

ペルー共和国
エネルギー鉱山省

ペルー国
再生可能エネルギーによる
地方電化マスタープラン調査

第2巻
プレフィージビリティ・スタディー
ファイナルレポート

平成20年8月
(2008)

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

委託先
電源開発株式会社
日本工営株式会社

序 文

日本国政府は、ペルー共和国政府の要請に基づき、同国の再生可能エネルギー利用による地方電化マスタープラン調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施いたしました。

当機構は、平成19年2月から平成20年8月までの間、5回にわたり電源開発株式会社の田中哲郎氏を団長とし、同社と日本工営株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ペルー共和国政府および同国エネルギー鉱山省関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書の完成の運びとなりました。

この報告書が、ペルー共和国の地方電化の進展に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成20年8月

独立行政法人 国際協力機構
理事 永塚 誠一

平成 20 年 8 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 永塚 誠一 殿

伝 達 状

「ペルー国再生可能エネルギー利用による地方電化マスタープラン調査」ファイナルレポートをここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、電源開発株式会社および日本工営株式会社が平成 19 年 2 月から平成 20 年 8 月まで実施いたしました。

本報告書は、ペルー国の山岳地帯やアマゾン流域に主に点在する、配電線延長による電化が困難な遠隔地域の村落に対する、再生可能エネルギー（太陽光と小水力）による電化のためのマスタープランをとりまとめております。この中で、地方電化促進に係わる課題に対して、法制度・組織・資金・環境・ジェンダーに関し、また技術面では太陽光・小水力・送配電の各分野につき政策提言をし、あわせて未電化村落の再生可能エネルギーによる長期電化計画を策定いたしました。

本マスタープランが、ペルー国の地方電化の推進に寄与し、ひいては、遠隔地の村落住民の貧困削減と生活向上に資することができますことを、心より願うものであります。

最後に、今回の調査で多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に深く感謝申し上げます。また、調査遂行にあたり、ご協力、ご支援を頂いたペルー国エネルギー鉱山省等関係各省、および調査団が訪問いたしました州・地方政府ならびに村落住民の方々に、心より感謝申し上げます。

ペルー国再生可能エネルギー利用による
地方電化マスタープラン調査団
総括 田中 哲郎

目次

第2巻	プレフィージビリティ・スタディー	III-1
III.	プレフィージビリティ・スタディー	III-1
III-1	太陽光(Puno州San Juan)	III-2
III-1.1	自然条件	III-2
III-1.2	社会経済・ジェンダー状況	III-2
III-1.3	電気需要と支払い能力	III-4
III-1.4	各電化方式の初期投資費用の比較	III-6
III-1.5	設計・積算	III-6
III-1.6	建設/OM/経営組織・運営費積算	III-22
III-1.7	経済財務評価	III-23
III-1.8	料金設定・資金メカニズム	III-39
III-1.9	社会環境配慮	III-42
III-2	太陽光(Loreto州Tarapoto)	III-43
III-2.1	自然条件	III-43
III-2.2	社会経済・ジェンダー状況	III-43
III-2.3	電気需要と支払い能力	III-45
III-2.4	各電化方式の初期投資費用の比較	III-46
III-2.5	設計・積算	III-47
III-2.6	建設/OM/経営組織・運営費積算	III-55
III-2.7	経済財務評価	III-56
III-2.8	料金設定・資金メカニズム	III-72
III-2.9	社会環境配慮	III-75
III-3	小水力(Cajamarca州Yerba Buena)	III-76
III-3.1	自然条件	III-76
III-3.2	社会経済・ジェンダー状況	III-76
III-3.3	電気需要と支払い能力	III-78
III-3.4	各電化方式の初期投資費用の比較	III-80
III-3.5	設計・積算	III-81
III-3.6	建設/OM/経営組織・運営費積算	III-116
III-3.7	経済財務評価	III-117
III-3.8	料金設定・資金メカニズム	III-133
III-3.9	社会環境配慮	III-136
III-4	小水力(Loreto州Balsapuerto)	III-138
III-4.1	自然条件	III-138
III-4.2	社会経済・ジェンダー状況	III-138
III-4.3	電気需要と支払い能力	III-140
III-4.4	各電化方式の初期投資費用の比較	III-141
III-4.5	設計・積算	III-142

III-4.6	建設/OM/経営組織・運営費積算	III-169
III-4.7	経済財務評価.....	III-170
III-4.8	料金設定・資金メカニズム	III-186
III-4.9	社会環境配慮.....	III-189

