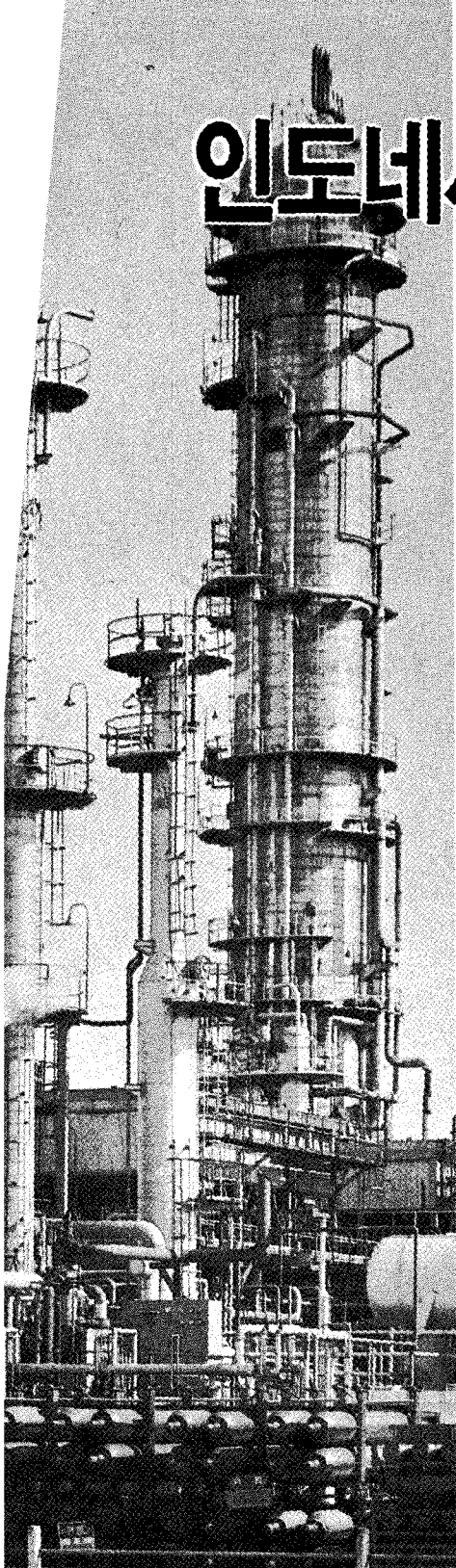


인도네시아 에너지 동향



1. 서론

인도네시아는 세계최대의 섬국가로서 총인구는 1억 6900만(1986년 현재)으로 아시아 제일의 석유수출국이며 유일한 OPEC 회원국이다. (1962년 가입)

인도네시아의 산유량은 1977년 168.6만B/D를 피크로 이후 감소하여 1986년에는 139만B/D를 생산하였다.

이와같이 산유량이 감소하는 원인은 인도네시아가 OPEC 시장감시위원회의 회원이기 때문에 생산할당량과 가격을 비교적 충실하게 준수하므로써 대폭적인 인하판매를 하지않는 내적 요인과 가장 큰 교역국인 일본에서 발전용 연료에 다양화로 저유황 석유에 대한 수요가 감소하는 외적요인이 있다.

본고에서는 인도네시아 경제를 어렵게 한 역에너지 파동을 포함한 전반적인 에너지 경제에 대하여 소개하고자 한다.

2. 이중구조의 에너지경제

에너지수급구조는 그 나라의 소득수준과 밀접한 관계를 가지고 있다. 일반적으로 저소득국에서는 비상업에너지(신탄, 농업폐업물 등)의 비

율이 높으며 상업에너지에서는 석유의존도가 높다.

인도네시아도 그 예외는 아니어서 총1차 에너지의 소비 부문에서 비상업 에너지의 비율이 37~45%정도 차지하는 것으로 나타나 있다.

또한 비상업에너지를 사용하는 인구는 약80%정도이며 소비통계는 작성되지만 추측에 의한 것으로 신뢰할 수 없다.

이 조사에 의하면 자바섬에서는 1986년에 1인당 0.88m³ 즉 1.09배럴(석유환산)의 비상업에너지가 사용되었다.

