平成11年度成果報告書
NEDO－WE－NET－9901

04

水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）第II期研究開発 タスク1 システム評価に関する調査・研究

平成12年3月

NEDOBIS
E99010

新エネルギー・産業技術総合開発機構
委託 財団法人 エネルギー総合工学研究所

NEDO 図書・資料室
010016311-2

『水素利用クリーンエネルギーシステム技術（ＷＥ－ＮＥＴ）
タスク１　システム評価に関する調査・研究』

財団法人　エネルギー総合工学研究所
平成12年3月　　２６２頁

再生可能エネルギーとともに、化石燃料等から製造される水素も前提とした種々の水素利用システムのエネルギー効率、環境性、経済性を評価し、水素導入のための戦略を検討するほか、水素利用クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）第II期研究開発の調整等を行い、研究開発の統一的推進を図ることを目標とした。

ＷＥ－ＮＥＴタスク１
システム評価に関する調査・研究
H12年度成果報告書目次

まえがき ……(1)

関係者名簿 ……(2)

Ⅰ　概　要 ……(5)

Ⅱ　本　編

1　システム検討 …… 1
1.1　システム検討計画の検討 …… 1
1.1.1　システム検討計画 …… 1
1.1.2　データ収集戦略について …… 1
1.1.3　WE-NETシステムのオプションについて …… 2
1.1.4　短中期のシステム検討候補について …… 3
1.2　ソーダ電解副生水素を用いた水素供給システム検討 …… 9
1.2.1　苛性ソーダ工業と塩素 …… 9
1.2.2　副生水素の利用 …… 32
1.2.3　高圧水素ガスの輸送設備 …… 37
1.2.4　水素供給スタンド …… 49
1.2.5　水素供給価格 …… 54
1.2.6　メタノール …… 55
1.2.7　水素を利用するための提案 …… 68
1.3　コークス炉副生ガスを用いた水素供給システム検討 …… 70
1.3.1　検討項目 …… 70
1.3.2　検討条件の設定 …… 70
1.3.3　コークス炉副生ガスからの原料水素ガス製造 …… 74
1.3.4　液体水素供給システムの検討 …… 82
1.3.5　高圧水素ガス供給システム ……119
1.3.6　水素供給コスト試算結果まとめ ……137

1.3.7 事業用PEFC発電設備の発電コストの検討 ……138
1.4 離島における風力発電システム予備検討 ……154
1.5 国内における木質系バイオマスのポテンシャル調査 ……167
1.5.1 森林未利用資源の収集方法及び収集コストの低い地域の調査・選定 …168
1.5.2 選定地域での森林未利用資源の回収可能性と炉前でのコスト ……171
1.5.3 日本における森林未利用資源のエネルギー量推定 ……173
1.5.4 木質系バイオマス発電設備の現状 ……174
1.5.5 高効率バイオマスガス化発電の現状 ……176
1.6 WE-NETシステムオプションの検討 ……177

2 データ収集・検討 ……184
2.1 資源量制約に関する基礎調査 ……184
2.1.1 白金等の貴金属触媒の価格動向と資源量制約 ……184
2.1.2 PEMFC用の高分子膜の価格動向と資源量節約 ……188
2.2 固体高分子型燃料電池スタックの製造コストの将来動向 ……191
2.2.1 固体高分子型燃料電池スタックの製造コストの現状 ……191
2.2.2 固体高分子型燃料電池スタックの製造コストの将来動向 ……193

3 候補システムのLCA解析 ……197
3.1 ライフサイクル解析のための予備調査 ……197
3.1.1 実施するLCA ……197
3.1.2 システム境界 ……198
3.1.3 アロケーション ……199
3.1.4 データの特性 ……200
3.2 ライフサイクル解析計画の策定 ……201

4 経済性評価 ……203
4.1 経済性評価計画の検討 ……203
4.1.1 時間調整の考え方 ……203
4.1.2 各手法の内容 ……205
4.1.3 経済性評価手法の適用方法 ……209
4.1.4 コスト削減の考え方 ……211
5 西欧における水素導入のシナリオ ……213

5.1 はじめに ……213
5.2 現行の欧州のエネルギー構造 ……213
5.2.1 エネルギー情勢の概観 ……213
5.2.2 当初の分析対象に選ばれた国々 ……214
5.2.3 国別概観と背景データ ……216
5.2.4 国別消費量 ……216
5.2.5 燃料別消費 ……219
5.2.6 全体としてのエネルギー消費 ……223
5.2.7 国別生産量 ……224
5.2.8 燃料別生産量 ……225
5.2.9 電力と熱電併給（CHP） ……228
5.2.10 再生可能エネルギー動向 ……230
5.2.11 輸送分門のエネルギー ……231
5.2.12 排出量 ……233
5.2.13 エネルギー貿易 ……234
5.2.14 さらに進んだ分析対象に含まれた国々 ……238
5.3 潜在的な水素市場推進要因 ……238
5.3.1 エネルギー政策 ……239
5.3.2 エネルギー補助金 ……241
5.3.3 環境政策 ……242
5.4 水素エネルギーの商業化に果たす環境推進要因の役割 ……243
5.4.1 推進力とは何か ……244
5.4.2 主要主体と環境 ……245
5.4.3 環境推進要因 ……246
5.4.4 環境規制 ……246
5.4.5 燃料電池ベースの再生可能エネルギー供給 ……249
5.4.6 環境推進要因に関する結びの言葉 ……250
5.4.7 個別事例 ……250
5.4.8 オスロ ……250
5.4.9 アテネ ……251
5.5 欧州と日本のエネルギー構造の相違点に関する地政学的分析－序論 ……252
5.5.1 背景 ……252
5.5.2 日本のエネルギー ……253

5.5.3 欧州のエネルギー ……254
5.5.4 欧州のエネルギー市場の自由化 ……255
5.5.5 要約 ……256
5.6 予備的結論 ……256
5.6.1 エネルギー利用 ……256
5.6.2 政策と政策推進要因 ……257
5.6.3 詳細な調査を必要とする分野 ……258
5.6.4 早期導入が可能な機会 ……259
5.7 1999年度の目標に向けた進展 ……259
5.8 2000年度の計画 ……260

付 録（海外出張報告）
付 録（再委託先報告書原文）

まえがき

本報告書は，新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）委託事業「水素利用国際クリーンエネルギーシステム技術（WE-NET）第Ⅱ期計画タスク１，システム評価に関する調査・研究」平成11年度の経過と成果を述べる．

WE-NETプロジェクトは，21世紀のエネルギー技術である水素エネルギーシステムの確立に向けて，水素製造技術，輸送・貯蔵技術，変換・利用技術，及び材料技術の研究開発を推進する包括的計画である．第Ⅰ期計画「タスク１」では，プロジェクトを構成するサブタスク（個別に実施される研究開発）間の有機的，総合的な連携と調整をはかるため，研究開発の状況と成果を評価しプロジェクトの整合性を検討した．その結果，WE-NET計画が描く長期的将来と現状を接続する方策，つまり，短中期的な水素エネルギー導入のビジョンを明らかにすべきことが，主要な結論として指摘された．

この結論に基づき，平成11年度に開始した第Ⅱ期計画における「タスク１，システム評価に関する調査･研究」は，比較的早期に導入可能な水素エネルギー技術の検討を重点的に行い，長期ビジョンにつながる水素導入戦略を策定することを目標とした．調査と研究は，有識者，学識経験者から成る委員会とワーキンググループの作業，WE-NETプロジェクト全体の研究調整会議，及び欧州調査の委託，などによって進めている．

本報告書の内容は，第Ⅱ期5年計画初年度の経過を取りまとめたものであるが，副生水素利用の可能性をはじめ，いくつかのデータに関しては，一部まとまった成果も記載してある．これらが広く関係者に参照され，水素エネルギー技術の研究開発と導入の促進に役立つことを，担当者一同願っているところである．

以下の報告を始めるにあたって，調査と検討に御協力頂いた各位に厚く謝意を表するとともに，WE-NET計画関係者各位には，今後ともご指導とご支援を賜るようお願い申し上げる次第である．

システム評価に関する調査・研究　関係者名簿

（順不同、敬称略）

1　委員会委員名簿

委員長	伊原征治郎	日本工業大学　システム工学科教授
委　員	赤井　誠	機械技術研究所　研究調査官
	秋澤　淳	東京農工大学　工学部　機械システム工学科助教授
	堤　敦司	東京大学　大学院工学系研究科化学システム工学専攻 助教授
	藤井　康正	東京大学　大学院工学系研究科電気工学専攻　助教授
ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞ	吉澤　由香	通商産業省　工業技術院 ニューサンシャイン計画推進本部　研究開発専門職
ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞ	古谷　博秀	通商産業省　工業技術院 ニューサンシャイン計画推進本部　研究開発官付
ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞ	土方　常夫	(財)新エネルギー・産業技術総合開発機構 水素・アルコール・バイオマス技術開発室　主査

2　ワーキンググループ名簿

主査	赤井　誠	機械技術研究所　研究調査官
	堤　敦司	東京大学　大学院工学系研究科化学システム工学専攻 助教授
	藤井　康正	東京大学　大学院工学系研究科電気工学専攻　助教授
	西村　邦幸	(株)三菱総合研究所　地球環境研究センター エネルギー・資源研究部　エネルギー環境研究室長
ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞ	小池浩一郎	島根大学生物資源科学部　助教授
ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞ	神谷　祥二	川崎重工業(株)　関東技術研究
ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞ	川越　英司	川崎重工業(株)　鉄構・機器事業部　装置総括部
ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞ	花田　卓爾	日本エア・リキード(株)　顧問
ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞ	小澤　由行	高砂熱学工業(株)　総合研究所

3　研究調整会議メンバー

	橋崎　克雄	三菱重工業㈱　原動機事業本部原動機技術センター 新製品開発部技術開発課　主務
	仲山　一郎	日本酸素㈱　技術開発本部　技術管理部

	技術調査室　室長代理
神谷　祥二	川崎重工業(株)　関東技術研究所
	高エネルギー技術研究部　グループ長
渡辺　正五	(財)日本自動車研究所　先進動力機構研究室　主管
松岡　美治	岩谷産業(株)　技術部　課長
相原　賢治	(財)大阪科学技術センター付属
	ニューマテリアルセンター　部長
籔本　政男	(財)金属系材料研究開発センター　研究開発部主任研究員
岡野　一清	(財)エンジニアリング振興協会　ＷＥ－ＮＥＴ推進室
	研究理事
佐藤　広昭	(財)エンジニアリング振興協会　ＷＥ－ＮＥＴ推進室
	研究主幹
石田　慎三	(財)エンジニアリング振興協会　ＷＥ－ＮＥＴ推進室
	研究主幹
嘉納　政宏	(財)エンジニアリング振興協会　ＷＥ－ＮＥＴ推進室
	研究主幹
青山　竹文	(財)エンジニアリング振興協会　ＷＥ－ＮＥＴ推進室
	研究主幹
阿部　俊夫	(財)電力中央研究所　横須賀研究所　研究コーディネータ
	上席研究員
吉澤　由香	通商産業省　工業技術院
	ニューサンシャイン計画推進本部　研究開発専門職
木戸　達夫	(財)新エネルギー・産業技術総合開発機構
	水素・アルコール・バイオマス技術開発室総括主任研究員

4　財団法人エネルギー総合工学研究所　研究担当者

稲葉　裕俊	主席研究員
高倉　　毅	副主席研究員
福田　健三	副主席研究員
大野　哲雄	主管研究員（実施責任者）
小林　　紀	主管研究員（平成11年10月より）
丸山　文夫	主管研究員
上岡　英之	主任研究員

井上　岳史　　主任研究員
田宮　久史　　主任研究員
上西　勝彦　　主任研究員
黒沢　厚志　　主任研究員
木村真由美　　研究員

Ⅰ　概　要

Summary

1. Research and Development Goals

The aim of surveys and studies at Phase II for Task-1 Systems analysis is to study an optimal scenario for introduction of hydrogen energy and formulate a strategy for its introduction. With short- and medium-range plans in view, therefore, efforts should be exerted to identify promising technologies and research and development tasks based on the results of assessing the energy consumption, environmental impacts and economical efficiency of various hydrogen utilization systems, including those designed to use hydrogen produced not only from renewable energy sources but also from fossil energy resources.

Major items of the FY1999 survey and study plan included: ① a study of systems, specifically the primary evaluation of promising systems in terms of energy consumption and economical efficiency; ② the collection and examination of necessary data for checking the performance of the promising systems and assessing their costs; ③ the formulation of a plan for analyzing the lifecycle assessment (LCA) of the promising systems; ④ a study on suitable methods of assessing the economical efficiency of the hydrogen energy systems covered by the WE-NET Project; and ⑤ surveys in Europe that are helpful in formulating a hydrogen energy introduction strategy of Japan.

Also a research coordination council was organized and held to coordinate research activities under the WE-NET Project in general and to facilitate surveys and studies involved in Task 1 in particular. This report summarizes the results of the FY1999 plan.

2. Results in FY1999

(1) Study of Systems

① Assessment of By-product Hydrogen Supply Systems

We assessed the capacity and economical efficiency of systems for supplying soda-electrolysis by-product hydrogen and coke-oven by-product hydrogen that are considered promising sources of hydrogen supply from short- and medium-range points of view. The assessment found that 1.36 GNm^3 of soda-electrolysis by-product hydrogen (in about 40 production sites in Japan) and 10.16 GNm^3 of coke-oven by-product hydrogen (similarly, in

about 20 production sites) are made yearly. This means that an annual by-product hydrogen supply capacity of 11.52 GNm^3 (or 147.1 PJ (petajoules)) is available now.

In assessing the economical efficiency of the systems, we examined two cases of soda-electrolysis by-product hydrogen supply. One assumed that hydrogen would be transported to hydrogen supply stations in the vicinity of the production factory by pipeline and then filled into the Metal hydride tanks of vehicles. The other postulated that hydrogen would be compressed and filled into high-pressure containers (at 20 MPa) and then transported by tractor-trailer to hydrogen supply stations where compressed hydrogen would be filled into the Metal hydride tanks of vehicles through a pressure-reducing valve (since hydrogen could be fed into the Metal hydride at a pressure of 0.99 MPa or less, the portion of hydrogen remaining in emptied high-pressure containers would be around 5%). The findings indicate that the cost of hydrogen gas supply at hydrogen supply stations will be ¥34/Nm^3-H_2 in the former case and ¥45/Nm^3-H_2 in the latter case which uses tractor-trailers for transportation of hydrogen, assuming that the distance of delivery to the hydrogen supply stations is 50 km.

The economical efficiency of supplying coke-oven by-product hydrogen (The by-product hydrogen production site was supposed to be in Shikoku.) was also assessed in two cases. One assumed that hydrogen would be transported as high-pressure gas to hydrogen supply stations in the vicinity of the production factory by pipeline, while the other assumed that hydrogen produced in Shikoku would be transported to Tokyo in the form of liquid hydrogen. In the former case, it was found, the cost of gaseous hydrogen supply at hydrogen supply stations would be ¥40/Nm^3-H_2 when the size of hydrogen production was set at 120 tons/day, or ¥58/Nm^3-H_2 when the size of production was set at 1.2 tons/day. In the latter case which involved long-distance transportation of liquid hydrogen, the cost of liquid hydrogen supply at hydrogen supply stations would be ¥55/L (liter)-LH_2 (¥71/Nm^3-H_2 in gaseous hydrogen equivalent) when the size of hydrogen production was set at 120 tons/day. Should the size of production be reduced to one tenth, the cost would increase to ¥66/L-LH_2, according to the assessment. From now on, our efforts will be focused on finding the advantages of different hydrogen supply methods in terms of energy consumption, environmental impact and cost by assessing these methods in each of prospective demand

sectors, such as vehicles, large-scale power generation and small-scale, distributed (on-site) power generation, under equal conditions using the distance of transportation as a parameter. The methods covered by the assessment will include three systems: One produces hydrogen at a large installation and transports and supplies it in the form of liquid hydrogen; another produces hydrogen also at a large installation but transports it in the form of high-pressure gas and supplies it in a liquefied or compressed form; and the other produces hydrogen at a small, distributed installation such as methane (Natural gas) reforming station and supplies it in a liquefied or compressed form.

② Assessment of Stand-alone Wind Power/Fuel Cell Combined Power Generation System on Remote Islands

At present, remote or outlying islands mostly rely on diesel power generation for electricity supply. A preliminary study was conducted to assess the economical efficiency of a stand-alone wind power and fuel cell combined power generation system that replaces diesel power generation by wind power generation and stores part of electric energy produced by the wind power unit in the form of hydrogen through water electrolysis and uses it as fuel for power generation by the fuel cell unit whenever wind conditions are unfavorable. The findings indicate that an estimated cost of power generation by the combined system ranges from ¥56/kWh (with an alkali fuel cell unit) to ¥67/kWh (with a phosphoric acid type fuel cell unit). Reportedly power generation by existing installations on remote islands costs somewhere between ¥50/kWh or over because of high transportation costs for diesel fuel. From the results of the preliminary study, it is expected that the stand-alone wind power and fuel cell combined system will have sufficient economical competitiveness against the existing diesel power generator system as its power generation cost will be equal to or according to circumstances about half of that of the existing system. Since wind power potential largely depends on the situation of the installation site, we will more closely examine the performance of the proposed combined system at selected sites from the next fiscal year in an effort to more accurately estimate its power generation cost. It is expected that the cost of the system will be further cut back through reductions of the wind power plant cost and the improvement of fuel cell efficiency.

③ Survey on Possibility of Using Wooden Biomass

With the cost of carrying out forestry residues (the cost of transporting wood in the form of chips) in Japan set at ¥23,000/ton (at a water content of 10%) and with the calorific value of wood per ton set at 0.45 TOE in oil equivalent, we estimated the cost of wooden biomass energy at ¥51,000/TOE. As kerosene retails at some ¥45,000/ton (based on the 1998 record), the estimation indicates it is uncertain whether the biomass energy will have sufficient competitive abilities in the heating and hot water supply sectors of the energy market under the present conditions.

(2) Collection and Examination of Data

Concerning fuel cells which are considered to be among key technologies in facilitating the use of hydrogen, surveys were conducted on the available quantities of platinum and fluorine resources and on the cost of manufacturing polymer electrolyte membrane fuel cell stacks.

It was found that world total platinum reserves (ultimate recoverable reserves) are 100,000 tons, or approximately 300 years in terms of R/P (the ratio of reserves to production) at the present rate of consumption. The R/P, even when calculated on the basis of proved reserves, would reach 100 years. Assuming that the amount of platinum required for automotive fuel cells is 10 g/vehicle and that one third of motor vehicles in service in the world are powered by fuel cells, the platinum requirements for this purpose would account for 2.3% of ultimate recoverable reserves. The requirements could be met sufficiently if the platinum is recycled like the one which is now used as a catalyst in the exhaust gas purifiers of conventional vehicles. Meanwhile, the R/P for fluorine at the current consumption rate was estimated at 90 years, indicating that there is no problem with the availability of fluorine resources. However, it was found that the world community depends on South Africa for most of its platinum requirements and on China for most of its fluorine requirements. This means that underground deposits of these materials are unevenly distributed among regions of the world.

In the survey on the trend of fuel cell stack cost, it was estimated from the results of analyses by fuel cell manufacturers that the cost of these stacks would decrease from $6,300/kW at present to $200/kW in the years ahead. A cost analysis of individual stack components found that platinum and membrane materials alone would cost about $18/kW based on the present

performance of fuel cells (as estimated with the power generation density and platinum requirement of the catalyst set at 1 W/cm^2 and 0.4 mg/cm^2, respectively, and with the effective area and power generation density of the membrane set at 75% and 0.5 W/cm^2). As the cost of existing engines is reported to be in a range of tens of dollars per kW, these survey findings indicate the need to further cut back the cost of fuel cell stacks through the improvement of their performance. Among future topics of survey, we are planning to examine an acceptable cost range of fuel cell stacks by comparing them with existing engine-powered vehicles in the next fiscal year.

(3) Formulation of Plan for LCA Analysis of Promising Systems

A plan for future lifecycle assessment (LCA) from fiscal 2000 onward was formulated, following a study and a decision on system boundaries, the method of dealing with their allocation and the concept of data characteristics. In fiscal 2000, the plan calls for an analysis of many conceivable fuel cycles that may be helpful in formulating an appropriate scenario for the introduction of hydrogen energy. In fiscal 2001, efforts will be focused on LCA, including the evaluation of systems at the manufacturing stage.

(4) Study on Methods of Economical Efficiency Assessment

As a result of classifying available methods for assessing the economical efficiency of energy systems when they are put on the market, it was found that conversion into the current value is desirable in assessing systems with a relatively long service life which are covered by the WE-NET Project. Based on this finding, we decided to use a current value method with a standard stipulating the adoption of systems that are found profitable. In predicting future reductions of system cost, we found it desirable to use an estimation method based on the principle that the effect of mass production be calculated with a running curve (that are defined as $C=a \cdot P^{-b}$, hereupon C means cost and P means product quantity) while that of technological innovation be considered to show a downward movement from the running curve. This method enables us to estimate a future system cost in connection with each of these effects.

(5) Survey in Europe

In fiscal 1999, a survey was conducted on the energy situation, including the energy supply and demand structure and progress in the use of renewable energy sources, in nine advanced countries of Europe that are considered to be on the forefront of hydrogen energy utilization. The survey also examined the driving forces and other factors, including energy policies, which promote the introduction of hydrogen energy in European countries. The findings are summarized below:

- With priority on the commitments set forth in the Kyoto Protocol, the European Union provides opportunities to promote the use of renewable energy sources and facilitate the introduction of hydrogen energy systems, including fuel cells.
- More specifically, the European Commission has announced a plan to increase the use of renewable energy from 6% of total primary energy consumption at present to 12% by the year 2010.
- In addition, the Commission has authorized member countries to require that the percentage share held by renewable energy in their respective power generating mixes be maintained at a certain level.

概　要

1. 研究開発目標

タスク１ システム評価に関する調査・研究の第II期目標は、水素導入のための最適シナリオを検討し水素導入戦略を策定することにある。このため、短中期も視野に、再生可能エネルギーだけでなく化石エネルギーから造られる水素も含めた種々の水素利用システムについてエネルギー消費、環境影響および経済性を評価し、有望な技術を明らかにするとともに技術課題を明らかにする。

平成11年度の調査・研究計画のおもな項目は、①システム検討、具体的には候補システムのエネルギー消費と経済性に関する第一次評価、②候補システムの性能検討およびコスト評価のためのデータ収集・検討、③候補システムのLCA（ライフサイクルアセスメント）解析の計画策定、④WE-NETで対象とする水素エネルギーシステムに適する経済性評価手法の検討および⑤水素導入戦略策定に資する欧州調査などである。

また、WE－NETプロジェクト全体の総合調整を行ないかつタスク１の調査・研究に資するため研究調整会議を開催している。以下に、成果の概要を記す。

2. 研究成果

(1) システム検討

①副生水素に関するシステム評価

短中期的な見地から有望な水素源と想定されるソーダ電解副生水素とコークス炉副生水素について水素供給能力と経済性を評価した。その結果、水素供給能力については、ソーダ電解副生水素は国内に約40箇所の工場が存在し現状年間1.36 G（ギガ）Nm^3製造されており、コークス炉副生水素は同約20箇所の工場が存在し年間10.16 GNm^3製造されており、年間で合計11.52GNm^3（147.1PJ（ペタ（10^{15}）ジュール））の副生水素供給能力があることがわかった。

経済性の評価では、ソーダ電解水素の場合、工場の近隣に配管で輸送し自動車の水素吸蔵合金タンクに充填するケースと水素を高圧容器（20 MPa）に圧縮充填しトレーラを用いて自動車向け水素供給ステーションに輸送し減圧弁を用いて自動車の水素吸蔵合金タンクに充填するケース(吸蔵合金への供給圧力は0.99MPa以下でよく、高圧容器の残留水素は5％程度となる）の2ケースを検討した。その結果、前者のケースで水素供給ステーションでのガス水素供給コストは約34円/Nm^3-H_2、後者のトレーラを用いるケースでは50kmの輸送を前提とした場合水素供給ステーションでの水素ガス供給コストは約45円/Nm^3-H_2という結果となった。

コークス炉副生水素の経済性評価でも、工場の近隣に高圧ガスとして配管で輸送するケースと四国で製造した水素を液体水素として東京まで輸送するケースの2ケースを想定し評価した。その結果、工場近隣へ高圧ガスで輸送をするケースで水素製造規模120ton/day

の場合、水素供給ステーションでのガス水素供給コストは40円/Nm^3-H_2、1.2ton/dayの場合同58円/Nm^3-H_2となった。液体水素を遠距離輸送するケースでは、液水製造規模120ton/dayとした場合、水素ステーションでの液体水素供給コストは55円/L（ｳﾗ）-LH_2（ガス水素換算71円/Nm^3-H_2）となった。製造規模が1/10になると同供給コストは66円/L-LH_2という結果となった。今後、自動車用、大規模発電および分散型発電などの需要ごとに、水素供給方法として大規模装置で水素を製造し液体水素として輸送・供給する方法、同高圧ガスとして輸送し液体水素または高圧ガスとして供給する方法および天然ガス改質供給ステーションのように小規模分散型装置で水素を製造し液化あるいは圧縮するなどして供給する方法などを輸送距離をパラーメタとして横並びに評価し、エネルギー消費、環境そしてコストにおけるそれぞれの供給方法の優位性を明らかにする予定である。

②離島における自立型風力発電－燃料電池コンバインドシステムのシステム評価

離島では現在電力はおもにディーゼル発電に頼っている。ディーゼル発電を風力発電で代替し、発電の一部を水の電気分解により水素として貯え風況が悪いときにこの水素を用いて燃料電池で発電する自立型風力発電－燃料電池コンバインドシステムの経済性を評価した。その結果、発電コストはおおよそ56円/kWh（アルカリ型燃料電池を想定）～67円/kWh（燐酸型燃料電池を想定）という試算結果を得た。現状の離島における発電コストは、ディーゼル燃料の輸送コストが高く、50円/kWhを超えることもあるといわれており、今回の予備検討結果から、水素による電力貯蔵を用いた自立型風力発電－燃料電池コンバインドシステムは、発電コストが現状のディーゼル発電システムと同等あるいは場合によると半分近くになることも考えられ経済的競争力に期待がもてるという結果となった。風力のポテンシャルは建設する場所に強く依存すすため、次年度以降、具体的に候補地を選定した上でさらにシステム検討を詰めてより精度の高いコスト試算を行なう予定である。なお、風力発電設備のコストダウン、燃料電池の効率向上などによってコストはさらに下がると考えている。

③木質系バイオマス利用可能性の調査

日本における林業の山林残渣の持ち出しコスト（木材をチップ化して輸送したときのコスト）を2.3万円/ton（含水率10%）とし、木材1tonの発熱量を石油換算で0.45TOEとすると、木質系バイオマスのエネルギーコストは5.1万円/TOEと評価された。灯油の小売り価格は4.5万円/ton程度（98年）であるため、現状では暖房・給湯分野で競争力を持つかは微妙なところという結果になった。

(2) データ収集・検討

水素の利用を進める上でキーテクノロージーの一つとなると考えられる燃料電池について、白金とフッ素の資源量制約に関する調査および固体高分子燃料電池スタックの製造コストに関する調査を行なった。

白金の場合、埋蔵量（究極相当）は10万トンで現状の消費量で可採年数は約300年、確

認ベースでも100年となることがわかった。自動車用燃料電池の白金使用量を自動車1台当り10gとし世界の自動車保有台数のうち1/3が燃料電池自動車になったと仮定すると白金使用量は埋蔵量の2.3%（究極ベース）となる。この量は現行自動車の排気触媒白金のようにリサイクルを行なえば実現可能な量であると考えられた。フッ素についても現状可採年数は約90年で資源に問題がないことが明らかになった。しかし白金は南アフリカ、フッ素は中国にその多くを依存しており両原料とも地域偏在性が高いことが明らかになった。

燃料電池スタックのコスト動向調査では、燃料電池メーカの分析結果として、現状コストは＄6300/kW、将来コストは同＄200/kWと予測されていることがわかった。一方、個々の構成要素ごとのコスト分析から、現在の燃料電池性能（触媒：発電密度1W/cm^2、白金使用量0.4mg/cm^2、膜：有効面積75%、発電密度0.5W/cm^{2}を想定）では白金および膜の材料費だけで約＄18/kWとなることがわかった。現行エンジンのコストはkW当り数十ドルといわれているので、これらの調査から燃料電池の性能向上による一層のコスト低減が必要なことが明らかになった。今後の調査課題として、現行エンジン車との比較を通した燃料電池スタックの許容コストの検討を考えており次年度に実施する予定である。

（3）候補システムのLCA解析の計画策定

今後行なうLCA（ライフサイクルアセスメント）について、システム境界の範囲、アローケーションの取り扱い方およびデータ特性の考え方などの検討・決定を行ない、平成12年度以降の計画を策定した。平成12年度は水素導入シナリオ策定に資するために考えられる数多くの燃料サイクルを対象に燃料サイクル分析を行なう計画とした。平成13年度はシステムの製造段階の評価を含むLCAを行なう計画である。

（4）経済性評価手法の検討

エネルギーシステムが市場へ導入される際の経済性を評価する手法を整理した結果、WE－NETが対象とする比較的長い期間稼動するシステムに対しては現在価値換算を行なうことが望ましく、利益がプラスであれば採択するという基準をもつ現在価値法を用いることにした。また、将来のコスト低下を予測する際は、量産効果はランニングカーブ（コストをC生産量をPとするときC＝a・P^{-b}で表される）を用いて計算し技術革新の効果はランニングカーブから下に移動するという考え方で見積もる手法を用いるとよいことがわかった。この方法によると各効果ごとに将来コストを見積もることが可能である。

（5）西欧諸国の調査

本年度は欧州先進国の中で特に水素利用の最先端を行くと思われる9ヶ国についてエネルギー需給構造、再生可能エネルギー利用の進展度合いなどのエネルギー状況を調査しまとめた。また、欧州域内の国々おけるエネルギー政策を含む水素導入の推進力などについて調査した。以下に結果をまとめる。

・EUは京都議定書の約束を重要視しており、再生可能エネルギー源の利用しいては燃料電池などの水素エネルギーシステムの導入を促す機会を持っている
・具体的には欧州委員会は 2010 年までに再生可能エネルギーを一次エネルギーの現在の6%から 12%まで引き上げることを表明している
・また、電源構成に占める再生可能エネルギー源の割合に一定の水準を維持することを義務付ける権限を各国に認めている

II　本　編

1. システム検討

1.1 システム検討計画の検討

1.1.1 システム検討計画

WE-NET第Ⅱ期計画における「システム評価に関する調査・研究」の最終目標は以下の通りである。

「再生可能エネルギーから作られる水素だけでなく、化石エネルギーから作られる水素も前提に、種々の水素利用システムについて、エネルギー効率、環境影響、経済性を評価し、有望なシステムについては実用化のための条件を明らかにし、技術開発課題を抽出する。また水素導入のための最適シナリオを検討・選定し、水素導入戦略を提案する。検討に際して、ヨーロッパ先進工業国での水素エネルギー技術開発政策と水素導入可能性についての調査・検討を行い、導入条件等の日本との差異を評価することにより、我が国における水素導入戦略を補強する。」

これを達成するため、第Ⅱ期5年間の当初の2年間においては、従来WE-NETプロジェクトでは検討が不足していた「短中期に導入が期待される水素利用システムの検討」を重点的に実施し、従来検討してきた長期の水素導入システムの検討結果と併せて導入シナリオ検討のための基本情報を整備し、3年目以降に本格的な水素導入シナリオ及び導入戦略検討に着手することとした。また、WE-NETプロジェクトの持つ国際的な性格からグローバルな視点に立つことが必要であり、欧州等の先進工業国における水素エネルギー開発政策と水素導入可能性の評価を踏まえ、導入条件等の日本との相違を分析・評価することにより、我が国における水素導入戦略を補強することとし、この検討を先行実施し、3年目以降の本格的な水素導入シナリオ等検討に合流させることとした。

1.1.2 データ収集戦略について

水素導入戦略を検討する上では、超長期の化石燃料資源の枯渇も視野に入れた、再生可能エネルギー中心のシステムの検討に合わせ、そこに至る中間段階での1次エネルギー源、及び2次エネルギーオプション（燃料オプション）も見据えておく必要がある。すなわち、中間段階では、在来型エネルギーとの競合、長期のエネルギーシステムへのスムーズな移行、その間における設備投資コストの負担の最小化などを意識した検討が必要となる。

そのため、システムデータ収集の進め方としては、

①長期の再生可能エネルギーシステム（WE-NETシステム）のコストダウン可能性検討

②同じく、WE-NETシステムオプションの検討による、多様なシステムのコストポテンシャルおよび環境性能把握

③短中期システム候補の選定とこれらのコストポテンシャル及び環境性能把握

を並行して進めて行き、適時フィードバックをかけながら検討を深めてゆくこととした。

なお、検討を進めるに際しての１次エネルギー源と、２次エネルギーの形態の可能な組み合わせに関しては表 1.1-1 のように整理できる。検討対象システムを抽出するに際しては、この可能な組み合わせを念頭に置き、水素の調達コスト、調達の容易さ、調達規模、調達時期などを考慮する必要がある。また、短中期に導入可能なシステムを検討するに際しては、水素の特性（電力から容易に製造できる、貯蔵性があるなど）を活用したニッチマーケットも対象とする。なお、表 1.1－1 において、燃料の燃焼による発電によって得られる電気に関しては表中には示していない。

表 1.1-1　１次エネルギー源と２次エネルギーの形態の可能な組み合わせ

１次エネルギー源		２次エネルギーの形態
再生可能エネルギー	太陽	電気、水素
	風力	電気、水素
	地熱	電気、水素
	水力	電気、水素
	バイオマス	メタノール、水素、バイオオイル他
再生可能エネルギーと化石エネルギーとの混合（何らかの炭化水素系燃料となる）		メタノール （炭化水素系燃料の候補としては、メタノール以外にも各種の合成燃料が考えられるが、コスト及び環境ポテンシャルの検討対象としてはメタノールで代表する。）
化石エネルギー	石炭	石炭ガス、メタノール、水素、（その他合成液体燃料）
	天然ガス	LNG、メタノール、水素、（その他合成液体燃料）
	石油	重油、軽油、ガソリン他
原子力		電気、水素？

1.1.3　WE-NET システムのオプションについて

長期の海外再生可能エネルギーベースのシステムについては、WE-NET 基本構想をベースに各種オプションを検討するとともに、中間段階での導入可能性を考慮し、メタノール発電とメタノールの燃料利用も考慮する。具体的には以下のようなオプションが考えられる。

①水力発電水素、液体水素輸送システム（WE-NET 基本構想）

液体水素は貯蔵コストが高く、国内の備蓄量を在来の化石燃料並とする考え方を見直して、国際的なエネルギー商品としての水素のこれからの流通のあり方も含め見直し検討を実施する。また、水素供給サイドの立地条件に関しても現実的な想定をベースにした検討を行い、シナリオ検討のベースとする。図 1.1－1 に海外の水力発電水素をベースにした

WE-NETの液体水素、メタノール、アンモニアの各輸送システムを示す。

②水力発電水素、石炭併用メタノール輸送システム

既に、コストポテンシャルについての試算が実施されており、国内での発電コストはCO2処理を含まないコストとして、19円/kWh程度とされており、中間段階での現実的なCO_2削減手段となりうるため、①と同様、水素供給サイドの立地条件に関しても現実的な想定をベースにした検討を行い、シナリオ検討のベースとする。

③水力発電水素、石炭併用メタノール輸送システム＋メタノール直接発電

これは、②のシステムにおいて、国内では直接メタノール改質型の複合サイクル発電を行うとした場合である。この場合、②と比較して、CO2削減効果はあまり変わらず、より発電コストが低減できると期待できるので、中間段階での導入が期待できるオプションである。

④太陽光発電水素、液体水素輸送システム（WE-NET基本構想）

超長期のシナリオ検討に際しては、コストの安い水力発電水素だけでは供給量が不足するため、乾燥地帯などにおける大規模太陽光発電をベースとした水素を検討対象に加える必要がある。

⑤太陽光発電水素、石炭併用メタノール輸送システム＋メタノール直接発電

これは、③と④のシステムを合わせたシステムであり、太陽光発電水素のみでは発電コストが非常に高くなるため、中間段階のオプションの一つとして設定したものである。

⑥バイオマス水素ベースのメタノール

これに関しても、海外のバイオマスプランテーションをベースとしたコストポテンシャルについての試算が実施されており、国内での発電コストは14～17円/kWh程度とされており、将来の水素源としてシナリオ検討上欠かせない。

1.1.4　短中期のシステム検討候補について

現段階までの検討結果から、短中期で導入の可能性の強いシステム分野はある程度絞り込むことが可能である。これらは以下に示す、水素源、輸送・貯蔵手段、利用分野の組み合わせとなる。

＜短中期の水素源＞

短中期での導入を念頭に置いた多様な水素源として、化石燃料も含めた水素源も検討対象に加える。具体的には、短中期の国内水素源として以下が想定できる。

①天然ガス（都市ガスグリッド）

②夜間電力（電力グリッド）

③輸入メタノール（メタノール源は、LNG化が困難な中小規模油田、ガス田の資源をベースとした洋上生産メタノール及び木質系バイオマスベースメタノールを想定）

④副生水素（当面、塩電解水素、およびコークス炉ガスを対象）

第Ⅰ期までの検討結果から、塩電解水素が現在最も安価に入手でき、従って、これらは

工業用水素ガス源として既にかなりの部分が活用されている。コークス炉ガスは、水素含有率が高く塩電解水素の次に有力な副生水素源であり、かつ供給可能量は格段に多い。従って、このコークス炉ガスに着目してそのコストポテンシャルを検討する必要がある。

⑤国内バイオマス

資源量の制約や、短中期に実用化可能かの問題はあるが、国内のもっとも有利な場所での比較的小規模なケースを想定して、ギャザリングのコストも含めコストポテンシャルを具体的に調査しておきたい。これは、シナリオ検討上も必要な検討である。

なお、輸入石炭も水素源として想定することが可能であるが、環境性能の観点からはガス化発電のような高効率利用技術に比較してメリットがあまり期待できない。しかしながら CO_2 処分を前提とすることで将来の水素源と位置づけることは可能である。ただし、いずれにせよ短中期の水素源としては CO_2 処分を前提とすることからも考えにくい。原子力に関しても将来の水素源としては想定できるが、現状では夜間電力利用という間接的な形態が考えられる。石油も原理的には水素源として想定可能であり、実際石油精製過程で必要な水素はナフサ等の石油製品を元に製造している。しかしながら、こうした意味での水素源としては副生水素として位置づけることで、直接の検討対象としては除外する事とした。

＜短中期の水素輸送・貯蔵の形態＞

①水素利用現場での製造（都市ガス、電力グリッド利用、工場でのコジェネも含まれる）

②液体水素での貯蔵、配送

③ガス配管での配送（大量水素製造場所からの、限定区域内へのガスパイプライン輸送）

④ガスローダでの配送

＜短中期に導入可能性のある水素利用分野＞

第Ｉ期研究をベースに推定すると、短中期で導入の可能性のある利用分野は下記の４分野である。

①水素燃料電池自動車分野

燃料としてはもっとも付加価値の高い利用分野であるとともに、燃料電池システムの高効率特性を生かすことにより、燃料費の観点で競争力をある程度有する。また、都市環境改善の観点からの効果が大きく、CO_2 放出抑制の観点からの性能も期待される

②燃料電池コジェネ（業務用、家庭用）分野

・都市ガスグリッドのあるビル、事業所、家庭では、都市ガスの改質との組み合わせで、熱と同時に電力も得ることが出来る。最近は電器メーカーを中心に開発の動きがあるが、経済性についてのデータは不明。

・副生水素を発生する現場での工場コジェネは、コスト的に従来のボイラー混焼と比較し

経済的に有利となりうる。
③電力負荷平準化（夜間電力貯蔵）のための分散型電力貯蔵システム
・低価格、高効率の PEMFC が、自動車用の大量生産を背景に市場に出回れば、NaS 電池などの現行開発システムよりも優れたシステムになりうる。
④孤立地域での電力供給システム
・離島などではディーゼル発電機システムを用いることが多いが、燃料油の輸送コストが高く 50～100 円/kWh 程度のシステムが出来れば代替が可能と言われている。風力発電をベースにした水素製造とＦＣの組み合わせを想定している。

＜短中期のシステム検討候補案＞

上記に示したシステム検討対象分野の組み合わせから構成される全てのシステムから、実現性のあるシステム検討候補を抽出した。図 1.1－2 に短中期のシステム検討候補案を示す。

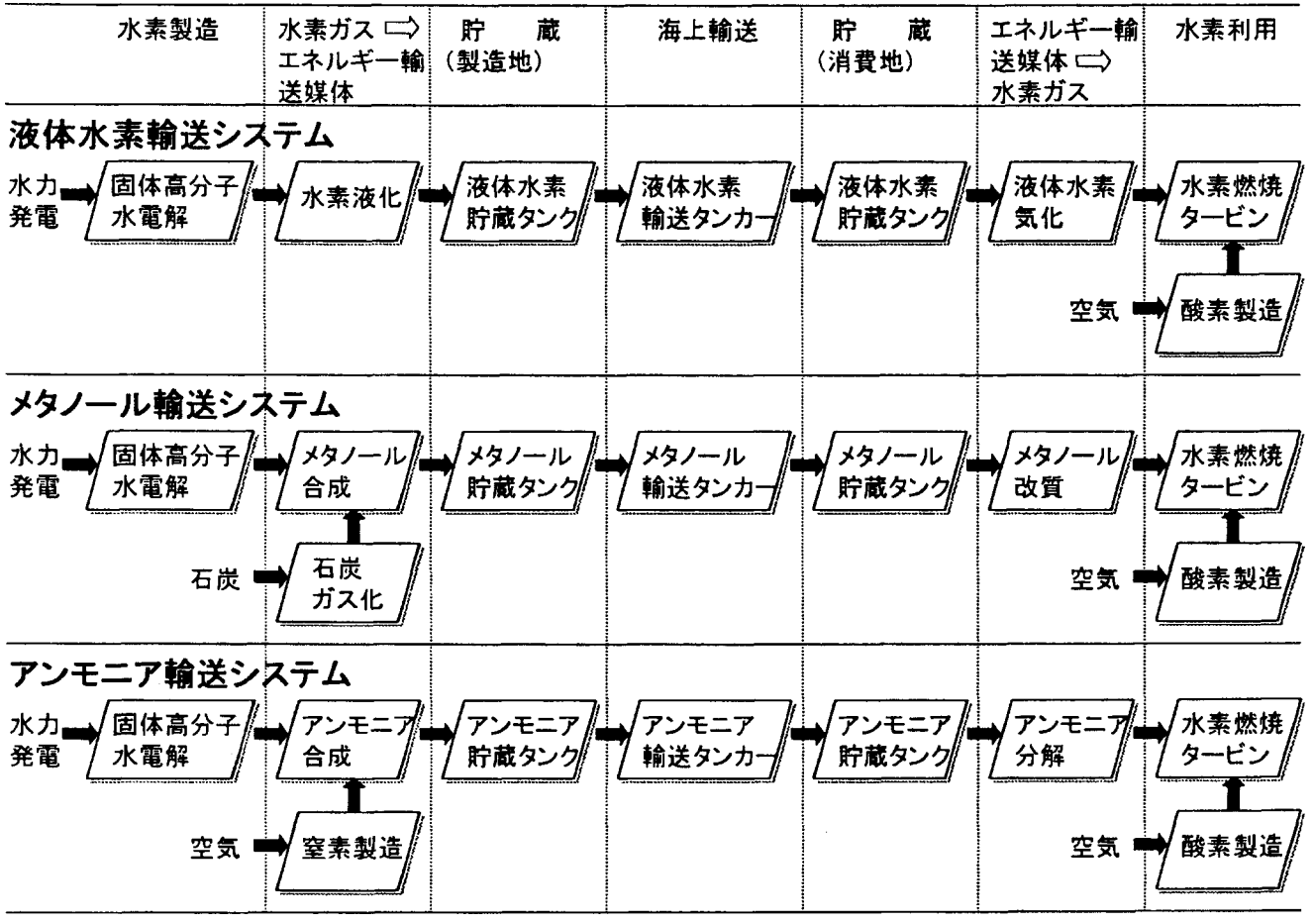


図1.1—1　WE-NET液体水素、メタノール、アンモニア 各輸送システムの構成

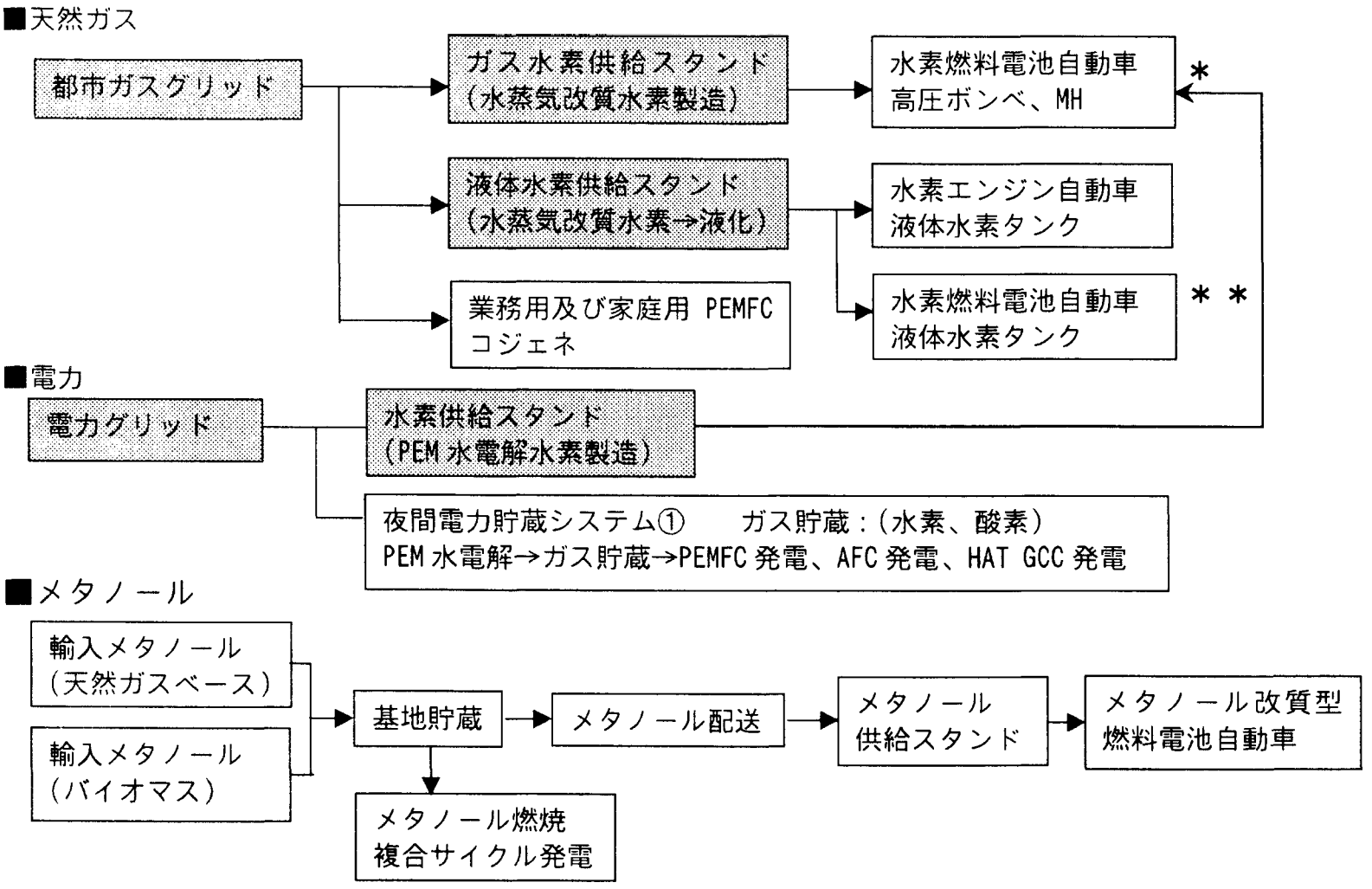


図1.1－2　短中期の水素利用システム検討候補案(1／2)

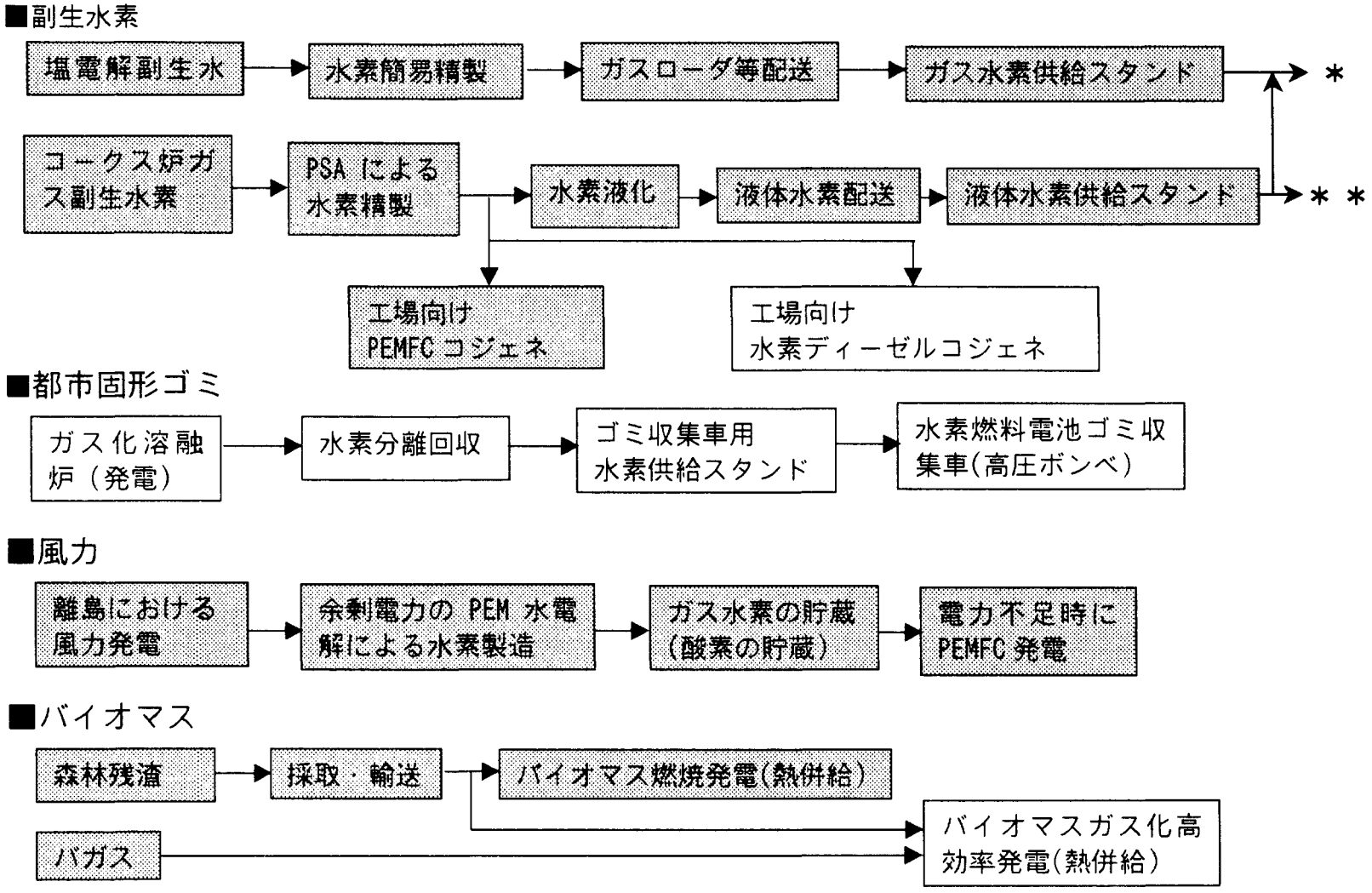


図1.1－2　短中期の水素利用システム検討候補案（2／2）

1.2　ソーダ電解副生水素ガスを用いた水素供給システムの検討

1.2.1 苛性ソーダ工業と塩素

化学工業の基礎原料としての苛性ソーダの製造は、世界の中で殆どが食塩水の電気分解によって行われていて、ソーダ石灰法（アンモニア法）は、中国の一部でしか行われていない。ここでは食塩の電気分解法に限定して報告する。

現在世界の食塩電解による苛性ソーダの製造量は、およそ50,000KTON/年で、日本がおよそその10％を製造している。食塩電解による苛性ソーダの製造法には、水銀法、隔膜法、イオン交換膜法（いずれも後述）があるが、いずれの製造法でも塩素と水素が副生する。このため、苛性ソーダと塩素の需要のバランスを巧く取ることが、装置の稼働率を上げることとなり、食塩電解設備の近くに塩素のユーザーの有無が、操業を左右させる一つの鍵となる。1997年から1999年にかけて住友化学(株)・千葉工場、千葉電解(株)・千葉工場、三井化学(株)・名古屋工場が塩電解設備を休止している。しかし、これが塩電解の操業を否定するものではなく、むしろ効率の良い設備に集中させる一極化に進みつつあると見てよい。

このような中で、苛性ソーダは、化学繊維、紙・パルプ、セロファン、アルミナ、染色整理、石鹸・洗剤、染料、無機薬品、石油化学、調味料、等々と広く利用され、塩素も30％近くが塩化ビニールに使用され、紙・パルプ、塩素系溶剤、ポリマー、無機薬品、クロロメタン、等に広く使用されていて、いずれも化学工業には欠かすことの出来ないものとなっている。

しかし、塩素の大きな市場である塩化ビニール樹脂は、廃材処理の際の環境汚染などが問題となったが、市況は樹脂の不足が報じられたり、市場再編が大きな話題となっている。2000年2月4日付け日本経済新聞の報道によると、チッソ(株)の塩ビ事業の縮小表明、東ソー(株)・三井化学(株)・電気化学工業(株)三社出資による塩化ビニールを扱う最大手の『太陽塩ビ(株)』を再構築のため3月末で解散し、出資比率を変えて4月に再スタートし、三菱化学(株)と東亜合成(株)は、塩ビ樹脂と樹脂原料事業を統合して、4月からスタートさせる、等々、ソーダ工業界は、塩素絡みで動いてはいるが、苛性ソーダの市場は、用途も安定していて高い設備稼働率を保っている。

また、新しい技術の開発も活発で、1997年11月から鐘淵化学(株)・三井化学(株)・東亜合成(株)の三社でスタートさせた『食塩電解槽の陰極にガス拡散電極を利用する方法の開発』が、昨年より旭硝子(株)等の5社も加わって、『エネルギー使用合理化技術開発費補助金』からの約7億円を加えて行われている。この技術の開発が成功すると、電力原単位が約40％低減されるが、水素は発生しなくなり、副生水素を利用しようとする側にとっては、致命的なこととなる。

苛性ソーダ工業界の塩素に関わった業界再編は、大きな変貌が予測され、副生水素を利用しようとする場合、新しい技術の開発動向と共に業界の動向にも注目し、長期的な水素の供給の確保を確実なものとしてから、スタートさせなければならない。

(1)　電解苛性ソーダの変遷

食塩の水溶液を電解して苛性ソーダと塩素を製造することは、原理的には古くから知られていたが、始めは炭酸ソーダを石灰乳などでカセイ化するソーダ石灰法（アンモニア法）によって製造していた。19 世紀後半に発電機の製造が成功すると、直流電源が容易に得られるようになり、1884 年に隔膜法による工場がドイツに建設されたのに始まり、1892 年に水銀法が発明され、1895 年に工業化された。

日本では、1915 年(大正 4 年)に隔膜法および水銀法による電解ソーダの製造が始められたが、第一次世界大戦後の不況期、第二次世界大戦の原料塩の輸入難、戦災被害、等のための生産高減少などを経て、1954 年に生産量が戦前を越えるところまで回復した。

しかし、1973 年の水銀による環境汚染が問題となり、9 月に『1978 年 3 月までに非水銀化する』と言う方針が打ち出され、隔膜法かそれに変る方法に全面変換することとなった。だが、結果としては、1986 年の 6 月まで水銀法は続き、主としてイオン交換膜法に転換して行った。イオン交換膜法は、隔膜法の数々の欠点を補う方法として、1975 年頃から採用されるようになり、1999 年 7 月に最後の隔膜法も、イオン交換膜法に変った。ソーダ石灰法による苛性ソーダの製造は、世界の中でも中国の一部で行われているにすぎない。

米国では隔膜法が、ヨーロッパでは水銀法が、主として採用されていて、イオン交換膜法は日本が最も進んでいると言われている。食塩電解に使用するイオン交換樹脂膜の開発は、陽イオンだけを透過するフッ素系の膜が使われるが、年々改良が進み電力原単位等も大きく改善されている。ソーダ工業会のまとめた設備平均の電力原単位の変遷を表 1.2.1-1 に示したが、現在最良の電力原単位は約 2,300kWh を達成している。

ガス拡散電極を使用した新しい食塩電解法の開発が試みられているが、緒についたばかりで工業的に採用されるには、まだ多くの実証試験等を経なければならない。これが成功すると 40％近い電力原単位の改善が得られる見通しであるが、水素は発生しなくなる。

製造法別の苛性ソーダ製造量の変遷を表 1.2.1-2 に示した。

(2)　電解苛性ソーダ工業の現状

食塩電解による苛性ソーダの製造は、日本では昨年最後の隔膜法がイオン交換膜法に切り替わって、100％イオン交換膜法で行われるようになった。この膜は、塩素による酸化作用や濃厚溶液への耐性を考慮して、炭化水素系のイオン交換膜は使用できず、ナフィオン等のフッ素系交換膜が使用されている。

電解槽の陽極室と陰極室をこの膜で隔離し、陽極室側に飽和食塩水を、陰極室側に水を供給し、電圧をかけ、陽極側で塩素イオンが、陰極側で水素イオンが還元されて、それぞれ塩素と水素を生成し、膜はナトリウムイオンだけを透過するので、陰極側に苛性ソーダが得られる。

食塩電解による苛性ソーダの製造では、理論値で苛性ソーダ 1TON に対して、塩素 88kg、水素 270Nm^3 が生成し、製造に要する電力の総量は、実際に約 2,500kWh 必要といわれ、最近開発された膜では 2,300kWh 近くまで低減されてきている。しかし、電力の消費量が大きいため、安い夜間電

表 1.2.1-1　　ソーダ工業用電力消費量及び電力原単位

（単位：百万 kwh）

年度	消費量									電力原単位
	か性ソーダ用電力			ソーダ灰用電力			合計			
	買電	自家発	計	買電	自家発	計	買電	自家発	計	kwh / t
昭和41	3,535	1,629	5,164	47	126	173	3,582	1,755	5,337	3,462
42	4,105	1,893	5,998	26	164	190	4,131	2,057	6,188	3,399
43	4,598	2,402	7,000	66	146	212	4,664	2,548	7,212	3,427
44	5,200	2,843	8,043	73	190	263	5,273	3,033	8,306	3,442
45	5,691	4,040	9,731	95	186	281	5,786	4,226	10,012	3,469
46	5,049	4,951	10,000	85	160	245	5,134	5,111	10,245	3,443
47	4,979	5,716	10,695	89	203	292	5,068	5,919	10,987	3,475
48	5,354	5,809	11,163	76	187	263	5,430	5,996	11,426	3,462
49	5,177	5,336	10,513	74	198	272	5,251	5,534	10,785	3,427
50	5,000	4,978	9,978	70	166	236	5,070	5,144	10,214	3,318
51	4,592	4,794	9,386	130	212	342	4,722	5,006	9,728	3,303
52	4,542	4,681	9,223	162	209	371	4,704	4,890	9,594	3,200
53	3,894	4,802	8,696	124	217	341	4,018	5,019	9,037	3,194
54	4,589	5,277	9,866	134	238	372	4,723	5,515	10,238	3,070
55	4,319	4,815	9,134	104	234	338	4,423	5,049	9,472	3,016
56	4,262	4,261	8,523	68	219	287	4,330	4,480	8,810	2,975
57	4,348	3,842	8,190	78	215	293	4,426	4,057	8,483	2,955
58	4,498	4,066	8,564	78	198	276	4,576	4,264	8,840	2,923
59	4,675	4,255	8,930	50	200	250	4,725	4,455	9,180	2,878
60	4,802	3,830	8,632	48	199	247	4,850	4,029	8,879	2,816
61	3,888	4,421	8,309	34	220	254	3,922	4,641	8,563	2,676
62	3,863	4,844	8,707	39	237	276	3,902	5,081	8,983	2,631
63	3,892	5,403	9,295	42	229	271	3,934	5,632	9,566	2,614
平成元	3,880	5,810	9,690	43	224	267	3,923	6,034	9,957	2,597
2	4,047	6,120	10,167	36	217	253	4,083	6,337	10,420	2,583
3	4,011	5,970	9,981	29	220	249	4,040	6,190	10,230	2,562
4	3,699	6,079	9,778	29	208	237	3,728	6,287	10,015	2,546
5	3,331	6,209	9,540	30	216	246	3,361	6,425	9,786	2,550
6	3,309	6,520	9,829	28	219	247	3,337	6,739	10,076	2,553
7	3,319	7,046	10,365	27	221	248	3,346	7,267	10,613	2,557
8	3,543	6,940	10,483	23	189	212	3,566	7,129	10,695	2,551
9	3,777	7,385	11,162	15	165	180	3,792	7,550	11,342	2,533
10	3,436	7,084	10,520	8	156	164	3,444	7,240	10,684	2,507

（注）電力原単位は電解法か性ソーダ用であり、電解電力＋動力用である。

表 1.2.1-2　　苛性ソーダ製法別生産量及び比率

（単位：トン／９７%換算，%）

年度	アンモニア法		電解法		電解法内訳					
					水銀法		アスベスト隔膜法		イオン交換膜法	
昭和４１	9,108	0.6	1,491,773	99.4	1,304,972	87.0	186,801	12.4	－	－
４２	5,067	0.3	1,764,347	99.7	1,571,551	88.8	192,796	10.9	－	－
４３	－	－	2,042,546	100.0	1,847,187	90.4	195,359	9.6	－	－
４４	－	－	2,336,390	100.0	2,137,721	91.5	198,669	8.5	－	－
４５	－	－	2,805,402	100.0	2,651,953	94.5	153,449	5.5	－	－
４６	－	－	2,903,921	100.0	2,777,945	95.7	125,976	4.3	－	－
４７	－	－	3,077,810	100.0	2,944,916	95.7	132,894	4.5	－	－
４８	－	－	3,214,004	100.0	3,072,256	95.6	141,748	4.4	－	－
４９	－	－	3,067,189	100.0	2,854,521	93.1	212,668	6.9	－	－
５０	－	－	3,006,867	100.0	2,092,601	69.6	882,223	29.3	32,043	1.1
５１	－	－	2,841,304	100.0	1,204,622	42.4	1,572,328	55.3	64,354	2.3
５２	－	－	2,882,061	100.0	1,139,197	39.5	1,642,121	57.0	100,743	3.5
５３	－	－	2,722,705	100.0	1,084,682	39.8	1,528,380	56.2	109,643	4.0
５４	－	－	3,213,200	100.0	1,063,646	33.1	2,008,338	62.5	141,216	4.4
５５	－	－	3,028,416	100.0	1,005,831	33.2	1,884,561	62.2	138,024	4.6
５６	－	－	2,864,412	100.0	924,506	32.3	1,771,903	61.8	168,003	5.9
５７	－	－	2,771,223	100.0	878,939	31.7	1,631,427	58.9	260,857	9.4
５８	－	－	2,929,800	100.0	850,183	29.0	1,527,456	52.1	552,161	18.9
５９	－	－	3,102,837	100.0	745,456	24.0	1,283,221	41.4	1,074,160	34.6
６０	－	－	3,065,498	100.0	448,636	14.6	1,022,968	33.4	1,593,894	52.0
６１	－	－	3,105,037	100.0	22,119	0.7	874,615	28.2	2,208,303	71.1
６２	－	－	3,309,473	100.0	－	－	636,211	19.2	2,673,262	80.8
６３	－	－	3,556,238	100.0	－	－	556,302	15.6	2,999,936	84.4
平成　元	－	－	3,731,634	100.0	－	－	556,975	14.9	3,174,659	85.1
２	－	－	3,936,535	100.0	－	－	519,828	13.2	3,416,707	86.8
３	－	－	3,895,743	100.0	－	－	472,264	12.1	3,423,479	87.9
４	－	－	3,840,275	100.0	－	－	433,519	11.3	3,406,756	88.7
５	－	－	3,740,615	100.0	－	－	404,906	10.8	3,335,709	89.2
６	－	－	3,850,558	100.0	－	－	410,895	10.7	3,439,663	89.3
７	－	－	4,053,661	100.0	－	－	433,990	10.7	3,619,671	89.3
８	－	－	4,109,297	100.0	－	－	427,359	10.4	3,681,938	89.6
９	－	－	4,406,006	100.0	－	－	425,346	9.7	3,980,660	90.3
１０	－	－	4,196,131	100.0	－	－	223,229	5.3	3,972,902	94.7

力をフルに使用して稼動させ、昼間は最低の製造を維持するだけの操業をしているところもある。

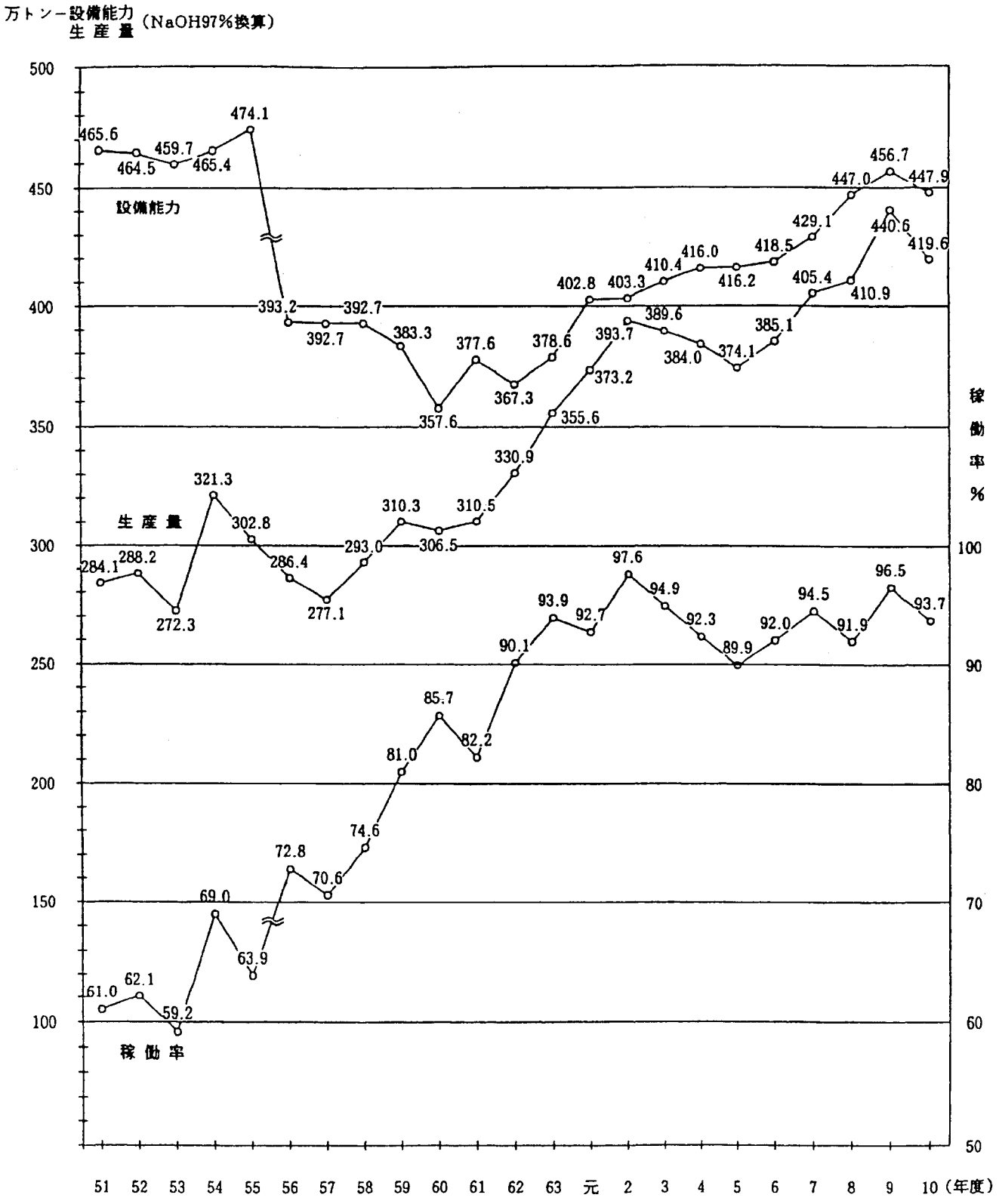
ソーダ工業会がまとめた資料では、設備の稼動率は 1997 年度が 96.5%, 1998 年度は 93.7%となっているが、生産能力として公表されているものが、設備能力とは限らず、通商産業省が発表する化学工業統計年報にも、『秘匿のため掲載しない』と 1997 年版までは書かれて公表されていない。また、副生する水素についても一切公表されてなく、水素の製造量については、水素工業会が容器に充填して製造された水素の総量として報告しているのみで、食塩電解からの水素等その内訳を知る由もない。ただ、水素工業会の資料から、食塩電解工場の副生水素を、工業用水素として充填出荷している工場は 38 工場の内 20 工場あり、苛性カリを製造する工場を含めると、食塩電解工場の副生水素の工業用水素としての利用率は、更に高まる。

尚、食塩電解による苛性ソーダの製造設備からの副生水素のみを対象として調査した。塩化カリを電解して苛性カリを製造する設備からも、副生の塩素と水素が発生するが、今回は調査に含めていない。この利用についても含めて考えると、水素の供給源は広がることになる。

日本における苛性ソーダと塩素の製造量の変遷は、通商産業省化学工業統計年報、ソーダ工業会資料から、図 1.2.1-1 苛性ソーダ設備能力と生産状況、図 1.2.1-2 苛性ソーダ国内需要構造、図 1.2.1-3 塩素国内需要構造、表 1.2.1-3 苛性ソーダ国内需要推移、表 1.2.1-4 塩素国内需要推移、を示した。

水銀法による苛性ソーダ製造が 1986 年に全面停止されてから、一時は隔膜法に戻りかけた製造方法も、効率の良いイオン交換膜法が次々と開発されて、採用されるようになり、一昨年まで隔膜法で大規模な製造を行なってきた旭硝子(株)・鹿島工場、昭和電工(株)・川崎工場、東ソー(株)・南陽工場、等の諸工場も、今ではエネルギー効率の良い、イオン交換膜法に代わっている。

食塩電解では、苛性ソーダと塩素の需要バランスが重要であるが、これまでの需要バランスの経過をソーダ工業会のまとめた資料を、表 1.2.1-5 苛性ソーダ及び塩素の需給バランス推移、図 1.2.1-4 苛性ソーダ及び塩素の需要バランスに示した。



（注）57年１月以降の能力は56年12月末の能力調査に基づいた年間換算実稼働能力である。

図 1.2.1-1　苛性ソーダの設備能力と生産状況

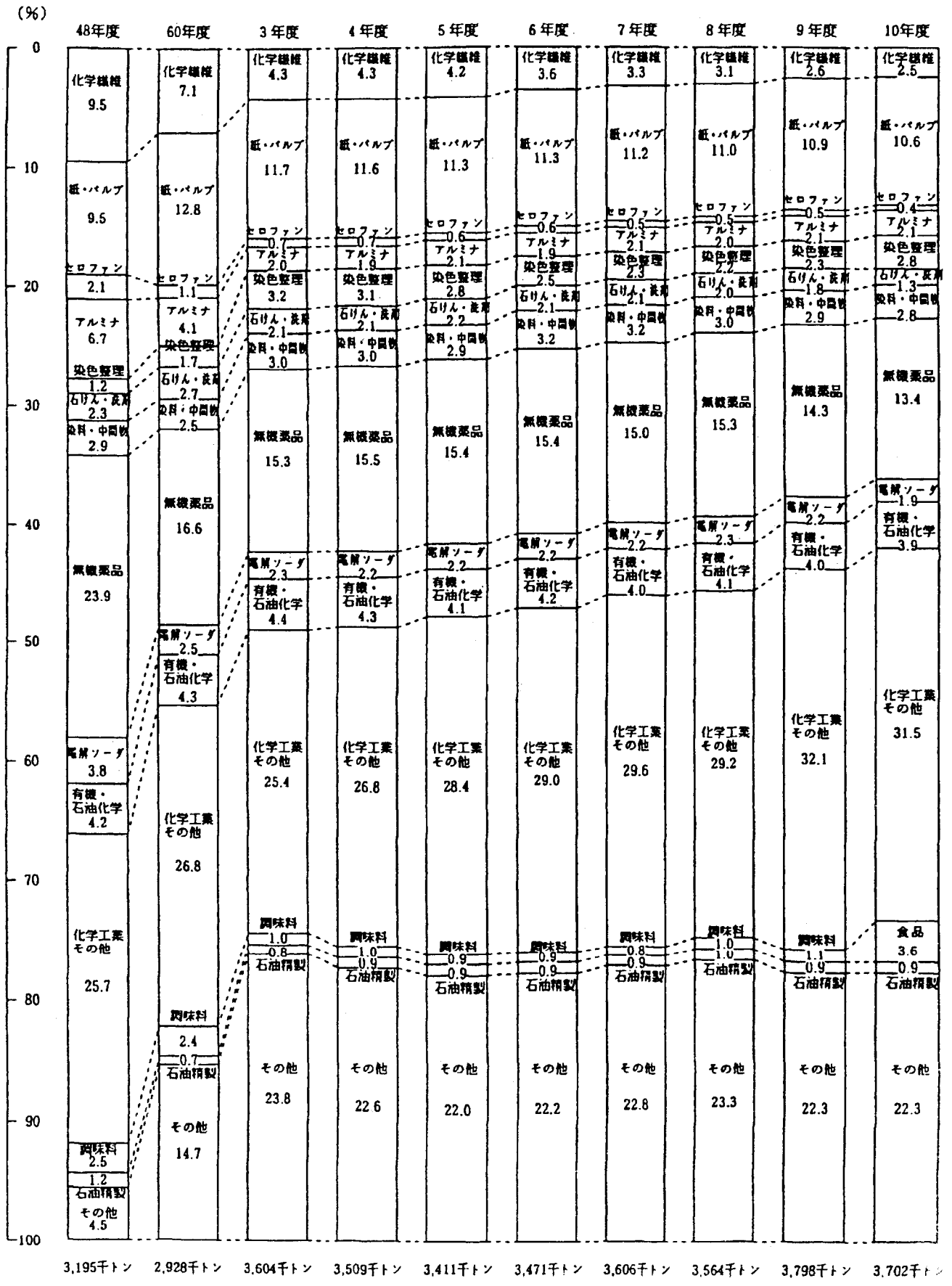


図 1.2.1-2　苛性ソーダ国内需要構造

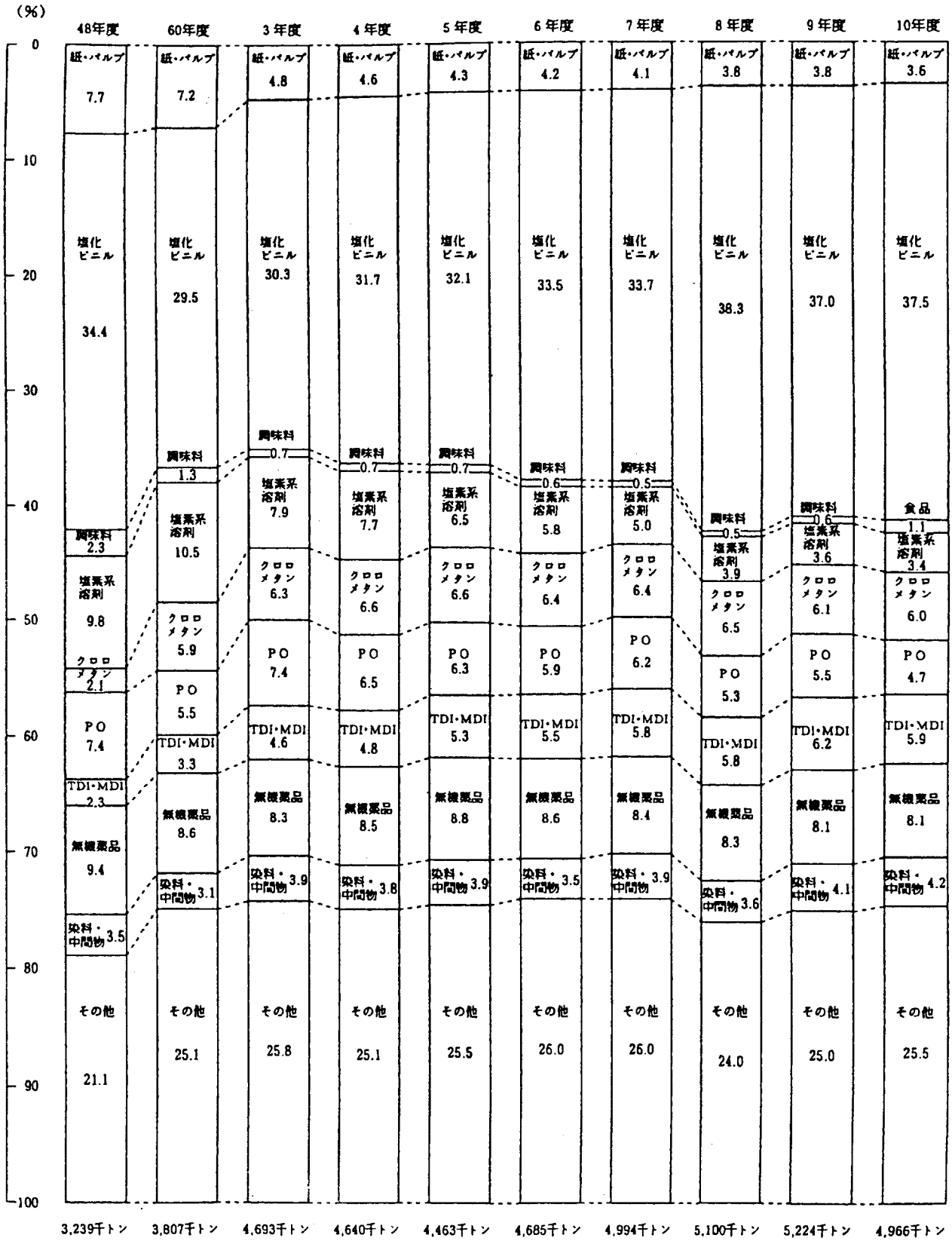


図 1.2.1-3　塩素国内需要構造（副生塩素、輸入ＥＤＣ等を含む）

表 1.2.1-3　　苛性ソーダ国内需要推移

（単位：千トン）

部門＼年度		昭和48	55	60	61	62	63	平成元	2
化学繊維		305	228	207	189	179	171	163	167
紙・パルプ		305	348	375	377	382	405	427	430
セロファン		68	36	33	27	28	27	27	27
アルミナ		215	204	119	74	65	72	81	77
染色整理		37	60	49	49	51	82	105	116
化学工業	石けん・洗剤	72	57	80	80	84	75	74	75
	染料・中間物	93	78	73	85	97	97	104	131
	無機薬品	765	514	486	491	514	556	554	560
	電解ソーダ	121	75	73	70	73	78	82	86
	有機・石油化学	134	116	125	131	138	142	163	173
	その他	820	743	785	760	868	769	829	823
	計	2,005	1,583	1,622	1,617	1,774	1,717	1,806	1,848
調味料		80	74	70	67	63	41	40	36
石油精製		37	30	22	22	23	24	26	27
その他		143	327	431	545	536	729	780	888
合計		3,195	2,890	2,928	2,967	3,101	3,268	3,455	3,616

部門＼年度		平成3	4	5	6	7	8	9	10
化学繊維		155	151	144	124	118	109	99	91
紙・パルプ		422	408	387	393	403	393	416	392
セロファン		25	24	21	21	19	19	18	16
アルミナ		71	66	71	66	76	72	78	76
染色整理		114	108	95	87	82	78	88	104
化学工業	石けん・洗剤	75	74	74	71	75	72	67	48
	染料・中間物	110	106	100	111	116	106	112	103
	無機薬品	551	543	526	534	540	545	544	498
	電解ソーダ	84	78	74	76	79	80	82	72
	有機・石油化学	158	151	140	146	144	147	151	144
	その他	916	941	968	1,008	1,066	1,042	1,221	1,165
	計	1,894	1,893	1,882	1,946	2,020	1,992	2,177	2,030
調味料		37	34	32	32	31	37	41	132
石油精製		29	31	30	32	34	35	35	34
その他		857	794	749	770	823	829	846	827
合計		3,604	3,509	3,411	3,471	3,606	3,564	3,798	3,702

（注）1．輸入品を含む。
2．需要項目の見直しに伴い、平成１０年度より「調味料」が「食品」に変更となる。

表 1.2.1-4　　塩素国内需要推移

（単位：千トン）

部門＼年度	昭和48	55	60	61	62	63	平成元	2
紙・パルプ	251	252	273	263	263	273	273	252
塩化ビニル	1,113	1,009	1,121	1,140	1,200	1,323	1,390	1,468
調味料	74	59	50	48	44	38	35	30
塩素系溶剤	316	344	401	413	441	477	460	409
クロロメタン	67	128	224	212	230	260	281	289
PO	241	173	211	227	260	286	331	325
TDI・MDI	74	92	127	137	153	168	185	201
無機薬品	306	284	327	326	346	365	377	393
染料・中間物	112	108	117	125	139	156	175	195
その他	685	791	956	958	1,046	1,084	1,117	1,195
合計	3,239	3,240	3,807	3,849	4,122	4,430	4,624	4,757

部門＼年度	平成3	4	5	6	7	8	9	10
紙・パルプ	226	212	194	195	203	196	200	177
塩化ビニル	1,424	1,469	1,431	1,568	1,685	1,954	1,931	1,862
調味料	32	31	31	29	25	28	29	55
塩素系溶剤	371	359	291	271	251	197	188	171
クロロメタン	296	305	295	301	318	329	318	298
PO	345	300	282	279	309	269	290	235
TDI・MDI	217	225	235	258	288	295	325	293
無機薬品	390	396	394	401	419	421	422	402
染料・中間物	182	179	172	166	196	185	213	206
その他	1,210	1,164	1,138	1,217	1,300	1,226	1,308	1,267
合計	4,693	4,640	4,463	4,685	4,994	5,100	5,224	4,966

（注）1．副生塩酸、輸入ＥＤＣ等を含む。
2．塩化ビニルは塩化ビニリデンを含む。
3．需要項目の見直しに伴い、平成１０年度より「調味料」が「食品」に変更となる。

表 1.2.1-5　　苛性ソーダ及び塩素の需給バランス推移

（単位：千トン）

年度	昭和 48	55	60	61	62	63	平成 元	2
か性ソーダ								
国内需要 (A)	3,195	2,890	2,928	2,967	3,101	3,268	3,455	3,616
塩素								
総需要（塩素量）	3,239	3,240	3,807	3,849	4,122	4,430	4,624	4,757
回収（〃）	368	427	554	557	620	667	703	714
差引需要（〃）	2,871	2,813	3,253	3,292	3,502	3,763	3,421	4,043
同か性換算 (B)	3,346	3,271	3,747	3,775	4,008	4,305	4,488	4,632
インバランス								
(B) - (A) = (C)	151	381	819	808	907	1,037	1,033	1,016
か性ソーダ								
輸出	99	195	153	208	269	342	309	360
輸入	65	37	15	55	52	52	34	36
差引純輸出 (D)	34	158	138	153	217	290	275	324
塩素誘導品輸入								
か性換算 (E)	132	243	682	670	699	749	756	695
（塩素量）	(114)	(209)	(587)	(577)	(601)	(644	(650	(598)
か性ソーダ								
在庫増減 (F)	△15	△20	△ 1	△15	△ 9	△ 2	2	△ 3
か性ソーダ生産								
(B) - (E) = (G)	3,214	3,028	3,065	3,105	3,309	3,556	3,732	3,937

年度	平成 3	4	5	6	7	8	9	10
か性ソーダ								
国内需要 (A)	3,604	3,509	3,411	3,471	3,606	3,564	3,798	3,702
塩素								
総需要（塩素量）	4,693	4,640	4,463	4,685	4,994	5,100	5,224	4,966
回収（〃）	726	726	726	742	806	772	801	763
差引需要（〃）	3,967	3,914	3,737	3,943	4,188	4,328	4,423	4,203
同か性換算 (B)	4,547	4,483	4,285	4,520	4,803	4,958	5,059	4,799
インバランス								
(B) - (A) = (C)	943	974	874	1,050	1,197	1,394	1,261	1,097
か性ソーダ								
輸出	301	331	336	389	439	541	576	510
輸入	12	2	2	3	2	1	1	1
差引純輸出 (D)	289	329	334	386	437	540	575	509
塩素誘導品輸入								
か性換算 (E)	651	643	544	669	749	849	653	603
（塩素量）	(560)	(553)	(467)	(576)	(644)	(730)	(562)	(519)
か性ソーダ								
在庫増減 (F)	3	2	△ 4	△ 6	11	5	33	△15
か性ソーダ生産								
(B) - (E) = (G)	3,896	3,840	3,741	3,851	4,054	4,109	4,406	4,196

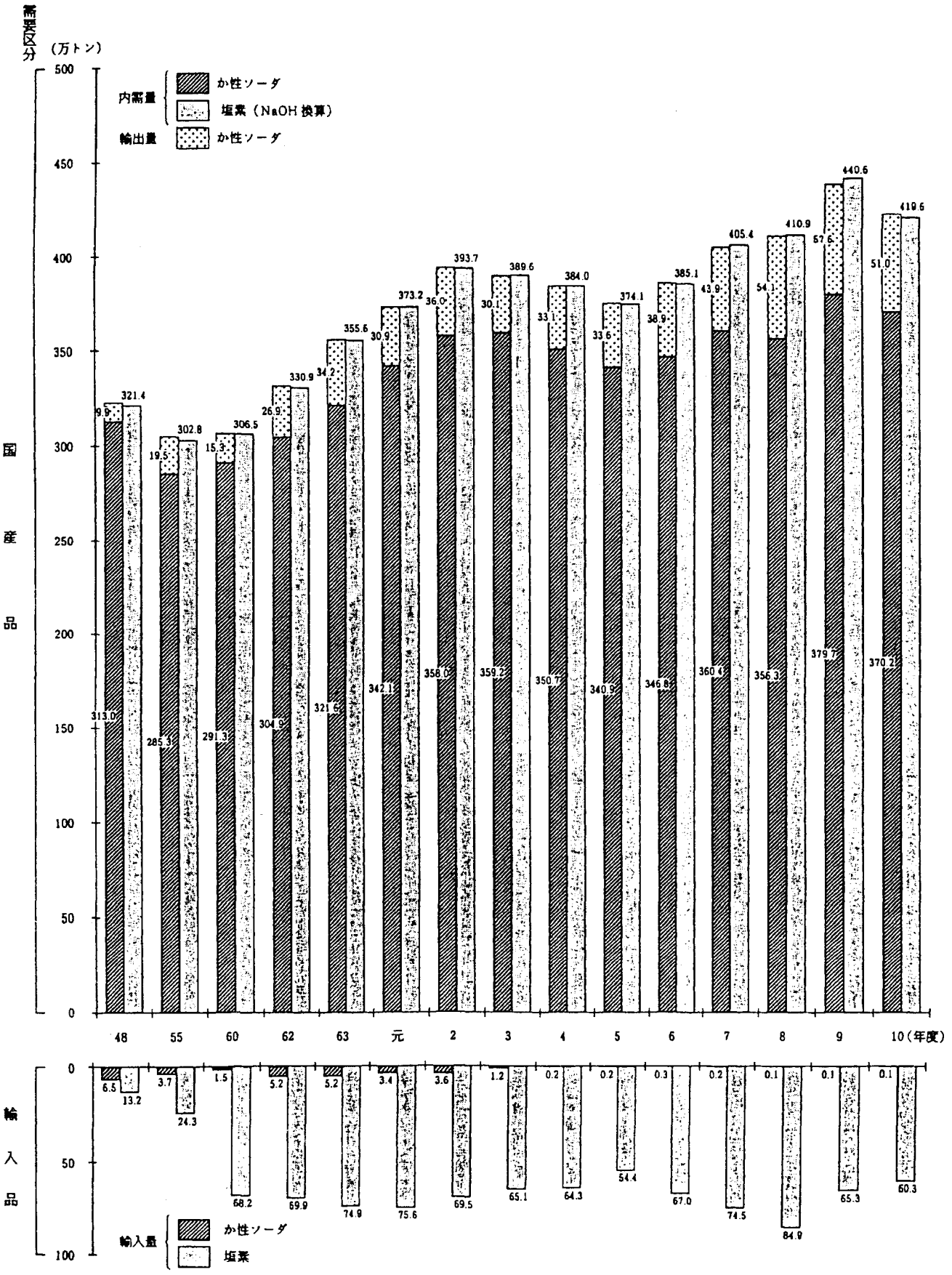


図 1. 2. 1-4　苛性ソーダ及び塩素の需給バランス

a　食塩電解苛性ソーダ工場と生産能力

日本の 1999 年 11 月現在の食塩電解苛性ソーダ工場とその設備能力を表 1.2.1-6 に示し、図 1.2.1-5 の地図上にこの位置を示した。苛性ソーダの製造量は、97％換算、100％換算等の表示方法が採られるが、ここでは 100％換算とし、苛性ソーダの生産量に従って塩素と水素を理論値で計算して、生産量として表示した。

塩化カリを電解して苛性カリを生産する過程で、苛性ソーダと同様に塩素と水素が副生するが、この工場は含まれていない。

資料からも判るように、隔膜法による製造は全て無くなっている。また、38 工場の内 20 工場が水素を外販していて、半数余りが外販していることになる。年間停止日数は、0～40 日と大きな差があり、平均すると 17 日となる。稼働率から平均休日日数を算出すると、平成 10 年度の 93.7％で 23 日となるが、生産能力を夜間電力を 100％、昼間電力を最小維持生産として表示している会社もあり、稼働率のみで休止日数を算出することはできない。

b　副生水素

副生する水素の純度、圧力、等は、工場によって異なるが、圧力は 300mmH_2O～2000mmH_2O、純度は 99.9％～99.99％位である。ある工場のガス分析結果は、下記のようなものが報告されている。

（水素ガスは、水素中の不純物を測定し、残りを水素としている）

・圧力　　：17.65×10^{-3}MPa（1800mmH_2O）

・純度　　：不純物として

O_2　：＜1ppm

Ar　：10～15ppm

N_2　：120～180ppm

CH_4　：＜1ppm

CO_2　：1～5ppm

CO　：＜0.5ppm

H_2O　：供給圧力に飽和（約 30mg/m^3）

水素の純度は、電解設備の運転圧力が低いため、空気の混入が純度の低下の主な原因となるが、供給される電解液や水に溶解している空気成分が、混入して純度の低下を荷担していることも考えられる。この分析結果から見ると酸素は、既にデオキソ塔で除去されているものと見受けられる。気体の水に対する溶解度を表 1.2.1-7 に示した。

現在では、イオン交換膜法しか運転されていないが、水銀法から転換した際に、水素配管等をそのまま使用している工場では、配管に残存している水銀が、水素に混入して出てくる可能性があり、水素の利用に当たっては、事前の確認調査が必要で、場合によっては、キュレート樹脂等を使った、水銀除去設備を設置しなければならない。

表 1.2.1-6　電解苛性ソーダ工場とその設備能力

(苛性ソーダ 1TON に対して、塩素 88Kg、水素 270Nm^3)

NO	メーカー名	所在地	苛性ソーダ製造能力T/月		水素製造量	塩素製造量	工業用水素	年間停止
			隔膜法	イオン交換膜法	KNm3/月	T/月	充填能力m3/H	日数
①	北海道曹達	北海道苫小牧市		13,043	3,522	11,478	650	6
②	東北東ソー化学	山形県酒田市		5,368	1,449	4,724	400	4
③	呉羽化学工業	福島県いわき市		10,880	2,938	9,574	500	7
4	関東電化工業	群馬県渋川市		4,470	1,207	3,934		9
⑤	旭硝子	千葉県市原市		22,544	6,087	19,839	940	18
6	旭硝子	茨城県鹿島郡		27,802	751	24,466		27
⑦	鹿島電解	茨城県鹿島郡		34,844	9,408	34,844	500	30
⑧	昭和電工	神奈川県川崎市		11,390	3,075	10,023	3,000	25
⑨	セントラル化学	神奈川県川崎市		6,625	1,789	5,830	1,000	16
⑩	鶴見曹達	神奈川県横浜市		8,864	2,393	7,800	560	6
⑪	信越化学工業	新潟県中頸城郡		4,558	1,231	4,011	900	11
12	電気化学工業	新潟県西頸城郡		5,102	1,378	4,490		31
⑬	日本カーバイト工業	富山県魚津市		1,475	398	1,298	200	32
⑭	日本曹達	富山県高岡市		6,400	1,728	5,632	300	12
⑮	日本軽金属	静岡県庵原郡		4,956	1,338	4,361	680	7
⑯	東亜合成	愛知県名古屋市		7,154	1,932	6,296	900	5
⑰	東ソー	三重県四日市市		7,492	2,023	6,593	660	21
⑱	三井化学	大阪府高石市		6,524	1,761	5,741	800	26
19	関西クロルアルカリ	大阪府大阪市		3,770	1,018	3,318		14
⑳	ダイソー	兵庫県尼崎市		8,854	2,391	7,792	1,500	0
21	鐘淵化学工業	兵庫県高砂市		29,234	7,893	25,726		12
22	南海化学工業	和歌山県和歌山市		3,126	844	2,751		10
23	三菱化学	岡山県倉敷市		11,432	3,087	10,060		37
24	岡山化成	岡山県倉敷市		12,739	3,440	11,210		19
㉕	関東電化工業	岡山県倉敷市		5,683	1,534	5,001	800	24
26	日本製紙	山口県岩国市		2,677	723	2,356		20
㉗	東ソー	山口県南陽市		57,727	15,586	50,800	660	26
㉘	トクヤマ	山口県徳山市		33,680	9,094	29,638	1,000	40
29	東亜合成	徳島県徳島市		16,348	4,414	14,386		17
30	住友化学工業	愛媛県新居浜市		11,008	2,972	9,687		23
31	ダイソー	愛媛県松山市		4,243	1,146	3,734		15
32	三菱化学	福岡県北九州市		3,442	929	3,029		23
㉝	旭硝子	福岡県北九州市		1,339	362	1,178	600	10
34	ダイソー	福岡県北九州市		2,871	775	2,526		5
35	三井化学	福岡県大牟田市		7,193	1,942	6,330		12
36	住友化学工業	大分県大分市		1,291	349	1,136		31
37	旭化成工業	宮崎県延岡市		13,986	3,776	12,308		18
38	昭和化学工業	沖縄県具志川市		273	74	240		0
	合　　計			420,407	106,757	374,140		

・苛性ソーダ製造量は、苛性ソーダ100%として換算表示した。
・水素製造量と塩素製造量は、苛性ソーダ製造量からそれぞれ理論値を基に、計算し表示した。
・年間停止日数は、1999年年初における定期点検停止予定日数で表示した。
・メーカー名の番号に○印のあるものは、水素ガスを工業用として、充填販売しているものを示す。
・電解で苛性ソーダを製造している事業所のみを表示し、苛性カリなどを製造している所は含めていない。
・1999年3月のソーダ工業会資料では、隔膜法によるものが約10%あったが、11月の資料には無くなっているため修正した。
・1998年8月から10月に掛けて休止された設備が3工場あるが、表から削除してある。
・1999年7月日本製紙の設備がイオン交換膜に転換して、100%転換が完了した。

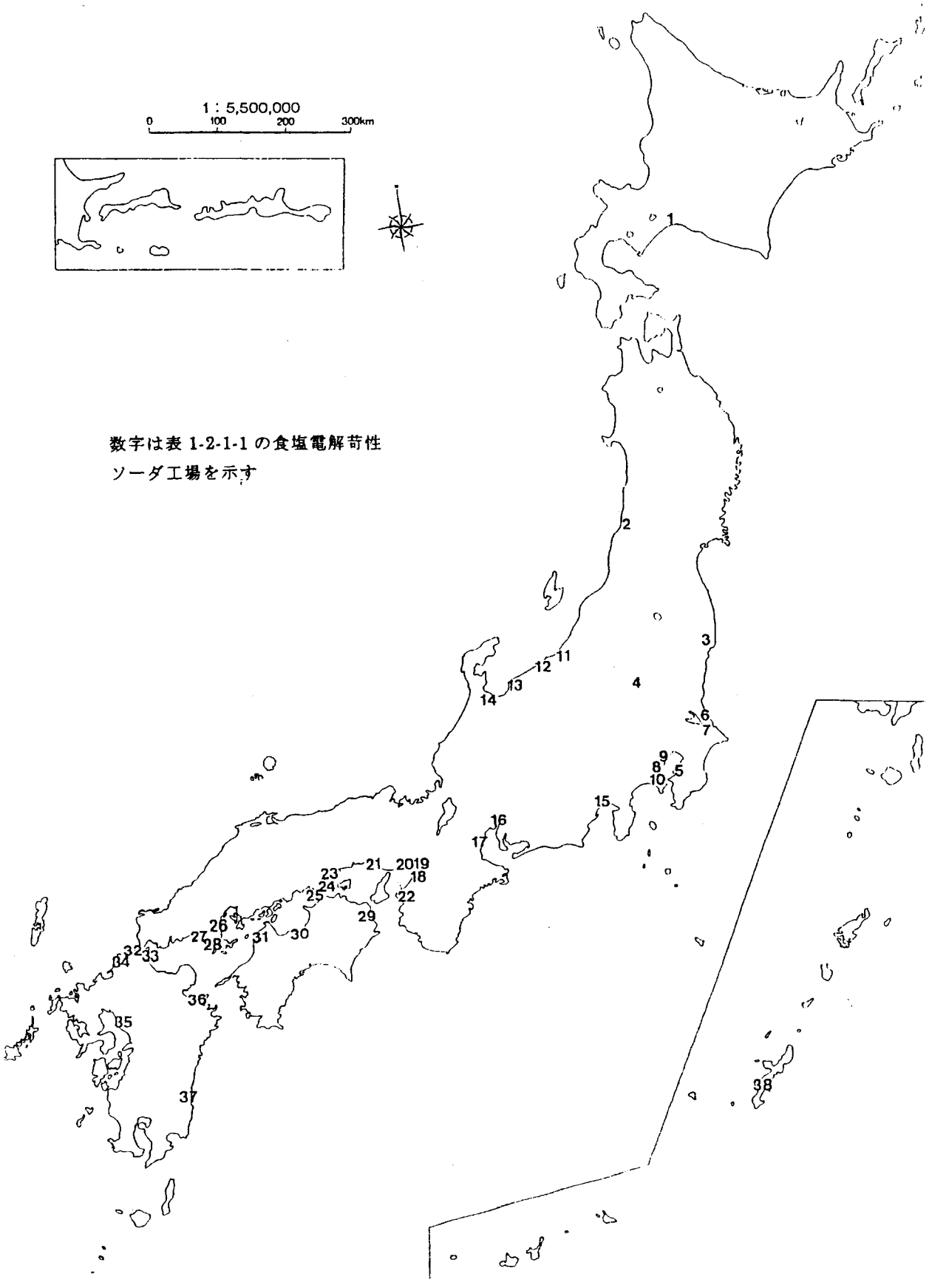


図 1.2.1-5　食塩電解工場所在地

表 1.2.1-7　気体の水に対する溶解度　　(cm^3)

物質	化学式	0℃	20℃	40℃	60℃	80℃	100℃
アセチレン	C_2H_2	1.73	1.03	−	−	−	−
亜硫化ガス	SO_2	80	39	19	−	−	−
アルゴン	Ar	0.053	0.035	0.027	−	−	−
エチレン	C_2H_4	0.226	0.122	−	−	−	−
塩化水素	HCl	507	442	386	339	−	−
塩素	Cl_2	4.61	2.30	1.44	1.02	0.68	0.00
空気	−	0.029	0.019	0.014	0.012	0.011	0.011
酸素	O_2	0.049	0.031	0.023	0.019	0.018	0.017
酸化窒素	NO	0.074	0.047	0.035	0.030	0.027	0.026
一酸化炭素	CO	0.035	0.023	0.018	0.015	0.014	0.014
水素	H_2	0.022	0.018	0.016	0.016	0.016	0.016
二酸化炭素	CO_2	1.71	0.88	0.53	0.36	−	−
窒素	N_2	0.024	0.016	0.012	0.010	0.0096	0.0095
ネオン	Ne	0.013	0.0104	0.0095	0.0094	−	−
ヘリウム	He	0.0093	0.0088	0.0084	−	−	−
メタン	CH_4	0.056	0.033	0.024	0.020	0.018	0.017
硫化水素	H_2S	4.67	2.58	1.66	1.19	0.92	0.81

・各温度において、1ata=101.325Pa の気体が水 $1cm^3$ 中に溶解する時の容積を、0℃、1ata=101.325Pa の時の容積に改算した値を cm^3 で表した。

副生する水素の用途については、発表されている資料はないが、ソーダ工業会は、発生する水素の 50％が燃料、45％が化学、5％がその他と説明している。この数字から判断して、水素が有効に利用されているとは言い切れず、副生水素の有効利用を積極的に進めていくことが望ましい。図 1.2.1-5 からも判るように、食塩電解苛性ソーダ設備は、全国的に広く点在し、主要都市の近郊に多くが位置し、水素を燃料とする自動車等への供給には、長距離の輸送をせずに利用できる大きな利点がある。

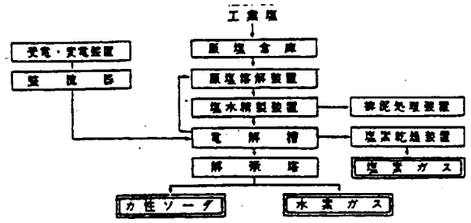
c　製造法の比較

食塩電解による苛性ソーダの製造法は、隔膜法、水銀法、イオン交換膜法があるが、日本ではイオン交換膜法のみしか行われていない。世界的にはイオン交換膜法は全設備の三分の一程度で、米国では隔膜法が、ヨーロッパでは水銀法が主流となっている。この原理の比較を表 1.2.1-8 にまとめて示した。これからも判るように夫々の特徴を持つ製造法であるが、日本が全面的に採用しているイオン交換膜法は、環境にも配慮され、安全でエネルギー効率も高い方法と言える。

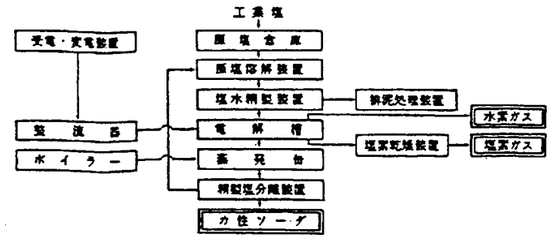
表 1.2.1-8　食塩電解法の比較

製造工程図

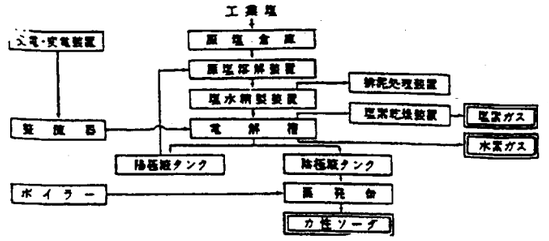
水銀法電解設備



アスベスト隔膜法電解設備

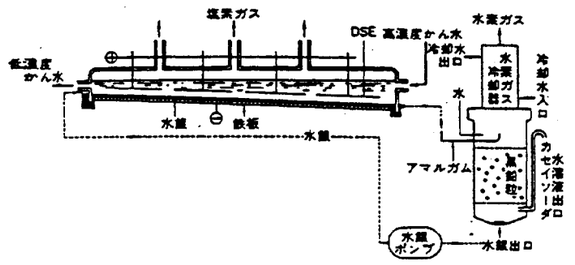


イオン交換膜法電解設備

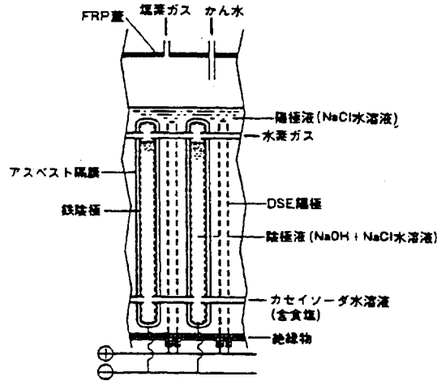


原理図

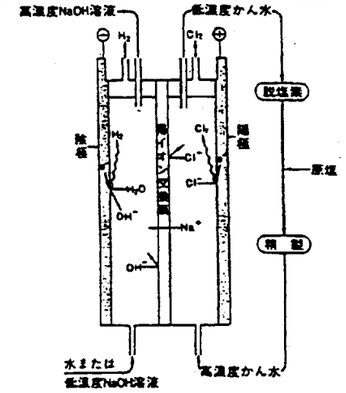
水銀法電解設備



アスベスト隔膜法電解設備



イオン交換膜法電解設備



製法の特徴

会社名	呉羽化学	東洋曹達	De Nora	Olin
型式	UC-26	TOSO-V	33 M2	E-812
電流 [kA]	240～300	200	450	200
陽極電流密度 [A/dm²]	79～98.8	81.1	124.0	107.5
陰極 〃 [A/dm²]	70.05～93.81	79.5	119.7	100
平均電圧 [V]	4.16～4.41	4.45	4.32 (Cuステム-Hg)(ブスバー含む)	4.24
電流効率 [%]	95～96	96.3	97～98	87
DC 電解電力 [kWh]/tNaOH	3,000～3,182	3,120	2,970	3,050
陽極面積 [m²]	32.0	24.67	—*	26.8
陰極面積 [m²]	31.98	25.12	37.57	28.8
陰極寸法 [m×m]	2.6×12.3	—*	2.12×17.72	1.94×14.8
電槽底板の傾斜 [mm/m]	25	22	16	6
陽極の数	60	112	66	8×12=96
陽極材質	黒鉛	黒鉛	DSE	DSE
水銀重量 [kg]	2,550～2,800	3,000	5,520	—*

* ——は詳細不明

会社名	Hooker		Diamond Shamrock	日本曹達	昭和電工	徳見曹達
型式	H-2	H-4	DS-45	BM-50	SD-7	TSBM-7
電流 [kA]	80	150	60～80	300(60×5)	75	50
電流密度 [A/dm²]	15.5～23.3	27	20.7～27.6	20～24	17.3	20
浴電圧 [V]	3.79	3.85	3.70～4.17	3.80	3.63	3.60
電流効率 [%]	96.4	96.6	96.5	95.0	96.5	96
DC 電解電力 [kWh]/tNaOH	2,635	2,671	2,570～2,896	2,681	2,521	2,513
陽極	DSE	DSE	DSE	DSE	DSE	DSE
陰極液NaOH濃度 [g/l]	140	140	130～145	140	11～12[%]	125～135
〃 NaCl 濃度 [g/l]	16～17[%]	16～17[%]	175～210	185	16～17[%]	180～185
陽極寿命	4～6年	4～6年	4～6年	—*	5～6年	数年
隔膜寿命	240～360日	240～360日	365～730日	240日	180～360日	200～350日
陽極ガス組成 [vol%]						
Cl_2	97.2	97.0以上'	96.5～98.0	98.0	97.9	97.5～98.0
H_2	0.39	0.5以下'	0.1～0.5	0.1	0.3	0.1～0.3
CO_2	0.2	0.4以下'	0.1～0.3	0.4	0.1	0.1～0.2
O_2	1.4	2.0以下'	1.0～3.0	1.5	1.2	0.1～0.2
N_2	0.79	—*	0.1～0.5	—*	0.5	0.6～1.3

* ——は詳細不明.　' 実操業例による.

