

国際協力事業団

電気水省
オマーン国

オマーン国

電力合理化システム需給管理計画調査

最終報告書

本編

JICA LIBRARY



J 1146616(6)

1998年11月

プロアクトインターナショナル株式会社

株式会社 四国総合研究所

鉦調査

J R

98-159

オマーン国 電力合理化システム需給管理計画調査 最終報告書 本編

98・11 国際協力事

310
64.3
MPN

GRV 2Y

58-159



1146616 [6]

国際協力事業団

電気水省
オマーン国

オマーン国

電力合理化システム需給管理計画調査

最終報告書

本 編

1998年11月

プロアクトインターナショナル株式会社

株式会社 四国総合研究所

序 文

日本国政府は、オマーン国の要請に基づき、同国の電力合理化システム需給管理計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成9年10月から平成10年9月までの間、4回にわたりプロアクトインターナショナル株式会社の大滝克彦氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団はオマーン国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成10年11月

国際協力事業団
総裁 藤田公郎

藤田公郎

1998年11月

国際協力事業団
総裁 藤田公郎 殿

オマーン国
電力合理化システム需給管理計画調査団

団長 大滝 克彦



伝 達 状

ここに、オマーン国電力合理化システム需給管理計画調査報告書をご提出申し上げます。本調査報告書には電力セクターのマスタープラン、各種個別技術の提案についてのフィージビリティ評価の結果を含めると共に日本国政府及び貴事業団のご意見等をも反映させていただきました。更に先方マスカットにおいて適時開催されました本調査に関するカウンターパート会議における協議を通じて、カウンターパートたるオマーン国政府の電気水省（MEW）電気局各官のご意見も反映させております。

本報告書は、特に、マスカット地域における現今のガスタービン発電設備への注水運転、マスカット系統とワディジ系統の連系、中央給電指令所の設置、料金制の改善などについてその実施を勧告しており、現在オマーン国の電力供給システムが抱える問題点を改善する方向性を具体的に提示しております。

この国の首都圏における電力供給システム改善の重要性及び本調査で示しましたかかるプロジェクトによって予期される便益に鑑み、それらプロジェクトが国の最優先事項のひとつとして実施されるよう推奨するものであります。

この機会をお借りしまして貴事業団、外務省及び通商産業省に対し、心より御礼申し上げます。又オマーン国の電気水省及び各政府関係機関に対しましても期間中我々に対して緊密なご協力とご支援を頂きました事につき、深く感謝申し上げます。

目 次

第1章 オマーン国の概要	
1-1. 概 要	1
1-2. 社会経済	1
1-3. 電力政策	2
第2章 電力需要見通しと電力需給の現状	
2-1. 電力需要見通し	5
2-2. 電力需給の現状と問題点	11
第3章 経済財務評価	
3-1. 経済財務評価の目的と手法	19
3-2. 経済分析の前提条件とパラメーター	21
3-3. 電気事業財務分析	26
第4章 供給面からの対策	
4-1. 系統安定化技術と給電運用	37
4-2. ガスタービン発電設備の性能向上	52
4-3. 海水揚水発電	70
4-4. 電池電力貯蔵	82
第5章 需要面からの対策	
5-1. DSM 概要	93
5-2. ガス冷房システム	100
5-3. 氷蓄熱冷房システム	125
5-4. 太陽光発電システム	140
第6章 電気料金	
6-1. 電気料金制度の改善	159
6-2. 電力量計の維持管理	169
第7章 最適推進プログラム	
7-1. 最適 SSM 推進プログラム	173
7-2. 最適 DSM 推進プログラム	179
第8章 政策提言	183
第9章 電力解析プログラム	
9-1. 技術移転の概要	185
9-2. 潮流計算プログラム	187
9-3. 故障計算プログラム	194
9-4. 需給運用プログラム	195

表 一 覧

表 2-1-1	電力需要実績
表 2-1-2	最大電力実績
表 2-1-3	用途別需要実績
表 2-1-4	電力量・最大電力伸び率の想定値
表 2-1-5	電力量予測値（実績修正後）
表 2-1-6	最大電力予測値（実績修正後）
表 2-2-1	Actual Maximum Load Curve of Muscat & Wadi Jizzi System(1997)
表 2-2-2	実運用と経済的運用の比較(1997.8.1)
表 2-2-3	季節毎の燃料費削減効果
表 3-3-1	系統別発電能力
表 3-3-2	発電電力量と消費電力量の比較
表 3-3-3	発電コスト
表 3-3-4	系統別発電コスト
表 3-3-5	系統別燃料コスト
表 3-3-6	系統別政府補助金
表 3-3-7	総合投資計画
表 3-3-8	Net Income の比較表
表 3-3-9	投資総額
表 4-1-1	132kV 系統の問題点と対策
表 4-1-2	Musanna SS の 33kV 系統の問題点と対策
表 4-1-3	中央給電指令所業務の内容
表 4-1-4	現在の SCADA システムの対象発電所と給電情報内容
表 4-1-5	中央給電指令所導入ステップ
表 4-2-1	各発電所の平均運転負荷率と効率低下
表 4-2-2	ガスタービン性能
表 4-2-3	注水運転関連データ
表 4-2-4	水消費量
表 4-2-5	原水タンク容量
表 4-2-6	純水装置容量
表 4-2-7	純水タンク容量
表 4-2-8	追加設備コスト
表 4-2-9	必要投資額
表 4-2-10	Frame 9 型ガスタービン定格性能
表 4-2-11	大気温度特性
表 4-2-12	空気冷却によるガスタービンの性能改善
表 4-2-13	入口空気冷却設備試算コスト
表 4-2-14	注水運転増加出力
表 4-2-15	注水運転設備投資額
表 4-2-16	注水運転出力比較
表 4-2-17	注水運転追加費用
表 4-2-18	注水運転総合評価
表 4-2-19	空気冷却運転出力比較
表 4-2-20	空気冷却運転設備投資額

表 4-2-21	空気冷却運転費用比較
表 4-2-22	空気冷却運転総合評価
表 4-3-1	揚水発電設備の総合効率
表 4-3-2	補正率の算出のためのデータ
表 4-3-3	運転維持管理費の比較
表 4-3-4	NPV の比較
表 4-4-1	電池電力貯蔵システムの実施例
表 4-4-2	検討項目と結果のまとめ
表 4-4-3	計算・評価の前提条件
表 4-4-4	電源・電池開発のケーススタディ
表 4-4-5	コスト・メリットの比較
表 4-4-6	Voltage Keeping by Battery System
表 4-4-7	コスト・メリットの計算
表 5-1-1	負荷平準化関連技術と DSM
表 5-1-2	オマーン国負荷変動の概要
表 5-2-1	Type and Capacity of Gas Cooling System
表 5-2-2	ガス冷房設備と従来型の冷房設備（電気）のコスト比較
表 5-2-3	Water Production/Consumption and Capacity in Muscat Area(1997)
表 5-2-4	Features of the objective buildings for Cooling System
表 5-2-5	Basic Equipment to be added for Recommended Co-generation system
表 5-2-6	Rough Cost Estimation on the Recommended Co-Generation system for Royal Hospital Investment
表 5-2-7	Cost Effectiveness by the type of Gas Cooling System for Royal Hospital Current Annual Energy Consumption and Cost at Royal Hospital
表 5-2-8	Equipment to be installed for Gas Cooling System at Al Falaj Hotel (Case-Study(AF1));Gas Steam Absorption Chiller
表 5-2-9	Comparison among the Type of Cooling systems applicable for Al Falaj Hotel
表 5-2-10	Comparison of Pollutant Emission among Fossil Fuels
表 5-2-11	氷蓄熱システムと水蓄熱システムにおける蓄熱量と蓄熱槽の比較
表 5-3-1	負荷変動（1997年8月2日）
表 5-3-2	空調運転時間とピーク、オフピークの時間帯
表 5-3-3	1997年における各月毎の電力消費量
表 5-3-4	日間負荷電流の変化
表 5-3-5	各施設に対する比較
表 5-3-6	Royal Hospital における価格比較
表 5-3-7	Royal Hospital におけるコスト側および便益側の費用
表 5-3-8	Royal Hospital における NPV 計算結果
表 5-3-9	MCS におけるコスト側および便益側の費用
表 5-3-10	MCS における NPV 計算結果
表 5-3-11	Al Falaj Hotel におけるコスト側および便益側の費用
表 5-3-12	Al Falaj Hotel における NPV 計算結果
表 5-3-13	各施設に対する比較
表 5-3-14	Royal Hospital における価格比較
表 5-3-15	Royal Hospital におけるコスト側および便益側の費用
表 5-3-16	Royal Hospital における NPV 計算結果
表 5-3-17	MCS におけるコスト側および便益側の費用
表 5-3-18	MCS における NPV 計算結果
表 5-3-19	MCS における NPV 計算結果

表 5-3-20	Al Falaj Hotel におけるコスト側および便益側の費用
表 5-3-21	Al Falaj Hotel における NPV 計算結果
表 5-4-1	ソーラーハウス用太陽電池の仕様例
表 5-4-2	発電設備のライフサイクルにおける炭酸ガス排出原単位
表 5-4-3	太陽光発電システムの建設費と経済性
表 5-4-4	太陽光発電システムの建設費と発電コスト
表 5-4-5	配電線敷設による電力供給コスト
表 5-4-6	太陽光発電システム設置例の主な仕様
表 6-1-1	オマーンの電気料金体系
表 6-1-2	電力需要家分布
表 6-1-3	家庭用新料金制度 (試案)
表 6-1-4	湾岸諸国との比較 (産業用電気料金)
表 6-1-5	TOU 料金 (試案)
表 6-1-6	長期限界費用試算の前提条件
表 6-2-1	旧型メーターの測定結果
表 7-1-1	出力増加と水タンク容量
表 7-1-2	132kV 系統の問題点と対策
表 7-1-3	Musanna SS の 33kV 系統の問題点と対策
表 7-1-4	実運用と経済的運用の比較 (1997. 8. 1)
表 7-1-5	SSM Summary (Muscat/Wadi Jizzi System)
表 7-1-6	中央給電指令所の導入
表 9-2-1	潮流計算の入出力データ

図 一 覧

- 図 2-1-1 Daily Load Curve in Peak Demand(1996, 1997)
- 図 2-2-1 Wadi Jizzi 系統と Muscat 系統の連系
- 図 2-2-2 実運用と経済的運用の比較 (1997.8.1)

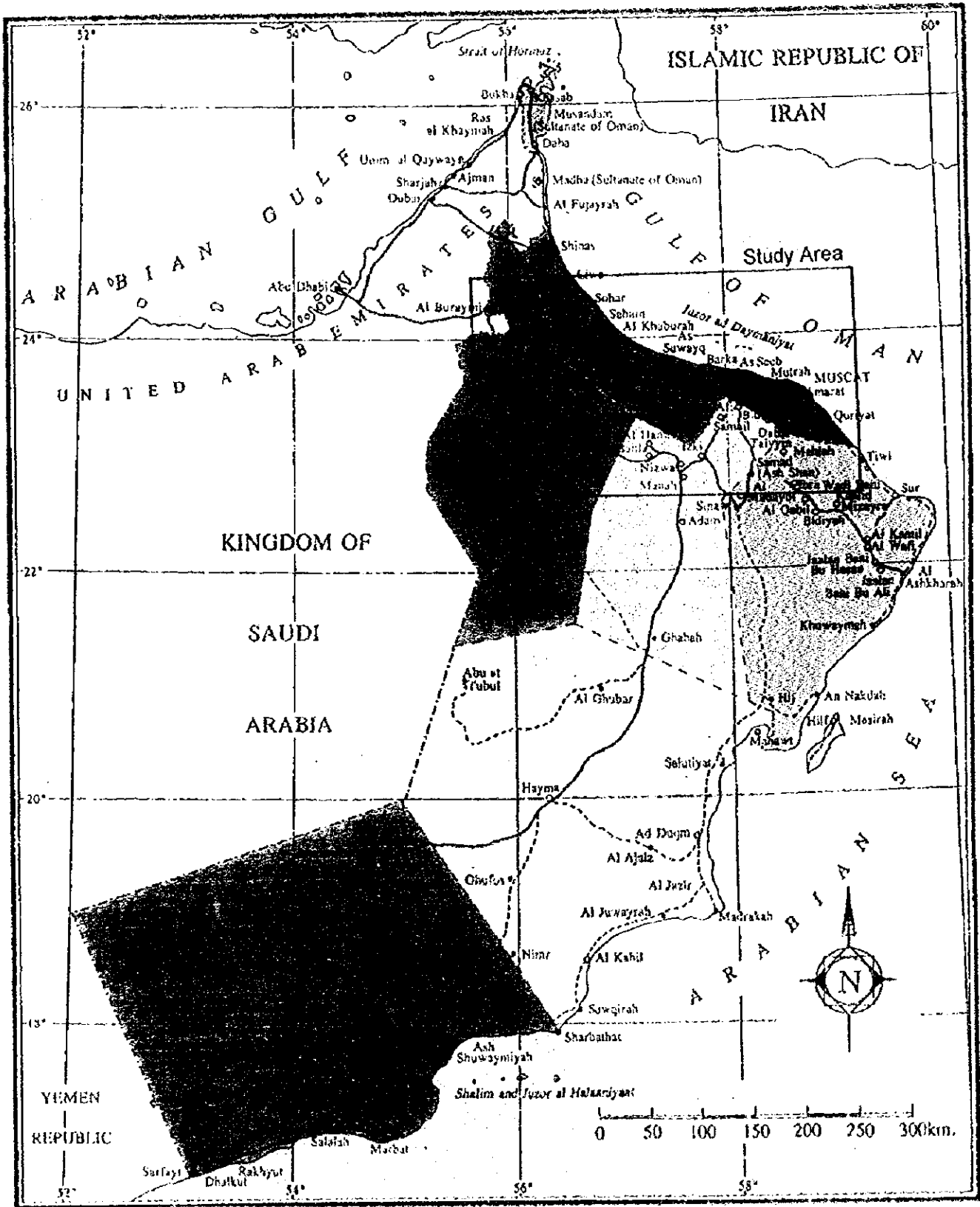
- 図 3-3-1 発電電力量
- 図 3-3-2 発電コスト
- 図 3-3-3 系統別発電コスト
- 図 3-3-4 系統別燃料コスト
- 図 3-3-5 系統別政府補助金
- 図 3-3-6 政府補助金減少の要因分析

- 図 4-1-1 電力系統の構成
- 図 4-1-2 132kV Muscat System
- 図 4-1-3 132kV Bus Voltage (Muscat System)
- 図 4-1-4 132kV Wadi Jizzi System
- 図 4-1-5 132kV Bus Voltage (Wadi Jizzi System)
- 図 4-1-6 Power Flow of 132kV Loop System(2001 year)
- 図 4-1-7 132kV 母線電圧 (2001 年)
- 図 4-1-8 System model for the stability analysis
- 図 4-1-9 Sequence of breaking an electric circuit
- 図 4-1-10 現在の給電指令体制
- 図 4-1-11 中央給電指令所の組織
- 図 4-2-1 ガスタービン断面と水注入方式
- 図 4-2-2 Water Injection Flow Diagram
- 図 4-3-1 Concept Of Pumped-Storage Power Plant
- 図 4-3-2 海外揚水発電所全景
- 図 4-3-3 Potential Location Of Pumped-Storage Power Plant
- 図 4-4-1 システム構成の概略
- 図 4-4-2 運転中負荷率向上の概念
- 図 4-4-3 負荷平準化のモデル
- 図 4-4-4 マスカット系統と電池電力貯蔵システムの配置 (案)
- 図 4-4-5 配置例 (Madinat Qaboos SS)
- 図 4-4-6 電圧の低下抑制効果

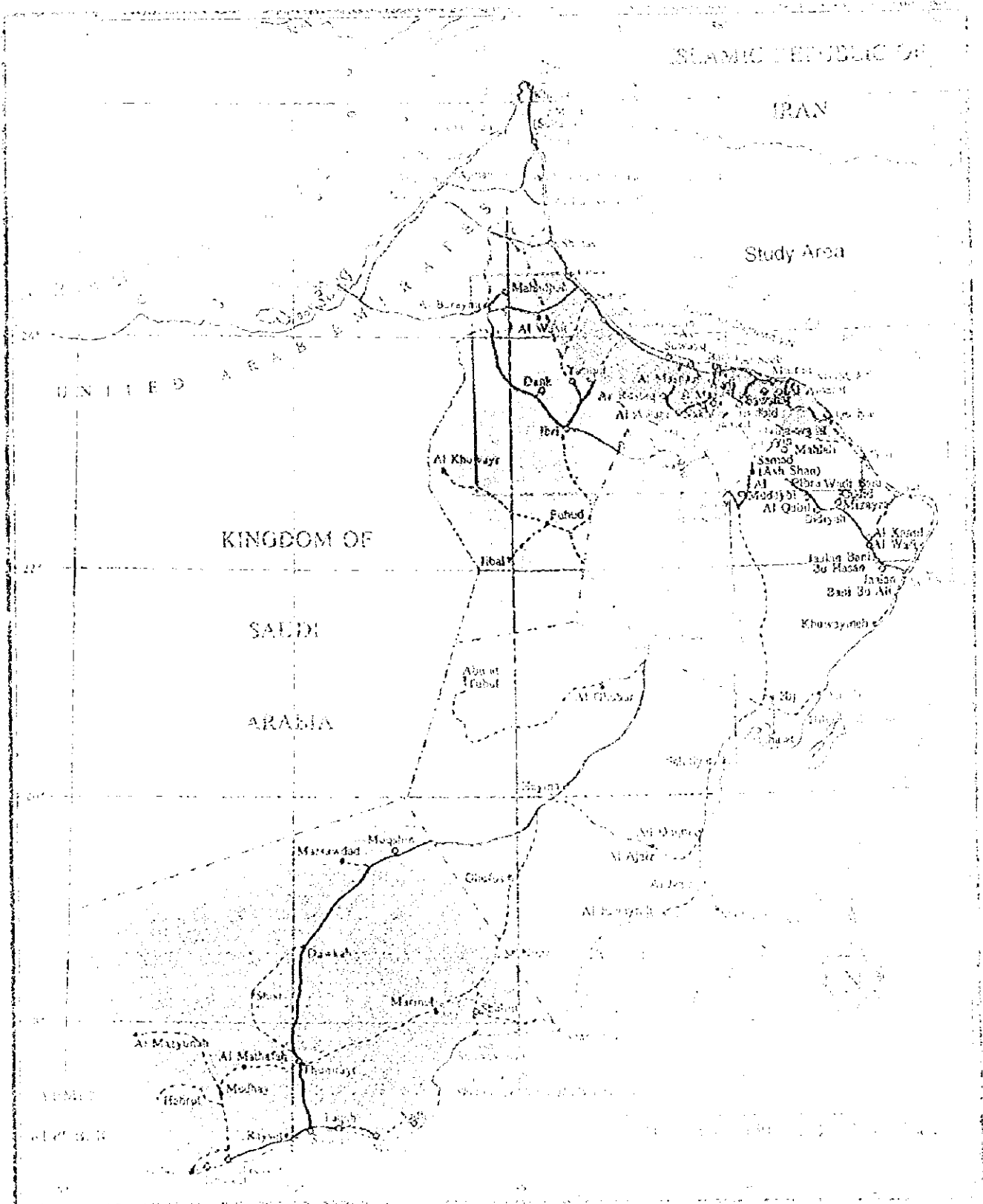
- 図 5-1-1 DSM のあり方の概念
- 図 5-1-2 DSM 方策とその効果の概念
- 図 5-1-3 電力系統と DSM 技術の位置付け
- 図 5-2-1 Operating Principle of Gas Absorption Chiller
- 図 5-2-2 ガスボイラーと蒸気吸収式冷凍機によるガス冷房システム
- 図 5-2-3 Effective Energy Utilization by Co-Generation
- 図 5-2-4 Meteorological Condition in Muscat, Oman
- 図 5-2-5 Power Consumption at Royal Hospital
- 図 5-2-6 Power Consumption in Al Falaj Hotel
- 図 5-2-7 コ・ジェネレーションによるガス冷房システム (改造のケース)
- 図 5-2-8 ガスボイラーと蒸気吸収式を用いたガス冷房システム (改造のケース)

図 5-2-9	直後ガス焚き吸収式冷凍機によるガス冷房システム (改造のケース)
図 5-2-10	Power Reduction by Introducing Co-Generation system in Royal Hospital
図 5-2-11	Power Reduction by Introducing Gas Steam Absorption Chiller at Al Falaj Hotel
図 5-3-1	氷蓄熱冷房システムの概念図
図 5-3-2	氷蓄熱冷房システムの動作概念図
図 5-3-3	氷蓄熱システムと通常冷房システムの運転方式の比較
図 5-3-4	Muscat 系統の負荷曲線 (1997 年 8 月 2 日)
図 5-3-5	負荷平準化運転
図 5-3-6	ピークカット運転
図 5-3-7	平準化運転とピークカット運転の併用
図 5-3-8	熱量計量の概念図
図 5-4-1	太陽光エネルギー
図 5-4-2	系統連系型太陽光発電システムの構成
図 5-4-3	太陽光発電と負荷
図 5-4-4	直流電源型太陽光発電システムの構成
図 5-4-5	交流電源型太陽光発電システムの構成
図 5-4-6	太陽光発電システムの建設費と経済性
図 5-4-7	太陽光発電システムの発電コスト
図 5-4-8	配電線敷設による電力供給コスト
図 5-4-9	太陽光発電システムの例
図 6-1-1	日本の家庭用電気料金
図 6-1-2	オマーン標準世帯の電力消費モデル
図 6-1-3	家庭用の電力需要分布と料金区分の見直し
写真 9-1-1	技術移転の様子
図 9-2-1	潮流計算のフローチャート
図 9-2-2	Muscat 系統の系統図
図 9-2-3	潮流計算プログラムの入力データ
図 9-2-4	潮流計算プログラムの出力データ
図 9-2-5	SC 容量変更後の入出力データ
図 9-2-6	P-V カーブ
図 9-3-1	故障計算のフローチャート
図 9-4-1	発電設備の出力と燃料費の関係
図 9-4-2	発電設備の経済負荷配分のフローチャート
図 9-4-3	発電設備の外気温度と最大出力の関係
図 9-4-4	発電設備の負荷配分
図 9-4-5	需要予測のフローチャート
図 9-4-6	需要予測の例
図 9-4-7	需給運用プログラムの計算フローチャート
図 9-4-8	需給運用プログラムの計算例

SULTANATE OF OMAN



SULTANATE OF OMAN



第 1 章

オマーン国の概要

1. オマーン国の概要

1-1. 概要

1-1-1. 地勢

オマーンはアラビア半島の東南端に位置し、西はサウジアラビア、アラブ首長国連邦、南はイエメンと国境を接し、北はホルムズ海峡、東はアラビア海に面し、その海岸線は 1,700km にも及ぶ。アラビア半島で 3 番目の広さを誇り国土面積は約 30 万平方 km である。

オマーンは平野、澗れ谷、山脈からなるたいへん変化に富んだ地勢で、国土の約 3% を占める海岸沿いの平野が最も重要な地域となっている。山脈が国土の約 15% を占め、ハジャーラ山地は北端のムサンダム半島から東南端まで伸びている。南部の約 3 分の 1 を占めるドファール地方はアラビア半島で唯一モンスーンの恵みを受けた肥沃な土地である。残りの 82% は果てしなく広がるルブ・アルハリー砂漠を含む砂漠と砂丘の不毛の土地である。

1-1-2. 気候

気候は地方によってさまざまで、沿岸地域の夏は高温多湿、内陸部は高温乾燥型だが内陸部でも標高のある山岳地は 1 年を通じて温和な気候に恵まれている。雨量は南部のモンスーン地帯を除いて全般的に少なく、雨季も定まっていないが時には局地的な大雨が降ることもある。一方、南部のドファール地方の気候は 1 年中温和である。この地方はモンスーンの影響で 6 月から 9 月にかけて大雨に見舞われる。

1-1-3. 人口

1996 年の推定人口は約 227 万人で、その内約 3 割をインド、パキスタン、フィリピン等からの外国人が占めている。オマーンの人増加率は年 3.7% と高く、国民の 50% 以上が 15 歳以下の若年層となっている。このため、こうした若年層への雇用先の創出が今後の課題となっている。オマーンの世界は大きく次の 4 種類に分けられる。漁業や航海、交易など海で生活するもの、バティナ平野や南部地方で農業を営むものと内陸部でファラジ灌漑方式を活用する農民、ドファール地方やムサンダム半島の山岳地に住むもの、砂漠地帯のベドウィン（遊牧民）である。

1-2. 社会経済

1-2-1. 経済

オマーン経済は石油輸出によって 1967 年から急速に発展し、1976 年からは 5 年開発計画を開始し、それに基づいて基礎医療や教育システム、生活改善に力を入れてきた。国内のインフラ整備も 1986 年頃までにほとんど完了した。しかし、それまで歳入の約 99% を原油に頼ってきたため 82 年後半から 86 年にかけての石油価格下落の影響は大きく、オマーンリアル（切り下

げや開発計画の縮小などの措置を講じなければならなかった。そこで、政府は産業の多角化や農・漁業あるいは中小企業の振興に焦点を置いた政策を取り始め、1994年には石油以外の分野の急成長により石油収入は国内総生産の38%まで低下した。経済開発を推進する上での主要財源はエネルギー輸出収入であるが、近年ではこれまでの主要外貨収入源である石油に加えて天然ガス(LNG)にも大きな期待が寄せられており、天然ガスの開発が積極的に進められている。

