

국경을 넘는 전력 흐름과 판매 대금의 원활한 이동이 장기적으로 지속하기 위해서는 사업 참여자 간의 신뢰도가 높아야 하고, 이해 당사자 간의 충분한 합의에 의하여 구축된 법과 제도적 장치(정부 간, 개별 국가 차원에 정부 또는 기업과 주민 간 협정, 통과국 정부와 기업 간 및 기업 간 계약 등)가 필요하다. 대부분의 경우에는 국가 간의 법·제도적 장치가 정부 간의 합의와 협정 체결에 의해 기반을 마련하게 된다. 따라서 전력망 연계 추진하고자 하는 국가는 정부 차원에서 아래와 같은 내용에 대하여 합의하며, 이의 실행 의무를 법과 제도적으로 강제가능한 장치를 구축해야 한다.

첫째, 전력망 연계 관련의 자원(전력망, 발전원, 토지 등)에 대한 공유 원칙의 합의와 이러한 내용이 충분하고 정확하게 명시된 협정서가 있어야 한다. 자원 공유는 모두에게 손해보다 이익을 더 많이 가져다 줄 것이라는 인식이 전제되어야 한다. 국가 간 전력망 연계로 인해 서로 간에 에너지·경제·안보에 일정 정도의 영향력을 줄 수 있으므로 합의 자체가 오랜 기간이 소요되며 어려운 과정을 거칠 수 있는데, 특히, 분쟁의 역사를 경험하였고 현재에도 관련된 마찰이 이어지는 국가 간 합의는 더욱 큰 난항을 예상할 수 있다. 또한, 개별적인 국가 차원에서도 이해 당사자는 물론 경우에 따라서는 다양한 공청회를 통하여 사회적 합의 도출을 해야하는 상황이 요구될 수 있다.

둘째, 사업 추진시 직·간접적인 편익 발생과 비용 산정을 어떤 방법을 활용하여 사업 참여자들 사이에 배분할지에 대한 합의가 필요하다. 더불어 개별국가 내에서도 전력망 연계 사업과 직·간접적으로 연관되어 있는 경제주체 사이에서 편익과 비용의 배분 방법도 합의되어야 한다.

셋째, 앞서 설명했듯이 연계 전력망을 어떻게 보호하고, 운용할 것인지에 대한 국가 간의 합의가 필수적이다. 연계 전력망 운용자에게 독립성을 부여하거나, 또는 다수의 참여자 또는 하나의 참여자에게 전력망 운영을 맡기는 사항에 대한 합의도 있어야만 한다. 예를 들면 한 국가의 송전선 보호가 다른 국가의 기업 또는 기관에게 위탁된다면, 해당국의 국민들에게 반감을 생길 수도 있기 때문이다.

마지막으로 연계 전력망을 기획하고 운용 및 보호하기 위해 필요한 다양한 정보 공유에 관하여 국가 간의 명확한 합의가 요구된다. 전력망 연계사업으로 얻을 수 있는 비용과 편익의 이점이 투명하고 정확하게 계산되고, 관련 사업의 상대국가 인프라에 대한 공평한 활용 기회의 보장이 명시되어야만 사업 당사자 국간에 원활한 합의가 이루어지며, 계약 체결 이후에 사업자 간의 안정적인 전력거래가 진행될 수 있기 때문이다. 경우에 따라서 상대방 기업 또는 국가가 국가의 경제적 손해와 안보 등을 이유로 관련 정보와 자료를 비공개로 할 수도 있다. 그래서 어떤 정보가 공유되며, 언제, 어떻게, 누가의 범주까지 공유 또는 공개할 것인지에 대한 합의도 필요하다.

4. 정치·사회적 측면

1) 정치 외교적 여건 개선 효과

국가 간의 전력망 연계 운용 및 구축과 관련된 법적 틀이 효과적으로 발휘되기 위해서는 개별국가 내 그리고 거래국 간의 여러 이해 당사자 간의 정치적 협조와 협의가 요구된다. 국가 간 전력망 연계가 구축된 경우에는 상호간에 의도적으로 분쟁 회피를 위해 서로 노력하기 때문에 해당 국가 간은 물론 역내에 안정과 평화유지에 더 큰 노력을 기울일 수 할 수 있다. 연계 전력망의 운영 안정을 위해 마련된 여러 제도·법적 장치와 정부 간의 협의를 등은 사전에 분쟁요인을 완화하고 제거시킬 것이다. 연계된 전력망의 전력 공급원을 전력 수입국들이

공유한다면 수입국과 공급국 간에 상호 의존도가 상승하고, 갈등 발생 시에는 우선적으로 협상 추진에 의한 해결방안을 모색하고자 할 것이다. 그러한 협의들이 운영된다면 자연스럽게 상호간에 안정적인 안보 환경으로의 개선이 이루어지는 긍정적인 효과를 얻게 될 것이다.

또한, 전력거래 비용을 경화(硬貨)로 충당하는 경우에 거래대금의 흐름 자체가 상대국에게 있어 평화적으로 갈등을 해결하고자 하는 강한 경제적 유인 수단으로도 작용가능하다. 송전선이 지나가는 통과국이나 대규모 전력을 공급하는 국가의 경우에 송전요금과 전력판매 대금으로 창출가능한 막대한 경화 수입과 함께 신규 고용창출로 인하여 정치 및 사회 안정도 증대가능한 효과를 얻을 수 있을 것이다.

