

전략연구 2014-29

충남지역 전력요금 차등화 방안

– 전력요금의 지역신호 강화방안 –

이인희·조영탁

발 간 사

우리 충청남도에는 많은 화력발전소가 집중되어 있고, 향후에도 화력발전소의 증설이 계획되어 있다. 충청남도에서 발전되는 전력의 60%이상은 충남도 내 각지역의 초고압송전망을 통해 주로 수도권으로 송전된다. 이에 따라 우리 도의 주민들은 생활상의 불편, 사회경제적 불이익 그리고 환경피해를 감수하고 있지만 그 보상수준은 그 피해에 상당히 미달하는 것으로 알려져 있다. 따라서 우리 도에서는 충남지역에 입지하고 있는 발전 및 송변전설비에 상응한 보상을 요구해야 한다는 주민들의 요구가 급증하고 있다. 이러한 대응은 전력 공급지인 충남과 수도권 등 전력수요지 간의 반목과 갈등이라는 차원이 아니라 우리나라 전체의 효율적인 전력 소비와 합리적인 전력수급 나아가 지역균형발전이란 차원에서 매우 중요하다고 할 수 있다.

본 연구는 전력요금의 지역별 비용 부담을 정확히 반영하는 방식으로 운용되지 않는 우리나라 전력수급 패러다임의 개선이 이루어져야 한다는 인식에서 출발하여, 충남지역의 전력설비 집중 실태 및 이에 따른 문제점을 제기하고, 전력요금 체계 개선 및 지역차등화 방안의 논리적 근거 및 예시를 제시하는 것을 연구목적으로 하였다. 연구를 위해 필요한 인력과 지원이 부족하고, 자료의 구득이 힘든 상황에서 연구를 수행한 연구진에게 격려를 보내며, 향후 지속적으로 연구를 발전시켜 주기를 기대한다.

이 연구가 그 동안 우리 연구원이 진행해온 전력설비의 피해실태와 보상방안에 대한 연구와 함께 충남지역의 전력설비 집중 문제 해결에 시너지 효과를 낼 수 있으며, 다른 지자체와 협력을 통해 지속적으로 중앙정부에 역제안할 수 있는 근거와 논리틀로 활용될 수 있을 것으로 기대한다.

2014 년 12 월 31 일

충남발전연구원장 강 현 수

연구 요약

충남지역은 발전 및 송전설비와 관련하여 여러 가지 지표 상 많은 부담을 안고 있다. 이와 관련하여 일부 관련설비 입지에 대한 지원 혹은 보상금이 지급되고 있으나 그 액수는 충남지역이 부담하고 있는 실질적인 비용에 비해 매우 적기 때문에 사실 상 충남지역은 다른 지역의 전력수급 특히 수도권 전력수급을 위해 많은 사회적 비용을 부담하고 있다. 이를 해결하기 위해서 전력요금이 지역별 비용 부담을 정확히 반영하는 방식으로 운용되어야 함에도 불구하고 현재 우리나라 전력요금은 이러한 지역 차등 비용을 거의 반영하지 않는 전국단일요금제로 운용되어 수도권과 해당지역간의 형평성 문제를 유발하고 있다. 더구나 이는 충남 등 일부 지역의 문제를 넘어 최근 전력수요 대란이나 송전망 갈등에서 알 수 있듯이 우리나라 전체의 전력수급 패러다임의 문제와 관련되는 것이다. 충남지역을 넘어 우리나라 전력수급 패러다임의 개선을 위해서도 이에 대한 문제 제기와 개선방안에 대한 연구가 필요하다는 데 본 연구의 연구배경과 문제의식이 있다.

전력요금의 지역별 차등을 위한 논리적 근거에 대한 본 연구의 분석 결과 다음과 같은 지역차등 요소의 강화방안을 제시하였다. 에너지시장에서는 현재 적용중인 정적 손실계수를 동적 손실계수로 전환하는 것이 필요하며, 송전혼잡의 경우 현재 가격결정계획과 운영계획간의 분리로 인해 발생하는 송전제약의 부가정산금을 전국 평균 부담이 아닌 수도권 부담(특히 대규모 고압 수용가)으로 전환할 필요가 있다.

용량요금의 경우 현재 적용중인 지역용량계수는 유통전력을 포함한 것이기 때문에 유통전력을 제외한 새로운 지역용량계수를 산정하여 설비입지의 지역적 신호를 강화할 필요가 있다. 송전 서비스의 경우 현재 외형상으로 수요 및 발전 양 측에 대한 지역별 요금체계를 언급하고 있으나 수요 측은 균등 부담, 발전 측은 미부과 하여 사실상 지역신호가 작용하고 있지 않다. 더구나 그 조차 2006년 이후 산정하지 않았기 때문에 그 동안의 여건변화를 반영하지 못하고 있고 산정방식 자체도 개선할 여지가 많다. 따라서 지역별 송전서비스 요금의 산정방식을 개선하여 재산정하고 이를 요금에 점진적으로 반영할 필요가 있다.

이상의 논리적 근거를 토대로 지역별 차등요금 산정의 시나리오를 산정하여 분석한 결과는 다음과 같다. 현재 주어진 자료와 여건상 정확한 지역별 차등요금을 산정하기는 매우 어려운 상황이다. 따라서 본 연구는 전술한 에너지시장, 용량요금, 송전서비스의 지역차등 요소 중에서 에너지시장의 부가정산금과 송전서비스의 지역차등만을 대상으로 하되 몇 가지 시나리오를 상정하여 분석하였다.

분석결과 수도권과 비수도권간의 요금 차이는 평균요금 기준으로 최소 4.48원/kWh에서 최대 15.49원/kWh의 차이가 발생할 수 있다. 이는 평균요금단가인 89.32원/kWh의 5.0-17.3%에 해당하는 것이다. 여기에 현재 충남지역이 발전 및 송전설비로 인해 부담하고 있는 경제, 사회, 환경 상 부담비용까지 감안하면 충남지역의 전력요금은 수도권과 비수도권간의 격차보다 더 커질 가능성이 매우 높다.

이상의 연구 결과의 정책적 함의와 향후 과제는 다음과 같다. 주지하는 바와 같이 전력요금의 지역적 차등은 매우 정당한 논리적 근거를 지니고 있으며, 이는 단순히 수도권과 지방 간의 이해관계를 넘어 전력수요의 분산과 발전설비의 분산이라는 전력수급 패러다임의 변화에 매우 중요한 과제이다.

따라서 본 연구의 시나리오를 토대로 한편으로 정부 및 관계기관의 자료 협조 하에 구체적인 대안을 마련하고, 다른 한편으로 충남과 비슷한 이해관계를 지닌 지자체들과 연대하여 전력요금의 차등을 위한 공청회 개최 등을 통해 계속 여론화할 필요가 있다.

특히 정부가 2014년에 발표한 『제2차 에너지기본계획』의 핵심과제 중 하나가 바로 ‘전력요금 개편’과 ‘분산화’였기 때문에 이러한 문제 제기는 지역의 이해를 넘어 제2차 에너지기본계획의 핵심과제 및 우리나라 전력수급 패러다임의 안정화의 측면에서 큰 의미를 지닌다.

지역요금 차등이 정치적 제약으로 인해 다소 시간이 소요될 경우를 감안한다면 충남지역의 전력설비로 인한 경제, 사회, 환경 상 피해 등 외부비용에 대한 연구를 통해 전력요금 차등과 별도로 지자체 차원의 현실적 보상(최근이 지역자원시설세의 인상 등) 역시 병행할 필요가 있다.

목 차

I. 서론	1
1. 연구 배경과 필요성	1
가. 충남지역의 발전설비 및 송전망 집중문제	1
나. 충남지역 전력설비 집중 문제와 대응방안	2
다. 효과적인 대응방안 마련을 위한 연구의 필요성	3
2. 연구목적과 연구내용	4
가. 연구 목적	4
나. 내용 및 범위	4
3. 연구의 의의 및 활용방안	5
II. 충남지역의 전력설비 집중과 우리나라 전력수급체제의 위기	7
1. 충남지역 전력설비 집중 실태와 문제점	7
가. 충남지역의 발전설비 집중과 문제점	7
A. 충남지역의 발전설비의 집중과 피해 현황	7
B. 발전설비 집중으로 인한 피해와 문제점	10
C. 충남의 전력수급 상황과 각 지자체별 현황	13
D. 우리나라 지역 간 전력수급상황과 ‘북상조류(北上潮流)’	14
나. 충남지역 송전망 집중과 문제점	17
A. ‘북상조류’와 송전망 현황	17
B. 송전망의 지역 분포	18
2. 우리나라 전력수급체제의 3가지 위기 징후와 개선 방향	20
가. 수요측면의 위기징후: 전력수요 급증과 수도권의 부하집중	20
A. 전력수요의 급증 현상과 원인	20
B. 동절기 전력수요의 급증	20
C. 산업용 전력수요의 급증	21
D. 수도권 전력수요의 급증과 부하 집중	23
E. 수도권의 부하집중과 수도권 계통망의 불안정성 심화	24

나. 발전 측면의 위기징후: 발전단지의 대규모화와 지역편중.....	25
A. 발전설비의 대규모화 및 대단지화	25
B. 발전단지 대규모화의 위험성 증대	26
C. 발전설비의 특정지역 편중과 사회적 갈등 심화	27
다. 송전 측면의 위기징후: 송전사고 위험성과 적기건설의 불확실성.....	28
A. 송전망 불확실성과 송전사고 가능성 증대.....	28
B. 송전망의 사회적 갈등과 적기건설 문제.....	29
3. 우리나라 전력수급체제의 위기와 충남지역 문제의 의미.....	31
가. 3가지 위기징후의 연계성.....	31
나. 현행 전력수급체제의 지속가능성(경제성, 사회적, 환경성)과 수급 안정성 문제.....	32
다. 전력수급체제의 위기해소와 지역과 수도권간의 상생관계 모색.....	32

III. 전력시장 및 요금제도 개선과 지역 차등화 문제 33

1. 전력 시장 구조와 전력 요금 제도.....	33
가. 전력 시장 구조.....	33
나. 전력 요금 및 규제 방식.....	34
2. 전력시장 구조와 전력 요금의 지역차등화 문제.....	35
가. 전력요금의 차등화를 위한 이론적 논의	35
나. 분리형/한계비용 방식과 전력요금의 차등화문제	36
다. 도매시장과 지역차등 신호	37
라. 소매시장과 지역차등 신호	38
3. 우리나라 전력시장 구조와 전력요금의 지역차등화 상황.....	38
가. 에너지시장의 지역 차등 문제.....	38
나. 용량요금의 지역 차등 문제.....	39
다. 송전요금의 지역 차등 문제.....	40
라. 배전 및 판매서비스와 지역 차등 문제.....	41
마. 전력시장과 지역 차등 요소	41

IV. 에너지 시장가격의 지역 차등 강화 방안 44

1. 우리나라 에너지 시장가격의 지역차등 현황.....	44
가. 에너지시장(CBP시장)의 지역차등 가능 요소.....	44
나. 송배전 손실의 차등 부과: 송배전 손실의 지역 차등.....	45

A. 발전측 차등부과 : 한계손실계수의 개선	45
B. 수요측 차등부과: 배전손실계수에 기초한 소매요금 차등	47
다. 송전혼잡 비용의 지역 차등 부과 : 송전혼잡 관련 부가정산금(uptift)의 재배분	47
A. 공급측 차등 신호: '송전혼잡부과금제도'에 의한 COFF의 재배분	47
B. 수요측 차등 신호: 혼잡비용의 수도권 수요자 부담	48
V. 우리나라 송전요금의 지역차등 방안	51
1. 송전서비스와 우리나라 송전요금 설계	51
가. 에너지시장과 송전요금간의 관계	51
나. 송전망의 물리적 특징과 송전요금의 설계	52
다. 송전요금의 설계 원칙	52
라. 우리나라 송전요금의 설계방식과 비용 분담구조	53
마. 송전요금의 기본요금과 사용요금의 산정방식	54
바. 지역별 기본요금과 사용요금표	56
2. 우리나라 송전요금의 지역차등 및 개선방안	58
가. 송전요금의 시행상 개선방안: 수요 및 발전측 송전요금 부과 이행	58
나. 송전요금의 산정상 문제점과 개선방향	58
VI. 충남지역 전력요금의 차등화 방안과 향후 과제	60
1. 지역차등의 가능요소들	60
2. 지역차등요금의 시나리오별 검토	61
가. 송전혼잡비용의 지역차등 부담	61
나. 송전혼잡비용 및 송전요금을 반영한 지역차등 부담	65
3. 향후 연구과제	65
VII. 결론 및 정책적 시사점	67

표 목 차

<표 1> 전국 발전소 현황(2013년)	7
<표 2> 우리나라의 지역별 발전량 (2011년)	8
<표 3> 충남의 화력발전소 증설 계획	10
<표 4> 주요 4대 발전단지 지역의 설비용량 전망 및 내역	28
<표 5> 전력수급체제의 위기 구조	31
<표 6> 전력시장의 기능, 주체 및 대상구분	33
<표 7> 전력시장구조와 전력요금 및 규제방식	35
<표 8> 발전설비의 지역별 용량계수(2014)	40
<표 9> 우리나라 전력시장에 도입된 지역차등 신호 현황(2014년 현재)	42
<표 10> 우리나라 CBP시장의 운영과정과 정산방식	45
<표 11> 지역별 TLF	46
<표 12> 2011년 부가정산금의 내역	49
<표 13> 지역별 단순평균 한계가격	50
<표 14> 발전측 및 수요측 사용요금단가 산정 과정과 산정 기준	55
<표 15> 수요지역별 송전이용요금단가	57
<표 16> 발전지역별 송전이용요금단가	57
<표 17> 현행 전력시장구조상 지역신호 강화의 가능요소들	60
<표 18> 천연가스만 고려한 경우	64
<표 19> 천연가스와 중유를 모두 고려한 경우	64

그림 목 차

<그림 1> 발전원별 지역분포	8
<그림 2> 지역별 발전설비 밀도(2013년)	9
<그림 3> 지역별 화력발전소 대기오염물질 배출량(2010년)	11
<그림 4> 광역시도별 화력발전에 의한 사회적 비용	12
<그림 5> 충남의 연도별 대기오염물질에 의한 사회적 비용	13
<그림 6> 행정구역별 수요량 및 발전량 비중(2011년 기준)	14
<그림 7> 계통권역별 수요 및 발전설비 비중	15
<그림 8> 장거리 송전망 분포	16
<그림 9> 행정구역별 전력자급률(2011년 기준)	17
<그림 10> 대규모 장거리 송전망 현황	18
<그림 11> 송전망 유형에 따른 지역분포	19
<그림 12> 송전탑 지역분포	19
<그림 13> 계절별 전기소비량 추이	21
<그림 14> 계약별 전력수요추이	22
<그림 15> 업종별 전력수요 추이	22
<그림 16> 행정지역별 전기소비량추이(상위 5개지역)	23
<그림 17> 지역별 산업용 전력수요의 구성	24
<그림 18> 수도권 계통분리 현황	24
<그림 19> 수도권 환상망 분할 구상안	25
<그림 20> 연도별 SPS의 설치 추이	26
<그림 21> 발전설비의 지역분포 현황	27
<그림 22> 송전망 수급 불안정	29
<그림 23> 대규모 송전망의 추가 건설	30
<그림 24> 우리나라 CBP시장의 운영과정과 정산방식	45
<그림 25> 지역별 단순평균 한계가격	50
<그림 26> 우리나라 송전요금의 비용분담구조	54
<그림 27> 제약발전정산금(CON)의 내용비교	62
<그림 28> 제약비발전정산금(COFF)의 내용비교	63

I. 서론

1. 연구 배경과 필요성

가. 충남지역의 발전설비 및 송전망 집중문제

충남지역은 유연탄 발전 등 화력설비가 집중되어 있고, 인구 혹은 면적당 대규모 송전망 설비의 분포도 지자체 중에서 최상위수준이다. 충남지역의 전력설비로 생산된 전력 중 37% 정도만 지역 내에서 소비되고 나머지 63%는 송전망을 통해 주로 수도권 등 타 지역에서 소비된다. 충남의 발전소 총 설비용량은 15,891MW로 우리나라 발전소 총 설비용량의 19%를 차지하며, 화력발전소의 설비용량은 15,252MW로 전국 화력발전소의 49.3%를 차지한다.

충남은 다른 지역을 위해 대규모 화력발전과 송변전설비 등이 유발하는 생활상의 불편, 사회경제적 불이익 그리고 환경피해를 감수하고 있다. 발전설비 입지로 인한 보상은 발전소 주변지역 보상, 송전망 선하지에 대한 보상, 화력발전 설비에 대한 지역자원시설세 등 일부 보상이 이루어지고 있다.¹⁾ 하지만 그 수준은 사회, 경제, 환경상의 피해에 상당히 미달하는 것으로 평가된다.²⁾

1) 발전소 주변지역 보상 등에 대한 실태와 문제점에 대해서는 국회예산정책처(2010), 지역자원시설세 문제에 대해서는 이인희(2014). 지역자원시설에 따른 지방교부세 감소 대응방안 및 이인희(2014) 태안화력발전소의 영향 분석 참고.

2) 이인희(2013). 충남의 발전관련 시설에 의한 환경 및 경제적 피해 분석 - 화력발전소를 중심으로. 전략과제. 충남발전연구원 참고

나. 충남지역 전력설비 집중 문제와 대응방안

현재의 충남지역 내 발전 및 송전설비 편중은 정부의 전력수급기본계획 등에 따르면 앞으로 더 심화될 전망이어서 충남도의 입장에서는 이에 대한 다각적인 대응 방안이 필요할 것으로 판단된다.

현재 충남에 추가 입지하도록 계획되어 있는 발전설비는 당진 9, 10호기, 신보령 1, 2호기 등 7개이다. 900 MW급의 당진 부곡 복합화력 5호기가 2017년 준공될 예정이며, 1,050MW급의 2기가 태안화력에 2015년, 당진화력에 1,000MW급의 2기가 2016년, 1,000MW급의 2기가 보령에 2017년에 증설될 예정이다. 이 들 화력 발전이 계획대로 증설될 경우, 충남은 8,600MW의 설비 용량이 증가하여 총 25,090MW의 발전 설비 용량을 가지게 될 전망이다.

이러한 충남 내 전력설비 집중에 대한 대응 방안은 크게 두 가지로 구분 할 수 있으며 이들 대응방안은 서로 직간접적으로 관련이 있다. 첫째는, 충남지역에 입지하고 있는 발전 및 송변전설비가 유발하는 피해를 정확히 산정하여 이에 상응한 보상을 요구하는 것이며, 둘째는 충남 등 특정 지역의 전력설비 집중을 막고 수도권외의 부하 이전을 도모할 수 있는 전력정책 및 시장제도의 개선을 요구하는 것이다.

이러한 대응은 충남 등 지방과 수도권 간의 반목과 갈등이라는 차원이 아니라 우리나라 전체의 효율적인 전력 소비와 합리적인 전력수급 나아가 지역균형발전이란 차원에서 매우 중요하다. 두 가지 대응방안 중 전자, 즉 전력공급 설비의 피해유발액 평가 및 보상 요구는 여러 가지 숨은 비용과 외부 비용을 반영하지 않아 심각한 소비왜곡을 유발하고 있는 현재의 전력요금을 정상화하는 데 매우 중요하다³⁾.

후자, 즉 앞으로 전력설비의 특정지역 편중을 방지하는 것은 단순히 지역간 형평성 차원을 넘어 대규모 발전단지의 집적과 장거리 송전망으로 인한 광역정전 위험과 송전망 건설로 인한 수급 불안정 및 사회적 갈등을 해소하는 데에 매우 중요하다⁴⁾.

3) 최근 수년간의 전력대란은 전력을 포함한 에너지가격의 왜곡이 주된 원인임.

4) 올해 초에 발표된 정부의 제 2 차 에너지기본계획이 담고 있는 핵심내용 중 하나가 바로 '전력요금의 정상화'

이와 관련하여 전자, 전력공급 설비의 피해 유발 평가와 관련된 대응방안은 이미 충남 발전연구원의 연구 성과⁵⁾가 축적되고 있고 현재도 진행 중이다. 이에 비해 후자, 전력설비의 특정지역 편중 방지라는 대응방안은 우리나라의 전력산업의 효율화 차원에서 2000년대 초반에 일부 연구가 진행되다가 중단되었으며 지자체 차원에서는 이에 대한 본격적인 연구를 진행한 적이 없다.

다. 효과적인 대응방안 마련을 위한 연구의 필요성

우리나라의 「제2차 에너지기본계획」에서도 수도권 수요 집중과 전력설비의 지역편중이 논의되었지만, 현재 이에 대한 추후 대책이나 정책을 제기하지 않는 것은 이 문제가 전력요금의 상승이나 전력설비의 입지선정 등을 둘러싼 지역간 갈등을 유발할 수 있기 때문이다.

