

한국의 LNG 도입정책

金辰炯

<단국대 무역학과 교수>

이 자료는 한국자원경제학회의 <자원경제학회지>(1993. 9월호)에서 전재한 것이다.
<편집자註>

I. 머리말

지난 1986년에 평택항에 LNG 선박이 처음으로 입항함으로써 우리나라는 세계에서 일곱번째로 액화천연가스를 사용하는 국가가 되었으며, 이는 그동안 두차례에 걸친 석유파동의 여파로 정부가 안정적 에너지 공급체계를 유지할 수 있는 새로운 석유대체에너지원의 확보에 주력한 결과이다.

천연가스는 타화석연료에 비해 깨끗하고 열량조절이 간단하며 연소효율이 높기 때문에 석유, 석탄의 대체 에너지원으로서 각광을 받고 있다. 뿐만 아니라 세계 각국의 에너지 안정공급 및 에너지원 다변화 정책의 추구하고 함께 천연가스의 환경적합성

으로 인해 천연가스는 앞으로 그 수요가 크게 증대할 것으로 예측되고 있으며, 또한 세계에너지源으로서 중추적 역할을 수행할 것으로 전망된다.

1992년도 말 현재 우리나라 천연가스 수요는 352만 톤이며, 향후 천연가스 수요는 신도시건설, 환경규제 강화 및 LNG 발전소 건설증대의 여건변화로 크게 증가할 것으로 전망된다. 동력자원부의 천연가스 수급계획에 의하면 1996년도에는 740만 톤 정도가 소비될 것이며, 그리고 2006년의 수요는 연평균 12%로 증가하여 1992년 대비 약 4배인 1,400만 톤 수준에 이를 전망이다.

천연가스 특히 LNG 사업은 천연가스田의 탐사·개발에서 시작해서 가스의 생산·액화·수송·분배 등의 과정에 수많은 시설을 필요로 하는 자본집약형산업으로 적어도 30~40억 불 정도의 거액의 투자자본이 필요하다. 이 때문에 천연가스 사업은

항상 규모의 경제성이 강조되고 일정량 이상의 수요가 사전에 확보되어야만 가능한 事前購買先確保의 특징이 있다. 그러므로 천연가스 프로젝트에 소요되는 거대한 투자액을 회수하기 위해선 공급자는 Take Or Pay (TOP) 조항을 규정한 적어도 15~25년 정도의 장기매매계약을 필요로 한다. TOP 조항은 구매자측이 계약상의 물량을 인수하지 못할 경우에 그 물량만큼의 금액을 공급자측에게 지불해야 한다는 인수미달분에 대한 대금지불 보증조항이다. 이것은 공급자측의 일방적인 횡포로 부당하나 이러한 인수보증 없이 없다면 사업자측의 장기안정성의 결여로 LNG 사업은 성립되지 않는다. 구매자입장에서는 대량의 수요를 장기적으로 확보할 필요가 있으므로 대소비처인 전력 및 가스회사 등의 공익사업체가 구매자가 되는 것이 일반적이다. 이러한 기업들은 에너지 안정공급의 책임을 지고 있으므로 이들 기업의 원활한 사

업수행은 바로 정부의 장기적인 에너지 정책의 확고한 기반위에서만 가능한 것이다.

따라서 본 연구에서는 정부의 천연가스 도입정책을 분석하고 국내 수요증대에 대응해 추가도입물량 확보를 위한 장기도입정책의 방향을 제시하고자 한다. 이를 위해 II 장에서는 세계 에너지 소비현황을 살펴보고, 천연가스시장을 지역별로 북미시장, 서유럽시장 및 동아시아시장으로 분류하여 시장별 특성과 주요수입국의 도입정책을 분석한 다음, III 장에서는 현재까지의 국내 LNG 수급현황과 수요전망에 의한 추가도입물량을 살펴보고자 한다. IV 장에서는 정부의 천연가스 도입정책을 분석한 다음, 현재 추진중인 도입형태 다원화 정책의 도입형태별 구성목표 설정의 문제점과 추가도입물량 확보를 위한 장기도입정책의 방향을 제시하고자 한다. 끝으로 V 장에서는 이 연구의 내용을 요약하고 있다.

II. 세계 천연가스 시장과 주요수입국의 도입정책

1. 세계 에너지 소비현황

1991년 세계 1차에너지 소비패턴을 살펴보면 석유의 비중이 40.2%로 우위를 점유하고 있으며, 그 뒤를 석탄이 28.0%, 천연가스 22.7%, 원자력 6.6%, 그리고 수력 2.5%, 차례로 나타나고 있다.

지난 10년간 (1980-89)에 걸쳐 세계 1차에너지 수요는 구조적인 변화를 겪어, 각 에너지원별로 큰 차이

<표-1>

세계 에너지 소비현황

(단위 : MTOE, %)

	석 유	천연가스	석 탄	원자력	수 력	
소비량	1991년	3141.4	1769.7	2186.2	514.4	195.9
	점유율	40.0	22.7	28.0	6.6	2.5
소 비 증가율	1980~'84년	-2.00	2.37	1.60	13.30	3.67
	1985~'89년	1.76	3.34	2.36	8.65	1.56

<자료> British Petroleum Co. BP REVIEW OF WORLD GAS. 각호.

를 보였을 뿐 아니라 기간별로도 심한 격차를 보였다. 현재까지 主에너지원인 석유소비는 두 차례의 석유파동을 겪으면서 1980년대 전반(1980-84)에는 연평균 2.0%의 감소세를 보였으나, 후반(1985~89)들어 연평균 1.76%의 증가세를 보였다. 하지만 1980년대 전기간의 석유소비 연평균증가율은 -0.11%을 기록해 기타에너지원의 증가율보다 가장 낮게 나타나고 있다.

한편 천연가스수요는 지난 10년간에 꾸준한 증가세를 보여 1980년대 후반에 3.34%로 원자력에 이어 2위를 나타내고 있다. 이같은 높은 증가세는 1, 2차 석유위기를 겪으면서 석유의 실질적인 대체에너지로 인식됨에 따라 주요소비국에서의 에너지원 다변화 정책에 힘입은 것으로, 화석연료가 현재 범지구적인 차원에서는

<표-2> 1991년 천연가스 매장량, 생산 및 소비의 지역별 점유율

(단위 : %)

	북 미	남 미	서유럽	소련, 동유럽	아프리카	중 동	아시아
매장량	6.1	5.4	4.1	40.4	7.1	30.1	6.8
생 산	30.3	4.9	9.7	37.5	3.5	5.4	8.7
소 비	31.9	4.7	13.9	35.1	1.8	4.5	8.1
차 이	-1.6	0.2	-4.2	2.4	1.7	0.9	0.6

<자료> British Petroleum Co., BP REVIEW OF WORLD GAS, August 1992.

- <주> 1) 1991년 세계 천연가스 총매장량 : 124 TCM
- 2) 1991년 세계 천연가스 총생산량 : 2.04 TCM
- 3) 1991년 세계 천연가스 총소비량 : 1.99 TCM

의되고 있는 지구온난화의 주요인으로 인식됨에 따라 천연가스가 기타 경쟁에너지에 비하여 Clean Energy인 점을 감안할 때 천연가스 수요증가는 당연한 것이라 하겠다.

2. 천연가스 매장량, 생산 및 소비현況

세계 천연가스의 확인매장량은 1970년의 48조 2천억 m³에서 1991년에 이르러 124조 m³로 약 2.5배 이상 증가세를 기록하였다. 1991년도 말 기준 천연가스의 가체년수는 58.7년에 달하고 있으며, 이는 석유의 43.4년 보다는 15.3년이 높은 것이다.

지역별 분포를 보면 소련·동구권의 매장량 점유율이 40.4%로 수위를 점하고 있으며, 중동지역은 30.1%를 보여 석유의 최대매장량(전세

계 점유율 : 66.1%)과 함께 미래에도 중동지역이 천연가스 및 석유자원의 요충지임을 나타내고 있다.

1991년도 생산실적은 소련·동구권이 37.5%로 가장 높은 점유율을 보였으며, 북미가 30.3%의 점유율을 기록하였다. 한편 소비는 소련·동구권이 35.1%, 북미가 31.9%를 차지하여 이들 두 지역에서의 생산 및 소비는 세계전체의 2/3 수준에 달한다.

천연가스의 1991년도 생산 및 수요의 지역별 점유율은 북미와 서유럽을 제외하고는 대체로 균형상태를 보이고 있어 공급자와 수요자간의 지역적 편중현상은 석유에서처럼 크게 나타나지 않고 있다. 이는 에너지 안정공급측면에서 볼 때 천연가스가 석유보다 안정적임을 보이는 것으로써, 만일 권역간 천연가스 가격의 차이가 없는 경우 역내수요는 역내교역에 의해서 자체조달 될 수 있음을 시사해주는 것이다.

