

部内限

鉦工業関係
財務・経済分析基本ガイドライン
(送配電線)

昭和63年7月

国際協力事業団
鉦工業計画調査部

鉦計画
88/86

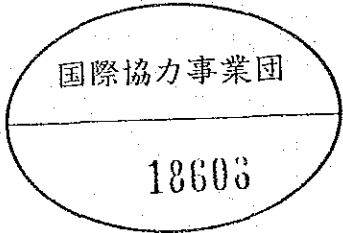
LIBRARY

78606

JICA LIBRARY



1071124[03]



マイクロ
フィルム作成

口
作成

鋁工業関係(送配電線プロジェクト)財務・経済分析基金ガイドライン

目 次

序	調査の背景と目的	
第1章	送配電線プロジェクトの概要	1
1-1	電力系統の基本的構成	1
1-2	電力統計画の中の位置付け	1
1-2-1	総合エネルギー計画の目的と分析プロセス	2
1-2-2	電力系統計画	3
1-3	送配電線プロジェクト	6
第2章	最小費用分析	9
2-1	最小費用分析の必要性	9
2-2	最小費用分析	9
2-2-1	最適プロジェクトの選定に用いられる最小費用分析	9
2-2-2	最適送電連系時期の決定	10
2-2-3	等価割引率(EDR)	12
第3章	経済分析	15
3-1	基本的考え方	15
3-2	プロジェクトの分析範囲	16
3-3	便益の評価	18
3-3-1	発送電コストノ節約	19
3-3-2	支払い意思額	20
3-3-3	長期限界費用	24
3-3-4	信頼性・品手品質の向上	24
3-4	費用評価	25

第4章 財務分析	29
4-1 送配電線プロジェクトにおける財務分析の意識	29
4-1-1 プロジェクト財務分析と会計財務分析	30
4-1-2 経済分析の分析範囲と財務分析の分析範囲との関係	30
4-1-3 工業案件との相違点	30
4-1-4 財務分析の位置付け	31
4-2 送配電線プロジェクトのプロジェクト財務分析	32
4-2-1 プロジェクトに対する発電部門の費用	32
4-2-2 費用の案分	33
第5章 ケース・スタディー	37
5-1 地方電化プロジェクト	37
5-1-1 プロジェクトの概要	37
5-1-2 プロジェクトの費用と計算価格	37
5-1-3 最小費用分析	40
5-1-4 経済分析	40
5-1-5 財務分析	46
5-2 電力系統拡張プロジェクト	46
5-2-1 プロジェクトの背景と概要	46
5-2-2 プロジェクト・コスト	47
5-2-3 経済分析	49
Appendixes	61
A-1 経済評価用語集	61
A-2 国際援助機関及びJICAの評価の実際	72
A-2-1 世銀、アジ銀の送配電線プロジェクトの評価	72
A-2-2 JICA F/Sレポートのレビュー	82
A-2-3 JICA F/Sレポート・プロジェクトシート	83
参考文献	96

序 章

1. 背 景

プロジェクトの開発調査が、わが国の技術協力の主要な柱として位置付けられて久しいが、それにもかかわらず、これまで開発調査の手法については詳細な議論がなされてこなかった経緯がある。開発調査の一部であるフィージビリティ・スタディでは、本来(1)需給上からのプロジェクトの必要性(2)技術的(technical)妥当性、(3)財務的(financial)妥当性、(4)経済的(economic)妥当性の4点を総合的に調査・検討し、その上で、最終的に当該プロジェクトの妥当性(feasibility)を決定すべきものである。しかし、実際に行われているフィージビリティ・スタディ(F/S)の中には、技術的検討等に比較し、財務・経済分析が充分でないケースも多い。

こうした傾向の大きな理由の一つに財務・経済分析の標準化の遅れが指摘され得る。特に今回取り挙げた「送配電線プロジェクト」については国際援助機関である世界銀行、アジア開発銀行においても、標準化された財務・経済分析のマニュアルはなく、したがって各機関とも内部資料(スタッフ・ペーパー等)により、統一化に向け試行錯誤がなされているのが現状である。国際協力事業団(JICA)内においても、国際的に使用されている様々な手法についていづれの手法が適切であるかについて、議論が分れており、事実過去に行われた送配電線プロジェクトについてのJICA F/Sレポートは、その手法についてまちまちの解釈により実施されてきている。

そこで、こうした状況を踏まえ、本年度は送配電線プロジェクトの財務・経済分析についてその方法論・手法を再検討するとともに、最近の国際機関における新しい分析手法・傾向を取り入れつつ、その結果をJICA 会計部の基本ガイドラインとしてまとめることとなった。

本ガイドラインの策定に当っては、以下のアプローチにより調査を実施した。

(イ) JICAのF/S報告書のレビュー

送配電線セクターにおけるこれまでのJICA報告書をレビューし、その中で取り挙げられている財務・経済分析の手法・方法論について検討

(ロ) 国際機関のアプレイザル・レポートのレビュー

世界銀行及びアジア開発銀行のアプレイザル・レポートを参考に、両機関における財務・経済分析の手法・方法論について比較検討

(ハ) 現地調査

世界銀行及びアジア開発銀行を訪問し、両機関の実務者と最近の財務・経済分析の手法・方法論について意見交換及び参考資料の収集

(ニ) 文献資料の分析

財務・経済分析に関連する学術文献及び国際機関内部資料の分析・研究

(ホ)研究会の開催

合計4回に亘り研究会を開催し、送配電線プロジェクトの財務・経済分析を実際に担当したコンサルタントから意見を聴取するとともに、融資機関の立場からOECFの実務者と意見交換を行った。

2. 目的

以上により、本ガイドラインは、これまでの送配電線プロジェクトに係る財務・経済分析の手法について整理するとともに、最近の国際機関における新しい分析手法を紹介し、JICA職員の執務参考資料とすることを主たる目的としている。そのため、本ガイドラインは、JICAとしての統一的ガイドラインではなく、またコンサルタントへの業務発注上のガイドラインとして作成されたものではないことに留意されたい。

さらに、本ガイドライン作成に際しては、JICA実務者の日常業務に資する実践的のマニュアルを目指し、(イ)プロジェクトを類型化する(ロ)ケーススタディをできるだけ示す(ハ)便益の評価について代表的「支払い意思額」アプローチを取り挙げる(ニ)実務上の注意事項をできる限り取り上げる等、具体的問題点の叙述を心掛けた。

本ガイドラインの構成を概略述べると以下の通りである。

第1章では、送配電線プロジェクトの特殊性として、電力系統計画の中での位置付けと、送配電線プロジェクトの類型化を説明。第2章では最小費用分析(least-cost analysis)について詳述。これは従来送配電線プロジェクトの場合、多々にして最小費用分析を経済評価としてとらえる傾向があったため、両者の相違を実例をもって説明するとともに、最小費用分析に用いられる等価割引率(EDR)等の指標についても言及。

第3章では、経済分析の基本的な方法について述べる。送配電線プロジェクトの経済的便益は、議論のあるところであるが、プロジェクト類型化に基づき、それぞれの便益の評価方法について整理。特に最近の潮流として「支払い意思額」(willingness to pay)による便益算出方法が主流を占めつつあり、事例を交え述べるとともに費用面については、長期限界費用(LRMC)について説明。

第4章では、財務分析について説明。財務分析の2つの手法(プロジェクト財務分析と会計財務分析アプローチ)について述べるとともに、送配電線プロジェクトで問題となる電力料金の評価ならびに費用の配分問題についても言及。

第5章では、2つの事例(地方電化と電力系統拡張プロジェクト)を取り挙げ、具体的計算例を示した。

最後にAppendixとして、ガイドラインで使用されている専門用語を経済評価用語集としてまとめるとともに、現地調査で判明した国際機関の評価の実際、ならびにガイドライン作成の際参考にしたJICA及び国際機関のレポートをプロジェクト・シートに要約し、添付している。

なお、本ガイドラインのとりまとめ及び執筆作業には一昨年の水力発電編ならびに昨年の工業編に引続き社団法人海外コンサルティング企業協会の協力を得た。

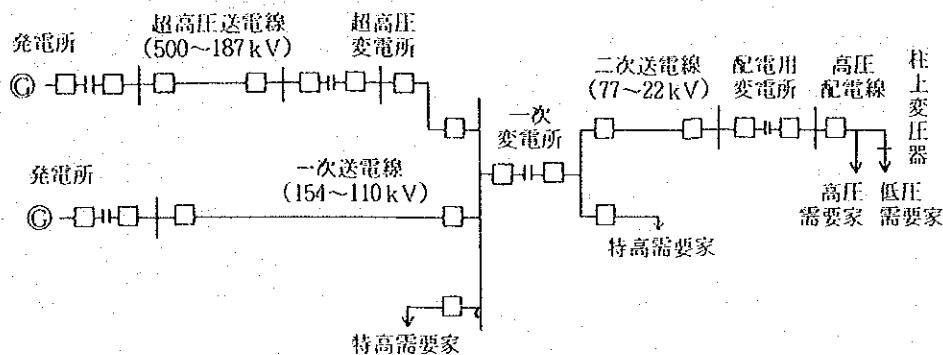
第1章 送配電線プロジェクトの概要

第1章 送配電線プロジェクトの概要

1-1 電力系統の基本的構成

電力の供給システムは、多種類の電力設備によって構成され、全体が有機的に運営されて初めて電気を需要家(消費者)に供給することができる。つまり基本的には発電(電気の生産)送変電(輸送)、配電(配給)を経て、需要家の元に電気が届くことになる。この様な構成全体は通常電力系統と呼ばれ、参考までに日本における系統は図1-1に示される通りである。

〔図1-1〕 電力系統の基本的構成



出所 「新電気事業講座」第7巻電力系統計画と運用、電力新報社

本ガイドラインで検討する送配電線プロジェクトは、この電力系統の中での輸送及び配給を担う部分であるが、これらは当然のことながら、発電部門及び電力需要との連携によってその役割を果たすこととなる。従って通常の単体のプロジェクトとは異って、送配電線だけを単独に検討するのではなく、系統全体から、すなわち発電から配電までを一まとまりとして考え、プロジェクトの妥当性を検討する必要がある。

1-2 電力系統計画の中の位置付け

電気などのエネルギー供給は、経済活動及び社会生活において重大な影響を及ぼすことから、発展途上国においてもその開発、運営について、国営企業等を通じ国家的課題として取り組まれていることが多い。電力については電力系統計画がまたその上位計画としては総合エネルギー計画が用意されるが、両者とも他の経済部門との相互関係をよく検討した上で効率的に実施されることが重要である。エネルギーシステムは国民経済の一部であり、更に電力系統はそのエネルギーシステムの一部に過ぎないのであるから他経済部門と独立して電力系統計画があるのではないこ

とを認識する必要がある。

1-2-1 総合エネルギー計画の目標と分析プロセス

総合エネルギー計画策定の基本的意義は1) エネルギー設備の投資計画に資する、2) エネルギー部門に関する政策の設定、3) 関連産業に対する将来のエネルギー需給の方向の表示、等である。具体的には、次の様な目的を挙げることができる。

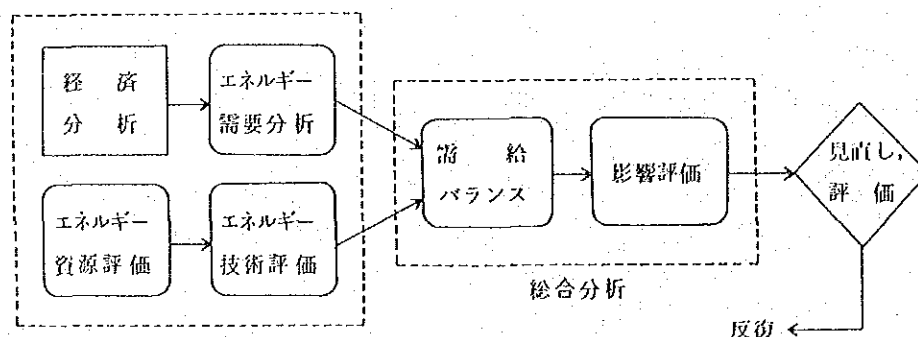
- 消費者にとって費用が最小となるエネルギー供給システムの開発
- エネルギー供給システムにおける信頼度と安全性の極大化
- 輸入石油への依存度の軽減とエネルギー供給システムの多様化
- 国産エネルギーの最大限の利用
- 再生可能エネルギーの最大限の利用
- 最適な産業発展のためのエネルギー供給
- 非商用燃料の使用抑制による森林荒廃の防止
- 環境への影響の最小化

このエネルギー計画の中に含まれるべき内容は次の通りである。

- (1) 国の経済発展に必要なエネルギー需要はどの位か
- (2) 需要をまかなうためにどの程度のエネルギー供給は可能か
- (3) 必要なエネルギーシステムの建設と運用にはどのような資源(資金、労働力、原料)が必要か
- (4) どのような代替手段が利用可能か、またその影響はどの程度か

これらの分析は、各国の置かれた状況や必要によって大きく異なり、用いられる手法も多種多様である。しかし、計画作成プロセスについては共通したものがみられ、これを図示したのが図1-2である。発展途上国においてはエネルギーデータに関し何らかの問題が存在することが多く、データベースの改善には多くの時間と資源の投入が必要である。

図1-2 エネルギー計画作成作業の典型的な手順



出所：「発電設備の拡充計画」- IAEAガイドブック(社)海外電力調査会

1-2-2 電力系統計画

エネルギー部門の中の電力については、電力系統計画が作成されるが、これはしばしば他の諸計画と切り離して作成されることがある。しかしながら電力はエネルギーの一部門であることから、先に述べた総合エネルギー計画と整合的に実施されることが重要である。

系統計画の目的は、最小コストで電力の需要を満たすことである訳だが、その際に、国内資源の利用可能性、政府の政策といった種々の制約の範囲の中で検討されなければならない。電力系統計画が総合エネルギー計画の一環として位置付けられると、系統計画の規模が確定される。この系統計画は、電力系統の構成に従って、「電源開発計画」、「送変電計画」及び「配電計画」とにより成り立っている。ここでこれらの計画の概要を紹介しておく。^{*)}

(1) 電源開発計画

電源開発計画は、増加する電力需要を満たすため各種の電源をどのような開発順序で、いつ着手・着工し運転開始するのか等効率的な計画をたてることが要求される。発電設備は通常建設に長時間(3~5年)を要するものが多いのでその様なリードタイムを含む長期に亘る計画が必要である。電源開発計画では次の様な事項を検討する。

- (a) 建設すべき電源の種類・規模。
- (b) 建設時期・運転開始時期・建設工程。

これらを決定するにあたって次の諸条件を検討して充足する必要がある。

- (a) 需給バランスを満足し、適正供給予備力を確保できるか。
- (b) ユニット容量は事故時の脱落など系統運用面から適正か。
- (c) 経済性はどうか。
- (d) 運営組織・経営上に問題はないか。
- (e) 環境・立地上の問題点はどうか。
- (f) 法手続関係はどうか。

この計画プロセスの一環として、IAEA(国際原子力機構)でWASP(Wien Automatic System Planning Package)という電力拡張計画が開発され、世銀・アジア銀等でもその利用を積極的に勧めていることから、発展途上国においても電源開発計画にとり入れている所が多い。WASPはAppendixでも述べる様に、中・長期にわたる国或いは地域における想定電力需要を満たすような最適(コスト最小)な系統拡張パターンを決定するプログラムである。

*) 「新電気事業講座」第7巻「電力系統計画と運用」(電力新報社)

(2)送変電計画

輸送部門である送変電計画は、電気を経済的にかつ安定的に供給することが目的とされ、信頼性の観点から適切な予備力を持ち事故に対する弾力的な運用が可能な様に計画される。

送変電計画に際しては以下の点が検討される。

a. 将来の電力系統の拡大に対し有効適切な計画であること

送電系統の構成のような、長期にわたって逐次全体が形成されていく設備の建設は、長期的な基本計画を周到に検討し、個々の計画が長期構想の一部となり、効率的に運用できるように計画することが必要である。

とくに、最近では設備の建設に長い年月を要するようになり、またその設備の耐用年数も数十年におよぶものもある。したがって個々の設備においても、需要増加のテンポや用地事情・環境問題などから見た適切な先行投資を十分考慮した規模で建設し、かつそのいずれもが将来の電力系統構成の一要素として十分役立つことができるよう、長期的視野から見た計画とする必要がある。

b. 高信頼度系統を構成する計画であること

都市機能の高度化、社会生活の向上、産業構造の質的变化などにより供給信頼度に対する社会的要請はますます高まってきている。また一方、電力系統は複雑巨大化してきているため、部分的な事故が全系統に波及して広範囲な停電をひきおこすおそれも生じてきている。これらのことから、当該設備自体の事故はもちろんのこと、他からの事故波及も極力防止できるよう、また万一事故が発生した場合でも、広範囲停電・長時間停電が生じないよう、信頼度の高い系統構成に留意する必要がある。

c. 電力供給に支障を与えない計画であること

系統計画の策定にあたっては需要動向をはじめとする諸情勢を的確に掌握、分析し、計画要因から見た最適必要時期に設備が完成できるよう、資金・用地・工事などの各関連部門との協調に十分配慮する必要がある。

また系統計画時における前提条件の変化、すなわち需要動向・燃料価格・用地事情の変化などにも弾力的に対応できる計画とする必要がある。

d. 既設設備の有効活用をはかること

経済的投資は送変電設備のみならず全部門に共通した重要事項であるが、とくに送変電設備の計画は既設系統が何らかの要因で隘路を生じ、その対策として計画立案するものが多い。したがって、その計画は既設設備の有効活用を前提に検討し、新增設備と既設設備がそれぞれ最大効果を発揮できるように努めなければならない。

e. 最新技術を積極的に導入すること

耐用年数の長い設備を建設するものであるから常に最新技術を積極的に織り込むことは

もちろん、技術開発の予測を行ない、将来の新しい技術導入に対しても問題を生じないよう、これらを十分考慮した計画とする必要がある。

f. 総合的視野から見て適切な計画であること

送変電系統計画は以上述べた事項を勘案し策定するが、その設備投資の規模、具体的実施方法などについては、電力系統全体から見て適切なものでなくてはならない。したがって計画の立案にあたっては、必ずいくつかの計画パターン案を作成し、個々の設備に対する検討はもちろんのこと、電力系統全体から見て適切であるとともに総合的・長期的視野に立って計画を策定することが必要である。

