

經營學博士 學位論文

LNG船 海運市場의 變化에 대한 荷主의  
戰略的 對應에 관한 研究

(Spot 市場의 登場 可能性을 中心으로)

指導教授 安 奇 明

2004年 2月

韓國海洋大學校 大學院

海運經營學科

李 昇

# 목 차

<b>제1장 서 론</b> .....	<b>1</b>
제1절 연구의 배경과 목적 .....	1
제2절 연구의 방법과 범위 .....	2
제3절 연구의 내용과 구성 .....	3
<b>제2장 세계 천연가스 및 LNG 환경</b> .....	<b>4</b>
제1절 세계 천연가스 및 LNG 현황 .....	4
1. 에너지 현황 .....	4
2. 천연가스 현황 .....	11
3. LNG 현황 .....	17
제2절 세계 천연가스 및 LNG 중계시장 .....	21
1. 관련 단체 .....	21
2. 중개거래 및 허브(Hub) .....	28
3. 현물시장과 선물시장 .....	33
4. 언번들 서비스(Unbundled Service) .....	36
<b>제3장 세계 LNG 시장 분석</b> .....	<b>38</b>
제1절 LNG 생산국 및 도입국 .....	42
1. LNG 생산국 .....	42
2. LNG 도입국 .....	69
제2절 LNG 시장 환경변화와 거래 유연성 .....	90
1. LNG 시장 환경변화 .....	90
2. LNG 거래 유연성 .....	100

제3절 세계 LNG선 해운 및 조선시장 .....	108
1. 해운 및 조선시장 .....	108
2. LNG 해운 및 조선시장 .....	119
3. LNG선 소유와 선박금융 .....	127
4. LNG선 운영 .....	131
<b>제4장 LNG선 Spot 해운시장 가능성 분석 .....</b>	<b>145</b>
제1절 유사 선박 Spot 해운시장 고찰 .....	145
1. 대형 원유 운반선 .....	145
2. 대형 원유 운반선 Spot 해운시장 성장 .....	146
제2절 LNG선 Spot 해운시장 가능성 검토 .....	147
1. 전략수립을 위한 정책기조 설정 .....	148
2. 의사결정을 위한 시스템적 접근 .....	151
3. 시스템 다이내믹스 채택 .....	156
제3절 LNG선 Spot 해운시장 가능성에 대한 시스템 다이내믹스 구축 ..	158
1. VENSIM을 이용한 동적 모형 도입 .....	158
2. 모형의 구성변수 및 상호관계의 규명 .....	161
3. 정성 및 정량적 모델 구축 .....	162
4. 정량적 모델 검증 및 민감도 분석 .....	171
<b>제5장 LNG선 Spot 해운시장 등장에 대비한 하주의 전략 .....</b>	<b>172</b>
제1절 LNG Spot 해운시장 선점을 위한 하주의 역할 .....	172
1. 하주의 의무와 역할 .....	172
2. 시장진입 장애물과 해결방법 .....	172
제2절 하주의 전략 전개 .....	173
1. 하주가 직접 참여하는 방안 .....	174

2. 하주가 자회사를 통하여 참여하는 방안 .....	175
3. 하주가 컨소시엄을 구성하여 참여하는 방안 .....	176
<b>제6장 결 론 .....</b>	<b>178</b>
제1절 요약 및 결론 .....	178
제2절 연구의 한계 및 향후 연구과제 .....	179
[참고문헌] .....	180
[VENSIM 방정식] .....	185
[단위 환산표] .....	190

## 표 목 차

[표 2-1] 세계 에너지 현황 .....	4
[표 2-2] 세계 석유생산 및 소비 실적 .....	6
[표 2-3] 세계 천연가스 생산 및 소비 실적 .....	6
[표 2-4] 세계 석탄 생산 및 소비 실적 .....	7
[표 2-5] 세계 원자력과 수력 소비 실적 .....	7
[표 2-6] 세계 시나리오별 국내 총생산 .....	8
[표 2-7] 세계 국내 총생산 .....	9
[표 2-8] 세계 시나리오별 세계 에너지 소비량 .....	10
[표 2-9] 세계 에너지 소비량 .....	10
[표 2-10] 세계 에너지별 소비량 .....	11
[표 2-11] 세계 천연가스 매장량 상위 20개국 .....	12
[표 2-12] 세계 천연가스 미확인 물량 및 지역 .....	13
[표 2-13] 세계 시나리오별 세계 천연가스 소비량 .....	13
[표 2-14] 세계 천연가스 소비량 .....	14
[표 2-15] 2002년 세계 천연가스 파이프라인 교역 물량 .....	15
[표 2-16] 세계 천연가스 가격 추이 .....	16
[표 2-17] 세계 LNG 교역실적 .....	17
[표 2-18] 2002년 세계 LNG 교역내용 .....	18
[표 2-19] 일본 CIF 조건 LNG 가격 추이 .....	19
[표 2-20] Henry Hub에서 제공하는 포괄 서비스 내용 .....	30
[표 3-1] 세계 기존 LNG 프로젝트 .....	39
[표 3-2] 세계 확장 및 신규 LNG 프로젝트 .....	41
[표 3-3] 인도네시아 기존 프로젝트 .....	43
[표 3-4] 인도네시아 신규 프로젝트 .....	45
[표 3-5] 말레이시아 기존 프로젝트 .....	47
[표 3-6] MLNG III 프로젝트 .....	48
[표 3-7] 브루나이 기존 프로젝트 .....	49
[표 3-8] 사할린 II 신규 프로젝트 .....	51
[표 3-9] 호주 기존 프로젝트 .....	53
[표 3-10] 호주 확장 및 신규 프로젝트 .....	55
[표 3-11] 카타르 기존 프로젝트 .....	56
[표 3-12] 카타르 확장 및 신규 프로젝트 .....	57

[표 3-13] 오만 기존 프로젝트 .....	58
[표 3-14] 오만 확장 및 신규 프로젝트 .....	59
[표 3-15] UAE 기존 프로젝트 .....	60
[표 3-16] 이란 확장 및 신규 프로젝트 .....	61
[표 3-17] 알제리 기존 프로젝트 .....	62
[표 3-18] 리비아 기존 프로젝트 .....	63
[표 3-19] 나이지리아 기존 프로젝트 .....	64
[표 3-20] 나이지리아 확장 및 신규 프로젝트 .....	64
[표 3-21] 이집트 확장 및 신규 프로젝트 .....	65
[표 3-22] 예멘 확장 및 신규 프로젝트 .....	66
[표 3-23] 예멘 확장 및 신규 프로젝트 .....	66
[표 3-24] 미국 기존 프로젝트 .....	67
[표 3-25] 트리니다드 토바고 기존 프로젝트 .....	68
[표 3-26] 노르웨이 확장 및 신규 프로젝트 .....	69
[표 3-27] 각 지역별 LNG 도입실적 .....	70
[표 3-28] 한국 LNG 도입실적 .....	71
[표 3-29] 한국 LNG 계약내용 .....	71
[표 3-30] 한국의 POSCO 및 SK LNG 계약내용 .....	72
[표 3-31] 일본 LNG 계약내용 .....	74
[표 3-32] 일본 LNG 추가 계약내용 .....	74
[표 3-33] 대만 LNG 계약내용 .....	75
[표 3-34] 중국 LNG 계약내용 .....	76
[표 3-35] 유럽 LNG 인수기지 현황 .....	81
[표 3-36] 미국내 LNG 인수기지 현황 .....	87
[표 3-37] 미국내 LNG 인수기지 설비능력 .....	88
[표 3-38] 2002~'03(3월까지) 아시아 스왑거래 내역 .....	93
[표 3-39] 유럽의 기간단축 계약의 사례 .....	93
[표 3-40] 아시아에서 발생한 새로운 계약내용 .....	94
[표 3-41] 1992~'01 LNG 현물 및 선물거래(수출국 중심) .....	95
[표 3-42] 1992~'01 LNG 현물 및 선물거래(수입국 중심) .....	96
[표 3-43] 세계 LNG 거래에서 현물시장의 비중 .....	96
[표 3-44] LNG 가격 시스템별 장단점 비교 .....	99
[표 3-45] 해운주기 .....	109
[표 3-46] 해운시장 수요에 영향을 미치는 요소 .....	110
[표 3-47] 해운시장 공급에 영향을 미치는 요소 .....	111
[표 3-48] 운항중인 LNG선 .....	123

[표 3-49] LNG선 건조 추세 .....	124
[표 3-50] LNG선 선형 변화 .....	125
[표 3-51] LNG선 건조국 추세 .....	125
[표 3-52] LNG선 선가 추세 .....	126
[표 3-53] 한국 선박 투자회사법에서 정한 관련회사의 의무 .....	130
[표 3-54] 한국 선박 투자회사 설립 및 추진현황 .....	130
[표 3-55] 한국의 LNG선 발주내역 .....	132
[표 3-56] 한국의 1·2차 발주 LNG선 소유지분 내역 .....	133
[표 3-57] 한국의 3·4차 발주 LNG선 소유지분 내역 .....	133
[표 3-58] 한국의 1~4차 발주관련 선박확보내용 .....	134
[표 3-59] 인도네시아↔일본(FOB, Badak II) LNG선 계약내용 .....	136
[표 3-60] 인도네시아↔일본(FOB, Badak II 갱신) LNG선 계약내용 .....	136
[표 3-61] 인도네시아↔일본(FOB, Arun II) LNG선 계약내용 .....	137
[표 3-62] 인도네시아 ↔ 일본(FOB, BADAK VI) LNG선 계약내용 .....	137
[표 3-63] 알래스카 ↔ 일본(DES 방식) LNG선 계약내용 .....	138
[표 3-64] 인도네시아 ↔ 일본(DES, 73계약) LNG선 계약내용 .....	139
[표 3-65] 인도네시아 ↔ 일본(DES, Hiroshima) LNG선 계약내용 .....	139
[표 3-66] 인도네시아 ↔ 대만(DES) LNG선 계약내용 .....	140
[표 3-67] 말레이시아 ↔ 일본(DES, 83계약) LNG선 계약내용 .....	140
[표 3-68] 말레이시아 ↔ 일본(DES, Kansai Electric) LNG선 계약내용 .....	141
[표 3-69] 말레이시아 ↔ 일본(DES, Malaysia II) LNG선 계약내용 .....	141
[표 3-70] 호주 ↔ 일본(DES, 83 계약) LNG선 계약내용 .....	142
[표 3-71] 호주 ↔ 일본(DES, IGT) LNG선 계약내용 .....	142
[표 3-72] 브루나이 ↔ 한국/일본(DES) LNG선 계약내용 .....	143
[표 3-73] 카타르 ↔ 일본(DES) LNG선 계약내용 .....	143
[표 3-74] 오만 ↔ 미국/유럽(DES) LNG선 계약내용 .....	144
[표 3-75] UAE ↔ 일본(DES,) LNG선 계약내용 .....	144
[표 4-1] 정책 결정모형 .....	150
[표 4-2] 경영과학 기법 .....	154
[표 4-3] 통계적 경영과학과 시스템 다이내믹스 방법론 간의 비교 .....	155
[표 4-4] 계량경제학과 시스템 다이내믹스 간의 비교 .....	156
[표 4-5] VENSIM을 이용한 동적 모형개발 과정 .....	158
[표 4-6] 모형의 구성변수 및 상호관계의 규명 결과 .....	161
[표 5-1] 일본의 하주 참여사례 .....	176

## 그 립 목 차

[그림 2-1] 세계 천연가스 및 LNG 교역 방향 .....	15
[그림 3-1] 기존 LNG 프로젝트 위치 .....	38
[그림 3-2] 확장 및 신규 LNG 프로젝트 위치 .....	40
[그림 3-3] 인도네시아 기존 프로젝트 위치 .....	42
[그림 3-4] 인도네시아 신규 프로젝트 위치 .....	44
[그림 3-5] MLNG III 프로젝트 위치 .....	47
[그림 3-6] BLNG 프로젝트 위치 .....	48
[그림 3-7] 사할린 프로젝트 위치 .....	50
[그림 3-8] 호주의 자원개발 현황 .....	52
[그림 3-9] 카타르 기존 프로젝트 위치 .....	56
[그림 3-10] 오만 기존 프로젝트 위치 .....	58
[그림 3-11] UAE 기존 프로젝트 설비 .....	59
[그림 3-12] 이란의 신규 프로젝트 위치 .....	60
[그림 3-13] 알제리 기존 프로젝트 위치 .....	62
[그림 3-14] 리비아 기존 프로젝트 위치 .....	63
[그림 3-15] 나이지리아 기존 프로젝트 위치 .....	64
[그림 3-16] 이집트 확장 및 신규 프로젝트 위치 .....	65
[그림 3-17] 예멘 확장 및 신규 프로젝트 위치 .....	66
[그림 3-18] 미국 기존 프로젝트 위치 .....	67
[그림 3-19] 트리니다드 토바고 기존 프로젝트 위치 .....	68
[그림 3-20] 노르웨이 확장 및 신규 프로젝트 위치 .....	69
[그림 3-21] 이르쿠츠크 천연가스 공동 연결망 .....	72
[그림 3-22] 대만 기존 프로젝트 위치 .....	75
[그림 3-23] 중국 기존 프로젝트 위치 .....	76
[그림 3-24] 중국 천연가스 파이프라인 .....	78
[그림 3-25] 인도의 건설중인 LNG 인수기지 위치 .....	79
[그림 3-26] 인도의 HBJ 파이프라인 .....	79
[그림 3-27] 유럽의 천연가스 네트워크 위치 .....	80
[그림 3-28] Maghreb-Europe 파이프라인 위치 .....	82
[그림 3-29] 벨기에 해저 파이프라인 위치 .....	85
[그림 3-30] 벨기에 Zeebrugge 인수기지 .....	85
[그림 3-31] 미국 LNG 설비(2002. 9월) .....	86



[그림 3-32] 미국내 LNG 인수기지 추가 계획 .....	88
[그림 3-33] 캐나다 Maritimes and Northeast Pipeline 위치 .....	89
[그림 3-34] 멕시코 바하 캘리포니아 위치 .....	89
[그림 3-35] Moss형 LNG선 구조도 .....	120
[그림 3-36] Moss형 LNG선(Oceanpia호) .....	120
[그림 3-37] Membrane형 LNG선 구조도 .....	121
[그림 3-38] Membrane형 LNG선(Summit호, GT Type) .....	122
[그림 3-39] LNG RV선 개념도 .....	122
[그림 3-40] LNG CNG선 개념도 .....	123
[그림 3-41] 한국의 LNG선 발주 구조도 .....	132
[그림 3-42] 한국의 SK Stella호 계약 구조도 .....	134
[그림 3-43] 한국의 SK Sunrise호 계약 구조도 .....	135
[그림 4-1] 체계적 의사결정 과정 .....	152
[그림 4-2] 시스템 접근방법의 주요내용 .....	153
[그림 4-3] 구성요소 종합 CLD .....	162
[그림 4-4] Spot LNG 해운시장 가능성 CLD .....	163
[그림 4-5] 수송능력 CLD .....	164
[그림 4-6] 수송능력 Casual Strip .....	165
[그림 4-7] LNG 수요 CLD .....	165
[그림 4-8] LNG 수요 및 증가 Casual Strip .....	166
[그림 4-9] LNG 수요 CLD .....	166
[그림 4-10] LNG 생산능력 Casual Strip .....	167
[그림 4-11] 장기 계약물량 CLD .....	168
[그림 4-12] 장기 계약물량 Casual Strip .....	168
[그림 4-13] 단기 계약물량 CLD .....	169
[그림 4-14] 비 계약물량 CLD .....	169
[그림 4-15] Spot 가능성에 대한 시뮬레이션 결과 .....	170
[그림 4-16] 민감도 분석내용 .....	171
[그림 5-1] 하주가 직접 참여하는 방안 .....	175
[그림 5-2] 하주가 자회사를 통하여 참여하는 방안 .....	176
[그림 5-3] 하주가 컨소시엄 통하여 참여하는 방안 .....	177

## 영어 약어 일람표

- ABS : American Bureau of Shipping (미국 선급협회)  
ADNOC : Abu Dhabi National Oil Company (아부다비 국립 석유회사)  
AECO : Alberta Energy Company (앨버타 에너지회사)  
ALNG : Australia LNG (호주 엘엔지회사)  
ALSCO : Australia LNG Ship Operating Co. (호주 LNG선 운항회사)  
BBC/HP : Bareboat Charter with Hire Purchase (국적취득조건부나용선)  
BCF : Billion Cubic Feet (10억 ft<sup>3</sup>)  
BCM : Billion Cubic Meters (10억 m<sup>3</sup>)  
BIMCO : The Baltic And International Maritime Conference (발틱 국제해  
운동맹)  
BIS : Bank for International Settlements (국제결제은행)  
BOG : Boil-off Gas (증발 천연가스)  
BTU : British Thermal Units (영국 공학 단위계에서의 열량 단위)  
BV : Bureau Veritas (프랑스 선급협회)  
CIF : Cost, Insurance and Freight (운임과 보험료 포함 계약조건)  
CIRR : Commercial Interest Reference Rates (상업표준 금리)  
CLD : Causal Loop Diagram (정성적 모델)  
CLT : Closed Loop Thinking (내부 순환적 환류체계)  
CNOOC : China National Offshore Oil Company (중국 국영 해양석유회사)  
COA : Contract Of Affreightment (장기 해상수송계약)  
COSCO : China Ocean Shipping Group Company (중국 원양운수 집단 총  
공사)  
CPC : Chinese Petroleum Corporation (중국석유공사-대만)  
DEPA : Greek Public Gas Company (그리스 공영가스 회사)  
DES : Delivered Ex Ship (착선 인도 계약조건)  
DNV : Det Norske Veritas (노르웨이 선급협회)  
DOE : Department of Energy (미국 에너지부)  
DWT : Dead-Weight Tonnage (재화중량톤수)  
EIA : Energy Information Administration(미국 에너지부 에너지 정보국)  
FEGC : Forum of me Gas Exporting Counties (가스 수출국 포럼)  
FOB : Free on Board (물품 본선인도 계약조건)  
FOC : Flag of Convenience (편의치적)

FSD : Stock Flow Diagram (정량적 모델)

GDP : Gross Domestic Production (국내 총생산)

GIIGNL : International Group of Liquefied Natural Gas Importers / Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (국제 천연가스 수입자 그룹)

GTS : Gasunie Trade and Supply (네덜란드의 가스유니 트레이드 앤 서플라이)

HAS : Hub Service Agreement (허브 서비스협약)

HOA : Heads of Agreement (주요조건 합의서)

IACS : International Association of Classification Societies (국제 선급협회)

IAEA : International Atomic Energy Agency (국제 원자력기구)

IEA : International Energy Agency (국제 에너지 기구)

IGU : International Gas Union (국제 가스연맹)

IIR : International Institute of Refrigeration (국제 냉동기구)

IMF : International Monetary Fund (국제 통화기금)

IMO : International Maritime Organization (국제 해사기구)

INMARSAT : International Mobile Satellites Organization (국제 해사위성기구)

INTERTANKO : International Association of Independent Tanker Owners (국제 유조선 선주협회)

ISF : International Shipping Federation, 1961 (국제 해운연맹)

ISO : International Standardization Organization (국제 표준화기구)

JCC : Japanese Crude Cocktail (일본 크루드 칵테일)

JSA : The Japanese Shipowners Association (일본 선주협회)

K/S : Kommandittselskap (노르웨이 선박투자회사)

KOGAS : Korea Gas Corporation (한국가스공사)

KR : Korean Register of shipping (한국 선급)

LNG : Liquefied Natural Gas (액화 천연가스)

LOU : Letter of Undertaking (장기 물량확약서)

LR : Lloyd's Register Shipping (영국 선급)

MISC : Malaysia International Shipping Corp. (말레이시아 국제 해운회사)

MOU : Memorandum of Understanding (양해각서)

MSC : Maritime Safety Committee (IMO 해상안전 위원회)

NGX : Natural Gas Exchange (캐나다의 천연가스거래소)

NIGEC : National Iranian Gas Export Co (국영 이란 가스 수출회사)

NIOC : National Iranian Oil Co (국영 이란 석유회사)

NK : Nippon Kaiji Kyokai (일본 해사협회)

NNPC : Nigerian National Petroleum Corp (나이지리아 국영 석유공사)

NPB : National Balancing Point (영국의 국가 수급조절 포인트)

NTPC : National Thermal Power Corp (인도 국영 화력발전소)

NUMBER : Normalized Unit Modelling By Elementary Relationships (기초 관계 균등단위 모델링)

NYMEX : New York Mercantile Exchange (뉴욕 상품거래소)

MMBTU : Million British Thermal Units (백만 BTU)

OAS : Open Access System (설비 공동이용 제도)

OGC : Osaka Gas Company (오사카 가스회사)

OLNG : Oman LNG L.L.C. (오만 LNG 회사)

OPEC : Organization of Petroleum Exporting Countries (석유수출국 기구)

PDO : Petroleum Development Organization (석유개발기구)

PSA : Production Sharing Agreement (생산물 분배계약)

QBTU : Quadrillion British Thermal Units (천조 BTU)

QGPC : Qatar General Petroleum Company (카타르 국영가스공사)

RasGas : Ras Laffan LNG Company Ltd (라스라판 LNG 회사)

SCI : Shipping Corporation of India (인도 해운공사)

SIGTTO : Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd (국제 가스탱커 및 터미널 운영자연합)

STASCO : Shell International Trading and Shipping Co.,Ltd (셸 운항회사)

TBR : Trade Barrier Regulation (EC의 무역장벽 규정)

TBTU : Trillion British Thermal Units (조 BTU)

TCE : Ton of Carbon Equivalent (석탄 등가톤)

TCF : Trillion Cubic Feet (조 ft<sup>3</sup>)

TEU : Twenty-Foot Equivalent Units (20 feet 컨테이너 기본단위)

TGC : Tokyo Gas Company (도쿄 가스회사)

TOE : Ton of Oil Equivalent (석유 등가톤)

TOP : Take or Pay (장기 의무물량 인수 계약조항)

TPA : Third Party Access (제 3자 접속)

ULCC : Ultra Large Crude Oil Carrier (극대형 원유 운반선)

USGS : U.S. Geological Survey (미국 내무부의 지구과학연구기관)

VENSIM : Ventana Simulation (System Dynamics 분석 프로그램)

VLCC : Very Large Crude Oil Carrier (대형 원유 운반선)

WEC : World Energy Council (세계 에너지 회의)

WPC : World Power Conference (세계 동력회의)

# **ABSTRACT**

## **A Study on Shipper's Strategic Shifts to Cope with Changing LNG Shipping Market's Environment Focused on an Appearance of the Potential Spot Market.**

Lee, Seung  
Department of Shipping Management  
The Graduate School  
Korea Maritime University

Natural gas is expected to be the fastest growing component of world primary energy consumption under projected environment changes like both liberalization of natural gas markets and open-door policy to the third party access to them. To add to this, the existing gas participants both of sellers and buyers are trending to balance supply and demand by using flexibility tools which enable supply to be adapted to fluctuations in demand, and enable demand to be modified in case of insufficient supply.

In this connection, LNG business which forms a part of nature gas trade and plays an important role in it, has also been affected by such market climate changes and succeeding risk redistribution. Moreover all the parties concerned are being squeezed by intensifying deregulatory moves, etc. and can no longer afford all risks, regardless of volume or term. In times past, however, only three major elements of sizeable contract volume, long contract term and take-or-pay (TOP) were seen as crucial to LNG business characterized by bilateral contracts between specified sellers and buyers although three characteristics guarantee stability of the business, but represent rigidity concurrently.

On the whole, such a changing market trend can bring radical risk to the existing buyers as LNG shipper from the point of view that entrants will be eager to get gradually on the market which is coupled with cost decrease through the

buyers' hardships. As an expected result, the market can be strenuous contributing to the expectation of strong worldwide growth for LNG.

In the meantime, taking a view of the large-scale shippers' weight to improve the quality of people's lives by supplying quantities of LNG, the shippers as buyer also face opportunity because they have affected LNG and LNG shipping markets, and because they will affect consecutively the both markets in the future.

In these days, projected environment changes in LNG business require shippers to participate in offering their strong comparative advantage of being able to put their decisions in the proper transport with emphasis on investment in maritime sector, which can be termed transportation flexibility, whereas commercial pressures to some LNG ship operators and their disability to raise substantial amounts of private capital, in the course of attractive investment opportunities to transportation, can have hindered the transport project financing itself.

With regard to the shippers' market position, economical efficiency and related policies should be considered throughout ship's lifetime from delivery to scrap in company with the operators' activities. In addition their role should be consulted on competition and technological advancement in ship arrangement which can lower transport costs, and then help to execute an effective decision-making as occasion demands.

The best solution for current market complexity can be a more commercially oriented approach to the design of a specific transport project financing that is transportation-flexibility-driven and shipper-oriented under using shippers' credit if possible.

This paper contains an analysis of the complexities of LNG business including shipping sector as well as the current state. In addition, for further study, system dynamics as a methodology is introduced to study the potential LNG shipping market in the future, whose central concept is understanding how all the objects in a system interact with one another. And VENSIM as a visual modeling tool is selected to conceptualize, document, simulate, analyze and optimize models of dynamic systems throughout the process of causal loop,

stock and flow diagrams, and exploration of behavior of the model.

As a result of the VENSIM analysis for recent LNG shipping market which contains strategical trends in past years and forecasts for the future, potentiality of the spot LNG shipping market is systematically established in connection with embodiment of the spot LNG market. Moreover its appearance is predicted to take a concrete shape in about 3 years from now unless relevant situations have dramatically changed. As a necessity, shipper's strategic shifts focused on the potential spot market is needed to cope with changing LNG shipping market's environment. At the same time, the shippers are also strongly requested to prepare for the coming spot market.

This paper guides three methods, which are centered on newbuildings of ships, for the shippers to prepare for the spot LNG shipping market on the basis that maritime economics can make a direct contribution to shippers' business decision-making as follows.

First, shippers' direct participation in building necessary ships as investor. The objective of this method is to lighten a burden imposed on the operators to arrange a new ships. During the last years financing shipping by the operators' debt has been the favoured way which is attractive to the operators as a flexible device to finance a shipping company, while retaining full ownership of the business. But at present the situation is changed and security conditions, which are imposed by lenders setting out the conditions that a borrower must satisfy and the rights of the lenders in default case of repayment, comes to be the most important part of lending process. Some operators, however, do not seem to meet capital concentration and intensified global competition in financing shipping rather than sound large-scale shippers. And the operators' loan arrangement for the potential spot market preparation may be ILNGthy process to obtain credit approval from lenders, or fundamentally be impossible to promote it without shippers' backup. So shipper's direct participation in building necessary ships as investor can be valid to solve the problems.

Second, shipper's indirect participation as investor through a financial subsidiary company to gather the lenders. This is complement to the first

method where relevant laws and regulations shall not permit the previous one. The subsidiary company is established to structure the loans including shippers' participation to own the necessary ships for spot business as well as contract volume. A more detailed definition of some of the terms and concepts with the second method will be determined in accordance with the respective cases.

Third, shippers' indirect participation as investor through a consortium, for instance, with ship funds under the Ship Investment Corporation Act. Nowadays most of long-term investment is carried in the way of funds by institutions such as pension funds, insurance companies and related industries. Accordingly shippers can use this method to gather long-term investment by institutions including parties concerned with sound finances, and then to prevent the risk from financing shipping by the operators' debt. The strong point of this method can be illustrated by availability of whole funds by investors in return for a share of the profit, and be formed into bonds and securities for investment.

In conclusion, for a certain reason that the advent of the spot LNG shipping market is obvious, shippers should recognize such a market trend, and prepare to take an opportunity of prior occupation for the future market through direct or indirect investment with financial institutions.



本 論 文 을 李 昇 의 經 營 學 博 士 學 位 論 文 으 로 認 准 함 .

委 員 長 崔 在 洙 印

委 員 朴 相 甲 印

委 員 尹 在 弘 印

委 員 辛 容 尊 印

委 員 安 奇 明 印

2004年 2月

韓 國 海 洋 大 學 校 大 學 院

海 運 經 營 學 科

# 제1장 서 론

## 제1절 연구의 배경과 목적

세계 에너지 시장은 나날이 규모가 커지고 있으며, 국제간의 교역물량 역시 매년 증가하고 있다. 특히 청정에너지로 불려지는 천연가스는 무공해 에너지로 지구환경 보전에 크게 기여한다는 강점으로 사용량이 급격히 늘어나고 있다.

이와 관련하여 생산지역과 소비지역이 대부분 일치하지 않아 LNG선을 이용하여 해상으로 수송되는 액화천연가스 즉, LNG의 경우에도 이러한 수요증가에 대응하기 위하여 많은 LNG 프로젝트가 증설되거나 새로이 추진되고 있으며 이를 담당할 LNG선 발주가 계속되고 있다. 아울러 천연가스 채취, 액화, 수송, 재기화, 그리고 소비라는 업무 시스템이 프로젝트별로 일관적으로 이루어져야 하는 개념인 LNG 체인(LNG Chain)에도 변화가 일어나고 있다.

이는 그동안 절대명제로 받아들여졌던 것들에 대한 완화이다. 즉 기존의 LNG 프로젝트의 경우 i) 탐사, 생산 및 수송 그리고 저장 등에 대한 직접비용과 초저온 기술개발과 관련된 부대비용으로 약 30억 달러이상의 거액이 필요한 대규모 자본사업이며, ii) 가스전 개발부터 상업화까지 약 10년이 소요되는 장기사업으로 위험을 공유하기 위하여 공급자와 수요자가 철저히 상호간 협조하고 구속하여야 하는 ‘특별 사전주문 맞춤형사업’으로 관련 당사자는 최소 경제규모로 간주되는 연간 300~600만 톤의 물량을 통상 20~25년 간 장기계약으로 체결하여야 하며, iii) 더욱이 계약물량은 의무인수조건(Take or Pay)으로 교역이 보장되는 경직된 사업이라는 전제조건에 대한 완화이다. 이는 기존의 LNG 프로젝트에 대한 투자비 회수가 어느 정도 이루어지고 천연가스 및 LNG 교역량이 증가됨에 따라 가능해졌다.

또한 LNG선과 관련한 해운시장에서도 변화가 일고 있다. 이는 기존의 해운시장이 i) 각 프로젝트에 따라 요구되는 LNG선의 수송능력과 항구의 기술조건이 다르기 때문에 LNG선은 단일 프로젝트에 전속 취항하고 경직된 LNG 매매계약에 따른 약정물량을 인수하여야 하므로, LNG선 배선계획은 전적으로 매매계약과 연계되어 운용되어야 하며, ii) 이러한 제한조건의 직접영향으로 LNG선의 부정기시장(Free Market)이 존재하지 않으므로 하주는 해당 프로젝

트에 취항하는 LNG선 건조비가 모두 회수될 수 있는 운임 보장조건(Ship or Pay)을 수용하여야 했으나, 이러한 개념에 대한 보완이 요구되는 것이다.

이러한 변화 움직임은 공급자와 수요자 모두에게 미래에 새로운 사업기회를 부여함과 동시에 위험요소로 작용한다. 이와 관련하여 대다수 LNG 하주는 새로운 영역개척 노력과 활발한 사전 준비가 필요한 미래시장의 선점과 관련하여 공급자보다 상대적으로 불리한 위치에 있으므로, 사전에 이에 대한 전략적인 접근방안을 마련하지 않는다면 미래의 우호적인 변화에 편승할 수 있는 기회를 상실함은 물론이며 하주로서의 주도적인 지위를 계속 확보하지 못할 가능성이 크다.

본 연구는 이와 같이 점차 가시화되고 있는 천연가스 및 LNG 시장변화와 이와 연계된 LNG선 해운시장의 변화에 대한 하주의 전략적 대응을 연구대상으로 하고 있다. 아울러 연구를 통하여 하주가 전통적으로 중요시 여기는 수송비용의 경제성 확보방법과 해운산업이 치열한 국제시장에서 자본 집약적인 고유특성을 최대한으로 활용할 수 있도록 방안을 마련하고 이를 적절하게 활용할 수 있는 전략을 도출하고자 한다.

## 제2절 연구의 방법과 범위

본 연구의 목적을 달성하기 위한 주요 연구경로와 관련하여, 세계 천연가스 및 LNG의 변화추세, LNG 프로젝트의 움직임과 관련한 시장동향, 환경변화에 따른 새로운 사업기회의 발견 및 진출 가능성 검토, 그리고 이를 극대화할 수 있는 전략 도출을 핵심 축으로 설정하였다. 연구방법으로 세계 에너지 현황 및 미래 소비전망과 관련 프로젝트의 동향 그리고 시장 환경 변화 내용을 파악하기 위하여 외국의 전문자료와 문헌을 분석하였으며, 사례분석을 위해서 각국의 실례를 이용하였다.

그리고 하주의 전략방안 도출과 관련하여, 현재시장 분석과 미래시장 예측에는 시스템 다이내믹스(System Dynamics) 분석방식을 사용하였다. 동 분석방식은 연구하고자 하는 특정 변수가 시간의 변화에 따라 어떻게 동태적으로 변화해 나가는데 기본적인 관심을 두고 있으며, 모든 현상을 내부 순환적 환류체계의 관점에서 이해하고 사실적 사고에 초점을 두고 있다.

연구 대상기간은 세계 에너지와 관련한 통계자료는 1990년부터를 2025년까지, 그 외의 경우는 최대한 자료 확보가 가능한 기간으로 하였다.

### 제3절 연구의 내용과 구성

본 연구는 총 6장으로 구성되어 있다. 제1장에서는 서론으로서 본 연구의 배경과 목적, 방법 및 범위에 대하여 기술하고 있다. 제2장에서는 세계 천연가스 및 LNG 환경을 설명하고 있으며, 이와 관련하여 우선적으로 세계 에너지 확인 매장량, 생산 및 소비실적 그리고 향후 소비 예측내용과 관련한 세계 천연가스 및 LNG 현황을 설명하고, 이어서 중개거래 허브(Hub), 천연가스 및 LNG 현물시장과 선물시장 그리고 언번들 서비스(Unbundled Service) 등 세계 천연가스 및 LNG 중개시장에 대한 상세내용을 기술하고 있다.

제3장에서는 세계 LNG 시장 분석내용을 담고 있다. 동 분석은 LNG 생산국 및 도입국, LNG 시장 환경변화와 거래 유연성, 세계 LNG선 해운 및 조선 시장으로 나누어 수행하였다.

제4장에서는 LNG선 Spot 해운시장 가능성을 분석하였다. 이를 위하여 유사선박인 유조선의 Spot 해운시장 성장내용과 향후 LNG선 해운시장 분석과 관련한 정책기조 설정내용과 의사결정을 위한 시스템적 접근방법 그리고 분석도구로서 시스템 다이내믹스를 채택한 배경을 설명하였다. 그리고 LNG선 Spot 해운시장 가능성에 대한 세부적인 시스템 다이내믹스 구축과 관련하여, 시스템 다이내믹스의 분석도구인 VENSIM을 이용하여 동적 모형을 구현하고, 모형의 구성변수 및 상호관계를 규명하고, 정성적 모델과 정량적 모델을 도출한 뒤 이를 검증하고 민감도 분석을 실시하였다.

제5장에서는 LNG선 Spot 해운시장 등장에 대비한 하주의 전략에 대하여 고찰하였으며, 하주의 전략과 관련 시장선점을 위한 하주의 역할과 전략 전개와 관련하여 3개 사례를 제시하고 이를 상세히 설명하였다. 아울러 동 전략과 관련한 기대효과에 대하여 분석하였다.

제6장에서는 본 연구의 주요 내용을 요약하고 결론을 도출하였으며, 본 연구의 한계 및 향후 연구 과제를 제시하였다.

그리고 부록으로 금번 시스템 다이내믹스의 분석과 관련한 VENSIM 방정식과 각종 단위 환산표를 첨부하였다.

## 제2장 천연가스와 LNG 환경

### 제1절 세계 천연가스 및 LNG 현황

#### 1. 에너지 현황

에너지는 석유와 같은 부존자원뿐만 아니라, 지구 밖에 존재하는 태양으로부터도 얻을 수 있으므로 세계 에너지 현황을 정확히 계량화 할 수는 없다. 다만 산업 전 분야에서 사용되고 있는 석탄계 에너지와 원자력과 같은 2차 생성 에너지 등을 대상으로 일부 현황을 추산하였다.

#### ■ 세계 에너지 확인 매장량

BP의 「2003년 세계 에너지 통계자료<sup>1)</sup>」에 따르면, 2002년 말 기준으로 확인 매장량은 석유 1,427억 TOE<sup>2)</sup>, 천연가스 1,430억 TOE, 그리고 석탄 1조 5,485억 TOE 이다.<sup>3)</sup> 이를 해당 에너지별 2002년 생산량으로 나누어 보면 석유는 약 40년, 천연가스 63년 그리고 석탄은 651년 동안 채굴이 가능하다.

[표 2-1] 세계 에너지 현황

(단위 : 10억 TOE)

구 분	확인 매장량	2002년 생산량	2002년 소비량
석 유	142.7	3.56	3.52
천연가스	143.0 <sup>4)</sup>	2.27	2.28
석 탄	1,548.5 <sup>5)</sup>	2.38	2.40
원 자 력	-	-	0.61
수 력	-	-	0.59

1) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003.  
web site <http://www.bp.com/>

2) TOE(Ton of Oil Equivalent):석유등가톤, TCE(Ton of Carbon Equivalent): 석탄등가 톤.

3) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, pp. 4-36.

4)  $5,501.5 \text{ TCF} \times 0.026 \text{ (환산계수)} = 143,039 \text{ 백만 TOE}$  , 환산계수는 별첨 「단위 환산표」 참조.

석유의 경우, 확인 매장량 1,427억 TOE의 65.4%인 934억 TOE가 중동에 부존되어 있으며, 중남미 9.4%, 유럽 및 동구와 구소련 9.3%, 아프리카 7.4%, 북미 4.8%, 그리고 아시아 태평양 3.7%이다. 단일 국가로는 사우디아라비아가 25.0%(360억 TOE)로 최고 수준이며 이라크 10.7%, UAE 9.3% 순이다. OPEC 국가가 78.2%를 보유하고 있다.<sup>6)</sup>

천연가스의 경우, 확인 매장량인 1,403억 TOE의 39.2%는 유럽, 동구 및 구소련에 매장되어 있으며, 중동지역 36.0%, 아시아 태평양 8.1%, 아프리카 7.6%, 북미 4.6%, 그리고 중남미 4.5%이다. 단일 국가로는 러시아연방이 30.5%(428억 TOE), 이란 14.8%, 카타르 9.2% 순이다.<sup>7)</sup>

석탄은 확인 매장량인 1조 5,485억 TOE 중 36.1%는 유럽, 동구 및 구소련, 아시아 태평양 29.7%, 북미 26.2%, 아프리카 및 중동 5.8%, 중남미에 2.2% 이다. 단일 국가로는 미국이 25.4%(3,933억 TOE), 러시아연방 15.9%, 중국 11.6% 순이다.<sup>8)</sup>

#### ■ 세계 에너지 생산 및 소비 실적

세계 에너지 생산 및 소비추세를 살펴보면, 석유의 경우 1980년에는 30.9억 TOE를 생산하여 29.8억 TOE를 소비하였으며 2002년에는 35.6억 TOE를 생산 35.2억 TOE의 소비실적을 기록했다. 2002년 석유생산 내용을 보면 중동지역에서 세계 석유 생산량의 28.5%(10.1억 TOE)를 생산했으며 유럽과 동구 및 구소련 22.0%, 북미 18.7%, 아시아 태평양 10.7%, 아프리카 10.6%, 중남미 9.4%를 생산했다. 최대생산 국가는 사우디아라비아로 11.8%(4.2억 TOE)이며, 러시아 연방 10.7%, 미국 9.9% 순이다. OPEC 국가는 28.4%를 생산했다.<sup>9)</sup>

석유소비는 북미 30.2%(10.6억 TOE), 아시아 태평양이 28.1%, 유럽 및 동구 및 구소련 26.3%, 중남미 6.1%, 중동 5.9%, 아프리카 3.4%이다. 단일 국가로는 미국 25.4%(8.9억 TOE), 중국 7.0%, 일본 6.9% 순이다.<sup>10)</sup>

5)  $984,453 \text{ 백만 TCE} \times 1.5730 \text{ (환산계수)} = 1,548,544 \text{ 백만 TOE}$ , 환산계수는 별첨 「단위 환산표」 참조.

6) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 4.

7) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 20.

8) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 30.

9) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 7.

10) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 10.

[표 2-2] 세계 석유생산 및 소비 실적

(단위 : 10억 TOE)

	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002
생산 실적	3.09	2.79	3.17	3.28	3.60	3.58	3.56
소비 실적	2.98	2.80	3.14	3.25	3.52	3.51	3.52

천연가스 생산의 경우, 2002년에 전년 대비 1.4% 증가한 22.7억 TOE를 기록하였고, 소비도 전년대비 2.8% 상승한 22.8억 TOE 이다. 천연가스 생산 내용을 보면 유럽 및 동구 및 구소련이 세계 천연가스 생산량의 39.1%(8.9억 TOE)를 생산했으며 북미 30.3%, 아시아 태평양 11.9%, 중동 9.3% 아프리카 5.3%, 중남미 4.1%이다. 최대생산 국가는 러시아연방으로 22.0%(5억 TOE), 미국 21.7%, 캐나다 7.3% 순 이다.<sup>11)</sup>

천연가스 소비는 유럽, 동구 및 구소련 41.2%(9.4억 TOE), 북미 31.2%, 아시아 태평양 13.0%, 중동 8.1%, 중남미 3.9%, 아프리카 2.7%이다. 단일 국가로는 미국 26.3%(6억 TOE), 러시아 15.3%, 영국 3.7% 순 이다.<sup>12)</sup>

[표 2-3] 세계 천연가스 생산 및 소비 실적

(단위 : 10억 TOE)

	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002
생산 실적	1.31	1.51	1.80	1.93	2.19	2.24	2.27
소비 실적	1.31	1.50	1.79	1.94	2.20	2.22	2.28

석탄 생산의 경우, 2002년도는 전년대비 6.2% 증가한 23.8억 TOE를 기록하였고, 소비도 전년대비 6.9% 상승한 24억 TOE 이었다. 석탄 생산내용을 보면 아시아 태평양 지역에서 세계 석탄 생산량의 49.6%(11.8억 TOE)를 생산했으며 북미 25.8%, 유럽, 동구 및 구소련 17.7%, 아프리카 5.5% 중남미 1.4% 이다. 최대생산 국가는 중국으로 29.5%(7억 TOE), 미국 24.0%, 호주 7.7% 순

11) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 23.

12) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 26.

이다.<sup>13)</sup>

석탄 소비는 아시아 태평양 49.4%(11.8억 TOE), 북미 24.7%, 유럽 및 동구 및 구소련 21.1%, 아프리카 3.8%, 중남미 0.7%, 중동 0.3%를 점유했다. 단일 국가로는 중국이 27.7%(6.6억 TOE), 미국 23.1%, 인도 7.5% 순 이다.<sup>14)</sup>

[표 2-4] 세계 석탄 생산 및 소비 실적

(단위 : 10억 TOE)

	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002
생산 실적	1.85	2.09	2.27	2.14	2.13	2.24	2.38
소비 실적	1.81	2.11	2.26	2.17	2.17	2.24	2.40

그 외로 원자력 소비는 2002년도는 전년대비 1.5% 증가한 6.1억 TOE를 기록하였고, 수력은 전년대비 1.3% 상승한 5.9억 TOE를 기록하였다.

원자력 소비 내용을 살펴보면, 유럽 및 동구 및 구소련에서 세계 소비량의 45.8%(2.8억 TOE)를 기록했으며 북미 33.6%, 아시아 태평양 19.3%, 중남미 0.8%, 아프리카 0.5%이며, 중동은 실적이 없다. 최대소비 국가는 미국으로 30.5%(1.9억 TOE), 프랑스 16.2%, 일본 11.7% 순 이다. <sup>15)</sup>

수력 소비 내용을 살펴보면, 유럽 및 동구 및 구소련에서 세계 소비량의 30.2%(1.8억 TOE)를 기록했으며 북미 24.1%, 아시아 태평양 21.6%, 중남미 20.7%, 아프리카 3.1%, 중동 0.3% 이다. 최대소비 국가는 캐나다로 13.3%(0.8억 TOE), 브라질 10.9%, 미국 9.8% 순 이다.<sup>16)</sup>

[표 2-5] 세계 원자력과 수력 소비 실적

(단위 : 10억 TOE)

	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002
원자력	0.16	0.34	0.45	0.53	0.58	0.60	0.61
수력	0.39	0.46	0.50	0.57	0.62	0.58	0.59

13) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 32.

14) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 33.

15) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 34.

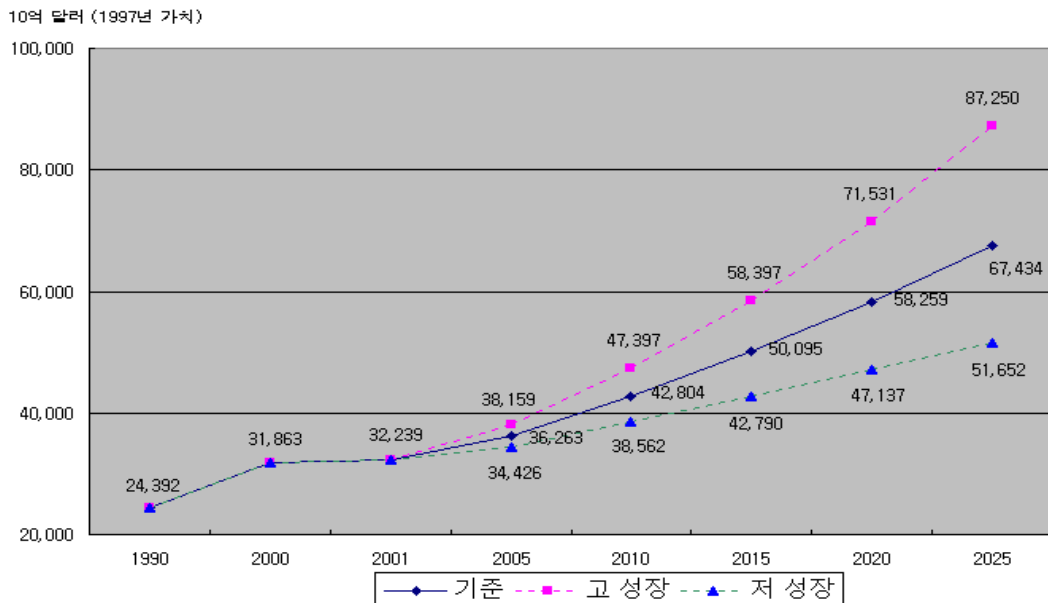
16) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 36.



■ 세계 에너지 생산 및 소비 예측

미국 에너지부(DOE)<sup>17)</sup> 에너지 정보국(EIA)<sup>18)</sup>의 「2003년 국제에너지 전망<sup>19)</sup>」에 따르면, 세계 에너지 생산 및 소비 예측과 밀접한 관계가 있는 세계 국내 총생산(GDP)<sup>20)</sup> 추정액은 세계 경제성장이 기준성장일 경우 1990년에는 24.4조 달러에서 2025년 67.4조 달러로 예상된다. 다만 세계 경제가 고성장할 경우는 2025년 87.3조 달러, 저성장일 경우 51.7조 달러로 예상된다.<sup>21)</sup>

[표 2-6] 세계 시나리오별 국내 총생산



이중 기준성장시의 국내 총생산(GDP)의 지역별 내용을 살펴보면, 2025년의 경우 북미(미국, 캐나다, 멕시코)는 22.2조 달러, 아시아(일본, 호주, 뉴질랜드, 호주, 중국, 인도, 한국, 및 기타 아시아국가)는 19.6조 달러, 유럽(영국, 프랑

17) DOE(Department of Energy) : 미국 에너지부의 약칭. 1946년에 제정된 원자력법인 맥마흔 법에 따라 1946년 8월 1일 미국 원자력위원회로 창설하여 1977년 10월 현재명칭으로 변경. web site <http://www.doe.gov/LNGine/content.do>

18) EIA(Energy Information Administration) : 미국 에너지부 에너지 정보국의 약칭. 미국 에너지부 산하의 에너지 통계 작성 및 분석기관으로 에너지관련 자료 및 통계를 발간. web site <http://www.eia.doe.gov/>

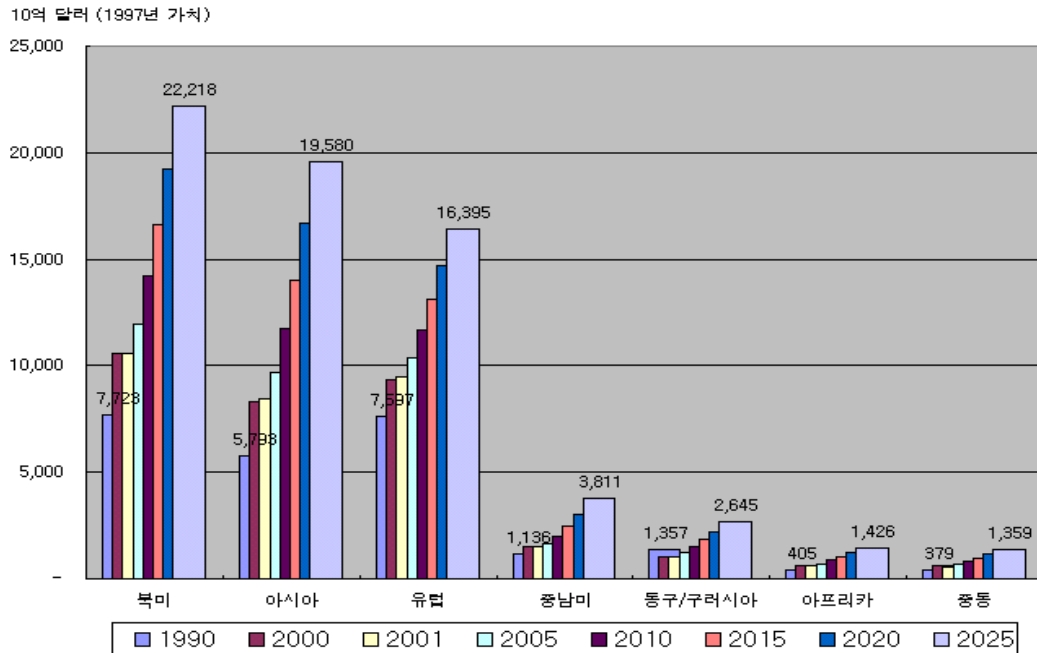
19) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 184.

20) GDP(Gross Domestic Production) : 국내 총생산의 약칭. 외국인이나 해당국가 사람이든 국적을 불문하고 해당국가 국경 내에 이루어진 생산 활동을 모두 포함하는 개념. web site <http://ks.ac.kr/econo/cyber/read/gdp.htm>

21) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, pp. 184, 202, 220.

스, 독일, 이탈리아, 네덜란드, 기타 서유럽국가) 16.4조 달러, 중남미(브라질, 기타 중미국가) 3.8조 달러, 동구 및 구소련 2.6조 달러, 아프리카 1.4조 달러, 그리고 중동(터키 및 기타 중동국가) 1.4조 달러이다.<sup>22)</sup>

[표 2-7] 세계 국내 총생산



또한, 미국 EIA의 「2003년 국제에너지 전망<sup>23)</sup>」은 2001~'05년 기간 동안 세계 에너지 소비는 기준성장의 경우 58 % 증가할 것으로 전망하고 있다. 즉 2001년의 403.9 QBTU<sup>24)</sup>에서 2025년 640.1 QBTU로의 증가가 예상된다.<sup>25)</sup>

한편 세계 경제가 향후에는 고성장을 한다고 가정하는 경우에는 기준성장 가정치 보다 19.2%늘어난 2025년 762.9 QBTU로의 예상되며<sup>26)</sup>, 반면 저성장의 경우는 541.7 QBTU로 예상하고 있다.<sup>27)</sup>

22) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 184.

23) International Energy Outlook 2003, May 2003, Energy Information Administration.

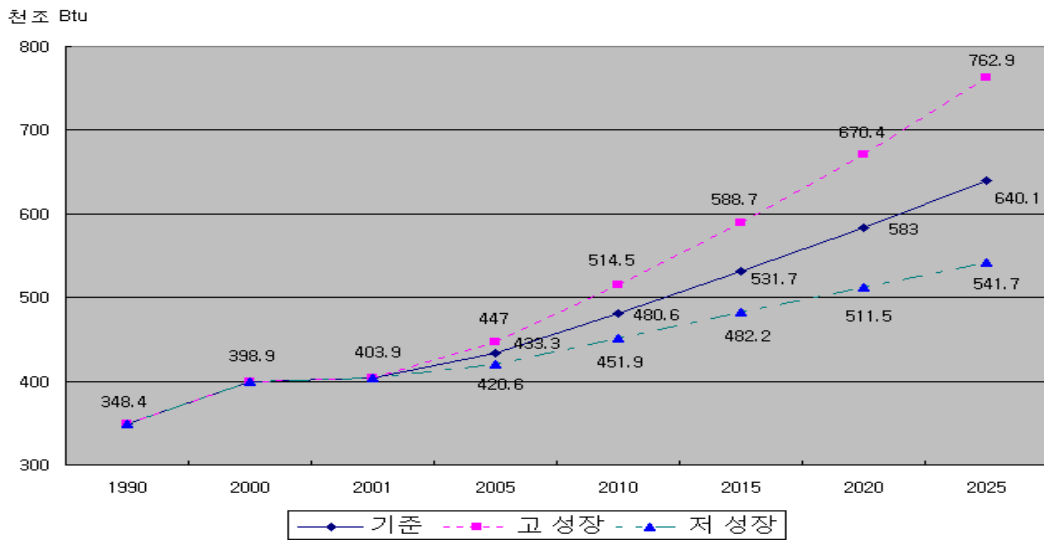
24) QBTU (Quadrillion British Thermal Units) : 천조 BTU.

25) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 181.

26) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 199.

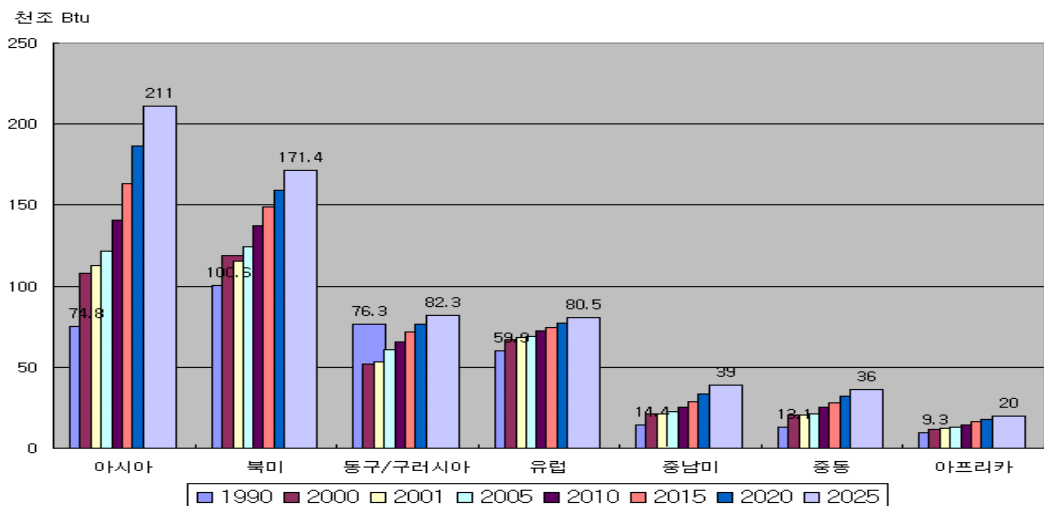
27) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 217.

[표 2-8] 세계 시나리오별 세계 에너지 소비량



이중 기준성장시의 세계 에너지 소비량의 지역별 내용을 살펴보면, 2025년 에 아시아(일본, 호주, 뉴질랜드, 호주, 중국, 인도, 한국, 및 기타 아시아국)는 211 QBTU, 북미(미국, 캐나다, 멕시코)는 171.4 QBTU, 동구 및 구소련 82.3 QBTU, 유럽(영국, 프랑스, 독일, 이탈리아, 네덜란드, 기타 서유럽국가) 80.5 QBTU, 중남미(브라질, 기타 중미국가) 39 QBTU, 중동(터키 및 기타 중동국가) 36 QBTU, 아프리카 20 QBTU 이다.<sup>28)</sup>

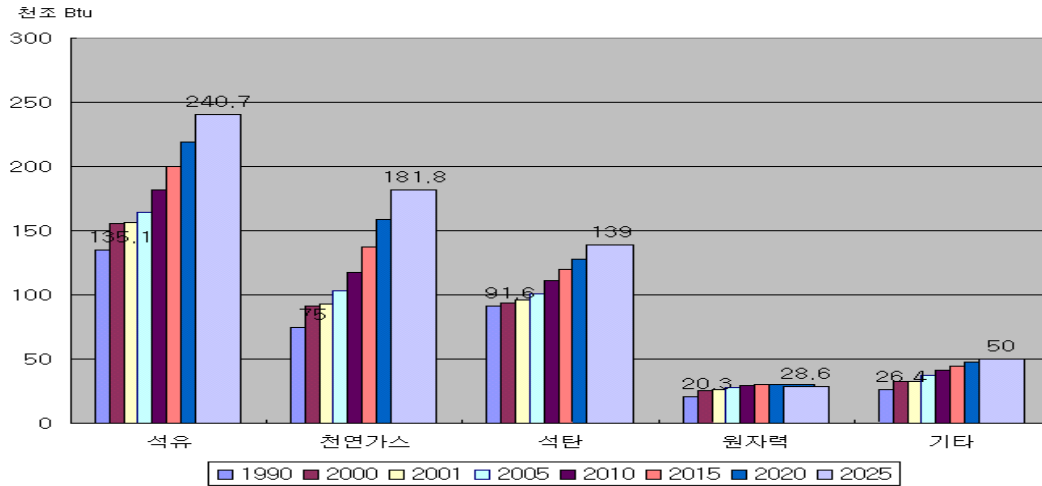
[표 2-9] 세계 에너지 소비량



28) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 181.

또한 기준성장시의 세계 에너지 소비량의 에너지원별 내용을 살펴보면 2025에, 석유는 240.7 QBTU, 천연가스 181.8 QBTU, 석탄 139 QBTU, 원자력 28.6 QBTU, 풍력 등의 기타 에너지 50 QBTU 이다.<sup>29)</sup>

[표 2-10] 세계 에너지별 소비량



## 2. 천연가스 현황

### ■ 천연가스 매장량

70년대 중반 이래 세계 천연가스매장량은 일반적으로 매년 증가해 왔다. BP의 「2003년 세계 에너지 통계자료」에서 2002년도 말을 기준으로 천연가스 매장량을 5,501.5 TCF<sup>30)</sup>로 추정하고 있다.<sup>31)</sup> 이는 2002년도의 추정치 보다 50 TCF이 증가된 물량이다. 이 증가의 대부분은 작년 조사 이래 가스매장량이 37 TCF 증가한 개도국에 기인하며, 선진국의 천연가스 매장량도 2002~2003년 사이에 18 TCF 증가하였다. 동유럽 및 구소련의 매장량은 4 TCF 감소했는데 이는 매장량이 과거에 비해 30 TCF 감소된 투르크메니스탄 (Turkmenistan)과 반대로 4 TCF에서 30 TCF로 대폭 증가한 아제르바이잔 (Azerbaijan)의 매장량의 변화에 기인한다.<sup>32)</sup>

29) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, pp. 181-183.

30) TCF(Trillion Cubic Feet) : 조 ft<sup>3</sup>

31) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003 pp. 4-36.

32) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 48.

[표 2-11] 세계 천연가스 매장량 상위 20개국

(단위 : QBTU)

순위	국가	매장량	비율(%)	순위	국가	매장량	비율(%)
1	러시아	1,680	30.5	12	호주	90	1.6
2	이란	812	14.8	13	노르웨이	77	1.4
3	카타르	509	9.2	14	말레이시아	75	1.4
4	사우디아라비아	224	4.1	15	투르크메니스탄	71	1.3
5	UAE	212	3.9	16	우즈베키스탄	66	1.2
6	미국	183	3.3	17	카자흐스탄	65	1.2
7	알제리	160	2.9	18	네덜란드	62	1.1
8	베네수엘라	148	2.7	19	캐나다	60	1.1
9	나이지리아	124	2.3	20	이집트	59	1.1
10	이라크	110	2.0	계	20개국	4,879	88.7
11	인도네시아	93	1.7		세계	5,501	100.0

2002~'03년 사이 천연가스 매장량이 가장 많이 증가한 곳은 서유럽 지역으로 이 지역의 매장량 기반에 31 TCF가 더해진 결과이다. 이러한 증가는 대부분 노르웨이에서 발생하였는데, 최근에 새로이 발견된 노르웨이 해(Norwegian Sea)의 스타트오일(Statoil)의 티리한스 서쪽(Tyrihans South)가스 매장지역 등으로 매장량이 33 TCF 증가<sup>33)</sup>하였으며, 이는 영국 네덜란드 독일의 매장량 다소 감소를 상쇄하고 있으며 노르웨이를 매장량 상위 20개국의 반열에 올려놓았다.<sup>34)</sup>

정기적으로 세계 석유자원들(원유, 천연가스 및 LNG)의 장기 생산 잠재력을 평가하는 미국 지질학 조사소(USGS)<sup>35)</sup>의 「2000년 세계 석유평가<sup>36)</sup>」에 따르면 세계적으로 천연가스의 상당량이 아직 발견되지 못하고 있으며 그 규모는 단순 추정치는 5,196 TCF로 예상하고 있다. 그리고 향후 25년에 걸쳐 더해질 것으로 기대되는 매장량 증가는 3,660 TCF으로 전망하고 있다.<sup>37)</sup>

33) 자료출처 : Statoil, "New Norwegian Discoveries", Press Release, November 2002.

34) 자료출처 : Oil & Gas Journal, Worldwide Look at Reserves and Production, December ,2003, pp. 114-115.

35) USGS(U.S. Geological Survey) : 미국 내무부의 지구과학연구기관의 약칭. 공유지의 분류, 지질구조 및 광물자원의 조사를 수행하기 위해 1879년 3월 설립된 미국에서 가장 큰 지구 과학연구기관. web site <http://www.usgs.gov/>

36) 자료출처 : USGC, World Petroleum Assessment, 2000.

[표 2-12] 세계 천연가스 미확인 물량 및 지역

(단위 : QBTU)

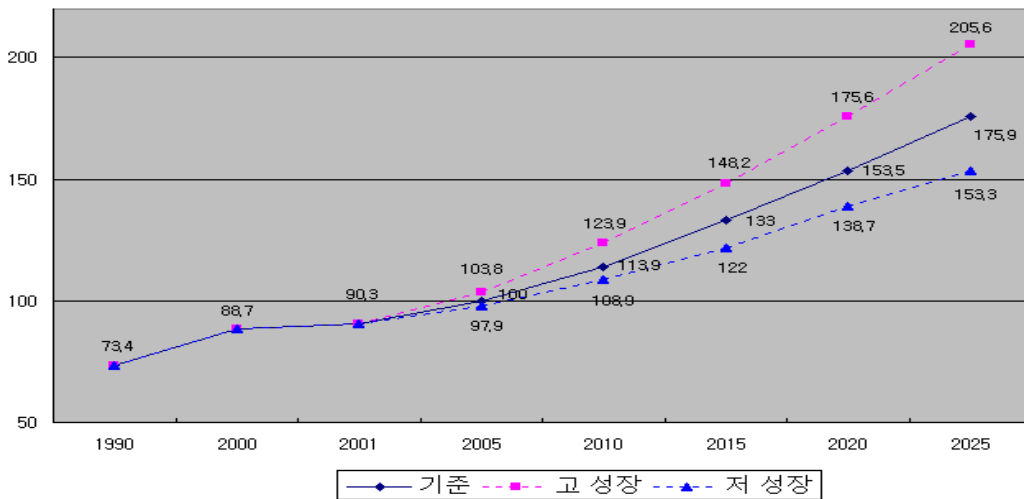
순위	국가	물량	비율(%)	순위	국가	물량	비율(%)
1	구소련	1,611	31.0	5	아시아 태평양	379	7.3
2	중동, 북아프리카	1,370	26.4	6	유럽	312	6.0
3	북미	681	13.1	7	그외	356	6.8
4	중남미	487	9.4	계	세계	5,196	100.0

■ 천연가스 생산 및 소비량

천연가스는 「2003년 국제에너지 전망」에 따르면, 가장 빨리 성장하는 세계 에너지 소비요소로 전망되고 있으며, 2025년 천연가스 소비량은 기준성장 시를 기준으로 하면 2001년의 총 90 TCF의 거의 두 배인 176 TCF로 전망되며, 총 에너지 소비에서 그 비중이 2001년 23%에서 2025년 28%로 증가할 것으로 전망된다. 38)

[표 2-13] 세계 시나리오별 세계 천연가스 소비량

조 Cubic Feet



천연가스 수요에 있어서 가장 큰 성장세를 보이는 곳은 개발도상국으로,

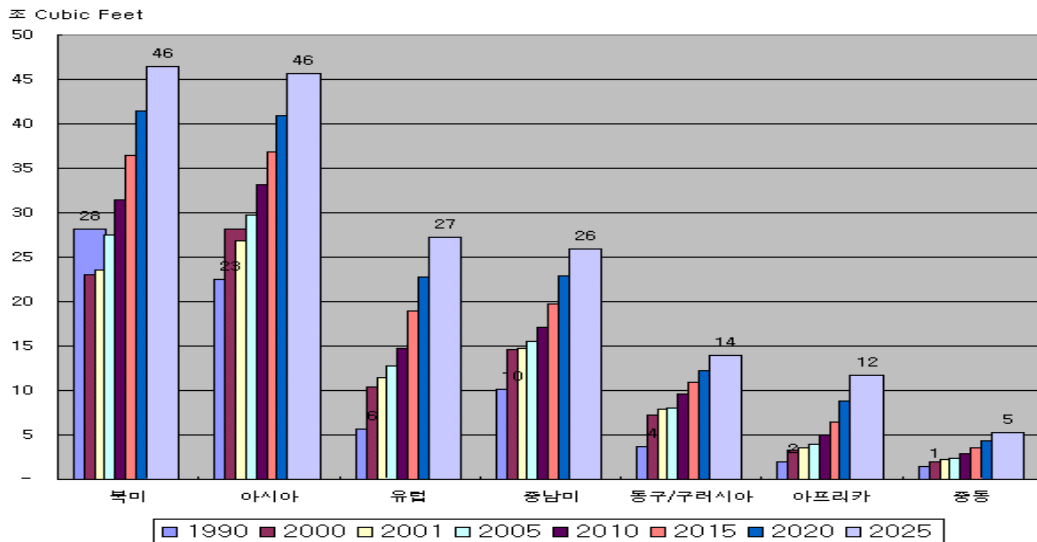
37) 자료출처 : <http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60/sum1.html#TOP>

38) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, pp. 181, 199, 217.