	旭化成	旭硝子
電流 [kA]	10.8×80	256
電流密度 [A/dm²]	32	20
浴電圧 [V]	3.75	3.7
電流効率 [%]	93	95
DC 電解電力 [kWh]/tNaOH	2,710	2,610
陽極	DSE	DSE
流出カセイソーダ濃度 [%]	21.6 (経済的に最適) 48.0 (最高)	35

主に採用している国

ヨーロッパ　　アメリカ　　日本は全て

苛性ソーダの品質

高い　　低い　　高い

表 1.2.1-8（続き）　食塩電解法の比較

	水銀法電解設備	アスベスト隔膜法電解設備	イオン交換膜法電解設備
製法の概要	電解槽は通常横型で、鉄板で作られた床の上を水銀が均一に流れてこれが陰極となっている。電解槽の上部には隔膜法と同様の金属電極か、または黒鉛の陽極が配置されていて、両極間をかん水が流れるようになっている。電解により陽極からは塩素ガスが発生し、水銀陰極上ではナトリウムイオンが放電してナトリウムアマルガムが生成する。このナトリウムアマルガムは、解こう塔へ送られ、水と反応して苛性ソーダと水素を生成する。この際に、水の添加量を調節することによって製品苛性ソーダ水溶液の濃度が調節される。他方、電解槽を出た濃度の薄くなったかん水は、再び原塩溶解槽へ戻される。	通常電解槽は縦型で、陽極室と陰極室はアスベスト膜で仕切られている。かん水は陽極室に供給され、次に膜を透過して陽極室へ行き、苛性ソーダを含有した液となって流出する。陽極は金属電極（通常は金属チタンの表面にルテニウムなどの貴金属の酸化物を被覆させた電極）または黒鉛からなり、電解時には陽極から塩素ガスが発生する。陰極は通常は、鉄電極からなっていて、電解時には水素ガスが発生し、同時に溶液側で水酸イオンが生成する。この水酸イオンはかん水中のナトリウムイオンと一緒になり、陰極液中に苛性ソーダを生成する。この苛性ソーダを含む溶液は、陰極室から流出し、減圧多重効用蒸発缶で濃縮され、分離器で濃度の高い苛性ソーダ水溶液と析出した食塩が分離される。	隔膜法の改良ともいえるイオン交換膜法は、電解槽の隔膜に陽イオンしか通過させないフッ素系の陽イオン交換膜を使用している。かん水は陽極室に送られ、電解が進むと陽極上に塩素ガスが発生する。同時に陽イオン交換膜を通ってナトリウムイオンが陽極室から陰極室へ移動する。濃度が薄くなったかん水は陽極室から原塩溶解槽へ戻され、陰極室へは水あるいは低濃度の苛性ソーダ水溶液が送入される。陰極上では水が電解されて水素ガスが発生し、残った水酸イオンは陽極室から移行してきたナトリウムイオンと一緒になって濃度の高い苛性ソーダとなり、陰極室から外部へ取り出される。隔膜法の苛性ソーダ水溶液は濃度が低く、少量の食塩が混入するが、イオン交換膜法では、純度の高い高濃度（20～40％）の苛性ソーダ水溶液が得られる。
製法の特徴	原塩中の金属 Mg、Cr、Mn、V などは、電極の消耗が激しくなったり、陰極の水素過電圧が小となったり、大きな障害となるため原塩の精製は重要。 電解槽から環流する塩水中に HCl、Hclo などの形の塩素を含むため、後工程の機器に腐食を起こすこととなるため、除去が必要。 解こうの際の水とナトリウムアマルガムの送入比を調節することで 50％～90％の高濃度の苛性ソーダ水溶液が得られるため、苛性ソーダの濃縮装置は不要。 水銀による環境汚染の心配がある。水銀に触れた水は全て原塩溶解槽に戻し、解こう水として系内で再使用する要あり。 解こう塔から得られる水素、塩素は水銀を除去しなければならない。	アスベスト隔膜は、機械的強度、分離透過性のために製品苛性ソーダ中に 1～1.5％の塩分が混入する。このため塩分の除去が必要。 高濃度にするために濃縮装置が必要で、ボイラー燃料も必要。 電解槽の構造上、電極間距離が大きくなり、隔膜の抵抗が加わり、オーム損が大きくなる。 陽極室と陰極室の液の pH が異なり、隔膜内に pH 勾配がある。隔膜内に中性層を保持すると膜の寿命、電流効率、塩素ガスの純度などが良くなるが、操作条件が制限される。 膜の構造上、陽極で発生する塩素ガスが陰極液と接触したりすると、水酸イオンが消費され、苛性ソーダが得られなくなる心配や、膜の破損による爆発の危険もある。	水銀法の不利な点を持たずに高品質の苛性ソーダの製造ができる。 ナトリウムイオンと塩素イオンとの分離が選択的に行われ電解液に塩分は透過しにくい。 塩素ガス内の酸素分が多い場合がある。 電力消費量の少ない高効率の膜が開発去れ、現在日本食塩電解は全てイオン交換膜法に変わった。

d　新しい食塩電解法の『ガス拡散電極使用食塩電解法』

日本ソーダ工業会が中心となって開発・研究が進められているこの方法は、現在の陰極反応が水素発生反応であるのに対して、これを酸素吹き込み還元反応に替え、理論分解電圧を 1.2V 低減させようとするもので、電力削減量は、4kKA/m^2 を目指している。

現在この方法で、電圧削減量は、3.49－2.37＝1.12V

電力削減量は、799kWh/t（97％苛性ソーダ）を達成していて、

最終目標は、　電圧削減量は、3.49－2.17＝1.32V

電力削減量は、3.49kWh/t（97％苛性ソーダ）を目指している。

日本ソーダ工業会の試算では、この新しい方法が実現すると、電力単価を 7¥/kWh とし、水素単価を 6¥/Nm^3 とすると、電力削減による効果は、3.045¥/kg（苛性ソーダ 97％）減少するが、水素が発生しなくなる分と設備固定費増加分が、2.787¥/kg(苛性ソーダ 97％)で、差し引き 0.258¥/kg（苛性ソーダ 97％）安価に製造できるとしている。

この原理と電解槽の概念図を図 1.2.1-6 に示した。

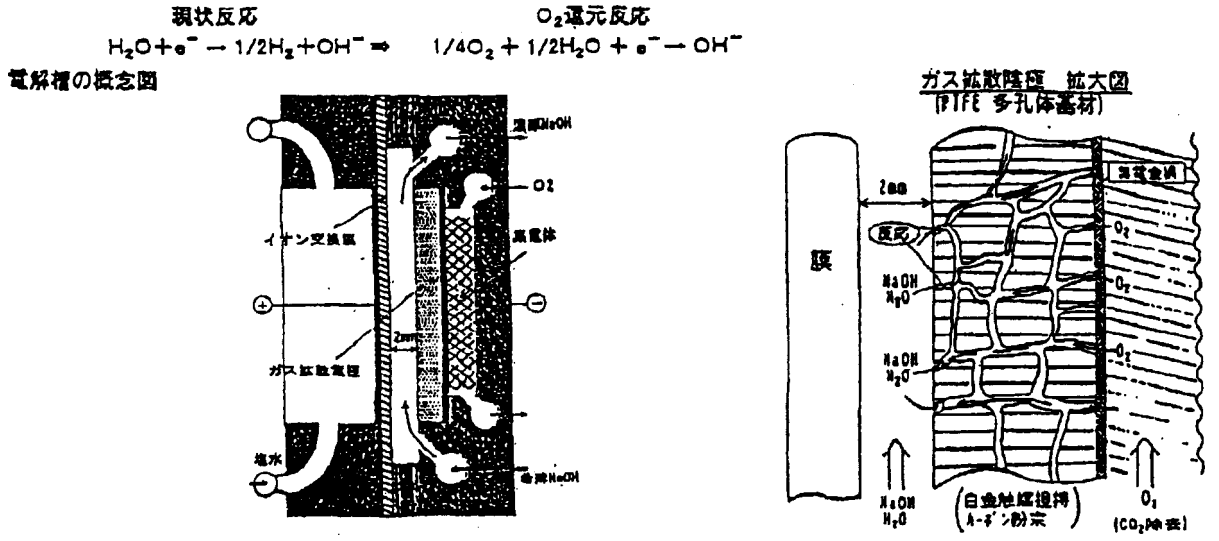


図 1.2.1-6　ガス拡散電極使用食塩電解法の原理と概念

・ガス拡散陰極の厚みは、現状 0.6mm（液側　反応層 0.1mm　ガス側　ガス拡散層 0.5mm）

(3)　副生水素の価格

製品の製造原価の算出法は、種々の方法があるが、今回の苛性ソーダ・塩素・水素のように製造されるものが三種類もある場合は、その割り振り方によっても製造原価は変わってくる。食塩電解苛性ソーダ設備からの水素の価格の算出法について見ると、つぎのような方法が考えられる。

a　固定費と変動費に分けて積算する方法

発生する費用を固定費と変動費に分けて積算する一般的な方法で、左側の各項目について、右側に示すような値を導入して決める。

固定費として

- 人件費　　＝平均給与、人数
- 設備償却費　＝投資金額、償却年数、残存簿価、
- 保守点検費　＝投資金額の何％を年間必要とするか
- 工場一般管理費＝工場の規模、電解設備の占める比率
- 本社一般管理費＝本社が経費をどれだけの負担を求めるか
- 保険　　＝危険のリスクの評価
- 税金　　＝固定資産税
- 金利　　＝自己資本、借入金、政府資金

変動費として

- 電力料　　＝買電・夜間電力の比率、自家発電、共同火力、電力原単位
- 塩　　＝購入先、純度、購入量、契約内容
- 水　　＝工業用水の価格、水質

利益として

- 利益
- 事業税、地方税

が加わって工場出し価格となり、これを製品苛性ソーダ・塩素・水素に割り振り算出する。この割り振り方は、その工場の置かれている状況によって異なるため、一概に数値で表わせない。

b　設備稼働率を定める方法

塩電解設備のような装置産業では、製造原価を算出する際、稼働率を何％かに設定して計算することがよく採られる。例えば、設備稼働率を70％と設定して、これに係る固定費と変動費を合計したものを製造量で割って製造原価とし、これを上回った稼働率で運転した場合は、上回った電力料等の変動費を加えて、製造量で割ったものが製造原価となる。このため、設備稼働率70％を上回れば割安となって、利益がそこに生まれる。設備稼働率が70％を下回れば、赤字の操業となるため、この設定稼働率を公表することはどこの会社も行なわないし、知られたくないため、製造原価をどのようにして算出しているかについても、社外秘とするところが多い。

また、それに加えて三つの製品の割り振り率についても、いずれのメーカーも社外秘としている。

c　カロリーベース評価による方法

現在、副生する水素の用途がなく、ボイラー燃料と混焼しているような場合、この水素を利用しようとする時、代替燃料とのカロリーベースでの比較評価をして水素の価格を算出する方法である。

水素 1Nm³ 当たりの低位発熱量 10,760kJ/Nm³ と、代替燃料としてプロパン、A重油、天然ガス、メタノールについて計算比較すると表 1.2.1-9 のようになった。

価格は、1999 年 12 月発行の積算資料と市場価格を参考に記したが、代替燃料としてのこれらの燃料は、供給の時期、納入される荷姿、供給量、場所、地域、等によって価格の幅がいずれも大きいことが判る。

天然ガスの主成分はメタンであるが、プロパンやブタンを添加して、天然ガスに転換された都市ガスは、46,055kJ/Nm³ に調整されているため、メタンの発熱量の 35,881kJ/kg とせずに 46,055kJ/Nm³ を採った。A重油の発熱量についても、幅があるためこの採る値によって結果が左右されるが、石油を専門に取り扱う処で採用している 45,678kJ/kg、比重を 0.85 として計算した。この方法で水素の価格を算出する際には、検討する地域や場所で得られる代替燃料の価格によって、修正し、補正計算し直すことに加えて、水素を利用しようとする新たな配管の設置費用等々が必要となる。

表 1.2.1-9　代替燃料との発熱量による水素価格

燃料	発熱量 (kJ/kg 又は kJ/Nm³)	価格		水素評価価格 (¥/Nm³) *1		備考
		下限	上限	下限	上限	
水素	10,760 kJ/Nm³					*2
プロパン	93,701 kJ /kg	110¥/kg	140¥/kg	12.63	16.08	*3, *4
A重油	45,678 kJ /kg	28¥/l	32¥/l	5.61	6.41	*5
天然ガス	46,055 kJ /Nm³	32¥/Nm³	343/Nm³	7.48	10.05	
メタン	35,881 kJ /Nm³					
メタノール	27,130 kJ /kg	13¥/kg	40¥/kg	5.16	15.86	*6

*1：水素評価価格は、小数点 3 桁目を四捨五入した。
*2：1999 年 11 月 1～6 日調査積算資料による、業務用・工業用ボンベ価格。
*3：1999 年 11 月 1～6 日調査積算資料による、ローリー納入による価格。
*4：A重油の価格は、容積当たりの単価表示で、比重が判然としないため 0.88 として計算した。
*5：大量使用に対する価格は、ガス会社が公表しないため、提案書などに記載された価格で計算した。
*6：価格の変動が激しいため、下限はＣＩＦ価格、上限はローリー納入の末端価格を表示した。

1.2.2　副生水素の利用

副生水素を利用しようとする場合、機器の保守・安全の面から、原則として酸素分は、容量％で1ppm 以下、水分は 1MPa の水素で露点－60℃以下、20MPa の水素で露点－70℃以下で供給することとする。

(1)　自社内あるいは隣接地へ配管で供給する設備

食塩電気分解から得られた副生水素の圧力は、非常に低く、30mmH_2O～2000mmH_2O 位の圧力しかなく、水分もこの圧力に飽和で 30g/m^3 位含んでいる。また酸素も 10ppm 近く含んでいるため、この酸素と水分を除去した上で、使用側に送る。フローシートを図 1.2.2-1 に示した。配管の圧力は、高圧ガス保安法の適用を避けるため、最高使用圧力を 0.99MPa とし、2 段往復動圧縮機で加圧後、パラジュウム触媒を充填した脱酸塔を設置して酸素を除去した後、乾燥器で水分を除去する。乾燥器は、自動再生式で精製ガスの一部を使用して再生し、再生時に生ずる廃ガスは、原料側に戻す。

設備仕様を表 1.2.2-1 に示した。

(2)　水素ガストレーラーに高圧ガスとして充填する設備

食塩電解設備からの水素を、水素ガストレーラーに充填し、公道を利用して輸送する場合の、トレーラー充填設備のフローシートを図 1.2.2-2 に示した。(1)の配管で供給する場合と同様に、水素ガス中に含まれる酸素分と水分を除去しなければならないが、ほぼ大気圧に近い圧力から 20MPa まで、1 台で昇圧できる最適な圧縮機が無いため、大気圧に近い圧力から約 3MPa までを、水潤滑式圧縮機か無給油式圧縮機で昇圧し、その後に脱酸塔を設置して酸素分と水分を除去する。更にその後で隔膜式圧縮機によって 20MPa まで昇圧する。

乾燥器は、配管で供給する場合と同様に、自動再生式で精製ガスの一部を使用して再生し、廃ガスは原料側に戻す。

トレーラーへの充填に際して、接続ホース内の空気を窒素発生器からの窒素でパージし、窒素雰囲気とした後、更に水素ガスでパージして、トレーラーに充填する。

尚、パージヘッダーには、常時窒素発生器からの窒素を流し、水素のパージ弁は全てパージヘッダーに接続し、水素ガスの廃棄は窒素雰囲気中に行なうようにする。

トレーラーの停止位置上部には、法で定められた消火用の水を噴霧させるためのドレンチャー(5 L/min/m^2) ノズルを設け、30 分間連続して放水可能な容量の水溜を設ける。消火用ポンプは、停電時でも放水可能なように、エンジン駆動式のポンプとする。

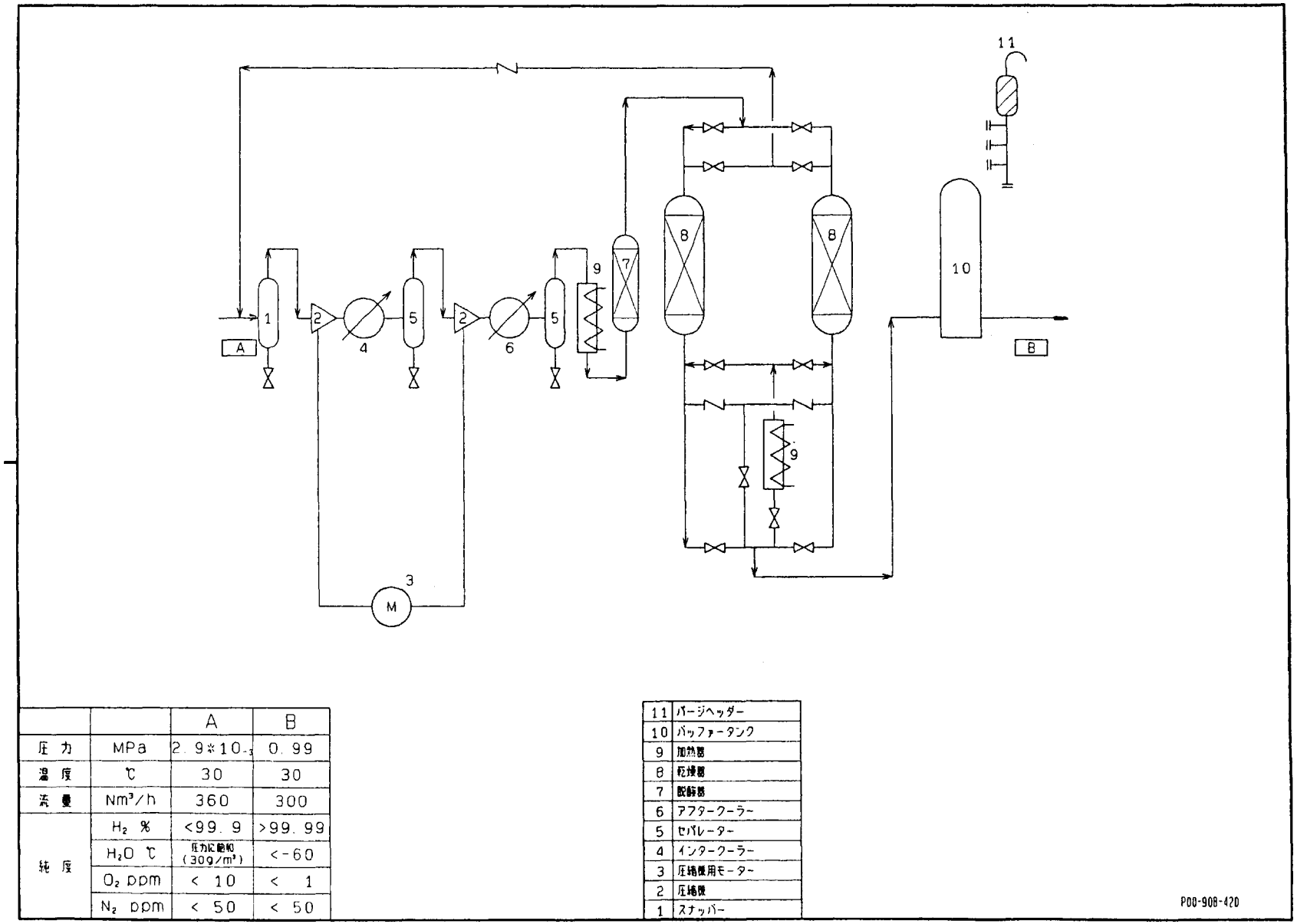
また、トレーラーの操作箱が停止するあたりの上部に、水素ガス漏洩検知器 1 ヶを設置する。

設備仕様を表 1.2.2-2 に示した。

注）トレーラーへの充填時間を短くするため、トレーラーに充填しない間に、圧縮機を運転して高圧貯槽に畜圧し、トレーラーが充填のために到着した際に、高圧貯槽からトレーラーに移充填し、充填時間を短くする方法があるが、今回は下記の理由で採用しない。

これは、これまでの水素ガスを充填している際に発生した事故の原因の多くが、『急速充填による断熱圧縮によるものではないかとの疑問がある』ためである。短時間の充填、特に圧力差の大きい移充填には注意を要する。1999 年 1 月発行の『高圧ガス安全ニュース』には、不活性ガスの単原子分子のアルゴンガスと、二原子分子の窒素ガスの急速充填による実験結果で、アルゴンで約 150℃、窒素で約 100℃の温度上昇が報告されている。

二原子分子で可燃性ガスの水素では、急速充填には、実験による評価を基に安全を確認した上で行なうべきものであるとの考えから、あえてこの方法は採らなかった。



		A	B
圧力	MPa	2.9*10-1	0.99
温度	℃	30	30
流量	Nm³/h	360	300
純度	H_2 %	<99.9	>99.99
	H_2O ℃	圧力依存性 (309/m³)	<-60
	O_2 ppm	< 10	< 1
	N_2 ppm	< 50	< 50

11	パージヘッダー
10	バッファータンク
9	加熱器
8	乾燥器
7	脱酸器
6	アフタークーラー
5	セパレーター
4	インタークーラー
3	圧縮機用モーター
2	圧縮機
1	スナッバー

P00-908-420

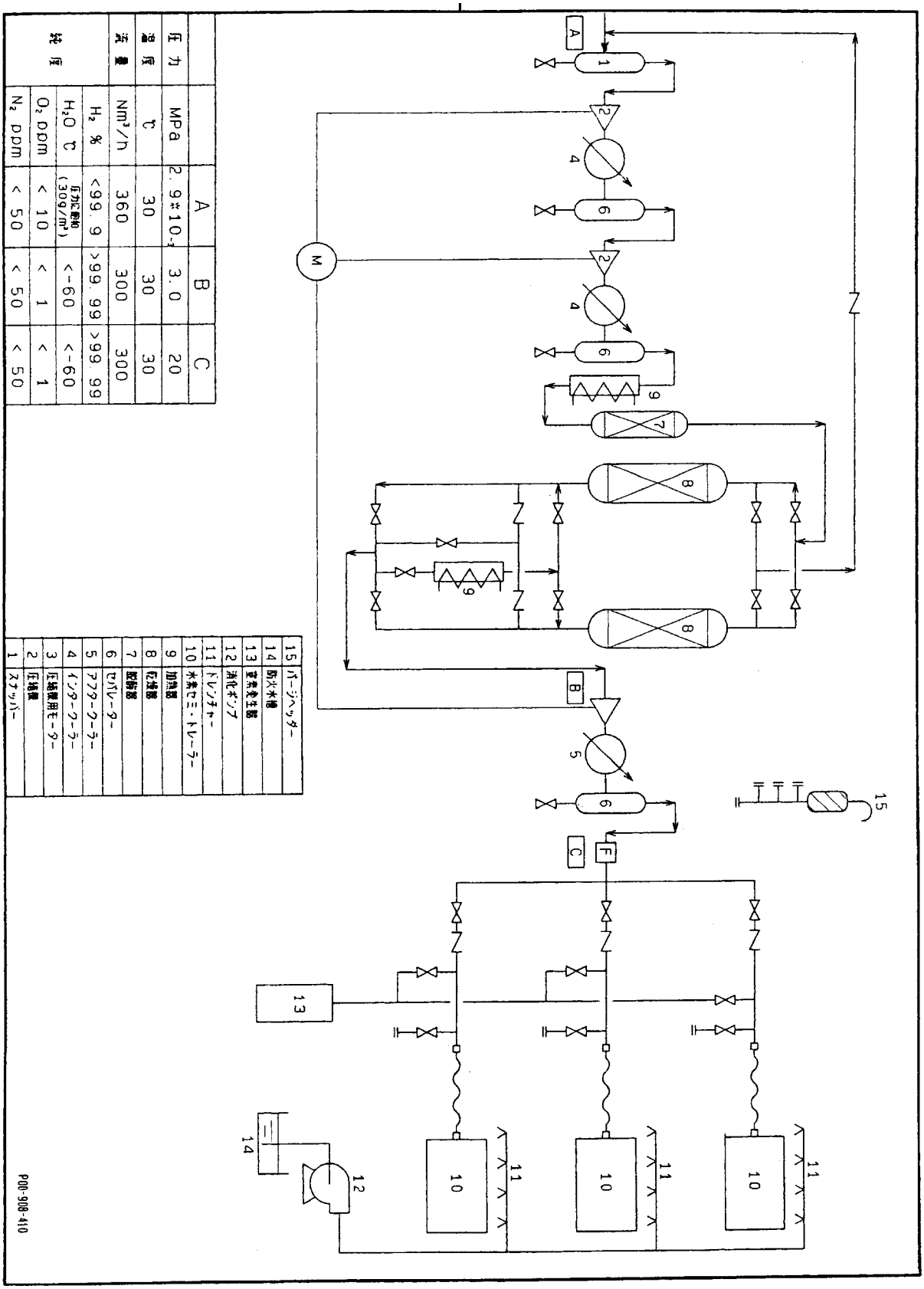
図 1.2.2-1　自社内あるいは隣接地へ配管で供給する設備

表 1.2.2-1　自社内あるいは隣接地へ配管で供給する設備

No.	機器	仕様	
1	スナッパー		
2	圧縮機	P=0.01176/0.99MPa、2段、V=360Nm^3/h	
3	同上用モータ		
4	インタークーラー		
5	セパレーター		
6	アフタークーラー		
7	脱酸塔	Pd 充填、O_2=20ppm 除去後<0.1ppm 以下	
8	乾燥器	出口 H_2O、DP=<-60℃、V=360Nm^3/h、自動	
9	加熱器	脱酸塔予熱用、乾燥器再生用	
10	バッファータンク	P=0.99、2m^3	
11	パージヘッダ		

表 1.2.2-2　水素ガストレーラーに高圧ガスとして充填する設備

No.	機器	仕様	
1	スナッパー		
2	圧縮機	P=0.01176/19.6MPa、2台分割、V=360Nm^3/h	
3	同上用モータ		
4	インタークーラー		
5	アフタークーラー		
6	セパレーター		
7	脱酸塔	Pd 充填、O_2=20ppm 除去後<0.1ppm 以下	
8	乾燥器	出口 H_2O、DP=<-70℃、V=360Nm^3/h、自動	
9	加熱器	脱酸塔予熱用、乾燥器再生用	
10	水素セミトレーラー	2300～3000Nm^3、19.6MPa、2～3台留置き場所	
11	ドレンチャー	5L/min/m^2×30min	
12	消化ポンプ	5L/min/m^2×30min×留置き台数	
13	窒素発生器	ちっそくん N_2=95%、16Nm^3/h、7.4kW	
14	消化水槽		
15	パージヘッダ		



		A	B	C
圧力	MPa	2.9※10-3	3.0	20
温度	℃	30	30	30
流量	Nm³/h	360	300	300
純度	H_2 %	<99.9	>99.99	>99.99
	H_2O ℃	圧力に影響(-30g/m³)	<-60	<-60
	O_2 ppm	< 10	< 1	< 1
	N_2 ppm	< 50	< 50	< 50

15	パージヘッダー
14	防火水槽
13	窒素発生器
12	液化ポンプ
11	ドレンチャー
10	水素ビミ・トレーラー
9	加熱器
8	圧縮器
7	配管器
6	セパレーター
5	アフタークーラー
4	インタークーラー
3	圧縮機用モーター
2	圧縮機
1	スナッバー

図 1.2.2-2　水素ガストレーラーに高圧ガスとして充填する設備

1.2.3　高圧水素ガスの輸送設備

水素ガスを高圧に圧縮して容器に充填して輸送する方法としては、大きく次の3つの形に分けられる。

・ボンベ充填　46.7L容器に、充填圧力14.7MPaか、40Lか50Lの容器に、19.6MPaの充填圧力で充填して輸送する方法。

・カードル充填　上記の容器を7～30本組み合わせたカードルに、充填圧力14.7MPaか19.6MPaで充填し輸送する方法。

・長尺容器充填　500L～710Lの長尺容器に14.7MPaか19.6MPaに充填して輸送するが、輸送用シャーシに固定する方法によって、スライドローダー、セルフローダー、トレーラー（セミトレーラー）等に区別されている。長尺容器の数と充填圧力によってその輸送量が決まるが、道路運送車両法や道路交通法によって、車両の総重量に制限があるため、現状では710L容器21本組で、6MPa充填の約3,000Nm^{3}のものが最大である。

(1)　トレーラーによる輸送

これらの輸送方法のうち710Lの容器21本を搭載し、19.6MPaの最高充填圧力のトレーラーに仕立てた輸送について検討する。このトレーラーは、2,982Nm^{3}の水素を輸送することができるが、輸送効率、輸送コストなどの面からは、一回で運ぶことができる量が多いほど、効率も高く、単位水素当たりの輸送コストも安くなる。図1.2.3-1に外形図を、図1.2.3-2に配管図を、図1.2.3-3に2,300Nm^{3}の外観写真を示した。

配管図からも判るように、容器には夫々に容器元弁が取り付けられていて、輸送時には全て閉じて輸送することが、法で定められている。500L以上の継目なし容器は、5年毎に容器再検査を実施する。（但し、1989年3月31日以前に製造された容器については、旧基準に従わねばならないため、注意を要する）

トレーラーを牽引するトラクターは、重量の重いトレーラーを牽引するため、最近は運転者がより出力の大きい馬力のあるトラクターを求める傾向にあって、400～430馬力のものが使用されるようになっている。このため設備投資金額も増し、燃料消費量も増して、当然のことながら運賃にも影響することとなる。

輸送に関連する基準等について、主なものを記すと、

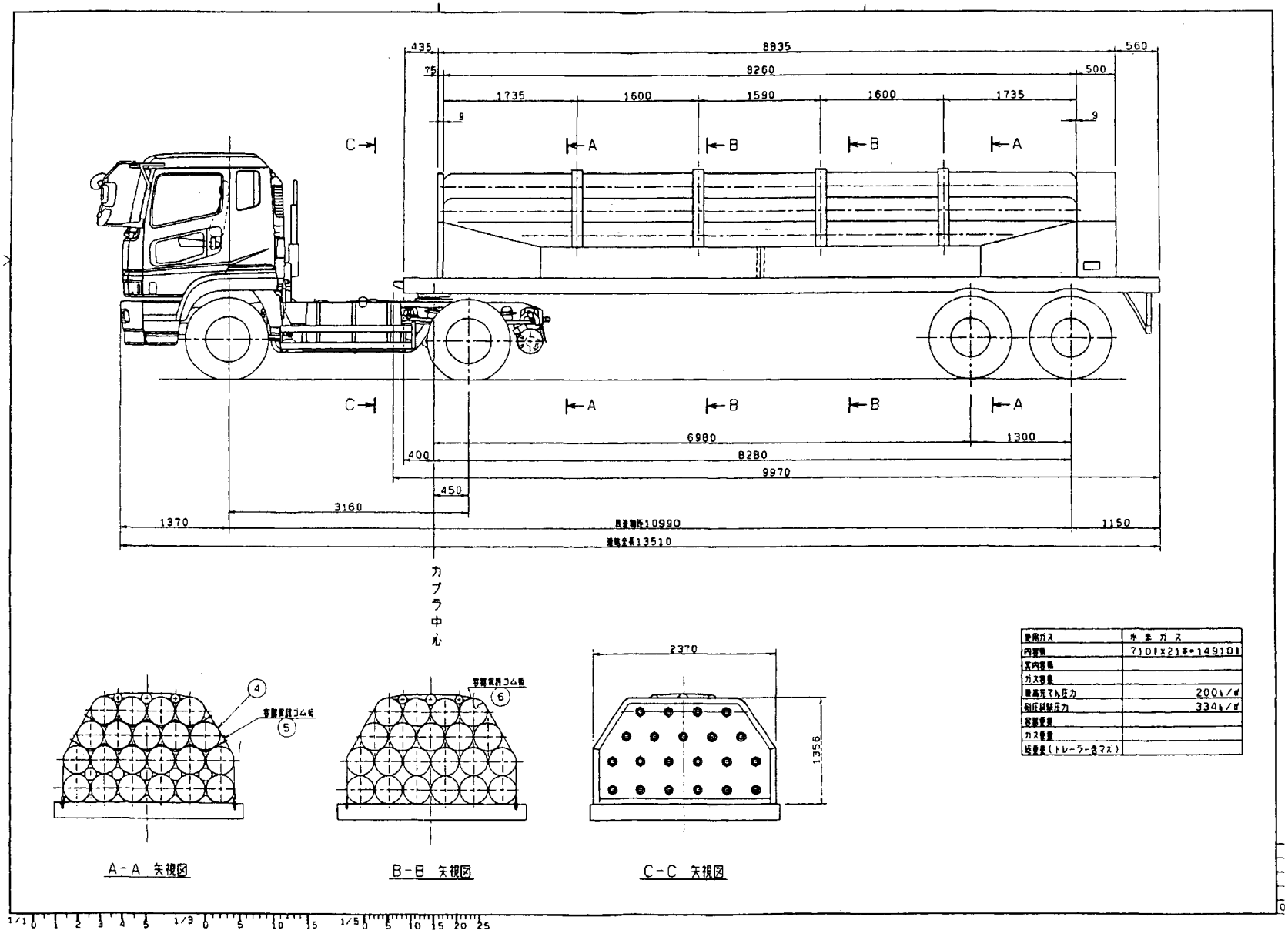
・移動監視者：容積300m^{3}以上の水素ガスを移動するときは、高圧ガス移動監視者を同乗させ、又は運転者自信が高圧ガス移動監視者の資格を有する場合は、当該運転者にその移動中の状況を監視させること。

・高圧ガス保安法：法第23条に高圧ガスの移動に関する規定がある。

・一般高圧ガス保安規則：一般則第48条、49条、50条に移動に関する基準がある。

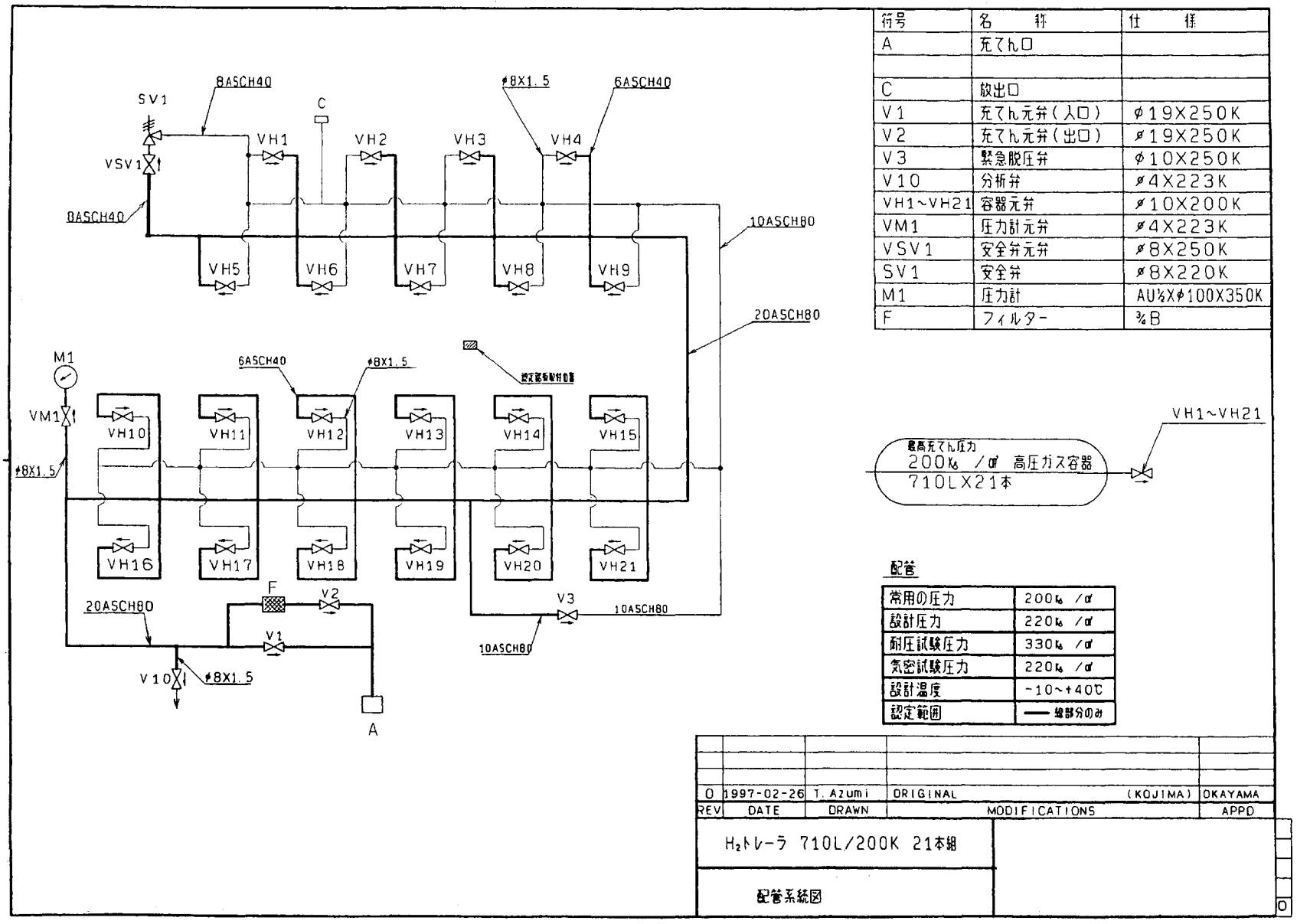
・一般則関係基準(補完基準)：基準40～58に移動に関連した基準がある。

・その他：道路運送車両法、道路交通法、消防法に関連基準がある。



使用ガス	水 素 ガ ス
内容積	710l×21本=14910l
充填圧力	
ガス容量	
最高充てん圧力	200kg/cm²
耐圧試験圧力	334kg/cm²
容器重量	
ガス重量	
総重量(トレーラー含ガス)	

図 1.2.3-1　水素ガストレーラー外形図



符号	名称	仕様
A	充てん口	
C	放出口	
V1	充てん元弁(入口)	φ19X250K
V2	充てん元弁(出口)	φ19X250K
V3	緊急脱圧弁	φ10X250K
V10	分析弁	φ4X223K
VH1~VH21	容器元弁	φ10X200K
VM1	圧力計元弁	φ4X223K
VSV1	安全弁元弁	φ8X250K
SV1	安全弁	φ8X220K
M1	圧力計	AU½XφX100X350K
F	フィルター	⅜B

配管

常用の圧力	200kg/cm²
設計圧力	220kg/cm²
耐圧試験圧力	330kg/cm²
気密試験圧力	220kg/cm²
設計温度	-10~+40℃
認定範囲	——線部分のみ

REV	DATE	DRAWN	MODIFICATIONS	APPD
0	1997-02-26	T. Azumi	ORIGINAL (KOJIMA)	OKAYAMA

H_2トレーラ 710L/200K 21本組

配管系統図

図 1.2.3-2 水素ガストレーラー配管図

(2)　水素トレーラーによる輸送費

トレーラーによる高圧水素ガスの輸送は、充填物の水素ガス自体は軽いが、充填容器が道路運送車両法の保安基準制限枠の上限に近い処で製作されているため、最重量物を輸送することとなる。この基準は、1998年度に車両総重量、軸重、車両全長等の改定を行なって、型式によってはより多くの物が運べるようになった。

一方、輸送の運賃体形は、平成6年2月に運輸省が『一般貨物自動車運送事業貸切運賃料金』として発表したものを最後に、現在では当事者間で話し合いによって決められるように変った。これは運送事業者が、比較的に中小の零細事業者が多いため、これらを保護するために、全国の運輸局が夫々の地域に見合った価格を設定して発表してきたもので、規制緩和の一つとしてこれ以降は発表されていない。しかし、この運賃体形が現在も踏襲されていると見てよい。

この価格構成は、

Ⅰ．距離制運賃率表か

Ⅱ．時間制運賃率表かを選択する。(これには、車両最大積載量と運送距離によって運賃率が表示されていて、(距離制運賃が適切でないものについては時間制で行い))、これに

Ⅲ．諸料金として車両の留置料と地区割り増し料が定められていて

Ⅳ．品目割増、特大割増、特殊車両割増、悪路割増、冬期割増、休日割増、深夜早朝割増、消費税の加算がある

割増、割増率は、切り捨て、四捨五入などの数の処理方法、個建運賃、等々詳細に定めている。関東運輸局管内の運賃料金表を表1.2.3-1に示した。

このような運賃体形で、運賃構成がされているが、実際には夫々の運送業者と荷主間で話し合いで決められている。特に高圧ガスの水素の輸送では、危険物・高圧ガスの移動監視者の資格が必要なため、運転手の費用は他の輸送に比べて割高となっている。

また、長距離の輸送では、牽引トレーラー重量が重いため、トラクターの馬力アップが強く求められる傾向にあり、これまで300馬力前後で運行していたものが、今では400馬力を超えるものが求められるようになってきている。これは、トラクターの設備投資金額の増加と共に、燃料等の変動費の増加にもなっている。

表1.2.3-2に輸送に要する費用・経費を予測し、その概容を示した。

運送費の考え方は、固定費として、設備の償却費、税・保険、定期検査費、人件費があり変動費として、燃料軽油、エンジンオイル、タイヤ損耗費、修理費、高速道路通行料、等で、これを時間当たりの費用として計算する。

トラクター、トレーラーの運行稼動率は、使用先で留置きで供給する場合は低く、長距離を運行する場合は高くなる。トレーラーが数多くある場合は、稼働率の平均値で計算するが、200～250時間/月位となるものと予測した。

トラクター・トレーラーシャーシ・容器共法定償却年数は、4年であるが、実際にはトラクター、

表 1.2.3-1　一般貨物自動車運送事業貸切運賃表

（平成6年2月15日自貨第11号通達に基づき、公示された範囲内の運賃率表・関東運輸局管内

貸切運賃料金

Ⅰ．距離制運賃率表

（単位：円）

キロ程＼車種別	1トン車まで	2トン車まで	3トン車まで	4トン車まで	5トン車まで	6トン車まで	8トン車まで	10トン車まで	12トン車まで	14トン車まで	14トン車を超え2トンを増す車種までごとに
10kmまで	5,210	7,420	8,850	10,080	11,380	12,600					
20 〃	8,610	11,880	12,720	13,580	15,020	16,490	18,640	20,730	21,360	23,550	2,190
30 〃	11,760	13,860	14,820	15,800	17,490	19,200	21,670	24,050	24,870	27,100	2,230
40 〃	13,370	15,810	16,870	18,010	19,930	21,900	24,710	27,450	28,340	30,660	2,320
50 〃	15,510	17,750	18,970	20,240	22,390	24,580	27,750	30,840	31,830	34,210	2,380
60 〃	17,630	19,700	21,030	22,450	24,870	27,290	30,800	34,190	35,300	37,840	2,540
70 〃	19,520	21,630	23,120	24,670	27,310	29,980	33,850	37,560	38,820	41,500	2,680
80 〃	21,250	23,590	25,200	26,880	29,780	32,660	36,890	40,950	42,300	45,170	2,870
90 〃	23,000	25,540	27,290	29,090	32,210	35,370	39,920	44,300	45,780	48,810	3,030
100 〃	24,870	27,480	29,360	31,320	34,680	38,060	42,970	47,470	49,280	52,500	3,220
110 〃	25,930	28,680	30,640	32,670	36,200	39,740	44,840	49,710	51,430	54,870	3,440
120 〃	27,000	29,870	31,920	34,080	37,710	41,400	46,720	51,760	53,590	57,280	3,690
130 〃	28,080	31,100	33,190	35,450	39,240	43,070	48,620	53,840	55,750	59,640	3,890
140 〃	29,140	32,290	34,470	36,810	40,760	44,740	50,500	55,980	57,910	62,020	4,110
150 〃	30,220	33,500	35,750	38,190	42,290	46,420	52,370	58,110	60,070	64,400	4,330
160 〃	31,280	34,680	37,030	39,560	43,800	48,080	54,260	60,230	62,240	66,850	4,610
170 〃	32,360	35,880	38,300	40,930	45,330	49,730	56,170	62,360	64,410	69,300	4,890
180 〃	33,420	37,090	39,570	42,320	46,840	51,420	58,050	64,480	66,570	71,740	5,170
190 〃	34,500	38,280	40,850	43,700	48,370	53,090	59,930	66,600	68,720	73,980	5,260
200 〃	35,580	39,490	42,150	45,070	49,880	54,750	61,810	68,730	70,890	76,690	5,800
200kmを超え500kmまで20kmまでを増すごとに	1,910	2,110	2,260	2,410	2,670	2,950	3,320	3,690	3,810	4,310	500
500kmを超え50kmまでを増すごとに	4,790	5,310	5,660	6,060	6,700	7,350	8,270	9,220	9,520	10,600	1,080

Ⅱ．時間制運賃率表

（単位：円）

種別＼車種別			1トン車まで	2トン車まで	3トン車まで	4トン車まで	5トン車まで	6トン車まで	8トン車まで	10トン車まで	12トン車まで	14トン車まで	14トン車を超え2トンを増す車種までごとに
基礎額	8時間制	基礎走行キロ 3トン車まで80キロメートル 3トン車を超えるもの100キロメートル	円 23,380	円 25,950	円 27,700	円 30,580	円 33,870	円 36,060	円 39,750	円 43,440	円 47,480	円 51,540	円 4,060
基礎額	4時間制	基礎走行キロ 3トン車まで40キロメートル 3トン車を超えるもの50キロメートル	14,040	15,460	16,570	18,350	19,510	20,600	23,190	25,410	27,600	29,810	2,210
加算額		基礎走行キロを超える場合は、10キロメートルまでを増すごとに	490	510	530	550	560	570	640	690	700	730	30
加算額		基礎作業時間を超える場合は、1時間までを増すごとに ［4時間制の場合であって、午前から午後にわたる場合は、正午から起算した時間により加算額を計算します。］	2,370	2,550	2,740	2,910	3,080	3,340	3,730	4,140	4,380	4,800	420

Ⅲ．諸　料　金

1．車両留置料

時間＼車種別	1トン車まで	2トン車まで	3トン車まで	4トン車まで	5トン車まで	6トン車まで	8トン車まで	10トン車まで	12トン車まで	14トン車まで	14トン車をこえ2トンを増す車種までごとに
30分までごとに	円 1,230	円 1,360	円 1,460	円 1,560	円 1,710	円 1,880	円 2,140	円 2,360	円 2,460	円 2,660	円 200

2．地区割増料

地域＼車種別	1トン車まで	2トン車まで	3トン車まで	4トン車まで	5トン車まで	6トン車まで	8トン車まで	10トン車まで	12トン車まで	14トン車まで	14トン車をこえ2トンを増す車種までごとに
東京都特別区 大阪市	円 870	円 980	円 980	円 1,040	円 1,140	円 1,240	円 1,330	円 1,450	円 1,530	円 1,680	円 150
札幌市・仙台市・千葉市・船橋市・川崎市・横浜市・相模原市・浜松市・名古屋市・京都市・東大阪市・堺市・尼崎市・神戸市・岡山市・広島市・北九州市・福岡市・熊本市・鹿児島市	570	570	570	680	680	780	870	870	980	1,090	110

Ⅳ．運賃割増率

1．品　目　割　増

項目	内	訳	割増率
易損品	1．レントゲン機械、電子計算機	…密機器及びその部品	3割以上の臨時の約束による
	2．宮、みこし、仏壇、神仏像		
	3．ピアノ、その他楽器類及びそ	…品又は附属品	
	4．度量衡器及びその部品		
危険品	1．高圧ガス取締法に定める品目		2割以上の臨時の約束による。ただし特定毒物については、5割以上の臨時の約束による。
	2．消防法に定める品目		
	3．毒物及び劇物取締法に定める		
	4．火薬類取締法に定める品目		10割以上の臨時の約束による。
	5．放射性物質及びこれに類する		
特殊物件	1．引越荷物、生きた動物、鮮魚		2　割
	2．屍　体		5　割
汚わい品	生さなぎ、骨の類、ぼうこう、あま…薬物、し尿	…うろこ、内臓、塵芥等の廃	4　割
貴重品、高価品	貨幣、証券類、貴金属その他高価…1項に掲げる貨物	…貨物自動車運送約款第9条第	5割以上の臨時の約束による。

2．特大品割増

1個の長さが荷台の長さにその長さの1割を加えたも…ートル以上のもの及び積載した状態において車両の高…12メートル以上となるもの。	…重量1トン又は容積5立方メ…3.8メートル以上又は長さが	3割以上の臨時の約束による。

3．特殊車両割増

冷蔵車・コンクリートミキサー車	2　割
冷　凍　車	3　割

4．悪　路　割　増

道路法による道路及びその他の一般交通の用に供する…に限る。	…ならびに自動車道以外の場所	3　割

5．冬　期　割　増

地	域	期間	割増率
北海道		自 11月16日 至 4月15日	2　割
青森県・秋田県・山形県・新潟県・長野県・富山県・石川県…	…井県・鳥取県・島根県の全県	自 12月1日 至 3月31日	
岩手県のうち、北上市・久慈市・遠野市・二戸市・九…伊郡・岩手郡・和賀郡	…・二戸郡・上閉伊郡・下閉…		
福島県のうち、会津若松市・喜多方市・南会津郡・北会…	…耶麻郡・大沼郡・河沼郡		
岐阜県のうち、高山市・大野郡・吉城郡・益田郡・郡…			

6．休　日　割　増

日曜祝祭日に運送した距離に限る。	2　割

7．深夜・早朝割増

午後10時から午前5時までに運送した距離	3　割

Ⅴ．消費税導入に伴う運賃料金の…算（免税対象となる取引は除く。）

運賃料金総額×消費税法に基づく税率

Ⅵ．貸切運賃料金適用方

(1)．距離制運賃料金適用方

（適用区域）
1．この運賃及び料金は、一般貨物自動車運送事業者が車両を貸切…可を受けた自己の営業区域内に発地又は着地が存する貨物を運送する場合に適用します。
（特殊運賃との関係）
2．この運賃及び料金は、特殊な貨物の運送、特殊車両を使用する…であって、別途これらに関する運賃及び料金を届出した場合には適用しません。
（運賃料金計算の基本）
3．(1)　運賃及び料金は使用車両1車1回の運送ごとに計算します。
(2)　車両が2両以上運箱して運送される場合であって、荷主が同…り、かつ、発地及び着地が同一のときは2両以上の車両を1車として計算します。
ただし、荷主が異なるとき又は、発地若しくは着地が異なる…、それぞれの車両を1車として計算します。
（運賃計算の方法）
4．(1)　運賃は使用車両の最大積載量（標記トン数といいます。以下…及び運送距離によって、運賃率表に掲げてある金額（基準運賃といいます。以下同じ）の上下それぞれ10%の範囲内で計算しま…
(2)　割増率又は割引率が適用される貨物は基準運賃にそれぞれの…じた金額を基準運賃に加減した上で上下それぞれ10%の範囲内で計算します。
（は数の処理）
5．運賃又は料金を計算する場合において生じたは数は次により処…す。
(1)　計算した金額が10,000円未満のときは、100円未満のは数は1…切り上げます。
(2)　計算した金額が10,000円を超えるときは、500円未満のは数は500円に、500円を超え1,000円未満のは数は1,000円に切り上げます。
（キロ程の計算）
6．運送距離は、1車1回の運送ごとの実車キロ程によるものとし、経路が二途以上あるときは、その最短となる経路のキロ程により計算します。ただし、荷送人が経路を指定したときは、その指定した経路のキロ程によります。
（割増率及び割引率の重複する場合の計算）
7．2種以上の割増率又は割引率が重複する場合は、それぞれの率をあらかじめ加減した上で計算します。
（運賃計算の特例）
8．(1)　積載貨物（貨物の性質上、積み重ねて積載することができない貨物を除きます。）が標記トン数の50%以下のときは、直近下位のトン数の車両の運賃を適用します。
この場合容積貨物にあっては1立方メートルを280キログラムに換算します。
(2)　継続かつ反復して行う貨物の運送の契約において、あらかじめ特定の車両トン数を基準として運賃を算出した場合には、実際の使用車両のトン数にかかわりなく、当該基準車両のトン数による運賃を適用することができます。
（個建契約運賃）
9．長期にわたって計画的かつ大量に出荷される(1)の各号に該当する貨物の運送契約（文書をもって運送契約を締結したものに限ります。）をする場合には、運送区間ごとに(2)の式により算出した1個当りの運賃を適用することができます。ただし、1回の出荷量が基準車両の積載可能個数の60%以上ある場合に限ります。なお、長期契約割引が適用される場合は適用しません。
(1)　①単一品目であること
②荷姿が一定していること
③1個の重量又は容積が一定していること
(2)　基準車両(運賃計算の対象となる車両)のトン数による基準運賃
当該貨物の基準車両積載可能個数×0.7
（品目別割増）
10．貨物が割増品目に該当する場合には、所定の割増率を適用します。1車の貨物に割増率を適用する貨物と適用しない貨物、又は異なった割増率を適用する貨物が含まれている場合には、そのうちの最高の割増率を適用します。
（特大品割増）
11．貨物の長さ（高さを含みます）、重量又は容積が特に大きなときは、所定の割増率を適用します。
（特殊車両割増）
12．特殊車両を使用した場合は、所定の割増率を適用します。ただし、積載した貨物に品目別割増を適用した場合には適用しません。
（悪路割増）
13．運送区間中に、悪路割増適用区間に該当する部分がある場合には、次の式により算出した金額を加算します。
悪路割増区間の運送距離に対応する基準運賃×0.3
（冬期割増）
14．運送区間中に冬期割増適用地域に該当する部分がある場合には、次の式により算出した金額を加算します。
冬期割増区間の運送距離に対応する基準運賃×0.2
（休日割増）
15．日曜祝祭日及びそれにまたがる運送については、次の式により算出した金額を加算します。
日曜祝祭日に運送した運送距離に対応する基準運賃×0.2
（深夜・早朝割増）
16．深夜・早朝割増の適用時間（午後10時から午前5時まで）に行われる運送については、次の式により算出した金額を加算します。
深夜・早朝割増適用時間に運送した運送距離に対応する基準運賃×0.3
（長期契約割引）
17．3ヵ月以上にわたる契約（文書をもって運送契約を締結したものに限ります。）により、継続かつ反復して運送される貨物（1回の運送距離が200キロメートルをこえるものに限ります。）については、基準運賃に対して15%以内の割引率を適用することができます。
（往復貨物の割引）
18．1個の契約で、同一の車両により通常の車両回送の範囲内において往復貨物の運送（それぞれ100キロメートル以上の運送に限ります。）を行う場合であって、次の(1)又は(2)のときには往路及び復路の基準運賃について、それぞれ20%以内の割引率を適用することができます。
ただし、長期契約割引が適用される場合は、適用しません。
(1)　往路及び復路の貨物が同一荷主のものである場合
(2)　往路の荷主が復路の貨物をあっせんし、その運賃料金の支払いについて連帯責任を負う場合
（車両留置料）
19．車両が貨物の発地又は着地に到着後荷主の責により留置された時間（貨物の積込又は取卸しの時間を含みます。）が下記(3)の車両留置時間を超える部分については、所定の車両留置料を収受します。
(1)　1回の運送において2箇所以上で積込み又は取卸しが行われる場合の作業時間は、それぞれについて合計するものとします。
(2)　引越荷物については所定の時間の50%増とします。
(3)　車両留置時間

車種別	3トン車まで	3トン車を超え6トン車まで	6トン車を超え12トン車まで	12トン車を超え4トンを増す車種までごとに
発地又は着地ごとに	50分	60分	90分	20分

（地区割増料）
20．貨物の発地又は着地が、東京都（特別区に限ります。）又は、住民基本台帳に基づく人口が50万人以上の都市の場合には、所定の地区割増料を収受します。
ただし、貨物の発地及び着地が同一都市内又は隣接都市間の場合は、発地又は着地のいずれか一方についてのみ収受します。
（パレットの使用等）
21．JIS規格のパレット（荷主側の提供したものに限ります。）の使用、荷主側の積卸作業等により19の(3)の車両留置時間が短縮された場合には、短縮された時間について、車両留置料を適用した場合の金額を4及び5により計算した運賃より減じます。
（消費税導入に伴う運賃料金の加算方法）
22．(1)　運賃及び料金の総額に消費税法に基づく税率を乗じて計算します。
(2)　前号により計算した金額に1円未満のは数が生じた場合は、1円単位に四捨五入します。
（計算の順序）
23．運賃及び料金の計算は、次の順序により行います。
①　使用車両及び運送距離による運賃の計算
②　割増率及び割引率の適用の計算
③　上下それぞれ10%幅の適用計算
④　5による運賃のは数処理
⑤　パレット使用等による減算
⑥　諸料金（は数処理を含む）の計算
⑦　22による加算の計算
⑧　実費の計算
（実費負担）
24．次項に定める荷役費用及び荷主の要求により要する次に掲げる費用は、実費として収受します。
(1)　有料道路利用料
(2)　線統費用
(3)　その他運送に関連して求められるサービスに対する費用
25．荷役機械使用料、荷役作業員料、横持、縦持、はい付け等、荷役に伴う費用は、実費として収受します。
ただし、次に掲げる費用はこの限りではありません。
(1)　車上における貨物の整理、積付け及びこれに附帯する業務（ロープシートかけ等）
(2)　1個の貨物の重量が30キログラム以下の場合であって19の(3)の車両留置時間内において運転者が行う積卸作業
26．フェリーボート利用料（自動車航送船利用料）
運送区間中にフェリーボートを利用して運送する場合には、次の式により算出した金額を収受します。
｛使用車両の航送料(助手に係る旅客運賃を含む)＋航送期間中の固定費(1時間当り車両留置料相当額×航送所要時間)｝×2
（その他）
27．この運賃及び料金の適用に関して、この適用方に定めのない事項については、法令に反しない範囲で、当事者間の取り決め又は慣習によるものとします。

(2)．時間制運賃料金適用方

（運賃料金計算の基本）
1．この運賃及び料金は、距離制運賃によることを適切としない運送又は荷主との契約で、これによることとした運送に適用します。
2．この運賃及び料金は、使用車両及び時間制の別（8時間制又は4時間制の別）ごとに計算します。
（キロ程及び時間の計算）
3．走行キロ及び作業時間の計算は、使用車両が荷主の指定した場所に到着したときからその作業が終了して車庫に帰着するまでについて行います。
（従業員）
4．運送に従事する従業員の数は、1車につき1人とします。
（距離制運賃料金適用方の準用）
5．距離制運賃料金適用方の1、2、4、5、7、10から16、22から27までは時間制運賃料金を適用する場合に準用します。

表 1.2.3-2　水素トレーラーによる輸送費の価格構成

					金額		下限　¥/月	上限　¥/月
水素トレーラーによる輸送費の価格構成	固定費	設備償却	トラクター		10～12M¥	10%残、6年償却として投資金額*0．015/月	150,000	180,000
			トレーラー	シャーシ	9M¥		135,000	135,000
				容器・配管	9M¥		135,000	135,000
		税			120K¥/年	÷12＝　¥/月	10,000	10,000
		保険			1～1.2M¥/年	÷12＝　¥/月	83,333	100,000
		定期検査	トラクター シャーシ		100～120K¥/年	÷12＝　¥/月	8,333	10,000
			容器		1.5～1.8M¥/5年	÷60＝　¥/月	25,000	30,000
						小　　計	546,666	600,000
		人件費	200km未満	1名	5～7M¥/年	÷12＝　¥/月	416,666	583,333
			200km以上	2名	10～14M¥/年	÷12＝　¥/月	833,333	1,166,666
	合　計							
							下限¥/km	上限¥/km
	変動費	燃料軽油			65～70¥/L	3km/Ｌ	21.66	23.33
		エンジンオイル			800～1000¥/L	25Ｌ/台 10Kkmで交換	2.00	2.50
		タイヤ	トラクター6本 トレーラー8本		40～50K¥/本	40Kkm/本で交換	14.00	17.5
		修理・保守費			150K¥/年	走行距離に関係なく 5¥/kmとする	5.00	5.00
		高速道路・他				走行距離に関係なく 7¥/kmとする	7.00	7.00
	合　計						49.66	55.33

トレーラーシャーシは、1年1回の車両検査、容器は5年毎の耐圧検査を行なって、トレーラーは10年近く、100万kmも走行するものもある。このような状況から、価格の算出は、5%を残して6年で償却するものとして、投資金額の1.5%/月として求めた。

税・保険は、設備投資金額の7.5～8.3%の間と見られる。

定期検査は、年一回100～150K¥/年、5年に一回の容器検査に1,200～1,500K¥必要と見られる。

人件費は、4.5～6M¥./年とすると、22日/月、8h/日とすれば、2,130～2,840¥/hとなる。水素輸送用のトレーラーのように遠距離輸送が行われる場合、法で一般道で200kmを超える場合と高速道340kmを超える場合は、運転手2名が必要となる。

経験値から、走行距離に対する平均速度と往復の所要時間をグラフにしたものが、図1.2.3-4で、表1.2.3-2を基にして、距離による平均時速から輸送費を求めて図に纏めたものが、図1.2.3-5である。この値は、月間運行時間を230時間と仮定して、トラクターで牽引したトラクターの一台当たりの運賃を示しており、トレーラーから荷下ろしされた水素の量で割れば1m^{3}当たりの輸送費が得られる。200kmを境として運転手が増えるため200kmを超えると輸送費は高くなる。

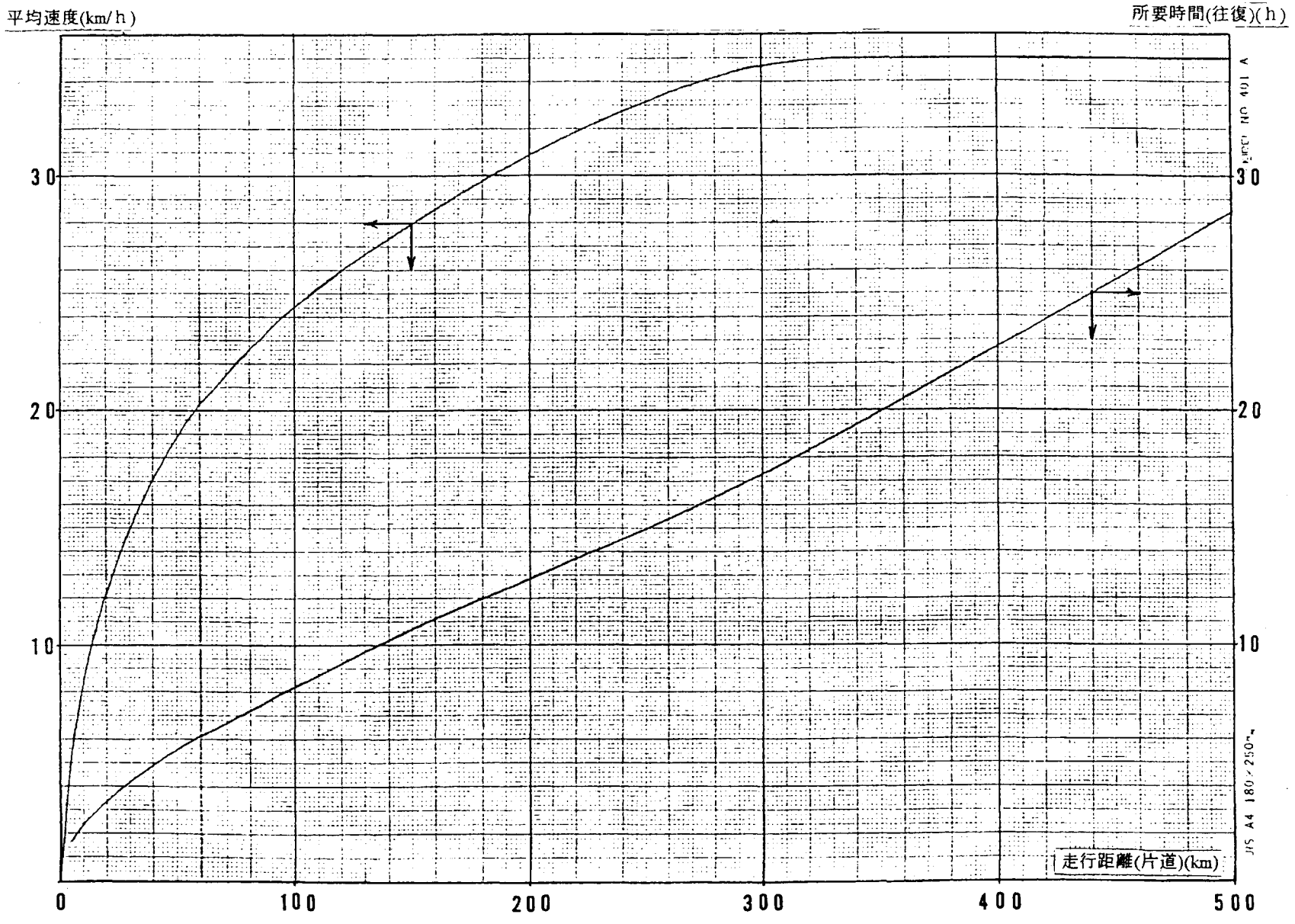


図 1.2.3-4　大型水素トレーラーの平均速度と所用時間（往復）

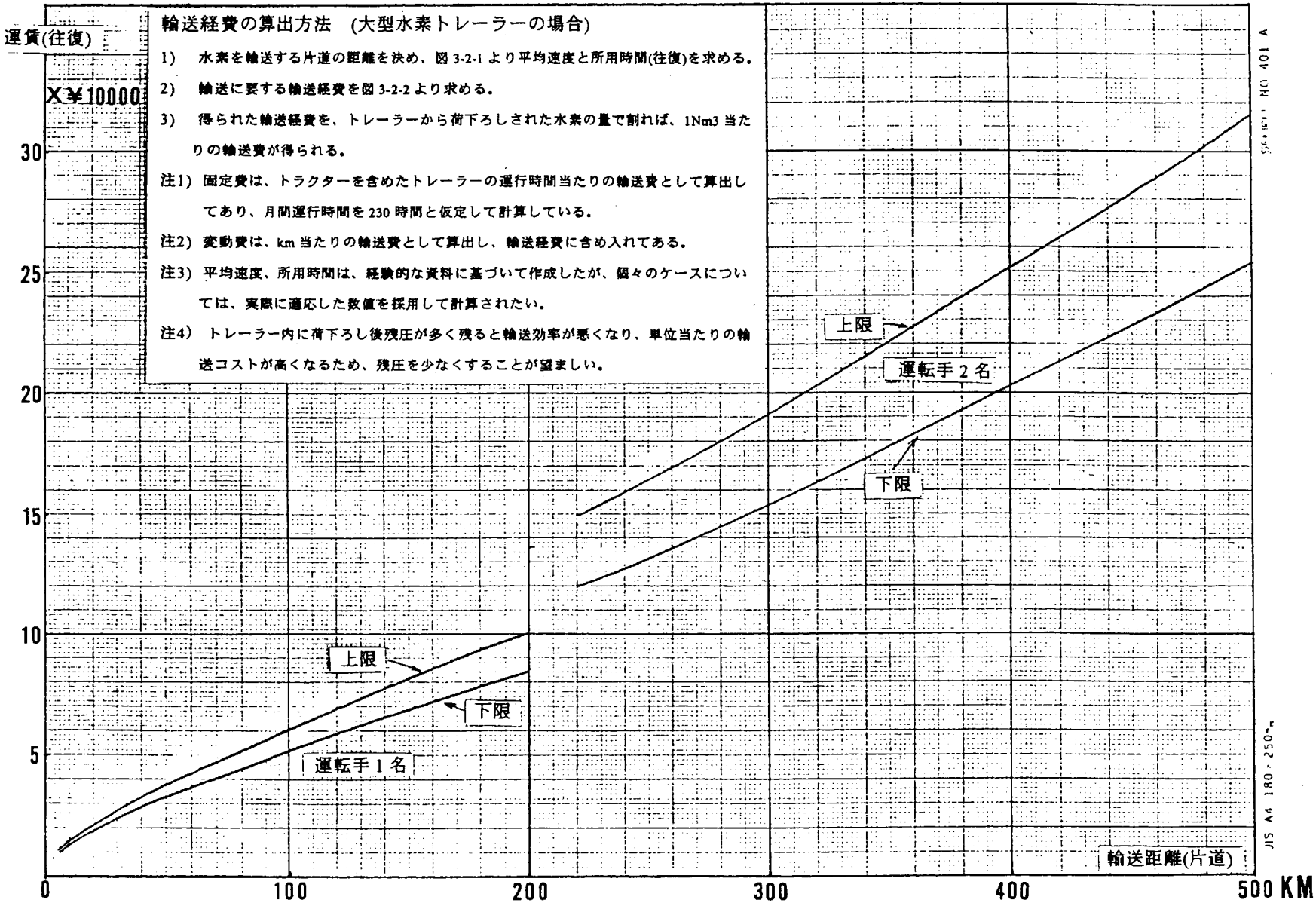


図 1.2.3-5　大型水素トレーラーの距離別輸送経費

1.2.4　水素供給スタンド

水素スタンドに、水素トレーラーを留置いて水素を供給する場合、単なる消費設備ではなく、その量によって製造設備となり、有資格者による運転管理が必要となる。このため水素スタンドの設置場所の制限や、必要保安距離などについての配慮も必要となる。

(1)　トレーラーから減圧弁で減圧して水素を供給する場合

水素ガスを高圧容器に圧縮して、トレーラーで水素供給スタンドに輸送し、トレーラーを留置いて、減圧弁で減圧して水素を供給する方法で、水素自動車燃料タンクへの充填圧力が低い、金属水素化物を利用している自動車等に使用する。金属水素化物では、水素の供給圧力は、0.99MPa 以下でよく、トレーラーの水素使用後の残圧も 1MPa 程で、5%程度となる。

設備としては、トレーラーの留置き場所(2～3 台)と減圧弁(20MPa－1MPa)、それに自動車への接続口が 2 個所あればよい。ただ、トレーラーを留置く場合、1.2.2 で説明したと同様のドレンチャーと消火用ポンプ、水溜、漏洩検知器の設置が必要となる。フローシートを図 1.2.4-1 に示した。

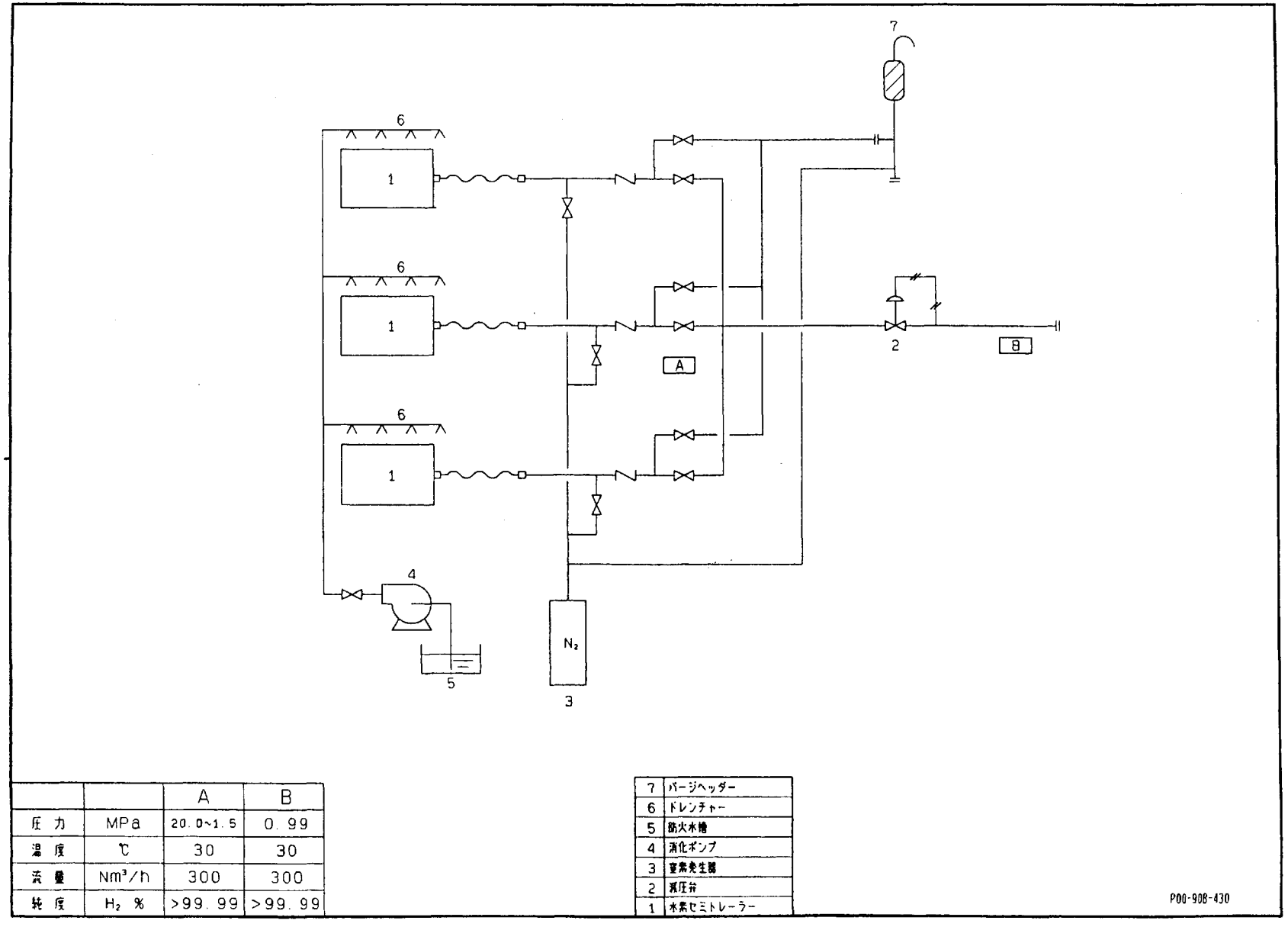
水素は常温ではジュール・トムソン膨張では、一般ガスと異なり温度が上昇するため、燃料タンクへの供給には温度管理が必要で、場合によっては熱交換器を置いて、水で冷却する必要もある。

(2)　トレーラーから自動車燃料タンクに移充填し、更に圧縮機で昇圧する場合

水素ガスを高圧容器に圧縮して、トレーラーで水素供給スタンドに輸送し、トレーラーを留置いて、高圧の自動車燃料タンクに移充填する方法で、燃料タンクの最高充填圧力は、トレーラーと同じ 19.6MPa を想定する。この場合、移充填のみでは 19.6MPa にすることは不可能であるため、圧縮機を設置して、移充填後の不足圧力分を補充昇圧する。

トレーラーの容器は 21 本あり、夫々に 19.6MPa 充填されて供給されるから、最も効率の良い残圧を持つ容器を選んで、燃料タンクへの充填を行なえば圧縮機の稼動を少なくすることができる。トレーラーの容器容量の 710L に対して、燃料タンク容量は 50～70L 位と予測され、その選択肢は多くあることになる。

また、このような目的で使用する圧縮機には、圧縮機吸入圧力幅の大きいものが求められるが、トレーラーの残圧を極力少なくして、輸送効率を上げる目的で製作された特殊な圧縮機が米国で製作されている。フローシートを図 1.2.4-2 に示し、圧縮機の外形図と概略仕様を図 1.2.4-3、図 1.2.4-4 に示した。

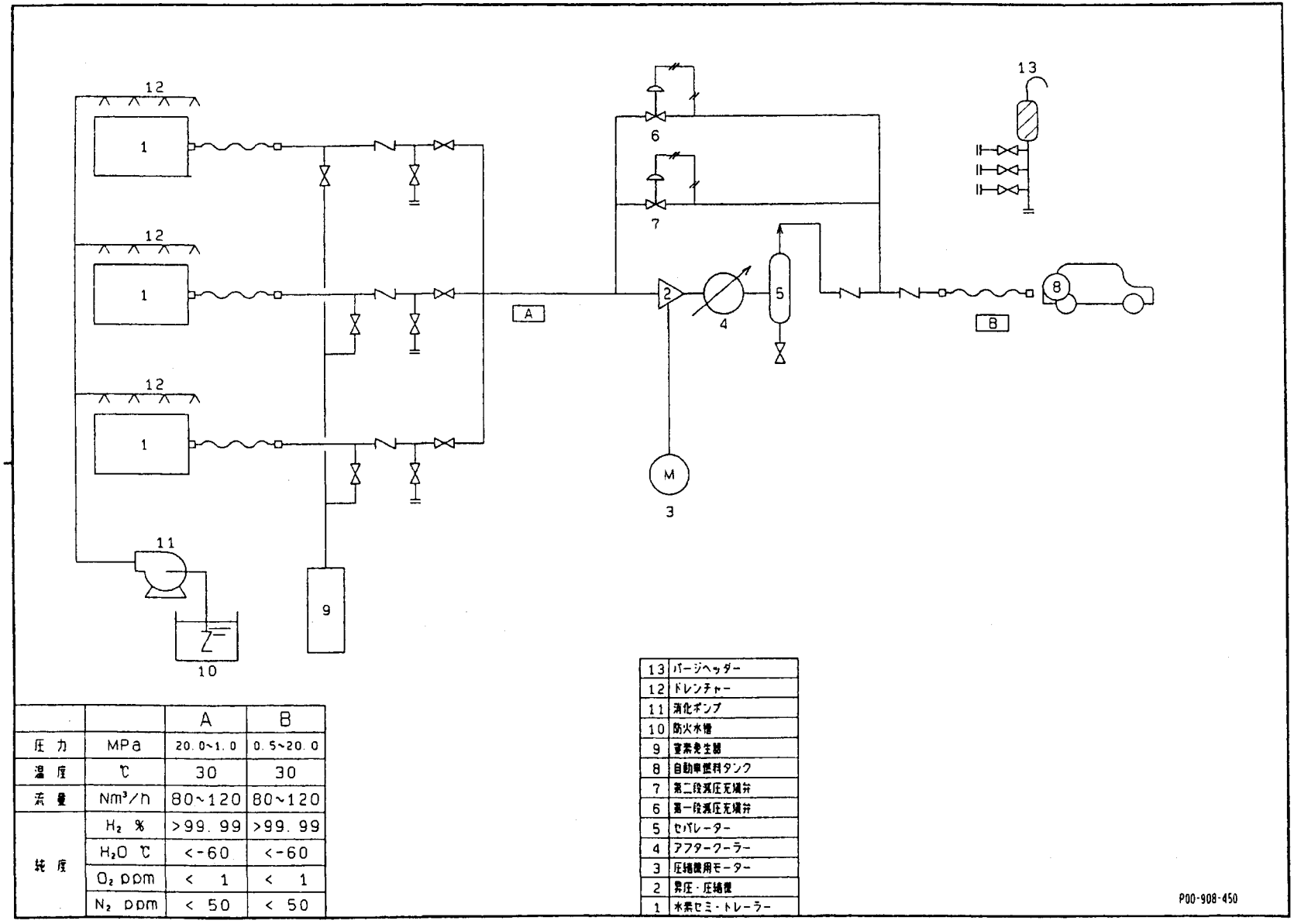


		A	B
圧 力	MPa	20.0~1.5	0.99
温 度	℃	30	30
流 量	Nm³/h	300	300
純 度	H_2 %	>99.99	>99.99

7	パージヘッダー
6	ドレンチャー
5	防火水槽
4	消化ポンプ
3	窒素発生器
2	減圧弁
1	水素セミトレーラー

P00-908-430

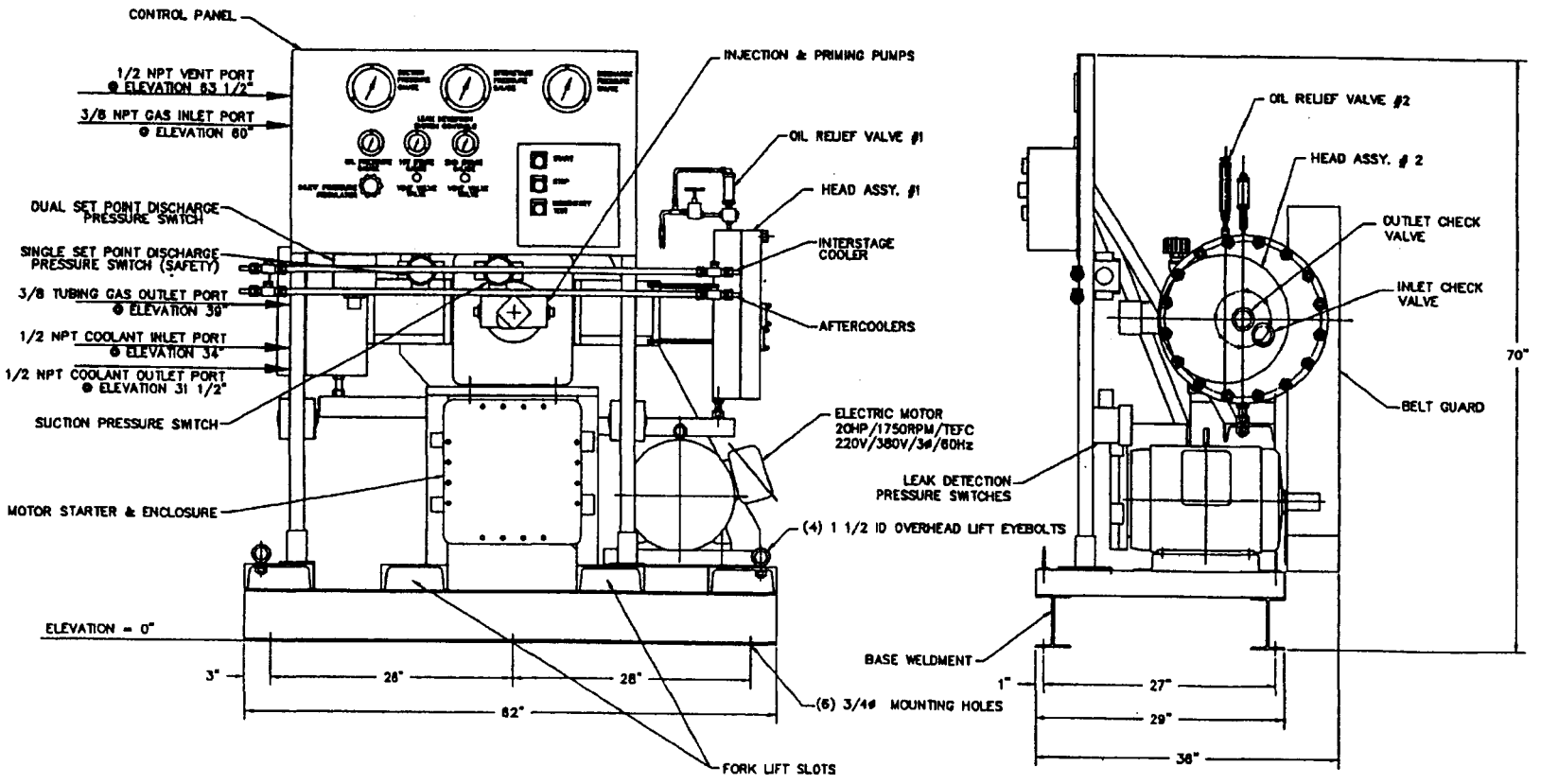
図 1.2.4-1　水素トレーラーから減圧弁で減圧して水素を供給する設備



		A	B
圧力	MPa	20.0~1.0	0.5~20.0
温度	℃	30	30
流量	Nm³/h	80~120	80~120
純度	H_2 %	>99.99	>99.99
	H_2O ℃	<-60	<-60
	O_2 ppm	< 1	< 1
	N_2 ppm	< 50	< 50

13	パージヘッダー
12	ドレンチャー
11	消化ポンプ
10	防火水槽
9	窒素発生器
8	自動車燃料タンク
7	第二段減圧充填弁
6	第一段減圧充填弁
5	セパレーター
4	アフタークーラー
3	圧縮機用モーター
2	昇圧・圧縮機
1	水素セミ・トレーラー

図 1.2.4-2　水素トレーラーから自動車燃料タンクに移充填し、更に圧縮機で昇圧する設備



TOLERANCES	UNLESS OTHERWISE NOTED		THIS DWG. IS THE SOLE PROPERTY OF PDC INC. & SHALL NOT BE COPIED, REPRODUCTED OR REVEALED TO A THIRD PARTY IN ANYWAY WITHOUT WRITTEN PERMISSION FROM PDC INC.	PDC INC.	SCALE	Compressor General Assembly	
FRACT. ± 1/64	BREAK ALL SHARP CORNERS DIAS CONCENTRIC TO .010 T.I.R.	SURFACE FINISH 125 RMS THREADS - CLASS 2A & 2B		1875 Stout Drive Warminster, PA 18974 215-443-9442	DATE		
DEC. ± .005	SEAL SURFACES ARE SMOOTH & FREE OF MACHINE MARKS				BY		
ANG. ± ½°	*DIAS ARE CONCENTRIC TO T. I. R.				JOB NO.	DWG NO.	REV.
	SURFACES MARKED ARE PARALLEL &/OR ⊥ TO						
	SURFACES MARKED WITHIN T.I.R.						

