

12. 支払い意思額 (willingness to pay) :

ある最終生産物(財及びサービス)に対して消費者が払う意思のある金額。使用価値(alue in use) ※ の推定額となる。

※使用価値(Value in Use) :

経済分析における「価値」の一つのクライテリア。ある最終生産物(財又はサービス)に対する購入者の支払い意思額をもってその財又はサービスの経済的価値としてとらえる。

従って中間生産物(財又はサービス)価値のクライテリアとは区別され、この場合は限界価値生産をもってその財又はサービスの経済的価値としてとらえる。経済価値額又は限界価値生産額は、その財又はサービスが別の用途にふりむけられた時、機会費用額となる。

13. 市場価格(Market Pricre) :

ある財又はサービスが、実際に取引されている価格のこと。

市場価格は潜在価格(Shadow Price)と区別される。

14. 純現在価値(Net Present Value - NPV - 又は Net Present Worth - NPW) :

プロジェクトの純便益増加額(incremental net benefit : あるプロジェクトによる“ithou u project”時と比較したときの純便益の増加分)、或いは、プロジェクトの便益の現在価値から費用の現在価値を差引いた差額を純現在価値という。

純現在価値によってプロジェクト評価を行うときのプロジェクト選択は、適切な割引率(通常は資本の機会費用)で割引いた純現在価値が0以上となるような独立なプロジェクトは全て採用する方法をとる。そしてその際、実施の順序に関するランクづけは行わない。

また、同時には実施が不可能な(mutually exclusive)いくつかのプロジェクトの分析を行う場合は、純現在価値が最大となるものを採用する。純現在価値は、同時に実施不可能なプロジェクト群からのプロジェクト選択に適した方法といえる。

15. 直接費用と間接費用(direct cost & indirect cost) :

ある特定のコスト対象(costobject)に直接関係した全ての費用を(そのコスト対象に関する)直接費用といい、それ以外の費用を間接費用という。ここでいうコスト対象とは、ある商品一単位、ある企業等の一部署、一生産ライン等、費用の発生する目的物の単位をさす。

労働コストに関していうと、ある製品の直接人件費とは原材料に直接手を加えて製品の生産にたずさわっている労働者の賃金をさし、間接人件費とは直接生産にはたずさわらないものの工場の操業のために必要な労働者の賃金をさす。

ある費用項目は、コスト対象物の選び方によって直接費用にも間接費用にもなりうる。従って直接・間接費用の区別を行う際はコスト対象物を明確に特定する必要がある。例えば、ある工場に於て現場監督の賃金は、その工場全体の操業に関しては直接費用であり、他方個々の製品の生産に関しては間接費用である。

間接費用は、共通費用（common costs）とよばれることもある。間接費用が複数の部署で共用している設備（建物、備品等）やサービス（データプロセッシング、メンテナンス要員等）によって生じる場合は、何らかの方法でその費用を各部署の受益者に配分して帰属させる必要がある。このような配分作業のことを費用配分（cost allocation）という。

16. 内部収益率（Internal Rate of Return - IRR -）：

プロジェクトの純現在価値が0になるような割引率のことを内部収益率という。投資額及び操業費用をプロジェクトの収入によって丁度回収できる時に、そのプロジェクトが投入資源に対して支払うことのできる利子率の最大値でもある。純現在価値と異なり、割引率を事前に設定する必要がないので、プロジェクト評価の指標として広く用いられている。

内部収益率を用いてプロジェクト評価を行うときのプロジェクト選択は、内部収益率が一定のカットオフ・レート（通常は資本の機会費用）を越えている独立（independent）プロジェクトを全て採用する方法をとる。なお、内部収益率は独立プロジェクト間の優先順位の指標としては適切でない場合がありうる。

また、同時に実施不可能な（mutually exclusive）プロジェクト群からの選択に対しては直接適用することはできない。内部収益率が大きくても必ずしも純現在価値も大きくなるとは限らないので、内部収益率が最大のプロジェクト代替案が必ずしも最適の代替案であるとはいえないからである。

17. 非貿易財（nontraded）：

プロジェクトの投入産出物のうち、本質的に国境をこえて取引されない財又はサービスのことで、貿易財（traded）と区別される。非熟練労働や土地がその典型例。プロジェクト評価では、プロジェクトの実施国で貿易取引されていない財又はサービスをいう。経済分析において非貿易財は、中間生産物（intermediate goods or services）の場合は限界価値生産（Marginal Value Product）によって、また最終生産物（final goods or services）の場合は支払い意思額（willingness to pay）によってそれぞれ評価される。

18. 費用（cost）：

プロジェクトによって消費される財及びサービスを費用という。例えば送配電プロジェクトで

は建設費、運転・維持管理費、買電コスト等をいう。

費用が計算可能であるとき、財務分析においては市場価格で、また経済分析においては計算価格で評価される。数量化することは困難ではあるが重要と思われる費用（intangible cost）は、費用・便益分析には用いられない。

19. 費用・便益分析（Cost - benefit analysis）：

稀少な資源を用いた投資プロジェクトの決定に際し、そのプロジェクトの収益性を評価し、同一の目的を満たす代替案を比較検討する必要がある。そのような投資の意思決定に資するため、投資プロジェクトに伴う費用及び便益を特定し、さらにそれらを数量化する（システムティックな）方法論を総称して費用・便益分析という。

20. プロジェクト・ライフ：

あるプロジェクトがうみだす便益を測るためには、ある限定された期間を設定する必要があるが、その様な期間をプロジェクト・ライフという。この特定化された時間の範囲で当該プロジェクトがどれだけの便益を生むか、という点に経済分析の基礎がおかれる。

プロジェクト・ライフをどれ位の長さに設定するか、という点について一般的に言われる要素の一つは、プロジェクト・ホリゾン（地平線）の考え方である。これはプロジェクトの設定期間は、フィージビリティ調査の時点において将来的な予測が大体つくといった程度の時間的な長さを前提とする、という考えである。即ち、プロジェクト評価は常に将来予測の上に行うものであり、当該プロジェクトに係わる市場・生産等の諸条件の変化をほぼ客観的に推定できる範囲にその期間を設定すべきである、という程度に解釈される。この意味で、例えば需要・生産価格・製品の市場性等、プロジェクト環境に比較的敏感な工業案件の場合には、インフラ案件等に比較して相対的に短期のプロジェクト・ライフが前提とされる。

一方、プロジェクトに用いる機械設備等の経済的耐用年数をもってその期間を設定する考え方もある。具体的には、ケースにより差異があろうが、10年、15年程度が一般的である、最近の技術革新のテンポの早さから案件によっては、先進国では7～8年という考え方もとられている。ただし、プロジェクト・ライフが短期間に設定され法定償却年数より短くなる場合には、プロジェクト終了後の諸機器類の残存価値（Residual value）或いは売却による収益（Salvage value）が便益に計上されるため、残存価値がゼロと仮定される長期案件と評価上の意味が多少異なってくる。ちなみに投資の大部分が、土木・施設建設にあてられる道路・港湾プロジェクト等のインフラ案件では供用開始後、経営が安定するまで（定常状態に達するまで）、あるいは社会的に機能が老朽化（obsolete）するまでの期間をもってプロジェクト・ライフとし、30年、50年といった比較的長い期間が分析対象とされる。もっとも30年、50年という長期間になると、

実際上は割引きにより現在価値としてさほどの意味をもたなくなる。

21. 便益 (Benefit) :

プロジェクトによって生み出される財やサービスを便益という。例えば送配電プロジェクトでは、プロジェクトによって供給される電力ロスの軽減、生産性の向上等をいう。便益が計算可能なとき、財務分析においては市場価格で、また経済的評価においては計算価格によって評価される。

また、明らかに価値が認められるものの数量化が困難な便益 (Intangible benefit) は、費用便益分析には用いられない。

22. 変換係数 (Conversion factor) :

非貿易財 (財又はサービス) の国内市場価格から政府の介入 (関税、補助金、輸入規制等) による国内価格への影響分を補正することによって、国境価格に引き直すための数値で、通常は1未満の値をとる。変換係数をその財又は、サービスの国内市場価格 (又は機会費用、使用価値) に乗ずることによって国境価格が得られる。

なお、標準変換係数 (Standard Conversion Factor) は、通常主要な輸出品と輸入品について、その国際市場価格と国内価格の加重平均の比によって求められる。

23. 貿易財 (Traded goods) :

プロジェクトで、ある投入物の消費やある生産物の産出がその財の一国の輸出入量に影響を与える時、その投入物又は産出物を貿易財と呼ぶ。経済分析において、貿易財 (の価値) は国境価格に基いて評価される。輸入財、あるいは輸入代替財の場合、輸入等価価格 (import parity price)、つまり C I F 価格に入国地とプロジェクト現地の間の国内費用を調整した価格で評価され、輸出財の場合は輸出等価価格 (export parity price)、F O B 価格からプロジェクト現地と輸出船積港間の国内費用を差引いた価格で評価される。政府の規制によって取引きされない財であっても、本質的に貿易が可能なのは、プロジェクト評価において、貿易財として扱われる。