이것을 근거로 인도네시아의 전체소비량을 추측하면 $0.8 \times 169 \times 10^6 \times 1.09 = 1.474$ 억 배럴이 된다. 여기에 1986년의 상업에너지 소비량 2.464억 배럴을 합하여 인구로 나누면 1인당 에너지소비량은 2.33 배럴로서 일본의 1/7에 해당된다.

비상업에너지는 대부분 농촌에서 사용되므로 향후 장기 간동안 적어도 인구증가율만큼 소비가 증가될 것으로 전망된다.

인도네시아는 저소득층이 조명용, 요리용에 사용하는 등유가격에 재정 보조금을 지원하므로써 저렴하였지만 그 보조금이 너무 많아 수차례에 걸쳐서 정유가격을 인상하였

다. 그 결과 재정보조금이 작아지는 만큼 정유소비량도 감소하여 상업에너지로 부터 비상업에너지로 후퇴하는 결과가 발생하였다.

신탄림의 벌목은 산림파괴를 초래하여 홍수에 의한 표토의 유출, Dam, 하구로의 모래퇴적을 유발시킨다. 따라서 개발도상국에서의 화전농업, 신탄림의 벌목에 의한 산림의 파괴는 세계적인 문제로 나타나고 있다.

인도네시아에서도 산림파괴의 문제가 심각하지만 충분한 산림정책을 세우지 못한 실정이다.

농촌, 벽지에서는 상업에너지의 대부분이 조명과 요리용으로 사용되고 있다. 인도네시아의 5주에서 786개소의 농촌지역을 대상으로 조사한 자료에 따르면 1인당 연 0.4배럴, 즉 1일 0.2l가 조명과 요리용으로 사용되고 있다. 조명용 수요는 총에너지수요의 16.3%, 요리용 수요는 14% 정도 차지하고 있다.

인도네시아의 전기보급율은 1986년에 19.5%로 낮은편이며 1인당 전력소비량은 147 Kwh이다. 또한 전기가 보급되는 마을수는 1987년 8월 현재 14,557개로 전체의 22%에 불과한 실정이다.

3. 에너지의 다양화

인도네시아는 70년대에 석유소비량이 10~15%의 높은 증가율을 보였으며 이러한 현상이 1990년초까지 지속되면 석유수출국에서 수입국으로 바뀔 위험성도 가지고 있다.

총 1차 에너지소비에서 차

지하는 석유점유율은 1987년에 85.1%로 매우 높았다.

정부는 주 외화소득원인 석유수출의 연장과 국내 에너지 자원의 이용을 유효하게 하기 위해서 1979년부터 전력을 중심으로한 에너지다양화 정책을 시작하였다. 인도네시아는 천연가스, 수력, 석탄, 지열 등 비석유 국내 에너지자원이 풍부하지만 저유가시대에 있어서 이러한 자원은 거의 관심을 갖지 못하였다. 고석유가격은 소비지로부터 멀리 떨어진 벽지의 에너지개발도 채산이 가능하였다.

인도네시아 정부의 에너지다원화 정책중에서 가장 성공한 분야는 발전부문으로 1979년 이후 석탄화력발전 800 Mw, 지열발전 30Mw, 수력발전 700Mw가 건설되었다.

