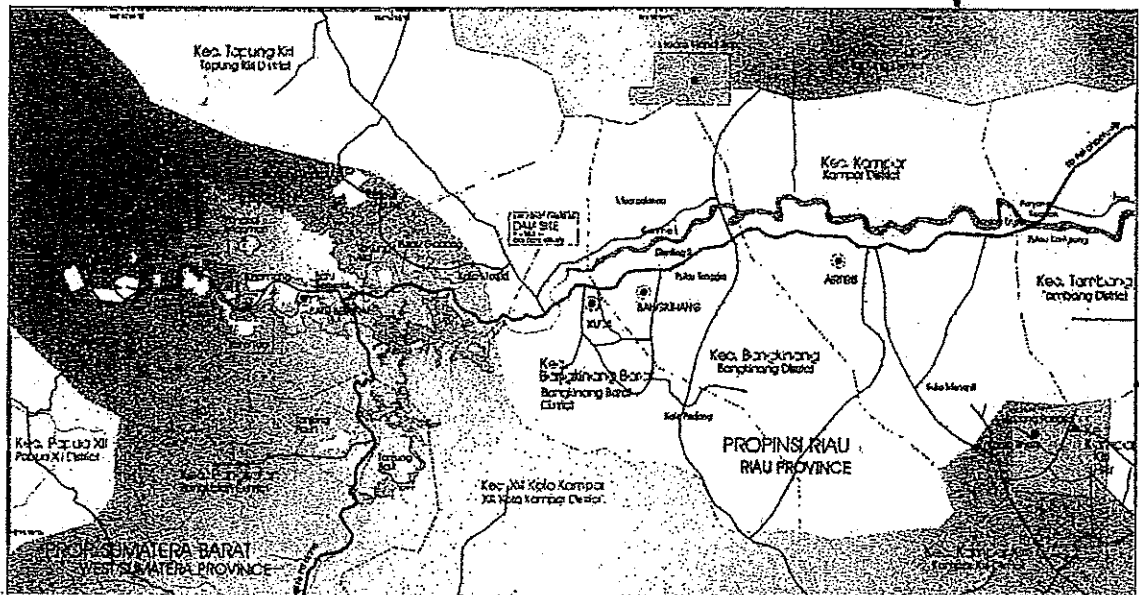


**JBIC SPECIAL ASSISTANCE FOR PROJECT SUSTAINABILITY(SAPS)  
FOR  
KOTAPANJANG HYDROELECTRIC POWER  
AND ASSOCIATED TRANSMISSION LINE PROJECT**

**IN  
REPUBLIC OF INDONESIA**



**INTERIM REPORT  
APPENDICES**

May 2002

**SAPS TEAM  
FOR  
JAPAN BANK FOR INTERNATIONAL COOPERATION (JBIC)**

*Appendix 1*

*Result of Questionnaire Survey for  
Ex-Post Evaluation*

### 3.4 内部収益率の再計算

#### 3.4.1 財務的内部収益率(FIRR)

本プロジェクトの財務的内部収益率(FIRR)は、プロジェクトコストと電力販売価格、運転データ及び関連する変数の変化を考慮して見直しが行われた。その結果、新しく計算された FIRR は基本ケースで 6.1% であり、これは事業審査予測値 9.9% より 3.8% 低い (表 3-11 参照)。

表 3-11 : FIRR 計算のキャッシュフロー (基礎ベース)

		販売量 (MWh)	譲渡価格 (Yen/kWh)	収入合計 (Mil Yen)	資本コスト (Mil Yen)	O/M コスト (Mil Yen)	コスト合計 (Mil Yen)	正味利益 (Mil Yen)
91					10,425.5		10,425.5	-10,425.5
92					171,421.4		171,421.4	-171,421.4
93					210,937.3		210,937.3	-210,937.3
94					181,098.7		181,098.7	-181,098.7
95					143,462.2		143,462.2	-143,462.2
96					213,947.9		213,947.9	-213,947.9
97					89,624.8		89,624.8	-89,624.8
98	1	299,929.4	105.680	30,881.9	185,952.7	689.0	186,641.7	-155,759.8
99	2	390,463.4	222.327	84,510.2	90,091.8	1187.4	91,279.2	-6,769.0
00	3	409,521.7	149.059	59,394.9		2888.9	2,888.9	56,506.0
01	4	480,823.4	137.308	64,238.3		5415.0	5,415.0	58,823.3
02	5	538,368.6	211.846	110,971.9		5415.0	5,415.0	105,556.9
47	50	523,832.6	211.846	110,971.9		5415.0	5,415.0	105,556.9

