

No. 10

トミニカ共和国

ユナ川水力発電開発計画  
調査報告書

主報告書

1984年7月

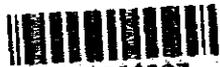
国際協力事業団

CR 10

84-97



JICA LIBRARY



1029836[2]

10614



ドミニカ共和国

ユナ川水力発電開発計画  
調査報告書

主報告書

国際協力事業団  
1984年7月  
印刷

国際協力事業団

## は し が き

日本国政府は、ドミニカ共和国政府の要請に基づき、同国ユナ川最上流域におけるエルトリート・ロスベガノス水力発電開発計画のフィージビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、1982年6月から1983年8月まで園田博康氏を団長とする調査団を派遣し、ドミニカ共和国政府関係機関の協力を得て、現地調査を実施した。

本報告書は、この現地調査及び収集した資料に基づき、帰国後国内で行った解析、検討作業を経て作成したものである。

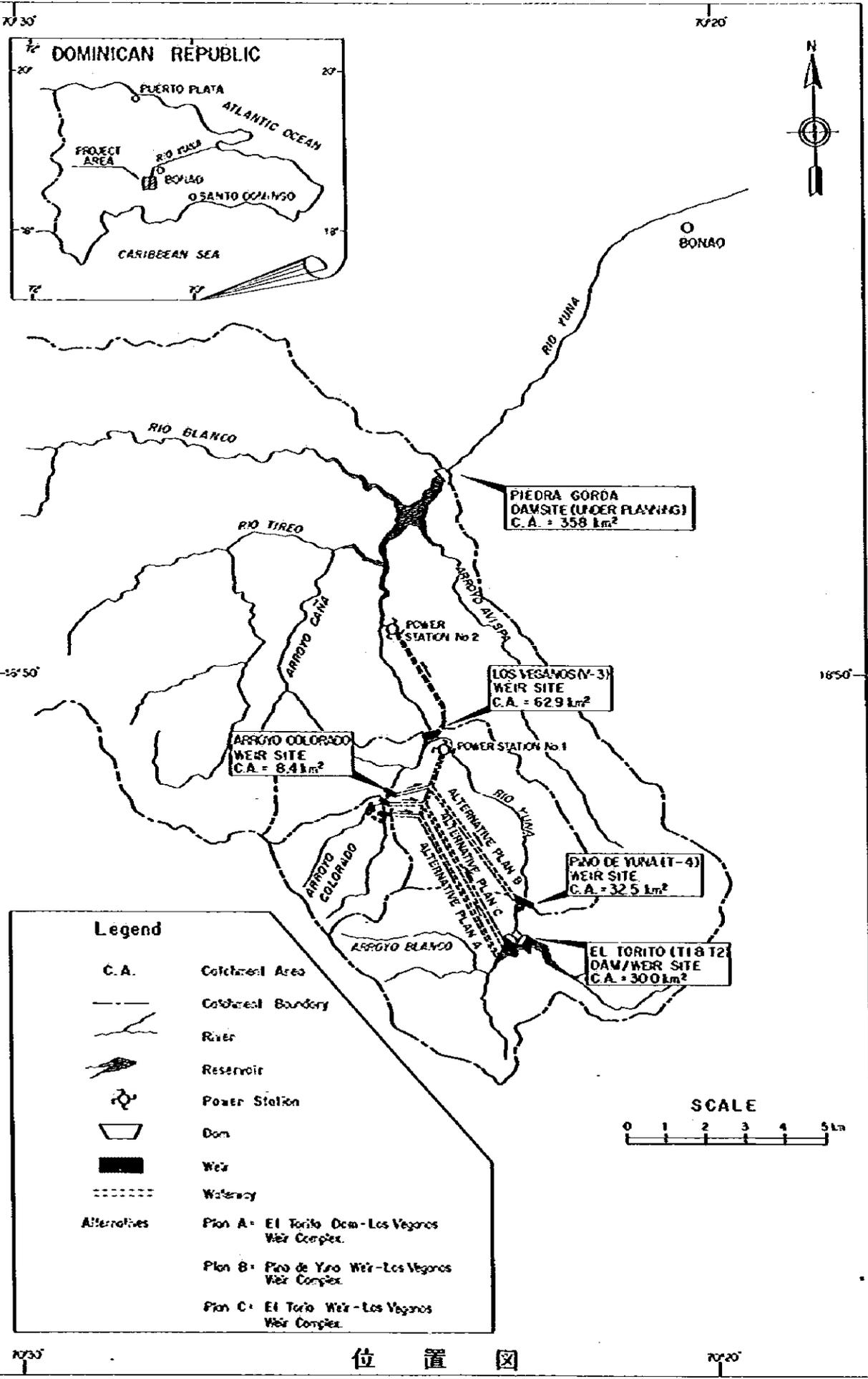
本報告書がドミニカ共和国の電源開発の促進に寄与するとともに、同国と我国との経済交流、並びに友好親善関係促進の一助となれば誠に喜ばしいことである。

終りに、今回の調査に当って御協力いただいたドミニカ共和国政府関係機関、在ドミニカ共和国日本国大使館、外務省および通商産業省の関係各位に対し衷心感謝の意を表すものである。

1984年7月

国際協力事業団

総裁 有 田 圭 輔



**Legend**

C.A.	Catchment Area
---	Catchment Boundary
~	River
☾	Reservoir
⊙	Power Station
▭	Dam
■	Weir
-----	Waterway

**Alternatives**

- Plan A: El Torito Dam-Los Vegasos Weir Complex.
- Plan B: Pao de Yuna Weir-Los Vegasos Weir Complex.
- Plan C: El Torito Weir-Los Vegasos Weir Complex.

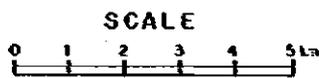
**PIEDRA GORDA DAMSITE (UNDER PLANNING)**  
C.A. = 358 km<sup>2</sup>

**LOS VEGANOS (V-3) WEIR SITE**  
C.A. = 629 km<sup>2</sup>

**ARROYO COLORADO WEIR SITE**  
C.A. = 8.4 km<sup>2</sup>

**PAO DE YUNA (T-4) WEIR SITE**  
C.A. = 32.5 km<sup>2</sup>

**EL TORITO (T1 & T2) DAM/WEIR SITE**  
C.A. = 300 km<sup>2</sup>



位置图



## 要 約

### (計画の背景)

01 ドミニカ（共）の経済開発は近年停滞の様相を呈してきている。同国の国内総生産額は1975-79年の間年平均4.6%の伸率で増加してきていたが、1980-82年には伸率が2.5%に低下している。これは同国の人口増加率にも劣る伸率である。同国経済が被る重圧の一つは、石油輸入増等による貿易収支の悪化である。ドミニカ（共）は石油製品全てを輸入せねばならず、その輸入額は1982年の同国の輸出総額の59%にも達している。このような経済情勢にあっては、短期的にも長期的視野からも、輸入依存にとって替る自国資源の開発が極めて重要な意義を持つとみられる。

02 電力部門においても輸入石油への依存が極めて高い。これは1982年度の発生電力量の89%が火力発電によるものであることからもうかがえる。ドミニカ電力公社（CDE）は1983年度にその全収入額の67%を火力発電用燃料の購入のために支払わざるを得なかった。同国は比較的水資源に恵まれているにも拘らず水力発電の開発は後れをとっており、全国の設備容量600MWの内約15%に相当する88MWの水力発電設備容量を持つにしか過ぎない。近年CDEは水力発電開発を重視してきているものの更に加速的に諸水力開発計画を実現させる必要がある。

03 電力消費量は1970年代に年平均約10.8%の割合で増加した。発電端での増加率は消費量の増加率を上回り、1983年の発電端での電力量は3,122GWh、最大負荷538MWに達している。また最大負荷は1987年に920-970 MW、1992年には1,460-1,720 MWに達すると予測される。一方供給面では、CDEはベース負荷用石炭火力発電の開発及び水力発電を最大限に実現することを基本方針として開発を進めている。しかしながら、現在工事中の石炭火力発電所（125MW）2基が完成する予定の1987年度の電力需給は引続き逼迫した状況にあると予測される。この点からしても水力発電の開発を急ぐ必要がある。

#### (計西地域)

04 エルトリート・ロスベガノス水力発電計西はユナ川最上流域部に位置する。同地域は年間 1,900 mm から 3,000 mm 以上の降雨量がある。河川勾配も急で、支流であるリオブランコ川合流点上流部の傾斜は約 1/40 である。同地域の水力発電開発に当たっての問題点は取水候補地点での取水流域面積が限られていること、及びドミニカ（共）の主要地殻構造の一つであるボナオ断層が同地域を南北に走っていることがあげられる。

05 取水面積が限られているために（ユナ川本流と支流ブランコ川の合流点で 30 km<sup>2</sup>、支流コロラド川との合流点で 63 km<sup>2</sup>）、各取水地点での発電利用可能水量の査定が重要である。しかし、計西地域内には下流部ロスケマドス水文観測所の記録以外に長期水文記録がない。このため流域内目地点で実施した水文実測値を基に、ロスケマドス地点での流量を配分して各取水地点での流量が算定された。その結果、ユナ川本流と支流ブランコ川の合流点での 90% 確率流量は 0.62 m<sup>3</sup>/秒、支流コロラド川との合流点での同流量は 1.72 m<sup>3</sup>/秒と算定される。

#### (開発案)

06 ユナ川上流部の水力開発は地形条件・支流を含む水系等からして 2 段で開発することになる。上流側ではエルトリート付近でダム又は取水堰を建設することが考えられ、中流域ではロスベガノス付近にダム又は取水堰候補地点が選定される。2 段で合計 330 - 400 m の落差を利用することが出来る。西地点でのダム・取水堰及び近隣支流からの渓流取水案の組合せで、合計 70 通りの代替案につき先ず比較検討が行われた。この結果、更に詳細な検討を行うべき代替案として下記 3 案が選定された。

- (1) エルトリート地点でのダム築堤とロスベガノス地点での取水堰の組合せ案
- (2) エルトリート地点での取水堰とロスベガノス地点での取水堰の組合せ案
- (3) ビノデユナ地点での取水堰とロスベガノス地点での取水堰の組合せ案

当初検討されたロスベガノス地点でのダム建設案は左岸基礎となる石灰岩の透水性が高いことが判明したため断念された。上記 3 案のいずれの場合においても、2 発電所は最少 6 時間の尖頭負荷を対象として運転されることになる。

07 エルトリート地点でのダム建設はT-1及びT-2の2地点に2つのロックフィル式ダムを建設する計画である。貯水池（満水位標高 755m）に貯められた水は、長さ5.3kmの導水トンネルを通じて支流コロラド川との合流点上流部のユナ川左岸地点に建設されるユナ第1発電所に導びかれる。更に支流コロラド川の上流域の水を渓流取水しエルトリート貯水池からの導水トンネルに合流させる。この結果、常時使用水量 $1.23\text{ m}^3/\text{秒}$ 、最大使用水量 $4.92\text{ m}^3/\text{秒}$ が得られ、250.3mの有効落差を利用して10.3MWの設備容量を持つ第1発電所計画が立案された。第1発電所の年間発生電力は第1次電力22.26KWh、第2次電力15.86KWhとなる。

08 エルトリート地点でのダム建設案の代替案として、T-1及びT-2地点に取水堰を建設し、流れ込み式発電所を建設する計画が検討された。ユナ川本流の水は、T-1地点に高さ17mの堰を築き、支流ブランコ川のT-2地点に建設される取水堰（高さ22m）に導かれる。本流・支流合せた90%確率流量 $0.62\text{ m}^3/\text{秒}$ が利用可能となる。前述のエルトリート・ダム案と同位置に建設される第1発電所までの導水トンネルは長さ5.2kmとなる。支流コロラド川からの渓流取水（ $0.13\text{ m}^3/\text{秒}$ ）を加え、第1発電所計画の最大使用水量は $3.72\text{ m}^3/\text{秒}$ となる。有効落差229.2mを利用して、第1発電所の設備容量は7.2MW、年間発生電力量は第1次電力15.26KWh、第2次電力16.96KWhとなる。

09 上記エルトリート取水堰による流れ込み式発電計画の代替案として、ブランコ川との合流点下流800mに位置するピノデュナ地点に取水堰を設け、流れ込み式発電所を建設する計画が検討された。ピノデュナ地点に高さ21mのコンクリート式取水堰を建設すると共に長さ4.4kmの導水トンネルを建設する。支流コロラド川からの渓流取水を加え最大使用水量は $4.01\text{ m}^3/\text{秒}$ となる。発電所予定地点は前記2案と同一地点で、有効容量は184.3mとなる。第1発電所の設備容量は6.3MWで、年間発生電力量は第1次電力12.76KWh、第2次電力13.76KWhとなる。

10 下流ロスベガノスでの開発は、第1発電所及び支流コロラド川との合流点直下流に高さ32mの取水堰を建設する計画である。取水堰で最少6時間の尖頭負荷発電用に調整された水は、3.3kmの導水トンネルを通りユナ川右岸に建設を予定するユナ第2発電所

に導びかれる。第2発電所の放水位は同発電所直下流のピエドラゴルダ貯水池高水位と見込まれる標高350mとする。有効落差は134.0mとなる。本計画が上流エルトリート地点でのダム貯水池式第1発電所案との組み合わせで実施される場合には、最大使用水量が7.84m<sup>3</sup>/秒となり、第2発電所の設備容量は8.8MW、年間発生電力量は合計41.7GWhとなる。又、上流エルトリート又はピノデュナ地点に取水堰を建設する流れ込み式発電所案との組み合わせで実施される場合には、最大使用水量は6.83m<sup>3</sup>/秒、第2発電所の設備容量は7.7MW、年間発生電力量は35.4GWhとなる。

#### (実施計画)

10 以上の結果、ダム式第1発電所と流れ込み式第2発電所の組合せ案では総設備容量19.1MW、総年間発生電力量79.7GWhとなる。又、エルトリート地点に第1発電所の取水堰を設けた場合には、第1・第2発電所の総設備容量は14.9MW、年間発生電力量は67.5GWhとなる。一方、ピノデュナ地点に取水堰を設けた場合には、総設備容量14.0MW、総年間発生電力量61.8GWhとなる。ダム式第1発電所又はエルトリート取水堰と流れ込み式第2発電所の工期は着工後各々51ヶ月及び36ヶ月となる。又ピノデュナ地点の取水堰建設による第1発電所の場合は49ヶ月の工期となる。従って、1985年7月に着工された場合第2発電所は1988年6月に、第1発電所は1989年7月又は9月に運転開始となる予定である。

12 エルトリート・ダム案による第1発電所と流れ込み式第2発電所の組合せ案の建設費は予備費を含めてRD\$106.1百万と見積られる。この内、外貨分はRD\$59.9百万、現地貨分RD\$46.2百万となる。一方、エルトリート取水堰案を採用した流れ込み式第1・第2発電所案では総工費RD\$57.1百万（外貨分RD\$33.8百万、現地貨分RD\$23.3百万）と見積られる。又、ピノデュナ地点での取水堰案を採用した流れ込み方式第1・第2発電所案では総工費RD\$51.5百万（外貨分RD\$30.9百万、現地貨分RD\$20.6百万）となる。又、本計画の付帯事業として予定される住民移転及び流域保全事業に対し、ダム式発電所を含む場合はRD\$3.3百万、流れ込み式発電所群の場合にはRD\$2.2百万の資金が必要とされる。

### (評 価)

13 経済評価は代替火力としてのガス・タービン発電（但し、2次電力については石油及び石炭火力発電）との比較による経済内部収益率の算定により行われる。ダム式第1発電所と流れ込み式第2発電所案の場合内部収益率は8.7%となり、エルトリート地点での取水堰を採用した流れ込み式第1・第2発電所案の場合には12.9%の収益率となる。又、ピノデュナ地点での取水堰案を採用した流れ込み式第1・第2発電所案の場合には12.8%の収益率になる。（両案を構成する各計画の内部収益率は、ダム式第1発電所で5.2%、エルトリート取水堰の流れ込み式第1発電所で10.4%、ピノデュナ取水堰の流れ込み式第1発電所で10.0%、流れ込み式第2発電所で15.6%となる）経済評価の結果から、エルトリート地点に取水堰を建設し、流れ込み式第1・第1発電所を建設する案が最も経済効果が高いと判定された。ドミニカ（共）の資本機会費用が約12%であることに照し合せ、エルトリート取水堰による流れ込み式第1発電所及びロスベガノス取水堰による流れ込み式第2発電所の組合せ案は経済的にフェージブルであると判定される。

14 財務評価は内部財務収益率の算定と資金返済能力の検討により行われる。ダム式第1発電所と流れ込み式第2発電所の組合せ案の財務内部収益率は6.1%であるのに対して、エルトリート地点に取水堰を建設する流れ込み式第1・第2発電所案では10.1%の収益率となる。尚、ピノデュナ地点に第1発電所の取水堰を設ける場合にも、10.1%の財務収益率となる。（各構成計画の財務内部収益率は、ダム式第1発電所で2.7%、エルトリート取水堰案で7.9%、ピノデュナ取水堰案で7.5%、ロスベガノス取水堰案で13.0%となる。エルトリート取水堰による流れ込み式第1・第2発電所案の場合、融資又は公債が緩やかな条件で得られれば売電収益で返済する能力は充分であると判断される。しかしながら、ダム式第1発電所と流れ込み式第2発電所の組み合わせ案では内部財務収益率も低く、資金の返済は困難となるものと予想される。

### (結 論 と 勧 告)

15 ユナ川上流部での水力発電計画諸案の検討の結果、ダム式第1発電所と流れ込み式第2発電所の組み合わせ案は経済的にも財務的にも不利な計画であることが明らかとなった。更に、エルトリート地点での取水堰案とピノデュナ地点での取水堰案を比較した場

合、エルトリート地点に取水堰を建設する案が経済的にも有利であることが明らかとなった。エルトリート地点での取水堰案を組み入れた流れ込み式第1・第2発電所建設案は技術的問題はなく、経済的にもフィージブルであると判定される。従って、エルトリート地点で取水する流れ込み式第1発電所及びロスベガノス地点で取水する流れ込み式第2発電所計画を取り上げて実施することが勧告される。なお、1980年代後半の電力需給状況が逼迫すると予想されることからユナ第1・第2発電所の建設を可能なかぎり速やかに実施することが望ましい。

16 エルトリート・ロスベガノス発電所建設計画が実現された場合、輸入燃料による火力発電に取って替ることとなり、特に外貨の節約に寄与することになると判断される。この外貨節約額は年間RDS 4.7百万に相当することになる。

17 ユナ第1・第2発電所の建設のために、本調査終了後速やかに工事入札書類の作成に取り掛ると共に、工事資金の調達を進めることが望ましい。又、工事用道路の建設等についても準備を進めることが望ましい。

## プロジェクト諸元

### エルトリート取水堰計画 (ユナ川第1発電所諸)

集水面積 :		38.4 km <sup>2</sup>
エルトリート地点 :		30.0 km <sup>2</sup>
コロラド支流 (溪流取水) :		8.4 km <sup>2</sup>
常時使用水量		0.93 m <sup>3</sup> /秒
最大使用水量		3.72 m <sup>3</sup> /秒
<b>分水堰 (T-1 地点) :</b>		
型式		コンクリート重力式
高さ		17.0 m
堤頂長		50.0 m
堤体積		6,400 m <sup>3</sup>
<b>取水堰 (T-2 地点) :</b>		
型式		コンクリート重力式
高さ		22.0 m
堤頂長		86.0 m
体積		8,700 m <sup>3</sup>
満水位		EL. 726.0 m
低水位		EL. 723.4 m
<b>水路 :</b>		
導水路	型式 内径 全長	円形断面 2.0 m 5.2 km
サージタンク	型式	制水口型
水圧鉄管	内径 全長	2.0 - 1.0 m 615 m
<b>コロラド溪流取水堰・分水トンネル :</b>		
取水堰	高さ 堤頂長	7.5 m 67.0 m
分水トンネル	全長	1.45 km
<b>ユナ川第1発電所 :</b>		
放水位		EL. 490.8 m
有効落差		229.2 m
水車	型式 定格出力	立軸フランシス 7.2 MW

発電機	定格容量 力率	8.0 MVA 0.9
平均年間発生電力量		
	一次 二次 合計	$15.2 \times 10^3$ kWh $16.9 \times 10^3$ kWh $32.1 \times 10^3$ kWh
送電線	電圧 電阻	69 kV 8.0 km

ロスベガノス取水堰計画 (ユナ川第2発電所)

集水面積:		62.9 km <sup>2</sup>
常時使用水量		1.72 m <sup>3</sup> /秒
最大使用水量		6.88 m <sup>3</sup> /秒
取水堰:		
型式		コンクリート重力式
高さ		32.0 m
堤頂長		68.0 m
体積		18,140 m <sup>3</sup>
満水位		EL. 493.0 m
低水位		EL. 488.5 m
水路:		
導水トンネル	型式 内径 全長	円形断面 2.0 m 3.3 km
サージタンク	型式	斜水口型
水圧鉄管	内径 全長	2.0 - 1.0 m 290 m
ユナ川第2発電所:		
放水位		EL. 350.0 m
有効落差		134.0 m
水車	型式 定格出力	立軸フランシス 7.7 kW
発電機	発電量 力率	9.0 MVA 0.9

平均年間発生電力量

一次	16.4 × 10 <sup>3</sup> kWh
二次	19.0 × 10 <sup>3</sup> kWh
合計	35.4 × 10 <sup>3</sup> kWh

送電線

電圧	69 kV
全長	4.0 km

エルトリート・ロスベガノス組合せ発電計画案

総設備容量 14.9 MW

年間発生電力量

一次	31.6 × 10 <sup>3</sup> kWh
二次	35.9 × 10 <sup>3</sup> kWh
合計	67.5 × 10 <sup>3</sup> kWh