하지만 직접적인 이해당사자인 충남 등 지자체에서 이에 대한 문제를 제기하되, 특정 지역간의 갈등의 차원을 넘어서 우리나라의 합리적인 전력수급을 위해 같이 고민하고 해결해야 할 차원으로 수도권 수요 집중과 전력설비의 지역편중 문제를 제기할 필요가 있다.

따라서 본 연구는 두 가지 대응방안 중에서 ‘전력설비의 특정지역 편중’에 초점을 맞추고 다음과 같은 연구 내용 및 범위를 설정하였다.

와 ‘전력설비의 분산화’였다는 점에서 전술한 두 가지 대응방향은 국가 전체의 에너지계획 차원에서도 매우 중요한 과제임. 제 2 차 에너지기본계획에 대해서는 산업통상자원부(2014), 『제 2 차 에너지기본계획』 제 2 차 에너지기본계획의 핵심과제 및 평가에 대해서는 조영탁(2014), 「제 2 차 에너지기본계획의 주요 내용과 향후 과제」, 『전기저널』 참고.

5) 이인희(2012; 2013; 2014)

2. 연구목적과 연구내용

가. 연구 목적

본 연구는 충남지역의 전력설비 집중 실태 및 이에 따른 문제점을 제기하고, 전력요금 체계 개선 및 지역차등화 방안의 논리적 근거 및 예시를 제시하는 것을 연구목적으로 한다.

충남지역의 전력설비 집중실태와 불이익을 강조하되 우리나라 전력수급체계의 위기문 제와 연계하여 분석하고 해결 방안을 모색하고자 하는데, 그 이유는 크게 두 가지로 구분 된다.

첫째, 충남지역의 전력설비 집중과 이로 인한 불이익과 갈등은 충남에 국한된 것이 아 니라 이미 전국적인 현상이다. 이는 곧 우리나라의 현 전력수급체제가 한계에 직면하고 있 음을 의미하는 것으로 충남의 문제를 현재 우리나라의 전력수급체제 자체의 문제점과 연 계함으로써 문제 제기의 정당성과 설득력을 제고할 수 있다.

둘째, 문제의 해결방향이란 측면에서 볼 때도 현재의 전력수급체제의 문제점과 개선이 란 차원으로 접근하는 것이 불필요한 지역이기주의나 지역 간 반목을 최소한으로 하는 합 리적인 방식이 될 수 있다는 것이다. 실제로 이 문제는 전력수급의 정책적 관점이나 전력 계통의 물리적 특성으로 인해 단순히 충남지역과 수도권간의 협의나 타협으로 풀 수 있는 것이 아니라 모든 지자체와 관련된 문제이면서 우리나라 전력정책 즉 전력요금 및 전력 시장의 제도개선(전력시장 및 요금에서 지역 차등 문제) 차원에서 접근할 수밖에 없다.

나. 내용 및 범위

이러한 관점을 전제로 본 연구는 크게 두 가지의 내용과 이에 따른 몇 가지 세부과제로 구성된다.

첫째, 전력설비 집중 문제와 그 실태를 분석하는 것으로 이는 다시 충남지역 내 전력설비의 실태와 문제점을 다루는 부분과 우리나라 전력 수급체제의 위기와 문제점을 다루는 부분으로 구성된다. 이는 전술한 바와 같이 충남지역의 문제를 우리나라 전체 전력수급 위기 속에서 제기하고 그 중요성을 강조하기 위한 것이다.

둘째, 문제해결 방향을 다루는 부분으로 문제제기의 이론적 근거와 해결방안의 논리적 근거 및 예시를 제시하는 것으로 구성된다.

본 연구는 문제제기의 이론적 근거와 해결방안의 논리적 근거를 제기하는 데에 중점을 두었으며, 제시한 사례 역시 예시 차원에 국한하고자 한다. 이는 지자체에서 이 문제를 처음으로 제기하는 상황임을 고려하여 일차적으로 문제 제기의 정당성과 근거를 보여주는 데에 치중할 필요가 있고 구체적인 모델 및 수치 제시는 현재 주어진 시간과 연구인력 풀로는 감당하기 어려운 측면이 있기 때문이다. 따라서 본 연구의 수치 사례는 문제해결의 올바른 방향을 지시하는 예시적 성격에 가까운 것이라는 밝혀둔다.

3. 연구의 의의 및 활용방안

본 연구가 갖는 의미는 연구를 통해 지자체가 당면한 지역 문제이면서 동시에 전국 문제인 전력설비의 특정지역 내 집중 문제에 대한 합리적인 문제제기의 근거를 마련할 수 있으며, 그 과정에서 충남 지역의 문제해결만이 아니라 우리나라 전력수급체제의 위기 문제를 같이 제기하는 일석이조의 효과를 거둘 수 있다는 것이다.

이를 통해 우리나라 전력수급체제의 문제점을 개선하여 중장기적으로 수도권 부하의 지방 이전과 발전설비의 분산 배치를 달성하면 지역과 수도권 모두 상생하는 결과를 얻을 수 있다. 충남 등 지방의 입장에서는, 특정 지역으로의 전력설비 집중이 해당 지역은 물론 국가 전체의 수급에도 부정적인 영향을 준다는 점을 부각하여 전력설비 집중에 대한 개선책을 요구할 수 있는 근거를 마련할 수 있게 된다. 또한 전력요금의 차등화와 설비 집중의 완화를 통해 지역주민의 삶의 질과 환경개선을 꾀할 수 있으며 지역경제를 활성화할 수 있다.

수도권의 입장에서는 수요지 인근의 전력설비 확대로 수도권 전력망의 안정을 기할 수 있고 전력부하의 분산 및 기업체의 지방 이전으로 수도권 과밀화에 따른 사회경제적 비용을 줄일 수 있다.

본 연구는 그 동안 우리 연구원이 진행해온 전력설비의 피해실태와 보상방안에 대한 연구와 함께 충남지역의 전력설비 집중 문제 해결에 시너지 효과를 낼 수 있으며, 또한 본 연구의 문제 제기의 합리적 근거와 논리들을 활용하여 차후에 중앙정부 혹은 다른 지자체와의 협력을 통한 효과적인 문제해결에 활용할 수 있을 것으로 기대한다.

II. 충남지역의 전력설비 집중과 우리나라 전력수급체제의 위기

1. 충남지역 전력설비 집중 실태와 문제점

가. 충남지역의 발전설비 집중과 문제점

A. 충남지역의 발전설비의 집중과 피해 현황

충남에는 우리나라 발전설비 중 화력발전 설비가 서해안지역(당진, 태안, 보령 등)에 집중되어 있다. 충남의 발전소 총 설비용량은 15,891MW로 총 설비용량의 19%를 차지하며, 화력발전소의 설비용량은 15,252MW로 전국 화력발전소의 49.3%를 차지한다.

특히 유연탄 설비가 충남지역에 집중되어 있는데 우리나라 전체 유연탄 화력발전설비의 25%, 가스복합 발전설비 전체의 10%가 충남지역에 입지하고 있다.

〈표 1〉 전국 발전소 현황(2013 년)

	원자력(MW)	화력(MW)	기타(MW)	총설비용용량(MW)
전국	20,715.68	30,941.15	31,808.51	83,465.35
충남	0(0%)	15,252.3(49.3%)	638.45(2.0%)	15,890.75(19.0%)

자료: 전력통계정보 시스템(2013)

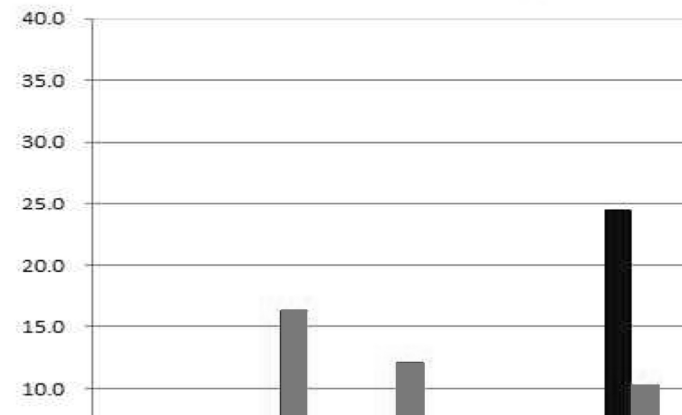
우리나라의 총 발전량은 2011년 기준⁶⁾ 4억9천7백만MWh이며, 그 중 충남의 발전량이 1억1천8백만MWh로 가장 많아서 우리나라 발전량의 23.8%를 담당하고 있다. 다음으로 경남이 7천만MWh, 인천이 6천9백만 MWh를 발전하여, 각각 14%와 13.9%의 비중을 차지한다.

6) 본 연구는 최근 년도인 2013 년보다 2011 년 자료를 주로 사용하였는데, 2012-13 년은 부품비리로 인한 원전의 대량 가동중지로 전력수급과 관련된 수치에 특이성이 발생했을 가능성이 높기 때문이다.

발전소 중 환경오염 물질과 이산화탄소가 가장 많이 발생하는 유연탄 설비는 충남에 가장 많이 위치하고 있어⁷⁾ 충남도는 물론 인근 주민의 불만을 유발하고 있음.

〈표 2〉 우리나라의 지역별 발전량 (2011 년)

지역	발전량(MWh)	%	지역	발전량(MWh)	%
서울	1,384,406	0.28	충북	1,580,100	0.32
부산	39,131,349	7.88	충남	118,040,689	23.76
대구	197,978	0.04	전북	7,181,311	1.45
인천	68,952,842	13.88	전남	69,480,708	13.98
광주	37,370	0.01	경북	71,706,038	14.42
대전	156,054	0.03	경남	69,578,814	14.00
울산	10,749,543	2.16	제주	2,877,993	0.58
경기	23,791,336	4.79	합계	496,893,366	100.00
강원	12,046,834	2.42			

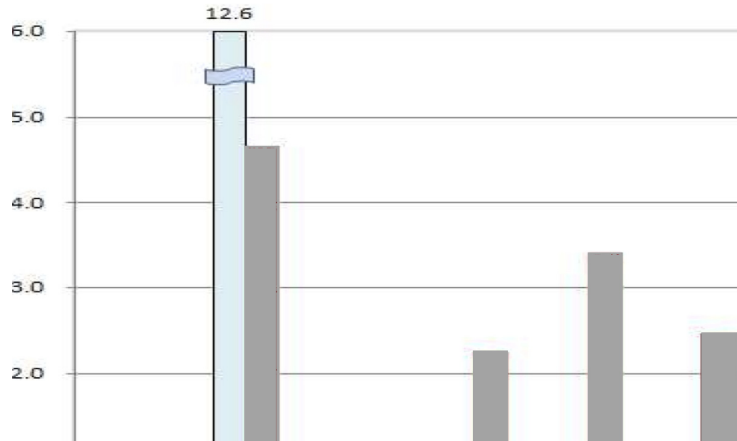


(자료 : 전력통계정보 EPSIS)

〈그림 1〉 발전원별 지역분포

7) 전력거래소의 발전원별 지역분포 통계가 충남과 충북을 묶어서 충청으로 분류하고 있으나 충청으로 분류된 대부분의 발전설비는 충남지역에 위치하고 있다.

현재 각 지자체에 입지한 발전설비를 행정 면적 및 거주 인구로 나눈 발전설비의 밀도 역시 충남이 인천에 이어 두 번째로 높아 설비의 절대규모는 물론 상대적인 밀집도 역시 매우 높다.



(자료 : 전력통계정보 및 국가통계정보)

〈그림 2〉 지역별 발전설비 밀도(2013 년)

문제는 발전설비의 충남 집중도가 앞으로 더 심화될 것이라는 데에 있는데, 향후 충남에는 당진 9, 10호기, 신보령 1, 2호기 등 7개의 화력발전설비가 추가 건설될 계획이 확정되어 있다.

900 MW급의 당진 부곡 복합화력 5호기가 2017년 준공될 예정이며, 2015년에 1,050MW급의 2기가 태안화력에, 2016년에 1,000MW급의 2기가 당진화력에, 2017년에 1,000MW급의 2기가 보령에 증설될 예정이다. 2019년에는 신서천화력 발전소(500MW급 2기)와 준공일시가 미정인 동부건설 화력발전소가 충남지역에 새로이 입지할 예정임으로 이들 화력 발전이 계획대로 신·증설될 경우, 충남은 8,600MW의 설비 용량이 증가하여 총 25,090MW의 발전 설비 용량을 가지게 될 것으로 추정된다.

〈표 3〉 충남의 화력발전소 증설 계획

발전소명		설비용량	대수	준공일시	총 설비용량
당진		1,000MW	2 기	2016 년	2,000MW
보령		1,000MW	2 기	2017 년	2,000MW
태안		1,050MW	2 기	2015 년	2,100MW
부곡복합	GT 5 호기	900MW	1 기	2017 년	900MW
	바이오매스	100MW	1 기	2015 년	100MW
신서천화력		500MW	2 기	2019 년	1,000MW
동부건설 화력발전소		550MW	2 기	미정	1,100MW

B. 발전설비 집중으로 인한 피해와 문제점

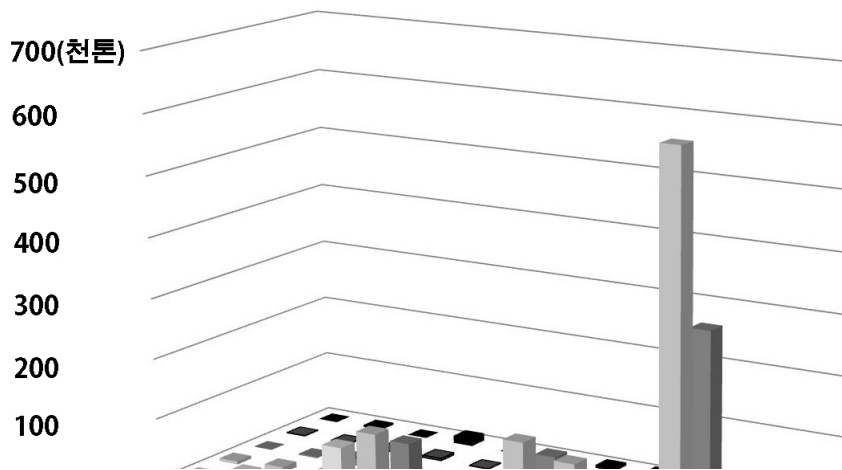
우리나라 전체 발전량의 64.1%를 생산하는 화력발전은 수력이나 원자력 발전 시설에 비해 환경오염물질을 더 많이 배출함으로써 상대적으로 더 많은 사회적 비용을 발생시킨다.

충남은 2010년 기준 총 111,021톤의 대기오염 물질을 배출하였는데, 이는 전국의 화력 발전소에 의한 대기오염 물질 배출량⁸⁾의 37.6%를 차지하여 우리나라 광역시도 중 가장 많다. 다음으로는 경남(14.2%), 인천(11.3%)의 순⁹⁾으로 오염물질의 배출량이 많다.

충남은 2010년 기준 질소산화물(NOx), 황산화물(SOx), 미세먼지(PM10)의 배출량이 우리나라에서 가장 많으며, 일산화탄소(CO), 휘발성 유기화합물(VOC)은 두 번째로 많이 배출한다. 충남의 화력발전에 의한 대기오염 물질 중 질소산화물(NOx)의 배출이 65,436톤으로 가장 많았는데 이는 전국에서 배출된 질소산화물의 42.6%에 해당한다. 황산화 물질(SOx)은 31,073톤이 배출되었으며 이는 전국 배출의 38.1%에 해당하며, 미세먼지(PM10)는 1,163톤이 배출되었는데, 이는 전국 배출의 41.3%에 해당한다.

8) 화력발전에 의한 오염물질 배출량 분석을 위해 에너지 산업 연소에 따른 오염물질 배출량 자료를 이용하였음. 에너지 산업 연소의 대부분은 공공 발전과 소량의 민간발전 등이라는 점에서 큰 차이는 없을 것으로 판단된다.

9) 자세한 사항은 이인희(2013) 참조



출처: 이인희(2013)

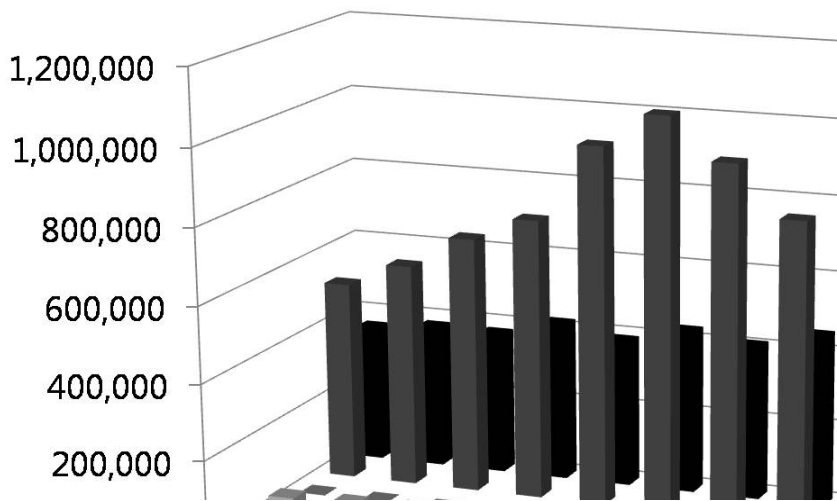
〈그림 3〉 지역별 화력발전소 대기오염물질 배출량(2010년)

화력발전소에서 배출되는 대기오염에 의한 우리나라의 총 사회적 비용은 2010년 기준 2조 570억 원에 이르는데, 충남의 경우, 사회적 비용이 7,712억 원으로 우리나라의 총 사회적 비용의 37.5%를 차지하여 여타 지역의 사회적 비용을 크게 상회한다¹⁰⁾.

대기오염 물질별로는 질소산화물(NO_x)의 사회적 비용이 3,797억 원으로 가장 크며, 다음은 황산화 물질(SO_x)의 사회적 비용이 2,704억 원이다.

화력발전소에서 배출되는 대기오염물질의 사회적 비용을 광역시도별로 비교하면 충남에 이어 경남(2천 982억 원), 인천(3천 210억 원)의 순으로 사회적 비용이 크다. 경남은 질소산화물(NO_x), 황산화 물질(SO_x), 미세먼지(PM10)에 의한 사회적 비용이 충남 다음으로 크며, 인천은 일산화탄소(CO)와 유기화합물(VOC)에 의한 사회적 비용이 충남을 상회한다.

¹⁰⁾ 현재 원자력발전이 지역자원시설세로 과세되는 0.5 원/kWh 을 과세한다고 하여도 과세액은 1,771 억 원에 불과하여 화력발전이 의한 충남의 피해를 화폐 가격으로 나타내는 사회적 비용(7,712 억원)에 크게 못 미친다.

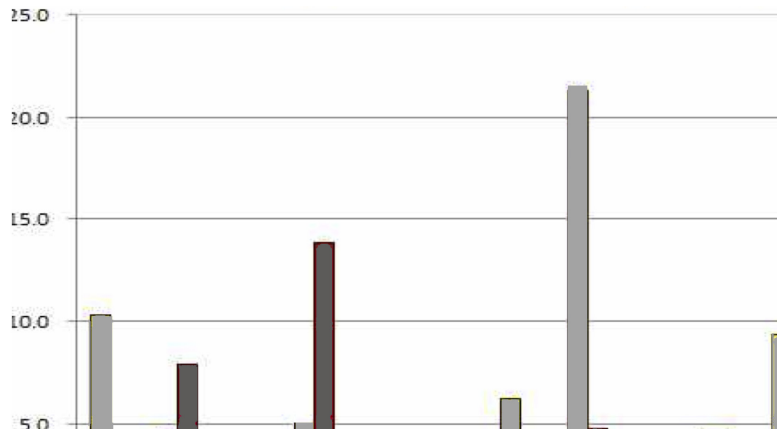


출처: 이인희(2013)

〈그림 5〉 충남의 연도별 대기오염물질에 의한 사회적 비용

C. 충남의 전력수급 상황과 각 지자체별 현황

충남지역은 발전설비는 집중되어 있으나 전력수요는 상대적으로 적은 편이다. 2011년 기준으로 볼 때 충남의 연간 발전량 비중은 23.8%이지만 수요량 비중은 9.4%에 불과하다. 반대로 경기 지역의 경우, 수요량 비중은 20%를 넘어서지만 발전량 비중은 5%에 불과하며, 서울의 경우 수요량 비중이 10%를 넘지만 발전량은 0.3%에 불과하다.