FIRR=6.14%

#### a) 基本前提

利益を除いて、計算の基本前提は、事業審査において使用するものと同じ方法による。プロジェクトの経済的有効期間は、運転後 50 年と推定される(1998 年)。全ての価格とコストは、1998 年の価値におけるインドネシアルピアで表した。全ての名目価格は、消費者物価指数を使用して 1998 年の価値に変換される。

#### b) コスト

再計算に使用したコストは、発電所とダムの財務資本的コスト及び運転と維持管理(O&M)コストを使用した。プロジェクトの財務資本的コストは、プロジェクトの両方の段階の実際の財務コストから抽出される。それは、土木工事、発電所/送電線/変電所/移転道路及び橋の建設コスト、コンサルタントサービス、土地取得、占有剥奪のための金銭的補償及び税金である。しかし、再定住村に関連するコストは含まない<sup>15</sup>。1998 年から 2001 年までの O&M コストは、実際のコストを使用し、将来の O&M コストは、2001 年の実際のコストを同じ価格として推定された。

#### c) 利益

プロジェクトの利益の計算において、再評価は、事業審査に採用された最初の方法論に従っていない。なぜなら、下記の方法論は、実際の状況を良く反映したと考えられるからである。事業審査において、利益は(a)発電所からの増加した発電量の収益(b)送電線の建設によって節約する燃料コストから成っていた。その時期としては、増分の収益は、プロジェクトから発電されるエネルギー生産の総計に送電と配電のロスへの検討後の需要者への電気料金を乗じて算出された。この公式の下では、すべてのプロジェクトによって生み出される収入の増加は、プロジェクトの利益として考えられた。しかしながら、増分の収益は、発電プロジェクトからだけでなく、送電及び配電システムからも得られる。従って、一般に増分の収益の一定の割合だ

<sup>15</sup> ゴムプランテーションの開発、リハビリコスト、水供給システム及び再定住村の家屋、ODA から追加される支援(水供給システムの建設等)を含む見積もられた再定住関連コスト。再定住関連コストは、実際のリアウ州の支払い及びアクションプランのための回復/維持管理コストに基づく SAPS チームによって見積もられた。

けが、発電所の建設の利益として認められる。なおその上に、燃料コストの節約は、利益として考慮されるべきではない。

プロジェクトの再評価において、利益は、平均的な譲渡価格を乗じた北 KITLUR から PLN 管区への売上高と定義された<sup>16</sup>。PLN 管区への売上高は、“正味のエネルギー生産” マイナス “発電所の補助的な使用” マイナス “システムの送電ロス” によって算出される。1998 年-2001 年の利益は、サイト調査の間に集められた利用可能なデータに基づいて計算された。将来の補助的な使用<sup>17</sup>は、0.67%の実際の補助比率を使用して推定される<sup>18</sup>。

将来の譲渡価格及び送電ロスは、2002 年の実際の価格及び 2001 年の実際のロス(2.70%)をそれぞれに同等として推定された。基礎的なケースにおいて、将来のエネルギー生産の総計は、目的のレベルと同じ大きさとして推定される。

プロジェクトの利益	
原案	増分の利益 (発電所の建設に由来を持つ) PLN から需要者への販売総額 (エネルギー生産総計-システムロス <sup>19</sup> ) × 需要者への販売価格
	節約する燃料コスト (送電線の建設に由来を持つ) エネルギー生産 × 現存する発電設備の発熱率 × 設備燃料価格 / 燃料の熱容量
再評価	増分の利益 管区 (正味のエネルギー生産-送電ロス) への販売総額 × KITLUR から地域への譲渡価格

#### d) 感度分析

感度分析のために、再定住関連コスト<sup>20</sup>、エネルギー生産の減少と増加及び譲渡費用 (表 3-12、13 参照) を含む 24 のケースが実施された。PLN 管区への譲渡費用は、2001 年の 191.78 ルピア / kWh から 2002 年には 319.93 ルピア / kWh に増加した。この価格の上昇は、PLN 管区から需要者への売却価格が増加したことに基づく。

表 3-12: 再定住村関連コストを除く感度分析

将来の移転費用 将来のエネルギー生産	2002 年の実際の 価格より 20%減	2002 年の実際の の価格より 10%減	2002 年の実際の 価格と同等	2002 年の実際の の価格より 10%増
目標より 10%低い	4.47%	5.05%	5.59%	6.09%
目標と同レベル	4.99%	5.59%	6.14%(基礎ケース)	6.65%
目標より 10%高い	5.47%	6.09%	6.65%	7.18%