建設期間：

ユナ川第1発電所	49ヶ月
ユナ川第2発電所	36ヶ月

建設費用（財務）：

外貨	RD\$ 33.8百万
現地貨	RD\$ 23.3百万
計	RD\$ 57.1百万

経済内部収益率：

ユナ川第1発電所	10.4%
ユナ川第2発電所	15.6%
計	12.9%



# 主 報 告 書

## 目 次

	頁
はしがき	
要 約 .....	i
第1章 序 文 .....	1
1.1 調査の目的および範囲 .....	1
1.2 調査の実施 .....	1
1.3 報告書 .....	2
1.4 謝 辞 .....	2
第2章 計画の背景 .....	3
2.1 一般的経済の背景 .....	3
2.1.1 人口と雇用 .....	3
2.1.2 国内総生産 .....	3
2.1.3 貿易収支 .....	4
2.2 電力の需要と供給の状況 .....	4
2.2.1 需要の傾向 .....	4
2.2.2 電力供給の現状 .....	6
2.2.3 電力開発計画 .....	7
2.2.4 エルトリート・ロスベガノス発電計画の役割 .....	8
第3章 地域の自然条件 .....	9
3.1 地 形 .....	9
3.2 植生と土地利用 .....	9
3.3 気 象 .....	9
3.4 水 文 .....	10
3.5 地 質 .....	11
3.6 建設材料 .....	13
第4章 開発案 .....	15
4.1 概 要 .....	15

4.1.1	開発案	15
4.1.2	水利用	15
4.2	エルトリート案	16
4.2.1	ダム案(貯水池式)	16
4.2.2	取水堰案(流れ込み式)	18
4.2.3	支流コロラド川からの導水	19
4.3	ロスベガノス案	19
4.3.1	ダム案(貯水池式)	19
4.3.2	取水堰案(流れ込み式)	20
4.4	エルトリート・ロスベガノス組合せ案	21
第5章	予備設計	22
5.1	エルトリートダム式第1発電所案	22
5.1.1	ダムと貯水池	22
5.1.2	導水路及び溪流取水の転流	23
5.1.3	発電所と送電線	24
5.1.4	発生電力量	24
5.2	エルトリート流れ込み式第1発電所案	24
5.2.1	取水堰	25
5.2.2	導水路及び溪流取水の転流	25
5.2.3	発電所	26
5.2.4	発生電力量	26
5.3	ピノデュナ流れ込み式第1発電所案	26
5.3.1	取水堰	27
5.3.2	導水路及び溪流取水の転流	27
5.3.3	発電所	28
5.3.4	発生電力量	28
5.4	ロスベガノス流れ込み式第2発電所案	28
5.4.1	取水堰	29
5.4.2	導水路	29

5.4.3	発電所及び送電線	29
5.4.4	発生電力量	30
5.5	エルトリート・ロスベガノス組合せ案の発生電力量	30
第6章	施工計画と工程計画	32
6.1	施工計画と施工方法	32
6.1.1	エルトリートダム式第1発電所案	32
6.1.2	エルトリート流れ込み式第1発電所案	34
6.1.3	ピノデユナ流れ込み式第1発電所案	35
6.1.4	ロスベガノス流れ込み式第2発電所案	35
6.2	工程計画	36
6.2.1	本工事の前段階	37
6.2.2	エルトリートダム式第1発電所案・ ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案	37
6.2.3	エルトリート流れ込み式第1発電所案・ ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案	37
6.2.4	ピノデユナ流れ込み式第1発電所案・ ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案	38
6.3	プロジェクト実施の組織	38
第7章	環境及び付帯事業	39
7.1	環境条件	39
7.2	環境への影響	40
7.3	付帯事業	42
第8章	建設費用の概算	43
8.1	費用概算の基本条件	43
8.2	建設費用	43
第9章	経済評価	45
9.1	経済費用	45
9.2	経済便益	46
9.3	経済評価	47

第10章 財務評価 .....	50
10.1 財務的内部収益率 .....	50
10.2 返済能力 .....	51
10.3 財務評価 .....	52
第11章 結論と勧告 .....	53

## 添付表目次

		頁
表1-01	調査団員構成表 .....	55
表2-01	ドミニカの人口 .....	56
表2-02	分野別国内総生産 .....	57
表2-03	輸出及び輸入 .....	58
表2-04	電力需要動向 .....	59
表2-05	分野別発電計画 .....	60
表2-06	電力需要予測 .....	61
表2-07	発電量 .....	62
表3-01	ロスケマドス地点流量 .....	63
表3-02	流量変換係数 .....	64
表3-03	調査地域・地質区分 .....	65
表8-01	財務的費用（エルトリートダム式第1発電所案—ロスベカノス 流れ込み式第2発電所案） .....	66
表8-02	財務的費用（エルトリート流れ込み式第1発電所案—ロスベガノス 流れ込み式第2発電所案） .....	67
表8-03	財務的費用（ピノデユナ流れ込み式第1発電所案—ロスベガノス 流れ込み式第2発電所案） .....	68
表9-01	経済的内部収益率（エルトリートダム式第1発電所案—ロスベガノス 流れ込み式第2発電所案） .....	69
表9-02	経済的内部収益率（エルトリート流れ込み式第1発電所案— ロスベガノス流れ込み式第2発電所案） .....	70
表9-03	経済的内部収益率（ピノデユナ流れ込み式第1発電所案— ロスベガノス流れ込み式第2発電所案） .....	71
表10-01	財務的内部収益率（エルトリートダム式第1発電所案—ロスベガノス 流れ込み式第2発電所案） .....	72
表10-02	財務的内部収益率（エルトリート流れ込み式第1発電所案— ロスベガノス流れ込み式第2発電所案） .....	73

表10-03	財務的内部収益率（ピノデユナ流れ込み式第1発電所案－ ロスベガノス流れ込み式第2発電所案）……………	74
表10-04	年度別投資額と借款返済能力（エルトリート流れ込み式第1発電所案－ ロスベガノス流れ込み式第2発電所案，利子率年3.5%）……………	75
表10-05	年度別投資額と借款返済能力（エルトリート流れ込み式第1発電所案－ ロスベガノス流れ込み式第2発電所案，利子率年8%）……………	76

## 添付図一覧表

- 図-01 域内の戸数
- 図-02 1970年から1982年にかけての発電状況
- 図-03 CDEとSOFRELECによる電力需要予測
- 図-04 主要送電系統
- 図-05 1980年と1992年の負荷曲線と1992年の電力供給計画
- 図-06(1) ピーク需要と発電容量 (Case 1)
- 図-06(2) ピーク需要と発電容量 (Case 2)
- 図-07 ユナ川河川縦断面
- 図-08 流域地質図
- 図-09 土採り場と採石場の位置 (エルトリート)
- 図-10 土採り場と採石場の位置 (ロスベガノス)
- 図-11 1次選別の代替開発案
- 図-12 水利用形態 (ダム案)
- 図-13 水利用形態 (流れ込み案)
- 図-14 エルトリエートの流量マスカーブ
- 図-15 エルトリエートの流況曲線
- 図-16 ピノデュナの流況曲線
- 図-17 V3地点の流況曲線
- 図-18 エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス  
流れ込み式第2発電所案の組合せ案の施工計画
- 図-19 エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス  
流れ込み式第2発電所案の組合せ案の施工計画
- 図-20 ピノデュナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス  
流れ込み式第2発電所案の組合せ案の施工計画
- 図-21 建設実施の組織構成
- 図-22 経済的内部収益率の感度分析 (エルトリートダム式第1発電所案と  
ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案)

- 図-23 経済的内部収益率の感度分析（エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノ流れ込み式第2発電所案の組合せ案）
- 図-24 財務的内部収益率の感度分析（エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノ流れ込み式第2発電所案の組合せ案）
- 図-25 財務的内部収益率の感度分析（エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノ流れ込み式第2発電所案の組合せ案）

## 添付図面一覧表

図面-01	代替案位置図
図面-02	エルトリート・ロスベガノス発電計画概略図
図面-03	T-1, T-2ダム平面図
図面-04	T-1, T-2ダム断面図
図面-05	T-1, T-2ダム仮排水路・洪水吐
図面-06	T-1, T-2ダム導水路
図面-07	T-1, T-2ダム水圧鉄管路
図面-08	T-1, T-2ダムコロラド溪流取水堰（北側サイト）
図面-09	T-1, T-2ダムコロラド溪流取水堰（南側サイト）
図面-10	エルトリート第一発電所計画図
図面-11	T-1, T-2取水堰配置図
図面-12	T-1, T-2取水堰平面図
図面-13	T-1, T-2取水堰導水路
図面-14	T-1, T-2取水堰コロラド溪流取水堰
図面-15	T-1, T-2取水堰水圧鉄管路
図面-16	ピノデユナ取水堰平面図
図面-17	ピノデユナ取水堰導水路
図面-18	ピノデユナ取水堰コロラド溪流取水堰
図面-19	ピノデユナ水圧鉄管路
図面-20	V-3取水堰平面図
図面-21	V-3取水堰導水路
図面-22	V-3取水堰水圧鉄管路
図面-23	ロスベガノス第二発電所



# 第1章 序 文

## 1.1 調査の目的および範囲

ドミニカ共和国の経済および社会の発展のため、同国の資源の開発利用は極めて重要な施策であり、今後もその重要性は変わらない。特に電力部門は重要な意義をもつ社会基盤施設の一つであり、ドミニカ政府は自国の水資源を最大限度まで利用する事により、発電を輸入石油に大きく依存している現在の状況を改めるよう力を注いでいる。

ドミニカ政府の要請で、日本政府は水力発電開発に対する技術協力を実施する事を決定し、その対象をユナ川上流域とした。1982年2月、ドミニカ電力公社（CDE）と国際協力事業団（JICA）との間で、ユナ川上流域の本流に位置するエルトリート・ロスベガノス水力発電計画のフィージビリティ調査を行うことを合意した。調査の目的は、水力発電に関する最適開発計画の立案と、選ばれた計画案に対する技術、経済および財務面での実行可能性の評価である。

調査の作業範囲は以下のとおりである。

- 1) 既に実施されたユナ川上流域開発関係の調査及び計画の背景の再検討。
- 2) 現地の地形、水文気象、地質、物理探査、等の調査。
- 3) エルトリート・ロスベガノス水力発電開発計画のための最適計画の立案および選定。
- 4) 水力発電計画の技術、経済および財務面の実行可能性の評価。

エルトリート・ロスベガノスのフィージビリティ調査に加えて、CDEはJICAの調査団にロスベガノスの計画に隣接するピエドラゴルダの計画と、ユナ川支流のピナリートの計画について、以前の調査の再検討を要請した。この要請に従って上述の再検討と予備調査が、エルトリート・ロスベガノスのフィージビリティ調査と平行して行なわれた。

## 1.2 調査の実施

ユナ川上流域でのエルトリート・ロスベガノス発電計画のフィージビリティ調査のため、JICAは各種の専門技術者で構成された調査団を派遣した。

一方、CDEの水力発電開発局（DDH）は、この水力発電計画の調査の為のカウンターパートを指名した。CDE-JICAの調査団の人員名簿は、表1-01. に示され

ている。

CDE-JICA調査団による現地調査は1982年6月末に始まった。1982年8月までに予備調査と航空写真図化の為の標定点測量が実施され、調査区域の5千分の1の地形図が作成された。本格的な現地調査は1982年11月に再開され、1983年3月に終了した。地質とボーリング調査の一部は引き続き1983年5月から8月にかけて行なわれた。調査結果の詳細検討は日本で殆ど行なわれたが、CDEはカウンターパートを、3回はCDEの費用で、2回はJICAの招へいで日本へ派遣して、検討に参加させた。この結果、CDEのカウンターパートと、JICA調査団による日本での共同作業が実現した。

### 1.3 報告書

調査期間中、着手報告書、中間報告書および進捗報告書に加えて予備検討報告書が作成された。最終報告書には、エルトリート・ロスベガノス発電計画についての全ての調査結果が盛り込まれている。

最終報告書は主報告書(1巻)と付属書(2~5巻)から成っている。調査の内容の要約は主報告書に記述されている。また項目毎の詳細な説明と補助データは、付属書(ANSEX)A~Iにまとめられている。

また、ユナ川上流域のピエドラゴルダの計画とピナリートの計画についての再検討と予備調査の結果は、この最終報告書の付録(APPENDIX)として別に編集された。

### 1.4 謝 辞

現地調査期間を通じて、調査団は調査地域内外の住民だけでなく、ドミニカ共和国の政府機関および関係各機関から、多くの援助と協力を受けた。調査団はこの機会に、関係各位に心からの謝意を表す。これらの援助と協力のおかげで予定通り調査を完了する事ができた。更に調査団は日本政府の通産省、外務省及び在ドミニカ共和国日本大使館の協力を仰ぐ事ができ深く感謝の意を表す。調査団は、調査に関連してなされた、両国相互の努力と協力とが、将来の水力発電開発とドミニカ共和国の社会経済発展に貢献することを心から望むものである。

## 第2章 計画の背景

### 2.1 一般的経済の背景

#### 2.1.1 人口と雇用

ドミニカ共和国は48,442km<sup>2</sup>の領土に、1983年の年央で575万人の人口を有する。表2-01に示すように、人口は年率2.9%で増加し、1985年には610万人、1990年には680万人になると予想されている。近年、都市化が著しい都市部の人口は1971年に全人口の40%であったが、1981年には52%に増加した。都市部の人口は1990年には59%近くになると見られる。(付属書A、1.1参照)

同国の都市人口の約45%はサントドミンゴに居住している。南東地域の他の州では、全都市人口の約11%がサンクリストバル、サンペドロデマコリス及びラローマーナのような大都市に集中している。このような人口集中は、中部シバオ地区でも見られこの地区に都市人口の16%が居住している。都市の人口集中が激しいこれらの州や地区は、図-01に示すように、全国送電網で結ばれている。

同国全体で約110万と推定される全世帯数のうち電力のサービスを受けている世帯は29.8%に限られている。さらに電力需要の約75%が都市地域にあることが注目される。地方への電力供給は近年増加してきているものの、電力供給計画は、2.2章で述べるように発電量の不足の憂を抱いている。

経済的活動人口(EAP)は全人口の30%である。農業部門のEAPは急速に減少してきている。そして、主にサービス部門へ吸収されている。工業部門での雇用は著しい増加を示していない。

失業率は実質的にはかなり高くなっている。1970年の国勢調査によると、EAPの約24%は失業している(都市部で23.9%、地方で24.1%)。1980年の標本調査によると、失業率は都市部で43%と高くなっていることが判った。国家経済の活性化と各産業部門に於ける雇用機会の創出はドミニカ共和国にとって一層の努力を要する重要課題である。

#### 2.1.2 国内総生産

国内総生産(GDP)は1976年-1978年の間、年平均3.6%で増加した。しかし、成長率は1980年-1982年の間に、人口増加率よりも低い年率2.5%にまで減少した。

中央銀行は1983年8月に、1983年度のGDPは3.1%になると予測した。(付属書A、1.2参照)

農業部門は表2-02に示すように、この5年間はGDPの17%~19%を占めた。鉱業部門は、1970年代後半は5%以上を占めていたが、1982年には主としてファルコンブリッジでのフェロニッケルの精錬が停止したことにより3.2%まで落ち込んだ。ファルコンブリッジの停止は、一時的ではあったにせよ、世界的な市場の低迷に起因するものと考えられているが、火力発電の燃料費の上昇も一因であろう。

工業部門のGDPの伸び率は、予想よりもかなり低く、1978年-82年の間年平均3.5%の伸びだった。このような不況は多国間及び世界的な経済情勢に起因したと思われる。しかし、多くの産業が電力の不安定な供給とコストの増加の影響を受けたことも一因であろう。多くの工場は頻発する停電に対処するため自家発電装置を取り付ける必要があった。産業の発展を促進するためには、電力を適切な価格で安定供給をすることが基本的な必要条件である。

### 2.1.3 貿易収支

同国の貿易収支は近年輸入超過になっているが、これは主に輸入の急速な増加によるものである。1982年、貿易収支は表2-03に示すように4億8000万ペソにのぼる赤字となった。同国政府の輸入規制政策にもかかわらず、1983年も輸入超過は実質的に改善されていない。

石油及び石油製品の輸入は、輸入額の増大と貿易収支の一層の悪化の主な理由の一つとなっている。これは、ドミニカ共和国が完全に輸入石油に依存していることによる。1982年には、石油と石油製品の輸入額は4億5000万ペソにのぼった。これは同国の輸入総額の36%、輸出総額の59%に等しい。このような状況では、従来のエネルギーの輸入に代わる同国資源の開発が、短期的にも長期的にも、同国経済にとって最も重要な意義を持ったものである(付属書A、2.4参照)。

## 2.2 電力の需要と供給の状況

### 2.2.1 需要の傾向

CDE-SOFRELECが策定した電力計画(1979-92年)と1982年末までの新しい資料を基に過去及び将来の電力需要動向が再検討された。

表2-01と図-02に示すように、電力消費は1970年代に着実に増加し続けた。CD

Eが供給した電力は1970年の684GWhから1980年には1914GWhに達し、年平均10.8%の伸び率で増加した。1981年には伸び率は8.9%までわずかに減少したものの、潜在的な需要は相当高い。供給電力は1982年には、1890GWhに下がった。これは送電と配電の際の電力損失が異常に増加したためである。

部門別の電力消費は1970年以来ほとんど変化を示していない。住宅部門は総電力供給の38%—39%、一方商業部門は12%—13%を消費した。産業部門への電力供給はCDEの供給電力の35%—38%を占めている。それぞれの部門での消費の増加率は1977年—1981年で年平均で各々8.8%、6.9%、7.1%だった。(表2—05参照)

総供給電力量は、CDEの管轄外の国有の水力発電所とファルコムブリッジの汽力発電から得る電力も含めて、1970年代に年平均11.7%増加し、1982年には2849GWhに達した。その一方で最大需要電力は1970年の181MWから1980年には462MWと年平均9.9%の伸び率で増加した。最大需要電力は1982年には504MWに達した。1978年—82年の間、平均負荷率は約65%だった。(付属書B、2.1参照)

電力整備計画の中で、SOFRELECは、供給電力は、1979年—1992年の間の年平均伸び率を12.4%とし、1985年には3238GWh、1992年には7614GWhに達すると予想した。また、電力損失は送電量が1985年に3983GWhに、1992年には9060GWhに達した結果、1983年には20%に、1992年には16%に下がると予想した。62.5%—62.7%といし負荷率が適用され、最大需要電力は1985年に728MW、1992年には1661MWに達すると推測された。(付属書B、3.1参照)

近年の経済活動が電力整備計画で想定したよりも停滞し、また巨視的経済学のパラメーターでは著しい変動があったにもかかわらず、電力整備計画の下での売電力量の予測は、1979年—1981年については、実際の数字と近いものであった。

実際の記録と電力整備計画との目立った変化は、電力損失率である。損失率は1981年で25.2%だった。1982年の33.6%という損失率は異常だったが、配電システムの改善の遅れを考慮すれば、SOFRELECの予測した状況——1983年に20%まで下がる——には決してならないだろう。もう一つの目立った変化は負荷率である。負荷率は電力整備計画の対象となった全期間を通じて約62.6%と予想されたが、これはもっと高い率になると考えた方がより現実的であろう。

最大電力需要予測に上述の2点(損失率と負荷率)がどのような影響を及ぼすか、

その感度を評価するため、ケース・スタディを行なった。これらのケース・スタディでは電力損失率は徐々に改善され、1982年には22.5%まで低下すると推定している。一方、負荷率は、1965年-1982年の平均負荷率に近い65%と仮定している。

ケース1のスタディは、開発計画で予想した供給電力を適用した。修正した電力損失率と負荷率を用いると、最大需要電力が1985年 771MW、1992年に1775MWに達すると推定される。一方、ケース2のスタディでは、1971年-81年間の景気後退の動向から推定した売電力量を基準として行った。売電力量は1985年に3200GWh、1992年には6149GWhと予測され、最大需要電力は1985年に762MW、1992年には1462MWと予測される。以上で予測した最大需要は表2-06および図-03に示すように、ケーススタディ1の場合の方が多く、ケーススタディ2の場合は電力整備計画での予測よりもかなり少ない。(付属書B、3.2参照)

## 2.2.2 電力供給の現状

電力はCDE所有の水力、汽力、ガスおよびディーゼルと国有の水力発電所とファルコムブリッジの汽力発電からの購入により供給される。発電所の総出力は国有の水力とファルコムブリッジを含めて907MWと評価されている。確実な発電出力は表2-07に示してある。確実な発電出力の約85%または512MWが火力発電で水力発電は15%に過ぎない。

送電量については、水力は1981年に10.9% (3116Wh) 1981年には18.4% (5126Wh) を占めた。ガスタービン、ディーゼル発電は、総送電量の10%に満たない。残りのエネルギー (1982年の79%、1981年の72%) は汽力発電所からの供給である。汽力発電はハイナ (常時出力 256MW)、サント・ドミンゴ (38MW)、プエルト・プラナ (34MW) にある。ハイナ発電所は5基の発電機をもつ主要電力源であり、CDEの総送電量の半分近くを占めていた。ハイナ発電所で1基が修理または燃料の不足によって停止した場合、このような事態はむしろしばしば生じていたのだが、電力供給事情は限界状態に直面する。このような不安定な電力供給は工業部門だけでなく、住宅と商業部門にも深刻な問題を引き起こしている。(付属書B、2.2参照)

火力に大きく依存していることで、CDEの財政事情はさらに悪化してきている。CDEは1981年に1億3600万ドミニカドル、1982年には1億2700万ドミニカドルを火力発電の燃料購入に費やさねばならなかった。この金額は総経営費の67%、62%また

はCDEの総経営収益の58%、50%にそれぞれ相当する。このような外貨支払いは、別な意味においては、同国の1981年と1982年の総輸出収入の11.4%、16.5%に相当する。(付属書B、6.3参照)