図 1.2.4-3　吸入圧力の幅が広い圧縮機外形図

1.2.5 水素供給価格

水素の供給価格を、これまで検討してきた設備費用と運転維持費を試算して、求めたものを表1.2.5-1に示した。設備価格は、具体的計画があるわけではないため、見積価格は、超概算で出されたもののように判断される。

輸送距離は50km運ぶものとして、作成した輸送価格図より算出した。この見積精度を更に上げて、実際にどの程度で水素が供給可能か、今後も検討を継続したい。

表1.2.5-1　水素スタンドでの供給価格

	a) 配管で供給する場合			b) トレーラーに充填する場合		
A) 工場出し価格			¥/Nm³-H₂		¥/Nm³-H₂	
1) 原料水素		A重油価格として中間値をとる	6.00		6.00	同左
2) 設備費	92M¥	配管500m、1"、含むサポート	7.00	140M¥	10.65	300Nm3/h×365日×12h、償却10年
3) 金利	3.68M¥/年	投資の4%/年	2.80	5.6M¥	4.26	
4) 人件費	2.1M¥/年	0.3人、7M¥/人/年	1.60		2.66	0.5人、7M¥/人/年
A) 合計			17.40		23.57	

B) 輸送費						
3) 50km輸送				35K¥/回		50km、2850m³荷下ろし
B) 合計			12.28		12.28	

C) スタンド充填						
4) 設備費	40M¥	トレーラーで運び減圧弁供給	3.04	65M¥	4.95	償却10年
					1.98	4%/年
5) 人件費	2.1M¥/年	0.3人、7M¥/人/年	1.60	2.6M¥/年	2.66	0.5人、7M¥/人/年
C) 合計			4.64		9.59	

総合計　45.44 ¥/Nm³

1.2.6 メタノール

(1) メタノールの現状

a 製造と需要

現在、日本のメタノールは、全量輸入に頼っていて、その輸入先は、原料の天然ガス価格が安く、強い競争力を持つ随伴ガスのある地域からのものが主となっている。主な製造元とその供給先を図1.2.6-1に示した。

世界の製造量と需要、その内訳の変遷は，表1.2.6-1『世界のメタノールの供給・需要バランス』に示すような経過を辿って今日に至っている。特に1994年～1995年にかけて、米国の自動車排気ガスによる公害を防止するために、ガソリンへのMTBEの添加問題からメタノールが高騰したことを契機として、生産能力は1997年から2001年までに、9百万トン／年新設され、1997年～1999年の間に260万トン／年原料の割高地域で設備を休止したため、その差の630万トン／年増加する見通しで、総計約2,900万トン／年の生産が見込まれている。米国・ヨーロッパにおける価格の変遷を図1.2.6-2に示し、メタノールの新設設備と休止設備を表1.2.6-2に示した。この休止した設備は、米国、カナダ、中国などの価格競争力の劣る設備で、これらの国は、輸入により供給をカバーすることとなる。

世界のメタノールの主な用途とその伸び率予測を表1.2.6-3に、需要内訳予測と需要供給予測をそれぞれ図1.2.6-3及図1.2.6-4に、地域別生産能力を表1.2.6-4に、地域別メタノール需要を表1.2.6-5に示した。

日本のメタノールの需要と供給のバランスを表1.2.6-6に、輸入先の変遷を表1.2.6-7に示し、これを図1.2.6-5に示した。メタノールの市場価格は、CIF価格にリンクして変動するため、1997年以降のCIF価格を表1.2.6-8に示した。これからも判るように、現在の価格がほぼ最低価格に近いものとなっていると言える。

このようにメタノールの価格は、図1.2.6-2の『米国・ヨーロッパにおけるメタノールの契約およびスポット価格の変遷』に見られるように過去には大きく変動したため、価格が安定しないものの代名詞のようにさえ言われるようになっていたが、図1.2.6-3や図1.2.6-4に示す2004年までの需要予測と供給見通しに見られるように、バランスがとれていて、過去の価格の高騰が起る要因は見当たらない、とメタノール供給者は説明している。

近年メタノールの需要は、米国では住宅関連産業が好調で、ホルマリンはフル操業が続き、MTBEや酢酸も好調であった。欧州では米国ほどの好調さは無かったが、堅調に推移した。日本では、1998年に204万トン／年、1999年に200万トン／年と横這いで、その他の誘導品も海外立地への移行や、海外市場での現地生産品との競合が起り得るため、今後の伸長は予測しがたい。

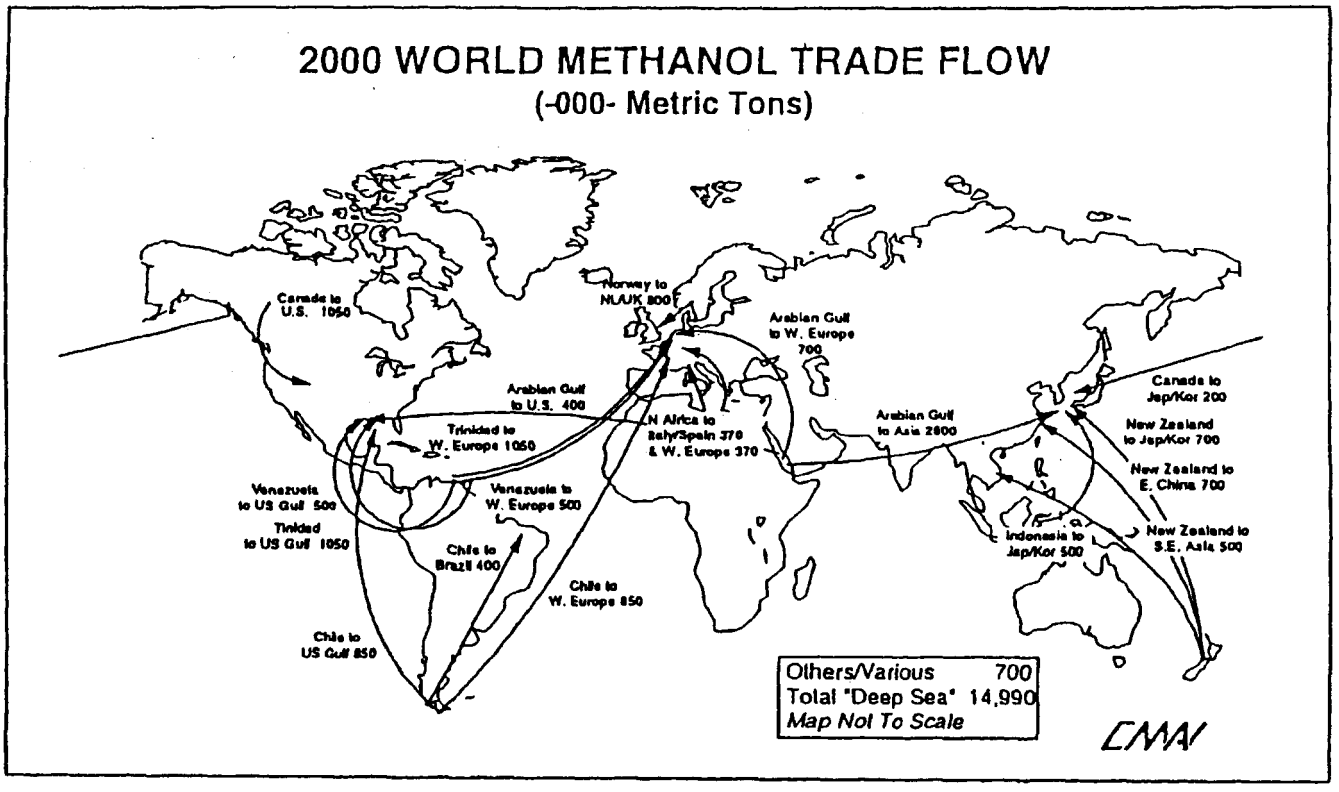


図 1.2.6-1　世界のメタノール製造地と主な供給先

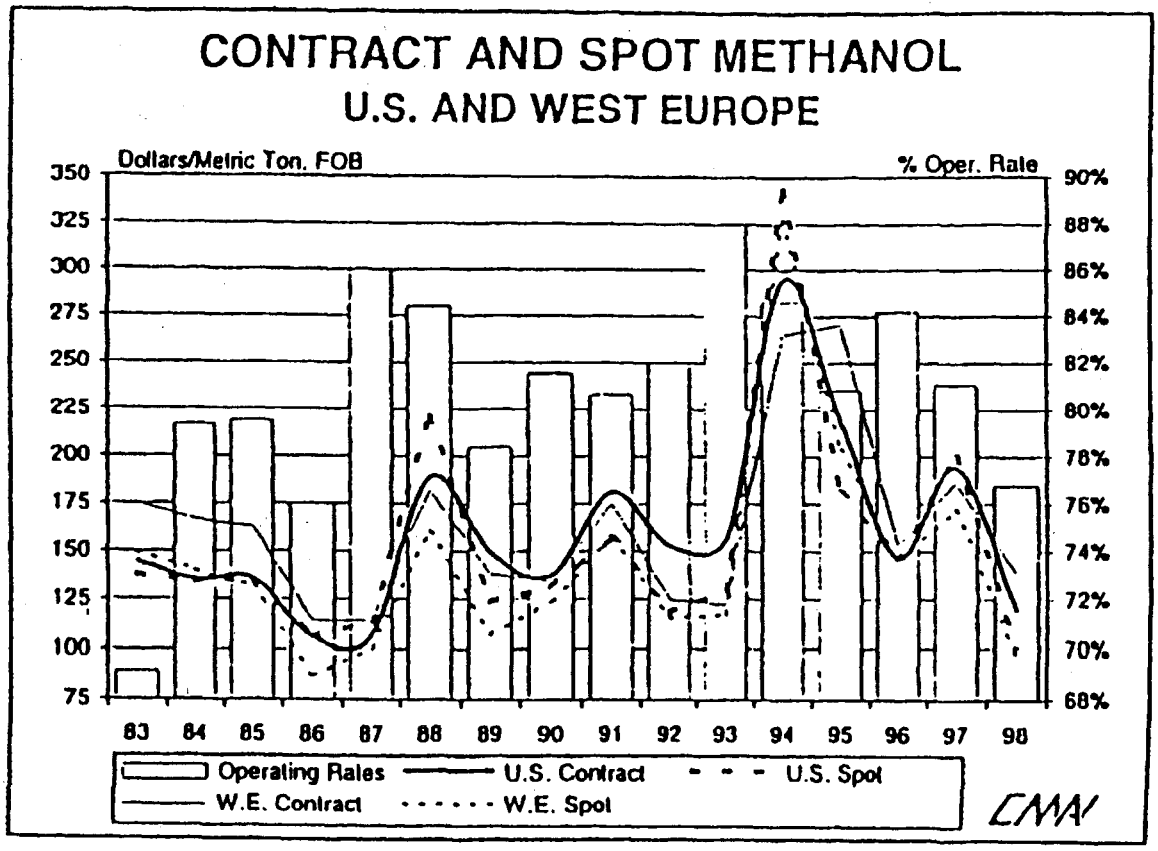


図 1.2.6-2　米国・西ヨーロッパ向けメタノール価格の変遷

表 1.2.6-1 世界のメタノールの需要と供給のバランス

WORLD
Methanol Supply/Demand Balance
(-000- Metric Tons)

	ACTUAL					FORECAST						1994-98	1998-04
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	%AAGR	%AAGR
TOTAL CAPACITY	26567	29062	29307	32036	34184	35041	37545	38727	39407	39752	39752	6.5	2.5
Operating Rate,%	*83.9*	*80.7*	*84.3*	*81.6*	*77.2*	*75.7*	*74.0*	*74.2*	*74.8*	*73.9*	*75.2*	-2.1	-0.4
New Cap. Req'd at 95%	*15*	*7*	*127*	-	-	-	-	-	-	-	-		
SUPPLY													
Total Production	22295	23457	24704	26157	26380	26522	27779	28748	29483	29391	29892	4.3	2.1
TOTAL SUPPLY	22295	23457	24704	26157	26380	26522	27779	28748	29483	29391	29892	3.0	3.4
DEMAND													
Formaldehyde	8662	8858	9151	9430	9368	9592	9810	10084	10356	10680	10907	2.0	2.6
DMT	353	358	319	324	326	321	323	339	348	345	347	-2.0	1.0
Acetic Acid	1348	1624	1621	1790	1944	2059	2317	2531	2580	2645	2699	9.6	5.6
MTBE/TAME	4775	5874	6825	7239	7443	7765	7992	8203	8406	7730	7725	11.7	0.6
Methyl Methacrylate	700	722	751	768	777	781	793	802	824	815	809	2.6	0.7
Gasoline/Fuel	646	696	687	437	333	189	189	289	311	327	366	-15.3	1.6
Solvents	977	994	1014	1042	1066	1090	1115	1137	1158	1184	1208	2.2	2.1
Others	4443	4475	4601	4978	4989	5132	5240	5363	5500	5665	5831	2.9	2.6
Total Demand	21904	23601	24969	26008	26246	26929	27779	28748	29483	29391	29892	4.6	2.2
BALANCE	868	-147	-317	427	230	-407	-	-	-	-	-		

表 1.2.6-2　メタノール製造設備の新設と休止設備

(単位:1,000ﾄﾝ/年)

社名	立地	能力	稼働/休止
(新設)			稼働
Methanex II	チリ	925	1997
Statoil	ノルウェー	830	1997
Ar-Razi III	サウジアラビア	850	1997
Kaltim	インドネシア	660	1998
Methanol IV	トリニダードトバコ	550	1998
Methanex III	チリ	975	1999
Ar-Razi IV	サウジアラビア	850	1999
QAFAC	カタール	825	1999
NPC	イラン	660	2000
Titan Methanol	トリニダードトバコ	850	2000
AMPCO	赤道ギニア	850	2001
計		8,825	
(休止)			休止
Methanex	カナダ	270	1997
Goergia Gulf	アメリカ	480	1998
Methanex,Canad.	カナダ	260	1999
Fortier	アメリカ	570	1999
Ashland	アメリカ	460	1999
中国(複数)	中国	600	1999
計		2,640	

表 1.2.6-3　世界のメタノール需給経過と予測

(単位:1,000ﾄﾝ、%)

用途	1994	1999	2000	2001
ホルマリン	8,700	9,600	9,750	9,900
酢酸	1,400	1,900	2,000	2,500
MTBE	4,800	7,500	7,700	7,900
その他	7,100	8,000	8,200	8,400
需要合計	22,000	27,000	27,650	28,700
伸び率	ー	1.4	2.4	3.8
生産能力	26,420	33,490	34,900	35,750
稼働率	83%	81%	79%	80%

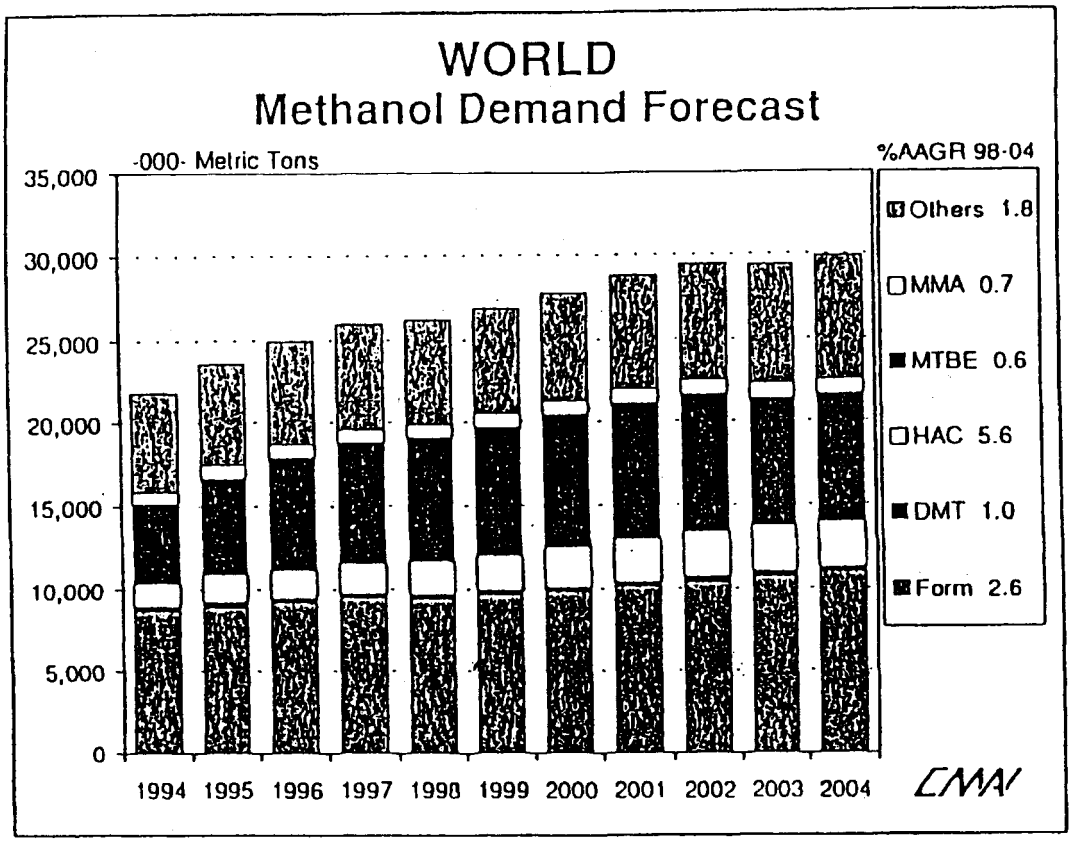


図 1.2.6-3　世界のメタノール需要内訳予測

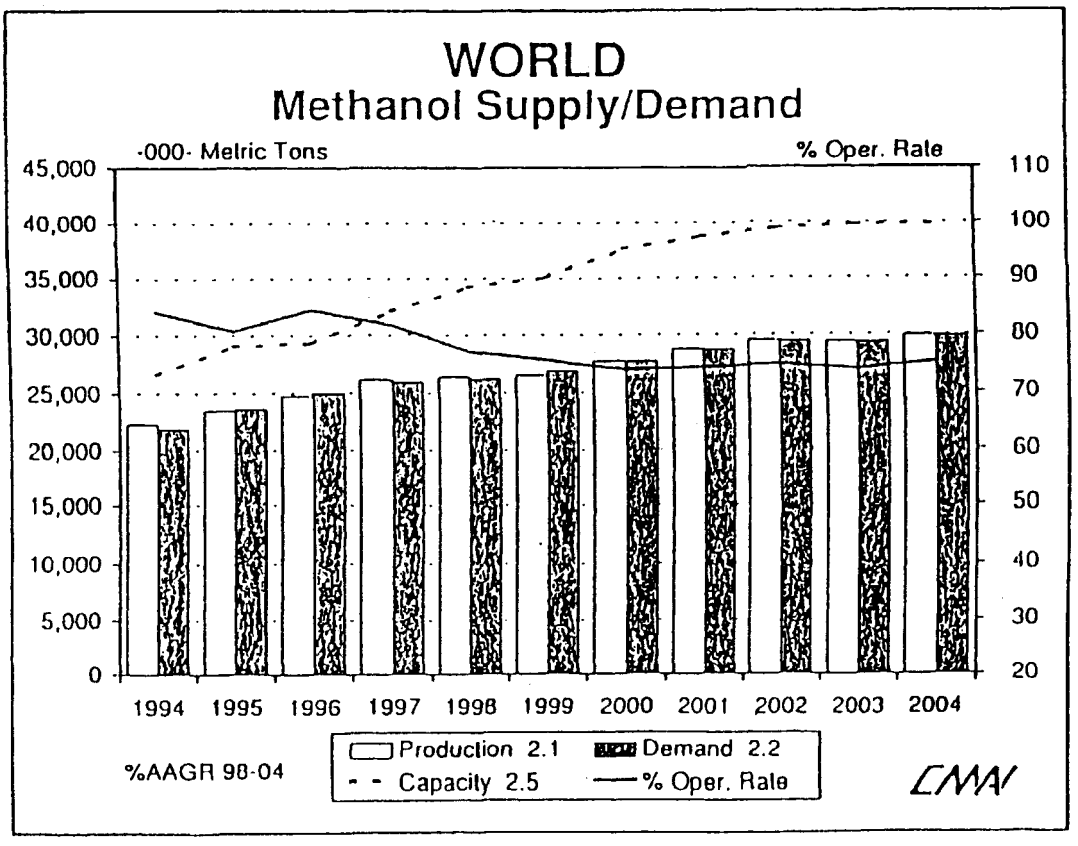


図 1.2.6-4　世界のメタノール需要と供給予測

表 1.2.6-4 メタノールの地域別生産能力

(単位:1,000ﾄﾝ)

地域	1994年	構成比	1999年	構成比
アジア	2,850	11%	3,380	10%
北米	8,500	32%	8,210	25%
西欧	3,010	11%	4,080	12%
小計	14,360	54%	15,670	47%
中東	2,840	11%	4,340	13%
オセアニア	1,050	4%	2,470	7%
中南米	2,750	10%	6,510	19%
東欧	4,620	17%	3,570	11%
アフリカ	800	3%	930	3%
小計	12,060	46%	17,820	53%
合計	26,420	100%	33,490	100%

表 1.2.6-5 世界の地域別メタノール需要

(単位:1,000ﾄﾝ)

地域	1994年	構成比	1999年	構成比
アジア	5,200	24%	6,500	24%
北米	7,300	33%	9,600	36%
西欧	5,400	25%	5,900	22%
その他	4,100	19%	5,000	19%
需要合計	22,000	100%	27,000	100%

表 1.2.6-6　日本のメタノールの需要と供給のバランス

JAPAN
Methanol Supply/Demand Balance
(-000- Metric Tons)

	ACTUAL					FORECAST						1994-98	1998-04
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	%AAGR	%AAGR
TOTAL CAPACITY	196	196	(196)	(196)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operating Rate,%	*20.9*	*15.3*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
New Cap. Req'd at 95%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SUPPLY													
Total Production	41	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Imports	1775	2006	1936	2101	2041	1913	1917	1926	1931	1944	1987	3.6	-0.4
TOTAL SUPPLY	1816	2036	1936	2101	2041	1913	1917	1926	1931	1944	1987	3.0	-0.4
DEMAND													
Formaldehyde	679	672	680	704	616	620	626	630	635	640	650	-2.4	0.9
DMT	23	23	23	23	21	15	10	10	10	10	10	-2.2	-11.6
Acetic Acid	189	202	210	215	227	220	220	220	220	220	227	4.7	-
MTBE/TAME	116	120	122	119	81	50	50	50	50	50	50	-8.6	-7.7
Methyl Methacrylate	149	160	161	164	156	150	150	150	150	150	150	1.2	-0.7
Gasoline/Fuel	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	10	-	46.8
Solvents	84	84	85	85	85	85	85	86	86	87	88	0.3	0.6
Others	672	677	741	776	767	772	775	779	779	786	802	3.4	0.7
DOMESTIC DEMAND	1912	1938	2022	2086	1954	1913	1917	1926	1931	1944	1987	0.5	0.3
Exports	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DEMAND	1912	1938	2022	2086	1954	1913	1917	1926	1931	1944	1987	0.5	0.3
BALANCE	-96	98	-86	15	87	-	-	-	-	-	-		

表 1.2.6-7　日本のメタノールの輸入先

JAPAN
Methanol Imports
(-000- Metric Tons)

	1998	1997	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989	1988
Canada	94	275	200	326	381	490	571	656	674	690	643
U.S.	--	40	--	8	--	--	--	5	--	--	--
Venezuela	45	21	--	7	--	--	--	--	--	--	--
Chile	96	91	--	--	--	--	11	84	126	124	39
Bahrain	36	--	--	67	98	110	93	96	40	--	--
Libya	--	14	--	--	--	--	--	--	--	--	22
S. Arabia	792	610	741	731	540	546	512	425	416	388	386
Burma	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	5
Malaysia	114	123	102	124	178	137	171	158	178	190	170
Australia	--	--	4	--	--	--	--	--	--	--	--
N. Zealand	782	889	957	743	578	488	387	312	211	208	177
Others	--	38	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Total	2042	2101	2004	2006	1775	1771	1745	1736	1645	1600	1442

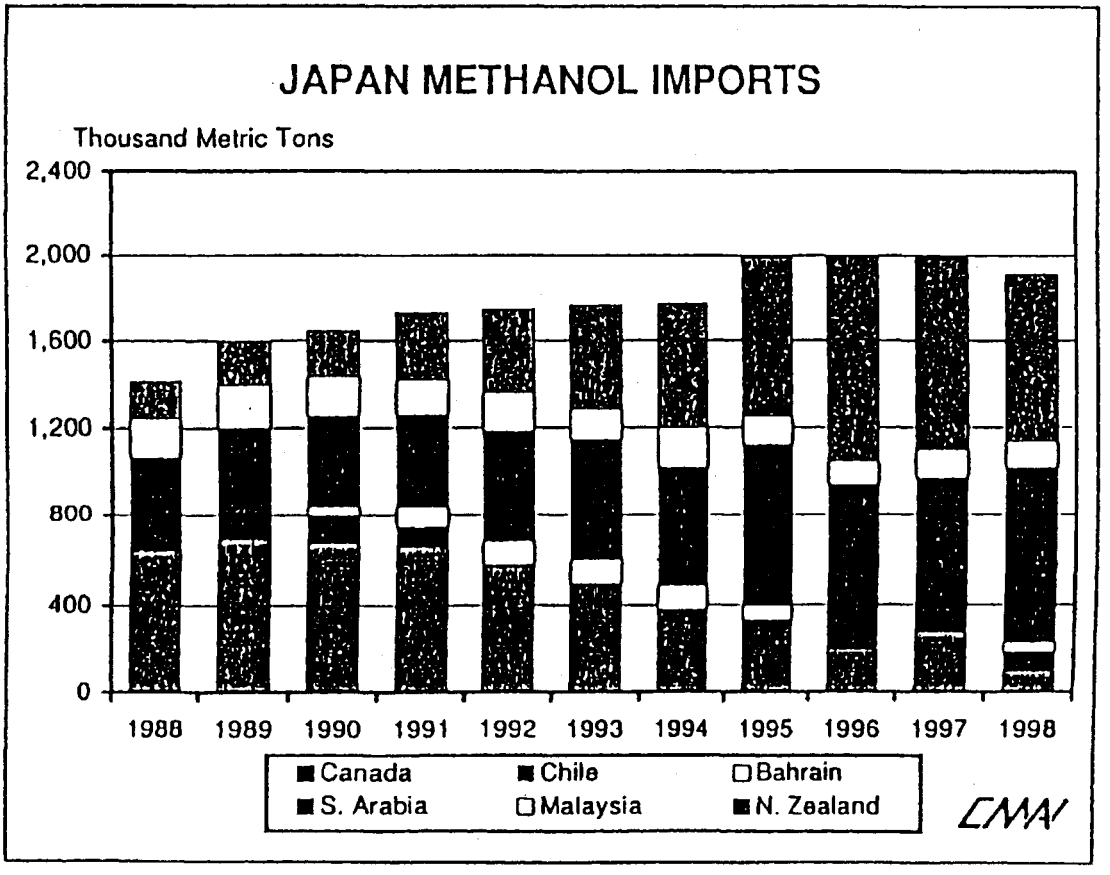


図 1.2.6-5　日本のメタノールの輸入先と量

表 1.2.6-8　メタノールの CIF 価格の変遷

年月	EX. RATE ¥/US$	QUANTITY MT	JAPAN CIF US$/MT	JAPAN CIF ¥/kg		
97/1	115.60	162,390	169.98	19.650		
2	121.26	116,502	182.40	22.118	21.972	
3	122.39	223,727	197.30	24.148		
4	124.29	149,134	217.59	27.044		
5	124.13	183,503	215.56	26.757	25.943	
6	114.98	248,838	208.98	24.028		
7	114.09	152,449	206.31	23.538		
8	117.18	143,683	196.36	23.009	23.330	
9	119.44	215,998	196.27	23.442		
10	121.18	148,787	191.71	23.231		
11	122.28	178,160	193.55	23.667	24.040	
12	127.90	177,278	197.20	25.222		
		2,100,449		23.911		
98/1	130.98	219,955	196.40	25.725		
2	125.90	186,126	191.03	24.051	24.578	
3	127.35	162,788	188.12	23.957		
4	131.01	158,391	170.29	22.310		
5	132.34	220,985	131.88	17.453	19.340	
6	138.65	140,336	131.68	18.258		
7	140.46	172,759	126.97	17.834		
8	143.48	158,401	115.72	16.603	16.776	
9	138.58	141,974	114.67	15.891		
10	129.32	130,936	119.81	15.494		
11	118.16	172,519	117.59	13.894	14.421	
12	120.26	175,610	115.38	13.876		
		2,040,779		19.021		
99/1	114.09	123,732	114.71	13.087		
2	114.16	166,115	107.85	12.312	12.509	
3	119.88	214,635	101.17	12.128		
4	119.60	187,418	100.16	11.979		
5	120.21	150,166	100.48	12.079	12.170	
6	121.53	128,113	102.45	12.451		
7	121.57	164,149	108.18	13.152		
8	115.95	189,210	118.57	13.748	13.528	
9	110.21	166,008	124.17	13.685		
10	106.34	183,849	126.91	13.496		
11	105.21	161,972	130.16	13.694	13.602	
12	103.73	168,824	131.25	13.615		
		2,004,190		12.949		
00/1	103.77	170,906	127.65	13.246		
2						
3						

b　輸送と基地

メタノールは、生産国から外航メタノール・タンカーで、日本の一次基地に運ばれ、一次基地タンクに貯蔵される。この一次基地からメタノール消費の約50％は内航船で二次基地に運ばれ、残りの約50％はタンクローリーで公道を利用して需要先に運ばれる。

日本に向けて運航されている外航タンカーは、表1.2.6-9メタノールタンカー（外航船）に示すように積貨重量で17,000～35,000トンクラスの中型ケミカル・タンカーであったが、一次受入基地のタンク容量等ともリンクさせて、＊印を付けた大型外航タンカーが現在建造されている。

内航タンカーは、表1.2.6-9メタノールタンカー(内航船)に示すように、積貨重量で200～2,000トンの小型ケミカル・タンカーが運航されている。

表1.2.6-10にメタノール一次基地、表1.2.6-11にメタノール二次基地を示した。二次基地のうち内航船で出荷できる基地は、関西の三基地しかない。

メタノールは、日本においては毒物・危険物に指定されているため、その輸送も定められた規定に従って輸送されるため、輸送コストも割高となる。これは、戦後アルコール飲料の不足した時期に、メチール・アルコールとして出回ったものを飲んで、失明した人があったため毒物に指定されている名残りであると言われている。メタノールを毒物・危険物に指定しているのは、世界で日本と韓国のみである。

高圧ガスとしての水素ガスの輸送と同様に、メタノールの輸送も毒物・危険物として輸送されるが、メタノール・タンクローリーは、20KLと14KLの二種類のローリーで運ばれている。

表 1.2.6-9　メタノール・タンカー（外航船と内航船）

1. 外航船（本船）

船　名	総トン数 (G／T)	載貨重量トン (DWT)	全長(LOA) m	喫　水 m
甲山丸	24,715	35,653	174.90	11.02
甲山丸 II	13,067	19,997	158.94	8.43
WEELEK No. 3	10,316	16,956	147.30	8.73
ORENSE	17,286	30,249	171.01	10.71
JOSE GLORY	20,989	29,871	175.00	10.01
ミレニアム エクスプローラー	*	96,000		
甲山丸 III	*	45,000		

＊建造中

2. 内航船

船　名	総トン数 (G／T)	載貨重量トン (DWT)	全長(LOA) m	喫　水 m	備　考
マリン20号	698	1,947	72.70	5.27	チャーター
菊姫丸	388	700	55.00	3.97	〃
第八栄福丸	199	600	48.42	3.57	〃
第一広輪丸	66	214	31.62	2.10	スポット
万代丸	698	1,498	69.92	4.49	〃
和昌丸	499	1,199	64.50	4.48	〃
明華丸	499	1,199	64.93	4.15	〃
帆洋丸	498	1,195	64.80	4.29	〃
英明丸	498	1,199	64.40	4.45	〃
第三明華丸	490	1,200	64.92	4.20	〃
泰平丸	199	623	48.45	3.95	〃

MEOH受入・出荷タンク基地

1. 1次基地

表 1.2.6-10 メタノール・タンクの一次基地（受入・出荷基地）

地区名	基地名	所在地	タンク容量 KL			計	上限管理能力 T 比重0.8kg/l=90%	DEAD T	有効保管能力 T	備考	バース 最大能力 DWT	水深 M	出荷設備 船	L/Y	貨車	D/M	備考・補足
東北	MC	小名浜	8,650			8,650	6,228	800	5,428	インナーフロート	10,600	8.00					
			M-3A	M-3B	M-1												
北陸	海洋運輸	新潟	9,800	9,800	7,200	26,800	19,296	700	18,596	カバードフロート 開放点検10年に1回	35,000	12.00	○	○			20inch揚P/L=3,000kl/h、全長175m総トン20,718MT 喫水安全1割(10.5m)、NF移送1,000t/d
			TK-801A	TK-801B	TK-802												出荷バース7千t 1,000DWT
関東	SM	袖ケ浦	19,000	19,000	3,600	41,600	29,952	1,600	28,352	水吸着方式	35,000	9.50	○				T2 4,000DWT P400m3/h
			NO.2	NO.3	NO.17												
	MG/MC/MOBIL	鶴見	3,938	3,268	4,636	29,341	22,299	1,174	21,125	スクラバー方式	30,000	9.90	○	○		○	表(本船)バース20,000MT、全長176.7m、幅27.7m
			NO.19	NO.54	NO.62	(13,040)	(9,911)										運河バース499GT
			2,871	4,628	10,000		(95%管理)										MC:MG=10:8
			NO.63	NO.68	NO.62												
	KR/MOBIL	鶴見	13,887	2,997	4,172	21,056	16,003	880	15,121	スクラバー方式	30,000	9.90	○	○	○	○	T/K62はMG/MC/KR共通
							(95%管理)										
	MBK GATX	川崎	5,000	3,000		8,000	5,760	600	5,160	インナーフロート	30,600	9.36	○	○			LOA170.55m
	MBK鉱与	根岸	2,500	2,500	590	5,590	4,025	200	3,825	冷却法	23,000	10.50	○	○			
	MC川崎	川崎	5,600			5,600	4,032		4,032		42,100	10.80	○	○		○	
東海	MBK鉱与	清水	10,000	7,000	7,000	24,000	18,240	700	17,540	インナーフロート	25,000	9.00	○	○			揚数量10,000MTmax 300kiスロップT/K有
関西	MBK	坂出	5,000	5,000	5,000	15,000	11,600	300	11,300	冷却法	40,000	12.00	○	○			
	TA	堺	12,500	12,500	12,500	37,500	28,500	4,000	24,500	スクラバー方式	100,000	16.00	○	○			
	MC	神戸	10,000	2,000		12,000	8,640	600	8,040	大気放出	46,000	10.45	○	○			
中国	SN	広畑	28,000			28,000	20,160	1,120	19,040		45,217	FZ,JZ	○	○			LOA300m(本船)
	ダイセル	〃	28,000			28,000	20,160	1,120	19,040								出荷ポンプ500t/h
	木江ターミナル	木江	23,500	23,500	23,500	96,000	76,800	8,000	68,800	インナーフロート	42,300	15.00	○				LOA178m、BEAM32.2m
			23,500	2,000													出荷バース1300DWT、400t/h=2
						T-402											
	MC	渡方	17,000			17,000	12,240	500	11,740	大気放出	125,000	25.00	○				内航バース1500、5000、10000DWT
	1次基地計					404,137	310,675	22,294	288,381								

表 1.2.6-11 メタノール・タンクの二次基地

地区名	基地名	所在地	タンク容量 KL			計	上限管理能力 T 比重0.8kg/l=90%	DEAD T	有効管理能力 T	備考	バース 最大能力 DWT	水深 M	出荷設備 船	L/Y	貯蔵	D/M	備考・補足
北海道	MG	苫小牧	3,000	400		3,400	2,448	73	2,375					○			
/東北	SM	秋田	200			200	160	20	140					○			
	NP	小名浜	1,800			1,800	1,296	120	1,176					○		○	
	KR	仙台	500			500	360	40	320					○		○	
									0								
北陸	MG	NF	40,000	5,000		45,000	32,400	2,592	29,808					○	○	○	
	KR	中泉	1,850	460		2,310	1,663	150	1,513					○	○	○	
	SE	直江津	900			900	648	60	588					○			
	TA	高岡	100			100	72	10	62					○		○	
	NK	富山	130			130	94	10	84					○	○	○	
関東	NP	東京	200	200	200	600	432		432					○		○	
	MG	東京	175	175	240	1,704	1,227	49	1,178					○			
			240	874													
	TA	千葉	4,000	1,000	600	6,500	4,680	300	4,380					○			
			600	300													
	SM	市川	950			950	684	70	614					○		○	
東海	MG	清水	1,750	1,250	200	3,200	2,304	200	2,104					○			
	MG	四日市	2,000	1,375		3,375	2,430	250	2,180					○			
名古屋	サンテックスMG/TH	名古屋	2,000	2,100	2,000	6,100	4,392	100	4,292					○		○	
	NP	名古屋	580			580	418	20	398					○			
	TH	港工場	190			190	137	10	127					○		○	
	KR	名古屋	700			700	560	70	490					○		○	
関西	NK	大阪	200	200		400	288	10	278				○	○	○	○	
	SM	阪鳥	700			700	560	40	520				○		○	○	
	MG	下津(和)	300			300	240	20	220					○			
	NP/SE	神戸	500	500		1,000	720	40	680					○			
	KR	神戸	1,000			1,000	800	80	720				○	○		○	
	MG	尼崎	400	400	400	1,200	864	100	764					○			
中国	SS	姫路	6,000			6,000	4,320	700	3,620					○			
	MG	水島	3,800	3,800		7,600	5,472	600	4,872					○		○	DWT/LOA/D'FT 1号3000/86/5.5、2号700/55/4.0
	MG	広島	730			730	526		526					○		○	セネカ～NK～MG
九州	TA	彦島	500	500		1,000	720	50	670					○			
	SN	小倉	950			950	760	30	730					○		○	
	KR	博多	300			300	216	50	166					○		○	
	MG	博多	300			300	216	20	196		700	4.00		○		○	CI～MG LOA50m, BEAM9m
	SM	大分	375			375	270	30	240					○		○	
	TA	大牟田	1,000			1,000	720	40	680					○			
	2次基地計					101,094	73,096	5,954	67,142								

1.2.7 水素を利用するための提案

今回食塩電解設備から副生する水素の利用の可能性と供給設備、供給価格等について、調査検討を行なったが、調査の過程で判明した、新しい機器の採用による水素輸送コストの低減の可能性等について提言したい。

(1) 複合材料による高圧容器の採用

ガスのシールは薄いアルミニュウム容器で持たせ、その外側を複合材料で圧力に耐える構造とすることで、従来の容器と比べて、約40%の重量、70%大きい容積が輸送可能とするものが製作され始めている。

このタンク仕様は、

サイズ 20.20×15

容積 @26.2MPa (3,800psi) 、124,000SCF

重量 6,123kg (13,500lbs)

圧力 26.2MPa (3,800psi)

としていて、この重量軽減で、水素トレーラーの一台当たりの輸送量も大幅にふやせることとなる。また、この種の容器の採用によって、自動車燃料タンクを製作すると、現在一番問題となっているタンク重量の大幅な軽減が可能となる。

(2) 吸入圧力変更型圧縮機の採用

1.2.4で報告したがこの圧縮機の採用によって、水素トレーラーが需要先の使用圧力の影響を受けて、高い残圧を残して帰ることが無くなり、輸送効率を大きく上げることが可能となる。この種の圧縮機は、これまで日本では採用されていなかった。据え付け面積も小さく、吐出容量の250Nm^3/hまたは500Nm^3/h (吸入圧力約17MPa) と水素スタンドでの使用には最適なものに思われる。今後も資料等の入手など続けて検討を行ないたい。

(3) 水素ガスの充填の可能性

現在工業用水素として、圧縮充填されているガスは、約170億m^3/年である。この内約100億m^{3}が食塩電解からの供給を受けているものと思われる。食塩電解以外の水素源としては、石油精製過程のオフガス、コークス炉ガス、エチレンプラントからのオフガス、等が50～60億m^3、天然ガスとメタノールを原料として水素を製造しているものが10～20億m^{3}と予測されている。

特に食塩電解に限定せずに、水素燃料自動車への水素ガスの高圧充填先を求めると、現有設備を使用して充填出来る処は何個所かあるものと確信できる。水素の高圧充填が可能となると、水素を燃料とする自動車も意外と早く走り出せるのではなかろうか。

参考資料

(1) 鹿島の塩ビ原料事業譲渡、日本経済新聞、2000年4月4日
(2) 塩ビ再編上－新たなステージに、化学工業日報、2000年2月8日
(3) 塩ビ再編中－新たなステージに、化学工業日報、2000年2月9日
(4) 塩ビ再編中－新たなステージに、化学工業日報、2000年2月10日
(5) ソーダ工業会資料（平成11年版）
(6) 増補無機工業化学、塩川二郎著、化学同人
(7) 通商産業省化学工業統計年報、1996～1998年
(8) 大蔵省通関統計、1993～1998年
(9) 苛性ソーダ生産能力、http://www.c-net.jp./data/capa/sodium.htm, 1999/11/17
(10) 13398の化学商品、化学日報社
(11) 平成9年9月2日旭硝子（株）ニュース・リソース
(12) 理科年表、 1998年版、（株）丸善
(13) 水素、徳岡藤夫、（株）鈴木商館
(14) 化学工業年鑑、1997年版、化学工業日報社
(15) 充てん時の容器内外面の温度上昇確認実験報告書、高圧ガス安全ニュース、1999年1月10日号
(16) 塩ビ業界再編加速、日本経済新聞、2000年2月4日
(17) COMPOSITE CYLINDERS、STRUCTURAL COMPOSITES INDUSTRIESカタログ

1.3 コークス炉副生ガスを用いた水素供給システムの検討

1.3.1 検討目的

燃料電池普及の初期段階において、燃料水素のインフラ整備が整うまでの期間に、ある程度の需要規模に対応しうる水素源として、コークス炉ガス中の副生ガスに着目した。

コークス炉で発生する副生ガスには多量の水素ガスが含まれており（50～60%）、それを精製し、燃料電池自動車および分散型発電設備等への水素燃料として、液体および高圧ガスの輸送形態で供給した場合、経済的に成立しうる条件を明確にし、水素導入シナリオ検討のための基礎データとすることを目的に検討を行った。なお、本検討は、以下の分担にて実施した。

○川崎重工業㈱ ： 全体とりまとめおよび液体水素供給システムの検討
○三菱化学㈱ ： 原料ガスおよび精製コストの検討
○日本エア・リキード㈱： 水素液化装置および高圧水素ガス供給システムの検討

検討結果を、以下に報告する。

1.3.2 検討条件の設定

(1) 検討ケース

鉄鋼生産用コークス製造 専業メーカとして世界最大規模である四国の三菱化学 坂出事業所を副生ガス供給拠点とし、同事業所隣接地に水素製造プラントを建設し、以下の5ケースの規模で水素を供給する場合の、水素供給コスト試算を行った。

表 1.3.2-1 検討ケース

検討ケース	供給規模（t/日）	水素供給エリア想定
1	1.2	水素製造設備周辺（四国）地域の車両および分散発電設備への供給
2	3.6	
3	12	周辺(四国)地域および首都圏の車両および分散発電設備への供給
4	36	
5	120	

［注記］ケース5の120t/日規模は、同事業所で供給し得る最大水素量相当である。

供給コストの試算は、図1.3.2-1に示す以下の各ポイントにおいて行った。

① 副生ガス精製後の原料水素供給コスト
② 水素製造（液体水素または高圧水素ガス）プラントからの出荷コスト
③ 輸送コスト加算後の配給コスト
④ 水素搭載自動車充填ステーションでの供給コスト

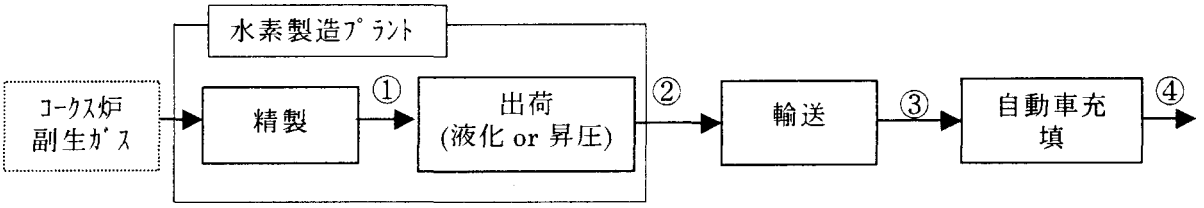


図 1.3.2-1　水素供給コスト試算ポイント

(2)　主要条件

水素供給コスト試算における共通条件は、以下のとおりとした。

a　水素消費条件

燃料電池自動車用水素充填ステーションおよび分散型燃料電池システムにおける水素消費条件設定を、表 1.3.2-2 および表 1.3.2-3 に示す。

b　水素輸送機器

既存の輸送機器内で最大容量の機器を使用するものとし、液体水素用輸送機器の仕様を表 1.3.2-4 に示す。但し、液体水素コンテナについては、5MW 燃料電池等の供給圧力を考慮し、液体水素ローリーと同一圧力仕様に変更し自己加圧機能を有するのもとした。

また、高圧水素ガスの輸送は、下記を使用するものとした。

高圧水素ガストレーラー：　20MPa ボンベ　710 L×21 本 搭載トレーラー

c　設備建設コスト

実績を有する設備については実績ベースで見積を行い、今後のコスト低減目標として、10%削減コストとした。

また、液体水素用自動車供給ディスペンサー等、新規技術開発要素を有する設備については、経済的に妥当と予想しうる目標コスト設定とした。

d　コスト試算

固定費の算定においては、土地代、事業利益、設備固定資産税を除く各種税金は含めないものとし、年経費率の設定を表 1.3.2-5 に示す。

また、電力料金については、想定地域における現状の電力料金で最も有利な料金を採用した。

表 1.3.2-2　燃料電池自動車用水素充填ステーション　水素消費条件

スタンド規模			小規模ｹｰｽ	WE-NETｹｰｽ(*1)	備　　考
日平均換算流量		Nm^3/h	100	300(*1)	
水素取扱量		kg/日	216	647	
電池作動圧力		MPa	0.3		WE-NET ST7 H9年度報告
1台の液水搭載量		kg/台	5.0		走行距離400km以上にて設定
		Nm^3/台	55.2		液体水素容積換算　70.9L
1日の充填台数		台/日	40	120	1日 12時間運用
充填口設置数		口	2	5	平均 2台/H･口で充填
液体水素ステーション					
液体水素供給量		kg/日	198	595	充填ロス率設定 8%
液体水素供給圧力		MPa	0.4		
供給可能日数	ﾛｰﾘｰ	日/台	6.1	2.0	表1.3.2-4による
	ｺﾝﾃﾅ	日/台	11.8	3.9	同上
係留口設置数			2	2	予備1含む(*3)

*1：WE-NET H9～H10 年度 ｻﾌﾞﾀｽｸ 7 でのステーション規模(水素取扱量)と同じとした。
*2：高圧水素ガス供給は、車載タンク 20MPa 充填と設定
*3：係留口予備を１つ含む

表 1.3.2-3　分散型燃料電池システム　水素消費条件

			200kW燃料電池	5MW燃料電池	備　　考
電池作動圧力		MPa	0.1	0.8	WE-NET ST7 H9年度報告
水素消費量		Nm^3/h	130	2,520	
		t/day	0.28	5.44	
1kW当りの消費量		$Nm^3/h/kW$	0.650	0.504	
水素供給圧力		MPa	0.3	1.0	
供給可能日数	ﾛｰﾘｰ	日/台	4.7	0.24	表1.3.2-4による
	ｺﾝﾃﾅ	日/台	9.1	0.47	同上
輸送機器係留口数		ｺﾝﾃﾅ	2	4	予備1含む(*1)

*1：係留口予備を１つ含む

表 1.3.2-4　液体水素輸送機器条件

		ローリー	コンテナ	備　　考
最大積載量	m^3	19.68	38.31	WE-NET ST7 H10年度報告
最高供給圧力	MPa	1.17	1.17 (*)	自己加圧器付帯
供給可能量	ton	1.31	2.55	液密度　0.070t/m^3
最大積載量の 95%	Nm^3	14,558	28,338	ガス密度　0.0899kg/Nm^3
輸送距離設定	四国圏	製造基地（坂出）から 20km以内		
	首都圏	四国(徳島) → 東京　船積み輸送 ・製造基地 → 徳島港　陸送距離　120km ・首都圏内の配送　20km以内		

*：既存のｺﾝﾃﾅの使用圧力は～0.4MPa であるが、ﾛｰﾘｰと同一仕様に仕様変更する。

表 1.3.2-5　年経費率算定表［耐用年均等経費率］

		製造プラント	輸送	充填スタンド
耐用年数	年	15	10	15
減価償却費	%	6.0	9.0	6.0
固定資産税	%	1.4	1.4	1.4
保険	%	0.6	1.6	0.6
定期点検補修費	%	3.0	4.0	3.0
事業報酬	%	2.5	2.5	2.5
一般管理費、他	%	1.0	1.0	1.0
計	%	**14.5**	**19.5**	**14.5**

1.3.3 コークス炉副生ガスからの原料水素ガス製造

(1) コークス炉副生ガス

石炭を乾留（蒸焼き）しコークスを製造する際に発生するコークス炉副生ガスには、50～60%の水素が含まれており、水素の多量供給源として有望である。国内コークス製造量は約 46 百万 ton（H7.8 月現在）であり、その約 2/3 が製鉄メーカで生産されているが、製鉄メーカでは発生する副生ガスのほとんどを製鉄所内で炉内燃料、自家発電用燃料として消費している。残りの約 1/3 がコークス製造メーカで、そこで発生する副生ガスはコークス製造用燃料に使用されるとともに、余剰分は発電用、都市ガス用として一部外販されている。

今回の検討では、鉄鋼生産用コークス製造 専業メーカとしては、世界最大規模の生産能力を有する 三菱化学坂出事業所の協力を得て、原料水素ガス製造に係わる検討を行った。三菱化学坂出事業所におけるコークス生産量は、約 4,130 千 ton/年（H7.8 月現在）、副生ガス発生量は約 16 億 Nm^3／年であり、その半分の約 8 億 Nm^3／年を四国電力、四国ガスに外販している。

コークス製造および副生ガス精製に係わるフローを以下に示す。

・図 1.3.3-1：コークス製造工程

・図 1.3.3-2：コークス炉副生ガス精製設備フロー

・図 1.3.3-3：副生ガスからの都市ガス精製設備フロー

今回の検討に用いたコークス炉副生ガスの組成は、図 1.3.3-2 内の組成表より下記の組成を用いた。

表 1.3.3-1 コークス炉副生ガス組成

成 分	Vol%
H_2	57
CH_4	28
CO	7
CO_2	2
N_2	2
C_mH_n	3
その他	1 以下

現在外販されている副生ガス量から水素を精製･分離し供給すると想定した場合、水素供給能力は、約 4.6 億 Nm^3／年 （約 4.1 万 ton／年 ⇒ 約 114ton／日）と想定される。

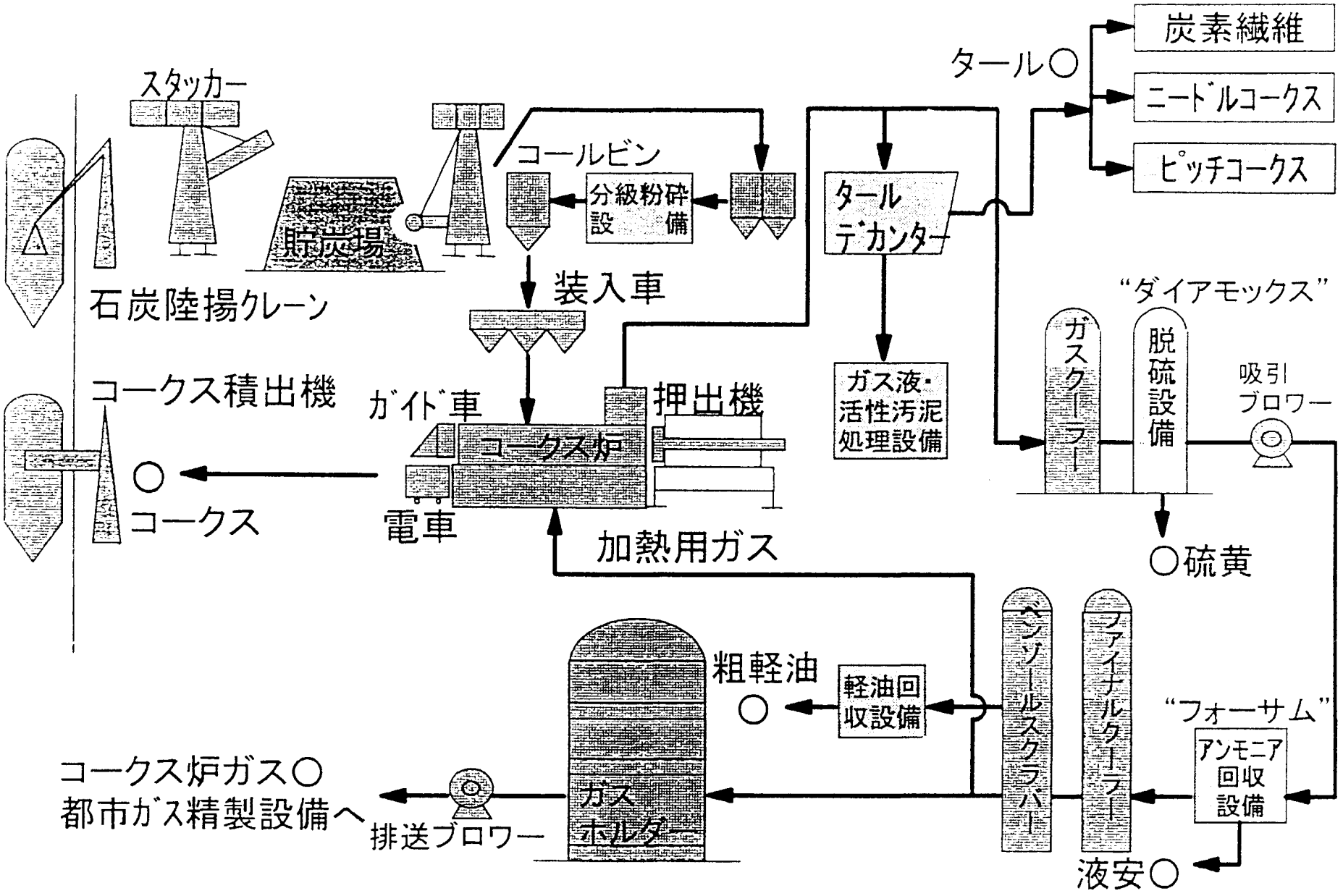
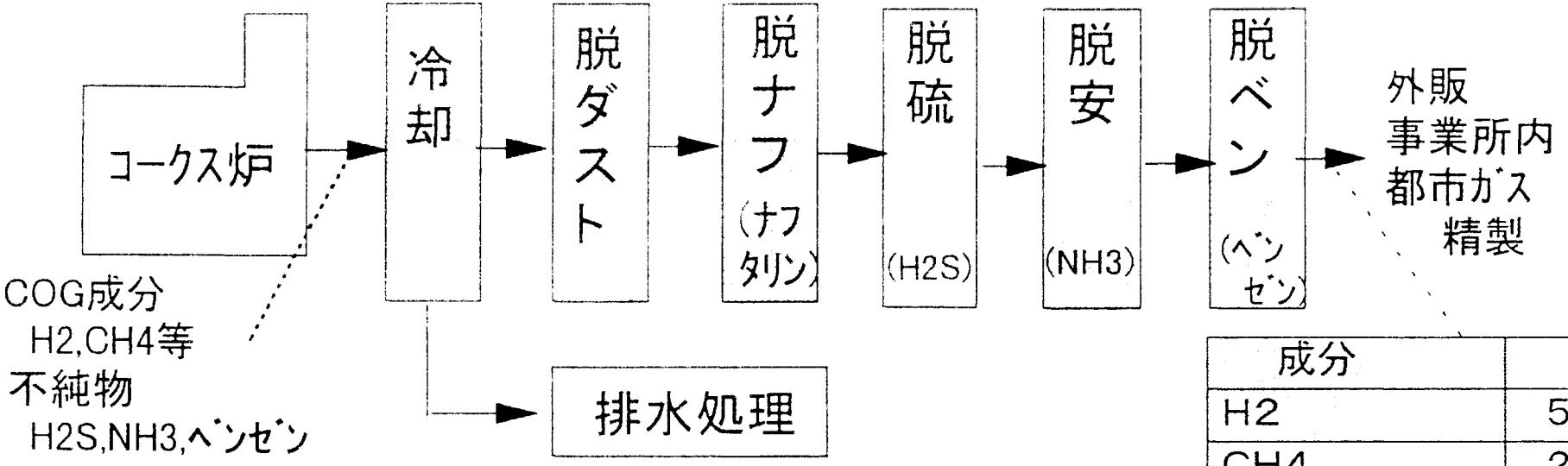
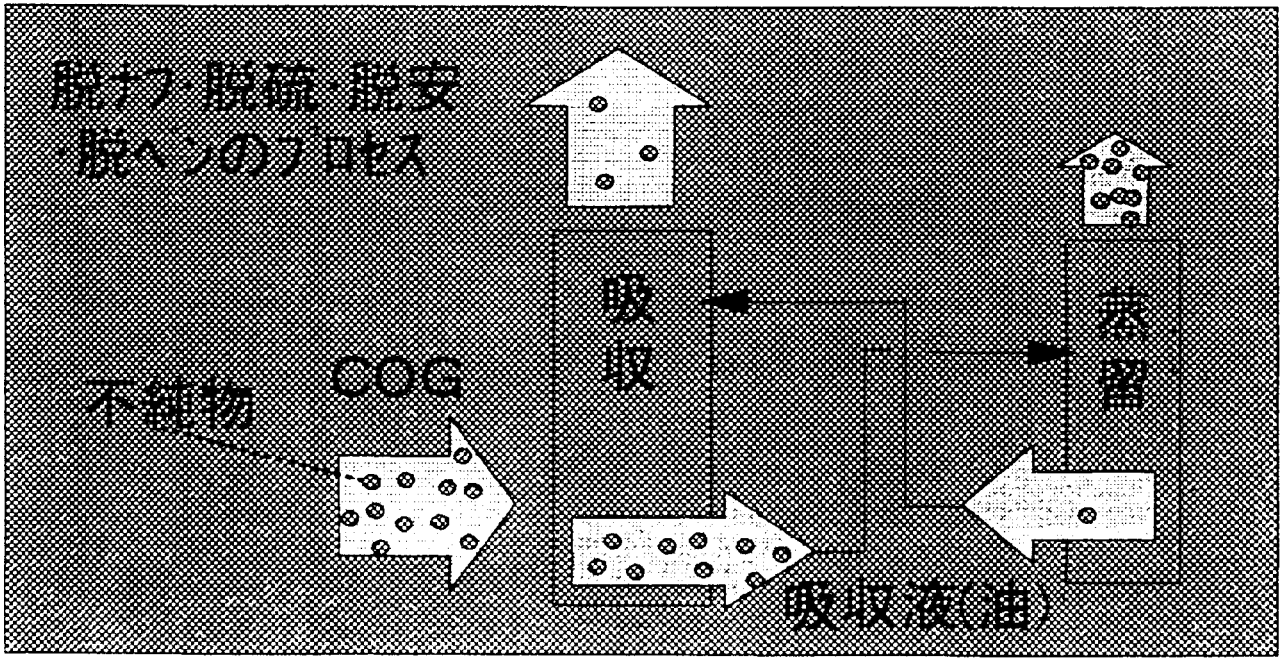


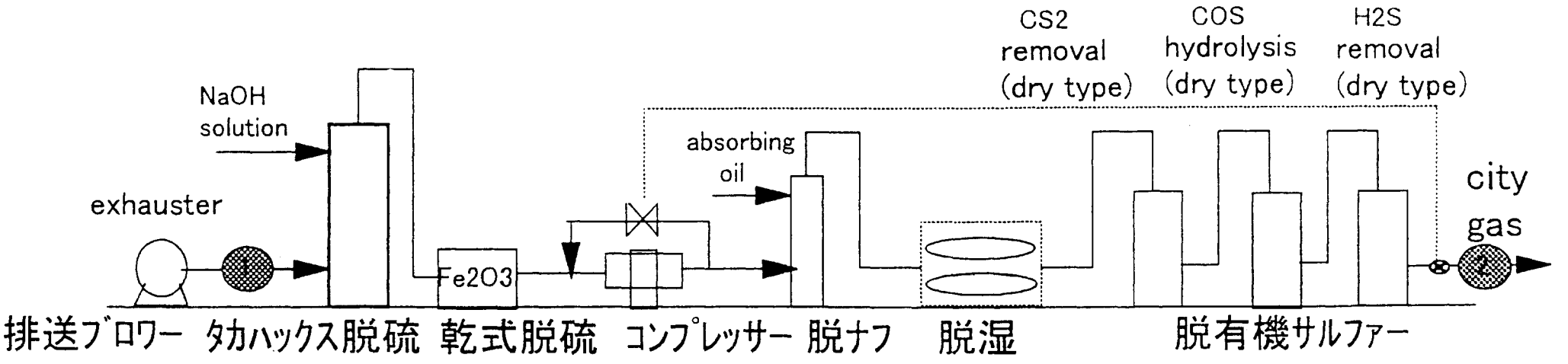
図 1.3.3-1　コークス製造工程





成分	%
H2	57
CH4	28
CO	7
CO2	2
N2	2
CmHn	3
H2S	0.06
NH3	0.01
BTX	0.1
NAPHTHALENE	0.001
HCN	0.06

図１３.3-2　コークス炉副生ガス精製設備フロー



Coke oven gas		1	2
Temperature	℃	35℃	30
Pressure	kg/cm2G	0.14	9.0
NH3	mg/Nm3	200	20
Dew point	℃	35℃ at 0.14	12℃. at 9.2
Naphthalene	mg/Nm3	80	10
H2S	mg/Nm3	940	2
COS	mg/Nm3	55	13
CS2	mg/Nm3	55	12
C4H4S	mg/Nm3	5	4
Tar	mg/Nm3	50	2
Dust	mg/Nm3	1	0.5

tar:測定方法で異なる

図 1.3.3-3　副生ガスからの都市ガス精製設備フロー

(2)　副生ガスからの水素製造システム

コークス炉副生ガスからの水素ガス製造フローを図 1.3.3-4 に示す。コークス炉から回収された副生ガスは、約半分を炉に戻し燃料として利用され、余剰分を水素製造および外販燃料ガスとして利用されるものとする。副生ガスからの水素分離精製は、実績を有する圧力スイング吸着（PSA）方式を採用した。副生ガスからの精製実績例を図 1.3.3-5 に示す。

副生ガスを負荷変動吸収のためのホルダーに一時貯蔵し、精製および液化（または高圧）水素製造に必要な一次圧力まで昇圧し、除湿・前処理を行った後、PSA にて精製し送出する。また、PSA で水素分離後の REST ガスは主成分がメタンとなり、都市ガス等の燃料ガスに最適なため、燃料ガス送出系に回収し利用する。精製水素ガスの送出条件は、

・精製水素ガス純度：99.999 %

・送出圧力　　：0.8 MPa

とした。なお、純度 99.999%における水素回収率は約 70%程度であり、純度を低下させても回収率は数％しか改善されないため、液化等の前処理を考慮し高純度設定とした。

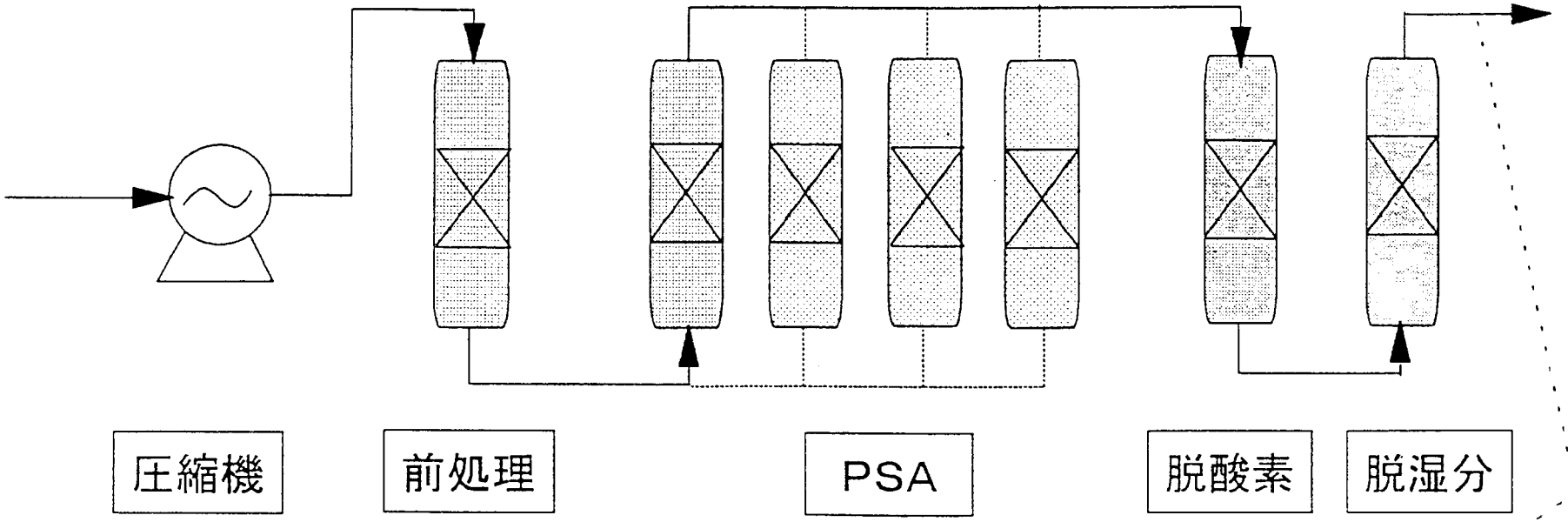
(3)　原料水素生産コスト

a　副生ガスコスト

水素抽出後の分離ガス(REST ガス)は燃料ガスとして利用されるため、原料となる副生ガスのコストは、分離ガスの利用コストを差し引いたコストとして算定した。なお、ガスのコストは、現状の外販ガスコスト設定ベースになっているガスカロリー単価（都市ガス）をベースに設定した。コスト試算の結果、水素ガス 1Nm^3 製造するために必要な副生ガスのコストは、6.8 円/Nm^3-H_2（気体水素の場合を Nm^3-H_2、液体水素の場合を L-LH_2 として表す）となった。

b　精製水素ガス供給コスト

精製水素ガス供給コストの試算結果を、表 1.3.3-2 に示す。小規模（ｹｰｽ 1：1.2t/day）の場合約 26 円/Nm^3 程度の供給コストとなったが、規模が 30t/day 程度以上となれば、15 円/Nm^3-H_2 程度で供給可能との結果を得た。



実績例

	濃度		濃度
H2	99. 999 % 以上	BTX	25 ppb 以下
O2	0. 1 ppm以下	NAPHTARENE	10 ppb 以下
N2	3 ppm以下	H2S	0 ppb 以下
CO	0. 1 ppm以下	NH3	25 ppb 以下
CO2	0. 1 ppm以下	HCN	0 ppb 以下
CH4～CmHn	0. 3 ppm以下	H2O	1. 41 ppm

図 1.3.3-5　水素分離精製設備（ＰＳＡ）の実績例

表 1.3.3-2 コークス炉副生ガス 水素精製コスト

項　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　考
設定規模	t/日	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	
平均製造能力	Nm^3/h	556	1,669	5,562	16,685	55,617	
年間製造量	Nm^3/年	4,404,894	13,214,683	44,048,943	132,146,830	440,489,433	
	t/年	396	1,188	3,960	11,880	39,600	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
水素ガス製造設備能力	Nm^3/h	556	1,669	5,562	16,685	55,617	
運転パターン		24H連続	24H連続	24H連続	24H連続	24H連続	
建設費	百万円	240	710	1,570	2,920	6,830	
原料・ユーティリティ消費量							
COG(コークス炉ガス)	Nm^3/Nm^3-H_2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	COG中水素分の水素回収率70%
RESTガス	Nm^3/Nm^3-H_2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	分離ガスはCOGとして回収
電気(製造)	kWh/Nm^3-H_2	0.455	0.435	0.330	0.330	0.330	(COG 水素含有率57%)
							(RESTガス水素含有率28%)
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転330日/年
昼間電力利用	h	4,620	4,620	4,620	4,620	4,620	昼間電力帯14h/日
夜間電力利用	h	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	夜間電力帯10h/日
製造コスト							
固定費	円/Nm^3-H_2	7.9	7.8	5.2	3.2	2.2	固定費14.5%/y:利益除く
人件費	円/Nm^3-H_2	3.2	1.1	0.3	0.1	0.03	人件費700万円/人
人数	人	2	2	2	2	2	4直3交代(液化・貯蔵・払出プラントと兼務)
							2人/組×4組=8人　割合25%
変動費							
原料 COG	円/Nm^3-H_2	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	
RESTガス	円/Nm^3-H_2	-18.6	-18.6	-18.6	-18.6	-18.6	
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H_2	4.6	4.4	3.3	3.3	3.3	電力単価:四電 季節別時間帯別電力Ⅱ型
基本料金	円/Nm^3-H_2	(1.8)	(1.7)	(1.3)	(1.3)	(1.3)	基本料金 2,635円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H_2	(3.0)	(2.8)	(2.1)	(2.1)	(2.1)	昼間 6.51円/kWh
夜間電力料	円/Nm^3-H_2	(2.4)	(2.3)	(1.8)	(1.8)	(1.8)	夜間 5.31円/kWh
昼夜平均電力料	円/Nm^3-H_2	(2.7)	(2.6)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	昼夜平均 6.01円/kWh
活性炭、その他UTT	円/Nm^3-H_2	3.2	2.2	1.9	1.9	1.8	
水素製造コスト ①	円/Nm^3-H_2	25.6	22.2	17.5	15.3	14.2	H_2ガス純度 99.999%、 8kg/cm^2G

1.3.4　液体水素供給システムの検討

(1)　液体水素製造プラント

液体水素製造プラントの設備条件を、表 1.3.4-4 に示す。水素ガスは副生ガス精製設備より、水素精製純度 99.999%、送給圧力 0.8MPa で供給される。貯蔵設備は国内最大の液化水素タンク（540m³）の建設実績をベースに設定した。水素液化機の詳細は表 1.3.4-10, 11 に示す。液化設備のコスト詳細を表 1.3.4-12 に示す。液体水素貯蔵、払出設備で発生する蒸発ガスは、表 1.3.4-2 のフローに示すように全て液化機に戻し再液化する。

水素を液化する工程は、表 1.3.4-1 に示すように液体水素供給コストのなかで最も大きなコスト比率を占め、小規模では最終供給コストの半分以上、大規模でも 1/3 を占める。表 1.3.4-18, 19、図 1.3.4-16 に示すようにその大半を、液化機の固定費と液化電力コストが占めているが、現状の液化技術をベースとする限り、これ以上のコスト低減は困難である。磁気冷凍技術等の革新的な液化技術の開発に期待するほかない。液化電力コストは表 1.3.4-3 に示すように当該地域の電力会社の電力単価条件より最も安価なものを選択した。液体水素払出コストは、表 1.3.4-18 に示すようにケース 4（36t/day）以上の規模になれば、42 円/Nm³-H_2（32 円/L-LH_2）程度で供給できる結果を得た。

a　液体水素製造設備

水素液化機の製造実績を踏まえ、現有技術あるいは近未来の技術で実現可能な液体水素製造設備を検討し、その構成と建設コストならびに水素の液化に要する運転コストの検討を行った。

＜製造実績と液化サイクルの検討＞

水素液化機については、日本エア・リキード社および親会社のフランス Air Liquide 社の製造実績を調査し、今回の検討規模に近いものを抜粋した結果を表 1.3.4-7 に示す。特に、太平洋液化水素殿向け 850L/H（1.4t/day）の水素液化機のプロセスサイクルは、WE-NET でこれまで検討してきた 300t/day の水素液化機（図 1.3.4-3 参照）と本質的に同じものである。また、カナダおよびフランスの 6500L/H（11t/day）水素液化機のプロセスサイクルは低温膨脹タービンを 2 台に分け、計 3 台としたもの（図 1.3.4-4 参照）となっている。（上記 11t/day の液化機では、タービンの吸入・吐出圧力を比例的に変更して、約 50%までの減量運転が可能である。）これらの実績を参照して、1.2～3.6t/day のサイクルを図 1.3.4-3 と、12t/day 以上は図 1.3.4-4 と同等のサイクルとして設備検討を行った。

主要構成機器について以下の検討を行った。

＜水素膨脹タービン＞

LN_2 での予冷段以下の低温の寒冷発生に使用する膨脹タービンについて、Air Liquide 製の標準品で選定した。Air Liquide の膨脹タービンは幾何的サイズおよび最大寒冷発生量でクラス分けされた C3 から C7 シリーズがあり、これらの最大容量は相対的に次の表で近似できる。

シリーズ	C3	C4	C5	C6	C7
最大容量（t/day）	1	2	4	10	22.5

上記、11t/day の液化機では C6 を 2 台、C5 を 1 台使用している。従って、12t/day の液化機では C6 を 2 台、C5 を 1 台、また、36t/day の液化機では C7 を 2 台、C6 を 1 台使用すれば対応できると判断される。以上から、40t/day 程度が膨脹タービンの現有実績技術で、ほぼ上限でと言える。そのため、120t/day のケース 5 は 40t/day の液化機 3 台で構成するものとした。液化能力に応じて、膨脹タービンの断熱効率を求め、リサイクル量の評価を行った。尚、膨脹タービンの動力回収は行わない方式とした。

＜水素圧縮機＞

小型液化機においても遠心式水素圧縮機を開発するとの考え方もあるが、40t/day 程度の液化機となると往復動式圧縮機あるいは油冷却式スクリュウ圧縮機での対応が想定される。圧縮機メーカの協力を得て、30t/day でのサイジングを行った。流量は単に、300t/day (WE-NET でこれまで検討してきたもの)水素液化機の必要流量の 1/10 として評価した。下記に示すように、40t/day 程度以下の水素液化機用の圧縮機は現有技術で対応可能であることが分かった。

①往復動式圧縮機

協力を得た圧縮機メーカの横型往復動式圧縮機は、幾何的サイズおよび最大動力で下記に分類されている。

KR5	200kW	KR40	4500kW
KR10	950kW	KR50	6000kW
KR20	1600kW	KR60	8000kW
KR30	2500kW	KR70	17000kW

30t/day の液化機に対する検討結果を表 1.3.4-8 に示す。

原料圧縮機　　KR50-5～8　　1 台
低圧リサイクル　　KR20-2　　1 台
高圧リサイクル　　KR50-2　　2 台

で対応可能である。技術的には（KR70 のモデルで）更に約 3 倍の設計も可能であるが、特に、サイズが異常に大きくなる（コストが高くなる）ので、上記低圧リサイクル以外は後述の油冷却式スクリュウ圧縮機の方が有利である。同様の判定条件によれば、12t/day の液化機に対しては、原料水素圧縮機も往復動式圧縮機が適していることになる。

②油冷却式スクリュウ圧縮機

30t/day の液化機に対する検討結果を表 1.3.4-9 に示す。

原料圧縮機	KS50TVS-31SEH	1 台
低圧リサイクル	KS40TV	1 台
高圧リサイクル	KS56SEH-50SEH	1 台

で対応可能である。動力的には油の圧縮のために、往復動式よりやや大きいとの傾向が一般的であるが、油による冷却で、等温圧縮に近い形となるとの効果も期待できる。実際、低圧リサイクル圧縮機についてはスクリュウ圧縮機の方が駆動力が小さいとの結果であった。すべての圧縮機を、12t/day では往復動式に、30t/day 以上では油冷却式スクリュウ圧縮機で統一するのも一つの考え方と思われる。

＜N_2 再液化サイクル＞

N_2 再液化サイクルとして如何なるものを選ぶかは、プラント規模と、立地条件に依存して変わってくるが、ここでは N_2 再液化サイクルを持つとして検討を行った。

WE-NET でこれまで検討してきた 300t/day の水素液化機用の N_2 再液化サイクルを図 1.3.4-5 に示す。圧縮機は、中圧圧縮機と高圧圧縮機で構成され約 2.5MPa で圧縮された G N_2 の一部は 2 台の膨張タービンの制動用圧縮機で動力回収し、更に、5MPa 程度まで昇圧する方式を取っている。

液体水素製造量に応じて、N_2 再液化サイクルの膨張タービンを 1 台にする、或いは、更に、動力回収を行わないなどの簡略化を行った。また、膨張タービンの断熱効率を推定し、再液化の所要動力を評価した。尚、N_2 再液化サイクルはケース 5（120t/day）の場合も 1 台で対応できることが分かった。

＜設備建設コストと液化運転コストの検討＞

前項で検討したように、40t/day 程度以下の水素液化機の製造には、現有技術で対応可能であることが分かった。以上の検討により、ケース 1～5 について、構成機器と動力をまとめたものを表 1.3.4-10 および表 1.3.4-11 に示す。これらの相違点は、ケース 4、5 における水素圧縮機の形式が無給油往復動式か油冷却スクリュウ式かの違いのみである。但し、以降は、動力消費の少ない無給油往復動式の場合について、検討を進めた。表 1.3.4-12 には、その他のユーティリティとして、上水（冷却水補給水）、補給用 G N_2、および、設備建設コストも表記した。尚、設備建設コストは、実績からの推定コストに対しコストダウン目標として 1 割削減したものを示した。

(2)　液体水素輸送

a　輸送機器

現在、日本の公道で液体水素を輸送するために使用される車両寸法・重量・構造等は、建設省が管轄する道路法「車両制限令」、運輸省が管轄する道路運送車両法「保安基準」、道路交通法「道路交通法施行令」、通商産業省が管轄する高圧ガス保安法「容器則」「一般則」の各々関係する個所を満足するものでなければならないため、その構造も数多くの制約を受ける。昨年、規制緩和により関連法の一部改定がなされたが、高圧ガスの輸送が許される車種は、セミ・トレーラーのみで、フル・トレーラー、ポール・トレーラー、ダブル・トレーラーは、現状許可されない。保安基準では、セミ・トレーラー関係の寸法と重量を、

・トラクターの全長：12m 以下

・セミ･トレーラーのキングピン中心から車両最後端までの長さ：12m 以下

・全幅：2.5m 以下

・全高：3.8m 以下

・トラクターの車両総重量（GVW）：20ton 以下（最遠軸距 5.5m 未満）

・セミ･トレーラーの車両総重量（GVW）：キングピン中心から最後軸中心までの距離を５段階に分けて、車両総重量の最高限度を、5m 未満＝20ton、5m 以上 7m 未満＝22ton、7m 以上 8m 未満＝24ton、8m 以上 9.5m 未満＝26ton、9.5m 以上＝28ton と定めている。これらの基準に従って、液体水素輸送用コンテナ、高圧水素ガストレーラーは製作されていて、タンクローリーはトラックの基準に従って製作されている。製作コスト最小にし輸送費を低減するため、決められた寸法・重量内で、積載可能最大容量を確保するように、コンテナおよびタンクローリーは設計されている。

現在運行されている液化水素コンテナの使用圧力は次表に示すように 0～0.4MPa であるが、5MW 燃料電池への供給を考慮し、表 1.3.2-5 のように液化水素ローリーと同等の 1.17MPa、自己加圧対応に仕様変更するものとした。表 1.3.4-21 に国内最大容量の液体水素輸送機器仕様例、図 1.3.4-6～9 にローリーとコンテナの概観と写真を示す。

表 1.3.4-21　国内最大容量の液体水素輸送機器仕様例

輸送機器の形状		タンクローリー	コンテナ
容器内容積（L）*1		21,870	42,570
最大充填量（L）*1		19,680*2	38,310*2
寸法	長さ（m）	11.990	12.240
	幅　（m）	2.490	2.438
	高さ（m）	3.250	2.591
質量	単体質量（kg）	－	16,500
	充填質量（kg）	1,380	2,710
断熱方式		多層巻積層真空断熱	多層巻積層真空断熱
最高充填圧力（MPa）		1.1768	0.4
使用圧力　（MPa）		0～1.1768	0～0.4
設計圧力　（MPa）		1.2781	0.5013
材質	内容器	SUS316L	SUS304L
	外容器	SS400	SS400
気化量（%/day）		1.0～1.1	0.8～1.0
加圧機搭載の有無		有	無
規格・基準		高圧ガス保安法 （容器則・一般則）	高圧ガス保安法 （容器則・一般則）

*1：常温換算・計算値

*2：法規により充填率 90%とした値。

首都圏への輸送は輸送効率を考慮しコンテナ輸送とし、近隣地域はローリー輸送とした。供給先での蒸発ロスを最小にするため、輸送機器を供給先に係留し、自己加圧で供給するのもとした。また、需要先でのガスパージは行わない。なお、高圧ガス保安法での移動設備から製造設備への変更手続き等の法規制が緩和されることを前提とする。

b　液体水素輸送費条件

表 1.3.4-13 の首都圏への船積輸送費は、現状の貨物車両フェリー輸送費（8～12 万円/台）をベースに、割増加算を考慮し目標コスト 20 万円/台と設定した。船積輸送ルートは徳島港から有明港とした。現状としては、かなり厳しいコスト設定である。危険物のため輸送を拒否される場合もあり、何らかの輸送手段を考える必要がある。（専用船の使用、一般コンテナと同規格化によるコンテナ船輸送等）ローリー、コンテナの設備費は表 1.3.4-5 を用い、維持費、保険費等を含むものとした。輸送距離は近隣地域で往復 50km、首都圏で往復 300km とした。（船積輸送での距離を除く。）

c　輸送費試算結果

表 1.3.4-13 において小規模ケースは近隣地域（四国内）への輸送であり、輸送単価は 9 円/Nm^3-H_2 程度となった。中～大規模ケースでの首都圏への輸送では、表 1.3.4-19、図 1.3.4-17 からも分かるように、変動費（船積輸送）がコスト増の主要因となり、輸送単価は 18 円/Nm^3-H_2 程度となった。変動費を抑制しなければ大規模生産のメリットが減少する。

(3)　液体水素充填ステーション

a　検討ケース

WE-NET での想定ステーション規模、表 1.3.4-14 (300Nm^3/h) と、小規模ケース、表 1.3.4-15 (100Nm^3/h) について検討を行った。液体水素充填ステーションのフローを図 1.3.4-10 に示す。

b　充填設備費

自動車への液体水素充填装置は、独 (SWB) で唯一実用化されているものの多大な開発費用が投入されている。今回の検討においては、手動方式の量産型充填装置が実用化されることを前提とし、表 1.3.4-6 にあるようにその目標コストを 2,000 万円と設定した。

c　蒸発ガス処理

充填に際しては蒸発ガスの発生が避けられず、独 (SWB) の場合では蒸発率 7.8%と報告されており、本検討においては蒸発率を 8.0%と設定し検討を行った。発生する蒸発ガスを有効に利用するため、ステーション内に燃料電池発電装置を設け、所内の電力をまかなうとともに、余剰電力は売電するものとした。燃料電池発電装置は、表 1.3.4-6 に示すように低コスト化により、20 万円/kW 程度になるものとした。

d　自動車充填コスト試算結果

液体水素を扱う設備は常温ガスを扱う設備に比べかなり高くなるため、表 1.3.4-18、19 に示すように小規模ケースでの供給コストが割高となった。表 1.3.4-14 に示すように 300Nm^3/h 規模の場合、充填単価は 約 16 円/Nm^3-H_2 となり、表 1.3.4-15 に示すように 100Nm^3/h 規模の場合、充填単価は 約 29 円/Nm^3-H_2 となった。図 1.3.4-18、19 からもわかるように固定費と人件費にかかる割合が大きくなった。

(4)　液体水素供給コスト試算まとめ

液体水素供給コスト試算結果の要約を、図 1.3.4-1 および表 1.3.4-1 に示す。なお、詳細検討結果を、表 1.3.4-12～15 に示し、システムフロー等の参考図を図 1.3.4-2～10 に示した。

供給規模が 36t/day の場合、表 1.3.4-17 に示すとおり首都圏への供給コストにおいて、輸送供給コストで、約 59 円/Nm^3-H_2（約 46 円/L-LH_2）、自動車用ステーション充填コストで、約 75 円/Nm^3-H_2（約 58 円/L-LH_2）となった。

同規模で、近隣地域（四国）への供給コストにおいては、表 1.3.4-16 に示すとおり輸送供給コストで、約 52 円/Nm^3-H_2、自動車用ステーション充填コストで、約 68 円/Nm^3-H_2 となった。表 1.3.4-16, 17、図 1.3.4-11～15 からも分かるように、液化における固定費と電力料金、輸送における固定費、供給ステーションにおける固定費の割合が高く、これらのコストを抑えることが出来れば十分に採算が取れる。

液体水素を製造する場合のエネルギー収支を表 1.3.4-20 に示した。水素液化における電力の投入がもっとも大きなエネルギー支出となっており、ケース 3（供給規模 12.0t/day）以上のケースでも、投入エネルギーは水素保有エネルギーの約 40%を占める結果となった。

表1.3.4-1 コークス炉副生ガスからの液体水素供給コスト試算結果

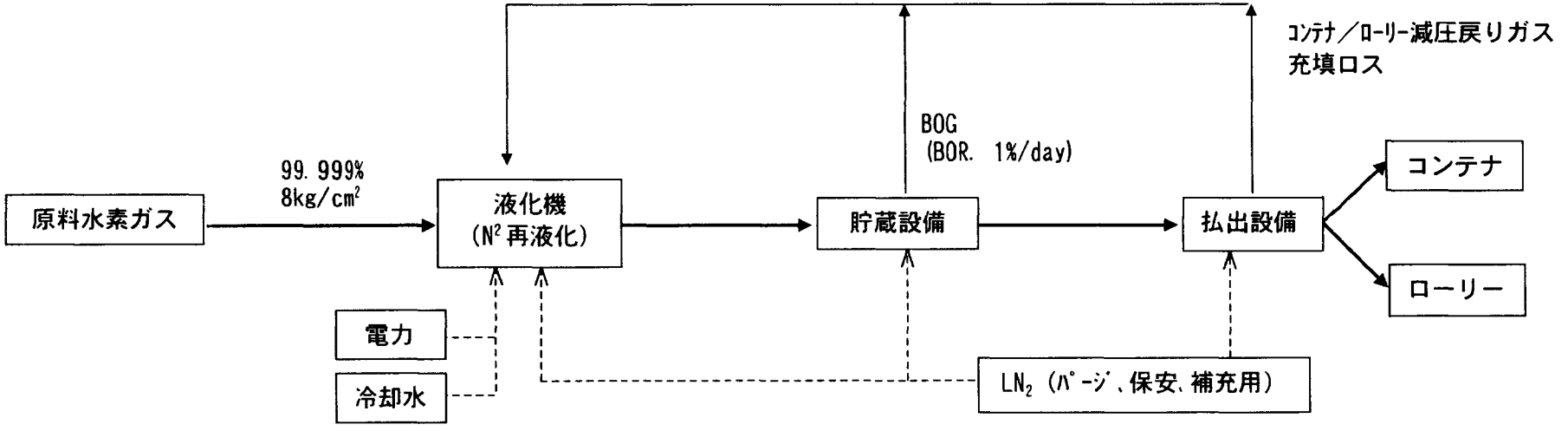
			ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備 考
設定規模		t/日	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	
原料	原料COG	円/Nm^3-H_2	*6.8*	*6.8*	*6.8*	*6.8*	*6.8*	(a)
精製	建設費	百万円	240	710	1,570	2,920	6,830	
	固定費	円/Nm^3-H_2	7.9	7.8	5.2	3.2	2.2	
	人件費	円/Nm^3-H_2	3.2	1.1	0.3	0.1	0.0	
	電力料	円/Nm^3-H_2	4.6	4.4	3.3	3.3	3.3	
	その他変動費	円/Nm^3-H_2	3.2	2.2	1.9	1.9	1.8	
精製コスト		円/Nm^3-H_2	*18.8*	*15.4*	*10.7*	*8.5*	*7.3*	(b)
①コスト			**25.6**	**22.2**	**17.5**	**15.3**	**14.1**	①=(a)+(b)
液化	建設費	百万円	1,680	3,170	6,540	13,230	34,790	
貯蔵	固定費	円/Nm^3-H_2	55.3	34.8	21.5	14.5	11.5	
払出	人件費	円/Nm^3-H_2	9.7	3.2	1.0	0.3	0.1	
	電力料	円/Nm^3-H_2	12.2	11.9	11.1	10.8	10.7	
	その他変動費	円/Nm^3-H_2	0.9	0.9	0.8	0.7	0.7	
液化・貯蔵・払出コスト		円/Nm^3-H_2	*78.1*	*50.7*	*34.4*	*26.4*	*23.0*	(c)
②コスト			**103.7**	**72.9**	**51.9**	**41.7**	**37.1**	②=①+(c)

輸送	設備費	百万円	153	459	1,899	5,580	20,250	
	固定費	円/Nm^3-H_2	6.8	6.8	8.4	8.2	9.0	
	人件費	円/Nm^3-H_2	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	
	変動費(四国内)	円/Nm^3-H_2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	変動費(首都圏)	円/Nm^3-H_2	-	-	7.2	7.2	7.2	
輸送コスト	四国近隣域	円/Nm^3-H_2	*8.7*	*8.7*	*10.3*	*10.0*	*10.8*	(d)
	首都圏	円/Nm^3-H_2			*17.5*	*17.2*	*17.9*	
③コスト	四国近隣域	円/Nm^3-H_2	**112.5**	**81.7**	**62.3**	**51.7**	**47.9**	③=②+(d)
	首都圏	円/Nm^3-H_2			**69.4**	**58.8**	**55.0**	
		円/L-L_2	**87.6**	**63.6**	**54.0**	**45.8**	**42.8**	

液体水素供給ステーション(規模;300Nm^3/h)

ステーション	建設費	百万円	200					
	固定費	円/Nm^3-H_2	13.3					
	人件費	円/Nm^3-H_2	3.2					
	電力料	円/Nm^3-H_2	0.0					
	その他変動費	円/Nm^3-H_2	0.1					
	自家発売電	円/Nm^3-H_2	-0.6					
ステーション供給コスト		円/Nm^3-H_2	*15.9*	*15.9*	*15.9*	*15.9*	*15.9*	(e)
④コスト	四国近隣域	円/Nm^3-H_2	**128.3**	**97.6**	**78.2**	**67.6**	**63.8**	④=③+(e)
	首都圏	円/Nm^3-H_2			**85.3**	**74.7**	**70.9**	
		円/L-LH_2	**99.9**	**76.0**	**66.4**	**58.2**	**55.2**	

表1.3.4-2 液体水素製造プラント設備計画



ケース	供給規模	液化設備容量	貯蔵容量			輸送容量		充填	
	t/day	t/day×系列	1系×7日分 ton	m^3	LH_2タンク容量(m^3)×基数	ローリー ton/台	コンテナ ton/台	充填台数 (ローリー換算) 台／日	充填口数*1
1	1.2	1.2×1	8.4	120	60×2	1.31	2.55	1	2
2	3.6	3.6×1	25.2	360	180×2	1.31	2.55	3	2
3	12	12×1	84	1,200	600×2	1.31	2.55	10	2
4	36	36×1	252	3,600	900×4	1.31	2.55	28	4
5	120	40×3	280	4,000	1,000×4	1.31	2.55	92	12

＊1：充填時間 1h／台、8h／日以内にて設定し、予備口（1ヶ所）考慮

表1.3.4-3 水素製造・液化 電力コストFS検討

項　　目	単位	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5	備　　考
平均供給能力	Nm^3/h	556	1,669	5,562	16,685	55,617	
	t/日	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	
年間製造量	Nm^3/年	4,311,457	12,934,372	43,114,572	132,146,830	440,489,433	
	t/年	388	1,163	3,876	11,880	39,600	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
水素ガス製造設備能力	Nm^3/h	556	1,669	5,562	16,685	55,617	
運転パターン	h	24H連続	24H連続	24H連続	24H連続	24H連続	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転時間は7,920Hとする
昼間電力利用	h	4,620	4,620	4,620	4,620	4,620	各ケースとも停止は最大1週間見込む
夜間電力利用	h	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	
稼働中のロード	%	100	100	100	100	100	
電気消費量							
電気(製造)	kWh/Nm^3-H_2	0.455	0.435	0.330	0.330	0.330	
電気(液化)	kWh/Nm^3-H_2	1.048	1.028	0.978	0.955	0.949	
小計		**1.503**	**1.463**	**1.308**	**1.285**	**1.279**	
【電力単価条件; 東電 高圧季節別時間帯別電力B [WE-NETベース]】							電力単価
基本料金	円/Nm^3-H_2	(3.8)	(3.7)	(3.3)	(3.2)	(3.2)	基本料金1,650円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H_2	*(16.7)*	*(16.3)*	*(14.6)*	*(14.3)*	*(14.2)*	昼間　11.14円/kWh
夜間電力料	円/Nm^3-H_2	*(9.2)*	*(9.0)*	*(8.0)*	*(7.9)*	*(7.9)*	夜間　6.15円/kWh
昼夜平均電力料	円/Nm^3-H_2	(13.6)	(13.3)	(11.9)	(11.6)	(11.6)	昼夜平均 9.06円/kWh
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H_2	**17.4**	**16.9**	**15.1**	**14.9**	**14.8**	
【電力単価条件; 四電 季節別時間帯別電力Ⅰ型】							電力単価
基本料金	円/Nm^3-H_2	(4.0)	(3.9)	(3.5)	(3.4)	(3.4)	基本料金1,755円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H_2	*(15.9)*	*(15.4)*	*(13.8)*	*(13.6)*	*(13.5)*	昼間　10.56円/kWh
夜間電力料	円/Nm^3-H_2	*(8.0)*	*(7.8)*	*(6.9)*	*(6.8)*	*(6.8)*	夜間　5.31円/kWh
昼夜平均電力料	円/Nm^3-H_2	(12.6)	(12.2)	(11.0)	(10.8)	(10.7)	昼夜平均 8.37円/kWh
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H_2	**16.6**	**16.1**	**14.4**	**14.2**	**14.1**	
【電力単価条件; 四電 季節別時間帯別電力Ⅱ型】							電力単価
基本料金	円/Nm^3-H_2	(6.0)	(5.8)	(5.2)	(5.1)	(5.1)	基本料金2,635円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H_2	*(9.8)*	*(9.5)*	*(8.5)*	*(8.4)*	*(8.3)*	昼間　6.51円/kWh
夜間電力料	円/Nm^3-H_2	*(8.0)*	*(7.8)*	*(6.9)*	*(6.8)*	*(6.8)*	夜間　5.31円/kWh
昼夜平均電力料	円/Nm^3-H_2	(9.0)	(8.8)	(7.9)	(7.7)	(7.7)	昼夜平均 6.01円/kWh
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H_2	**15.0**	**14.6**	**13.1**	**12.9**	**12.8**	

表1.3.4-4 液体水素製造プラント建設コスト

			ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　考
設定規模		t/日	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	
年間製造量		Nm^3/年	4,404,894	13,214,683	44,048,943	132,146,830	440,489,433	
(1) 副生ガス精製設備		百万円	240	710	1,570	2,920	6,830	
(2) 液化設備		百万円	1,350	2,610	5,400	10,350	31,590	窒素再液化装置含む
(3) 貯蔵設備	ﾀﾝｸ容量	m^3	60	180	600	900	1,000	
	基数	基	2	2	2	4	4	
	コスト	百万円	180	380	860	2,250	2,420	
(4) 配管・払出設備	払出口数	口	2	2	2	4	12	
	コスト	百万円	60	90	190	490	600	
(5) 制御設備	コスト	百万円	50	50	50	80	80	中央制御・監視設備
(6) 保安設備	コスト	百万円	20	20	20	40	80	
(7) 建屋他	コスト	百万円	20	20	20	20	20	
(3)～(7)小計		百万円	330	560	1,140	2,880	3,200	貯蔵設備としてｶｳﾝﾄ
コスト合計		百万円	1,920	3,880	8,110	16,150	41,620	

[補足]

コストは、既存実績ベースからの想定コストから10%低減目標コストとして設定。

(1) 副生ガス精製設備　水素精製純度 99.999%、 送給圧力 0.8MPa。

(2) 液化設備　既存技術で対応可能な規模が 40t/日までのため、ケース5は3ﾕﾆｯﾄ対応とした。

(3) 貯蔵設備　国内最大液体水素タンク(540m^3)建設実績をベースに設定。

(4) 配管・払出設備　各設備間接続配管を含む。
各払出口毎にトラックスケールを設定し、充填量確認を行えるものとした。

(4) 制御設備　各設備毎のローカル制御設備は、各設備コストに含める。

(5) 保安設備　散水設備および簡易消火設備。

(6) 建屋他　圧縮機等の機器用建屋は各設備に含める。

表1.3.4-5 液体水素輸送機器コスト(使用期間10年間累積コスト)

		ローリー	コンテナ	
既存機器概略コスト	百万円	45	70	
仕様変更増額	百万円		10	圧力変更 0.4→1.17MPa
車両更新費	百万円	6	10	4年毎(1.5回分)
合計	百万円	51	**90**	

表1.3.4-6 液体水素供給ステーションコスト

			小規模ケース	WE-NET規模
日平均供給能力		Nm^3/h	100	300
受入設備	係留口数	口	2	2
	コスト	百万円	5	5
ディスペンサー	設置数	台	2	5
	コスト	百万円	40	100
ガス回収	コスト	百万円	15	35
制御設備	コスト	百万円	10	20
保安設備	コスト	百万円	20	30
建屋他	コスト	百万円	10	10
計		百万円	**100**	**200**

【ガス回収設備検討】

		小規模ケース	WE-NET規模	備 考
規 模	Nm^3/h	100	300	日平均供給能力
液水取扱量	Nm^3/日	2,400	7,200	
ステーション運用	h	12	12	
時間当り平均供給量	Nm^3/h	200	600	
蒸発損失率	%	8	8	
ガス回収量(BOG量)	Nm^3/h	16	48	
ガス回収圧縮機容量	Nm^3/h	8	24	0.05→0.45 MPa
電動機	kW	2.2	5.5	
台数	台	2	2	
単価	百万円/台	4	7	
コスト	百万円	8	15	
FC自家発 容量	kW	25	74	0.65$Nm^3/h/kW$
コスト	百万円	5	15	200千円/kW
レシーバー、配管、その他	百万円	2	5	
コスト合計	百万円	15	35	
実供給量 時間平均	Nm^3/h	184	552	
消費電力 所内	kW	3	5	
圧縮機	kW	4.4	11	
計	kW	7.4	16	
水素量当りの消費量	kWh/Nm^3	0.040	0.029	(a)
水素量当りの自家発量	kWh/Nm^3	0.134	0.134	(b)
水素量当りの電力収支	kWh/Nm^3	-0.094	-0.105	(a)-(b)
圧縮機用冷却水量	m^3/h/台	0.192	0.480	
計	m^3/h	0.384	0.960	
水素量当り上水補充量	m^3/Nm^3	0.00031	0.00026	損失率 15%

表1.3.4-7 H_2液化装置納入実績

国内

	建設年	納入先	能力	t/D	タービン台数	LN_2	リサイクル
1	1978	大阪水素工業株式会社	730L/h	1.2	3(2)	Yes/No	He
2	1987	太平洋液化水素株式会社	850L/h	1.4	2	Yes	H_2

海外

	建設年	納入先	能力	t/D	タービン台数	LN_2	設置国
1	1964	AIRCO	3600L/h	6.1	3	LN2cycle	USA
2	1967	AL Frais-Marais	800L/h	1.4	2	Yes/No	France
3	1985	HYDROGENAL	6500L/h	11.1	3	LN2cycle	Canada
4	1986	AL Waziers	6500L/h	11.1	3	LN2cycle	France
5	1990	AL Kourou	1500L/h	2.6	2	LN2cycle	France(Guiana)

表1.3.4-8 往復動式無給油水素圧縮機

	単位	原料圧縮機	低圧リサイクル	高圧リサイクル
流体		水素	水素	水素
流量	Nm^3/h	15440	3810	37080
型式		KR50-5/8	KR20-2	KR50-2
段数		4	2	2
台数		1	1	2
吸入条件				
圧力	MPa	0.10	0.10	0.59
温度	deg.C	40	40	40
吐出条件				
圧力	MPa	2.94	0.59	3.92
温度	deg.C	約 132	約 149	約 135
軸動力	kW	2500	380	3100
電動機定格	kW	2800	420	3500

表1.3.4-9 油冷却スクリュウ水素圧縮機

	単位	原料圧縮機	低圧リサイクル	高圧リサイクル
流体		水素	水素	水素
流量	Nm^3/h	15440	3810	74150
型式		KS50TVS-31SEH	KS40TV	KS56SEH-50SEH
段数		2	1	2
台数		1	1	1
吸入条件				
圧力	MPa	0.10	0.10	0.59
温度	deg.C	40	40	40
吐出条件				
圧力	MPa	2.94	0.59	3.92
温度	deg.C	約 95	約 75	約 95
軸動力	kW	2760	345	6680
電動機定格	kW	3050	380	7350

表1.3.4-10 水素液化機の構成と動力(A案)

検討ケース		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
供給規模	t/day	1.2	3.6	12	36	120
主プロセス		図1.3.4-3	図1.3.4-3	図1.3.4-4	図1.3.4-4	図1.3.4-4
水素液化機台数		1台	1台	1台	1台	3台
水素膨脹タービン		2台	2台	3台	3台	9台
水素圧縮機		往復動式	往復動式	往復動式	往復動式	往復動式
		3台	3台	3台	4台	12台
N_2再液化サイクル						
N_2再液装置台数		1台	1台	1台	1台	1台
膨脹タービン		1台	1台	1台	2台	2台
動力回収		No	No	Yes	Yes	Yes
所要動力						
原料水素圧縮機	MW	0.102	0.306	1.02	3.06	10.2
低圧リサイクル圧縮機	MW	0.016	0.049	0.16	0.49	1.6
高圧リサイクル圧縮機	MW	0.298	0.871	2.66	7.69	25.6
-40deg.Cレベル冷凍機	MW	0.006	0.017	0.06	0.17	0.6
窒素再液化機	MW	0.161	0.472	1.54	4.53	14.8
合計動力	MW	0.583	1.715	5.44	15.94	52.8
理論所要動力	MW	0.198	0.594	1.98	5.94	19.8
プロセス効率	%	34.0	34.6	36.4	37.3	37.5
動力原単位	kWh/Nm^3	1.048	1.028	0.978	0.955	0.949
上水(冷却水補充用)	t/h	1.9	5.7	18	53	175
GN_2	Nm^3/h	3	7	20	40	120
設備建設費	億円	13.5	26.1	54	103	316

表1.3.4-11 水素液化機の構成と動力(B案)

検討ケース		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
供給規模	t/day	1.2	3.6	12	36	120
主プロセス		図1.3.4-3	図1.3.4-3	図1.3.4-4	図1.3.4-4	図1.3.4-4
水素液化機 台数		1台	1台	1台	1台	3台
水素膨脹タービン		2台	2台	2台	3台	9台
水素圧縮機		往復動式	往復動式	往復動式	油Screw式	油Screw式
		3台	3台	3台	3台	9台
N_2再液化サイクル						
N_2再液装置台数		1台	1台	1台	1台	1台
膨脹タービン		1台	1台	1台	2台	2台
動力回収		No	No	Yes	Yes	Yes
所要動力						
原料水素圧縮機	MW	0.102	0.306	1.02	3.38	11.27
低圧リサイクル圧縮機	MW	0.016	0.049	0.16	0.44	1.48
高圧リサイクル圧縮機	MW	0.298	0.871	2.66	8.29	27.63
-40deg.Cレベル冷凍機	MW	0.006	0.017	0.06	0.17	0.56
窒素再液化機	MW	0.161	0.472	1.54	4.53	14.8
合計動力	MW	0.583	1.715	5.44	16.81	55.74
理論所要動力	MW	0.198	0.594	1.98	5.94	19.8
プロセス効率	%	34.0	34.6	36.4	35.3	35.5
動力原単位	kWh/Nm^3	1.048	1.028	0.978	1.007	1.002

表1.3.4-12 水素液化・貯蔵・払出コスト

項　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　考
設定規模	t/日	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	
原料水素ガス受入量	Nm^3/h	556	1,669	5,562	16,685	55,617	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
液体水素製造能力	L/h-LH_2	714	2,143	7,143	21,429	71,429	液体水素密度0.070kg/L
年間液水製造量	t/年-LH_2	396	1,188	3,960	11,880	39,600	
運転パターン		24H連続	24H連続	24H連続	24H連続	24H連続	
建設費　(液化設備)	百万円	1,350	2,610	5,400	10,350	31,590	既存建設コストよりの想定値×0.9(目標値)
(貯蔵・払出設備)	百万円	330	560	1,140	2,880	3,200	同上
合計	百万円	1,680	3,170	6,540	13,230	34,790	
ユーティリティ消費量							
電気(液化)	kWh/Nm^3-H_2	1.048	1.028	0.978	0.955	0.949	
(貯蔵・払出)	kWh/Nm^3-H_2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
小　計	kWh/Nm^3-H_2	1.148	1.128	1.078	1.055	1.049	
窒素ガス	L/Nm^3-H_2	0.0054	0.0042	0.0036	0.0024	0.0022	
上水	t/Nm^3-H_2	0.0034	0.0034	0.0032	0.0032	0.0031	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転330日/年
昼間電力利用	h	4,620	4,620	4,620	4,620	4,620	昼間電力帯14h/日
夜間電力利用	h	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	夜間電力帯10h/日
製造コスト							固定費14.5 %/y : 利益除く
固定費	円/Nm^3-H_2	55.3	34.8	21.5	14.5	11.5	人件費700 万円/人
人件費	円/Nm^3-H_2	9.7	3.2	1.0	0.3	0.1	4直3交代(水素精製ﾌﾟﾗﾝﾄと兼務)
人数	人	6	6	6	6	6	2人/組×4組＝8人　割合75%
変動費							
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H_2	12.2	11.9	11.1	10.8	10.7	電力単価: 四電 季節別時間帯別電力Ⅱ型
基本料金	円/Nm^3-H_2	(5.3)	(5.1)	(4.6)	(4.4)	(4.4)	基本料金2635円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H_2	(7.5)	(7.3)	(7.0)	(6.9)	(6.8)	昼間6.51円/kWh
夜間電力料	円/Nm^3-H_2	(6.1)	(6.0)	(5.7)	(5.6)	(5.6)	夜間5.31円/kWh
昼夜平均電力料	円/Nm^3-H_2	(6.9)	(6.8)	(6.5)	(6.3)	(6.3)	昼夜平均6.012円/kWh
窒素ガス	円/Nm^3-H_2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	窒素ガス40円/L
上水	円/Nm^3-H_2	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	上水200円/t
液化・貯蔵・払出コスト	円/Nm^3-H_2	78.1	50.7	34.4	26.4	23.0	
水素ガス受入単価	円/Nm^3-H_2	25.6	22.2	17.5	15.3	14.2	表1.3.3-2 精製コスト①による
コスト合計　②	円/Nm^3-H_2	103.7	72.9	51.9	41.7	37.1	
	円/L-LH_2	80.8	56.8	40.4	32.4	28.9	

表1.3.4-13 輸 送

項　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　考
輸送取扱量(規模)	t/日	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	年間出荷日数330日
年間輸送量	t/年	396	1,188	3,960	11,880	39,600	
	Nm^3/年	4,404,894	13,214,683	44,048,943	132,146,830	440,489,433	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
	L-LH_2/年	5,657,143	16,971,429	56,571,429	169,714,286	565,714,286	液体水素密度0.070kg/L
輸送先(ステーション換算)	ヶ所	2	6	19	56	185	ステーション規模300Nm^3/h
近隣20Km内	ヶ所	2	6	6	20	20	(0.6473t/日)
首都圏20km内	ヶ所			13	36	165	
輸送機器台数							輸送容量
ローリー	台	3	9	9	30	30	ローリー1.31t/台(14561Nm^3)
コンテナ	台			16	45	208	コンテナ2.55t/台(28335Nm^3)
設備費　ローリー	百万円	153	459	459	1,530	1,530	ローリー51百万円/台(維持費、保険含)
コンテナ	百万円	0	0	1,440	4,050	18,720	コンテナ90百万円/台(維持費、保険含)
設備費合計	百万円	153	459	1,899	5,580	20,250	
固定費	円/Nm^3-H_2	6.8	6.8	8.4	8.2	9.0	固定費19.5 %/y ： 利益除く
輸送要員数	人	1	3	10	28	93	
人件費	円/Nm^3-H_2	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	人件費840 万円/人(割増手当20%含)
変動費							往復(*)四国内250km、首都圏50km
車両走行距離	km/台	50	50	300	300	300	近隣50km　首都圏 300km(*)
車両燃料消費	L/Nm^3-H_2	0.0006	0.0006	0.0018	0.0018	0.0018	燃費6km/L
車両燃料費	円/Nm^3-H_2	0.03	0.03	0.11	0.11	0.11	軽油60円/L
船積輸送費	円/台	0	0	200,000	200,000	200,000	コンテナ想定航走運賃(目標値)
	円/Nm^3-H_2	0	0	7.06	7.06	7.06	徳島港→有明
変動費計　首都圏	円/Nm^3-H_2	-	-	7.16	7.16	7.16	
四国内	円/Nm^3-H_2	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	
液体水素輸送コスト　首都圏	円/Nm^3-H_2	-	-	17.5	17.2	17.9	
四国内	円/Nm^3-H_2	8.7	8.7	10.3	10.0	10.8	
液体水素出荷単価	円/Nm^3-H_2	103.7	72.9	51.9	41.7	37.1	表1.3.4-12　払出コスト②による
コスト合計 ③　首都圏	円/Nm^3-H_2	-	-	69.4	58.8	55.1	
四国内	円/Nm^3-H_2	112.5	81.7	62.2	51.7	47.9	
	円/L-LH_2	87.6	63.6	54.0	45.8	42.9	ケース3～5は首都圏供給コスト