2001에서 2025년까지 3.9%의 성장세를 보일 것으로 전망된다. 이들 지역에서의 수요증대는 발전용 수요에 기인하지만, 주요도시의 난방 및 취사용의 수요 확대 경향의 영향도 있다. 한편 천연가스 수요가 성숙기에 이른 선진국의 천연가스 수요도 증가할 것으로 예상되는데, 2001년에서 2025년 사이에 2.2%의 성장이 예상된다.<sup>39)</sup>

지역적으로 세부내용을 살펴보면, 북미는 1990년 28 TCF에서 46 TCF로 수요가 증가할 것으로 예상된다. 한편 동기간 아시아는 23 TCF에서 46 TCF, 유럽은 6 TCF에서 27 TCF, 중남미는 10 TCF에서 26 TCF, 동구 및 구소련은 4 TCF에서 14 TCF, 아프리카는 2 TCF에서 12 TCF, 중동은 1 TCF에서 5 TCF로 수요가 증대할 것으로 예측되고 있다.<sup>40)</sup>

[표 2-14] 세계 천연가스 소비량



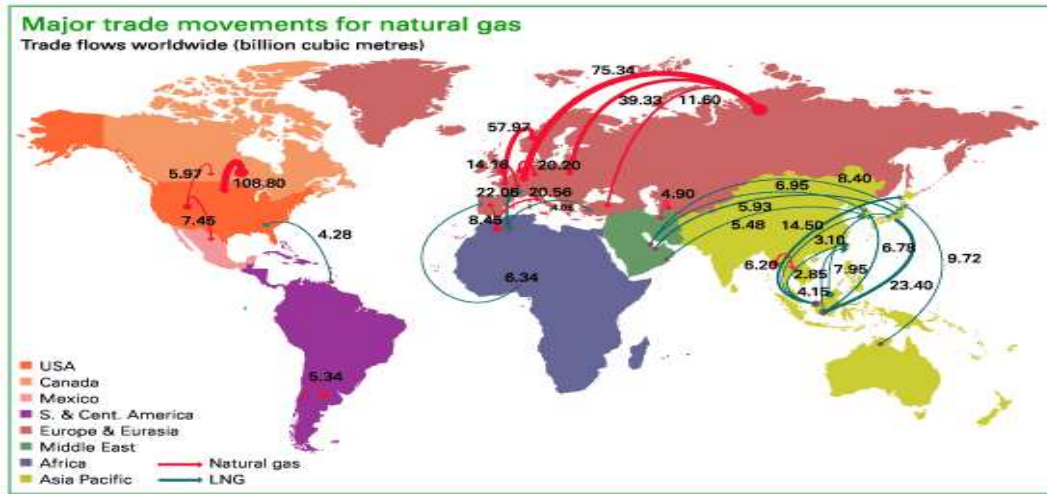
한편 국제적으로 거래되는 천연가스 물량은 계속 증가하는 추세에 있다. 2002년의 경우 천연가스 세계 소비물량 약 2,500 BCM(22.8억 TOE)의 17%에 해당하는 431.35 BCM 규모의 천연가스로 파이프라인을 통하여 국제적으로 거래되었다. 이에 반하여 LNG는 5.7%에 해당하는 150 BCM가 교류되었다.<sup>41)</sup>

39) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 47.

40) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, p. 181.

41) 자료출처 : EIA, International Energy Outlook 2003, May 2003, pp. 25, 26, 28.

[그림 2-1] 세계 천연가스 및 LNG 교역 방향<sup>42)</sup>



천연가스의 경우 세계 교역 물량(431.35 BCM)의 66.0%에 해당하는 284.87 BCM이 유럽으로 파이프라인을 통하여 이동했다. 주요 수입국은 독일, 이탈리아, 프랑스, 벨기에 등이며 수출국은 동구 및 구소련, 노르웨이, 네덜란드이다.

북미의 경우 세계 교역 물량의 28.5%에 해당하는 122.33 BCM을 교역한다. 최대 수입국은 미국이며 수입물량은 약 110 BCM 규모이다. 미국이 수입하는 물량의 대부분은 캐나다에서 생산된다.

[표 2-15] 2002년 세계 천연가스 파이프라인 교역 물량

(단위 : BCM)

수출국 수입국	동구 및 구소련	유럽	북미	중남미	중동	아프리카	아시아	수입계
유럽	128.22	126.60	-	-	0.67	29.38	-	284.87
북미	-	-	122.33	-	-	-	-	122.33
중남미	-	-	-	9.79	-	-	-	9.79
아시아 태평양	-	-	-	-	-	-	7.96	7.96
중동	4.90	-	-	-	-	-	-	4.90
아프리카	-	-	-	-	-	1.50	-	1.50
수출계	133.12	126.60	122.33	9.79	0.67	30.88	7.96	431.35

42) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 29.



천연가스를 필요로 하는 지역으로의 천연가스 수송방법은 시장가격에의 경제성에 의해 좌우되고 있으나 천연가스 가격은 원유처럼 직접적이지 않으며 지역적으로 거래되고 가격도 지역별로 상당한 차이가 있다.

그러나 천연가스의 사용과 무역이 계속 증가하고 가격구조도 계속 발전하게 된다면 중국에서는 이러한 차이점은 없어지게 될 것이다. 현재 이러한 차이에 기인한 거래가 종종 발생하는 등 천연가스 및 LNG 국제교역이 촉진되고 범세계적인 천연가스 시장형성 움직임이 조금씩 구체화되어 가고 있는 것으로 전문가들은 평가하고 있다.

2002년의 경우 천연가스 가격은 지역에 따라 차이가 발생하고 있으나 2.57~3.47 US\$/MMBTU 수준이다. 한편 동 기간 원유가격은 OECD 국가의 CIF<sup>43)</sup> 거래를 기준으로 할 경우 4.17 US\$/MMBTU 수준이었다.<sup>44)</sup>

[표 2-16] 세계 천연가스 가격 추이

(단위 : US\$/MMBTU)

연도	천연가스				원유
	유럽연합 CIF	영국 (Heren NBP Index)	미국 (Henry Hub)	캐나다 (Alberta)	OECD 국가 CIF
1984	3.76	-	-	-	5.00
1985	3.83	-	-	-	4.75
1986	3.65	-	-	-	2.57
1987	2.59	-	-	-	3.09
1988	2.36	-	-	-	2.56
1989	2.09	-	1.70	-	3.01
1990	2.82	-	1.64	1.05	3.82
1991	3.18	-	1.49	0.89	3.33
1992	2.76	-	1.77	0.98	3.19
1993	2.53	-	2.12	1.69	2.82
1994	2.24	-	1.92	1.45	2.70
1995	2.37	-	1.69	0.89	2.96
1996	2.43	1.85	2.76	1.12	3.54
1997	2.65	2.03	2.53	1.36	3.29
1998	2.26	1.92	2.08	1.42	2.16
1999	1.80	1.64	2.27	2.00	2.98
2000	3.25	2.68	4.23	3.75	4.83
2001	4.15	3.22	4.07	3.61	4.08
2002	3.47	2.58	3.33	2.57	4.17

43) CIF(Cost, Insurance and Freight) : 운임과 보험료 포함 계약조건의 약칭. 즉 선적항의 본선 갑판 상에 물품을 인도하되 목적항까지의 운임(freight)과 보험료(insurance premium)를 판매자가 지급하는 계약조건.

44) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 29.

### 3. LNG 현황

#### ■ LNG 교역 규모

세계 LNG 교역추세는 지속적으로 증가하고 있으며, 전반적으로 전년 대비 10% 수준의 증가율을 보이고 있다. 또한 해당물량을 수송하기 위하여 선박이 운항한 거리 역시 교역물량의 증가에 비례하여 증가하는 추세를 보이고 있다.

[표 2-17] 세계 LNG 교역실적

(단위 : BCM)

연 도	교역물량		비 고	
	교역량	증가율	교역량 Mile <sup>45)</sup>	증가율
1991	77.0	-	189,070	-
1992	80.0	3.9%	196,735	4.1%
1993	83.0	3.8%	205,427	4.4%
1994	88.0	6.0%	226,246	10.1%
1995	92.0	4.5%	243,236	7.5%
1996	101.0	9.8%	269,989	11.0%
1997	112.0	10.9%	297,491	10.2%
1998	113.0	0.9%	306,155	2.9%
1999	124.0	9.7%	351,954	15.0%
2000	138.0	11.3%	420,318	19.4%
2001	142.0	2.9%	458,335	9.0%

2002년 세계 LNG 시장은 2002년의 경우 천연가스 세계 소비물량 약 2,500 BCM(22.8억 TOE)의 17%에 해당하는 431.35 BCM 규모의 천연가스로 파이프라인을 통하여 국제적으로 거래되었다. 이에 반하여 LNG는 5.7%에 해당하는 150 BCM이 교역되었다. 즉 세계 소비물량의 6%이며 국제적 거래물량의 25.8%에 해당하는 150 BCM이 국제적으로 교역되었다.<sup>46)</sup> 이는 2001년 142 BCM에 비해 다소 증가한 규모이나 여전히 전체에 비해 작은 규모에 해당한다.

45) 교역량에 해당물량을 수송하기 위하여 사용된 선박의 운항거리를 곱하여 산출함.

46) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 28.

다. 2002년의 교역내용은 주요 LNG 수출입 국가 12개국의 수출물량과 한국과 일본간의 동절기 임시 물량교환(Swap)으로 이루어진다.

[표 2-18] 2002년 세계 LNG 교역내용

(단위 : BCM)

	미국	트리니다드 토바고	오만	카타르	UAE	알제리	리비아	나이지리아	호주	브루나이	인도네시아	말레이시아	일본	한국	수입계
일본	1.70	-	1.09	8.40	5.93	-	-	-	9.72	7.95	23.40	14.50		0.05	72.74
한국	-	-	5.48	6.95	0.32	-	-	-	0.24	1.04	6.78	3.10	0.15	-	24.06
스페인	-	0.46	0.76	2.20	0.50	5.95	0.63	1.61	0.07	0.08	-	-	-	-	12.26
프랑스	-	-	0.54	-	-	10.20	-	0.80	-	-	-	-	-	-	11.54
대만	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.15	2.85	-	-	7.00
미국	-	4.28	0.09	0.99	-	0.75	-	0.23	-	0.07	-	0.07	-	-	6.48
이탈리아	-	-	-	-	-	2.20	-	3.50	-	-	-	-	-	-	5.70
터키	-	-	-	-	-	4.08	-	1.27	-	-	-	-	-	-	5.35
벨기에	-	-	-	-	0.10	3.20	-	-	-	-	-	-	-	-	3.30
푸에르토리코	-	0.58	-	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.63
그리스	-	-	-	-	-	0.50	-	-	-	-	-	-	-	-	0.50
포르투갈	-	-	-	-	-	-	-	0.43	-	-	-	-	-	-	0.43
수출계	1.70	5.32	7.96	18.59	6.85	26.88	0.63	7.84	10.03	9.14	34.33	20.52	0.15	0.05	149.99

세계 최대 수입국은 일본이며 2002년의 경우 전체 교역량의 48.5%에 해당하는 72.74 BCM을 도입하였다. 이어 한국이 16.0%에 해당하는 24.06 BCM을 도입하였으며, 스페인은 12.26 BCM, 프랑스가 11.54억 BCM을 도입하였다.

한편 2002년 세계 LNG 거래는 전년보다 3%보다 높은 7%의 성장을 기록하였다. 이는 2001년 1월부터 10여 차례 발생한 캘리포니아 정전, 9.11테러의 여파와 온화한 겨울 기온 및 전반적으로 약한 세계경제 상황에도 불구하고 증가한 것으로, 향후 세계 경제가 회복되면 천연가스 및 LNG 수요는 크게 증대될 것이다. 2010년까지 연간 대략 220~270 BCM의 LNG 거래가 예상된다.<sup>47)</sup>

LNG 가격은 '85년부터 2000년 까지 다소 낮아지는 경향을 보이다가, 2000년 이후 수요량의 증대로 가격이 상승세로 돌아섰다. 2002년 일본 도착도 기준 LNG 가격은 4.27 US\$/MMBTU 수준이다.

47) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 28.

[표 2-19] 일본 CIF조건 LNG 가격 추이

(단위 : US\$/MMBTU)

연도	가격	연도	가격
1985	5.23	1994	3.18
1986	4.10	1995	3.46
1987	3.35	1996	3.66
1988	3.34	1997	3.91
1989	3.28	1998	3.05
1990	3.64	1999	3.14
1991	3.99	2000	4.72
1992	3.62	2001	4.64
1993	3.52	2002	4.27

한편 LNG 사업과 관련하여 변화가 일고 있는데 이는 LNG 생산국이 예전에 비하여 상대적으로 쉽게 추가 생산능력을 확보하고, 이를 현물로 팔 수 있는 기회를 갖는다는 점이다. 지난 수십 년 간의 LNG생산 및 수송과 관련한 기술향상은 투자비용 절감과 LNG 체인의 운용비용에 대한 비용경감을 가능하게 하였다. 이러한 변화는 파이프라인 이용 천연가스(PNG)에 대한 LNG 가스의 경쟁 우위를 안겨 주었다. 액화시설에 대한 평균 투자비용은 1969년 연간 톤 당 550달러 정도였던 것이 1970년과 1980년대에 350 달러, 1990년도 후반에 250 달러로 낮아졌다. 오늘날 시작되는 프로젝트의 비용은 200 달러 이하로 떨어진 것으로 이해되고 있다. 이는 향후에 계약되는 중장기 천연가스 가격에 영향을 미칠 것이다.

#### ■ LNG 생산 및 소비

세계 LNG 생산 및 소비는 대규모 물량을 도입하는 아시아 3국(일본, 한국, 대만)의 소비 추세에 영향을 크게 받는다. 앞에서 설명한 바와 같이 2002년에 아시아 시장은 100 BCM을 수입하였는데 이는 세계 거래시장의 69.2%에 해당하는 물량이다. 1998~'01년 세계 LNG거래 증가의 70% 정도가 이 지역에서 발생했다. 아시아에서 LNG를 도입함으로써 석유와 석탄을 대체하여 대기오염을 줄이는데 중요한 역할을 했다.

아시아 LNG시장은 장기공급에 기반을 두고 발달했다. 일본은 아시아에서

처음으로 LNG를 수입한 국가이며 현재 세계 최대 수입 국가이다. 2002년 8개의 수입원으로부터 72.74 BCM에 달하는 LNG를 수입했다. 한국은 1986년 수입을 시작하여 현재 두 번째로 큰 수입국으로 2002년 24.06 BCM 수입했다. 대만은 1990년 수입을 시작하였고 중국은 광둥 프로젝트와 함께 수입을 시작했고 인도는 건설 중인 두 개를 포함한 몇몇 LNG 터미널 프로젝트와 함께 수입을 시작하고 있다.

아시아에서 LNG는 1997~'98년 아시아 금융위기에 의해 흔들리며 일본 구매자가 필요한 용량에 비해 과도한 계약물량으로 어려움을 겪기도 하였다. 이는 계약기간의 단기화와 유연성의 증가에 대한 필요성을 야기하였다. 이러한 관점에서 변화는 현재 계약의 협상에서 가시화되고 있다. 2010년 아시아 수요는 140 BCM에서 170 BCM으로 증가할 것으로 예상된다.<sup>48)</sup>

한편 유럽은 2002년 390 BCM 물량의 LNG를 수입했다. 유럽에서 LNG는 PNG와 경쟁하며 동시에 기타 연료와 경쟁하고 있다. 유럽의 구매자는 가스 포트폴리오를 다변화하기 위해서나 또는 주요 가스 망으로부터 먼 지역에 공급하기 위해 LNG를 구매했다. 주요 공급처는 지중해 국가로 알제리와 리비아 등이 포함된다. 1999년과 2000년에 추가적인 공급이 나이지리아와 트리니다드 토바고에서 시작되었다.

수요의 지속적인 증가와 유럽의 가스 및 전력시장의 규제완화는 특히 지중해 지역에서 LNG의 새로운 기회를 열어 주었다. PNG 공급자와의 극심한 경쟁에도 불구하고 유럽에 수송된 LNG는 2010년에는 530~650 BCM 정도로 안정적인 증가추세가 예상된다. 지속적으로 LNG를 수입할 프랑스와 이태리, 포르투갈, 스페인, 터키 및 영국에 새로운 LNG 터미널이 예정되어 진행 중이다. 공급자간 경쟁은 유럽의 새로운 LNG 프로젝트의 발전을 유도할 것으로 보인다. 단기 LNG 구매계약의 수는 증가하고 있으며 유럽의 구매자는 중동 및 아프리카의 잉여물량을 사용하여 이익을 창출한다.

지난 몇 년간 미국의 LNG 수입은 오랫동안 침체가 계속되었다가 다시 증가하기 시작했다. 즉 동부 해안의 두개 터미널은 1979년 이후 사용이 중단되었으나, LNG 공급가격이 하락하고 미국 가스가격이 높아지자 미국에서 다시 경쟁력을 회복하였고 터미널은 다시 운용되었다. 미국은 LNG 도입과 관련하여 루이지애나의 레이크 찰스(Lake Charles) 지역과 매사추세츠의 에버레스트(Everest) 지역에 두 개의 LNG 터미널이 운용 중이며 그 용량을 늘리고 있

48) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 28.

다. 매릴랜드의 코브 포인트(Cove Point)와 조지아의 엘바 아일랜드(Elba Island) 터미널은 수년간 운용이 중단되었으나 다시 개시되었고 확장될 예정이다.

미국 LNG 수입을 위한 손익분기점은 MMBTU 당 3~3.5 달러 정도이다. 장기적으로는 LNG가 미국 가스공급을 위한 적합한 선택 안으로 받아들여 질 것이며 미국 수입은 2010년에 260 BCM에 이를 것으로 전망되고 있다.<sup>49)</sup>

## 제2절 세계 천연가스 및 LNG 중계시장

세계 천연가스 및 LNG의 장래를 예상하는 방법에는 현재의 생산 및 소비 추세와 이를 반영한 미래 예측, 그리고 부존 매장량의 정확한 산출이 무척 중요하다. 그러나 이러한 자원적 접근 방식에 추가하여 중요한 것이 향후 관련 시장을 움직일 수 있는 시장 환경이다. 이와 관련 수출자와 수입자간에 국제적으로 가스 정보와 관심사를 상호 교환하거나 이익을 보호하기 위하여 운영 중인 단체 및 수입자와 소비자 간에 점점 역할을 하는 중개자는 다음과 같다.

### 1. 관련 단체

세계 천연가스 산업에는 지난 10년 동안 많은 발전과 변화가 있었다. 특히 세계 각국은 가스 시장의 자유화와 가스산업 민영화 등 구조개편 추세를 가속화하기 위한 정책들을 잇달아 제시하였으며 이를 구체화시키고 있다. 각국의 그 같은 에너지 정책의 채택은 세계화 시대에 천연가스를 소비하는 발전부문과 최종에너지 수요부문에서 요소비용의 감축을 통하여 국가 및 지역의 경쟁력 증진에 기여해 왔다. 또한 관련 국가간에 가스 정보와 관심사를 상호 교환하거나 이익을 보호하기 위하여 많은 단체가 결성 운영중이다. 이와 관련된 기구로는 '제 13차 액화천연가스 국제회의 및 전시회 (LNG 13)' '세계 에너지 회의(WEC)', '세계 가스회의(WGC)', '서태평양 가스회의(GASEX)', 그리고 '세계 가스기술 회의(GASTECH)'가 있다. 수입자 중심의 회의는 '국제 천연가스 수입자 그룹(GIIGNL)' 그리고 구체화되어 가는 수출자 주도 회의로는 '가스 수출국 포럼(FGEC)'이 있다.

49) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 28.

## ■ LNG 국제회의 및 전시회(LNG)<sup>50)</sup>

1968년 미국 시카고에서 최초의 회의가 개최되었으며 이를 LNG 1이라고 한다. 이후 매 3년마다 회의가 개최되어 회차가 하나씩 증가하였으며 2001. 5. 14~5. 17에 한국 서울에서도 개최된 회의는 LNG 13이 되었다. 차기 회의인 LNG 14는 2004. 3. 21~ 24에 카타르의 도하에서 개최<sup>51)</sup>될 예정이다. 회의기간 동안 세계 각국의 LNG 사업 경영자와 기술자들이 모여서 천연가스 정책, 수요 및 가격, 가스관련 기술개발, 설비 및 수송, 그리고 안전 등에 관한 주제에 대하여 발표하고 토론 및 전시회를 개최한다.<sup>52)</sup>

회의내용은 7개의 기술회의(기술논문 발표)와 4개의 워크숍(LNG관련 전반적 내용의 논문 발표), 그리고 Poster Sessions(LNG관련 기술 개발 주제에 대한 설명과 의견교환), Film Sessions, 기술견학(설비 견학)과 전시회(LNG 분야의 신제품 및 개발품 전시) 등으로 구성된다. 전시회의 경우 가스탐사 및 생산업체, LNG 선박 및 탱크 제조업체, 가스저장과 액화플랜트 건설 및 설계업체 등 각종 가스관련 업체와 단체가 참여한다. 이 회의는 또한 국제가스연맹(IGU)<sup>53)</sup>, 국제냉동기구(IIR)<sup>54)</sup>, 가스기술연구소(GTI)<sup>55)</sup>가 후원한다.

## ■ 세계 에너지 회의(WEC)<sup>56)</sup>

1924년 7월 영국 런던에서 다니엘 던롭(Daniel Dunlop)경의 제창으로 세계

---

50) International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas의 약칭.  
web site <http://www.giignl.org>

51) web site <http://www.lng14.com>

52) 자료출처 : 한국가스연맹, 주요회의 소개-LNG, 국제회의.  
web site [http://www.kgu.or.kr/kgu/work/international/international\\_07.jsp](http://www.kgu.or.kr/kgu/work/international/international_07.jsp)

53) IGU(International Gas Union) : 국제가스연맹의 약칭 .1930년 프랑스가스협회 회장인 Monsieur Bail이 국제가스기구의 필요성을 제창하여 11개국의 가스기술자 대표가 모여 설립. 스위스 Vevey에 비영리법인으로 등록. 사무국은 덴마크에 위치. 설립목적은 가스산업의 기술적, 경제적 발전을 도모하고 각 국의 경험과 연구결과 등 정보의 효과적인 교환임. 2003.10월 현재 67개국 76개 기업 및 단체가 참여하는 비영리 민간기구로 회원국이 전 세계 가스 생산의 90%를 차지.  
web site <http://www.igu.org/>

54) IIR(International Institute of Refrigeration;) : 국제 냉동기구의 약칭.  
web site <http://www.iifiir.org/>

55) GTI(Gas Technology Institute) : 가스기술연구소의 약칭.  
web site <http://www.gastechnology.org>

56) WEC(World Energy Council) : 세계 에너지 회의의 약칭.  
web site <http://www.worldenergy.org/wec-geis/>

동력회의(WPC)<sup>57)</sup>이 발족되었으며, 1968년 8월 소련 모스크바에서 개최된 제7차 총회에서 세계 에너지회의(WEC)<sup>58)</sup>로 개정되었다. 이후 1989년 9월에 캐나다 몬트리올에서 개최된 제14차 총회에서 세계 에너지회의(WEC)<sup>59)</sup>로 재변경되었다.

WEC는 인류의 최대 편익을 위한 에너지자원의 개발촉진과 평화적 이용에 기여하는 비영리(Non-Commercial) 및 민간(Non-Governmental) 그리고 다에너지(Multi-Energy) 국제기구로, 사업활동 영역을 크게 5가지로 설정하고 있는데 이는 i)잠재적인 에너지자원의 개발·생산·수송·변형 및 다각적인 활용에 관한 연구, ii)경제성장과 에너지 소비의 관련 문제 검토, iii)에너지 공급과 이용의 사회적 환경적 영향에 관한 연구, iv)에너지 관련자료 수집 및 발간, 그리고 v)회원국간의 자료교환 및 타국제기구와의 공동연구이다.<sup>60)</sup>

총회는 매 3년마다 그리고 집행이사회(Executive Assembly)는 매년 개최되며 WEC 중앙사무국은 영국 런던에 있다. WEC 집행이사회는 각종 위원회 구성 승인 및 해체, 임원선출, 재정업무 등 WEC 제반사업 및 운영에 관해 심의, 의결하는 WEC 최고의 의사결정기구로서 각 회원국이 1개의 투표권을 가진다. 1987년도에 한국에서 개최된 바 있다. WEC 위원국은 2003년 10월 기준으로 101개국이며, 우리나라를 포함하여 아주 지역에 18개국, 미국을 포함하여 미주에 16개국, 영국 등 유럽에 38개국, 사우디아라비아 등 중동에 12개국, 나이지리아를 포함하여 아프리카에 17개국이 가입해 있다.

#### ■ 세계 가스 회의(WGC)<sup>61)</sup>

국제가스연맹(IGU)의 매 3년간 사업을 총 결산하는 회의로 기간중 사무국의 사업결과와 10개 전문위원회와 전문팀(Task Force)의 연구결과 발표하며, 회원국 경영진 및 전문가들이 다양한 주제를 발표한다. 아울러 가스의 탐사, 생산, 운송, 공급, 이용에 관한 기술 및 기자재 전시회를 개최한다.

동 회의는 IGU에서 주관하며, 회의 개최국에서 3년간 회장을 맡으며 부회

57) WPC(World Power Conference) : 세계 동력회의 약칭.

58) WEC(World Energy Conference) : 세계 에너지회의의 약칭.

59) WEC(World Energy Council) : 세계 에너지 회의의 약칭.

60) 자료출처 : 한국가스연맹, 주요회의 소개-WEC, 국제회의.

web site [http://www.kgu.or.kr/kgu/work/international/international\\_08.jsp](http://www.kgu.or.kr/kgu/work/international/international_08.jsp)

61) WGC(World Gas Conference) : 세계 가스회의의 약칭.

web site <http://www.worldenergy.org/wec-geis/>



장은 차기 개최국이 맡는다. 따라서 2003 ~ 2006 회장은 2006년 회의 개최국인 네덜란드의 Mr. George H.B. Verberg가 맡고 있으며, 부회장은 2009 회의 개최국인 아르헨티나의 Mr. Ernesto L. Anadon이 역임하고 있다.

1931년 영국 런던에서 제1차 회의가 개최된 후 매 3년마다 주로 유럽지역에서 개최되었으며 그 외 지역으로는 미국에서 2회, 캐나다 및 일본에서 각 1회 열렸다.<sup>62)</sup>

#### ■ 서태평양 가스회의(GASEX)

1989년 12월 홍콩에서 창립되었다. GASEX를 통하여 아시아 태평양 각국의 전반적인 가스산업 현황을 발표하고 기술회의를 개최함으로써 상호간 가스산업의 건전한 발전과 우호를 증진하며 상호 이해를 바탕으로 가스산업 발전을 위한 정보교류에 목적을 두고 있다. 회원국은 2002년 10월 기준으로 15개국이며 한국, 뉴기니, 뉴질랜드, 대만, 말레이시아, 브루나이, 베트남, 싱가포르, 인도네시아, 일본, 중국, 태국, 필리핀, 호주, 홍콩이다. 한국은 1989년 12월 1일 서태평양가스회의 창립시 가입하였다.

GASEX는 회의시 각국의 가스산업 현황 발표와 더불어 기술과 경제 및 경영에 있어 최신정보를 교환하며, 아울러 가스산업에 관계되는 서태평양지역 고유의 과제를 발표한다. 회의는 매 2년마다 회원국에서 주최한다.<sup>63)</sup>

1990년 최초로 일본 동경에서 GASEX '90이 개최되었으며, 한국은 5번째인 GASEX '98을 서울에서 개최하였다. 이후 GASEX '02는 브루나이에서 개최<sup>64)</sup> 되었으며 2004년의 GASEX '04는 싱가포르에서 2004년 5월 31일~6월 3일까지 국제전시 컨벤션센터(SUNTEC)에서 개최된다.<sup>65)</sup>

#### ■ 세계 가스기술 회의(GASTECH)

62) 제22차 WGC 회의가 2003. 6. 1~6. 5 일본 동경에서 개최됨.

web site <http://www.wgc2003.com/LNG/index.html>

63) 자료출처 : 한국가스연맹, 주요회의 소개-GASEX, 국제회의.

web site [http://www.kgu.or.kr/kgu/work/international/international\\_04.jsp](http://www.kgu.or.kr/kgu/work/international/international_04.jsp)

64) 제7 GASEX 회의가 2002. 5. 17~5. 30 브루나이에서 개최됨.

web site <http://www.bangkokrai.com/gasex2002/Conference.asp>

65) 제8 GASEX 회의가 2004. 5. 31~6. 3 싱가포르에서 개최됨.

web site <http://www.gasex2004.com/>

1972년 영국 런던에서 최초로 개최한 이래 21회를 맞이하는 전문 국제회의 및 전시회이다. 천연가스 및 LNG 산업과 관련된 기자재 전시회와 동시에 국제간의 기술협력과 기술개발 연구사례를 발표하며 가스시장 정보 등의 학술 발표한다. 아울러 기술개발과 가스생산 및 공급 그리고 가스 수송기관 종사자 및 LNG 저장탱크와 LNG수송선 등의 설비 제작업체 전문가 등 가스관련 인사들이 참석한다. 영국에 본사를 두고 있는 Turret RAI사<sup>66)</sup>가 주관하는 회의로 2년 마다 4일간 개최된다.<sup>67)</sup>

2002년 제 20차 회의가 카타르 도하에서 개최되었으며 동 회의시 세계로부터 1,400여명의 대표자가 참가하였으며, 139개 업체가 전시회에 참여하였으며 3,000여명이 참가하였다. 제21차 회의는 2005년 3월 스페인 빌바오에서 개최될 예정이다.<sup>68)</sup>

#### ■ 국제 천연가스 수입자 그룹(GIIGNL)<sup>69)</sup>

1971년 12월 설립된 비영리 국제기구로 프랑스 파리에 본부가 있다. 설립 취지는 LNG 수입자와 실수요자, 그리고 LNG 터미널 및 공급기지 운영자의 상호협력 및 공동이익을 추구하고 관련정보 및 자료를 교환하며 LNG 사업과 관련한 제반 문제를 해결하기 위한 회원사간의 공동노력의 모색이다.

이를 위하여 GIIGNL은 매년 집행위원회 및 총회를 순회 개최하고 있으며, 또한 지역별(미주, 유럽, 아시아) 에너지 수급현황과 나라와 회원사별 천연가스 사업 추진현황에 대한 분석정보 및 자료를 교환한다. 또한 LNG 매매와 수송과 관련 정보 및 자료도 교환하며, LNG와 관련한 주요 기술사항에 대한 공동연구 뿐만 아니라 에너지 관련 타 국제기구와 교류를 수행하고 있다. 한국 가스공사는 1985년 9월 벨기에 브뤼셀 정기 총회시 정회원으로 가입하였다.

2003년 10월 6일부터 3일간 벨기에 브뤼셀에서 GIIGNL 총회가 개최되었으

66) 영국에 본부를 둔 국제회의 및 전시회 전문 기획, 운영사로서 네덜란드, 싱가포르 등에 지사를 두고 있으며 가스분야에서는 GASTECH을 비롯하여 GASEX(서태평양 가스회의), IGRC(국제 가스탐사 회의) 등 다수의 국제회의를 운영하고 있음.

67) 자료출처 : 한국가스연맹, 주요회의 소개-GASTECH, 국제회의.

web site [http://www.kgu.or.kr/kgu/work/international/international\\_05.jsp](http://www.kgu.or.kr/kgu/work/international/international_05.jsp)

68) GASTECH 2005 회의가 2005. 3. 14~3. 17 스페인 빌바오에서 개최됨.

web site <http://www.gastech.co.uk/>

69) GIIGNL(International Group of Liquefied Natural Gas Importers / Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié) : 국제 천연가스 수입자 그룹의 약칭.

web site <http://www.giignl.org>

며, 2004년에 열리는 GIIGNL 정기총회는 한국에서 개최된다.

#### ■ 가스 수출국 포럼(FGEC)<sup>70)</sup>

세계적인 가스시장 자유화와 민영화 등의 구조변화는 수출국으로 하여금 미래 가스사업의 불확실성을 증폭시켰으며, 생산국들로 하여금 정기적인 모임을 통하여 상호 의견을 교환하는 가스 수출국 포럼(FGEC)을 구성하게 만드는 자극제 역할을 하였다.

가스 생산국들은 이 포럼을 한층 강화된 형태의 카르텔 쪽으로 의견을 모아 가고 있으며, 그들의 이익을 증진시키기 위하여 석유수출국 기구(OPEC)<sup>71)</sup>와 같이 세계 가스시장에 영향력을 미치려는 듯한 움직임을 보이고 있다. 이런 움직임은 가스 소비국의 에너지 시장 자유화와 에너지시장의 경쟁력 강화 노력에 심대한 영향을 미칠 수 있다. FGEC 참가국들은 2001년 5월 이란의 수도 테헤란에서 첫 번째 모임을 가진 이후, 포럼의 결성이 압력그룹도 아니고 수출국 카르텔을 구성하기 위한 것도 아니라는 주장과 함께 오로지 참여국들 사이에 발전적 정책에 대한 토론과 가스자원 탐사개발 기술에 대한 상호협력을 목적으로 하고 있다고 강조하였다.

그러나 2002년 2월 알제리에서 개최된 2차 회의에서 이들의 주장이 일관성을 잃었다. 동 회의에서 AbdeIaziz Bouteflika 포럼 의장은 EU 가스정책과 러시아가 주도하는 유라시아 가스 수출국 연맹<sup>72)</sup>에 대하여 비판을 집중하였다. 이와 관련하여 시장 자유화로의 움직임을 좌절시키는 생산국간의 단합의 필요성이 부각하였고 FGEC가 OPEC 과 마찬가지로 세계 가스시장에서 영향력을 행사 할 수 있는 기구로 발전될 수 있는 계기를 마련해 주었다. 그 같은 예상은 포럼의 2차 알제리 회의에서 볼리비아, 리비아, 이집트, 베네수엘라 등 4개국이 포럼에 새로 참여함으로써 가능성을 높여주고 있다.

70) FEGC(Forum of Gas Exporting Counties) : 가스 수출국 포럼의 약칭.

71) OPEC(Organization of the Petroleum Exporting Countries) : 석유 수출국 기구의 약칭. 국제 석유메이저에 대한 발언권을 강화하기 위하여 1960년 결성. 국제 석유가격 조정 및 회원국간의 협력을 목적으로 함. 본부는 빈에 있으며 2003년 10월 기준 회원국은 11개국(아프리카의 알제리·나이지리아·리비아, 라틴아메리카의 베네수엘라, 중동의 이란·이라크·쿠웨이트·사우디아라비아·카타르·아랍에미리트, 아시아의 인도네시아).  
web site <http://www.opec.org/>

72) 유라시아 가스 수출국 연맹 결성에 대한 푸틴 러시아 대통령의 의도는 중앙아시아 지역의 대체 수송루트 개발을 차단하고 러시아 파이프라인 시스템을 통하여 중앙아시아 생산국들의 가스수출을 지속시키기 위한 것으로 해석되어 왔음.

FGEC의 압력단체로의 부상 움직임에 대하여 가장 큰 우려는 FGEC 참여국의 절반이 OPEC 회원국이며 나머지 참여국들도 때때로 OPEC의 생산량 할당 정책을 지지하였다는 데 있다. 지금까지 포럼에 참여한 15개 국가들이 매장량과 가스 생산량, 수출규모 등에서 차이를 보이고 있음에도 이들 국가들이 지금까지 협의기구 구성에 관심을 보여 왔다는 사실 때문에 OPEC 보다 더 큰 시장지배력을 장악할 가능성이 있는 것으로 예상되고 있다.<sup>73)</sup> 2002년 기준으로 OPEC의 세계 석유시장 지배력은 약 47% 정도인데 반하여 이들 가스 생산국들의 세계 가스교역에서 차지하는 점유율은 약 63% 수준으로 OPEC 보다 높고, 특히 LNG에 있어서는 84% 수준에 이르고 있다.

지금까지 세계 가스시장은 석유시장과는 달리 지역적으로 분리되어 있고 세계시장이 존재하지 않는다는 관점에서 가능성이 적은 것으로 인식되어 왔었다. 즉, 가스시장은 수송비용이 비싸고 물리적으로 유동성이 적기 때문에 지역 시장으로 인식되어 왔다. 또한 가스 산업의 구조적 요인과 지역에 따른 규제 조치 때문에 지역마다 다른 시장체제를 형성해 왔고, 그 결과 가스가격이 석유가격과 직·간접적으로 연계되어 있기는 하였지만 지역마다 다른 가격수준을 형성해 왔다. 이 같은 이유로 인하여 OPEC이 제도적 범주에서 활동하였음에도 불구하고 가스수출국들은 가격정책에서 상호 협력할 수 없었다. 이와 연관된 두드러진 사례로는 1980년 6월 알제리에서 개최된 OPEC 회의에서 천연가스와 원유 사이에 가격지수를 도입하려 했던 사건이었다. OPEC이 비록 회원국의 가스가격을 원유가격 추세선상에서 결정되어야 한다는 선언을 채택하였지만 그 같은 정책은 실현되지 못하였다. 같은 시기에 동일한 이유로 이들 국가들은 미국과 유럽, 일본의 가스공급 계약에서 시장점유율 확보에 실패 하였다

시장 자유화에 대한 가스 수출국들의 반대 입장에는 많은 패러독스가 내포되어 있다. 자유화는 이전보다 더욱 협력이 촉진되는 환경을 가져와 전 세계 가격과 시장의 의견수렴을 가속화시킬 것으로 전망된다. 분할된 시장과 구매자 확보에 적극적인 공급자, 고정된 교역루트, 그리고 장기 쌍무계약 등 과거의 시스템 하에서 가스 생산자의 이해관계가 효과적인 협력을 위해 양보하기에는 너무 어려웠다. 자유화가 진행되고 있는 지금, 가스사업(LNG 또는 PNG)이 시장 자유화가 가스 생산국에게 이익을 가져오도록 하는 최선의 방법은 가

73) 자료출처 : 에너지 경제 연구원, 가스 수출국 카르텔 구성 가능성과 평가, 해외 에너지시장 동향, Vol. 19, No 18, 2002. 10. 16, pp. 1-6.

스 생산국들이 시장 자유화에 동참하는 것이다.

## 2. 중개거래 및 허브(Hub)

일반적으로 경쟁시장에서 공급과 수요를 맞추는 새로운 도구가 필요하게 되고, 이중의 하나가 가격이다. 특히 천연가스 및 LNG 같은 장치 산업의 경우 설비에 대한 진입가능 여부가 가스가격 형성에 큰 영향을 미치게 된다. 가스시장에서는 이러한 설비에 대한 진입이 가능한 지점 즉 허브(Hub)가 있다. 허브는 대개 몇몇 파이프라인이 교차하는 지역에 생성되며 대개 저장시설이나 높은 수요를 가진 지역 근처에 만들어진다. 현물시장은 이러한 거래허브와 함께 발달하고 있다.

천연가스의 경우 최근까지 기존 가스시장의 거래근원이 되는 유연성은 주로 물량과 관계가 있었고 공급스윙과 중단가능 계약 및 저장 등과 같은 기존 방식에 의해 제공되었다. 저장의 역할은 공급중단과 수요의 변동을 충족하는데 사용되었으며, 각기 다른 에너지와 다른 시장의 재정거래에 대한 기회는 거의 없었다. 그러나 제3자 접속으로 시장이 개방됨에 따라 새로운 거래 기회가 각기 다른 파이프라인 소유자가 만나 타 회사 소유의 파이프라인을 이용할 수 있는 지점인 Hub에서 발생하고, 단기거래의 증대 및 단기간 수송서비스와 가격위험 노출을 줄이는 등의 방법을 제공하였다.

수요와 공급의 단기 수급조절은 시장 허브의 주요 기능이다. 특히 시장과 가까운 경우 허브에서의 저장은 거래자에게 매우 가치 있는 수단이 된다. 저장은 시장에 두 종류의 유연성을 더해 준다. 먼저 물리적으로 피크수요의 발생시점에서 공급자와 접속할 수 있고 거래 조건상으로는 물량의 해지 및 재정거래를 가능하게 한다. 자유화된 가스시장에서 두 종류의 시장이 형성되고 있다. 하나는 미국의 Henry Hub나 캐나다의 앨버타 에너지회사(AECO)<sup>74)</sup>와 같은 가스허브이며, 다른 하나는 영국의 국가 수급조절 포인트(NBP)<sup>75)</sup>와 같은 허브와 유사한 시장이다.

유럽대륙에서는 제3자 접속이 벨기에의 최초 거래센터인 지브러그(Zeebrugge)의 발전에 자극을 주었다. 지브러그는 영국과 벨기에의 상호연결(Interconnector)과 노르웨이 지파이프(Norwegian Zeepipe)의 접속지점이며

74) AECO(Alberta Energy Company, AECO) : 앨버타 에너지회사의 약칭.

75) NPB(National Balancing Point) : 영국의 국가 수급조절 포인트의 약칭.

LNG 터미널을 보유하고 있다. 두 번째 허브는 독일 내의 네덜란드와 노르웨이 가스가 배달되는 지점인 독일의 분데(Bunde)에 형성되고 있다.

### ■ 미국의 Henry Hub

미국의 27만 8천마일 가스 파이프라인 시스템은 수많은 파이프라인 상호연결시설을 포함하고 있다. 1986년 설비공동이용제의 설립 전에는 이러한 상호연결시설의 사용을 통한 이점이 거의 없었다. 수송과 저장에 대한 설비 공동이용제도는 상황을 완전히 반전시켰다. 현재 누구나 파이프라인을 통하거나 파이프라인과 저장시설 사이에서 가스를 수송할 수 있다. 그리고 설비 공동이용제도를 통해 가스의 자연수송 및 거래지점으로서의 허브를 발생시켰다.

북미에 39개의 허브가 존재하며 Henry Hub가 가장 큰 허브이다. 미국의 가스회사들은 허브에서 가스 및 설비용량의 거래가 증대됨으로써 이전에는 배관업체들에 의해 제공되었던 단기 수급조절 기능이 이루어지도록 설비를 활성화하였다.

남부 루이지애나에 위치한 Henry Hub는 세계에서 규모가 가장 크며 12개의 파이프라인을 연결하고 3개의 암염동굴 저장시설을 갖추고 있다. 루이지애나의 내륙 및 해안 생산자에게 모두 접속이 가능하도록 만들어졌으며 가격 및 관련 정보가 손쉽게 얻어질 수 있다. 이 허브는 100 : 1 정도로 높은 유동성도 가지고 있다. 또한 뉴욕 상품거래소(NYMEX)<sup>76)</sup> 가스 선물계약을 위한 지표로서의 기능과 멕시코로 송출되는 가스수출계약의 지표가 된다.

시장센터와 허브가 제공하는 서비스의 유형은 각각 상당히 차이가 난다. 연방 에너지 규제위원회(FERC)<sup>77)</sup>의 경제 정책실은 사용 가능한 서비스의 포괄적인 목록을 제공한다. 이 목록은 수급조절, 전자거래, 로닝(Loaning), 파킹(Parking), 저장, 타이틀 트랜스퍼(Title Transfer), 휠링(Wheeling) 같은 주요 서비스를 포함한다.

76) NYMEX((New York Mercantile Exchange) : 뉴욕상품거래소의 약칭.

77) FERC(Federal Energy Regulatory Commission) : 연방 에너지 규제위원회의 약칭.

[표 2-20] Henry Hub에서 제공하는 포괄 서비스 내용

서비스명	주요 내용
수급조절	○ 일시적인 부족화를 충족하기 위한 단기 수급 협정 ○ 파킹(Parking)이나 로닝(Loaning) 등과 함께 사용
전자거래	○ 구매자와 판매자를 전자적으로 연결하는 거래시스템 ○ 판매자가 허브에 가스 사용고지를 하면, 계좌 확인후 이메일과 계시판 서비스를 받음
로닝	○ 판매사업자가 시장으로부터 단기간 동안 빌려 사용하는 것 ○ 어드밴싱(Advancing)이나 드래프팅(Drafting), 리버스 팩킹(Reverse packing) 및 임밸런스 리솔루션(Imbalance resolution)으로도 불림
파킹	○ 향후 재 송출을 위해 판매사업자의 가스를 허브에서 단기간 유치하는 거래방식 ○ 종종 저장시설을 사용하지만 치환(Displacement) 및 다양한 라인팩 방식 등도 사용
피킹	○ 예상치 못한 수요증가 또는 가스부족 등을 해결하기 위한 하루 미만의 단기판매
저장	○ 계절용 저장과 같이 파킹보다 장기로 저장. 인입과 인출은 각기 따로 요금이 부과
타이틀 트랜스퍼	○ 시장에 의해 기록된 특정 가스패키지(Gas Package)의 소유권 변동에 대한 서비스 ○ 동 서비스는 회계 또는 타이틀 전환의 서류로 가능하며, 전자적으로 또는 문서상으로 모두 가능
휠링	○ 스왑을 포함한 치환(Displacement)이나 시장센터 파이프라인을 이용한 물리적 전달 등을 통해 허브 내의 하나의 연결된 파이프라인에서 다른 라인으로 가스를 수송하는 서비스

■ 영국의 국가수급 조절포인트 허브 (NBP Hub)

영국의 국가 수급조절 포인트(NBP)<sup>78)</sup>는 영국의 가스 수송회사인 트랜스코(Transco)의 모든 네트워크를 커버하는 실질적인 거래시장이다. 비교적 단거리 수송에 의해 인입과 인출 포인트가 짧은 거리에 많이 있어서 영국 시스템은 땅과 같다. 인입비용을 지불한 가스는 NBP에 존재하는 것으로 간주되며 이를 달리 표현하면 시장에 내보내졌다고 할 수 있다. NBP에서 가스를 인출

78) NPB(National Balancing Point) : 영국의 국가 수급조절 포인트의 약칭.

받기 위해서는 인출비용을 지불해야만 한다. 기존의 시장에서와 마찬가지로 시장에서 나오고 들어가는 수송비용은 개별적인 시장 참여자에 따라 다르지만 시장에서의 상품을 거래하는 것과는 별개의 사안이다.

1994년 NBP가 영국 발전업체 사이의 가스거래를 위한 비공식 시장이 되었다. 1996년 9월 Transco는 위반행위를 포함한 엄격한 일일 수급조절 시스템을 소개하였는바, 이는 NBP가 사용하는 지역을 북해 가스관의 주요 상륙지점인 Bacton과 스코트랜드의 St. Fergus의 경우와 같이 현물 거래활동의 중심지로 만들었다.

#### ■ 벨기에의 지브러그 허브(Zeebrugge Hub)

벨기에의 지브러그 허브(Zeebrugge Hub)는 유럽에서 최초로 시작된 가스 거래 허브이다. 영국의 인터코넥터(Interconnector)와 노르웨이의 지파이프(Zeepipe)가 만나는 가스 파이프라인이 있는 해안도시에 위치한다. LNG 터미널과 벨기에 국가 가스수송 네트워크와의 연결시설도 있다. 지브러그는 프랑스와 네덜란드 및 독일과 거대한 파이프라인으로 연결되어 있다. 이러한 파이프라인과 터미널은 모두 상호 연결되어 가스가 이들 사이에서 움직이고 교환될 수 있는 것이다.

1999년 11월 벨기에 회사인 디스트리가스(Distrigas)는 다른 40여개의 가스 회사와 함께 지브러그를 허브로 출범시켰다. Distrigas의 법인인 휴버레이터(Huberator)에 의해 운용되며, Huberator는 지브러그의 각기 다른 인입지점과 인출지점 사이의 물리적 가스의 흐름을 관리하는 것과 지브러그 허브를 이용하는 파트너 사이에서 중개인 역할을 하는 등 두 가지 역할을 한다. 또한 가스 고지량의 매칭과 타이틀 추적 및 배분 등 세 가지 주요 서비스를 제공한다.

Distrigas는 허브운용자와 허브의 이용자 사이에서 허브운영에 대한 규정집으로 필요한 허브 서비스협약(HAS)<sup>79)</sup>과 두 당사자가 허브에서 표준화된 가스 판매에 대하여 협약을 맺을 수 있는 지브러그 가스거래조건<sup>80)</sup> 등 두 가지 표준계약을 개발하였다. HAS에서 Huberator는 24시간 지속적인 보급과 밸런스 확인 및 매칭 서비스를 제공할 책임을 진다. 허브에서의 어떠한 사업자도 일

79) HAS(Hub Service Agreement) : 허브 서비스협약의 약칭.

80) Zeebrugge Gas Trading Terms and Conditions(지브러그 가스거래조건).



일업무 종료 후 가스초과나 부족이 허용되지 않기 때문에 밸런스 확인은 반드시 필요하다. 또한 용량이 배송업체의 지정권 할당을 필요로 하는 허브로 연결된 파이프라인을 압박할 경우 Huberator는 효과적인 시간당 수송과 재수송 및 배급을 효과적으로 확인한다.

지브러그 거래문서는 매시간당 매칭되는 GJ(Gigajoule)의 양에 대한 GJ당 유로로 가격이 책정된 실질적인 가스계약이다. 거래계약은 임의적으로 맺어지지만 점차 확대되어 현재 모든 지브러그 매매에 도입되었다. 매칭이 제대로 이루어지지 않는 경우는 Huberator의 개입없이 관련된 거래자가 협의하여 처리한다.

본 허브에서 44개의 회사가 활동적으로 거래에 참여하고 있다. 허브의 성공적인 발전에 다음 두 가지 요소가 필수적인 역할을 하고 있다. 첫째는 1998년 영국-벨기에 인터코넥터의 개시이고, 이는 영국 현물시장과 거의 모든 가스사업이 장기계약에 의해 운용되며 석유가격이 가스가격의 지표가 되는 대륙시장 사이의 재정거래를 가능하게 했다. 다른 하나는 Distrigas의 지브러그를 상업용 가스허브로 발전시키려는 노력이었다.

#### ■ 독일의 분데 허브(Bunde Hub)

독일의 분데에 드번째 허브가 건설 중이다. 분데는 세 개의 중요한 파이프라인이 교차하는 지점이다. 첫 번째 파이프라인은 네덜란드의 가스를 오우테스타덴지즐(Oude Stadenzijl)에 위치한 수송지점에서 독일 동부와 남부까지 수송한다. 두 번째는 노르웨이 가스를 엠덴/도넘(Emden/Dornum) 지점에서 남부 독일까지 수송한다. 세 번째는 기존 시스템과 경쟁하기 위해 건설된 미달(Midal) 시스템으로 북해 가스를 러시아 가스수입에 연결시킨다. 옛젤(Etzel)과 도넘(Dornum) 및 레덴(Rheden)에 위치한 저장시설은 분데에서 가깝고 루어(Ruhr) 지역과 독일의 주요 산업지역과도 근접한 곳에 위치한다.

두 그룹의 회사가 두 개의 평행한 허브를 건설하려고 준비 중이다. 하나는 네덜란드 회사인 가스유니의 수송수단인 가스 트랜스포트 서비스(Gas Transport Service)에 의해 완전히 소유된 유로허브 BV(EuroHub BV)이고, 다른 하나는 독일 회사인 루어가스 트랜스포트(Ruhrgas Transport)와 BEB 트랜스포트(BEB Transport) 및 노르웨이 회사인 스타트오일(Statoil)이 공동출자하여 설립한 NWE-Hubco 이다.

가스 수송서비스는 파이프라인 연결지점의 용량제공과 타이틀 트래킹(Title tracking)에 주력하고 있다. 2002년 2월 말부터 유로허브는 높은 열을 발생하는 오우데-스타덴지글-분데-엠덴 가스 네트워크에서 타이틀 수송서비스(Title Transfer Service)를 제공하고 있다. 그리고 이 허브는 곧 네덜란드에 건설된 잠재 허브로 서비스를 확장할 계획을 세우고 있다. 루어가스와 BEB 및 스타트 오일은 함께 2001년 11월 북서유럽 허브회사(North West Hub Company)를 설립하고 새로운 시장의 배송 및 설비를 관리하도록 했다.

### ■ 그 외 논의중인 허브

시장자유화가 유럽에 확산되며 다른 거래허브 역시 여러 개의 파이프라인이 상호 연결되고 저장시설과 수요센터가 근접한 유럽 네트워크의 전략지점에서 논의되고 있다. 이는 오스트리아의 바움가텐(Baumgarten), 슬로바키아의 랩(Lab), 독일 루드비그샤펜(Ludwigshafen) 부근의 램퍼트하임(Lampertheim), 프랑스 남서부나 스페인에 하나의 허브, 이태리의 포 벨리(Po Valley)이다.

### 3. 현물시장과 선물시장

일단 허브의 거래가 유통시장으로 발달되면, 현물과 선물시장이 조성되며 현물 및 선물가격이 형성된다. 현물시장은 가스의 고정된 물량을 위한 표준화된 협정에 기초하는 장외거래와 같이 시작된다. 거래는 관련 당사자 간에 직접 혹은 중개인에 의해 이루어진다. 가스수송은 하루에서 일 년 사이에 가능하며 아주 짧거나 대개 허브에 지정된 장소에서의 선물인도와 같이 장기간일 수도 있다.

선물시장은 즉각적인 인도 및 선도인도가 이루어지는 완전유통의 현물시장을 보유한 국가에서 생성된다. 비록 명칭은 비슷하지만 선도계약과 선물계약은 상당히 차이가 크다. 가스가 수송되어야 하거나 거래된 가격과 특정일의 현물가격 사이의 차이가 현찰로 결제되어야 하는 가스선물은 대개 계약의 만료일까지 향후 예상가격의 일일변동을 쫓으며 발생하는 문서상의 거래이다. 장외시장에서 거래되어 실질적인 인도가 항상 발생하는 선도계약과 다르게 선물계약은 금융 헤지수단이기 때문에 현물시장에서의 가스인도와는 별개로 거래된다. 그렇지만 최종 준거지점으로써 현물시장을 필요로 한다.

선물시장은 향후 가격형성을 위한 독자적이고 투명한 가격신호를 제공하며 이는 다른 계약을 위한 가격지표로 사용될 수 있다. 선물가격은 미래 어느 시점의 가스가격에 대한 현시장의 생각을 나타낸다. 이는 결코 정확한 예측이 아니며, 단지 미래의 예상 현물가격의 기준에 대한 지표가 될 뿐이다. 또한 선물가격은 가스를 저장시설에 보관하고 또는 송출시키도록 하는 촉진제로서의 역할도 한다.

선물시장의 또 하나 중요한 기능은 위험전가이다. 헤징(Hedging)은 시장 참여자들로 하여금 미리 가격과 마진을 고정하는데 사용된다. 헤징은 잠재수익을 위해 위험성을 수용할 고객 또는 상반된 위험성을 가진 고객에게 가격위험성을 전가하여 가격위험성 노출을 줄인다. 선물계약을 사용하여 가스가격에 의존하는 고객은 가격변동과 관련한 위험성을 상쇄하거나 최소화할 수 있다. 가스 구매자는 자신의 생산설비에 사용된 가스의 비용을 헤지하기 위해 일정 한도이내 가격의 가스선물을 구입하는데 관심을 가질 수 있고, 소규모 가스판매자의 경우 이자비용 지불을 위한 최소한의 수익을 달성하기 위하여 헤징을 이용할 수 있다.

선물시장에서는 아래와 같은 3가지 광범위한 종류의 거래자가 존재한다. 이는 위험회피 거래자(Hedger), 투기적 거래자(Speculator), 그리고 차익 거래자(Arbitrageur)이다. 위험회피 거래자(Hedger)는 위험관리 목적으로 시장에 진입한다. 헤징에서 하나의 거래는 다른 거래에 의해 보호받는다. 투기적 거래자(Speculator)는 수익을 위해 위험을 감수하고 마진을 얻기 위한 목적을 가지고 있으며 시장에 유동성을 제공한다. 재정거래자(Arbitrageur)는 두 시장의 상품가격의 일시적인 차이를 이용한다. 다른 시장의 가격을 일치시켜서 더욱 효율적인 시장을 만든다. 재정거래자는 가스가격에 대한 압력이 비에너지 분야의 상품에 영향을 미침에 따라 점차 다양한 상품으로 거래대상을 확대한다.

#### ■ 미국의 나이맥스(NYMEX)

나이맥스(NYMEX)는 1990년 4월 지표지점으로써의 Henry Hub와 함께 세계최초로 천연가스 선물계약을 개시하였다. 전체거래량과 미결제수량(Open Interest)은 급속하게 증가하고 있으며 NYMEX의 가스계약은 시장역사상 가장 빠르게 성장하고 있다. 1992년 10월 NYMEX는 시장참여자가 시장위험성을 관리할 수 있는 또 다른 수단인 천연가스선물에 대한 옵션(Option)을 선보

이며 또 하나의 이정표를 세우게 된다.

본 시장은 헤저와 투자자가 일반적인 선물중개인을 통해 거래를 할 수 있도록 한다. NYMEX 가스 상품은 이익 가능성을 위한 교환으로 위험성을 감수할 수 있어 민간과 공공 투자자들을 유도하고 있다. 가스산업 분야는 생산자로부터 최종소비자, 처리자, 지역소매업체, 마케터, 산업 및 상업 가스사용자 등에 이르기까지 다양하게 활동하고 있다. 예상할 수 있듯이 마케터는 2000년 미결제수량의 69%를 차지하며 가장 큰 참여를 하고 있다.

가스공급자는 NYMEX의 선물계약을 이용하여 고객이 가격위험을 관리할 수 있도록 다양한 서비스를 제공한다. 이러한 서비스에는 가스비용 또는 지출 고정 및 가격상한선 제공 등이 포함된다. 마케터는 종종 고객을 위해 시장위험을 관리한다. 이러한 결과로 지역소매업체는 2000년도 대규모 거래물량에도 불구하고, 밝혀진 미결제수량의 1.7%만을 차지하는 사용율을 나타냈다.

#### ■ 캐나다의 천연가스 거래소(NGX)

캐나다의 천연가스거래소(NGX)<sup>81)</sup>는 켈거리에 위치하며 캐나다 시장의 구매자와 판매자에게 전자거래와 결제 서비스를 제공한다. NGX는 1994년 2월 서비스를 시작하였다. 지난 8년간 150 고객에게 월평균 20만 TJ(5 BCM)을 제공할 정도로 성장했다. NGX는 매매기술의 세계 선두기업인 OM 그룹에 의해 소유되어 있다. 캐나다의 상품거래에 대한 제재는 지방관할이다. 캐나다 알버타 안전위원회가 NGX의 최대 규제기관이다.

#### ■ 영국의 국제석유거래소(IPE)

영국에서는 1997년 국제석유거래소(IPE)<sup>82)</sup>가 가스선물 계약을 시작하였다. 이는 NBP의 천연가스 공급에 기반을 두고 있다. IPE 가스 선물시장은 투명한 전자모니터링 시스템으로서 위험관리, 헤징 그리고 특정한 경우 실물가스의 인도 등을 제공하는 역할을 한다. IPE 거래는 일일 평균 6천만 therms의 천연가스에 이르며 이는 영국 일일소비의 약 60%에 해당하는 수치이다.

81) NGX(Natural Gas Exchange) : 캐나다의 천연가스거래소의 약칭.

82) IPE(International Petroleum Exchange) : 영국의 국제석유 거래소의 약칭.

#### 4. 언번들 서비스(Unbundled Service)

제3자 접속은 구매자가 공급자를 선택할 수 있도록 하며 이는 하나의 통합 서비스로의 의존도를 없애준다. 즉 구매자는 표준메뉴 대신에 고객의 요구에 맞는 주문형 서비스를 구매할 수 있게 되었다. 기회는 가스거래에 국한된 것이 아니라 모든 종류의 서비스에도 함께 열린 것이다. 네덜란드 회사인 가스유니는 피크용량과 계절별 스윙 및 기온관련 대체연료 등의 주문형 언번들 서비스를 유럽에 최초로 제공한 회사이다. 대부분의 다른 가스회사도 이를 따랐고 비슷한 종류의 언번들 서비스를 제공 중이다.

##### ■ 네덜란드의 가스유니 트레이드 앤 서플라이(GTS)

네덜란드의 가스유니 트레이드 앤 서플라이(GTS)<sup>83)</sup>는 천연가스과 관련된 서비스를 제공하는 가장 큰 회사이다. 이러한 서비스는 각기 분리되어 예약되며 사용자는 가스를 GTS에서 구매하지 않아도 된다. 그러나 추가용량 요구사항의 경우 고객은 해당 수송용량을 보유해야만 한다. 계약에서 정한 용량을 초과한 고객은 공급의 중단을 겪는 것이 아니라 추가용량에 대한 부과금을 지불하게 된다. 용량은 시간단위로 부과된다. 제공되는 유연성 서비스는 추가적인 연간유연성, 추가적인 용량, 부수적인 용량, 시간별 유연성이다.

추가적인 연간유연성이란, GTS에 의해 제공되는 연간 인수물량의 유연성에 추가되는 유연성으로, GTS는 별도의 서비스로써 연간 인수물량에 추가유연성 서비스를 제공한다. 추가적인 용량은 GTS 또는 다른 공급자와의 가스공급 계약에 포함되는 기저부하에 추가되는 용량으로, GTS는 연간 기준으로 추가용량을 공급한다. 이는 GTS나 기타 공급자로부터 이미 예약한 용량과 함께 연중 사용될 수 있다. 이러한 추가적인 용량은 추가적인 물량을 포함하지 않을 수 있다. 일반적으로 수요의 계절적 변동을 충족하기 위해 사용된다.

부수적인 용량은 인출시에 발생하는 우발적인 피크를 충족하기 위해 제공된다. GTS 이 서비스를 최대 시간별 용량이 자주 필요하지 않은 고객에게 제공한다. 최대 31기간으로 기간별로 24시간이 할당된다. 시간별 유연성은 고객에게 연속적으로 정해진 시간에 특정 용량을 계약에 추가해서 또는 부수적인 용량에 추가하여 받을 권리를 준다. 시간별 유연성은 주야 변동과 같이 고객

83) GTS(Gasunie Trade and Supply) : 네덜란드의 가스유니 트레이드 앤 서플라이의 약칭.

의 사용에 주기적인 패턴이 있는 경우에 가능하다. 시간별 유연성에서 고객은 수요가 계약보다 낮은 경우 가득 차고 수요가 높은 때 비워지는 가상버퍼를 위해 계약을 맺는다.

언변들 서비스는 가스고객 및 회사의 운용에 몇가지 결과를 초래한다. 자유화된 시장에서는 연간 가스소비의 최소물량과 같은 국가규제 또는 EU 가스 지침(EU Gas Directive)에 정의된 규정을 충족한 적격 고객은 공급업체를 선택하고 망으로의 제3자 접속을 요청할 수 있는 권리를 가지고 있으며 어느 정도의 대체연료와 유연성을 스스로 결정할 수 있다. 또한 이러한 조건으로 가스공급업체나 기타 서비스공급업체와 계약을 맺을 것이다.

적합한 유연성을 확보할 책임은 고객에게 있다. 다양한 관련자들은 단지 계약적인 책임을 충족할 뿐이다. 이들은 고객의 전체 유연성이나 공급안정의 필요성에 대한 책임이 없다. 그러나 새로운 위험성이 발생한다. 모든 상황에서 계약에 의해 공급을 보장하는 대신 각각의 적격고객은 직접 위험추세를 설계하여 스스로에게 가장 적합하며 합리적인 비용으로 가스 또는 서비스를 구매할 수 있다. 그러나 이러한 고객은 적합한 서비스에 대해 계약을 맺지 않아서 비롯되는 상황을 감수해야 한다. 시스템에서 개발하기로 합의된 양을 초과하는 사용은 공급중단이나 과징금 부과 등을 초래한다.

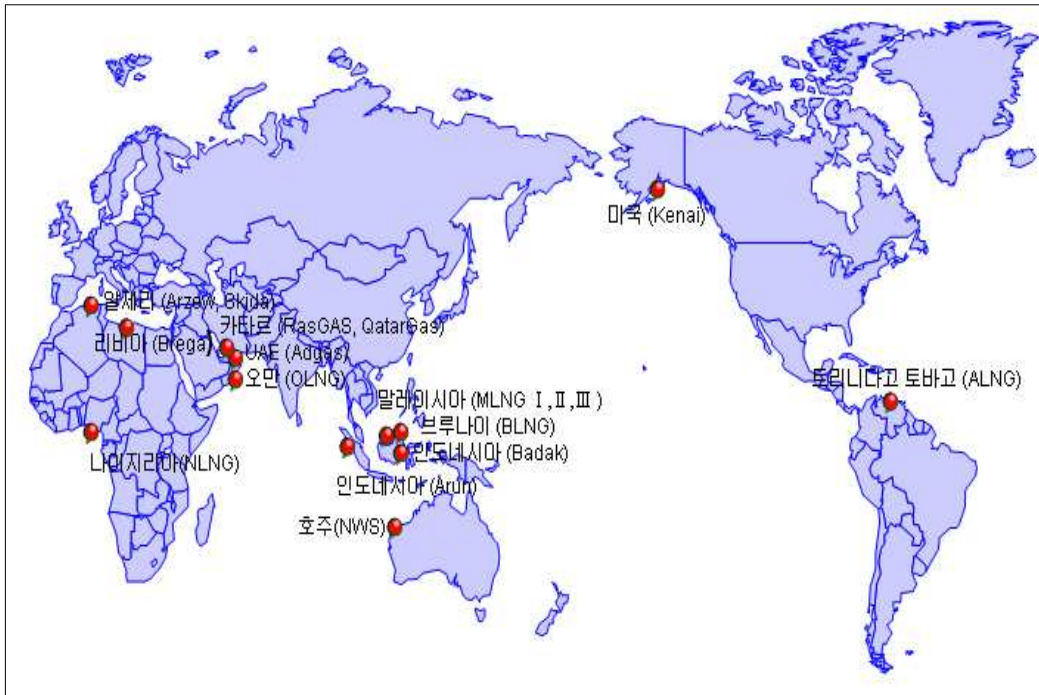
적합고객의 수요에 부응하는 유연성을 제공하는 것은 기존 설비의 효율적 사용을 유발한다. 또한 시장신호를 보내서 유연성관련 서비스에 대한 투명한 시장가격을 만든다. 이는 고객이 시스템에 의해 제공되는 서비스를 사용하거나, 보유하고 있는 대체 유연성 서비스를 사용하거나, 시장에 존재하는 금융헤징과 같은 방식을 사용하는 것이 가능하다. 부족한 용량의 배분은 시장 기능에 의해 결정된다.

