

# 발전용 석유소비 동향 및 전망



글 · 이상철  
한국전력거래소 전력계획처 부장

## 1. 발전용 연료별 소비실적 및 전망

### 가. 에너지공급 구조 취약

우리나라의 에너지 해외 의존도는 1990년 87.9%에서 1997년 97.6%까지 상승 후 최근까지 약 97%의 해외 의존도를 나타내고 있으며, 나머지 약 3%는 국내의 수력, 무연탄 및 대체에너지 등을 이용하고 있다. 1차에너지 중 발전용 에너지소비 비중은 1990년 28.0%에서 꾸준히 증가하여 2003년에는 34.1%를 기록하였다.

국내 에너지 자원으로 소량의 수력과 무연탄이 있으나 수력자원은 규모 및 경제성측면에서 이미 개발한계

에 도달하였고 남아있는 소규모 자원 또한 환경문제로 인해 더 이상 개발이 불가한 상황에 있다. 국내무연탄 또한 열량이 낮고 회분이 많으며 심층채굴로 경제성이 낮으며, 환경문제 등으로 대규모 사용이 어려운 실정이며 점진적으로 사용량이 줄어들고 있다. 이에 반해 최근 정부의 대체에너지 보급 확대 정책에 따라 태양광 및 풍력 등 대체에너지가 증가하고 있으나 에너지 밀도가 낮고, 경제성 문제로 인해 아직까지 대규모의 발전원으로는 기대하기가 곤란하다. 따라서 주 발전연료인 우라늄, 유연탄, 가스, 석유를 대부분 수입에 의존할 수밖에 없어 근본적으로 에너지 공급구조가 취약한 실정이다.

〈표-1〉에너지 수입의존도 및 발전용 에너지소비 실적

구 분	1990	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
에너지 해외 의존도(%)	87.9	97.6	97.1	97.1	97.2	97.3	97.1	96.9	96.7
1차에너지중 발전용 소비 비중(%)	28.0	28.9	29.8	30.3	31.6	32.8	33.4	34.1	35.0

〈출처: 2005년 에너지통계연보/에너지경제연구원〉

## 나. 전력생산용 연료원 선택

국내에서 전력생산을 위해 사용가능한 에너지로는 원자력, 유연탄, 무연탄, 석유, 천연가스, 수력 및 대체에너지가 있다. 대표적인 국내자원인 수력은 다목적댐 및 소수력으로 개발하고 있으나 전체 에너지 수요에 비해 기여도는 미미한 실정이며, 국내 무연탄의 경우는 탄질이 낮고 채광조건이 열악하여 경제성에서 불리하다. 이밖에 최근 증가하고 있는 풍력, 태양광 등 대체에너지는 아직까지 경제성 및 개발규모에 한계가 있어 주발전원으로 사용하기는 이른 실정이다. 따라서 대체에너지 등의 획기적인 기술개발이 있기 전까지는 발전연료 선택에 있어 해외에 의존할 수밖에 없는 실정이다. 그로인해 전력생산용 연료원 선택에 있어 정책적으로 경제성의 공급 안정성을 통한 에너지안보 또한 중요한 고려요소가 되어 왔으며, 국내의 발전원 다변화 추이는 아래와 같다.

(표-2) 에너지 발전원 다변화 추이

구분	1961	1978	1979	1987	1992	2003	2004
신규 연료원 도입	일반수력, 무연탄, 석유	원자력	양수	LNG 기력	LNG 복합	풍력, 부생가스, 개질가스 등	태양광

## 다. 발전용 연료 소비 실적

무연탄은 우리나라의 에너지 부존자원의 주종으로서 무연탄 수급, 국내산업 보호측면에서 정책적으로 무연탄 발전소를 지속적으로 건설하여 1971년도에 약 56만톤의 소비에서 2001년도에 최고로 288만톤까지 소비하였다. 이후로는 2002년 영월화력 폐지에 따라 소비량이 감소하여 2004년에는 241만톤을 사용하였다.

석유는 전량을 외국으로부터의 수입에 의존하고 있다. '60년대 전력난 해소를 위해 석유화력의 집중개발

로 발전용 석유 사용량도 급격히 증가, 1982년의 연간 석유 사용량은 804만톤에 이르렀다. 그러나 두 차례의 석유파동을 겪고 난 후 탈유 전원 개발에 힘쓴 결과 1982년을 기준으로 발전용 석유 소비량은 점차 감소 추세로 돌아섰다가 '90년대 초반 전력수급 불안으로 다시 석유소비량이 증가하여 1995년도에 875만톤으로 최고치를 도달한 후 다시 1997년부터 급격히 감소하여 최근에는 1995년의 절반 정도를 소비하고 있는 실정이다. 최근 기저 발전원(석탄, 원자력)의 증가에 따라 석유발전원의 가동률이 감소하여 사용량 또한 점진적으로 감소하는 추세이다.