表1.3.4-14 液体水素供給ステーション(規模:300Nm^3/h)

項　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　考
設定規模	Nm^3/h	300	300	300	300	300	日平均換算流量
液体水素取扱量	t/日	0.647	0.647	0.647	0.647	0.647	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
実供給量 (時間平均)	Nm^3/h	552	552	552	552	552	蒸発損失率8%
ガス換算年間量	Nm^3/年	2,185,920	2,185,920	2,185,920	2,185,920	2,185,920	
建設費	百万円	200	200	200	200	200	ﾃﾞｨｽﾍﾟﾝｻｰ設置数:5口
ユーティリティ消費量							
電気(消費)	kWh/Nm^3-H_2	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	BOG回収装置、ｽﾃｰｼｮﾝ所内電力
回収BOG→FC自家発電	kWh/Nm^3-H_2	0.134	0.134	0.134	0.134	0.134	FC水素消費0.65Nm^3/h/kW
余剰電力量(売電)	kWh/Nm^3-H_2	0.105	0.105	0.105	0.105	0.105	
上水	t/Nm^3-H_2	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	
ｽﾃｰｼｮﾝ運用		昼間12H	昼間12H	昼間12H	昼間12H	昼間12H	
年間稼働時間(昼間)	h	3,960	3,960	3,960	3,960	3,960	昼間12h⇒3,960H/年(11ヶ月)
供給コスト							
固定費	円/Nm^3-H_2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	固定費14.5%/y : 利益除く
人件費	円/Nm^3-H_2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	人件費700万円/人
人数	人	1	1	1	1	1	
変動費							
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H_2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	BOG自家発電にて自給
基本料金	円/Nm^3-H_2	(0.14)	(0.14)	(0.14)	(0.14)	(0.14)	基本料金1,560円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H_2	(0.57)	(0.57)	(0.57)	(0.57)	(0.57)	昼間19.81円/kWh
BOG自家FC発電売電収入	円/Nm^3-H_2	-0.63	-0.63	-0.63	-0.63	-0.63	売電単価6円/kWh
上水	円/Nm^3-H_2	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	上水200円/t
ステーションコスト	円/Nm^3-H_2	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	
水素受入単価 首都圏	円/Nm^3-H_2	-	-	69.4	58.8	55.1	表1.3.4-13 輸送コスト③による
四国内	円/Nm^3-H_2	112.5	81.7	62.2	51.7	47.9	
コスト合計 ④ 首都圏	円/Nm^3-H_2	-	-	85.3	74.7	70.9	液体水素密度0.070kg/L
四国内	円/Nm^3-H_2	128.3	97.5	78.1	67.6	63.8	
	円/L-LH_2	99.9	76.0	66.4	58.2	55.2	ケース3～5は首都圏供給コスト

表1.3.4-15 液体水素供給ステーション(規模:100Nm^3/h)

項　　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　　考
設定規模	Nm^3/h	100	100	100	100	100	日平均換算流量
液体水素取扱量	t/日	0.216	0.216	0.216	0.216	0.216	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
実供給量 (時間平均)	Nm^3/h	184	184	184	184	184	蒸発損失率8%
ガス換算年間量	Nm^3/年	728,640	728,640	728,640	728,640	728,640	
建設費	百万円	100	100	100	100	100	ﾃﾞｨｽﾍﾟﾝｻｰ設置数:2口
ユーティリティ消費量							
電気(消費)	kWh/Nm^3-H$_2$	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	BOG回収装置、ｽﾃｰｼｮﾝ所内電力
回収BOG→FC自家発電	kWh/Nm^3-H$_2$	0.134	0.134	0.134	0.134	0.134	FC水素消費0.65Nm^3/h／kW
余剰電力量(売電)	kWh/Nm^3-H$_2$	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	
上水	t/Nm^3-H$_2$	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	
ｽﾃｰｼｮﾝ運用		昼間12H	昼間12H	昼間12H	昼間12H	昼間12H	
年間稼働時間(昼間)	h	3,960	3,960	3,960	3,960	3,960	昼間12h⇒3,960H/年(11ヶ月)
供給コスト							
固定費	円/Nm^3-H$_2$	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	固定費14.5%/y ： 利益除く
人件費	円/Nm^3-H$_2$	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	人件費700万円/人
人数	人	1	1	1	1	1	
変動費							
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H$_2$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	BOG自家発電にて自給
基本料金	円/Nm^3-H$_2$	(0.19)	(0.19)	(0.19)	(0.19)	(0.19)	基本料金1,560円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H$_2$	(0.80)	(0.80)	(0.80)	(0.80)	(0.80)	昼間19.81円/kWh
BOG自家FC発電売電収入	円/Nm^3-H$_2$	**-0.56**	**-0.56**	**-0.56**	**-0.56**	**-0.56**	売電単価6円/kWh
上水	円/Nm^3-H$_2$	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	上水200円/t
ステーションコスト	円/Nm^3-H$_2$	29.0	29.0	29.0	29.0	29.0	
水素受入単価　首都圏	円/Nm^3-H$_2$	-	-	69.4	58.8	55.1	表1.3.4-13 輸送コスト③による
四国内	円/Nm^3-H$_2$	112.5	81.7	62.2	51.7	47.9	
コスト合計 ④　首都圏	円/Nm^3-H$_2$	-	-	98.4	87.9	84.1	液体水素密度0.070kg/L
四国内	円/Nm^3-H$_2$	141.5	110.7	91.3	80.7	76.9	
	円/L-LH$_2$	110.1	86.2	76.6	68.4	65.5	ケース3～5は首都圏供給コスト

表1.3.4-16 ケース別コスト内訳(四国近隣域)

ケース1 : 供給規模 1.2 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	液化･貯蔵･払出	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	25.63	103.74	112.45
固定費	7.90	55.30	6.77	13.27
人件費	3.18	9.74	1.91	3.20
電力料金	4.55	12.16	0.0	0.00
その他	3.20	0.90	0.03	0.05
自家発電(売電)				-0.63
累計	25.63	103.74	112.45	128.34

ケース2 : 供給規模 3.6 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	液化･貯蔵･払出	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	22.20	72.94	81.65
固定費	7.79	34.78	6.77	13.27
人件費	1.06	3.25	1.91	3.20
電力料金	4.35	11.86	0.0	0.00
その他	2.20	0.85	0.03	0.05
自家発電(売電)				-0.63
累計	22.20	72.94	81.65	97.55

ケース3 : 供給規模 12.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	液化･貯蔵･払出	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	17.49	51.90	62.25
固定費	5.17	21.53	8.41	13.27
人件費	0.32	0.97	1.91	3.20
電力料金	3.30	11.12	0.0	0.00
その他	1.90	0.79	0.03	0.05
自家発電(売電)				-0.63
累計	17.49	51.90	62.25	78.14

ケース4 : 供給規模 36.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	液化･貯蔵･払出	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	15.31	41.67	51.72
固定費	3.20	14.52	8.23	13.27
人件費	0.11	0.32	1.78	3.20
電力料金	3.30	10.79	0.0	0.00
その他	1.90	0.73	0.03	0.05
自家発電(売電)				-0.63
累計	15.31	41.67	51.72	67.61

ケース5 : 供給規模 120.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	液化･貯蔵･払出	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	14.18	37.15	47.92
固定費	2.25	11.45	8.96	13.27
人件費	0.03	0.10	1.77	3.20
電力料金	3.30	10.70	0.0	0.00
その他	1.80	0.72	0.03	0.05
自家発電(売電)				-0.63
累計	14.18	37.15	47.92	63.81

表1.3.4-17 ケース別コスト内訳(首都圏)

ケース3 : 供給規模 12.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	液化･貯蔵･払出	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	17.49	51.90	69.38
固定費	5.17	21.53	8.41	13.27
人件費	0.32	0.97	1.91	3.20
電力料金	3.30	11.12	0.0	0.00
その他	1.90	0.79	7.16	0.05
自家発電(売電)				-0.63
累計	17.49	51.90	69.38	85.27

ケース4 : 供給規模 36.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	液化･貯蔵･払出	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	15.31	41.67	58.85
固定費	3.20	14.52	8.23	13.27
人件費	0.11	0.32	1.78	3.20
電力料金	3.30	10.79	0.0	0.00
その他	1.90	0.73	7.16	0.05
自家発電(売電)				-0.63
累計	15.31	41.67	58.85	74.74

ケース5 : 供給規模 120.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	液化･貯蔵･払出	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	14.18	37.15	55.05
固定費	2.25	11.45	8.96	13.27
人件費	0.03	0.10	1.77	3.20
電力料金	3.30	10.70	0.0	0.00
その他	1.80	0.72	7.16	0.05
自家発電(売電)				-0.63
累計	14.18	37.15	55.05	70.94

表1.3.4-18 工程別コスト内訳(四国近隣域)

液化・貯蔵・払出 (円/Nm^3-H_2)

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	25.63	22.20	17.49	15.31	14.18
固定費	55.30	34.78	21.53	14.52	11.45
人件費	9.74	3.25	0.97	0.32	0.10
電力料金	12.16	11.86	11.12	10.79	10.70
その他	0.90	0.85	0.79	0.73	0.72
計	103.74	72.94	51.90	41.67	37.15

輸送 (円/Nm^3-H_2)

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	103.74	72.94	51.90	41.67	37.15
固定費	6.77	6.77	8.41	8.23	8.96
人件費	1.91	1.91	1.91	1.78	1.77
変動費	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
計	112.45	81.65	62.25	51.72	47.92

ステーション

(1) 300Nm^3/h規模 (円/Nm^3-H_2)

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	112.45	81.65	62.25	51.72	47.92
固定費	13.27	13.27	13.27	13.27	13.27
人件費	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20
電力料金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
その他	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
小計	128.97	98.18	78.77	68.24	64.44
売電	-0.63	-0.63	-0.63	-0.63	-0.63
計	128.34	97.55	78.14	67.61	63.81

(2) 100Nm^3/h規模 (円/Nm^3-H_2)

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	112.45	81.65	62.25	51.72	47.92
固定費	19.90	19.90	19.90	19.90	19.90
人件費	9.61	9.61	9.61	9.61	9.61
電力料金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
その他	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
小計	142.02	111.22	91.82	81.29	77.49
売電	-0.56	-0.56	-0.56	-0.56	-0.56
計	141.46	110.66	91.26	80.73	76.93

表1.3.4-19　工程別コスト内訳(首都圏)

輸送　　(円/Nm^3-H_2)

	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	51.90	41.67	37.15
固定費	8.41	8.23	8.96
人件費	1.91	1.78	1.77
変動費	7.16	7.16	7.16
計	69.38	58.85	55.05

ステーション

(1) 300Nm^3/h規模　　(円/Nm^3-H_2)

	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	69.38	58.85	55.05
固定費	13.27	13.27	13.27
人件費	3.20	3.20	3.20
電力料金	0.00	0.00	0.00
その他	0.05	0.05	0.05
小計	85.90	75.37	71.57
売電	-0.63	-0.63	-0.63
計	85.27	74.74	70.94

(2) 100Nm^3/h規模　　(円/Nm^3-H_2)

	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	69.38	58.85	55.05
固定費	19.90	19.90	19.90
人件費	9.61	9.61	9.61
電力料金	0.00	0.00	0.00
その他	0.06	0.06	0.06
小計	98.95	88.42	84.62
売電	-0.56	-0.56	-0.56
計	98.39	87.86	84.06

表1.3.4-20 コークス炉副生ガスからの液体水素製造エネルギー収支

項　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	
設定規模	t/day	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	
製造能力	Nm^3/day	13348	40044	133482	400445	1334816	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
消費エネルギー							水素発熱量
水素精製	kWh/Nm^3-H_2	-0.455	-0.435	-0.330	-0.330	-0.330	高位141760kJ/kg　12744kJ/Nm^3
	kJ/Nm^3-H_2	-1638	-1567	-1188	-1188	-1188	
	%	-12.9	-12.3	-9.3	-9.3	-9.3	
液化	kWh/Nm^3-H_2	-1.048	-1.028	-0.978	-0.955	-0.949	
	kJ/Nm^3-H_2	-3773	-3699	-3520	-3438	-3417	
	%	-29.6	-29.0	-27.6	-27.0	-26.8	
貯蔵・払出	kWh/Nm^3-H_2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	
	kJ/Nm^3-H_2	-360	-360	-360	-360	-360	
	%	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	
収支							
水素熱量	kJ/Nm^3-H_2	12744	12744	12744	12744	12744	
消費熱量	kJ/Nm^3-H_2	-5771	-5626	-5068	-4986	-4965	
残存熱量	%	54.7	55.9	60.2	60.9	61.0	
投入ｴﾈﾙｷﾞｰ	%	45.3	44.1	39.8	39.1	39.0	

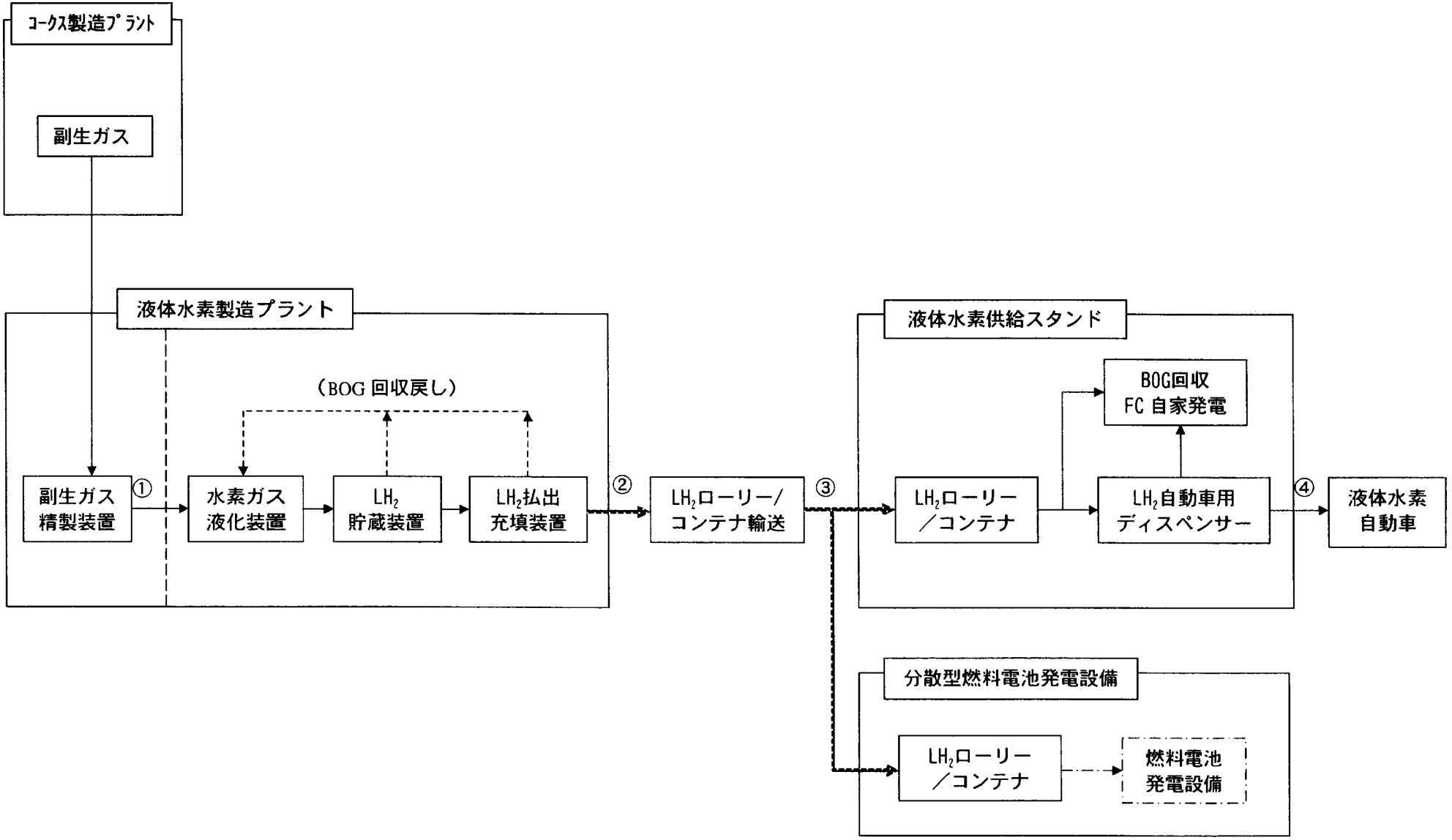


図 1.3.4-2 液体水素・輸送・供給システムフロー

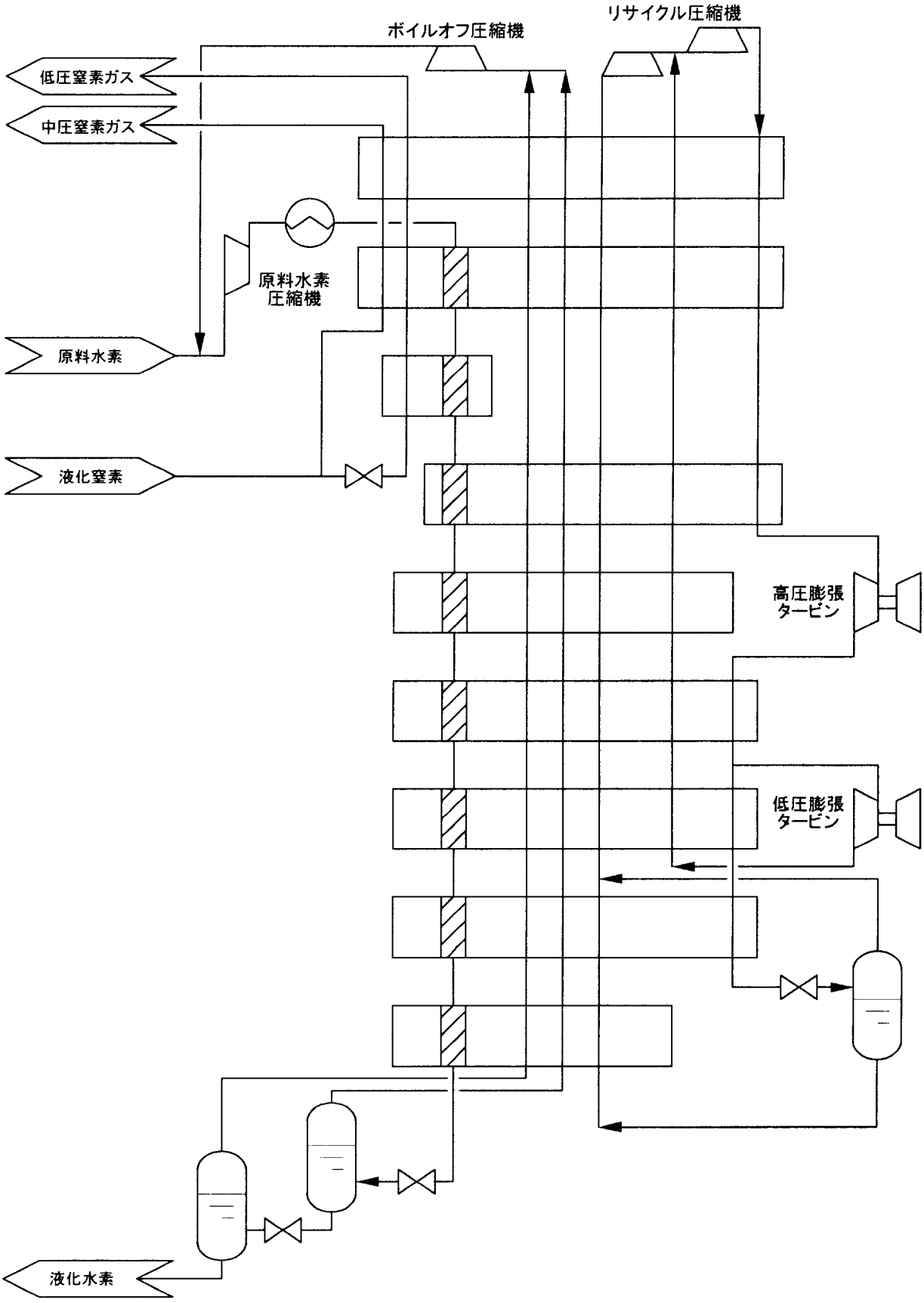


図 1.3.4-3 水素液化プロセスシート

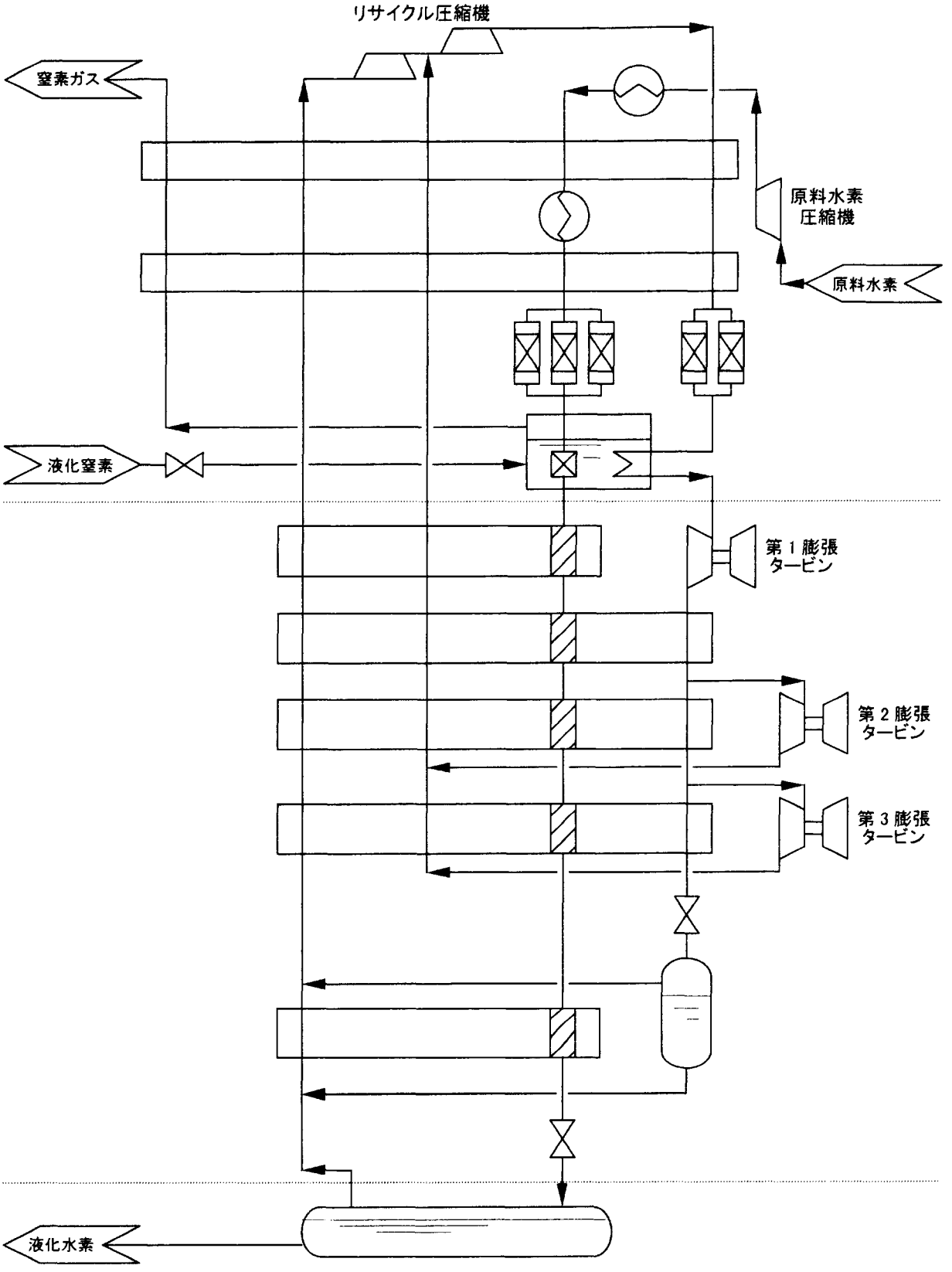


図 1.3.4-4 水素液化プロセスシート

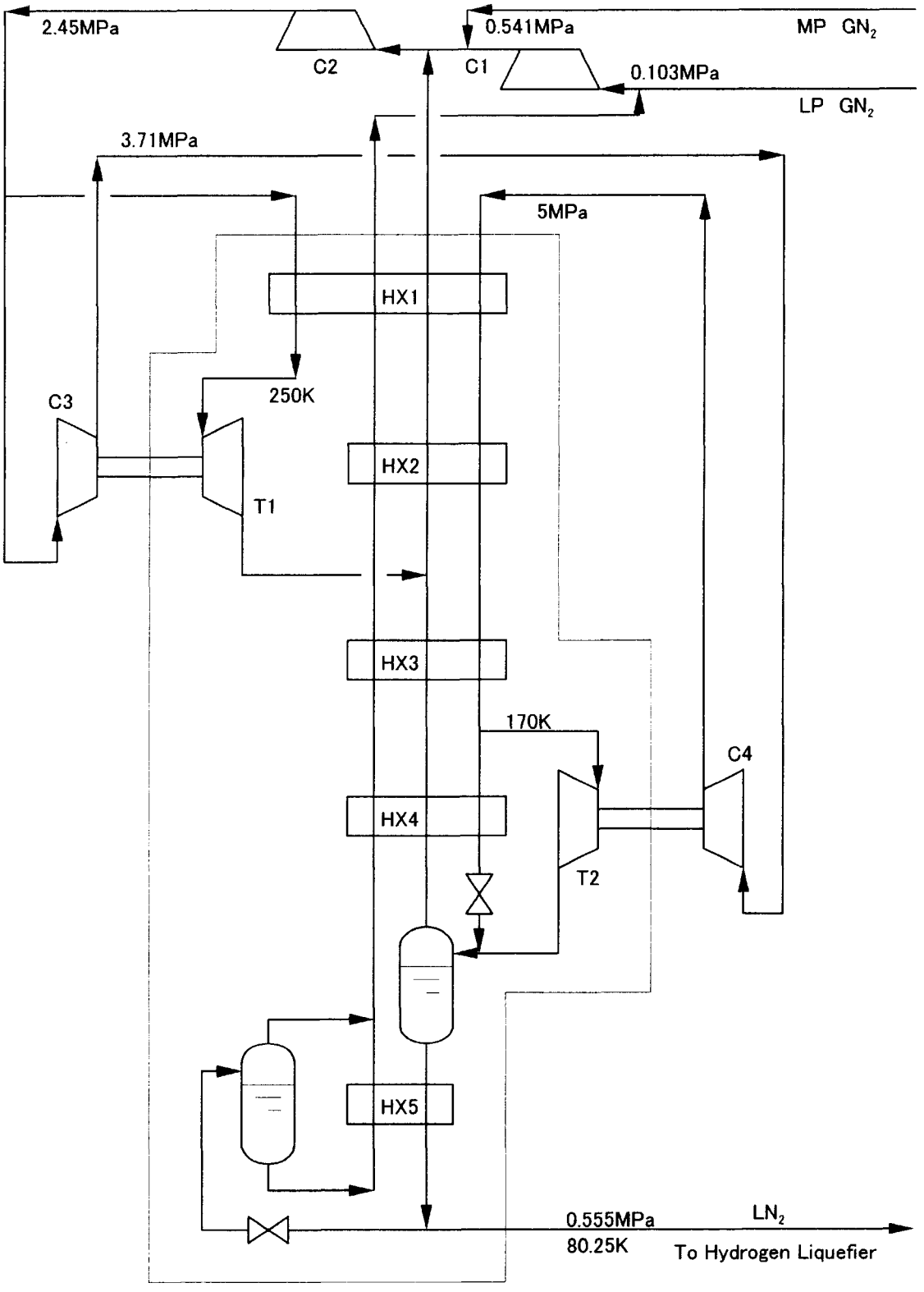


図 1.3.4-5 窒素再液化装置フローシート

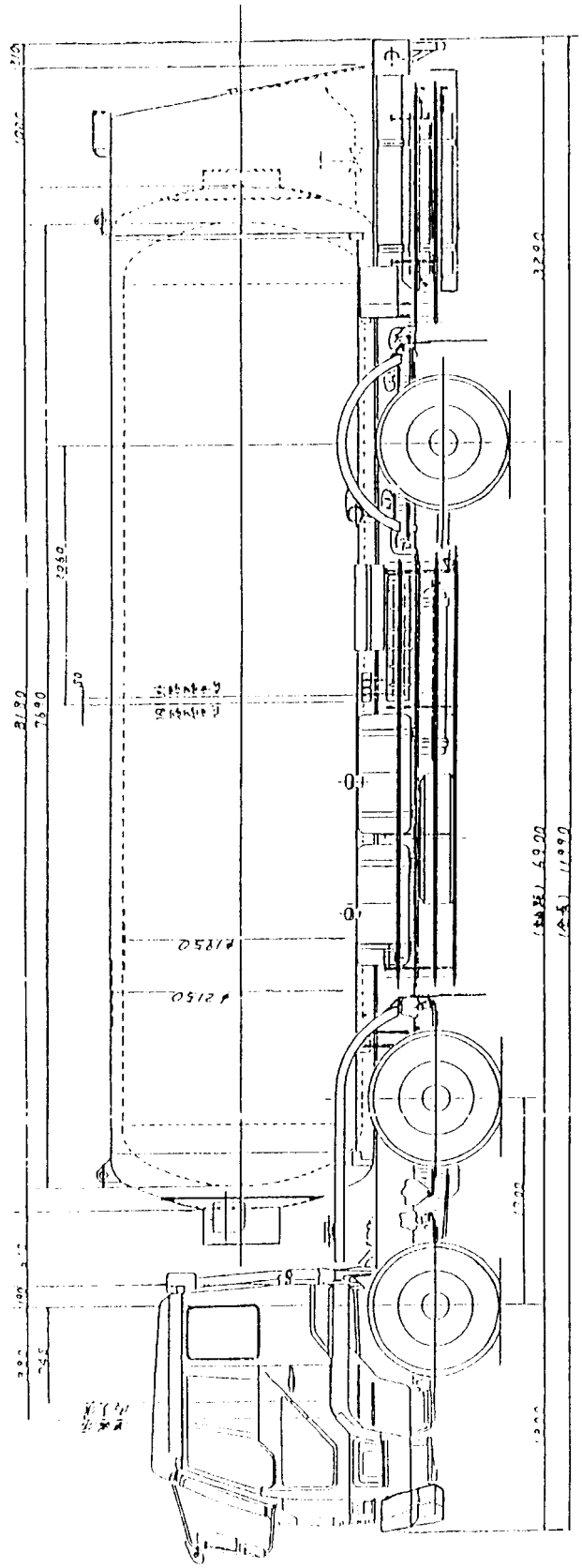
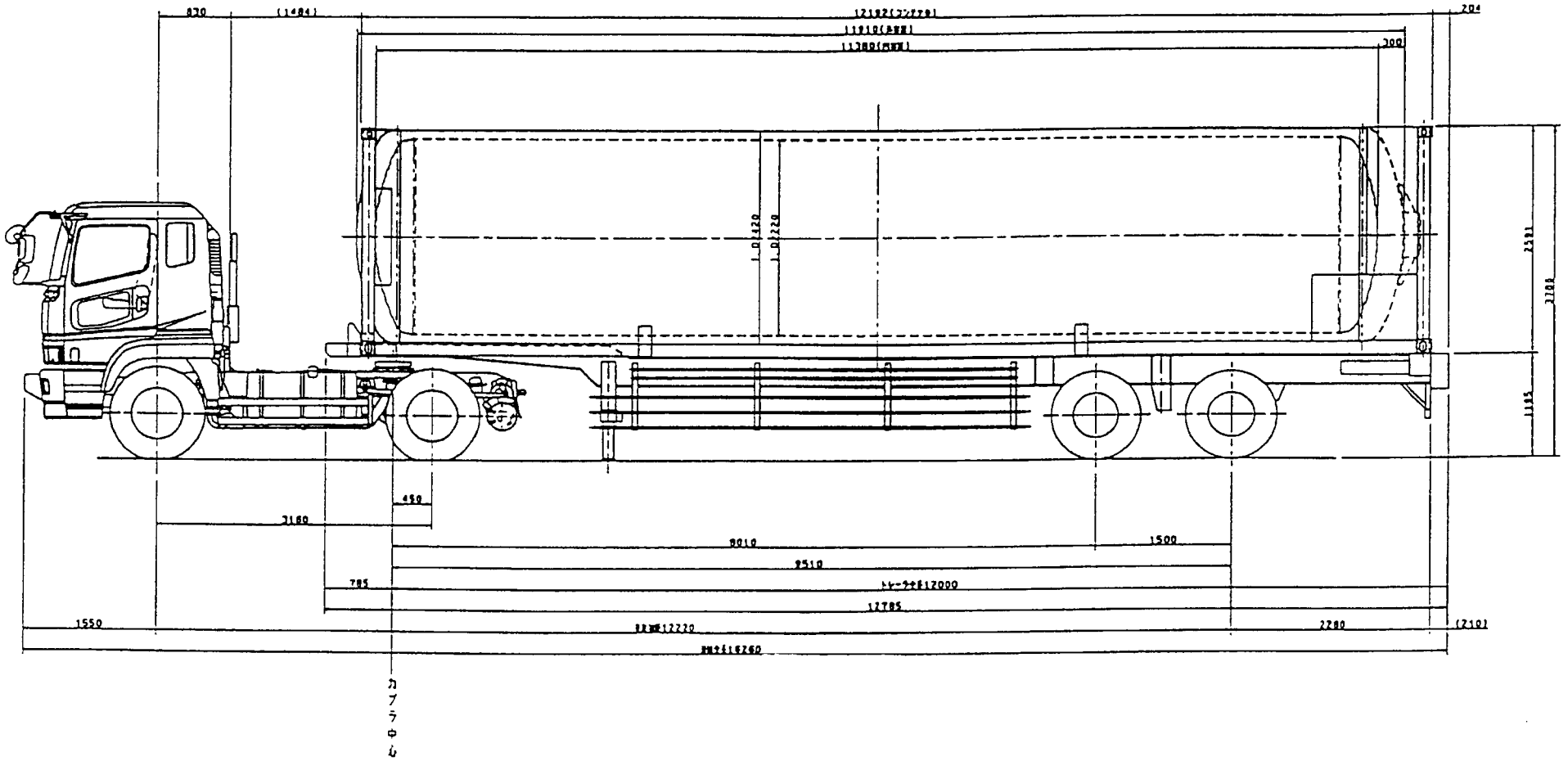


図１.３.４-６　液体水素タンクローリー車（概観図）



最高充てん圧力	:	0.4MPa
容器内容積	:	42570L
最大充てん容量	:	38310L
充 填 物	:	LH_2
タンクコンテナ質量	:	16290kg
充填物質量	:	2710kg
総 質 量	:	19000kg

コンテナ寸法は、ISO国際規格シリーズ1AAに準ずる

図 1.3.4-8　液体水素コンテナー（概観図）

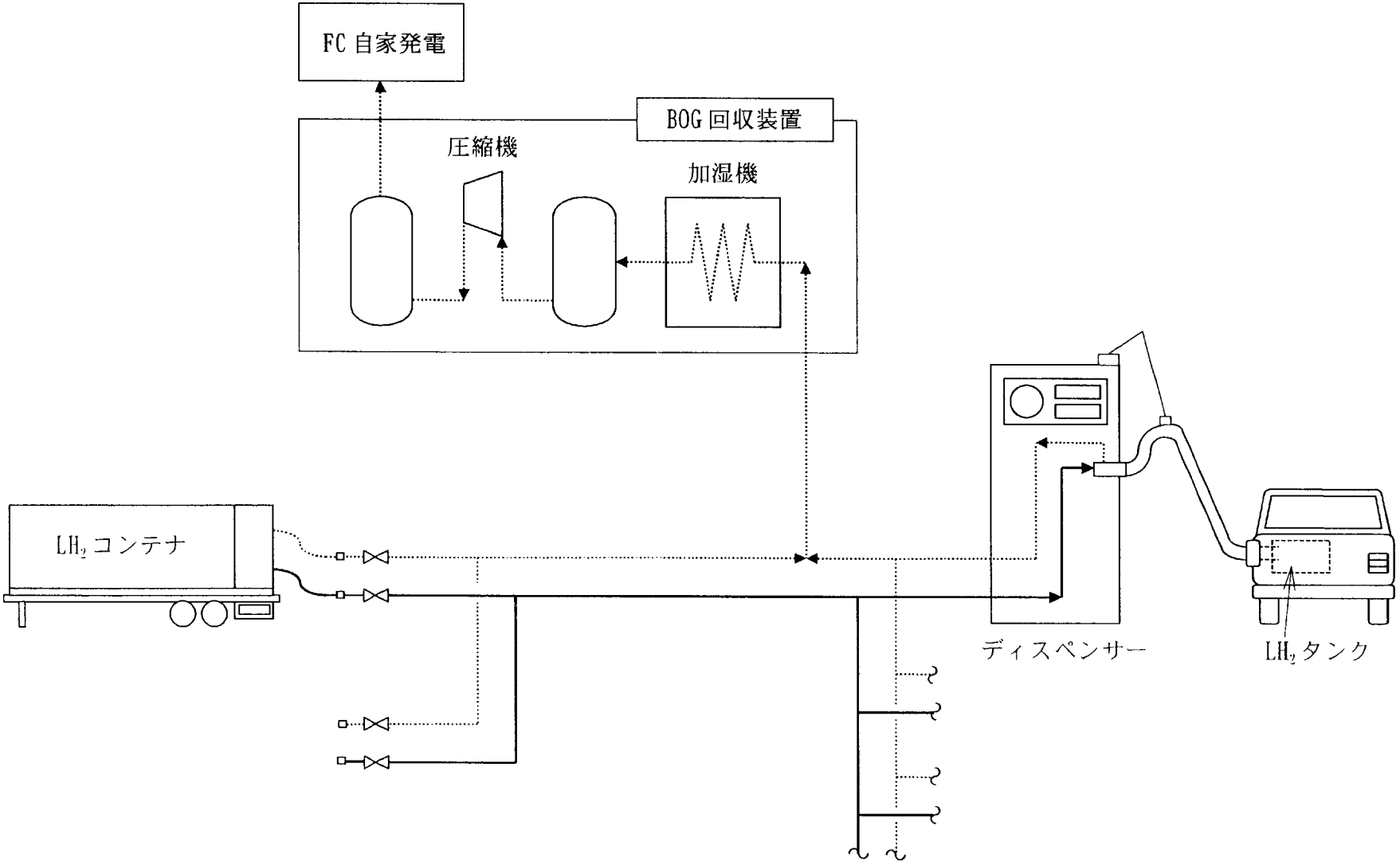


図 1.3.4-10 燃料電池自動車 液体水素充填ステーション

1.3.5　高圧水素ガス供給システム

(1)　高圧水素ガス製造プラント

a　設備検討

設備条件は、既存のセミ･トレーラー充填出荷設備をベースに検討した。液体水素の場合と同様に、副生ガス精製プラントより原料水素を 0.8MPa にて受入れ、ダイヤフラム式圧縮機にて昇圧しトレーラーに充填する。充填流量は 300～500Nm^3/h とする。トレーラーへの充填は、圧縮機で直接行い、予め蓄圧したガスを急速充填することはしない。このため、トレーラーへの充填には、6 時間近くを要することになる。セミ・トレーラーへの充填設備には、充填容器表面積に見合った量の消火ポンプとドレンチャー設備、防火水溜、漏洩検知設備、充填ガスの分析計などの安全設備も必要となる。高圧水素ガス製造充填システムの概略フローを、図 1.3.5-3 に示す。

b　設備コストおよび運転コストの検討

設備条件は、既存のセミ･トレーラー充填出荷設備の実績をベースに設定した。圧縮電力コストは、液化と同様に当該地域の電力会社における電力単価条件の最も安価なものを選択した。高圧水素ガス出荷コストは、表 1.3.5-2 に示す通り 3.6t/day 規模で、28 円/Nm^3-H_2 で供給できる結果を得た。

(2)　高圧水素ガス輸送

a　輸送機器

現在国内で運行されている高圧水素ガスの最大級セミ・トレーラーは、図 1.3.5-5 に示す約 3,000m^3 のものである。トラクターにより牽引し、水素ガス供給スタンドまで運び、セミ・トレーラーを留置きしガス供給することで、スタンド側の固定設備を最小限にする。トラクターは、ガスを供給し終わった空のセミ・トレーラーを牽引して製造充填プラントへ戻り、再充填する。

b　輸送コストの検討

ケース 1～2 は、近隣地域（四国内）への輸送を想定した。輸送費は、現状における高圧水素ガス輸送セミ･トレーラ運賃算定方法により、近隣地域で輸送走行距離 50km(往復)、首都圏で輸送走行距離 300km(往復)にて算定した。船積輸送費は、一般トラック 12m 相当で換算し、1 台あたり 82,000 円とした。輸送単価は表 2.3.5-3 に示す通り、四国近隣域で約 8 円/Nm^3-H_2 となり、首都圏で約 57 円/Nm^3-H_2 となった。表 1.3.5-7,8、図 1.3.5-12 からも分かるように、遠距離輸送では、ガス輸送は液体輸送に比べ輸送効率が悪くなり、首都圏への輸送コスト試算結果を比較すると、高圧ガスでの輸送費は液体水素の輸送費（約 17 円/Nm^3-H_2）の 3 倍以上となった。

(3)　高圧水素ガス供給ステーション

a　ステーション設備検討

高圧水素ガス 3,000Nm^3 セミ・トレーラーは、710L ボンベを 21 本搭載している。この 21 本のボンベには各々元バルブが取付けられており、輸送中は全てを閉じて運ぶことが義務付けられている。ステーションに留置されたセミ・トレーラーは、同元弁を開き、自動車へ充填される。水素自動車搭載の燃料タンクは、最高充填圧力 20MPa、容積 100～150L、充填量 200～300Nm^3 と設定し、可能な限り短時間で充填することが望ましい。しかしながら、過去に発生した水素ガス充填中の事故要因をみると、断熱圧縮によるものではないかと言われているものが多く、特に単原子分子のアルゴンでは 150℃もの温度上昇が記録された報告もあり、水素と同じ２原子分子である窒素では約 100℃の報告もある。また、圧力差が大きいほど温度上昇が大きく、水素自動車の燃料タンクが空に近い状態の場合は、初期の低圧充填には時間をかけてゆっくりと充填、除々に早める操作を圧力差に連動して自動的に行う制御ソフトが必要である。燃料タンクへの充填の最終段階、または、トレーラーの残圧が低い場合は、圧縮機による昇圧が必要となるが、トレーラーの 21 本を効率良く選択することによって、この圧縮機の稼働を最少にすることも可能である。また、この昇圧圧縮機の吸入圧力は、トレーラー容器内の残圧によって変化するため、2～17.5MPa までの圧力に対応できる圧縮機を設置するものとし、その処理能力も吸入圧力によって変化するが、自動車燃料タンク容量に見合った能力とする。ステーション内のセミ・トレーラー留置き場所にも、高圧水素ガス製造プラントと同様に、消火用ポンプ、ドレンチャー、防火水溜、漏洩検知設備、充填ガス分析計等の安全設備が必要である。高圧水素ガス供給ステーションの概略フローを、図 1.3.5-4 に示す。

b　ステーション建設コストおよび運用コストの検討

ステーションの規模設定は、WE-NET 想定ステーション規模(300Nm^3/h)とした。表 1.3.5-4 に示すように、300Nm^3/h の場合の充填単価は、約 14 円/Nm^3-H_2 となった。図 1.3.5-13 からも分かるように、人件費にかかる割合が大きくなっている。

(4)　高圧水素ガス供給コスト試算まとめ

高圧水素ガス供給コスト試算結果の要約を、図 1.3.5-1、表 1.3.5-1 に示す。なお、詳細検討結果を、表 1.3.5-2～4 に示し、システムフロー等の参考図を図 1.3.5-2～5 に示した。四国近隣域への供給コストは、いずれのケースでも約 40～58 円/Nm^3-H_2 となり、採算の取れる値となったが、首都圏では輸送費がかさみケース 5 でも約 89 円/Nm^3-H_2 となり、採算の取れる値にはならなかった。表 1.3.5-5,6、図 1.3.5-6～10 からも分かるように、ガス水素での輸送効率の悪さが結果に大きく反映された形となった。

高圧水素ガスを供給する場合のエネルギー収支を表 1.3.5-9 に示した。ケース 3（供給規模 12.0t/day）以上のケースでは、投入エネルギーは 20％未満であり、良好な結果が得られたといえる。

表1.3.5-1 コークス炉副生ガスからの高圧水素ガス供給コスト試算結果

			ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備 考
設定規模		t/日	1.2	3.6	12	36	120	
原料	原料COG	円/Nm^3-H_2	*6.8*	*6.8*	*6.8*	*6.8*	*6.8*	(a)
精製	建設費	百万円	240	710	1,570	2,920	6,830	
	固定費	円/Nm^3-H_2	7.9	7.8	5.2	3.2	2.2	
	人件費	円/Nm^3-H_2	3.2	1.1	0.3	0.1	0.0	
	電力料	円/Nm^3-H_2	4.6	4.4	3.3	3.3	3.3	
	その他変動費	円/Nm^3-H_2	3.2	2.2	1.9	1.9	1.8	
精製コスト		円/Nm^3-H_2	*18.8*	*15.4*	*10.7*	*8.5*	*7.4*	(b)
①コスト		円/Nm^3-H_2	**25.6**	**22.2**	**17.5**	**15.3**	**14.2**	①=(a)+(b)
圧縮	建設費	百万円	132	213	495	1,068	2,480	
貯蔵	固定費	円/Nm^3-H_2	4.3	2.3	1.6	1.2	0.8	
払出	人件費	円/Nm^3-H_2	3.2	1.1	0.3	0.1	0.0	
	電力料	円/Nm^3-H_2	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	
	その他変動費	円/Nm^3-H_2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
圧縮･出荷コスト		円/Nm^3-H_2	*10.0*	*5.9*	*4.4*	*3.8*	*3.3*	(c)
②コスト		円/Nm^3-H_2	**35.7**	**28.1**	**21.9**	**19.1**	**17.5**	②=①+(c)

			四国近隣域		首都圏			
輸送	固定費	円/Nm^3-H_2	4.0		9.3			
	人件費	円/Nm^3-H_2	3.5		13.3			
	変動費	円/Nm^3-H_2	0.7		34.3			
	計	円/Nm^3-H_2	8.2		56.9			
輸送ｺｽﾄ	四国近隣域	円/Nm^3-H_2	*8.2*	*8.2*	*8.2*	*8.2*	*8.2*	(d)
	首都圏	円/Nm^3-H_2			*56.9*	*56.9*	*56.9*	
③コスト	四国近隣域	円/Nm^3-H_2	**43.9**	**36.3**	**30.2**	**27.3**	**25.8**	③=②+(d)
	首都圏	円/Nm^3-H_2			**78.8**	**76.0**	**74.4**	

高圧水素ガス供給ステーション(規模:300Nm^3/h)

ｽﾃｰｼｮﾝ	建設費	百万円	60					
	固定費	円/Nm^3-H_2	3.7					
	人件費	円/Nm^3-H_2	2.9					
	電力料	円/Nm^3-H_2	7.4					
	その他変動費	円/Nm^3-H_2	0.2					
ｽﾃｰｼｮﾝ供給コスト		円/Nm^3-H_2	*14.1*	*14.1*	*14.1*	*14.1*	*14.1*	(e)
④供給コスト								
	四国近隣域	円/Nm^3-H_2	**58.0**	**50.5**	**44.3**	**41.5**	**39.9**	④=③+(e)
	首都圏	円/Nm^3-H_2			**93.0**	**90.1**	**88.6**	

表1.3.5-2 高圧水素ガス圧縮・出荷コスト

項　　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　　考
設定規模	t/日	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	
原料水素ガス受入量	Nm^3/h	556	1,669	5,562	16,685	55,617	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
年間製造量	Nm^3/年	4,404,894	13,214,683	44,048,943	132,146,830	440,489,433	
運転パターン		24H連続	24H連続	24H連続	24H連続	24H連続	
建設費	百万円	132	213	495	1,068	2,480	
ユーティリティ消費量							
電気	kWh/Nm^3-H_2	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	
上水	L/Nm^3-H_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
工水	t/Nm^3-H_2	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転330日/年
昼間電力利用	h	4,620	4,620	4,620	4,620	4,620	昼間電力帯14h/日
夜間電力利用	h	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	夜間電力帯10h/日
製造コスト							固定費14.5 %/y ： 利益除く
固定費	円/Nm^3-H_2	4.3	2.3	1.6	1.2	0.8	人件費700万円/人
人件費	円/Nm^3-H_2	3.2	1.1	0.3	0.1	0.0	4直3交代（水素精製プラントと兼務）
人数	人	2	2	2	2	2	1人/組×4組＝4人割合50%
変動費							
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H_2	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	電力単価：四電 季節別時間帯別電力Ⅱ型
基本料金	円/Nm^3-H_2	(0.4)	(0.4)	(0.4)	(0.4)	(0.4)	基本料金2,635円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H_2	(2.1)	(2.1)	(2.1)	(2.1)	(2.1)	昼間6.51円/kWh
夜間電力料	円/Nm^3-H_2	(1.8)	(1.8)	(1.8)	(1.8)	(1.8)	夜間5.31円/kWh
昼夜平均電力料	円/Nm^3-H_2	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	昼夜平均6.01円/kWh
上水	円/Nm^3-H_2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	上水200円/L
工水	円/Nm^3-H_2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	上水40円/t
圧縮・出荷コスト	円/Nm^3-H_2	10.0	5.9	4.4	3.8	3.3	
水素ガス受入単価	円/Nm^3-H_2	25.6	22.2	17.5	15.3	14.2	表1.3.3-2 精製コスト①による
コスト合計　②	円/Nm^3-H_2	35.7	28.1	21.9	19.1	17.5	

表1.3.5-3 高圧水素ガス輸送コスト

項　　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　　考
輸送取扱量(規模)	t/日	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	年間出荷日数330日
	Nm^3/日	13,348	40,044	133,482	400,445	1,334,816	
年間輸送量	t/年	396	1,188	3,960	11,880	39,600	
	Nm^3/年	4,404,894	13,214,683	44,048,943	132,146,830	440,489,433	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
高圧ガストレーラ							710L×21本×20MPa
輸送実容量	Nm^3/台	2,740					残ｶﾞｽ 1.5MPa
走行条件		(四国近隣域)		(首都圏)			
距離(往復)	km/回	50		300			四国近隣域　:　50km(往復)
走行時間	h/回	3.6		9.0			首都圏　　:　四国内　250Km(往復)
1日走行回数	回/日	2		1			首都圏　50km(往復)
月間輸送量	Nm^3/台･月	109,600		54,800			20日/月
固定費 (月額)	円/月･台	435,000		510,000			ﾄﾚｰﾗ29百万円/台
	円/Nm^3-H_2	4.0		9.3			固定費1.5 %/月
							首都圏用ﾄﾗｯｸ 0.5台　5百万円/台追加
人件費	円/Nm^3-H_2	3.5		13.3			人件費2,700円/h×230h/月
							首都圏;四国1人、首都圏0.5人　計1.5人/台
変動費(燃費、消耗費)	円/Nm^3-H_2	0.7		4.4			40円/km
船積輸送費(首都圏)	円/台			82,000			フェリー輸送　一般トラック(12m)相当
	円/Nm^3-H_2			29.9			
変動費計	円/Nm^3-H_2	0.7		34.3			
高圧水素輸送コスト							
四国近隣域	円/Nm^3-H_2	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	
首都圏	円/Nm^3-H_2			56.9	56.9	56.9	
高圧水素出荷単価	円/Nm^3-H_2	35.7	28.1	21.9	19.1	17.5	表1.3.5-2 圧縮･出荷コスト②による
コスト合計　③							
四国近隣域	円/Nm^3-H_2	43.9	36.3	30.2	27.3	25.8	
首都圏	円/Nm^3-H_2			78.8	76.0	74.4	

表1.3.5-4 高圧水素ガス供給ステーション（規模：300Nm^3/h）

項　　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　　考
設定規模	Nm^3/h	300					日平均換算流量
ガス取扱量	t/日	0.647					水素ガス密度0.0899 kg/Nm^3
実供給量 （時間平均）	Nm^3/h	600					
ガス換算年間量	Nm^3/年	2,376,000					
建設費	百万円	60					ﾃﾞｨｽﾍﾟﾝｻｰ設置数：5口
ユーティリティ消費量							
電気	kWh/Nm^3-H_2	0.3					
上水	L/Nm^3-H_2	0.0					
工水	t/Nm^3-H_2	0.002					
ｽﾃｰｼｮﾝ運用		昼間12H					昼間12 h ⇒3,960 H/年
年間稼働時間（昼間）	h	3,960					（11ヶ月）
供給コスト							
固定費	円/Nm^3-H_2	3.7					固定費14.5%/y ： 利益除く
人件費	円/Nm^3-H_2	2.9					人件費700万円/人
人数	人	1					
変動費							
電気総額負荷平均	円/Nm^3-H_2	7.4					業務用季節別時間帯別電力
基本料金	円/Nm^3-H_2	(1.42)					基本料金1,560円/kW
昼間電力料	円/Nm^3-H_2	(5.94)					昼間19.81円/kWh
上水	円/Nm^3-H_2	0.00					上水200円/kWh
工水	円/Nm^3-H_2	0.16					工水80円/t
ステーションコスト	円/Nm^3-H_2	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	
水素受入単価　四国近隣域	円/Nm^3-H_2	43.9	36.3	30.2	27.3	25.8	表1.3.5-3 輸送コスト③による
首都圏	円/Nm^3-H_2			78.8	76.0	74.4	
コスト合計 ④							
四国近隣域	円/Nm^3-H_2	58.0	50.5	44.3	41.5	39.9	
首都圏	円/Nm^3-H_2			93.0	90.1	88.6	

表1.3.5-5 ケース別コスト内訳(四国近隣域)

ケース1 ： 供給規模 1.2 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	圧縮･出荷	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	25.63	35.65	43.90
固定費	7.90	4.35	3.97	2.95
人件費	3.18	3.18	3.55	1.00
電力料金	4.55	2.42	0.0	5.94
その他	3.20	0.08	0.73	0.16
累計	25.63	35.65	43.90	53.95

ケース2 ： 供給規模 3.6 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	圧縮･出荷	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	22.20	28.10	36.35
固定費	7.79	2.34	3.97	2.95
人件費	1.06	1.06	3.55	1.00
電力料金	4.35	2.42	0.0	5.94
その他	2.20	0.08	0.73	0.16
累計	22.20	28.10	36.35	46.40

ケース3 ： 供給規模 12.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	圧縮･出荷	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	17.49	21.93	30.18
固定費	5.17	1.63	3.97	2.95
人件費	0.32	0.32	3.55	1.00
電力料金	3.30	2.42	0.0	5.94
その他	1.90	0.08	0.73	0.16
累計	17.49	21.93	30.18	40.23

ケース4 ： 供給規模 36.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	圧縮･出荷	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	15.31	19.09	27.34
固定費	3.20	1.17	3.97	2.95
人件費	0.11	0.11	3.55	1.00
電力料金	3.30	2.42	0.0	5.94
その他	1.90	0.08	0.73	0.16
累計	15.31	19.09	27.33	37.39

ケース5 ： 供給規模 120.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	圧縮･出荷	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	14.18	17.53	25.78
固定費	2.25	0.82	3.97	2.95
人件費	0.03	0.03	3.55	1.00
電力料金	3.30	2.42	0.0	5.94
その他	1.80	0.08	0.73	0.16
累計	14.18	17.53	25.77	35.83

表1.3.5-6 ケース別コスト内訳(首都圏)

ケース3 : 供給規模 12.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	圧縮･出荷	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	17.49	21.93	78.85
固定費	5.17	1.63	9.31	2.95
人件費	0.32	0.32	13.30	1.00
電力料金	3.30	2.42	0.0	5.94
その他	1.90	0.08	34.31	0.16
累計	17.49	21.93	78.85	88.90

ケース4 : 供給規模 36.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	圧縮･出荷	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	15.31	19.09	76.00
固定費	3.20	1.17	9.31	2.95
人件費	0.11	0.11	13.30	1.00
電力料金	3.30	2.42	0.0	5.94
その他	1.90	0.08	34.31	0.16
累計	15.31	19.09	76.00	86.05

ケース5 : 供給規模 120.0 t/日 (円/Nm^3-H_2)

	原料水素ｶﾞｽ	圧縮･出荷	輸送	供給ｽﾃｰｼｮﾝ
原料コスト	6.80	14.18	17.53	74.44
固定費	2.25	0.82	9.31	2.95
人件費	0.03	0.03	13.30	1.00
電力料金	3.30	2.42	0.0	5.94
その他	1.80	0.08	34.31	0.16
累計	14.18	17.53	74.44	84.49

表1.3.5-7 工程別コスト内訳(四国近隣域)

圧縮・出荷 (円/Nm^3-H_2)

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	25.63	22.20	17.49	15.31	14.18
固定費	4.35	2.34	1.63	1.17	0.82
人件費	3.18	1.06	0.32	0.11	0.03
電力料金	2.42	2.42	2.42	2.42	2.42
その他	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
計	35.65	28.10	21.93	19.09	17.53

輸送 (円/Nm^3-H_2)

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	35.65	28.10	21.93	19.09	17.53
固定費	3.97	3.97	3.97	3.97	3.97
人件費	3.55	3.55	3.55	3.55	3.55
変動費	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73
計	43.90	36.35	30.18	27.33	25.77

ステーション(300Nm^3/h規模) (円/Nm^3-H_2)

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	43.90	36.35	30.18	27.34	25.78
固定費	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66
人件費	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95
電力料金	7.36	7.36	7.36	7.36	7.36
その他	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
計	58.03	50.48	44.31	41.47	39.91

表1.3.5-8 工程別コスト内訳(首都圏)

輸送 (円/Nm^3-H_2)

	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	21.93	19.09	17.53
固定費	9.31	9.31	9.31
人件費	13.30	13.30	13.30
変動費	34.31	34.31	34.31
計	78.85	76.00	74.44

ステーション(300Nm^3/h規模) (円/Nm^3-H_2)

	ケース3	ケース4	ケース5
原料コスト	78.85	76.00	74.44
固定費	3.66	3.66	3.66
人件費	2.95	2.95	2.95
電力料金	7.36	7.36	7.36
その他	0.16	0.16	0.16
計	92.98	90.13	88.57

表1.3.5-9 コークス炉副生ガスからの高圧水素ガス製造エネルギー収支

項　目	単位	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	備　考
設定規模	t/day	1.2	3.6	12.0	36.0	120.0	
製造能力	Nm^3/day	13348	40044	133482	400445	1334816	水素ガス密度0.0899kg/Nm^3
消費エネルギー							水素発熱量
水素精製	kWh/Nm^3-H_2	-0.455	-0.435	-0.330	-0.330	-0.330	高位:141760kJ/kg　12744kJ/Nm^3
	kJ/Nm^3-H_2	-1638	-1567	-1188	-1188	-1188	
	%	-12.9	-12.3	-9.3	-9.3	-9.3	
圧縮・出荷	kWh/Nm^3-H_2	-0.330	-0.330	-0.330	-0.330	-0.330	
	kJ/Nm^3-H_2	-1188	-1188	-1188	-1188	-1188	
	%	-9.3	-9.3	-9.3	-9.3	-9.3	
収支							
水素熱量	kJ/Nm^3-H_2	12744	12744	12744	12744	12744	
消費熱量	kJ/Nm^3-H_2	-2826	-2755	-2376	-2376	-2376	
残存熱量	%	77.8	78.4	81.4	81.4	81.4	
投入ｴﾈﾙｷﾞｰ	%	22.2	21.6	18.6	18.6	18.6	

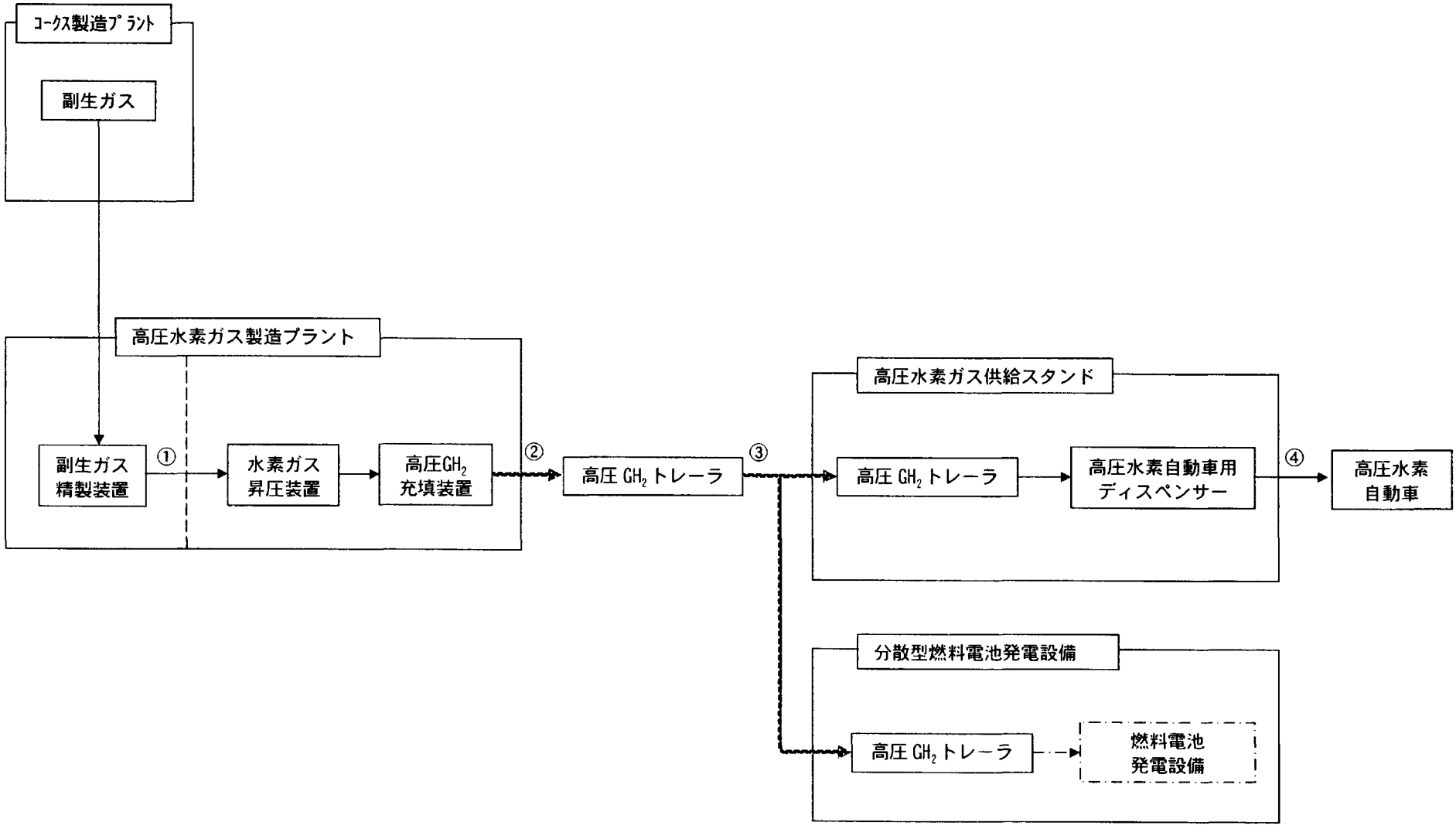
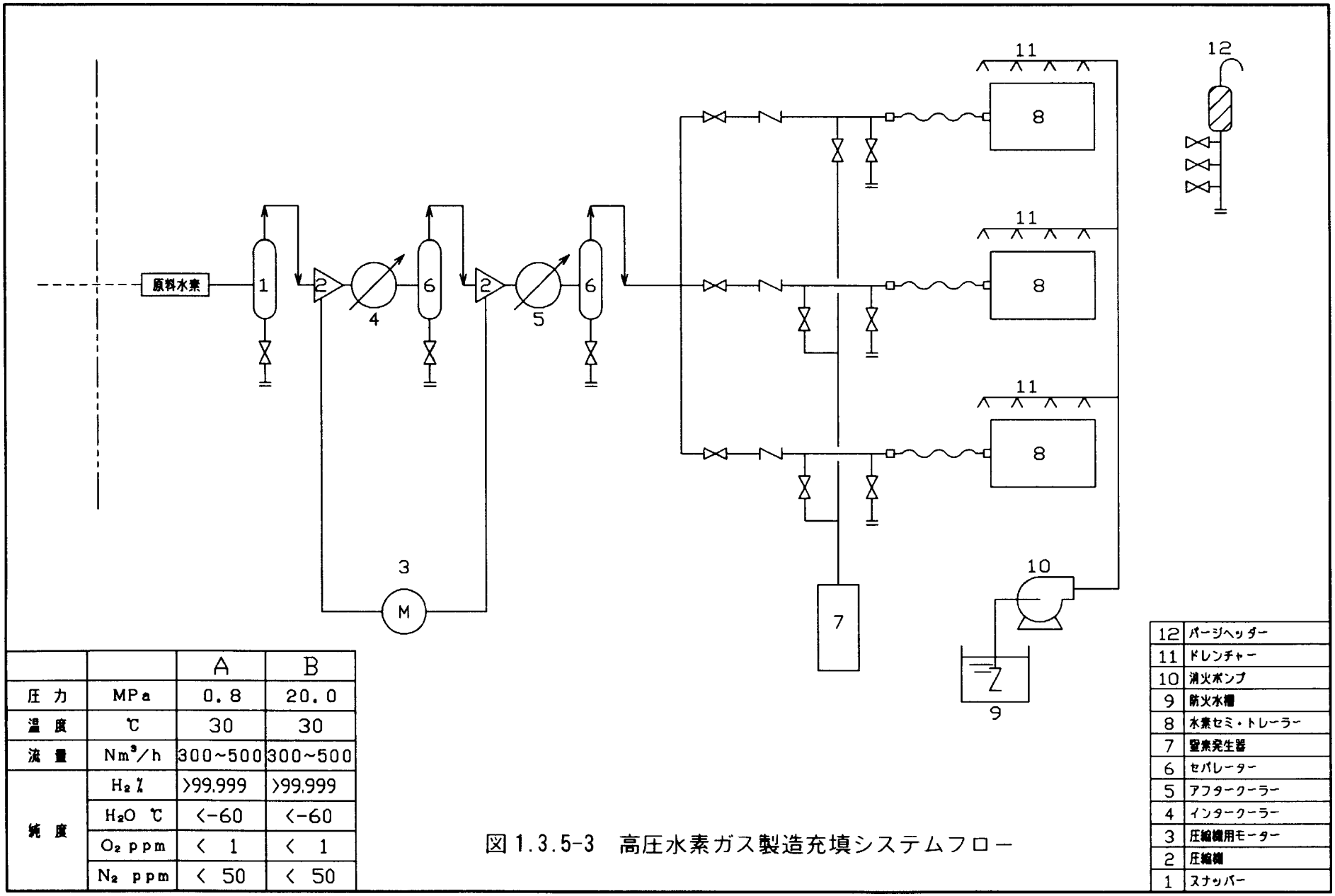
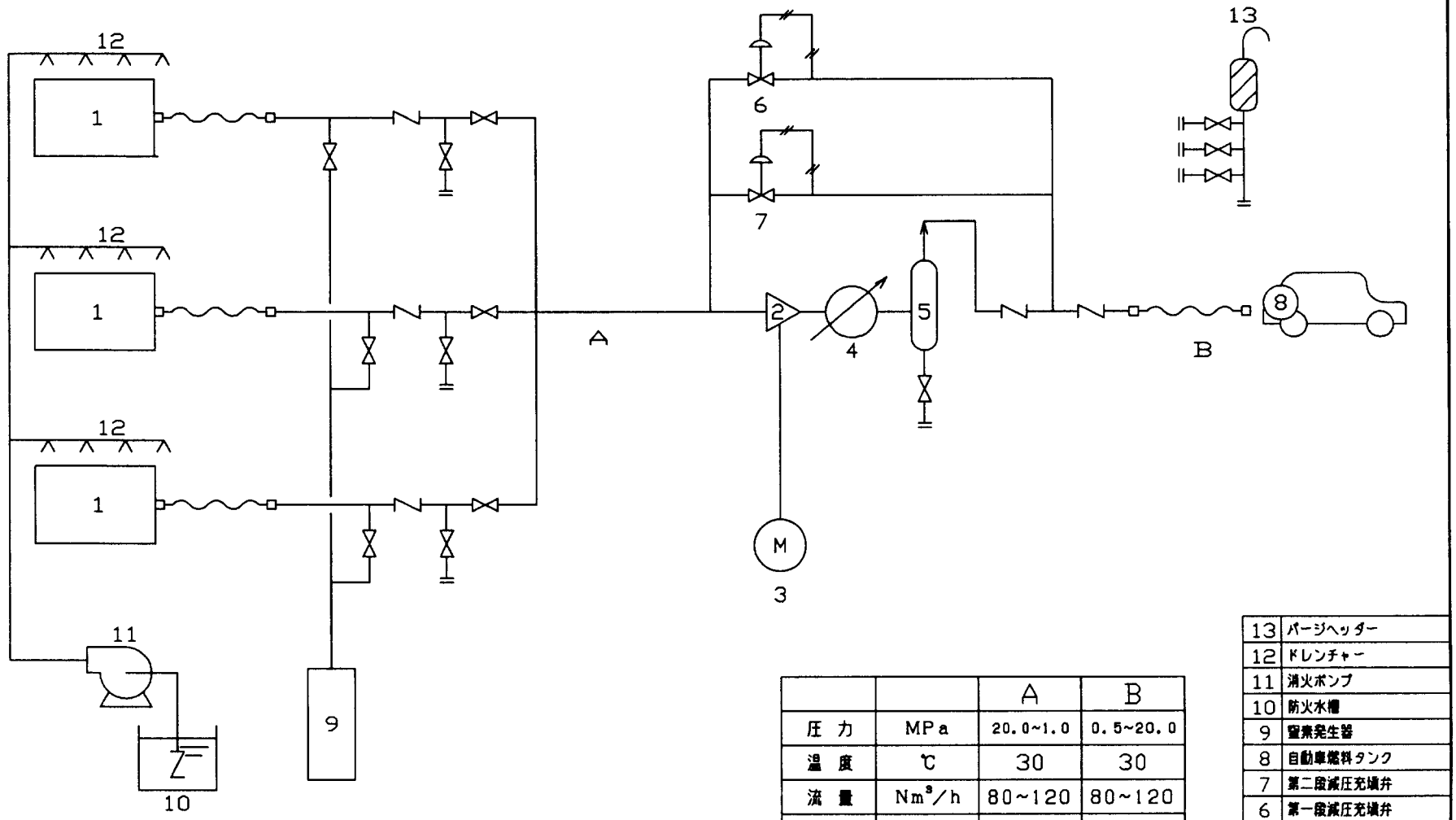


図 1.3.5-2 高圧水素ガス製造・輸送・供給システムフロー



		A	B
圧 力	MPa	0.8	20.0
温 度	℃	30	30
流 量	Nm^3/h	300~500	300~500
純 度	H_2 %	>99.999	>99.999
	H_2O ℃	<-60	<-60
	O_2 ppm	< 1	< 1
	N_2 ppm	< 50	< 50

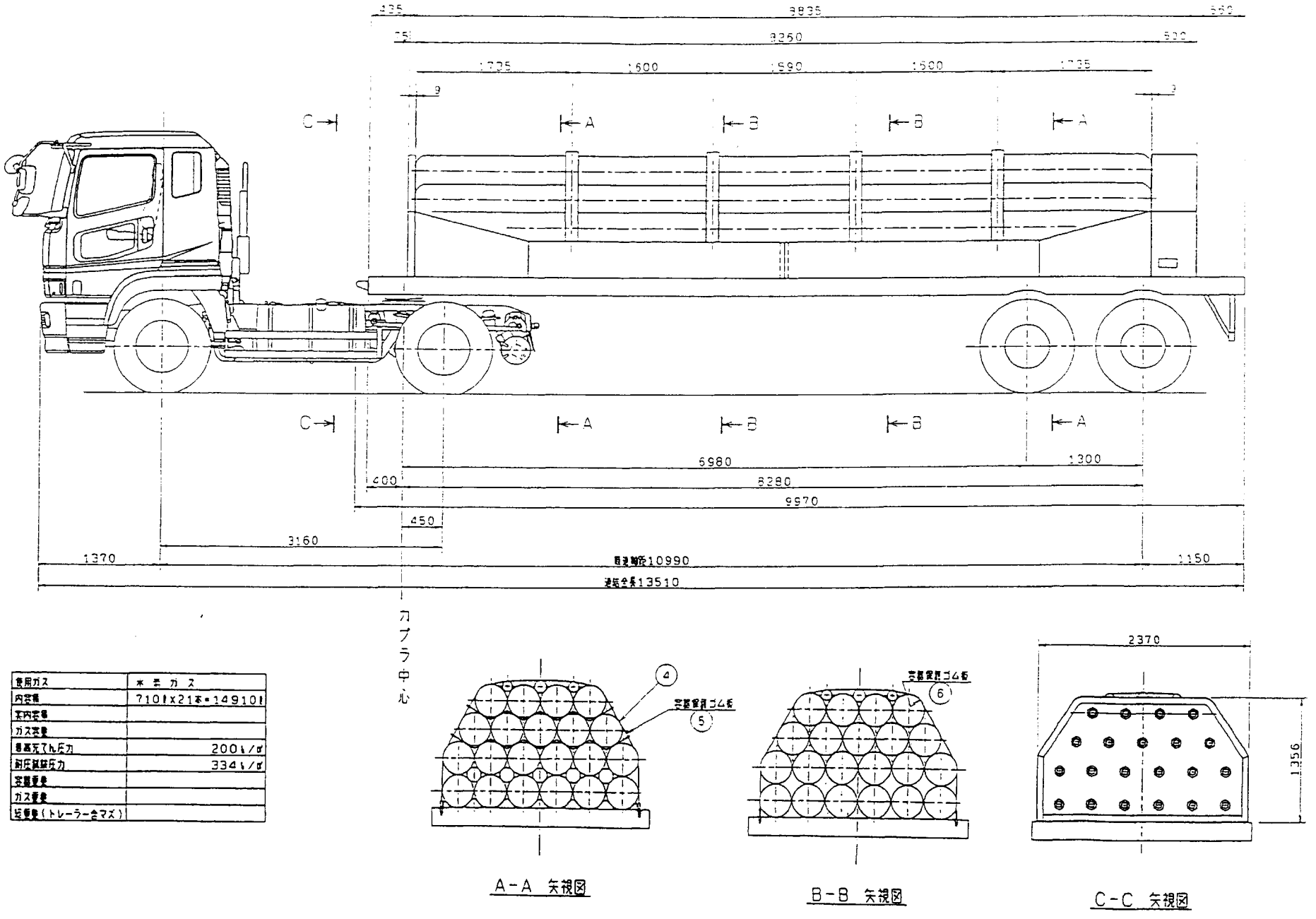
図 1.3.5-3　高圧水素ガス製造充填システムフロー



		A	B
圧 力	MPa	20.0~1.0	0.5~20.0
温 度	℃	30	30
流 量	Nm^3/h	80~120	80~120
純 度	H_2 %	>99.999	>99.999
	H_2O ℃	<-60	<-60
	O_2 ppm	< 1	< 1
	N_2 ppm	< 50	< 50

13	パージヘッダー
12	ドレンチャー
11	消火ポンプ
10	防火水槽
9	窒素発生器
8	自動車燃料タンク
7	第二段減圧充填弁
6	第一段減圧充填弁
5	セパレーター
4	アフタークーラー
3	圧縮機用モーター
2	昇圧・圧縮機
1	水素セミ・トレーラー

図 1.3.5-4　高圧水素ガス供給スタンド



使用ガス	水 素 ガ ス
内容積	710ℓ×21本＝14910ℓ
耐圧試験圧力	334kg/㎠

図 1.3.5-5　高圧水素ガスセミ・トレーラー

1.3.6　水素供給コスト試算結果まとめ

前述1.3.4および1.3.5での液体水素および高圧水素ガスの自動車充填ステーションでの供給コスト試算結果を要約して、表1.3.6-1、図1.3.6-1に示す。製造プラント近隣地域（四国近隣）での供給では、液体水素は高圧水素ガスに比べかなり割高となるが、遠距離地域（首都圏）では輸送効率の優位性により、液体水素の方が安い結果となった。

表1.3.6-1　ステーション水素供給コスト試算結果

			ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5
水素製造規模		t/日	1.2	3.6	12	36	120
液体水素	四国近隣	円/Nm³	128.3	97.5	78.1	67.6	63.8
	首都圏	円/Nm³	－	－	85.3	74.7	70.9
高圧水素	四国近隣	円/Nm³	58.0	50.5	44.3	41.5	39.9
	首都圏	円/Nm³	－	－	93.0	90.1	88.6

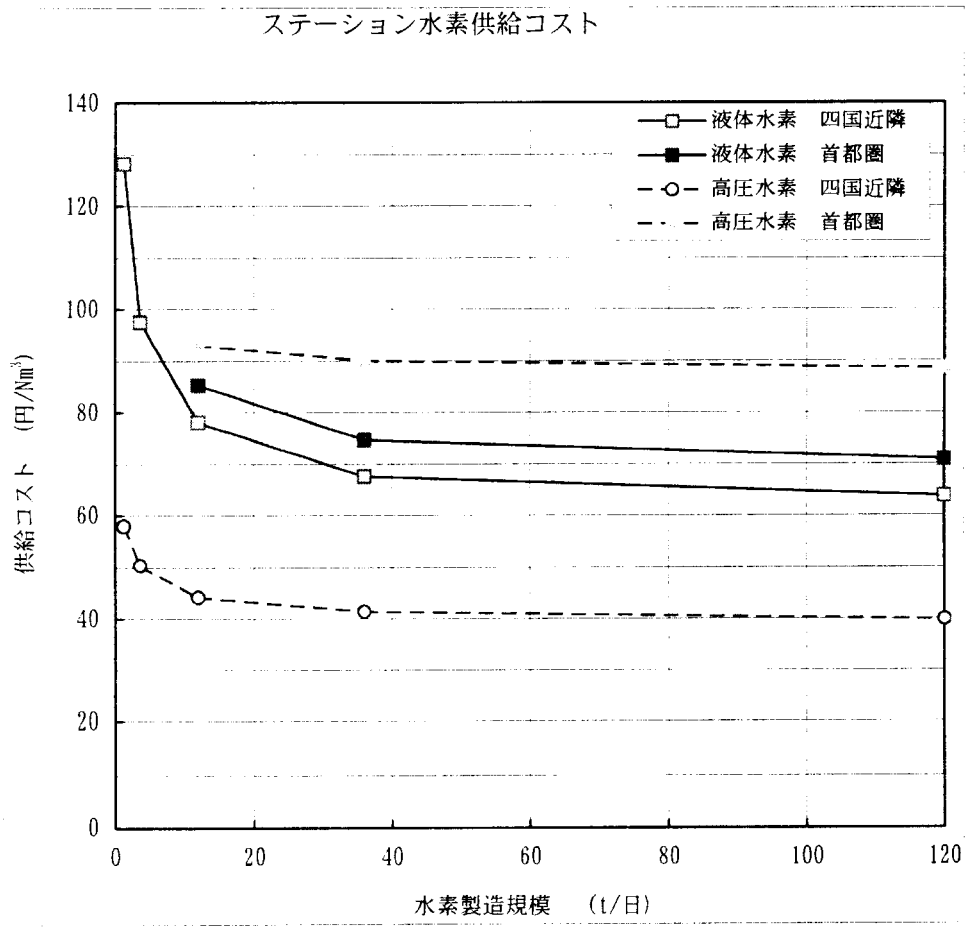


図1.3.6-1　ステーションでの水素供給コスト比較

1.3.7　事業所用 PEFC 発電設備の発電コストの検討

(1)　事業所用 PEFC 発電設備

燃料電池システムとして、WE-NET で検討の行なわれている 200kW/PEFC オンサイト型発電システムと 5000kW/PEFC 分散型発電システム（表 1.3.7-1）について検討を行なった。燃料水素単価は、液体水素については 1.3.4(2)で算出した配給価格、高圧水素ガスについては 1.3.5(2)で算出した配給コストを用いた。パラメータとしては発電プラント設備コストを選定した。固定費の算定においては、土地代、事業利益, 設備固定資産税を除く各種税金は含めないものとし、年経費の設定を水素製造プラント及び充填スタンドと同一とした（表 1.3.7-2）。

表 1.3.7-1　事業所用 PEFC 発電設備

		200KW オンサイト型	5000kW 分散型
定格出力	kW	200	5020
定格電圧		AC210V*3φ	AC2090V*3φ
燃料		水素	水素
酸化剤		空気	酸素
作動圧力	MPa	0.1	0.8
水素消費量	Nm^3/h	130	2,520
	t/day	0.28	5.44
1kW 当りの消費量	$Nm^3/h/kW$	0.650	0.504
送電単効率	%@HHV	43.3	56.42

WE-NET ST7 H9 年度報告

表 1.3.7-2　年経費率算定表［耐用年均等経費率］

		事業所用 PEFC 発電設備
耐用年数	年	15
減価償却費	%	6.0
固定資産税	%	1.4
保険	%	0.6
定期点検補修費	%	3.0
事業報酬	%	2.5
一般管理費、他	%	1.0
計	%	14.5

(2) 発電コスト試算まとめ

a 液体水素輸送

液体水素輸送の場合の発電コストを図 1.3.7-1～2 及び表 1.3.7-3～6 に示す。なお、5000kW/PEFC 分散型発電システムのケース 1～3 では、供給水素量が必要量に達しないため、コスト算出はしていない。

b 高圧水素ガス輸送

高圧水素ガス輸送の場合の発電コストを図 2.3.7-3～4 及び表 2.3.7-7～10 に示す。なお、液体水素輸送の場合と同様に 5000kW/PEFC 分散型発電システムのケース 1～3 では供給水素量が必要量に達しないため、コスト算出はしていない。

表 1.3.7-3(1/2) 200kW オンサイト型ケース別発電コスト
（液体水素輸送：四国近隣域）

ケース 1：供給規模 1.2t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	112	112	112	112	112	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	72.80	72.80	72.80	72.80	72.80	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	7.47	7.56	7.66	7.75	7.85	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	82.16	83.21	84.25	85.29	86.33	

ケース 2：供給規模 3.6t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	82	82	82	82	82	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	53.30	53.30	53.30	53.30	53.30	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	5.52	5.61	5.71	5.80	5.90	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	60.71	61.76	62.80	63.84	64.88	

ケース 3：供給規模 12.0t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	62	62	62	62	62	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	40.30	40.30	40.30	40.30	40.30	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	4.22	4.31	4.41	4.50	4.60	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	46.41	47.46	48.50	49.54	50.58	

表 1.3.7-3(2/2) 200kW オンサイト型ケース別発電コスト
（液体水素輸送：四国近隣域）

ケース 4：供給規模 36t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	52	52	52	52	52	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	33.80	33.80	33.80	33.80	33.80	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	3.57	3.66	3.76	3.85	3.95	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	39.26	40.31	41.35	42.39	43.43	

ケース 5：供給規模 120t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	48	48	48	48	48	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	31.20	31.20	31.20	31.20	31.20	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	3.31	3.40	3.50	3.59	3.69	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	36.40	37.45	38.49	39.53	40.57	

表 1.3.7-4 200kW オンサイト型ケース別発電コスト
（液体水素輸送：首都圏）

ケース 3：供給規模 12.0t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	69	69	69	69	69	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	44.85	44.85	44.85	44.85	44.85	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	4.67	4.77	4.86	4.96	5.05	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	51.42	52.46	53.50	54.54	55.59	

ケース 4：供給規模 36t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	59	59	59	59	59	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	38.35	38.35	38.35	38.35	38.35	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	4.02	4.12	4.21	4.31	4.40	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	44.27	45.31	46.35	47.39	48.44	

ケース 5：供給規模 120t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	55	55	55	55	55	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	35.75	35.75	35.75	35.75	35.75	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	3.76	3.86	3.95	4.05	4.14	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	41.41	42.45	43.49	44.53	45.58	

表 1.3.7-5 5000kW 分散型ケース別発電コスト
（液体水素輸送：四国近隣域）

ケース 3：供給規模 12.0t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	62	62	62	62	62	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	31.25	31.25	31.25	31.25	31.25	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	3.31	3.41	3.50	3.60	3.69	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	36.46	37.50	38.54	39.58	40.62	

ケース 4：供給規模 36t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	52	52	52	52	52	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	26.21	26.21	26.21	26.21	26.21	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	2.81	2.90	3.00	3.09	3.19	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	30.91	31.95	33.00	34.04	35.08	

ケース 5：供給規模 120t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	48	48	48	48	48	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	24.19	24.19	24.19	24.19	24.19	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	2.61	2.70	2.80	2.89	2.99	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	28.69	29.74	30.78	31.82	32.86	

表 1.3.7-6 5000kW 分散型ケース別発電コスト

（液体水素輸送：首都圏）

ケース 3：供給規模 12.0t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	69	69	69	69	69	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	34.78	34.78	34.78	34.78	34.78	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	3.67	3.76	3.86	3.95	4.05	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	40.34	41.38	42.42	43.46	44.50	

ケース 4：供給規模 36t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	59	59	59	59	59	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	29.74	29.74	29.74	29.74	29.74	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	3.16	3.26	3.35	3.45	3.54	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	34.79	35.83	36.88	37.92	38.96	

ケース 5：供給規模 120t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	55	55	55	55	55	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	27.72	27.72	27.72	27.72	27.72	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	2.96	3.06	3.15	3.25	3.34	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	32.58	33.62	34.66	35.70	36.74	

表 1.3.7-7(1/2) 200kW オンサイト型ケース別発電コスト
（高圧水素ガス輸送：四国近隣域）

ケース 1：供給規模 1.2t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	44	44	44	44	44	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	28.60	28.60	28.60	28.60	28.60	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	3.05	3.14	3.24	3.33	3.43	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	33.54	34.59	35.63	36.67	37.71	

ケース 2：供給規模 3.6t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	36	36	36	36	36	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	23.40	23.40	23.40	23.40	23.40	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	2.53	2.62	2.72	2.81	2.91	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	27.82	28.87	29.91	30.95	31.99	

ケース 3：供給規模 12.0t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	30	30	30	30	30	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	19.50	19.50	19.50	19.50	19.50	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	2.14	2.23	2.33	2.42	2.52	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	23.53	24.58	25.62	26.66	27.70	

表 1.3.7-7(2/2) 200kW オンサイト型ケース別発電コスト
（高圧水素ガス輸送：四国近隣域）

ケース 4：供給規模 36t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	27	27	27	27	27	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	17.55	17.55	17.55	17.55	17.55	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	1.94	2.04	2.13	2.23	2.32	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	21.39	22.43	23.47	24.51	25.56	

ケース 5：供給規模 120t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	26	26	26	26	26	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	16.90	16.90	16.90	16.90	16.90	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	1.88	1.97	2.07	2.16	2.26	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	20.67	21.72	22.76	23.80	24.84	

表 1.3.7-8 200kW オンサイト型ケース別発電コスト
（高圧水素ガス輸送：首都圏）

ケース 3：供給規模 12.0t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	79	79	79	79	79	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	51.35	51.35	51.35	51.35	51.35	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	5.32	5.42	5.51	5.61	5.70	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	58.57	59.61	60.65	61.69	62.74	

ケース 4：供給規模 36t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	76	76	76	76	76	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	49.40	49.40	49.40	49.40	49.40	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	5.13	5.22	5.32	5.41	5.51	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	56.42	57.47	58.51	59.55	60.59	

ケース 5：供給規模 120t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	20	30	40	50	60	
燃料水素単価	円/Nm^3	74	74	74	74	74	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
燃料費	円/kWh	48.10	48.10	48.10	48.10	48.10	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	5.00	5.09	5.19	5.28	5.38	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	54.99	56.04	57.08	58.12	59.16	

表 1.3.7-9 5000kW 分散型ケース別発電コスト
（高圧水素ガス輸送：四国近隣域）

ケース 3：供給規模 12.0t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	30	30	30	30	30	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	15.12	15.12	15.12	15.12	15.12	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	1.70	1.80	1.89	1.99	2.08	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	18.72	19.76	20.80	21.84	22.88	

ケース 4：供給規模 36t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	27	27	27	27	27	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	13.61	13.61	13.61	13.61	13.61	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	1.55	1.64	1.74	1.83	1.93	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	17.05	18.09	19.14	20.18	21.22	

ケース 5：供給規模 120t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	26	26	26	26	26	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	13.10	13.10	13.10	13.10	13.10	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	1.50	1.59	1.69	1.78	1.88	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	16.50	17.54	18.58	19.62	20.66	

表 1.3.7-10 5000kW 分散型ケース別発電コスト
（高圧水素ガス輸送：首都圏）

ケース 3：供給規模 12.0t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	79	79	79	79	79	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	39.82	39.82	39.82	39.82	39.82	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	4.17	4.27	4.36	4.46	4.55	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	45.88	46.92	47.96	49.01	50.05	

ケース 4：供給規模 36t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	76	76	76	76	76	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	38.30	38.30	38.30	38.30	38.30	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	4.02	4.11	4.21	4.30	4.40	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	44.22	45.26	46.30	47.34	48.38	

ケース 5：供給規模 120t/日

		発電プラント設備コスト（万円/kW）					備考
		10	15	20	25	30	
設備費	百万円	500	750	1000	1250	1500	
燃料水素単価	円/Nm^3	74	74	74	74	74	
燃料消費量	Nm^3/kWh	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	
燃料費	円/kWh	37.30	37.30	37.30	37.30	37.30	
年間稼働時間	h	7,920	7,920	7,920	7,920	7,920	年間運転 330 日/年 稼働時間 24h/日
固定費	円/kWh	1.89	2.84	3.79	4.73	5.68	固定費 14.5%/年
人件費	円/kWh	3.92	4.01	4.11	4.20	4.30	総経費の 10%
発電コスト計	円/kWh	43.11	44.15	45.19	46.23	47.28	

1.4　離島における風力発電システム予備検討

水素による電力の貯蔵という概念を取り入れることで、離島や電力系統から孤立した地域での再生可能エネルギーをベースとした独立電力供給システムが構築できる。後で述べるように、離島においては現在電力は主にディーゼル発電に頼っており、その発電コストはディーゼル燃料の輸送コストが高く、50円/kWhを越える場合もあるといわれている。そのため、現行のシステムに代替する相対的に安価な電力システムが構築できれば置き換わる可能性がある。本年度は予備検討として、提案するシステムの概略の発電コストを把握することで、本格的な検討を行うべきか否かを判断することとした。

以下に想定した自立型風力発電システムと想定した離島の風況データを用いて設備容量を算定し、さらに設備の設備費、建設費等を推定することで概略の発電コストを求める。

(1) 設備の基本構成要素と設備運用の考え方

自立型の風力発電システムの構成要素は以下を想定した。

①風力発電設備（太陽光発電設備も利用可能であるが、発電コストからみて風力が有利）
②電力変換・制御設備
③水電解水素製造設備（余剰電力を水素に変換して貯蔵）
④ガス水素貯蔵タンク設備
⑤燃料電池発電設備（風力発電の電力不足時等に貯蔵した水素を用いて発電）

電力系統（送電線及び末端の変圧器等）は既存のシステムをそのまま用いるものとして、コスト評価には加えない。これらの設備の運用の基本的考え方は以下の通りである。

①風力発電設備の発電量が、需要を上回っている間は、その余剰電力を用いて水の電気分解により水素を製造し、それをガス水素タンク（最高使用圧力10kg/cm²）に貯蔵する。
②風力発電の発電量が不足する場合及び風力発電中の電力供給の安定性を確保するためには、燃料電池発電システムを用いた発電を組み合わせることで対処する。
③風力発電が作動しない状況では燃料電池発電に全面的に頼ることとなるので、燃料電池発電設備の容量は想定離島のピーク電力需要を賄いうる値とする。
④一般に南西諸島の離島では夏期に風況が悪化するため、７月、８月を中心とした時期の電力需要を賄いうる水素貯蔵量を設定する。
⑤一般に冬季に付いては風況が翼、夏期の需要分の水素を製造してもまだ余剰電力が出るので、この余剰分を更に水素製造に回すと、冬季の暖房用熱源として活用が可能であるが、南西諸島では冬季の暖房需要が実際にあるかどうか不明なので、今回は検討対象外とする。この部分は北方の離島では検討の価値が生じるであろう。

(2) 想定した離島と風況条件

具体的な離島を例にした検討が好ましいが、現段階では情報が入手できないため、以下のような想定を行い、検討対象を設定した。

①世帯数 250 世帯、電力需要 6000kWh/日程度の離島を対象として想定。ピーク電力需要は 500kW と想定するが、日負荷変動、季節による負荷の変動については考慮しない。

②風況データは、NEDO 報告書(屋久町における風力開発フィールドテスト事業(風況精査))より、屋久島青少年旅行村における実観測データを用いた。同報告書には、地上高 10mと 20m地点における月平均風速データがまとめられており、本検討ではこのデータをベースに、べき法則を用いて想定した風車のハブ高さに対応する風速を推定した。これを表 1.4-1 に示す。なお、これらの風速データは平年並みの値であると同報告書の中で述べられている。

表 1.4-1　想定した風車のハブ高さに対応する月平均風速（m/s）の推定

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
10m実測	6.9	6.3	5.4	4.3	3.1	3.8	2.8	2.9	4.4	3.8	5.0	5.7
20m実測	8.3	7.6	6.7	5.5	4.1	4.9	3.7	3.6	5.5	4.8	6.3	6.9
べき値n	3.752	3.695	3.213	2.816	2.479	2.726	2.487	3.206	3.106	2.967	2.999	3.628
40m推定	10.0	9.2	8.3	7.0	5.4	6.3	4.9	4.5	6.9	6.1	7.9	8.4

ただし、地上高さ 30mおよび 40mにおける風速は以下のべき法則を用いて推定した。

$V_2 = V_1 \times (Z_2 / Z_1)^{(1/n)}$

ここで、V_2：地上高さ Z_2(m)における風速(m/s)

V_1：地上高さ Z_1(m)における風速(m/s)

n：大気安定度と地表粗度により定まる定数。ここでは、地上高 10mおよび 20mにおける実測値より、次式により求めた。n＝3.75

$8.3 = 6.9 \times (20/10)^{(1/n)}$

(3)　風車設備の想定

風力発電の利用率は、風況に依存し、定格出力発電ができるのは風速が風車の定格運転風速を超える時のみであり、一般的には殆どの期間が部分負荷運転状態にある。また、発電を開始する最低風速があり、これをカットイン風速といい、風車の設計に依存している。ここでは、風車の利用率を最大にし、設備容量をミニマムにする観点からカットイン風速の小さい機種を選定した。こうした観点から見るとカットイン風速が最も小さい機種として、WIND WORLD 社の W2700 が揚げられる。その基本仕様は以下の通りである。

ハブ高さ　　31m／41m
出力　　150kW
カットイン風速　2m/s
定格風速　　11m/s
カットアウト風速　25m/s

である。本予備検討においては上記の仕様を用いることとする。なお、最新の機種であるドイツエネルコン社にも、カットイン風速2.5m/s、定格風速14m/sの500ｋW機（同期発電機搭載）があり、宮古島に導入されており、上述の仕様は現実的な内容となっている。

(4)　風力発電設備容量と水素必要量、水素貯蔵タンク容量の算定

想定した離島における電力需要を満たしうる風力発電設備容量を、提案するトータルシステムでの発電コストを最小にする観点から検討する。一般的傾向として、風は冬季に強く吹き、夏期（特に7、8月）には最も弱く吹くようになる。夏期においては風力発電の設備利用率は大きく低下するため、夏期を基準に風力発電設備の容量を設定するのは現実的ではなく、夏期に不足する電力を、それまでに製造・貯蔵した水素を用いた燃料電池発電で賄うのが合理的である。このような観点で水素の最大貯蔵量を設定しておけば、他のシーズン中における無風日の電力供給は問題なく行えるし、負荷変動への追従も十分可能である。風力発電設備容量を大きめにすると、夏期の電力不足量は少なくなるので、必要水素貯蔵量は減少する。逆に、風力発電設備容量を少な目にすると、夏期の電力不足が深刻になり、必要水素貯蔵量は増大する。従って、本予備検討では風力発電設備容量を2000kW、2500kW及び3000kWの3つのケースで必要水素貯蔵量がどうなるかを計算した。計算結果を表1.4-2に示す。ここで、風力発電設備の性能曲線は図1.4-1に示すように設定し、この性能曲線に基づき発電量を計算した。

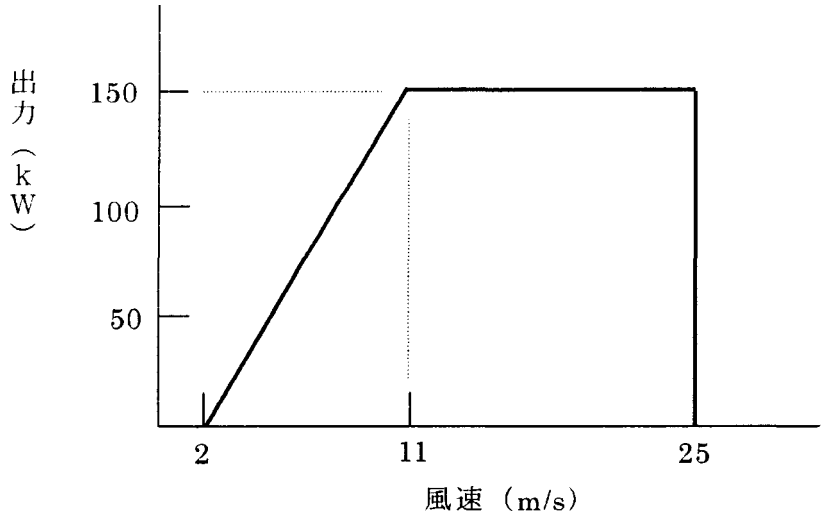


図1.4-1　風力発電設備性能曲線の想定

表1.4-2　想定した離島の風力発電電力量および水素貯蔵必要量の計算

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
地上40m平均風速、m/s	10	9.2	8.3	7	5.4	6.3	4.9	4.5	6.9	6.1	7.9	8.4
150kW機の発電量、kWh/月	82458	64209	47149	28283	12984	20618	9701	7514	27088	18716	40655	48873
設備利用率	75	59	43	26	12	19	9	7	25	17	37	45
電力需要、MWh/月	182.5	182.5	182.5	182.5	182.5	182.5	182.5	182.5	182.5	182.5	182.5	182.5
全2000kW時の発電量、MWh/月	1099.4	856.1	628.6	377.1	173.1	274.9	129.3	100.2	361.2	249.6	542.1	651.6
そのときの余剰電力量,MWh/月	916.9	673.6	446.1	194.6	-9.4	92.4	-53.2	-82.3	178.7	67.1	359.6	469.1
水素必要量、千m^3					-5.3		-30.0	-46.4				
必要水素貯蔵タンク容量、m^3						76400m^3						
全2500kW時の発電量、MWh/月	1374.3	1070.2	785.8	471.4	216.4	343.6	161.7	125.2	451.5	311.9	677.6	814.6
そのときの余剰電力量,MWh/月	1191.8	887.7	603.3	288.9	33.9	161.1	-20.8	-57.3	269.0	129.4	495.1	632.1
水素必要量、千m^3							-11.7	-32.3				
必要水素貯蔵タンク容量、m^3						44000m^3						
全3000kW時の発電量、MWh/月	1649.2	1284.2	943.0	565.7	259.7	412.4	194.0	150.3	541.8	374.3	813.1	977.5
そのときの余剰電力量,MWh/月	1466.7	1101.7	760.5	383.2	77.2	229.9	11.5	-32.2	359.3	191.8	630.6	795.0
水素必要量、千m^3								-18.2				
必要水素貯蔵タンク容量、m^3						18200m^3						

表 1.4-2 において、水素必要量は以下のように燃料電池設備の性能を想定して求めた。

燃料電池には、いくつかのタイプが考えられる。各燃料電池の特徴を整理すると以下の通りである。

燐酸型燃料電池　実績がある。コストは改質装置なしで 48 万円/kW 程度。効率は、純水素利用で 50％程度。

ＰＥＭ燃料電池　コストは現時点では試作段階のため高く、数百万円/kW である。将来の目標コストとしては 20 万円/kW という数値が上げられている。純水素利用の場合の効率は、高位発熱量基準で 50％以上が期待されている。