1-2-2. 経済開発5ヶ年計画

オマーン国は1976年以降、経済開発5ヶ年計画に基づいた開発を推進しており、大きな効果を上げている。現在は第5次5ヶ年計画を実施中である。この第5次5ヶ年計画が目指すのは第1にオマーン国の経済と社会発展を図ることであり、オマーンらしさを損なうことなく、2020年までに所得レベルを現在の倍にすることを目標に掲げている。第2にオマーン経済界での政府の役割を民間に少しずつ移行していくことである。21世紀に向けて、これまでオマーン政府が主導権を握り、石油資源、国外労働者に頼ってきた経済活動を民間企業が中心となり、国内労働者と再生可能な資源を活用することで持続可能な経済体系を確立していく計画である。

第4次5ヶ年計画では民間部門の投資は全体の38.1%（1,470百万リアル）に過ぎなかったが、第5次5ヶ年計画における民間投資目標は3,900百万リアルで、53.3%を目標としている。これは民間部門の活動に重点を移していく開発戦略の成功を導くためにも必要であるとしている。

1-3. 電力政策

1-3-1. 電気水省

1976年に発電出力25.5MWの海水淡水化・発電プラントがGhubrahに完成した。電気水省（Ministry of Electricity and Water : MEW）が設立されたのは電力と水に対する需要が全国的に増大した1978年である。主に電気及び水の生産、供給、設備整備・運営管理を行っている。電気部門に関する主な政策として第1に全国の電化促進、ディーゼルからガスタービンへの変換、さらに排出される蒸気を活用したコンバインドサイクル発電所の利用、大型発電所の設立、民間電気事業の促進を挙げている。

Ghubrah発電所は1983年末には287MWに増加され、さらに2基のガスタービン発電機の追加によりGhubrah発電所の現在の発電量は500MWとなっている。電気水省が設立されると同時にガスパイプラインがソハールまで拡張され、ソハール近郊の鋼精錬コンビナートの燃料源として使用されている。ここにはWadi Jizzi発電所が運転中である。また、工業と国内の電気需要に対応するためのガスパイプライン網も整備拡充された。その中でもオマーンで最初に建設された大規模工業団地であるRusailにおけるガス供給は最も重要である。この団地内にあるRusail発電所は1984年に発電出力250MWで建設され、現在はその倍の500MWの規模となっている。オマーン国内には現在31の発電所があり、総発電出力は1794MWとなっている。

1997年現在、一部の山岳地の村を除く87%の地域に電気は供給されており、現在進行中の第5次5ヶ年計画終了時には93%の電化率を目指している。

1-3-2. 民活の動き

民営化政策を進める第5次5ヶ年計画において電気事業については、前回の第4次5ヶ年計画の政府投資額が100%を占めていたのが、第5次5ヶ年計画では政府官庁が全体の30%、民間が70%を投資することを目標とするように大きく変化した。

電気水省はその設立当初から電気事業開発の計画・管理機関として常に民間を後押ししてきた。1996年に運転開始したBOOT方式によるManah発電プロジェクトはオマーン国だけでなく湾岸諸国でも初めてのIPPプロジェクトであり、これは第5次5ヶ年計画が目指す政府機関の民営化への第1歩となっている。The United Power Company (SAOG)によって1996年10月15日から営業運転が開始され、発電電力全量を電気水省が引き取っている。この新発電所はニズワ、バハラ、イズキの古いディーゼル火力発電所にかわるもので効率の悪い旧型ディーゼル発電所は廃止された。

第 2 章

電力需要見通しと電力需給の現状

2. 電力需要見通しと電力需給の現状

2-1. 電力需要見通し

2-1-1. 電力消費の現状

(1) 電力消費レベルと需要構造

オマーン国における電力消費の現状について概観する。

1997年における、電力消費量はオマーン全体では、5,623GWhであるが、このうち、首都のMuscat地区を含むMuscat系統が3,589GWhと全体の約64%を占めている。次いでWadi Jizzi系統が、845GWhと全体の約15%となっている。今回の検討は、両系統で全オマーン国の約80%を占めるMuscatおよびWadi Jizzi系統について行ったものであり、以下これを中心に述べる。

1990年から1997年までの8年間におけるMuscat系統の電力需要の伸びは1.49倍、年平均伸び率は5.9%であった。需要の伸びは年によって大きく変動し、特に1993年は13.9%という高い伸びを示したが1991年は1.2%という低い伸びであった。

一方、Wadi Jizzi系統については、この間で2倍とMuscat系統よりさらに、高い伸びとなっている。特に、1992年から1994年までの3年間は13~17%と極めて高い伸びとなり、現在も高い伸びが続いている。(表2-1-1)

表2-1-1 電力需要実績 (MWh)

年	Muscat	Growth. Rate	Wadi Jizzi	Growth. Rate	Muscat + Wadi Jizzi	Growth. Rate	Other Region	Oman Total	Growth. Rate
1990	2397.4	-	414.7	-	2812.1	-	662.9	3475.0	-
1991	2426.4	1.2%	436.9	5.4%	2863.3	1.8%	705.0	3568.3	2.7%
1992	2666.6	9.9%	512.3	17.3%	3178.9	11.0%	1083.8	3947.1	10.6%
1993	3038.5	13.9%	599.4	17.0%	3637.9	14.4%	882.2	4520.1	14.5%
1994	3179.3	4.6%	675.7	12.7%	3855.0	6.0%	964.3	4819.3	6.6%
1995	3314.4	4.2%	727.1	7.6%	4041.5	4.8%	1045.2	5086.7	5.5%
1996	3429.9	3.5%	791.5	8.9%	4221.4	4.5%	1081.0	5302.4	4.2%
1997	3588.6	4.6%	845.4	6.8%	4434.0	5.0%	1189.0	5623.0	6.0%
平均伸び率		5.9%		10.7%		6.7%			7.1%

また、最大電力については、Muscat系統では、1996年は最大電力発生時に55MWの負荷制限を実施しており、これを含めて986MWと対前年比が6.8%増であった。

1996年末のManah系統との連系により系統が拡大し、1997年の最大電力は1080MWと一段と拡大した。Wadi Jizzi系統については、1996年に265MW、1997年には負荷制限16MWを含めて293MW、対前年比が10.6%増と大きい伸びを示している。

両系統ともに、最大電力の伸びが大きく、これに電源開発が追いつかないため、夏季ピーク時点で負荷制限を余儀なくされている状況にある。(表 2-1-2)

表2-1-2 最大電力実績 (MW)

年	Muscat	伸び率	Wadi Jizzi	伸び率
1990	658	-	172	-
1991	679	3.2%	177	2.9%
1992	725	6.8%	192	8.5%
1993	817	12.7%	218	13.5%
1994	878	7.5%	234	7.3%
1995	923	5.1%	247	5.6%
1996	* 986	6.8%	265	7.3%
1997	**1080	9.5%	*** 293	10.6%
平均伸び率		7.3%		7.9%

* 931+55(負荷制御)

**Manah系統連系後

*** 277+16(負荷制御)

また、オマーンにおける用途別需要の分類は、家庭用、政府機関用、商工業用、その他（農業、漁業、観光業など）となっているが、このほか、特定の工業団地分は分離して扱っている。Muscat および Wadi Jizzi 系統の用途別需要の至近 6 力年の実績を表 2-1-3 に示す。

表 2-1-3 用途別需要実績

Muscat 系統						(MWh)	
年	家庭用	商工業用	政府機関用	その他	工業団地	合計	伸び率(%)
1992	1621.1	222.8	799.2	23.6	0	2666.7	-
1993	1856.8	253.3	884.5	43.9	0	3038.5	13.9%
1994	1960.1	293.8	899.9	25.9	0	3179.7	4.6%
1995	1949.4	403.4	920.4	41.3	0	3314.5	4.2%
1996	1846.0	635.7	889.1	59.1	0	3429.9	3.5%
1997	1935.7	711.7	882.3	58.8	0	3588.6	4.6%
平均伸び率	3.6%	26.1%	2%	20%	0		6.1%

Wadi Jizzi 系統						(MWh)	
年	家庭用	商工業用	政府機関用	その他	工業団地	合計	伸び率(%)
1992	394.6	37.9	77.5	2.4	0	512.4	-
1993	453.0	44.1	90.5	11.8	0	599.4	17.0%
1994	502.3	46.5	111.2	15.7	0	675.7	12.7%
1995	524.6	68.4	118.1	16.1	0	727.2	7.6%
1996	544.3	103.9	126.6	16.7	0	791.5	8.8%
1997	579.4	124.2	122.6	19.1	0	845.4	6.8%
平均伸び率	8.0%	26.8%	9.6%	51.4%	0		10.5%

1997 年における Muscat 系統の用途別需要の実績では、家庭用が系統全体の 54%を占め、次いで政府機関用が 25% となっており、商工業用は年々大きく増加しているものの 20%に

過ぎない。Wadi Jizzi 系統では家庭用が 69%、政府機関用が 15%と、これらで 84%を占め、商工業用他の比率は 17%とかなり低い。

以上から、オマーンの電力需要の特徴をまとめると次のとおりである。

- ・冷房用需要を中心とする家庭用需要が、需要の大半を占めている
- ・政府機関用の需要が比較的大きい (Muscat、Wadi Jizzi 系統をあわせて 23%、両系統以外はさらに高い)
- ・石油、天然ガスの掘削、精製などの需要は別途供給されており、これ以外に電力需要のベースを支える大規模産業がなく、まだ商工業用需要がかなり低い。

(2)年間および日間の負荷変動

オマーンの電力需要は、上述のとおり家庭用が中心であり、特に夏季においては、最高気温が 40 度を超え、時には 50 度にもなる日が続き、また同時に高湿度であるため、冷房は日中だけでなく夜中までフル稼働しており、これによる需要はピーク時の需要の 80%を占めるといわれている。年間の負荷変動についてみると、1997 年の Muscat 系統では、最大電力は 8 月 2 日の 1080MW、最小電力は 1 月 2 日の 206MW であり、最小電力の最大電力に対する比率は 19.1%である。四国電力の 1997 年のデータが 38.3%であるのに比べて約半分であり、年間の負荷変動はかなり大きい。年負荷率の実績値はほぼ 50%程度であり、四国電力と比較して約 10%低い。これは、ベース負荷の差から生じたものであり、効率的な需給運用を難しくしているものと考えられる。(Annex 2-1-a, 2-1-b 参照)

日間の負荷変動については、Muscat 系統、Wadi Jizzi 系統の 1996 年および 1997 年の最大電力発生日のロードカーブを図 2-1-1 に示す。

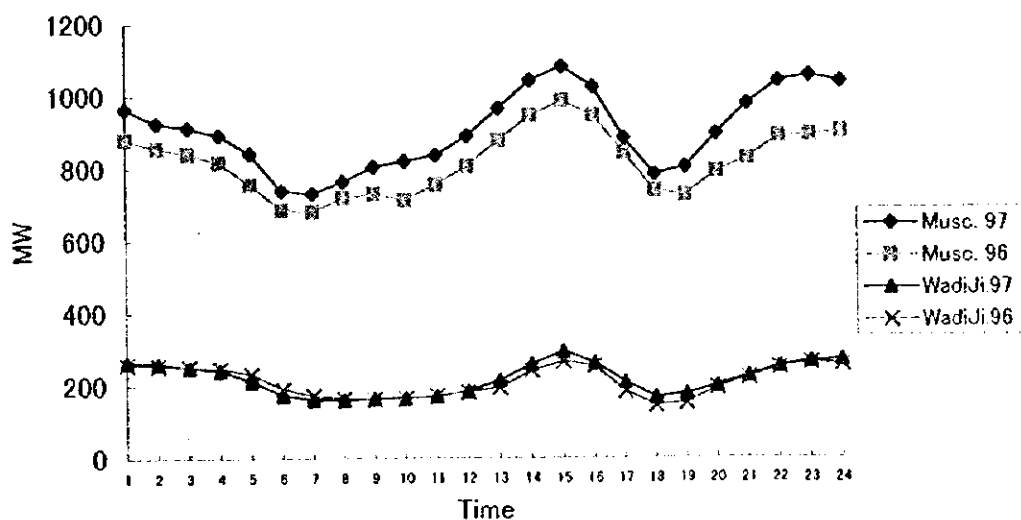


図 2-1-1 Daily Load Curve in Peak Demand (1996,1997)

Muscat 系統の最大電力発生日の負荷変動は、最小電力の最大電力に対する比率で見ると、97 年が $730/1080=0.62$ 、96 年が $681/986=0.69$ となっている。 四国電力の 96 年の実績は 0.49 であり、これと比較すると負荷変動は小さい。

Muscat 系統では、冷房需要を中心に昼間の 15 時と、深夜 23 時にピークが発生しており、日負荷率は 83～84%と、四国電力の 75.5% と比較すると 7～8%程度高い。

以上述べたように、オマーンにおいては、昼間と深夜にピークがあるため日間の負荷変動はむしろ小さいが、年間の負荷変動が大きいという特徴をもっている。このため、年間で見ると発電設備および送配電設備の利用率は低く抑えられ、電力コスト上昇の大きい要因となっている。

2-1-2. 電力需要見通し

現在のオマーンにおける電力需要予測の考え方は、ドイツのコンサルタント Fichtner のマスタープランに示された方法が公式に用いられている。また、この予測に基づき電源開発計画をはじめとする電力設備計画が策定されており、今回これを中心に調査し、レビューした。

(1)電力需要の予測方法

① 電力量の予測

電力需要予測としては、膨大な実績データをベースに地域別、用途別に、きめ細かく詳細に実施しており、下記のとおりである。

a.地域別想定

国内を人口集中度や未電化の比率などにより 8 地域に分けて実績をもとに想定

b.用途別想定

家庭用、商工業用、政府機関用、その他の用途別に実績傾向や社会・経済指標との相関などをみて MWh を想定、新規工業立地分については個別に想定

・家庭用；既に電化されている地域と新たに電化される周辺部地域ごとに世帯数の伸び（人口の伸びと相関）、飽和水準を考慮した世帯あたり使用電力量の伸びから年度別に電力量を想定

② 最大電力の予測

上記電力量の想定値をもとに、各系統ごとに年負荷率、ロス率の実績値をベースにした予測値により想定

以上により、想定した Muscat 系統、Wadi Jizzi 系統の電力量、最大電力の伸び率は、

表 2-1-4 のとおりである。

表 2-1-4 電力量・最大電力伸び率の想定値 (%)

		95～2000	2000～05	2005～10	1995～10
Muscat 系統	電力量	5.5	5.1	3.2	4.6
	最大電力	9.0	5.0	3.1	5.7
Wadi Jizzi 系統	電力量	7.9	4.7	3.5	5.4
	最大電力	7.2	3.8	3.3	4.8

Muscat 系統では、家庭用は 1 戸あたり 12,000kWh/年を飽和水準として想定しているが、ほぼこの領域に達している。しかしながらこの系統の周辺部にはまだ未電化の地域もあり、2000 年以降は 5%程度で推移し、2005 年以降は 3%程度と想定している。

Wadi Jizzi 系統については、これまでの実績傾向を踏まえ、当面高い伸びが続くものと想定しているが、Muscat 系統と同様に 2005 年以降は飽和水準に近づくので 3.5%程度の伸びとなっている。

最大電力については、年負荷率の 1995 年の実績は、Muscat 系統で 0.5、Wadi Jizzi 系統では 0.42 であるが、後年度には、工業立地などベース負荷の増などにより 0.01～0.02 程度負荷率が向上するものと想定している。

(2)長期電力需要見通し

今回のスタディにおいては Fichtner のマスタープランの長期電力需要想定値をベースに足下の実績修正を行って 2010 年までの電力需要予測値を作成した。

① 電力量の予測値

1997年度の電力量の伸び率は、Muscat系統で4.6%、Wadi Jizzi系統で6.8%と比較的低い伸びであった。1998年以降の毎年の伸び率についてはマスタープランによる。

表 2-1-5 電力量予測値 (実績修正後) (MWh)

Year	Fichtner Forecast		After Modification			
	Muscat	Wadi Jizzi	Muscat	Growth.Rate	Wadi Jizzi	Growth.Rate
1997	3767.7	882.3	3588.6	4.6%	845.4	6.8%
1998	4006.9	957.1	3814.7	6.3%	917.3	8.5%
1999	4248.1	1031.7	4043.6	6.0%	988.8	7.8%
2000	4540	1110.1	4322.6	6.9%	1064.0	7.6%
2001	4831.6	1185.5	4599.2	6.4%	1136.3	6.8%
2002	5122.1	1237.2	4875.2	6.0%	1186.3	4.4%
2003	5412.5	1289.8	5153.1	5.7%	1237.3	4.3%
2004	5620.1	1342.5	5348.9	3.8%	1288.0	4.1%
2005	5826	1397.1	5546.8	3.7%	1340.9	4.1%
2006	6029.2	1449.3	5740.9	3.5%	1390.5	3.7%
2007	6229.1	1501	5930.4	3.3%	1440.5	3.6%
2008	6424.9	1552	6114.2	3.1%	1489.5	3.4%
2009	6624.5	1604.5	6303.7	3.1%	1540.1	3.4%
2010	6828.1	1660.5	6499.2	3.1%	1594.0	3.5%

② 最大電力の予測値

最大電力の実績伸び率は年によって大きなばらつきがあるため、1998年予測値については、至近5カ年の実績年平均伸び率(Muscat系統で8.3%、Wadi Jizzi系統で8.8%)をベースに、6月現在までの実績も考慮して想定した。1999年以降の毎年の伸び率についてはマスタープランによる。

表 2-1-6 最大電力予測値 (実績修正後) (MW)

Year	Fichtner Forecast		After Modification			
	Muscat	Wadi Jizzi	Muscat	%Growth	Wadi Jizzi	%Growth
1997	1129	295	1080		293	
1998	1185	317	1210	12.0%	310	5.8%
1999	1242	335	1268	4.8%	328	5.7%
2000	1393	358	1423	12.2%	350	6.9%
2001	1482	375	1514	6.4%	367	4.7%
2002	1571	390	1605	6.0%	381	4.0%
2003	1658	404	1693	5.5%	395	3.6%
2004	1720	418	1756	3.7%	409	3.5%
2005	1782	432	1820	3.6%	422	3.3%
2006	1842	447	1880	3.4%	437	3.5%
2007	1901	462	1940	3.2%	452	3.4%
2008	1958	476	2000	3.0%	465	3.0%
2009	2016	491	2060	3.0%	480	3.2%
2010	2075	507	2120	2.9%	496	3.3%

なお、2000 年における Muscat 系統の伸び率が高いのは Sharqiya 系統の Mudaybi と Mudairib 地区について系統連系されるためである。

2-2. 電力需給の現状と問題点

2-2-1. 電源開発計画

(1) 電源開発の考え方と問題点

電源開発計画も他の電力設備の計画と同様に、(n-1)計画基準によっている。

- a. 最大容量の電源が脱落しても供給力不足にならないようそれぞれの系統で最大電力+最大容量ユニット 1 機分を開発
- b. 開発ユニットは系統容量の 15~20%を限度として開発

この考え方に基づきマスタープランにおいて、電源開発計画が作成されている。しかしながら、至近年度で電源開発の大幅な遅れから供給力不足になっており、夏季のピーク時点で最大容量ユニット相当のスピンングリザーブが確保できていないためぎりぎりの運用となっており、小ユニットのトラブル等により負荷制限を実施せざるを得ない状況となっている。

1997 年の負荷制限実績 ; Muscat 系統	;	50MW	1 回
Wadi Jizzi 系統	;	Max 35MW	12 回

この供給力不足の状況は、1998 年に入ってからさらに厳しくなっており、5 月から 6 月にかけて殆ど毎日負荷制限を実施しており、来夏への対応として早急に供給力の確保をはかる必要がある。このようなことから、マスタープランの電源開発計画など計画全体について最大実績などによる見直し方法・体制を確立し、実施していく必要があると考えられる。

(2) 電源開発計画の見直し

最大電力予測値の実績による見直しおよび至近年における電源開発の遅れ等を考慮して、1998 年~2010 年までの電源開発計画を見直した。

開発計画の見直し

① Muscat 系統

実績修正により最大電力は 2%の上方修正となり、至近年の供給力不足対応として 1999 年夏までに、Rusail, Ghubrah PS の Water Injection(123MW)および Rusail PS の GT7、Manah PS の GT4 の運用が必要である。1998 年~2010 年までの電源開発量は、経年による廃止 460MW も含め 1167MW となった。(電源開発計画は Annex:2-2-a)

②Wadi Jizzi 系統

Muscat 系統と同様に 1999 年夏までに Wadi Jizzi PS で Water Injection 29MW、GT12、GT13 の運用が必要である。1998 年～2010 年までの電源開発量は、廃止 81MW を含め 248MW となった。（電源開発計画は Annex:2-2-b）

(3)系統連系の検討

Wadi Jizzi 系統では系統容量が小さく、かつ需要の伸びが比較的高いため、所定の信頼度を確保するためにかなりの開発量が必要であるが、

- ・ 系統規模からみて大容量ユニット（95MW クラス）が開発できない
- ・ 比較的大きい容量のユニット(60MW クラス)を開発しても、運用ルールとしてこの最大容量のスピンングリザーブをもつ必要がある, ことから、小容量ユニット（30MW クラス）を多頻度で開発せざるを得ず、これが至近年の供給力不足の原因となっている。

また、両系統の最大電力の不等時性を算定した結果、1997 年については下記のとおり 4%程度となった。また 1996 年については 2%である。(Annex:2-2-c)

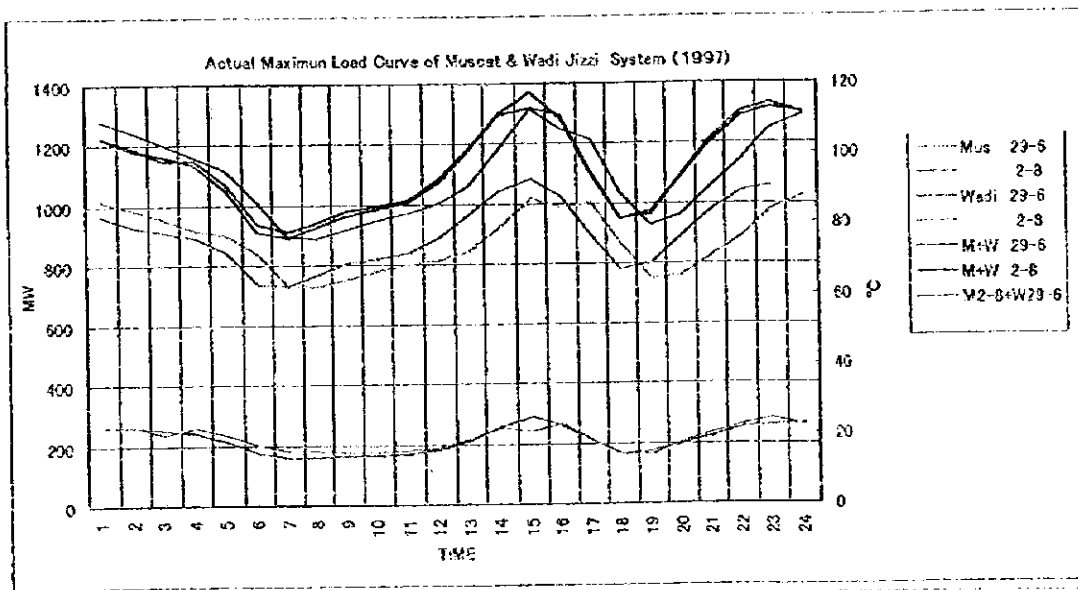
以上から、MuscatWadi Jizzi 系統の不等時性は最小限 2%程度は見込めるものと考えられる。従って連系することにより両系統容量の 2%程度は電源開発量を削減することができる。

表 2-2-1 Actual Maximum Load Curve of Muscat & Wadi Jizzi System (1997)

	Muscat		Wadi Jizzi		Muscat +Wadi Jizzi		
	Mus 29-6	2-8	Wadi 29-6	2-8	M+W 29-6	M+W 2-8	M2-8+W29-6
1	1014	964	264	262	1278	1226	1228
2	981	924	260	263	1241	1187	1184
3	952	912	250	235	1202	1147	1162
4	914	892	242	255	1156	1147	1134
5	903	841	212	232	1115	1073	1053
6	837	738	173	199	1010	937	911
7	731	730	161	181	892	911	891
8	727	763	160	177	887	940	923
9	751	803	163	176	914	979	966
10	780	819	165	174	945	993	984
11	797	836	171	178	968	1014	1007
12	815	888	183	191	998	1079	1071
13	845	964	213	216	1058	1180	1177
14	921	1042	258	251	1179	1293	1300
15	1018	1080	293	240	1311	1320	1373
16	986	1024	261	268	1247	1292	1285
17	1004	889	208	210	1212	1099	1097
18	867	782	166	166	1033	948	948
19	751	801	175	164	926	965	976
20	762	893	197	203	959	1096	1090
21	825	976	225	234	1050	1210	1201
22	888	1039	251	263	1139	1302	1290
23	979	1054	264	280	1243	1334	1318
24	1020	1037	268	263	1288	1300	1305

