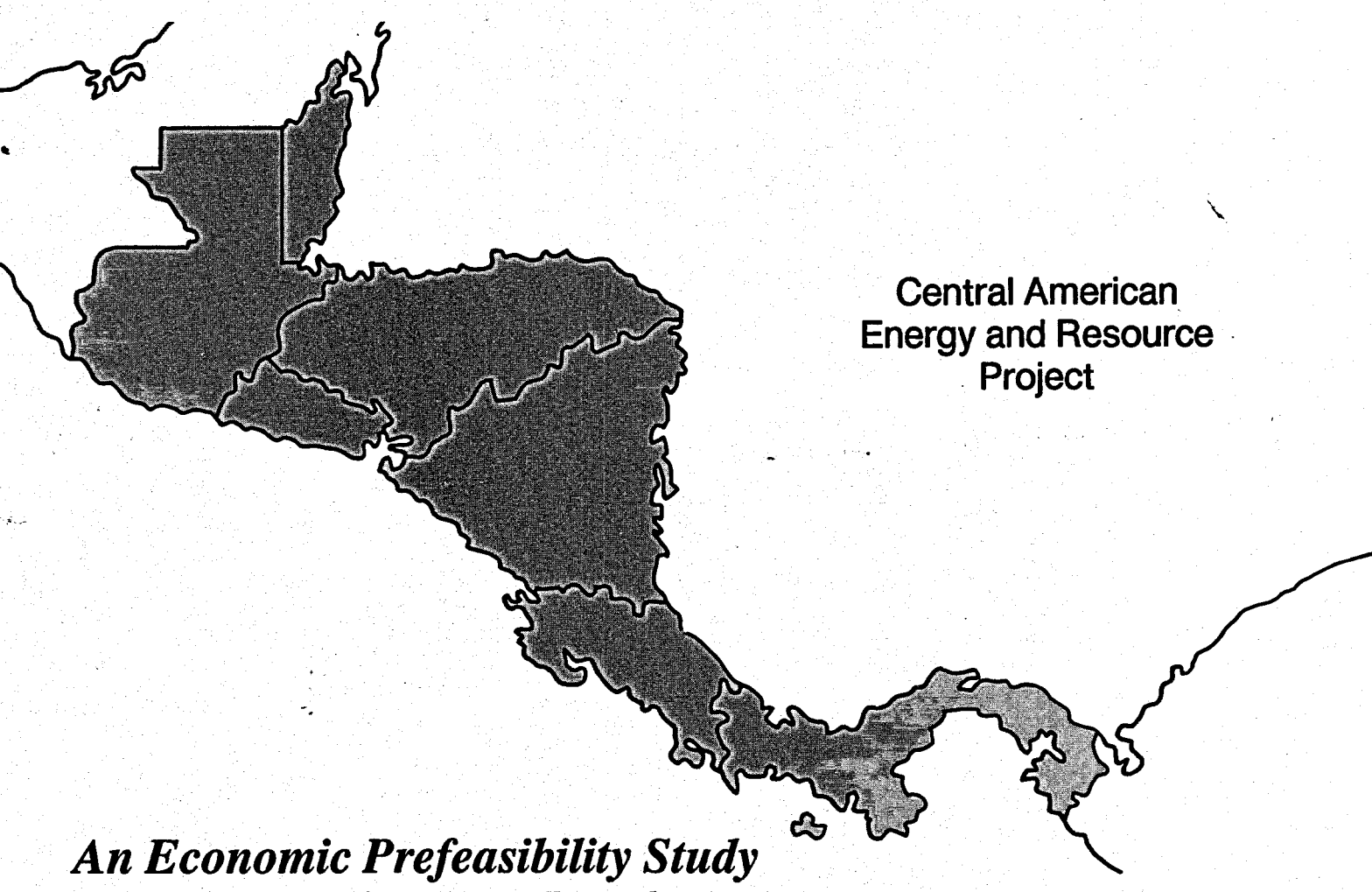
LA-11550-MS

Received for copy
OCT 19 1989

Los Alamos National Laboratory is operated by the University of California for the United States Department of Energy under contract W-7405-ENG-36.



Central American Energy and Resource Project

An Economic Prefeasibility Study of Geothermal Energy Development at Platanares, Honduras

DO NOT MICROFILM COVER

Los Alamos
Los Alamos National Laboratory
Los Alamos, New Mexico 87545

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED

DISCLAIMER

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency Thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

Edited by Wilmer Bunker, Group A-4

This work was supported by the U.S. Agency for International Development.

DO NOT MICROFILM
THIS PAGE

An Affirmative Action/Equal Opportunity Employer

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

LA-11550-MS

UC-000
Issued: September 1989

LA--11550-MS

DE90 001388

An Economic Prefeasibility Study of Geothermal Energy Development at Platanares, Honduras

Linda K. Trocki

DISCLAIMER

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED

Los Alamos National Laboratory
Los Alamos, New Mexico 87545

MASTER

EXECUTIVE SUMMARY

This study addresses the economic prefeasibility of developing the Platanares geothermal site in Honduras for electricity production. Three development options were considered based upon the scientific recommendations from the prefeasibility study: development of 10 MW of capacity in the shallow reservoir; development of the deep reservoir to produce from 20 to 110 MW of capacity; and development of both the shallow and the deep reservoirs to produce 30 MW or more of capacity. The 10-MW plant would consist of binary cycle generators operating on wells in the shallow reservoir that was discovered during the prefeasibility study.[1] The 20- through 110-MW plants would require development of the deeper reservoir that is expected to exist, based on inferences from the scientific studies performed during the prefeasibility study. These larger plants were expected to be similar to single flash plants in Central America and elsewhere.

The economic analysis entailed three steps. The first step computed an optimal expansion plan for Empresa Nacional de Energia Electrica (ENEE), based upon demand growth expectations and the characteristics of existing and alternative new plants. The dynamic optimization computer code, WASP-III,[2] was used to compute the expansion plans. A different optimal expansion plan was computed for each of the following sizes of geothermal fields: 10, 20, 30, 55, and 110 MW. ENEE's additional capacity needs during the study period (1988 through 2008) total approximately 700 to 800 MW. To satisfy these needs, several thermal plants and four hydroelectric plants were selected in the least-cost plans in addition to the geothermal plants allowed in each case. The geothermal alternative was always selected, often for installation as soon as it could be available (1991 for the 10-MW plant and 1995 for the larger plants.)

The second step in the analysis required that the geoscientists who performed the prefeasibility study estimate the probability of the magnitude of various parameters that would affect how much electrical capacity the deep reservoir could support. Given their estimates, the probability of occurrence of various sized fields was determined. Based upon this exercise, we believe there is a 16% chance that the deep reservoir cannot support electric generation, a 38% chance that a 20-MW plant is possible, a 25% probability of a 30-MW plant; a 19% probability of a 55-MW plant, and a 2% chance of 110-MW plant.

Better estimates could be obtained by further study during the feasibility stage.

The third step involved computing the expected monetary benefit of geothermal energy development at Platanares. The difference in present value cost between the optimal expansion plan that does not contain a geothermal option and the ones that do is the cost savings that accrue from geothermal development. The cost savings from a 10-MW plant in the shallow reservoir are approximately $25.4 million.* The cost of flow test wells in the shallow reservoir that would need to be completed before the wellhead generators are ordered is expected to be about $4 million. This cost subtracted from the expected benefit results in net savings of $21.4 million.

The expected monetary benefit of the deep reservoir equals the weighted sum of the benefits from each possible size of plant. The weights applied are the probabilities of occurrence of the various size fields stated above. The expected monetary value of development of the deep reservoir from cost savings is $42.4 million. When the present value cost of a test-for-discovery well to confirm the presence of the deep reservoir and to perform the feasibility study are subtracted from these savings, the net benefits equal approximately $29 million.

Based upon the results of the economic prefeasibility study, the development of the shallow reservoir, and the completion of discovery wells and the feasibility study are recommended from an economic point of view. Geothermal development at Platanares is expected to save ENEE approximately $30 million in electricity production expenses between the date of its installation and the year 2008.

---

* All costs are present value 1987 US dollars. A real discount rate of 12% was applied.

AN ECONOMIC PREFEASIBILITY STUDY OF GEOTHERMAL ENERGY DEVELOPMENT AT PLATANARES, HONDURAS

by

Linda K. Trocki

ABSTRACT

The expected economic benefits from development of a geothermal power plant at Platanares in the Department of Copan, Honduras are evaluated in this report. The economic benefits of geothermal plants ranging in size from a 10-MW plant in the shallow reservoir to a 20-, 30-, 55-, or 110-MW plant in the assumed deeper reservoir were measured by computing optimal expansion plans for each size of geothermal plant. Savings are computed as the difference in present value cost between a plan that contains no geothermal plant and one that does. Present value savings in millions of 1987 dollars range from $25 million for the 10-MW plant to $110 million for the 110-MW plant--savings of 6% to 25% over the time period 1988 through 2008.

The existence of the shallow reservoir is relatively well-characterized, and much indirect scientific evidence indicates the existence of the deeper reservoir. Based on probability distributions estimated by geologists of temperature, areal extent, depth, and porosity, the expected size of power plant that the deep reservoir can support was estimated with the following results: 0 MW--16% (i.e., there is a 16% chance that the deep reservoir will not support a power plant); 20 MW--38%; 30 MW--25%; 55 MW--19%; and 110 MW--2%. When the cost savings from each size of plant are weighted by the probability that the reservoir will support a plant of that size, the expected monetary value of the deep reservoir can be computed. It is $42 million in present value 1987 dollars--a cost savings of 10%. The expected savings from the 10-MW plant in the shallow reservoir are expected to be close to the computed value of $25 million, i.e., the probability that the shallow reservoir can support the plant is high.

I. INTRODUCTION

In the course of a geothermal resource assessment of Honduras, geoscientists from the Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), Los Alamos National Laboratory (Los Alamos), and the U.S. Geological Survey (USGS) confirmed the potential for development of geothermal resources at the Platanares site in the Department of Copán, Honduras. They also confirmed that the San Ignacio and Azacualpa sites have potential for geothermal energy development (Fig. 1). Because the Platanares site offered the highest potential for geothermal resources large enough and hot enough to be developed for electricity generation, scientific efforts focused on completing a prefeasibility study of the Platanares site. The scientific recommendations appear in a report by the Los Alamos/USGS Assessment Team.[1]

During the exploration of the Platanares site, existence of a shallow reservoir was proven by drilling. Two of the three exploration core holes intersected a shallow reservoir. Temperatures of 160°C or more were observed at depths of 650 m or more.[1]

The main purpose of this study is to determine the economic prefeasibility of developing the deeper, 225°-240°C reservoir indicated to exist at depths of 1.2 to 1.5 km and to determine the benefits of early development of a 10-MW plant in the shallow reservoir.

Because the size of the deeper reservoir cannot be measured until the feasibility study of the Platanares geothermal field is completed, the economic benefits of geothermal energy development were determined parametrically; that is, first, optimal expansion plans were computed based on the assumptions that the deeper reservoir may support a 20-, 30-, 55-, or 110-MW power plant. Second, the geoscientists involved in the field evaluation estimated the probability of the temperature, surface extent, thickness, and porosity of the host for the deeper reservoir, which would affect the size of the power plant that could be installed at Platanares. Third, when the cost savings from geothermal power plants of various sizes were weighted by the probability that the deeper reservoir can support a given size power plant and these weighted benefits were summed, an expected monetary value of the feasibility stage and geothermal energy development at Platanares was obtained.

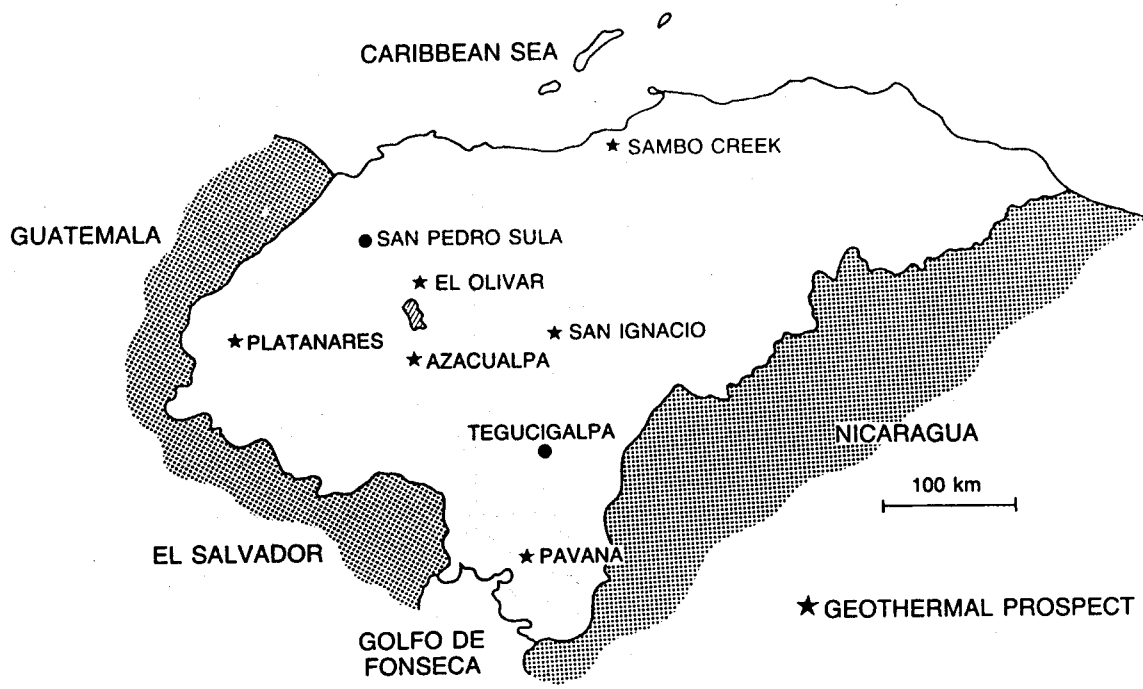


Fig. 1. Location of geothermal prospect areas in Honduras.

The studies were conducted using the Wien Automatic System Planning package, (WASP) Version III.[2] WASP is a dynamic optimization code that computes an optimal electric generating expansion plan, i.e., in the present study, the schedule and type of plants that should be installed by ENEE to minimize the present value cost of electricity generation for Honduras. The benefits of geothermal energy development at Platanares are measured as the difference in the present value cost between a plan that includes geothermal plants and plans that do not include geothermal plants.

Required data inputs to WASP include an estimate of growth in peak demand (Fig. 2); the characteristics of the load duration curve; the operating characteristics of existing thermal and hydroelectric plants; the characteristics of possible new hydroelectric, thermal, and geothermal plants; cost figures for fuel, operation and maintenance, and capital for all new plants; constraints on the expansion schedule (e.g., it is not possible to install the next large

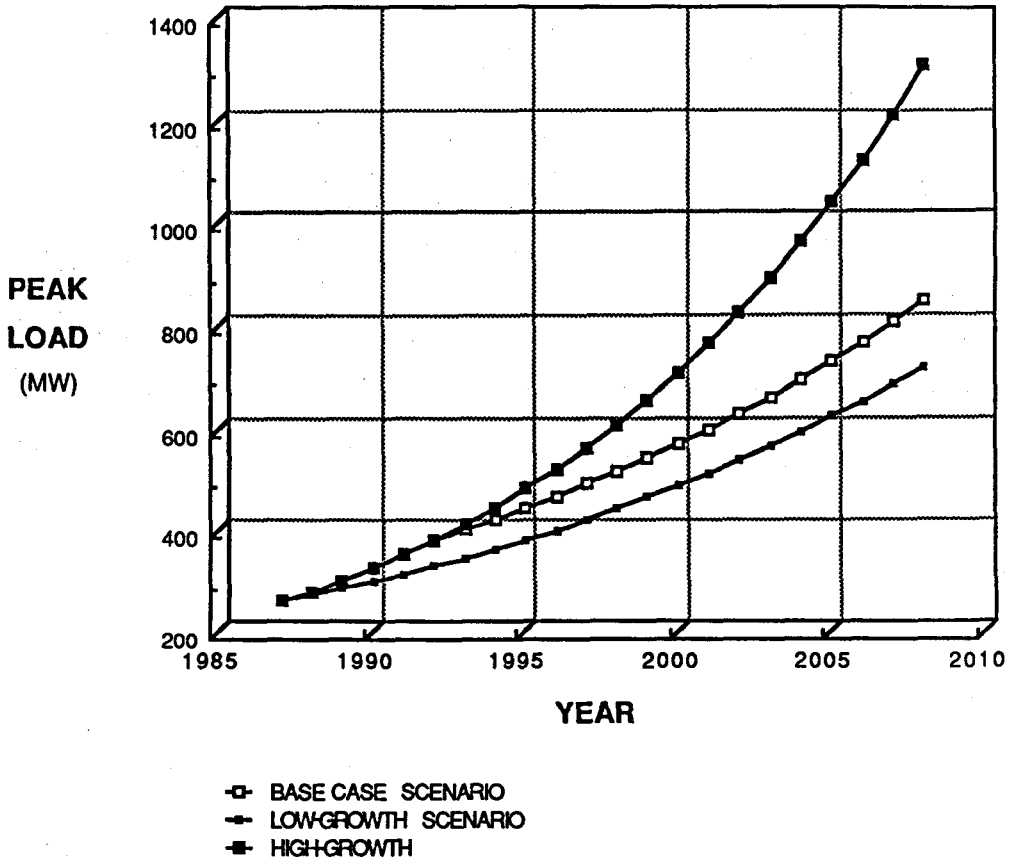


Fig. 2. Assumed growth in peak demand.

hydroelectric plant before 1995): and other data, such as the maximum acceptable loss of load probability.

Five possible sizes of geothermal fields were evaluated--10 MW in the shallow reservoir, plus 20, 30, 55, and 110 MW in the deeper reservoir. The evaluation period was 1988 through 2008. In addition to varying the sizes of the geothermal plants, sensitivity studies were performed by varying the following: loss of load probability, the level of demand growth, future oil prices, and the order of hydroelectric plant installation.

In this paper there is a discussion of the results in Section II, conclusions are presented in Section III, and a discussion of the input data appears in Appendixes A and B.

II. RESULTS

A. WASP Simulations--Base-Case Results

The optimal expansion plans determined by WASP appear in Table 1 (see data input discussion in Appendix A). These plans were computed for differing sizes of geothermal power plants. The plans list the plants that are called for in given years and include a total cost. The cost of the plans includes construction costs of any new plants selected in the plan, salvage values, operation and maintenance costs for existing and new plants, and the cost of unserved energy. All costs are expressed as present value costs in 1987 US dollars. Costs incurred in the future have been discounted to 1987 dollars using a 12% discount rate. For example, the capital cost of Naranjito, which would come on line in 1997 in Plan B is $185.3 million discounted over 10 years (1987 through 1996), equaling a present value of $59.7 million.

Benefits of the various plans are discussed below. Sensitivity studies are discussed in Section II.B. The plan that is most feasible (based upon what is known about the geothermal resource and its size) and the expected value of the outcome of the feasibility study are discussed in Section II.C.

The purpose of the WASP simulations is to determine if geothermal plants are selected in the optimal expansion plan and to measure the economic benefits of these geothermal plants. All "base case" plans are shown in Table 1, and Table 2 summarizes relevant data about these plans. These data are presented graphically in Figs. 3 and 4. "Base case" refers to simulations containing the data described in Appendix A in which the sizes of the geothermal plants are varied among the plans. An examination of the plans in Table 1 shows that geothermal plants are included in the optimal expansion plans. Their inclusion is one criteria used by a development bank to fund a feasibility study or development. In nearly all cases, the plants are selected in the first year it is technically feasible to install them (1991 for the 10-MW plant and 1995 for the other plants).

The large storage capacity provided by El Cajón and recent excess capacity allow ENEE to meet much of their peak demand with hydroelectric power from El

TABLE 1

OPTIMAL EXPANSION PLANS WITH VARYING AMOUNTS OF GEOTHERMAL POWER

"G-32" = 32-MW gas turbine, "G-50" = 50-MW gas turbine, "B-52"= 50-MW diesel generator, "GT" = geothermal plant, and proper names = hydroelectric plants.

	Plan A w/o GT	Plan B w/GT 10 MW	Plan C w/GT 20 MW	Plan D w/GT 30 MW	Plan E w/GT 55 MW	Plan F w/GT 110 MW	Plan G w/GT 120 MW
1988	---	---	---	---	---	---	---
1989	---	---	---	---	---	---	---
1990	G50	G32	G50	G32	G32	G32	G50
1991	---	GT 10 MW	---	G32	G32	G32	---
1992	G32	B52	G32	---	---	---	GT 10 MW
1993	G50	---	G50	B52	G50	650	G50
1994	---	G50	---	Cuyamel	---	---	Cuyamel
1995	Cuyamel	Cuyamel	GT 20 MW Cuyamel	GT 30 MW	GT 55 MW	GT 55 MW	GT 55 MW
1996	G50	---	---	---	Cuyamel	Cuyamel	---
1997	---	Naranjito	Naranjito	Naranjito	G32	G32	GT 55 MW
1998	Naranjito	---	G32 (2)	---	---	GT 55 MW	---
1999	G32	G50	G32	G50	Naranjito	---	---
2000	---	G50	---	G50	G50	Naranjito	Naranjito
2001	---	---	G50	---	---	---	---
2002	B52	Remolino	Remolino	Remolino	Remolino	---	---
2003	Remolino	G32 (2)	G50	G32 (2)	G50	Remolino, G50	Remolino
2004	G50	G32	B52	G50	G50	G50	G32
2005	G32	G32	---	---	---	---	G32
2006	G32	G50	---	G50	Cayetano	Cayetano	Cayetano
2007	G32	G32	Cayetano	G32	---	---	---
2008	Cayetano	Cayetano	---	Cayetano	G32	G32	G32
Cost: (Present Value-- Millions of 1987 US dollars)	$419.7	$394.3	$385.0	$371.3	$341.4	$309.0	$294.7

TABLE 2

SUMMARY OF CAPACITY INSTALLATION AND COSTS OF OPTIMAL EXPANSION PLANS

	Capacity Installation (MW)						
	A	B	C	D	E	F	G
Capacity Requirements							
Thermal	442	442	378	410	328	278	260
Geothermal	0	10	20	30	55	110	120
Hydroelectric	323.1	323.1	323.1	323.1	323.1	323.1	323.1
Total	765.1	775.1	721.1	763.1	706.1	711.1	703.1

	Costs of Optimal Expansion Plans (1987 $K)						
Present Value Cumulative Cost							
Construction	-229,499	-249,868	-244,553	-251,467	-247,286	-254,952	-266,200
Salvage Value	+80,969	+84,367	+80,877	+84,757	+81,641	+85,904	+86,397
Operating Costs	-271,066	-228,779	-221,086	-205,435	-175,730	-139,913	-114,891
Unserved Energy Cost	-124	-151	-225	-119	0	0	0
Total	-419,720	-394,434	-384,987	-371,264	-341,375	-308,961	-294,694

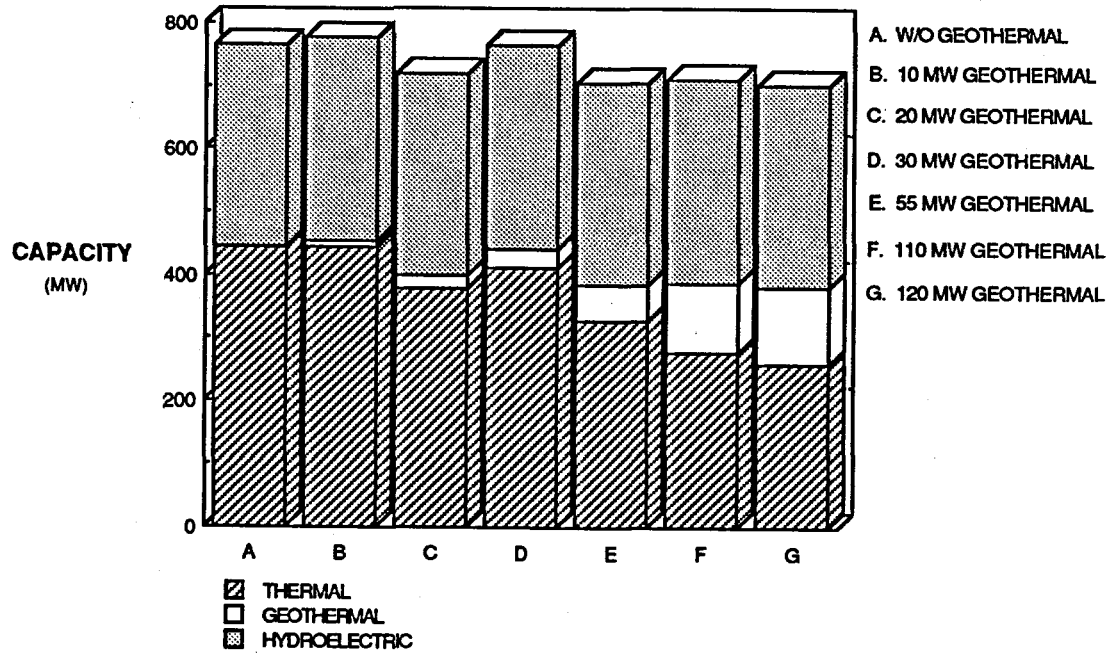


Fig. 3. Optimal expansion plans with varying amounts of geothermal power.

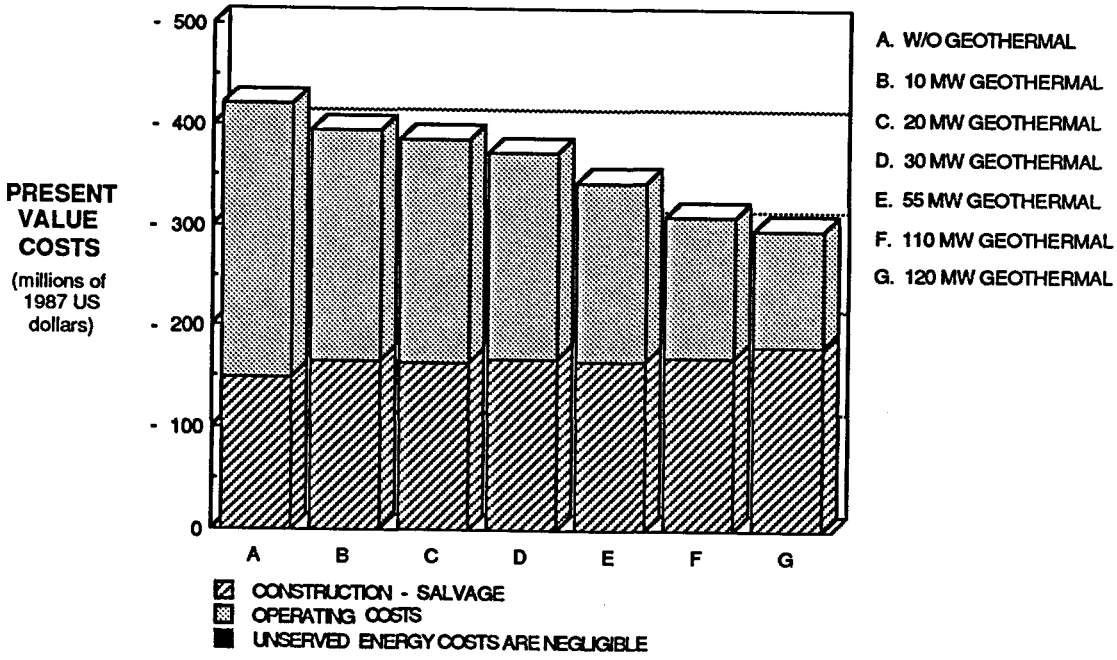


Fig. 4. Present value cost of optimal expansion plans with varying amounts of geothermal power.