그러나 연료대체 여력이 없는 고정 서비스 고객이 어떻게 외부영향을 충족시킬 유연성을 포함한 안정적인 공급을 보장받을 수 있는지 여전히 의문이다.

### 제3장 세계 LNG 시장 분석

2003년 9월 기준으로 보면, 전 세계적으로 12개국 17개 플랜트에 66개 Train이 가동 중이며, 연간 생산능력은 약 132백만 톤으로 추정된다.

[그림 3-1] 기존 LNG 프로젝트<sup>84)</sup>



플랜트가 위치한 지역을 살펴보면 아시아 4개국(인도네시아, 말레이시아, 브루나이, 호주)에 7개 플랜트가 있고, 중동 3개국(카타르, 오만, UAE)에 4개 플랜트, 아프리카는 3개국(알제리, 리비아, 나이지리아)에 4개 플랜트, 북미에 1개국에 1개 플랜트, 그리고 남미 1개국에 1개 플랜트가 운영 중에 있다.

84) 자료출처 : Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002 및 작성자 보유 자료를 종합하여 편집.

[표 3-1] 세계 기존 LNG 프로젝트<sup>85)</sup>

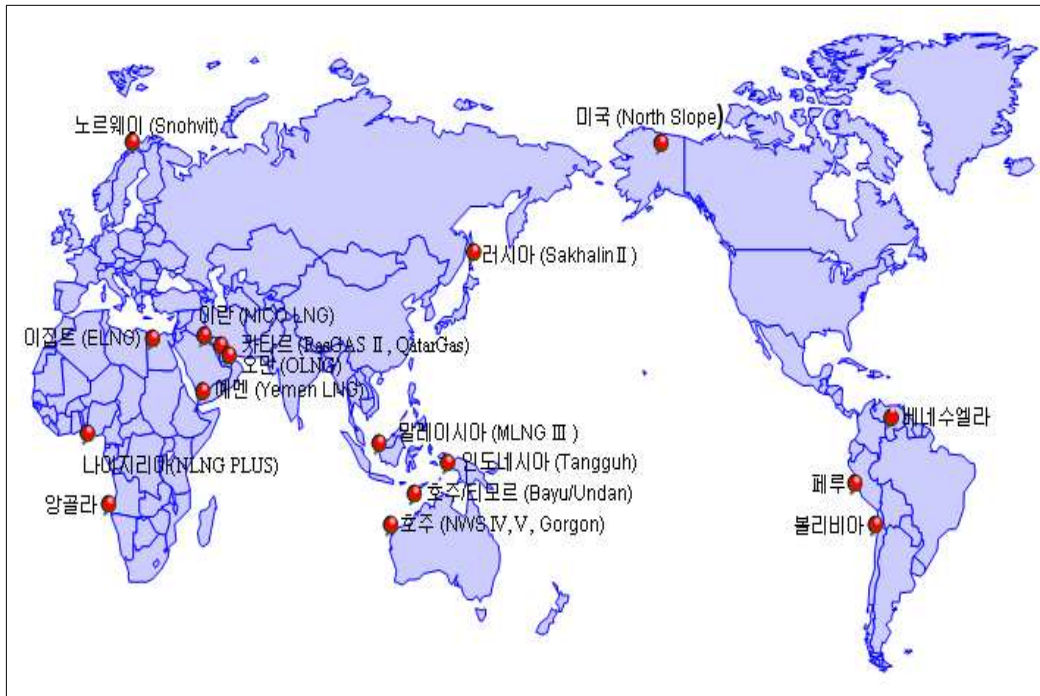
지역	국명	플랜트명	트레인 수	생산량 (백만 톤)
아시아	인도네시아	Arun	4	6
		Badak	8	21.6
	말레이시아	MLNG I	3	8.1
		MLNG II	3	7.8
		MLNG III	1	3.4
	브루나이	BLNG	5	7
호주	NWS	3	7.5	
중동	카타르	RasGas	2	6.4
		Qatargas	2	7.7
	오만	OLNG	2	6.6
	UAE	ADGAS	3	5
아프리카	알제리	Arzew	15	17.3
		Skikda	6	5.8
	리비아	Brega	4	1.3
	나이지리아	NLNG	3	9
북미	미 국	Kenai	1	1.3
남미	트리니다드	ALNG	1	9.9
계	12 국가	17 플랜트	66 트레인	131.7

그리고 향후 LNG 교역량이 증가할 것으로 예상됨에 따라, 2003~'05년 가동을 목표로 5개의 확장 및 신규 플랜트가 건설 중이다. 그리고 2006~'08년 가동을 목표로 11개의 확장 및 신규 프로젝트가 개발 중이다. 그 외에 미국, 베네수엘라, 페루, 볼리비아, 그리고 앙골라에서도 신규 플랜트를 계획하거나 추진 중으로 알려지고 있다.

85) 자료출처 : Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002 및 작성자 보유 자료를 종합하여 편집.



[그림 3-2] 확장 및 신규 LNG 프로젝트<sup>86)</sup>



2003~'05년 가동을 목표로 하는 4개의 확장 및 신규 플랜트가 위치한 지역을 살펴보면, 아시아 2개국에 2개 플랜트, 중동 1개국 1개 플랜트, 아프리카 1개국에 1개 플랜트이다. 그리고 2006~'08년 가동을 목표로 11개의 확장 및 신규 프로젝트는, 아시아 6개국에 8개 플랜트, 유럽 1개국에 1개 플랜트, 그리고 아프리카 2개국에 2개 플랜트이다.

세계 LNG 프로젝트의 추세를 보면, 그동안 인도네시아에 진출하였던 ExxonMobil사는 Arun 기지의 매장량 고갈과 정치적 불안정을 고려 추가 투자를 하고 있지 않으며, 도리어 카타르 확장 및 신규 프로젝트인 Rasgas II 및 QatarGas II에 치중하고 있다. 이에 인도네시아는 인도네시아 Tangguh에 전력을 기울이고 있다. 한편 신규 프로젝트로 새로운 공급원으로 부상하는 호주의 경우, 정부의 정책지원 및 Shell사의 적극적인 투자로 LNG 프로젝트가 활성화되고 있으며, 중국의 LNG 공급에서도 볼 수 있듯이 수출국을 일본 일변도에서 벗어나 다변화 하려는 노력을 하고 있다. 그리고 호주의 Gorgon 프로젝트의 경우 캘리포니아 등 미국의 태평양 연안 지역의 여름철 전력수요 증대

86) 자료출처 : Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002 및 작성자 보유 자료를 종합하여 편집.

에 대한 가스발전소 건설과 관련 연료 공급처로 자리매김하기 위한 장기 계획을 고려하는 것 같다. 오만의 경우 독자적으로 LNG 프로젝트 및 마케팅을 강화하려는 행보를 보이고 있다.

사할린Ⅱ의 경우 지리적으로 인접 국가라는 이점을 갖고 있는 일본 및 한국, 그리고 Shell이 의욕이 돋보이고 있다, 한국의 경우 예멘 LNG 프로젝트에 SK 및 현대가 지분을 투자하는 등 LNG UP-Stream의 진출이 구체화되고 있다. 또한 이란의 경우 사업 환경이 다소 제한되고는 있으나, 막대한 매장량을 사업화로 연결하기 위한 태동이 있다. 그 외에 유럽지역의 LNG 공급처로 나이지리아, 이집트가 기지 확장 및 신규 프로젝트를 추진 중이며, 노르웨이의 Snoehvit가 개발 중에 있다.

[표 3-2] 세계 확장 및 신규 LNG 프로젝트<sup>87)</sup>

공급 시기	지역	국명	플랜트명	트레인수	생산량 (백만 톤)
'03~'05 년경	아시아	말레이시아	MLNG III	1	3.4
		호주	NWS (IV)	1	4.2
	중동	카타르	RasGas II	2	9.4
	아프리카	이집트	ELNG	1	3.6
'06~'08 년경	아시아	인도네시아	Tangguh	2	7
		호주	NWS (V)	1	4.2
			Bayu-Undan	1	3
			Gorgon	1	5
	러시아	Sakhalin II	2	9.6	
	중동	카타르	Qatargas II	2	14
		오만	OLNG	1	3.3
		예멘	Yemen LNG	2	6.2
		이란	NIOC LNG	2	9.4
	아프리카	나이지리아	NLNG PLUS	2	8
	유럽	노르웨이	Snoehvit	1	4.2
계		11 국가	15 플랜트	22 트레인	94.5

87) 자료출처 : Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002 및 작성자 보유 자료를 종합하여 편집.

## 제1절 LNG 생산국 및 도입국

### 1. LNG 생산국

#### ■ 인도네시아

##### ○ 기존 프로젝트 : Arun, Badak(Bontang)

인도네시아의 LNG사업은 지금으로부터 약 30년 전인 1970년대 초반부터 시작되었다. Kalimantan(구 보루네오) 동쪽의 Badak지역(Bontang)과 Sumatra 섬 북쪽의 Aceh 지역(Arun)에 방대한 양의 천연가스가 매장되어 있는 것이 발견되면서 본격화 되었다. 인도네시아 천연가스 확인매장량은 9.3 TCF로, 전세계 매장량의 1.7 %이다. 인도네시아 LNG의 약 70%는 일본으로, 20%는 한국으로, 나머지 양은 대만으로 수출된다.<sup>88)</sup>

[그림 3-3] 인도네시아 기존 프로젝트 위치<sup>89)</sup>



인도네시아 국영석유가스회사 페르타미나(Pertamina)가 판매를 전담하며, 2002년 기준으로 볼때, 세계 LNG 생산량의 25%를 차지하고 있는 단일 규모로는 최대의 LNG 생산국이다. LNG 액화를 위해 East Kalimantan의 Bontang(Badak) Plant와 North Sumatra의 Arun Plant 등 2개의 액화 Plant

88) 자료출처 : BP, BP Statistical Review of World 2002, June 2003, p. 20.

89) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Indonesia, 2002.

를 운영하고 있다.<sup>90)</sup>

[표 3-3] 인도네시아 기존 프로젝트<sup>91)</sup>

프로젝트	생산설비 규모	지분 현황	계약물량
Arun	600만 톤 (150만 톤·4T)	Pertamina : 55% ExxonMobil : 30% Jilco : 15%	680만 톤 -일본 350만 톤 -한국 : 330만 톤
Badak (Bontang)	2,160만 톤 (260만 톤·6T, 300만 톤·2T)	Pertamina : 55% Vico : 20% Jilco : 15% TotalFinaElf : 10%	2,020만 톤 -일본: 1,465만 톤 -한국 : 200만 톤 -대만 : 355만 톤

Bontang은 LNG Train A부터 H까지 현재 8개의 Train을 가동하고 있으며, 연간 22.3백만 톤 규모의 LNG를 생산하는 세계 최대규모의 LNG 플랜트이다. Bontang에서 가채 매장량 가운데 판로확보가 이루어지지 않은 물량을 염두에 두고 연간 300만 톤 규모의 9번째 Train 건설을 검토하고 있으나 여러 가지 사정으로 부지만 확보한 상태에서 사업이 진행되지 못하고 있다.

Arun은 ExxonMobil에서 발견하고 개발하였으며 Arun, NSO, Pase, South Lhoksukon 등의 가스전으로부터 Arun Plant에 Feed Gas를 공급하여 왔다. Plant는 Pertamina와 ExxonMobil, 그리고 JILCO가 지분을 소유하고 있으며 연간 약 6.5백만 톤의 생산능력이 있고 현재 일본 동북전력과 도쿄전력에 연간 350만 톤, 우리나라에 연간 약 330만 톤 규모의 LNG를 공급하고 있다. 하지만 2000년부터 Feed Gas 공급량이 감소되기 시작하면서 총 6개의 생산 Train중 2기를 가동 중지한 바 있다. 일본수입 유틸리티 회사는 Arun으로부터의 수입을 2005년 20년 계약이 끝날 때 연간 3.5백만 톤에서 1백만 톤으로 수입 감소를 시사하였다.

또한 Arun 플랜트는 독립성향이 매우 강한 Aceh 지역에 위치해 있어 Aceh 민족의 분리 독립운동에 따른 정치적 불안이 큰 지역이며 실제로 이러한 이유로 2001년 Arun Plant가 약 4~5개월여 가동이 정지되기도 했다.

생산량과 그 역사로 볼 때 LNG 산업에서 Pertamina가 차지하는 비중은

90) 자료출처 : 한국가스공사, Kogas 사보, 2003, 9, pp. 12-13.

web site [http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003\\_9/12.html](http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003_9/12.html)

91) 자료출처 : Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002 및 작성자 보유 자료를 종합하여 편집.

세계 최대 LNG 수출국으로서 막대한 영향력을 행사하여 왔으나 최근 들어서는 IMF의 권고에 따른 'New Oil & Gas Law'가 입법화되면서 상당히 불투명한 미래를 안고 있는 게 사실이다. 또한 말레이시아와 호주의 급성장과 사할린 등 신규 프로젝트의 공급시장 진출에 따라 세계 최대 LNG 수출국으로서의 위상이 위협받고 있는 실정이다.<sup>92)</sup>

○ 확장 및 신규 프로젝트 : Tangguh

인도네시아에 추진하고 있는 신규 프로젝트는 탕구(Tangguh)이다. 파푸아 뉴기니 섬의 동쪽 끝단에 위치한 Tangguh는 Berau, Muturi, Wiriagar 가스전 등에 약 18.3 TCF 수준의 천연가스 매장을 갖고 있다.

[그림 3-4] 인도네시아 신규 프로젝트 위치<sup>93)</sup>



동 프로젝트는 2002. 11월부터 추진되었으며 2003년 3월 13일부터 BP에 의해 추진되고 있다.<sup>94)</sup> Papua(구 Irian Jaya)의 Berau Bay 지역의 Berau, Wirigar, Muturi 등 3개 가스전을 대상으로 하고 있다. 추정 매장량은 24 TCF(약 5 억 톤)로 추정되며, 확인매장량은 14.4 TCF(약 3 억 톤)로 20년간 연간 11백만 톤 공급이 가능한 물량이다.

92) 자료출처 : 한국가스공사, Kogas 사보, 2003, 9, pp. 12-13.

web site [http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003\\_9/12.html](http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003_9/12.html)

93) 자료출처 : Sakhalin Energy Investment Company Ltd., Projects In Sakhalin, May 2003.

94) 자료출처 : Mitsubishi Corporation, Tangguh's Updated & Concept Proposal to Kogas, May 2003.

지분구성은 BP 37.2%, Mitsubishi 16.3%, CNOOC<sup>95)</sup> 12.5%, BG 10.7%, Nippon Oil 12.2%, 일본기업인 Kanematsu corp 10.0%, LNG Japan 1.1%이다.

[표 3-4] 인도네시아 신규 프로젝트<sup>96)</sup>

프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
Tanggung	700만 톤 (350만 톤x2T)	BP :37.2% Mitsubishi : 16.3% CNOOC : 12.5% Nippon Oil : 12.2% Mitsui : 10.7% KG : 10% LNG Japan : 1.1%	505만 톤 -중국:260만 톤 -필리핀:130만 톤 -POSCO/SK :115만 톤

2007년 7월에 우선 700만 톤(350만 톤×2 Train)을 생산하기 위한 프로젝트가 추진되고 있으며, 이 물량 중 260만 톤은 2007년부터 중국 후지양(Fujian) 터미널에 공급하기로 판매구매계약(SPA)을 체결되었으며, 필리핀 지엔파워(GN Power)와 연간 130만 톤 공급과 관련한 양해각서(MOU)를 체결하였다.

한편, 인도네시아는 Arun, Bontang, Tangguh의 LNG 기지에 이어 4번째 LNG 프로젝트 개발을 위해 외국의 여러 회사들과 협력을 모색하고 있다. 이 프로젝트는 필리핀 남쪽 Central Sulawesi에 위치하고, Donggi 가스전으로부터 가스를 생산하는 것으로, Pertamina에 따르면 Donggi의 매장량이 9 TCF에 달해 2개의 Train이 건설 가능하며, 20 TCF까지 생산 가능할 것으로 예상하고 있다.

Donggi로부터 생산되는 가스를 Marathon이 건설하고자 하는 캘리포니아 반도 Baja 인수기지에 공급하는 것이 Pertamina의 계획이다.<sup>97)</sup> 그러나 아직까지는 구체적인 개발사업이 진행되지 못하고 있는 잠재 Project이다. 천연가스 매장량은 인접한 Senoro 가스전과 합하여 약 6.0 TCF 규모로 추정되고 있으나 현재 인도네시아 정부가 먼저 시작된 Tangguh Project의 개발과 마케팅에 전력을 기울이면서 우선순위에서 뒤로 밀린 상태이다.

95) CNOOC(China National Offshore Oil Corporation) : 중국해양석유의 약칭.

96) 자료출처 : Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002 및 작성자 보유 자료를 종합하여 편집.

97) 자료출처 : 가스연맹, 가스동향 14호-인도네시아 제4기 LNG 개발프로젝트 검토, 2002. 7. web site <http://www.kgu.or.kr/cgi-bin/board/data/pds1/20020731.doc>

## ■ 말레이시아

### ○ 기존 프로젝트 : MLNG I II III

1960년에는 Bintulu에서 120 Km 떨어진 곳에서 천연가스가 발견되었다. 이로 인하여 말레이시아는 가스부문에서 새로운 전기를 맞이하게 되었다. 1968년 LNG Project를 추진하였고, 6년 후에 Petronas가 설립되어 LNG 프로젝트 개발이 본격화 되었다.

Petronas는 3개의 LNG 액화기지를 운영하고 있는데, 동 말레이시아의 Sarawak주 Bintulu에 위치하고 있다. Petronas는 Shell과 일본의 Mitsubishi사와 전략적 제휴를 하고 있다. 1978년 첫 번째 Joint venture(JV)인 MLNG 가 Petronas 70%, Shell과 Mitsubishi가 각각 15% 의 지분으로 설립되고 1985년에는 Sarawak 주 정부가 5%의 지분을 참여하였다. 각각의 3개의 Train에서 270만 톤을 생산할 수 있으며 1983년 일본 도쿄로 첫 LNG 선적을 수행하였으며, 한국에는 1995년 선적을 개시하였다.

Central Luconi 지역에서의 새로운 가스 매장 확인과 LNG 수요의 증가에 맞춰 두 번째 JV가 1992년에 만들어지게 되었다. 동사의 지분은 Petronas 60%, Shell 15%, Mitsubishi 15%, Sarawak 10%로 이루어져 있다. 새로운 플랜트인 MLNG III의 지분은 Petronas 60%, Shell 15%, Nippon Oil 10%, Sarawak 10%, Mitsubishi 5%를 소유하고 있다.

현재 MLNG I이 810만 톤, MLNG II가 780만 톤의 생산능력을 가지고 있으며 2003년 3월 첫 번째 Train이 완공된 MLNG III는 2003년 11월에 두 번째 Train까지 완공되면 말레이시아는 추가적으로 680만 톤의 생산을 포함하여 총 2,300만 톤의 생산능력을 보유하게 된다.

2003년 기준으로, 말레이시아의 가스 매장량은 87.5 TCF로 세계 14위를 기록하고 있다. 말레이시아는 비록 세계 14위의 가스매장량을 가지고 있지만 세계 LNG 공급의 약 25%를 차지하고 있다. 인도네시아, 알제리에 이어 세계 3위의 LNG 수출국으로 Petronas의 3개 자회사들이 LNG 사업을 수행한다.<sup>98)</sup>

98) 자료출처 : 한국가스공사, Kogas 사보, 2003, 10, pp. 10-11.  
web site [http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003\\_9/12.html](http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003_9/12.html)

[표 3-5] 말레이시아 기존 프로젝트<sup>99)</sup>

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
MLNG I	810만 톤 (270만 톤x3T)	Petronas : 95% Sarawak State: 5%	776만 톤 -전량 일본 공급
MLNG II	780만 톤 (260만 톤x3T)	Petronas : 60% Shell : 15% Mitsubishi : 15% Sarawak State: 10%	760만 톤 -일본 : 335만 톤 -한국 : 200만 톤 -대만 : 225만 톤
말레이시아 MLNG III	340만 톤 (340만 톤x1T)	Petronas : 60% Shell : 15% Sarawak State: 10% Nippon Oil : 10% Diamond : 5%	500만 톤 -일본:300만 톤 -한국:200만 톤

○ 확장 및 신규 프로젝트: MLNG III

말레이시아의 MLNG III(Tiga)의 연간 6.8백만 톤의 확장은 말레이시아 총 설비능력을 연간 23백만 톤으로 증가시킬 것이며, 이는 Bintulu를 세계에서 가장 큰 LNG 생산설비로 만들 것이다.

[그림 3-5] MLNG III 프로젝트 위치



99) 자료출처 자료출처 : Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002 및 작성자 보유 자료를 종합하여 편집.



Petronas와 Shell에 의해 공동으로 개발되고 있는 동 프로젝트는 일본과 한국에서 구매자를 찾고 있으며 말레이시아는 신생 LNG 현물 시장에 큰 공급자가 될 수 있을 것이다. 공급 시기는 2004년이며, 대만 CPC<sup>100)</sup>와 연간 100만 톤 공급과 관련한 양해각서(MOU)를 체결하였다.

[표 3-6] MLNG III 프로젝트

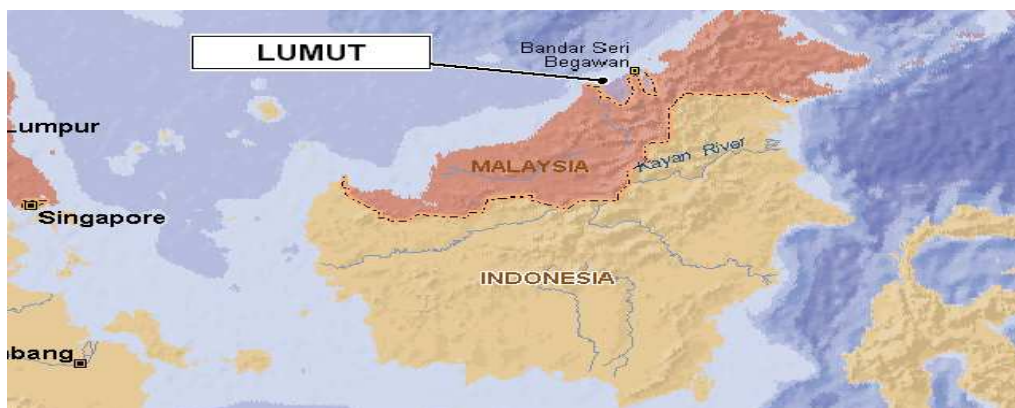
프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
MLNG III	340만 톤 340만 톤x1T	Petronas : 60% Shell : 15% Sarawak State : 10% Nippon Oil : 10% Diamond : 5%	100만 톤 - 대 만 : 100만 톤

■ 브루나이

○ 기존 프로젝트 : BLNG(Lumut)

브루나이의 천연가스 산업을 주도하는 회사는 Brunei LNG Sendirian Berhad(BLNG)이다. 브루나이는 1972년 처음으로 LNG를 일본에 수출하였으며, 현재 세계 네 번째, 동 남아시아에서는 3번째로 큰 LNG 생산국이다.

[그림 3-6] BLNG 프로젝트 위치<sup>101)</sup>



100) CPC(Chinese Petroleum Corporation) : 중국(대만)석유공사의 약칭.

101) 자료출처 : SIGTTO, Port Information for LNG Export and Import Terminals-Lumut, March 2000.

2001년에는 BLNG의 Lamut 플랜트에서 670만 톤을 생산 판매했으며 2002년도는 203 카고를 판매했다. BLNG사가 장기계약 하에 LNG를 수출하는데, 주요 고객은 한국과 일본 2개국이다. 일본으로 향하는 LNG는 전체 LNG 수출량의 89%로 554만 톤이며, 한국에 대한 수출량은 70만 톤이다. 일본의 도입회사를 구체적으로 살펴보면 도쿄전력이 372만 톤, 도쿄가스가 114만 톤, 오사카가스가 68만 톤을 도입하고 있다.

BLNG에는 2008년까지 생산능력을 추가로 연 4백만 톤 확장하려는 계획을 갖고 있는데, 이 사업의 관건은 새로운 가스전의 발견에 달려 있다. 브루나이는 2033년까지 가스전 7천조 TCF를 추가 개발하려고 한다.<sup>102)</sup>

[표 3-7] 브루나이 기존 프로젝트<sup>103)</sup>

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
BLNG (Lumut)	700만 톤 (140만 톤x5T)	브루나이정부: 50% Shell : 25% Mitsubishi : 25%	670만 톤 -일본 : 600만 톤 -한국 : 70만 톤

## ■ Sakhalin II (러시아)

### ○ 신규 프로젝트 : Sakhalin II

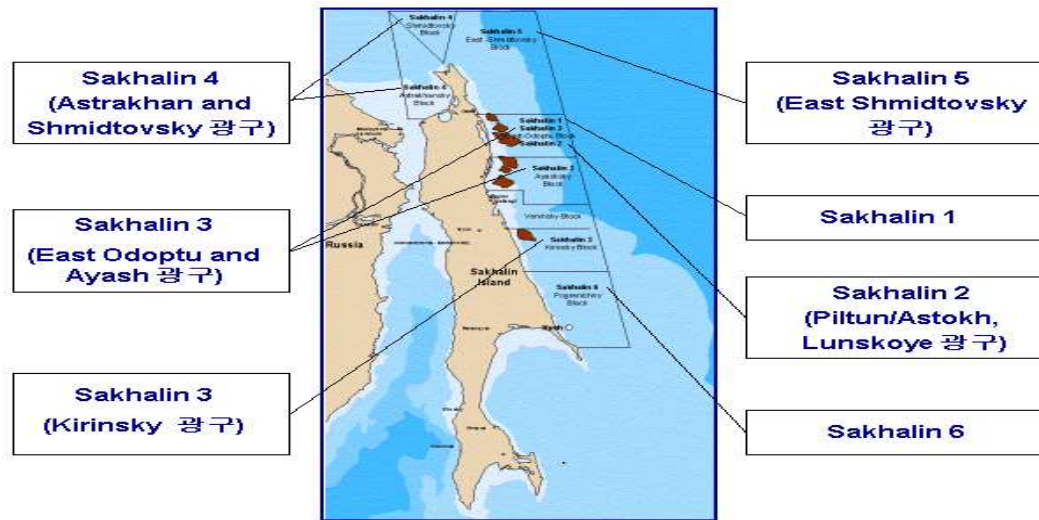
1855년 사할린 섬을 확보한 러시아는 1920년대부터 석유를 생산하고 있다. 그러나 워낙 추운 극동지방에 위한 이곳은 개발비용이 너무 많이 든다는 점 때문에 그 동안 큰 관심을 끌지 못했다. 그러나 현재는 서방 석유 메이저들이 뛰어들어 석유와 천연가스 개발붐을 일으키고 있다. 사할린에는 9개의 대형프로젝트가 추진되고 있으며 이중 6개가 참여회사 및 지분 등 세부 추진내용이 확정되어 있다.

102) 자료출처 : EIA, Country Analysis Briefs)-Brunei, July 2003.

web site <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/brunei.html>

103) 자료출처 : Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002 및 작성자 보유 자료를 종합하여 편집.

[그림 3-7] 사할린 프로젝트 위치<sup>104)</sup>



사할린 I 으로 명명된 프로젝트는 사업규모가 120억 달러규모로 오츠크 해정에 10개의 유정을 뚫어 석유와 가스를 채굴하는 것으로 미국의 엑슨모빌(ExxonMobil)이 30%, 일본석유공단, 이토추(伊藤忠)상사, 마루베니(丸紅) 등 일본 13개 기업 컨소시엄(Sodeco)이 30%, 러시아 2개 기업(Rosneft와 Sakhalin MNG)가 각각 8.5%와 11.5%, 그리고 1개 인도기업(ONGC)이 20%의 지분을 보유하고 개발비를 분담하고 있다. 사할린 I 의 굴착작업은 2003년 6월이었으며, ExxonMobil은 2003년에 12억 달러를 투자하여 앞으로 1년 반 안에 원유생산을 시작한다는 방침이며 가스생산은 2008년부터로 계획하고 있다.<sup>105)</sup>

사할린 II는 Shell이 주축이 되어 추진하고 있으며, 러시아에서 처음으로 대륙붕에서 시추하고 생산물 분배 계약(PSA)<sup>106)</sup> Production Sharing Agreement)하에서 개발되는 최초의 프로젝트로, 사업규모는 1백억 달러 수준으로 예상된다. 이 프로젝트에는 Shell 이외에 일본의 미쓰이(三井)물산과 미쓰비시(三菱)상사가 참여하고 있으며, Shell이 약 55%, 미쓰이가 25%, 미쓰비시가 20%의 지분을 보유하고 개발비를 분담하여 추진하고 있다. 러시아에서 처음으로 대륙붕에서 시추하고 생산물 분배 계약(PSA, Production Sharing Agreement)하에서 개발되는 최초의 프로젝트로, 사업규모는 1백억 달러 수준

104) 자료출처 : Sakhalin Energy Investment Company Ltd. Projects In Sakhalin, May 2003.  
 105) 중앙일보, The Weekly Economist-사할린은 에너지의 보고 석유 매이저들 투자급증, 2003. 6, p. 38.  
 106) PSA(Production Sharing Agreement) : 생산물 분배 계약의 약칭.

으로 예상된다.

이 프로젝트에는 Shell 이외에 일본의 미쓰이(三井)물산과 미쓰비시(三菱)상사가 참여하고 있으며, Shell이 약 55%, 미쓰이가 25%, 미쓰비시가 20%의 지분을 보유하고 개발비를 분담한다. 이 프로젝트를 위하여 3사는 ‘사할린 에너지 회사(Sakhalin Energy Investment Company Ltd.)’를 설립하여 사할린 섬 북동부 해상의 2 광구(Lunskoye 및 Piltun Astokhskoye)에서 10년 이상 사업 타당성 조사를 벌여왔다. 채취 가능 매장량은 천연가스 23.8 TCF (약 5억 톤)과 원유 및 컨덴세이트 42억 배럴 수준으로 추산되는데, 4년 뒤인 2007년 960만 톤의 LNG를 생산해 이중 절반가량을 일본에 판매한다. 사할린 I 이 천연가스를 액화시키지 않고 파이프라인을 통해 일본에 직접 수송하는 반면 사할린 II는 가스를 액화시킨 뒤 일본에 LNG선으로 수송한다.

[표 3-8] 사할린 II 신규 프로젝트

프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
Sakhalin II	960만 톤 480만 톤x2T	Shell : 55% Mitsui : 25% Mitsubishi : 20%	360만 톤 - 일 본: 360만 톤

사할린 III는 크게 2개 구역(East Odoptu & Ayash와 Kirinsky)으로 나누어 추진되는데 향후 3년간 1억 5천만 달러를 들여 개발 가능성을 확인하기 위한 전초작업을 벌일 계획이다. 1 구역은 2개 광구 (East Odoptu와 Ayash 광구)로 구성되어 있으며, 엑슨모빌(Exxon Mobil)이 66.66%, 러시아 2개 기업 (Rosneft와 Sakhalin MNG)이 33.32%(각각 16.66%)의 지분을, 2 구역 (Kirinsky 광구)은 엑슨모빌(Exxon Mobil)이 33.33 %, 텍사코(Texaco)가 33.33%, 러시아 2개 기업 (Rosneft와 Sakhalin MNG)이 33.32 %(각각 16.66 %)의 지분을 보유하고 개발비를 분담한다.

사할린 IV는 2개 광구(Astrakhan과 Shmidtovsky 광구)를 개발하며 영국의 BP가 49%, 2 러시아 기업이 51%(Rosneft 25.5%, Sakhalin MNG 25.5%)의 지분을 보유하고 있다. 사할린 V는 1개 광구(East Shmidtovsky 광구)를 대상으로 하고 있으며 BP가 49%, Rosneft 25.5%, Sakhalin MNG 25.5%의 지분을 보유하고 있다. 사할린 VI은 엑슨모빌, 텍사코 및 러시아 2개 기업(Rosneft와 Sakhalin MNG)이 참여한다.<sup>107)</sup>

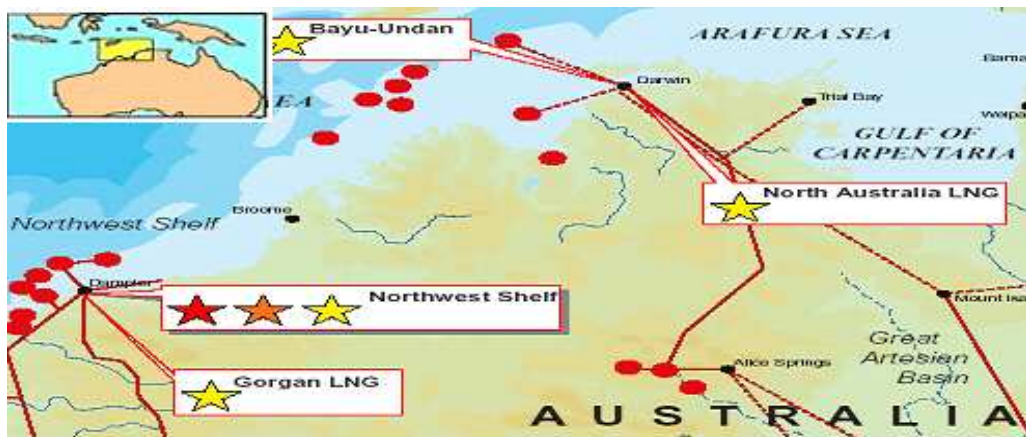
한편 한국과 대만도 사할린 천연가스에 상당한 관심을 보이고 있는데, 특히 한국의 경우 사할린에서 하역기지인 인천까지 LNG선으로 3일밖에 걸리지 않는 입지가 가장 큰 이점이다.

## ■ 호주

호주의 확인 천연가스량은 2002년 1월을 기준으로 보면 9조 TCF로, 2001년의 확인 매장량의 거의 2배에 해당한다. 호주에서 약 200 Km 떨어진 해상에서 산재한 여러 가스전을 총칭하는 Northwest Shelf(NWS)는 매장량이 30 TCF 정도이다.<sup>108)</sup>

약 70억 달러가 투자된 NWS LNG 액화설비공장은 Woodside Energy, BHP, Billiton, BP, Chevron Texaco, Shell, Japan- Australia(MIMI) LNG의 공동출자를 통하여 통해 조달하였다. NWS는 1989년 처음으로 일본에 LNG 공급을 개시하였으며 당시는 8개사 고객이 있었으나 현재는 10개사의 고객을 확보하고 있다.

[그림 3-8] 호주의 자원개발 현황<sup>109)</sup>



동남아 경쟁국들과 달리, 호주는 연방정부 차원에서 적극적으로 지원하고 있다. 2000년 NWS가 수출을 통해 이미 10억 달러이상의 수익을 기록한 것에

107) 자료출처 : Sakhalin Energy Investment Company Ltd., Projects In Sakhalin, May 2003.

108) 자료출처 : EIA, Country Analysis Briefs-Australia, May 2002.

web site <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/australi.html>

109) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Australia, 2002.

주목하여 호주 정부는 ‘LNG 활성화 방안(LNG Action Agenda)’를 마련하고 개발의 장애요인들을 제거하는 작업에 참여하였다. 호주 정부의 궁극적인 목표는 아시아 LNG 시장 점유율을 2000년 10%에서 2020년까지 30%로 늘리겠다는 것이었다.<sup>110)</sup>

○ 기존 프로젝트 : NWS I, II, III

3개의 프로젝트에서 750만 톤을 생산하며, 전량 일본으로 판매된다. 동 프로젝트에는 Shell 등 7개 업체가 참여하고 있다.

[표 3-9] 호주 기존 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
NWS I, II, III	750만 톤 (250만 톤x3T)	Shell, Woodside, Chevron, BP, BHP, MIMI 각 16.7%	733만 톤 -전량 일본 공급

○ 확장 및 신규 프로젝트

호주는 증가하는 LNG 해외 수요에 부응하기 위하여 NWS IV, NWS V, Bayu-Undan, Gorgon 등의 확장 및 신규 프로젝트를 추진하고 있다. 각 프로젝트의 세부 내용은 다음과 같다.

< NWS IV, V >

NWS IV는 일본 및 한국을 공급지역으로 하고 있으며 2004년을 공급개시 시기로 설정하고 있다. NWS V는 2002년 하반기 연 350만 톤의 LNG를 공급하는 내용의 장기공급 계약을 중국과 성사시켰다. 공급 시기는 2006년으로 계획하고 있다.

110) 자료출처 : 에너지 경제 연구원, 해외 에너지 동향-동북아시아 LNG 시장의 변화와 전망, 2003. 4, p. 5.  
web site [http://www.keei.re.kr/web\\_keei/e\\_trend.nsf/0/10700ad6a804016949256d2600189d3c/\\$FILE/FE032007.pdf](http://www.keei.re.kr/web_keei/e_trend.nsf/0/10700ad6a804016949256d2600189d3c/$FILE/FE032007.pdf)

## < Bayu-Undan >

호주와 티모르의 해상에 접한 티모르해의 Bayu-Undan 해상 가스 프로젝트가 상당히 진척되고 있다. 본 프로젝트는 ConocoPhillips가 주도하고 있으며, 2006년 Tokyo Gas와 Tokyo Electric에 LNG를 공급할 예정이다.

## < Gorgon >

The Greater Gorgon 가스전 3개 참여사들은 서호주 북서해상 LNG 수출 프로젝트를 진전시키기 위해 변경된 계획 추진을 가속화하는데, 이는 Barrow 섬에 연간 생산량 500만 톤 규모의 단일 Train을 건설하는 것이다. 한편 기존 안은 Burrup 반도에 Train 2기를 설치할 것을 계획했었다.

동 프로젝트는 23억 달러가 소요될 것으로 예상되며, 이 수치는 Barrow 섬에 액화설비를 건설하는 비용뿐만 아니라 가스전 개발비용을 포함하고 있다. Gorgon 지분구성은 Chevron Texaco 57.1%, Shell 28.6%, ExxonMobil이 14.3%이다.<sup>111)</sup>

2007년 초를 첫 LNG 수출 목표일로 설정하고 있으며, 대상은 중국, 한국, 일본 및 북미 서안 등으로 하고 있다. 참고로 이 프로젝트가 2007년 초 가동 개시된다는 것은 중국 내에서 고려되고 있는 광둥 지역 이외의 터미널뿐만 아니라 계획 중인 2차 광둥터미널에 공급하는데 맞춰 수출한다는 것을 의미하는 것이다. Gorgon은 Chevron과 200만 톤 도입 양해각서(MOU)<sup>112)</sup> 를, Shell과는 200만 톤 주요조건 합의서(HOA)<sup>113)</sup>를 체결하였다.

Greater Gorgon 가스전에는 Gorgon, Chrysaor, Dionysus, West Tryal Rocks, Spar 등이 있다. 이 가스전의 총 매장량은 17.6 TCF이며 추가되는 Gorgon의 매장량은 9.7 TCF에 달한다. 한편 West Australian 주정부 산업 자

111) 자료출처 : 가스연맹, 가스동향 2호-호주 Gorgon 프로젝트 추진 가속화, 2003, 1.  
web site <http://www.kgu.or.kr/cgi-bin/board/data/pds1/20030131.doc>

112) MOU(Memorandum of Understanding) : 양해각서의 약칭. MOU는 정식 계약체결 전에 거래 당사자가 "양해각서"라는 이름으로 맺는 가계약(假契約)과 같은 의미. 본래 외교협상 과정에서 당사국이 조약 체결까지는 안가더라도 양국의 입장을 서로 확인하고 이를 준수하기로 하는 서면합의를 말함. 이것이 사인간의 거래에 있어서도 본 계약을 체결할 단계는 아니지만 당사자 쌍방이 상호 이해 내지 양해한 바를 기재하여 메모(각서) 형식으로 서로 교환하는 경우에 MOU 형태가 이용됨. 법적 구속력과 관련 비록 명칭이 MOU로 되어 있더라도 당사자간의 권리·의무나 작위·부작위의 약속을 하고 있다면 계약으로 볼 수도 있음.

113) HOA(Heads of Agreement) : 주요조건 합의서의 약칭.

원국은 ChevronTexaco가 동사의 지분 비율이 57.14%인 Gorgon전으로부터 LNG를 생산하는 40억 달러규모의 시설을 위해 Barrow섬의 일부를 이용할 수 있도록 승인하는 계획에 대한 의견 수렴에 나섰다. ChevronTexaco는 이미 Barrow 섬에서 40년 된 석유 생산 시설을 운영하고 있다. Chevron Texaco는 Barrow섬 처리 플랜트가 Gorgon전 계획에 있어서 유일하게 실행 가능한 옵션이라고 믿고 있다. 114)

[표 3-10] 호주 확장 및 신규 프로젝트

프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
NWS IV	420만 톤 (420만 톤x1T)	Shell, Woodside, Chevron, BP, BHP, MIMI 각 16.7%	440만 톤 -일본:390만 톤 -한국:50만 톤
NWS V	420만 톤 (420만 톤x1T)	Shell, Woodside, Chevron, BP, BHP, MIMI 각 16.7%	330만 톤 -중국 : 330만 톤
Bayu-Undan	300만 톤 (300만 톤x1T)	Phillips : 54.12% ENI Australia : 12.3% Santos : 11.8% Inpex : 11.7% Tepco&TG : 10.1%	300만 톤 -일본:300만 톤
Gorgon	500만 톤 (500만 톤x1T)	Chevron Texaco :57.1% Shell : 28.6% ExxonMobil : 14.3%	400만 톤 - Chevron: 200만 톤 - Shell : 200만 톤

## ■ 카타르

카타르는 러시아, 이란에 이어 세계 제3위의 천연가스 매장량 국가이며 제 4위의 LNG 생산능력을 보유하고 있다. 현재 카타르 동북부 90km Gulf 해상의 North Field에서 생산되는 천연가스는 확인 매장량만도 9,000 TCF에 달하고 가채 연수로는 연간 3,000만 톤씩 생산한다고 해도 600년간 사용할 수 있는 규모로 현존 세계 가스 생산지 중 최고의 규모 중 하나이다. 이를 처리하기 위하여 수도 도하에서 북쪽으로 80km 지점 해안에 있는 라스라판에 Rasgas LNG 액화기지, Qatargas LNG 액화기지가 있다. 카타르국영가스공사(QGP

114) 자료출처 : 가스연맹, 가스동향 15호-Gorgon전 계획 의견수렴, 2003. 7.  
web site <http://www.kgu.or.kr/cgi-bin/board/data/pds1/20030715.doc>



C115)는 자회사 중 천연가스의 생산 및 판매와 직접 관련 있는 회사는 Qatargas, Rasgas<sup>116)</sup>이다.

[그림 3-9] 카타르 기존 프로젝트 위치 117)



Rasgas는 1993년에 LNG 생산·판매 및 부산물 제조를 위해 설립되었으며, 소유구조는 QGPC 63%, ExxonMobil 25%, 한국콘소시엄 5%(한국가스공사 3%), Itouchu 4%, Nissho Iwai 3%로 구성되어 있다.

[표 3-11] 카타르 기존 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
RasGas I	640만 톤 (320만 톤x2T)	QatarPetroleum: 63% ExxonMobil : 25% KORAS : 5% Itouchu : 4% Nissho Iwai : 3%	562만 톤 -한 국 :492만 톤 -이태리: 70만 톤
Qatargas I (1,2,3 트레인)	770만 톤 (260만 톤x3T)	QatarPetroleum:65% TotalFinaElf : 10% ExxonMobil : 10% Marubeni : 7.5% Mitsui : 7.5%	820만 톤 -일본 : 600만 톤 -스페인:145만 톤 -BP : 75만 톤

카타르는 중동에서 증가하는 천연가스 사용에 중대한 역할을 할 것으로 기대된다. 2000년 생산은 1999년도보다 20% 초과하였으며, 생산의 50%이상이 LNG 형태로 수출된다. 카타르 LNG의 액화시설은 1997년 세 개의 Train과

115) QGPC(Qatar General Petroleum Company) : 카타르 국영가스공사의 약칭.

116) Rasgas(Ras Laffan LNG Company Ltd) : 라스라판 LNG 회사의 약칭.

117) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Qatar, 2002.

연간 7.7백만 톤의 용량으로 완공되었다. 두 번째 시설은 1999년 완공되었는데 두개의 Train과 연간 6.6백만 톤 용량이었다. 두개의 Train에 추가하여 연간 8.9백만 톤 용량을 두개의 설비에 확장될 계획할 계획을 가지고 있다.

2002년 10월에는 이태리 ENI<sup>118)</sup>사와 연간 75만 톤을 20년간 DES<sup>119)</sup>조건으로 공급하는 계약을 체결하는 등 유럽으로 LNG 시장을 개척해나갈 수 있는 교두보를 확보함으로써 세계적인 가스회사로서의 입지를 굳혀가고 있다.<sup>120)</sup>

[표 3-12] 카타르 확장 및 신규 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
RasGas II	940만 톤 470만 톤x2T	QatarPetroleum: 70% ExxonMobil : 30%	1,350만 톤 -인도 : 750만 톤 -이태리: 350만 톤 -대만 : 170만 톤 -스페인 : 80만 톤
QatarGas II	1,400만 톤 700만 톤x2T	QatarPetroleum: 70% ExxonMobil : 30%	대부분 영국 공급

동 프로젝트의 공급 시기는 RasGas II의 경우 2004년으로 계획하고 있으며, 인도와 250만 톤의 옵션을 포함 750만 톤, 이태리 350만 톤, 스페인 80만 톤, 그리고 대만 170만 톤이다. 대만의 경우 공급 시기는 2008년으로 계획되어 있다. QatarGas II의 공급 시기는 2006년 및 2007년이며 BP와 MOA를 맺었다.

## ■ 오만

OLNG<sup>121)</sup>는 80년대 말 대규모 천연가스전이 오만 내륙지방에서 발견되면서 본격적인 탐사와 개발이 시작되었다. 이후 92년 다국적 기업인 Shell의 타당성 조사를 거친 후 94년 OLNG가 설립되었으며, 96년에 한국의 Kogas<sup>122)</sup>와

118) ENI :Ente Nazionale Idrocarburi 의 약칭.

119) DES(Delivered Ex Ship) : 착선 인도조건의 약칭. DES 조건은 물품이 지정 목적항에서 수입통관하지 않은 채 본선에서 매수인에게 인수 가능하게 될 때 매도인이 그의 인도의무를 완료하는 조건으로, 매도인은 물품을 지정 목적항까지 운송하는 데 수반되는 모든 위험과 비용을 부담.

120) 자료출처 : 한국가스공사, Kogas 사보, 2003, 6 pp. 12-13.

web site [http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003\\_6/14.html](http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003_6/14.html)

121) OLNG(Oman LNG L.L.C.) : 오만 LNG 회사의 약칭.

98년에는 일본의 OGC<sup>123)</sup>와 천연가스 도입계약을 체결하였다.

99년 상업적 생산을 위한 Start-Up이 개시되었으며 2000년 4월 한국의 한진해운의 Hanjin Sur가 Qalhat항에서 최초로 천연가스를 선적하였다.

[표 3-13] 오만 기존 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
오만 OLN (1,2 트레인)	660만 톤 (330만 톤x'2T)	오만정부 : 51% Shell : 30% TotalFinaElf: 5.54% KOLNG : 5% Mitsubishi : 2.77% Mitsui : 2.77% Partex : 2% Itochu : 0.92%	672만 톤 -일본 : 66만 톤 -한국 : 406만 톤 -Shell : 70만 톤 -Union:Fenosa:70만 톤 - Tractbel : 60만 톤

OLNG의 지분은 오만정부 51%, Shell 30%, Total 5.54%, 한국 5%, 미쓰이 2.77%, 미쓰비시 2.77%, Partex 2%, 이토추 0.92%로 구성되어 있으며, 전체 LNG 프로젝트중 Down-Stream 부문<sup>124)</sup>은 OLNG가 Up-Stream부문<sup>125)</sup>은 오만정부 위임 하에 PDO<sup>126)</sup>가 담당하고 있다.

[그림 3-10] 오만 기존 프로젝트 위치 <sup>127)</sup>



122) Kogas(Korea Gas Corporation) : 한국가스공사의 약칭.

123) OGC(Osaka Gas Company) : 오사카 가스회사의 약칭.

124) Down-Stream : LNG 프로젝트중 천연가스 액화, 해상운송 및 판매를 담당하는 하류 부문을 말함.

125) Down-Stream : LNG 프로젝트중 천연가스 탐사, 개발, 가공 및 육상운송 등을 담당하는 상류하류 부문을 말함.

126) PDO(Petroleum Development Organization) : 석유개발 기구의 약칭.

127) 자료출처 : SIGTTO, Port Information for LNG Export and Import Terminals-Qalhat, March 2000.

기존의 2개 Train을 포함하여 새로운 제3의 Train 신설을 통해 꾸준히 성장세를 이어가고 있고, 1개의 Train에서 연간 330만 톤 정도를 생산하므로 현재 연간 660만 톤의 생산능력을 갖추고 있으며 신설되는 3번째 Train은 오만 정부의 독자적인 Project로 진행되고 있다.

[표 3-14] 오만 확장 및 신규 프로젝트

프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
OLNG	330만 톤 330만 톤x1T	오만 정부 : 52% OLNG 컨소시엄 : 40% Union Fenosa : 8%	160만 톤 - 스페인: 160만 톤

OLNG는 동남아 지역의 공급국과는 달리, 생산개시 이후 불과 3년 정도가 경과된 신규 Project로 한국 이외에 일본 및 유럽 등지의 시장에 액화천연가스 공급계약을 확대해 나가고 있다.<sup>128)</sup> OLNG 확장 프로젝트는 2006년을 공급개시일로 설정하고 있으며, 스페인과 MOU를 체결하고 있다.

#### ■ UAE

UAE는 광대한 가스전을 가지고 있는데, 그중 90%는 아부다비에 위치해 있다. 1977년 이래로 LNG는 아부다비의 다스 섬의 설비를 통해서 수출되고 있다.

[그림 3-11] UAE 기존 프로젝트 설비



128) 자료출처 : 한국가스공사, Kogas 사보, 2003, 4, pp. 12-13.  
web site [http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003\\_4/16.html](http://www.kogas.or.kr/online/korea/2003/2003_4/16.html)

설비는 1994년 확장되어 현재는 연간 총 5백만 톤의 능력을 가진 세 개의 Train으로 구성되어 있다. 일본은 아부다비 LNG 수출의 주요 고객이다.

[표 3-15] UAE 기존 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
아부다비 Adgas	500만 톤 (125만 톤x2T, 250만 톤x1T)	ADNOC : 70% Mitsui : 15% BP : 10% TotalFinaElf : 5%	505만 톤 -일본 : 430만 톤 -BP : 75만 톤

■ 이란

이란의 South Pars부터 국경에 걸쳐 있는 카타르의 북 가스전은 세계에서 가장 큰 비수반 가스전이다. 이란의 대량 천연가스매장지가 비수반 가스전에 위치하고 있어 아직까지 개발되지 못하고 있습니다, 이란은 국내의 천연가스 시장에서의 무한한 성장 잠재력을 가지고 있다. 더불어 많은 지역이 아직 미탐사지역으로 남아있어 계속 새로운 발견들을 하고 있다.

[그림 3-12] 이란의 신규 프로젝트 위치



South Pars의 280 TCF 외에도 분리된 North Pars 가스전에도 추가적인 48 TCF를 보유하고 있다. TotalFinaElf, 러시아의 Gazprom, 말레이시아의 Petronas는 공동으로 South Pars를 탐사하고 개발 2, 3 단계동안 가스전 개발에 협력하기로 합의했다. Petronas에 의해 진행되어지고 있는 1단계는 여러 번 지연되었으나 현재 2002년말까지 부분 완공된다. 개발은 12단계를 거쳐 진행될 예정이고 9, 10단계는 국내시장용이며, 11, 12 단계는 LNG 수출이 예정

이다. 그러나 이란은 아직 LNG 구매자를 확보하지 못한 상태이다. 그러나 프로젝트가 완료되고 공급이 개시되는 시기는 2007년으로 설정하고 있다.

[표 3-16] 이란 확장 및 신규 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
Pars LNG	800만 톤 400만 톤x2T	NIOC : 40% TotalFinaElf : 36% Petronas :24%	-
NIOC	940만 톤 470만 톤x2	NIOC : 100	-

이란이 세계 LNG 시장에 공급업자로서 참여하기 위해서는 극복해야 할 커다란 난제들이 남아있다. 이란이 2007~08년 수출을 개시할 때 인도 시장이 주요 시장으로 대두될 가능성은 높으나, 아직 구매자를 확보하지 못하고 있는 실정이다. 이란의 기업들은 미국의 경제 제재 조치로 인하여 유럽 또는 기타 지역의 LNG 기술을 사용하여야 한다. 그리고 다국적 에너지 기업들은 이란의 LNG 시장 전반에 대한 진입을 허용할 것인가에 대한 결정을 유보하고 있다. 이란의 경우에는 상류 부문과 하류 부문의 개발을 구분하여, 각기 참여사들을 달리 하는 것이 바람직한 모델인 것으로 전망되고 있다.<sup>129)</sup>

현재 이란에서 추진되고 있는 4건의 LNG 프로젝트에서, NIOC<sup>130)</sup>와 NIGEC<sup>131)</sup>가 Bandar Tombak 지역에서 추진하고 있는 프로젝트가 가장 앞서가고 있다. 동 프로젝트에는 영국의 BG와 이태리의 Enel이 참여하고 있다. BG는 Shell, 인도의 Reliance Industries, 인도의 NTPC<sup>132)</sup>와 연간 2.5~3 백만 톤의 LNG를 공급하는 것에 대해 경쟁하고 있다. 이들 기업들은 모두 이란에서 LNG를 공급 받을 예정이다. 이란 프로젝트의 경우, 지분 참여 비율은 아직 협상이 진행 중이나, BG가 하류 부문을 운영하고 ENI와 제휴한 Enel이 상류 부문을 운영할 전망이다. 이들 외국기업들이 동 프로젝트의 지분을 각각 25%씩 소유하고, 나머지 50%는 NIOC가 소유한다.

129) 자료출처 : 가스연맹, 가스동향 15호-이란 최초 LNG 수출사업 착수, 2003. 8.

web site <http://www.kgu.or.kr/kgu/admin/data/T-001/20030815.doc>

130) NIOC(National Iranian Oil Co) : 국영 이란 석유회사의 약칭.

131) NIGEC(National Iranian Gas Export Co) : 국영 이란 가스 수출회사의 약칭.

132) NTPC(National Thermal Power Corp) : 국영 화력발전소의 약칭.

■ 알제리

아프리카는 세계 천연가스생산의 5%를 차지하지만, 소비량은 2%에 불과하다. 2000년 아프리카는 9.1%의 파이프라인 수출과 41.0%의 LNG 수출을 포함하여 세계 천연가스 수출의 17.4%를 공급한다. 총 수출의 3분의 2는 알제리에 의해 수행된다. 알제리는 1972년 운영설비를 개시하였다.

[그림 3-13] 알제리 기존 프로젝트 위치<sup>133)</sup>



알제리는 아프리카의 가장 발전된 수출시장으로 생산의 40%를 이태리, 스페인, 포르투갈, 슬로베니아, 튀니지로 파이프라인으로 수출하고, 37%를 프랑스, 벨기에, 스페인, 터키, 이태리, 미국, 그리스에 LNG로 수출한다. 알제리는 지중해 연안을 따라 또 다른 설비를 차릴 계획이다.

[표 3-17] 알제리 기존 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
알제리 Skikda	580만 톤 (93만 톤x3T, 100만 톤x3T)	Sonatrach : 100%	1,960만 톤 -미국 :150만 톤 -벨기에 :330만 톤 -프랑스 :760만 톤
알제리 Arzew	1,730만 톤 (37만 톤x3T, 130만 톤x6T, 140만 톤x6T)	Sonatrach : 100%	-이태리 :130만 톤 -스페인 :240만 톤 -터키 :300만 톤 -그리스 :50만 톤

133) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Algeria, 2002.



■ 리비아

리비아는 1970년 LNG를 수출한 첫 나라이다. Brega에서 생산되는 130만 톤은 전량 스페인에 공급된다.

[그림 3-14] 리비아 기존 프로젝트 위치<sup>134)</sup>



리비아 Brega 플랜트는 내륙에 위치하며 파이프라인을 거쳐 트리폴리로 수송되며 전량 유럽으로 수출될 전망이다.

[표 3-18] 리비아 기존 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
리비아 Brega	130만 톤 (33만 톤x4T)	-	전량 스페인 공급

■ 나이지리아

나이지리아는 Bonny 섬 설비의 완공으로 1999년에 LNG 시장에 참여하였다. NLNG의 1,2,3 Train은 연간 900만 톤의 물량을 생산하고 있다. 2006년말 제4,5 Train이 가동되면 NLNG의 전체 생산량은 연간 생산량이 1,700만 톤으로 확장될 전망이고, 추가로 제6 Train이 가동되면 생산량은 더 늘어날 것이다. NNPC<sup>135)</sup>, Shell, TotalFinaElf, 이태리 Agip이 참여하고 있다.

134) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Libya, 2002.

135) NNPC(Nigerian National Petroleum Corp) : 나이지리아 국영 석유평사의 약칭.



[그림 3-15] 나이지리아 기존 프로젝트 위치<sup>136)</sup>



현재 NLNG의 수입국은 유럽 국가들이며 이탈리아, 프랑스, 스페인, 터키 및 포르투갈이 총 900만 톤 도입계약을 체결하고 있다.

[표 3-19] 나이지리아 기존 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
나이지리아 NLNG (1,2,3 트레인)	900만 톤 (300만 톤x3T)	NNPC : 49% Shell : 25.6% TotalFinaElf : 15% Agip : 10.4%	900만 톤 -이탈리아:255만 톤 -프랑스:35만 톤 -스페인:390만 톤 -터 키:90만 톤 -포르투갈:130톤

나이지리아는 2006년 유럽지역 공급을 목표로 연간 약 8백만 톤 생산능력의 NLNG Plus를 추진이며 이와 관련 BG와 MOU를 체결하였다.

[표 3-20] 나이지리아 확장 및 신규 프로젝트

프로젝트	생산설비규모	지분 현황	계약물량
NLNG Plus	800만 톤 400만 톤x2T	NNPC : 49% Shell : 25.6% TotalFinaElf : 15% AGIP : 10.4%	650만 톤 -포르투갈:145만 톤 -이탈리아:110만 톤 -스페인: 35만 톤 -Shell : 110만 톤 -BG : 250만 톤

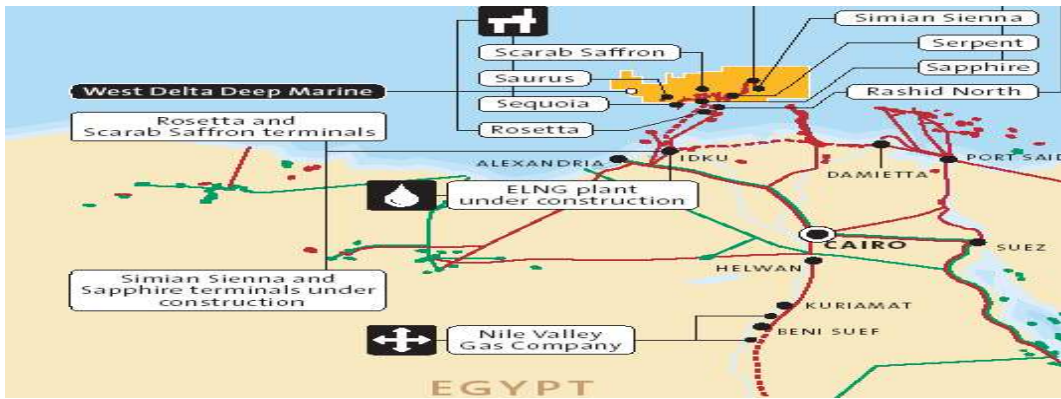
136) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Nigeria, 2002.

나이지리아는 확장 및 신규 설비가 완료되면 총 5기의 저장탱크를 확보하게 되며, 연간 1,700만 톤의 생산능력을 확보하게 된다.

■ 이집트

BG가 운영하고 있는 West Delta Deep Marine(WDDM) 먼허지역 내의 Sapphire전은 Train 2에 가스를 공급할 예정이며, BG는 Sapphire전 개발 관련 EPIC<sup>137)</sup> 계약 발주를 2003년 7월 실시하였다.

[그림 3-16] 이집트 확장 및 신규 프로젝트 위치



ELNG Train 2의 파트너사는 Train 2 설비 건설 관련 EPC 계약을 Bechtel Corporation에 발주했으며, 5.5억 달러를 투자 2005년 첫 수출 등 상업가동에 들어갈 예정이다.

[표 3-21] 이집트 확장 및 신규 프로젝트

프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
ELNG	360만 톤 360만 톤x1T	BG : 35.5% Petronas : 35.5% EGPC : 12% Egas : 12% GDF : 5%	360만 톤 -프랑스 : 360만 톤

137) EPIC : LNGineering, Procurement, Installation, Commissioning의 약칭.

■ 예멘

2007년 생산개시를 목표로 하고 있으며, 한국의 SK 및 현대가 각각 10%, 6%의 지분을 투자하고 있다.

[그림 3-17] 예멘 확장 및 신규 프로젝트 위치<sup>138)</sup>



[표 3-22] 예멘 확장 및 신규 프로젝트

프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
Yemen LNG	620만 톤 310만 톤x2T	TotalFinaElf : 43% Yemen Gas Co : 23% Hunt Oil : 18% SK : 10% 현대 : 6%	-

예멘은 한국기업이 투자한 가스전에서 생산되는 물량을 한국에 수출하려는 움직임을 보이고 있다.

[표 3-23] 예멘 확장 및 신규 프로젝트

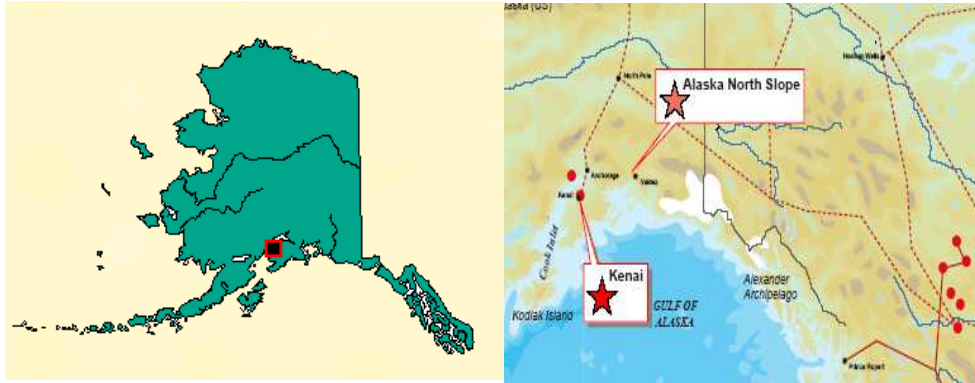
프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
Yemen LNG	620만 톤 310만 톤x2T	TotalFinaElf : 43% Yemen Gas Co : 23% Hunt Oil : 18% SK : 10% 현대 : 6%	-

138) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Yemen, 2002.

■ 미국

미국 알래스카에 위치한 Kenai 프로젝트는 물량규모가 130만 톤이며, 전량 일본으로 수출되고 있다. 그리고 2007년 상업생산을 목표로 ExxonMobil, BP, Phillips가 주축이 되어 Alaska North Slope를 추진 중에 있다.

[그림 3-18] 미국 기존 프로젝트 위치<sup>139)</sup>



Kenai 프로젝트에는 PANGC<sup>140)</sup>가 지분의 70%를 Marathon이 나머지 30%를 투자하고 있다. 동 플랜트는 총 3기의 저장탱크와 1기의 접안시설을 갖고 있다.

[표 3-24] 미국 기존 프로젝트

프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
미 국 Kenai	130만 톤 (33만 톤x3T)	PANGC : 70% Marathon : 30%	130만 톤 -일본 : 130만 톤

■ 트리니다드 토바고

중남미의 대부분이 가스 탐사가 아직 본격적으로 이루어지지 않았기 때문에 새로운 발견을 할 가능성이 매우 높다. 이 지역의 매장량은 1999년의 244 TCF에서 2001년 253 TCF로 증가하였다.

139) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-USA, 2002.

140) PANGC : Phillips Alaska Natural Gas Corporation의 약칭.

[그림 3-19] 트리니다드 토바고 기존 프로젝트 위치<sup>141)</sup>



트리니다드 토바고에 위치한 Atlantic LNG의 Point Fortin 설비는 1999년 연간 3백만 톤의 최초 Train으로 가동되었는데, 51 BCF는 미국으로, 25 BCF는 연말까지 스페인으로 수출하였다. Train 2기와 3기는 각각 2002. 4/4분기와 2003. 3/4분기에 연간 330만 톤을 추가 공급했다.