水力発電の発達は遅れている。CDE所有の水力発電は現在、ラスグマス(7.5MW)およびコンスタンザ(0.25MW)のようなかなり小さい発電所に限られている。主な発電所は、タヴェラ・パオ(80MW)、ヴァルデシア(54MW)、サバナエグア(13MW)、リンコン(10.1MW)およびサバナタ(7.5MW)が含まれるが、多目的ダム計画の下で開発された固有の発電所である。近年、CDEは種々の水力開発計画を調査、設計および援助することにより、水力発電の開発に全力を上げている。

電力は138kVと69kVの送電網で種な消費の中心地へ送られる。主要な138kVの送電網はプエルトプラタ発電所、タヴェラ・パオ発電所、サンティアゴ(カナバコアの分発電所)、ヴァルデシア発電所、サントドミンゴ(パラマラの分発電所)につながっている。一方、69kVの送電網は全体で約200kmに及ぶ。配電システムの改善は主要都市では計画、研究されてきた。サントドミンゴにおける最初の段階は、現在のところ設計の段階である。(図-04参照)

### 2.2.3 電力開発計画

CDE-SOFRELECが提案した開発計画には図-05に説明するように基本計画として、1) ベースロードの大部分を担う高い燃焼効率の石炭火力発電所の開発、2) 低い燃焼効率の火力発電所の使用を最小限にする、3) 水力発電を最大限まで活用する、がある。石炭火力について、計画ではインボに1987年までに115MWの発電所を4基、1992年までには115MWのものを3基さらに加えるという予想だ。同国の石炭埋蔵量には限りがあるので、主に輸入石炭に頼らなければならない。1983年初めには、最初の1基が建設中で第2基の契約が許可された。これらはそれぞれ1984年と1987年に完成の予定である。1979年までにすべての水力発電計画は同一とみなされ、開発計画のリストに載り、組み込まれている。1992年までに開発する水力発電は、平均出力が620MWまたは高水年に約510MWに達すると予想されている。いくつかの水力発電所の計画では、1989年までに基底出力197MWにする予定となっている。他の水力発電所の計画はまだ予定されていない。目下はむしろ全背として考慮されている。

1987年の電力事情が現在の実行計画のもとで、照合されるとすれば、総基底発電出

力は約 860MWに達する。これは、水力 199MW、汽力 559MW、ガス 102MWといううちわけである。一方、1987年のピーク需要は 967MW（ケース1）の検討から 916MW（ケース2）の範囲に達すると予想されている。このことはイクボ火力発電所の3号基の運転開始が1987年になるように急がなければ、発電所に追加設備を設けなければならないことを意味する。（図-06参照）

#### 2.2.4 エルトリート・ロスベガノス発電計画の役割

前節で述べた事を再考すると、CDEは需要の増加に対応するばかりでなく、会社の財政事情と同国経済全体の発展のため、水力発電の開発を促進しなければならない。

最低負荷を担う火力発電開発の基本政策に従って、エルトリート・ロスベガノス発電計画は主にピーク負荷を担うように開発される。日負荷曲線および日と年の負荷経換曲線を考慮して、計画は1日最低6時間の運転を保證できるように設計する。また河川の有効流量を最大限に利用するような運用を考案することが求められる。

1987年に電力供給が前に述べたように限界になると予想されるという事実、そして1988年以降の水力発電開発計画がまだ展望であるという事実を考慮すれば、エルトリート・ロスベガノス発電計画が経済的に実行可能であるかぎり、可能な限り速い設備を設け、完成されることが望ましい。

## 第3章 地域の自然条件

### 3.1 地形

調査区域は流域面積約 5,500km<sup>2</sup>のユナ川の最上流域に位置している。ユナ川は中央産地にその源を発し、ボナオ平地に致るまで急流河川を呈している。ユナ川はその支流であるブランコ川の合流点で、約 150km<sup>2</sup>の流域面積を有している。エルトリート・ロスベガノス水力発電計画はユナ川の最上流域の電源開発を目的として計画された。

調査地域の南側の分水嶺は地形的にゆるやかな起伏であり、ラベガ州とベレピア州の境界でもある。西側山地は30°ないし40°の傾斜をなし、ドアルテ層とティリオ層が卓越している。東側流域は火成岩が多く山の傾斜はゆるやかである。

ユナ川は第3期の地殻の上昇の際形成され、その後安定期にはいった。ユナ川の支流にはブランコ川、フロラド川、ティリオ川、アビスパ川などの渓流がある。ユナ川に沿っては河床堆積物が広く散在している。ユナ川とブランコ川の渓流との合流点の標高は 691m、下流のリオ・ブランコ川との合流点の標高は 293mである。調査地域内でのユナ川の河川勾配は約1/40である(図7参照)。

### 3.2 植生と土地利用

ユナ川上流域山地では住民による焼畑が行われ、その結果植生と土地利用が変化した。特に南部の支流ブランコ川流域と支流コロラド川流域において、荒廃がきわだっている。森林が焼畑によってなくなった残地は、草地と化している。ユナ川流域の中央部では、種々の土地利用がみられる。森林は川沿いにあり、主としてコーヒーの栽培に利用されている。川沿いの細長い河岸段丘は耕地として利用されている。流域の南東部は比較的森林が保全され、コーヒーの栽培に利用されている。

ユナ川と支流コロラド川の合流点の上流域では(支流アビスパ川流域を含む)、森林面積は約48%の割合である。航空写真により判定される結果では、コーヒー栽培として利用されている面積は約14%である。牧草地、草地及び焼畑農地を合計すると面積は約35%に達している。このような植生と土地利用は流域への水質源保全、山地崩壊及び土砂流出等に基本的に関わっている。

### 3.3 気象

調査地域は基本的に熱帯性気候を有している。北西方向に卓越している貿易風は、

太平洋上で湿った空気となり、流域の山麓部にあたって雨をもたらしている。雨期は通常4月から11月もしくは12月迄であるが、その中間の6・7月は比較的乾燥している。この地方特有のハリケーンは通常8月から10月に発生する。

調査区域近くにあつて気象観測期間が10年にわたる観測所は、ボナオ平地のフーマ・ボナオ観測所である。フーマ・ボナオでの年間平均気温は約24℃で、季節変化はあまり見られない。最低気温・最高気温の月平均は、それぞれ、19℃、32℃である。相対湿度はあまり季節変化がなく、3月から6月の84%から、12月の88%まで変動する。年平均蒸発量は、フーマ・ボナオで4mm/日である。

降雨記録は調査区域の周辺に自記記録計を有した観測所があり、これらの記録を利用できる。しかし、観測期間が比較的短く、3年ないし4年であり、その中でランチョ・アリバ(36年間の年平均降雨量 1,275mm)、コンスタンサ(52年間の年平均降雨量 1,020mm)、ロス・ケマドス(17年間の年平均降雨量 1,940mm)、フーマ・ボナオ(13年間の年平均降雨量 1,840mm)である。これらの観測所のなかでロス・ケマドス観測所は、ユナ川とリオ・ブランコ川合流点から約3.7km下流に位置しており、流域の代表的な降雨記録が得られる。ロス・ケマドス観測所での日降雨記録は、洪水解析のための確率降雨量を推定するために用いられた。

確率最大降雨量は 412mm/日で、100年確率降雨量は 304mm/日、200年確率降雨量は 337mm/日である。

### 3.4 水文

ユナ川上流域には水位観測所の数が限定されている。今回の調査期間中に自記水位計が2台設置されたが、10年以上の長期観測記録をもつ観測所はロマ・ケマドス観測所のみであり、この地点での流域面積は 369km<sup>2</sup>である。ロス・ケマドス地点では1962年から1979年(18年間)の記録が入手できる。

ロス・ケマドス観測所直上流点でボナオ平地への灌漑用水が取水されている。この灌漑用水量を考慮してロス・ケマドス地域での日流量が推定された。推定された年平均流量は 19.25m<sup>3</sup>/秒であり、この結果は表3-01に載っている。灌漑用水量は3月の13.96 m<sup>3</sup>/秒から、12月の 29.19m<sup>3</sup>/秒まで変動する。(付属書C、4.1参照)。

各渓流の流量と各構造物建設予定地点での流量は11地点における流量観測結果と、ロス・ケマドス地点における流量記録の相関により推定された。この流量比にもとづ

いて、構造物建設計画地点の日流量が算定された。支流ブランコ川合流地点でのユナ川の流量は、ロス・ケマドスでの流量の0.04倍となる。支流コロラド川との合流点では、ロス・ケマドスでの流量に対する比率は0.22である。（付属書C 4.2, 表3-02参照）。90%確率洪水量は、ユナ川本流のエルトリートのダムまたは取水堰の建設地点で0.31 m<sup>3</sup>/秒、支流ブランコ川のダムまたは、取水堰の建設地点で0.31 m<sup>3</sup>/秒、ユナ川本流と支流コロラド川との合流点で1.72 m<sup>3</sup>/秒である。

洪水流出解析は貯留関数法を用いて行われた。この結果はロス・ケマドス、ロス・ベガノス、ピノデユナで記録された実際の洪水のハイドログラフと比較され、検証された。200年確率洪水量は、エルトリート地点で460 m<sup>3</sup>/秒、ピノデユナ地点で490 m<sup>3</sup>/秒、支流コロラド川との合流地点で920 m<sup>3</sup>/秒、そしてロス・ケマドス約2 km上流地点のピエドラ・コルダ地点で2,700 m<sup>3</sup>/秒と算定された（付属書C, 5.2参照）。

流域における土砂の生産量は第3章2節で述べたごとく土地利用と植生の影響を受け、かなり大きい。航空写真の解析及び土地利用、また経験式の解析を行った結果、比堆砂量は支流コロラド川との合流点の上流域で2,000 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/年である。水質は特に問題はなく、発電水力機器に影響を及ぼさない。

### 3.5 地質

調査地域の地質は、地質時代の古い方から、ドウアルテ層群、深成岩類、ティレオ層群、段丘堆積物及び崖錐と河床堆積物から構成される。これらの地質層序と岩相については表3-03に、地質図は図-08に示した。（Annex D. 2を参照）。しかし各々の地質時代については必ずしも明らかではない。

ドウアルテ層群は、三つの岩相を示し、それらは (a)片麻岩、(b)角閃岩及び片状構造を持つ閃緑岩と頁れい岩、(c)緑色片岩である。地質時代は未詳である。

片麻岩は、ドウアルテ層群のなかで一番高い変成度を示す岩石で、ピノデユナ取水堰地点周辺とT-1ダムサイトの下流に分布している。片麻岩には、著しい葉片構造が明瞭で一般に堅硬な岩石であるが、後述の緑色片岩と断層関係（エルトリート断層）で接する部分は侵蝕され、風化帯の厚い箇所も存在する。

角閃岩は、一部では片状閃緑岩や頁れい岩を伴って、ユナ川源流部からエルトリートにかけて露出する。岩体は南北方向の走向をもつ数本の断層（エルトリート断層を含む）に切られている。T-1とT-2ダムサイトの基礎となる岩石である。

緑色片岩は、エルトリートからピエドラゴルダにかけて調査地域に広く分布する。上流では北西から南東方向の片理を示し、下流では南北方向の片理を示している。片理組織が著しい所では、割離性に富むが、全般的には塊状の岩石である。エルトリート・ロスベガノス間の導水トンネルの上流側半分は、緑色片岩の割削となる。下流側半分は後述のテイレオ層群である。

深成岩類（石英閃緑岩を主とする）は一般に粗粒・完晶質で優白質の岩石である。岩石は調査地域の東側に分布し、ゆるやかに傾斜する分水嶺を造っている。全般に表層の風化が激しく、特にロスベガノス周辺では赤色粘土化している。この粘土はフィリグムのコア材として利用できる。

テイレオ層群は、産出する化石により上部白亜系とされ、調査地域の下流域ーロスベガノスからピエドラゴルダにかけて広く分布する。岩石は大部分火山砕屑岩（凝灰岩、凝灰角礫岩、火山礫凝灰岩）と火山岩（石英粗面岩など）から成る。部分的に良く成層した堆積岩類（石灰岩、粘板岩、礫岩、チャート、砂岩）を作っている。本層群は、前述のドウアルテ層群と街上断層関係で接する。この断層がボナオ断層と呼ばれる第一級の断層で、調査地域ではロスベガノスからピエドラゴルダにかけて追跡される。岩石は一般に堅硬であるが、分布域には断層に関係すると思われる線構造が残つか認められ、その周辺で岩石は脆弱になっている。多くの地すべりも線構造に沿って見られる。ロスベガノスの取水堰の基礎となるのは石灰岩であり、ロスベガノス・ボカデテイレオ間の導水トンネルの全区間はこの層群を貫いている。

段丘堆積物は大部分ユナ川本流沿いに小規模に平坦地を作って分布する。堆積物は、砂、シルト及び礫よりなる未固結層で、層厚は数メートルである。発電所予定地点はこの段丘上に位置する。堆積物は骨材・堤体材として利用できる。崖は地すべり地点や支流掃出口に点在する粘土と砂礫の混合物である。河床堆積物は主としてユナ川本流沿いに分布する砂礫層で、骨材・堤体材の対象となる。

さらに当地域には、残つかの断層が存在する。ドミニカ共和国での主な地質構造線の一つであるボナオ断層は、調査地域をほぼ南北に縦断する。調査地域の北から残いた断層は、ピエドラゴルダでユナ川本流を横切り、アロジョ川を遮断してロスベガノスまで追跡される。ボナオ断層の侵蝕帯は、ピエドラゴルダで約12メートルあるが、南部のロスベガノスでは5メートルほどに減少する。ロスベガノス・ボカデテイレオ

間の導水トンネルはこの断層を二回遮断する。もう一つの主な断層は、ユナ川上流部とほぼ平行に走るエルトリート断層である。故障帯はほぼ垂直に立ち、最大幅30メートルである。T-2ダムサイト、ピノデュナ取水堰地点のすぐ左岸側に位置し、構造物の規模を規定している。エルトリート・ロスベガノス間の導水トンネルはこの断層を横断する。

### 3.6 建設材料

ダム建設の為のコア材、ロック材、フィルター材及びコンクリート骨材等について、品質と賦存量との調査がダムサイト周辺で行われた。

エルトリート地区のコア材の土採り場は、ユナ川と支流ブランコ川との間の鞍部及びロスベヘス集落近辺の計2ヶ所が候補地として選定された。これらの地点でのコア材の採取可能量は約150万 $m^3$ と推定された。ロスベヘス近くの土採り場予定地区での土質特性は、粘土部が多く、粒径のより大きい砂質土と混合して使用するのが適当と考えられる。(付属書E.2.1参照)

ロスベガノス地区でのコア材は賦存量が限定されている。採取候補地点は、ロスベガノス集落近くの左岸河床段丘部と同集落の右岸に展開する山頂部である。コア材の賦存量は約70万 $m^3$ と推定される。(付属書E.3.1参照)

エルトリート地区のロック材採取候補地点は、ユナ川合流より約1.6km上流の支流ブランコ川右岸部に位置している。この地点での岩質は、ドアルテ層群の角閃岩に属し、堅硬かつ緻密であり、耐摩耗性に優れ、その賦存量は100万 $m^3$ 以上と推定される。ロスベガノス地区では、V-3ダムサイトの左岸部で支流コロラド川合流直上流の地点が候補地として選ばれた。賦存量は100万 $m^3$ 以上と推定され、ロック材及びリップラップ材として適している。(付属書E.2.3, E.3.3参照)

フィルター材やコンクリート骨材としての砂と砂利は河床部で採掘可能である。エルトリート地点では、ユナ川と支流ブランコ川との合流点直下流に広がる河床部及び支流ブランコ川沿いのT-2ダムサイト500m上流地点及び2km上流地点の河床部が採取候補地である。これらの地点での賦存量は約19万 $m^3$ と推定され、ロックフィルダム案又は取水堰案の場合のコンクリート骨材としての必要な量を満たしている。しかし大規模重力式コンクリートダムの建設に要する骨材の量としては不十分である。ロスベガノス地区では、採取候補地点がユナ川沿いにいくつかに分散し、その合計賦存量

は9万㎡程度と推定される。エルトリート及びロスベガノス両地区での採取可能量は、  
予定される構造物のフィルター材及びコンクリート骨材に必要な量を満たしている。

(付属書E.2.2, E.3.2参照)

## 第4章 開 発 案

### 4.1 概要

#### 4.1.1 開 発 案

ユナ川本流は、リオブランコ川との合流点上流域では急流となって流れ、支流ブランコ川との合流点（標高 691m）とリオブランコ川との合流点（標高 293m）との間で、約 400mの落差が得られる。ユナ川上流域の水の発電利用については、種々の開発案が考えられる。

基本的には、ユナ川本流の水は、地形と支流の状態を考慮して、2ヶ所で発電に利用される。このうち、上流域では、エル・トリートが、そして、中流域では支流コロラド川との合流点付近のロスベガノスが、貯水池式ダム及び、取水堰の建設候補地として選ばれる。開発案の呼称として、上流案については、エル・トリート案、そして、中流案については、ロスベガノス案とそれぞれ呼ぶことにする。CDBとENELが合同で実施した。以前の調査では、エル・トリートとロスベガノスのユナ川本流に貯水池ダムを建設することが提案された。

各発電用取水口の候補地点で、得られる水量が限られているため、近隣支流からの渓流取水案が検討される。渓流取水の採用に対応して導水トンネルの位置が各開発案ごとにいろいろ比較・検討された。

また、各開発案の選択において、地質条件、とりわけ、ユナ川上流域の断層が大きく影響した。

各開発案の概要及びその比較検討については、4章2節から4章4節までに説明されている。最終開発案は、図11に図示されてある。

#### 4.1.2 水利用

各開発案の検討において考えられた、貯水池式発電と流れ込み式発電の貯水池及び調整池の操作方法は、以下に概略説明されている通りである。（付属書F.1.2参照）

貯水池式発電の場合の常時使用水量は日平均流量と貯水容量を用いて、マスカーブ解析に基づいて決定された。また、日平均流量は、第2起水年のものを使用した。

貯水操作では、次の3通りの運用規則が決められた。（図12参照）

- 1) 貯水位が、満水位と低水位の間にある場合には、常時使用水量は、ピーク負荷時に使用される。
- 2) 貯水位が、満水位にある場合には、常時使用水量はピーク負荷時とオフピーク負荷時を通して、最大限使用される。
- 3) 貯水位が、低水位にある場合には、使用水量を貯水池流入量に等しくする。但し、発電の定格出力は得られない。

流れ込み式の発電の場合には、常時使用水量は、90%確率流量とする。原則として、ある日の発電は貯水池のその日の流入量に基づき、調整池の水位は、常に満水位に維持されたとする。流入量が、発電機の最大使用量を上回る場合には、満水位を維持しながら最大出力で発電される。また、貯水池への流入量が、常時使用水量を下回る場合には、出力は低下するが、ピーク時の運転時間は、維持される。

## 4.2 エル・トリート案

### 4.2.1 ダム案（貯水池式）

ユナ川上流域のエルトリート付近の、支流ブランコ川との合流点からユナ川本流沿いに約 500mの上流の地点（T-1ダム地点）がダム建設地点の候補として選ばれた。

T-1ダム地点は地形的には、V字谷にあり、斜面の傾斜は、左岸で35度、右岸で40度である。兩岸のダム取付け部、及び河床は葉片状の微晶質角閃石からなる。この角閃石は一般的傾向として葉片状面で、ENE からNSW の走向を示し、傾斜は30°Sであり、また、節理が発達しているが、亀裂のない硬岩の中で、安定を保っている。岩層と上層堆積物の厚さは、左岸で約5mであり、右岸ではこれより薄い。地形・地質条件から判断して、T-1ダム地点では、コンクリート重力式ダム及びロックフィル式ダムの建設が可能と予想される。

T-1ダム地点での集水面積は15.7km<sup>2</sup>で、ここで得られる流量はロス・ケマドスでの流量の0.04倍である。ダムの貯水池容量を増加するために、支流ブランコ川からの渓流取水を計画する。支流ブランコ川の渓流取水堰は、ユナ川本流との合流点から約 1.2km上流に設けられ、取水堰地点での集水面積は13.0km<sup>2</sup>である。

T-1ダム案の主要構造物は、次の通りである。

- a) T-1ダム（コンクリート重力式またはロックフィル式）
- b) 支流ブランコ川の高さ約8mの取水堰（洪水吐ゲート付き）、取水設備及び取水堰地点への道路
- c) 支流ブランコ川の渓流取水堰からT-1ダム貯水池への長さ約1.4kmの分水トンネル。このトンネルは幅約70mの断層破砕帯を通過する。
- d) T-3地点のサドルダム。（T-3地点では低いフィルダムの建設が可能だが、その際、兩岸の厚さ約25mに及ぶ破砕帯に注意をする必要がある。）
- e) 支流ブランコ川通過地点の導水路の鉄管橋（長さ171m）及び橋脚
- f) ユナ川左岸沿いの長さ5.7kmの導水トンネル

代替案のひとつとして、ユナ川本流との合流点から上流約400mの支流ブランコ川沿いの地点（T-2ダム地点）にダムを建設する案がある。T-1貯水池と組み合わせて、支流ブランコ川の水を貯水する目的のT-2貯水池は、T-3地点に水路を設けて、T-1貯水池と結ばれる。

T-2ダム地点では、地形条件からみて、フィルダムの建設が可能である。T-2ダム地点での最大の問題は、左岸取付け部を走る断層が基礎岩盤（葉片状で微晶質の角閃石）に及ぼす影響である。T-2ダム地点の弾性波テストと調査ボーリングによれば、この断層は幅20mと結論づけられ、ダム地点一帯の岩盤に、何ら影響を及ぼしていない。高さが50mから60mの範囲でならば、フィルダムの建設が可能である。しかし、T-1ダム地点と比べれば、T-2ダム地点の岩盤の分解、風化の程度は進んでいる。基礎岩盤は、最高で17m掘削されなければならない。止水の目的でダム軸上に施されるカーテングラウトは、実施にあたり、細心の注意が必要とされる。