アルカリ燃料電池　最近アルカリ燃料電池メーカーである ZeTek 社は、アルカリ燃料電池製造工程を自動化することで、20 万円/kW という、現状では最も安価な燃料電池システムを提供できるとしている。実際、同社は全自動化されたアルカリ燃料電池製造プラントを作り、今年の 7 月より生産を開始するとアナウンスしている（Hydrogen & Fuel Cell Letter, 4 月号より）。アルカリ燃料電池はコンパクトなものはできないが、小規模の定置型として用いることは可能であるし、また、効率は高く 60％程度とされている。さらに、純酸素を用いることで 70％程度の効率が得られるという。現時点では民生用としては十分な実績が無いが、今後大いに期待ができる。

以上に整理したように、現時点では燐酸型燃料電池が最も現実的な選択となるが、将来は PEM、アルカリ型にも期待ができ、20 万円/kW 程度のコストが期待できる。必要水素貯蔵量を検討するための効率としては、ここでは代表値として 50％を用いることとする。

以上より、各月における水素必要量は以下のように求めた。

水素必要量＝各月の余剰電力量［kWh］／水素の高位発熱量［kWh/m³］
／燃料電池発電効率［％］／100
ただし水素 1Nm³ の高位発熱量は 3.547kWh

また、必要な水素貯蔵タンクの容量は、電力不足が集中する 7、8 月の夏期２ヶ月分を賄える量として求めた。

(5)　水素製造設備（水電解設備）の設備容量の設定

できるだけ現実的なコスト評価を行うという観点から、本予備検討では既に商業化されているアルカリ水電解設備を想定した。WE-NET サブタスク 7 平成 10 年度報告書によると（p283）、アルカリ水電解設備および PEM 水電解設備の水素製造電力原単位は以下の値を用

いており、アルカリ水電解設備の効率は約80%である。

	電力原単位	効率
PEM水電解設備	3.92 kWh/Nm³	約90%
アルカリ水電解設備	4.41 kWh/Nm³	約80%

一方、表1.4-2を見てわかるように、水素は夏期2ヶ月分を年間を通して徐々に製造すれば良いため、大きな設備容量は必要としない。ただし、合理的にその容量を設定するためには数年間にわたる毎日の風況データを分析する必要が有るため、現時点ではある程度余裕を持たせて設定することとする。仮に100Nm³/hrの設備容量を想定すると、1ヶ月のフル運転で100×24×30＝72000Nm³と十分な量の水素が製造できる。また、後で見るように水素製造設備の設備費がシステム全体に占める割合は大きくないため、詳細は今後の課題として、本予備検討では必要水素製造設備容量を

100Nm³/hr

と設定する。

(6) 設備費の算定

設備費の算定とその根拠は以下の通りである。

＜風力発電設備＞

風力発電設備本体の価格としては、NEDOの新エネルギー海外情報99-10号によると、各社へのヒアリング調査(1998～1999年にかけて実施)結果として、三菱重工のMWT-500の500kW機が6700万円（受変電設備、据付工事費、国内輸送費は含まれない）とあるので、この値を用いることとした。また、関連設備や据付工事費に関しては、NEDO NEWS VOL.19 171号（1999.8）より、5カ国の平均風力発電所建設コスト内訳のデータが提示されており、このデータより、日本の場合を用いることとした。表1.4-3にこれを示す。

ただし、オリジナル表中の誤植を訂正している。

表1.4-3 5ヶ国の平均風力発電所建設コスト内訳（$US/kW）

	総額	発電機本体価格	輸送費用	据付・組立費用	関連土木工事費用	系統連携設備費用	その他諸経費	運転・保守費用
デンマーク	1,266	859	6	71	120	143	67	15
ドイツ	1,344	955	20	78	174	74	41	16
イギリス	1,412	913	40	61	194	157	48	23
アメリカ	1,308	877	7	74	146	146	86	32
日本	2,256	1,261	144	122	247	441	42	26
5カ国平均	1,517	973	43	81	176	192	57	22

注：その他諸経費はコンサルタント費、用地費、調査費等出ある。 NEDO NEWS 1999、171号

表 1.4-3 より、日本における平均値を取り出して、1 $US＝110 円として 500kW 機を想定して各費用を求めると以下のようになる。

	500kW 機 1 基あたり費用
発電機本体費用	6,935 万円
輸送費用	792 万円
据付・組立費用	671 万円
関連土木工事費用	1,359 万円
系統連携設備費用	2,426 万円
その他諸経費	231 万円
運転保守費用	143 万円
合計	5,479 万円

コスト計算においては、発電機本体費用と運転保守費用を除く費用を全部加えて、輸送・据付・土木・系統連携等費用として 5500 万円を計上することとする。

＜水素製造設備＞

ノルスク・ハイドロ社の市販しているアルカリ水電解設備価格をベースに設備費を算定した。ノルスク・ハイドロ社の水電解設備価格は 480Nm^3/hr で 1 億 4200 万円であり、スケールファクターを 0.87 と設定した。水素製造設備の規模は 100Nm^3/hr であり、

電解槽価格は

$$14200\times(100/480)^{0.87}=3628 \text{ 万円}$$

となる。そのほかに必要な電源設備と付帯・据付費用に関しては 300Nm^3/hr の水素供給スタンドコストを検討したときに、各 5000 万円、1500 万円を用いている。ここでは、電源設備に関しては規模が 1/3 となるため、安全側に見て半分 2500 万円を用いることとする。以上を整理すると以下の通りとなる。

電解槽	3630 万円
電源設備	2500 万円
付帯設備・据付費用	1500 万円
合計	7630 万円

＜水素貯蔵コスト＞

水素貯蔵タンクは、耐圧 10kg/cm^2 の球形タンクを想定した。本システムの価格は、メーカ提示値によると、貯蔵容量　10 万 Nm^3（タンク内容積 1 万 m^3）で、8 億円、スケールファクター0.69 であり、これを用いて算定すると以下の様になる。

84000m^3　8 億円×（76400/100000）$^{0.69}$＝6.64 億円

49000m^3　8 億円×（44000/100000）$^{0.69}$＝4.54 億円

20000m^3　8 億円×（18200/100000）$^{0.69}$＝2.47 億円

＜燃料電池発電設備＞

ここでは、既に市販されているリン酸型燃料電池設備を想定する。現状、リン酸型燃料電池の価格は、改質装置込みで60万円/kW程度である。本検討では改質装置は不要であり、この分を差し引いて48万円/kWを用いることとする。従って、500kWの場合で

2億4000万円

となる。

(7) 自立型風力発電システムコストの推定

ここでは、風力発電設備容量と、水素貯蔵容量の組み合わせに関し、以下の3ケースの計算を実施した。

①風力発電設備2000kW、水素貯蔵容量76400m³

②風力発電設備2500kW、水素貯蔵容量44000m³

③風力発電設備3000kW、水素貯蔵容量24700m³

また、コスト算定に係わる設備の耐用年数、金利、各種年経費率については以下のように想定した。

＜風力発電＞

風力発電部分のコスト計算は、NEDOの算定方法（NEDO　NEWS　VOL.19　171号（1999.8)、p6より）に従うものとした。これによると

年経費（円）＝総建設費（本体費用＋その他費用）×年経費率＋運転・保守費用

ここで、年経費率は金利を3.6%、耐用年数17年として、次式より8%を用いている。

年経費率＝金利(0.036)／（1-（1+金利）$^{-17}$）＝0.08

次に発電コストは、離島における、年間の総電力需要（250kW×8760hr＝2190000kWh）をベースに次式より計算した。

発電コスト(円/kWh)＝年経費/年間の送電力需要

＜その他＞

風力発電設備以外に関しては、下記の様にWE-NETで用いた年経費率に準じた値とした。

水素製造設備：耐用年数は15年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。

水素貯蔵設備：耐用年数は20年金利4%とし、その他はWE-NET液体水素タンカーの年経費率に準じた値とした。

燃料電池設備：耐用年数は10年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。

これらをまとめたものを表1.4-4に示す。

表 1.4-4　コスト評価に用いた年経費率一覧

	水素製造設備	水素貯蔵設備	燃料電池設備
減価償却費	6.0	4.5	9.0
金利	2.5	2.5	2.5
固定資産税	0.7	0.7	0.7
保険	0.6	0.6	0.6
補修費	2.0	2.0	2.0
人件費	0.3	0.3	0.3
一般管理費	1.0	1.0	1.0
合計	13.1	11.6	16.1
耐用年数	15 年	20 年	10 年

以上より、離島における自立型風力発電システムのコストを推定した結果を表 1.4-5、6、7、8 に示す。ただし、参考のためにケース４として、ケース３の条件に加えて燃料電池発電システムコストとして、PEM 燃料電池の目標コスト 20 万円/kW を用いた場合のコスト推定を実施した。

これらの計算結果より、現状での現実的な発電コストの推定として

約 67 円/kWh

という値を得た。燃料電池発電設備のコストを 20 万円/kW とした場合には、

約 56 円/kWh

という値となる。最近、アルカリ燃料電池発電設備で 20 万円/kW 程度のコストを実現しているという情報もあり（本年度海外調査報告参照）、近い将来に 56 円/kWh 程度のコストが実現する可能性があるといえよう。

(8)　まとめ

離島における自立型風力発電システムの発電コストの予備的な検討を行った。その結果、現状での現実的な発電コストとして

約 67 円/kWh

燃料電池発電設備のコストを 20 万円/kW とした、近い将来の発電コストとして、

約 56 円/kWh

という値を得た。これらの推定は、月平均風速を用いて、かつ電力需要についても単純な想定をベースとしている。また、設備費に関してもかなり粗い推定値を用いている。しかしながら、風力発電設備の建設費などは更に低下する可能性もあり、現状の離島における発電コストは 50 円/kWh を越えることもあるといわれており、代替システムとして導入対象となりうるポテンシャルを有しているものと考えられる。ここで示したシステムは、まだ相当の余剰電力を有しており、これらを有効活用する事により更に発電コストの低減も期待できるため、次年度以降は、具体的な条件を設定してシステム検討を実施した上で、より精度の高いコスト推定を実施すべきであろう。

表1.4-5 離島における風力発電システム(月平均風速データを用いた簡易評価結果)

ケース1 風力発電設備容量2000kW、水素貯蔵容量84000m^{3}の場合

	風力発電	水素製造	水素貯蔵コスト	FC発電	合計
建設費用(万円)	48800	7630	66400	24000	
運転・保守費用(万円/年間)	572				
年経費率(%)	8	13.1	11.6	16.1	
年経費(万円)	4476	999.53	7702.4	3864	
年間稼動時間(hr)					
固定費コスト(円/kWh)	20.44	4.56	35.17	17.64	77.82
電力原単位(kWh/Nm3-H2)		4.4			
電力コスト(円/kWh)	0.00	0.00	0.00	0	0.00
上水価格(円/ton)					
水消費原単位(ton/Nm3-H2)					
水道代コスト	0.00	0.00	0	0	0.00
コスト小計(円/kWh)	20.44	4.6	35.17	17.64	77.82

各設備の構成

＜風力発電＞500kW×4基=2000kW

本体6700万円×4基=26800万円
据付・系統連携等費用等5500万円×4基＝22000万円
運転保守費用143万円/年×4基＝572万円
年経費率:NEDOは金利3.6%として 8%を使用

＜水素製造＞100Nm^3/hr
アルカリ水電解設備一式6130万円
建屋及び関連工事費一式1500万円
合計7630万円

＜水素貯蔵＞76400m^3
貯蔵タンク一式66400万円

＜燃料電池発電＞500kW
リン酸型燃料電池48万円/kWより24000万円

風力発電設備の年経費率は金利3.6%、17年償却として算定(NEDO評価に準じた)
水素製造設備の耐用年数は15年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。
水素貯蔵設備の耐用年数は20年金利4%とし、その他はWE-NET液体水素タンカーの年経費率に準じた値とした。
燃料電池設備の耐用年数は10年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。
水素製造に必要な水の確保(100Nm^3/hで定格運転を行うと約2ton/dayの水が必要)、そのコストについては未検討

表1.4-6 離島における風力発電システム(月平均風速データを用いた簡易評価結果)

ケース2 風力発電設備容量2500kW、水素貯蔵容量49000m^{3}の場合

	風力発電	水素製造	水素貯蔵コスト	FC発電	合計
建設費用(万円)	61000	7630	45400	24000	
運転・保守費用(万円/年間)	715				
年経費率(%)	8	13.1	11.6	16.1	
年経費(万円)	5595	999.53	5266.4	3864	
年間稼動時間(hr)					
固定費コスト(円/kWh)	25.21	4.56	24.05	17.64	71.47
電力原単位(kWh/Nm3-H2)		4.4			
電力コスト(円/kWh)	0.00	0.00	0.00	0	0.00
上水価格(円/ton)					
水消費原単位(ton/Nm3-H2)					
水道代コスト	0.00	0.00	0	0	0.00
コスト小計(円/kWh)	25.21	4.6	24.05	17.64	71.47

各設備の構成

＜風力発電＞500kW×5基=2500kW

本体6700万円×5基=33500万円

据付・系統連携等費用等5500万円×5基＝27500万円

運転保守費用143万円/年×5基＝715万円

年経費率:NEDOは金利3.6%として 8%を使用

＜水素製造＞100Nm^3/hr

アルカリ水電解設備一式6130万円

建屋及び関連工事費一式1500万円

合計7630万円

＜水素貯蔵＞44000m^3

貯蔵タンク一式45400万円

＜燃料電池発電＞500kW

リン酸型燃料電池48万円/kWより24000万円

風力発電設備の年経費率は金利3.6%、17年償却として算定(NEDO評価に準じた)

水素製造設備の耐用年数は15年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。

水素貯蔵設備の耐用年数は20年金利4%とし、その他はWE-NET液体水素タンカーの年経費率に準じた値とした。

燃料電池設備の耐用年数は10年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。

水素製造に必要な水の確保(100Nm^3/hで定格運転を行うと約2ton/dayの水が必要)、そのコストについては未検討

表1.4-7 離島における風力発電システム(月平均風速データを用いた簡易評価結果)

ケース3 風力発電設備容量3000kW、水素貯蔵容量20000m^{3}の場合

	風力発電	水素製造	水素貯蔵コスト	FC発電	合計
建設費用(万円)	73200	7630	24700	24000	
運転・保守費用(万円/年間)	858				
年経費率(%)	8	13.1	11.6	16.1	
年経費(万円)	6714	999.53	2865.2	3864	
年間稼動時間(hr)					
固定費コスト(円/kWh)	30.66	4.56	13.08	17.64	65.95
電力原単位(kWh/Nm3-H2)		4.4			
電力コスト(円/kWh)	0.00	0.00	0.00	0	0.00
上水価格(円/ton)					
水消費原単位(ton/Nm3-H2)					
水道代コスト	0.00	0.00	0	0	0.00
コスト小計(円/kWh)	30.66	4.6	13.08	17.64	65.95

各設備の構成

＜風力発電＞500kW×6基=3000kW

本体6700万円×6基=40200万円

据付・系統連携等費用等5500万円×6基＝33000万円

運転保守費用143万円/年×6基＝858万円

年経費率:NEDOは金利3.6%として 8%を使用

＜水素製造＞100Nm^3/hr

アルカリ水電解設備一式6130万円

建屋及び関連工事費一式1500万円

合計7630万円

＜水素貯蔵＞18200m^3

貯蔵タンク一式24700万円

＜燃料電池発電＞500kW

リン酸型燃料電池48万円/kWより24000万円

風力発電設備の年経費率は金利3.6%、17年償却として算定(NEDO評価に準じた)

水素製造設備の耐用年数は15年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。

水素貯蔵設備の耐用年数は20年金利4%とし、その他はWE-NET液体水素タンカーの年経費率に準じた値とした。

燃料電池設備の耐用年数は10年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。

水素製造に必要な水の確保(100Nm^3/hで定格運転を行うと約2ton/dayの水が必要)、そのコストについては未検討

表1.4-8 離島における風力発電システム(月平均風速データを用いた簡易評価結果)

ケース4 風力発電設備容量3000kW、水素貯蔵容量20000m^{3}の場合+燃料電池コスト20万円/kW

	風力発電	水素製造	水素貯蔵コスト	FC発電	合計	各設備の構成
建設費用(万円)	73200	7630	24700	10000		＜風力発電＞500kW×6基=3000kW
運転・保守費用(万円/年間)	858					
年経費率(%)	8	13.1	11.6	16.1		本体6700万円×6基=40200万円
年経費(万円)	6714	999.53	2865.2	1610		据付・系統連携等費用等5500万円×6基＝33000万円
年間稼動時間(hr)						運転保守費用143万円/年×6基＝858万円
固定費コスト(円/kWh)	30.66	4.56	13.08	7.35	55.66	年経費率:NEDOは金利3.6%として 8%を使用
電力原単位(kWh/Nm3-H2)		4.4				＜水素製造＞100Nm^3/hr
電力コスト(円/kWh)	0.00	0.00	0.00	0	0.00	アルカリ水電解設備一式6130万円
						建屋及び関連工事費一式1500万円
						合計7630万円
上水価格(円/ton)						
水消費原単位(ton/Nm3-H2)						＜水素貯蔵＞18200m^3
水道代コスト	0.00	0.00	0	0	0.00	貯蔵タンク一式24700万円
						＜燃料電池発電＞500kW
						PEM燃料電池目標コスト20万円/kWより10000万円
コスト小計(円/kWh)	30.66	4.6	13.08	7.35	55.66	

風力発電設備の年経費率は金利3.6%、17年償却として算定(NEDO評価に準じた)
水素製造設備の耐用年数は15年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。
水素貯蔵設備の耐用年数は20年金利4%とし、その他はWE-NET液体水素タンカーの年経費率に準じた値とした。
燃料電池設備の耐用年数は10年、金利は4%とし、その他はWE-NET水素製造設備の年経費率に準じた値とした。
水素製造に必要な水の確保(100Nm^3/hで定格運転を行うと約2ton/dayの水が必要)、そのコストについては未検討

1.5　国内における木質系バイオマスのポテンシャル調査

＜始めに＞

木質バイオマスエネルギーは、1970年代の2度の石油危機を契機に化石燃料の代替燃料として世界中で見直され始めた。当時、日本でもポテンシャル調査が行われ、木質バイオマスエネルギーの導入が始まりつつあった。しかし、化石燃料の代替燃料としてしか考えられていなかったため、石油価格が暴落すると導入の動きは停滞し、今日に至るまで導入は進んでいない。一方で、同様に石油危機以降バイオマスエネルギーの導入が進められたスウェーデンでは、その後も引き続き積極的に導入を進め、91年の炭素税の導入を契機にさらに伸び、現在1次エネルギーの19%をバイオマスエネルギーが占めている。また、EUも京都議定書の二酸化炭素排出量削減目標を達成するために、1997年の白書の中で、再生可能エネルギーの使用量を6%から12%にすることを発表しており、その増加分の殆どをバイオマスエネルギーに期待している。再生可能エネルギーの種類としては、太陽光、風力、水力、バイオマスがある。この中で、太陽光はコストが高く、風力は一定割合以上増えないとみなされており、水力は先進国地域ではすでに開発が相当進んでいるため、今後はバイオマスが最も有望な再生可能エネルギーとみなされている。バイオマスは、大気中の二酸化炭素を吸収、固定しながら成長するので、燃焼しても二酸化炭素の排出量はゼロとみなされている。欧州だけでなく、アメリカ合衆国も1998年8月に「バイオマスを2010年までに3倍にする」という大統領令を公布している。

エネルギーというと電力を考えがちであるが、欧州で最もバイオマスエネルギーの導入が進んでいるのは、暖房や給湯といった熱需要である。バイオマスエネルギーの先進国であるスウェーデンにしても、最も利用が進んでいるのは地域熱供給部門である。EUでは、熱需要がエネルギー需要の50%を占め、電力が25%、運輸が25%である。エネルギー需要の中で最も需要の大きい暖房や給湯といった熱需要は、技術的にも化石燃料からの転換が容易であり、バイオマス利用の中で最も重要視されている市場である。

日本も京都議定書の中で2010年までに二酸化炭素排出量を1990年より6%削減することを目標としており、再生可能エネルギーである木質系バイオマスエネルギーの利用促進は重要である。特に、EU同様に日本もエネルギー需要のうち、熱需要の占める割合は大きく、この分野でバイオマスエネルギーの導入を進めていく事は地球温暖化防止策としても重要である。

1.5.1　森林未利用資源の収集方法及び収集コストの低い地域の調査・選定

森林未利用資源の種類としては、建築やパルプ用の丸太を生産する際に発生する、不要な枝葉、曲がった幹、切り捨てられた根元等がある。したがって、森林未利用資源の収集可能な地域や収集可能な量は、どのように丸太が生産されるか、どのような伐採システムが採用されているかによって変わる。伐採システムは下記の4つの工程に区分される。

伐倒　：樹木を切り倒す作業
造材　：切り倒した樹木の枝を除去（枝払い）し、用途に応じた長さに幹を鋸断（玉切り）する作業
集材　：伐倒された木や造材された木を土場（造材作業や木材集積のために森林内に切り開いた作業場所のこと）や林道沿いに集積する作業
　※集材方法には、短幹集材、全幹集材、全木集材の3つの方法がある。
　　短幹集材　　林内で枝払い、玉切りをしてから集材する方法
　　全幹集材　　林内で枝払いだけをして幹のまま集材する方法
　　全木集材　　伐倒直後の枝葉のついたままの状態で集材する方法
運材　：丸太を伐採現場から市場や製材工場まで運搬する作業

伐採システムの各工程の流れは、地形、経営規模、集材距離などに応じて種々の組み合わせが考えられ、時代の変遷もある。日本と林業先進国の代表的な伐採システムを挙げる。

日本
①チェーンソー／伐倒・枝払い→集材機／全幹集材→チェーンソー／玉切り
②チェーンソー／伐倒・枝払い→トラクタ／全幹集材→チェーンソー／玉切り
③チェーンソー／伐倒・枝払い・玉切り→林内作業車／短幹集材

伐倒、造材作業はチェーンソーによる人力作業である。集材作業は、集材機による架線集材かあるいは、トラクタや林内作業車（小型丸太運搬車）といった車両を使う方法のどちらかである。架線集材とは、集材機（動力ウィンチ）を用いて、ワイヤーロープをドラムに巻き取ることにより、林内に散在している木や丸太を土場に集積する方法である（図1.5-1）。日本では、森林のほとんどが急な傾斜地にあるため、地形の影響を受けにくい①の伐採システムが主流となっている。②の伐採システムは、伐倒地点までトラクタを乗り入れ、道路端や土場に樹木を引き摺り出す方法で、主に北海道のような傾斜の緩い森林で主流となっているシステムである。③は幅1m強の自動車道を網の目のように開設し、林内作業車を使用して丸太を搬出する伐採システムである。このシステムは、1人でも作業が可能であり、林内作業車は比較的安価な上に小回りが利くので、小面積しか保有していない山林所有者が小規模な伐採を行うのに適している。

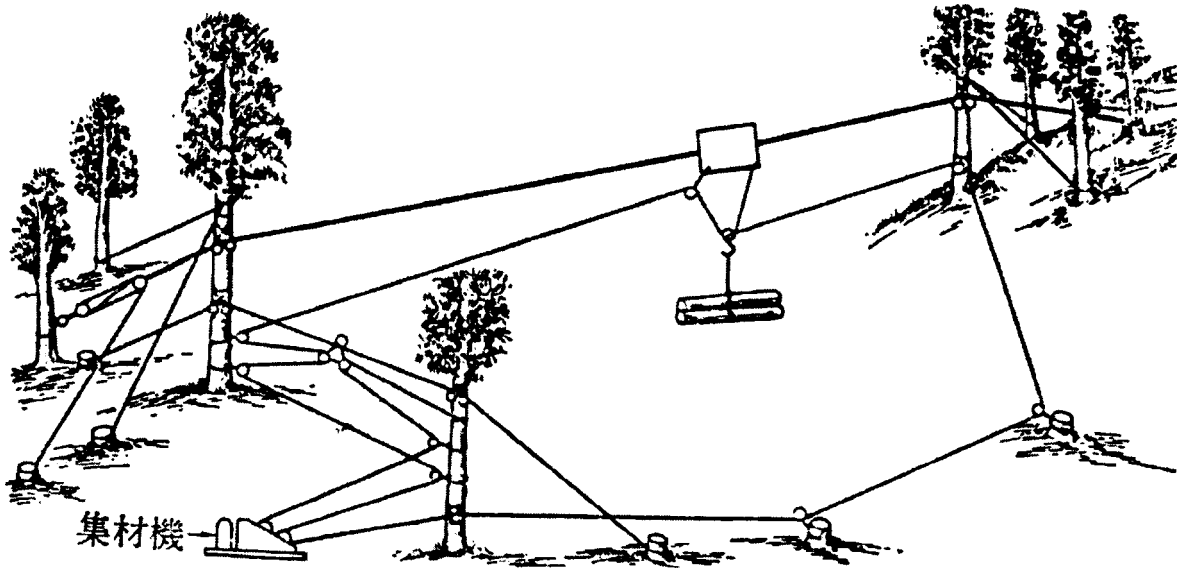
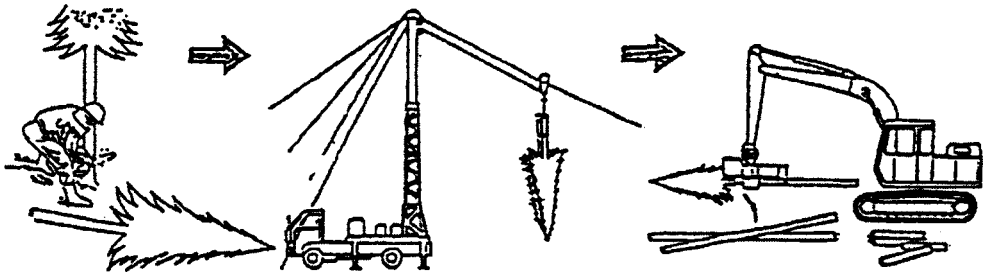


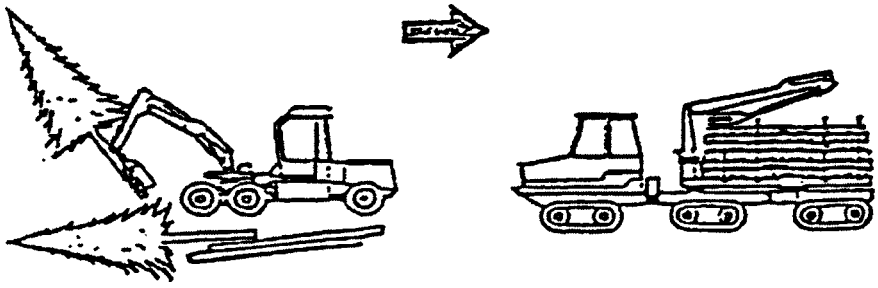
図 1.5-1　架線集材

林業先進国

④チェーンソー／伐倒→タワーヤーダ／全木集材→プロセッサ／造材(枝払い＋玉切り)



⑤ハーベスタ／伐倒・造材→フォワーダ／短幹集材



④は、オーストリアのような山岳地帯で主流となっている伐採システムである。チェーンソーで伐倒した木をタワーヤーダ（簡易な架線集材ができる移動可能な集材機）で全木集材し、これをプロセッサで枝払い、玉切りを行う。タワーヤーダは従来の集材機に比べ、機動性に富み、架線の設置、撤去にかかる作業時間が短いが、反面、集材距離が短いので、伐採現場付近まで自動車道を開設する必要がある。日本でも導入が進められているが、林内の車道の開設、整備が遅れているために普及が遅れている。⑤は北欧、スウェーデンのような傾斜の緩い地域での伐採システムである。ハーベスタが林内で伐倒、枝払い、玉切りを行い、林内で丸太を何箇所かに集積し、フォワーダがこれを集材する。日本では、北海道でこのシステムの導入が最近進んでいる。

日本では、長い間造材作業はチェーンソーによる人力作業であったが、ここ10年ほどの間にプロセッサの導入が急速に進み、⑥のように集材機で全木集材し、土場で造材する伐採システムも登場している。

⑥チェーンソー／伐倒→集材機／全木集材→プロセッサ／造材（枝払い＋玉切り）

森林未利用資源の収集という観点から見た場合、枝払いや玉切り作業の後に残った枝葉や、曲がった幹、切り捨てられた根元を収集するわけであるから、当然、枝払いや玉切り作業が林内で行われるよりも土場で行われ、1箇所に未利用部分が集積されているほうが都合が良い。したがって、全木集材し、土場で造材する④や⑥のような伐採システムが最も収集しやすく、枝葉も曲がった幹も切り捨てられた根元も収集可能である。①や②のような全幹集材の場合は、枝葉以外は収集可能である。③のように林内で造材してから土場に出すシステムが最も収集が困難である。⑤も③と同様に短幹集材ではあるが、傾斜の緩い地形で実施されているので、森林未利用資源の収集は可能であり、実際、スウェーデンではすでにこれらの森林未利用資源を収集し、燃料として利用している。

このように伐採システムによる収集可能量の差は大きい。また、地形、樹種等によっても収集可能量は変わるが、実測調査や研究はされておらず、既存のデータがないので、森林未利用資源を収集したことのある事業体を探していたところ、住友林業新居浜事業所が森林未利用資源を回収・利用していることがわかった。住友林業新居浜事業所では、実際に一部の森林未利用資源を燃料として出荷し、積極的収集に取り組んでいるので、調査の協力を依頼したところ、経験に基づいた具体的なデータを提供してくれた。住友林業から頂いたデータを元に収集可能量、炉前コストを算出した。

1.5.2　選定地域での森林未利用資源の回収可能量と炉前でのコスト

(1)　概況

新居浜事業所は、愛媛県東予地域を中心に経営活動を行っており、経営面積は14,700haで、蓄積量はおよそ250万m^3である。ここ10年の丸太生産量は安定しており、年間約10,000m^3である。また、年間を通じて伐採活動を行っていて、季節による丸太生産量の変化もない。したがって、森林未利用資源の安定した収集が可能と思われる。

現在、発生した森林未利用資源は、社有林内であれば、土場付近に放置されている。しかし、社有林外の活動、例えば他者の森林での伐採、道路開設等によって発生した未利用資源は土場に放置するわけにはいかないので、伐採跡地に散布するかあるいは、土場から持ち出すなどして、処理しなければいけない。住友林業では、土場に移動式木材破砕機を持ちこみ、破砕し、新居浜市内の工業団地にあるクリーニング店に燃料として搬入している。しかし、クリーニング店の購入価格は、ぜいぜい運賃が賄える程度しかない。それでも搬入をする背景には、単に処理の為というだけでなく、なんとか地域の資源として未利用な資源を活かしたいという考え方がある。また、何のメリットもないわけではなく、未利用資源が伐採跡地に残らなければ、植林する際に伐採跡地を整備する地ごしらえと呼ばれる作業を省くことができ、植林コストが下がるというメリットがあり、林業の面から見ても、森林未利用資源のエネルギー利用は非常に有意義である。

(2)　収集可能量の推定

新居浜事業所より提供された平成11年度の破砕実績をもとに新居浜事業所の伐採活動により発生する森林未利用資源収集可能量を下記の式から推計した。

収集可能量（乾燥重量トン）＝丸太生産1m^3あたりの収集可能量（m^3／丸太生産m^3）
×丸太生産量（m^3）×（1－破砕による減容率）
×（1－破砕片含水率）×破砕片容積重（トン／m^3）

- 丸太生産1m^3あたりの収集可能量（m^3／丸太生産m^3）：　1.5.1で述べたように④や⑥のような全木集材する伐採システムは、全ての森林未利用資源を収集可能である。①や②のような全幹集材する伐採システムは、枝葉以外は収集可能である。③のように短乾集材する伐採システムは収集が困難である。住友林業では、全幹集材もしくは全木集材する伐採システムで通常伐採を行っており、短幹集材は行っていない。破砕実績によれば、丸太1m^3を生産すると、全幹集材の場合は0.7m^3、全木集材の場合は1m^3の未利用資源が収集可能である。
- 丸太生産量：　全幹集材による丸太生産量が6,300 m^3、全木集材による丸太生産量が4,200 m^3である。
- 破砕による減容率：　30％
- 破砕片の含水率　：　40％

・破砕片の容積重：　含水率 40％の時に、0.25 トン／m^3

以上より、住友林業新居浜事業所における年間収集可能量（乾燥重量トン）は

［0.7×6,300＋1×4,200＝8,610（m^3）］×0.7×0.6×0.25＝904.05（トン）

である。木材の発熱量は成分の性質上、kg あたり 18,000～20,930kJ 程度なので、発熱量を 18,840kJ／kg とすると、熱量換算で約 17.0×10^6MJ 相当の燃料が得られることとなる。また、年間丸太生産量が 10,000m^3 であるから、丸太 1m^3 の生産につき約 86kg（乾燥重量）の森林未利用資源が収集可能ということになる。

住友林業の丸太生産量は年間成長量の４分の１程度なので、仮に年間成長量分全てを全木集材する伐採システムで伐採したとすると、

１×40,000×0.7×0.6×0.25＝4,200（トン）である。

熱量換算で約 7.9×10^7MJ の森林未利用資源を収集可能である。したがって、現在の森林未利用資源の収集可能量は潜在的な収集可能量の５分の１程度である。

(3)　木質系バイオマス燃料（森林未利用資源）の炉前コスト

ここでは、(2)で求めた住友林業の伐採活動により発生する森林未利用資源収集可能量の炉前コストを算出する。

上述のように住友林業では、発生した森林未利用資源を林外へ搬出する場合、破砕してから新居浜市内のクリーニング店に運搬している。したがって、炉前コストは、運賃＋破砕費ということになる。

・運賃：平成 11 年度の運賃単価は破砕片 1m^3 あたり 625 円であった。伐採現場から新居浜市内のクリーニング店までの運搬は他の会社に委託しているので、運賃の詳細な内訳はわからなかった。(2)より森林未利用資源収集可能量は 8,050m^3 であるが、破砕による減容率が 30％なので、

運賃＝8,610（m^3）×(1-0.3)×625（円／m^3）≒3,770,000（円）

・破砕費：破砕に直接かかる費用は、人件費が 15,000～20,000 円／日、燃料費が約 8,000 円／日（軽油 100 リットル）と破砕機の運搬費が４万円／日である。これに移動式木材破砕機（価格は約 2,100 万円）の償却費を加えると１日あたりの破砕費は、100,000 円である。現在、移動式木材破砕機は森林未利用資源を１日あたり 50m^3 破砕している。(2)より森林未利用資源収集可能量は 8,050m^3 であるから、

破砕費＝8,610（m^3）／50（m^3／日）×100,000（円／日）＝17,220,000（円）

以上より炉前コストは、3,770,000＋17,220,000＝20,990,000（円）である。収集可能量の重量は約 904 トンであるから、トンあたりの炉前コストは約 23,000 円、1MJ あたり約 1.2 円である。

(4)　その他の素材（丸太）生産業者の事例

住友林業だけでなく同地域内に他にも森林未利用資源を低コストで収集可能と思われる会社があったので、付記しておく。近藤産業は、愛媛県東予地域を中心に大規模な林業経営を行っている会社で、丸太生産量は年間約 20,000 m^3 である。近藤産業では、1つの伐採現場の面積が約 10ha もある上に、全木集材したあと土場でプロセッサで枝払い、玉切りを行っているので、土場に多量の森林未利用資源が集積する。集積した森林未利用資源は土場の拡張に利用するか、伐採跡地に散布している。伐採跡地への散布は、近藤産業の場合、21日間伐採がかかる現場であれば、3日間散布に費やしている。つまり、7日間伐採作業をしたら1日は散布に費やさなければならないことになる。非常にコストのかかる作業である。森林未利用資源がエネルギーとして利用できれば、こういったコストを省くことができるので、丸太の生産コストの低下にもつながる。

1.5.3　日本における森林未利用資源のエネルギー量推定

住友林業の破砕実績を元に 1.5.2(2)と同様の式を用いて日本における森林未利用資源のエネルギー量を推計した。

収集可能量（乾燥重量トン）＝丸太生産 1m^3 あたりの収集可能量（m^3／丸太生産 m^3）
×丸太生産量（m^3）×（1－破砕による減容率）
×（1－破砕片含水率）×破砕片容積重（トン／m^3）

- 丸太生産 1m^3 あたりの収集可能量（m^3／丸太生産 m^3）：1.5.1で述べたように伐採システムによって収集可能量が変わる。しかし、各伐採システムによってどの程度丸太が生産されているのか具体的に示すデータがないので、全ての丸太が全木集材する伐採システムによって生産されたと仮定し、発生した森林未利用資源は全て収集可能であると考えた。住友林業の破砕実績より丸太生産1m^3につき、1 m^3 の森林未利用資源が収集可能とした。
- 丸太生産量：林野庁の「木材需給報告書」より 21,551,000 m^3（平成9年）とした。
- 減容率、破砕片含水率、破砕片容積重は、住友林業の破砕実績を引用した。

以上より

収集可能量（トン）＝1×21,551,000×0.7×0.6×0.25＝2,262,855（トン）

を得る。これは熱量換算で約 11,840GWh のエネルギーとなり、日本の1次エネルギー供給量（約 6,300,000GWh）の約 0.2%に相当する。現在、日本の木材自給率は 20%程度しかないため、未利用資源の収集可能量も少ない。仮に自給率 100%とし、年間 111,634,000 m^3 の木材を生産したとすると、上記の式を用いれば、1次エネルギー供給量の1%分にあたる森林未利用資源が収集と思われる。

次に、森林の純生産量から究極的に利用可能な森林バイオマスエネルギー量を求める。

森林の生産量には、総生産量と純生産量の2種類がある。総生産量は葉の光合成作用で生産された有機物量の全体である。純生産量は、総生産量から植物の呼吸消費量を引いた量で光合成による産物の中で、植物体に固定された量をいう。植物の純生産量は、地域や気候や樹種により変わる。日本の森林の純生産量の平均は、順調に成長した森林であれば、年間haあたり約13.9トン（只木良也、蜂屋欣二「森林生態系とその物質生産」1968）とされている。日本の森林面積が25,146,000haであるから、

純生産量（トン／年）＝13.9（トン／ha・年）×25,146,000（ha）

≒350,000,000（トン／年）

森林の年間純生産量は、約3.5億トンになる。熱量換算すると約1,828,932GWhで、1次エネルギーの29％に相当するエネルギーが森林から生産されていることになる。

1.5.4　木質系バイオマス発電設備の現状

木屑や木材チップを燃料とし、発電を行っている事業所は全国で２０ヶ所あり、発電出力規模の合計は約45,000kWである。大半が木材関連産業であり、特に合板工場では加工工程で多量に熱を必要とするため、ボイラに蒸気タービンを付加する事が多い。しかし、木材関連産業の多くの工場が、樹皮やおが屑を畜産用の敷きわらや堆肥の原料等に出荷するか、焼却処分してしまっている。以下に、最新の設備を導入した事例を紹介する

＜事例　岡山県銘建工業＞

銘建工業の本社は岡山の県北、真庭郡勝山町に位置する。1998年に「エコ発電所」と名づけたエネルギープラントを完成させた。プラントの目的は製材工程で生じる廃材の処理、電力の自給、熱供給（暖房、木材の乾燥等）である。発電所の能力は1,950kWであるが、現在の使用量は1,200～1,300kWである。1日の稼働時間を約12時間（午前7:45頃から午後7:30頃まで）、稼働日数を250日とすると、年間総発電量は3,900,000kWhである。

・設備仕様

発電出力：1,950kW

ボイラ：タクマN-600H型、ストーカー式

蒸発量：20トン／時

蒸気圧力：16kg／cm^{2}G

蒸気温度：270℃

燃料：鉋屑、樹皮等

・設備コスト

法定耐用年数を基礎とした平準化コストとして計算するための必要データは表1.5-1のように分類できる。表1.5-1に示すデータをベースに、設備の設備費を基準とした年経費率に換算する。

表 1.5-1　岡山県、銘建工業木質系発電ボイラー設備の年経費率について

		年経費率	備考
設備費	設備費（建物含む）		10 億円
	建設費用		
	建中利子		
資本費	原価償却費	4.5	
	資本金利	2.5	
	法人税、諸償却	0.0	
	固定資産税	0.7	
直接費	人件費	0.6	600 万円
	ユーティリティ費	0.0	
	保険費	0.6	
	修繕費	1.0	定期検査 500 万円（年 1 回） 本格検査 1,000 万円（2 年に 1 回）
	諸経費	0.3	300 万円
原料費	燃料費	0	

表 1.5-1 における各項目の年経費率の設定根拠は以下の通りである。

・原価償却費：銘建工業の方の話では、耐用年数 30 年以上ということであるが、まだ完成してから 2 年しか経ておらず、先行きが不透明なので償却年数は 20 年とした。また、残存価値割合は 10%とした。

原価償却年経費率=（1－残存価値割合）／償却年数=（1－0.1）／20

=0.045

・資本金利：資本金利に係わる年経費は以下の式で求める。

資本金利年経費率＝（1－残存価値割合）×金利×（1＋金利）^{償却年数}

／（（1＋金利）^{償却年数}－1）＋残存価値割合×金利

－（1－残存価値割合）／償却年数

金利 4%、償却年数 20 年とすると資本金利年経費率は 2.5%となる。

$0.9\times0.04\times1.04^{20}/(1.04^{20}-1)+0.1\times0.04-0.9/20=0.066+0.004-0.045=0.025$

・法人税・固定資産税：不明、既存データを引用した

・人件費：通常 1～2 人、年間 600 万円

・ユーティリティ費、保険費：不明、既存のデータを引用した

・修繕費：現在のところ、年 1 回の定期検査と 2 年に 1 回の本格検査費

年間 1,000 万円

・諸経費：ボイラーの腐食防止用に冷却水に注入する薬品類（ナトリウム等）

年間 300 万円

・燃料費：自社で排出される廃材を利用しているので、燃料費は無料とした。

以上より、発電コストを計算すると以下の値を得る。

コスト円/kWh＝（設備費×年経費率合計＋燃料費［円/年］）／年間総発電量［kWh/年］

＝（1,000,000,000×0.102+0）／3,900,000

＝26円／kWh

なお、以上の計算は工場で利用している熱コストを割り戻していないため、実際には更に発電コストは安くなる。

1.5.5 高効率バイオマスガス化発電の現状

欧州における最新の事例について紹介する。

＜事例 ARBRE (Arable Biomass Renewable Energy) プロジェクト＞

ARBRE プロジェクトは、ヨーロッパで初の商用バイオマスガス化発電プラントの導入を目的としたプロジェクトである。バイオマスガス化発電プラントは、英国のヨークシャーに建設され、1998年より建設を開始している。プラントの建設コストは4,075万ユーロであるが、このうち1,449万ユーロをECが出資している。このプロジェクトは、ECのほか英国政府のNFFO (Non Fossil Fuel Obligation) にも支援されている。

発電規模は10MWで、うち8MWが33,500人に供給される予定で、余剰蒸気は燃料の乾燥に利用されている。プラントは、スウェーデンのTPS社によって設計され、ガス化炉は常圧型である。プラントの全熱効率は31%である。

燃料は、森林未利用資源と早生樹である。森林未利用資源は、地元の林業会社等から入荷している。早生樹とは、成長が早く、植えてから3、4年で収穫される樹種のことで、このプロジェクトでは、ヤナギとポプラが植林されている。ヤナギやポプラの植林地は、休耕地となっていた畑が利用されており、すでに150haに植えられ、将来的に約2,000haまで拡大する予定で、地元の農家の新たな収入源になることが期待されている。また、早生樹の肥料には、下水泥とプラントから排出される灰が利用されており、化学肥料は使われていない。

1.6　WE-NETシステムオプションの検討

シナリオ検討のためのベース情報として、海外からの再生可能エネルギーを日本に輸送するWE-NETシステムの各種オプションのコストについて検討する。以下に5種類のWE-NETシステムオプションに付いてのコスト整理及び試算結果を示す。

①水力発電水素、液体水素輸送システム（WE-NET基本構想）

液体水素は貯蔵コストが高く、国内の備蓄量を在来の化石燃料並とする考え方を見直して、国際的なエネルギー商品としての水素のこれからの流通のあり方も含め見直し検討が必要である。ここでは、第Ⅰ期のコスト検討結果を整理したものを表1.6-1に示す。

②水力発電水素、石炭併用メタノール輸送システム

既に、コストポテンシャルについての試算が実施されており、国内での発電コストはCO_2処理を含まないコストとして、19円/kWh程度とされており、中間段階での現実的なCO_2削減手段となりうる。ここでは、第Ⅰ期のコスト検討結果を整理したものを表1.6-2に示す。

③水力発電水素、石炭併用メタノール輸送システム＋メタノール直接発電

これは、②のシステムにおいて、国内では直接メタノール改質型の複合サイクル発電を行うとした場合である。この場合、②と比較して、CO_2削減効果はあまり変わらず、より発電コストが低減できると期待できるので、中間段階での導入が期待できるオプションである。コスト試算結果を表1.6-3に示す。ここで用いたメタノール改質型複合サイクル発電の設備費、効率は「石油火力発電所メタノール転換等実証試験　平成6年度報告書、(財)エネルギー総合工学研究所、平成7年3月」より、

建設単価：約18万円/kW

送電端効率：47.2%（高位発熱量基準、メタノール高位発熱量：22,690kJ/kg)

を用いて算定した。

メタノールの年間受入量は1950247tonであるため、これによる年間送電電力量は

$$5420/860\times1000\times1950247\times0.472=5.8\times10^9\text{kWh/年}$$

となる。また、これに対応するメタノール改質型複合発電設備の発電容量は

$$5.8\times10^9/(8760\times0.7)=946\text{MWe}$$

となる。これより設備費は約1735億円となる。年経費率に関しては、ここではWE-NETの水素燃焼タービンと同一の値を用いた。

④太陽光発電水素、液体水素輸送システム（WE-NET基本構想）

超長期のシナリオ検討に際しては、コストの安い水力発電水素だけでは供給量が不足するため、乾燥地帯などにおける大規模太陽光発電をベースとした水素を検討対象に加える

必要がある。大規模太陽光発電のコストに関しては、「太陽光発電システム実用化技術開発（大型エネルギー供給システムの調査研究）、太陽光発電技術研究組合、平成9年3月」において試算がなされている。同報告書によると、世界各地の100MW太陽光発電所のコスト試算を実施しており、太陽電池モジュールの発電単価100円/Wを前提とすることで、中国/ゴビ砂漠、インド/タール砂漠、中東地域/アブダビ等で10円/kWh以下の発電コストが得られるとしている。ここではそこで得られた太陽光発電コストを水力発電コストに置き換える形で簡易評価を実施した。この結果を表1.6-4に示す。実際には、大規模太陽光発電のサイトは乾燥地帯で、水素製造及び海上輸送のためには一旦海に面した水の豊富なところまで電力輸送を必要とするためその電力送電コストも見積もる必要がある。しかし、これらが現地における電力供給システムのインフラとしての役割を持ち、その余剰分を水素に変換して輸出すると考えれば、ここで検討したコストはそうした将来における太陽光発電水素輸送システムのコストと見なすことも可能である。

⑤太陽光発電水素、石炭併用メタノール輸送システム＋メタノール直接発電

これは、③と④のシステムを合わせたシステムであり、太陽光発電水素のみでは発電コストが非常に高くなるため、中間段階のオプションの一つとして設定したものである。
コスト試算結果を表1.6-5に示す。

⑥バイオマス水素ベースのメタノール

これに関しても、海外のバイオマスプランテーションをベースとしたコストポテンシャルについての試算が「将来のメタノール社会の可能性評価に関する調査、(財)エネルギー総合工学研究所、平成11年1月、IAE-C9820」実施されており、600MWメタノール改質型複合発電による国内での発電コストは14～17円/kWh程度とされている。

表1.6-1 WE-NETシステム（水力発電水素、液体水素輸送システム）のコスト 平成10年度報告書（見直し評価結果）より

	水素製造	水素液化	現地貯蔵	海上輸送	国内貯蔵	酸素製造	水素発電	合計
	Nm3/h	Nm3/h	m3-LH2	2隻	m3-LH2	Nm3/h-O2	MWe	
設備容量	377462	390910	80000	63000m3	430200	236522	1000	
設備費（億円）	564	1410	578	496	2068	310	936	
年経費率（%）	16.1	17.3	19.9	13.1	20.7	16.1	15.1	
年経費（万円）	90.804	243.93	115.022	64.976	428.076	49.91	141.336	
固定費コスト（円/kWh）	1.63	4.37	2.06	1.16	7.67	0.89	2.53	20.32
設備利用率（%）	88.00	90.00					70.00	
水力発電電力価格（円/kWh）	2	2						
電力原単位（kWh/Nm3-H2）	3.94	0.93	0.055		0.017	0.286		
電力コスト（円/Nm3-H2）	4.11	1.03	無視					5.13
年間送電電力量（kWh）							5.58E+09	
コスト小計（円/kWh）	5.73	5.40	2.06	1.16	7.67	0.89	2.53	25.45
割合（%）	22.5	21.2	8.1	4.6	30.1	3.5	9.9	100.0

年経費率一覧	水素製造	水素液化	現地貯蔵	海上輸送	国内貯蔵	酸素製造	水素発電
減価償却	9	9	9	6	9	9	6
事業報酬	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
固定資産税	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
保険	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
補修費	2	3	3	2	3	2	4
人件費	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ユーティリティー費	0	0.2	2.8	0	3.6	0	0
一般管理費	1	1	1	1	1	1	1
合計	16.1	17.3	19.9	13.1	20.7	16.1	15.1
耐用年数	10	10	10	15	10	10	15

表1.6-2 WE-NETシステム(水力発電水素、石炭併用メタノール輸送システム)のコスト 平成10年度報告書(見直し評価結果)より

	水素製造	石炭ｶﾞｽ化	MeOH合成	現地貯蔵	海上輸送	国内貯蔵	MeOH改質	酸素製造	水素発電	合計
	Nm3/h		Nm3/h	m3	2隻	m3	m3/h-H2	Nm3/h-O2	MWe	
設備容量	323643		318.7	61434	122868m3	287678	469945	236535	1000	
設備費(億円)	540	570	543	16	110	57	1040	321	936	
年経費率(%)	16.4	16.4	19.4	13.4	16.3	13.1	20.1	16.1	15.1	
年経費(万円)	88.56	93.48	105.342	2.144	17.93	7.467	209.04	51.681	141.336	
固定費コスト(円/kWh)	1.79	1.89	2.13	0.04	0.36	0.15	4.22	1.04	2.85	14.47
設備利用率(%)	88.00								70.00	
水力発電電力価格(円/kWh)	2									
電力原単位(kWh/Nm3-H2)	4.12							0.61		
電力コスト(円/Nm3-H2)	4.15									4.15
年間送電電力量(kWh)									4.96E+09	
燃料石炭費(億円)		41								
燃料コスト		0.83								
コスト小計(円/kWh)	5.94	2.71	2.13	0.04	0.36	0.15	4.22	1.04	2.85	19.44

表1.6-3 WE-NETシステムオプション(水力発電水素、石炭併用メタノール輸送システム＋メタノール直接発電)のコスト

	水素製造	石炭ｶﾞｽ化	MeOH合成	現地貯蔵	海上輸送	国内貯蔵	メタ発電	合計
	Nm3/h		Nm3/h	m3	2隻	m3	MWe	
設備容量	323643		318.7	61434	122868m3	287678	944	
設備費(億円)	540	570	543	16	110	57	1735	
年経費率(%)	16.4	16.4	19.4	13.4	16.3	13.1	15.1	
年経費(万円)	88.56	93.48	105.342	2.144	17.93	7.467	261.985	
固定費コスト(円/kWh)	1.53	1.61	1.82	0.04	0.31	0.13	4.52	9.95
設備利用率(%)	88.00						70.00	
水力発電電力価格(円/kWh)	2							
電力原単位(kWh/Nm3-H2)	4.12							
電力コスト(円/Nm3-H2)	3.54							3.54
年間送電電力量(kWh)							5.80E+09	
燃料石炭費(億円)		41						
燃料コスト		0.71						
コスト小計(円/kWh)	5.07	2.32	1.82	0.04	0.31	0.13	4.52	14.20

表1.6-4 WE-NETシステム(太陽光発電水素、液体水素輸送システム)のコスト

	水素製造	水素液化	現地貯蔵	海上輸送	国内貯蔵	酸素製造	水素発電	合計
	Nm3/h	Nm3/h	m3-LH2	2隻	m3-LH2	Nm3/h-O2	MWe	
設備容量	377462	390910	80000	63000m3	430200	236522	1000	
設備費(億円)	564	1410	578	496	2068	310	936	
年経費率(%)	16.1	17.3	19.9	13.1	20.7	16.1	15.1	
年経費(万円)	90.804	243.93	115.022	64.976	428.076	49.91	141.336	
固定費コスト(円/kWh)	1.63	4.37	2.06	1.16	7.67	0.89	2.53	20.32
設備利用率(%)	88.00	90.00					70.00	
太陽光発電電力価格(円/kWh	10	10						
電力原単位(kWh/Nm3-H2)	3.94	0.93	0.055		0.017	0.286		
電力コスト(円/Nm3-H2)	20.54	5.13	無視					25.67
年間送電電力量(kWh)							5.58E+09	
コスト小計(円/kWh)	22.17	9.50	2.06	1.16	7.67	0.89	2.53	45.99

水素製造に必要な水のコストはみていない。　　単純に大規模太陽光発電の将来コスト10円/kWhを用いた。

表1.6-5 WE-NETシステム（太陽光発電水素、石炭併用メタノール輸送システム＋メタノール直接発電）のコスト

	水素製造	石炭ｶﾞｽ化	MeOH合成	現地貯蔵	海上輸送	国内貯蔵	メタ発電	合計
	Nm3/h		Nm3/h	m3	2隻	m3	MWe	
設備容量	323643		318.7	61434	122868m3	287678	946	
設備費（億円）	540	570	543	16	110	57	1735	
年経費率（%）	16.4	16.4	19.4	13.4	16.3	13.1	15.1	
年経費（万円）	88.56	93.48	105.342	2.144	17.93	7.467	261.985	
固定費コスト（円/kWh）	1.53	1.61	1.82	0.04	0.31	0.13	4.52	9.95
設備利用率（%）	88.00						70.00	
太陽光発電電力価格（円/kW	10							
電力原単位（kWh/Nm3-H2）	4.12							
電力コスト（円/Nm3-H2）	17.72							17.72
年間送電電力量（kWh）							5.80E+09	
燃料石炭費（億円）		41						
燃料コスト		0.71						
コスト小計（円/kWh）	19.25	2.32	1.82	0.04	0.31	0.13	4.52	28.38

2　データ収集・検討

2.1　資源量制約に関する基礎調査

2.1.1　白金等の貴金属触媒の価格動向と資源量制約

(1)　白金の需給動向

a　供給

白金は南アフリカ、ロシア、北米などの国が主な産出国である。なかでも南アフリカが最大の産出国であり、世界の産出量のおよそ４分の３を生産している。

以前は南アの政情の不安などを背景にしたストライキ等により供給量に影響が出ていたが、人種隔離政策を撤廃したことなどにより、ここ３年はストライキ等もなく安定供給が続いている。南アでは新たな鉱山の掘削や開発計画が進んでいることから、2000年以降の供給量は大幅に増大することが予想されている。

その一方で、世界第二位の産出国であるロシアの供給が近年不安定となっている。これは、政治、経済情勢の混乱から複数の公的機関が販売窓口確保の利権を争ったためと言われている。今後の輸出動向についても不明瞭な部分が多いが、外貨獲得のために白金の販売に力を入れてくる可能性もある。

b　需要

用途別に見ると、宝飾部門が４割以上を占めている。次いで、自動車触媒の占める割合が３割近くである。宝飾部門の変動は、最大消費国である日本の景気変動の影響を受けている。自動車触媒は、一時期白金に変わってパラジウムが用いられるようになったために需要が減少したが、今後欧州の自動車排ガス規制の強化によって需要の増加が予想されている。

国別に見ると、日本は景気の低迷により需要が減少傾向にある。一方北米ではアメリカのプラチナジュエリーブームにより消費が伸びたものの、この動きは一過性のものと見られている。欧州では触媒需要の増加がパラジウムの需要増加でまかなわれたこともあって需要に伸びが見られないが、今後は伸びが予想される。

表 2.1.1-1 に世界の白金需給の経年変化を示す。なお、北米の供給は、アメリカ：カナダ＝１：４程度の比率である。

表 2.1.1-1　白金の世界需給

（単位：トン）

	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年予測	前年比(%)	シェア(%)
＜供給＞							
南アフリカ	98.3	104.8	105.4	115.1	116.6	+1.3	74.41
ロシア	31.4	39.8	38.0	28.0	26.4	-5.7	16.85
北米	6.8	7.5	7.5	7.5	8.9	+18.7	5.68
その他	4.4	3.1	4.0	4.0	4.8	+20.0	3.06
供給合計	140.9	155.2	154.9	154.6	156.7	+1.4	100.00
＜用途別需要＞							
自動車触媒（総量）	58.2	57.5	58.4	58.0	56.0	-3.4	27.08
（回収）	(9.19)	(10.0)	(10.8)	(11.6)	(12.8)	+10.3	
化学	6.0	67	7.2	7.3	8.1	+11.0	5.08
電子・電気	5.7	7.5	8.5	9.5	10.0	+5.3	6.27
ガラス	4.9	7.1	7.9	8.2	7.5	-8.5	4.70
投資（小口）	4.8	2.4	3.5	5.7	5.6	-1.8	3.51
投資（大口）	7.4	8.4	4.0	1.9	3.4	+78.9	2.13
宝飾品	54.1	56.2	61.9	67.3	68.1	+1.2	42.70
石油	2.9	3.8	5.9	5.4	4.0	-25.9	2.51
その他	6.0	7.0	8.0	9.1	9.6	+5.5	6.02
需要合計	140.9	146.6	154.5	160.8	159.5	-0.8	100.00
需給バランス	0.0	8.6	0.4	-6.2	-2.8		
＜地域別需要＞							
日本	66.7	69.0	62.4	58.6	55.5	-5.3	34.80
北米	29.2	31.6	36.7	40.3	39.2	-2.7	24.58
ヨーロッパ	29.1	27.3	26.3	27.1	27.2	+0.4	17.05
その他	15.9	18.7	29.1	34.8	37.66	++8.0	23.57

出典：PLATINUM 1998 Review, Johnson Matthey

c　埋蔵量

正確な埋蔵量は把握されておらず、新たな鉱山の発見等によって変動している。パラジウム、ロジウム等を含めたプラチナ系金属（ＰＧＭ：Platinum-Group Metals）の埋蔵量は 100,000 トンを越えるとも言われており、その大半は南アフリカの鉱山である。

(2)　白金の価格メカニズム

基本的に需給バランスで決まる。LONDON FIXING（１オンスあたり）が世界の統一基準価格。日本円に換算する場合には為替の影響が入ってくる。白金の価格決定メカニズムを図 2.1.1-1 に示す。

a　供給サイドの変動要因

ロシア　　：外貨必要量の影響を受ける。

南ア　　：情勢不安の影響を受ける。その他、国際収支や操業コストなど。

その他の国　：国際収支や操業コストの影響を受ける。

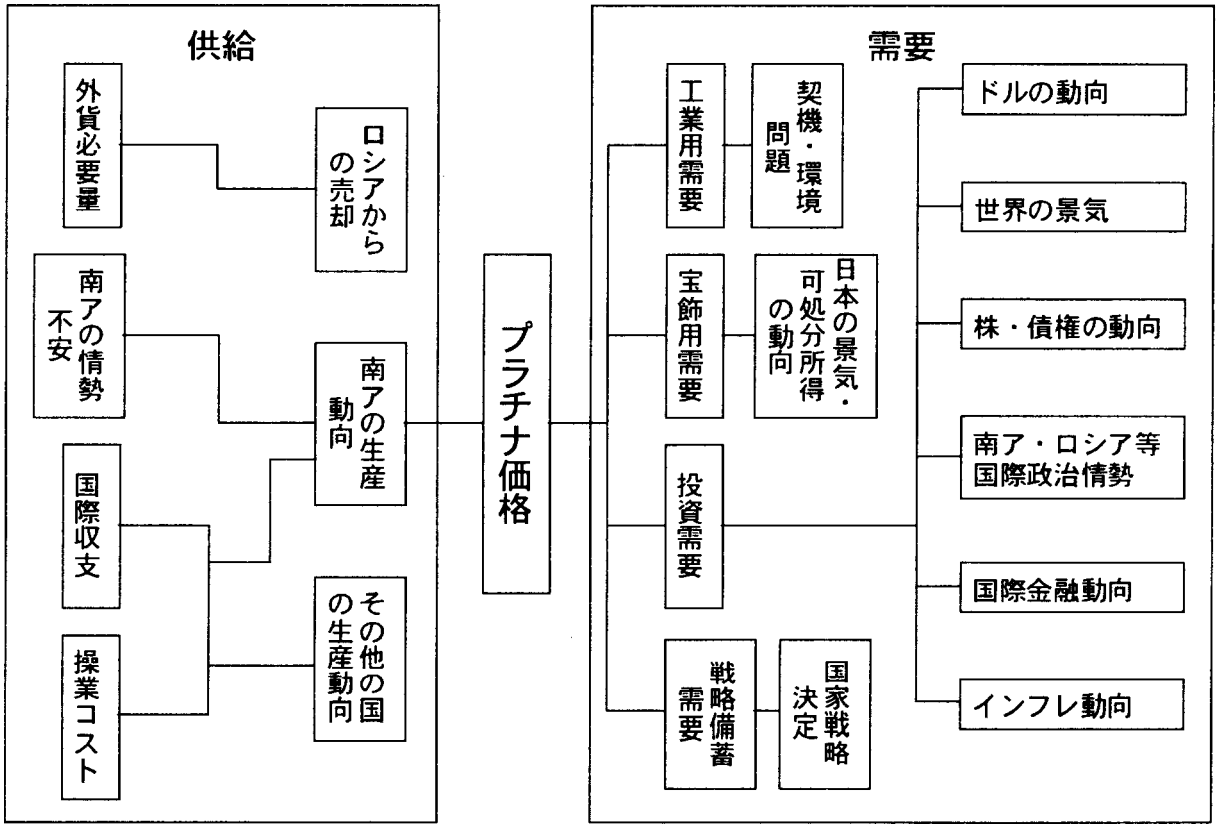
b　需要サイドの変動要因

工業用　：主に触媒に使われるもの。景気変動、環境問題（環境規制）の影響を受ける。

宝飾用　：日本の景気・可処分所得の影響を受ける。

投資　　：ドルの動向、世界の景気、株・債権の動向、南ア・ロシア等国際政治情勢、国際金融動向、インフレ動向の影響を受ける。

戦略備蓄：国家戦略の影響を受ける（主としてロシアの外貨獲得戦略）。

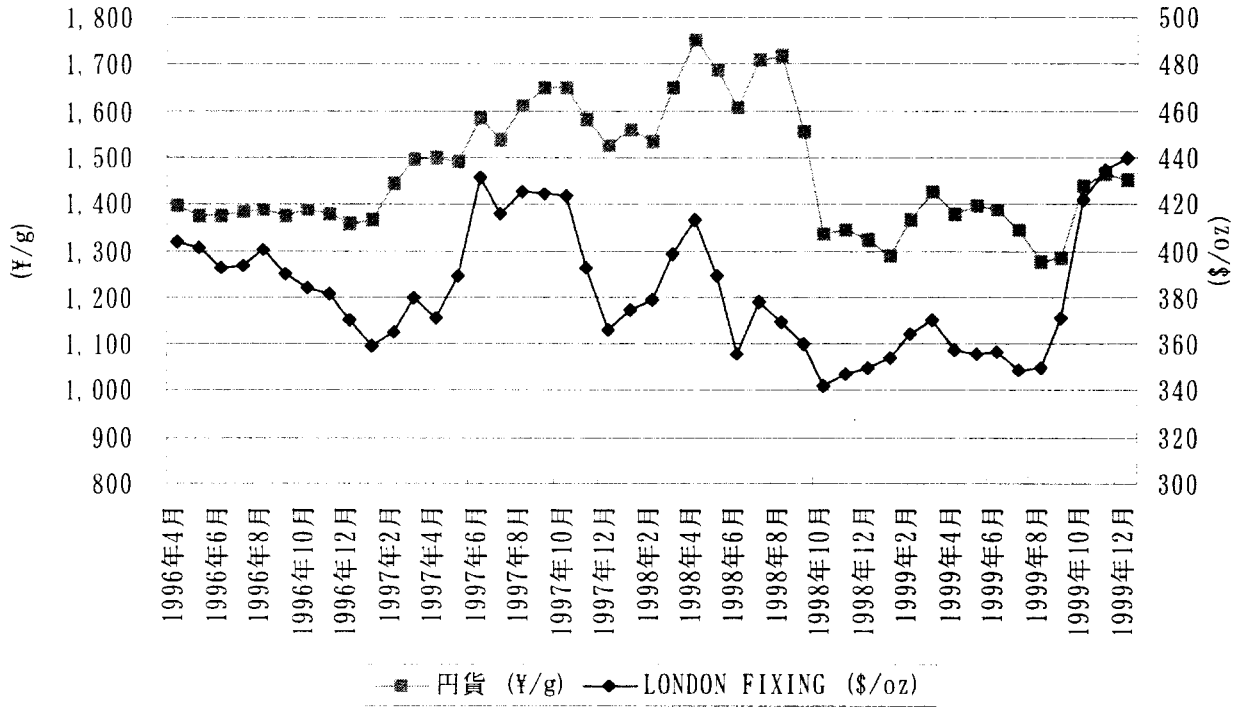


出典：三菱マテリアル提供資料

図 2.1.1-1　白金価格決定メカニズム

c　価格動向

図 2.1.1-2 に、近年の白金価格動向を示す。



出典：三菱マテリアル提供資料よりＭＲＩ作成

図 2.1.1-2　近年の白金価格動向

(3)　将来見通し

a　需給

欧州における自動車触媒の分野においてパラジウムへの転換が進んだことを受けて、供給過剰になるという見通しもある一方、今後の環境規制により自動車触媒における需要量が増加していくとの見方もある。また、燃料電池の需要増加による白金使用量の増加は、白金全体の需要量からすればわずかであるとの見方が強い。

b　価格

2000 年の 1 月には LONDON FIXING の価格が、1 オンスあたり 500 ドルまで上がったが、これは投資の影響を受けた短期的な高騰と予想されている。投資熱が収まれば、1 オンスあたり 400 ドル前後で推移すると考えられている。

c　燃料電池に用いられる白金使用量について

ダイムラー・ベンツ（現ダイムラー・クライスラー）は，量産車では触媒における

白金使用量を 0.4mg/cm^2 にしたいと 1996 年にコメントしている。また，陽極側で保持量が 0.2mg/cm^2 という例も報告されており，この２パターンで将来需要予測を行った。発電密度を 1W/cm^2 とすると，50kW では 20g 又は 10g の白金が必要となる。

世界の年間自動車販売台数はおよそ 5,000 万台（1997 年，自動車工業会「主要国自動車統計」より）である。仮に販売台数の３％が燃料電池車になったとすると，販売台数は年間 150 万台になる。１台につき白金が 10g（0.2mg/cm^2 の場合）使用されると，150 万台ではおよそ 15 トンになり，年間白金生産量のおよそ１割を占めることになる。0.4mg/cm^2 の場合はさらに倍となる。

これは割合として小さなものではないが，埋蔵量が豊富とされていること，供給過剰が予想されていること，再利用化のラインが今後整っていくことを考慮すると価格に与える影響が大きいとは必ずしも言えない。

2.1.2 PEMFC 用の高分子膜の価格動向と資源量制約

PEMFC 用の高分子膜にはフッ素樹脂系のイオン交換膜が用いられている。フッ素樹脂は炭素，フッ素及び水素からなるものが多いが，今後 PEMFC の需要が伸びた場合にフッ素の資源的制約を懸念する見方もあり，ここではまずフッ素の原料であるホタル石に関して生産及び価格動向調査を行った。

(1) ホタル石（CaF2）

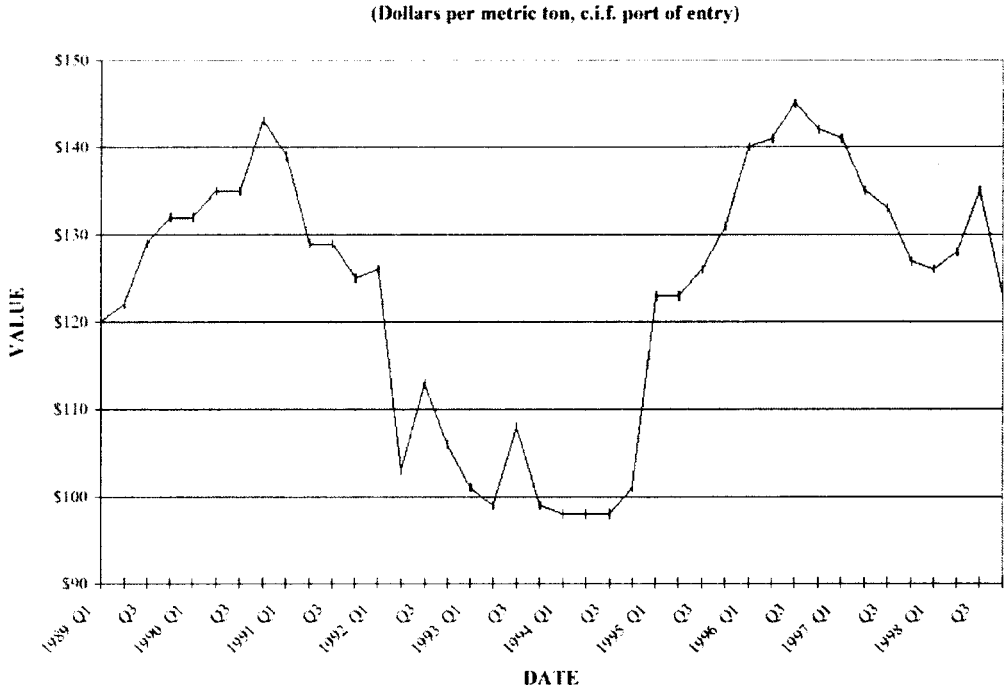
a 生産動向

近年ホタル石の生産量は増加傾向にあり、1998 年における世界のホタル石産出量（予測値）は 4,670,000 トンである。そのうちの５割強を中国が占めており、次いでメキシコ、南アフリカ、ロシアの順になっている。

また、埋蔵量はおよそ４億トンとされており、特にロシアや東欧で年々増えているため正確な値は把握されていないが、PEMFC 用としてフッ素樹脂が今後増産されてもフッ素の供給サイドに問題はないと言われている（旭硝子ヒアリング調査結果より）。

b 価格動向

最近 10 年間の米国におけるホタル石の輸入価格（$/ton）を図 2.1.2-1 に示す。価格変化の主な要因は、ＣＦＣの需要落ち込みや中国の輸出量変動などがあげられる。また、世界的に見ても価格に影響を与える最大の要因は中国の生産動向や政策と言われている。



出典：U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, January 1999

図 2.1.2-1　米国におけるホタル石の輸入価格変動

(2)　固体高分子膜

a　開発及びコストの現状

固体高分子型燃料電池に用いられる高分子膜は、フッ素樹脂系のイオン交換膜が用いられている。ナフィオン膜（デュポン社）やダウ膜（ダウケミカル社）のほか、日本においてもフレミオン膜（旭硝子）、アシプレックス膜（旭化成）が開発されている。

デュポン社のナフィオン膜のコストは1 m^2 あたり 550 ドルとされている（国内での市販価格はこの３倍程度となっている）。９８年２月、デュポン社の担当者が、自動車用燃料電池として年間２０万台分のナフィオン膜が出れば、1 m^2 あたり 50 ドルで供給できると発表し、社内で物議をかもした経緯がある。

b　今後の開発動向

現在は需要が少ないため、イオン交換膜を製造している製造ラインを使って燃料電池用の膜を提供しており、専用製造ラインを作れるだけの需要が生まれれば固定費が下がるため、低コスト化も可能とされている。

一方、高価なフッ素系のイオン交換膜を代替するものとして、安価な炭化水素系の膜に耐久性を持たせる研究開発が進んでいる。炭化水素系の膜は、耐久性及び性能の面でフッ素のイオン交換膜に劣ると言われているが、車載用イオン交換膜に求められ

る性能次第では代替膜の採用も考えられる。フッ素系交換膜の低コスト化を進める動きがある一方で、ゴアテックス、スリーエム、ヘキスト、ＢＡＳＦなどのメーカーでは代替膜の開発により、車載用での新規需要を狙っている。

c　高分子膜に用いられるフッ素量について

代表的なフッ素樹脂であるPTFE（ポリテトラフルオロエチレン，商品名テフロン）の組成は-[CF_2-CF_2]n-である。原子量を炭素12，フッ素19なので，分子量比は炭素：フッ素＝24：76となる。ここから類推して，膜に占めるフッ素の重量比はおよそ７割と考えられる。

膜の発電密度を1W/cm^2，膜厚を50μm，膜の密度を2g/cm^3と仮定すると，50kWの燃料電池にはフッ素が350g使用されることになる。

ホタル石の組成はCaF_2であり，純度はおよそ97%なので，1998年のホタル石の生産高からフッ素の量を算出すると2,200,000トン強である。

世界の年間自動車販売台数はおよそ5,000万台（1997年，自動車工業会「主要国自動車統計」より）である。仮に販売台数の3%が燃料電池車になったとすると，販売台数は年間150万台になる。１台につきフッ素が350g使用されると，150万台ではおよそ520トンになり，年間フッ素生産量の0.1%にも満たないと推定できる。

参考文献

固体高分子型燃料電池（ＰＥＦＣ）の現状と将来展望、（株）矢野経済研究所
燃料電池の開発動向と材料開発、日本エネルギー学会誌、pp27-32、Vol.78、No.1、1999
U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, January 1999
U.S. Geological Survey, Mineral Yearbook, 1998
NEDO, 新エネルギー海外情報, 1999-7, pp134-145
（株）三菱マテリアル貴金属販売部提供資料固体高分子型燃料電池（ＰＥＦＣ）の現状と将来展望、（株）矢野経済研究所
燃料電池の開発動向と材料開発、日本エネルギー学会誌、pp27-32、Vol.78、No.1、1999

2.2　固体高分子型燃料電池スタックの製造コストの将来動向

2.2.1　固体高分子型燃料電池スタックの製造コストの現状

(1)　スタック本体

固体高分子型燃料電池（ＰＥＭＦＣ）スタック本体のコストは、バラード・パワー・システムズ（ＢＰＳ）社が、1996年時点で約$6,300/kW（110円/$として約693,000円/kW）と報告している[1]。一方、ダイムラー・ベンツ社（現ダイムラー・クライスラー社）によると、ＰＥＭＦＣスタックのコストは、1998年時点で、許容価格の500～1,000倍のレベルにある*とされている。また、自動車に使用されている内燃エンジンのコストは$50/kW（5,500円/kW）以下であり、燃料電池自動車の商用化のためには、スタックのコストをこれと同等かそれ以下にする必要があるとされている[2]。

＊許容価格を$50/kW（5,500円/kW）とすると、スタックのコストは、$25,000～50,000/kW（275万～550万円/kW）であると考えられる。

(2)　スタックのコスト内訳

ＰＥＭＦＣスタックのコスト内訳については、ＢＰＳ社が以下のように公表している[1]。

ＰＥＭＦＣ発電システムのコスト内訳　　ＰＥＭＦＣスタックのコスト内訳

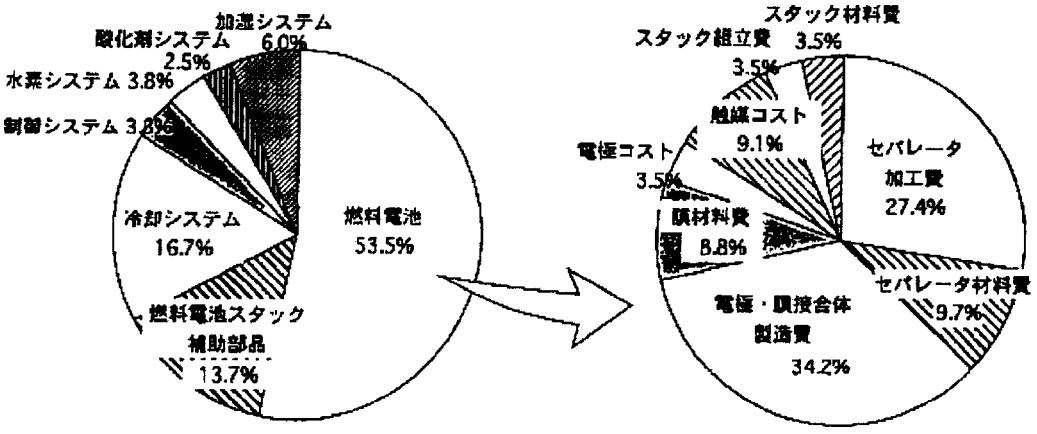


図2.2.1-1　ＢＰＳ社のＰＥＭＦＣ発電システム(水素燃料高圧動作)のコスト内訳（1996年）

現在のスタックコストを前述の$6,300/kWとすると、現在のスタックのコスト内訳（金額）は、以下のように試算される。

表 2.2.1-1　ＰＥＭＦＣスタックのコスト内訳（金額）

項　目	割　合［%］	金額［$/kW（円/kW）］
電極・膜接合体（セル）製造費	34.2	2,155（約 237,000）
セパレータ加工費	27.4	1,726（約 189,900）
セパレータ材料費	9.7	611（約 67,200）
触媒コスト	9.1	573（約 63,100）
膜材料費	8.8	554（約 61,000）
電極コスト	3.5	221（約 24,000）
スタック組立費	3.5	221（約 24,000）
スタック材料費	3.5	221（約 24,000）

これより、セル製造費とセパレータの加工費が大きな割合を占めており、触媒と膜の材料費がこれらに続いていることがわかる。スタックのコスト低減のためには、上記のような大きな割合を占める構成要素についてコスト低減を進めることが重要である。

(3)　セパレータ

セパレータには、一般にカーボン製の板が使用されているが、材料コストに加え、複雑なガス流路の形成を機械加工により行うため、現在のコストは数万円/枚とされている[3)]。自動車モータ駆動用として約 280V の電圧を得るためには、400 セル程度のセル積層数が必要とされており、セパレータ数を 1 枚/セルとしても、スタック当たりで 1,000 万円程度となる[3)]。ここで、このスタックの出力を 30～50kW と仮定すると、セパレータのコストは 20～33 万円/kW 程度と試算される。

(4)　触媒

触媒には、一般に白金が使用され、発電密度 0.5W/cm^2 のＰＥＭＦＣに対して、白金 4mg/cm^2 が現在の相当使用量との報告がある[3)]。白金の価格を 1,300 円/g とすると、これより、触媒コストは 10,400 円/kW となる。

$$4\ [mg/cm^2] \ / 0.5\ [W/cm^2] \times 1,300\ [円/g] = 10,400\ [円/kW]$$

(5)　膜

膜には、一般にフッ素系樹脂が使用され、デュポン社製のナフィオン膜の場合、$550/m^2（$475/m^{2}との報告もあり）とされている[4)]。ここで、膜の有効発電面積の割合を 75%、発電密度を 0.5W/cm^2 とする[3)]と、膜コストは約$147/kW（約 16,100 円/kW）となる。

$$550\ [\$/m^2] \ / 0.75 / 0.5\ [W/cm^2] \fallingdotseq 147\ [\$/kW]$$

(2) で試算した触媒及び膜のコストと (4) 及び (5) で示したこれらのコストとの間には４～６倍程度の開きがある。この原因として、(2) でのコスト試算の前提条件としたスタック本体のコストの $6,300/kW が 1996 年の値であり、現在ではさらにコストが低減されている、あるいは、触媒や膜のコストが全体に占める割合が相対的に低下しているなどが考えられる。また、触媒については、(4) で取り上げたコストは材料費（白金価格）のみであるのに対し、コスト内訳は不明であるものの、(2) のコストには加工費などが含まれている可能性がある点に注意が必要である。一方、(2) 及び (3) で試算したセパレータのコストは、ほぼ一致しているといえる。

2.2.2　固体高分子型燃料電池スタックの製造コストの将来動向

(1)　スタック本体

ＢＰＳ社は、将来のスタック本体のコスト削減シナリオを以下のように設定している[1]（1996 年）。この図から、最終的には、コストは約$200/kW（約 22,000 円/kW）程度となるとされている。

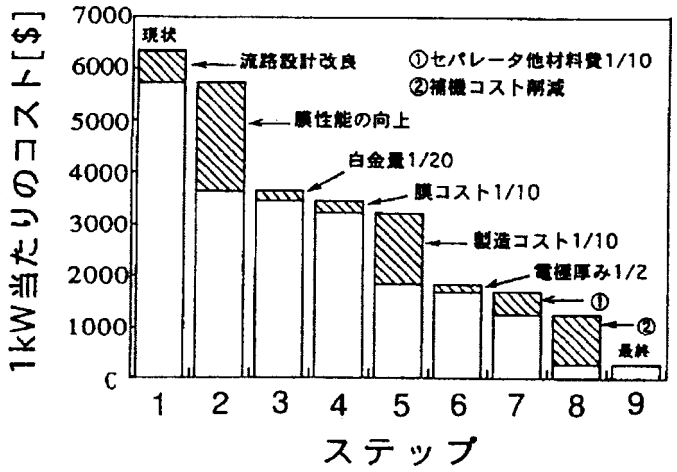


図 2.2.2-1　ＢＰＳ社の固体高分子型燃料電池スタックに関する将来のコスト削減シナリオ

また、前述のように、自動車用内燃エンジンのコストは$50/kW（5,500 円/kW）以下であり、燃料電池車の商用化のためには、この値がスタック本体コストの目標値となるとされている。しかし、ダイムラー・ベンツ社は、燃料電池車を市場においてより魅力的なものとするために、スタック本体コストの最終目標を$20/kW（2,200 円/kW）に置いている[2]。

一方、燃料電池車（水素燃料）において、燃料電池（30kW）、二次電池（35kW）、インバータ、モータ（50kW）、水素吸蔵合金タンク（110kg）を含めた燃料電池システムのコストが 125 万円以内であれば、経済的に成り立つという報告があり、この中でスタック本体のコストは 1 万円/kW と見積もられている[5]。よって、この値が当面のコスト目標とも考えられる。

(2) セパレータ

現状では、セパレータのコストは数万円/枚であるが、膨張黒鉛のモールド成形など最近の技術開発により、数百円/枚までコスト低減が可能とされている[3]。これにより、400セル程度のセルが積層されたスタックにおけるセパレータのコストは10万円程度となる。1．と同様に、このスタックの出力を30～50kWと仮定すれば、セパレータのコストは2,000～3,300円/kW程度と試算される。

(3) 触媒

現在の触媒における白金使用量は、4mg/cm^{2}であるが、ダイムラー・ベンツ社はこれを1/10（0.4mg/cm^2）まで低減するとしている[2]。また、最近では、陽極での白金－ルテニウム触媒の保持量が0.2mg/cm^2、陰極での白金触媒の保持量が0.4mg/cm^{2}という例が報告されている[6]。さらに，現在の発電密度0.5W/cm^{2}を1W/cm^{2}程度まで性能を向上させる必要性も指摘されている[3]。これらにより，触媒コストは2.2.1(4)で示した10,400円/kWから520円/kW（白金1,300円/kWとして計算）に低減される。

(4) 膜

デュポン社によれば、現在\$550/m^2（あるいは\$475/m^2）であるナフィオン膜のコストは、生産量が250万m^{2}に達すれば、\$50/m^{2}程度まで低下するとされている[4]。この場合、膜の有効発電面積の割合を75%、発電密度を0.5W/cm^{2}として膜のコストを求めると、約\$13/kW（約1,500円/kW）となる。また、自動車用固体高分子型燃料電池の商用化にあたっては、\$150/m^{2}が受け入れ可能な膜コストであり、これが当面の目標となるとの報告もある[4]。

(5) まとめ

以上より、コストの現状と将来動向及びそれらの前提条件をまとめると、以下の通りである。

表 2.2.2-1　ＰＥＭＦＣスタック製造コストのまとめ

	現状		将来動向	
	コスト (円/kW)	前提条件	コスト (円/kW)	前提条件
スタック本体	693,000[1)]	－	22,000[1)]	－
			5,500[2)]	内燃ｴﾝｼﾞﾝと同等
			2,200[2)]	－
			10,000[5)]	－
セパレータ	257,100[1)]	本体ｺｽﾄの 37.1%	2,000～3,000 *	ｾﾊﾟﾚｰﾀｺｽﾄ 数百円/枚 ｾﾊﾟﾚｰﾀ枚数 400 枚/ｽﾀｯｸ ｽﾀｯｸ出力 30～50kW
	20～33 万*	ｾﾊﾟﾚｰﾀｺｽﾄ 数万円/枚 ｾﾊﾟﾚｰﾀ枚数 400 枚/ｽﾀｯｸ ｽﾀｯｸ出力 30～50kW		
触媒	63,100[1)]	本体ｺｽﾄの 9.1%	520*	発電密度 1W/cm^2 白金使用量 0.4mg/cm^2 白金価格 1,300 円/g
	10,400[3)]	発電密度 0.5W/cm^2 白金使用量 4mg/cm^2 白金価格 1,300 円/g		
膜	61,000[1)]	本体ｺｽﾄの 8.8%	1,500*	膜価格 5,500 円/m^2 膜有効面積 75% 発電密度 0.5W/cm^2
	16,100[3)]	膜価格 60,500 円/m^2 膜有効面積 75% 発電密度 0.5W/cm2		

注）＊：三菱総合研究所による試算
　　数字）：出典文献（節末の参考文献番号）

参考文献

1) 光田, バッテリー技術シンポジウム資料, 1998

2) 日経産業新聞, 1998 年 10 月 6 日

3) 渡辺, 日本エネルギー学会誌, Vol. 78, No. 11, pp898-905, 1999

4) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 新エネルギー海外情報, 1999-7, pp134-145

5) 蓮池, 季報エネルギー総合工学, Vol. 21, No. 2, pp77-84, 1998

6) 本間, 高圧ガス, Vol. 36, No. 10, pp893-898, 1999

7) J. Ronne and R. Podhorodeski, The 2nd IFCC abs. pp385-388, 1996

3　候補システムのLCA解析

LCA とはライフサイクルアセスメントの略である。製品を造るための原料の採掘などから始まる製品の製造、材料や製品の輸送を経て使用されそして廃棄されるまでの製品の一生涯にわたる環境負荷の影響評価を行なう手法である。ISO14040's シリーズで規定されている。非常にラフにいうとLCI（ライフサイクルインベントリー）とLCIA（ライフサイクルインパクトアセスメント）からなる。LCI はエネルギー消費、CO_2 そして SOx などの環境負荷を製品（あるいはサービス）のライフサイクルの各段階ごとに計算し、それらの合計を求めることを指す。すなわち環境負荷の一覧表（インベントリー）を作成することになる。LCI だけではLCA とはいはない。

LCIA は求められた環境負荷を環境影響カテゴリーに割付け環境負荷間の影響の大きさを考慮して一つの値に統合することをいう。例えば環境カテゴリーが地球温暖化であれば CO_2、メタンそしてフロンなど、酸性雨であれば SOx、NOx などといったように環境負荷を割りつけ、次に環境負荷間の影響の大きさ（重み）を考慮して環境影響カテゴリーごとに一つの値に統合する。環境カテゴリーとして約 10 のカテゴリーが上げられているがこの中で科学的知見により環境負荷間の重み付けができるのは限られている。米 SETAC（米環境毒物・化学学会）によると、統合に際して科学的知見があるのは地球温暖化、酸性雨、富栄養化など多くて4カテゴリーといわれており環境影響カテゴリーごとのLCIAですらその実施は困難である。なお、ISO の場では北欧諸国から、環境影響カテゴリー間にさらに重み付けをして最終的に一つの値に統合する LCIA が提案されたが科学的知見がさらに乏しい領域であることからこの統合化を行なうことは見送られている。

以上簡単にLCA の概要を述べたが、LCI を行なうのかLCIA まで踏み込むのかということから今後実施するLCA を具体化しそして今後の計画について述べる。

3.1　ライフサイクル解析のための予備調査

ライフサイクル解析を進めるに当ってはじめに決めておかなければならない基本事項を検討する。

3.1.1 実施するLCA

(1) LCA か LCI か

WE-NET システム評価においてはLCI を行なうことにする。そしてこのLCI にはLCC（ライフサイクルコスト分析）を含むことにする。すなわち、エネルギー消費、CO_2 排出および経済性の三つの項目で対象技術もしくはシステムを評価することにする。

理由として以下の項目が挙げられる。WE-NET の目的は、化石燃料の枯渇などのエネルギー問題や地球温暖化などの地球環境問題を地球規模で解決するエネルギーシステム構築のための要素技術などの開発にある。一方、エネルギー消費と CO_2 排出以外の多くの環境負荷については現在実現されている技術でもデータは十分整備されていない。また、環境負

荷項目を多くすることより、多くの対象技術（水素利用技術）についてLCA的な評価を行ない開発の方向を明らかにする方が目的に合っていると考えられる。

（2）評価地はどこにするか

評価対象地域（少なくとも製品が使用される（あるいはサービスが提供される）地域）は断らない限り日本とする。

3.1.2 システム境界

システム境界とは製品の一生涯の範囲を指す。たとえば、製品を自動車とすると、自動車の原料の採掘からはじまり車両製造､使用を経て廃棄までが一つのシステム境界となる。国外のプロセス（おもに原料の採掘段階）を評価せず、「原料などの海上輸送から」あるいは「原料などが日本に陸上げされてから」を始まりとする場合もある。また、WE-NETプロジェクトではCO_2回収をシステム境界に含める場合とCO_2の回収までを考慮しない場合がある。ここでは、いろいろなケースを想定し予めおおよその方針を決めておく。

（1）ライフサイクルの出発点

原則的には原材料の採掘からを出発点とする。したがって、海外での採掘、プロセスもシステム境界内とする。

たとえば燃料電池は高分子膜、白金そしてカーボンなど従来と異なる材料を使うあるいは従来と比べるとこれらの材料を多く使うことが予想される。そこで正当な評価を行なうためには原料の採掘からをシステム境界とすることが望ましい｡よく知られているように､日本は原材料のほとんどを海外に依存している。たとえば燃料電池の高分子膜の原料になるフッ素はホタル石（CaF_2）を原料とする。ホタル石の生産量の50％強は中国に依存している。また、白金に至っては世界の75％は南アフリカに依存している。いずれにしても多くの原料で日本は海外からの輸入が前提であり海外での採掘から評価する必要がある。

また、メタノールのように海外で製造され日本に輸入されるものがある。メタノール変換では比較的多くのエネルギーが消費される。したがって、正当な評価とするためには海外でのプロセスを評価する必要がある。

（2）ライフサイクルの終点

原則としてはCO_2の処理はあえてシステム境界内としない。意味は常にシステムの一角にCO_2処理を含めるということはしないということである。理由としてエネルギー消費、CO_2排出そして経済性は評価項目であって$CO_2=0$を前提にした評価ではないことがあげられる。WE-NETプロジェクトの第II期では$CO_2=0$を絶対的な必要条件としてはいない。おそらく、LCAの結果を参考として策定されるシナリオは効果（エネルギー消費低減とCO_2排出低減）と負担（経済性）を参考に導入時期の違いあるいは導入対象（導入量）の違いとして現れると考えられる。

(3) フューエルサイクル評価

LCA といっても正確には LCI を行なうことはすでに述べた。もう一つの議論として評価をフューエルサイクルに留めるかどうかという問題がある。結論をいうと第一フェーズ(WE-NET 第 II 期の中間期まで)としては図 3.1-1 に示す製品の製造段階(原料の採掘から始まる原料製造段階と引き続く製品加工組立段階)を含めないフューエルサイクル解析を行ない、第 2 フェーズ(同、中間期以降)として製品の製造段階を含む LCA を行なうこととしたい。

理由は、材料の製造原単位にはまだ整備されていないデータも多く、出所によって評価が異なることなどが挙げられる。現状では誤った結果を招来する可能性も。したがって上記の 2 段階とし、はじめにフューエルサイクルで正確を期すこととしたい。

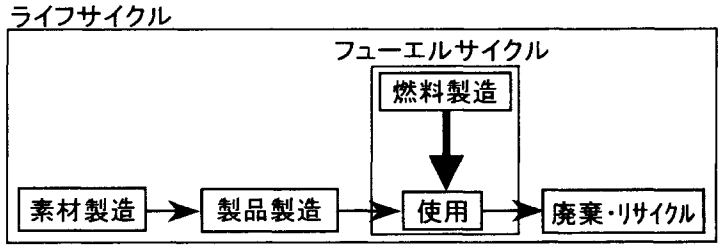


図3.1-1 ライフサイクルとフューエルサイクル

(4) 副次的なエネルギーの評価

この問題はたとえば水素の液化で電気エネルギーを消費するような場合、この電気についても一次エネルギーまで遡るか遡らないかということである。フューエルサイクル評価の場合、副次的なエネルギーについては上流へ遡ることをせず、主流のエネルギーと同じ種類のエネルギーが消費されたとして主流を遡ることが行なわれることが多い。電気の場合、エネルギーの採掘から送電端までの効率はおおよそ 35%である。通常、主流のエネルギーサイクルで上流に遡る場合この効率よりも高いことが多いので後者で評価するとエネルギー効率でいうと過大評価、エネルギー消費でいうと過少評価することになる。

なお、市販の LCA ソフトの中にはこのような場合に一次エネルギーまで遡って評価できる構成となっているものがある。平成 13 年度には LCA のソフト購入を計画している。副次的なエネルギー消費についても一次エネルギーに遡って評価可能なソフトを購入することを検討する。

3.1.3 アロケーション

アロケーションが問題になるケースとして副生ガスの製造原単位を評価する場合とフューエルサイクルの途中で CO_2 をメタノール合成に利用する場合を挙げることができる。

(1) 副生ガスの場合

エネルギー消費原単位、CO_2 排出原単位とも原則的には経済価値（価格）でアロケーションすることにする。

アロケーションとは日本語では割付けと訳されている。たとえば主製品の製造に伴い副生産物があるとき主製品、副生産物にどのように製造時におけるエネルギー消費や CO_2 排出を割り当てるかという問題である。ISO14040's では特に規定されていない。判断は公平性、妥当性そして普遍性などを前提に実施者に任されている。従来の例でいうと、それぞれの産物の価値（価格）で割付ける例、重量によって割付ける例そして副生産物には割付けないとする例などがさまざまである。

ここで、問題をさらにクリアにするために例を挙げて説明しておく。副生水素の代表的なものとしてコークス炉副生水素とソーダ電解副生水素が挙げられる。コークス炉副生水素を例にとり説明する。ただし、第一フェーズでは割付けは行なわない。割付けは第二フェーズで行なうことにする。

石炭を原料にコークスを製造するときに副生ガスが発生する。副生ガスには 50％～60％の水素が含まれている。また、メタン（CH_4）が約 30％弱含まれている。副生ガスは捨てられることなく、発電用などに用いられている。副生水素を利用可能な水素とするためには副生ガスからの水素分離精製（普通圧力スイング吸着（PSA）方式が採用されている）が必要となる。一方、分離後のガス（REST ガスと呼ばれている）の主成分はメタンである。メタンは都市ガスの原料として用いられている。したがって、副生水素の製造にはコークスおよびメタンの製造がからんでおり、一連の製造工程で消費されるエネルギーあるいは排出される CO_2 をどのようにコークス、副生水素そしてメタンに割付けるかが問題になるわけである。

(2) CO_2 の場合

副生的に得られた CO_2 を利用する場合、すなわち何かの生産、製造に伴う化石燃料の燃焼などによって生じた CO_2 をたとえば水素と化合させてメタノールを生産するような場合、この CO_2 にエネルギー消費や CO_2 排出のアロケーションは行なわないことにする。ただし、この CO_2 を回収したり輸送することによって生じるエネルギー消費や CO_2 排出は原則的には評価する。原則的といったのはこれらのエネルギー消費や CO_2 排出が他の段階に比べて小さく無視できる場合はこの限りではないという意味である。これに対して、CO_2 を得るためだけに石炭等の化石燃料が燃焼される場合は CO_2 を製品とみなし得るのでエネルギー消費、CO_2 排出（洩れ分があれば）は評価する。

3.1.4 データの特性

(1) 用いる発熱量の種類

発熱量には高位発熱量を用いる。

WE-NET で対象とするシステムには発電機械がある。発電では凝縮器が用いられることから蒸気は最終的に液体の水になる。したがって、発電効率は高位発熱量で定義されている。現在の自動車は低位発熱量で効率などが計算されている。しかし、発電、自動車など分野ごとに定義すると混乱を招くと考え高位発熱量を採用することにした。したがって断らない限り発熱量は高位発熱量とする。

なお、LCA では効率自体が評価項目になることはない。効率は環境負荷項目ではない。評価項目はエネルギー消費、CO_2 排出および経済性とすることはすでに述べた。

(2) 評価の時点

評価時点は対象となる技術が短中期をめざしたものか長期をめざしたものかで異なってくる。短中期では 2010 年、長期では 2030 年を目処に評価することにする。そこで、評価に使うデータはどの時点で適用されるものかおよび計測値、実験値あるいは計算値であるかをできるだけ同定し記載することにする。

WE-NET における LCA 評価を難しくすると思われるのは多くの場合、評価時点で評価対象となるシステムが存在しないことである。また、将来製作されることを仮定した（将来のたとえば効率向上などを想定した）将来時点の LCA となることであろう。すなわち、計測データを用いることは多くの場合期待できない。

3.1.5 再生可能エネルギーの取り扱い

たとえば水力発電ではその効率を 100%とする（いいかえると評価は次の段階から行なう）ことにする。また、バイオマスの燃焼にともない排出される CO_2 はカウントしないことにする。後者は、すなわち、バイオマスの CO_2 排出原単位を 0 として扱うことを意味する。

再生可能エネルギーを利用するとき LCA で課題になるのは、たとえば水力発電のエネルギー効率を評価するのかしないのかというようなこととバイオマスを燃焼させるときその CO_2 排出をカウントするのかしないのかということである。特に、後者については多くの議論がすでになされている。ここでは議論を繰り返さない。現時点で一般的と思われる評価の考え方を採用することにする。

3.2 ライフサイクル解析計画の策定

タスク 1 システム評価に関する調査・研究の第 II 期の目標は中間期で有望技術の選定そして最終年度で水素導入戦略の策定と将来有望技術の選定およびその開発課題の明確化である。LCA は有望技術選定の際のシステム評価手法として用いられる。そして選定された有望技術をもとに水素導入量などが計算され水素導入戦略の策定が行なわれる。

行なうべき作業項目は、いうまでもないが、データ収集、環境負荷項目すなわちエネルギー消費と CO_2 排出の評価および経済性の評価である。図 3.2-1 に計画の概要を示す。

有望技術の選定は中間期までを第一フェーズでの選定と位置付けることにする。ここで行なわれるLCAはフューエルサイクル解析（FCA）とする。この間、データ収集を進め、最終年度までの第二フェーズではシステムの製造段階の評価を含むLCAが可能なようにする。

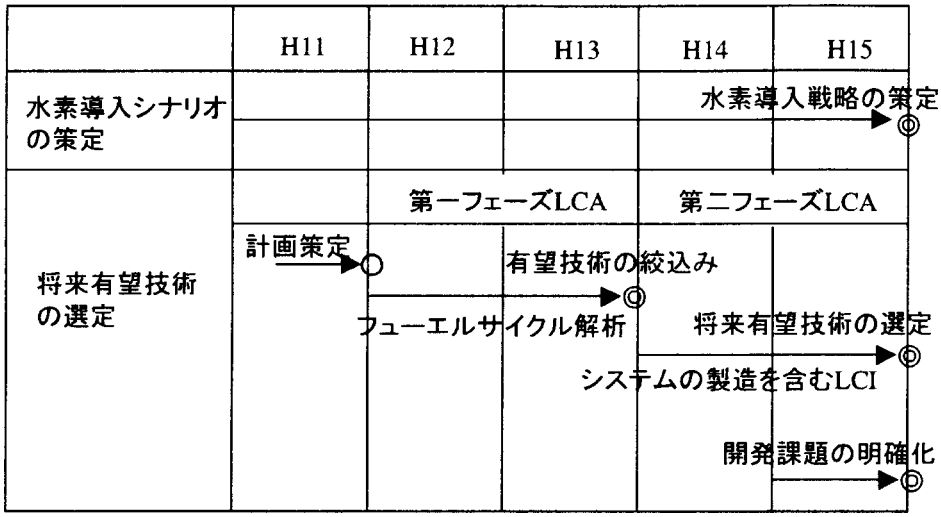


図 3.2-1　LCA の全体計画

4　経済性評価

4.1　経済性評価計画の検討

ＷＥ－ＮＥＴで取り扱う水素エネルギーシステムが市場へ導入されるには、既存エネルギーを用いたシステムと比較し、経済的なメリットが存在する必要がある。

したがって、ここでは経済的なメリットを評価する手法について整理すると共に、水素エネルギーシステムの将来コストを見積る上での基本的事項について示した。

4.1.1　時間調整の考え方

将来の異なる時点における収入、費用を現在の価値に換算することは、経済性評価に欠かせないことである。現在受け取る１万円は、たとえ全くインフレーションがないとしても、将来、たとえば１年後あるいは10年後に受取る１万円と同じ価値のものではない。現在の１万円は将来の１万円よりも価値が大である。