자료 : 전력통계정보(EPSS)

〈그림 6〉 행정구역별 수요량 및 발전량 비중(2011년 기준)

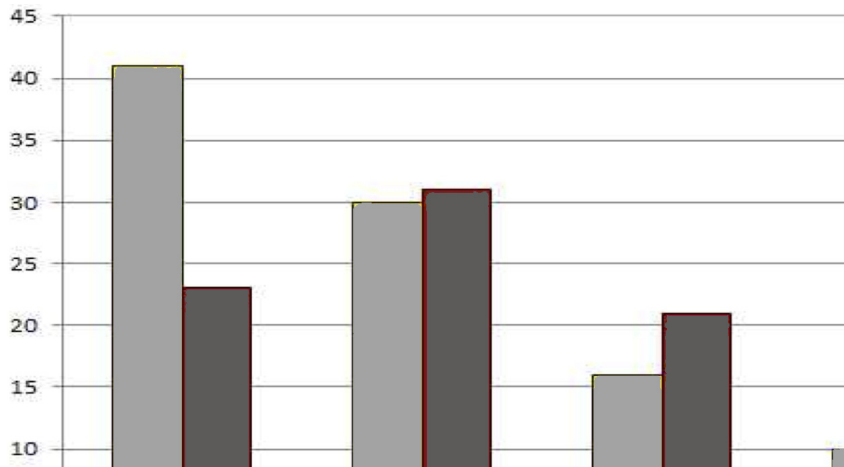
대체로 수도권이나 대도시의 경우 발전량 비중보다 수요량 비중이 높고, 비수도권이나 도 지역은 그 반대의 경향을 보인다. 그러나 수도권인 인천의 경우는 대규모 화력발전단지(영흥화력 등)가 있고, 대도시인 부산에는 원전(고리지역)이 있어서 예외적인 모습을 보이고 있다.

도 단위로서는 강원, 충북, 전북이 다른 경향을 보이고 있는데, 이 중 강원은 울진 원전이 사실상 전력계통상 강원 지역에 속하지만 행정구역상 경북으로 구분되어 있기 때문이고, 충북이나 전북의 경우는 대규모 원전이나 유연탄 설비가 없기 때문이다. 지역별 수급 문제를 지자체별로 파악할 경우, 각 지자체의 상황을 파악하는 데는 유용하나 바로 인접지역이 서로 상반된 경향을 나타내는 등 우리나라 전체의 지역 간 전력수급의 특징을 파악하는 데에 한계가 있다. 따라서 지자체의 행정구역이 아닌 전력 수급상 지역구분(계통권역)에 기초한 수급을 같이 파악할 필요가 있는 것으로 판단된다.

D. 우리나라 지역 간 전력수급상황과 ‘북상조류(北上潮流)’

〈그림 7〉은 우리나라를 5개 계통권역으로 구분하여 각각 수요량 비중과 발전설비 비중을 파악한 것으로 수도권은 기본적으로 수요량 비중보다 발전설비 비중이 낮고 나머지

권역은 정도의 차이는 있으나 수요비중에 비해 발전설비 비중이 높은 것으로 나타난다. 이는 우리나라의 지역별 전력수급체계가 발전설비가 집중된 비수도권의 전력을 발전설비가 부족한 북쪽의 수도권으로 융통하는 이른바 ‘북상조류(北上潮流)’의 특징을 지니고 있음을 의미한다.



(자료 : 전력통계정보(EPSIS))

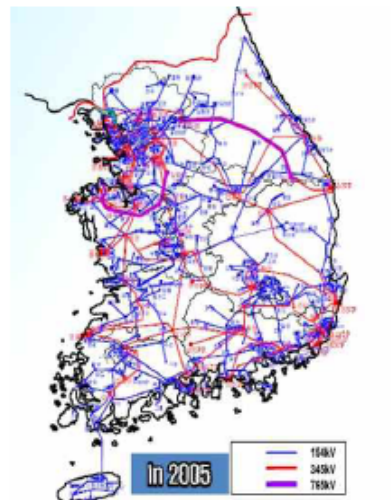
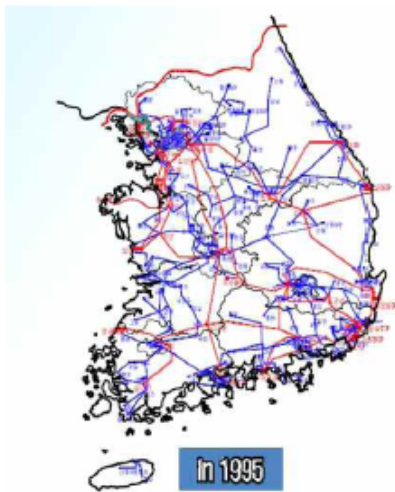
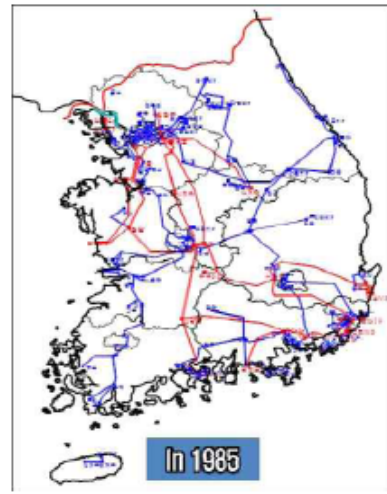
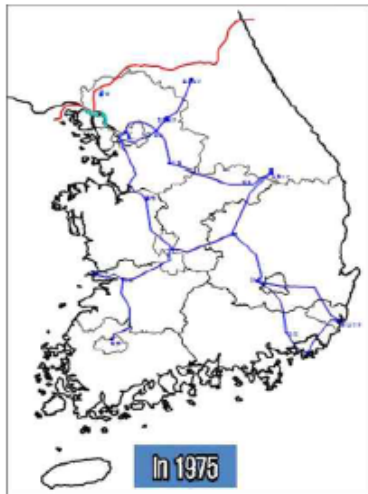
〈그림 7〉 계통권역별 수요 및 발전설비 비중

심각한 사회적 갈등과 지역의 불만을 유발하는 765kV 및 345kV 등의 대규모 장거리 초고압 송전망이 바로 이러한 북상조류에 부응하여 비수도권에서 수도권으로 건설되어 왔다(그림 8 참조). 이렇게 건설된 대규모 장거리 송전망을 통해 특정 지역에서 생산된 전력이 수도권으로 융통되어 각 지역간 전력자급율에 큰 차이를 보이고 있는 것이다.

충남의 경우 276.8%의 전력 자급율로 인천에 이어 두 번째로 높은 자급율을 보이는 반면, 수도권의 대규모 수요지역인 서울과 경기의 경우 각각 3.0%와 24.6%의 낮은 전력자급율을 보인다(그림 9 참조).

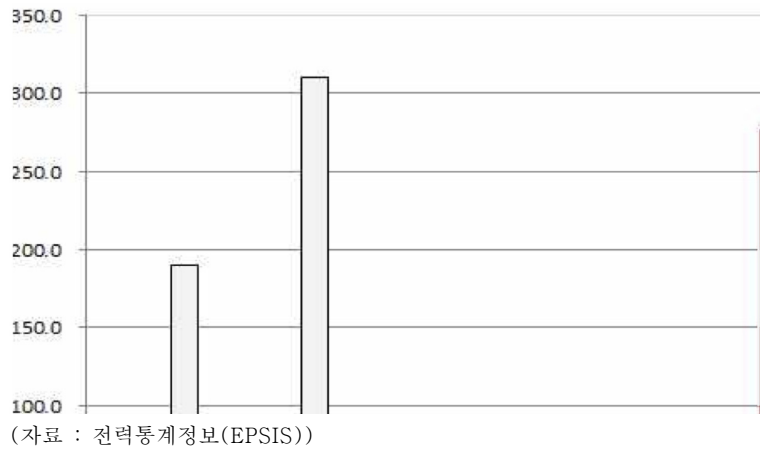
그리 넓지 않은 국토여건을 고려할 때 전력을 무조건 지역별로 자급해야 하는 것은 아니지만 발전설비가 사회적 갈등의 주된 원인이고 이로 인한 송전망 갈등이 심각해지는 상황에서 지역간 전력자급율 격차가 심하고 이로 인해 융통전력이 많아지는 것은 후술하는

바와 같이 지역간 형평성을 떠나 우리나라 전체의 전력수급 안정성의 측면에서도 바람직하지 않다.



(자료 : 전력통계정보(EPsis))

〈그림 8〉 장거리 송전망 분포

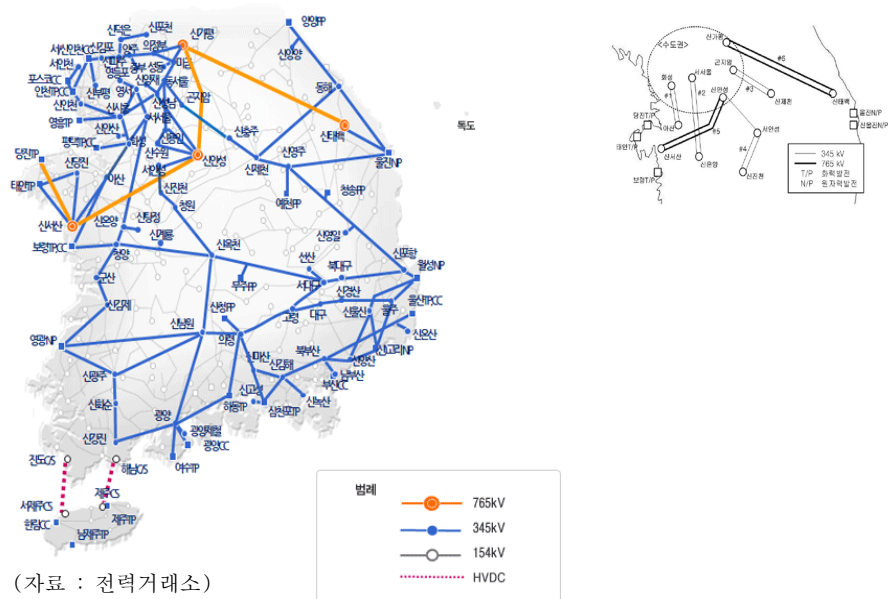


〈그림 9〉 행정구역별 전력자급률(2011년 기준)

나. 충남지역 송전망 집중과 문제점

A. ‘복상조류’와 송전망 현황

앞에서 살펴 본 바와 같이 복상조류의 전력유통을 위한 대규모 송전망이 수도권을 향해 건설되고 있고 그 과정에서 송전망이 통과하는 지역에 많은 민원과 갈등을 유발하고 있는 것은 주지의 사실이다. <그림 10>은 현재 우리나라의 지역간 전력유통을 위한 대규모 장거리 송전망(765kv, 345kv)의 현황을 나타낸 것이다. 크게 765kV의 두 개 노선과 345kV의 4개 노선 등 총 6개 송전선로가 주로 수도권으로의 복상조류, 즉 비수도권의 전력을 수도권으로 수송하고 있다.

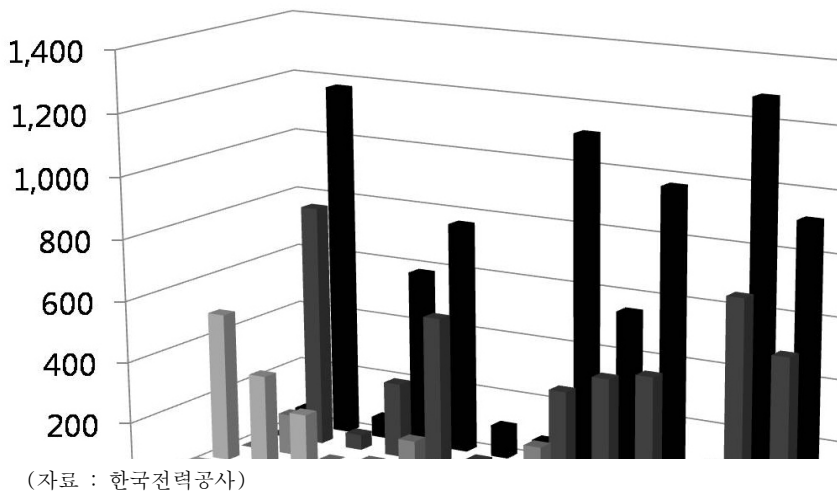


〈그림 10〉 대규모 장거리 송전망 현황

B. 송전망의 지역 분포

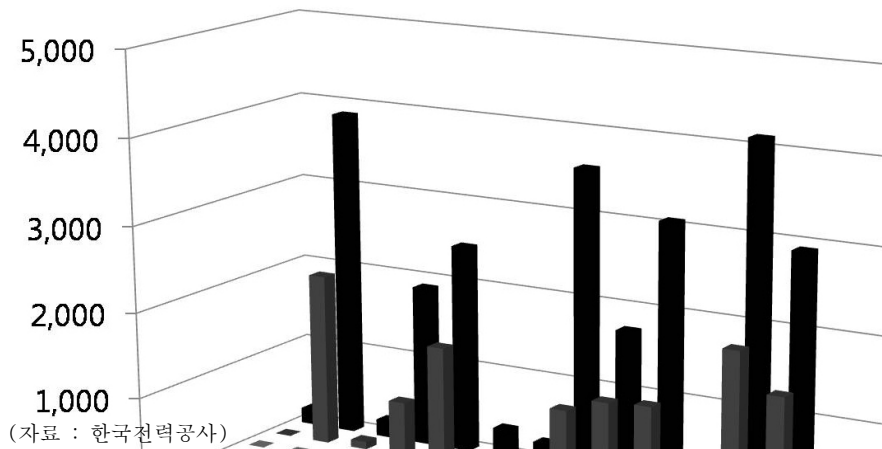
우리나라의 송전선로는 가공 송전선로가 선로 길이 기준으로 13,252km로 전체의 89%를 차지하며, 현재 문제가 되고 있는 765KV급 초고압 송전선로는 모두가 가공송전선이다. 지중선로는 1,665km로 전체 송전선로의 11%에 불과하다.

지역별로 송전선로 현황을 살펴보면, 경기도와 경북이 각각 2,453km, 2,013km로 가장 긴 송전선로를 가지고 있으며, 충남은 강원(1,685km), 전남(1,508km), 경남(1,504km) 다음으로 1,407km의 송전선로가 지나고 있다. 전반적으로 충남은 송전선로가 많이 지나고 있으나, 다른 지역과 비교하면 월등히 높은 수준은 아닌 것으로 판단된다. 그러나 765kV의 초고압 송전선로는 강원도가 165km로 가장 길며, 다음으로 경기(133km), 충남(115km), 경북(10km)의 순이다.



〈그림 11〉 송전망 유형에 따른 지역분포

송전탑은 2013년 기준, 경북(6,305개), 경기(6,303개), 강원(5,021개), 경남(4,384개), 충남(4,098개)의 순으로 많이 위치하고 있는데, 가장 적은 곳은 서울로 182개에 불과하다. 송전압별로 보면 문제가 되는 초고압 송전선로인 765kV용 송전탑은 강원(333개), 경기(252개), 충남(236개)이 다른 지역에 비해 월등히 많이 위치하고 있다. 나머지 지역은 경북(17개)를 제외하고는 모든 지역에 765kV 송전탑이 위치하지 않는다.



〈그림 12〉 송전탑 지역분포

2. 우리나라 전력수급체제의 3가지 위기 징후와 개선 방향

전술한 충남지역으로의 전력설비 집중문제는 단순히 충남의 문제가 아니라 다른 집중지역에도 문제가 되고 있으며, 특히 송전망 문제는 전국 모든 지역에서 문제가 되고 있다. 따라서 전력설비의 특정 지역 집중이라는 문제는 지역 문제 차원을 넘어 우리나라 전력수급체제 자체의 문제, 즉 수도권에의 부하 집중, 특정지역으로의 공급 설비집중, 그리고 양자의 귀결로서 송전망 갈등의 심화를 유발하고 있다(이른바 ‘수도권 부하집중 + 대규모 장거리 송전망 + 특정지역의 설비집중’의 패러다임).

이하에서는 이러한 전력수급 체제가 지닌 문제점을 수요, 발전, 송전의 세 측면으로 나누어 분석하고 이를 통해 현재 전력설비를 둘러싼 갈등이 지역문제를 넘어 국가 전체의 수급 불안정과 위기 문제임을 강조하고자 한다.

가. 수요측면의 위기징후: 전력수요 급증과 수도권의 부하집중

A. 전력수요의 급증 현상과 원인

최근 우리나라 전력수요의 급증은 주로 동절기 수요 급증과 산업용 수요급증으로 요약할 수 있으며, 이는 결국 인구 및 경제활동이 집중된 수도권의 수요 급증으로 나타난다.

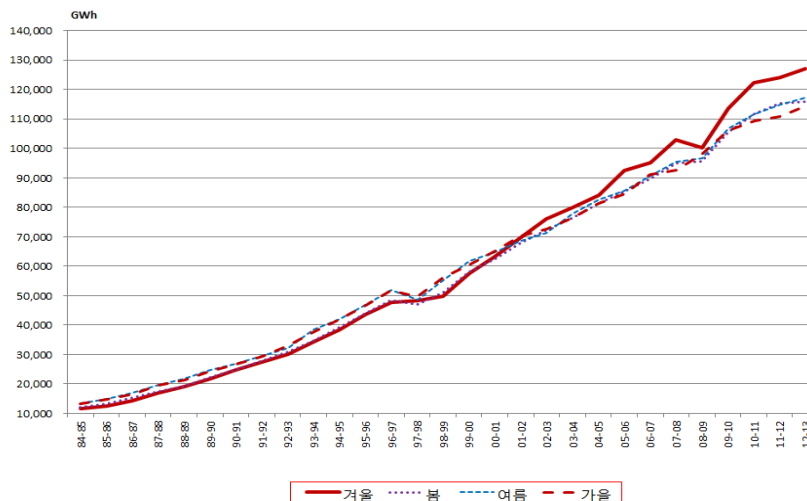
B. 동절기 전력수요의 급증

우리나라의 계절별 전력수요 추이를 보면 2000년대 초반부터 동절기 전력수요가 증가하기 시작했고 유가가 폭등한 2000년대 후반에 급증하고 있는 것을 <그림 13>을 통해 알 수 있다. 2000년대 초반의 동절기 전력수요 증가는 농촌 심야전기의 확산이 원인이었으며 농촌지역에 국한된 경향이 있었다.

그러나 2000년대 후반 이후로는 고유가로 인한 비 전력가격과 전력가격의 역전이 전면화 되면서 농촌은 물론 도시지역 그리고 난방에서 농업 및 산업 공정에도 이르기까지 열에

너지의 전력화가 발생하였다.

이는 우리나라 요금원가에 여러 가지 숨은 비용과 외부비용이 반영되지 않은데다가 그렇게 저평가된 전력 원가 자체도 정부의 요금규제로 인해 전력요금에 제대로 반영되지 않았기 때문이다. 그 결과 전력요금이 매우 낮게 유지된 상황에서 고유가로 인해 전력요금과 비 전력요금간의 역전현상이 발생하여 이른바 열에너지의 전력화라는 비효율적인 전력수요가 급증하였다.¹¹⁾



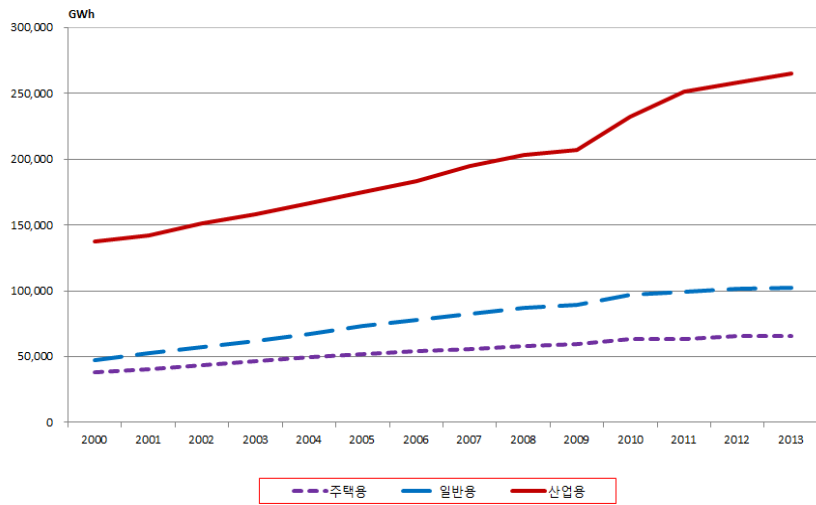
(자료 : 전력통계정보(EPSS))

〈그림 13〉 계절별 전기소비량 추이

C. 산업용 전력수요의 급증

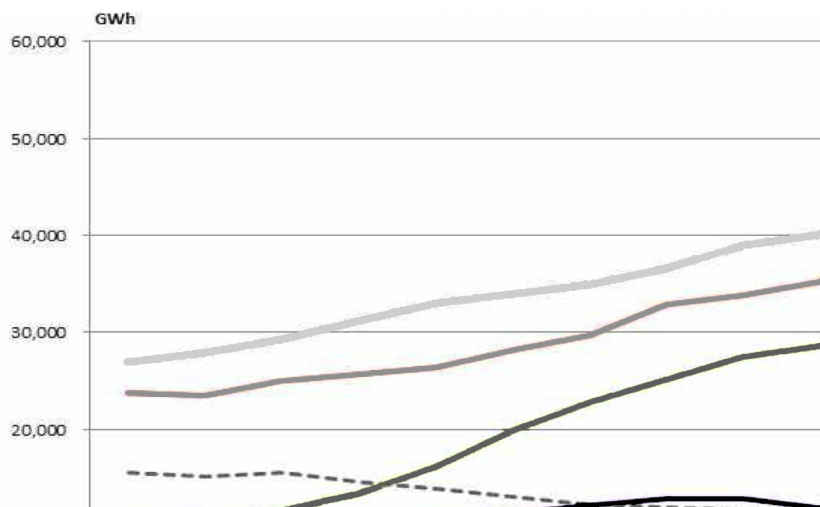
동절기 전력수요 증가와 함께 전력수요의 급증을 주도한 것은 산업용 전력수요로 낮은 산업용 전력요금과 우리나라의 철강, 석유화학 등 전력다소비 형 산업구조에 기인한다. 이 역시 산업용 전력요금과 관련성이 높은 원전이나 유연탄발전의 비용이 여러 가지 숨은 비용과 외부 비용을 반영하지 않아 낮게 평가된 결과 산업용 전력 수요를 촉발한 측면이 있다.