24. 埋没費用 (sunk cost) :

プロジェクト評価の時点以前に既に発生してしまっている費用で、過去の投資による残存価値 (residual Value) として回収できないものをいう。

埋没費用は機会費用とはならないので、プロジェクト分析の際には費用の中に含まれない。即ち、将来の時点で発生する費用に対して将来に生じる収益のみを対象としているからである。

25. 割引 (discounting) と割引率 (discount rate) :

通常プロジェクトの便益 (場合によっては費用の一部も) は数十年というような長期にわたって発生し、またプロジェクトによってそれぞれの費用・便益が発生する時点も様々である。例えば電力プロジェクトの中でも水力発電は (建設費等の) プロジェクトの初期に発生する費用が大きい一方操業費用は比較的小さいが、火力発電の場合、初期の費用は相対的に小さいが燃料費等の操業費用が大きい。

一般に、例えば現在の時点での1万円は (金融商品等に投資することにより利息を得ることができるので) 一年後の時点での1万円よりも実質的により価値が大きいと考えられるので、異なる時点で発生する費用・便益をそのまま比較することはできない。そこで、全ての費用・便益の価値額を同一時点で比較するため、将来の異なる時点で発生する時期的ズレによって生じる金銭価値を、利息と逆の考え方により現在時点の価値に換算する (現在価値を求める) ことを “割引く” という。また、その時用いられる利率 (上記の例でいうと、現在時点での1万円を金融商品に投資することによって一年間に得られる利率に相当する) を割引率という。

その際の割引率には、資本の機会費用を用いる。その求め方としては、その国の市場金利を用いる方法、国民所得統計から平均投資収益率を求める方法、或いは近年の類似プロジェクトの投資収益率を用いる方法等が考えられるが、いずれも一長一短であるため、実務上は、例えば世銀では通常10%として計算している。

具体的には現在価値は、

$$(\text{将来時点での価値額} = \text{将来価値}) \times \frac{1}{(1+i)^n}$$

によって求められる。

但しここで、 i は割引率 (年間利率)、 n は現在から将来の特定時点までの年数である。

一般に、 $\frac{1}{(1+i)^n}$ の値は、複利・割引計算表 (compounding and discounting tables) によって割引係数 (discount factor) の形で得られる。

なお、プロジェクトの実施が可能であるための最小限の内部収益率又は (純現在価値を算出する場合は) 割引率のことを “カットオフ・レート” (cut-off rate) という。通常は資本の機会費用をカットオフ・レートとして設定することが多い。

A-2 国際援助機関及びJICAの評価の実際

世銀及アジ銀の送電プロジェクトの評価方法につき、審査レポートのレビュー及び世銀、アジ銀の担当者よりのヒアリングにより検討した。JICAについては過去のF/Sレポートを分析した。

A-2-1 世銀、アジ銀の送電線プロジェクト評価

A-2-1-1 プロジェクトの分類

今回のガイドラインまとめのためにレビューした世銀/アジア開発銀行の審査レポートにつき、財務分析がどの様に行われているか見てみよう。

アジア開発銀行電力セクター・プロジェクト・ガイドラインによると（アジ銀、1986）送配電線のプロジェクトは5つのタイプに分類できるとされている。

- ①新規発電（別プロジェクト）に伴う送配電
- ②グリッドからの供給増加に伴う送配電
（これには②' rural electrification [地方電化] プロジェクトも含まれる。）
- ③バック・アップ（既存グリッドと並行）
- ④グリッド間の相互補完
- ⑤補修/信頼性向上による送電ロスの向上

この他に、上記のプロジェクトのタイプのうち幾つかが組み合わせされたもの（例○○次電力システム拡張計画）も多く見受けられる。

②のタイプのうち地方電化は、送配電プロジェクトの実施組織が発電部門の実施組織と、タイのPEA（Provincial Electricity Authority：地方電力庁）の様に別組織になっていることも多い。

この場合、発電組織よりの買電価格が実際に設定されていることもあるため、当該プロジェクトが他の地域送電網と独立なプロジェクトと考えられる時には独立なプロジェクトとして取り扱うこともできる。しかしながらこの場合、買電価格を通し、農村電力組織、ひいては農村地域の住民に対する補助（Subsidization）が行われていること、また買電価格が政策、政治的な交渉を通して決定される性格であることに注意すべきである。

A-2-1-2 レビュー審査レポート一覧

A-2-1-2で述べた分類に従い、今回レビューしたアジア銀、世銀の審査レポートは、表A-2-1となる。

アジア銀、世銀の各審査レポートを、プロジェクト評価の各項目に従ってまとめると、表A-2-2、表A-2-3になる

A-2-1-3 アジ銀、世銀のプロジェクト評価法

A-2-1-3-1 アジア開発銀行 (ADB)

審査レポートのレビュー、同銀行におけるヒアリングにより得られた情報を基に、アジア銀の送電線プロジェクト評価法につき述べる。

1. 送配電プロジェクトの経済財務分析に係るガイドラインについて

ADBはプロジェクトの経済財務分析の一般について既に“Guideline for Economic Analysis of Project”を作成しているが、送配電プロジェクトについての特別のガイドラインはない。そこでADBの中では、世界銀行の関係のペーパー、資料及びADB職員のStaff Paper等を参考に経済財務分析を実施しているのが現状。そのため、詳細な分析プロセスは、各レポート間で相違が生じている。

2. プロジェクト・サイクルと経済財務分析の位置付け

ADBのプロジェクトサイクルは通常Country Programming → Fact Finding → Project Appraisal → Loan Disbursementという経過をたどるが経済・財務分析は、Project Appraisalのプロセスで詳細に実施される。ADBは要請されるプロジェクトすべてにF/Sを実施する意向はなく、既にF/Sレポートがあればそれを参考とし、ない場合に限り、当該国への技術協力(T/A)としてコンサルタントを雇用し、F/Sを実施する。T/Aは100,000ドル以内はGrantとし、それを越えるポーションは“Piggy-bag”として自動的に融資会社に加えられる。経済・財務分析の作業は、コンサルタントに委託することもあるが、最近では、ADBスタッフが直接実施するケースが多い。そのためADBのAppraisal Reportは、特に経済・財務分析の部分は、ADBの分析手法が、そのまま反映されていることになる。

3. 最小費用分析 (Least - Cost Analysis) 手法について

送配電線プロジェクトにおける最小費用分析 (Least - Cost Analysis) は、送電線を建設することが、他の代替案 (例 ディーゼル発電) よりコストが最小であることを証明するためのもので、最終的には、EDR (Equalizing Discount Rate) によって判断される。具体的には送電線のコストには、イ) 資本コスト (Capital cost)、ロ) 維持・管理コスト (O & M Cost)、ハ) 買電コスト (System energy cost) が計上され、一方比較の対象となる。例えばディーゼル発電のコストには、イ) 資本費 (Capital cost)、ロ) 燃料コスト (Fuel cost)、ハ) 維持管理コスト (O & M Cost) が計上される。そこで両者を Project Life 20年~35年で、EDRを計算し、プラスの結果が出れば送電線の建設が最小費用と見なされることになる。

この際問題となることは、発電設備が既に存在し、送電のための電力をその施設より購入する場合過去に投資された発電設備の資本コストをどう送電線コストに反映させるかである。この点、ADBの中では職員の間で必ずしも統一見解はないが、既存の発電設備の資本コスト部分は、送電線がなければ十分利用されていないことから、“Sunk cost” 扱いとして、コストはゼロとすることも考えられている。一方、運転維持のためのO & Mコストは送電線が建設されると送電のため追加的 (Incremental) に必要されるコストとして判断し、送電線プロジェクトに含むのが望ましいとされている。

4. 経済分析における便益・費用の算出手法について

送電線プロジェクトを大きく分類すると、三つのタイプに分れる。(1) 発電所を含む送電線の場合、(2) 発電所があり、送電線を全く新規に建設する場合、(3) 発電所はあり、既存の送電線もあるが、信頼性・安全性を高めるために近代化、補強する場合の三つである。(1) については、通常の発電所建設プロジェクトの経済分析手法が適用され、送電線コストはプロジェクトの一つのコストコンポーネントとして含まれる。(2) は、便益を“Willingness to pay” 手法により算出する。(3) は、原則として(2)の手法を適用することを提案しているが実際のADB評価レポートでは、便益の計量化が困難であるとして経済分析を割愛しているレポートも多い。

費用面 (Economic Costs) は1) 資本費 (Capital cost)、と2) 維持管理費 (O & M Cost) で構成される。但し、資本費については、単に送電線の建設コストを計上するのではなく、当該電力系統 (System) について、将来計画のうち、ある一定期間 (Time - Slice) に計画されている発電所プロジェクトの建設コストをも含める。すなわち、将来の4~5年以内に建設が予定されている発電所プロジェクトを確認 (Identify) し、それらの資本コストを計上するのである。こうした Time - Slice 手法が取り入れられてきた背景は送電線プロジェクトを単独として扱うことは経済