Diversity Factor; $(1080+293)/1320=1.04$

Coincidence Factor; $1/1.04=0.962$



以上から、Wadi Jizzi 系統と Muscat 系統の連系について検討した結果は、次のとおりである。

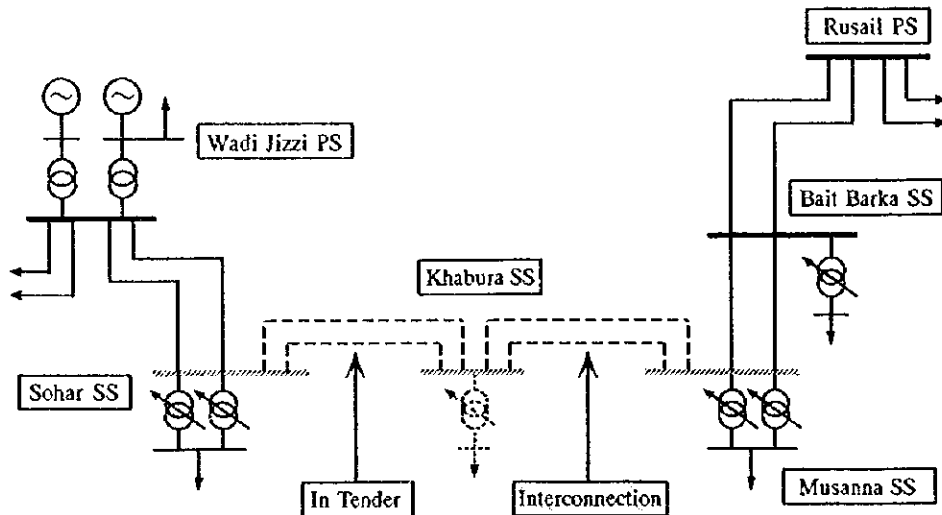


図 2-2-1 Wadi Jizzi 系統と Muscat 系統の連系

① 連系による経済性

a. 132kV 連系線の建設コスト

両系統の連系のため、132kV の送電線建設と変電所の増強工事が必要となる。

- ・ 連系線 (Musanna Grid SS ~Khabura Grid SS)
400mm²×2cct × 70km ; 5,830,000 RO
- ・ 連系時の Grid SS (Musanna & Khabura Grid SS)の 132kV Bus, GIS など
連系時の増分 ; 1,700,000 RO
- 連系による建設コスト計 ; 7,530,000 RO

b. スピニングリザーブの削減

- ・ 連系に伴い、Wadi Jizzi 系統はこれまで持っていたスピニングリザーブ (最大容量 30MW) を Muscat 系統と共用することにより削減可能となる。
- ・ 連系する場合と連系しない場合の 2018 年までの電源開発量を算定した結果、スピニングリザーブの削減、両系統のピーク時間帯の不等時性などにより、連系するケースでは約 176MW の開発量の低減が可能となる。これにより投資コストの大幅な低減がはかれる。

投資コストの低減 (NPV) 15,285,000 RO (Annex 3-3-i)

c. Wadi Jizzi PS の高効率運転

Wadi Jizzi PS におけるガスタービン、常にスピニングリザーブ(30MW)を保持しながら運転しているため、平均運転負荷率は 1997 年実績で約 53%である。Muscat 系統と連系をすれば、スピニングリザーブ分だけより高い負荷率で運転でき、GT の燃料費を 13.9%節約できる。

- ・ Wadi Jizzi PS の年間燃料費削減額；

$$7,988,000 \text{ RO}(1997 \text{ 年の燃料費}) * 0.139 = 1,110,000 \text{ RO}$$

2018 年までの燃料費削減額(NPV)； 15,537,000 RO (前提；連系時期：2001 年)
(Annex:2-2-e, Annex 3-3-i)

連系による削減コスト合計(NPV)； 30,822,000 RO

② 連系による系統運用上のメリット

連系当初、中央制御や遠隔通信装置などの監視・制御機能を拡充するまでの間は、

- ・ 平常時は、従来と同様の両系統でほぼ需要と供給力のバランスをとり連系線潮流をできるだけ流さないように運用する。
- ・ Wadi Jizzi 系統の事故時には応援潮流を受電する。

③ 中央給電指令所の設置の必要性

連系による系統規模の拡大化、複雑化に伴い、供給信頼度の向上とより経済的な系統運用が要求されることとなり、近い将来に次の機能をもった中央給電指令所が必要になると考えられる。

- ・ 電力潮流の監視・制御
- ・ 系統電圧自動調整
- ・ 系統の周波数調整
- ・ 経済的な需給調整
- ・ 系統事故の早期復旧 など

④ その他の関連事項

- ・ 現段階においても Wadi Jizzi 系統の Saham, Dank, Ibri SS と Muscat 系統の Khabura, MusannaSS などの電圧低下は深刻な問題であり、これらは連系に関係なく早急に解決すべき問題であり、連系時の系統問題として別途検討している。

(第 4 章 供給面からの対策 参照)

⑤ まとめ

連系による経済的メリットは非常に大きく、早急に系統連系をすべきと考えられるが、

至近年度は、両系統との供給力不足が著しく事故時の応援電力の余力もない状況であるため、供給力がある程度確保できる時期に連系し、このメリットの範囲内で中給機能の導入をはかる必要がある。なお、中央給電指令機能の必要なレベルと機能拡充ステップ、必要投資額などについては、今後さらに詳細な検討が必要である。

2-2-2. 電力需給計画

(1)電力需給の現状

- ・現在オマーンでは、国全体または主要系統の需給計画または需給運用計画について検討する体制はなく、デイリーの運用以外に需給の計画は存在しない。
- ・また経済性・信頼性を考慮して各発電所の出力を総合的な立場からコントロールする需給調整の業務は実施されていない。
各発電所は、設備を保有する MEW から運転・保守を委託されており、ユニットのトリップなどの事故時にも停電が生じないよう並入ユニットを多くするなど系統全体からみれば、非常に効率の悪い運転をしている。
- ・今後、需要の伸びによりさらに系統容量が増大すれば、より高い供給信頼度が要請されるとともに、より経済的な運用が求められるものと考えられる。

(2)経済的な需給運用の必要性

毎日の需給運用を担当しているコントロールセンターおよび電気・水省の関係者用として経済的な需給運用の概念が理解出来る需給運用プログラムを作成、技術移転した。特に、コントロールセンターの実運用者の理解を得て実際に使用出来るようにするため、指摘のあった実運用上の制約条件や必要なデータファイル連系等も織り込んでプログラム修正を行った。現在、毎日の運用計画および実運用の評価に使用されている。

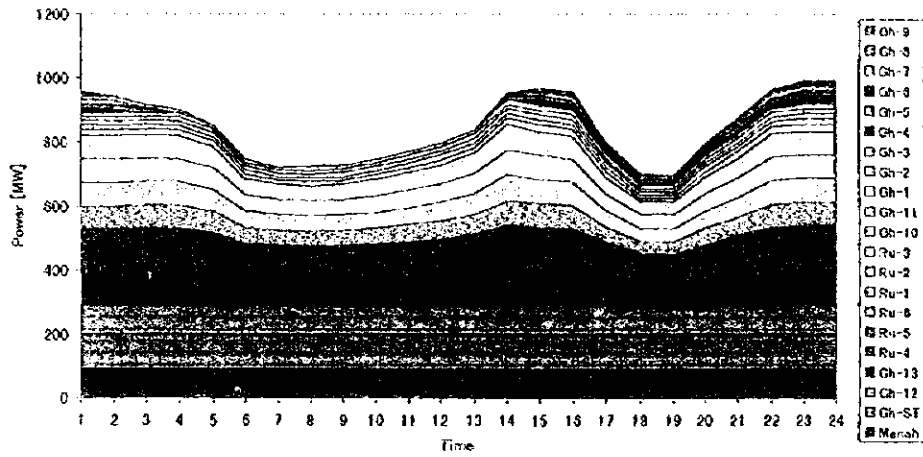
このプログラムの経済的な需給運用の考え方は、次のとおり

- ・毎時間の需要に合わせて、高効率のベースユニット(Ghubrah PS 12,13 および Rusail PS 4 ~6,1~3) から順次並列し、出力配分
- ・これに続いて、ピークユニット(Ghubrah PS 10,11 および 1~9)を必要な予備力(最大ユニット容量相当分)を持つよう並列し、出力配分

① 経済的な需給運用をした場合と実運用との比較

Muscat 系統の夏季の代表日(1997年8月1日)を選定して発電所ごとの需給運用の実績と経済的な需給運用をした場合との比較を行った。

Actual Operation



Economical Operation

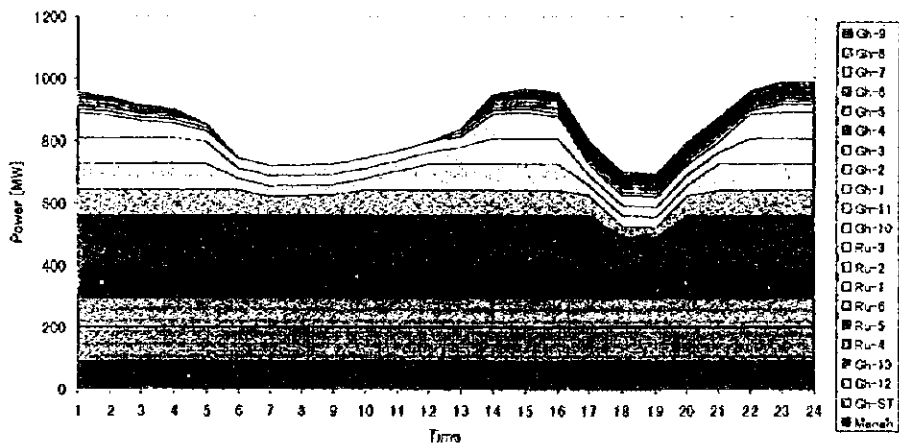


図 2-2-2 実運用と経済的運用の比較 (1997. 8. 1)

表 2-2-2 実運用と経済的運用の比較 (1997. 8. 1)

		実運用	経済的運用
ベースユニット 平均出力 (MW)	Ghubrah PS(12,13)	90 MW	94 MW
	Rusail PS(1~6)	62	69
	平均	69	75
平均 スピニングリザーブ		201	159
ガス燃料費 / 日 (1000 OR)		107.4	103.6

これによると、経済的な運用をすれば、現在行われている実際の需給運用に比べて

- ・ 並列ユニット数が少なく、スピニングリザーブを 24 時間の平均で 42MW 減少させることができる。
- ・ 効率のよいベースユニットの平均出力が 6MW 多く、この分だけ効率の悪いピークユニットの出力を抑制できる。このトータルの熱効率アップによる燃料費の低減は 3.5%である。

② 経済負荷配分による年間の燃料費メリットと中央給電指令所導入の必要性

経済負荷配分機能を導入した時の年間の燃料費メリットについて、年間のロードカーブ (Annex 2-1-a) をもとに、重負荷期、軽負荷期、端境期 の代表日から経済性を概算した結果は次のとおり。なお、重負荷期は供給力が十分ではなく、ほとんどのユニットを並列せざるを得ないため、経済負荷配分の余地は殆どなく経済性は 3.5 % 程度であるが、需要の低い時期および需要変動の大きい時期は、並列ユニットの選択の余地があり、経済運用のメリットは 6~14%程度と大きくなっている。

表 2-2-3 季節毎の燃料費節減効果

	代表日	燃料費メリット /日	日 量 (MWh)
重負荷期(6~8月)	8 / 1	3.5 %	20,300
軽負荷期(11~4月)	1/14	6.0	7,500
端境期(5,9~10月)	5 / 1	14.2	14,000

概算年平均日量：12,330 MWh

年間燃料費メリット ; $20,300/12,330 \times 3/12 \times 3.5\% + 7,500/12,330 \times 6/12 \times 6.0\% + 14,000/12,330 \times 3/12 \times 14.2\% = 7.3\%$

1997 年の Muscat 系統(Ghubrah PS、Rusail PS)の年間燃料費は約 24,250,000 RO であり、上記により算定すると 約 1,800,000 RO (約 6 億円) の燃料費メリットとなる。従ってこのメリット見合いで、コンピュータによる経済的需給運用計算機能を導入することが可能であると考えられる。Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統の連系による系統規模の拡大化、複雑化にともない、供給信頼度の向上とより経済的な運用が必要となる時点で中央給電指令所の導入をはかることが望ましい。

第 3 章
經濟財務評估

3. 経済財務評価

3-1. 経済財務評価の目的と手法

3-1-1. 経済財務評価の目的

一般にプロジェクトの経済財務評価を行う目的は、プロジェクトの採算性を計数的に明らかにすることにより、あるプロジェクトを採択すべきか否かあるいは複数のプロジェクトの中からどれを選ぶかという選択基準を与えることである。

ここでは「経済財務評価」という用語を使っているが、一般的には「プロジェクトの経済評価」という場合が多いようである。広義の「経済評価」は、さらに「財務評価」と狭義の「経済評価」に分けて用いられている。

「財務評価」はプロジェクトの実施主体即ち事業者または投資家あるいはローン貸付主体の立場からプロジェクトを採択すべきか否かの判断基準を与えるものである。

これに対して、「経済評価」は公益事業などのプロジェクトを検討する場合に、ただ単に投資の採算性を考えるだけでなく、その事業が国民経済にとってどのような意義があり、どのような影響を与えるかを計数的に表示し、そのプロジェクトを採択すべきか否かの判断基準を与えるものである。「経済評価」を行う時は、まず「財務評価」を実施した後に、それを修正し発展させた形で「経済評価」を実施するのが通常である。

3-1-2. 経済財務評価の手法

(1) キャッシュフロー分析

「財務評価」でも「経済評価」でも、一般会計原則に準拠した計算を行うことに変わりはない。プロジェクトによって手法が異なるのではなく、分析の結果がいくつか異なるプロジェクトの場合でも、また異なる時点においても比較可能であり、かつ異なる立場の関係者が承認しうるような、客観性、一貫性、継続性を備えていなければならないのである。

このような目的に適するものとして、プロジェクトの現金収支に焦点を合わせたキャッシュフロー分析がよく用いられている。

どんなプロジェクトでも Input (支出) の投入と Output (収入) の発生があり、これに対応する現金の流出(Outflow)と流入 (Inflow) とが存在する。この現金支出と現金収入を一定の基準に従って整理し、ネットキャッシュフローを算出して分析を行うのが、キャッシュフロー分析である。

(2) Net Cash Flow の計算

プロジェクトの実施に伴って収入がある場合は、それを Cash Inflow の項目に整理する。それに対して、固定資本支出とオペレーションコストが Cash Outflow を構成する。通常の損益計算における、減価償却費や繰延資産償却費は、現金の流出を伴わないので、コストか

ら除外しなければならない。また、資本の調達が自己資本であるか他人資本であるかは経済分析において考慮されることはないので、返済利子と元金償還も費用から除外する。さらにこの報告書においては国家の実施するプロジェクトを対象としているので、民間プロジェクトの場合と異なり資金の回転期間を考慮した運転資本も除外する。

このようにして得られた Cash Inflow と Cash Outflow から、プロジェクト期間の各年度ごとに Net Cash Flow が計算される。

この情報に基づいて次の四つの評価分析が可能である。

- ① 正味現在価値法
- ② 内部収益率法
- ③ 資本回収期間法
- ④ 最小コスト法

本報告書では正味現在価値法を用いて評価を行う。

(3) 現在価値

個人が金庫の中に保管している金は何年経っても金額は変わらないが、経営資源としての金はそれを用いて新しい価値の創造に活用される結果として、創造された価値のある一部分の配分を受け取る事が出来る。お金を銀行に預ければ、それが経営資源に回され、活用された結果として、預金利息を受け取ることが出来る。

仮に 1 年の定期預金利率が 8% であるとする、現在の 100 リヤルは 1 年後には 108 リヤルになって戻ってくる。すなわち現在の 100 リヤルは 1 年後の 108 リヤルと同じ価値を持っていることになる。言い換えれば 1 年後の 108 リヤルは現在の 100 リヤルと等価であると考えられる。

ある国または社会において、お金の価値の 1 年あたりの増加率が i という比率であると一般に受け入れられている場合に、 i のことを社会的割引率といい、

$$\begin{aligned} n \text{ 年後の } X \text{ リヤルの価値} &= X(1+i)^n \\ n \text{ 年後の } Y \text{ リヤルの現在価値} &= Y / (1+i)^n \end{aligned}$$

という式を用いて、異なる時点での金額を現在価値に換算して比較することが可能になるのである。

プロジェクトの経済評価に際しては 10 年以上、時には 20 年以上の長期間にわたって現金収支が発生するので、現在価値の概念は欠かすことのできないものである。

(4) 正味現在価値法 (NPV)

経済評価の分析手法として広く用いられているものの一つが正味現在価値法である。

$$NPV = \text{Cash Inflow の現在価値} - \text{Cash Outflow の現在価値}$$

であるが、実際の計算においてはプロジェクト期間の各年度ごとに計算された Net Cash Flow の現在価値として、一括計算される。NPV がプラスであるということは、そのプロジェクトが投資に値するということであり、その値が大きいほどプロジェクトの収益性が高いことを示している。

しかし、NPV は割引率やプロジェクトの期間によって大きく変化するので、NPV の絶対額にそれほど大きな意味がある訳ではない。複数の同一条件のプロジェクトを評価する場合には絶対額の大きさは選択基準として有意であるが、単独のプロジェクトを評価する場合には、NPV がプラスであればその額の大きさに拘わりなく原則選択されるのである。

本報告書では、現在世界で最も広く採用されている正味現在価値法を主とし、必要な場合には、Input の NPV のみを比較選択する最小コスト法を採用する。

3-2. 経済分析の前提条件とパラメーター

3-2-1. 前提条件

(1) 会計処理基準

会計処理基準は MEW が採用している "Commercial Accounting Basis" に準拠する。原価計算にあたっては出来るだけ MEW の勘定科目に合わせて計上するが、細分化する必要の無いときはいくつかの科目をまとめて「Operation & Maintenance」としてもよい。

MEW の原価計算科目

発電所内	燃料費、人件費、工器具備品費、償却費、金利、保険料、その他消耗品等
発電所外	償却費、金利、工器具備品費、工事費、保険料、MEW 管理費、料金徴収費、購入電力料

なお MEW 管理費は年度末に各発電所の資産簿価により配賦することになっている。

つぎに、コスト分析を行う時の固定費と変動費の区別を以下に示しておく。

固定費	人件費、工事費、償却費、金利、保険料、MEW 管理費、料金徴収費
変動費	燃料費、工器具備品費、その他消耗品等、購入電力料

(2) 基準年度

現在価格の基準年度は 1998 年とし、1998 年を Year 0 とする。

特殊な場合を除いて、投資は Year 0 に実施されるものとし、年末に資産勘定に繰り入れる。

営業運転は Year 1 以降に行われるものとする。

(3) Project Life

通常 Project Life は 5 年から 10 年が妥当であるが、本報告においては最長 20 年間とする。その理由は発電所内資産の償却期間が 20 年であることを考慮したものであったが、1997 年から発電所内資産の償却期間が 25 年に延長され、同様に発電所外資産の償却期間は 30 年から 40 年に延長された。しかし、Project Life は 20 年のままとして 21 年目に残存簿価を計上し、以降の収支は計算に含めないものとする。

3-2-2. パラメーター

(1) ガスタービンの建設コスト

本報告書の経済計算において、ガスタービンの建設コストは次の価格（1998 年価格）を使用する。

① Gas Turbine	Frame 9-E	94.1MW	RO13,850,000
② Gas Turbine	Frame 6-B	30.0	RO 6,660,000

なお新技術の経済計算において、代替のガスタービンの建設コストを計算する時は次の価格（上記をベースに、新設のバルカ発電所の増分を上乗せした数値）を使用する。

k W 当たりのガスタービン新設費用 RO 160

(2) Project Finance の金利

MEW のプロジェクト資金は全額 Ministry of Finance (MOF) からのローンを充当したものとみなして原価計算を行っている。

金利 年利 8% (実効金利 8.16%)

返済方法 半年毎の元利均等返済

ただし実際には年 1 回期末返済としているため、実効金利は年利 8.16% が適用されている。

参考 $(1+0.08/2)^2 - 1 = 0.0816$

借入期間 全資産 20 年

(参考) MOF 以外の資金の金利

① Ministry of Commerce and Industry (MCI) の Project Finance
(RO200,000 以上の設備資金) 3%

借入限度額 払込資本金の 1.5 倍または RO5,000,000 以内
(Muscat 地区以外は 2 倍)

返済期間 15 年 (年 1 回元金均等返済)
(うち初めの 5 年は元本返済猶予期間)

② Omani Bank of Development の Project Finance
(RO200,000 までの設備資金) 3%

返済期間	5年(年1回元金均等返済)	
③ 市中銀行の Project Finance	9%	
(設備資金)		
返済期間	4-10年(年4回元金均等返済)	
	(うち初めの1-2年は元本返済猶予期間)	
④ 市中銀行の Project Finance	8-10.75%	
(運転資金)	返済期間	4年
⑤ 市中銀行の消費者ローン金利	British Bank as of Jun. 24, 1998	
返済期間1年以内	12%	
返済期間1年以上5年以内	13%	
⑥ 市中銀行の預金金利	British Bank as of Jun. 24, 1998	
1カ月定期預金	6.5%	
1年定期預金	8.0%	

(3) 現在価値の割引率

Year 1 以降に表示された現在価格を 1998 年の現在価値に割引く場合の割引率は、8%を採用する。割引率はしばしば金利と混同されるが、割引率は前述したように経営資源としての金が将来創り出すであろう価値の長期的な増加率と考えられるので、割引率が長期的、基本的かつ固定的な指標であるのに対し、金利は割引率との相関を保ちながら、短期的な資金の需給やインフレーションに影響されて大きく変動する。また割引率は資本の投資利益率にも類似するが、それよりも低いレベルにあると考えられ、投資優先順位の下位に位置づけられる。国際的に割引率は 6%から 12%が一応の目安と考えられており、オマーン経済の安定した実態から 8%が妥当と思われる。

(4) 償却

償却は MEW の省内基準 (1997 年から改訂) に従い次のとおりとする。

期間	発電所内資産	25年
	送配電施設	平均40年
方法	定額償却	
	残存価格	0 (帳簿価格 ROI)

なお、n 年目の残存簿価 (Residual Value) を計算する時は次の算式を使う。

発電所内資産	投資額*4%*(25-n)
送配電施設	投資額*2.5%*(40-n)

(参考) 一般償却基準

オマーン的一般企業で用いられている償却期間は次のとおりである。

建築物（第1級）	25 年
建築物（第2級）	6.6 年
橋梁、配管、軌道等	10 年
車両、輸送機器その他重機	3 年
装置、設備	6.6 年
船舶、航空機	6.6 年
病院建物、教育研究設備	1 年

(5) 損害保険

損害保険は、Ministry of National Economy(MNE)を保険者として下記の料率で付保している。MNE は世界中の有力保険会社に再保険を掛けている。また現在適用されている保険料率は 1997 年から改訂された。

料率 0.02%/年 (対資産帳簿価格)

(6) 法人税

MEW の事業は国家の事業であり、当然法人税は課税されない。しかし、Independent Power Producer (IPP) は課税対象となるので参考までに法人税について述べておく。

オマーンの法人税は 1995 年から課税されることになったが、外国企業を除いて実質課税猶予されている。すなわち営業開始後 5 年間（更に 5 年間の延長を含めて 10 年間）は課税免除の特典が与えられている。

以下にオマーン資本の企業に対する課税基準を掲げる。

① オマーン資本 51%以上

所得	税率
RO 30,000 以下	0
RO 30,000 - 200,000	5.0%
RO 200,000 以上	7.5%

② オマーン資本 51%未満

所得	税率
RO 30,000 以下	0
RO 30,000 - 130,000	15%
RO 130,000 - 280,000	20%
RO 280,000 以上	25%

(7) インフレーション

インフレーションの影響は考慮しないものとする。その理由は次のとおりである。

- ① プロジェクトの Input と Output の価格は時間の経過とともに変化するものと思われる。しかしその変化が Input と Output のすべてにほぼ同率に推移するとすれば、それらの影響は互いに相殺し合っってプロジェクトの経済的評価の結果を左右しないと考えられる。
- ② オマーンでは 1992 年から 1995 年まで消費者物価指数は 1%以下の極めて安定した水準を保っている。(1993 年のみ 1.1%) また 1996 年から 2000 年までの「第 5 次 5 ヶ年計画」でもインフレーション率を年率 1%以下に抑えるとしている。

(8) 外貨交換比率 (固定)

オマーンリヤルの外貨交換比率は長年にわたり対米ドル固定レートを維持している。

Rial Omani (RO) 1 = US\$ 2.58

US\$ 1 = RO 0.388

(TTB = 0.381、TTS = 0.388 であるが、計算上は両式とも等価であることが望ましいので 0.388 とする)

(9) 関税

オマーンの輸入関税は次の 4 項目に分けられている。

品目	税率
① アルコール飲料	100%
② 豚肉	100%
③ 煙草	70%
④ その他	5%

ただし、④の категорияにおいても食料品、日用雑貨等を中心に 21 項目の免税品が定められており、その第 20 項に「政府機関が直接輸入した物品」とあるので、本報告においては関税を無視する。

