

Micro-Hydro Feasibility Study

Estudio de La Factibilidad de Micro-Hídros

San Cristóbal de las Casas, Chiapas, México

July-August 2010

Prepared by

Matt Allan, Meghan Heintz, Jessica Lamb, Rachel Rivera

Humboldt State University Summer Appropriate Technology Program in Chiapas

Contents/Contenido

Introduction/Introducción	3
Proposed Site and Assumptions/ Sitio Propuesto y Suposiciones	4
Climatological Data/ Data Climatológico.....	7
Carbon Credits and Turbine Cost/ Créditos Carbonos y Costo de la Turbina.....	7
Construction Costs/Costos de la Construcción	8
Hydrological Data from Río Grijalva and Monthly Power Generation/ Datos Hidrológicos del Río Grijalva y Poder Generación Mensual	10
RETScreen Financial Analysis and Cumulative Cash Flows Graphs/ Análisis de RETScreen y Gráficos del Flujo Acumulativo de Fondos	11
Case 1: Cost Recuperation in 25 Years/Caso 1: Recuperación del Costo en 25 Años	11
Case 2: Cost Recuperation in 22 Years/Caso 2: Recuperación del Costo en 22 Años	12
Case 3: Cost Recuperation in 18 Years/Caso 3: Recuperación del Costo en 18 Años	13
Conclusion/Conclusión	14

Introduction

We are a small team of North American undergraduate students from Humboldt State University in California who investigated the feasibility of constructing, installing, utilizing and maintaining a run-of-the-river micro-hydro system to provide electricity for the rural community of Molino de Los Arcos near San Cristóbal de Las Casas, Chiapas, Mexico.

Hydro power is already a common method of energy generation in Mexico. It accounts for 26.2% of the country's electricity but is generated mainly by large dams that greatly disrupt the ecosystems surrounding the rivers. The aim of this project was to investigate the feasibility of micro-hydro power systems, which by definition generate less electricity but have a more benign environmental impact. Although Chiapas remains one of Mexico's poorest states, it contributes a great portion of the country's electricity. Unfortunately, only 8% of the electricity users account for 50% of the state's electricity use because Federal Electricity Commission (CFE) levies tariffs on communities that cannot afford to pay for electric power. For this reason, many local Zapatista and autonomous communities resist paying for electricity and have learned how to repair their own power lines. Such communities may therefore benefit from the increased independence provided by micro-hydro power for their lighting needs, refrigeration of medicines and maintenance of communication systems.