Cajón. According to our simulation of the present system, the loss of load probability (LOLP) in 1988 is virtually zero. However, all of the expansion plans call for installation of a gas turbine in 1990 when the cost of unserved energy is $0.50/kWh and the LOLP is constrained to 0.55 percent in accordance with Inter-American Development Bank (IDB) recommendations. As part of the data input, it was specified that existing La Puerta and Miraflores thermal plants would be retired in 1990, so a thermal plant is required to replace these. To satisfy reliability constraints, the installation of a number of peaking thermal units are called for in all of the optimal plans. The results obtained by C. T. Main[7] also included several thermal plants.

All plans, A-G, in Table 1 call for the installation of the first four hydroelectric plants on the list of alternatives--Cuyamel (8.1 MW), Naranjito (72 MW), Remolino (125 MW), and Cayetano (118 MW)--sometime between 1995 and 2008. These four plants total 323.1 MW of hydroelectric capacity. The timing of installation of these plants varies from plan to plan, depending on the amount of geothermal capacity that is specified in the list of alternatives.

Plan A is the optimal solution if geothermal plants are not considered in the list of alternative plants. Regarding the selection of hydroelectric plants, Plan A calls for the installation of Cuyamel in 1995, Naranjito in 1998, Remolino in 2003 and Cayetano in 2008. Four 50-MW gas turbines, five 32-MW gas turbines and one 50-MW diesel were also selected in this plan. The total present value cost of the plan is $420 million.

The effect of introducing geothermal plants into the list of alternatives is a sizable reduction in the present value cost of electricity production in Honduras. Large savings in operating costs occur when geothermal plants are allowed in the system. Since geothermal plants are specified to operate at a high capacity factor during the dry season, their operation can substitute for some thermal generation, which is much more expensive. The geothermal plants substitute for thermal capacity, demonstrated by Table 2. Plan A, with no geothermal alternatives, calls for the installation of almost 450 MW of gas turbines between 1988 and 2008; Plan G, with the maximum amount of geothermal energy, calls for 260 MW of gas turbines. The present value operating costs decrease as the amount of geothermal capacity increases and the thermal capacity decreases, because the thermal plants are more expensive to operate.

The cost of unserved energy, in Table 2, depends on the amount of baseload geothermal energy that can complement hydroelectric generation during the dry

period and also upon the thermal peaking capacity that has been installed. The cost of unserved energy is minimal in all plans because the loss of load probability was constrained to 0.55%, or the equivalent of 2 days/yr.

The present value construction costs vary somewhat, depending on the composition and installation schedule of plants selected in the various expansion plans. The costs range from approximately $229 million in plan A to $266 million in Plan G.

The present value operating costs are by far the largest contributor to the reduction in total costs afforded by the installation of geothermal plants. In the plan without geothermal energy, Plan A, cumulative present value operating costs equal $271 million, and in the plan with the maximum amount of geothermal energy, Plan G, cumulative operating costs are reduced to $115 million.

From an economic point of view, construction of the 10-MW plant, which would operate at lower temperatures from fluids in the shallow reservoir, affords significant economic benefits. In the cases where the 10-MW plant is included as an option (Plans B and G), it is selected in the least cost solution in the first or second year in which it would be possible to install it--1991. Cost savings resulting from the 10-MW plant were determined by subtracting the cost of the plan that contains the 10-MW geothermal plant from the comparable plan that does not contain it--the cost of Plan A minus Plan B equals $25 million, and the cost of Plan F minus Plan G equals $14 million. The economic prefeasibility for development of the deeper reservoir (plants greater than 10 MW in this study) is addressed in Section II.C together with the estimate of the size of the geothermal resource.

B. Sensitivity Studies

The following parameters were varied to determine their effect on the results: loss of load probability; peak demand growth; oil prices; and the order of hydroelectric plant alternatives and their operating characteristics. Rather than varying these parameters together with the size of possible geothermal power plants, one size of geothermal power plant was selected as the base study. The size selected was the 20-MW plant, for reasons that will be discussed in Section II.C. The purpose of the sensitivity studies was to determine whether the geothermal plant would still be included in the optimal plan, and if so, whether there would be any delays in its installation. All sensitivity studies are compared with the base case for this section, Plan C in Tables 1 and 2 and Figs. 3 and 4, which includes the 20-MW geothermal plant.

1. Loss of Load Probability (LOLP). ENEE personnel have expressed some uncertainty regarding the determination of an acceptable LOLP. Relaxing the constraint on the LOLP results in an optimal solution with an LOLP that averages 1.2% after 1990, with a maximum value of 4.7%. A plan that allows a higher LOLP requires fewer thermal plants and calls for the installation of an additional hydroelectric plant--Raity-Cayetano (Table 3 and Fig. 5). Also, the scheduled addition of hydroelectric plants has been moved forward, and the 20-MW geothermal plant is installed one year later than in the base case. For example, Naranjito is selected for a 1995 installation rather than the 1997 installation called for in the base case. Although the construction costs and the cost of unserved energy are significantly higher, the operating costs of the plan with the unconstrained LOLP are far lower than the base case and result in a reduction of total present value costs of $28.7 million over the period 1988 through 2008 (Table 4 and Fig. 6). ENEE is advised that this plan does not meet IDB criteria that LOLP must be less than or equal to 0.55%. It is included here merely to demonstrate the cost of ensuring that the generating system meet reliability constraints.

2. Demand Growth. Changes in the rate of peak demand growth of course exert a big influence over the selection of an optimal plan. Two sensitivity studies were performed--one for a low demand case in which demand increases by 5%/yr from 1987 and one for high demand in which peak demand increases at an average rate of 8%/yr. The effects of the low-demand scenario are discussed first and followed by a discussion of the high-demand scenario.

In the low demand growth scenario, resulting peak demand in 2008 is reduced to 716 MW from a level of 844 MW in the base case (Table A.1 and Fig. 1). The simulation of the low-demand scenario calls for the installation of a total of approximately 570 MW of new capacity between 1990 and 2008--almost 200 MW less than the base case (Table 4). The installation of many plants called for in the base case is delayed by two to six years in the low demand case. Installation of the 20-MW geothermal plant is delayed from 1995 until 1998. One less hydroelectric plant is selected; i.e., Cayetano is not selected in the lower demand optimum plan for installation before 2008. The reduction in cumulative capacity of the thermal plants is 10%. The present value cost of the low demand case is $243 million, or 37% less than the base case.

TABLE 3

OPTIMAL EXPANSION PLANS FOR SENSITIVITY STUDIES

"G-32" = 32-MW gas turbine, "G-50" = 50-MW gas turbine, "D-52"= 50-MW diesel generator, "GT" = geothermal plant, and proper names = hydroelectric plants.

Year	Plan C Base Case	Loss of Load Probability Unrestricted	Demand Growth Lower	Demand Growth Higher	Higher Oil Prices	Hydroelectric Plants Remolino Regulated	Hydroelectric Plants Plant Order Altered
1988	---	---	---	---	---	---	---
1989	---	---	---	---	---	---	---
1990	G50	---	---	G32	G50	G50	G32
1991	--	G50	---	G32	---	---	G32
1992	G32	---	G32	---	G32	G32	---
1993	G50	Cuyamel,G32	G32	G50	G50	G50	G50
1994	---	---	---	Cuyamel,G32	---	---	Cuyamel
1995	Cuyamel, GT 20 MW	Naranjito	G50	GT 20 MW	Cuyamel, GT 20 MW	Cuyamel, GT 20 MW	GT 20 MW
1996	---	GT 20 MW	---	Naranjito	---	---	G50
1997	Naranjito	G32	Cuyamel	G32	Naranjito	Naranjito	---
1998	---	---	GT 20 MW	G50	---	---	G32
1999	G32 (2)	G32 (2)	Naranjito	Remolino,G32	G50	G50	G32
2000	G32	---	G32	G50	G32	G32	G50
2001	---	Remolino	---	G50	G32	G50	---
2002	G50	---	G32	Cayetano	---	---	Remolino
2003	Remolino Naranjito	Cayetano	G50	Raity	G50, Remolino		Remolino
2004	G50	G50	G50	---	G32	---	G50
2005	D52	---	---	Sico-2	G50	Cayetano	D52
2006	---	---	Remolino	Sico-1	---	---	---
2007	Cayetano	Raity	G32	G32	Cayetano	G32	Cayetano
2008	---	---	G32	Cerro Malin	---	Raity	---
Cost (Present Value--Millions of 1987 US dollars)	$385.0	$356.2	$243.0	$546.4	$509.8	$375.7	$402.3

TABLE 4

SUMMARY OF CAPACITY INSTALLATION AND COSTS OF OPTIMAL EXPANSION PLANS FOR SENSITIVITY STUDY

	Capacity Installation (MW)						
	Plan C Base Case	Loss of Load Probability Unrestricted	Demand Growth Lower	Demand Growth Higher	Higher Oil Prices	Hydroelectric Plants: Remolino Regulated	Hydroelectric Plants: Plant Order Altered
Capacity Requirements							
Thermal	378	228	342	392	378	296	378
Geothermal	20	20	20	20	20	20	20
Hydroelectric	323.1	573.1	205.1	1010	323.1	573.1	323.1
Total	721.1	821.1	567.1	1422.1	721.1	889.1	721.1

	Costs of Optimal Expansion Plans (1987 $K)						
Present Value Cumulative Cost							
Construction	-244,533	-312,019	-148,590	-533,889	-246,183	-292,263	-221,183
Salvage Value	+80,817	+116,180	+49,878	+225,671	+81,263	+118,018	+80,846
Operating Costs	-221,086	-148,172	-144,082	-238,148	-344,774	-201,290	-261,800
Unreserved Energy Cost	-225	-12,219	-175	-85	-135	-135	-117
Total	-384,987	-356,231	-242,967	-546,449	-509,829	-375,670	-402,254

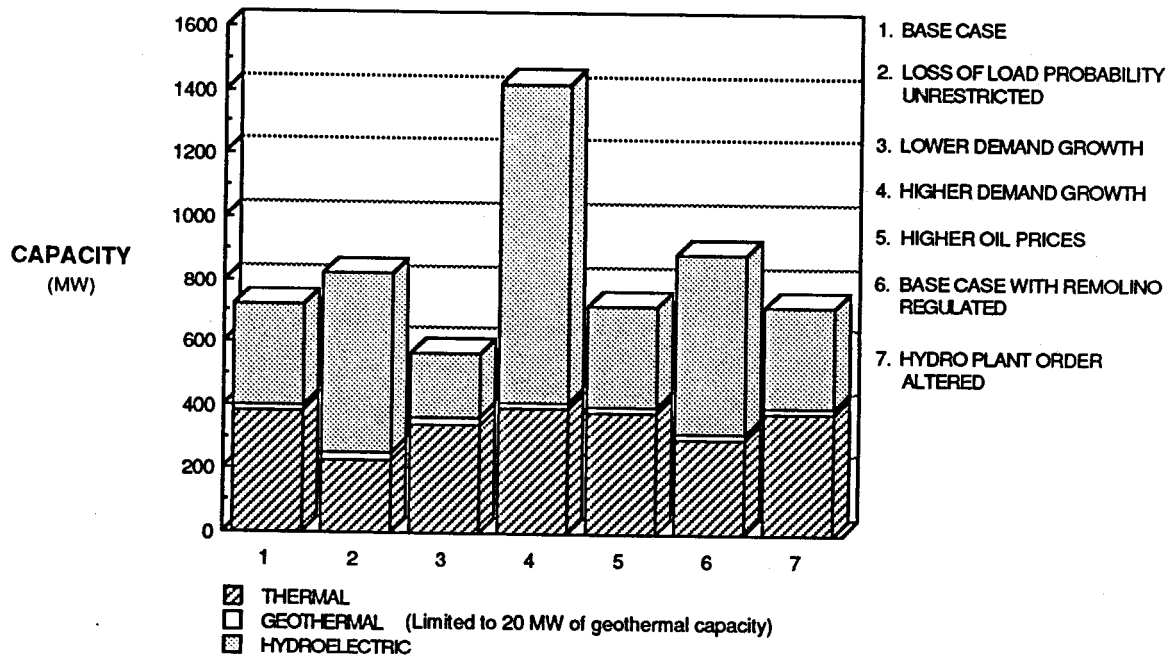


Fig. 5. Optimal expansion plans for sensitivity studies.

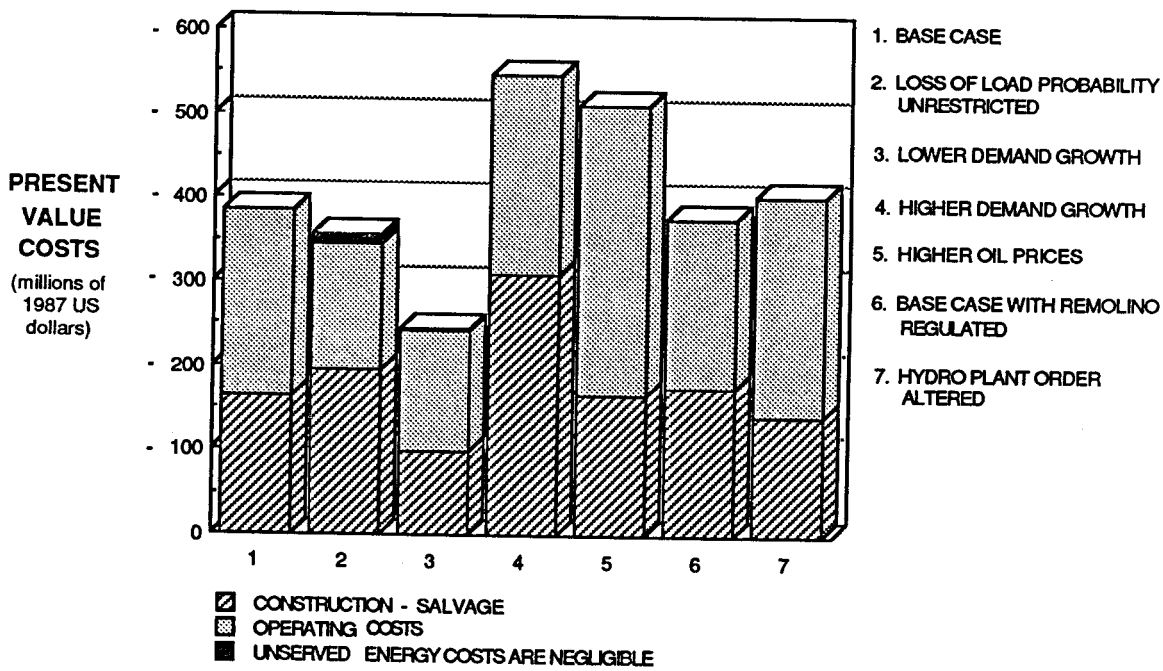


Fig. 6. Present value cost of optimal expansion plans for sensitivity studies.

In the high demand growth scenario, resulting peak load in 2008 is 1305 MW (Table A.1 and Fig. 1), approximately 50% higher than the base case. To satisfy this higher demand level, WASP selects four additional hydroelectric plants for installation--Raity in 2003, Sico-2 in 2005, Sico-1 in 2006, and Cerro Malín in 2008. The cumulative amount of thermal plants selected is somewhat higher than that in the base case. The 20-MW geothermal plant is selected in the first year in which it is available--1995. The present value cost of the plan is $546 million, approximately 42% higher than the base case. While construction costs are double those in the base case, operating costs are almost the same, owing to the large reliance on hydroelectric plants in the high demand case.

3. Oil Prices. In the base case, oil prices are assumed to remain constant. Another sensitivity study was performed with a variation of the base case to ascertain the effect of higher oil prices. In this case, real oil prices increased at a rate of 6.2%/yr between 1989 and 2000, in line with Energy Information Administration forecasts.[3] After 2000, oil prices remained constant. Only the foreign, i.e., the import cost, increased; the domestic cost, representing the difference between the import cost and the cost to ENEE, was assumed to remain constant. (The domestic cost component includes taxes, possible differences between locally refined diesel and imported diesel, and delivery costs.) The optimal installation plan is similar to that obtained in the base case; i.e., the increase in oil prices did not result in selection of fewer thermal plants nor did it call for more hydroelectric plants. However, the present value of the operating costs increased from $221 million to $345 million. This increase in operating costs caused a 32% increase in the total present value cost of the plan.

4. Characteristics of Hydroelectric Alternatives. The last two sensitivity studies presented in Tables 3 and 4 regard the allowable order of hydroelectic plant installation and the effect of upstream regulation of the proposed Remolino plant by El Cajón. All of the cases discussed so far in Section II specify the following order of installation of hydroelectric plants: Cuyamel, Naranjito, Remolino, Cayetano, Raity, Sico-2, Sico-1, and Cerro Malín. In all of the plans in Table 1, the first four of these hydroelectric plants were selected. In addition, in all of the above discussed cases, it was assumed that Remolino would operate essentially as a run-of-river plant because of its negligible storage capacity. Under this assumption, the average available energy from Remolino varies with the hydrologic period of the year, being lowest

during the dry season. This assumption was altered in a sensitivity study to measure the effect on the optimal plan if Remolino produces a constant amount of energy throughout the year because its inflow energy is smoothed out by upstream regulation from the operation of El Cajón.

With the same order of installation of hydroelectric plants as in the base case but with the energy from Remolino evenly distributed throughout the year, the present value cost of the optimal plan is reduced from the base case $385 million to $376 million, in part because operating costs are reduced somewhat. The plan is similar to the base case but more hydroelectric plants are selected in later years. The more even production of energy from Remolino allows for the installation of fewer and/or smaller thermal plants in the later years and less operation of the thermal plants in the later years of the study. Less thermal generation is required because Remolino produces more energy during the dry season than it did in the base case and because Cayetano is selected two years earlier than in the base case. The year of selection of the geothermal plant is unchanged, being 1995.

Given that ENEE's hydroelectic options will not be well-characterized until feasibility studies are completed on the four prime candidates (Naranjito, Remolino, Cayetano, and Sico-2), it is certainly possible that the order of installation of hydroelectric plants specified in the base case may be altered because of technical or economic considerations from results of future studies. A sensitivity study was performed to determine if the prescribed order of installation of the hydroelectric plants affected the inclusion of the 20-MW geothermal plant in the optimal plan. When Remolino is placed before Naranjito in the allowed order of hydroelectric plant installation and it is assumed that Remolino's energy availability varies with hydrologic period as in the base case, selection of the geothermal plant is unaffected--it is still installed in the earliest possible year, 1995. However, the first large hydroelectic plant installation is postponed from 1997 (base case) until 2002, presumably because Remolino is a significantly larger plant than Naranjito and excess capacity considerations preclude its earlier installation. The present value cost of the plan with Remolino preceding Naranjito is also $17 million more expensive than the comparable plan with Naranjito first (Plan C in Table 1).

C. Expected Monetary Value of Geothermal Energy Development

This section outlines the procedure applied to determine the probability that the field exists and to compute an expected monetary benefit of the feasibility stage and subsequent development.

It is known with certainty that the shallow geothermal reservoir exists, and it is likely that its development can support 10 MW of generating capacity. Flow tests on new wells that can later be used in production will prove whether the shallow field can support a 10-MW plant. The existence of the deeper reservoir, which would need to be tapped to support a 20-, 30-, 55-, or 110-MW field, is based upon indirect geologic evidence. The reservoir's existence could be confirmed by drilling a test-for-discovery well that could later be used for production. Because nothing can be determined with certainty until drilling intersects the deeper reservoir and flow tests are conducted, it is necessary to estimate the probability that the field is of a certain minimum size by a review of what is known about the field. If experts feel that the probability is high that the deep reservoir exists, if the economic evaluation shows that its development would be beneficial, and if a test-for-discovery well is drilled and intersects the deep reservoir, then a feasibility study is warranted.

The evaluation of the probable field size rests upon geologic characteristics that were determined during the prefeasibility study of the Platanares site, upon comparisons with other sites that are expected to be similar, and upon thermodynamics and expectations of how the system will operate.

The equation[4] applied to calculate the amount of "exergy" or available energy from the field was

$$E = m[H_1 - H_0 - T_0(S_1 - S_0)] \quad ,$$

where

E = exergy in joules/sec (watts)
m = mass flow in kg/sec,
H = enthalpy in joules/kg,
T = temperature in degrees kelvin,
S = entropy in joules/kg-degrees kelvin,

1 = reservoir conditions, and

0 = ambient conditions (27°C, 1 bar pressure).

Exergy is less than the maximum heat available in the systems. The maximum heat could be computed from the equation for the Carnot efficiency of the system.

The variables that were estimated by the geoscientists involved in the study of Platanares were temperature, volume of fluids in the deeper reservoir, reservoir volume, and porosity. The results of their estimates and their expected marginal probability of occurrence are shown in Table 5 and Fig. 7. The underlying rationale applied to derive the estimates is described below.

The probable temperature range of the reservoir was determined using silica, cation, isotope, and gas geothermometers.[1] The results of the geothermometers indicate reservoir temperatures of 225° to 240°C. The exergy of the reservoir was calculated for the low, medium, and high temperatures (205°, 225°, and 240°C). Based on the exergy calculations, the number of wells required to support various sizes of plants and the required fluid volumes were determined. An efficiency factor of 35% was applied to the exergy to account for the extraction of electrical energy from the exergy.* Varying fluid flow rates were applied to determine how many wells would be required to support the sizes of geothermal power plants under consideration in this study. The required volume of fluids to support a given power plant for 25 years at an 80% capacity factor was also determined.

The probable volume of reservoir fluids was estimated using the expected surface area of the reservoir times the expected thickness and effective porosity. The minimum areal extent is thought to be 3.5 sq. km., demonstrated by surface leakage, structure, and other data. Geoscientists are relatively certain that the areal extent is at least twice as large as this minimum. Reservoir thickness estimates are derived from inferences about the thickness of the Valle de Angeles Group, the reservoir rock. While the maximum thickness of this group is unmeasured, it is thought to exceed 3000 m in some locations. The lowest estimate of the thickness of the reservoir at Platanares assumes that only one-half of the section (approximated to 1500 m) is present and the middle

* Information provided to L. Trocki, Los Alamos National Laboratory, by Ronald DiPippo of Southern Massachusetts University, North Dartmouth, Massachusetts, May 1988.

TABLE 5

EXPECTED RESERVOIR CHARACTERISTICS

	Low		Medium		High	
	Value	Probability[a] (%)	Value	Probability[a] (%)	Value	Probability[a] (%)
Temperature (°C)	205	5	225	80	240	15
Aerial Extent of Reservoir (km^2)	3.5	50	7.0	45	10	5
Thickness of of Reservoir (km)	0.5	45	1.0	50	2.4	5
Porosity (%)	5	33	7.5	33	10	33

[a]"Probability" refers to geoscientists' estimate of probability of occurrence.

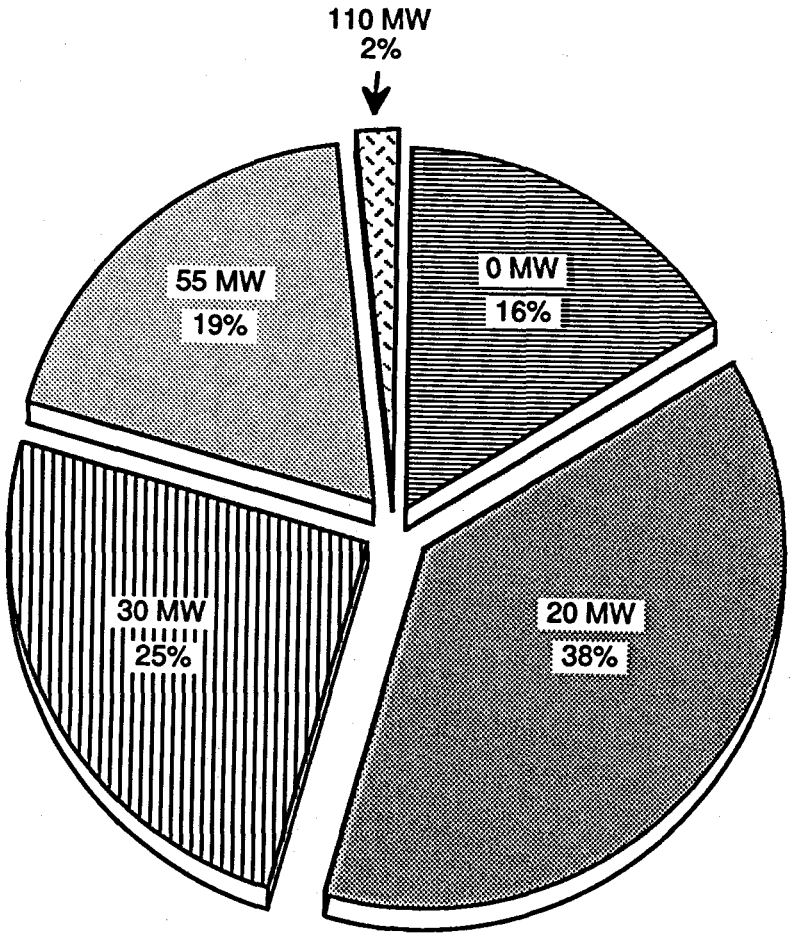


Fig. 7. Marginal probability of occurrence of the size of the deep reservoir at Platanares.

estimate assumes that three-fourths is present. The top of the reservoir is expected to occur at a depth of 1200 to 1500 meters. Shallow test wells drilled at Platanares have intersected the Valle de Angeles Group at depths of approximately 600 m. If the Valle de Angeles Group is greater than 3000 m thick in the region, the top of the Group is 600 m below the surface and the top of the reservoir is at a 1200-m depth; the maximum thickness of the reservoir could be 2400 m.

Effective porosity is expected to range from 5% to 10%, and for the purpose of this approximation, it is assumed that all of the fluids and exergy are recoverable. In reality, the 35% efficiency factor assumed in the exergy calculations should account not only for efficiencies in the energy conversion process but also for recovery rates from the reservoir. Artesian flow rates observed in 600-m-deep wells also led the geoscientists who conducted the

prefeasibility study to believe that a large percentage of exergy in the fluids can be captured to produce electricity. Since flashing in one shallow test well resulted in significant scaling, it may be necessary to keep pressures high enough in the wells to prevent flashing. The drilling of deeper wells during the feasibility stage will provide more data for optimization of design of the system. Based upon advice from an expert, we calculated exergy levels from single wells assuming flow rates varying from 50 to 100 kg/s.*

The synthesis of the probability estimates of reservoir characteristics and required energy for various size power plants result in estimates of the probability of occurrence of 20-, 30-, 55-, and 110-MW-size fields at Platanares (Table 6 and Fig. 7). The required fluid volume necessary to support various size power plants for reservoirs at exergy levels corresponding to temperatures between 205° and 240°C was applied to derive the probabilities that Platanares will support 20-, 30-, 55-, or 110-MW power plants. This treatment implicity assumes that the geothermal resource is exhaustible; i.e., there is no replenishment of the fluids from recharge and reinjection. This assumption is a conservative one.

