PD- A BU-218
111464

FENERCA
Fifth Quarterly Report

USAID sponsored Leader with Associates Cooperative Award
Number LAG-A-00-00-00008-00
Increased Use of Renewable Energy Resources Program

Fifth Quarterly Report

As of July 18th, 2001

Project Working Title: FENERCA (Financiamiento de Empresas Energéticas en Centroamérica)

EXECUTIVE SUMMARY

The present document describes the main results achieved during the period between April 18 and July 18, 2001, within the Increased Use of Renewable Energy Resources Program for Central America (FENERCA). The report describes the specific work undertaken under each of FENERCA's twelve anticipated tasks as well as other unanticipated activities that have enabled the team to exceed its primary targets and builds on the previous reports on the program's progress submitted throughout the past fifteen months.

Main results

The following are the main results achieved by the FENERCA team during the period of April 18-July 18, 2001:

- As part of Task CA3, five additional business plans were completed. Seven business plans have now been finalized under the FENERCA program and are currently being submitted to financial institutions for review and potential investment.
- With the implementation of two additional training sessions for financial institutions in El Salvador, the FENERCA team has now concluded all its anticipated activities within Tasks CA4 and CA5. Overall, as part of the activities undertaken in these tasks, a total of 59 Central American financial institutions and 152 local entrepreneurs and development agencies were provided with basic skills on business plan development and financial engineering. The tools and instruments provided throughout the sessions have contributed to advance business proposals that are currently being considered by E&Co, other investors and financial institutions for potential investment.
- Within Task CA7, the PA Consulting, BUN-CA and E&Co team is now fully involved in advancing the necessary activities to assess and propose specific strategies to overcome the existing barriers for renewable energy use and investment in the five target countries. A targeted mission was conducted in April 2001 by BUN-CA and PA Consulting and as a result, draft issue briefs with the initial findings are being developed. These will be shared with local stakeholders.

- As part of Task CA8 and with the support of FOCER (UNDP/GEF-sponsor program managed by BUN-CA), the FENERCA team held a training session on how to calculate carbon emission reductions for renewable energy projects in San Jose, Costa Rica on June 11. The session advanced FENERCA's anticipated results under Tasks CA8 (Facilitation of Carbon Transactions) and XC2 (Carbon Manual for Renewable energy Entrepreneurs) and provided basic carbon skills to both BUN-CA and E&Co staff. The meeting built on the knowledge and expertise of Fundación Solar, a Guatemalan energy NGO. As a result of the meeting, the FENERCA team was able to standardize its carbon calculation approach and identify and analyze three additional projects for carbon analysis. As a result, the FENERCA team was able to exceed the anticipated results for Task CA8 (a total of seven projects were analyzed versus four originally anticipated).
- Also in June, the FENERCA team organized a Management, Monitoring and Evaluation (task MME) meeting in Costa Rica. The session was conducted to assess the program's progress, maximize its resources for the following 4 months and ensure the completion of all anticipated results. All E&Co and BUN-CA staff involved in FENERCA program participated in the session, which also laid-out the main objectives of FENERCA's work beyond its first eighteen months of implementation.

The following report provides substantial detail on all these matters.

Respectfully submitted,

Phil LaRocco and Johanna Hjerthén
Project Directors

FENERCA
Fifth Quarterly Report

SECTION 1: OBJECTIVES

The present report constitutes FENERCA's FIFTH *QUARTERLY REPORT* and has been developed to meet the obligations described in Attachment 1, Paragraph E, numeral 2, "Program Reporting", of the Leader with Associates Cooperative Award, Number LAG-A-00-00-00008-00, on the Increased Use of Renewable Energy Resources Program. According to subparagraph a. of the award: "Performance reports are required to be submitted quarterly and shall present the information contained in 22 CFR 226.51 9 (d)". **Such information specifies:** "Performance reports shall generally contain, for each award, brief information on each of the following:

(1) A comparison of actual accomplishments with the goals and objectives established for the period, the findings of the investigator, or both. Whenever appropriate and the output of programs or projects can be readily quantified, such quantitative data should be related to cost data for computation of unit costs.

(2) Reasons why established goals were not met, if appropriate.

(3) Other pertinent information including when appropriate, analysis and explanation of cost overruns or high unit costs."

The current report covers the period from **April 18 to July 18, 2001** and builds on the work achieved since April 18, 2000, when the program became effective.

The report contains summarized information on FENERCA's progress during the specified time period. Results have been summarized in tables that describe the anticipated results and the progress/results achieved during the reporting period. A brief description accompanies each of these tables that explains in further detail the activities undertaken within each specific task. Organizational/administrative and operational activities are only reported in those cases in which they were previously identified as areas of course correction.

The report has been organized as follows:

1. *Section 1 provides an introduction to the present document;*
2. Section 2 summarizes the main results achieved during the reporting period; and,
3. Section 3 provides recommendations on course corrections, considering the improvements suggested in the program's previous report (FENERCA's annual report, submitted in May 2001).

The present report focuses on twelve of FENERCA's original thirteen tasks. Task CA1 (*Rapid Assessment and Final Work Plan Development*), *fully completed in August 18th*, 2000, has been omitted, as there no further results are to be reported.

SECTION 2: PERFORMANCE REPORT

As presented in FENERCA's previous reports, this section is organized in summary tables that exhibit the main targets defined at program inception for each task, a brief description of the results achieved to date and the remaining work to be done, as

applicable. Every table is followed by a short description of the main activities undertaken as part of each task, providing details on the work developed to meet the deliverables anticipated, as well as other not originally anticipated achievements fulfilled during the reporting period.

Task CA3: Enterprise Development Services and Completion of Business Plans

Expected Results Quarter 2 – Quarter 6 (and beyond)	*Results Achieved As of April 18th, 2001*	*Results achieved as of July 18th, 2001*	*Prevailing work As of July 18, 2001*
200 enterprises contacted	537 surveys distributed among different stakeholders and approximately 330 enterprises contacted.	Same	None.
20 enterprises or projects supported	20 projects and enterprises supported: 2 El Salvador 5 Guatemala 8 Honduras 3 Nicaragua 2 Panama	Same	Business plan development support to be provided through the distribution of Task XC3a Manual. On-going support to projects and activities currently undergoing.
15-20 business plans or proposals ready for next stage FI's	14 enterprises and projects supported: 2 El Salvador 3 Guatemala 5 Honduras 2 Nicaragua 2 Panama TOTAL of 2 business plans completed.	20 projects and enterprises being supported. TOTAL of 7 business plans completed.	20 BP by October 2001.
Over US$500,000 of enterprise development support provided (with CA6)	US$140,400 provided as of March 31, 2001 (CA3 & CA6).	US$196,415 provided in EDS as of June 30, 2001 (CA3& CA6).	Further EDS support to continue throughout program execution.
US$10 M project and enterprise value	Currently, total value of priority list of projects is approximately US$120,000,000.	Current total value remains the same as in previous period.	Final value to be determined at program conclusion.
Minimum leverage ratio of 20:1	Still pending as projects get funded.	To be determined.	Final value to be determined at program conclusion.
Minimum 2 enterprises in each country	At least 2 enterprises are currently being supported in each of the countries.	Same	Same
Every effort to represent 5 RE technologies	The 5 targeted technologies are being represented in the current list of projects.	4 of the 5 targeted technologies are currently represented in the pipeline	Additional proposals in the geothermal sector will be looked at as offers are received.

As of July 18, 2001, a total of 24 projects and enterprises had received FENERCA support in the form of enterprise development services. Most of these services, as anticipated by the program, have been provided in the form of business plan development assistance. However, some projects have also received support in the form of financial and business structuring services and brokerage and negotiation assistance, among others.

Currently, 18 business plans are under development. A total of 7 have been completed as follows:
a. BP completed as of April 18, 2001 (submitted to USAID for review as part of FENERCA's annual report):
- Snow Mountain (Honduras)
- Hydro Yojoa (Honduras)

b. BP completed as of July 18, 2001:
- San Judas Hydro (Guatemala)
- Tecnosolar (El Salvador)
- Empresa Eléctrica del Norte (EL Salvador)
- ADEMIPP (Panama)

These four new business plans were updated and concluded during the reporting period and are currently included in Annex A. As anticipated by the program, the FENERCA team is presently submitting these projects to financial institutions for their possible consideration, as part of task CA6. As of July 18, at least 10 additional business plans continue advancing and the team expects to finalize them by October 18.

85% of the work to be advanced under Task CA3 has been completed to date. At this stage, the FENERCA team plans to complete most of the anticipated results in terms of the provision of enterprise development services and development of business plans at anticipated. However, additional time will be required to refine at least 10 of these business plans and bring them to a stage where they can be accurately analyzed by local financial institutions.

Task CA4: Strengthening of Financial Institution Capacity

Expected Results Quarter 2-3 – Quarter 5	*Results Achieved As of April 18th, 2001*	*Results achieved as of July 18, 2001*	*Prevailing work As of July 18, 2001*
2 institutions trained per country	Honduras: 14 (February 2001) Panama: 13 (April 2001) Nicaragua: 10 (April 2001) TOTAL FIs trained: 46	Honduras: 14 Panama: 13 Nicaragua: 10 El Salvador: 12 Guatemala: 8 **TOTAL FIs trained: 57** (see Annex B)	None. All anticipated training sessions have been concluded.
10 FIs embracing RE	El Salvador: 1 Guatemala: 8 Honduras: 2 Nicaragua: 9 Panama: 13 TOTAL: 33	El Salvador: 2 Guatemala: 8 Honduras: 2 Nicaragua: 9 Panama: 13 TOTAL:34	Outreach continues to take place with FIs to build on initial training and contacts.
10 transactions under review by Fis	El Salvador: 2 Guatemala: 5 Honduras: 8 Nicaragua: 3 Panama: 2 TOTAL: 20	El Salvador: 2 Guatemala: 6 Honduras: 8 Nicaragua: 3 Panama: 2 TOTAL: 21	Formal co-financing opportunities continue to be explored as business plans and projects advance.
200 person hours of training (20p * 10 hrs)	Honduras: 112 (14* 8) Panama: 104 (13*8) Nicaragua: 80 (10*8) TOTAL: 376	Honduras: 112 (14* 8) Panama: 104 (13*8) Nicaragua: 80 (10*8) Guatemala: 80 (10*8) El Salvador: 96 (12*8) TOTAL: 472	None. Anticipated training sessions have been concluded.
At least 5 training packages developed and distributed per country	Primary training package for FIs developed in July 2000. 37 packages distributed in Honduras and Guatemala.	35 additional packages distributed in Honduras, Panama and Nicaragua. An additional 12 packages were distributed in El Salvador TOTAL: 84	None. All training manuals have been distributed.

In June, FENERCA held its final training sessions for financial institutions in El Salvador. Just as all other five previous sessions conducted in Honduras (2), Guatemala, Nicaragua and Panama, the training was co-sponsored by the UNDP/GEF-sponsored program FOCER. The session in San Salvador was attended by 12 local financial institutions (list of participants included in Annex B).

Specific evaluation sheets and comments were gathered from the participants who in general, perceived the sessions as "excellent" and "very good" (evaluation sheets are included in Annex B). FIs in El Salvador indicated the sessions had raised their interest in renewable energy project finance and they recommended additional steps be taken to ensure their involvement in financing such projects. This is an opportunity the FENERCA will build on in the near future.

As previously mentioned, with the sessions in El Salvador, FENERCA has fully completed the anticipated results for Task CA4. In sum, a total of 57 local financial institutions were trained as part of the program, exceeding by far the anticipated result of training 10 institutions (2 per country). The results overall have been positive, with very satisfactory reviews from all participants in each of the five targeted countries. More targeted and deal-based capacity building would further expand the opportunity to increase FIs participation in renewable energy deals.

100% of the work anticipated under Task CA4 has been completed. Thus, no further training sessions are expected to take place within FENERCA's initial contract. Further opportunities to expand on the contacts and relationships established with the financial sector under FENERCA's first phase will be explored and training manuals distributed as requested.

Task CA5: Capacity Building for the Finance Sector on Smaller-Scale and Rural Energy Applications

Expected Results Quarter 2-3 – Quarter 5	*Results Achieved As of April 18, 2001*	*Results achieved as of July 18, 2001*	*Prevailing work As of July 18, 2001*
2 institutions trained per country	Honduras: 18 Guatemala: 21 Panama: 68 Nicaragua: 35 TOTAL: 142	Honduras: 18 Guatemala: 21 Panama: 48 Nicaragua: 35 El Salvador: 18 **TOTAL institutions trained: 160**	None. All anticipated training activities have been fully completed.
10 institutions embracing RE	Guatemala: 21 Honduras: 26 Panama: 68 Nicaragua: 38 TOTAL: 153	Guatemala: 21 Honduras: 26 Panama: 68 Nicaragua: 38 El Salvador: 20 TOTAL: 175	None.
200 person hours of capacity building (20 p * 10 hours)	TOTAL: approximately 2,200	El Salvador: 144 (18*8) Guatemala: 304 (38*8) Honduras: 280 (35*8) Nicaragua: 384 (48*8) Panama: 760 (95*8) TOTAL:	None.
At least 5 training packages developed and distributed per country	Primary training package for NGOs developed in July 2000. TOTAL: 192 packages distributed	TOTAL: 222	None. Existing training packages will be distributed if requested.

During the month of June also, FENERCA held its last training session for entrepreneurs and development organizations "back to back" with Task CA4 sessions, in El Salvador. Just as with Task CA4, this session was also supported by FOCER, and was attended by a total of 18 participants (list of participants included in Annex B).

The organizations involved qualified these sessions as "excellent" and "very good" and provided substantial feedback on how to build on this initial training to transform current project ideas into structured business opportunities. Evaluation sheets collected from the involved participants are included in Annex B).

Just as with Task CA4, with the session in El Salvador, FENERCA completed 100% of the anticipated work under Task CA5. The program exceeded the expected results originally set by training more than 160 people from NGOs, enterprises and government agencies.

Task CA6: Organizing of Next-Stage Financing

Expected Results Quarter 2 – Quarter 6	*Results Achieved As of April 18, 2001*	*Results achieved as of July 18, 2001*	*Prevailing work As of April 18, 2001*
50 banks, non-bank specialized funds and capital market sources consulted	142 resources consulted	Same	Additional contacts to be established throughout program implementation.
15-20 business plans reviewed by Fis	7 business plans submitted to FIs for consideration. US$100,0000 Invested by E&Co in Snow Mountain. TOTAL BPs: 15	Business plans under review: El Salvador: 2 Guatemala: 5 Honduras: 8 Nicaragua: 3 Panama: 2 TOTAL: 20	None
US$50 M of financial resources committed for RE initiatives (US$230,000 committed by E&Co)	US$ 2,230,000 (including US$25,000 invested by E&Co in Tecnosolar in Dec. 2000, and US$100,000 invested by E&Co in Snow Mountain in April 2001. An additional US$105,000 to be committed from E&Co; US$1.455M of project-specific loans & equity investments and US$750,000 from FOCER)	US$1.455M US$705K (BUN-CA) US$2.050M (E&Co and others)	An additional investment of US$105,000 from E&Co to be invested by September 31st, 2001.
50 MW of new RE installed in the CA region	250 kW funded by E&Co and FENERCA under construction.		To be determined.

As of July 18 2001, the following business plans have been submitted for financial institution consideration:

- Tecnosolar: this PV project in El Salvador has been submitted to Banco Agrícola Comercial and E&Co for financing. As highlighted in previous reports, E&Co has made a US$25,000 investment in this enterprise, as part of its investment commitment under FENERCA (of US$230,000).
- Empresa Eléctrica del Norte: this biomass project in El Salvador has been submitted to E&Co and Corporación Financiera Ambiental (CFA) for financing.
- San Judas Hydro: Guatemalan project under consideration by E&Co and the REEF.
- Chan Chan: hydro project in Guatemala submitted to E&CO and the REEF for financing.
- Jones Hydro: Guatemalan project submitted to E&Co and the REEF.
- Yojoa Hydro: hydro project in Honduras has been submitted to E&Co and the REEF for financing.
- Snow Mountain hydro: this Honduran project has been submitted for E&Co financing. E&Co has provided a US$100,000 loan to Snow Mountain as part of its commitment under FENERCA.
- Atlantis hydro: this Honduran project was presented to E&Co, BAC Panama and EMCE for financing.

- La Esperanza: a hydro project submitted to E&Co and CFA for financing.
- Bronzeoak-Sagcomsa: start-up biomass engineering energy services company in Nicaragua. The project has been submitted to E&Co for financing.
- Tecnosol: this Nicaraguan PV project is currently being analyzed by E&Co for financing.
- Ademipp: PV project in Panama, submitted to E&Co for financing.

The FENERCA team has estimated that financial commitments to renewable energy projects, throughout program implementation have been as follows:

- US$1,455,000: project-specific loans and equity investments made during FENERCA's implementation.
- US$750,000: UNDP/GEF through BUN-CA as FOCER program.
- US$1,250,000: E&Co funds committed or disbursed to FENERCA projects under review. This includes: US$250,000 to San Judas, US$150,000 to Hydro Yojoa, US$250,000 to Snow Mountain, US$150,000 to Atlantis, US$250,000 to La Esperanza and US$100,000 to Tecnosol. Of this, E&Co has disbursed US$25,000 to Tecnosolar and US$100,000 to Snow Mountain, as part of its FENERCA cost-share.
- US$800K: local financial institutions (specifically, US$300,000 for the Hydro Yojoa project in Honduras from CABEI/BGA and US$500,000 from CABEI to LA Esperanza hydro project in Honduras as well).

90% of the work under task CA6 has been completed. The team expects to finalize the remaining activities on time.

Task CA7: Developing Regulatory and Policy Options for Renewable Energy Projects

Expected Results Quarter 2 – Quarter 6	*Results Achieved As of April 18, 2001*	*Results achieved as of July 18th, 2001*	*Prevailing work As of July 18, 2001*
Identification of key policies, barriers and opportunities that need attention in each target country	Draft document on policies and barriers concluded. Work and action plan finalized. 14 policies and barriers identified. Policy workshop co-sponsored with FOCER in Panama.	Specific in-country missions conducted by Bun-Ca and PA team. Advanced draft of issue briefs concluded.	Identification process completed. Final document to be concluded.
Proposed changes in laws, regulations, and policies to address barriers and opportunities	Initial work plan finalized and key stakeholder groups in Guatemala and Nicaragua consulted.	Proposed changes and mechanisms to address them being analyzed in issue briefs.	Specific policy briefs to be concluded by July 2001.
Recommendation on processes to implement changes	Specific recommendations to be included in policy briefs.		To be concluded by July 2001.
Strengthening of regulatory and policy analysis and intervention capacity of BUN-CA	Specific consultation groups have been identified. Issue and policy briefs to be distributed and consulted with them as main capacity building strategy.		One policy change to be initiated by September 2001.

FENERCA
Fifth Quarterly Report

During the period April-July 2001, the FENERCA team achieved substantial progress in advancing Task CA7. With the PA/BUN-CA/E&Co team fully consolidated, the first drafts of the policy issue briefs were concluded. These issue briefs present the main barriers in each of the five targeted countries to develop and invest in renewable energy projects. As such, they highlight the findings and conclusions of the missions, interviews and assessments conducted by PA and BUN-CA throughout the Central American region.

Some of the key barriers identified through the issue briefs include:

- Import taxes on renewable energy equipment and systems;
- The inability of small renewable energy projects to participate in emerging power markets;
- Unclear legal, commercial, and regulatory frameworks;
- The absence of a coherent renewable energy strategy as part of a national rural electrification plan.

Drafts briefs are currently being distributed among key stakeholders in the government, business, financial and NGOs sectors in order to obtain specific comments and recommendations on possible steps in terms of their potential removal. The team is also advancing initial drafts on concrete examples of international experiences in the removal of similar barriers. These experiences will be included as part of Task CA7's final policy briefs with specific recommendations on how to overcome them.

In order to expedite the review process, gather specific views from local policy makers and further advance the assessment of specific next steps, in each of the target countries, FENERCA's policy briefs will be utilized as part of an upcoming renewable energy policy meeting of energy secretariats. The meeting, currently being organized by FOCER, will take place in Costa Rica during the month of September. This is a non-anticipated deliverable that will be advanced as part of the FENERCA/FOCER partnership.

As of July 85% of the work under anticipated Task CA7 has been completed and the team expects to conclude the 25% remaining on time.

Task CA8: Facilitation of Carbon Transactions

Expected Results Quarter 2 – Quarter 6	*Results Achieved As of April 18, 2001*	*Results achieved as of July 18, 2001*	*Prevailing work As of July 18, 2001*
5 model projects analyzed ready to be examined by buyers	4 projects prepared and submitted for Prototype Carbon Fund consideration. Additional projects under consideration.	2 of the 4 original projects submitted to other potential carbon buyers. 3 additional projects analyzed in June 2001.	None
100,000 tons of carbon prepared for sale	Projects submitted to PCF for consideration targeted 1,242,675 tons of CO2 equivalent.	~1.4 million prepared for sale.	Same
US$500,000 of carbon prepared for sale	The 4 projects prepared have a total investment of US$4.1 million.	Total of US$4.5 million prepared for sale	Same
Standardized worksheet to calculate carbon per project.	Informal package for developers in preparation. Review of existing approaches taking place.	Completed and attached (Annex C)	None
Increased BUN-CA capacity to implement carbon transactions	In-country reps. involved in information gathering process to outline baseline data for each of the 5 countries. BUN-CA directly involved in developing specific formula to calculate carbon in RE projects.	Bun-Ca involved in analysis of 4 additional projects.	None

Just as with all previous tasks, the FENERCA team achieved substantial progress in advancing Task CA8 during the reporting period. As previously anticipated and far exceeding the originally anticipated results, the team was able to analyze 3 additional projects for potential carbon sale. These projects (included in Annex D) were:

1. Hidro Yojoa, a small-hydro project in Honduras;
2. La Esperanza, a small-hydro project in Honduras;
3. Tres Valles Co-generation project in Nicaragua.

In summary, the FENERCA team was able to prepare and submit a total of seven renewable energy projects for carbon sale. In addition, the team was also able to provide intermediary services between carbon brokerage organizations and buyers throughout the world and renewable energy project developers. As part of this process also, the team also developed a simple and user-friendly tool that enables renewable energy entrepreneurs to calculate the carbon emissions reductions linked to their projects. The FENERCA team expects to continue using this tool throughout the program's implementation and onward.

During the reporting period as well, E&Co and BUN-CA staff received training in carbon emission reductions for renewable energy projects. The workshop, sponsored by

FOCER, involved the review and final editing of the manual on Carbon Emission Reductions for Renewable Energy Entrepreneurs, which includes the specific worksheet that enables entrepreneurs to calculate emission reductions from their projects. During the meeting, the FENERAC team was supported by Fundación Solar, a local energy NGOP from Guatemala with substantial experience in the carbon emission reduction field.

With the completion of these activities, the FENERCA team has concluded 100% of the work originally anticipated in Task CA8.

Task CA9: Support and Capacity Building for BUN-CA

Expected Results Quarter 1 – Quarter 6	*Results Achieved As of April 18, 2001*	*Results achieved as of July 18, 2001*	*Prevailing work As of July 18, 2001*
5 NGOs actively working in each country instituted as part of BUN's network	❑ 3 in El Salvador ❑ 2 in Guatemala ❑ 2 in Honduras ❑ 3 in Nicaragua ❑ 3 in Panamá	Same	None.
10 new professional contacts	21 new contacts established 34 new professional contacts established	Same	None.
Essential training received by BUN-CA	A total of 767 person hours of training have been provided to BUN-CA throughout FENERCA.	An additional 32 person-hours of training were provided to BUN-Ca staff involved in the sessions conducted in El Salvador in June. A total of 799 person hours were provided.	None.
Development of organizational business plan	The final version of the document is currently under review by BUN-CA.	Document under review	Final draft to be finalized by September 2001.
US$54,000 of working capital to strengthen BUN's capacity to continue activities and retain professionals	US$54,000 disbursed in January 2001. 5 in-country representatives retained in each of FENERCA's target countries.	None.	None.

With the completion of Tasks CA4 and CA5 during the reporting period, the training activities directed at strengthening the capacity of BUN-CA staff were also concluded. Overall, both the E&Co team and BUN-CA's staff were very satisfied with the results of the numerous hours dedicated to strengthen BUN-CA's business plan and project development capacity. Even though further hand-on-hand financial engineering and analysis needs to take place to further build BUN-CA's confidence in this field, overall, the FENERCA team has fully achieved its anticipated goals within Task CA9. The team expects that this handholding will take place during FENERCA's last three months of implementation, as further projects (Task CA3) move along.

BUN-CA specifically expressed its gratitude and satisfaction with the results achieved under task CA9 during an MME meeting held in Costa Rica also in June.

Only one deliverable is still pending under Task CA9, which is the final delivery of the organizations' programmatic business plan. As mentioned in previous FENERCA reports, BUN-CA and E&Co agreed to go beyond the original anticipated result for this task and they have expanded the initial scope of the organization's business plan. Thus, 90% of Task CA9 is considered completed and the team expects to conclude the remaining work on time.