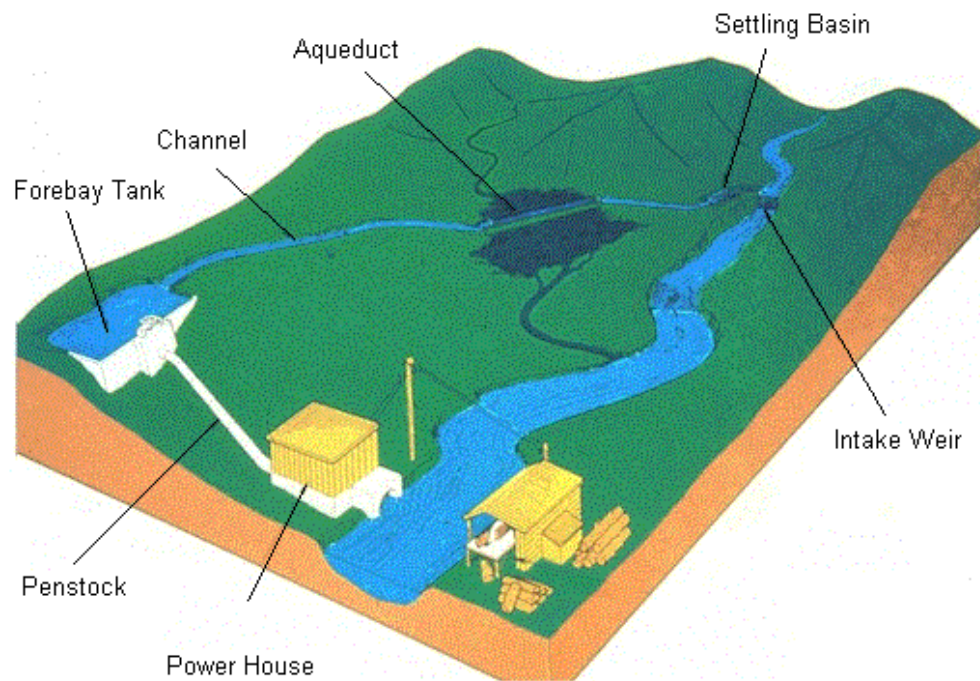
Introducción

Somos un pequeño equipo de estudiantes norteamericanos de licencia en la Universidad de Humboldt State en California que investigó la factibilidad de construir, instalar, utilizar y mantener un sistema de micro-hídrico que generaría electricidad para la comunidad rural de Molino de Los Arcos cerca de San Cristóbal de Las Casas, Chiapas, México.

El poder hidroeléctrico ya es un método común de generar energía en México. Lo constituye 26.2% de la electricidad del país, pero es generado principalmente por presas grandes que causan daños a los ecosistemas que rodean los ríos. La meta de este proyecto era investigar la factibilidad de los sistemas de micro-hídrico, cuales por definición generan menos electricidad pero tienen un impacto más benévolo en el medio ambiente. Aunque Chiapas sigue siendo uno de los estados más pobres de México, el estado contribuye una gran porción de la electricidad del país. Desafortunadamente, sólo 8% de los usuarios de la electricidad constituye 50% del uso eléctrico del estado porque la Comisión Federal de la Electricidad (CFE) impone tarifas a comunidades que no pueden pagar para el poder eléctrico. Por eso, muchas comunidades cercanas de Zapatistas están en resistencia de pagar para la electricidad y han aprendido mantener sus propios cables de la luz. Por lo tanto, tales comunidades autónomas pueden beneficiar de la independencia aumentada aportada del poder micro-hídrico para sus necesidades de la luz, la refrigeración de las medicinas y el mantenimiento de los sistemas de comunicación.

Proposed Site and Assumptions

The system at Molino de Los Arcos would utilize an existing hydro-power weir to divert part of the river flow. This water would then pass through a reconstructed canal to an existing forebay tank that sits above an existing turbine house. From the forebay tank the water flows down a hill through a penstock, where it accumulates a net pressure, minus the friction lost to pipe and fittings, that we call head. This head accelerates the force with which the water spins the turbine and increases the amount of electricity that can be generated for the community's use by a generator.



The feasibility tests we executed utilized the Canadian software program RETScreen to estimate the potential power available from our proposed system. This program also enabled us to estimate the potential installation costs for the system and forecast the amount of time that would be necessary for the community to recuperate such costs. This includes possible feed-in tariffs paid to the community by the Federal Electricity Commission (CFE), the sale of carbon credits for renewable energy production on the international market and the formation of an independent power company by the community that would then sell its electricity to itself at a discounted rate.

In order to estimate the reliability of our system we extrapolated the year-round river flow values from the nearby river Río Grijalva. We have initiated the process of obtaining more specific data for the river of Peje de Oro that flows through Molino de Los Arcos.

We also estimated our labor costs from local construction worker wages and estimates of work efficiency obtained from conversations with local laborers and bricklayers. The prices for carbon credits that we utilized were obtained from the current price on the international

market and are not region-specific. We found conflicting information on feed-in tariff legality in Mexico for micro-hydro power, but it is legal for solar energy producers to tie directly to the local electrical grid and receive feed-in tariffs.

Sitio Propuesto y Suposiciones

El sistema en Molino de Los Arcos utilizaría una azud para desviar una parte del flujo del río. Luego este agua pasaría por un canal reconstruido a una existente cámara de carga que está situada por encima de una existente casa de máquinas. Desde la cámara de carga el agua fluye cuesta abajo de un cerro a través de un conducto forzado, en donde se acumula una presión neto, menos la fricción perdida al tubo y empalmes, que le llamamos la caída. Esta caída acelera la fuerza con que el agua gira la turbina y aumenta la cantidad de la electricidad que se puede generar para el uso de la comunidad con un generador.