The expected value of the feasibility stage is approximated as the benefit of geothermal power to Honduras times the probability that its feasibility will be proven and developed, or

$$EMV = p(10\ MW) \times B(10\ MW) + p(20\ MW) \times B(20\ MW) + p(30\ MW) \times B(30\ MW) + p(55\ MW) \times B(55\ MW) + p(110\ MW) \times B(110\ MW) \quad ,$$

where

EMV = expected monetary value,

p = marginal probability of occurrence of the given sized field, and

B = monetary benefits from the development of the given size field (Table 6 and Fig. 8).

According to IDB guidelines, if the EMV of the feasibility study exceeds its cost, the feasibility study is warranted. The breakdown for expected monetary value appears in Table 6 and Fig. 9. The benefits of each size of

* Information provided to L. Trocki of Los Alamos National Laboratory by Ron DiPippo of Southern Massachusetts University, North Dartmouth, Massachusetts, May 1988.

TABLE 6

EXPECTED MONETARY VALUE OF GEOTHERMAL ENERGY DEVELOPMENT IN HONDURAS

Capacity of Geothermal Reservoir (MW)	Cost of Expansion Plan (1987 US $ million)	Benefits (1987 US $ million)	Probability of Occurrence (%)	EMV of Deep Reservoir (1987 US $ million)
W/O Geothermal	419.7	0	16	0
10	394.3	25.4	---	---[a]
20	385.0	34.7	38	13.2
30	371.3	48.4	25	12.1
55	341.4	78.3	19	14.9
110	309.0	110.7	2	2.2
120	294.7	125.0		---[b]
				42.4

[a]Benefit of shallow reservoir development is $25.4 million times a probability much greater than 50% that the shallow reservoir will support development.

[b]This plan is a combination of the installation of a 110 MW plant in the deep reservoir and a 10 MW plant in the shallow reservoir. Its benefits are included in these above two cases.

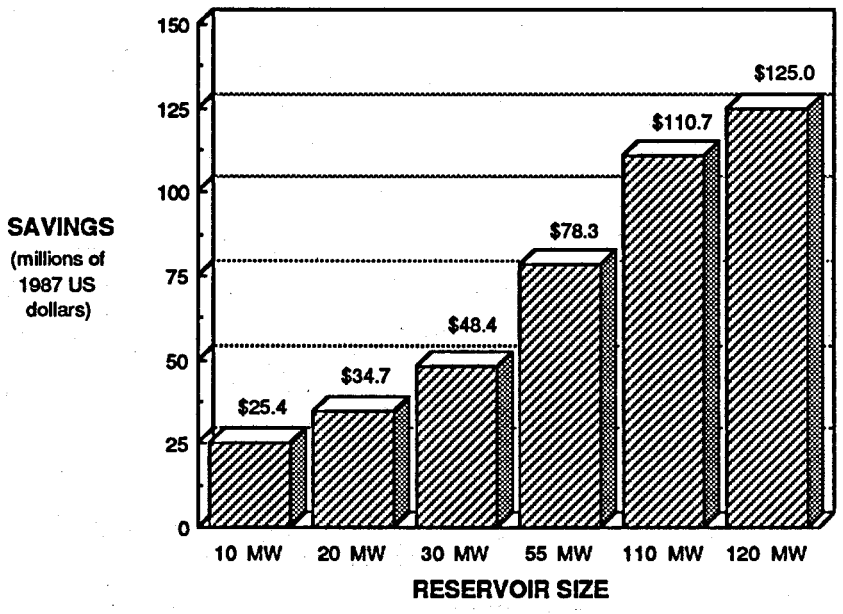


Fig. 8. Electricity supply cost reduction from installation of various-size geothermal plants.

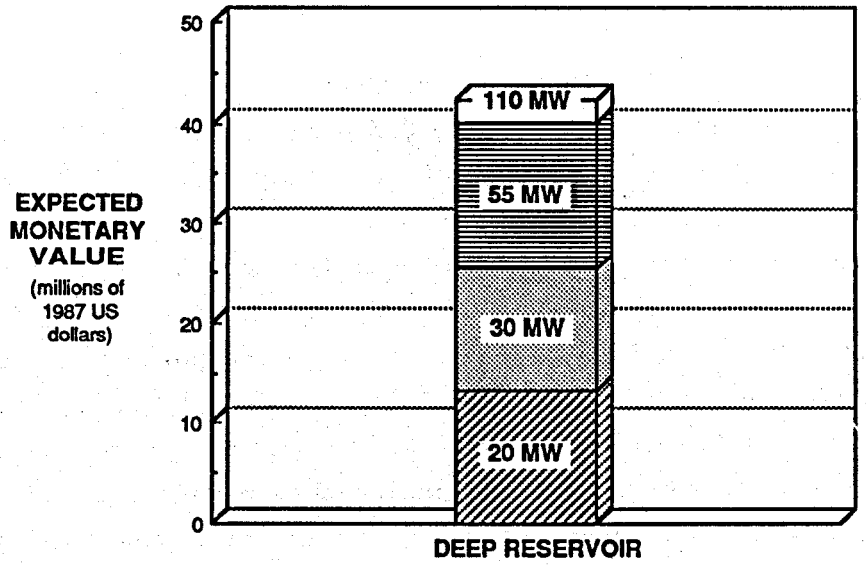


Fig. 9. Expected monetary value of development of the deep geothermal reservoir at Platanares. The value for each size plant equals the marginal probability that the reservoir can support that size plant times the cost savings from that plant.

geothermal power plant equal the present value cost of the optimal plan without geothermal power minus the present value cost of the plan with the geothermal power plant of the given size. For example, the benefit of the 20-MW plant (Table 6) equals $419.7 million (Plan A, Table 1) minus $385.0 million (Plan C, Table 1), or $34.7 million. The expected monetary value of the feasibility study, assuming that construction of the power plant follows in time for the plant to come onstream when needed in the WASP simulation, is $42.4 million. The cost of the feasibility stage is expected to be approximately $12 million.

III. SUMMARY

The purpose of this study was to ascertain if geothermal plants are included in ENEE's optimal expansion plan, and if so, what the cost savings are from installation of a geothermal plant.

In this analysis, geothermal plant alternatives were always chosen for inclusion in the optimal expansion plans, often in the first year in which it was possible to install them. Between 1991 and 2008, 323.1 MW of hydroelectric plants were selected from the list of alternatives for installation as well as 278 to 442 MW of thermal plants, depending on the capacity of geothermal plants included in the plan.

The present value benefits from cost savings of development of the 10-MW plant alone in the shallow reservoir are $25.4 million. In order to prove the feasibility of the 10-MW plant, it would be necessary to test drill the shallow reservoir. Test drilling and flow tests could be completed within one year. The feasibility study for the shallow reservoir is not expected to add significantly to investment costs for the 10-MW plant. The expected outcome of this short feasibility stage is expected to confirm the potential for 10 MW or more of geothermal capacity with a probability assigned by an expert of greater than 50%.* Binary-cycle power plants with sufficient energy to total 10 MW can be ordered on a turn-key basis from companies that manufacture such plants and can be installed rapidly. The cost of the plant is discussed in Appendix A.

* Information provided to L. Trocki by Harry Olsen, University of Hawaii, Honolulu, Hawaii, 1988.

The binary wellhead generators will be transportable and could be moved to another field if ENEE desires.

The expected monetary value of development of the deeper reservoir at Platanares is $42.4 million (1987 present value) of cost savings resulting from installation of the geothermal plant. Cost savings arise mainly from a reduction in operating costs in plans that contain geothermal power plants because they substitute for thermal plants. The cost savings do not include drilling costs to confirm the presence of a deep reservoir or a feasibility study at Platanares. A discovery well is expected to cost approximately $1.5 million including mobilization costs. If the results are favorable, the following feasibility study would cost $12 million. As with the 10-MW plant, some of the wells drilled during the feasibility study could also be used as production wells. If the test-for-discovery well drilling occurs in 1989 and the feasibility study follows immediately in 1990 and 1991, the present value cost of this work would be approximately $10 million, applying a discount rate of 12%. The net expected monetary benefits would thus be $42.4 million minus approximately $10 million or $32.4 million.

From an economic point of view, it is recommended that ENEE seek assistance as soon as possible to drill a discovery well and to conduct the feasibility study. ENEE is already performing feasibility studies on its prime hydroelectric candidates. Depending on the rate at which the hydroelectric feasibility studies are completed, it may be possible to include the geothermal feasibility study results in a calculation of an optimal plan to determine a sound expansion plan that includes all of the major options. Based on simulations in this study, inclusion of a geothermal plant in the deeper reservoir does not substitute for a hydroelectric plant. However, it can postpone installation of the first large hydroelectric plant allowed in this study (Naranjito) from 1998 until 1999 or 2000 in some cases, and it substitutes for thermal generation.

Even if a geothermal feasibility study of the deeper reservoir cannot be completed in time to allow postponement of the next large hydroelectric plant by one or more years, a feasibility study is worth undertaking as soon as possible because geothermal power can substitute for more expensive thermal generation and can complement hydroelectric generation during dry seasons.

APPENDIX A

INPUT DATA

A. Demand

Peak demand projections in Table A.1 are based upon ENEE projections for years 1988 through 1992. Beyond 1992, ENEE expects demand to grow at an average rate of 5.1%/yr.[5] It was assumed that the shape of the load duration curve (LDC) will remain constant and the 1985 curve, the most recent available when the input data were being prepared, was used as the base data. Demand and the shape of the load duration curve were characterized separately for three periods per year, which correspond to differing weather conditions that influence the hydrologic flow conditions and the amount of energy available from hydroelectric plants. The three periods are the following: (1) Intermediate--October through January; (2) Dry--February through May; and (3) Wet--June through September. The shape of the LDCs and the peak demands vary only slightly among the three periods. Electricity sales to neighboring countries are expected to be 250 GWh/yr per year through 1994 and were assumed by ENEE to be zero thereafter.[5]

In the sensitivity studies, a lower rate of demand growth from 1988 through 1992 and beyond was used--6.3%/yr for early years decreasing to 5%/yr after 1992. The 6.3%/yr figure is based on World Bank projections.[6] In the high growth scenario, demand increases at a rate of 8.3% from 1988 through 1992 and then at 7% thereafter. Between 1970 and 1984, electricity generation increased at a rate of 7.9%/yr. Thus even the high growth scenario is not so unrealistic in light of historic growth rates.

B. Oil-Fired Power Plants

Data on the oil-fired power plants (also referred to as thermal plants) in the fixed system appear in Table A.2. Minimum load and capacity data are from ENEE. Heat rates are based on values used by C. T. Main.[7] Only average heat rates were available. Fuel costs represent 1987 averages and were supplied by ENEE. Foreign costs were assumed to equal the cost, insurance, and freight (c.i.f.) of imports reported by the World Bank.[6] The difference between total and imported costs was imputed to be the domestic cost. A shadow factor of

TABLE A.1

PROJECTIONS OF PEAK LOAD IN MEGAWATTS PER PERIOD

Year	Base Case	Low Demand Growth Scenario	High Demand Growth Scenario
1987	257	257	257
1988	276	270	276
1989	299	283	299
1990	324	298	324
1991	352	312	352
1992	381	328	381
1993	400	344	411
1994	421	362	444
1995	442	380	480
1996	465	399	518
1997	489	419	560
1998	514	440	605
1999	540	462	653
2000	567	485	705
2001	596	509	762
2002	627	534	823
2003	658	561	888
2004	692	589	959
2005	727	619	1036
2006	764	649	1119
2007	803	682	1209
2008	844	716	1305

TABLE A.2

SUMMARY DESCRIPTION OF THERMAL PLANTS IN FIXED SYSTEM IN YEAR 1988

Name	No. of Sets	Min. Load (MW)	Capa City (MW)	Heat Rates (Kcal/kWh) Base Load	Heat Rates (Kcal/kWh) Avge Incr	Fuel Costs Cents/million Kcal Dmstc	Fuel Costs Cents/million Kcal Forgn	Fuel Type[a]	Spin Res (%)	Forced Outage (%)	Days Sched Main	Main Class (MW)	O&M (Fix) ($/kW-month)	O&M (Var) ($/MW)
La Puerta	1	4	13	3786	3786	555	2515	1	25	18	12	25	.94	23.49
Miraflores	1	8	10	4085	4085	651	2515	1	25	18	12	25	.60	8.23
Puerto Cortes 1	4	2	7	2399	2399	141	1549	2	25	18	55	25	1.39	13.51
Puerto Cortes 2	4	2	7	2399	2399	141	1549	0	25	18	55	25	1.39	13.51
La Ceiba	4	3	7	2468	2468	238	1549	0	25	18	55	25	1.39	13.51

Sources: ENEE and C. T. Main.[7]

[a]Fuel types are the following: "0" is bunker C; "1" is diesel Oil; "2" is bunker C/diesel Oil mix.

0.7410 was applied to all domestic costs in this analysis. The shadow price factors were supplied to ENEE by the Central Bank and are shown in Table A.3.

The data used to derive the cost of fuels in Honduras are in Table A.4.

Average fuel costs for diesel fuel were used for the new alternative thermal plants discussed in Section A.C. According to ENEE, Puerto Cortés I uses 40% diesel and 60% bunker-C oil. The other plants use predominantly diesel or bunker C, and the fuel costs and fuel type entered in WASP correspond to the predominant type of fuel used.

Data on the oil-fired alternatives considered as options in the expansion plan are shown in Table A.5. The first three types of plants, G-32, G-50, and B-52, are identical to those considered in a recent analysis performed for Costa Rica by the IDB and the Instituto Costarricense de Electricidad. Because of the expected similarities in operating conditions and costs between Costa Rica and Honduras and because the data on these alternatives are for 1987, these plants were used as the oil-fired alternatives in all of the solutions discussed in Section II of this report. The remaining thermal plants in Table A.5 are from the 1983 C. T. Main study.[7] The C. T. Main thermal plants are used in the results discussed in Appendix C.

C. Hydroelectric Power Plants

Data input on ENEE's existing and alternative hydroelectric power plants appear in Table A.6 and Appendix B. Data on existing plants were provided by ENEE and data on alternatives were derived from C. T. Main.[7] C. T. Main performed a study before 1983 to update the hydroelectric potential of Honduras. In the course of that analysis, preliminary estimates of costs, dam characteristics, and annual firm and average energy were made. Although it is likely that C. T. Main applied a probabilistic model of hydrologic conditions to arrive at estimates of annual firm and average energy, insufficient data were contained in their report to ENEE to determine how the operation of each plant might vary throughout the year or among years. However, one of WASP-III's strengths is that it is specifically designed to simulate hydroelectric plant operation under varying flow conditions. In a hydroelectric-dominated system such as that of Honduras, it was considered important to take advantage of this feature of WASP. A discussion of the method used to calculate average inflow energy and minimum required energy appears in Appendix B. A brief description follows.

TABLE A.3

SHADOW PRICE FACTORS IN HONDURAS FROM THE CENTRAL BANK, NOVEMBER 1987

National materials	0.9040
Imported materials	1.0000
Skilled labor	0.7410
Engineering and administration	0.7410
Warehouse and shipping	0.7410

TABLE A.4

OIL PRODUCT DATA FOR HONDURAN POWER PLANTS

	Diesel	Fuel Oil
Calorific value (Kcal/kg)	10,000	9,800
Density (kg/bl)	139.89	148.16
C.i.f. import cost ($/bl, 1987)	35.18	22.50
1987 fuel costs (L/gal)		
Puerto Cortés	2.155	1.203
La Ceiba	2.233	1.293
Miraflores	2.26	
La Puerta	2.17	
Average fuel cost ($/million Kcal)		
Foreign (c.i.f. import price)	15.49	
Domestic=(total-foreign) x 0.741	6.03	

Source: World Bank and ENEE

TABLE A.5

SUMMARY DESCRIPTION OF THERMAL PLANTS ALTERNATIVES

Name[a]	No. of Sets	Min. Load (MW)	Capa City (MW)	Heat Rates (Kcal/kWh) Base Load	Heat Rates (Kcal/kWh) Avge Incr	Fuel Costs Cents/million Kcal Dmstc	Fuel Costs Cents/million Kcal Forgn	Fuel Type[b]	Spin Res (%)	Forced Outage (%)	Days Sched Main	Main Class (MW)	O&M (Fix) ($/kW-month)	O&M (Var) ($/MW-month)
G-32	0	32	32	3879	3349	603	2515	3	0	20	30	50	.13	.94
G-50	0	13	50	3890	2755	603	2515	3	10	20	15	14	.13	.81
B-52	0	13	50	3861	2712	603	2515	3	10	20	15	50	1.39	2.99
STEA	0	19	75	2734	2734	141	1549	0	0	3	27	100	4.04	4.76
MSD	0	6	25	2555	2555	141	1549	0	0	18	55	25	5.53	9.18
CT	0	0	25	3931	3931	603	2515	1	0	12	36	25	1.23	3.31

[a] "G-32" is a 32-MW gas turbine; "G-50" is a 50-MW gas turbine; "B-52" is a 50-MW diesel generator; "STEA" is a 75-MW steam plant; "MSD" is a 25-MW medium-speed diesel generator; and "CT" is a 25-MW combustion turbine.

[b] Fuel types are the following: "0" is bunker C; "1" is diesel oil; and "3" is diesel oil.

TABLE A.6

MATRIX OF DISTRIBUTION OF FLOW FROM LAGO YOJOA

Average flow data from Lago Yojoa--Based on moving averages
Mean annual flow = 223.10 cubic meters per second

BASED ON ACTUAL DATA

	Fraction of Annual Flow			Fraction of Mean Annual Flow
	Period 1	Period 2	Period 3	Annual Flow
Five driest years	0.315	0.107	0.576	0.768
Middle 22 years	0.294	0.113	0.591	1.021
Five wettest years	0.323	0.109	0.567	1.224

ADJUSTED MATRIX FOR PROJECTS WITH STORAGE CAPACITY

	Fraction of Annual Flow			Fraction of Mean Annual Flow
	Period 1	Period 2	Period 3	Annual Flow
Five driest years	0.333	0.333	0.333	0.768
Middle 22 years	0.333	0.333	0.333	1.021
Five wettest years	0.333	0.333	0.333	1.224

To take advantage of WASP's ability to simulate the power output of the hydroelectric plants under varying hydrologic conditions, in consultation with ENEE hydrologists, the year was divided into three periods of four months duration each. These periods correspond to periods of medium, low, and high flow. Period 1 lasts from October through January, and river flow during this period can be characterized as intermediate. Period 2, February through May, corresponds to the dry season and the river flow is lowest; and during Period 3, from June through September, river flow is highest. The probability of occurrence of dry, average, and wet years in three river basins and average inflow were obtained from an analysis of monthly flow data from El Cajón, Lago Yojoa, and Níspero. Owing to the lack of comparable data around the sites of some proposed hydroelectric plants, ENEE officials recommended that conditions from Lago Yojoa be applied to the potential hydroelectric projects on the grounds that Lago Yojoa data best represent conditions expected to occur near the other sites. The results of this analysis appear in Table A.6 and Fig. A.1. For plants with significant storage capacity, average annual inflow for a given type of year (e.g. dry) was equally distributed among all periods.

The methodology applied was discussed with members of the Argonne National Laboratory who teach a training course in use of WASP and also with Ing. Gustavo Calderón of the IDB, who agreed that the approach was reasonable given the lack of direct information. The author was advised that a model is being developed in Portugal to prepare hydroelectric data input for WASP to substitute for the approach taken here. Once this model is ready for release or once ENEE obtains better data on their prime candidate sites, these data should be adjusted in the VARSYS and FIXSYS modules of WASP and the least-cost expansion plan should be recalculated.

The procedure described in Appendix B was applied to obtain the average inflow values shown in Table A.7. Storage capacity of the hydroelectric alternatives was calculated by Ing. Marco Waimín of ENEE. The maintenance costs for the alternatives are expected by ENEE to be comparable to the cost at El Cajón--$0.31/kW-month.

It is necessary for the WASP user to specify the order in which the hydroelectric plants will be installed. The order was determined by considering which plants ENEE is presently performing feasibility studies on, putting these plants first, and determining the order of the others based on expected cost.

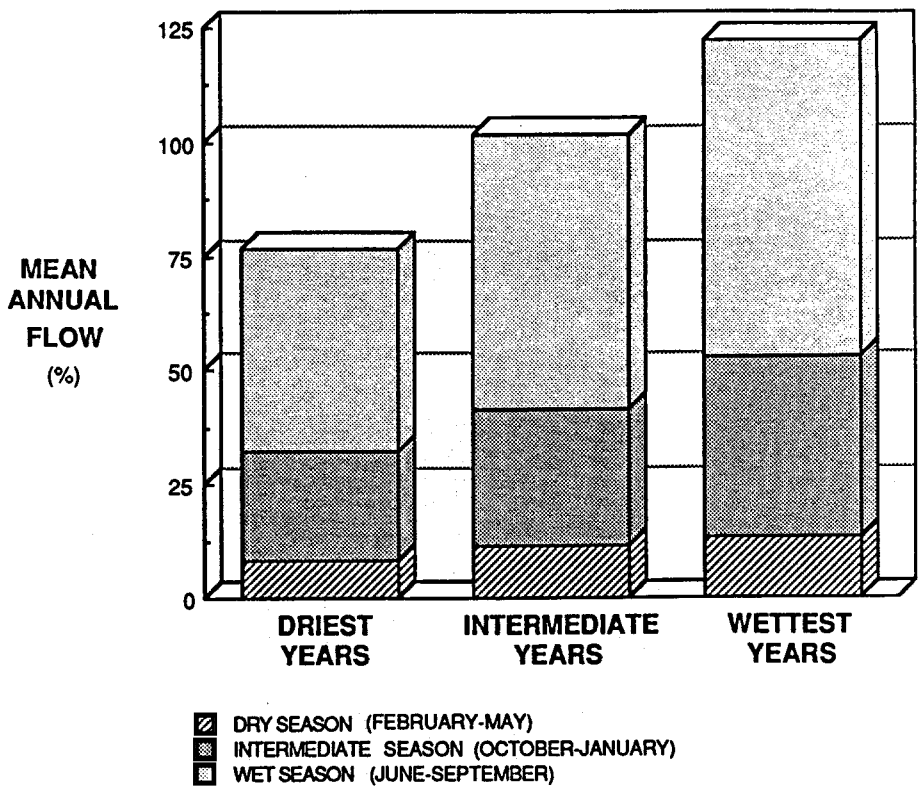


Fig. A.1. Characterization of average energy inflow for Lago Yojoa.

The formula applied to calculate the levelized cost of hydroelectric plants and geothermal plants was

$$\text{Levelized Cost} = \frac{\text{Total Capital Cost} \times \text{CRF}}{\text{Capacity Factor}} + \text{O\&M Cost per Year} \quad ,$$

where "CRF" represents the capital recovery factor, $i(1 + i)^N/(1 + i)^N-1$ where i equals 12% and N equals the lifetime of the plant. The capacity factor was taken as the value reported by C. T. Main.[7]

The order of the plants and their levelized costs are shown in Table A.8. Cost data are based on estimates by C. T. Main that were updated from 1983 to October 1987 US dollars using a composite index of hydroelectric plant costs published by the US Bureau of Reclamation, which includes the effects of

TABLE A.7

AVERAGE INFLOW ENERGY AND OTHER CHARACTERISTICS OF HYDROELECTRIC ALTERNATIVES

Project	Capacity[a] (MW)	Average Energy[a] (GWh)	Minimum Energy[a] (GWh)	Storage Capacity (GWh)	Max. Gen. per Per. (GWh)
Cañaveral	30	171	116	180.90	87.60
Río Lindo	80	475	342	485.50	233.60
Níspero	22.50	71	44	.40	65.70
El Cajon	300	1243	---	1165	876
Cuyamel	8.10	33	---	0	23.65
Remolino (1)	125	550.20	316.90	4.14	365
Remolino (2)	125	550.20	316.90	4.14	365
Naranjito	72	411.20	212.40	101.60	210.24
Sico 2	122	701.30	508.50	375.66	356.24
Cerro Malín	230	1305	709.10	1095.54	671.60
Cayetano	118	668.60	443.50	479.03	344.56
Raity 1	403	1236	347.40	11.90	1176.76
Sico 1	156	480	99	.80	455.52
Sico 1 - 2	85	491.20	319.90	.80	248.20
Raity 2	250	1188	545.20	11.90	730

(1) Remolino's energy is unregulated.
(2) Remolino's energy is regulated by flow from El Cajón.

[a]Source: ENEE.

TABLE A.7 (Cont)

Project	Average Inflow in GWh											
	Dry Years				Average Years				Wet Years			
	Per. 1	Per. 2	Per. 3	Total	Per. 1	Per. 2	Per. 3	Total	Per. 1	Per. 2	Per. 3	Total
Cañaveral	43.73	43.73	43.73	131.20	58.14	58.14	58.14	174.72	69.70	69.70	69.70	209.09
Río Lindo	121.48	121.48	121.48	364.44	161.50	161.50	161.50	484.49	193.61	193.61	193.61	580.82
Níspero	15.53	4.07	26.62	46.22	21.99	6.90	42.97	71.85	25.48	9.07	57.10	91.66
El Cajón	273.19	273.19	273.19	819.56	408.12	408.12	408.12	1224.37	575.35	575.35	575.35	1726.04
Cuyamel	7.98	2.71	14.60	25.29	9.91	3.81	19.91	33.63	13.05	4.40	22.90	40.35
Remolino (1)	133.10	45.21	243.39	421.71	165.16	63.48	332.00	560.63	217.52	73.41	381.84	672.77
Remolino (2)	140.71	140.71	140.71	422.13	187.06	187.06	187.06	561.19	224.26	224.26	224.26	672.77
Naranjito	105.16	105.16	105.16	315.49	139.81	139.81	139.81	419.42	167.60	167.60	167.60	502.81
Sico 2	179.35	179.35	179.35	538.06	238.44	238.44	238.44	715.31	285.84	285.84	285.84	857.53
Cerro Malín	333.75	333.75	333.75	1001.24	443.69	443.69	443.69	1331.07	531.91	531.91	531.91	1595.72
Cayetano	170.99	170.99	170.99	512.97	227.32	227.32	227.32	681.96	272.52	272.52	272.52	817.55
Raity 1	299.01	101.57	546.77	947.35	371.02	142.60	745.82	1259.43	488.66	164.90	857.79	1511.35
Sico 1	116.12	39.44	212.34	367.90	144.08	55.38	289.64	489.10	189.77	64.04	333.12	586.93
Sico 1 - 2	125.62	125.62	125.62	376.86	167.00	167.00	167.00	501.01	200.21	200.21	200.21	600.63
Raity 2	303.82	303.82	303.82	911.47	403.91	403.91	403.91	1211.74	484.22	484.22	484.22	1452.66

(1) Remolino's energy is unregulated.

(2) Remolino's energy is regulated by flow from El Cajón.

inflation. In July 1983, the index was 156.0 and in October 1987, it was 170.0 (where 1977 equals 100).* All 1983 costs estimated by C. T. Main were multiplied by a factor of 1.090 (equal to 170/156) to obtain total costs. Approximately 74% of expenditures on El Cajón were foreign and 26% were domestic (ENEE). The same percentages were applied to the costs of the alternative hydroelectric plants. Domestic costs were multiplied by a shadow price factor of 0.7410, as described in Table A.3. The costs in Table A.8 includes the cost of transmission lines, as estimated by C. T. Main.[7]

D. Geothermal Plants

Upon the advice of an IDB official, it was considered premature to design a geothermal power plant and well field to operate at Platanares until the feasibility assessment was underway. The IDB recommended use of cost and operating data from plants under consideration at Miravalles II in Costa Rica, on the grounds that the costs of development at Platanares were expected by the IDB to be similar. In WASP-II, the geothermal plants were considered as a type of hydroelectric plant so that their "average available energy" could complement hydroelectric power plants during dry periods of hydroelectric conditions. The plants were assumed to operate at an average capacity of 80%, based on DiPippo's findings that "geothermal power plants are characterized generally by high capacity factors, typically greater than 80%..." (Ref. 4, p. 19). The geothermal plants are base-loaded plants; their assumed energy output and operating characteristics appear in Table A.9. Plant maintenance was scheduled between the wet season, Period 3, when energy to supplement hydroelectric generation is least needed and Period 1, the intermediate season.