11) 에너지 상대가격 왜곡으로 인한 열에너지 전력화와 전력수급 위기 문제에 대한 상세한 내용은 조영탁(2013 a,b) 참고.



(자료 : 전력통계정보(EPIS))

〈그림 14〉 계약별 전력수요추이

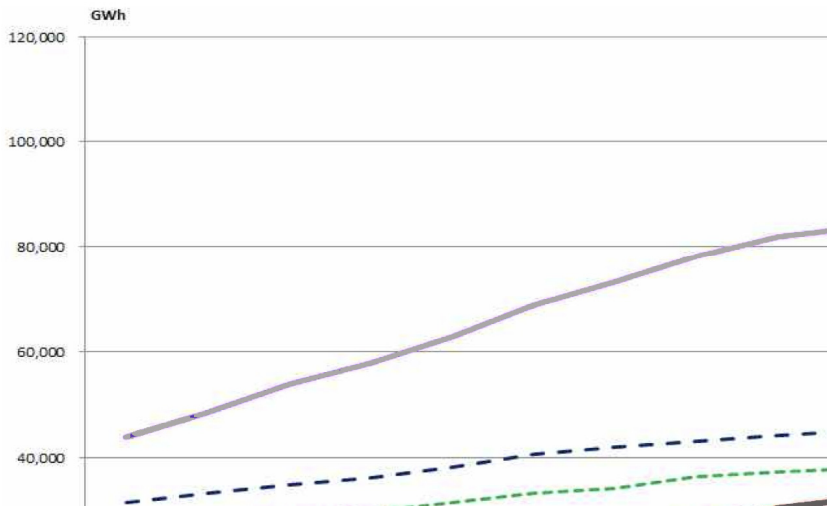


(자료 : 전력통계정보(EPIS)수정)

〈그림 15〉 업종별 전력수요 추이

D. 수도권 전력수요의 급증과 부하 집중

앞에서 살펴본 계절별 그리고 산업용 수요의 급증은 결국 인구 및 경제활동이 집중되어 있는 수도권의 수요급증 및 부하집중으로 나타나고 있으며, 지자체별로 본다면 경기, 서울, 경북, 충남, 경남의 순이다.



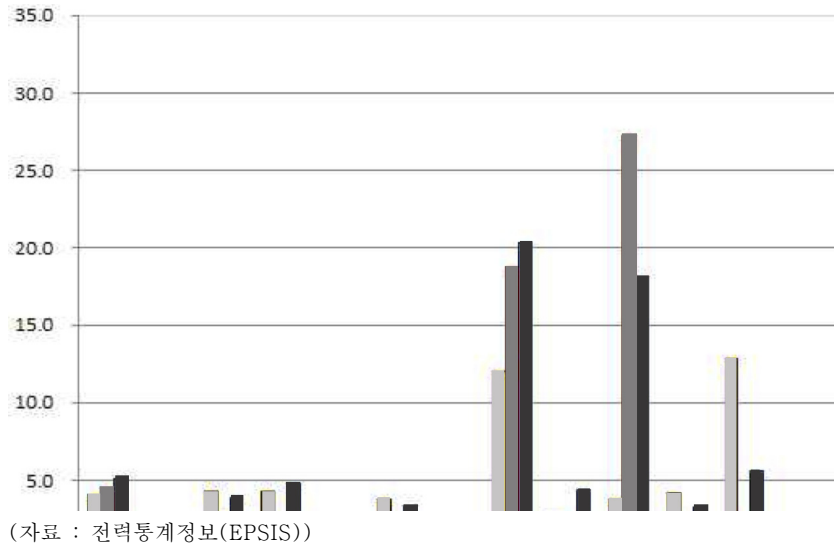
(자료 : 전력통계정보(EPSIS))

〈그림 16〉 행정지역별 전기소비량추이(상위 5 개지역)

한가지 주목할 만한 사실은 최근 경기도에 이어 충남의 전력수요가 급증하고 있다는 사실이다. 최근 충남의 전기소비량은 경북을 근소한 차이로 추월하여 경기, 서울에 이어 3위를 차지하고 있다.

이는 충남지역의 산업용 수요의 증가 때문인데, 특히 제철산업, 영상음향, 석유화학산업의 비중이 상대적으로 높은 것에 기인한다. 그동안 전력 공급설비의 집중지역이었던 충남이 최근 전력수요의 증가도 두드러지고 있어서 이러한 사실은 충남지역 내부에서도 설비 집중 지역과 수요 집중 지역의 문제가 잠재되어 있음을 의미한다.

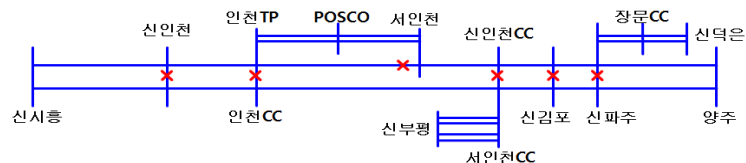
수도권의 부하집중은 충남 등 지자체의 설비편중과 융통전력 증가라는 문제점만 유발하는 것이 아니라 수도권 자체의 수급 안정성 문제까지 유발한다.



〈그림 17〉 지역별 산업용 전력수요의 구성

E. 수도권의 부하집중과 수도권 계통망의 불안정성 심화

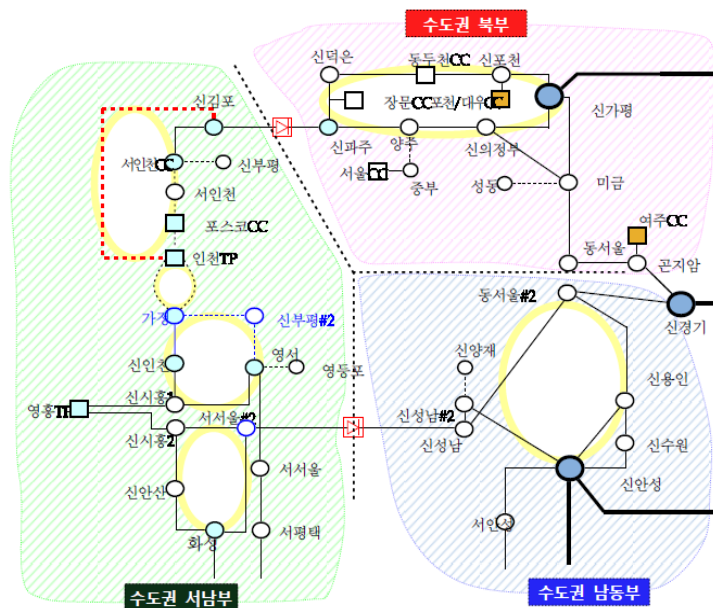
수도권의 부하 증가는 수도권 환상망 계통에 중대한 위험 요인인데, 이는 수도권의 경우 2회선 환상망 송전계통으로 운영하고 있으나, 사고 시 고장전류가 증대하기 때문이다. 수도권의 계통 분리는 증대된 고장전류 규모가 이에 대처할 수 있는 차단기의 용량을 넘어선 상태이기 때문에 고장전류 및 과부하 발생 해소를 위한 단기적인 임시책으로 운영 중이다.



(자료 : 한전 및 전력거래소)

〈그림 18〉 수도권 계통분리 현황

이와 관련된 기술적인 대책은 HVDC(BTB방식)으로 환상망을 분할(북부, 서남부, 남동부의 3개로 분할)하거나 환상망을 래디얼 방식으로 전환하는 것이다. HVDC(BTB방식)에 의한 수도권 망 분리는 비용 측면이나 기술 측면에서 고려해야 할 요인이 많으며, 래디얼 방식은 신뢰도의 하락이라는 사회적 수용성 문제를 수반한다는 문제점이 있다. 기술적 대책보다 안정적이고 바람직한 해법은 수도권 부하의 지방 분산이며, 이를 위해서 수요자의 입지에 따른 전력요금의 지역 차등신호가 필요하다.



(자료 : 한국전력공사)

<그림 19> 수도권 환상망 분할 구상안

나. 발전 측면의 위기징후: 발전단지의 대규모화와 지역편중

A. 발전설비의 대규모화 및 대단지화

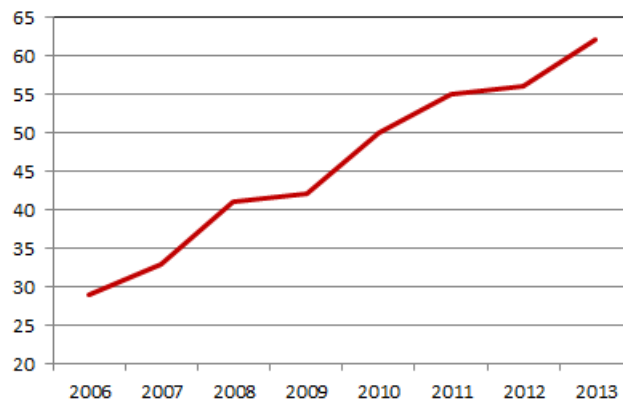
우리나라에서는 전력요금의 규제로 인한 낮은 전력요금 때문에 발전단가를 낮추기 위한 전력설비의 대규모화가 진행되어 왔다. 원전은 단위당 용량이 1,000MW에서 1,400MW,

석탄화력은 800MW에서 1,000MW, 가스복합은 500MW에서 800MW로 증가하는 추세를 보인다.

발전설비의 대규모화는 발전단가의 경제성 측면에서는 유리하지만, 사고 시 탈락 용량의 증가로 계통 안정성에 불안요인으로 작용하는 문제가 있다. 다시 말하면 단위설비당 규모가 커질수록 계통탈락 시 계통에 미치는 영향력이 커진다는 것이다. 단위 설비의 대규모화는 발전소의 입지난으로 인해 기존 단지로 설비가 추가 투입되는 경향과 결합하여 발전단지 자체의 기형적인 대규모화로 귀결되어 사회적 갈등과 계통 불안정성을 유발하고 있다.

B. 발전단지 대규모화의 위험성 증대

대규모 단지의 인출선 사고 시 ‘과도안정도’ 문제가 발생하여 전국 정전의 가능성이 커지고 있다. 우리나라에서는 이에 대한 임시대책으로 고장파급장치(Special Protection System)를 설치·운영하고 있는데, 그 수가 계속 증가하고 있다(2013년 현재 당진화력 및 수도권 융통선로 62개소).



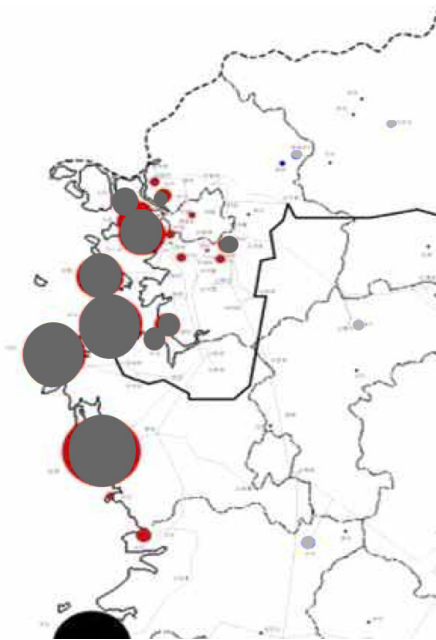
(자료 : 전력거래소)

〈그림 20〉 연도별 SPS의 설치 추이

고장파급장치(SPS)나 선로차단 계전기가 동작하지 않거나 또는 오동작할 경우, 자연재해 및 테러 등이 발생할 경우 대규모 단지 탈락으로 인해 광역 정전이 발생할 가능성이 매우 크다.

C. 발전설비의 특정지역 편중과 사회적 갈등 심화

발전설비 특히 대규모 기저설비(원전 및 석탄화력)는 연료수입, 냉각수 문제, 사회적 수용성으로 인해 특정지역의 해안가에 집중배치 되어 있다(그림 19).



〈그림 21〉 발전설비의 지역분포 현황

현재 우리나라의 서해안중부, 인천, 울산, 고리 등 주요 4대 발전지역의 발전설비 용량은 37,637MW로 전체설비의 약 41%를 차지하고 있으며, 제6차 전력수급기본계획이 그대로 진행될 경우 2027년에는 70,210MW로 전체설비 규모의 50%를 넘어설 전망이다.¹²⁾

¹²⁾ 제 6 차 전력수급기본계획과 송전망계획의 문제점에 대해서는 국회예산정책처(2013) 참고.

〈표 4〉 주요 4 대 발전단지 지역의 설비용량 전망 및 내역

지역권	2013 년	2027 년	2027 년 발전설비 내역
서해안중부	13,350	22,900	당진 10 기, 태안 10 기, 동부 2 기, 보령 10 기, 보령 CC3 기, 당진 CC5 기
인천	11,850	13,950	영흥 8 기, 신인천 CC4 기, 포스코 7 기, 인천 CC3 기, 조력 2 기
울진강원	7,300	22,630	울진 10 기, 동해 2 기, 삼척 2 기, 북평 기, 양양 PP4 기, 영동 2 기, 삼성 G2 기, 동양 2 기, (하슬라 2 기)
고리	5,137	10,730	고리 10 기(신고리 6 기 포함)
합계 (비율)	37,637 (41.0%)	70,210 (51.1%)	

자료: 전력거래소 및 제 6 차 전력수급기본계획

이는 계통 불안정과 사회적 갈등을 유발하는 요인으로 근본적인 대책은 발전단지의 대규모화를 지양하고 발전설비를 분산 배치하는 것이며, 이를 위한 유인으로서 발전설비 역시 지역 차등 신호가 필요하다.

다. 송전 측면의 위기징후: 송전사고 및 적기건설의 불확실성

A. 송전망 불확실성과 송전사고 가능성 증대

전술한 바와 같이 우리나라는 현재 지방에서 6개의 대규모 송전망을 통해 수도권으로 송전을 하고 있는데, 이미 그 6개 노선이 포화가 되어 송전망 자체가 매우 불안정한 상태로 운용되고 있다. 수도권으로 향하는 6개 송전선 중 어느 하나가 불시에 사고가 날 경우 대규모 발전설비를 탈락시켜야 하고 이것이 여의치 않을 경우 전국 정전의 가능성이 있다.¹³⁾

13) 765kV 당진 T/P~신서산~신중부 송전선 고장 시 대규모 발전기 탈락으로 광역정전이 우려된다. 765kV 당진 T/P~신서산 T/L 고장 시 발전기 6,000MW 가 탈락되며, 765kV 신서산~신중부 T/L 고장 시 발전기 5,000MW 가 탈락된다.

대규모 광역 정전사고는 발전설비 고장보다 송전선로 사고에 기인하는 경우가 대다수이기 때문에 수도권 그리고 전국의 광역 정전 가능성을 줄이기 위해서는 장거리 송전망 건설을 지양하고 수요지 인근에 발전설비가 입지하도록 해야 한다.

B. 송전망의 사회적 갈등과 적기건설 문제

최근 발생한 밀양 송전망 사태에서 볼 수 있듯이, 765kV 등 대규모 송전망 건설에 따른 사회적 갈등이 점점 심화되고 있다. 과거에는 발전소 입지 갈등이 심했지만 최근에는 그와 달리 송전망 건설과 관련되는 이해관계자와 관련 지역에서 사회적 갈등이 심각해지고 있다. 그 결과 발전소의 입지선정 후 송전망 건설이라는 이른바 ‘lead and follow’가 역전되어 발전소 입지보다 송전망 건설이 더 불확실해지고 어려움에 봉착하고 있다.



〈그림 22〉 송전망 수급 불안정

충남의 경우 당진화력 9, 10호 및 후속 기는 준공이후에도 정상가동이 불가능할 수 있다는 우려가 커지고 있는데 이러한 송전망 적기건설의 불확실성과 수급 불안정 문제는 앞으로 계속 발생할 가능성이 농후하다. 현재 제6차 전력수급기본계획에 따르면 2019년까지 신울진에서 신경기에 이르는 765kV 초고압 송전망이 건설되어야 하고 이에 따른 각

발전설비별 접속노선 건설도 필요하다. 이 송전망 건설이 어려워지거나 지연되면 6차 계획에서 결정한 동해지역의 화력설비 정상가동이 불가능한 실정이다.



〈그림 23〉 대규모 송전망의 추가 건설

조만간 진행될 우리나라의 제7차 전력수급기본계획에서 동해안 지역에 원전이 추가 투입될 경우 2019년 노선에 더하여 260km에 달하는 제3의 대규모 송전망을 추가로 건설해야 하며 이 역시 수급 불확실성을 유발하는 것이다.

이와 관련하여 정부가 ‘송주법’의 제정으로 송전망 건설에 따른 보상지역과 보상액을 대폭 현실화한 것은 바람직하나, 그 자체로 송전망의 적기건설을 보장하기는 어려운 상황이다. 만일 전술한 각 지역의 송전망, 2019년 송전망 그리고 제3의 송전망 건설에 차질이 발생하면 그 자체가 전력수급, 특히 수도권의 수급 불안정성을 증폭시킬 가능성이 있다.

송전망 갈등의 심화와 적기건설의 불확실성을 고려한다면 궁극적인 대안은 장거리 송전망의 건설을 지양하고 발전설비를 수도권 근처의 배치, 전력다소비 기업의 발전설비 주변 지역으로의 이전하는 것이다. 자가 상용설비 등 분산형 전원이 안정적으로 시장에 진입할 수 있는 유인프로그램을 도입하는 것 또한 대안이 될 수 있으며 이러한 대안을 촉진하기 위해서도 전력요금의 지역적 차등이 필요하다.

3. 우리나라 전력수급체제의 위기와 충남지역 문제의 의미

가. 3 가지 위기징후의 연계성

충남도가 당면한 전력설비 편중문제는 결국 앞에서 살펴본 우리나라 전력수급체제의 문제점 그리고 위기 상황의 표현이고, 이는 충남지역 문제를 넘어 우리나라 전력수급체제의 위기 및 개선 문제와 직결된다.

현재의 전력수급체제는 <표 5>에서 알 수 있는 바와 같이 수도권의 부하집 중과 이를 위한 공급여건간의 충돌이 발생하고 있다. 이를 근본적으로 해결할 수 있는 방안은 수급 불확실성과 계통사고 위험성이 큰 장거리 송전망 건설을 지양하고 수도권의 부하분산 및 발전 설비의 분산을 도모하는 것으로 이는 지역이기주의나 형평성 차원을 넘어 우리나라 전력수급체제의 지속가능성 및 수급안정성을 확보하는 방안이다.

<표 5> 전력수급체제의 위기 구조

수요		발전	송전
불공정 세제/전력요금 왜곡 ↓ 상대가격 역전/지역신호 부재 ↓ 에너지전력화/부하집중 ↓		기저우대/원가 왜곡 ↓ 기저집중/지역신호 부재 ↓ 발전단지 대규모화/지역편중 ↓	수요집중/원격지 설비집중 ↓ 장거리 송전망 ↓ 송전망 갈등/계통불안정 ↓
수요급증/수도권 부하집중	↔ (충돌)	원격지 설비집중/송전망 불확실성 및 계통불안정	



◀ 전통적 수급체제의 방향 전환 필요 ▶



수요관리/부하분산(지역신호) (조화)	설비분산과 송전망 지양(입지지역신호 강화)
----------------------	-------------------------

자료: 조영탁(2013b)

나. 전력수급체제의 경제성, 사회성, 환경성 및 수급 안정성 문제

우리나라 전력수급체제를 경제적 측면에서 살펴보면 송전망 제약이 심화되는 과정에서 수도권의 수요 증가를 충당하기 위한 비용(제약발전에 따른 추가비용)이 점점 증가하고 있다. 이는 수도권 수요자로 인해 발생하는 비용임에도 부담은 모든 수요자가 균등 부담하고 있어 수도권 수요자와 비수도권 수요자간의 교차보조가 발생하게 된다. 이것은 소득이 낮은 지역이 소득이 높은 지역을 보조하는 역 교차보조 발생한다는 것을 의미한다.