(3) 配電計画

配電設備の特徴は、送変電設備と需要家との間にあって、送変電設備が点と線であるのに対し面的であり、かつ個々の施設単位は小さいが、その数は非常に多く、それぞれが需要家と密接な関連を持っており、また配電設備の施設場所は、人家と密着していることである。

配電計画は、これらの固有な特質によって大きな影響を受けるものであり、送変電計画と協調をとりながら、社会情勢に応じた適切なサービスレベルの確保と運営組織能力、新技術の開発・導入などを念頭において、経済的な設備形成に努める必要がある。

配電設備は、負荷密度の稠密な大都市から過疎な山寒村まで分布しているので、配電計画の対象範囲は広範で、しかも着眼点はおのおの異なる。

このため、配電計画の作成にあたっては、対象地域の特殊性をふまえて、高負荷密度地帯とその他一般地域とに大別して検討する必要がある。

a. 高負荷密度地域の配電計画

大都市圏などの高負荷密度地域は、従来からの産業、人口の集中傾向に加え、発展と調和のとれた都心部の再開発や、周辺部まで一体化した都市計画によって都市構造の変化も継続していくものと予想される。これに伴い、生活水準は向上し、電気に対する依存度もますます高まるものと考えられる。

これらの状況を背景にして、高負荷密度地域の配電計画は、需要の稠密化に対する供給力の拡充、電力依存度の高度化に伴う供給信頼度の向上策に加えて、近代化する都市環境に調和した設備の形成という3要素を軸とすべきものと考えられる。これには長期的に見て、物理的にも経済的にも適正かつ効率的な設備形成、投資目標を確立し、現在の計画をこの1ステップとして設備の拡充、設備、近代化をはかる必要がある。

b. 一般地域の配電計画

一般地域といっても対象範囲は非常に広く、負荷密度の高い中都市から山寒村まで含まれるが、これら一般地域の配電計画は、供給信頼度、需要家端電圧変動を念頭において、

しかも需要動向を十分把握して、設備の拡充方法、時期を経済性によって判断するとともに、その地域の地勢、気象などの環境条件に適した新技術の導入や新機材の開発、更に運営能力の向上を指向しなから設備の効率化をはかる必要がある。

1-3 送配電線プロジェクトの分類

前節で触れた各種の計画に基づいて、個々のプロジェクトについて具体的な内容が検討され、実施に向けて調査・設計が行なわれる。送配電プロジェクトを目的別に分類すると、基本的に次の様なタイプが考えられる。

- ① 新規発電に伴う送配電
- ② 未電化(又は孤立系)地域を既存の送電網につなぐ
- ③ 既に連系されている地域への供給能力の増強
- ④ 発送電コストの節減
 - a) 系統をつなぐことによる供給コストの低減
 - b) 送電コストの節減
- ⑤ 信頼度・品質の向上を目的とした系統の補修
- ⑥ 配電プロジェクト
 - a) 都市部
 - b) 農村部

①の新規発電に伴う送配電プロジェクトは、発電が別プロジェクトであっても、通常は発電プロジェクトと一緒に分析・検討されるべきであろう。②の未電化地域の電化及び③の電力供給増大を目的とするプロジェクトは、⑥の配電プロジェクトと共に新規需要を満たすという意味から、第3章で述べるプロジェクト便益の評価において、一つのグループにまとめることができる。これに対して④の発送電コストの節減は、電力供給者側にとっての便益を目的としたものであり、費用節約が便益として考えられる。⑤にあげた信頼度・品質の向上は、社会生活の向上と共に要請は高まっているものの、それらの改善による便益を金額的に評価することは難しく、通常は行われていないのが現状である。

以上、送配電プロジェクトを目的別に6種類に分類したが、実際のプロジェクトでは、二つ以上の目的を合わせ持つ場合も多い。しかしながら、第3章で詳しく議論するプロジェクトの経済分析において、便益の基本となるものは、そのプロジェクトによる電力供給の増加に伴う便益とコストの節約の二つである。

この便益の特定化に対応して、プロジェクトの分析範囲をどこまでとるかという問題が発生す

るといのは、前にも述べたように、送配電線プロジェクトは、電力供給システムの中の輸送及び配給部分を担うわけで、それだけでは電気を消費者に供給することが出来ないため、電力供給による便益が当該プロジェクトだけでは発生しないことになるからである。従って通常は、分析の範囲として当該送配電プロジェクトを含む電力系統全体をとりあげて、検討するのが望ましい。

第2章 最小費用分析

第2章 最小費用分析

2-1 最小費用分析の必要性

プロジェクトの実施にあたっては、通常いくつかの代替案の中から最適案を選定することが事前に行われる。例えば、送電ルートを選定や、送電容量、送電方法の選択等などについていくつかの候補案の中から最も適したものを選定する。この基準としては、通常、技術的な可能性の他に、費用面からの精査が行われる。

これは、生み出される便益が同じである様な代替プロジェクトの中から、最も経済的な、つまり費用が最小であるプロジェクトを選ぶプロセスである。

従って最小費用分析の主な目的は候補プロジェクトの中から最適かつ最小コストプロジェクトの選別であり、プロジェクトの実行を正当化するものではないことに留意することが必要である。

最小費用分析に於いての費用比較は、通常割引率 (discount rate) を用いて、割引いた値の合計値で比較されるが、この値を現在価値 (Present Value) と呼ぶ。各項目の価格については、財務価格、経済価格どちらも用いることができるが、前者についてはプロジェクトの実施主体にとって、後者については経済全体にとってのコストであり、意味及び目的が異なるため、どちらを用いたかはっきり明示する必要がある。

本章の次節以下では、ケース・スタディーを通して、最小費用分析の実例を詳述する。また、最小費用分析の応用例として、最適転換時点の決定についてケースを取り上げた。また、後半では最小費用分析に用いられる Equalizing Discount Rate (EDR: 等価割引率) 等の指標について叙述する。

2-2 最小費用分析

2-2-1 最適プロジェクトの選定に用いられる最小費用分析

いくつかの代替プロジェクトの中から費用の面での最適案を決定する際には、通常総現在価値 (Total Present Value) で比較されることが多い。

割引率を r とした時、 t 年後の価値 C_t の現在価値 \bar{C}_t は、

$$\bar{C}_t = \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad \text{で与えられる。}$$

総現在価値は、現在からプロジェクト終了時までの各年の価値の和であるから、

$$\begin{aligned} PV &= \bar{C}_0 + \bar{C}_1 + \cdots + \bar{C}_{n-1} + \bar{C}_n \\ &= \sum_{i=0}^n \bar{C}_i \end{aligned}$$

$$= \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

ただしnはプロジェクトライフを現す。

計算に用いられる割引率は、価格として財務価格を用いる場合、市場での金利を用いることが多い。金利は市場の動きを反映して、変化している。又、特に、この傾向は途上国に於いて顕著である。

また、経済価格を用いる時は、割引率としては資本の機会費用を使うが、この機会費用は資本を何か他の目的に使った場合の最も高い利益率と定義されている。

具体的な例を通して計算方法を示す。

今、プロジェクト案A、Bがあり、建設コストはいずれも75、運営管理費年間5、プロジェクトライフをいずれも20年とすると、それぞれのキャッシュローの積算結果を次表に示す。

代替案A

	年次	1	2	3	4	5~20	合計
初期建設費		40	20	15			75
運営管理費					5	5	85

代替案B

	年次	1	2	3	4	5~20	合計
初期建設費		20	15	40			75
運営管理費					5	5	85

今、割引率10%で比較した場合、代替案Aの総現在価値PV_Aは

$$PV_A = \frac{40}{1.1} + \frac{20}{(1.1)^2} + \frac{15}{(1.1)^3} + \dots + = 94.3$$

同様に代替案Bの現在価値PV_Bは、

$$PV_B = 90.8$$

と求められ代替案Bの方が有利であることがわかる。

2-2-2 最適送電連系時期の決定

最小費用分析法の応用例として、最適送電連系時機の決定をとり上げる。例えば、老朽化した孤立系の発電所があり、毎年維持費が漸増している場合、或いは、電力需要が逼迫して、現

在の孤立系統では対処できなくなる場合、どの時点でgridから受電を開始するかを決定することが必要となる。これを、最小費用分析により行なうことができる。

i年後に、送電連系されるとして、連系時点までのコスト C_1 は、毎年のコストを C_{1j} とすると、

$$C_1 = \sum_{j=1}^i \frac{C_{1j}}{(1+r)^j} \quad r : \text{割引率}$$

同様に、連系時点以後のコスト C_2 は各年のコストを C_{2j} とすると、

$$C_2 = \sum_{j=i+1}^n \frac{C_{2j}}{(1+r)^j} \quad n : \text{プロジェクト・ライフ}$$

従って、総コスト $C = C_1 + C_2$ はiの関数となり、

$$C = C(i) = \sum_{j=1}^i \frac{C_{1j}}{(1+r)^j} + \sum_{j=i+1}^n \frac{C_{2j}}{(1+r)^j}$$

これを最小にするiを求めれば良い。

具体的例を挙げて、説明する。

現在、プロジェクト対象地域に於いて、ディーゼル発電所が稼動しており、孤立系統として、地域に電力を供給している。負荷率は50%コンスタントである。現在の電力需要量は最大12MWであるが、年平均9.6%の伸び率で増大し、16年後には最大50MWに達するものと想定される。

この孤立系統はディーゼル発電なので、発電単価が水力、火力等に比較して高い、これに対して数百km離れたgridからの送電は火力発電機の焚き増し費用だけであり、約US\$0.05/kWhで電力を供給することができる。従って、孤立系統を送電連系する最も適切な時機を決定する。

i年目に、連系送電すると仮定して、i年目までのディーゼル発電費とi+1年目からの連系送電費の現在価値の合計が最小となるように、iを定めれば良い。このプロジェクトに於いて、以下の条件を用いて計算する。

(1)ディーゼル発電

建設単価 730 US\$ / kWh ただし耐用年数20年のため、各年にはその5%を計上

予備力 20%

燃料費、潤滑油費 0.05 US\$ / kWh

O/Mコスト 建設費の5%

(2) 連系送電による電力供給費用

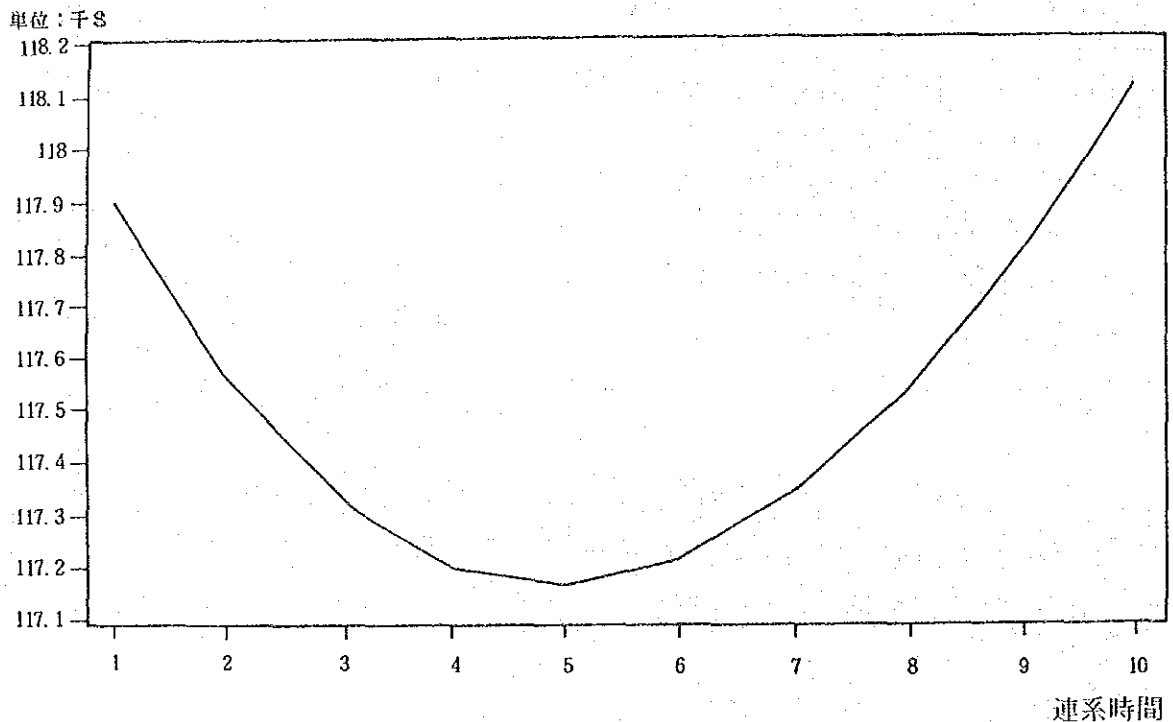
送電線の建設コスト US\$ 11,700,000

O/Mコスト 建設コストの3%

(3) プロジェクトライフは40年とする。

次頁に計算結果を示す。この結果、5年目に連系送電するのが最も安いことがわかる。

図 2-1 時間費用曲線



2-2-4 等価割引率 (EDR)

プロジェクトの経済分析を行なうにあたって、まず、いくつかの代替案の中から経済分析の対象となるべきプロジェクトを選択する必要がある。例えば、未電化地域の電化の妥当性を検討する前に、ディーゼル発電による孤立系にするか、基幹送電線への連繫を行うかを選択することが必要となってくる。

前章では、このような選択の方法の一つとして、資本の機会費用で割引いた現在価値を比較する方法を述べたが、その他の方法の一つとして、等価割引率法 (Equalizing Discount Rate EDR) が用いられている。

当該プロジェクトの費用と、同等の便益を生み出す代替プロジェクトの費用との二つのコス

ト・ストリームが同じ現在価値をもつような割引率のことを等価割引率(EDR)と呼ぶ。このEDRが資本の機会費用よりも高く、また、資本の機会費用よりも小さいある特定の割引率を用いた場合、代替コストが当該プロジェクトを上廻っている時、当該プロジェクトの代替プロジェクトに対しての経済的妥当性が示される。

式で表現すると以下の通りである。即ち、

$$r : \sum_{t=0}^n \frac{C_{1t}}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_{2t}}{(1+r)^t}$$

r : 等価割引率

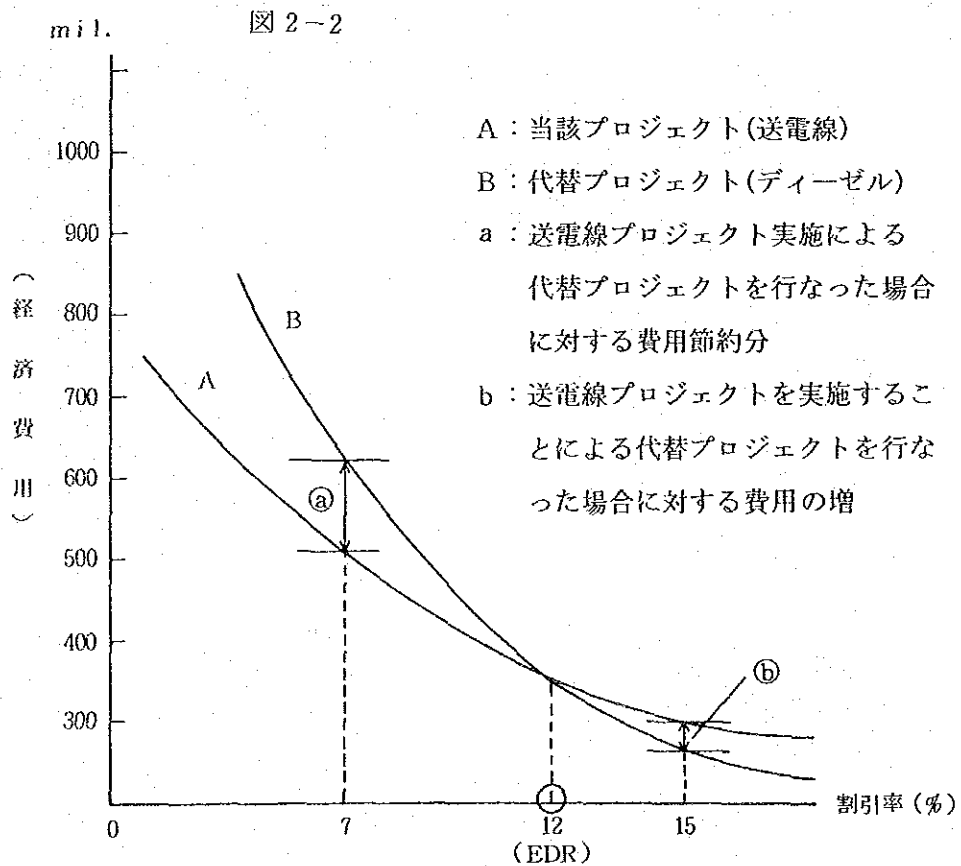
C_{1t} : 当該水力プロジェクトのコスト・ストリーム

C_{2t} : 代替プロジェクトのコスト・ストリーム

t : 年(0 ≤ t ≤ n)

通常、等価割引率法を図で示すと次図のようになる。この場合は送電線プロジェクトの費用に対し、ディーゼル発電プロジェクトを実施した場合の費用から同じ現在価値を生む等価割引率を出したものである。