As mentioned in the Introduction, it was necessary to determine several different optimal expansion plans, based upon the assumed size of the deeper geothermal reservoir. It is possible that the deeper reservoir could support a plant of one of the following sizes: 20, 30, 55, or 110 MW. The probability of occurrence of these sizes of fields is quantified in Section II.C of this report.

The costs of the plants are based on the accepted bid for the 55-MW plant to be constructed at Miravalles. The costs of the 20- and 30-MW plants were

* Information provided to L. Trocki of Los Alamos National Laboratory by David Prosser, US Bureau of Reclamation, December 3, 1987.

TABLE A.8

COST OF HYDROELECTRIC PLANT ALTERNATIVES
(In 1987 US dollars per kilowatt unless otherwise noted)

Plant	Capacity (MW)	Average Energy (GWh/yr)	CRF[a]	Capacity Factor[b]	Capital Cost Foreign	Capital Cost Domestic	Total Cost ($/kW)	O&M ($/kW-yr)	Levelized Cost ($/kW-yr)
Cuyamel	8.1	33	0.12	0.47	1115	290	1405	3.72	374
Naranjito	72	411	0.12	0.65	2158	416	2574	3.72	483
Remolino	125	550	0.12	0.50	1504	392	1896	3.72	464
Cayetano	118	669	0.12	0.65	2530	659	3189	3.72	602
Raity-Cayetano[c]	250	1188	0.12	0.54	1633	425	2058	3.72	466
Sico 2	122	701	0.12	0.66	2559	666	3225	3.72	600
Sico 1-2[d]	85	491	0.12	0.66	2559	666	3225	3.72	597
Cerro Malin	230	1305	0.12	0.65	2120	552	2672	3.72	505
Raity 1[e]	403	1236	0.12	0.35	1175	306	1481	3.72	522
Sico 1[f]	156	480	0.12	0.35	1768	460	2228	3.72	778
Cayetano+Raity[g]	368	1857	0.12	.58	1921	500	2421	3.72	515
Sico 1+2[g]	207	1193	0.12	.66	2559	666	3225	3.72	599

[a]Capital recovery factor for life of plant and interest rate equal to 12%. Life of hydroelectric plants is 40 years.

[b]C. T. Main (Ref. 7).

[c]Raity benefits from upstream regulation by Cayetano, which must be constucted first.

[d]"Sico 1-2" is the version of Sico 1 that benefits from upstream regulation by Sico 2.

[e]Raity 1 and Raity-Cayetano are mutually exclusive.

[f]Sico 1 and Sico 1-2 are mutually exclusive.

[g]Combined costs and capacities of two cascading plants.

TABLE A.9

AVAILABLE ENERGY FROM GEOTHERMAL PLANTS

	Period 1 (Intermediate)		Period 2 (Dry)		Period 3 (Wet)	
Plant Size (MW)	Effective Base Capacity (MW)	Generatable Energy (GWh)	Effective Base Capacity (MW)	Generatable Energy (GWh)	Effective Base Capacity (MW)	Generatable Energy (GWh)
10	8	24	10	28	6	18
20	16	47	19	55	13	37
30	24	71	29	84	19	55
55	45	133	52	152	35	101
55 (2)	91	265	104	303	69	202

scaled from the cost of the 55-MW plant using scaling factors derived from earlier bids for 20-, 30-, and 60-MW single flash plants for Miravalles.[8] The plant cost of the 10-MW binary cycle plant that would operate in the shallower reservoir is based on an estimate by Ormat of Reno, Nevada, which produces wellhead generators. Douglas Miller of Ormat stated that the typical cost of a 1,200-kW wellhead generator is $800/kW for the capital equipment (generator plus controllers, etc.) and that the cost of the transformer, substation, cooling system and engineering is an additional $500 to $900/kW. The cost of land was scaled from the cost of the 55-MW plant (Table A.10). Well-field costs (i.e., drilling) are from consultant estimates of $600,000/well, which results in well-field costs of $3.6 million for five production wells and one standby. Transmission line costs are included in the total, but transformer costs are excluded because the hydroelectric plant costs do not include transformers. Transmission costs were calculated to equal the cost of a 69-kV line from Sta. Rosa de Copán to the Platanares site (16 km), based on a cost of 42,600 L/km. For the 55-MW and 110-MW plants, the 34.5 kV-line that exists between Níspero and Cañaveral would need to be upgraded to 69 kV to transmit 55 to 110 MW of power into the grid, and the cost of this upgrade was charged to the two largest plants. The cost of the upgrade is expected to be 30,000 L/km.

Foreign/domestic cost splits were obtained from bids from Miravalles.[8]

E. Miscellaneous Data

A uniform discount rate of 12% was applied to all costs, in line with IDB recommended procedure. It was assumed that the exchange rate would remain constant at 2 L/US dollar and all data were input to WASP in 1987 US dollars. Shadow price factors in Table A.3 were applied to all domestic costs. In accordance with standard procedures for economic evaluation of projects by the IDB, interest during construction was not included in the analysis. Operating costs, expressed in constant 1987 dollars, were expected to remain constant. The cost of unserved energy was assigned a value of $0.50/kWh, the same cost as used by the IDB in a similar study for Costa Rica.

The length of the study period is from 1988 through 2008.

Upon the advice of the IDB, the optimization was constrained to select only those plans for which the loss of load probability is 0.55% or less--equivalent to the outage of 2 D/yr. An optimization was also completed in which the loss of load probability was not constrained to quantify the cost of insuring against possible power outages.

TABLE A.10

GEOTHERMAL PLANT COSTS
(In Thousands of 1987 US dollars, unless other noted)

	10 MW			20 MW			30 MW			55 MW		
	Local[a]	Foreign[a]	Total	Local[a]	Foreign[a]	Total	Local[a]	Foreign[b]	Total	Local[a]	Foreign[b]	Total
Eng. & Admin.	---[b]	---[b]	---[b]	2361.05	830.70	3191.75	3632.28	1278.00	4910.38	6053.97	2130.00	8183.97
Land	33.90	0	33.90	52.88	0	52.88	81.36	0	81.36	135.60	0	135.60
Civil Works	---[b]	---[b]	---[b]	1137.51	203.70	1341.21	2166.68	388.00	2554.68	2708.36	485.00	3193.36
Wells	0	3600.00	3600.00	0	5111.00	5111.00	0	11298.00	11298.00	0	26900.00	26900.00
Generator	3275.22	12580.00	15855.22	3209.93	17036.69	20246.62	3894.02	20667.46	24561.48	5262.18	27929.00	33191.18
Pipes	---[b]	---[b]	---[b]	1624.05	1723.48	3347.53	2103.89	2232.69	4336.58	3691.03	3917.00	7608.03
Transmission Lines	42.93	282.86	325.79	42.93	282.86	325.79	42.93	282.86	325.79	124.18	818.21	942.40
Contingency (12%)	402.25	1975.54	2377.79	1011.40	3022.61	4034.02	1430.55	4337.64	5768.19	2157.04	7461.51	9618.54
Total	3754.30	18438.41	22192.70	9439.76	28211.05	37650.81	13351.81	40484.66	53836.47	20132.36	69640.72	89773.08
Cost per kW	375.43	1843.84	2219.27	471.99	1410.55	1882.54	445.06	1349.49	1794.55	366.04	1266.19	1632.24
Cost per kW (without (shadow price factor)	505.13	1843.83	2349.57	570.37	1410.55	1980.82	545.39	1349.49	1894.88	448.95	1266.19	1715.14

[a]Local/foreign split from Ref. 8. Local costs are discounted by a shadow price factor.

[b]The cost of the 10 MW generator includes the cost of engineering and administration, civil works and pipes. These costs were provided by Douglas Miller of Ormat, Inc.

Note: All costs (except for the 10 MW generator and transmission line costs) were scaled from the cost of a typical, planned 55-MW plant provided by the IDB. The cost of the 110-MW plant is 2 times the cost of the 55-MW plant. The scaling factors, shown to the right, were derived from preliminary bids from Miravalles I. The costs includes 1 well replacement every five years.

SCALING FACTORS

	10 MW	20 MW	30 MW
Eng. & Admin.	0.20	0.39	0.60
Land	0.20	0.39	0.60
Civil Works	0.20	0.42	0.80
Wells	0.10	0.19	0.42
Generator		0.61	0.74
Pipes	0.31	0.44	0.57
Transmission lines	0.18	0.39	0.60

APPENDIX B

METHODOLOGY APPLIED TO COMPUTE AVERAGE INFLOW ENERGY FOR THE HYDROELECTRIC PLANTS

The methodology applied to compute average inflow energy for the hydroelectric plant was as follows:

1. Divided the year into three periods as follows: 1. October through January; 2. February through May; and 3. June through September. Defined three hydrologic conditions: the five driest years (probability of occurrence equals 15.6%; the middle years (probability of occurrence equals 68.8%); and the five wettest years (probability of occurrence equals 15.6%).
2. Analyzed monthly flow data from Nispero, Lago Yojoa, and El Cajón:
   a. Calculated moving averages for flow data to account for energy transfer among years because the effect of a dry year will be lessened if the preceding year was relatively wet and a large amount of water was stored for future use. (This situation would apply to reservoirs with storage capacity comparable to one year's generating capacity.)
   b. Sorted by driest to wettest years based on moving averages of total annual flow.
   c. For the 5 driest, the middle 22, and 5 wettest years, we summed the monthly flow data for each period and hydrocondition and calculated the average flow for that period and hydrocondition (Table A.7). The average annual flow was also calculated for the three hydroconditions. (Note: Los Alamos statisticians analyzed the flow data to try to fit various distribution functions to them but found that the commonly used distribution functions did not represent the data well. The statisticians recommended the procedure used.)
3. Applied data from Lago Yojoa to characterize the average inflow to the hydroelectric alternatives. Used observed data from Step 2 above to characterize El Cajón and Níspero.

a. Computed percentage of average annual flow that occurs during each period for all three hydroconditions (Table A.7).

b. Computed ratio of average annual flow during a given period to average annual flow for the 33 years. Example: The average annual inflow during Hydrocondition 1 at Lago Yojoa is equal to 65% of the average for the entire period.

c. Applied the matrix of percentages (Table A.7) to the average annual generation determined by C. T. Main[7] to compute the average inflow energy for each period and each hydrocondition. Example: The average annual energy for Naranjito was estimated to be 411.2 GWh. For Period 1, Hydrocondition 1, the inflow would be computed as ratio of average annual inflow in Hydrocondition 1 to average annual inflow for entire study period (77%) times the estimated average annual energy (411.2 GWh) times the percent of the average annual inflow that is received during Period 1 in Hydrocondition 1 (31.5%), equaling 99.5 GWh.

d. Adjusted the values computed in Step 3c. to simulate energy flow among periods. That is, for projects with significant storage capacity, it was assumed that ENEE could manage the plant so that it operated at a constant level throughout the year. However, the level of output was assumed to vary with the hydrocondition. For example, Naranjito has a storage capacity of 101.6 GWh, equal to approximately 25% of average annual output. During a dry year it was assumed that total output would equal 77% of normal output (316 GWh) as described in Step 3c., but that the storage capacity could be managed to provide constant output during each period (316 GWh/3, equal to 105 GWh/period).

APPENDIX C

When Danilo Esquivel and Gerardo Salgado visited Los Alamos in June 1988, we performed the analysis reported here. Some changes were made to the base data. The demand growth rate is slightly higher and starts from a higher base in 1988. The average annual growth rate is 5.9%/yr versus 5.6%/yr in the base case. Peak demand in the following cases in 2008 is 926 MW whereas it was 844 MW in the base case. The energy from Remolino is regulated by El Cajón, as in the sensitivity study in Tables 3 and 4, "Base Case with Remolino Regulated." The peak demand ratios in the following runs were 1.0, 0.989, and 0.956 for Periods 1, 2, and 3, respectively. The author used the following ratios: 1.0, 0.933, and 0.952, derived from 1985 load data. Another difference between the cases reported here and the base case discussed in the main body of the report is that the thermal plants considered by C. T. Main[7] were used as the thermal alternatives whereas the author used the plants described in the recent Costa Rican case study for Miravalles II from the IDB. Most importantly, lower geothermal capital costs were being used at the time these simulations were performed.

The results of the analyses appear in Tables C.1 and C.2. The base case that is most similar to the results here is the sensitivity study mentioned above--"Base Case with Remolino Regulated" (Tables 4 and 5). The amounts of hydroelectric capacity selected are identical, and the amount of thermal capacity is slightly less. Even though peak demand in the final year of the study is 10% higher, the discounted value of electricity supply is comparable because less thermal energy is generated and/or spinning reserves are lower for the combustion turbine specified by C. T. Main[7] (Table A.5).

Regardless of the minor differences between the base case and the cases presented in Tables C.1 and C.2, geothermal plants emerge as a clear cost saver in the new cases as well. The 10-MW plant is selected in 1992 and the 20-MW plant is selected in 1995. The cost savings from the 10-MW plant alone are the value of the case without geothermal minus the value of the case with the 10-MW plant, i.e., $385.9 million minus $372.6 million, or $13.3 million. The cost savings from installation of 30-MW of geothermal capacity composed of the 10-MW plant and the 20-MW plant is $28 million.

TABLE C.1

OPTIMAL EXPANSION PLANS FOR REVISED BASE DATA

	Without Geothermal	With 10 MW Geothermal	With 30 MW Geothermal
1988	---	---	---
1989	---	---	---
1990	---	---	---
1991	2 x 25 MW CT	2 x 25 MW CT	2 x 25 MW CT
1992	25 MW CT, Cuyamel	10 MW Geot., Cuyamel	10 MW Geot., Cuyamel
1993	25 MW CT	25 MW CT	25 MW CT
1994	25 MW CT	25 MW MSD	25 MW MSD
1995	Naranjito	Naranjito	20 MW Geot.
1996	---	---	Naranjito
1997	75 MW STEA	25 MW CT	---
1998	---	25 MW CT	25 MW CT
1999	---	Remolino	Remolino
2000	Remolino	25 MW CT	25 MW CT
2001	25 MW CT	25 MW CT	25 MW CT
2002	25 MW CT	Cayetano	75 MW MSD
2003	Cayetano	---	---
2004	---	75 MW STEA	Cayetano
2005	25 MW CT	---	---
2006	Raity	Raity	25 MW CT
2007	---	---	Raity
2008	---	---	---
Cost: (Present Value-- Millions of 1987 US dollars)	$385.9	$372.6*	$357.5*

*Revised geothermal capital costs would be expected to increase this cost by approximately $4 million.

TABLE C.2

SUMMARY OF CAPACITY INSTALLATION AND COSTS FOR REVISED BASE DATA

	Without Geothermal	With 10-MW Geothermal	With 30-MW Geothermal
Capacity Requirements (MW)			
Thermal	275	275	275
Geothermal	0	10	30
Hydroelectric	573.1	573.1	573.1
Total	848.1	858.1	858.1
Present Value Cumulative Cost (1987 1000's $'s)			
Construction	N.A.	-358,137*	-348,560*
Salvage Value	N.A.	+124,848	+126,585
Operating Value	N.A.	-139,296	-131,114
Unserved Energy Cost	N.A.	-946	-2,780
Total	-385,885	-372,583*	-355,869*

*Revised geothermal capital costs would be expected to increase this cost by approximately $4 million.

ACKNOWLEDGEMENTS

The author wishes to gratefully acknowledge the cooperation of Mauricio Mossi, and Danilo Esquivel, Gerardo Salgado and Wilmer Flores of ENEE. Without their assistance, this study could not have been performed. The author is also appreciative of data provided by other members of ENEE, including Marco Waimín, Edgardo Ulloa, and Roberto Avalos.

Gustavo Calderón of the Inter-American Development Bank has been extremely helpful throughout the study, providing both data and guidance. Ronald DiPippo of Southeastern Massachusetts University has also kindly provided advice.

The author had the advantage of using the ENPEP version of WASP-III adapted by the Argonne National Laboratory. She is especially grateful to William Buehring, Karen Guziel, and Bruce Hamilton of Argonne National Laboratory for demonstrating ENPEP's use.

Many thanks are due to the administrators R. Wayne Hardie and Edward VanEeckhout of Los Alamos National Laboratory for their support and to the scientists at that laboratory who contributed to the study, especially William Laughlin, Sue Goff, Fraser Goff, and Richard Beckman. In addition, the report has benefited from internal review by several scientists and engineers at Los Alamos. Kay Grady and Hazel Kutac masterfully typed the report.

REFERENCES

1. Los Alamos/USGS Assessment Team, 1988, "Recommendations Report for the Platanares Geothermal Site, Department of Copán, Honduras," 59 pp.

2. International Atomic Energy Agency, 1980, "Wien Automatic System Planning Package (WASP)--A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning," (Vienna: IAEA), 250 pp.

3. Energy Information Administration, 1986, "International Energy Outlook 1986," Report No. DOE/EAI0484, p. 8.

4. Ronald DiPippo, 1980, "Geothermal Energy as a Source of Electricity," Department of Energy Report No. DOE/RA/28320-1, 370 pp.

5. Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 1987, "El Mercado Eléctrico en Honduras."

6. "Honduras--Issues and Options in the Energy Sector," World Bank/United Nations Development Program Draft Report, April 1987.

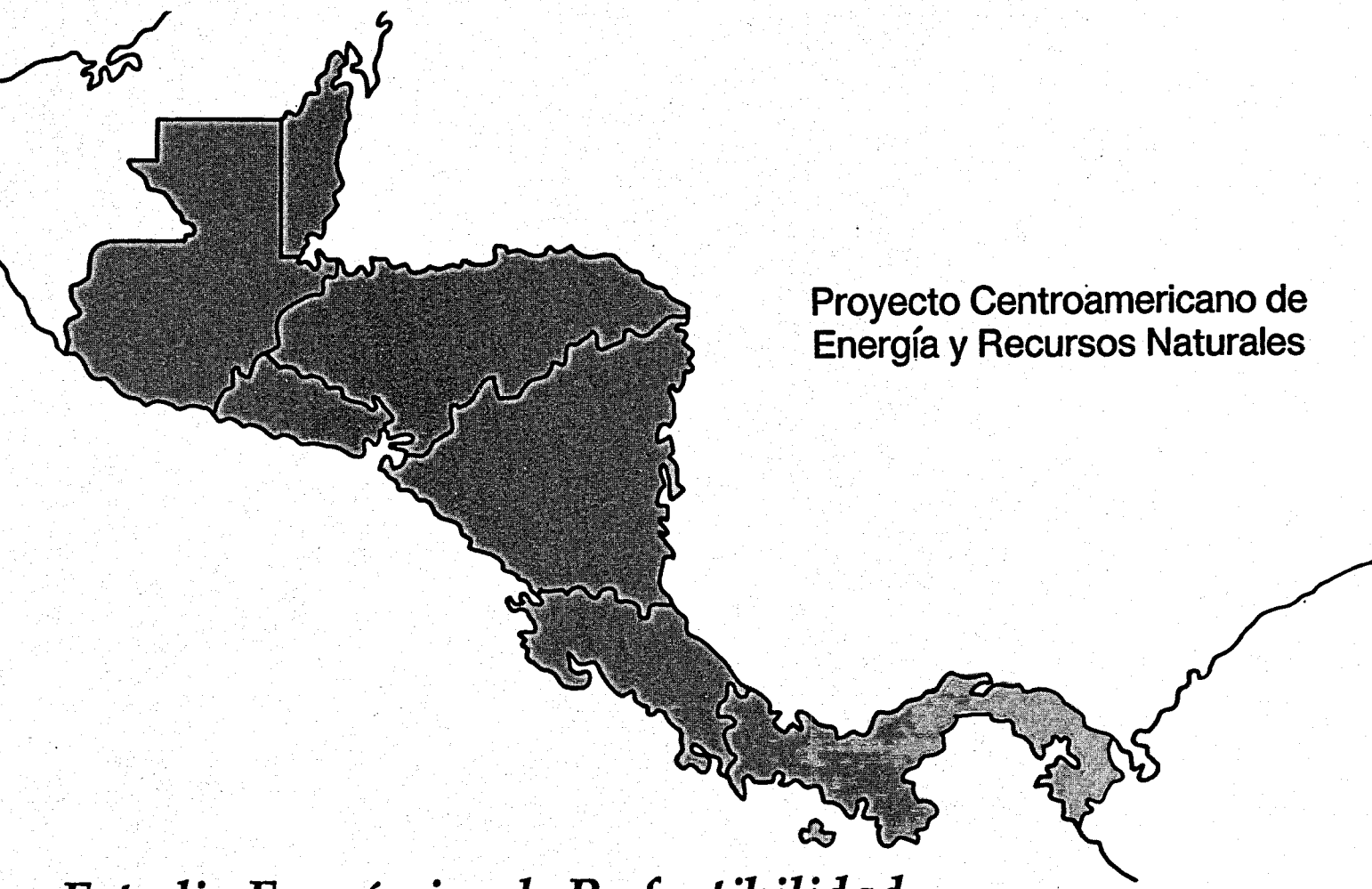
7. C. T. Main, 1984, "Updating of Inventory of Hydroelectric Potential in Honduras, Volume III Economic Evaluation," (International, Inc., Boston, Mass.).

8. Electroconsult, 1985, "Esquemas Alternativos de Desarrollo," Instituto Costarricense de Electricidad Report.

☆U.S. GOVERNMENT PRINTING OFFICE: 1989-673-034/00187

LA-11550-MS

Los Alamos National Laboratory is operated by the University of California for the United States Department of Energy under contract W-7405-ENG-36.



Proyecto Centroamericano de Energía y Recursos Naturales

Estudio Económico de Prefactibilidad del Desarrollo de Energía Geotérmica en Platanares, Honduras

Los Alamos
Los Alamos National Laboratory
Los Alamos, New Mexico 87545

This work was supported by the U.S. Agency for International Development.

An Affirmative Action/Equal Opportunity Employer

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise, does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

LA-11550-MS

UC-000
Issued: September 1989

Estudio Económico de Prefactibilidad del Desarrollo de Energía Geotérmica en Platanares, Honduras

Linda K. Trocki

Los Alamos National Laboratory
Los Alamos, New Mexico 87545

RESUMEN EJECUTIVO

Este estudio trata la prefactibilidad económica del desarrollo del sitio geotérmico de Platanares en Honduras para la producción de electricidad. Se consideraron tres opciones de desarrollo basándose en las recomendaciones científicas del estudio de prefactibilidad: desarrollo de 10 MW de capacidad en el reservorio poco profundo; desarrollo del reservorio profundo para producir de 20 a 110 MW de capacidad; y desarrollo tanto del reservorio poco profundo como del profundo para producir 30 MW o más de capacidad. La planta de 10 MW consistiría de generadores de ciclo binario operando en pozos en el reservorio poco profundo que se descubrió durante el estudio de prefactibilidad.[1] La planta de 20 a 110 MW requeriría el desarrollo del reservorio profundo que se espera exista, basándose en las deducciones de los estudios científicos llevados a cabo durante el estudio de prefactibilidad. Se esperaba que estas plantas más grandes fueran similares a las plantas de vaporización instantánea sencilla en Centro América y otros lugares.

El estudio económico consistió de tres etapas. La primera originó un plan óptimo de expansión para la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), basándose en la expectativa del crecimiento de la demanda y en las características de las nuevas plantas existentes y alternativas. El código de computadora de optimización dinámica, WASP-III,[2] se utilizó para calcular los planes de expansión. Se calculó un plan de expansión óptimo diferente para cada uno de los siguientes tamaños de campos geotérmicos: 10, 20, 30, 55, y 110 MW. Las necesidades de capacidad adicionales de la ENEE durante el período de estudio (1988 hasta 2009) suman a aproximadamente 700 a 800 MW. Para satisfacer estas necesidades, se seleccionaron varias plantas térmicas y cuatro plantas hidroeléctricas en los planes de menor costo, además de las plantas geotérmicas permitidas en cada caso. Siempre se seleccionó la alternativa geotérmica, a menudo para instalación en cuanto estuviera disponible (1991 para la planta de 10 MW y 1995 para las plantas más grandes).

La segunda etapa del análisis requirió que los geocientíficos que realizaron el estudio de prefactibilidad estimaran la probabilidad de la magnitud de varios parámetros que afectarían la capacidad eléctrica que el reservorio profundo soportaría. Según sus estimaciones, se determinó la probabilidad de ocurrencia de diferentes campos clasificados según sus tamaños. Basándose en esto, creemos que hay una probabilidad de 16% que el reservorio profundo no pueda soportar una generación eléctrica, una probabilidad de 38% que una planta de 20 MW sea posible, una probabilidad de 26% de una planta de 30 MW, una probabilidad de 19% de una planta de 55 MW y una probabilidad de 2% de una planta de 110 MW. A través del estudio, durante la etapa de factibilidad, se podrían obtener mejores estimados.

La tercera etapa incluye el cálculo de los beneficios monetarios esperados del desarrollo de energía geotérmica en Platanares. La diferencia en el costo actual entre el plan óptimo de expansión que no contiene una opción geotérmica y los que sí la contienen, es el ahorro de costos que resulta del desarrollo geotérmico. El ahorro en el costos de una planta de 10 MW en el reservorio poco profundo es aproximadamente de $25,4 millones.* Se espera que el costo de los pozos para pruebas de fluidos en el reservorio poco profundo que se deben completar antes de que se ordenen los generadores de la boca del pozo, sea de $4 millones. Este costo restado del beneficio esperado resultará en un ahorro neto de $21,4 millones.

El beneficio monetario esperado del reservorio profundo es igual a la suma ponderada de los beneficios de plantas de todo tamaño posible. Las ponderaciones utilizadas son las probabilidades de ocurrencia de los campos de diversos tamaños indicados arriba. El valor monetario esperado del desarrollo del reservorio profundo de los ahorros de costo es de $42,4 millones. Cuando el costo actual de un pozo de prueba-para-

*Todos los costos están al valor actual del dólar de los EE.UU. en el año 1987. Se aplicó una tasa real de descuento del 12%.

descubrimiento para confirmar la presencia de un reservorio profundo y el costo del estudio de factilibidad se restan de estos ahorros, los beneficios netos son iguales a aproximadamente $29 millones.

Basándose en los resultados del estudio económico de prefactibilidad, se recomiendan desde el punto de vista económico, el desarrollo del reservorio poco profundo, la finalización de los pozos de descubrimiento y el estudio de factibilidad. Se espera que el desarrollo geotérmico en Platanares economice a la ENEE aproximadamente $30 millones en gastos de producción de electricidad entre la fecha de su instalación y el año 2008.