2) 정치적 비용 발생 가능성

상호 국가 간의 전력망 연계가 구축되면, 역으로 한 국가가 상대국에 대한 영향력을 의도치 않게 행사할 수도 있다. 연계 전력망에 의존도가 상대적으로 낮은 국가는 극단적인 경우에 거래대금 또는 전력 흐름의 차단 위협을 통해 상대국에 대한 정치적 영향력을 행사하거나, 양보를 얻어내는 수단으로도 사용할 수도 있다. 특히, 자국 영토를 송전선이 지나가는 통과국은 이러한 사고를 더 확대하여 가질 수도 있을 것이다. 더불어, 개별국가 차원에서는 전력망 연계에 따른 비용과 편익을 둘러싸고 야기되는 내부 갈등도 있을 수 있다. 예를 들어, 송전선이 통과되는 지역의 지역주민과 지방정부에 대해서 중앙정부는 송전선 운영 및 건설과 직접적으로 연관된 금전적 지원 이외에도 이들과의 분쟁요인을 제거하기 위해 그 이전보다 더 많은 지원이 요구될 수도 있다.

3) 지역 통합 발전 가능성

유럽 국가들은 다양한 분야에서 오랫동안 유대관계를 유지했기 때문에 전력계통의 연계가 상대적으로 비교적 수월하게 구축되었다고 볼 수 있다. 유럽지역은 서비스 거래 및 재화, 비에너지 상품 거래, 교통망

연계 등이 오랜 기간동안 활발하게 이루어졌으며, EU 차원의 정치적 협력체계도 활발하게 운영되었다. 유럽 국가 간의 전력거래 비중이 세계 다른 지역과 비교하여 상대적으로 큰 편이다. 일반적으로 한 부분의 국가 간 통합 체계구축은 또 다른 통합을 가져 올 수 있다. 이는 EU가 형성되어진 과정을 살펴보면 쉽게 알 수 있다.

또한, 유럽과 같이 타국과의 연계 협력 사업에 성공적인 참여 경험 이 있거나, 국민과 정치가들이 역내의 다자간 협력에 대한 긍정적인 태도를 견지하고 있다면 전력계통 연계를 위하여 국가 간의 합의 과정 이 보다 수월해진다. 그리고 연계 전력망의 중장기적인 안정적 운영을 위하여 국가 간 공통 규범 마련, 정책 공조 및 규제기관 공동 설립 등에 큰 걸림돌이 없을 것이다. 또한 전력시장의 개방화 및 자유화가 이루어진 유럽에서는 전력기업 간에 역내 투자진출과 협력이 활발하게 진행되었다. 전력시장 자유화가 이루어지지 않은 경우에는 기존 독과점 기업들이 주변국과의 전력망 연계 시 손해를 감수해야 하는 염려로 인하여 연계사업 추진에 반대할 수도 있다. 이와 비슷한 양상은 전력을 수출하는 국가에서 발생할 수도 있다.

4) 국제적 합의 내용에 대한 준수의무

국가 간의 전력망 연계사업이 추진되기 위해서는 앞에서 살펴보았듯이 셀 수 없이 다양한 계약서와 협정서들이 사업 당사자들 간에서 체결된다. 사업 참여자들은 의무적으로 이러한 국제적 합의를 준수하겠다는 강한 의지가 있어야 하며, 사회적으로 이러한 분위기가 조성되어 있어야 한다. 이는 상대 국가에 대한 신뢰와 바로 직결된다. 그러나 사업 동반자에 대한 신뢰가 서로 간에 부족한 경우에는 신뢰성을 보완하기 위한 제3의 장치가 요구된다. AU, EU, ASEAN 등과 같은 다양한 지역협의체가 해당 지역에 존재하는 경우에는 이들 협의체가 신뢰성 보완의 역할을 하게 된다. 또한, 어느 국가가 계약 내용에 대하여 제대로 준수하지 않는다면 국제무대에서의 신뢰는 추락하게 될 것이고, 이러한 신뢰도의 추락은 장기적으로 국가적 관점에서 커다란 손해로 이

어질 것이다. 전력망 연계 관련 국제기구 또는 역내에 해당 국가들이 모두 가입하거나, ADB, AIIB, World Bank 등과 같은 국제금융기관을 역내 사업에 참여시키는 것도 투자자금 마련과 분쟁 해결을 미연에 방지하는데 도움이 될 수 있을 것이다.

5) 국가 간 협의 플랫폼 역할 수행

양국 간의 전력망 연계 프로젝트는 세계 각 지역에서 대부분의 경우에 비교적 원활하게 진행되었다. 그러나 다자간의 전력망 연계 사업은 다자간의 조정자 역할이 확실한 제3의 기관이 없는 경우에 당사국 간 합의사항 도출에 오랜 기간을 요구했다. 동남아시아에서는 ASEAN, 남아프리카 지역에서는 SADC가 이러한 조정자 역할을 수행하였다. 이들 지역협의체는 협의체 산하에 전력기업 및 연구기관 간 협의체, 또는 전문가 자문그룹(예 : ASEAN 에너지부장관회의 산하의 HAPUA)을 구성하여 이들로 하여금 역내에서 실현 가능성이 높은 전력망 연계사업들을 제안(ASEAN의 경우 APG 프로그램)하고, 각 사업들에 대하여 예비 기술적 경제적 타당성을 조사하게 하였으며, 여기에서 얻은 결과물을 해당 국가 정부에 제공하였고 실제로 사업추진 단계로 발전 가능하게 하는 역할을 수행하였다. 해당국 정부는 지역 협력체의 이러한 직·간접적인 지원을 바탕으로 정부 간 협정을 원활하게 이끌어 낼 수 있었다. 즉, 지역협의체 내에 다양한 형태의 다자회의들과 전력망 연계 업무 추진 조직이 정부 간의 원활한 합의를 도출할 수 있도록 지원하였다.