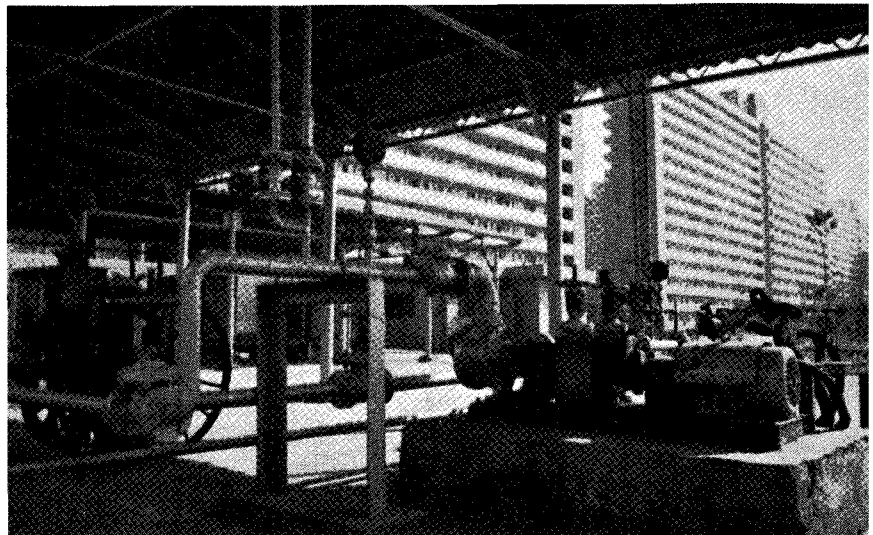
인도네시아의 상업에너지 소비량은 1986/1987재정년도에 2.46억 배럴(석유환산)이었으며 에너지별 공급비율은 석유 65.9%, 가스 21.8%, 수력 8.5%, 석탄 3.6%, 지열 0.2%로 되어있다.

총 상업에너지소비에서 석유점유율은 1978년 85.1%에서 1987년도에는 65.9%까지 감소하였다.

이와같이 약 20%정도의 감소는 1980년대에 들어서 석유수요의 억제와 타에너지 특히 가스의 사용증가에 의한 것이다. 특히 석유 소비량은 모든 예상을 뒤엎고 1983년부터 86년까지 4년간 연속해서 마이너스 성장을 나타냈다.

정부는 석유수요의 억제와 재정보조금의 삭감을 위해서 1982년 1월 가중평균에서 58%, 1983년 1월에 53%, 1984년 7월에 16%의 가격인상을 하였으며 1985년 4월 1일부터는 10%의 VAT(부가가치세)가 부과되었다.

이와같이 지속적인 세율인상으로 인하여 석유제품의 가격(1당 루피아)은 1980년과 1985년을 비교하면 정유는 37.50루피아에서 165루피아로, 자동차용 경유는 52.50루피아에서 220루피아로, 슈퍼·가솔린은 220루피아에서 440루피아로, 연료유는 45루



피아에서 220루피아로 각각 인상되었다. 정유와 쌀의 가격상승은 국민의 반발이 강해서 정치적으로 금기시 되어왔던 것으로 석유제품의 대폭적인 인상은 대담한 조치였다.

가격상승에 의한 수요억제 효과가 가장 현저하게 나타난 부분은 정유로서 정유소비량은 1982년에 5,187만 배럴이었던 것이 1986년까지 매년 감소되어 1986년에는 4,362만 배럴이 소비되었다.

수송용 디젤유도 4,985만 배럴에서 4,742만 배럴로 감소되었으며 공업용 디젤유는 923만 배럴에서 885만 배럴로, 연료유는 2,383만 배럴에서 1,800만 배럴로 각각 감소되었다.

소비부문별로는 1983년부터 4년간 계속해서 감소한 가정 부문이 가장 크며 공업부문도 1984년부터 3년간 계속 감소되었다.

수송부문은 1983년에 한번 감소한 후 다시 증가로 전환되고 있다.

전체적으로 국내 석유소비량은 1982년 2,621.6만kl(1.65억 배럴)였으나 1986년에는 2,382.9만kl(1.50억 배럴)로서 240만kl(0.15억 배럴)가 감소되었다.

석유가격의 인상과 수요감소로 인하여 등경유에 대한 재정보조금은 1981/82년도에는 20.56억\$를 상회하였지만 1982/83년에는 14.14억\$, 1983/84년에는 9.39억\$, 1984/85년에는 4.8억\$, 1985/86년에는 2.6억\$로 감소되어 1986/87년에는 Zero가 되었다.

따라서 인도네시아는 역석

유과동을 대비해서 세계은행에서 장기간 의존해 왔던 등경유 보조금을 여하튼 Zero로 하는데 성공하였다.