유연탄은 '70년대 두차례의 석유파동으로 인한 탈유 전원 정책으로 유연탄 발전소를 건설하기 시작하여 1983년 처음으로 가동한 이후 2004년에는 4,551만톤을 소비하게 이르렀으며, 2000년부터 화석연료의 주력전원으로 부상하였다.

LNG는 '70년대 두차례의 석유파동으로 인한 탈유 전원 정책으로 인천중유, 평택중유 발전소를 LNG와 중유를 소비하는 양용설비로 개조한 1987년부터 LNG 소비를 시작한 이후 수도권 열병합 건설과 '90년대 초 전력수급 불안으로 건설공기가 짧은 LNG복합 발전소 긴급건설 등으로 LNG 발전설비가 급증하여 2004년도에는 822만톤을 소비하며 최근 가장 가파른 연료사용 증가율을 나타내고 있다.

(표-3) 발전용 연료 소비 실적

연도	석탄(천톤)	무연탄(천톤)	LNG(천톤)	중유(천k)	경유(천k)
1990	6,516	2,013	1,719	4,226	256
1995	16,203	2,429	3,562	8,753	933
2000	33,369	2,848	4,491	4,895	191
2002	40,311	2,751	5,983	4,528	277
2004	45,515	2,412	8,221	4,200	139
2005	27,175	1,373	4,638	2,871	69

(출처: 2006년 한국전력통계 및 2005년 10월 전력통계속보)

\* 2005년 자료는 7월까지의 소비실적임

경유는 제주도 및 도서 내연, 경유복합에서 주로 소비하고 있으며, 1996년도에 최고로 161만톤을 소비한 후 1998년에 영월복합(300MW), 군산 경유복합(300MW)이 폐지한 후 급속히 감소하여 2004년도에는 겨우 14만톤을 소비하였다.

**라. 발전용 연료 소비 전망**

다음 표는 제2차 전력수급기본계획에서 발표된 발전용 연료소비 전망을 나타내고 있다. 전망된 연료량은 제2차 계획의 발전소 건설계획을 반영하여 해당연도의 설비를 기준으로 하여 작성되었으며, 발전시물레이션 모형을 이용하여 경제급전을 원칙으로 했으며 송전 제약 및 열제약 등 모형에서 반영할 수 없는 요인은 제외하고 도출하였다. 따라서 실제와는 약간의 차이가 발생할 것이나 이를 통해 향후 발전용 연료 소비의 전반적인 흐름을 살펴볼 수 있다. 무연탄의 경우는 정부가 정책적으로 일정량을 소비하도록 하고 있어 향후 소비계획을 적용하였다.

소비전망을 살펴보면 석탄의 경우는 지속적인 설비 건설에 따라 2010년까지 지속적으로 사용량이 증가한 후, 이후로는 기존석탄화력의 폐지 및 원전의 비중증가에 따라 소폭 감소할 전망이다. LNG 또한 신규설비 건설에 따라 2007년까지 증가한 후 이후로는 석탄 및 원자력등 기저설비 비중의 증가에 따라 사용량이 줄어드는 것으로 전망하였다.

석유의 경우는 우선 제2차 전력수급기본계획의 연도별 월별 설비용량을 살펴보면, 중유 및 경유설비의 경우 2007년까지 소폭 증가한 후 2010년 이후로는 노후설비의 폐지가 빠르게 늘어남에 따라 전체설비 용량은 감소하는 것으로 나타나고 있다. 2007년까지의 소규모 증가는 중유의 경우 중유를 사용하는 열병합발전(집단에너지사업자)의 증가로 인한 것이며, 경유는 도서지역의 용량증가에 따른 것이다.

석유소비량은 우선 중유의 경우 폐지발전소 증가에 따라 전반적으로 꾸준히 감소하고 있으며, 경유의 경우는 도서지역의 설비가 꾸준히 일정량을 발전함에 따라 2008년 이후로는 안정적인 소비량을 나타내고 있다. 석유 발전소의 경우는 설비구성상 피크 발전기에 해당하기 때문에 석유 설비용량 외 타 전원(원자력, 석탄 및 LNG 복합화력)의 설비비중에 따라 그 영향을 크게 받으므로, 전망자료 또한 원자력 및 석탄의 전망치에 비해 변동성이 크다는 점을 유의해야 한다.