2つの費用曲線の傾きの相異はそれぞれのプロジェクトのコスト構造の違いによる。即ち、送電線プロジェクトは大きい初期投資と低いO/Mコストを



ディーゼル発電は低い初期投資と高い運転維持費(例・燃料費、補修費)をもつ。従って送電線プロジェクトのコストは割引率に比較的影響されず水平に近い曲線を描く一方、コストがキャッシュ・フローで時間的にかかっているディーゼルでは、割引率が低い時にはコストが大きく、高い割引率になると運転費・燃料費の分が無視しうる程、小さくなる結果、相対的に低コストとなる。ディーゼルのコストカーブの傾きが大きいのは、この理由による。

図2-2の場合、2つのコスト・ストリームが交差する点の割引率が12%である。この国のこの時点における「資本の機会費用」(opportunity cost of capital)が7%とすると、コストはディーゼルの方が大きく費用効率の原則から送電線が最小費用プロジェクトとしての経済的評価をうる。更にa)はこのコスト・ストリームの差分であり、これは「送電線プロジェクト実施による、この代替プロジェクトを実施した場合に対する国民経済的費用の節約増分である。

仮に資本の機会費用が15%であった場合の結論は全く逆であり、火力発電プロジェクトが国民経済全体に与える負担の方が小さくなる。b)はいう迄もなく、送電線プロジェクトを実施し、代替プロジェクトを却下することに帰因する国民経済の超過負担分である。

尚、過去のフィージビリティ・スタディーの報告書に、この等価割引率をもって経済的内部収益率(EIRR)としている例が見られる。これは、EIRRとEDRの次元が同じことや、代替プロジェクトのコストをベネフィットとして計上していることに起因していると思われる。コストのうち例えば現在稼働中のディーゼル発電のコストのように現在発生しているコストで、プロジェクトの実施で節約することのできるものに関するのみベネフィットと考えられるのであって、代替案のコストはベネフィットとして考慮することはできない。今、ここで述べたように、等価割引率はあくまで二つのコスト・ストリームの現在価値を等しくする割引率であり、プロジェクト便益を考慮に入れない最小費用法上の1つの手法であることを明確に認識する必要がある。

第3章 經濟分析

第3章 経済分析

3-1 基本的考え方

(1) 電力プロジェクトの特殊性

電力プロジェクトは通常、電力セクター計画の一環として計画される。多くの場合、このセクター計画は、より広いエネルギー計画の一部として、また経済全体の開発計画の一部として位置づけられている。電力部門に含まれる各プロジェクトは、個々に独立なものではなく、互いに密接な関係にある訳である。更に電力セクター計画は、他のエネルギー部門の計画とまた経済全体の計画と関連付けられている。この計画間の関連性はどのセクター計画についても言えるが、特に電力セクターに関しては、それらが実質的にどこにでも用いられる中間投入財としての役割をもつことから、特に顕著である。この様な意味から、電力プロジェクトを個別に評価することは果たして意味があるのか、という疑問が生じてくる。

国全体の電力セクター計画では、本来実行可能で最適なものが綿密な計算に基づいて作成されているはずである。ベースとなる負荷の予測は、その国のエネルギー状況を考慮に入れた、電力とその他エネルギー源との最適な組合せを反映したものであろう。その様な計画に含まれているプロジェクトの全体は、これらの最適な予測負荷を満たす最小費用のものになっているはずである。これらが最適化モデルの枠組みの中に示されているのであれば、各プロジェクトの個別の経済分析は必要ないのかもしれない。しかしながら実際には、その様な総合的なモデルはなかなか存在せず、実際に使われているものは、ただ与えられた予測負荷に対して最小費用になっているかどうかをチェックするだけのものが多い。最小費用案における電力供給の限界費用が、その国のエネルギー状況に基づく電力の経済的価値に相当しているかどうかを分析することも必要であるが、まだ十分行われていないのが現状である。この様な状況では、EIRRを用いた個々のプロジェクトの経済分析が、投資決定に際して、重要な役割を果たすことになる。EIRRの計算には、前もって需要分析と最小費用分析が行われていなければならないのは当然のことである。

電力プロジェクトはプロジェクト同士相互に関連性があるため、個別にプロジェクトが分析される場合でも、それらのシステムに対するインパクトも含めて検討されなければならない。このことは、電力プロジェクトの便益をどう評価するかという点に重要な意味を持っている。また経済分析においては、プロジェクト自体のコストのみならず、便益を発生させるために必要となるその電力システムにおける付随コストを総て考慮しなければならないことを意味している。

(2) 電力プロジェクト評価の実際

一般に電力プロジェクトの経済分析は、便益の価値とその便益を実現させるのに必要となるコストの比較であって、代表的には、経済内部収益率(EIRR)によって評価が行われる。送配電線プロジェクトでは、その目的が接続される電力システムの費用節約であったり、また電力の追加供

給であることもあり、これらの場合、そのプロジェクト自身の便益を個別に切り離すことが出来ないことが多い。送電網または配電網の増強プロジェクトの場合がこの例である。このような場合、EIRRはその系統全体について計算され、個別のプロジェクトについては最小費用分析が行われる。

また実際には、プロジェクト便益の帰属を明確化するのが困難なため、EIRRの計算を行っていないケースも多く、このような場合には、kWh当りの送電コストや配電コストを求め、系統の平均値あるいは他のプロジェクトの値との比較検討が行われている。

(3) EDRとEIRRの区別

最小費用分析は、EIRRが計算されるプロジェクトについても実施される。この場合の最小費用分析は、当該プロジェクトと同じ便益をもたらす代替案のコストとの等価割引率(EDR)を用いて行われる。EDRの計算においては、2つのコスト・ストリームが比較される。このとき、1つのコスト・ストリームを、避けることの出来る費用（つまり仮定上の費用節約）であるとして便益とみなし、その得られた結果をEIRRと呼ぶことがある。

ところが、プロジェクトの便益は、代替案によって発生するであろう費用の節約で評価するのではなく、あくまでも支払い意思額で評価されるべきものである。2つの代替案について、一方のコストを便益と見なすことによって、プロジェクトの収益性について必要のない混乱が生じてしまっている。ここで、複数の互いに両立しない代替案の間の評価であるEDRと、一つのプロジェクトについてコストがその便益にみあっているかを示すEIRRとを、明確に区別する必要がある。

このEDRとEIRRとの区別は、便益が電力供給会社の費用節約であるプロジェクトでは、そんなに容易なことではないようである。より効率的な発電組合せを可能にする、送電網の連結の場合を考えてみよう。この場合、費用節約は仮定上のものではなく実際のものであり、EIRRは、この費用節約を便益として計算される。更に、同じ費用節約の便益をもたらす他の送電網の連結案もあるであろう。この場合には、代替案をEDRを用いて評価することが出来る。しかし1つのプロジェクト案を分析するのに、もう一つの代替案の費用を仮定上の費用節約として扱った場合、明らかに混乱が生じるであろう。この様に、便益が実際の費用節約である場合にも、EIRRとEDRとの区別は意味のあることである。

混乱の一つの原因は、EDRがEIRRの収益率と同じ次元を持つというところにある。この混乱を避けるためには、代替案の間の評価に際しては、ある基準割引率による費用の現在価値を用いる方が良いであろう。

3-2 プロジェクトの分析範囲

通常のプロジェクト評価の場合には、プロジェクトを実施した場合に派生する便益・費用の計測

は、原則的に“with project”及び“without project”比較においてなされる。例えば新規プロジェクトの分析においては、「当該プロジェクトを実施した時に、もし実施しなかった場合に比較して追加的に得られる便益及び投下しなけりばならなかつた費用」をもって便益・費用とする。

しかし送配電プロジェクトの場合注意しなければならないのは、プロジェクトが発電も含む電力系統計画の一部として計画実施されるということである。電力計画では発電プロジェクトが将来の送配電プロジェクトの実施を前提に行われることが多く、送配電プロジェクトを単純にwith/withoutで分析すると、発電設備の費用をSunk Costとして扱い費用として計上しないため、見掛け上非常に高い収益性を示してしまふこともおこり得る。費用節約を目的とする送電線プロジェクトの場合は、プロジェクト単独の費用便益を通常形で検討することができるが、電力供給の増大を目的とするプロジェクトでは、今述べた費用の過小評価の問題や、系統全体で生じる便益を送配電部門にどう配分するかという問題が生じてくる。

後者の問題については、個々のプロジェクトに便益を分割する統一的な方法は存在せず、ケース毎に分析者の判断に依存するという不透明な部分が常に残ることになる。これに対して、プロジェクト費用については、調達或いは融資との関連から個々のプロジェクト毎に計上されることが多い。しかし便益の配分が困難な場合には、プロジェクト毎の収益率を評価することは不可能であり、もし便益配分を行つて収益率を求めたとしても、それははっきりした経済的な意味をもたないことになる。

この様な考え方にたてば、プロジェクトのフィージビリティを検討する際に、対象プロジェクトを単体としてとりあげるのではなく、系統内の関連するプロジェクト全体を分析範囲として検討し、そのプログラム全体の良否を問うアプローチが妥当なものになる。世銀・アジ銀等でも最近この考え方が広く採り入れられ、投資計画のある一定期間に含まれるプロジェクトを一括して分析対象とする。タイム・スライス分析が数多く行われているのが現状である。

タイム・スライス分析でプロジェクトを評価する場合には、その期間(タイム・スライス)に含まれる投資がどの様なものであるのか、またそれらと便益との関係がどうであるのか等、注意深い検討が必要である。もし、対象期間における投資が設備の更新中心で、大きな新規投資を含まない場合には、便益と比較してコストの過小評価になることも起こり得て、また逆に新規設備投資が重なる場合も考えられる。タイム・スライス分析によって系統全体のプロジェクトを扱う際には、そこに含まれる投資プロジェクトと、発生する便益との関連が適切であるか、よく吟味する必要がある。

この様に、対象とするプロジェクトを1つのプロジェクトとして経済分析を行うか、あるいは直接関連の強い幾つかのプロジェクトを一括して、プログラム全体を分析対象として扱うかという、分析範囲を明確にすることが重要である。

ここで参考までに、送配電線プロジェクトの種類毎に、その分析範囲のとり方について検討を

加えることにする。第1章3節での分類に沿って、まず新規発電に伴う送配電の場合を考えよう。この場合は通常、発電プロジェクトと一まとまりにして分析するのが妥当であろう。しかし、いわゆる電源線(発電所から基幹送電網の電力を供給する)プロジェクトの場合、便益の発生する直前の配電部門をどう計上するか、検討の余地が残る。

また都市部等の需要増に対応して供給増大を計る様なプロジェクトは、系統計画の一部として、系統全体の電力供給とも密接な関係にあるため、当該プロジェクト単独ではなく、関連する複数のプロジェクト或いは系統全体を対象として、タイム・スライス分析を行う必要が認められる。

次に、系統をつなぐことによる発電コストの節約、或いは送電ロスの低減を目的とするプロジェクトにおいては、便益が費用の節減額に相当することから、便益の計量化を比較的明確に行うことができる。従ってこの様なプロジェクトでは、対象とする送電線単独のコストと便益を比較検討することが可能である。

3-3 便益の評価

電力プロジェクトは、他のプロジェクトと異なり、そのプロジェクトの産出物のみによって便益を評価できるような単体の投資としては成立しない。通常電力プロジェクトは、複数の発電所と消費地までの送配電ネットワークの組み合わせさせた複合システムの中の一部としてはじめて成立しえるからである。従って個々の投資プロジェクトの便益の評価に当たっても、このような複合システムに組み込まれていることによって生じる影響(Systems impact)を常に考慮する必要がある。

(1) 送電線プロジェクトの便益

送電線プロジェクトの場合も同様にシステム全体の中で評価する必要がある。送電線の投資によるインパクトの数量化は、“without project”時の既存の送電システムによる発電・供給パターンと“with project”時のパターンとの差を推定することによって行なわれるが、実際にはそのような“with-without”評価に必要な詳細データが得られることは稀である。

予想される投資プロジェクトのインパクトは、計画案のそもそもの動機にてらして評価する必要がある。送電線プロジェクトの目的は、以下のうちいずれかである。

- ① 新規発電に伴う送配電
- ② 未電化(又は孤立系)地域を既存の送電網につなぐ
- ③ 既に連系されている地域への供給能力の増強
- ④ 発送電コストの節減
 - a) 系統をつなぐことによる供給コストの低減
 - b) 送電コストの節減
- ⑤ 信頼度品質の向上を目的とした系統の補修

これらの便益の評価は、

- ① の場合、送電線プロジェクトと発電プロジェクトの便益は互いに密接に関連しているので両者は一括して新規発生電力供給量として評価する。
- ②及び③の場合、便益は特定地域への基幹送電網による供給量増加分である。
- ④ の場合の便益は、発電コスト全体の節減である。
- ⑤ の場合の便益は、供給量の増大ではなく電力供給の信頼性向上である。

発電プラントの有効利用、費用節減、供給量の増大、等は比較的数量化が容易であるが、信頼性や品質の向上の計測は困難である。現実的には、まず停電や電圧の不安定等に関して現状の説明及び当該プロジェクトによるそれらの改善点を具体的に記述すべきである。便益は、「安定的に保障された」電力供給量の増加分によって測られる。

(2) 地方電化による便益

地方電化計画は、基幹送電網 (grid) からの供給対象地域拡大のための送配電計画であることが多いが、「小水力発電」等のような独立した小規模の発電所と送電線の組合わせである場合もある。後者の場合は、一個の独立した小規模システムとして評価を行う。基本的な評価方法は上記の通りであるが、地方電化に特有の問題点としては、推定される電力供給の増加分が、消費地において全く新しい需要であるため、その「支払いが意思額」を推定することが難しいことが指摘される。

3-3-1 送電コストの節約

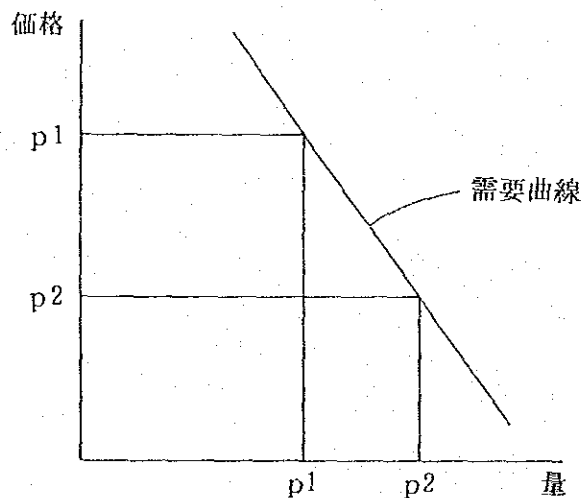
新規の送電線によって2つの系統を連結し、より効率的な発電組合せが可能になる場合、発電コストの節約が、この送電線プロジェクトの便益となる。また、新規送電線によって、それまでの送電損失を削減することができる場合、結果として発電量を低減することができるようになり、発電コストの節約が実現できる。これらの費用節約は、電力供給者にとっての便益であって、消費者にとっては電力料金に反映されない限り何ら受ける便益に変化は生じない。従って、対象とする送電線に係わる発電コストが、プロジェクトを実施した場合 (with project) と、しない場合 (without project) についてそれぞれ計算できれば、プロジェクトの分析範囲は、当該送電線プロジェクトだけに限定することが可能である。

便益として計上されるのは、送電線に送り込まれる電力の平均発電費用の節約分である。これは燃料費の節約だけの場合もあるし、また、設備の一部を遊休化する場合には、運転維持費の中の賃金についても検討を加える必要がある。この後者の場合には、既存のディーゼル等分散型電力供給を廃して、系統網から電力を供給するプロジェクトも含まれる(ケース・スタディー5-2参照)

3-3-2 支払い意思額

未電化地域へ新たに電力を供給するプロジェクト、或いは既電化地域の都市部の需要増に対応するため、電力システムを増強する様な場合、消費者に供給される電力そのものが増大し、消費者にとっての電気の価値がプロジェクトの便益として計上される。電力料金が競争的な価格に一致している場合には、電気の使用価値、つまり消費者の電力に対する「支払い意思額」(willingness to pay)は、電力料金で測ることができる。しかし一般に電力料金は、その国のエネルギー政策・経済政策とも相まって政策的に低く設定されていることが多い。従って、プロジェクトによる新規の供給量に料金をかけた料金収入だけでは、消費者にとっての経済的価値を十分に評価することはできないのである。

消費者が電力に対して支払ってよいと考える価格は、消費する電力量によって異なり、需要曲線が得られる場合には、需要量に対応した電力価格(需要曲線の高さ)がその支払い意思額を示している。



送配電線プロジェクトによって電力の供給が増加する場合には、その増えた電力消費に対する支払い意思額によって、プロジェクトの便益が評価される。

しかしながら、この支払い意思額を直接に測ることは、一般的に困難なことである。このために、電気が無い場合に使われている代替手段(例えば、ケロシン・ランプやポンプ等の動力に用いられるディーゼルなど)に対して実際に消費者が支払っている価格を利用することが考えられる。これら代替手段の価格を、電力に対する消費者の支払い意思額の上限として用いるのである。実際、電力の価格がそれ以上高ければ、消費者は電力の使用を諦めて、既存のケロシン・ランプやディーゼルを使い続けるかもしれないことから、この代替手段の価格によって支払い意思額の上限を見いだすことは、正当化されるであろう。また、同じ電気ではあるが自家発

電を行っている場合には、その発電費用を支払い意思額の上限として用いることができる。

一方、支払い意思額の下限には、現行料金が多く用いられる。未電化地域での電力需要は、全国平均または所得レベルに近い地域での一世帯当りの電力消費量等を参考に推定することになる。

支払い意思額の評価方法

供給電力の増加分を評価するために、まず、電気の代替手段コストの上限を考え、それらを国境価格で評価する必要がある。検討する項目は、次の通りである。

- (a) 家庭用照明の電気とケロシン
- (b) 商業用の小型ディーゼル(又はケロシン)発電機と、グリッドからの送電
- (c) 農業用のディーゼル・ポンプと電動ポンプ
- (d) 工業用のディーゼル発電とグリッドからの送電