물론 다자간 전력망 연계사업에 대한 성공여부는 무엇보다도 당사국들 사이의 사업추진 의지에 달려 있다. 남아프리카 국가들과 같이 국가 간 전력망의 연계에 대한 높은 의지와 그 필요성의 인식을 통해 다자 간의 협정 체결이 원활하게 진행될 수 있을 것이다. 일반적으로 역내 국가들이 전력이 포함된 에너지 수송망의 연계사업에 강한 추진 의지를 가지고 있다면, 상대적으로 지역통합 수준도 상승할 것이다.

6) 가이드라인 제시

전력 연계망 추진을 위한 지역협의체는 국가 간에 합의 도출에 있어서 정확하고 객관적인 정보 제공이 우선되어야 하고, 합의가 요구되는 각종 사안과 내용에 대해서도 가이드라인을 제시한다. 즉, 일반화되고 기본적인 정부 간 협정은 물론 정부와 기업 간 협정, 기업 간 계약 문서들이 지역협의체 공동 차원에서 제작되어 해당 사업의 주체들에게 제공된다. 지역통합 수준이 상대적으로 높은 유럽의 경우에는 EU 차원의 전력망 연계 관련 가이드라인과 각종 규범이 회원국 기업 및 정부들에게 강제되고 있다. 지역통합과 단일 에너지시장의 구축을 목표로 하는 ASEAN도 있지만, 이의 실현을 위한 강제성이 포함된 구체적인 가이드라인과 규범을 제정할 정도의 수준은 아직 되지 않는다.

반면에 남아프리카 지역의 SAPP 운영과 관련하여 역내의 전력거래 증대와 전력망 연계 추진을 위한 기업 간, 정부 간 협정들이 존재하고 있다. 남아프리카 지역 국가들은 다자간의 전력망 연계에 대하여 강력한 추진 의지를 가지고 있기 때문에 필요시에 관련 협정들이 체결되고, 이러한 협정들에 기반하여 다자간 협력이 이루어지고 있다. 1995년에 SADC 정상회의에서는 회원국 정부가 역내 전력폴 구축을 위한 정부간 MOU에 서명했다. 이외 SAPP의 시스템 구축에 중요한 합의문으로서 SAPP의 기본적인 관리 및 운영의 원칙을 수립하는 유틸리티 기업 간의 MOU, 운영 회원국 간 협정(ABOM, 운영과 가격에 관한 특별 규칙), 운영 가이드라인(OG, 기준·운영절차 관련) 등도 마련되었다.

정부 간의 MOU를 비롯한 협정의 주요 기능은 각국 정부의 유틸리티 기업이 SAPP 활동에 참여 가능하도록 허가하며, 참여 기업들의 의무와 권한을 규정하고 보장하는 것이다. 만약에 전력 수입기업이 전력 수입대금의 지불이 어려운 상황이 되면 해당국의 정부는 이 상황에 대하여 법적 책임 의무를 담당하게 될 것이다. 그리하여 전력 공급기업이 수입국 정부의 이러한 지불의무에 대하여 신뢰성을 가지고 수입기업이 제때에 대금 지불을 하지 않아도 전력공급은 계속 될 것이다. 유

틸리티 기업 간의 운영과 협정에 대한 가이드라인은 전력풀을 운영함에 있어서 발생가능한 재정적·기술적적인 문제 해결에 사용된다.

또한, 위의 협정서들은 각국의 에너지부 장관회의를 통하여 주기적인 논의가 이루어지며 개정의 과정을 거치고 있다. 예를 들어 개별 회원국의 신규 회원 가입, 전력산업 구조개편, 공통의 규범 가이드라인 마련, 신규 다자간 규제기관의 조직 개편, 신규 전력거래시장 형성 등의 안건이 제시되면 협정서 개편에 대한 일련의 작업이 이루어지게 된다.

VIII. 결 론

전력계통 연계에 대한 동북아 지역의 논의는 30년 이상의 상당히 오랜 기간의 역사를 갖고 있다. 전력계통 연계 구상의 실현을 위해 다자 또는 양자 협의 등 많은 노력들을 기울였지만 다수의 해결방안 제시가 어려운 경제적·정치적 장애 요소들로 인하여 현재까지도 다자간의 전력망 연계가 실현되지 못하며 논의단계에 계속 머물러 있다. 그러나 최근의 동북아 상황을 살펴보면 슈퍼그리드 구축을 위한 사업의 현실화를 위하여 동북아내 환경이 매우 긍정적으로 변화되고 있음을 확인 가능하다. Asia Super Grid의 경우 역내의 기업들 간 다자간 협정 체결이 이루어지기도 하였으며 기존에 실행된 양자 간의 전력거래 증대가 이루어지거나, 새로운 구축을 위하여 정부 간의 협정 체결이 활발하게 진행되고 있다. 최근 한국 정부의 ‘신북방정책’, 러시아 정부의 ‘신동방정책’, 중국 정부의 ‘일대일로 전략’, 더불어 2011년 후쿠시마 원전 사고 이후 일본 정부의 ‘적극적 평화주의정책’ 등이 역내 국가들 사이에서 에너지 관련 협력 증대에 긍정적인 영향으로 작용하고 있다.