3. 천연가스 교역추이

천연가스의 국제간 교역량이 세계 전체생산량에서 차지하는 비율은 1977년의 10.8% 수준에서 꾸준한 증가세를 보여 1991년에는 15.7% 수준에 이르고 있으며, 교역형태는 76.0%가 파이프라인을 통하여, 그리고 24.0%가 LNG로 거래되고 있다. 특히 LNG 형태의 교역은 지난 1977년도 13.4% 수준이었던 것과 비교할 때 높은 성장세를 기록한 것으로, 이는 한국, 일본 및 대만 등 동아시아지역에서의 LNG 수요증대 때문인 것으로 분석된다. 향후 이 지역

<표-3>

천연가스 국제교역의 추이

(단위 : BCM, %)

		1977	1981	1985	1989	1991
생 산		1371.4	1503.4	1677.6	1944.4	2042.3
지역량	P N G	128.5	153.9	177.7	221.9	244.1
		(86.6)	(83.3)	(77.7)	(77.5)	(76.0)
	L N G	19.9	30.8	51.1	64.6	77.0
		(13.4)	(16.7)	(22.3)	(22.5)	(24.0)
무역량/ 생산량		10.8	12.3	13.6	14.7	15.7

<자료> British Petroleum Co., BP REVIEW OF WORLD GAS, 각호.
()의 수치는 파이프라인 가스와 LNG 교역량의 점유율

에서의 지속적인 LNG 수요증대는 천연가스시장에서 LNG 교역의 활성화를 의미하며, 앞으로 가스교역의 광역화 및 원격지 가스매장지역의 개발 촉진 등을 유도할 것으로 보인다.

4. 世界 천연가스市場

천연가스는 수송상의 제약 때문에 기본적으로 지역적 에너지에 불과하다. 1990년 현재 천연가스 교역의 15.4%가 북미지역에서, 51.6%가 서유럽지역에서 (64.7%가 동유럽을 포함한 유럽전체지역), 그리고

<표-4>

지역별 천연가스시장 비교

		북미시장	서유럽시장			동아시아시장
시장별 점유율		15.4%	51.6%			17.6%
P N G	수출국	캐나다	소련, 네덜란드, 노르웨이, 알제리			
	수입국	미 국	독일, 프랑스, 이탈리아, 영국			
L N G	수출국	알제리	알제리			인도네시아, 호주, 알제리, 미국, 브루나이, 말레이시아, 아부다비
	수입국	미 국	프랑스, 스페인, 벨기에			일본, 한국, 대만
PLG 對 LNG비율		25 : 1	7.9 : 1			0 : 1
주요 수입국		미 국	독 일	프랑스	이탈리아	일 본
가스수입의존도		8.6 %	94.7%	88.4%	72.3%	90.8%
수입 형태		수입자유화 추진중	수송도매회사가 독점적인 입장			수송도매회사가 독점적인 입장
거래 형태		Spot 계약 1/2-1/3정도	장기계약			장기계약
도입가격 결정방식		장기생산 비용	대체연료와의 경쟁가격			원유수입 가격과 등가
산업구조		민간중심의 수직적분업	민간중심의 수직적분업	국영기업의 수직적통합	국영기업의 수직적통합	민간중심의 수직적통합

17.6%가 동 아시아지역에서 이루어지고 있다. 따라서 세계천연가스시장은 수입지역을 중심으로 캐나다로부터 미국의 수입이 대부분인 북미시장, 소련, 북해 및 아프리카를 공급원으로 하는 서유럽시장, 그리고 일본, 한국 및 대만의 3개 LNG 수입국을 중심으로 형성되는 동아시아시장으로 크게 구분될 수 있다.

천연가스의 수송상의 제약으로 인해 이들 시장에서의 상호관계는 미미하며 각기 독자적인 판매형태 및 가격체계를 유지하고 있다.

북미시장은 이 지역에서의 풍부한 천연가스 매장량과 발달된 수송망을 통해 천연가스 생산이 비교적 활발해 대체적으로 자급자족이 가능한 지역이다. 단지 미국 가스소비의 8.6% 정도를 캐나다 및 알제리로부터의 수입으로 충당하고 있으며, 이들 국가로부터의 PNG 對 LNG 수입비율은 25대1로 나타나고 있다.

서유럽시장은 천연가스전의 지역적 편중으로 인해 소련, 네델란드, 노르웨이 및 덴마크로부터의 파이프라인을 통한 천연가스 수입과 알제리로부터 LNG의 수입을 통해 이 지역 가스수요를 충당하고 있다. 독일, 프랑스, 이탈리아 등 주요수입국의 가스수입의존도는 70% 이상 높게 나타나고, 이 시장의 PNG 對 LNG 수입비율은 7.9대1로 나타나고 있다.

동아시아시장에서는 수입국내 대규모 천연가스전이 없고 생산국과는 해양으로 분리되어 있어 천연가스 수송용 파이프라인망이 발달되어 있지 않을 뿐 아니라 초저온 기술인 LNG 기술이 개발되어 해상수송이 가능하

기까지 수요가 발달하지 않았다. 따라서 이 시장에서 거리가 LNG 형태로 수송하는 일이 특징이고 또한 천연가스 생산에 있어서도 타시장에 비해 後發地域이다.

수입형태는 미국에서는 1985년 연방에너지규제위원회 (FERC)의 명령 436호 이후 누구나 파이프라인 社의 수송 서비스를 이용할 수 있는 Open Access 같은 상황으로 대량소비자가 직접 생산자로부터 수입할 수 있는 자유화가 추진되고 있다. 반면 서유럽 및 동아시아시장에서는 수송도매회사가 가스수입을 대부분 담당하여 독점력을 행사하고 있는 실정이다.

거래형태도 북미시장에서는 현재 계약기간이 30일 정도의 스팟트 계약이 전체 거래의 1/2~2/3 정도를 이루고 있는데 반해 서유럽 및 동아시아시장에서는 Take Or Pay를 기본으로 하는 장기 계약이 대부분이다.

도입가격은 북미시장에서는 천연가스의 장기생산비용을 근거로 산정되어 비교적 저렴하나, 서유럽시장에서는 최종소비자의 대체연료와의 경쟁가격을 기초로 설정되고 있기 때문에 북미시장보다는 비교적 높게 형성되고 있다. 동아시아시장에서는 대부분 수입가스가 발전연료로서 수입원유와 경쟁관계에 있으므로 수입원유의 CIF 가격에 등가되어 산정되고 있다.

산업구조측면에서는 미국은 생산, 수송 및 배급의 각 단계별로 민간중심의 수직적 분업형태로 공급 및 수요측 모두가 다수의 시장참가자에 의해 주도되고 있는 반면, 독일을 제외한 대부분의 서유럽국가들은 원칙적

으로 국영기업에 의한 일괄독점을 인정하는 수직적 통합형태를 취하고 있다. 이 때문에 미국시장에서는 수급의 변동이 격심한데 비해 서유럽시장에서는 비교적 안정성이 높은 편이다. 일본은 민간 중심의 수직적으로 통합된 산업구조를 가진다. 민간 도시가스 및 전력회사 등의 대수요처와 종합상사 등이 해외가스전 개발 및 LNG 플랜트 건설 등으로의 참여를 통해 해외 천연가스의 개발 및 수입을 담당하고 있고, 국내공급은 민간대수요처가 지역내 소유 및 운영중인 주배관망 및 부대시설을 통해 이루어지고 있다.

5. 주요수입국의 도입정책

(1) 美國의 도입정책

천연가스 수입에 대한 미국정부의 직접적인 규제는 없다. 미국의 천연가스 수입정책은 국내 산지가격의 규제철폐와 천연가스 파이프라인의 Open Access에 관한 규정을 통해 누구나 파이프라인 社의 수송서비스를 이용할 수 있게 함으로써 가스의 생산 및 수송부분에서의 자유경쟁을 통해 최종소비자에게 더 낮은가격으로 가스가 공급되도록 하는 방향으로 전개되고 있다.