Las pruebas de la factibilidad que ejecutamos utilizaron al programa de software RETScreen de Canada para estimar el poder potencial que sería disponible de nuestro sistema propuesto. Este programa también nos permitió a estimar los costos potenciales de la instalación del sistema y prever la cantidad del tiempo que sería necesario para que la comunidad se recupere tales costos. Éste incluye las tarifas posibles de conectar la energía renovable a la red eléctrica pagadas por la Comisión Federal de la Electricidad (CFE) a la comunidad, la venta de los créditos internacionales de las emisiones de gases invernaderos (de aquí en adelante conocidos como créditos carbonos) en el mercado internacional y la formación de una empresa

independiente de electricidad por la comunidad que entonces vendría su electricidad a si misma con un descuento.

Para estimar la fiabilidad de nuestro sistema extrapolamos los valores del flujo de todo el año del río con datos del cercano Río Grijalva. Hemos iniciado el trámite de obtener datos más específicos del río Peje de Oro que fluye por Molino de Los Arcos.

También estimamos nuestros costos laborales con el sueldo de los obreros locales de la construcción y cálculos aproximados de la eficiencia del trabajo obtenidos por las conversaciones con trabajadores y albañiles locales. Los precios de los créditos carbonos que fueron extrapolados de los precios corrientes en el mercado internacional y no son específicos para la región. Encontramos información contradictoria sobre la legalidad de las tarifas para conectar el poder micro-hidroeléctrico a la red eléctrica en México, pero está legal conectarse directamente a la red eléctrica para los productores de la energía solar y ellos sí reciben tarifas.

Climatological Data

Datos Climatológicos

Climate data		location	Project location
Latitude	'N	16.8	16.8
Longitude	'E	-92.6	-92.6
Elevation	m	828	828
Heating design temperature	°C	13.8	
Cooling design temperature	°C	29.1	
Earth temperature amplitude	°C	10.9	

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	19.1	71.0%	4.67	92.4	3.1	19.9	0	281
February	20.5	65.6%	5.42	92.3	2.9	21.8	0	294
March	22.0	61.5%	6.20	92.2	2.7	23.8	0	371
April	23.4	62.6%	6.41	92.1	2.2	25.4	0	402
May	23.5	70.3%	6.05	92.0	2.0	25.1	0	419
June	23.0	78.2%	5.55	92.1	2.0	24.0	0	390
July	22.6	76.6%	5.89	92.2	2.4	23.4	0	390
August	22.8	75.0%	5.70	92.2	2.2	23.8	0	398
September	22.4	79.3%	4.99	92.1	2.0	23.2	0	371
October	21.3	79.3%	4.68	92.1	2.5	22.1	0	351
November	20.4	76.0%	4.67	92.2	2.8	21.1	0	311
December	19.3	74.3%	4.46	92.3	3.2	19.9	0	287
Annual	21.7	72.5%	5.39	92.2	2.5	22.8	0	4,264
Measured at	ft				10.0	0.0		

Carbon Credits and Turbine Cost

Créditos Carbonos y Costo de la Turbina

GHG Emissions Credits	http://www.3degreesinc.com/	Price (MXN) per Ton of CO2	\$152
Feed in Tariffs based on CFE	http://www.cfe.gob.mx/Paginas/Home.aspx		
Cross Flow Turbine	www.greenpelton.org	Price (MXN)	\$157,292.06

Proposed case power system		Incremental initial costs
Technology	Hydro turbine	
Analysis type	Method 1 Method 2	
Hydro turbine		
Power capacity	kW 8	\$ 157,292
Manufacturer	Canyon Hydro	
Model	Pelton	
Capacity factor	% 90.0%	
Electricity exported to grid	MWh 66	
Electricity export rate	\$/MWh 419.00	