슈퍼그리드는 공급신뢰도 향상 및 경제적 이익 극대화를 위한 대륙간과 같은 넓은 지역 또는 상이한 국가 간의 전력계통 연결을 통해 전력의 상호 융통성을 높이는 에너지 수송 네트워크로서 정의 가능하며, 지역 간·국가 간 발전연료의 가격 차이에 의한 전체 연계계통 운전비용 절감과 경제적 전원 확보 등 경제적인 이익은 물론 공급 예비력 추가 확보 및 설비 예비력, 전원 입지난의 해소, 피크 시간대가 제각각인 계통의 연계를 통한 에너지 수급 안정성 확보 등 신뢰성 이익, CO² 배출량 감축을 통한 신재생에너지 발전력 연계 등 대내외적으로 환경적인 이점을 기대할 수 있다. 특히 우리나라와 같이 지정학적 위치상 고립된 계통의 전력 수급 체계에서는 슈퍼그리드가 추진되어야 할 당위성이 매우 높다.

국가 간의 전력계통 연계는 동북아 지역에서는 추진 단계가 시작단계에 불과한 상황이나, 북미, 남미, 동남아, 유럽, 중동 등 전 세계 각

지역에서는 경제공동체 형성과 함께 국가 간의 전력망 연계를 통해 상호간의 여유 전력을 융통함으로써 각 국의 경제적 이익이 현실화되고 있으며 연계시스템의 운영과정에 대한 기술적인 노하우를 축적해 가고 있는 것으로 생각된다. 특히, 전력시스템의 연계 운영 방식에 있어서 전력시스템 예비력 확보기준, 신뢰도 고려 기반의 송전용량(NTC) 및 주파수 제어를 위한 연계 용량 배분 등 전력 계통연계에 따른 효과를 고려하고 계통 신뢰도의 확보를 위한 방안이 준비 및 검토되고 있는 점은 동북아 슈퍼그리드의 추진에 있어 의미하는 바가 크다고 할 수 있다.

해외의 전력망 연계 사업이 성공적인 결실을 얻고 있는 지역을 살펴보면, 대부분은 해당 지역에 에너지 장관회의와 같은 지역협의체 존재가 필수적이고, 그 산하에는 다양한 분야에 전문가그룹, 민·관 전력협의체와 연구기관 등이 존재하고 있으며, 이들에 의하여 역내 전력망 연계에 대한 중장기 추진 방향 설정, 발전원 개발 사업 선정 및 실현가능성이 높은 전력망 연계, 개별 관련 사업에 대한 타당성 조사 등이 이루어지고 있다. 그리고 이러한 관련 내용들의 수행을 위한 필요 정보와 자료들이 회원국 기업 및 정부에 정확하고 투명하게 제공됨으로써 사업 당사자들 간의 합의 도출에 도움을 주고 있다. 결론적으로는 사업과 관련된 지역협의체 및 산하의 다자간 협의 기관들이 유기적으로 다자간의 전력망 연계사업 초기 단계에서 구상 및 계획을 하고, 중국에는 정부 간 협정과 기업 간 계약 체결이 이루어지는 단계까지 ‘협력체계 플랫폼’의 역할을 수행하고 있음을 알 수 있다.

국가 간의 전력망 연계사업이 성공적으로 완료되고, 그 이후 안정적인 전력망 운영을 위해서는 사업 구상과 사업 추진 단계에서 아래와 같은 측면들의 고려 및 검토가 필요하고, 이에 대한 조치들이 마련되어야 한다. 우선 경제적 측면에서는 거래량 합의, 가격과 송전요금 설정, 자금조달 방법, 사업 참여자 선정 등에 대한 이해관계의 합의가 사업 당사국 간에 선행되어야 한다. 전력망 운영 방식과 관련하여 먼저 양방/일방, AC/DC 등 송전방식에 있어 이후에는 안정적인 연계 전력망의 시설 보안 및 운영 등을 보장하는 기업 간/정부 간 합의가 이루어져야

된다. 제도적·법적 측면에서는 무엇보다도 기술적·경제적·정치적으로 사업 안정성을 해칠 수 있는 문제 해결이 가능한 각국 정부 간의 합의가 완성되어야 한다. 최종적으로 정치·사회적으로 해당 국가 간의 신뢰도가 낮고, 역사적인 전례에 따라 마찰이 발생하는 경우에는 이런 장애물들의 해소 방안들이 기업 간, 정부 간, 정부-기업 간은 물론 지역 주민 등과의 원만한 합의를 통해 마련되어야 한다.

1. 정책적 시사점

전 세계의 전력망 연계 과정에서 몇 가지 특징을 찾아내 동북아 슈퍼그리드에 적용해 볼 수 있을 것이다.

첫째는 전력망 연계를 추진하는 방식에 있어서 Bottom-up 방식과 Top-down 방식이 함께 사용되었는데, 실제 사업을 결정하고 추진하는 단계와 전체 지역 차원에서 전력망 연계 정도가 낮은 초기 단계에서는 Bottom-up 방식으로 사업이 추진되었다. 유럽의 사례에서 보면, 1920년~1980년대까지 국가 간에 전력망 연계는 주로 Bottom-up 방식에 의해서 추진되었다. 전력망 연계를 실질적으로 결정하고 추진하는 주체는 기본적으로 개별 정부, TSO, 그리고 전력기업들이었고, 연계하는 목적도 유럽통합을 위해서라기보다는 잉여전력의 효율적 사용, 위기 상황 대처, 경제적 이득 실현, 그리고 최근에 와서는 기후변화 대응 및 재생에너지 보급 확대 등에 있었다. 물론, 국가들 간에 전력망 연계가 많아지면서 중국에 가서는 유럽 전체가 하나의 전력망으로 연결될 수 있을 것이다. 그러나 유럽의 모든 국가들의 전력망이 서로 연결되어 있다고 해서 각국의 전력시장이 하나로 통합되는 것을 의미하지는 않으며, 또한 모든 계통 간의 동기화 연계가 이루어지는 것도 아니다. 아직까지 대부분의 유럽 개별 국가들은 자국의 전력안보를 최우선시하며, 자국의 전력망을 보호하기 위하여 인접국과의 연계 송전선에 차단 스위치를 설치하고 있다. 그러나 국가 간 전력교역 규모가 계속 증대되고, 전력망의 동기 운영이 확대되면서 현재 북유럽의 Nord Pool, 서유럽의 PLEF는 자체적으로 합의를 통해 만들어진 강제성을 갖는 운영