T-1ダムとT-2ダムの複合案では、集水面積の合計が30km<sup>2</sup>（T-1地点で15.7km<sup>2</sup>として、T-2地点で14.3km<sup>2</sup>）となる。また、この複合案の使用可能流量は、ロスケマドスでの流量の0.08倍（T-1、T-2の両地点で等しく0.04倍）である。総貯水容量は、満水位が755mの場合に610万m<sup>3</sup>であり、満水位が760mの場合に840万m<sup>3</sup>である。T-1ダムとT-2ダムの複合案に関連してくる構造物は次の通りである。

- a) T-1ダム（コンクリート重力式または、ロックフィル式）

b) T-2ダム (ロックフィル式)

c) ユナ川左岸沿いの長さ 5.3kmの導水路 (T-1ダム単独案より 430m短縮)

上記2つの開発案、即ち、T-1ダム単独案及びT-1ダムとT-2ダムの複合案の経済的な比較検討は、両開発案が同規模の貯水池容量をもつという条件の下になされた。その結果、複合案の方が、経済的により優勢であることが判明した。T-1ダムとT-2ダムの複合案の最終的な貯水池容量は、最適化解析により決定された。(付属書F参照)

#### 4.2.2 取水堰案 (流れ込み式)

T-1、T-2の両地点にダムの代わりに、取水堰を建設する案が検討される。取水堰の調整池は、1日のうち最低6時間のピーク出力を保証するだけの流量調節能力をそなえたものを考える。T-1取水堰で取水された水は、T-3地点に分割された長さ 360mの開水路を通過して、支流ブランコ川のT-2取水堰の調整池に導かれる。発電用取水口は、T-2地点に作られ、長さ 5.2kmの導水トンネルを通過して、発電所まで送られる。T-1地点、T-2地点での90%確率流量はそれぞれ等しく、 $0.31\text{m}^3/\text{秒}$ である。発電の有効落差は 229.2mである。

他の代替案は、ユナ川本流沿いで支流ブランコ川との合流点の約 800m下流にある、ピノデユナの近くの地点 (T-4地点) に取水堰を建設する案である。T-4地点では、河床幅は約15m、斜面の傾斜は右岸で40度で、左岸では30度から35度である。T-4地点は地質的に片麻岩から成っており、堰の右岸取付け部の方向に、際立った葉片状の傾斜を示す。左岸の取付け部は、厚さ約6mの枝砕帯から成っている。しかし、地質的にみれば、最高で20mから25mの高さのコンクリート堰の建設が可能である。

T-4地点での集水面積は32.5 $\text{km}^2$ であり、90%確率流量は $0.70\text{m}^3/\text{秒}$ である。T-1、T-2の両地点に取水堰を建設する案よりも 800m短い、長さ 4.4kmの導水路が左岸を走る計画であり、ロスベガノスのV-1ダム地点近くに発電所が建設される場合には、184 mの落差が得られる。この場合の落差は、T-1、T-2の両地点に取水堰を設ける場合よりも45m小さい。

上記の取水堰建設に関する2つの代替案の経済的な評価は、以前に行われた。しかし、以前に実施された解析では、便益費用の比率が2つの代替案で殆ど差がなか

ったため、今回、設計と建設費用の見積りを入念にした上で、もう一度詳細な比較検討をすることになった。

#### 4.2.3 支流コロラド川からの導水

支流コロラド川は、ユナ川の支流のうち大きい方で、ユナ川本流との合流点での集水面積は15.3 $\text{km}^2$ である。支流コロラド川の流域の比流量は比較的大きく、また河川こう配も急である。その結果、T-1ダム・T-2ダムの複合案及び取水堰案のいずれにおいても、支流コロラド川の上流域の水を、分水路を通して、発電所まで送り込むことが考えられた。

支流コロラド川の水を利用するに際し、支流コロラド川の2つの支流の標高775m付近に、取水堰をそれぞれひとつずつ建設する。2つの取水堰地点での集水面積は合計で8.1 $\text{km}^2$ で、90%確率流量は合計で0.31 $\text{m}^3/\text{秒}$ である。2つの取水堰で取水された水は、長さが約1.6kmの分水路を遡って、エル・トリートのダムからの本導水路に合流する。T-1地点、T-2地点または、T-4地点で発電用の取水をする場合には、支流コロラド川に建設される取水堰は1つで、その位置は、支流コロラド川が更に2つの支流に分岐する地点の下流である。この場合、支流コロラド川の取水堰から本導水路に合流するまでの分水路の長さは、T-1、T-2の両地点に取水堰を建設する案では1.45kmであり、T-4地点に取水堰を建設する案では1.3kmである。

支流コロラド川からの取水のわらいは、発電用水量の増加にあるが、しかし、取水堰地点までの道路建設が大きな制約となる。経済評価の結果、支流コロラド川からの取水は、経済に成り立つということがわかった。

### 4.3 ロス・ベガノス案

#### 4.3.1 ダム案（貯水池式）

ユナ川本流の中流域のロスベガノス近く、支流コロラド川との合流点から400m上流の地点（V-1ダム地点）にダムを建設する案について以下に述べる。この地点は、V字谷を成し、斜面の傾斜は左岸で30度で、右岸で40度である。貯水池容量は、ダム高が72mの場合に、640万 $\text{m}^3$ となる。

V-1地点の貯水池の水を発電所へ送る導水トンネルの位置は、左岸を通る場合と右岸を通る場合の2通りを考える。導水トンネルが左岸に沿って走る場合、支流

カナ川（取水堰地点での集水面積は 7.7km<sup>2</sup>）からの取水が技術的に可能である。しかし、支流カナ川に取水堰を建設する案は経済的には成り立たない。この理由は、導水トンネルを左岸沿いに走らせた場合の導水トンネルの長さは、右岸を走らせた場合より 1.6km長くなるからである。

支流カナ川以外に、支流アビスパ川と支流コロラド川の下流とに、溪流取水堰を設ける案が検討された。取水堰地点での集水面積は、支流アビスパ川については 9.3km<sup>2</sup>で、支流コロラド川の下流部については 6.4km<sup>2</sup>である。90%確率流量は、支流アビスパ川については0.26m<sup>3</sup>/秒、また支流コロラド川の下流部については0.24m<sup>3</sup>/秒である。

V-1ダム地点に関しては、精密な地質調査が実施された。右岸は緑色岩から成り、左岸は良好な層状を示す石灰岩（部分的に泥岩または凝灰岩を含む）から成る。両岸とも、薄い褶曲帯を伴う断層が走っている。左岸の特性として、透水性の大きいことがあげられる。すなわち、左岸には石灰岩の空洞及び亀裂を含む大きな透水性を示す部分があり、この部分を不圧水が流れ出していることが、左岸の石灰岩中の地下水位が川の水位よりも低いことから推測される。現場水圧テストからも、表層と不圧水面の間に、洞穴の多い部分が存在することが判明しており、貯水池が建設された場合、かなりの量の水が流れ出すことが予想される。これらの事情で、V-1ダム地点は、地形地質的・経済的な面から大きなダムの建設には不適であると結論づけられた。

V-1ダム地点の上下流のいずれにおいても、地形地質的な理由から、大ダムの建設に適した地点は見当たらない。

#### 4.3.2 取水堰案（流れ込み式）

取水堰の建設地点として、ユナ川流と支流コロラド川との合流点の直下（V-3地点）が候補にあげられる。V-3地点の両岸は、傾斜が急で、良好な層状を示すマール（石灰質粘性岩）と、石灰質緑色凝灰岩からなっている。岩は強固で、高さ20mから30mのコンクリート重力式堰を建設することが可能である。

V-3地点の集水面積は63km<sup>2</sup>であり、90%確率流量は1.72m<sup>3</sup>/秒である。調整池流入流量の日調節のめために、高さ32mのゲートが1門が取付けられる。導水トンネルは長さが 3.3kmで、ユナ川の右岸を走る。ボカデティレオの古い段丘堆積物上に

建設が予定されている発電所との間に 140.8m の総落差が得られる。

#### 4.4 エルトリート・ロスベガノス組合せ案

前章までの比較検討の結果、次の代替案が選ばれ、これらは更に、詳細に技術的経済的な点から検討される。

<u>エル・トリート</u>	<u>ロス・ベガノス</u>
ダム (T-1, T-2 の西地点)	+ 取水堰 (V-3 地点)
取水堰 (T-1, T-2 の西地点)	+ 取水堰 (V-3 地点)
取水堰 (T-4 地点)	+ 取水堰 (V-3 地点)

上記の 3 代替案は、図面 1 と図面 2 に図示してある。

エルトリートの複合ダム案の最適貯水池規模の決定については、以下の章で詳しく記述する。

## 第5章 予備設計

### 5.1 エルトリートダム式第1発電所案

前章での比較検討の結果、エルトリートのT-1、T-2の両地点にダムを建設する複合ダム案についても、更に詳しい検討がなされ、予備設計が実施されることとなった。この案では、ユナ川本流（ダム地点での集水面積は15.7km<sup>2</sup>）と支流ブランコ川（ダム地点での集水面積は14.3km<sup>2</sup>）の水を貯える貯水池を建設し、ユナ川の左岸を走る長さ5.3kmの導水トンネルが貯水池とロスバガノス近くに予定されている第1発電所を結ぶ。本案の主要構造物の概略は以下に説明されている通りである。

流量マスカープの検討を行い、3種類の規模の貯水池容量を仮定して、それぞれについて、常時使用水量が算出される。即ち、満水位が750.0m、755.0m、760.0mの場合、常時使用水量はそれぞれ1.05m<sup>3</sup>/秒、1.23m<sup>3</sup>/秒、1.36m<sup>3</sup>/秒となる。（図14参照）

#### 5.1.1 ダムと貯水池

エルトリート貯水池の規模は、T-2ダム地点の地質的制約も考慮しながら、最適化解析によって決定された。経済評価の結果、満水位を755.0mとした場合が最も、経済効果が高いことが結論づけられる。満水位が755.0mの場合の有効貯水容量は、460万m<sup>3</sup>で、常時使用水量が1.23m<sup>3</sup>/秒である。発電設備容量の最適規模は、ピーク運転時間をいろいろ変えて決定される。この結果、設備容量が10.3MW、ピーク運転が6時間の組合せが最適と判明した。（付属書6.2.1参照）

T-1地点のダム型式については、コンクリート重力式とロックフィル式の2種類について検討がなされる。この2つの型式のダムのT-1地点での建設は、4章2.1節で書かれてある通り、技術的には実現可能である。付属書6.3.3で詳しく説明されている通り、コンクリート重力式ダムの建設費はロックフィル式の場合より、必然的に高くなる。この理由は、3章6節で書いたようにエルトリート地区では、コンクリート骨材が十分に得られないことによる。それ故に、T-1地点では、ロックフィル式ダムが適当と判断される。即ち、T-1、T-2の両ダムとも、ロックフィルダムとして計画される。

ロックフィルダムの予備設計の概略を以下に示す。

### 1) ダム軸と堤頂：

2つのダムのダム軸は支流ブランコ川との合流点から、T-1ダムについては上流 550m、またT-2ダムについては上流 500mに位置する。T-2ダムのダム軸は、右岸取付け部への道路の関係から、アーチ形とする。設計洪水 560m<sup>3</sup>/秒を想定した場合の最高水位は満水位より 2.8m高くなる。最大確率洪水 580m<sup>3</sup>/秒を想定して、5.0mの余裕高を、満水位上にとり、この結果、T-1ダムとT-2ダムの堤頂の標高を 760mとした。ダム高は、T-1ダムでは55m、T-2ダムでは60mである。(図面03、04及び付属書6.3.4参照)

### 2) ダムのゾーニングと安定：

ダムのゾーニングは設計地震加速度を0.15gとし、盛土材料の設計値と賦存量とを照らし合わせながら、円弧すべり面法を用いて決定する。(付属書6.3.4参照)

不透水性コアゾーンの堤頂での幅は 4.0mとし、ダム底での幅はダム高の46%に等しくとする。上下流法面の勾配は等しく、1:0.2とする。

上下流の両側には、堤頂での幅が 3.0mのフィルダゾーンが設けられる。ランダムゾーンには、河床堆積物を最大限利用し、盛土の建設費を極力、抑えるようにした。安定解析から、ランダムゾーンの upstream 勾配を 1:1.8、downstream 勾配を 1:1.4とし、ロックゾーンについては、upstream 勾配を 1:2.7、downstream 勾配を 1:1.9とした。(図面03及び付属書6.3.4参照)

### 3) 河川の転流と洪水吐き：

河川の転流は仮持切ダムと仮排水トンネルにより実施される。仮持切ダムの設計洪水流量は 300m<sup>3</sup>/秒とする。仮排水トンネルはT-1地点、T-2地点の左岸にそれぞれ1本ずつ、合計2本建設される。T-1地点の仮排水トンネルは洪水吐トンネルとしての機能をも備える。洪水吐トンネルの内径は 9.4mで 560m<sup>3</sup>/秒の洪水を自由流で吐く能力をもつ。(図面05参照)

### 5.1.2 導水路及び渓流取水の転流

発電用取水口は地すべりを避けるために、T-2ダムのダム軸の上流 400mの支流ブランコ川の左岸に設けられる。取水口には、塵除スクリーンとローラーゲートが取付けられる。取水口のゲートシルの標高は 738mである。

導水トンネルは長さ 5.3kmで、ユナ川本流の左岸を走り、内径は最小施工断面の 2.0mとする。サージタンクは導水トンネルの終端に位置し、制水口型で内径 4.0m、立坑の高さ46.0mである。水圧鉄管は、ロスベガノス近くのユナ川本流の左岸の尾根づたいを走り、長さは 560mで、直径は 1.0mから 2.0mである。(図面06、07及び付属書6.3.5参照)

支流コロラド川から転流された水は、エルトリート案で利用される。支流コロラド川の2つの支流(支流チキト川と支流プリンガモサ川)には、分枝点からそれぞれ 100m上流に取水堰が建設される。支流コロラド川の2つの支流に作られた取水堰は、長さ 121mの開水路で結ばれ、取水された水は長さ 1.6kmの分水トンネルを通過して、エルトリート貯水池からの本導水トンネルに入る。(図面08、09及び付属書6.3.6参照)

### 5.1.3 発電所と送電線

地上式の第1発電所は、支流コロラド川との合流点の上流約 400mのユナ川本流の左岸に建設される。第1発電所の候補地は崖錐でおおわれ、基礎は堅固な緑色岩である。発電所の大きさは22.0m×18.5m×27.5mで、水車は有効落差 250.3m、最大流量4.92m<sup>3</sup>/秒の条件で設計され、容量10.3MWの立軸フランス型である。発電機の定格出力は12.7MVAで、力率 0.9である。(図面10参照)

容量12.7MVAの主変圧器は、屋外開閉所に設置される。第1発電所で発電された電力は、増圧されて、長さ 8kmの69kV送電線で、リオブランコ川発電所の開閉所まで送られる。

### 5.1.4 発生電力量

4章1.2節で説明された貯水池操作法及び発電形式により、エルトリートダム式第1発電所案で発電する場合、1年間に発生する電力量は次の通りである。

設備容量	: 10.3 MW
1次電力量	: 22.2 GWh
2次電力量	: 15.8 GWh
合計発生電力量	: 38.0 GWh

## 5.2 エルトリート流れ込み式第1発電所案

エルトリートにダム及び貯水池を建設する案の比較案として、エルトリートのT-

1. T-2の直地点に取水堰を建設する案を検討する。ユナ川本流のT-1地点に取水堰を、T-3地点には開水路を設けて、ユナ川本流の水（90%確率流量で $0.31\text{m}^3/\text{秒}$ ）を支流ブランコ川に転流する。支流ブランコ川のT-2地点にも、取水堰を作り、支流ブランコ川の水（90%確率流量で $0.31\text{m}^3/\text{秒}$ ）とユナ川本流から転流される水を調整する（図15参照）。支流コロラド川からの渓流取水の転流も、本案で検討される。

最適化解析を通じて、決定されたT-2取水堰の調整池容量は $110,000\text{m}^3$ である。比較検討の上、決定された設備容量とピーク運転時間の最適値は、最大使用水量 $3.72\text{m}^3/\text{秒}$ に対応して、それぞれ $7.2\text{MW}$ 、6時間である。主要構造物の予備設計の概略を以下に示す。

### 5.2.1 取水堰

T-1取水堰は、ユナ川本流のT-1ダム地点の上流 $130\text{m}$ に位置し、洪水吐ゲートなしの自由越流型式で、高さ $17.0\text{m}$ 、堤頂の長さが $50.0\text{m}$ のコンクリート重力式堰である。T-1取水堰から支流ブランコ川への転流は長さ $360\text{m}$ で、底標高 $722\text{m}$ の開水路により行われる。（図面11及び12参照）

T-2取水堰は、支流ブランコ川沿いのT-2ダムのダム軸の直上流に位置し、調整池は6時間のピーク運転を保障する $110,000\text{m}^3$ の容量をもち、満水位は $726.0\text{m}$ で、低水位は $723.4\text{m}$ である。T-2取水堰は、長さ $22.0\text{m}$ 、堤頂長さ $86\text{m}$ のゲート付きのコンクリート重力式堰で、ゲート付部分とゲート無し部分の越流部により100年確率洪水に相当する $420\text{m}^3/\text{秒}$ の洪水を流下させる能力をもつ。調整池内の堆積物を吐き出すために、2門のローラーゲート（ $12.00\text{m}\times 7.75\text{m}$ ）を据付ける。取水口は左岸に作られ、取水ゲートのシル標高は $720.5\text{m}$ である。（図面11、12及び付属書6.4.1参照）

### 5.2.2 導水路及び渓流取水の転流

導水トンネルはユナ川の左岸を走り、長さは $5.2\text{km}$ で内径 $2.0\text{m}$ である。導水トンネルは、全長に亘り緑色片岩を買き、3本の工事用横坑により $1,700\text{m}$ 、 $2,200\text{m}$ 、 $1,400\text{m}$ の3区間に分けられる。（図面13及び付属書6.4.2参照）

支流コロラド川の渓流取水設備については、90%確率流量の $0.31\text{m}^3/\text{秒}$ を転流するという条件で設計をすすめる。エルトリートダム式第1発電所案に比べて、取水口ゲートシルの標高を $736.5\text{m}$ まで下げることができる。取水堰の位置を支流チキ

ト川と支流プリンガモサ川の合流点の直下流にもってくる事が可能である。取水堰は高さ 7.5mで、堤頂の長さが67mである。取水堰から延びる分水トンネルは 1.450m先で、サージタンクの上流 300m地点でT-2取水堰からの導水トンネルにぶつかる。(図面14及び付属書6.4.3参照)

サージタンクは、導水トンネルの最下流端に位置し、内径 4.0m、高さ44.0mのコンクリート巻きの立坑を有し、直径 0.8mの制水口を有する。水圧鉄管はエルトリートダム式第1発電所案と同じ所に位置し、長さは 615mで、内径は 2.0mから 1.0mである。(図面15参照)

### 5.2.3 発電所

発電所の位置はエルトリートダム式第1発電所案と同じ所に位置し、その大きさは長さが22.0m、幅が18.5m、高さが27.0mである。水車は、立て軸フランシスで定格落差 229.2m、定格流量 $3.72\text{m}^3/\text{sec}$  に対して、定格容量は 7.2MWである。発電機の容量は、力率0.9 で 7.2MWの定格容量を保証するために、8.0MVAである。送電線は69kVで、長さが8kmである。

### 5.2.4 発生電力量

4章1.2節で説明した貯水池操作法及び発電形式に従い、エルトリート流れ込み式第1発電所案で発電する場合、1年間に発生する電力量は次の通りである。

設備容量	: 7.2 MW
1次電力量	: 15.2 GWh
2次電力量	: 16.9 GWh
合計発生電力量	: 32.1 GWh

### 5.3 ピノデュナ流れ込み式第1発電所案

エルトリート流れ込み式第1発電所案の代替検討案として、支流コロラド川との合流点の下流 800mのピノデュナ (T-4地点) に取水堰を建設する案を検討する。

T-4取水堰地点は、河幅が15mで、基礎岩盤は片麻岩で厚さ 4.5mの沖積層の河床堆積物でおおわれている。

ピノデュナ (T-4地点) の日平均流量は、ロスケマドスの日観測流量の0.09倍であり、90%確率流量は、 $0.70\text{m}^3/\text{秒}$ である(図16参照)。支流コロラド川から渓流取水をする場合、90%確率流量は $1.01\text{m}^3/\text{秒}$ になる。

取水堰の規模は最適化解析により決定される。調整池容量は、取水堰の高さとゲートの高さの関係を経済的に評価して最適なものが決定される。この結果ピノデユナ（T-4地点）の取水堰の調整池容量は95,000m<sup>3</sup>と決定される。設備容量とピーク運転時間も最適化解析で決定される。得られた最適規模は、最大使用水量4.04m<sup>3</sup>/秒の場合で設備容量 6.3MW、ピーク運転時間が6時間である。主要構造物の予備設計の概略を次に説明する。

### 5.3.1 取水堰

6時間のピーク運転に必要な95,000m<sup>3</sup>の水を貯えるため、満水位は 680.0m、低水位は 677.5mに設定される。取水堰は、堤頂の長さが74mのゲート付コンクリート重力式堰として設計される。ゲート付部分とゲート無し部分の越流部を通して 440m<sup>3</sup>/秒の 100年確率洪水を流下させることが可能である。調整池内の堆積物を取り除くために、2門のローラーゲート（12.00m×7.75m）が掘え付けられる。取水堰の上流は、比較的短期間に、上流からの流入土砂により、埋まることが予想されるが、2門のゲートにより、必要な調整容量は常に確保される。土砂吐きゲートが1門掘え付けられる。取水口は左岸に位置し、ゲートシルの標高は 674.5mである。（図面16及び付属書6.5.1参照）

### 5.3.2 導水路及び溪流取水の転流

導水路は全長 4.4kmでユナ川の左岸に沿って走る。導水トンネルのまわりの岩盤は、緑色片岩であると推定され、トンネルは内径 2.0mの円形断面である。トンネルの掘削は、工事用横坑3本を使って 1,500m、1,050 m、1,850 mの3区間に分けて行われる。（図面17参照）