評価上意味がなく、あくまでも当該消費地への電力供給を可能とする長期電力開発計画(Long-Term Investment Programme)の一環として位置付けるべきであるとの主張によるものである。

次に便益面であるが、便益(Benefits)に含まれるものは1)現行料金に基づく追加的(Incremental)料金収入、2)送電線の建設により不必要となる家庭用のケロシン、工場の自家発電設備等の燃料コストの節約分、この手法は“Willingness to pay”(支払意思額)手法と呼ばれ、ADBも採用している。

その他に電気の普及による農業、工業等への生産性の向上その間接便益(Indirect benefits)がある。

1)の料金収入はもし現在、既に電気が送電され、消費者が電力料金を支払っているのであれば、新規の送電線の建設後も消費者はその現行料金を支払い続けるという仮定に立ち、便益として計上する。

2)は送電線の普及によりプロジェクトのない場合(“Without Project”)、消費している燃コストを消費者のカテゴリー(例 家庭用のケロシン(灯油)代、工場用のディーゼル発電機の燃料代(ディーゼル油)、農業用のポンプに使用される燃料代等)の緩和が算出され、便益として計上する。

3)は、一般には、計量化が難しく、ADBでは間接便益の計算が可能な程度、すなわち補完的調査が実施されている場合(例 農村調査:village survey)にのみ、採用する意向にあり、それ以外は参考程度としている。

以上の三つの便益については、すべて計上されるケースは少ない、又、(1)の電気料金は途上国においてLRMCより極端に少ない場合が多いため、電気料金収入は、一般に支払い意思額のうち、最低限の額(conservat estimate)として考えられる。

5. 長期限界費用(Long-Run Marginal cost)について

長期限界費用(LRMC)は、経済分析において、最小費用分析の買電コストとして関連してくるのと、財務分析においては電気料金の設定(Electricity Pricing)及び料金収入の推定に利用される。

ADBはLRMCを加盟国全般に設定するまでに至っていない。ADBは独自に、LRMCを計算する意向にはなく、基本的には、途上国の電力公社及び世銀のLRMCを利用する傾向にある。ADB加盟国中、すでにLRMCを持っている国は、中国、タイ、スリランカ等20ヶ国に及んでいる。

6. タイム・スライス法 (Time-Slice Method) について

タイム・スライス手法は、経済評価のうちコストの算出部分で適用されるもので、送電線プロジェクトを単独として扱うものではなく、システムの将来計画の全体の一環として位置付ける必要から生まれたものである。ADBも近年その手法を取り入れている。ただしタイム・スライスの場合、期間の設定が重要である。ADBの中では期間の設定は、技術面から設定されるべきもので、決められた期間はなく、4～10年と幅広く考えられている。

7. WASPについて

WASP法は、ADBも積極的に採用する方針にある。現在ADBの主要加盟国はほとんど独自にか、もしくは世銀の協力により、長期計画を作成している。問題はWASPのプログラムにより長期予測をし、最小費用による電力開発計画を求める際のinputデータである。ADBは、世銀同様、加盟国より求められれば、必要な入力資料の整備に協力している方針であり、今後広く加盟国に普及を図っていくことになる。

8. プロジェクトの分析範囲

アジアのガイドライン (アジア、1986、Opcit A-2-1-1) によると、①については送配電を発電と同時に、②、⑥についてはタイム・スライスで分析する事を推めている。③、④、⑤についてはプロジェクト境界の定義、定量化がむずかしいとしている。特に⑤については、補集/信頼性向上が単独でプロジェクトとして取り上げることは少ないとして経済/財務評価をする事ができないとしている。

9. 財務分析

アジアの場合財務分析は会計財務中心であるが、後述の世銀の場合に比べ、より簡単に行われている。

A-2-1-3-2 世銀銀行

1. 送配電プロジェクトの経済財務分析に係るガイドラインについて

世銀もADB同様、送配電線についてのGuidelineはないが実践的には、ADB以上に内部資料（Staff paper, Department paper等）が充実しており、経済財務分析の手法についての共通理解は普及している。

2. プロジェクト・サイクルと経済財務分析の位置付け

世銀の場合、F/Sをコンサルタントへ委託するが、経済・財務分析も、大幅にコンサルタントへ依存している。そこで、Appraisal Reportの段階では、世銀スタッフは要約するのみで作業への参画はADBより少ないようである。しかし、これは反面ではF/S段階での世銀スタッフによるコンサルタントへの指示が十分徹底していることの証左と言えよう。

3. 最小費用分析（Least-Cost Analysis）手法について

最小費用分析（Least-Cost Analysis）に当たっては、次の三つのケースの比較が重要である。すなわち（1）送電線コスト、（2）代替案コスト、（3）“Without Project”コスト。

（1）送電線コスト

これは、建設コストと、O&Mコストと、買電コストである。

特に買電コストは、既存の発電所の資本費はSunk costとして扱い、送電のための追加（incremental）コストはO&Mコストとして、LRMC（長期限界費用）を適用する。

（2）代替案コスト

通常ディーゼル発電コストを計上し、その内訳はディーゼル機器等の資本コスト、燃料コスト、O&Mコストになる。

（3）“Without Project”コストとは、当該プロジェクト地域に既設の電力網がない場合であり、送電線プロジェクトが建設されないと電気の代替として“灯油”、ディーゼル油、電池代等が継続して消費されるケースである。

そこで、当該地域がある程度の電化が独立系統としてある場合は、（1）と（2）を比較し全く電力網がない場合は、（1）と（3）を比較し、それらのコストをEDRとして最終的に検討する。

4. 経済分析における便益・費用の算出手法について

送電線プロジェクトの経済評価は次のステップで行なわれる。

(1) 経済コスト

“Time Slice”法により、当該電力システムの将来に亘る、発電所、送電線、配電線コストを計上し、ある一定期間を区切って（Time-Sliced）投資費用として算出する。そのためのO & Mコスト、燃料コストも併せて算出しプロジェクトコストに組み入れる。

但し、世銀内では、Time-Sliceの期間をどの程度にするかは議論が分れていて、4～6年程度とする意見や10年以上に亘って検討すべきという意見もある。

(2) 経済便益

Benefits側については、次の要素が検討される。

(i) 現行料金を基本とする追加的料金収入（incremental tariff revenue）、これは消費者の“Willingness to pay”（支払意思額）をベースに、便益の最少額（minimum benefits）として位置付けられる。

(i i) “消費者余剰”（consumer surplus）として、他の代替案で電力供給を賄う費用（例 灯油コスト、ディーゼルコスト等）の節約分として計上する。
尚、この場合、multiplies factorをどの程度に考えるかは議論の余地がある。

(i i i) “間接便益”（indirect benefits）は、電力が供給されることにより、間接的に発生する便益（例 農業／工業の生産性の向上）と考えられるが、算出に当たっては、(i i)とdouble countingにならないよう注意が肝要。

上記、経済コスト及び便益については経済内部収益率を求め、EIRRで表示する。

5. 長期限界費用（Long-Run Marginal cost）について

長期限界費用（LRMC）は上記最小費用分析並びに電気料金政策（Pricing policy）で重要な役割を果たすが、世銀ではLRMCの算出にきわめて、広範に実施されており、最近のプロジェクト

ではほとんど計上されている。

6. タイム・スライス法 (Time-Slice Method) について

のエコノミストは、従来以上に長期間の時間的幅を採用する傾向にあり一層、電力計画を長期間にタイム・スライス法については、既述の通り、明確な方針は打ち出されていない。しかし、世銀のエコノミストは、従来以上に長期間の時間的幅を採用する傾向にあり一層、電力計画を長期間に亘って分析する意向が強いことが判明。

7. WASPについて

WASP法についての世銀の評価は、固まりつつある。すなわち、理論的に十分な根拠があり、世界的に広く採用されてきており、実践面でパソコン用のモデルも開発されていることから、世銀は積極的な利用を進めている。但し、送配電線には、WASP法は有効でなく、経済コストの算出における投資計画の中でどの程度導入していくかが課題であろう。

8. プロジェクトの分析範囲

世銀のプロジェクト審査の例 (A-2-3) より、例のある②、②'、③ (配電網拡張) ⑤、⑥の場合について見ると、②'、③についてはプロジェクト単位で、②、⑥についてはタイム・スライスで経済分析を行っている。

9. 財務分析

世銀での財務分析は実施主体の財務状況、健全性を財務諸表の分析による会計財務分析により行われている。世銀の会計財務分析はアジア銀のそれと比べるとかなり詳細である。

世銀での財務分析の取り扱いについての例外は、ジャワ島送電網拡張マスター・プラン (インドネシア世銀、1986) では、拡張プラン全体につきFIRRを求め、逆に料金体系の妥当性を検討している。