1978년에 제정된 천연가스정책법 (National Gas Policy Act)은 산지가격의 규제철폐를 통해 가스생산부분에서의 경쟁을 가속시켜 공급초과의 현상을 초래하여, 그 결과 지역생산업자들로 하여금 가스수송社에게 더 낮은 비용으로 가스를 공급하도록 유도하였다. 뿐만 아니라 1985년 연방에너지규제위원회 (FERC)에 의한 파

이프라인사에 대한 제삼자를 위한 가스수송허가는 수송부문에서의 경쟁적 환경을 조성해, 가정상업부문으로의 공급을 담당하는 지역공급회사는 파이프라인사의 자유로운 수송서비스를 통해 직접 생산자로부터 가스구매가 가능하게 되어있으며, 또한 생산자측에서도 파이프라인 운송서비스의 이용을 통해 직접 소비자나 새로운 시장에 판매가 가능하게 되었다.

과거엔 캐나다산 천연가스의 수입가격이 미국 국내가격보다 높아 소량의 가스를 캐나다로부터 수입하여왔다. 하지만 1985년 10월 캐나다 정부의 천연가스시장 및 가격 자유화 조치와 '對美수출가격이 국경에 인접한 캐나다 지역에서의 소비자가 지불하는 가스가격보다 낮지 않는 한 천연가스 수출을 허가한다'는 정책 채용 이후 캐나다산 천연가스 수입은 크게 증대하기 시작해, 1991년 미국의 수입물량은 1986년도에 비해 두 배 이상인 474억 m³ 수준에 이르고 있다.

캐나다 서부의 48개 가스생산업자는 최근 엄격한 환경규제가 추진되고 있는 캘리포니아 지역과 난방수요가 증대하고 있는 중서부 및 동북부 지역 등 미국의 주요 3개 시장을 겨냥해 캐나다산 가스를 수송하기 위한 파이프라인 확장사업을 추진중이며, 사업이 완료되는 1990년대 중반경에는 미국의 수입물량은 약 567억 m³ 정도에 이를 것으로 캐나다는 전망하고 있다.

(2) 獨逸의 도입정책

독일의 천연가스 수출입은 자유체제이며 수량제한도 없다. 천연가스 수출입에 대한 정부의 직접적인 법적 규제는 없으나 단지 1980년 10월에 제정된 '외국과의 통상규정'에 의하면 수입기간이 24개월 이상 소요되는 계약은 정부의 승인을 얻도록 규정짓고 있다.

가스수입은 주로 독일의 대수송회사인 *Ruhrgas* 社, *Thyssengas* 社 및 *BEB/Brigitta* 社 등에 의해 주도되고 있으며, 해외가스전 개발에 대한 직접적인 참여는 이루어지지 않고 있다.

독일은 1차에너지 수요의 2/3 정도를 수입(이중 절반이상이 석유)에 의존하고 있다. 이런 현상은 국내자원이 부족하기 때문에 향후에도 지속될 전망이다. 따라서 독일정부는 에너지 안정공급체계의 확립을 에너지 정책 목표로 설정하고 이를위해 해외 의존도(특히 *OPEC* 원유)의 감소 및 공급원의 다변화 정책을 추구하고 있다.

이같은 관점에서 천연가스는 공급원의 분산화, 유럽전체를 cover하는 수송망의 공동소유, 생산국과의 협력관계 등을 통해 에너지 안정공급체계의 확립에 이바지하고 있다.

-공급원의 분산화 : 독일은 현재 소련, 네델란드, 노르웨이, 및 덴마크의 4개 공급원을 확보하고 있으며, 또한 특정국가로부터의 과도한 수입을 억제하기 위해 소련산 가스수입을 국내수요의 30%수준에 한정시키는 반면 지난 1985년 네델란드와의 계약갱신을 통해 2010년까지 국내수요의 최저 25

%에 해당하는 가스공급을 보장받고 있다.

-수송망의 공동소유 : 독일은 생산지와 소비지의 중간에 위치하는 지리적 이점을 이용해 유럽중흥단 파이프라인의 공동소유를 통해 주변 국가와의 국제협력을 도모하고 있다. 독일의 *Ruhrgas* 社는 이탈리아의 *SNAM* 社와 함께 네델란드산 가스를 이탈리아와 스위스에 중계 공급하는 *Trans European Natural Gas Pipeline* 社를 소유하고 있고, 그리고 프랑스의 *GDF* 社, 오스트리아의 *OMV* 社와 함께 소련산 가스를 공급하기 위해 체코슬로바키아-프랑스-독일간의 중앙유럽 가스운송회사를 공동운영하고 있다.

-생산국과의 협력관계 : 독일은 가스수출국의 생산지에서 자국의 매입지점까지의 수송파이프라인 건설에 직접투자의 형태로 참여함으로써 양국간의 긴밀한 협력에 의해 계약의 수행이 가능토록 하고 있다. 예로써, 노르웨이의 *Ekofisk* 지구로부터 440km의 해저수송파이프라인 건설을 위해 70억 달러를, 북해 북부지역으로부터의 수송파이프라인 건설을 위해 60억 마르크를 투자했었다. 또한 독일의 수입지점에서의 효율적인 수송 및 배급 시스템(즉 수송간선 콤포레서 기지, 저장설비, 지역공급 *Line*, 계측기지 등)을 갖추기 위해 1980년 이후 연 평균 30억 마르크를 투자하고 있다.

(3) 프랑스의 도입정책

프랑스의 가스산업은 생산, 수송, 배급을 원칙적으로 *Gas de France (GDF)* 社의 일괄독점을 인정하는 수직적 통합의 형태를 취하고 있다. *GDF* 社는 100% 국가소유의 기업으로 파이프라인에 의한 국내가스공업을 허가받은 유일한 사업자로서 천연가스 수입을 독점하고 있으며, 단지 수입계약은 정부의 승인을 요한다. 현재 *GDF* 社의 수입독점권은 북해로부터 천연가스를 수입해 산업용으로 공급하고자하는 석유회사들로부터 반발을 받고 있는 실정이다. *GDF* 社의 독자적인 가스전 개발참여는 없으며 단지 *GDF* 社의 기술용역자회사인 *Sofregas* 社가 알제리의 *LNG Plant* 건설에 참여하고 있다.

프랑스정부는 에너지정책목표를 국내외의 에너지생산에 대해 직접 통제할 수 있는 독자성의 확보에 두고 있다. 이를위해 내적으로는 *GDF* 社를 포함한 6개 국영 에너지회사를 설립하여 이를 산업성과 재무성의 통제하에 운영하면서 투자우선순위 및 에너지제품수입에 대한 관세를 결정 그리고 에너지수입에 대한 거부권 행사 등으로 이들 회사에 대한 영향력을 행사하고 있으며, 외적으로는 에너지 공급정책을 '무역수지상의 에너지비중 증대와 에너지효율 향상의 필요성'이라는 주요관심사항과 항상 연계시켜 추진하고 있다.

프랑스정부는 최근 국내 석탄생산 및 수력발전의 감소추세에 대응해 에너지정책 방향을 국내에너지 수급구조의 변화로 설정하고 이를 위해 원전확대, 에너지 소비증가의 최대한

억제, 중동산원유 수입의 감소, 석유 및 천연가스 공급원 확보, 가능한 최저가격으로 에너지 공급, 석유정제품 및 원자력발전에 의한 전력 등의 2차에너지제품의 수출증대, 등의 정책을 추진 중에 있다.

이들 정책과 관련해 프랑스의 천연가스 도입정책은 크게 두가지로 요약할 수 있다.

-천연가스 공급원의 다변화 및 안정 공급확보정책 : 프랑스 정부는 국내생산과 함께 적어도 4개국 이상의 공급원을 확보하고, 소련과 알제리와외의 도입계약물량을 현수준에서 유지하여 2000년도의 공급률을 소련 25%, 알제리 25%, 국내생산 25%, 네덜란드와 기타국가들이 각 12.5% 씩으로 설정하고, 만일 알제리와 소련으로부터 동시에 공급이 중단될 경우 국내생산과 더불어 네덜란드 및 기타국가들로부터의 도입으로 국내소비의 최소한 절반 이상을 충당할 수 있게 한다는 것이다.

-가스수입보상정책 : 프랑스의 가스수입에 대한 보상으로 가스수출국에 자국의 상품구매를 요구하는 'Counter Trade'는 가스수출국인 소련측에서 오히려 바라는 것으로, 프랑스 외무성 조사에 의하면 소련은 프랑스와의 1차 및 2차 가스도입계약이 완료된 1976년과 1980년에 각 60억 프랑 상당의 프랑스 제품을 구입했고, 3차 계약이 완료된 1982년에 80억 프랑 상당의 상품을 구입했었다. 프랑스정부는 이러한 수입보상정책을 소련 뿐만 아니라 알제리와 노르웨이 등 기타

수출국에도 적용해 파이프라인 건설에 필요한 철강파이프, *Compressor Station*, 가스탈황시설 등 가스산업시설 및 기술을 수출함으로써 적어도 수출의 30~50% 정도는 가스수입과 연계시키고자 하고 있다.