支流コロラド川から取水される水の転流が、この代替案においても検討される。取水堰はエルトリートダム式第1発電所案で計画された2つの取水堰の下流 300mで標高 695mの地点に計画される。取水堰は高さ 7.5mで堤頂の長さ71mである。取水堰から延びる分水路は、ピノデユナ取水堰からの導水路とサージタンクの上流 200mで合流し、その長さは 1,300mである。（図面18参照）

サージタンクは、導水トンネルの下流端に建設され、内径 4.0m、高さ32.0mの立坑と直径 0.8mの制水口を有する。水圧鉄管はエルトリートダム式第1発電所案と同じ位置にあり、長さ 467mで直径は 2.0mから 1.0mである。（図面19及び付

属書G.5.2, G.5.3参照)

### 5.3.3 発電所

発電所の位置は、エルトリート流れ込み式第1発電所案の場合と同じである。水車は、立て軸フランシスで、定格落差 184.3m、定格流量4.04m<sup>3</sup>/秒、定格容量が 6.3MWである。発電機は力率0.85で、定格容量が 6.3MWである。送電線については、エルトリートダム式第1発電所案と同じである。

### 5.3.4 発生電力量

4章1.2節で説明した、貯水池操作法及び発電形式に従ってピノデュナ流れ込み式第1発電所案で発電する場合、1年間に発生する電力は次の通りである。

設備容量	:	6.3 MW
1次電力量	:	12.7 GWh
2次電力量	:	13.7 GWh
合計発生電力量	:	31.4 GWh

### 5.4 ロスベガノス流れ込み式第2発電所案

ロスベガノス案では、V-1地点に大ダムを建設することが地質学的及び経済的に不適当であることが判明しているため、V-3地点に取水堰を作って、流れ込み式発電を行う案のみが取り上げられる。取水堰は、支流コロラド川との合流点の下流 100m、すなわち第1発電所の下流 500mの地点に位置する。V-3地点は峡谷で、兩岸とも良好な層状を示すマールと高さ15mに亘り、急傾斜を呈する石灰質系の緑色凝灰岩からなる。

V-3地点での平均日流量は、ロスケマダスの平均日流量を0.22倍して得られる。流況曲線(図17参照)をもとにして得られたV-3地点での90%確率流量は1.72m<sup>3</sup>/秒である。エルトリートダム式第1発電所案と組合された場合、90%確率流量は1.96m<sup>3</sup>/秒に増加する。

最適化解析により決定された、ロスベガノス(V-3)取水堰の調整池容量は6時間ピーク運転でエルトリートダム式第1発電所案と組合された場合 169,000m<sup>3</sup>になり、エルトリートかピノデュナの流れ込み式第1発電所案と組合された場合 149,000m<sup>3</sup>となる。最大流量と設備容量はエルトリートダム式第1発電所案と組合した場合、それぞれ7.84m<sup>3</sup>/秒、8.8 MWで、エルトリートかピノデュナの流れ込み式第1発電所案と

組合せた場合、それぞれ $6.88\text{ m}^3/\text{秒}$ 、 $7.7\text{ MW}$ となる。主要構造の予備設計の概略を以下に説明する。

#### 5.4.1 取水堰

調整池容量の最速規模は、エルトリートダム式第1発電所案と組合せた場合には、満水位  $494.0\text{ m}$ 、且つ低水位  $489.5\text{ m}$ となり、またエルトリートかピノデユナの流れ込み式第1発電所案と組合せた場合には満水位  $493.0\text{ m}$ 、且つ低水位  $488.5\text{ m}$ となる。取水堰は高さ $32\text{ m}$ 、堤頂の長さが $68\text{ m}$ であり、 $820\text{ m}^3/\text{秒}$ の設計洪水を流下させるために、ゲート付き及びゲート無しの越流部とゲート無しの横越流部を有する。調整池内の堆砂物を吐き出すために、2門のローラーゲート ( $12.00\text{ m}\times 9.75\text{ m}$ ) が、またローラーゲートに隣接して、土砂吐きゲート ( $3\text{ m}\times 3\text{ m}$ ) が1門据え付けられる。(図面20及び付属書6.6.1参照)

#### 5.4.2 導水路

4章3.2節で説明した通り、導水トンネルはユナ川の右岸に位置する。導水トンネルの経路は、2ヶ所で交錯する断層を充分に考慮した上で決定される。トンネルは全長  $3.3\text{ km}$ で、内径  $2.0\text{ m}$ の円形断面の圧力トンネルである。トンネル掘削は、2つの工事用横坑を作り、全長を  $1.9\text{ km}$ と  $1.4\text{ km}$ の2区間に分けて行われる(図面21参照)

サージタンクは、導水トンネルの下流端の標高  $510\text{ m}$ 地点に建設される。直径  $0.8\text{ m}$ の制水口を有し、サージタンク立坑の内径は  $6.0\text{ m}$ 、高さ $30.0\text{ m}$ である。水圧鉄管は、支流ティレオ川との合流点の上流約  $1.8\text{ km}$ の地点に計画される第2発電所の裏山の尾根に位置する。水圧鉄管は長さ  $200\text{ m}$ で、内径  $2.0\text{ m}$ から  $1.0\text{ m}$ である。(図面22参照)

#### 5.4.3 発電所及び送電線

第2発電所は、ユナ川本流の右岸の古い河床段丘堆積物上に建設される。水車は立軸フランス式で、定格落差は  $134.0\text{ m}$ で定格容量及び定格流量はエルトリートダム式第1発電所案と組合せた場合、それぞれ $8.8\text{ MW}$ 、 $7.84\text{ m}^3/\text{秒}$ であり、エルトリートまたはピノデユナの流れ込み式第1発電所案と組合せた場合、それぞれ $7.7\text{ MW}$ 、 $6.88\text{ m}^3/\text{秒}$ である。

発電機は力率  $0.9$ で、その定格容量はエルトリートダム式第1発電所案と組合せた

場合9.8MVAとなり、エルトリートまたはピノデユナの流れ込み式第1発電所と組み合わせた場合9.0MVAとなる。屋外開閉所は発電所に隣接し、エルトリートダム式第1発電所案と組み合わせた場合には9.8MVA、エルトリートまたはピノデユナの流れ込み式第1発電所案と組合せた場合には、9.0MVAの容量をもつ変圧器が設置される。

(図面23参照)

第2発電所で発生した電力は、69kVの長さ4.0kmの送電線を通してリオブランコ発電所の開閉所に送られる。

#### 5.4.4 発生電力量

4章1.2節にある貯水池操作法及び発電形式に従って、ロスベガノス流れ込み式第2発電所案で発電する場合、1年間に発生をする電力は次の通りである。

	<u>エルトリートダム式第1 発電所案との組合せ</u>	<u>エルトリートまたはピノデユナ の流れ込み式第1発電所案 との組合せ</u>
設備容量	8.8 MW	7.7 MW
1次電力量	18.9 GWh	16.4 GWh
2次電力量	22.8 GWh	19.0 GWh
合計発生電力量	41.7 GWh	35.4 GWh

#### 5.5 エルトリート・ロスベガノス組合せ案の発生電力量

前章までの結果から得られた種々のエルトリート・ロスベガノス組合せ案の発生電力量は次の通りである。

- ・ エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ

設備容量	19.1 MW
1次電力量	41.1 GWh
2次電力量	38.6 GWh
合計発生電力量	79.7 GWh

- ・ エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ

設備容量	14.9 MW
1次電力量	31.6 GWh

2次電力量 35.9 GWh

合計発生電力量 67.5 GWh

・ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組

合せ

設備容量 14.0 MW

1次電力量 29.1 GWh

2次電力量 32.7 GWh

合計発生電力量 61.8 GWh

## 第6章 施工計画と工程計画

### 6.1 施工計画と施工方法

予備設計をもとに、エルトリートダム式第1発電所案と流れ込み式第1発電所案、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案、ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の施工計画が作成された。施工計画は、最小施工日数と最小建設費を目指して、6章2節で書かれた工程計画に従って検討された。

各代替案の施工計画の概略を以下に示す。

#### 6.1.1 エルトリートダム式第1発電所案

エルトリートダム式第1発電所案の主な工事内容は次の通りである。(付属書

##### H.2.1 参照)

- i) 仮排水トンネル及び仮排切ダム
- ii) T-1ダム及びT-2ダム
- iii) 導水トンネル
- iv) サージタンク
- v) 水圧鉄管
- vi) 支流コロラド川の取水堰と分水トンネル
- vii) 発電所と発電機器
- viii) 送電線と変電所

T-1ダム地点の仮排水トンネルの掘削は、上部開削式掘削法で行われ、施工機械として、上部掘削にはドリルジャンボを、下部掘削にはクローラドリルを、側壁の掘削にはレグハンマーを用いる。T-2ダムの仮排水トンネルの掘削には、全断面工法が用いられる。覆工の手順としては、T-1ダムの仮排水トンネルの場合には、アーチと側壁を最初にコンクリート打設し、次にインパートコンクリートを打設する。またT-2ダムの仮排水トンネルの場合には、アーチコンクリートの打設に続いてインパートコンクリートを打設する。パッチャプラント(0.75m<sup>2</sup>×2ミキサー)が1基、ダムの近くに建設され、コンクリートの輸送にはアジテータ車が、コンクリートの打設にはコンクリートポンプ車を使用される。

T-1ダムとT-2ダムの基礎掘削には、リッパ付きブルドーザを用い、岩盤の

掘削には、クローラドリルを用いる。主に、不透水性の土からなるダム基礎の掘削には、仮排水工事終了後6ヶ月間を要する。ブランケットグラウチングは、ダム基礎の掘削と平行して行われ、カーテングラウチングの施工は、ダムのコアゾーンの盛土に先立って行われる。

コアゾーンの盛土材料（T-1ダムについては、48,000 $m^3$ そして、T-2ダムについては75,000 $m^3$ ）には土取場から得られる土とT-3地点の水路の掘削土を用い、まき出しにはブルドーザを用い、締固めにはタンピングローラを用いる。フィルクアゾーンの盛土（T-1ダムについては37,000 $m^3$ 、T-2ダムについては58,000 $m^3$ ）はコアゾーンの盛土に平行してすすめられ、砕石場から得られる盛土材料はダンプトラックで運搬され、ブルドーザでまき出され、振動ローラで締固められる。ロックゾーンの盛土材料（T-1ダムについては284,000 $m^3$ 、T-2ダムについては418,000 $m^3$ ）は、砕石場から得られ、運搬には20トン級のダンプトラックを用い、締固めは自走式振動ローラで行われる。ダム盛土作業には、ブランケットグラウチングとカーテングラウチングがほぼ完了してから、20ヶ月の期間を要する。

全長5.3kmの導水トンネル（No1-1導水トンネル）には、3つの工事用横坑が掘られ、4区間に分けられる。支流コロラド川に建設される溪流取水堰を結ぶ分水トンネルの建設用に、溪流取水堰の近くに工事用横坑をもう1本掘る。工事用横坑の掘削は、全断面工法と上部開削式掘削法で行われ、導水路トンネルは、全断面工法で掘削される。掘削ずりは、ずりトロと坑内機関車を用いて運搬される。覆工は全断面を一度に打設する方法をとり、導水路トンネルの施工期間はグラウト作業を含めて、3年半を必要とする。

サージタンクは、No1-1導水トンネルの下流端に建設される。立坑の掘削は、単結掘削法を用いて行われる。コンクリートの打設には、コンクリートホップとシュートを利用する。サージタンクの施工には4ヶ月要する。水圧鉄管の土木工事には、斜面の掘削等がある。請負い業者の工場で1単位6mごとに製作される水圧鉄管は、トラッククレーンとレール方式を利用して据え付けられ、現場で溶接される。水圧鉄管の製作と据付けには13ヶ月を要する。

支流コロラド川の溪流取水堰は、分水トンネルの完成後に建設される。コンクリートの打設にはコンクリートポンプ車を使用する。建設期間は6ヶ月である。

第1発電所は鉄筋コンクリート構造で、基礎の掘削にはブルドーザを使用する。コンクリートの打設は2段階に分けて行われる。第1段階では、下部のコンクリートを打設し、コンクリート打設後に、オーバーベット・クレーンが据付けられ、このあとドラフト・チューブ、水車及び発電機が据付けられる。第2段階では、ドラフト・チューブのまわりのコンクリート及び建築工事のコンクリートが打設される。第1発電所の建設期間は、15ヶ月を予定する。

#### 6.1.2 エルトリート流れ込み式第1発電所案

エルトリート流れ込み式第1発電所案の主な工事内容は次の通りである。(付属書H.2.2参照)

- i) T-1取水堰及びT-2取水堰
- ii) T-1取水堰とT-2取水堰を結ぶ開水路
- iii) 導水トンネル
- iv) サージタンク
- v) 水圧鉄管
- vi) 支流コロラド川の取水堰と分水トンネル
- vii) 発電所と発電機器
- viii) 送電線と変電所

T-1取水堰は洪水吐ゲート無しで高さ17m、堤頂の長さ50m、コンクリート体積は6,400 $\text{m}^3$ であり、またT-2取水堰は洪水吐ゲート付きで高さ22m、堤頂の長さ86m、コンクリート体積は8,700 $\text{m}^3$ である。取水堰の基礎掘削には、32トン級ブルドーザ、2.3 $\text{m}^3$ 級トラクターシャベル、11トン級ダンプトラックを利用する。コンソリデーショングラウチングとカーテングラウチングは、ロータリードリルとグラウトポンプを用いて行う。パッチャープラント(0.75 $\text{m}^3$ ×2ミキサー)が1基建設され、コンクリートの運搬にはアジテータ車、打設にはコンクリートポンプ車を用いる。T-1取水堰及びT-2取水堰の建設には2年間を見込む。

導水トンネル(No1-2導水トンネル)は全長5.2kmで3本の工事用横坑により、4区間に分けられる。導水トンネルの掘削は、全断面工法で行い、覆工は全断面を一度に打設する。支流コロラド川に建設される渓流取水堰から水を送る分水トンネル工事用に、渓流取水堰の近くに、工事用横坑を1本掘る。グラウト作業を含めた

導水トンネルの施工は3年半で完了する。

サージタンクと水圧鉄管の工事は、エルトリートダム式第1発電所案と類似の方法で行われる。サージタンク、水圧鉄管の施工期間はそれぞれ7ヶ月、13ヶ月である。支流コロラド川の取水堰もエルトリートダム式第1発電所案と同じ方法で建設される。

7.2 MWの水車、8MYAの発電機を納める発電所の建設地点及び建設方法は、エルトリートダム式第1発電所案の場合と同じである。建設には、15ヶ月を要する。

#### 6.1.3 ビノデユナ流れ込み式第1発電所案

ビノデユナ流れ込み式第1発電所案は、エルトリート流れ込み式第1発電所案の比較検討案であり、高さ21m、堤頂の長さ74m、コンクリート体積8,740m<sup>3</sup>の洪水吐きゲート付き取水堰を建設する。基礎の掘削には32トン級ブルドーザを使用し、コンソリデーショングラウチングには、ロータリードリルとグラウトポンプを用いる。バッチャープラント(0.75m<sup>3</sup>×2ミキサー)が1基設置され、コンクリートの運搬にはアジテータ車が、打設にはポンプ車が使用される。取水堰の建設期間として21ヶ月を予定する。(付属書H.2.3参照)

全長4.4kmの導水トンネル(№1-3導水トンネル)は、3つの工事用横坑により、4区間に分けられる。導水路トンネル№1-2の場合と同じく、支流コロラド川に建設される溪流取水堰から水を送る分水トンネルの工事のために、溪流取水堰の近くに、工事用横坑を1本掘る。導水路トンネルの掘削は全断面工法で行われ、グラウト作業を含めて、建設期間は2年半である。

サージタンクと水圧鉄管はエルトリートダム式第1発電所案及び流れ込み式第1発電所案と類似の方法で建設される。サージタンクと水圧鉄管の建設期間はそれぞれ4ヶ月と11ヶ月である。支流コロラド川の取水堰の建設はエルトリートのダム式第1発電所案と流れ込み式第1発電所案と同じ方法で行われる。

6.3 MWの水車、7.5MYAの発電機を収納する発電所は、エルトリートのダム式第1発電所案及び流れ込み式第1発電所案と同じ場所に、同じ方法で建設される。建設期間は15ヶ月である。

#### 6.1.4 ロスベガノス流れ込み式第2発電所

ロスベガノス流れ込み式第2発電所案は単独案として、あるいはエルトリートの

ダム式または流れ込み式第1発電所案及びピノデユナ流れ込み式第1発電所案との組合せ案として検討される。本案には、V-3取水堰、№2導水路、サージタンク、水圧鉄管、発電所、発電機器並びに送電線の工事が含まれる。

V-3取水堰は、高さ32m、堤頂の長さ68m、コンクリート体積18,140m<sup>3</sup>でエルトリート流れ込み式第1発電所案及びピノデユナ流れ込み式第1発電所案の場合と同じ方法で建設される。パッチャープラント(0.75m<sup>3</sup>×2ミキサー)が1基、取水堰の近くに建設され、コンクリート打設にはコンクリートポンプ車を使用する。コンソリデーショングラウチング並びにカーテングラウチングは、現場の地質条件にあわせながら、細心の注意をもって行われる。基礎の掘削を含めた、取水堰の全建設期間は2年である。

全長3.3kmの導水トンネル№2は、工期短縮をはかるために、2つの工事用横坑を設けてトンネルを3区間に分けた。トンネルの掘削と覆工ともに、№1導水路と同様な方法で行われ、掘削については全断面工法、覆工については全断面を一度に打設する方法をとる。建設期間は2年半である。

サージタンクは、№2導水路の下流端につくられ、立坑の掘削には単坑掘削法を用い、掘削ずりの運び出しにはトラッククレーンとマックスキップを利用する。全長200mの水圧鉄管は、上部水平部のトンネル部分とその下流の明り部分からなる。水圧鉄管の掘付けは、第1発電所の場合と同じであり、掘付け完了は発電所の試験運転の1ヶ月前と予定される。

第2発電所は河床段丘堆積物の上に建設される。基礎掘削終了後、コンクリート打設は第1発電所の場合と同様に2段階に分けて行われる。ドラフトチューブ、水車及び発電機の掘付けは、第1段階のコンクリート打設が終了してから行われる。

(付属書H.2.4参照)

## 6.2 工程計画

前出の各章に書かれた予備設計、工事数量、施工計画及び施工方法を参考にして、エルトリートダム式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案、エルトリート流れ込み式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案の施工計画が作成された。施工計画は、2章2節で説明した通り、将来の電

力需要を予測して、出来るだけ早い時期に発電を開始できるように作成された。

#### 6.2.1 本工事の前段階

本工事の前段階の作業には、次のものがある。

- i) 入札種類と施工図面の作成
- ii) 請負い業者の事前審査、入札、入札審査、入札校合及び工事契約
- iii) 工事道路の建設と工事用送電線の延長作業
- iv) 工事区域内の住民の移転の計画とその実施

本工事前段階の作業期間を短縮するために、入札書類の作成はフィージビリティ調査の完了直後に開始されるべきであろう。入札、入札審査及び契約は施工図面の作成と並行して行われる。暫定的な予定では、契約締結並びに工事用道路の建設は1985年6月までに完了することになっている。(付属書B.3.1参照)

#### 6.2.2 エルトリートダム式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案

予備設計、施工計画並びにCDEの電力供給状況を参考にして決定された本案の工程計画の概略は次の通りである。すなわち、

工事開始 : 1985年7月以前

工事期間と発電開始時期 :

第1発電所(エルトリート) : 51ヶ月以内で1989年9月以前

第2発電所(ロスベガノス) : 36ヶ月以内で1988年6月以前

暫定的な工程計画は図18に示す通りである。図18からわかる通り、ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の実施が先行する。工程計画のクリティカル・パスは導水トンネルの掘削と覆工である。(付属書B.3.2参照)

#### 6.2.3 エルトリート流れ込み式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案

本案の工程計画の概略は次の通りである。すなわち、

工事開始 : 1985年7月以前

工事期間と発電開始時期 :

第1発電所(エルトリート) : 51ヶ月以内で1989年9月以前

第2発電所(ロスベガノス) : 36ヶ月以内で1988年6月以前

工程計画は図19に示す通りである。この案でもやはりロスベガノス流れ込み式第2発電所案の実施が先行し、工程のクリティカル・パスは導水路トンネルの工事である。(付属書H.3.3参照)

#### 6.2.4 ビノデュナ流れ込み式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案

本案の工程計画の概略は次の通りである。すなわち、

工事開始 : 1985年7月以前

工事期間と発電開始時期 :

第1発電所(ビノデュナ) : 49ヶ月以内で1989年7月以前

第2発電所(ロスベガノス) : 36ヶ月以内で1988年6月以前

本案の工程計画は図20に示す通りである。前出の2案と同じく、本案でもロスベガノス取水環案の実施が先行する。(付属書H.3.4参照)

#### 6.3 プロジェクト実施の組織

独立機関であるCOEが本プロジェクト実施の総括責任を負う。また、水力発電開発局(BDH)は、工事前段階のエンジニアリング並びに工事中の施工監督を受け持つ。BDHは現場に工事事務所を設営し、工事事務所長にプロジェクトを監督させる。コンサルタントは、入札書類及び施工図面を作成し、入札及び入札審査においては、COEとBDHを助け、また工事中には施工監督をする。各工事は競走入札によって選ばれた請負業者によって請負われ、また契約の分割化は入札書類の準備段階に決定される。建設中の組織図は図21に示す通りである。

建設終了後、発電所の運転はCOEの全発電所の維持・管理を担当する生産局に移管される。第1発電所並びに第2発電所は、複合プロジェクトとして運転される。また、本プロジェクトは1987年に完成予定のリオプランコ発電所と同じ系統に組込まれるので、密接に連絡しながら運転されるべきである。ユナ川上流域の発電所の運転は、将来的にみればピエドラゴルダ発電所により制御されるべきである。