たとえば、現在の１万円を投資すれば将来１万円よりも多く受取ることができる。もちろんこれは利子率が正であるとしてである。１年後の１万円をその現在価値（present value）に換算するために割り算する係数から１を引いたものを割引率といい、この割引率を用いて将来の金額の現在価値を求めることを時間割引という。いま割引率を i とすれば n 年後の V 円の現在価値 PV は

$$PV = \frac{V}{(1+i)^n}$$

で求められる。このような時間割引は、収益の流れの時間的パターンが大きく異なるような投資プロジェクトの比較に、そして特に割引率（論理的にはこれは企業の資本コスト）が高い場合に、省略することのできない手続きである。

元金10万円が１年後に11万円になるのは、利子率が10％だからである［110,000＝100,000×（１＋0.1）］。２年目に11万円を預金すると12万１千円になる。［121,000＝100,000×（１＋0.1）^{2}］。これを n 年次までつづけると、以下のとおりとなる。

０年度	１年度	２年度	３年度	４年度	……n年度
10	11	12.1	13.31	14.64	$10(1+0.1)^n$

もし１年後の受取額11万円が、10万円の現在価値をもつものであれば、１年後に受取る１円は、10/11すなわち0.909円の現在価値になる。現在価値と将来価値の関係は、図4.1-1に示すように、年数の幅を広げてみると一層明確になる。現在価値を見つけること（普通、割引くという）は、複利計算の逆であることがわかる。

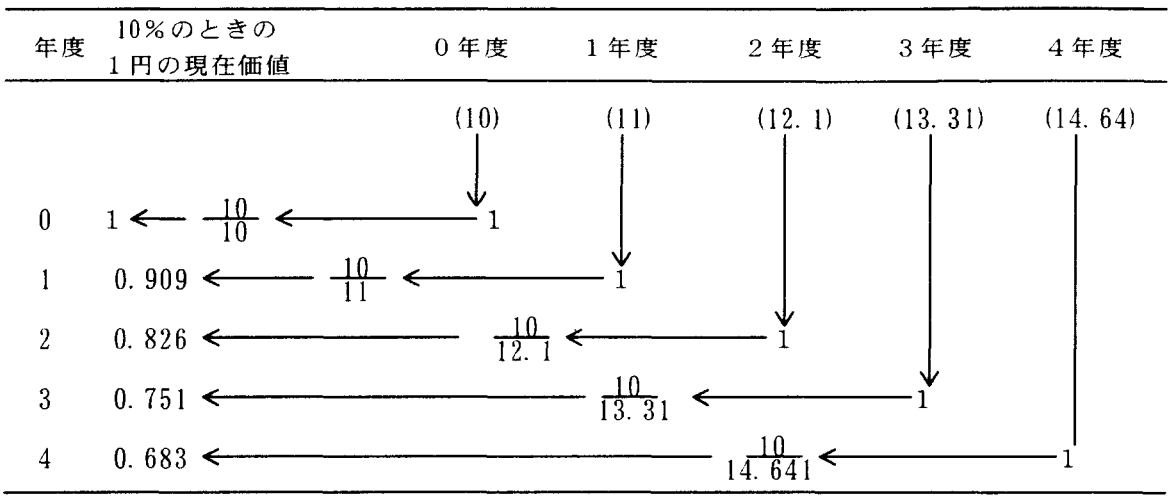


図 4. 1-1　将来時点に受取る 1 円の価値（単位 1 万円）

期間	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	12%	14%	15%
1	. 990	. 980	. 971	. 962	. 952	. 943	. 935	. 926	. 917	. 909	. 893	. 877	. 870
2	. 980	. 961	. 943	. 925	. 907	. 890	. 873	. 857	. 842	. 826	. 797	. 769	. 756
3	. 971	. 942	. 915	. 889	. 864	. 840	. 816	. 794	. 772	. 751	. 712	. 675	. 658
4	. 961	. 924	. 889	. 855	. 823	. 792	. 763	. 735	. 708	. 683	. 636	. 592	. 572
5	. 951	. 906	. 863	. 822	. 784	. 747	. 713	. 681	. 650	. 621	. 567	. 519	. 497
6	. 942	. 888	. 838	. 790	. 746	. 705	. 666	. 630	. 596	. 564	. 507	. 456	. 432
7	. 933	. 871	. 813	. 760	. 711	. 665	. 623	. 583	. 547	. 513	. 452	. 400	. 376
8	. 923	. 853	. 789	. 731	. 677	. 627	. 582	. 540	. 502	. 467	. 404	. 351	. 327
9	. 914	. 837	. 766	. 703	. 645	. 592	. 544	. 500	. 460	. 424	. 361	. 308	. 284
10	. 905	. 820	. 744	. 676	. 614	. 558	. 508	. 463	. 422	. 386	. 322	. 270	. 247

表 4. 1-1　1 円の現在価値

表 4. 1-1 に現在価値係数表を示している。表 4. 1-1 を作図したのが図 4. 1-2 である。現在価値は割引率が大きくなるに従って減少し、また期間が長びくほど減少することがわかる。

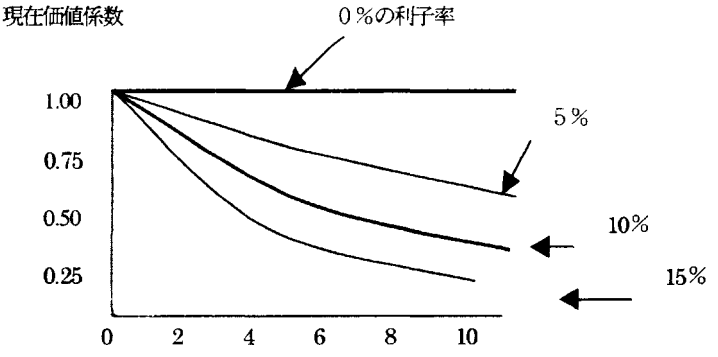


図 4. 1-2　現在価値係数、利子率、期間の関係

4.1.2　各手法の内容

経済性評価の主要な手法としては、回収期間法、会計的利益率法、現在価値法、内部利益率法などが挙げられる。それら手法について表4.1-2にまとめる。

表4.1-2　主要な経済性評価手法

手法	概　　要	特徴・問題点等
回収期間法	投資額の回収期間を求める。	・投資の安全性をみる尺度となる。 ・流動性を重視している。
会計的利益率法	事業の利益を総投資額または平均投資額で割る。	・計算が簡単である。 ・投資と利益間の時間的要素を無視している。
現在価値法	事業の耐用年数にわたる利益の合計と投資額との差を求める。	・資金の時間価値を考慮している。 ・割引率の設定が必要である。 ・収益性を重視している。
内部利益率法	事業の耐用年数にわたり利益と投資額の現在価値を等しくする内部利益率を求める。	・投資の時間価値を考慮している。 ・計算が複雑である。 ・収益性を重視している。

各手法の内容を、以下に説明する。

(1)　回収期間法

回収期間法とは、各種事業の毎年の利益（税引後減価償却費控除前）を加えていき、その額が初期投資額に等しくなる回収期間を求める方法である。あるいは、初期投資額を期間当たりの平均利益額で割ったものが、回収期間となる。例えば事業の初期投資額が、5,000万円であるとし、その事業から毎年1,000万円の利益が期待されるとすれば、この事業の回収期間は5年となる。このようにして求めた回収期間が最大限許容できる回収期間より小さければ、その事業は投資する価値のあるものと判定される。すなわち、

$$N_{max} \geq \frac{I_O}{\frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n} E_t}$$

N_{max}　：最大限許容できる回収期間

I_O　：初期投資額

E_t　：操業開始後t年目の利益

である。

回収期間の例を表 4. 1-3 に示す。

表 4. 1-3　回収期間法による分析例（万円）

事　業	事業A	事業B
初期投資額	1, 000	1, 000
利　　益		
1年	100	200
2	300	200
3	300	200
4	200	200
5	100	200
回収期間	5年	5年

表 4. 1-3 に示すように、事業A、事業Bともに回収期間は5年となる。回収期間法の特徴は、資本回収後の事業利益を考慮に入れていないために、投資の収益性よりも資金の流動性を指向した方法である。

つまり、短期の資金回収を優先し、投資の安全性に重点を置いた方法であると言える。また、目標とする回収期間は、当該企業の資金繰内容、利益の安定性の程度、当該プロジェクトのリスクの程度、業種の違いなどにより異なるが、わが国では、通常3～5年である。

回収期間法は簡単で分かりやすいだけでなく、他の方法にくらべて不確定な将来について最も短い期間を考えればよく、際限のなく長い期間を考えるという負荷がないという利点のために、きわめて広範に用いられている。一般に将来の不確定性が大きいほど回収期間は投資評価の重要な尺度となる傾向が指摘できるのである。しかし、回収期間法は理論的にいくつかの欠点をもっている。

第一に、回収期間終了後の収益が無視されるという点がある。いま最も簡単なかたちでの回収期間法で考えるとし、たとえば、ともに 1, 000 万円の当初投資支出を必要とする2つの投資プロジェクトA、Bがあるとする。Aの予想利益は2年間にわたって年 500 万円であり、Bの予想利益は 10 年間にわたって年 500 万円であるとき、回収期間法ではこの2つのプロジェクトを区別できない。ともに回収期間は2年だからである。

第二に、上述のような単純な回収期間法は、金銭の時間価値を考慮していないという欠点をもつ。いいかえると、同じ収益額には、たとえその発生期間が異なっても同じ評価が与えられるということである。たとえば、投資プロジェクトCは当初投資支出 1, 000 万円で、次の3年間に第1年 100 万円、第2年 200 万円、第3年 700 万円の予想利益があり、投資プロジェクトDは当初投資支出は同じく 1, 000 万円で、次の3年間にCと全く逆の順序、すなわ

ち第1年700万円、第2年に200万円、第3年に100万円の予想利益があるとする。このとき、どちらのプロジェクトも3年間の累積利益が投資支出額と同じ1,000万円となるから、ともに回収期間は3年であり、回収期間法ではこの2つのプロジェクトに差はつけられないことになる。しかし、プロジェクトDの方がプロジェクト開始時からより多くの累積利益があるということから、直感的には明らかにDが選択される。

回収期間法を用いる場合に問題となる第三点は、回収期間法が測定できたとして、その投資プロジェクトを採択するか否かをどう決定するかということである。このときの採否の基準は企業にとって許容できる最長回収期間である。しかしこの長さをどう決めるかは大体においてマネジメントの主観的判断の問題である。それは企業の目標と矛盾しないように決めなければならないが、回収期間と企業目標の達成度合との関係が明らかにされない限り、望ましい回収期間の長さを客観的に決定することはできないのである。

(2) 会計的利益率法

会計的利益率は、事業の利益（減価償却費控除後）を総投資額で割ることにより求めることができる。つまり

$$\text{総投資の会計的利益率}=\frac{\text{純利益}}{\text{投資額}}$$

となる。初期投資額が1,000万円、毎年の利益が200万円である場合には会計的利益率は以下の通りである。

$$\text{総投資の会計的利益率}=\frac{200}{1{,}000}=20\%$$

会計的利益率法の特徴としては、毎年の利益が安定していることを前提条件としている。各投資代替案の比較に用いられ、利益率の大きいものを選択する。

(3) 現在価値法

現在価値法は、事業の毎年の利益（税引後減価償却費控除前）を割引率で割引き、現在価値を求め、その合計が初期投資額以上ならば、現在価値の合計から初期投資額を引いた正味現在価値は正となり、事業は採算性ありと判定する方法である。正味現在価値は以下のとおりである。

$$NPV=\sum_{t=1}^{n}\frac{E}{(1+i)^n}-I_t$$

NPV ：正味現在価値

i ：割引率

E_t　　：t期の利益
I_t　　：t期の投資

また、現在価値法の特徴は、事業の耐用年数内の収益は全て考慮するので、資金の流動性よりも投資の収益性を重視している方法であると言える。

投資プロジェクトの純現在価値は、現金流入の現在価値から現金流出の現在価値を引いたものと定義される。この場合、通常すべての現金フローに同じ割引率が適用される。

表4.1-4に簡単な計算例を示す。（i＝10%とする）。

表4.1-4　純現在価値の計算　　（金額単位：万円）

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
年(t)	$I\sigma$	E_t	$(1+t)^{-t}$	現在価値(3)×(4)
0	10,000	0	1	0
1	0	4,000	0.909	3,636
2	0	5,000	0.826	4,130
3	0	6,000	0.751	4,506
			合　　計	12,272
			純現在価値	2,272

(4)　内部利益率法

内部利益率法は、事業の毎年の利益（税引後減価償却費控除前）の合計を、初期投資額と等しくするのに必要な割引率を求め、さらに、この利益率が企業内部の平均金利より高ければ、事業を行った方が良いとする考え方である。内部利益率法の数式を以下に示す。

$$I_O = \frac{E_1}{(1+\eta)^1} + \frac{E_2}{(1+\eta)^2} + \cdots\cdots + \frac{E_n}{(1+\eta)^n}$$

なお、等式の両辺を等しくする割引率を内部利益率（r）と呼ぶ。

現在価値法と同じく内部利益率法の特徴としては、事業の流動性よりも収益性を重視している方法であると言える。

内部利益率法は、投資にともなうキャッシュフローについて、現金流入量の現在価値総額と現金流出量の現在価値総額とを等しくさせるような割引率をもってその投資の収益率とする方法である。この方法は将来のすべての現金の純フローの現在価値を当初投資額に等しくさせる割引率を求めることと同じである。

次に内部利益率の計算例を示す。表4.1-5の(3)欄に示された$E\ t$について、i＝20%、18%、16%として試行錯誤的に利益割引額を計算したものが(5)、(7)、(9)欄であり、その結果からrは16%と18%の中間にあることがわかる。そこで直線補間でその計算をして

みると、16＋2×309/343≒17.8(%)という結果になる。

表 4.1-5　内部利益率の計算（金額単位：万円）

(1) 年(t)	(2) I	(3) Et	(4) i＝20% $(1+i)^{-t}$	(5) i＝20% (3)×(4)	(6) i＝18% $(1+i)^{-t}$	(7) i＝18% (3)×(6)	(8) i＝16% $(1+i)^{-t}$	(9) i＝16% (3)×(8)
0	10,000	0	1	−	1	−	1	−
1	0	5,000	0.833	4,165	0.847	4,235	0.862	4,310
2	0	4,000	0.694	2,776	0.718	2,872	0.743	2,972
3	0	3,000	0.579	1,737	0.609	1,827	0.641	1,923
4	0	2,000	0.482	964	0.516	1,032	0.552	1,104
				9,642		9,966		10,309
	現在価値			-358		-34		+309

4.1.3　経済性評価手法の適用方法

(1)　手法の選定

4.1.2では各手法について述べたが、ＷＥ－ＮＥＴで取り扱う技術・プロジェクトは、投資後に比較的長い期間稼働するものが多いことから、現在価値換算を用いた評価を行う必要があろう。この条件に合致するのは、現在価値法と内部利益率法である。

内部利益率法は、経済性評価の実施主体（例えば企業）が、独自の利益率基準を持ち、それを上回るプロジェクトを実施するということに用いられるのが基本である（もちろん利益率を上回った複数のプロジェクト間での相互比較により、利益率が高いものから優先順位をつけるということも考えられるが）。しかるに、ＷＥ－ＮＥＴでは、ＷＥ－ＮＥＴ独自の利益率の基準は持ち得ない。

このことを考えると、ＷＥ－ＮＥＴでの経済性評価手法としては、プロジェクト実施によるメリットがあれば収支がプラス、メリットがなければ収支がゼロかマイナスと出る現在価値法を用いるのが良いと考えられる。

この場合、割引率の設定が課題であるが、例えば建設省の「社会資本整備に係る費用対効果分析に関する統一的運用指針（案）（平成10年6月）」で述べられている割引率4%を用いることが考えられる。この割引率4%は、社会資本整備に必要な資金調達コストの近年の実質平均値を勘案したものである。具体的には、平成3年度以降の国債（10年もの）、地方債（10年もの）の実質利回り平均がそれぞれ3.88%、3.99%であることから設定されたものである。

(2)　適用パターン

適用パターンとしては、例えば以下が考えられよう。

水素エネルギーを用いた電源の発電原価*

$$\text{水素エネルギーによる発電原価（円/kWh）} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{(I_t + O\&M_t)}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{O_t}{(1+i)^t}}$$

I_t　　：投資（円）

$O\&M_t$　：運転、メンテナンス費（円）

O_t　　：発電電力量（kWh）

＊：既存電源を代替しても水素エネルギー電源を導入するメリットを評価するという視点からは、正確に言えば、（既存電源の発電原価　－　水素エネルギーによる発電原価）＞０　になれば、投資すべきというのが現在価値法の考え方であろう。

なお、現在までのＷＥ－ＮＥＴ報告書では、O&Mコストのうち、燃料費以外は設備費に年経費率を乗ずる方法により見積もっている例もあるが、これは、一種の簡便法であると言える。データの見積もりが困難な場合に有効である。

(3)　適用手順

経済性評価の手順を図 4.1-2 に示す。

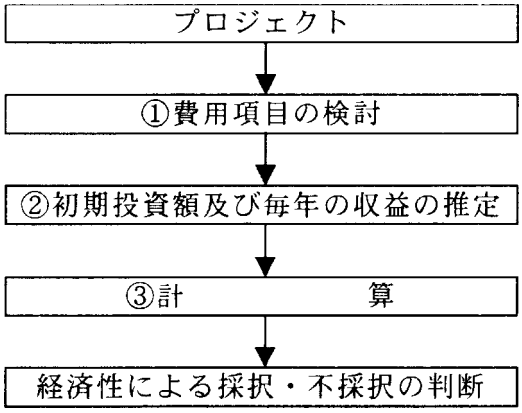


図 4.1-2　経済性評価の手順

①　費用項目の選定

事業に必要な費用を費用項目ごとに正確に推定するために、費用項目を検討する。

② 初期投資額及び毎年の収益の推定

初期投資額の推定、及び毎年の収入・支出の推定により収益（＝収入－支出）を求める。

③ 計算

現在価値法の考え方に基づく計算を行う。具体的には毎年の収益を現在価値換算した合計から、投資額を現在価値換算した値を差し引いて現在価値を求める。

④ 経済性による採択・不採択の判断

③の結果がプラスであれば、プロジェクトを採用する。あるいは複数プロジェクト間の比較であれば、現在価値の高いものから採用する。

(4) 費用項目

対象により費用項目は異なるが、例えば以下のようなものが考えられる。以下の諸元、及び割引率は、評価実施時に妥当な値を設定する必要がある。

初期投資
固定資産税
保険
借入金利子
補修費
人件費
ユーティリティ費（電力、水、薬品など）
一般管理費

4.1.4 コスト削減の考え方

水素エネルギーシステムのコストは、量産効果によるシステムコストの低減と、技術革新によるコスト低減を考慮する必要がある。

a 量産効果

量産効果を考慮するにあたっては、通常ラーニングカーブを用いる。

コスト（C）と生産量（P）の関係は次の式で表される。

$$C = a \cdot P^{-b} \quad (a, b \text{は定数})$$

ラーニングカーブの例として図4.1-3に太陽光発電の生産量とコストの関係を示す。

なお、水素エネルギーを使用する燃料電池を例にとれば、燃料電池が1つの市場（例えば自動車）に導入され始めると、量産効果によりその水素エネルギーのコストが低下し、競合上不利であった他の市場（例えば分散型電源）にも導入されていく。

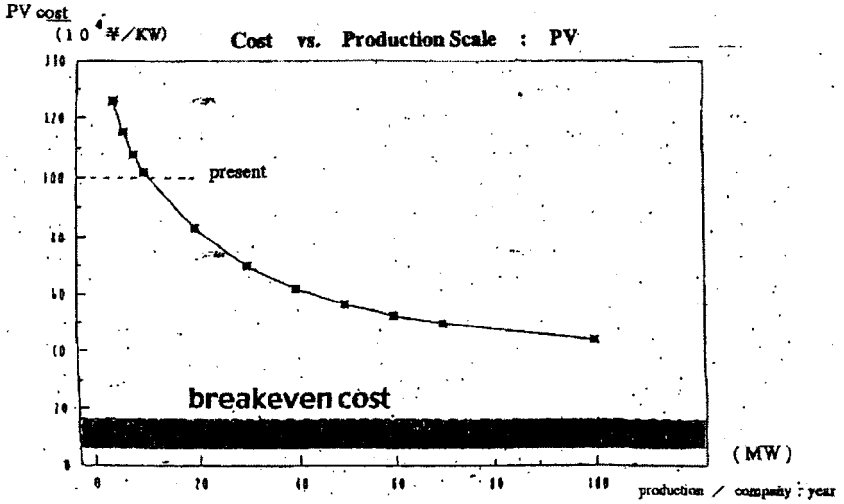


図 4.1-3　太陽光発電の生産量とコストの関係

出典：自然エネルギー促進議員連盟勉強会（第２回）資料　平成 11 年 12 月 14 日

この関係を表すと図 4.1-4 のとおりである。複数の市場セグメントへの水素エネルギーの導入を検討する場合、このような効果に留意することが必要である。

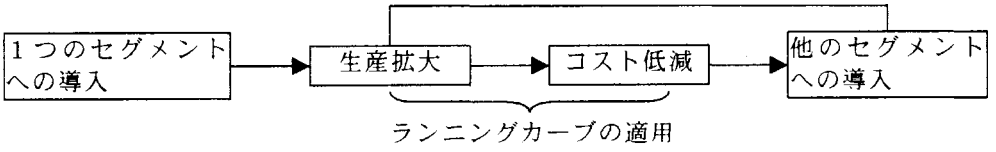


図 4.1-4　ラーニングカーブの用い方

b　技術革新

技術革新によって製造コストの低減、変換効率・熱効率の向上が考えられる。このような効果は、ラーニングカーブを下方シフトすることにより考慮し得る。図 4.1-5 にラーニングカーブの下方シフトイメージを示す。

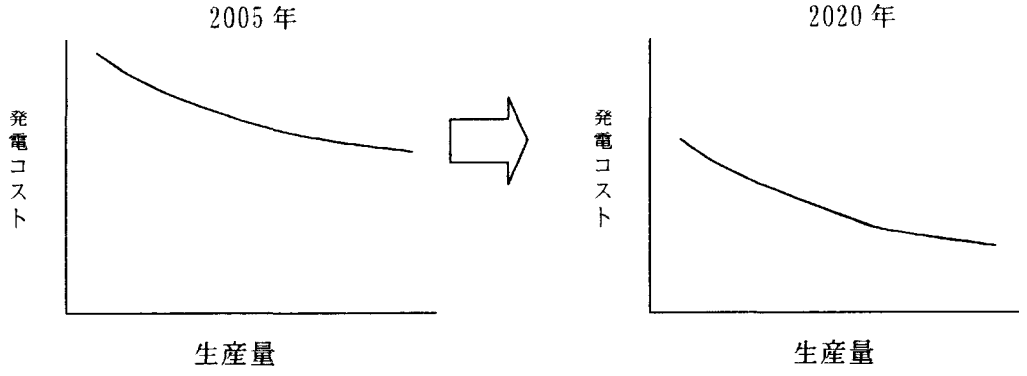


図 4.1-5　ラーニングカーブの下方シフトイメージ

5　西欧における水素導入のシナリオ

5.1　はじめに

WE-NET プロジェクトの第 II 期計画に基づく作業の大部分は、技術的なものである。しかし、この作業が的確な問題に取り組んでいることと、調査対象技術の市場と政策に関するフィードバックがあることを確保することが重要である。このため、経済情勢と市場推進要因（market drivers）に関する作業が日本と欧州で行われている。

第 II 期計画のこのセクションは、西欧の水素エネルギーの潜在的市場を分析し、水素導入の可能性のシナリオを策定し、およびそのシナリオを援助または阻害するおそれのある政策と推進要因を浮き彫りにすることによって日本で行われている作業を補足しようとするものである。

1999 年度中の詳細な目的は次の通りであった。

1) 欧州域内の現行のエネルギー構造（一次エネルギー源、生産および消費、エネルギーの輸出入、消費動向を含む）を理解すること
2) EU と個々の国の双方における水素エネルギーに関連したエネルギー、環境、研究開発政策を理解すること
3) 技術、法律、その他今後の水素エネルギー市場に及ぼす推進要因の動向を確認すること
4) 調査進展状況と手法上の問題に関する情報を日本と共有すること

この作業を行うために、今年度中の時間の大部分は、当初の分析対象に選ばれた 18 ヵ国におけるエネルギーとさまざまな政策に関する情報の収集に当てられた。この中間報告は、これまでに得られた調査結果を詳述し、日本と西欧との間の地政学上の状況を比較しようとしたものである。2000 年度に始まる作業は、特に最も有望と思われる国々に重点を置き、より綿密な地域分析を目指すことになる。

5.2　現行の欧州のエネルギー構造

5.2.1　エネルギー情勢の概観

現行の欧州のエネルギー構造は、生産量と消費量の点ではごく少数の国によって支配されている。英国、ドイツ、フランスがそれぞれ最大の生産国兼消費国であるのに対して、ノルウェーは世界最大の天然ガス輸出国の 1 つであり、相当量の石油も輸出している。エネルギー利用は主としてまず世界各国の人口によって決まるため、このパターンが大きく

変化する見込みはなさそうである。しかし、エネルギーの利用パターンが変化しつつあるという兆候がある。燃料構成は、最近まで発電用石炭が優位を占めていたが、今では天然ガスに基づく発電が増えており、石油は主として輸送用に使用されている。ということは、石油消費量は依然として増加しているものの、発電用のシェアが低下していることを意味する。

ほかにも興味深い動向がある。原子力が、政治的理由から欧州のすべての国で徐々に廃止されようとしているように思われる点である。おそらく例外はフランスであろう。フランスでは、電力は大部分が原子力発電によっており、エネルギー市場が比較的中央集権化している。しかし、フランスでも、今のところ原子力発電設備の新設は計画されていない。

スペクトルの他方の極では、アイスランドが世界で初めて再生可能な水素エネルギー経済を擁する国になることを目指すと主張している。アイスランドは、これを達成する上で申し分ない立場にある。1人当りGDPが比較的高水準にあり、大量の再生可能エネルギー資源に恵まれているからである。

以下に、当初の分析対象に選ばれた国々について、現行のエネルギー構造を国別、燃料別に詳細に示す。

5.2.2　当初の分析対象に選ばれた国々

十分なデータが存在し、かつ、近い将来から中期的に水素市場の可能性があると合理的に考えられる国々に分析を限定するために、主たる分析対象として西欧を選んだ。西欧域内では、国内の政策と法的構造が整備されていると同時に欧州法の適用と市場圧力を受けているEU加盟15ヵ国だけでなく、EUに未加盟ではあるが、多くの特性を共有している他の国々も含めることにした。選ばれたのは、欧州自由貿易連合（EFTA）に加盟しているノルウェー、スイス、アイスランドの3ヵ国である。

(1)　EU加盟15ヵ国

1999年7月1日現在のEU加盟国は、オーストリア、ベルギー、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、ギリシア、アイルランド、イタリア、ルクセンブルク、オランダ、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、英国の15ヵ国である。EUの総人口は約3億8,500万人で、GDP総額は約6兆ユーロである。EUは、世界の一次エネルギー消費量の約20%を占め、CO_2排出量もほぼ同様の割合を占めている。EU全体として、2000年の温室効果ガス排出量を1990年と同水準に安定化させることを約束している。これは、幸運によるにせよ他の理由によるにせよドイツと英国はなんとか達成しようが、他の加盟国は達成しそうにない水準である。京都議定書の目標の一環として、EUは、2008～12年に温室効

果ガスを 1990 年レベルから 8%削減することを約束しているが、各国がその総枠の中で定めた目標は国によって異なる。

欧州連合内の文化は多種多様であり、公用語として、また地域別にきわめて多数の言語が使われている。歴史的に、各国間でかなりの交流が行われてきた。そのため、1 つには国内の地理と天然資源だけでなく、ある程度まで国民とその文化にも影響されて、さまざまな経済および産業のインフラを整備する申し分ない競争基盤が形成されている。今回の調査で欧州全体を確実に把握するために、欧州連合への参加を決定した国々だけでなく、地理上同一の地域に属する国々も含めることが重要であると思われた。

(2)　分析対象に追加された国々

図 5-1 からわかるように、スイスとノルウェーは欧州の実際の地図上で戦略的に重要な部分を占めているが、両国は EU に加盟していない。両国は将来を見越した政策を定めており、GDP の比較的大きな割合をエネルギー研究開発に支出する一方で、水素エネルギーの分野にも積極的に取り組んでいる。両国も分析対象に含めたのはそのためである。

図 5-1　検討対象の 18 ヵ国

アイスランドは、人口とエネルギー利用がきわめてわずかであるとはいえ、世界で初めて完全に再生可能な水素経済を導入する国を目指すという意向を表明しており、そうする上で申し分ない立場にある。アイスランドは、欧州の他の国々と協力しようとしており、分析に含めるのが重要である。

5.2.3 国別概観と背景データ

表 5-1 は、当初の検討対象 18 ヵ国に関する基本的背景情報を示したものである。表からわかるように、人口と 1 人当り GDP ともにかなりばらつきがあり、世界で最も豊かな国々（スイスなど）もあれば、OECD の最貧国（ギリシアやポルトガル）も含まれている。世界の所得番付の最下位に属する国はない。

各国の人口もばらついており、アイスランドが 25 万人に過ぎないのに対して、ドイツは約 8,200 万人に達している。特にドイツ、フランス、イタリア、英国の数ヵ国は世界の経済大国の地位を占めている。

表 5-1 分析の対象に選ばれた国々の背景データ

Population and GDP data for 18 European countries

Indicators (1996)	Austria	Belgium	Denmark	Finland	France	Germany	Greece	Iceland	Ireland
Population (Million)	8.06	10.16	5.26	5.12	58.37	81.9	10.48	0.27	3.63
GDP (bil. ECU 1990)	140.7	166.3	112	106.7	1000.2	1432.7	70.8	6.06	51.8
GDP/Capita (kECU 1990/inhabitant)	17.5	16.4	21.3	20.8	17.1	17.5	6.8	22.4	14.3
Indicators (1996)	Italy	Luxembourg	Netherlands	Norway	Portugal	Spain	Sweden	Switzerland	UK
Population (Million)	57.4	0.42	15.5	4.38	9.93	39.27	8.84	7.11	58.8
GDP (bil. ECU 1990)	916.8	10.1	255	109	60.9	426.1	188.4	191.8	839.9
GDP/Capita (kECU 1990/inhabitant)	16.0	24.0	16.5	24.9	6.1	10.9	21.3	27.0	14.3

5.2.4 国別消費量

図 5-2 と表 5-2 に、上記 18 ヵ国について、最近のエネルギー消費実績の一部を一次エネルギー源別に示す。検討対象の地域全体でエネルギー消費量に大きな差があることは明らかである。この点は、各国の相対的人口（図 5-3 に点線で示されている）によって一部説明することができる。しかし、明らかに消費量が他の国を上回っている国もあり、この場合には原因は他にある。

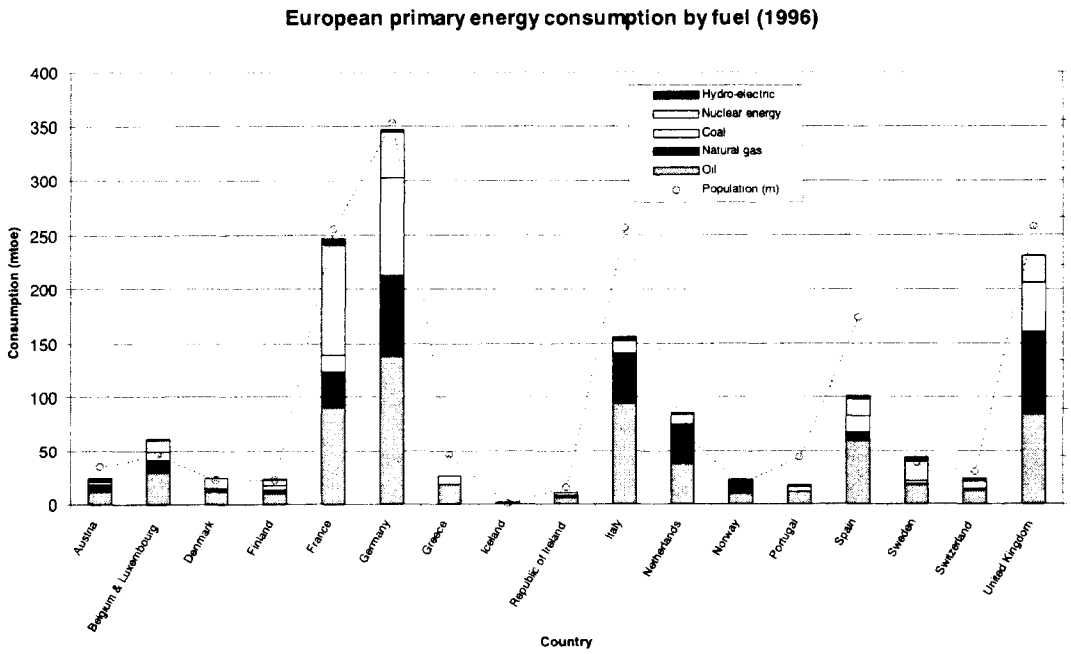


図 5-2　西欧の一次エネルギー消費量（1996 年）

表 5-2　西欧の一次エネルギー消費量（1996 年）

Million tonnes oil equivalent	1996 Oil	1996 Natural gas	1996 Coal	1996 Nuclear energy	1996 Hydro-electric	1996 Total
Austria	11.6	6.6	2.7	-	3.1	**24.0**
Belgium & Luxembourg	29.4	11.8	7.6	11.2	0.2	**60.2**
Denmark	11.4	3.7	9.0	-	0.0	**24.1**
Finland	10.3	3.0	4.0	5.1	1.0	**23.4**
France	91.0	32.5	15.4	102.5	6.0	**247.4**
Germany	137.4	75.2	89.9	41.7	1.9	**346.1**
Greece	18.2	0.0	7.8	-	0.4	**26.4**
Iceland	0.8	-	0.1	-	0.4	**1.3**
Republic of Ireland	6.0	2.7	1.9	-	0.1	**10.7**
Italy	94.2	46.4	11.2	-	4.0	**155.8**
Netherlands	37.4	37.5	9.3	1.1	0.0	**85.3**
Norway	10.1	2.9	0.6	-	8.9	**22.5**
Portugal	12.1	-	3.9	-	1.3	**17.3**
Spain	58.7	8.4	15.5	14.5	3.6	**100.7**
Sweden	17.4	0.8	2.4	18.9	4.4	**43.9**
Switzerland	12.2	2.4	0.1	6.1	2.6	**23.4**
United Kingdom	83.8	76.4	45.5	24.4	0.4	**230.5**
Total Europe	642.0	310.3	226.9	225.5	38.3	**1443.0**

図 5-3 に、西欧各国の主要 3 指標の水準を示す。指標は、それぞれ居住者 1 人当り国内総生産（GDP）、居住者 1 人当りエネルギー内国総消費（GIC）[1] および GDP 当り内国総消費である。図からわかるように、1 人当り GDP 水準は国よってかなり差があるが、これは当然予想されるところである。ギリシアとポルトガルは居住者 1 人当り GDP が約 6,000ECU で最低水準にあるのに対して、スペクトルの反対の極にあるのがアイスランド、ノルウェー、ルクセンブルク、スイスで、後者のそれは居住者 1 人当り約 2 万 4,000ECU
である。大多数の国は 1 人当り 1 万 5,000～2 万 ECU である。

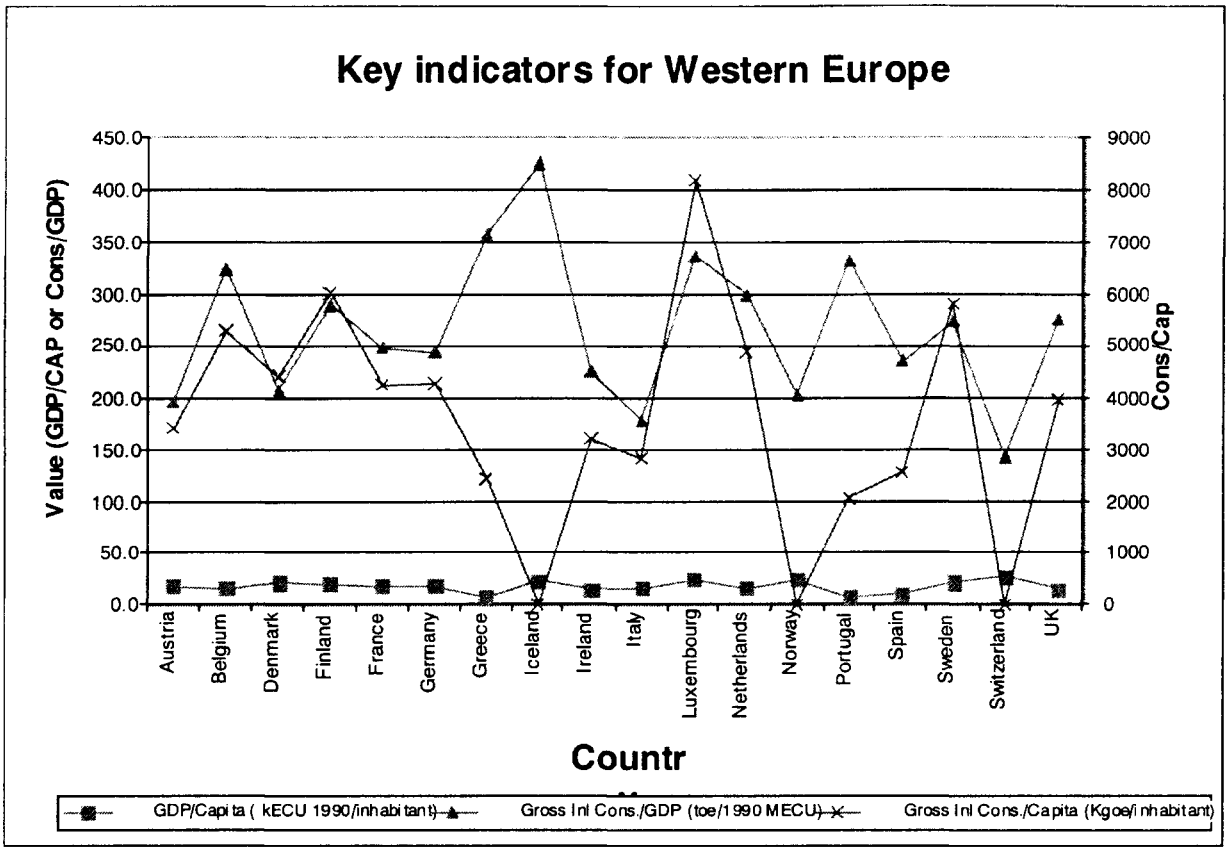


図 5-3　西欧のエネルギー指標

注 1　内国総消費（GIC: Gross Inland Consumption）－ 内国消費を満たすために必要なエネルギー量で、消費＋流通損失＋変換損失＋統計的差異に相当する。

エネルギー消費は、歴史的にいくつかの要因に依存する。GDP とエネルギー利用との間には通常密接な相関関係があるが、この関係は必ずしも因果関係ではない。エネルギー消費は、歴史的・地理的条件にも依存する。比較的寒冷な国では、伝統的に 1 年を通じてエネルギー利用が多い。移動距離が長い地域でも、特に輸送用燃料、ひいては石油の消費が高水準になる可能性がある。一国の工業化の水準も大きな影響を及ぼすことがあり、ルクセンブルクは重工業が比較的高水準にあるためエネルギー消費量の高さが際立っている。

GDP 当り消費量も 18 ヵ国でばらついており、ギリシアやポルトガルなどの GDP が低い国々ではある程度明らかなトレードオフが認められる。最もばらつきが大きいのが居住者 1 人当り内国総消費で、ノルウェー、アイスランド、スイスではほとんどゼロのようにみえる。この見かけ上の偏りをもたらす理由は 2 つ考えられる。この 3 ヵ国のエネルギー利用の大部分がもっぱら国内に立地する再生可能エネルギーまたは原子力でまかなわれているという事実、またはエネルギー輸出水準がきわめて大きいため（ノルウェーなど）国内消費が「相殺」されているという事実である。

図 5-8 に水力発電消費動向を示す。西欧の水力電力は、発電設備容量のごくわずかな割合を占めるに過ぎず、検討対象の国々の地理と人口密度にほぼ全面的に依存している。ノルウェー、フランス、スウェーデンは水力発電容量が最も大きいが、すでにほぼフル稼働しており、近い将来大きな変化は起りそうにない。

〈むすび〉

西欧の現在のエネルギー消費動向は、発電用ガスが増加しているが、輸送用については引続き石油市場が中心である。石炭火力発電は急激に減少しているが、今後クリーンコール技術がこの傾向を逆転させる可能性が多少ある。原子力は、次第に社会的に受け入れられず、経済的にも不健全なものとみなされるようになっているものの、欧州の主要な原子力消費国であるフランスは、こうした論議の埒外にとどまっている。

5.2.6　全体としてのエネルギー消費

図 5-9 に、欧州のエネルギー消費の一般的動向を示す。一般的動向が上向きであることははっきりしている。近年のその例外はドイツである。ドイツでは、旧東西ドイツの統一がいまだにある程度の偏りを引き起こしている。しかし、統一後のドイツは、わずかな減少傾向にもかかわらず、年間消費量が約 350Mtoe と、どうにか欧州最大のエネルギー消費国の地位にある。フランスと英国がそれぞれ 250Mtoe 程度を占めているのに対して、イタリアは 150Mtoe に近い。多くの国々がほぼ等間隔でこれに次いでおり、ずっと下位に年間消費量 1.3Mtoe のアイスランドが位置している。

欧州のエネルギー消費動向の年々のわずかな変動は、特定の天候事象に原因を求められる場合が多い。たとえば 1995 年と 1996 年は、ともに冬季の気温が例年より低かったため冬季のエネルギー需要が増加した。付記しておきたいのは、こうした需要とこの年間需要プロファイルは、日本の一般的パターンとはきわめて異なっていることである。日本では、電力量需要のピークはエアコンによる電力利用が占める傾向があり、夏季の気温の上昇につれて増加する傾向がある。これは、日本では冬季に集中暖房方式を使用する家庭が増えるにつれて徐々に変化しつつある。エネルギー消費は、経済の好不況に従うこともある。エネルギー利用と経済の好不況とをどう分離するかは、各国が取り組むべき課題の 1 つである。

表 5-3　化石燃料生産量

1998	Million tonnes	Million tonnes oil equivalent	Million tonnes oil equivalent
Country	oil	natural gas	coal
Denmark	11.7	6.8	0.0
France	0.0	0.0	3.5
Germany	0.0	15.2	61.3
Greece	0.0	0.0	8.3
Italy	5.9	16.8	0.0
Netherlands	0.0	57.2	0.0
Norway	150.0	43.1	0.0
Spain	0.0	0.0	12.0
United Kingdom	132.6	81.3	25.1
Total Europe	300.2	220.4	110.2

5.2.9　電力と熱電併給（CHP）

(1)　発電設備容量

EU の 1996 年の総発電設備容量は 549GWe で、総発電量は 2,409TWh である。近年の電力消費量は年間約 2.5%と着実な伸びを示している。電力は、最終エネルギー消費量の約 18%、工業用および家庭用・第三次部門の最終エネルギー消費量のそれぞれ 27%と 25%を占めている。電源構成は火力発電が約 52%、原子力発電が約 35%、水力発電・風力発電が残り 13%のほぼすべてを占めている。熱電併給は熱発生設備容量の約 23%を占めている。CHP 生産量が増加しており、その利用が次第に促進される見込みである。近年、天然ガスが発電所の増分発電量のほぼすべてを占めている。ドイツ、フランス、英国、イタリアには最大級の発電設備がある。原子力が発電設備容量の 55%を占めているフランスを除いて、化石燃料火力発電量が優位を占めている。

EFTA 加盟国（アイスランド、ノルウェー、スイス）では、水力が大規模な低コスト電源になっている。その結果、電力が最終エネルギー消費量の約 34%、工業用エネルギー需要の約 54%、電気暖房が広く使用されている家庭用・第三次部門のエネルギー消費量の 42%を占めている。

図 5-14 に検討対象の国々の発電設備容量の内訳、図 5-15 に 1996 年の総発電量を示す。

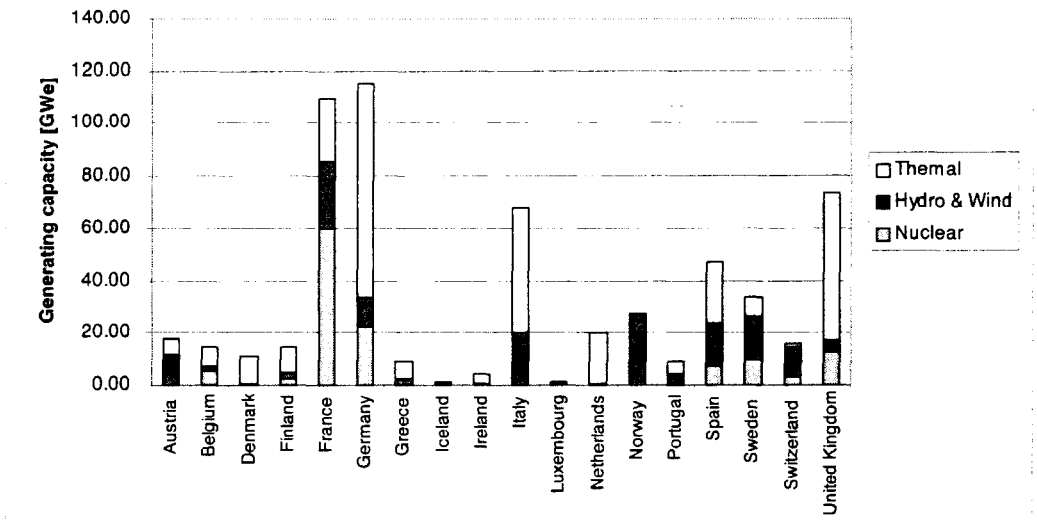


図 5-14　欧州の国別発電設備容量

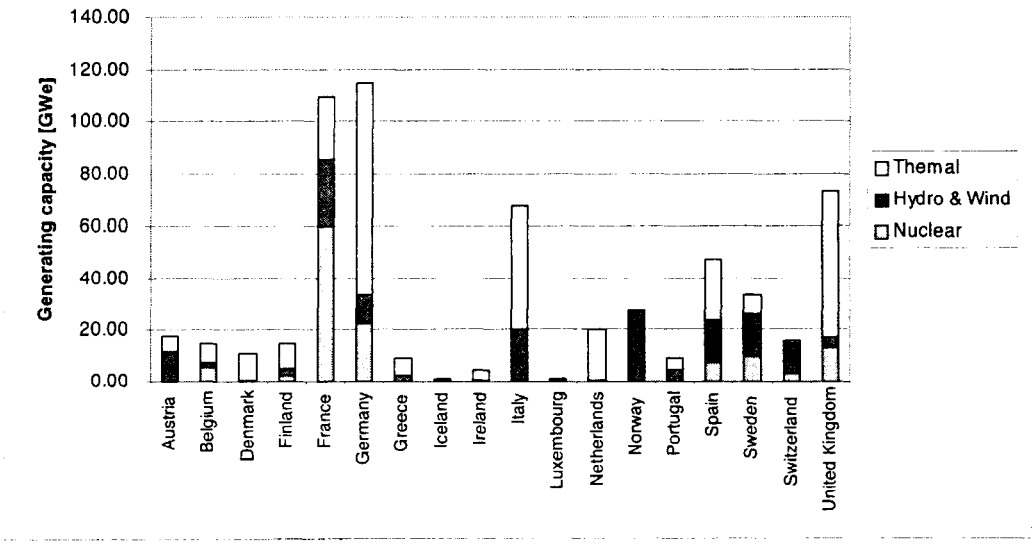


図 5-15　欧州の国別総発電量

(2)　熱電併給（CHP）

CHP 設備は、工業用プロセス熱と地域冷暖房用に使用することができる。小規模用途向け技術（マイクロタービンや家庭用 CHP 用など）が商業化されれば、家庭での CHP 利用も普及する可能性がある。現在、EU の CHP 発電量は発電量全体の 10%に近づいている。寄与率は加盟国によって大きな差があり、オランダ、デンマーク、フィンランドなどでは CHP で電力の 30%以上をまかなっているのに対して、英国、フランス、ギリシア、アイルランドなどでは 5%以下にとどまっている。EFTA 加盟国でも CHP はそれほど整備されていない。工業用と地域冷暖房用を考慮すると、CHP の技術的可能性は EU の総発電量の約 40%と推定されている。欧州委員会は、「熱電併給を促進し、その開発

を妨げる障害を取り除くための共同体戦略」（EC、1997 年）と題する通達で、「CHP は、欧州連合においてエネルギー効率問題に短期的または中期的に大いに貢献することができ、EU の環境政策に積極的に貢献できる数少ない技術の 1 つである」と述べている。

5.2.10　再生可能エネルギー動向

再生可能エネルギー源は 1996 年に、EU の総一次エネルギー生産量の約 9.8%、内国総消費の約 5.3%を占めた。水力は再生可能エネルギー電力の最大シェアを占め、EU の発電量の約 13%（307TWh）を占めた。水力の寄与率はきわめて安定しているが、今後は相対的に低下すると予想されている。バイオマスは、再生可能電源としては EU では第 2 位で、22.5TWh を占めている。風力エネルギーの寄与率は 4TWh と低位にとどまっているものの、かなりのペースで伸びている。太陽光発電は、ある程度伸びているものの、約 0.03TWh と取るに足らない水準にとどまっている。バイオマス、地熱、太陽熱は、熱の供給に寄与している。バイオマスが約 38Mtoe の熱を供給しているのに対して、地熱と太陽熱はそれぞれ約 0.4Mtoe と 0.3Mtoe の熱を供給している。

再生可能エネルギーの寄与率が最も大きいのはスウェーデン、オーストリア、フィンランド、ポルトガルで、内国総消費の 18～24%を占めている。スペイン、フランス、デンマーク、イタリア、ギリシアもすべて、国内消費量の 5～7%とかなりの割合を再生可能エネルギー源に依存している。それ以外では、他の EU 加盟国では再生可能エネルギーの寄与率はほぼ無視してよいほどである。

欧州連合では、再生可能エネルギー源の利用は現在のところ一様でなく、不十分である。欧州委員会は 1997 年に、「将来のためのエネルギー：再生可能エネルギー源」と題する共同体の戦略・行動計画に関する白書を刊行した。白書は、EU の最終需要に対する再生可能エネルギーの寄与率を 2010 年までに 12%にすることを目指している（表 5-4 を参照）。委員会は、この 12%目標を CO_2 排出量の削減、エネルギー安全保障の向上、国内産業の育成および雇用機会の創出を図る重要な手段とみなしている。

EFTA 加盟国では、再生可能エネルギーは内国総消費の約 30%を占めており、その大部分は水力である。水力の相対的寄与率が今後低下する可能性があるのに対して、他の再生可能エネルギー資源にはかなりの開発可能性がある。

図 5-16 に、検討対象の国々の再生可能一次エネルギーの内国消費量を示す。

表 5-4　EU 加盟 15 ヵ国における再生可能エネルギーによる現行および見積り発電量

	1995		2010	
Electricity	*TWh*	*% of total*	*TWh*	*% of total*
Wind	4	0.2	80	2.8
Hydro	307	13	355	12.4
Large	270		300	
Small	37		55	
Photovoltaics	0.03	0.001	3	0.1
Biomass	22.5	1	230	8
Geothermal	3.5	0.2	7	0.2
Total	*337*	*14.3*	*675*	*23*

Heat	*Mtoe*	*Mtoe*
Biomass	38	75
Geothermal	0.4	1
Solar thermal	0.26	4
Total	*38.7*	*80*
Passive solar	(energy saving)	35

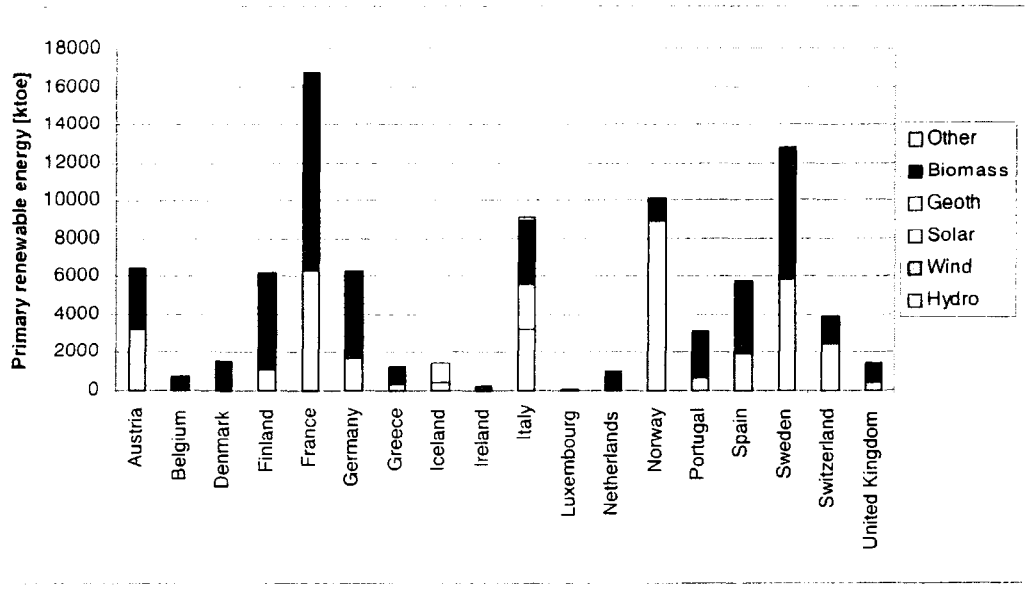


図 5-16　再生可能一次エネルギーの内国消費量

5.2.11　輸送部門のエネルギー

EU では路上車両の数が着実に増加している。1995 年に、自動車保有台数は居住者 1,000 人当り 435 台、合計約 1 億 6,200 万台であった。また、小型車は 1,300 万台以上、大型車は 500 万台以上、二輪車は 2,000 万台以上であった。輸送用エネルギー利用は、エネルギーと環境の観点から憂慮すべき問題として EU 域内で政策上関心が高まっている。輸送部門は、ほぼ全面的な石油依存を示している。石油は最大の温室効果ガス排出源であり、また、都市の大気汚染問題の原因である。EU の旅客輸送量は、向こう 25 年間に年率 1.4%の伸びが予測されている。道路輸送のエネルギー需要は、

道路輸送用燃料の価格は、欧州全体でかなり差がある。消費者向け価格は、石油価格の変動と課税水準の引上げの双方に影響されてゆっくり上昇している。1999年に、無鉛ガソリンの課税価格はルクセンブルク£0.65／l、英国で£1.00／lの範囲にあり、ディーゼル燃料の課税価格はギリシアの£0.50から英国の£1.01／lまでの間にあった。課税水準は、無鉛ガソリンでルクセンブルクの64%と英国の81%との間、ディーゼル燃料でルクセンブルクとスペインの61%から英国の82%までとなっている。

5.2.12　排出量

SO_2とNO_xの排出量は、全般に低下傾向にある。1996年に、EUの総SO_2排出量は9,856kt、NO_xの排出量は11,325ktであった。1990年以降の排出量の年平均低下率はそれぞれ8.2%と2.2%であった。SO_2排出量は、燃料の質の改善、大規模燃焼施設に対する規制、天然ガスによる固形燃料・石油製品の代替を通じて低下している。NO_x排出量は、大規模燃焼施設に対する規制と新車向け触媒コンバーターにより低下してはいるものの、SO_2ほどではない。EFTA加盟国のSO_2とNO_xの排出量は、火力発電所への依存度が低いため一般に単位エネルギー消費量当りでみると少なく、そのためNO_x排出量は大部分が輸送に関連して生じている。

EUの総CO_2排出量は、徐々に減少しているようである。1997年の総排出量は約3,047Mtで、1人当りでは約8.1t CO_2に相当する。各部門の排出量に占めるシェアは、エネルギー変換部門が34.6%、輸送部門が約27.6%、家庭用・第三次部門が21.1%、工業部門が16.7%となっている。1990～97年に、総排出量は年平均約0.1%減少した。1人当りCO_2排出量は年平均0.5%の減少を示し、GDP1単位当り排出量は平均で1.7%という比較的安定した減少率を維持している。発電部門のCO_2排出量は、効率改善と天然ガスへの転換によって、火力発電量の多少の増加にもかかわらず徐々に減少している。工業部門もわずかな排出量の減少を示しているのに対して、家庭用・第三次部門の排出量は横ばいのようである。輸送部門はCO_2排出量が最大の伸びを示している部門で、1990～97年間に年平均1.9%の伸びとなっている。ドイツ、英国、イタリア、フランスがEUの総排出量の約70%を占めている。

EFTA加盟国のCO_2排出量は、1人当り7.1t CO_2でEUの排出量の平均を下回っている。輸送部門が排出量の約40%を占めて最大の発生源となっている。家庭用・第三次部門は排出量の約30%を占めている。残りの排出量のほとんどは工業部門からの排出量である。

図5-19に、エネルギー利用に伴う検討対象の国々の1996年のCO_2排出量を示す。

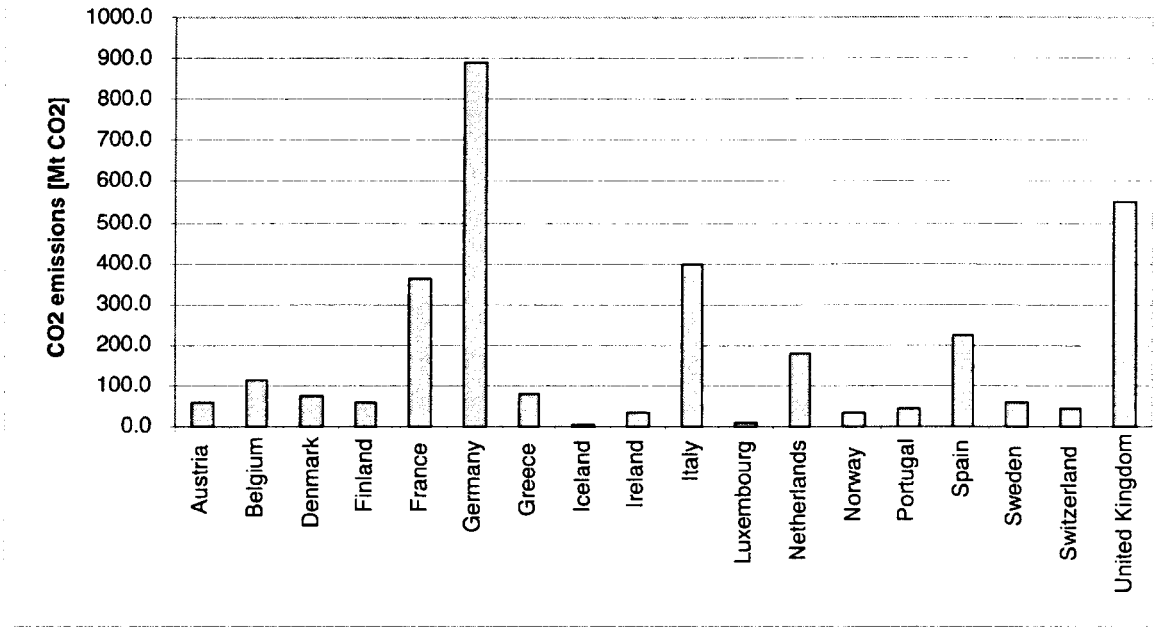


図 5-19　CO_2 排出量

5.2.13　エネルギー貿易

(1)　はじめに

欧州連合は、世界最大のエネルギー輸入地域で、1996 年の地域間総取引量の約 47%を占めた。この輸入依存は続いており、年間伸び率は 0.9%で一定しているが、他の地域からの輸入が急激に増えている。

(2)　石油

表 5-5 に、欧州全体の石油の動向と直接関連のある他の地域の石油の動向を示す。石油の総輸入量は 1998 年に 500Mt に達し、その大部分は欧州の主要製油所で処理する原油の形をとっていた。しかし、精製品の輸入も約 75Mt に達した。欧州からの輸出は原油約 40Mt と精製品 35Mt 近くときわめて少なく、欧州地域は 420Mt 近い水準で大口輸入地域になっている。これは、世界の原油輸入量の 26%以上、輸入製品の 18%近くに相当する。表 5-6 に、西欧への原産地別石油輸入量を示す。

表 5-5　西欧 － 石油輸出入量（1998 年）

Million Tonnes

Oil: Imports and exports 1998	Crude Imports	Product Imports	Crude Exports	Product Exports
USA	425.8	87.6	8.1	40.6
Canada	38.3	8.6	63.5	15.7
Mexico	-	16.0	85.2	2.8
South & Central America	53.1	11.7	115.1	44.4
Western Europe	417.9	75.5	39.8	34.5
Former Soviet Union	-	4.9	123.3	52.3
Central Europe	51.6	14.7	0.1	5.7
Middle East	4.2	3.1	817.0	109.8
North Africa	7.5	5.2	100.9	32.8
West Africa	2.2	7.4	152.5	1.5
East & Southern Africa	24.7	3.8	-	0.1
Australasia	25.8	3.0	10.2	4.9
China	27.3	21.7	14.3	3.3
Japan	218.7	41.5	-	4.8
Other Asia Pacific	269.8	84.8	45.9	43.3
Unidentified *	18.0	20.0	9.0	13.0
TOTAL WORLD	**1584.9**	**409.5**	**1584.9**	**409.5**

表 5-6　原産地別石油輸入量（1998 年）

Million tonnes oil	To Western Europe
From	
USA	9.4
Canada	0.5
Mexico	9.6
South & Central America	12.8
Western Europe	-
Former Soviet Union	92.8
Central Europe	3.8
Middle East	213.4
North Africa	98.9
West Africa	38.4
East & Southern Africa	-
Australasia	-
China	0.1
Japan	-
Other Asia Pacific	2.5
Unidentified	11.2
TOTAL IMPORTS	**493.4**

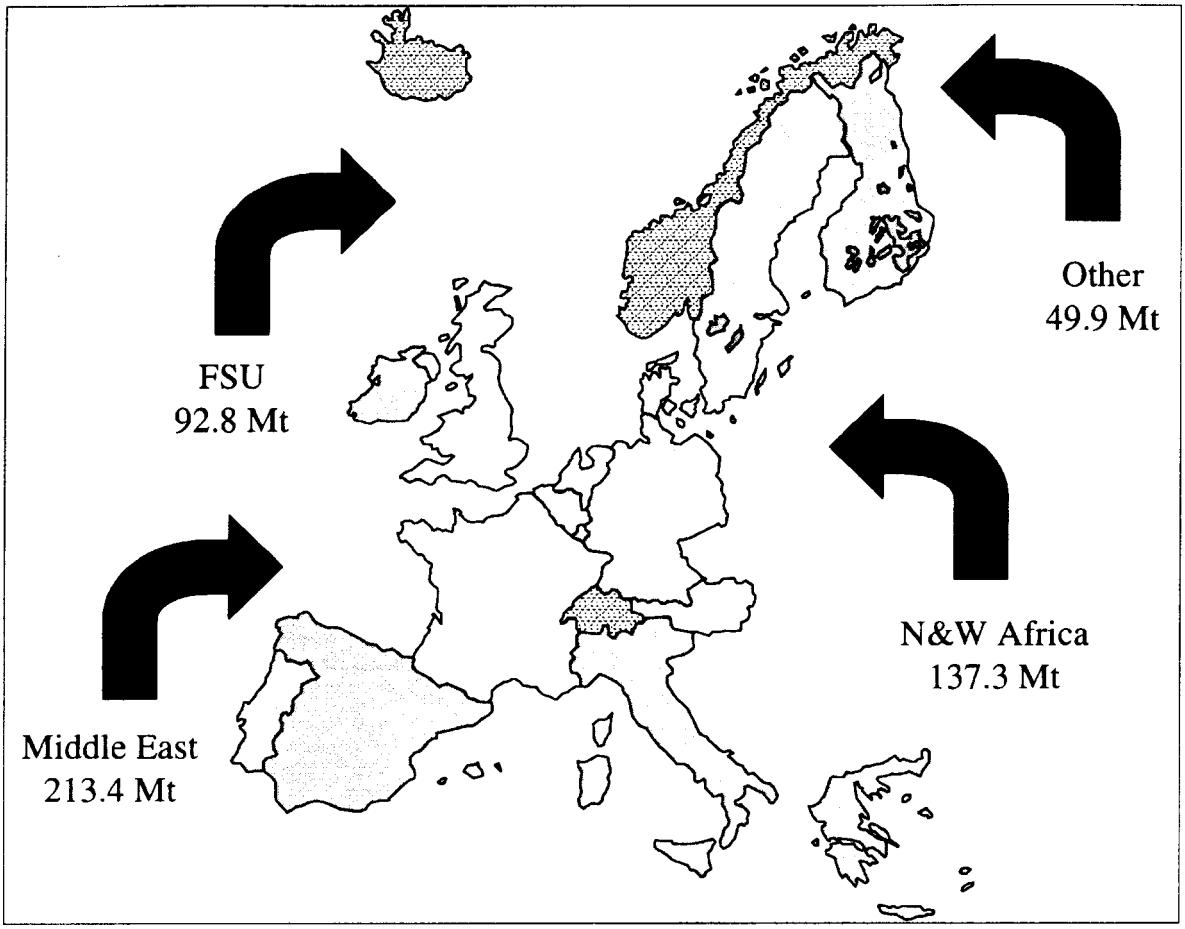


図 5-20　西欧の石油輸入

(3)　天然ガス

表 5-7 と表 5-8 に、パイプラインと LNG（主としてロシア産）の双方での輸入ガスの実際の動向を示す。欧州域内の第 2 位と第 3 位の輸出国であるノルウェーとオランダとの一部の域内取引も表に示されている。アルジェリアも、主としてイタリアとの直接のパイプライン経由だけでなく、地中海で国境を接する他の国々との間で LNG タンカーを通じて、欧州の輸入天然ガスにかなりの水準を占めている。全体として、ロシアは欧州の所要輸入量の 3 分の 2 近くを供給している。ノルウェーが自国産天然ガスをほぼすべて輸出しており、1998 年の輸出量は 430 億立方メートル（m^3）近くに達したのに対して、オランダも同じ期間に 360 億 m^3 以上で重要な輸出市場になっている。参考に域外からの輸入を図 5-21 に示す

図 5-12 にみるように、英国もかなりの量の天然ガスに恵まれているが、その大部分は国内で消費されている。英国からオランダ，アイルランド、ドイツへの純輸出量は、それぞれ年間 10 億 m^3 を下回っている。

表 5-7　西欧 － パイプラインによるガスの輸出入量（1998 年）

Billion cubic metres	From							
	Denmark	Germany	Netherlands	Norway	UK	Russian Fed.	Algeria	imports
To								
Europe								
Austria	-	0.3	-	0.4	-	5.5	-	**6.3**
Belgium	-	0.5	5.3	5.1	-	-	-	**10.9**
Finland	-	-	-	-	-	4.2	-	**4.2**
France	-	-	5.5	10.2	-	10.2	-	**25.9**
Germany	1.8	-	21.1	17.5	0.9	32.3	-	**73.6**
Greece	-	-	-	-	-	0.9	-	**0.9**
Ireland	-	-	-	-	0.9	-	-	**0.9**
Italy	-	-	3.0	-	-	16.7	20.9	**40.6**
Luxembourg	-	-	0.8	-	-	-	-	**0.8**
Netherlands	-	-	-	5.2	0.6	-	-	**5.8**
Portugal	-	-	-	-	-	-	0.9	**0.9**
Spain	-	-	-	2.5	-	-	4.5	**7.0**
Sweden	0.9	-	-	-	-	-	-	**0.9**
Switzerland	-	1.5	0.7	-	-	0.5	-	**2.7**
United Kingdom	-	-	-	0.9	-		-	**0.9**
TOTAL EXPORTS	**2.7**	**3.3**	**36.4**	**42.6**	**2.4**	**120.3**	**27.5**	**182.2**

表 5-8　西欧 － LNG の輸出入量（1998 年）

Billion cubic metres	From			
	Qatar	UAE	Algeria	imports
Europe				
Belgium	-	-	4.3	**4.3**
France	-	-	9.8	**9.8**
Italy	-	0.1	1.9	**2.0**
Spain	0.5	0.6	3.9	**5.9**
TOTAL EXPORTS	**0.5**	**0.7**	**19.9**	**22.0**

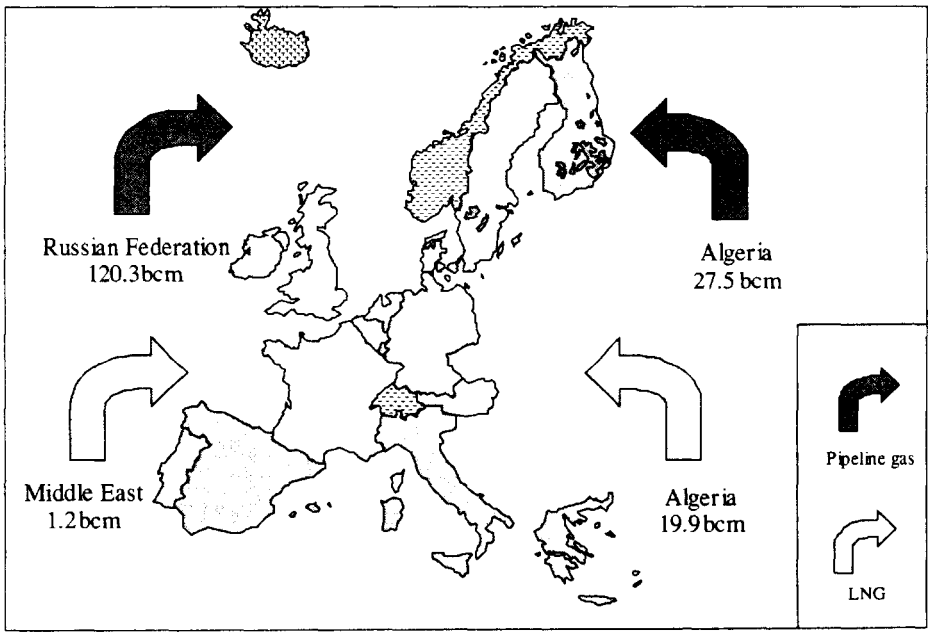


図 5-21　西欧の天然ガス輸入

5.2.14　さらに進んだ分析対象に含まれた国々

プロジェクトの第一フェーズで収集された概要データをもとに、より詳細な政策およびシナリオ策定段階のために当初の分析対象の国々の一部が除外された。選択はいくつかの規準に基づいて行われたが、選択の規準があまり明確でない場合もあった。

当初の 18 ヵ国のうち、引続き分析対象として特定の機会が見込まれる国々を選ぶべきであると考えられた。当初選ばれた国の半数の 9 ヵ国を上限として選んだ。

選ばれた国と選択の理由は次の通りである。

ドイツ － 水素エネルギー向けに多額の資金を投じ、将来を見越した国の 1 つであること

英国 － エネルギー市場の完全自由化で最も豊富な経験を積んだ国であること

フランス － 英国とは対照的に、エネルギー構造が中央集権化され、かなりの原子力発電設備容量を擁する国であること

ノルウェー － エネルギー埋蔵量が豊富で、水力発電が中心で、水素利用に積極的な国であること

イタリア － 天然ガス自動車市場に関してかなりの知識がある国であること

スペイン － 都市部の排出量問題に取り組むために国内で策定したイニシアチブを行っている国の一例であること

ギリシア － 島国ベースのシステムに関する情報が得られること

アイスランド － 水素システムに対する関心が最も高い国であること

スイス － 多額のエネルギー研究開発費を支出し、水素利用に積極的な姿勢を示していること

この選択は、今回の調査のうち詳細な分析が占める部分をより扱いやすいものにしながら、当初の 18 ヵ国が直面する機会と課題をすべて適切に代表していると考えられた。しかし、その後の作業を通じて、このように対象国を絞っても十分詳細な分析が不可能であることが判明した場合には、さらに対象国の数を減らすことになる。

5.3　潜在的な水素市場推進要因

今後の水素エネルギーの市場に影響を及ぼす可能性のある潜在的推進要因は多数ある。そのような推進要因としては、現在と今後の地球温暖化ガス排出量規制立法、すべての用途（発電用、熱発生用、輸送用、その他の用途）に必要なエネルギーに要する現在および今後のコスト、そして資源の利用可能性が含まれる。これらの推進要因には、特定の国々において定義されたパラメータの枠内でしか詳細に分析することができないものがあり、それらはプロジェクトの来年度に検討されることになる。ただし、以下に全体像を示すことによって、さらに調査するにふさわしい分野の目安を示す。

5.3.1　エネルギー政策

(1)　EUのエネルギー政策

EUのエネルギー政策には際立った要素がいくつかあり、個々の加盟国が独自の規制を定められるようにする枠組みを提供することをおおむね目的にしている。現在のところ、EUの政策は主として市場自由化にかかわっているが、再生可能エネルギー源と熱電併給プラントによるエネルギー生産の割合を引き上げるほか、一次エネルギーの輸入依存に関連した一部の関心事に取り組むことを目指した措置も含まれている。

EUが明確にした課題は、上述した問題に配慮して、自由化の進む欧州のエネルギー市場で生じている構造変化を効果的に管理できるようにすることである。しかし、現行の発電形態（特に石炭火力発電所や原子力発電所など）に関する政策を統合し、京都議定書に基づく合意を遵守する政策を策定することも重要である。

そのため、柔軟性があり、特定の技術を義務づけるよりも目標を示唆しようとする政策を策定することが必要とされている。EUのエネルギー政策の一部に含まれた重要な点としては、以下の諸点がある。

- 京都議定書の約束の重要性 － エネルギー効率と再生可能エネルギー源の利用を従来より直接重視させることになる。この政策の目的の1つは、再生可能エネルギーによる現行の寄与率を2010年までに6%から12%に2倍に引き上げることである。
- 政策上の約束の他の部分を損なうことなく自由化を追求するための市場の監視と指針。当初の自由化目標は、電力市場を1999年2月までに最低25%、2003年までに33%自由化することが定められた。現に、電力市場の自由化率はすでに50%に近づいている。ガス市場も同様の自由化が進められている。
- 電源構成に占める再生可能エネルギー源の割合またはCHPプラントの割合に一定の水準に維持すること義務づける権限を各国に認めること
- 外部エネルギー源に対するEUの依存レベルをモニターすること。EUの外部依存率は今のところ約50%であるが、特に輸送部門の成長が続けば将来70%に上昇する可能性がある。
- 原子力プラントの安全な運転と保守を優先課題とすることを確実にし、米国とのユーラトムの協定に基づく協力、旧式プラントを保守することができないEU域外の国々をモニターし、援助すること。また、廃止措置と原子燃料取引の問題も考慮する必要がある。
- クリーンコール技術の利用は、石炭が発電に一定の役割を果たす上で役立ち、欧州の一部の地域での石炭鉱業の急落に歯止めをかけることができると予想される。

しかし、EUの政策のさまざまな要素が立法の検討時にすべて考慮に入れられてきたか、または入れられるかは必ずしもはっきりしない。輸送政策は、環境政策と対立する場合が多く、またエネル

ギー政策と気候変動政策は必ずしも実行可能なほど密接に結びつけられない。

(2)　その他のエネルギー政策

他の国々のエネルギー政策は、この分析の第 2 部で重視されているため、あまり詳細に検討されていない。しかし、EU 加盟国がすべて別個のエネルギー政策をもっているわけではない。たとえば英国は、かなりの時間を市場自由化に割いて効率向上とコスト競争力強化を実現しようとしている。

他の国々のエネルギー政策も、輸送その他の意思決定分野に結びついており、このプロジェクトの次の段階でさらに詳細に分析するつもりである。

(3)　エネルギー研究開発

図 5-22 からわかるように、1 人当りエネルギー研究開発支出は多くの IEA 加盟国の間で大きな差がある。研究開発支出は多数の変数に影響を受けており、エネルギー政策がその 1 つに過ぎないことは明らかであるが、依然としてエネルギー分野の中での一定の優先順位を示す有効な指標の 1 つになり得る。データが示すように、日本の研究開発支出は他の国々を大きく上回っているが、その大部分は原子力向けである。日本が輸入エネルギーに依存していることを考えると当然予想されることである。スイスがこれに次いでおり、原子力に相当額を支出しているが、原子力以外への支出も他の国を上回っている。おそらく興味深いと思われるのは、英国がここに示したリストの最下位に位置していることと、EU 加盟国が一部の EU 以外の欧州諸国より下位にあることである。

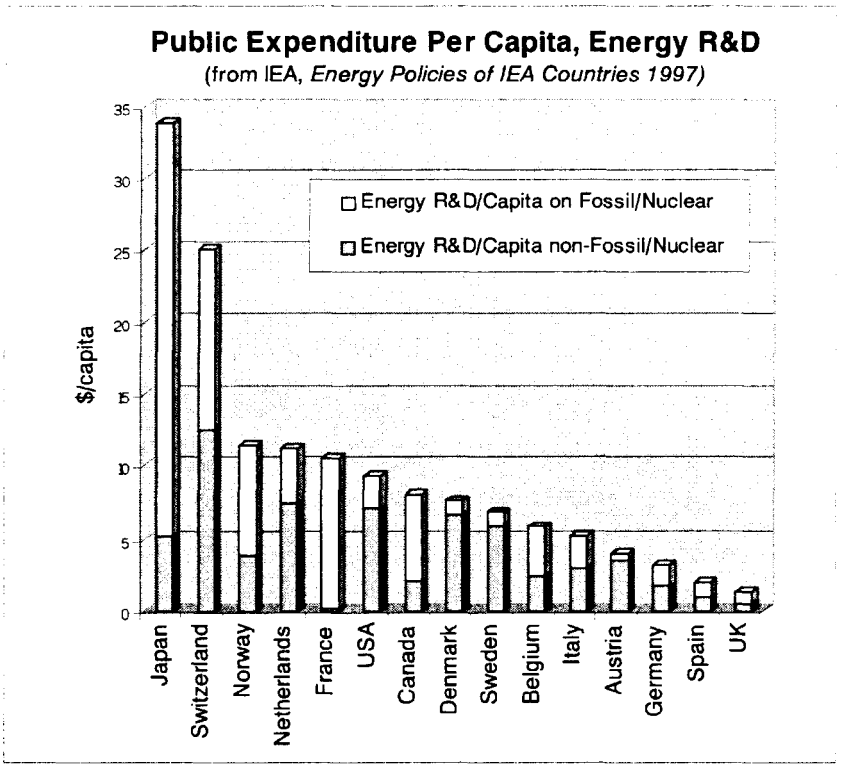


図 5-22　公的エネルギー研究開発支出 － IEA 加盟国

5.3.2　エネルギー補助金

さまざまな団体が、化石燃料向け補助金、特に再生可能エネルギーではなく化石燃料エネルギーと原子力向けの公的支出に偏った補助金に懸念を表明している。歴史的に、化石燃料と原子力は、再生可能エネルギーと省エネをはるかに上回る援助を受けてきた。これは現行の公的資金供与に反映されている。1990～95 年に、西欧の化石燃料・原子力エネルギー向け直接補助金は年間平均 149 億米ドルに達している（図 5-23）。化石燃料援助は再生可能エネルギー向け援助の約 7 倍に達している。原子力援助は、再生可能エネルギー向け援助の 3 倍である。再生可能エネルギーと省エネに対する援助を合わせても、化石燃料と原子力エネルギー向け補助金の 3 分の 1 を下回っている。在来型エネルギー源向け間接補助金は、直接補助金をさらに上回っているようにみえる。こうした間接補助金は、有限責任（limited liability）や優遇税制などの形をとる可能性がある。現行の補助金構造が偏っており、在来型エネルギー源の外部費用内部化を目指した経済的手段がないため、二酸化炭素の排出量削減、再生可能エネルギーのシェア拡大、競争的エネルギー市場を確立するための公平な競争の場という援助政策の目標がサポートされていない。

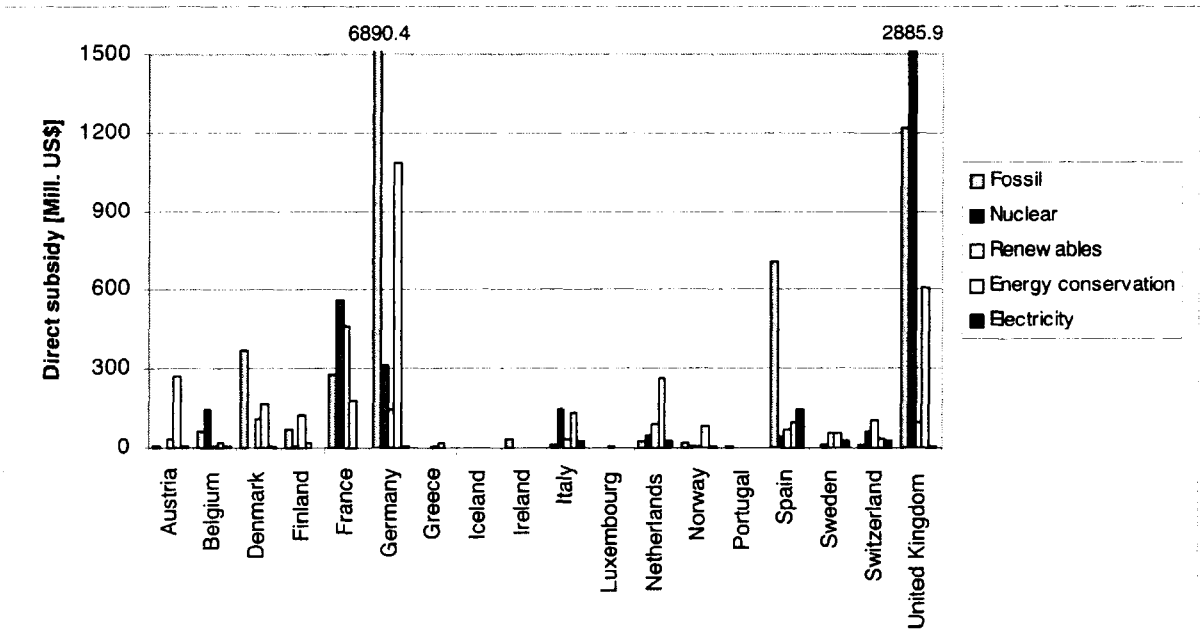


図 5-23　西欧の直接エネルギー補助金 －1990～95 年の平均（アイスランドを除く）

〈エネルギー税〉

エネルギー税は、主として燃料課税の形をとり、国によりまた燃料の種類により差がある。課税は、必ずしもエネルギー単位ではないが、重量または質量単位であることがあり、燃料利用の種類によって差がある。つまり、天然ガスは自動車用燃料として使用される場合より家庭暖房用や発電用に使用される場合の方が税額が低い。

しかし、最近の法律と議論は、EU 全体の分析でも国別分析でも、エネルギー利用と CO_2 に重点を

置いている。ノルウェーは外国産燃料の使用には炭素税を適用しているが、国産燃料には適用していない。イタリアは、すべての用途向けにすべての燃料に適用される炭素税を設けている。英国は「環境税」（Climate levy）と呼ばれるものを検討しているが、これはエネルギー利用ではなく相対的炭素排出量に重点を置いており、まだ正式に法律の一部になっていない。

しかし、国レベルで課税の枠内に奇妙な偏りがあり、今後の税制と水素エネルギーの機会を検討する際にこれらを考慮するために説明するのが重要である。たとえば、英国では住宅暖房用燃料に課される付加価値税（VAT）率が 5%であるのに対して、エネルギー利用効率向上装置（断熱対策など）に対する VAT 税率は 17.5%という高率になっている。これは、省エネより消費する方が得策だという暗黙のシグナルを市場に送っているようなものである。

5.3.3 環境政策

EU と大多数の加盟国はともに、さまざまな問題に取り組む環境政策を実施している。環境政策は、国内レベルと地域レベルのものがあり、最近では地球レベルの政策もある。環境問題に関する政策には、エネルギー・システムへの水素導入に直接の関連はほとんどないものが多いが、関連を見つけられる場合が多い。エネルギー利用に伴う排出量や、輸送のための土地利用または発電所整備に対応するものなど、直接関連する政策もある。

EU が現実的な形で環境政策を定めたのは、1986 年に単一欧州法が調印されて以来のことであり、その後 1992 年のマーストリヒト条約の調印に伴い強化されている。この 2 つの文書は、今後の欧州の政策決定上のアジェンダの一部として環境を正式に認めた。

現行の「第 5 次行動プログラム」は 1993 年以来実施されており、実質的な見直しが行われている。しかし、それはおおむね環境への配慮だけでなく、他の政策分野への環境問題の統合と理解にもかかわっている。欧州委員会の環境・消費者保護・原子力安全総局（DG XI）は、さまざまな分野への環境政策との統合の調整に当っている。

製造業界は特定の目標を定めており、追加の経済的便益が得られる場合が多いため環境目標の実施に重要な進展を示している。しかし、農業と観光部門は遵守が最も遅れている。輸送部門も、車両の排出量削減と燃料の質および技術がかなり進展しているものの、欧州では依然として車両の保有台数が著しく増加しており、したがって絶対量の問題が依然として大きい。エネルギー部門も取り組みを進めているが、一般的権限の一部として持続可能性を含める動機が欠如していることが懸念されている。

1996 年の欧州委員会による経過報告は、次のように結論づけている。

「第 5 次プログラムの具体的テーマに関連して、オゾン破壊物質の削減、重金属および硫黄

酸化物の排出量、自然保護に対するアプローチの改善、地表水の質、工業関連のリスクおよび廃棄物など、いくつかの分野で進展がみられている」

同報告は、さらに次のように付言している。

「地下水および地表水資源に対する総合的戦略と合わせて、気候変動、酸性化、都市問題（大気質、騒音、廃棄物を含む）に対する改善されたアプローチの開発に特に注意を払う必要がある」

付記しておきたいのは、さらに作業を進める必要があるとみなされる問題は、特に大気中への排出量と気候変動に関してエネルギーが主要なテーマになっているものが多いということである。

それ以来、「決定草案」（draft Decision）の形で修正が検討されている。そこでは、以下を含めてEUの決定を強化する必要がある5項目の優先分野が確認された。

「農業・輸送・エネルギー・工業・観光などの他の政策への環境の統合の改善、市場ベースの手段または水平的な手段などの幅広い政策手段の使用、法律の改善および簡素化による実施および執行措置の強化、公衆の意識向上を図るための通信・情報分野での追加の措置、国際行動に果たすEUの役割の強化」

この提案は、採択を求めて欧州議会と欧州理事会に送付されている。

5.4 水素エネルギーの商業化に果たす環境推進要因の役割

図5-24からわかるように、多くの都市を代表するロンドンの大気の質は、過去40年間に劇的に改善した。図は、硫黄酸化物とスモークのみの代表値を示したものであるが、ほぼすべての規制対象汚染物質で同様の趨勢が認められる。これにより、環境政策と他の政策とのミックスによってどのような変化が達成されるか、また現在どのような圧力が感じられているかについて目安が与えられる。一般に、特に都市部の大気の質は、現行の技術を首尾よく配置し、現行法を制定して実施すれば、保健ガイドラインの枠内で改善できるとみなされている。このことは下の図によって裏づけられている。そのため、自動車からの個別的排出物は、法律上かつてほど重視されていない。

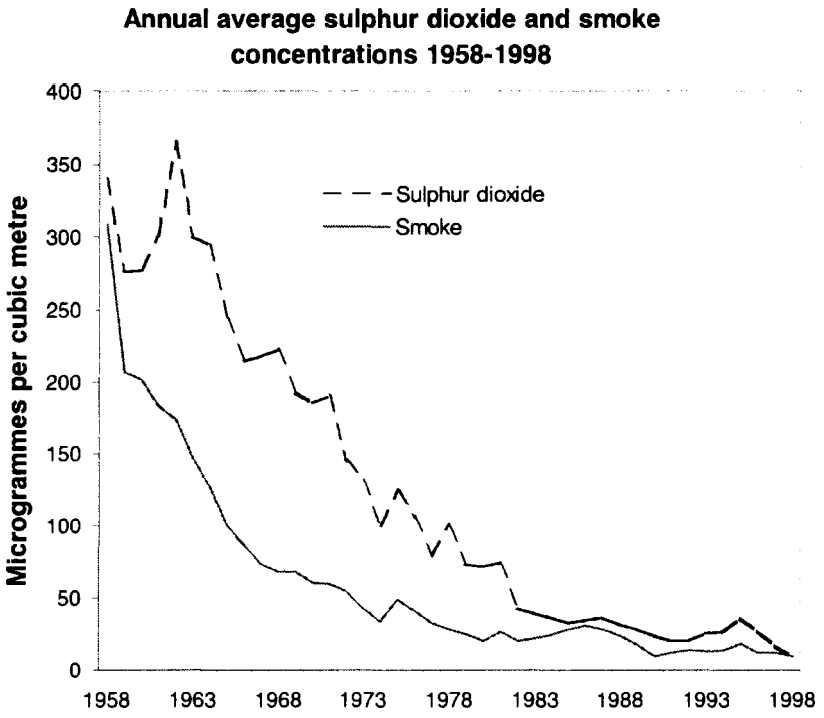


図 5-24　ロンドンにおける大気質の改善動向（1958～88 年）

にもかかわらず、さらに法律を実施する余地があり、ゼロエミッション車の導入に関して都市部で強い関心もある。こうした車両は、短期的に運送業者、公的機関などで導入される見込みがあり、水素を燃料とする車両がその一部になる機会がある。しかし、こうした車両は、長期にわたって経済的理由から在来型自動車や他の代替燃料車両に太刀打ちできなければならない。

それでもエネルギー・インフラへの水素エネルギーの導入を促す強力な推進要因が存在することは明らかである。

5.4.1　推進力とは何か

推進力は、経済的圧力、環境的圧力、社会的圧力から生じる。推進力は、対立的な場合（経済上の利益に環境上の損失が伴って勝者と敗者が生まれる状況など）もあれば、相乗効果のある場合（環境上の利益に経済的利益が伴ってすべてが満足する状況など）もある。

図 5-25 に主要主体と推進力の間の概念図を示す。

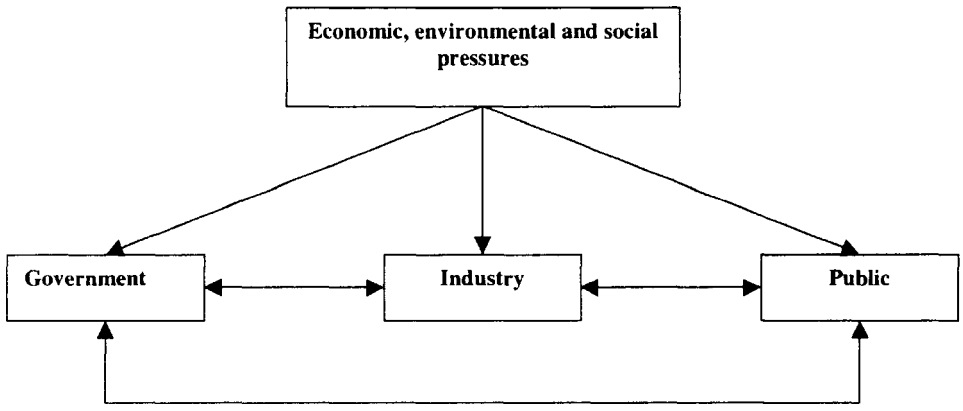


図 5-25　主要主体と推進力

特に水素エネルギーの場合の推進力は、以下のカテゴリーに分けることができる。

- 環境
- エネルギー安全保障
- 経済性
- 製品性能

燃料電池の場合に重要な推進力は水素とは異なり、環境が最も重要である。

5.4.2　主要主体と環境

公衆の認識は、環境推進要因の重要な決定因である。DGXI の要請で行われた最近の欧州の世論調査によると、地球・地域・国内の環境情勢に対する公衆の関心は依然として高い。

- 面接した市民の 69%が、「環境保護は緊急の課題である」と表明している。
- 46%が、「環境被害は最も心配な 5 つの課題の 1 つである」と表明している。
- 55%が、「環境の悪化を食い止めたければ生活様式を根本的に変える必要がある」と考えている。
- 面接した大多数の市民は、「環境保護は社会的・経済的影響を考慮に入れる必要がある」という点で意見が一致している。

また、環境について政府および産業界の機関・団体に対する公衆の信頼不足も払拭されていない。

- 中央政府または地方自治体の環境情報を信頼していると答えたのは、面接した市民の 10%に過ぎない。
- 業界筋の情報を信頼しているのは 2%に過ぎない。

科学的証拠に裏づけられた公衆の懸念は、環境問題に取り組む政治的意思の高まりと国内・地域・地球レベルでの政治的行動の高まりをもたらした。産業界も、より環境にやさしい製品および

サービスを求める公衆の希望に対応している。産業界はますます「社会的責任」に取り組むようになり、それを競争上の強みとしても利用しようとしている。

5.4.3　環境推進要因

発電に伴う大気中への排出量が国内・地域・地球の環境に影響を及ぼしている。最も緊急の課題は、歴史的に地域と国内レベルのものであったが、次第に地球環境への影響に対する懸念が高まっている。こうした懸念は、一般に環境規制に反映されており、環境規制は次第に強化され、遵守コストを引き上げている。規制は、特定の技術と燃料の市場を創出している。

エネルギー供給は、燃料サイクルのさまざまな段階に関連してさまざまな環境影響をもたらす。在来型の化石燃料ベースの燃料サイクルの場合、最も重要な影響は燃料変換段階から生じる大気中への排出量によるものである。在来型の石炭火力発電と原子力発電も、安全な処分を必要とする排出物と固体廃棄物を発生する。

在来型の化石燃料サイクルはさまざまな汚染物質を排出し、規制は一般に NO_x、SO_2、PM の排出量に集中している。これらの汚染物質は地域規模で特に被害をもたらす。これらの汚染物質や他の大気汚染物質（石炭燃焼から生じる金属や放射性核種など）に対する規制上の要件は、さらに強化されて将来にわたって発電業界に影響を及ぼす可能性がある。

CO_2その他の気候変動の原因となる温室効果ガスに対する注目が高まっている。科学者の間では、気候が温室効果ガス排出量によって影響を受けるということで大方の意見が一致しているものの、その影響の度合と潜在的な経済的被害についてはかなりの意見の不一致と不確実性がある。しかし、大気中への排出量が増大すれば地球規模で重大な被害が生じるおそれがあるため、工業国の政府はCO_2削減措置を講じようとしている。京都議定書は、法的拘束力のある温室効果ガス限度を定めており、目下のところ各国が批准する過程にある。

その他に関心がもたれている問題としては、特に分散型・携帯型の発電用途での騒音と、たとえば燃料漏れや設備の安全な保守に関する安全性がある。

地球の資源という資本は、エネルギー需要の増大により急激に枯渇するためその効率的利用が必然的に問題になる。効率の向上は、最終的に経済的利益と環境便益として実現するため、ますます重要性が増している。

5.4.4　環境規制

EU の法律は、加盟国内での国内・地域・地球規模の排出量削減措置を支える推進力になる可能性がある。しかし、多くの場合、国内・地域レベルで個別的措置が講じられることになる。米国の環

境規制は、有益な教訓を学ぶことができる場合が多いため、米国の事例も考察される。

(1)　地域と国内の汚染

米国と欧州における早期の環境規制の多くは、酸性化の削減に向けられていた。発電プラントからの酸性化排出物は依然として問題であり、米国の 1990 年大気浄化法改正法と欧州連合の大型燃焼プラント（LCP）に関する 1988 年指令改正案により排出量はさらに制限されることになる。電力業界も、微粒子物質、オゾン、水銀等の大気毒物（air-toxics）に関連した制限強化に直面している。

米国では、SO_2 排出量の削減コストは SO_2 1 トン当り 113～322 ドルである。低い方の値は硫黄含有率の低い石炭に切り換える場合に関連し、高い方の値はスクラバーを使用する場合に関連している。NO_x 排出量の削減コストは NO_x 1 トン当り平均約 229 ドルである。電力会社 6 社の実地調査によると、SO_2 および NO_x の抑制コストと連続モニタリング・コストは発電設備容量 1 キロワット当り平均 16.4～208.9 ドルとなっている。制限が強化され、比較的安上がりな解決策が尽きれば、抑制コストは上昇することになろう。

比較的最近の規制動向は、排出量削減アプローチを統合する方向に向かっている。こうしたアプローチの一例が、一定の大気汚染物質（SO_2、NO_x、VOC、NH_3 など）に国別排出量上限（NEC）を設けるという欧州連合の指令である。統合アプローチは、単一の影響（酸性化など）と単一の産業（電力供給業界など）に対する制限とは異なり、さまざまな影響と部門に影響を及ぼす。エネルギー生産に伴う SO_2 および NO_x 排出量に関する EU の NEC 指令を遵守するためのコストを負担するのは発電プラントだけでなく、工業用部門と家庭用部門も負担する。遵守コストは、2010 年で発電プラントが年間£4 億、工業部門が年間£35 億、家庭用部門が年間£10 億と推定されている。他の部門と排出量を含めると、遵守コスト総額は年間£75 億と推定される。しかし、排出量削減に伴う利益全体はそのコストを大幅に上回り、£170 億～£320 億と推定されている。

排出量上限は、1990 年レベル比で SO_2 排出量を 78%減、NO_x 排出量を 55%減にすることを目標にしている。そのためには、LCP 指令改正案によって達成される見込みのある水準より、電力部門の排出量削減幅を引き上げる必要がありそうである。排出量に責任を負う他の部門（工業用・家庭用など）でも大幅な排出量削減の達成を迫られそうである。2000 年以降の新規プラントを適用対象として委員会が 1998 年に提案した改正案は、SO_2 排出量と NO_x 排出量の双方を 2010 年までに 3%以上削減する可能性がある。これは主として、向こう 10 年以内に追加の設備容量が新設される見込みがほとんどないという事実による。

NEC 指令の 2010 年の目標は次の通りである。

- 酸性化については、酸度について過剰な臨界負荷を伴う地域を 1990 年の状況に比べて少

なくとも50%削減すること

- オゾンについては、ヒトの健康については1990年の過剰限界レベル（WHOの大気質基準）を少なくとも3分の2削減し、植生については1990年の過剰限界レベルを少なくとも3分の1削減すること

この上限を達成するのは野心的な課題であるが、酸性化の臨界負荷とオゾンの臨界レベルを超えてはならないとする欧州連合の第5次環境行動プログラムの長期目的には及ばない。

(2)　地球規模の汚染

京都議定書を批准すると、附属書Ⅰ締約国（OECD加盟国の一部と市場経済移行国（EIT）を含む）は、2008～12年に温室効果ガス排出量を1990年レベルから平均で5.2%削減しなければならない。EU、米国、日本はそれぞれ8%、7%、6%の排出量削減に同意している。

上記の約束を果たすためには、エネルギー部門を大きく変革しなければならない。EUは、その約束を果たす一助として再生可能エネルギー供給、コージェネレーション、エネルギー効率の拡大・向上だけでなく、市場自由化にも期待している。米国では、炭素吸収源と排出量取引の方が重視されているが、排出量を削減しなければならない部門は電力部門であると認識されており、燃料切換えを通じてその達成が可能であると考えられている。しかし、経済、環境、社会の観点からみると、エネルギー技術とエネルギー政策（燃料電池に関連したものなど）に基づく解決策の方が長期オプションとして優れており、持続可能な開発という点でふさわしいと思われる。温室効果ガス緩和のオプションとして燃料電池に開かれる可能性のある機会は、特にEUの気候変動戦略の文脈でははっきりしている。

燃料電池は、その特性からみて、広範囲にわたってCO_2排出量削減に貢献できる機会がある。大半の在来型化石燃料転換技術よりも効率が高いため、CO_2排出量の削減に有効である。特に小規模から中規模の発電設備の場合、在来型技術と比較した燃料電池の効率の高さは著しいものがある。しかし、比較的大型の燃料電池システムについても、特にガスタービンと組み合わせた場合には、標準の複合サイクル・ガスタービン（CCGT）システムを上回る効率改善が得られる。運転上クリーンで効率的なことも、再生可能燃料として利用するのに環境的・経済的に適している。燃料電池は種類がいろいろあり、モジュール構成であるため、特にコージェネレーションに適しており、コージェネレーションを通じたエネルギー効率向上とCO_2削減の余地がきわめて大きい。コージェネレーションによって、EUの電力需要の40%までまかなう可能性があると推定されている。