4. 가스개발과 이용

석유가격의 상승은 천연가스의 개발과 이용을 촉진시켰다. 천연가스는 소비지로 부터 멀리 떨어진 장소에서 생산되기 때문에 석유가격이 안정된 시대에는 경제성이 작고 이용율도 낮았다. 가스를 국내에서 이용하기 위해서는 가스전에서 소비지까지 공급할 가스공급시스템의 설치가 필요하였다. 천연가스의 이용은 화학비료, 제철 등 대형 수요를 위해서 파이프 라인이 이미 배설되어 있으므로 그 주변에서는 일반 가정까지도 공급되고 있다.

도시가스로서 천연가스공급은 배관이 설치되어 있는 일부 지역에만 공급이 되고있다. 가스생산자 측에서 보면 국내에 공급하는 가스가격은 정책적으로 저렴하게 설정되어 있다. 가격은 다음과 같이 2가지로 구분되어 있다.

○제철소

1) 발전용 연료로 사용하는 천연가스 : 100만 BTU당 2\$

2) 제조공정에서 원료로 사용하는 천연가스 : 100만 BTU당 65Cent.

○화학비료 공장 : 100만 BTU당 1\$

○기타 공업용 : 100만 BTU당 3\$

가스 공급자들은 위와 같이 국내의 공급가격이 저렴하므로 개발의욕이 상실되었다. 수출용 LNG의 천연가스는 100만 BTU당 3\$로 거래되고 있다. 대부분의 경우 LNG용으로 개발된 가스전의 가스가 국내용으로 수출가격의 1/3이하로 거래되고 있다.

5. LNG 수출의 확대

수출을 위한 LNG생산은 전혀 개발되지 않았던 국내 가스자원의 개발을 가능하게 하였다. 따라서 개발된 가스자원의 일부는 저가격으로 국내이용으로 공급되어 가스소비량을 증가시켰다. 수출수요와 국내수요의 증가로 천연가스생산은 표1과 같이 1982년을 제외하고 매년 증가하였다. 1986년에는 천연가스생산량이 1조 6,290억 입방 feet에 도달하였다. 이것은 석유로 환산해서 814,000B/D에 해당된다.

석유생산은 1982년부터 정체되어 있는 반면에 천연가스생산은 매년 순조롭게 증가하고 있다.

천연가스 생산량을 석유로 환산해서 석유생산과 비교하여 보면 양자의 차이는 점점 좁혀지고 있는 것을 알 수 있다.

만약 원유생산이 감소되고

표-1 천연가스 생산량

(단위 : 10억입방 feet=Scf)

| | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 년 계 | 981 | 1,046 | 1,124 | 1,112 | 1,186 | 1,521 | 1,580 | 1,629 |
| 대전년비 | +19.6 | +6.6 | +7.5 | -1.1 | +6.9 | +28.2 | +3.9 | +7.1 |

(출처) Migas.

가스생산이 지속적으로 증가된다면 1990년에는 가스생산량이 석유생산을 초과할 것으로 예상되고 있다. 늦어도 1990년대 전반에는 석유와 가스생산이 역전되어 인도네시아의 Turning Point(분기점)이 될 것이다.

인도네시아의 천연가스생산은 일본의 LNG수출로 인하여 촉진되었다. 인도네시아는 현재 10계열의 트레인이 가동중이다. LNG수출량은 표-3과 같이 1986년에 1,530만톤에 도달하였다.

인도네시아는 세계 최대의 LNG수출국이다. 인도네시아의 LNG 80%이상을 일본이 수입하고 있다. 일본은 1976년에 2,160만톤의 LNG를 수입하였으며 그 중에서 52.2%를 인도네시아로부터 수입하였다.

일본은 석유과동 이후 에너지원의 다양화 일환으로서 LNG개발 및 수입을 추진하였다. 그 결과, 유향분이 작으며 청정에너지인 LNG는 대부분 발전용연료로 사용하므로서 자국산의 저유향 원유와의 경쟁을 초래하였다.

인도네시아의 일본에 대한 원유수출량은 1979년 3,742.6만 k/를 피크로 감소되어 1983년에는 2,523.0만 k/까지 내려갔다. 인도네시아 원유의 최대시장은 일본으로 1979년에는 총 수출의 57.3%를 차지하였다.

이 시기에 미국의 알래스카 유전이 본격적인 생산을 하므로서 제2의 수출국이었던 미국에 대한 수출은 크게 감소하였다.