## 第7章 環境及び付帯事業

### 7.1 環境条件

流域の植生と土地利用の問題点は土地住民による焼畑農業の為、流域面積の半分がコーヒー園もしくは森林でまだ覆われているとはいえ、森林の面積が減少してきている事である。以前、森林であった土地は牧草地、丘陵地、やせ地、裸地、崩壊地と化している。牧草地や丘陵地では、豆やとうもろこしが主として植えられているが、いぜんとして焼畑耕法が用いられている。流域内でのこのような耕法が主体となっている事が種々の環境問題の原因となっている。主な問題の一つは、土地の保水力の減少とそれによる洗況の変化である。又土地の侵食と土砂生産の増加も問題のひとつである。環境悪化を止め、更に流域保全の観点から、採るべき対策が7章3節で述べられている。

土砂崩れや斜面崩壊が流域内でも、特に溪流沿いで目立っている。支流ブランコ川の流域では、1979年のハリケーン「ダビッド」が襲来した後、200ヶ所近い斜面崩壊が発生した。この内15ヶ所が大規模のもので平均約2,000㎡程度である。T-1ダム地点のユナ川上流域では、比較的崩壊斜面の規模が小さく500㎡程度のものが多く、又数としても少ない。支流コロラド川の流域では、約240ヶ所の崩壊斜面があり、合計で約20haである。崩壊斜面はT-1、T-2の両ダム地点とロスベガノスとの間に多くあり、その数は420以上である。

ハリケーン「ダビッド」の後で観測された、崩壊斜面の数と面積から、崩壊斜面と植生及び土地利用との関係が推定された。侵食は支流ブランコ川と支流コロラド川の流域で著しく、森林面積は減少している。支流アビスパ川流域では比較的森林が保全されており、崩壊斜面の数も少なく、その規模も小さい(全体で46ヶ所地点、合計面積2ha以下)。侵食は地形及び地質とも関連している。支流アビスパ川流域の地質は深成岩であり、地形的に緩やかである。一方、コロラド川及び支流ブランコ川の流域では、ティレオ層群とドゥアルテ層群が卓越し、地形も急峻である。

ユナ川の水質は良好であり、ペーハー値は7.0~8.3の間であり、ややアルカリ性をおびている。アルカリ性はナトリウムの高含有率に起因し、ユナ川の水がかんがい用水として使用される場合、注意する必要があるが、水質試験の結果、水力発電関係

機器に悪影響を及ぼす様な問題はない。

ユナ川には魚が生息しているが、数も種類も少ない。計画地域の下流域では、沢蟹が生息している事が知られているが数は限られている。現在の状況では、計画されている取水堰に魚道を設置する必要はないと判断される。又流域には、保護を必要とする野生動物は生息しておらず、焼畑耕法による森林の減少の為、環境の悪化がすすむ中で、数種のはちどりが生息している程度である。

## 7.2 環境への影響

エルトリートダム式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案、あるいはエルトリートまたは、ピノデユナの流れ込み式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案が実施された場合、周囲の生体系・自然環境へ及ぼす影響は比較的小さいと予想される。社会的には、プロジェクトの実施が、健全な波及効果をもたらすものと期待できる。

### 1) 水没地域：

エルトリートダム式第1発電所案では、満水位 755.0mにおいて、貯水池表面積は96.5haである。隣接の敷地域が貯水池の建設により影響を受ける。エルトリート地区で実施された社会経済調査によれば、同地区の64世帯 360人がプロジェクトの影響を受ける。この地区の大多数の住民は、サンホセデオコア州の出身である。殆どの土地は家族所有であるが、中には借地もあり、また土地所有者がエルトリート地区外、またはドミニカ共和国外に住んでいる場合もある。エルトリートダム式第1発電所案が実施された場合には、約50世帯が移転する必要がある。(付属書H.5参照)

エルトリート流れ込み式第1発電所が実施された場合には、15世帯が影響を受け、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案が実施された場合には、標高 690m以下に住む11世帯65人が影響を受ける。ロスベガノス取水堰地点には、標高 600m以下に6世帯(殆どがチバオ地区出身)が住んでいる。(付属書H.5.2参照)

貯水池(調整池)の建設より、移転する世帯の移転計画については7章3節で説明する。

### 2) 既存河川の転流：

エルトリートにおいてダム、またはエルトリート、ピノデユナをしてロスベガノ

スにおいて取水堰を建設する場合、ダムあるいは取水堰と発電所との間を流れる河川の流況が影響を受ける。エルトリートダム式第1発電所案の場合、従来、流下している水が貯水されるので、水が洪水吐を越流して下流へ流下する期間は限られてくる。その結果、ダム直下流の流況及び、ダム直下に住む住民が影響を受ける。一方、ロスベガノス付近では、残流域から  $0.5\text{m}^3/\text{sec}$  の水が得られる。現在、水没地区の住民の移転計画の作成が検討されており、この計画の中にはエルトリートダム直下流の住民の移転計画も含まれる。ピノデユナ及びロスベガノスに取水堰を建設する場合には、川水が取水堰を越流して下流へ流下する頻度が多いので、取水堰下流の流況に及ぼす影響は小さい。

### 3) 流況の調節：

エルトリートダム案の場合、貯水池の洪水制御の恩恵を受ける流域面積は、ピエドラゴルダダム案の  $358\text{km}^2$ 、及びハチジョダム案の  $1,192\text{km}^2$  に比べて非常に小さく、その面積は  $30\text{km}^2$  しかなく、ボナオ溪谷の洪水被害はエルトリートダムが建設されても殆ど軽減しない。そのかわり、貯水池容量  $700\text{万m}^3$  のハチジョダムが、ボナオ溪谷下流地域の洪水被害の緩和に貢献する。

一方、エルトリートダムが建設された場合、下流に計画中のピエドラゴルダダムの発電用の常時使用水量が増加する。具体的には、ピエドラゴルダにおける常時使用水量は  $0.5\text{m}^3/\text{sec}$  増加し、ピエドラゴルダ発電所の出力は  $2\text{WX}$ 、年間発生  $1$  次電力量は  $4.16\text{KWh}$  増加するが、 $2$  次電力量は  $3.26\text{KWh}$  減少する。ピエドラゴルダ発電所の発生出力・電力量の増加は、エルトリートダム式第1発電所案とピノデユナ流れ込み式第1発電所案の比較検討に反映される。

### 4) 交通：

プロジェクトの実施にあたり、工事道路が建設される。その全長は、エルトリートダム式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案の場合に  $30.5\text{km}$  であり、またピノデユナ流れ込み式第1発電所案・ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案の場合には  $22.2\text{km}$  である。工事用道路はエルトリートとロスケマドスを結び、地域の通信手段及び農作物の運搬路として使用される。工事用道路建設により、コーヒーの価格が下がることが予想されるが、他の面では地域経済の活性化に役立つものと思われる。

工事用道路は、建設費をできるだけ低く抑え、また切土による環境破壊を最小限に食い止めるため、基本的に河床を走らせる。

### 7.3 付帯事業

本プロジェクトの実施に付随して、地域住民の移転計画と流域保全計画が検討される。これら付帯事業の概略を以下に説明する。

#### 1) 移転計画：

前章で説明した通り、エルトリートにダムが建設された場合、水没地区の50世帯が移転する必要に迫られる。50世帯の大部分が、サンホワンデオコア州の出身であることから、同州への移転をはかることが望ましい。移転局及びCCEの調査の結果、移転先として、エルトリート近くのロマカゲエス、ランチョアリバ溪谷のモンテネグロ、パニレホ、フロントカムムディの3ヶ所、ニザオ近くのエルカレホン、サンホセデオカオ市の近くのサバナグランデの合計6地点を候補地として選んだ。一世帯に3,125ha (50 tarea)の土地が与えられる予定である。移転費用には、土地取得費、移転準備費、家屋建設費、公共施設・設備の建設費が含まれる。

以上の諸費用は、プロジェクトの経済分析では除外されているが、プロジェクトの必要資金の見積り、財務分析では考慮されるべきである。(付属書B.5参照)

#### 2) 流域保全計画：

7章1節で述べたように、環境条件の視点から本プロジェクトに付随して、流域保全計画が検討されるべきである。この流域保全計画は、まだ検討の余地がかなり残されているが、その意図するところは、焼畑農業の禁止、植林の促進及び崩壊斜面の保護である。流域保全計画の試験地区として、斜面崩壊の甚だしい支流コロラド川流域が選ばれる。松、ユーカリなどの樹木、果物、コーヒーを植林して緑化運動を積極的にすすめるべきであろう。崩壊地区の上部には排水設備の設置、崩壊地区の直下であれば砂防堰の建設等、崩壊地区を充分調査して、適切な対応策をたてることが必要である。(付属書B.6参照)

## 第8章 建設費用の概算

### 8.1 費用概算の基本条件

建設費は、第5章で述べた予備設計と第6章で立案した施工計画と工程計画に基づいて見積られる。各工事数量を算定し、建設単価を1983年中頃の物価にもとづいて見積りをする。ドミニカ共和国で調達される材料費とサービス費は現地貨で見積られ、この計画のため輸入される設備、材料、サービス費は外貨で見積られる（付属書1.2参照）

土木工事の単価は、人件費、材料費、設備費といった直接費用と契約者の一般的な支出・利益といった間接費から構成される。人件費は週48時間労働を基に見積られている。セメント、材木、コンクリート骨材などの現地調達可能な材料は市場価格で見積られ、輸入材料はCIF 価格で見積られる。減価償却費、維持費、修理費及び管理費からなる設備費は、設備計画に基づいて見積られる。

機械工事の費用は、ゲート、ストップログ、トラッシュラック、水圧鉄管、バルブ、ドレインパイプ等について見積られ、トン当りの単価に基づき、世界で行われている同種の工事の現行の契約価格に照らして見積られている。掘付の人件費と国内輸送費は現地貨で見積られる。発電機器、開閉所機器、送電線、変電所といった発電機器の費用は、同種の計画の現行の国際契約価格にもとづく。発電機器の掘付け費は、機器価格の60%と見積られ、その約70%は現地貨で支払われる予定である。

エンジニアリング・サービスと管理費として、エルリートダム式第1発電所とロスベガノス流れ込み式第2発電所組合せ案では直接建設費の7.5%、エルトリートまたはピノデユナの流れ込み式第1とロスベガノス流れ込み式第2発電所の組合せ案では直接建設費の10%が施工図面の作成、施工管理及びドミニカ電力会社（COE）の現場事務所の費用をカバーするために見積られている。建設工事における工事量の変更を考慮して、直接建設費の10%が工事の予備費として見積られている。

### 8.2 建設費用

エルトリートダム式第1発電所とロスベガノス流れ込み式第2発電所組合せ案の合計建設費は、表8-01に示すようにRDS 80.3百万と見積られる。同様に、エルトリート流れ込み式第1発電所とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の建設費は、表8-

02に示すようにRDS 44.0百万と見積られる。ピノデユナ流れ込み式第1発電所とロスベガノス流れ込み式第2発電所の組合せ案については、表8-03にあるように、RDS 40.0百万と見積られる。価格変動はこの建設費用は見積られていない。(付属書1:2 参照)

エルトリートダム式第1発電所とロスベガノス流れ込み式第2発電所組合せ案の合計費用の約65%及びエルトリート、またはピノデユナの流れ込み式第1発電所とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の費用の約50%が、土木工事と建設工事の費用である。合計見積り費用のうち外貨で支払われる費用は、3案を比較して、58%から60%となる。

## 第9章 経済評価

### 9.1 経済費用

エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案、エルトリートまたは、ピノデユナの流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せは、経済費用と経済便益に基づき経済的に評価される。経済費用は本計画の実施に必要な費用であり、以下に説明する方法で現地貨で見積られる。

#### 1) 経済費用：

第8章で見積られる建設費に基づき、国家経済の立場からプロジェクトの経済効果の評価するために、経済評価で使用する建設費は財務評価で使用する建設費に調整係数を乗じて算出される。この係数の算出には、自国経済内を移転する税金、補助金及び経済的価格を評価するシャドウレートが考慮される。(付属書1.3.1参照)

ドミニカ共和国では、5%の税金が購買・取引において通常かけられ、経済評価で現地貨で支払われる費用を見積る際に控除される。賃金に関しては、熟練労働者が比較的不足しており、彼らの賃金は市場価格に近い。しかし未熟練労働者は供給過多であり、彼らの賃金の機会費用は比較的低い。プロジェクト地域周辺の未熟練労働者に支払われている賃金のシャドウレートは、0.756以下である。

経済費用を見積るのに必要なもう一つの調整は、外貨のシャドウ交換レートである。海外から輸入される機器原材料及び必需品の価格は、現地貨で経済的に見積った場合、高いシャドウ交換レートをを用いて見積られる。外国為替の銀行市場外交換レート(平行レートともよばれる)は、公式の交換レートより実質上高い。本来、平行レートはシャドウ交換レートと同じではないが、税金と補助金が交換レートに影響を及ぼすと同時に、必需品の価格形成に影響を与える。結果として、1983年中頃に一般化した1.60の平行レートを、輸入機材、設備及び原材料の経済的費用を見積る際のシャドウ交換レートとして適用する。

上述のように調整することで、経済費用は、エルトリートダム式第1発電所とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案でRDS 105.6百万、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案でRDS 58.5百万、ピ

ノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案で、RDS 53.3百万となる。

## 2) 運転費及び維持費

運転及び維持(O&M)の費用は、運転のための賃金、通常の維持費及び小規模の修理費をカバーする。運転及び維持に関するドミニカ電力公社(CDE)の過去の経験によると、年間O&Mは全建設費の0.5%と見積られる。エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案でRDS 527,700、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案でRDS 292,300、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案でRDS 266,300である。

## 3) 交換費

土木構造物の経済的寿命からみて、このプロジェクトの寿命は50年と推定される。機械工事と発電機器は、経済的寿命が短いことから、交換費は据付け後35年に発生すると仮定する。交換費は10%の残存価値を考慮し、初期建設費の90%と見積られる。

## 9.2 経済便益

水力発電計画の経済便益は、このプロジェクトが実存しなかった場合に最も選択される可能性がある代替発電所の費用である。本計画が年間2,000時間以下のピーク需要をカバーするために計画・設計されているので、最も強力な代替案は、作動における迅速さと建設の際の容易さから、ガス・タービン発電と推定される。エルトリートとロスベガノスの開発組合せ案の設備容量は、最大規模で10.3MW、最小規模で6.3MWであるので、代替火力のkW価値とkWh価値(1次電力)を推定するために、10MWのガス・タービン・ユニットを採用する。(付属書1.3.2参照)

一方、本計画によって得られる第2次電力は、石油火力発電所によって主として供給されているベース負荷需要と比較検討される。本計画が完成する頃には、石炭火力発電所も操業にはいる予定である。この結果、2次電力の代替源は65MW級と130MW級の石炭火力発電所とする。代替火力の経済的価値は以下の方法で見積られる。

### 1) kW価値:

代替火力のkW価値は、US\$ 346.5/kWと見積られる10MWガス・タービン発電所の

建設費に基づいて算出される。90%を占める外貨分にシャドウ交換レートを適用することで、経済的据付け費はRD\$ 533.5/kWhとなる。1.026のkWh価値調整係数は送電による損失、発電中断、発電所の点検、分解検査に関するガス・タービン発電と水力発電との調整分である。結果として、経済的据付け費、即ち、kWh価値はRD\$ 547.38/kWhと見積られ、2年間にわたって発生すると推定される。

## 2) kWh 価値 (1次電力)

1次電力のkWh 価値は、ガス・タービン発電所の運転に必要な燃料費に基づき算定される。RD\$ 44.50/bbl (1983年の1月から6月にドミニカ電力公社 (CDE) により購入されたガス・オイルの平均価格) と推定される燃料費の財務価格にもとづき、熱価値と効率を調整する。1次電力の経済的価値はRD\$ 0.1626/kWh と見積られる。

## 3) kWh 価値 (2次電力)

パンカーC重油がRD\$ 26.0/bbl、輸入石炭がRD\$ 78.5/ton と推定される財務燃料価格に基づき、電力価値は65MW級の石油火力発電所に対しRD\$ 0.074/kWh、130 MW級の石油火力発電所に対しRD\$ 0.0485/kWh と見積られる。石油火力発電と石炭火力発電の平均を適用することにより、2次電力のkWh 価値はRD\$ 0.06125/kWh と推定される。

## 4) 運転費及び維持費:

年間の運転費と維持費は、設備容量に関する固定O&M費用と発生電力量に関する変動O&M費用から成る。ガス・タービン発電所の固定O&M費用がRD\$ 11.55/kkであり、変動O&M費用がガス・タービン発電所についてRD\$ 3.08/kWh、石油火力発電所と石炭火力発電所についてRD\$ 2.96/kWh と見積られる。

## 5) 交換費

ガス・タービン発電所の寿命は17年間である。その結果、交換費は据え付けから17年後に行なわれ、その額は、残存価値の10%を考慮することにより、設備費の90%と推定される。

## 9.3 経済評価

9章1節及び9章2節で見積られる経済費用と経済便益の要約は、エルトリートダム式第1発電所案とロスバガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については表9

—01に示す通りで、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については表9-02の通りで、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については表9-03にある通りである。経済費用と経済価格の流れにもとづいて、経済的内部収益率が本計画の経済的な成否を評価するために算定される（付属書1.3.3参照）。

経済的内部収益率（EIRR）は以下のように算定される。

	<u>EIRR (%)</u>
エルトリートダム式第1発電所案と ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案	8.7
エルトリート流れ込み式第1発電所案と ロスベガノス流れ込み式第2発電所案	12.9
ピノデユナ流れ込み式第1発電所案と ロスベガノス流れ込み式第2発電所案	12.8

各案単独の場合のEIRRは、エルトリートダム式第1発電所案については5.2%、エルトリート流れ込み式第1発電所案については10.4%、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案については10.0%、ロスベガノス流れ込み式第2発電所案については15.6%となる。

ピエドラゴルダ地点にダムが建設された場合（第5巻 付録1参照）、エルトリート地点でのダムによる水量調節の影響は予測可能である。この調節により0.5m<sup>3</sup>/秒だけピエドラゴルダ発電所の常時使用水量が増加するであろう。その結果、設備容量は2MW、総年間発生電力量が0.96KWh増加する。もしピエドラゴルダ発電所のこの影響を便益と見なすなら、エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案のEIRRは8.7%から9.3%に増加する。

EIRRによる評価の結果、ドニミカ共和国において12%と見積られる資本の機会費用を超過するエルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案は経済的にフィージブルであると査定され、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案より優位である。

一方、エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案は、経済的には期待できない。エルトリートダム式第1発電所案は過度の投

資を必要とし、経済的成否にあきらかに悪影響を及ぼす。結論として、エルトリート  
ダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案の経済的には  
成り立たないと考えられる。

感度分析は様々な変化を仮定することでなされる。わずかな差ではあるが、EIRRは  
費用の増加より便益の減少に左右される(図22, 23参照)。EIRRは代替電力源の石油  
価格に対し比較的敏感である。石油価格が10%上昇すれば、エルトリート流れ込み式  
第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案のEIRRは13.9%に増  
加する。1.60のシャドウ交換レートが考慮されず、外貨交換が内貨に1対1で対応す  
る場合、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所  
案の組合せ案のEIRRは11.0%に下がる。

## 第10章 財務評価

### 10.1 財務的内部収益率

財務状態の健全性は本計画の管理機関 (COE) の視点にたつて評価される。建設、運転及び維持の財務費用及び電力売却による収益に基づいて、財務的内部収益率が財務状態の健全性を判定するために算出される。(付属書1.4.4参照)

#### 1) 財務建設費

第8章で見積られた建設費に基づき、財務建設費は物価上昇を含めて、算出される。物価上昇は、外貨分に対し約6%、現地貨分に対し約8%と推定される。

エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RDS 106.1百万 (外貨RDS 59.9百万、内貨RDS 46.2百万)、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RDS 57.1百万 (外貨RDS 33.8百万、内貨RDS 23.3百万) ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RDS 51.5百万 (外貨RDS 30.9百万、内貨RDS 20.6百万) である。

#### 2) 運転・維持管理費

賃金、常時維持費、小規模の修理費を含む運転・維持費は、建設費の0.5%と見積られる。一方、送電・配電の運転・維持及び売買、会計業務、一般管理に関する出費は、1982年度の実績RDS 0.017/kWh に基づいて見積られる。売電に対する年間出費は、エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案について、RDS 2.32百万、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案について、RDS 1.97百万、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RDS 1.80百万である。電機機器及び機械工事の交換は、最初の据付けの35年後に実施する。

#### 3) 売電収益

COE の売電収益は1982年には平均RDS 0.1332/kWh となった。売却された電力当りの収益が1978年から1982年の間に約27%の割合で年々増加しているという事実から、1983年中頃の平均収益はRDS 0.16916/kWh と推定される。この結果、1次電

力の年間売電収益は、エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RD\$5.32百万、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RD\$4.09百万、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RD\$3.77百万となる。自国の電力供給の切迫した事情及びCOEの電力の料金体系を考えると、2次電力も同様にRD\$0.16916/kWhで売却されることが推定される。この結果、2次電力売却の年間収益は、エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RD\$5.00百万、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RD\$4.65百万、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案については、RD\$4.23百万となる。

年間財務費用と便益の流れ図を表10-01に及び10-02に示す。財務的内部収益率(FIRR)は以下のように算出される。

	FIRR (%)
エルトリートダム式第1発電所案と ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案	6.1
エルトリート流れ込み式第1発電所案と ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案	10.1
ピノデユナ流れ込み式第1発電所案と ロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案	10.1

各案、単独の場合のFIRRは、エルトリートダム式第1発電所案については2.7%、エルトリート流れ込み式第1発電所案については7.9%、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案については7.5%、ロスベガノス流れ込み式第2発電所案については13.0%となる。