タイム・スライス法で経済分析が行われたキャッシュ・フロー表につきFIRRを求めることもできるが、世銀の審査レポートでは計算がなされている。これは、この様な分析の結果得られる知見が世銀の審査では必要とされている会計財務分析でも得られることによる。

A-2-1-4 結 論

以上の内容をもとに、アジ銀、世銀の送配電線プロジェクト審査一般手法をまとめると以下の様になる。

A-2-1-4-1 アジ銀送配電プロジェクト評価の一般手法

I 経済性分析

1. 最小コスト分析

- (1) ディーゼル等の代替火力とのEDR計算をする事がある。
- (2) 記述により、定量的でない場合も多い。

2. 経済分析

(1) 分析範囲

1982年の2件は当該プロジェクトのみで分析（この場合FIRRも計算）。

以降のものは、全く経済分析を行わないか、タイム・スライスにより行うかのいずれかである。

(2) コスト

対象コストの経済的価値

(3) 便 益

通常料金収入を用いる。

II 財務分析

(1) プロジェクト財務分析は2件のみ。(上記)

(2) 財務諸表についての分析もあるが、世銀のもの程詳細ではない。

A-2-1-4-2 世銀の送配電線プロジェクト評価の一般手法

I 経済性分析

1. 最小コスト分析

- (1) 国内電化計画との関係から正当性を主張
(WASP的な討議の存在も示唆)
- (2) 代替ディーゼルとの分析をしている審査レポートは少ない。

2. 経済分析

- (1) 参考として取り扱うことを明記
- (2) 分析範囲
タイム・スライスにより送発配電を含む
(例外、都市部の送電、バックアップ基幹送電線(インド))
- (3) コスト
建設、O&M(燃料)の経済コスト
- (4) 便 益
WTPの場合が多い
種々の仮定により、需要曲線を推定し、消費者余剰を計算する。その際、種々の需要曲線につき感度分析をする。中間的な右下がりの場合でEIRRを要約で報告することが多い。
- (5) 経済分析によるEIRRの算出は必ず行う。

II 財務分析

- (1) プロジェクト財務分析は行なわない。
- (2) 実施主体の財務内容につき、詳細な会計的分析をする。
 - ・ 貸借対照表、損益計算書、キャッシュ・フロー表の将来予測
 - ・ 電力料金の分析
 - ・ 料金収入徴収等の運営の分析他

A-2-2 JICA F/Sレポートのレビュー

手法については必ずしも統一したものは見られない。基本的には、

- (1) 代替案とのEDRを求め、EIRR、FIRRは分析しない。
- (2) 当該プロジェクトにつき何らかの形で便益を算出し、IRRを計算する。
(市場価格を用いることが多い。)

の二方法が用いられることが多い。但し、(1)と(2)の両方を行なった(中部スマトラ、1986)例もある。

具体的には添付のプロジェクトシート(A-2-3)と表A-2-4を参照されたい。

JICAのF/Sレポートの場合、最小費用法による代替案の分析とプロジェクト自身の分析の区別が必ずしも明確でない場合が多く、表A-2-4でまとめたプロジェクトでも両者の区別が曖昧なものも多い。

これらプロジェクト評価のうち、(2)の方法で分析をしているプロジェクトにつき、送電部門との費用/便益の配分をどの様に取り扱っているか見てみると、表A-2-5の様になる。

インドネシアの2件の例では、送電端においての買電価格が使われているが、それが何を意味するのか必ずしも明確な説明がなされていない。

タンザニアの例は、費用に従い便益を配合しているが、4-3-3で述べた様な現在価値を用いた計算をしておらず、送配電部門の収益率がシステム全体とどう関係しているか明確ではない。

フィリピンの例は把ら電化を担当する官庁NEAが発電を担当する官庁NPCより実際買電しているため、その価格を用いている。

表A-2-5 JICA F/Sレポート費用/便益配分の取り扱い

プロジェクト	タイプ	取り扱い
フィリピン	1977 ②'	事実上の買電価格
インドネシア	1980 ②	買電価格
タンザニア	1985 ⑤	コストによる便益の分配
インドネシア	1986 ①, ②	発電コスト

A-2-3 JICA F/Sレポートプロジェクトシート

今回レビューした各JICA送電線F/Sレポートにつき、プロジェクトの内容を示す。

カガヤンバレー地域配電計画 (1977.9. フィリピン) 4

1. 概要

ルソン島東北部カガヤンバレイ地区の送配電プロジェクト、この地域は現在、ディーゼル発電所で時間制限を付けて電力を供給している。当プロジェクトにより、当該地区の電力供給の安定を計る。また、このプロジェクトには、National Power Corporation (NPC) の230 kV, 69 kV送電幹線及び送電線建設の実施が前提となっており、この幹線を利用し、配電計画を立てている。

2. 経済性分析

1) 経済分析 (市場価格による)

・当プロジェクトのみを考慮している

・コストの項目は下記の通り

a) 工事費

b) 買電費 = 買電単価 × ロス率 (1.1) × 需要量

(NPCより)

・ベネフィットとしては、下記のものと考えている。期間は25年

c) 売電費 = 現在の電力価格 × 需要量

・これより、キャッシュ・フローを計算し、FIRR = 9.1%を得、経済的にフィージブルだと結論づけている

2) 財務分析

なし

ベラマラー バリサル132kV 送電線プロジェクト (1979バングラデシュ)	
1. 概要	
ファリドプール県の電力供給の安定を図るため132kV基幹線に接続して分配線をつくる。	
2. 経済性分析	
1) 最小費用法	<p>この地域に1つのディーゼル発電所、2つのガス・タービン発電所を作ると仮定し、コストを比較している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1981/82年には外貨分7%、内貨分9%のインフレーションを見込む。以降はコンスタントとする ・メンテナンスコストは建設費の2% (送電線) 33% (プラント) ・プロジェクトコストの内訳は <ul style="list-style-type: none"> ① 建設コスト ② メンテナンスコスト ③ 買電コスト ・代替プロジェクトコストの内訳は <ul style="list-style-type: none"> ① 建設コスト ② メンテナンスコスト ③ 燃料コスト ・15%の discount rate を割引いてコストを比較一本プロジェクトを採用。 ・その後、ディーゼル、灯油と使った場合の節約コストを計算し、ベネフィットとしている。但しIRR は計算していない。 ・Social Benefit として、電気供給によるかんがいの利用に伴なう米の増収を見込んでいる。
2) 経済/財務分析はなし	

キリマンジャロ州送配電網計画 (1979, タンザニア)
1. 概要
既存の132kV線よりの送配電計画
2. 経済性評価
<p>1) 最小コスト比較</p> <p>ディーゼル発電との経済コスト比較</p> <ul style="list-style-type: none"> ・VNIDO方式にて経済価格に変換 ・未熟練労賃は0と仮定 <p>コスト項目</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 初期及び追加工事費 ② O & M ③ 受電コスト (ただし水力発電を使うので管理費のみ) <p>便益</p> <p>売電収入</p> <p>EDR=4.8%を得る。</p>
<p>2) 経済分析</p> <p>間接便益 (農業生産性の向上、工業自家発燃料の節約、家庭灯油消費の節約、住民福祉への好影響を記述。</p>
<p>3) 財務分析</p> <p>プロジェクトにつきFIRR=3.3%を得る。</p>

The North Sumatera Transmission Line Project	(1980インドネシア)
1. 概要	
<p>① メダン周辺の150 k V環状幹線を建設する (Main System)</p> <p>② クアラタンジュンにあるサブステーションに於いてアサハンの電力が供給される。</p> <p>③ Tebing Tinggi , Pematang , Siantar , Kisaran , Tanjung Balai , Brastagi に電力を供給する。(Sub System)</p>	
2. 経済性分析	
<p>1) 最小費用分析</p> <p>メダンでのメインシステム、及び分配線であるサブシステムについて、それぞれk Vの代替案を2つ準備し、コストを計算し、original案を正当化している。</p>	
<p>2) 経済分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ O/M、建設コストを経済価格で計算 ・ 1987年以降はアサハン内部での需要量増大のため、アサハンからの送電がストップし、メダンに新しいディーゼル発電所を作るがこのプロジェクトのB/Cがほぼ1に等しいため、本プロジェクトではB/Cとも考慮しない (discounted valueかどうかは不明) ・ ベネフィットはプロジェクトがない場合の既存のディーゼル発電で同容量を送った時の価格 (燃料費+送電ロス) で比較 ・ 更に Local Area のベネフィットとして、代替火力プラントのうち、最小費用であるもののコストをベネフィットとして計上 ・ これより、20, 30%で discount してB/Cを計算、それぞれ1.24~0.84の値 I R R = 24.9を得 justify している。 	

ビサヤ地域送電系統拡張および海底ケーブルによる連系計画 (1980.9フィリピン)

1. 概要

フィリピン共和国のビサヤ地域は6島から構成されているが、これらの島に独立に存在する電力系統を基幹送電線及び海底ケーブルで結合する。プロジェクトには2つのコンポーネントが含まれる。