사회적 측면에서는 현행 수급체제는 발전설비의 특정 지역편중을 심화시키고 이에 따른 송전망 건설로 인한 사회적 갈등을 증폭시키는 구조이며, 환경적 측면에서는 특정 지역에 편중되는 발전 설비들이 모두 해안가에 위치할 수밖에 없는 원전과 유연탄 설비라는 점에서 지속가능한 전력패러다임으로의 전환에도 부정적인 영향을 유발하고 있다.

전력에서 가장 중요한 수급안정성 측면에서는 부하집중이 수도권 계통의 불안정성을 유발하고 특정지역 발전단지의 대규모화가 과도안정도 등의 계통불안정을 촉발하고 있다. 장거리 송전망의 사고 위험에 따른 광역 정전, 입지 노선을 둘러싼 사회적 갈등, 적기 건설 문제로 인한 수급 불확실성까지 유발하고 있는 것이다.

다. 전력수급체제의 위기해소와 지역과 수도권간의 상생관계 모색

전술한 전력수급체제의 위기해소를 위해서는 수급 안정성과 지역간 형평성 제고를 위해 설비 및 부하를 분산할 필요가 있다. 이를 위해서는 전력시장 및 제도상 발전 및 부하입지의 지역적 신호를 강화할 필요가 있다. 이는 수도권의 과밀화와 지역균형발전이란 측면에도 긍정적 효과를 발휘할 가능성이 있다.

전력수급계획 및 전력산업에서 전력수요자와 발전사업자들이 분산화의 유인을 갖도록 시장제도적 여건 마련이 필요하며, 이를 위해서는 우리나라 전력수급계획과 시장 및 요금 제도의 개선이 필요하다.

Ⅲ. 전력시장 및 요금제도 개선과 지역 차등화 문제

1. 전력 시장 구조와 전력 요금 제도

가. 전력 시장 구조

전력시장은 크게 기능상 도매시장과 관련 있는 발전 및 송전부문과 소매시장과 관련 있는 배전 및 판매부문으로 구분되며, 도매시장의 경우 발전사업자와 판매사업자가 주된 거래 주체이며, 소매시장은 판매사업자와 일반수요자로 구성된다.

도매시장은 발전사(우리나라의 경우 공기업 6개사와 다수의 민간 발전사)가 발전한 전력을 판매사업자(우리나라의 경우 사실상 독점판매자인 한전)에게 전력을 판매하는 곳으로, 거래되는 대상은 발전사가 생산한 전력인 에너지(에너지 시장), 그리고 전력의 물리적인 수급 안정과 관련되는 용량서비스(용량 시장)와 계통운영보조서비스(A/S시장) 그리고 송전서비스이다.

소매시장은 도매시장에서 구입한 전력을 판매 사업자가 최종 수요자에게 배전망을 통해 전력을 판매하는 것이다. 소매단계인 배전 및 판매 서비스의 비중은 비용 상 그리 크지 않기 때문에 사실상 전력 요금의 내용과 수준은 도매시장에서 거래되는 에너지 가격, 용량요금, 계통 보조서비스 그리고 송전서비스 요금에 의해 주로 좌우된다.

〈표 6〉 전력시장의 기능, 주체 및 대상구분

구분	도매단계	소매단계
기능구분	발전, 송전	배전, 판매
거래주체	발전사업자와 판매사업자	판매사업자와 일반수요자
거래대상	에너지, 용량, 계통운영, 송전 서비스	배전 및 판매 서비스

나. 전력 요금 및 규제 방식

오랜 기간 우리나라의 전력시장은 공기업이든 사기업이든 수직 통합구조를 형성하고 있었다. 산업 및 시장구조의 측면에서 본다면 앞에서 언급한 발전, 송전, 배전 및 판매서비스가 기능적으로 통합되어 독점형태로 운영되었고, 정부는 ‘총괄 원가주의’에 입각한 원가보상을 규제를 통해 독점사업자를 규제하는 방식을 취해 왔다.

이를 요금제도의 측면에서 본다면 도매 단계의 에너지 요금, 용량요금, 계통운영 보조서비스 및 송전요금 그리고 소매단계의 배전 및 판매 서비스 요금이 기능별로 분화되지 않은 채 총괄원가에 기초한 평균비용 방식으로 합산되어 최종소비자에 부여되는 방식을 취해온 것이다(발송배전판매의 수직통합하의 총괄원가에 기초한 통합형/평균비용 방식).

이러한 ‘통합형/평균비용 방식’은 생산 단계별 비용을 통합 처리하고 평균방식으로 부과함으로써 모든 기능에서 발생하는 비용 상 원가 차이(발전 설비의 특성이나 위치, 수요자의 전압 및 부하 형태 그리고 위치)를 해당 전력 요금에 정확히 반영하기 어렵고 거래 주체들간의 교차보조를 유발하는 경향이 있다.

세계적으로 보면 최근 수십 년간 전력시장의 변화로 인해 나라별 차이는 있지만 발전, 송전 및 배전 그리고 판매에서 발생하는 비용을 가능한 한 구분하고 이에 기초하여 각 거래 주체들의 행위와 특성에 부합하는 원가 중심의 시장 및 요금제도로 변해가는 경향이 있다. 산업구조의 측면에서 발전, 송전, 배전 및 판매 등이 조직적 혹은 기능적으로 분리되고 전력시장 역시 에너지 시장, 용량시장, 계통운영 보조서비스 및 송배전 서비스시장 등으로 분화되어 이에 상응하는 시장 원가가 산정되고 이것이 최종 전력요금에 반영되는 방식으로 전환되고 있다는 것이다.

여전히 독점인 송배전부문에 대해서는 정부 규제에 의한 비용 책정이 이루어지고 있지만 도매 및 소매시장에서는 발전 사업자와 판매 사업자, 그리고 판매 사업자와 최종 수요자간의 시장거래를 통해 경제학적 한계비용 원리에 기초한 도매시장 가격 및 소매시장 가격이 형성되는 경향이 나타나고 있다(기능별/특성별 분리에 기초한 분리형/한계비용 방식).

이러한 ‘분리형/한계비용 방식’은 각 사업자나 수요자의 특성을 비용 원가 상 차이(발전 설비의 특성이나 위치, 수요자의 전압 및 부하형 태 그리고 위치)를 각 거래 주체들에게 차등 요금 형태로 부과할 수 있다는 장점을 지니고 있다¹⁴⁾.

〈표 7〉 전력시장구조와 전력요금 및 규제방식

	통합형/평균비용방식(수직통합형)	분리형/한계비용방식(경쟁시장형)
시장가격	<ul style="list-style-type: none"> o 통합형 시장구조(bundled price) <ul style="list-style-type: none"> - 발전+송전+배전+판매의 통합형 o 평균비용 방식(average cost) <ul style="list-style-type: none"> - 평균비용(수급계획의 공급안정 비용 포함) 	<ul style="list-style-type: none"> o 분리형 시장구조(unbundled price) <ul style="list-style-type: none"> - 발전/송전/배전/판매의 분리형 o (단기)한계비용 방식(marginal cost) <ul style="list-style-type: none"> - 한계변동비용+공급시장비용(한계 설비의 자본비용)
정부규제	<ul style="list-style-type: none"> o 단일 규제 <ul style="list-style-type: none"> - 발송배전에 대한 단일총괄 규제 o 총괄원가 규제(발송배전) <ul style="list-style-type: none"> - 총괄원가보장의 투보율 규제 	<ul style="list-style-type: none"> o 부문별 규제 <ul style="list-style-type: none"> - 발전(경쟁)/송전(규제)/배전(경쟁)의 부문별 규제 o 인센티브 규제(송배전부문): $RPI-X+Y$ <ul style="list-style-type: none"> - 비용절감 유인의 인센티브 규제
특성	총괄원가 규제하의 통합형 단일가격구조	부문별 규제하의 분리형 차등가격구조

2. 전력시장 구조와 전력 요금의 지역차등화 문제

가. 전력요금의 차등화를 위한 이론적 논의

이론상으로 본다면 ‘통합형/평균비용 방식’은 비용 상 차이를 유발하는 발전사업자 혹은 최종 수요자의 특성이 평균적으로 처리되어 발전사의 수입 혹은 최종 소비자의 요금에 충분히 반영되지 못할 가능성이 있다. 예를 들어 동일한 기종의 발전 설비 위치가 어디에 있

14) 통합형/평균비용 방식의 구조 하에서도 정부개입에 의한 분리형/한계비용 방식의 원리의 도입은 가능함

는가에 따라 송전망 이용 및 송전손실 상 차이가 있음에도 불구하고 발전 설비 간 수입에 차이가 없다면 발전 사업자는 가능한 한 저렴한 부지 비용과 민원이 적은 지방에 발전소를 건설하게 된다는 것이다.

한편 수요자의 경우 주택용이든 산업용이든 동일한 용도의 전력 수요자가 어느 지역에서 전력을 소비하는가에 따라 주변의 발전설비의 입지 여부와 송배전망 여건 등과 관련하여 비용 차이가 발생한다. 그럼에도 불구하고 이를 단일 가격으로 책정하면 결과적으로 발전소 근처에 입지한 수요자(우리나라의 경우 지방)와 원격지에 입지한 수요자(수도권)간의 형평성 문제를 유발하고 전력 부하의 입지선택(기업 입지의 선택 등)에 영향을 미칠 수 없게 된다.

요컨대 발전과 소비지역의 지리적 차이와 이에 따른 비용 차등을 고려하지 않은 용도별 전국 단일요금은 지역 간 교차 보조라는 불공정 문제, 그리고 대도시 부하 집중과 원격지 설비 집중 문제로 인한 지역간 형평성 문제와 전력계통상 문제를 유발할 가능성이 높다는 것이다.

나. 분리형/한계비용 방식과 전력요금의 차등화문제

이런 측면에서 ‘통합형/평균비용’ 방식보다 ‘분리형/한계비용’ 방식이 기능별로 원가를 달리 책정하고 이를 발전 사업자 혹은 최종 수요자의 특징에 부합하게 요금을 부과한다는 점에서 전력 요금의 지역차등에 더 적합한 방식이라고 할 수 있다.

우리나라의 경우 외형상으로는 경쟁시장형인 ‘의무풀 모형’에 해당하나 내용상 가격 결정방식 등은 수직통합형인 통합형/평균비용 방식을 취하는 과도기적 특성을 지니고 있다(발전사업자와 판매사업자간의 사실상 내부거래). 장기적으로 우리나라 전력시장이 ‘풀모형’ 혹은 ‘계약모형’의 어느 쪽으로 진화할지 불분명하나 본 연구에서는 현재 시장형태인 의무풀 모형을 이론적 전제로 삼고자 하였다.

또한 같은 의무풀 모형 내에서도 용량시장(발전설비의 지역적 가치 문제) 및 송전 서비스의 처리(전국 단일가격 혹은 모선별/지역별 가격) 등에 따라 차이가 존재하게 되는데, 이하에서는 ‘의무풀 모형’ 하의 에너지 시장 등 4가지 기능별 분리에 기초하여 도매 및 소매 요금의 지역 차등 신호를 살펴보기로 한다.

다. 도매시장과 지역차등 신호

먼저 에너지시장의 경우 동일한 의무풀 모형이라도 송전 혼잡과 송전 손실 등을 어떻게 처리하느냐에 따라 여러 가지 방식이 가능한데 이론 상으로 ‘전국단일가격(Uniform Pricing)’¹⁵⁾보다 ‘모선별 가격(Nodal Pricing)’ 혹은 ‘지역별 가격(Zonal Pricing)’이 지역차등에 더 적합한 것으로 볼 수 있다.¹⁶⁾

모선별 가격 또는 지역별 가격체계에서는 각 지역 간 전력을 수송하는 송전망 여건이 충분하지 않다면 인근에 저렴한 발전 설비가 있고 수요가 상대적으로 적은 지역의 도매가격은 낮게 형성되며, 반대로 인근에 저렴한 발전설비가 없거나 적고 수요가 상대적으로 많은 지역의 도매가격은 높게 형성된다..

또한 전력의 공급안정성과 관련되는 용량시장 역시 발전설비가 어느 지역에 위치하는가에 따라 수급 안정에 미치는 영향이 다르기 때문에 지역적 차등을 두는 것이 가능하게 된다. 용량시장이 아닌 용량요금제를 택하는 경우라도 지역별 용량계수 등과 같이 전력수요가 밀집된 지역의 인근에 위치한 발전예비력일수록 용량요금을 많이 지불하는 것이 정상이며, 이는 수요지에 근접하게 발전설비를 유인하는 효과를 발휘한다.

주파수 및 전압 조정 그리고 정전 복구 등과 같은 계통운영 보조서비스(이하 A/S서비스)의 경우 일종의 공공재적 성격을 지닌 것으로 특정 용도의 수요가 비용차이를 유발할 수는 있으나 모든 주체들에게 공통비용으로 처리하는 것이 일반적이기 때문에 지역 신호의 측면에서 큰 의미는 없다.

지역 간 전력수송과 관련된 송전 서비스의 경우는 입지에 따라 송전 열손실, 혼잡 비용, 송전설비 비용이 다르게 발생하기 때문에 지역별 차이를 반영할 수가 있다. 다만 송전 서비스의 경우 앞에서 언급한 에너지 시장과 밀접한 상호의존 관계를 지니고 있기 때문에 에너지 시장의 가격결정 방식에 따라 달라지게 된다.

15) 물론 전국단일가격이라도 송전요금에서 지역신호를 강화하는 방안은 가능하다.

16) 모선별 가격이론에 대해서는 Kirschen & Strbac(2004), Stoft(2002) 참고. 모선별 가격과 지역별 가격제 도간의 차이에 대해서는 Hogan 참고.

전국단일가격 체계에서는 송전서비스와 관련된 지역차등 요소(송전 열손실 및 혼잡비용)가 단일 가격으로 균등 처리될 경우, 지역차등은 송전요금에 반영하게 된다. 그러나 모선별/지역별 가격 체계에서는 모선별 또는 지역별 시장가격에 지역 차등요소(송전열손실 및 혼잡비용)가 반영되기 때문에 송전요금은 일부 차등 부과할 수도 있고 단순 설비 비용 회수의 측면에서 평균적인 균등 부담으로 처리되기도 한다¹⁷⁾.

라. 소매시장과 지역차등 신호

배전서비스의 경우 배전망 운영과 관련하여 각 지역의 전력 수요 특성(전압 및 부하 유형 및 수용가 수 등)에 따라 비용 차이가 발생하고 이것이 전술한 도매시장의 요금 차이에 더해져서 지역별로 서로 다른 소매요금이 부과되게 된다. 판매 서비스의 경우 지역 수용가의 수와 분포 밀도 등에 따라 차이가 발생하기 때문에 역시 지역별로 요금이 달라진다.

이상의 논의를 전제로 하여 이하에서는 우리나라 전력시장에서는 지역차등 요소가 어떻게 처리되고 있는지를 도매시장의 경우 공통비용인 A/S서비스를 제외하고 에너지시장, 용량시장 그리고 송전서비스 그리고 소매시장의 경우 배전 및 판매 서비스를 중심으로 살펴보기로 한다.

3. 우리나라 전력시장 구조와 전력요금의 지역차등화 상황

가. 에너지시장의 지역 차등 문제

우리나라는 전술한 에너지시장의 두 가지 유형(단일가격 혹은 모선/지역별가격)에서 전국단일가격(발전사업자의 물량입찰에 기초한 CBP시장하의 단일가격제도) 방식을 취하고 있어서 에너지시장에서 송전 혼잡 및 송전 손실과 관련된 지역차등 신호가 거의 없다¹⁸⁾.

¹⁷⁾ 모선별/지역별 시장에서는 두 지역 간 SMP 차이가 송전서비스의 수입으로 잡히지만 그것만으로 송전망 건설비용을 모두 회수하기 어렵기 때문에(송전망 비용의 특수성으로서 평균비용>한계비용) 그 차액을 정부 규제 방식 하에서 송전요금으로 회수하게 된다.

먼저 수요의 측면에서 본다면 우리나라는 전술한 ‘복상조류’의 방식으로 지방에서 생산된 전력을 수요가 많은 수도권으로 송전하고 있는데 송전망 여건상 일부 시간대에 송전혼잡이 발생하고 있다. 따라서 이론상으로 본다면 전술한 바와 같이 충남 등 전력공급지역의 도매가격은 낮게 형성되고 반대로 수요지인 수도권의 시장가격은 높게 형성되는 것이 정상이다. 그러나 우리나라 에너지시장은 전국 단일가격을 취하기 때문에 이러한 지역 차이가 전혀 반영되어 있지 않다.

공급의 측면에서 동일한 발전설비라도 지방에 위치한 발전설비는 수도권에 인접한 발전설비에 비해 수도권으로 송전하는 과정에서 송전 손실이 발생하고 이것이 설비별 수입 차이로 귀결되는 것이 정상임. 물론 이와 관련하여 우리나라도 2007년 이후 도매시장의 정산과정에서 다소 한계는 있으나 한계송전손실계수를 활용하여 발전설비의 위치에 따라 수입상 일부 차등을 주고 있음. 수요의 측면에서도 동일한 논리를 적용하여 발전설비에 인접한 수요자와 그렇지 않은 수요자간에 차등을 두어야 하나 현재는 용도별로 단일 요금으로 운영되어 부하 위치에 따른 송전손실이 요금에 반영되지 않고 있음.

나. 용량요금의 지역 차등 문제

우리나라의 경우 변동비에 입각한 CBP시장 하에서 발전설비(특히 한계발전기)의 고정비 회수를 위한 용량요금제를 운영하고 있으며, 해당 발전설비가 전력 수요가 많은 수도권에 위치하면 정해진 용량요금에 지역용량계수(RCF) 및 시간대별 용량계수(TCF)를 가미한 차등요금을 지불하여 발전설비의 수도권 입지를 유도하고 있다. 즉 전술한 한계송전손실계수가 발전 사업자의 변동비 회수와 관련된 유인이라면 용량요금은 고정비 회수와 관련한 입지유인이라고 할 수 있다.

18) 2010년 이후에 우리나라도 지역별가격을 도입했으나 이는 특수한 여건의 제주와 육지간에만 적용하고 지역별 요금의 핵심인 수도권과 비수도권간에는 적용하지 않고 있음. 따라서 우리나라는 사실상 전국단일가격이라고 봐도 무방함

$$\text{용량정산금(CP)} = \text{CP} \times \text{RCF(TCF)}$$

〈표 8〉 발전설비의 지역별 용량계수(2014)

수도권	비수도권	제주
1.0304	1.0304	1.0

자료: 전력거래소

그러나 <표 8>에서 알 수 있듯이 지역 용량계수의 차이가 크지 않고 지역 간 유통전력을 포함한 전력 예비율에 따라 운용하기 때문에 지역 차등 신호로서 한계가 있으며 이로 인해 수도권으로의 발전설비 입지를 유인하는 효과가 미미하다.

다. 송전요금의 지역 차등 문제

전술한 바와 같이 우리나라의 에너지시장이 전국 단일가격이고 송전 손실은 에너지시장에서 발전 사업자에 한해 일부 차등 반영되고 있으나 송전 혼잡과 관련된 비용은 균등 처리되고 있다. 즉 북상조류의 상황 하에서 간혹 송전망 제약으로 지방의 저렴한 발전기가 아닌 수도권의 비싼 발전설비가 가동되어 에너지시장에서 추가비용, 즉 ‘송전혼잡 비용’이 발생하는 것이다. 이 비용은 수도권 지역의 수요자가 부담해야 함에도 불구하고 전국 단일가격방식으로 인해 전국의 모든 수요자가 균등부담하고 있는 기이한 구조로 시행되고 있다.

이러한 단일가격방식으로 인해 송전망 건설 및 운용비용은 외형상 지역별로 차등 부과되어 있다. 즉 현재 송전 관련비용을 공급 측(발전사업자)과 수요 측(판매사업자)에게 50%씩 나누고, 이를 기본요금과 이용요금으로 구분하여 전자는 송전망의 공통 설비적 특성을 반영하여 균등부담으로, 후자는 이용자 부담원칙에 기초하여 이론상으로는 차등부과하는 방식으로 되어 있다.

그러나 수요 측 차등요금의 경우 판매사업자인 한전 내부의 송전부서가 내부의 판매부서에게 부과하는 방식이고 판매사업자인 한전의 소매요금에 이를 차등 반영하지 않고 있

다. 발전 측 차등요금 역시 시장구조 개편의 과도기적 조치로서 현재 발전사업자에게 부과하지 않고 있다. 이론상으로 에너지시장이나 송전서비스 중 적어도 어느 한 쪽은 입지에 따른 지역차등 신호가 적용되어야 하나 우리나라는 에너지시장만이 아니라 송전서비스에서도 사실상 지역차등 신호가 적용되지 않고 있다.

라. 배전 및 판매서비스와 지역 차등 문제

현재 우리나라에서는 에너지 및 송전서비스 등 도매시장에서 지역 신호가 거의 없고, 소매시장의 배전 및 판매서비스의 측면에서도 지역 신호가 전혀 없다. 이는 여러 가지 요인이 있지만 도매시장에서 전력을 구입하여 최종 수요자에 판매하는 한전이 단일사업자인 데다가 배전/판매와 관련된 지역 간 비용차이를 소매요금 책정시 반영하지 않고 균등 처리하기 때문이다. 다만 송전비용과 달리 배전비용의 경우는 일부 지방과 달리 수도권 지역이 수용가가 밀집되어 있어 상대적으로 유리한 측면이 있다.