지침, 그리고 EU의 규범과 가이드라인 등에 따라서 시장 참여자를 확대하고, 각국의 전력시장을 통합(coupling)해 나가고 있다. 결과적으로 지역 내에서 전력망 연계가 초기 단계에는 Bottom-up 방식에 의한 이해 당사자들(정부, TSO, 발전기업, 판매기업) 간에 합의를 통해 전력망 연계가 이루어지고, 전력교역량이 계속 증대되고 전력망 연계가 다자간에 이루어지게 되면 공통의 규범과 운영지침에 의해서 연계가 이루어지는 Top-down 방식을 따르게 될 것이다. 유럽은 지리적으로 육상을 경계로 하여 여러 국가들이 밀집되어 있고, 경제체제 및 수준도 비슷하며, 오랜 역사적 통합과정과 문화적 동일성을 바탕으로 단일 유럽이라는 인식을 광범위하게 갖고 있다는 점이 Bottom-up 방식과 Top-down 방식으로 전력망 연계와 단일 전력시장을 추진하는데 있어 커다란 장점으로 작용했을 것이다. 하지만, 동북아 지역은 이러한 특징들을 갖고 있지 않으며, 국가 간에 신뢰도 높지 않은 편이다. 따라서 동북아 지역은 초기에 Bottom-up 방식에 의한 전력망 연계를 위한 이해당사자들 간의 합의 과정이 유럽보다 훨씬 어렵고, 오래 걸릴 수 있을 것으로 예상 된다.

둘째, 양자 간에 전력망 연계가 다자간으로 확대되면서 유럽 국가들은 점진적으로 전력시장 통합을 추진하게 되었다. 시장통합은 2가지 방식으로 이루어지고 있는데, 하나는 여러 국가들이 하나의 전력거래소(Nord Pool)를 형성하는 방법과 다른 하나는 회원국별로 전력시장의 형태와 기반이 다양하기 때문에 각국의 전력시장을 커플링(coupling)하는 방법(PLEF)이다. 북유럽은 노르웨이의 풍부한 수력발전에서 생산된 잉여전력이 토대가 되어 이를 원활히 거래하기 위한 전력거래소가 형성되었다. Nord Pool 참여국들은 선도시장(Forward market), 하루전시장(Day-ahead market), 당일시장(Intra-day market), 밸런싱시장(Balancing market) 등을 통합해 가고 있다. 서유럽은 오래전부터 국경간 전력망 연계를 통해 전력교역이 이루어진 상황으로 서로 상이한 전력시장들을 커플링(coupling)해 나가고 있다. 기본적으로 참여국 간 합의를 기초로 하여 사업을 추진하고 있지만, 점차적으로 공통의 운영지침과 공통의 TSO 및 규제기관을 조직하는 형태로 발전해가고 있다.

동북아 지역의 경우는 국가 간에 전력거래가 자유롭게 이루어질 수 있는 시장기반(전력산업 구조개편, 시장자유화, 개방, 제3자 접근 허용 등)이 아직 마련되어 있지 않은 관계로 서유럽 국가들의 PLEF가 동북아 지역에 적합한 사례로 될 수 있을 것으로 판단된다.

셋째, 역내 전력교역 증대와 안정적인 연계 전력망 운영에 있어서 전력망 연계에 참여하는 국가의 전력시장 자유화는 중요한 역할을 한다. 국가 간 전력망 연계에 있어서 참여국의 전력시장 자유화는 필요조건보다는 충분조건에 가깝다고 할 수 있을 것이다. 그러나 전력교역이 점차 증대되고, 연계 전력망이 오랫동안 안정적으로 운영되기 위해서는 전력시장의 자유화가 요구된다. 물론 역내 국가들의 전력시장 자유화 방식 또는 모형에 있어서 EU 국가들의 전력산업 자유화 과정이 하나의 모범답안으로 추진되지는 않으며, 각국이 처한 사정에 따라 약간 상이하다. 현재 한국, 중국, 일본 등 동북아시아 국가들의 전력산업 구조 및 개방정도, 시장제도는 크게 차이가 난다. 이런 구조 및 제도적 차이가 주어진 속에 동북아시아 국가 간 계통망 연계는 각국의 여건을 최대한 존중하는 틀 속에서 점진적으로 국지적인 물리적 전력망 연계부터 시작해 가는 것이 출발점이 될 수 있을 것이다.

넷째, 이해 당사자 간 협력체 구성에 있어 유럽의 경우는 수직통합 기업에 의한 전력기업 협력체가 전력산업 구조개편을 거치면서 TSO 중심의 협력체로 바뀌었고, 현재는 EU의 주요 기구로 변모하였다. 협의 내용과 이행에 있어서도 초기에는 정보 및 자료 교환에서 공동의 연구조사와 전력수급 전망, 권고 단계를 거쳐 현재는 공동의 운영지침서와 기술표준을 만드는 것으로 협의 내용이 확대·심화되고, 합의된 사항도 점차 강제성을 띠는 형태로 변해가고 있다. 동북아 지역에서는 전력산업 구조개편이 제대로 이루어지지 않아서 송전기업 중심의 협력체 구축이 아직까지는 어려운 상황이다. 또한, 전력시장이 정부의 관리하에 있기 때문에 정보와 자료의 공개 및 교환이 제한적일 수밖에 없을 것이다. 그리고 전력요금 산정에 있어서도 투명성 결여도 문제점으로 지적될 수 있다. 따라서 현 상황에서는 아주 낮은 수준의 협력에 대해 논의하는 전력기업 협의체가 먼저 조직되고, 발전, 송전, 배전, 판매 분야의 모든 기업들이 참여하는 형태로 될 수밖에 없을 것이다. 그