- ① パナイ・ネグロス・セブ3島連系
- ② レイテ・サマール2島連系

2. 経済評価

1) 経済分析

- ・ベネフィットを下記の2項目に分類
 - ・他の資源(石炭、地熱)等への転換
- 現在建設予定の発電所の計画が前提、単位当たり(kWh)の転換節約量を石炭、地熱について計算、将来の石炭、地熱それぞれの発電量を予測し、総節約量を計算、価格は、国際価格(CIF)を用いている。その後、1985年の価格に割り引きNPVを計算している。
- ・コスト
 - ・エスカレーションを考慮せず、1980年価格で計算されている。(注:ベネフィットと基準年が違う)
- ・①についてB/Cを求めて1.52から経済効果が高いと結論付け
- ・②については10%で割り引いた費用と便益が一致する通電量を求める。

2) 財務分析

なし

ルソン島超高電圧送電系統開発計画調査報告書 (1981フィリピン)

1. 概要

マニラ市及びその周辺の電力事情の緩和のため、423km離れた Gened 水力発電所より超高電圧 (500 k V) の送電線を建設する。

2. 経済性分析

1) 最小費用分析

- ・発電所及び送電線について①建設費、②O/M、③燃料費を市場価格にてコストとして計上
- ・便益については、代替石炭火力及び送電線を代替電源としてこのコストを計上
- ・上記B-C よりキャッシュ・フローを求めEDRRを算出 (12.5%)

2) 財務分析

- ・市場コストで計算され、物価上昇率を加味
- ・貸付条件 (金利 3.5%、grace period 10年) を仮定し、建中金利から計算
- ・電力単価は IRR = 8% を満たせる様に設定
- ・コストは発電所及び送電線を考慮 (建設費、O/M、燃料費)
- ・最終的な判断は Debt - Serie Coverage Ratio にて決定

<p>レイテ送電計画 (1982フィリピン)</p>
<p>1. 概要</p> <p>Tongnan (138 k V) 地熱エネルギーを電力需要地であるマニラ市に送電するプロジェクト。Tongnan から Manila まで送電するにあたっては、途中 Naga , San Jose の2変換所を経由する。</p>
<p>2. 経済性評価</p> <p>1) 最小費用による分析</p> <p>代替案 230 k V 送電計画</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ Naga - San Jose 間は、138 k V の原計画と重複するため、コストには計上せず ・ コスト比較の対象となるものは以下の通り <ul style="list-style-type: none"> ① 直接工事費 (建中金利を除く) ② 送電損失評価額 現在の石油火力発電所の一部停止 損失量 (kWh) × コスト ・ 評価期間30年について原案 (38 k V) と代替案 (230 k V) のそれぞれについて現在価格に換算 (discount rate = 10%) し、比較
<p>2) 財務分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ コストとして①発電コスト、②送電線建設費、③ Naga - San Jose 間の500 k V 送電線の一部を計上、①の発電コストは i) スチーム・コストと ii) 発電設備に分けている。 ・ ベネフィットとしては、San Jose に於ける売電より得られた金額を求めている。 ・ 金利を4~10%まで変え grace period 10年、30年償還という条件でインカム・ステートメント、キャッシュフロー表を示している。IRR は計算されていない。

レイテ・ミンダナオ送電プロジェクト (1983フィリピン)	
1. 概要	
レイテ島とミンダナオ島を350kV送電ケーブルと海底ケーブルで接続し、レイテ島の余剰電力(地熱)をミンダナオ島で使用する事を計る。	
2. 経済性分析	
1) 最小費用分析	・代替案であるAC230kVの送電案と比較し、DC3500kVを採用
2) 経済分析	<ul style="list-style-type: none"> ・市場価格を用いて計算 割引率は14%を使用 ・①レイテ島-ミンダナオ島接続時と②ルソン-レイテ-ミンダナオ接続時の2ケースについて考案 ・コストは①建設費と②O/Mコスト ・ベネフィットとしては <ul style="list-style-type: none"> ① 予備力の節減 …… 現状はディーゼル発電でまかなっている。 ② 余剰電力の売電 …… レイテ島からミンダナオ島 ③ 故障による送電ロスの減少 ④ ディーゼルから地熱への転換による発電コストの節減 <p>を挙げている。これよりEIRRを計算し、21.3%を得ている。(ケース①) ケース②の場合EIRR 14.4%</p>
3) 財務分析	<ul style="list-style-type: none"> ① 内貨分については税を一率20%考慮 ② インフレーションを考慮、各年毎に設定 <ul style="list-style-type: none"> 内貨分 24~8%/年 外貨分 3~4%/年 ③ プロジェクト・ライフは25年 ④ ローン条件は利率3%、10年間据置の30年償還 ⑤ FIRR=7.8% (ケース①) 12.5% (ケース②) を算定している。

East Java Power Syetem Expansion Project	(1985インドネシア)
1. 概要：東ジャワにおける電力網全体の拡張（送配電）	
2. 経済性分析	
<p>1) 経済分析（市場価格による）</p> <p>方法 送配電網のみの投資につき、短期、中期、長期の3つにつき、タイムスライス法により、市場価格を用いFIRR（短期及び長期）、B/C（長期）を求める。</p> <p>i) 便益（売電価格 [98.3Rp/KWh] - 受電コスト [70Rp/KWh]） ×供給電力量 [70Rp/KWhは1984/4にPLNが推定した150KV bus barにおける推低値]</p> <p>ii) 費用 投資及びO&M</p>	
<p>2) 財務分析 なし</p>	

Babelthvap Electrical Transmission and Distribution Lines Project	(1985パラウ)
<p>1. 概 要</p> <p>英の協力により建設される発電所を有効に利用するために、変電所、送電幹線、分配線等を建設するプロジェクト。</p>	
<p>2. 経済性評価</p>	
<p>1) 評価</p> <ul style="list-style-type: none"> ・コストは新しい発電所についてのみ考慮し、送電線については無償であるため考慮していない。その他はO/M費を考えている。 ・ベネフィットとしては古い発電所を使い続けた場合の費用を考慮 <ul style="list-style-type: none"> 内訳として ① 燃料費 ② O/M ③ 修繕費を計上している。 ・全て市場価格を用いている。 	

ダルエス・サラーム送配電網計画 (1985タンザニア)	
1. 概要	
<p>ダルエスサラーム市への電力供給量を増やすための送配電網の整備、主なスキームとしては</p> <p>① Ubungu S.S-I l a l a S.S間の送電容量増強 (変圧器の Replace)</p> <p>② 変電所諸設備の改修</p> <p>である。</p>	
2. 経済性評価	
1) 経済評価	<p>現状 (WITHOUT) とプロジェクト案 (WITH) を比較</p> <ul style="list-style-type: none"> ・コストとしては <ul style="list-style-type: none"> ① プロジェクトの総投資額 ② 完成設備のO/M を考慮 ・ベネフィットとしては <ul style="list-style-type: none"> ① 変電所の増強による消費可能な増分電力量 ② 既存配電設備の改修に伴う事故停電々力量の減少 ③ プロジェクトの実施後のO/M 費の節減 ・全て1984年価格としインフレは考慮していない。また便益、費用とも市場価格を用いているが、税、金利を含まないので経済評価に用いても差しつかえないとしている。 ・上記より IRR=5.1 %を得ている。
2) 財務分析	<ul style="list-style-type: none"> ・当該プロジェクトにつき FIRR=7.1%

中部スマトラ電力系統開発 (1986インドネシア)

1. 概要

中部スマトラ地区の既存及び計画中の発電所からの送電計画

2. 経済性分析

1) 最小費用分析

・ A～Eの5つの異なるルートについて各々独立ディーゼル系を経済コストで比較、独立ディーゼル系よりも安価なA, Bのルートについて分析をしている。

この時のコストとしては、

- ① 送電線建設費
- ② O/M 費
- ③ 送電損失費

を考えている。

2) 経済分析

・ A, B の2プロジェクトについて、ベネフィットを売電収入としてEIRRを計算している。計算にあたっては、①プルタミナからの需要がある場合 (EIRR=23%)
②プルタミナからの需要がない場合 (EIRR=16.4%) の2通りを考慮。

経済価格の変換

・ コスト

- ① 投資額 (送変電のみ)
- ② O & M
- ③ 発電コスト
- ④ 送電ロス

・ ベネフィット

売電収入

3) 財務分析

・ A, B のプロジェクトについては財務価格を用いてFIRR計算、この時に Cooperate Tax は計上していない。
・ FIRRとは別に、ローン条件 ($r=4\%$ 、30年間償還) を設定し、償還した場合の財務状況についてチェック