照明用の電気とケロシンを比較するときには、機器の価格と灯油代、あるいは電気代を合計して、同じ明るさに対する比較をおこなわなければならない。しかしこの場合、電気1 kWに対応するケロシンの燃料代価が非常に高くなり、実際の電気照明に対する支払い意思額とかけ離れたものになる場合もあり、注意を要する。これを補う方法として、未電化地域と電化地域の世帯調査から、ケロシンと電気の消費量を比較して、その比率を参考にすることも考えられる。アジア開発銀行の調査では、ラオスで0.4 : 1 / kWh、フィリピンで0.7 : 1 / kWh、パキスタンで1.4 : 1 / kWh、という数字が得られている。これらの比率は国によって大きく異なっているが、一国内での地域差は、それほど大きくないと考えられる。このようなケロシンと電気の費用についてのデータがより整備され、家庭用電気の支払い意思額の上限として利用されることが望まれる。

商業用電力について、支払い意思額の上限を、単なるケロシン電力の代替として計算するのは、正しくないであろう。ディーゼルまたはケロシンによって駆動される発電機の、1 kWh当りの電力コストを比較する必要がある。工業用についても、ディーゼル発電機が多少大型になるだけで、考え方は同じである。これらの計算は技術的にはほぼ標準化されており、国境価格で評価されることから、国による違いはさほど大きくならない。農業用の揚水ポンプについても、ディーゼルと電気ポンプの経済比較は、手法的に確立されている。この場合の問題はむしろ、必要とされる揚水の形態と揚水量である。

電力の需要曲線における支払い意思額の下限として、プロジェクト開始時における電力料金が用いられる。料金の改訂が予め分かっている場合には新料金を使うが、そうでない場合には、調査時点での電力料金の平均を用途別に用い、加重平均をとって将来値に延長する。

次に、これらの数値を用いて次に示すように電力の価格弾力性を求め、この弾性値が妥当なものであるかチェックする必要がある。

ここで得られた弾性値が、対象国の関連数値からみて妥当でない場合には、需要量の設定や、支払い意思額の下限として用いた料金等を、再検討することになる。これらが妥当なものであれば、用途別シェアに基づき、支払い意思額の上限と下限について加重平均を求める。この様にして、プロジェクトによる消費増加分全体に対する支払い意思額の上限と下限とが得られる。ここで、上限については代替物のコストを国境価格で表し、下限に用いた電力料金については、変換係数を使って評価することが重要である。

以上のようにして得られた電力の需要曲線を基に、プロジェクトによる消費増加分に対する支払い意思額を推定し、プロジェクトの便益として計上する。

注) 価格弾性：価格が1%下がったとき、需要がどれだけ増えるか、その割合をしめす。弾性値とも呼ばれる。また、需要曲線においては、傾きに相当する。

ここで電力に対する支払い意思額の推定について、例を示しておこう。⁽¹⁾

スリランカ：第7次電力プロジェクト(マハヴェリ送電線)

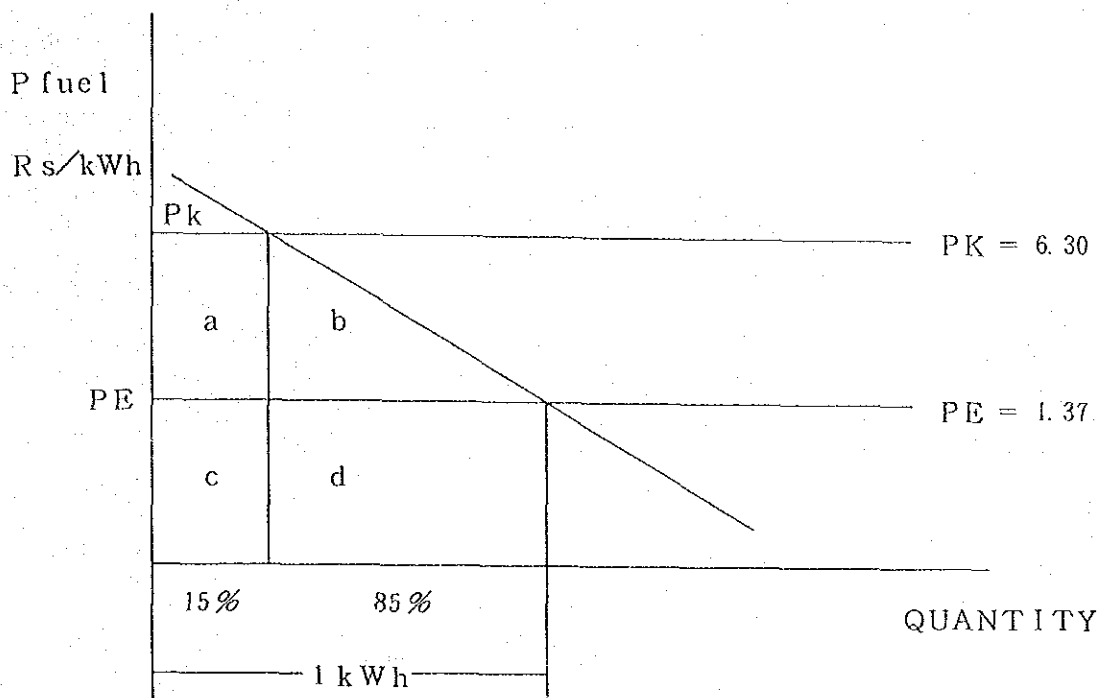
本プロジェクトは、既存及び計画中の発電所から電力を供給するための送電設備に対する開発投資である。マハヴェリ送電プロジェクトは、電力セクター全体の中でも非常に重要な位置を占めていることから、便益の測定は、マハヴェリ送電線プロジェクトのみではなく、電力セクターの投資計画全体に関して行われた。

代替エネルギー源との比較において行われた便益の推定は以下のとおりである。

注) "Economic Benefits of Power Supply", WB Energy Dept. Paper No25

家庭用電力

もし電力の供給がない場合(without project)は、照明に対する需要としてプロジェクト実施時に電力需要の15%相当分がケロシンによってまかなわれると仮定し、そのとき1kWh相当のケロシンは6.3ルピーと評価された。また、1982~83年間の家庭用電力料金は平均で1kWh当り1.37ルピーであった。これらのことから、家庭用電力の需要曲線は次の図のように表わすことができる。



従って、需要曲線が直線である場合の単位電力当りの粗便益(即ち、 $a + b + c + d$ を消費量で除したものは、以下の通りである。

$$[0.15 \times 6.30] + [(0.85) \cdot (0.5) \cdot (6.30 + 1.37)] = 4.20 \text{ルピー/kWh}$$

ここで、その値を電力料金($c + d$ を消費量で除したもの)1.37ルピー/kWhと比較すると、その乗数は $4.20 / 1.37 = 3.06$ となり、これを用いて消費者の支払い意思額を推定できることがわかる。

同様にして、商業用電力に関しては、

$$[0.15 \times 6.3] + [(0.85) \cdot (0.5) \cdot (6.30 + 2.02)] = 4.48 \text{ルピー/kWh}$$

(但し、商業用電力料金は2.02ルピー)となる。

また工業用電力においては、電力料金2.02ルピーは、ディーゼル式の自家発電のコストと同等とみなしている。

次にこれら消費者グループごとの単位電力当り支払い意思額をもとにして消費量シェアにもとづくウェイトづけを行って、全体の単位電力当り平均支払い意思額を求める。この値は、1

1982年から1995年まで一定とし、全ての電力収入に対して適用された。

この様にして得られた便益を以下に示しておこう。

	1982	1986	1990	1995
売上高 (Gwh)	226	1441	2770	5242
1.90ルピー/kWh での収入 (RS 10 ⁹)	0.43	2.74	5.26	9.96
3.18ルピー/kWh での余剰 (RS 10 ⁹)	0.72	4.58	8.81	16.67
費用 (RS 10 ⁹)	7.07	4.32	5.80	3.89

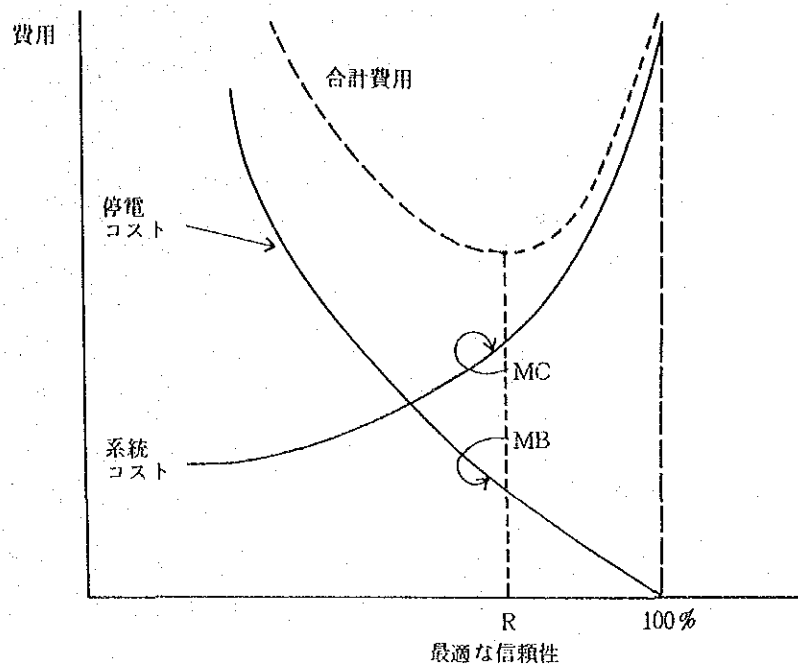
3-3-3 長期限界費用

供給電力の増加分を便益として評価する方法には、上に述べた消費者の支払い意思額を推定する方法と、もう一つ、電力供給側からみた電力の経済的価値「限界費用」によって便益を測る方法がある。これは理論的には、当該送配電線プロジェクトにより新たに供給される電力の市場における真の価値が、経済的効率性を最適化する限界費用によって表わされ、結果的にプロジェクトによる発生便益は供給電力量×限界費用価格によってあらわされることに基づいている。

この場合の電力の限界費用は、当該プロジェクトに直接関連する発送配電費用によるものではなく、一国あるいは当該プロジェクトを含む電力系統全体に共通のものであるべきことから、通常は、長期限界費用(3-4節参照)が用いられる。この長期限界費用は、供給者側からみた電力の経済的価値を表わすものであり、消費者にとっての価値(支払い意思額)とは乖離する場合もあり得る。このような場合には供給の増加量を詳しくチェックし、便益の過大評価にならないよう注意が必要である。

3-3-4 信頼性・品質の向上

電力の品質は、(a)停電の発生率(範囲と長さ)、(b)電圧変動、(c)周波数変動によって決められる。この品質の水準も、それを維持するのに必要となるコストとの関係から、最適レベルを決めるのが本質的な問題である。例えば停電によるコストとそれに対応する信頼性を確保するコストとを比較したのが次の図で、二つのコストを合計して最小になる点が、最適な信頼性として選ばれる。



送電線プロジェクトによって、システムの信頼性を向上させる場合には、停電費用の低減分が、プロジェクトの便益として考えられる。停電費用の測定は、工場へのアンケート調査等によって、停電による不良品、設備損傷等のコスト及び操業停止による損失分を推定することになる。また、実際にバックアップのための設備を保有している工場では、その費用が信頼性に対する支払い意思額に相当する。

このような調査は種々試みられているが、まだ確立されたアプローチではなく、数量化に多くの困難を伴っている。特に、家庭用及び街灯等の公共的利用における停電の費用或いは支払い意思額は、計量化するのが難しく、停電コストの推定は部分的なものに限られているのが現状である。

一般論としては、信頼性及び品質の向上によって電力需要の増大が見込まれる。

3-4 費用の評価

電力プロジェクトの費用の評価は、“便益”の定義と直接関連している。即ち当該プロジェクトに直接含まれているか否かとは関係なく、プロジェクト便益の実現のための一切の費用を含めねばならない。原則的には、費用を正確に評価するためにはプロジェクトの境界線 (Project boundary) を明確にする必要があり、この“境界”内には、想定されているプロジェクト便益を実現するための全ての施設が含まれねばならない。

(1) プロジェクト外の施設・設備等の費用の計算

送配電線プロジェクトの便益は、費用の節減と、ある特定地域への電力供給の増大であるが、

この後者の場合、増加電力供給分に係わる全ての費用を含める必要がある。

特に、対象プロジェクトの送配電線の起点(出発点)まで送られてきたときの電力にかかっているコストを含めるべきであり、それは即ち発電費用プラスその地点までの送電費用である。

送配電線プロジェクトにおけるこれらの費用は、長期限界費用の分析が行われている場合には、それらを利用して、各送配電線レベルで受ける電力のコストを見積ることができる。通常は、3ないし4つの電圧レベルにおけるコストが得られれば十分であろう。送電線プロジェクトに於ける発電、配電費用の考慮が必要なのは、そのプロジェクトによって消費者に追加電力が供給される場合の、その期間中に関してのみであり、事業体に対する費用削減をもたらすみのプロジェクトでは、その必要はない。費用節減のための投資では、システム全体としては発電量増大の必要性(送電プロジェクトの場合)が生じないからである。

また、消費地における配電費用がしばしば見落とされがちであるが、発電プロジェクトの場合と同じく、このようなプロジェクトの“下流”地点での費用を常に計算に入れる必要がある。

(2) プロジェクトの投入物の評価

全ての投入物は国境価格(直接的に得られるか又は適切な変換係数を用いて得られたもの)で評価する。この点は他の(電力以外の)プロジェクトの場合と全く同じであるが、特に電力プロジェクトでは、比較する代替案の間で国内対輸入財、或いは装置や建築の費用等に関して著しく異なるものが多い(例：水力発電と石油火力発電での違い)ため、市場(財務)価格の修正作業は確実に行う必要がある。

(3) 電力供給の限界費用分析

ここで、発電費用の算出に用いられる長期限界費用及び限界費用分析について、簡単に触れておこう。

電力供給の限界費用とは、電力消費量が増大したときに、それに伴って発生する電力供給費用の増加分によって定義される。電力料金がこの限界費用に等しい場合には、電力供給量は市場均衡を達成し、そのとき経済の効率は最適になることが、経済学の理論によって明らかになっている。このことから、世銀等の国際援助機関を中心に、電力セクター分析において、この限界費用の分析が広く行われ、料金の設定及び、電力供給計画の作成段階に於て参考にされるようになってきている。

限界費用には、既存設備をベースとする短期限界費用と将来の長期的投資計画を含めて分析する長期限界費用とがある。短期限界費用は、燃料費や停電費用から運営指針に関する情報として用いられ、長期限界費用は、設備費や燃料費に係わる長期的な拡張計画に於て、費用全体を最小にする最適計画の策定に利用される。

長期限界費用(LRMG)は、主に次の三つの要素から構成されている。

(1) 限界エネルギー費用

(2) 発電に係わる限界設備費用

(3) 送配電に係わる限界設備費用

限界エネルギー費用は、新規設備による発電費用のうち、おもに燃料費からなる運転費用の1 kWh 当りのコストである。この運転費用は、水力、石油火力、ガス・タービン等の発電形式によって大きく異なり、また、雨期であるか渇水期であるか、あるいはピーク時オフ・ピーク時によって、発電形式の組合せが決まってくる。この最後に発電される電気のエネルギー・コストに、送配電レベルでの損失を含め、各受電端に於ける限界エネルギー費用が計算される。

発電に係わる限界設備費用は、ピーク時の最大電力を維持するために必要とされる発電設備にかかる費用である。このピーク時に対応する容量の設備費から、1 kW当りの年経費を計算し、更に維持管理費を加えて、限界設備費用が求められる。

送配電に係わる限界設備費用は、負荷の増分に対応する1 kW当りの年平均費用に基づいて、送配電の各レベルにおける損失を考慮して求められる。

これらの各限界費用に対して、消費者の系統ピーク時における利用率による調整を施し、それらを加えることによって、需要家への単位当り電力供給コストである長期限界費用が計算される。

この様にして求められる長期限界費用は、電力プロジェクトの便益の評価においても用いられている。

第4章 財務分析

第4章 財務分析

4-1 送配電線プロジェクトにおける財務分析の意義

本章では送配電線プロジェクトにおける財務分析について述べる。財務分析はプロジェクトに関する財務的（キャッシュ・フロー面での）収益性を判定する指標となるが、工業案件の様に営利性の強い案件と異なり、電力セクターのように公共性の強い案件では、財務分析の果す役割が異ってくる。

本章での理論的解析の裏付けになっているのは、世銀、アジア開発銀行における手法であるが、それらの基になっているのは、米国における財務会計手法である。これは戦後の国際協力において米国が中心の役割を果たして来たことによるが、その結果本ガイドラインで述べる財務分析手法が、日本国内の企業に行なわれる方法との間に大きな違いが生じうる。例えば後述のプロジェクト財務手法は、プロジェクトによるキャッシュ・フローを割引いて現在価値に直し分析する方法である。これは米国の民間企業の財務部門で異った部門から提出されるプロジェクト予算の要求より実施案件を決定する際用いられる Capital Budgeting 手法に他ならない。この手法の発展については米国企業においては財務部門の力が強いということが一つの背景となっている。

これに対し、日本の民間企業では Capital Budgeting 手法はほとんど用いられない。これには日本においては財務部門にプロジェクトを審査する様な権限がないこととともに、種々の仮定を必要とするキャッシュ・フロー分析の有用性に対し懐疑的であることも理由の一つであるとされる。

同様に費用を案分により異ったプロジェクトに配分する方法は費用会計学 (Cost accounting) の手法に従い、共通部門の経費を配分し各事業部を独立採算として評価する米国の慣行に沿って発達して来たものである。この背景には1900年代の初頭米国 G. M. のアルフレッド・スローンによって形作られた事業部制度が米国の企業の運営にとってその後大きな影響を持っていることによる。この点も日本の企業の経営方法とは必ずしも同じ状況にない。