LIST OF TABLES

Table III-1.1-1	平均気温、降水量、日照時間(JULIACA)	III-2
Table III-1.1-2	月別平均日射量(Puno)	III-2
Table III-1.5.1-1	日射量(水平面、傾斜角 10 度)	III-9
Table III-1.5.2-1	電力需要.....	III-11
Table III-1.5.2-2	推定発電量(50Wp)	III-11
Table III-1.5.3-1	力需要(70Ah)	III-13
Table III-1.5.3-2	最適動作電流.....	III-14
Table III-1.5.3-3	各バッテリーの充電に必要なPVモジュール	III-14
Table III-1.5.4-1	学校の電力需要(4教室+1教務員室)	III-16
Table III-1.5.4-2	推定発電量.....	III-16
Table III-1.5.5-1	電力需要(DC)	III-18
Table III-1.5.5-2	電力需要(AC)	III-18
Table III-1.5.5-3	推定発電量.....	III-18
Table III-1.5.6-1	システム価格(SHS)	III-20
Table III-1.5.6-2	システム価格(BCS)	III-20
Table III-1.5.6-3	システム価格(BCS家屋内設備)	III-20
Table III-1.5.6-4	システム価格(村落学校)	III-21
Table III-1.5.6-5	システム価格(村落診療所)	III-21
Table III-1.5.6-6	システム価格(合計)	III-21
Table III-1.5.6-7	太陽光発電機器の寿命	III-22
Table III-1.7.3-1	Initial Investment	III-25
Table III-1.7-1	Incremental Costs to Each Alternative (Private Cost) - Alternative 1	III-29
Table III-1.7-2	Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1	III-30
Table III-1.7-3	Incremental Costs to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2	III-31
Table III-1.7-4	Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 2	III-32
Table III-1.7-5	General Analysis of the Demand.....	III-33
Table III-1.7-6	Incremental Benefits to Each Alternative (Private Price) - Alternative 1.....	III-34
Table III-1.7-7	Incremental Benefit to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2	III-35
Table III-1.7-8	Incremental Benefit to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1 and 2.....	III-36
Table III-1.7-9	Actual Value of Benefits to Each Alternative (Private Price).....	III-37
Table III-1.7-10	Actual Value of Benefits to Each Alternative (Social Price).....	III-38
Table III-1.8-1	Willingness to Pay: San Juan	III-40
Table III-1.9-1	調査結果と対応策.....	III-42
Table III-2.1-1	平均気温、降水量、日照時間(Iquitos)	III-43
Table III-2.1-2	月別平均日射量(Iquitos)	III-43
Table III-2.5-1	日射量(水平面、傾斜角 10 度)	III-50
Table III-2.5.1-1	1 電力需要.....	III-52
Table III-2.5.1-2	推定発電量(50Wp)	III-53

Table III-2.5.2-1	システム価格 (SHS)	III-54
Table III-2.5.2-2	太陽光発電機器の寿命	III-55
Table III-2.7.3-1	Initial Investment	III-58
Table III-2.7.4-1	Initial Investment	III-59
Table III-2.7-1	Incremental Costs to Each Alternative (Private Cost) - Alternative 1	III-62
Table III-2.7-2	Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1	III-63
Table III-2.7-3	Incremental Costs to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2	III-64
Table III-2.7-4	Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 2	III-65
Table III-2.7-5	General Analysis of the Demand.....	III-66
Table III-2.7-6	Incremental Benefits to Each Alternative (Private Price) - Alternative 1.....	III-67
Table III-2.7-7	Incremental Benefit to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2	III-68
Table III-2.7-8	Incremental Benefit to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1 and 2.....	III-69
Table III-2.7-9	Actual Value of Benefits to Each Alternative (Private Price).....	III-70
Table III-2.7-10	Actual Value of Benefits to Each Alternative (Social Price).....	III-71
Table III-2.8.1-1	Willingness to Pay: Tarapoto.....	III-73
Table III-2.9-1	調査結果と対応策.....	III-75
Table III-3.1-1	計画地点.....	III-76
Table III-3.5.1-1	対象村落および世帯数.....	III-81
Table III-3.5.1-2	計画諸元.....	III-82
Table III-3.5.1-3	電力需要の推定条件.....	III-82
Table III-3.5.1-4	必要出力の算定.....	III-83
Table III-3.5.1-5	簡易測量結果.....	III-87
Table III-3.5.1-6	水位測定結果 (ST.1)	III-90
Table III-3.5.1-7	水位測定結果 (ST.2)	III-91
Table III-3.5.1-8	推定流量.....	III-95
Table III-3.5.1-9	月平均降雨量および気温 (Encañada)	III-96
Table III-3.5.1-10	各地域の水収支.....	III-98
Table III-3.5.1-11	年間可照時間の月別比率 (南半球)	III-99
Table III-3.5.1-12	可能蒸発散量の推定結果.....	III-99
Table III-3.5.1-13	流量の推定結果.....	III-100
Table III-3.5.1-14	損失水頭.....	III-101
Table III-3.5.1-15	有効落差.....	III-101
Table III-3.5.1-16	使用水量.....	III-101
Table III-3.5.1-17	年間降雨量と地域係数.....	III-103
Table III-3.5.1-18	未電化対象村落リスト.....	III-112
Table III-3.5.1-19	配電線亘長.....	III-113
Table III-3.5.2-1	Yerba Buena発電所建設費 (PVC採用の場合)	III-114
Table III-3.5.2-2	Yerba Buena発電所建設費 (Open channel採用の場合)	III-115
Table III-3.5.2-3	配電線単価.....	III-116
Table III-3.7.3-1	初期投資額.....	III-119