参 考 文 献

1. OECD, "Manual of Industrial Project Analysis in Developing Countries", 1968
2. I.M.D. Little & J.A. Mirrlees, "Project Appraisal and Planning for Developing Countries", 1974, H.E.B.
3. Lyn Squire & H.G. van der Tak, "Economic Analysis of Projects", 1975, IBRD
4. U.N., "Guidelines for Project Evaluation", 1972
5. J.P. Gittinger, "Economic Analysis of Agricultural Projects", Second Ed., 1982 Johns Hopkins
6. ADB, "Guidelines for Economic Analysis of Projects", 1987
7. E.V.K. Fitzgerald, "Public Sector Investment Planning for Developing Countries" 1978, MacMillan
8. International Atomic Energy Agency, "Technical Report Series No. 241/
Expansion Planning for Electrical Generating Systems" 1984
9. Mohan Munasinghe & Shyam Rungta,
"Costing and Pricing Electricity in Developing Countries"
1984
10. ADB, "Power System Efficiency through Loss Reduction and Load Management" 1985
11. ADB, "Economic Analysis of Power Projects/Economic Staff Paper No.24" 1985
12. ADB, Economics Office Report Series/Report No. 37
"Public Investment Criteria: Economic Internal Rate of Return and Equalizing Discount Rate" 1986
13. IDB, Yves Albouy "Marginal Cost Analysis and Pricing of Water and Electric Power" 1983
14. IDB, "The Residential and Commercial Demand for Electricity in Costa Rica/Volume 1,2" 1984
15. Mohan Munasinghe "The Economics of Power System Reliability and Planning/
Theory and Case Study" 1979
16. Warren C. Baum and Stokes M. Tolbert,
"Investing in Development -
Lessons of World Bank Experience" 1985
17. Mohan Munasinghe and Jeremy J. Warford,
"Electricity Pricing Theory and Case Studies" 1982

18. IBRD, Energy Department Paper Series No. 6
"Energy Efficiency: Optimization of Electric Power
Distribution System Losses" 1982
19. IBRD, Energy Department Paper Series No.18
"Guidelines for Marginal-Cost Analysis of Power Systems"
1984
20. IBRD, Energy Department Paper Series No.25
"Economic Benefits of Power Supply" 1985
21. IBRD, Energy Department Paper Series No.28
"Optimizing Rural Electricity Supply (With Case Studies in
Costa Rica and India)" 1985
22. IBRD, Staff Working Paper No.340
"Electric Power Pricing Policy" 1979
23. ADB, "Use of WASP by the Asian Development Bank/WASP Users
Conference" (7 to 11 Dec. 1987, Jakarta, Indonesia)
24. International Atomic Energy Agency
"Application of WASP by World Bank in Preparing
Electricity Pricing & Investment Strategy" 1985

表A-2-1

送電線ガイドライン JICA レポートデータ

Country	Year	Title	Executer	プロジェクト概要	タイプ	最少費用分析	経済分析 分析範囲/手法	変換手法	コスト 項目	発電コスト	IRR	直接便益
Philippines	1977	カガヤンバレイ 地域配電計画	WJEC	カガヤンバレイでの 配電線 (NPCの230kv, 69kv送電線 計画が前提)	地方電化	特になし	当該プロジェクト	市場価格	工事費 買電費	卸電価格 (0.23P/KWH) *1.1 (ロスを考慮)	9.1	売電価格 (0.45P/KWH) 予想需要
Bangladesh	1978	ベラヌラーバリカル 送配電線	NK	新規送配電網		ディーゼル/ガスタービンとの 比較	経済分析はなし					
Tanzania	1979	キリマンジャロ州 送配電網計画	EPDC	既存の132KV線よりの 送配電計画	地方電化	ディーゼル発電との コスト比較	経済分析はなし					
Indonesia	1980	北スマトラ送電網	NK	メダン及び周辺地域 への送電網		経済分析を見よ	当該プロジェクト [with&without]		工事費 O & M 買電費	Kuala Tanjung における供給 価格:¥3.7/Kwh	10%,20%,30% でB/C	メダンへの 燃料節約/地 ディーゼル発電 コスト節約
Philippines	1980	ビサヤス地域 送電系拡張および海底 ケーブルによる連係計画	EPDC	(1)パナイネグロスーセブの三島連 結によるブーリング [石炭火力]	連結	経済分析を見よ	当該プロジェクト 10%割引でB/C Cを求める	市場価格を使用	連結に伴う投資	直接便益の (2)に計上	10%で割引し 1980価値で B/C=1.5	(1)予備供給の (2)広域供給に なる石炭発電 費の節減
				(2)レイテサヌール島連結による Tongonan地熱発電の 広域利用 [地熱]	連結 発電と消費 地の直結		10%で割引いた 費用便益が一致 する通電量を もとめる。	市場価格を使用	工事費 O&M(2.5%)		計算なし	(重油価格- 地熱蒸気価格 ×(1-ロス)
Philippines	1981	ルソン島超高压送電	NJEC	超高压(500KV)長距離送電線により Genend水力発電と マニラ市、北ルソンの 負荷中心を結ぶ。	基幹系統の整備	特価電線(230KV) および石炭火力による 代案とのコスト比較	最少費用分析で代用				12.5	
Philippines	1982	レイテ送電計画	EPDC/NK	レイテ島Tongnanの 地熱発電より 海底ケーブル、DC350KV でマニラ地区へ送電する。	発電と消費地の直結	国家電源開発計画との関連 AC230KV案とコストを 10%で割引いて比較	代替案との比較を 経済分析と呼ぶ					
Philippines	1983	Leyte-Mindanao Power Transmission Project	EPDC	レイテ島とミンダナオ島の 海底ケーブルを含む連結 DC350KVシステム	連結 基幹系統の整備	DC350KV及び AC230KV系との比較	ルソン、レイテ (EDRに近い)	市場価格を使用	建設費 O & M	蒸気による 発電のコスト	(1)21.3	(1)ディーゼル、 予備電源の節減
							ルソン-レイテ ミンダナオ (EDRに近い)	市場価格を使用	建設費 O & M	蒸気による 発電のコスト	14.4	(2)ディーゼル、 予備電源の節減
Indonesia	1985	東部ジャワ送配電網計画		東部ジャワにおける 送電網の短/中/長期の マスタープラン		特になし	送配電網の投資につき タイムスライスにより IRR	市場価格を使用	建設費 O & M 受電コスト	受電価格 (70Rp/KWh)	IRR [短/中期] B/C [長期]	売電収入
Palau	1985	Babelthuap Electrical Transmission and Distribution Lines	EPDC	英市中銀行の融資による 新プラントに伴う 送電線網の建設 [重油火力]	発電と消費地の連絡	特になし	当該プロジェクト [with&without]	市場価格を使用	なし (送配電網は 無償を想定) O & M			新設発電機は コスト軽減
Tanzania	1985	グルエスサラーム 送配電網計画	EPDC	グルエスサラーム周辺の 送配電網の拡充 [水力]	改修、拡充	なし	当該プロジェクト	市場価格を使用	総投資額 O & M 発電費用	供給原油	5.1%	増分電力消費 送電分へのコスト 配分減少事故 転維持費)
Indonesia	1986	中部スマトラ 電力系統開発	東電 (Tanabe)	中部スマトラにおける既存、 若しくは計画中の 発電所よりの送電	新規基幹 送電	A-E5つの異なる ルートのコストと 独立ディーゼルを 経済コストで比較	当該プロジェクト	シャドウプライス、 シャドウwageによる変 換	総投資額 O & M 発電コスト 送電ロス	44.8Rp/KWh	230 (プルトミナよりの買電あり) 16.4 (プルトミナよりの売電なし)	売電収入

