

第 5 章

電力損失低減方策の検討

[The page contains extremely faint and illegible text, likely due to low contrast or scanning quality. No specific content can be transcribed.]

第5章 電力損失低減方策の検討

5.1 電力損失低減へのアプローチ

電力システムの損失は一般には少ないほど良いと考えられ勝ちであるが、経済性を考慮するとその考え方は正しくない。損失に相当する電力を供給するための経済的損失と、損失低減に要する経済的代価とを考慮すると、電力損失は多すぎても良くないが、電力損失を減らすために過剰の代価を支払う事も良くない。即ち、経済的に最適な電力損失が存在するはずである。

このことは多くの電力工学書に書かれており、個別の設備計画にあたっては一般にこの考え方に基づいた検討が行われている。しかしながら、今回の検討対象のように沢山の設備からなる一国の電力系統全体についての検討例は聞いたことがなく、マクロ的にそのような最適点を見つけだす手法は考えられない。このため、このプロジェクトにおける検討は個別の設備についての最適化のための検討をベースとしたミクロ的なアプローチによることとした。しかしながら、ミクロ検討を原則どおり行うためには、対象設備の数と方策の数の積に相当する計算を行う必要がある。ジョルダン国内のLV(415V)フィーダの数だけでも2万近いものがあるので、全てについて個別検討を行うことは全く不可能である。このようなことから、ミクロ的手法とはいいながらサンプルフィーダを使っておよそ次のような手順で検討を進めることとした。

- (1) 検討対象とする方策の選定
- (2) サンプルフィーダの選定
- (3) 負荷状況の計測
- (4) 方策実施前の電力損失の計算
- (5) 方策毎の最適化
- (6) 損失低減量、ベネフィット、コスト、フィージビリティ、およびネットベネフィットの計算
- (7) 上記各量と相関性の高いパラメータの探索
- (8) 最小自乗法による損失低減量、および対策コストなどの数式当てはめ(数式モデルの作成)
- (9) 前記(2)とは別のサンプル(33 kV 系統全フィーダ、415 Vについては2%に相当するランダムサンプリングフィーダについてのデータ)に数式モデルを適用して全ジョルダン配電系統の対策工事費、損失低減量などの推定

一般に一つの設備についていくつかの方策が考えられる場合、ベネフィットをB、コストをCとすると、

$$\lambda = B/C$$

が大きい順序に実施することが原則である。もちろんB/Cが1より小さいケースは経済的にフィジブルでないことを示し、実施してはならない。また、上位の方策を実施した場合、次の順位の方策は上位の方策が完了した状態を前提に検討しなければならないので、下位の方策のベネフィットは減るはずである。ある方策は上位の方策を実施することにより、全く不要になることもある。すなわち、方策それ自体最適な順位の組み合わせによって検討ならびに実施をシリーズに行うことが正しいやり方といえる。しかしながら、多数の対象設備および方策がある場合、このような緻密な手順は問題を非常に複雑にしてしまい、解くことさえ不可能にするおそれがあるので、モデルを得るまで((8)より前)の検討は一つのサンプルフィードについて候補となるいくつかの方策について平行検討を行う。数式モデルが得られた後の(9)の検討においては順位を考慮した検討を行うこととした。

サンプルフィード個々の計算の段階で最適化が行われ、対策が成り立たない(アンフィジブル)ケースの除外が行われ、その上、最適実施順位が加味されるので、(9)で推定された低減対策工事費および損失低減量が最適損失を実現することになる。このように多数の設備の集合である電力系統の最適損失とは観念的な面が強く、個々の設備あるいは部分の最適化が行われた結果として、実現されるものと考えられる。最適損失とはいいながら、長い間には、過去の開発の履歴、現在の設備の状況、および今後の設備計画の考え方などによって変わって行くものであると考えられる。今既にある設備の損失低減のために工事を行い、どのような損失率に持って行くのが適切かという問題と、これから作る設備の規模、投資額を変えて、どのような損失率にするのが適切かという問題とでは答えはおのずと違う筈である。当然、後者の方が低くなるが、このプロジェクトの目的は既にある設備の損失低減であるため、前者の答えに近いものとなろう。

5.2 電力低減方策の選択肢とその選定

5.2.1 損失低減方策

通常の電力系統においては導体の抵抗を r 、そこを流れる負荷電流を I 、発生する損失を L とした場合、

$$L = r I^2$$

で表される負荷抵抗損失が大部分を占める。その他、変圧器の鉄損、絶縁物の漏洩電流に依る損失、コロナ損など種類は多いが変圧器の鉄損を除けば非常に小さいので、損失低減対象とはしない。負荷抵抗損失を低減させるには、上式からも判るように抵抗 r を減らすか電流 I を減らせばよい。

損失低減の入り口に当たるこの項では、ジョルダンの電力系統において物理的に損失低減を実現できる方策について、ワーキンググループメンバーによるブレンストーミ

ングのような形で列挙した。 Table 5.2-1 はそれらを整理したものである。

Table 5.2-1 List of countermeasures for reducing the power losses in transmission and distribution networks

A. 太線化

- (1) 132kV 送電線太線化
- (2) 33kV 配電線太線化
- (3) 11kV 配電線太線化
- (4) 415V 配電線太線化

B. MV系統(33kV,11kV)線路新設

- (1) 上位電圧導入 (変圧器増設を含む)
- (2) 同電圧線路新設

C. LV系統(415V)線路新設

- (1) 上位電圧導入(変圧器増設を含む)
- (2) 同電圧線路新設

D. 力率改善

- (1) LVフィーダへのキャパシタの設置
- (2) LV変電所へのキャパシタの設置
- (3) MVフィーダへのキャパシタの設置
- (4) 132/33kV 変電所 33kV 母線へのキャパシタの設置

E. 運用改善

- (1) LV系統三相電流バランス化
- (2) 線路の高電圧運用
- (3) 変圧器の軽負荷時停止
- (4) 配電系統の開放点の適正化

5.2.2 検討対象とする方策の選定

Table 5.2-1 にあげた損失低減方策は物理的に電力損失を低減することができるが、経済的に引き合うかどうかは未知数である。今後の検討は、それぞれの設備についてこれらの方策が経済的にフィージブルであるかを調べるのが中心になるが、検討に要する労力、時間等から考えるとこれらすべての方策を取り上げることは得策でなく、方策の数は10以下とすることが望ましい。したがって、方策の数はコストおよび損失の発生場所等を考慮したラフな検討により、少数の効果的な検討テーマに絞った。

(1) 一般に高電圧(132kV)設備の建設コストは高く、それに比べて高電圧システムの損失は高くないので132kVシステムの損失低減方策は殆ど成り立たないし、ケーブルシステムについてもこれに近い状況が予想される(これらの件に関してはこの後「5.6.2 同電圧線路新設による対策」のところで確認してある)。よって132kVおよびケーブルシステムは除外した。

(2) 線路新設において新ルート取得が困難な場合は、太線化が損失軽減の有効な手段となる。実施段階ではそのような選択が必要になる場合も多いと考えられるが、本調査段階で新ルートについての情報を得ることは困難である。新ルートの取得がそれほど困難でないとすれば、新旧両方の線路を活用する線路新設の方が太線化より優れた方策であることは明白であるので、この段階では太線化は線路新設に含めて考えた。

(3) 力率改善のためのキャパシタをLVシステムへ設置した場合は、LV、MV双方に対して効果があるのに対し、MVフィーダへ設置した場合はMVフィーダに対してだけ効果がある。また、132/33kV変電所へ設置した場合は現状から見て、殆ど損失低減効果がない。したがって、キャパシタについてはLVシステムへの設置についてだけ検討した。

(4) 運用改善については運用上の各種の制約の範囲内で殆ど最大限に損失低減に努めているように見受けられたが、LVシステムの三相電流のバランス化だけについては改善の余地があると見て取り上げることにした。

以上のような考察の結果、Table 5.2-1の中から次の組み合わせを検討対象とすることとした。

- [B.-(1)] MVシステム、上位電圧(132kV)導入
- [B.-(2)] MVシステム、同電圧線路新設
- [C.-(1)] LVシステム、上位電圧(33または11kV)導入
- [C.-(2)] LVシステム、同電圧線路新設
- [D.-(1)] LVフィーダへのキャパシタの設置
- [D.-(2)] LV変電所へのキャパシタの設置
- [E.-(1)] LVシステム三相電流バランス化

5.3 サンプルフィーダの選定

前節で選定した方策の検討はフィーダ単位で行う必要があるが、MV系統は約 90、LV系統は 2 万近いフィーダがあり、すべてについて上記方策の検討を行うことは不可能である。そこで、サンプルフィーダを選定して測定ならびに計算を行うこととした。

最終的にはジョルダン全体の状況を推定する必要があるため、当初、全てのフィーダをパラメータによって幾つかのグループに分け、各グループから一つずつ代表を選んでサンプルフィーダとする予定であったが、ジョルダン側のデータ保有状況から、それ自体が大きな作業になってしまい、第 1 次現地調査期間内に選定を終わらせることが不可能であることがわかったため、比較的重負荷で損失改善が必要と思われるフィーダをジョルダン側メンバーの知見にもとづいて選び出しサンプルフィーダとすることにした。

このサンプルは故意に比較的重負荷なフィーダを選んだので、ジョルダン全体の状況を推定するために別の標本および作業が必要となったが、損失改善を必要とするケースを増加させ、数式モデルの検討が効果的に行われる結果をもたらした。

なお、この段階で使うサンプルグループをサンプル 1 と呼び、後段で必要になるサンプルグループをサンプル 2 とし、区別した。サンプル 2 はジョルダン全体の状況を代表するものでなければならないため

- ・ LV 系統では全体の約 2 % に相当する無作為抽出されたフィーダ
- ・ MV 系統は 33kV 全フィーダ

とした。Appendix 5.3-1 に選定したサンプル 1 フィーダ (LV および MV) を示す。

5.4 既存システムデータの収集とサンプルフィードの計測

本調査に必要なシステムデータ収集のために、全部のサンプルフィードを計測するには、膨大な時間と人員を必要とする。このため、限られた時間、人員の中でシステムデータの収集を行うために、可能な限り、ジョルダン側カウンターパートが所有するデータを活用していくこととした。既存データでは不足する部分の補完と過去の計測値を現在値に補正する事を目的として、MVのサンプルフィードのうち、各社1フィードずつを実測フィードとして選定し、計測を行った。Table 5.4-1 に実測のために選定されたフィードを示す。ただし、ジョルダンの計量システムでは、現地制御盤に電流計測用端子が存在しないため、架空配電で送りだしているMVフィードの計測を行うには、充電部近接作業となるほか、電力送電停止を伴う作業を行う必要がある。この作業は危険を伴うこと、および需要家の停電を伴うことから、この部分の計測は実施しないこととした。Duleel線はケーブルを使用しているため、ロードアナライザとクランプCTによる電流の直接計測を行った。

MV架空線のフィードのデータについては、給電所の記録データを使用し、本調査の検討に活用した。

Table 5.4-1 Selected MV Feeders for Actual Measurement

Company	Selected MV Feeders	No. of measured S/S
NEPCO	• Jordan Valley Middle (33 kV)	88
JEPCO	• Duleel (33 kV)	61
IDECO	• Emrawa (33 kV)	126
Total	3	275

5.4.1 既存システムデータの収集

ジョルダンの電力セクターは配電関係の実績記録として主要変電所の電圧、MVフィードの負荷電流、配電用変電所のLV側電流、LVフィードの各相電流などを採取・保有している。本調査団はジョルダン側カウンターパートと協力し、これら既存データの収集を行った。

5.4.2 計測方法および計測工程

(1) 計測方法

次の2種類の計測を行った。

- ① 主要変電所の送り出し諸量の計測
- ② 配電用変電所の2次側の諸量の計測

なお、計測①は、MVサンプル1フィーダ全体の特性を把握するためのもので、計測②は、ジョルダンの既存データを補正するための計測である。

1) 主要変電所からの送り出し諸量の計測

主要変電所からの送り出し諸量の計測は、Fig. 5.4-1のように、ポイントAにおいてロードアナライザを実測フィーダの引出し口に設置して行った。

- 計測期間は、系統の特性を把握するため、1週間実施し、毎正時に記録をとる。
- 計測器はロードアナライザを使用する。
- 計測諸量は、変圧器2次側の母線電圧、送り出し電力、および力率とする。
- 地中ケーブルで送電しているJEPSCOのDuleel線以外のフィーダについては、既存計器による電流値の記録を使用した。

2) 配電用変電所2次側の諸量の計測

Fig. 5.4-1のとおり、配電用変電所2次側の各相電流の計測は、Table 5.4-1の3サンプルフィーダに接続されている全ての負荷（ポイントB：275箇所）においてクリップオンメータを使用して行った。

- 計測期間は、8月に1度ずつ記録をとる。
- 計測器はクリップオンメータを使用する。
- 計測諸量は、変圧器2次側の各相電流とする。

さらに、ポイントBのうち4箇所ロードアナライザを設置して、負荷特性を計測した。

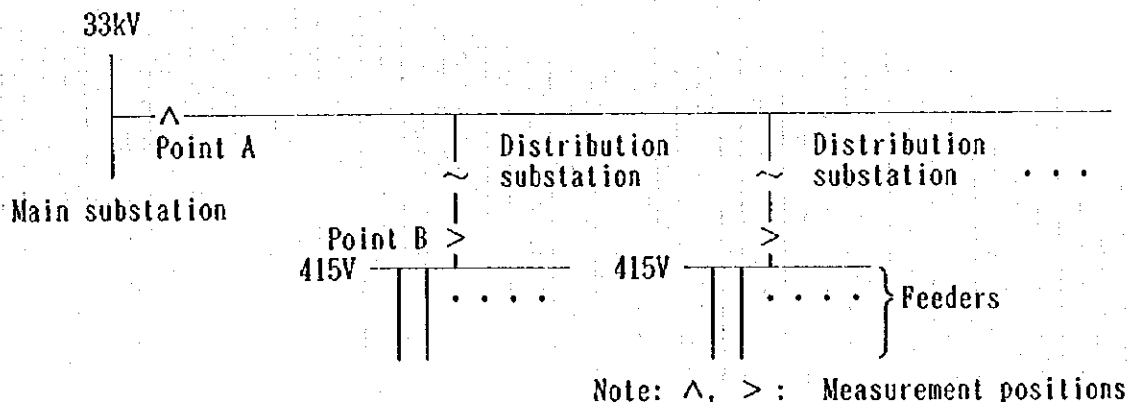


Fig. 5.4-1 Measurement system of actual measurement feeder

(2) 計測工程

計測期間は需要が大きい時期の7月下旬から8月下旬にかけて、ほぼ1か月間を要した。8月14日から18日は代表系統の計測を実施した。詳細な工程については、Appendix 5.4-1に記載した。

5.4.3 計測結果

(1) 主要変電所の送り出し諸量の計測

主要変電所の送り出し諸量の計測は上述したように、JEPSCOのDuleel線はロードアナライザを使用して1週間の自動記録をおこなったが、その他のフィーダは、給電所の記録データを使用した。

この計測結果と記録データをそれぞれ、Appendix 5.4-2, 5.4-3 に示す。また、これらの電流変動をそれぞれAppendix 5.4-4 のFig. 1 ~ 4に示す。

Duleel線は、Appendix 5.4-4の Fig. 1 に示すように、平日の需要曲線は昼間にピークが発生しているのに対して、休日は終日ほぼフラットな需要曲線となっている。

Jordan Valley に供給する三つのフィーダは、農業エリアの需要であるため、Appendix 5.4-4の Fig. 2 のように顕著な電力ピークは現れてなく、時間別に小幅な変動があり、ピーク時間帯を特定することは難しい。

Appendix 5.4-4のFig. 3 およびFig. 4 に示すIDECOの四つのフィーダのピークは、夕方の点灯時に現れている。

(2) 配電用変電所2次側の諸量の計測

ロードアナライザによる配電用変電所の2次側諸量の計測結果を、Appendix 5.4-5 ~ 7に示す。

これらの表より、終日の平均電圧および平均力率を各社毎に求めた。それぞれの値は下表のとおりであるが、ジョルダン側カウンターパートと検討・協議した結果、解析に使用する値は各社一律に平均電圧は97%、平均力率は0.8とした。

Name of utility	Average voltage	Average power factor
NBPCO	96.0 %	0.77
IDECO	96.1 %	0.83
JEPCO	97.0 %	0.78

クリップオンメータによる配電用変電所2次側の各相電流の計測結果を、Appendix 5.4-8 ～ -10に示した。これらの表には、実測フィードグについての実測データと既存データとの比 K_1 を求めてある。実測は極めて限られたものであったが、 K_1 は他の既存負荷データを現在値に換算するのにも一律使用できるものと考えた。また、実測は1996年8月昼間に行われたものであるので、他の既存データをこの比で修正した値も、1996年8月の値と考えることが出来る。

計算には年間最大負荷が必要になるので、各社毎のロードカーブをもとに1996年最大時負荷と1996年8月昼間平均負荷との比 K_2 を決定し、換算することとした。

既存データを1996年最大時データに換算する係数 K は、

$$K = K_1 \times K_2$$

として求めることが出来る。Table 5.4-2に各社毎の K_1 、 K_2 、および K の値を示す。

Table 5.4-2 Coefficients for updating the existing data to present peak values

	NEPCO	JBPCO	IDECO
K_1	0.935	1.028	0.659
K_2	1.45	1.20	1.90
K	1.36	1.23	1.25

解析は、Appendix 5.4-11に示される既存データを、Table 5.4-2に示した補正值により現在データ（1996年のピーク値）に換算したうえで実施した。

5.5 電力損失解析用ソフトウェアの開発

アプローチのところでも述べたように、マイクロ検討を行うためには、対象設備の数と方策の数の積に相当する計算が必要になる。最適化を追求するためには一つの対象設備、一つの方策についてさえ幾とおりもの計算が必要になるので、実際には対象設備の数と方策の数の積の何倍かに相当する計算が必要になる。方策の数を減らし、対象設備をサンプルフィードに絞っても、まだ、解決にはほど遠い。このことを解決するためにパーソナルコンピュータ3台を購入したが、それだけではコンピュータを有効に動かすことができず、意図したような大量計算の助けにはならない。汎用表計算ソフトウェアの「エクセル」がインストールされており、これが科学技術計算にも大いに役立つことは知っていても、複雑な電力回路の計算を大量にこなすことは不可能と思われる。

このようなことから、このプロジェクトのために、従来からTEPSCOが持っていた電力潮流計算用ソフトウェア二つをジョルダンの系統に合うように改め、用意した。

5.5.1 LV系統電力損失解析ソフトウェア VL CALC.EXE の開発

このソフトウェアは、以前TEPSCOが他の国の電力損失調査を行ったとき、LV系統の電圧や電力損失を解析するために開発したソフトウェアをベースとし若干の修正を加えてジョルダン Version とした。

電力損失 (kW) は各設備の電力潮流および電圧が判れば計算によって求めることができる。電力潮流や電圧は、各負荷点の負荷の値を与えることによって求める。LV配電線の場合は殆ど電柱ごとに負荷点があり、厳密に計算するためには柱ごとの負荷を測定し、柱ごとにノードを設けて入力してやらなければならない。これは数多くあるLV系統にとって大変なことなので、実用的には負荷が線路に沿って一様の密度で分布しているという仮定が用いられている。今回用いたVL CALC. EXEにおいても負荷一様分布モデルを採用し、この仮定を使えるようにした。もちろん、集中負荷の測定値があれば使えるようになっているし、線路途中の測定データ(電流)が判っていれば、そこから先は別の負荷密度で計算することも可能であり、より高い精度の追求もできるようになっている。なお、負荷一様分布モデルは後述のOPT EL. EXE、OPT EL 2. EXEにも採用してある。