気候にやさしい解決策という点からみて、燃料電池の技術移転の可能性もきわめて大きい。さらに燃料電池は、クリーンでインフラ集約度の低いエネルギー供給システムとして途上国に技術を移転する機会もある。京都議定書が想定したクリーン開発メカニズム（CDM）のような仕組みは、途

上国での燃料電池用途を開発する誘因を提供する可能性がある。

環境保護のためにはエネルギー生産方法を大きく変革する必要があり、燃料電池がより環境に適したエネルギー供給にきわめて重要な役割を果たし得る技術的解決策をもたらすということが次第に明らかになっている。環境推進要因は、エネルギー市場の自由化などの市場推進要因と協力して、今後エネルギー部門を見違えるほど変容させる可能性がある。輸送など他の部門との相乗効果も、環境問題が大きな推進力になっており、燃料電池の商業化ペースに著しい影響を及ぼす可能性がある。

5.4.5　燃料電池ベースの再生可能エネルギー供給

天然ガスは定置用燃料電池の最も一般的な主要燃料になる可能性があるが、一方、再生可能燃料が使用される余地もかなりある。その種の燃料は水素から埋立処分場ガスまでさまざまなものが考えられる。具体的な例として図 5-26 に示すような、風力エネルギー設備から得た間欠的なエネルギーを変換して水素の形で貯蔵する方式は、燃料電池にとって興味深い初期の市場になる可能性がある。こういったシステムを島嶼などの遠隔地に適用する例、反対に燃料が容易に入手可能な状況、例えば、廃棄物からのバイオガスなどがが利用できる例などさまざまなものが考えられる。

燃料電池ベースの再生可能エネルギー供給は、地域・国内の汚染物質の排出を回避できるだけなく、CO_2排出量の回避を通じてCO_2クレジットを取得する重要な源泉になる可能性もある。

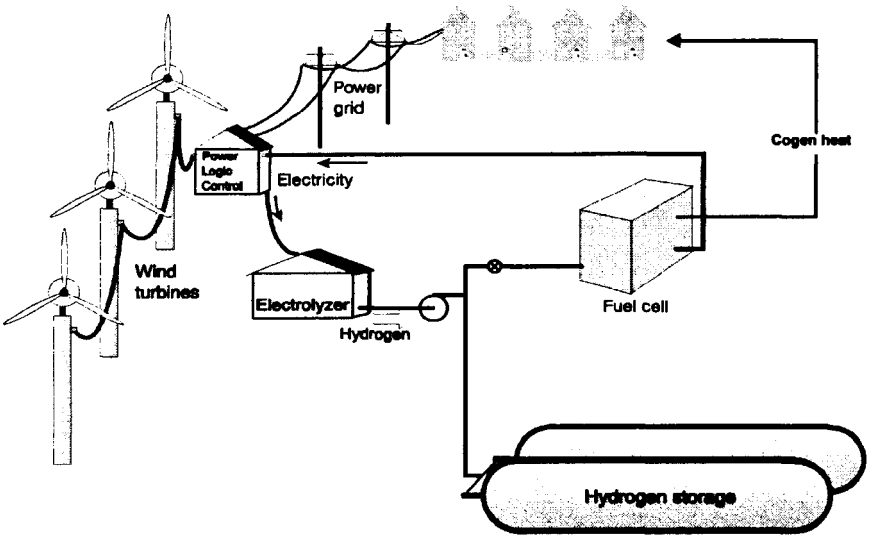


図 5-26　燃料電池をベースとした直接的な総合再生可能電力システム

再生可能エネルギーは環境保護の点からみて重要であると同時に、安定供給と化石燃料エネルギーの長期的代替の点からみても重要である。2010 年までに一次エネルギー利用に占める再生可能エネルギーのシェアを 12%にすることを目標として欧州委員会が最近発表した再生可能エネルギー白書は、その重要性を明らかにしている。

5.4.6　環境推進要因に関する結びの言葉

排出量削減を求める圧力は、将来の長期にわたるエネルギー供給に影響を及ぼす見込みがあり、環境は燃料電池の商業化に当って強力な推進要因になりそうである。しかし、環境問題が燃料電池の商業化にどれくらい影響を及ぼすかは依然として不確実である。

環境問題に取り組む意義深い政治的意思は存在すると思われるが、それが政策と伝統的なエネルギーの供給・利用にどのように影響を及ぼすかははっきりしない。技術変化への投資は、産業側の社会的責任の高まりと産業界がどれくらいクリーンな技術に今後のビジネス・チャンスを見込んでいるかにしたがって進んでいるようにみえる。一例として、巨大な多国籍企業が燃料電池技術とその関連燃料に対する関心を高めている。良心的な投資資金も、燃料電池を商業化する機会を提供する可能性がある。

決定的な要因は依然として、環境規制によって最終利用者に対するエネルギー供給の外部性がどれくらい内部化されるかにある。最終利用者に対する伝統的なエネルギー供給が国内・地域に及ぼす被害のコストは大きいため、燃料電池システムの利用を通じて達成可能な環境便益は大きい。同様に、化石燃料ベースのエネルギー供給に伴う CO_2 排出量が及ぼす地球規模の被害のコストは膨大になる可能性がある。CO_2 排出量削減のためにどのような政策と仕組みが実施されるかによって、燃料電池の商業化が大きな影響を受ける可能性がある。

エネルギーは社会の発展と生活の質の基本的な必要条件であり、エネルギー供給にはあまりにも長くにわたり環境被害がつきものであった。水素システムは、おそらく燃料電池と組み合わせれば、エネルギーと環境の調和に寄与する可能性がある。

燃料電池システムの現行コストは高いが、一定のニッチ市場ですでに競争力をもつようになり、短期間で大幅なコスト削減が予想される。

5.4.7　個別事例

今回の調査の時間が限られているため、この分野を詳細に分析することは不可能であり、したがってそれはプロジェクトの詳細分析段階に委ねられている。しかし、今後の水素技術の採用に重要な影響を及ぼす可能性のあるイニシアチブがすでに提案されている地域もある。こうした地域のうち、重要な奨励措置を行っているのがノルウェーのオスロである。

5.4.8　オスロ

ノルウェーのオスロ市は、保有車両へのクリーンな車両の導入を奨励する措置（市税と国税の双方を含む）を提供している。

(1)　オスロ市の税制

オスロ市当局は、市内で租税と補助金による奨励措置を実施するある程度の権限をもっている。電気自動車は、車両税、道路税、通行料、公共駐車場料金を免除されている。電気自動車は、公共駐車場で無料で充電することもできる。一般に、ノルウェーの 4 大都市（オスロ、ベルゲン、スタバンゲル、トロンヘイム）は、2 つの要件が満たされた場合には市独自の決定を下すことができる。つまり、十分な裏づけのある汚染問題が存在し、かつ、その汚染が特定の部門から生じていることが立証されるという要件である。その一例が、主要な PM_{10} 汚染源であるスタッドタイヤに関するオスロのイニシアチブである。市当局はスタッドタイヤの利用者に毎年 1,000NOK（ノルウェー・クローネ）の使用料を課すことを決定し、旧式のスタッドタイヤの代わりに新しいタイヤを購入した場合には 1,000NOK を払い戻すという奨励措置も講じている。同様の奨励措置は、他の汚染源にも適用される可能性がある。

オスロ市内各地の騒音レベルも懸念されており、今後、特定種類の自動車を対象に一定の時間帯に一定の場所への乗入れが禁止される可能性がある。

(2)　ノルウェーの税制

ノルウェーの自動車税の体系は、複雑で比較的厳格である。自動車は重量、エンジン排気量、馬力の別に課税され、その過程で多くの手続きが含まれている。しかし、最終結果は当初の輸入車のコストの 2 倍、またはそれ以上になる場合が多い。車の重量に基づく「移動税」（circulation tax）と燃料税もある。オスロには、道路通行料と有料駐車場がある。

バッテリー電気自動車「Th!nk」（登録商標）などの現在のクリーン車の使用によってこれらの税を回避することができれば、このような車の使用を促す誘因がかなりあることは間違いない。競合する車種間のコスト差を手頃な水準まで引き下げることも可能かも知れない。水素燃料電池車の価格が明らかになるまでこれははっきりしない。

重大な都市汚染問題を抱えているもう 1 つの地域がギリシアのアテネである。アテネは、重要な奨励措置と法律を採用して大気の質の改善に努めている。

5.4.9　アテネ

アテネの動向は、オスロほど経済的誘因を重視していない。しかし、ある程度の奨励措置は導入されており、他の問題はさまざまな措置の組み合わせによって取り組んでいる。

(1)　政策の展開

政府は、乗用車の燃料として CNG または LNG の使用を認める新法を導入しようとしている。給油所所有者は、公衆に NG を幅広く供給するインフラの不足に多少の懸念を表明しているが、新法は

2000年1月には承認されると予想されている。ほぼ200万台のガソリン車をどのように天然ガス自動車（NG車）に転換するかをめぐって盛んに論議が行われている。その他に検討中の奨励措置としては以下のようなものがある。

- 保有車両の更新（税法上の特典による旧型車の廃止）を奨励する措置の再設計
- 使用年数20年以上の車向けの特別取決め
- 触媒に関する税額の引下げ
- 代替燃料車の導入を促進する租税奨励措置

運輸省がオランダ環境省と共同で在来型乗用車のNG自動車への転換のフィージビリティを検討する調査を開始したのは12年前のことである。あいにくそれに続く決定は下されていない。1年前にこのテーマに関する関心が回復し、両省は今回の調査を見直し、最新の動向に適応するために必要な変更を行った。

上記の目標の実現を妨げる主要な障害は次の通りである。

- 給油所の安全性、貨物車による燃料輸送の安全性、さらにはガス配送に使用される時間割に関する規制を取り扱う法律の確立
- これほどの規模のプロジェクトを処理する能力のあるインフラの創設。当時、ギリシア全土で操業中のガス補給施設は20ヵ所しかなく、車のエンジンの転換に必要な公認整備工もほぼ同数しかいなかった。しかし、主要なガス供給網がほぼ運用可能になって事態は急速に変りつつある。

5.5 欧州と日本のエネルギー構造の相違点に関する地政学的分析 － 序論

5.5.1 背景

日本のエネルギー市場は厳しい規制を受けており、自由化されている分野はわずかしかない。日本は、国産の化石燃料資源がほとんどないため、エネルギーの大部分（輸送部門ではほぼ100%）を輸入に依存している。電源は多種多様であり、原子力がかなりの割合を占めているが、原子力に対しては公衆が強力な反対を表明しており、今後この部門が大きく伸びる可能性はなさそうである。エネルギー市場はすべて厳しく規制されているが、電力市場は2000年に自由化の第一段階に入る。その時点で、大口電力需要家は初めて供給条件を交渉できるようになる。これはきわめて大口の需要家しか対象としていないが、この種の需要家は日本の電力市場の30%近くを占めている。これは、欧州や他の市場並みの水準まで自由化を進めることを意図したものである。

これに対して、欧州はもっとばらつきがあり、現在自由化は国別に進められている。現行加盟国のうち自由化が最も遅れている加盟国については、2010年までに電力市場のほぼ完全自由化を確実にすべきであるとする欧州の指令が実施されている。EUへの新規加盟国がどうなるかははっきりし

ない。

5.5.2　日本のエネルギー

日本の電力は、大部分が地域の独占体制（首都圏の東京電力など）によって供給されている。つまり、競争は存在せず、独占的な権力濫用のおそれがあるということを意味する。歴史的にみて、日本の電気料金はきわめて高水準にあるが、これは1つには輸入一次燃料の価格が高いことによる。

ガス会社は、日本国内でほぼ同様の特権的な地位にあるが、ガスの利用は電力に比べてはるかに制限されている。これは 1 つには全国的なガス配送網が存在しないためと、1 つには歴史的要因（集中暖房の使用が限られていたなど）によるためである。にもかかわらず、日本のガス会社は電力会社に比べてはるかに小規模である。

他のエネルギー供給はもっと種々雑多であり、暖房油、灯油、石炭がすべて地域暖房と発電用にさまざまな割合で使用されている。輸送用エネルギーは、ほぼ全面的に輸入石油でまかなわれている。

石油、LNG 形態の天然ガス、他の製品が世界各地から輸入されており、インドネシアが重要な供給源の1つである。中東も、際立った地位を占めている。

(1)　圧力

高水準のエネルギー輸入は、日本の経済的・政治的意思決定を推進する重要な要因である。日本は 1980 年代にエネルギー効率が著しく向上し、エネルギー集約度は他のほとんどの工業国を下回っている。大規模な鉄鋼・造船業界があることを考えると特に際立っている。にもかかわらず、日本の建築基準は比較的お粗末で、住宅のエネルギー効率は低い。住宅のエネルギー利用は格別多いわけではないが、歴史的に日本の家屋は西洋より快適性が劣る。

エネルギー生産・利用から生じる排出量は重大な問題であり、大幅な排出量削減を目指して対策が講じられている。特に輸送に伴う排出量が現在批判の的になっている。多くの地域、特に都市部で法令が強化されている。

日本政府は、長期的視野に立った研究開発プログラムを立てる長い歴史があり、エネルギー部門には、日本では意外なほどわずかしか利用されていない再生可能エネルギーに重点を置いた計画がいくつかある。風力、ソーラー、バイオマスなどのエネルギー源では、短期的に日本のエネルギー所要量をすべてまかなえる見込みはないとはいえ、これらを利用すれば雇用機会、技術輸出の機会、コスト高の原材料の輸入を削減する機会がもたらされる可能性がある。こうした問題の一部に取り組むために、サンシャイン計画、ムーンライト計画、新サンシャイン計画はすべて再生可能エネル

ギーおよび代替エネルギー生成に伴う多くの側面に取り組んでいる。新サンシャイン計画の一環である WE-NET プロジェクトは、特に水素および燃料電池の研究、開発、導入を目的としている。1993 年に導入された当時は将来を見越した革新的プロジェクトであり、当該分野の開発と支出が増えるにつれてきわめて時宜に適したものになると思われる。

今のところ、2008～12 年の京都議定書の約束を果たすために日本がどのようにリストラを進めようとしているのかは不明である。日本は、1990 年レベルに対して欧州並みの排出量の控え目な引下げを約束したが、その約束をどのように果たすかについては約束していない。再生可能エネルギーはその戦略の構成要素になり得るが、建物のエネルギー効率の向上もその 1 つと考えられる。日本の排出量に占める輸送のシェアも重要であるに違いない。

5.5.3 欧州のエネルギー

欧州のエネルギー構造は、はるかに定義しやすい。その構造は欧州全域に及ぶと同時に、各国に固有のものでもあり、規制とインフラは国境を越えて及んでいる。

一般に、欧州は日本よりエネルギー自給率が高く、きわめて重要な石油およびガスの埋蔵量が北海にあり、さまざまな品位の石炭埋蔵量が大陸全体に散在している。英国は比較的高品位の石炭を大量に埋蔵している。ドイツと他の一部の国は、褐炭の埋蔵量が多いが、褐炭は現在の政治体制下でかなりの論議を引き起こしている。原子力エネルギーの提供も重要であり、フランスは電力の大部分を原子力でまかなっているほか、英国にも輸出している。再生可能エネルギーの割合は、利用可能な資源よりも政治的意思に応じて、国よりかなり差がある。ドイツが 4GW の風力エネルギー設備容量を有するのに対して、欧州全体で最も風力資源に恵まれているとされる英国は 1GW 近くにとどまっている。ノルウェーは電力のほぼすべてを水力でまかなっており、大量の石油・ガス埋蔵量を輸出するに任せている。ただし、輸出先は EU 域外である。

欧州は重要なエネルギー輸入地域であり、主として石油製品を中東から輸入しているが、一部では石油製品の輸出を行っている。しかし、各国は輸入国のこともあれば輸出国のこともある。ノルウェーは最大の輸出国で、その石油とガスの生産量をほぼすべて輸出しながらその再生可能エネルギー資源を利用することができる。

(1) 圧力

欧州市場の圧力は、日本とは多少異なる。上に述べたように、欧州は一般に一次エネルギー資源に恵まれているものの、石油製品の大部分は域外から輸入している。にもかかわらず、エネルギーの生産・利用は、規制対象の汚染物質排出量の大部分の源泉になっている。多くの分野で欧州指令が存在しており、大型燃焼プラントは厳しい規制を受け、比較的小規模の発生源も次第に同様の規制を受けるようになっている。輸送部門は、規制対象の汚染物質、CO_2 排出量、燃費に関する多く

の新しい法律が集中している。これは、京都議定書の約束に照らして特に重要である。輸送用エネルギーの使用と今後の輸送用燃料も、各国でかなりの論議を呼んでいる。特にドイツは、今後の燃料戦略を確立しようとしており、第一の候補として水素が重視されると考えられている。

京都議定書に関する欧州の約束は、他の国・地域とは異なる形で管理されている。EU 加盟国はすべて、「EU バブル」と呼ばれる共同の約束を共有している。欧州の排出量は一定量削減されることになるが、個々の国は独自の排出量を約束しており、各国の約束量はその量を上回ることもあれば下回ることもある。ポルトガルなどの「比較的貧しい」国は、排出量の増加を認められることもある。それ以外に、より強力な個別の削減量を約束している国もある。たとえば英国では、労働党政権が EU の目標を大幅に上回る排出量削減を綱領として約束している。こうした約束を果たすための政策の概要を明らかにしている欧州の国はほとんどなく、大部分は、リオ・サミットで合意した目標を果たす見込みはなさそうである。英国とドイツは運がよければ、その目標を果たせる見込みである。ドイツは、旧東ドイツから汚染源となる工業部門を引き継いだが、現在そのほとんどは閉鎖されて CO_2 排出量は大幅に削減された。英国では、電力部門の自由化が天然ガス発電と石炭離れに向かう傾向の一部となった。天然ガス発電と石炭離れの影響はほぼ同じであった。

将来の欧州のエネルギー需要は引続き増加すると見込まれる一方で、北海の石油・ガス生産が来世紀始めから減少すると予測されている。その結果、相当量のエネルギーを輸入しなければならないが、その多くは、ロシアのガス・パイプラインを整備し、さらにアルジェリアでもそれを整備するにことでまかなわれると予想されている。これにより、最近あまり目立たなかった安定供給に政治の関心が集まりつつある。また、主として輸送部門用に石油の輸入が引続き増加する見込みである。その結果、中東への依存をめぐる論議が高まることになる。

5.5.4 欧州のエネルギー市場の自由化

欧州域内の電力市場とガス市場はともに自由化されており、独自の国内プログラムを実施してリードしている国もある。一般に北欧諸国と英国が先頭に立っているとみなされているが、ドイツもかなり進んでいる。大規模な自由化プログラムが合意されており、各国はさまざまな時期に自由市場に参入している。ベルギーは最後に自由化する国の 1 つになろう（2010 年頃に完全に自由化されると予想される）が、EU への新規加盟国の自由化スケジュールはもう少し遅れる可能性がある。

一例に挙げられた英国の市場は、電力市場とガス市場もともにほぼ完全に自由化されており、家庭用需要家は自らサプライヤーを選択することができる。水道会社など全く別の企業から当該サービスを購入することもできる。その結果、ガス・電力の両部門で価格を低下させる厳しい圧力が加わっており、実質価格は長年にわたる水準をかなり下回っている。しかし、特定の市場分野に興味深い動向も見受けられる。「グリーン電力」市場は、再生可能エネルギーで発電された電力を入手するためなら割増金を支払うことをいとわないという消費者で構成されている。したがって、再生可能エネルギーによる電力供給業者は、小規模ながら発展途上の市場でわずかな割増しで電力を販

売することができる。

これと著しい対照をなして、フランスの市場は依然としてほぼ全面的に国家規制を受けており、大手の発電会社・供給業者が 1 社しかなく、消費者選択が存在しない。供給を独占しているフランス電力公社（EdF）は、他の発電事業者と供給業者を買収することによって他の国々の自由化市場に進出しているが、フランス市場にはそれに相当する機会がない。他の欧州市場で今後対立を生じることになりそうである。

5.5.5 要約

欧州と日本のエネルギー市場は構造がきわめて異なっており、欧州の方が自由化が進んでいる。しかし、圧力はよく似ており、排出量と安定供給はともに検討事項になっている。日本の場合には後者の方が重要であるが、需要を満たす上では、国内の再生可能エネルギー市場を過剰整備しようとするより供給源を多様化する方がよかろう。欧州市場は幅広い潜在的供給源のおかげでかなり柔軟性が高そうであるが、日欧両地域とも、原子力発電は批判の的になっている。しかし、原子力発電の段階的廃止は、今後の CO_2 排出量削減目標にとってきわめて重要な問題とみなされており、影響が出はじめるのは、京都議定書の当初の合意が可決されてからのことになろう（欧州の原子力発電所のほとんどは 2008～12 年に運転している公算が高い）。

今後の水素市場でみると、日本と欧州はそれぞれ大きな可能性を秘めている。日本は島国を拠点に活動しており、欧州よりはるかに簡単に基準を定めることができる。言いかえると、日本はたとえば水素補給施設に関する独自の基準を導入することができ、EU 域内とは違って近隣諸国との調和を図る必要がない。日本は、理論上、現在天然ガスを輸入しているのと同様に水素を輸入することもできる。今後の再生可能電力の開発と密接に関連づけることもできる。欧州は、水素を輸入する以外に水素を生み出す能力があり、一部の政府の研究以外に企業が強力なリーダーシップを発揮している。

5.6 予備的結論

今回の分析からまさにどのような結論を導くべきかはまだはっきりしない。しかし、エネルギー利用の指標は明らかであり、これまでに検討した政策の概要からある程度興味深い教訓を引き出すことができる。

5.6.1 エネルギー利用

欧州域内のエネルギー利用は、ドイツ、フランス、イタリア、英国などごく少数の国が全体の大部分を占めており、その数ヵ国だけで検討対象の 18 ヵ国の内国総消費全体の 68%を占めている。し

かし、こうした統計は国内消費量を十分に参照していないため、ノルウェーなどの国々の輸出が説明されていない。

輸送部門が石油使用量と石油輸入量の大部分を占めており、今では石油火力発電所のシェアは比較的小さくなっている。ノルウェーと英国はともにかなりの量の石油を生産し、一部を輸出しているが、石油の大部分は原油の形で輸入され国内の製油所で処理されている。石油の主たる輸入先は供給の約 43%を占める中東であるが、旧ソ連と北アフリカもそれぞれ 19%、20%と相当量を占めている。輸入依存に対する現状認識と、その依存度の引下げを可能にする手段に対する関心から、欧州連合内だけでなく個々の国の多くでもこの輸入が多少の論議の的になっている。発電向けの石油利用は減少傾向にあるとはいえ、輸送向け需要が増加しているため、輸入の総水準は依然として高い。

EU 加盟国では、発電設備は主として化石燃料火力である。石炭ベースの火力発電が減少しているのに対して、ガス火力ベースの発電が増加している。原子力も重要であるが、そのシェアは各国間で大きな差がある。CHP は、欧州域内では十分に利用されていない。

5.6.2　政策と政策推進要因

欧州域内には、エネルギー政策が限られているか、またはそれがまったくない国が多いが、一般に環境政策は実施されている。ただし、必ずしも厳守されているとは限らない。しかし、エネルギーと環境との本質的なつながりは見かけ上ほとんど理解されていないようであるが、両者を結びつける特定の問題に取り組む個別的法律分野が多くある。まだ EU に加盟していない国でさえ、各国の政策はおおむね欧州連合の政策に従っていると予想されるが、一定の条件に抵触しなければ、強化したり、または早期に実施することもできる。

すでにみたように、欧州では過去数十年間に多くの大気汚染物質の水準が劇的に低下した。ということは、政治的プロセスの多くが汚染物質に対する規制強化から離れ、他の問題に集中しはじめたということを意味する。騒音が重大な問題の 1 つとして言及されるようになっており、一部で特に都市部における自動車騒音に重点を置いた立法の可能性が議論されている。

他の政策推進要因は欧州全体を通じてさまざまであるとはいえ、多くの分野でおおむね似たような問題がある。温室効果ガス、特に CO_2 の排出量、京都議定書の目標に即して排出量を削減する方法などが重要であり、しかもエネルギー、環境、輸送、その他の政策分野に及んでいる。明確な政策はほとんど実施されていないが、欧州に本拠を置く企業数社が排出量取引の分野でリードしていることを付記しておきたい。BP とシェルは、それぞれ所定の期間内に自社の排出量を 1990 年レベルに削減するために社内システムを確立している。両社はともに、さまざまな形で再生可能エネルギーに投資しているほか、水素関連のエネルギー問題と今後の潜在市場に具体的に取り組む事業分野も開拓している。

欧州委員会は現在も、欧州全体を通じたエネルギーと所得水準の不平等に関心を示しており、その多くの資金はこの方向に向けられている。

水素エネルギー・システムは、いくつかの資金供与要請に基づき具体的な目標として定められている。これらのシステムを再生可能エネルギーで発電される電力またはバイオマス燃料に結びることや、島嶼など特に脆弱な地域を調査することが重要と考えられている。輸送用エネルギー・システムも検討されており、欧州の一部で燃料電池および水素実証プロジェクトに資金が供与されている。もっと幅広いレベルでは、水素燃料車を都市部で展開すれば他の市場に進出する機会が得られるのではないかと多くの民間企業が関心を示しているようである。いくつかの実証プロジェクトが検討されている。

欧州委員会の個別的要件またはプロジェクトの枠外では、特に都市部によりクリーンな自動車または異種の自動車を導入するイニシアチブもある。主要なプロジェクトの 1 つが「欧州改造」（Alter-Europe）と呼ばれるもので、代替燃料車に関する要求事項を試験し、共同利用のために経験を蓄積することで需要増とコスト削減を目指した欧州の大小数々の都市の間の自発的協力である。欧州の数百都市がこのプロジェクトに参加しており、この枠組み内で専用の水素自動車や燃料電池自動車が実現する機会がある。

5.6.3 詳細な調査を必要とする分野

このプロジェクトの当初段階で実施されたエネルギー利用と政策の予備的分析の結果、さらに詳細に調査すれば欧州において水素エネルギー・システムの早期導入にもってこいの分野を見極める上で有力な手がかりが得られる分野がありそうである。

これまでの分析は、必然的におおざっぱなものであって、特定の国または地域に重点を置く必要がある一方で、一定の産業部門をさらに詳細に分析すべきである。シナリオを策定するのは、いくつかの主要な分野の詳細な検討を経た上でのことになる。上で略述したように、いくつかの問題をより詳細に理解することが重要である。その種の問題には以下が含まれる。

- 都市部の自動車騒音の削減と、環境汚染物質のいっそうの排出量削減を図るための今後の立法の可能性
- クリーンな輸送用燃料に対する今後の需要、その結果生じる欧州の製油所および石油輸入に及ぼす影響
- 遠隔地または島嶼部における「ニッチ市場」の再生可能な水素ベースのエネルギー・システムの可能性
- 各国内における欧州エネルギー法の動向と、それらがエネルギー貯蔵システムおよび燃料電池ベースの用途に対する需要に及ぼす影響
- 欧州の電力網内の制限および国内貯蔵・発電設備の確保が有効な分野

・ 特定種類のエネルギーの価格、ならびに特定の新しい市場分野を確立するための当該価格の年間および日間の変動幅

言うまでもなく、プロジェクトの過程で他の問題が生じることもあり、そのような場合には、それぞれの相対的重要度に応じて検討することになる。

5.6.4 早期導入が可能な機会

欧州に水素エネルギー・システムが導入される可能性、特にその導入を可能にする具体的シナリオについて詳細に論評するのは時期早尚であるが、これまでに行われた分析が示唆するところでは、固定発電システムまたは輸送エネルギー・システム（水素を含む）のいずれかが導入される有力な可能性がある分野がありそうである。

今後さらに研究が行われることを条件として、特に以下の分野でそのような機会が存在すると考えられる。

・ おそらく再生可能エネルギー源を併用した遠隔エネルギー・システム。商業化前の技術でも短期に導入して十分な恩恵をもたらす兆しがある。
・ 都市部での自動車輸送、特に主要都市でのバス輸送。大気の質は改善しているとはいえ、いまでも汚染多発地帯があり、こうした地域への低排出量技術またはゼロエミッション技術の導入を求める大きな政治的意思と公衆の要求がある。
・ 地域の電気分解および水素貯蔵を使用して不十分な国内の送電インフラをサポートし、負荷近傍で発電し、またはピーク電力を供給する複合システム。これは、輸送用水素の生産と組み合わせて使用することもできる。

5.7 1999年度の目標に向けた進展

1999年度の実施計画に定める目標は次の通りであった。

1) 提案に明記されるように、欧州のエネルギー構造および政策を、後続のプロジェクト目的を追求するために実行可能かつ必要な範囲で詳細に理解し、簡単な報告書の形式で説明すること
2) 上記の欧州のエネルギー構造および政策について報告し、また提案に明記するところにより、進展状況と方法論の問題に関する情報を日本と共有すること
3) 提案にいう特定の欧州の市場推進要因への取組みを開始すること

上記の目標に向けた進展は着実なものであり、作業は大部分完了している。しかし、作業の過程で詳細な分析を要する分野が確認されており、以下に、2000年度の計画についてその一部を示す。詳細な実績は次の通りである。

1) 特に重要とみなされる分野を特に重視し、こうした分野とともに他の分野をさらに詳細に分析

することを目的として、欧州のエネルギー構造が詳細に分析された。

2) この報告は、欧州のエネルギー構造とエネルギーおよび環境政策に関する洞察を与えている。調査の過程で、日本と情報を共有したほか、情報移転を強化し、作業および協力の次の段階を計画するために3月前半にさらに数回の会合が予定されている。

3) 提案にいう特定の市場推進要因に関する作業も開始し、セクション 5.6.3 とその後のセクションに細部の一部が示されている。こうした推進要因の相対的重要度を理解するためにこの分野でさらに作業を行う必要がある。

5.8 2000年度の計画

2000 年度の大まかな研究計画は、当初のプロジェクト目的に定められるように継続される。図5-27に、これが全体としての実施計画にどのように収まるかの概要を示す。ただし、詳細は実施の過程でまとめられることになる。

特に、基礎的作業が以下の分野で行われる。

- 当初 18 ヵ国の中から選ばれた特定の数ヵ国のエネルギー利用およびエネルギー・環境政策に関する詳細な調査

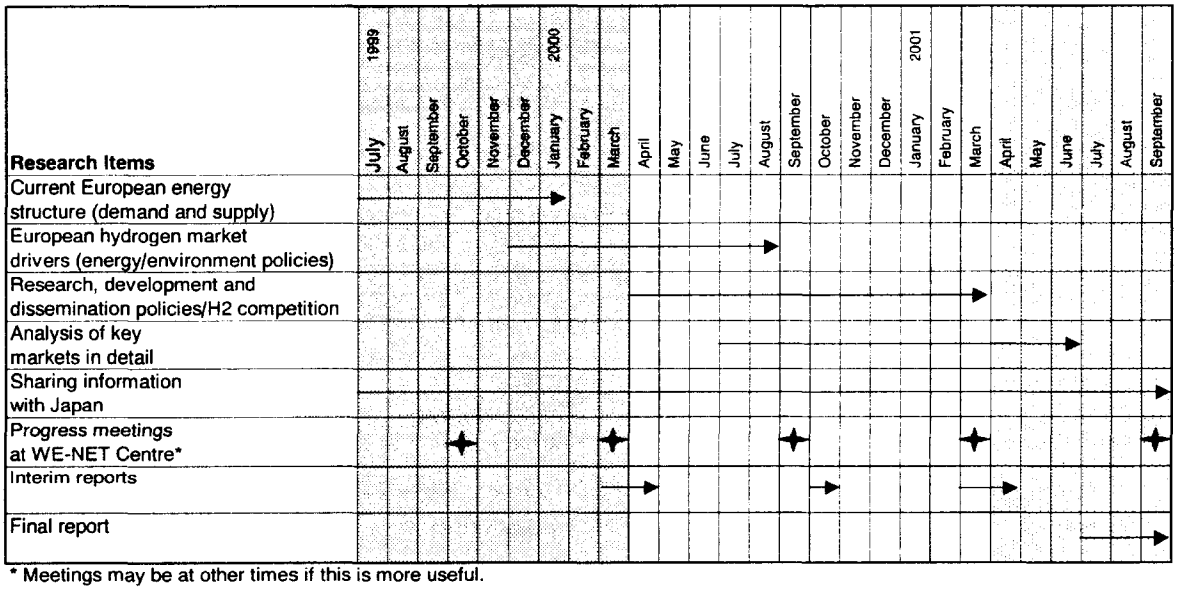


図 5-27 2000年度の研究実施計画

これまでの調査は大まかなものであり、全体としての消費量と動向を検討した。次の段階では、さまざまな部門の間の構成比を理解し、さまざまな用途向けのエネルギーのコスト差を理解することが重要になろう。主要な潜在的市場の一部について詳細な分析を行った上でそのすべてに取り組むことになる。

・ エネルギーの種類および季節別／1 日の変動の双方について調査対象国のエネルギー価格と動向の検討

個人用・業務用需要家の間の電力・ガス料金の変動、および時間帯別の価格差は、代替エネルギー源の経済性の検討に当ってきわめて重要である。取引市場できわめて高いピーク電力料金が記録され、その時間帯の電力需要を満たす上で水素燃料電池システムが資本を回収する申し分ない機会を提供している。

・ 当該各国の発電設備容量、運転予備、負荷率に関する調査

他の状況では断続的に運転される場合が多い既存の発電設備容量を利用してオフロード時に水素を発生することは特に費用効果的かも知れない。運転予備はこの目的のためにほぼいつでも利用できるのに対して、負荷率の変動は予想される水素価格に重大な影響を及ぼすことがある。

・ 可能な場合には、代替エネルギーが競争できる分野を見極めるために当該国のエネルギー配送インフラを検討すること

エネルギー貯蔵形態としての水素の使用が多くの地域で考慮されている。最初に再生可能エネルギーの使用との併用が考えられるが、在来型送電網が不十分か、サブシステムが過負荷になりはじめている地域に適用することも可能である。

・ 輸送用燃料（低硫黄ディーゼルなど）の開発、石油精製品に及ぼす影響の調査

法律や公衆の圧力を受けてか、または自発的に従来より厳しい基準が輸送用燃料に適用されるようになっている。英国のディーゼル販売はほぼすべて低硫黄ディーゼル製のものであるが、これはまだ法律で義務づけられていない。こうした燃料に対する需要が増加すれば製油所での水素利用が増加して製品ストリームに対してノックオン効果をもたらすことになる。こうした水素に関する要件を理解すれば、水素をどこから得るのが特に効果的か、または代替用途の方が有効かどうかを明らかにする一助になろう。

・ 車両からの CO_2 排出量水準の検討および今後の予測

欧州では、メーカーが同意した今後の車両の CO_2 排出量について自主的制限が設けられている。在来型技術を用いてこれを達成できるかどうかははっきりしないが、燃料構成の一部として代替燃料を考慮することが重要である。

・ 短期的に有望なニッチ市場（島嶼における自給自足型再生可能エネルギー・システムなど）に関する簡単な調査

欧州の大半は、エネルギー供給体制が不備な島嶼社会からなっている。自給自足型の発電システム（ディーゼル電源が多い）を有する地域が多く、 水素燃料電池システムなどの代替エネルギー源の使用から恩恵が得られる可能性がある。また、個別の EU 研究開発資金供与の重点目標になっ

ている場合が多い。

また、一部の国、都市または地域で輸送または発電について提供されている特定のインセンチブを採用し、他の地域への移転可能性を検討することも有意義かも知れない。以上の分析は、他の目的が達成されたあかつきに得られる時間的余裕と、他の作業の実施中にその可能性を検討することがどれくらい重要かによる。

〈日本との比較〉

1999 年度向けに進められている作業の一環として、2000 年 3 月に同様の分析に従事している日本の研究者と詳細な協議が行われる。この協議では、多かれ少なかれ検討項目を浮き彫りにする必要がある研究分野を特定しながら、双方の分析の重複分野と弱点が明確になるだろう。検討対象の地域の間の重要な相違点の一部を理解し、機会を確認することも可能になろう。

しかし、多くのケースで類似点があろう。検討対象の両地域間の実体上の物理的差は、国産エネルギー生産の水準と輸入依存度の水準である。相対的燃料価格と水素システム導入の機会は、似たようなものかも知れない。電力市場の構造と展開は機会に影響を及ぼす。CO_2 削減などの可能な環境目標を達成する上での柔軟性も影響を及ぼすことになる。しかし、実際の実施に当ってそれに劣らず重要なのは、その過程で発揮される政治的意思の水準であり、現在のところ、おそらくアイスランドを例外として、どの国がどの程度の決意を示すかは不明である。

付　　録

（海外出張報告）

（再委託先報告書原文）

出 張 報 告 書

（件名：19516　WE-NET総合）

プロジェクト名：WE-NETシステム研究 ①システム評価	センター長	プロジェクトマネジャ	担　当

出張実施日	平成11年11月24日（水）～11月27日（土）	
出張者氏名	大野哲雄	
日　程	訪問先／対応者	内　容
11/24(水)	移動：東京→ソウル	
11/25(木)	移動：ソウル→テジョン 会議運営打合わせ及びレセプション参加	添付資料参照
11/26(金)	第５回日韓水素エネルギーシンポジウム参加	添付資料参照
11/27(土)	移動：テジョン→東京	

海外出張報告

項　　目	訪　問　先	訪問日	目　　的	対　応　者	概　　要
WE-NET システム研究①システム評価 期間： 平成 11 年 11 月 24 日～11 月 27 日 参加者 大野哲雄 (エネ総研 WE-NET センター)	第 5 回 韓国―日本水素エネルギー・ジョイント・シンポジウム‘９９ 韓国、テジョン	平成 11 年 11 月 25 日 (木)～ 11 月 26 日 (金)	左記のシンポジウムに参加して、WE-NET プロジェクトの現況について口頭発表するとともに、関連技術情報交換を実施する。	韓国水素エネルギー協会会長 Jai-Young Lee 氏 韓国工業技術院 Kuk-Jin Jang 氏 セッション議長 Young-Sin Cho 氏	第１日：セッション議長、及び主要な参加者を対象にレセプションが開かれ、参加するとともに報告者が分担するセッションの議長（2 名で対応）同士で運営方針について調整した。 第２日：セッションは大きく２つに分かれており、報告者は応用技術分野のセッションに参加した。 セッションⅠ：水素吸蔵合金技術 セッションⅡ：製造及び応用技術 報告者は、日本の水素プログラム WE-NET の第Ⅱ期計画についてとのテーマで、WE-NET システムのコスト検討の最新状況を中心に WE-NET プロジェクトの現況を説明するとともに、第２期計画におけるシステム評価計画、その他技術開発計画の項目島について紹介した。質問としては、「燃料電池には SOFC を含め谷も有力なオプションがあるのに、なぜ WE-NET では PEFC に限定して検討しているのか？」というのが出され、「日本では他の燃料電池に関しては別のプロジェクトで既に開発が実施されている。そのため WE-NET では PEFC に着目して重点的に開発を進めているが、他の燃料電池オプションを否定するものではない」と回答した。 本セッションで注目される報告としては次の２件が揚げられる。 ①Metal Membrane Integrated Compact Reformer for PEMFC Vehicle Jae-Sung Han 他、ＳKCorporation, Korea これは、コンパクトなメタノール改質器のことであるが、超高純度の水素を燃料電池に直接供給できると主張しているが、説明だけでは炭素分の処理、排出のプロセスが理解できなかった。 ②Energy Analysis of Hydrogen Production Process using Supercritical Water Gasification of Biomass これは池に通常みられるホテイアオイという水草を用いて、高温・高圧条件下でガス化・分離、CO2 除去を行い、全体エネルギー効率役 82％で可燃性ガスが得られるというシステム試算である。熱交換機、バイオマス原料を含む流れの問題などいろいろ問題は有ろうが、今後の技術開発動向をフォローする必要が有ろう。 なお、WE-NET からは水素燃焼タービンに関して三菱重工から、ＰＥＭ水電解技術に関して富士電機総合研究所山口氏より、水素供給ステーションに関して岩谷産業松岡氏よりそれぞれ報告がなされた。

出 張 報 告 書

（件名：19516　WE-NET総合）

プロジェクト名：WE-NETシステム研究 ①システム評価	センター長	プロジェクトマネジャ	担　当

出張実施日	平成11年9月6日（月）～9月19日（日）	
出張者氏名	大野哲雄	
日　程	訪問先／対応者	内　容
9/6(月)	移動：東京→ロンドン	
9/7(火) ～9/8(水)	London Research Cntre(Mr.Hutchinson)及び Imperial College(D.Hart氏他)	添付資料参照
9/10(金)	ミュンヘン空港 水素自動車用水素供給ステーション	添付資料参照
9/13(月) ～9/15(水)	ロンドン、グローブ燃料電池シンポジウム参加	添付資料参照
9/16(木)	ハンブルグ水素供給ステーション	添付資料参照
9/17(金)	ベルギー、ZEVCO社	添付資料参照
9/18(土) ～9/19(日)	移動：ベルギー→東京	

海外出張報告

項　　目	訪 問 先	訪問日	目　　的	対 応 者	概　　要
WE-NETシステム研究①システム評価 期間： 平成11年9月6日 ～9月19日 参加者 大野哲雄 (エネ総研 WE-NETセンター)	London Research Centre および IC Consultants、ロンドン	平成11年9月7日(火)～ 9月8日(水)	本年度契約内容説明・確認と作業進捗打ち合わせ	LRC:Mr.Hutchinson, Ms.Anne Page IC Consultants: Mr.Hart, Dr.Peason ほか	第1日：ロンドン・リサーチ・センター代表のAnne Page代表に面会し、WE-NET第Ⅱ期におけるＬＲＣへの依頼内容を説明し、その場で契約書へのサインを入手した。その後ハッチンソン氏とインペリアル・カレッジに移動し、ピアソン博士をはじめとする作業実施メンバーおよび業務管理者ピーター・ヒッグス氏と第Ⅱ期契約内容に関して説明および質疑応答を実施し、了解を得た。その後、WE-NET作業参加者および関係者と、インペリアルアルカッレッジにおけるこの分野におけるポテンシャルについての説明を受けた。ピアソン博士の率いる環境政策・管理グループでは、この分野に関係する経済学者、法律家、エンジニアを集めて総合的にエネルギー・環境分野に関わる政策の研究を実施している。 第2日：作業担当者のハート氏およびバウエン氏とWE-NET作業に関する打ち合わせを実施した。当方よりWE-NETの第Ⅰ期成果と、第Ⅱ期計画について概要を説明し、続いて現状までの作業進捗状況等について打ち合わせた。
	ミュンヘン空港 （エン振協岡野理事が同行）	平成11年9月10日(金)	プロジェクト状況確認、設備見学。	ミュンヘン空港プロジェクト：Mr.W. Burmeister氏、Mr.T. Krammer氏	ミュンヘン空港プロジェクトの現状説明を受けるとともに、完成した関連設備の見学を行った。プロジェクト予算総額は34ミリオンＤＭ（約20億円）で、ババリア州政府と参加企業が50%づつ分担している。１３の企業が参加しており、ＢMW、MANが車両を提供し、ＧHWがエレクトライザーを提供し等々というように、関連技術を有する会社が連合して設備を設計製作・建設した。現在予定された設備の建設は完了した模様である。　主要設備の写真を添付1から6に示す。
	グローブ燃料電池シンポジウム、ロンドン	平成11年9月13日(月)～15日(水)	燃料電池技術開発状況調査		第6回の表記シンポジウムに参加した。報告のうちでWE-NETシステム評価に関連が大きいものを以下に示す。 ①Financial Consideration of Exploiting Fuel Cell Technology:Gordon Mackerron, University of Sussex:→燃料電池コストの将来予測を含めた分析。参考になるので、別途コンタクト予定。 ②Recent Advances in Direct Methanol Fuel Cells at Los Alamos National Laboratory;Shimson Gottesfeld→最新の成果として0.45Vで180mA/cm^2、出力密度は1kW/㎡、総合効率37%、燃料利用率90%（5gPt/KW）を達成。 ③Using PEFC for the Total Energy Supply of Buildings;Guido Gummert→天然ガスをAutothermal Fuel Processorで改質してPEMFCを使う。出力は、3kWel、8kWthで熱効率53%、発電効率32%、総合効率85%との試算結果を報告。

項　　目	訪 問 先	訪問日	目　　的	対 応 者	概　　要
	Wasserstoff -Energy- Iceland Transfer Project 事務所、ハンブルグ（エン振協岡野理事が同行）	平成11年9月16日(木)	ハンブルグにおける水素供給ステーションおよび水素自動車プロジェクトの現状調査	ハンブルグ電力の子会社のCONSULE CTRA社のMr.Stefan氏他	Hamburger Wasserstoff-Agentur GmbH,SHELL、TÜV Nord, MESSER等の企業が集まりプロジェクトを運営している。目的は、一般公衆に水素が十分安全に取り扱い可能であることをデモで示すこと。水素自動車の運用に関しては Hermes(メイルオーダー会社)、HEW(ハンブルグ電力)、その他バス会社、ガス会社等が当面6台投入する（本年1月に1台稼動、来年は6台まで増やす）水素自動車を交互に使用してデモを実施してゆく。水素はガスの状態で高圧ボンベに CNG と同様のシステムで供給する。規制の内容はCNGと基本的同様であるとのこと。水素コストに関しては、現在はスポンサー企業がただで供給してくれているので未検討とのこと。配送用のバンが現在使われており、200気圧の115㍑ボンベを3本搭載する。供給スタンドの設備に関しては添付7から9に示す。
	ZEVCO : The Zero Emission Vehicle Company Ltd. 工場は、ベルギーのアントワープ郊外の Geel にある。（エン振協岡野理事が同行）	平成11年9月17日(金)	ロンドンタクシープロジェクトおよびアルカリ燃料電池を用いた水素自動車技術の内容調査。	ZEVCO社開発部門責任者 uzefovsky氏、実用化部門責任者 Geeter氏他	ZEVCO社は、ベルギーの旧エレンコ社より軍事用のアルカリ型燃料電池の技術を受け継いでいる会社である。同社では、現時点でもっとも安価な自動車搭載用燃料電池システムを製造し、それを自動車にバッテリーと組み合わせて搭載するシステムとして売り出している。水素を自動車に搭載することを前提とすればアルカリ型 FC は、空気を用いた場合でも効率60%を得る。触媒の劣化防止の観点から空気中の CO_2 濃度を50ppm以下に低減する必要があり、ソーダを用いたスクラバーが設けられている。以下に主要な技術ポイント等を示す。 ①AFCは出力密度が小さく(現状セルスタックのみ5kWで60㍑ぐらいか？)、搭載対象の自動車はロンドンタクシーとか、バス等に限られてくる。ZEVCOによれば、都市のタクシーでは 5kW の FC とバッテリーの組み合わせで十分機能するとしており、実際現状ではロンドンタクシーぐらいにしか搭載できない。実用化に際しては空調とかも考慮してあと3kWぐらいは出力を増加する必要があるとしており、また将来はコバルト触媒を用いて出力密度を2倍程度あげることを目論んでいる。現状120mA/cm²→将来200～240 mA/cm² と PAFC 並にする。寿命は、5000Hr で10%性能低下 at 50ppm CO_2。コバルト触媒を使えば更に寿命は延びるとのこと。 ②コスト的には、ロンドンタクシーの5kWで100万円、20万円/kW。 ③ZEVCO社はロンドンタクシーの走行試験を実施している以外に、郵便用バン、デパートの配送用バンなどに用いる計画があり、本年末に納入する。また、米国のバス会社と連携したデモの計画もあるとのこと。アタランタ空港の飛行機用牽引車へのAFCの搭載の計画も進んでいるとのこと。 ④NaHの球を用いたパワー・ボールシステムを車載用水素発生源として検討中とか。 ⑤製造工程は、半自動化され、セパレータもカーボンとABS樹脂を混ぜた物をモールド加工する事で安価に製造でき、組み立ても熟練を要せず低コストを実現している。

WE-NETタスク1 海外調査結果概要 (1/4)

項目	訪問先	訪問日	目的	対応者	概要
システム評価に関する調査・研究(タスク1) 期間: 平成12年 2月28日 ～3月5日 出張者: 福田健三 (エネ総研)	第11回全米水素協会年会(米国、ビエンナ、バージニア)	平成12年 2月29日(火) ～3月2日(木)	米国水素協会(National Hydrogen Association)第11回年会に出席し、米国DOEのエネルギー政策、米国における水素エネルギー技術開発等の最新動向を調査する。		**1.会議内容の特徴** NHAは水素関連産業の横断的業界組織という色彩が強く、そのため発表内容も「水素エネルギー実用化へ向けての様々の試み、戦略」が主であった。学会的性格を意識的に削除した組織であるため、やむを得ないことではあるが、学問的あるいは技術的掘り下げは著しく不足していた。実際、大学からはプリンストン大学とスタンフォード大学からの計2件のみで、いづれもDOE等の公的機関から支援を得ているものであった。 今年会で特徴的な点は以下の通りである: (1) 燃料電池自動車(FCV)関連の発表が凡そ半数を占めた。それだけFCVがホットな話題であることの反映ではあるが、米国自動車メジャーが1件も発表していないのが意外でもあり、不可解でもあった。 (2) ベンチャー企業によるFCV以外の分野での水素導入を図ろうという試みに興味深いものがあった。 〈例〉・Fuelcell Propulsion Institute による鉱山作業車の燃料電池化。 ・Energy Conversion Devices 社による二輪スクーターの水素燃料化の試み。 (3) FCV搭載燃料の形態については依然"Fuel Choice"と言われる問題の解決の方向が見えない中で、これもベンチャー企業による新規燃料開発の発表があった。 〈例〉・Energy Conversion Devices 社のOvonic^{R}と称するMg系水素吸蔵合金 (吸蔵量7重量%)。 合金製造方法に特徴がある。合金組成等詳細は未確認。 ・Millennium Cell 社による$NaBH_4$を用いた水素貯蔵タンク。工学院大学須田教授が既に提案している系と全く同一であるが、水素発生反応 $NaBH_4$ (水溶液)+ $2H_2O \rightarrow 4H_2 + NaBO_2$ (水溶液) を促進する触媒として樹脂担持ルテニウム(Ru)を用いる所が、須田教授のフッ素化水素吸蔵合金触媒と異なる。 $NaBH_4$の再生が難題と推測されるが、Millennium Cell社の発表では「タンクを2基使い、一つをFCVに搭載中は、もう一つは再生システムで$NaBH_4$を再生する」とのみ述べるに止まった。再生は依然ナゾである。 ・SCAQMD (South Coast Air Quality Management District) が支援しているGMのFCV開発において、水素貯蔵材料として「スラリー状ケミカルハイドライド」を用いたことは既知。しかしこのものの正体は不明であった。SCAQMDの発表中、「粘性のある白色スラリーを容器から流し出している」写真が示され驚いた。この外見から推測できる「ケミカルハイドライド」は目下思い当たらない。 (4) Shell Hydrogen 社の強気が目立った。 同社は、目下FCV用燃料タンクとして、ガソリンのCatalytic Partial Oxidation 法を開発中であり、かなりの自信を持っている様子が伺えた。さらに、2050年のイメージとして「液体水素タンカーによる液水輸送」の実用化を想定しているとのことであった。WE－NETの長期構想と類似のイメージであり、大変心強く感じた。 (5) 米国における水素関連産業の裾野の広がりを示す特徴が顕著に見られた。 この点は、米国ではベンチャー企業を育てる社会的基盤が出来ていることの反映で、とりわけベンチャー企業の新規参入、あるいは既成企業の水素分野への新規参入などの形で表れている。 〈例〉・Energy Conversion Devices 社 従来太陽光発電デバイスなどのビジネスを行っていた中堅企業であるが、今回の会議でObnic^{R}と称する"Mg系水素吸蔵合金"タンクについての発表と展示、同タンクの二輪スクーターへの応用など計3件の発表と展示を行い、水素貯蔵材料分野への進出を印象づけた。 ・Hydrogen Burner Technology 社 South Coast Air Quality Management District (SCAQMD) との契約で、ランドフィルがガス (LFG、ゴミ集積場から自然発酵で発生するガス (主成分:メタン、CO_2、水分) を部分酸化法により水素に転換する技術 (UOB^{TM}: Under-oxidized Burner) を開発しており、今回、通常のメタン水蒸気改質法と比較したLFG部分

WE-NETタスク1 海外調査結果概要 (2/4)

項目	訪問先	訪問日	目的	対応者	概要
					酸化法の経済性について報告があった。その結果では、一定条件の下ではLFG部分酸化法の方が若干安いとのことであった。 ・Millennium Cell 社の$NaBH_4$水溶液を用いる自動車用水素タンク。 (6) Icelandの通産大臣より、同国エネルギー政策、その中でのIcelandic Hydrogen Projectの意義について招待講演があり、参加者にimpactを与えたこと。一国の大臣がOHPを使用して、自国のエネルギー政策を紹介するという事自体初めて見る経験であり驚いたと同時に、大臣自ら懇親会にも出席し誰彼の隔てなく名刺交換を行い歓談する姿勢に一層強い感銘を受けた。 Iceland通産大臣講演は、今回の会議中の白眉と考えるので、項を改めて記録する。 **2. Icelandのエネルギー政策** 講演者：The Honorable Valgerdur Sverrisdottir, Minister for Industry and Trade, Iceland. (1) Icelandエネルギー政策の基本コンセプト Icelandは水力、地熱などの自然エネルギーに恵まれている。国内電力需要のほぼ全て99%を地熱と水力でまかなっている。現在の水力、地熱による一次エネルギー供給は、潜在能力の13%～17%である。またスペースヒーディング用エネルギーの89%は電力と地熱でまかなっている。電力と地熱でstationaryなエネルギー需要の殆どをまかなうことができる。但し、運輸、漁船等移動体用エネルギーの大半は輸入石油に依存している。全体として一次エネルギーの70%を水力と地熱でまかなっている。一方、国内の自然エネルギー源の大部分は未開発である。 以上の現状を踏まえたエネルギー政策の基本コンセプトは **自然エネルギー(再生可能エネルギー)のより広範な開発と利用** である。 (2) 基本コンセプト実現の可能性あるシナリオ ① エネルギー消費産業の育成－Al精錬など。 ② 電力需要の99.9%を水力と地熱でまかなう。 ③ スペースヒーディングの98%を水力および地熱でまかなう。 ④ 海底送電線による電力の輸出－1999年、7.2 TWh/年 発電のうち、3TWh/年 を輸出、将来これを5TWh/年に拡大。 ⑤ 自然エネルギーからの移動体(運輸、漁船)用燃料の製造。運輸、および漁船関係の燃料としては、輸入化石燃料を使用しているが、それに起因する温室効果ガスの排出は、運輸分野で国内総排出の1/3、漁船で1/3(残1/3は工業分野)。これら温室効果ガス排出削 減のためと、運輸、漁船の燃料も国内自然エネルギーでまかなうことを目標に、運輸、漁船用燃料の水素燃料化を促進する (Icelandic Hydrogen Project)。 (3) Icelandの経済とエネルギー供給・消費の現状 ① Iceland経済の基盤 ・漁業資源 ・土地 (植生) ・温泉 ・自然エネルギー (再生可能エネルギー) ② 発電の現状と潜在能力 ・自然エネルギーの潜在能力：水力 25-35 TWh/年

WE-NETタスク1 海外調査結果概要 (3/4)

項目	訪問先	訪問日	目的	対応者	概要
					地熱 15-20 TWh/年 ・1999年現状：水力、地熱合わせて　7.2 TWh/年 ③ Icelandエネルギー開発の歴史 ・第Ⅰフェーズ (1960年代迄)：水力主体の電化 ・第Ⅱフェーズ (1965以降)：電力産業確立 ・第Ⅲフェーズ (1973/74以降)：石油代替 (特にスペースヒーディング用燃料分野) ④ 輸入化石燃料 (石油)消費現状 ・漁業 ～ 運輸 > 工業 > スペースヒーディング ⑤ 一次エネルギー供給現状 ・地熱 ～ 水力 ≫ 石油 (輸入) > 石炭 ⑥ スペースヒーディング用エネルギー消費現状 ・地熱 > 電力 > 石油 ⑦ 水力資源開発の環境インパクト ・耕作地減少 ・生態系への影響 ・河川流域生活 (特に漁業) への影響 ⑧ 地熱開発の環境インパクト ・温泉涸渇 ・環境汚染 (特に高温地熱帯の場合) ・騒音 ⑨ エネルギー政策上の観点 ・Rio宣言 (Rio de Janeiro, 1992) ・アジェンダ21 ・京都議定書 (京都、1997) ・自然エネルギー (再生可能エネルギー) 重視 ・地球温暖化ガス排出削減 ⑩ 運輸、漁船用燃料水素化政策 Icelandには水素ガス・パイプラインが無いため、液体水素によるデリバリーを重視している。 以上の様々の要因を考慮した上で、冒頭報告したエネルギー政策が策定された。 Icelandは人口27万人の小国であり、わが国とは地理的条件も、社会経済的条件も、エネルギー需給条件も大きく異なるとはいえ、一国単位で自然エネルギー (再生可能エネルギー) を基軸とし、一部に水素エネルギーを組み入れたエネルギーシステムを実現しようとする構想はわが国にとってもきわめて大きいインパクトを持つ。すなわちわが国でも、風力など自然エネルギーが比較的抱負に賦存し、しかも電力送電網やガスパイプラインが無い、孤立した地域あるいは離島が少なからずある。それらの地域で水素を二次エネルギーとする自然エネルギー・ベースのシステム構築は現実的課題になり得ると考える (タスク1システム評価において検討中)。この意味で、Icelandの試みは単に特殊条件下の国でのみ実現可能は特異例ではなく、普遍的なモデルの一つとしての役割も果すであろう。Icelandic Hydrogen Projectの成功を期待する。

WE-NETタスク1 海外調査結果概要 (4/4)

項目	訪問先	訪問日	目的	対応者	概要
	HJWG (環太平洋水素エネルギーWG) (米国、ビエンナ、バージニア)	平成12年 3月3日(金)	上記年会に引き続いて行われる環太平洋水素エネルギーワーキンググループ (Joint Working Group of Hydrogen Association of the Americas and Pacific Rim) 結成準備会議に出席し、日本の状況を説明するとともに、活動内容についての討議に参加する。	米国－ Dr.R.Mauro (NHA副会長) Ms.K.Miller (NHA事務局) カナダ－ Dr.M.Hammerli (National Resources Canada) 日本－ Dr.K.Fukuda (WE-NET Center) Mr.K.Okano (ENAA) Mr.T.Takematsu (Iwatani Corp.)	議事： Dr. Mauro： ヨーロッパでは5-6ヶ国でヨーロッパ水素協会(本部ベルギー、ブラッセル)が設立された。スペインは宇宙航空分野を主体として参加している。資金の25%はEUが負担する。このようなヨーロッパでの動向を踏まえ、HJWGを早期に実現したい。資料として「Statement of Work －New Effort－ HJWG of Americas and Pacific Rim」が提出された。 Dr. Hammerli： カナダは国家予算が厳しく制限されており、年会費の支払いは不可能である。年間280万カナダドルで水素関係の活動全て(燃料電池開発、ISO／TC197関係事業など)をまかなっている。NRCanは5年間で1000万カナダドルの予算しかない。 Japan： ① HJWGは各国の"水素協会"を加盟単位とする、とのNHAの提案であるが、日本には米国のNHAやカナダのCHAのような民間水素産業を基盤とする業界組織が無いので苦慮している。今後しかるべき団体をorganizeすることを検討する。 ② WE-NETは日本政府の研究開発プロジェクトであって、HJWGが想定する"水素協会"ではない。WE-NETの枠組みでは、予算は研究開発にのみ使用できるもので、HJWGのような組織の運営費を負担することはできない。 ③ NHA提案の趣旨にのっとって運営費を負担するためには、適当な業界団体を設立し、その団体の活動の一環としてHJWG運営費の一部を拠出するのが最望ましい方法である。 以上の各国の意見開示のあと討議が行われた。主な内容は以下の通りである。 ・NHAの提案書は米国の他、カナダ、日本、アルゼンチン、メキシコに配布した。アルゼンチン水素協会(Argentine Hydrogen Association)は目下検討中である。AHAは同国の原子力分野の専門家を中心に組織されている。(メキシコについての情報はなかった) ・日本側のHJWG参加のmotivationは、①2国間あるいは多国間の再生可能エネルギー供給・利用ネットワーク構築、②技術の相互移転、③アジア地域での水素エネルギー技術開発等のイニシアチブの3点であり、HJWGが議論の土俵になることを期待する。 ・米国のmotivationの一つは、中南米地域における水素市場開発である。 ・NHA提案を日本を通じて韓国、中国、オーストラリアなどにも配布し、次回の予備打合せ会議への参加を呼びかけることを(日本側が)提案し、了承された。 ・HJWGの活動の中に、国際間の水素供給についての可能性調査なども含めるよう(日本側が)提案し、了承された。 ・次回は平成12年5月にカナダ、ケベック市において開催されるCHAの年会の後、5月31日に同市において開催する。 ・NHAより今後さらに協議を重ね、意見調整の上、2000年中にはHJWGを発足させたい、との希望が表明された。

5 SCENARIOS FOR THE INTRODUCTION OF HYDROGEN IN WESTERN EUROPE

5.1 Introduction

The majority of work under Phase II of the WE-NET project is technical. However, it is important to ensure that this work is addressing the right issues and that there is feedback regarding the markets and policies of the technologies under investigation. Because of this, work is being conducted in Japan and in Europe on economics and market drivers.

This section of Phase II is intended to complement the work being undertaken in Japan, by analysing the potential market for hydrogen energy in Western Europe, developing scenarios for possible hydrogen introduction, and highlighting policies and drivers that may aid or hinder the realisation of these scenarios.

Within FY99 the detailed objectives have been to:

1) understand the current energy structure within Europe, including primary energy sources, production and consumption; energy imports and exports; and consumption trends.
2) understand energy, environment and R&D policies that are relevant to hydrogen energy, both in the EU and the individual countries.
3) identify progress in technology, legislation and other drivers that may influence a future market for hydrogen energy
4) share information with Japan on progress and methodological issues

In order to do this the majority of time within this fiscal year has been spent in gathering information on energy and on various policies within eighteen countries chosen for initial analysis. This interim report details the findings to date and makes some attempt to compare the geopolitical situation between Japan and Western Europe. Work beginning in FY2000 will specifically be targeted at countries that seem to be most promising, and will be a more in-depth analysis of the region.

5.2 Existing European energy structure

5.2.1 Energy overview

The current European energy structure is dominated by only a few countries in terms of both production and consumption. The UK, Germany and France are each large producers and consumers, while Norway is one of the world's largest exporters of natural gas, also with substantial amounts of oil. It is unlikely that there will be any major changes in this pattern, as energy use is determined primarily by population in first

world countries. However, there are signs that the pattern of energy use is changing. The fuel mix, which in the recent past has been dominated by coal for electricity generation, is now increasingly natural gas-based, with oil now used mainly for transportation. This means that oil consumption is still rising though it is being substituted out of power stations.

There are other interesting trends, with nuclear power looking set to be phased out of all European countries for political reasons. The possible exception to this is in France, where the majority of power is nuclear generated and which has a comparatively centralised energy market. However, even in France there are currently no plans to build new nuclear capacity.

At the other end of the spectrum Iceland has claimed that it seeks to be the first country in the world with a renewable hydrogen energy economy. It is well-placed to achieve this, with comparatively high levels of GDP/capita and large resources of renewable energy.

The existing energy structure is given in more detail by country and by fuel, with the countries below chosen for the initial analysis.

5.2.2 Countries chosen for initial analysis

In order to limit the analysis to countries for which sufficient data existed and which could be reasonably assumed to have potential for hydrogen markets in the near to medium term, Western Europe was chosen as the main focus for investigation. Within Western Europe the decision was made to include not only the 15 EU countries, which have both local policies and legal structures as well as European law and market pressures, but also other countries that are not members of the EU though share many characteristics. The three chosen were Norway, Switzerland and Iceland, the three members of the European Free Trade Agreement (EFTA).

(1) The EU-15

The EU member countries as of 1/7/99 are:

Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Ireland, Italy, Luxembourg, The Netherlands, Portugal, Spain, Sweden and the United Kingdom. In total the population of the EU is about 385 million people, with a total GDP of approximately 6 trillion Euros. It accounts for approximately 20% of the world's primary energy consumption and a similar proportion of the CO_2 emissions. The EU as a whole is committed to stabilising emissions of greenhouse gases in 2000 at the same levels as in 1990, something that will be achieved by Germany and the UK for different and fortuitous reasons, but not by other member states. As part of the Kyoto targets, the EU is committed to reducing greenhouse gas emissions by 8% from 1990 levels in the period 2008-12, though individual countries have different targets within that total.

There is significant cultural diversity within the European Union, with a large number of languages spoken officially and regionally. Historically, there has been significant interchange between the different countries. This makes for a good competitive base from which to build different economic and industrial infrastructures, influenced in part by local geography and natural resources, but also to some extent by the people and their culture. In order to ensure that the whole of Europe was represented in this study it was felt to be important to include not only those countries that have decided to participate in the European Union, but also others within the same geographical region.

(2) Additional countries for analysis

As can be seen in Figure5-1, Switzerland and Norway occupy strategically important parts of the physical map of Europe, though they are not members of the EU. They have forward-looking policies and spend a relatively large proportion of their GDP on energy R&D, while also being active in the area of hydrogen energy. Because of this they have also been included in the analysis.

Iceland, though it has a very small population and energy use, has stated that it wishes to be the first country in the world to introduce a fully renewable hydrogen economy, and is well-placed to do so. It will be co-operating with other European countries and is important to include in the analysis.

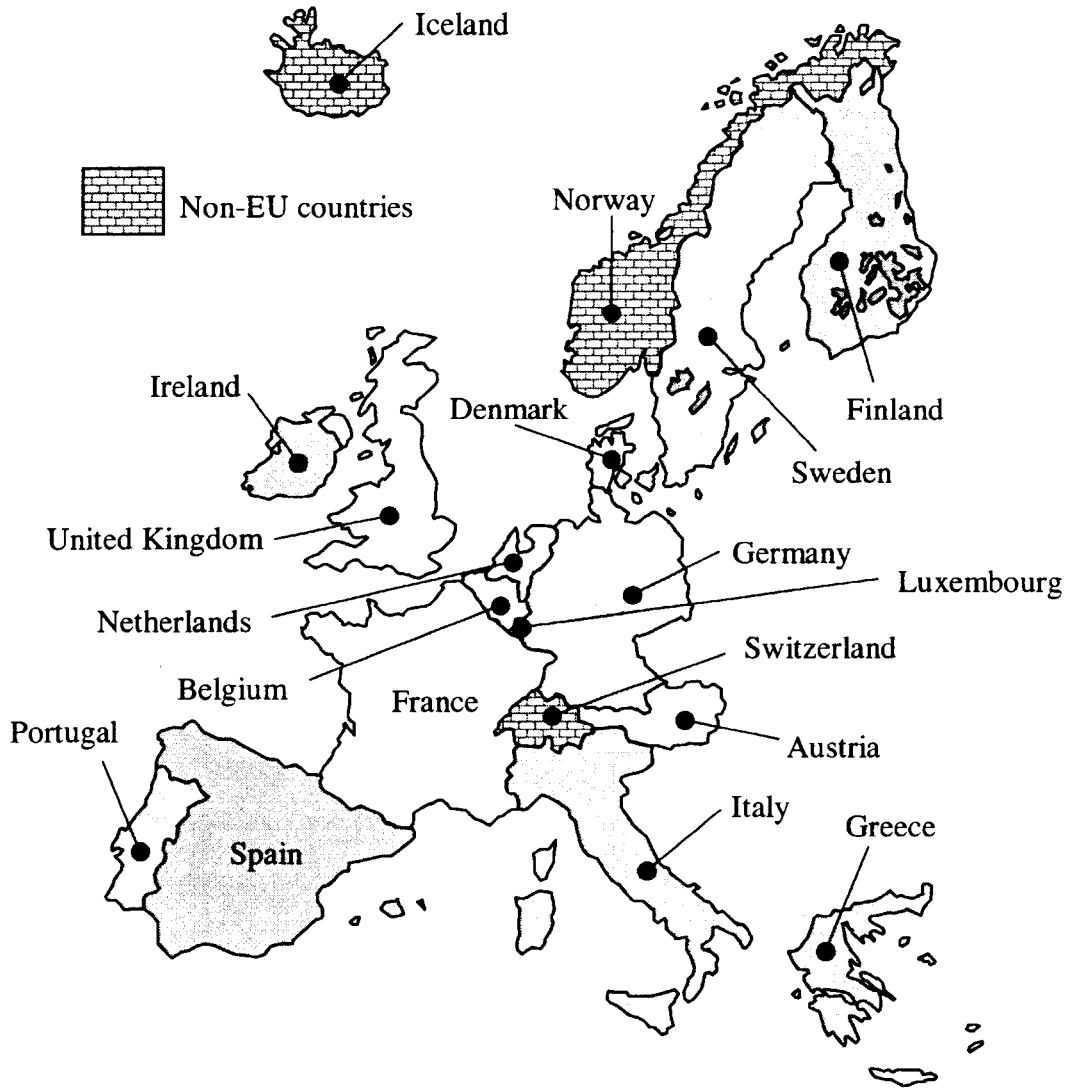


Figure5-1 The 18 countries under consideration

5.2.3 Country outlines and background data

Table gives basic background information on the 18 countries under initial consideration. It can be seen that there is considerable variation in both population and in GDP per capita, with some of the world's wealthiest countries (Switzerland, for example) mixed with some of the poorer countries of the OECD (Greece and Portugal). There are no countries ranking very low in the world's list of incomes.

The populations of the countries are also variable, with only 250,000 people in Iceland compared with nearly 82 million in Germany. Several of the countries, in particular Germany, France, Italy and the UK, rank amongst the world's largest economies.

Table 5-1 Background data for the countries chosen for analysis

Population and GDP data for 18 European countries

Indicators (1996)	Austria	Belgium	Denmark	Finland	France	Germany	Greece	Iceland	Ireland
Population (Million)	8.06	10.16	5.26	5.12	58.37	81.9	10.48	0.27	3.63
GDP (bil. ECU 1990)	140.7	166.3	112	106.7	1000.2	1432.7	70.8	6.06	51.8
GDP/Capita (kECU 1990/inhabitant)	17.5	16.4	21.3	20.8	17.1	17.5	6.8	22.4	14.3
Indicators (1996)	**Italy**	**Luxembourg**	**Netherlands**	**Norway**	**Portugal**	**Spain**	**Sweden**	**Switzerland**	**UK**
Population (Million)	57.4	0.42	15.5	4.38	9.93	39.27	8.84	7.11	58.8
GDP (bil. ECU 1990)	916.8	10.1	255	109	60.9	426.1	188.4	191.8	839.9
GDP/Capita (kECU 1990/inhabitant)	16.0	24.0	16.5	24.9	6.1	10.9	21.3	27.0	14.3

5.2.4 Consumption by country

Figure and Table show some of the most recent energy consumption figures by country for the eighteen countries listed above, by primary energy source. It is clear that there is a significant range in the quantity of energy consumed throughout the area under discussion, which can partly be explained by the relative populations of the countries, as shown in the dotted line in Figure . However, some countries have clearly higher consumption than others, and in these cases there are other explanations.

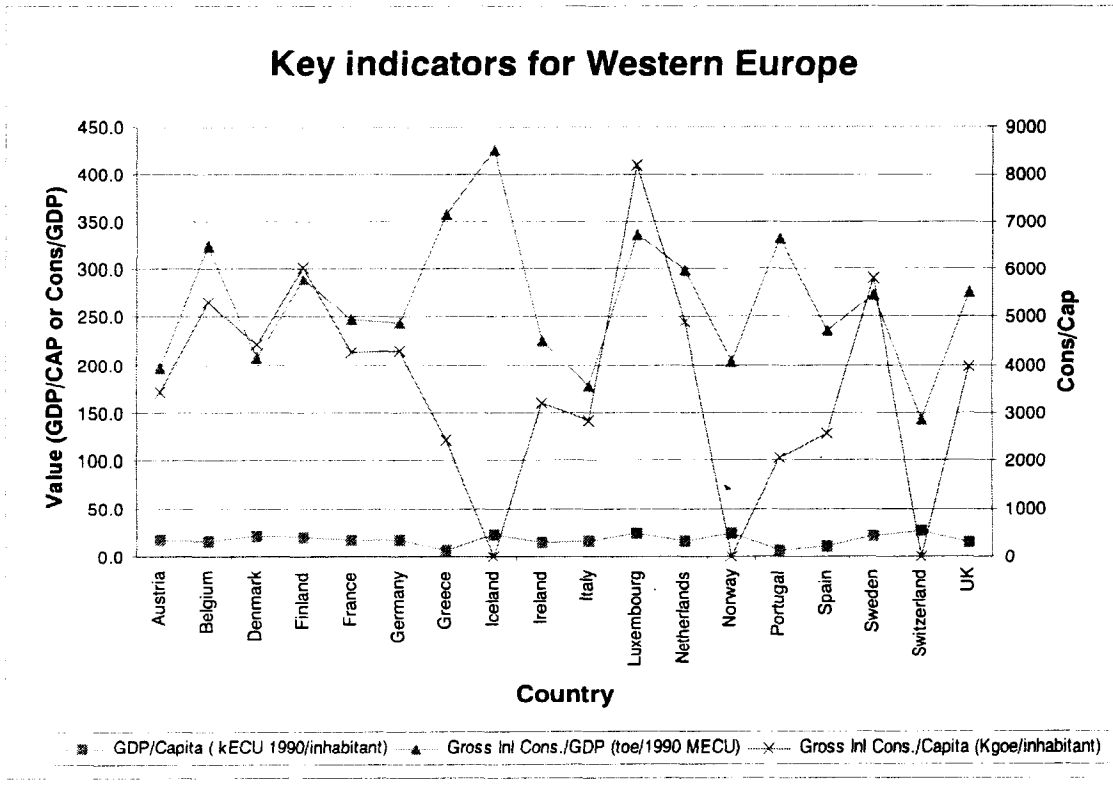


Figure5-2 Energy indicators for Western Europe

Figure5-2 shows the different levels of three key indicators for countries in Western Europe. These are the Gross Domestic Product (GDP) per inhabitant, Gross Inland

Consumption[1] of energy per inhabitant, and Gross Inland Consumption per GDP. As can be seen, the levels of GDP per capita, though they do vary considerably, are not unexpected. Greece and Portugal have the lowest levels of GDP per inhabitant at approximately £ 6,000, while the opposite end of the spectrum is occupied by Iceland, Norway, Luxembourg and Switzerland, the latter having about £ 24,000 per inhabitant. The majority of countries have between £ 15,000 and £ 20,000 per capita.

Energy consumption is historically dependent on a number of factors, and though there is usually close correlation between GDP and energy use this relationship does not have to be causal. It also depends on historical and geographical requirements, with cold countries traditionally using more energy throughout the year. In areas with large travel distances there are also likely to be high levels of consumption, particularly of transportation fuels and hence of oil. The level of industrialisation in a country may also be of significant influence, with Luxembourg standing out as having high energy consumption because of its comparatively high levels of heavy industry.

Consumption per GDP for the 18 countries is variable, with some clear trade-offs in countries with low GDP such as Greece and Portugal. The most varied is the gross inland consumption per inhabitant, which appears to be almost nil in Norway, Iceland and Switzerland. This apparent anomaly may be caused by two reasons: the fact that either the majority of energy use within these three countries is from renewables or nuclear power situated solely within the country, or that the level of exported energy is so large (e.g. Norway), that it 'cancels out' domestic consumption.

[1] Gross Inland Consumption: quantity of energy necessary to satisfy inland consumption; consists of consumption + distribution losses + transformation losses + statistical difference

Table 5-2 Primary energy consumption in Western Europe - 1996

Million tonnes oil equivalent	1996 Oil	1996 Natural gas	1996 Coal	1996 Nuclear energy	1996 Hydro-electric	1996 **Total**
Austria	11.6	6.6	2.7	-	3.1	**24.0**
Belgium & Luxembourg	29.4	11.8	7.6	11.2	0.2	**60.2**
Denmark	11.4	3.7	9.0	-	0.0	**24.1**
Finland	10.3	3.0	4.0	5.1	1.0	**23.4**
France	91.0	32.5	15.4	102.5	6.0	**247.4**
Germany	137.4	75.2	89.9	41.7	1.9	**346.1**
Greece	18.2	0.0	7.8	-	0.4	**26.4**
Iceland	0.8	-	0.1	-	0.4	**1.3**
Republic of Ireland	6.0	2.7	1.9	-	0.1	**10.7**
Italy	94.2	46.4	11.2	-	4.0	**155.8**
Netherlands	37.4	37.5	9.3	1.1	0.0	**85.3**
Norway	10.1	2.9	0.6	-	8.9	**22.5**
Portugal	12.1	-	3.9	-	1.3	**17.3**
Spain	58.7	8.4	15.5	14.5	3.6	**100.7**
Sweden	17.4	0.8	2.4	18.9	4.4	**43.9**
Switzerland	12.2	2.4	0.1	6.1	2.6	**23.4**
United Kingdom	83.8	76.4	45.5	24.4	0.4	**230.5**
Total Europe	642.0	310.3	226.9	225.5	38.3	**1443.0**

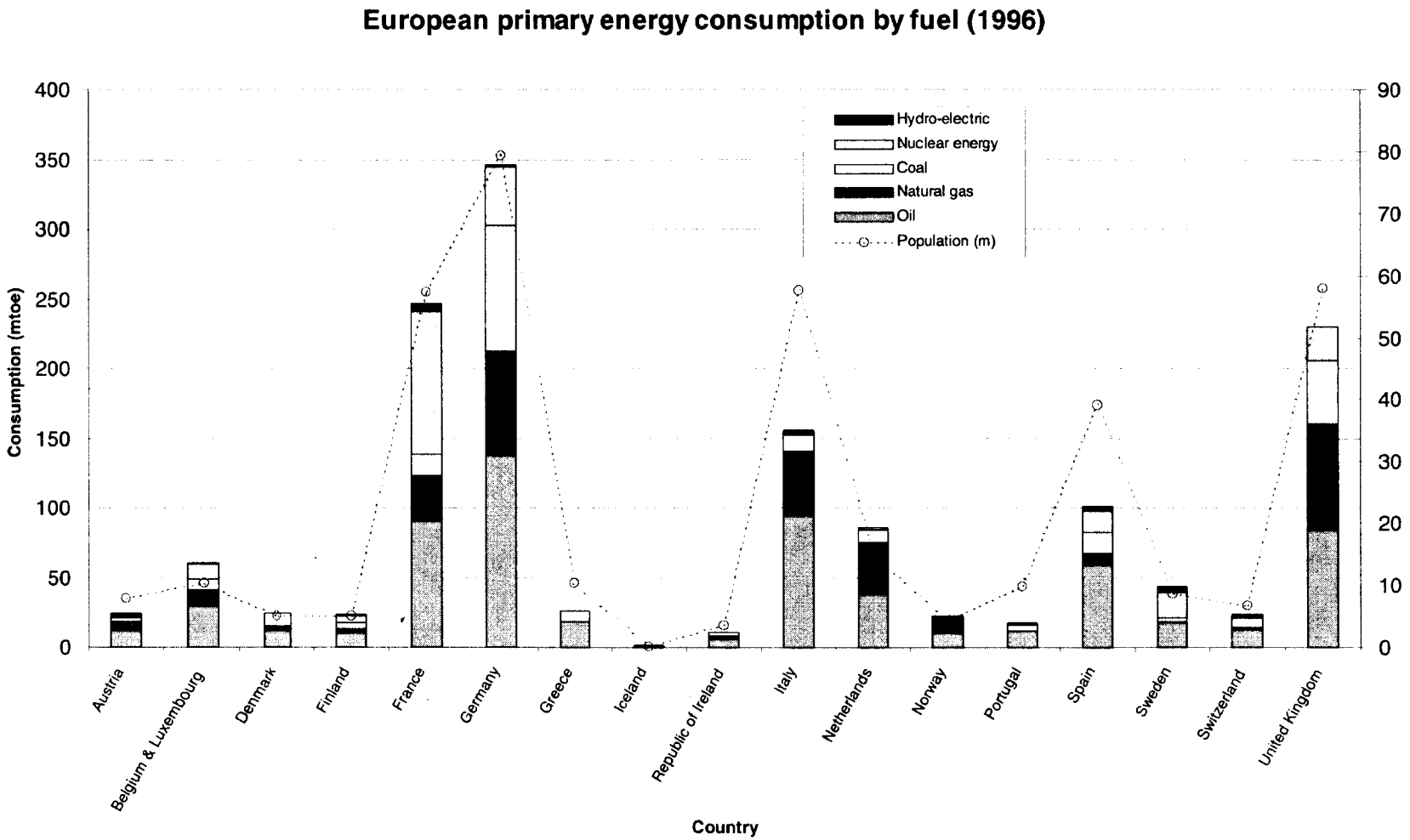


Figure 5-3 Primary energy consumption in Western Europe – 1996

It is clear that the three largest countries, Germany, the UK and France, are also the three largest consumers of energy, though closer examination of the consumption figures shown in FigureFigure , split by primary energy source, give a greater perspective.

Germany, the UK, France and Italy account for 24%, 16%, 17% and 11% of the 18 countries' gross inland consumption between them – a total of 68% in all. Spain and the Netherlands also have significant GIC figures, accounting for a further 7% and 6% respectively.

5.2.5 Consumption by fuel type

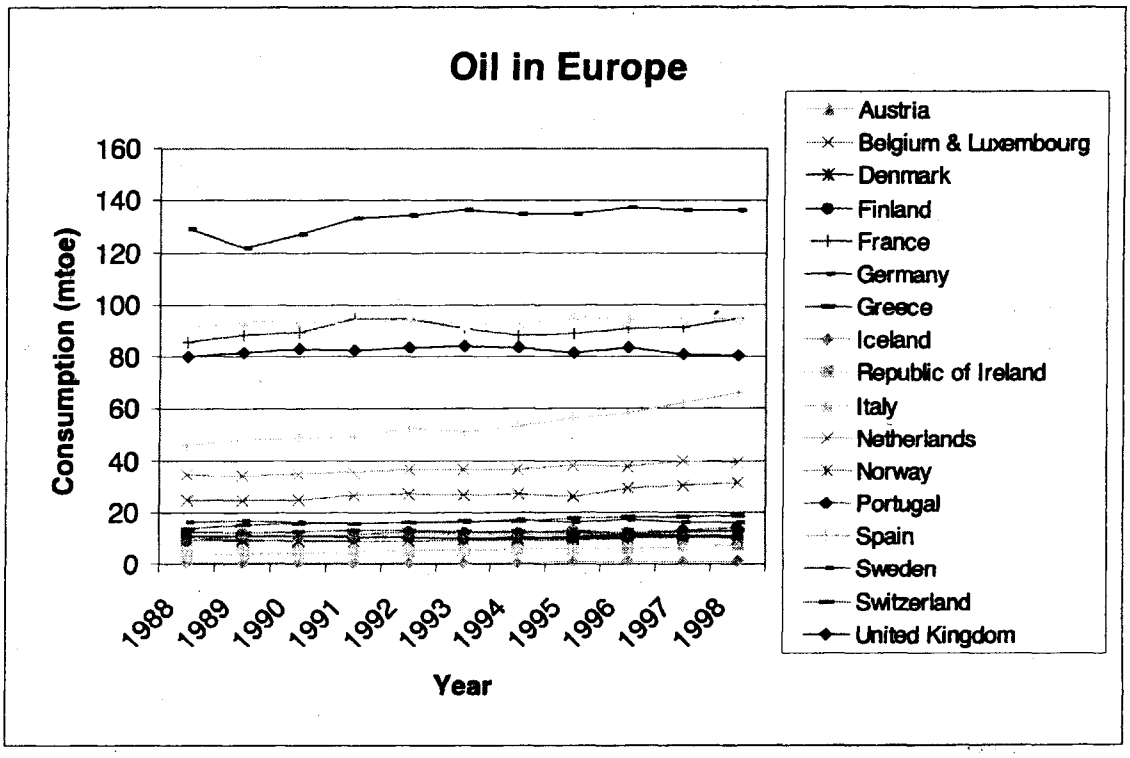


Figure 5-4 Trends in Western European oil consumption 1988-1998

Figure shows how the use of oil has remained comparatively stable within Europe over the ten years from 1988-1998, though Spain, in particular, has seen noticeable and continuous growth. There are two opposing factors accounting for the comparatively flat lines associated with the other countries. In almost all of them the use of oil for power generation has dropped gradually, as the use of gas becomes cheaper and more efficient, but the consumption of oil in the transport sector has grown as more vehicles are sold and more kilometres driven.

It is clearer from Figure5-5 that the use of natural gas is growing rapidly in three countries in particular: the UK, Germany and to a lesser extent, Italy. This is almost entirely due to its increased use in CCGT plants for power generation, and has been almost a direct result of the liberalisation of the energy markets in these countries. It is

predicted that the use of gas will continue to increase and that there will be a similar effect across Europe as other markets follow the EU directive towards liberalisation.

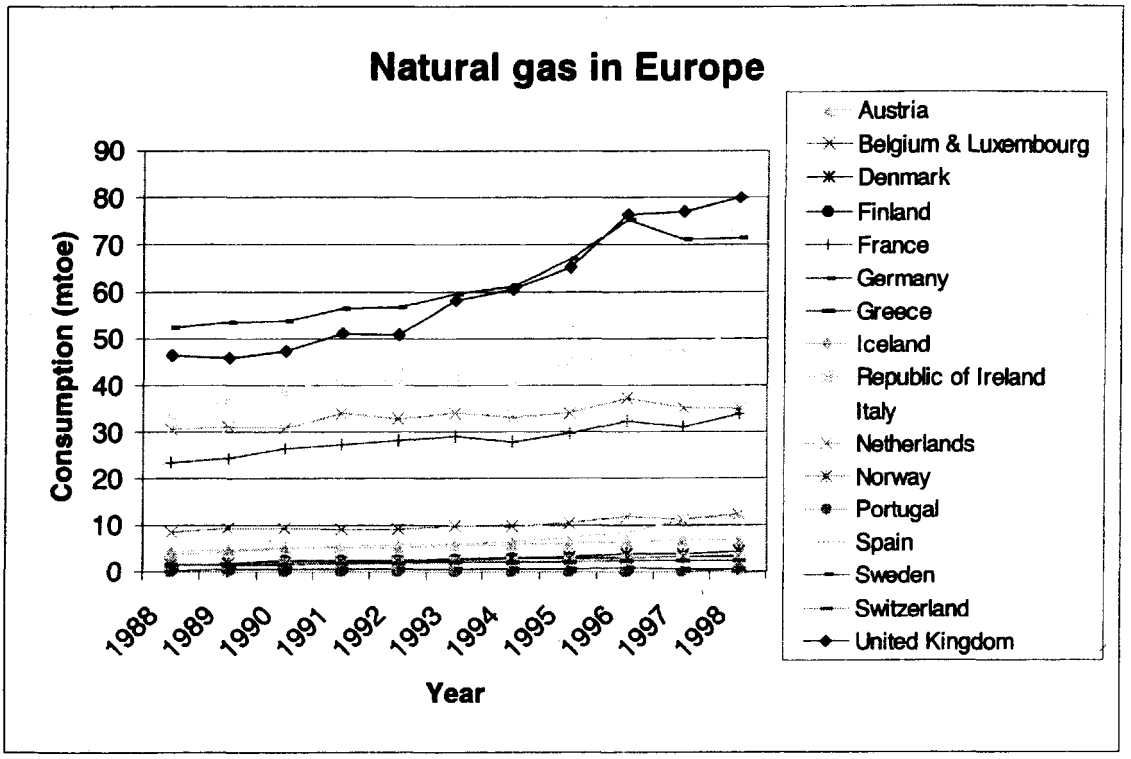


Figure5-5 Trends in Western European natural gas consumption 1988-1998

In marked contrast to the increased use of natural gas, coal consumption has dropped markedly in its major markets, Germany and the UK. Within Europe these two countries still account for the majority of coal consumed, almost exclusively for power generation. However, consumption in Germany has almost halved in the ten years from 1988-1998, and in the UK consumption has dropped by a similar proportion.

The reasons for this are basically two-fold: with the liberalisation of the energy markets it became more attractive for the private sector to invest in CCGT plant, which gave a higher return on investment than coal-fired generating capacity. In addition, the use of coal for power generation was subject to more and more stringent environmental legislation, with clean-up equipment required for compliance. This made its use less competitive still. There are no signs that this decline in coal use will be reversed, and it is likely that it will account for only a small proportion of energy generation within Europe until new cleaner, more efficient and more cost-effective methods of converting it to useful energy (already well advanced in testing) are introduced.

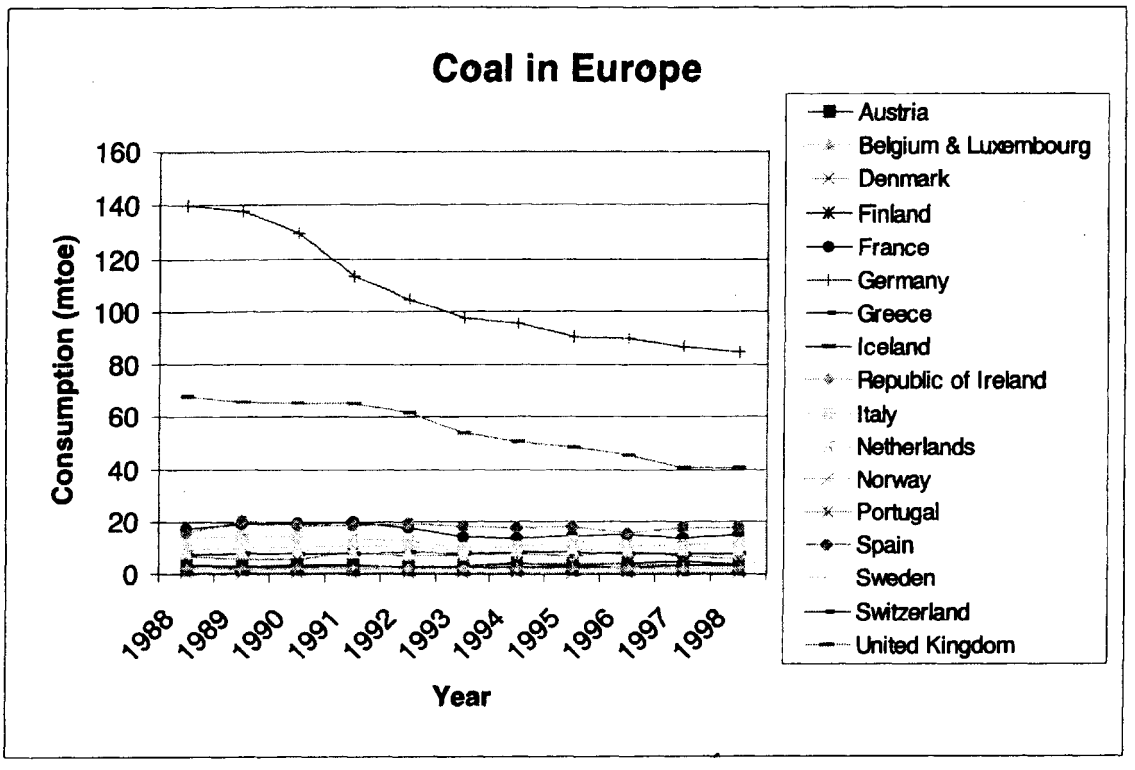


Figure5-6 Trends in Western European coal consumption 1988-1998

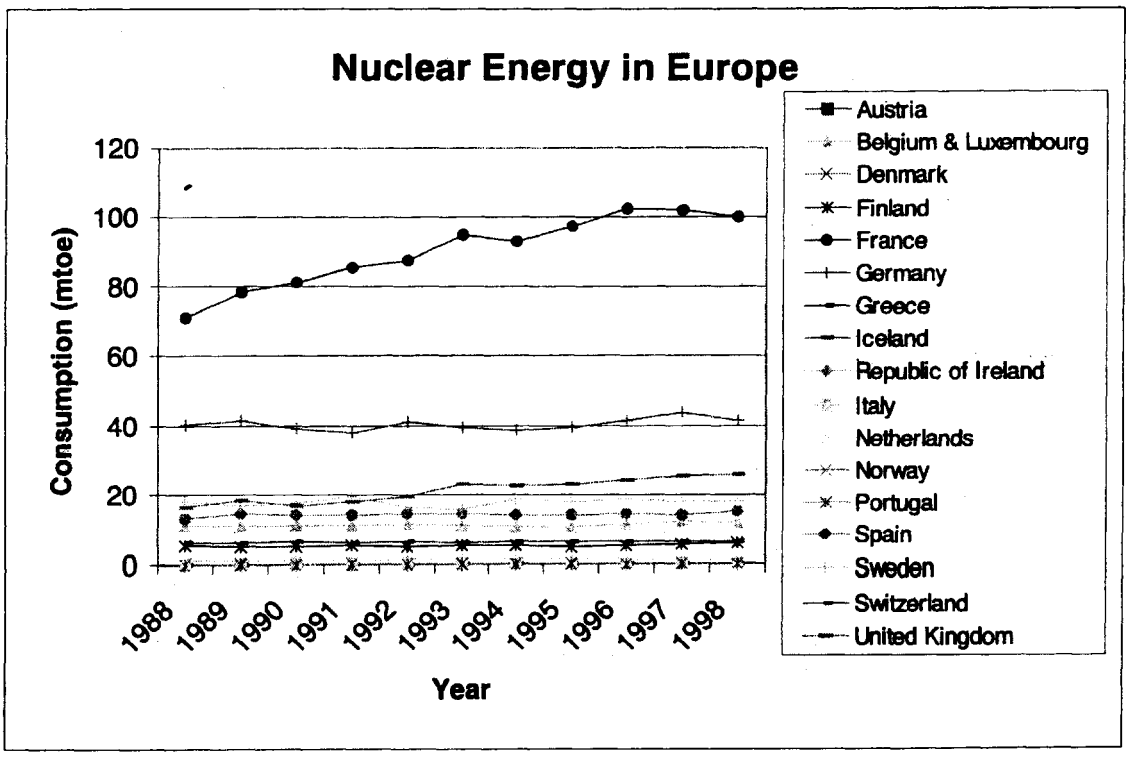


Figure5-7 Trends in Western European nuclear energy consumption 1988-1998

The signs for nuclear energy are considerably less clear. While Figure5-7 shows a generally flat profile with some past growth in France, in particular, the political and economic picture for nuclear power in Europe is far from encouraging. Outside France,

where the majority of power production is nuclear, there is overwhelming public opinion that nuclear power should be phased out. Sweden has already decided to close one of its main generating stations, and there is significant debate in Germany as to the best option for the future. At present there are no plans for any of the Western European countries to build new nuclear generating capacity, though the nuclear industry is fighting a strong rearguard action to suggest that this is unwise, in the main from a greenhouse gas perspective. Nevertheless, it appears that towards 2010 the existing nuclear plant in Europe will be phased out, as it approaches the end of its design life.

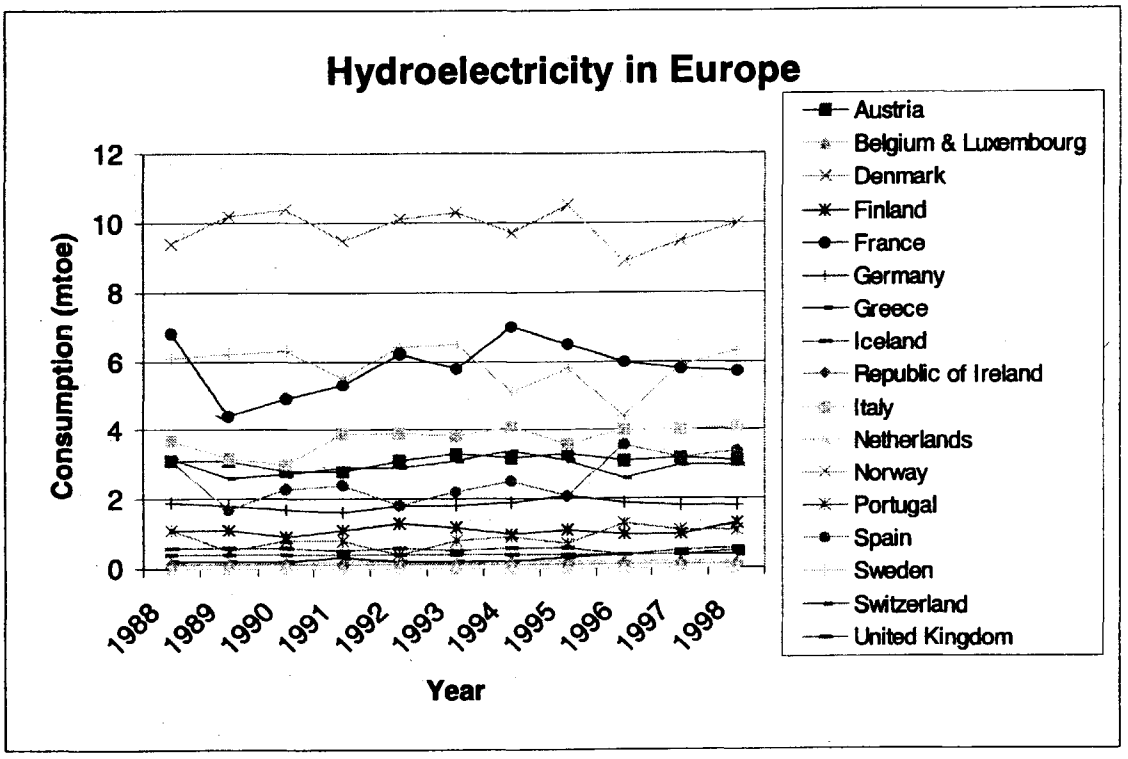


Figure5-8 Trends in Western European hydroelectricity consumption 1988-1998

Hydroelectricity in Western Europe is responsible for only a small part of the installed generating capacity, and is dependent almost entirely on geography and population density of the countries under consideration. Norway, France and Sweden have the greatest capacities, but these have now been almost fully utilised and it is unlikely that there will be major changes in the near future.

<Conclusions>

The current trend within energy consumption in Western Europe is towards gas for power generation, though transport is continuing to drive the oil market. Power form coal is decreasing rapidly though there is some future potential for clean coal technologies to reverse the trend slightly. Nuclear power is viewed increasingly as

socially unacceptable, and as economically unsound, though France, Europe's major consumer of nuclear power, has remained largely outside the debate.

5.2.6 Overall energy consumption

General trends in European energy consumption are shown in Figure5-9, and it is clear that the general trend is upwards. The exception to this in recent years has been in Germany, where the re-unification of the former East and West is still causing some anomalies. However, the unified Germany is by some way the largest consumer of energy in Europe despite the slight downward movements, with an annual consumption of around 350Mtoe. France and the UK each account for something in the order of 250Mtoe, while Italy is closer to 150Mtoe. Following this there are many countries approximately evenly spaced, all the way down to Iceland, with an annual consumption of 1.3Mtoe.

Minor year-on-year variations in European energy consumption trends can often be accounted for by particular weather events, with 1995 and 1996 both years in which colder winters produced an increased demand for energy for heating in winter. It should be noted that this demand, and the annual demand profile, is very different from that prevalent in Japan. In the latter, the peaks in energy demand tend to be for electricity used in air conditioning, and tend to increase in line with temperature in summer. This appears to be gradually changing as an increasing number of Japanese households are turning to central heating systems in the winter. Energy consumption will also tend to follow economic performance. De-coupling energy and economic performance is a challenge that countries need to address.