[표 3-25] 트리니다드 토바고 기존 프로젝트

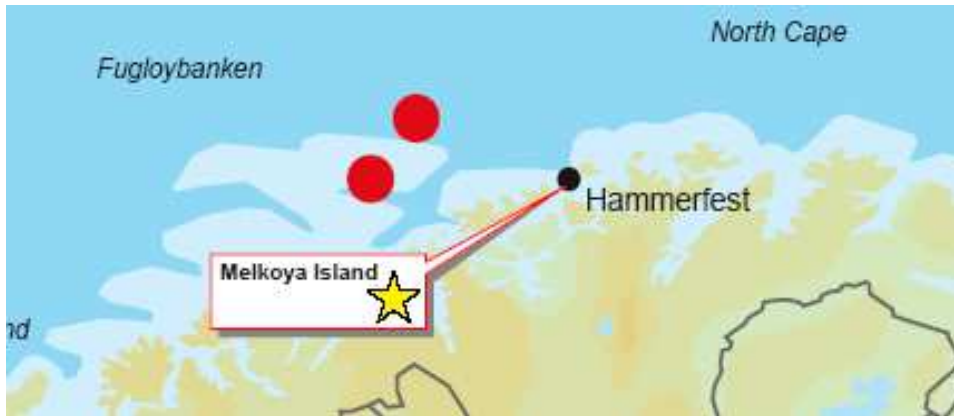
프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
트리니다드 토바고 ALNG (1 트레인)	330만 톤 (330만x1T)	BP : 34% BG : 26% Reposol : 20% NGCT : 10% Suez/Tractbel: 10%	330만 톤 -미국 : 200만 톤 -스페인 : 130만 톤
트리니다드 토바고 ALNG (2, 3 트레인)	660만 톤 (330만 톤x2T)	BP : 42.5% BG : 32.5% Reposol : 25%	625만 톤 -미국 : 275만 톤 -스페인 : 350만 톤

■ 노르웨이

노르웨이는 2006년 생산하여 미국과 스페인 및 프랑스에 공급할 예정으로 Snøhvit 프로젝트를 추진 중에 있다. 동 프로젝트는 Snøhvit, Albatross 그리고 Askeladd 가스전으로 구성되어 있다. 동 프로젝트는 북 노르웨이에 위치한 North-West of Hammerfest로부터 140 Km 떨어진 바렌타 해상(Barents Sea)에 있는 Melkoya섬에서 진행되는 자원개발 프로젝트이다.

141) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Trinidad & Tobago, 2002.

[그림 3-20] 노르웨이 확장 및 신규 프로젝트 위치<sup>142)</sup>



이 프로젝트 개발비용도 오는 2006년까지 45억 달러에 이를 것으로 예상되며, 4기의 저장탱크와 1개의 접안시설을 갖추게 된다.

[표 3-26] 노르웨이 확장 및 신규 프로젝트

프로젝트	생산용량	지분현황	계약물량
Snoehvit	420만 톤 420만 톤x1T	Petro : 30.0% Statoil : 22.29% TotalFinaElf : 18.4% GDF : 12.0% Norsk Hydro : 10.0% Amerada Hess: 3.26% German RWE-DEA: 2.81% Sevenska Petroleum: .24%	420만 톤 - 미국 : 170만 톤 - 스페인/프랑스 : 250만 톤

## 2. LNG 도입국

앞에서 설명한 바와 같이 아시아 지역은 세계 최대 LNG 수입국인 일본과 한국, 대만 등 3개국이 2002년을 기준으로 약 75.8백만 톤을 수입하여 세계 LNG 수입량의 약 70%를 점유하였다. 그리고 프랑스 등 유럽 7개국 및 미국 등 북남미 2개국에서 약 30% 수입하여 소비하였다.

142) 자료출처 : BP, World LNG Map 2001 Edition-Norway, 2002.

[표 3-27] 각 지역별 LNG 도입실적

(단위: 백만 톤, %)

구분	2000	2001	2002
아시아	71.6(71.6)	74.8(71.6)	75.8(69.3)
○ 일본	52.9(52.9)	54.1(51.8)	53.1(48.5)
○ 한국	14.4(14.4)	16.1(15.4)	17.6((16.1)
○ 대만	4.3(4.3)	4.6(4.4)	5.1(4.7)
유럽	23.9(23.9)	24.5(23.4)	28.5(26.0)
○ 벨기에	3.1	1.8	2.4
○ 프랑스	8.2	7.6	8.4
○ 그리스	0.2	0.4	0.4
○ 이탈리아	3.5	3.8	4.2
○ 포르투갈		0.2	0.3
○ 스페인	6.2	7.2	8.9
○ 터키	2.7	3.5	3.9
미국, 중남미	4.5(4.5)	5.3(5.0)	5.2(4.7)
○ 미국	4.	4.8	4.7
○ 푸에르토리코	-	0.5	0.5
계	100.0(100)	104.5(100)	109.5(100)

한국, 일본 및 대만의 경우 천연가스를 전량 LNG 형태로 도입하는 반면, 유럽, 미국 및 중남미는 파이프라인을 통한 천연가스 도입에 병행하여 LNG를 도입하므로 아시아와는 다른 LNG 소비시장 특성을 보이고 있다.

■ 한국

한국에서 설립 시부터 독점적인 도입권을 갖고 있던 한국가스공사는 1986년 11월 인도네시아와 장기계약으로 117천 톤이 도입한 이래, 수요증가에 따라 1991년 말레이시아 '94년 브루나이, '99년 카타르, '00년 오만으로 수입선을 확대하였으며, 연간 도입물량도 1987년 1,682천 톤에서 '95년 7,061천 톤, '02년 17,827천 톤으로 비약적으로 증가하였다.

[표 3-28] 한국 LNG 도입실적

(단위: 천 톤)

	인니	말련	브루나이	카타르	오만	기타	계
1986	117						117
1987	1,682						1,682
1988	2,063						2,063
1989	2,014						2,014
1990	2,291						2,291
1991	2,700	58					2,758
1992	3,308	117					3,425
1993	4,108	289				56	4,453
1994	5,366	291	271				5,928
1995	5,258	1,039	707			57	7,061
1996	6,262	2,572	705			56	9,595
1997	6,848	4,028	753				11,629
1998	7,050	2,893	596			61	10,600
1999	8,353	3,262	745	497		117	12,974
2000	6,124	2,435	800	3,268	1,593	358	14,578
2001	3,968	2,253	591	4,942	3,928	483	16,165
2002	5,020	2,301	769	5,151	4,061	525	17,827

그리고 지속적인 수요 증가에 따른 부족물량 확보를 위하여 '03년 말레이시아 MLNG III와 연간 200만 톤, 호주 NWS 확장과 연간 50만 톤의 중기계약을 체결하였다. 2003년 10월을 기준으로, 한국가스공사 계약내용은 아래와 같다.

[표 3-29] 한국 LNG 계약내용

도입국	계약명	계약일자	계약기간	인도조건	연간물량
인니	Arun III	'83.8.12	'86~'07	DES	200만 톤
	Arun III 증량	'91.5.7	'90~'07	DES	30만 톤
	Korea II	'91.5.7	'94~'14	FOB	200만 톤
말련	Badak V	'95.8.12	'98~'17	FOB	100만 톤
	MLNG II	'93.6.28	'95~'15	FOB	200만 톤
카타르	MLNG III	'03.5.9	'03~'10	DES	200만 톤
	Ras Laffan	'95.10.16	'99~'24	FOB	492만 톤
오만	OLNG	'96.10.23	'00~'24	FOB	406만 톤
브루나이	BLNG	'97.10.22	'97~'13	DES	70만 톤
호주	NWS	'03.3.7	'03~'10	DES	50만 톤



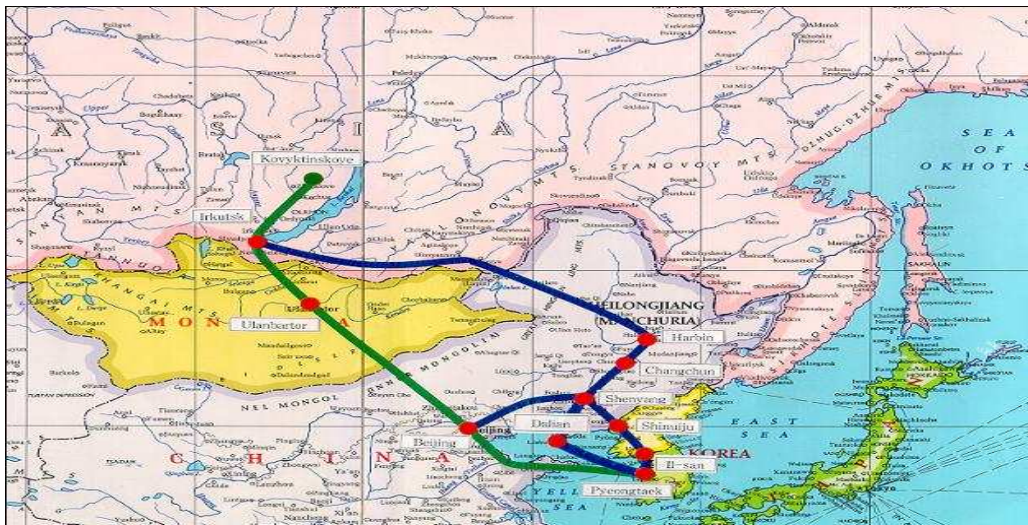
정부의 가스산업 구조개편 계획에 따라, 민간 사업자가 자가용 LNG의 직도입이 가능해짐으로써 2003. 3월 POSCO와 SK 컨소시엄이 최초로 연간 115만 톤 규모의 LNG를 2005~'25(20년간) DES 또는 FOB<sup>143)</sup>로 도입하는 국제입찰을 실시하였으며 이를 통하여 인니 Tangguh 프로젝트를 공급선으로 하는 BP를 낙찰자로 선정하였다. 이후 POSCO와 SK는 2003년 8월 매매계약 주요조건(HOA)을 체결하였으며, 연말 본 매매계약(SPA)을 체결한다.

[표 3-30] 한국의 POSCO 및 SK LNG 계약내용

계약기간		2005	2006~2014	2015
계약 물량	POSCO	30만 톤	50만 톤	
	SK	60만 톤		55만 톤
	계	90만 톤	115만 톤	105만 톤

한편 러시아 이르쿠츠크 주에 위치한 코빅틴스크 가스전을 개발하여 배관으로 한국 및 중국에 천연가스를 공급하는 PNG<sup>144)</sup> 사업을 추진하고 있다.

[그림 3-21] 이르쿠츠크 천연가스 공동 연결망



143) FOB(Free on Board) : 본선인도조건의 약칭 FOB조건은 선적항에 있어서 본선의 난간에 계약상품을 인도할 것을 조건으로 하는 매매조건이다. 따라서 한국가스공사가 FOB 조건으로 LNG를 도입하는 경우 해외 판매자는 해외 선적항에서 한국가스공사가 확보한 선박에 LNG를 선적함과 동시에 계약상의 의무는 끝나고 물품인도가 완료되므로 한국가스공사는 수송수단 확보를 위하여 LNG선을 확보해야 함.

144) PNG(Pipeline Natural Gas) : 파이프라인 천연가스의 약칭.

노선	경유지	노선연장	비 고
①몽골통과 라인	이르쿠츠크→몽골→북경→산둥반도→(서해)→한국	3,934 Km	검토대상 제외 (중국 동북부지역 개발)
②만주통과 라인 I	이르쿠츠크→하얼빈→심양→대련→(서해)→한국	4,238 Km	서해통과노선 (한국구간 536km)
③만주통과 라인 II	이르쿠츠크→하얼빈→심양→단둥→(북한)→한국	4,184 Km	북한통과노선 (한국구간 567km)

공급규모는 연간 약 2.1백만 톤으로 한국 7백만, 중국 1.4백만 톤으로 예상 투자비는 약 110억불이다. 예상 공급 시기는 2008년~'10년경으로 하고 있으며 참여 국가는 한국(한국가스공사 및 컨소시엄 9개사)와, 러시아(Russia Petroleum) 및 중국(중국 국영 석유 천연가스 공사)이다.

2000년 11월 한·중·러 3개국이 협정서에 공식적으로 서명하였으며 가스 가격 범위 및 구매의향서 체결 등 현안사항을 협상 중이다. 동 프로젝트와 관련 중·러 통과노선은 결정되었으나, 중국에서 한국까지 배관노선은 한국, 중국 그리고 러시아와 협의하여 결정될 예정이다. 만주통과 라인 I 이 유력하다.

#### ■ 일본

'03년 기준으로 일본은 인니 등 8개국 15개 계약으로부터 연간 약 5.5백만 톤의 LNG를 장기계약으로 도입하고 있다. 이는 '90년대 후반이후에 인니 '73 등 3건(1,936만 톤)의 계약이 만기가 도래하여 연장계약을 체결하였고, Qatargas등 3건(716만 톤)의 신규계약을 체결한 결과이다.

[표 3-31] 일본 LNG 계약내용

국 가	계약명	계약기간	계약물량 (만 톤)	구매사	비고
인니	Arun II	'84~'09	351	도쿄전력 외	
	'73연장	'77~'09	845	간사이전력 외	
	Badak II	'83~'11	352	츄부전력 외	
	Badak IV	'94~'13	231	도쿄가스 외	
	MCGC	'96~'15	39	히로시마가스 외	
말련	MLNG I	'83~'18 '83~'07	620 120	도쿄전력 외	장기 단기
		'93~'13	36	사이부가스	
	MLNG II	'95~'15	336	도쿄가스 외	
	MLNG III	'03~'23	50	JAPEX	
오만	OLNG	'00~'24	66	오사카가스	
브루나이	BLNG	'72~'13	601	도쿄전력 외	
카타르	Qatargas	'97~'22	600	츄부전력 외	
호 주	NWS	'89~'09	733	도쿄가스 외	
UAE	ADGAS	'77~'19	430	도쿄전력	
미국	Kenai	'69~'09	123	도쿄전력	

일본은 천연가스 소비세의 둔화 전망에도 불구하고 프로젝트 선점을 통한 도입물량의 안정적 확보를 위하여 신규 장기계약 체결하고 있다.

[표 3-32] 일본 LNG 추가 계약내용

프로젝트명	MLNG III	NWS 확장
생산량	680만 톤(2 트레인) 2003(50만 톤)/2004(300만 톤)	420만 톤(트레인 IV) 2004(400만 톤)
구매자	도쿄가스 컨소시엄 외	도쿄가스 외

또한 일본은 '06년 가동예정인 호주의 Bayu-Undan 연간 생산 전량인 360만 톤 및 '07년 가동예정인 사할린 II 물량중 310만 톤에 대하여 매매계약 주요조건(HOA)을 체결하였다. 일본경제가 점차 약해지고, 전력과 천연가스 시장에 대한 일본의 규제완화 지연으로 미래 일본 천연가스 수요는 불확실하다.

지난 2001년에 7개월간의 인도네시아 Arun 설비의 폐쇄는 일본으로 하여금 그동안 견지하였던 LNG 시장 경직적이고 장기적인 성향을 변화시켰다. 예컨대 츄부전력은 말레이시아의 LNG Tiga 사와 LNG의 비상 공급을 위한 계약을 체결하면서 의무 인수책임이 있는 최저 혹은 최대량을 정하지 않았고 츄부전력은 물량인수를 철회하고자 하는 경우, 철회 10일 전에 통지서를 내기만 하면 된다. 가격은 거래시점에 결정된다.

■ 대만

2003년 기준으로 대만은 인니 및 말련과 3개 계약으로부터 연간 약 580만 톤의 LNG를 장기 계약으로 도입하고 있다. 도입은 Yang-An 터미널이 전담한다.

[그림 3-22] 대만 기존 프로젝트 위치



대만의 물량은 CPC사 전용물량이 아니라 일본의 추부전기 및 도쿄가스와의 합동으로 도입하고 있다.

[표 3-33] 대만 LNG 계약내용

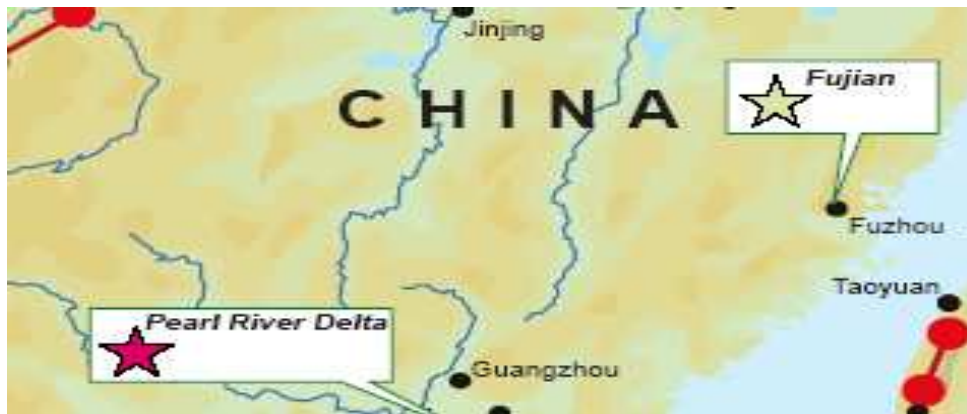
국 가	계약명	계약기간	계약물량 (만 톤)	구매사	비고
인니	Badak III	'90.3~'09.12	165	추부전력 외	
	Badak IV	'98.1~'17.12	190	도쿄가스 외	
말련	MLNG II	'95.6~'15	225	CPC사	

또한 CPC/RasGas 컨소시엄이 대만 Tatan 발전소 공급용 LNG 국제입찰에서 공급자로 선정됨에 따라 카타르 RasGas II 프로젝트로부터 '08년부터 25년간 연간 170만 톤을 도입한다. 동 물량은 북대만(North Taiwan) 터미널로 수입되고 텡딩가스(Tung Ting Gas)에 의해 운영된다. 그 외에 MLNG III와 연간 100만 톤 규모의 MOA를 체결하였다.

■ 중국

2003년 4월 8일 CNOOC<sup>145)</sup>는 중국 광둥 LNG 인수기지에 대한 공급자로 호주의 NWS를 선정하였다. NWS의 운영자인 Woodside는 2005년부터 25년 동안 연간 300만 톤의 LNG를 중국의 광둥 LNG에 공급할 예정이며, 2008년부터는 200만 톤이 추가될 것이다.

[그림 3-23] 중국 기존 프로젝트 위치



또한 CNOOC는 2008년 제2 LNG 인수기지인 후지안(Fujian)에 연간 250만 톤의 LNG를 인도네시아의 탕구(Tangguh)에서 공급받을 예정이다.<sup>146)</sup>

[표 3-34] 중국 LNG 계약내용

국 가	계약명	계약기간	계약물량 (만 톤)	구매사	비고
호주	NWS V	'05~'30	300	-	
	NWS V	'08.~'33	200	-	
인니	Tangguh	'08~'33	250	-	

계약당사자인 호주의 ALNG<sup>147)</sup>와 중국의 해운회사인 COSCO<sup>148)</sup>, CMHI<sup>149)</sup>

145) CNOOC(China National Offshore Oil Company) : 중국 국영 해양석유회사의 약칭.

146) 자료출처 : 동북아 에너지 DB-중국 광둥 LNG 공급자 North West Shelf 확정, 2003. 4 web site <http://www.neasiaenergy.net/>

147) ALNG(Australia LNG) : 호주 엘엔지회사 BP Developments Australia., BHP Petroleum, Chevron, Japan Australia LNG (MIMI), Shell Development (Australia), Woodside Energy 가 주주임. web site <http://www.auslng.com/>

는 광동에 LNG수송을 위한 수송회사를 설립할 예정이며 호주의 NWS사는 이로 인해 LNG 생산능력이 연간 1600만 톤으로 증가할 전망이다. 광동 LNG는 중국의 CNOOC가 33%, 지역회사가 31%, BP 30%, 두 홍콩회사가 6%의 지분을 갖고 있다.

광동 LNG 인수기지는 오는 2006년 완공을 목표로 초기에는 연간 300만 톤을 처리하고 2008년까지 확장해 추가로 200만 톤을 처리할 수 있도록 추진하고 있으며 중국의 제2 LNG 인수기지인 후지양(Fujian)은 연간 250만 톤을 처리할 수 있는 규모로 2007년 준공을 목표로 하고 있다.

2003년 3월 8일 NWS, CMHI와 COSCO는 중국 후동 조선소<sup>150)</sup>에서 147,200 m<sup>3</sup>급 LNG선 2척 건조 및 추가 건조권리 1척 옵션을 보유하는 것에 합의하였으며, 이에 따라 2003. 3. 12 후동 조선소는 LNG선 건조를 개시하였다.<sup>151)</sup>

한편 2006년 6월 1일로 가스 공급을 개시할 광동 LNG 인수기지건설과 관련하여, CNOOC, BP, 중국 내 파트너사들로 구성된 컨소시엄은 Saipem과 자회사인 Technigaz, Tecnimont, Sofregaz로 이루어진 합작회사인 STTS가 2억 4천 달러 규모의 EPC 총액 일괄 계약의 낙찰자로 선정하였다. 사업범위는 입지 조성, LNG 저장탱크 2기, 관련 해양 작업 및 재기화 설비 등과 같은 터미널 설비 전반을 건설하는 것이다.<sup>152)</sup>

한편 중국의 향후 천연가스 및 LNG 전망과 관련하여 살펴보면, 중국은 개방화 이후 가스 공급구조도 많은 변화를 가져왔다. 그 결과 중국 서부에서 동부지역으로 천연가스를 수송하기 위한 대규모 프로젝트가 2000년부터 시작돼 2004년이면 가동에 들어갈 전망이다. 신장위구르자치구(XinJiang), 감숙(GangSu), 영하회족자치구(NingXia), 서안(Xi'an), 태원(TaiYuan), 하남(HeNan), 안휘(AnHui), 강소(JiangSu), 절강(ZheJiang), 상해(Shanghai), 북경(Beijing), 천진(Tianjin) 등 12개의 성과 도시에 천연가스가 공급되게 될 것

148) COSCO(China Ocean Shipping(Group) Company) : 중국 원양운수(집단) 총공사의 약칭.  
web site <http://www.cosco.com.cn/>

149) CMHI(China Merchants Group) : 중국 招商局集團의 약칭.  
web site <http://www.cmhk.com/v1/index.asp>

150) 후동 조선소(Hudong-Zhonghua Shipyard). web site <http://www.hudong.com.cn/>

151) 자료출처 : Baird Publication, Hudong-Zhonghua Shipyard to build the country's 1st LNG tanker, March 2002.

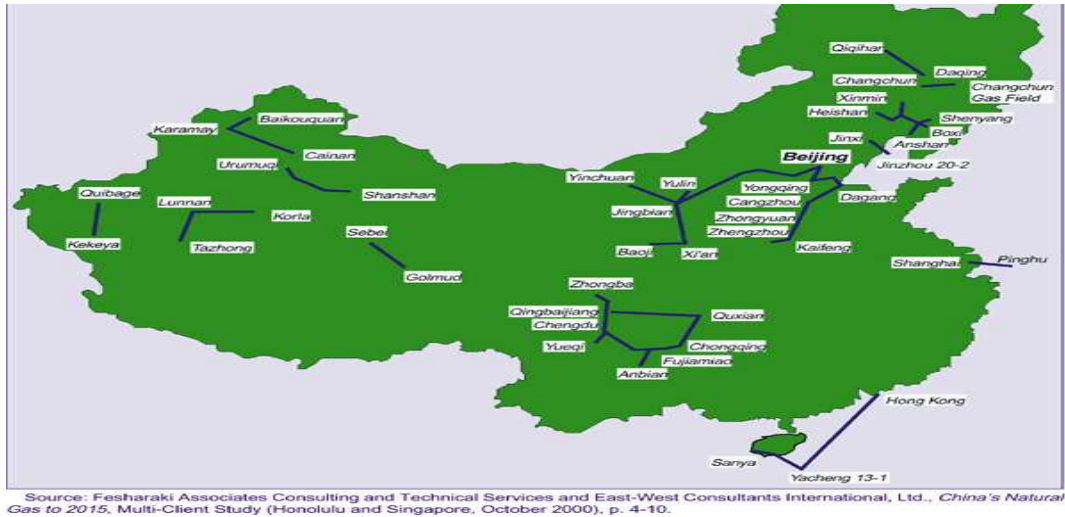
web site <http://www.baird.com.cn/asp/LNGLISH/news/detail.asp?newsid=192>

152) 자료출처 : 가스연맹, 가스동향 15호-광동 LNG 터미널 관련 EPC 계약자 선정, 2003. 7.  
web site [http://www.kgu.or.kr/kgu/work/material/material\\_01.jsp?type=T-001&intPage=7](http://www.kgu.or.kr/kgu/work/material/material_01.jsp?type=T-001&intPage=7)



이다. 이 경우 가스의 사용인구는 약 1억명 추가될 전망이며 총 4억6천만 명에 이를 것으로 중국 당국은 내다보고 있다. 동시에 사천성(SiChuan)으로부터 호남성(HuNan, 호북성(HuBei) 그리고 광둥성(GuangDong) 등과 해상의 가스전으로부터 본토로 천연가스를 수송하는 프로젝트가 추진되고 있다.<sup>153)</sup>

[그림 3-24] 중국 천연가스 파이프라인



## ■ 인도

인도는 커다란 잠재 성장력으로 LNG 생산자의 집중적인 관심대상이다. 많은 프로젝트들이 제안되었으나 엔론의 Dabhol 프로젝트의 붕괴<sup>154)</sup>와 LNG 정책의 불확실성, 재정적으로 곤란한 국영전력회사로의 값비싼 가스판매와 관련된 문제로 LNG 수입 프로젝트 진행에 진척이 없었다.

그러나 천연가스 수요성장은 강하게 유지될 것으로 전망됨에 따라 인도 Petronet사와 2004년 초부터 LNG 750만 톤/년(FOB)을 25년간 공급하는 계약을 체결하였다. 이와 관련하여 Daheja 및 Kochi에 각각 LNG 인수기지를 건설하고 있다.

153) 자료출처 : 동북아 에너지 DB-중국 가스산업의 어제와 오늘, 2003. 9.

web site <http://www.neasiaenergy.net/nea/donghyang.nsf/Mainpage?OpenPage>

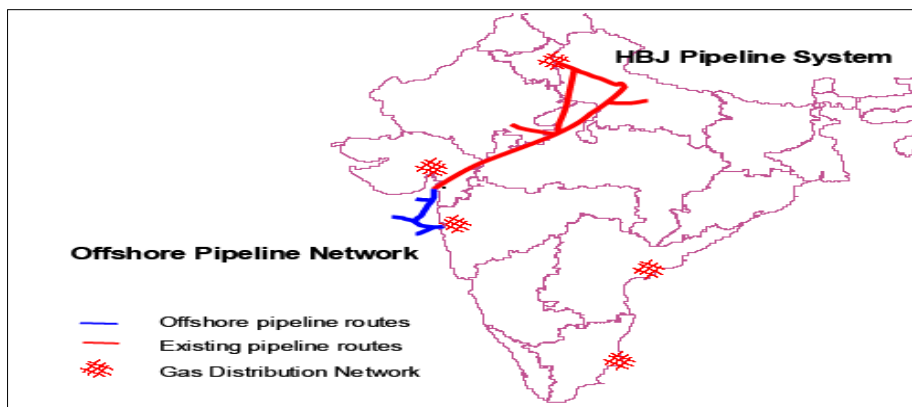
154) Dabhol 프로젝트는 인도의 다불전력(Dabhol Power Company)과 OLN가 연간 160만 톤의 LNG 매매계약을 체결하고 2001년 말부터 LNG공급 하는 프로젝트였다. 그러나 인도의 다불전력이 인도 마하라슈트라주 전력청에 공급하는 전력요금에 관한 이견과 다불전력이 출자한 엔론의 도산으로 인해 계획이 중단.

[그림 3-25] 인도의 건설중인 LNG 인수기지 위치



Daheja 인수기지는 2003년 11월을 완공 목표로 건설 중이며 160,000 m<sup>3</sup> 급 탱크 2기와 하역설비 및 항만시설을 포함하고 있다. 건설비용은 5억 5천만 달러로 추정되며 초기 설비능력은 5백만 톤이며 확장 후는 1천만 톤으로 계획하고 있다. 물량 공급원은 라스가스이다. 동 인수기지는 인도의 HBJ 파이프라인과 연결된다.<sup>155)</sup>

[그림 3-26] 인도의 HBJ 파이프 라인



Kochi 인수기지는 초기 설비능력이 2백 5천만 톤이며 확장 후는 5백만 톤으로 계획하고 있다. 설비능력은 110,000 m<sup>3</sup> 급 탱크 2기와 하역설비 및 항만

155) 자료출처 : Petronet LNG, LNG Terminal at Dahej (Gujarat),India, Homepage. web site <http://www.petronetlng.com/lngterminals.htm>



시설을 포함하고 있다. LNG 공급원은 라스가스이다.<sup>156)</sup>

## ■ 유럽 국가

유럽의 천연가스 사용은 구소련, 알제리로부터의 파이프라인과 여러 곳으로부터 선박에 의한 LNG 수입덕분에 성장하고 있다. 최근의 수요증가는 발전용과 산업용을 위해 증가하는 가스사용 때문이다.

[그림 3-27] 유럽의 천연가스 네트워크 위치



유럽에서 가장 큰 소비자는 영국, 독일, 이탈리아, 네덜란드, 프랑스이며, 이 나라들에 있어서 소비는 꾸준히 성장할 것으로 기대된다. 이 지역의 자원의 절반 이상이 이 지역의 주요 생산자인 영국, 네덜란드, 노르웨이에 집중되어 있다. 프랑스, 독일, 노르웨이에서 동유럽시장으로 소량의 수출을 제외하고 거의 모든 서유럽 가스 생산은 유럽 내에서 소비된다. 유럽에서 천연가스소비의 가장 빠른 성장은 포르투갈, 그리스, 아일랜드, 스페인 등 천연가스시장이 막 활성화되기 시작한 나라에서 발생하고 있다.

포르투갈과 그리스는 EU에서 가장 작은 경제규모를 가진 두 나라이고, EU에 의해 그들이 가스시장 개방을 위한 천연가스지침의 시한 충족에 유연성의 지위를 갖는 신흥 가스시장으로 고려되고 있다. 두 나라는 1998년 이전에는 연간 10 BCF 이하를 소비했으나 1998년에는 포르투갈 소비는 28 BCF, 그리

156) 자료출처 : Petronet LNG, LNG Terminal at Puthu Vypeen Island ,India, Homepage. web site [http://www.petronetlng.com/lngterminals\\_kochi.htm](http://www.petronetlng.com/lngterminals_kochi.htm)

스에서는 30 BCF로 상승하였다. 두 나라에서 소비는 1999년에 다시 80 BCF와 53 BCF로 급격하게 상승했고 그 성장이 계속되고 있다. 아일랜드와 스페인의 천연가스시장은 보다 긴 기간동안 발전해왔고, 최근 소비는 인상적이지는 않지만 그래도 중요하게 증가하고 있다.

한편 LNG 수입과 관련하여 유럽 내에는 4개국에 걸쳐 총 9개(스페인 3, 벨기에 1, 프랑스 2, 이태리 1, 터키 1, 그리스 1)의 인수기지가 있다.

[표 3-35] 유럽 LNG 인수기지 현황

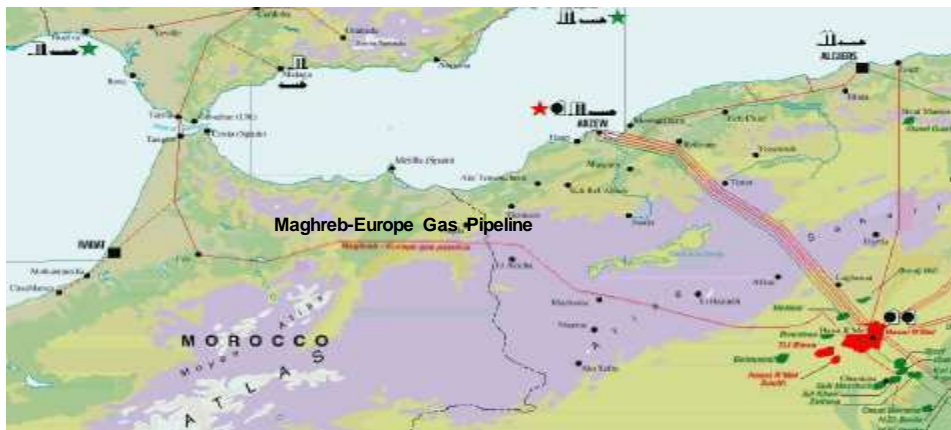
국가	인수기지	소유주	운전개시	저장능력	비고
스페인	Cartagena	EnaGas	1989	55,000kl	
	Barcelona	EnaGas	1968	200,000kl	
	Huelva	EnaGas	1988	160,000kl	
벨기에	Zeebrugge	SNTM S.A	1987	87,000kl	
프랑스	Montoir	Gas de France	1982	240,000kl	
	Fos-sur-Mer	Gas de France	1972	115,000kl	
이탈리아	La Spezia	SNTM S.A	1971	50,000kl	
터키	Marmara Ereglisi	Botas	1994	87,000kl	
그리스	Revithoussa Island	Botas	1994	55,000kl	

그 외에 다수의 인수기지가 건설될 계획에 있다. 스페인의 경우 추가로 Bilbao가 2003년 완공을 목표로 건설하고 있으며 이후 El Ferrol와 Sagunto가 건설 예정인데 가동년은 모두 2004년입니다 그리고 Murgardos를 계획하고 있다. 프랑스는 2개 인수기지 외에 추가로 Verdon와 Fos의 2개 인수기지를 2005~'06년에 건설할 계획을 갖고 있으며, 이태리는 La Spezia 인수기지 외에 Marina di Rovigo와 Brindisi 인수기지를 2004~05에 건설하고 있다. 터키는 Marmara Ereglisi에 추가하여 Izmir를 건설 중에 있습니다, 그리스는 별다른 증설계획을 갖고 있지 않다.

## ■ 포르투갈

포르투갈에서 천연가스시장 역사는 5년 미만이다. Maghreb-Europe 파이프라인이 1997년에 모로코를 경유하여 이베리아 반도를 알제리 가스원과 연결하기 전까지는 그다지 큰 수요는 없었다. 그러나 연결 후 로는 가스사용이 꾸준히 늘어나고 있다.

[그림 3-28] Maghreb-Europe 파이프라인 위치



비록 대체적으로 모든 포르투갈의 천연가스는 알제리로부터 파이프라인으로 오지만 1998년에 LNG를 수입하기 시작하여 1999년에는 나이지리아에서 2002년부터 20년간 LNG를 구입하는 계약을 체결하였다. 그 LNG는 2003년 운영될 예정인 포르투갈 Sines에 건설 중인 터미널이 완공될 때까지 초기에 스페인에서 재기화 하여 포르투갈까지 배관으로 공급한다. Sines 터미널은 연간 580 BCF의 처리능력을 가지며 Transgas에 의해 운영된다.

## ■ 그리스

그리스에서 정부는 역사적으로 에너지시장에서 주도적인 역할을 유지해 왔고, 천연가스시장은 국가소유인 DEPA<sup>157)</sup>의 통제 하에 있다. DEPA는 그리스 에너지원의 다양화를 위한 천연가스 사용을 증진하기 위해 1988년에 설립되었으나, 시장은 실제로 1997년 정부가 동 산업에 대한 통제를 완화하고 외국인

157) DEPA(Greek Public Gas Company) : 그리스 국영가스 회사의 약칭.

참여를 인정할 때까지 감소하였다. 그 이후로 급속한 확장이 되고 있다.

EU 회원국으로서 그리스는 EU의 의무적인 에너지 분야 민영화를 지연하기 위해 신흥시장 지위의 모든 EU 의무면제를 충분히 이용해왔고, 최근에는 민영화가 진전되기 시작했다. 2000년에 이태리 유틸리티 회사인 Italgas(ENI의 자회사)는 Thessaloniki와 Thessaly에 30년간 가스 유통망을 건설 운영할 양허를 받았고 각 네트워크의 소유와 관리에 있어서 소수 지분을 가질 것이다. DEPA는 15년 동안 세 개의 유통망에 공급할 배타적인 계약을 가진다.

그리스는 1999년 말 알제리로부터 아테네 근처 Revithoussa에 있는 LNG 터미널로 LNG를 수입하기 시작하였다. 이 터미널은 연간 23 BCF의 인수 설비를 보유하고 있다. 이 터미널이 확장되거나 추가적인 터미널이 건설될 수 있으나, 현재 이태리에서 그리스로 해저 천연가스 파이프라인이 타당성 조사 단계에 있어 만약 이 프로젝트가 승인된다면 그리스에서 LNG 시장을 확대하는 유인이 줄게 될 것이다.

#### ■ 아일랜드

현재 아일랜드의 유일한 천연가스의 원천은 1978년부터 생산해온 Kinsale Head 가스전이다. 이 가스전은 지금 감소중이며 2004년까지 고갈될 것으로 전망된다. 가스사용이 촉진됨에 따라 수입에 대한 의존도 올라가고 있다. 2000년에 134 BCF의 아일랜드 소비의 반은 UK에서 수입된 것이다. Kinsale 생산은 최근에 아일랜드 북서쪽 해안에서 발견된 Corrib 가스전의 공급으로 2002년에 보충될 것으로 보인다.

#### ■ 스페인

스페인은 가스수요를 만족시키기 위해 거의 전적으로 수입에 의존하고 있으며, 이러한 상황은 가까운 미래에 바뀌지 않을 것이다. 스페인의 국내 자원은 한정되어 있고 한 개의 주요 가스전이 1995년에 생산이 중단되었고 그 이후에 새로운 발견이 없었다. 따라서 스페인은 소비된 가스의 50%를 노르웨이와 알제리로부터 파이프라인에 의해 수입한다.

스페인 천연가스의 나머지 절반은 LNG 형태로 수입한다. 이는 도입물량 순으로 알제리, 나이지리아, 리비아, 트리니다드 토바고, 카타르, UAE, 말레이

시아, 오만 등 이다. 스페인은 프랑스 다음으로 유럽의 가장 큰 LNG 수입국 중의 하나이다.

LNG와 PNG 도입은 Gas Natural Group(GNG)<sup>158)</sup>와 EnaGas가 독점하고 있다. GNG는 1994년에 EnaGas를 흡수·통합하여 실질적 시장 지배자로서의 역할을 하고 있으며 1997년에 완전 민영화되었다. 두 회사간 업무영역을 보면, GNG는 도입선 개발 및 수입, 배관망 건설역무를 수행하고, EnaGas는 배관망 및 LNG 터미널 보수유지 역무를 수행한다.

스페인은 LNG 인수를 위해 Enagas에 의해 운영되는 세 개의 LNG 인수기지를 가지고 있는데, Barcelona, Huelva, Cartagena이다. 합하여 연간 500 BCF의 처리능력을 가지는 세 개의 인수기지는 1969, '88, '99년에 운영을 개시하였다. 2개의 새로운 인수기지인 현재 건설 중이며 세 번째는 계획단계에 있다. 건설 중인 첫 번째는 북부 Basque지역 Bilbao항에서 2003년에 운전에 들어갈 계획이며 이는 Bahia de Bizkaia Gas에 의해 운영될 것이다. 두 번째 것은 2005년 발렌시아에서 운전되며 Union Fenosa에 의해 운영될 것이다. Murgardos에 위치할 새로운 인수기지는 지방회사들과 함께 Union Fenosa, Endesa, Sonatrach에 의해 운영될 것이다.

## ■ 벨기에

벨기에는 자국내 천연가스는 생산되지 않으며, 1966년 네덜란드로부터 처음 파이프라인에 의해 천연가스를 도입하였다. 1973년부터는 북해의 노르웨이 지역으로부터, 이후 독일로부터 공급되는 천연가스를 도입하고, 1975년에는 알제리로부터 LNG를 도입함으로써 천연가스 수입의 도입처를 다양화하고 있다. 자국내 천연가스는 생산되지 않으며, Distrigas가 독점 수입한다.

천연가스 도입과 관련하여 Zeebrugge는 유럽가스 유통의 전략적 요충지로서 국내 배관망 및 유럽가스 네트워크에 있어서 가스거래 중심지(Hub)로서 중요한 역할을 담당하고 있다. 특히, 노르웨이산 PNG를 벨기어를 경유해 유럽대륙(프랑스, 스페인, 독일, 이탈리아)에 수송하는 기능을 갖는 해저배관으로 노르웨이 바다에서 Zeebrugge까지 연결되어 있음. 배관 설비망을 통해 대략 유럽 가스소비량의 4%에 해당하는 물량이 공급되고 있다.

158) GNG : Gas Natural Group의 약칭.

[그림 3-29] 벨기에 해저 파이프라인 위치



벨기에의 LNG 및 PNG의 도입물량 비율은 20:80 수준이며, LNG는 주로 알제리 및 중동으로부터 수입하고 있음. LNG 수입을 위하여 Zeebrugge 인수기지를 보유하고 있으며 Tractbel의 관계회사인 Distrigas가 운영한다.

[그림 3-30] 벨기에 Zeebrugge 인수기지



■ 터키

터키의 천연가스 소비는 생산보다 훨씬 빠른 비율로 성장세를 보이고 있고, 이웃 국가들로부터 수입이 현저하게 증가할 것으로 예상된다. 현재 터키는 러시아와 아프리카에서만 가스를 공급받고 있다. 러시아 파이프라인 수입은 터키 수입의 약 70%를 차지하고, 이란으로부터 추가적인 새로운 파이프라인 공급과 알제리, 나이지리아에서의 LNG가 나머지 가스 공급을 차지한다. 최근 많은 가스전을 발견함에도 불구하고 터키의 대부분의 가스는 원유 회복을 증

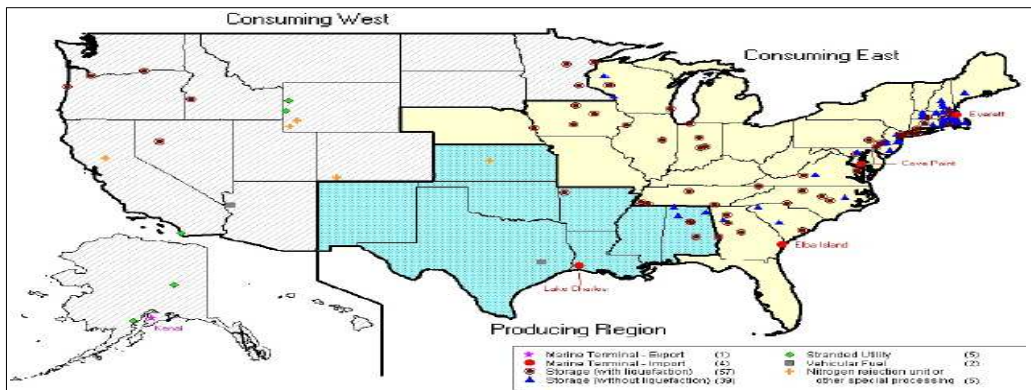
진하기 위해 다시 주입되며 국내 생산은 내부 천연가스 수요에 크게 기여하지 못하는 것으로 예상된다.

■ 미국

미국은 현재 북미에서 천연가스의 지배적인 소비자이고 전망기간을 통해 그 지위는 유지될 것으로 보인다. 총 미국 천연가스 소비는 1999년 22 TCF에서 2020년 34 TCF로 증가할 것으로 전망됩니다, 미국 가스사용 증가의 대부분은 전기부문으로 판단된다.

천연가스 수요가 증가함에 따라 미국은 특히 캐나다로부터 수입에 더욱 크게 의존하게 될 것이다. 지난 몇 년 동안 미국은 생산과 소비 사이의 확대된 격차를 경험했고, 그 차이는 캐나다와 멕시코로부터의 파이프라인 수입과 알제리, UAE, 호주, 카타르, 트리니다드 토바고, 말레이시아, 나이지리아, 오만, 인도네시아를 포함한 다양한 국가로부터 LNG 수입으로 충당하였다.

[그림 3-31] 미국 LNG 설비(2002. 9월)



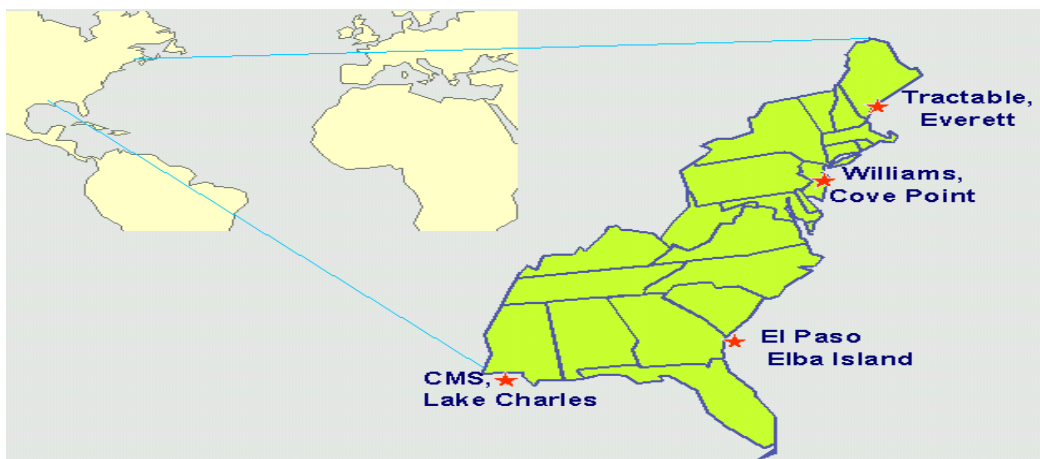
미국 LNG 수입은 향후 20년간 4배가되어 2020년 가스수입에서 LNG 비중이 14.7%로 증가될 것이다. 미국 LNG 시장의 발전은 미국이 인수하고 LNG를 재기화 할 수 있는 시설한계에 의해 제한 받아왔다. 현재 미국에는 4개의 LNG 인수시설이 있다. 2개는 몇 해 동안 운영되어왔는데, 하나는 매사추세츠 에버레트(Everett)이고, 또 하나는 루이지애나 레이크 찰스(Lake Charles)에 있다. 2001. 9월에 조지아 엘바(Elba) 섬에 있는 시설이 몇 년간의 활동 정지



후에 다시 재가동 되었으며, 4번째 시설은 2002년 중반까지 메릴랜드 컵 포인 터(Cove Poin)에서 다시 가동되었다.

[표 3-36] 미국내 LNG 인수기지 현황

터미널(지역명)	소유주	운전개시	저장능력	비 고
Lake Charles (Louisiana)	CMS Energy	1982	6.3 BCF	
Elba Island (Gerogia)	El Paso	1978	4.2 BCF	
Everett (Massachusetts)	Tractbel	1971	3.3 BCF	
Cove Point (Maryland)	Williams	1978	5.0 BCF	



Lake Charles 인수기지는 주로 Spot 거래를 취급하며, 분기별로 거래되는 대규모 Swing 을 지원하고 있다. BG가 Lake Charles 인수기지의 거의 모든 처리 용량에 대한 사용권을 가지고 있지만, 다른 회사들도 동 인수기지를 통해 LNG를 도입한다.<sup>159)</sup>

159) 자료출처 : CMS Energy, CMS Energy Brochure, Homepage.  
web site [http://www.panhandlecompanies.com/term\\_lng.asp](http://www.panhandlecompanies.com/term_lng.asp)



[표 3-37] 미국내 LNG 인수기지 설비능력

주요 설비능력	전경
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 기지명 : Lake Charles</li> <li>○ 탱크수: 3개</li> <li>○ 탱크용량: 6.3 BCF (4.8 MMtpa)</li> <li>※ 2005 까지 설비확장 예정</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 기지명 : Elba Island</li> <li>○ 탱크수: 3개</li> <li>○ 탱크용량: 4.2 BCF (3.2 MMtpa)</li> <li>※ 2005 까지 설비확장 예정</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 기지명 : Everett</li> <li>○ 탱크수 : 3개</li> <li>○ 탱크용량 : 3.3 BCF (3.2 MMtpa)</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 기지명 : Cove Point</li> <li>○ 탱크 수 : 4개</li> <li>○ 탱크용량 : 5 BCF (3.8 MMtpa)</li> <li>○ 송출능력 : 0.75 BCF/day</li> <li>※ 2004 까지 설비확장 예정</li> </ul>	

알제리는 1999년 5월 트리니다드 토바고에서 공급이 개시될 때까지 미국의 유일한 LNG 공급 국가였으나, 트리니다드 알제리를 대체하고 있다. 그리고 현물 물량은 카타르, 나이지리아, 호주, 오만, 인도네시아, UAE에서 수입해오고 있으며, 미국시장에서 현물시장 판매는 계속 증가하고 있다.

미국에서의 LNG에 대한 새로운 관심의 결과로 멕시코만, 노스캐롤라이나, 플로리다 지역을 포함해 많은 지역에서 추가시설 건설을 고려중이다.

[그림 3-32] 미국내 LNG 인수기지 추가 계획



■ 캐나다

미국시장으로 천연가스를 수출할 캐나다의 능력을 제고하기 위한 프로젝트가 동부 캐나다에서 진행 중이다. Maritimes and Northeast Pipeline은 캐나다 대서양 근해의 새로운 매장량에서 가져올 하루 1 BCF를 처리할 파이프라인을 증가시킬 계획을 갖고 있다.

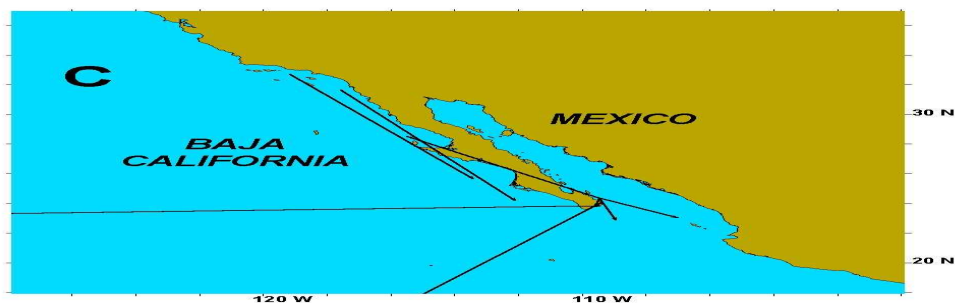
[그림 3-33] 캐나다 Maritimes and Northeast Pipeline 위치



■ 멕시코

여러 개의 LNG 인수시설들이 북서부 멕시코와 남부 캘리포니아에서의 시장을 위해 제안되었다. Sempra와 CMS는 하루 1 BCF의 송출능력으로 멕시코의 바하 캘리포니아(Baha California)에 있는 엔센나다(Ensenada) 북쪽의 터미널에 대한 조인트벤처를 제안하였다. Phillips와 Chevron은 캘리포니아와 Baja California 둘 다 평가 중이다.

[그림 3-34] 멕시코 바하 캘리포니아 위치



## 제2절 LNG 시장 환경변화와 거래 유연성

LNG 시장이 과거에는 대부분 장기 의무 인수물량 계약(TOP)<sup>160)</sup> 계약을 바탕으로 한다는 점으로 인하여 현물 LNG 거래에 대하여 합리적으로 대처할 수 없을 정도의 경직성을 갖는 특징이 있었다.<sup>161)</sup> 그러나 다수의 동아시아 및 유럽 국가들이 시장 규제완화를 진행시킨 결과, LNG 시장은 구매자와 판매자 모두에게 새로운 기회와 과제를 안겨 주었다.

또한 지난 수십 년간의 기술적 향상은 투자비용의 절감과 LNG 체인의 운용비용 감소를 가능하게 하였다. 액화시설에 대한 평균 투자비용은 1969년 연간 톤(Ton per year) 당 550달러 정도였던 것이 1970년과 '80년대에 350 달러, '90년도 후반에 250 달러로 낮아졌다. 오늘날 시작되는 프로젝트의 비용은 200달러 이하로 떨어졌다.<sup>162)</sup>

이러한 시장 환경의 변화는 LNG 거래의 유연성을 유도하였다. 즉, 유연한 대처가 가능하고 시장신호에 따를 수 있는 유동적인 시스템이 가능하도록 하였다. 주요 추세로는 현물매매의 증가와 비록 미진한 단계이지만 LNG 사업의 범세계화 그리고 단기시장의 성장을 들 수 있다. 이에 따라 세계의 천연가스 및 LNG 시장은 급변하고 있으며 불확실성 증가라는 측면 이외에도 새로운 사업기회의 등장과 이를 구체화하기 위한 사전 선점 노력이 구체화되고 있다. 이들에 대하여 살펴보도록 하겠다.

### 1. LNG 시장 환경변화

한국과 일본에서 가스시장의 판매율은 정부가 경쟁을 유도하며 변화하고 있다. 현재 전력과 가스산업의 규제완화 추세는 과거와는 다른 사업환경을 만들고 있으며 많은 불확실성에 직면해 있다.

---

160) TOP(Take or Pay) : 장기 의무 인수물량 계약조항의 약칭. 대규모의 자금이 투입되는 LNG 체인에 있어서 중요하게 취급되는 조항으로, 구매자(buyer)가 최종 상품인 LNG 또는 natural Gas의 실질적인 제공여부를 불문하고 무조건적으로 구매하겠다는 것을 보증하는 계약조건. 이를 통하여 판매자(seller)의 현금흐름(cash flow)을 보장해 줌으로써 해당 프로젝트의 수익성에 내재하는 리스크를 경감시켜 주기 때문에 자금 공여자( project lender)의 입장에서는 가장 중요한 리스크의 하나를 제거하게 됨을 의미.

161) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 99.

162) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 100.

## ■ 규제완화

대규모 구매자인 한국과 일본은 경직된 장기계약을 체결하는 것을 꺼리고 있다. 이러한 새로운 환경에서 일본 LNG 구매자는 구매자의 개별 요구조건을 포함하여 더욱 유연한 계약기간을 요구하고 있다. 일본회사인 추부전기(Chubu Electric)에 의하면 LNG 구매자는 현재 자국 내 수요추세와 향후 불확실성을 극복할 수 있는 현물거래와 더불어 장기부터 중기 및 단기에 이르는 계약 포트폴리오를 찾고 있다고 한다. 또한 기존계약을 변경하여 기존의 20~25년에 비해 5~15년 정도의 계약기간과 더 유연한 구매물량과 FOB 조건의 구매를 요구하고 있다. 일본과 말레이시아 사이의 최근계약은 아시아 LNG 시장에서의 변화를 보이는 최초의 사건이다.<sup>163)</sup>

유럽에서는 EU 가스지침은 규제나 협상을 통해 LNG 터미널에 대한 제3자 접속(TPA)<sup>164)</sup>을 제공한다. 이에 따라 이태리는 최근 LNG 터미널에 대한 협상 TPA를 도입했다. 프랑스에서는 GDF<sup>165)</sup>가 2001년 1월 접속조건 및 비용을 공표하였다. 벨기에는 규제 TPA로 이동하고 있다.

스페인의 경우 로열 디크리(Royal Decree)가 2001년 4월 LNG 터미널에 대한 규제된 제3자 접속방식을 제공하였으며, 변경된 운임은 2002년 2월 공표되었다. 다만 그리스와 포르투갈은 초기시장이기 때문에 2006년까지 EU 가스지침을 도입하는 것에 대한 유예를 받았다.

한편 많은 신규 시장진입업체가 새로운 LNG 터미널을 건설하고 직접 가스 수입을 하면서 LNG 규제완화 절차에서 중요한 역할을 하고 있다. 즉 전기업체와 같은 신규 참여자가 LNG 사업에 뛰어들고 있는데, Union Penosa, Iberdrola와 BP 등의 스페인회사와 Edison과 BP그룹 등의 이태리회사 및 프랑스와 스페인의 TFE 등이 이러한 신규 진입업체의 예이다.

시장의 경쟁이 높아지면서 유럽 LNG 구매자는 석유가격에 고정된 기존의 20~25년 TOP 계약보다 더욱 유연한 계약을 찾기 시작했다. LNG 현물 판매는 1997년 이후 급격히 증가하였으며 이 중 대부분은 스페인 시장을 위한 것이었다. 또한 점차 단기계약이 공급자와 맺어지기 시작했다.<sup>166)</sup>

163) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 103-104.

164) TPA(Third Party Access) : 제 3자 접속의 약칭.

165) GDF : Gaz de France의 약칭.

166) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 87-88.

## ■ 새로운 거래조항

거래조항에서도 많은 변화가 있다. 이는 스왑(swap)<sup>167)</sup>의 활성화, 새로운 계약조건의 등장, 재정거래(Arbitrage)<sup>168)</sup>의 발생, 그리고 현물 판매 증가이다.

### ○ Swap 거래 및 Swap 협정

LNG 거래는 현물과 단기매매, 스왑 등과 더불어 계약기간 및 용도에서 큰 유연성을 보이고 있다. 먼저 LNG 스왑거래의 횟수 및 중요성이 증대되어, 스왑협정이 빈번하게 체결되고 있다.

스왑거래는 두 종류가 있다. 하나는 각각 다른 지역의 두 판매자와 또 다른 지역의 두 구매자가 필요시 수송거리를 줄이기 위하여 수행하는 것이다. 두 번째는 일반적으로 구매가 확정된 물량처리에 있어서 도입국에서는 수급 불일치로 공급과잉 상황이 발생하였으나 다른 지역에서는 공급부족을 초래하는 경우에 관련 당사자간에 수행되는 거래로 관련 당사자간의 수급패턴의 교량역할을 하는 것이다. 전자는 수송비용을 줄이고 수송능력을 극대화하는 것에 치중하며 후자는 두 구매자 사이의 수급시점의 물량차이를 없애서 시장유연성을 높이는 점이 강조되는 형태이다.

첫 번째 스왑방식 예는 스페인과 알제리 및 트리니다드 사이에서 이루어졌다. 2000년 스페인 가스 내추럴(Gas Natural)은 미국시장에 LNG를 재판매한 최초의 LNG 구매자가 되었다. 동 물량은 트리니다드의 아틀란틱 LNG에 의해 Gas Natural에 판매되었다. 동시에 미국시장을 위한 알제리 LNG는 스페인에 판매되어 모든 참여자가 수송비용을 절감하였다. 이러한 교환은 2001년 알제리의 Sonatract과 스페인의 Gas Natura, 미국의 Tractebel과 벨기에의 Distrigas 사이의 계약으로 더욱 영구적인 협약으로 발전되었다.<sup>169)</sup>

두 번째 스왑협정의 예는 2000~'01년에 일어났다. 한국과 일본은 피크 요구사항이 다른 타이완과의 교환협정을 맺었다. 2001년 타이완은 물량을 반환하였다. 이후 한국, 일본 및 대만의 스왑거래는 대폭 증가하였다.

167) LNG 스왑(Swap)란 LNG 가격요소와 상관없는 단순한 물량교환으로 계절별 수요의 차이와 일시적인 물량 공급 및 수요의 불일치를 해소하려는 목적으로 이해 당사자간에 수행됨.

168) 재정거래(Arbitrage)란 천연가스 또는 LNG를 구매하는 즉시 필요로 하는 제 3자에게 이를 재판매(resale)하여 거래가격의 차액을 실현하는 거래를 말함.

169) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 105.

[표 3-38] 2002~'03(3월까지) 아시아 스왑거래 내역

판매자	구매자	하역항 도착	운항 선박	거래 흐름	판매자	구매자	하역항 도착	운항 선박
MLNG	Kogas	'02.09.09	GR	→ ←	MLNG	THE	'02.11.17	PT
BLNG	Kogas	'02.09.19	AB	→ ←	BLNG	TEPCO	'03.01.27	AB
MLNG	Kogas	'02.12.30	PD	← →	MLNG	THE	'02.12.10	PD
MLNG	Kogas	'03.02.14	PN	← →	MLNG	THE	'03.01.27	PN
OLNG	Kogas	'03.03.03	OP	← →	MLNG	TEPCO	'03.01.30	TL
Pertamina	Kogas	'03.02.22	AA	← →	Pertamina	CBE	'03.01.31	EP
MLNG	Kogas	'03.03.23	GR	← →	MLNG	THE	'03.02.14	PZ
Pertamina	Kogas	'03.03.30	PT	← →	Pertamina	CHUBU	'03.03.04	LG
MLNG	Kogas	'03.04.14	GR	← →	MLNG	CPC	'03.03.20	PZ

○ 새로운 계약 조건

계약기간에도 변화가 일어나고 있다. 과거에는 대부분 계약이 20~25년 주기로 맺어졌고 TOP 또는 SOP 책임이 포함되었다. 그러나 새로운 장기계약은 15년 정도 단축된 주기로 체결되며 특히 중기계약은 5~8년이 더욱 일반적이다. 유럽에서 몇 년 더 단축된 계약이 아래와 같이 체결되었다.<sup>170)</sup>

[표 3-39] 유럽의 기간단축 계약의 사례

계약 기간 및 주기	주요 내용
'02. 2월부터 5년 주기	○ OLNG와 Shell은 스페인에 물량을 공급하기 위해 연간 70만 톤 LNG 공급계약 체결
'02년부터 3년주기	○ BP는 Adgas와 연간 75만 톤의 LNG 공급계약 체결(FOB 계약 조건) ○ 물량공급량은 30만, 50만 또는 75만 톤으로 변경 가능
'01. 10월 ~'09. 7월까지	○ Qatargas와 Gas Natural과 연간 12~13 카고 정도의 LNG를 공급 계약체결 ○ DES 계약조건 ○ '12년까지 연장 가능

170) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 106.

한편 아시아에는 기존 LNG 마케팅과 현저하게 구별되는 거래가 일어났다.<sup>171)</sup> 이 역시 장기계약이 갖는 경직성 및 물량수급에 차이가 발생하는 경우에 대비한 유연성을 갖는 것에 주안점을 두고 추진된 내용으로 판단된다.

[표 3-40] 아시아에서 발생한 새로운 계약내용

계약 일시	주요 내용
'02. 2월	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 도쿄가스, 오사카가스 및 토호가스는 2004. 4월의 추가적인 34만 톤과 더불어 20년간 총 68만 톤의 말레이시아 LNG(Tiga)를 구매. 연간 구매물량은 매년 갱신되며 일년 전에 미리 통지하고 확정.</li> <li>○ 이런 단기와 장기가 합쳐진 계약은 기존계약이 보인 5~10% 정도 대신 40% 정도의 물량유연성을 제공하는 것으로 판단.</li> </ul>
'02. 2월	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 도쿄전력과 도쿄가스는 말레이시아 LNG III (Satu)와의 장기계약을 2003년 시작하여 15년간 갱신하기로 원칙적으로 합의. 계약물량은 740만 톤 규모로 2003. 3월 만료되는 20년 계약의 갱신분(FOB)</li> <li>○ 물량은 2003년 이후 공급자가 1/4를 증가할 수 있는 조건. 구매자도 4년마다 1년 전 통보를 원칙으로 연간 1.8 Mt 또는 1.2 Mt 물량 중 2/3까지 취소 가능</li> </ul>

○ 재정거래(Arbitrage)

대서양 횡단 LNG 시장은 현물거래와 유럽과 미국시장의 물리적 재정거래 및 수송비용 최적화로 인해 새롭게 발전하고 있다. 미국시장은 LNG 터미널 여유분 내에서 항상 단기간에 판매될 수 있는 시장으로, 2000~'01년 사이 미국의 높은 가격은 미국시장은 활황이 되었다. 동시에 중동 생산자는 아시아 금융위기로 인해 아시아의 수요가 감소함으로써 추가생산을 중단해야만 했다.

그러나 중동은 미국과 아시아의 중간지점이라는 지리적 조건을 갖고 있었고, 특히 2000년 2월 Henry Hub에서의 가격이 MMBTU당 10달러까지 급등하였고 나머지 기간은 4~9 달러 사이의 수준을 유지했다. 이때 일부 유럽 LNG 구매자는 중동지역 공급자와의 협상 후 높은 미국가격의 경제적 이익을 누리기 위해 물량을 미국 쪽으로 전환했다.

그러나 2001년 봄과 여름 미국가격의 하락은 LNG 재정거래의 범위를 좁히

171) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 106-107.

고 심지어 방향을 전환하게 만들었다. 즉 미국을 위해 계약된 LNG 물량이 유럽으로 원복한 것이다. 이는 9.11 테러 사건 이후 Boston에서 안전을 이유로 LNG 수입을 금지하고 테러여파로 인한 불경기에 의해 반전되었기 때문이다.

○ 현물판매(Spot sales)

세계 LNG 현물시장은 1999년 이후 급성장하였다. 현물판매는 2001년 11.41 bcm에 이르러 2000년에 비하여 51% 증가하였다.<sup>172)</sup> 2001년 단기 LNG거래가 LNG거래의 8%를 차지했다. 현물 LNG시장의 변화는 다음 표로 설명된다.

[표 3-41] 1992~'01 LNG 현물 및 선물거래(수출국 중심)

(단위 : BCM)

수출국	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
아부다비	-	-	-	1.43	1.39	0.08	0.34	0.65	0.64	0.31
알제리	0.53	0.49	0.59	0.35	-	0.60	0.45	1.33	1.38	2.64
호주	-	0.34	0.58	0.67	0.27	0.30	0.38	0.30	0.45	0.21
브루나이	-	-	0.30	0.08	-	-	-	-	-	-
인도네시아	0.23	0.24	0.38	0.53	0.60	0.28	-	0.38	1.18	1.91
리비아	-	-	0.05	-	-	-	-	-	-	-
말레이시아	0.30	0.53	0.45	0.23	0.08	-	-	0.08	0.08	0.52
나이지리아	-	-	-	-	-	-	-	-	0.37	1.22
오만	-	-	-	-	-	-	-	-	0.60	0.58
카타르	-	-	-	-	-	0.39	0.95	1.60	1.98	2.62
트리니다드	-	-	-	-	-	-	-	0.39	0.92	1.40
합계	1.05	1.59	2.34	3.27	2.33	1.64	2.12	4.72	7.58	11.41

수출국 중심으로 현물거래를 파악하여 보면 미국이 단연 많은 물량을 소화하고 있으며 스페인, 일본 및 한국이 신흥 현물거래의 시장으로 부각되고 있다.<sup>173)</sup>

172) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 108.

173) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 109.



[표 3-42] 1992~'01 LNG 현물 및 선물거래(수입국 중심)

(단위 : BCM)

수출국	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
벨기에	-	0.23	0.8	0.15	-	-	-	-	-	0.07
프랑스	-	-	-	0.87	0.23	-	-	0.08	0.08	0.43
이태리	0.53	0.26	0.20		-	-	0.12	0.54	0.48	0.38
일본	0.38	0.39	0.08	0.08	0.15	0.28	-	0.15	0.32	2.22
한국	0.15	0.45	1.05	0.90	0.68	-	0.08	0.31	1.47	1.85
포르투갈	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08	-
스페인	-	0.27	0.94	1.05	0.98	0.99	0.83	1.69	1.43	2.20
타이완	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08
터키	-	-	-	0.23	0.08	-	0.58	0.30	-	-
영국	-	-	-	-	0.23	0.30	0.53	1.66	3.73	4.18
합계	1.05	1.59	2.34	3.27	2.33	1.64	2.12	4.72	7.58	11.41

한편 세계 LNG 거래중 현물거래가 차지하는 물량의 비중은 1992년 1.3%에서 2001년 7.8%로 증가하는 등 그 규모가 증대<sup>174)</sup>되고 있으며, 조만간 10%가 될 전망이다.