3-3. 電気事業財務分析

MEW が事業主体となって実施している電気事業の 1997 年の総合収支を Annex 3-3-a Production Cost at Consumer End、Annex 3-3-b Unit Cost at Consumer End および Annex 3-3-c Unit Cost at Exported from Power Station に示している。(資料出所は MEW の Annual Report, 1997)

コスト分析に当たっては、Annual Report に従って以下のカテゴリーにまとめて概観する。

第 1	Muscat	Ghubrah PS と Rusail PS の合計
第 2	Manah	Manah PS
第 3	Wadi Jizzi	Wadi Jizzi PS
第 4	Rural	地方の Diesel turbine による 27 の発電所合計

なお Manah は IPP(Independent Power Producer)であるが、Muscat 系統と連系され一体となって運用されているため、統計上は MEW に含めている。

3-3-1. 発電と電力消費の実績

系統別の定格出力は次表のとおりである。

表 3-3-1 系統別発電能力

System	No of PS	Type	Capacity, MW	%
Muscat	2	Gas Turbine	1,037	57.8%
Manah	1	Gas Turbine	84	4.7%
Wadi Jizzi	1	Gas Turbine	278	15.5%
Rural	27	Diesel	395	22.0%
Total	31		1,794	100.0%

- (1)1997 年の総発電電力量は 7,318 GWh (対前年比 7.6%増)であった。
- (2)発電所からの送電電力量は 6,949 GWh で総発電電力量の 95.0%にあたる。5.0%は自家消費と Desalination Plant の消費電力である。
- (3)消費者の総消費電力量(料金支払対象)は 5,623 GWh で総発電電力量の 76.8%もしくは送電端の 80.9%である。しかし、以下のコスト分析においては Desalination Plant の消費電力を加えた 5,825 GWh (総発電電力量の 79.6%)をベースとして行う。
- (4)送電電力量と消費電力量の差は送電電力量の 18.2%で、前年の 17.2%から 1 ポイント悪化している。先進国の送配電損失率に比べ 10%以上大きい。こういったロス削減が大きな課題であることは言うまでもない。

表 3-3-2 発電電力量と消費電力量の比較

Energy	GWh	%
Generated	7,317.7	100.0%
Exported	6,948.6	95.0%
Billed	5,623.0	76.8%

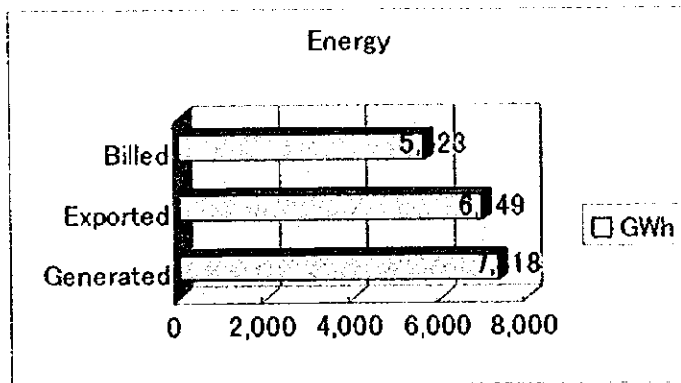


図 3-3-1 発電電力量

3-3-2. 発電コスト

- (1)消費者が受電する電力のコストは 26.2Bz/kWh である。これは前年の 28.0Bz/kWh に比し 6.4% の改善であるが、その主たる要因は償却期間変更に伴う資本コストの減少に伴うものである。
- (2)これに対して、消費者の支払電力料金は 15.1Bz/kWh (コストの 57.5%) であり、送電端のコストである 18.8 Bz /kWh にも達していない。

表 3-3-3 発電コスト

Production Cost	Million RO	baiza/KWh	%
Fuel	66.98	11.5	43.9%
Others within PS	42.51	7.3	27.8%
T/D Cost	30.39	5.2	19.9%
MEW Administration	8.89	1.5	5.8%
Billing Charges	3.88	0.7	2.5%
Total	152.65	26.2	100.0%

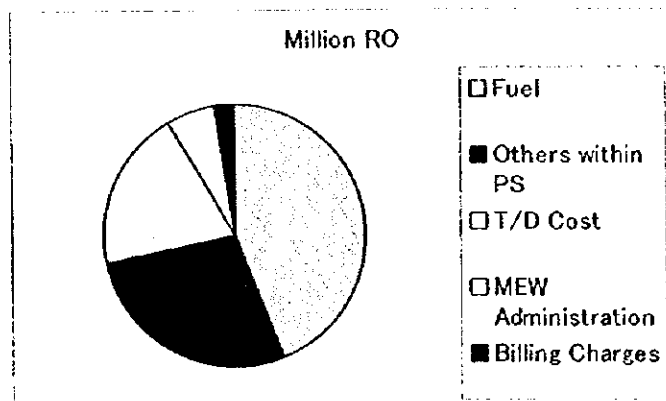


図 3-3-2 発電コスト

(3)カテゴリー別の発電コストは次図のとおりで、Manah と Rural がその他に比べて突出している。Manah は IPP であるため投下資本コストの負担が大きい、Rural の場合はディーゼル発電であるため燃料コストの影響が極めて大きい。

表 3-3-4 系統別発電コスト Baiza/KWH

Category	Muscat	Wadi Jizzi	Manah	Rural	Total
Generation Cost	12.916	15.362	27.250	38.639	18.798
Cost outside PS	4.607	9.604	17.940	9.796	7.410
Production Cost	17.523	24.966	45.190	48.435	26.208

Cost by Category

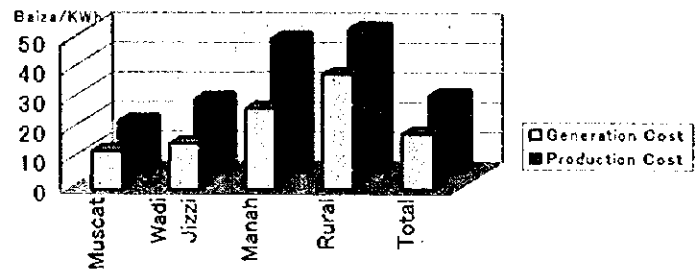


図 3-3-3 系統別発電コスト

そこで次に燃料だけを取り上げて比較すると次図のとおりで、Diesel発電に頼っているRural系統の燃料コスト高が明瞭に浮かび上がってくる。

表 3-3-5 系統別燃料コスト Baiza/KWH

Category	Muscat	Wadi Jizzi	Manah	Rural	Total
Fuel Cost	8.155	9.456	8.242	27.411	11.499

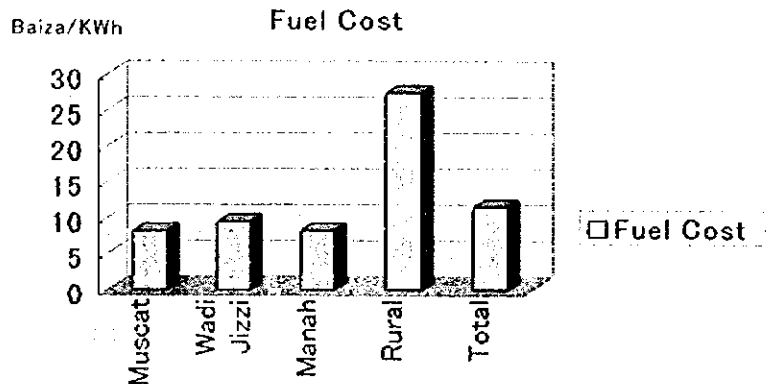


図 3-3-4 系統別燃料コスト

(4)政府補助金は 11.144 バイザ/kWh (発電コストの 42.5%) で、その総額は 64.9 百万 RO に達しており、前年の 69.9 百万 RO に比べると 5 百万 RO の減であるが、依然として電気事業の巨額の赤字構造は大きな問題である。地域別にみると政府補助金の 50%がサララを含む地方の小規模ディーゼル発電所による発電コスト高を補うために支出されており、これの改善が大きな課題である。

表 3-3-6 系統別政府補助金

Category	RO1000				
	Muscat	Wadi Jizzi	Manah	Rural	Total
Govt. Subsidy	6,200	9,973	16,160	32,577	64,910
Billed	54,955	11,132	8,125	13,534	87,746

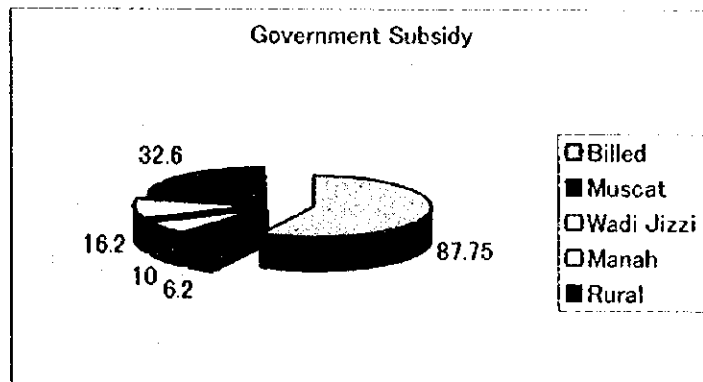


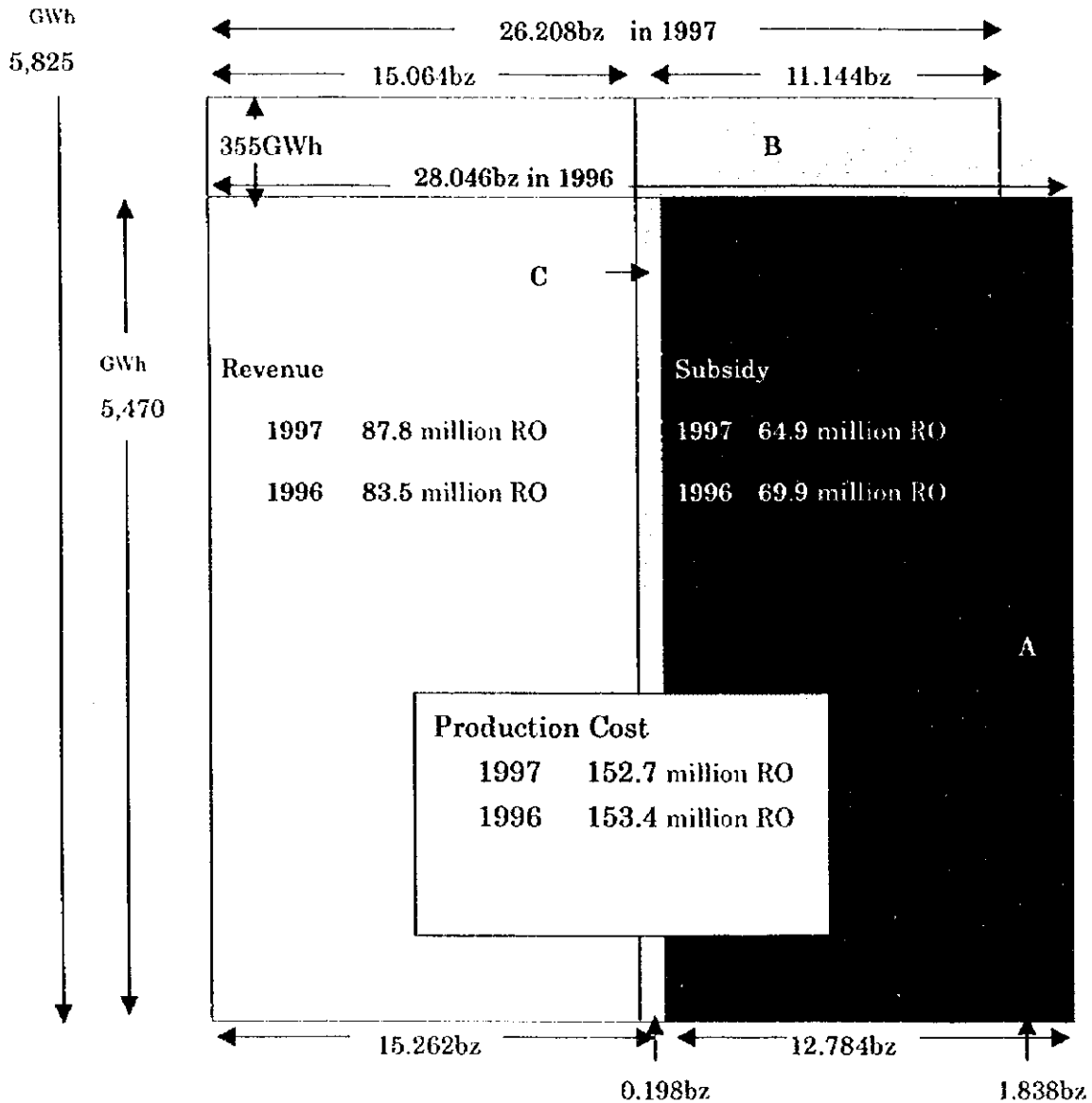
図 3-3-5 系統別政府補助金

3-3-3. 政府補助金減少の要因分析

1997年の政府補助金は 64.9 百万 RO で、前年に比し 5 百万 RO の減少となった。図 3-3-6 はこの減少の要因を分析したものである。これによると発電コストが 28.046 Bz/kWh (1996 年) から 26.208 Bz/kWh (1997 年) へ下がったことによる減少額が 10.05 百万 RO (図の A) となっている。もっともコストダウンは資産の償却基準変更による投下資本コスト負担の減少であって、合理化努力による真の意味でのコストダウンではない。

しかしこの節減額も需要増に伴い発電電力量が 1996 年の 5,470GWh から 1997 年の 5,825GWh へと 355GWh 増加したことにより、3.96 百万 RO (図の B) が相殺されている。また、販売電力単価が 15.262Bz/kWh (1996 年) から 15.064Bz/kWh (1997 年) へと 0.198Bz/kWh 下がったことにより、1.08 百万 RO (図の C) が相殺されたため、結局政府補助金の減少は 5.01 百万 RO に止まっている。電力コストをどれだけ引き下げても大幅に原価割れした電力料金となっているため、消費電力が増えれば増えるほど赤字が増えるという構造になっている。したがって、今後、継続的な需要増加が予想されることから政府補助金を減らすのは極めて難しい。コストダウンのみでは赤字を解消できる見込みはなく、電気料金収入増を図る抜本的な対策が必要である。

Cause Analysis of Reduction in Government Subsidy



- A: Plus Effect by Cost Down $(28.046 - 26.208) \text{ bz} \times 5,470 \text{ GWh} = 10.05 \text{ million RO}$
- B: Minus Effect by Increase in Production $11.144 \text{ bz} \times (5,825 - 5,470) \text{ GWh} = 3.96 \text{ million RO}$
- C: Minus Effect by Decrease in Average Elec. Tariff $(15.262 - 15.064) \text{ bz} \times 5,470 \text{ GWh} = 1.08 \text{ million RO}$
- Total $10.05 - 3.96 - 1.08 = 5.01 \text{ million RO}$

図 3-3-6 政府補助金減少の要因分析

3-3-4. 財政健全化の提案

これまで見てきたように電気事業は毎年大きな赤字を出しており、これを政府の補助金で帳消しにしているのは決して健全な姿とは言えない。収支のバランスが取れるように事業の体質改善に取り組むことが急務である。

MEW は電気事業民営化の方針を打ち出している。民営化を進めるためには電気事業の収益性の改善が必至である。そのために次のような経営改善策が必要であると考えます。

(1) Rural 発電所におけるの燃料転換の促進

発電コスト高の理由の一つが Rural 発電所の燃料高にあることはすでに何度も指摘したとおりであり Diesel Oil から天然ガスへの燃料転換の促進が必須である。この点についてはすでに MEW としても最大の課題として取り組んでおり、Dhofar、Sharquia 地方での発電事業の民営化によりガスタービン発電所を建設する計画を進めているところであり多言を要しないであろう。

(2) 既存の発電所の稼働率の引き上げ

現在、夏季の冷房需要が非常に大きく、冷房を必要としない季節との需要の格差が非常に大きい。このため、年間の設備利用率は 50%程度と非常に効率が悪い状態となっている。このような年間の負荷変動については有効な解決策はほとんどないが、少なくとも最大需要の伸びを極力抑え、さらにベースとなるべき産業需要など低負荷時の需要を増やす努力をすることで、年間の負荷率を少しでも改善するよう努力しなければならない。特に最大需要の抑制には DSM の手法が有効である。

(3) 発電所の熱効率の向上

現在のガスタービン発電所の運転方法では燃料の消費効率が悪い。各発電機の運転を総合的に計画、管理することで熱効率を高めることが可能であり、そのために次の 2 点を提案したい。

① Muscat System と Wadi Jizzi System の系統連系

② 中央給電指令所の建設と各発電機の Operation Mode の変更

北部の大型発電所の運転およびメンテナンス管理は全て民間企業（オペレーター）に委託しており、3 年ないし 4 年の運転委託契約を結んでいる。契約により、燃料、Spare Parts、自家消費用の電気・水等が MEW 支給となっている。オペレーターにとって最大の関心事は、いかにして事故や故障による運転停止を起こさず安定的な運転を維持するかということであり、熱効率の向上や Utility の削減についてはあまり関心が無い。そこでオペレーターにも

燃料費削減に強い関心を持たせ、削減のための努力を期待するために、削減された費用の一定割合を Incentive として与えるような施策が考えられてしかるべきである。

(4)ロスの削減

ロスについては Annual Report, 1997 の Section 3 に詳しく報告されているが、Desalination や所内消費を除いた正味の System Loss が 1997 年で総発電電力の 16.9% (1,234GWh) となっており、1996 年の 16.1% (1,093GWh) に比べて 0.8% (141GWh) 増加している。先進各国のロス率（送配電損失率）は 1995 年の実績で 8%以下、日、米、独は 5%程度である。これと比較しても大幅な削減の余地があると言えよう。

Loss Management については、すでに MEW では改善策の実施に着手しており、そのための第一歩として変電所のメーターの取替えによる測定精度の向上によって、実際にロスを正確に計量しようとしている。

(5)新規投資の抑制または延期

投資による固定資本の償却費や金利の負担は総発電コストの 36.2%に上っている。投資を削減したり延期することにより将来発生する資本コストを抑制するため、発電設備の建設を抑制する方策として、次の 3 点を提案したい。

- ① Muscat System と Wadi Jizzi System の系統連系
- ② 水注入方式の採用による既設ガスタービン発電機の出力増加
- ③ DSM の推進

(6)電気料金制度の改善

すでに見てきたように合理化努力によるコストダウンだけでは赤字解消への道ははるかに遠い。電気料金制度の Restructuring による収入増加は避けては通れないと思考する。この件については別のセクションで提案されている。

3-3-5. 総合投資計画と経済分析

(1)総合投資計画

本報告書において提案した諸対策のうち、投資効率が大きくかつ事業の採算性を向上させて行く上でニーズが高いと判断されたプロジェクトについて 1999 年から 2010 年までの 12 年間の総合投資計画を表 3-3-4 に掲載している。(Annex) 対象は Muscat 系統、Wadi Jizzi 系統に、将来計画の Barka 発電所を加えた Northern Oman Electricity Grid である。Manah 系統は IPP のため除外している。

プロジェクト名および総投資額を次表に要約しておく。

表 3-3-7 総合投資計画

No	Project	Investment RO 1,000
1	Muscat 系統と WadiJizzi 系統の連系	7,530
2	ガスタービンの水注入設備	7,330
3	中央給電指令所	4,000
4	電池電力貯蔵システム (合計に含まず)	(2,500)
5	電力量計の更新	1,000
	提案プロジェクト小計	19,860
	ガスタービン発電設備の新增設	251,280

なおこの投資計画には、本計画調査の対象外である送配電設備にかかる投資及び定常的なメンテナンス投資は含まれていない。この結果は 2010 年までの総投資額は 1998 年価格で約 270 百万 RO となっている。

(2)収支計算

次に提案された諸対策を実施した場合(With Project) と実施しなかった場合(Without Project)の 2 ケースについての収支計算書を Annex と Annex に掲載している。計算の前提条件はそれぞれの脚注に記載している。当然のことであるが、収支計算には Capacity Cost と呼ばれる減価償却費、ローンの金利、保険料が含まれている。

2 ケースについての収支計算書の最終的な Net Income を次表に示す。

表 3-3-8 Net Income 比較表

単位: RO1,000

Year	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Case 1: With Project	-7,277	-8,479	-1,749	-1,519	-3,627	-1,899
Case 2: Without Project	-12,453	-13,119	-10,391	-9,588	-12,728	-12,740
Difference (Without - With)	5,176	4,640	8,642	8,069	9,101	10,841
Accumulation of the above	5,176	9,816	18,458	26,527	35,628	46,469

Year	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10	Year 11	Year 12
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Case 1: With Project	-1,421	-535	925	2,817	3,083	3,701
Case 2: Without Project	-13,131	-10,982	-10,420	-9,398	-8,581	-8,897
Difference (Without - With)	11,710	10,447	11,345	12,215	11,664	12,598
Accumulation of the above	58,179	68,626	79,971	92,186	103,850	116,448

これによると Northern Oman Electricity Grid については Project を実施した場合には、2010 年までの間、赤字脱却には至らないが年々赤字は減少して行く。しかし、実施しなかった場合と比較すると、1999 年と 2000 年の 2 年間は初期投資額が大きいため採算性が悪いが、それ以降は明らかに Project を実施した場合の方が収支改善効果が大であり、2010 年までの収支改善累積額は 1998 年の現在価値で 118 百万 RO に達するという結果になっている。

さらに、Annex3-3-e からいろいろな感度分析を行うことができる。ここでは次の 2 ケースを分析してみる。

① ロスを 1%削減したケース

Northern Oman Electricity Grid においては消費者の手元に届く電力量は発電量の 80% である。これを 1%改善し 81%とした場合の収支を Annex 3-3-g に示す。消費電力は変わらないので、ロスが減少した分だけ発電量が少なくて済むのであるが、その電力量は 1998 年から 2010 年までの 13 年間平均で 100GWh/年と計算され、それに伴う燃料費その他の削減額が年平均で RO720,000 と推定される。

② 電力収入が 5%増えたケース

Northern Oman Electricity Grid において、消費者電力収入が 5%増えたと仮定し、その他の条件が一切変わらないものとした場合の収支を Annex 3-3-h に示す。1998 年から 2010 年までの 13 年間平均で RO 5.0 百万/年の増収になるものと推定され、2001 年の単年度収支が黒字に転ずるものと推定される。

(3)経済評価

これまで電力供給事業の収支を見てきたが、次に National Economy の立場から経済評価を行ってみる。経済評価の結果は Annex に掲載している。ここで考慮する要因としては国産天然ガスの引き取り価格の問題と国営事業である淡水化事業、鋳業について電力料金が課せられていないことである。

① ケース 1 天然ガス価格が US\$ 1.5/1,000CFT の場合

ケース 1 は天然ガス価格を MEW が PDO から購入している US\$1.5/1,000CFT のままとして、1998 年から 2010 年までの 13 年間のキャッシュフローを整理し、Net Cash Flow を計算したものである。投資総額は次表のとおりである。

表 3-3-9 投資総額 Unit: RO 1,000

区 分	投資金額 (1998 年価格)	NPV in 1998
発電所	262,610	
送変電施設	115,454	
その他	8,320	
計	379,064	149,388

②ケース 2 天然ガス価格を US\$0.75/1,000CFT とした場合

ケース 2 は天然ガス価格のうち PDO が開発と供給に必要とするコスト（購入価格の約半額即ち US\$0.75/1,000CFT と推定）をトランスファー価格と考えて、実購入価格 US\$1.5/1,000CFT から差引いて Net Income を計算したものである。すでに 3-2 項で述べたように、インフレーション、法人税、関税等の影響は無視して計算している。ケース 1 とケース 2 の NPV の差額 380 百万 RO は取りも直さず天然ガスのトランスファー価格に相当する。

(4)各提案の Cash Flow Analysis

最後に本報告書において提案された案件について、1999 年から 2018 年までの 20 年間を対象とした Cash Flow Analysis による財務評価結果を Annex 3-3-i から Annex 3-3-v に掲載している。内容はそれぞれの Section で詳細に説明されているのでここでは省略した。

3-4. プロジェクト ファイナンス

(1)資金調達

これまでに述べた各種投資を実行するに当たり、資金の調達が次の重要課題となってくる。オマーンでは国内における資本蓄積が充分ではないので、海外からの投資または借入に依存せざるを得ない。海外におけるプロジェクトファイナンスの提供者としては、World Bank の International Finance Corporation (IFC) を始め、各種の国際機関や各国の協調融資銀行団等があるが、ここでは最も利用可能性の大きい日本輸出入銀行 (The Import-Export Bank of Japan ; Exim Japan) の ファイナンスを紹介する。

(2)Exim Japan のファイナンス

Exim Japan が提供するファイナンスには大きく分けて次のようなものがある。

① 民間事業者に対するファイナンス

- a. 輸出金融
- b. 輸入金融
- c. 投資金融
- d. プロジェクト ファイナンス

c. 債務の保証

②外国政府等に対するファイナンス

a. アンタイドローン

b. 債務の保証

c. 出資その他

これらの中でオマーン国が利用可能なものとしては次の2種類が考えられる。

a. 民間事業者に対するプロジェクトファイナンス

b. 政府に対するアンタイドローン

近年開発途上国においては政府部門の対外借入を増加させない等の目的から対外借入債務の保証をしない傾向にある。オマーンでも1994年の開発評議会決定 No.71によりそのような方向を打ち出している。このような場合に、電力、通信、運輸、水道などの公益性の高いインフラストラクチュアプロジェクトに対し、Exim Japan は1)のファイナンスを提供している。しかしこの場合のファイナンスは事業に参加する日本の輸出業者または出資者を通して行われるので、必ずしも一般的とは言えない。