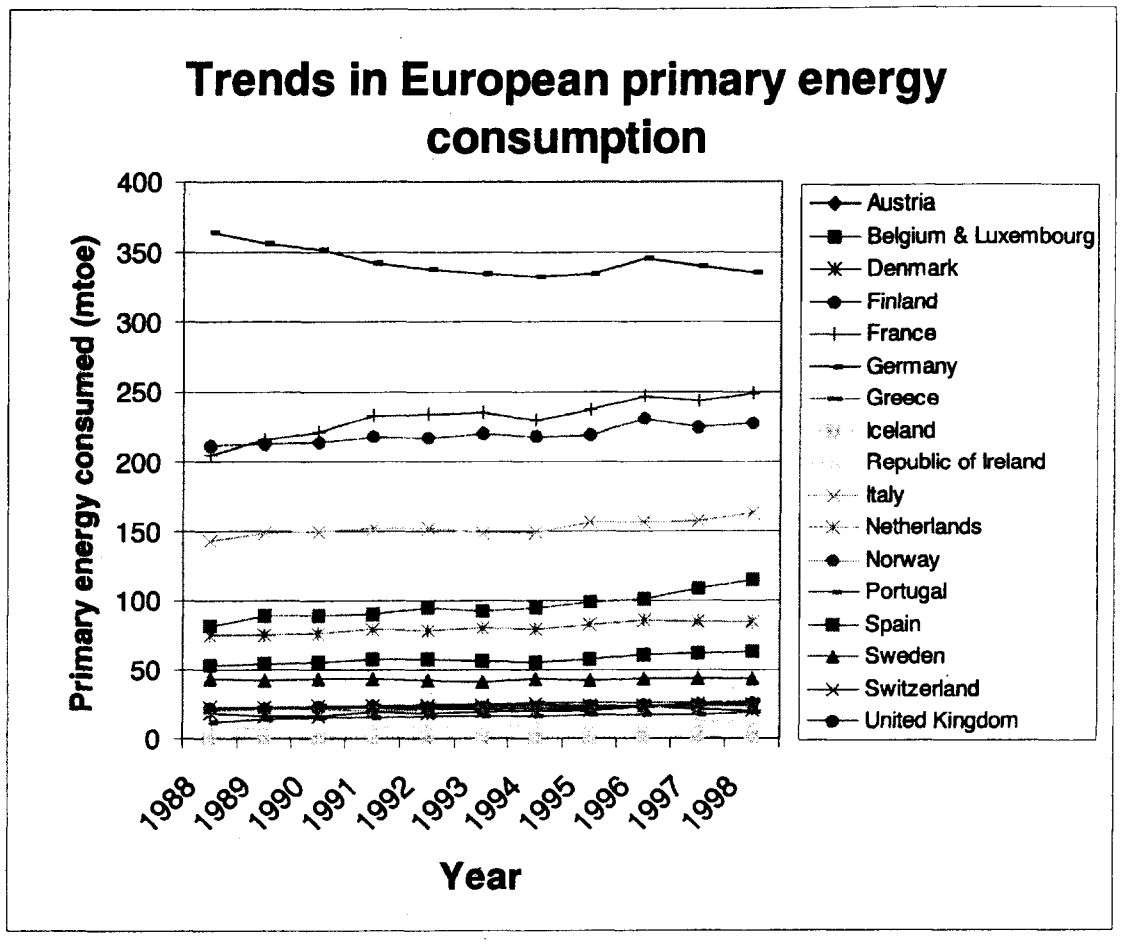


Figure5-9 Trends in Western European primary energy consumption 1988-1998

5.2.7 Production by country

Although many of the countries within Europe have a significant amount of indigenous energy, there is not enough to meet the requirements of all of the countries. The majority of the resources lie in the northern part of the region, primarily in the North Sea, where natural gas and oil were discovered starting in the 1960s and 1970s. There are also coal reserves in several areas.

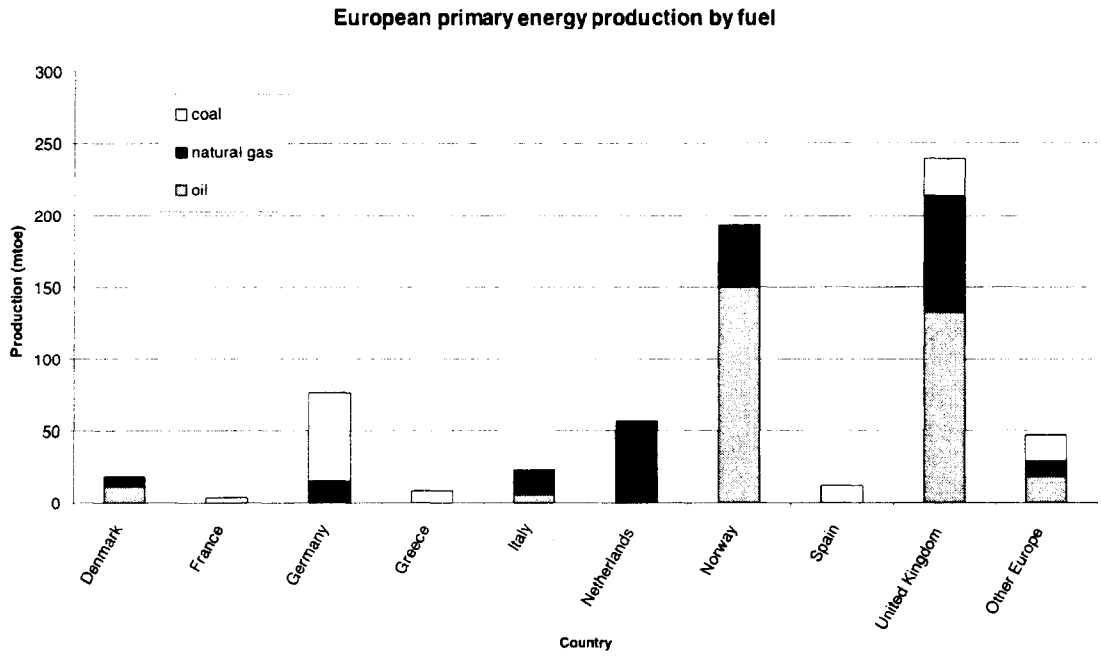


Figure 5-10 Western European energy production by primary fuel (1998)

It is clear from Figure that the majority of primary energy production in Western Europe is produced by three countries: the UK, Norway and Germany. However, the Netherlands also has some significant amounts of natural gas, and the German resource base is primarily brown coal, which is uneconomic to mine and environmentally damaging. Other significant production is of nuclear and hydroelectric energy, but this is almost exclusively consumed within the countries where it is produced – France and Norway, for example.

The UK produced about 250Mtoe of energy in 1998, comprising 130Mt of oil, some 80Mtoe of natural gas and the remaining 25Mtoe of coal. Norway produced more oil – 150Mt – but only 45Mtoe of gas, though it exported the majority of this. German production of 75Mtoe was dominated by 60Mtoe of coal, while the Netherlands sole resource was natural gas at a level of 60Mtoe.

5.2.8 Production by fuel type

The split of energy production by fuel type is dictated by geographical resources, with the majority of the fossil energy in Europe to be found in the northern areas. The figures and the discussion below give more insight into the exact split of this distribution.

(1) Oil production

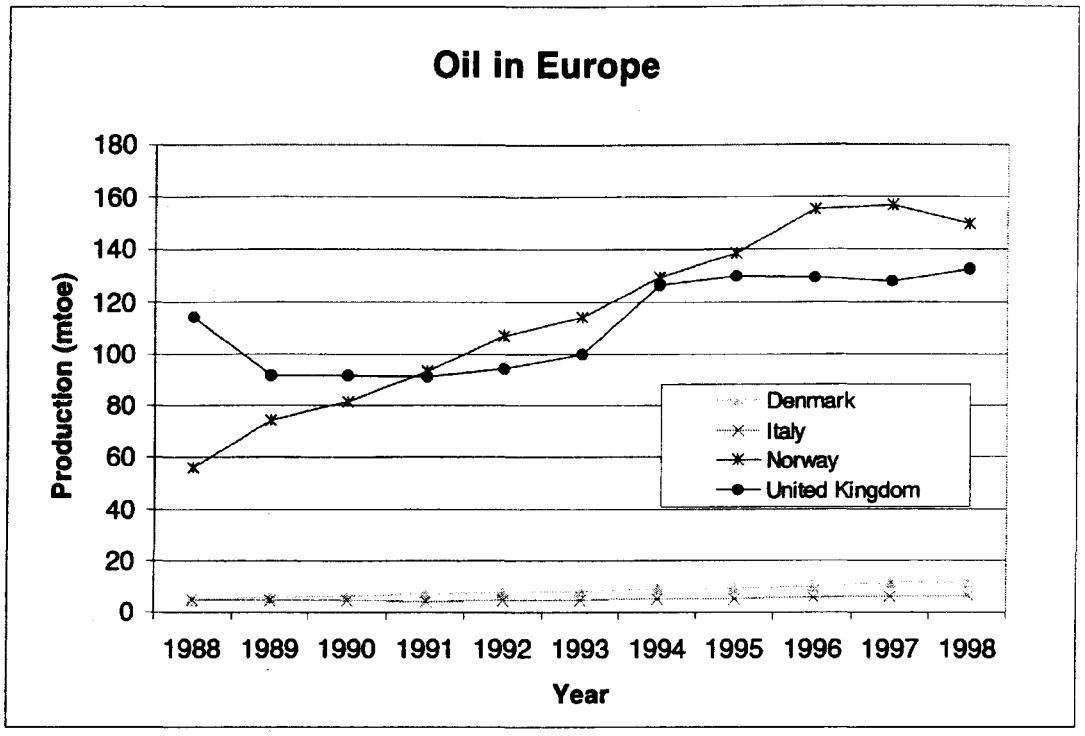


Figure5-11 Trends in Western European oil production 1988-1998

Norway and the UK are the two major European oil producing nations, with each accounting for close to 140 million tonnes per annum. Production in recent years has been comparatively constant, and it is thought unlikely that there are still major fields in the North Sea to be discovered. Expectations are, therefore, that production will peak within the first decade of 2000. Denmark and Italy each account for a small amount of oil production.

However, Europe as a whole is still a major consumer of imported oil, much of which comes from the Middle East. Some imports are from other regions such as North Africa and South America, but these account for only a small proportion of trade. The balance of oil imports is heavily in deficit, as can be seen later in **Table**5-5. While about twice as much oil product is imported than exported, crude oil imports are more than ten times greater than exports, showing a heavy dependency.

(2) Natural gas production

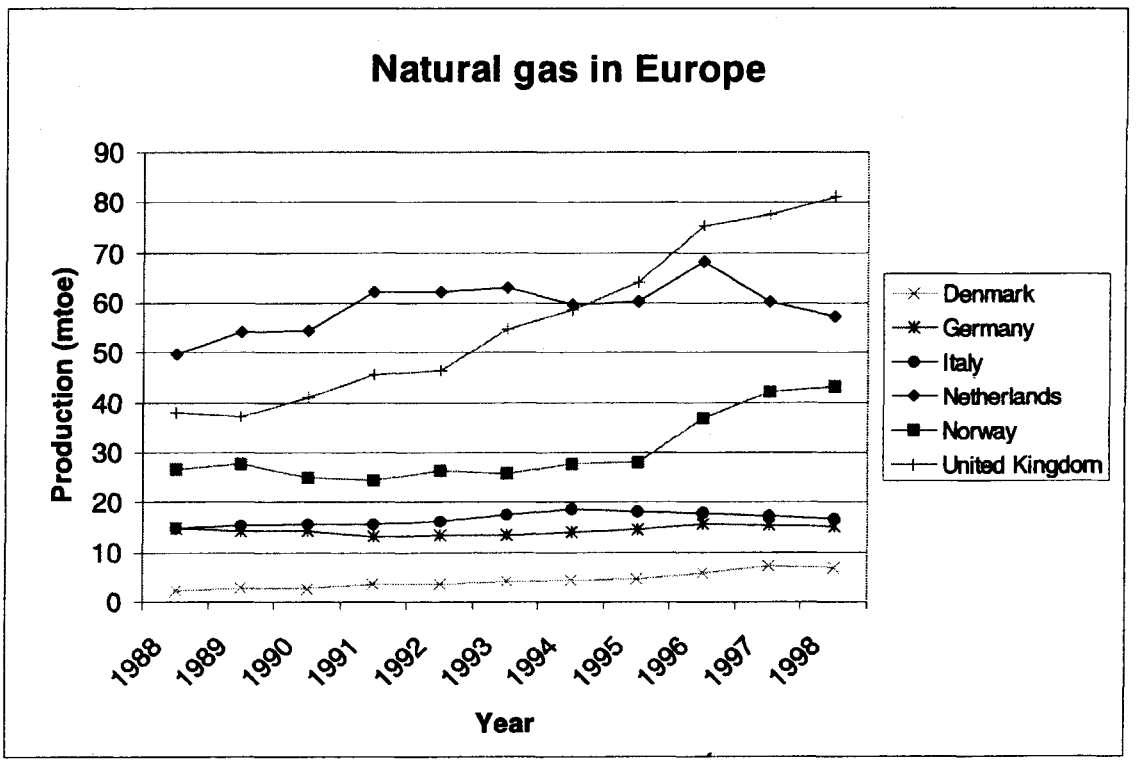


Figure 5-12 Trends in Western European natural gas production 1988-1998

Natural gas production in Europe is slightly more widespread than oil production, as can be seen in Figure . The major producers are once again the UK and Norway, with the Netherlands also responsible for significant amounts. Norway's production is rising rapidly at present, as is that of the UK, as more fields in the North Sea are exploited. However, the Netherlands' share has dropped by comparison. Natural gas reserves are thought to be greater than oil reserves for Europe as a whole, but there is still a likelihood of a production peak and subsequent slow-down in the early part of the decade.

(3) Coal production

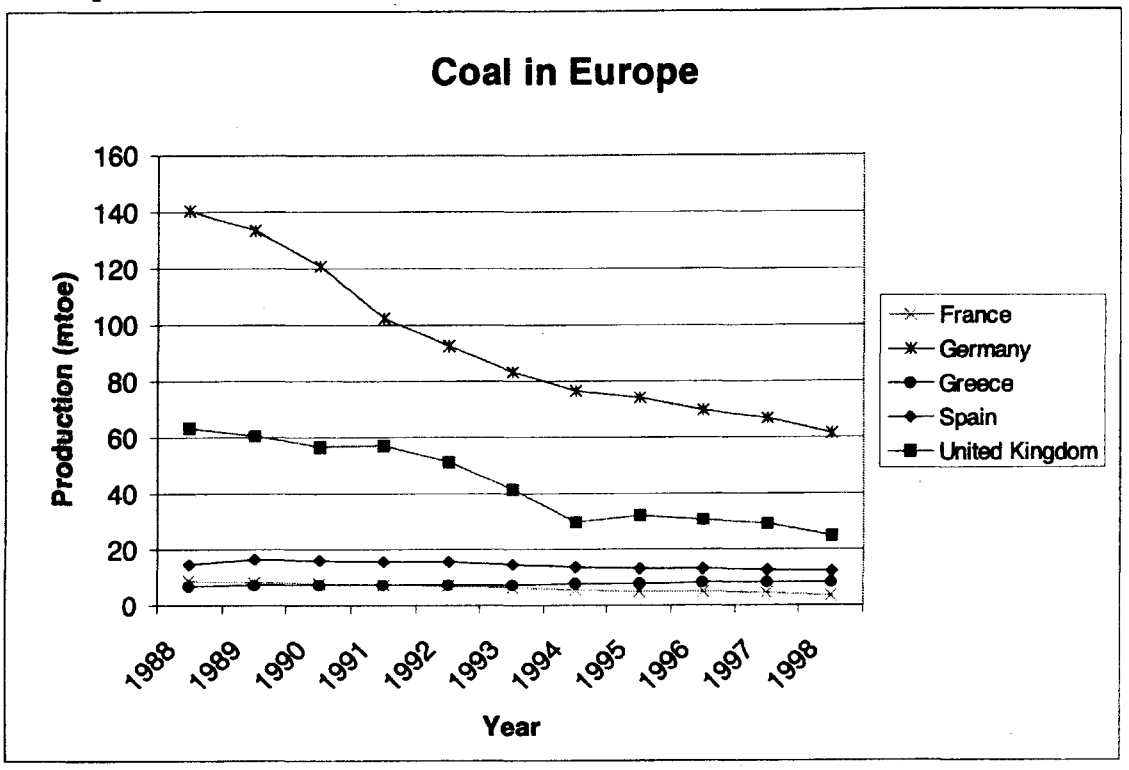


Figure 5-13 Trends in Western European coal production 1988-1998

Western European coal production has declined markedly over the past decade, with the two major producers, Germany and the UK, each producing less than half of their original levels of 140Mtoe and 62Mtoe respectively. Production within the other three countries with reserves has been comparatively stable but at very low levels, and is not expected to pick up. However, coal reserves account for the largest energy resources within Europe, with an estimated R/P ratio of some 400 years, and there is social and economic pressure to advance research and deployment of new clean coal technologies to enable this to be capitalised upon. Of course, coal has a high level of carbon per unit energy, and there are significant worries that increased coal use would further raise the emissions of GHGs in Europe.

Table 5-3 Fossil fuel production

1998	Million tonnes	Million tonnes oil equivalent	Million tonnes oil equivalent
Country	oil	natural gas	coal
Denmark	11.7	6.8	0.0
France	0.0	0.0	3.5
Germany	0.0	15.2	61.3
Greece	0.0	0.0	8.3
Italy	5.9	16.8	0.0
Netherlands	0.0	57.2	0.0
Norway	150.0	43.1	0.0
Spain	0.0	0.0	12.0
United Kingdom	132.6	81.3	25.1
Total Europe	300.2	220.4	110.2

5.2.9 Electricity and combined heat and power (CHP)

(1) Generating capacity

Total electricity generating capacity in the EU in 1996 was 549 GWe for a total electricity generation of 2409 TWh. Electricity consumption in recent years has shown a steady increase of about 2.5% per year. It represents about 18% of final energy consumption and 27% and 25% of final energy consumption in the industrial and domestic/tertiary sector, respectively. Thermal plants account for about 52% of generation, nuclear plants for about 35% and hydro and wind for the almost all of the remaining 13%. Combined heat and power accounted for about 23% of installed heat capacity. CHP production is increasing and its use likely to be increasingly promoted. In recent years, natural gas has accounted for almost all incremental production in power stations. Germany, France, the UK and Italy have the largest installed generating capacities. Fossil thermal generation is dominant, except for France where nuclear accounts for 55% of installed capacity.

In EFTA countries (Iceland, Norway and Switzerland), hydro provides a large low cost source of electricity. As a result, electricity covers about 34% of final energy consumption, about 54% of industrial energy needs and 42% of domestic/tertiary energy consumption where electric heating is widely used.

Figure shows the breakdown of generating capacity for the countries considered and Figure shows the total electricity generated in 1996.

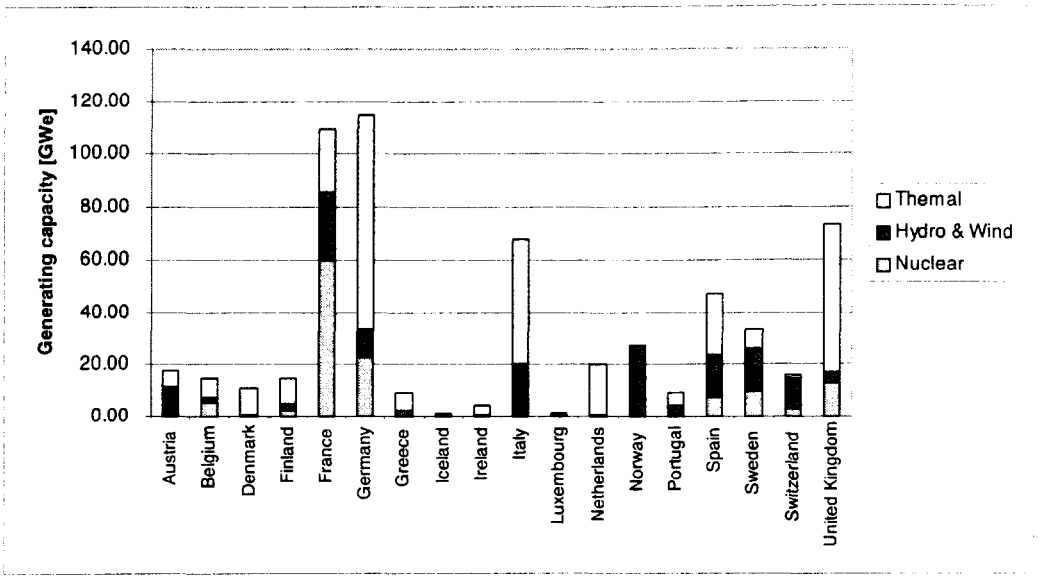


Figure 5-14 European generating capacity by country

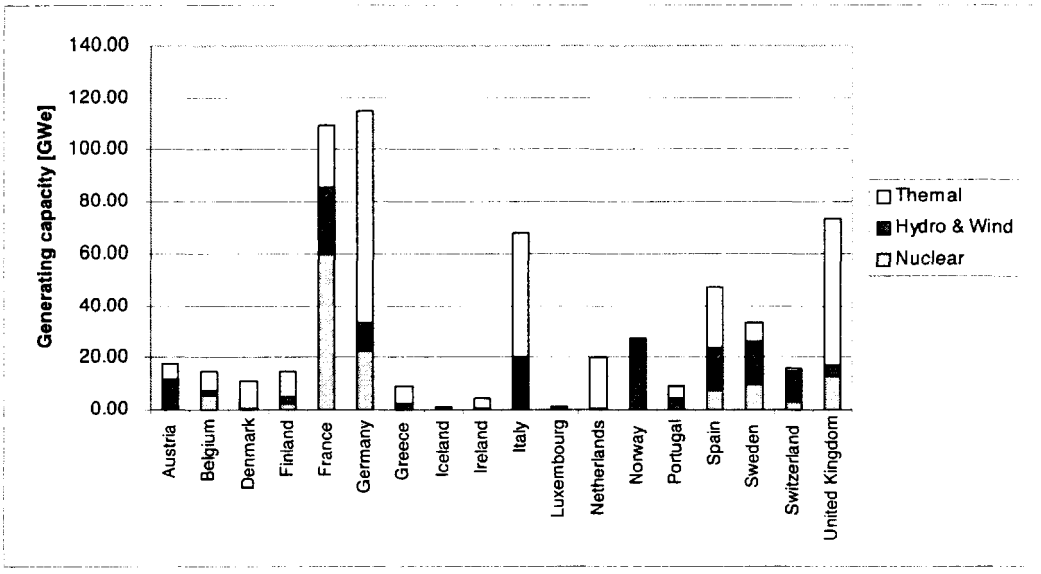


Figure 5-15 Total European electricity generation by country

(2) Combined heat and power (CHP)

CHP installations can be used in industrial process heat and district heating and cooling applications. With the commercial introduction of technologies for small-scale applications, such as micro-turbines and fuel cells, domestic CHP applications may also become widespread. Current EU electricity production from CHP is close to 10% of electricity generation. Contributions vary significantly between Member States, with countries like the Netherlands, Denmark and Finland producing more than 30% of their electricity from CHP and countries like the UK, France, Greece and Ireland less than 5%. CHP is also not very developed in EFTA countries. The technical potential for CHP, considering industrial and district heat and cooling applications has been estimated at about 40% of total EU electricity generation. In its communication "A community

strategy to promote combined heat and power and dismantle barriers to its development" (EC, 1997) the European Commission states that: "CHP is one of the very few technologies which can offer a significant short or medium term contribution to the energy efficiency issue in the European Union and can make a positive contribution to the environmental policies of the EU".

5.2.10 Renewable energy trends

In 1996, renewable energy sources contributed about 9.8% of the EU's total primary energy production and about 5.3% of gross inland consumption. Hydro provides the largest renewable electricity contribution, about 13% (307 TWh) of EU electricity production. Its contribution has remained quite stable, but is expected to decline in relative terms in the future. Biomass is the second largest source of renewable electricity in the EU, contributing 22.5 TWh. The wind energy contribution is low, 4 TWh, but growing at a significant rate. Photovoltaic electricity, although experiencing some growth remains marginal at about 0.03 TWh. Biomass, geothermal and solar thermal contribute to heat supply. Biomass supplies about 38 Mtoe of heat, while geothermal and solar thermal supply about 0.4 Mtoe and 0.3 Mtoe of heat, respectively.

Renewable energy contribution is highest in Sweden, Austria, Finland and Portugal, contributing between 18 and 24% of gross inland consumption. Spain, France, Denmark, Italy and Greece all also rely on renewable sources for a significant part of their consumption, between 5 and 7%. Otherwise, the contribution of renewable energy is almost negligible in other EU countries.

Renewable sources of energy are currently unevenly and insufficiently exploited in the European Union. In 1997 the European Commission published a White Paper for a Community Strategy and Action Plan "Energy for the Future: Renewable Sources of Energy". The White Paper aims at a 12% contribution of renewables to EU final demand by 2010 (see Table). The Commission sees the 12% target as an important instrument to reduce CO_2 emissions, increase energy security, develop national industries and create jobs.

Electricity	1995 TWh	1995 % of total	2010 TWh	2010 % of total
Wind	4	0.2	80	2.8
Hydro	307	13	355	12.4
Large	270		300	
Small	37		55	
Photovoltaics	0.03	0.001	3	0.1
Biomass	22.5	1	230	8
Geothermal	3.5	0.2	7	0.2
Total	*337*	*14.3*	*675*	*23*

Heat	Mtoe	Mtoe
Biomass	38	75
Geothermal	0.4	1
Solar thermal	0.26	4
Total	*38.7*	*80*
Passive solar	(energy saving)	35

Table 5-4 Current and projected electricity production from renewables in EU15

Renewable energy contributes about 30% of gross inland consumption in EFTA countries, in large part associated with hydro. While the relative contribution of hydro may decrease in the future, there is considerable scope for the exploitation of other renewable resources.

Figure shows the primary renewable energy inland consumption for the countries considered.

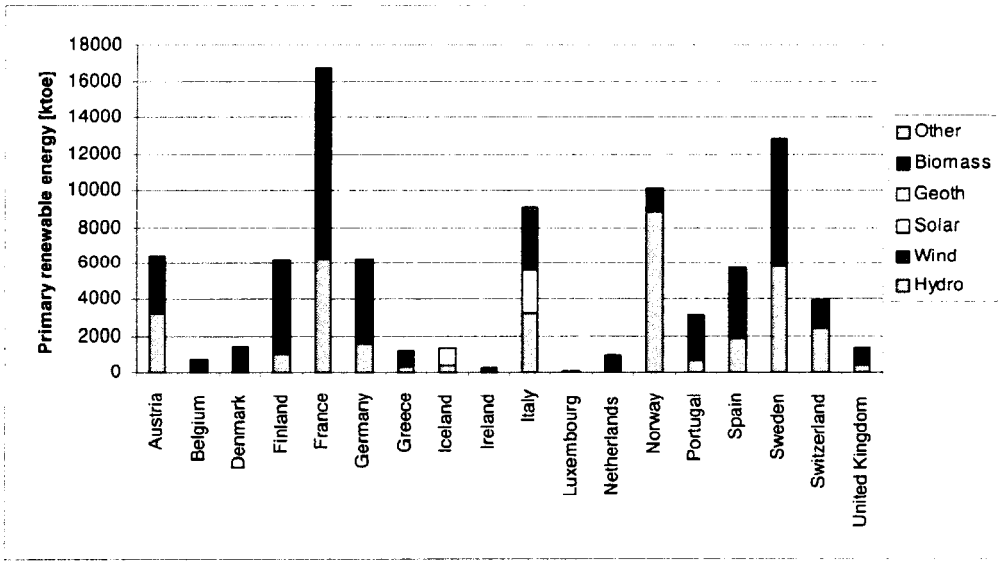


Figure 5-16 Primary renewable energy inland consumption

5.2.11 Energy in transport

The number of vehicles on the road in the EU is growing steadily. In 1995, there were 435 cars every 1000 inhabitants for a total of about 162 million cars. Also there

were over 13 million light duty vehicles, over 5 million heavy-duty vehicles and over 20 million 2-wheelers. Energy use for transport is an increasing policy concern within the EU from an energy and environmental point of view. The transport sector shows an almost total dependence oil. It is a significant contributor to greenhouse gas emissions and the reason for urban air quality concerns. In the EU, passenger transport is projected to increase at a rate of 1.4% per year over the next 25 years. Energy demand for road transport is expected to increase by 0.7% per year over the same period. In 1996, total energy demand in the transport sector was 283 Mtoe, corresponding to 30% of total final energy demand[2] (20% of gross inland consumption). Road transport accounts for about 83% of total transport energy demand. Diesel fuel consumption is also on the rise as growth is experienced in the road transport of goods. The diesel oil share represented 46% of total road fuel consumption in 1996.

In EFTA countries, transport accounts for about 29% of final energy demand (22% of gross inland consumption).

Figure5-17 and Figure show road transport consumption in 1996 and its evolution in EU15 countries since 1985.

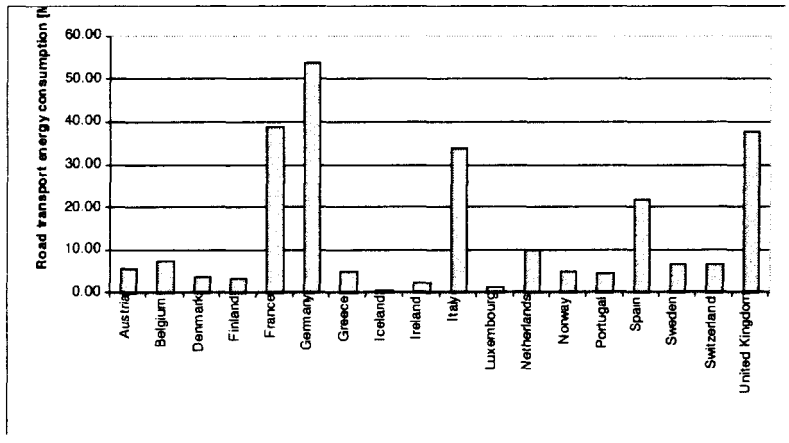


Figure5-17 Road transport energy consumption

[2] Total final energy demand: consists of the useful energy provided to the consumer.

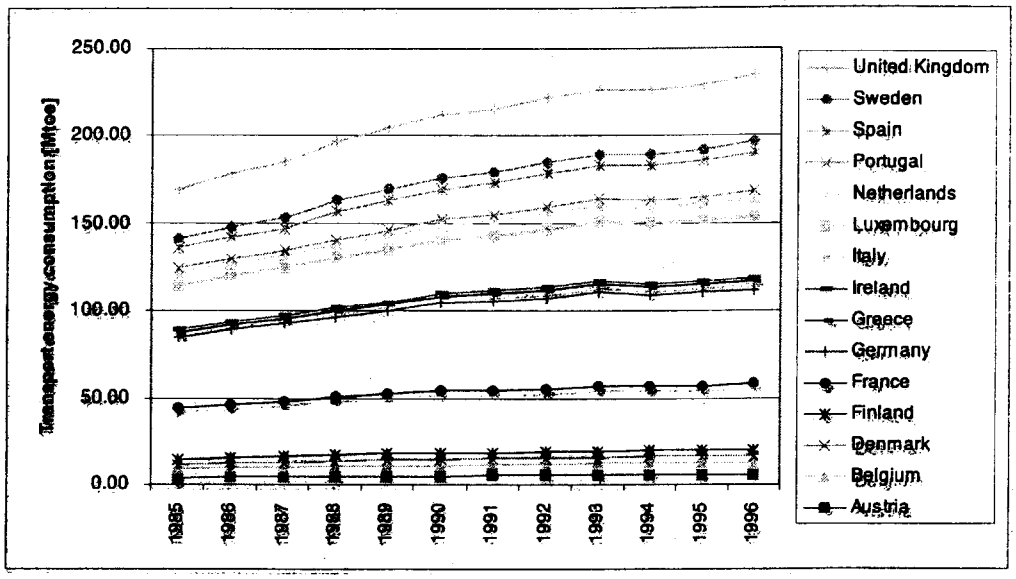


Figure 5-18 Transport energy consumption evolution in EU15

Road transport fuel prices vary considerably across Europe. Prices to the consumer have been rising slowly, affected by both fluctuations in the price of oil and increasing tax levels. In 1999, the taxed lead free petrol price ranged between £ 0.65/l in Luxembourg and £ 1.00/l in the UK, and the taxed diesel price ranged between £ 0.50 in Greece and £ 1.01/l in the UK. Tax levels ranged between 64% in Luxembourg and 81% in the UK for lead free petrol, and between 61% in Luxembourg and Spain and 82% in the UK for diesel.

5.2.12 Emissions

SO_2 and NO_x emissions are generally on the decline. In 1996, total SO_2 emissions for the EU were 9,856 kt and NO_x emissions were 11,325 kt. The annual average decrease in emissions since 1990 was 8.2% and 2.2% respectively. SO_2 emissions are declining as a result of improvements in fuel quality, regulation on large combustion installations and substitution of solid fuels and oil products by natural gas. NO_x emissions are declining, although to a lesser extent than SO_2, as a result of regulation on large combustion installations and catalytic converters for new cars. Emissions of SO_2 and NO_x in EFTA countries are generally lower per unit of energy consumed because of their low reliance on thermal power plants, NO_x emissions are then in large part associated with transport.

Total EU CO_2 emissions appear to be slowly decreasing. In 1997, total emissions were about 3,047 Mt, corresponding to about 8.1 t CO_2 per capita. The energy transformation sector accounted for 34.6% of emissions, the transport sector for about 27.6%, the domestic and tertiary sector for 21.1% and the industrial sector for 16.7%. Between 1990 and 1997, total emissions decreased by about 0.1% per year on average. CO_2 emissions per capita have shown a reduction of 0.5% per year on average and emissions per unit of GDP a more sustained reduction of 1.7% on average. CO_2

emissions in power generation have been slowly decreasing, despite some increase in thermal production, due to efficiency gains and the switching to natural gas. The industrial sector is also showing small reductions in emissions, while emission from the domestic and tertiary sector appear stable. The transport sector is the one that shows the greatest rise in CO_2 emissions, a 1.9% average increase per year between 1990 and 1997. Germany, the UK, Italy and France accounted for about 70% of total EU emissions.

CO_2 emissions from EFTA countries are lower than average EU emissions at 7.1 t CO_2 per capita per year. Transport is the largest contributor, responsible for about 40% of emissions. The domestic and tertiary sector account for about 30% of emissions. Most remaining emissions are from the industrial sector.

Figure shows CO_2 emissions associated with energy use in the countries considered for the year 1996.

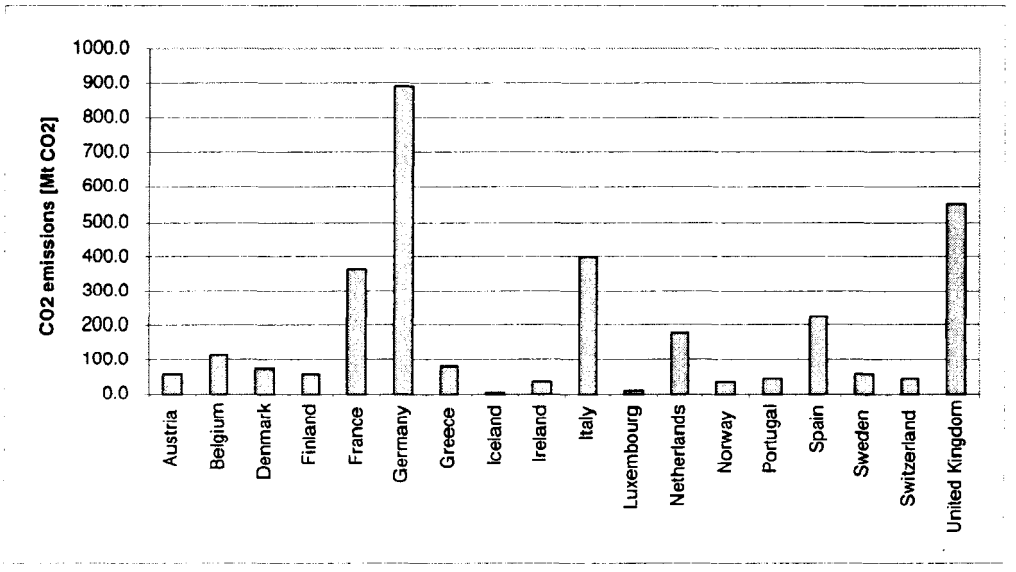


Figure 5-19 CO2 emissions

5.2.13 Energy trade

(1) Introduction

The European Union is the largest energy importing region in the world, with approximately 47% of the total inter-regional exchanges in 1996. This dependency is continuing, with the annual growth rate steady at 0.9%, though other regions are growing faster.

(2) Oil

Table5-5 shows the movements of oil throughout Europe and the movements in other areas that are directly relevant. Total oil imports approached 500 million tonnes in 1998, the large majority of which was in the form of crude to be processed at the major

European refineries. However, about 75Mt of refined products were also imported. Exports from Europe were much smaller, about 40Mt of crude oil and close to 35Mt of refined product, leaving the region a significant importer to the level of nearly 420Mt. This is equivalent to over 26% of the world's crude oil imports and nearly 18% of the imported product. Table5-6 shows oil imports to Western Europe by country of origin.

Table5-5 Western Europe - oil imports and exports in 1998

	Million Tonnes			
Oil: Imports and exports 1998	**Crude Imports**	**Product Imports**	**Crude Exports**	**Product Exports**
USA	425.8	87.6	8.1	40.6
Canada	38.3	8.6	63.5	15.7
Mexico	-	16.0	85.2	2.8
South & Central America	53.1	11.7	115.1	44.4
Western Europe	**417.9**	**75.5**	**39.8**	**34.5**
Former Soviet Union	-	4.9	123.3	52.3
Central Europe	51.6	14.7	0.1	5.7
Middle East	4.2	3.1	817.0	109.8
North Africa	7.5	5.2	100.9	32.8
West Africa	2.2	7.4	152.5	1.5
East & Southern Africa	24.7	3.8	-	0.1
Australasia	25.8	3.0	10.2	4.9
China	27.3	21.7	14.3	3.3
Japan	218.7	41.5	-	4.8
Other Asia Pacific	269.8	84.8	45.9	43.3
Unidentified *	18.0	20.0	9.0	13.0
TOTAL WORLD	**1584.9**	**409.5**	**1584.9**	**409.5**

Table5-6 Oil imports by source (1998)

Million tonnes oil	**To** Western Europe
From	
USA	9.4
Canada	0.5
Mexico	9.6
South & Central America	12.8
Western Europe	-
Former Soviet Union	92.8
Central Europe	3.8
Middle East	213.4
North Africa	98.9
West Africa	38.4
East & Southern Africa	-
Australasia	-
China	0.1
Japan	-
Other Asia Pacific	2.5
Unidentified	11.2
TOTAL IMPORTS	**493.4**

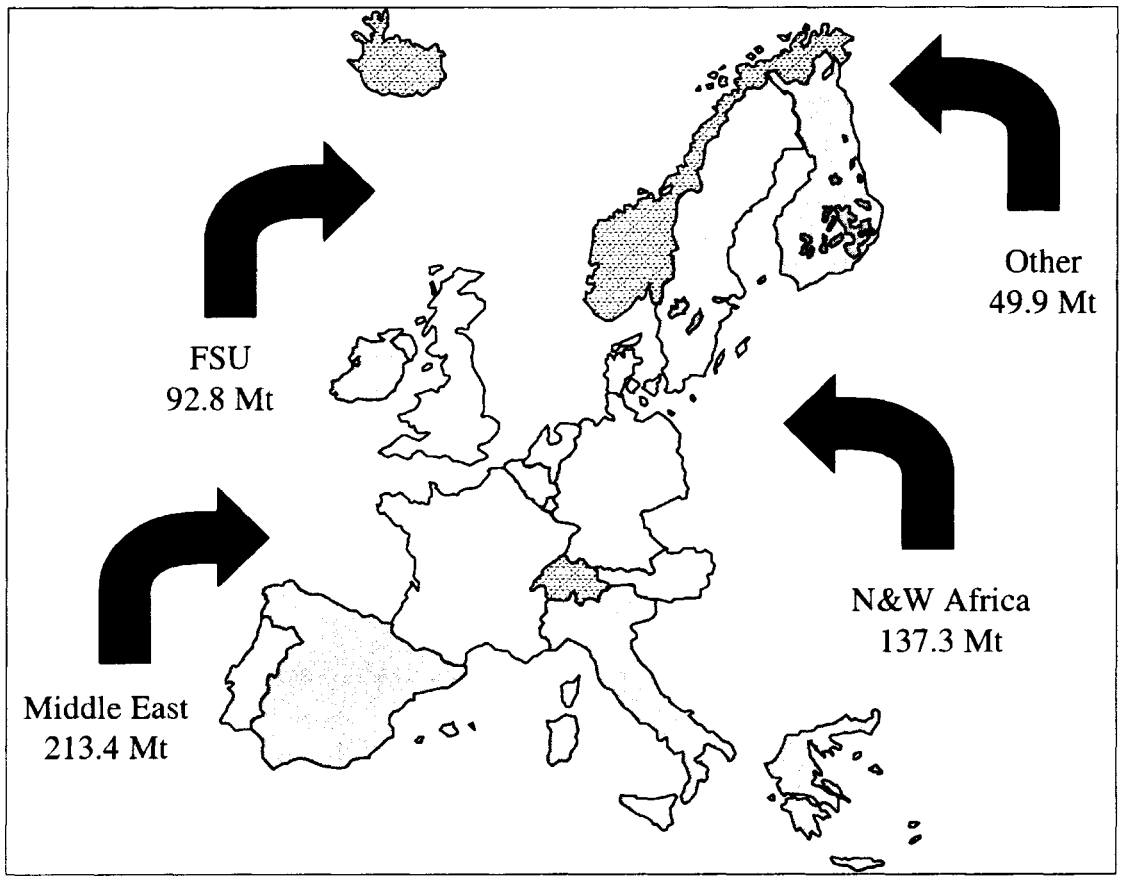


Figure5-20 Western European oil imports

(3) Natural gas

Table and Table show the actual movements of imported gas, both in pipeline form and LNG, which comes primarily from Russia. There is some intra-regional trading also represented in these charts with Norway and then the Netherlands as the second and third-largest exporters within Europe. Algeria also accounts for a significant level of Europe's imported natural gas, primarily via direct pipeline to Italy but also via LNG tanker to other countries with Mediterranean borders. In all, Russia supplies nearly two-thirds of the European import requirement. Norway exports virtually all of its natural gas, with close to 43 billion cubic metres (bcm) exported in 1998, while the Netherlands also has a significant export market – over 36 bcm in the same timeframe.

While the UK also has significant amounts of natural gas, as has been seen in Figure , the vast majority of that is consumed locally. Net exports from the UK are to the Netherlands, Ireland and Germany, each of less than 1bcm per annum.

Table 5-7 Western Europe – pipeline gas imports and exports in 1998

Billion cubic metres	From							
	Denmark	Germany	Netherlands	Norway	UK	Russian Fed.	Algeria	**imports**
To								
Europe								
Austria	-	0.3	-	0.4	-	5.5	-	**6.3**
Belgium	-	0.5	5.3	5.1	-	-	-	**10.9**
Finland	-	-	-	-	-	4.2	-	**4.2**
France	-	-	5.5	10.2	-	10.2	-	**25.9**
Germany	1.8	-	21.1	17.5	0.9	32.3	-	**73.6**
Greece	-	-	-	-	-	0.9	-	**0.9**
Ireland	-	-	-	-	0.9	-	-	**0.9**
Italy	-	-	3.0	-	-	16.7	20.9	**40.6**
Luxembourg	-	-	0.8	-	-	-	-	**0.8**
Netherlands	-	-	-	5.2	0.6	-	-	**5.8**
Portugal	-	-	-	-	-	-	0.9	**0.9**
Spain	-	-	-	2.5	-	-	4.5	**7.0**
Sweden	0.9	-	-	-	-	-	-	**0.9**
Switzerland	-	1.5	0.7	-	-	0.5	-	**2.7**
United Kingdom	-	-	-	0.9	-		-	**0.9**
TOTAL EXPORTS	**2.7**	**3.3**	**36.4**	**42.6**	**2.4**	**120.3**	**27.5**	**182.2**

Table 5-8 Western Europe – LNG imports and exports in 1998

Billion cubic metres	From			
	Qatar	UAE	Algeria	**imports**
Europe				
Belgium	-	-	4.3	**4.3**
France	-	-	9.8	**9.8**
Italy	-	0.1	1.9	**2.0**
Spain	0.5	0.6	3.9	**5.9**
TOTAL EXPORTS	**0.5**	**0.7**	**19.9**	**22.0**

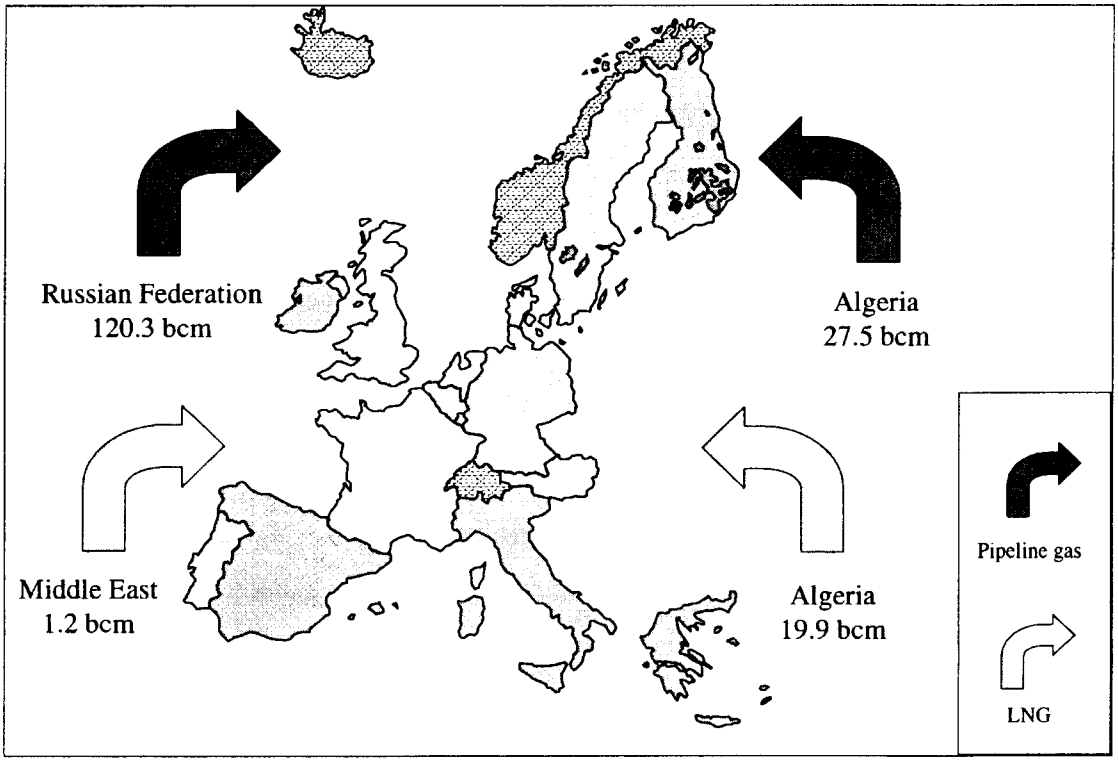


Figure 5-21 Western European gas imports

5.2.14 Countries to be included in further analysis

Based on the outline data collected during this first phase of the project, some of the countries in the original analysis have been discarded for the more detailed phase of policy and scenario development. The selection was made based on a number of criteria, though in some cases the choice was less clear-cut than others.

It was felt that out of the initial 18 countries, only those which offered a particular opportunity should be chosen for continued analysis, with an upper limit of nine countries – half of the original selection.

The countries selected were:

Germany, as the largest and one of the most forward-looking in terms of hydrogen energy funding;

The *UK*, as the country with the most experience in fully liberalised energy markets;

France, as a contrast to the UK, with a centralised energy structure and significant nuclear capacity;

Norway, with large energy reserves, hydro-electricity and a positive attitude towards hydrogen;

Italy, with considerable knowledge on the natural gas vehicle market;

Spain, as an example of a country with locally-developed initiatives to combat urban emissions problems;

Greece, for the information on island-based systems;

Iceland, because of its leading position in hydrogen systems interest;

and *Switzerland*, with high energy R&D spending and a proactive attitude towards hydrogen.

It was felt that this selection adequately represented all of the opportunities and problems that were faced by the original 18 countries, while making the detailed analysis part of the study more manageable. However, if subsequent work showed that even this shortened list of countries was not possible to analyse in sufficient detail then further reductions would be made.

5.3 Potential hydrogen market drivers

There are many potential drivers that could have an effect on future markets for hydrogen energy. These include current and future emissions legislation, current and future costs of energy for all uses – power and heat generation, transport and other requirements – and availability of resources. Some of these drivers can only be analysed in detail in particular countries and within defined parameters, and will be examined in the next financial year of the project. However, an overview is provided here to give an indication of the areas that may be suitable for further investigation.

5.3.1 Energy policies

(1) EU energy policy

EU energy policy has a number of discrete strands, and is broadly aimed at providing a framework in which the individual member states can set their own regulations. It is presently primarily concerned with market liberalisation, though it also includes measures aimed at increasing the proportion of energy production from renewable sources and combined heat and power plants, and addresses some concerns related to dependency on imported primary energy.

The challenge, as defined by the EU, is to ensure that the structural changes that are taking place in an increasingly liberalised European energy market can be managed effectively, and with regard to the issues mentioned above. However, it is also important to integrate policies on existing forms of power generation, in particular, such as coal-fired power plant and nuclear stations, and to understand and develop policies following the agreements under the Kyoto protocol.

Because of this, it has been necessary to develop a policy that is flexible and seeks to suggest targets rather than mandate particular technologies. Key points that have been made as part of the EU energy policy include:

- The importance of the Kyoto commitments, leading directly to an increased emphasis on energy efficiency and on the use of renewable sources of energy. One aim of the policy is to double the current contribution made by renewable energy from 6% to 12% of energy by 2010.
- Market observation and guidance, to ensure that liberalisation is pursued without endangering other parts of the policy commitment. Initial targets for liberalisation were for a minimum of 25% of the electricity market to be liberalised by February 1999, and 33% in 2003. In fact, the market is close to 50% liberalised already. The gas market is also being liberalised in a similar manner.
- Allowing individual countries to mandate a certain percentage of renewable energy sources or a proportion of CHP plants within the generating mix.
- Monitoring of the level of dependence of the EU on external energy sources. The level is approximately 50% at present, but may rise to 70% in the future with continued growth in the transport sector, in particular.
- Ensuring the safe operation and maintenance of nuclear plants is high on the agenda, with co-operation in the Euratom agreement with the US and monitoring and assistance given to countries outside the EU who may be unable to maintain their older reactors as is necessary. In addition, the issues of decommissioning and nuclear fuel trade require consideration.

- Use of clean coal technologies is expected to help coal maintain a part of the power generation share and may slow down the rapid decline of the coal industry in some parts of Europe.

It is not always clear, however, that all of the different strands of EU policy have been or can be taken into account when considering legislation. Transport policy is often at odds with environment policy, and energy policy and climate policy are not always linked as closely as they might be.

(2) Other energy policies

The energy policies of other countries have not been considered in great detail, as they will be more important in the second part of this analysis. However, not all nation states in the EU have a separate energy policy. The UK, for example, has relied for a considerable amount of time on market liberalisation to achieve efficiency and cost-competitiveness.

Other countries' energy policies are also linked with transport and many other areas of decision-making, and will be left for more detailed analysis in the next phase of the project.

(3) Energy research and development

As can be seen in Figure , per capita spending on energy R&D varies widely across many IEA countries. This is influenced by a large number of variables and energy policies are clearly only one of those, but it still provides a potentially useful indication of certain priorities within the energy arena. As the figure shows, Japan spends more than any other country by a considerable margin. However, a large proportion of this is on nuclear energy, as might be expected given the Japanese dependence on imported energy. Switzerland is the next in line, with large spending on nuclear but still a greater spend on non-nuclear than any other country. It is potentially interesting to note that the UK is bottom of the list given here, and that EU countries rank behind some of the non-EU European states.

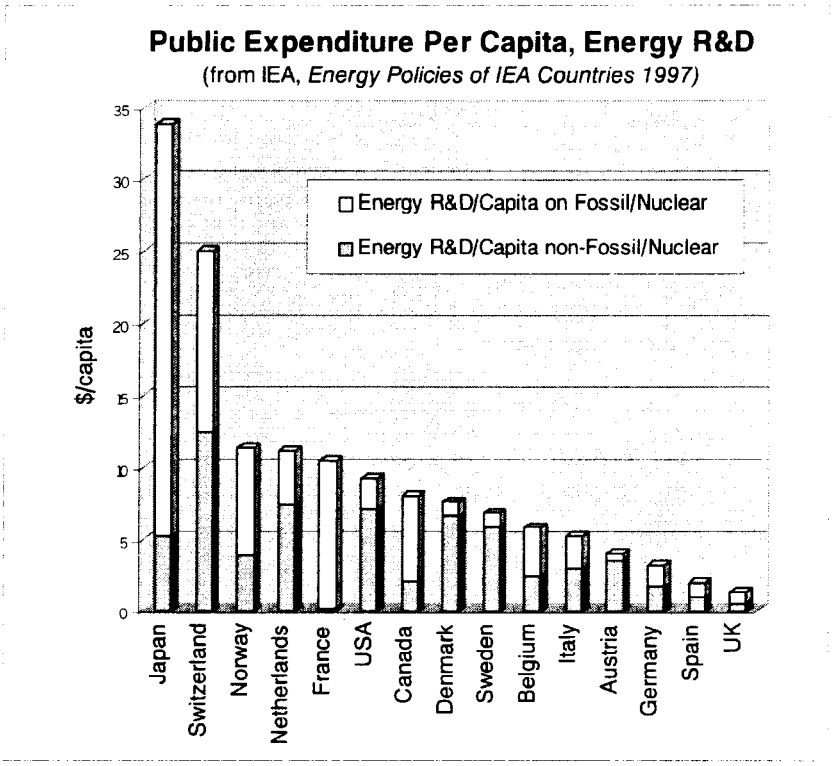


Figure 5-22 Public energy R&D expenditure, IEA countries

5.3.2 Energy subsidies

Various organisations have expressed concern over subsidies directed at fossil fuels and, in particular, over the bias in public spending toward fossil and nuclear energy as opposed to renewables. Historically, fossil and nuclear energy sources have received much larger support compared to renewables and energy conservation. This is reflected in current public funding. On average between 1990 and 1995, direct subsidies to fossil and nuclear energy have totalled US$14.9 billion per year in Western Europe (Figure). Fossil fuel support is about seven times the support for renewables. Nuclear support is three times that of renewables. Renewables and energy conservation together receive less than one third of the amount destined to fossil and nuclear energy. Indirect subsidies to conventional energy sources appear to be even greater than direct subsidies. These could be in the form of limited liability and favourable tax treatment, for example. The bias provided by current subsidy structure and the lack of economic instruments aimed at internalising the external costs of conventional energy sources does not support policy goals to reduce emissions of carbon dioxide, increase the share of renewable and create a level playing field to establish competitive energy markets.

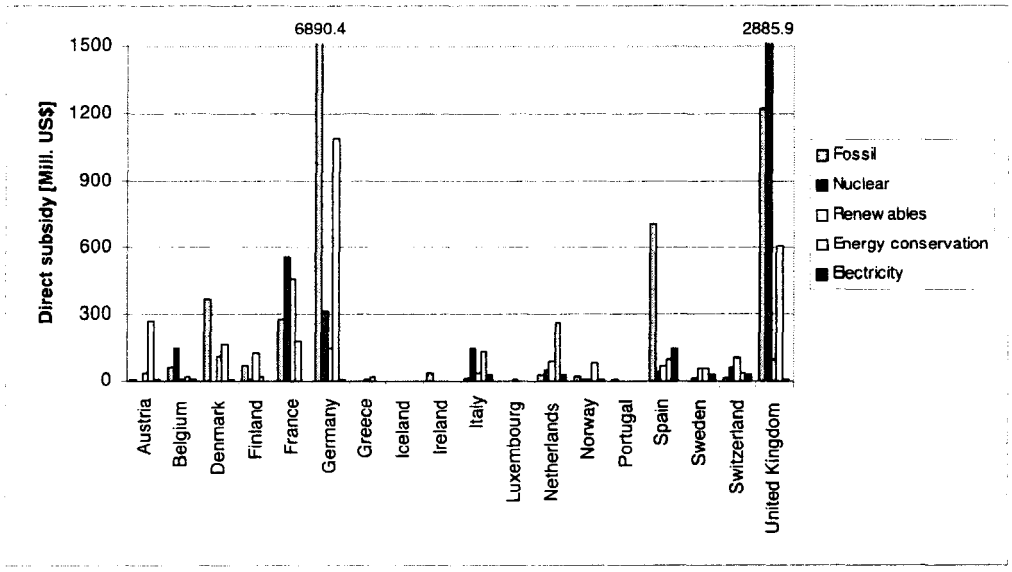


Figure 5-23 Direct energy subsides in Western Europe 1990-1995 average, excluding Iceland)

<Energy taxes>

Energy taxes are primarily in the form of a duty on fuels, which varies from country to country and by fuel type. Taxation is not necessarily on an energy basis but may be volume or mass-related, and may vary between the types of fuel use, i.e. natural gas is taxed less if used for home heating or power generation than as a vehicle fuel.

However, recent legislation and discussion, both as part of total EU analysis and within individual countries, is focussing on energy use and on CO_2. Norway introduced a form of carbon tax two years ago, which it applies to offshore fuel uses though not onshore. Italy has a carbon tax applied to all fuels for all uses. The UK is considering what is termed a 'Climate levy', though it focuses not on relative carbon emissions but on energy use, and is not yet formally a part of legislation.

There are curious anomalies within taxation at the country level, however, and it is important to illustrate these for consideration when future taxation regimes and opportunities for hydrogen energy are considered. For example, in the UK there has been a value added tax (VAT) levied on fuels for home heating at 5%, while VAT on devices for improving the efficiency of energy use (insulation etc.) were taxed at a much higher rate of 17.5%. This sent implicit signals to the market that consumption was better than conservation.

5.3.3 Environment policies

Both the EU and the majority of member states have environmental policies addressing a number of different issues. These may be local, regional or, more recently, global. Many policies regarding environmental issues have little direct relevance to the introduction of hydrogen within energy systems, though it is often possible to find links.

Other policies are directly important, such as those dealing with emissions from energy use or with land use for transport or power station development.

The EU has only had an environment policy in real form since the signing of the Single European Act in 1986; subsequently strengthened with the signing of the Maastricht treaty in 1992. These two documents enshrined the environment as part of the future agenda for European policymaking.

The current 'fifth action programme' has been in place since 1993, and has undergone substantial reviews. However, it is broadly concerned not only with environmental considerations but with their integration into other areas of policy and understanding. DGXI of the European Commission has been co-ordinating the integration of environmental policies in different areas.

Manufacturing industry has been a particular target, and there has been significant progress in implementing environmental objectives as they frequently have an additional economic benefit. Agriculture and tourism, however, are the furthest from compliance. The transport sector has also made good progress in vehicle emissions reduction and in fuel quality and technology, but there is still strong growth in the European vehicle fleet and thus absolute problems remain large. The energy sector is also being tackled, though it appears that there is concern about a lack of incentives to include sustainability as part of the general remit.

A progress report by the European Commission in 1996 concluded that

> *"In relation to the specific themes of the Fifth Programme, there has been progress in a number of areas: reduction of ozone depleting substances, emissions of heavy metals and sulphur dioxide, improvements in approaches to nature protection, surface water quality, industry-related risks and waste."*

It went on to say

> *"Particular attention now needs to be paid to developing improved approaches to climate change and acidification, urban issues, including air quality, noise and waste, together with a comprehensive strategy to ground water and surface water resources."*

It is significant to note that many of the issues considered to be in need of further work had a strong energy theme, particularly with regard to air emissions and climate change.

Since then, there has been an amendment considered, in the form of a 'draft Decision'. This identified five priority areas in which Community action needed to be stepped up, including:

"improved integration of the environment into other policies like agriculture, transport, energy, industry and tourism; use of a wider range of policy instruments like market-based instruments or horizontal instruments; increased implementation and enforcement measures by improved and simplified legislation; additional action in the field of communication and information to raise the public awareness; and reinforcement of the Union's role in international action."

The proposal has been sent to the European Parliament and the Council for adoption.

5.4 The role of environmental drivers in the commercialisation of hydrogen energy

As can be seen in Figure , the quality of the air in London, representative of many cities, has improved dramatically over the past forty years. The figure shows a proxy measurement of only sulphur dioxide and smoke, but the same trend has been seen in almost all regulated pollutants. It gives an indication of the sort of changes that have been achieved by a mixture of environmental and other policies, and of the changing pressures that are now being felt.

It is generally considered that air quality, particularly in cities, can be improved to within health guidelines if current technologies are deployed successfully and current legislation enacted and enforced, and this is borne out by the figure below. Because of this, specific emissions from motor vehicles are not being considered as forcefully in legislation as has happened in the past.

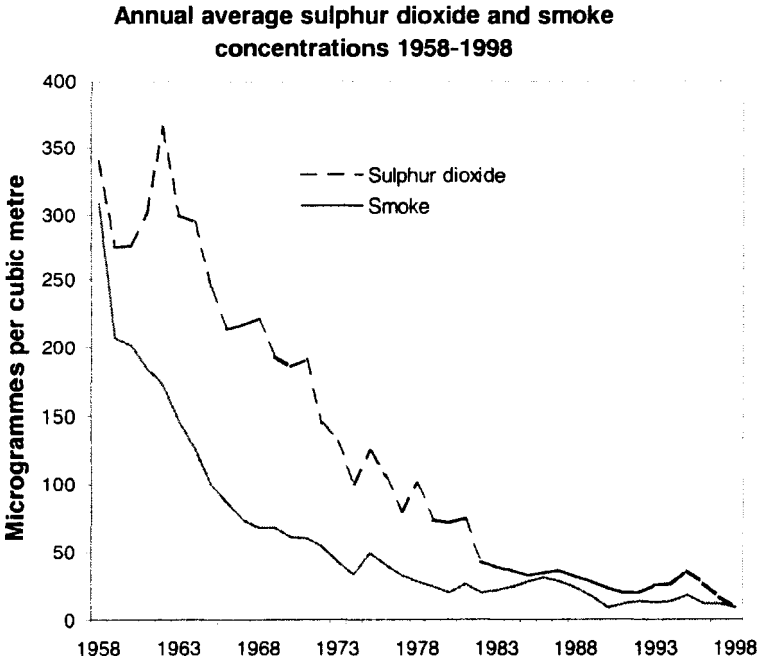


Figure 5-24 Improvements in air quality in London 1958-1988

Nevertheless, there is still scope for further legislation to come into force, and there is also a strong interest in urban areas regarding the introduction of zero emissions vehicles. These vehicles are likely to be fleet vehicles in the short term, and there are opportunities for hydrogen fuelled vehicles to be a part of this. However, they must be able to compete with conventional and other alternative fuelled vehicles on economic grounds over the longer term.

It is clear that there are still strong drivers for the introduction of hydrogen energy into the energy infrastructure.

5.4.1 Introduction to driving forces

Driving forces originate from economic, environmental and social pressures. They may be opposing e.g. the win-lose situation where economic gains are accompanied by environmental losses, or synergistic e.g. the win-win situation where environmental gains are accompanied by economic gains.

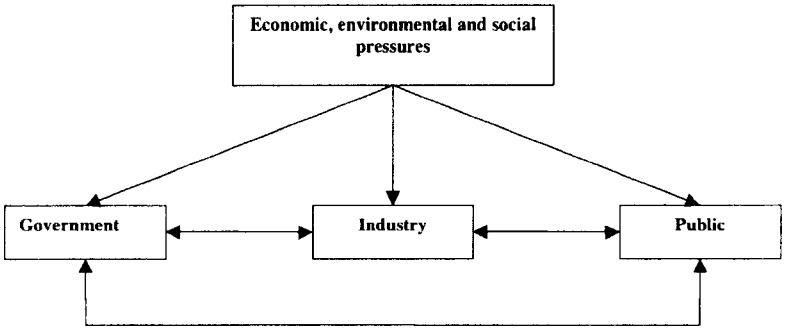


Figure 5-25 Key actors and driving forces

The driving forces in the particular case of hydrogen energy can be divided into the following categories:

- Environment
- Energy security
- Economics
- Product performance

The different driving forces are important with regard to fuel cells, with the environment at the forefront.

5.4.2 Key actors and the environment

Public perception is an important determinant of environmental drivers. A recent European poll carried out at the request of DGXI shows that public concern over global, regional and local environmental situations remains high:

- 69% of the people interviewed expressed that 'environmental protection is an immediate and urgent problem';
- 46% expressed that 'damage to the environment is amongst the five most worrying concerns';
- 55% believe that 'it is necessary to fundamentally change our way of life and development if we want to halt deterioration of the environment';
- the vast majority of the people interviewed agree that 'environmental protection needs to take social and economic effects into account'.

Also, there remains a lack of trust on the part of the public towards government and industrial institutions with regard to the environment:

- only 10% of the people interviewed trust environmental information from national or local government;
- only 2% trust information from industrial sources.

Public concern, backed by scientific evidence, has led to increasing political will to tackle environmental issues and to increasing political action at the local, regional and global level.

Industry has also responded to the public's desire for more environmentally sound products and services. It is becoming increasingly committed to 'social responsibility', which it is also using as a competitive weapon.

5.4.3 Environmental drivers

Atmospheric emissions from power generation result in local, regional and global environmental impacts. The most pressing issues have historically been at the regional and local level, with increasing concerns over global environmental impacts. These concerns are generally reflected in environmental regulations which are becoming ever more stringent, increasing the costs of compliance. Regulations are creating markets for particular technologies and fuels.

Energy supply results in a variety of environmental impacts associated with different stages of the fuel cycles. In the case of conventional fossil-based fuel cycles the most significant impacts are a result of emissions to the atmosphere from the fuel conversion stage. Conventional coal and nuclear power generation also produce effluents and solid waste which require safe disposal.

Conventional fossil fuel cycles emit a variety of pollutants and regulation has generally focused on NO_x, SO_2 and PM emissions, which are responsible for most damage on a regional scale. Regulatory requirements over these and other hazardous air pollutants (e.g. metals and radionuclides emitted from coal combustion) are likely to become stricter and affect the electric power generating industry well into the future.

Increasing attention is being paid to CO_2 and other greenhouse gases responsible for climate change. Although there is broad consensus within the scientific community that climate will be affected by greenhouse gas emissions, there is considerable disagreement and uncertainty over the extent of its impacts and potential economic damage. However, the risk of potentially large damage at a global scale from increased emissions to the atmosphere is leading governments in industrialised countries to take action for the reduction of CO_2. The Kyoto Protocol sets legally binding greenhouse gas emission limits and is in the process of being ratified by individual countries.

Other issues of concern are noise, in particular for decentralised and portable power applications, and safety, for example with regard to fuel leaks and safe maintenance of the installations.

The efficient use of the earth's resource capital will inevitably become an issue as increasing energy demand accelerates the rate of its depletion. Efficiency gains, which ultimately translate into economic and environmental benefits, will become increasingly important.

5.4.4 Environmental regulations

EU legislation is likely to be the driving force behind action directed at local, regional and global emissions within Member States. However, in many cases specific actions will be taken locally/regionally. Examples of US environmental regulation are also discussed, as in many cases useful lessons can be learned.

(1) Regional and local pollution

Much of the earlier environmental regulation in the US and Europe has been directed at reducing acidification. Acidifying emissions from power plants remain a problem and the US 1990 Clean Air Act Amendments and European Union proposed revisions to the Large Combustion Plant (LCP) directive of 1988 will result in further limits on emissions. The electricity industry also faces increasing restrictions linked to particulate matter, ozone and air-toxics such as mercury.

In the US the cost of reducing SO_2 emissions has been between \$113 and \$322 per tonne of SO_2. The lower value relates to switching to lower sulphur content coal and the higher value relates to the use of scrubbers. The average cost of reducing NO_x emissions is about \$229 per tonne of NO_x. A survey of six utilities has indicated that the average cost for SO_2 and NO_x controls and continuous monitoring ranged between \$16.4 and \$208.9 per kilowatt of installed capacity. The higher control costs are likely to apply as restrictions become stricter and the lower cost solutions are exhausted.

More recent regulatory trends have been towards an integrated approach to reducing emissions. An example of such approach is the European Union directive on national

emissions ceilings (NEC) for certain atmospheric pollutants (SO_2, NO_x, VOC and NH_3). Integrated approaches will affect a variety of impacts and sectors, as opposed to actions targeted at a single impact, e.g. acidification, and industry, e.g. the electricity supply industry. The cost of compliance with the EU NEC directive with regard to SO_2 and NO_x emissions from energy production will not only be borne by power plants, but by the industrial and domestic sectors as well. Compliance costs in the year 2010 are estimated to be £ 0.4 billion per year for power plants, £ 3.5 billion per year for industry and £ 1.0 billion per year for the domestic sector. Including other sectors and emissions, the total compliance costs are estimated at £ 7.5 billion per year. However, the total benefits of the emissions reductions would substantially outweigh the costs and are estimated to range between £ 17 billion and £ 32 billion.

The emissions ceilings aim to reduce SO_2 emissions by 78% and NO_x emissions by 55% compared to 1990 levels. These are likely to require much larger reductions in emissions from the power sector than are likely to be achieved by the LCP directive revisions proposed. It is also likely that significant reductions would have to be achieved in other sectors e.g. industrial and domestic, also responsible for emissions. Revisions proposed by the Commission in 1998 which would apply to new post-2000 plants may result in a mere 3% reduction in both SO_2 and NO_x emissions by 2010. This is mainly due to the fact that little additional capacity is likely to be added within the next decade.

The 2010 objectives of the NEC directive are:

- With regard to acidification, the reduction of areas with excess critical loads for acidity by at least 50% compared with the 1990 situation;
- With regard to ozone, a reduction by at least two-thirds of the 1990 instances of exceeded critical levels for human health (WHO air quality standards), and a reduction by at least one-third of the 1990 instances of exceeded critical levels for vegetation.

The achievement of the ceilings is an ambitious task, but still falls short of the European Union's Fifth Environmental Action Programme long-term objectives of no exceedance of the critical loads for acidification and of the critical levels for ozone.

(2) Global pollution

Ratification of the Kyoto Protocol would commit Annex I countries (countries that are part of OECD and those with Economies in Transition (EITs)) to reduce greenhouse gas emissions by an average of 5.2% below 1990 levels in the period 2008-2012. The EU, US and Japan have agreed to reduce emissions by 8%, 7% and 6%, respectively.

To meet these commitments requires major changes in the energy sector. The EU counts on increased renewable energy supply, cogeneration and energy efficiency, as

well as market liberalisation to help meet its commitments. In the US, more emphasis is being placed on carbon sinks and emissions trading, though it is recognised that emissions reductions will be required in the power sector and it is believed they could be achieved through fuel switching. However, solutions based on energy technologies and energy policies (related to fuel cells, for example) may prove better long-term options from an economic, environmental and social point of view and more in line with sustainable development. The opportunities that options for greenhouse gas mitigation could generate for fuel cells are evident, in particular in the context of the EU's climate strategy.

The characteristics of fuel cells offer a wide range of opportunities which could contribute to reducing CO_2 emissions. Their high efficiency compared to most conventional fossil fuel conversion technologies would lead to reduced CO_2 emissions. Efficiency gains of fuel cells compared to conventional technologies are significant – in particular for generating capacities in the small to medium scale. However, also for larger capacities fuel cell systems, in particular combined with gas turbines, could provide gains in efficiency compared to standard combined cycle gas turbine (CCGT) systems. Their clean and efficient operation could also lead to a more environmentally and economically viable exploitation of renewable fuels. The different types of fuel cells and their modularity make them particularly suited for cogeneration, and the potential for energy efficiency and CO_2 reductions through cogeneration is indeed very large. It is estimated that up to 40% of electricity in the EU could be produced from cogeneration.

The potential for technology transfer in the context of climate-friendly solutions is very large for fuel cells. Furthermore, they present a great opportunity for technology leap-frogging in developing countries to a clean and less infrastructure-intensive energy supply system. Mechanisms such as the Clean Development Mechanism (CDM) envisaged by the Kyoto Protocol could provide incentives for the development of fuel cell applications in developing countries.

It is becoming increasingly clear that environmental protection will require profound changes in the way energy is generated, and fuel cells provide a technological solution which could play a very important role in a more environmentally sustainable energy supply. Environmental drivers, in conjunction with market drivers such as liberalisation of the energy markets, may transform the energy sector beyond recognition in the future. The synergy with other sectors, such as transport, also strongly driven by environmental concerns, could markedly influence the pace of fuel cell commercialisation.

5.4.5 Fuel cell-based renewable energy supply

While natural gas may become the most common primary fuel for fuel cells in stationary applications, there is considerable scope for the use of renewable fuels. These can be varied in nature, ranging from hydrogen to landfill gas. Remote locations e.g.

islands, and situations where fuel is readily available e.g. biogas from waste, as well as the conversion of energy stored in the form of hydrogen from intermittent wind energy installations, could provide interesting early markets for fuel cells.

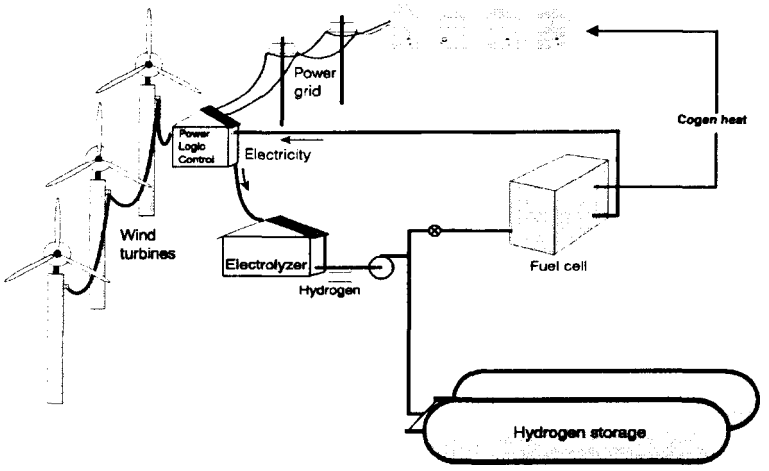


Figure 5-26 Integrated direct and fuel cell-based renewable electricity system

Fuel cell-based renewable energy supply could not only avoid emissions of regional and local pollutants, but could be a major source of CO_2 credits through avoided CO_2 emissions.

Renewable energy is important in terms of environmental protection, as well as security of supply and the long-term substitution of fossil energy. A recent white paper on renewable energy issued by the European Commission aiming at a 12% renewable energy contribution to primary energy use by 2010 testifies to its importance.

5.4.6 Concluding remarks on environmental drivers

Pressure to reduce emissions is likely to affect energy supply well into the future, and the environment is likely to be a strong driver in the commercialisation of fuel cells. However, how exactly environmental concerns will affect the commercialisation of fuel cells remains uncertain.

There seems to be meaningful political will to tackle environmental issues, but it is unclear how exactly it will affect policy and traditional energy supply and use. Investment in technological change appears to be gaining ground, based on increasing social responsibility on the part of industry and the future business opportunities it perceives in clean technologies. An example is the increased interest on the part of large multi-national companies in fuel cell technology and its related fuels. Ethical investment funds may also provide opportunities for the commercialisation of fuel cells.

A decisive factor will remain how environmental regulation will internalise the externalities of energy supply to end-users. The local and regional damage costs of traditional energy supply to end-users are high and the benefits which can be achieved

through the use of fuel cell systems are large. Similarly, the global damage costs of CO_2 emissions from fossil-based energy supply could be very large. The type of policies and mechanisms which will be implemented to reduce CO_2 emissions could strongly affect fuel cell commercialisation.

Energy is a basic requirement for societal development and quality of life, and for too long energy supply has been associated with environmental damage. Hydrogen systems, perhaps coupled with fuel cells, may contribute to reconciling energy and the environment.

Current costs of fuel cell systems are high, although they may already be competitive in certain niche markets, and significant cost reductions are expected in the short-term.

5.4.7 Specific cases

Because of limited time for this study it has not been possible to analyse this area in detail, and it has therefore been left for the detailed analysis phase of the project. However, there are clearly areas in which initiatives have been proposed that could have a significant influence on future hydrogen technology uptake. Of these areas, one that has significant incentives is Oslo, in Norway:

5.4.8 Oslo

The city of Oslo in Norway offers a number of incentives for the introduction of clean vehicles into their fleets, including both local and national taxation.

(1) Oslo Municipal taxes

The Oslo municipality has some jurisdiction over tax and subsidy incentives within its district. Electric vehicles are exempt from vehicle duty, road tax, toll charges and public parking charges. They can also be recharged for free at public car parks. In general, the 4 largest cities in Norway (Oslo, Bergen, Stavanger and Trondheim) are able to act locally if two requirements are fulfilled: there must be a documented pollution problem and it must be proven to be coming from a particular sector. An example of this is the Oslo initiative on studded tyres, a major source of PM_{10} pollution. The municipality has acted to charge users of studded tyres 1000NOK each year, and also offered the incentive of a 1000NOK refund if new tyres are bought in place of old studded ones. Similar incentives could be applied to other pollution sources.

There is also concern over noise levels in parts of Oslo, and in the future it may not be possible to take certain types of vehicle into certain areas at certain times.

(2) Norwegian taxes

Norwegian vehicle tax structure is complex and comparatively severe. Vehicles are taxed by weight, engine stroke volume and power, with many steps in the process.

However, the end result is often a doubling – or greater – of the initial imported vehicle cost. There is also a 'circulation tax', based on vehicle weight and a fuel tax. In Oslo there is a road toll and pay parking.

If these taxes can be avoided by the use of a clean vehicle such as is currently the case with the 'Th!nk' battery electric car, there is clearly a substantial incentive to use such vehicles. It may also be possible to reduce the cost differential between the competing vehicle types to a manageable level. This will not be clear until the price of hydrogen fuel cell vehicles is known.

Another region with a significant urban pollution problem is Athens in Greece. It is also adopting significant incentives and legislation to improve air quality.

5.4.9 Athens

Developments in Athens are not as focused on economic incentives as in Oslo. However, some incentives are being introduced and other issues are being addressed by a mixture of measures.

(1) Policy development

The government is introducing a new law allowing CNG or LNG to be used as a fuel in passenger vehicles. Fuel station owners have raised some concern on the inadequacy of infrastructure to widely supply NG to the public, but it is expected that the new law will be approved by January 2000. A lot of discussion is taking place on how to convert almost 2,000,000 cars from gasoline to NG.

Other incentives under discussion:

- Redesign of measures to encourage the renewal of the fleet (withdrawal of old car with tax benefits).
- Special arrangements for cars over 20 years old.
- Decrease on taxes concerning catalysts.
- Tax incentives to promote the introduction of alternative fuel cars.

Twelve years ago the Ministry of Transport in co-operation with the Dutch ministry of the Environment commissioned a study looking at the feasibility of converting conventional passenger cars to NG cars. Unfortunately no further decisions were made back then. A year ago due to the renewed interest on the subject, the two ministries looked again at this study and made the necessary changes to adopt with latest developments.

The main barriers towards the realisation of the above goals are:

- Establishment of legislation to cover safety in refuelling stations, safety in fuel transport with freighters, even regulations on the timetable used for gas dissemination.

- Creation of infrastructure capable to deal with the scale of the project. At the moment only 20 gas refuelling stations are operating all over Greece with an equivalent number of certified mechanics for the necessary conversions to the vehicles engine. However the situation is changing rapidly as the main gas network is almost operational.

5.5 Geo-political analysis of the difference between European and Japanese energy structures – an introduction

5.5.1 Background

Japanese energy markets are strongly controlled, with few areas of liberalisation. Since Japan has almost no indigenous fossil fuel resources, it relies on imports for a large majority of its energy – almost 100% in the transport sector. Electricity generation is mixed, with a significant proportion of nuclear power, though strong opposition to this is being voiced by the public and it is comparatively unlikely that there will be significant growth in this sector in the future. All energy markets are strongly regulated, though the electricity market will be entering the first phase of liberalisation in 2000, when large electricity consumers will be able to negotiate supplies for the first time. While this is aimed only at very large users, it accounts for close to 30% of the Japanese power market. This is intended to bring about further liberalisation to approach the level in Europe and other markets.

Europe, by contrast, is much more fragmented, currently operating on a country-by-country basis. A European directive is in place that should ensure almost complete liberalisation of the electricity market by 2010 for the slowest of the current member states; it is not clear what may happen to new entrants into the EU.

5.5.2 Energy in Japan

Electricity in Japan is supplied largely by locally monopolistic regimes, such as TEPCO in the Tokyo region. This means that there is an absence of competition and potentially enables monopolistic abuses of power. Historically, prices for electricity in Japan have been very high, though this is also partly due to high prices of imported primary fuels.

Gas companies are in the same relative position of power within Japan, though the use of gas is much more restricted than that of electricity. This is partly because of the absence of a country-wide gas grid for distribution; partly because of historical influences such as the limited use of central heating. Nevertheless, Japan's gas companies are much smaller than the comparable electricity utilities.

Other energy supplies are more mixed, with heating oil, kerosene and coal all used in various proportions for local heating and for power generation. Transport energy is supported almost entirely by imported oil.

Oil, natural gas in the form of LNG and other products are imported from a wide variety of places, with Indonesia a significant supplier. The Middle East also figures strongly.

(1) Pressures

The high level of energy imports is a significant driver for economic and political decision-making in Japan. The country made great progress in energy efficiency in the 1980s and has a low level of energy intensity in comparison with most industrialised nations, especially considering that it has large steel and shipbuilding concerns. Despite this, Japanese building standards are comparatively poor, and home energy efficiency is low. Home energy use is not particularly high, however, as levels of comfort in Japanese homes have historically been lower than in the west.

Emissions from energy production and use are a significant problem, and efforts are being made to reduce these to much lower levels. Emissions from transport, in particular, are currently under strong pressure. Legislation is toughening in many areas, particularly urban ones.

The Japanese Government has a long history of research and development programmes with a long-term focus, and there are currently several in the energy sector focusing on Japan's surprisingly low use of renewable energy. While wind, solar and biomass sources are not likely to be sufficient to supply all of Japanese energy requirements in the short term, their exploitation could provide employment possibilities, technology export potential and reductions in imports of expensive raw materials. In order to tackle some of these issues, the Sunshine, Moonlight and New Sunshine Programs have all addressed many aspects of renewable and alternative energy generation. Part of the New Sunshine Program, the WE-NET Project is specifically dedicated to hydrogen and fuel cell research, development and introduction – a far-sighted and innovative project when introduced in 1993, and looking very timely as developments and spending in these areas increase.

It is currently unclear as to what extent Japan is intending to restructure to try to meet its Kyoto commitments for 2008-12. It has signed up for a modest decrease in emissions relative to1990 levels, much as Europe has, but has been non-committal about how it intends to meet those commitments. Renewable energy is a possible component of the strategy, though higher energy efficiency in buildings may be another. The transport component of Japanese emissions must also be significant.

5.5.3 Energy in Europe

European energy structures are much less easy to define. They are both European and country-specific, with regulation and infrastructure cutting across established borders.

In general, Europe is much more energy self-sufficient than Japan, with very significant oil and gas reserves in the North Sea, and coal reserves of differing quality scattered across the landmass. The UK has large reserves of comparatively high-quality coal: Germany and some other countries have more brown coal which is currently generating considerable debate within the political system. Nuclear energy provision is also significant, with the majority of French electrical power provided this way and even exported to the UK. The proportion of renewable energy varies considerably from country to country, depending more on political will than available resources. Germany has 4GW of installed wind energy capacity while the UK, recognised as having the best wind resource of the whole of Europe, has closer to 1GW. Norway supplies almost all of its electricity from hydropower, leaving it free to export its large reserves of oil and gas, though it is outside the EU.

Europe is an importer of energy, largely in the form of oil products from the Middle East, though some oil products are also exported. However, individual countries can be either importers or exporters. Norway is the largest exporter, able to exploit its renewable resources for internal use while exporting almost all of its oil and gas production.

(1) Pressures

The pressures in the European market are somewhat different from Japan. As mentioned, the region is generally well-supplied with primary resources, though a large proportion of oil products comes from elsewhere. Nevertheless, energy production and use generates is the source of the majority of regulated pollutant emissions. European directives exist in many areas, with large combustion plant strongly regulated and smaller sources increasingly so. Transport is the centre of much new legislation regarding regulated pollutants, CO_2 emissions and fuel economy, which is particularly important in the light of Kyoto commitments. Transport energy use and future transportation fuels are also the subject of much discussion in specific countries. Germany, in particular, is trying to establish a strategy for future fuels which is thought to be focusing on hydrogen as the primary candidate.

Kyoto commitments in Europe are being managed differently from those in other countries and areas. All EU countries have a joint commitment, referred to as the EU 'bubble', whereby European emissions will be reduced by a certain fixed amount, but each individual country has its own commitment, which may be more or less than that amount. Some of the 'poorer' states, such as Portugal, are even permitted an increase. In addition to that, some countries have a further individual commitment that may be

stronger. In the UK, for example, the Labour Government has a manifesto pledge of a much more significant cut in emissions than its EU target. Few European countries have outlined their policies on meeting these commitments, and the majority are unlikely to meet the targets agreed at the Rio summit. The UK and Germany are likely to meet them, but purely fortuitously: Germany inherited a polluting industrial sector from the former East Germany and most of its industry has now closed, leading to significant CO_2 emissions reductions. In the UK the liberalisation of the power sector was part of the drive towards gas power and away from coal, which had much the same effect.

Future European energy demand is likely to continue rising, while oil and gas production in the North Sea has been predicted to fall off from the beginning of the next century. This will result in a substantial requirement for imported energy, much of which is expected to be met by the developing Russian gas pipeline and by further development in Algeria. This is leading to a political focus on security of supply that has been less evident in the recent past. In addition, imports of oil are likely to continue to rise – primarily for use in the transport sector – which will lead to more discussion of dependence on the Middle East.

5.5.4 European energy market liberalisation

Both electricity and gas markets within Europe are being liberalised, with some countries leading as they have their own internal programmes. The Scandinavian countries and the UK are generally considered to be in the lead, though Germany is also well advanced. A programme of large-scale liberalisation has been agreed, with different countries entering the free market at different times. Belgium is to be one of the last to open up – not expected to be fully open until about 2010 – though new entrants to the EU may have longer schedules.

The market in the UK, taken as an example, is almost fully liberalised both for electricity and gas, with domestic consumers able to choose their own suppliers. It is even possible to buy these services from others, such as the water companies. The result has been severe downward pressure on prices in both sectors, with real prices much lower than they have been for many years. However, there are also interesting developments for specific market areas. The 'green electricity' market consists of consumers who are willing to pay a premium for renewably generated electricity. Renewable electricity providers are then able to sell at a slight premium to a small but developing market.

In stark contrast, the French market is still almost entirely state-controlled, with only one major producer/supplier and no consumer choice. Electricité de France, the monopoly provider, has been expanding into the liberalised markets of other countries by buying other generators and suppliers, but there has been no reciprocal French

market opportunity. This is likely to cause friction in the other European markets in the future.

5.5.5 Summary

The European and Japanese energy markets are very different in structure, with much more liberalisation in Europe. However, pressures are similar, with emissions and security of supply both under consideration. The latter is much more important in the Japanese case, though diversity of sources may be a good way of meeting requirements rather than attempts to overdevelop the internal renewable energy market. The European market is likely to be considerably more flexible with a wide range of potential sources of supply, though in both regions nuclear generation is under strong social pressure. However, the phase-out of nuclear electricity is seen as a very significant potential problem for future CO_2 emissions targets, likely to bite only after the first Kyoto agreement has passed (most of Europe's nuclear stations are likely to be in service during the period 2008-12).

In terms of future hydrogen markets, each location offers strong potential. Japan operates from an island base, making the development of standards potentially far simpler than in Europe. In other words, it is possible for Japan to introduce its own standards for hydrogen refuelling stations, for example, without the need to harmonise with countries close-by such as would be required within EU boundaries. Japan could also theoretically import hydrogen in the same way as it imports natural gas today. It could also dovetail well with future development in renewable electricity. Europe has the capacity to generate hydrogen in addition to importing it, and strong leadership from corporations in addition to some governmental research.

5.6 Preliminary conclusions

It is not yet clear exactly what conclusions should be drawn from this analysis. However, the indicators for energy usage are clear, and there are some interesting lessons that can be drawn from the policy outlines that have been investigated so far.

5.6.1 Energy use

The majority of energy use within Europe is dominated by only a few countries: Germany, France, Italy and the United Kingdom between them have a gross inland consumption of 68% of the total for the 18 countries under discussion. However, these statistics do not give full reference to the amount of indigenous consumption that is not accounted for in exports in countries such as Norway.

Transport accounts for the large majority of oil use and oil imports, with the share of oil-fired power stations now comparatively small. Although both Norway and the UK

have significant amounts of oil production and some exports, the large majority of oil is imported in the form of crude oil for processing at local refineries. The main source for oil is the Middle East with about 43% of the supply, while the former Soviet Union and North Africa account for significant amounts – 19% and 20% respectively. These imports are the source of some discussion within both the European Union and many of the individual countries, aware of the dependency that they have and interested in being able to reduce this in some way. Although the trend in oil use for power generation is down, the increased demand for transport ensures that the total level of imports remains high.

Electric generating capacity is mainly fossil thermal in EU countries. Coal-based generation has been decreasing, while gas-based generation is on the rise. Nuclear power is also significant but its share varies greatly between countries. CHP is significantly under-exploited in across Europe.

5.6.2 Policies and policy drivers

While many countries within Europe have a limited or no energy policy, there are generally environmental policies in place – though these are not always strictly adhered to. There is comparatively little apparent understanding, however, of the inherent links between energy and the environment, though many specific areas of legislation address particular problems that link the two. Country policies are expected to broadly follow European Union policy, even for the countries that are still outside the union, but may also be stronger or be brought into practice earlier, provided that certain conditions are not violated.

As has been seen, the levels of many air pollutants in Europe have decreased dramatically over the last few decades. This means that many of the political processes are shifting away from even harsher regulation on pollutants and are starting to concentrate on other issues. Noise is one that is increasingly mentioned as a serious problem, with some discussion of the potential for future legislation to focus particularly on vehicle noise in urban areas.

Other policy drivers vary throughout Europe but there are broadly similar issues in many areas. Emissions of greenhouse gases, particularly CO_2, and ways of reducing these emissions in line with Kyoto targets are particularly important and cut across energy, environment, transport and many other areas of policy. While there are few clear policies in place it is interesting to note that several European-based companies have taken a lead in the area of emissions trading, with BP and Shell each having set up an internal system to reduce their own emissions to 1990 levels within a specified timeframe. Both companies are also investing in renewable energy in a variety of ways, and have even developed areas of business that are specifically attempting to address hydrogen-related energy issues and potential future markets.

The European Commission is still concerned with inequities between levels of energy and income throughout Europe, and many of its funds are targeted in this direction.

Hydrogen energy systems are specifically targeted under several calls for funding. It appears that linking these systems to renewably generated electricity or biomass fuels, and investigating particularly vulnerable areas, such as islands, are both considered to be important. Transport energy systems also come under consideration, with fuel cell and hydrogen demonstration projects funded in some parts of Europe. On a wider level, it appears that many private companies are also interested in the opportunities that hydrogen-fuelled fleet vehicles in urban areas may provide for growth into different markets. Several demonstration projects are under consideration.

Outside the European Commission's specific requirements or projects, there are also initiatives to introduce cleaner or different vehicles within urban areas, in particular. One of the major projects is known as 'Alter-Europe', a voluntary co-operation between major and minor European cities to try and pool requirements for alternative fuelled vehicles and thus increase demand and thereby reduce costs. Several hundred European cities have signed up to the project and there may be particular opportunities for dedicated hydrogen and fuel cell vehicles within the framework.

5.6.3 Areas requiring detailed investigation

From the preliminary analysis of energy use and policies that has been carried out for this initial phase of the project, it appears that there may be areas where detailed further investigation may provide important clues as to the best areas for early introduction of hydrogen energy systems in Europe.

The analysis so far has been necessarily broad and needs to be focused on particular countries or regions, while certain industries should also be analysed in more detail. The development of scenarios can only follow this detailed examination of a few key areas. As outlined above, it will be important to understand several issues in more detail. These include:

- The likelihood for future legislation to reduce vehicle noise in urban areas and further reduce emissions
- Future demands for clean transport fuels and the resulting impact on both European refineries and on oil imports
- The potential for 'niche market' renewable-hydrogen based energy systems in remote areas or in islands
- The trends in European energy legislation within countries and what effects that may have on the demand for energy storage systems and fuel cell based applications

- The restrictions within the European electricity networks and areas in which it may be useful to have local storage and generation capacity
- Prices of particular types of energy and how these vary both annually and diurnally, to establish particular areas for new markets

Of course, it may also be the case that other issues arise during the project, and if so these will be considered according to their relative importance.

5.6.4 Possible early opportunities

While it is premature to comment in detail on the potential for hydrogen energy systems to be introduced into Europe, and particularly on the specific scenarios that may enable this introduction, the analysis that has been conducted to date suggests that there may be areas in which there is strong potential for either stationary power or transportation energy systems including hydrogen to be introduced.

Subject to further research it is felt that opportunities may exist, in particular, in the following areas:

- Remote energy systems, probably in conjunction with a renewable energy source. There are signs that even pre-commercial technologies may provide sufficient benefits to be introduced in the near term.
- Fleet transport within urban areas, particularly buses in major cities. Although air quality is improving there are still pollution hotspots and considerable political will and public pressure to introduce low or zero emission technologies into these areas.
- Combination systems in which local electrolysis and hydrogen storage is used to support weak local grid infrastructure and generate power close to the load or supply peak power. This may even be used in tandem with the production of hydrogen for transportation uses.

5.7 Progress towards targets for FY99

The targets as stated in the implementation plan for FY99 were as follows:

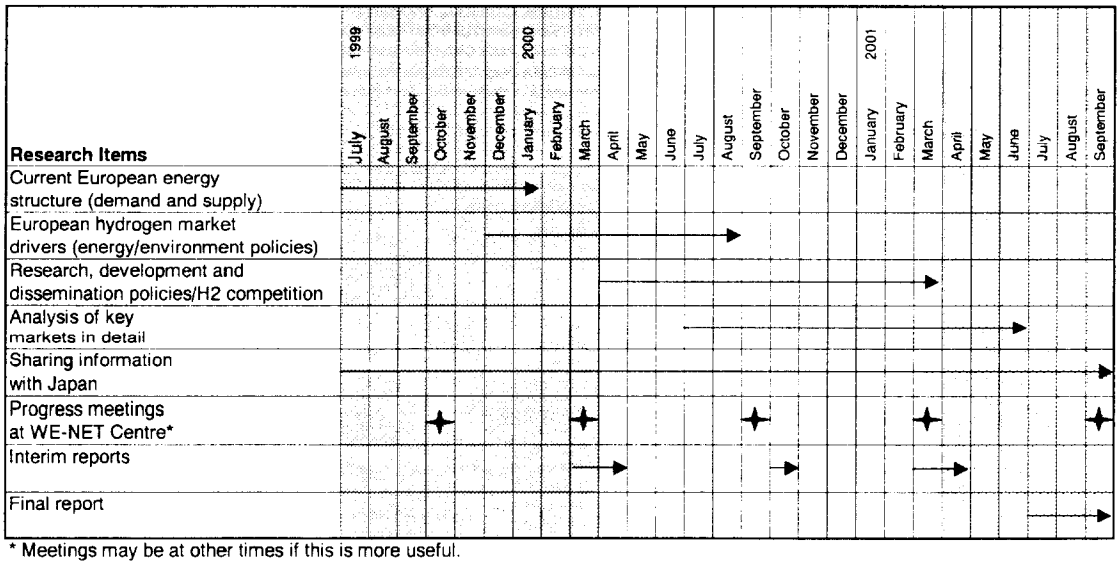
1) To understand and describe in a brief report the energy structure and policies of Europe as defined in the proposal; in as much detail as is feasible and necessary to pursue the further project objectives.
2) To report on the energy structure and policies of Europe as above, and to share information with Japan on progress and methodological issues as defined in the proposal.
3) To have begun to address the specific European market drivers mentioned in the proposal.

Progress towards these targets has been solid, with the majority of the work completed. However, during the work further areas for detailed analysis have been identified, with some of these detailed below in the plan for FY2000. Detailed achievements have been:

1) The energy structure of Europe has been analysed in broad detail, with particular emphasis given to areas seen as particularly important, and with the objective of further detailed analysis of these and other areas.
2) This report gives an insight into the energy structure and the energy and environmental policies of Europe. During the study, information has been shared with Japan, and further meetings are planned for early March to enhance the information transfer and to plan the next stages of the work and co-operation.
3) Work has also begun on the specific market drivers mentioned in the proposal, and some details have been given in section 5.6.3 and subsequent sections. Further work will be required in this area before the relative importance of these drivers is understood.

5.8 Plan for FY2000

The broad research plan for FY2000 will continue as specified in the original project objectives. The way in which this fits into the overall implementation is shown in Figure5-27 in outline, but will be more detailed in implementation.



* Meetings may be at other times if this is more useful.

Figure 5-27 Research implementation plan for FY 2000

In particular, fundamental work will be done in the following areas:

- A detailed investigation into the energy use and energy and environmental policies of several specific countries chosen from the original 18.

The investigation to date has been broad, with overall consumption and trends for countries considered. For the next phase it may be important to understand the split between the different sectors, and the different costs of energy for different uses. A detailed analysis will be carried out for some of the key potential markets before all of them are addressed.

- An examination of energy prices and trends for those countries, both between types of energy and seasonal/daily variations.

The variation in prices for electricity and gas, between private and commercial consumers, and different prices for different times are all important when considering the economics of alternative energy sources. Very high peak prices for electricity have been recorded on trading markets, offering potentially good paybacks for hydrogen fuel cell system owners capable of meeting requirements at that time.

- An investigation into installed electricity capacity, spinning reserve and load factors for the countries in question.

It may be most cost-effective to use existing electricity generating capacity, which is otherwise often operated intermittently, to generate hydrogen when it is off-load. The spinning reserve could be used almost all of the time for this purpose, while the variation in load factors may have a significant impact on possible hydrogen prices.

- An examination, where possible, of the energy delivery infrastructure of the country, to pinpoint areas where alternative technologies may be competitive.

The use of hydrogen as a form of energy storage is under consideration in many areas. In the first instance it appears to dovetail with the use of renewable energy, but it is also possible that it may be applicable in regions where the conventional electricity grid is inadequate, or subsystems are beginning to become overloaded.

- An investigation into developments in transport fuels, e.g. low-sulphur diesel, and the implications for oil refinery products.

Increasingly, higher standards are being applied to transport fuels, either through legislation, public pressure, or voluntarily. Almost all diesel sales in the UK are now of low-sulphur diesel, though this is not yet a legal requirement. Increased demand for these fuels implies a higher use of hydrogen at refineries, with a knock-on effect of changing product streams. Understanding these requirements for hydrogen may help to show where they could most effectively come from, or whether alternative uses would be better.

- An examination of the levels of CO_2 emissions from vehicles and projections for the future.

In Europe there has been a voluntary limit for future vehicle CO2 emissions agreed by the manufacturers. It is not certain that this can be met using conventional technology, and it may be important to consider alternative fuels as part of the fuel mix.

- A brief examination of promising niche markets for the short term, e.g. the use of self-contained renewable energy systems in islands.

Much of Europe has island communities, usually with poor energy service provision. Many have self-contained electricity generation systems, often diesel-powered and may benefit from the use of alternatives such as hydrogen-fuel cell systems. In addition, they are often the target of specific EU research and development funding.

In addition, it may also be valuable to pick specific incentives that are offered for transport or power generation in certain countries, cities or regions and examine these for transferability to other areas. This analysis will depend upon the time available once the other objectives have been met, and the relative importance of the consideration as it appears while the other work is being undertaken.

<Comparison with Japan>

As part of the work still underway for FY99, detailed discussions with Japanese researchers engaged in similar analysis will take place in March 2000. These discussions will highlight areas of overlap and weaknesses in both sets of analyses, while enabling areas of research that require more or less consideration to be highlighted. It should also be possible to begin to understand some of the key differences between the regions under discussion and identify opportunities.

In many cases, however, there will be similarities. The substantial physical difference between the two areas under consideration is the level of indigenous energy production and the level of import dependency. Relative fuel costs and opportunities for hydrogen systems may be similar. Structure and evolution of the electricity markets will affect opportunities. Flexibility in meeting potential environmental targets such as CO_2 reductions will also have an influence. However, of equal importance in actual implementation is the level of political will that can be exerted on the process, and at present it is not clear what commitments will be made by any of the countries, other than perhaps Iceland.

5.9 Bibliography

European Commission Directorate General for Energy (1998), Energy in Europe: 1998 – Annual Energy Review, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

European Commission Directorate General for Energy (1996), Energy in Europe: European Energy to 2020, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

European Commission Directorate General for Energy (1999), Economic Foundations for Energy Policy, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

IEA (1999b), World Energy Outlook, International Energy Agency, Paris

BP Amoco (1999), Statistical Review of World Energy

European Commission White Paper for a Community Strategy and Action Plan "Energy for the Future: Renewable Sources of Energy", 1997?

European Commission White Paper "An Energy Policy for the European Union", 1995

本報告書の内容を公表する際はあらかじめ
新エネルギー・産業技術総合開発機構水素・
アルコール・バイオマス技術開発室の許可を
受けて下さい。
電話　03-3987-9483