概要	タイプ	最少費用分析	経済分析 分析範囲/手法	変換手法	コスト 項目	発電コスト	IRR	直接便益	間接便益	財務分析
ーでの 230kv、69kv送電線	地方電化	特になし	当該プロジェクト	市場価格	工事費 買電費	卸電価格 (0.23P/KWH) *1.1 (ロスを考慮)	9.1	売電価格 (0.45P/KWH)* 予想需要	記述なし	なし
		ディーゼル/ガスタービンとの 比較	経済分析はなし						記述あり	なし
線よりの	地方電化	ディーゼル発電との コスト比較	経済分析はなし						農業生産性の向上 自家発燃料の節約 等を記述	当該プロジェクトで FIRR=3.3%
辺地域		経済分析を見よ	当該プロジェクト [with&without]		工事費 O & M 買電費	Kuala Tanjung における供給 価格:¥3.7/Kwh	10%.20%.30% でB/C	メダンへの供給への 燃料節約/地方の ディーゼル発電 コスト節約	記述なし	
ブローセブの三島連 リング	連結	経済分析を見よ	当該プロジェクト 10%割引でB/C Cを求める	市場価格を使用	連結に伴う投資	直接便益の (2)に計上	10%で割引し 1980価値で B/C=1.5	(1)予備供給の低減 (2)広域供給により可能と なる石炭発電による燃料 費の節減	記述なし	なし
スール島連結による 熱発電の	連結 発電と消費 地の直結		10%で割引いた 費用便益が一致 する通電量をも とめる。	市場価格を使用	工事費 O&M(2.5%)		計算なし	(重油価格- 地熱蒸気価格) ×(1-ロス)	記述なし	なし
長距離送電線により 送電と ルソンの な。	基幹系統の整備	特価電線(230KV) および石炭火力による 代案とのコスト比較	最少費用分析で代用				12.5		記述なし	本送電線による送られる水力発 電による電力による計算、報酬 率8%で108.14センタナ/KWH とする
gnanの DC350KV へ送電する。	発電と消費地の直結	国家電源開発計画との関連 AC230KV案とコストを 10%で割引いて比較	代替案との比較を 経済分析と呼ぶ						記述なし	P/L, CF
ンダナオ島の を含む連結 システム	連結 基幹系統の整備	DC350KV及び AC230KV系との比較	ルソン、レイテ (EDRに近い)	市場価格を使用	建設費 O & M	蒸気による 発電のコスト	(1)21.3	(1)ディーゼル、石炭による 予備電源の節約		(1)7.8%
			ルソン-レイテ ミンダナオ (EDRに近い)	市場価格を使用	建設費 O & M	蒸気による 発電のコスト	14.4	(2)ディーゼル、石炭による 予備電源の節約		(2)12.5%
における 中/長期の ン		特になし	送配電網の投資につき タイムスライスにより IRR	市場価格を使用	建設費 O & M 受電コスト	受電価格 (70Rp/KWh)	IRR [短/中期] B/C [長期]	売電収入	記述なし	なし
融資による 伴う 設	発電と消費地の連絡	特になし	当該プロジェクト [with&without]	市場価格を使用	なし (送配電網は 無償を想定) O & M			新設発電機による コスト軽減		なし
ーム周辺の 充	改修、拡充	なし	当該プロジェクト	市場価格を使用	総投資額 O & M 発電費用	供給原油	5.1%	増分電力消費量(供給原価の 送電分へのコストによる比例 配分減少事故停電量、減少運 転維持費)	その他の間接益は 定量化困難と記述 (事故減少等)	当該プロジェクト につき FIRR=7.8% を求めた
における既存、 中の 送電	新規基幹 送電	A-E5つの異なる ルートのコストと 独立ディーゼルを 経済コストで比較	当該プロジェクト	シャドウプライス、 シャドウwageによる変 換	総投資額 O & M 発電コスト 送電ロス	44.8Rp/KWh	23.0 (プルタミナよりの買電あり) 16.4 (プルタミナよりの売電なし)	売電収入		当該プロジェクト のFIRR

表A-2-2

送電線ガイドラインADBレポートデータ

88/02/03

ECFA #	Country	Year	Title	<<プロジェクト>> プロジェクト概要	タイプ	総額(億\$)	担当官庁	代替手段との比較	分析手法	変換手法	コスト項目	発電(燃料)コスト
Ap-50	Indonesia	1982	Transmission and Distribution System Development	(A)五都市における配電網及付随の改修 (B)水力発電の開発	配電改修拡張	1.08 (内外貨0.35)	PLN		12%で割引いた便益とLRMCを比較(IRRは参考として取り扱う) 当該プロジェクトにかかわる増分		LRMC 投資(93/94までの 12年発電コスト O & M	44-48Rpと推定
Ap-4	Philippines	1982	Power System Development	(1)無電化地域への送電線 (2)既存送配電網の改修 (3)発電システムの改修、コスト節約			NPC	独立ディーゼル系統と比較し、EDR(等価割引率)を求める。 期間は21年間	正確なIRRは参考として取り扱う 従って現在価値を参考に計算する 当該プロジェクトにかかわる増分		工事費 O & M 増加発電 コスト	原油価格 34\$/b
Ap-22	Thailand	1982	Second Power System Development	1981-1993の電化12年計画の一環 (1)送配電拡張 (2)水力発電建設 (3)180MWの水車設置		2.67	EGAT	独立ディーゼル系統と比較し、EDR(等価割引率)を求める。 期間は40年間	タイムスライス (5年間)	"経済価格"を使う	工事費 O & M 燃料費	1981年の燃料
Ap-55	Indonesia	1983	Power XVIII	A,B水力発電建設 C,D送配電拡張			PLN		リスクに対する 記述のみ			
Ap-26	Nepal	1983	Fifth Power Project	2区間送電新設、変電及配電改修		0.26 (内外貨0.18)	NEA (ネパール電力庁)	独立ディーゼル系統と比較 EDR=15.6,21.1 (各区間)	タイムスライス (6年間) 当該プロジェクト 投資期間に対応		工事費 O & M 燃料費	1983年の燃料
Ap-40	Bangladesh	1984	Sixth Power Project	発電、送電に対するセクター、ローン			BPDB(バングラ ディッシュ電力開発)		タイムスライス (6年間)	国境価格の使用	工事費 O & M 燃料費	経済価格 天然ガスは LRMC
Ap-39	Malaysia	1986	Transmission System Improvement Project	3本の基幹送電線の建設 (275KV/132KVsystem)	基幹送電線の建設	1.54 (内外貨0.79)	NEB (国家電力庁)	3つの設計代案 (異なる電圧)のコスト比較 (レポートでは記述のみ)	経済分析なし (IRRはなし)			
Ap-20	Papua New Guinea	1986	Ramu Grid Reinforcement Project	(1)80km送電線 (2)ガス、タービン	送電線の信頼度改善	0.28 (内外貨0.23)	ELCOM (PNG電力庁)		経済分析はなし (IRRはなし)			
AP-71	Philippines	1986	Third Power System Development	ルソン島送電網の拡充		1.15 (内外貨0.92)	NPC		経済分析はなし (IRRはなし)			

総額(億\$)	担当官庁	代替手段との比較	分析手法	変換手法	コスト項目	発電(燃料)コスト	IRR	便益	財務分析
1.08 (内外貨0.35)	PLN		12%で割引いた便益とLRMCを比較(IRRは参考として取り扱う) 当該プロジェクトにかかわる増分		LRMC 投資(93/94までの 12年発電コスト O & M	44-48Rpと推定		灯油消費の節約 間接記述あり	プロジェクトについて 12.5%の割引で費用/便益を比較 PLNの財務諸表
	NPC	独立ディーゼル系統と比較し、EDR(等価割引率)を求める。 期間は21年間	正確なIRRは参考として取り扱う 従って現在価値を参考に計算する 当該プロジェクトにかかわる増分		工事費 O & M 増加発電 コスト	原油価格 34\$/b		灯油消費の節約	NPCの財務諸表の分析
2.67	EGAT	独立ディーゼル系統と比較し、EDR(等価割引率)を求める。 期間は40年間	タイムスライス (5年間)	“経済価格”を使う	工事費 O & M 燃料費	1981年の燃料費で計算	13	平均売電価格 1.44/kwh での収入でWTPを近似	送電部のFIRRはなし EGATの財務諸表
	PLN		リスクに対する 記述のみ						
0.26 (内外貨0.18)	NEA (ネパール電力庁)	独立ディーゼル系統と比較 EDR=15.6,21.1 (各区分)	タイムスライス (6年間) 当該プロジェクト 投資期間に対応		工事費 O & M 燃料費	1983年の燃料費	13	平均売電価格での収入で WTPを近似	EIRRと同様に FIRRを計算
	BPDI(バングラ ディッシュ電力開発)		タイムスライス (6年間)	国境価格の使用	工事費 O & M 燃料費	経済価格 天然ガスは LRMC	17.3	平均売電価格 での収入でWTPを近似	EIRRと同様に FIRRを計算
1.54 (内外貨0.79)	NEB (国家電力庁)	3つの設計代案 (異なる電圧)のコスト比較 (レポートでは記述のみ)	経済分析なし (IRRはなし)						
0.28 (内外貨0.23)	ELCOM (PNG電力庁)		経済分析はなし (IRRはなし)					システムの信頼性拡充	ECCOMの 財務管理の記述
1.15 (内外貨0.92)	NPC		経済分析はなし (IRRはなし)						