また、ジョルダンのLV配電線は三相4線式になっているが、この配電方式は、三相電流は必ずしもバランスしている必要はない。ジョルダンの実際のデータからも大きなアンバランス電流が認められたし、5.2.2項で選定した方策の中にも「三相電流のバランス化」が取り上げられている。三相4線式の系統を計算するソフトウェアは、基本的にアンバランス電流の計算が可能でなければならない。VL CALC. EXEは本来的に三相4線式配電線のアンバランス電流の計算ができるように設計されたソ

ソフトウェアである。

5.5.2 中高压系統電力損失解析ソフトウェア FLOW.EXE の開発

このソフトウェアは通常使われる電力系統潮流電圧計算用ソフトウェアと殆ど同じものであるが、本ソフトウェアは系統構成や系統上の各点の負荷のデータを与えることにより、電力潮流を求めることができる。類似のソフトウェアとしてNEPCOにはPSS/Eがあり、TEPSCOにもCASTLEがあり、中高压系統についてはこれらを使って解析することは可能であるが、著作権保護の面からいづれについても使用上の強い制約が課されており、技術移転を行うことはもちろん、多数の人間がパーソナルコンピュータを使って作業を進めることさえできない。

このようなことから、今回のプロジェクトを成功させるため、TEPSCOが独自に開発したニュートンラフソン法による潮流計算用ソフトウェアFLOW.EXEを今回のプロジェクトのために手直しし、使用することとした。主な改善点は次のとおりである。

(1) 変圧器損失の模擬---通常の電力潮流計算ソフトウェアでは変圧器損失のうち鉄損の模擬はなされていないし、銅損についてさえ模擬されていない場合もある。本プロジェクトにおいては変圧器損失も重要な要素となることを考慮し、この点を修正した。

(2) 設備定数表を使った入力---通常の電力潮流計算ソフトウェアは電線サイズ、電線配置、送電距離などから、あらかじめインピーダンスなどの定数を求めておき、入力するのが普通である。本ソフトウェアは、線種や距離を入力すればコンピュータがそれを求め計算するように改めた。なお、従来方式の入力あるいは混合の入力方法も可能である。

5.5.3 解析用ソフトウェアに関するマニュアルの作成

5.5.1 および5.5.2 項に関するマニュアルを作成し、これらを Appendix 5.5-1 および5.5-2 に掲載した。

5.6 上位電圧導入と同電圧線路新設工事の最適化モデルと最適化ソフトウェアの開発

LV配電線、MV配電線の電力損失低減方策としてともに上位電圧導入と同電圧線路新設が選ばれている。これらの検討に当たっては損失低減によるベネフィットと損失低減対策に要するコストを勘案して最適な損失低減対策を求めなければならない。

同電圧線路新設の場合は既設線の線種、新設線の建設単価等から次のようにして対策実施が必要となる電流を求めることができる。

電流 I が流れている既設線に平行して、同電圧で新しい線路を建設したときの単位長あたりの損失低減効果 B (ベネフィット) は最適分流を考慮すると、

$$B = K_1 \cdot \{ I^2 \cdot r_1^2 / (r_1 + r_2) \} \cdot 1000 \text{ (JD)}$$

ただし K_1 : 電力損失評価基準 (JD/kW)

r_1 : 既設線の単位長あたりの抵抗値 (pu/MVA)

r_2 : 新設線の単位長あたりの抵抗値 (pu/MVA)

単位長あたりのコストを $C = K_2$ とすると $B/C = 1$ を与える電流 I は、

$$I = \text{SQRT} \{ K_2 \cdot (r_1 + r_2) / K_1 \cdot r_1^2 \}$$

で与えられる。この場合の I は対策実施と非実施の境界を決めるクリティカル電流であり、実際の負荷電流がこの電流より大きければ大きいほど対策実施効果は大きい。通常既設線の電流は上流から下流へ行くに従って減少するので、変電所出口からこの点まで対策を実施することが最適であるといえることができる。

5.6.1 上位電圧導入による対策

同電圧線路新設の場合は、前述のようにベネフィットとコストが距離に関して1次式で示される関係にあるため、容易に最適実施規模を見つけることができる。しかし、上位電圧導入の場合は、コストの中に変電所建設地点までの距離に関係のない変電所の建設費が入るため、単純な数式では求めることは出来ない。また、新設の変電所と既設の変電所の間にある負荷への供給をどのような配分で分け合うかも問題である。この問題を解くためには、新設変電所の設置場所と新旧変電所間の供給上の境界 (open point) を変えながら計算を行って最適点を求める必要があり、手計算で大量のケースを検討することは不可能である。このようなことから上位電圧導入最適化ソフトウェア OPTEL. EXE の開発を行った。

このソフトウェアでは、問題を単純化させるためにきわめて単純なモデルを用いた。入力者は、既設系統の中から一本のメインパス (single path) を選び出し、それに関するデータをインプットする。この場合、そのパスから外れた横道は負荷電流だけをメインパスに反映させるだけである。コンピュータは与えられたパスに沿って変電所地点を変えながら、しかも open point も変えながらベネフィットやコストの計算を行い、すべての変化ケースの計算が終わったところでネットベネフィット (ベネフィット・コスト) が最大なものを最適計画として出力する。メインパスは電流の多いパスに設定するのが正しく、変電所からスタートして分岐点ごとに最も電流の多いブランチを辿ってゆけばそれがメインパスということになる。

OPTEL は変電所とそこに至る上位電圧線路の建設だけを検討するが、その変電所の二次系統については、同電圧線路新設対策も併せて実施した方がよい場合がある。この場合は OPTEL で得られたシステムをベースに次の OPTEL 2. EXE を使って検

討を行う。

5.6.2 同電圧線路新設による対策

同電圧線路新設の場合は、比較的単純な判定によって最適化が可能であることは既に述べた。したがってこのための最適化ソフトウェアについては特に開発しない予定であったがOPTEL. EXEで用意したデータがそのまま使えて、ベネフィット、コストの計算を行うソフトウェアがあれば作業の効率化に役立つことから、同電圧線路新設最適化ソフトウェアOPTEL 2. EXEの開発を行った。

時間の関係で、結果として、実際の検討はこのソフトウェアに頼ってしまったが、クリティカル電流は損失低減対策実施の是非を判断するうえで重要な指標となる数字であるので、こちらについても研究しておくことをお奨めしたい。Table 5.6-1 はその1例である。

例えば既設がLV 100 sq.mm(WASP)の場合、これに同一線種1回線を併設の場合は97Aがクリティカル電流となり、140Aでは12,352 JD/kmのネットベネフィットが生じる。負荷電流が180Aでは27,766 JD/kmのネットベネフィットが生じるが、WASPを2回線併設したほうがネットベネフィットは29,522 JD/kmとより大きくなることを示している。さらに、240Aを超えると3回線の併設の方がネットベネフィットが大きくなることが読み取れる。また、33kV地中線の場合300 sq.mmアルミ線が標準として使用されるが、この電流容量335Aに対してネットベネフィットの生じるクリティカル電流は373Aで電流容量を超えている。このほかのアルミ地中線の場合もクリティカル電流は電流容量限度を超過している。したがって、アルミ地中線の場合は損失低減の対象にはならないことが読み取れる。各線種のクリティカル電流をAppendix 5.6-1 および5.6-2に示す。

また、銅地中線の場合はクリティカル電流が電流容量より小さいので、ネットベネフィットを生じることができるとは思われるが工事費が高いため、ベネフィットとコストの比率(B/C)は1程度止まりである。

ケーブル系統については殆どの場合クリティカル電流が定格電流を越えてしまうことから、損失低減の意味が希薄であることが判った。このことは事前に予見されていたが、この段階で明確になったので、ケーブルを主体とした系統については、今後の検討からは除外することとした。

132kV送電線について、クリティカル電流を試算した結果、これは電線の許容電流に近い値となっており、132kV送電線は損失低減の対象にならないことを示している。Appendix 5.6-3 参照。

5.6.3 解析および最適化ソフトウェアに関するマニュアルの作成

5.6.1、および5.6.2項に関する最適化ソフトウェアのマニュアルを作成し、ジョルダン側カウンターパートに手渡した。 これらを Appendix 5.6-4 に掲載した。

**Table 5.6-1 Critical current for each countermeasure
by same voltage line construction**

415 V Overhead Line Loss Value = 2,564 JD/kW

existing line	current capacity	additional new line	cost JD/km	critical current	merit (JD/km) for designated current (A)					
					80	100	140	180	240	280
WASP	270	WASP 1ckt	11,250	97	-3,543	792	12,352	27,766	58,112	83,159
AL100	Amp. mm ²	WASP 2ckt	22,500	118	-12,224	-6,444	8,970	29,522	69,983	103,379
		WASP 3ckt	33,750	137	-22,190	-15,687	1,654	24,774	70,293	107,864

33 kV Underground Line Loss Value = 2,061 JD/kW

existing line	current capacity	additional new line	cost JD/km	critical current	merit (JD/km) for designated current (A)					
					280	320	360	380	400	440
AL 300	335	AL 300 1ckt	50,000	373	-21,758	-13,112	-3,314	2,017	7,637	19,741
	Amp. mm ²	AL 400 1ckt	60,000	386	-28,357	-18,670	-7,692	-1,719	4,578	18,139

5.7 設備関係データ

5.7.1 電氣的特性

(1) 鉄損のモデル化

鉄損は負荷によっては変化せず、電圧によって変化する性質を利用して、変圧器の1次側に抵抗の形で挿入する事とした。これにより、変圧器損失の計算が容易に行われる事となった。

(2) モデル式による推定

NEPCO、JEPSCO、IDECOの415V配電に使用される配電用変圧器は、定格容量が25kVAのものから3,000kVAまでのものまで様々な容量のものが使用されている。また、使用されている数も膨大である。そのうえ、配電用変圧器は、全量輸入で、輸入先もトルコ、ベルギー、イギリスなど多岐に渡っている。このため、インピーダンス、鉄損、銅損、などの電氣的特性は定格容量が同じであっても、ばらつきがある。加えて、配電用変圧器の中には電氣的特性が不明な物があり、ジョルダンの電力系統の損失を計算する場合に、膨大な数の変圧器の電氣的特性を変圧器個々にコンピュータ入力する事は困難である。

従って、配電用変圧器の電氣的特性は回帰直線によるモデル式を作り、この回帰式への当てはめによって求める事とした。Table 5.7-1に鉄損、銅損の回帰式とその推定値、Table 5.7-2 にリアクタンスの回帰式とその推定値を示した。

Table 5.7-1 Proportion of Transformer Loss

Medium / Low Voltage 33/415, 11/415, 6.6/415 kV

(Watt)

Code name	Capacity kVA	Fe loss M.Value	Cu loss M. Value	Fe Loss Proposition	Cu Loss Proposition	Pro. Loss m/c. base (%)		Pro. Loss 1MVA base (%)	
						Fe Loss	Cu Loss	Fe Loss	Cu Loss
ML50	50	165	888	322	667	0.644	1.335	0.032	26.693
ML100	100	258	1465	369	1063	0.369	1.063	0.037	10.626
ML200	200	365	1950	463	1853	0.232	0.927	0.046	4.633
ML250	250	553	2695	510	2248	0.204	0.899	0.051	3.597
ML300	300	720	2700	557	2644	0.186	0.881	0.056	2.937
ML315	315	525	2260	571	2762	0.181	0.877	0.057	2.784
ML400	400	760	3040	651	3434	0.163	0.859	0.065	2.146
ML500	500	827	4150	745	4225	0.149	0.845	0.074	1.690
ML630	630	980	4800	867	5252	0.138	0.834	0.087	1.323
ML800	800	950	6300	1026	6596	0.128	0.825	0.103	1.031
ML1000	1000	1290	8575	1214	8177	0.121	0.818	0.121	0.818
ML1250	1250	1530	9700	1449	10153	0.116	0.812	0.145	0.650
ML1500	1500	1600	12500	1683	12129	0.112	0.809	0.168	0.539
ML1600	1600	1680	13100	1777	12920	0.111	0.807	0.178	0.505

trloss2.xls

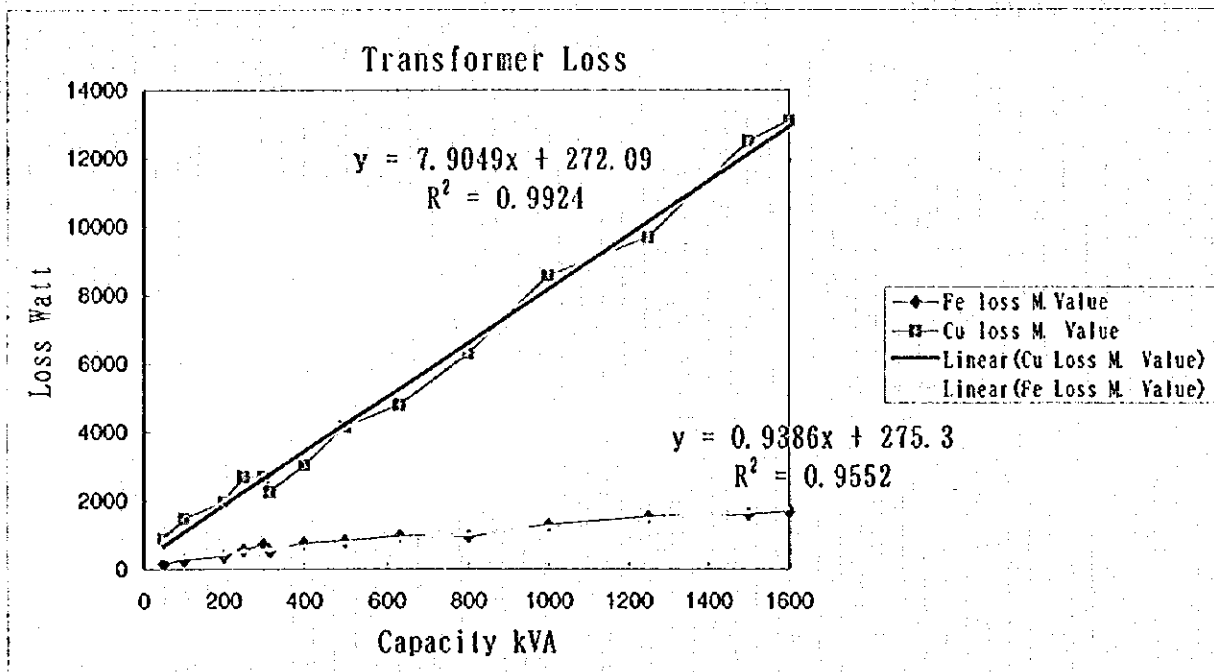
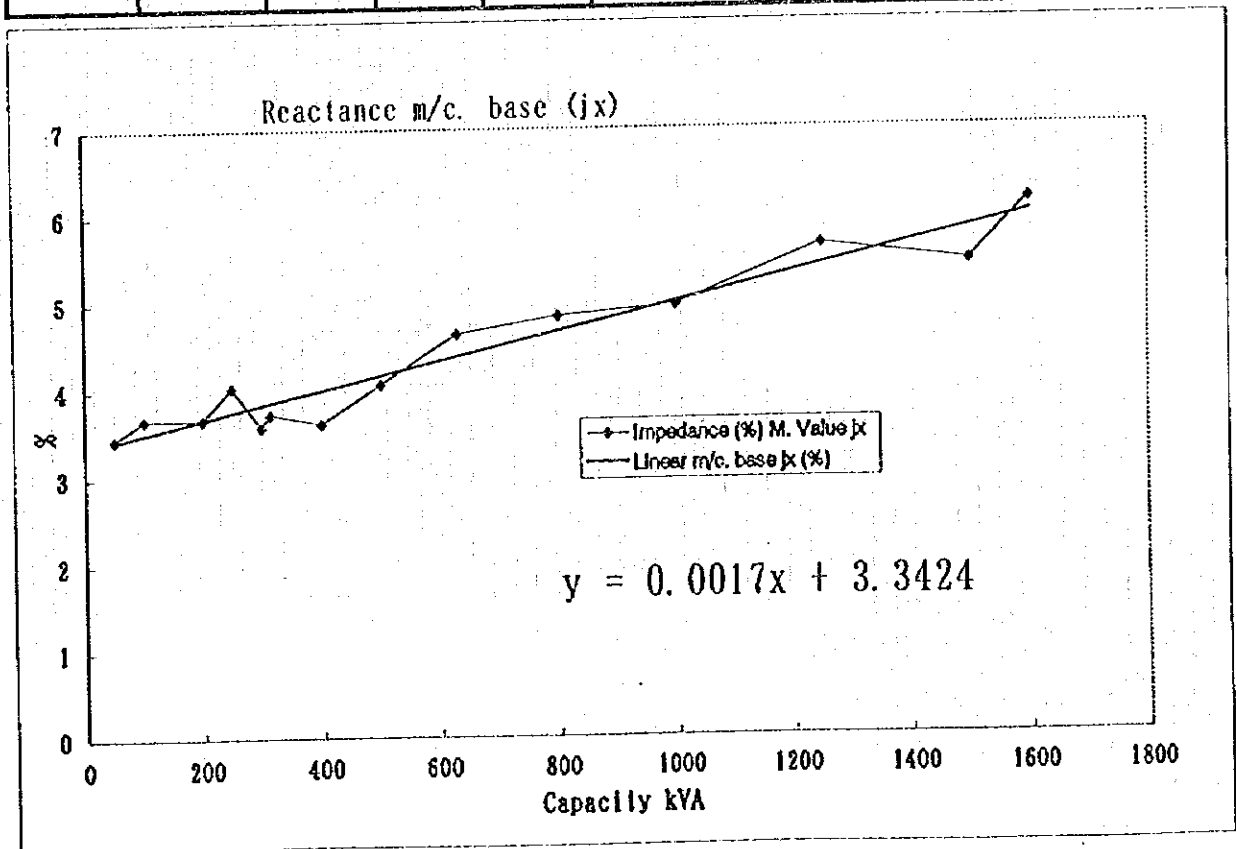


Table 5.7-2 Proposition of Transformer Reactance

trimp-3.xls

Medium / Low Voltage 33/415, 11/415, 6.6/415 kV

Code name	Capacity kVA	Impedance (%) M. Value			1MVA base (%) m/c jx	Proposition 1MVA base(%)		
		r+jx	r	jx		Core Loss	Cu. Loss(r)	jx
ML50	50	3.88	1.777	3.449	68.983	0.032	26.693	68.548
ML100	100	3.95	1.465	3.668	36.683	0.037	10.626	35.124
ML200	200	3.8	0.975	3.673	18.364	0.046	4.633	18.412
ML250	250	4.18	1.078	4.039	16.154	0.051	3.597	15.070
ML300	300	3.7	0.9	3.589	11.963	0.056	2.937	12.841
ML315	315	3.8	0.717	3.732	11.847	0.057	2.784	12.311
ML400	400	3.7	0.76	3.621	9.053	0.065	2.146	10.056
ML500	500	4.15	0.83	4.066	8.132	0.074	1.690	8.385
ML630	630	4.7	0.762	4.638	7.362	0.087	1.323	7.005
ML800	800	4.9	0.788	4.836	6.045	0.103	1.031	5.878
ML1000	1000	5.03	0.858	4.956	4.956	0.121	0.818	5.042
ML1250	1250	5.7	0.776	5.647	4.518	0.145	0.650	4.374
ML1500	1500	5.5	0.833	5.437	3.624	0.168	0.539	3.928
ML1600	1600	6.2	0.819	6.146	3.841	0.178	0.505	3.789