これらのことは日本の民間企業が米国のそれに比べ遅れているとか業績が悪いということではもちろんなく、単なるアプローチ法の違いによるものであるが、結果として本ガイドラインは日本の民間企業の現状とはかなり異なる米国の手法を基礎にしたものになっているということである。

4-1-1 プロジェクト財務分析と会計財務分析

プロジェクトの財務的評価に関し、2つの分析手法が用いられる。それらは①プロジェクト財務、②会計財務の2つである。前者は、従来の国際協力事業団の実施したフィージビリティ調査報告書にもよく見られる現金割引法による FIRR、NPV であり、後者は会計学にもとづく経営分析の考え方である。

プロジェクト財務については「収益性分析」、会計財務では「実施主体の健全性、安定性分析」を主として扱うといえよう。

一般にプロジェクトにおける財務分析の目的は、当該プロジェクトを分析対象とし投下された資本のもたらす市場価格による収益性を測ること、あるいはより端的に、特定プロジェクトへの参加に対する金銭的なインセンティブについての評価を行うこと、とされている。

この時、分析対象である便益費用項目をプロジェクト期間中の各時点における「現金の流入・支出」ととらえる。更に分析に際して“時間価値の概念”を導入し、収益性がこれら便益費用の発生タイミングによって左右される、と考える Discounted Cash Flow 法（現金割引き法）に基づく分析のアプローチを、プロジェクト財務と呼ぶ。

これに対し会計財務は経営分析をその枠組みとし、分析対象は個々のプロジェクトではなく企業体である。会計財務はプロジェクトの実施主体につき、収益性、財務健全性を分析する。プロジェクト評価においては過去についてだけでなく、当該プロジェクトも含め、企業体の将来計画が実施された時、収益性、財務健全性にあたえる影響も分析する。

会計財務は世銀、アジ銀の場合、米国の会計手法の基準、GAAP（Generally Accepted Accounting Principles）に準じて実施される。

4-1-2 経済分析の分析範囲と財務分析の分析範囲との関係

プロジェクトの経済分析とプロジェクト財務分析の違いは、各費用便益項目を経済価格を用い分析するか、市場価格を用いて行うか、及び移転項目を取り除くか、含むかの違いであって、基本的にはほぼ同一のキャッシュ（市場若しくは経済価格）・フロー表を使用し分析する。

キャッシュ・フローの作成の第一歩は、プロジェクト若しくは解析の範囲を定めることにある。

送配電プロジェクトの場合、この解析範囲が明確には定められないことが多いが、何らかの方法に従い解析範囲を定める必要がある。経済分析とプロジェクト財務分析の双方を実施する時は同様の解析範囲を用いる必要があろう。

このことを言い換えれば、経済分析の分析範囲が明確に定義できる場合は、プロジェクト財務分析のそれも明確に定義できるということである。

4-1-3 工業案件との相違点

工業案件においては財務分析の結果は収益性の指標となる。送配電線プロジェクトにおいても財務分析の結果は収益性の指標となりうる。しかしながら送配電プロジェクトの目的は単に収益の追求だけではない。

また工業案件では製品の市場価格がプロジェクト実施主体にあまり影響されることなく存在

するが、電力セクターでのプロジェクトでは、製品の価格である電力料金は実施主体により一般的に「実施組織体の財務健全性を保ちながら、公益に供する」という目的により決定される。

送配電プロジェクトを含む電力セクターの直接便益は最終消費者である受電家への配電により生じる。プロジェクトの収益性は、

$$\text{収益} = \text{歳入} - \text{費用} = \sum (\text{料金})_i \times (\text{使用量})_i - \text{費用} \quad (\text{式} 4-1)$$

[ここで 使用量 $i = f_i$ (料金 i)]

で表わせられる。ここで i は第 i 種の消費者層を表わし、また (料金) i はそれに対応する単位電力消費量料金を表わす。これがいわゆる料金体系と呼ばれるものである。実施主体の収益は、式 4-1 の左辺を最大にすることにより、最適化することができる。これは歳入が最大になるよう料金を出来るだけ高く設定することによって得られる。

しかしながら公益に供するという観点からは電力料金は低ければ低いほどよい訳で、実際にはこれらの中で適当な基準、考え方により料金体系は定められ、その料金体系にプロジェクトの収益性は依存する。したがって送配電プロジェクト財務分析との関係に戻って考えて見れば、プロジェクト財務分析はプロジェクトの収益性、妥当性を単独で示すのではなく、同時に料金体系の妥当性をも評価することになることに注意すべきである。

また、送配電プロジェクトは長期的な電力セクター拡張計画の一部であることが多く、プロジェクト単独で収益性をはっきりと計算しにくいことも多い。

料金体系の適切さを評価する方法には米国で用いられる正味財産に対する適性利益率という指標もある。この場合、法的、もしくは行政的に定められる適正利益率と会計的分析により決められた正味財産 (の市場価値) との積の大小の比較により、利益が適正であるかを判断する。

世銀、アジ銀等では、1 国の電力供給は限界的に拡張する時の長期費用 (Long Run Marginal Cost : LRMC) を電力料金の設定に用いることがたびたび議論されている。

これは LRMC を新規に需要家に負担させるのが公平で、効率的な資源の利用であるという考え方によっている。

4-1-4 財務分析の位置付け

送配電線プロジェクト評価の目的は前節の議論により明らかな様に

- (1) プロジェクトの一国経済にとっての妥当性
- (2) プロジェクトの財務的妥当性、もしくは当該プロジェクトが実施機関の財務的健全性に適切な (現在の) 料金体系のもとで悪影響を与えないか、

の二点を検討することにあると言えよう。(1) に該当するのが経済分析であり、(2) には財務分析が用いられる。財務分析には前述のようにプロジェクトの収益性を単独で分析するプロジェクト財務分析と実施主体の財務状況を分析する会計財務分析の 2 つの手法がある。

4-1-2で述べた様に送電線プロジェクトの財務分析の目的は純粹に収益性の判定にあるのではなく、プロジェクト実施時の、与えられた料金体系のもとでの実施主体の財務的健全性を判定することにある。従ってプロジェクト財務分析によらず会計財務分析により目的が達成されうる、ということに注意されたい。

送配電線プロジェクトの場合、4-2で述べる様に発電コストの配分の問題があり、プロジェクトの財務的収益性をプロジェクト単独には定量化しにくい場合が多い。この場合、審査機関、特に世銀においては、プロジェクト財務分析を全く行わず、会計財務予想(Proforma financial accounting analysis)により、実施主体のプロジェクト実施時の財務的健全性を分析することにより代用することも広く行われている。

送配電プロジェクトについてプロジェクト財務分析がかまり用いられないもう一つの理由に、地方電化を始めとし送配電線プロジェクトでは財務的収益性が低いことが往々にしてあり、プロジェクト財務分析の結果がプロジェクトの実施に対し、否定的な印象を与えかねないということが考えられる。その際、経済分析によりプロジェクトの公共的正当性を示し、会計分析により、実施主体がプロジェクトを財務的に実施しうることを示すというやり方が用いられることになろう。

4-2 送配電線プロジェクトのプロジェクト財務分析

送配電プロジェクトについてプロジェクト財務分析を行うには、分析範囲を明確に定義し、プロジェクトに伴う費用、便益のキャッシュ・フローを定める必要がある。便益については新たな売電収入(信頼性向上等が便益になることもありうる)が該当する。費用については送配電部については明らかであるが、発電セクターの何らかの費用を当該送配電プロジェクトに割り振る必要がある。一担費用の割り振りができれば、通常のプロジェクト財務分析手法により、プロジェクトの収益性は分析できる。

4-2-1 プロジェクトに対する発電部門の費用

発電部門の費用を当該送配電プロジェクトに割り振る方法としては、プロジェクトに対応し増加する発電セクターの費用のみをプロジェクトの費用とすることが考えられる。これは過去の投資を全て埋没費用(Sunk Cost)と見なしプロジェクトには計上しないやり方である。本方式の問題点は、既設の発電施設をプロジェクトで用いる時、過去の設備投資が計上されず、燃料費等の変動費のみが計上されるため、見掛け上高い収益性が得られてしまう可能性があることである。

この問題を解決するために、増加発電費用を長期的視野から求めるというやり方も考えられる。即ちシステムの発電に関する短期限界費用ではなく長期限界費用(LRMC)を用い、増

加発電費用とする方法である。ただしこの場合、増加費用が必ずしもプロジェクトにのみ起因することは限らず長期的な平均的な単価になる。

前章で述べた経済分析におけるタイム・スライス方式は、この考えに従って過去の全投資を Sunk-Cost と見なし、将来的にある程度の長期間に渡り、当該プロジェクトを含む複数のプロジェクトの平均的収益性を見ようという試みと考えられる。

増加分の費用は必ずしも明確に計算できるものではない。たとえば上述の様に限界費用の計算期間、仮定に大きく依存する。ただし、送配電プロジェクトが発電セクターとは独立の機関で実施される場合は、プロジェクトの入電価格が実際に存在するため、明確に全ての費用が定義できる。

送配発電が同一の組織で管理されている場合でも、送電線プロジェクトに係わる発電費用が実施主体により提供されることもあり得るが、計算根拠を理解せずに無批判に数値のみを使うのは危険である。

過去の投資につき現在の価値を取り出し、4-2-2に示す様に、何らかの基準に従い当該プロジェクトに案分することも理論的には可能であろうが、実際に行われることは皆無である。

4-2-2 費用の案分

ある費用（時として便益も）が当該プロジェクト以外のプロジェクト共通である場合、その費用を当該プロジェクトに配分する必要がある。

共通費用を異った部門、製品、個人、期間に割り振っていくことを、費用の配分（Cost allocation）と呼ぶ。通常費用配分は、何らかの基準（配分基準）に比例する形で行われるため案分とも呼ばれる。

配分基準の代表的な例として

① 労働に関するコストの割り振り

- 従業員数
- 労働時間
- 給与

② 機械に関するコストの割り振り

- 使用時間
- 機器の現在価値
- 機器の数

③ 空間に関するコストの割り振り

- 面積
- 体積

④ サービスに関するコストの割り振り

－量

－価値

－時間

これらはほんの一例と言えよう。費用の配分は、目的に沿って、ケース・バイ・ケースで行われる。例えば製造業の間接部門を複数の両部門で分けるには、

①労働時間

②労働者数

③設備投資額

④売り上げ

等の配分基準が考えられる。どの基準を採用するかにより利益等の各部門の成績指標は異なってくる。この様に費用配分の基準としては唯一正しい方法が存在しないことがほとんどであり、どの基準を選ぶかは、配分により部門毎のどの様な指標を、何の目的で計算するのか、という観点より判断する必要がある。このことは一般に費用配分基準のあいまいさ (Arbitrary Nature of Cost Allocation Base) と呼ばれる。

異った送配電プロジェクト間で共通コストを配分する基準としては、kWh等が考えられるが、基準の選択にははっきりとした論理的根拠がないことが多いことに注意すべきである。

ここで送配電線プロジェクトの財務分析について簡単にまとめてみよう。

送配電線の財務分析としては、

プロジェクト財務分析：プロジェクトによるキャッシュ・フローを基に、プロジェクトによる費用/便益の増加分につき収益性を分析するもの

会計財務分析：実施主体の財務状況につき、GAAP (Generally Accepted Accounting Principles) に基づき、過去の財務諸表の分析、及び将来の財務諸表の予測をするもの

の二つの方法が考えられる。

財務分析の目的は一般には収益性の検討にあるが、送配電プロジェクトを含む電力セクターにおいては、実施主体の収益追求につき行政的な規制が存在する。その結果財務分析は、料金体系の適切さ、実施主体の財務的健全性との関係で、本来は理解されるべき性質を持っている。

プロジェクト財務は経済分析と同様のキャッシュ・フロー分析法 (Capital Budgeting) の考え方に基づくものであり、実施に当っては、経済分析と同じ分析範囲について行われる。従って経済分析の分析範囲が明確に定義できる場合プロジェクト財務分析の分析範囲も明確

に定められる。

送配電プロジェクトは電力計画全体の一部であり、独立プロジェクトとして取り扱うには、プロジェクトに附随する発電費用を割り振る必要がある。これに関しては、プロジェクトに関する増加分を費用と考える方法がある。又複数プロジェクト間での案分も時として必要となる。

(i) 適当な方法により案分する。

(i i) プロジェクトに関する増加分（短期、中期）を割り振る。

しかしながら、これらの方法には実施機関が発電セクターと独立機関である場合を除いて曖昧さ、不正確さが伴うことに注意をする必要がある。

第5章 ケース・スタディー

第5章 ケース・スタディー

本章では、これまでの議論を踏え、具体的なケース・スタディーを取り挙げ経済分析・財務分析の実際例を示す。ケースとして取り挙げたものは、(1) 地方電化プロジェクト、(2) 電力系統拡張プロジェクトである。前者は、送電線と配電網が一体となったプロジェクトであり、最小費用分析の具体的手法、及び経済分析における「支払い意思額」を用いた便益の計算方法並びに財務分析の実際を説明する。後者の事例は系統の拡張プロジェクトであり、水力発電と送電線建設をタイムスライス法を用いて総合的に分析する方法。またプロジェクト・コストの算出に当っては変換係数のもとめ方、便益については費用節約法による算出方法をそれぞれ概説する。尚、財務分析については、両者とも基本的に同一であるため後者の事例においてはそれを割愛した。

5-1 地方電化プロジェクト

5-1-1 プロジェクトの概要

東南アジアに位置するバンタイ共和国は、同地域の最貧国の一つであるが、国際機関、各国政府の援助を受け精力的な地方電化を進めている。

バンタイ共和国の電力事業は、発電を行う発電庁 (National Electric Generation Board : NEGB)、首都圏の送配電を行う首都圏電力公社 (Metropolitan Electric Authority)、それに地方への送配電を行う地方電力公社 (Regional Electric Board : REB) に分けられている。

今回REBの第3次地方電化計画とし、南部4県に対する送配電プロジェクトが行われる。南部4県は農産物をもとにした産業もあり、今後の経済発展が望まれるが、現在まで基幹送配電網とは接続されておらず本プロジェクトの実施が望まれている。

5-1-2 プロジェクトの費用と計算価格

建設費

プロジェクトの建設費は送電部と配電部につき、内貨分 (Lc)、外貨分 (Fc) につき以下の様になる (TK, million)。

① 送電部

Fc	Lc	合計
53.8	21.3	75.1

② 配電部 (年間)

4.2	1.8	5.2
-----	-----	-----

送電部のコストは5年間にわたり、

1年目	2年目	3年目	4年目	5年目
15%	25%	30%	25%	5%

の予定で投資される。

配電部門のコストは、第3年より需要が全て満たされる12年目について毎年投資される。なお配電部の投資は代替ディーゼル施設を用いる時と共通である。

買電価格

REBとNEGB間の長期契約によると、REBのNEGBへの買電価格は、1.1TK/kWhである。

O&M

O&Mは総累積投資額の1.5%であるとする。

プロジェクトのコスト・フロー

以上を基にプロジェクトのコスト・ストリーム(市場価格)を表わすと表5-1-1の様になる。

計算価格への変換

(a) REBの投資

REBの投資のローカル分(Lc)は、0.75の変換係数を用いる。

(b) O&M

80%が労働、20%が材料と仮定する。労働については、熟練労働であり市場価格と計算価格が等しいとし、材料については変換係数0.75を用いる。

(c) 発電コスト

本プロジェクトに入力される電力は、NEGB(国家発電庁：National Energy Generation Board)より供給される。その電力の計算価格としては、以降に増設される電力のkWh当りの長期限界費用(Long Run Marginal Cost)を使う必要がある。

表5-1-1 プロジェクトのコスト・ストリーム (市場価格)

Project cost (Market Prices) [1,000TK]					
Year	Investment			Electric Purchase	Electric Consumption [MWh]
	Tranmission	Distrubution	O&M		
1	11265				
2	18775				
3	22530	5,200	867	8,580	7,800
4	18775	5,200	1,226	17,160	15,600
5	3755	5,200	1,361	25,740	23,400
6		5,200	1,439	34,320	31,200
7		5,200	1,517	42,900	39,000
8		5,200	1,595	51,480	46,800
9		5,200	1,673	60,060	54,600
10		5,200	1,751	68,640	62,400
11		5,200	1,829	77,220	70,200
12		5,200	1,907	85,800	78,000
13			1,907	85,800	78,000
14			1,907	85,800	78,000
15			1,907	85,800	78,000
16			1,907	85,800	78,000
17			1,907	85,800	78,000
18			1,907	85,800	78,000
19			1,907	85,800	78,000
20			1,907	85,800	78,000
21			1,907	85,800	78,000
22			1,907	85,800	78,000
23			1,907	85,800	78,000
24			1,907	85,800	78,000
25			1,907	85,800	78,000
26			1,907	85,800	78,000
27			1,907	85,800	78,000
28			1,907	85,800	78,000
29			1,907	85,800	78,000
30			1,907	85,800	78,000

表5-1-2 プロジェクトのコスト・ストリーム (計算価格)