[표 3-43] 세계 LNG 거래에서 현물시장의 비중

연도	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
비중(%)	1.3	1.9	2.7	3.5	2.3	1.5	1.9	3.9	5.4	7.8

현물시장의 폭발적인 증가는 1997~'98년 아시아 금융위기로 촉발되었다. 동 시기에 아시아는 물량수입이 축소된 반면 공급국인 중동은 초과공급에 직면하였다. 다만 한국과 스페인의 피크 겨울수요를 충족시키기 위한 현물 판매는 간간히 이어졌다. 그리고 유럽에서 미국으로 직접적인 LNG 현물구매와 더불어 현물의 반전을 일으킨 2000~'01년의 미국시장 가격급등에 의해 폭발장세가 이루어 졌다. 2000~'01년 사이에 현물이나 단기계약에 의한 미국으로의

174) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 109.

수입은 대략 연간 4 BCM 정도였다.

그러나 LNG 현물 매매는 실제적으로 용어의 의미에서 보면 LNG 현물시장을 형성하는 것은 아니며 세계 LNG 거래의 약 8%만을 차지한다. 최근 현물판매의 성장은 액화시설의 초과용량과 LNG선의 유효성 및 터미널의 잉여용량에 의해 가능했다.

#### ○ 가격책정 방법의 발전

LNG는 천연가스와 마찬가지로 원유 등 에너지 시장여건에 따라 영향을 받는 가격공식을 결정하여 적용하는 것이 일반적이다. 그러나 LNG 사업 특성상 가격이 전체계약 기간 중 판매자의 투자비 회수가 보장되어야 하는 수준 이상이 되어야 프로젝트 추진 가능하다는 점이 큰 고려사항이다.

세계적으로 LNG 가격은 크게 4가지 단계를 거쳐 변천하여 왔다. 이는 초기 단계에서는 LNG 프로젝트 추진에 막대한 투자비가 소요됨에 따라 재원의 조달 및 사업의 장기적 안정성 확보에 주안점을 두었으나 이후 거래물량이 증대하고 유연성 및 단기물량이 증대함에 따라 이를 반영하는 가격책정 방법이 서서히 도입되는 형태를 보이고 있다. 이를 단계별로 살펴보면 다음과 같다.

1 단계는 1960년대 Cost-plus 방식이다. 이는 LNG 고유의 가치를 인정하지 않고 생산원가를 보전하는 수준에서 가격결정 방식으로, 1969년 일본과 알라스카 계약 체결시, 고정가격 제도를 도입하였으며 공급비용을 기준으로 가격을 책정하였다.

2 단계는 1970년대 Refined Product Linkage 방식이다. 1973년 1차 석유파동 이후 에너지가격이 일반 물가상승률보다 급격히 상승한 데 따라 LNG 가격이 다른 에너지원과의 가격비교에 의해 평가되어야 한다는 인식이 생성되었다. 이와 관련하여 1975년 알제리 계약에서 경쟁적 상태에 있는 석유 연료 가격에 LNG 가격을 간접적으로 연계하였다.

3 단계는 1980년대의 Crude Oil Parity이다. 1979년 2차 석유파동 후 에너지가격 급등에 따라 LNG에 내재한 고유가치 외에 경제적 이윤까지 가격에 포함시켜야 한다는 주장이 반영됨에 따라 LNG-원유 열량등가 원칙이 모든 아시아 시장계약에 적용되었다. '83년 한국-인니계약(Arun III)시 기초가격은 MMBTU당 5.391 달러이었으며 100% 원유가격에 연동되었다.

4 단계는 1990년대의 Market Price 방식이다. '86년 이후 저유가가 지속되

고 LNG 가격이 열량등가 원칙에 따라 낮게 유지되자 LNG 생산자들의 신규 프로젝트 개발의욕이 저하되었다. 이에 따라 '90년대 초 아시아지역 시장에서의 LNG 공급능력이 LNG 수요증가에 미달하는 현상이 발생하였다. 이에 따라, LNG 생산자들은 가격인상을 위해 LNG의 환경 및 기술 프리미엄 인정을 주장하였고 또한 가격체계 개선을 위한 물가연동 및 최저 가격제 도입 등을 주장하였다.

대륙별로 LNG 가격제도가 운영되고 있는 실제 사례를 살펴보면 다음과 같다. 아시아 지역 시장에서는 물가연동제, 고정 가격제 및 최저 가격제의 3가지 가격시스템이 적용되고 있다.

물가 연동제의 경우 인도네시아, 카타르 및 오만 LNG 계약에 적용되고 있는 가격시스템으로 가격의 90%는 유가, 10%는 물가에 연동되는 방식이다. 동 방식은 일본과 인도네시아의 '73계약 체결시 적용되었으나 그 이후 유가 상승률이 물가상승률보다 훨씬 높음에 따라 제기되지 않다가, '86년 유가가 배럴당 35 달러에서 13달러로 급락한 후 저유가가 지속되고 열량등가 원칙에 따라 LNG 가격이 낮게 유지되자 '90년대에 다시 등장하였다.

고정 가격제는 말레이시아, 브루나이, 호주 등 Shell이 주도하는 프로젝트와 알래스카, 아부다비 계약은 고정요소를 반영하는 가격공식( $0.1485 \times JCC + a$ )을 채택하고 있다. 본 가격제도는 장기계약에 따른 고정가격의 경직성을 완화키 위하여 매 4~5년마다 가격재협상을 실시하여 상수부분(a)을 조정함으로써 시장변화를 LNG 가격에 반영하는 보완책을 갖고 있다. 일본의 경우, 인도네시아를 제외한 모든 계약이 고정 가격제를 사용하고 있으며 최근 수년전까지 가격 재협상시마다 가격인상을 요구하는 공급자와의 합의도달 실패로 새로운 가격에 합의시까지 잠정가격을 적용하고 사후 소급·정산하는 방식을 채택하고 있다. 한국의 경우 한국가스공사는 말레이시아 및 브루나이 장기계약에서 고정 가격제를 채택하고 있다.

최저 가격제는 LNG 생산자 및 금융단 보호를 위한 제도로서 일본과 인도네시아 '73(DES) 및 '81(FOB)계약, 그리고 한국과 인도네시아 Arun III 계약 체결시 채택하였다. '83년 Arun III 계약이후 적용되지 않다가 '90년대에 다시 등장하여 '92년 체결된 일본과 카타르가스 계약에 최저 가격제가 적용되었으며 '95년 한국과 라스가스 계약 체결시에도 최저 가격제를 요구하였으나 '97년 변경계약을 체결하면서 철폐되었다. Qatargas 및 Rasgas 계약에 적용된 최저 가격제는 인도네시아의 경우와는 달리 최저가격이 적용되는 유가수준이

매우 높다.

[표 3-44] LNG 가격 시스템별 장단점 비교

구분	물가 연동제	고정 가격제	최저 가격제
개요	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 90% 유가연동</li> <li>○ 10% 물가연동</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 고정가격을 적용하되 매 4~5년마다 가격재협상</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 시장가격과 최저가격 중 높은 가격 적용.</li> <li>○ 가격재협상에 수반되는 노력, 시간 및 경비 절감</li> </ul>
장점	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 가격재협상에 수반되는 노력, 시간 및 경비 절감</li> <li>○ 프로젝트 파이낸싱이 상대적 용이</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 시장상황의 변화를 가격에 반영키가 용이</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 프로젝트의 경제성 보장으로 신규 프로젝트 개발을 촉진, 프로젝트 파이낸싱 용이</li> </ul>
단점	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 시장상황의 변화를 가격에 반영키가 어려움</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 가격재협상에 막대한 시간 및 경비 소요</li> <li>○ 계약가격 불확실성으로 프로젝트 파이낸싱에 악영향</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 시장유가에 관계없이 일정 유가에 따른 대금을 지불하므로 저유가시 구매자 재정부담 대폭 증가</li> </ul>

한편 가격제도의 유연성과 관련하여 새로운 움직임이 보이고 있다. 이는 전력 풀 가격(Electricity Pool Prices)과 같은 새로운 지표와 ‘S커브’로 알려진 LNG 가격제도에 대한 더욱 유연한 접근방식이다.<sup>175)</sup> ‘S커브 공식’은 1989년 오스트레일리아 공급자와 일본고객 사이의 계약에서 처음 선보였다. 또한 2001부터는 많은 유럽지역에서도 도입하고 있다.

2001년 가격 재협상에서는 가격공식에 트리니다드 토바고 및 스페인의 가스 내추럴 사이에 협상된 공식에서 전력 풀 가격 방식이 사용된 바와 같이 새로운 지표를 포함하였다. 가스거래가 발달하며 새로운 가스시장의 지표가 나타났고 LNG 계약은 이를 준수하게 되었다.

중동 생산자는 단 몇몇 물량을 위해 현물 LNG 거래 또는 매매를 위한 포괄 협정안을 만들었다. 이러한 표준협정은 현물매매를 가능하게 한다. 이는 LNG 생산자에게 이익의 일부를 얻을 수 있도록 물량 목적지가 조정되도록 허용된다. 오만 LNG와 아부다비의 Adgas, Qatargas 및 Rasgas가 이러한 협정을 가진 생산업체이다. 나이지리아 LNG는 미국 CMS와 Coral, 미국의 Shell 관계사 및 TotalFinaElf와 BP 등과 이러한 계약을 맺었다.<sup>176)</sup>

175) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 110.

또한 가격산출과 관련하여 살펴보면, 현재 세계의 3개 지역은 각기 다른 가격산출방식을 가진 LNG 시장이 있다. 일본의 경우 CIF LNG 가격이 자국으로 수입되는 원유가격을 기반으로 하며 이는 일본 크루드 콕테일(JCC)<sup>177)</sup>로 알려져 있다. 과거에 가스의 주요 경쟁자가 JCC에 영향을 주는 경원유(light crude oils)이었기 때문에 이는 편리한 기준이 되었다.

유럽 LNG계약에서의 가격은 여전히 대개 6개월에서 1년 사이의 일정기간 동안의 석유 가격과 연동된다. 그러나 어떤 계약에서는 전력발전 분야에서의 가스 상황을 보여주는 전력 풀 가격이 포함되어 새로운 경쟁상황을 나타낸다. 유럽 LNG 계약은 일본 계약보다 엄격하지 않아 재협상이나 가격협상 재개 등의 기회를 위한 조항을 포함한다.

미국시장에서는 LNG 가격은 일반적으로 Henry Hub의 가격과 연관된다. DES가격은 LNG 터미널의 위치에 따라 조절되는 Henry Hub의 선물가격의 80~90%를 나타낸다.

이러한 가격결정 방식은 세 지역의 다른 가격패턴을 유발한다. 즉 지역별 시장사이의 단기거래와 물리적 재정거래가 증가하면서 추가적인 가격구조가 만들어지기 시작했다. 현물가격은 특정시점의 수요와 공급 상황을 반영한다. 충분한 경우 현물가격은 장기계약 가격 아래로 떨어지며, 부족한 경우 현물가격이 더 높을 것이다. 현물매매가 발달하며 시간, 물량 및 LNG 계약 기간의 차이는 가격에 의해 반영될 것이다.<sup>178)</sup>

## 2. LNG 거래 유연성

시장 자유화 전에는 모든 LNG 수요곡선은 상당히 비탄력적이었다. 또한 날씨와 같은 외부영향을 받았고 수요를 맞추는 물량관리를 목표로 하였다. 따라서 각 지역의 계약수요에 부응하기 위해 충분한 공급을 항상 유지하는 것이 주된 접근방식이었다.<sup>179)</sup> 이와 관련하여 기존시장에서는 가스회사가 그동안 LNG 수요와 공급을 맞추기 위한 몇몇 방안을 개발하였다. 이는 시스템에 의해 공급되는 가스량을 조절하는 공급측면 기술과 가스수요에 영향을 주는 수

---

176) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 111.

177) JCC(Japanese Crude Cocktail) : 일본 크루드 콕테일의 약칭. CIF 조건 일본도입 원유 평균가격.

178) 자료출처 : IE, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 111-112.

179) 자료출처 : IE, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 57.

요측면의 기술적 방안이다. 어느 경우에서도우 저장탱크는 공급과 수요의 밸런스를 맞추는 데 필수적으로 중요한 역할을 하였다.

이후 유연성 확보와 관련하여 다음과 같은 분야에 대한 개념 설정이 더욱 중요하게 되었다.<sup>180)</sup> 이는 공급유연성(Flexibility in Supply), 저장시설(Storage), 라인팩(Line-pack), 중단가능 계약(Interruptible Contracts)이다.

공급유연성은 생산이나 수입을 통한 구현되며, 연간 또는 월별 수요변동을 맞추기 위해 사용되는 것이며, 저장시설은 월별 또는 계절별 수요변동을 맞추기 위해 사용된다. 라인팩은 일반적으로 일별 수요변동을 맞추기 위해 사용되며, 중단가능 계약은 단지 예상치 못한 갑작스러운 가스수요변동이나 가스공급의 중단 중의 수요를 맞추기 위해 사용된다. 이러한 심층 개념위에서 유연성 확보 방법을 LNG 체인상의 생산 측면, 수송 측면, 저장 측면, 수요측면에서 고찰하면 다음과 같다.

#### ■ 생산 측면 거래 유연성

생산 측면에서 가장 중요한 유연성 확보 요소는 가스전의 추가 생산능력이다. 가스전의 추가 생산 여력은 수요변동에 대응할 수 있는 방안을 강구하는데 있어서 절대적이다. 일반적으로 대부분의 가스전은 여유생산 능력을 가지고 있으며 유연성 확보를 위한 투자조건과 시장 근접성 등의 긍정적인 경제지표를 가지고 있다. 결론적으로 볼 때, 가스전은 필요에 따라서 생산을 늘리거나 줄일 수 있는 능력을 가지고 있다. 이러한 측면에서 천연가스 장기 수요가 증가하는 추세에서는 가스전의 신규개발 및 기존 플랜트는 확장이 계속된다.

한편 아직 기존 미계약이 체결되지 않은 잉여 LNG 물량이 많이 존재한다. 잉여용량은 몇 가지 이유로 존재한다. 새로 건설된 시설에는 계약이 여전히 초기단계이기 때문에 잉여용량이 발생한다. 그리고 기존 시설의 경우 공급의 병목현상을 없애려고 잉여용량을 보유한다. 한편 프로젝트 개발 투자비의 감소 덕분에 새로운 몇몇 프로젝트는 금융비용을 확보하기 위해 미리 초기용량을 모두 판매하지 않는다. 최근 잉여용량의 경우 장기계약에 의한 빌드-업(Build-up)의 영향이 크다고 볼 수 있다. 그러나 계약물량이 정상생산 시기에 도달하는 시기에는 잉여물량은 사라질 것이다.

대부분 새로운 미개발지 투자는 여전히 장기계약과 연관성이 높으며 물량

180) 자료출처 : IE, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 57-58.

이 현물거래를 위해 쓰이는 경우는 거의 없다. 그러나 기존시설의 병목을 없애기 위한 플랜트의 신규개발과 기존 시설의 확충이 세계 곳곳에 지속되는 동안은 잉여물량은 추가하며 계속 발생할 것이다. 한편 LNG 생산자는 장기계약에 의해 모든 용량을 모두 계약하지 않는 새로운 추세를 보이고 있다. 이러한 상황은 특히 플랜트 확장시 개발비용의 급격한 감소에 의해 나타난다. 이러한 비용절감은 시설의 총 용량을 모두 장기로 계약하지 않고도 프로젝트를 안정되게 진행하도록 재정을 확보할 수 있기 때문이다. 예를 들면 카타르의 라스라펜(RasLaffan) LNG와 오만 LNG는 모든 용량을 판매하지 않고 프로젝트 건설을 해결했다.<sup>181)</sup>

### ■ 수송 측면 거래 유연성

수송 측면에서의 유연성의 확보에서 가장 중요한 것은 LNG 수송선의 여유 수송능력의 존재 여부이다. 근래의 LNG 수송선의 부족현상은 현물 LNG 거래를 제한했다. 이 상황을 개선하기 위하여 1999년부터 새로운 LNG 수송선이 추가 발주되고 있으며 최근에는 과잉 선박을 우려할 만한 수준이라는 지적도 있으나, 기본적으로 LNG선은 건조를 위하여 막대한 건조자금이 소요되는 만큼 단기간의 현물거래를 위하여 수시로 사용할 수 있는 선박은 극소수에 불과하다. 이는 수송측면에서 유연성 확보에 있어서 심각한 병목현상이다. 그러나 향후 한두 해 후 LNG 탱커의 유연성이 나타날 것으로 예상된다.<sup>182)</sup>

현재 판매자에 의해서나 구매자에 의해서건 사용 중인 거의 모든 LNG 선박은 특정 프로젝트를 위해 할당되며 장기계약에 기반을 두고 있다. 그러나 새로운 사업기회가 포착되면 자유 이용선박(Free Ship)이라는 것이 등장할 개연성은 크다. 이는 어떠한 사업에도 얽매이지 않아 현물거래에 필요한 유연성을 제공할 수 있을 것이다. 자유 이용선박의 등장과 관련 주목할 만한 사항은 LNG 선박의 가격은 급격히 떨어져 135,000m<sup>3</sup>급 선박의 10년 전 평균 가격인 250백만 달러에서 현재 170백만 달러 수준을 기록하고 있다는 것이다. 또한 Shell이나 BP와 같은 회사는 특정 수입이나 수출에 얽매이지 않은 선박을 위한 주문을 하고 있다는 것이다.

구매자의 측에서 살펴보면 일본과 미국 및 유럽 전기와 가스회사는 FOB

181) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 113.

182) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 114.

계약과 현물구매를 위해 LNG 선박을 주문하기로 결정했다. 이는 단순히 낮은 선박가격 때문만이 아니고 각각 시장의 개별적인 필요성을 충족하고 더욱 유연한 대처를 위한 인프라를 구축하는 정책의 일환인 것이다.<sup>183)</sup> 수송수단을 확보한 구매자는 공급업체를 더욱 자유롭게 선택할 수 있다. 몇몇 구매업체는 장기기반의 용량계약을 향상하기 위해 필요한 양보다 많은 투자를 선박에 하고 있다. 이는 LNG 물량을 추가적으로 구매하는 위치 또는 기타 시장에 LNG 물량을 수송하는데 필요한 선박을 사전에 확보하려는 초석이다.

수송 측면에서의 유연성의 확보에서 또 다른 측면은 LNG 인수기지의 처리 용량이다. 현물거래의 주요대상국가인 미국의 경우 2000년 LNG 인수기지의 처리용량 부족으로 인한 병목현상이 발생했다. 이에 따라 더 많은 LNG선 수용능력을 확보하기 위하여 2002년 가동이 중단된 매릴랜드의 코브 포인트와 조지아의 엘바 아일랜드 등 2개의 시설이 재가동되며 미국 수입용량은 2002년 말 연간 32 BCM에 이르렀다. 기존 시설의 확장도 예정되어 있다. 또한 북미와 멕시코만, 북부 케롤라이나 및 플로리다 등의 장소에 많은 기화시설이 예정되고 공사가 진행 중이다. 특히 캘리포니아는 새로운 인수기지의 건설과 관련한 문제를 피하기 위하여 멕시코의 바자 캘리포니아(Baja California)와 바하마(Bahamas)에 건설하는 것을 추진하고 있다.

한편 유럽지역 LNG 인수기지 잉여용량과 관련하여 살펴보면, 이태리 라스페지아(La Spezia)와 스페인의 후에바(Huelva)와 같은 몇몇 LNG 터미널의 잉여용량이 없고 프랑스의 포스-서-머(Fos-sur-mer)와 스페인의 바르셀로나(Barcelona) 및 카트리헤나(Cartagena)와 같은 터미널은 제한된 용량을 갖고 있다. 반면에 벨기에의 지브러그(Zeebrugge)와 프랑스의 모티르-드-브레타그네(Montoir-de-Bretagne) 및 터키의 마마라 에레글리시(Marmara Ereglisi)와 같은 터미널은 잉여용량을 가지고 있다. 벨기에를 제외하고 기존 LNG 터미널을 갖춘 모든 국가는 새로운 신규 터미널을 위한 프로젝트를 가지고 있으며 이 중 일부는 다른 것들에 비해 현실성이 있다.

프랑스의 포스(Fos) 및 레베르돈(Le Verdon) 등의 2개 프로젝트와 이태리의 마리나 디 로비고(Marina di Rovigo), 브린디시(Brindisi), 타란토(Taranto), 바도 리구레(Vado Ligure), 무기아-트리에스테(Muggoa-Trieste), 코리글리아노(Corigliano), 라메지아 테르메(Lamezia Terme) 및 로시그나노 마리티모(Rosignano Maarittimo) 등의 8개 프로젝트, 스페인의 빌바오(Bilbao), 일 페롤

183) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 114-115.



(El Ferrol) 및 발렌시아(Valencia) 등의 3개 프로젝트, 영국의 밀포드 헤븐(Milford Haven)과 그레이인 아일랜드(Isle of Grain) 등의 2개 프로젝트 등이 이러한 신규 터미널 예정지이다. 터키의 이즈미르(Izmir)는 최근에 완공된 터미널이다.<sup>184)</sup>

이러한 LNG 인수기지의 신설 및 확장은 새로운 수송 유연성을 확보하는 기반임과 동시에 많은 유연성 활용의 기회를 제공하며, 더 나아가 현물시장의 실현을 앞당기는 청신호이다.

#### ■ 저장 측면 거래 유연성

가스저장 시설의 확보는 유연한 가스공급을 할 수 있는 주요 원천으로 가스 산업체의 핵심적인 부분이기도 한다. 단순히 공급을 위한 일시적인 LNG의 저장에서 벗어나 새로운 수요처가 발생하고 이를 충족시켜주는 저장공간은 이제 막 태동하는 현물시장에 있어서 시간과 장소의 차이에 따른 제한을 완화시켜줄 수 있는 기회를 제공한다. 그러나 현물거래용 저장설비의 기능적인 측면을 고찰하여 보면 다양한 요구가 있을 수 있다. 주로 유연성을 제공하기 위한 저장은 가능하면 시장에 가까워야 하며, 공급중단을 보충하기 위한 가스 수송수단을 즉시 확보하는 장소에 위치해야 한다.

이와 관련하여 인공적으로 건설하는 저장설비 이외에 폐가스전과 지하층 및 암염동굴 등 세 가지 지질학적 저장방식이 있다. 이중 폐가스전은 저비용으로 대규모 가스를 저장할 수 있는 장점이 있다. 특히 계절적 수급조절과 전략적 보유량을 위한 목적에서의 폐가스전 활용방안은 실용적인 측면에서 연구가 필요하다.

북미의 경우에서 사례를 살펴보면, 미국에는 30개 주에 415개의 지하 가스 저장시설이 있다. 2000년 총 운용용량은 110 BCM으로 연평균 가스소비의 17%에 해당한다. 캐나다 저장용량은 17 BCM의 운용가스로 이는 연평균 가스 사용량의 19%에 해당한다.<sup>185)</sup> 유럽은 풍부한 상업적 저장용량을 보유하고 있다. 유럽의 94개 시설의 운용용량은 58.8 BCM으로 이는 소비의 13%에 해당한다. 저장용량은 최근 빠른 속도로 증가하고 있다. 1993년부터 서부유럽에 새로운 시설이 건설되었고 15 BCM 정도의 용량을 추가했다. 39개 시설에 18.6

184) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 115-116.

185) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 64.

BCM을 보유한 독일과 10개 시설에 27 BCM을 보유한 이태리 및 15개 시설에 10.5 BCM을 보유한 프랑스 등 세 나라가 유럽의 저장을 주도한다.<sup>186)</sup> 태평양지역에서 지하 가스 저장시설의 사용은 일반적이지 않다. 한국과 일본은 지하 저장시설이 없지만 LNG 터미널에 위치한 저장시설에 많이 의존한다. 한국의 경우 동해 가스전을 이용하는 방안이 적극적으로 이용되고 있다.

한편 기존의 보유 설비를 최대한 이용하는 방안으로 라인팩이 있다. 라인팩은 수송압력보다 높은 라인압력으로 파이프 네트워크 내부에 가스를 저장하는 것을 의미한다. 이는 일별 수요변동과 수요의 밸런스를 맞추기 위해 초기에 사용된다. 라인팩은 용량을 충분히 쌓는 동안 시간이 걸리기 때문에 제한적인 방식이다. 그러나 추운 겨울이 다가오는 동안은 충분히 도움이 된다. 라인팩 용량은 가스 수송시스템의 설계에 달려있다. 어떤 설계는 수송용량과 공급용량이 동일한 수준이라 주간의 저장을 위해 사용할 수 없도록 한다. 또한 다른 설계는 수송시스템이 공급원에서 최종 사용자에게 가스를 공급하며 일일 중 발생하는 수요의 변동을 맞추는 기능도 함께 할 수 있도록 한다. 라인팩의 사용은 수송망과 공급추세에 따라 국가별로 큰 차이를 보인다. 영국의 경우 라인팩은 공급의 3%를 차지하며 스페인의 경우 0.4% 정도이다. 몇몇 특별한 경우 추가 압축이나 더 큰 파이프라인이 라인팩을 증가하여 기타의 방법으로 저장을 늘리는 것보다 유용한 대안이 될 수도 있다.<sup>187)</sup>

한편 전통적인 방법이기도 하지만, 기존 LNG 인수기지에 저장하는 방식이 있다. 이는 몇몇 수입국에서 중요한 핵심역할을 한다. 이러한 방식은 한국, 일본, 벨기에 및 스페인 등과 같이 지하 저장시설을 위한 지리적 여건이 제한된 지역에서 사용된다. 미국을 제외한 다른 지역의 LNG 인수기지는 과거에 제3자에 공개되지 않았다. 따라서 LNG 탱크의 저장용량은 기존회사의 고유 운용수단이였다. 그러나 LNG 인수기지에 대한 제3자 접속의 허용됨으로 유럽에서는 변화가 일고 있으며 한국과 일본에서도 이러한 아이디어에 대해 검토하고 있다. 이와 관련 한국의 제 3기지인 통영 인수기지는 아시아의 허브 저장기지로 검토되고 있다.

---

186) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 65.

187) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, p. 68.

## ■ 수요측면 거래 유연성

수요측면에서의 유연성의 확보는 수급관리 능력 보유와 밀접한 관계를 갖고 있다. 공급자가 수요자의 요구에서 자유롭게 공급물량을 조절할 수 있다는 권리를 확보한다는 것은 곧 자율적인 유연성을 확보한다는 의미를 갖는다. 이와 관련하여 주요한 거래방식으로 이용되는 것이 수요자와 중단 가능 계약(Interruptible Contract)을 맺는 것이다. 이와 관련 공급자는 종종 대규모 산업 고객이나 발전업체와 중단가능 계약을 맺고 할인된 가스가격이 주어지는 대신 이러한 고객은 공급자의 요청에 의해 가스공급의 감소나 중단을 감수한다. 공급자의 중단 요청은 대개 기온과 연관된 특정 상황에 달려있다. 중단가능 고객은 대개 가스에서 다른 연료나 전기로 전환이 가능한 장비를 갖추고 있거나 가스기반의 생산을 중단할 수도 있다. 중단가능 고객은 유연성에 중대한 영향을 준다. 가스공급자는 가스공급에 여유 없는 기간동안 이러한 고객의 수요를 줄이도록 조율할 수 있다. 유연성의 확보 차원에서 공급의 중단이 고려된 계약을 체결한다는 것은 크게는 생산, 수송, 저장과 관련된 설비를 과잉 확보하고 또한 막대한 자금을 투자하지 않아도 된다는 것을 의미하기도 한다.

중단가능 가스공급계약은 구매자가 가스를 연중 2~20% 정도 할인된 가격에 구입하도록 한다. 이에 대해 공급자는 대개 기온과 같이 상호 협의된 상황에 따라서 가스공급을 중단할 수 있다. 그러나 몇몇 계약에서 공급자는 연중 정해진 한도 내에서 그들이 원하는 기간에 중단할 수 있다. 고객은 특별한 경우 전혀 없을 수도 있고 받는 가스량이 각기 다른 최소 물량 의무인수 책임(TOP)에 대한 제한으로부터 자유롭다.

중단가능 계약을 맺는 대부분의 고객은 이중연료 능력을 보유한다. 가스 외의 연료를 이용할 여력을 가질 것으로 기대하기 때문에 중단 기간에도 운영을 지속할 수 있습니다, 하지만 유럽의 국가에 위치한 고객은 계약에 명시한 바와 같이 자주 중단을 겪고 있지 않아서 이것이 실제로 중단 가능한지 의문시되고 있다. 이는 더욱 경쟁적인 환경에 의해 바뀔 수 있다.

미국과 영국에서의 중단가능 고객은 거의 중단을 경험하지 않으며 이로 인해 실제로 중단가능은 아니라고 할 수 있다. 유럽의 경우와 같이 중단가능 계약이 특정 고객에게 할인된 가격을 제공하는 것뿐만이 아니고 수요와 공급을 수급을 조절하는 관리방안이 된다. 1998년 미국에서는 중단가능 기반의 총 판매가 140 BCM으로 이는 총 가스판매의 25%에 해당한다. 산업시장의 38%(33

BCM)가 이러한 계약에 의해 맺어 졌으며 상업고객의 15%(13 BCM)가 중단 가능 계약을 선택했다.<sup>188)</sup>

중단 가능 계약이 존재할 수 있는 가장 큰 이유는 연료전환과 관련된 가스 공급 대안이 가능하기 때문이다. 이와 관련 증기발생이나 발전을 위한 보일러에서 연료전환을 하는 것에 가장 적합하다. 산업분야에서 증기발생을 위한 목적으로 가스는 잔여 석유연료로 대체될 수 있다. 전기분야에서는 복합사이클 가스터빈시설이 더욱 더 많이 사용되고 있어 유일한 대체연료는 석유연료이다. 그러나 일부 국가에서는 환경오염을 고려하여 이러한 방안고려를 원칙적으로 고려하지 않으나 이는 유연성의 확보 차원에서 비효율적인 면을 가지는 것이다. 원칙적으로 모든 가스연소 발전은 비가스 발전전력 및 여유 발전용량이 충분하기 때문에 연료전환이 천연가스에서 전기로 대체될 수도 있다. 이는 천연가스 가격을 낮추면 간단히 해결되지만 이러한 방법이 오래 지속되는 경우 가스공급의 장기중단을 초래할 수도 있다.<sup>189)</sup>

연료전환을 결정하는 방법과 관련 절차를 살펴보면 중요한 시사점을 보여주고 있다. 즉 산업이든지 발전 분야든지 연료전환 용량을 가진 가스고객은 시장신호에 반응하여 연료를 선택할 수 있다는 것이다. 유럽에서는 많은 발전사가 다른 연료를 사용하는 대체 발전시설을 보유하고 있다. 이러한 사용자는 전력시장에 의해 공급되는 전기를 점차 많이 사용하고 있다. 그러나 사실은 가격신호에 반응한 산업용 연료전환은 가스가격이 대체연료의 가격을 함께 높이기 때문에 유럽에서는 매우 제한적이다. 그러나 이러한 역전 현상은 한국에서 일어나고 있는데 상대 경쟁연료인 중류의 가격이 일시적으로 천연가스에 비하여 저렴한 경우 막대한 물량의 천연가스 수요가 발생하고, 반대의 경우 순식간에 재고가 쌓이는 현상이 발생하여 2002~'03년 동절기 천연가스 수급이 사실상 통제 불가능한 상황까지 발전했다.

이와 다르게 미국에서는 많은 산업고객이 천연가스의 가격이 오를 때 기타 연료로 대체할 선택의 여지가 있다. 이러한 선택은 2000~'01년 사이 천연가스의 가격이 급격하게 올랐을 때 몇몇 산업용 사용자에게 의해 시도되었다. 몇몇 다른 산업용 사용자에게 의한 선택은 운용을 줄이거나 중단하고 이미 계약 맺은 가스를 가장 높게 제시한 구매자에게 판매하는 것이다. 이러한 예로 테라 니트로젠(Terra Nitrogen)을 들 수 있다. 이 회사는 2000년 비료시설의 운용을

188) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 69-70.

189) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 70-72.

중단하고 다른 시설도 함께 운용을 감소시켰다. 미시시피 케미컬(Mississippi Chemical)의 경우 모든 운용을 중단하였다. 두 회사 모두 천연가스 선물 계약분을 팔았다. 2001. 1월 뉴욕시 시장에서 현물가격이 MMBTU당 2.56 달러에서 15.34달러로 상승하였을 때 가스고객의 연료전환 및 미국 북동부 일반 고객에게 가스서비스 중단이 나타났다. 이러한 갑작스러운 증가는 추운 겨울에 의한 수요급상승과 수송환경에 의해 발생했다. 연료전환은 천연가스 가격에 비교해서 얼마인지와 그 반응을 수행하는 속도에 의해 거의 결정된다.<sup>190)</sup>

### 제3절 세계 LNG 해운 및 조선시장

앞에서 고찰한 천연가스 및 LNG 시장동향으로 미래의 LNG Spot 해운시장을 예상할 수 있다. 그러나 이는 생산국과 수입국간의 물량수송이 정상적으로 진행된다는 가정 하에 가능한 것이다. 따라서 수송상의 고유한 잠재위험은 미래의 관련시장 전망내용을 전혀 다른 방향으로 유도할 수 있는 만큼, 이에 대한 연구도 반드시 필요하다. 이와 관련하여 해운과 조선시장의 특성 및 잠재 위험내용을 파악하고 세계 LNG 해운 및 조선시장 분석의 이론적 배경으로 활용하고자 한다.

#### 1. 해운 및 조선시장

##### ■ 해운시장

불확실한 미래를 위하여 대규모의 자본이 수반되는 투자를 결정하는 것은 한편으로는 투자위험을 감수하는 것이다. 또한 이러한 잠재적 위험을 관리하는 방안을 개발함으로써 반대급부로 수익을 창출하는 기회를 포착할 수도 있는 것이다. 이는 경제활동의 기본이며 핵심사항으로 해운 시장 역시 예외가 될 수 없다.

해당 선박이 수송하여야 할 물량이 국제적으로 활발하게 거래되고 미래에도 그 규모가 점차 증가할 것으로 확신된다면, 선박의 건조는 계속될 것이며 경제적 분석을 통하여 수익을 보다 많이 창출하지 않는 선박은 폐선 될 것이다. 만약 선박이 건조되지 않는 상황에서 무역량이 증가한다면 세계경제는

190) 자료출처 : IEA, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002, pp. 73-75.

성장하지 못할 것이며, 반대의 상황으로 선박수요가 감소하였으나 새로운 선박의 건조가 이루어지고 있다면 선주는 이익창출기회를 상실하여 중국에는 경제적 위기에 직면하게 될 것이다. 이를 해운위험이라 할 수 있다. 또한 이러한 기회와 위험이 연이어 발생하는 현상을 해운주기라고 한다.<sup>191)</sup>

○ 해운시장의 주기 발생

해운시장의 주기는 다른 산업 주기와 다른 특별한 경향을 갖지는 않는다. 즉 침체기(Trough), 회복기(Recovery), 절정기(Peak/Plateau), 그리고 쇠퇴기(Collapse)의 일반적인 4 단계 특성을 갖는다.<sup>192)</sup> 그러나 해운주기를 예상할 수 있는 간단한 공식이나 방법은 없으며, 순차적인 진행도 보장될 수 없다. 따라서 회복기는 중간에서 멈추어 침체기로 다시 돌아갈 수 있으며, 쇠퇴기에서 바로 절정기로 전환될 수도 있다. 때때로 시장은 침체기와 회복기 사이의 중간에서 장기간 머물 수도 있다.

[표 3-45] 해운주기

해운주기	내 용
침체기 (trough)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선 복량의 초과 징후를 보임.</li> <li>○ 선박가격이 상대적으로 낮은 가격에서 형성</li> <li>○ 선박 운항이 경우에 따라 고정비보다 낮은 수준에서 결정되며 한편 폐선시장은 활기를 띠</li> </ul>
회복기 (recovery)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선박 수요와 공급이 균형을 이루려는 추세를 보임</li> <li>○ 운항비보다 운임이 상승하는 움직임이 구체화 됨</li> <li>○ 회복에 대한 확신과 불확실이 공존</li> </ul>
절정기 (Peak/Plateau)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 과잉 선 복량은 시장에 흡수</li> <li>○ 선박 수요와 공급의 일치로 높은 운임이 형성</li> <li>○ 계선 선박의 재사용에 관한 경제성 연구 빈번함</li> <li>○ 운항선단은 해운수입 극대화를 추구</li> <li>○ 많은 전문선사가 설립</li> <li>○ 선박의 가격은 장부가액 이상이며 경우에 따라서는 신속히 가용한 선박이 신조 선박보다 고가현상이 발생</li> </ul>
쇠퇴기 (collapse)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 해운경제의 기조는 하강 국면</li> <li>○ 정기선 시장이 중요한 위치 점유</li> <li>○ 많은 선박들이 선적물량 부족으로 대기</li> <li>○ 유동자산의 흐름둔화로 해운회사의 부실 발생</li> </ul>

191) 자료출처 : Martin Stopboard, Maritime Economics, 1997, pp. 38-39.

192) 자료출처 : Martin Stopboard, Maritime Economics, 1997, pp. 42-43.

○ 해운시장에 영향을 미치는 요소

해운경제를 예측하는 것은 매우 어려운 작업이다. 그렇기 때문에 이를 종합하는 것 보다는 중요한 요인들을 하나씩 찾아내고 이를 인식하며 상호간의 역할을 분석하는 것이 무엇보다도 중요하다. 따라서 이런 접근방식을 달성하기 위하여 우선 해운시장 수요에 영향을 요소 5가지를 상정하도록 하겠다.<sup>193)</sup>

[표 3-46] 해운시장 수요에 영향을 미치는 요소

영향요소	내 용
세계경제	○ 사업주기, 교역 유연성, 교역 발전주기 형태로 영향 미침 - 요인은 소비와 투자의 승수 및 가속작용, 의사결정과 실행의 시간격차, 재고관리, 대중심리, 예측 불가능한 충격 - 교역 유연성은 해상 교역 성장률을 산업 성장률로 나누어서 산출. 지난 30년간의 대부분 교역유연성은 평균 1.4 포인트로 긍정적. <sup>194)</sup>
해상교역	○ 교역 발전주기는 단기적으로 농산물의 교역같이 계절적 성향을 보임, 장기적으로는 해당 산업의 특징에 의해서 발생.
선박 평균 항해거리	○ 해운의 수요는 화물이 운송거리에 영향을 받음 ○ 'Ton Miles' 라고 하는 단위로 표현되며, 운송되는 화물의 양 × 평균거리로 산출됨
정치적 사건	○ 국지적 전쟁, 혁명, 외국자본의 정치적 국유화, 각종 스트라이크 등을 포함
운송비용	○ 적절한 수준으로 줄이면 해운시장은 더욱 발전 ○ 선박의 규모를 확대하고 해운시장 조직을 효율적으로 개편함으로써 운송비용은 낮추고 서비스의 질은 높이려는 노력이 주종을 이룸

공급측면에서 단기적인 측면으로 영향을 크게 미치는 것은 다음과 같다.<sup>195)</sup>

193) 자료출처 : Martin Stopboard, Maritime Economics, 1997, pp. 114-115.

194) 자료출처 : Martin Stopboard, Maritime Economics, 1997, pp. 120-121.

195) 자료출처 : Martin Stopboard, Maritime Economics, 1997, pp. 114-115.

[표 3-47] 해운시장 공급에 영향을 미치는 요소

영향요소	내 용
세계 선단	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선박수명은 15~30년이므로 선단존재 여부는 장기 수송 능력 확보에 영향을 미침</li> <li>○ 세계 선단 확보 의사결정 당사자는 선주, 해운업자 및 용선지, 선박의 재정에 관련된 은행 그리고 선박안전 규범을 만들고 단속하는 관계당국임.</li> </ul>
선단 생산성	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선단의 생산성은 DEFT당 Ton Miles 로 측정. 측정 영향요소는 속력, 항구 정박시간, 선박 효율성, 바다화물 운송시간</li> </ul>
신조 건 조량	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선박공급을 조절하는 가장 활동적인 분야</li> <li>○ 신조를 통한 해운시장에의 영향은 장기적</li> <li>○ 선박 건조공급량은 정치적인 간섭으로 왜곡 가능.</li> </ul>
운임요율	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 단기 선 복량을 조절하기 위하여 사용</li> <li>○ 단기운행의 경우 계선이상의 가격에 반응. 장기운행은 선박 발주와 계선간의 사이의 결정에 따름.</li> </ul>

○ 선박경제와 선박 설계

이어서 선박 그 자체에 대하여 고찰하기로 하겠다. 는 로이드 선박등록협회(Lloyd's Register of Shipping)의 분류체계에 따르면 선박은 수백 가지로 분류된다. 이같이 다양한 종류의 선박과 선박의 설계가 어떻게 경제적 모델에 적용되는지에 대하여 고찰하는 것을 선박경제라고 한다.<sup>196)</sup>

선박경제와 관련하여, 선주 및 하주에게 요구되는 운송서비스를 정확히 파악하는 것이 무엇보다도 중요하다. 선주 및 하주에게 주어진 선택권은 어떤 것이 있으며, 선택에 있어서 경제적 기준은 무엇인가를 인지하는 것도 매우 의미가 있다. 이와 관련하여 고려되어야 할 것은 화물의 유형, 선박운영의 유형, 관련 당사자의 사업적인 철학이다.

○ 해운시장과 정부 정책

해운시장은 민간부문의 활동보다는 정부 의지 및 정책에 의해 크게 영향을 받는다. 따라서 해운시장의 현황을 파악하기 위해서는 거시적으로 외적 요소인

196) 자료출처 : Martin Stopford, Maritime Economics (second edition), pp. 381-382.



정부의 정책을 살펴보고, 이후 내적 요인으로 시장고유 기능을 살펴보는 것이 합리적이다. 부연한다면 정부 해운정책의 수립과 시행과 관련하여 기저가 해운 진흥정책인가 아니면 해운시장 육성정책인가 여부를 살펴볼 필요가 있다.

해운 진흥정책은 해운시장과 관련된 외부경제의 효과를 극대화하기 위한 정책으로, 가시적으로 내부경제에 미치는 효과가 적은 반면에 비가시적인 외부경제에는 효과가 크므로 반드시 사회간접 자본(SOC)으로 평가되어야 한다.<sup>197)</sup> 그러나 해운 진흥정책의 결과로 운송수단인 선박을 직접 대규모로 보유하는 것에는 장·단점이 있다. 즉 자국 선단을 보유할 경우 곧바로 필요한 선박을 동원할 수 있다는 장점이 있지만, 수송물량이 원활하지 않을 경우에는 막대한 자본이 소비되는 단점이 있다. 국제적 거래가 활성화된 지금의 경제상황을 고려한다면 반드시 자국 선박을 통해 화물을 운송할 필요는 당위성은 없다. 다만 자국해운을 갖지 못하는 경우 해당 국가의 국제무역은 자급적일 수도 없고 종속적일 수밖에 없을 것 유념해야 한다.

따라서 자국해운의 적정 선대규모 결정은 중요시 되어야 하며 아울러 해운의 외부 경제효과를 보장할 수 있는 범위 내에서 정책이 보조를 이루어야 한다. 한편 해운진흥책은 조선과도 밀접한 관련이 있다. 이는 조선 산업을 뒷받침하는 내수시장이 바로 해운산업이기 때문이다. 그러나 이 경우에 있어서의 효과는 가시적이어서 SOC로 보기 어려운 면이 있다. 종합적으로 보면 국내 해운산업을 발전시키고 또 해운의 외부경제를 극대화시키기 위해서는 정부와 관련 당사자가 합리적인 공조정책을 수립하여 실행하여야 하는데, 이러한 관점에서의 정부정책은 해운 진흥정책이라 할 것이다.

한편 해운시장 육성정책은 외부경제의 극대화보다는 내부경제효과의 극대화에 두는 정책이라고 할 수 있다. 해운산업 육성정책은 해운산업이 다른 무엇에 종속된 수단으로서의 산업정책이 아닌, 독립적 산업으로 육성되도록 목적을 설정하고 있기 때문에, 이를 달성하기 위하여 국가는 다른 산업과의 형평성을 고려하여 직접적으로 지원하기 보다는 간접적인 것이 바람직할 것이다. 즉, 해운산업 스스로 존속을 유지하는 것 이상의 지원이 외부로부터 이루어진다는 것은 바람직하지 않다.

따라서 이러한 해운 육성정책이라면 자유로우며 건전한 시장기능을 보장하는 선에서 이루어져야 할 것이다. 해운산업의 자유로운 행동을 보장하려면 어

---

197) 자료출처 : 한국해양대학교 목포해양대학교 선주협회, 국가 해운력 강화를 위한 상선사관 병역제도에 관한 연구, 2002. 7, pp. 26-27.

떠한 경우에는 무정책이 가장 효과적일수도 있고, 선박의 안전 및 승선선원의 복지에 대한 보장 등 비 상업적인 것에 머물러야 할 것이다. 이러한 정책기조에 따르면, 선박의 보유여부나 그 운영선박의 국적의 여부 등은 기업경영에 맡겨야 하며 또한 선박건조자금 조달문제와 선박관리 등은 정부에서 관리할 업무영역에서 제외하여야 한다.

일반적으로 해운시장의 경쟁력이 취약한 것은 자본비 부담이 크고, 선원비의 대부분을 차지하는 선원의 인건비가 과거에는 해상생활에 대한 보상을 반영하여 상대적으로 육상인력 보다 높은 수준이었으나, 최근에는 지속적으로 하락하였으며 연이은 승선 기피현상이 발생하고 이는 다시 인건비 상승압력 등의 문제로 대두되었기 때문이다. 이러한 현실에서 과연 해운시장은 관련비용을 줄일 수 있는 방안을 강구하는 과정에서 해운시장 경영의 자율성을 어떻게 보장받을 수 있겠는가에 역점을 두고 정부정책이 입안되어야 할 것이다.

결론적으로 해운이 지닌 외부 경제효과를 극대화시키기 위한 정책을 해운진흥정책으로, 내부 경제효과를 극대화시키기 위한 정책은 해운시장 육성정책으로 하여야 한다. 따라서 해당 국가는 일견 상반되는 정책의 선택에 있어서 많은 전방 및 후방산업과의 산업 연관성을 고려하여 정책을 선택하여야 한다.

그러나 급변하는 세계 해운시장 사업 환경과 경쟁을 고려한다면, 정부의 역할은 점차 퇴색되어 가고 있기 때문에 사실상 정부는 해운 진흥정책에 중심을 두어야 할 것이다. 그렇다고 해운시장 육성정책을 반드시 배제시킬 수는 없으므로 정기선 화물이나 계획적인 수송이 필요한 대량 화물이 아닌 경우에는 해당 화물의 수송문제까지 국가가 관여할 필요는 없고 기업의 영업활동 영역을 보장하는 수준에서 해운시장 육성정책을 병행에 실시해야 할 것이다.

#### ○ 해운동맹

향후 LNG선의 Spot 해운시장이 도래하였을 경우에 대비하여 반드시 고찰하여야 할 분야가 해운동맹이다. 이를 위하여 현행의 해운 동맹에 대한 사례연구가 필요하다.

해운동맹은 1909년 영국 왕립해운동맹조사위원회 보고서에 기원을 두고 있다. 이 위원회에서는 특정의 항로에서 운송사업 상호간의 경쟁을 규제 또는 제한하여 동일항로에 배선하고 있는 2개 이상의 정기 선사들의 불필요한 경쟁을 예방하고 상호 공동의 이익을 보호하고 증진하자 하였다. 이를 위하여 해

상화물의 운임, 기타의 수송조건에 관하여 협정 또는 계약체결을 유도하고 정기선시장의 질서유지를 목적으로 하는 국제기업연합체를 탄생시켰다. 즉 1875년 8월 영국과 캘커타 항로에서 최저운임제의 적용, 운임할인 계약제도 등을 통한 선사간의 경쟁방지를 위해 4개 선사가 캘커타 운임동맹을 결성하였다.

이 동맹을 통하여 공동의 운임율표를 제정하고, 동맹선사 간에 적정한 배선수를 설정, 유지하는 배선협정(Sailing Agreement)을 마련하였으며, 각 동맹선사는 특수항로에 일정기간 내에 취득한 운임액 가운데 소정의 항해경비 및 하역비용 등을 공제한 나머지 순운임 수입을 공동기금으로 공제하는 합동계산제(Pooling Agreement)를 실시하였고, 동맹선사간의 경쟁배제와 경비절감 및 합리적 배선을 철저히 이행하기 위하여 특정항로에 한하여 일시적으로 공동경영(Joint Service)을 실시하였다.

또한 동맹선에만 전적으로 선적한다는 계약을 동맹과 체결한 하주에게는 일반적인 비 계약운임에 일정한 차등을 두는 이중 운임율제(Dual Rate System)를 운영하였고, 하주가 6개월의 환급대상기간동안 동맹에 가입하지 않은 맹외선에 일체 선적하지 않았을 때에 하주는 그 기간내에 지급한 운임금액의 일정부분(통상 10%)을 되찾을 자격을 부여하는 운임 환급제(Deferred Rebate System)를 운영하였다. 그리고 동맹측이 통상적으로 4개월 동안 동맹선만을 이용한 하주에 대해서 이미 받은 운임의 10% 수준을 하주의 청구에 따라 해당 기간 종료 후에 환급하여 주는 성실보수제(Fidelity Rebate System)도 함께 운영하였다. 특히 동맹에 소속한 선박 중에서 특정선을 선정하여 맹외선의 기항지를 동일한 일시에 따라다니며 채산성을 무시한 저운임으로 경쟁하여 맹외선으로 하여금 동맹항로에의 배선을 단념하게 하는 경쟁대상선(Fighting Ship) 개념을 고안하였다. 이러한 내용의 해운동맹으로는 유럽운임동맹, 호주 운임동맹 그리고 1916년 미국 해운법의 범위 내에서 결성된 북미 해운동맹이 있다.

그러나 1960년대 국제무역이 활발해짐에 따라 많은 개도국들이 정기항로 진출을 추진하면서 기존의 동맹선사와 경쟁관계를 초래함에 따라 개도국들은 유엔무역개발회의(UNCTAD)를 무대로 남북문제 해결을 위한 해운동맹제도의 개선을 주장하였으며 해운동맹의 행동을 제약하는 장치를 설정하고 새로운 질서를 확립할 것을 요청함에 따라 1974년 4월 유엔무역개발회의에서 정기선 동맹행동 헌장조약을 채택하여 1983년 10월 6일부터 협약으로 발효하였다. 주요 골자는 동맹가입 문제, 교역참여 문제, 동맹·하주간의 관계 및 분쟁해결수단

등이다.

동맹헌장은 동맹의 운영실행을 구체화함으로써 하주의 이익보장의 도모를 주요 목적의 하나로 하고 있다. 따라서 운임율의 변경 등 동맹과 하주의 공통 이해관계 사항에 관한 결정에는 반드시 동맹과 하주(또는 하주협의회)와의 협의를 거치도록 하고 있다. 이 협의에는 정부도 참여할 수 있다. 또한 운임을 일괄적으로 인상할 때에는 10개월의 거치기간과 5개월의 예고기간을 설정하도록 하고 있다. 그 기간 중에 하주와의 합의를 마쳐야 하는 의무조항이 있다.

#### ○ 공동운항

현재 해운시장에서 새롭게 등장하고 있는 것이 공동운항이다. 이는 향후 LNG선의 운항과 관련하여 시사하는 바가 많다. 공동운항의 배경은 북미 구주 항로의 선복과잉으로 인한 선사들의 채산성 악화에 있다. 이에 따라 운항리스크를 줄이는 한편 서비스 지역을 확대하는 등 선박운항 효율 제고시키기 위하여 세계 주요 선사들이 공동운항을 단행하였다.

공동운항의 개념으로 조인트 서비스와 컨소시엄이 있다. 조인트 서비스는 공동운항, 공동배선을 의미하는 것으로 특정 항로에서 두개 이상의 선박회사가 공동으로 선박 스케줄을 관리하고 화물 집하 서비스를 하는 것으로 컨소시엄과는 달리 공동 서비스에는 선박이나 여타 다른 장비를 위한 공동투자는 없다. 반면 컨소시엄은 참여 선사들이 서비스 차원에서 출자한 새로운 법인 형태로서 각 선사들의 의사는 무시되고 하나의 대표 자격으로 소속 선박을 관리, 운영하는 형태를 갖다. 조인트 서비스는 각 선사들의 자기 상호를 그대로 유지하한 채 선단 운영만 공동으로 하기 때문에 영업활동이 자유롭다. 따라서 신축성 있게 독자행동을 할 수 있는 반면 컨소시엄은 선사들간 독자적 행동이 불가능하고 독특한 업무 기능을 수행하기가 힘들지만 통제하기 쉬운 것이 장점이 있다. 현재 대형 선사간 조인트 서비스는 크게 증가되고 있는 추세이다. 이와 관련 91. 5월부터는 Sea Land(미국)와 Maersk(덴마크)가, 10월부터는 미국의 APL과 홍콩의 OOCL이 공동운항을 개시했다.

#### ○ 선박관리회사

선주는 선박을 소유하고 그것을 스스로 관리하고, 운항하고 화물의 해상운

송을 본업으로 한다. 따라서 스스로 경영활동으로 선박의 소유(Owning of Ship), 선박의 관리(Management of Ship), 선박의 운항(Operation of Ship)을 수행한다. 그런데 선주를 대신하여 선주를 위한 서비스를 목적으로 하는 회사가 운영되고 있다. 이런 선박관리회사의 발달과 그 배경을 연구함으로써 향후 LNG선단의 효율적 관리 및 집중과 선택의 방법으로 LNG 현물시장에의 접근을 용이하게 하는 방법을 강구하고자 한다.

선박관리회사의 탄생은 근원적으로 해운산업의 침체에서 비롯되었다. 다수의 선주가 경영도산을 맞이하게 됨에 따라 선주에게 선박을 담보로 하여 금융을 제공한 은행, 보험회사, 투자회사, 리스회사 그 외의 금융기관, 관련회사, 조선회사 등은 회사정리의 과정에 있어서 선주의 미확채권의 보전을 위해서 담보로 한 선박을 압류하는 예가 속출하였다. 그러나 선박의 매매가 제때 이루어지지 않아 결국 선박을 차압하는 상황이 발생하였다. 이 경우 선박을 차압한 임시선주는 본선의 인수, 관리는 물론, 운항에 이르기까지 신뢰 가능한 선박관리회사에 일체를 위탁할 수밖에 없었다.

또한 오일 메이저 같은 대규모 하주는 종래 스스로 운수부문 또는 대량의 자사 전용선대를 가지고 자사화물을 운송하기에 이르렀다. 그러나 화물의 감소와 자사선의 코스트운임이 시황운임에 비해 현저하게 높아지는 상황을 맞이하자 경영합리화의 일환으로 운수부문의 합리화를 촉진하였다. 그 결과 스스로 해당 부문을 축소하고 선박관리회사를 만들어 선박관리와 운항을 위탁하는 회사를 설립하는 결과를 탄생시켰다.

또한 OPEC 국가를 시작으로 중국, 그 외 국제해운의 발전도상국이 정부직계의 국영해운회사를 설립하여 선박을 소유, 관리, 운항을 행하고 있는 예가 많아 졌다. 이런 경우 특정의 선사에게 특혜를 주기도하고, 원조를 하는 것보다 중립적인 대규모의 선박관리회사에게 전체를 맡겨 고도의 전문적 지식과 경험을 활용하고자 하는 움직임이 있다.

## ■ 조선시장

### ○ 조선시장의 중요성

선주 및 하주가 조선시장에 참여하는 데는 몇 가지 동기가 있다. 이는 특정한 크기와 특별한 선박을 필요로 하나, 중고선 시장에는 적당한 선박이 없

기 때문에 마지막으로 선택하여야 하는 방법이기 때문이다. 신조 시장은 관련 시장상황이 견고하고, 적합한 선박의 공급이 제한적일 때 자주 발생한다. 일반적으로 대형 선사들은 규칙적인 대체선박 정책을 가지고 있지만, 이것 보다는 낮은 선가와 자금조달 환경에 크게 좌우된다. 선주와 하주는 신조와 관련하여 브로커를 지정하기도 하지만 많은 선주는 직접 신조시장에 참여하기 위하여 신조선 발주 시장에 접근하기도 한다.

#### ○ 조선시장의 지역적 변화

세계적으로 조선시장은 지역적으로 변화를 보여주고 있다. 이는 현재 가용한 조선능력을 가늠하고 향후의 추세를 짐작하는데 무척 중요하다. 1 세기 전에는 영국이 선박 건조를 독점하였다. 그러나 점차적으로 유럽대륙과 스칸디나비아 반도로 영국의 몫이 밀려 40%로 하락하였으며, 1950년대에는 일본이 유럽을 추월했으며 1969년에는 전 세계 시장의 50%를 차지하게 되었다. 1980년대에는 한국의 조선소가 급성장하여 세계적으로 수위를 점하여 일본의 지배적인 위치를 2위로 내려놓았다. 현재 중국은 조선시장에서의 중요한 위치를 차지하기 위하여 국가적으로 역량을 투입하고 있다.

영국 선박건조 산업의 몰락 이유 중 하나는 수동적 기술을 기본으로 하는 생산과정으로부터 20세기 일본과 스웨덴에서 발전시킨 통합된 생산기술로의 한 단계발전이 실패하였기 때문이다. 한편 스칸디나비아와 유럽 대륙의 신조선 시장 점유율의 하락은 일본의 신조선 산업에서의 강력한 성장 때문이다. 세계 선박 건조시장에서의 일본의 성장은 조선업과 해상활동의 상호 지원관계에서 이루어 졌다. 일본의 경우 2차 세계대전 이후의 경제성장은 해상무역의 절실한 수요를 만들었다. 처음 일본 조선 산업의 발전은 국가적인 해운과 해운 프로그램으로부터 동력을 얻었으며 강력한 정부의 지원은 고도성장을 유도하였다. 이와 관련 건조 선박 확보를 위한 선박건조 계획 프로그램이 1949년 세워졌다. 동 기간에 정부는 해운 및 조선 관계위원회 고문들로 구성된 심의회에서 건조 선박의 선복량, 국내 조선업자들과 선주들의 지원금의 배분을 결성하였다. 선택된 선박 선사들은 우호적인 금융조건들을 받았고 결론적으로 정부의 관리로 성장하였다.<sup>198)</sup> 1951~72년 동안 일본 발전은행이 대부한 총자금의 31.5%는 해상운송을 위한 것이었다.

198) 자료출처 : Martin Stopford, Maritime Economics, 1997, pp. 462-463.

조선 산업에 대한 일본의 전략은 우선 대형의 현대적인 조선소를 건설하고 건조선박의 수출시장에서의 높은 경쟁 우위를 확보하기 위하여 일본 국내 선박시장을 이용하는 것이었다. 이를 위하여 거대한 선박을 생산할 수 있는 도크를 가진 조선소를 건설하기 위하여 국가차원에서 막대한 투자를 하였다. 이러한 프로그램에 따라 미쓰비시, 미쓰이 그리고 카와사키 조선소가 성장할 수 있었다.

한편 세계의 선박 건조 시장에 한국의 출연은 일본의 사례를 충분히 검토하고 신중하게 추진된 산업계획에 의한 결과였다. 1970년대 초, 거대한 투자 프로그램이 계획되어졌다. 한국의 조선시장의 발전은 일본과 다른 면을 가지고 있다. 즉 한국은 국내선대의 증대를 우선으로 한 일본의 경우와는 달리 선박 수출시장에 훨씬 더 치중을 했다. 결과적으로 한국에서는 현재 세계시장을 좌우하는 삼성, 대우, 한진, 현대조선소 등을 탄생시켰다.

#### ○ 조선시장 주기와 선박가격

선박시장의 주기는 해운시장과 같이 수요변화에 민감하게 반응하지는 않는 특성과 시간의 지연이 발생한다는 것으로 설명될 수 있다. 따라서 선주와 하주는 2~3년의 수요변화를 앞서 예측하는 것이 무엇보다 필요하다. 이러한 예측을 통하여 최고의 선박 활황기에 선박주문을 주문하였으나 조선 및 해운시장이 하락세일 때 더 큰 과잉 선복량을 창출하고 이로 인한 재정적 손실을 예방할 수 있다.

한편 선박 건조 주기는 가격기능에 의해 통제되어진다. 선박 건조는 세계의 가장 개방적이고 경쟁적인 시장중의 하나이다. 따라서 기본적으로 조선소의 경쟁력은 재정적으로 우세한 선박 건조 가격을 산출할 수 있는가에 달려있다. 그리고 조선소는 가격이외에 환율변동이라는 새로운 주요한 문제를 선박 건조 시 고려하기 시작했다.

#### ○ 신조선 발주계약 내용

신조선 발주 시, 계약과 관련한 절차 및 방법이 중요하게 취급된다. 이와 관련한 예비 협상에서는 설계의 세밀한 부분과 건조계약을 발전시키기 위한 기초로 합의의향서가 작성된다. 합의의향서 단계는 보통 법률적인 의무를 지

우지 않음에도 불구하고 조선소가 설계하는데 필요한 중요한 밑거름이 된다.

## 2. LNG 해운 및 조선시장

### ■ LNG선 일반

LNG를 해상 운송이 최초로 미국에서 행하여진 이래, 지금까지 LNG 수송을 위한 각종 화물창 시스템(Cargo Containment System)이 개발되어 왔다. 이들을 크게 분류하면 멤브레인(Membrane) 방식과 독립 탱크 방식으로 분류된다. 이들 가운데 멤브레인 방식은 GT(Gaz Transport)형과 TG(Technigaz)형이 있고 독립 탱크방식은 모스(Moss)형과 SPB형이 있다.

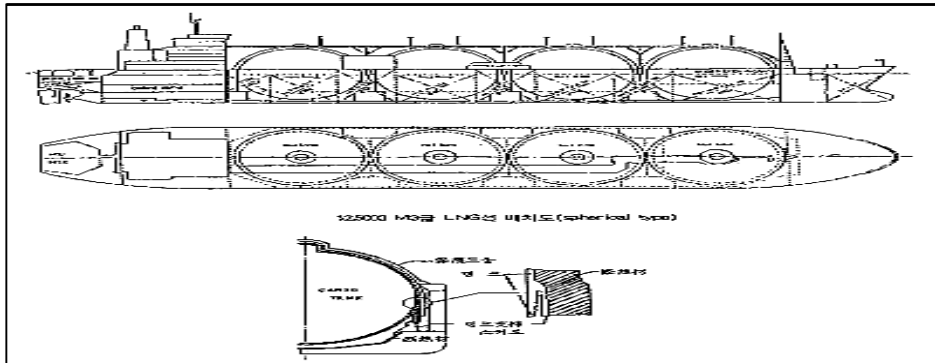
### ■ LNG선의 형식과 특징

#### ○ 모스 방식

방열재가 없는 원통상의 스커트(Skirt)로 지지되는 단순한 구조이기 때문에 높은 정도의 응력해석이 가능하다. 1차 방벽으로는 알루미늄 합금(A5083) 또는 9% 니켈강이 이용되고 방열 재료인 폴리스티렌 폼(Poly-Styrane Foam) 또는 폴리우레탄 폼(Poly-Urethane Form)은 구형탱크 외면 및 원통상 스커트 상부에 있다. 2차 방벽은 부분격벽으로 경감되어 있다. 이것은 탱크의 파괴가 일어나기 전에 충분한 여유를 가지고 미소량의 가스누설을 탐지할 수 있도록 한 것이 탱크피로도 해석에서 증명되었기 때문이다.



[그림 3-35] Moss형 LNG선 구조도



적재화물은 탱크자체가 지지하며, 화물탱크는 선체 구조에 고착된 스킷에 의해 지지되는 방식이다. 탱크두께는 알루미늄 합금 경우 약 35~200 mm (적도부근)이며, 9% 니켈 강 경우, 20~75 mm이다.

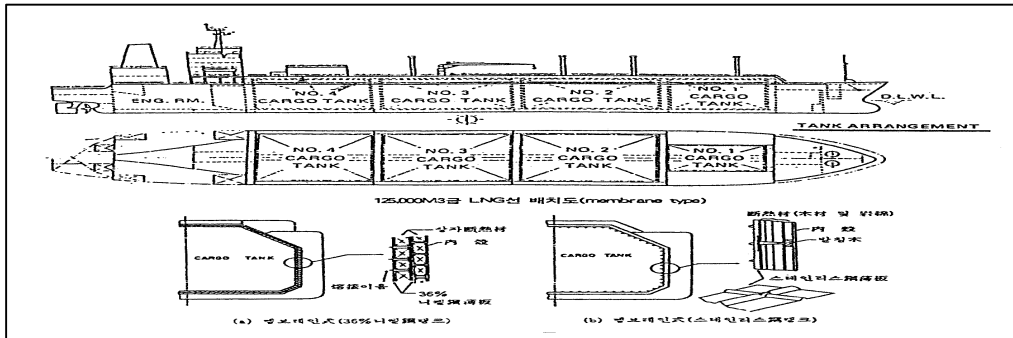
[그림 3-36] Moss형 LNG선 (Oceanpia호)



○ 멤브레인 방식

멤브레인이란 0.5~1.2mm 정도의 아주 얇은 막으로 독립식 탱크는 탱크자체가 화물탱크로서의 강도를 갖고 있는데 비하여, 멤브레인은 누설방지를 위하여 액밀성만을 가질 뿐 화물탱크로서의 강도는 없다. 화물의 하중은 방열재로부터 선체에 전달되어 지지된다.

[그림 3-37] Membrane형 LNG선 구조도



멤브레인에는 두 가지 방식이 있는데 하나는 열 신축대책으로 주름이 잡힌 멤브레인을 사용하는 Technigaz 방식이며, 다른 하나는 Invar의 특성을 이용, 평탄한 멤브레인을 사용한 Gaz Transport 방식이다.

< Technigaz 멤브레인 방식 >

이 방식의 특징은 1차 방벽으로 사용하고 있는 1.2 mm 두께의 과형이 붙은 멤브레인(1.2 mm 두께의 주름잡은 stainless 강박판)내에는 거의 큰 응력이 생기지 않는다. 방벽재로는 발사(Balsa)재, 2차 격벽으로는 3.4 mm 두께의 특수합판(사탕 단풍재 합판)을 선택한 것을 Mark I 이라 하며, 많은 건조실적을 갖고 있다. 한편 비용절감과 재료의 신뢰성을 높이는 목적으로 방열재를 유리(Glass)섬유가 들어 있는 폴리우레탄 폼(Poly-Urethane Form), 이차방벽으로서 트라이 플렉스(Triplex, 알루미늄 박스 양측에 유리섬유를 붙인 것)을 사용한 것을 Mark III 형이라 한다.