これに対し2)の政府に対するアンタイドローンは、必ずしも日本の事業者の参加を条件としない資金協力であり、オマーンにとって最も利用しやすいローンであると言えよう。

(3)融資条件

融資条件はOECDのConsensusに基づいて決められており融資の種類によってあまり変わらない。以下に主な融資条件を記載しておく。

① 金利	契約時固定 2.1%
② 対象資金	頭金(15%以上)を除く投資金額
③ 融資割合	60-70%限度
④ 返済期間	1-10年、ただしTurbineは12年まで延長可

(4)アクセス

上記の融資を申込む時の連絡先は次のとおりである。なお在外日本大使館に紹介の依頼をすることができる。

東京都千代田区大手町1-4-1

日本輸出入銀行(営業第二部)

TEL: 03-3287-9329

(5)前例

オマーンがExim Japanを利用した例として、1998年6月にソハール港建設資金のアンタイドローンの協調融資契約が仮調印されたことを付記しておく。

第 4 章

供給面からの対策

4. 供給面からの対策

4-1. 系統安定化技術と給電運用

電気は、生活・産業の基盤であるため、電圧・周波数が一定で停電のない安定した電力を安い料
金で供給されなければならない。このことは、社会が発展するにしたがって、ますます重要にな
ってくる。その方策としては、将来の需要想定に基づいた設備の計画的拡充とその設備の効率的
運用が必要不可欠である。以下に、オマーン国の電力系統の現状と系統の安定化の技術的方策な
らびに効率的な給電運用を実施するための給電指令システム等について報告する。

4-1-1. 電力系統運用の現状と問題点

(i) 系統構成

オマーンには現在いくつかの単独系統があり、その電力系統は図 4-1-1 のように、送電系統
は 132kV, 33kV、配電系統は 11kV, 415V で構成されている。

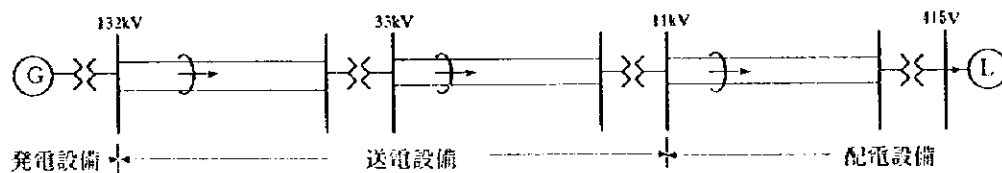


図 4-1-1 電力系統の構成

その主要系統である Muscat 系統、Wadi Jizzi 系統の基幹電圧である 132kV 系統の構成の特
徴は、下記のとおりである。(図 4-1-2, 図 4-1-4 参照)

Muscat 系統の特徴

発電設備は GHUBRAH 発電所(537MW)、RUSAIL 発電所(500MW)、MANAH 発電所(84MW)の 3 発電所
からなり、トータル出力 1132MW を有している。132kV 送電線は、基幹系統は、 $400\text{mm}^2 \times 2$ の
2 回線で構成され、特に、GHUBRAH 発電所、RUSAIL 発電所、WADI ADAL 変電所、MADINAT QABOOS
変電所は強固なループ系統をなしている。MANAH 発電所の系統は 96 年 10 月に RUSAIL 発電
所で Muscat 系統と連系された。その他の系統は負荷供給線で、需要規模や地域特性を考慮
して、 $400\text{mm}^2 \times 2$ 、 $400\text{mm}^2 \times 1$ 、 $240\text{mm}^2 \times 1$ の線種が使用され、すべて 2 回線の構成となっ
ている。

変圧器については、主要変電所は 125MVA \times 2 台、その他の変電所は、63MVA \times 2 台、40MVA \times
2 台などすべて複バンクで構成されている。変電所の 132kV 母線については、負荷供給変電
所では、母線が省略され送電線と変圧器は直結し、設備の効率化を図っている。

Wadi Jizzi 系統の特徴

Wadi Jizzi 系統は Muscat 系統の約 4 分の 1 の系統容量である。発電設備は、WADI JIZZI 発電所(278MW)のみである。

132kV 送電線については、基幹系統の WADI JIZZI 発電所～SOHAR 変電所は、400mm²×2 の 2 回線で構成され将来の Muscat 連系に備えている。その他の系統は負荷供給線で、需要規模や地域特性を考慮して、225mm²×1、175mm²×2、175mm²×1 の細い線種が使用され、ほとんどがまだ 1 回線の構成となっている。

変圧器については、SOHAR 変電所は 125MVA×2 台、その他の変電所は 60MVA×2 台、63MVA×1 台、40MVA×1 台、30MVA×1 台などで構成されている。

変電所の 132kV 母線については、負荷供給変電所では母線が省略され送電線と変圧器は直結し、設備の効率化を図っている。

(2) 設備増強の考え方

送変電設備の増強計画は N-1 の基準に基づいている。これはすべての送変電設備に適用され、送電線 1 回線事故や変圧器 1 台の事故では、基準電圧の 90%以下の電圧低下や残った設備に過負荷が生じないように設備は増強される。33/11kV 変電所の変圧器設置標準は、10MVA×2 台または 20MVA×2 台である。

(3) 供給信頼度の考え方

電圧については、平常時は 132kV 系は±5%、33kV 系は±5%、11kV 系は±5%、415V 系は±6%以内を、事故時は±10%以内目標している。

周波数については 50±0.02Hz 以内を目標にしている。発電機脱落事故などにより周波数が著しく低下した場合、周波数リレーで負荷遮断を行う UF リレーシステムを設置し、周波数の維持を図っている。第 1 段階の負荷制御は 49.3Hz で実施、以下 0.1Hz 刻みの 10 段階制御となっている。

停電時間については特に目標値はない。夏期の重負荷時には負荷制限（ロードシェッド）が実施され、長時間になる場合は負荷切替を実施している。

送変電設備運用限度については特になく、N-1 の基準に基づいて建設されているため、送電線 1 回線または変圧器 1 台停止しても、問題なく供給できる設備となっている。

(4) 系統事故実績について

1994～1997(11 月調査時点まで)年の Muscat 系統の事故実績を調査したところ、132kV 系統では毎年約 11 件の事故が発生している。原因別でみると、

設備に起因するもの（設備・ケーブル）	2件(18%)
運用に起因するもの（操作・手動開放・過負荷等）	2件(18%)
自然災害に起因するもの（雨・樹木）	0件
公衆に起因するもの（車・人身事故）	0件
不明事故	4件(37%)
瞬時事故	3件(27%)

となっている。（詳細は Annex:4-1-a 参照）

33KV 系統では毎年約 117 件の事故が発生している。原因別でみると、

設備に起因するもの（設備・ケーブル）	35件(30%)
運用に起因するもの（操作・手動開放・過負荷等）	26件(22%)
自然災害に起因するもの（雨・樹木）	7件(6%)
公衆に起因するもの（車・人身事故）	4件(4%)
不明事故	6件(5%)
瞬時事故	38件(33%)

となっている。（詳細は Annex:4-1-b 参照）

この結果より分かることは、設備または運用に関係する事故が非常に多いことである。このことは、設備の運転保守、設備自体あるいは系統運用を改善することにより、事故の減少を図ることができることを示している。今後、社会の発展と共に電気の重要性が増してくるので、停電事故の減少をはかっていく必要がある。そのためには事故原因を更に細かく分析し、場合によっては、設備の運転保守方法の改善、設備の改善あるいは系統運用体制の強化など対策を講じていく必要がある。ちなみに、日本においては、設備に起因するものはほとんどなく、台風・雷・鳥獣等自然災害によるもの、それも瞬時復旧がほとんどである。

4-1-2. 供給安定化対策の検討

(1)シミュレーション解析による系統安定性の検討

コントロールセンターより入手したデータを基に、132kV Muscat 系統、Wadi Jizzi 系統のシミュレーションモデルを作成し、コントロールセンターでデータの照合などモデルの妥当性を確認の後、現在系統におけるシミュレーション解析を行い、系統上の問題点および対策を検討した。また、電圧動揺の問題が深刻な MUSANNA SS の 33kV 系統の電圧動揺の問題についても、シミュレーション解析を行い、問題点と対策を検討した。

①電圧潮流解析結果と対策

a.Muscat 系統

132kV Muscat 系統(図 4-1-2)をシミュレーションし、コントロールセンターから提示のあった発電と負荷のデータをインプットして、計算を行った結果、図 4-1-3 の結果を得た。(Annex:4-1-c 参照)

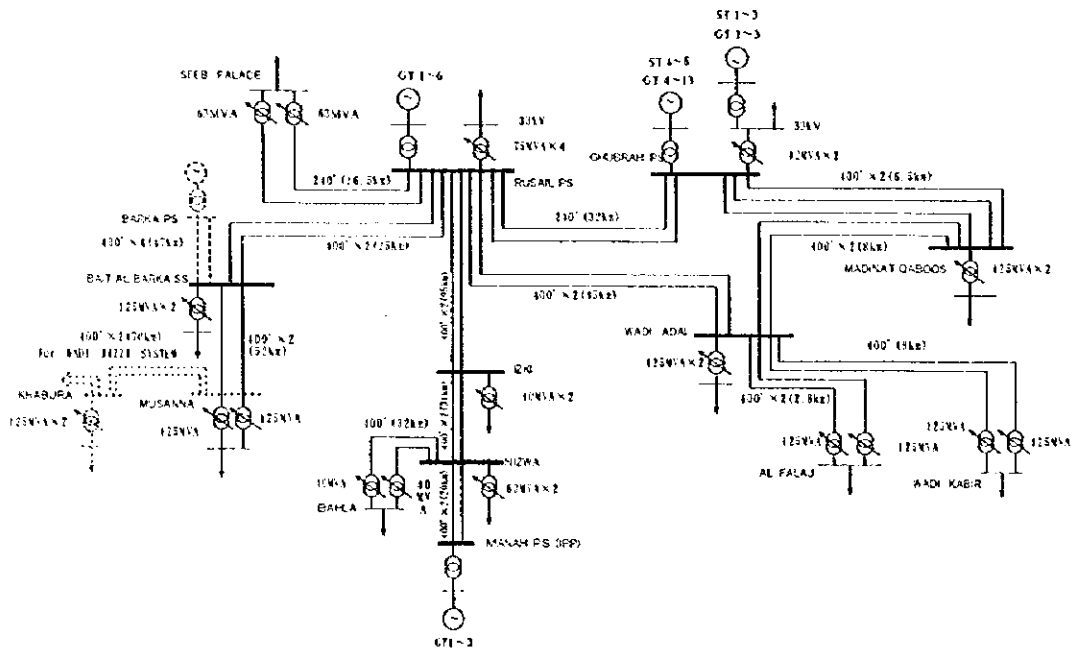


図 4-1-2 132kV MUSCAT SYSTEM

この図から分かることは、負荷の力率が悪いために 132kV 系統全体の電圧が全体的に低くなっていることである。特に、MUSANNA SS の電圧は目標電圧(1.05~0.95p.u.) よりかなり低く、現在の設備では目標値を維持できないことである。(図 4-1-3 の曲線 Peak)

この対策としては 33kV 系統負荷の力率を改善する方法があり、33kV 系統に電力用コンデンサ(SC)を設置し、33kV 系統負荷の力率を 0.95 程度に改善する方法で検討した。SC 設置により 33kV 系統負荷の力率は 0.87→0.95 に改善され、系統電圧は MUSANNA SS も含めてすべて目標値以内に改善できた。(図 4-1-3 の曲線 Peak(SC in))

また、SC 設置によりピーク電圧維持は可能であるが、深夜等オフピーク時に電圧が

上がり過ぎる可能性がある。そのため、それについて検討したところ、電圧上昇は目標電圧以内であり、オフピーク時に SC を開放しなくても電圧過昇の問題はないことが確認できた。(図 4-1-3 の曲線 Off Peak(SC in))

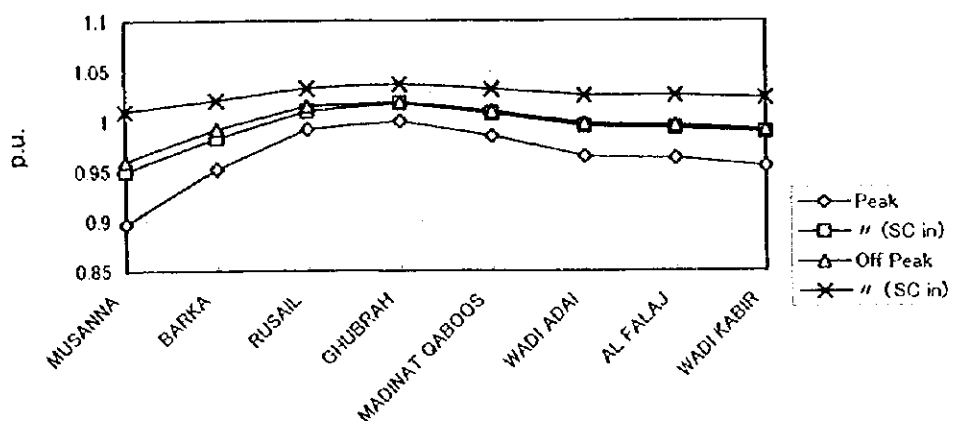


図4-1-3 132kVBUS VOLTAGE (MUSCAT SYSTEM)

次に、電圧動揺が発生して深刻な問題をかかえている RUSAIL-BARKA-MUSANNA 線の電圧問題について、33kV 系統も含めて検討した。

132kV 系統において、電圧安定度の確認をするため、MUSANNA SS の受電電力と受電電圧との関係を表す P-V 曲線を求めたところ、電圧安定度の限界にはまだ達しておらず、MUSANNA SS は、SC 設置により受電電力を確保できることが分かった。

(Annex:4-1-d)

MUSANNA SS の 33kV 系統において、電圧対策を検討した結果、電圧低下の著しいところ、送電限界にあるところなどあることが分かった。(Annex:4-1-e, 4-1-f 参照)

以上より、Musanna SS 系統の当面对策として、表 4-1-1, 表 4-1-2 の対策を実施する必要がある。

表 4-1-1 132kV 系統の問題点と対策

個所	問題点	対策
Barka SS 33kV Bus	電圧低下	10MVA SC 新設
Musanna SS 33kV Bus	電圧低下	40MVA SC 新設

表 4-1-2 Musanna SS の 33kV 系統の問題点と対策

個所	問題点	対策	その他
Khaborah fdr-2	送電限界	132kV 送電線の導入	計画済 (Wadi Jizzi 系統より送電)
Rustaq-2 SS 11kV Bus	電圧低下	5MVA SC 増設	
Sana Bani Gafar SS 11kV Bus	電圧低下	3MVA SC 新設	
Suweiq-2 SS 11kV Bus	電圧低下	5MVA SC 新設	
Marble Factory SS 11kV Bus	電圧低下	3MVA SC 新設	
Wadi Jawahir SS 11kV Bus	電圧低下	3MVA SC 新設	

将来的には、BARKA PS の新設や送電系統の力率を 0.95 以上に改善などの対策を講じ電圧維持を図る必要がある。

b.Wadi Jizzi 系統

132kV Wadi Jizzi 系統(図 4-1-4)をシミュレーションし、コントロールセンターから提示のあった発電と負荷のデータをインプットして計算を行った結果、図 4-1-5 の結果を得た。(Annex:4-1-g)

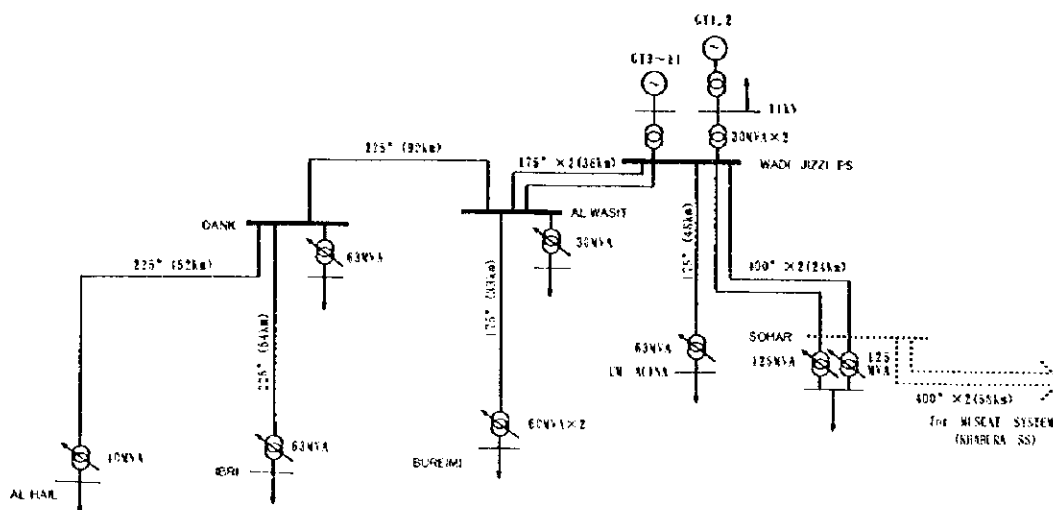


図 4-1-4 132kV WADI JIZZI SYSTEM

この図から分かることは、Muscat 系統と同様に負荷の力率が悪いために、132kV 系統全体の電圧が全体的に低くなっていることである。特に、DANK SS、IBRI SS、AL HAIL SS の電圧は、目標値を大幅に下回っており、現在の設備では目標値を維持できないことが分かった。(図 4-1-5 の曲線 Present)

この対策としては、33kV 系統に SC を設置して負荷の力率を改善する方法と AL WASIT

SS～DANK SS 間の送電線 1 回線増設する方法が考えられる。まず、33kV 系統に SC を設置し、力率を改善する方法で検討した。SC 設置により、33kV 系統負荷の力率を現在の 0.83→0.95 に改善しても、DANK SS、IBRI SS、AL HAIL SS の電圧を目標値以内に上昇させることはできない。(図 4-1-5 の曲線 case 1)

もう一つの AL WASIT SS～DANK SS 間の送電線 1 回線増設する方法も、同様に DANK SS、IBRI SS、AL HAIL SS の電圧を目標値以内に確保できないことが分かった。(図 4-1-5 の曲線 case 2)したがって、DANK SS 系統の電圧対策は、AL WASIT SS～DANK SS 間の送電線 1 回線増設と SC 設置による力率改善の併用による対策を考える必要がある。

また、全く別の対策として、132kV の送電線を MANAH PS 系統から新設し、電圧低下の著しい IBRI SS の負荷をそちらの系統に切り替える方法があり、この方法で計画が進んでいるのでその場合に電圧はどうなるかの検討も行った。その結果、DANK SS、AL HAIL SS の電圧はほぼ目標値に回復することが分かった。(図 4-1-5 の曲線 case 3)しかし、将来の需要増加を考えると、DANK SS、AL HAIL SS の電圧は厳しく、それぞれ 5MVA 程度の SC 設置すれば問題なしとなる。

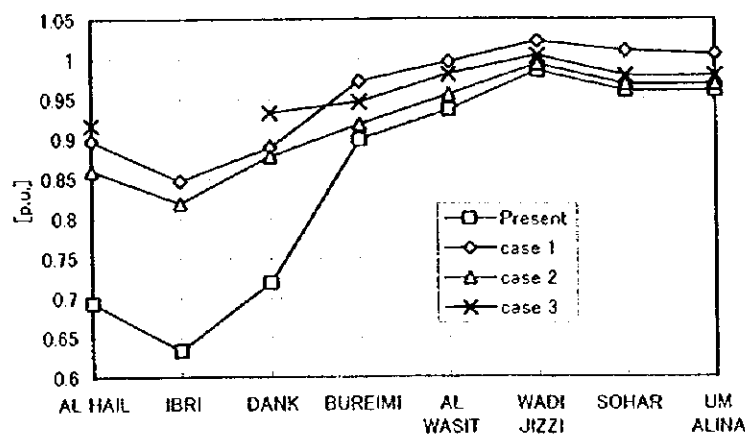


図4-1-5 132kV BUS VOLTAGE (WADI JIZZI SYSTEM)

c.SC 設置による力率改善とその効果

現在、Fichtner のマスタープランの負荷力率は 0.85 で計画されており、11kV 系統に SC を設置して電圧維持を図るよう計画されている。しかし、実系統では、SC 量が不足しており電圧は大変厳しい状況にある。このため、11kV 系統、33kV 系統に SC を設置し、電圧の回復を図るとともに、将来的には、系統の負荷力率を 0.95 以上に改善

するように SC を設置していくことを推奨する。

力率改善の効果として、

- ・ 電圧降下の軽減
- ・ 設備余力の増加
- ・ 線路および変圧器内の電力損失の軽減

があり、電力システムの安定・効率化、設備の効率運用の向上にも大きな効果がある。

d. 家庭用エアコンの電圧特性

従来型とインバータ型の家庭用エアコンの電圧特性について次のような報告がされている。

- ・ 従来型エアコンは電圧低下に伴い無効電力を大きく消費するため、電圧不安定現象を助長する。
- ・ インバータエアコンは電圧低下に伴い無効電力を減らす特性を示し、電圧安定性に対し従来型に比べ好ましいふるまいをする。

以上より、電圧安定性面からはインバータエアコンが望ましい。電圧特性曲線は、Annex: 4-1-h のとおり。

e. 計画・運用面における対応

1) 計画面における対応

系統の電圧は需要形態により常に変化するので、毎年 2～3 年先の需要想定に基づき系統電圧をチェックし、系統電圧が目標電圧以内に維持できるように調相設備等を計画していく必要がある。

2) 運用面における対応

各発電所・変電所の時間毎、季節毎の目標電圧を定め運用する。系統の電圧は、目標電圧の範囲内で極力高めの運用を行い、系統安定度の向上、ロスの軽減を図る。

② Ibri-Manah 系統連系時の検討

(1) 1999～2001 年

- ・ Ibri と Manah 系統の連系により、Ibri SS の電圧は改善する。
- ・ Muscat 系統の大電源脱落により、Al Waist SS～Dank SS 間送電線、Dank SS～Ibri

SS間送電線が送電容量オーバーとなる。

- ・ Al Waist SS～Dank SS～Ibri間は1回線送電線のため、1回線事故で系統分離し、単独系となる。分離系統ではそれぞれ電圧・周波数の調整が必要であり、また、場合によっては、周波数低下により、UFリレーによる負荷遮断などの発生の可能性がある。

以上から、IbriSSで連系するメリットは少ないので、IbriSSを負荷分離し、Muscat系統から送電する系統を提案する。

(2) 2001年以降 (Musanna-Khabura 連系後)

- ・ ループ内の例えばWadi Jizzi PSとSohar SS間などのルート断時には、Al Waist SS～Dank SS～Ibri SS間に240～270MWの大電流が流れるため、送電線が焼損する可能性がある。(図4-1-6)
- ・ 事故時の系統運用が非常に難しい。
- ・ ロス軽減効果もない。

以上から、ループ運用のメリットはないので、連系線はIbri SSで開放し、電圧対策面からIbriSSをMuscat系統から送電する系統を提案する。

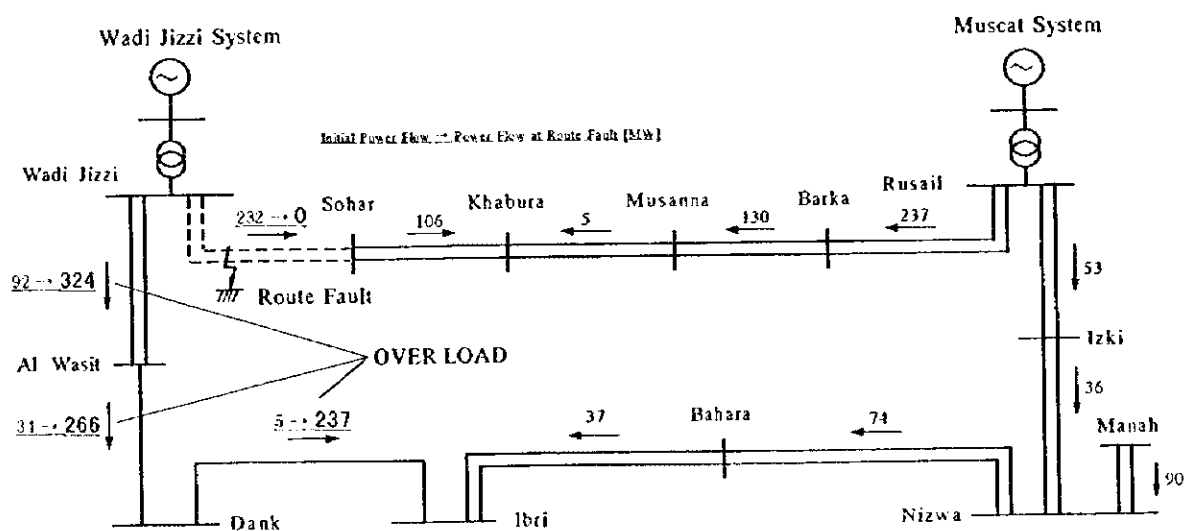


Fig.4-1-6 Power Flow of 132kV Loop System (2001 year)