Project cost (Economic Prices) [1,000TK]					
Year	Investment			Electric Purchase	Electric Consumption [MWh]
	Tranmission	Distrubution	O&M		
1	10,466				
2	17,444				
3	20,933	4,750	764	6,630	7,800
4	17,444	4,750	1,080	13,260	15,600
5	3,489	4,750	1,197	19,890	23,400
6		4,750	1,265	26,520	31,200
7		4,750	1,333	33,150	39,000
8		4,750	1,400	39,780	46,800
9		4,750	1,468	46,410	54,600
10		4,750	1,536	53,040	62,400
11		4,750	1,603	59,670	70,200
12		4,750	1,671	66,300	78,000
13			1,671	66,300	78,000
14			1,671	66,300	78,000
15			1,671	66,300	78,000
16			1,671	66,300	78,000
17			1,671	66,300	78,000
18			1,671	66,300	78,000
19			1,671	66,300	78,000
20			1,671	66,300	78,000
21			1,671	66,300	78,000
22			1,671	66,300	78,000
23			1,671	66,300	78,000
24			1,671	66,300	78,000
25			1,671	66,300	78,000
26			1,671	66,300	78,000
27			1,671	66,300	78,000
28			1,671	66,300	78,000
29			1,671	66,300	78,000
30			1,671	66,300	78,000

世銀の行ったエネルギー・セクター調査において、石炭火力を用いた時の割引率12%での長期限界費用、0.85TK/kwhが得られている。

本プロジェクトの入力電力の計算価格としてはこの値を用いることとする。

以上を用いると本プロジェクトの経済価格での費用フローは表5-1-2のようになる。

5-1-3 最小費用分析

代替プロジェクトの費用

本プロジェクトの経済コストを、代替案である分散型ディーゼルシステムの経済コストと比較する。ディーゼルのコストに対する仮定は以下の通りである：

建設費(計算価格)： 10,800TK

プロジェクトライフ： 20年

(但し、毎年2.5%の割合で出力低下)

O&M： 総投資額の3%

(但し、出力低下に

相当する分は除く)

燃料： HSD 0.30/kwh

燃料費： 2.180(経済価格, サイトへの輸送費を含む)

稼働率： 0.45

ディーゼルによる等価発電の費用は表5-1-3で表わされる。なお配電部門の投資は、送電線プロジェクトと共通である。

EDR

送電線による電化とディーゼルによる電化を比較すると、配電部門のコストは共通であるので、送電分とディーゼル発電の経済コストを比較すると表5-1-4を得る。両者のコスト・ストリームにつきEDRを求めると30.99%を得、これはバンタイ国での資本の機会費用である10%と考慮すると、送電線が代替ディーゼル発電より経済的であることがわかる。

5-1-4 経済分析

経済分析は市場価格を計算価格に変換した経済費用と、支払意思額(Willingness To Pay : WTP)を用いた便益により作成されるキャッシュ・フロー表により分析される。

表5-1-3 代替ディーゼル発電の経済費用

Economic Investment Cost of Alternative Generation by Diesel

Year	L.F. Cost		Retirement [kwp]	Installation [kwp]	Generator Investment [1,000Tk]	Distribution Investment [1,000Tk]
	0.45 10800	[Tk/kw]				
	Electric Consumption [Mwh]	Dependable Capacity [kwp]				
1						
2						
3	7,800	1,979		1,979	21,370	4,750
4	15,600	3,957	49	2,028	21,904	4,750
5	23,400	5,936	99	2,078	22,438	4,750
6	31,200	7,915	148	2,127	22,973	4,750
7	39,000	9,893	198	2,177	23,507	4,750
8	46,800	11,872	247	2,226	24,041	4,750
9	54,600	13,851	297	2,275	24,575	4,750
10	62,400	15,830	346	2,325	25,110	4,750
11	70,200	17,808	396	2,374	25,644	4,750
12	78,000	19,787	445	2,424	26,178	4,750
13	78,000	19,787	495	495	5,342	
14	78,000	19,787	495	495	5,342	
15	78,000	19,787	495	495	5,342	
16	78,000	19,787	495	495	5,342	
17	78,000	19,787	495	495	5,342	
18	78,000	19,787	495	495	5,342	
19	78,000	19,787	1,848	1,848	19,960	
20	78,000	19,787	1,882	1,882	20,325	
21	78,000	19,787	1,916	1,916	20,691	
22	78,000	19,787	1,950	1,950	21,056	
23	78,000	19,787	1,983	1,983	21,422	
24	78,000	19,787	2,017	2,017	21,787	
25	78,000	19,787	2,051	2,051	22,153	
26	78,000	19,787	2,085	2,085	22,518	
27	78,000	19,787	2,119	2,119	22,883	
28	78,000	19,787	2,153	2,153	23,249	
29	78,000	19,787	833	833	8,997	
30	78,000	19,787	833	833	8,997	

表5-1-4 等価割引率の計算

Calculation of EDR [1,000TK]

Year	Transmission		Diesel			Net Difference
	Electricity		O&M			
	Capital	Purchase	Capital	Fuel	O&M	
1	10,466					-10,466
2	17,444					-17,444
3	20,933	6,630	21,370	5,101	641	-450
4	17,444	13,260	21,904	10,202	1,282	2,685
5	3,489	19,890	22,438	15,304	1,923	16,286
6		26,520	22,973	20,405	2,564	19,422
7		33,150	23,507	25,506	3,205	19,068
8		39,780	24,041	30,607	3,847	18,715
9		46,410	24,575	35,708	4,488	18,361
10		53,040	25,110	40,810	5,129	18,008
11		59,670	25,644	45,911	5,770	17,654
12		66,300	26,178	51,012	6,411	17,301
13		66,300	5,342	51,012	6,411	-3,535
14		66,300	5,342	51,012	6,411	-3,535
15		66,300	5,342	51,012	6,411	-3,535
16		66,300	5,342	51,012	6,411	-3,535
17		66,300	5,342	51,012	6,411	-3,535
18		66,300	5,342	51,012	6,411	-3,535
19		66,300	19,960	51,012	6,411	11,083
20		66,300	20,325	51,012	6,411	11,448
21		66,300	20,691	51,012	6,411	11,814
22		66,300	21,056	51,012	6,411	12,179
23		66,300	21,422	51,012	6,411	12,545
24		66,300	21,787	51,012	6,411	12,910
25		66,300	22,153	51,012	6,411	13,275
26		66,300	22,518	51,012	6,411	13,641
27		66,300	22,883	51,012	6,411	14,006
28		66,300	23,249	51,012	6,411	14,372
29		66,300	8,997	51,012	6,411	120
30		66,300	8,997	51,012	6,411	120

る。

WTPは需要曲線の下の部分の面積(売電収入と消費者余剰の和)で表わされる。バンタイ国南部4県については過去のエネルギー需給調査より住宅/商業と工業の需要が7:3であり、それぞれのセクターの需要曲線は図5-1-1の様に推定されている。

住宅/商業消費者の電力使用目的は照明であるが、現在予想消費者の50%に当る消費者が、平均売電価格の2.2倍の単価の灯油を使用している。本プロジェクトによる電力供給はこの灯油使用を代替するものであり、この消費者層に対する需要曲線は、売電価格の2.2倍の高さを持つX軸に水平な直線となる。

新規(現在灯油を用いていない)需要層に対する需要曲線は(50%, 2.2)と(100%, 1.0)をむすんだ直線と仮定した。

WTPと料金収入の比は、需要曲線の下で面積で与えられる：

$$\text{WTP} / \text{料金収入} = \frac{(0.5 + 1.0) \times 1.2 \times \frac{1}{2} + 1.0}{\text{消費者余剰} \quad \text{料金収入}} = 1.9$$

同様な方法により、工業セクターについては、70%の需要が売電価格の1.8倍の単価をもつディーゼルによる電力を代替するもので、全体の需要曲線は図に示すものと推定される。その結果、

$$\text{WTP} / \text{料金収入} = 1.68$$

を得る。

消費者全体については両セクターの加重平均より

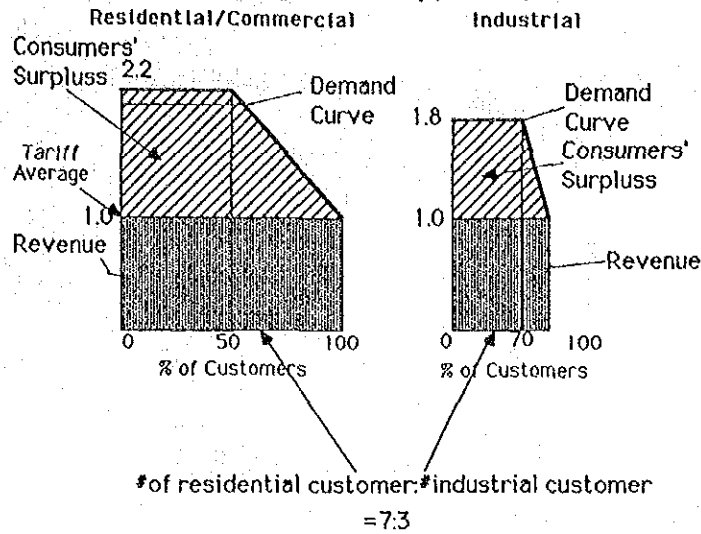
$$\text{WTP} / \text{料金収入} = 1.9 \times 0.7 + 1.68 \times 0.3 = 1.834$$

を得る。

以上を基に計算価格でのプロジェクト・キャッシュ・フローを作成しEIRRを求めると表5-1-5の様に47.55%を得、本プロジェクトの経済開発に対する効果が非常に高いことがわかる。

またWTP/料金収入の比のEIRRに与える感度を分析すると表5-1-6、図5-1-2

Demand Curve Assumed and Calculation of Willingness to Pay (WTP)



WTP(residential/commercial)=Revenue*1.9
 WTP(industrial)=Revenue*1.68

WTP(total)/Revenue
 =1.9*0.7+1.68*0.3=1.834

図5-1-1 EIRPのWTP/料金収入に対する感度分析

表5-1-5 経済分析 (EIRPの計算)

Project cost (Economic Prices) [1,000TK]

Year	Investment			O&M	Electric Purchase	Electric Consumption (Mwh)	Willingness to Pay	Total Benefit
	Transmission	Distribution						
1	10,466							-10,466
2	17,444							-17,444
3	20,933	4,750	764	6,630	7,800	17,309		-15,767
4	17,444	4,750	1,080	13,260	15,600	34,619		-1,915
5	3,489	4,750	1,197	19,890	23,400	51,928		22,602
6		4,750	1,265	26,520	31,200	69,237		36,702
7		4,750	1,333	33,150	39,000	86,546		47,314
8		4,750	1,400	39,780	46,800	103,856		57,925
9		4,750	1,468	46,410	54,600	121,165		68,537
10		4,750	1,536	53,040	62,400	138,474		79,149
11		4,750	1,603	59,670	70,200	155,784		89,760
12		4,750	1,671	66,300	78,000	173,093		100,372
13			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
14			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
15			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
16			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
17			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
18			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
19			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
20			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
21			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
22			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
23			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
24			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
25			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
26			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
27			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
28			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
29			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122
30			1,671	66,300	78,000	173,093		105,122

表5-1-6 EIRPのWTP/料金収入に対する感度分析

Sensitivity of ELRR on WTP / Revenue

WTP/Revenue	EIRR
1	16.28%
1.1	21.05%
1.2	25.34%
1.3	29.31%
1.4	33.05%
1.5	36.60%
1.6	40.02%
1.7	43.31%
1.8	46.49%
1.9	49.59%
2	52.61%
2.1	55.55%
2.2	58.44%

Sensitivity of ELRR on WTP / Revenue

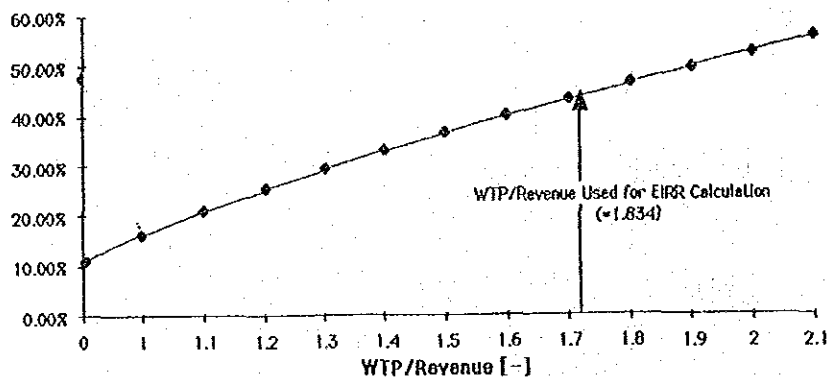


図5-1-2 WTPと料金収入の比の推定

Sensitivity on Construction Cost

COST	EIRR	remarks
0.8	56.04%	20% undercost
0.9	51.40%	10% undercost
1	47.55%	as planned
1.1	44.31%	10% overcost
1.2	41.52%	20% overcost

表5-1-7 EIRRの建設費に対する感度分析

表5-1-8 プロジェクト財務分析

Project cost (Market Prices) [1,000TK]							
Year	Investment			Electric Purchase	Electric Consumption [MWh]	Sales Revenue	Total Benefit
	Transmission	Distribution	O&M				
1	11265						-11,265
2	18775						-18,775
3	22530	5,200	867	8,580	7,800	9,438	-27,739
4	18775	5,200	1,226	17,160	15,600	18,876	-23,485
5	3755	5,200	1,361	25,740	23,400	28,314	-7,742
6		5,200	1,439	34,320	31,200	37,752	-3,207
7		5,200	1,517	42,900	39,000	47,190	-2,427
8		5,200	1,595	51,480	46,800	56,628	-1,647
9		5,200	1,673	60,060	54,600	66,066	-867
10		5,200	1,751	68,640	62,400	75,504	-87
11		5,200	1,829	77,220	70,200	84,942	694
12		5,200	1,907	85,800	78,000	94,380	1,474
13			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
14			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
15			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
16			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
17			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
18			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
19			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
20			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
21			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
22			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
23			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
24			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
25			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
26			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
27			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
28			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
29			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674
30			1,907	85,800	78,000	94,380	6,674

FIRR= 1.29%

の結果を得る。又、建設費が±10%、±20%変化した時のEIRRを求め、表5-1-7にまとめた。

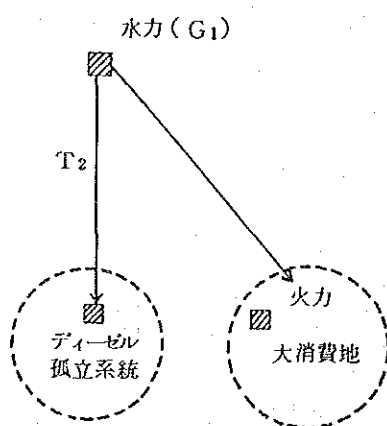
5-1-5 財務分析

表5-1-8にはREBの平均売電価格、1,21TK/kwhを用いたプロジェクト財務分析の結果を示す。FIRRは1,29%であった。これはREBの平均借入金利7,4%よりも低いため、本プロジェクトの遂行にあたっては、将来における料金体系の改訂、中央政府よりの補助を検討する必要がある。なお本プロジェクトについては、実施主体が発電部門とは別組織で電力価格が明確に定義できるため、会計財務分析によらず、プロジェクト財務分析により評価した。

5-2 電力系統拡張プロジェクト

5-2-1 プロジェクトの背景と概要

東南アジアの小国アルカディア国は、首都を中心に現在発展段階にあり、それに伴ない、電力需要も増大している。アルカディア国は産油国であるため、現在、発電の中心は首都圏では火力発電、農村地帯ではディーゼル発電である。一方、アルカディア国では、増大する需要に対応するため、水力の開発を推進している。今回のプロジェクトは、この水力発電所を利用し、送電線を引くことにより現在孤立系統として運営されている農村地帯のディーゼル発電所のリ

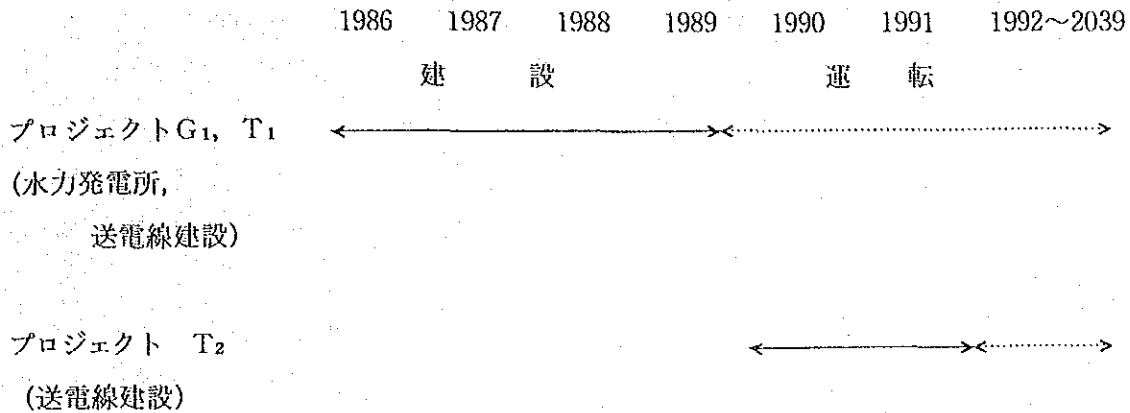


プレースを行なう。これにより、発電単価が下がるだけでなく、将来にわたる需要の伸びを十分満たすことができる。このプロジェクトの着工は、1990年、2年間の建設期間を経て、2039年まで48年間の運営が計画されている。(以下、このプロジェクトをプロジェクトT₂と記す。)今回のプロジェクト評価にあたっては、プロジェクトT₂単体を評価する一方、このプロジェクトと相互関連(interdependence)する水力発電プロジェクト及びそれに伴う送電線プロジェクト

(上図G₁, T₁以下プロジェクトG₁, T₁と記す。)を考慮に入れることが必要である。このため、後段においては、タイム・スライス・アプローチを用いたプロジェクト評価を行なう。プロジェクトG₁, T₁は、大消費地に電力を送電する目的で計画されており、1986年より既に建設が始まっており、1991年より運転開始が予定されている。