Tasks XC1 (Off-Grid Services Manual), XC2 (Preparation of a Carbon Manual for Entrepreneurs), XC3 (Monitoring and Evaluation Manual) and XC3a (Business Plan Development Manual for Renewable Energy Entrepreneurs)

Expected Results Quarter 1 – Quarter 5	*Results Achieved As of April 18, 2001*	*Results achieved as of July 18, 2001*	*Prevailing work as of July 18, 2001*
XC1: Off-grid services manual - **Development of an off-grid manual** - **Translation of manual to Spanish** - **Distribution of 100 manuals**	*Manual outlined and* distributed for comments. Final editing concluded.	*Final editing in English* concluded. Spanish translation in progress.	Spanish editing, final review and distribution targeted for July/August 2001.
XC2: Carbon manual - **Development of carbon manual** - **Translation of manual to Spanish** - **Dissemination of 25 manuals**	Working with local partner (Fundación Solar) in development of basic carbon calculation model. Intro section being drafted. Informational document prepared. National information on carbon-related issues collected with the assistance of in-country representatives.	Final editing in English concluded. Spanish translation in progress.	Final editing in Spanish and distribution targeted for July/August 2001.
XC3: M&E manual - **Development of manual** - **Translation of manual to Spanish** - **Dissemination to 30 stakeholders**	Draft document produced.	Draft document reviewed and circulated for comments.	Final document to be drafted and translated in September 2001. Distribution targeted for Sept/October2001.
XC3a: Business Plan Development Manual - **Development of Manual** - **Translation of manual to Spanish** - **Dissemination to 25 stakeholders**	Development concluded November 2000. Translation and editing took place in December and January 2001, and dissemination begun January 2001 (10 manuals distributed).	Further editing has been undertaken in English and reviews need to be made in Spanish version.	Final editing to take place in September 2001. Distribution to begin Sept/October 2001.

With additional time available as a result of the conclusion of Tasks CA4 and CA5 and all the program's training-related activities, the FENERCA team was able to dedicate additional time to the editing and review of the cross-cutting manuals. During the reporting period, the FENERCA team was able to conclude the drafting of the XC1 and XC2 manuals and was also able to further advance in the development of Task XC3. Even though further work remains to improve the manual under Task XC3a, the team expects to dedicate substantial time to it in the upcoming months.

Currently, the team expects to distribute the three manuals during the months of September and October. However, these are expected to be long-lasting tools that both E&Co and BUN-CA will utilize with renewable energy entrepreneurs as part of their project development activities in the long-term.

Overall, 85% of thew work under Tasks XC1, XC2 and XC3 has been completed with mainly the completion of manual XC3 and the distribution of the three documents missing. The FENERCA team expects to complete these remaining activities on time.

Task MME: Program Management, Monitoring and Evaluation

Expected Results Quarter 1 and Quarter 6	*Results Achieved As of April 18, 2001*	*Results achieved as of July 18, 2001*	*Prevailing work As of July 18, 2001*
Development of a project *monitoring and evaluation* tool	Tool developed in Quarter 1 2000.	Same.	None.
Tracking and analysis of program costs	Specific financial system and program specific budgets developed in Quarter 1. Tracking is taking place on a monthly basis. In-depth analysis is being done quarterly.	Same.	Monthly and quarterly reports to take place throughout implementation.
Quarterly Progress Reports and course corrections	Task Managers have submitted four quarterly reports.	Fifth quarterly report submitted in July 2001.	One additional quarterly report expected by October 2001.
Monitoring of tasks completed on time and within budget	Completion ratios instituted among Task Managers as part of MME reports.	Completion ratios being reported (included in Annex E). Quarterly reports being reviewed by Steering Committee.	Ongoing monitoring taking place.
Monitoring level of expenses /dollar amounts	Under analysis from E&Co (see comments below under budget section)	Ongoing	Ongoing
Achievement of activity progress indicators and expected results.	On target in most cases. If not, specific measures and re-scheduling taking place.	Ongoing	Ongoing

During the reporting period, the FENERCA team conducted a review and planning session in Costa Rica, on June 12. The session gathered both E&Co staff from

Bloomfield (Phil LaRocco, Christine Eibs Singer, Gina Rodolico and Johanna Hjerthén) and from E&Co-LAC (Fernando Alvarado, Lorna Li, Kathya Fajardo) as well as from BUN-CA (Jose Maria Blanco, Leonel Umaña, Gilbert Masis, Joost Siteur). The session was conducted to assess the program's progress to date, maximize its resources for the next 6 months and ensure the completion of its anticipated results. During the session, the team also laid-out the main objectives of FENERCA's work beyond its first eighteen months of implementation.

A full report of the session is included in Annex F. The specific areas of course correction are further analyzed in section 4 below.

Budgetary issues:

As highlighted in the financial report included in Annex G, as of June 30, all FENERCA tasks had been completed within the anticipated budget. Overall, expenses have increased for all tasks CA1 and CA9. These tasks as mentioned in previous reports, have been fully completed and therefore no further level of effort has been dedicated to them.

The highest increase in expenses throughout the reporting period was seen in Tasks CA3, CA4, CA5 and CA7. These are specifically the tasks where the FENERCA is currently focusing on, as they related to project structuring (Task CA3), training (Tasks CA4 and CA5) and advancement of activities in the policy arena (Task CA7). Specifically regarding Task CA7, the involvement of PA Consulting in achieving the anticipated deliverables within the regulatory framework of the target countries, has increased the level of expenses. Previously, only E&Co and BUN-CA were dedicating staff costs to this task.

4. MAIN CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS ON COURSE CORRECTION

The present section presents an update on those areas that were highlighted in FENERCA's previous report, as those that required particular improvement. Brief recommendations on course corrections to be considered and implemented by the team during the upcoming quarter have also been included, as applicable, to ensure the completion of the program's anticipated results at the end of its first eighteen months of implementation.

Task CA3: Enterprise Development Services and Completion of Business Plans
Further improvements: During the reporting period, FENERCA completed all training-related activities in Tasks CA4 and CA5. Also, substantial progress was achieved in terms of advancing tasks XC1 and XC2 (drafting and final editing of two of the program's manuals). The recommendations made in FENERCA's annual report regarding the need to focus on deals that are feasible in the short-term are being followed. As a result, additional business plans were completed during the reporting period and submitted as part of the present report). As explained in the annual report however, due to changes in the regulatory and investment climate of the target countries and also as a result of the analyses conducted throughout the business plan preparation, the FENERCA team anticipates that the completion of the business plans will take more time than originally

planned. Although substantial progress will be achieved within Task Ca3, the team expects to continue with these efforts beyond the program's first eighteen months.

Task CA6: Organizing Next-Stage Financing
Further improvements: even though additional business plans were completed during the reporting period, further efforts need to be made to secure co-financing opportunities for the projects currently receiving enterprise development services. It is expected that additional will be invested in this task in the upcoming months, to secure the financial closing and construction of current projects in development.

Task CA7: Developing Regulatory and Policy Options for Renewable Energy Projects
Further improvements: during the reporting period, the FEENRCA team invested substantial efforts in advancing concrete activities in Task CA7. As described in the present report, PA Consulting staff is now fully involved with the program and implementation on-the ground is taking place. An initial mission to the region was conducted and the anticipated drafting of the targeted issue briefs is now in progress. Although small delays are still anticipated, the team now expects to be able to conclude all CA7 activities on time. The organization and development of a regional meeting with energy secretariats is expected to facilitate and expedite the process initially envisioned.

Task C9: Support and Capacity Building of BUN-CA
Further improvements: BUN-CA's business plan is still pending and must be completed by October 2001.

Tasks XC1: Off-Grid Services Manual, XC2: Preparation of Carbon Manual for Entrepreneurs and XC3: Monitoring and Evaluation (M&E) Manual.
Further improvements: tasks XC1 and XC2 are almost fully concluded. Substantial effort has been invested in advancing the manuals and it is expected that both will soon be finalized. Both have currently been translated and are being edited. Additional time needs to be invested in finalizing the XC3 manual.

ANNEXES
Annex A: business plans completed under Task CA3.
Annex B: list of participants and evaluation sheets Tasks CA4 & CA5.
Annex C: standard carbon calculation sheet for renewable energy projects, Task CA8.
Annex D: projects analyzed for carbon sale under Task CA8.
Annex E: Task MME completion ratios.
Annex F: Task MME planning session report.
Annex G: financial report.

Annex A:
Task CA3
Business Plans
Completed

Plan de Negocios

San Judas-Proyecto Hidroeléctrico de 30 MW en la República de Guatemala

Fecha: 20 de Julio del 2001

Información del contacto sobre el promotor del proyecto
Ing. Raúl Aguilar, Gerente General
Desarrollos Energéticos y Ecológicos, S.A. (DEESA)
15 Av 16-38, zona 13, Ciudad de Guatemala
Guatemala, CA
Tel: 502.331.32.84, Fax: 502.361.77.23

Resumen Ejecutivo 3
1 Sección 1-Ubicación y Tecnología 3
1.1 Ubicación del proyecto 3
1.2 Recursos 3
1.3 Proceso de producción 4
1.4 Productos 4
2 Sección 2-Acuerdos4
2.1 Titularidad de los Terrenos 4
2.2 Etapa de Pre-Construcción 5
2.3 Construcción 6
2.4 Operaciones y Mantenimiento 7
2.5 Ventas de la Producción 7
2.6 Licencias y Permisos 7
3 Sección 3-Desarrolladores y Consultores 8
3.1 Desarrolladores 8
3.2 Consultores 9
4 Sección 4-Mercado 10
País 10
Aspectos Legales y Regulación 11
Demanda 13
Clientes 14
Análisis de Precios del Mercado 14
4.1 Regional 16
Capacidad instalada 16
Proyecto de integración de Red 16
5 Sección 5-Implementación 17
5.1 Plan y cronograma 17
5.2 Cronograma 17

20

6 Sección 6-Análisis financiero 17
6.1 Plan de Inversión 17
6.2 Ingresos 18
6.3 Costos de Operación 18
6.4 Estructura Financiera 18
6.5 Depreciación y amortización 18
6.6 Impuestos 19
6.7 Proyecciones Financieras 19
6.8 Razones Financieras 19
6.9 Análisis de Sensibilidad 19
7 Sección 7-Impactos 20
7.1 Generación de empleo 20
7.2 Beneficios Sociales 20
7.3 Beneficios Ambientales 20
7.4 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero 20
8 Sección 8-Factores de Riesgo 21
8.1 País 21
8.2 Proyecto 21
8.3 Cambios Legislativos 22
Cierre Financiero 22
ANEXOS 22

Declaración de Confidencialidad y Renuncia: La información contenida en este plan de negocios es confidencial y de propiedad de los desarrolladores. Este plan de negocios no es una oferta de títulos valores. Este plan de negocios contiene declaraciones y presupuestos, acerca del futuro del proyecto que pueden llegar o no, a hacer realidad. En consecuencia, no deben ser consideradas como bases ciertas. Este documento no debe ser entregado a otras personas ni puede ser copiado sin la autorización del desarrollador del proyecto.

Resumen Ejecutivo

1 Sección 1-Ubicación y Tecnología

1.1 Ubicación del proyecto

El proyecto hidroeléctrico San Judas está ubicado en el municipio de Chilascó, en el Departamento de Baja Verapaz en la República de Guatemala. La propiedad donde se desarrollará el proyecto está localizada en la Reserva de la Biósfera "Sierra de las Minas"(RBSM)

El proyecto se construirá sobre la cuenca del Río San Antonio, la cual se localiza en una zona donde la pluviosidad se estima entre 2,500 a 3,000 mm anuales. La cuenca está cubierta de bosque virgen, lo que contribuye a mantener caudales altos en el río a lo largo de todo el año hidrológico. El área total de la cuenca que tendría influencia directa de las construcciones del proyecto es una extensión aproximadamente de 24 km^2.

Dentro de la zona no existen poblaciones registradas en el área de la cuenca. Los pocos asentamientos corresponden a grupos de personas que invaden la zona con agricultura migratoria como medio de subsistencia, y quienes están provocando daños irreversibles a largo plazo del ecosistema tanto dentro de la zona núcleo como en el área de amortiguamiento. A pesar de lo anterior, la mayor parte de la tierra se encuentra destinada a la conservación de recursos naturales, por ser parte de la RBSM.

1.2 Recursos

El agua es la materia prima que utilizará el proyecto San Judas para la generación de energía limpia. Debido a la importancia que tiene el agua para la continuidad del proyecto, los promotores del proyecto coordinarían con la Asociación Defensores de la Naturaleza (ADN), sociedad privada no lucrativa que tiene a su cargo el manejo del área protegida de RBSM; programas de conservación del área primordialmente en la parte alta de la cuenca del Río San Antonio. Adicionalmente, se realizarían esfuerzos para apoyar a comunidades localizadas dentro de la zona de influencia para contribuir con la conservación de la cubierta arbórea.

De acuerdo con el II Plan Maestro de RBSM que se encuentra vigente y aprobado por el Consejo Nacional de Bosques (CONAP) en 1997, se indica la importancia de los recursos hidrícos producidos en la zona, los cuales en época seca más del 80% del caudal es utilizado en la irrigación. Un total de 37 industrias ubicadas en el Valle de Polochic, utilizan agua proveniente de la Sierra de las Minas.

1.3 Proceso de producción

El proyecto captará el agua proveniente del Río San Antonio, mediante dos pequeñas presas derivadoras y una presa de captación y embalse, situadas en la cota 1878 m.s.n.m., el agua se trasportará por medio de un canal de 5.6 kms hasta la cámara de carga. A partir de ese punto el agua se conduce hasta la casa de máquinas a la cota 460 m.s.n.m. mediante una tubería de presión (penstock) de acero de alta resistencia con díametros variables desde 48 pulgadas en el inicio a 36 pulgadas al final. La tubería de presión tiene una longitud de 4,950 metros. Según estudios preliminares se estima que el caudal a utilizar estará entre el rango de 4.0 a 4.05m^3/sg. y la caída del proyecto es de 1,420 metros por lo que el proyecto estaría en la capacidad de generar 30MW.

Dentro del diseño del proyecto se encuentra previsto una Cámara de Carga para compensar transientes debidos a la regulación de carga. Dicha obra será construida de hormigón armado y tendrá un dispositivo para evacuar excedencias a una quebrada cercana.

La casa de máquinas estará situada sobre la margen derecha del Río San Antonio, con un área de construcción aproximada de 300 m^2. suficiente para instalar dos generadores tipo Pelton de 15 MW cada uno con equipo de regulación, control hidráulico y electromecánico. Cerca de la casa de máquinas se ubicarán la subestación y las instalaciones auxiliares como talleres, bodegas y viviendas para el personal de operación. Por último, se deberá construir una línea de transmisión de 15 kms. de largo entre la casa de máquinas y el punto de interconexión con el Sistema de Interconectado Nacional.

1.4 Productos

El producto generado por el proyecto San Judas corresponde a la producción de energía eléctrica hasta un equivalente de 30 MW.

2 Sección 2-Acuerdos

2.1 Titularidad de los Terrenos

Como se mencionó anteriormente el proyecto se ubicará dentro la Reserva de la Biosfera "Sierra de las Minas" (RBSM) la cual está bajo la administración de la Asociación Defensores de la Naturaleza (ADN), quienes consideran que el proyecto hidroeléctrico San Judas puede ser un plan de piloto para demostrar que la generación hidráulica limpia puede coexistir y adicionalmente aportar

recursos para la vigilancia y manejo de las áreas protegidas. Los promotores del proyecto firmaron un acuerdo con ADN para el uso de la tierra.

2.2 Etapa de Pre-Construcción

Los estudios de pre-construcción han sido realizados por los promotores del proyecto y un equipo de consultores técnicos, legales y financieros. Actualmente, se tiene un diseño general del proyecto básandose en datos cartográficos, aerofotogramétricos y de sátelite, vuelos de reconocimiento y mediciones del caudal del río en la época seca.

Los estudios han sido coordinados por la Compañía Consultora PROSISA y realizados por las siguientes personas:

a) Estudios iniciales de identificación y evaluación del recurso. Empresa Aeroprodin, S.A.
b) Cartografía y fotogrametría: PROSISA
c) Interpretación de información vía sátelite: Geoinformática, S.A.
d) Diseño de ingenería a nivel de pre-factibilidad: PROSISA
e) Estudios Geológicos y Geotecnicos: PROSISA
f) Estudio de Impacto Ambiental y Ecología: PROSISA
g) Hidrología y meteorología: PROSISA
h) Trámites y Asesoría Legal: Bufete Portillo&Paiz
i) Asesoría Financiera: Edutec, S.A.

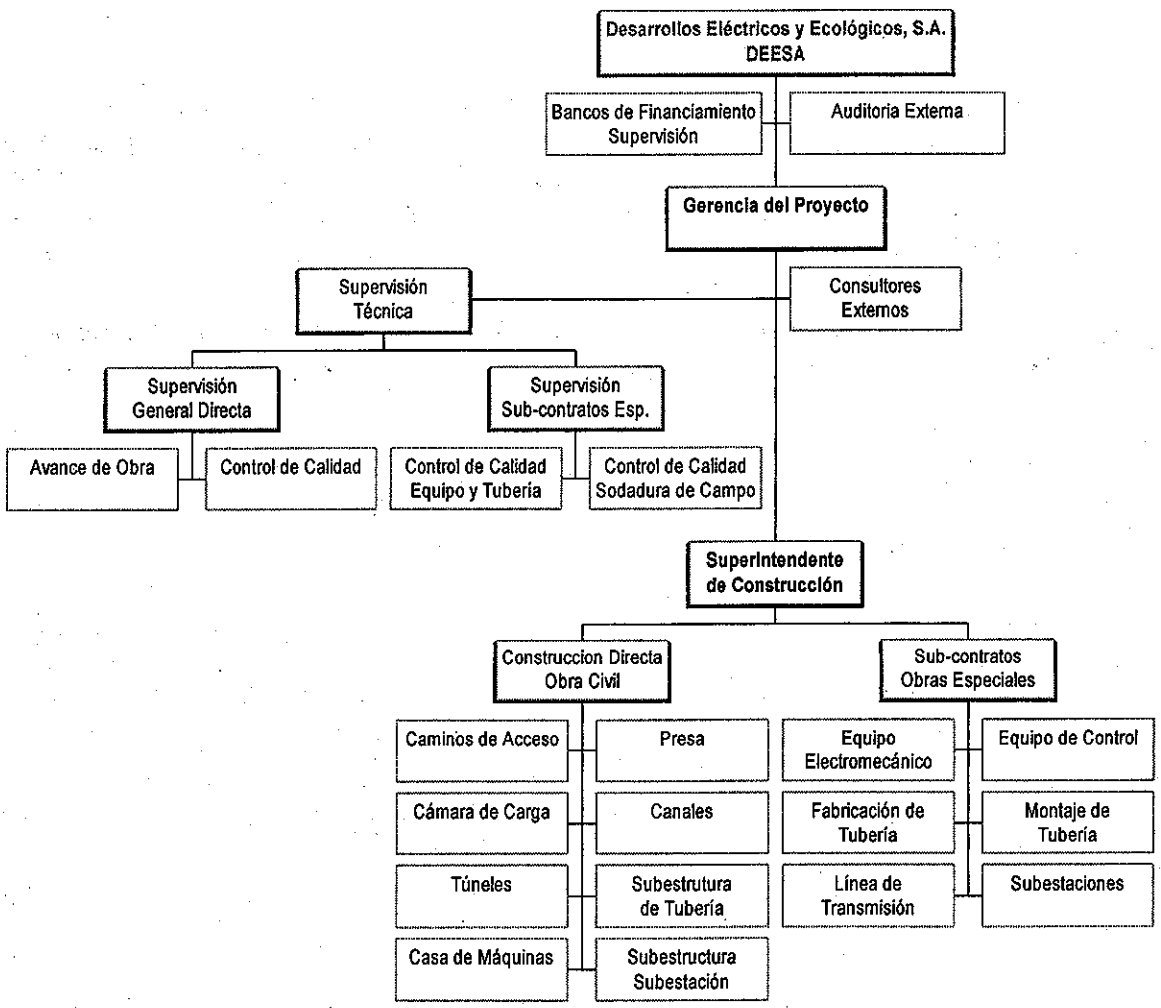
Para efectos de llevar el proyecto a la etapa de factibilidad es necesario hacer la siguiente inversión en estudios:

Actividad	Total inversión	
Topografía	$	95,000
Geotecnia	$	80,000
Hidrología	$	12,500
Diseño de ingenería	$	250,000
Gastos legales	$	25,000
Gastos financieros	$	12,500
Administración	$	37,500
Total	$	512,500

2.3 Construcción

Los promotores del proyecto planean construir el proyecto bajo la modalidad de administración, ejecutando la empresa la obra civil y subcontratando a empresas especializadas los trabajos que requieren de tecnología y equipo especializado. Los contratos serán adjudicados vía licitación entre las diferentes compañías precalificadas, lo anterior con el fin de obtener los mejores precios. A continuación se muestra el organigrama que se utilizará para el desarrollo del proyecto.

MODALIDAD DE CONSTRUCCION
HIDROELECTRICA SAN JUDAS



El Ing. Andrés Caicedo Anchisi es la persona a cargo de la gerencia del proyecto. El Ing. Caicedo ha desempeñado puestos similares en los proyectos de Hidroeléctrica Secacao y con Papeles Elaborados.

2.4 Operaciones y Mantenimiento

DEESA contratará a una empresa con experiencia en operación y mantenimiento de proyectos similares a San Judas.

2.5 Ventas de la Producción

El total de energía producida se venderá en el mercado spot, en el cual los generadores deben competir por colocar su energía entre los diferentes demandantes de energía del sistema.

2.6 Licencias y Permisos

Ley General de Electricidad mediante el Decreto No. 93-96 indica que las centrales eléctricas con una potencia instalada mayor a 5 MW deben solicitar autorización al Ministerio de Energía y Minas, quién debe resolver sobre las solicitudes de autorización en un plazo de 90 días a partir de la fecha de recepción de las mismas.

En el caso del proyecto hidroeléctrico San Judas es necesario obtener los siguientes permisos:

a) Concesión del recurso hídrico: El Ministerio de Energía y Minas es la institución encargada de otorgar las concesiones. Existen dos tipos de licencias una provisional que únicamente autoriza a realizar los estudios de campo y que es otorgada por un plazo de 1 año y la definitiva que permite la construcción y la utilización del recurso por un plazo de 50 años. Ésta última es la que solicitaron los promotores del proyecto San Judas. En agosto del 2000 los DEESA presentó la solicitud de la concesión del recurso hídrico, se espera que la misma sea aprobada a más tardar en noviembre del 2000.

b) Autorización para la construcción y operación de la planta: Este trámite se realiza a través del Ministerio de Energía y Minas quién es la institución responsable de remitir la documentación a las autoridades encargadas del medio ambiente para que revisen y den su aprobación de los estudios presentados. En el caso del proyecto San Judas, la documentación debe ser analizada y revisada por:

- Comisión Nacional de Medio Ambiente CONAMA: Es la institución responsable de analizar el impacto ambiental que podría tener la construcción del proyecto y de su operación. Lo anterior, mediante una matriz de impacto que considera efectos positivos y negativos. Una vez concluido el estudio CONAMA debe indicar cuales son las medidas de refuerzo de los efectos positivos y cuales medidas de mitigación debe implementar el proyecto para reducir los efectos negativos al medio ambiente.
- Consejo Nacional de Bosques CONAP: Institución a cargo del análisis del impacto del proyecto sobre el bosque.
- Asociación Defensores de la Naturaleza: Es una sociedad privada sin fines de lucro responsable del manejo de la Reserva de la Biosfera "Sierra de las Minas".

c) Derechos para la utilización de las tierras donde se desarrollará el proyecto: El capítulo III de la Ley General de Electricidad establece la normativa para la imposición de servidumbres en bienes de dominio público y privado. Estos derechos deben negociarse con los propietarios de la tierra y en caso de no lograr un acuerdo entre ambas partes, la Ley de Electricidad indica que las tierras pueden ser expropiadas. En el caso del proyecto San Judas, las tierras son propiedad de la municipalidad del Purulhá, la cuál cedió la administración de la RBSM a las Asociación Defensores de la naturaleza. Los promotores del proyecto firmaron un acuerdo don ADN en la cual le otorgan los derechos para la explotación de las tierras donde se desarrollará el proyecto.

d) Por último, antes de iniciar la operación de la planta, se debe tramitar la solicitud para acceder el Sistema Nacional de Interconectado (SNI) ante la Comisión Nacional de Electricidad. La autorización es otorgada una vez evaluada la seguridad operativa y el impacto del ingreso al SNI.

3 Sección 3-Desarrolladores y Consultores

3.1 Desarrolladores

Desarrollos Eléctricos y Ecólogicos, S.A. (DEESA), es la empresa promotora del proyecto hidroeléctrico San Judas. DEESA fue constituida por el Ing. Carlos Tschen y Ing. Raúl Aguilar, quienes ante la apertura del mercado de energía eléctrica en Guatemala y la creciente demanda de energía decidieron establecer una compañía que se dedicara a desarrollar proyectos de energía hídrica renovable con una orientación socio-ecológica.

San Judas es el primer proyecto de DEESA, sin embargo sus socios han estado involucrados en el sector de energía y empresarial por más de 30 años.