5.7.2 建設コスト

NEPCO、JEPCO、IDECOの送配電線、変電所、および33kVキャパシタの建設コストは、それぞれ材料費、工事費などを積算した合計値を使用している。低圧線の建設コストは、NEPCOの1基当たりのコストをベースに1km当たり電柱が30基あるものとして算出した。なお、低圧用のキャパシタの建設費は4 JD/kVA である。その他の建設コストは、Appendix 5.7-1に示した。

Overhead Transmission Line	132kV Double Circuit	100,000 US\$/km Material :60% Construction:40%
Substation (Material + Construction)	132/33kV, 3×40 MVA	1,070,000 US\$
	132/33kV, 2×63 MVA	900,000 US\$
	132/33kV, 2×80 MVA	1,200,000 US\$
Shunt Capacitor	33kV, 1×7.5MVA	90,000 JD (Material + Construction)
	0.4kV, 1×100kVA	Material 282.86 US\$ Construction 14 JD
	0.4kV, 1×25 kVA	Material 79.6 US\$ Construction 14 JD
Medium Voltage Overhead line	33, 11, 6.6kV	Material 9,080 JD/km Construction 4,205 JD/km Total 13,285 JD/km
Low Voltage Overhead line	0.4kV	Material 305 JD/pole Construction 75 JD/pole Total 375 JD/pole
	30 pole/km	Material 9,150 JD/km Construction 2,100 JD/km Total 11,250 JD/km

5.7.3 計算用テーブル

電力損失の計算、経済的に見合う対策の検討の計算をコンピュータで行うため、Facility TableとEcono Tableを作成し、計算業務のスピードアップと容易化を図った。

なお、これらの計算用テーブルは、フォローアップさえ行えばNEPCO、JEPCO、IDECOが将来にわたってデータベースとして活用できるものである。

(1) Facility Table

Facility Tableは変圧器、架空電線、ケーブルなどの容量、電力設備の抵抗値、リアクタンスの値などの諸データを設備の種類別にコンピュータが読み取れるような書式で作成したものである。電力損失の計算、電力潮流の計算、経済的に見合う対策の検討の計算に使用した。Appendix 5.7-2にこれを示した。

(2) Econo Table

Econo Tableは変圧器、架空電線、ケーブルなどの容量、損失計算に必要な定数および電力設備の建設コストを設備の種類別にコンピュータが読み取れるような書式で作成したものである。経済的に見合う対策の検討の計算に使用した。

Appendix 5.7-3にこれを示した。

5.8 電力損失の評価基準

電力損失低減対策の評価は、電力損失を低減することにより得られるベネフィットと対策を実施するに必要なコストを比較することにより、容易に行うことができる。

このベネフィットは、年間のkWh 価値とピーク電力需要時のkW価値とに分類することができる。

まず第一のベネフィットとして、電力損失を低減することにより、燃料の使用量を減らすことができる。 kWh 価値とは、この燃料の焚き減らしをコスト化したものである。

また第二のメリットとして、ピーク時の電力需要を低減する効果もあり、ピーク電力需要に合わせて開発する発電設備および電力流通設備の量を抑制することができる。

kW価値とは、この設備開発の抑制分をコスト化したものである。

そこで、本調査団はNEPCOが1996年3月に作成した長期限界コストをベースにコストを算出し、電力損失低減対策の評価基準として使用することとした。

5.8.1 ジョルダンにおける長期限界コスト(Long-run marginal cost)

ジョルダンでは長期限界コストとして、kWh 価値に相当するMarginal Energy CostとkW価値に相当するMarginal Capacity CostをNEPCOにおいて算出している。

Marginal Energy Costとは、時間帯別(Peak Time, Mid-Peak Time, Off-Peak Time)に運転する発電機のkWh あたりの燃料費を用いて、各電圧階級別に換算したコストである。

Marginal Capacity Costとは、ピーク対応用発電機ユニット(ガスタービン発電ユニット)と電力流通設備の建設コストを各電圧階級別に換算したコストである。

この長期限界コストの算出諸元をTable 5.8-1 に示す。

Table 5.8-1 Dimensions for calculating long-run marginal cost
基礎諸元

検討初年度	最終年度	金利	為替レート
1996年	2005年	10.0 (%)	0.71 (JD/US\$)

Table 5.8-1 Dimensions for calculating long-run marginal cost (cont'd)

燃料費諸元

	Peak Time	Mid-Peak Time	Off-Peak Time
Proxy Plant	Gas Turbine	Steam + Diesel	Steam & N. Gas
Fuel Used	Diesel	Heavy Fuel Oil	Heavy Fuel Oil
Heat Rate (kcal/kWh)	3160	2750	2300
Fuel Cost (US\$/tonne)	167	79	79
kcal per kg	10200	9700	9700
Variable O&M Cost (%) (% of Fuel Cost)	2.0	5.0	5.0

設備諸元

	ピーク対応用 発電機 (ガスタービンユニット)	流通設備		
		高電圧	中電圧	低電圧
Life Years	20	40	25	25
O&M and A&G Cost (%) (% of capital cost)	1.0	1.0	2.5	2.5

NEPCOでは、Table 5.8-1 の諸元を基にして、年間の Annual Marginal Energy CostとAnnual Marginal Capacity Cost を算出している。

Table 5.8-2 にAnnual Marginal Energy Cost とAnnual Marginal Capacity Cost の値を示す。

Annual Marginal Energy Cost は、時間帯別に区分した電圧階級別でのコストで表している。また、Annual Marginal Capacity Cost は、電圧階級別での発電設備と流通設備の建設コストの総トータルコストで表している。

Table 5.8-2 Long-run marginal cost in Jordan

Annual Marginal Energy Cost		(Unit : JD/kWh/year)		
	Peak Time	Mid-Peak Time	Off-Peak Time	
発電機送電端	0.038	0.018	0.0149	
高電圧端	0.0388	0.0181	0.0151	
中電圧端	0.0406	0.0189	0.0157	
低電圧端	0.0445	0.0208	0.0168	

Table 5.8-2 Long-run marginal cost in Jordan (cont'd)

Annual Marginal Capacity Cost

(Unit: JD/kW/year)

	Generation	Transmission & Distribution				Total
		HV	MV	LV	Total	
高電圧端	40.548	10.668			10.668	51.204
中電圧端	42.420	11.160	13.740		24.900	67.320
低電圧端	46.548	12.240	15.072	25.740	53.052	99.6

ただし、計算途中の四捨五入の関係でトータルと合計が合わない場合がある。

5.8.2 電力損失の評価基準値の設定

本調査で電力損失の経済的価値の評価を実施するにあたって、まず、Table 5.8-2 の NEPCO 長期限界コストを用いて、建設コストベースの電力損失評価基準値を算出する。

この建設コストベースの電力損失評価基準値は、初年度の電力損失低減量(kW)あたりのコストとして算出している。つまり、計算機による潮流解析により求められた初年度の電力損失低減量(kW)をこの電力損失評価基準値に乗じることで、その系統の10年間に得られるベネフィットが求められることとなる。

5.2.2 項で述べたように、検討対象とする方策は、LV 系統、MV 系統での対策およびキャパシタ設置による対策を選定しており、評価基準値も電圧階級別に上位電圧導入対策、同電圧線路新設およびキャパシタ設置に分類してそれぞれを算出した。

Table 5.8-3 に LV 系統の詳細を示す。

Appendix 5.8-1 の Table 1 および 2 は、それぞれ HV (高圧)、MV 系統に上位電圧導入対策あるいは同電圧線路新設対策の時に使用する評価基準値である。

また、Appendix 5.8-1 の Table 3 および 4 は、それぞれ MV、LV の系統にキャパシタを設置した時に使用する評価基準値である。

(I) 年度毎の電力損失低減量の考え方

電力損失低減対策を実施した場合、初年度の電力損失低減量は計算機による解析で容易に求めることが可能であるが、次年度以降の損失低減量を年度毎に解析することは困難な作業となる。そこで、次のような仮定に基づいて年度毎の電力損失低減量を特定する。まず、上位電圧導入あるいは同電圧線路新設の対策を行った場合、これは電気的には、対策実施により負荷電流を分流させることで電力損失の低減を図ることを意味しており、負荷電流(電力需要)が年度毎に増加しても電力損失量の対策前後の割合は

一定の比率である。つまり、電力損失低減量は電力需要の増加割合の二乗に比例して増加していくものとして取り扱った。

次に、キャパシタ設置による対策をおこなった場合、将来の電力需要増に応じて電力損失低減の効果は大きくなるが、電力系統に設置するキャパシタ量により電力損失量は変動するため、将来のキャパシタ効果を一律に論じることができない。そこで、キャパシタ設置による初年度の電力損失効果が少なくみても将来にわたっても継続するものと仮定した。つまり、初年度の電力損失低減量が、将来にわたって同一量継続するものとして取り扱った。

(2) 評価基準値算出手順の流れ

本調査において、電力損失を低減することによって得られるベネフィットは、前述したようにkW価値とkWh価値を考えた。建設コストベースの電力損失評価基準値の算出方法は次のとおりであり、次の計算の流れによる計算表を Table 5.8-3およびAppendix 5.8-1に示す。

①あるシステムの電力損失低減対策により生ずる初年度のピーク時の電力損失低減量を1kWと仮定する。

②次年度以降のピーク時の電力損失低減量について、上位電圧線路導入あるいは同電圧線路新設の場合はピーク需要の伸び率の2乗に比例して伸びるものとし、キャパシタの設置の場合は初年度と同量の低減量が継続するものと想定する。

③各年度毎にkW価値(Reduced Capacity Cost)を次式で算出する。

$$\text{Reduced Capacity Cost} = \text{Annual Marginal Capacity Cost} \times \text{ピーク時の電力損失低減量}$$

ただし、Annual Marginal Capacity Cost は対策を行うシステムの電圧階級によって異なる。

HV系統への対策の場合：51.204 (JD/kW/year)

MV系統への対策の場合：67.320 (JD/kW/year)

LV系統への対策の場合：99.6 (JD/kW/year)

④各年度毎に1年間に低減した電力量を次式で算出する。

$$\text{Reduced Energy Loss} = \text{Reduced Power Loss} \times 8760 \text{ h} \times \text{Loss Factor}(=0.5783)$$

ただし、Loss factor はAppendix 5.8-2のとおり発電電力量のDuration CurveをPeak Time, Mid-Peak Time, Off-Peak Timeの三つの運転時間別に分け平均をとる。

⑤各年度毎にkWh 価値(Reduced Energy Cost) を次式で算出する。

$$\text{Reduced Energy Cost} = \text{Annual Marginal Energy Cost} \times \text{Reduced Energy Loss}$$

ただし、Marginal Energy Costは対策を行うシステムの電圧階級によって異なる。また、算出にあたっては、Loss Factor と同様に三つの時間帯別に分け平均をとる。

HV系統への対策の場合： 0.01969 (JD/kWh)

MV系統への対策の場合： 0.02055 (JD/kWh)

LV系統への対策の場合： 0.02243 (JD/kWh)

⑥各年度毎に③で求めたReduced Capacity Cost と⑤で求めたReduced Energy Cost を合計し、これをReduced Total Costとする。

⑦現在価格に換算する。

⑧10年間の現在価格の合計値(Total Cost)を算出する。

⑨Total Costを対策システムの耐用年まで、次式を用いて得られた定数（以下、変換係数と称する。）を用いて対策の建設コストベースに変換する。

$$\begin{aligned} \text{変換係数} &= \frac{\text{耐用年間に要する建設コストの償却費用の現価換算値}}{\text{10年間に要する建設コストの償却費用とO \& Mコスト現価換算値}} \\ &= \frac{nKr(1-r^m) / r^m(1-r)}{(nK+aK)r(1-r^{10}) / r^{10}(1-r)} \\ &= \frac{n(1-r^m)}{(n+a)(1-r^{10})r^{m-10}} \\ &= \begin{cases} \text{耐用年数25年の場合：1.204} \\ \text{耐用年数40年の場合：1.450} \end{cases} \end{aligned}$$

ただし、m：耐用年数

n：経費率

K：建設コスト

a：O & M コスト率

r：1+金利

Table 5.8-3 Loss evaluation constant on construction cost base in case of LV countermeasure

COUNTERMEASURE

Assumed total countermeasure cost 100,000 JD
 depreciation periods 25 year
 the rate of interest 10 %
 the rate of expenses 0.11017
 the rate of O&M cost 0.02500

[Annual cost of countermeasure]

year	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th	7th	8th	9th	10th	TOTAL
COUNTERMEASURE COST (JD)	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	11,017	110,168
O&M COST (JD)	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	25,000
TOTAL ANNUAL COST (JD) C=A+B	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	13,517	135,168
COEFFICIENT OF COMPOUND INTEREST	0.909	0.826	0.751	0.683	0.621	0.564	0.513	0.467	0.424	0.386	
PRESENT VALUE (JD)	12,288	11,171	10,155	9,232	8,393	7,630	6,936	6,306	5,732	5,211	83,055

100,000 JD/83,055 JD = 1.204

[Annual benefit cost]

(Marginal capacity cost * 1 = 99.6(JD/KW/YEAR), Loss factor = 0.5783, Marginal energy cost * 1 = 0.02243(JD/KWh))

year	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th	7th	8th	9th	10th	TOTAL
GROWTH RATE OF PEAK DEMAND (%) * 2	-	7.5	6.4	6.1	6.3	5.1	5.1	4.5	4.1	3.6	
REDUCED POWER LOSS (kW)	1,000	1,155	1,306	1,470	1,659	1,831	2,024	2,210	2,395	2,570	
REDUCED CAPACITY COST (JD)	100	115	130	146	165	182	202	220	239	256	1,755
REDUCED ENERGY LOSS (kWh)	5,066	5,851	6,618	7,446	8,406	9,277	10,253	11,196	12,131	13,017	
REDUCED ENERGY COST (JD)	114	131	148	167	189	208	230	251	272	292	2,002
REDUCED TOTAL COST (JD) K=H+J	213	246	279	313	354	390	432	471	511	548	3,757
COEFFICIENT OF COMPOUND INTEREST	0.909	0.826	0.751	0.683	0.621	0.564	0.513	0.467	0.424	0.386	
PRESENT VALUE (JD)	194	204	209	214	220	220	221	220	217	211	2,130

2,130 JD/kW * 1.204 = 2,564 JD/kW

SOURCE: *1 JEA Jordan Electricity System Strict Long Run Marginal Costs

*2 JEA Electricity Demand Forecast 1995-2010 Executive Summary(Draft) Technical Studies Section/Planning Dept. June 1995

この変換係数の年度展開による計算表をTable 5.8-3 および Appendix 5.8-1 の各Table の上段に示す。 Appendix 5.8-1のTable 1 は、耐用年数40年のケースで、Appendix 5.8-1のTable 2 ~ 4は耐用年数25年のケースである。

さらに、この変換係数を用いて、建設コストベースの電力損失評価基準値を次式で求める。

$$\text{建設コストベースの電力損失評価基準値} = \text{Total Cost} \times \text{変換係数}$$

計算結果は下表のとおり。

Table 5.8-4 Loss evaluation constants for evaluating the power loss reduction based on the construction cost

ケース	電力損失評価基準値
上位電圧導入あるいは同電圧線路新設	
HV系統への対策の場合	2,186 (JD/kW)
MV系統への対策の場合	2,061 (JD/kW)
LV系統への対策の場合	2,564 (JD/kW)
キャパシタ設置	
MV系統への対策の場合	1,577 (JD/kW)
LV系統への対策の場合	1,268 (JD/kW)

5.9 検討条件と計算結果

計算結果を総括して Table 5.9-1 に示す。

Table 5.9-1 A List of Result by Parallel Study on Loss Reduction Countermeasures for Sample-1 Feeders

Sample	Countermeasure	No. of Economically feasible feeder	Loss Reduction (kW)	Benefit (JD)	Cost (JD)	Net benefit (JD)
LV 81 feeders	Same voltage line construction	58	270.7	694,062	246,274	447,788
	Higher voltage introduction	18	259.2	664,671	335,901	328,769
	Capacitor installation (*1)	81	88.9	140,164	5,565	134,599
	3 phase current balancing	77	58.2	149,206	0	149,206
MV 14 feeders	Same voltage line construction	9	5,846.3	12,049,224	4,988,536	7,060,649
	Higher Voltage introduction	4	4,370.0	9,006,776	8,314,056	692,720
	Capacitor installation (*2)	14	2,215.8	2,809,634	118,090	2,691,545

Note *1; Pf: from 0.8 to 0.9 at consumer. *2; Pf: from 0.8 to 0.9 at LV side of transformer.

5.9.1 LV系統への線路新設による損失低減

81 個のサンプルフィーダ全部について、まず、VLCALC. EXEを使って潮流計算を行い、対策実施前における電力損失、電圧などを求めた後、OPTEL. EXE およびOPTEL 2. EXEを使ってそれぞれの方策について最適化を行った。

続いて、このコンピュータによって最適化された方策について、人手による手直し等を行ったうえで、再びVLCALC. EXEを使って潮流計算を行い、対策実施後の電力損失、電圧などを求め、その結果から対策の実施効果を調べた。

Appendix 5.9-1 にLV系統の損失低減対策として同電圧線路新設対策を行った場合の計算結果を示す。この方策は81個のサンプルのうち58個についてフィージブル ($B-C > 0$) であったが、この表にはフィージブルであるものだけを載せてある。

Appendix 5.9-2 にL.V系統の損失低減対策として、上位電圧導入対策を実施した場合の計算結果を示してある。この方策は81個のサンプルのうち18だけがフィージブルであるという結果が出た。この表にはフィージブルであるものだけを載せてある。

Appendix 5.9-3 は81個のL.Vサンプル1フィードの各種データと同電圧線路新設対策および上位電圧導入対策についての計算結果をまとめた総括表である。ネットベネフィットは、この段階で計算された個別の対策についての、建設コストベースの利益を示す。この値が0となっているのは、その方策がそのフィードに対しフィージブルでない($B-C \leq 0$)ことを意味し、ネットベネフィットがマイナスまたは0であることを示している。これから見ても判るように、同電圧線路新設対策の方が上位電圧導入対策よりフィージブルである範囲が広い。また、同電圧線路新設対策がフィージブルで無い場合には、上位電圧導入対策はフィージブルではない。

アプローチで述べたように、両方がフィージブルである場合、 B/C の大きい方を優先するのが原則であるが、ここでは $B-C$ (ネットベネフィット)最大の方を採用した。

上位電圧導入対策は、変電所の建設費が負担となり B/C が不利となり勝ちであるが、電圧改善効果や将来の電力系統の発展を考えると、情勢の許す限りこの方を優先させたいと考えたからである。もちろん、この程度のマイナーな判定基準の変更が、このプロジェクトの経済性を曲げることにはならないと考える。

5.9.2 MV系統への線路新設による損失低減

12個のサンプル1フィード全部について、まず、FLOW, EXEを使って電力潮流計算を行い、対策実施前における電力損失、電圧などを求めた後、OPTEL, EXEおよびOPTEL 2, EXEを使って、それぞれの方策について最適化を行った。

続いて、このコンピュータによって最適化された方策について、人手による手直し等を行ったうえで、再びFLOW, EXEを使って潮流計算を行い、対策実施後の電力損失、電圧などを求め、その結果から対策の実施効果を調べた。

(1) 同電圧線路新設対策

12個のサンプル1フィードの同電圧線路新設対策の検討結果をAppendix 5.9-4に示す。このうち、Jordan Valley North線を例に解説すると次のとおりである。線路の構成は拠点変電所であるIRBIDからの引き出し口から3.2kmが地中線(300sq.mmアルミ線)、その先の主要部分(18.4km)は架空線IBIS(ACSR200sq.mm)となっている。ここで大型のポンプ負荷へ供給し、さらにその先は架空線