(4) 일본의 도입정책

일본의 *LNG* 수입은 민간도시가스 회사, 전력회사 등의 대수요처와 종합상사 등이 직접 담당하고 있다.

일본의 초창기 *LNG* 도입은 알라스카 프로젝트에서 볼 수 있듯이, 공급자측이 소유한 천연가스 매장량과 기술 및 자금을 동원하여 구축한 공급구조를 통해 완성된 *LNG*를 단순히 받아 들이는 형태를 취했으나, *LNG* 소비가 확대됨에 따라 *LNG*의 안정공급을 위해 현재는 많은 기업들이 기술 및 자금을 갖고 직접 *LNG* 프로젝트에 참여하고 있는 실정이다.

천연가스 생산부문에서는 일본이 출자한 국제석유회사를 통한 생산분배 방식과 국제석유회사, 생산국기업 및 일본회사에 의한 *Partnership* 방식을 통해 참여하고 있으며 생산분배 방식은 인도네시아 프로젝트에서 그리고 *Partnership* 방식은 호주 프로젝트에서 이루어지고 있다. *LNG* 제조부문에서는 알라스카를 제외한 대부분의 프로젝트에서 생산국, 국제석유회사 등과 합작 내지는 융자의 형태를 통해 참여하고 있으며, 인도네시아, 아부다비 및 호주 프로젝트에서는 *LNG* 수송선의 건조 및 해상수송부문까지 참여하고 있다.

일본정부는 에너지정책상에서의

	알라스카	인도네시아		브루나이
GAS 생산회사	(국제석유회사)	일본이 자본참여한 국제석유회사		(국제석유회사와 생산국 정부와의 합작투자)
LNG 생산회사	(上 同)	일본기업을 포함한 합자회사 (비영리회사)		생산국, 국제석유회사 및 일본기업출자의 합자회사
판매자	(上 同)	(국영석유회사)		(上 同)
계약형태	EX-SHIP	FOB	EX-SHIP	EX-SHIP
LNG 船主	(외국선박회사)	일본기업	(외국회사)	(생산국, 국제석유회사의 합자회사)
운송회사	외국선박운송회사	일본기업 출자의 합자회사	외국선박운송 회사 (일부일본 기업출자)	(국제석유회사)
제원조달	모든 출자자의 지분에 따른 자기자본 공급	①생산자의 자기조달자금		①생산자의 자기자금조달
①가스생산		②수출입은행·시중은행의 융자, 해외경제 협력 기금의 융자		②출자자의 출자비용에 따른 출자 및 수출입 은행·시중은행의 융자
②LNG Plant 建設		③개발은행의 융자	③미국海事局 보증에 의한 자금조달	③선주의 자기자금조달
③LNG 船 建設				
가격결정방식	JCC Link	인도네시아 원유 Link		JCC Link
일본기업의 역할	• 수입대행	• 가스생산부문에 참여 • Plant에 융자 • Plant 조업회사에 투자 • 수입대행		• 가스생산, 판매부문에 출자 및 융자 • 수입대행
<비고>				
90년 현재 연간계약물량	99만 톤	1,658만 톤		514만 톤
船數	2척	FOB 7척 EX-SHIP 10척		7척

<자료> 일본에너지경제연구소, 「LNG 이용확대 가능성 조사보고서」, 1991, 3.

<주> 1. () 표시는 일본기업이 참가하고 있지않은 것을 나타냄.

2. 국제석유회사는 Major 등의 국제석유회사로 분류되는 미국계 석유회사를 포함.

3. EX-SHIP은 수입항본선인도계약으로 인도까지의 비용 및 위험은 판매자가 부담함.

4. JCC (Japan Crude Cocktail) Link는 全日本輸入源油의 평균통관 CIF가격에 연계된 가격결정방식임.

LNG 역할증대와 더불어 국내적으로는 수요확대가 예상되는 데 비해 국제적으로는 LNG 수급관계가 tight해질 조짐이 보이는 요즈음, 일본기업의 LNG 프로젝트 참여를 통한 개발수입을 천연가스자원의 확보, LNG 공급의 안보확보, 국제 LNG 시장의 건전한 발전, 기술협력 및 비용절감,

구매력확보 등의 측면에서 매우 긍정적으로 평가하고 있으며, 향후 일본 기업들의 적극적인 참여를 유도하는 개발수입정책은 지속적으로 이루어질 것으로 여겨진다.

Ⅲ. 한국의 LNG 산업과 수 요전망

1. LNG 도입배경

에너지는 국민경제활동에 필요불가결한 기본재로서 물가수준, 국제수지 및 경제성장에 직접적으로 영향

<표-5>

일본의 LNG PROJECT (II)

	말레이시아	아부다비	호주
GAS 생산회사	(국제석유회사 및 생산국국영회사)	(생산국국영회사)	(국제석유회사, 생산국 기업, 일본회사에 의한 파트너쉽 방식)
LNG 생산회사	생산국, 국제석유회사, 일본기업출자의 합자회사	생산국, 국제석유회사, 일본기업출자의 합자회사	上 同
판 매 자	上 同	上 同	파트너쉽의 각 멤버
계약형태	EX-SHIP	CIF	EX-SHIP
LNG 船主	(생산국기업)	일본기업, 국제석유회사에 의한 합작기업	일본기업 및 외국기업
운송회사	(上 同)	(上 同)	외국선박운송회사 일본선박운송회사
제원조달			
①가스생산	①생산자의 자기자본조달	①생산자의 자기자본조달	파트너쉽 멤버에 의한 자금조달
②LNG Plant 建設	②출자금: 수출입은행, 시중은행의 융자	②출자자의 출자비율에 따른 출자	
③LNG 船舶建造	③선주의 자기자본조달	③선주의 자기자본조달	
가격결정방식	JCC Link	JCC Link	JCC Link
일본기업의 역할	• LNG 생산, 판매 부문 에 출자 및 융자 • 수입대행	• LNG 생산, 판매, 운송 부문에 출자 및 융자 • 수입대행	• LNG 생산, 판매, 운송 부문에 출자 및 융자 • 수입대행
<비고>			
1990년 현재 연간계약물량	600만 톤	206만 톤	584만 톤
船數	5척	5척	7척

을 미친다. 1970년대 중반경 당시 소규모의 개방경제로서 구조적으로 취약했던 우리경제는 제1차 석유위기를 맞이해 급격한 물가상승 및 국제수지악화 등으로 인해 負의 성장을 경험하면서 국민경제에 미치는 에너지자원의 역할을 재인식하게 되었다. 그 결과 에너지 정책기능의 중요성과 독립성에 대한 인식이 제고됨에 따라, 1978년 동력자원부 설립과 함께 그동안 분산되었던 에너지정책기능이 통합되어 정책추진기관의 일원화가 이루어지면서 종합에너지정책의 기틀이 마련되기 시작하였던 것이다. 그러나 종합에너지 정책이 체 정착되기도 전에 제2차 석유파동으로 인해

우리 경제는 다시 한번 커다란 시련을 겪게되어 정부는 국민경제의 안정과 지속적인 성장을 위해 에너지정책 목표를 석유수입선의 다변화, 석유비축실시, 해외자원개발체계의 확립, 자원외교강화 등을 통한 에너지안정공급의 확보에 두었으며 아울러 원자력발전소 건설 등 석유대체에너지의 이용확대를 추진하였다.

천연가스는 깨끗하고 열량조절이 간단하며 연소효율이 높은 에너지로서, 他 화석연료에 비해 공급원이 비교적 지역적으로 분산되어 있고 또한 천연가스 산업의 특징인 장기계약에 의해 공급의 안정성 등을 기대할 수 있어 안정적인 공급원을 확보하려는

정부의 에너지정책에 부합되는 에너지라 할 수 있다. 그러므로 천연가스는 정부의 석유대체에너지 이용확대를 추진하는 과정에서 에너지源의 다변화, 석유의존도 감소 및 공해문제의 해결을 위해 그 도입의 타당성이 인정되어 정부의 에너지정책 차원에서 도입된 에너지이다.