Table III-3.7.4-1	Initial Investment	III-121
Table III-3.7-1	Incremental Costs to Each Alternative (Private Cost) - Alternative 1	III-123
Table III-3.7-2	Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1	III-124
Table III-3.7-3	Incremental Costs to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2	III-125
Table III-3.7-4	Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 2	III-126
Table III-3.7-5	General Analysis of the Demand.....	III-127
Table III-3.7-6	Incremental Benefits to Each Alternative (Private Price) - Alternative 1.....	III-128
Table III-3.7-7	Incremental Benefit to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2	III-129
Table III-3.7-8	Incremental Benefit to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1 and 2.....	III-130
Table III-3.7-9	Actual Value of Benefits to Each Alternative (Private Price).....	III-131
Table III-3.7-10	Actual Value of Benefits to Each Alternative (Social Price).....	III-132
Table III-3.8-1	支払い意思額.....	III-134
Table III-3.9-1	調査結果と対応策.....	III-136
Table III-4.1-1	計画地点.....	III-138
Table III-4.5.1-1	対象村落および世帯数.....	III-143
Table III-4.5.1-2	計画諸元.....	III-144
Table III-4.5.1-3	電力需要の推定条件.....	III-144
Table III-4.5.1-4	必要出力の算定.....	III-145
Table III-4.5.1-5	電力需要の推定条件.....	III-145
Table III-4.5.1-6	必要出力の算定.....	III-146
Table III-4.5.1-7	推定流量.....	III-153
Table III-4.5.1-8	月平均雨量および気温 (Balsapuerto /Yurimaguas)	III-154
Table III-4.5.1-9	可能蒸発散量の推定結果.....	III-155
Table III-4.5.1-10	流量の推定結果.....	III-155
Table III-4.5.1-11	損失水頭.....	III-156
Table III-4.5.1-12	有効落差.....	III-156
Table III-4.5.1-13	使用水量.....	III-157
Table III-4.5.1-14	年間降雨量と地域係数.....	III-158
Table III-4.5.1-15	アクセス道路.....	III-159
Table III-4.5.1-16	未電化対象村落リスト.....	III-165
Table III-4.5.1-17	配電線亘長 (I 期工事)	III-166
Table III-4.5.1-18	配電線亘長 (II 期工事)	III-166
Table III-4.5.2-1	Balsapuerto発電所建設費 (PVC採用の場合)	III-167
Table III-4.5.2-2	Balsapuerto発電所建設費 (Open channel採用の場合)	III-168
Table III-4.5.2-3	配電線工事費.....	III-169
Table III-4.7.3-1	初期投資額.....	III-172
Table III-4.7-1	Incremental Costs to Each Alternative (Private Cost) - Alternative 1	III-176
Table III-4.7-2	Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1	III-177
Table III-4.7-3	Incremental Costs to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2	III-178
Table III-4.7-4	Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 2	III-179

Table III-4.7-5	General Analysis of the Demand.....	III-180
Table III-4.7-6	Incremental Benefits to Each Alternative (Private Price) - Alternative 1.....	III-181
Table III-4.7-7	Incremental Benefit to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2	III-182
Table III-4.7-8	Incremental Benefit to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1 and 2.....	III-183
Table III-4.7-9	Actual Value of Benefits to Each Alternative (Private Price).....	III-184
Table III-4.7-10	Actual Value of Benefits to Each Alternative (Social Price).....	III-185
Table III-4.8-1	支払い意思額.....	III-187
Table III-4.9-1	調査結果と対応策.....	III-189