DOG(ACSR100sq.mm)により一般負荷に供給している。損失低減対策実施前の電力潮流について計算した結果は、IRBIDからの送電電力が約18,100kW、33kV線路の損失電力が1,611kWである。これに対しOPTTEL、EXEによる最適損失低減対策では大型ポンプの供給地点までの21.6kmは2回線の増設、その先7.9kmは1回線の増設が適当であるとの答えが得られた。もし、この対策を実施した場合、線路の損失電力は1,183kW減り、その効果の評価基準によって評価すると2,438千JDとなる。一方、対策コストは1,033千JDなのでネットベネフィットは1,405千JDが見込まれる。

軽負荷線路でフィージブルでなくなるのは、LV系統の場合と同じであるが、Madaba A線のように専用の遮断器をつけることを考慮すると、アンフィージブルになってしまうものもある。

(2) 上位電圧導入対策

MVサンプル1フィーダに対する上位電圧導入対策の検討結果をAppendix 5.9-5に示す。132kV線路および132kV変電所の建設コストの高価が響いて、同対策は4線路だけがフィージブルであるという結果が出た。LV系統のところで述べたように、上位電圧導入には捨てがたいものがあり、LVの場合と同様な配慮を行ったが、すべて同電圧線路新設対策が優先採用される結果となった。これらについては損失低減というような狭い見方でなく、広く電力系統の発展の方向性の面から参考にしていただきたい。

5.9.3 LV系統力率改善による損失低減

ヨルダンの配電系統の力率は実測結果が示すようになりに低い。NEPCOと他の二つの配電会社との間には、力率に関して取引上の規制があるため、計量点の平均力率は85%以上に維持されているが、無効電力補償用キャパシタ(Capacitor,日本では電力用コンデンサ)は殆どが33kV母線に設置されているため、肝心のLV系統の損失低減や電圧改善には余り役に立っていない。

この検討ではスイッチなしのキャパシタを、LV系統に設置して力率改善を行った場合のLV側での効果と、MV側への効果について調べた。

(1) LV側への効果

すべてのLVサンプル1フィーダについて、負荷近端にキャパシタを設置し、負荷力率を80%から90%まで改善したものとして、どれほどの線路損失低減が可能であるか

を計算した。この条件は理想的にすぎて過大な効果を計算することになりかねないが、数式モデルを適用する段階で現実的な補正を行った。Appendix 5.9-6に検討結果を示す。

この方策は殆どの線路についてフィージブルであり、キャパシタのコストが安いためB/Cが大きいのが特長である。高い順位で実施すべき方策と考えられる。また、この場所へのキャパシタの設置はLV側の損失低減だけでなく、MV側の損失低減にまで効果があるので、モデル適用の段階で考慮する。

(2) MV側への効果

すべてのMVサンプル1フィーダについて、配電用変電所のLV側母線にキャパシタを設置して、負荷力率を80%から90%まで改善したものとして、どれほどの線路損失低減が可能であるかを計算した。この条件についても、モデル適用段階で補正可能である。Appendix 5.9-7にMVサンプル1フィーダについての計算結果を示す。これについても、すべてのフィーダについてフィージブルという答えが得られた。特に、軽負荷な線路を除いてB/Cが大きく、(1)と同様高い順位で実施すべき方策と考えられる。

5.9.4 LV系統アンバランス改善による損失低減

ジョルダンのLV系統の三相電流には大きなアンバランスがある。この段階では、三相電流を完全にバランスさせることが出来るものとして、サンプル1フィーダの損失低減計算を行った。この非現実的な条件はサンプル2フィーダについての計算の段階で是正した。

Appendix 5.9-8に計算結果を示す。この対策は $C=0$ であることから、最優先して解決しなければならない問題である。

5.9.5 電力損失低減対策に伴う二次効果....電圧改善

電圧改善は今回のメインテーマではないが、損失低減のための計算の過程で得られた電圧計算結果から、電力損失低減工事が電圧改善にも大きな効果を与えることが判った。Appendix 5.9-1からAppendix 5.9-8までのいずれの表にも、対策前と対策後の最低電圧を載せておいたが、対策前における計算結果は深刻な電圧低下を示している。ここで使った電流値は、1年のうちの最大値を予想しているため極端に低下しているが、系統末端ではこれに近い電圧となっていることが予想される。これに対し、損失低減対策は、いずれの場合も電圧改善効果が認められる。特に、系統変更による対策のう

ち上位電圧導入対策が電圧改善効果が優れていることが判る。

5.10 電力損失低減モデル

フィーダのパラメータとしては通常のフィーダデータとして普通に存在し、かつ、電力損失と最も関係が深いと思われる電流、線種、線路長を考え、前項で得られた計算結果のうち、損失低減量および対策コストの二つの量について、統計的手法を使ってこれらのパラメータによる数式モデルを求めることとした。損失低減量と対策コストの値が数式モデルによって求められれば、その他の量はこの二つの量から理論式によって求めることができるからである。

調べた結果、パラメータのうち線路長については殆ど無関係であることが判ったので、数式モデルのパラメータから除外した。線種についても単位長あたりの抵抗値や容量と置き換えてみたが、期待したほどの相関はなかった。三つのパラメータのうち電流だけに高い相関が認められた。

Fig 5.10-1 および Fig 5.10-2 にLV系統の線路新設対策について、損失低減および対策コストを縦軸（y）に、負荷電流を横軸（x）にとった場合の散布図の例を示す。また、図中に最小自乗法によって求めた数式、およびその式が表す線を示す。他の散布図を Appendix 5.10-1 の Fig. 1 から Fig. 7 に示す。

この数式が電力損失低減対策の数式モデルであり、後述の全ジョルダン配電系統の電力損失の潜在量推定や、損失低減マスタープラン策定などに使用した。

以下に数式モデルを再掲する。

[損失低減]

LV	線路新設.....	$Y=0.0001X^2 + 0.0165X - 1.2135$
	キャパシタ設置.....	$Y=0.0158X - 0.7756$
	アンバランス改善.....	$Y=0.0001X^2 + 0.0022X - 0.0158$
MV	線路新設.....	$Y=3.0076X - 172.68$
	キャパシタ設置.....	$Y=0.7958X + 18.263$

[コスト]

LV	線路新設.....	$Y=0.0591X^2 + 22.751X - 920.37$
	キャパシタ設置.....	$Y=0.5907X + 0.8341$
MV	線路新設.....	$Y=2071.4X - 22727$
	キャパシタ設置.....	$Y=43.357X + 216.66$

Fig. 5.10-1 New Line Construction for LV Feeders [Loss Reduction] Scatter

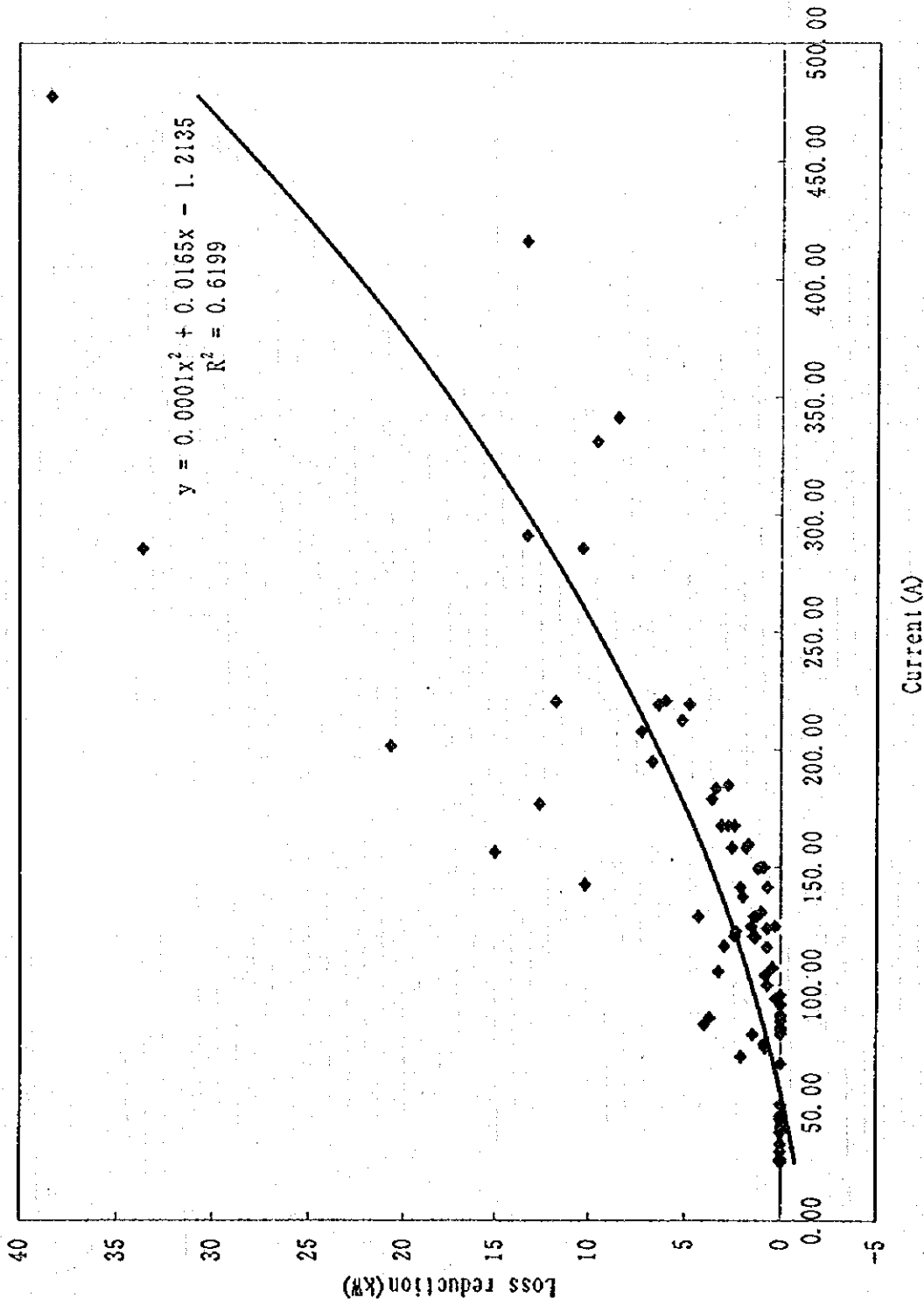
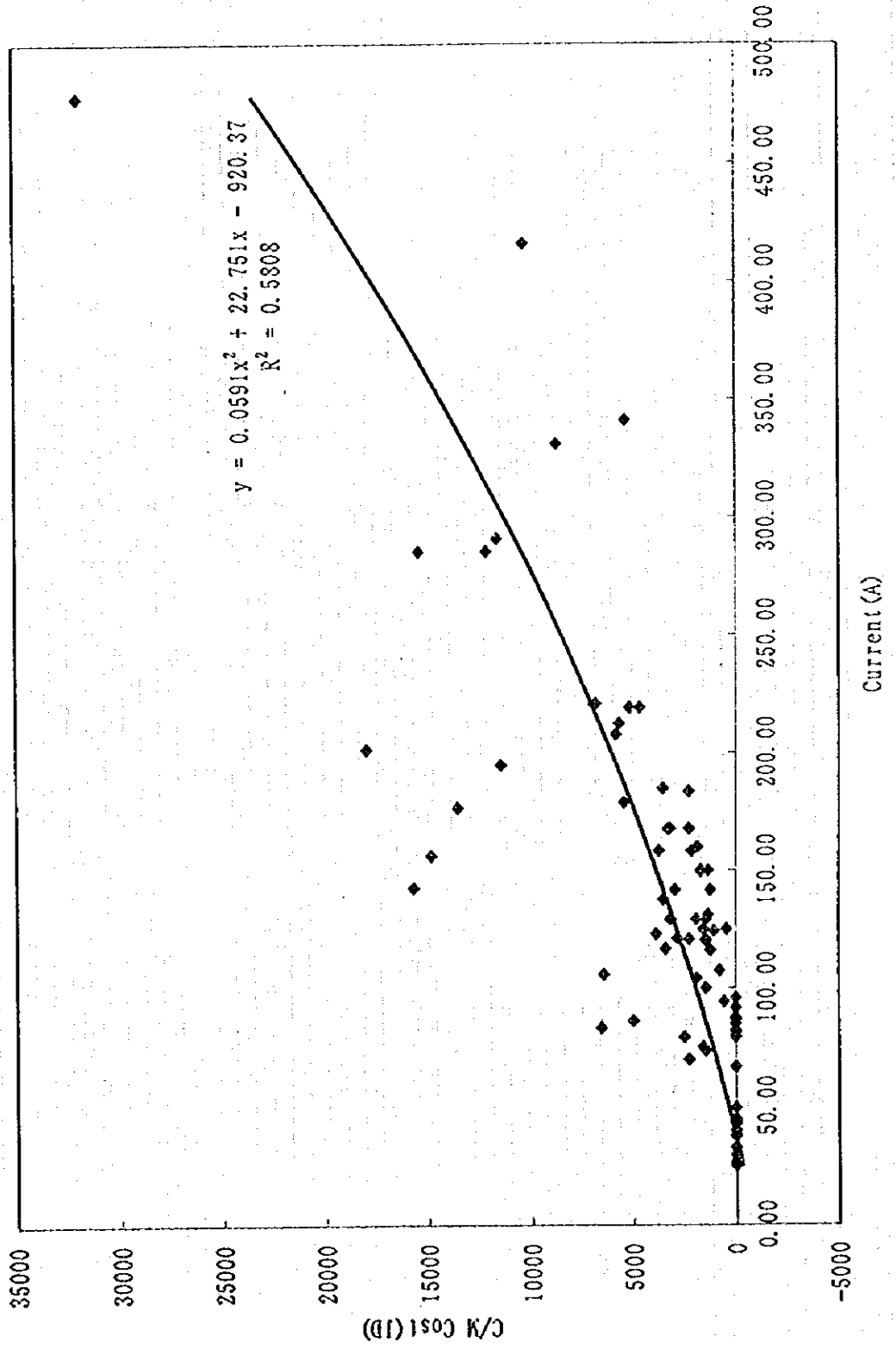


Fig. 5.10-2 New Line Construction for LY feeders [I:Cost] Scatter



5.11 実施計画にあたっての留意事項

5.11.1 数式モデルの限界

ジョルダンの配電システムをあらかじめ調査した結果では、その形状は相当に変化に富んでいる。電力損失の低減量などは、そのような形状に大きく左右されるが、このような形状の違いを単純なパラメータで表現することは難しく、前項で求めた数式モデルと散布図の関係を見てもわかるように、相当なばらつきが避けられない。仮に、ばらつきが小さくても、このような統計的手法を使って得られた数式モデルを、そのまま実行計画を立てるのに使うのは乱暴と思われる。実行計画のための検討は今回の調査の数式モデルを得るまでの段階で、個々のサンプルフィードに対して行ったと同じような厳密な検討が必要になる。数式モデルはこれらの検討に先立って損失低減のための工事費、損失低減量などを大まかに予測するのに役立つものとする。また、検討対象を見つけだすのに有効とする。

5.11.2 人間の知見を活かした計画の磨き上げ

前に述べたように、最適化ソフトウェアOPTEL、EXEおよびOPTEL 2、EXEは、非常に単純化されたモデルを使って最適解を求めている。配電線などの計画を行う場合、その地域の情勢、地域開発構想、周辺のフィードとの関連、遊休設備の状況、将来の電力系統計画など関連する複雑な状況を考慮しなければならないが、この単純モデルではコンピュータはこれらの情報を与えられずに計算を行うため、これらの状況を知っている人間の目から見ると幼稚で実用性のない答えが返ってくることもある。これら二つのソフトウェアは、人間が系統計画を行う場合に、人間を助ける道具と理解するのが妥当であろう。その範囲内では、この二つのソフトウェアは人間の不得手な部分を補って強力な支援をしてくれる筈である。OPTEL、EXE、OPTEL 2、EXEの答えをそのまま実施計画とするのではなく、複雑な判断のできる人間の目から見て無理がないか、もっと効果的な方法がないかというような見地からの検討が最低限必要であろう。

今回の検討においての数式モデルを得るまでの過程には、ばらつきを大きくしないため入れなかったが、将来、ジョルダン側で実施計画を作るときの参考となるよう、33kV サンプルフィードの一部について、ジョルダン側カウンターパートの知見を活かした検討を行った。以下に実例を示す。

(a) Jordan Valley 地区の検討

南北に伸びた Jordan Valley 地区へは 132/33 kV IRBID 変電所から供給する Jordan Valley North、SUBEIH 変電所から供給する Middle および South、さらには

BAYADER 変電所から供給する最南端地域への 1 線路を加えて 33kV 4 線路が伸びており、Valley の平坦部において開閉器を介して連系ができるようになっている。

そこで、OPTEL. EXE および OPTEL 2. EXE により得られた個別の系統の検討結果をベースに人知を加え、総合化し設備増強量を削減しネットベネフィットが大きくなる同電圧を導入した案と、北部地区に 132 kV を導入してここから中部地区の負荷をも供給する案、の 2 案を検討した。その結果は Appendix 5.11-1 に示すとおり人知による検討の効果が大きい事がよく表れている。同 Appendix の Fig. 1、2、および 3 参照。

(b) QAIA JEPCO 1 フィーダに関する検討

同じく Appendix 5.5-1 の表に記載の QAIA 線については、OPTEL 2. EXE による解 (3 角形の 2 辺を通るような既設ルートと並行した線路強化案) を求めた。そしてこれをベースに、同電圧線路のルートを直線ルートに変えて回線数を 1 回線にした案と、高電圧を導入した案、の 2 案を比較した。同 Appendix の Fig. 4 および 5 を参照。

(c) Emrawa および Samma フィーダに関する総合検討

さらに、同表には Emrawa および Samma 両線を総合し、かつ、既設および計画中の線路をも有効に活用する損失低減案を記載した。同 Appendix の Fig. 6 および 7 を参照。

この対比表からも分かるとおり、個別線路を対象とした OPTEL. EXE の解は、既設線路に沿って線路強化する場合の最適案のみが得られるので、これをベースに人間の知見を加え、より効果的な代案を探ることが肝要である。

Appendix 5.9-4、5.9-5、5.11-1 に関係する概念図を Appendix 5.11-1 の Fig. 1 - 9 に示す。

第 6 章

電力損失低減計画の策定

第6章 電力損失低減計画の策定

6.1 全国系統の損失低減実施可能量推定のための準備

第5章では、サンプル1フィーダを用いて電力損失低減対策用の数式モデルを得たが、サンプル1フィーダは比較的重負荷の系統であって、このサンプルから直接全体を推定するのは適当ではない。

全体の推定に当たっては、このサンプルとは別のサンプル2フィーダを用いた。サンプル2フィーダは5章で述べたように、

- ・LV系統では全体の約2%に相当する無作意抽出された変電所に接続されたフィーダ
- ・MV系統では33kV全フィーダ

とした。

5章で得られた数式モデルをサンプル2フィーダに適用し、全体の状況を推定したうえで、具体計画に展開した。

6.1.1 サンプル2フィーダの抽出

LV系統については、あらかじめ全国のすべての配電用変電所にシリーズに番号をつけたうえで、乱数表を用いて約2%に相当する変電所を抽出し、その変電所を電源とするすべての415Vフィーダを対象とした。