ESTUDIO ECONOMICO DE PREFACTIBILIDAD DEL DESARROLLO DE ENERGIA GEOTERMICA EN PLATANARES, HONDURAS

por

Linda K. Trocki

RESUMEN

En este informe se evalúan los beneficios económicos esperados del desarrollo de una planta de energía geotérmica en Platanares en el Departamento de Copán, Honduras. Los beneficios económicos de plantas geotérmicas que varían en tamaño desde una planta de 10 MW en el reservorio poco profundo a una planta de 20, 30, 55 ó 110 MW en el supuesto reservorio profundo, se midieron calculando los planes óptimos de expansión para cada tamaño de planta geotérmica. Los ahorros se calculan como la diferencia en el costo actual entre un plan que no contiene ninguna planta geotérmica y otro que sí la contiene. El ahorro actual del valor en millones de dólares de 1987 oscila de $25 millones para la planta de 10 MW a $110 millones para la planta de 110 MW con ahorros del 6% al 25% durante el período de tiempo de 1988 a 2008.

La existencia del reservorio poco profundo está relativamente bien caracterizada y mucha evidencia científica indirecta indica la existencia de un reservorio más profundo. Basándose en las distribuciones de probabilidad estimadas por los geólogos sobre la temperatura, extensión de área, profundidad y porosidad, se estimó el tamaño esperado de la planta de energía que podría soportar el reservorio profundo con los resultados siguientes: 0 MW -- 16% (es decir, hay una probabilidad de 16% que el reservorio profundo no soporte una planta de energía); 20 MW -- 38%; 30 MW -- 25%; 55 MW -- 19% y 110 MW -- 2%. Cuando el ahorro en el costo de cada planta de diferente

tamaño esté ponderado por la probabilidad de que el reservorio soporte una planta de ese tamaño, se podrá calcular el valor monetario esperado del reservorio profundo. Es de $42 millones en el valor actual de dólares de 1987, lo que da un ahorro en costo de 10%. El ahorro esperado de la planta de 10 MW en el reservorio poco profundo se espera que esté próximo al valor calculado de $25 millones; es decir, que la probabilidad es alta de que el reservorio poco profundo soporte la planta.

I. INTRODUCCION

En el curso de una evaluación del recurso geotérmico de Honduras, geocientíficos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), el Laboratorio Nacional de Los Alamos (Los Alamos) y el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) confirmaron el potencial para el desarrollo de recursos geotérmicos en el sitio de Platanares en el Departamento de Copán, Honduras. También confirmaron que los sitios de San Ignacio y de Azacualpa tienen potencial para el desarrollo de energía geotérmica (Figura 1). Debido a que el sitio de Platanares ofrecía un mayor potencial de recursos geotérmicos lo suficientemente grande y caliente para desarrollar la generación de energía, los esfuerzos científicos se enfocaron en completar un estudio de prefactibilidad del sitio de Platanares. Las recomendaciones científicas aparecen en un informe realizado por el Equipo de Evaluación de Los Alamos/USGS.[1]

Durante la exploración del sitio de Platanares, por medio de perforación se comprobó la existencia de un reservorio poco profundo. Dos de las tres perforaciones testigo de exploración intersectaron un reservorio poco profundo. Se notaron temperaturas de 160°C o más a profundidades de 650 m o más.[1]

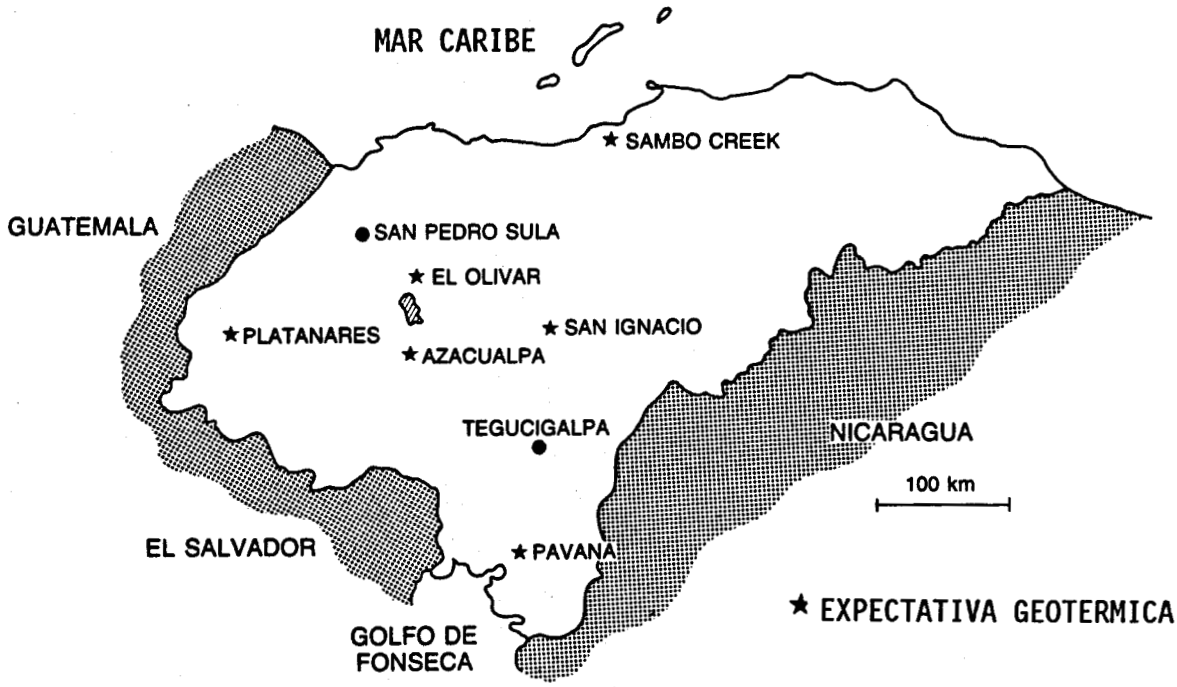


Figura 1. Localización de las áreas de expectativa geotérmica en Honduras.

El propósito principal de este estudio es determinar la prefactibilidad económica de desarrollar el reservorio más profundo, de 225° a 240°C, ya que su existencia está indicada a profundidades de 1,2 a 1,5 km, y determinar los beneficios de un desarrollo temprano de una planta de 10 MW en el reservorio poco profundo.

Debido a que el tamaño del reservorio más profundo no se puede medir hasta que se complete el estudio de factibilidad del campo geotérmico de Platanares, se determinaron paramétricamente los beneficios económicos de un desarrollo de energía geotérmica; o sea, primero, se calcularon planes óptimos de expansión basados en la suposiciones que un reservorio más profundo pueda soportar una planta de energía de 20, 30, 55 ó 110 MW. Segundo, los geocientíficos que llevaron a cabo la evaluación del campo calcularon la temperatura probable, la extensión de superficie, el espesor y la porosidad de la roca huésped para el reservorio más profundo, lo cual afectaría el tamaño de la planta de energía que podría instalarse en Platanares. Tercero, cuando el ahorro de costos de la

planta de energía geotérmica de diferentes tamaños se ponderó con la probabilidad de que el reservorio más profundo pueda soportar un tamaño dado de planta de energía y estos beneficios ponderados se sumaron, se obtuvo un valor monetario esperado del estado de factibilidad y desarrollo de energía geotérmica en Platanares.

Los estudios se llevaron a cabo utilizando el programa Wien Automatic System Planning (WASP), Versión III.[2] WASP es un código de optimización dinámico que calcula un plan óptimo de expansión para la generación eléctrica; es decir, en el presente estudio, el programa y el tipo de plantas que deben ser instaladas por ENEE para minimizar el costo actual del valor de la generación de electricidad para Honduras. Los beneficios del desarrollo de energía geotérmica en Platanares se miden como las diferencias en el costo del valor actual entre un plan que incluye plantas geotérmicas y otros planes que no incluyen plantas geotérmicas.

Los datos de entrada requeridos por WASP incluyen un estimado del crecimiento en la demanda pico (Figura 2); las características de la curva de duración de la carga; las características de operación de las plantas térmicas e hidroeléctricas existentes; las características de posibles nuevas plantas hidroeléctricas, térmicas y geotérmicas; cifras de costos para combustible, operación y mantenimiento, y capital para todas las plantas nuevas; restricciones en el programa de expansión (por ejemplo, no es posible instalar la siguiente planta hidroeléctrica grande antes de 1995); y otros datos, tal como la probabilidad de la pérdida de carga máxima aceptable.

Se evaluaron cinco posibles tamaños de campos geotérmicos -- 10 MW en el reservorio poco profundo, más 20, 30, 55, y 110 MW en el reservorio más profundo. El período de evaluación fue de 1988 hasta 2008. Además de variar los tamaños de las plantas geotérmicas, se llevaron a cabo estudios de sensibilidad variando lo siguiente: probabilidad de pérdida de carga, nivel del crecimiento de la demanda, precios futuros del petróleo y el orden de la instalación de la plantas hidroeléctricas.

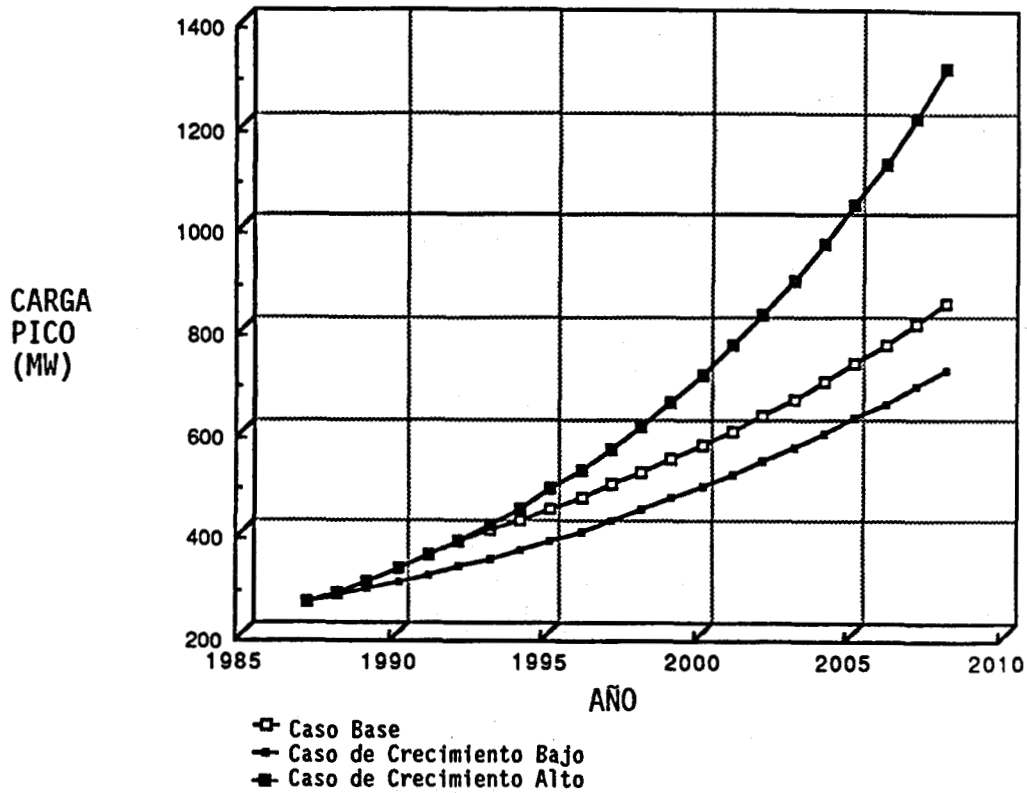


Figura 2. Crecimiento supuesto de la demanda pico.

En este documento hay una evaluación de los resultados descritos en la Sección II, se presentan conclusiones en la Sección III y hay un análisis de los datos de entrada en los Anexos A y B.

II. RESULTADOS

A. Simulaciones WASP -- Resultados del Caso Base

Los planes óptimos de expansión determinados por WASP aparecen en la Tabla I (ver los análisis de los datos de entrada en el Anexo A). Estos planes fueron calculados para los diferentes tamaños de plantas de energía geotérmica. Los planes enumeran las plantas que se requieren en un año dado e incluyen un costo total. El costo de los planes incluye los costos de construcción de cualquiera nueva planta seleccionada en el plan, valores de recuperación, costos de operación y mantenimiento para plantas existentes y nuevas, y el costo de la energía no servida. Todos los

TABLA I

PLANES OPTIMOS DE EXPANSION CON CANTIDADES VARIABLES DE ENERGIA GEOTERMICA

"G-32" = turbina de gas de 32 MW; "G-50" = turbina de gas de 50 MW; "B-52" = generador diesel 50 MW; "GT" = planta geotérmica; nombres propios = plantas hidroeléctricas.

	Plan A w/o GT	Plan B w/GT 10 MW	Plan C w/GT 20 MW	Plan D w/GT 30 MW	Plan E w/GT 55 MW	Plan F w/GT 110 MW	Plan G w/GT 120 MW
1988	---	---	---	---	---	---	---
1989	---	---	---	---	---	---	---
1990	G50	G32	G50	G32	G32	G32	G50
1991	---	GT 10 MW	---	G32	G32	G32	---
1992	G32	B52	G32	---	---	---	GT 10 MW
1993	G50	---	G50	B52	G50	650	G50
1994	---	G50	---	Cuyamel	---	---	Cuyamel
1995	Cuyamel	Cuyamel	GT 20 MW Cuyamel	GT 30 MW	GT 55 MW	GT 55 MW	GT 55 MW
1996	G50	---	---	---	Cuyamel	Cuyamel	---
1997	---	Naranjito	Naranjito	Naranjito	G32	G32	GT 55 MW
1998	Naranjito	---	G32 (2)	---	---	GT 55 MW	---
1999	G32	G50	G32	G50	Naranjito	---	---
2000	---	G50	---	G50	G50	Naranjito	Naranjito
2001	---	---	G50	---	---	---	---
2002	B52	Remolino	Remolino	Remolino	Remolino	---	---
2003	Remolino	G32 (2)	G50	G32 (2)	G50	Remolino, G50	Remolino
2004	G50	G32	B52	G50	G50	G50	G32
2005	G32	G32	---	---	---	---	G32
2006	G32	G50	---	G50	Cayetano	Cayetano	Cayetano
2007	G32	G32	Cayetano	G32	---	---	---
2008	Cayetano	Cayetano	---	Cayetano	G32	G32	G32
	$419,7	$394,3	$385,0	$371,3	$341,4	$309,0	$294,7

Costo: (Valor actual -- en millones de US$ de 1987)

costos se expresan como costos al valor actual del US$ en 1987. Los costos incurridos en el futuro se han descontado de los dólares de 1987 usando una tasa de 12% de descuento. Por ejemplo, el costo de capital de Naranjito, que aparecerá en 1997 en el Plan B, es de $185,3 millones descontados durante 10 años (1987 hasta 1996), igualando un valor actual de $59,7 millones.

Los beneficios de los diversos planes se elaboran más adelante. Los estudios de sensibilidad se presentan en la Sección II.B. El plan que es más factible (basándose en lo que se conoce sobre el recurso geotérmico y su tamaño) y el valor esperado del resultado del estudio de factibilidad se evalúan en la Sección II.C.

El propósito de las simulaciones de WASP es determinar si las plantas geotérmicas se seleccionan en el plan óptimo de expansión, y medir los beneficios económicos de dichas plantas geotérmicas. Todos los planes de "casos-base" se muestran en la Tabla I, y la Tabla II resume datos relacionados con estos planes. Estos datos se presentan gráficamente en las Figuras 3 y 4. El "caso-base" se refiere a simulaciones que contienen los datos descritos en el Anexo A en el cual los tamaños de las plantas geotérmicas varían según los planes. La Tabla I muestra que las plantas geotérmicas están incluidas en los planes óptimos de expansión. Estos planes forman parte de los criterios utilizados por un banco de desarrollo para respaldar un estudio de factibilidad o desarrollo. En casi todos los casos, las plantas se seleccionan en el primer año en que es técnicamente factible instalarlas (1991 para la planta de 10 MW y 1995 para las otras plantas).

La gran capacidad de almacenamiento que proporciona El Cajón y un reciente exceso de capacidad permite que la ENEE supla mucha de su demanda pico con energía hidroeléctrica de El Cajón. De acuerdo a nuestra simulación del sistema actual, la probabilidad de pérdida de carga (PPC) en 1988 es casi cero. Sin embargo, todos los planes de expansión exigen la instalación de una turbina de gas en 1990 cuando el costo de la

TABLA II

RESUMEN DE INSTALACION DE CAPACIDAD Y COSTOS DE LOS PLANES OPTIMOS DE EXPANSION

Instalación de Capacidad
(MW)

Requerimientos de Capacidad	A	B	C	D	E	F	G
Térmica	442	442	378	410	328	278	260
Geotérmica	0	10	20	30	55	110	120
Hidroeléctrica	323,1	323,1	323,1	323,1	323,1	323,1	323,1
Total	765,1	775,1	721,1	763,1	706,1	711,1	703,1

Costos de los Planes Optimos de Expansión
(miles de dólares de 1987)

Valor Actual							
Costo Acumulativo							
Construcción	-229.499	-249.868	-244.553	-251.467	-247.286	-254.952	-266.200
Valor de recuperación	+80.969	+84.367	+80.877	+84.757	+81.641	+85.904	+86.397
Costos de operación	-271.066	-228.779	-221.086	-205.435	-175.730	-139.913	-114.891
Costo de energía no servida	-124	-151	-225	-119	0	0	0
Total	-419.720	-394.434	-384.987	-371.264	-341.375	-308.961	-294.694

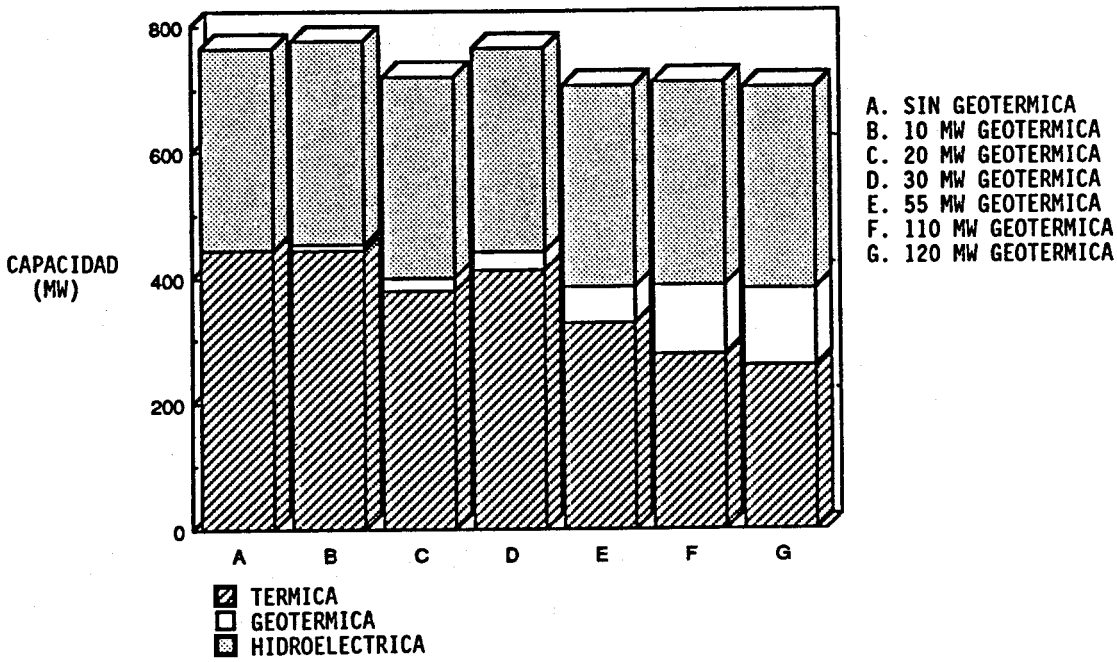


Figura 3. Planes óptimos de expansión con cantidades variables de energía geotérmica.

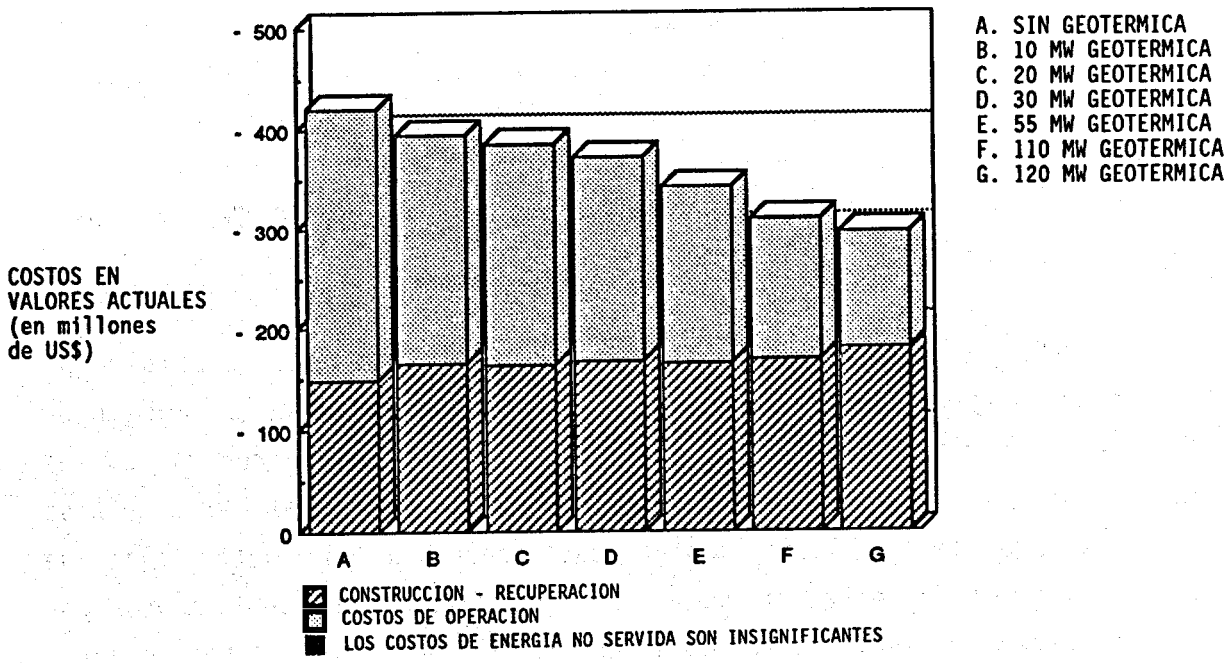


Figura 4. Costos al valor actual de los planes óptimos de expansión con cantidades variables de energía geotérmica.

energía no servida es de $0,50/kWh y la PPC está restringida a 0,55% de acuerdo con las recomendaciones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Como parte de la entrada de datos, se especificó que las plantas térmicas existentes en La Puerta y en Miraflores se retirarían en 1990, por lo que es necesaria una planta térmica para reemplazarlas. Para satisfacer restricciones confiables, se requiere la instalación de un número de unidades térmicas pico en todos los planes óptimos. Los resultados obtenidos por C. T. Main[7] también incluyeron varias plantas térmicas.

Todos los planes, A a G, en la Tabla I requieren la instalación de las primeras cuatro plantas hidroeléctricas en la lista de alternativas --Cuyamel (8,1 MW), Naranjito (72 MW), Remolino (125 MW) y Cayetano (118 MW) -- durante 1995 a 2008. Estas cuatro plantas totalizan 323,1 MW de capacidad hidroeléctrica. El tiempo cuando se instalan estas plantas varía de plan a plan, dependiendo de la cantidad de capacidad geotérmica especificada en la lista de alternativas.

El Plan A es la solución óptima si las plantas geotérmicas no se consideran en la lista de plantas alternativas. Con respecto a la selección de plantas hidroeléctricas, el Plan A requiere la instalación de Cuyamel en 1995, de Naranjito en 1998, de Remolino en 2003 y de Cayetano en 2008. También se seleccionaron en este plan, cuatro turbinas de gas de 50 MW, cinco turbinas de gas de 32 MW y una de diesel de 50 MW. El costo al valor actual del plan es de $420 millones.

El efecto de incluir plantas geotérmicas en la lista de alternativas representa una reducción considerable en el costo actual de producción de electricidad en Honduras. Hay grandes ahorros en costos cuando se permiten plantas geotérmicas en el sistema. Debido a que se especifica que las plantas geotérmicas operen a un factor alto de capacidad durante la estación seca, su operación puede sustituirse por alguna generación térmica, la cual es mucho más cara. Las plantas geotérmicas sustituidas por capacidad térmica, se demuestran en la

Tabla II. El Plan A, sin ninguna alternativa geotérmica, requiere la instalación de turbinas de gas de casi 450 MW entre 1988 y 2008; el Plan G, con la máxima cantidad de energía geotérmica, requiere turbinas de gas de 260 MW. Los costos al valor actuales de operación disminuyen según aumenta la cantidad de capacidad geotérmica y la capacidad térmica disminuye debido a que las plantas térmicas son más caras de operar.

El costo de la energía no servida, Tabla II, depende de la cantidad de carga fundamental de energía geotérmica que pueda complementar la generación hidroeléctrica durante la estación seca y también de la capacidad térmica pico que ha sido instalada. El costo de energía no servida es mínimo en todos los planes porque la probabilidad de pérdida de carga se restringe a 0,55%, or sea, el equivalente a 2 días al año.

Los costos al valor actual de construcción varían algo, dependiendo del programa de composición y de instalación de plantas seleccionadas en los diversos planes de expansión. Los costos varían de aproximadamente $229 millones en el Plan A a $266 millones en el Plan G.

Los costos al valor actual de operación son los contribuyentes mayores a la reducción de los costos totales proporcionados por la instalación de plantas geotérmicas. En el plan sin energía geotérmica, Plan A, el valor actual acumulado de los costos de operación es igual a $271 millones, y en el plan con la máxima cantidad de energía geotérmica, Plan G, los costos acumulados de operación se reducen a $115 millones.

Desde el punto de vista económico, la construcción de una planta de 10 MW, que operaría a bajas temperaturas utilizando los fluidos en el reservorio poco profundo, proporciona beneficios económicos significativos. En los casos en que la planta de 10 MW se incluye como una opción (Planes B y G), se selecciona como la solución menos costoso en el primero o segundo año en que sería posible instalarla -- 1991. El ahorro de costo que resulta de la planta de 10 MW se determinó restando el costo del plan que contiene la planta geotérmica de 10 MW del plan

comparable que no la contiene -- el costo del Plan A menos Plan B es igual a $25 millones, y el costo del Plan F menos Plan G es igual a $14 millones. La prefactibilidad económica para el desarrollo del reservorio más profundo (plantas mayores de 10 MW en este estudio) se trata en la Sección II.C, junto con el estimado del tamaño del recurso geotérmico.

B. Estudios de Sensibilidad

Los siguientes parámetros se variaron para determinar su efecto en los resultados: probabilidad de la pérdida de carga; crecimiento de la demanda pico, precios del petróleo; y el orden de las alternativas de la planta hidroeléctrica y sus características de operación. En vez de variar estos parámetros junto con el tamaño de posibles plantas de energía geotérmica, se seleccionó un tamaño de planta de energía geotérmica como estudio base. El tamaño seleccionado fue el de una planta de 20 MW por razones que se revelarán en la Sección II.C. El propósito de los estudios de sensibilidad fue de determinar si la planta geotérmica podría aún incluirse en el plan óptimo, y de ser así, si habrían algunos retrasos en su instalación. Todos los estudios de sensibilidad están comparados con el caso base para esta sección, Plan C en las Tablas I y II y las Figuras 3 y 4, que incluyen la planta geotérmica de 20 MW.