③ Muscat系統とWadi Jizzi系統の連系時の検討

Muscat系統、Wadi Jizzi系統は、2000年までそれぞれ単独系統で運転を行い、2001年に両系統を連系した場合の系統電圧および系統安定度について検討した。

a. 系統電圧

検討断面：2001年（需給バランスは Annex:4-1-i のとおり）

検討結果：連系線の電圧と潮流は、図 4-1-7 および Annex:4-1-j のとおり。

この図から、分かることは

- ・ 単独系統で電圧維持を図っていれば、連系による電圧問題は特には発生しない。
- ・ BARKA 発電所を新設し、BARKA 変電所で系統に並列した場合、連系線の電圧は上昇し、系統の安定性が向上する。
- ・ WADI JIZZI 発電所をフル発電した場合、Muscat 系統への送電電力が増加し連系線の電圧はやや低下するが目標電圧値以内であり、特に問題ない。
- ・ 2001 年以降、需要増加により電圧は徐々に低下するが、供給方面からの BARKA 発電所の新増設、電圧面からの KHABURA 変電所などへの SC 増設により電圧維持は可能である。

以上より、連系後の連系線の電圧維持は可能である。

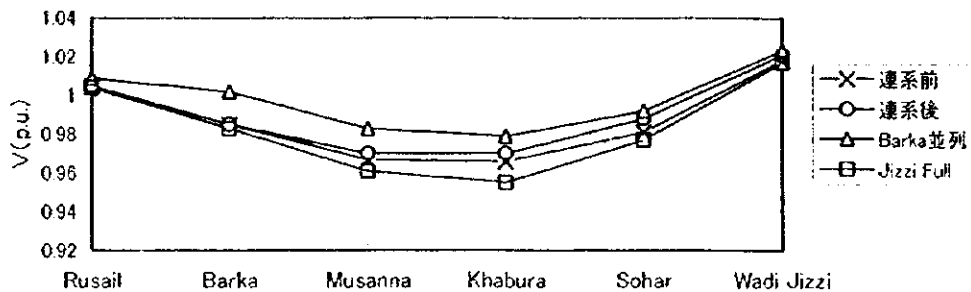


図 4-1-7 132kV 母線電圧 (2001 年)

b. 系統安定度

検討断面：2001年（Annex:4-1-j の Wadi Jizzi PS 最大、図 4-1-8）

- ・ Muscat System および Wadi Jizzi System をそれぞれ縮約発電機で模擬
- ・ 発電機の定数および制御系は日本での標準的なモデルを使用
- ・ 連系線とその間の変圧器、負荷、SC を詳細模擬

故障条件：1 相地絡故障（図 4-1-8）

- ・ 故障箇所は最も過酷な故障点である Wadi Jizzi PS 至近端
- ・ 故障除去タイミングは図 4-1-9 の通り

検討結果：解析結果の動揺波形は Annex:4-1-k, 4-1-l の通り

この図から分かることは、

- 故障端の CB 開放までの時間が 0.12sec [6 サイクル] 以下であれば安定
- 相手端の CB 開放までの時間は 0.5sec 程度でも安定

- iii) Musanna から Khabura への送電電力が約 170MW のとき安定限界
 - iv) Barka PS が連系されれば安定限界は 40MW 増加する。
- 以上より、i)、iii)の条件を満たせば連系しても安定度上問題はない。

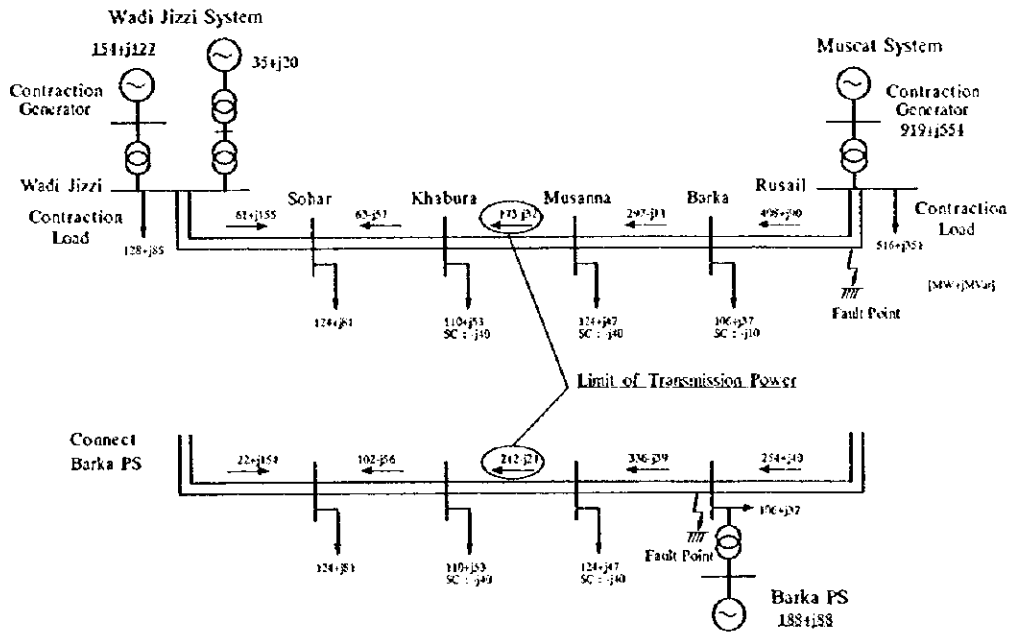


図 4-1-8 System model for the stability analysis

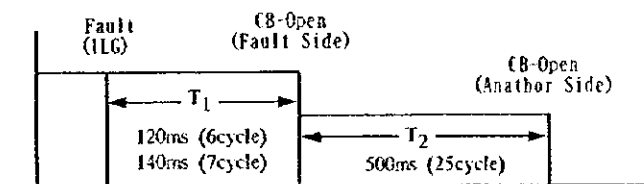


図 4-1-9 Sequence of breaking an electric circuit

④解析プログラムの技術移転

パソコンベースで簡単に計算できる電圧潮流解析プログラム、故障計算プログラムおよび需給運用プログラムをコントロールセンターなどに技術移転した。詳細内容は第 9 章参照。

(2) 給電指令体制の検討

給電指令体制は電力システムを総合的にコントロールし、電気を安定かつ効率的に供給するためにはなくてはならない組織である。以下にオマーンにおける給電体制の現状と将来のあり方について検討した。

① 現在の給電指令体制と問題点

現在の給電指令体制は図 4-1-10 のとおりで、メインコントロールセンターを中心に地域コントロールセンターなどで構成されており、システムのコントロールおよび実績集約を中心に行っている。需給関係の仕事（需要予想・発電予定等）は実施していない。

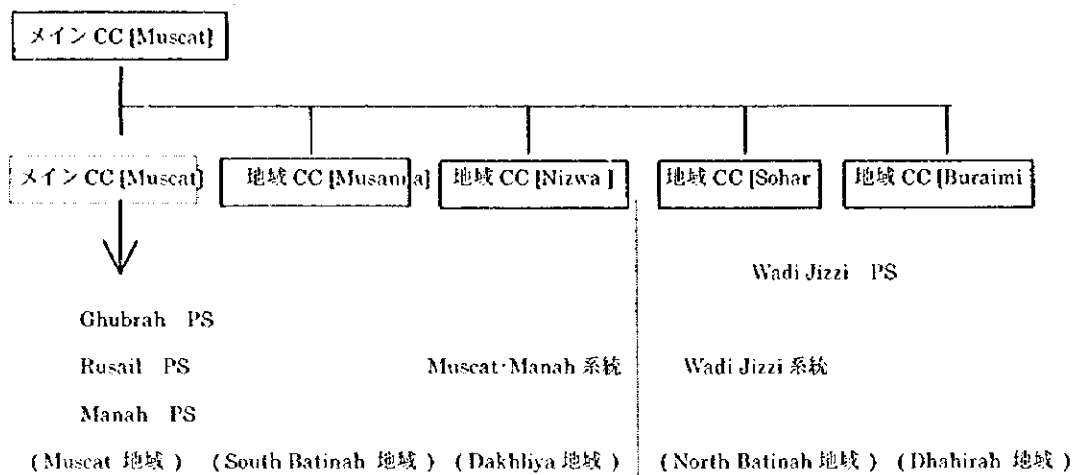


図 4-1-10 現在の給電指令体制

今回、メインコントロールセンターを中心に各発電所、132kV 主要変電所、配電用変電所等の電力設備、給電情報、給電設備、給電組織を調査した。

その結果、次のようなことが分かった。

- ・ 系統全体の需給運用計画をたてていないため、発電所間の効率的運転ができていない。
- ・ 発電所の運転は別々の請負会社が実施しており、全体としての効率運用などを調整する基幹はないこともあって、自分の発電所が事故になっても支障のないような安全運転をしており、非常にロスの多い運転となっている。
- ・ メインコントロールセンターには、CRT による基幹系統の状態表示は可能だが、系統盤表示がなく、電話もダイレクト電話でなく、プッシュフォンであるため、事故時の系統の把握迅速性に欠ける。
- ・ 系統操作は専任のオペレーションエンジニアが実施するため、事故時の系統復旧がお

くれる。(132kV 変電所の当直者で操作を実施すべきではないかと考える。)

- ・配電用無人変電所(33/11kV)の系統情報がどこにも送られていないため、事故があっても分からない。(11kV の配電線単位では情報収集できるようにしておくべきではないか。)
- ・給電情報が全体に少ない。

などであり、系統の拡大、電気の信頼性の増大に対応する体制には、設備・体制とも十分とはいえない。

②中央給電指令所の必要性

発電所が 1ヶ所の小さな系統の場合は、その発電所で需要の状態に合わせて発電機を調整し効率的な運転をすればよいが、系統が拡大し、発電所の数が増加すると需要にあわせた各発電機の出力配分を事前に調整する機関が必要になる。出力の配分にあたっては、発電機の効率、系統の状態（潮流、電圧、系統ロスなど）を考慮した出力配分をし、最も経済的な運転をする必要がある。また、社会の発展に伴い電気への信頼性の高まり、質の良い電気の供給、事故の早期復旧の必要性が増大などのため、系統の監視・制御の強化が必要になってくる。したがって、系統の拡大、社会の発展に伴い、このようなふたつの機能を備えた中央給電指令所が必要となってくる。

③中央給電指令所の業務および組織

中央給電指令所の業務には表 4-1-3 のようなものがある。

表 4-1-3 中央給電指令所業務の内容

項目	内容
需給制御	・翌日の需給運用計画の作成 ・当日の時々刻々の需給調整
系統制御	・潮流調整 ・電圧調整 ・周波数調整 ・系統操作（作業停止、系統変更、事故時操作） ・系統監視
系統保護運用	・Ry 整定等
記録収集	・電力潮流図、発電記録、気象記録等
情報連絡	・給電概況、系統運用状況、事故情報等

中央給電指令所の組織は、現在のコントロールセンターの指令組織を活用しながら考えると、図 4-1-11 のような組織が考えられる。

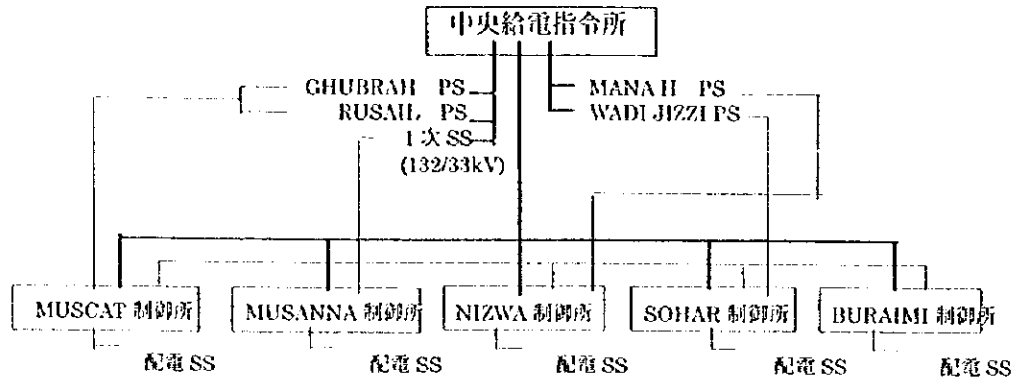


図 4-1-11 中央給電指令所の組織

具体的な業務分担および現在システムとの比較は、Annex:4-1-m のとおりである。概略的には、中央給電指令所は全体システムの需給運用と 132kV 系統の系統運用、系統制御所は 33kV 以下の系統運用と 132kV の系統操作を行うものである。

④制御・給電情報

制御方法、給電情報等については現在の SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition：遠隔監視制御装置)システムを活用することとするが、導入の段階では詳細に詰めていく必要がある。少なくとも、現在まだ SCADA システム予定のない WADI JIZZI PS、SOHAR SS、MUSANNA SS 等連系線の通過する変電所のオンライン情報は、必要と考える。また、地域の新制御所にも自所の管轄の情報を集めるようにし、管内については責任をもった運用ができるような体制にする必要がある。

現在の SCADA システムの対象発電所と給電情報内容は、表 4-1-4 のとおり。

表 4-1-4 現在の SCADA システムの対象発電所と給電情報内容

対象発電所	項目	情報内容
Rusail PS, Ghubrah PS, Wadi Adai SS, Madinat Qaboos SS, Bait Barka SS, (今年：Manah PS, Nizwa SS, Izki SS, Bahla SS, Nizwa TawnSS(配電) 将来：Seeb Palace SS, Jahloot SS)	Generator	P, Q, CB
	132kV Line	P, Q, A, CB, LS, E, Relay
	132/33kV Tr.	"
	132kV Bus	V, CB, LS, E, Relay
	33kV Line	A, CB, LS, E, Relay
	33kV Bus	V

⑤導入時期とステップ

中央給電指令所の機能と導入ステップは表 4-1-5 による。

表 4-1-5 中央給電指令所導入ステップ

	当面	第一段階	第二段階
導入時期	—	Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統連系時	将来
中央給電 指令所	<ul style="list-style-type: none"> ・需給計画プログラムの導入 ・経済負荷配分 ・系統解析プログラムの導入 ・電圧潮流計算 ・故障計算 	<ul style="list-style-type: none"> ・需給運用プログラムの導入 ・経済負荷配分 ・潮流監視 ・系統監視盤の導入 ・132kV 系統 ・自動記録プログラムの導入 	<ul style="list-style-type: none"> ・系統制御プログラムの導入 ・自動周波数制御 ・電圧無効電力制御 ・緊急制御
地域 コントロールセンター		地域コントロールセンターの強化	<ul style="list-style-type: none"> ・系統監視盤の導入 (33kV 系統) ・自動記録プログラムの導入 ・遠隔操作システムの導入 ・自動復旧システムの導入
その他		<ul style="list-style-type: none"> ・組織整備 ・オペレータの訓練 	

⑥設置場所

設置場所は、セキュリティーの問題もあるため、現在メインコントロールセンターがある GHUBRAH PS が適当と考える。新 Muscat 制御所は、WADI ADAI SS または MADINAT QABOOS SS に設置する。その他の新地域制御所は、現在の地域コントロールセンターまたはその地域の拠点変電所とする。

4-2. ガスタービン発電設備の性能向上

4-2-1. ガスタービン性能向上策

この検討では、ガスタービンの性能向上とはガスタービンの熱効率向上及びガスタービンの出力増加を意味する。ガスタービン発電設備の面から見ると、現在、オマーン国の電力システムは次の四つの基本的な問題を抱えている。

- 1) 夏季のピーク負荷時に電力供給力が不足し、一部の地域では負荷遮断が必要となる。
- 2) 発電設備の主力がガスタービンであるため、その大気温度特性により、夏季の最も出力が欲しい時に、逆に出力が大幅に低下する。
- 3) 冷房負荷が主であるため、冬季には負荷が極端に低くなる。
- 4) 平均運転負荷率が低く、熱効率が悪い。

季節による負荷の変動に関しては解決が難しい。従って、この調査においては、ガスタービンの出力増加と運転負荷率の向上による熱効率の向上に重点を置いて調査、検討を行った。これまでの調査、検討の結果として、高負荷時にガスタービンの注水運転を実施することを推奨する。

(1)熱効率の向上

①コンバインドサイクル化

既存の発電所では全てのガスタービンに単純サイクルが採用されているが、以下の理由により、これらをコンバインドサイクルに改造することは不可能である。

- ・ 蒸気サイクルは復水器で多量の冷却水(通常は海水)を必要とするが、海水の利用が可能な発電所は Ghubrah のみである。しかし、コンバインド化に適している Ghubrah 発電所の大型ガスタービン GT12, GT13 には既に造水プラント用の排熱回収ボイラが設置されており、コンバインド化の余地が無い。
- ・ 一方、Ghubrah 発電所の GT1-GT11 はピーク負荷用のユニットであり、容量が小さく利用率も低いので、これらに対してはコンバインド化が経済的に成立しない。

②ガスタービンの改造

既存のガスタービンには運転開始から 10 年以上が経過しているものが多く、これらの要部を最新モデルのガスタービンのものと交換すると若干、熱効率は向上する。技術的には、この改造を全ての旧型ユニットに適用することが可能であるが、以下の理由により改造は推奨出来ない。

- ・ Frame 5, Frame 6 型ユニットは容量が小さい上に利用率、負荷率共に低いので、かなりの手間と追加コストのかかる割には成果の少ない改造をこれらに行うのは経済的でない。
- ・ 比較的、容量の大きい Frame 9 型ユニットが採用されているのは Ghubrah 発電所の

GT12, GT13 と Rusail 発電所の GT1-GT6 であるが、GT12, GT13 については既に排熱利用が行われている。また、GT1-GT6 は Muscat 系統周波数制御の責務を負っており、spinning reserve を持たねばならないので、平均運転負荷率が定格負荷の 50%強と低い。50%負荷では熱効率が定格負荷時より約 19%低下している。このような運用が為されているユニットを多額の費用をかけて改造し、僅かの効率向上を図ることは経済的ではない。

③高負荷運転

ガスタービンは、部分負荷運転時の熱効率に関し、Annex:4-2-a に示すような特性を持っている。即ち、定格負荷における効率に対し、60%負荷では約 14%、50%負荷では約 19%効率が低下する。運転効率の低下は燃料消費量の増加につながる。従って、ガスタービンは出来るだけ定格点に近い高負荷で運転するのが望ましい。

また、Annex:4-2-b に示すように、大気温度の上昇と共にガスタービンの出力と効率は低下する。しかし、これはガスタービンという機械に固有の特性であり、大気温度の上昇に基づく効率低下は避けることが出来ない。

Ghubrah, Rusail, Wadi Jizzi の各発電所の、毎月の発電電力量を荷重とした年間加重平均大気温度は、それぞれ 32.8°C、32.8°C、33.8°C である。これら大気温度でのガスタービン出力と効率の低下割合及び各発電所における最近 2 年間のガスタービンの平均運転負荷率と、この平均負荷における効率低下の割合は表 4-2-1 に示す通りである。

表 4-2-1 各発電所の平均運転負荷率と効率低下

発電所 ガスタービン	ガスタービン大気温度特性			1996/1997 年度運転実績	
	加重平均 大気温度 °C	出力低下 割合 %	効率低下 割合 %	平均運転 負荷率 %	効率低下 割合 %
Ghubrah GT1-GT11 GT12,GT13	32.8	12.3	2.6	46.4 61.9	20.9 12.0
Rusail GT1-GT6	32.8	12.3	2.6	52.7	17.1
Wadi Jizzi GT1-GT11	33.8	12.9	2.8	54.2	16.3

表 4-2-1 から分かるように、ガスタービンの大気温度特性に基づく効率低下の割合は 2-3% であるにも係わらず、運転負荷率が低いため、各発電所の何れのタービンも効率が定格点効率に比し 12-21%低下している。この運転負荷率が低い原因としては、冬季の系統負荷が夏季のその三分の一から四分の一程度と非常に低いこと、spinning reserve を維持するために各ガスタービンが部分負荷運転を強いられていること等が挙げられる。冬季の系

統負荷が極端に低い点に関しては、冷房需要が総需要の 70-80%を占めるというオマーンの電力系統の特殊事情から、改善は難しい。

Spinning reserve に関しては、各種の手段を講ずることにより、この量を減らして効率を向上させることが可能である。一つの手段は Wadi Jizzi 系統と Muscat 系統の連系、他は spinning reserve 用としての電力貯蔵用電池の設置である。Wadi Jizzi 発電所には 3 基の Frame 5 型ガスタービンと 8 基の Frame 6 型ガスタービンが設置されているが、これらの年間平均運転負荷率は 54.2%と低い。Wadi Jizzi 系統が Muscat 系統と連系されれば、Wadi Jizzi 系統の spinning reserve を Muscat 系統に依存することが出来るので、Wadi Jizzi 発電所の各ガスタービンは大気温度に見合った出力、即ち、年間平均では 87%の出力で運転することが出来る。この運転負荷の上昇による効率の向上は表 4-2-1 から分かるように約 14%であり、これにより年間で OR1,195,000 の燃料費を削減することが出来る。減価償却期間 20 年間の総削減額の現在価値は OR17,153,000 に達する。さらに、運転負荷の上昇により発電所出力が増加するので、増大する系統負荷に対応するためのガスタービンの追加設置を延期することが出来る。

また、Muscat 系統に spinning reserve 用としての電力貯蔵電池が設置されれば、Muscat 系統の全てのガスタービンを大気温度に見合った出力、即ち、年間平均では 88%の出力で運転することが出来る。この運転負荷の上昇による効率の向上は、Ghubrah 発電所で約 10-19%、Rusail 発電所で約 15%であり、これにより Muscat 系統では年間で OR 3,441,000 の燃料費を削減することが出来る。減価償却期間 20 年間の総削減額の現在価値は OR49,400,000 に達する。また、運転負荷の上昇による Ghubrah、Rusail 両発電所の出力増加は Frame 9 型ガスタービン 1 基の出力に相当するので、増大する系統負荷に対応するための Frame 9 型ガスタービン 1 基の追加設置を延期することが出来る。ここで述べた Muscat 系統と Wadi Jizzi 系統の連系、Muscat 系統への spinning reserve としての電力貯蔵用電池の設置に関する詳細検討は別項で為される。

④燃料消費量の計測

最近の発電所運転記録によれば、燃料使用量に関し、燃料の使用者である発電所側で計測した値と燃料の供給者である PDO で計測した値の間に 2-10%程度の差が見られる。燃料消費量は、発生電力量と並び、発電設備の効率を評価するための最も重要な計測値である。その計測値にこのような大きな差が認められては、発電設備性能の正確な把握、管理は出来ない。早急な計測器の校正が望まれる。

(2) 出力増加

① 燃焼室注水

ガスタービン燃焼室に水を注入すると、効率は若干低下するが、出力が増加する。注水は、本来、燃焼温度を下げて NOx の排出を減らすために行われたもので、注水の結果として言わば副産物的に出力が増えるものだが、この特性を利用して、注水運転を出力増加策として利用することも出来る。注水運転は既存ガスタービンの設計者である GE が 30 年以上の経験を持つ充分に実証された技術であり、数多くの実績がある。

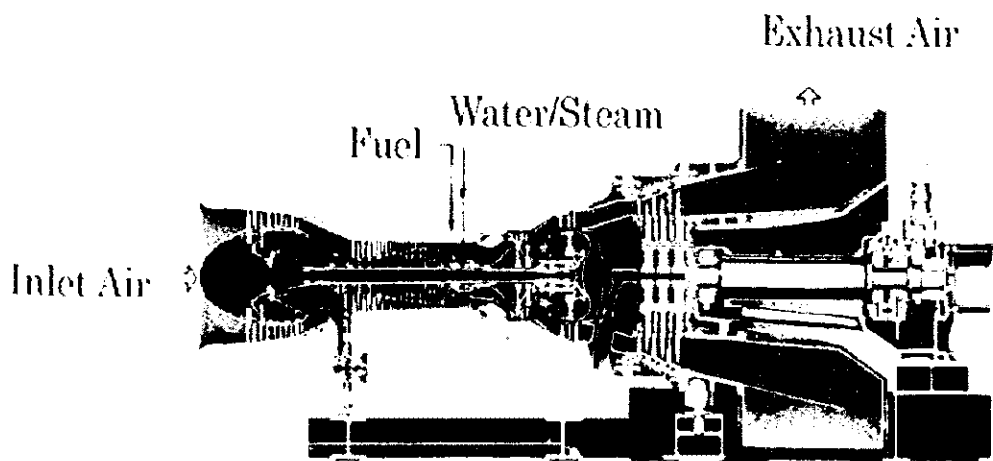


図 4-2-1 ガスタービン断面と水注入方式

a. 注水運転対象設備

効果が大きいので、全てのガスタービンユニットに適用するのが望ましいが、造水プラントへの影響を避けるため、これに蒸気を供給している Ghubrah 発電所の 2 基のガスタービン GT12 と GT13 は適用対象から除外する。また、Oman Mining Co. の所有する Wadi Jizzi 発電所の 2 基のガスタービンも対象から除外する。従って、注水の対象となるガスタービン発電設備は以下のものである。