**(표-4) 발전용 연료 소비전망**

연 도	석탄(천톤)	무연탄(천톤)	LNG(천톤)	중유(천k)	경유(천k)
2006	44,928	2,356	7,006	4,318	214
2008	58,948	2,356	7,560	3,920	265
2010	65,443	2,857	6,900	3,451	282
2012	62,071	2,857	5,366	2,958	272
2015	59,222	2,019	5,954	2,615	264
2017	59,401	2,019	6,162	2,889	265

(출처: 제2차 전력수급기본계획)

**2. 발전용 석유 소비량 감소 원인 분석**

**가. 탈유전원 정책 및 석유화력 폐지에 따른 석유소비 감소**

석유화력 설비는 1984년 최고치를 도달한 이후 지속적으로 감소되고 있으며, 이는 '70년대 두차례의 석유파동으로 인한 탈유전원 정책과 경제협력개발기구(OECD) 산하 국제에너지기구(IEA)의 발전용 석유설비 건설 제한 권고 등으로 도서 등 불가피한 지역을 제외하고는 석유화력 건설을 억제해 왔으며, 또한 '60년, '70년대 건설한 석유화력 발전소의 노후 발전소의 폐지에 따른 결과이다.

## 표-5 석유화력 발전소 증류이

(단위 : 만kW)

1967년	1970년	1974년	1979년	1981년	1984년	1987년	2002년	2004년
13	164	273	565	730	790	482	466	467

〈출처: 2006년 발전설비 현황/ 전력거래소〉

### 나. 유가 인상에 따른 석유소비 감소

현재의 변동비반영 전력시장(Cost Based Pool)에서는 매월 전력거래소에서 비용평가위원회를 개최하여 각 발전기별 연료비를 평가하고 있으며, 여기서 평가한 연료비를 RSC를 이용한 시장가격 결정 및 발전계획 수립시 적용하고 있다. 따라서 원칙적으로 발전기는 평가한 연료비를 기준으로 저렴한 순으로 발전효율을 감안하여 발전계획이 수립되므로, 석유발전기의 발전량은 LNG 발전기의 연료비 및 효율과 밀접한 관련이 있다. 오랜 동안 석유화력발전소의 연료비가 LNG 발전소의 연료비에 비해 저렴하였으나, 2002년 이라크 전쟁의 여파 등 국제적 정세에 따라 석유가격이 전반적으로 상승하면서 비용평가위원회에서 평가된 LNG 연료비와 석유 연료비의 차가 줄어들어 따라 석유 발전소가 상대적으로 경쟁력을 상실하게 되었다. 따라서 상대적 발전량이 줄어들고 이는 자연스럽게 석유소비량 감소로 연결되었다. 특히 최근 준공된 부산복합과 같은 최신 복합설비의 경우 효율이 기존 복합설비에 비해 높아 상대적으로 LNG 복합의 경쟁력이 상승한 것에도 그 영향이 있다.

### 다. 연료사용 규제 고시의 영향

청정연료 등의 사용에 관한 환경부 고시(2001-197)에 의거 대부분의 광역시와 수도권 발전소에서는 청정연료(천연가스) 사용을 의무화하여 서울, 인천화력 등의 LNG/석유 양용설비가 석유에 의한 발전소 가동기회가 제한되어 발전용 석유소비량이 줄어들게 되었다.

었다.

### 라. 무연탄발전소 폐지 등에 따른 영향

우리나라의 무연탄 발전소중 동해무연탄 발전소를 제외한 모든 무연탄발전소는 중유를 30% 이상 혼소하여 소비하나, 오래 가동된 무연탄발전소의 폐지가 늘어남에 따라 석유소비도 일부 줄어들게 되었으며, 또한 제주도의 모든 석유발전소가 육지-제주간 연계선 건설로 제주 수요의 40% 이상을 육지에서 연계선을 통하여 전력을 공급함으로써 석유소비가 조금 더 감소하게 되었다.

### 마. 유가 상승 및 기후변화협약에 따른 장기적 경쟁력 상실

우리나라의 전원구성상 석유발전소는 LNG 복합과 함께 피크설비로서 그 역할을 담당해왔다. 기저설비(원자력, 석탄)에 비해 상대적으로 고정비는 저렴하고 변동비(연료비)는 높아 낮은 이용률에서 경쟁력을 가져왔다. 석유발전소와 LNG 복합을 비교해보면 고정비(건설비)의 경우 석유발전소가 LNG복합에 비해 높으나 연료비가 상대적으로 저렴하여 낮은 이용률에서 LNG복합보다 경쟁력을 가져왔다. 그러나 최근 유가가 상승하여 상대적 가격차가 줄어들어 따라 적정전원 구성에서 석유의 적정점유비가 감소하게 됐으며, 이는 곧 석유발전소의 경쟁력 상실을 의미한다.