2. LNG 소비현황

정부는 1983년도에 인도네시아와 20년간의 장기도입계약을 체결하여 1986년 시험가동을 시작함으로써, 1987년부터 본격적인 LNG도입이 시작되었다. 도입초기에는 발전연료로 대부분의 LNG가 쓰여졌으나, 1987

<표-6> 연도별 천연가스 도입 및 소비실적

(단위 : 만 톤)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
도입	11.7	168.2	206.3	201.4	229.1	275.8	342.5
소비	5.3	162.1	209.4	202.6	232.9	269.4	352.4
- 발전용	4.5	153.7	190.5	167.0	174.1	180.0	222.5
- 도시가스용	0	7.5	18.4	34.9	57.5	87.9	125.6
- 기타	0.8	0.9	0.5	0.8	1.2	1.5	4.3
1차에너지소비량 중 LNG의 비중(%)	0.1	3.1	3.6	3.2	3.2	3.4	3.9
도입액 (백만 \$)	16.8	300.7	349.0	344.8	480.8	531.3	631.7
단가 (\$/ton)	143.0	178.7	169.2	171.2	209.9	189.6	184.4

<자료> 에너지경제연구원, 「에너지통계월보」, 각호.

년 2월에 수도권에 도시가스를 처음 공급한 이래로 도시가스용 소비는 가스가 지나는 편의성과 우리 경제규모의 증대 및 국민소득수준의 향상으로 인해 매년 급증하는 추세로 1987년의 7.5만톤에서 1992년에는 125만톤으로 증가해 이 기간 중 연평균증가율은 56.4%로 높게 나타난다. 이에 비해 발전용 소비증가율은 7.4%로 낮게 나타나고 있다.

는 약 6 대 4 비율로 전환될 것으로 전망하고 있다.

(2) LNG 도입계약현황

<표-7>은 인도네시아 및 말레이시아와의 LNG 도입계약 현황을 제시하고 있다. 장기계약에 의해 인도네시아로부터 년 430만 톤, 말레이시아로부터 년 200만 톤의 LNG가 이미 확보되어 있으며, 단기계약으

로 1992~94년의 3년간 인도네시아로부터 년 100만 톤, 그리고 말레이시아로부터 년 28만 톤의 물량이 확보되어 있다.

(3) 추가도입소요

<표-8>은 LNG 수요전망과 도입계약에 따른 추가도입소요물량을 제시하고 있다. 표에 의하면 1990년대 중반 이후부터 수요가 확보물량(인도네시아 430만 톤/년, 말레이시아 200만 톤/년)을 초과하여 1996년도에 약 200만 톤, 2000년에 약 330만 톤, 그리고 2006년에 약 780만 톤 수준의 신규장기물량 확보가 필요하다.

일반적으로 기존 LNG 플랜트 확장에 2~3년 그리고 신규 LNG 플랜트 건설에 약 4~5년 정도 소요되는 것을 고려할 때, 1992년에 구매약정을 하더라도 기존 Plant 확장을 통한 LNG 도입은 1990년대 중반 이후나

3. LNG 수급전망

(1) 수요전망

동력자원부의 「장기 천연가스 수급계획서」에 따르면, 우리나라 천연가스 수요는 1990년도 230만 톤 수준에서 신도시건설, 환경규제강화 및 LNG 발전소건설증대 등의 여건변화로 2000년에는 약 957만 톤, 2006년에는 약 1,405만 톤 수준으로 연평균 12%의 증가율을 나타내 물량면에서 2006년에는 1990년대비 6.1배 수준에 이를 전망이다. 그리고 도시가스용과 발전용의 구성비는 1990년의 1 : 3 비율에서 2006년에

<표-7> 연도별 천연가스 수요전망

(단위 : 만 톤, %)

	1990		1992	1996	2000	2006	구성비	년평균 증가율
	실적	구성비						
도시가스용	58	25.1	113	295	480	808	57.5	18.0
발전용	172	74.9	227	446	475	597	42.5	8.1
계	230	100	339	740	957	1,405	100	12.0

<자료> 동력자원부, 「장기천연가스 수급계획 (1992~2006)」, 1991. 12.

<표-7> 한국의 LNG 계약현황

수출국	계약구분	물량(만톤)	개시년도	종료년도
인도네시아	ARUN III	230	1986	2007
	KOREA II	200	1994	2014
	단기	100	1992	1994
말레이시아	MLNG II	200	1995	2015
	단기	28	1992	1994

<자료> 한국가스공사, 「장기천연가스공급 세부시행계획 (미확정자료)」, 1992. 2.

<표-8>

LNG 추가도입소요

(단위 : 백만톤)

	수 요	확 보 (1991. 12 현재)			추가도입소요
		장 기	단 기	합 계	
1993	4.26	2.86	1.37	4.22	0.40
1994	4.72	3.76	0.28	4.04	0.72
1995	6.02	4.56	-	4.56	1.46
1996	7.40	5.36	-	5.36	2.04
1997	8.11	6.36	-	6.36	1.74
1998	8.28	6.30	-	6.30	1.98
1999	8.93	6.30	-	6.30	2.63
2000	8.57	6.30	-	6.30	3.27
2001	9.83	6.30	-	6.30	3.53
2002	10.61	6.30	-	6.30	4.31
2003	11.39	6.30	-	6.30	5.09
2004	12.69	6.30	-	6.30	6.34
2005	13.35	6.30	-	6.30	7.05
2006	14.05	6.30	-	6.30	7.75

<자료> 한국가스공사, 「장기천연가스공급 세부시행계획(미확정자료)」, 1992. 2.

가능하다. 그러므로 최근 급격히 증대하는 국내 가스수요에 대응해 장기적으로 안정적인 공급원을 확보할 필요가 있고 이를 위해 정부는 장기천연가스도입정책을 수립하여 조속히 시행할 필요가 있다.

VI. 韓國의 LNG 도입정책

1. 정부의 천연가스 도입정책

정부는 LNG 도입정책의 기본방향을 천연가스 도입의 안정성과 경제성의 조화로 설정하고, 이를 위해 도입선의 다변화, 도입형태의 다원화, 도입계약조건의 개선, 그리고 PNG 도입 등의 정책을 추진하고자 한다.

이들 정책의 세부추진계획으로 우선 도입선의 다변화를 위해 장기적으로 도입선을 3개국이상으로 다변화하여 특정국가에 대한 도입량을 40%

수준으로 유지하고, 도입형태의 다원화를 위해 연차적으로 단기계약도입을 확대하여 2000년 이후에는 호주, 사할린, 알라스카 등지에서 개발수입을 추진함으로써 2006년의 도입형태를 장기계약 65%, 단기계약 20%, 개발수입 15%로 구성하는 것을 목표로 하고 있다. 다음으로 수송의 안정성과 가격경쟁력 확보를 위해 향후 LNG 추가도입은 국적선 수송에 의한 FOB조건으로 도입을 추진하며, 2000년 이후 일본 및 대만 등 인접국들의 수요증가로 소련·중국 등지의 가스전 개발 및 파이프라인 천연가스 도입의 타당성이 있을 경우 이들 국가들과 공동으로 도입을 추진한다는 것이다.

2. 도입형태별 구성방안

정부는 도입의 안정성과 경제성을 조화시키기 위해 2000년대 중반의

도입형태별 구성목표를 장기계약 65%, 단기계약 20%, 개발수입 15%로 설정하고 이를 위해 연차적으로 단기도입 확대 및 개발수입이 참여를 추진할 계획이다.

도입형태에 따른 적정비율결정은 각 도입형태에 따른 비용과 편익을 비교분석함으로써 이론적으로 가능할 것이다. 그러나 도입형태에 따른 국민경제에 미치는 파급효과분석을 위한 거시경제모형의 설정과 비용 및 편익 추정의 어려움으로 인해 실제 도입형태별 적정비율결정은 사실상 불가능하다. 그러므로 본 연구에서는 우선 도입방식에 따른 장단점을 비교분석하고 이에 따른 도입방안을 제안하고자 한다.

장기계약도입은 생산국과 도입국의 정부 對 정부 또는 기업 對 기업으로 구성되는 공급자와 구매자가 Take Or Pay (TOP) 조항을 기본으로 하는 장기계약을 체결하고 공급계획하에서 생산된 LNG의 일정량을 단순수입하는 형태를 말한다. 장기계약의 경우 계약기간은 일반적으로 15~25년 정도로서 TOP 조항에 의해 계약기간동안 공급의 안정성을 보장해주는 장점은 있으나 단기적 수요변동에 따른 공급의 신속적 조절이 어려운점, 제때에 시장상황을 반영치 못하는 도입가격의 경직성, 그리고 수입국의 에너지정책이 수출국의 공급능력에 예측될 가능성 등이 단점으로 지적될 수 있다.