리고 동북아 지역의 전력기업들은 대부분 국영기업 형태로 되어 있어서 정부의 결정이 중요할 수밖에 없기 때문에 정부 단위의 협력체 구축과 전력기업과 관련 정부조직이 정례적으로 만날 수 있는 민관 전력 포럼도 설립되어야 할 것이다. 초기 단계에서는 유럽의 경우에서처럼 정보 및 자료 교환 이 중요한 협력 의제로 될 것이고, 이후에는 공동 연구 조사, 기술협력 및 표준화 가능 목록 작성 등으로 확대해 나가야 할 것이다. 물론 전력망 연계가 활발히 이루어지면 유럽에서처럼 회원사들에게 강제성을 갖는 공동의 운영지침과 정부 간의 협약 등이 마련될 수 있을 것이다. 최종적으로는 유럽처럼 ACER, ENTSO-E와 같은 다자 협의체가 조직되어야 할 것이다. 그리고 이들의 상위조직으로 역내 에너지장관회의가 필요하게 될 것이다.

마지막으로 전력망 연계 국가들 간의 신뢰가 무엇보다 중요하다. ASEAN이나 AU(African Union) 지역에서는 동북아 지역보다 먼저 다자간 전력망 연계가 이루어졌지만, 현재까지 전력교역 규모와 연계망이 확대·발전하지 못하는 이유 중에 하나가 바로 역내 국가 간의 낮은 신뢰에 있는 것으로 판단된다. 협력 주체들 간의 신뢰 증대는 다양한 요소들에 의해 영향을 받겠지만, 그중에서 가장 중요한 요소는 협력 대상국 또는 기업의 의사결정 및 행동에 대한 예측 가능성일 것이다. 상대방 행동에 대한 예측 가능성은 양측의 경제시장 시스템과 관련 법 제도가 유사할 때 높게 나타날 것이다. 즉, 양국의 전력시장 운영 시스템과 법·제도가 유사하면 상대방의 의사결정에 대한 예측 가능성이 당연히 높을수 밖에 없을 것이다. 이러한 이유 때문에 전력망 연계가 이루어진 국가들은 전력교역을 촉진시키기 위해 다양한 형태의 협의체들을 조직하여 각국의 상이한 규정들을 표준·단일화하고, 이를 위한 조정 작업을 담당하는 독립된 기관을 조직하려고 한다. 유럽에서는 EU가 이러한 조정자 역할을 충실히 했다고 할 수 있을 것이다. 그리고 유럽 국가들은 추진 시기와 형태에 있어서 약간의 차이가 있었지만 전력시장 자유화를 지속적으로 추진하였다. 따라서 동북아 지역에서도 전력망 연계 및 전력교역을 확대시키기 위해서는 개별국가 차원에서 전력시장 자유화를 지속적으로 추진하고, 관련 법·제도의 단일화 차원에서 먼저 관련 정보와 자료를 공개, 교환하는 것부터 적극적

으로 추진할 필요가 있다. 또한, 상호 간의 신뢰는 합의 내용을 충실히 이행하려는 주체들의 의지와 노력이 뒷받침되어야 하고 이러한 모습을 일관되게 상대 측에 보여줌으로써 축적될 것이다.

2. 동북아 슈퍼그리드의 효율적 추진에 대한 제언

동북아 지역은 역사적, 지리적, 정치적으로 매우 특수한 배경에 놓여 있기 때문에, 다른 해외사례와 비교하여 사업 추진시 많은 어려움이 있을 것으로 예상된다. 한·중·일 3개국 모두 오랜 기간동안 독자적인 전력수급 안정 체계를 유지하고 있으며 가급적 자국의 전력안보에 대하여 주변국에 대한 의존도를 낮추려는 자세를 강하게 갖고 있다. 아울러 3개국이 모두 국경을 해상 접경을 두고 맞대어 있어 상호간의 전력망 연계에 대해 관심도가 낮은 측면도 있다. 더불어, 동북아 국가들은 전력안보 측면에서 기본적으로 상대국에 대하여 크나큰 신뢰가 없는 현실이다. 일본과 중국은 역내에서 패권경쟁을 가속화하고 있으며, 역내의 국가들 간에 복잡성을 가지고 얽혀있는 영토문제도 해결이 요원한 상황이다. 특히, 다자간 협상의 경우에는 통과국을 두어야 하기 때문에 전력 공급국 및 통과국과 최종 수입국 간의 영향력 행사에 있어서 균등한 관계가 형성되기 어려울 수도 있다.

ASEAN 협력체인 라오스-말레이시아-태국-싱가포르 간의 전력망 연계사업은 논의단계에만 오랜동안 머무르고 있는 이유도 최종 전력 수입국의 위치인 싱가포르가 전력 통과국인 말레이시아와 태국에게 자국 전력안보가 일정 수준 이상으로 의존되는 현실을 매우 불안하게 생각하고 있기 때문이다. 동북아 지역에서 Asia Super Grid 사업에서도 비슷한 상황이 예상될 수 있을 것이다. 그래서 국가 간에 신뢰가 낮은 상황에서 다자간 전력망 연계 사업의 추진을 위해서는 앞에서 살펴보았던 연계 전력망 사업의 안정성이 확실하게 담보될 수 있는 제도적·법적 장치의 견실한 마련이 요구되고, 원활한 합의를 도출할 수 있는 조정자 역할의 협력체계 플랫폼이 요구된다.