- | | | |
|------------------|------------|-----------------------------|
| ・ Ghubrah 発電所 | ： GT1-GT11 | Frame 5 型及び Frame 6 型ガスタービン |
| ・ Rusail 発電所 | ： GT1-GT6 | Frame 9 型ガスタービン |
| ・ Wadi Jizzi 発電所 | ： GT3-GT11 | Frame 5 型及び Frame 6 型ガスタービン |

b. 検討の前提条件

ガスタービン定格性能

同じ Frame のガスタービンでも、モデルが違えば若干性能が異なるが、ここではモデル

ルによる性能差は無視し、各 Frame のガスタービンが表 4-2-2 に示す性能を持つものとして検討した。また、大気温度によりガスタービンの各種性能が Annex:4-2-b に示す特性に従って変化するものとして、ISO 定格性能から 50°C 大気温度における性能を求めた。図から分かるように、ISO 定格性能に対し、50°C 大気温度では出力が 24%低下し、熱消費率が 7.5%増加する。

表 4-2-2 ガスタービン性能

ISO 定格条件における性能、LHV 基準

モデル	出力 MW	入口温度 °C	排ガス温度 °C	熱消費率 Btu/kWh	排ガス流量 kg/sec
Frame 5	26.3	957	483	11,190	124
Frame 6	38.3	1,104	539	10,860	139
Frame 9	123.4	1,124	537	10,110	410

50°C 大気温度における性能

モデル	出力 MW	熱消費率 LHV 基準		燃料消費量 kg/sec	排ガス流量 kg/sec
		Btu/kWh	kJ/kWh		
Frame 5	20.0	12,890	13,600	1.51	107
Frame 6	29.1	11,670	12,320	1.99	120
Frame 9	93.8	10,870	11,470	5.97	355

ガスタービン注水特性

各ガスタービンは Annex:4-2-c に示す注水特性を有するものとする。即ち、燃料の 150%(空気量の約 2.5%)の量の水をガスタービンに注入すると、出力は 13%増加、熱効率は 4.4%低下する。

ガスタービン部分負荷特性

各ガスタービンは Annex:4-2-a に示す部分負荷特性を有するものとする。

c.注水運転条件

下記条件のもとに注水運転を行うことで検討した。

- ・ Ghubrah, Rusail 及び Wadi Jizzi 各発電所の注水による出力増加が、それぞれ Frame 6/Frame 9 もしくは Frame 6 型ガスタービン 1 基を増設した場合の出力増加と等しくなるよう注水
- ・ 注水実施期間：夏季の 100 日間
- ・ 注水実施時間：13-16 時の 3 時間
- ・ 注水量：燃料量の 130 - 190%

・注水運転時大気温度 : 50°C

これら条件の下、各 Frame ガスタービンの注水運転関連データは表 4-2-3 に示す通りである。

表 4-2-3 注水運転関連データ

大気温度 50°C、LHV 基準

発電所 モデル	注水量		出力 MW		熱消費率 kJ/kWh	
	kg/sec	ton/day	注水前	注水後	注水前	注水後
Ghubrah Frame 5	2.13	23.0	20.0	22.5	13,600	14,180
Frame 6	2.80	30.2	29.1	32.6	12,320	12,840
Rusail Frame 9	11.47	123.9	93.8	109.4	11,470	12,150
Wadi Jizzi Frame 5	2.00	21.6	20.0	22.2	13,600	14,130
Frame 6	2.63	28.4	29.1	32.5	12,320	12,800

注水量はコンプレッサー空気量の約 2-3%であり、一般に言われている GE ガスタービンにおける許容最大値 5%を充分下回っているが、許容注水量に関しては最終的にガスタービンメーカーの確認を得る必要がある。

d.注水

注水水質

注水は燃焼ガスにより加熱されて蒸気となり、ガスタービン中を流れて高温流路部品と直接、接触する。流路への不純物析出、それに伴うガスタービンの効率低下や高温流路部品の腐食を防止するため、注水の水質はガスタービン側の要求基準に合致したものでなければならない。通常、以下に示す水質が要求されるが、これについてもガスタービン供給者の確認を要する。

注水水質

- ・電気伝導度(μ S/cm at 25°C) : 0.5 以下
- ・不純物含有量
 - ナトリウム(ppm as Na) : 0.01 以下
 - カルシウム(ppm as Ca) : 0.1 以下
 - シリカ(ppb) : 20 以下
 - 全蒸発残留物(ppb) : 10 以下

注水消費量

夏季の日中、13-16 時のピーク負荷時に上の 4-2-1、(2)、①、(b)項で述べた注水運転を行った場合の各発電所における水の消費量を表 4-2-4 に示す。

表 4-2-4 水消費量

発電所	注水量 kg/sec	水消費量 ton/day	対象ガスタービン
Ghubrah	24.8	268	Frame 5 : GT1-9, Frame 6 : GT10, 11
Rusail	68.8	743	Frame 9 : GT1-6
Wadi Jizzi	23.0	249	Frame 5 : GT3, Frame6 : GT4-11

e.ガスタービン効率

燃料量の 130-190%の注水を行った場合の効率低下は約 4.0-5.5%である。

f.追加設備

調査結果によれば、既存の何れのガスタービンも注水を行うよう計画されていない。従って、ガスタービンに関しては、その定期点検期間を利用して、注水ノズルの追加、制御装置の改造等の若干の改造作業を行わねばならないが、これらの改造作業は大して費用と期間を要するものではない。さらに、注水を行うためには、ガスタービンの改造以外に、原水タンク、純水装置、純水タンク、注水配管、注水制御装置等を追加設置することが必要である。以下に、これら追加設備の概略仕様を述べる。図 4-2-2「注水設備系統図」を参照されたい。

原水タンク

脱塩処理前の原水を貯蔵するタンクであり、各発電所に設置される。1日3時間の注水運転、3日分の貯蔵を考えると、原水タンクの容量は表 4-2-5 に示す如くなる。原水には Ghubrah プラントの蒸留水もしくは市水を使用する。

表 4-2-5 原水タンク容量

発電所	Ghubrah	Rusail	Wadi Jizzi
原水タンク容量 トン	800	2,200	800

純水装置

注水基準に合致するよう、原水を脱塩処理するものである。各発電所に、全ガスタービンに共通のものを1基設置する。純水装置の容量を表 4-2-6 に示す。

表 4-2-6 純水装置容量

発電所	Ghubrah	Rusail	Wadi Jizzi
純水装置処理容量 トン/日	268	743	249

純水タンク

脱塩処理した水を一時的に貯蔵するもので、全ガスタービンに共通のものを各発電所に1基ずつ設置する。1日分の注水量を貯蔵出来れば良く、各タンクの容量は表 4-2-7 に示す通りである。

表 4-2-7 純水タンク容量

発電所	Ghubrah	Rusail	Wadi Jizzi
純水タンク容量 トン	270	750	270

注水配管

純水タンクからの水を注水ポンプを経由して各ガスタービンに送るための配管である。タンクからの母管を1本設置し、これから分岐して各ガスタービンに注水を供給する。配管の材質はステンレス鋼とする。

注水制御装置

これには注水ポンプ、フィルター、各種制御弁、止め弁、制御装置等が含まれる。投入燃料量に応じて注水をガスタービンに供給する装置である。この制御装置は、既存のガスタービン制御装置と一体のものとなるので、各ガスタービンメーカーから供給を受け、ガスタービンの定期点検期間を利用して設置しなければならない。注水運転の選択はガスタービン毎に行われるので、注水制御装置は各ガスタービンに個別に設置する。

追加設備コスト

上述の設備仕様に基づく追加設備の概算コストを表 4-2-8 に示す。ガスタービンに注水ノズルを追加するための改造コストは明確でなく、メーカーの見積りを待たねばならないが、ガスタービン1基当たりの改造費を OR100,000 と仮定すると、注水設備を追加設置するための各発電所への必要投資額は表 4-2-9 に示すようになる。

表 4-2-8 追加設備コスト 単位：RO 1000

発電所	原水タンク	純水装置	純水タンク	注水配管	制御装置	合計
Ghubrah	250	300	100	200	680	1,530
Rusail	480	590	200	180	370	1,820
Wadi Jizzi	250	280	100	190	560	1,380

表 4-2-9 必要投資額 単位：RO 1000

発電所	Ghubrah	Rusail	Wadi Jizzi	合計
投資額	2,630	2,420	2,280	7,330

②入口空気冷却

a.入口空気冷却運転対象設備

技術的には何れのガスタービンにも適用出来るが、小容量の Frame 5、Frame 6 型ガスタービンに採用するのは経済的でなく、大型の Frame 9 型ガスタービンに適用するのが望ましい。従って、ここでは Rusail 発電所の 6 基の Frame 9 型ガスタービンに入口空気冷却を採用した場合の経済性につき検討した。

b.検討の前提条件

ガスタービン定格性能

4-2-1,(2),①,b 項同様、6 基の Frame 9 型ガスタービンが全て表 4-2-10 に示す性能を有するものとして検討した。

表 4-2-10 Frame 9 型ガスタービン定格性能

ISO 定格条件における性能、LHV 基準

モデル	出力 MW	入口ガス温度 °C	排ガス温度 °C	熱消費量 Btu/kWh	排ガス流量 kg/sec
Frame 9	123.4	1,124	537	10,110	410

ガスタービンの大気温度特性

Annex:4-2-b に示す大気温度特性を有するものとする。

この特性に従うと、各大気温度における性能は表 4-2-11 に示すようになる。

表 4-2-11 大気温度特性

LHV 基準

大気温度 °C	出力 MW	排ガス温度 °C	熱消費率 kJ/kWh	排ガス流量 kg/sec
15(ISO)	123.4	537	10,670	410
20	119.1	540	10,750	401
30	110.4	546	10,960	385
40	102.1	552	11,200	369

ガスタービン部分負荷特性

ガスタービンは Annex:4-2-a に示す部分負荷特性を有するものとする。

日負荷曲線

15 時に日間最大負荷 490MW(39°C、平均ユニット負荷 81.7MW)、18 時に最小負荷 233MW(36°C、平均ユニット負荷 38.8MW)を記録した 97 年 7 月 1 日の日負荷曲線を夏季の代表的な日負荷曲線と考え、この負荷曲線をベースに検討を行った。

夏季大気条件

入口空気冷却運転を考えている夏季 5-8 月、昼間 13-16 時の Rusail 発電所における平均大気条件は、乾球温度 37.4°C、相対湿度 55%である。また、Rusail では最高温度が 40°C を超えることは少ない。従って、本検討においては、夏季の昼間の大気条件として乾球温度 40°C、相対湿度 55%を採用した。この大気のエンタルピーは 122.1kJ/kg(52.5 Btu/lb)である。相対湿度が高いためにエンタルピーも高く、冷却負荷が大きくなる。相対湿度が 40%であれば、冷却負荷は 35%減少する。

c.入口空気冷却運転条件

下記条件のもとに入口空気冷却運転を行うことで検討した。

- ・ 冷却運転実施期間：夏季の 100 日間
- ・ 冷却運転実施時間：13-16 時の 3 時間
- ・ 冷却運転実施時の大気条件：乾球温度 40°C、相対湿度 55%
- ・ 冷却空気温度：20°C
- ・ 冷凍設備運転時間：5-11 時、17-21 時の 10 時間

d.入口空気冷却

空気冷却方式

空気冷却方式には、水蒸発冷却方式、冷凍機冷却方式、氷蓄熱冷却方式、これらを組み合わせた方式等、各種の方式があるが、ここでは最も普遍的で且つ負荷平準化に効果のある氷蓄熱冷却方式を対象として検討した。

性能向上

表 4-2-12 に、入口空気冷却を行わない場合と行った場合の夏季の Frame 9 型ガスタービンの性能を比較して示す。

表 4-2-12 空気冷却によるガスタービンの性能改善
Frame 9, LHV 基準

空気冷却	空気温度 °C	出力 MW	熱消費率 kJ/kWh
せず	40	102.1	11,200
実施	20	119.1	10,750

空気冷却を行って空気温度を 20°C 下げると、出力がユニット当たり 17MW(17%)増加、熱消費率が約 4%向上する。Rusail 発電所全体での出力増加は 102MW で、丁度 Frame 9 型ガスタービン 1 基を追加設置した場合の出力増加に匹敵する。

冷却負荷

4-2-1,(2),②,c 項に記載の条件で空気冷却運転を行うと、空気冷却器での交換熱量は 1 ユニット当たり 65.0 GJ/hr, 195 GJ/日となる。

e.追加設備

入口空気冷却を行うためには、以下に示す装置を追加設置する必要がある。また、空気冷却器はユニット毎に入口空気ダクト内に設置するので、ガスタービンの停止期間を利用して空気ダクトの改造を行わねばならない。

冷凍関連設備は 3 ユニット毎にまとめて設置することで検討した。

冷凍設備

圧縮機、冷凍機等からなる。下記の台数はガスタービン 6 ユニット当たりの数値を示す。

圧縮機仕様	台数 : 8 台
	型式 : スクリュー式
	冷凍能力 : 1,160 USRT /台
	電動機容量 : 1,140 kW
製氷機仕様	台数 : 24 台
	製氷能力 : 390 USRT /台

氷蓄熱槽

1 日 3 時間の空気冷却運転に必要な 50/50 氷/水混合物を貯蔵する。コンクリート製とし、断熱性を高めるため、半地下式とする。

氷蓄熱槽仕様	槽数 : 2 (3 ユニット当たり 1 槽)
	容量 : 4,300 m ³ /槽

空気冷却器

各ユニットの吸込空気ダクト内に設置し、氷蓄熱槽から供給される冷水により燃焼空気を冷却する。

空気冷却器仕様	型式 : フィンチューブ式
	交換熱量 : 65.0 GJ/hr

循環水ポンプ

氷蓄熱槽の冷水を空気冷却器を経由して循環させるポンプである。各氷蓄熱槽に 50%容量のポンプを 2 台設置する。

循環水ポンプ仕様 台数：50%容量 2 台 / 槽

容量：8,000 m³/hr

配管設備

氷蓄熱槽毎に循環水供給及び戻り母管を接続し、母管から各ユニットへ支管を分岐させる。支管の空気冷却器各コイル入口には、出口空気温度をバランスさせるための調整弁を設ける。

制御装置

ガスタービン入口空気温度を監視、制御する。

電気設備

各機器の駆動電源、制御電源等を供給する。

追加設備コスト

追加設備の試算コストを表 4-2-13 に示す。

表 4-2-13 入口空気冷却設備試算コスト

金額単位：RO 1000

項目	数量	コスト
1. 冷凍設備		5,090
圧縮機	8 台	
蒸発器	24 台	
蒸発凝縮器等	8 セット	
2. 氷蓄熱槽	2 槽	550
3. 空気冷却器	6 基	570
4. 循環水ポンプ	4 台	180
5. 配管設備	6 セット	1,230
6. 制御装置	6 セット	990
7. 電気設備	6 セット	270
8. その他設備	6 セット	800
9. エンジニアリング	1 式	480
合計	--	10,160

4-2-2. コスト試算と経済性検討

(1) 高負荷運転

別項で検討される。

(2) 燃焼室注水

①経済性評価の前提条件

先に述べたように、注水運転を行えばガスタービンの出力は 11-17%増加するが、熱効率は 4-6%低下し、従って、単位出力当たりの燃料費が増加する。ここでは、下に示す条件のもとに、注水運転により出力増加を図った場合とガスタービンの追加設置により出力増加を図った場合について 20 年の償却期間中のキャッシュフローを比較することにより経済性評価を行った。

経済性評価前提条件

- ・ 減価償却期間 : 20 年
- ・ 金利 : 8.16% / 年
- ・ 現在価値割引率 : 8% / 年
- ・ 注水運転時間 : 夏季の 100 日間、毎日 3 時間
- ・ 運転出力 : 50°C 大気温度における出力
- ・ 燃料価格 : 20.407 Bz / scm
- ・ 燃料発熱量(低位) : 8,900 kcal / scm
- ・ 売電価格 : 10.42 Bz / kWh
- ・ エネルギー価格 : 0.5104 Bz / MJ
- ・ 注水価格 : 0.82 Bz / kg
- ・ 諸費用 : 燃料費用と注水費用以外の発電に係わる費用は両ケースとも同じ

②増加出力

4-2-1,(2),①,(c)項の表 4-2-3 のデータをもとに求めた、50°C 大気温度で注水運転を行った場合の各発電所の増加出力は表 4-2-14 に示す通りであり、これらの増加出力は Ghubrah 発電所及び Wadi Jizzi 発電所に Frame 6 型ガスタービン各 1 基を、Rusail 発電所に Frame9 型ガスタービン 1 基を追加設置した場合の増加出力に等しい。従って、ここでは、これらのガスタービンを追加設置する場合と各発電所で注水運転を行う場合の経済性比較を行った。

表 4-2-14 注水運転増加出力

発電所	Ghubrah	Rusail	Wadi Jizzi	合計
増加出力 MW	29.1	93.8	29.1	152.0

③設備投資額

ガスタービン追加設置費用には MEW から与えられた数値 Frame 6 型ガスタービン:OR 6,660,000、Frame 9 型ガスタービン:OR 13,850,000 を、注水設備追加設置費用には表 4-2-9 の金額を用いると、各発電所にガスタービンを追加設置した場合と注水設備を追加設置した場合の総設備投資額は表 4-2-15 に示すようになる。表 4-2-15 から、注水設備の追加設置費用は殆ど対象ガスタービンの容量に関係しないので、Rusail 発電所で追加投資額削減効果の大きいことが分かる。

表 4-2-15 注水運転設備投資額

金額単位 : RO 1000

発電所	総設備投資額		
	GT 追加	注水追加	差
Ghubrah	6,660	2,630	- 4,030
Rusail	13,850	2,420	- 11,430
Wadi Jizzi	6,660	2,280	- 4,380
合計	27,170	7,330	- 19,840

④注水運転追加費用

各発電所にガスタービンを追加設置した場合と注水設備を追加設置した場合の大気温度 50°C における発電所出力は表 4-2-16 に示す通りであり、等しい。

表 4-2-16 注水運転出力比較

発電所	Ghubrah	Rusail	Wadi Jizzi	合計
GT 設置出力 MW	267.3	656.6	281.9	1,205.8
注水追加出力 MW	267.3	656.6	281.9	1,205.8

これらの発電所出力と 4-2-2, (2), ①項に示した前提条件をもとに単年度の注水運転に伴う追加費用を計算すると表 4-2-17 に示すようになる。

表 4-2-17 注水運転追加費用

金額単位 : RO 1000

発電所	燃料費用増加	注水費用	追加費用
Ghubrah	+ 28.4	+ 21.9	+ 50.3
Rusail	+ 68.0	+ 61.0	+ 129.0
Wadi Jizzi	+ 21.9	+ 20.4	+ 42.3
合計	+ 118.3	+ 103.3	+ 221.6

注 : 追加費用 = 燃料費用増加 + 注水費用

上の表から、注水に伴うガスタービンの効率低下による燃料費の増加と注水費用のため、注水運転を行うと年間で RO 221,600 の追加費用が発生することが分かる。

⑤総合評価

このような投資金額及び年間の運転費用の差について 20 年間の NPV を計算した評価結果を表 4-2-18 に示す。(Annex 3-3-k,l,m) 総合評価の結果として、注水運転を行えば、ガスタービンを追加設置するより NPV で RO15,407,000 という大きなプラスが生じる。このように大きなメリットが発生するため、早急に夏季のピーク負荷対策として注水運転を実施するよう、メーカーとの調整などを進めていくことを勧告する。

表 4-2-18 注水運転総合評価

単位 : RO 1000

発電所	投資金額差	運転費用差(年)	NPV(1998)
Ghubrah	- 4,030	+ 50	+ 3,078
Rusail	- 11,430	+ 129	+ 8,863
Wadi Jizzi	- 4,380	+ 42	+ 3,466
合計	- 19,840	+ 221	+ 15,407

注 : 差は GT 追加設置の場合をベースとし、(注水追加 - GT 追加)の値を示す。

(3)入口空気冷却

①経済性評価の前提条件

4-2-1,(2),②項で述べたように、入口空気冷却運転により 20°C 空気温度を下げると、ガスタービンの出力が約 17%増加、熱消費率が約 4%向上し、単位出力当たりの燃料費は減少するが、一方、冷却運転のための冷凍機運転費用が追加発生する。ここでは、下に示す条件のもとに入口空気冷却運転により出力増加を図った場合と Frame9 型ガスタービンの追加設置により出力増加を図った場合それぞれの償却期間 20 年間の投資返済金、金利及び運転費用の差の現在価値の合計を比較することにより経済性評価を行った。

経済性評価前提条件

- ・ 減価償却期間 : 20 年
- ・ 金利 : 8.16% /年
- ・ 現在価値割引率 : 8% /年
- ・ 空気冷却運転時間 : 夏季の 100 日間、毎日 3 時間
- ・ 冷凍設備運転時間 : 空気冷却運転期間中の毎日 5-11 時、17-21 時の 10 時間
- ・ 運転出力 : 40°C 大気温度における出力
- ・ 燃料価格 : 20.407 Bz / scm

- ・ 燃料発熱量(低位) : 8,900 kcal / scm
- ・ 売電価格 : 10.42 Bz / kWh
- ・ エネルギー価格 : 0.5104 Bz / MJ
- ・ 冷凍運転動力費用 : 10.42 Bz / kWh(売電価格と同じ)
- ・ 諸費用 : 燃料費用と冷凍機運転費用以外の発電に係わる費用は両ケースとも同じ。

②増加出力

40°C 大気温度において入口空気温度を 20°C 下げる空気冷却運転を行った場合の Rusail 発電所の合計出力と Frame 9 型ガスタービン 1 基を追加設置した場合の大気温度 40°C における Rusail 発電所の合計出力は表 4-2-19 に示す通りで、空気冷却運転を行った場合の増加出力は Frame 9 型ガスタービン 1 基の出力に等しい。従って、ここでは、Frame 9 型ガスタービン 1 基を追加設置した場合と空気冷却運転を行った場合の経済性比較を行った。

表 4-2-19 空気冷却運転出力比較

大気温度 : 40°C

Frame 9 型 GT 1 基追加設置			入口空気冷却運転		
単機出力 MW	GT 台数	合計出力 MW	単機出力 MW	GT 台数	合計出力 MW
102.1	7	714.7	119.1	6	714.6

③設備投資額

Frame 9 型ガスタービンの追加設置費用には MEW から通知された数値 RO 13,850,000 を、空気冷却設備追加設置費用には 4-2-1,(2),②,e 項で計算した金額を用いて設備投資額を比較したのが表 4-2-20 である。空気冷却設備に対する投資額はガスタービン追加設置の場合のその略 70%である。

表 4-2-20 空気冷却運転設備投資額

金額単位 : RO 1000

発電所	設 備 投 資 額		
	GT 追加	空気冷却	差
Rusail	13,850	10,160	- 3,690

④運転費用

入口空気冷却運転を行えば、ガスタービン出力が増加、熱効率も上昇して単位出力当たりの燃料費は低減するが、新しく冷凍運転費用が発生する。従って、空気冷却運転の経済性を総

合的に検討する際には、初期投資額の他に燃料費の差と冷凍運転費用も合わせて検討しなければならない。「運転費用 = 燃料費 + 冷凍運転費」と定義し、先に示した前提条件と増加出力をもとに単年度の運転費用を比較すると、表 4-2-21 に示すようになる。効率向上により燃料費は低減するが、多額の冷凍運転費用が新しく発生するので、運転費用に関しては、入口空気冷却運転を採用する方が年間で RO 57,000 だけ多くなる。しかし、効率向上による燃料費の削減で、冷凍運転費用の約 50% は相殺されることが分かる。設備償却期間に相当する将来 20 年間の運転費用の増加を現在価値に換算すると、その合計額は RO 559,000 となる。