El Sr. Raúl Aguilar, estudió en la Universidad de Carlos, Guatemala donde obtuvo el título de B.S. en Ingeniería y posteriormente en ETERNIT, Alemania el grado de M.S. en Recursos Hidráulicos. El Ing. Aguilar como consultor privado en ingeniería civil, cuenta con más de 35 años de experiencia en el área de trabajos topográficos, urbanizaciones, ingeniería hidráulica y sanitaria e ingeniería estructural. Así como en la preparación de estudios de factibilidad, diseño final de obras civiles, revisión de datos hidrometerelógicos y capacidad instalada para el diseño y supervisión de proyectos hidroeléctricos. Dentro de los proyectos hidroeléctricos que el Ing. Aguilar ha realizado consultorías están:

Nombre del proyecto	Capacidad instalada	Lugar	Año
Hidro Secacao	16 MW	Alta Verapaz	1998
Hidro Secaco II	4 MW	Alta Verapaz	2000
Hidro Pasabien	12.5 MW	Zacapa	2000
Hidro Papeles	8 MW	Santa Rosa	1999
Hidro Huijo	10 MW	Zacapa	2000

Adicionalmente, ha ocupado puestos en la función pública como por ejemplo: Director y Secretario de la Cámara de Guatemala de la Construcción. Director y Vicepresidente de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., Director y Vicepresidente Ejecutivo del Instituto de Electrificación (INDE). Actualmente, el señor Raúl Aguilar es el Director General de la firma consultora Proyectos y Servicios de Ingeniería, S.A. (PROSISA), fundada en 1985 por el Sr. Aguilar.

El Sr. Carlos Tschen cuenta con varios grados universitarios éstos son: Ingeniero Químico, Ingeniero Industrial, Licenciado en Administración de Empresas e Ingeniero en Sistemas. Actualmente es el Presidente, Director Ejecutivo y Gerente General del Grupo Corporativo PRODIN de Guatemala, el cual es una agrupación de empresas privadas diversificadas en empresas de inversión, empresas industriales, empresas de comercialización y área bancaria. Los principales productos del Grupo PRODIN son: productos químicos, artículos de limpieza para el hogar, productos automotrices, artículos de empaque, productos de consumo local y exportación, servicios bancarios a nivel local e internacional, bienes raíces y asesorías y consultorías profesionales.

3.2 Consultores

La firma consultora PROSISA es la empresa a cargo del diseño final del proyecto. PROSISA fue fundada en el año 1985 por el Ing. Raúl Aguilar. La empresa ha realizados trabajos en una amplia rama de especialidades como lo son: diseño, administración de proyectos y construcción, supervisión de *proyectos de ingeniería y arquitectura; obras hidráulicas, hidroeléctricas*, presas, obras de ingeniería sanitaria entre otros.

PROSISA tiene dentro de su staff tanto personal técnico como profesional. También cuenta con una base de consultores que le permite proveer una amplia gama de servicios. Adicionalmente, la compañía mantiene contactos con firmas internacionales de prestigio.

4 Sección 4-Mercado

País

Guatemala es una de las economías más importantes de Centroamérica; la cual ha tenido un auge importante después de la conclusión de la guerra civil en 1996. En ese año el país recibió asistencia internacional por US$1.8 billion. La economía guatemalteca está basada principalmente en agricultura, siendo el café, azúcar y banano sus principales cultivos.

A mediados de enero del 2000, el Sr. Alfonso Portillo asumió la Presidencia del país. En su programa y promesas de campaña el Sr. Portillo prometió reducir el déficit fiscal del país en un 10%, con el objetivo de que éste sea el 3% del Producto Interno Bruto del período 1999. El Presidente espera reducir ciertos programas de gobierno que fueron implementados por la administración anterior. La economía guatemalteca, actualmente está estancada debido a la falta de coherencia del gobierno del Sr. Portillo en sus primeros meses en la Presidencia del país.

La moneda nacional es el Quetzal, cuya tasa de cambio con relación al dólar americano ha estado en un rango de 5.81 a 1 y 7.75 a 1 en los últimos cinco años La población de Guatemala es 12.3 millones y su índice de crecimiento anual es de 2.53%. El producto interno bruto en términos nominales fue de US$1.7 billones en 1999 lo que representó una tasa de crecimiento real del PIB de 3.6% para dicho período. El índice de precios al consumidor fue de 6.8% en 1999 y se estima que para el año 2000 llegará a ser 7.1%.

El sistema eléctrico de Guatemala tiene una capacidad instalada de 1048 MW y se estima que la misma crecerá a 1494 MW en los próximos 5 años. En octubre de 1996, el Congreso de Guatemala aprobó una reforma al sector eléctrico, permitiendo a los inversionistas privados participar en la generación, distribución, trasmisión, y comercialización de energía. También fue aprobado el proceso de privatización del sector energía, el cual inició con la venta de la compañía pública de distribución, Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) y la principal empresa pública de generación, Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Guatemala también ha iniciado otros proyectos con países vecinos con el objetivo de incrementar la confiabilidad del suministro de energía. Uno de ellos es la construcción de un sistema de interconectado con México que le permitiría importar energía. También, en diciembre de 1999 firmó un acuerdo para la construcción de un gasoducto, dado que México cuenta con importantes

reservas de gas natural, de las cuales un monto considerable de gas podría ser exportado a Guatemala para ser utilizado en la generación de energía. Adicionalmente, Guatemala y los otros países centroamericanos han acordado desarrollar una red de interconectado regional que permitiría el flujo de energía entre los diferentes países.

Aspectos Legales y Regulación

En 1996 el Gobierno de la República de Guatemala decidió desmonopolizar y descentralizar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica ante la imposibilidad de contar con recursos financieros para hacer frente al crecimiento de demanda electricidad la cual no era proporcional en ese momento con la oferta que energía eléctrica.

Para tal efecto, el Gobierno aprobó la Ley General de Electricidad mediante el Decreto No. 93-96 y su reglamento en el acuerdo gubernativo No. 256-97. En el artículo no. 44 de la Ley se indica que la administración del Mercado Mayorista(MM) será llevada a cabo por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), un ente privado, sin fines de lucro. Dentro de sus funciones principales se encuentran:

a) La coordinación de la operación de las plantas generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
b) Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.
c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.
d) Realizar la programación de la operación, lo que implica que anualmente debe planificar la forma en que cubrirá las necesidades de potencia y energía del sistema. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente.
e) Cuantificar los intercambios de Potencia y Energía entre los participantes del Mercado Mayorista y valorarlos según el precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia.

El Mercado Mayorista es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se realizan en el corto y largo plazo entre los agentes del mercado. Los participantes del MM son:

Generadores: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
Distribuidores: Es la persona, individual o jurídica que poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
Transportistas: Persona individual o jurídica que es dueña de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
Comercializadores: Persona o empresa cuya actividad es la comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
Grandes Usuarios: Es el usuario cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento de la Ley.

Para ser Agente o Gran Usuario del Mercado Mayoristas el participante debe cumplir con lo siguientes requisitos:

Participante	Requisito
Generadores:	Potencia máxima de por lo menos de 10MW
Distribuidores:	Tener por lo menos 20,000 usuarios
Transportistas:	Potencia firme conectada de por lo menos 10 MW
Comercializadores:	Comprar o vender bloques de energía asociada a una potencia firma de al menos de 10 MW
Grandes Usuarios:	Demanda máxima de al menos 100 kW

Los productos y servicios que se compran y se venden en el MM son:

a) Potencia eléctrica
b) Energía Eléctrica
c) Servicios de transporte de energía eléctrica
d) Servicios Complementarios

En el Mercado Mayorista los generadores compiten por suministrar la energía. La base sobre la cual compiten es sobre el precio marginal que incluye el costo del combustible más costos de operación.

El AMM es el encargado de planificar el despacho de carga, el cual es un programa de funcionamiento de las plantas generadoras para cubrir la demanda el sistema. Para el despacho, se toma en consideración la potencia disponible de cada unidad generadora, su costo de operación o el precio contratado para la venta de energía.

Dentro del MM se puede decir que existen tres tipos de mercado:

a) Mercado de Oportunidad o Mercado Spot: Básicamente se realizan transacciones de oportunidad de energía eléctrica con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la Comisión

Nacional de Energía Eléctrica (Órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, el cual es responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado y programas indicativos en el subsector eléctrico)

b) Mercado de Término para contratos entre Agentes o Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado se pactan libremente las condiciones de los contratos. Los contratos de compra de potencia y energía eléctrica existentes antes de la Ley No. 93-96 forman parte de este mercado. Los contratos del Mercado a Término no pueden tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes.

c) Mercado de Desvíos de Potencia, para las transacciones de potencia de oportunidad donde el precio es establecido por el AMM en forma mensual.

Por último, es importante mencionar que todos los generadores de energía eléctrica, conectados al Sistema Eléctrico Nacional, deben pagar un peaje por el uso del sistema principal, por cada kW de potencia firma conectada.

Demanda

El AMM es el encargado de la elaboración de los pronósticos de la demanda. Para efecto de estimación se utiliza los datos del despacho económica de carga y así obtener el apilamiento de unidades generadores según los costos variables y los factores de pérdidas nodales. El objetivo de los pronósticos es ejecutar las medidas pertinentes con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica.

Según las proyecciones realizadas por el AMM, la demanda de energía para los próximos cinco años es la siguiente:

Año	Energía GWH	% Crecimiento	Potencia	% Crecimiento
1999	4885.1	7.80%	962	7.10%
2000	5348.2	9.48%	1048	8.88%
2001	5805.9	8.56%	1133	8.20%
2002	6294.4	8.41%	1229	8.41%
2003	6829.1	8.18%	1317	7.20%
2004	7347.2	7.90%	1403	6.50%
2005	7929.1	7.92%	1494	6.50%

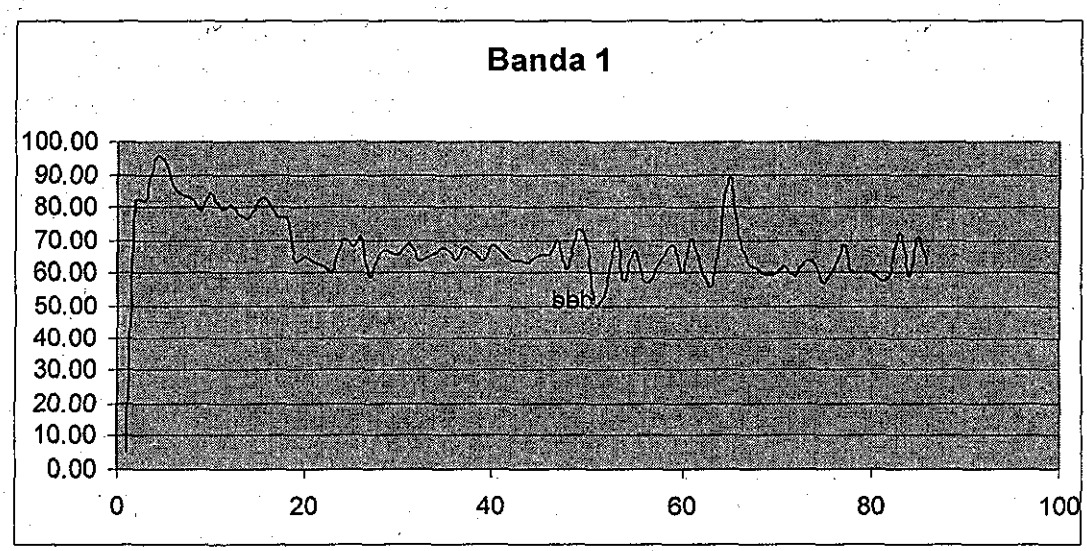
Como ser observa del cuadro anterior para los próximos cinco años le demanda de energía presenta un crecimiento promedio de 8.19% anual.

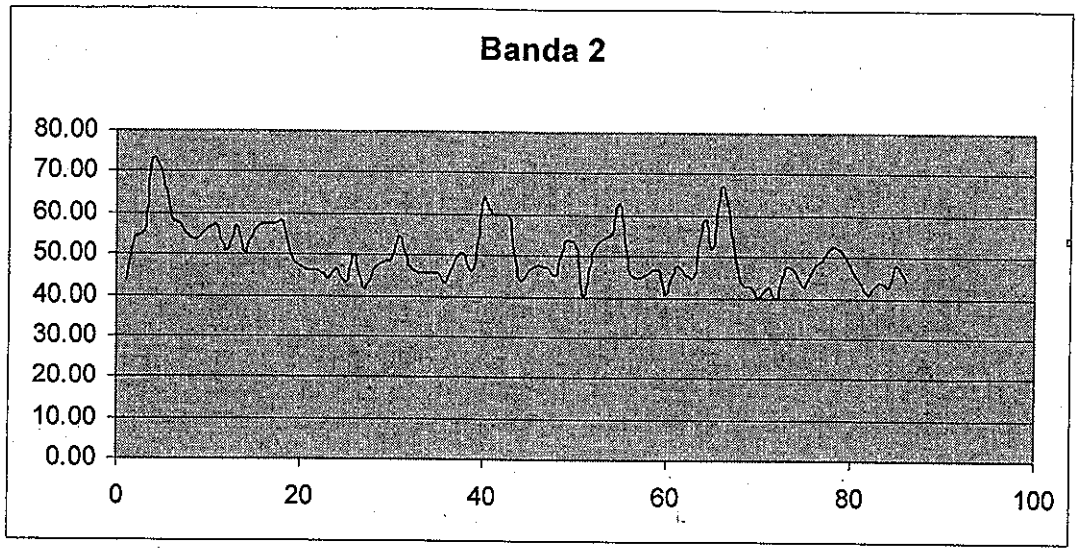
Clientes

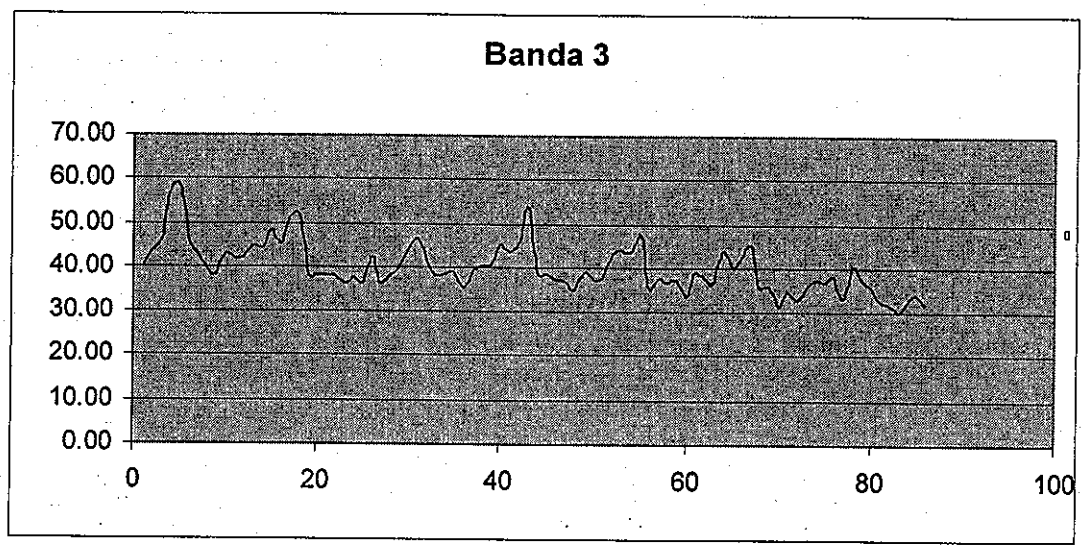
La planta hidroeléctrica San Judas participará en el Mercado Mayorista, así que sus clientes serán los Agentes del mercado demandantes de energía eléctrica. El AMM mensualmente elaborará un reporte por cada participante indicando resultado total de las transacciones en el MM. Al generador le corresponde la suma correspondiente a las transacciones de energía menos los cargos por el servicio de peaje y/u otros cargos adicionales.

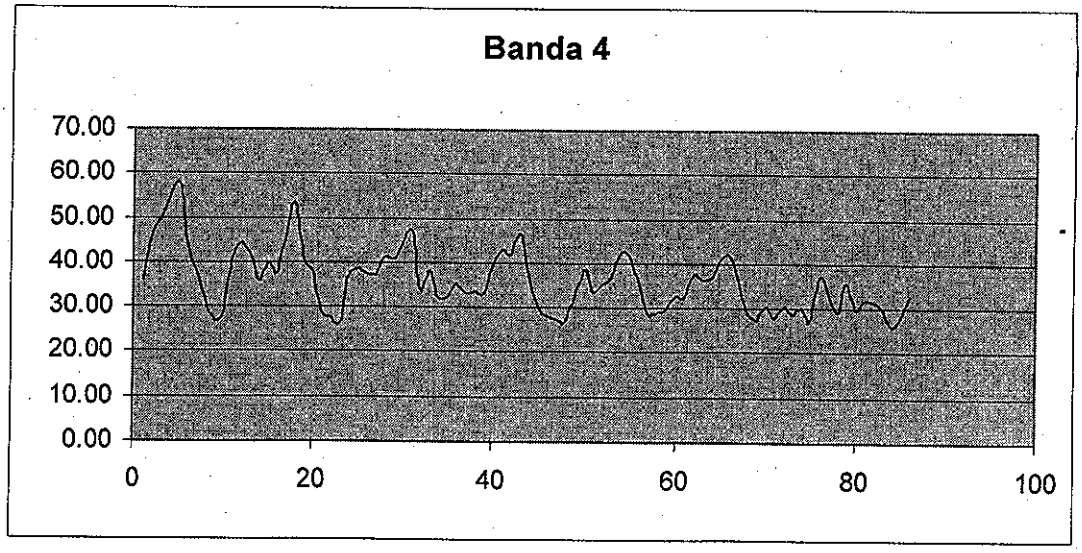
Análisis de Precios del Mercado

DEESA contrató los servicios de la Ing. Marta Rivera para que realizara un estudio sobre el comportamiento del precio spot en el Mercado Mayorista de Guatemala. El análisis de precios se hizo con base a cuatro diferentes bandas, las cuales están definidas de acuerdo al número de horas y si éstas son pico o fuera de pico. En los anexos se adjunta la proyección detallada de precios spot hasta el año 2006. El resumen del comportamiento de precios se muestra en los gráficos siguientes:




Banda 2
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
0
20
40
60
80
100


Banda 3
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
0
20
40
60
80
100


Banda 4
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
0
20
40
60
80
100

4.1 Regional

Capacidad instalada

Los países de América Central han iniciado un proceso de reestructuración del sector energía en diferentes áreas como la privatización, desregulación e intergración de la energía. Algunos de los países centroamericanos ya aprobaron el marco legal o están en proceso de hacerlo. Las principales estadísticas de la región se muestran a continuación:

País	Capacidad Instalada MW	Demanda Electricidad GWh	% Población con acceso a Electricidad
Belice	34.5	90.0	80.00%
Guatemala	1,206.0	4,254.0	49.10%
El Salvador	943.0	3,548.0	68.30%
Honduras	729.0	3,201.0	51.50%
Nicaragua	403.0	1,708.0	55.80%
Costa Rica	1,372.0	5,556.0	94.70%
Panamá	910.0	3,987.0	90.00%
Total	5,597.5	22,344.0	

Fuente: BUN-CA, (2000) La energía renovable en América Central

Proyecto de integración de Red

Los países de América Central están desarrollando un proyecto denominado Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), el cual consiste en la construcción de una línea troncal de 230 kilovatios que iniciará en el río Lindo en Honduras y pasará por Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica hasta llegar a Veladero en Panamá. La capacidad de transporte de la energía será de 300 megavatios y la línea de conexión tendrá una longitud de 1, 802 kilómetros. El costo aproximado del proyecto es $346 millones de los cuales el Banco Interamericano de Desarrollo aprobó un crédito por $170 millones, el Fondo del Quinto Centenario de España ha aportado al proyecto $70 millones y la diferencia será aportada por los seis países beneficiarios e inversionistas privados.

Según los promotores del proyecto, éste tiene como finalidad promover la inversión privada en proyectos regionales de generación, con economías de escala y consolidar la integración de los seis mercados eléctricos.

5 Sección 5-Implementación

5.1 Plan y cronograma

El proyecto se encuentra en la fase final de diseño; una vez finalizado éste se podrá elaborar el presupuesto de inversión definitivo. Actualmente, los promotores del proyecto han realizado contactos con varias instituciones financieras las cuales han mostrado interés en participar en el financiamiento del proyecto. Se espera que el proceso de obtención del financiamiento se prolongue hasta un máximo de seis meses, siendo junio del 2001 la fecha estimada para la firma de los contratos. En esa fecha, se iniciaría con la construcción del proyecto, el cual se estima estaría concluido en 30 meses a partir de esa fecha antes mencionada.

5.2 Cronograma

- Obtención de Permisos Estatales (3 meses)
- Estudios Finales (8 meses)
- Obtención del crédito senior (6 meses)
- Construcción del proyecto (30 meses)

6 Sección 6-Análisis financiero

6.1 Plan de Inversión

El plan de inversión preliminar del proyecto es por un monto de $34,464,257, el cual se desglosa de la siguiente manera:

Detalle	Inversión total	Porcentaje
Construcciones	$11,504,469	33%
Equipo electromecánico	$11,000,000	32%
Contingencias	$5,985,413	17%
Gastos pre-operativos	$1,474,375	4%
Intereses durante la construcción	$4,000,000	12%
Comisiones estructuración finan.	$500,000	1%
Total	$34,464,257	100%

El costo estimado incluye los costos de funcionamiento del proyecto, desde su inició, incluida la capitalización de intereses durante el período de construcción. El costo estimado por kW instalado es de $1,148, éste se encuentra dentro del parámetro de costo de construcción para proyectos hidroeléctricos, el cual se encuentra entre un rango de $1,000 a $1,500 por kW instalado.

6.2 Ingresos

Los ingresos fueron proyectados considerando varios factores entre ellos la capacidad instalada del proyecto la cual es de 30MW. Se espera que la eficiencia de planta alcance un 90% por lo que producción en firme sería de 27 MW. Adicionalmente, se utilizó el registro mensual de los caudales promedios del Río San Antonio de los últimos 20 años. Con esta información se estima que el proyecto estaría en capacidad de generar 48.60 GWh por año.

Las proyecciones del precio por kWh, se realizaron con base en las tarifas promedios según datos spot promedio mensual para enero del 2000.

6.3 Costos de Operación

Los costos de operación y mantenimiento, incluyendo la provisión de fondos para reparaciones mayores y pagos por concepto de trasmisión de energía al sistema de interconectado nacional son de $2,397,767 por año, esto equivale a $0.049 por kilovatio hora.

6.4 Estructura Financiera

Se llevó a cabo la ingeniería financiera con el objetivo de alcanzar la combinación de deuda-patrimonio más óptima para el proyecto. Para efectos de definir la estructura financiera se concluyó que lo más recomendable es que el financiamiento del proyecto sea a través de una combinación 70% deuda y 30% patrimonio. Se estimó que el financiamiento vía deuda sería a través de un crédito, el cual tendrá un plazo de 10 años con un período de gracia de 3 años incluido dentro del plazo total y con una tasa de interés de libor + 4 puntos. Los abonos al principal se realizarán en abonos mensuales iguales a partir del mes 37. La cobertura de deuda no podrá ser menos de 1.5 veces en ningún año.

El patrimonio de la empresa estará representado por títulos de acciones comunes y solamente se repartirán dividendos, cuando la atención de la deuda se encuentra al día.

6.5 Depreciación y amortización

Para efecto de estimar la depreciación de los activos fijos y la amortización de los gastos pre-operativos, se utilizó el período máximo de depreciación permitido por la legislación tributaria de Guatemala. En el caso del proyecto San Judas las contrucciones serán depreciadas en un plazo de 50 años, la maquinaria y equipo

en 20 años y los gastos pre-operativos a 5 años. El método de línea recta fue el utilizado para estimar los gastos por depreciación y amortización.

6.6 Impuestos

De acuerdo con la legislación vigente en Guatemala el proyecto estaría sujeto al pago del impuesto de la renta, el cual actualmente es un 31% sobre la utilidad antes de impuestos.

6.7 Proyecciones Financieras

En el anexo no. 1 se adjuntan las proyecciones financieras, las cuales incluyen Balance General, Estados de Resultados y Flujos de caja proyectados. Estas fueron realizadas para un período de 15 años.

6.8 Razones Financieras

Se calcularon las principales razones financieras, los resultados son los siguientes:

Tasa Interna de Retorno del Patrimonio a 15 años: 28.93%
Cobertura de la deuda-el año más bajo (Primer año de operación): 1.61 veces
Cobertura de la deuda-promedio durante los siete años: 2.05 veces.

6.9 Análisis de Sensibilidad

Se realizó un análisis de sensibilidad para determinar el impacto que podría tener un cambio en las variables principales sobre la rentabilidad del proyecto. A continuación se presenta un resumen de los resultados:

Variable	TIR	Cobertura deuda Año 1	Cobertura deuda Promedio	Flujo Caja Año 1
Estructura financiera 100% Patrimonio	18.45%	N/A	N/A	$6,323,780
Estructura financiera 40% Patrimonio-60% Deuda	26.07%	1.88	2.39	$1,891,606
Disminución del precio por kWh en 5%	26.56%	1.53	1.95	$875,411
Aumento del precio por kWh en 5%	31.34%	1.7	2.15	$1,437,146
Disminución del precio por kWh en 20% menos	19.59%	1.29	1.64	$32,596

Como se observa en el cuadro anterior, el precio por kWh podría disminuir hasta un 20% con respecto al precio utilizado en el modelo básico. Todavía con esa disminución en los ingresos; producto del cambio en esa variable, el proyecto puede atender todas sus obligaciones financieras.