1. Probabilidad de Pérdida de Carga (PPC). El personal de la ENEE ha expresado inseguridad con respecto a la determinación de una PPC aceptable. Si hacemos menos rigoroso la restricción de la PPC, nos resulta una solución óptima con una PPC que promedie 1.2% después de 1990, con un valor máximo de 4.7%. Un plan que permite una PPC mayor, requiere menos plantas térmicas y requiere la instalación de una planta hidroeléctrica adicional -- Raity-Cayetano (Tabla III y Figura 5). Así mismo, el aumento programado de plantas hidroeléctricas se ha adelantado, y la planta geotérmica de 20 MW se instala un año más tarde que en el caso base. Por ejemplo, Naranjito se selecciona para instalarse en 1995 en vez de en 1997 como se requería en el caso base. Aunque los costos de la construcción y el costo de la energía no servida son significativamente

TABLA III

PLANES OPTIMOS DE EXPANSION PARA ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD

"G-32" = turbina de gas de 32 MW; "G-50" = turbina de gas de 50 MW ; "D-52" = generador diesel de 50 MW ;

"GT" = planta geotérmica; Nombres propios = plantas hidroeléctricas.

Año	Plan C Caso Base	Probabilidad de Pérdida de Carga No Restringida	Crecimiento de Demanda Más Bajo	Crecimiento de Demanda Más Alto	Precios de Petróleo Más Altos	Plantas Hidroeléctricas Remolino Regulado	Plantas Hidroeléctricas Orden de planta Alterado
1988	---	---	---	---	---	---	---
1989	---	---	---	---	---	---	---
1990	G50	---	---	G32	G50	G50	G32
1991	--	G50	---	G32	---	---	G32
1992	G32	---	G32	---	G32	G32	---
1993	G50	Cuyamel,G32	G32	G50	G50	G50	G50
1994	---	---	---	Cuyamel,G32	---	---	Cuyamel
1995	Cuyamel, GT 20 MW	Naranjito	G50	GT 20 MW	Cuyamel, GT 20 MW	Cuyamel, GT 20 MW	GT 20 MW
1996	---	GT 20 MW	---	Naranjito	---	---	G50
1997	Naranjito	G32	Cuyamel	G32	Naranjito	Naranjito	---
1998	---	---	GT 20 MW	G50	---	---	G32
1999	G32 (2)	G32 (2)	Naranjito	Remolino,G32	G50	G50	G32
2000	G32	---	G32	G50	G32	G32	G50
2001	---	Remolino	---	G50	G32	G50	---
2002	G50	---	G32	Cayetano	---	---	Remolino
2003	Remolino Naranjito	Cayetano	G50	Raity	G50, Remolino		Remolino
2004	G50	G50	G50	---	G32	---	G50
2005	D52	---	---	Sico-2	G50	Cayetano	D52
2006	---	---	Remolino	Sico-1	---	---	---
2007	Cayetano	Raity	G32	G32	Cayetano	G32	Cayetano
2008	---	---	G32	Cerro Malín	---	Raity	---
Costo (Valor Actual -- en millones de US$ de 1987).	$385,0	$356,2	$243,0	$546,4	$509,8	$375,7	$402,3

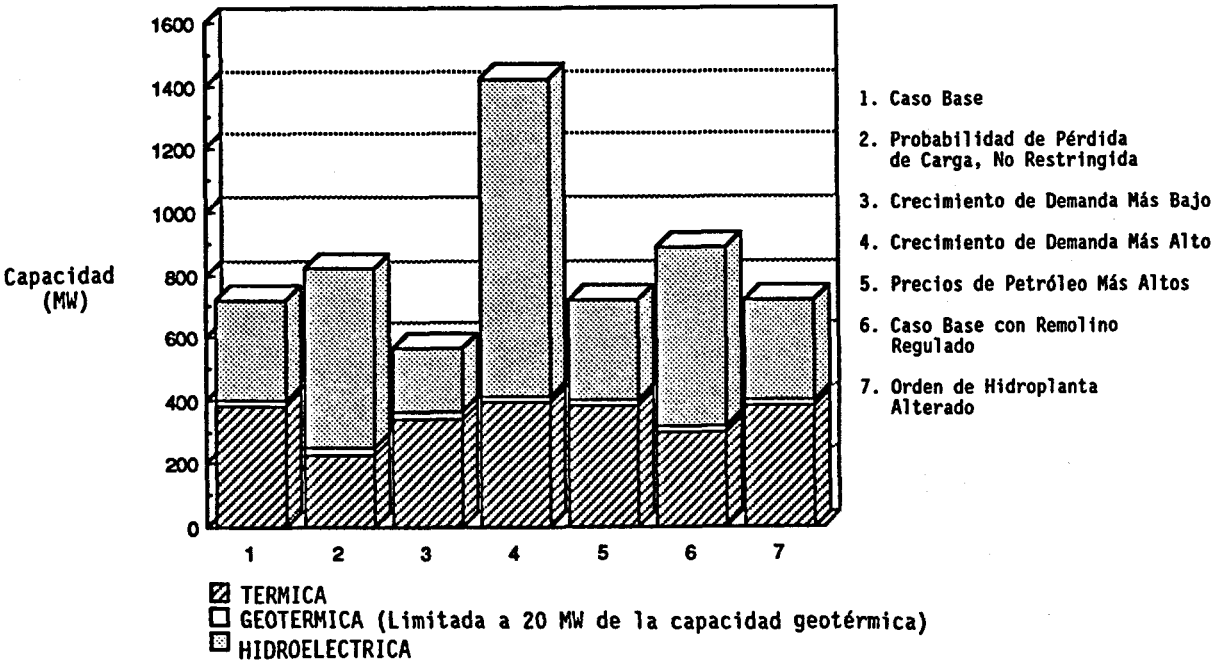


Figura 5. Planes óptimos de expansión para estudios de sensibilidad.

más altos, los costos de operación del plan con la PPC no restringida son mucho menores que el caso base y resultan en una reducción de los costos totales actuales de $28,7 millones en el período 1988 a 2008 (Tabla IV y Figura 6). Se le aconseja a la ENEE que este plan no cumple con el criterio del BID de que la PPC debe ser menor o igual a 0,55%. Esto se incluye aquí, meramente para demostrar el costo de asegurar que el sistema de generación cumpla con las restricciones de confiabilidad.

2. Aumento de la Demanda. Por supuesto, los cambios en la tasa del aumento de la demanda pico ejercen una gran influencia en la selección de un plan óptimo. Se llevaron a cabo dos estudios de sensibilidad -- uno para un caso de demanda baja en el cual la demanda aumenta 5% al año desde 1987 y uno para un caso de demanda alta en el cual la demanda pico aumenta a una tasa media de 8% al año. Primero se examinan los efectos del caso de la demanda baja y luego sigue un análisis del caso de la demanda alta.

TABLA IV

RESUMEN DE INSTALACION DE CAPACIDAD Y COSTOS DE PLANES OPTIMOS DE EXPANSION PARA ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD

Instalación de Capacidad (MW)

	Plan C Caso Base	Probabilidad de Pérdida de Carga No restringida	Crecimiento de Demanda Más bajo	Crecimiento de Demanda Más alto	Precios de Petróleo Más altos	Plantas Hidroeléctricas Remolino Regulado	Plantas Hidroeléctricas Orden de Planta Alterado
Requerimientos de Capacidad							
Térmica	378	228	342	392	378	296	378
Geotérmica	20	20	20	20	20	20	20
Hidroeléctrica	323,1	573,1	205,1	1.010	323,1	573,1	323,1
Total	721,1	821,1	567,1	1.422	721,1	889,1	721,1

Costos de los Planes Optimos de Expansión (miles de $ de 1987)

Valor Actual Costo Acumulativo							
Construcción	-244,533	-312,019	-148.590	-533.889	-246.183	-292.263	-221.183
Valor de recuperación	+80.817	+116.180	+49.878	+225.671	+81.263	+118.018	+80.846
Gastos de operación	-221.086	-148.172	-144.082	-238.148	-344.774	-201.290	-261.800
Costo de energía no reservada	-225	-12.219	-175	-85	-135	-135	-117
Total	-384.987	-356.231	-242.967	-546.449	-509.829	-375.670	-402.254

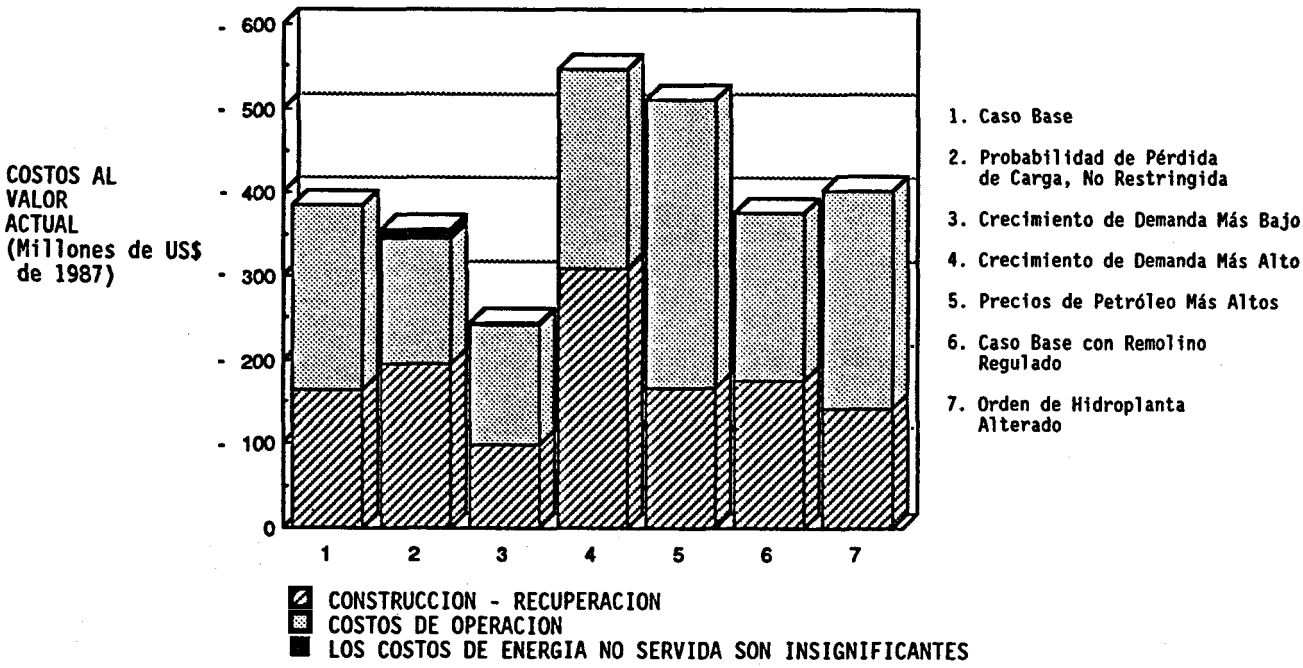


Figura 6. Costo al valor actual de planes óptimos de expansión para estudios de sensibilidad.

En el caso de crecimiento de demanda bajo, la demanda pico resultante en el año 2008 se reduce a 716 MW desde un nivel de 844 MW en el caso base (Tabla A.1 y Figura 1). La simulación del caso de demanda baja requiere la instalación de un total de aproximadamente 570 MW de nueva capacidad entre los años 1990 y 2008 -- casi 200 MW menos que en el caso base (Tabla IV). La instalación de muchas plantas requerida en el caso base se retrasa de 2 a 6 años en el caso de demanda baja. La instalación de una planta geotérmica de 20 MW se retrasa desde la fecha propuesta de 1995 hasta 1998. Se selecciona una planta hidroeléctrica menos; es decir, Cayetano no se selecciona en el plan óptimo de demanda baja para instalarse antes de 2008. La reducción en la capacidad acumulada de la planta térmica es de 10%. El costo al valor actual del caso de demanda baja es de $243 millones, o sea, 37% menos que el caso base.

En el caso de crecimiento de demanda alto, la carga pico resultante en el año 2008 es de 1.305 MW (Tabla A.1 y Figura 1), aproximadamente

50% más alta que en el caso base. Para satisfacer este nivel más alto de demanda, WASP selecciona para su instalación, cuatro plantas hidroeléctricas adicionales -- Raity en el año 2003, Sico-2 en el año 2005, Sico-1 en el año 2006 y Cerro Malín en el año 2008. La cantidad acumulativa de plantas térmicas seleccionada, es un tanto más alta que la del caso base. La planta geotérmica de 20 MW se selecciona en el primer año en que esté disponible -- 1995. El costo al valor actual del plan es de $546 millones, aproximadamente 42% más alto que el caso base. Mientras que los costos de construcción son el doble de los del caso base, los costos de operación son casi iguales, debido a la mucha dependencia en las plantas hidroeléctricas en el caso de demanda alta.

3. Precios del Petróleo. Con respecto al caso base, se supone que los precios del petróleo permanezcan constantes. Se llevó a cabo otro estudio de sensibilidad con una variación del caso base para asegurar el efecto de mayores precios del petróleo. En este caso, los precios reales del petróleo aumentaron a una tasa de 6.2% anual entre 1989 y 2000, de acuerdo a los pronósticos de la Administración de Información de Energía (Energy Information Administration).[3] Después del año 2000, los precios del petróleo permanecieron constantes. Aumentó únicamente el costo externo, es decir, el costo de importación; se presume que sea constante el costo local, que representa la diferencia entre el costo de importación y el costo a ENEE. (El componente del costo local incluye los impuestos, diferencias posibles entre el diesel refinado localmente y el diesel importado y los costos de entrega.) El plan óptimo de instalación es similar al que se obtuvo en el caso base; es decir, el aumento en los precios del petróleo no dio como resultado la selección de menos cantidad de plantas térmicas ni tampoco requirió mayor cantidad de plantas hidroeléctricas. Sin embargo, el costo actual de operación aumentó desde $221 millones a $345 millones. Este aumento en los costos de operación ocasionó una alza de 32% en el costo al valor actual total del plan.

4. Características de Alternativas Hidroeléctricas. Los dos últimos estudios de sensibilidad presentados en las Tablas III and IV

refieren al orden permisible de la instalación de una planta hidroeléctrica y el efecto de una regulación río arriba de la planta Remolino propuesta, en El Cajón. Todos los casos mencionados hasta aquí en la Sección II, especifican el siguiente orden de instalación de plantas hidroeléctricas: Cuyamel, Naranjito, Remolino, Cayetano, Raity, Sico-2, Sico-1 y Cerro Malín. En todos los planes de la Tabla I, se escogieron las primeras cuatro de estas plantas hidroeléctricas. Además, en todos los casos mencionados anteriormente, se supuso que Remolino operaría esencialmente como planta generadora sin almacenamiento, debido a su escasa capacidad de éste. Bajo esta suposición, el promedio de energía disponible de Remolino varía según el período hidrológico del año, siendo más bajo durante la estación seca. Esta suposición fue alterada en un estudio de sensibilidad para medir el efecto sobre el plan óptimo, si Remolino produce una cantidad constante de energía durante el año debido a que su afluencia de energía es nivelada por medio de la regulación río arriba de la operación de El Cajón.

Con el mismo orden de instalación de plantas hidroeléctricas, como en el caso base pero con la energía de Remolino equitativamente distribuida durante el año, el costo al valor actual del plan óptimo se reduce del caso base de $385 millones a $376 millones, en parte, debido a que los costos de operación se reducen algo. El plan es similar al del caso base pero se escogerán más plantas hidroeléctricas en años futuros. Una producción más pareja de Remolino permite la instalación de menos y/o más pequeñas plantas térmicas en los últimos años y una menor operación de las plantas térmicas en los últimos años del estudio. Se requiere menos generación térmica debido a que Remolino produce más energía durante la estación seca que lo que produjo en el caso base y además, debido a que Cayetano se escoge dos años antes que en el caso base. El año de selección de la planta geotérmica no se ha cambiado, siendo éste 1995.

Dado que las opciones hidroeléctricas de la ENEE no estarán bien caracterizadas hasta que los estudios de factibilidad estén completos para los cuatro mejores candidatos (Naranjito, Remolino, Cayetano y Sico-2),

es muy posible que el orden de instalación de las plantas hidroeléctricas especificado en el caso base, pueda alterarse debido a consideraciones técnicas o económicas obtenidas de los resultados de estudios futuros. Se llevó a cabo un estudio de sensibilidad para determinar si el orden prescrito de instalación de las plantas hidroeléctricas afectaba la inclusión de la planta geotérmica de 20 MW en el plan óptimo. Cuando Remolino se coloque antes que Naranjito en el orden permitido de instalación de plantas hidroeléctricas, y suponiendo que la disponibilidad de energía de Remolino varíe con el período hidrológico como en el caso base, la selección de la planta geotérmica no es afectada -- aún así, se instala en el año más próximo posible, 1995. Sin embargo, la instalación de la primera planta hidroeléctrica grande se aplaza de 1997 (caso base) para el año 2002, supuestamente porque Remolino es una planta bastante mayor que Naranjito y las consideraciones de un exceso de capacidad impiden instalarse antes. El costo al valor actual del plan en que Remolino precede a Naranjito, también es de $17 millones más que el plan comparable en el cual se construye Naranjito primero (Plan C en la Tabla I).

C. Valor Monetario Esperado del Desarrollo de Energía Geotérmica

Esta sección describe el procedimiento utilizado para determinar la probabilidad de que el campo exista y para calcular la ganancia monetaria esperada de la etapa de factibilidad y su subsiguiente desarrollo.

Se sabe con certeza que existe el reservorio geotérmico poco profundo y es probable que su desarrollo pueda soportar 10 MW de capacidad generadora. Pruebas de flujo en los pozos nuevos, que más tarde se podrán usar en la producción, servirán para probar si el campo poco profundo puede soportar una planta de 10 MW. La existencia de un reservorio más profundo, el cual necesitaría explotarse para soportar un campo de 20, 30, 55 ó 110 MW, está basada en evidencias geológicas indirectas. La existencia de este reservorio podría confirmarse perforando un pozo de "prueba-para-descubrimiento", que más tarde podría usarse para producción.

Ya que nada puede determinarse con seguridad hasta que se penetre por medio de una perforación en el reservorio más profundo y se conduzcan pruebas de flujo, es necesario estimar la probabilidad de que el campo sea de cierto tamaño mínimo, revisando lo que se conoce acerca del campo. Si los expertos consideran que es alta la probabilidad de que exista el reservorio más profundo y si la evaluación económica muestra que su desarrollo sería beneficioso, y si se perfora un pozo de prueba-para-descubrimiento que penetre en el reservorio profundo, entonces se podrá justificar un estudio de factibilidad.

La evaluación del tamaño probable del campo se basa en características geológicas determinadas durante el estudio de prefactibilidad del sitio de Platanares, según comparaciones con otros sitios que se espera sean similares y según las consideraciones termodinámicas y las expectativas de cómo se operará el sistema .

La ecuación[4] que se aplicó para calcular la cantidad de "exergía" o energía disponible del campo fue:

$$E = m[H_1 - H_0 - T_0(S_1 - S_0)] \quad ,$$

en la que

E = exergía en julios/s (vatios)
m = flujo de masa en kg/s
H = entalpía en julios/kg
T = temperatura en grados Kelvin,
S = entropía en julios/kg-grados Kelvin,
1 = condiciones del reservorio, y
0 = condiciones del ambiente (27°C, 1 bar de presión).

"Exergía" es menor que el máximo de calor disponible en los sistemas. El máximo de calor podría calcularse de la ecuación para la eficiencia "Carnot" del sistema.

Las variables estimadas por los geocientíficos que llevaron a cabo el estudio de Platanares, fueron la temperatura, el volumen de los fluidos en el reservorio más profundo, volumen del reservorio y porosidad. Los resultados de los estimados y su expectativa de probabilidad de ocurrencia marginal, se muestran en la Tabla V y Figura 7. La exposición fundamental que se utiliza para derivar los estimados se describe a continuación.

La variación de temperatura probable del reservorio se determinó por medio del uso de los geotermómetros de sílice, catión, isótopos y gas.[1] Los resultados de los geotermómetros indican temperaturas en el reservorio de 225° a 240°C. La exergía del reservorio fue calculada para temperaturas bajas, medianas y altas (205°, 225° y 240°C). Basándose en los cálculos de exergía, se determinó el número de pozos requeridos para soportar diferentes tamaños de plantas y el volumen requerido de los fluidos. Un factor de eficiencia de 35% fue aplicado a la exergía para dar cuenta de la extracción de energía eléctrica de la exergía.* Se utilizaron tasas variantes de flujo de fluidos para determinar cuántos pozos serían necesarios para soportar los diferentes tamaños de plantas de energía geotérmica consideradas en este estudio. También se determinó el volumen requerido de los fluidos para soportar una planta de energía dada por 25 años con un factor de capacidad de 80%.

El volumen probable de fluidos del reservorio se estimó usando el área esperada de superficie del reservorio multiplicado por el espesor esperado y la porosidad efectiva. Se cree que la extensión mínima de área es de 3,5 km^2, demostrada por filtración superficial, estructura y otros datos. Los geocientíficos están relativamente seguros de que la extensión del área es por lo menos dos veces mayor que este mínimo. Los estimados del espesor del reservorio están derivados de deducciones sobre el espesor del Grupo Valle de Angeles, la roca reservorio. Aunque el espesor máximo

*Información brindada a L. Trocki, el Laboratorio Nacional de Los Alamos, por Ronald DiPippo de la Universidad de Southern Massachusetts, North Dartmouth, Massachusetts, mayo de 1988.

TABLA V

CARACTERISTICAS ESPERADAS DEL RESERVORIO

	Baja		Mediana		Alta	
	Probabilidad[a]		Probabilidad[a]		Probabilidad[a]	
	Valor	(%)	Valor	(%)	Valor	(%)
Temperatura (°C)	205	5	225	80	240	15
Extensión aérea del reservorio (km^2)	3,5	50	7,0	45	10	5
Espesor del reservorio (km)	0,5	45	1,0	50	2,4	5
Porosidad (%)	5	33	7,5	33	10	33

[a]"Probabilidad" se refiere al cálculo de probabilidad de ocurrencia, hecho por los geocientíficos.

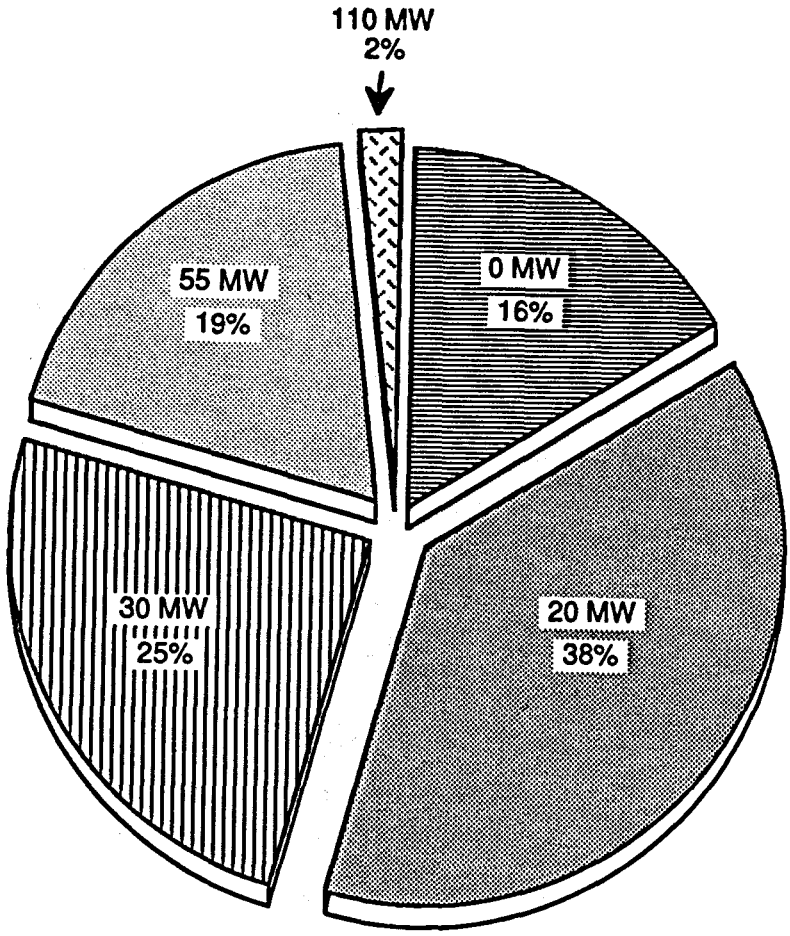


Figura 7. Probabilidad marginal de ocurrencia del tamaño del reservorio profundo en Platanares.

de este grupo no se ha medido, se cree que excede 3.000 m en algunos lugares. El estimado más bajo del espesor del reservorio en Platanares supone que sólo la mitad de la sección (aproximadamente 1.500 m) está presente, y el estimado medio supone que están presentes tres cuartos de la misma. Se espera que el tope del reservorio ocurra a una profundidad de 1.200 a 1.500 m. Pozos de prueba poco profundos en Platanares han penetrado en el Grupo Valle de Angeles a profundidades de aproximadamente 600 m. Si el Grupo Valle de Angeles tiene más de 3.000 m de espesor en la región, el tope del Grupo está a 600 m bajo la superficie y el tope del reservorio está a 1.200 m de profundidad; el espesor máximo del reservorio podría ser de 2.400 m.

La porosidad efectiva se espera que varíe de 5% a 10%, y para propósitos de esta aproximación, se supone que todos los fluidos y la exergía sean recuperables. En realidad, el 35% del factor de eficiencia supuesto en los cálculos de exergía debería responder, no sólo por eficiencias en el proceso de conversión de energía, sino también por las tasas de recuperación del reservorio. Las tasas de flujo artesiano observadas en pozos con profundidad de 600 m también llevaron a los geocientíficos que dirigieron el estudio de prefactibilidad, a creer que un gran porcentaje de la exergía en los fluidos puede ser capturada para producir electricidad. Debido a que la vaporización instantánea en un pozo de prueba poco profundo resultó en costras significativas, podría ser necesario mantener las presiones lo suficientemente altas en los pozos a manera de prevenir dicha vaporización. La perforación de pozos más profundos en la etapa de factibilidad, proporcionará más datos para la optimización del diseño del sistema. Basándose en los consejos de un experto, calculamos los niveles de exergía de pozos individuales, suponiendo tasas de flujo que varían entre 50 y 100 kg/s.*

La síntesis de los estimados de probabilidad de las características del reservorio y la energía requerida para plantas eléctricas de diferentes tamaños, resultan en estimados de la probabilidad de ocurrencia del tamaño de campos en Platanares a 20, 30, 55 y 110 MW (Tabla VI y Figura 7). El volumen de fluido requerido necesario para soportar plantas de electricidad de diferentes tamaños para reservorios en niveles de exergía correspondientes a temperaturas entre 205° y 240°C, fue aplicada para derivar las probabilidades de que Platanares soportaría plantas eléctricas de 20, 30, 55 ó 110 MW. Este tratamiento implícitamente supone que los recursos geotérmicos son agotables; es decir, que no hay

---

*Información proporcionada a L. Trocki del Laboratorio Nacional de Los Alamos por Ron DiPippo de la Universidad del Sur de Massachusetts, North Dartmouth, Massachusetts, mayo de 1988.

TABLA VI

VALOR MONETARIO ESPERADO DEL DESARROLLO DE ENERGIA GEOTERMICA EN HONDURAS

Capacidad del Reservorio Geotérmico (MW)	Costo del Plan de Expansión (millones de US$ de 1987)	Beneficios (millones de US$ de 1987)	Probabilidad de Ocurrencia (%)	Valor Monetario Esperado del Reservorio Profundo (millones de US$ de 1987)
Sin Geotérmica	419,7	0	16	0
10	394,3	25,4	---	---[a]
20	385,0	34,7	38	13,2
30	371,3	48,4	25	12,1
55	341,4	78,3	19	14,9
110	309,0	110,7	2	2,2
120	294,7	125,0	---	---[b]
				42,4

[a]Beneficio del desarrollo del reservorio poco profundo es de $25,4 millones multiplicado por una probabilidad mucho mayor que el 50% de que el reservorio poco profundo soportaría el desarrollo.