FIRRに関して、売電収益の減少が建設費用の減少よりも比較的敏感であるということを感じ度分析は示唆している。(表24, 25参照)

## 10.2 返済能力

本計画実施のため、COEは外貨で支払われる費用を主にカバーするため、国際資金融資機関による外部資金の運用を計画する予定である。また現地貨による費用をカバ

一するために、何らかの措置を講じなければならない。資金の融資方法として、恩恵待遇（3.5%の利子、10年の支払猶予期間後20年払い）、または中間待遇（8.0%の利子、10年の支払猶予期間後20年払い）において外部融資を広げ、公債（10.0%の利子、10年満期）の発行により現地費用を確保するという方法が考えられる。

エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案の場合、最終的に借款の支払いを済ませることは可能であるかもしれないが、50年間の本計画実施の中頃で不足額をカバーするために、再度公債の発行を要するであろう（表10-03参照）。財務的には、最初の35年間は赤字が続くと予想される。中間期における借款と公債はほとんど返済不能である。

一方、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案での借款と公債は比較的容易に返済が可能である。融資が恩恵待遇であれば、比較的短期間で財務余剰を期待できる。また、中間待遇でも、この案には返済能力がある（表10-04参照）。

### 10.3 財務評価

FIRRと返済能力の分析を通じ、エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案の財務上の健全性は低いと予測され、外・内部の借款返済能力はほとんどない。それは主としてエルトリートダム建設への過大投資によるものである。

一方、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案は、ピノデユナ流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案より収益性が高い。外部・内部の借款は返済可能であり、CDEはこの案を実施することで、健全な財務状況を維持できる。財務的には、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案を実施することが望ましい。

また、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案は、外貨を節約するのに貢献し、その額は年間RD\$ 4.7百万程度になる。

## 第11章 結論と勧告

ブランコ川との合流点上流域でのユナ川水力発電計画諸案の検討の結果、エルトリートダム式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案は多少発電出力は大きくなるが、経済的にも財務的にもあまり魅力的ない計画であることが明らかになった。一方、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案は技術上問題はなく、経済的にも財務的にもフィージブルで健全であると判定される。従って、エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案を取り上げて実施の方向へもっていくよう勧告する。

エルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案では、設備容量で14.9MWの発電出力と67.5GWhの年間発生電力量が期待され、CDEの電気供給状況の改善に大いに役立つ。なお、1980年代後半の電力需要・供給のバランスを考えると、提案したエルトリート流れ込み式第1発電所案とロスベガノス流れ込み式第2発電所案の組合せ案の建設を可能な限り速やかに実施することが望ましい。本案の実施が勧告通り行われれば、第1・第2発電所が1988年から1989年にかけて操業開始することが期待できる。

第1・第2発電所建設のために、次の点を考慮に入れることが望ましい。

- a) 可能な限り速やかにこの案を実施するために、本調査終了後可能な限り速やかに工事入札書類作成に取り掛かることが望ましい。
- b) 工事入札書類作成と平行して、工事の内部・外部資金の調達を進めるべきであり、工事が入札に出されるまでに工事資金が調達されることが望ましい。勧告案の財務評価及びCDEの財務状況を考えれば、可能な限り恩恵待遇で使用できる資金が望ましい。
- c) 水文観測と測定を更に継続し、入札図面の完了時に水文データをチェックすることが望ましい。
- d) CDEは工事用道路の建設について積極的に準備を進めることが望ましい。



# 添 付 表



表1-01 調査団員構成表

CDE

(Supervisory)

Ing. Marcelo Jorge Pérez	General Administrator
Ing. Fernando Luciano	Director, DDH
Ing. Eldon Garcia	Hydrologist, DDH
Ing. Ramon Marmolejos	Topographer, DDH

(Counterparts)

Ing. Otilio Martínez	Coordinator
Ing. Santiago Andujar	Civil Engineer
Ing. Josefina Turbides	Hidrologist
Ing. Tomás Pichardo	(do)
Ing. Miguel Burgos	Geologist
Ing. José A. Espinal	Surveyor
Ing. Artur Segadlo	Geophysist
Ing. Alcibiades Mota	(do)
Ing. José Mella	(do)

JICA Team

Mr. Hiroyasu Sonoda	Team Leader (Nippon Koei Co., Ltd.)
Mr. Hajime Koizumi	Sub-Leader (do)
Mr. Hirofumi Sasaki	Civil Engineer (do)
Mr. Kazuki Tsuji	Geologist (do)
Mr. Takao Nakano	Soil Mechanical Engineer (do)
Mr. Katsumasa Kawai	Electric Engineer (do)
Mr. Nobuaki Kinoshita	Power Surveyor (do)
Mr. Eiichiro Seki	Construction Planner (do)
Mr. Itsuo Maekawa	Boring Expert (do)
Mr. Tetsujiro Ochiai	Boring Expert (do)
Mr. Kojiro Osakabe	Topographic Surveyor (Kokusai Kogyo Co., Ltd.)
Mr. Kiyomi Terasono	Geophysist (Kyowa Keisoku Co., Ltd.)
Mr. Masashi Kushina	Geophysist (do)

表2-01 ドミニカの人口

Unit: 1,000 prs

Year	Total	Urban	Rural
1960 (1.9)*	3,047.1 (100.0%)	929.9 (30.5%)	2,117.2 (69.5%)
1970 (1.9)*	4,009.5 (100.0%)	1,593.3 (39.7%)	2,416.2 (60.3%)
1970	4,058.3	1,031.7	2,426.6
1971	4,165.0	1,716.2	2,448.8
1972	4,276.9	1,805.3	2,471.6
1973	4,396.2	1,899.3	2,496.9
1974	4,517.3	1,998.7	2,518.6
1975	4,646.4	2,103.5	2,542.9
1976	4,782.1	2,214.4	2,567.7
1977	4,923.4	2,331.0	2,592.4
1978	5,073.4	2,455.0	2,610.4
1979	5,230.9	2,585.6	2,645.3
1980	5,394.0	2,721.7	2,672.3
1981	5,569.5	2,869.6	2,699.9
1981 (12.5)*	5,648.0 (100.0%)	2,935.9 (52.0%)	2,712.1 (48.0%)
1982	5,753.8	3,024.9	2,728.9
1985 **	6,096 (100.0%)	3,337 (54.7%)	2,759 (45.3%)
1990 **	6,803 (100.0%)	3,990 (58.7%)	2,813 (41.3%)

Note: \* Census year and date. Population in other years is the estimated mid year population.

\*\* Estimated by Institute of Population and Development Studies.

表2-02 分野別国内総生産

At 1970 Prices  
Unit: Million RD\$

	1976	1977	1978	1979 <sup>*</sup>	1980 <sup>*</sup>	1981 <sup>**</sup>	1982 <sup>**</sup>
Agriculture	429.2	436.8	456.8	461.7	483.3	509.1	592.8
Mining	146.7	143.0	114.3	146.5	124.8	136.2	95.9
Manufacturing	457.4	483.2	482.6	504.8	530.2	546.1	574.4
Construction	153.2	168.7	174.5	183.5	196.5	198.0	188.3
Commerce	414.0	429.8	438.8	451.5	473.6	491.6	508.8
Transport/Communic.	190.8	211.8	218.9	225.4	230.5	242.7	254.0
Electricity	30.9	39.3	42.9	43.7	49.0	53.4	48.3
Finance	58.2	63.4	66.4	67.9	70.4	73.2	76.5
Housing	156.8	169.8	177.2	186.0	198.1	199.7	197.9
Government	189.9	191.2	200.4	236.1	277.8	274.7	287.9
Others	215.8	227.4	246.8	234.5	265.4	278.1	287.8
Total	2,442.9	2,564.5	2,619.5	2,741.6	2,899.6	3,002.8	3,048.6

(%)

Agriculture	17.6	17.1	17.4	16.8	16.6	17.0	19.4
Mining	6.0	5.6	4.4	5.3	4.3	4.5	3.2
Manufacturing	18.7	18.8	18.4	18.4	18.3	18.2	18.8
Construction	6.3	6.6	6.7	6.7	6.8	6.6	6.2
Commerce	16.9	16.8	16.8	16.5	16.3	16.4	16.7
Transport/Communic.	7.8	8.2	8.3	8.2	8.0	8.1	8.3
Electricity	1.3	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.6
Finance	2.4	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.5
Housing	6.4	6.6	6.8	6.8	6.8	6.6	6.5
Government	7.8	7.4	7.6	8.6	9.6	9.1	9.4
Others	8.8	8.9	9.4	8.6	9.2	9.3	9.4
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Note: \* Preliminary figures

\*\* Estimated figures

Source: Central Bank, National Account 1976-80 and Monthly Bulletin

表2-03 輸出及び輸入

Unit: Million RDS

	Export (FOB)	Import (FOB)		Balance
	Total	Total	(Petroleum)	
1977	780.5	847.8	(187.8)	-67.3
1978	675.5	859.7	(199.0)	-184.2
1979	868.6	1,080.4	(314.9)	-211.8
1980	961.9	1,498.4	(448.8)	-536.5
1981*	1,188.0	1,450.2	(497.4)	-262.2
1982*	767.7	1,248.4	(449.5)	-480.7
1983**	785.2	1,250.0	(466.4)	-464.8

Note: \* Preliminary figures

\*\* Forecasted by the Central Bank in August 1983

Source: Central Bank

表2-04 電力需要動向

Year	Energy			Max. Demand (MW)	Energy Loss Factor (%)	Load Factor (%)
	Send'g End (Gwh)	Sold (Gwh)	Loss (Gwh)			
1970	871.5	684.4	187.1	180.9	21.5	55.0
1971	1,000.7	772.5	228.2	201.7	22.8	56.6
1972	1,138.4	871.1	267.3	209.4	23.5	62.0
1973	1,325.9	1,023.1	302.8	268.8	22.8	56.3
1974	1,447.6	1,097.0	350.6	287.2	24.2	57.5
1975	1,545.3	1,170.7	374.6	299.0	24.2	59.0
1976	1,639.2	1,207.9	431.3	340.8	26.3	54.9
1977	2,058.7	1,535.4	523.3	396.0	25.4	59.4
1978	2,300.3	1,674.0	626.3	411.0	27.2	63.9
1979	2,252.9	1,706.8	546.2	412.0	24.2	62.4
1980	2,629.8	1,913.6	716.2	462.0	27.2	64.9
1981	2,787.7	2,084.6	703.1	475.0	25.2	67.0
1982	2,849.1	1,890.6	958.3	504.0	33.6	64.5
1983*	3,122.3	1,962.8	1,159.4	538.0	37.1	68.4

Source: CDE

\* Preliminary

表2-05 分野別開発計画

Unit: Gwh

Year	Residential	Commercial	Industrial	Government	Public ill.	Total
1970	263.6 (38.5%)	87.0 (12.7%)	243.8 (35.6%)	71.8 (10.5%)	18.0 (2.7%)	684.4 (100.0%)
1971	296.8	97.2	280.9	77.4	20.2	772.5
1972	344.4	114.4	311.5	80.3	21.0	871.5
1973	392.9	131.7	379.9	94.6	23.5	1,022.6
1974	415.8	139.9	419.3	102.0	20.0	1,097.0
1975	450.7	153.1	429.5	117.3	20.1	1,170.7
1976	459.6 (38.0%)	150.6 (12.5%)	461.2 (38.2%)	120.4 (10.0%)	16.1 (1.3%)	1,207.9 (100.0%)
1977	584.4	196.7	577.1	144.2	18.3	1,520.7
1978	639.4	214.1	617.5	181.8	29.9	1,673.7
1979	635.7	214.2	661.9	173.9	20.8	1,706.8
1980	723.9	230.6	719.5	214.9	24.6	1,913.6
1981	817.8	256.4	757.9	226.6	25.9	2,084.6
1982	732.3 (38.7%)	228.4 (12.1%)	673.2 (35.6%)	230.8 (12.2%)	25.5 (1.3%)	1,890.2 (100.0%)

Source: CDE, Basic Information Dept.

表2-06 電力簡要予測

Year	Energy /1 Sold (Gwh)	Energy Loss (Gwh) (%)		Sending End Energy (Gwh)	Load Factor (%)	Maximum Demand (MW)
1983	2,539.6	958.5	27.4	3,498.1	65	614
1984	2,867.5	1,049.8	26.8	3,917.3	65	688
1985	3,238.0	1,149.5	26.2	4,387.5	65	771
1986	3,657.2	1,258.4	25.6	4,915.6	65	863
1987	4,130.8	1,376.9	25.0	5,507.7	65	967
1988	4,666.6	1,514.3	24.5	6,180.9	65	1,086
1989	5,272.9	1,665.1	24.0	6,938.0	65	1,218
1990	5,959.0	1,830.5	23.5	7,789.5	65	1,368
1991	6,735.1	2,011.8	23.0	8,746.9	65	1,536
1992	7,613.5	2,210.4	22.5	9,823.9	65	1,725

Note: /1 Sold energy predicted by CDE-SOPRELEC

FORECAST (CASE-2)  
PROYECCION (CASO-2)

Year	Energy /1 Sold (Gwh)	Energy Loss (Gwh) (%)		Sending End Energy (Gwh)	Local Factor (%)	Maximum Demand (MW)
1983	2,619.8	988.7	27.4	3,608.5	65	634
1984	2,895.5	1,060.1	26.8	3,955.6	65	695
1985	3,200.4	1,136.2	26.2	4,336.6	65	762
1986	3,537.2	1,217.1	25.6	4,754.3	65	835
1987	3,909.7	1,303.2	25.0	5,212.9	65	916
1988	4,321.2	1,402.2	24.5	5,723.4	65	1,005
1989	4,776.1	1,508.2	24.0	6,284.3	65	1,104
1990	5,278.9	1,621.6	23.5	6,900.5	65	1,212
1991	5,834.7	1,742.8	23.0	7,577.5	65	1,331
1992	6,448.9	1,872.3	22.5	8,321.2	65	1,461

Note: /1 Estimated on the basis of regression analysis on the trend in 1970-81.

表2-07 发 电 量

Power Station	Installed Capacity (MW)		Sending End Energy (GWh)	
	Rated	Firm	1981	1982
<b>HYDRO</b>				
(CDE) Las Damas	7.5	5.0	35.9	45.9
Constanza	0.25	0.2	0.8	0.5
Subtotal	<u>7.75</u>	<u>5.2</u>	<u>36.7</u>	<u>46.4</u>
(State) Tavera	40 x 2	33.0	248.0	108.5
Valdesia	27 x 2	36.0	119.5	68.1
Rincon	10.1	6.0	35.8	18.6
Sabana Yegua	13.0	5.7	53.1	34.4
Sabaneta	7.5	2.1	19.1	35.1
Subtotal	<u>164.6</u>	<u>82.8</u>	<u>475.5</u>	<u>264.7</u>
Total HYDRO	<u>172.4</u> (19.0%)	<u>88.0</u> (14.7%)	<u>512.2</u> (18.4%)	<u>311.1</u> (10.9%)
<b>STEAM</b>				
Haina	54 x 2 84.9 x 3	255.9	1,384.4	1,456.5
Santo Domingo	12.6 x 2 26.5 x 1	38.4	293.9	278.2
Puerto Plata	27.6 36.8	34.4	123.1	39.7
Total STEAM	<u>478.8</u> (52.8%)	<u>328.7</u> (54.8%)	<u>1,801.4</u> (64.6%)	<u>1,777.5</u> (62.6%)
<b>GAS</b>				
Los Minas	35 x 2	50.2	126.8	195.7
Timbeque	21.1	14.2	17.0	40.9
S.P. Macoris	28.3	17.9	90.8	2.4
Weber	20.0	4.8	13.5	16.9
Barahona	28.3	14.8	25.3	24.1
Total GAS	<u>167.7</u> (18.5%)	<u>101.9</u> (17.0%)	<u>273.5</u> (9.8%)	<u>280.0</u> (9.9%)
<b>DIESEL</b>				
Santiago (3)	6.0	1.8		
Constanza (4)	2.45	1.1		
Pedernales	1.45	0.4		
Total DIESEL	<u>9.9</u> (1.1%)	<u>3.3</u> (0.6%)	<u>6.6</u> (0.2%)	<u>6.4</u> (0.2%)
(Falconbridge)	<u>78.0</u> (8.6%)	<u>78.0</u> (13.0%)	<u>192.9</u> (6.9%)	<u>466.1</u> (16.4%)
<b>TOTAL</b>	<u>906.8</u>	<u>599.9</u>	<u>2,786.6</u>	<u>2,841.1</u>

Source: CDE, Monthly Production Record

表3-01 ロスケマドス地区流量

Unit: m<sup>3</sup>/s

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	MEAN
1969	19.41	9.52	7.71	25.12	30.30	13.49	9.86	9.87	13.88	14.44	33.02	23.15	17.51
1970	9.52	11.03	10.51	6.35	34.95	28.19	16.10	21.61	24.18	23.37	41.11	56.91	23.74
1971	20.91	54.34	18.24	16.74	17.92	12.21	11.05	12.83	13.16	15.50	16.34	20.15	18.87
1972	20.06	12.08	20.41	14.32	17.88	19.93	20.41	25.42	22.10	30.24	12.74	35.72	21.03
1973	14.04	14.00	10.38	8.68	8.56	10.42	10.94	10.13	13.17	22.39	16.64	25.04	13.71
1974	27.59	25.32	28.53	18.89	14.14	10.04	7.17	25.99	31.39	34.41	14.23	15.24	21.07
1975	10.40	8.25	7.12	5.42	7.65	5.04	4.13	7.42	7.37	11.48	32.72	61.66	14.12
1976	13.75	21.85	24.15	38.32	46.08	18.93	52.22	56.33	64.97	53.64	15.30	17.43	35.33
1977	6.79	5.38	4.14	18.53	22.25	10.38	6.95	9.92	14.16	12.37	37.28	26.44	14.56
1978	18.85	9.55	8.38	23.50	18.37	11.16	8.91	15.26	10.93	8.26	9.13	10.20	12.72
MEAN	16.13	17.13	13.96	17.59	21.81	13.98	14.77	19.48	21.53	22.61	22.85	29.19	19.25

表3-02 流量变换系数

Station	Ratio of each Station to P.G. (Selected Data)	Ratio of each Station to L.Q.	Conversion Ratio (rounded)	C.A. Ratio	C.A. (km <sup>2</sup> )
T1-Site	0.037 (0.49)	0.036	0.04	0.043	15.7
T2-Site	0.037 (0.66)	0.036	0.04	0.039	14.3
T4-Site	-	0.095	0.10	0.087	32.5
Arr. Colorado	0.072 (0.81)	0.070	0.07	0.042	15.3
Arr. Colorado Weir Site (Plan A)	-	0.037	0.04	0.022	8.1
Arr. Colorado Weir Site (Plan B)	-	0.038	0.04	0.023	8.4
Confluence Colorado	0.224 (0.81)	0.217	0.22	0.170	62.9

L.Q. : Los Quemados (C.A. = 369 km<sup>2</sup>)  
P.G. : Piedra Gorda (C.A. = 358 km<sup>2</sup>)  
( ) : Correlation Coefficient (r)

表3-03 調查地域地質区分

Geologic Age		Formation	Lithology
Cenozoic	Quaternary	Alluvial deposit  (Unconformably)	Present river deposit Debris Middle & lower terracé deposit Upper terracé deposit
Mesozoic	Upper Cretaceous (Middle Albian) *1	Tireo formation  (Fault)	Limestone, Marl Andesite, Dacite, Tuff breccia, Limestone, Tuff, Sandstone, Slate, Chert
Age unknown	Pre-Middle Albian	Duarte Formation  *2 (Intrusion)	Amphibolite, Foliated diorite, Peridotite Green schist Gneiss
Age unknown	Pre-Middle Albian (?)	Plutonic igneous rocks	Coarse grained quartz diorite (Partly foliated)

Note: \*1 Uppermost of lower Cretaceous.

\*2 Relation is not necessarily confirmed.