7 Sección 7-Impactos

7.1 Generación de empleo

Durante la etapa de construcción se generarán oportunidades de trabajo temporales para personal calificado y obreros, lo cual permitirá mejorar las condiciones de vida de algunos habitantes de Chilascó y otros trabajadores del campo.

Adicionalmente, con el desarrollo del proyecto se crearán nuevas plazas de trabajo permanente como: operarios, peones y personal administrativo necesarios para operarar y dar mantenimiento al proyecto. También se generarán oportunidades de trabajo relacionadas con mantenimiento de la RBSM la cual se realizará en coordinación con la Asociación Defensores de la Naturaleza y el Consejo Nacional de Areas Protegidas.

7.2 Beneficios Sociales

Los sistemas de interconexión de generación eléctrica serán fortalecidos, beneficiando a los pobladores de la región. Adicionalmente, se disminuyen las posibilidades de interrupciones en el servicio de energía y permite aumentar las oportunidades de desarrollo de las poblaciones cercanas situadas en el Valle de Río Polochic.

7.3 Beneficios Ambientales

La generación de energía eléctrica a través de plantas hidroeléctricas es un ejemplo demostrativo de producción limpia debido a que contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero, no contamina el agua y contribuye a justificar el papel de la RBSM al permitir la producción de agua en cantidad suficiente sin alterar la calidad de la misma.

7.4 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

Con base en el inventario de gases de efecto invernadero (GEI) realizado por CONAMA, los promotores del proyecto han estimado que con el desarrollo del proyecto hidroeléctrico San Judas se producirán la siguiente reducción en la producción anual de GEI:

MW	Gas	Kg	Gg
30	SO_2	577,035	0.577
30	CO_2	384,692,303	384.692
30	NO_X	1,077,135	1.077

Es importante mencionar que Guatemala es uno de los países signatarios de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, el cual constituye un compromiso internacional de reducir las emisiones de los GEI.

8 Sección 8-Factores de Riesgo

8.1 País

- Credibilidad el gobierno actual: Debido a la poca coherencia en las medidas ejecutadas por el gobierno del Sr. Portillo, hay cierto clima de inseguridad económica.

8.2 Proyecto

- Condiciones climáticas e hidrológicas: Debido a que el diseño del proyecto se realizó con base en el registro mensual de los caudales promedios del Río San Antonio de los últimos 20 años, se estima que el riesgo por estos factores puede ser mitigado. Sin embargo, siempre existe la posibilidad de avenidas máximas, producidas por los cambios en el clima como los son huracanes y tormentas tropicales.
- Construcción: Debido a que el proyecto será construido baja la modalidad de administración, ejecutando DEESA la obra civil y subcontratando los trabajos especializados y obras eléctricas; se espera mitigar posibles sobrecostos en el proyecto. La calidad de la obra civil y las obras en general serán supervisadas por una firma consultora independiente, lo cual garantizará que el proyecto sea construido bajo las más altas normas de calidad y seguridad.
- Variaciones en la capacidad de producción de energía: Las proyecciones fueron realizadas en forma conservadora, utilizando los resultados del estudio de factibilidad realizados por una firma que tiene amplia experiencia en la materia, por lo que se considera este riesgo ha sido mitigado.
- Credibilidad de los compradores de energía: Este riesgo está mitigado a través de la legislación vigente sobre el mercado spot. Cada fin de mes el Administrador del Mercado Mayorista debe preparar y enviar a cada participante un resumen con las transacciones netas de energía, potencia, servicios. En dicho resumen se identifica los deudores y acreedores.
- Fallas en la tecnología: Las turbinas Pelton es una tecnología ampliamente probada a nivel mundial, esto indica que el riesgo de que se presente una falla en tecnología es mínimo. Adicionalmente, la empresa proveedora del equipo estará obligada a emitir una garantía de operación por el costo total del equipo y por un plazo de 1 año, el cual iniciará a partir del primer día de operación de la planta.
- Operación y Mantenimiento: DEESA, está en proceso de recolectar diferentes cotizaciones de empresas con experiencia en Operación y Mantenimiento.

- Interrupción del negocio por accidente: Con el objetivo de disminuir este posible riesgo, la empresa promotora realizará los trámites necesarios para obtener una póliza de seguros que cubra este rubro.
- Precio de energía y conversión de las divisas: El precio de la energía fue establecido considerando la tendencia histórica del mismo según estadísticas aportadas por el Administrador del Mercado Mayorista en Guatemala. Adicionalmente, se consultó con personas involucradas en el sector de energía en Guatemala sobre el posible comportamiento del precio en los próximos años. Actualmente, la legislación guatemalteca permite el libre cambio de divisas.
- Construcción del gasoducto entre México y Guatemala: Existe la posibilidad de que al construirse esta obra de infraestructura, se realicen proyectos grandes de generación de electricidad utilizando gas, cuyo costo de generación es menor que la hidroeléctrica. Esto eventualmente, podría tener un efecto importante en el precio del mercado spot.

8.3 Cambios Legislativos

- La Ley General de Electricidad tiene cuatro años de haber sido aprobada y el mercado spot está funcionando desde enero de 1999. El proceso de privatización del sector energía ya fue concluido. Sin embargo, puede existir algún riesgo de cambio en la legislación vigente si se considera que el Presidente Alfonso Portillo declaró lesivo el proceso de privatización de la Empresa Guatemalteca de Telecomunicaciones e inició un proceso de investigación sobre dicho proceso.

Cierre Financiero

Como se mencionó anteriormente la estructura financiera definida para el proyecto es de 70/30 deuda-capital. Actualmente, los promotores del proyecto están buscando inversionistas potenciales que esten interesados en participar en el capital del proyecto hasta por un monto de $9,500,000. Adicionalmente, se está negociando con varias instituciones financieras internacionales un crédito por un monto de $24,125,000, a una tasa de interés de libor+4 y con un plazo de 10 años que incluye 3 años de gracia para la amortización del principal.

ANEXOS

- Proyecciones financieras (anexo a este documento)
- Información de los desarrolladores. (Están disponibles, pero no se anexan)
- Estudio de Factibilidad. (Está disponible, pero no se anexa)
- Estudio de Impacto Ambiental. (Está disponible, pero no se anexa)

Memorandum

To: File Empresa Eléctrica del Norte, S.A. de C.V.

From: Fernando Alvarado, Lorna Li

CC: File

Date: July 9, 2001

Re: Business Plan update.

The objective of this Business Plan update is to give Empresa Eléctrica del Norte, S.A. de C.V. (EEN)'s Business Plan readers the latest events of 2001 that could affect significantly EEN's feasibility.

The biomass plant re-started power generation in mid-December 2000 according to the schedule stated in the project's Business Plan. The plant was expected to operate 6 months and generate 3,060,000 kWh per month of which 300,000 was for internal consumption. The bagasse was supplied by three sugar mills: Ingenio Agricola San Franciso (IASF), Ingenio Chanmico and Ingenio Jiboa. However, the amount of bagasse processed was less than the 41,075 needed to operate the six months. EEN operated only four months and the revenues generated during this period only allowed the company to cover its operating costs, and to pay the accrued interest and amortization of $10,000 to the loan with Banco Agrícola Comercial, which is the main lender with a $3,475,000 loan.

In November 2000, Banco Agricola Comercial (BAC) approved a reestructuring of EEN's loan, however in order to formalize the reestructuring EEN had to sign a guarantee trust. Banco Agrícola Comercial obtained the signed trust and total control of EEN's cash flow. This implies that total revenues for sales of energy have to be deposited directly into a bank account managed by BAC. The trust establishes that the funds will be applied acccording to the following priorities: EEN's operating cost, BAC's loan accrued interest, BAC's loan principal amortization for the complete year corresponding to the sugar milling season. After covering these expenses, the remaining funds could be used to service other EEN's debts. With the signing of the guarantee trust, it is very unlikely that new lenders would be willing to finance EEN. Since BAC has EEN's cash flow under total control no funds would be available to attend interest payments.

EEN's main problem is the fuel supply. Because of this, BAC has requested that EEN present a complete study showing that at least 50,000 tons of bagasse would be available for EEN's operations. According to a previous study financed by Winrock and EEAF for the evaluation of the biomass residues potential for power generation at EEN, there should have been 58,743 tons of bagasse available from IASF, Jiboa and Chanmico, however, the amount of bagasse provided by these sugar mills was quite below the initial projections. The study also mentions that there are 116,225 tons of Tops&leaves available that could be

used as a fuel supply, however, no technical study has been made to show the feasibility of using Tops&leaves as biomass at EEN. Milton Guardado, an account executive from BAC, told E&Co-Lac staff that they expected that a study would be concluded by the end of July 2001. Depending on the study's results, BAC will decide whether to allow EEN more time to reach the break-even-point or commence legal collection and liquidation of the company's assets.

Business Plan

Empresa Eléctrica del Norte S.A. de C.V. – Proyecto de Biomasa de 5 MW en la República de El Salvador

Date: September 2000

Project Sponsor Contact Information:
Juan Felipe Notthebon, Empresa Eléctrica del Norte, S.A. de C.V.
Skylight Center, Local 213, Boulevard del Hipódromo.
TEL: (503)-298-1049, FAX: (503)-295-10-51

Table of Contents:

Executive Summary — Page 3

Section 1 – Project History — Page 4

Section 2 – Agreements — Page 6
- Power Purchase Agreement
- Permits

Section 3 – Sponsors and Advisors — Page 6

Section 4 – Market — Page 7

Section 5 – Implementation — Page 8

Section 6 – Finance — Page 8
- Financial Projections
- Financial Indicators

Section 7 – Impacts — Page 10

Section 8 – Risks — Page 10

Closing — Page 11

Attachments

Confidentiality and Disclaimer Statement: The information contained in this business plan is confidential and the property of the sponsors. This business plan is not an offering of securities. This business plan contains statements and assumptions about the future that may or may not come true and cannot be relied upon. This document should not be given to others or copied without the project sponsor's permission

45

Executive Summary

Empresa Electrica del Norte S.A. de C.V. (EEN) is El Salvador's first biomass-based independent power producer, with an installed generating capacity of 5 MW and a ten year power purchase agreement with the country's largest private distribution company (CAESS). EEN confirmed its technical viability during the 1999-2000 sugar milling season when, over a period of five months, it produced and sold 5 GWh of electric power to CAESS. The company intends to recommence power generation during the upcoming milling season that begins in December 2000.

Unforeseen external factors have changed the operating environment on which the project's original financial projections were based; bunker fuel oil was assumed to be the back-up fuel during the non-crushing season and oil prices have tripled. The sponsors' challenge now is to increase biomass and alternate fuel availability to allow the company to operate year round, such that it becomes economically viable. To get started, the project urgently requires additional funding to resume operations and implement collections of bagasse.

To restart operations and incorporate new biomass sources, EEN seeks to raise $1,375,000 for the near term, plus approximately $1MM to expand capacity by 3MW to complete a profitable 8MW. An undetermined expenditure will also be required for additional biomass procurement. The $1.375 MM for the near term includes $525,000 to secure additional bagasse and meet short-term financial obligations, and approximately $850,000 to scale-up to year-round power production.

The $525,000 are need to be invested before December 2000, the balance will be requiered for June 2001.

The following data summarize the financial aspects of this business plan:

New debt - $1,375,000

Indicative Financial Plan – 60% Debt at 12% interest, 2 year capitalized interest and ten year repayment with equal principal payments yearly.
Sponsor's equity - $3,500,000
10 Year Proyect IRR – 6%
Lowest Year Debt Service Coverage Ratio – 0.7 times
Ten year Average DSCR – 1.4 times

46

RIVER ONE 2.65 MW HYDROELECTRIC PROJECT
Business Plan

Section 1 – Project History

In mid 1997, EEN initiated plant construction on the first phase of an 8 MW grid-connected power plant adjacent to the Industria Agricola San Francisco ("IASF") sugar mill. The project sponsors procured two used 5 MW turbo-generators from Mexico and a dual-fuel (biomass/bunker) boiler that could produce enough steam for 8 MW of power. The total investment for the first 5 MW phase as of October 2000, less additional capital here requested, includes:

Debt from CABEI and BMI[1]	$2,775,000
Debt from Banco Agricola Commercial	$700,000
Debt from EEAF	$108,000
Debt from CFA	$108,000
Equity from CFA	$900,000
Project sponsor equity	$2,600,000
Total	$7,191,000

The plant was expected to operate 5 months each year using bagasse from the IASF, and 6 months using bunker fuel oil, with one month for scheduled maintenance and repair. During the months in which EEN was anticipated to operate with bunker, the company would cover only its costs, so that the real margins would come during the sugar milling season. The first stage was scheduled for completion by the end of 1998, in time for the 1998-1999 sugar harvest. Under its PPA with CAESS, EEN would receive $.06/kWh in 1998-1999, indexed to bunker prices and local inflation and devaluation, with an automatic increase of 3% per year. The project was expected to sell $2.6 million of electricity in 1999, and 3% more in 2000. EEN's second stage (+3 MW) was supposed to be built two years later, with a minimal additional investment, since most of the machinery and infrastructure was already in place.

A variety of factors, both external and internal, derailed EEN's original plans:

- EEN experienced construction delays and $1.47 million in cost overruns and pre-operating expenses (originally projections were $5.7 million) caused by a combination of delayed equipment shipments, Hurricane Mitch, unforeseen technical issues, and overly optimistic management assumptions. These in turn increased its debt service burdens;
- The Asian financial crisis coupled with bumper crops in key producing countries (notably Brazil) sent sugar prices to historic lows that caused a severe contraction in El Salvador's sugar industry. This undermined both

[1] Central American Bank for Economic Integration (CABEI) and Banco Multisectoral de Inversiones, debt from both intermediated by Banco Agricola.

47

short-term biomass availability and the financial viability of EEN's key bagasse suppliers.

- A 300% increase in bunker fuel oil prices made operations during the off-season economically infeasible, so the whole project became unsustainable.
- CAESS, the electricity off-take customer, was privatized which led to a mandatory restructuring of EEN's PPA for grid power sales at spot prices (which are now increasing to levels above the original PPA price).
- Due to financial difficulties, IASF, EEN's main bagasse supplier, was taken over by the banks, and they subsequently raised the price of bagasse from $1 to $3/ton.

In spite of these dramatic changes in its operating environment, EEN brought its plant on-line in December 1999, as soon as IASF started its cane crushing season. It operated through the end of the sugar cane harvest in late April 2000, and though IASF generated bagasse was well below historic levels, EEN sold almost 5 GWh of electric power. All machinery performed satisfactorily (operating on some days at more than 90% efficiency), but due to insufficient fuel supplies the plant averaged only 27% of operational capacity. Two nearby mills (Chanmico and Jiboa, 20 and 40 km from EEN, respectively) could have supplied enough bagasse to operate the plant at higher efficiency through July 2000, however, EEN lacked the working capital to transport those supplies to its facility.

EEN needs 41,075 tons of bagasse to operate six months in 2001. According to the study financed by Winrock and EEAF named "Evaluation of the biomass residues for power generation at Empresa Eléctrica del Norte" there are three sugar mills that would be able to supply EEN with 58,743 tons of bagasse. EEN needs 70% of the available bagasse, according to the study above mentioned. In case bagasse production from those 3 mills would be smaller than EEN's needs, tops and leaves from cane fields must be mixed with bagasse in a portion such that Tops&Leaves do not go beyond 50% of the fuel demand. According to CFA's financial projections the bagasse will be supplied as follows:

Source	Tons required by EEN	Tons estimated (1)
Ingenio San Franciso	17,400	21,332
Ingenio Chanmico	14,100	18,682
Ingenio Jiboa	9,575	18,729
Total	41,075	58,743

(1) According to the study financed by Winrock and EEAF for the evaluation of the biomass residues potential for power generation at "Empresa Eléctrica del Norte"

CFA's representatives believe that securing the bagasse from Ingenios Jiboa and Chanmico is not a problem. Fuel Supply Agreements are being negotiated with those mills and should be signed before the new sugar cane harvest begins.

Based on the fuel supply report mentioned above, EEN can source sufficient bagasse and cane residues to operate the plant for 350 days annually at a nominal

capacity of 5 MW or expand the plant capacity to 8 MW and operate 200 days per year. However, additional efficiency measures will be required to maximize the energy content of the bagasse, including installation of a dryer at EEN and installation of evaporators at both plant and the sugar mills (detailed studies pending). These technology improvements should further increase EEN's production levels and/or reduce its dependence on outside fuel suppliers. The study corroborated both the availability and feasibility of using several sources of biomass, with bagasse from Ingenio San Francisco and Chanmico mills and nearby field residues offering the best alternatives. EEN expects to implement the efficiency measures before the beginning of the 2001-2002 milling season. When the investment has been made, EEN would be able to generate throughout eleven months and this would require 34,000 tons of bagasse and 19,800 tons of Tops&Leaves for its generation. According to CFA´s projections, EEN would pay the sugar mills (including IASF) $3 per ton of bagasse, $ 1 per ton of Tops&Leaves and the external transportation cost of bagasse would be $9 per ton and for the T&L $4 per ton.

Section 2 – AGREEMENTS

- Power Purchase Agreement

EEN had originally signed a PPA with Comisión Eléctrica del Río Lempira (CEL) but the later was privatized. The new distribution company, CAESS, agreed to comply with the PPA but indicated that the sales price per kWh had to be negotiated. The PPA had an original price of 6 cents per kWh, CAESS insisted that they would pay the market price and so was agreed by EEN.

- Permits

Required permits and government approvals have already been obtained; since EEN began operations during the 1999-2000 sugar milling season.

Section 3 – SPONSORS AND ADVISORS

Currently the company´s equity is US$3.5 million, with the following ownership:

Juan Felipe Nottebhon	60%
Corporación Financiera Ambiental (CFA)	26%
Pedro Walte	10%
Jorge Rovira, EEN's manager	4%

- Mr. Juan Felipe Nottebhon is a well-known Salvadoran businessman. He has been involved in the suggar cane sector. Mr. Nottebhon is the owner of Industria Agricola San Francisco (IASF) sugar mill, which is EEN's major fuel supplier.
- Coporación Financiera Ambiental (CFA) is an environmental venture capital fund that invest in small and medium-sized privated enterprises that undertake environmental projects in Central America. The capitalization of the fund was made by European and North American investors. The fund is manage from

Costa Rica by Empresas Ambientales de Centroamérica, in partnership with its parent company in the United States, Environmental Enterprises Assistance Fund, and organization founded in 1990 that has a proven investment track record in environmental businesses in emerging markets.

- Mr. Pedro Walte and Mr. Jorge Rovira are Salvadoran businessman.

Section 4 – MARKET

Since approval of the General Electricity Law (October 1996), El Salvador's electric generation, transmission, and distribution sectors have been open to competition, and much of the power sector is now in private hands. Almost half of the country's 850 MW of installed capacity comes from thermal power stations, but since El Salvador has no meaningful oil, gas, or coal resources, they must import all their fuel. El Salvador's electricity demand is increasing at approximately 7 percent per year, requiring more than doubling its generation capacity (+900 MW) by 2010 to meet this demand. All of El Salvador's new electric capacity will be available on a competitive basis to the private sector. Despite rising fuel prices, those projects currently under development plan to use imported diesel or gas.

The US Embassy in El Salvador has predicted an ongoing upward trend in energy prices, due to rising power demand, hydroelectric supply problems due to the dry season, and higher international oil prices. Since only about 65% of El Salvador's population has access to electricity (92% coverage in urban areas, 38% in rural areas), power demand will continue to grow briskly for the foreseeable future.

EEN had originally signed a PPA with Comisión Eléctrica del Río Lempira (CEL) but the later was privatized. The new distribution company, CAESS, agreed to comply with the PPA but indicated that the sales price per kWh had to be negotiated. The PPA had an original price of 6 cents per kWh, CAESS insisted that they would pay the market price and so was agreed by EEN. At the time of the renegotiation the price was 5 cents, in January 2000 the price increased to 6 cents and as of April 2000 the price is 8.40 cents. According to CFA the market price will probably stabilize at 8 cents during the rest of the year.

Section 5 – IMPLEMENTATION

The EEN's stabilization and expansion plan will require 28 months to complete from the beginning September 2000. The following events are required to complete the workplan:

- Near term funding: Plant refurbishment and operations through December, raise $525,000 and raise additional $850,000 (6 months).
- Restructuring and management: Banco Agrícola restructuring, recruit and hire CFO for EEN, restructuring for voting/economic control, implement operations for cane trash, dryers, etc (4 months).
- Fuel procurement, expansion preparation: Alternative fuels study, feasibility study for 3 MW expansion. (3 months)
- Longer term fundraising and activities: Fundraising for alternative fuels, implement development of alternative fuels, fundraising for 3 MW expansion (7 months).

Section 6 – FINANCE

EEN can theoretically source enough fuel to operate at full capacity during the 2000-2001 milling season, but it does not have the working capital to do so. EEN will require $525,000 by December 1, 2000 in order to be used in the following investment plan:

By December 2000

Top and leaves collection	$	50,000
Plant refurbishment	$	40,000
Debt restructuring cost	$	40,000
Payables	$	100,000
Machinery	$	81,000
Working Capital	$	132,000
Preoperating expenses	$	32,000
Feasibility study 8 MW	$	50,000
Total by December 2000	$	525,000

By June 2001

Fees/legal expenses for new investment	$	30,000
Machinery and equipment	$	576,000
Plant improvements	$	81,000
Working capital	$	163,000
Total by June 2001	$	850,000

An immediate $105,000 need is being met to cover equipment refurbishment and operational cost, and the $420,000 balance must be committed and disbursed by December 1, 2000.

Currently, the project is undergoing a financial and management restructuring. Once the new financial structure is in place and EEN succesfully operates through the milling season, EEAF and CFA anticipate that they will raise the additional $850,000 to scale up to year-round (11 month) production.

Once EEN has stabilized its operations at 5 MW, it will undertake its phase 2 plans to add an additional 3 MW of generating capacity. Since the company has a second 5 MW turbo-generator ready for installation, the marginal cost of this new capacity will be relatively low (estimated at $1,000,000) and the expected IRR would be in the range of 20% (before any allowance for carbon credit income).

The combined financial needs of EEN total $1,375,000 ($525,000 in 2000 and $850,000 in June 2001). Currently, CFA has identified the following sources, which total $777,000 leaving $598,000 pending.

Grant money:		
	SECO	$275,000
	EEAF (Winrock)	$33,000
	EEAF (MIF)	$100,000
	Sub-total	$408,000
New Debt:		
	Banco Agricola Comercial	$114,000
	E&Co	$250,000
	EEAF-CFA ($2,500 each)	$5,000
	Sub-total	$369,000
Pending for 2001:		$598,000

*Could be a combination of debt and grant

According to CFA, EEAF's JD Doliner has a list of 15 institutions, which could provide the required $573,000 for June 2001. EEAF is making efforts to secure this financing.

Financial Projections:

The projected annual cash flow and annual income statement are enclosed as annexes to this Business Plan. The main assumptions are the following:

- The plant is expected to operate 6 months during the 2000-2001 milling season. Once the efficiency measures have been implemented, the plant would operate throughout eleven months.
- Annual energy generation was estimated assuming 85% plant efficiency.
- CAESS will buy all the energy generated and will pay US$0.0650/kWh.
- The primary source of biomass continues to be the bagasse. Tops&Leaves could be mixed with bagasse in a portion that would not go beyond 50% of the fuel demand.

52

- The purchase cost would be $3 per ton of bagasse and $1 per ton of Tops&Leaves.
- The external transportation cost of bagasse would be $9 per ton and the T&L $4 per ton.

The financial projections show that EEN would generate enough funds to cover the operative expenses and its current and new debt. The fact that part of the $1,375,000 needed could be obtained from soft money or grants would help the company's cash flow. Even though the financial projections show that EEN could repay CFA's $900,000 equity investment in the year 2008, CFA will subordinate this to the repayment of existing and new loans.

- Pro Forma Financial Projections and Basic Assumptions – Detailed – are presented on ATTACHMENT A.

- Financial Indicators

10 Year Internal Rate of Return on Equity = 2%
Debt Service Coverage Ratio – lowest year (Year 1) = 0.7 times
Debt Service Coverage Ratio – average for ten years = 1.4 times

- Pro Forma Financial Projections and Basic Assumptions – Detailed – are presented on ATTACHMENT A.

Section 7 – IMPACTS

The social and environmental benefits of this project include the following:

- EEN is the only biomass power plant in El Salvador. A success story would be a demonstration of viability of a renewable energy project with a positive environmental and social impact.
- The environmental benefits of biomass are well documented. When it displaces fossil fuels, bioenergy reduces both local air pollution and global carbon emissions. Bioenergy projects are generally considered carbon neutral since the growing biomass stores approximately the same amount of carbon that is emitted when it is burned as a fuel. If properly managed, bioenergy plantations can also contribute to the conservation of habitat and biodiversity and by harvesting on a rotating basis; carbon sequestration can also be achieved.

Section 8 – RISKS

This business plan poses the following risks to lenders and investors:

- Even though important corrective actions have been taken by CFA, the fuel supply still needs to be strengthened by means of Fuel Supply Agreements (FSA). .

53

- Given the current condition of some sugar mills in El Salvador, a careful monitoring of the sector should be performed to understand the future behavior of the market and consequently the financial position of the local mills. If Jiboa or Chanmico face financial problems, any FSA would be jeopardized.

- EEN's viability depends on the debt restructuring. BAC has confirmed approval of the restructuring of their existing loans for a new term of 15 years. BAC's new conditions are included in EEN's financial projections.