< Gaz Transport 멤브레인 방식 >

GT 멤브레인 방식의 특징은 1차 방벽, 2차 방벽이 동일한 0.5~0.7 mm 두께의 36% 니켈강(Invar)을 사용하고 있다. 이 Invar는 열에 의한 선팽창계수가 극히 작은 특징을 가지고 있기 때문에 열 신축에 의한 영향을 거의 받지 않는다. 방열재로는 화산재(Perlite)로 채운 합판상자가 사용되고 있다. 이 방식의 특징은 1·2차 방벽이 거의 같은 정도의 액밀성 및 강도를 갖고 있어 1차 방벽의 누설시 상당한 기간동안 2차 방벽만으로도 화물을 안전하게 지탱할

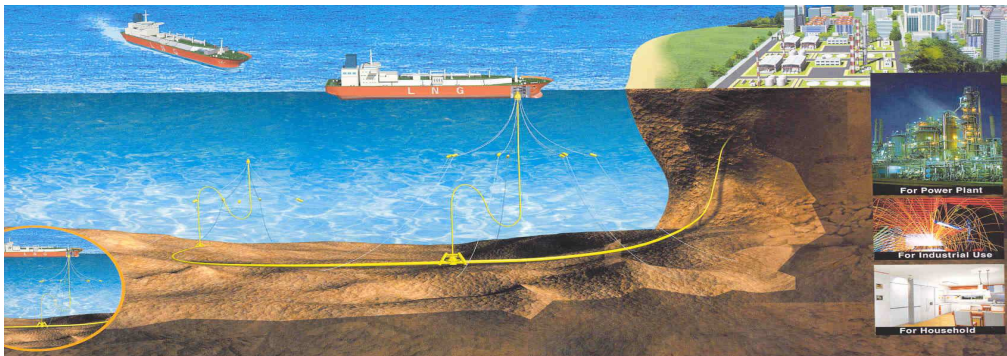
수 있다는 점이다.

[그림 3-38] Membrane형 LNG선(Summit호, GT Type)



한편 LNG 선박에 대한 새로운 개념이 도입되고 있는데 이는 LNG RV<sup>199)</sup>와 CNG 선박<sup>200)</sup>이다. LNG RV는 기존 LNG선과는 달리 LNG 선박 내에 LNG 기화설비 및 해상정박설비를 탑재한 선박으로 해상의 선박에서 LNG를 기화 후 해저배관으로 육상의 가스배관망에 접속하여 천연가스를 수송가에게 공급할 수 있는 개념의 LNG 선박이다. 이와 관련 한국 내 대우조선은 Exmar에서 수주한 2척의 LNG RV선박(2004. 11월, 2005년 4월 인도 예정)을 건조 중이다.

[그림 3-39] LNG RV선 개념도



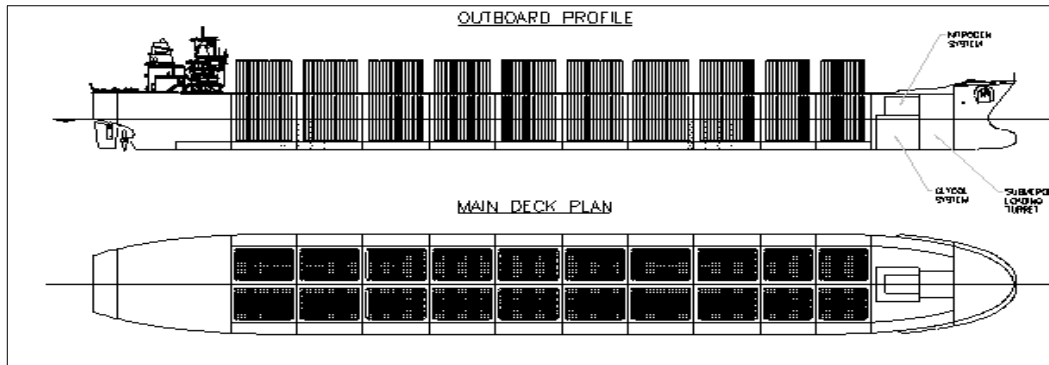
한편 기존의 LNG선은 LNG를 적재할 수 있는 시설을 갖춘 반면, 압축천연가스(CNG)를 적재하는 개념으로 연구되고 있는 선박이 있다. 이는 압축 천연

199) LNG RV : LNG regas vessel의 약칭.

200) CNG 선박: Compressed Natural Gas Transportation and Storage System을 말함.

가스를 저장하는 수많은 실린더를 저장탱크로 사용하는 것으로 한국의 현대중공업과 일본의 가와사키 중공업에서 연구하고 있다.

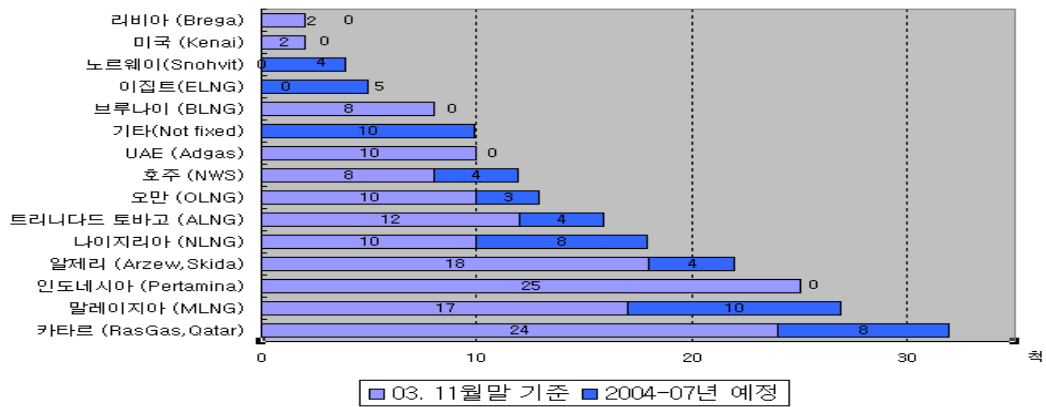
[그림 3-40] LNG CNG선 개념도



■ LNG선 선대 현황

2003년 11월 말을 기준으로 하면, 세계적으로 운항되고 있는 선박은 146척이며, 발주가 확정된 선박은 60척이다. 이를 국가별로 살펴보면 아래와 같다.

[표 3-48] 운항중인 LNG선<sup>201)</sup>



각국별로 분석하면, 카타르 항로의 경우 운영중인 24척에 향후 8척을 투입하여 32척 규모의 선단을 운영할 것으로 예상되며, 말레이시아의 경우는 운영 17척에 발주분 10척을 포함하여 27척 규모가 될 것으로 전망된다. 한편 인도

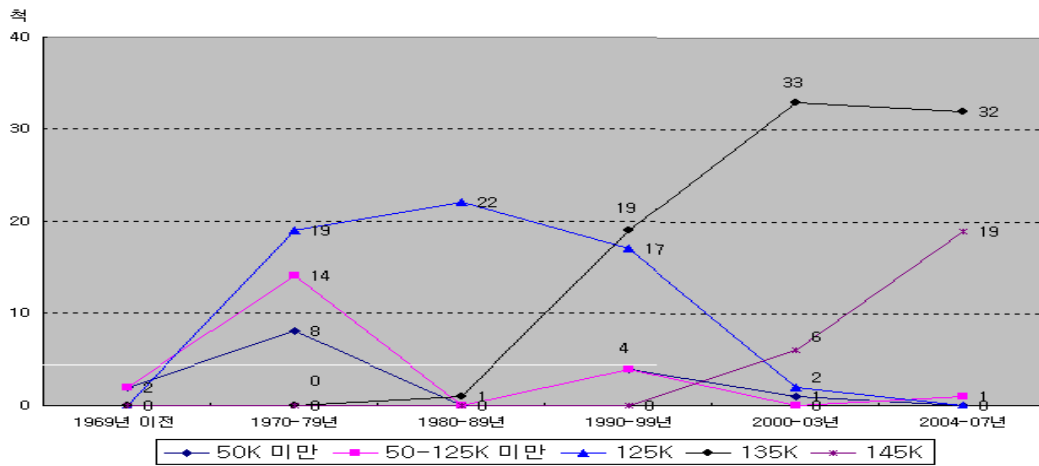
201) 자료출처 : 한국가스공사 수송팀, 2003. 11.

네시아는 추가 발주를 하지하는 추세이며, 이는 신규 및 확장 플랜트의 생산 유연성이 미흡한 것으로 판단된다. 또한 현재까지 중·장기계약에 완전히 연계되지 않은 선박이 10척으로 추산된다.

○ LNG선 건조 추세

LNG선의 건조 추세를 보면 최초 50,000m<sup>3</sup>에서 발달하여 125,000m<sup>3</sup>급이 세계의 표준으로 자리를 잡았으며, 한국의 135,000m<sup>3</sup>급 LNG선 건조에 대한 집중참여로 표준사양은 135,000m<sup>3</sup>급으로 변경되었다. 그러나 2004년을 기점으로 145,000m<sup>3</sup>급으로 전환될 것으로 전망<sup>202)</sup>되며, 향후에는 더 큰 규모의 LNG선 건조가 예상된다.

[표 3-49] LNG선 건조 추세



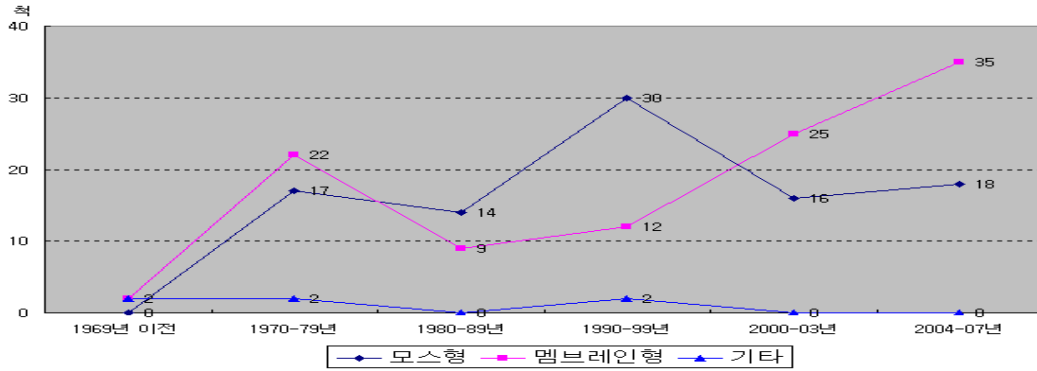
○ LNG선 선형 변화

LNG선은 초기 Moss형이 주종을 이루었으나, 점차 Membrane으로 선형이 변경되는 추세를 보이고 있다. 이는 한국의 조선소가 Moss보다는 Membrane에 집중 참여한 결과이다.<sup>203)</sup>

202) 자료출처 : 한국가스공사 수송팀, 2003. 11.

203) 자료출처 : 한국가스공사 수송팀, 2003. 11.

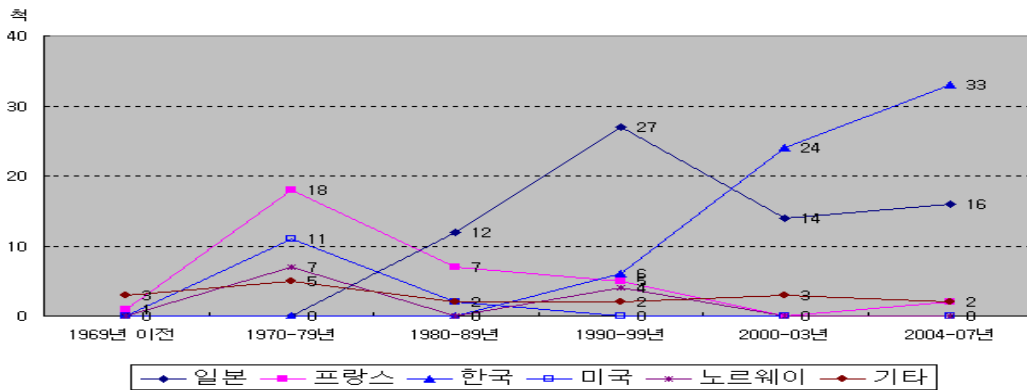
[표 3-50] LNG선 선형 변화



○ LNG선 건조국 동향

현재 한국의 조선소가 전 세계 LNG선의 650%이상을 건조하고 있다. 이는 한국의 건조기술이 안정기에 접어든 결과이기도 하지만 LNG 건조선가가 일본에 비하여 저렴한 영향도 있다. 즉 한국은 1997년 아시아의 경제위기로 인하여 원화가치가 폭락하자 상대적으로 노무비가 감소하는 반사이익을 누렸다. 이렇게 되자 한국의 조선소는 국제 선주들이 발주하는 LNG선에 대해서 가격 경쟁력을 갖게 되었다. 부연하여 한국의 조선소는 한국가스공사가 발주한 LNG선의 건조성공으로 이미 국제적으로 LNG선 건조 명성을 갖고 있다.

[표 3-51] LNG선 건조국 추세

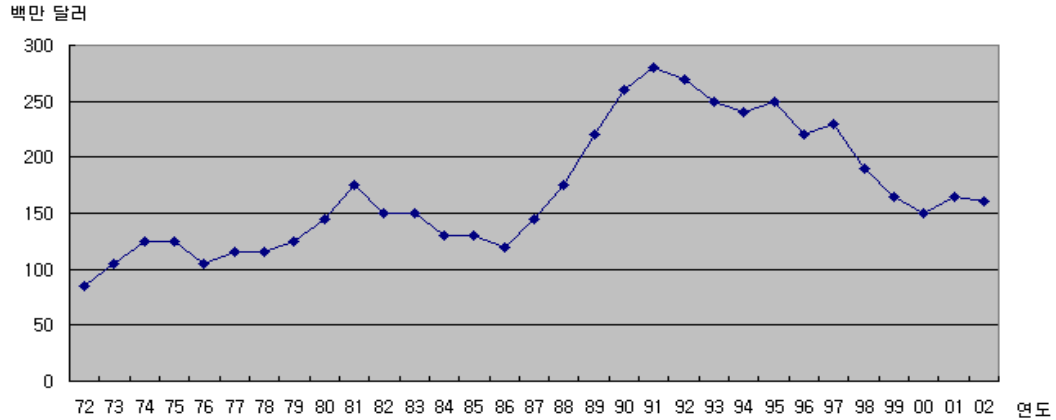


○ LNG선 선가 추세

LNG 선가는 1991년을 기점으로 하여 상승국면에서 하양국면으로 전환되었

다. 그 주요 이유는 선박발주가 급속히 증가하고, 한국이 본격적으로 건조시장에 참여함에 따라 그동안 건조를 독점하던 일본과 선가경쟁이 촉발되어 전반적으로 선가가 하향되는 결과를 도출하였다.

[표 3-52] LNG선 선가 추세<sup>204)</sup>



○ LNG선 여유선복 발생여부

선박의 신규 발주한 LNG선 중에서, 일부 선박은 LNG 구매자 또는 판매자가 확정되지 않거나, 순전히 투기 목적으로 발주된 것으로 판단된다. 한편 말레이시아 MISC가 운영하는 2~3척의 LNG선이 기존의 프로젝트에서 퇴역하여, 단기시장에 투입될 태세를 갖추고 있다. 이 선박 중 한 척인 Tenega Satu는 2003년 초부터 3년간 프랑스의 GDF에 1년 연장 옵션 보유로 용선되었다.

한편 LNG 생산자와 구매자는 전략적 이점 때문에 LNG 수송에 대해서 통제력을 갖고자 노력하고 있다. 즉 판매자의 경우, LNG선으로 잉여 물량을 효과적으로 시장에 매도할 수 있는 선복을 확보하려고 한다. 구매자 입장에서는 LNG선을 확보함에 따라 유연한 선박운항을 할 수 있다. 또한 물량 스왑 기회를 증대시켜, 수송비를 낮추고 선복량을 증가시키는 효과도 기대할 수 있다.

아직 특정 프로젝트에 취향이 결정되지 않은 선박은 지금 부상하고 있는 현물과 단기 거래에 투입될 것으로 보인다.

이와 관련 일본 에너지경제연구소(IEEJ)는 최근 발표한 자료에서, 2010년까지 총 34척의 LNG선이 장기 용선을 종료하게 되며, 이중 19척이 다른 장기용

204) 자료출처 : LNG Japan, November 2003.

선 계약이나 특정 LNG운송 프로젝트에 고정 운항되지 않고 단기용선 시장에서 운용될 것이라고 전망하고 있다. 전망근거는 LNG시장에서 단기 및 중기운송 계약의 지속적 증가, LNG선의 단기용선 수요상승, 그리고 LNG 매매계약의 형태의 다양화와 연계된 LNG선 운송계약의 유연성 다양성을 들고 있다.<sup>205)</sup> 그러나 이 경우 단기용선에 투입되는 LNG선은 운항율이 낮아질 수 있는 위험 부담이 있기 때문에, 신조선 보다는 감가상각이 끝난 중고 LNG선이 단기용선 시장에 나타날 것으로 예상하고 있다.<sup>206)</sup>

### 3. LNG선 소유와 선박금융

#### ■ LNG선과 선박금융

LNG선의 소유를 설명하기 위해서는, 먼저 LNG선 선박금융에 대한 고찰이 필요하다. 이는 LNG선 건조가 선박금융의 조달 여부에 달려있다고 해도 과언이 아니기 때문이다. 우선 선박금융의 특성을 살펴보면 i)금융금액이 크며, 원리금 상환기간이 장기로 대략 2.0억불(건조중 이자 포함)이상이며 20년 이상을 원리금 상환기간으로 하고 있으며, ii)원리금 상환방법 및 기간이 반영된 운임 구조를 유지하는 것이 일반적 형태로 자본비 항목으로 전부 반영하며, iii)금융 제공자의 채권보전 및 보호조치가 강화된 체계를 유지하는데 다른 선박과 마찬가지로 대주의 이익보호(Yield Protection)<sup>207)</sup>, 저당권설정 및 보험가입 등의 보호조치가 마련되어 있다. 그리고 iv)협조금융(Syndicated Loan) 및 명목상법인(Paper Company) 운영체제이므로 관련 당사자가 많고, 다수의 관련계약문서가 존재하는 것이 특징이다.

#### ■ 선박금융의 원천

LNG선 건조를 희망하는 전문선사가 국내외 금융시장에서 이용할 수 있는 선박금융의 원천은 i)은행 등 금융단으로부터의 차입금융(Bank Loan), ii)리스

205) 자료출처 : KAIJI PRESS, 2003. 10.

206) 자료출처 : 현대중공업, DAILY INFORMATION('03. 10.29).

207) '대주 이윤보호(yield protection)조항'이라고 하는데, 국제금융시장에서 각종 이자율 결정의 기준이 되는 LIBOR 수준을 결정하기 어려운 경우, 대주의 이익을 저해하지 않는 수준에서 Libor를 대체할 이자율을 상호협의·합의하여 결정할 한다는 내용임.



금융(Lease), iii)주식시장에서 주식발행에 의한 금융조달(Equity Financing), iv)선박투자회사를 이용한 금융, v)사미꾸센 금융, 그리고 vi)장기운송계약을 이용한 메자닌(Mezzanine) 금융이 있다.

○ 은행 등 금융단으로부터의 차입금융

은행으로부터의 차입금융(Bank Loan)은 크게 세 종류가 있다. 이는 ㉠조선 공업국가에서 자국건조선박의 수출촉진 및 증대를 목적으로 선박건조자금을 대출하는 공적 수출금융(Official Export Credits), ㉡정부가 주도하는 계획조선 제도에 의한 계획조선자금 차입금융, ㉢일반 상업은행으로부터의 차입금융(Loan by Commercial Banks)이다.

○ 리스금융(lease)

리스회사가 전문선사와 리스계약 체결을 위한 선박을 조선소에 발주하는 경우도 전문선사는 리스회사를 통하여 신조선박의 구조, 기술 및 운영상과 관련된 특성을 조선소에 요구할 수 있다. 또한 리스회사와 선사(나용선주)간에 나용선 계약을 체결하는 경우에는 나용선료 및 그 지불방법과 위약시의 해결 방법 등의 일반적인 사항 이외에 리스 만기시에 선사(나용선주)가 선택할 수 있는 옵션(Option)과 리스의 조기 종료시의 처리방법 등과 같은 특수한 상황에서 리스조건들을 나용선계약서에 명시할 수 있다. 한편 한국에서 전문선사가 선박 취득수단으로 가장 많이 이용하는 국적취득조건부나용선(BBCHP)<sup>208)</sup> 방식은 계약기간 내에 선박대금 완납 후 소유권을 획득할 수 있는 점만 다를 뿐 할부구매방식(Installment Purchase)의 선박리스와 유사한 방법이다.

○ 주식시장을 통한 금융조달

선주가 외부차입에 의한 자금조달만을 계속할 경우 금융비용이 계속 증가하여 재무구조가 더욱 악화됨. 선주는 이와 같은 재무구조 취약성을 개선하여 자기자본비율을 높이는 방안으로 주식시장을 통한 자금조달을 적극 활용할 필요가 있다. 영국, 미국 및 일본 등지의 대규모 주요 전문선사들은 홍콩, 런던

208) BBCHP : Bareboat Charter with Hire Purchase의 약칭.

과 뉴욕 등의 증권시장에 자사주식을 상장시키고, 신주발행이나 채권발행을 통해 자금조달(Equity Financing)을 하고 있다. 이와 같이 전문선사가 증권시장을 통하여 자금을 조달하여 선박을 확보하는 경우 이자 지불 부담과 부채상환 부담을 경감시킬 뿐만 아니라 담보제공의무도 피할 수가 있으므로 금융비용의 절감과 선박의 자본비 인하 효과를 올릴 수 있다.

#### ○ 선박투자회사를 이용한 금융

선박투자회사를 이용한 금융은 노르웨이와 독일에서 발달하였다. 한국에서도 선박 투자회사법이 시행중에 있다. 이중 노르웨이의 합자회사(K/S) 금융제도는 K/S 금융방법은 노르웨이 정부가 각종 금융이나 세제특혜를 바탕으로 개인투자자들이 합명, 또는 합자회사 형태의 투자클럽을 형성하여 선박에 유동자금을 투자하도록 유도하는 제도이다. 이 제도는 일반투자자들의 위험부담 자본(Venture Capital)을 이용할 수 있고 투자위험을 분산시킬 수 있는 장점이 있다. 그러나 투자자들이 단기투기에 집중할 경우 현금관리가 어렵고, 일선일사(One Ship, One Company) 방법으로 운영하게 되면 투자분산효과가 감소하며, 선박의 보수·유지·관리가 비효율적일 뿐만 아니라, 선가 하락시 손실이 커지고 이에 대한 마땅한 대비책이 없는 단점이 있다. K/S 금융제도로부터 누릴 수 있는 혜택은 세제에 있다. 납세주체는 투자주체인 각각의 투자참여자가 되며 투자참여자별로 세제상 손익회계가 이루어지고, 연 25%의 정율 상각이 투자참여자별로 적용된다. 이와 같이 고율의 상각을 적용할 경우 투자참여자는 세전소득을 전무하게 또는 적자를 기록하도록 조절하여 절세를 할 수 있을 뿐만 아니라, 해당선박을 매각하여 자본이득을 올릴 경우 8년 동안 과세유예가 되며, 8년 경과 이전 또 다른 K/S에 투자하는 경우 그 기간이 다시 연장되어 과세유예가 주어지는 세제혜택을 누릴 수 있다.

한편 한국의 선박투자회사 금융은 '97. 11월 금융위기이후 국가 신인도 하락으로 인하여 한국 외항선사들에 의한 국내·외 자금차입을 통한 선박건조가 어려워짐에 따라 정부는 건전한 투자기회를 제공하고 민간자본을 이용한 선박건조자금 확보로 국적선사의 경쟁력을 제고하고, 조선업 및 관련산업의 활성화를 목적으로 2002년 5월 13일 관련법령을 입법화하였다. 이후 2003년 8월 6일 일부내용을 개정하여 시행중에 있다.

[표 3-53] 한국 선박 투자회사법에서 정한 관련회사의 의무

구분	역무
선박 투자회사	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선박에 투자하여 수익을 주주에게 분배</li> <li>○ 해양수산부장관의 인가에 의해 설립</li> <li>○ 1척 선박만을 소유. 회사 존립 기간중에 타선박으로 대체 안됨 존립기간은 선박투자업의 인가를 받은 날로부터 5년이상. 자금차입 및 사채발행한도는 자본금의 10배까지 가능(개정 2003.8.6)</li> <li>○ 취득 또는 소유선박을 선박 운항회사에 2년이상의 기간을 정하여 임대. 대선기간이 끝나는 시점에 선박 운항회사에게 선박소유권을 이전하는 조건으로 대선가능..</li> </ul>
선박 운영회사	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선박 투자회사의 위탁을 받아 선박자산을 운용</li> <li>○ 선박운영회사는 해양수산부 등록 필요</li> <li>○ 자금차입 및 사채발행한도는 자본금의 4배로 제한. 납입 자본금은 70억 이상</li> <li>○ 해운 및 금융전문가 각 2인을 포함하여 6인 이상 확보필요</li> <li>○ 운영회사는 여러 개의 선박투자회사로부터 선박을 위탁받아 운용가능</li> </ul>
자산보관회사	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 신탁업법에 의한 신탁회사로서 선박 투자회사 위탁을 받아 자산의 보관 및 관련업무 수행</li> </ul>
선박운항회사	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선박투자회사가 소유하는 선박을 대선 받아 그 선박을 운항하는 업무를 함</li> </ul>

현재 한국의 선박운영회사로 1개 회사가 설립되어 운영중이며 추가로 1개사가 설립 추진 중에 있다.

[표 3-54] 한국 선박 투자회사 설립 및 추진현황

구분	설립일	자본금	특징	대표자
한국선박운용(주)	2003.2.	73억원	신조선 건조중심	김연신
A.S.I.선박운용(주)	추진중	72억원 (예상)	중고선 매입중심	김기섭

제2호 선박운용회사인 ASI 선박운용회사는 2003년 10월초 장하선박(주)을 대상으로 중고선 매입을 추진하였으나 외국투자자 유치 실패로 추진이 중단된 사례가 있다.

○ 시꾸미센 금융제도

시꾸미센 제도는 1960~70년대에 홍콩과 일본에서 성행한 제도로서 일본

선주에게는 절세와 운항비(특히 선원비) 절감과 국가적으로는 조선산업의 활성화를 가져온 선박취득을 위한 하나의 금융방법이다. 일본선주가 선박을 국내 조선소에서 건조하여 국내자산으로 등록할 경우 취득세 등 각종 세금을 납부하여야 하며, 개발도상국 선원보다 선원비가 월등히 높은 자국선원을 승선시켜야 하는 등 각종 규제로 인하여 운항비가 높아지게 된다. 따라서 홍콩선주는 일본 조선소에 신조선을 발주하여 선가의 70% 정도에 해당하는 금액의 용자에 일본 수출신용금융을 이용하고 동시에 일본선사와 장기의 정기용선계약 또는 나용선 계약을 체결한다. 홍콩선주는 위와 같은 방법에 의해 건조된 선박을 등록에 필요한 비용 및 세금이 월등히 저렴한 파나마, 라이베리아 또는 홍콩에 등록하여 일본선원이 아닌 선원비가 저렴한 제3국 선원을 승선시킨다. 또한 이 결과로 일본의 하주들은 보다 저렴하고 경쟁력을 갖춘 안정된 운임을 지불하고 화물을 수송할 수 있다.

#### ○ 메자닌 금융제도

전문선사는 신조선이나 중고선 취득시 석유메이저와 같은 대형하주와 전용선 장기화물운송계약을 체결. 또한 전문선사는 금융제공자로부터 차입한 자본을 상환하기에 충분한 운임율을 보장하는 일종의 보증서를 석유메이저와 같은 대형하주로부터 발급 받아 금융제공자에게 제출한다. 메자닌 금융은, 전문선사와 대형하주 사이에 원가보상제도에 의한 장기운송계약이 체결되면 메자닌 금융기관에서 주선하여 타 금융기관으로부터 선가의 일정 부분 금액을 금융제공받도록 하고, 잔여선가 중 전문선사가 직접 투자한 금액을 제외한 금액에 대해서는 제2순위 저당과 영업이익에 대한 우선배당을 조건으로 용자해주는 중개적 금융방식의 하나로 대출과 출자가 혼합된 형태이다.

메자닌 금융의 대표적인 예로는 유조선 금융을 들 수 있는데 전문선사의 자본금출자 10~20%, 본선 담보부금융 50%, 석유메이저와 5년 용선계약을 근거로 한 메자닌 금융 30~40%인 경우이다.

#### 4. LNG선 운영

전 세계에서 운항중인 선박의 운영형태를 각국별로 분류하여 보면 다음과 같다. 특징적으로 보면 한국은 전통적으로 FOB방식을 고수하고 있으며, 일본

은 DES방식으로 주로 물량을 도입하였으나 점차 FOB로 전환하고 있다. 또한 판매국에서도 선박을 확보하여 직접 제3자 공급을 추진하는 경향을 보인다.

■ 한국

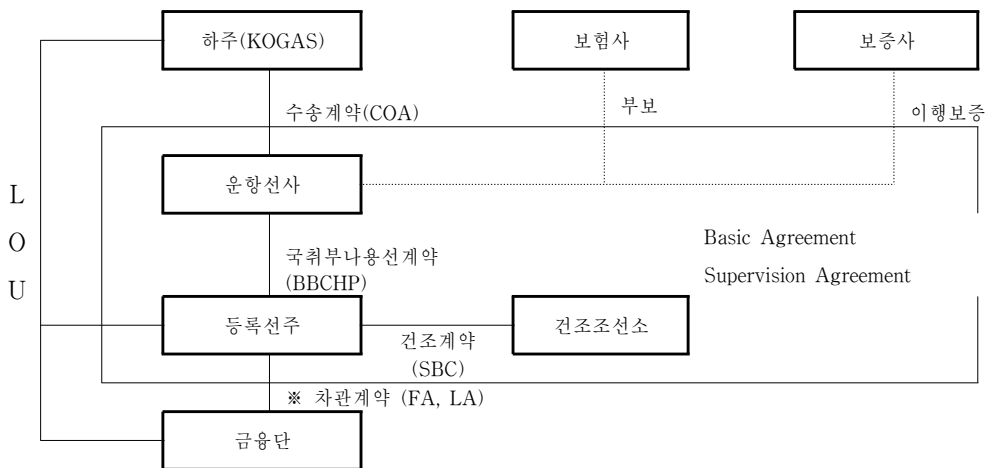
한국은 1990~97년 사이에 총 4회에 걸쳐 국적 LNG선 17척을 발주하였다. 1~2차는 125,000m³급 4척이며 3~4차는 135,000m³급 13척으로 현재 모두 건조를 마치고 취항 중에 있다.

[표 3-55] 한국의 LNG선 발주내역

구 분	발주척수	발주시기	취항시기	운영선사	건조 조선소
1차	2척	'90. 9	'94	현대상선 6척, SK해운 5척, 한진해운 4척, 대한해운 2척	현대중공업 7척,
2차	2척	'92. 6	'95~'96		한진중공업 4척,
3차	6척	'96. 8	'99~2000		대우중공업 3척,
4차	7척	'97. 7	2000		삼성중공업 3척
계			17척		

하주인 가스공사가 추진한 국적선 정책의 기초는 한국의 조선소가 LNG선을 건조하고 한국의 전문선사가 운항을 담당하는 체제였었다.

[그림 3-41] 한국의 LNG선 발주 구조도



각 발주단계별로 각기 다른 체계를 갖고 있는데, 1~2차 발주의 경우 컨소시엄 형태를 유지하여 운영선사 이외에 기타 선사가 선박의 소유에 참여하였

다. 지분 내용은 다음과 같다.

[표 3-56] 한국의 1·2차 발주 LNG선 소유지분 내역

호선	등록선주	운항선사	지분율(%)					
			현대상선	SK해운	한진해운	대한해운	한국특수선	두양상선
#1	A&P Shipping S.A	현대상선	89.00	2.44	2.44	2.44	3.68	-
#2	HMA International	SK해운	14.18	51.00	14.18	14.18	6.46	-
#3	Albatross Lease Corporation	한진해운	9.8	9.8	51.00	9.8	9.8	9.8
#4	KC Leasing Corporation	현대상선	70.20	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96

3차의 경우 운영선사의 자기 자본 투자를 신설하였으며 투자규모는 총금융액의 3차 발주 6척은 6%, 4차 7척은 8%로 결정되었다.

[표 3-57] 한국의 3·4차 발주 LNG선 소유지분 내역

호선	등록선주	운항선사	지분율(%)	비고
#5	Omnia Enterprise S.A.	SK해운	100	자기자본 6%
#6	H&K Shipping S.A	현대상선	“	“
#7	Pluto Lease Corporation	한진해운	“	“
#8	Celeste Maritime S.A.	SK해운	“	“
#9	H&B Shipping S.A	현대상선	“	“
#10	Horizon Maritime Shipholding S.A.	대한해운	“	“
#11	H&S Shipping S.A	현대상선	“	자기자본 8%
#12	Optima Leasing S.A	SK해운	“	“
#13	KSG International S.A	한진해운	“	“
#14	H&T Shipping S.A	현대상선	“	“
#15	KSH International S.A	한진해운	“	“
#16	Quatro World Maritime	SK해운	“	“
#17	Meridian Maritime Shipholding S.A	대한해운	“	“

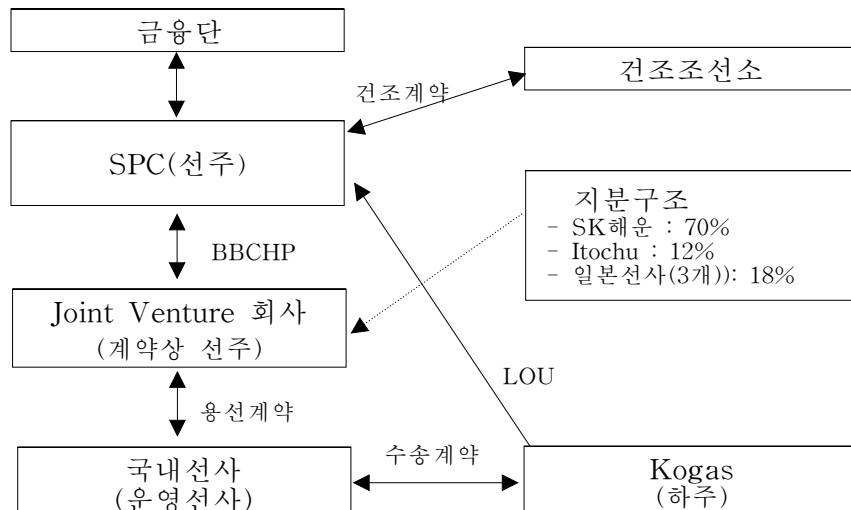
이러한 발주과정을 거쳐 현재 한국에는 총 17척의 LNG선이 아래와 같이 선박 확보를 완료하였다.

[표 3-58] 한국의 1~4차 발주관련 선박확보내용

구분	호선	선명	운영선사	조선소	도입국	선형	취항일자
1차 (2척)	1호선	Hyundai Utopia	현대	현대	인니	모스형	'94. 6. 1
	2호선	YK Sovereign	SK	현대	말린	모스형	'94.12.20
2차 (2척)	3호선	Hanjin-Pyeongtaek	한진	한진	인니	멤브레인형	'95. 9.26
	4호선	Hyundai Greenpia	현대	현대	말린	모스형	'96.11.12
3차 (6척)	5호선	SK Summit	SK	대우	카타르	멤브레인형	'99. 8. 3
	6호선	Hyundai Technopia	현대	현대	카타르	모스형	'99. 7.30
	7호선	Hanjin - Muscat	한진	한진	오만	멤브레인형	'99. 7.30
	8호선	SK Supreme	SK	삼성	카타르	멤브레인형	'00. 1. 4
	9호선	Hyundai Cosmopia	현대	현대	카타르	모스형	“
	10호선	K. Acacia	대한	대우	오만	멤브레인형	“
4차 (7척)	11호선	Hyundai Aquapia	현대	현대	오만	모스형	'00. 3.31
	12호선	SK Splendor	SK	삼성	오만	멤브레인형	“
	13호선	Hanjin - Sur	한진	한진	오만	멤브레인형	'00. 1.12
	14호선	Hyundai Oceanpia	현대	현대	인니	모스형	'00. 7.31
	15호선	Hanjin Ras Laffan	한진	한진	카타르	멤브레인형	'00. 9. 5
	16호선	SK Stellar	SK	삼성	카타르	멤브레인형	'00.12. 8
	17호선	K. Freesia	대한	대우	카타르	멤브레인형	'00. 6.30

한편 한국의 LNG선 발주는 '97년 외환 위기를 겪으며 다소 정책방향이 보였다. 이는 선박 건조자금의 조달에 어려움이 발생함에 따른 보완책이었다. 정책 변경을 통하여 그동안 국내 전문선사 이용한 BBCHP 방식이 다소 완화된 것으로 14호선 SK Stella호가 이에 해당한다.

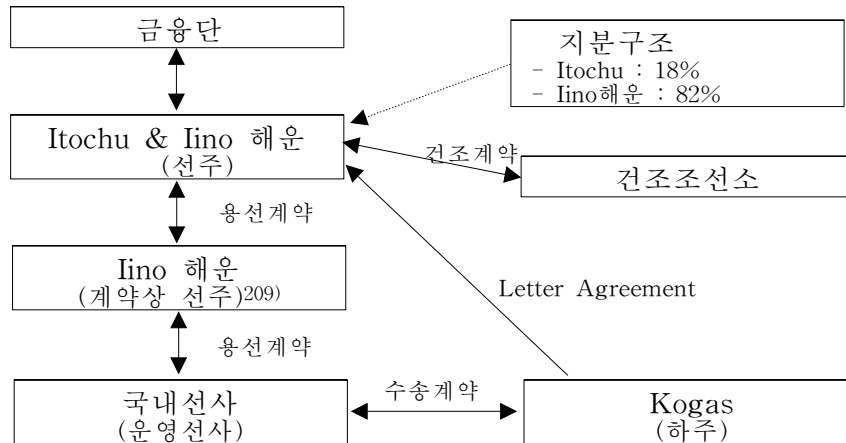
[그림 3-42] 한국의 SK Stella호 계약 구조도



그러나 17호선 이후에는 이러한 보완책으로도 선박 확보가 사실상 어려워짐에 따라 장기용선 형태로 선박을 확보하는 방식을 채택하였다. 이에 해당하

는 선박이 SK Sunrise호이다. 이 방식은 하주인 한국가스공사는 25년 동안 선박을 장기 용선하되, 선박은 일본 Itochu 및 Iino해운이 건조한 뒤, Iino해운을 거쳐 SK해운이 선박을 용선하여 한국가스공사에 해운서비스를 제공하는 구조이다.

[그림 3-43] 한국의 SK Sunrise호 계약 구조도



■ 일본

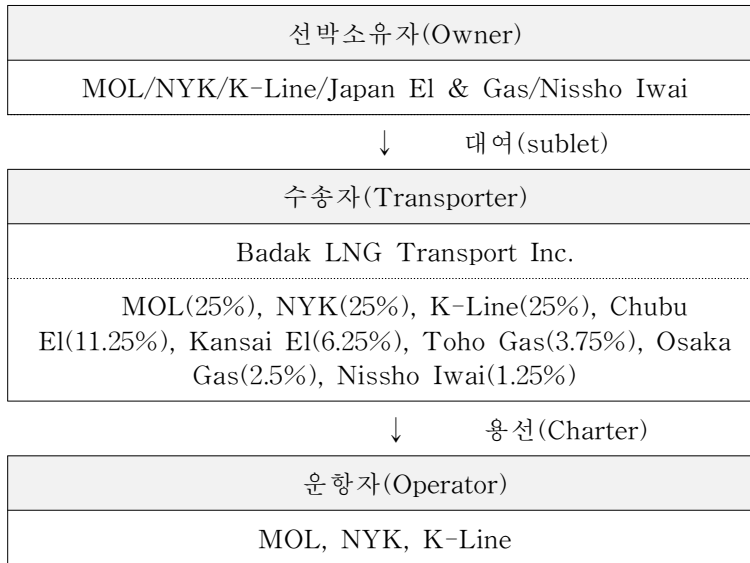
일본의 LNG선 확보와 관련하여 정형적인 방법은 없다. 다만 LNG프로젝트와 연계하여 DES방식으로 LNG를 수입하면서 판매국에 수송회사를 설립하고 이에 일본 자본이 참여함으로써 선박의 건조 및 운항권을 확보한다. 아울러 확보된 선박에 대한 건조는 3개 조선소(Mitsubishi, Mitsui, Kawasaki)에서 수행하며, 선박 운항은 3개의 대형 전문선사(MOL, NYK, K-line)가 전담하는 방식을 유지하고 있다. 사례별 내용은 다음과 같다.

Badak II 용 FOB 물량수송과 관련한 인도네시아에 설립된 운송회사는 Badak LNG Transport이며 일본 항로에 투입되는 3척의 선박의 수송구조는 선박 소유자, 수송자, 운항자의 개념으로 구성되어 있다.

209) 계약상 선주(Disponent Owner) : 실제 선주에 대비되는 개념으로 계약상의 선주라고 함. 이번 계약구조에서 실제 선주인 ITOCHU & IINO해운의 운항선사 지위를 Iino해운이 보유하고 있으나, Iino해운이 실제 선박을 운영하지 않고 SK해운에 선박운항과 관련한 모든 권한을 다시 위임함에 따라 Iino해운은 계약상의 선주가 됨.



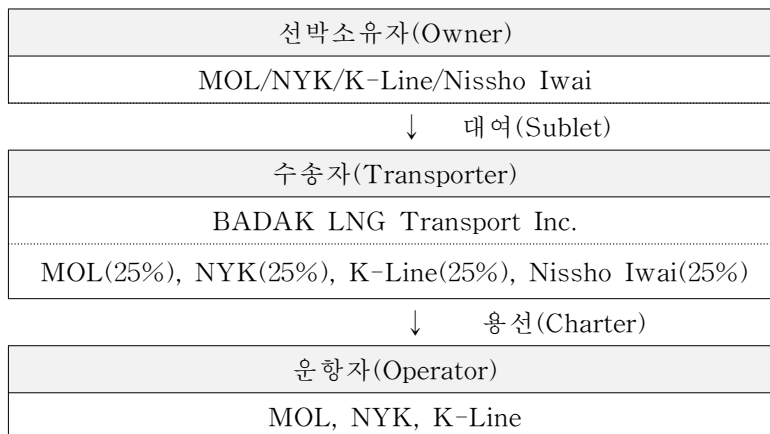
[표 3-59] 인도네시아↔일본(FOB, Badak II) LNG선 계약내용



\* Indonesia ↔Japan (FOB, Badak II) : 3척

그리고 2003년 4월에 갱신된 Badak II FOB 물량의 수송을 위한 3척의 LNG선 수송구조 역시 기존의 Badak II와 유사하다.

[표 3-60] 인도네시아↔일본(FOB, Badak II 갱신) LNG선 계약내용



\* Indonesia ↔Japan (FOB, revised Badak II) : 3척

Arun II FOB 물량의 수송을 위한 4척의 LNG선 수송구조도 Badak II의 골격은 동일하다. 운항은 일본계 선사인 MOL, NYK 그리고 K-Line이 분담하

고 있다.

[표 3-61] 인도네시아↔일본(FOB, Arun II) LNG선 계약내용

선박소유자(Owner)
MOL/NYK/K-Line/Mitsubishi/NAVIX/Showa Line/Japan EI
↓      대여(Sublet)
수송자(Transporter)
Arun LNG Transport Inc.
MOL(24.1%), NYK(20.25%), K-Line(17.5%), Mitsubishi(12.5%), NAVIX(10%), Showa Line(4.4%), Tohoku EI(7.5%), Tokyo EI(3.75%)
↓      용선(Charter)
운항자(Operator)
MOL, NYK, K-Line

\* Indonesia ↔ Japan (FOB, Arun II) : 4척

일본 FOB 계약물량인 Badak VI의 수송을 위한 2척의 수송계약구조는 각각 다른 내용을 갖고 있다. 선박 소유와 관련하여 오사카 가스 및 도쿄가스등 가스회사가 지분을 출자하고 있다.

[표 3-62] 인도네시아 ↔ 일본(FOB, BADA VI) LNG선 계약내용

선박소유자 (Owner)
1선: Osaka Gas(35%), NYK(35%), Tokyo Gas(10%), MOL(10%), Toho Gas(5%), K-Line(5%) 2선: Tokyo Gas(35%), MOL(35%), Osaka Gas(10%), NYK(10%), Toho Gas(5%), NAVIX(5%)
↓      용선(Charter)
운항자(Operator)
NYK, MOL

\* Indonesia ↔ Japan (FOB, BADA VI) : 2척

■ 미국

알래스카에서 일본으로 DES방식으로 LNG를 수송하기 위하여 사용되고 LNG선 2척(Polar Eagle호 및 Artic Sun호)의 명목상 소유주(SPC)와 실제 소유주간에 선박대여(Sublet) 계약이 체결되었으며, 다시 운항선사가 실제 소유주에게서 용선하는 형태를 갖다.

[표 3-63] 알래스카 ↔ 일본(DES 방식) LNG선 계약내용



\* Alaska ↔ Japan(DES) : 2척

■ 인도네시아

인도네시아와 일본의 73 계약분의 DES 수송과 관련한 9척의 수송 구조도는 다음과 같다.

[표 3-64] 인도네시아 ↔ 일본(DES, 73계약) LNG선 계약내용

명목상 선박소유자(Owner, SPC)
Wilmington Trust, Patriot I Shipping, Full Fifty Co., United Trust of NY, Patriot VI Shipping, Humolco
↓ 대역(Sublet)
수송자(Transporter)
Burmar Gas Transport Ltd.
MOL(75%), Nissho Iwai(25%)
↓ 용선(Charter)
운항자(Operator)
ProNav Ship Management, Humolco

\* Indonesia ↔ Japan (DES, 73 sales contract) : 9척

인도네시아와 일본(히로시마)의 DES 물량수송용 1척의 선주는 MCGC International Ltd이다.

[표 3-65] 인도네시아 ↔ 일본(DES, Hiroshima) LNG선 계약내용

선박 소유주(Owner)
MCGC International Ltd.
MOL(40%), Humpus(35%), Nissho Iwai(15%), Total(10%)
↓ 용선(Charter)
Operator
Humolco Transport Inc.
MOL(55%), Humpuss(45%)

\* Indonesia ↔ Japan (DES, Hiroshima) : 1척

대만에 DES조건으로 공급하는 1척의 수송구조는 다음과 같다.

[표 3-66] 인도네시아 ↔ 대만(DES) LNG선 계약내용

선박소유자(Owner)
Cometco Shipping
↓ 용선(Charter)
운항자(Operator)
Humolco
MOL(55%), Humpus(45%)

\* Indonesia ↔ Taiwan (DES) : 1척

■ 말레이시아

말레이시아 83 계약분 5척의 DES 수송구조와 관련하여 수송을 전담할 MISC<sup>210)</sup>의 역할은 다음과 같다.

[표 3-67] 말레이시아 ↔ 일본(DES, 83계약) LNG선 계약내용

선박소유주(Owner)
MISC
Petronas(62.44%), Government(23.76%, Foreigners(7.89%), Financial Institutions(5.91%)
↓ 용선(Charter)
Operator
MISC

\* Malaysia ↔ Japan (DES, 83 Sales contract) : 5척

말레이시아에서 간사이 전력에 공급하는 DES 물량과 관련한 5척의 수송구조는 다음과 같다.

210) MISC: Malaysia International Shipping Corp.의 약칭.

[표 3-68] 말레이시아 ↔ 일본(DES, Kansai Electric) LNG선 계약내용

선박용선주(Owner)
Asian LNG Transport
Perbadana NSL(51%), NYK(49%)
↓ 용선(Charter)
Operator
Asian LNG Transport

\* Malaysia ↔ Japan (DES, Kansai Electric) : 1척

말레이시아 Malaysia II와 관련한 DES 5척의 수송은 Petronas Marine이 담당한다.

[표 3-69] 말레이시아 ↔ 일본(DES, Malaysia II) LNG선 계약내용

선박소유자(Owner)
Petronas Marine
↓ 용선(Charter)
운항자(Operator)
Petronas Marine

\* Malaysia ↔ Japan (DES, Malaysia II) : 5척

## ■ 호주

호주는 일본에 83계약을 수송하기 위하여 DES로 총 8척을 투입하고 있으며 운항은 일본 선사인 MOL과 NYK가 담당한다.

[표 3-70] 호주 ↔ 일본(DES, 83 계약) LNG선 계약내용

선박소유자(Owner) : 2척
NYK/MOL/K-Line/NAVIX/Showa Line
↓ 용선(charter)
운항자(Operator)
MOL, NYK

\* Australia ↔ Japan (DES, 83 Sales contract) : 8척

IGTC<sup>211)</sup>, ALSCO<sup>212)</sup>, STASCO<sup>213)</sup>사이에 이루어진 8척 선박의 소유 및 운항과 관련된 내용이다.

[표 3-71] 호주 ↔ 일본(DES, IGT) LNG선 계약내용

명목상 선박소유자(Owner SPC) : 6척
IGT
↓ 대여(Sublet)
실질 선박소유자(Owner actual)
BP/Shell/BHP/MIMI etc
↓ 용선(Charter)
Operator
ALSO, BP Shipping, Shell, STASCO

\* Australia ↔ Japan (DES, IGTC관련) : 8척

## ■ 브루나이

Brunei Gov't<sup>214)</sup>, Diamond Gas Carriers B.V.<sup>215)</sup>와 STASCO와의 Abadi 호 운항과 관련한 관계이다.

211) IGTC : International Gas Transportatiopn Co.의 약칭.

212) ALSCO : Australia LNG Ship Operating Co.의 약칭.

213) STASCO : Shell International Trading and Shipping Co.,Ltd의 약칭.

214) Brunei Gov't : Prime Minister's Corporation, Brunei.

215) Diamond Gas Carriers B.V : Diamond Gas Carriers BV of Mitsubishi Corporation.

[표 3-72] 브루나이 ↔ 한국/일본(DES) LNG선 계약내용

선박소유주(Owner)
Brunei Gas Carriers Sdn. Bhd
Brunei Gov't (80%), Shell Gas B.V.(10%), Diamond Gas Carriers B.V.(10%)
↓ 용선(Charter)
운항자(Operator)
STASCO

\* Abadi호 (Brunei ↔ Korea & Japan, DES) : 1척

## ■ 카타르

카타르에서 이론으로 수송되는 DES 물량 수소에 투입되는 10척의 수송구조이다.

[표 3-73] 카타르 ↔ 일본(DES) LNG선 계약내용

선박소유주(Owner)
NYK/MOL/K-Line/Showa Line/NAVIX
NYK(36.5%), MOL(36.5%), K-Line(15%), Showa Line(8%), NAVIX(4%)
↓ 용선(Charter)
운항자(Operator)
MOL, NYK, K-Line

\* Qatar ↔ Japan (DES) : 10척

## ■ 오만

오만 Sohar LNG호를 이용하여 미국과 유럽에 DES 물량을 수송과 관련된 수송구조이다. 동 구조에서 SCI<sup>216)</sup>, 오만정부와 MOL은 소유에 참여한다.

216) SCI : Shipping Corporation of India의 약칭.



[표 3-74] 오만 ↔ 미국/유럽(DES) LNG선 계약내용

모회사(parent company, JV for financing)
Greenfield Holding Co. Ltd
MOL(40%), Oman Gov't (40%), SCI(20%)
↓ <i>wholly owned subsidiary</i>
선박소유주(Owner)
Greenfield Shipping Co. Ltd of Malta
↓ <i>charter</i>
운항자(Operator)
MOL

\* O LNG ↔ USA & Europe, DES : 1척

## ■ UAE

아랍 에미레이트의 ADNOC<sup>217)</sup>이 8척의 선박을 동원하여 일본에 수송하는 DES물량과 관련한 수송구조이다.

[표 3-75] UAE ↔ 일본(DES,) LNG선 계약내용

선박 소유자(Owner)
National Flag Shipping (ADNOC Group)
↓ 용선(charter)
운항자(Operator)
BP Shipping, Golar LNG

\* UAE(Abu Dhabi) ↔ Japan (DES) : 8척

217) ADNOC : Abu Dhabi National Oil Company의 약칭.

## 제4장 LNG선 Spot 해운시장 가능성 분석

### 제1절 유사선박 Spot 해운시장 고찰

#### 1. 대형 원유 운반선

1960년대에 세계경제는 전후 복구과정을 마치고 고도 성장기에 접어들면서 그 성장의 에너지원으로 석유수요가 급격하게 증가하게 되었다. 또한 1967년의 중동사태와 이로 인한 이집트의 수에즈 운하 봉쇄조치로 원유 운반선이 희망봉을 경유하는 원거리 우회항로를 이용해야 하는 불가피한 상황이 발생함에 따라, 그동안 중동산 원유의 유럽 수송과 관련하여 항로단축을 위하여 반드시 이용하였던 수에즈 운하와 운하 통행에 따른 선박크기의 물리적인 제약에서 벗어날 수 있는 기회가 도래하였다. 이는 곧 대형 원유 운반선의 대량수요로 연결되었으며 이러한 시장 환경에 따라 70년대 초부터 70년대 중반까지 대형 원유 운반선의 대량 발주가 이루어짐에 따라 대형 원유 운반선의 시대가 열리게 하였다. 이와 관련하여 초대형 원유 운반선(VLCC<sup>218</sup>)로 불리는 초대형 원유 운반선이 1966년에 등장하였고, 이어 극대형 원유 운반선(ULCC<sup>219</sup>)이 1976년 등장하였다.

이와 관련하여 규모의 경제(Economics of Scale)가 중요시 되고 선박의 화물창 크기결정에 영향을 미치게 되었다. 예를 들어 로테르담에서 쿠웨이트를 왕복하는 80,000 톤급의 Rinform 호의 수송 단가는 5.27달러였으나, 200,000톤급이 아프리카 희망봉을 돌아오는 경우에는 약 1.18달러로써 33% 수송단가 절감이 가능하게 됨에 따라 화물창 규모가 급속히 증가하게 되었다.

그러나 1973년의 1차 오일쇼크와 1979년의 2차 오일쇼크로 석유수요는 급격하게 감소되었으나, 건조 중이던 VLCC가 계속해서 원유 해운시장에 유입됨에 따라 VLCC는 수요와 공급간에 심한 불균형을 초래하게 되었다. 따라서 VLCC의 운임은 계선점 이하로 급락하였으며, 많은 선주들이 도산하거나 경영에 치명적인 손상을 입게 되었다.

이후 세계 조선시장에 VLCC에 대한 신조 수요가 다시 나타난 것은 1990

218) VLCC : Very Large Crude Oil Carrier의 약칭.

219) ULCC : Ultra Large Crude Oil Carrier의 약칭.

년경이다. 이는 1971~'76년에 건조된 VLCC가 경제적 수명의 한계선이 15년에 달하면서 신조선이 필요했으나, 이보다는 1989년에 알래스카 해역에서 일어났던 “Exxon Valdez”호 사고의 영향이었다. 즉 대규모 유류 해상오염 사고가 발생하고 그 피해가 상상을 초월함에 따라, 동종의 사고를 재발을 예방하기 위하여 미국에서 1990년 OPA 90<sup>220)</sup>이 제정됨에 따라, 미국행 항로에 취항하는 원유 운반선의 경우 이중선체 제도 채택이 의무화되었기 때문이다. 이는 뒤이어 IMO에서 1992년에 신조탱커의 이중선체 구조를 의무화로 연결되어 세계적으로 1995년 7월 1일 이후에 준공되는 선박은 이중선체구조가 의무화되는 계기가 되어 대형 유조선 신조선시장에 활력으로 작용하였기 때문이다.<sup>221)</sup>

## 2. 대형 원유 운반선 Spot 해운시장 성장

한편 부침이 심하였던 원유 해운시장의 경기는 VLCC 업계의 구조적 변화를 야기하였다. 특히 오일 메이저의 경우 그 명암이 뚜렷하였다. 즉 우선 석유산업의 원유 탐사 및 개발, 원유의 생산 및 판매, 원유의 운송, 정유, 그리고 제품판매에 이르기까지 수직적 계열화에 의하여, 세계 석유시장을 사실상 장악하고 있던 오일 메이저들의 세계 석유시장 장악력이 1·2차 오일쇼크를 기점으로 크게 약화되었고, 또한 원유생산에 대하여 가지고 있던 권리들이 산유국으로 넘어감에 따라 더 이상 세계석유시장을 좌지우지 할 수 없게 되었으며, 게다가 석유시장이 고성장을 지속하리라고 예상 하에 VLCC를 대량 확보하였으나, 정반대로 소비량이 급격하게 감소함에 따라 오일 메이저들이 직접 소유하거나, 장기용선 형태로 확보하였던 VLCC의 상당부분이 무용지물이 되고 이어서 막대한 손해가 발생하였다.

따라서 VLCC의 시장에서 절대적 지위를 가지고 있던 오일 메이저들이 크게 위축되었을 뿐만 아니라, 오일 메이저에게 선복량을 공급하고 있던 VLCC 소유 및 운항업체들도 시장에서 퇴출되거나 사세가 크게 위축되었다. 이들의 공백을 OPEC 산유국들의 업체들이 새로이 시장에 진입하게 되었으며, 신흥 전문선사가 속속 시장에 등장하게 되었다.

이와 관련하여 수송 위임(Subcontracting)이라는 중요한 개념이 등장하게

220) OPA 90 : Oil Pollution Act of 1990의 약칭.

221) IMO는 2001년 4월 24~27일간 개최된 제46차 해양환경보호위원회(MEPC 46)에서 해양오염방지협약(MARPOL) 적용대상 선박을 선령 25년 및 2015년을 한계로 시장에서 축출하기로 결정하였음.

되었다. 즉 오일 메이저들은 위험을 분산시키고, 기업 본연의 업무에 더 충실하기 위하여 많은 선대를 독립선주(Independent Owner)에게 수송위임 하였다. 1960년대 말에는 오일 메이저들은 선대의 약 36%를 소유하고 나머지 52%는 장기간 기간용선으로 운영하였으며 나머지 12%만 계절에 따라서 Spot 해운시장에서 선복을 공급받았다. 그러나 현재의 경우 대부분 단기용선 및 Spot해운시장을 활용하고 있다.

이러한 선박활용 정책(Charter Back Policy)에 따라 독립선주가 단독선대를 가지는 효과가 발생하였다. 또한 원유수송은 신중히 계획되던 기초에서 해운시장 여건에 영향을 받는 형태로 변하게 되어 독립선주도 1973년까지 기간용선으로 오일 메이저 회사에 선복을 공급하던 시스템에서 점차적으로 Spot 원유 해운시장으로 이동하게 되었다.

한편 Spot 원유 해운시장에서 중요하게 평가되는 요소들은 원유 교역의 지정학적 분포(Geographical Distribution of the Oil Trade)와 원유 수송 시스템(Oil Transport System)이다.

원유 교역의 지정학적 분포는 원유 수출국의 지리적인 위치와 관련된 것으로 선박척수 결정과 연관된다. 세계의 주요 석유 수출국들의 위치는 중동이다. 이 지역은 세계 약 60%정도의 원유 저장량과 함께 서방세계로의 원유 공급을 대부분 전담한다. 그 외 원유 공급선은 미국 서해안, 멕시코, 베네수엘라, 서부 및 북부아프리카, 북해 등이 있다. 따라서 Spot 원유 해운시장에서 필요선박 수요를 예측하는 것은 결국 각 지역의 수입수요와 함께 원유 공급형태를 유심히 관찰해야하는 것이다.

원유 수송 시스템은 해상 수송수단을 비용과 시간의 절약에 목표를 두고 특화하는 기술을 계속 발전시킴과 동시에, 선박 운항성을 최대한 확보하는 원유 수송시스템을 개발하는 것이다. 이러한 시스템에 따라 현재 원유가 ULCC 나 VLCC에 의해 대량 해상 수송되고 있다.<sup>222)</sup>

## 제2절 LNG선 Spot 해운시장 가능성 검토

앞에서 설명한 바와 같이 사업 환경의 변화가 빠르게 진행되면서 경쟁이 갈수록 심화되고 있다. 이러한 상황에서 기업생존에 필요한 전략의 사전수립이 그 어느 때보다 필요하다. 이와 관련하여 기업 내부에 축적된 역량을 효

222) 자료출처 : Martin Stopford, Maritime Economics, 1997, pp. 303-310

과적으로 활용하여 관련 전략정보를 추출하는 방법을 고려할 수 있다. 지금까지 여러 방법으로 정보들을 도출하였으나, 이것은 고급정보의 창출이라기보다는 현황분석으로 정보 제공 범위가 국한되어 있었다. 이러한 한계를 극복하기 위하여 한층 계량화된 방법으로 필요한 정보들을 얻고 이를 전략으로 접목하는 것이 무엇보다 중요하다.

## 1. 전략수립을 위한 정책기조 설정

전략수립과 관련하여 사전에 반드시 고려하여야 하는 것은 전략의 정책으로의 인식과 실행방향에 관한 사항으로 정책기조라 총칭할 수 있다. 정책기조는 역으로 전략설정의 전제조건에 영향을 미칠 수 있는 사항이기도 한다.

### ■ 정책인식

정책기조와 관련하여 처음 고려되어야 할 사항은 정책의제(Policy Agenda)에 대한 정의이다. 정책의제는 정부나 기타 합법적인 권한과 자격이 있는 기관이 공공의 문제로 해결해야 할 과제로 인정하는 상태에 있는 정책문제라고 할 수 있다. 정책의제로 형성되기 이전에 먼저 문제나 사건 또는 이해관계는 문제발의 되어야 한다. 현재 LNG 시장 및 LNG선 해운시장에 변화가 일어나고 있으므로 이에 대한 대응책을 수립할 시기가 도래하였으며 이를 정책으로 접목할 적기라고 판단된다. 따라서 금번 연구가 경우에 따라서는 어떤 기폭장치나 발단수단으로 작용하여 관련 전략연구가 용이해지거나 촉진된다.

일반적으로 정책의제가 되면 이것에 대한 필요한 일련의 조치 즉 정책수단을 찾고 이 중에서 어떤 것이 가장 효과적이고 우수한 대안일 것인가를 결정하게 되는 단계를 거치게 된다. 이때의 내용이 곧 정책형성 단계의 과제이다.

실제로 정책형성은 정책과정 중에서 가장 핵심적인 것이다. 정책대안을 개발하고 선택하는 데는 가장 많은 비용과 시간과 노력이 필요하고 또 이해관계가 가장 현저하게 표출되는 과정이기 때문이다. 따라서 많은 정책학자들은 정책문제의 해결수단 탐색방법과 관련하여 최소한의 비용으로 효과를 극대화하면서 이해관계를 보다 원만하고 조화롭게 해결하는 방안과 주어진 제약요건을 최대한 활용하여 정책과제가 또 다른 문제를 발생시키지 않고 훌륭히 해결하면서 대다수의 관련자들로부터 지지와 신뢰를 받을 수 있게 유도하는 정책이

될 것인가에 대하여 정책 형성단계에서 연구하게 된다. 이러한 맥락에서 금번 연구가 다소 방대한 이유가 설명될 수 있다. 즉 향후 다양한 후속 연구가 이어지기를 희망하는 차원에서 직접 연관성이 적을 지라도 연구대상 부분으로 수용하여 모두 검토되기 때문이다.

한편 최종적으로 어떤 정책이 정책문제에 가장 적절하고 타당할 것인가 하는 결정과제는 궁극적으로 정책을 결정하는 권한과 자격을 가진 책임자에게 속해 있다. 여기에서 한 가지 어려움이 존재한다. 즉 정책전문가나 분석가는 되도록 중립적이고 기술적인 입장에서 정책안을 개발하고 정보와 자료를 계량적이고 객관적으로 제시하는 것이 주요 임무라고 할 수 있다. 그 이상의 가치 판단과 선택결정에 대한 책임은 결정자의 과제이다. 따라서 정책 결정자가 선택할 수 있는 정책모형을 연구할 필요성이 대두된다.

#### ■ 정책 결정모형

정책 결정자는 정책문제에 대한 일련의 행동방안을 탐색하고 그것을 결정하는 과정으로서 어떤 문제를 어떻게 해결할 것인가 하는 문제와 의제를 확인하고 그에 필요한 방법 그리고 논리로서 요구되는 판단과 가치적 입장에서의 행동방안을 찾고 결정하는가에 대한 검토가 필요하다.

이것을 정책학자들이 많은 노력과 연구에 의해서 다양한 준거틀 또는 모형, 결정 패러다임이라고 할 수 있는 이론으로 제시하고 있다. 이에 대한 내용은 다음과 같다.

[표 4-1] 정책 결정모형

정책 결정모형	내용
합리모형 (Rational Model)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 완벽주의 이론으로 정책목표를 정확히 정의하고 모든 정보를 수집 분석하여 비용과 효과를 계량적으로 제시할 수 있다는 이론</li> <li>○ 모든 대안을 고려한다는 것이 현실적으로 불가능하고, 계량화할 수 없는 변수에 대한 처리방법이 미흡</li> </ul>
점증모형 (Incremental Model)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 개혁조치나 위기상황의 대응전략 또는 전례가 없는 정책 등을 제외하고는 과거의 정책과 비슷한 수준에서 변화되는 정책을 추구</li> <li>○ 정책 환경이나 목표 등이 급격히 변화된 경우, 정책결정 절차를 설명할 수 없는 약점 보유</li> </ul>
혼합모형 (Mixed Scanning Model)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 합리모형과 점증론을 다같이 비판하고 동시에 각 이론의 장점을 취하는 접근방법</li> <li>○ 합리적인 접근방법에 의해서 전체적인 정보를 제공하면, 점증주의적인 접근방법으로 문제되는 것을 자세하고 정확하게 관찰하는 방법을 채택</li> </ul>
만족모형 (Satisfying Model)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 정책안을 개발하고 탐색하는 데 소요되는 비용을 최소화하고 대신에 그 결과를 최대화하는 정책결정</li> <li>○ 정책 만족수준을 분명하게 정의할 수 없다는 것과 보수적인 입장에서 변화와 혁신을 설명할 수 없는 것이 단점.</li> </ul>
쓰레기통 모형 (Garbage-Can Model)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 해당문제, 해결책, 참여자, 선택기회의 4가지 흐름이 조직에서 각각 작용하다가, 선택 필요한 시기에 혼재형태로 작동하여 최종적인 의사가 결정</li> <li>○ 흐름이 혼재하는 블랙박스의 내용 설명이 미흡</li> </ul>
최적모형 (Optimal Model)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 합리성뿐만 아니라 직감, 영감, 판단 그리고 육감 등의 조합리적 요소도 동시에 고려해서 정책을 결정해야 한다는 이론</li> <li>○ 조합리적인 요인도 중요하지만, 요소가 어느 경우에 규칙적이고 반복적으로 작용할 것인가에 대한 설명이 미흡.</li> </ul>
알리슨 모형 (Allison Model)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 설명적인 관점에서 의사결정 내용을 구체화 할 수 있는 개념으로 합리적 모형, 조직과정 모형, 관료모형을 제시</li> <li>○ 외교정책이나 위기관리 정책에서의 관료의 역할을 가장 잘 분석했으나, 외교위기정책 이외의 타 정책영역에는 적용하기 곤란</li> </ul>

■ 정책 기조 설정

앞에서 고찰한 정책 결정모형의 장단점과 향후 예상되는 LNG선의 Spot 해운시장의 가능성 예측 그리고 LNG 프로젝트의 공유 특성을 고려하여, 향후 도출하려는 전략의 향후 실행과 관련한 정책기조는 다음과 같이 설정하는 것이 가장 타당하다고 판단된다. 즉 점증 모형을 기틀로 하고 최적 모형의 기법을 가미하는 방법이다.