- ・LV系統は各社別にTable 6.1-1のとおりである。

Table 6.1-1 Selection of Sample-2 for LV Feeders

会社名	全対象 変電所数	2%無作意抽出 変電所数	対象 フィーダ数
NEPCO	1,146	23	65
JEPCO	3,100	62	210
IDECO	1,378	28	84
合計	5,624	113	359

- ・MV系統については33kV全フィーダ87回線を対象とした。

なお、これらのうち地中ケーブルを主体とするフィーダについては、対策コスト

が高く導体の抵抗値が低いいためフィージブルでなく、5章で得られた数式モデルも適用されないため除外した。実際に計算対象としたフィーダは次のとおりである。

LV系統	329	回線
MV系統	59	回線

これらの電流分布状態を Appendix 6.1-1 に示す。

なお、LV系統のサンプル2は、全体の約2%に相当する配電用変電所に接続されている359フィーダを抜き取ったが、その負荷の大きさから見ると全フィーダの負荷の約2.3%に相当するとの算定結果を得た。このため全国への適用拡大にあたっては、このサンプル2による計算結果を44倍することとした。

6.1.2 検討に使用する電力需要および計画の年度展開方法

今後10年間の電力損失低減計画を策定するため、検討に使用する電力需要はNEPCOが1996年度に策定した長期需要想定の中成長シナリオの値を用い、目標年度は本調査の完了する1997年から2年間の準備期間を経て、1999年度を初年度とし、10年後の2008年度を最終年度とする。工事計画は2008年度の負荷状態をベースとして策定し、メリットの大きさ、工事量の均平化等を考慮して計画の年度展開を図った。

6.2 LV系統の損失低減実施可能量の算定

6.2.1 電力損失低減量算定の基礎とする負荷電流

1996年実績および2008年想定(発電ピーク想定により1996年データの1.88倍とした)の各相電流をベースに、5章で開発した数式モデルにより以下の電力損失低減量を算定した。詳細は Appendix 6.2-1、6.2-2 に記載し、ここではその概要を述べる。

6.2.2 アンバランスの改善による損失低減

(1) アンバランス改善目標値

実現の可能性を考慮し、アンバランス電流が 30A を超えるフィーダを対象に 30A 以下に改善することとした。

(2) 算定方法

アンバランス電流が 30A を超えるフィーダを完全バランスさせた場合の損失低減量から、アンバランス電流 30A 以下を完全バランスさせた場合の損失低減量を差し引き、その値をアンバランスの改善による損失低減量とみなした。

6.2.3 LVフィーダへのキャパシタ設置による損失低減

(1) 検討条件

キャパシタのユニット容量、力率改善効果を考慮し、電流 100A 以上のフィーダを対象とした。需要家の力率を 82% から 90% に改善することを計算のベースとした。この対策は負荷端に設置することが理想であるが、キャパシタのユニット容量による制約があるため、効果を理想的な完全補償を仮定して開発した数式モデルにより求められる効果の 1/2 とした。

この力率改善は MV 系統の損失低減にもつながるので、MV 系統への効果についても計算を行った (6.3.2 参照)。

(2) 算定方法

アンバランス改善後の等価電流をもとに、需要家の力率を 82% から 90% に改善する場合に必要なキャパシタ所要量を算定するとともに、両力率に対応する電流の損失低減量の差を力率の改善による損失低減量とみなした。

6.2.4 線路新設 (同電圧線路の新設、または上位電圧導入) による損失低減

(1) 対象線路

数式モデルの誤差を考慮して低減効果の少ないフィーダを除外するため、対象は前記 6.2.2 および 6.2.3 項の対策を行った後の等価電流が 100A 以上になるフィーダとした。

(2) 算定方法

同電圧線路の新設、または上位電圧導入のうち損失低減量の多い方の対策を採用する方針で開発したモデルを用いて、損失低減量・ベネフィット・コスト・ネットベネフィットを算定した。

6.3 MV系統の損失低減実施可能量の算定

6.3.1 電力損失低減量算定の基礎とする負荷電流

1996年のMV系統各フィーダの推定ピーク電流を求めたもの（収集データ値の1.12倍）と、これに長期想定伸び率1.88を掛けて求めた2008年の想定ピーク電流をベースに5章で開発した数式モデルにより、以下6.3.2から6.3.4項までの電力損失低減量などを算定した。詳細はAppendix 6.3-1、6.3-2に記載し、ここではその概要を述べる。

6.3.2 LVフィーダへのキャパシタ設置によるMV側の損失低減

LV系統の力率改善によりMV側の力率も改善される。これに伴う電流減少を反映させてMV系統の力率改善および損失低減量を算定した。

6.3.3 配電用変電所LV側へのキャパシタ設置による損失低減

(1) 力率改善目標値

軽負荷時の過補償を避けることを考慮して、配電用変電所の2次側の力率目標値を92%と定めた。サンプル2フィーダの平均力率は、6.2.3項で述べたLVフィーダへのキャパシタ設置効果により、2008年には88.4%と算定された。また、同年の配電用変電所2次側の力率は、当該変電所のLV側または近傍に設置されたキャパシタの効果2%を加えて、90.4%になるものと見込まれた。このことを踏まえて、改善目標はこの力率90.4%を92%に引き上げる事とした

(2) キャパシタ所要量および損失低減量の計算

前項に記載のように力率 90.4%から92%に改善する場合のキャパシタ所要量および損失低減量、ベネフィット、コストなどを算定した。

6.3.4 線路新設（同電圧線路の新設、または上位電圧導入）によるMV系統の損失低減

(1) 対象線路

LV系統の対策下限100Aと同じB/CになるMV系統の電流値は137.37Aとなるので、この値をMV系統の線路新設による損失低減対策の下限値とした。Appendix 6.3-3参照。

(2) 損失低減効果の算定

損失低減量、ベネフィット、コスト、ネットベネフィットを5章で開発した数式モデルを用いて算定した。

6.3.5 全国系統の損失低減実施可能量

2008年に達成可能な損失低減量とそれに必要なコスト（エスカレーションなどを含まないネットコスト）などを算定した結果は、Table 6.3-1に示すように損失低減量が約94.1MW、コストが約6,357万JD（約100億円）となった。

Table 6.3-1 Potential of Loss Reduction and Cost for Whole Jordan in 2008
(MW, 1000 JD)

		損失低減 MW	ベネフィット ト	コスト	ネットベネ フィット	
LV系統 の改善	アンバランスファクタの改善	6.9	17,638	0	17,638	
	LVフィーダ の力率改善	LVへの効果	6.8	10,732	668	10,063
		MVへの効果	8.1	10,246	0	10,246
		小計	14.9	20,978	668	20,309
線路の新設		42.0	107,670	39,344	68,327	
MV系統 の改善	MVフィーダの力率改善	1.9	2,393	96	2,297	
	線路の新設	28.5	58,696	23,463	35,234	
合計		94.1	207,374	63,570	143,804	

なお、現実には不可能であるが、仮に 1996 年の負荷のもとで上記方針と同じ対策を実施した場合の損失低減などを算定すると、Table 6.3-2 のとおりとなる。

Table 6.3-2 Potential of Loss Reduction and Cost for Whole Jordan in 1996

(MW, 1000 JD)

		損失低減 MW	ベネフィット	コスト	ネットベネ フィット	
LV系統 の改善	アンバランスファクタの改善	1.5	3,966	0	3,966	
	LVフィーダ の力率改善	LVへの効果	2.2	3,506	250	3,256
		MVへの効果	3.0	3,841	0	3,841
		小計	5.2	7,347	250	7,097
線路の新設		10.1	25,937	10,934	15,003	
MV系統 の改善	MVフィーダの力率改善	2.6	3,330	126	3,204	
	線路の新設	8.8	18,048	7,859	10,189	
合計		28.2	58,628	19,169	39,459	

6.4 電力損失低減計画の策定

ジョルダン国の経済事情、電気事業の経営状況、等から電力損失低減に投資できる金額に限度があるものと考えられる。そこで前 6.3 節で算定された 2008 年の損失低減実施可能量をベースに、投資資金を A 案 2,000 万 JD、B 案 3,000 万 JD、C 案 4,000 万 JD、5,000 万 JD、6,357 万 JD とし、それぞれについて B/C・所要工期・工事量の均平化等を勘案しながら工事費ならびに工事量を 10 年間に展開した。

実際の対策の優先順位は次のようにした。

- 1) 実質的にコストが不要な、アンバランス電流の改善
- 2) 投資に比べ効果の大きいキャパシタの設置による力率改善
- 3) 線路新設対策。線路新設対策の中での優先順位の判定は B/C によった。

具体的プロジェクトの形成は次のとおりである。

(1) 個別計画策定

L V系統は膨大な設備数があるので、個別件名を特定することは困難であることから、各方策ごとにマクロ的な数量をもって、コストを年度展開した。一方、MV系統は個別の線路ごとに電流値が算定できるので件名毎にコストを算定した。いずれの場合もコストに関する数値モデルに基づき算定した。よって、実施の段階で行われる個別詳細調査の結果とは、その値が異なるものであることに留意する必要がある。

(2) コストの年度展開

各個別対策の所要工期は、L V系統は同一年内に完了するものとし、MV系統は2年を要するものとしてコストを年度展開した。

各案の概略工事量および合計コストは Table 6.4-1 のとおりである。各案のコストの年度展開を Appendix 6.4.1 に示す。

Table 6.4-1 Countermeasure Scale and Cost for Respective Alternative Plans
(for 10 years : 1000 JD)

		A案	B案	C案	D案	E案
キャパシタ設置	容量MVA	191	191	191	191	191
	コスト	764	764	764	764	764
L V線路新設	対象線路数	1,533	1,989	2,599	3,881	6,248
	コスト	19,236	22,589	26,376	32,576	39,343
MV線路新設	対象線路数	0	7	15	22	40
	コスト	0	6,647	12,860	16,660	23,463
合計コスト		20,000	30,000	40,000	50,000	63,570

6.5 電力損失の予測

6.5.1 損失電力の低減

A、B、C、D、Eの5つの案を実行した場合の損失低減効果を損失低減モデルによって予想した。電力損失低減量は対策完了の翌年度以降10年間は各年度の需要に対応して増加するものとし、その後は一定レベルで推移するものと仮定した。この場合、需要は各年一定比率で増加し2008年に想定値に到達するものとして取り扱った。

A、B、C、D、Eの五つの案を実行した場合の、2018年までの各年の損失電力の低減予想値(kW)をAppendix 6.5-1に示す。2009年における損失低減電力とその発電ピーク比をTable 6.5-1に示す。

Table 6.5-1 Power Loss Reduction and the Ratio to Peak Generation in 2009
(peak generation 1,826 MW)

		A案	B案	C案	D案	E案
LV	損失低減電力(MW)	38.0	41.8	45.9	52.4	58.8
	発電ピーク比(%)	2.1	2.3	2.5	2.8	3.2
MV	損失低減電力(MW)	10.0	19.2	27.6	32.4	40.2
	発電ピーク比(%)	0.5	1.0	1.5	1.8	2.2
Total	損失低減電力(MW)	48.0	61.0	73.5	84.8	99.0
	発電ピーク比(%)	2.6	3.3	4.0	4.6	5.4

6.5.2 損失電力量の低減

ピーク時の損失電力を1年間の損失電力量に換算するための損失係数は、これまで一般によく使われるBuller-Woodrowの式を用いて求めたものを使用してきた。また、配電線の負荷率は、発電の負荷率と同じであるとして損失係数を求めていた。本来Buller-Woodrowの式は、発電機混在のシステムも含めて広範囲に使うことを目的としているため、それほど正確なものではない。発電機を含まない配電システムだけに限れば、もっと正確な値を求めることができる。また、この章の最初の段階でカウンターパートの示唆により、MVシステムの不等率を1.01、LVシステムの不等率を1.05として計算を進めてきているので、配電線の負荷率は発電の負荷率と同じにはならない。

ここでは、前節で求めた損失電力から損失電力量を算出することを目的として、Buller-Woodrowの式によって求めた損失係数を補正する方法を検討した。ただし、不等率によって修正する前の負荷のデュレーションカーブは1995年の発電カーブを使い、負荷率は2008年の予想値71.4%を用いる。

$$F_1 = \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_i^2}{P_p^2 \times 8760}$$

$$F_2 = 0.7f^2 + 0.3f$$

$$C = \frac{F_1}{F_2}$$

ただし

- F_1 : 理論式による損失係数
- F_2 : Buller-Woodrow の式による損失係数
- P_i : 各時間における電力
- P_p : ピーク電力
- f : 負荷率
- C : 補正係数

1995年のデュレーションカーブによると、

$$F_1 = 0.5268$$

$$F_2 = 0.5729$$

$$C = 0.9194$$

2008年の負荷率71.4%を不等率(LV...1.05, MV...1.01)によって修正したのを使うと、各係数はTable 6.5-2 のようになる。

Table 6.5-2 Coefficients for Estimation of Energy Loss reduction

	配電平均負荷率(%)	損失係数 F_2	C	修正損失係数	等価時間
LV	68.0	0.5277	0.9194	0.4852	4250.4
MV	70.7	0.5620	0.9194	0.5167	4526.3

この係数を使って、A, B, C, D, Eの五つの案を実行した場合の、2018年までの各年の損失電力量の低減予想値(MWh)をAppendix 6.5-2に示す。

これらの案の実施が完了した後の、2009年の総発電電力量予想値は11,424GWhなので、同年における各案の損失低減量を総発電電力量比で表すと、Table 6.5-3 のようになる。

Table 6.5-3 Energy Loss Reduction and the Ratio to Energy Generation in 2009

		A案	B案	C案	D案	E案
LV	損失低減電力量(GWh)	161.6	177.6	175.1	222.5	249.9
	発電電力量比(%)	1.4	1.6	1.7	1.9	2.2
MV	損失低減電力量(GWh)	45.1	86.9	121.9	146.7	182.2
	発電電力量比(%)	0.4	0.7	1.1	1.3	1.6
Total	損失低減電力量(GWh)	206.7	264.5	320.0	369.2	432.1
	発電電力量比(%)	1.8	2.3	2.8	3.2	3.8

6.5.3 送配電損失率の推定

前項で求めた損失低減電力量から、対策工事完了後の2009年における送配電損失率を推定するためには、A、B、C、D、E各案を実施した場合の配電損失率を知る必要がある。このためには、2009年における損失低減対策工事を実施しない場合の配電損失率を求める必要があるが、これは多くの仮定が必要になってくるため、容易ではない。

5章のはじめに触れたように、電力システムには経済的に最適な損失率が存在すると考えられる。E案は、予想される実用的にフィージブルな対策をすべて実施する案であるので、これが実施された後には最適な損失率が実現されると考えることができる。同様に、仮に1996年に同レベルの対策を実施した場合には、現在の最適損失率が実現されることになる。最適損失率は永久不変のものとは考えられないが、ジョルダンの配電システムを展望した場合、この工事が完了する2009年頃までは本質的な変化がないので、1996年の最適損失率と2009年のそれとは変わらないと考える。

以上の考え方にに基づき、1996年における最適損失率、即ち1996年の需要のままですべての損失低減対策工事を実施した場合の損失率を求め、2009年においても最適損失率は1996年のそれと等しくなるものとして、2009年の損失率を推定した。

なお、1996年の損失率の実績は無いので、1995年の実績損失率をそのまま使用した。

また、送電損失率については通常の系統増強が継続して行われるものとして、1995年の実績がそのまま2009年まで変わらないものとした。

1995年現在の実績損失率は第4章で分析したように、

送電損失率	2.0%
MV損失率	2.2%
LV損失率	6.2%

である。

1996年に損失低減対策工事をすべて実施した場合の損失低減効果は、Table 6.5-4のとおりである。

Table 6.5-4 Ratio of Loss Reduction to Energy Generation in 1996

	低減電力(MW)	低減電力量(GWh)	発電電力量比(%)
MV	14.4	65.2	1.1
LV	13.8	62.5	1.1
Total	28.2	127.7	2.2

したがって、最適送配電損失率は、

送電損失率	2.0%
MV損失率	1.1%
LV損失率	4.1%
送配電損失率	7.2%

上述の仮定より、これらは2009年の最適損失率、すなわちE案を実施した場合の損失率でもある。

2009年まで何もしなかった場合、およびA, B, C, D, E各案を実施した場合の損失率の推定値をTable 6.5-5に示す。

Table 6.5-5 Estimated Loss Rate of Respective Alternative Plans in 2009

	無対策	A案	B案	C案	D案	E案
送電損失率	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
MV損失率	2.7%	2.3%	2.0%	1.6%	1.4%	1.1%
LV損失率	6.3%	4.9%	4.7%	4.6%	4.4%	4.1%
送配電損失率	11.0%	9.2%	8.7%	8.2%	7.8%	7.2%

第 7 章

經濟・財務評估

第7章 経済・財務評価

7.1 経済評価の手法

7.1.1 総論

一般的にプロジェクトというものは技術的、経済的、財務的観点から評価される。技術的な局面については工事の施工、維持および管理の観点からその実現可能性が検討される。財務的な局面に関しては、当該実施母体が財政的に独立維持可能か否かという観点から財務分析が行われる。この財務分析は当該プロジェクトを実施する企業体の費用と収入に焦点を当てて行われるが国家経済については考慮されない。通常、損益計算書とキャッシュフロー、ローンの返済計画表、会計諸表等にまとめられる。しかしながら、プロジェクトの財務分析には損益計算書や会計報告書は含まれない。

経済分析は経済費用と経済便益を計算して国家経済の観点から調査中のプロジェクトを評価する。換言すれば、経済分析は調査中のプロジェクトが国家経済に対して経済的にどのような影響をもたらすかということを知り、これを説明するものであるということである。

調査中の電力プロジェクトについての工事費、燃料費等を含む維持管理費は国家経済の観点から見積もられる。この国家経済の観点から推定されるプロジェクトの投下費用は「経済費用」と呼称される。

電力損失低減による長期的な投下費用の減額分、すなわち当該プロジェクトの電力コストおよびもしくは電力量コストも国家経済の観点から見積もられる。これらの投下費用の減額分は他の限界投資機会から生じるであろう額に対して最低でも同額でなければならない。

経済費用および経済便益はプロジェクトライフの全期間を通じて推定される。プロジェクトライフの第1年目は工事に当たって最初に工事費用を投じた年である。またプロジェクトライフの最後の年は、建造された設備が老朽化して廃棄処分が付される年である。

プロジェクトの経済評価は以下の手順で行われる。すなわち、

1. 国内全土を対象とした経済調査
2. 費用と便益の推定、およびその比較
3. その比較で得られた基本決定案に対する感度分析

プロジェクトライフ全体を通じての経済費用と経済便益は現在価値に直して比較されることになる。この場合、現在価値による経済費用と経済便益を等しく(すなわち $B/C=1$)し得る割引率を「経済内部収益率(EIRR)」という。

7.1.2 経済調査

経済調査は大きく一般的経済調査とプロジェクト対象経済調査という、ふたつのカテゴリーに分けられる。

一般的経済調査は地理、人口、農業、産業、貿易、輸送、通信、国家経済、国家財政、物価、消費、生活指数等について全国的な、あるいは地域的な公的統計データを利用して行われる。

一方、後者については、たとえば交通プロジェクトの場合には交通調査、河川改修プロジェクトの場合には洪水による被害額の調査、あるいは今回の調査のように電力損失低減に関するプロジェクトの場合には送配電電力測定など、当該プロジェクトのみに関連する特定調査を行う。必要な場合には、既存のデータや統計資料を利用する以外に現場調査をも並行して行う。

7.1.3 電力損失低減事業の便益の特定

本件調査の経済便益はこのプロジェクト非実施時の電力損失と対策実施時の電力損失の差を推定することによって得られる。この場合、電力損失は下記に述べるように電力価値および電力量価値として評価した。経済便益として計上する電力損失の差はこれらの差の合計である。