- The financial projections show that EEN's cash flow would be tight and its viability would be alleviated by obtaining soft money or grants as part of the $1,375,000 needs for the near term, which includes $525,000 to secure additional bagasse and short-term financial obligations and approximately $850,000 to scale-up to year-round power production

CLOSING

The following data summarize the financial aspects of this business plan:

The sponsors of the Project are proposing a 60-40 debt-equity capitalization of this project, which is supported by the projections included in this business plan. At the present time the sponsors are looking for:

- $1,375,000 in loans for a ten-year period, dollar denominated at an effective interest rate of 12%, with a two-year capitalized interest period and equal principal payments.

ATTACHMENTS

Financial projections.
Evaluation of the biomass residues potential for power generation at "Empresa Eléctrica del Norte" Final Report"
Letters of Intend for Fuel Supply Agreement

54

Business Plan

Tecnología Solar S.A. de C.V. (Tecnosolar)
PV Project

Date: June 2000

Project Sponsor Contact Information:
Arturo Solano, Gerente General Tecnosolar
Calle Circunvalación, Poligono D. Lote no. 2 y 3
Zona Industrial Plan de la Laguna
Antiguo Cuscatlán.
TEL: (503)243-60-92, FAX: (503)243-60-91

Table of Contents:

Executive Summary — Page 3

Section 1 – Location and Technology — Page 4

Section 2 – Agreements — Page 4

Section 3 – Sponsors and Advisors — Page 5

Section 4 – Market — Page 6
- Country
- Legal and Regulatory Framework
- Customers

Section 5 – Implementation — Page 8

Section 6 – Finance — Page 8
- Basic Assumptions
- Indicative Financing Plan
- Pro Forma Financial Projections
- Financial Indicators

Section 7 – Impacts — Page 9

Section 8 – Risk Page 10

Closing Page 12

Attachments

Confidentiality and Disclaimer Statement: The information contained in this business plan is confidential and the property of the sponsors. This business plan is not an offering of securities. This business plan contains statements and assumptions about the future that may or may not come true and cannot be relied upon. This document should not be given to others or copied without the project sponsor's permission

Executive Summary

Tecnosolar, a renewable energy services company, needs debt financing in the amount of $75,000 to purchase 100 Photovoltaic Solar Home Systems (PV SHS) and one solar-electric refrigeration unit. Tecnosolar will sell the aforementioned equipment through micro-credit to the residents of the rural community of Casa Blanca, located near the city of Santa Tecla, approximately 30 km. North of San Salvador. Tecnosolar will be responsible for installing the equipment in the clients' homes, for providing maintenance and keeping a stock of spare parts during the guarantee period.

Tecnosolar has expanded its market over the past two years through cash sales and sales to special interest groups eligible for subsidies, offering micro-credit financing will enable it to tap into the broader low-income rural market. Tecnosolar plans to implement the Casa Blanca project within six months from the time of receiving finance. The goal of the next stage after completion of the Casa Blanca project will be to install 600 additional systems through micro-credit finance within a twelve-month period.

The current market perspectives, based on inquiries from community organizations and on the response to radio advertising, indicate that this is a very reasonable, even conservative, goal. Beyond the next eighteen months, the medium term objective of Tecnosolar is to sell 10,000 systems in the following five years. Approximately 40-45% of these systems will be sold through micro-credit. The specific business strategy for scaling up to 10,000 systems will be based on the lessons gained through the implementation of the Casa Blanca Project and subsequent operations during the next eighteen months.

The following data summarize the financial aspects of this business plan:

Capital Cost - $147,500
Indicative Financial Plan – 51% Debt at libor +3 pts, six months grace period, montly interest payment and 4.5 year repayment with equal principal payments yearly.
Sponsor's equity - $72,500
15 Year Equity IRR – 15.7%
Lowest Year Debt Service Coverage Ratio – 0.99 times
Five year Average DSCR – 1.41 times

At the present time the sponsors are seeking $75,000 loan.

TECNOSOLAR PV PROJECT
Business Plan

Section 1 - LOCATION AND TECHNOLOGY

Tecnosolar was approached by the local Community Development Association (CDA) of Casa Blanca, a grassroots representing the community, with a request for a solar energy equipment that could be repaid in montly installments over a four-year term. The residents of the community cannot afford to pay the cash price for the systems, and do not have access to financing from any special interest organization or local bank.

Casa Blanca is a commnunity of 100 households, with a total population of approximalety 600. The community is located in the Department of La Libertad, 30 km. North of San Salvador. It is enclosed entirely within a coffee farm owned by the Gallardo family, which is also the community's primary employer. Residents own the plots where they live, having received them as a gift over thirty years ago from the grandfather of the current farm owner. The community has no access to electricity or plumbing. They live in simple homes built from cement and scrap wood. The community purchases non-potable water from the Municipality. In January of 1999, the International Center, a U.S. based organization donated a UV water purifier powered with solar energy, which was installed by Tecnosolar.

Mr. Arturo Solano, Tecnosolar's General Manager, is an engineer with graduate studies in Germany and is fully competent in all technical aspects pertaining to PV sytems. The installation crew is made up of experienced technicians and licensed electricians. All equipment is purchased from leading manufacturers with due care to ensure that all technical standards are met. Special attention is given for every system installed to ensure that the end user is aware of the capabilities and limitations of the system, and trained in its proper care and management. All these aspects ensure that the technology will perform to the client's satisfaction, and thus safeguard the credibility of the technology and Tecnosolar.

Section 2 – AGREEMENTS

Based on the response prompted by Tecnosolar's marketing efforts during the past six months, particularly to the radio ads played on the Mexican country music stations, it estimates that it can access a potential market of at least 10,000 systems in the next five years. Approximately 10% of the market will derive from cash sales. Another 25% of this market will come from direct agreements with political or religious NGOs that have well-defined constituencies. For example, the largest of these organizations, the Confederacion Nacional Campesina (CNC), an organization aligned with the ruling Arena party, has announced that it will service 40,000 households with PV systems. The CNC has signed a technical cooperation agreement designating Tecnosolar as exclusive technology supplier. Under the

agreement, Tecnosolar will also be paid to train 100 CNC members who will promote the technology and carry out the installations under Tecnosolar's supervision. While the CNC's goal may be overly ambitious, the program certainly represents a significant boost to PV technology.

Between 15-20% of sales will be accomplished through "sub-distributors" established in the rural areas away from San Salvador. Tecnosolar currently has built a relationship with eight small companies in five rural Departments who function as its retailers. Another 5% of the market will be serviced through leasing, rent or other fee-for-service mechanisms. Tecnosolar has already delivered three systems under a fee-for-service arrangement where the end users pay for the batteries, lights and installation up-front and pay a monthly fee for the use of the rest of the equipment for a minimum period of one year.

The remaining 40-45% share of the market, approximately 4,000-4,500 customers over the next five years, will require micro-credit. To service this market, Tecnosolar has begun to explore the creation of a micro-credit fund to replicate the Casa Blanca experience in conjunction with other interested stakeholders. Together with the International Center (IC) and Asociacion para el Desarrollo Humano (ADHU), a Salvadoran rural development NGO, Tecnosolar has signed a cooperation agreement to develop a solar energy micro-credit fund. ADHU will try to fundraise US$ 1 Million to provide small short-term loans (under 2 years) to end users. IC will raise grant funds to buy down 30% of the cost for the lowest income families. Solar Home Systems offered through the fund will range in size from 21 Watts to 64 Watts, and the two-year loans will be accessible to end users with a capacity to pay ranging from $13/month (includes a 30% cost subsidy by the International Center) to $39/month.

Section 3 – SPONSORS AND ADVISORS

Tecnosolar is a small energy services company, established in 1992, with seven years experience in autonomous solar thermal, PV and wind energy system delivery. It has installed nearly 100 PV SHS through cash sales and near-cash sales (50% down payment, and the balance 30 days after installation). It has also installed 40 solar thermal water heaters, 5 windpower systems, and one PV powered Ultra Violet (UV) water purifier.

Mr. Arturo Solano started the company as a "single-proprietorship" (a business without a separate legal identify from its owner's) under the registered trademark Tecnosolar. In January of 1999, he registered the company as private corporation under the name Tecnología Solar S.A. de C.V.; he currently owns 80% of the new company; the remaining shares are owned by three senior staff members. In 1998, average monthly sales of $3,082 were generated resulting in average monthly profits of $331. During the first half 1999, average monthly sales have more than tripled to $9,950, and average monthly profits have increased ten-fold to $3,314.

The following organizations provided business credit references regarding Mr. Solano and Tecnosolar.

- FIGAPE (Fondo de Financiamiento y Garantía para la Pequeña Empresa) from which Mr. Solano received a 36- month loan in local currency equivalent to US$ 8,500 in June 1993 and repaid on November 1995.
- BAC gave Mr. Solano a 36- month loan in local currency equivalent to US$ 2,900, it was repaid in May 1999.
- Golden Genesis, one of the largest PV equipment manufacturers in the US (recently acquired by Japan's Kyocera International) , awarded Tecnosolar in April of 1999 a 30-day line of credit of up to US$25,000 for the purchase of PV equipment.
- The International Center (IC) provided 60 PV systems valued at $685 to Tecnosolar in October 1998, all of which have been sold and installed. Five have been sold and installed for credit in the homes of Casa Blanca community members, who have begun to make monthly repayments on time for the equipment. These five units will be part of the 100 systems financed with the E&Co loan.

Section 4 – MARKET

- Country

Macroeconomic Issues and Local Market Conditions:

Population (1998)	5.6 Million (+ in addition approx. 1 Million Salvadorans live in the US)
GDP Per Capita US$ (1998)	2,217
Annualized Inflation (Feb 99)	2.6%
Exchange Rate (7/7/99)	8.78 Salvadoran Colones = US$ 1.00
Devaluation (last 12 months)	0%
Grid Capacity	950 MW
Grid Energy Production	3,758 Million kWh/year (42% hydro, 11% geothermal,47% thermal)
Per Capita Energy Consumption	671 kWh/year (1998)
Population Serviced by the Grid	67.9% (1995)
Annual Carbon Emissions (1997)	1.2 Million metric tons
Access to Safe Water (1993)	55%
Literacy (1998)	70%
Avg. Bank Loan Int. Rate (1 yr)	15.70% (Feb 99). (In local currency).

- Legal and Regulatory Framework

Approximately 1.8 Million Salvadorans do not have access to electricity. El Salvador is advancing along the privatization of its energy assets. In 1998, five formerly nationalized electricity distribution companies, with 900,000 customers, were sold to the private sector for a total of $585 Million. The sale of CEL's three thermal plants, combining 300 MW, has been authorized by the legislative. CEL is planning to retain and expand its hydroelectric capacity and could give out on concession its

geothermal plants. Energy projects to expand generating capacity for the next ten years will require an estimated $1.0 Billion of public and private investment. In the context of this energy framework, increasing rural electrification, both through conventional and decentralized means, is not a political priority. However, the Ministry of Energy and other religious and political organizations are beginning to look at electrification projects using PV SHS as a way reach out to their constituencies.

- Customer

As mentioned above, Tecnosolar has successfully expanded the market for its services and as its financial statements show, the company's average monthly sales have tripled while increases in operating costs have been constrained as much as possible, resulting in a ten-fold increase in average monthly profits from 1998 to the end of June 1999. The 44 % of the company's new sales in 1999 have been through agreements signed with development NGOs that provide subsidies for their affiliated communities; 42% have been cash sales; 10% were sold wholesale to sub-distributors; and 4% have been provided under a fee-for-service arrangement (the systems were leased to end-users who paid for the battery and installation up-front) scheme.

The Casa Blanca community will be the first end-user financing model experience of this scale in El Salvador. Tecnosolar expects that micro-credit financing will represent 40 % of its expanded market base over the next five years. Tecnosolar selected Casa Blanca as a model because of the existing level of community organization and the demonstrated above-average income level of the majority of the population. Through an assessment of detailed household expenses and income for a sample of 20% of the total market representative of the different income ranges, Tecnosolar has verified that the community has the capacity to pay the cost of a 64-Watt system.

Tecnosolar has available different systems sizes and prices, ranging from a 5 Watt lantern that costs $80, to 21-Watt and 32-Watt "economy" systems that cost $370 and $455 (including installation), and in the case of higher income customers 50-75 Watt systems that cost $690 to $1125 (including installation).

According to a socio-economic survey commissoned by Tecnosolar, that covered a representative 18% sample of the households in Casa Blanca, the average montly income per household is US$416.35. The monthly household per capita income is US$105 (GDP) per capita of $1,260), which is 1.95 times the national poverty line, as established by the UN Economic Commision for Latin America. Approximately 75% of the households surveyed in this community are over the poverty line, primarily due to the fact that the majority of Casa Blanca's working age residents have steady jobs.

The residents have car batteries in their homes to power black and white television sets. The cost of these batteries, which have a much lower useful life than the deep

cycle batteries provided with the SHS, is US$73.86 and they have to be replaced every eighteen moths. The users have to take their batteries to the local gas station (1/2 Km away) twice a week for charging. The cost for every charge is US$1.36. For lighting, kerosene or oil lamps and candles are used and the average monthly expense in fuel households for lighting, radio and television is US$19.74 per month. In addition, the cost of replacing the car battery pro rated over 18 months, is US$4.09 per month, resulting in a total expense of US$22.95 per month.

Section 5 – IMPLEMENTATION

Tecnosolar has expanded its market over the past two years through cash sales and sales to special interest groups eligible for subsidies, offering micro-credit financing will enable it to tap into the broader low-income rural market. Tecnosolar plans to implement the Casa Blanca project within six months from the time of receiving finance. The goal of the next stage after completion of the Casa Blanca project will be to install 600 additional systems through micro-credit finance within a twelve-month period. To advance the next stage, Tecnosolar has established alliances with development organizations like the Washington D.C.-based *International Center (IC)* and Salvadoran NGO *ADHU*. In addition, a greater participation by BAC, as a lender in the following stage, is expected once the implementation of the Casa Blanca project has proven this to be a good business opportunity for the bank. The current market perspectives, based on inquiries from community organizations and on the response to radio advertising, indicate that this is a very reasonable, even conservative, goal. Beyond the next eighteen months, the medium term objective of Tecnosolar is to sell 10,000 systems in the following five years. Approximately 40-45% of these systems will be sold through micro-credit. The specific business strategy for scaling up to 10,000 systems will be based on the lessons gained through the implementation of the Casa Blanca Project and subsequent operations during the next eighteen months.

Section 6 – FINANCE

- Basic Assumptions

Required Investment

The total capital cost of the Project for the first six month is expected to be under $147,500 million. This estimate includes all costs up to the date project operations commence and the purchase of PV SHS.

Revenue

First two months: 100 systems in Casa Blanca (al micro credit)
Next 10 months: 1100 systems (500 cash, 100 micro-credit, 600 aid funding) paid cash to Tecnosolar by the institution, but subsidized to the end user.

Next 5 years: 10,000 systems (10% cash, 40% micro credit, 25% aid funding, 25% other models)

However, in order to be conservative we projected the income considering only the sale of 1200 systems per year.

The sales price to the end user is approximately $900. This includes a distributor's commision of 15-25%.

Operating Costs

The cost per PV system is approximately $700, including shipping and import taxes. In addition exists an installation fee of $65 per system, a cost of $50 per system in installation materials purchased locally.

General and Administrative expenses were estimated for an amount of $36,000 per annual.

- Indicative Financing Plan

This business plan has been organized on a 51%-49% split between debt and equity. Debt is assumed to be at 8.5% annual interest over a period of 4.5 years, with six month grace period on principal. Equal principal payments will be made each year.

- Pro Forma Financial Projections and Basic Assumptions – Detailed – are presented on ATTACHMENT A.

- Financial Indicators

15 Year Internal Rate of Return on Equity = 15.7%
Debt Service Coverage Ratio – lowest year (Year 2) = 0.99 times
Debt Service Coverage Ratio – average for five years = 1.41 times

Section 7 – IMPACTS

The social and environmental benefits of this project include the following:

- Tecnosolar's operations for the next five years are expected to generate directly at least 10 full time job opportunities for skilled technicians, as well as 4 managerial and 5 clerical positions.
- Tecnosolar is currently the only RE equipment supplier playing an active role in the delivery of decentralized energy to rural communities. Tecnosolar's marketing strategy covers a wide range of income levels, through cash sales, micro credit, agreements with NGOs that provide subsidies directly to end users, and fee-for-service. Therefore, it has played a catalytic role in making decentralized RE an attractive and affordable alternative for rural communities.

- The Casa Blanca project will generate 106*64 Watts=6.8 kW of renewable energy, which will power 300 efficient lights and one 19 cubic feet refrigerator/freezer. If this were powered with a diesel generator and using regular appliances, it would represent a minimum demand 11,500 kWh/year (based on the demand for 300 25-Watt light bulbs and USDOE 1992 refrigerator standards), and consume 958 gallons of diesel per year.
- Human Capacity: Tecnosolar's work contributes in several ways to build the national human capacity for using renewable energy technologies.
  - Tecnosolar aims to build up its in-house technical staff by 300% (from 5 to 20 technicians) within the next five years, achieving the capacity to install 500 systems per month.
  - Under the agreement with the CNC, Tecnosolar will provide training to 100 CNC solar promoters over the next two years, including system marketing, installation and interfacing with end users.
  - Tecnosolar is also fostering the growth of eight independent dealers or "sub-distributors" who buy from Tecnosolar wholesale and re-sell the equipment to their customers. This could constitute the core of a new rural energy services industry.

Section 8 – RISKS

This business plan poses the following risks to lenders and investors:

- ***End-user inability to pay (for current or next stage).*** Tecnosolar has documented the capacity to pay for the Casa Blanca residents through a socio-economic survey. For future communities, Tecnosolar will verify the capacity to pay through a similar means. In addition, Tecnosolar offers a broad range of system sizes and therefore can adapt the monthly fee can vary from that can be adapted to different income ranges, from $18.50 to $39. In addition, the International Center has committed to subsidize up to 30% of the cost to end users with demonstrated need, reducing the monthly fee to $13 for the most economical systems.
- ***Tecnosolar does not identify other micro-credit customers.*** Tecnosolar is working in coordination with NGOs such as *ADHU* and *Manos Unidas contra el Hambre* that already serve constituencies that have been validated as micro-credit customers. In addition, the radio advertising campaign has attracted a high response of several telephone calls every week from rural communities. This indicates that a goal of 500 systems in twelve months is definitely realistic and probably even conservative.

- ***Inability to collect repayments from end users.*** In the case of Casa Blanca, Tecnosolar's has established links with the Coffee Mill, and therefore the clients' payments can be deducted directly from their salaries. In addition, all the 100 clients selected in Casa Blanca have ownership titles to their land, and these can be provided as guarantee to Tecnosolar. Regarding the managerial capacity of tracking repayments, this will be enhanced through BAC's role as escrow manager.

- ***Tecnosolar expands too soon beyond its managerial and financial capacity.*** It is important that Tecnosolar establish realistic benchmarks and stay focused on a manageable level of operations before attempting to expand too far. E&Co's Monitoring and Evaluation protocol will serve as an important tool both for E&Co and for the Tecnosolar, in order to gauge that the company's activities grow at a manageable level.

- ***Market distortion due to grid expansion or subsidized electrification programs.*** At present, as mentioned in the due diligence section, the government's focus is on privatization and the expansion on the power grid. Rural electrification is not a political priority. As a case in point, the Casa Blanca community had attempted to access grid electrification in the past. In 1994, the community made a query to the utility, who estimated that interconnection would cost about $32,000 plus $250 per household (in total, over $57,000). To initiate the technical studies, the community advanced $1,200 to an engineer who kept the money and was never heard from again. According to another utility engineer contacted by Tecnosolar, the current cost of interconnection would be over $45,000 plus $350 per household (in total $80,000). The only entity financing these investments in El Salvador is the Social Investment Fund (FIS). According to the engineer contacted by Tecnosolar, the FIS does not finance investments over $55,000, and the fact that the community is located entirely within private property would pose a significant procedural barrier for electrifying the community. Therefore, there is no reasonable expectation that this community will be interconnected to the power grid. However, for the case of other communities, and given that electrification can be a strong electoral and political issue in Central American countries, Tecnosolar has strived to build links with political NGOs and with policy influencing agencies, such as USAID, in order to be considered as a collaborator rather than a competitor by any rural electrification initiatives that may arise.
- **Policy:** As mentioned rural electrification is not currently a political priority in El Salvador. However, due to the positive relationships that Tecnosolar has developed with the CNC and the U.S. Embassy, there is a significant opportunity for Tecnosolar to present itself to policy makers as a model for providing energy services to rural communities.

CLOSING

- The sponsors of the Project are proposing a 51-49 debt-equity capitalization of this project, which is supported by the projections included in this business plan. At the present time the sponsors are seeking for a US$75,000 loan.

ATTACHMENTS

Financial projections.
Sponsor information and financial reports.
Tecnosolar´s Commercial and Banking references

Plan de Negocios

Proyecto Fotovoltaico para Bombear Agua:

Sistema de Riego por Goteo

Organización desarrolladora:

ADEMIPP
Asociación para el Desarrollo del Micro y Pequeño Productor

Información de contacto:
Lic. Adonai Ríos S.
Presidente y Representante Legal
Avenida Herrera, Edificio León
Los Santos, Panamá
E-mail: ademipp@cwp.net.pa
Tel: (507) 996-0218
Fax: (507) 996-0218

Setiembre del 2001

Declaración de Confidencialidad y Renuncia

La información contenida en este Plan de Negocios es confidencial y propiedad de ADEMIPP. Este Plan de Negocios no es una oferta de títulos valores. Este Plan de Negocios contiene declaraciones y presupuestos, acerca del futuro del proyecto que pueden llegar o no, a hacerse realidad. En consecuencia, no deben ser tenidas como bases ciertas. Este documento no debe ser entregado a otras personas ni puede ser copiado sin la autorización del desarrollador del proyecto.

Indice de Contenido

Resumen Ejecutivo 1

Sección 1 – UBICACIÓN Y TECNOLOGÍA 3

Sección 2 - ACUERDOS Y CONTRATOS 4

Sección 3 – PARTICIPANTES 5

Sección 4- MERCADO 7

Sección 5 – EJECUCIÓN 10

Sección 6 – ASPECTOS FINANCIEROS 12

Sección 7 – IMPACTOS 14

Sección 8 – RIESGOS 16

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento incluye un proyecto propuesto por la Asociación para el Desarrollo del Micro y Pequeño Productor (ADEMIPP), de Sistema de Riego por Goteo en fincas de uso agrícola, utilizando un sistema fotovoltaico para bombear el Agua para 50 fincas ubicadas en la zona de las Provincias de Herrera y Los Santos, en la región del Arco Seco de Panamá (región central del país), y con un mercado potencial cercano a los 2,000 productores ubicados en dicha región.

Este proyecto promueve la diseminación del uso de la energía solar fotovoltaica comunitaria e individual para bombeo de agua para la producción agrícola. El proyecto consiste en la réplica de un proyecto piloto desarrollado por la organización, ubicado en Azuero (Provincia de los Santos).

La capacidad esperada del proyecto es instalar y financiar 50 módulos productivos a igual número de productores. Estos sistemas, que se esperan importar directamente del fabricante, instalarán una capacidad total de 15 MW (300 Watts cada uno).

Con el desarrollo de este proyecto se espera lograr la reconversión en los métodos de producción agrícola, así como la disminución de la contaminación atmosférica y la eficiencia en la producción agrícola, entre otros.

El proyecto será implementado por medio de la importación directa de los sistemas completos de un fabricante a nivel internacional que está aún por definir, con un costo que oscila entre los $6000 y $7000. Estos sistemas serán instalados por técnicos, personal de Ademipp, quienes adicionalmente brindarán la capacitación técnica necesaria a los usuarios para su mantenimiento y operación.

El proyecto será administrado desde las oficinas de Ademipp, ubicadas en la ciudad de Chitré, provincia de Herrera, zona estratégica para cubrir el área en que se han reconocido cerca de los 2,000 clientes potenciales, ya que esta primera fase, solamente se hará para 50 de éstos que ya han mostrado su interés en adquirir el sistema por sus necesidades de agricultura y quienes se consideran tienen buen potencial de pago. Actualmente esta Asociación cuenta con un grupo técnico-administrativo conformado por el director general, 2 administrativos y 7 técnicos, quienes estarían participando en la ejecución de este proyecto.

Para la realización de este proyecto, en esta primera fase, Ademipp pretende conseguir un crédito por un monto de US$500,000, a un plazo de cinco años, a una tasa del 9%, y con pagos anuales sobre intereses y capital. Este crédito de US$500,000 será para adquirir los sistemas necesarios y se colocarán en créditos a los propietarios de la finca a una tasa del 13%, para cubrir la capacitación y contingencias del proyecto.

La Asociación para el Desarrollo del Micro y Pequeño Productor (ADEMIPP) es una Asociación Civil Panameña de carácter privado sin fines de lucro, que trabaja diferentes áreas de

desarrollo, tal como capacitación en tecnologías, micro-crédito, agricultura, entre otros, está inscrita en el Registro Público y fue fundada en 1991.