마. 전력시장과 지역 차등 요소

위의 논의를 종합하면, 우리나라 전력 도매 및 소매시장의 지역차등 신호는 <표 9>에서 알 수 있는 바와 같이 매우 제한적이며 수요 측이나 발전 측에 전달되는 지역 차등 신호가 거의 없다고 할 수 있다.

〈표 9〉 우리나라 전력시장에 도입된 지역차등 신호 현황(2014 년 현재)

기능	반영요소	지역구분	도입 목적	도입 시기
에너지 시 장	지역별 가 치	육 지 제 주	o 육지/제주간 송전제약(HVDC) 고려 o 육지내 수도권 분리는 보류	2010 년
	송 전 열손실	모선별	o 송전손실 최소화의 건설입지 신호 제공	2007 년 (점진적 반영중)
용 량 요 금	용 량 가 치	수도권 비수도권 제주권	o 신규발전 설비에 대한 수도권 유인	2007 년
송 전 서비스	송 전 비 용	수도권 (북부/남부) 비수도권 제 주	o 송전망 이용에 따른 요금 부과 o 송전망건설/운전비용의 입지 신호 제공	(발전측 부과보류)

자료: 제 2 차 에너지기본계획 전력분과 보고서(일부 수정)

이러한 전력요금제도는 근본적으로 전력시장 구조와 관련되는 측면이 매우 강하다. 즉 우리나라에도 최근에 분리형/한계비용 원리 등 경쟁시장적 요소가 도입되기는 했지만 전체적인 시장구조와 요금결정 방식에 통합형/평균비용 등 수직통합적 요소가 많이 남아 있다는 것이다. 그렇다고 지역 차등 신호라는 차원만 고려하여 현재의 전력시장 구조와 요금 결정방식 전반을 개편한다는 것은 여러 가지 제약요건과 고려해야할 사항이 많은 것도 사실이다.

본 연구는 이러한 제약조건을 감안하여 현재 전력시장 및 요금제도 자체의 큰 구조적 변화를 주지 않는 범위에서 에너지시장 및 송전서비스에서 지역 차등 신호를 강화하는 방향을 모색하려 한다.

에너지시장의 경우 CBP시장이란 큰 틀을 유지하면서도 수요 및 발전 측에 지역 차등을 반영할 수 있는 여지가 있는데 ‘송전손실’ 및 ‘혼잡비용’ 등이 주된 대상이 될 수 있다. 용량 요금의 경우 지역 용량계수의 재산정이 필요하나 이는 차후의 과제로 다루고자 한다.

송전서비스의 경우 현재 외형상 송전요금의 지역별 차등이 설정되어 있기 때문에 현재 상태에서 약간의 재조정을 거친다면 시행이 가능하다. 배전 및 판매부문의 경우 전력요금에서 차지하는 비중이 상대적으로 적은데다가 소매 경쟁 등과 같은 큰 변화가 전제되어야 하기 때문에 추후의 과제로 처리하고자 한다.

IV. 에너지 시장가격의 지역 차등 강화 방안

1. 우리나라 에너지 시장가격의 지역차등 현황

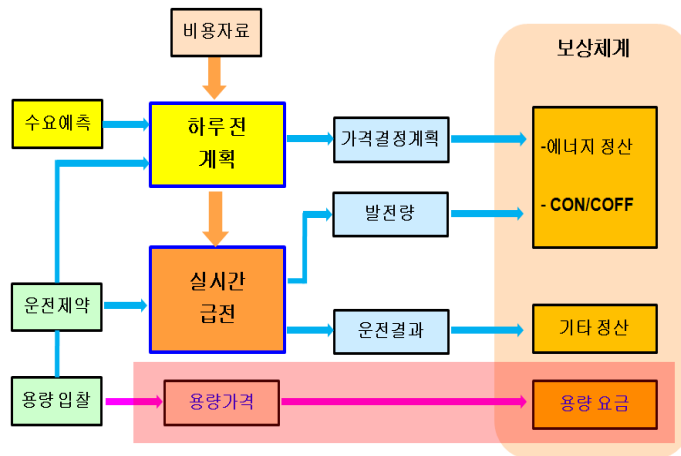
가. 에너지시장(CBP 시장)의 지역차등 가능 요소

에너지시장과 관련된 지역차등 요소는 전술한 바와 같이 송전손실 비용과 계통 제약에 따른 송전혼잡 비용이다.

송전손실 비용은 각 발전설비에서 도매시장에 송전되는 과정 그리고 수요자가 최종 수요지까지 전력이 수송되는 과정에서 발생하는 손실을 지역적으로 차등하는 것이며, 송전 혼잡 비용은 송전혼잡을 유발하는 수도권 수요자에게 부과함으로써 지역 차등을 꾀하는 것이다. 현재의 단일가격체제 하의 CBP 시장이란 틀을 유지하면서 이들에 대한 지역 차등을 고려하는 방안에 대해서는 2000년대에 이루어진 몇몇 기존 연구들이 제안한 바 있다.¹⁹⁾

CBP시장은 시장가격의 안정 등을 도모하기 위해 「가격결정발전계획」을 수립한 이후 실제 「운영발전계획」에서 송전 손실이나 송전 제약 등을 고려하여 사후 정산하고 있다(그림 24 참고).

¹⁹⁾ 이에 대해서는 김성수, 박종배, 전영환(2005)의 연구가 있으며 한국전력공사(2001)에서도 일부 과도기적 조치로서 이와 관련된 논의를 개진한 바 있다. 이들 연구의 제안 가운데 송전손실계수 등 일부는 현재 CBP 시장에 적용되고 있다. 이들 기존 연구 가운데 아직 반영되고 있지 않은 혼잡비용이나 송전요금 문제를 본 연구의 취지에 맞게 재조정하였다.



〈그림 24〉 우리나라 CBP 시장의 운영과정과 정산방식

〈표 10〉 우리나라 CBP 시장의 운영과정과 정산방식

구분	가격결정계획 포함	가격결정계획 미포함
발전 (설비 가동)	SEP + CP <ul style="list-style-type: none"> SEP=SMP×TLF×발전량 MP=SMP×[1-(1-TLF)×완화계수] CP=기준가격×지역용량/계절계수 	부가정산금(CON) + CP <ul style="list-style-type: none"> 자기제약: min(SEP, 변동비) 계통제약: max(SEP, 변동비)
비발전 (설비미가동)	부가정산금(COFF) + CP <ul style="list-style-type: none"> COFF=SEP-변동비 	CP

(자료: 전력거래소)

나. 송배전 손실의 지역 차등 부과

A. 발전측 차등부과 : 한계손실계수의 개선

수요지에서 멀리 떨어진 발전설비는 수요지에 인접한 발전설비에 비해 송전손실이 많기 때문에 양자간 발전판매 수입을 차등 처리해야 한다. <표 11>에서 알 수 있는 바와 같이

우리나라도 2007년 이후 발전설비별 수입정산 과정에서 송전손실을 반영할 수 있는 계수 (TLF; Transmission Loss Factor)²⁰⁾를 적용하여 수요지에서 가까운 발전설비가 원격지 발전설비보다 급전순위(merit order)와 판매수입에 유리하게 하고 있다.

〈표 11〉 지역별 TLF

수도권	비수도권
TLF>1	TLF<1

동일한 비용조건의 발전설비라도 발전설비가 위치한 지역에 따라 아래와 같은 공식을 적용하면 수도권에 근접한 발전설비(즉 TLF>1)는 원격지 발전설비보다 환산 입찰가격이 낮아져서 급전순위 상 유리하고 최종 정산가격도 유리하게 된다.

$$\text{환산 입찰가격} = \text{입찰가격} / \text{TLF}$$

$$\text{최종 정산가격} = \text{SMP} \times \text{TLF} \times \text{완화계수}$$

다만 제도의 도입 당시 해당 설비의 급격한 수입 변동을 막기 위해 최종 정산가격에 완화계수를 적용하여 초기에는 낮은 완화계수를 적용하고 매년 일정 비율을 인상하여 2016년에 완화계수가 1이 되도록 함으로써 점진적으로 지역 차등을 확대하고 있다(2014년 현재는 완화계수는 0.8임).

TLF에 기초한 송전손실 반영 자체는 바람직하나 몇 가지 개선 소지는 있는데, 현재 TLF 산정에 사용한 손실계수는 ‘정적 한계손실계수(MLF)’로서 직전 연도의 한계손실계수를 단순 평균한 것이기 때문에 실시간 발생하는 송전손실과 괴리가 있다²¹⁾는 것이다.

²⁰⁾ TLF(Transmission Loss Factor) : 송전손실을 고려할 수 있는 계수로서 생산된 전력량과 소비지까지 도달한 전력량을 고려하여 산정. 정의상 수도권 근접 발전소일수록 1 보다 크고, 수도권에서 멀수록 1 보다 작아지게 됨.

²¹⁾ 우리나라 정적 한계손실계수의 산정방식에 대해서는 한국전력공사(2001) 제 5 장 제 4 절 참고

정확한 송전손실을 반영하기 위해서는 실시간에 발생하는 ‘동적 한계손실계수’를 사용하여 입찰과 정산과정에 사용하는 것이 바람직하다.²²⁾

B. 수요측 차등부과: 배전손실계수와 시장여건 문제

발전설비 위치에 따른 송전손실의 차등 정산과 마찬가지로 수요 역시 위치에 따라 배전손실이 다르게 발생하기 때문에 이를 차등하여 소매요금에 반영해야 한다.

그러나 전술한 바와 같이 현재 여건상 소매단계의 차등화는 다루지 않는 것으로 하는데, 즉 현재 소매 요금은 단일사업자인 한전에 의해 동일하게 부과되어 있기 때문에 현재 시장여건상 수요측 배전손실계수(DLF: Distribution Loss Factor)를 이용한 소매요금의 차등은 어려운 상황이라는 것이다.

소매단계의 차등화를 위해서는 지역별로 판매사업자가 존재하거나 아니면 한전 자체내에서 지역별로 손실비용을 감안하여 지역별로 소매요금을 차등화해야 하나 단기간 내에는 가능하지 않을 것으로 생각된다.²³⁾

다. 송전혼잡 비용의 지역 차등 부과

A. 공급측 차등 부과: 송전혼잡비용의 설비 간 재배분

앞의 <표 10>에서 정리한 바와 같이 현재 CBP시장 운영 상 송전망 제약으로 인해 가격결정발전계획과 달리 일부 시간대(경부하 시간대 등)에 발전기 운용이 달라지는 경우가 발생하게 된다.²⁴⁾

²²⁾ 다만 현재 논의중인 베스팅계약(Vesting Contract)과 관련하여 발전설비별 정산과정에 지역신호를 어떻게 포함되게 할 것인가는 차후에 별도로 살펴볼 필요가 있다.

²³⁾ 한국전력공사(2001)가 국내 전력계통의 한계손실계수를 지역별로 분석한 바 있으나 과거 계통여건을 토대로 한 것이어서 현재 여건에는 맞지 않을 것으로 판단된다.

²⁴⁾ 혼잡 비용은 주로 첨두시간대보다 경부하시간대에 발생할 가능성이 많다. 즉 첨두부하 시점에서는 수도권 인근에 존재하는 가스복합 등 첨두 발전기가 가동되어 송전혼잡이 많이 발생하지 않지만 경부하 시에는 수도권 인근 발전기의 가동이 중지되고 대신 변동비가 저렴한 원격지 원전 및 유연탄 발전기의 전력이 수도권으로 전송되면서 송전제약이 발생하는 경우가 있다. 이 경우 가격결정발전계획과 달리 원격지 기저발전

이 경우 가격결정발전계획에 포함되어 있던 발전설비임에도 송전제약으로 발전을 하지 못한 발전설비에는 기회비용 상실에 따른 보상으로 계통한계가격과 해당 설비의 변동비의 차액을 ‘제약 비발전정산금(COFF)’으로 지급하고, 반대로 계획과 달리 송전제약으로 급전 지시를 받은 발전설비에 대해서는 변동비와 계통한계가격 중 높은 쪽을 ‘제약발전 정산금(CON)’으로 지급하게 된다.

이러한 COFF 및 CON에 기초한 시장운영이 CBP시장의 계통한계가격을 안정화시키는 효과는 있으나 수도권 수급 완화에 전혀 기여하지 않는 원격지 발전설비는 기회비용의 형태로 보상을 받고 실제 수도권의 수급 안정에 기여하는 발전설비는 추가 발전에 따른 설비손상 위험에 대한 보상 없이 해당설비의 변동비만 보상받게 된다. 이는 결과적으로 원격지 발전설비가 수도권 인접의 발전설비보다 유리하게 되어 오히려 지역간 역차별을 유발한다..

이를 개선하기 위해서는 ‘송전혼잡 부과금 제도’²⁵⁾를 도입하여 현재 원격지 발전설비에 지급되는 COFF를 수도권 발전설비에 설비가동 위험에 대한 보상금으로 재배분하는 방안을 고려할만 하다.²⁶⁾ 이는 발전설비 입지의 지역 차등 신호를 강화하는 방안으로 발전설비를 지방이 아닌 수도권으로 유인하는 효과를 발휘할 수 있다.²⁷⁾

B. 수요측 차등 신호 : 송전혼잡비용의 수도권 수용가 부담

‘송전 혼잡’으로 인해 발생하는 추가비용(COFF 및 CON)은 모두 수도권의 전력수요로 인해 발생하는 비용임에도 현재 우리나라에서는 이 들이 부가정산금(uptlift)으로 산정되어 모든 전력수요자에게 균등하게 배분되고 있다.²⁸⁾

의 출력을 감소시키고 수도권 인근의 비싼 발전기를 가동하게 되어 송전혼잡 비용이 발생하게 된다. 따라서 송전혼잡비용의 경우 후술하는 바와 같이 주택용 수요보다 경부하시간대 수요가 많은 154kV 이상의 대규모 수용가에 우선 적용되는 것이 바람직할 것으로 판단된다.

25) 송전혼잡부과금제도는 특정기간 동안의 계통운용결과에 따른 송전혼잡비용과 지역별 및 발전기별 발전량을 기초로 하여 사전에 정의된 비율에 의거하여 제약 비발전정산금의 일부를 제약 발전을 시행한 발전기에 추가적으로 정산하는 제도를 말함.

26) 송전혼잡부과금제도에 의한 COFF 재배분에 대해서는 김성수, 박종배, 전영환(2005) 참고

27) 수도권의 혼잡비용이 분산형 설비 보급과의 관련성에 대해서는 이근대(2007) 참고

28) 이러한 혼잡비용을 처리하는 방법으로 ‘균등 부담 원칙’과 ‘유발자 부담원칙’이 있는데 현재는 전자인 균등 부담으로 처리하고 있으며, 한국전력공사(2001) 역시 전자로 처리할 것을 제안하고 있다.

송전혼잡에 따른 부가정산금은 수도권 수요자들이 부담하는 것이 공정할 뿐만 아니라 지역차등 신호의 측면에서도 바람직하다. <표 12>는 2011년 기준으로 계통운용상 부가정산금을 나타낸 것으로 연간 약 3.6조원 이상이 부가정산금으로 지급되고 있음을 보여준다. 이 가운데 송전제약으로 인한 혼잡비용 정산금은 수도권 수요자, 특히 전술한 바와 같이 154kV이상의 대규모 수용가가 부담하는 방안을 고려해야 할 것이다..

<표 12> 2011 년 부가정산금의 내역

(단위: 억원)

	계약발전정산금 (CON)	계약비발전정산금 (COFF)	총정산금
일반설비	39,867	1802	181,780
기저설비	461	643	186,004
총 계	40,328	2,444	367,784

자료: 전력거래소

이를 위해서는 부가정산금에서 송전혼잡으로 인한 부가정산금만 별도로 분리해야 하는데 이에 대한 정보 및 자료의 구득이 현재 여건상 매우 어려운 실정이다. 따라서 이에 대해서는 후술하는 바와 같이 가상의 시나리오를 구성하여 시산해 보기로 하고 여기에서는 모선/지역별가격을 전제로 한 연구 결과를 통해 대략적인 방향만 가늠해보기로 한다.

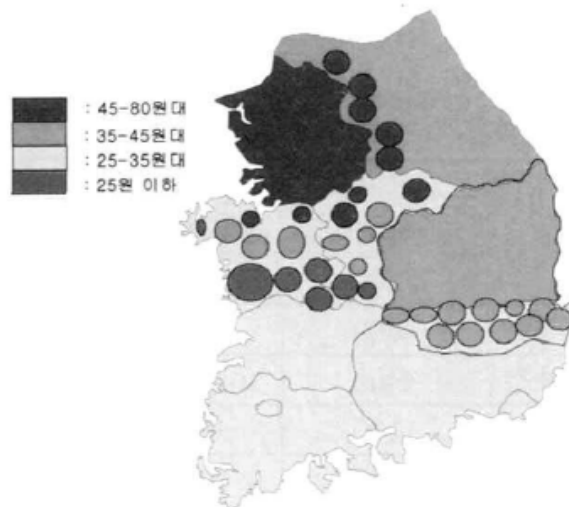
최근 수치는 아니지만 우리나라 전력시장에서 모선/지역별 가격방식을 상정한 연구에 따르면 에너지시장에서 손실 및 혼잡비용을 모두 고려한 지역별 가격에 뚜렷한 차이가 나타남을 알 수가 있다(특히 충청지역이 속한 중부지역이 유리한 것으로 나타남). 이 사례는 2004년 하계의 일부 시간대에 국한된 연구이고 이후 계통여건이 달라졌기 때문에 그 결과를 그대로 수용하기는 어려우나 모선/지역별가격방식의 예시로는 참고할 만하다고 할 수 있다.

〈표 13〉 지역별 단순평균 한계가격

(단위: 원/kWh)

	수도권	영남	영동	중부	호남
에너지비용	16.67	16.67	16.67	16.67	16.67
혼잡비용	38.72	18.66	26.06	11.12	16.03
손실비용	1.001	-1.12	-0.18	0.32	-1.04
지역별 평균비용	56.39	34.20	42.56	28.29	31.66

자료:김현홍 외(2007)



〈그림 25〉 지역별 단순평균 한계가격

V. 우리나라 송전요금의 지역차등 방안

1. 송전서비스와 우리나라 송전요금 설계

가. 에너지시장과 송전요금간의 관계

앞에서 살펴 본 바와 같이 같은 풀 모형하에서도 모선별(nodal), 지역별(zonal) 가격 혹은 단일시장 가격에 따라 송전요금 설계는 상당히 달라질 수 있다. 모선별/지역별가격구조 하에서는 송전손실이나 송전혼잡 등이 에너지 시장가격에 반영되고 이로 인해 지역간 가격차이인 혼잡지대를 통해 송전비용의 일부가 회수될 수 있다. 그러나 혼잡지대만으로 송전건설 및 운영비용을 모두 회수하기 어렵기 때문에 별도의 송전요금을 통해 나머지 비용을 회수하게 되는데, 이 경우에 에너지시장에서 지역신호가 있더라도 선로의 사용정도에 비례하여 송전요금에 지역 신호를 추가로 부여할 수도 있다. 공용망으로서의 송전망의 특성, 특히 조류의 물리적 특성으로 인해 이용자의 사용 정도를 정확히 파악하는 것이 매우 어렵기 때문에 에너지 시장이 모선별/지역별 지역신호를 반영하고 있는 경우에는 대부분 송전요금은 우편요금제와 같이 이용자가 균등하게 부담하는 방식으로 설계하는 경우가 많다.

한편 우리나라처럼 에너지시장이 전국단일가격이면서 송전손실이나 송전혼잡 등 지역차등 신호를 거의 반영하지 않는 경우, 송전 요금은 지역차등 신호에 매우 중요하며 이용자의 선로사용 추적에 다소 한계가 있더라도 이를 반영하는 방식으로 설계해야 하나다.²⁹⁾ 송전요금에 지역차등을 부여하는가 그렇지 않은가에 따라 달라지지만 송전요금의 부과방식에는 대체로 우편요금제, 구간요금제, 경로선정법, 거래용량병산제 등의 방법이 있다.³⁰⁾

29) 송전요금과 지역신호간의 관련성에 대해서는 산업부(2005, 제 7 장) 참고

30) 송전요금의 부과방법에 대해서는 박종배 외(2003) 산업부(2004, 2005) 참고,

나. 송전망의 물리적 특징과 송전요금의 설계

송전망의 경우 발전사업자나 전력수요자의 전력거래 혹은 전력수요의 크기와 형태에 따라 이용정도가 다른 사적 특성도 있으나 다른 한편으로 모두가 같이 이용하는 공용망으로서 성격도 지니고 있다. 이러한 송전망의 특징으로 인해 송전요금은 공동이용의 측면에서 사용자가 균등 부담을 하는 부분(접속요금)과 사용자의 이용 편익에 비례하여 차등 부담하는 부분(사용요금)으로 구성되는 것이 일반적이다. 이 가운데 후자가 주로 지역 차등 요소를 반영하는 방식으로 설계되며, 설계 과정에서 대체로 다음과 같은 원칙들이 고려된다.

$$\text{송전요금} = \text{접속 비용(공동 부담)} + \text{사용 요금(차등 부담)}$$

다. 송전요금의 설계 원칙³¹⁾

송전요금의 설계 원칙에는 비용 회수 보장의 원칙, 공평성의 원칙, 비차별성의 원칙, 투명성의 원칙, 실용성의 원칙 등이 있다. 비용 회수 보장의 원칙이란 송전요금을 통해 송전사업자가 투자비용 및 기타 관련 비용을 완전히 회수할 수 있어야 한다는 것이다³²⁾.