반면 개발수입은 수요자가 가스보유국에 직접진출하여 가스전의 개발부터 시작하여 LNG의 생산에서 수송에 이르기까지 전과정을 담당하고 생

LNG 도입방식별 장단점

	장기계약	개발수입	스파트 도입
장점	<ul style="list-style-type: none"> 안정적 공급확보 생산국과의 경제 협력 증진에 기여 	<ul style="list-style-type: none"> 안정적 공급확보 저가공급 관련부문에로의 국내기업의 참여 가능 공급의 신속적 조절 가능 해외가스전 확보에 따른 독자적 국내 에너지정책의 추진이 가능 	<ul style="list-style-type: none"> 저가도입 일시적 수급불균형의 조절이 가능
단점	<ul style="list-style-type: none"> 공급의 경직성 도입가격의 경직성 국내에너지정책이 상대국의 공급능력에 예측될 가능성 	<ul style="list-style-type: none"> 방대한 투자재원 조달의 어려움 투자회수기간이 긴점 정치적상황에 취약 : 국유화조치등의 위험 부담 자원보유국과의 긴밀한 협조체제 유지가 필요함 	<ul style="list-style-type: none"> 적기에 물량확보의 어려움 국제시장에 대한 정확한 정보의 수집·분석능력이 필요함

산된 일정량의 LNG를 도입하는 경우를 말한다. 이 경우 방대한 투자재원 조달 및 투자위험부담의 해소를 위해 가스생산국의 기업 내지는 국영회사 그리고 국제석유회사 등과 컨소시엄을 형성해 LNG 개발사업에 참여하는 것이 대부분의 형태이다. 개발수입의 경우, 해외 천연가스 프로젝트에 자국기업의 직접참여로 인해 안정적 공급확보와 장기계약에 의한 단순수입보다 상대적으로 신속적인 공급과 낮은 가격수준에서의 LNG 도입 등을 기대할 수 있을 뿐만 아니라, LNG 개발사업 관련부문에 국내기업의 참여 및 해외가스전 확보에 따른 독자적 국내에너지정책 추진이 가능하다. 반면 방대한 투자재원조달의 어려움과 투자회수기간이 긴점, 자원

보유국의 국유화조치 등 정치적 상황 변동에 따른 위험부담이 큰점과 이의 해소를 위해 상대국과의 긴밀한 협조체제 유지가 필요한 점 등이 단점으로 지적될 수 있다.

스파트 도입은 생산국의 플랜트 잉여설비 또는 유휴설비의 가동으로 인해 생산된 소규모의 물량을 현물시장을 통해 단순구매하는 형태를 말한다. 스팩트 시장을 통한 소규모물량의 도입은 일시적 국내수급불균형 조절을 가능케 할 뿐만 아니라 장기계약과 개발수입과 비교할 때 상대적으로 낮은 저가도입의 이점을 기대할 수 있지만 적기에 물량확보의 어려움이 있으며 또한 현물시장을 통한 도입은 세계 천연가스시장에 대한 정확한 정보를 수집·분석할 수 있는 체계적인

조작을 바탕으로 이루어져야 한다.

LNG 산업의 자본집약적인 특성은 공급측면에서 적어도 15년 이상의 장기매매계약을 필요로 하며, 또한 수요측면에서도 LNG가 基底用 발전 연료에 대부분 사용되고 있기 때문에 尖頭負荷用 LNG 수요가 제한되어 있다 (일본의 경우 발전용 가스소비는 67.2%, 한국은 75% 임). 이러한 LNG의 수급특성상 LNG에 관한 한 현물시장이 존재하기란 사실상 불가능하다.

현재 단기계약에 의해 거래되는 물량은 기존 플랜트 잉여설비(시설 운영효율 제고에 기인)로부터 극히 제한적으로 공급되며 공급자는 증산된 잉여물량을 장기계약으로 도입원을 확보하고자 한다. 이미 인도네시아의 Pertamina가 1993년 이후에는 단기계약으로 LNG를 판매하지 않겠다는 정책의지를 표명한 바 있어 향후 단기계약을 통한 소규모의 물량확보는 어려울 것 같다.

그러므로 정부의 LNG 도입추진의 기본방향은 천연가스 수요전망에 따른 연도별 소요물량은 장기계약 및 개발수입으로 확보하고 단지 단기수요변동에 따른 추가수요물량은 단기계약으로 확보하는 방향으로 설정되어야 할 것으로 생각된다. 따라서 정부의 도입형태 다원화정책에 따른 2006년의 도입형태 구성비율은 수정되어 장기계약 및 개발수입의 비중을 상향조정할 필요가 있다.

3. 도입원의 선택

(1) 세계 LNG 시장 동향

세계 LNG 시장은 지역별로 크게 아프리카의 알제리, 리비아 및 나이지리아를 공급원으로 하는 유럽·대서양시장과 일본, 한국 및 대만의 3개 수입국을 중심으로 형성된 아시아·태평양시장으로 구분될 수 있다. 양지역의 LNG 시장은 아프리카 공급원과 아시아수입국간의 원거리로 인한 높은 수송비로 인해 실제 상호연관이 거의 없는 상태이다.

유럽·대서양시장은 생산지와 소비지간에 비교적 근거리로 접하고 있어 파이프라인을 통한 가스공급이 가능하므로 아시아·태평양지역에 비하여 LNG 거래가 활발하지 못하다. 1991년 현재 이 지역의 LNG 거래량은 PNG 거래량의 10.5%에 불과한 186억 m³로, 이 중 170억 m³는 알제리의 프랑스, 스페인, 벨기에로의 수출분이고 나머지 16억 m³는 리비아의 스페인으로의 수출분이다.

1980년대의 이 지역 LNG 도입가격은 파이프라인가스에 비하여 평균 \$0.50/MMBTU 정도로 높게 나타난 것으로 알려져 LNG 도입이 가격면에서 불리하다. 하지만 유럽지역에서의 천연가스 매장량 감소추이와

원자력 및 석탄 등의 발전연료가 천연가스로 대체 됨으로 인해 LNG 수요는 증가할 것으로 전망된다. 이에 대해 알제리는 벨기에, 스페인, 터키, 그리스, 포르투갈 등의 국가와 LNG 공급협상을 추진 중에 있으며, 약 700~1,000만 톤에 달하는 유틸리티비를 재정부하여 1993~96년 기간 중 공급을 개시할 전망이다.

아시아·태평양지역에서는 일본의 동경전력 및 동경가스社가 알라스카의 키나이로부터 1969년에 LNG 도입을 개시한 이래, 한국이 1986년, 그리고 대만이 1990년에 각각 LNG 수입을 시작하였다. 1991년 현재 이들 3개국의 총수입량은 6개국으로부터 약 564억 m³에 이르고 있으며, 이는 유럽·대서양시장의 LNG 거래량의 약 2.8배 정도의 규모이다. 일본은 세계 LNG 거래량의 65.7%, 아시아·태평양지역 거래량의 89.7%에 해당하는 506억 m³을 수입하고 있으며, 이 중 47.8%인 242억 m³을 인도네시아로부터 수입하고 있는 실정이다.

(2) 도입가능 예상지역

도입지 선택시 생산국의 LNG 수출가격 및 수송운임 등의 경제적인 요인 뿐만 아니라 생산국의 가스매장량 및 정치, 경제적 안정성 등의 비경제적인 요인도 고려되어야 한다.

LNG 수출가격은 실제 가스전마다 다르고 그리고 공개되지 않아 생산국별 비교는 불가능하다. 그러므로 단지 수송거리에 따른 경제성만 비교해 볼 때, 아프리카 공급원과 아시아수입국간의 거리가 약 16,000Km 이상으로 왕복운항에 약 50일이 소요될 뿐만 아니라, 수에즈운하 통과 등으로 인한 높은 수송비에 의해 이 지역으로부터 도입의 경제성은 없다.

<표-10>은 주요가스생산국과의 수송거리에 따른 추정운임과 LNG 부분의 경쟁가격을 제시하고 있다. LNG 해상운송 운임은 「Energy in Japan」의 보고서에 제시된 운임으로, 동남아시아 및 북미지역까지는 1달러 이내, 중동지역까지는 \$1.64 정도 그리고 아프리카 및 남미 지역 모두 2달러 이상으로 높게 나타난다.

LNG 부분 경쟁가격은 인도네시아산 LNG 국내도입가격 \$3.36을 기준으로 상기추정운임을 차감한 것으로, 호주 및 동아시아지역은 2.60~2.85달러, 북미지역은 2.23~2.73달러, 그리고 중동지역은 1.99달러 정도로 나타나는 반면 아프리카 및 남미지역은 모두 1.50달러 이하 수준으로 지역에 따라 큰 차이를 보이고 있다.