ADEMIPP es una asociación que con diez años de experiencia en el manejo de carteras de micro-crédito, ha estado involucrada en más de 100 proyectos hasta la fecha. Algunos de los objetivos que esta organización persiguen son:

i. Gestionar fuentes de financiamiento para el desarrollo de actividades productivas generadoras de ingresos.
ii. Brindar asistencia técnica y capacitación a la población meta.
iii. Generar una venta de servicios que le permitan el autosostenimiento Organizacional.
iv. Realizar proyectos y programas que incorporen a la población marginada y en condiciones de pobreza, a la economía regional.

Sección 1 – UBICACIÓN Y TECNOLOGÍA

Este proyecto promueve la diseminación del uso de la energía solar fotovoltaica comunitaria e individual para bombeo de agua para la producción agrícola. Este proyecto consiste en la réplica de un proyecto piloto desarrollado por la organización, ubicado en Azuero, la cual se encuentra ubicada en la región del Arco Seco del país. (región central del país), y con un mercado potencial cercano a los 2,000 productores ubicados en dicha región.

Los objetivos principales esperados con este proyecto son:

a) Reconversión en los métodos de producción agrícola
b) Racionalización del uso del agua para uso agrícola
c) Disminución de la contaminación atmosférica
d) Eficiencia en la producción agrícola

La capacidad esperada del proyecto es instalar y financiar a 50 módulos productivos a igual número de productores en un primera etapa de ejecución. Y se localizará en las provincias de Herrera y los Santos a 260 kms de la ciudad de Panamá, donde se encuentra ubicada el área de acción de Ademipp y en donde se han identificado los potenciales clientes.

En esta zona de Herrera y Los Santos se utilizan sistemas de riego por canales que utilizan combustibles fósiles para bombeo y requieren mucho más agua que el sistema propuesto. Además, el proyecto tienen otras ventajas como el aumento de la productividad, la posibilidad producir todo el año y no solo 6 meses, así como la disminución de los costos en los insumos energéticos.

Sección 2 - ACUERDOS Y CONTRATOS

- **Titularidad de los Terrenos**

  Los Terrenos podrán ser una garantía colateral al financiamiento de los módulos, por lo que en el perfil del sujeto de financiamiento se establecerá este requerimiento.

- **Etapa de Pre-instalación**

  Para la realización de este proyecto, primeramente debe llevarse a cabo un estudio del terreno a fin de definir el sistema más adecuado y que incluye tipo de pozo, capacidad del equipo, distribución del agua y otros.

- **Construcción (CIP)**

  El proyecto será construido bajo los parámetros de un contrato de servicios por obra por ADEMIPP, inicialmente se contrataría la perforación del pozo, si la requiere, posteriormente el levantamiento de la bomba y finalmente la distribución mediante mangueras según el diámetro que el estudio establezca.

  Se recibirán cotizaciones por parte de suplidores de equipos, quienes deberán asumir los compromisos correspondientes y otorgar garantías sobre los mismos.

- **Operación y Mantenimiento**

  ADEMIPP suscribirá un contrato de mantenimiento por 3 años con los finqueros a fin de mantener un monitoreo sobre el sistema, su utilización y los beneficios obtenidos.

A- Perfil del Sujeto de Financiamiento

1) Ser dueño legal del terreno donde opera el módulo para lo cual deberá presentar el documento de titularidad o posesión.
2) Tener asegurado el mercado para sus productos ya sea con contrato de suministro o carta de intención.
3) Tener por lo menos 5 años de dedicación agrícola a fines al rubro o rubros a desarrollar.

B- Alcance del Financiamiento

1) Construcción de pozo (opcional).
2) Suministro del equipo de bombeo.
3) Suministro del equipo de distribución de agua.
4) Capacitación y asistencia técnica.

Sección 3 – PARTICIPANTES

El desarrollador del Proyecto es una Asociación Civil Panameña de carácter privado sin fines de lucro, que trabaja diferentes áreas de desarrollo, tal como capacitación en tecnologías, micro-crédito, agricultura, entre otros, denominada: **Asociación para el Desarrollo del Micro y Pequeño Productor (ADEMIPP),** inscrita en el Registro Público, con la ficha C-7454, rollo 1912, imagen 16 desde el 19 de junio de 1991. En agosto de 1998, dicha Asociación obtuvo la declaración de organización de carácter sin fines de lucro, por parte del Ministerio de la Juventud, la Mujer, La Niñez y la Familia. Adjuntarle las copias respectivas.

Esta Asociación cuenta en la actualidad con un grupo técnico-administrativo conformado por el director general, 2 administrativos y 7 técnicos, que operan 2 centros de capacitación en Macaracas.

El Director General de la Asociación, el señor Adonai Ríos, quien es licenciado en Administración de Empresas con una amplia experiencia en el tema y ha estado a cargo de ADEMIPP por los últimos 10 años.

Dentro de los objetivos de esta organización están:

- Gestionar fuentes de financiamiento para el desarrollo de actividades productivas generadoras de ingresos.
- Brindar asistencia técnica y capacitación a la población meta.
- Generar una venta de servicios que le permitan el autosostenimiento Organizacional.
- Realizar proyectos y programas que incorporen a la población marginada y en condiciones de pobreza, a la economía regional.

ADEMIPP es una asociación que con diez años de experiencia en el manejo de carteras de micro-crédito enfocadas al área de agricultura, manejo de fondos convencionales. Durante toda su trayectoria ha estado involucrada en más de 100 proyectos, entre los cuales se pueden mencionar:

1. Desarrollo integral de los distritos de Las Minas y los Pozos con fondos de la Unión Europea por un monto de 554,000.00.
2. Asistencia a las Capacidades Autogestionarias y Cogestionarias del distrito de Macaracas, fondo Banco Mundial por 250,000.00.
3. Administración de Proyectos de Infraestructuras y Vialidad del fondo de Emergencia Social/BID por 630,000.00.

Actualmente ADEMIPP cuenta con 300 asociados beneficiarios y una Junta Directiva formada por 5 miembros, compuesta por las siguientes personas:

Presidente: Adonai Ríos – Licenciado en Administración de Negocios – 10 años.
Vice-presidente: Fernando De León – Productor – 10 años.
Secretario: Isidra Rodríguez – Licenciada en Educación y Profesora – 5 años.

Tesorero: Daniel Ramos – Técnico Ambiental – 4 años.
Fiscal: Clímaco Marciaga – Productor – 4 años.

El proyecto cuenta con diferentes asesores, la asesoría legal está bajo la responsabilidad el Lic. Rolando Campos, los auditores y contadores públicos de la organización es la firma Corrales y Asociados.

Hoy día el proyecto cuenta con apoyo de la Oficina Regional para América Central de Biomass Users Network (BUN-CA), quienes han aportado fondos para la experiencia piloto de este proyecto.

Otros posibles participantes son:

- **Banco de Desarrollo Agropecuario de Panamá:** quienes han mostrado interés en apoyar financieramente la extensión de este proyecto, una vez evaluados los primeros resultados del proyecto piloto, que está actualmente en ejecución.
- **Ministerio de Desarrollo Agropecuario:** quienes han mostrado interés en apoyar la extensión de este proyecto.
- **FOMOTEC:** Aporte incremental en donación, previa inscripción de productor y sustentación del proyecto y los otros aportes.
- **Fondo de Inversión Social:** Financiamiento a través de un intermediario financiero.

ADEMIPP busca su inserción en un mercado innovador con tecnología puente y apalancará otras fuentes potenciando el crédito solicitado ($500,000.00) esto aumentará la capacidad financiera de ADEMIPP y por tanto su patrimonio.

Sección 4- MERCADO

❑ Local

Panamá constituye un mercado interesante dentro de los países en vía de desarrollo por cuanto recientemente realizó un proceso de reestructuración de su sector eléctrico. En muchos casos, la privatización y la creación de un mercado mayorista de electricidad se realizan sin los mecanismos necesarios de seguridad que protejan a los usuarios y al país de alzas excesivas en los precios, dependencia excesiva de un recurso específico y del poder monopólico.

En el caso de Panamá, sin embargo, la reestructuración del sector eléctrico se ha llevado a cabo de manera más conservadora, reteniendo un grado de propiedad el Estado entre el 39% y el 49% de las acciones sobre las empresas de generación y distribución que fueron privatizadas y manteniendo el 100% de las acciones de la empresa de transmisión que es responsable a la vez, del Centro Nacional de Despacho. Además, se limita la integración vertical de las distribuidoras al 15% y el dominio de mercado por parte de las empresas generadoras en cuanto a porcentaje de mercado. Por otro lado, el despacho es un despacho por costos y no de oferta, o sea su precio se establece sobre la base del costo de generación.

La población total de Panamá es de 2.839 millones de habitantes y su índice de crecimiento anual promedio en los últimos cinco años ha sido del 1,60%. Se estima que en Panamá cerca del 20% de la población no tiene acceso a electricidad, lo que representa unas 107.000 viviendas a nivel nacional (considerando unos 5 habitantes por vivienda). Los datos más recientes indican que alrededor del 81% de la población panameña cuenta con acceso a los servicios eléctricos (ref. censo nacional 2000). En las áreas rurales, se estima que únicamente el 49% cuenta con este servicio.

Hoy día existe un Plan de Electrificación Rural (PLANER) preparado con el objetivo de incrementar la cobertura rural al 95% en los próximos 12 años. La ejecución del PLANER está en sus etapas iniciales y está enfocado principalmente a extender la red, junto con la utilización de sistemas renovables para las zonas aisladas.

Panamá cuenta con alrededor de 1,200 MW de capacidad instalada (incluyendo la Autoridad del Canal de Panamá) – 979 MW de éstos hasta hace poco eran propiedad del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) la empresa estatal eléctrica y 138 MW que fueron desarrollados por generadores privados independientes. Actualmente, cuatro compañías controlan los 979 MW que pertenecieron anteriormente al IRHE –privatizada en 1998: EGE Bahía Las Minas (ENRON), EGE Bayano (AES), EGE Fortuna (Hidro-Quebec/El Paso Power) y EGE Chiriquí (AES).

Se estima que entre los años 2001 y 2015 al menos 1,200 MW de nueva capacidad será requerida y toda deberá ser desarrollada por el sector privado.

La República de Panamá tiene una democracia estable, lo que ha permitido que los cambios de gobierno, se efectúen dentro de condiciones de normalidad. El actual gobierno iniciado en 1999 y liderado por la señora Mireya Moscoso, culmina sus funciones en 2004. Este gobierno ha establecido como su meta general elevar la nación panameña al panorama mundial,

en democracia, libertad y con justicia social. Son dos los objetivos generales que persigue este gobierno: 1. Reducir la pobreza; y 2. Promover el desarrollo humano sostenible.

La Ley Eléctrica establecida en 1997 y enmendada en 1998, contempla un mercado energético impulsado por actores comerciales, que pueden vender y comprar energía mediante contratos y en el Mercado Mayorista.

El ingreso per cápita según valor US$ de 1982, es de $2.571 para el 2000, en comparación con 1999 que fue de $2.546, y ese aumento se ha mantenido en los últimos cinco años, en comparación con el poder adquisitivo o de compra.

El PIB ha creció entre 1998 y 1999 en un 3%, en US$ constantes, y entre 1999 y el 2000 un 2.7%, llegando a ser un total estimado de $10.056 millones en el 2000, de acuerdo con el Ministerio de Economía y Finanzas. Asimismo la inflación (precios al consumidor) ha sido en promedio, de 1.4% anual en los últimos dos años.

La moneda nacional de Panamá es el Balboa, que se ha comercializado en el rango de 1 a 1, contra el valor del dólar Americano.

Sector Agropecuario:

- **Estructura Legal y Regulaciones**

  El Sector Agropecuario en Panamá es de primordial interés para los gobiernos, por lo que recibe una especial atención y no existen regulaciones estrictas al respecto incluido el uso del agua para fines agrícolas.

- **Clientes**

  Una ventaja que tiene este proyecto es que permite dimensionar dos productos, el primario que es el sistema de bombeo y uno secundario que es la producción agrícola de las fincas que instalen el sistema.

  a) Para el Sistema de Bombeo Fotovoltaico

  En las zonas rurales de Panamá, tales como las zonas propuestas para este proyecto, en las provincias de Herrera y los Santos, se estima que existen alrededor de 1.000 productores que estarían potencialmente interesados en adquirir e instalar un sistema de Bombeo Fotovoltaico para el riego en sus fincas, dado por las tendencias actuales de conservación ambiental, así como por los costos que este sistema representa a largo plazo. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, este proyecto pretende instalar y financiar 50 sistemas para igual número de productores,.

  La producción del Sistema se hará mediante importaciones directas y su distribución se llevará a cabo por medio de ADEMIPP.

Asimismo estos sistemas de bombeo, podrán ser vendidos a grupos comunales, asociaciones de campesinos, donde la adquisición a cantidad superiores será más rentable.

b) Para la Producción Agrícola

La capacidad total de producción de los proyectos será vendida a los mercados que cada productor corresponda, ADEMIPP velará por la existencia de contratos de suministro a fin de asegurar la recepción de la inversión.

- **Producción**

La coloración e instalación de los sistemas, se hará por medio de un equipo multidisciplinario que constará de 4 personas, de profesiones como Ingeniero Agrícola, Ingeniero en Riego, Electromecánico y Administrador. La vida útil esperada de este sistema es de 20 años.

Los productos elaborados en las fincas que instalen el sistema, serán vendidos a Mercados Agro exportadores, con quienes ya se han iniciado conversaciones informales y han mostrado interés. Otros productos serán vendidos directamente por cada agricultor al consumidor final, incluida la producción lechera.

- **Permisos**

En lo tocante al alcance de este proyecto no se requiere de permisos legales, por parte de ADEMIPP.

18

Sección 5 – EJECUCIÓN

El proyecto requiere de 15 meses de trabajo???, contados a partir de la fecha de firma de los acuerdos, luego de agotados los siguientes pasos:

- Plan de Negocios completamente terminado y aprobado (1 mes).
- Terminar los términos, condiciones y negociaciones para suscribir el contrato final con los Contratistas (3 meses).
- Completar toda la información pertinente de preparación para la construcción y deuda permanente (10 meses).
- Firmar los convenios de préstamos (10 meses).
- Productores de Sistemas Fotovoltaico Contratados (5 meses).
- Contratos de importación (6 meses).

La fase total de ejecución se distribuye en tres etapas diferentes y una complementaria:

I Etapa: Identificación de los clientes (8 meses)

Estudios, fincas y finqueros que incluye estudio del pozo y caudal si lo tiene construido, tanto para el desarrollo de este proyecto, como en la identificación de clientes potenciales para el futuro.

II Etapa: Instalación de equipos (8 meses)

En las instalaciones se debe tomar en cuenta, tanto la Instalación de los equipos fotovoltaicos, como la prueba de estos equipos y la instalación del sistema de riego.

En las instalaciones del sistema de riego, se debe tomar en cuenta, que se harán paralelamente con la instalación de los sistemas fotovolaticos, y que incluye: la instalación de los sistemas de riego por goteo en cada finca y las pruebas acopladas.

III Etapa: Complementaria: Capacitación y Asistencia Técnica (5 meses)

La cual se inscribirá desde la terminación del estudio y será con el fin de capacitar a los propietarios del sistema en el mantenimiento y operación de éstos.

Cronograma de ejecución

Actividades	Meses de ejecución														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
I Etapa: Identificación de clientes													X	X	
Clientes para este proyecto		X	X	X	X	X	X								
Identificación de clientes futuros										X	X	X	X	X	X
II Etapa Instalación de equipos															
Instalación y prueba de equipos fotovoltáicos.			X	X		X	X		X	X		X	X		

Instalación de sistemas de riego				X	X		X	X		X	X		X	X	
Pruebas acopladas					X			X			X			X	
III Etapa Complementaria															
Capacitación y Asistencia Técnica					X			X			X			X	X
Aspectos generales															
Elaboración Plan de Negocios	X														
Aprobación Plan de Negocios	X	X													
Elaborar términos, condiciones y negociaciones contrato final con Contratistas.	X	X													
Importación equipos		X						X							X
Firmar convenios de préstamos		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

80

Sección 6 – ASPECTOS FINANCIEROS

❑ Presupuesto Preliminar

Inversión Requerida

Se estima que el costo total del proyecto asciende a US$1,855.676. Se requiere un financiamiento total de US$500,000 al inicio del proyecto (27% del proyecto), equivalente a $10,000.00 por cada finca que adopte el sistema. El detalle de costos por fases es de: $ 500.00 para la primera etapa, $ 9,000.00 para la segunda etapa y $ 500.00 para la tercera etapa.

Este costo estimado global, incluye todos los costos de funcionamiento del proyecto, desde su fecha de iniciación, con la construcción de los pozos, hasta la capitalización de los intereses durante el período de construcción de todo el proyecto y la capacitación técnica.

Costo estimado de Capital
en US$

Item	US $	%
Asesorías Legales y Financieras, Capacitación y Estudios	55,676	3%
Pre-inversión: (inversión de los productores)	1,000,000	54%
Seguros (productores)	200,000	11%
Capital de Trabajo	500,000	27%
Contingencias	100,000	5%
TOTALES	**1,855,676**	**100%**

❑ Costos de Operación

Los costos de mantenimiento y operación, incluyendo una provisión de fondos de contingencia son de $69,177 anuales, lo que equivale a $ 1,383 por finca ingresada al sistema. Los costos de operación incluyen:

Costos de operación anuales
en US $

Item	US $	%
Mantenimiento general de los sistemas	40,000	58%
Administración	25,677	37%
Contingencias	3,500	5%
TOTALES	**69,177**	**100%**

❑ Vida útil y Depreciación

Una vez calculados los períodos de mantenimiento y reposición, se estima que este proyecto tiene una vida útil de 20 años, según el fabricante.

❑ Flujo de caja

Tomando en cuenta las necesidades capital para la instalación y financiamiento de 50 sistemas fotovoltaico de bombeo de riego, basados en una vida útil de 20 años, se ha establecido las siguientes proyecciones financieras para los primeros años de ejecución del proyecto, donde se esperaría cubrir el total del financiamiento:

Proyecciones financieras
5 años de operaciones
en US$

Año del Proyecto	*0*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*
Año Fiscal	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*
Saldo año anterior	-	500,000	645,677	723,354	802,031	876,708
Gastos de Capital	(500,000)	-	-	-	-	-
Mantenimiento y Operación	-	69,177	69,177	69,177	69,177	69,177
Intereses de crédito a productores	-	65,000	52,000	39,000	26,000	13,000
Manejo	-	5,000	-	-	-	-
Capacitación y Asistencia Técnica	-	10,000	-	-	-	-
Utilidad por colocación del equipo	-	50,000	-	-	-	-
Neto de las Operaciones	**500,000**	**699,177**	**766,854**	**831,531**	**897,208**	**958,885**
Egresos						
Depreciación	-	-	-	-	-	-
Amortización de Capital	-	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Costos de capacitación, Asistencia Técnica y Administración	-	5,500	4,500	-	-	-
Reserva para contingencias	-	3,000	3,000	2,500	2,500	2,500
Neto antes de Interés e Impuestos	**500,000**	**590,677**	**659,354**	**729,031**	**794,708**	**856,385**
Intereses sobre capital financiado	-	45,000	36,000	27,000	18,000	9,000
Neto antes de Impuestos	**500,000**	**545,677**	**623,354**	**702,031**	**776,708**	**847,385**
Impuestos	-	-	-	-	-	
Utilidad Anual	**500,000**	**545,677**	**623,354**	**702,031**	**776,708**	**847,385**

Adicionar Depreciación	-	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Flujo de Caja Neto	**500,000**	**645,677**	**723,354**	**802,031**	**876,708**	**947,385**

<u>Notas a las proyecciones financieras</u>:

- ✓ Se recibe el financiamiento al 9% anual, con pago anual de amortización e intereses
- ✓ Se coloca el financiamiento al 13% anual entre los productores
- ✓ Se cobra 1% de manejo y 2% para Capacitación y Asistencia Técnica (sobre el total financiado).

Sección 7 – IMPACTOS

❑ Impactos sociales

Dentro de los impactos sociales del Proyecto pueden incluirse los siguientes:

- El proyecto reemplaza las necesidades de consumo de diesel y gasolina mediante el cambio del sistema de riego por goteo utilizando sistemas fotovoltaicos.
- La construcción de los pozos y sistemas de riego se hacen bajo las especificaciones de las normas nacionales e internacionales de construcción para este tipo de obra.
- El proyecto empleará alrededor de 25 trabajadores locales durante el período de construcción de este proyecto y durante sus tres etapas.
- Cambio de pensamiento de los finqueros a utilizar sistemas de riego más convencionales.

❑ Impactos ambientales

Como impactos ambientales de este Proyecto pueden mencionarse:

- Sustitución de agroquímicos y acciones de fumigación por uso del sistema de bombeo por goteo.
- La cantidad de árboles que deben ser talados para el desarrollo del proyecto, son mínimos y ADEMIPP buscará que sean reemplazados a través de un programa de reforestación en cada una de las fincas.
- Descontaminación del ambiente, por el uso de fuentes naturales.
- Disminución de la contaminación de aguas, por el cambio de combustible.
- Ya que el insumo será la energía solar como combustible, el proyecto contribuirá en la eliminación de emisión de dióxido de carbono.

❑ Impactos políticos

Como impactos políticos que este proyecto puede generar, están:

- Una mayor apertura a la comercialización de productos agrícolas que utilicen sistema de riego más ambientales.
- Reconocimiento del Ministerio de Desarrollo Agropecuario sobre estas prácticas y que puedan ser adoptadas en otras regiones del país.

❑ Impactos en la producción

Dentro de los impactos en la producción que puede tener el Proyecto pueden incluirse los siguientes:

- Disminuciones en el consumo de agua por plantas por metro y hectárea.
- Aumento de la productividad por la disposición permanente de agua.

- Disminuciones de costos de producción en combustibles y lubricantes, reparaciones y/o mantenimiento de equipo e insumos.

Sección 8 – RIESGOS

Este Plan de Negocios plantea a los otorgantes del crédito y a los inversionistas asumir los siguientes riesgos:

- ***Condiciones Climáticas e Hidrología:*** No se prevé, salvo la posibilidad de un invierno fuerte (exceso de lluvias) que es poco probable en las regiones donde se desarrollará el proyecto y que no han ocurrido en los últimos 10 años.

- ***Construcción:*** Mínima pues la ejecución de este proyecto no incluye la construcción de instalaciones, sino la de tanques para almacenamiento de agua y que está incluido dentro de los costos del proyecto.

- ***Tierras:*** Ninguno, por cuanto el proyecto no involucra adquisición de tierras.

- ***Fallos de la Tecnología:*** Será mediado por el contrato directo con los fabricantes de suministros.

- ***Credibilidad de las entidades prestamistas y de los compradores de producción:*** Este proyecto será ejecutado con productores de más de 15 años de experiencia y manejo de las actividades.

- ***Cambios en el régimen legal, político y reglamentario:*** No se prevé ninguno que afecte significativamente el proyecto.

- ***Credibilidad de las entidades prestamistas y de los compradores de los sistemas:*** La capacidad de pago será garantizada mediante una hipoteca sobre el terreno que se instalará el sistema o bien, mediante garantía fiduciaria, por más un candidato. Sin embargo, la experiencia previa de Ademipp, con el tipo de cliente identificado, ha mostrado que éstos cumplen a satisfacción con los créditos que se les otorgan.

Cierre Financiero:

Se aplica a la política de desarrollo de ADEMIPP, que consistiría en la consolidación de un sistema empresarial con participación y aporte de los beneficiarios (asociado) a través de la colocación de certificados de inversión que permita el desarrollo de servicios a las demandas de los productores con métodos de ejecución cerrada para mercados abiertos.

Los promotores de este proyecto, están proponiendo una capitalización de 30/70 deuda/capital para este proyecto, sobre los cuales se establecieron los supuestos planteados en este Plan de Negocios.

En la actualidad, ADEMIPP está buscando financistas interesados y negociaciones directas con entidades crediticias partiendo de:

- Un marco regulatorio sobre energía probado con tres años de estar operando;
- Un crecimiento en la demanda eléctrica en el rango del 5-6% anual, lo cual sugiere una amplia oportunidad para los nuevos inversionistas;
- Credibilidad de las nuevas empresas privadas, nuevas compañías distribuidoras en condiciones estables y rentables bajo la actual estructura de tarifas a los usuarios finales;
- La economía está dolarizada, eliminando los riesgos cambiarios.