7.1.4 最適代替案の選定

対策実施による最適電力損失量を推定するためには、ジョルダン国内の現行の送配電網を考慮して最適な代替案を選定しなければならない。

たとえば、今回の調査では下記の代替案を検討した。

- 1) LV系統、同電圧線路新設
(現行LV配電線+現行と同電圧のLV配電線の付加)
- 2) LV系統、上位電圧(33または11kV:MV)導入
(現行LV配電線+MV配電線の付加)
- 3) MV系統、同電圧線路新設

(現行MV配電線+現行と同電圧のMV配電線の付加)

- 4) MV系統、上位電圧(132kV)導入
(現行MV配電線+132kV送電線の付加)
- 5) LVフィーダへのキャパシタの設置
- 6) LV変電所へのキャパシタの設置
- 7) LV系統三相電流バランス化

対策実施に関わる費用も(電力損失低減分である)便益も、これらの代替案に左右される。これらの費用および便益は対策実施における長期限界費用(LRMC)の形で推定した。

7.1.5 経済便益の推定

経済便益を推定するためには、電力価値(kW価値)および電力量価値(kWh価値)を計算しなければならない。kW価値は対策に要する年当たりの工事費、発電施設の固定維持管理費を代表するものであって、これは「電力便益」と称される。kWh価値は燃料など発電施設の変動維持管理費を代表するもので、「電力量便益」と称される。

以上からkW当たりの単位コストを推定し、この単位コストに対策非実施時の電力損失量と対策実施時の電力損失量の差を乗ずることによって便益を推定した。

7.1.6 経済費用の特定

経済費用はプロジェクトの機会費用⁽¹⁾として特定した。

7.1.7 経済費用の推定

(1) 外貨

-
- (1): 機会費用の定義: かりに調査中のプロジェクトに特定の物資もしくは役務を投入した場合、それらの物資もしくは役務は他のプロジェクトに利用する余裕はなくなる。このことは、他のプロジェクトに投入すれば得られたであろう便益を犠牲にすることになることを意味している。この他のプロジェクトにとって犠牲となる便益額をプロジェクトの機会費用という。

工事費用の外貨分は運賃保険料込み価格(CIF価格)もしくは本船渡し価格(FOB価格)のいずれかで推定される。これらの国際価格そのまま直接経済費用を表すものとする。

(2) 内貨

開発途上国においては価格統制やその他の規制によって、市場が適正な競争原理を発現していないと思われるので、国内市場における物価は物資や役務の希少性を正しく反映していない。このことは国内調達する物資や役務については、これをそのまま経済費用として用いることはできないことを意味しており、まず経済価格に修正しなければならない。

プロジェクトの経済分析においては、国内調達資器材に要する費用をプロジェクトの経済費用に換算するために変換率を用いた。

輸出入統計を利用してまず標準変換率(SCF)を推定した。このSCFをもって、国内調達物資の価格を、国内分の費用に関する経済的希少性を真に反映すると考え得る経済価格に変換した。

しかし、SCFは貿易財に対してのみ適用した。そこで非貿易財の物資や役務については個々に推定しなければならない。つまり、地価変換率、経験労務者、非経験労務者の変換率、輸送費用の変換率等を別々に推定した。

以上の変換率について、総工事費に占める各々の費目の割合から加重平均を算出し、これを財務費用に乗じて経済費用を推定した。

7.1.8 評価基準

経済内部収益率(EIRR)を算出し、これをプロジェクトの経済的実現可能性を図る指標として用いる。EIRRは下記の式として定義される。すなわち、

$$\sum_{t=1}^{T-1} \frac{C_{op}}{(1+R)^t} = \sum_{t=1}^{T-1} \frac{B_{oc}}{(1+R)^t}$$

ここで、 T = プロジェクトライフの最終年、

C_{op} = t 年目におけるプロジェクト費用、

B_{oc} = ある対策を講じた場合に生じるプロジェクトの t 年目の便益、および

R = 経済内部収益率

以上の手法はあくまでも理論的なものである。実際のやり方については次の段階で詳述する。

7.2. 財務評価の手法

7.2.1 総論

財務分析は調査中のプロジェクトについてどの程度の収入が期待できるかという財務的な収益性の水準を評価するものであり、プロジェクトを実施する企業体の利潤率の形で行われることになる。

プロジェクトに対する投下費用は市場価格で見積もられる。つまりこの投下費用が「財務費用」と呼称されるものである。プロジェクト実施によって生み出されるものも市場価格で計算される。このプロジェクトが生み出すものを「財務便益」と称する。

財務費用はプロジェクトライフの全期間を通じて、それぞれ現在価値における財務便益と比較される。つまり全財務費用の現在価値が全財務便益の現在価値と等しくなった場合(すなわちB/C=1の場合)、その現在価値を導いた割引率を「財務内部収益率」という。

7.2.2. 財務費用と財務便益

財務費用には工事費、税金、補償費、財政予備金、管理費、技術費を含む。しかし、価格変動に関する予備金は費用には含めない。財務便益には電力販売益の増加が当てられる。

7.2.3. 財務内部収益率

財務内部収益率が計算され、これをもってプロジェクトの財務的実現可能性の指標とする。このFIRRは次式のように定義される。すなわち、

$$\sum_{t=1}^{T-1} \frac{C_t}{(1+R_f)^t} = \sum_{t=1}^{T-1} \frac{B_t}{(1+R_f)^t}$$

ここで、 T = プロジェクトライフの最終年、

C_t = t 年目におけるプロジェクトの財務費用、

B_t = ある対策を講じた場合の t 年目における財務便益、および

$R_f =$ 財務内部収益率

以上の手法はあくまで理論的なものである。次項に本件調査事業で行った実際のプロジェクト評価の手順を示す。

7.3 経済・財務分析

7.3.1 工事費

まず、前章で述べたようなNEPCOから提示を受けた単価表を用いて純工事費を推定した。この純工事費を用いて、対策の経済費用と財務費用を推定することになる。この場合、当該単価にはすでに4種類の費目、すなわち(1)資器材、(2)工事費、(3)5%の施工管理のための技術費(コンサルタント費用)および(4)2.5%の管理費(アドミニストレーション費用)が含まれていることを考慮しておく必要がある。

対策の経済費用および財務費用を推定するに当たっては、NEPCO側と協議の上、推定条件を以下のとおりとした。すなわち、

- (1)単価に占める資器材費用と工事費用の割合を、技術費と管理費を除いた金額のそれぞれ中圧系統の高架線敷設については0.700と0.300、低圧系統の高架線敷設については0.800と0.200、キャパシター敷設については0.900と0.100とした。
- (2)工事用に調達する資器材については、必要な資器材の25%は国内で調達できる。したがって、資器材費用の25%は内貨とした。
- (3)工事費は全額内貨とした。
- (4)工事請負業者および施工管理に従事するコンサルタントについては15%の企業所得税を考慮した。

実際に必要な工事費の推定に当たっては外貨については年当たり3%、外貨については年当たり10%の価格変動を考慮した予備金を考慮する。また工事そのものの物理的な予備金については2.5%を考慮した。

推定結果は下表のとおりである。この場合、価格変動予備金は経済・財務分析には含めない。

Table 7.3-1 Estimation of Project Cost

(JDs.1,000)

Construction works	Economic cost			Financial cost		
	FC portion	LC portion	Total	FC portion	LC portion	Total
Alternative A	12,023	8,255	20,278	12,203	9,112	21,315
Alternative B	18,017	12,372	30,389	18,284	13,657	31,941
Alternative C	24,047	16,509	40,556	24,407	18,223	42,630
Alternative D	30,059	20,637	50,695	30,509	22,779	53,288
Alternative E	38,414	26,371	64,785	38,992	29,107	68,099

これらのプロジェクト費用の年割についてはAppendix 7.1-1から7.1-5までに示したとおりである。

7.3.2 経済便益

もし対策を実施しなければ、需要家が何の問題もなく必要とする電力の供給を受けることができるように、電力各社は電力損失をカバーするために必要な発電施設を建設することになるので余分な電力経費(capacity cost)と電力量経費(energy cost)を投ずることになる。対策を実施すれば、これらの余分な経費は節約することができる。本件事業のようなプロジェクトにおいてはこの節約し得る経費が経済便益として与えられることになる。

第5章に述べた長期限界費用(LRMC)を用いて、低圧系統、中圧系統ごとに単位限界電力費用と単位限界電力量費用を推定した。結果は下表のとおりである。

Table 7.3-2 LRMC for Capacity and Energy

System	Capacity cost (JDs./kW/Year)	Energy cost (JDs./kWh/Year)
Low voltage system	99.60	0.02243
Medium voltage system	67.32	0.02055

電力損失低減量(kW損失低減量)については第5章に述べたように潮流解析によって求められる。また電力量損失低減量(kWh損失低減量、GWh表示)はそれぞれ低圧系統については4.2504、中圧系統については4.5263を用いて、kW損失低減量から求めることができる。この場合、kW損失低減量についてはアンバランス電流の改良、キャパシターの敷設、新線の敷設ごとに求めた。したがって、kWh損失低減についてもこれらの対策工事ごとに求めることになる。

総体的な電力損失はこのkW損失低減量とkWh損失低減量に上述の単位限界電力費用と単位限界電力量費用を乗じることで求めることができる。対策工事は工事終了後10年間は有効にその機能を維持するよう計画されており、工事は最初の着手後10年間の工事

期間を要するものとしているので、工事着手を1999年とすれば、電力損失低減量は2018年まで上昇し続ける。2018年時点の最大電力損失低減量は下表のように推定された。

Table 7.3-3 Estimation of Maximum Electricity Loss Reduction in 2018

Electricity loss reduction item		Alternative A	Alternative B	Alternative C	Alternative D	Alternative E
LV system	Power loss	4,627	5,124	5,663	6,495	7,317
	Energy loss	4,428	4,904	5,419	6,216	7,003
MV system	Power loss	671	1,490	2,272	2,723	3,452
	Energy loss	927	2,059	3,139	3,762	4,769
Total		10,653	13,577	16,493	19,196	22,541

工事期間および電力損失低減機能有効期間中の各対策工事規模ごとの年々の電力損失低減量とその額はAppendix 7.2-1から7.2-5に示したとおりである。電力損失低減量が最大に達した以後は、それぞれの工事終了後25年をもって終了するプロジェクトライフ期間の終期まで当該最大量と同じ量だけ継続して損失低減が発生するものとした。上述のように、この電力損失低減額が経済便益ということになる。

7.3.3 プロジェクトの経済評価

プロジェクトの経済評価は上述の経済費用と経済便益のキャッシュフローを用いて行う。結果はAppendix 7.3-1から7.3-5に示したとおりであるが、下表にその概要を示した。この場合、B/Cの率は費用と便益の現在価値における比較を示したものであり、B-C値は同じく現在価値におけるキャッシュバランスを示したものである。現在価値の計算に際しては類似プロジェクトと同じく割引率12%を適用した。

Table 7.3-4 Result of Economic Evaluation

	EIRR (%)	B/C	B-C (JDs,1,000)
Alternative A	24.91	1.99	11,155
Alternative B	20.08	1.63	10,687
Alternative C	17.80	1.45	10,195
Alternative D	16.45	1.34	9,604
Alternative E	15.04	1.23	8,142

7.3.4 財務便益

プロジェクトを実施すれば、電力損失低減に対応する分の維持管理費用(OM費用)をかけなくてもすむようになる。この場合、維持管理費用とは電力販売に要するすべての費用を意味する。したがって、電力販売による収入(売上高)と維持管理費用との差である利幅が増大する。想定収入とも呼ぶべきこの利幅の純増分がプロジェクトの財務評価に用いることのできる財務便益ということになる。

この想定収入を推定するため、NEPCO、IDECO、JEPSCOから提示を受けたAppendix 7.4に示すような実際の財務データから1996年時点のkWh当たりの単位OM費用29.00フィルズを推定した。

この単位OM費用と上述の電力量損失低減量とから、工事規模A、B、C、D、Eのそれぞれの対策工事に対応する想定収入を703万4,000ディナール、924万6,000ディナール、1,143万8,000ディナール、1,334万7,000ディナール、および1,578万5,000ディナールと推定した。

この場合、これらの便益は既存の施設も使用した上で生み出されるものである。通常、既存の施設を使用したことによる便益は、プロジェクトの評価にあたっては、その便益はプロジェクトの実施によって生み出されたものではないことから、便益の総額から差引くべきものとされている。

可能であれば、当該施設の原価格、使用期間、減価償却費等に基づいて、既存の施設から生み出された分の便益の実額を推定するのであるが、今回はそうしたデータは入手できなかった。したがって、サンクコストとして、便益の総額の30%をマイナス便益と仮定し、差引くこととした。

7.3.5 プロジェクトの財務評価

プロジェクトの財務評価は経済評価の場合と同じく上述の財務費用と財務便益としての想定収入とのキャッシュフローを用いて行った。結果はAppendix 7.5-1から7.5-5に示したとおりである。概要を下表に示した。この場合、経済評価と同じく、B/Cの率は便益と費用の現在価値における比較を示したものであり、B-C値は同じく現在価値におけるキャッシュバランスを示したものである。現在価値を求めるに当たっては、類似プロジェクトと同様割引率12%を適用した。

Table 7.3-5 Result of Financial Evaluation

	FIRR (%)	B/C	B-C (JDs.1,000)
Alternative A	15.73	1.26	3,075
Alternative B	12.80	1.06	1,002
Alternative C	11.36	0.95	-1,075
Alternative D	10.33	0.88	-3,421
Alternative E	9.27	0.82	-6,941

7.3.6 償還能力の分析

外国借款についても内国借款についてもその利子についてはプロジェクトの想定収入の範囲内でプロジェクト自体の予算で支払うものとした。この場合、工事費のうち外貨の100%および内貨の75%を外国借款によるものとし、残額を内国借款によるものとした。この場合工事が安全に実施できるように価格変動予備金は工事費に含めなければならない。Appendix 7.6に償還能力分析のための諸元を示した。

Appendices 7.7-1から7.7-5までにこの償還能力の分析結果を示した。またわかりやすく、Appendix 7.8-1から7.8-5までにその結果を図示した。Appendices 7.7-1から7.7-5までに示すように、5つの工事規模すべてについてプロジェクトは工事開始後2年目から剰余金を生み出す。またそのどれもプロジェクトライフ全期間にわたって欠損を出す時期がない。このことはプロジェクトが外国借款内国借款の利子まで含めても十分に償還可能であることを示している。

累積剰余金についてはE案の場合が全5案中最大の値を示している。下表は償還能力の分析結果を概括したものである。

Table 7.3-6 Result of Repayability Analysis

Countermeasure	Repayability	Accumulated outflow from the commencement of the works to the end of Project life (JDs.1,000)	Accumulated inflow from the commencement of the works to the end of Project life (JDs.1,000)	Accumulated net surplus from the commencement of the works to the end of Project life (JDs.1,000)
Alternative A	Repayable	102,534	201,354	98,820
Alternative B	Repayable	152,622	269,892	117,271
Alternative C	Repayable	203,829	337,926	134,097
Alternative D	Repayable	255,628	400,696	145,068
Alternative E	Repayable	327,811	487,708	154,896

7.3.7 投下資本回収能力の分析

工事費と想定収入とを用いて、当初の想定収入をすべて投下資本に回した場合のプロジェクトの採算分岐点を解明するため、Appendix 7.9-1から7.9-5までに示すような投下資

本改修能力の分析を行った。この場合、価格変動予備金は工事費に含めなければならない。

次ページのFig.7.3-1は投下資本回収能力の分析結果としての資本の採算分岐点を示したものである。図に示すとおり、工事を1999年の1月に着手したとした場合の採算分岐点は各工事規模案ごとにA案の場合においては2009年の7月、B案では2010年の7月、C案では2011年の4月、D案では2011年の10月、E案では2012年の8月となっている。

投下資本の採算分岐点の観点から見ると、A案がもっとも有利な対策工事ということになる。しかしながら、工事着手時点からプロジェクトライフの終期に至るまでの累積現金手元有高の観点から見ると、Appendix 7.9-1から7.9-5までに示すように、E案がもっとも採算性が高いということになる。その概要を下表7.3-7に示す。

Fig. 7.3-1 Financial Turning Point of Each Alternative

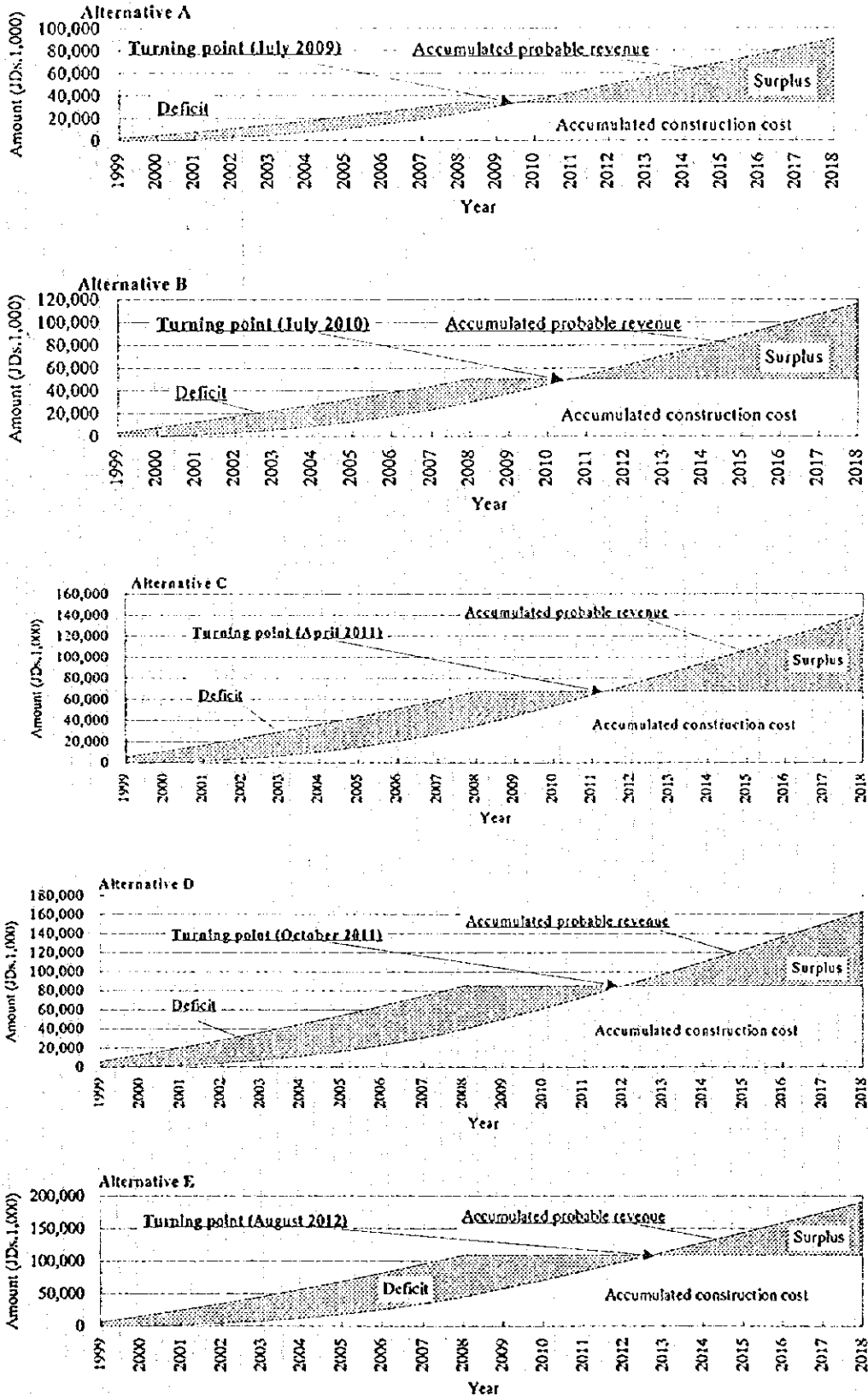


Table 7.3-7 Result of Capital Recovery Analysis

Countermeasure	Turning point of capital	Total investment cost	Accumulated probable revenue from the commencement of the works to the end of Project life	Accumulated net cash balance from the commencement of the works to the end of Project life
		(JDs.1,000)	(JDs.1,000)	(JDs.1,000)
Alternative A	July 2009	34,132	162,837	178,705
Alternative B	July 2010	50,576	212,471	161,795
Alternative C	April 2011	67,717	261,302	193,585
Alternative D	October 2011	85,018	304,599	219,581
Alternative E	August 2012	109,142	359,540	250,398