Construction Costs

Including Labor, Materials and Permits

Costos de la Construcción

Incluye Trabajo, Materiales y Permisos

Initial costs (credits)	Amount \$	Adjustment factor	Amount \$	Relative costs
Feasibility study	0	1.00	0	0.0%
Development	0	1.00	0	0.0%
Engineering	51,000	1.00	51,000	3.4%
Power system				
Hydro turbine	988,000	1.00	988,000	65.6%
Road construction	0	1.00	0	0.0%
Transmission line	461,000	1.00	461,000	30.6%
Substation	6,000	1.00	6,000	0.4%
Balance of system & miscellaneous				
Penstock	0	1.00	0	0.0%
Canal	0	1.00	0	0.0%
Tunnel	0	1.00	0	0.0%
Other	0	1.00	0	0.0%
Sub-total:	0		0	
Total initial costs	1,506,000		1,506,000	100.0%

Canal Construction Prices

(MXN)

Based on Price Quotes in S.C.

Pay for Construction Boss	\$250.00
Pay for Workers	\$100.00
Cement 50 kg Bag	\$115.00
Rebar 1/2" 2 meter Poles	\$100.00

Assumptions on Cement/Concrete

Concrete contains 15% Cement

Cement weights 52 lb/ft³

1 kg is 2.2 lbs

Labor Assumptions

Two workers with one boss can build 5 m a day

1000 meters of canal

5 meters per day

200 days to build

Pay

Boss	\$50,000.00
2 Workers	\$40,000.00
Total	\$90,000.00

Canal Dimensions & Cost Assumptions

Wall Width	\$1.00 ft	0.3048 m
Wall Height	5 ft	1.524 m
Wall Length	3280 ft	999.744 m
Floor Width	3 ft	0.9144 m
Floor Depth	1 ft	0.3048 m
Wall Length	3280 ft	999.744 m

Total Concrete	42640 ft ³	1207.43 m ³
Total Cement	6396 ft ³	181.1146 m ³

Conversion to Kg of cement	151178.2 Kg
No. of 50 kg Bags of Cement	3024 Bags
Cost of Cement in (MXN)	347709.8 Pesos

Rebar Assumptions

1/2" 2 meter pole	0.5 m of canal
Canal Walls	2000 m
Poles for canal walls	4000 poles
Price per Pole	100 (MXN)
Total Rebar Price	400000 (MXN)

Additional Initial Costs

Permits for using federal water	Pesos (MXN)
Permits for constructing 10 km from federal water	2,745.00
	1,163.00

Material	Amount	Cost (in Pesos)
Rebar	4000 1/2' poles	\$400,000.00
Cemento	151178 kg	\$347,709.82
Caja Interruptor		1 \$92.50
Cable Electrico		
12 Gague	100m	\$520.00
Transmission Line/Acometeda per km		\$1,500.00
Power Pole/Mofa		\$2,000.00
Initial Labor (2 men at 100 pesos/day each 1 Boss (250 pesos/day) for		\$90,000.00
Total Cost		\$845,730.32

Hydrological Data from Río Grijalva and Monthly Power Generation Datos Hidrológicos del Río Grijalva y Generación del Poder Mensual

Hydrological Data from Rio Grijalva for Peje de Oro in Mm³

Adjustment factor based on only known flow for July

1.61E-16

	Rio Grijalva		Rio Peje de Oro
Jan	2550 Mm ³	409672.13 m ³	2508.77 GPM
Feb	2277 Mm ³	365813.11 m ³	2240.18 GPM
March	2050 Mm ³	329344.26 m ³	2016.85 GPM
April	1800 Mm ³	289180.33 m ³	1770.90 GPM
May	2050 Mm ³	329344.26 m ³	2016.85 GPM
June	2880 Mm ³	462688.52 m ³	2833.43 GPM
July	3050 Mm ³	490000.00 m ³	3000.69 GPM
August	3050 Mm ³	490000.00 m ³	3000.69 GPM
Sept	5050 Mm ³	811311.48 m ³	4968.35 GPM
Oct	5550 Mm ³	891639.34 m ³	5460.26 GPM
Nov	3550 Mm ³	570327.87 m ³	3492.60 GPM
Dec	2550 Mm ³	409672.13 m ³	2508.77 GPM