T₂及びG₁, T₁のプロジェクト・スケジュールを図5-2-1に示す。

図5-2-1 プロジェクト・スケジュール



5-2-2 プロジェクト・コスト

(1) 初期建設費

建設に要する費用の大半は工事費であるが、工事費の積算にあたっては歩掛り(例、掘削m³当り単価)からではなく、工事に要するインプット(後述)から積み上げられなければならない。何故ならば、単価の内訳・割合が明確にされていない限り、経済分析においての市場価格から計算価格への転換が不可能だからである。建設に際しての主なインプットとしては、労働者、建設機械およびその燃料、発電機械等の設備類、セメント、鉄筋、骨材等がある。この内、アルカディア国では未熟練労働者および骨材を除く殆どのインプットは輸入に依存しなければならない。本計画の実施は先進国もしくは国際機関の資金協力を前提としており、アルカディア国の方針によりプロジェクトが援助案件の場合は、原則的にコントラクターによるインプットの無税持ち込みが許されている。但し、燃料については従来から国営企業が輸入(石油公社は原油を輸入の上、精製)・販売しており、製品の質に問題が無い限り国内調達に義務付けられている。その価格には関税、公社の販売税、所得税が上積みされているが、その分の免税扱いはない。また鉄筋に関しては、現在国営の製鉄所で製造しているため、ここから買うことが義務づけられている。

全てのインプットのコストにはプロジェクト・サイトまでコストが計上されている。それはアルカディア港着価格もしくは公社引渡し価格にサイト迄の輸送費、オーバー・ヘッド等が加えられたものである。

以上の前提からプロジェクトG₁, T₁及びT₂に関する初期建設費を見積った。結果を表5-2-1、5-2-2に示す。

表5-2-1 財務価格および計算価格 (G 1, T 1)
(000Rp)

土地代	L.C.		F.C.		C.F.		計算価格 200,000
	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	
工事費	463,000				0.50		231,500
建設機	31,100		31,000		0.85		57,435
燃料者	78,200				0.82		64,124
未練	187,600				1.12		210,112
運送費	201,600				0.75		151,200
材料費	158,000				0.92		145,360
鉄筋	127,300		151,700		1.00		151,700
その他			100,000		0.85		208,205
設備費			688,100		1.00		688,100
技術管理費 (8%)	99,744		77,664		1.00		177,408
予備費 (10%)	124,680		97,080		0.85		203,058
合計	2,221,224		1,145,544		1.00		2,488,202

表5-2-2 プロジェクトコスト (T 2)

土地代	L.C.		F.C.		C.F.		計算価格
	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	
工事費	12,000				0.50		14,000
建設機	1,400				0.85		3,655
燃料者	1,200		1,200		0.80		7,200
未練	900				1.12		2,374
運送費			1,200		0.75		1,950
材料費	40,000				1.00		70,000
鉄骨	3,500		15,000		1.00		14,100
その他			6,800		0.92		57,040
運送費	24,000				0.85		9,350
材料費	3,500		26,000		0.75		8,625
鉄骨	4,500		4,500		1.00		92,000
その他	4,500		4,200		1.00		27,010
設備費	32,000		44,000		1.00		92,000
技術管理費 (8%)	11,984		9,696		1.00		27,010
予備費 (10%)	4,810		8,868		0.85		31,593
合計	55,710		97,552		1.00		338,897

(2) 運転維持費(O&Mコスト)

運転開始後の各年の運転維持費(以下O/Mコストと称する)は各施設毎に一定比率を乗じて得られた。比率はアルカディア国における他の水力開発プロジェクト、およびコンサルタントの他の発展途上国の経験に照らして導出し、その結果、表5-2-3、5-2-4のように算出された。このO/Mコストはプロジェクト運開後そのプロジェクトライフを通じ毎年同額計上されるものとする。

表5-2-3 O/Mコスト(G₁, T₁)

(単位: 1,000RP)

	合 計			計算価格
	Local	Foreign	CF	
保守費	20,868	21,000	0.85	38,738
運転費	38,252		0.85	34,004
合 計	60,120			72,742

表5-2-4 O/Mコスト(T₂)

(単位: 1,000RP)

	合 計			計算価格
	Local	Foreign	CF	
買電費	33,600		0.85	28,560
保守費	4,600	4,500	0.85	8,410
合 計	38,200	4,500		36,970

5-2-3 経済分析

(1) 経済費用

表5-2-2のプロジェクト・コストは、実施主体たるアルカディア電力公社が実際に支払う市場価格(但し、1985年12月末の固定価格)で計上されたものである。こうして市場価格で積算されたプロジェクトの費用は、国民経済全体にとっての真のコストではない。何故ならば、

- ① 現行の公定為替レートは恣意的に他基軸通貨(米ドル)にリンクされている。そのため過大評価されており、アルカディア国ルピーのドルに対する真の交換価値を反映

してはいない。

- ② 間接税や補助金、又は政府の種々の規制によって市場価格が歪められている。
- ③ アルカディア国およびプロジェクト・サイト近郊には多くの潜在的・顕在的失業者 (underemployment / unemployment) が存在しており、賃金、特に未熟練労働者に対するそれは、彼らの機会費用を反映していない。
- ④ 土地の補償費も土地の機会費用を反映している訳ではない。

従って市場価格で積算されたコストは国際市場価格水準の価値である計算価格のコストに転換する必要がある。計算価格への転換には変換係数 (Conversion Factor : CF) が用いられる。L/M方式では全てのコスト費目が計算価格化されるが、その主な項目は、
(a) プロジェクト・インプット (未熟練労働者賃金、燃料、セメント、鉄筋等)、
(b) インプットの輸送費、および
(c) 土地関連費である。

(2) 各費目の計算価格及び変換係数の算出

A. 標準変換係数 (Standard Conversion Factor, SCF)

現地政府より、最近の世銀調査等で用いられた値 0.85 を得た。

B. 国内輸送費

国内輸送費についてはコスト・ブレイクダウンを試みた。現地業者よりヒアリングより得られた国内輸送費の内訳は輸送自動車費 42%、燃料、油脂代 30%、労賃 24%、メンテナンス費 4% である。これらの比率に応じて各々コスト毎に変換係数を出すと以下の通りである。

	(1) 比 率	(2) C. F.	(3) = (1) × (2)
自動車費	0.42	1) 0.50	0.21
燃料油脂費	0.30	2) 1.03	0.31
労 賃	0.24	3) 0.85	0.20
メンテナンス	0.04	4) 0.85	0.03
計 (国内運送費の C. F.) =			0.75

注1) 自動車は高関税のため CIF / 市価 = 1 / 2.0 = 0.50

2) 次項 C. 参照

3) 次項 E. 参照

4) SCF を用いた。

C. 燃料(ディーゼル)

当該国は産油国であり、国内に於ける燃料費は国際価格より低い。この場合、プロジェクトで消費される燃料が輸出されていれば稼いだであろう外貨(FOB)に国内輸送費を修正した価格を求める。今回のプロジェクトで見積られたディーゼルの価格5.0RP/ℓである。一方、FOB価格は5.4RP/ℓである。

以上の事からC、F、はFOB価格を基準として

$$5.4 \div 5.0 = 1.08$$

与えられる。

D. 燃料(重油)

ディーゼルと同様に重油もFOB価格に修正する。国内の大口需要家向け価格は4.0RP/ℓ、FOB価格は4.5RP/ℓであることから、

$$CFは4.5/4.0=1.13と求められる。$$

E. 労 賃

未熟練労働者の賃金の経済価格は労働の機会費用で計られなければならない。ここでは現地の調査に依って得られた当該地域の日雇い労働者の賃金45RP/日を用いる。一方、当プロジェクトに於いては未熟練労働者に最低賃金(48RP/日)を支払うことになっている。これから、未熟練労働者の機会費用(潜在賃金率)は45RP/日とする。計算価格はこれにSCF(0.85)を乗ずることにより求める。

一方、熟練労働者は絶対的に不足しており、市場価格は機会費用を反映していると考えられるので計算価格はSCFを乗ずることにより求める。

F. 鉄 筋

当該国では国営の製鉄会社を持っており、当プロジェクトでは建設に必要な鉄筋はこの会社から購入することになっているが、価格が輸入価格よりも高いため、計算価格に直す時にこのことを考慮する必要がある。鉄筋についてC、I、F、価格がよ5,200RP/tであり、一方、国内価格が5,840RP/t(うち240RP/tは運送費)であるため、計算価格は $(5,200 + 240 \times 0.75) = 5,380RP/t$ で得られる。これよりCFは $5,380/5,840 = 0.92$ と得られる。

尚、送電線支柱に用いられる鉄骨は、この国では生産不可能なため、輸入品を使う計画である。このため、C、Fは1.0を用いる。

G. 土地価格

表5-2-2で見積られた土地費用は補償費・土地取得費等の合計であり、プロジェクト実施主体である電力庁にとっての費用であり、経済費用ではない。

経済価格に於ける土地価格は失われた機会費用で与えられる。今回の送電線施設に際して、鉄塔等の建設用地の取得が必要であるが、この土地は、現在一部は山林であり、残りは農地である。山林に関しては、現在何も利用されていないため、取得のための費用は0と考えられる。尚、農地の分に関しては、今回取得した農地全体から得られる作物の合計額が年平均300,000RPであった。また、この収穫に対して投入される労力は、年平均150,000RPに相当すると見積られた。これより、土地のコストは、毎年、 $300,000 - 150,000 = 150,000$ RPとなる。これにSCF(0.85)をいた値127,500RPこれを毎年のコストに組み入れる。

H. セメント

当該国ではセメントを国内生産しているが、品質に問題があるため、輸入品を使うこととした。価格については、C. I. F. 価格を用い、積算を行った。このためC. Fとして1.0を用いる。

(3) 経済費用の算出

A. 初期投資コスト

コストを計算価格へ転換するにあたっては、コストのインプットを明確にし、各々について(2)で求められたCFを用いる。プロジェクトT 2 について計算価格を表5-2-5に示す。また、計算価格に変換された建設コストの年度別インプットを表5-2-6に示す。

表5-2-5 コストスケジュール(計算価格)

年	1986	1987	1988	1989	1990	1991	合計
G 1、T 1	373,230	746,461	870,871	497,640			2,488,20
T 2					152,503	186,393	338,89

B. O/Mコスト

前項と同様に計算価格に転換した。結果を表5-2-3, 4に示す。

(4) 経済便益の算出

経済便益(Economic Benefit)の算出にあたっては、プロジェクトを行うことにより得られる電力収入のみならず、プロジェクトを行うことにより節約されるコスト(供給側のみならず需要者側についても)も考慮することが必要である。供給側にとって、小規模発電所休止によるメンテナンスコストの減少、予備電源の不要化、需要側にとっては信頼性向上による工場等の予備電力準備費用(outage cost)の減少、灯油等からの転換による費用の節約等が例として挙げられる。

今回のプロジェクト(送電線T₂)の主目的は、ディーゼル発電所のリプレースである。現在、この発電所は国営電力公社により運営されており、高い維持・運転費にもかかわらず、他と同じ電力料金に設定されている。このプロジェクトの実施により、これらの維持・運転費が節約される。また需要についても、現在のディーゼル発電所の容量では数年後には満たされることが予測されている。このため、プロジェクトT₂の便益は以下の様に考えられる。

- ① プロジェクトを実施することにより節約されるコスト(ディーゼル発電所の運転・維持費)
- ② プロジェクトを実施することにより得られる収入の増加(売電収入の増加分)調査の結果、ディーゼル発電所の今後の運転費・修繕費は表5-2-6のように見積られた。また、売電収入の増加分は、表5-2-7のように見積られている。これより、ベネフィットが計算される。

(5) 経済分析

(3)、(4)より、IRRが算出される。言うまでもなく、IRRは費用と便益が同一となる割引率として定義される。このプロジェクトのEIRRは10.16%である。(表5-2-8参照)

またプロジェクト・コスト、収入等の変動に対してプロジェクトの収益性への影響度を見るために、通常感度分析を行う。これは、プロジェクト・コスト、電力料金等いろいろなインプット・ファクターの値を変え(通常は±20%程度)IRRを求めるもので、今回の結果は図5-2-2のようになった。

(6) タイム・スライスアプローチによる経済分析

5-2-1でも述べたように、当プロジェクト評価の対象は送電線T₂である。しかし、このプロジェクトは、水力発電プロジェクト(G₁, T₁)に相互に関連しているため、タイム・スライスアプローチを行う。このタイム・スライスアプローチでは、以下の様な方

表 5-2-6 デイゼル発電所の運転管理費(予測) 計算価格 000Rp

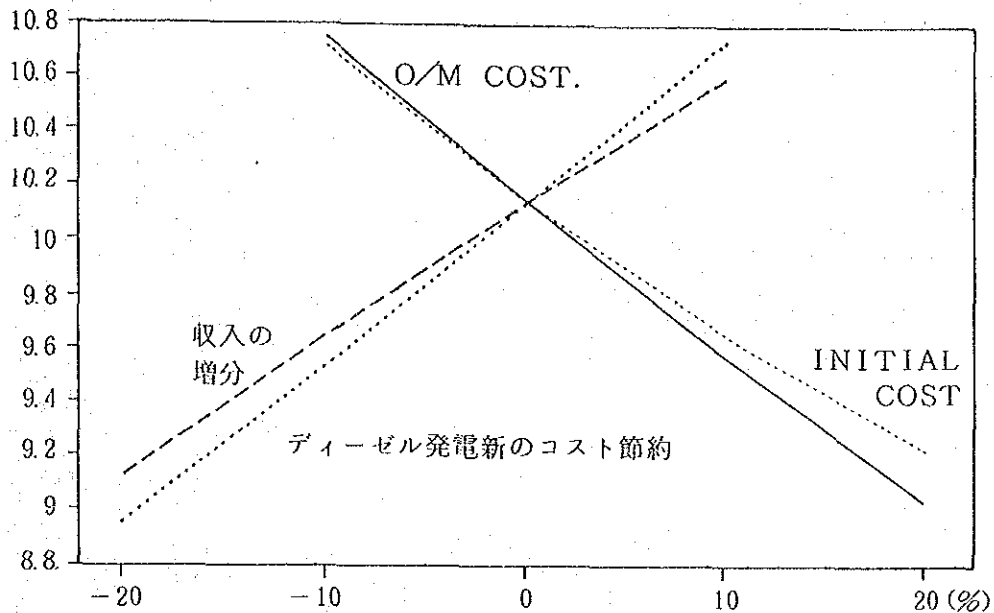
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
燃料費	30,250	31,158	32,092	32,092	32,092	32,092	32,092	32,092	32,092	32,092
人件費	4,000	4,080	4,162	4,245	4,330	4,416	4,505	4,595	4,687	4,780
経理雑費	6,000	6,120	6,242	6,367	6,495	6,624	6,757	6,892	7,030	7,171
合計	40,250	41,358	42,496	42,704	42,917	43,133	43,354	43,579	43,809	44,043

表 5-2-7 プロジェクト実施後の売電収入の増加分

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
プロジェクトを実施した場合の供給電力量 (Gwh)	200.0	206.0	212.2	218.5	225.1	231.9	238.8	246.0	253.4	261.0	268.8	276.8	285.2
消費電力量 (孤立系)	40.0	41.2	42.4	43.7	45.0	46.4	47.8	49.2	50.7	52.2	53.8	55.4	57.0
プロジェクトを実施しない場合の供給電力量	140.0	144.2	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0
消費電力量 (孤立系)	40.0	41.2	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4
差	60.0	61.8	67.2	73.5	80.1	86.9	93.8	101.0	108.4	116.0	123.8	131.8	140.2
消費電力量 (孤立系)	0.0	0.0	0.0	1.3	2.6	3.9	5.3	6.8	8.2	9.8	11.3	12.9	14.6
電力料金 (1000Rp/Gwh)	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
収入の増分 (大蔵市)	126,000	129,780	141,078	154,445	168,214	182,395	197,002	212,047	227,543	243,505	259,945	276,878	294,320
増分 (孤立系)	0	0	0	2,673	5,427	8,263	11,185	14,194	17,293	20,485	23,773	27,160	30,648

法でプロジェクト評価を行う。

図5-2-2 感度分析の結果



プロジェクト(T₂) 評価を前段までに行ったが、このプロジェクトは、プロジェクト(T₁, G₁)と関連しているため、(T₁, G₁)と(T₂)のキャッシュストリームを合せたものを1つのキャッシュフローと見做し、プロジェクト評価を行う。こうすることにより、プロジェクトの系統全体としての評価が可能となる。

(A) 経済費用の算出

プロジェクトT₁, G₁について、前段と同様のことを行いT₂との合計を求める。結果を表5-2-1に示す。

(B) 経済便益の算出

プロジェクトT₁, G₁の主目的は現在電気が逼迫している都市地区への送電である。プロジェクトの実施に伴う主なベネフィットとしては次のようなものが考えられる。

- ① 電力供給増による電力公社の収入増
- ② 信頼性向上による工場等受電者の負担減

しかし、②に関しては調査がむずかしく、十分なデータを得られなかった。また停電確率の等は、技術的にも算出が難しいため、intangible benefit として考え、①のみを数量化する。

これより、ベネフィットは表5-2-6のように計算される。

図5-2-9 プロジェクトT2の経済評価

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
ベネフィット												
エネルギー												
売電収入増加分			40,250	41,358	42,495	42,704	42,917	43,133	43,354	43,579	43,809	
			0	2,873	5,427	8,263	11,185	14,194	17,233	20,185	23,173	
ベネフィット合計			40,250	44,031	47,923	50,968	54,101	57,327	60,617	64,064	67,582	
コスト												
建設コスト	152,503	186,393	38,650	39,557	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	
土地価格			126	126	126	126	126	126	126	126	126	
コスト合計	152,503	186,393	38,776	39,683	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	
キャッシュフロー	-152,503	-186,393	1,474	4,348	7,306	10,350	13,484	16,709	20,029	23,447	26,965	
I R R												
											10.16%	
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
44,043	44,282	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526
27,160	30,648	34,241	37,842	41,754	45,680	49,724	53,889	58,179	62,598	67,149	71,837	76,666
71,203	74,930	78,767	82,468	86,280	90,206	94,250	98,415	102,705	107,124	111,675	116,363	121,192
40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492
126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618
30,596	34,313	38,150	41,850	45,662	49,588	53,632	57,797	62,087	66,506	71,057	75,745	80,574
2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526
81,639	86,762	92,038	97,473	103,070	108,835	114,774	120,891	127,191	133,681	140,361	147,248	154,340
126,195	131,288	136,564	141,999	147,596	153,362	159,300	165,417	171,717	178,207	184,890	191,775	198,866
40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492
126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618
85,547	90,670	95,946	101,381	106,979	112,744	118,683	124,800	131,100	137,589	144,273	151,157	158,248