## 2. 의사결정을 위한 시스템적 접근

향후 실행해야 할 정책기조가 설정되면 다음으로 검토해야 하는 것은 전략적 의사결정 방법과 관련된 사항이다. 오늘날의 경영자들은 과거에 비해서 더욱 복잡하고 불확실한 가운데서 전략수립을 위한 의사결정을 내려야 한다. 의사결정은 이성적인 동시에 사회심리적 요인의 통합이기 때문에 이를 객관화하여 분석하기란 쉬운 것도 아니고 가장 좋은 의사결정방법이 항상 존재하는 것도 아니기 때문이다. 또한 외부적으로는 시시각각 변화해 나가는 조직 환경은 의사결정의 문제를 점점 더 어렵게 만드는 동시에 조직운영의 가장 중요한 요소로 등장하였다. 이에 따라 적절한 정보와 과학적 분석에 근거한 체계적이고 합리적인 의사결정방법을 필요로 하게 되었다.<sup>223)</sup>

이러한 체계적이고 합리적인 의사결정에 관한 연구는 지난 20세기 동안 지속적으로 발전되어 하나의 학문분야를 형성하게 되었으며, 관점과 역사적인 개발과정에 따라 OR(Operations Research), 경영과학(Management Science), 의사결정과학(Decision Science), 시스템분석 (Systems Analysis) 등으로 발전하였다. 그러나 이들 모두는 계량적 분석을 통한 의사결정을 주된 학문내용으로 하고 있으므로 총칭하여 경영과학이라고 한다.

### ■ 전략수립을 위한 의사결정

전략수립을 위한 의사결정에 대한 여러 학자들의 정의를 결합해 본다면, 의사결정은 고려될 수 있는 수개의 대안 중에서 최선의 대안을 선택하는 활동이라고 할 수가 있으며, 관리과정에서 발생하는 각종 선택행위이다. 또한 선택과정에서의 대안은 반드시 두 개 이상이어야 그 의의가 있다.<sup>224)</sup> 이는 의사결정자로 하여금 미리 가지고 있는 선호기준에 의하여 가장 바람직한 전략을 얻기 위해서 조직적으로 대안을 평가하는 합당하고도 논리적인 방법을 제공하는 의사결정의 기본 요소이다.<sup>225)</sup>

한편 이러한 의사결정의 환경은 날로 복잡화되어 가고 있다. 이는 추구하여야 하는 목적이 다수이고, 대안을 발견한다는 것이 고도의 창조성을 요하는

223) 김세헌, 현대 경영 과학, 2003, pp. 1-2.

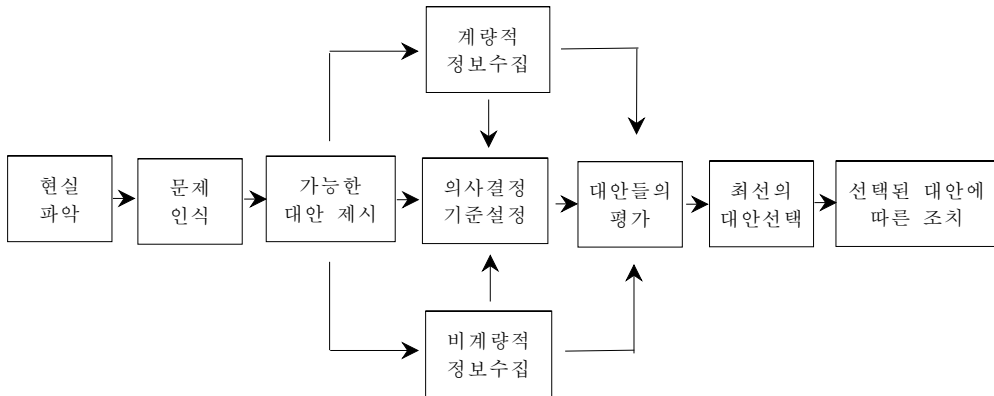
224) Dunlop J.White, Decision Theory, 1969, p. 2.

225) 광수일, 강석호, 생산관리, 1978, pp. 49-50.



대단히 어려운 과정을 거쳐야 할 뿐만 아니라, 측정하기 곤란한 요인들이 의사결정에 미치는 영향의 정도가 점점 커져가고 있기 때문이다. 그러나 경영에서 일어나는 복잡한 문제에 대한 체계적인 의사결정으로 다음과 같은 단계를 거쳐서 수립한다면 큰 문제는 없다.<sup>226)</sup>

[그림 4-1] 체계적 의사결정 과정



■ 의사결정의 시스템적 접근

단위조직은 주어진 목적을 수행하기 위하여 여러 부서들을 종합적으로 운영하며, 이와 관련하여 한 부서의 의사결정은 다른 부서에 영향을 미치기도 하기 때문에 한 의사결정 문제를 분석함에 있어서 해당 부서만을 분석하는 것보다는 여러 관련 부서들을 종합적으로 보아야 할 필요가 있다. 이와 같이 서로 유기적으로 관련 있는 부서들로 이루어진 한 조직을 시스템이라고 하고, 여러 관련 부서들을 종합적으로 분석하여 전체적인 관점에서 상호관계성을 추구하여 문제에 접근하는 것을 시스템 접근방법(Systems Approach)이라 한다.<sup>227)</sup>

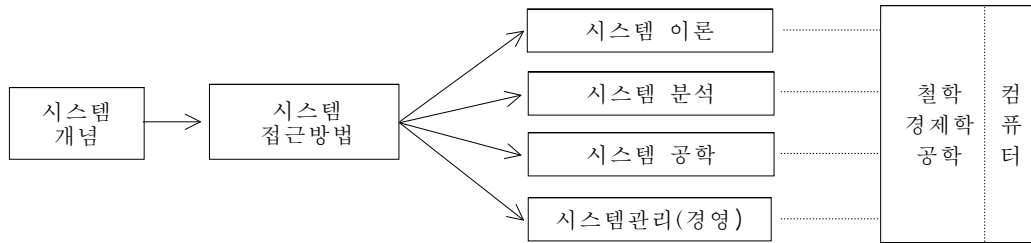
조직전체를 이해하려면 구성요소들로부터가 아닌 전체에서 시작해야 한다는 시스템 사고<sup>228)</sup>는 시스템을 전체의 입장에서 살피고 아울러 시스템 범위 내에서 구성요소들의 적절한 분석을 하게 한다. 이와 같은 시스템 사고를 행하는 방법으로 시스템 이론, 시스템 분석, 시스템 공학 그리고 시스템 관리가 있다.

226) 김세헌, 현대 경영 과학, 2003, pp. 2-3.

227) 김세헌, 현대 경영 과학, 2003, pp. 6-7.

228) E.S. Buffa, Modern Production & Operations Management, 1980, p. 25.

[그림 4-2] 시스템 접근방법의 주요내용



이를 세부적으로 살펴보면 시스템 이론(System Theory)은 어떤 현상이나 사물을 하나의 단일체로서 본다는 철학으로 사고방법론의 하나이다. 시스템분석(System Analysis)은 목적이나 문제해결을 위한 하나의 과학적 접근방법으로서 합리적인 선택을 도와주는 분석 작업이라고 할 수 있다. 시스템 공학(System Engineering)은 시스템의 각 구성요소가 하나의 목적을 향해서 확실하게 그리고 능률적으로 작동할 수 있도록 제반 기술을 창조적으로 구성하는 것을 의미한다. 이를 다시 표현하면 각 구성요소에 대하여 전체와의 관련성을 토대로 역할과 임무를 부여하고 각 부분이 무관하게 작동을 해도 시스템 전체로서의 목적을 달성할 수 있도록 설계, 제작 및 설치하는 것을 의미한다. 시스템 관리(System Management)는 종합적으로 시스템이 제 효과를 발휘할 수 있도록 경영측면에서 관리하는 것을 말한다.

이중 가장 중요하다고 판단되는 시스템 분석에 대하여 심층 고찰하여 보면 시스템 분석은 기본적으로는 넓은 시야에서 목적의 설정과 수단의 선택을 추구하는 하나의 방법으로 알려지고 있으나, 그것은 최고관리자를 위한 경제학인 동시에 또한 목표의 설정과정에 가치판단이 개입하는 것으로 보면 실천적 전략이라고도 할 수 있을 것이다.

#### ■ 의사결정의 시스템화

자연과학의 경우 물질은 의사결정 기능이 없으므로 동일한 상황에서는 항상 같은 결과를 도출하기 때문에 과학적 연구방법이 효과적으로 이용될 수 있다. 반면에 사회조직이나 경영문제는 사람을 대상으로 하고 있고 사람은 항상 자기의 행동을 수정해 나가는 기능이 있기 때문에 동일한 상황에서도 다른 결과를 얼마든지 만들 수 있다. 따라서 이러한 과학적 연구방법을 경영문제에 적용하여 얻는 결과에는 어느 정도의 불확실성이 항상 내재한다. 그러나 이러한

불확실성에도 불구하고 과학적 연구방법은 직감이나 관습에 의한 의사결정보다 훨씬 바람직하고 효과적이라는 것은 두말할 필요가 없다.

경영문제는 경제적 분석, 통계적 분석, 수리적 분석, 공학적 분석, 형태적 분석 등이 종합적으로 요구될 때가 많다. 이중 간단한 문제들은 여러 분야에 대해 널리 알고 있는 경영과학자가 혼자서 분석할 수도 있겠지만 좀더 중요하고, 복잡한 문제들은 여러 분야에 능통한 사람들이 경영과학 기법을 이용하여 분석하기도 한다. 현재 경영과학적 사고에 근거하여 항상 최적의 의사결정이 존재한다는 철학 하에서 이용되고 경영과학 기법들을 다음과 같다.

[표 4-2] 경영과학 기법

경영과학 기법	내 용
선형계획법 (Linear Programming)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 여러 가지 제약조건이 있을 때 이익을 최대로 하거나 비용을 최소화 하는 방안을 찾아내는 기법</li> <li>○ 제약조건, 이익, 그리고 비용이 선형식으로 표현될 경우 사용</li> </ul>
정수 선형계획법 (Integer Linear Programming)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선형계획모형에 있는 변수 중에서 일부가 정수값만을 가져야 하는 경우에 사용.</li> <li>○ 어떤 프로젝트 할 것인지의 여부를 결정하는 문제에 사용 .</li> </ul>
다기준 의사결정 (Multicriteria Decision Models)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 의사결정 기준이 하나만 있는 것이 아니라 여러 기준들을 동시에 고려하여 의사결정을 할 필요가 있는 경우 사용.</li> <li>○ 여러 기준이 있는 상황에서의 의사결정 수행을 위한 기법으로 활용.</li> </ul>
네트워크모형 (Network Models)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 우리 사회의 많은 시스템들은 네트워크 모형으로 표현</li> <li>○ 수송 네트워크, 통신 네트워크 등 적용분야는 매우 광범위.</li> </ul>
의사결정분석 (Decision Analysis)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 불확실한 상황에서 의사결정자는 일련의 추진전략 필요.</li> <li>○ 일련의 추진전략을 최적화할 수 있는 합리적, 논리적인 분석방법.</li> </ul>
시뮬레이션 (Simulation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 문제의 운영상황을 컴퓨터로 실현함으로써 결과를 파악하고 이를 통해 적절한 운영정책을 수립하는 분석 기법.</li> </ul>
예측이론 (Forecasting)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 미래의 상황을 예측하는 체계적인 기법.</li> <li>○ 미래의 수요나 가격들에 대한 합리적인 예측치를 구할 수 있고 이는 최적의 의사결정 수립을 위한 기초적인 자료로 활용.</li> </ul>
마야코프 과정모형 (Markov Process Models)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 확실한 상황에서의 의사결정을 위해서 확률분석 이용</li> <li>○ 마야코프 과정모형은 사건이 발생할 확률이 시간 따라 변화해 나가는 과정을 분석하는 기법.</li> </ul>
일정관리 시스템 (PERT/CPM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 대규모 사업의 수행을 최적화하는 일정계획을 수립하는 기법</li> <li>○ PERT<sup>229)</sup>와 CPM<sup>230)</sup>이 널리 사용.</li> </ul>
재고관리 시스템	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 최적의 재고수준을 결정하는 여러 기법</li> </ul>
대기행렬시스템	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 대기행렬(queue)란 서비스를 받기 위하여 기다리고 있는 줄을 의미.</li> <li>○ 대기행렬에서 낭비하는 고객의 시간낭비를 예방하려는 기법.</li> </ul>

그러나 LNG선 해운시장의 변화에 대한 하주의 전략적 대응에 관한 연구는

229) PERT : Program Evaluation and Review Technique의 약칭.

230) CPM : Critical Path Method의 약칭.

전세계 에너지 소비추세, LNG 프로젝트 및 관련시장 환경급변 내용, 국책 성격이 강한 사업의 추진과 하주의 경제성 확보 등 다소 불확실한 요소들을 분석하여 바람직한 전략을 도출하여야 하므로 일부 계량화가 곤란하다는 것과 각 요소들이 서로 양방향으로 영향을 미치는 것을 제대로 반영할 수 없다는 난관에 부딪힐 수 있다. 일부에서 앞에서 설명한 통계학을 기반으로 한 경영과학 기법도 최근에 비선형 함수의 도입이 활발하며 심지어는 피드백 순환관계에 관한 기법도 도입되기도 하므로 여러 모델을 혼합하여 필요한 분석도구를 창출할 수도 있다고도 하나 제시된 도구가 없는 관계로, 현시점에서는 이러한 한계점을 극복하기 위하여 새로운 분석도구에 대한 필요성이 대두된다.

새로운 분석도구는 동태적이고 순환적 인과관계 시각으로 현상을 이해하고 설명하여야 하며, 이러한 이해의 토대에 기초한 모델을 구축하여 복잡한 인과관계로 구성된 현상이 어떻게 동태적으로 변해 나가는지를 실험해 보는 방법과 현상을 바라보는 시각을 담고 있어야 할 것이다. 여러 전문가와의 토의 및 검토결과 최종적으로 시스템 다이내믹스가 선정되었다.

시스템 다이내믹스는 피드백 시스템을 이용하여 구축하는 제어공학에서 출발하여 경영분야에서 의사결정의 기구를 모색하는 방법으로 개발된 산업동태론(Industrial Dynamics)을 더욱 발전시킨 방법이다. 시스템 다이내믹스를 연구방법론 측면에서 살펴보면, 통계적 방법론이 주를 이루는 경영과학 기법과 시스템 다이내믹스 방법간의 직접비교로 동 연구에서 주된 분석도구로 활용할 수밖에 없는 타당성을 확보할 수 있다.

[표 4-3] 통계적 경영과학과 시스템 다이내믹스 방법론 간의 비교

특성	통계적 경영과학	시스템 다이내믹스
추론의 방식	기존의 경험적 자료	변수들 간의 인과적 관계
분석의 대상	정태적 형태(점 추정)	동태적 형태 유형
분석의 초점	두 변수간의 상관관계	다변수들 간의 순환구조
분석의 목표	수치적 정확성의 추구	구조적 정확성의 추구
정책예측	단기적 예측	장기적 예측
정책처방의 실험	어려움	용이(정책 수단 발견)

그러나 이러한 비교를 통하여 특성의 차이가 시스템 다이내믹스와 통계적

경영과학 기법이 상호 경쟁적 위치에 있다기보다는 상호 보완적인 위치에 있음도 시사하여 준다.<sup>231)</sup>

한편 계량경제학적으로 살펴보면, 시스템 다이내믹스는 통계적 경영과학과 상호 보완적인 것만은 아니다. 통계적 기법에 의존하고 있는 계량경제학과 시스템 다이내믹스는 상호 밀접하게 결합되기에는 너무도 상이한 세계관을 지니고 있다. 이는 시스템 다이내믹스는 단기적 정책의 성공은 장기적인 실패를 가져온다고 생각하고 단기적 정책과 단기적 예측은 오히려 위험한 시도라고 생각하기 때문이다. 결론적으로 정책결정자의 의사결정이 시스템을 변화시키기 이전의 단기적 측면에서는 통계적 방법 및 계량경제학에 기반을 둔 모델이 더 타당할 것으로 생각되며 이와는 다르게 정책결정자의 의사결정이 시스템을 변화시키고 따라서 미래의 통계적 예측이 무의미한 장기측면에 대하여 시스템 다이내믹스에 의한 연구가 더욱 적절할 것으로 판단되었다.<sup>232)</sup>

[표 4-4] 계량경제학과 시스템 다이내믹스 간의 비교

특성	계량경제학	시스템 다이내믹스
시점의 차이	단기적 정책/예측	장기적 정책/예측
시스템과 환경	개방적/상호 분리	통합적/긴밀한 상호작용
연구의 초점	시스템의 균형상태	시스템의 진화/진개과정
지식의 대상	관찰 가능한 객관적 현상	보이지 않는 피드백 구조
구조와 파라미터	구조 《 파라미터	구조 》 파라미터

### 3. 시스템 다이내믹스 채택

#### ■ 시스템 다이나믹스의 이해

피드백 시스템을 이용하여 구축하는 제어공학에 기반을 둔 시스템 다이내믹스는 공학적 메커니즘이 생물이나 사회에도 존재할 수 있다는 생각에서 출발하여 경영분야에서 의사결정의 기구를 모색하는 방법으로 개발된 것으로 처음에는 산업동태론(Industrial Dynamics)이라고 불리었으나, 그것을 더욱 발전시켜 시스템 다이내믹스라고 명명하였다. 이 방법론의 출발은 하드웨어였지만

231) 김도훈, 문태현, 김동환, 시스템 다이내믹스, 1999, pp. 51~52.

232) 김도훈, 문태현, 김동환, 시스템 다이내믹스, 1999, pp. 53-54.

운용 면에서는 다른 시스템 사고를 포용할 수 있는 유연성을 가지며, 사용자에 따라 소프트한 활용도 가능하다.

시스템 다이내믹스(System Dynamics)의 특징은 다음과 같다. 첫째, 연구하고자 하는 특정 변수가 시간의 변화에 따라 어떻게 동태적으로 변화해 나가는데 기본적인 관심을 둔다. 따라서 시스템 다이내믹스는 일회적인 사건이나 모델 파라미터의 정확한 측정이나 변수의 추정 값을 구하기보다는 관심의 대상이 되는 변수가 시간의 흐름에 따라 어떤 동태적인 변화의 경향을 가지느냐에 중점을 둔다. 둘째, 모든 현상을 내부 순환적 환류체계<sup>233)</sup>의 관점에서 이해한다는 것이다.<sup>234)</sup> 이런 의미에서 시스템 다이내믹스는 내부 순환적, 또는 내부 지향적 관점을 가지며, 관련된 변수들이 일방향의 단선적인 영향을 주는 것이 아니라 원형의 인과관계에 의하여 동태적인 상호작용을 하고 있는 것으로 파악하기 때문에 원형의 피드백 관점을 가진다. 셋째, 시스템 다이내믹스는 사실적 사고에 초점을 둔다. 이 사실적 사고란 변화가 실제로 어떻게 해서 일어나고 있는가에 초점을 맞추는 사고로 이는 시스템 작동의 원리를 파악하고자 하는 사고이다.<sup>235)</sup>

시스템 다이내믹스의 중심적인 개념은 시스템 안에서 개체들이 어떻게 다른 개체들과 상호 작용하는 가를 이해하는 것이다. 시스템 다이내믹스를 구성하는 요소로는 아래와 같은 것이 있다. 기본적인 자원흐름을 가리키는 흐름(Flow), 각 시뮬레이션 관점에서 자원의 스톡(Stock)이 어느 정도 있는가를 표시하는 레벨(Level), 어느 레벨에 있는 자원이 유입 및 유출에 의해서 증감하며, 이것은 일종의 밸브와 같은 기호로 표시되는(Rate), 그리고 레벨이나 레이트를 결정하거나 좌우하는 요인인 파라미터(Parameter)이다.

그러나 시스템 다이내믹스에 의한 동적 모형설계에도 한계성이 있다. 동적 모형의 설계와 이에 대한 컴퓨터 시뮬레이션은 많은 장점을 가지고 있음에도 불구하고 모형화 과정에서 개입되는 수많은 변수들의 논리적 인과관계를 추정해야 하는 것이나 계량화 과정에서 설계자의 주관적 판단이 개입할 여지가 크다는 한계도 있다. 따라서 금번 연구에서 주관적 판단 개입 여지를 최대한 줄이는 방안에 대한 추가적인 연구가 선행되어야 한다. 이에 대해서는 인지지도 및 추상적 인과지도의 한계극복 방법에서 다시 기술토록 하겠다.

---

233) 내부 순환적 환류체계 : Closed Loop Thinking, Circular Feedback System

234) 김도훈 문태훈 김동환, High Performance, 1994, pp. 25-26.

235) 김도훈 문태훈 김동환, High Performance, 1994, pp. 30-31.

### 제3절 LNG선 Spot 해운시장 가능성에 대한 시스템 다이내믹스 구축

#### 1. VENSIM<sup>236)</sup>을 이용한 동적 모형 도입

##### ■ VENSIM의 선택

현재 가장 많이 사용되는 시스템 다이내믹스 소프트웨어에는 VENSIM, ithink, PowerSim등이 있다. 금번 연구에서는 연구목적에 가장 부합되는 VENSIM을 사용하도록 하겠다. VENSIM을 이용한 동적 모형개발 과정은 다음과 같다.

[표 4-5] VENSIM을 이용한 동적 모형개발 과정

구 분	내 용
1 단계 (모형의 구성요소 및 상호관계의 규명)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 동적 모형을 구성하고 있는 구성요소 및 그 요소들과 관련된 의사결정 변수들의 집합내용을 도출.</li> <li>○ 이를 위해서는 정보네트워크의 형성과 유지에 관련된 제 이론들의 구성개념들과 상호관계들을 분석.</li> </ul>
2 단계 (정성적 모델 작성, Causal Loop Diagram)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 각 요소간의 관계를 밝혀 정성적 모델을 작성</li> <li>○ 정성적인 모델은 정량적 모델의 단순화된 형태로, 제3자나 의사결정자와의 의견교환에 사용</li> <li>○ 또한 정성적 모델을 분석하여 중요한 순환고리(Feedback Loops)를 찾아낼 수 있어, 각 변수들의 일련의 영향 체인들의 정성적 연구가 가능.</li> </ul>
3 단계 (정량적 모델 작성, Stock Flow Diagram)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 정성적 모델 초안을 바탕으로 계량적 상호관계에 관한 자료를 수집하여 함수관계를 추정하고 그 관계를 계량화 및 입력시키는 과정이며 결과가 바로 정량적 모델.</li> <li>○ 정량적 모델은 레벨, 변동률, 보조변수 등 세 가지 종류의 변수로 구성. 레벨(level)은 특정변수의 상태와 흐름으로 나타낼 수 있는 변수이고, 변동률(rate)은 그 레벨의 순간적 변화를 나타내는 변수이며, 보조변수는 레벨, 변동률, 또는 또 다른 보조변수를 계산하는 데 필요한 변수.</li> <li>○ 이러한 변수들의 계산에는 결국 입력 자료가 필요한데, 이 입력 자료는 과거의 실적이나 설문조사, 2차 자료 조사 등을 통해서 획득</li> </ul>
4 단계 (정량적 모델의 검증 및 민감도 분석)	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 완성된 정량적 모델은 도출된 결과를 바탕으로 검증과정 및 수정작업이 진행되어야 함. 검증 방법으로는 민감도 분석을 통한 모델의 행태(behavior)연구 및 관련 실무자와의 토론, 과거 실적 자료와의 비교 등이 사용.</li> </ul>

금번 연구주제인 LNG선 해운시장의 변화에 대한 하주의 전략적 대응에 대한 VETOISM을 이용한 시스템 다이내믹스 구축과 관련하여 이외에 적용한

236) VENSIM: Ventana Simulation의 약칭. MIT의 다이나믹 모델링 그룹이 개발한 프로그램을 Ventana Systems, Inc에서 수정 보완한 System Dynamics 분석 프로그램.

내용을 서술하면 다음과 같다. 1 단계인 모형의 구성요소 및 상호관계의 규명 과 관련하여, 저자는 문헌 조사, 전문가 인터뷰, 모델화 팀간의 의견 교환을 활용하였다. 특히 문제 파악에 가장 확실한 방법인 문헌 조사를 금번 연구의 주축으로 하여 세계 전문기관과 한국가스공사에서 보유하고 있는 LNG 및 해운관련 자료를 최대한 수집하여 활용하였다. 그리고 전문가 인터뷰는 모델화 대상이 되는 관련 전문가에 대한 인터뷰와 비공식 워크숍을 하였으며 아울러 국내 전문선사 및 조선소, 그리고 한국가스공사의 관련부서와의 의견교환을 통하여 완성하였다.

2 단계 정성적 모델 작성과 관련하여 요소간의 주관적 판단 개입여지를 최대한 줄이는 방안으로 인과지도의 한계 극복방법을 도입하였다. 즉 각 요소간의 관계를 밝히는 것이 주요 골자인 정성적 모델링은 시스템의 인과 구조를 파악하기 위한 인과지도 분석과 인과 구조를 시뮬레이션하기 위한 저장·유량 모델링으로 이분화 되는데<sup>237)</sup>, 이와 관련하여 인지지도를 저장·유량 모델링으로 만드는 시뮬레이션 모델화 과정에 지배적 피드백 루프의 인지적 특성과 기초관계 균등단위 모델링(NUMBER)<sup>238)</sup>이라는 개념을 도입하는 것이다.<sup>239)</sup> 이에 대한 세부 내용은 다음과 같다.

#### ■ 지배적 피드백 루프의 인지적 특성 반영

시스템 다이내믹스 연구에 있어서 피드백 루프는 시스템의 구조와 행태를 연결시키는 핵심적인 개념적 도구이다. 특히 여러 개의 피드백 루프로 구성된 복잡한 시스템에 있어서, 지배적 피드백 루프<sup>240)</sup> 및 전환은 시스템의 행태를 결정짓는 구조적 원인을 제공한다. 그러나 지배적 피드백 루프에 대한 연구는 아직까지 그 발견방법에 관한 알고리즘 연구에 머물러 있는 상태이다. 지배적 피드백 루프는 시스템의 급격한 변화를 예상하는 단초가 된다는 점에서, 지배적 피드백 루프를 어떻게 인식할 것이냐는 정책결정에 있어서나 기업의 의사결정에 있어서 중요한 문제라고 할 수 있다.<sup>241)</sup>

237) 자료출처 : web site : <http://www.systemix.co.kr>

238) NUMBER : Normalized Unit Modelling By Elementary Relationships의 약칭.

239) 김동환, 인과지도의 시뮬레이션 방법론 : NUMBER, 2000, pp. 3-15.

web site <http://www.ksds.net/conf/kim2000.doc>

240) Dominant Feedback Loop(지배적 피드백 루프).

241) 김병관, 김동환, 지배적 피드백 루프의 인지적 특성과 시사점, 2000, pp. 3-15.

web site <http://www.ksds.net/conf/kbk2000.doc>



지배적 피드백 루프의 개념은 여러 개의 피드백 루프가 상호 작용하는 복잡한 시스템에 관련된다. 시스템이 변화함에 따라서 특정 피드백 루프가 지배적인 영향을 미치다가 다른 종류의 피드백 루프에 그 지배권을 넘겨주곤 한다. 즉, 초기에는 양의 피드백 루프가 시스템의 성장을 주도하다가 어느 정도 성장의 한계에 다다르는 경우 음의 피드백 루프가 시스템의 변화를 지배한다. 이렇게 시스템의 행태를 지배하는 피드백 루프를 지배적 피드백 루프라고 하며, 지배적 피드백 루프의 변화를 전환이라고 한다. 결국 시스템의 행동 변화를 초래하는 구조적인 원인으로 지배적 피드백 루프의 전환을 들 수 있으며, 시스템의 행태와 구조를 연결시켜 이해하려는 시스템 다이내믹스에 있어서 지배적 피드백 루프는 가장 중요한 개념적 요소로 자리 잡고 있다.

## ■ 기초관계 균등단위 모델링(NUMBER)

기본적으로 인지지도가 어떠한 행태를 보일 것인가를 분석하기 위해서는 이를 컴퓨터 시뮬레이션 모델로 전환시켜야 한다. 그런데 인과지도를 저장·유량 모델로 전환하기 위해서는 몇 가지 추가적인 작업이 요구된다.

첫째, 인지지도에 포함된 변수들을 저장(Stock)과 유량(Flow)으로 구별해 주어야 한다. 저량은 축적되는 변수로 시스템의 상태(State)를 기억하는 역할을 하며, 유량은 흐르는 변수로 시스템을 변화시키는 기능을 한다. 그리고 시스템 다이내믹스에서는 저량을 수준변수(Level Variable)라고 하며, 유량을 변화율 변수(Rate Variable)라고 한다. 그리고 변화율 변수가 지나치게 복잡해지는 것을 방지하기 위하여 보조변수(Auxiliary Variable)를 첨가한다.

둘째, 인과지도를 저장·유량 모델로 전환시키기 위해서는 구체적인 변수들과 관계성을 첨가시켜야 한다.

셋째, 구체적인 변수들과 관계성들을 첨가하고 나서는 각 변수들의 관계를 수치적으로 정의해 주는 수식을 첨가해야 한다.

이상과 같은 세 가지 단계들 중에서 인지지도를 저장·유량 모델로 전환시키는 데 가장 큰 장애는 둘째와 셋째 단계이다. 둘째 단계에서 구체적인 변수들을 첨가해야 하며, 셋째 단계에서 변수들 간의 관계를 구체화시켜야 한다. 그러나 이에 관한 정보를 구체적으로 발견할 수 없는 것이 일반적이다. 따라서 인과지도를 저장·유량 모델로 전환시키는 과정에서 필연적으로 연구자의 주관적인 판단이 첨가될 수밖에 없다. 따라서 이렇게 만들어진 저장·유량 모

델은 연구자의 사고를 반영되고 도리어 정책결정자의 사고를 반영되지 않았다고 평가될 소지가 많다.

이러한 점을 극복하기 위하여 연구자의 사고를 가능한 한 배제하면서 정책결정자의 인과지도를 시스템 다이내믹스 모델로 전환시킬 수 있는 방법이 필요하다. 이와 관련하여 기초관계 균등단위 모델링(NUMBER)<sup>242)</sup>이라는 개념이 도입되었다. 이는 정확한 자료나 추세를 반영할 수 없는 인과지도의 내용을 시스템 다이내믹스 모델로 전환시키기 위한 방법으로, 용어 그대로 기초관계 균등단위 모델링이란 지량(수준변수)과 유량(변화율 변수)간의 관계를 정확하게 계량화하여 반영할 수 없는 경우에는 이를 기초적인 관계로 설정하고, 이들 변수들의 측정단위를 0에서 1까지의 값으로 균등화시키는 것이다.

## 2. 모형의 구성변수 및 상호관계의 규명

앞에서 고찰한 시스템 다이내믹스의 이론을 바탕으로 하여 VENSIM을 이용한 LNG선 해운시장의 변화에 대한 하주의 전략적 대응에 대한 동적 모형 개발을 과정을 구체화하면, 우선 1단계인 모형의 구성변수 및 상호관계의 규명한 결과는 다음과 같다.

[표 4-6] 모형의 구성변수 및 상호관계의 규명 결과

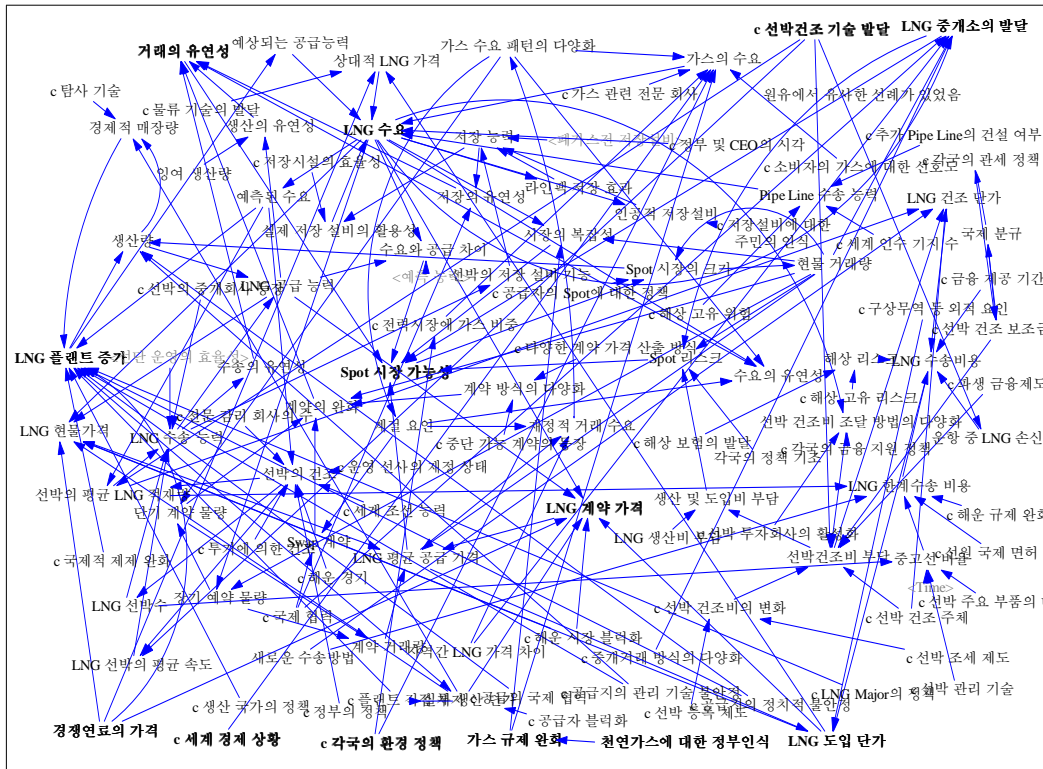
해당 분야	구성변수(대분류)	상호관계
세계에너지 생산 및 소비실적	○연도별 생산 및 소비 실적과 예측	하부 연결
세계 천연가스 생산 및 소비실적	○연도별 생산 및 소비 실적과 예측 ○세계 천연가스 및 LNG 교역 규모 ○세계 천연가스 파이프라인 교역 규모	“
세계 LNG 생산 및 소비실적	○세계 LNG 교역물량 ○세계 LNG 가격추이 ○세계 LNG 생산 및 소비실적과 예측	“
세계 LNG시장 분석	○기존 LNG프로젝트 용량 파악 ○확장 및 신규 LNG프로젝트 파악 ○LNG 도입국 현황 분석 ○확장 및 신규 LNG프로젝트 파악 ○LNG 도입국 현황 분석	“
세계 LNG시장 환경 변화 및 거래유연성 분석	○LNG 시장 환경변화 ○LNG 거래 유연성	-
세계 LNG선 해운시장 분석	○해운 및 조선시장 ○LNG 해운 및 조선시장	-

242) NUMBER : Normalized Unit Modelling By Elementary Relationships의 약칭.

### 3. 정성 및 정량적 모델 구축

정성적 모델, 즉 CLD<sup>243)</sup> 구축 시에는 바로 전 단계인 ‘모형의 구성변수 및 상호관계의 규명’에서 반영하지 못한 요소들도 발굴하여 전반적으로 고려해야 할 모든 영향요소에 포함하였다. 활동한 모든 구성요소는 아래와 같다.

[그림 4-3] 구성요소 종합 CLD



그러나 고려해야 할 변수와 상호연결 내용이 너무 많고 복잡하여 CLD를 전반적으로 이해하는 것이 불가능하였다. 따라서 복잡한 CLD를 몇 개의 부분으로 나누어 재정리 하였으며 재정리 과정에서 정성적 모델 초안을 바탕으로 계량적 상호관계에 관한 자료를 수집하여 함수관계를 추정하고 그 관계를 계량화 및 입력시키는 정량적 모델 즉 SFD<sup>244)</sup>를 병행 수행하였다.

참고로 정량적 모델은 레벨, 변동율, 보조변수 등 3개 종류의 변수로 구성된다. 레벨(level)은 특정변수의 상태와 흐름으로 나타낼 수 있는 변수이고, 변

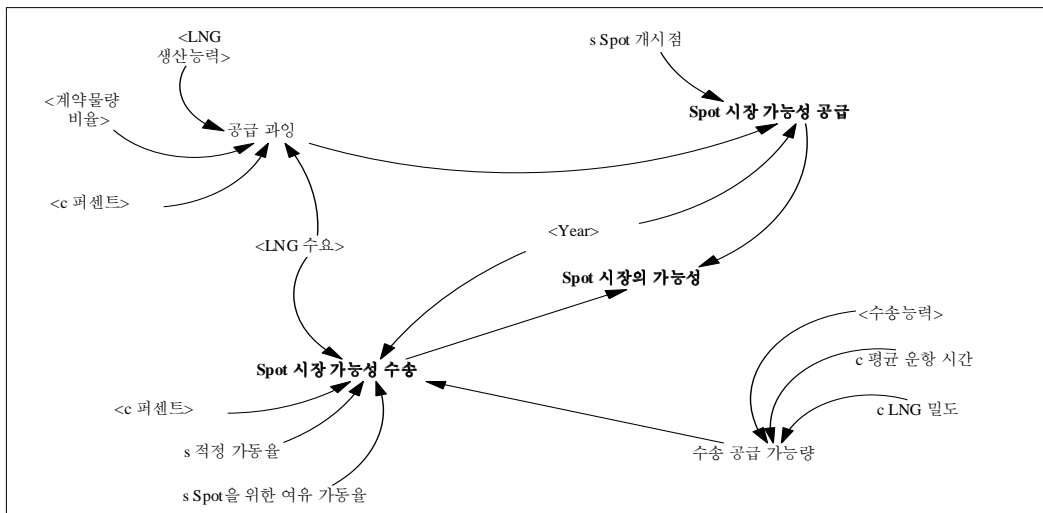
243) CLD(Causal Loop Diagram) : 정성적 모델의 약칭.  
 244) SFD(Stock and Flow Diagram) : 정량적 모델의 약칭.

동율(rate)은 그 레벨의 순간적 변화를 나타내는 변수이며, 보조변수는 레벨, 변동율, 또는 또다른 보조변수를 계산하는 데 필요한 변수이다. 이러한 변수들의 계산에는 결국 입력자료가 필요한데, 입력자료는 과거의 실적이나 설문조사, 2차 자료 조사 등을 통해서 획득한다. 이때 계량화가 곤란한 요소에 대하여 ‘기초관계 균등단위 모델링’ 개념을 적용하였다.

우선 정성 및 정량적 모델의 가장 중요한 핵심부분인 Spot 해운시장 가능성은 Spot 해운시장 가능성(공급 측면)과 Spot 해운시장 가능성(수송 측면)의 두 요소의 상호관계에 따라 발생한다. 한편 Spot 해운시장 가능성(공급 측면)은 Spot 개시점, LNG 생산능력 계약물량비율 LNG 수요와 연결되는 공급과잉, Spot 시장의 가능성에 피드백 루프로 연결되고 시간함수에 의해 상호영향을 주고받는다.

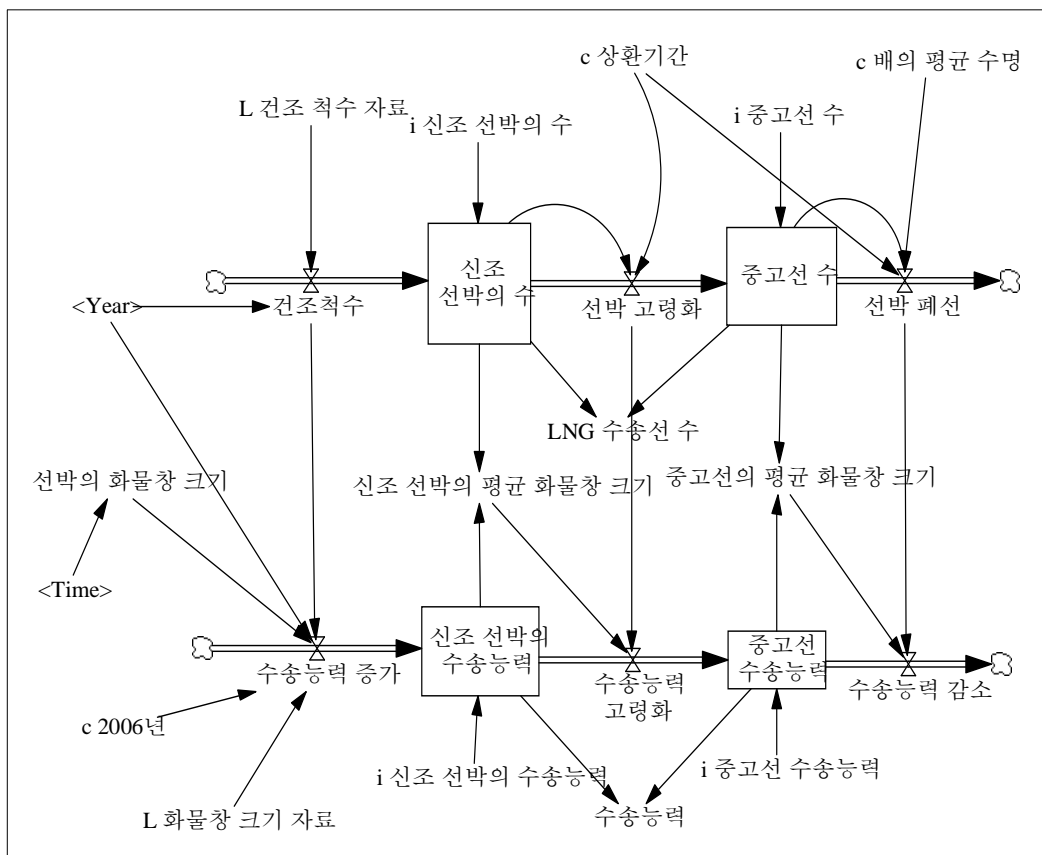
그리고 Spot 해운시장 가능성(수송 측면)은 LNG 수요, Spot을 위한 여유 가동율, 적정 가동율, 수송능력 평균운항시간 LNG 밀도에 연결된 수송 공급가능량, Spot 시장의 가능성에 피드백 루프로 연결되고 시간함수에 의해 상호영향을 주고받는다. 이들 연결 관계를 Spot 해운시장 가능성 CLD로 정리하면 아래와 같다. 한편 FSD와 관련한 주요 함수 설정내용을 살펴보면, Spot 시장의 가능성은 Spot 시장 가능성(공급측면) 및 Spot 시장 가능성(수송측면)이 각각 0.5이상일 경우 발생하는 것으로 설정하였다. 그 외 변수들의 세부 설정내용은 별첨 VENSIM 방정식에서 상세히 기술하고 있다.

[그림 4-4] Spot LNG 해운시장 가능성 CLD



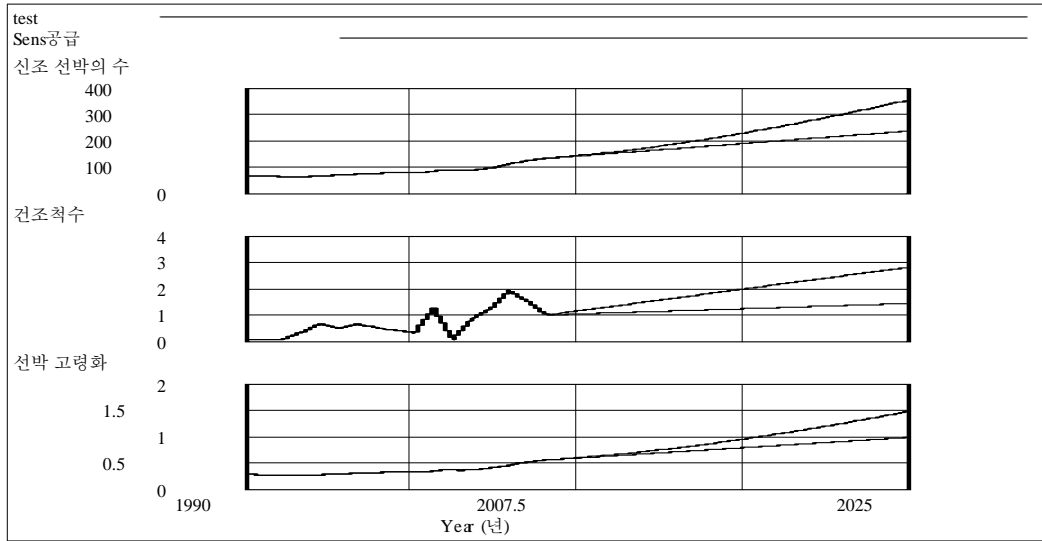
Spot 해운시장 가능성 CLD상의 수송 공급 가능량을 산출하기 위한 수송 능력 CLD는 다음과 같다. FSD와 관련하여서 레벨로 처리하는 변수는 신조선박의 수, 중고선 수, 신조선박의 수송능력, 그리고 중고선의 수송능력이다. 이와 관련 현행 운행이고 2006년까지 취향이 확정된 선박수인 206척과 해당 선박의 실제 화물창 크기 자료를 사용하였으며 선박금융 상환기간을 20년으로, 선박수명은 반영구적으로 설정하였으며 그 세부내용은 아래와 같다. 그의 변수들의 세부 설정내용은 별첨 VENSIM 방정식에서 상세히 기술하고 있다.

[그림 4-5] 수송능력 CLD



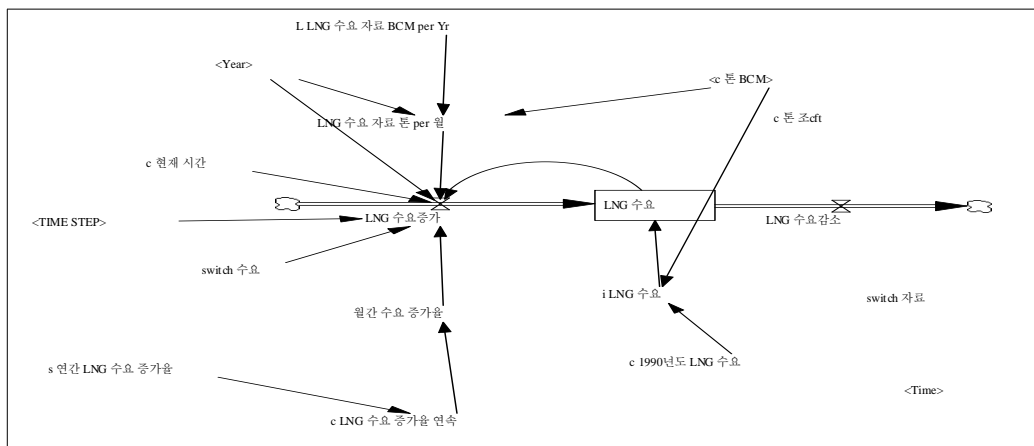
FSD에서 기술된 내용을 바탕으로 신조선박의 수, 건조척수, 선박의 고령화 내용을 Casual Strip으로 표현하면 아래와 같다.

[그림 4-6] 수송능력 Casual Strip



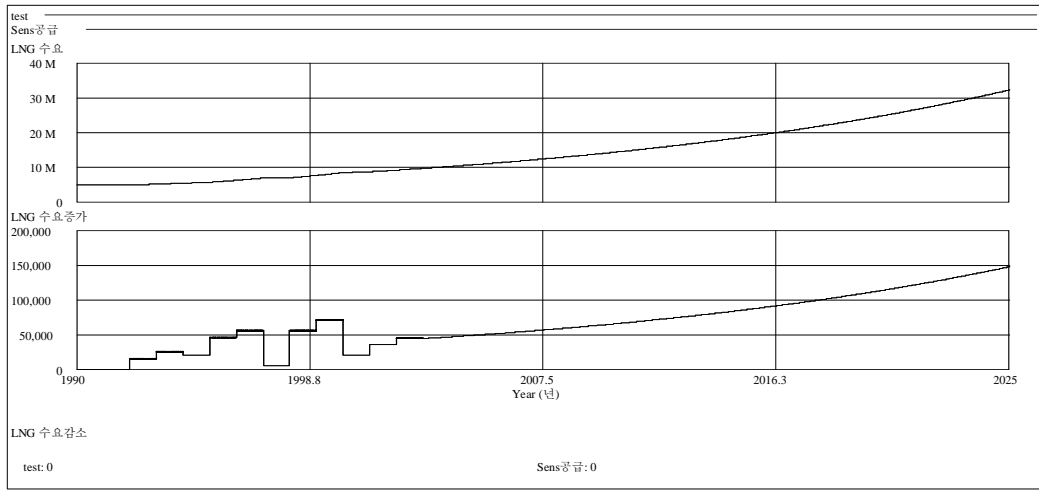
LNG 수요는 앞에서 기술한 바 있는 BP 자료의 최근 10년 자료를 바탕으로 하고 있다. LNG 수요에 대한 CLD는 아래와 같다. FSD와 관련하여서 미래의 LNG 수요증가, LNG 수요 예측과 관련하여 기존 실적자료를 바탕으로 지수함수 계산을 통하여 연간 LNG 증가율 상수(0.0565406)를 산출하였다.

[그림 4-7] LNG 수요 CLD



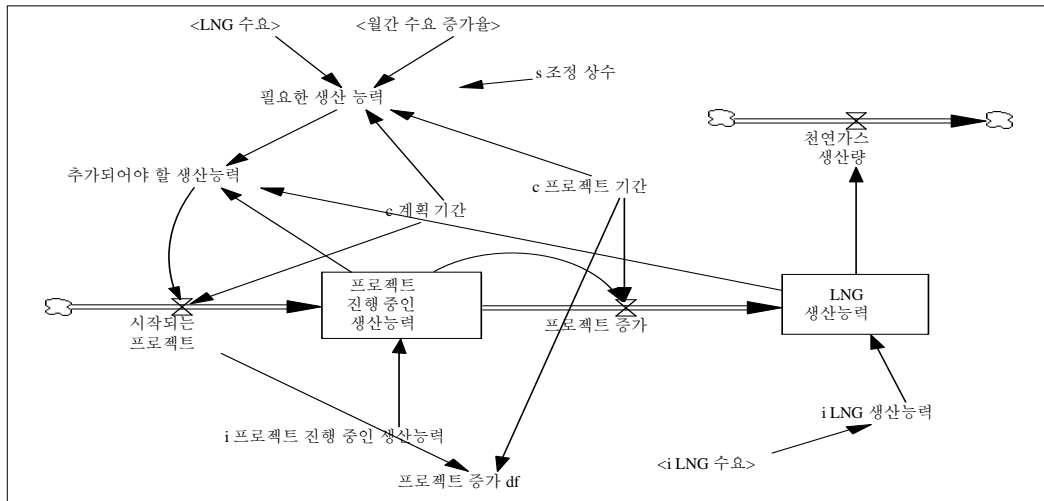
FSD에서 기술된 내용을 바탕으로 LNG수요 및 LNG 수요증가에 대한 Casual Strip으로 표현하면 아래와 같다.

[그림 4-8] LNG 수요 및 증가 Casual Strip



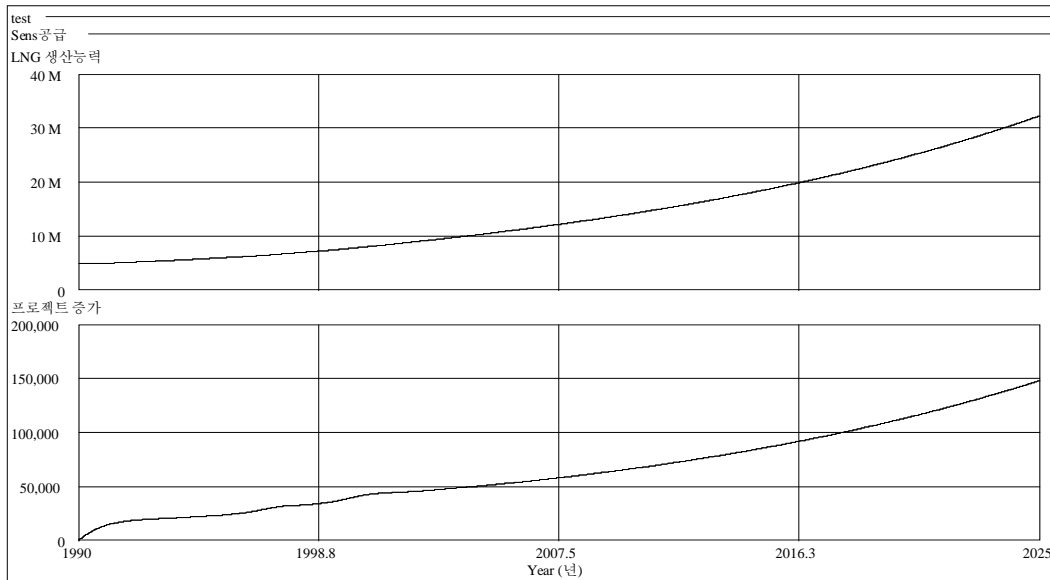
LNG 수요 CLD는 아래와 같다. FSD와 관련하여서 LNG 생산능력과 관련하여 새로운 프로젝트의 건설은 최초 탐사에서 사업운전까지 10년으로 설정하였으며, 월간 수요증가의 필요한 생산능력 반영과 관련하여서는 조정상수 0.7을 설정하였다. LNG 생산능력 산출과 관련하여 추가되어야 할 생산능력은 현재의 생산능력과 프로젝트 진행 중인 생산능력에서 필요한 생산능력을 차감하여 산출한다. VENSIM에서 분석한 1990년 이후 추가 LNG 생산능력은 다음과 같다.

[그림 4-9] LNG 수요 CLD



FSD에서 기술된 내용을 바탕으로 필요한 생산능력, 추가되어야 할 생산능력이 반영된 LNG 생산능력 대한 Casual Strip으로 표현하면 아래와 같다.

[그림 4-10] LNG 생산능력 Casual Strip

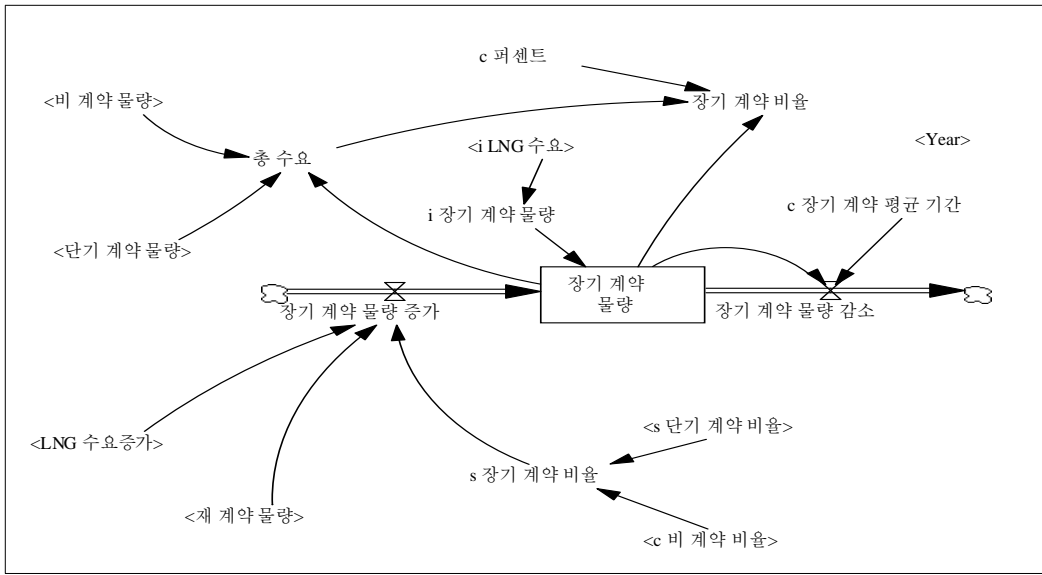


향후 Spot 해운시장의 출현과 관련하여 가장 중요한 요소인 계약방식 및 물량규모를 예측하기 위해서는, 논리적인 판단체계와 신뢰할 수 있는 다량의 정보가 필요하다. 또한 연구자는 객관성을 유지하고 정확성을 최대한 확보하려는 차원에서 연구기간 내내 특별히 천연가스 계약 및 도입 분야에서 실제 도입업무를 오래동안 담당할 실무직원의 향후 시장전망과 중요정책을 담당하는 책임자의 의지 및 향후 환경전망을 종합하였다.

우선 향후 계약추세와 관련하여 장기계약 평균 존속기간은 30년, 단기계약 비율은 40%로 설정하였으며, 미래에 장기계약에 연동되지 않는 계약으로 Spot 거래의 대상이 되는 비계약 분은 BP 자료의 최근 10년 자료를 바탕으로 하였으며 미래 예측과 관련하여 2025년에는 15%수준을 점할 것으로 예상하였다. 장기계약과 관련한 CLD는 다음과 같다.

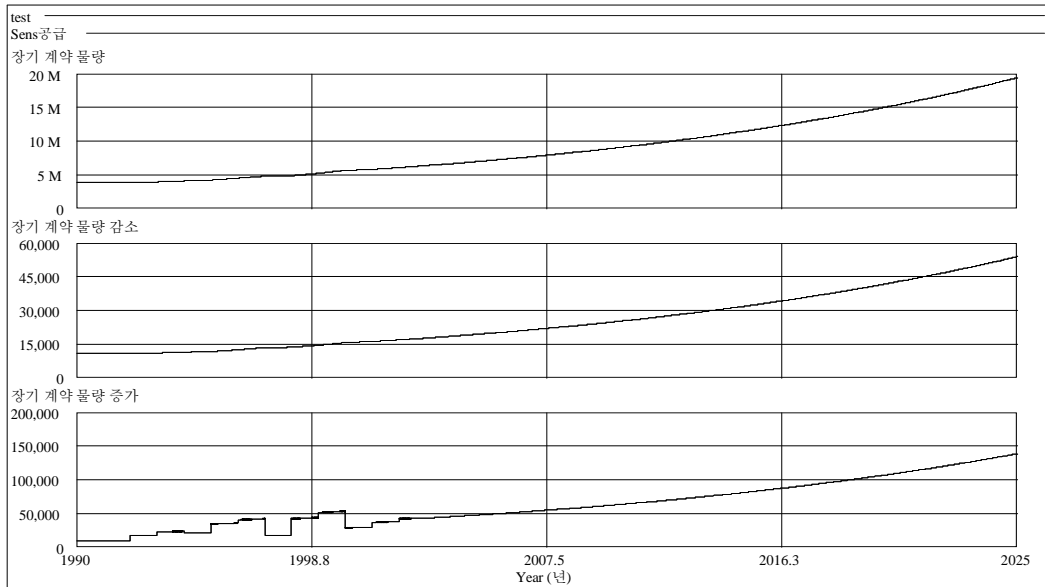


[그림 4-11] 장기 계약물량 CLD



사전 설정 계약추세 및 전망 전제조건 및 장기 계약 CLD를 바탕으로 하는 장기 계약물량 수준(Level)의 Casual Strip는 다음과 같이 전망된다.

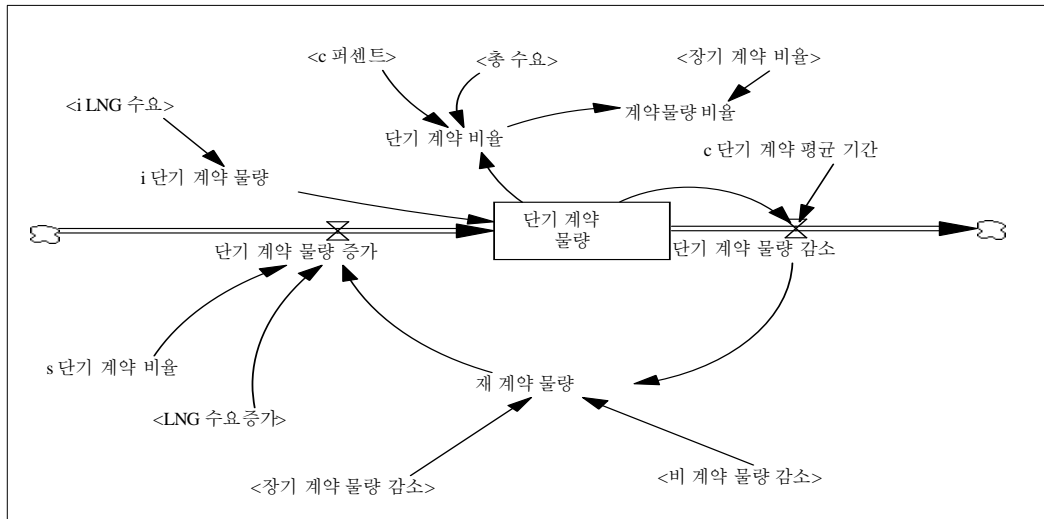
[그림 4-12] 장기 계약물량 Casual Strip



단기계약과 피드백의 연결고리를 갖는 요소들은 장기계약, 비 계약 물량이

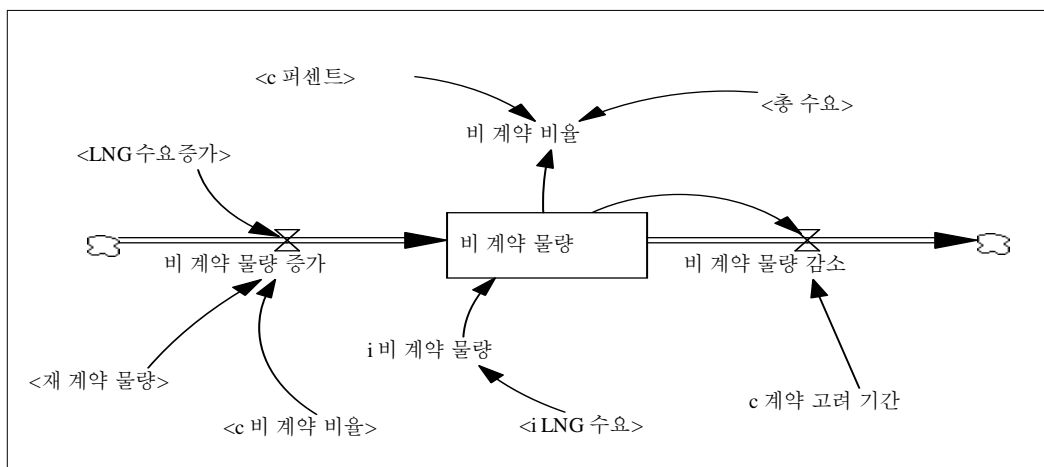
다. 이들의 관계를 보여주는 단기 계약물량 CLD는 다음과 같다. 그리고 단기 계약은 향후 장기 계약대비 약 40%의 비중을 유지하고, 단기계약이 연속적으로 체결되어 장기와 같은 계약 평균기간을 유지한다고 전제한다고 한다면 단기 계약물량 수준(Level)의 Casual Strip은 장기와 유사한 패턴을 갖는다.

[그림 4-13] 단기 계약물량 CLD



비 계약물량은 장가 및 단기 연결되어 영향을 서로 받으므로 비 계약물량 수준(Level)의 Casual Strip은 장기 및 단기와 유사하다. 다음은 비 계약물량의 CLD이다.

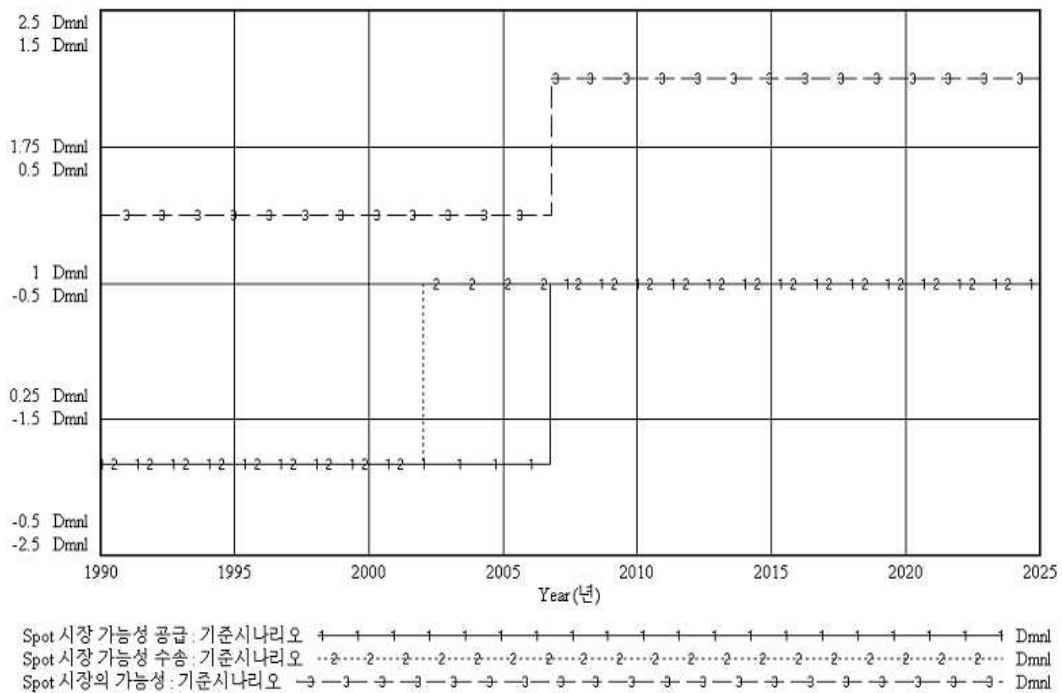
[그림 4-14] 비 계약물량 CLD



그 외에도 많은 CLD를 그려볼 수 있다. 예를 들어 선박 건조비, 인공 저장설비, 수송비용 등이다. 그러나 이들은 Spot 해운시장의 거래가격에 영향을 미치기는 하나 영향력이 크지 않으므로 기술하지 않도록 하겠다.