또한, 관·민 협의 체계 내에 기술, 법률, 경제, 환경은 물론 안보·정치 분야의 전문가들로 자문그룹을 구성하여 더욱 구체적이며 객관적인 연구가 수행되어 여기에서의 도출 결과가 회원국의 기업과 정부들 사이에서 공유되어야 한다. 그러면, 기업 간, 정부 간은 물론 기업과 정부 간에 협상 과정에서 나타날 수 있는 의견 충돌이 최소화될 것이다. 하지만 특히, 러시아나 중국과 같이 정부의 정책 변화에 의하여 전력시장이 강하게 통제되는 경우에는 자국의 자료와 정보를 논의의 시작단계에서부터 다른 나라에 공개되는 것을 심하게 꺼릴 수도 있을 것이다. 이러한 폐쇄적 정책은 정도의 차이가 있겠지만 일본과 한국도 마찬가지일 것이다. 그러므로 대부분 회원국들의 낮은 수준에서 요구되는 기업 간 협정과 정부 간 협정이 체결된 이후에야 서로 간에 합의된 자료와 정보만이 공유 가능할 것으로 예상된다.

오랜 기간동안 에너지시장의 통합을 위하여 지역 차원에서 전력망의 연계 사업을 추진하는 EU의 사례를 살펴보면, 에너지동맹(Energy Union)이 2015년에 채택되어 2020년까지 회원국 간의 전력망 10% 연계 방안을 목표로 책정하였다. 단일 전력시장으로의 통합이 목표인 전력망 연계를 통해 EU는 전력공급 적정가격 형성, 안정성 증대, 이산화탄소 감축 목표치 달성 및 신재생에너지 비중 확대 등을 기대하고 있다. 특히, EU는 연계수준이 10%를 하회하는 국가들을(발틱 3국, 폴란드, 스페인 등) 대상으로 하여 인허가 절차 간소화, 투자 우선순위 배정 및 정책 지원 등의 전력망 연계사업을 위한 자금 제공을 시행하고 있다. 그리고 EU는 국가 간의 전력망 연계 사업에서 정부 간·기업 간의 신속한 합의 처리를 위해 가이드라인 및 일반화된 규범 마련 작업도 가속화하여 준비하고 있다. 예를 들면, 2013년에 EU는 관련 시설 건설 및 송전선과 관련된 인허가 문제와 함께 주민참여의 문제 제기에 있어서도 일관된 규칙(Regulation 347/2013)을 마련하여 대처하였다. 물론, 유럽의 경우에도 1990년대 후반부터 전력시장 통합 및 단일 전력망 구축 논의가 시작되었으나 현재까지 충분한 달성치에는 도달하지 못한 것으로 평가된다.

따라서 향후에 동북아 지역의 전력망이 연계된 상태에서 전력거래가 안정적으로 유지 및 확대되기 위해서는 무엇보다도 역내 국가들이 지역 전력시장의 통합을 목표로 설정하며, 이를 위해 개별국가의 전력시장 자유화, 독립된 규제기관 설립과 관련 규범 제정, 역내 전력거래소 설치 및 각 국 정부의 정책공조 등이 수행될 필요성이 있다. EU와 같이 단일 계통운영자가 조직되어 운영하는 것은 짧은 시일 내에 어려움이 있겠지만, 사업 시행 초기에는 한정된 권한만을 보유하는 협의체 설립이 우선되고, 그 이후에 법적 구속력까지 갖는 규범을 제정하며, 최종적으로 단일 규제기관과 조정기관을 설립할 필요성이 있다. 그러나 역내 정부와 관련 기업들이 염두에 우선 두어야 할 조건은 지역 전력시장의 통합이 오랜 기간동안 경제주체들의 강한 추진 의지와 지속적인 노력이 요구된다는 것이다.

안정적으로 추진되고 있는 북유럽 슈퍼그리드 프로젝트는 무엇보다도 참가국(Friends of the Supergrid(FOSG)의 16개 기업 참여) 정부에서 확고한 정책적 의지가 있으며, 사업추진을 위하여 구축된 전담기구가 투명하고 효율적인 운영을 하기 때문이다. 다른 슈퍼그리드 사업이 진행되고 있는 지역과 비교하여 북유럽은 사회적, 정치적으로 안정되어 있는 상황도 사업의 추진에 유리한 이점으로 작용하고 있다. 더불어, 국가별 다양한 정책의제가 설정되어 있지만, 역내 국가 간의 전력망 구축 및 운영과 관련해서는 단일 비전과 목표를 제시함에 따라 각각의 이해 당사국 간 정책 조율도 가능했다는 요인이 사업 성공의 바탕에 있다고 볼 수 있다.

남유럽-MENA 슈퍼그리드는 사업주체 간의 리더십에 대한 의견차이 등으로 상당한 난항을 겪기도 하였지만, 신규 사업자 네트워크 구성과 모로코 태양열단지의 1차 사업 완료로 인해 안정적인 추진이 가능할 것으로 판단된다. 참여국들의 이해가 첨예한 대규모 협력사업의 시행에 있어 사업주체 사이에서 주도권 경쟁과 같은 불필요한 갈등이 발생하게 된다면 사업추진에 큰 장애물이 될 수 있으므로 먼저 이의 해결을 위한 조정기구 구축의 필요성이 제기되고 있다.