### 표-6 저차 전력수급구분별 원별 적정설비규모(%)

원자력	석탄	LNG	석유	수력/기타
33% 내외	30% 내외	21% 내외	4% 내외	12% 내외

또한 올해 2월 교토의정서가 발효되고 기후변화협약이 가시화되고 있으며, 우리나라 또한 교토의정서 감축의무기간 이후(Post-Kyoto) 온실가스 감축의무량을 할당받을 것으로 전망되며 이는 자연스럽게 발전

소의 비용으로 증가될 전망이다. 따라서 이산화탄소 多 배출원인 석유발전소는 배출량이 상대적으로 적은 발전원(특히 LNG 복합 등)에 비해 상대적 경쟁력을 더욱 상실할 것으로 전망된다.

(표-7) 제2차 전력수급계획시 적용 원별 표준발전설비 이산화탄소 배출량

(단위 : Kg-C/kWh)

석탄(50만kW)	석탄(80만kW)	무연탄(20만kW)	LNG(45만kW)	석유(50만kW)
0.221	0.209	0.232	0.101	0.183

### 3. 전원계획과 석유소비

#### 가. 수익성이우수한 발전소 건설 추진

2001.4월 전력산업구조개편이 시작되면서 한전의 발전부문이 6개 자회사로 분리되고 비용에 기반한 전력시장(CBP : Cost Base Pool)이 개설됨에 따라 본격적인 발전부문의 경쟁체제가 시작되었다. 이로 인해 발전소 건설은 더 이상 정부중심의 계획이 아닌 발전사업자의 책임 하에서 자체의사결정에 따라 이루어지게 되었으며, 전력수급계획 또한 건설의향을 조사한 후 이를 반영하여 계획을 수립하게 되었다. 따라서 발전원 선택에 있어서 무엇보다도 미래의 수익성이 최우선으로 고려하는 환경으로 변화되었다.

구조개편 이후 두차례에 걸친 전력수급기본계획 수립시 이러한 발전경쟁체제를 반영하기 위한 사업자 발전설비 건설의향 조사를 시행한 결과 원자력을 제외한 한전의 5개 발전자회사는 유연탄발전소 건설을 중심으로, 민간 발전회사는 재원조달 능력 부족으로 인한 컨소시엄 형태로 LNG 발전소를 위주로 건설의향을 제출하였다.

석유화력은 제주도, 도서지역에서 연료수급 여건상 꼭 필요한 경우에 한해 소용량으로 건설을 추진하는

것으로 조사되었으며, 전반적으로 발전회사는 석유화력 건설을 선호하지 않는 것으로 나타났다.

#### 나. 전원계획에서 석유발전소의 영향

석유화력 설비비중은 1977년 75.6%로 최고치를 도달하였으며, '70년대, '80년대 중반까지는 석유화력이 주력전원으로 역할을 수행하였으나, 이후 지속적으로 줄어들어 2004년 7.2% 까지 감소하였고, 발전량 비중도 6.5%까지 줄었으며, 향후에는 타 발전원에 비해 석유화력발전소는 신규건설이 없고 노후설비 폐지로 인하여 비중이 더욱 감소하게 되어 향후 10년 이내에 수력설비 비중보다도 감소하게 될 것으로 전망되어 석유화력의 역할도 미미하게 될 것이다. 또한 국내 석유 소비 중 발전부문에서 차지하는 비중도 현재 5% 수준 이하이나, 지속적으로 감소될 것으로 예상된다.

따라서 발전부문에서 석유화력의 비중을 확대하기 위해서는 경쟁전원인 LNG 복합발전소에 비해 낮은 수익성과 환경성을 개선해야 한다. 수익성 측면에서 볼 때 우선 석유 연료비와 LNG 연료비 차가 커져야 하며, 또한 최근 건설된 LNG 부산복합과 같이 석유화력 또한 기존설비에 비해 효율이 높은 최신편비가 개발되어야 한다. 향후에는 기후변화협약에 따라 수익성 뿐만 아니라 환경성 또한 발전원 선택에 있어 중요한 고려사항이 될 것이므로, 석유발전소의 이산화탄소 배출저감을 위한 기술개발 등을 통해 환경성을 개선하여야 석유화력의 비중이 확대될 수 있을 것이다. ♻️

(표-8) 설비용량과 석유화력비중

(단위 : 만kW, %)

구 분	1961	1977	1983	1989	1995	1997	2001	2002	2004
총 설비용량	37	579	1,030	2,100	3,218	4,104	5,086	5,380	6,460
석유설비 비중(%)	0.3	75.6	60.1	22.8	19.0	21.6	9.6	8.7	7.2

(출처: 2006년 발전설비 현황/전력거래소)