表 8-01 財務的費用(エルトリートダム式第1発電所案ー  
ロスベカノス流れ込み式第2発電所案)

Unit: RD\$10<sup>3</sup>

Item	FC	LC	Total
1. General	1,507.6	1,234.4	2,742.0
2. Civil Works			
2.1 PS-1			
(1) Dam & Intake Weir	17,069.3	13,841.7	30,911.0
(2) Power Facilities	6,435.6	4,821.3	11,256.9
Sub-total (2.1)	23,504.9	18,663.0	42,167.9
2.2 PS-2			
(1) Intake Weir	1,603.6	1,700.3	3,303.9
(2) Power Facilities	3,503.8	2,680.3	6,184.1
Sub-total (2.2)	5,107.4	4,380.6	9,488.0
Sub-Total (2)	28,612.3	23,043.6	51,655.9
3. Building Works			
3.1 PS-1	123.9	68.3	192.2
3.2 PS-2	123.9	68.3	192.2
Sub-Total (3)	247.8	136.6	384.4
4. Metal Works			
4.1 PS-1	656.2	393.5	1,049.7
4.2 PS-2	1,561.0	649.7	2,210.7
Sub-Total (4)	2,217.2	1,043.2	3,260.4
5. Generating Equipment and Transmission Line			
5.1 PS-1	2,771.5	254.6	3,026.1
5.2 PS-2	2,758.0	225.2	2,983.2
Sub-Total (5)	5,529.5	479.8	6,009.3
6. Road Construction	1,535.1	1,645.5	3,180.6
7. Land Acquisition	0.0	676.3	676.3
8. Engineering Service and Administration	2,973.6	2,119.5	5,093.1
9. Physical Contingency	4,262.2	3,037.9	7,300.1
Total (1-9)	<u>46,885.3</u>	<u>33,416.8</u>	<u>80,302.1</u>
10. Price Contingency	13,011.9	12,796.1	25,808.0
TOTAL (1-10)	<u>59,897.2</u>	<u>46,212.9</u>	<u>106,110.1</u>

表 8-02 財務的費用(エルトリート流れ込み式第1発電所案ー  
ロスベガノス流れ込み式第2発電所案)

Unit: RPS10<sup>3</sup>

Item	FC	IC	Total
1. General	680.4	579.2	1,259.6
2. Civil Works			
2.1 PS-1			
(1) Intake Weir	1,826.1	1,954.9	3,781.0
(2) Power Facilities	5,890.6	4,413.0	10,303.6
Sub-total (2.1)	7,716.7	6,367.9	14,084.6
2.2 PS-2			
(1) Intake Weir	1,359.3	1,422.0	2,781.3
(2) Power Facilities	3,467.5	2,652.9	6,120.4
Sub-total (2.2)	4,826.8	4,074.9	8,901.7
Sub-Total (2)	12,543.5	10,442.8	22,986.3
3. Building Works			
3.1 PS-1	123.9	68.3	192.2
3.2 PS-2	123.9	68.3	192.2
Sub-Total (3)	247.8	136.6	384.4
4. Metal Works			
4.1 PS-1	1,299.5	549.5	1,849.0
4.2 PS-2	1,412.2	580.5	1,992.7
Sub-Total (4)	2,711.7	1,130.0	3,841.7
5. Generating Equipment and Transmission Line			
5.1 PS-1	2,427.2	213.9	2,641.1
5.2 PS-2	2,588.8	211.5	2,800.3
Sub-Total (5)	5,016.0	425.4	5,441.4
6. Road Construction	1,063.9	1,138.9	2,202.8
7. Land Acquisition		243.2	243.2
8. Engineering Service and Administration	2,226.3	1,409.6	3,635.9
9. Physical Contingency	2,448.8	1,550.8	3,999.6
Total	26,938.4	17,056.5	43,994.9
10. Price Contingency	6,852.4	6,261.4	13,113.8
TOTAL	33,790.8	23,317.9	57,108.7

表 8-03 財務的費用(ピノデユナ流れ込み式第1発電所案-  
ロスベガノス流れ込み式第2発電所案)

Item	Unit: RD\$10 <sup>3</sup>		
	FC	LC	Total
1. General	598.5	509.9	1,108.4
2. Civil Works			
2.1 PS-1			
(1) Intake Weir	1,073.1	1,113.6	2,191.7
(2) Power Facilities	5,116.0	3,844.4	8,960.4
Sub-total (2.1)	6,189.1	4,963.0	11,152.1
2.2 PS-2			
(1) Intake Weir	1,359.2	1,422.1	2,781.3
(2) Power Facilities	3,467.1	2,672.8	6,139.9
Sub-total (2.2)	4,826.3	4,094.9	8,921.2
Sub-Total (2)	11,015.4	9,057.9	20,073.3
3. Building Works			
3.1 PS-1	123.9	68.3	192.2
3.2 PS-2	123.9	68.3	192.2
Sub-Total (3)	247.8	136.6	384.4
4. Metal Works			
4.1 PS-1	1,299.5	549.5	1,849.0
4.2 PS-2	1,412.2	580.5	1,992.7
Sub-Total (4)	2,711.7	1,130.0	3,841.7
5. Generating Equipment and Transmission Line			
5.1 PS-1	2,312.5	200.7	2,513.2
5.2 PS-2	2,588.8	211.5	2,800.3
Sub-Total (5)	4,901.3	412.2	5,313.5
6. Road Construction	1,063.9	1,138.9	2,202.8
7. Land Acquisition	0.0	152.1	152.1
8. Engineering Service and Administration	1,995.1	1,257.8	3,252.9
9. Physical Contingency	2,194.6	1,383.6	3,578.2
Total	<u>24,728.3</u>	<u>15,179.0</u>	<u>39,907.3</u>
10. Price Contingency	6,144.1	5,426.4	11,570.5
TOTAL	<u>30,872.4</u>	<u>20,605.4</u>	<u>51,477.8</u>

表 9-01 経済的内部収益率(エルトリートダム式第1発電所案)  
ロスベカノス流れ込み式第2発電所案)

Unit: RDS10<sup>3</sup>

Year	Costs/1			Benefit/2					Surplus	
	Capital			Capacity Value	Primary Energy	Secondary Energy	Fixed O & M	Variable O & M		Total
	F.C.	I.C.	O & M Total							
1	2,158.4	1,380.2	3,538.6							-3,538.6
2	4,906.7	1,868.6	6,775.3							-6,775.3
3	12,788.5	5,453.4	18,241.9							-18,241.9
4	22,537.4	7,941.8	30,479.2	5,227.5	1,536.6	698.3	50.8	62.9	5,227.5	-25,251.7
5	24,435.0	8,953.5	33,520.4	5,227.5	4,878.0	1,880.4	161.1	183.3	7,102.8	-25,944.3
6	8,617.3	4,488.7	13,501.7		6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	9,508.6	-6,398.9
7-20			527.7		6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	14,213.3	8,980.9
21-22			527.7	4,704.7	6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	9,508.6	13,685.6
23-36			527.7		6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	9,508.6	8,980.9
37	1,470.9		1,998.6		6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	9,508.6	7,510.0
38	1,167.3		1,695.0		6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	14,213.3	12,518.3
39	5,883.5	419.0	6,830.2	4,704.7	6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	14,213.3	7,383.1
40	4,669.4	563.8	5,760.9	4,704.7	6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	9,508.6	3,747.7
41		476.1	1,003.8		6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	9,508.6	8,504.8
42-50			527.7		6,682.9	2,364.3	220.6	240.8	9,508.6	8,980.9

Economic Internal Rate of Return: 8.7%

Note: 1: Refer to Table I-09 (1)

2: Refer to Table I-19

表 9-02 経済的内部収益率（エルトリート流れ込み式第1発電所案一  
ロスベガス流れ込み式第2発電所案）

Unit: RD\$10<sup>3</sup>

Year	Costs/1			Benefits/2				Surplus	
	Capital		O & M	Capacity Value	Primary Energy	Secondary Energy	Fixed O & M		Variable O & M
	F.C.	L.C.							
1	1,359.2	844.0							-2,203.2
2	3,566.2	1,136.1							-4,702.3
3	7,095.1	2,595.2							-9,690.3
4	21,018.7	4,776.5		4,078.0				4,078.0	-21,717.2
5	7,999.9	4,577.5	73.1	4,078.0	1,393.3	581.9	44.5	6,091.0	-6,559.5
6	2,062.6	1,421.7	219.2		3,902.4	1,681.3	130.5	5,869.4	2,165.9
7-20			292.3		5,138.2	2,198.9	172.1	7,712.7	7,420.5
21-22			292.3	3,670.2	5,138.2	2,198.9	172.1	11,382.9	11,090.6
23-36			292.3		5,138.2	2,198.9	172.1	7,712.7	7,420.5
37	1,112.8		292.3		5,138.2	2,198.9	172.1	7,712.7	6,307.7
38	1,112.8		292.3		5,138.2	2,198.9	172.1	11,382.9	9,977.8
39	8,902.3	326.0	292.3	3,670.2	5,138.2	2,198.9	172.1	11,382.9	1,862.3
40		595.4	292.3		5,138.2	2,198.9	172.1	7,712.7	6,825.1
41		338.7	292.3		5,138.2	2,198.9	172.1	7,712.7	7,081.5
42-50			292.3		5,138.2	2,198.9	172.1	7,712.7	7,420.5

Economic Internal Rate of Return: 12.9%

Note: /1: Refer to Table I-09 (2)

/2: Refer to Table I-20

表 9-03 経済的内部収益率(ビノテユナ流れ込み式第1発電所案-  
 オスベガノス流れ込み式第2発電所案)

Unit: RD\$10<sup>3</sup>

Year	Costs/1			Total	Capacity Value	Benefit/2			Total	Surplus		
	Capital		O & M			Primary Energy	Secondary Energy	Fixed O & M			Variable O & M	
	F.C.	L.C.						O & M				O & M
1	1,322.5	814.2		2,136.7						-2,136.7		
2	3,429.4	1,092.8		4,522.2						-4,522.2		
3	6,959.5	2,516.6		9,476.1						-9,476.1		
4	19,849.4	4,384.6		24,234.0	3,831.7				3,831.7	-20,402.3		
5	7,061.3	4,044.1	67.0	11,172.4	3,831.7	1,333.3	581.9	44.5	53.4	-5,327.7		
6	943.0	853.9	199.7	1,996.6		3,699.2	1,583.3	125.3	146.6	3,558.2		
7-20			266.3	266.3	3,448.5	4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	7,082.7		
21-22			266.3	266.3		4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	7,082.7		
23-36			266.3	266.3		4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	7,082.7		
37	1,105.0		266.3	1,371.3		4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	9,159.9		
38	1,105.0		266.3	1,371.3	3,448.5	4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	1,108.8		
39	8,839.3	316.8	266.3	9,422.4	3,448.5	4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	6,223.5		
40		592.9	266.3	859.2		4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	6,472.4		
41		344.0	266.3	610.3		4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	6,816.4		
42-50			266.3	266.3		4,731.7	2,002.9	161.7	186.4	7,082.7		

Economic Internal Rate of Return: 12.8%

Note: 1: Refer to Table I-09 (3)  
 2: Refer to Table I-21

表 10 - 01 財務的内部収益率(エルトリートダム式第1発電所案 -  
ロスベガノス流れ込み式第2発電所案)

Unit: RD\$10<sup>3</sup>

Year	Cost				Total Cost	Revenue			Surplus
	Capital/ Cost (FC)	Replace. Cost (LC)	O&M Cost	Ener. Sales Cost		Primary Energy	Second- ary Ener.	Total Benefits	
1	1,434.4	1,660.8			3,095.2				-3,095.2
2	3,445.7	2,438.0			5,883.7				-5,883.7
3	9,519.6	7,650.6			17,170.2				-17,170.2
4	17,783.1	12,024.4			29,807.5				-29,807.5
5	20,074.3	14,617.5	132.6	607.5	35,431.9	1,222.9	1,475.2	2,698.1	-32,733.8
6	7,639.9	7,822.0	397.9	1,768.5	17,628.3	3,882.2	3,972.8	7,855.0	-9,773.3
7-36			530.6	2,322.1	2,852.7	5,318.6	4,995.1	10,313.7	7,461.0
37	1,032.8		530.6	2,322.1	3,885.5	5,318.6	4,995.1	10,313.7	6,428.2
38	868.9		530.6	2,322.1	3,721.6	5,318.6	4,995.1	10,313.7	6,592.1
39	4,642.4	633.4	530.6	2,322.1	8,128.5	5,318.6	4,995.1	10,313.7	2,185.2
40	3,905.6	920.5	530.6	2,322.1	7,678.8	5,318.6	4,995.1	10,313.7	2,634.9
41		839.3	530.6	2,322.1	3,692.0	5,318.6	4,995.1	10,313.7	6,621.7
42-50			530.6	2,322.1	2,852.7	5,318.6	4,995.1	10,313.7	7,461.0

Financial Internal Rate of Return: 6.1%

表 10 - 02 経済的内部収益率(エルトリート流れ込み式第 1 発電所案 -  
ロスベガノス流れ込み式第 2 発電所案)

Unit: RD\$10<sup>3</sup>

Year	Costs			Revenue			Surplus		
	Capital/Replace. Cost (FC)	Cost (LC)	O&M Cost	Ener. Sales Cost	Total Costs	Primary Energy		Second- ary Ener. Benefits	Total Benefits
1	900.4	1,012.8			1,913.2				-1,913.2
2	2,504.4	1,472.3			3,976.7				-3,976.7
3	5,281.5	3,632.4			8,913.9				-8,913.9
4	16,584.7	7,220.5			23,805.2				-23,805.2
5	6,691.1	7,473.2	71.4	515.7	14,751.4	1,285.6	1,429.4	2,715.0	-12,036.4
6	1,828.7	2,506.7	214.2	1,499.0	6,064.4	3,958.3	4,465.8	8,424.2	2,359.8
7-36			285.5	1,966.6	2,252.1	4,089.3	4,645.7	8,735.0	6,482.9
37	979.1		285.5	1,966.6	3,231.2	4,089.3	4,645.7	8,735.0	5,503.8
38	966.7		285.5	1,966.6	3,218.8	4,089.3	4,645.7	8,735.0	5,516.2
39	8,499.4	596.2	285.5	1,966.6	11,347.7	4,089.3	4,645.7	8,735.0	-2,612.7
40		1,176.3	285.5	1,966.6	3,428.4	4,089.3	4,645.7	8,735.0	5,306.6
41		722.5	285.5	1,966.6	2,974.6	4,089.3	4,645.7	8,735.0	5,760.4
42-50			285.5	1,966.6	2,252.1	4,089.3	4,645.7	8,735.0	6,482.9

Financial Internal Rate of Return: 10.1%

表 10 - 03 財務的内部収益率(ビノデュナ流れ込み式第1発電所案 -  
 ロスバガノス流れ込み式第2発電所案)

Unit: RD\$10<sup>3</sup>

Year	Cost				Total Cost	Revenue			Surplus
	Capital/Replac. Cost(FC)	Cost(IC)	O&M Cost	Ener. Sales Cost		Primary Energy	Second- ary Ener.	Total Benefits	
1	876.2	976.6			1,852.8				-1,852.8
2	2,408.3	1,416.2			3,824.5				-3,824.5
3	5,180.6	3,522.4			8,703.0				-8,703.0
4	15,665.1	6,579.4			22,244.5				-22,244.5
5	5,906.1	6,605.1	60.7	515.7	13,087.6	1,069.1	1,229.4	2,290.5	-10,797.1
6	836.0	1,505.7	182.1	1,416.0	3,939.8	2,944.0	3,345.2	6,289.2	2,349.4
7-36			242.8	1,800.5	2,043.4	3,765.8	4,231.6	7,997.4	5,954.1
37	979.1		242.8	1,800.5	3,022.4	3,765.8	4,231.6	7,997.4	4,975.0
38	952.5		242.8	1,800.5	2,995.8	3,765.8	4,231.6	7,997.4	5,001.6
39	8,439.5	596.2	242.8	1,800.5	11,079.0	3,765.8	4,231.6	7,997.4	-3,080.7
40		1,172.2	242.8	1,800.5	3,215.5	3,765.8	4,231.6	7,997.4	4,781.3
41		713.7	242.8	1,800.5	2,757.0	3,765.8	4,231.6	7,997.4	5,240.3
42-50			242.8	1,800.5	2,043.3	3,765.8	4,231.6	7,997.4	5,954.1

Financial Internal Rate of Return: 10.1%

表 10-04 年度別投資額と借款返済能力(エルトリート流れ込み式第1発電所案-ロスバガノス流れ込み式第2発電所案, 利率年3.5%)

Unit: RD\$10<sup>3</sup>

S. No.	Year	Income				Expenditure						O & M Cost	Gross Depreciation (1)	Surplus (11-12)	Cumulative Surplus	
		Int'l Loan for Const. Work/1	Govt. Bond/2	For Const. Work	For Assoc. Cost	Gross Income (1)	Const. Work P.C. Portion	Const. Work L.C. Portion	Assoc. Cost	Loan Repay. (3)	Int'l Loan for Govt. Bond Interest					Govt. Bond for Principal
1	1964	500.4	1,012.0			1,512.4	500.4	1,012.0					2,524.4		0	0
2	1965	1,504.4	1,012.0		101.3	4,018.0	1,504.4	1,012.0				161.3		4,018.0	0	0
3	1966	3,281.3	1,012.0	1,354.2	254.6	10,322.1	3,281.3	1,012.0	1,354.2			254.6		10,322.1	0	0
4	1967	16,544.7	1,012.0	1,012.0	763.2	26,455.9	16,544.7	1,012.0	1,012.0			763.2		26,455.9	0	0
5	1968	6,011.1	1,012.0		1,729.0	15,194.1	6,011.1	1,012.0				1,729.0		15,194.1	0	0
6	1969	1,012.0	1,012.0		431.0	3,299.0	1,012.0	1,012.0				431.0		3,299.0	0	0
7	1970					4,650.0								4,650.0	0	0
8	1971					0,735.0								0,735.0	0	0
9	1972					0,735.0								0,735.0	0	0
10	1973					0,735.0								0,735.0	0	0
11	1974					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	0	0
12	1975					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	0	0
13	1976					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	3,652.6	3,652.6
14	1977					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	5,387.1	5,387.1
15	1978					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	14,616.8	14,616.8
16	1979					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	20,243.9	20,243.9
17	1980					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	25,721.0	25,721.0
18	1981					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	31,230.1	31,230.1
19	1982					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	36,755.1	36,755.1
20	1983					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	42,272.2	42,272.2
21	1984					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	47,789.1	47,789.1
22	1985					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	53,304.5	53,304.5
23	1986					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	58,821.6	58,821.6
24	1987					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	64,340.7	64,340.7
25	1988					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	69,857.8	69,857.8
26	1989					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	75,374.9	75,374.9
27	1990					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	80,892.0	80,892.0
28	1991					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	86,409.1	86,409.1
29	1992					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	91,926.2	91,926.2
30	1993					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	97,443.3	97,443.3
31	1994					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	102,960.4	102,960.4
32	1995					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	108,477.5	108,477.5
33	1996					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	113,994.6	113,994.6
34	1997					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	119,511.7	119,511.7
35	1998					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	125,028.8	125,028.8
36	1999					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	130,545.9	130,545.9
37	2000					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	136,063.0	136,063.0
38	2001					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	141,580.1	141,580.1
39	2002					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	147,097.2	147,097.2
40	2003					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	152,614.3	152,614.3
41	2004					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	158,131.4	158,131.4
42	2005					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	163,648.5	163,648.5
43	2006					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	169,165.6	169,165.6
44	2007					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	174,682.7	174,682.7
45	2008					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	180,199.8	180,199.8
46	2009					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	185,716.9	185,716.9
47	2010					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	191,234.0	191,234.0
48	2011					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	196,751.1	196,751.1
49	2012					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	202,268.2	202,268.2
50	2013					0,735.0					2,932.4	655.1	1,466.2	0,735.0	207,785.3	207,785.3

(1) International Loan Interest : 3.5% Ann  
Grace period : 10 years  
Repayment period: 20 years

(2) Government Bond Interest : 16% Ann  
Repayment period: 15 years

(3) Amort of Interest and principal calculated by a capital recovery factor.

表 10-05 年度別投資額と借款返済能力(エルトリート流れ込み式第1発電所  
案-ロスバガノス流れ込み式第2発電所案, 利子率年8%)

Unit: RD\$10<sup>3</sup>

S. No.	Year	Income					Expenditures					O & M Cost	Gross Depreciation (1)	Surplus (11-12)	Cumulative Surplus				
		Inv't Cost for Const. Work/1	Govt. Bond/2	For Asst. Const. Work	For Interest	Power Revenue	Gross Income (3)	Const. Work P.C. Portion	L.C. Portion	Associated Cost	Loan Repayment/3					Govt. Bond For Interest	Govt. Bond For Principal		
1	1954	920.4	1,012.0				1,912.2	900.0	1,012.0					1,912.2	0	0			
2	1955	2,504.4	1,072.3		101.3		4,078.0	2,504.4	1,072.3				101.3	1,078.0	0	0			
3	1956	5,701.5	3,032.3	1,354.3	254.6		10,526.7	5,701.5	3,032.4	1,354.2			250.6	10,526.7	0	0			
4	1957	16,584.7	7,229.5	1,452.5	703.2		25,059.9	16,584.7	7,229.5	1,452.5			703.2	16,050.9	0	0			
5	1958	6,631.1	3,032.2		1,728.0		15,411.1	6,631.1	3,032.2				1,728.0	15,411.1	0	0			
6	1959	1,120.7	2,506.7		431.0	2,790.5	7,054.9	1,120.7	2,506.7				2,650.1	71.4	2,654.9	0	0		
7	1960					6,658.0	6,658.0						2,943.9	3,433.9	214.2	6,658.0	0	0	
8	1961					6,735.0	6,735.0						2,533.9	5,653.6	265.5	6,735.0	0	0	
9	1962					6,735.0	6,735.0						2,004.3	6,441.2	265.5	6,735.0	0	0	
10	1963					6,735.0	6,735.0						1,764.2	3,045.3	265.5	6,735.0	0	0	
11	1964					6,735.0	6,735.0						5,512.7	655.6	2,261.2	265.5	6,735.0	0	0
12	1965					6,735.0	6,735.0						5,512.7	427.5	2,509.2	265.5	6,735.0	0	0
13	1966					6,735.0	6,735.0						-5,512.7	176.6	1,766.6	265.5	2,169.0	257.2	290.2
14	1967					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	3,731.0
15	1968					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	6,667.0
16	1969					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	9,604.0
17	1970					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	12,541.0
18	1971					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	15,478.0
19	1972					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	18,415.0
20	1973					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	21,352.0
21	1974					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	24,289.0
22	1975					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	27,226.0
23	1976					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	30,163.0
24	1977					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	33,100.0
25	1978					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	36,037.0
26	1979					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	38,974.0
27	1980					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	41,911.0
28	1981					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	44,848.0
29	1982					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	47,785.0
30	1983					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	50,722.0
31	1984					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	53,659.0
32	1985					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	56,596.0
33	1986					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	59,533.0
34	1987					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	62,470.0
35	1988					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	65,407.0
36	1989					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	68,344.0
37	1990					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	71,281.0
38	1991					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	74,218.0
39	1992					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	77,155.0
40	1993					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	80,092.0
41	1994					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	83,029.0
42	1995					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	85,966.0
43	1996					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	88,903.0
44	1997					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	91,840.0
45	1998					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	94,777.0
46	1999					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	97,714.0
47	2000					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	100,651.0
48	2001					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	103,588.0
49	2002					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	106,525.0
50	2003					6,735.0	6,735.0						5,512.7			265.5	5,751.2	2,936.0	109,462.0

(1) International loan: Interest 0.6% Annua  
Grace period 0 10 years  
Repayment period: 20 years

(2) Government Bonds Interest 0.4% Annua  
Repayment period: 15 years

(3) Repayment of interest and principal calculated by a capital recovery factor.