Kilowatts Produced Each Month with 50% Take

Jan	7.02 KWH
Feb	6.26 KWH
Mar	5.64 KWH
Apr	4.95 KWH
May	5.64 KWH
Jun	7.92 KWH
Jul	8.39 KWH
Aug	8.39 KWH
Sep	13.89 KWH
Oct	15.27 KWH
Nov	9.77 KWH
Dec	7.02 KWH

Average

8.347497 KWH

RETScreen Financial Analysis and Cash Flows Graphs

Análisis Financiero de RETScreen y Gráficos del Flujo de Fondos

Case I: Cost Recuperation in 24 Years

In this case, the community receives a feed-in tariff based on the price of electricity in CFE Region I, minus 40% in administrative fees.

Caso I: Recuperación del Costo en 24 Años

En este caso, la comunidad recibe una tarifa de conectar la energía renovable a la red eléctrica basada en los precios de la CFE para la electricidad en Región I, menos 40% en cuotas administrativas.

Electricity exported to grid	MWh	66
Electricity export rate	\$/MWh	419.00

Emission Analysis

Financial Analysis

Financial parameters

Inflation rate	%	3.6%
Project life	yr	25
Debt ratio	%	37%
Debt interest rate	%	4.50%
Debt term	yr	5

Initial costs

Power system	\$	157,292	15.7%
See Costs Appendix	\$	845,730	84.3%
Total initial costs	\$	1,003,022	100.0%

Incentives and grants

	\$	0	0.0%
--	----	---	------

Annual costs and debt payments

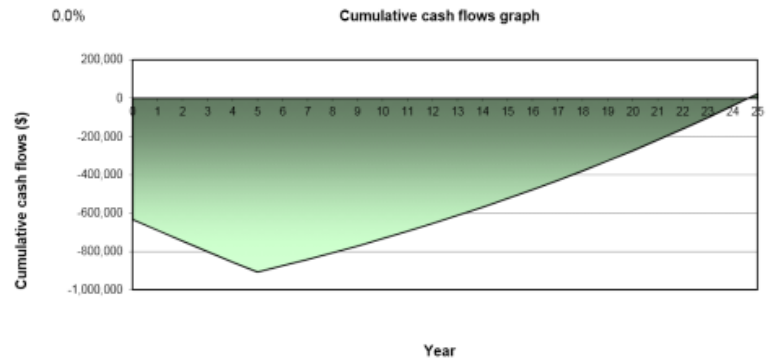
O&M (savings) costs	\$	1,176
Fuel cost - proposed case	\$	0
Debt payments - 5 yrs	\$	84,538
	\$	0
Total annual costs	\$	85,714

Annual savings and income

Fuel cost - base case	\$	0
Electricity export income	\$	27,575
	\$	0
Total annual savings and income	\$	27,575

Financial viability

Pre-tax IRR - equity	%	0.2%
Pre-tax IRR - assets	%	-1.9%
Simple payback	yr	38.0
Equity payback	yr	24.6



Case 2: Cost Recuperation in 22 Years

In this case, the community sells carbon credits on the international market and forms its own power company to sell its electricity for the equivalent of a 30% discount on CFE Region I electricity prices.