表 4-2-21 空気冷却運転費用比較

金額単位 : RO 1000

燃料費差	冷凍運転費差	運転費用差
- 49	+ 106	+ 57

注 : 差は GT 追加設置の場合をベースとし、(空気冷却・GT 追加) の値を示す。

⑤ 総合評価

現在価値に換算した設備投資金額及び運転費用の差について 20 年間の NPV を計算した評価結果を表 4-2-22 に示す。

表 4-2-22 空気冷却運転総合評価

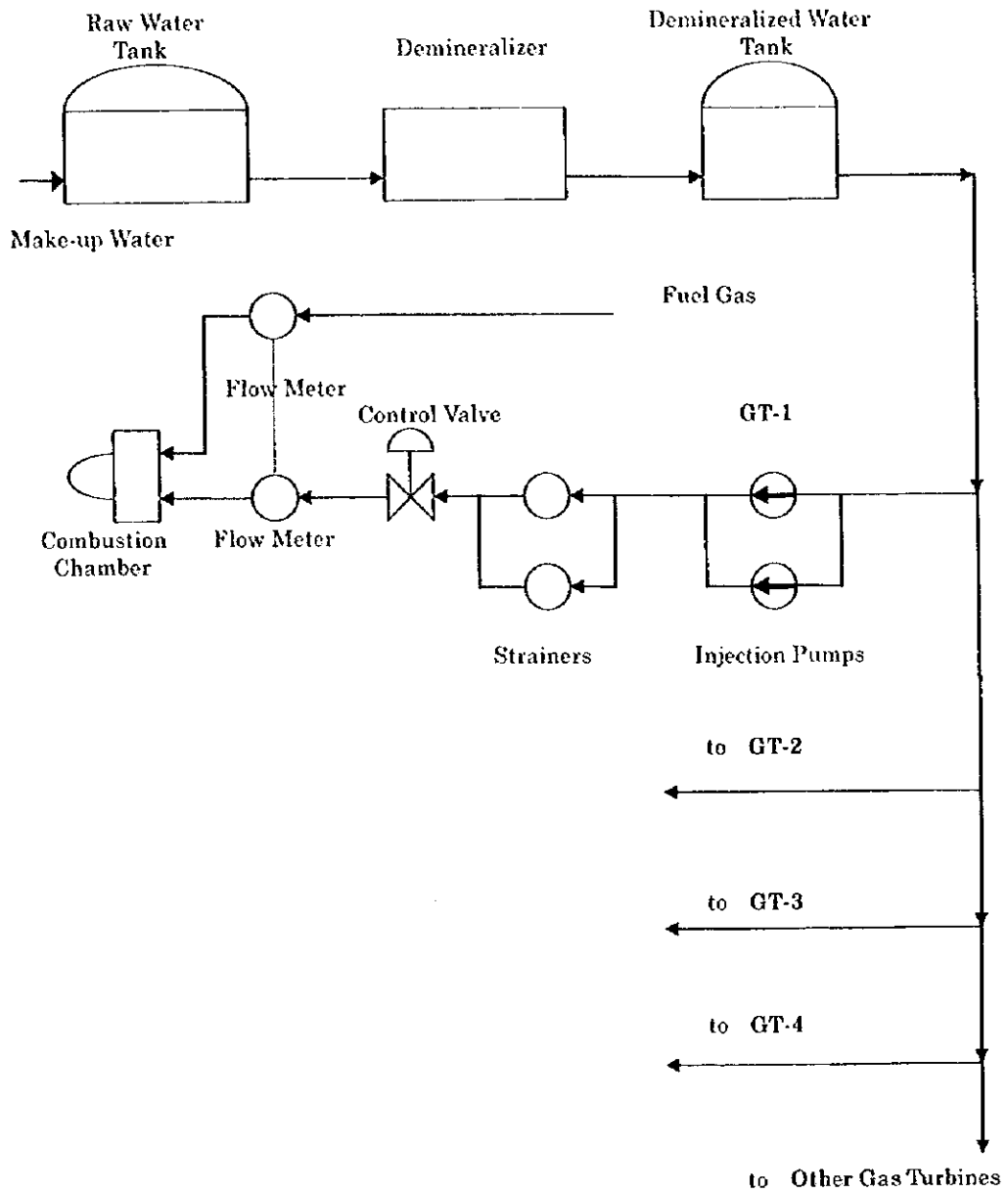
金額単位 : RO 1000

発電所	投資金額差	運転費用差 (年)	NPV(1998)
Rusail	- 3,690	+ 57	2,710

注 : 差は GT 追加設置の場合をベースとし、(空気冷却・GT 追加) の値を示す。

空気冷却運転を行えば、現在価値で RO 2,710,000 だけガスタービンを追加設置する場合より有利であることが分かる。空気冷却運転も経済性には優れているが、先に述べた注水運転と併用するとガスタービンの出力が発電機、主変圧器等電気設備の定格容量を超えるので、先ず、より経済性に優れた注水運転から実施することを推奨する。

Water Injection System



☒ 4 -2-2 Water Injection Flow Diagram

4-3. 海水揚水発電

4-3-1. 揚水発電プラントの特徴

原子力や大型火力をベースロードとして運用する系統では、エネルギー需要が週末や平日のある時間にベースロードより低下する。これらの発電所を最高効率で運転し続けるために、発生した電力を貯蔵するシステムが必要になる。この電力を貯蔵する技術としては、揚水発電、電力貯蔵用電池などの幾つかの選択肢があるが、揚水発電は次のような利点がある。

- ・オフピーク時に、その余剰電力で上部貯水池に揚水し、ピーク時に揚水した水を利用して発電することにより、ピーク時とオフピーク時の負荷の平準化を図ることが可能になる。
- ・現在の技術では大量のエネルギーを貯蔵する最も優れた技術である
- ・水力発電設備は起動停止特性がよいので急激な負荷変動に追従できる
- ・AFC 運転が容易に行なえるので、良質の電気を供給できる

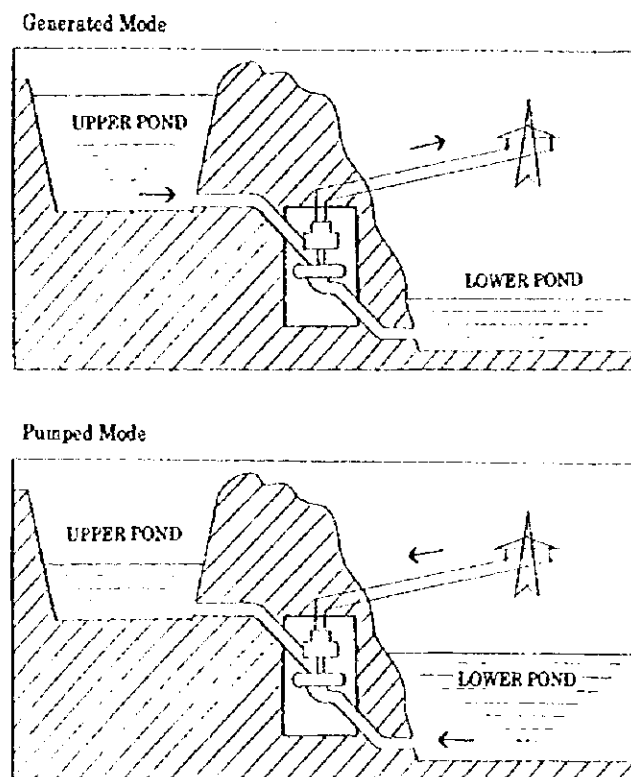


図 4-3-1 CONCEPT OF PUMPED-STORAGE POWER PLANT

オマーンでは冷房需要の増加による電力のピーク時とオフピーク時の差があるので、この揚水発電技術を利用することによる電力負荷の平準化を行なえる可能性があるが、雨量が少ないため、淡水を利用した揚水発電は不可能である。このため、海水を利用した揚水発電について調査する。この海水揚水発電は下池が不要になる利点があるが、海水を利用する事による材料の選択、上部貯水池より発生するかも知れない海水漏水や環境に与える影響などを検討する必要がある。なお、日本では、通産省の委託を受け海水揚水発電の諸問題を検証するため沖縄県に 30MW パイロットプラントが建設されつつあり、1999 年より 5 年間の実証試験を行なう予定である。(図 4-3-2 参照)



図 4-3-2 海外揚水発電所全景 (30MW 沖縄)

4-3-2. 海水揚水発電の適地調査

(1) 適地の条件

揚水発電を経済的に開発するには、次の3つの条件が全て満足していなければならない。

①場所

海岸近くに高落差のとれる貯水池が建設できること。

地点選定にあたって参考となる指標として L/H が用いられる。

ここに、

L: 上部貯水池より、放水口までの水路トンネルの水平長さ(m)

H: 上部貯水池と下部貯水池との標高差(m)

経験上、 L/H が4から6倍程度以下であり、Hが400m以上あれば有望地点と言える。

②地質

地質的には、次の条件を満足している必要がある。

- ・建設地点に極端な断層や褶曲がないこと
- ・海水を取水する海岸付近が砂礫や砂地でないこと
- ・環境に与える影響が少ない地点であること

③送電線と電源容量

揚水発電所は需要地の近傍に位置していること、また発電および受電に必要な送電容量以上を有している送電線が近傍にあることが望ましい。これは、送電線建設コストの節約が可能なこと、また需要地近傍に位置することにより、揚水・発電に伴う送電損失の減少が期待される。

(2) 地形図による調査

地形図(1:20,000)による調査では、この条件を全て満足するような適地は見当たらない。カクタブ海岸より水平距離で約3km離れているが、上部貯水池(落差約280m)が設置出来る場所がある。(図4-3-3参照)

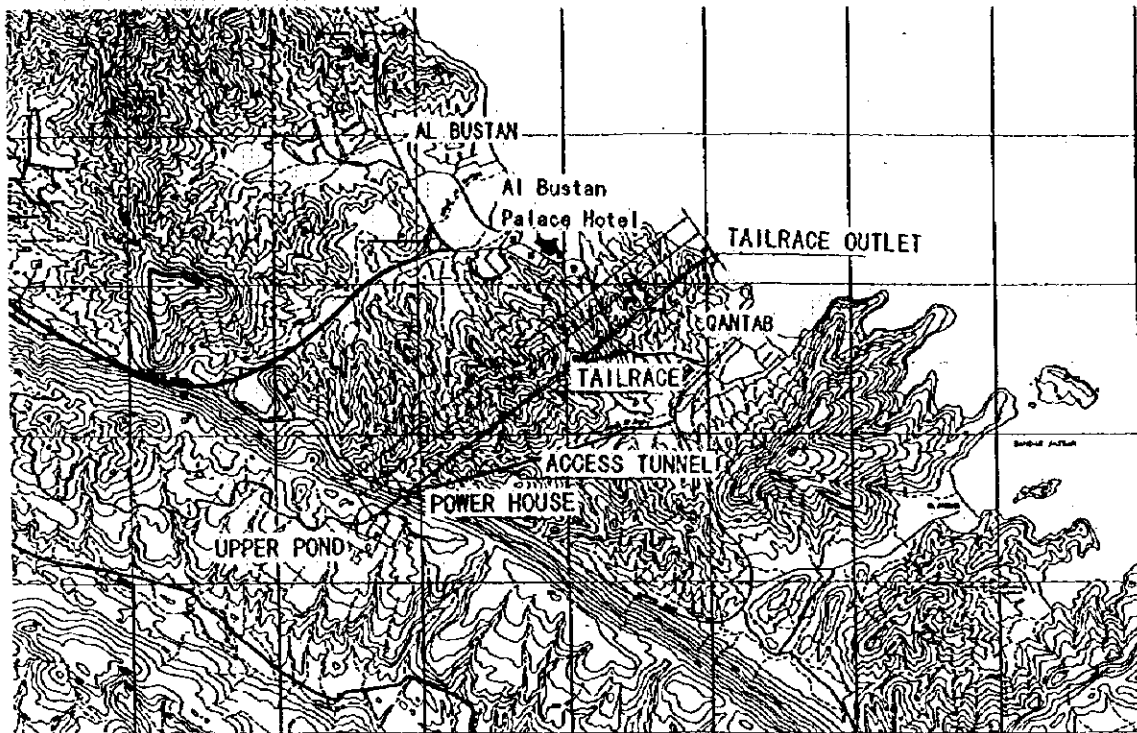


図4-3-3 LOCATION OF POMPED-STORAGE POWER PLANT

(3) 地質図による検討

地質図(1:100,000)を検討した結果次の点が判明した。(Annex4-3-a 参照)

- ① 上部貯水地付近は、Dolomite (苦灰石・白雲石($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$))と Limestone(石灰石)が主体な場所である。
- ② 放水路トンネル、地下発電所およびペンストック地点は火山岩の一種である Harzburgite が主体であるが、地層が複雑に輻湊しており、さらに大きな断層がある。これらは地下構造物の建設に支障が出る恐れがある。

Note:

Harzburgite is a rock of peridotite group consisting of orthopyroxene and olivine.
Most of the volcanics were basaltic, but during upper Cretaceous ultrabasic rocks (harzburgite, lherzolite, dunite and amphibolite) were intruded.

(4) 現地踏査

現地踏査を行った結果次のことが判明した。

上部貯水地

上部貯水地付近は、貯水池を作るのに問題のない広さと地形である。さらに、上部貯水地候補地点の近くを 33kV の送電線が通っているので作業用電源も問題なく、また未舗装のため拡幅と補修は必要であるが、作業用道路も確保されている。

放水路付近

カンタブ平地付近は、砂と砂礫(sand and gravel)が堆積している。取水トンネルよりの砂と砂礫の進入があると、流体機械の摩耗を促進するので、これを避ける必要がある。したがって、取水地位置を若干アルプスタン側にずらした方がよい。

地下発電所位置とアクセストンネル

途中まで、Wadi Al Jirahy に沿って道路があるので、この道路を補修するとともに、さらに延長して地下発電所へのアクセストンネルを設置できる。

地質

放水口や発電所の設置地点は、火山岩と堆積岩が複雑に褶曲しており、さらに大きな断層地帯がある。

132kV 送電網と揚水適地

132kV 系統は、Muscat 系統と 230km 離れた Wadi Jizzi 系統であり、これらの系統は将来連係される計画があるが、現状では 100MW のポンプが接続できる系統は、Muscat 系統だけである。

(5) 潮位の変動

水車中心の設定は、海水の最低水位より決定しなければならないが、日本の海上保安庁発行の潮汐表(第 2 巻、太平洋及びインド洋、1994 年度)によると、Muscat 港における潮位は、下記の通りである。

大潮升(Sp. R) : 2.7m

小潮升(Np. R) : 2.3m

平均水面(M.S.L) : 1.85m

したがって、大潮時の干潮差は最大でも 2m 以下と考えられる。

(注) :

Spring Rise(Sp. R) : Mean height of high water above datum level at spring time

Neap Rise (Np.R) : Mean height of high water above datum level at neap time

M.S.L. : Mean sea level

4-3-3. 現地調査により判明した問題点

(1) 海岸と上部貯水池の距離

海岸と上部貯水池の距離が約 3km 離れているため、次のような問題点がある。

- ①この地点は、4-3-2(2)にて述べた L/H の式で検討すると $3,000/280=10.7$ であり、一般的に経済的な建設が可能な範囲外である。すなわち、放水路トンネルが長くなり、土木工事のコストが増加する。
- ②放水路トンネルが長くなると流体損失が多くなり揚水発電所の総合効率が低くなる。
- ③放水路トンネルの長さが約 3km である。このため、次の問題がある。
 - ・ポンプ水車の負荷遮断時に、トンネル内が真空になる恐れがあるので、サージタンクが必要になる
 - ・水車吸出し高さが標準より大きくなる。したがって、実施に先立ちモデルテストを含む詳細な検討が必要になる。

(2) 地質

放水口や発電所の設置地点は、火山岩と堆積岩が複雑に褶曲しており、さらに大きな断層地帯があるので、詳細設計に先立ち、ボーリング調査を含む詳細な調査が必要である。

(3) 132kV 送電網と揚水適地

132kV 系統で 100MW のポンプが接続できる系統は、Muscat 系統だけであり、揚水発電の適地の選択も自ずと限定される。

(4) 環境問題

環境問題に関しては、計画の各段階にオマーン政府(Ministry of Regional Municipalities and Environment)の承認を受ける必要がある。その際、もっとも大きな問題と予想されるのは海洋環境(生態系)への影響である。放水口付近は珊瑚礁も豊かで非常に環境の良い場所であり、約 1km 離れた場所に Al Bustan Palace Hotel があるなど、観光とマリンスポーツの中心地の一つになっている。このため、開発計画の推進が困難な情勢である。このほかにも次のような問題点がある。

- ・ポンプ・水車運転に伴う海水の取水、放水による周辺海洋への汚染の影響
- ・上部貯水池の海水の漏水や雰囲気による周辺に与える影響
- ・地下発電所、放水路トンネル、ベンストック、アクセストンネルなどの掘削により大量に出る岩石類の捨て場
- ・土石の運搬や掘削に伴う塵埃が付近に与える影響など

4-3-4. 揚水発電計画

(1) 容量

オマーンにおける負荷変動パターンを検討し、揚水発電所の容量は 100, 600kW、また運転時間は 3 時間(100, 000kW)とする。(Annex 4-3-b、4-3-c参照)

(2) 上部貯水池

- ・有効貯水量 0.49 x 10⁶ m³
- ・最高水位 285m
- ・最低水位 265m

(3) ペンストック

- ・平均直径：3.0m
- ・平均流速：6.2m/s

(4) 放水路トンネル

- ・平均直径：3.6m
- ・平均流速：4.3m/s

(5) 機器仕様

①台数：1台

②ポンプ水車

・水車仕様

	最大落差	基準落差	最低落差
出力 (kW)	103,000	103,000	93,300
落差 (m)	269	260	247
流量(m ³ /s)	42.1	43.8	42
回転数 (rpm)	428.5	428.5	428.5

・ポンプ仕様

出力 (kW)	97,800	101,900	108,100
揚程 (m)	295	289	277
流量(m ³ /s)	30.9	33.0	36.7
回転数 (rpm)	428.5	428.5	428.5

- ・無拘束速度：640 rpm
- ・ランナ径：3,250mm
- ・吸出し高さ：-50m

③発電電動機

	発電機仕様	電動機仕様	起動電動機仕様
出力 (kVA)	112,000	112,000	8,000
力率	0.9	1.0	1.0
電圧 (kV)	13.8	13.8	6.6
回転数 (rpm)	428.5	428.5	500
周波数 (Hz)	50	50	50

④ポンプ起動方式

ポンプ起動方式には、制動巻線起動方式、同期起動方式、直結電動機起動方式、サイリスタ起動方式などがある。今回の場合は、設備台数が1台であること、起動時の系統に与える影響を少なくするなど考慮して、直結電動機起動方式が最も適切である。

(6)揚水発電所設備の総合効率

各機器、水路系および送電線の効率を勘案した揚水時の総合効率および発電時の総合効率は下記の通りである。

表 4-3-1 揚水発電設備の総合効率

揚水時効率	効率	発電時効率	効率
ポンプ	0.916	水車	0.924
電動機	0.973	発電機	0.971
主変圧器	0.99	主変圧器	0.99
所内、補機損失	0.97	所内、補機損失	0.97
水路系	0.93	水路系	0.93
送電線損失	0.997	送電線損失	0.997
揚水時総合効率	0.7935	発電時総合効率	0.7988

また、揚水発電設備の総合は、次のように算出される。

$$\begin{aligned} \text{揚水発電設備の総合効率} &= \text{揚水時総合効率} \times \text{発電時総合効率} \\ &= 0.7935 \times 0.7988 = 0.6338 \\ &= 63\% \end{aligned}$$

これは、一般の揚水発電所の総合効率が約70%であるのと比較して非常に低い。この理由は放水路トンネルが長いための損失増加である。

(7)計画にあたり考慮すべき点

海水揚水発電所は一般揚水発電所よりも更に検討すべき点があるが、主な考慮点は下記の通りである。

①環境問題が重要である(4-3-4(4)参照)

②上部貯水池の構造はフィルダムとするが、海水漏水防止のため合成ゴムシートによる表面遮水を行う。

- ③合成ゴムの継目などより漏水が発生した場合には、センサーや圧力計などで検出し、漏水した水を上部貯水池に戻す設備を設置する
- ④流水部分には耐海水材料および適切な海水保護対策を行なう。
- ⑤ポンプ水車、発電電動機、変圧器の冷却方式は閉鎖循環式とする。
海水と循環水の間には熱交換器を設置し、機器より発生した熱を排出する。

4-3-5. コスト試算と経済性検討

(1)コスト試算と経済性検討の前提

沖縄海水揚水プラントは 1999 年運転開始され、5 年間の実証試験を行ない、その結果を技術仕様書およびコストに反映されることになっている。検証試験の完了していない現時点ではこのプラントの適正な建設価格であることを示す資料はないが、次の条件で試算する。

- ・最も経済的な建設期間と技術仕様にもとづき、価格を算定する。
- ・ごく普通の地質で通常の技術が採用できるものとして土木コストを算定する。
- ・土地の買収費、税金および各種の補償費は含んでいない。

(2)コスト試算

コスト試算結果は下記の通りである。

	(単位：RO)
①仮設工事費(土木費の5%)	2,758,000
②環境対策費(土木費の5%)	2,758,000
③土木費	55,150,000
・ 上部貯水池、取水およびペンストック掘削費	
・ 発電所建屋(機械基礎を含む)	
・ 放水路トンネルおよび、サージタンクおよび放水口	
・ 変電所基礎	
・ アクセストンネル	
④流体機械設備	4,390,000
(ペンストック、ゲート、スクリーンなど)	
⑤発電機器設備	23,310,000
⑥132 k V送電線	1,234,000
小計	89,600,000
⑦管理費、エンジニアリング費(小計の15%)	13,440,000
⑧コンテンジェンシー(小計の10%)	8,960,000
合計	112,000,000

なお、環境対策費として土木費の5%を計上した。

(3)経済性検討

①経済性検討の指標

経済性検討は、プロジェクトを建設したコストとプロジェクトから得られる便益を、現在価値法 (Net Present Value) に変換して比較する。今回のケースでは、コストと便益は下記の通りである。

コスト = 海水揚水発電所の建設費 + 機器の設備更新費 + 運転維持管理費
+ 揚水動力費

便益 = 代替ガスタービンの建設費 + 再建設費 + 運転維持管理費 + 燃料費

②代替ガスタービン発電所の建設費の算出

a. 代替ガスタービン発電所の設備出力

$$P_g = P_p \times kW \text{ 補正率} \times (1 - H_4) / (1 - T_4)$$

ここで、

P_g : 代替ガスタービン発電所の設備出力

P_p : 海水揚水発電所の出力

$$kW \text{ 補正率} = (1 - H_1) \times (1 - H_2) \times (1 - H_3) / (1 - T_1) \times (1 - T_2) \times (1 - T_3)$$

H_1, T_1 : 海水揚水発電所、ガスタービン発電所の所内率 (%)

H_2, T_2 : 海水揚水発電所、ガスタービン発電所の事故率 (%)

H_3, T_3 : 海水揚水発電所、ガスタービン発電所の補修率 (%)

H_4 : 海水揚水発電所から需要地までの送電ロス率 (%)

T_4 : ガスタービン発電所から需要地までの送電ロス率 (%)

b. kW 補正率の算出

表 4-3-2 補正率の算出のためのデータ

項目	海水揚水発電所	ガスタービン発電所
所内率 (%)	0.3	1.7(*)
事故率 (%)	0.5	0.07(*)
補修率 (%)	4.0	9.95(*)
送電線ロス (%)	0.3	0

(*): Rusail power plant の 1997 の実績

$$\begin{aligned} kW \text{ 補正率} &= (1 - H_1) \times (1 - H_2) \times (1 - H_3) / (1 - T_1) \times (1 - T_2) \times (1 - T_3) \\ &= (1 - 0.003) \times (1 - 0.005) \times (1 - 0.04) / (1 - 0.017) \times (1 - 0.0007) \times \\ &\quad (1 - 0.0995) \\ &= 0.9523 / 0.8845 = 1.0766 \end{aligned}$$

c. 代替ガスタービン発電所の設備出力の計算

$$P_g = P_p \times \text{kW 補正率} \times (1-H4) \times (1-T4)$$

$$= 100,000\text{kW} \times 1.0766 \times (1-0.003) = 107,340\text{kW}$$

d. 代替ガスタービン発電所の建設費

$$\text{建設費} = 107,340\text{kW} \times \text{ガスタービン発電所の建設費(RO/kW)}$$

ここで、最近のガスタービン発電所の入札結果を基に、建設単価を 160RO/kW とする。したがって、

$$\text{代替ガスタービン発電所の建設費} = 107,340\text{kW} \times 160 \text{ RO/kW}$$

$$= 17,200,000 \text{ RO}$$

③経済性検討に必要なその他のデータ

a. 1年間(100日 x 3時間)の燃料費

$$\text{燃料単価} = 6.979 \text{ RO/MWH (Rusail power plant の 1997 の実績)}$$

1年間の運転の燃料費

$$= 6.979 \text{ RO/MWH} \times 107.34\text{MW/h} \times 100 \text{ 日} \times 3\text{hours/日}$$

$$= 225,000 \text{ RO}$$

b. 1年間(100日 x 3時間)の揚水動力費

$$\text{揚水電力単価} = \text{ガスタービン発電所の電力単価(*)} / \text{揚水発電所設備の総合効率}$$

$$= 10.163 / 0.63 = 16.13 \text{ RO/MWH}$$

(*): Rusail power plant の 1997 実績

c. 1年間(100日 x 3時間)の揚水動力費

$$= 16.13 \text{ RO/MWH} \times 100 \text{ MW/h} \times 100 \text{ 日} \times 3 \text{ hours/日}$$

$$= 484,000 \text{ RO}$$

d. 運転維持管理費

表 4-3-3 運転維持管理費の比較

項目	海水揚水発電所	ガスタービン発電所
運転維持管理費(%)	3.0	3.0

なお、海水揚水発電所については、8年目毎にポンプタービン、発電電動機、入口弁などのオーバーホールを行ない、ランナを含む海水に接する部分などの取替工事を行なう(3,018,000RO)。

e.耐用年数

水力機器および電気・機械機器：	25 years
送電線：	60 years
土木設備：	50 years

(5)結論

表 4-3-4 および Annex 3-3-o Cash Flow Analysis of Pumped Storage Plant に示すように、NPV は大幅なマイナス、B/C は 0.169 であり、海水揚水発電所を建設する経済的効果はない。

表 4-3-4 NPV の比較

Unit : 1,000RO

項目	Cost (海水揚水発電所)	Benefit (ガスタービン発電所)	NPV (B-C)	B/C
現在価値	141,761	23,929	-117,832	0.169

この主な理由は下記の通りである。

- ① 揚水発電所の経済性検討は、一般的に高価な原子力発電所か大型火力発電所と比較検討されるが、オマーンでは安価なガスタービンと比較しなければならない
- ② 燃料代が安い
- ③ 揚水発電の適地がない
- ④ 放水路トンネルが長いため、土木費が高いと同時に放水路の損失が大きい
- ⑤ 海水に接触する部分は設備に特殊材料や特殊な保護が必要になり、高価になる