인도네시아의 원유수출감소

표-2 원유·액화가스의 수출

(100만 배럴)

| | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 |
|---------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 원유 년계 (b/d) | 362.2 (0.992) | 301.7 (0.827) | 314.9 (0.863) | 320.7 (0.876) | 257.6 (0.706) | 289.6 (0.793) |
| 액화가스 년계 (b/d) | 21.2 (0.058) | 19.3 (0.053) | 21.3 (0.058) | 34.0 (0.093) | 37.5 (0.103) | 37.8 (0.104) |
| 총계 연간합계 (b/d) | 383.4 (1.050) | 321.0 (0.880) | 336.2 (0.921) | 354.7 (0.969) | 295.1 (0.809) | 327.4 (0.897) |

(출처) Migas.

표-3 LNG의 수출

| 년 | 카고 수 | BTU(1) (1조) | m ³ (100만) | 톤 (1,000) | 금액 (100만\$) |
|------|---------|----------------|--------------------------|--------------|----------------|
| 1977 | 11 | 33 | 1.34 | 623 | 87.6 |
| 1978 | 66 | 189 | 8.10 | 3,763 | 534.7 |
| 1979 | 111 | 323 | 13.85 | 6,435 | 1,122.4 |
| 1980 | 151 | 432 | 18.50 | 8,596 | 2,281.2 |
| 1981 | 153 | 449 | 19.21 | 8,926 | 2,512.8 |
| 1982 | 160 | 468 | 20.02 | 9,302 | 2,640.8 |
| 1983 | 171 | 499 | 21.10 | 9,804 | 2,532.7 |
| 1984 | 251 | 738 | 32.20 | 14,961 | 3,396.4 |
| 1985 | 264 | 779 | 33.30 | 15,472 | 3,801.0 |
| 1986 | 265 | 783 | 32.52 | 15,300 | 2,847.5 |

(주) (1) 인도네시아의 지불은 인도된 BTU

(출처) Bank Indonesia and LNG Joint Management Group.

원인은 위와같이 대형시장(일본, 미국)의 수요감퇴 때문이다. 특히 아시아태평양 지역에서는 일본, 미국과 같은 저유향석유 수요국이 없어서 더욱 곤경에 처해 있다.

한국, 대만도 공해규제가 엄격하지만 석유소비량 자체가 수입량도 작기 때문에 작다.

한국은 1986년 11월부터 인도네시아산 LNG를 수입하기 시작했으며 대만도 1990년부터 LNG를 연간 150만톤을 수입하는 계약을 87년 3월에 체결하였다.

6. LNG의 Take-or-Pay 조항

LNG는 천연가스를 -162°C로 냉각하여 냉각 Tanker로 수송, 수입국의 저장 Tank에 저장된다. 따라서 LNG의 생산, 수송, 저장에는 많은 설비투자를 필요로 한다.

그러므로 LNG교역은 장기간에 걸쳐 안정공급의 전제하에서 성립된다.

LNG의 수출계약은 일반적으로 20년이며 계약에는 Take-or-Pay조항이 들어있

다. 에너지부족이 심각한 시기의 석유 및 가스의 교역은 Take-or-Pay조항을 감수하지만 에너지 공급과잉으로 에너지 선택의 폭이 넓어진 현재 이 조항에 대한 불만이 크다. 석유, 석탄, 원자력, 수력, 지열, LNG등 발전용연료가 다양화되고 그 간에 경쟁이 발생되므로 전력회사측에서 보면 LNG공급의 경직성은 에너지 선택의 폭을 좁히고 있다. 한편 가스생산국·공급자측에서 보면 Take-or-Pay조항의 대폭적인 수정은 경영에 관련된 문제가 발생된다. LNG사업은 공급·수입의 보증이 사업의 전제로 되어있다. 만약, Take-or-Pay조항이 크게 탄력화되면 LNG의 Spot판매도 나올 수 있다. 생산국으로서는 설비에 여유가 있는 만큼 석유와 같이 Spot 판매를 하여 수입을 증가시킬 수 있다. 현재 석유·가스생산국은 석유·가스 가격의 하락으로 재정적인 어려움 때문에 Take-or-Pay조항의 탄력화에는 응하기 어려운 사정에서 처해 있다. 특히 LNG수출량이 많아 재정수입에서 LNG의존도가 높은 나라로서는 이 조항이 매우 중요하다.