공평성의 원칙은 계통사업자는 규제기관에 의해 정해진 비용회수액을 이용자에게 합리적으로 배분하고, 동일한 서비스를 제공받는 이용자에 대해서는 동일한 요금을 부과해야 한다는 것이며, 비차별성의 원칙은 공평하게 책정된 송전요금을 납부한 계통이용자는 누구나 차별을 받지 않고 전력망을 이용하고 전력망 이용에 어떠한 차별적인 진입장벽이 있어서는 안된다는 것이다..

경제적 효율성의 원칙은 송전요금은 전력산업 전체의 경제적 효율성을 제고하는 방법으로 결정되어야 한다는 것이며, 이를 위해 다음 사항을 주로 고려해야 한다. 첫째, 송전계통의 확장에 적절한 장기 신호를 제공해야 한다(송전계통의 형태나 규모를 최적으로 유지

31) 송전요금의 설계원칙에 대해서는 산업부(2004) 참고.

32) 전력시장 및 산업구조가 어떤 형태이든 간에 송전부문은 자연독점으로 정부규제(총괄원가규제 혹은 인센티브 규제)를 받기 때문에 송전사업자가 회수하는 비용은 이에 따라 결정됨.

하는 데 필요한 가격신호 제공). 둘째, 전원(발전소) 및 부하(소비자)의 입지선정에 대한 신호를 제공하고 설비 증설이 효과적으로 이루어질 수 있는 요금체계여야 한다(요금체계가 물리적 혹은 전기적 송전거리 및 송전혼잡을 반영해야 함). 셋째, 기존의 발전설비 및 송전설비를 효과적으로 이용할 수 있는 요금체계여야 한다.

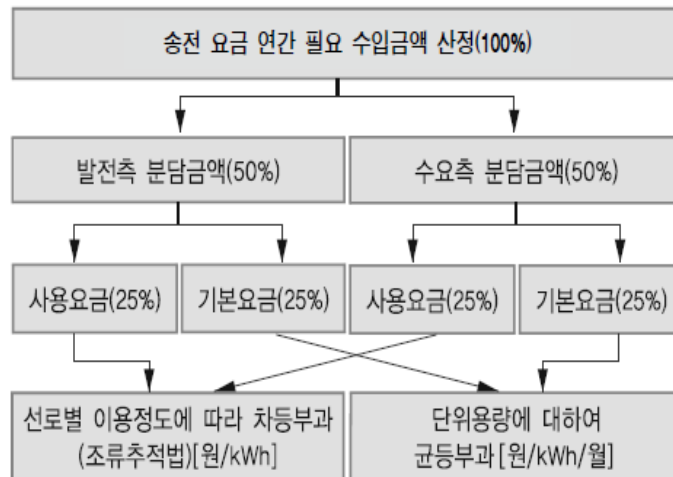
투명성의 원칙은 송금요금의 계산체계 및 방법이 투명하고 현실성이 있어야 하며 비용 유발 시점 및 책임 관계가 명확해야 한다는 것이며, 실용성의 원칙은 계통 이용자 모두가 쉽게 이해할 수 있는 방법으로 산정되어야 하며, 미래의 전력거래 및 투자계획에 활용할 수 있을 정도로 안정적이어야 한다는 것이다. 우리나라의 송금요금 역시 이러한 기본원칙에 준하여 산정되어 있다.

라. 우리나라 송전요금의 설계방식과 비용 분담구조³³⁾

우리나라는 총괄원가방식을 적용하여 송전비용 회수에 필요한 수입금액을 산정한다. 총괄원가규제의 일반 원리에 따라 송전 관련 순 자산가치 등으로 구성된 요금 기저에 자본구성의 가중평균(WACC)에 따른 적정 투자보수율을 곱하여 필요수입액을 산정하는 것이다.

필요수입금액의 배분은 필요수입금액을 50: 50으로 발전측 분담금과 수요측 분담금으로 균등 배분하고, 이를 다시 각각 50: 50으로 공동이용에 따른 공동부담과 이용자별 선로이용 편익에 따른 차등부담으로 배분하고, 전자를 발전측 혹은 수요측 기본요금(즉 접속요금), 후자는 발전측 혹은 수요측 사용요금으로 부과하고 있다(그림 26 참조).

³³⁾ 우리나라 송전요금의 설계구조에 대해서는 한국전력공사(2001, 2013, 2014), 박종배 외(2003, 제 3 장), 산업부(2004, 2005) 참고.



자료: 한국전력공사(전기연감, 2013)

〈그림 26〉 우리나라 송전요금의 비용분담구조

마. 송전요금의 기본요금과 사용요금의 산정방식

송전 요금의 기본요금의 산정 및 부과 방식은 다음과 같다. 기본요금은 모든 사용자가 균등하게 부담하는 ‘우편요금제’ 방식을 택하고 있으며, 공동 기능에 대한 요금이기 때문에 발전측과 수요측에 대해 각각 동일한 단가를 적용한다. 한국전력공사의 『송배전용전기설비 이용규정』(제43조 3항)에 따르면 수요고객의 경우 기본요금은 수요지역별 송전이용 요금 단가에 검침 당월을 포함한 직전 12개월 중 12월분, 1월분, 2월분, 7월분, 8월분, 9월분 및 당월분으로 고지한 송전요금 청구서상 가장 큰 최대 이용 전력을 곱하여 산정하고, 발전고객의 경우 발전지역별 송전이용 요금 단가에 계약전력을 곱하여 산정한다.

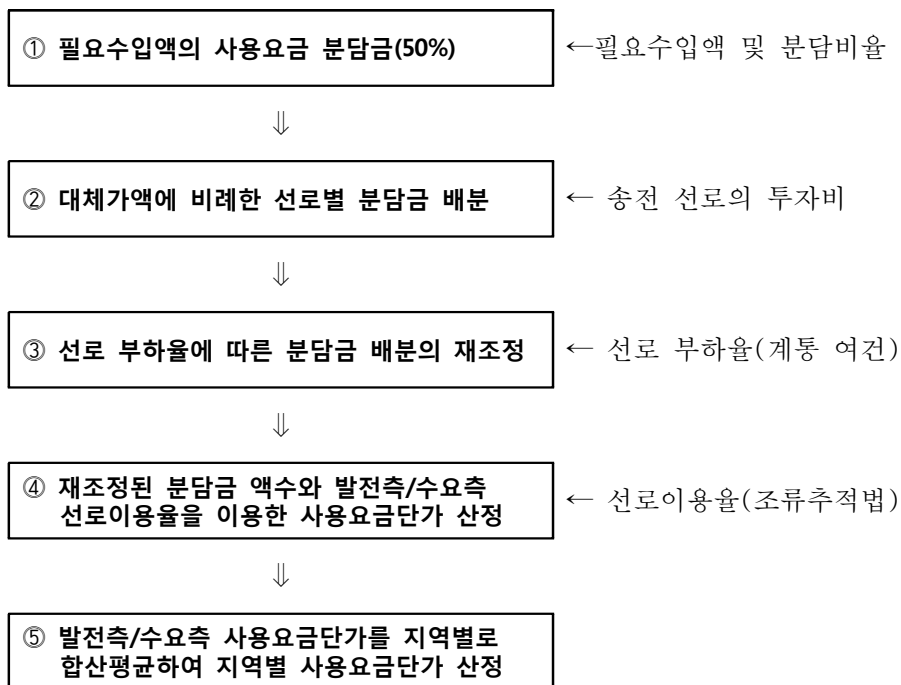
사용요금의 산정 및 부과방식은 다음과 같다. 한국전력공사의 『송배전용전기설비 이용규정』(제43조 3항)에 따르면 수요 고객의 사용요금은 수요지역별 사용요금 단가에 당월 사용 전력량을 곱하여 산정하고, 발전 고객의 경우 발전지역별 사용요금 단가에 당월 거래 전력량을 곱하여 산정한다. 기본요금은 균등 부담이기 때문에 지역신호와 관계가 되는 사용요금단가는 선로 이용 상황에 따라 산정하게 되는데 우리나라는 CRNP(Cost Reflective Network Pricing)을 원용한 방식을 사용하고 있다.³⁴⁾ 그 과정을 단계별로 나누어 살펴보

면 다음과 같다(표 14 참고).

① 송전비용회수를 위한 필요수입금액의 50%를 사용요금으로 분담한다.

② 사용요금 분담금을 각 송전선로별로 배분하기 위해 각 선로의 투자비용과 관련 되는 대체가액을 산정하여 이에 비례하여 배분하는데, 이 방식의 장점은 송전투자비가 비싼 선로의 비용부담이 커지는 효과가 있다는 것이며, 단점은 송전거리와 무관한 투자비 요인이 사용요금 수준에 반영된다는 것이다.

〈표 14〉 발전측 및 수요측 사용요금단가 산정 과정과 산정 기준
(산정 과정) (산정 기준)



34) CRNP 와 이를 원용한 우리나라 송전이용요금 산정과정에 대한 상세한 설명은 박종배 외(2003) 및 산업부 (2004) 참고.

③ 배분된 분담금을 다시 선로 부하율에 따라 재조정하여 부하율이 높은 선로의 부담을 강화하는데, 장점은 부하율이 높은 선로의 요금부담이 커지고 낮은 선로의 요금부담이 작아져서 부하율이 낮은 선로로 발전측 혹은 수요측의 입지를 유도하는 효과가 있다는 것이며, 단점은 변동성이 잦은 계통운영 상황에 따라 선로별 요금부담이 달라진다는 것이다.

④ 재조정된 분담금을 발전측 및 수요측 선로 이용율을 이용하여 사용요금 단가 산정하는데, 선로 이용율이 높을수록 사용요금 단가가 높아지게 되며, 수도권 수요 측 혹은 비수도권 발전측 의 선로 이용율이 높은 경향이 있기 때문에 지역 차등의 효과를 반영하는 것이 가능하다.

⑤ 산정된 발전 측 혹은 수요 측 사용요금 단가를 지역별로 평균 합산하여 지역별 사용요금단가를 산정하는데, 현재는 발전 측 4개 지역, 수요 측 3개 지역으로 구분하여 산정하고 있다.

바. 지역별 기본요금과 사용요금표

이상의 과정을 거쳐 한전이 현재 공식적으로 산정한 지역별 송전요금표는 <표 15> 같다. 수요 측 송전요금은 부하가 집중되어 있는 수도권이 그렇지 않은 비수도권보다 요금이 높고 반대로 발전 측 송전요금은 원격지 발전설비가 입지해 있는 비수도권이 수도권보다 높은 것으로 나와 있어 일단 지역신호로서 성격을 지니고 있다.

그러나 현행 송전요금은 시행 상 문제점과 산정 상 문제점이라는 두 가지 문제를 안고 있는데, 시행상 문제점은 산정된 송전요금이 실제로 지역신호로 작용할 수 있도록 발전 측이나 수요 측에 제대로 적용하지 않고 있다는 이다. 산정상 문제점은 현재의 요금표가 최근 수치가 아니라 수년 전에 산정된 것이고 전술한 산정과정 및 기준에도 몇 가지 문제점이 있다는 점이다.

<표 15> 수요지역별 송전이용요금단가

수요지역		사용요금 [원/kWh]	기본요금 [원/kWh/월]
수도권 지역	서울특별시, 인천광역시, 경기도	2.84	921.90
비수도권 지역	울산광역시, 강원도, 충청북도, 충청남도, 전라북도, 전라남도, 경상북도, 경상남도	1.70	
제주지역	제주특별자치도	8.42	

* 송전이용요금 단가는 부가가치세 미포함 금액임.

* ‘송배전용 전기설비 이용규정’ 부칙: ‘한전 고객 중 발전사업자에 대해 송전이용요금 확정시까지 미부과

자료 : 한국전력공사, 『송·배전용전기설비 이용규정』

<표 16> 발전지역별 송전이용요금단가

발전지역		사용요금 [원/kWh]	기본요금 [원/kWh/월]
수도권 북부지역	서울특별시 일부(강북구, 광진구, 노원구, 도봉구, 동대문구, 마포구, 서대문구, 성동구, 성북구, 용산구, 은평구, 종로구, 중구, 중랑구), 경기도 일부(의정부시, 구리시, 남양주시, 고양시, 동두천시, 파주시, 포천시, 양평군, 양주시, 가평군, 연천군)	0.80	902.10
수도권 남부지역	서울특별시 일부(강남구, 강동구, 송파구, 강서구, 관악구, 영등포구, 구로구, 금천구, 동작구, 서초구, 양천구), 인천광역시, 경기도 일부(과천시, 수원시, 안양시, 의왕시, 군포시, 성남시, 평택시, 광명시, 안산시, 안성시, 오산시, 용인시, 이천시, 하남시, 광주시, 여주군, 화성시, 부천시, 김포시, 시흥시)	1.64	
비수도권 지역	부산광역시, 대구광역시, 광주광역시, 대전광역시, 울산광역시, 강원도, 충청북도, 충청남도, 전라북도, 전라남도, 경상북도, 경상남도	1.97	
제주지역	제주특별자치도	0.75	

2. 우리나라 송전요금의 지역차등 및 개선방안

가. 송전요금의 시행 상 개선방안 : 수요 및 발전 측 송전요금 부과 이행

송전요금의 시행 상 문제점은 발전 측과 수요 측의 송전요금이 지역 차등의 성격을 반영하여 산정되어 있으나, 실제 현실에서는 지역신호로서 작동하지 않고 있다는 것이다. 발전 측 송전요금은 현재 구조 개편의 과도기라는 것으로 인해 발전사업자에 부과되고 있지 않다.

수요 측 송전요금은 부과되고 있기는 하나 사실상 판매와 송전을 모두 담당하고 있는 한국전력공사 내부에서 송전사업부가 판매사업부에 부과하는 방식으로 되어 있고 지역적 차이가 소매요금에 반영되지 않는 단일소매요금 구조로 되어 있기 때문에 사실상 수요 측에도 지역신호로서 작용하지 않는다.

그러나 현재 구조 하에서도 발전 측과 수요 측에 송전요금을 지역 차등신호로 적용할 수 있기 때문에 이데 대한 구체적인 시행방안을 마련할 필요가 있다.

나. 송전요금의 산정 상 문제점과 개선방향

현재 한전의 송전요금은 최근에 산정된 요금이 아니라 2006년에 산정된 수치인데, 한전이 송전요금을 재산정하지 않은 이유는 크게 두 가지인 것으로 추정된다. 첫째, 전술한 바와 같이 그동안 지역요금제, 즉 발전 측이나 수요 측에 송전요금의 지역적 차등 적용을 유보했기 때문에 굳이 재산정할 필요가 없었기 때문이다.

둘째는 앞의 이유보다 더 중요한 것으로 판단되는데, 최근 계통운영 여건 등의 변화로 인해 수도권과 비수도권간에 오히려 송전요금 상 역차등이 발생했기 때문인 것으로 추측된다. 지난 수년간 지역요금제의 시행과 관련한 세미나와 토론회에서 발전설비 입지 상 지역 신호의 역전현상에 대한 언급이 있었던 것은 그 단적인 사례로 판단된다. 즉 2006년의 사용요금 산정 이후에 계통여건 등 여러 가지 변화로 인해 발전 측의 사용요금에서 수도권 지역이 오히려 비수도권지역보다 더 높게 산정된 것으로 판단된다. 이는 수도권 인접의

발전설비 유인이라는 현재 전력수급체제 개선에 역행하는 것이다.

2006년에 산정된 송전요금이 최근 몇 년 사이에 바뀌어 발전 측에 오히려 역차등의 요금신호가 산정되었다면 이는 발전 측이나 수요 측에 입지와 관련된 장기적이고 안정적인 신호로서 문제가 있으며, 결국 전술한 송전요금 설계원칙 상 경제적 효율성과 실용성 원칙이 구현되지 않고 있음을 의미한다.

앞의 <표 14>에서 정리한 사용요금 산정방식과 산정기준에 비추어 볼 때 필요 수입금액의 산정에서는 논리적으로 문제가 나타날 가능성이 없고 산정과정에서 사용되는 3가지 산정기준에 문제가 있을 가능성이 높다. 첫째, 선로별 대체가액에 비례하여 선로별 분담금을 정하는 방식은 수도권 송전설비의 대체가액이 높아지게 되는 경우 수도권의 요금부담을 높이게 된다. 둘째, 대체가액에 의해 배분된 분담금을 부하율에 의해 재조정하는 방식은 수도권 지역의 선로 부하율이 높아지면 수요 측의 지역신호는 강화되나 발전 측의 지역신호는 약화되어 역전이 나타날 가능성이 있다. 셋째, 조류추적법에 의해 산정되는 선로 이용률이 수도권 지역에 불리하게 작용하였을 가능성도 있다.

현재 송전요금 상 역신호가 발생했다면 산정방식 상 문제점을 점검하여 이를 개선하는 방식으로 지역신호를 강화하는 것이 송전요금 설계 원칙에 부합할 것으로 판단된다.

VI. 충남지역 전력요금의 차등화 방안과 향후 과제

1. 지역차등의 가능요소들

현재 충남지역이 전력문제와 관련하여 부담하고 있는 비용은 다른 지역과 논리적으로 동일하게 적용될 수 있는 전력시장 자체의 지역차등의 측면과, 충남지역의 발전 송전설비 및 운용으로 인해 발생하는 고유의 경제적, 사회적, 환경적 피해의 측면으로 나누어볼 수 있다.

이중에서 전력시장의 측면에서 가능한 요소들은 에너지시장에서 발전 및 수요 측에 대한 송배전 손실을 반영하는 것, 현재 균등 처리되고 있는 송전혼잡 비용의 지역차등 부과, 용량요금의 측면에서 지역 용량계수의 산정방식 개선, 송전 서비스의 측면에서 지역차등의 송전요금 부과 등으로 요약할 수 있다(표 17 참고).

〈표 17〉 현행 전력시장구조상 지역신호 강화의 가능요소들

기능	반영요소	지역구분	차등 방향
에너지 시 장	송배전 열손실	지역별	○ 도매요금의 송전손실계수 적용 ○ 소매요금의 배전손실계수 적용
	송 전 혼 잡	수도권 비수도권	○ 송전제약 uplift 의 수도권 부담/비수도권 면제
용 량 요 금	용 량 가 치	수도권 비수도권 제주권	○ 용통전력을 제외한 지역용량계수 산정
송 전 서비스	송 전 비 용	수도권 (북부/남부) 비수도권 제 주	○ 수요측에 대한 송전비용 부과 ○ 발전측에 대한 송전비용 부과

전술한 바와 같이 이들 지역차등 요소들을 모두 전기요금 차등화로 연결하기에는 현재 주어진 자료와 정보의 제약으로 어려움이 있다. 정부나 한전 역시 그 동안 지역요금의 논의 자체가 수행되지 않는 상태에서 이에 관한 정보나 자료를 산정하고 있지 않다.

에너지시장의 경우 도매거래에 제한적이기는 하나 정적 손실계수가 적용되어 있으며, 배전손실은 각 지역별 배전 손실계수에 대한 공식자료가 없어 현재로서는 산정이 어렵다. 송전 혼잡비용의 경우 전술한 바와 같이 부가정산금(CON/COFF)의 공식자료는 있지만, 이 가운데 송전제약으로 인한 혼잡비용이 차지하는 액수에 대한 자료가 없다. 따라서 본 연구에서는 부가정산금 중에서 송전제약으로 인한 혼잡비용의 비율을 시나리오로 구성하여 대략적인 범위를 추산해 보기로 한다.

용량요금의 경우 지역별 용량계수와 이에 따른 지역별 용량요금을 재산정해야 하나 이는 차후의 과제로 남겨두기로 한다. 송전서비스의 경우 지역별 송전요금표가 산정되어 있기는 하나 이전에 계산된 수치여서 재산정이 필요하며, 또 산정방식 상 개선도 필요하기 때문에 이에 대해서는 과거 수치를 참고로 인용하는 것으로 처리한다.

이러한 자료 및 제약조건으로 인해 본 연구에서는 전술한 요금차등의 논리적 근거를 확인하는 차원에서 수도권과 비수도권 간의 요금차등을 시나리오별로 시산하고자 한다.