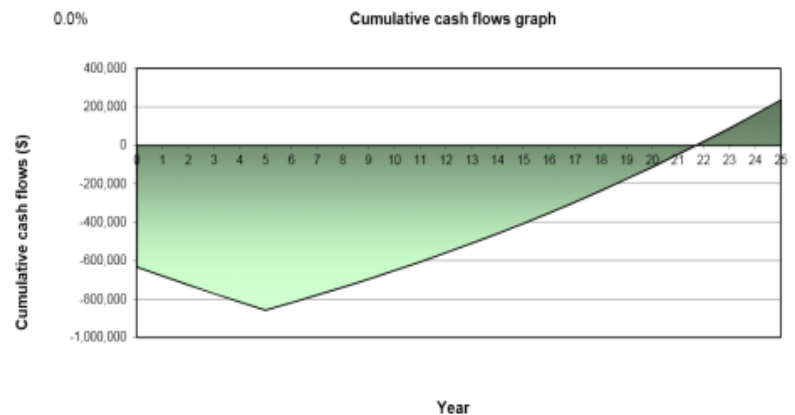
Caso 2: Recuperación del Costo en 22 Años

En este caso, la comunidad vende créditos carbonos en el mercado internacional y forme su propia empresa de la electricidad para vender su electricidad por el equivalente de un 30% descuento de los precios de la CFE para la electricidad en Región I.

Electricity exported to grid	MWh	66
Electricity export rate	\$/MWh	489.00

Emission Analysis					
Base case electricity system (Baseline)		GHG emission factor (excl. T&D)	T&D losses	GHG emission factor	
Country - region	Fuel type	tCO ₂ /MWh	%	tCO ₂ /MWh	
Mexico	All types	0.500		0.500	
Electricity exported to grid	MWh	66	T&D losses	8.0%	
GHG emission					
Base case	tCO ₂	32.9			
Proposed case	tCO ₂	2.6			
Gross annual GHG emission reduction	tCO ₂	30.3			
GHG credits transaction fee	%	0.0%			
Net annual GHG emission reduction	tCO ₂	30.3	is equivalent to	13,015	Litres of gasoline not consumed
GHG reduction income					
GHG reduction credit rate	\$/tCO ₂	152.00			
GHG reduction credit duration	yr	5			
GHG reduction credit escalation rate	%	3.0%			

Financial Analysis					
Financial parameters					
Inflation rate	%	3.6%			
Project life	yr	25			
Debt ratio	%	37%			
Debt interest rate	%	4.50%			
Debt term	yr	5			
Initial costs					
Power system	\$	157,292	15.7%		
See Costs Appendix	\$	845,638	84.3%		
Total initial costs	\$	1,002,930	100.0%		
Incentives and grants	\$	0	0.0%		
Annual costs and debt payments					
O&M (savings) costs	\$	1,176			
Fuel cost - proposed case	\$	0			
Debt payments - 5 yrs	\$	84,530			
	\$	0			
Total annual costs	\$	85,706			
Annual savings and income					
Fuel cost - base case	\$	0			
Electricity export income	\$	32,182			
GHG reduction income - 5 yrs	\$	4,604			
	\$	0			
Total annual savings and income	\$	36,786			
Financial viability					
Pre-tax IRR - equity	%	1.6%			
Pre-tax IRR - assets	%	-0.7%			
Simple payback	yr	28.2			
Equity payback	yr	21.7			



Case 3: Cost Recuperation in 18 Years

In this best case scenario, the community sells carbon credits on the international market and receives a feed-in tariff based on the price of electricity in CFE Region I, minus 10% in administrative fees.

Caso 3: Recuperación del Costo en 18 Años

En éste, el mejor caso, la comunidad venda créditos carbonos en el mercado internacional y reciba una tarifa de conectar la energía renovable a la red eléctrica basada en los precios de la CFE para la electricidad en Región I, menos 10% en cuotas administrativas.

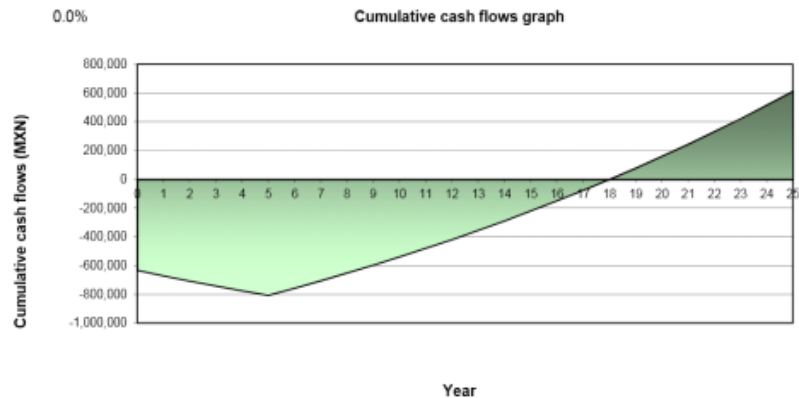
Electricity exported to grid	MWh	66
Electricity export rate	MXN/MWh	629.10