한편 수입측면에서 보면 에너지공급 과잉하에서는 LNG의 Take-or-Pay조항은 제한성을 가지고 있지만 이 조항을 늦추면 LNG의 Spot교역의 증대를 가져오는 큰 위험이 있다.

7. LNG의 가격설정

LNG에 있어서 보다 중요한 문제는 원유에 연관되어

표-4 LPG의 생산, 국내판매, 수출

| 년 | 생산량 (톤) | 국내판매 (톤) | 수출량 (톤) | 수출금액 (1,000\$) | 수출단가 (\$/톤) |
|----------|------------|-------------|------------|-------------------|----------------|
| 1977 | 353,544 | 38,166 | 197,690 | 16,040 | 81.13 |
| 1978 | 488,740 | 46,334 | 444,957 | 33,246 | 74.71 |
| 1979 | 499,217 | 53,048 | 365,765 | 38,034 | 103.98 |
| 1980 | 564,266 | 59,597 | 520,433 | 140,684 | 270.32 |
| 1981 | 560,358 | 69,470 | 484,312 | 104,441 | 215.65 |
| 1982 | 468,508 | 74,537 | 442,251 | 72,222 | 163.30 |
| 1983 | 514,198 | 86,522 | 364,689 | 77,834 | 213.42 |
| 1984 | 878,311 | 110,578 | 725,148 | 144,630 | 199.45 |
| 1985 | 813,507 | 145,617 | 635,438 | 114,381 | 180.00 |
| 1986 | 804,356 | 176,072 | 524,000 | 57,078 | 108.92 |
| 1990(추정) | 3,598,000 | 397,000 | 3,405,000 | N/A | N/A |

(출처)Embassy of the United States of America, The Petroleum Report Indonesia 1987.

있는 LNG의 가격결정 방식에 있다. 원유공식판매가격(GSP)과 Spot가격의 차이가 작으면 LNG의 GSP link는 문제가 없다.

그러나 GSP와 Spot가격간에는 3~4\$ 정도의 차이가 있어 다량의 원유가 Spot가격으로 교역되고 있는 경우 GSP와의 link는 문제가 많다.

최종 소비자는 LNG의 가격이 상승하면 수요는 저렴한 석유로 전환될 가능성도 가지고 있다. 그러므로 LNG를 수입하는 가스회사는 LNG를 항상 석유와 경쟁할 수 있는 가격을 유지할 필요가 있다.

그림-3은 1986년의 페르타미나의 LNG수출의 Invoice 가격과 시장연동가격을 표시한 것이다. 1986년에는 일시적으로 Spot가격이 10\$이하의 수준까지 하락 되었음에도 불구하고 Spot가격이 Catch-up하는데에 조정이 너무작아 늦어진것을 나타내고 있다. 결과적으로 페르타미나의 과잉 이익으로 페르타미나와 일본의 구매자간에 환불교섭을

하여 최종적으로 페르타미나가 일본의 구매자에게 5.91억 \$를 반환하게 되었다.

그후 교섭결과, 페르타미나와 일본의 구매자는 1986년 말에 GSP에 의거된 구 계약 대신 새로운 LNG가격 결정 방식을 채택했다. 이 시스템은 수종의 인도네시아 원유의 시장연동가격을 근거로 하고 있다.

그러나 OPEC가 1987년에 18\$ 고정가격제에 복귀하였기 때문에 페르타미나는 새로운 방식을 폐기하고 수종의 인도네시아 원유의 GSP base로 복귀하였다.

인도네시아는 LPG의 주요 수출국이기도 하다. LPG는 주로 정유소에서 생산되지만 Arun, Bontang에서 생산되는 천연가스로 부터도 LPG가 생산되므로 천연가스가 LPG생산의 대부분을 차지하고 있다. LPG도 대부분이 일본으로 수출되고 있으며 인도네시아는 현재 LPG의 국내 수요를 억제하므로 수출을 증가시키고 있다.