7.3.8 費用の節約

すでに述べたように、プロジェクトはその電力損失低減のための対策工事を行えば費用の節約を促す。この費用の節約は対策を行わなかった場合の電力販売にかかるOM費用と対策を行った場合の電力販売にかかるOM費用の差として与えられる。この場合、工事によって追加される新しい施設の維持管理費が追加的に必要となることを銘記しておかなければならない。

NEPCOはすでに1996年から2010年までの発電ベースの電力需要予測を行っている。Appendix 7.4に示すように、1995年度の実際のOM費用は電力3社の平均で21万5,149ディナールとなっている。またAppendix 7.10に示すように1995年度の実際の電力販売収入は3社の平均で24万6,183ディナールとなっている。

以上のデータを用いて、まず対策を行わなかった場合の電力損失低減機能の有効な2018年までの期間のOM費用と電力販売収入をAppendix 7.11に示すように求めた。この場合、電力の販売収入の形で表される2011年から2018年までの経営状態の予測については上記NEPCOの提示になる現行の需要予測をもとに外挿法によって行った。またOM費用の電力販売収入に対する割合は1995年時点の状態がそのまま将来まで継続するものと仮定した。

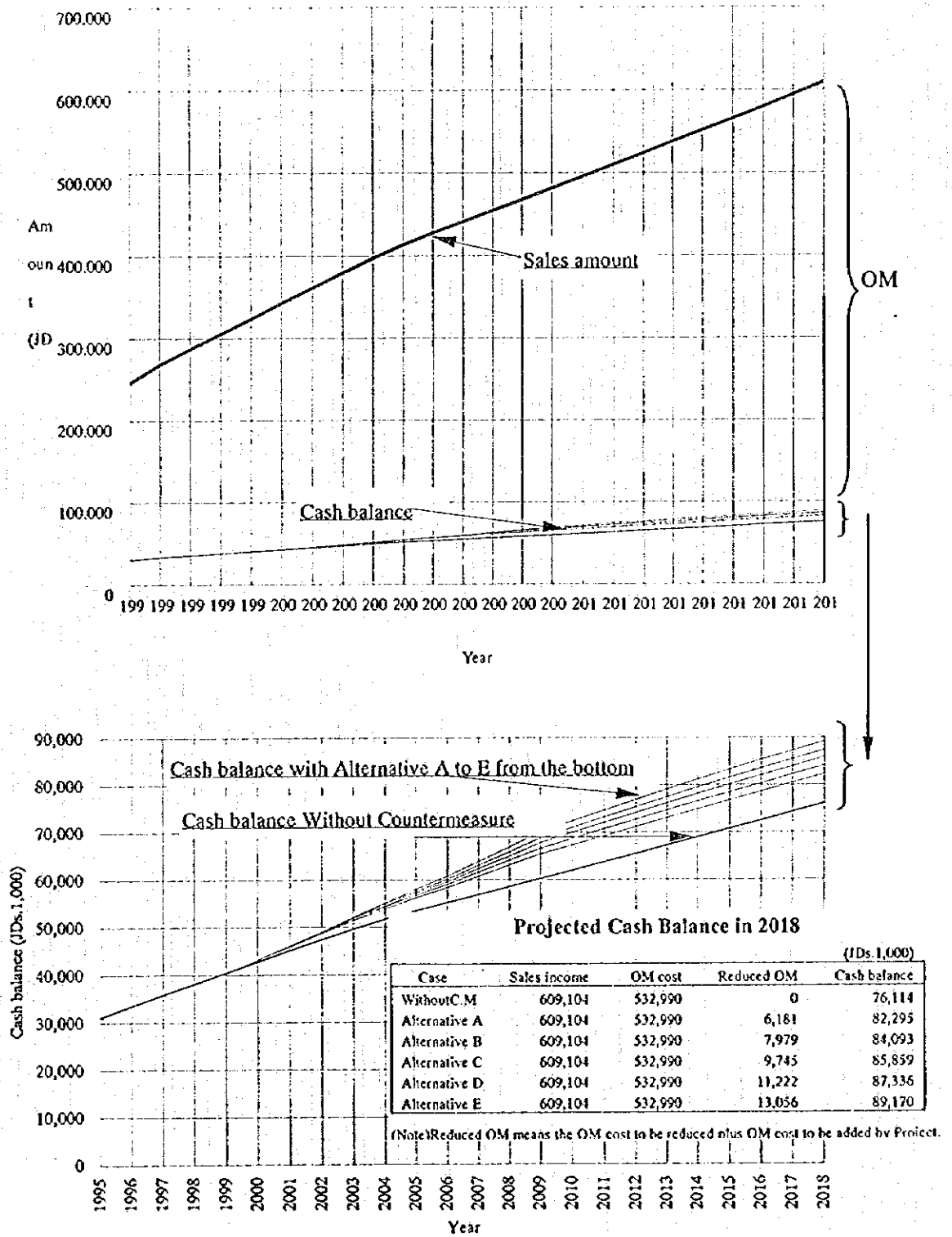
プロジェクト実施によって節約されるべき費用は、すでに前項までに述べた想定収入と同じである。電力損失低減のための対策工事各案実施にかかる新しい施設のための追加的な維持管理費についてはすでに償還能力分析の際にAppendix 7.7-1から7.7-5までに示したとおりである。当然、価格変動予備金は含まれている。以上の2種類のデータから求められたA案、B案、C案、D案、E案の節約されるべき純OM費用はそれぞれ618万1,000ディナール、797万9,000ディナール、974万5,000ディナール、1,122万2,000ディナール、1,305万6,000ディナールとなっている。

以上の計算結果から2018年で最大となる何らの対策工事も行わなかった場合、対策工事A案、B案、C案、D案、E案を行った場合のそれぞれの手元現金有高は各々7,611万4,000デ

イナール、8,229万5,000ディナール、8,409万3,000ディナール、8,585万9,000ディナール、
8,733万6,000ディナール、8,917万ディナールとなった。

計算経過についてはAppendix 7.11に示すとおりである。その内容を下図に示した。

Fig. 7.3-2 Forecast of Operation With and Without Countermeasure



7.4 プロジェクトの感度分析

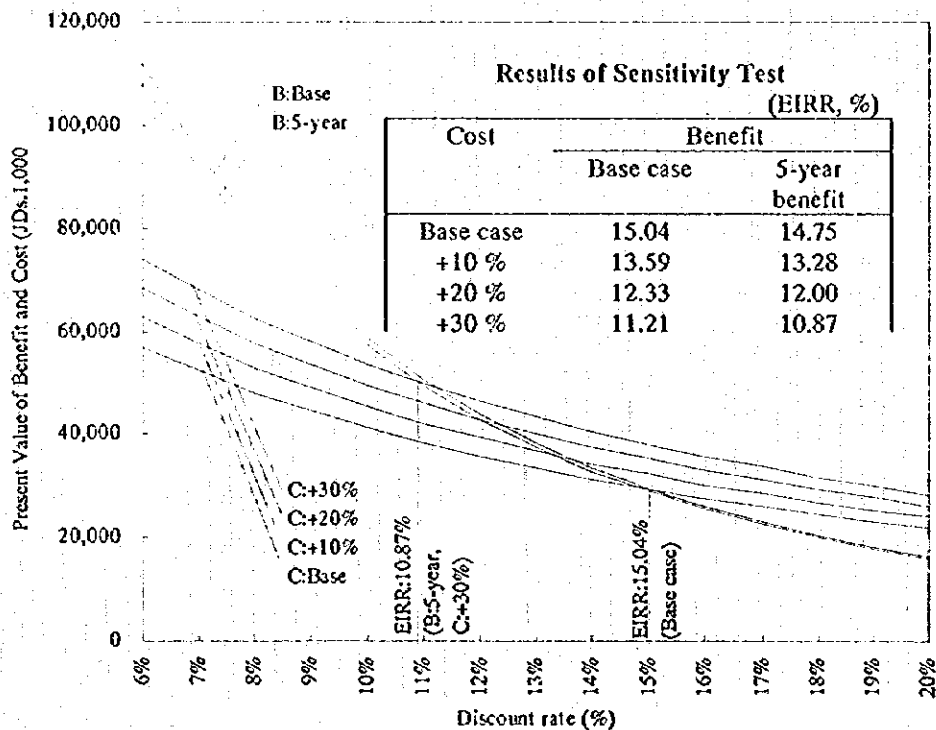
7.4.1 経済的側面からの感度分析

本件プロジェクトのような場合、経済情勢によって資器材の価格の変動は常に起こり得る。

それはまた経済便益にも影響を与える。本件の経済便益は前項までに述べてきたように電力損失をカバーするために行うことになる発電施設の長期限界費用(LRMC)に基づいた代替工事費として与えられたものだからである。

以上の状況を考慮に入れて、対策工事B案についてもとになるケースを含め、経済便益についてはそれがプロジェクト終了後5年しか継続して上昇しない場合(すなわち電力損失低減機能が5年しかもたなかった場合、5-year benefit)、経済費用については10%上昇した場合、20%上昇した場合、および30%上昇した場合を想定し、それぞれ複合した場合の8ケースについて感度分析を行った。下図Fig.7.3-3は経済的側面に対する感度分析の結果を略図示したものである。

Fig. 7.3-3 Sensitivity of EIRR

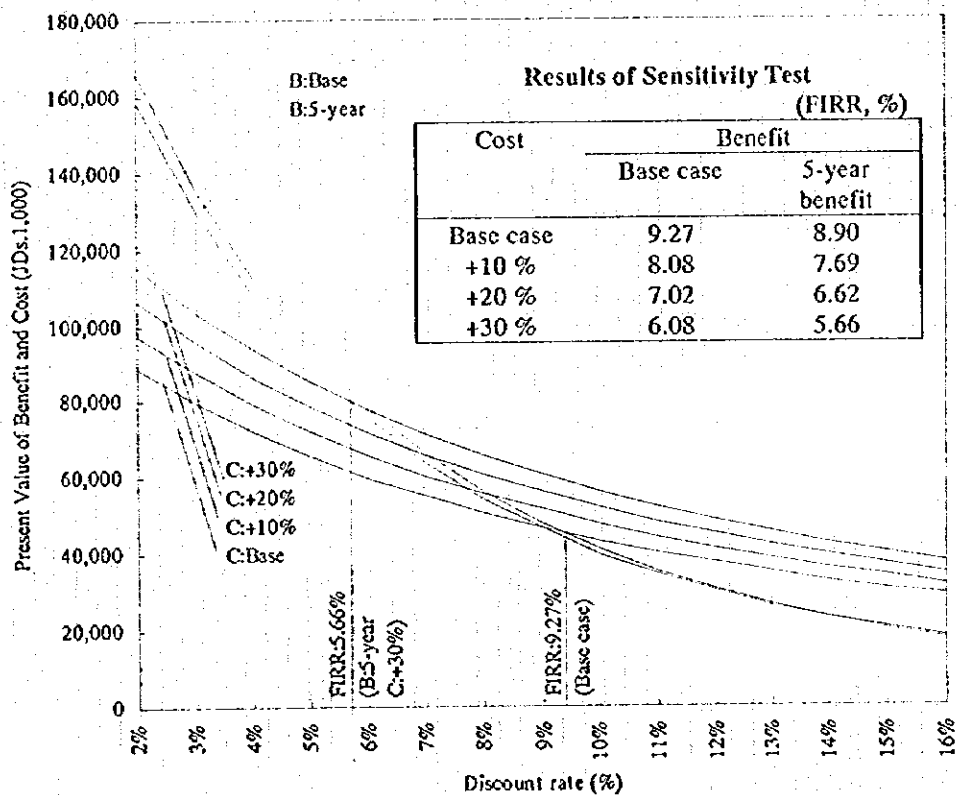


上図に見るとおり、便益、費用とももとのとおりである場合のEIRRは前項に検討したとおり15.04%である。これは類似プロジェクトに比較して、まずまずの値ということになる。しかしながら、もっとも悲観的な場合である5-year benefitと工事費用が30%上昇した場合を組み合わせた際のEIRRでも10.87%という値を示している。これは本件プロジェクトが開発途上国のものであることを考えれば、十分に高い値ということができる。つまり、経済的には問題なく実現可能性があることを意味している。

7.4.2 財務的側面からの感度分析

経済的側面からの感度分析と同じ状況を考慮して、同じく対策工事E案についてこれと同じく経済的側面での検討と同様の方法で財務的側面からの感度分析を行った。下図 Fig. 7.3-4はその結果を示したものである。

Fig. 7.3-4 Sensitivity of FIRR



同じく前項で検討したとおり、もともとなるケースの場合のFIRRは9.07%を示しており、これは類似のプロジェクトに比較してみた場合十分うなずける値ということができる。一方、もっとも悲観的な場合である5-year benefitと工事費が30%上昇した場合を組み合わせ

た際のFIRRは5.66%という値となった。一般に世銀など国際援助機関は基本的人間生活の要請に寄与するプロジェクトについて、開発途上国のものであっても、その内部収益率は最低5%をクリアーするのが望ましいと提言しており、本件はこの期待を十分余裕をもって満足している。つまり、プロジェクトは財務的には、基本的人間生活の観点から十分実現可能性のあることを示している。

7.5 経済・財務分析の要約と結論

5つの対策工事案のうち、技術的な観点から見て、目標とする電力損失低減を完全に達成し得る対策工事はE案である。経済・財務的側面からの分析結果を以下に概括し、プロジェクトの実現可能性について検討した。

7.5.1 工事費

工事費はまずNEPCOから提示を受けた単価表を用いて純工事費を推定した。この純工事費を用いて、プロジェクトの経済費用と財務費用を推定することになる。この場合、当該単価にはすでに4種類の費目、すなわち(1)資器材、(2)工事費、(3)5%の施工管理のための技術費(コンサルタント費用)および(4)2.5%の管理費(アドミニストレーション費用)が含まれていることを考慮しておく必要がある。結果は下表のとおりである。

Table 7.5-1 Estimation of Project Cost

(JDs.1,000)

Construction works	Economic cost			Financial cost		
	FC portion	LC portion	Total	FC portion	LC portion	Total
Alternative A	12,023	8,255	20,278	12,203	9,112	21,315
Alternative B	18,017	12,372	30,389	18,284	13,657	31,941
Alternative C	24,047	16,509	40,556	24,407	18,223	42,630
Alternative D	30,059	20,637	50,695	30,509	22,779	53,288
Alternative E	38,414	26,371	64,785	38,992	29,107	68,099

7.5.2 経済便益

もしプロジェクトを実施しなければ、需要家が何の問題もなく必要とする電力の供給を受けることができるように、電力各社は電力損失をカバーするために必要な発電施設を建設することになるので余分な電力経費(capacity cost)と電力量経費(energy cost)を投ずることになる。プロジェクトを実施すれば、これらの余分な経費は節約することがで

きる。本件事業のようなプロジェクトにおいてはこの節約し得る経費が経済便益として与えられることになる。推定の結果をAppendix 7.2.1からAppendix 7.2.5までに示した。

7.5.3 財務便益

プロジェクトを実施すれば、電力損失低減に対応する分の維持管理費用(OM費用)をかけなくてもすむようになる。この場合、維持管理費用とは電力販売に要するすべての費用を意味する。したがって、電力販売による収入(売上高)と維持管理費用との差である利幅が増大する。想定収入とも呼ぶべきこの利幅の純増分がプロジェクトの財務評価に用いることのできる財務便益ということになる。

この想定収入を推定するため、NEPCO, IDECO, JEPSCOから提示を受けたAppendix 7.4に示すような実際の財務データから1996年時点のkWh当たりの単位OM費用29.00フィルズを推定した。

この単位OM費用と上述の電力量損失低減量とから、工事規模A, B, C, D, Eのそれぞれの対策工事に対応する想定収入を2018年における最大額で703万4,000ディナール、924万6,000ディナール、1,143万8,000ディナール、1,334万7,000ディナール、および1,578万5,000ディナールと推定した。

7.5.4 経済・財務分析の要約

前記の工事費と経済便益および財務便益を用いて行った経済・財務分析の結果をまとめると下表に示すとおりとなる。

表に見るとおり、すべての対策工事案が経済的にも財務的にも実現可能性がある。中でも借款を利用して工事を行った場合の電力企業体の財政の健全さを示す償還能力の分析の結果をみれば対策工事E案がもっとも理想的な対策工事案ということになる。感度分析の結果は、もっとも悲観的なケースである5-year benefitと工事費が30%まで上昇した場合とを組み合わせた際の対策工事E案におけるEIRRおよびFIRRはそれぞれ10.87%と5.66%となった。つまり、対策工事E案を実施した場合、工事終了後電力損失低減機能が5年間しか継続して上昇せず、工事費が30%も上昇したとしても、プロジェクトは経済的にもまた財務的には基本的人間生活の要請の観点から、十分実現可能性があることを意味している。

7.5.2 Summary of Results of Economic and Financial Analyses

Kind of analyses		Alternative A	Alternative B	Alternative C	Alternative D	Alternative E
Economic feasibility	EIRR (%)	24.91	20.08	17.80	16.45	15.04
	B/C	1.99	1.63	1.45	1.34	1.23
	B-C (JDs.1,000)	11,155	10,687	10,195	9,604	8,142
Financial feasibility	FIRR (%)	15.73	12.80	11.36	10.33	9.27
	B/C	1.26	1.06	0.95	0.88	0.82
	B-C (JDs.1,000)	3,075	1,002	-1,075	-3,421	-6,941
Repayability analysis	Repayability	Repayable	Repayable	Repayable	Repayable	Repayable
	Total of net surplus from the commencement of the works to the end of the Project life (JDs.1,000)	98,820	117,271	134,097	145,068	154,896
Capital recovery analysis	Turning point	July 2009	July 2010	April 2011	October 2011	August 2012
	Accumulated net cash balance from the commencement of the works to the end of Project life (JDs.1,000)	128,705	161,795	193,585	219,581	250,98
	Cost saving as of 2018 (JDs.1,000)	6,181	7,979	9,745	11,222	13,056

7.6 投下資金の手当て

プロジェクト具体化のためのフーズビリティ調査の段階に要する費用を除いて、対策工事E案における価格変動予備金を含めた工事費の総額は1億914万1,000ディナールで、そのうち外国借款額は9,386万1,000ディナール(JDs.93,861 thousand, すなわち米ドルで1億3,238万5,000ドル=US\$132,385 thousand)(為替交換率US\$1=JDs.0.709, 1996年平均中央値)、内国借款額は1,528万ディナール(US\$1=JDs.0.709 thousand)である。