지난 1988년도 알제리가 미국 보스톤의 *Distrigas*社에 LNG 수출을 재개할 당시 수송비를 제외한 알제리의 수출가격이 \$1.20~1.50/MM-

<표-9> 아시아·태평양시장 LNG 거래현황

(단위 : BCM)

수입국	일본	한국	대만	계
아부다비	3.5	-	-	3.5
알라스카	1.3	-	-	1.3
브루나이	7.0	-	-	7.0
인도네시아	24.2	3.7	2.1	30.0
말레이시아	9.5	-	-	9.5
호주	5.2	-	-	5.2
계	50.6	3.7	2.1	56.4

<자료> British Petroleum Co, BP REVIEW OF WORLD GAS, AUG. 1991.

<표-10>

도입국별 수송비 및 경쟁가격

	해상수송거리 (천 km)	추정운임 (\$/MMBTU)	LNG 부분 경쟁가격	매장량 (TCF)	생산량 (TCF)	비 고
중국	2-3			35	0.52	
소련	2-3			1600	26.02	
호주	6-7	0.90-1.03	2.60-2.73	15	0.69	
브루나이	5	0.78	2.85	11	-	
말레이시아	5	0.78	2.85	57	0.51	
인도네시아	5-6	0.78-1.03	2.73-2.85	92	1.46	기준가격
미국 (Alaska)	6	0.90	2.73	33	0.34	
캐나다	6-7	0.90-1.03	2.60-2.73	98	3.50	
멕시코	8-10	1.15-1.40	2.23-2.48	73	0.96	
아부다비	12	1.64	1.99	183	0.73	
카타르	12	1.64	1.99	163	-	
쿠웨이트	12	1.64	1.99	49	0.19	現가스수입국
사우디아라비아	12	1.64	1.99	180	1.09	
이란	12	1.64	1.99	600	0.85	
이라크	12	1.64	1.99	95	-	가스수출봉쇄
알제리	16	2.12	1.51	115	1.69	
나이지리아	17-18	2.24-2.36	1.27-1.39	87	0.15	
아르헨티나	20	2.60	1.03	27	0.87	
베네수엘라	22	2.84	0.79	106	0.77	

<자료> 1) 수송거리 : The Institute of Energy Economics, "Energy in Japan", Bimonthly Report No. 112, Nov. 1991.

2) 매장량 및 생산량 : 1990년도 수치임. British Petroleum Co., BP REVIEW OF WORLD GAS, AUS. 1991.

BTU 수준이었던것을 고려하면, 원 거리에 의한 높은 수송비를 상쇄할 정도의 저렴한 LNG 공급가격이 전제 되지 않는 한 이들 아프리카 및 남미 지역으로 부터의 도입가능성은 희박하다.

일본이 도입선다변화 일환으로 지난 1989년 4월부터 1990년 1월까지 LNG 28만 톤을 알제리로 부터 스파트계약으로 도입한 바 있다. 그 후에도 일본은 아·태지역과 비교해 도입 경제성이 있을 경우 알제리로부터 추가도입의 의도를 표명하고는 있으나 실제 거래가 없는 상태이다.

년간 200~300만톤 생산규모의

LNG 플랜트를 20년간 가동할 경우 약 3.7~5 TCF 정도의 천연가스가 소요된다고 알려져 있다. 천연가스 매장량을 단순히 도입원선택의 기준으로 할 때, 기존의 아시아 생산국들 중에서는 인도네시아, 말레이시아, 호주, 브루나이 순서로 고려될 수 있지만 인도네시아, 말레이시아로 부터는 현재 도입중이고, 호주 및 브루네이는 매장량 측면에서 볼 때 향후 증산의 여유가 충분하지 않다. 단지 기준수출국 이외의 아시아국가로서 중국이 가까운 시일내에 제한적이나마 LNG 수출국으로 등장할 가능성이 있기는 하지만 장기적으로 안정적인

공급원 확보 차원에서 도입대상지역을 현재의 동남아시아 지역에서 알라스카, 캐나다, 멕시코 등의 북미와 매장량이 풍부한 중동지역으로 확대할 필요가 있다.

3. 장기도입정책 방향

<표-11>은 한국, 일본, 대만 3개 LNG 수입국의 2001년까지의 수요전망과 현재까지의 도입계약물량을 제시하고 있다. 3개 LNG 도입국의 총수요는 1992년 현재 약 4,000만 톤 수준에서 2000년에 6,260만 톤, 2010년에 9,110만 톤에 이를 전망이다. 기존계약의 계속연장을 전제할 경우 이 지역의 LNG 추가소요 물량은 2000년에 390만 톤 수준에서, 2010년에 3,240만 톤 수준으로 크게 증가할 것으로 전망된다.

수요예측량을 기준으로 할 때, 일본은 2000년까지 소요되는 물량을 계약 또는 구매약정 등으로 이미 확보한 상태이다. 뿐만 아니라 일본의 구매자들은 일본의 에너지정책이 원자력발전 증대에 역점을 두고 있지만, 원자력발전소 건설에 대한 주민반발 등으로 인해, 장기적으로 LNG 수요가 도입계획량보다 증가할 것으로 전망하여 이미 호주 Bonaparte 지역으로부터 LNG 도입을 협의중에 있으며, 또한 추가 수요가 있을 경우 2000년 이전이라도 도입을 개시할 전망이다. 한 예로, 일본의 중부 전력은 카타르와 400만 톤 공급합의시, 2000년 이전에 추가수요가 발생될 경우 추가로 200만 톤에 대한 Option 행사권까지 확보하고 있다.

대만은 1999년까지의 LNG 소요물

량을 인도네시아(150만 톤+ Option 75만 톤) 및 말레이시아(225만 톤)와의 장기계약으로 확보하였으며, 2000년 이후의 소요물량에 대비하여 알라스카의 천연가스 개발계획을 추진중인 Yukon Pacific 社와 연 300만 톤의 LNG 구매약정을 협의중이다.

거대한 초기자본투자가 요구되는 LNG 사업은 일정규모 이상의 수요가 있을 때만 장기계약으로 개발 또는 확장되는 특수성이 있고, 신규 플랜트 건설시에는 적어도 4~5년 이상, 그리고 기존 플랜트 확장의 경우 적어도 2~3년 이상의 시간이 소요된다. 현재 LNG 도입경쟁국인 일본과 대만이 2000년 이후 추가도입 소요 물량을 고려한 우리의 천연가스 도입 정책은 아래와 같이 세 단계로 나누어 생각할 수 있다.

우선 1990년대 중반 이후의 약 200~300만 톤 정도의 국내 추가소요물량은 기존 Plant 확장이 가능한 인도네시아, 아부다비 또는 말레이시아 등과의 장기계약을 통해 확보하고, 2000년대 전반의 추가소요물량을 확보하기 위해서는 도입국별 의존도를 감안해 카타르, 호주, 또는 알라스카 지역을 신규공급원으로 선택해 도입 선다변화와 함께 개발수입을 통한 LNG 도입규모의 경제성을 아울러도 모할 필요가 있다. 호주의 Gorgon 지역 및 알라스카의 Prudhoe Bay 지역의 가스전 개발은 초기 경제규모가 연 600만 톤 정도인 점을 고려할 때, 새로운 공급원을 필요로 하는 일본 및 대만과 공동으로 연계하여 LNG의 제조 및 해상수송 부문까지 참여하는 개발수입을 적극 검토할 필요가 있다.