表A-2-3

送電線ガイドラインWBレポートデータ

<<WB>>

ECFA #	Country	Year	Title	プロジェクト概要	タイプ	総額 (億ドル)	担当官庁	最終コスト計算	分析手法	変換手法	コスト項目	発電コスト	IRR	直接便益	分析期間
Ap-18	Nigeria	1981	Power Transmission and Distribution Project	(1)23市の配電網改修 (2)Igbira火力と基幹高圧送電の連結	配電網改修	2.24 (内1.49外貨)	NEPA	各種代替案と比較	タイムスライス (FY81-87)	シャドウ交換レート	投資 (発電、総配電 配電コスト O & M)	LNGの平均機会 費用+20%の送電ロ ス	17.5%	売電収入	1981-2014
Ap-28	Bangladesh	1982	Rural Electrification	パナビドトサント 地域での新規配電網建設と改修	地域電化	0.65 (内0.4外貨)	地方電化庁	代替案なし (ディーゼル)と 水組み上げにつき比較	平均的な地域につき 分析	シャドウプライスの使 用	工事費 O & M エネルギー 個人負担	エネルギーの限界費 用 (CIF)	11%	WTP (4つのケースを仮定)	1-30
Ap	Sri Lanka3	1982	Vllth Power Project	(1)新規送電線 (2)変電所の新設改修 (3)各種関連機材	既存及び新規発 電と需要地区の 連結		CEB	なし	CEBの投資計画 全体につきタイムス ライス (FY81-90)		設備投資 (送配電) O & M 燃料費	燃料(CIF) O&M	14%	新規プロジェクト全体によ り増加するWTP	1981-1995
Ap-86	India	1983	Central Power Transmission Project	インド南部における並行送電線 による北部からの送電	バックアップ基 幹送電線	6.18 (内1.93外貨)	NTPC (National Thermal Power Co.)	プロジェクトの無い場合増 加すべき南部での発電 コストと比較	当該プロジェクトの 分析	CIF 標準変換係数0.8 非熱練係数0.75	投資 O & M	含まず	13%	非常発電コストで測った停 電減少による便益	1982-2014
Ap-38	Thailand	1983	Provincial Power Distribution Project	1500の無電化村に対する配電網 建設	地域電化	0.52 (内0.32外貨)	PEA Provincial Power Authority	なし	当該プロジェクトの 分析	市場価格 (税金と関税を除く)	投資 O & M	EGATよりの買電 コスト	12%	売電収入	1-30
Ap-51	Bangladesh	1985	Power Transmission and Distribution	(1)582kmの132kv送電線 (2)14都市の配電網拡充		0.83 (内0.35外貨)	BPDB Bangladesh Power Development	最少コスト計算はなし プロジェクトの各部につい て記述で	タイムスライス (FY85-92) 配電拡張(93-97)	国境価格	投資 (送配電) O & M 発電	燃料経済価格	9.6% (代替灯油価格を 使ったWTPを用 いると12.7%)	売電収入	85-2014
Ap-4	Guatemala	1986	Power Distribution	分枝送電線と配電網の建設		0.38 (内0.24外貨)	INDE 国家電化庁 EEG 電力公社	需要を満たす最小コスト案 であることを記述	タイムスライス (FY87-93)	国境価格と シャドウプライス (標準変換係数)	投資 (送配電) O & M 発電	CIF	12%	売電収入の国境(?)価格	1987-2012
Ap-104	Indonesia	1986	Power Transmission and Distribution	ジャワ島における送配電の拡張、 変電所建設	送配電線拡張	3.86 (内2.10外貨)	PLN	ターゲットは合理的、工学的 検討は妥当と記述	タイムスライス (FY84-91)	変換係数使用	投資 (送配電) O & M 発電	燃料費は国境価格	17%	WTP (平均売電価格に係数(農 村2.0,工業1.7)をかける)	
Ap-11	Ghana	1987	Northern Grid Extension	161km,581km送電線 変電施設 [水力発電使用]	南部グリッドの 拡張	1.45 (内1.19外貨)	VRAボルタ川 開発公社	需給関係からの正当性記述 (独立ディーゼルと比較記述)	当該プロジェクトの 分析		投資(発電) O & M	O & Mのみ	14.2%	ディーゼルのコストと需要 曲線の仮定より求めたWTP	87-2005
Ap-6	Laos	1987	Southern Provinces Electrification	(1)送電線と変電所 (2)地域電化 (3)水力発電拡張		0.32 (内0.26外貨)	EPL (電力庁)	(1)需給関係よりの正当性記 述 (2)小水力より良いとの記述	当該プロジェクトの 分析 二つの地区につき独 立分析	国境価格と変換係数	投資 O & M 発電(EGATへの 売電価格)	燃料費は 自由市場価格	11%	(1)消費者WTP (右下り需要曲線) (2)Thai国への売電	88-2020
Ap-38	Sri Lanka	1986	Distribution Expansion and Rehabilitation	950kmの33kv送電線 配電網拡張/改修	配電網拡充	1.08 (内0.65外貨)	CEB	(1)需給関係よりの正当性記 述 (2)最小コストであると記述	タイムスライス (FY86-2000)	変換係数	投資 O & M	発電プラントのコス ト (2%)	(1)9% (2)11.0%	(1)平均価格での売電収入 (2)WTP (消費者種毎の需要曲線推定)	86-2035
Ap-28	Argentina	1987	Sega V Power Distribution	配電網の拡張/改修 ロス低減		6.1 (内1.91外貨)	SEGVA 大ブエノスアイ レス 電気サービス	同上(1)	当該プロジェクトの 分析	市場価格	投資 O & M DVCよりの買電	DVCよりの買電価 格 (LRMCと推定) SEGVAの発電価格	15.4%	売電収入	88-2018

担当官庁	最終コスト計算	分析手法	変換手法	コスト項目	発電コスト	IRR	直接便益	分析期間	感度分析	財務分析	その他
NEPA	各種代替案と比較	タイムスライス (FY81-87)	シャドウ交換レート	投資 (発電、総配電、配電コスト O & M)	LNGの平均機会費用+20%の送電ロス	17.5%	売電収入	1981-2014	プロジェクト資金の上下	NEPAの財務諸表の分析	
地方電化庁	代替案なし (ディーゼル) と水組み上げにつき比較	平均的な地域につき分析	シャドウプライスの使用	工事費 O & M エネルギー個人負担	エネルギーの限界費用 (CIF)	11%	WTP (4つのケースを仮定)	1-30	種々の需要曲線		Beneficiaries & affordability の言及
CEB	なし	CEBの投資計画全体につきタイムスライス (FY81-90)		設備投資 (送配電) O & M 燃料費	燃料(CIF) O&M	14%	新規プロジェクト全体により増加するWTP	1981-1995	各種の需要曲線を仮定	CEBの財務諸表分析/推計	WASPの将来における使用の可能性を示唆
NTPC (National Thermal Power Co.)	プロジェクトの無い場合増加すべき南部での発電コストと比較	当該プロジェクトの分析	CIF 標準変換係数0.8 非熟練係数0.75	投資 O & M	含まず	13%	非常発電コストで測った停電減少による便益	1982-2014	コスト等の変化には鈍感		
PEA Provincial Power Authority	なし	当該プロジェクトの分析	市場価格 (税金と関税を除く)	投資 O & M	EGATよりの買電コスト	12%	売電収入	1-30	コスト変化	PEAの財務諸表分析/推計	農工商業生産性向上、燃料費節約が間接便益 (直接のみではIRRは-4%)
BPDB Bangladesh Power Development	最少コスト計算はなしプロジェクトの各部について記述で	タイムスライス (FY85-92) 配電拡張(93-97)	国境価格	投資 (送配電) O & M 発電	燃料経済価格	9.6% (代替灯油価格を使ったWTPを用いると12.7%)	売電収入	85-2014	コスト変化 歳入変化	BPDBの財務諸表分析/推計	
INDE 国家電化庁 EEG 電力公社	需要を満たす最小コスト案であることを記述	タイムスライス (FY87-93)	国境価格とシャドウプライス (標準変換係数)	投資 (送配電) O & M 発電	CIF	12%	売電収入の国境(?)価格	1987-2012	投資コスト	INDE,EEGの財務諸表	
PLN	ターゲットは合理的、工学的検討は妥当と記述	タイムスライス (FY84-91)	変換係数使用	投資 (送配電) O & M 発電	燃料費は国境価格	17%	WTP (平均売電価格に係数(農村:2.0;工業:1.7)をかける)		投資コスト 売り上げ	PLNの財務諸表 FIRRの計算あり	
VRAボルタ川開発公社	需給関係からの正当性記述 (独立ディーゼルと比較記述)	当該プロジェクトの分析		投資(発電) O & M	O & Mのみ	14.2%	ディーゼルのコストと需要曲線の仮定より求めたWTP	87-2005	種々の需要曲線		
EPL (電力庁)	(1)需給関係よりの正当性記述 (2)小水力より良いとの記述	当該プロジェクトの分析 二つの地区につき独立分析	国境価格と変換係数	投資 O & M 発電(EGATへの売電価格)	燃料費は自由市場価格	11%	(1)消費者WTP (右下り需要曲線) (2)Thai国への売電	88-2020	タイ国への売電価格 売り上げ	財務諸表の分析	
CEB	(1)需給関係よりの正当性記述 (2)最小コストであると記述	タイムスライス (FY86-2000)	変換係数	投資 O & M	発電プラントのコスト (2%)	(1)9% (2)11.0%	(1)平均価格での売電収入 (2)WTP (消費者種毎の需要曲線推定)	86-2035	各コスト WTP	財務諸表の分析	WASP-3の使用を示唆
SEGBA 大プエノスアイレス電気サービス	同上(1)	当該プロジェクトの分析	市場価格	投資 O & M DVCよりの買電	DVCよりの買電価格 (LRMCと推定) SEGVAの発電価格	15.4%	売電収入	88-2018	DVCのLRMC	財務諸表の分析	

JICA