Emission Analysis

Base case electricity system (Baseline)	Fuel type	GHG emission factor (excl. T&D) tCO2/MWh	T&D losses %	GHG emission factor tCO2/MWh
Country - region	All types	0.500		0.500
Electricity exported to grid	MWh	66	T&D losses	8.0%
GHG emission				
Base case	tCO2	32.9		
Proposed case	tCO2	2.6		
Gross annual GHG emission reduction	tCO2	30.3		
GHG credits transaction fee	%	0.0%		
Net annual GHG emission reduction	tCO2	30.3	is equivalent to	13,015 Litres of gasoline not consumed
GHG reduction income				
GHG reduction credit rate	MXN/tCO2	152.00		
GHG reduction credit duration	yr	5		
GHG reduction credit escalation rate	%	3.0%		

Financial Analysis

Financial parameters			
Inflation rate	%	3.6%	
Project life	yr	25	
Debt ratio	%	37%	
Debt interest rate	%	4.50%	
Debt term	yr	5	
Initial costs			
Power system	MXN	157,292	15.7%
See Costs Appendix	MXN	845,638	84.3%
Total initial costs	MXN	1,002,930	100.0%
Incentives and grants	MXN	0	0.0%
Annual costs and debt payments			
O&M (savings) costs	MXN	1,176	
Fuel cost - proposed case	MXN	0	
Debt payments - 5 yrs	MXN	84,530	
	MXN	0	
Total annual costs	MXN	85,706	
Annual savings and income			
Fuel cost - base case	MXN	0	
Electricity export income	MXN	41,402	
GHG reduction income - 5 yrs	MXN	4,604	
	MXN	0	
Total annual savings and income	MXN	46,006	
Financial viability			
Pre-tax IRR - equity	%	3.7%	
Pre-tax IRR - assets	%	1.2%	
Simple payback	yr	22.4	
Equity payback	yr	18.0	



Conclusion

The next steps for this project are to await more specific and accurate hydrological data from the National Water Commission (ConAgua). With this information a more accurate feasibility study can be completed. Additionally, the method we researched for repairing the canal using cement and rebar would lengthen the pay back period. We suggest researching different methods to build the canal and using this study to obtain grants for the system.

A big cultural lesson we learned from this project is that it can be difficult to obtain technical data in Mexico if one cannot receive it in person. Nearly all the e-mail communications between our team and Mexican bureaucrats failed to produce the necessary data. On the other hand, when we met face-to-face with local people and officials such as ConAgua in Tuxtla Gutierrez we found the people extremely helpful and open.

Conclusión

Los próximos pasos para este proyecto incluyen aguardar los datos hidrológicos más específicos de la Comisión Nacional del Agua (ConAgua). Con esta información un estudio de la factibilidad se pueda completar con más precisión. Además, el método que investigamos para reparar el canal usando cemento y varilla alargaría al tiempo necesario para recuperar los costos. Aconsejamos que se investigue otros métodos para construir y que se utilice este estudio para obtener una subvención para el sistema.

Una gran lección que aprendimos de este proyecto es que podría ser muy difícil obtener los datos técnicos en México si uno no se pueda recibirlos en persona. Casi toda la comunicación por e-mail entre nuestro equipo y los burócratas Mexicanos fracasó en producir los datos necesarios. Por el otro lado, cuando nos enfrentamos cara-a-cara con la gente local y los oficiales de ConAgua en Tuxtla Gutierrez encontramos a unas personas sumamente amables y abiertas.