CLD 및 계량화 작업이 완료되면 이를 시뮬레이션으로 작동시켜 그 결과를 도출한다. 지금까지의 CLD 및 FDS의 작업은 중국적으로 Spot 가능성의 도래시기를 보는 것이다. 시뮬레이션을 구동하여 Spot 가능성에 대한 결과를 도출하면 다음과 같다.

[그림 4-15] Spot 가능성에 대한 시뮬레이션 결과



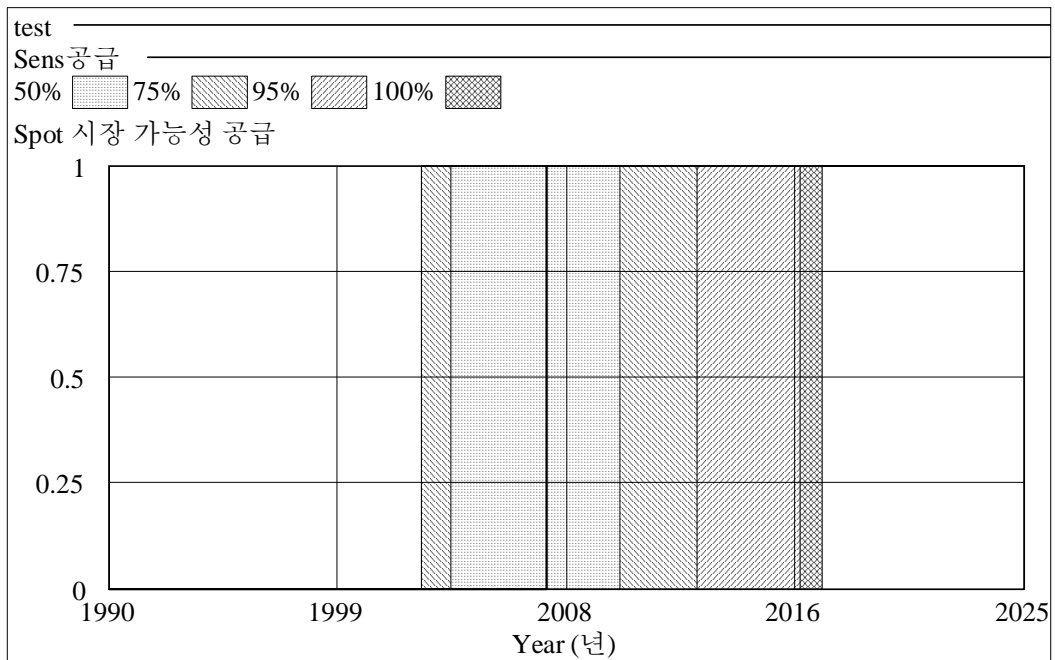
시뮬레이션에 따르면 Spot 해운시장 가능성(공급 측면)과 Spot 해운시장 가능성(수송 측면)이 모두 1의 값을 갖게 됨에 기 설정된 VENSIM 방정식에 따라 Spot 해운시장 가능성에 역시 고유값 1을 갖게 되어, Spot 해운시장이 본격화 될 것으로 전망하고 있는 개시시기를 빠르면 2007년으로 전망하고 있다. VENSIM 분석과 관련한 정성적 모델 및 정량적 모델 구축시에 모두 실제 값이 모두 반영하지 않고 일부는 계량화가 곤란하여 추산치를 반영하였으나 해당분야 전문가 의견을 반영하였다.

#### 4. 정량적 모델 검증 및 민감도 분석

이 단계에서는 완성된 정량적 모델은 도출된 결과를 바탕으로 검증과정 및 수정작업이 진행된다. 검증 방법으로는 민감도 분석을 통한 모델의 행태연 구 및 관련 실무자와의 토론, 과거 실적 자료와의 비교 등이 이용되나 학술적 측면에서 객관성 검증이 가능한 민감도 분석방식을 사용한다.

VENSIM에서는 민감도 분석과 관련한 분석기법을 제공하고 있는데 이를 이용하여 도출한 민감도 분석내용은 다음과 같다.

[그림 4-16] 민감도 분석내용



민감도 분석 결과에 따르면 Spot LNG 해운시장 개시시기가 2007년에서 크게 변동되는 않는 것으로 밝혀졌다. 따라서 동 정량적 모델 구축은 성공적 이고 신뢰할 수 있다. 다만 신뢰도율이 높은 경우 개시시기가 미래의 시점에 서 이동하는 경향을 보인다.

## 제5장 LNG선 Spot 해운시장 등장에 대비한 하주의 전략

### 제1절 LNG선 Spot 해운시장 선점을 위한 하주의 역할

시스템 다이내믹스의 이론에 기초한 분석도구인 VENSIM을 이용하여 LNG선 해운시장의 변화를 분석 한 결과에 따르면, 향후 3~5년 후 LNG 및 해운시장에서의 Spot 해운시장이 발전할 것으로 예상된다. 또한 장기 및 중기 계약분과 경쟁할 수 있는 정규시장이 될 것으로 예상된다. 따라서 이러한 변화를 예상하고 대비하지 않는다면 하주는 새로운 해운활동을 창출할 수 있는 기회를 상실할 수도 있다. 더 나아가 관련 기업들의 진입과 퇴출로 연결될 수도 있으며 해당 산업구조 자체를 변화시킬 수 있다는 면에서 중요하다.

#### 1. 하주의 의무와 역할

특히 Spot 해운시장과 수송의 유연성을 확보에 대비하는 경우에는 초기단계에서 기존의 경영전략과는 반대의 경우로 해당 선박을 보다 많이 확보하여야 할 필요성이 있으므로 이에 대한 전반적인 검토가 필요하다. 그러나 어느 정도의 선박을 확보하여 Spot 해운시장의 진입장벽에 대비하고 해결책으로 활용하여야 하는 것에 대한 결론은 하주가 처한 상황에 따라 많은 이견이 있을 수 있다. 따라서 하주가 Spot 해운시장과 수송의 유연성의 확보를 위하여 선박을 확보에 있어서 선단의 적정규모에 대한 분석보다는 선박 건조 시 필요한 하주의 전략적 대응에 대한 연구가 보다 주요할 것이다.

#### 2. 시장진입 장애물과 해결방법

미래에 예상되는 Spot 해운시장은 그 수익성이 구체화되면 될수록 시장에 대한 진입장벽이 생기기 시작할 것이다. 따라서 시장장벽이 없거나 어느 정도 용이할 때에 관련 당사자는 이에 대한 진입방법과 수익성의 분석을 통한 시장 장악 노력과 사업추진과정에서 예상되는 제반 문제에 대하여 해결책을 강구하여야 한다.

이와 관련하여, 만약 관련기업이 미래의 시장에서 우월적 지위를 발휘할

수 있는 기반을 가지고 있다면, 새로이 부응하는 시장에 대한 경쟁자의 진입과 관련한 대응 전략을 검토하여야 할 것이다. 해운에서는 수송운임이 될 것이며 이는 수송원가의 절감과 효율적인 해상운송을 통하여 창출될 수 있을 것이다. 이를 시장의 선점을 위한 하주의 역할과 전략측면에서 고찰이 필요하다.

특히 수송자의 신용경색으로 인하여 선박건조에 필요한 자금 차입자체가 어렵거나 추가의 금융비용이 발생하는 경우에서, 하주는 그동안의 변동비에서의 수동적인 수송운임의 절감 노력에서 벗어나 고정비 성격의 자본비 항목에서 적극적인 비용발생 요인을 관리하려는 전략을 구사하여야 한다.

따라서 하주는 기업생존의 차원에서 Spot 해운시장 대비 및 경제성 확보 차원에서 LNG 선박 확보단계에서부터 직접 참여하는 전략이 필요하다. 이는 단순히 해운서비스를 받기 위한 LNG선의 이용이하는 개념에서 벗어나 이외에도 수송운임의 원천이 되는 선박 건조비 상환금을 절약하려는 경제적 관점이 부가되어야 한다는 것을 의미한다. 즉 하주의 신용도가 필요로 하는 해운서비스를 제공할 수 있는 선사의 신용도 보다 높아 선박 자금 차입 시 유리한 금융조건을 확보할 수 있다면 관련 제 규정에서 정한 범위 내에서 선박확보 주체로 개입하여 선가 및 관련 부대비용을 낮추려고 노력하여야 하며, 또한 동 선박의 소유로 확보할 수 있는 Spot 해운시장에의 참여 가능성을 높이는 것이 현명하다.

그러나 이는 하주가 직접 해운활동을 영위하는 사업으로의 진입을 의미하는 것은 아니다. 해운업의 직접 참여는 하주의 사업영역을 넓힌다는 긍정적인 면도 있으나, 점차 전문화되는 해운분야에서 후발주자로서의 한계 및 효율창출에 한계가 있을 수 있으며, 대상으로 하는 수송비용 절감 수준을 넘어서는 인적 물적자원 확보 및 관리와 수반되는 추가 비용이 발생할 수 있기 때문이다. 또한 위험관리(Risk Management) 관점에서 추가적인 해상위험에 노출됨으로써 자칫 하주의 고유 사업이 해상위험에 연계되어 위험환경에 전면 노출되는 부정적 결과가 도출될 수 있다.

## 제2절 하주의 전략 전개

하주가 가까운 자체 물량수송 및 Spot 해운시장의 활성화에 따른 이익 창출의 기회를 마련하기 위하여 LNG선을 확보할 것이 확실시되는 경우, 하주는 금번 논문에서 도출한 내용을 반드시 검토할 필요가 있다. 즉 향후 단일 계약

에 한정되어 선박을 확보하고 경제성을 분석하는 것보다는 미래에 발생하는 Spot 해운시장에의 참여를 염두에 두고 선박을 충분히 발주하여야 하며, 선박 건조와 관련하여 어느 수준까지 개입을 할 것인지, 그리고 기존의 선대와 어떻게 조화롭게 활용할 것인지를 미리 결심해 두어야 한다. 특히 DES에서 FOB, 또는 FOB에서 DES로 계약조건이 바뀌는 계약의 연장에서는 미래 Spot 해운시장의 참여 의지를 사전에 점검하고 후속으로 당해 계약의 연장과 관련한 검토를 실시하여야 한다.

그러나 하주의 선박확보에의 개입은 해당선주의 재정상태를 반드시 고려하여야 한다. 즉 선박건조와 상환기간 동안에 동 차입금액은 부채로 인식되므로 다른 경영자금의 확보시 부정적인 요소로 인식 추가 금리의 상승 등의 부작용으로 작용할 수 있기 때문이다. 이와 관련하여 하주는 하주의 개입의 한계를 설정하고 공동 이익관련자가 함께 참여하는 방안을 고려할 수 있을 것이다. 이는 장기적으로 안정적인 자금의 관리를 필요로 하는 연·기금을 대상으로 하는 방안과 관련 이해당사자가 될 수 있는 해운 및 조선소 그리고 금융단이 공동으로 참여하여 기금풀(fund pool)로 운영하는 방안이 있을 수 있다.

한편 하주는 현재 및 미래에 필요로 하는 선박이 과잉될 것으로 예상되는 경우에는 신조에만 집중하기 보다는 완성되어 시장에서 거래될 수 있는 성능이 검증된 중고선을 활용하는 방안도 검토할 수 도 있다. 이는 해당선박의 건조기간을 단축한다는 긍정적인 면을 확보할 수 있는 동시에 건조자의 높은 신용상태로 건조된 선박을 시장가격으로 확보할 수 있다는 면도 고려될 수 있기 때문이다. 그러나 한편으로는 구매가격의 객관성 확보와 필요로 하는 제반 설비의 적합성에 대한 미흡함이 동시에 발생할 수도 있다는 측면을 함께 고려하여야 할 것이다. 그러나 연구의 집중도를 높이기 위하여 신조를 중심으로 전략을 수립하도록 하겠다. 다만 중고선의 경우 선박발주와 선박인도를 선박 구매로 전환한다면 전략의 이해가 충분하리라고 생각한다. 이들에 대한 각각의 방안은 다음과 같다.

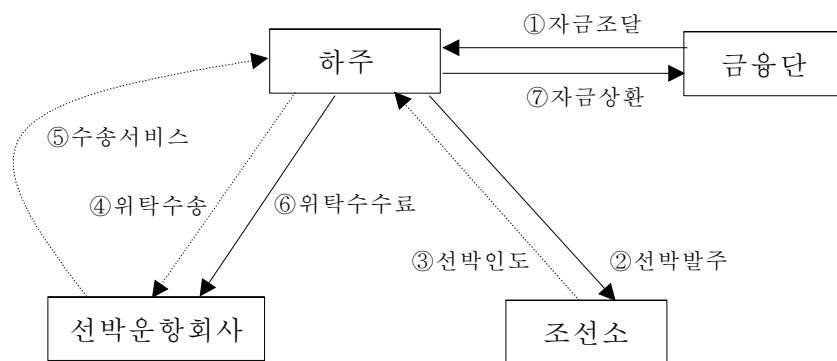
## 1. 하주가 직접 참여하는 방안

하주는 다양한 경제 환경에 직면하고 있으므로 전 하주에게 공통적으로 적용되는 모델을 설정하여 방안을 설명할 수는 없다. 그러나 기본적으로 하주가 운영선사 보다 더 좋은 신용상태와 자금 조달 능력이 있는 경우 외부로부

터 필요한 금융을 조달하여 선박확보에 직접 참여하는 방안이다. 이 방안의 경우, 해당 기업의 신용도 및 보유 자금을 최대한 활용한다는 측면에서 바람직하나, 해상 위험에의 직접 노출과 자금 조달과 관련한 회사의 부채가 증가한다는 단점이 있다.

그러나 하주는 이러한 방안이 실제로 가능한가를 관련법을 고찰할 필요가 있다. 우선 한국 해운법을 살펴보면 동 방안과 관련된 항목은 외항화물운송사업으로, 해운법 제26조에서는 해양수산부장관에게 등록하도록 명시되어 있을 뿐만 아니라 액화가스의 경우 등 주요화물의 하주 또는 대량화물의 하주가 사실상 소유하거나 지배하는 법인이 그 대량화물을 운송하기 위하여 해상화물운송사업의 등록을 신청한 경우에는 등록여부의 판단을 위하여 해양수산부장관은 미리 관련 업계·학계 및 해운전문가 등으로 구성된 정책자문위원회로부터 국내 해운산업에 미치는 영향 등에 대한 자문을 들어 등록여부를 결정하도록 되어 있는 등 제도적으로 제한사항이 많다. 그러나 하주가 사실상 운영회사의 영역에 참가하지 않는다면 동 방안은 실행 가능하다.

[그림 5-1] 하주가 직접 참여하는 방안

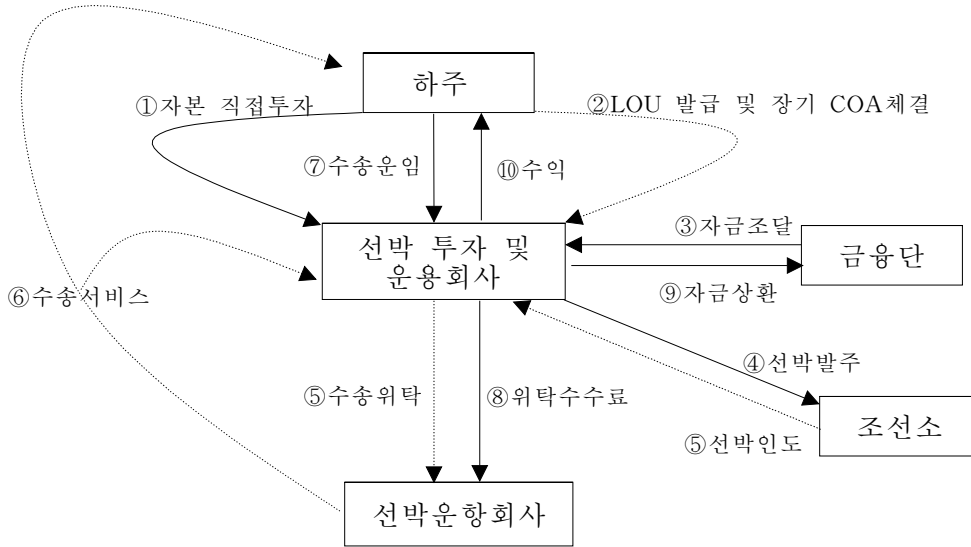


## 2. 하주가 자회사를 통하여 참여하는 방안

동 방안은 하주가 직접 선박확보에 참여하기보다는 이를 담당하는 선박투자 및 운용 자회사가 설립되도록 하고 동 회사에 자본을 투입하고 동 회사에 LOU 발급 및 장기 COA를 체결함으로써 하주에게 수송서비스를 제공하기 위한 금융조달 및 선박발주가 가능토록 하는 것이다. 동 회사는 직접 해운업을 직접 영위하고 전문선사에 이를 위탁한다.



[그림 5-2] 하주가 자회사를 통하여 참여하는 방안



이와 관련하여 참고할 수 있는 해외사례는 일본의 경우로 세부내용은 아래와 같다.

[표 5-1] 일본의 하주 참여사례

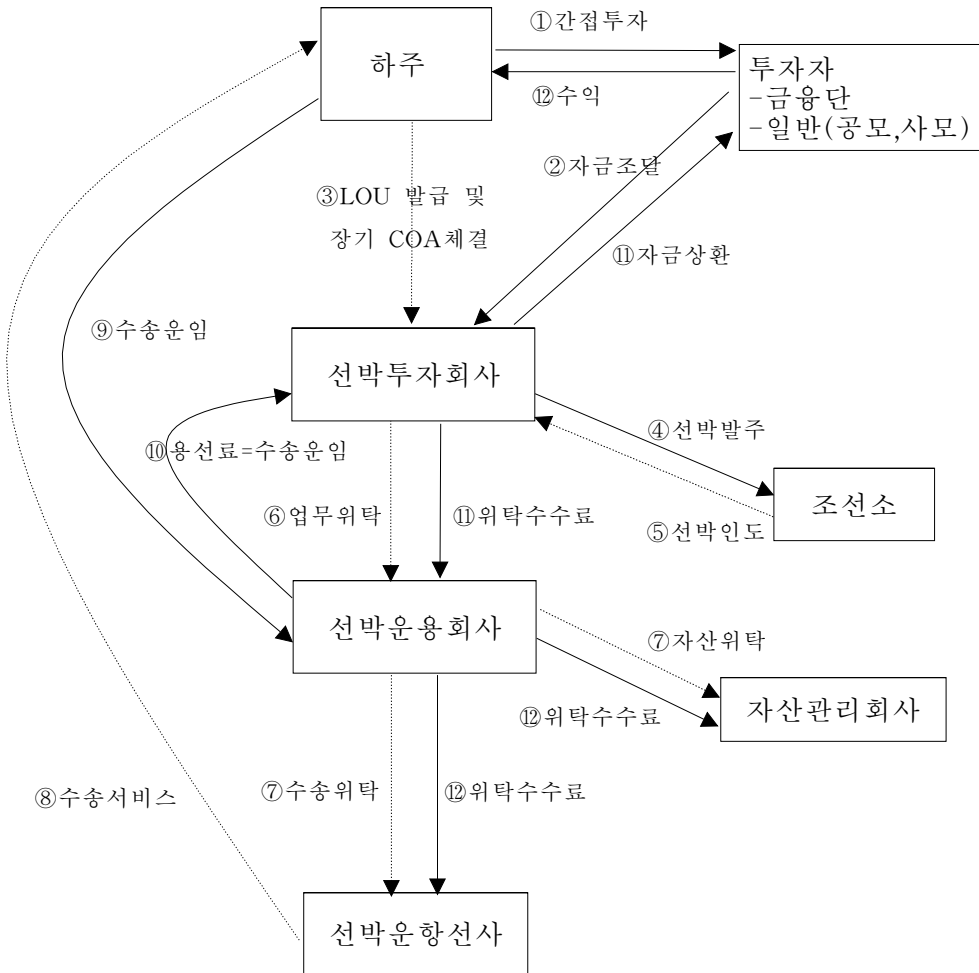
구분	도쿄 가스	오사카 가스
선박투자 자회사	Tokyo LNG Tanker Co., Ltd (도쿄가스 전액 출자)	Osaka Gas International Transport Inc (오사카 가스 전액 출자)
선박투자	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선박 지분 확보 현황</li> <li>- LNG Flora (10% 지분)</li> <li>- LNG Vesta (35% 지분)</li> <li>- Energy Frontier(100% 지분)</li> <li>○ 향후 계획</li> <li>- '05. 5월 취항선박(100% 지분)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 선박 지분 확보 현황</li> <li>- LNG Flora (35% 지분)</li> <li>- LNG Vesta (10% 지분)</li> <li>- LNG Jamal(60% 지분)</li> <li>○ 향후 계획</li> <li>- '06. 9월 취항선박(60% 지분)</li> </ul>
비고	○ 선박운항은 전문선사가 담당	○ 선박운항은 전문선사가 담당

### 3. 하주가 컨소시엄 통하여 참여하는 방안

하주의 투자가 수반되지 않기 위하여서는 투자자를 하주 또는 금융단으로 한정하기 보다는 자금 투자 여력이 있는 일반 투자자와 컨소시엄을 형성하고 선박확보에 참여하는 방법도 고려할 필요가 있다. 일반 투자자에 대해서는 필요에 따라 공모 또는 사모의 방식을 채택하는 것이다. 이는 현행의 선박투자 회사의 골격을 활용하는 방안으로 관련 규정의 보완을 전제로 추진할 수 있는

방안이기도 하다. 경우에 따라 하주가 일반 공모에 참석할 수는 있으나 이 경우 선박확보의 간접개입이라기 보다는 투자의 성격이 강할 것이다.

[그림 5-3] 하주가 컨소시엄 통하여 참여하는 방안



그러나 하주는 미래에 해당 수송계약이 종료되는 경우, 단순 투자자의 위치를 보유하므로 선박의 매각이익을 다른 투자자와 공유하거나 필요한 경우 추가 비용을 지불하고 선박을 확보해야 하는 단점이 있다. 따라서 방안을 추진하는 초기단계에서 수송계약의 종료 시의 선박의 매각처리방법 및 이익분배에 대한 내용을 명확히 하지 않을 경우 미래의 분쟁의 소지를 남길 수 있다는 점을 인식하여야 한다.

## 제6장 결 론

### 제1절 요약 및 결론

본 연구를 통하여, 세계 에너지 시장이 지속적으로 증가하고 있으며 더불어 LNG의 경우에도 이러한 수요증가에 대응하기 위하여 많은 LNG 프로젝트가 증설되거나 새로이 추진되고 있음을 실증하였다.

그리고 향후 Spot LNG 해운시장을 예상하기 위하여 세계 에너지 소비추세와 LNG 프로젝트 및 관련시장의 움직임을 LNG 공급 측면과 LNG선 수송능력 측면에 중점을 두고 시스템 다이내믹스로 분석하고자 전용 소프트웨어인 VENSIM을 이용하여 시간의 변화에 따라 어떻게 동태적으로 변화하는지, 모든 현상이 내부 순환적 환류체계에서 어떤 상호작용을 하는지, 그리고 결과적으로 시장 환경변화와 더불어 어떻게 구체화되는지를 고찰하여 향후 3~5년 이내에 도래한다는 사실을 도출하였다.

아울러 3~5년 이내에 Spot 해운시장의 등장이라는 큰 변화를 앞두고 있는 LNG선 해운시장과 관련하여, 하주가 해당 시장에 관심을 두고 새로운 영역개척 노력과 사전 준비를 하지 않는다면 미래의 우호적인 변화에 편승할 수 있는 기회를 상실함은 물론이며 주도적인 지위를 계속 유지하지 못할 위험성을 설명하고, 이러한 변화에 능동적으로 대응하고 새로운 사업기회로 활용하기 위하여 국제적이고 자본집약적인 해운 및 조선 산업의 특성을 최대한으로 활용하는 방향으로 하주와 전문선사가 상호 협력함으로써 미래의 Spot LNG 해운시장을 선점할 수 있는 방법과 이를 실천하기 위한 전략인 필요 선박 확보방안으로 i) 하주가 직접 참여하는 방안, ii) 하주가 자회사를 통하여 참여하는 방안, 그리고 iii) 하주가 컨소시엄 통하여 참여하는 방안을 제시하였다.

따라서 해당 하주는 미래의 Spot과 관련한 새로운 전략을 구상함에 있어 금번에 연구된 내용을 실제 직면하고 있는 경영환경과 조화를 이루는 방향으로 활용한다면 세계 LNG 및 해운시장에서 단순한 참여자 입장에서 나아가 새로운 사업 영역의 선도자가 될 수 있는 기회를 선점하는 효과를 얻을 수 있을 것이다.

한편 Spot LNG 해운시장에 대비하려는 하주의 움직임은 일본에서 구체화되고 있는 것으로 파악되는데, 이는 앞에서 언급한 바 있는 도쿄가스과 오사

카가스로 두 회사는 최근부터 자체 지분소유 선박을 확보에 주력하고 있다. 또한 하주는 아니지만 ExxonMobil, BG 등 에너지 메이저들이 LNG선을 대량 확보 하려는 움직임이다.

그리고 선박확보와 관련하여 하주가 고려해야 하는 사항으로, 향후 발주되는 선박은 정규항로 운항에 적합한 사양이외에 Spot 해운시장 발전에 따라 세계 어느 항로에도 안전운항을 보장받을 수 있는 추가사양을 갖추어야 할 필요성이다. 이러한 움직임의 시초는 최근에 취향한 도쿄가스 소유의 LNG선인 Energy Frontier호 경우로 주 항로는 열대지방이나 유빙지역에서 모든 항해가 가능한 제반 설비를 갖추고 있다.

## 제2절 연구의 한계 및 향후 연구과제

본 연구에서 LNG 및 LNG선 해운시장의 변화 움직임을 계량화하고 후속 방안을 고찰함으로써 향후 반드시 발생할 것으로 예상되는 Spot LNG 해운시장을 선점할 수 있고, 관련 업계가 필요한 선박확보를 위하여 상호간 협력해야 하는 객관적인 판단근거를 제시하고자 최선을 다하였다.

그러나 LNG 및 LNG선과 관련된 최근 자료가 대부분 기업경영과 전략설정 차원에서 기밀로 관리되고 있고 일부는 축적되지 않은 관계로, 종합적으로 분석하는데 필요한 최신자료의 입수와 활용이 어려웠다. 따라서 일부 분야의 경우 세밀한 분석과 검증이 보다 철저하게 이루어지지 못한 아쉬움이 있다. 향후 이 점에 대한 보완이 수반되어야 할 것이다.

또한 미래 Spot LNG 해운시장과 관련하여 제시된 제반 전략의 채택 여부와 시급성 판단은 해당 하주의 고유의 권한임과 동시에 하주가 제반 사업 환경을 고려하여 최종 결정하여야 하는 고도의 전문성이 요구되는 분야이므로 본 연구범위에서 제외하였다. 또한 이에 대한 추가연구가 수행되어야 할 것이다.

## [참고 문헌]

### 1. 국내문헌

- 1) 기회원, 「해운경영학」, 해문출판사, 1995.
- 2) 김길수, 「Logistics and International Shipping」, 다솜, 2002.
- 3) 김도훈, 문태현, 김동환, 「시스템 다이내믹스」, 대영문화사, 1999.
- 4) 김동환, 「인과지도의 시뮬레이션 방법론 : NUMBER」, 중앙대학교, 2000.
- 5) 김병관, 김동환, 「지배적 피드백 루프의 인지적 특성과 시사점」, 중앙대학교, 2000.
- 6) 김석중, 「리스금융」, 한국리스금융협회, 1995.
- 7) 김선민, 문성암, 박정훈 「물류관리론」, 서울대학교, 2002.
- 8) 김세현, 「현대경영과학」, 무역경영사, 2000.
- 9) 마문식, 「선박금융과 해운기업의 경영전략」, 해운산업연구원, 1992.
- 10) 박용섭, 「정기용선 계약법」, 효성출판사, 1999.
- 11) 박현규, 이원철, 「해운론」, 한국해사문제연구소, 1991.
- 12) 박현재, 「의사결정분석의 내용과 방법」, 영남대학교, 1999.
- 13) 박호근, 「정기선 해운의 운임결정요인과 안정화 방안에 관한 연구」, 한국해양대학교 박사학위 논문, 2002.
- 14) 박흥국, 전기정, 「의사결정 지원시스템」, 경문사, 1984.
- 15) 방희석, 「국제운송론」, 박영사, 1999.
- 16) 서정규, 「가스산업 구조개편 방향 및 주요 정책과제」, 에너지경제연구원, 2001.
- 17) 안기명, 「한국 해운산업의 용선의사 결정에 영향을 미치는 요인에 관한 실증연구」, 한국해운학회, 1996.
- 18) 안기명, 김형태, 방희석, 「한국컨테이너 부두공단 장기발전방안에 관한 연구」, 한국컨테이너 부두공단, 2000.
- 19) 양창호, 박병인, 「해운경기 결정요인 분석」, 해운산업연구원, 1996.
- 20) 에너지경제연구원, 「해외 에너지시장 동향」, 각호.
- 21) 육근호, 「물류원가관리의 혁신」, 풀빛, 1998.

- 22) 이 승, 「국적 LNG선 운임구조에 관한 실증연구」, 한국해양대학교 석사 학위 논문, 2002.
- 23) 이재균, 「BSC에 의한 동북아 물류 중심국가 전략구축에 관한 연구」, 한국해양대학교 박사학위 논문, 2003.
- 24) 임석민, 「국제운송론」, 삼영사, 1999.
- 25) 장의태, 「우리 나라 해운기업의 국제화전략」, 대외경제정책연구원, 1992.
- 26) 정구현, 「국제경영학」, 법문사, 1993.
- 27) 정기호, 백천현 「경영과학」, 학현사, 2003.
- 28) 진형인, 백종실, 이수철, 「국제경쟁력 제고를 위한 국적선사의 선박 확보방안」, 해운산업연구원, 1993.
- 29) 최재수, 「해운정책론 서설」, 한국해양대학교, 1996.
- 30) 한국가스공사, 「가스기술 용어집」, 2001.
- 31) \_\_\_\_\_, 「가스산업」, 각호.
- 32) \_\_\_\_\_, 「국적 LNG선 수송자 및 건조자 교육과정」, 1998.
- 33) \_\_\_\_\_, 「한국가스공사 20년사」, 2003.
- 34) 한국가스연맹, 「가스동향」, 각호.
- 35) 한국선박운용(주), 「선박투자회사 제도 소개」, 2003.
- 36) 한국선주협회, 「해운관련 법령집」, 2002.
- 37) \_\_\_\_\_, 「해운연보」, 각호.
- 38) 한국해양대학교 목포해양대학교 선주협회, 국가 해운력 강화를 위한 상선사관 병역제도에 관한 연구, 2002.
- 39) 한국해사재단, 「해운여건 변화에 대응하는 정책전환과 경영기법 연구」, 1999.
- 40) 해양수산부, 「선박투자회사법 해설」, 2001.

## 2. 외국문헌

- 1) Abhyankar, Jayant and Bijwadia, S. I., Maritime Joint Ventures, Paris, 1994.
- 2) Alderton, Dictionary of Shipping: International Business and Abbreviations, 4th Edition, London, 1995.
- 3) Alderton, Patrick M., Sea Transport: Operation and Economics, London, 1995.
- 4) Banister, D. & K.J. Button, Transport, the Environment and Sustainable Development, London, 1993.
- 5) Beenstock, M.A. Vergottis, An Econometric model of World Shipping, London, 1993.
- 6) Benson, D., R. Bugg & G. Whitehead, Transport & logistics, New York, 1994.
- 7) Bierman, H. & S. Smidt, The Capital Budgeting Decision, Economic Analysis of Investment Projects, New York, 1993.
- 8) BP, BP Statistical Review of World Energy 2002, London, June 2003, web site [www.bp.com](http://www.bp.com).
- 9) BP, BP Statistical Review of World Energy 2001, London, June 2002, web site [www.bp.com](http://www.bp.com).
- 10) BP, World LNG Map 2001 Edition, London, 2002.
- 11) Cambridge Energy Research Associates, "Japan's Nuclear Shutdowns Impact Far East Oil and Gas Market Fundamentals," CERA Alert, London, December 2002.
- 12) Cedigaz, Natural Gas Statistics for 2001: Cedigaz' First Estimates, Paris, March 2002.
- 13) Coyle, R.G., "Qualitative Modelling in System Dynamics", Proceedings of 1999 Conference of System Dynamics Society, New Zealand, 1999.
- 14) Coyle, R.G., "The Practice of system dynamics: milestones, lessons and ideas from 30 years experience", *System Dynamics Review*, New York, January 1998.

- 15) Drewry Shipping Consultants, Ship Costs: Issues, Developments and Prospects to 2003, London, 1999.
- 16) Drewry Shipping Consultants, Statistical Tables, London, 2000.
- 17) DRI & WEFA, North America and Western Europe: Monthly Outlook, Lexington, September 2002.
- 18) DRI & WEFA, World Overview, Lexington, September 2002.
- 19) Eberlein, L. Robert, and D. W. Peterson, Understanding Models with VENSIM, New York, January 1994.
- 20) Eden, C., 1994, "Cognitive mapping and problem structuring for system dynamics model building," *System Dynamics Review*, 1994.
- 21) Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2003, Washington, January 2003.
- 22) Energy Information Administration, Country Analysis Briefs, July 2003.
- 23) Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Washington DC, October 2002, web site [www.eia.doe.gov/pub/forecasting/steo/oldsteos/oct02.pdf](http://www.eia.doe.gov/pub/forecasting/steo/oldsteos/oct02.pdf).
- 24) Energy Information Administration, U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2001 Annual Report , Washington DC, November 2002.
- 25) Evans, J.J. & P.B. Marlow, Quantitative Methods in Maritime Economics, Surrey, 1990.
- 26) Farthing, B., International Shipping, London, 1993.
- 27) Farthing, Bruce and Brownrigg, Mark, Farthing on International Shipping, London, 1997.
- 28) Fearnley, World Shipping Review, London, 2000.
- 29) Ford, D.N., "A behavior approach to feedback loop dominance analysis", *System Dynamics Review*, Vol. 15, No. 1, 1999.
- 30) Haralambides, H.E., Topics in Applied Maritime Economics, Rotterdam, 1998.
- 31) Harwood, Stephenson, Shipping Finance, London, 1995.
- 32) Helga, Steeg, Natural Gas Transportation-Organization & Regulation, Paris, 1994.



- 33) International Energy Agency, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, Paris, 2002.
- 34) Jansson, J.O. & D. Shneerson, Liner Shipping Economics, London, 1987.
- 35) Kampmann, "Feedback loop gains and system behavior", Proceedings of the 1996 International System Dynamics Conference, 1996.
- 36) Karim Jamal., Paul E. Johnson., & R. Glen Berryman, "Detecting Framing Effects in Financial Statements," *Contemporary Accounting Research*, Vol. 12, No. 1, 1995.
- 37) Lars Gorton, Shipbroking and Chartering Practice, London, 1999.
- 38) Lloyd's Register, Shipping Statistical Tables, London, 2000.
- 39) Stopford, Martin, Maritime Economics, London, 1997.
- 40) Mitsubishi Corporation, LNG Projects in the Asia Pacific-Overview, April 2002.
- 41) Radler, M., "Worldwide Reserves Increase As Production Holds Steady," *Oil & Gas Journal*, Vol. 100, No. 52, December, 2002.
- 42) National Energy Board of Canada, Canadian Energy Supply and Demand to 2025, Calgary, June 1999.
- 43) Nevitt, Peter K. and Fabozzi, Frank , Project Financing, London, 1995.
- 44) Oil & Gas Journal, Worldwide Look at Reserves and Production, 2003.
- 45) Poten & Parters , LNG in World Markets, New York, 2000.
- 46) Poten & Parters, LNG Cost & Competition, New York, 1999.
- 47) Sakhalin Energy Investment Company Ltd., Projects In Sakhalin, May 2003.
- 48) SIGTTO, Port Information for LNG Export and Import Terminals, March 2000.
- 49) Spruyt, John, Ship Management, London, 1994.
- 50) Statoil, "New Norwegian Discoveries," Press Release, November 2002, web site [www.statoil.com](http://www.statoil.com).
- 51) Stokes, Peter, Ship Finance: Credit Expansion and the Boom-Bust Cycle, London, 1997.

## [VENSIM 방정식]

- c 1990년도 LNG 수요 = 80 Units: BCM/년
- c 2006년 = 2006 Units: 년
- c LNG 밀도 = 0.465 Units: 톤/CBM
- c LNG 수요 증가율 연속 = LN(1+s 연간 LNG 수요 증가율) Units: 1/년
- c 계약 고려 기간 = 120 Units: 년
- c 계획 기간 = 12 Units: 월
- c 단기 계약 평균 기간 = 120 Units: 년
- c 배의 평균 수명 = 1200 Units: 월
- c 비 계약 비율 = WITH LOOKUP(Year,([(1990, 0)-(2025, 0.4)],(1990, 0.1),(2025, 0.15) )) Units: Dmnl
- c 상환기간 = 240 Units: 월
- c 인공적 저장설비 산출을 위한 저장기간 = 0.333333 Units: 월
- c 장기 계약 평균 기간 = 360 Units: 년
- c 톤 BCM = 730000 Units: 톤/BCM
- c 톤 조 CFT = 47090 Units: 톤/조 CFT
- c 퍼센트= 100 Units: 퍼센트
- c 평균 운항 시간 = 0.66667 Units: 월
- c 프로젝트 기간 = 120 Units: 월
- c 현재 시간 = 2003 Units: 년
- FINAL TIME = 420 Units: 월
- i LNG 계약가격 = INITIAL(L LNG 계약가격 자료(1990)) Units: 만 달러/톤
- i LNG 생산능력 = INITIAL(i LNG 수요) Units: 톤/월
- i LNG 수송비용 = INITIAL(i LNG 계약가격 \* 0.3) Units: 달러/MMBTU
- i LNG 수요 = INITIAL(c 1990년도 LNG 수요 \* c 톤 BCM/12) Units: 톤/월
- i LNG 증개소= 2 Units: 개
- i LNG 현물가격 = 30 Units: 만 달러/톤
- i 단기 계약 물량 = INITIAL(i LNG 수요 \* 0.2) Units: 톤/월
- i 비 계약 물량 = INITIAL(i LNG 수요 \* 0) Units: 톤/월
- i 선박건조비 = 1.7 Units: 억 달러/척
- i 신조 선박의 수 = 68 Units: 척
- i 신조 선박의 수송능력 = 7.09443e+006 Units: IBM
- i 인공적 저장 설비 = INITIAL(i LNG 수요 \* c 인공적 저장설비 산출을 위한

저장기간) Units: 톤

i 장기 계약 물량 = INITIAL(i LNG 수요 \* 0.8) Units: 톤/월

i 중고선 수 = 0 Units: 척

i 중고선 수송능력 = 1000 Units: CBM

i 프로젝트 진행 중인 생산능력 = 0 Units: 톤/월

INITIAL TIME = 0 Units: 월

L LNG 계약가격 자료([(1990, 0)-(2025, 40)],(1990, 3.64),(1991, 3.99),(1992, 3.62),(1993, 3.52),(1994, 3.18),(1995, 3.46),(1996, .66),(1997, 3.91),(1998, 3.05),(1999, 3.14),(2000, 4.72),(2001, 4.64),(2002, 4.27),(2025, 4.5)) Units: 달러/MMBTU

L LNG 수요 자료 BCM per Yr([(1990, 0)-(2025, 400)],(1991, 80),(1992, 80),(1993, 83),(1994, 88),(1995, 92),(1996, 101),(1997, 112),(1998, 113),(1999, 124),(2000, 138),(2001, 142),(2002, 149),(2010, 220),(2015, 270)) Units: BCM/년

L 건조 척수 자료([(1990, 0)-(2025, 40)],(1990, 1),(1991, 1),(1992, 1),(1993, 4),(1994, 8),(1995, 6),(1996, 8),(1997, 6),(1998, 5),(1999, 4),(2000, 15),(2001, 1),(2002, 10),(2003, 15),(2004, 23),(2005, 18),(2006, 12),(2025, 33.6842)) Units: 척/년

L 선박 건조비 자료([(1990, 1.5)-(2025, 4)],(1990, 2.6),(1991, 2.8),(1992, 2.7),(1993, 2.5),(1994, 2.4),(1995, 2.5),(1996, 2.2),(1996.63, 2.3),(1998, 1.9),(1999, 1.65),(2000, 1.6),(2001, 1.65),(2004, 1.75),(2015.67, 1.60307),(2025, 1.5)) Units: 억 달러/척

L 화물창 크기 자료([(1990, 80000)-(2015, 200000)],(1990, 125000),(1991, 125000),(1992, 125000),(1993, 89075),(1994, 124260),(1995, 130845),(1996, 111469),(1997, 116300),(1998, 99400),(1999, 137000),(2000, 129033),(2001, 137000),(2002, 135620),(2003, 138033),(2004, 135739),(2005, 142789),(2006, 142792)); Units: IBM

LNG 계약가격 = INSTEP(LNG 계약가격의 변화, i LNG 계약가격) Units: 만 달러/톤

LNG 계약가격의 변화 =(L LNG 계약가격 자료(Year) - LNG 계약가격) / TIME STEP Units: 만 달러/톤

LNG 생산능력 = INSTEP(프로젝트 증가, i LNG 생산능력) Units: 톤/월

LNG 수송비용 = INTEG(LNG 수송비용 변화, i LNG 수송비용) Units: 달러/MMBTU

LNG 수송비용 from 약산 1 = LNG 계약가격 \* 0.3; Units: 달러/MMBTU

LNG 수송비용 변화 =(LNG 수송비용 from 약산 1 - LNG 수송비용) / TIME STEP Units: 달러/(MMBTU\*월)

LNG 수송선 수 = 신조 선박의 수+중고선 수 Units: 척

LNG 수요 = INTEG(+LNG 수요증가-LNG 수요감소, i LNG 수요) Units: 톤/월

LNG 수요 자료 톤 per 월 = L LNG 수요 자료 BCM per Yr(Year) \* c 톤 BCM /12 Units: 톤/월

LNG 수요 감소 = 0 Units: 톤/(월\*월)

LNG 수요증가 = IF THEN ELSE(switch 수요>0 :OR: Year< = c 현재 시간,(LNG 수요 자료 톤 per 월 - LNG 수요) / TIME STEP, LNG 수요 \* 월간 수요 증가율 ) Units: 톤/(월\*월)

LNG 증개소 = INTEG(LNG 증개소 증가, i LNG 증개소) Units: 개

LNG 증개소 증가 = 0 Units: 개

LNG 현물가격 = INTEG(LNG 현물가격의 변화, i LNG 현물가격) Units: 만 달러/톤

LNG 현물가격의 변화 = 0 Units: 만 달러/(월\*톤)

s Spot 개시점= 1.07 Units: Dmnl

s Spot을 위한 여유 가동률 = 5.5 Units: 퍼센트

s 단기 계약 비율 = 0.4 Units: Dmnl

s 연간 LNG 수요 증가율 = 0.0565406 Units: 1/년

s 장기 계약 비율 = 1 - c 비 계약 비율 - s 단기 계약 비율 Units: Dmnl

s 적정 가동률 = 95 Units: 퍼센트

s 조정 상수 = 0.7 Units: Dmnl

SAVEPER = TIME STEP Units: 월

Spot 시장 가능성 공급 = IF THEN ELSE(공급 과잉> = s Spot 개시점, 1, 0) \* IF THEN ELSE(Year< 2002, 0, 1) Units: Dmnl

Spot 시장 가능성 수송 = IF THEN ELSE(수송 공급 가능량 \*(s 적정 가동률 - s Spot을 위한 여유 가동률) / c 퍼센트 > LNG 수요, 1, 0) \* IF THEN ELSE(Year< = 2002, 0, 1) Units: Dmnl

Spot 시장의 가능성 = IF THEN ELSE(Spot 시장 가능성 공급>0.5 :AND: Spot 시장 가능성 수송>0.5, 1, 0) Units: Dmnl

TIME STEP = 0.0625 Units: 월

Year = TIME BASE(1990, 0.0833333) Units: 년

건조척수 = L 건조 척수 자료(Year) / 12 Units: 척/월

계약물량 비율 = 장기 계약 비율 + 단기 계약 비율 Units: Dmnl

공급 과잉 = LNG 생산능력 /(LNG 수요\*계약물량 비율/c 퍼센트) Units: Dmnl

단기 계약 물량 = INTEG(+단기 계약 물량 증가-단기 계약 물량 감소, i 단기 계약 물량) Units: 톤/월  
 단기 계약 물량 감소 = 단기 계약 물량 / c 단기 계약 평균 기간 Units: 톤/(월\*월)  
 단기 계약 물량 증가 =(LNG 수요증가+재계약 물량) \* s 단기 계약 비율 Units: 톤/(월\*월)  
 단기 계약 비율 = 단기 계약 물량 / 총 수요 \* c 퍼센트 Units: 퍼센트  
 비 계약 물량 = INTEG(+비 계약 물량 증가-비 계약 물량 감소, i 비 계약 물량) Units: 톤/월  
 비 계약 물량 감소 = 비 계약 물량 / c 계약 고려 기간 Units: 톤/(월\*월)  
 비 계약 물량 증가 =(LNG 수요증가 + 재계약 물량) \* c 비 계약 비율 Units: 톤/(월\*월)  
 비 계약 비율 = 비 계약 물량 / 총 수요 \* c 퍼센트 Units: 퍼센트  
 선박 고령화 = 신조 선박의 수 / c 상환기간 Units: 척/월  
 선박 폐선 = 중고선 수 / (c 배의 평균 수명 - c 상환기간) Units: 척/월  
 선박건조비 = INTEG(선박건조비 변화, i 선박건조비) Units: 억 달러/척  
 선박건조비 변화 =(L 선박건조비 자료(Year) - 선박건조비) / TIME STEP Units: 억 달러/척  
 선박의 화물창 크기 = WITH LOOKUP(Time,([(1990, 0)-(2025, 200000)],(1990, 125000),(1995, 135000),(2003, 147000),(2008, 160000),(2025, 200000))) Units: CBM/척  
 설비 증설 =(인공적 저장설비 from 산출 방식 1 - 인공적 저장 설비) / TIME STEP Units: 톤/월  
 수송 공급 가능량 = 수송능력 \* c LNG 밀도 / c 평균 운항 시간 Units: 톤/월  
 수송능력 = 신조 선박의 수송능력 + 중고선 수송능력 Units: CBM  
 수송능력 감소 = 선박 폐선 \* 중고선의 평균 화물창 크기 Units: CBM/월  
 수송능력 고령화 = 선박 고령화 \* 신조 선박의 평균 화물창 크기 Units: CBM/월  
 수송능력 증가 = IF THEN ELSE(Year <= c 2006년, L 화물창 크기 자료(Year), 선박의 화물창 크기) \* 건조척수; Units: CBM/월  
 시작되는 프로젝트 = 추가되어야 할 생산능력 / c 계획 기간 Units: 톤/(월\*월)  
 신조 선박의 수 = INTEG(건조척수-선박 고령화, i 신조 선박의 수) Units: 척  
 신조 선박의 수송능력 = INTEG(+수송능력 증가-수송능력 고령화, i 신조 선박의 수송능력) Units: CBM  
 신조 선박의 평균 화물창 크기 = 신조 선박의 수송능력 / 신조 선박의 수 Units:

CBM/척

인공적 저장 설비 = INTEG(설비 증설, i 인공적 저장 설비) Units: 톤

인공적 저장설비 from 산출 방식 1 = LNG 수요 \* c 인공적 저장설비 산출을 위한 저장기간 Units: 톤

장기 계약 물량 = INTEG(+장기 계약 물량 증가-장기 계약 물량 감소, i 장기 계약 물량) Units: 톤/월

장기 계약 물량 감소 = 장기 계약 물량 / c 장기 계약 평균 기간 Units: 톤/(월\*월)

장기 계약 물량 증가 =(LNG 수요증가 + 재계약 물량) \* s 장기 계약 비율 Units: 톤/(월\*월)

장기 계약 비율 = 장기 계약 물량 / 총 수요 \* c 퍼센트 Units: Dmnl

재계약 물량 = 장기 계약 물량 감소 + 단기 계약 물량 감소 + 비 계약 물량 감소 Units: 톤/(월\*월)

중고선 수 = INTEG(선박 고령화-선박 폐선, i 중고선 수) Units: 척

중고선 수송능력 = INTEG(+수송능력 고령화-수송능력 감소, i 중고선 수송능력) Units: CBM

중고선의 평균 화물창 크기 = ZIDZ(중고선 수송능력, 중고선 수) Units: CBM/척

천연가스 생산량 = LNG 생산능력 Units: 톤/월

총 수요 = 장기 계약 물량 + 단기 계약 물량 + 비 계약 물량 Units: 톤/월

추가되어야 할 생산능력 = 필요한 생산 능력 -(LNG 생산능력 + 프로젝트 진행 중인 생산능력) Units: 톤/월

프로젝트 증가 = 프로젝트 진행 중인 생산능력 / c 프로젝트 기간 Units: 톤/(월\*월)

프로젝트 진행 중인 생산능력 = INTEG(시작되는 프로젝트+프로젝트 증가, i 프로젝트 진행 중인 생산능력) Units: 톤/월

필요한 생산 능력 = LNG 수요 \* EXP((c 계획 기간 + c 프로젝트 기간) \* 월간 수요 증가율 \* s 조정 상수) Units: 톤/월

## [단위 환산표]

### 1. 에너지원에 따른 열량 환산표

에너지원	단위	발열량	에너지원	단위	발열량
원유	kcal/kg	10,000	유연탄	kcal/kg	6,600
휘발유	kcal/ℓ	8,300	프로판가스	kcal/kg	12,000
경유	kcal/ℓ	9,200	부탄가스	kcal/kg	11,800
등유	kcal/ℓ	8,700	천연가스	kcal/Nm <sup>3</sup>	10,500
병커 C유	kcal/ℓ	9,900	천연가스	kcal/kg	13,000
무연탄	kcal/kg	4,500	전기	kcal/kWh	2,500

### 2. 석유, 석탄, 중유 등가 환산

	10 <sup>5</sup> BTU 발열량	10 <sup>5</sup> Kcal 발열량	BOE	TOE	TCE	ft <sup>3</sup> 천연가스	Nm <sup>3</sup> 천연가스
석유 등가 바렐 (BOE)	5.8	1.462	1	0.1349	0.21217	5,800	155.5
석유 등가 톤 (TOE)	43	10.836	7.414	1	1.5730	43,000	1,152.8
석탄 등가 톤 (TCE)	27.337	6.888	4.713	0.6357	1	27,337	732.9
중유 등가 톤	41.4	10.433	7.138	0.9628	1.5144	41,400	1,109.9

### 3. LNG 환산

으로 에서	10억 m <sup>3</sup> (NG), BCM(NG)	10억 ft(NG), BCF (NG)	백만 TOE, M TOE	백만 톤(LNG), M t(LNG)	조 BTU, T BTU	백만 BOE, M BOE
10억 m <sup>3</sup> (NG), BCM(NG)	1	35.3	0.90	0.73	36	6.29
10억 ft(NG), BCF (NG)	0.028	1	0.026	0.021	1.03	0.18
백만 TOE, M TOE	1.111	39.2	1	0.805	40.4	7.33
백만 톤(LNG), M t(LNG)	1.38	48.7	1.23	1	52.0	8.68
조 BTU, T BTU	0.028	0.98	0.025	0.02	1	0.17
백만 BOE, M BOE	0.16	5.61	0.14	0.12	5.8	1

### 4. LNG 산지별 물성표

조성(Vol %)	인도네시아		브르나이	말레이시아	오만	카타르
	아룬	바닥				
메탄(CH <sub>4</sub> )	90.41	91.04	90.70	90.42	87.37	90.03
에탄(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	6.48	5.64	4.88	5.12	7.70	6.33
프로판(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1.99	2.41	2.85	3.03	3.09	2.25
i-부탄(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.46	0.45	0.65	0.65	0.77	0.36
n-부탄(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.49	0.42	0.83	0.53	0.80	0.46
i-펜탄(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.03	0.01	0.03	0.00	0.04	0.00
n-펜탄(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00
질소(N <sub>2</sub> )	0.13	0.02	0.05	0.26	0.22	0.57



## 2. 선박 톤수

### 2.1 선박 톤수 내용

선박의 크기를 표현하는데 옛날부터 톤수(Tonnage)가 사용됨. 선박에 사용되는 Ton은 중량의 단위로서의 톤만이 아니고 용적의 개념으로도 Ton을 사용하고 있음. 그러므로 Ton이 쓰이는 용도에 따라 배의 중량을 나타내는 배수량톤수, 배의 용적을 나타내는 총톤수 및 순톤수, 배가 적재할 수 있는 화물의 중량을 나타내는 재화중량톤수, 선박의 종류별 가공공수에 의한 상대적 지표인 표준화물선 환산톤수의 5가지가 주로 사용되고 있음.

### 2.2 톤수의 종류와 내용

#### ■ 총톤수(Gross Tonnage : GT)

Capacity Tonnage(용적톤)로서 선각(船殼)으로 둘러싸여진 선체 총용적으로부터 상갑판 상부에 있는 추진, 항해, 안전, 위생에 관계되는 공간을 차감한 전용적.

#### ■ 순톤수(Net Tonnage : NT)

직접 영업행위에 사용되는 면적, 즉 화물과 여객의 수송에 제공되는 용적. 다시 말하면 총톤수에서 선박운항에 이용되는 부분의 적량(선원실, 해도실, 기관실, 밸러스트탱크 등)을 공제한 순적량을 톤수로 환산한 수치로 총톤수와 같이 100 ft<sup>3</sup>를 1톤으로 하며, 보통 총톤수의 약 0.65배 정도에 해당. 순톤수는 직접 상행위를 하는 용적이므로 항세, 톤세, 운하통과료, 등대 사용료, 항만시설 사용료의 기준이 됨.

#### ■ 재화중량톤수(Deadweight Tonnage : DWT)

선박이 적재할 수 있는 화물의 중량을 말하며, 여기에는 화물, 여객, 선원 및 그 소지품, 연료, 음료수, 밸러스트, 식량, 선용품 등의 일체가 포함되어

있으므로 실제 수송할 수 있는 화물의 톤수는 재화중량톤수로부터 이들 각종의 중량을 차감한 것임. 1DWT가 Metric System에서는 1,000kg, Long Ton을 쓰는 영국에서는 2,240Lb(1Lb = 0.4536kg), 그리고 Short Ton을 쓰는 미국에서는 2,000Lb임.

■ 배수량톤수(Displacement Tonnage : DISPT)

물위에 떠있는 선박의 수면하 부피와 동일한 물의 중량이 배수량이며 아르키메데스의 원리에 의한 선박의 무게로 주로 균함에 쓰여지는 톤수. 1배수톤은 DWT에서와 같으며, 1Metric Ton은 해수일 때는 35 ft<sup>3</sup>, 담수일 때는 36 ft<sup>3</sup>으로 환산 사용. 균함에서 주로 쓰여지는 톤수.

■ 표준화물선 환산톤수(Compensated Gross Tonnage : CGT)

표준화물선으로 환산한 수정총톤으로 기준선인 1.5만DWT(1만GT) 일반화물선의 1GT당 건조에 소요되는 공사량(가공공수)을1.0으로 하여 각 선종 및 선형과의 상대적 지수로서 CGT 계수를 설정하고 선박의 GT에 이를 곱하여 CGT를 구한 것으로 선박의 공사량을 나타낼 수 있는 하나의 척도임. 예를 들면 기준선인 1만GT 일반화물선의 CGT계수는1.0으로 1만CGT가 되나 15만GT Duple Hull인 VLCC의 CGT계수는 0.3이기 때문에 CGT로는 4.5만임. 현재 OECD WP6에서 사용되고 있는 CGT 계수중 LNG 및 LPG선, 탱커계수는 아래와 같음.

선종	LNG 선	LPG선	원유선(이중 선복)
기준	4천DWT 미만 2.05	4천DWT 미만 2.05	4천DWT 미만 1.85
	4천 ~ 10천 1.60	4천 ~ 10천 1.60	4천 ~ 10천 1.30
	10천 ~ 20천 1.25	10천 ~ 20천 1.15	10천 ~ 30천 0.85
	20천 ~ 30천 1.15	20천 ~ 30천 0.90	30천 ~ 50천 0.70
	30천 ~ 50천 1.00	30천 ~ 50천 0.80	50천 ~ 80천 0.55
	50천DWT 이상 0.75	50천DWT 이상 0.70	80천 ~ 160천 0.45
			160천 ~ 250천 0.35
		250천DWT 이상 0.30	

### 2.3 한국 LNG선 톤수 비교

호선	선 박 명	탱크용량 (m <sup>3</sup> )	총톤수 (GT)	순톤수 (NT)	재하중량톤수 (DWT)	배수량톤수 (DISPT)	표준화물선환산톤수 (CGT)
1호선	현대 유토피아 (Hyundai Utopia)	127,088	103,764	31,219	63,270	93,500	77,823
2호선	와이케이 소버린 (YK Sovereign)	127,125	103,764	31,129	63,270	93,500	77,823
3호선	한진 평택 (Hanjin Pyeongtaek)	130,637	90,004	27,001	61,622	95,867	67,503
4호선	현대 그린피아 (Hyundai Greenpia)	127,088	103,764	31,129	63,270	93,500	77,823
5호선	에스케이 써미트 (SK Summit)	138,004	95,378	28,613	68,900	98,700	71,534
6호선	현대 테크노피아 (Hyundai Technopia)	138,480	113,998	34,199	68,945	102,985	85,499
7호선	한진 무스카트 (Hanjin Muscat)	138,366	93,765	28,129	67,102	101,597	70,324
8호선	에스케이 수프림 (SK Supreme)	138,255	92,866	27,859	68,321	97,503	69,650
9호선	현대 코스모피아 (Hyundai Cosmopia)	138,480	113,998	34,199	68,945	102,985	85,499
10호선	케이 아카시아 (K. Acacia)	138,017	95,376	28,612	69,000	97,508	71,532
11호선	현대 아쿠아피아 (Hyundai Aquapia)	138,480	113,998	34,199	68,945	102,985	85,499
12호선	에스케이 스피렌더 (SK Splendor)	138,370	92,866	27,859	68,321	97,503	69,650
13호선	한진 수르 (Hanjin Sur)	138,333	93,769	28,130	67,102	101,597	70,327
14호선	현대 오션피아 (Hyundai Oceanpia)	138,480	113,998	34,199	68,945	102,985	85,499
15호선	한진 라스라판 (Hanjin Ras Laffan)	138,214	93,769	28,130	67,102	101,597	70,327
16호선	에스케이 스텔라 (SK Stellar)	138,306	92,866	27,859	68,321	97,503	69,650
17호선	케이 프리지아 (K. Freesia)	138,016	95,381	28,614	69,000	97,508	71,536

### 3. 선박 크기 및 속도

#### 3.1 선박 크기별 정의

구분	내 용	DWT 범위	선 중
HANDY SIZE	운항에 따른 위험 부담이 작고 수익률 및 제반 운항 면에서 적합한 크기의 선박,	18~45K	BC
PANA MAX	Panama Canal을 통과할 수 있는 최대선폭(B 32.24m)을 가진 선박으로 일정 화물 및 항로를 갖는 Liner 성격이 강함..	60~70K	BC CONT
AFRA MAX	Average Freight Rate Assessment Maximum의 약자. 운임 측면에서 가장 경제적인 크기의 선박	95~105K	TK
SUEZ MAX	Suez Cannal을 통과할 수 있는 최대 크기의 선박으로 Cargo Volume 100만 Barrel을 적재할 수 있음.(Ship Draft 56 Feet)	135~150K	TK
VLCC	Very Large Crude Oil Carrier의 약자. Cargo Volume 100만 Barrel을 적재 가능한 크기의 선박	240~280K	TK
ULCC	Ultra Large Crude Oil Carrier의 약자. DWT 300K 이상의 대형 Tanker	300~320K	TK
CAPE B.C	남아프리카의 Cape Town 및 남미의 Cape horn을 주로 곡물수송을 위해 운항하는 선박으로 Post Panamax으로서는 운항에 가장 경제적인 크기의 선박	145~170K	BC
EURO MAX	Europe 선주사에 인기가 있던 Handy Size 선박으로 Cargo Handling Gear를 보유하고, Container 적재가 가능한 다목적선이 많으며, 후진국의 항만사정을 고려해 Draft가 낮고(12m 미만), 부정기선(Tramper)의 성격이 강함	30~40K	BC
DUBAN MAX	남아프리카의 광물을 운송할 목적으로 그 항구의 조건에 맞게 주로 일본 조선소가 건조한 선박	-	BC
SHIMIUZ MAX	일본 Shimizu조선소에서 건조한 35K급 BC선	35K	BC
DUNKIRK MAX	프랑스 Dunkirk Port에 입양 가능한 크기의 선박	165K	BC
VLBC	Very large Bulk Carrier 200K급		BC

#### 3.2 선박 속도 환산표

	Km/h	Mile/h	Knot
Km/h	1	0.62137	0.53996
Mile/h	1.60934	1	0.86896
Nautical Mile(Knot)	1.852	1.1508	1

#### 4. LNG 수출입 항구간 거리표

(단위 : N mile)

수입국(항) 수출국(항)	한국 (Pyeongtaeck)	일본 (Sodegaura)	대만 (Yung An)	중국 (Guangdong)	미국 (Lake Charles)	프랑스 (Montoir)	이태리 (La Spezia)	스페인 (Huelva)	벨기에 (Zeebrugge)	터키 (Marmara Ereglisi)
인도네시아 (Arun)	3,149	3,504	2,218	1,429	11,041	7,297	5,806	6,452	7,631	5,209
인도네시아 (Badak)	2,493	2,663	1,575	1,540	11,394	8,903	7,412	8,058	9,237	6,815
인도네시아 (Tanggub)	2,550	2,438	1,742	1,986	10,705	9,727	8,242	8,888	10,067	7,645
말레이시아 (Bintulu)	2,124	2,405	1,174	1,205	11,453	8,525	7,034	7,680	8,859	6,437
브루나이 (Lamut)	2,082	2,365	1,132	1,101	11,411	8,619	7,128	7,774	8,953	6,531
오만 (Qalhat)	5,634	6,005	4,729	4,557	9,165	5,415	3,930	4,876	5,755	2,333
카타르 (Ras Laffan)	6,156	6,511	5,225	5,110	9,687	5,943	4,452	5,098	6,277	3,855
UAE (Das Island)	6,089	6,444	5,158	5,047	9,620	5,876	4,385	5,031	6,210	3,788
호주 (Withnell Bay)	3,633	3,682	2,715	2,689	11,620	8,977	7,486	8,132	9,311	6,889
파푸아뉴기니아 (Ravaul)	3,250	2,504	2,471	2,800	9,306	10,903	9,418	10,064	11,243	8,821
러시아 (Prigorodnoye)	1,415	905	1,985	2,269	9,799	11,408	9,923	10,569	11,748	8,966
이란 (Tombak)	6,200	6,559	5,283	5,111	9,724	5,974	4,489	5,135	6,314	3,892
예멘 (Adan)	6,100	6,482	5,206	5,034	7,992	4,242	2,757	3,403	4,582	2,160
리비아 (Marsa el Brega)	8,329	8,684	7,398	7,172	6,086	2,342	953	1,497	2,676	816
알제리 (Arzew)	9,241	9,596	8,310	8,084	4,692	1,218	681	373	1,552	1,560
알제리 (Skikda)	8,886	9,241	7,955	7,729	5,507	1,563	456	718	1,897	1,205
나이지리아 (Bonny Island)	10,406	10,756	9,475	9,296	6,103	3,986	4,178	3,331	4,320	5,109
트리니다트바코 (Port of Spain)	13,301	13,651	12,370	10,389	2,200	3,720	4,280	3,366	3,985	5,211
미국 (Kenai)	4,087	3,338	4,579	4,755	15,628	15,213	15,424	14,591	15,545	11,958
자료 출처 : BP World-wide Marine Distance Table 및 한국가스공사 보유 정보 종합 단위 환산 : 1.852 N mile/km										

## 감사의 글

늘 관심과 열의를 가지시고 부족한 저를 이끌어주신 안기명 지도교수님께 진심으로 존경과 감사를 드립니다. 그리고 미흡한 논문의 심사를 기꺼이 맡아 수고해주신 심사위원장이신 최재수 교수님, 심사위원이신 박상갑 교수님, 신용존 교수님 동아대학교 윤재홍 교수님께 감사드리며, 심도 있는 해운관련 연구가 가능토록 각별하신 관심을 가져 주신 해운경영 학부장 조성철 교수님 및 신한원 교수님 그리고 VENSIM 분석에 지원을 아끼지 않으신곽상만 박사님에게도 이 지면을 빌어 감사의 뜻을 표합니다.

그리고 회사가 바쁨에도 불구하고 해양대학교에서 학문연구를 계속하도록 배려하여 주신 오강현 사장님, 관리본부장님, 마케팅사업단장님, 건설사업단장님, 도입처장님, 통영기지건설사무소장님 그리고 수송부장님에게도 감사를 드립니다.

또한 귀중한 시간을 할애하여 자료수집에 도움을 준 수송부 직원 여러분들 그리고 관련 자료를 지원해주신 한국선주협회, 한국해양수산개발원, 국내 해운 및 조선소 임직원께도 감사한 마음을 전합니다.

항상 학문에 정진하라고 말씀하신 아버님과 어머님, 따뜻한 격려의 말씀을 잊지 않으셨던 장인과 장모님, 항상 저를 걱정해주시던 형, 형수, 누님, 처남 그리고 무엇보다 항상 인내와 사랑으로 지켜 보아준 아내와 가족에게 고마운 마음을 이 작은 결실로 대신합니다.

끝으로 부족하기만 한 저에게 도움을 주셨던 많은 분들께도 감사의 말씀을 드리며, 국내 해운 및 조선 산업의 발전에 미력하나마 보탬이 되는 논문을 쓰고자 의욕을 가졌으나 이에 못 미치는 것 같아 송구스러울 따름이며, 저의 부족한 곳에 대해 지도편달을 부탁드립니다.

대단히 감사합니다.