<표-11>

아시아 LNG 수요전망

(단위 : 백만톤)

	일 본			한 국			대 만			합 계		
	수요	계약 체결	추가 소요	수요	계약 체결	추가 소요	수요	계약 체결	추가 소요	수요	계약 체결	추가 소요
1992	35.0	34.9	0.1	3.4	3.4	-	1.5	1.5	-	39.9	39.8	0.1
1993	35.1	35.1	-	4.3	4.3	-	1.5	1.5	-	40.9	40.9	-
1994	39.0	38.8	0.2	4.7	4.0	0.7	1.5	1.5	-	45.2	44.3	0.9
1995	40.0	39.8	0.2	6.0	4.5	1.5	2.0	2.0	-	48.0	46.3	1.7
1996	42.5	42.5	-	7.4	5.3	2.1	2.6	2.6	-	52.5	50.4	2.1
1997	45.0	45.0	-	8.1	6.3	1.8	3.2	3.2	-	56.3	54.5	1.8
1998	46.4	46.5	+0.1	8.3	6.3	2.0	3.8	3.8	-	58.5	56.6	1.9
1999	47.0	46.9	0.1	8.9	6.3	2.6	4.5	4.5	-	60.4	57.7	2.7
2000	48.0	47.9	0.1	9.6	6.3	3.3	5.0	4.5	0.5	62.6	58.7	3.9
2001	49.0	47.9	1.1	9.8	6.3	3.5	5.4	4.5	0.9	64.2	58.7	5.5
2002	50.0	47.9	2.1	10.6	6.3	4.2	5.8	4.5	1.3	66.4	58.7	7.7
2003	51.0	47.9	3.1	11.4	6.3	5.1	6.2	4.5	1.7	68.6	58.7	9.9
2004	52.0	47.9	4.1	12.6	6.3	6.3	6.6	4.5	2.1	71.2	58.7	12.5
2005	54.0	47.9	5.1	13.4	6.3	7.1	7.0	4.5	2.5	74.4	58.7	15.7
2006	55.0	47.9	6.1	14.1	6.3	7.8	7.6	4.5	3.1	76.7	58.7	18.0
2007	56.0	47.9	8.1	15.9	6.3	9.6	8.2	4.5	3.7	80.1	58.7	21.4
2008	57.0	47.9	9.1	17.8	6.3	11.5	8.8	4.5	4.3	83.6	58.7	24.9
2009	58.0	47.9	10.1	19.9	6.3	13.6	9.6	4.5	5.1	37.7	58.7	28.8
2010	59.0	47.9	11.1	21.1	6.3	14.8	10.0	4.5	5.5	91.1	58.7	32.4

자료 : 한국가스공사, 「장기천연가스공급 세부시행계획(미확정자료)」, 1992. 2.

2000년대 후반에는 천연가스 수요가 일본 6천만 톤, 한국 2천만 톤 그리고 대만 1천만 톤으로 동북아시아 지역의 3개 수입국의 총수요가 약 9천만톤의 방대한 물량이다. 기존계약의 연장을 전제하더라도 이 지역의 물량은 약 3천만 톤수준으로 크게 증가하는 것을 고려할 때, 안정공급을 위한 물량확보 뿐만 아니라 도입의 경제성도 중요한 문제로 대두될 것이다. 그러므로 2000년대 후반을 향한 우리의 장기도입정책은 동시베리아의 야쿠츠크 가스전 또는 사할린 가스전 개발을 통한 PNG 도입을 그 목, 표로 설정하고, 동북아시아에서 가스 생산지와 소비지의 중간점에 위치한 우리나라의 지리적 특성을 이용해 파이프라인가스 도입을 우리정부의 주도하에 3국 공동으로 추진하는 방

향으로 전개되어야 할 것이다.

V. 맺는말

정부는 대체에너지 이용확대정책으로 지난 1986년에 LNG를 처음 도입한 이래, 국내 가스소비자는 우리경제의 규모증대와 국민소득수준 향상으로 인해 매년 급증하여, 1992년에는 352만 톤 수준을 기록하였으며, 2000년에는 960만 톤, 2010년에는 2,110만 톤 수준에 이를 전망이다. 현재까지 확보된 도입계약물량을 전제할 경우, 추가도입물량은 2000년에 약 330만 톤, 2010년에는 약 1,480만 톤까지 증가해 이에 대한 장기적이고 안정적인 도입원의 확보가 시급한 실정이다.

정부는 LNG 도입정책의 기본방향을 천연가스 도입의 안정성과 경제성

의 조화로 설정하고, 이를 위해 도입선의 다변화, 도입형태의 다원화, 도입계약조건의 개선, 그리고 PNG 도입 등의 정책을 추진하고자한다.

이들 정책의 세부추진계획으로 우선 도입선의 다변화를 위해 장기적으로 도입선을 3개국 이상으로 다변화하여 특정국가에 대한 도입량을 40% 수준으로 유지하고, 도입형태의 다원화를 위해 연차적으로 단기계약도입을 확대하고 2000년 이후에는 호주, 사할린, 알라스카 등지에서 개발수입을 추진함으로써 2006년의 도입형태를 장기계약 65%, 단기계약 20%, 개발수입 15%로 구성하는 것을 목표로 하고 있다. 다음으로 수송의 안정성과 가격경쟁력 확보를 위해 향후 LNG 추가도입은 국적선 수송에 의한 FOB 조건으로 도입을 추진하며, 2000년 이후 일본 및 대만 등 인접국들의 수요증가로 소련·중국 등지의 가스전 개발 및 파이프라인 천연가스 도입의 타당성이 있을 경우 이들 국가들과 공동으로 도입을 추진한다는 것이다.

천연가스산업, 특히 LNG 산업은 가스의 생산, 수송, 분배 과정에서 수많은 시설을 필요로 하는 자본집약형산업이다. LNG 프로젝트에 소요되는 거대한 투자액을 회수하기 위해선 적어도 15~25년 정도의 장기매매계약을 필요로 한다. 이 때문에 LNG 프로젝트는 특정의 공급자와 대량의 수요를 확보한 구매자가 일체가 되어 추진되어야 하며 생산에서 수송, 분배에 이르기까지 일관성있는 체계를 요구한다. 이러한 환경때문에 LNG에 한 해 현물시장이 존재하기란 사

실상 불가능하다. 현재 단기계약에 의해 거래되는 물량은 기존 플랜트 잉여설비로부터 극히 제한적으로 공급되며 공급자는 증산된 잉여물량을 장기계약으로 도입원을 확보하고자한다. 이미 인도네시아가 1993년 이후 부터는 단기계약으로는 LNG를 판매하지 않겠다는 의지를 표명한 바 있어 향후 단기계약으로는 소규모 물량확보가 어려울 것 같다.

그러므로 정부의 LNG 도입추진의 기본방향은 천연가스 수요전망에 따른 연도별 소요물량은 장기계약 및 개발수입으로 우선 확보하고 단지 수급의 일시적 변동에 따른 추가소요물량은 단기계약으로 확보하는 방향으로 설정되어야 한다. 따라서 정부의 도입형태다원화 정책에 따른 도입형태별 구성목표는 수정되어 장기계약 및 개발수입의 비중을 상향조정할 필요가 있다.

거대한 초기자본투자가 요구되는 LNG 사업은 일정규모 이상의 수요가 있을 때만 장기계약으로 개발 또는 확장되는 특수성이 있고, 신규 플랜트 건설시에는 적어도 4~5년 이상, 그리고 기존 플랜트 확장의 경우 적어도 2~3년 이상의 시간이 소요된다. 현재 LNG 도입경쟁국인 일본과 대만이 2000년까지의 소요물량을 이미 확보한 상태이므로 이들 국가의 2000년 이후 추가도입 소요물량을 고려한 우리의 천연가스 도입정책은 아래와 같이 세 단계로 나누어 생각할 수 있다.

우선 1990년대 중반 이후의 약 200~300만 톤 정도의 국내 추가소요물량은 기존 Plant 확장이 가능한 인도

네시아, 아부다비 또는 말레이시아 등과의 장기계약을 통해 확보하고, 2000년대 전반의 추가소요물량을 확보하기 위해서는 도입국별 의존도를 감안해 카타르, 호주, 또는 알라스카 지역을 신규공급원으로 선택해 도입선다변화와 함께 개발수입을 통한 LNG 도입규모의 경제성을 아울러 도모할 필요가 있다. 호주의 Gorgon 지역 및 알라스카의 Prudhoe Bay 지역의 가스전 개발은 초기 경제규모가 연 600만 톤 정도인 점을 고려할 때, 새로운 공급원을 필요로 하는 일본 및 대만과 공동으로 연계하여 LNG의 제조 및 해상수송 부문까지 참여하는 개발수입을 적극 검토할 필요가 있다.

2000년대 후반에는 천연가스 수요가 일본 6천만 톤, 한국 2천만 톤 그리고 대만 1천만 톤으로 동북아시아 지역의 3개 수입국의 총수요가 약 9천만 톤의 방대한 물량이다. 기존계약의 연장을 전제하더라도 이 지역의 추가소요물량은 약 3천만 톤 수준으로 크게 증가하는 것을 고려할 때, 안정공급을 위한 물량확보 뿐만 아니라 도입의 경제성도 중요한 문제로 대두될 것이다. 그러므로 2000년대 후반을 향한 우리의 장기도입정책은 동시베리아의 야쿠츠크 가스전 또는 사할린 가스전 개발을 통한 PNG 도입을 그 목표로 설정하고, 동북아시아에서 가스 생산지와 소비지의 중간점에 위치한 우리나라의 지리적 특성을 이용해 파이프라인가스 도입을 우리 정부의 주도하에 3국 공동으로 추진하는 방향으로 전개되어야 할 것이다. ♠