Annex B:
Tasks CA4 & CA5
Lists of Participants and Evaluations

Lista de Asistentes al Taller
Introducción a la Energía Sostenible para Instituciones Financieras
14 de junio, 2001

Nº	Nombre	Puesto	Organización	Dirección
Instituciones Financieras				
1	Eugenia Bonilla Velásquez	Ejecutiva de Créditos	Banco Americano	Tel. 250-8200 / Fax 245-0653 eugenia@bamericano.com
2	Francisco Segovia	Jefe Departamento de Mantenimiento	Banco Cuscatlán	Tel. 228-7777 / Fax 212-3873
3	Gilma Teresa Saravia de Pleitez		Banco De Fomento Agropecuario	Tel. 228-5188 (etx.299) Fax. 228-4698
4	Roger Rafael Alfaro Araujo	Gerente de Desarrollo Financiero	Banco Multisectorial De Inversiones	Tel. 267-0034 / Fax 267 -0011
5	Jéssica de Cabezas		Banco Salvadoreño	Tel. 298-5555 / Fax 298-0102
6	Luis Alberto Sánchez Avelar	Gerente	Caja De Crédito De La Libertad	Tel. 335-3253 / Fax 335-3298
7	Daniel Calderón Martínez	Gerente	Caja De Crédito De Sonsonate	Tel. 451-0203
8	Oscar Eduardo Lindo	Gerente	Valores Cuscatlán	Tel. 228-7777 / Fax 212-3873
Otros financistas				
9	Alcides Hernández		CAESS	Tel.206-9010 / Fax 232-5012
10	Luis Montesinos		CAESS	Tel.206-9010 / Fax 232-5012
11	Manuel Saavedra		CAESS	Tel.206-9010 / Fax 232-5012
12	Mirna Márquez	Asesora	CAESS	Tel.206-9010 / Fax 232-5012 mirna.marquez@caess.com.sv
13	Balmore Amaya	Unidad Ambiental	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica Del Río Lempa	Tel. 211-6000 / Fax 211 –6752 Balmore_Amaya@cel.gob.sv
Otros participantes				
14	Mauricio Ayala	División Desarrollo Limpio	MARN	Tel. 260-8900 / Fax 260-5614 ayalam@marn.gob.sv
15	Carolina de Dreykon	Oficial de Programa de Medio Ambiente	PNUD	Tel. 263 3491 / Fax. 263 3501 carolina.dreikorn@undp.org
Expositores				
16	Ana María González	Proyecto "Energización con Base en Recursos de Energía Renovable"	MARN	Tel. 260-8900 / Fax 260-5614 ayalam@marn.gob.sv
17	Arturo Solano	Gerente	Tecnosolar	Tel 260 2448 / Fax 260 2491 tecnosolar@navegante.com.sv

Lista de Asistentes al Taller
Energía Sostenible para Organizaciones de Desarrollo
15 de junio, 2001

Nº	Participantes	Puesto	Organización	Dirección
Organizaciones de Desarrollo				
1	Vladimir Bolaños		Acc Am	Tel 274 1822 / Fax 274 1822
2	Adolfo Sánchez		Fundación Proesa	Tel 298-9484 Pacal_8@hotmail.com
3	Rafael Granados		Fuprodeh	Tel 243-5926 Coyotes_99@yahoo.com
4	Alisha Herrick	Volunteer	Peace Corps, El Salvador	Tel 876 1233 / Fax 263 8604 ensenadachica@hotmail.com
5	Mattew F. Porth	Program Manager	Peace Corps, El Salvador	Tel 263 8604 mporth@sv.peacecorps.gov
6	Luz de Maria Tomasino		REDES Fundación Salvadoreña para la Reconstrucción y el Desarrollo de El Salvador	Tel 260-1472 / Fax 260-1474 lucymtg@yahoo.com
7	Israel Martínez	Gerente de Producción y Beneficiado de Café	Ucraprobex	Tel 278-0064 / Fax 278-1311 ucracafe@es.com
8	César Villalta	Jefe de Departamento	Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas"	Tel 210-6662 / Fax 210-6664 cvillalt@ing.uca.edu.sv
9	Jorge Alberto Basagoitia		Universidad Don Bosco	Tel 291-0029 (ext.1749) Fax 292-3051
Municipalidades				
10	Juan Osmín Estrada González	Alcalde	Alcaldía Municipal De Apopa	Tel 216 0027
11	Rafael Antonio Monterrosa	Director Escuela de Empresas	Alcaldia Municipal De Nejapa	Tel 201 0112 alcaldianejapa@netcomsa.com
12	Sergio Vladimir Quijada	Concejal	Alcaldía Municipal De Nejapa	Tel 201 0112 alcaldianejapa@netcomsa.com
E13mpresas Privadas				
14	Alejandro Quintanilla		CASYS, S.A. De C.V	Tel. 223-2390 casys@salnet.net

15	Mauricio Alfonso Arévalo	Gerente de Producción	Central Hidroeléctrica Sensunapan	Tel 453 0168 iemsa@saltel.net
16	Jacqueline Reyes		Cesta	Tel 220 6478 / Fax 220 6479
17	Axel Söderberg		Dematheu & Cia	Tel 210-6995 iemsa@saltel.net
18	César Catani		Dematheu & Cia	Tel 210-6995 iemsa@saltel.net
19	Alberto J. Valdivieso		Hacienda Chaparral	Tel 278-7807 / Fax 289-1137
20	José Mario Vásquez	Consultor	JV Consultores S.A. de C.V.	Tel 448-0749 / Fax 448-0749 jvconsultores@navegante.com
21	Juan Carlos Sol	Presidente	Servicios Solar	Tel 298-2706 / Fax279-4911 jcsol@servicios-solar.com.sv
22	Arturo Solano	Gerente	Tecnosolar	Tel 260 2448 / Fax 260 2491 tecnosolar@navegante.com.sv
23	Antonio Roshardt		Texma	Tel 278-4188 / Fax 278-4210 texma@es.com.sv
24	Eric Roshardt		Texma	Tel 278-4188 / Fax 278-4210 texma@es.com.sv
Entidades Gubernamentales				
25	Ana María González	Coordinadora Proyecto de Energización con Energías Renovables	MARN	Tel. 260-8900 / Fax 260-5614 ayalam@marn.gob.sv
26	Mauricio Ayala	División de Desarrollo Limpio	MARN	Tel. 260-8900 / Fax 260-5614 ayalam@marn.gob.sv
27	Jorge Rovira	Dirección de Energía Eléctrica	MINEC	Tel 281-1122 / Fax 281 2978
28	Rigoberto Contreras	Dirección de Energía Eléctrica	MINEC	Tel 281-1122 / Fax 281 2978 rcontreras@minec.gob.sv
29	Salvador Rivas	Dirección de Energía Eléctrica	MINEC	Tel 281-1122 / Fax 281 2978 srivas9@minec.gob.sv

Introducción a la Energía Sostenible para Instituciones Financieras

HOJA DE EVALUACIÓN

Fecha: 14 de junio, 2001 País: El Salvador
Total evaluaciones: 9

Estimado Participante:

Al llenar este cuestionario, le estamos solicitando su valiosa opinión en relación con este Taller. Le agradecemos contestar con toda honestidad y confianza, pues será muy importante su opinión y recomendaciones para mejorar nuestras próximas actividades. Si tiene cualquier duda, consulte con los organizadores del evento que participan en esta actividad.

1. Con relación al desarrollo del Taller qué opinión tiene sobre:
(marque con una "X" en la casilla correspondiente)

ASPECTO A EVALUAR	OPINIÓN PERSONAL				
	Excelente	Muy bueno	Bueno	Regular	Malo
Forma en la que le fue anunciado y presentado el taller (incluyendo la invitación y las metas y objetivos del mismo)	4	5			
Calidad de los expositores invitados (nivel de conocimientos, claridad de sus prestaciones, disponibilidad para resolver cuestionamientos)	8	1			
Forma en cómo se condujo la actividad (presentaciones combinadas con actividades grupales, dinámica del taller)	8	1			
Aplicabilidad y relevancia de conocimientos nuevos adquiridos para su labor profesional	7	2			
Conclusiones y resultados obtenidos	9				
Organización de la actividad (lugar, recursos disponibles, horarios)	7	2			

2. Por favor anote sugerencias o ideas que desee expresarnos:
   i. Conocer un poco más sobre estos planes o programas disponibles para llevar a delante proyectos de energía renovable sostenible pueden resultar interesantes para las distribuidoras como responsables o involucradas en cierta medida con la generación de gas.
   ii. Se puede empezar a tocar estos temas e impulsar un poco más
   iii. Las experiencias compartidas son invaluables tanto FENERCA como E&Co, y los patrocinadores tienen bien definidos los objetivos que persiguen a nivel regional.

iv. Los conocimientos adquiridos serán tomados en cuenta para futuros análisis de este tipo de proyectos esperando contar con la correspondiente asistencia técnica de FENERCA, cuando sea necesario.
v. Organización y profesionalismo con que fue coordinado y dirigido el Seminario
vi. Mejor conocimiento de las distintas fuentes de alternativas de energía y de las oportunidades de financiamiento.
vii. Nos llevamos inquietudes para evaluar las posibilidades de invertir en esta área.
viii. Es lamentable que los invitados no asistieran en su totalidad.
ix. Ampliar información técnica de las diferentes opciones de inversión en energía renovable.
x. Darle seguimiento por períodos adecuados a este tipo de opciones para inversión.
xi. Invitar a ejecutivos de alto nivel (directores) de la banca para promocionar estos proyectos.
xii. Se considera conveniente realizar gestiones directamente con BMI, Ministerio de Agricultura y Ganadería y Municipalidades para lograr impulsar este tipo de proyectos.

GRACIAS!

Energía Sostenible para Organizaciones de Desarrollo

HOJA DE EVALUACIÓN

Fecha: 15 de junio, 2001 País: El Salvador
Total evaluaciones: 13

Estimado Participante:

Al llenar este cuestionario, le estamos solicitando su valiosa opinión en relación con este Taller. Le agradecemos contestar con toda honestidad y confianza, pues será muy importante su opinión y recomendaciones para mejorar nuestras próximas actividades. Si tiene cualquier duda, consulte con los organizadores del evento que participan en esta actividad.

1. Con relación al desarrollo del Taller qué opinión tiene sobre:
(marque con una "X" en la casilla correspondiente)

ASPECTO A EVALUAR	OPINIÓN PERSONAL				
	Excelente	Muy bueno	Bueno	Regular	Malo
Forma en la que le fue anunciado y presentado el taller (incluyendo la invitación y las metas y objetivos del mismo)	3	6	3	1	
Calidad de los expositores invitados (nivel de conocimientos, claridad de sus prestaciones, disponibilidad para resolver cuestionamientos)	5	8			
Forma en cómo se condujo la actividad (presentaciones combinadas con actividades grupales, dinámica del taller)	7	5	1		
Aplicabilidad y relevancia de conocimientos nuevos adquiridos para su labor profesional	7	4	2		
Conclusiones y resultados obtenidos	6	7			
Organización de la actividad (lugar, recursos disponibles, horarios)	8	5			

2. Por favor anote sugerencias o ideas que desee expresarnos:
   i. Buena visión estratégica
   ii. Muy buen trabajo, favor de mantener esta iniciativa viva en El Salvador
   iii. Muy buenos casos de estudio. Los funcionarios de BUN-CA y E&Co tienen excelente experiencia y dan muy buenos comentarios para los nuevos tipos de proyectos en fuentes de Energía Renovables
   iv. Tal vez conviene mayor variedad de la magnitud o escala de los casos discutidos en grupos: los tres casos hablan de miles y millones de dólares. Que tal si ponen un caso de alguna comunidad rural que trate de un proyecto de personas con recursos económicos y financieros muy limitados
   v. Hay que repetir el taller ante foros gremiales, tales como cámaras, ASI, FUSADES, y otros, para desarrollar la conciencia y el consenso de acciones a tomar.

GRACIAS!

RESUMEN DE EVALUACIONES

para los talleres "Introducción a la Energía Sostenible para Instituciones Financieras" celebrados en América Central

(Enero – Junio, 2001)

Talleres desarrollados:

País	Fecha	Instituciones	Participantes
Guatemala	Enero/2001	8	24
Honduras	Febrero/2001	14	26
Panamá	Abril/2001	13	24
Nicaragua	Abril/2001	12	18
El Salvador	Junio/2001	12	17
TOTALES		*59*	*109*

Evaluaciones otorgadas con relación al desarrollo de los Talleres:

ASPECTO A EVALUAR	OPINIÓN PERSONAL				
	Excelente	Muy bueno	Bueno	Regular	Malo
Forma en la que le fue anunciado y presentado el taller (incluyendo la invitación y las metas y objetivos del mismo)	17	32	4	1	
Calidad de los expositores invitados (nivel de conocimientos, claridad de sus prestaciones, disponibilidad para resolver cuestionamientos)	29	24	1		
Forma en cómo se condujo la actividad (presentaciones combinadas con actividades grupales, dinámica del taller)	29	23	2		
Aplicabilidad y relevancia de conocimientos nuevos adquiridos para su labor profesional	22	24	7	1	
Conclusiones y resultados obtenidos	20	28	5	1	
Organización de la actividad (lugar, recursos disponibles, horarios)	32	17	5		

TOTAL DE EVALUACIONES RECIBIDAS: 54

Sugerencias o ideas expresadas:

1. Que se incluya dentro de la presentación la forma de canalizar los créditos y las características de los mismos.
2. Resumir la presentación y definir claramente en qué fase y cómo presentar al banco el mismo.
3. Deben ser claros en sus costos, comisiones u otros, que se impactan en el costo y puede incidir en la canalización de proyectos.
4. Programar un seminario en el que se analicen proyectos de generación de ER usando diferentes tecnologías para que la banca comercial se familiaricen con las variables y parámetros que inciden en las proyecciones financieras. Asimismo se pueden hacer ejercicios de sensibilización de las principales variables para mejorar la calidad en la toma de decisiones al disponer de dos o más escenarios del proyecto.
5. Muy apropiados los temas desarrollados han sido muy valiosos ya que es un sector muy interesante para el país y por ende para la banca nacional.
6. Mantener comunicación continua, para ir conociendo los avances de estos proyectos.
7. Listado de clientes potenciales para evaluar posibilidades de negocios en base a datos obtenidos después de este taller.
8. Se cumplió el objetivo. Considero que se debe dar seguimiento y promover capacitaciones más profundas y visita de proyectos a nivel regional.
9. Mantener este tipo de seminarios a todo nivel. Hacer seminarios más seguido y ver la forma de poder llegar directamente a los entes financieros. Talleres de más duración para poder abarcar detalles
10. La inclusión de case studies es muy valiosa
11. Muy buena la participación de los expositores y de los equipos de trabajo.
12. Ampliar sobre aspectos operativos del acceso a las fuentes de financiamiento sobre los tipos de proyectos
13. Que este tipo de encuentros se realice tomando en cuenta una metodología para los grupos, ONG y organizaciones que están implementando energía alternativa
14. Hacer énfasis en el apoyo a organizaciones nuevas en el inicio y desarrollo de proyectos en el área de energía renovable
15. Conocer un poco más sobre estos planes o programas disponibles para llevar adelante proyectos de ER sostenible pueden resultar interesantes para las distribuidoras como responsables o involucradas en cierta medida con la generación de gas.
16. Se puede empezar a tocar estos temas e impulsar un poco más. Darle seguimiento por períodos adecuados a este tipo de opciones para inversión.
17. Las experiencias compartidas son invaluables tanto FENERCA como E&Co, y los patrocinadores tienen bien definidos los objetivos que persiguen a nivel regional.
18. Los conocimientos adquiridos serán tomados en cuenta para futuros análisis de este tipo de proyectos esperando contar con la correspondiente asistencia técnica de FENERCA, cuando sea necesario. Nos llevamos inquietudes para evaluar las posibilidades de invertir en esta área.
19. Organización y profesionalismo con que fue coordinado y dirigido el Seminario
20. Mejor conocimiento de las distintas fuentes de alternativas de energía y de las oportunidades de financiamiento.
21. Ampliar información técnica de las diferentes opciones de inversión en energía renovable.
22. Invitar a ejecutivos de alto nivel (directores) de la banca para promocionar estos proyectos.

RESUMEN DE EVALUACIONES

para los talleres "Energía Sostenible para Organizaciones de Desarrollo" celebrados en América Central

(Enero – Junio, 2001)

Talleres desarrollados:

País	Fecha	Organizaciones	Participantes
Guatemala	Enero/2001	23	43
Honduras	Febrero/2001	2	2
Panamá	Abril/2001	28	38
Nicaragua	Abril/2001	35	48
El Salvador	Junio/2001	21	29
TOTALES		*109*	*160*

Evaluaciones otorgadas con relación al desarrollo de los Talleres:

ASPECTO A EVALUAR	OPINIÓN PERSONAL				
	Excelente	Muy bueno	Bueno	Regular	Malo
Forma en la que le fue anunciado y presentado el taller (incluyendo la invitación y las metas y objetivos del mismo)	35	37	17	5	
Calidad de los expositores invitados (nivel de conocimientos, claridad de sus prestaciones, disponibilidad para resolver cuestionamientos)	44	40	10		
Forma en cómo se condujo la actividad (presentaciones combinadas con actividades grupales, dinámica del taller)	28	51	15		
Aplicabilidad y relevancia de conocimientos nuevos adquiridos para su labor profesional(*)	35	45	13	1	
Conclusiones y resultados obtenidos (**)	26	51	15	2	
Organización de la actividad (lugar, recursos disponibles, horarios) (*)	52	34	8		

TOTAL DE EVALUACIONES RECIBIDAS: 94

Sugerencias o ideas expresadas:

1. La organización y el desarrollo excelente. Buena visión estratégica
2. Creo que los participantes eran muy disímiles en sus conveniencias e inconveniencias.
3. Hubiera sido excelente contar con los manuales citados. Favor enviarlos por correo a los participantes inclusive para que pudieran ser revisados y comentados.
4. Sería oportuno dar a conocer proyectos concretos de ER que han sido gestados como planes de negocio por por BUN-CA/FOCER/FENERCA y que están siendo conducidos con éxito. Más ejemplos prácticos, brindar más información sobre los tipo de Energía Renovable.
5. Muy buenos casos de estudio. Los funcionarios de BUN-CA y E&Co tienen excelente experiencia y dan muy buenos comentarios para los nuevos tipos de proyectos en fuentes de ER.
6. El tipo de actividades son muy buenos pues nos permite conocer las herramientas y procedimientos para desarrollar proyectos energéticos, seria de mucho beneficio para nuestras organizaciones el poder tener seguimiento a estas iniciativas.
7. Mejorar la relación del mensaje entre función empresarial y misión de desarrollo de las ONG
8. Los materiales de casos deben ser aclarados y la escritura aclarada para poder hacer que las discusiones de grupo puedan darse en forma más ágil.
9. Brindar el material de discusión con antelación al evento con el fin de entrar grupos homogéneos que traten a fondo los temas.
10. Muy buen trabajo, favor de mantener esta iniciativa viva en la región.
11. Tal vez conviene mayor variedad de la magnitud o escala de los casos discutidos en grupos: los tres casos hablan de miles y millones de dólares. Que tal si ponen un caso de alguna comunidad rural que trate de un proyecto de personas con recursos económicos y financieros muy limitados
12. Hay que repetir el taller ante foros gremiales, tales como cámaras, ASI, FUSADES, y otros, para desarrollar la conciencia y el consenso de acciones a tomar.
13. Ampliar sobre aspectos operativos del acceso a las fuentes de financiamiento sobre los tipos de proyectos.
14. Que este tipo de encuentros se realice tomando en cuenta una metodología para los grupos, ONG y organizaciones que están implementando ER.
15. Talleres de más duración para poder abarcar detalles
16. Hacer énfasis en el apoyo a organizaciones nuevas en el inicio y desarrollo de proyectos en el área de energía renovable. Mantener comunicación y facilitar información sobre formas de energía renovable y posibilidad de financiamiento
17. Más actividades para educar e informar a las comunidades y su consideración en la parte financiera del proyecto. Continuar con capacitación en manejo empresarial y en nuevas tecnologías aplicadas e energías renovables
18. Conocer más a fondo la experiencia adquirida en otros países, especialmente formación de microempresas a nivel local.

Annex C:
Task CA8
Standardized Carbon Calculation Sheet

VARIABLES to enter for each Country
VARIABLES for entrepreneur to enter for each project

Fuel	kgCO2/GJ	tonsCO2 /MWh*	Average Efficiency Factor	tons CO2/MWH adjusted for efficiency	% of fuel mix	weighted average
Coal	94.6	0.341	30%	1.135	0%	0.000
Natural Gas	56.1	0.202	40%	0.505	0%	0.000
Fuel Oil	77.4	0.279	30%	0.929	37%	0.344
Diesel	74.1	0.267	30%	0.889	37%	0.329
Propane	63.1	0.227	35%	0.649	0%	0.000
Renewables	0	0.000	15%	0.000	26%	0.000
				Must Equal	100%	0.673 average tons of CO2 per MWh

** Conversion of kgCO2/GJ to tonsCO2/MW* 0.0036

*** GHG ERU = Greenhouse Gas Emission Reduction Units*

MWh/Year	-	
GHG ERU**	-	tons per year
Value per ton	$ 5.00	
Value per Year	$ -	
Discount Rate	15%	
Number of Years	5	
Net Present Value	$ -	

VARIABLES to enter for each Country
VARIABLES for entrepreneur to enter for each project

Fuel	kgCO2/GJ	tonsCO2 /MWh*	Average Efficiency Factor	tons CO2/MWH adjusted for efficiency	% of fuel mix	weighted average
Coal	94.6	0.341	30%	1.135	0%	0.000
Natural Gas	56.1	0.202	40%	0.505	0%	0.000
Fuel Oil	77.4	0.279	30%	0.929	40%	0.372
Diesel	74.1	0.267	30%	0.889	40%	0.356
Propane	63.1	0.227	35%	0.649	0%	0.000
Renewables	0	0.000	15%	0.000	20%	0.000

Must Equal	100%	0.727	average tons of CO2 per MWh

** Conversion of kgCO2/GJ to tonsCO2/MW* 0.0036

*** GHG ERU = Greenhouse Gas Emission Reduction Units*

MWh/Year	-	
GHG ERU**	-	tons per year
Value per ton	$ 5.00	
Value per Year	$ -	
Discount Rate	15%	
Number of Years	5	
Net Present Value	$ -	

VARIABLES to enter for each Country

VARIABLES for entrepreneur to enter for each project

Fuel	kgCO2/GJ	tonsCO2 /MWh*	Average Efficiency Factor	tons CO2/MWH adjusted for efficiency	% of fuel mix	weighted average
Coal	94.6	0.341	30%	1.135	0%	0.000
Natural Gas	56.1	0.202	40%	0.505	0%	0.000
Fuel Oil	77.4	0.279	30%	0.929	38%	0.353
Diesel	74.1	0.267	30%	0.889	38%	0.338
Propane	63.1	0.227	35%	0.649	0%	0.000
Renewables	0	0.000	15%	0.000	24%	0.000

Must Equal	100%	0.691	average tons of CO2 per MWh

** Conversion of kgCO2/GJ to tonsCO2/MW* 0.0036

MWh/Year	-	
GHG ERU**	-	tons per year
Value per ton	$ 5.00	
Value per Year	$ -	
Discount Rate	15%	
Number of Years	5	
Net Present Value	$ -	

*** GHG ERU = Greenhouse Gas Emission Reduction Units*

VARIABLES to enter for each Country
VARIABLES for entrepreneur to enter for each project

Fuel	kgCO2/GJ	tonsCO2 /MWh*	Average Efficiency Factor	tons CO2/MWH adjusted for efficiency	% of fuel mix	weighted average
Coal	94.6	0.341	30%	1.135	0%	0.000
Natural Gas	56.1	0.202	40%	0.505	0%	0.000
Fuel Oil	77.4	0.279	30%	0.929	65%	0.604
Diesel	74.1	0.267	30%	0.889	8%	0.071
Propane	63.1	0.227	35%	0.649	0%	0.000
Renewables	0	0.000	15%	0.000	27%	0.000

Must Equal	100%	0.675	average tons of CO2 per MWh

** Conversion of kgCO2/GJ to tonsCO2/MW* 0.0036

*** GHG ERU = Greenhouse Gas Emission Reduction Units*

MWh/Year	-	
GHG ERU**	-	tons per year
Value per ton	$ 5.00	
Value per Year	$ -	
Discount Rate	15%	
Number of Years	5	
Net Present Value	$ -	

VARIABLES to enter for each Country
VARIABLES for entrepreneur to enter for each project

Fuel	kgCO2/GJ	tonsCO2 /MWh*	Average Efficiency Factor	tons CO2/MWH adjusted for efficiency	% of fuel mix	weighted average
Coal	94.6	0.341	30%	1.135	1%	0.011
Natural Gas	56.1	0.202	40%	0.505	0%	0.000
Fuel Oil	77.4	0.279	30%	0.929	37%	0.344
Diesel	74.1	0.267	30%	0.889	36%	0.320
Propane	63.1	0.227	35%	0.649	0%	0.000
Renewables	0	0.000	15%	0.000	26%	0.000
				Must Equal	100%	0.675 average tons of CO2 per MWh

** Conversion of kgCO2/GJ to tonsCO2/MW* 0.0036

*** GHG ERU = Greenhouse Gas Emission Reduction Units*

MWh/Year		
GHG ERU**	-	tons per year
Value per ton	$ 5.00	
Value per Year	$ -	
Discount Rate	15%	
Number of Years	5	
Net Present Value	$ -	

Annex D:
Task CA8
Projects Analyzed for Carbon Sale

Assessment of Emission Reductions for Hidro Yojoa

Detailed Project Assessment for CA 8

Summary

The Yojoa power plant will be a run-of-the-river hydroelectric project with an installed capacity of 630 kW and average yearly energy output of 3.0 GWh. The project completed the feasibility study and has obtained all the required permits and the corresponding approval by Congress. The Project has a secured market with a signed take-or-pay PPA for a period of 20 years, for all its energy output with ENEE, the state-owned utility. Construction is expected to begin at end of the year 2001.

Considering the current pattern of electricity generation, the project would avoid CO_2 reductions with 1,190 tons per year.

Project Profile

Hidro Yojoa is a grid-connected hydroelectric power plant, to be constructed over the Yojoa River, near the community Los Cipreses, located in the Municipality Santa Cruz de Yojoa, Honduras. The plant will be of the run-of-the-river type without reservoir, with an installed capacity of 630 kW and average yearly energy output of 3.0 GWh.