[b]Este plan es una combinación de la instalación de una planta de 110 MW en el reservorio profundo y una planta de 10 MW en el reservorio poco profundo. Sus beneficios están incluidos en los dos casos anteriores.

restauración de fluidos provenientes de recarga ni de reinyección. Esta es una suposición conservadora.

El valor esperado de la etapa de factibilidad es aproximadamente el beneficio de fuerza geotérmica a Honduras multiplicado por la probabilidad de que su factibilidad sea probada y desarrollada, o

$$VME = p(10\ MW) \times B(10\ MW) + p(20\ MW) \times B(20\ MW) + p(30\ MW) \times B(30\ MW) + p(55\ MW) \times B(55\ MW) + p(110\ MW) \times B(110\ MW),$$

en donde

VME = valor monetario esperado,
p = probabilidad marginal de ocurrencia de un campo medido dado, y
B = beneficios monetarios del desarrollo del campo medido dado (Tabla VI y Figura 8).

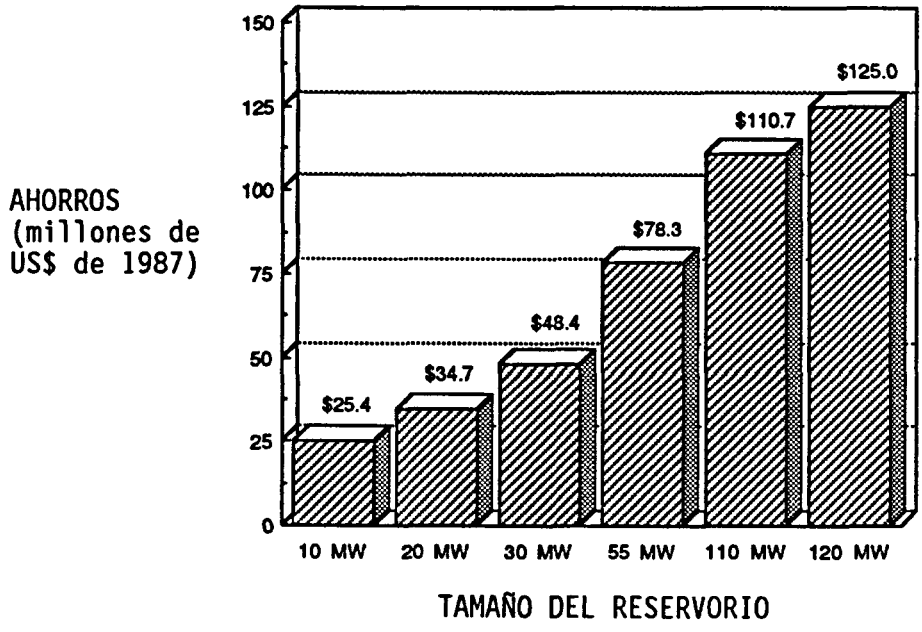


Figura 8. Reducción del costo del suministro de electricidad por la instalación de plantas geotérmicas de diferentes tamaños.

De acuerdo a las pautas del BID, si el VME del estudio de factibilidad excede su costo, el estudio de factibilidad está justificado. El análisis detallado para el valor monetario esperado aparece en la Tabla VI y la Figura 9. Los beneficios de cada tamaño de planta de energía geotérmica son iguales al costo al valor actual del plan óptimo sin fuerza geotérmica menos el costo al valor actual del plan con la planta de energía geotérmica de un tamaño dado. Por ejemplo, el beneficio de la planta de 20 MW (Tabla VI) es igual a $419,7 millones (Plan A, Tabla I), menos $385,0 millones (Plan C, Tabla I), o sea, $34,7 millones. El valor monetario esperado del estudio de factibilidad, suponiendo que la construcción de la planta eléctrica siga a tiempo para que la planta entre en funcionamiento cuando se necesite para la simulación WASP, es de $42,4 millones. Se espera que el costo de la etapa de factibilidad sea aproximadamente de $12 millones.

III. RESUMEN

El propósito de este estudio fue el de investigar si las plantas geotérmicas están incluidas en el plan óptimo de expansión ENEE, y si es así, cuál es el ahorro en el costo de instalación de una planta geotérmica.

En este análisis, las alternativas de las plantas geotérmicas se escogieron siempre para incluirlas en los planes óptimos de expansión, a menudo durante el primer año en el cual fue posible instalarlas. Entre los años 1991 y 2008, de la lista de alternativas para instalación, se seleccionaron 323,1 MW de plantas hidroeléctricas, así como 278 MW a 442 MW de plantas térmicas, dependiendo de la capacidad de plantas geotérmicas incluidas en el plan.

Los beneficios al valor actual del ahorro en el costo sólo del desarrollo de la planta de 10 MW en el reservorio poco profundo son de $25,4 millones. Para poder probar la factibilidad de la planta de 10 MW, sería necesario hacer perforaciones de prueba en el reservorio poco

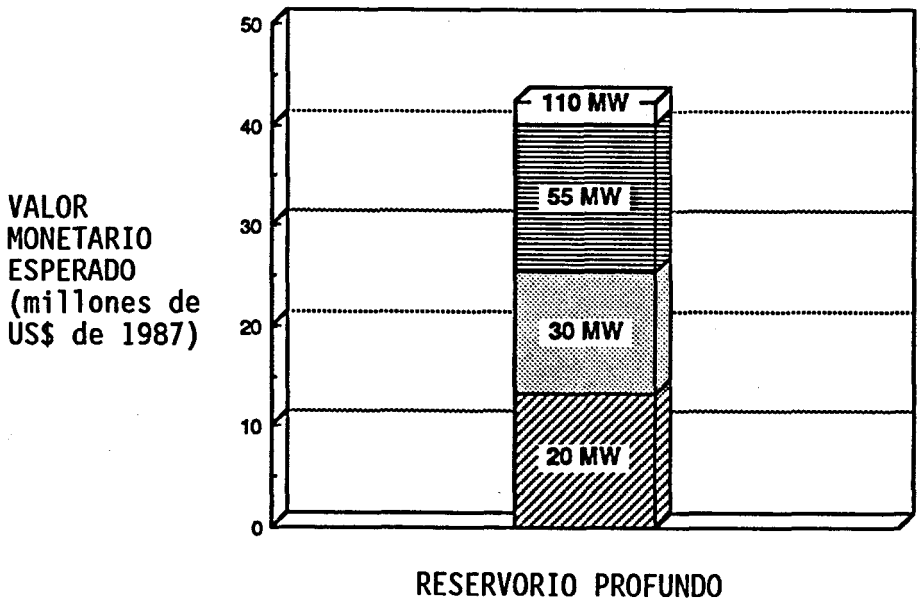


Figura 9. Valor monetario esperado del desarrollo del reservorio geotérmico profundo en Platanares. El valor para cada tamaño de planta es igual a la probabilidad marginal de que el reservorio pueda soportar ese tamaño de planta, multiplicado por el ahorro en el costo de dicha planta.

profundo. Las pruebas de perforación y flujo podrían completarse en un año. El estudio de factibilidad para el reservorio poco profundo no se espera que aumente los costos de inversión de manera significativa para la planta de 10 MW. El resultado esperado de esta corta etapa de factibilidad debe confirmar el potencial para 10 MW o más de capacidad geotérmica con una probabilidad indicada por un experto de más de 50%.* Las plantas de energía de ciclo binario con suficiente energía para totalizar 10 MW se pueden solicitar de una forma "llave-en-mano" de compañías que las fabrican y que pueden instalar dichas

*Información proporcionada a L. Trocki por Harry Olsen, Universidad de Hawaii, Honolulu, Hawaii, 1988.

plantas rápidamente. El costo de la planta se indica en el Anexo A. Los generadores binarios de boca de pozo serán transportables y pueden trasladarse a otro campo si la ENEE así lo desea.

El valor monetario esperado del desarrollo del reservorio más profundo en Platanares es de $42,4 millones (valor actual en 1987), una economía en el costo que resulta de la instalación de la planta geotérmica. La economía en el costo resulta principalmente de una reducción en los costos de operación en los planes que contienen plantas de energía geotérmica porque éstas substituyen las plantas térmicas. La economía en el costo no incluye los costos de perforación para confirmar la presencia de un reservorio profundo ni de un estudio de factibilidad en Platanares. Se espera que un pozo de descubrimiento cueste aproximadamente $1,5 millones incluyendo los costos de mobilización. Si los resultados son favorables, el siguiente estudio de factibilidad costaría $12 millones. Al igual que con la planta de 10 MW, algunos de los pozos perforados durante el estudio de factibilidad podrían usarse también como pozos de producción. Si la perforación de los pozos hecha como prueba-para-descubrimiento ocurre en 1989 y el estudio de factibilidad le sigue inmediatamente en 1990 y 1991, entonces el costo al valor actual de este trabajo sería aproximadamente de $10 millones, aplicando una tasa de descuento de 12%. Los beneficios monetarios netos que se esperan serían pues, de $42,4 millones menos aproximadamente $10 millones ó $32,4 millones.

Desde un punto de vista económico, se recomienda que la ENEE busque ayuda, tan pronto como sea posible, para perforar un pozo de descubrimiento y para conducir el estudio de factibilidad. La ENEE ya está llevando a cabo estos estudios en sus principales candidatos para explotación hidroeléctrica. Dependiendo de la rápidez con que se terminen los estudios hidroeléctricos de factibilidad, sería posible incluir los resultados del estudio de factibilidad geotérmica en un cálculo de un plan óptimo para determinar un sólido plan de expansión que incluya todas las principales opciones. Basados en simulaciones de este estudio, la

inclusión de una planta geotérmica en el reservorio más profundo no substituye una planta hidroeléctrica. Sin embargo, puede aplazar la instalación de la primera gran planta hidroeléctrica permitida en este estudio (Naranjito) de 1998 para el año 1999 ó 2000 en algunos casos, y substituye la generación térmica.

Aun si un estudio de factibilidad del reservorio más profundo no se puede completar a tiempo para permitir aplazar la siguiente gran planta hidroeléctrica por uno ó más años, vale la pena llevar a cabo un estudio de factibilidad tan pronto como sea posible, puesto que la energía geotérmica puede ser substituto de una generación térmica más cara y puede complementar la generación hidroeléctrica durante las estaciones secas.

ANEXO A

DATOS DE ENTRADA

A. Demanda

Las proyecciones de demanda pico en la Tabla A.1 están basadas en las proyecciones de la ENEE para los años de 1988 a 1992. Después de 1992, la ENEE espera que crezca la demanda en una tasa media de 5,1% al año.[5] Se supuso que la forma de la curva de duración de carga (CDC) permaneciera constante y que la curva de 1985, la más reciente disponible cuando se preparaban los datos de entrada, se usara como información base. La demanda y la forma de la curva de duración de carga fueron puestas en gráficas separadas para los tres períodos del año, que corresponden a condiciones diferentes de tiempo, las que influyen las condiciones del flujo hidrológico y la cantidad de energía disponible de las plantas hidroeléctricas. Los tres períodos son los siguientes: (1) Intermedio -- de octubre a enero; (2) Seco -- de febrero a mayo; y (3) Lluvioso -- de junio a septiembre. La forma de la CDC y la demanda pico varían muy poco entre los tres períodos. Se espera que las ventas de electricidad a los países vecinos sean de 250 GWh por año hasta fines de 1994 y la ENEE supuso que serán cero de allí en adelante.[5]

En los estudios de sensibilidad, se usó una tasa más baja de crecimiento de demanda de 1988 a 1992 y en adelante -- 6,3% al año para los años más próximos, disminuyendo a 5% por año después de 1992. La cifra de 6,3% al año está basada en las proyecciones del Banco Mundial.[6] En el caso de alto crecimiento, la demanda aumentaba a una tasa de 8,3% desde 1988 hasta fines de 1992 y de allí en adelante al 7%. Entre 1970 y 1984, la generación eléctrica aumentó a una tasa de 7,9% por año. Por lo tanto, hasta el caso de crecimiento alto no es tan irreal en comparación con las tasas históricas de crecimiento.

TABLA A.1

PROYECCIONES DE CARGA PICO EN MEGAVATIOS POR PERIODO

Año	Caso Base	Caso del Crecimiento de Demanda Bajo	Caso del Crecimiento de Demanda Alto
1987	257	257	257
1988	276	270	276
1989	299	283	299
1990	324	298	324
1991	352	312	352
1992	381	328	381
1993	400	344	411
1994	421	362	444
1995	442	380	480
1996	465	399	518
1997	489	419	560
1998	514	440	605
1999	540	462	653
2000	567	485	705
2001	596	509	762
2002	627	534	823
2003	658	561	888
2004	692	589	959
2005	727	619	1036
2006	764	649	1119
2007	803	682	1209
2008	844	716	1305

TABLA A.2

RESUMEN DE DESCRIPCION DE LAS PLANTAS TERMALES EN SISTEMA FIJO EN 1988

Nombre	Núm de Generadores	Carga Mínima (MW)	Capacidad (MW)	Tasas de Calor (Kcal/kWh) Carga Base	Tasas de Calor (Kcal/kWh) Incremento Medio	Costos de Combustible (Centavos/millones Kcal) Local	Costos de Combustible (Centavos/millones Kcal) Externo	Tipo[a] de Combustible	Reservas Rodantes (%)	Paro Forzado (%)	Días Programados para Mantenimiento	Tipo de Mantenimiento (MW)	O&M (Fijo) ($/kW-mes)	O&M (Var) ($/MW)
La Puerta	1	4	13	3.786	3.786	555	2.515	1	25	18	12	25	,94	23,49
Miraflores	1	8	10	4.085	4.085	651	2.515	1	25	18	12	25	,60	8,32
Puerto Cortés 1	4	2	7	2.399	2.399	141	1.549	2	25	18	55	25	1,39	13,51
Puerto Cortés 2	4	2	7	2.399	2.399	141	1.549	0	25	18	55	25	1,39	13,51
La Ceiba	4	3	7	2.468	2.468	238	1.549	0	25	18	55	25	1,39	13,51

Fuentes: ENEE y C. T. Main[7].

[a]Los tipos de combustible son los siguientes: "0" es bunker C; "1" es aceite diesel; "2" es una mezcla de bunker C con aceite diesel.

B. Plantas de Energía Alimentadas con Petróleo

La información sobre las plantas de energía alimentadas con petróleo (también llamadas plantas térmicas) en el sistema fijo, aparece en la Tabla A.2. La información de la carga mínima y la capacidad provienen de la ENEE. Las tasas de calor están basadas en valores usados por C. T. Main.[7] Sólo estaban disponibles las tasas de calor medio. Los costos del combustible representan los promedios de 1987 y fueron proporcionados por la ENEE. Se supone que los costos del petróleo importado sean iguales al costo, seguro y flete (c.i.f.) de las importaciones reportadas por el Banco Mundial.[6] La diferencia entre los costos totales y de importaciones fue derivada como el costo del petróleo doméstico. Un factor de precio sombra de 0,7410 se aplicó a todos los costos del petróleo doméstico de este análisis. Los factores de precio sombra fueron suministrados a la ENEE por el Banco Central y se muestran en la Tabla A.3.

La información usada para obtener el costo de los combustibles en Honduras se encuentra en la Tabla A.4.

Los costos medios de combustible diesel fueron usados para las nuevas plantas térmicas alternativas, analizadas en la Sección A.C. Según la ENEE, Puerto Cortés I usa 40% de diesel y 60% de petróleo bunker C. Las otras plantas usan principalmente diesel o bunker C y los costos del combustible y el tipo de combustible entrados a WASP corresponden al tipo predominante del combustible usado.

La información de las plantas alternativas alimentadas con petróleo consideradas como opciones en el plan de expansión, se muestran en la Tabla A.5. Los tres primeros tipos de plantas, G-32, G-50 y B-52, son idénticos a aquellos considerados en un análisis reciente llevado a cabo para Costa Rica por el BID y el Instituto Costarricense de Electricidad. Debido a las esperadas semejanzas en las condiciones de operación y los costos entre Costa Rica y Honduras y debido a que la información de estas

TABLA A.3

FACTORES DE PRECIO SOMBRA EN HONDURAS,
FUENTE: BANCO CENTRAL, NOVIEMBRE DE 1987

Materiales nacionales	0,9040
Materiales importados	1,0000
Mano de obra calificada	0,7410
Ingeniería y administración	0,7410
Almacén y embarque	0,7410

TABLA A.4

INFORMACION SOBRE LOS PRODUCTOS DE PETROLEO
PARA LAS PLANTAS DE ENERGIA DE HONDURAS

	Diesel	Petróleo
Valor calorífico (Kcal/kg)	10.000	9.800
Densidad (kg/bl)	139,89	148,16
c.i.f. costo importación ($/bl, 1987)	35,18	22,50
1987 costo combustible (L/gal)		
Puerto Cortés	2,155	1,203
La Ceiba	2,233	1,293
Miraflores	2,26	
La Puerta	2,17	
Costo promedio combustible ($/millón Kcal)		
Externo (c.i.f. precio importado)	15,49	
Local (total importado) x 0,741	6,03	

Fuente: Banco Mundial y ENEE

TABLA A.5

RESUMEN DE LA DESCRIPCION DE PLANTAS TERMICAS ALTERNATIVAS

Nombre[a]	Núm. de Generadores	Carga Mínima (MW)	Capacidad (MW)	Tasas de Calor (Kcal/kWh) Carga Base	Tasas de Calor (Kcal/kWh) Incremento Medio	Costos de Combustible (Centavos/millones Kcal) Local	Costos de Combustible (Centavos/millones Kcal) Externo	Tipo[b] de Combustible	Reservas Rodantes (%)	Paro Forzado (%)	Días Programados para Mantenimiento	Tipo de Mantenimiento (MW)	O&M (Fijo) ($/kW-mes)	O&M (Var) ($/MW)
G-32	0	32	32	3.879	3.349	603	2.515	3	0	20	30	50	,13	,94
G-50	0	13	50	3.890	2.755	603	2.515	3	10	20	15	14	,13	,81
B-52	0	13	50	3.861	2.712	603	2.515	3	10	20	15	50	1,39	2,99
VAPOR	0	19	75	2.734	2.734	141	1.549	0	0	3	27	100	4,04	4,76
MSD	0	6	25	2.555	2.555	141	1.549	0	0	18	55	25	5,53	9,18
CT	0	0	25	3.931	3.931	603	2.515	1	0	12	36	25	1,23	3,31

[a]"G-32" es una turbina de gas de 32 MW; "G-50" es una turbina de gas de 50 MW; "B-52" es un generador de diesel de 50 MW; "VAPOR" es una planta de vapor de 75 MW; "MSD" es un generador diesel de media velocidad de 25 MW; y "CT" es una turbina de combustión de 25 MW.

[b]Los tipos de combustible son los siguientes: "0" es bunker C; "1" es aceite diesel, y "3" es aceite diesel.

alternativas es del año 1987, estas plantas fueron usadas como las plantas alternativas alimentadas con petróleo en todas las soluciones mencionadas en la Sección II de este informe. Las plantas termales restantes en la Tabla A.5 son del estudio de 1983 escrito por C. T. Main.[7] Las plantas termales C. T. Main se usan en los resultados mencionados en el Anexo C.

C. Plantas de Energía Hidroeléctrica

Los datos de entrada de las plantas de energía hidroeléctrica existentes y de energía alternativa de la ENEE aparecen en la Tabla A.6 y Anexo B. La información sobre las plantas existentes fue proporcionada por la ENEE y la información sobre las plantas alternativas fue obtenida del informe de C. T. Main.[7] El Sr. C. T. Main llevó a cabo un estudio antes de 1983 para poner al día el potencial hidroeléctrico de Honduras. En el curso de este análisis, se hicieron estimados preliminares de costos, características de presas y energía media y firme anual. Aunque es posible que C. T. Main haya aplicado un modelo probabilístico de condiciones hidrológicas para llegar a los estimados de la energía media y firme anual, su informe a la ENEE contenía insuficiente información para determinar cómo podría variar la operación de cada planta durante el año o entre los años. Sin embargo, una de las ventajas de WASP III es que el programa está específicamente diseñado para simular la operación de una planta hidroeléctrica bajo condiciones de flujo variable. En un sistema dominado por el uso de energía hidroeléctrica, tal como el de Honduras, se consideró importante aprovechar este aspecto de WASP. En el Anexo B, aparece un análisis del método usado para calcular el promedio de la afluencia de energía y la energía mínima requerida. Sigue una breve descripción.

Para aprovechar la capacidad de WASP para simular la producción de energía de las plantas hidroeléctricas bajo condiciones hidrológicas variantes, y en consulta con los hidrólogos de la ENEE, el año se dividió en tres períodos de cuatro meses cada uno. Estos períodos corresponden a

TABLA A.6

MATRIZ DE DISTRIBUCION DE FLUJO DEL LAGO YOJOA

Datos del flujo medio del Lago Yojoa -- basándose en promedios móviles
Flujo medio anual = 223,10 metros cúbicos/seg

BASADO EN DATOS REALES

	Fracción del Flujo Anual			Fracción del Flujo Medio Anual
	Período 1	Período 2	Periódo 3	Flujo Anual
Los 5 años más secos	0,315	0,107	0,576	6,768
Los 22 años intermedios	0,292	0,113	1,591	1,224
Los 5 años más lluviosos	0,323	0,109	1,224	

MATRIX AJUSTADA PARA PROYECTOS CON CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

	Fracción del Flujo Anual			Fracción del Flujo Medio Anual
	Período 1	Período 2	Período 3	Flujo Anual
Los 5 años más secos	0,333	0,333	0,333	0,766
Los 22 años intermedios	0,333	0,333	0,333	0,021
Los 5 años más lluviosos	0,333	0,333	0,333	1,224

períodos de medio, bajo y alto flujo. El Período 1 dura de octubre a enero, y el flujo de los ríos durante este período puede caracterizarse como intermedio. El Período 2, de febrero a mayo, corresponde a la estación seca y el flujo de los ríos es el más bajo; y durante el Período 3, de junio a septiembre, el flujo de los ríos es el más alto. La probabilidad de la ocurrencia de años secos, de los años intermedios y de los lluviosos en las cuencas de tres ríos y la afluencia media, se obtuvieron de un análisis de información de flujo mensual de El Cajón, Lago Yojoa y Níspero. Debido a la falta de información de comparación en los lugares de algunas plantas hidroeléctricas propuestas, los ejecutivos de la ENEE recomendaron que las condiciones del lago Yojoa se aplicaran a los proyectos potenciales hidroeléctricos basándose en que la información del Lago Yojoa representa mejor las condiciones que se espera que ocurran cerca de los otros lugares. Los resultados de este análisis aparecen en la Tabla A.6 y la Figura A.1. Para las plantas con capacidad significativa de almacenamiento, se distribuyó por igual entre todos los períodos la afluencia anual media para un tipo dado de año (ejemplo: seco).

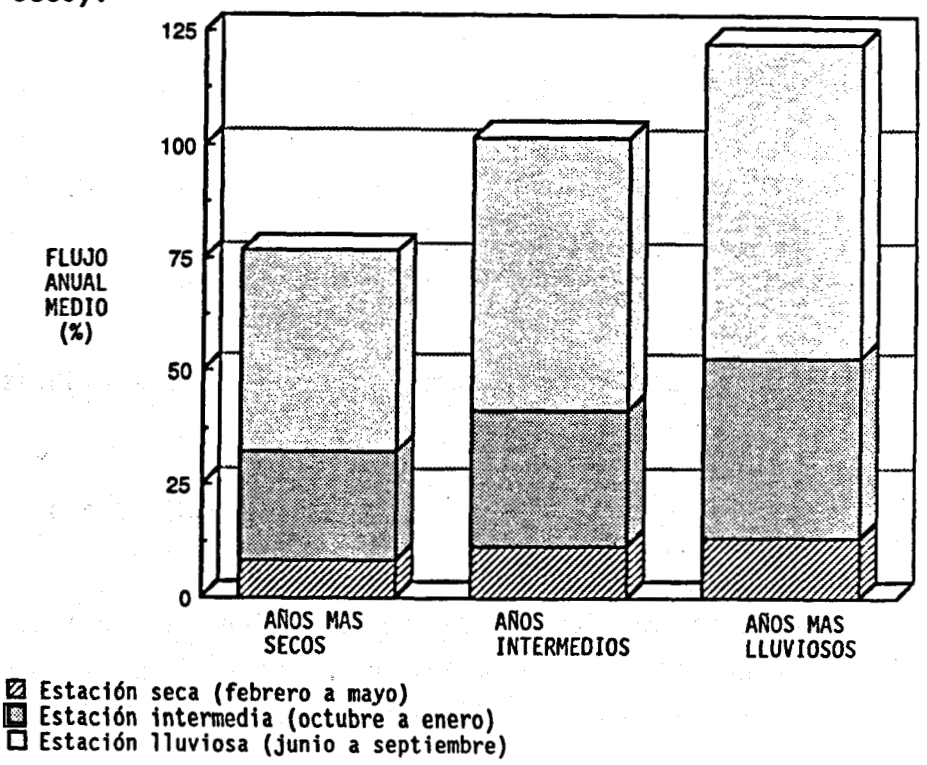


Figura A.1. Gráfica de la afluencia de energía media para el Lago Yojoa.

La metodología aplicada se evaluó por científicos del Laboratorio Nacional de Argonne quienes enseñan un curso de entrenamiento sobre el uso de WASP y también por el Ing. Gustavo Calderón del BID, quien estuvo de acuerdo en que el enfoque era razonable dada la falta de información directa. Se informó al autor que está en desarrollo un modelo en Portugal para preparar entrada de datos hidroeléctricos para WASP para sustituir el enfoque que se tomó aquí. Una vez que este modelo esté listo para distribución o una vez que la ENEE obtenga mejor información de sus mejores sitios candidatos, esta información deberá ser ajustada en los módulos de WASP: VARSYS y FIXSYS, y el plan de expansión del menor costo debería volverse a calcular.

El procedimiento descrito en el Anexo B se aplicó para obtener el valor de la afluencia media mostrado en la Tabla A.7. La capacidad de almacenamiento de las alternativas hidroeléctricas fue calculada por el Ing. Marco Waimín de ENEE. La ENEE espera que los costos de mantenimiento para las alternativas sean comparables al costo de El Cajón -- $0,31/kW por mes.

Es necesario que los usuarios de WASP especifiquen el orden en que las plantas hidroeléctricas van a instalarse. El orden se determinó tomando en consideración en cuáles de las plantas está llevando a cabo la ENEE estudios de factibilidad, poniendo estas plantas primero y determinando el orden de las otras basándose en costos esperados.