この工事費はプロジェクトがヨルダン全土の配電網に対するものであることを考えればさほど大きいものではないだろう。上述の、償還分析にも用いた外国借款の額は投下資金のうち外貨については100%、内貨については75%を借款対象額とし、利率は年2.7%、償還期間は30年間、据置期間は10年とした。

Appendix 7.12に示すようなヨルダン電力各社の過去5年間の損益計算書によれば、その他の収入も含めた収入の総額は1991年以降年々約17%で、また、支出の方はその他の支出も含めて年々約13%の割合で上昇してきている。収入の伸び率に対する支出のそれは過去5年間では若干小さい。また、1995年度における純利は1,714万5,000ディナールとなっている。

本項冒頭に述べたように、必要な内国借款額は10年間で1,528万ディナールである。上記に述べた損益計算書を考慮し、かつ前項で述べたような需要の予測を考えれば、上述の純利を担保とするなら内国借款の調達は容易なものと考えられる。それどころか、Appendix 7.13に示すように、純利の範囲内で電力各社自体でさほどの問題もなくこれを負担することも可能かもしれない。Appendix 7.13に示すように、たとえ工事費の内貨分に

加え外国借款の利子、内国借款の利子までもジョルダン側自身で支払うとしても工事開始以後、毎年2,000万ディナール以上の純利を維持することができるのである。

7.7 償還能力についての代替案の検討

外国借款の利率が5.00%、7.00と変わった場合の対策工事全5案のそれぞれについて、借款額の償還能力に関する代替的な検討を行った。この場合、その他の借款条件、たとえば工事費中の外国借款対象額(もしくは総工事費に対する外国借款対象率)、償還期間、据置期間等については前項までに述べた分析と同じ条件とした。

その結果は、外国借款の利率5.00の場合についてはAppendix 7.14-1から7.14-5までに、また同じく利率7.00%の場合についてはAppendix 7.15-1から7.15-5までに示したとおりである。

7.7.1 外国借款の利率が5.00%の場合の借款の償還能力

上述のAppendix 7.14-1から7.14-5までに示すように、外国借款の利率が5.00%の場合、対策工事A案、B案およびC案については償還が可能である。しかし、対策工事D案については借款元本返済の始まる第1年目、すなわち2009年について、また対策工事E案については借款元本返済の始まる第1年目と第2年目、すなわち2009年と2010年については、プロジェクト実施によって生まれる想定収入だけで借款額をまかなおうとした場合、利子込みの借款額の全体を返済することはできなくなる。

その不足額はD案においては2009年に66万ディナール、E案においてはそれぞれ2009年に213万5,000ディナール、2010年に123万6,000ディナールとなっている。

それらの不足額をAppendix 7.11に示す純益の総額から払い出そうとした場合、D案における2009年、E案における2009年および2010年の純益がそれぞれ0.96%、3.05%、1.71%の減収となる。

7.7.2 外国借款の利率が7.00%の場合の借款の償還能力

上述のAppendix 7.15-1から7.15-5までに示すように、外国借款の利率が7.00%の場合、対策工事A案およびB案については償還が可能である。しかし、対策工事C案については借款元本の返済が始まる第1年目および第2年目、すなわち2009年と2010年について、対策工事D案については借款元本返済の始まる第1年目、第2年目および第3年目、すなわち2009年、2010年および2011年について、また対策工事E案については借款元本返済の始ま

る第1年目、第2年目、第3年目および第4年目、すなわち2009年、2010年、2011年および2012年については、プロジェクト実施によって生まれる想定収入だけで借款額をまかなおうとした場合、利子込みの借款額の全体を返済することはできなくなる。

その不足額はC案においては2009年に91万9,000ディナール、2010年に29万ディナール、D案においては2009年に212万3,000ディナール、2010年に134万8,000ディナールおよび、2011年に27万4,000ディナール、E案においてはそれぞれ2009年に401万2,000ディナール、2010年に302万ディナール、2011年に165万1,000ディナールおよび、2012年に33万ディナールとなっている。

それらの不足額を同じくAppendix 7.11に示す純益の総額から払い出そうとした場合、C案における2009年および2010年、D案における2009年、2010年および2011年、E案における2009年、2010年、2011年および2012年の純益がそれぞれC案について1.36%および0.41%、D案について3.09%、1.90%および0.37%、E案について5.73%、4.17%、2.21%および0.43%の減収となる。

7.7.3 償還能力に関する代替案検討の結論

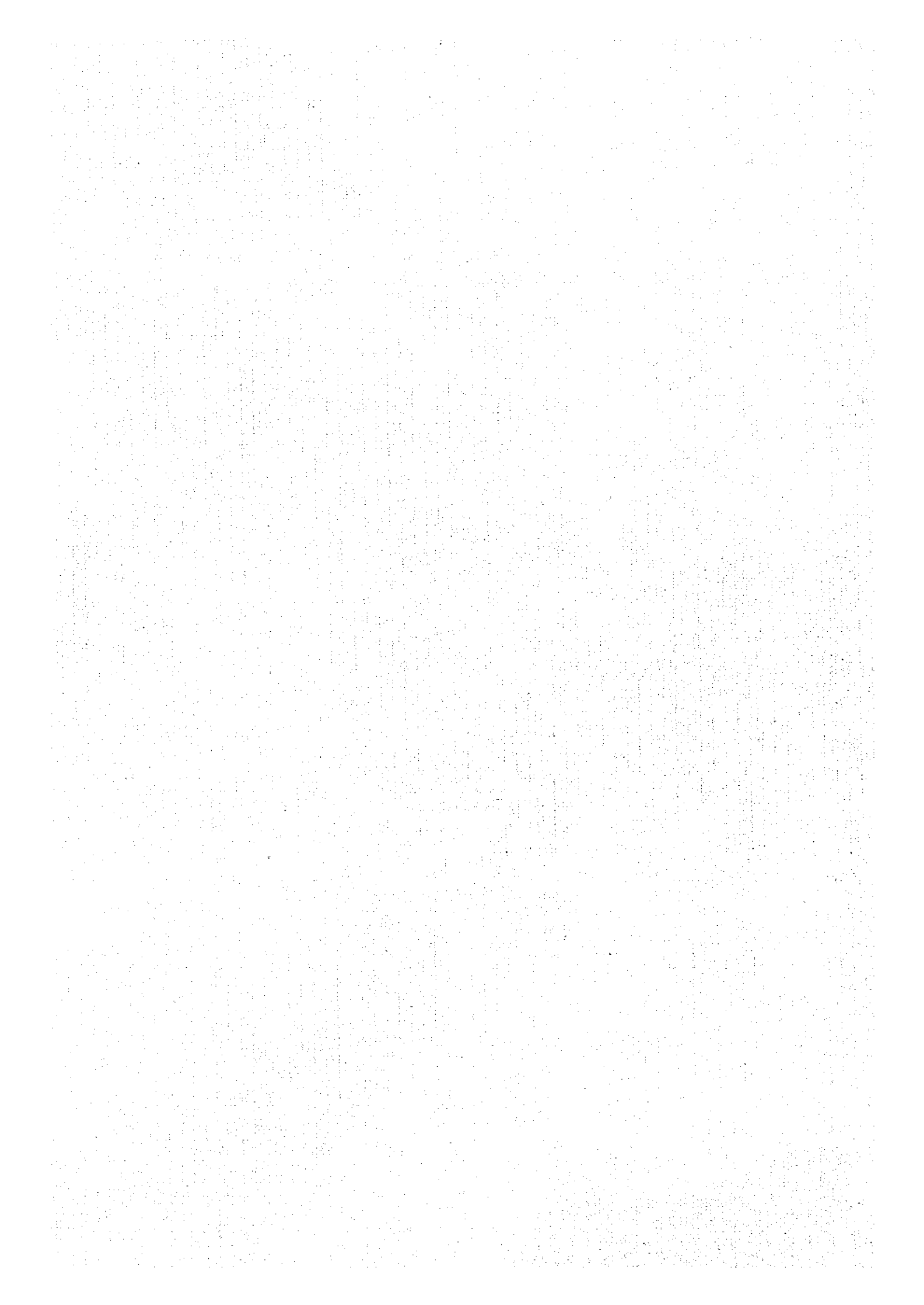
ジョルダン側電力各社が上記に述べたような不足額を、現行の料金体系について抜本的な改定を施して、彼らが得るべき純利益の中から払い出す意志があるなら、利子込みの借款総額を、そうした借款供与を行ってくれた相手先機関に返済することは可能となる。

第2章に述べたように、現行の電力消費支出の全支出に対する割合は1所帯当たり年間で約4%、額にして160ディナールとなっている。この率はジョルダンの人々にとってはすでに十分高いものとなっている。したがって、現行の料金体系を人々の所得の上昇水準以上に抜本的に改定することはきわめて困難なことと思われる。

したがって、ジョルダン側電力各社が自分たちの純利益が減収となっても借款の利子込み総額をその純利の中から払い出そうとする意志がある場合を除いて、外国借款の利率が5%の場合は対策工事C案が、また外国借款の利率が7%の場合は対策工事B案がそれぞれ最適な選択ということになる。

第 8 章

勸告



第8章 勧告

8.1 最適計画案にかかわる勧告

本件プロジェクトにおいて提案された五つの損失低減計画案のあらまは次のとおりである。

計 画 案	A	B	C	D	E
キャパシタ設置 10ヶ年投資(1000JD)	764	764	764	764	764
線路新設 10ヶ年投資(1000JD)	19,236	29,236	39,236	49,236	62,806
10ヶ年合計投資額(1000JD)	20,000	30,000	40,000	50,000	63,570
2009年における電力損失低減(MW)	48.0	61.0	73.5	84.8	99.0
2009年における電力量損失低減率(%)	1.8	2.3	2.8	3.2	3.8
2009年における予想送配電損失率(%)	無対策 11.0%	9.2	8.7	8.2	7.8

これらの電力損失低減計画案はグローバルに見て、資源の無駄使いを無くし、発電用燃料の燃焼による環境汚染を減らすことのできる優れたプロジェクトである。国の経済という視点で見ても火力発電所を建設して、輸入燃料を焚くよりは優れた選択肢である。それぞれの事業者として見た場合でも、財務評価に見られるように優れた方策であり、会社財務への貢献は大きい。少なくとも発電所建設+燃料焚き増しに優先して採用すべき選択肢であると考えらる。

本計画案は、ローンの金利を変えて検討を行った結果、金利の安い外貨ローンが有利であり、金利が上がるに従って一時的に返済能力に問題が出てくることがわかった。しかしながら、金利の上限を7%とした場合は、いずれの案も総額ではキャッシュバランスはプラスになる。

計画案として五つの案を用意したが、E案はヨルダンの最適な損失率を実現する事が出来る案であり、5案の中で最大のネットベネフィットを生み出すことが出来る優れた案としてその採用を勧告する。今回のマスタープランにおいてはモデル式の誤差に配慮し、LVで100A以上のものだけを線路新設の対象としたが、正確な計算が出来れば100A以下も対象になりうるので、E案より更に大きな投資で大きなネットベネフィットを生み出す案の存在も予想されるが、需要予想誤差やモデル式の誤差に対するバッファとして留保してある。A～D案はいずれもE案より投資額が小さくて済む案であり、経済的に最も有利な部分から優先して取りこむようにしているのだから、当然のことながら投資額が小さいほどB/C (B:損失低減による利益。C:損失低減方策実施のためのコスト。)は大きくなるが、ネットベネフィット(B-C)は逆に小さくなる。最小のA案は損失低減とはいいながら現状の損失率を減らせるところまで行っていないので、計画案というより、電力需要の増加に対応していかなる場合でも最低限これだけ

は実施されるものであると考える。いずれの案もそれぞれの金額に応じて最良のやりかたを追求してあるので、最低のA案しか実施されないとしても今回の検討は無駄ではなかったということが出来る。

8.2 今後必要になるアクションならびに作業についての勧告

提案された計画案を今後実行していく上で必要なアクションならびに作業について次のように提言する。

8.2.1 投資なしで出来る方策...アンバランス電流の改善...

三相アンバランス電流の改善は投資を全く必要としないので、今回検討した損失低減方策としては最大のB/Cが期待できる。三相アンバランス電流の改善は、外部からの資金調達と無関係に真っ先に実施することを提言する。

8.2.2 少額の投資で出来る方策...力率の改善...

低圧系にキャパシタを設置する力率の改善は全部で100万JD以下の少額投資で実施可能である。したがって、力率改善は外部からのローンなしで実行できると考えられる。この方策についても自己資金か国内銀行からのローンで早急に実行されることを提言する。

(1) 方策実施のための条件整備

キャパシタはできるだけ負荷に近いところにしかも軽負荷時に過補償にならないように設置する事が望ましいが、配電線は途中で枝分かれしながら負荷に近づくに従って電流が小さくなっていくので、この点に対する配慮が必要である。実際にはフィーダ電流の4分の1とか5分の1くらいの点に設置することを考えると、現状の最低ユニット25kVarはLVフィーダへの設置を目的とした場合、全く使いものにならない。単機容量10kVar、できれば5kVarのキャパシタの開発を提案する。当然単価が高くなってB/Cが小さくなるであろうが、仮に単価が3倍くらいになってもロス低減におけるキャパシタの優位性は変わらない。低圧系のキャパシタ設置だけについていえば、円滑な方策実施のための条件作りが最も重要と思われる。

(2) フィージビリティスタディ

低圧系へのキャパシタ設置については複雑な計算や精細な検討は不要である。主として設置工事の実施、設置後における運用や保守といった面から検討を加えておくべきである。特に、極端な過補償は損失増加や過電圧の原因になるので、そのようにならないよう注意深く検討しておくべきである。

8.2.3 投資が必要な方策---線路新設---

上で述べたようにアンバランス電流の改善と力率の改善は、大きな投資を必要としないことから経済的に優れた方策として期待できる。しかしながら、これらの方策によって実現できる損失低減の量は十分とはいえない。もし、これらの方策以外に何もしなければ、2009年の送配電損失率は電力需要の増加によって確実に増加するであろう。

ジョルダン全体のロスを減らすためには、線路新設は欠くことの出来ない方策である。この方策を実施するためには、大きな投資と大量のフィージビリティスタディが必要になる。また、大きな投資を行うためには、海外からのローン獲得のための努力も必要になる。

(1) 方策実施のための条件整備

線路新設の目的は損失低減のために高い導電率を実現することにある。一方、サンプル1の検討では、既設線に沿って2～3回線を新設するのが最適というような答えが出たことからわかるように、最適サイズを実現するためにはジョルダンで現在使っている配電線路用導体のサイズは小さ過ぎるといえることができる。また地域事情によっては独立新線路の建設が困難なケースも予想される。これらの状況より、LVやMV配電系統に導電性の高い線路の開発、採用および標準化の検討を進めることを提言する。

導電性の高い線路とは、例えば、

- 1) 多回線線路
- 2) 大サイズ導体線路
- 3) 多導体線路

これら新開発線路の建設コストは、同一の導電率を実現するために、従来サイズの線路を独立に2本建設するより安くなければ意味がないことは勿論である。

(2) フィージビリティスタディ

今回策定したマスタープランを実施に移すためには、フィージビリティスタディが必要になる。国際金融機関のローンを申請する場合もフィージビリティスタディの結果に基づいて行う。

フィージビリティスタディは、検討量が多いのでマスタープランの10年分を三つの期間、すなわち、

- 1) 第1期-----1999～2001
- 2) 第2期-----2002～2005
- 3) 第3期-----2006～2008

に分けて行うことが妥当と考える。

金利の低い国際金融機関からの融資を想定して今後必要になるアクションおよび作業について以下にアドバイスを行う。

各社はフィージビリティスタディを行って実施計画を決める。線路新設方策のフィージビリティスタディは、最も重要でかつ大量の作業が必要となる。線路新設のフィージビリティスタディを行うためには、各々につき2種類のデータが必要になる。一つは系統構成データであり、もう一つは負荷データである。

これらについては次を提案する。

- 1) 系統構成データおよび負荷予想データを予め集め、蓄積しておくこと
- 2) 本調査で挙げた程度の金額を大まかな目安として工事実施量を調整すること

(3) 検討日程について

E案を3期に分けてスタディを行うものと仮定した場合の検討対象フィーダ数は、

- 1) 1期が750フィーダ
- 2) 2期が2,150フィーダ
- 3) 3期は3,500フィーダ

程度となる。

検討期間は、

- 1) 1期....1年
- 2) 2期....3年弱
- 3) 3期.....4.5年

と予想される。

以上より、工事前2～2.5年程度のリードタイムを以て検討を開始し、連続して検討を行い、3期が始まる1年前位までに検討を終わらせるべきである。1997年中から第1期の検討をスタートさせることが望ましい。

下表に工事実施までを含めた概略のスケジュールを提案する。

Outline of Schedule for the Program

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
F/S	■											
Designing		■	■	■								
Construction			■	■	■							
F/S		■	■	■								
Designing					■	■	■	■				
Construction						■	■	■	■			
F/S					■	■	■	■				
Designing									■	■	■	
Construction										■	■	■

■ The work and feasibility study by Jordan power sector
 □ Consultant

(4) 効率的な検討のための勧告

配電系統の場合、上に述べたように非常に多くの対象についての検討を行わなければならない。また、上記の概略スケジュールで提案されたように2期と3期のフィージビリティスタディを全てジョルダンの電力セクターの手で行う必要がある。

このためには次のことが望まれる。

- 1) 工事全般への対応体制をあらかじめ検討しておくこと
- 2) 地域事業所の技術者の養成とスタディチームの確立
- 3) 検討の進展に伴ってスタディのスピードアップのための工夫

1期はこれらのスタートにも当たるので、ジョルダンの電力セクターとコンサルタントが協同してフィージビリティスタディを行うことを提案する。ジョルダンの電力セクターは、この協同作業を通じて2期および3期のスタディが単独で可能となるよう十分な技術の修得を図る事が望まれる。

1期のフィージビリティスタディにおけるそれぞれの役割とコンサルタントの陣容は次のとおり。

(a) ジョルダンの電力セクターの役割

- ・ 必要データの収集、現地調査
- ・ 計算補助
- ・ 計画ならびに設計の現地適合性のチェック

(b) コンサルタントの役割

- ・ 負荷想定
- ・ 会社別投資額ガイドラインの設定
- ・ 工事費単価積算
- ・ 最適化計算
- ・ 計算法トレーニング
- ・ フィージビリティ設計
- ・ 工事工程計画
- ・ 計画最終取りまとめ
- ・ 経済評価

(c) コンサルタント構成メンバーの業務分野と業務量

1) 業務分野

- ・ 総括、電力需要
- ・ 送配電計画
- ・ 最適化計算、計算指導A
- ・ 最適化計算、計算指導B
- ・ 配電設備設計A
- ・ 配電設備設計B
- ・ 経済

2) 業務量

- ・ 40 ~ 45 MM 程度で実施可能と思われる。

(5) ローンの申請と説得努力

まず、本件について国として実行するか否か、実行するとすればどの案を採るかなどの意志決定をする必要がある。国内金融機関からの融資を受ける場合は事業者毎の判断によって案を選択して良いと思われるが、国外の公的な金融機関からの融資を望む場合は、国は実際に事業を行う配電事業者の意見を聞いた上で、A～Eまでの案に対して国としての統一された意思表示が必要であろう。

国際金融機関による審査でキャンセルされることのないよう、ジョルダンの電力セクターは関係機関への説得に努めることが肝要である。最も重要なことはジョルダン国内での順位付けである。国内での順位が高いものであるためには電力セクターとしての順位が高くないことは勿論である。勧告のところで触れたように発電プロジェクトより順位が高いこと、国家の収支にプラスになること、などは説得力があるように思われるので、大いに関係者の説得に努められたい。

JICA