The project is easily accessible and it is located near the transmission line of the national grid, so only the construction of 400 meters of transmission line is required. The geological conditions of the site make the project very compact, with a head of 50 meters in less 200 meters of longitude, considerably reducing the costs.

The project would be the first small hydroelectric project to sell electricity to the national utility in Honduras, which gives the project a demonstrative value.

The economic, social and environmental benefits of the project are:

- Reduction in the emissions of carbon dioxide through the substitution of thermal energy by hydroelectric energy.
- Monitoring, administration and protection of 26 km^2 of the Yojoa River and its diversity.
- Savings to the country of approximately US$130,000 in payments for the purchase of fuel.
- Electrification of the Cipreses community with a population of approximately 250 inhabitants and 50 households
- Employment of at least 40 local workers during the construction period.

Status of the Project

During the pre-investment stage, the partners of Hidro Yojoa bought all the terrain of the project, which includes the area of the access roads and the transmission line. Other activities during this stage were the legal establishment of the company, exclusively for the development and operation of the project, and a detailed study of the technical, economic and financial feasibility, which resulted favorable.

The project has obtained all the required permits and the corresponding approval by Congress, which is required by the Honduran Constitution. The Project signed a take-or-pay PPA for 20 years, for all its energy output with ENEE, the state-owned utility, on June 22, 2000. The average price for the PPA is US$ 0.0627/kWh, with indexation for the devaluation of the local currency against the US dollar, and in addition with a 1.5% annual increase for the first 11 years. The PPA needs to be approved by Congress, and this is expected to happen by the end of September.

The project has obtained part of the financing and is in the process of obtaining additional debt financing of US$ 300,000.

It is estimated that the implementation of the project would take 10 months. It is vital that the construction can start at the end of the year 2001.

Risks

For the project, the following risks have to be taken in consideration:

- Hydrological and climate conditions: based on 2.5 years of daily measurements at the project site and the extrapolation to 23 years from nearby measurements at weather stations, this risk is considered minimal.
- Project construction: Given the size of the project, the risk of problems during construction are minimal, apart from the expectation that labor costs may rise due to un increase in the minimum salary.
- Variation in the production: the projections of the annual generation are conservative, and based on long-term measurements. Nevertheless, production per month may vary but in the long run this will be compensated.
- Technical failures: the supplier of the electromechanical equipment will provide a warranty, and the technology has been proven in similar projects in the region.
- Operation and maintenance: the project will make use of a sophisticated automated operating system, which allows for distant control and monitoring and eliminates possible human errors. The proximity of the Hydroelectric Plant El Cajón of 300 MW, provides the possibility of technical assistance. Mayor repairs can be performed in nearby San Pedro Sula, the main industrial city of the country.
- Credibility of the buyers: the generated electricity will be purchased by ENEE, the national utility, which has been operating for more than 40 years and has sufficient financial capacity to fulfill its contractual obligations. In the case ENEE is privatized, the contract will be transferred to the new entity. The PPA includes penalties for cases of late payments.
- Electricity rate and currency exchange: the rate has been established legally for a period of 20 years, established in US dollars, to be paid in the national currency (Lempira), according to the rate of exchange in force in the national bank system. The current policy imposes no restrictions on the exchange of currencies, and the exchange rate has been maintained stable to promote foreign investment.
- Electricity dispatch: According to the signed PPA, all the electricity generated by the plant will be purchased by ENEE. The electricity dispatch is implemented by the Dispatch Center following economic criteria, which means that run-of-the-river hydro plants are dispatched always.

Financial Summary

The total investment cost is approximately US$ 785,000, equivalent to US$ 1,246 per kW. This includes the interest paid during construction, transaction costs of contract and licenses, working capital, terrain, construction of civil works, purchase of electromechanical equipment, and contingencies (see table below).

Item	Investment (US$)
Pre-Investment	108,080
Equipment	231,570
Civil Works	288,508
Interest During Construction	48,711
Administration	33,708
Contingencies	73,909
Total	784,486

The developer has already invested $85,000, which corresponds to 78% of the Pre-Investment costs. The current shareholders of Hidro Yojoa are seeking debt financing for $562,000, which represents 75% of the total project costs. Internal Rate of Return is of 19% considering the useful life of the project to be of 30 years without taking into account any exit strategy. The IRR for 10 years is of 31%.

Assessment of Carbon Credits

According to the national energy balance for the year 2000, electricity generation in Honduras originates from hydroelectricity (57%) and fossil fuels (diesel 5%, fuel oil 38%). Based on these figures, the baseline amounts to 397 kg of CO_2 per MWh generated (see table below).

Considering an annual generation of 2,995 MWh, the project would avoid the emission of 1,190 tons of CO_2 per year. Hidro Yojoa has a PPA with a duration of 20 years, so the project would generate 23,804 tons of emissions reductions during this period.

Fuel	Kg CO_2 per GJ [1)]	Average Generation Efficiency	Tons of CO_2 per MWh [2)]	Share of national generation mix	Tons CO_2 per MWh – weighted average
Fuel Oil	77.4	30%	0.929	38%	0.353
Diesel	74.1	30%	0.889	5%	0.044
Hydro	0	80%	0.000	57%	0.000
				Average tons of CO_2 per MWh	*0.397*
				Annual Generation in MWh	*2,995*
				CO_2 emission reduction in tons per year	***1,190***

1) Source: IPCC

2) 1 MWh is equivalent to 3.6 GJ

Country Information

Honduras has signed both the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol, and therefore is eligible for CDM projects.

Honduras counts with a joint implementation office, Oficina de Implementación Conjunta de Honduras (OICH), in charge of identifying energy projects that could fall under the Joint Implementation or Clean Development mechanisms of the Kyoto Protocol.

In operation since November 1999, the OICH has been collecting information regarding completed projects or projects in the pre-feasibility study stage that can pass the certification requirements. To date there are no certified projects either under the Joint Implementation or the Clean Development mechanisms. There are however, 16 projects that have the potential to fall under one of these mechanisms. The national utility ENEE negotiates the right to 35% of the carbon credits in each PPA signed. Therefore, developers could only potentially sell 65% of the credits.

Honduras' installed capacity is about 635 MW, including 435 MW of hydro and 200 MW of diesel and fuel oil-fired generation. Demand is growing rapidly at about 10% per year. ENEE, the national utility, estimates a need for additional capacity of 600 MW by 2010 to meet projected demand.

National Focal Point

Contact information for climate change-related activities in Honduras is as follows:

Xiomara Gomez de Caballero
Ministra de Estado de Recursos Naturales y Ambiente
Ministry of Natural Resources and the Environment
Tegucigalpa, Honduras
Tel: (504) 23-7833/6579
Fax: (504) 232-6250
Email: dge_dir@compunet.hn
http://www.serna.gob.hn

Suyapa Zelaya Amaya

Honduras Clean Development Mechanism
OICH
Colonia Palmira, Edificio Palmira, 5to piso
Tegucigalpa, Honduras
Tel: (504) 239-3631
Fax: (504) 232-1579
Email: oich@sdnhon.org.hn (http://www.oich.hn)

Tecnosolar Summary

- **Size of the project, renewable energy source and preliminary assessment of CER potential.**

Tecnosolar, an emerging Salvadoran Photovoltaic (PV) energy services company plans to install over 6,000 Solar Home System (SHS) within 5 years. TecnoSolar plans to sell some of these units on a cash basis and others on credit to rural end users.

Tecnosolar has been successful in selling PV solar home systems for cash. However, in order to reach a financial breakeven point, the company needs to scale up to sell 6,000 systems. To meet this objective, credit to rural end-users will be necessary.

Tecnosolar offers a variety of system configurations ranging in capacity from 21 Watts up to 75 Watts. Equipment is purchased from reputable dealers, such as Kyocera.

Last year Tecnosolar was seeking a debt financing in the amount of $75,000 to purchase 100 Photovoltaic Solar Home Systems (PV SHS) and one solar-electric refrigeration unit. Tecnosolar sold the aforementioned equipment through micro-credit to the residents of the rural community of Casa Blanca, located near the city of Santa Tecla, approximately 30 km. North of San Salvador. Tecnosolar was responsible for installing the equipment in the clients' homes, for providing maintenance and keeping a stock of spare parts during the guarantee period. To date, the company has secured $75,000 to provide credit to lower income households, who have the capacity to pay on a month-to-month basis.

The expected carbon emissions reductions are the following:

Estimate of Greenhouse Gases Abated/CO_2 Sequestered (in "tons of carbon equivalent"):

Before 2008:	(2002-2008) 7,200
During 2008 - 2012:	9,000
During entire Project Lifetime:	27,000

The baseline scenario for this project is the displacement of car batteries, kerosene, candles, oil lamps, from households over its 15 year lifetime. Only first order estimates of the emission reductions have been made at this stage based on a reduction factor of 0.3 tCO2 per unit/household/year. These are 27,000 tCO2.

- **Financing structure of the project and how carbon funding would improve the financials.**

The financial structure of the project is the following:

Sponsor's Equity	$ 47,500
Debt	$ 75,000
Total project cost	$ 122,500
Debt/Equity Ratio	1.58
Debt balance	$ 71,279

Financial projections are attached to this Summary. The project is seeking a price of $3/ton for its emission reductions over its entire project lifetime (15 years) which equals to $81,000. The financial projections show how the carbon funding would improve the financials. The main figures are the following:

15 year Project's IRR: 17.9%
15 year Equity's IRR: 22.3%
15 year Project's IRR after carbon funding: 22.9%
15 year Equity's IRR after carbon funding: 30.7%

- **Host country's policies on carbon**

Pending. Waiting for Ismael Sanchéz's report.

- **Project's eligibility for Clean development mechanism**

Pending. Waiting for Ismael Sanchéz's report.

- **Status of the project and if the project has advanced far enough to be attractive to potential carbon funders.**

The 100 PV SHS have already been installed in Casa Blanca. However, during February 2001 El Salvador was affected by earthquakes that caused an important damage to the economy. According to Arturo Solano, Tecnosolar's General Manager they have not received any payment since February from their rural clients. In addition, the cash sales have presented an important reduction. The situation mentioned above has originated a shortage in Tecnosolar's cash flow. Currently, E&Co's loan is three months in arrears.

- **Summary of project sponsor/ownership structure and if the project sponsors are agreeable to working with FENERCA on this task.**

Mr. Arturo Solano started the company as a "single-proprietorship" (a business without a separate legal identify from its owner's) under the registered trademark Tecnosolar. In January of 1999, he registered the company as private corporation under the name Tecnología Solar S.A. de C.V.; he currently owns 80% of the new company; the remaining shares are owned by three senior staff members. Mr. Solano agreed to work with FENERCA on this task.

La Esperanza Summary

- **Size of the project, renewable energy source and preliminary assessment of CER potential.**

Consorcio de Inversiones Sociedad Anónima (CISA) is a legal operating company, created in March 1999 under Honduran Law. The project consists of two phases staged one after the other below the existing dam. The project will be built on a previous powerhouse foundation currently abandoned located four kilometers from the small town of La Esperanza in the department of Intibuca. The small abandoned powerhouse supplied energy to the town of La Esperanza. It was built just after the Second World War by German immigrants and was operated until 1969, but it was abandoned when the government power utility, Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), integrated all the towns distribution into the national interconnected system supplied by the new hydroelectric facilities. Phase I will begin with an installed capacity of 300 kW and then a new addition with capacity of 1,100 kW will be installed. The estimated annual generation of electricity of the combined 1.4 MW power plants (phase I) would be 2,305,827 kWh. Total cost of the project is US$1,605,563, of which the developer has already invested US$120,000 in pre-investment studies and start-up activities. Once Phase I starts operations the sponsors are planning to begin with Phase II, which consist in the construction of 15 MW powerplant. The total cost of phase II is estimated at US$10,500,000 and the annual generation of electricity would be 71,546,518 kWh

CISA's sponsors have not considered the reduction of greenhouse gasses in La Esperanza's feasibility study, but they realize that this could be additional revenue for the project in the future. The expected CERs for the first phase of the project are only about 1,000 tons of CO_2/year. However the second phase would increase the CERs substantially.

- **Financing structure of the project and how carbon funding would improve the financials.**

The financial structure of the project is the following:

Sponsor's Equity	$ 651,267
Debt	$ 954,296
Total project cost	$ 1,605,563
Debt/Equity Ratio	1.47
Debt balance *	$ 1,605,563

* Currently, the sponsors are looking for financing.

Financial projections are attached to this Summary. The main figures are the following:
15 year Project's IRR: 15.7%
15 year Equity's IRR: 19.78%
15 year Project's IRR after carbon funding:
15 year Equity's IRR after carbon funding:

- **Host country's policies on carbon**

The Joint Implementation and Clean Development Mechanism Office of Honduras began operations on November 15, 1999. The mandate of JIOH/CDM is develop in Honduras the Carbon Markets through partnership between the Government and the National Private Sector, to accomplish the commitments derived from the UNCCC, the Kyoto Protocol and the National Environmental Law.

- **Project's eligibility for Clean development mechanism**

The developers have discussed the project with Suyapa Zelaya from the JIOH/CDM.

- **Status of the project and if the project has advanced far enough to be attractive to potential carbon funders.**

The project is required to obtain an Environmental License. CEAH prepared the Technical Report that must accompany the DECA (Dirección de Control Ambiental) application requesting the environmental license. This report was presented to DECA on March 21, 2001. The technical group of DECA went to the site on May 8th and currently they are preparing the technical report to serve as the guidelines for the required study. According to Mr. Ron Turner there were no negative issues regarding the project. The second step after the approval of the DECA application is the Environmental Impact Evaluation, which will be completed by CEAH. The third step is the Mitigation Measures, which will result from the Environmental Evaluation Impact Study.

The feasibility study was presented to SERNA on March 16, 2001. Once the feasibility study is approved by SERNA, CISA will sign two important contracts. These contracts are the Operations Contract and the Purchase/Sale Contract, the first one signed with SERNA and the second one with ENEE.

- **Summary of project sponsor/ownership structure and if the project sponsors are agreeable to working with FENERCA on this task.**

The company CISA, is the result of several meetings conducted for over a year between partners of a local Honduran company "SIMET", headed by Luis García and a Canadian company Unit Electrical Engineering Ltd. (UEE), headed by Mr. Ronald Turner. Currently, CISA is a legal operating company in Honduras, created in March 1999. The owners of CISA are SIMET (local Honduran company) with 10% and Garron International Ltd. with 90%. Garron International Ltd. is a legal operating company in Bermuda. The owner of Garron is RJT&Associates whose ownership structure is as follows:

Ron Turner	65%	Has more than twenty-four years of experience in the Electrical Trade.

Gerry Petrus	30%	An independent financial investor who has had numerous large real state projects in Canada.
Dale Hordal	4%	He will be the project construction manager for La Esperanza Project. Mr. Hordal has been in mining/construction for over 28 years and has extensive experience in the repair and operation of all major plants and heavy equipment.
Larry Hrechka	1%	Presently is working for Garron in Peru and has worked for Ron Turner for the last 10 years.

Mr. Turner agreed to work with FENERCA on this task.

COGENERACIÓN
TRES VALLES, S.A DE C.V.

AMPLIACIÓN DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA PARA LA VENTA A PARTIR DE BAGAZO DE CAÑA

Objetivo: Impulsar la iniciativa privada para el desarrollo de proyectos de generación de energía a través de recursos renovables, que contribuyan a satisfacer la demanda nacional y contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero.

Descripción: El proyecto consiste en ampliar la cogeneración actual de energía eléctrica obtenida a través de bagazo de caña, mediante el reemplazo de equipos más eficientes (caldera, turbogeneradores), con el fin de no solo producir energía eléctrica para autoconsumo, sino, para la venta de energía a la red nacional.

Actualmente se cogenera energía eléctrica, alcanzando en los últimos dos años un promedio de 1,8 MWH, para lo cual el bagazo se quema en dos calderas que generan vapor a 300 psig y un turbogenerador instalado de 2.5 MW de capacidad. La cogeneración se lleva a cabo durante los meses de noviembre a mayo, época de producción de azúcar de caña.
La caldera a reemplazar generaría vapor a 600 psig con la misma cantidad de bagazo actual y se instalaría un nuevo turbogenerador de 10 MW de capacidad, con lo cual se obtendría una generación anual promedio de 25,728 MWH.

Ubicación: San Juan de Flores, Departamento de Francisco Morazán

Costo Estimado: US$ 5,0 millones

Estado Actual:
El Proyecto cuenta con el estudio de pre-factibilidad, cotizaciones de equipos y el Plan de Negocios y estudio de factibilidad en estado bastante avanzado. Además, de formar parte del grupo de los 14 proyectos de generación renovable de energía eléctrica, que en el presente mes fueron aprobados por el Congreso General de la Republica, para iniciar negociaciones con la Empresa Nacional de Energía eléctrica, ENEE (La red) para el suministro de energía eléctrica

Promotor / ejecutor: La etapa inicial del proyecto ha sido promovida por la Empresa Compañía azucarera Tres Valles, CATV, con el apoyo de las iniciativas 'Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central', FOCER y 'Financiamiento de Empresas de Energía Renovable en América Central', FENERCA.

COMPAÑÍA AZUCARERA TRES VALLES S.A DE C.V.
San Juan de Flores, Francisco Morazán. Honduras, C.A.
Teléfono 00- (504) 237-4318// Fax 00 - (504) 237-2014
E-mail catvcompras@gbm.hn

VARIABLES to enter for each Country

VARIABLES for entrepreneur to enter for each project

Fuel	Tons CO2/GJ	Average Efficiency	Tons CO2/MWh *	% of generation mix	Tons CO2/MWh - weighted average	
Fuel Oil	0.0774	30%	0.929	38%	0.353	
Diesel	0.0741	30%	0.889	5%	0.044	
Renewables	0	15%	0.000	57%	0.000	
			Must Equal	100%	0.397	**average tons of CO2 per MWh**

** 1 MWh is equivalent to 3.6 GJ*

3.6	

MWh/Year	2,995	
GHG ERU**	1,190	tons per year
Value per ton	$ 5.00	
Value per Year	$ 5,951	
Discount Rate	15%	
Number of Years	20	
Net Present Value	**$ 37,250**	

***** GHG ERU = Greenhouse Gas Emission Reduction Units***

Annex E:
Task MME
Completion ratios

FENERCA
TASK COMPLETION RATIOS AS OF JANUARY 31ST, 2001

TAKS	COMPLETION RATIOS
CA1: Rapid Assessment and Final Work Plan Development	100%
CA3: Enterprise Development Services and Completion of Business Plans	85%
CA4: Strengthening of Financial Institution Capacity	100%
CA5: Capacity Building for the Finance Sector on Smaller-Scale and Rural Energy Applications	100%
CA6: Organizing of Next-Stage Financing	90%
CA7: Developing Regulatory and Policy Options for Renewable Energy Projects	85%
CA8: Facilitation of Carbon Transactions	100%
CA9: Support and Capacity Building for BUN-CA	90%
XC1 (Off-Grid Services Manual)	85%
XC2 (Preparation of a Carbon Manual for Entrepreneurs)	85%
XC3 (Monitoring and Evaluation Manual)	80%
XC3a (Business Plan Development Manual for Energy Entrepreneurs)	80%
MME: Program Management, Monitoring and Evaluation	80%

Annex F:
Task MME
Planning Session Report

FENERCA
Planning Session

June 12, 2001
San José, Costa Rica

Attendants: Phil LaRocco (E&Co), Christine Eibs Singer (E&Co), Gina Rodolico (E&Co), Fernando Alvarado (E&Co), Lorna Li (E&Co), Kathya Fajardo (E&Co), José María Blanco (BUN-CA), Gilbert Masís (BUN-CA), Leonel Umaña (BUN-CA), Joost Siteur (BUN-CA), Johanna Hjerthén (E&Co).

Summary

- A meeting was held on June 11 that included:
  - A carbon offset calculation training session, sponsored by FOCER;
  - A review of FENERCA's activities under Tasks CA8, XC1, XC2, XC3 and XC3a. The following decisions were adopted:
    a. Task CA8: the team reviewed the results achieved and agreed that it needed one additional project analyzed and prepared for carbon sale to fulfill the anticipated results of the program. E&Co mentioned that it was conducting additional efforts to promote a number of its projects in the region amongst potential carbon buyers and that it could undertake additional activities to exceed the anticipated results of the program in partnership with BUN-CA and the in-country representatives. After some discussion, the team agreed that considering the workload under Task CA3, it would focus on preparing ONE additional carbon assessment for the HidroYojoa Project in Honduras. This would be done by July 18th and Joost would manage the process. Two additional projects, La Esperanza and Tres Valles (both in Honduras) would also be completed upon conclusion of their business plans and if time permitted. In that case, Lorna would take responsibility for La Esperanza and Jose Maria and Joost would be responsible for Tres Valles. Time permitting, these two projects would be completed by August 30.
    b. Tasks XC1, XC2, XC3 and XC3a:
    XC1: BUN-CA agreed to submit a brief summary (3 paragraphs) to E&Co describing its distribution strategy. The team agreed that this strategy would be used to distribute FENERCA's manuals. BUN-CA also informed the team that the manual had been sent for translation and that its final editing would begin June 15. The team agreed that printing be scheduled for the first week of July, with 300 copies printed. Distribution was scheduled to begin on July 18. (Leonel)
    XC2: A final draft in English to be finished by June 30, translation first week in July and distribution to begin July 18. (Gina)
    XC3: A final draft in English to be ready by June 30, translation first week in July and distribution to begin July 18. (Johanna)
    XC3a: the team agreed that further editing and an updated needed to be undertaken. It was decided that this work would be conducted in Bloomfield by June 30. The next steps would be determined at that stage. (Phil and Johanna)
- BUN-CA made a brief presentation of the results advanced as of May 2001 in FENERCA's 12 tasks and made initial recommendations on the next steps.
- The team made the following decisions regarding Tasks CA4, CA5, and CA9:
  - CA4 and CA5:

a. The team agreed that it had exceeded the anticipated results under this task. The remaining work included the training sessions to be conducted in El Salvador during that week.
b. It was agreed that the metrics used by FENERCA and FOCER differed in and further discussions needed to be held to address this issue. Johanna and Leonel agreed to manage this item.
c. It was agreed that under CA4, the number of FIs embracing RE was that of the FIs "trained" in each country.

- CA9: BUN-CA delivered the latest version of its Business Plan for E&Co review. It also provided specific information on the leverage from FOCER that has taken place within the past 12 months. The BUN-CA team expressed its satisfaction with the amount of training received on business plan development. However, it agreed that it would require further assistance from E&Co when its staff is involved in assisting large-scale RE projects in the target countries. BUN-CA mentioned that one area to improve in the future is its relationship with the in-country representatives. According to its past experience, operating under a consultancy many times deprived in-country reps from becoming part of BUN-CA's formal "network".

- Task CA3:
  - The team reviewed and updated FENERCA's pipeline (attached).
  - A travel schedule was established to complete the remaining work (attached). The schedule is basically as follows (to be reviewed and corrected as necessary):

JULY	AUGUST
5-8: HONDURAS (Lorna Li, Joost Siteur) **Projects:** - Tres Valles Bio - Sedes - Riachuelo - Solaris - Cenit Zacapa (?)	
5-8: GUATEMALA (Fernando Alvarado, Joost Siteur) **Projects:** - San Marcos - Jones - San Judas	
15-20: NICARAGUA (Kathya Fajardo, Joost Siteur) **Projects:** - Bronzeoak - ATDER - Tecnosol	**3-6: NICARAGUA (Kathya Fajardo, Joost Siteur)** **Projects:** - Bronzeoak - ATDER
19-20: PANAMA (Kathya Fajardo, Leonel Umaña) **Projects:** - ANCON	

- Christine insisted that further efforts needed to be made to showcase each of FENERCA's projects and that additional emphasis needed to be made on the impact in terms of economic growth generated by these initiatives. Jose Maria agreed to request his publishing department to design a map where FENERCA's projects be highlighted and that this be included in the program's following quarterly report (July 18). Additionally, each project manager would need to write one paragraph describing the specific economic/social impact of his/her project (July 18).
- The team agreed that a conference call would take place on September 3rd to assess the results achieved at that date.

- Task CA6:
  - The team reviewed the number of IFs involved in RE financing and those that have expressed interest in these types of projects. It was recognized that many of the projects in FENERCA's pipeline need pre-investment funding and banks in the region do not provide financing at early stages. Thus, there is a need to look for external sources of funding that can assume this role.
  - The team agreed on the need to approach existing organizations, and to make additional efforts to introduce the business plans under development in CA3.
  - The team agreed to review the institutions that have financed RE in the past and that have expressed interest during the CA4 training sessions and to approach them as feasible. Johanna would put together an initial list, taking into account BUN-CA's list of contacts provided in its report. (June 30)
  - The team agreed that it would need to be selective to ensure that the best business plans be selected and submitted and agreed that during the months of August and September, it would conduct further efforts in this regard. Two-to-three page summaries of the BP's would need to be produced for these purposes (Leonel, Fernando, Lorna).
- Task CA7:
  - BUN-CA presented the work plan defined with PA Consulting during their mission in May.
  - The team expressed concern over the short timing available to conduct the necessary work under the task and highlighted the delay that is already present in the target schedule.
  - It was agreed that an in-depth review of the draft policy papers would be undertaken and that E&Co Bloomfield (Johanna) would contact PA directly to address this issue and determine next steps.