La fórmula aplicada para calcular el costo nivelado de las plantas hidroeléctricas y geotérmicas fue:

$$\text{Costo Nivelado} = \frac{\text{Costo de Capital Total x FRC}}{\text{Factor de capacidad}} + \text{Costo de O\&M por año}$$

en donde el "FRC" representa el factor de recuperación de capital, $i(1 + i)^N/(1 + i)^N - 1$ donde i es igual a 12% y N es igual al tiempo de vida de la planta. El factor de capacidad se tomó del valor reportado por C. T. Main.[7]

TABLA A.7

PROMEDIO DE AFLUENCIA DE ENERGIA Y OTRAS CARACTERISTICAS DE LAS ALTERNATIVAS HIDROELECTRICAS

Proyecto	Capacidad[a] (MW)	Promedio Energía[a] (GWh)	Energía[a] Mínima (GWh)	Capacidad de Almacenamiento (GWh)	Generación Máxima por Período (GWh)
Cañaveral	30	171	116	180,90	87,60
Río Lindo	80	475	342	485,50	233,60
Níspero	22,50	71	44	,40	65,70
El Cajón	300	1.243	---	1.165	876
Cuyamel	8,10	33	---	0	23,65
Remolino (1)	125	550,20	316,90	4,14	365
Remolino (2)	125	550,20	316,90	4,14	365
Naranjito	72	411,20	212,40	101,60	210,24
Sico 2	122	701,30	508,50	375,66	365,24
Cerro Malín	230	1.305	709,10	1.095,54	671,60
Cayetano	118	668,60	443,50	479,03	344,56
Raity 1	403	1.236	347,40	11,90	1.176,76
Sico 1	156	480	99	,80	455,52
Sico 1 - 2	85	491,20	319,90	,80	248,20
Raity 2	250	1.188	545,20	11,90	730

(1) La energía del Remolino no está regulada.
(2) La energía del Remolino está regulada por el flujo de El Cajón.

[a]Fuente: ENEE

TABLA A.7 (Cont.)

Afluencia Media en GWh

	Años Secos				Años Intermedios				Años Lluviosos			
Proyecto	Per. 1	Per. 2	Per. 3	Total	Per. 1	Per. 2	Per. 3	Total	Per.1	Per. 2	Per. 3	Total
Cañaveral	43,73	43,73	43,73	131,20	58,14	58,14	58,14	174,72	69,70	69,70	69,70	209,09
Río Lindo	121,48	121,48	121,48	364,44	161,50	161,50	161,50	484,49	193,61	193,61	193,61	580,82
Níspero	15,53	4,07	26,62	46,22	21,99	6,90	42,97	71,85	25,48	9,07	57,10	91,66
El Cajón	273,19	273,19	273,19	819,56	408,12	408,12	408,12	1.224,37	575,35	575,35	575,35	1.726,04
Cuyamel	7,98	2,71	14,60	25,29	9,91	3,81	19,91	33,63	13,05	4,40	22,90	40,35
Remolino (1)	133,10	45,21	243,39	421,71	165,16	63,48	332,00	560,63	217,52	73,41	381,84	672,77
Remolino (2)	140,71	140,71	140,71	422,13	187,06	187,06	187,06	561,19	224,26	224,26	224,26	672,77
Naranjito	105,16	105,16	105,16	315,49	139,81	139,81	139,81	419,42	167,60	167,60	167,60	502,81
Sico 2	179,35	179,35	179,35	538,06	238,44	238,44	238,44	715,31	285,84	285,84	285,84	857,53
Cerro Malín	333,75	333,75	333,75	1.001,24	443,69	443,69	443,69	1.331,07	531,91	531,91	531,91	1.595,72
Cayetano	170,99	170,99	170,99	512,97	227,32	227,32	227,32	681,96	272,52	272,52	272,52	817,55
Raity 1	299,01	101,57	546,77	947,35	371,02	142,60	745,82	1.259,43	488,66	164,90	857,79	1.511,35
Sico 1	116,12	39,44	212,34	367,90	144,08	55,38	289,64	489,10	189,77	64,04	333,12	586,93
Sico 1 - 2	125,62	125,62	125,62	376,86	167,00	167,00	167,00	501,01	200,21	200,21	200,21	600,63
Raity 2	303,82	303,82	303,82	911,47	403,91	403,91	403,91	1.211,74	484,22	484,22	484,22	1.452,66

(1) La energía del Remolino no está regulada.
(2) La energía del Remolino está regulada por el flujo de El Cajón.

El orden de las plantas y sus costos nivelados se muestran en la Tabla A.8. La información del costo está basada en los estimados de C. T. Main que fueron actualizados en dólares de los EE.UU. desde 1983 a octubre de 1987, usando un índice compuesto de costos de plantas hidroeléctricas publicados por la Oficina de Recuperación de los EE.UU. (U.S. Bureau of Reclamation), el cual incluye los efectos de inflación. En julio de 1983, el índice fue de 156,0 y en octubre de 1987 fue de 170,0 (donde el año 1977 equivale a 100).* Todos los costos de 1983, estimados por C. T. Main, se multiplicaron por un factor de 1,090 (equivalente a 170/156) para obtener costos totales. El 74%, aproximadamente, de gastos en El Cajón fueron en importaciones y 26% fueron en bienes y servicios (ENEE). Los mismos porcentajes fueron aplicados a los costos de las plantas hidroeléctricas alternativas. Se multiplicaron los costos locales por un factor de precio sombra de 0,7410, tal como se describe en la Tabla A.3. Los costos en la Tabla A.8 incluyen los costos de líneas de transmisión, según los estimados de C. T. Main.[7]

D. Plantas Geotérmicas

Por consejo de un ejecutivo del BID, se consideró prematuro proyectar una central eléctrica geotérmica y campo de pozos para que operara en Platanares antes de que el estudio de factibilidad estuviera encaminado. El BID recomendó el uso de datos de costos y gastos de operación de plantas bajo consideración en Miravalles II en Costa Rica, basándose en que el BID esperaba que los costos de desarrollo en Platanares fueran similares. En WASP-II, se consideraron las plantas geotérmicas como un tipo de planta hidroeléctrica para que su "promedio de energía disponible" pudiera complementar las centrales hidroeléctricas durante los períodos secos. Se supuso que las plantas operarían con una capacidad media del 80%, basándose en el informe de DiPippo, el cual dice que "las plantas eléctricas geotérmicas se caracterizan generalmente por

*Información proporcionada a L. Trocki del Laboratorio Nacional de Los Alamos, por David Prosser de la Oficina de Recuperación de los EE.UU. (US Bureau of Reclamation), el 3 de diciembre de 1987.

TABLA A.8

COSTO DE PLANTAS ALTERNATIVAS HIDROELECTRICAS
(En US$/kW de 1987, a menos que se indique de otra manera)

Planta	Capacidad (MW)	Energía Media (GWh/año)	FRC[a]	Factor[b] de Capacidad	Costo de Capital Externo	Costo de Capital Local	Costo Total ($/kW)	O&M ($/kW-año)	Costo Nivelado ($/kW-año)
Cuyamel	8,1	33	0,12	0,47	1.115	290	1.405	3,72	374
Naranjito	72	411	0,12	0,65	2.158	416	2.574	3,72	483
Remolino	125	550	0,12	0,50	1.504	392	1.896	3,72	464
Cayetano	118	669	0,12	0,65	2.530	659	3.189	3,72	602
Raity-Cayetano[c]	250	1.188	0,12	0,54	1.633	425	2.058	3,72	466
Sico 2	122	701	0,12	0,66	2.559	666	3.225	3,72	600
Sico 1-2[d]	85	491	0,12	0,66	2.559	666	3.225	3,72	597
Cerro Malín	230	1.305	0,12	0,65	2.120	552	2.672	3,72	505
Raity 1[e]	403	1.236	0,12	0,35	1.175	306	1.481	3,72	522
Sico 1[f]	156	480	0,12	0,35	1.768	460	2.228	3,72	778
Cayetano+ Raity[g]	368	1.857	0,12	0,58	1.921	500	2.421	3,72	515
Sico 1+2[g]	207	1.193	0,12	0,66	2.559	666	3.225	3.72	599

[a]El Factor de Recuperación de Capital para la vida de la planta y tasa de interés = 12%. La vida de las plantas hidroeléctricas es de 40 años.
[b]C. T. Main (Referencia 7).
[c]Raity se beneficia de la regulación aguas arriba de Cayetano, la cual debe construirse primero.
[d]"Sico 1-2" es la versión de Sico 1 que se beneficia de la regulación aguas arriba por Sico 2.
[e]Raity 1 y Raity-Cayetano son mutuamente exclusivas.
[f]Sico 1 y Sico 1-2 son mutuamente exclusivas.
[g]Costos y capacidades combinados de dos plantas en cascada.

TABLA A.9

ENERGIA DISPONIBLE DE PLANTAS GEOTERMICAS

Tamaño de Planta (MW)	Período 1 (Intermedio) Capacidad Base Efectiva (MW)	Período 1 (Intermedio) Energía Generable (GWh)	Período 2 (Seco) Capacidad Base Efectiva (MW)	Período 2 (Seco) Energía Generable (GWh)	Período 3 (Lluvioso) Capacidad Base Efectiva (MW)	Período 3 (Lluvioso) Energía Generable (GWh)
10	0	24	10	28	6	18
20	16	47	19	55	13	37
30	24	71	29	84	19	55
55	45	133	52	152	35	101
55 (2)	91	265	104	303	69	202

actores de alta capacidad, típicamente arriba del 80%..." (página 19 de la Referencia 4). Las plantas geotérmicas son plantas de base; su presunta producción total de energía y supuestas caractéristicas de operación aparecen en la Tabla A.9. Se proyectó el mantenimiento de planta entre la estación lluviosa, Período 3, cuando la energía para complementar la generación hidroeléctrica es menos necesitada, y el Período 1, la estación intermedia.

Como se mencionó en la Introducción, fue necesario determinar varios y diferentes planes óptimos de expansión, basándose en el supuesto tamaño del reservorio geotérmico más profundo. Es posible que el reservorio más profundo pudiera soportar una planta de alguno de los siguientes tamaños: 20, 30, 55 ó 110 MW. La probabilidad de incidencia de estos tamaños de campos está cuantificada en la Sección II.C de este informe.

Los costos de las plantas están basados en la licitación aceptada para la planta de 55 MW que se construirá en Miravalles. Los costos de las plantas de 20 y 30 MW fueron escalados del costo de la planta de 55 MW, usando factores de escala de licitaciones anteriores para plantas de 20, 30 y 60 MW de una planta de vaporización instantánea sencilla para Miravalles.[8] El costo de la planta de 10 MW de ciclo binario que operaría en el reservorio menos profundo, está basado en una estimación hecha por la compañía Ormat de Reno, Nevada, que produce generadores para boca de pozo. Douglas Miller, de Ormat, afirmó que el costo típico de un generador de 1.200 kW para boca de pozo es de $800/kW por el equipo capital (generador más reguladores, etc.) y que el costo del transformador, subestación, sistema enfriador e ingeniería es de $500 a $900/kW adicionales. El costo de la tierra se escaló del costo de la planta de 55 MW (Tabla A.10). Los costos de los campos de pozos (es decir, la perforación), según estimaciones de consultores, es de $600.000 por pozo, lo que da como resultado en costos de campos de pozos, $3,6 millones por cinco pozos de producción y uno de reserva. Los costos de las líneas de transmisión están incluidos en el total, pero los costos

TABLA A.10

COSTOS DE PLANTA GEOTERMICA
(En miles de US$ de 1987, a menos que se indique de otra manera)

	10 MW			20 MW			30 MW			55 MW		
	Local[a]	Externo[a]	Total	Local[a]	Externo[a]	Total	Local[a]	Externo[a]	Total	Local[a]	Externo[a]	Total
Ingeniería y administración	---[b]	---[b]	---[b]	2.361,05	830,70	3.191,75	3.632,28	1.278,00	4.910,38	6.053,97	2.130,00	8.183,97
Terrenos	33,90	0	33,90	52,88	0	52,88	81,36	0	81,36	135,60	0	135,60
Obra civil	---[b]	---[b]	---[b]	1.137,51	203,70	1.341,21	2.166,68	388,00	2.554,68	2.708,36	485,00	3.193,36
Pozos	0	3.600,00	3.600,00	0	5.111,00	5.111,00	0	11.298,00	11.298,00	0	26.900,00	26.900,00
Generador	3.275,22	12.580,00	15.855,22	3.209,93	17.036,69	20.246,62	3.894,02	20.667,46	24.561,48	5.262,10	27.929,00	33.191,18
Tubería	---[b]	---[b]	---[b]	1.624,05	1.723,48	3.347,53	2.103,89	2.232,69	4.336,58	3.691,03	3.917,00	7.608,03
Líneas de transmisión	42,93	282,86	325,79	42,93	282,86	325,79	42,93	282,86	325,79	124,18	818,21	942,40
Contingencia (12%)	402,25	1.975,54	2.377,79	1.011,40	3.022,61	4.034,02	1.430,55	4.337,64	5.768,19	2.157,04	7.461,51	9.618,54
Total	3.754,30	18.438,41	22.192,70	9.439,76	28.211,05	37.650,81	13.351,81	40.484,66	53.836,47	20.132,36	69.640,72	89.773,08
Costo por kW	375,43	1.843,84	2.219,27	471,99	1.410,55	1.882,54	445,06	1.349,49	1.794,55	366,04	1.266,19	1.632,24
Costo por kW (sin factor de precio sombra)	505,13	1.843,83	2.349,57	570,37	1,410,55	1.980,82	545,39	1.349,49	1.894,88	448,95	1.266,19	1.715,14

[a]División de costo local/externo de Referencia 8. Los costos locales se descuentan por un factor de precio sombra.

[b]El costo del generador de 10 MW incluye el costo de ingeniería y administración, obra civil y tubería. Estos costos fueron proporcionados por Douglas Miller de Ormat, Inc.

Nota: Todos los costos (excepto los costos del generador de 10 MW y de la línea de transmisión) fueron escalados del costo de una planta de 55 MW típica planificada, proporcionada por el BID. La Planta de 110 MW cuesta dos veces más que la planta de 55 MW. Los factores de cálculo, que aparecen a la derecha, fueron derivados de las licitaciones preliminares de Miravalles I. Los costos incluyen el reemplazo de un pozo cada cinco años.

FACTORES DE ESCALA

	10 MW	20 MW	30 MW
Ingeniería y Administración	0,20	0,39	0,60
Terrenos	0,20	0,39	0,60
Obra Civil	0,20	0,42	0,80
Pozos	0,10	0,19	0,42
Generador	---	0,61	0,74
Tubería	0,31	0,44	0,57
Líneas de Transmisión	0,18	0,39	0,60

de los transformadores están excluidos en el total, porque los costos de planta hidroeléctrica no incluyen transformadores. Los costos de transmisión fueron calculados para igualar el costo de una línea de 69 kV de Sta. Rosa de Copán hacia el sitio de Platanares (16 km), basándose en un costo de 42.600 L/km. Para las plantas de 55 y 110 MW, la línea de 34,5 kV que existe entre Níspero y Cañaveral, necesitaría ser aumentada a 69 kV para transmitir de 55 a 110 MW de fuerza dentro de la red, y el costo de este aumento fue cargado a las dos plantas más grandes. Se espera que el costo del aumento sea de 30.000 L/km.

Las divisiones de costo externo/local se obtuvieron de licitaciones de Miravalles.[8]

E. Datos Misceláneos

Una tasa de descuento uniforme del 12% fue aplicada a todos los costos, de acuerdo con el procedimiento recomendado por el BID. Se supuso que la tasa de cambio permanecería constante a 2 L/US$, y que todos los datos fueron entrados a WASP en US$ de 1987. Los factores de precio en la Tabla A.3 fueron aplicados a todos los costos locales. De acuerdo con los procedimientos estándar para la evaluación económica de proyectos por el BID, no se han incluido en el análisis los intereses durante la construcción. Se esperaría que los costos de operaciones, expresados en dólares constantes de 1987, permanecieran constantes. Se asignó un valor de $0,50/kWh al costo de energía no servida, el mismo costo usado por el BID en un estudio similar para Costa Rica.

La duración del período de estudio es de 1988 hasta fines de 2008.

Por recomendación del BID, la optimización fue limitada a seleccionar sólo aquellos planes para los cuales la probabilidad de la pérdida de carga es de 0,55% o menos -- equivalente al paro del suministro eléctrico de 2 días al año. También se completó una optimización en la cual la probabilidad de la pérdida de carga no se limitó a cuantificar el costo de seguro contra posibles interrupciones del suministro eléctrico.

ANEXO B

METODOLOGIA APLICADA PARA CALCULAR LA AFLUENCIA MEDIA DE ENERGIA PARA LAS PLANTAS HIDROELECTRICAS

La metodología aplicada para calcular la afluencia media de energía para la planta hidroeléctrica, es lo siguiente:

1. Se divide el año en los tres períodos siguientes: 1) de octubre hasta fines de enero; 2) de febrero hasta fines de mayo; y 3) de junio hasta fines de septiembre. Se definen tres condiciones hidrológicas: los 5 años más secos (probabilidad de ocurrencia es de 15,6%), los años intermedios (probabilidad de ocurrencia es de 68,8%); y los 5 años más lluviosos (probabilidad de ocurrencia es de 15,6%).

2. Análisis de los datos del flujo mensual de Níspero, Lago Yojoa y El Cajón:

   a. Se calcularon las promedios móviles para los datos de flujo con el fin de explicar la transferencia de energía entre los años, porque el efecto de un año seco se disminuirá si el año precedente ha sido relativamente lluvioso y una cantidad grande de agua ha sido almacenada para uso futuro. (Esta situación se aplicaría a los reservorios con capacidad de almacenamiento comparable a la capacidad generadora de un año.)

   b. Se clasificaron los años, del más seco al más lluvioso, basándose en los promedios móviles del flujo anual total.

   c. Sumamos los datos mensuales de flujo para cada período y la hidrocondición, -- los 5 años más secos, los 22 años intermedios y los 5 años más lluviosos -- y se calculó el

flujo medio para ese período e hidrocondición (Tabla A.7). También se calculó el flujo anual medio para las tres hidrocondiciones. (Nota: Los estadísticos de Los Alamos analizaron los datos del flujo para tratar de adaptarles varias funciones de distribución, pero encontraron que las funciones de distribución usadas comúnmente no representaban bien los datos. Los estadísticos recomendaron el procedimiento usado).

3. Se aplicaron los datos del Lago de Yojoa para caracterizar la afluencia media para las alternativas hidroeléctricas. Se usaron los datos observados del Punto 2 anterior para caracterizar El Cajón y el Níspero.

   a. Se calculó el porcentaje del promedio del flujo anual que ocurre durante cada período para las tres hidrocondiciones (Tabla A.7).

   b. Se calculó la razón entre el flujo medio anual durante un período dado y el flujo medio anual para los 33 años. Ejemplo: El promedio de la afluencia anual durante la Hidrocondición 1 en Lago Yojoa es igual al 65% del promedio para el período completo.

   c. Se aplicó la matriz de porcentajes (Tabla A.7) al promedio de la generación anual determinada por C. T. Main[7] para calcular la afluencia de energía media para cada período y para cada hidrocondición. Ejemplo: El promedio de la energía anual para Naranjito se estimó en 411,2 GWh. Para el Período 1, Hidrocondición 1, se calcularía la afluencia como la razón entre el promedio de la afluencia anual de la Hidrocondición 1 y el promedio de la afluencia anual para todo el período de estudio (77%) multiplicado por el promedio estimado de la energía anual (411,2 GWh)

multiplicado por el porcentaje del promedio de la afluencia anual que es recibida durante el Período 1 en Hidrocondición 1 (31,5%), lo que da 99,5 GWh.

d. Se ajustaron los valores calculados en el Paso 3c. para simular el flujo de energía entre períodos. Esto es, para proyectos con significante capacidad de almacenamiento, se supuso que la ENEE podría administrar la planta de tal manera que operara a nivel constante durante todo el año. Sin embargo, se supuso que el nivel de energía suministrada variaría según la hidrocondición. Por ejemplo, Naranjito tiene una capacidad de almacenamiento de 101,6 GWh, igual al 25%, aproximadamente, del promedio de energía suministrada anualmente. Durante un año seco, se supuso que el total de energía suministrada equivaldría al 77% de la energía suministrada normalmente (316 GWh) según se describe en el Paso 3c., pero que la capacidad de almacenamiento podría ser administrada para que porporcionara energía de una forma constante durante cada período (316 GWh divididos por 3, lo que equivale a 105 GWh/período.

ANEXO C

Cuando los Ingenieros Danilo Esquivel y Gerardo Salgado visitaron a Los Alamos en junio de 1988, nosotros efectuamos el análisis presentado aquí. Se hicieron algunos cambios a los datos base. La tasa de crecimiento por demanda es ligeramente más alta y se inicia en una base más alta en 1988. El promedio de la tasa de crecimiento anual es de 5,9% por año, comparado con 5,6% por año en el caso base. La demanda pico en los siguientes casos en el año 2008 es de 926 MW, mientras que fue de 844 MW en el caso base. La energía de Remolino está regulada por El Cajón, igual que en el estudio de sensibilidad en las Tablas III y IV, "Caso Base con Remolino Regulado". Las proporciones de demanda pico en las siguientes corridas de computadora fueron de 1,0, 0,989 y 0,956 para los Períodos 1, 2 y 3 respectivamente. El autor usó las siguientes proporciones: 1,0, 0,933 y 0,952, derivadas de los datos de carga de 1985. Otra diferencia entre los casos presentados aquí y el caso base presentado en la parte principal del informe, es que las plantas termales consideradas por C. T. Main[7] fueron usadas como las alternativas térmicas, mientras que el autor usó las plantas descritas en el reciente estudio de caso de Costa Rica para Miravalles II del BID. Y lo más importante, en el momento en que se llevaron a cabo estas simulaciones, se usaron costos de capital geotérmicos más bajos .

Los resultados de los análisis aparecen en las Tablas C.1 y C.2. El caso base que es más similar a los resultados presentados aquí, es el estudio de sensibilidad mencionado anteriormente: "Caso Base con Remolino Regulado" (Tablas IV y V). Las cantidades de capacidad hidroeléctrica seleccionadas son idénticas, y la cantidad de capacidad térmica es un poco menor. Aunque la demanda pico en el último año del estudio es 10% más alta, el valor descontado del suministro de electricidad es comparable, porque menos energía térmica es generada y/o las reservas rodantes son más bajas para la turbina de combustión especificada por C. T. Main[7] (Tabla A.5).

TABLA C.1

PLANES OPTIMOS DE EXPANSION PARA LOS DATOS DE BASE REVISADOS

Año	Sin Geotérmica	Con 10 MW Geotérmica	Con 30 MW Geotérmica
1988	---	---	---
1989	---	---	---
1990	---	---	---
1991	2 x 25 MW CT	2 x 25 MW CT	2 x 25 MW CT
1992	25 MW CT, Cuyamel	10 MW Geot., Cuyamel	10 MW Geot., Cuyamel
1993	25 MW CT	25 MW CT	25 MW CT
1994	25 MW CT	25 MW MSD	25 MW MSD
1995	Naranjito	Naranjito	20 MW Geot.
1996	---	---	Naranjito
1997	75 MW VAPOR	25 MW CT	---
1998	---	25 MW CT	25 MW CT
1999	---	Remolino	Remolino
2000	Remolino	25 MW CT	25 MW CT
2001	25 MW CT	25 MW CT	25 MW CT
2002	25 MW CT	Cayetano	75 MW MSD
2003	Cayetano	---	---
2004	---	75 MW VAPOR	Cayetano
2005	25 MW CT	---	---
2006	Raity	Raity	25 MW CT
2007	---	---	Raity
2008	---	---	---
Costo:	$385,9	$372,6*	$357,5*

(Valor Actual en millones de US$ de 1987)

*Se esperaría que los costos revisados de capital geotérmico aumentaran este costo en $4 millones aproximadamente.

TABLA C.2

RESUMEN DE INSTALACION DE CAPACIDAD Y COSTOS PARA DATOS DE BASE REVISADOS

	Sin Geotérmica	Con 10 MW Geotérmica	Con 30 MW Geotérmica
Requerimientos de Capacidad (MW)			
Térmicos	275	275	275
Geotérmicos	0	10	30
Hidroeléctricos	573,1	573,1	573,1
Total	848,1	858,1	858,1
Valor Actual del Costo Acumulativo (en miles de $ de 1987)			
Construcción	N.A.	-358.137*	-348.560*
Valor de Recuperación	N.A.	+124.848	+126.585
Valor de Operación	N.A.	-139.296	-131.114
Costo Energía No Servida	N.A.	-946	-2.780
Total	-385.885	-372.583*	-355.869*

*Se esperaría que los costos revisados de capital geotérmico aumentaran este costo en $4 millones, aproximadamente.

Sin considerar las pequeñas diferencias entre el caso base y los casos presentados en las Tablas C.1 y C.2, las plantas geotérmicas resultan ser claros ahorradores de costos también en los nuevos casos. Se seleccionó la planta de 10 MW para 1992 y se seleccionó la planta de 20 MW para 1995. Los ahorros de costo sólo de la planta de 10 MW son el valor del caso sin geotérmica, menos el valor del caso con la planta de 10 MW; es decir, $385,9 millones menos $372,6 millones, ó $13,3 millones. Los ahorros de costo de la instalación de 30 MW de capacidad geotérmica, compuesta de la planta de 10 MW y la planta de 20 MW, es de $28 millones.

RECONOCIMIENTO

El autor desea reconocer con gratitud la cooperación del Licenciado Mauricio Mossi y de los Ingenieros Danilo Esquivel, Gerardo Salgado y Wilmer Flores de la ENEE. Sin su ayuda no hubiera sido posible llevar a cabo este estudio. El autor agradece también los datos proporcionados por otros miembros de la ENEE, incluyendo a los Ingenieros Marco Waimín, Edgardo Ulloa y Roberto Avalos.

La ayuda del Ingeniero Gustavo Calderón del Banco Interamericano de Desarrollo ha sido sumamente valiosa a lo largo de este estudio, proporcionando tanto datos como consejos. Ronald DiPippo de la Universidad del Sureste de Massachusetts también ha sido muy generoso al proporcionar sus consejos.

El autor tuvo el beneficio de usar la versión ENPEP de WASP-III adaptada por el Laboratorio Nacional de Argonne. Agradece especialmente a William Buehring, Karen Guziel y Bruce Hamilton del Laboratorio Nacional de Argonne por su demostración del uso de ENPEP.

También le debe muchos agradecimientos a los administradores del Laboratorio Nacional de Los Alamos, R. Wayne Hardie y Edward Van Eeckhout por su apoyo, y a los científicos de dicho Laboratorio que contribuyeron al estudio, especialmente a William Laughlin, Sue Goff, Fraser Goff y Richard Beckman. Además, este informe se ha beneficiado con la revisión interna de varios científicos e ingenieros en Los Alamos. Kay Grady y Hazel Kutac mecanografiaron magníficamente este informe.

REFERENCIAS

1. Los Alamos/USGS Assessment Team, 1988, "Recommendations Report for the Platanares Geothermal Site, Department of Copán, Honduras," 59 pp.

2. International Atomic Energy Agency, 1980, "Wien Automatic System Planning Package (WASP)--A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning," (Vienna: IAEA), 250 pp.

3. Energy Information Administration, 1986, "International Energy Outlook 1986," Report No. DOE/EAI0484, p. 8.

4. Ronald DiPippo, 1980, "Geothermal Energy as a Source of Electricity," Department of Energy Report No. DOE/RA/28320-1, 370 pp.

5. Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 1987, "El Mercado Eléctrico en Honduras."

6. "Honduras--Issues and Options in the Energy Sector," World Bank/United Nations Development Program Draft Report, April 1987.

7. C. T. Main, 1984, "Updating of Inventory of Hydroelectric Potential in Honduras, Volume III, Economic Evaluation," (International, Inc., Boston, Mass.).

8. Electroconsult, 1985, "Esquemas Alternativos de Desarrollo," informe del Instituto Costarricense de Electricidad.