<sup>16</sup> 1997 年、PLN は、スマトラ島における彼等の電気事業を 2 つの発電及び送電事業ユニット (KITLUR-北及び南)、と 4 つの配給事業ユニット (PLN 管区 I-IV) に分離した。PLN の事業ユニットは、有益な事業を遂行するために彼ら自身の財政報告を用意する。スマトラのケースにおいては、KITLUR は、PLN 本社によって指示された価格で PLN 管区に彼らの電気を売る。しかしながら、実際にこの内部譲渡は、各事業ユニットの財政の報告を用意するためだけのものである。したがって何の実際の解決ももたらさない。

<sup>17</sup> 事業所の供給や補助的な必要品 (送風機モーター、ポンプモーター及び発電ユニットの運転に不可欠なその他の機器)

<sup>18</sup> エネルギー消費の総計によって分離された補助的な使用

<sup>19</sup> 送電と配電ロス(13.5%)及び補助的消費(2.0%)から成るシステムロス

<sup>20</sup> 年間の再定住コスト(1990-97 年)は、再定住に実施スケジュール及び州政府により提供された再定住コストの総額を基礎に概算される。1999 年から 2004 年の年間再定住コストは、州及び地方政府から提供されたデータである。

表 3-13：再定住関連コストを含む感度分析

将来のエネルギー生産 将来の移転費用	2002年の実際の の価格より 20% 減	2002年の実際の の価格より 10%減	2002年の実際の 価格と同等	2002年の実際の の価格より 10% 増
目標より 10%低い	3.56%	4.11%	4.62%	5.09%
目標と同レベル	4.05%	4.62%	5.14%	5.63%
目標より 10%高い	4.51%	5.09%	5.63%	6.13%

### 3.4.2 経済的内部収益率(EIRR)

プロジェクトの経済的内部収益率(EIRR)のおおよその再評価が参照のために、着手された。再評価において使用された全てのコスト及び利益は、1998年の価格で表示され、インドネシアルピアで表記される。結果として、プロジェクトの EIRR は、10.6%と計算される (表 3-14 を参照)。EIRR 計算では、プロジェクトの経済寿命は、運転(1998年)後 50年と見積もられる。

表 3-14：EIRR 計算のキャッシュフロー

		電気販売量 (MWh)	ディーゼル 発電の燃料 コスト (Rs/kWh)	ディーゼル 発電のその 他のコスト (Rs/kWh)	合計利益 (Mil Rs.)	資本コスト (Rs. Yen)	O/Mコスト (Mil Rs.)	コスト合計 (Mil Rs.)	正味利益 (Mil Rs.)
91						1383.412		1383.4	-9,382.9
92						1505.279		1505.3	-154,279.3
93						1741.193		1741.2	-189,843.6
94						1948.417		1948.4	-162,988.8
95						2205.330		2205.3	-129,115.9
96						1982.663		1982.7	-192,553.1
97						2177.598		2177.6	-80,662.4
98	1	299,929.4	185.0	45.0	68,970.3	6884.302	8.11	6892.4	-99,076.2
99	2	390,463.4	153.6	37.3	74,526.1	6224.592	18.73	6243.3	-7,744.0
00	3	409,521.7	150.6	36.6	76,635.8		38.94	38.94	73,746.9
01	4	480,823.4	205.9	50.0	123,029.4		75.61	75.61	117,614.4
02	5	538,368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8
03	6	538,368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8
04	7	538,368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8
05	8	538,368.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8
47	50	523,832.6	269.5	65.5	180,347.8		75.61	75.61	174,932.8

EIRR=10.6%

#### a) コスト

再評価に使用されるコストは、財務資本コストそして発電所とダムの運転及び維持管理コスト(O&M)である。財務資本コストは、プロジェクトの両方の段階の実際の財務コストに由来する。土木工事、発電所、送電線、変電所、移転道路と橋の建設コスト、コンサルタントサービス、土地取得及び税金を含む。しかし、再定住地関連コストは含まない。プロジェクトの財務資本コスト及び O&M コストは、0.9 の転換係数を適用して経済コストに転換される。

#### b) 利益

プロジェクト実施以前、村の何名かは彼ら自身の個人持ち小型ディーゼル発電機を使っていた。したがって、この計算において、燃料コスト、これらのディーゼル発電機の他の O&M コストは、需要者の支払いに乗り気であると評価された。

10kW の能力と見なされた個人ディーゼル発電機の燃料コストは、0.37 リットル/kWh の従量燃料油消費に HSD 価格 (1998年の 500 ルピア/リットル-2002年の 1,100 ルピア/リットル) を乗じて算定された。その他の小型ディーゼル発電機の O&M コストは減価償却費を含んで、燃料コストに 0.243 を乗じて計算された<sup>21</sup>。

<sup>21</sup> 2000年の PLN のディーゼル発電の平均コスト(231.92Rp/kWh)においては、発電コストの 75.7%が燃料コスト(175.49Rp/kWh)であった。(1-0.757)=0.243 の転換係数に使用に従った。