남아프리카 슈퍼그리드는 유럽의 경우처럼 전담기관을 구축한 이후에 사업 추진이 이루어진 것이 아니라 콩고 정부의 국책사업으로서 진행됨에 따라 정치적인 의사결정 과정에서 투명성이 부족하다는 문제제기가 나타났으며, 이에 따라 국제 금융기구를 통한 재원조달에 어려움이 나타나고 있다. 다국간의 이해관계 조정이 필요한 대규모 협력사업 추진 과정에서 의사결정 과정에 대한 투명성 보장은 사업 성공의 성패를 가를 수 있는 열쇠라 할 것이다.

거대 협력사업인 슈퍼그리드의 구축에는 여러 국가가 참여하여 개별 및 권역별 국가의 경제·외교·정치·사회적 이해 현실에 따라 상충되는 이해가 구조적으로 발생할 수 있기 때문에 슈퍼 그리드 구축을 위한 공동의 목표와 발전비전을 제시하는 것이 당사국 간에 우선적으로 필요하다.

특히, 북유럽 슈퍼그리드의 사례에서 나타나듯이 동북아 슈퍼그리드 사업에 참여하는 각 국 정부 차원에서 정책협력의 협정체결을 통해 전력망 연계사업 추진에 대한 동력이 제공되어야 할 것이다. 동북아 슈퍼그리드 사업 추진을 위한 충분한 논의가 참여 기관 사이에서 오랜동안 이루어져 왔기 때문에 동북아 슈퍼그리드 참여국들이 정책적 지원을 전제한다면 사업추진이 신속하게 진행될 것으로 예상된다. 그러나, 이와 같은 동북아 슈퍼그리드 사업의 원활한 사업추진과 경제성을 높이기 위해서는 북핵 문제를 비롯한 대북제재 문제와 한반도의 긴장 완화가 시급하게 해결되어야 할 선결 과제이다. 각국의 이해와 입장을 조율하기 위하여 빠른 시일 내에 실무협의체가 정부 간에서 구성되어 이에 대한 논의를 시작하는 것이 급선무로 요구된다.

또한, 국가 간의 연계 전력망 구축이 일괄적으로 추진되는 데 있어서 요구되는 사업추진 및 정책적 우선순위 조정을 전담할 수 있으면서 전체적인 틀의 조율을 담당할 전담기구 설립이 절실하다. 남유럽-MENA 슈퍼 그리드의 Desertec Industrial Initiative(DII)와 북유럽 슈

퍼그리드의 Friends of the Supergrid(FOSG)의 사례에서 나타나듯이 있듯이 사업추진 및 진행을 위해서는 금융기관, 연구기관, 전력사업자, vender 등의 다양한 참여 주체의 요구사항이 함께 논의할 수 있는 전달기구의 설립 및 운영이 필요하다. 이러한 전달기구에서는 다양한 방면에서 제시된 동북아 슈퍼그리드 개념을 고찰하고, 사업의 방향성과 추진전략을 심도있게 평가하여 최종 목표에 도달하기 위한 최적의 사업추진 실행계획과 방안을 도출해야 할 것으로 판단된다.

〈 참고문헌 〉

- 국토연구원, 한반도 신경제지도 구현을 위한 국토분야 전략방안 연구, 2018
- 김지나, 개별 국가의 다국적 통합 전력망 구축을 위한 파트너십 포트폴리오 전략에 대한 연구, 2015
- 백서인 외, 동북아 에너지 협력 강화를 위한 한중일 슈퍼그리드 구축 전략, 2016
- 북방경제협력위원회, 국제에너지시장 환경 분석 및 대러 에너지협력 방안, 2018
- 윤성학, 동북아 슈퍼그리드 전략 비교 연구, 러시아연구 제27권 제2호, 2017
- 이성규 외(에너지경제연구원), 동북아 슈퍼그리드 구축사업 관련 해외 사례분석과 시사점, 2017
- 이성규 외(에너지경제연구원), 유럽 전력망 연계의 확대과정과 장애 요인, 2018
- 임기홍, 해외 계통연계 사례 조사를 통한 동북아 슈퍼그리드 구축에 관한 연구, 2015
- 임기홍, investigation of Overseas Power System interconnection, 2015
- 정규재, 세계 주요 슈퍼그리드 추진 동향 및 시사점, World Energy Market Insight, 2017
- 통일부, 2018 통일백서, 2018

- 홍준희, Energy Story. Super Grid, 2013
- 황영호 외(한국행정학회), 통일시대에 대비하는 에너지정책의 기본 방향 연구, 2016
- Christian Breyer(Lappeenranta University of Technology), North-East Asian Super Grid : Renewable energy mix and economics, 2015
- Greater Tumen Initiative(GTI), GTI Energy Cooperation Programme in Northeast Asia, 2016
- Shuta Mano(JREF), GOBITEC AND ASIAN SUPER GRID FOR RENEWABLE ENERGIES IN NORTHEAST ASIA, 2014
- Takashi Otsuki(Asia Pacific Energy Research Centre), ELECTRIC POWER GRID INTERCONNECTIONS IN NORTHEAST ASIA, 2015
- 일본 경제산업성(METI) 홈페이지 자료 : <https://www.meti.go.jp/>
- 일본 해외전력조사회(JEPIC) 자료 : <https://www.jepic.or.jp/>
- 일본 자원에너지재단 자료 : <https://www.renewable-ei.org/>
- APERC(아시아태평양에너지자료센터) 자료 : <http://www.aperc.gov.in/>
- Earth Times 홈페이지 자료 : <https://www.earthtimes.org/>
- GENI(Global Energy Network Institute) 자료 : <http://www.geni.org/>
- IEA(International Energy Agency) 자료 : <https://www.iea.org/>