2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526	44,526
161,643	169,166	176,915	184,896	193,116	201,583	210,394	219,286	228,538	238,068	247,884	257,994	268,407
206,169	213,692	221,441	229,422	237,642	246,109	254,830	263,812	273,064	282,594	292,410	302,520	312,933
40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492	40,492
126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618	40,618
165,552	173,075	180,823	188,804	197,024	205,491	214,212	223,195	232,447	241,976	251,792	261,902	272,315

(C) IRRの計算

Bで得られた T_1 , G_1 のコスト・ベネフィットを基にタイム・スライス・アプローチを用いてプロジェクト評価を行なう。プロジェクト T_2 について、コストの項で買電コストを計上しているが、全体で考えた場合、この項は除外しなければならない。以上のことより、 T_1 , G_1 , T_2 を含めたキャッシュ・フロー表が表5-2-11の通り計算される。IRRは9.98%となり、プロジェクト T_2 単独で評価した数字よりも少し低い数字が得られた。これは、 G_1 , T_1 が水力発電という初期投資の高いプロジェクトであることに起因すると思われる。(表5-2-10参照)

表5-2-11 プロジェクトの経済評価 (TIME SLICE)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995			
コスト (T1, G1)													
建設コスト	373,230	746,461	870,871	497,640	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742			
O/Mコスト													
ベネフィット (T1, G1)													
収入増加分					126,000	129,780	141,078	154,445	168,214	182,395			
キャッシュフロー (T1, G1)	-373,230	-746,461	-870,871	-497,640	53,258	57,038	68,336	81,704	95,472	109,654			
キャッシュフロー (T2)					-152,503	-186,393	30,034	32,908	35,866	38,910			
合計	-373,230	-746,461	-870,871	-497,640	-99,245	-129,355	98,370	114,612	131,338	148,564			
IRR	8.98%												
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742
197,002	212,047	227,543	243,505	259,945	276,878	294,320	312,284	330,788	349,846	369,477	389,696	410,522	
124,260	139,305	154,802	170,763	187,203	204,137	221,578	239,543	258,046	277,105	296,735	316,954	337,780	
42,044	45,269	48,589	52,007	55,525	59,146	62,873	66,710	70,410	74,222	78,148	82,192	86,357	
166,304	184,575	203,391	222,770	242,728	263,282	284,451	306,252	328,456	351,327	374,883	399,146	424,137	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021
72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742
431,973	454,067	476,824	500,263	524,406	549,274	574,887	601,268	628,441	656,430	685,258	714,950	745,534	
359,231	381,325	404,082	427,522	451,665	476,532	502,145	528,527	555,700	583,688	612,516	642,209	672,792	
90,647	95,066	99,617	104,305	109,134	114,107	119,230	124,506	129,941	135,539	141,304	147,243	153,360	
449,878	476,391	503,700	531,827	560,799	590,639	621,375	653,033	685,641	719,227	753,820	789,451	826,152	

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742	72,742
	777,035	809,481	842,900	877,322	912,777	949,295	985,909	1,025,651	1,065,556	1,106,658	1,148,992	1,192,597	1,237,510
	704,293	736,739	770,159	804,581	840,035	876,554	914,167	952,910	992,814	1,033,916	1,076,251	1,119,855	1,164,768
	159,660	166,149	172,833	179,717	186,808	194,112	201,635	209,383	217,364	225,584	234,051	242,772	251,755
	863,953	902,888	942,991	984,298	1,026,843	1,070,665	1,115,802	1,162,293	1,210,178	1,259,500	1,310,302	1,362,628	1,416,523

Appendixes

A-1 経済評価用語集

1. 移転支出 (transfer payment) :

対価としての財又はサービス（但し、移転支出をなすために必要なサービスを除いて）を一切受けとることなしになされる支払いのことを移転支出という。つまり、移転支出によって、ある財又はサービスに対する請求権の移転がおこるのみであって消費や新たな産出を伴うものではないので、国民所得水準の増減は一切おこらない。従って、財務分析上の評価額を経済分析のための経済価値に直すときには、移転支出は控除する必要がある。

“直接的”移転支出とは、ある財又はサービスに対する請求権を一国内のある主体一国内のある主体から別の主体へ直接移転させるような支払いがなされる場合のことをいう。プロジェクトで最も典型的な直接的移転支出としては税金および（直接）補助金あげられる。例えば税金の支払いはプロジェクト主体にとっては明かに費用であるが、プロジェクト主体の収入の一部が政府に移転するだけなので国民経済全体からみると何の変化もおこらない。従って、国民経済全体にとっての費用便益の測定を目的とした経済分析に際しては、税金の支出は費用項目から除かれる。補助金も同様の理由により除去される。

プロジェクト評価では、借入金やその返済金（利息及び元本の支払い）も移転支出として扱う。信用取引では、財又はサービスに対する請求権を貸出者と借入者の間で分かつのみであって、資本に対する収益の総額自体には影響を与えないからである。

また、ある財又はサービスの評価がその（財又はサービスの）限界価値生産又は使用価値と異なっている時は、その（価格と、限界価値生産額又は使用価値額との）差額分だけの“間接的”移転支出がおこったことになる。

2. “With” と “Without” :

“With”とは、あるプロジェクトを実施したときの状態、“Without”とはそのプロジェクトを実施しないときの状態をさす。プロジェクト評価では、プロジェクトを実施した場合（with the project）の純便益と実施しない場合（without the project）の純便益とを比較しなければならぬ。これは、特定プロジェクトの実施前と実施後の比較とは区別される必要がある。たとえそのプロジェクトが実施されない場合でも、時間が経過すると純便益は（プロジェクト実施前の時点とは）変化する可能性があるからである。

3. 感度分析 (sensitivity analysis) :

プロジェクトをとりまく状況が計画の中での想定と異なった場合に、そのプロジェクトの収益力にいかなる影響を与えるかを体系的に調べる分析手法で、将来に発生しうる状況や将来の価格

等の不確実性への対処の一手段であるといえる。

感度分析は、一つの（あるいは複数の）要素を変化させ、その変化がプロジェクトの生み出す価値に対して与える影響の度合を決定する方法である。

変化させる要素としては、例えば価格、費用の超過、実施の遅延等があげられる。

4. 機会費用（opportunity cost）：

通常、一つの経済資源（土地、労働力、外貨、等）に対して潜在的には様々な用途が存在する。例えば土地がある時、潜在的には住宅、事務所、工場、公園等の使いみちがあるかもしれない。しかし当然のことながら、一つの資源（例えば土地）をある特定の目的のために（例えば工場建設用地として）使用すると、同時に他の目的のために（例えば住宅用地として）使用することはできなくなる。このように、ある稀少資源（土地）を特定の目的（工場建設）のために使用することによってほかの次善の目的のためには使用できなくなることで断念せざるをえない便益（もし同じ土地に住宅を建設していたら得られたであろう便益）のことを機会費用という。

機会費用の概念はプロジェクト評価の中で重要な位置を占めており、プロジェクトの投入物の評価に際しての中心的な概念となる。

プロジェクト評価では、財務分析の場合はある（購入された）投入物の機会費用は常にその（財又はサービスの）市場価格である。一方、経済分析の場合の投入物の機会費用は、中間生産物では当該プロジェクト以外の次善の用途に使われた場合の限界価値生産であり、最終生産物ではその（支払い意思額で計った）使用価値である。

完全に競争的な市場では（即ち、市場に多数の売り手と買い手がおり、それぞれが完全な情報をもっている場合）、市場価格は限界価値生産に等しくなる。従って経済分析において、投入物が競争的な市場で購入されるとすると、その価格は少なくとも当初における投入物の限界価値生産及び機会費用の推定値である。ところが、何らかの理由により投入物の市場価格が、プロジェクト以外の次善の用途に使われた場合の限界価値生産からかけはなれているときは、限界価値生産は直接推定され、その価格がその財又はサービスの機会費用となる。

5. 経済価格（economic price）：

プロジェクトの経済分析は一国の国民経済全体にとっての費用・便益の測定を目的としているため、市場価格における費用及び便益項目から移転支出を除去し、最終生産物に関してはその使用価値、中間生産物では機会費用（即ち限界生産物価値：追加的投入物一単位当りの産出物の増加分）にて評価する必要がある。市場価格は必ずしもそれらの評価額の推定値として適当でないことが多いため、市場価格と区別する意味で、それら移転支出を除去し、使用価値又は機会費用を用いた評価額を総称して経済価格とよぶ。これらはまた、潜在価格（shadow price）ともよば

れる。

潜在賃金 (shadow wage) は、通常労働の限界価値生産額の推定により得られる。

なお、使用価値及び機会費用は当該国の国内価格体系で評価されるが、さらに貿易政策等による国内価格体系のゆがみを補正して国境価格に引き直す (通常は機会費用又は使用価値に変換係数を乗じる) ことにより計算価格が得られる。

6. 経済分析 (economic analysis) :

プロジェクト分析において経済分析とは、一国の国民経済全体にとっての費用便益を測定することを目的とし、その際の費用及び便益は経済効率に照らしあわせた価値 (計算価格) によって評価される。実務上は、まず財務分析を行った後に費用・便益のそれぞれの項目を計算価格に再評価する方法をとる。再評価の際の基準とは、(1) 真にそのプロジェクトに用いた資源であるか、(2) 真の価格を表わしているか、の二点であるが、具体的には移転支出を除去すること、及び全ての項目をその使用価値又は社会にとっての機会費用 (貿易財については通常国境価格) を用いて評価することによって計算価格を算出する。

7. 計算価格 (accounting price) :

経済分析の際、プロジェクトの費用・便益の評価のために用いる価格を計算価格という。すなわち、機会費用等で測られる経済的価値を貿易政策等による影響を補正するために国境価格に引き直したものが計算価格である。

理論的には計算価格は以下の様にして得られる。

一般にプロジェクトの投入物は、その財又はサービスを新たに生産又は輸入することにより、或いは現在他の用途に使われている財又はサービスを当該プロジェクトに振りむけることによって得る。従って投入物の計算価格は、前者の場合にはその投入物の生産又は輸入の限界費用であり後者の場合は機会費用である。他方プロジェクトの産出物は、その財又はサービスの消費量又は輸出量の増大、或いはより非効率的な生産設備の廃棄をもたらすであろう。従って産出物の計算価格は、前者の場合は供給量増大に伴う増加 便益 (通常使用価値で計られる)、後者の場合は非効率的な生産設備をより効率的な それ (即ち当該プロジェクト) によって代替することに伴う費用節約分である。即ち、まずプロジェクトの投入・産出物を貿易財と非貿易財に区別し、貿易財については、その国境価格に基づく輸出又は輸入価格を計算価格として用いる。次に、非貿易財の投入物については、その生産費用を更に貿易財の生産要素と非貿易財のそれ及び移転支出に分割し、移転支出を除去、貿易財の要素は国境価格にて評価 (計算価格となる) し、非貿易財の要素は更に同様の分割を行う。このような分割作業は通常最大限で3回程度行なわれるが、その時点で残った非貿易財の生産要素については、その国内市場価格に変換係数を乗じることに

よって計算価格とする。また、非貿易財の産出物の評価は、プロジェクト産出物に対する支出は現在類似の財又はサービスに対してなされている支出から振りむけられるものである、という考えに基づき、プロジェクトによる（国内市場価格で測った）収入額にそれらの代替財又はサービスの変換係数を乗じることによって計算価格とする。

ただし、計算価格の算出は上記の様に複雑であると同時に分析者の判断の入りこむ余地が大きいので、計算価格の算出は最も重要な費用・便益（多くても3～4項目）のみに限ることが望ましい。

8. 国境価格（border price）：

貿易財の国境における単価を国境価格といい、庭先価格（又は売渡し価格）等と区別される。輸出財ではFOB（本船渡し）*価格、輸入財ではCIF（運賃保険料込）**価格を用いる。

※FOB（Free on Board：本船渡し）価格：

海外の輸入者のもとへ運ぶために輸出地で船（又はその他の運搬手段）に積込む時点での輸出品の価格。CIF価格と区別される。

※※CIF（運賃・保険料込）価格：

輸入財の、輸入国の入国地点における価格のことで、FOB価格等と区別される。輸入国までの運賃、保険料や、通常は輸入国での陸揚げの費用等を含むが、他方、入国地点への到達以後の費用、関税その他の税金等は一切含まない。

9. 最小費用法（least cost method）：

プロジェクト評価の一方法である一定レベルの便益（これは数量化できない便益をも含む）を得るための費用が最低となる代替案を採用する方法のことを最小費用法という。一つのプロジェクトの中でいくつかの技術的代替案を検討する際に用いられる。例えば、電力プロジェクトで、一定量の電力供給に対して火力又は水力の代替案選択を行なう場合等である。

プロジェクトの選択としては、現在価値に割引いた費用を最小にする代替案がより好ましい、ということになる。その際の割引率は通常資本の機会費用又はカットオフ・レートを用いる。

また、一つのプロジェクトの中で、プロジェクトの中間生産物に関して費用効果の観点から最も適切な技術的代替案を選ぶとき、（最小費用分析とよばれ）、現在価値に割引いた費用が最小となる代替案が最適案となるが、最適案は異なった割引率の適用によって異ってくることもある。

なお、2つの代替案に関してそれぞれの費用の現在価値が等しくなるような（従って費用に関する限り2つの代替案が無差別となるような）割引率を等価割引率（Equalizing Discount Rate）

という。

O & Mコスト (operation & maintenance cost) :

プロジェクトの実施 (implementation) に際して経常的に発生する費用のことをO & Mコストという。

10. 財務指標 :

プロジェクトの財務的健全性・安定性を測定するための指標を総称して財務指標とよぶ。本来財務的健全性・安定性を測る視点として、経営学では通常短期、長期の2面性があげられるが、ここではプロジェクトそのものが本来的に持つ継続期間の限定性という特性に鑑み、主として短期的側面に係わる分析指標として流動性比率、長期負債対自己資本比率及び投資比率に関してその概略を以下に示す。

(1) 流動性比率 (Current Ratio)

短期間に現金化する流動資産と短期的な支払いが予定される流動負債との対比により、当該プロジェクトの持つ支払い能力を測る。

この流動比率を最初に提唱したアメリカの銀行家ウォールは、「2対1の原則」として有名な「流動比率2以上による支払い能力安全性のメルクマール」を主張したが、現在の開発プロジェクトでは、1.0以上、おおよそ1.2乃至1.5程度をもって安全比率としている。

$$\text{流動性比率} = \frac{\text{流動資産}}{\text{流動負債}}$$

(2) 長期負債対自己資本比率 (Debt Equity Ratio)

資本固定比率ともいい、自己資本による財務体質の健全性あるいは長期債権者に対する安定性指標となる。自己資本はプロジェクト操業当初の損失、および営業不振に対する財務的間衝 (バッファー) であり、通常40:60等の形で示される。このうち右辺が自己資本の割合であり、これが50を越すことが望ましい、とされている。

$$\text{長期負債比} = \frac{\text{長期債務残高}}{\text{長期債務残高} + \text{自己資本}} \times 100 - (A)$$

$$\text{同様に上の60にあたる自己資本比} = \frac{\text{自己資本}}{\text{長期債務残高} + \text{自己資本}} \times 100 - (B)$$

$$\text{長期負債対自己資本比率} = A : B$$

(3) 投資比率 (turn on Investment)

資本収益性とは、投下資本に対する利益効率を現わす概念であり、会計財務においては資本収益率としてプロジェクト・ライフにおける特定会計年度を対象に計測される。

経営分析においてはこの資本収益率を測る前提として、多くの「資本」及び「利益」の概念が規定されている。例えば「資本」においては総資本・自己資本・短期資本・資本金・経営資本・他人資本・長期資本が、また「利益」については売上純利益・営業利益・税引前純利益・限界利益・経常利益等が相互に重複する形で現され、例えば次の図のような「資本」・「利益」の各種組合せによる分析指標が開発されている。

営業利益	総資本
経常利益	経営資本
税引前純利益	自己資本
純利益	資本金

ここでは「特定プロジェクトそのものが生み出す収益性」という本来的な意味での収益性に着目するため、特定期の投資効率を測る「資本収益性」について簡単にふれることとする。即ちプロジェクトに係わる総費用に対する収益を測るという意味での「総資本利益率」及びFIRR on Equityに相当する「自己資本利益率」についてふれる。

総資本利益率は、プロジェクトに投下された総費用（財務諸表では貸借対照表における総資産または負債＋自己資本）に対する当期生み出された税引前純利益に割合、即ち、

$$\text{総資本利益率} = \frac{\text{税引前純利益}}{\text{総資産}}$$

である。自己資本利益率は他人資本である借入金が入る為、

$$\text{自己資本利益率} = \frac{\text{税引前純利益} + \text{金利支払い額}}{\text{自己資本}}$$

と定義される。

11. 財務分析 (financial analysis) :

プロジェクト評価における財務分析とはプロジェクトの実施主体（政府機関や企業）にとっての費用・便益を測定することを目的とするもので、プロジェクトによって発生する全ての支出及び収入を市場価格で評価し、それぞれ費用・便益として見積もる。プロジェクトの実施にあたって資金借入を行うときは財務分析においてそのプロジェクト主体の財務的健全性を判断することも行われる。