2. 지역차등요금의 시나리오별 검토

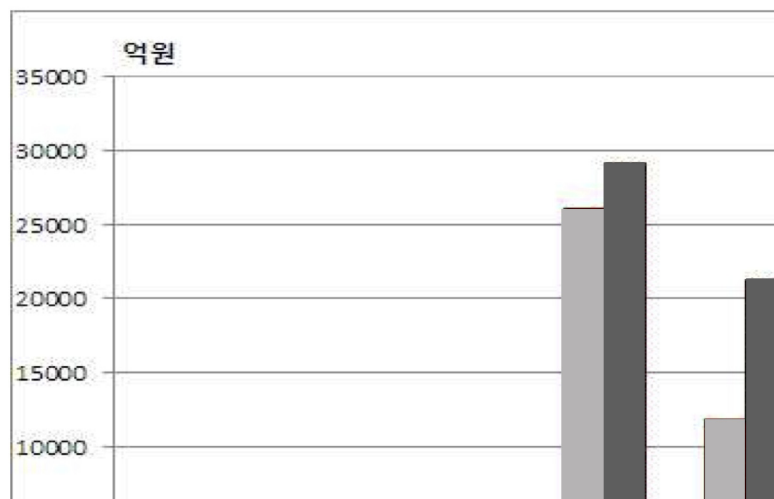
가. 송전혼잡비용의 지역차등 부담

전술한 바와 같이 송전 혼잡비용의 수요 측 부담은 수도권지역 내 고압전력의 대규모 수용가에 적용하는 것이 바람직할 것으로 판단된다. 하지만 현재 자료 상 송전혼잡비용의 정확한 수치를 알 수 없다는 점 때문에 수도권과 비수도권의 평균차이를 참고로 시산해 보는 데 국한될 수밖에 없다. 따라서 본 연구에서는 시나리오별 구성을 통해 수도권과 비수도권간의 평균요금 차이만을 예시수준에서 산출하기로 하였다.

우선 매년 수요와 발전 및 계통운영 상황이 달라지기 때문에 가능한 한 최근 수치를 사용해야 하나 본 연구는 최근 2013년 수치를 사용하지 않고 2011년 수치를 사용하였다.

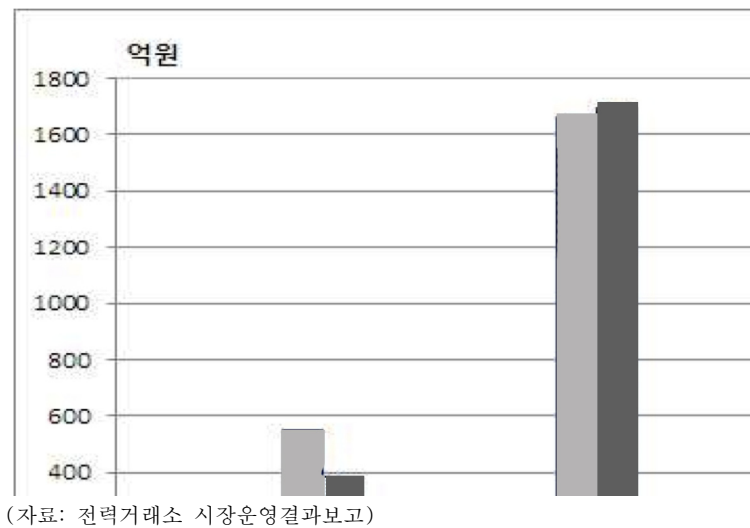
그 이유는 2012년 하반기부터 2013년까지는 원전부품 비리 등으로 인해 상당수의 원전이 가동되지 않았기 때문에 정상적인 계통운영이 이루어지지 않았고 부가정산금이 특수상황으로 인해 과대 산정되었을 가능성이 있기 때문이다.

<그림 27> 및 <그림 28>에서 알 수 있는 바와 같이 2011년과 2013년을 비교해 보면 2013년의 제약발전 정산금(CON)의 경우 천연가스는 물론 유류(중유)의 비중이 매우 높게 나타나고 있다. 이는 원전부품 비리로 인한 원전의 가동 중지와 무관하지 않다.



(자료: 전력거래소 시장운영결과보고)

<그림 27> 제약발전정산금(CON)의 내용비교



〈그림 28〉 제약비발전정산금(COFF)의 내용비교

따라서 본 연구는 다음 세 가지의 조건하에서 시나리오별 수치를 시산하기로 한다. 첫째, 2012-13년 원전 가동중단이란 특수상황을 고려하여 2011년 부가정산금 자료를 사용하고 수도권과 비수도권의 소비량 역시 2011년 수치를 사용한다.

둘째, 송전제약으로 인한 가격결정계획의 변동이 주로 천연가스와 중유설비에서 많이 발생하기는 하나 상대적으로 수도권 인근에 천연가스발전이 더 많다는 점을 고려하여 천연가스만 고려한 경우와 천연가스와 유류를 모두 고려한 두 가지 시나리오로 나누어 시산한다.

셋째, 이들 가운데서 송전제약이 차지하는 비율이 정확치 않아 20-60%의 시나리오로 나누어 시산한다. 이 경우 상위 비율의 일부 시나리오에서 실제 송전제약으로 인한 액수를 과대평가했을 가능성도 배제할 수 없지만, 이 경우에 열 제약까지 포함된 것으로 해석하고 열 제약 역시 수도권 열병합을 위한 것이 많다는 점을 고려하면 과대평가가 다소 완충될 수 있을 것으로 판단된다.

시산결과에 따르면 천연가스의 송전제약 정산금만을 대상으로 하면 수도권은 평균

2.12-6.37원/kWh의 인상요인이 있으며, 반대로 비수도권의 경우 평균 1.22-3.66원/kWh의 인하 요인이 발생한다. 즉 2011년 기준으로 수도권과 비수도권의 요금 간에 3.34-10.03원/kWh의 차이가 발생하는 것으로 나타난다.

〈표 18〉 천연가스만 고려한 경우

단위: 억원, 원/kWh

비율	억원	평균부담(A)	수도권전액부담(B)	수도권 상승분 (=B-A)	비수도권 하락분 (=A)
0.2	5,545	1.22	3.34	2.12	-1.22
0.3	8,318	1.83	5.01	3.18	-1.83
0.4	11,091	2.44	6.68	4.24	-2.44
0.5	13,864	3.05	8.35	5.31	-3.05
0.6	16,636	3.66	10.02	6.37	-3.66

자료: 전력거래소 시장운영결과보고의 수치를 이용하여 시나리오별로 시산

천연가스만이 아니라 유류도 포함하면 수도권은 3.04-9.12원/kWh의 인상 요인이 있으며, 비수도권은 1.75-5.24원/kWh의 인하 요인이 발생하여 양자간에 4.79-14.36원/kWh의 차이가 발생하는 것으로 나타난다.

〈표 19〉 천연가스와 중유를 모두 고려한 경우

단위: 억원, 원/kWh

비율	억원	평균부담(A)	수도권전액부담(B)	수도권 상승분 (=B-A)	비수도권 하락분 (=A)
0.2	7,941	1.75	4.78	3.04	-1.75
0.3	11,912	2.62	7.18	4.56	-2.62
0.4	15,883	3.49	9.57	6.08	-3.49
0.5	19,854	4.36	11.96	7.60	-4.36
0.6	23,824	5.24	14.35	9.12	-5.24

자료: 전력거래소 시장운영결과보고의 수치를 이용하여 시나리오별로 시산

이상의 분석은 어디까지나 현재 여건 상 정보 및 자료의 제약으로 인한 잠정적인 시산에 불과한 것이고 지역 내부의 용도별 요금ی 아닌 지역의 평균요금 기준이라는 한계를 가지고 있지만, 계통운영 상 송전 혼잡으로 인한 지역요금 차등이 발생할 수 있음을 보여주고 있다.

나. 송전혼잡비용 및 송전요금을 반영한 지역차등 부담

앞에서 시산한 시나리오 중에서 가장 격차가 적은 천연가스 발전의 20% 송전제약 비율을 고려한 양자 간의 격차 3.34원/kWh에 2006년 자료라는 한계점이 있기는 하지만 수요 지역 송전요금 차이 1.14원/kWh(수도권 2.84원-비수도권 1.70원)를 합산하면 수도권과 비수도권간의 요금 차이는 평균요금 기준으로 최소 4.48원/kWh의 차이가 발생할 수 있음을 알 수 있다. 가장 격차가 큰 시나리오의 수치 14.35원을 기준으로 하면 수도권과 비수도권간의 요금은 최대 15.49원/kWh의 차이가 발생한다.

이러한 최소-최대 격차는 2011년 평균요금 단가인 89.32원/kWh 기준으로 5.0-17.3%에 해당하는 것이다. 여기에 현재 충남지역이 발전 및 송전설비로 인해 부담하고 있는 경제, 사회, 환경 상 부담비용까지 감안하면 충남지역의 전력요금은 수도권과 비수도권 간의 격차보다 더 커질 가능성이 매우 높다.

3. 향후 연구과제

본 연구는 지역 간 전력요금 차등에 관한 이론적 논리 개발에 주력하였고 현재 주어진 정보와 자료 상 최소한의 지역차등 요소만을 감안하여 그것도 시나리오별 평균요금 차이만 시산한 한계를 가지고 있다. 전력 수요지역과 공급지역의 전력요금의 지역 차이를 보다 면밀하게 검토하기 위해서는 다음과 같은 연구 및 자료 구축 등이 좀 더 심도 있게 진행될 필요가 있다.

에너지시장의 경우, 송전손실과 관련하여 현재 점진적으로 반영중인 '정적 손실계수'를 '동적 손실계수'로 전환하여 조기에 적용하는 방안을 검토할 필요가 있다. 송전 혼잡의 경

우 해당 비용의 지역차등 배분을 위해서는 부가정산금 중에서 송전혼잡으로 인한 정확한 액수를 관계기관들이 산출할 필요가 있다.

현재 용통전력을 포함하여 산정하고 있는 ‘지역용량계수’를 재산정하여 용통전력을 포함하지 않는 방식으로 지역용량계수를 산정하고 이를 설비별 입지신호로 활용해야 한다. 이 역시 관계기관의 재산정 연구를 토대로 진행해야 할 것으로 판단된다. 지역별 송전요금은 2006년 이후에 재산정이 되지 않았기 때문에 이 역시 관계기관이 내부 자료를 토대로 공식적으로 재산정할 필요가 있다.

충남지역의 입장에서는 본 연구에서 반영하지 못한 발전설비 및 송전망의 사회적 비용에 대한 연구를 진전시켜 수도권과 비수도권간의 지역요금 차등을 토대로 하면서도 충남 지역 고유의 비용 산정을 동시에 병행할 필요가 있다.

전자의 경우 본 연구의 자료 및 정보 상 제약을 넘어서기 위해서는 관계기관의 협조와 공동연구 등을 통해 진행하는 것이 바람직할 것으로 판단되며, 후자의 경우 현재 진행 중인 충남지역 화력발전의 외부비용에 대한 산정과 송전망으로 인해 발생하는 비용을 지속적으로 연구할 필요가 있다. 우리나라의 경우 발전 및 송전 양쪽 모두 사회적 비용에 대한 연구가 미진하나 이 가운데서도 송전망이 유발하는 피해에 대한 연구가 상대적으로 더 미흡하기 때문에 이에 대한 연구에 더욱 주력할 필요가 있다.

VII. 결론 및 정책적 시사점

충남지역은 발전 및 송전설비와 관련하여 여러 가지 지표상 많은 부담을 안고 있다. 이와 관련하여 일부 관련설비 입지에 대한 지원 혹은 보상금이 지급되고 있으나 그 액수는 충남지역이 부담하고 있는 실질적인 비용에 비해 매우 적기 때문에 사실 상 충남지역은 다른 지역의 전력수급 특히 수도권 전력수급을 위해 많은 사회적 비용을 부담하고 있다는 것이다.

이를 해결하기 위해서 전력요금이 지역별 비용 부담을 정확히 반영하는 방식으로 운용되어야 하지만 현재 우리나라 전력요금은 이러한 지역 차등 비용을 거의 반영하지 않는 전국단일요금제로 운용되어 수도권과 해당지역간의 형평성 문제를 유발하고 있다. 더구나 이는 충남 등 일부 지역의 문제를 넘어 최근 전력수요 대란이나 송전망 갈등에서 알 수 있듯이 우리나라 전체의 전력수급 패러다임의 문제와 관련되는 것이다. 충남지역을 넘어 우리나라 전력수급 패러다임의 개선을 위해서도 이에 대한 문제 제기와 개선방안에 대한 연구가 필요하다는 데 본 연구의 연구배경과 문제의식이 있다.

전력요금의 지역별 차등을 위한 논리적 근거에 대한 본 연구의 주요 내용은 다음과 같다. 이론 상 전력시장이 장기적으로 지역별 차등을 제대로 반영할 수 있는 지역별 가격산정체제(지역별 요금체제 혹은 노달 프라이싱)로 이행하는 것이 바람직하다. 그러나 우리나라 전력산업의 여건 상 중단기적으로 쉽지 않다는 판단 하에 본 연구는 현재 전력시장 구조를 전제로 그 내부에서 에너지시장, 용량요금, 송전서비스에서 지역차등 요소를 강화하는 논리적 근거를 구축하는 방향으로 연구를 진행하였다.

그 결과 다음과 같은 지역차등 요소의 강화방안을 제시하였다.

에너지시장에서는 현재 적용중인 정적 손실계수를 동적 손실계수로 전환하는 것이 필요하며, 송전혼잡의 경우 현재 가격결정계획과 운영계획간의 분리로 인해 발생하는 송전제약의 부가정산금을 전국 평균 부담이 아닌 수도권 부담(특히 대규모 고압 수용가)으로 전환할 필요가 있다.

용량요금의 경우 현재 적용중인 지역용량계수는 유통전력을 포함한 것이기 때문에 유통전력을 제외한 새로운 지역용량계수를 산정하여 설비입지의 지역적 신호를 강화할 필요가 있다.

송전 서비스의 경우 현재 외형상으로 수요 및 발전 양 측에 대한 지역별 요금체계를 언급하고 있으나 수요 측은 균등 부담, 발전 측은 미부과 하여 사실상 지역신호가 작용하고 있지 않다. 더구나 그 조차 2006년 이후 산정하지 않았기 때문에 그 동안의 여건변화를 반영하지 못하고 있고 산정방식 자체도 개선할 여지가 많다. 따라서 지역별 송전서비스 요금의 산정방식을 개선하여 재산정하고 이를 요금에 점진적으로 반영할 필요가 있다.

이상의 논리적 근거를 토대로 지역별 차등요금 산정의 시나리오를 산정하여 분석한 결과는 다음과 같다. 현재 주어진 자료와 여건상 정확한 지역별 차등요금을 산정하기는 매우 어려운 상황이다. 따라서 본 연구는 전술한 에너지시장, 용량요금, 송전서비스의 지역차등 요소 중에서 에너지시장의 부가정산금과 송전서비스의 지역차등만을 대상으로 하되 몇 가지 시나리오를 상정하여 분석하였다.

분석결과 수도권과 비수도권간의 요금 차이는 평균요금 기준으로 최소 4.48원/kWh에서 최대 15.49원/kWh의 차이가 발생할 수 있다. 이는 평균요금단가인 89.32원/kWh의 5.0-17.3%에 해당하는 것이다. 여기에 현재 충남지역이 발전 및 송전설비로 인해 부담하고 있는 경제, 사회, 환경 상 부담비용까지 감안하면 충남지역의 전력요금은 수도권과 비수도권간의 격차보다 더 커질 가능성이 매우 높다.

이상의 연구 결과의 정책적 함의와 향후 과제는 다음과 같다. 주지하는 바와 같이 전력요금의 지역적 차등은 매우 정당한 논리적 근거를 지니고 있으며, 이는 단순히 수도권과 지방 간의 이해관계를 넘어 전력수요의 분산과 발전설비의 분산이라는 전력수급 패러다임의 변화에 매우 중요한 과제이다.

따라서 본 연구의 시나리오를 토대로 한편으로 정부 및 관계기관의 자료 협조 하에 구체적인 대안을 마련하고, 다른 한편으로 충남과 비슷한 이해관계를 지닌 지자체들과 연대하여 전력요금의 차등을 위한 공청회 개최 등을 통해 계속 여론화할 필요가 있다.

특히 정부가 2014년에 발표한 『제2차 에너지기본계획』의 핵심과제 중 하나가 바로

‘전력요금 개편’과 ‘분산화’였기 때문에 이러한 문제 제기는 지역의 이해를 넘어 제2차 에너지기본계획의 핵심과제 및 우리나라 전력수급 패러다임의 안정화의 측면에서 큰 의미를 지닌다.

지역요금 차등이 정치적 제약으로 인해 다소 시간이 소요될 경우를 감안한다면 충남지역의 전력설비로 인한 경제, 사회, 환경 상 피해 등 외부비용에 대한 연구를 통해 전력요금 차등과 별도로 지자체 차원의 현실적 보상(최근이 지역자원시설세의 인상 등) 역시 병행할 필요가 있다.

참고문헌

- D. Kirschen and G. Strbac(2004), *Fundamentals of Power System Economics*, John Wiley & Sons.
- S. Stoft(2002), *Power System Economics*, John Wiley & Sons.
- S. Hunt(2002), *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons.
- 국회예산정책처(2010), 『전력산업기반기금 주요사업의 재정지원 적정성과 기금운용방식의 타당성 분석』, 국회예산정책처.
- 국회예산정책처(2013), 『제 6 차 전력수급기본계획의 문제점 및 개선과제』, 국회예산정책처.
- 김성수, 박종배, 전영환(2005), 「CBP 제도 하에서 계통운용 및 송전의 효율성 검토 및 개선방안」, KDI 보고서.
- 김현홍 외(2007), 「수요반응자원을 고려한 지역별 한계가격 해석기법 연구」, 『전기학회논문지』 제 57 권 제 1 호, 대한전기학회.
- 이근대(2007), 『수도권지역의 혼잡비용을 고려한 분산형 전원의 역할과 정책방향』, 에너지경제연구원.
- 박종배 외(2003), 『송전요금의 이론과 실제』, 건국대학교 전력시장신기술연구센터.
- 산업자원부(2004), 『전력산업 기능별 분리에 따른 요금결정 원칙 검토 및 새로운 요금산정기준 마련』, 에너지경제연구원.
- 산업자원부(2005), 『송전요금부과를 위한 송전용 전기설비이용 규정의 종합개선방안』, 한국전기연구원.
- 산업통상자원부(2014), 『제 2 차 에너지기본계획』, 산업통상자원부.

- 이인희(2012), 『충남 화력발전소 온배수 배출의 실태와 활용방안』,
충남발전연구원
- 이인희·오혜정(2013), 『충남의 발전관련 시설에 의한 환경 및 경제적 피해
분석－ 화력발전소를 중심으로』, 충남발전연구원
- 이인희(2014a), 『송전선로에 의한 지가하락 분석』, 충남발전연구원 (미발간)
- 이인희(2014b). 지역자원신설에 따른 지방교부세 감소 대응방안,
충남발전연구원 (현안과제)
- 이인희(2014c), 태안화력발전소의 영향 분석, 충남발전연구원 (현안과제)
- 조영탁(2013a), 『한국경제의 지속가능한 발전전략』, 도서출판 한울.
- 조영탁(2013b), 「전력수급위기의 성격과 설비분산: 통합적 가격개선과
분산설비 확대」, 『전력산업연구회 2013 년 정기세미나』, 전력산업연구회.
- 조영탁(2014), 「제 2 차 에너지기본계획의 주요 내용과 향후 과제」,
『전기저널』, Vol. 447, 대한전기협회.
- 한국전력공사(2001), 『한전 배전부문 분할방안에 관한 연구(최종보고서)』,
에너지경제연구원.
- 한국전력공사(2013), 『전기연감』, 한국전력공사.
- 한국전력공사(2014), 『송·배전용전기설비 이용규정』, 한국전력공사.

■ 집 필 자 ■

연구책임 · 이인희 충남발전연구원 연구위원

공동연구 · 조영탁 한밭대학교 교수

■ 연 구 진 ■

연구원 · 고명찬 충남발전연구원 연구원

전략연구 2014-29 · 충남지역 전력요금 차등화 방안 - 전력요금의 지역신호 강화방안 -

글쓴이 · 이인희, 조영탁

발행자 · 강현수 / 발행처 · 충남발전연구원

인쇄 · 2014년 12월 31일 / 발행 · 2014년 12월 31일

주소 · 충청남도 공주시 연수원길 73-26 (314-140)

전화 · 041-840-1272(환경생태연구부) 041-840-1114(대표) / 팩스 · 041-840-1189

ISBN · 978-89-6124-279-0 03350

<http://www.cdi.re.kr>

© 2014. 충남발전연구원

- 이 책에 실린 내용은 출처를 명기하면 자유로이 인용할 수 있습니다.
무단전재하거나 복사, 유통시키면 법에 저촉됩니다.
- 연구보고서의 내용은 본 연구원의 공식 견해와 반드시 일치하는 것은 아닙니다.