LIST OF FIGURES

Fig. III-1.2-1	サンフアンにおける収入の分布.....	III-3
Fig. III-1.2-2	日常の生計活動と社会活動におけるジェンダーの分布.....	III-3
Fig. III-1.3-1	現在のエネルギーへの支出.....	III-4
Fig. III-1.3-2	電化への期待と望まれる電気器具.....	III-5
Fig. III-1.3-3	電気のために毎月支払い可能な最大額.....	III-5
Fig. III-1.4-1	各電化方式の初期投資費用の比較(1).....	III-6
Fig. III-1.5.1-1	調査世帯の分布.....	III-8
Fig. III-1.5.1-2	日射量と傾斜角の関係(プノ).....	III-8
Fig. III-1.5.1-3	サンフアンの家屋と配線例.....	III-9
Fig. III-1.5.2-1	月別推定発電量.....	III-12
Fig. III-1.5.4-1	サンフアン村落の学校施設.....	III-15
Fig. III-1.5.4-2	校舎の概略図.....	III-15
Fig. III-2.2-1	タラポトにおける収入の分布.....	III-44
Fig. III-2.2-2	日常の生計活動と社会活動におけるジェンダーの分布.....	III-45
Fig. III-2.3-1	現在のエネルギーへの支出.....	III-45
Fig. III-2.3-2	電化への期待と望まれる電気器具.....	III-46
Fig. III-2.3-3	電気のために毎月支払い可能な最大額.....	III-46
Fig. III-2.4-1	各電化方式の初期投資費用の比較(2).....	III-47
Fig. III-2.5-1	調査世帯の分布.....	III-49
Fig. III-2.5-2	日射量と傾斜角の関係(イキトス).....	III-49
Fig. III-2.5-3	タラポトの家屋と配線例.....	III-50
Fig. III-2.5.1-1	Estimated Monthly Power Output.....	III-53
Fig. III-3.2-1	ジェルバブエナ・グランデにおける収入の分布.....	III-77
Fig. III-3.2-2	日常の生計活動と社会活動におけるジェンダーの分布.....	III-78
Fig. III-3.3-1	現在のエネルギーへの支出 Investment (DEP Plan 2006-2015).....	III-78
Fig. III-3.3-2	電化への期待と望まれる電気器具.....	III-79
Fig. III-3.3-3	電気のために毎月支払い可能な最大額.....	III-79
Fig. III-3.4-1	各電化方式の初期投資費用の比較(3).....	III-80
Fig. III-3.5.1-1	電力需要に関する模式図.....	III-83
Fig. III-3.5.1-2	発電所計画位置図.....	III-84
Fig. III-3.5.1-3	月平均降雨量および気温(Encañada).....	III-96
Fig. III-3.5.1-4	雨量および蒸発散量の模式図.....	III-97
Fig. III-3.5.1-5	流出の模式図.....	III-98
Fig. III-3.5.1-6	発電所レイアウト(平面).....	III-107
Fig. III-3.5.1-7	取水口、沈砂池および導水路概要図.....	III-108
Fig. III-3.5.1-8	水槽概要図.....	III-109
Fig. III-3.5.1-9	水圧管路概要図(縦断面).....	III-110
Fig. III-3.5.1-10	水車選定図.....	III-111

Fig. III-3.5.1-11	Yerba Buena Grade計画図	III-112
Fig. III-4.2-1	バルサプエルト内のコミュニティであるカノアプエルトにおける収入の分布	III-139
Fig. III-4.2-2	日常の生計活動と社会活動におけるジェンダーの分布	III-139
Fig. III-4.3-1	現在のエネルギーへの支出	III-140
Fig. III-4.3-2	電化への期待と望まれる電気器具	III-141
Fig. III-4.3-3	電気のために毎月支払い可能な最大額	III-141
Fig. III-4.4-1	各電化方式の初期投資費用の比較(4)	III-142
Fig. III-4.5.1-1	発電所計画位置図	III-147
Fig. III-4.5.1-2	踏査ルート図	III-150
Fig. III-4.5.1-3	月平均雨量および気温 (Balsapuerto/Yurimaguas)	III-154
Fig. III-4.5.1-4	発電所レイアウト(平面)	III-160
Fig. III-4.5.1-5	取水口、沈砂池および導水路概要図	III-161
Fig. III-4.5.1-6	水槽概要図	III-162
Fig. III-4.5.1-7	水圧管路概要図(縦断面)	III-163
Fig. III-4.5.1-8	水車選定図	III-164
Fig. III-4.5.1-9	Balsapuerto計画図	III-165

LIST OF PHOTOGRAPHS

Photo III-1.5.1-1	石で建築された家.....	III-10
Photo III-1.5.1-2	日干しレンガの家と石の家.....	III-10
Photo III-1.5.1-3	村落中心地域の家.....	III-10
Photo III-2.5-1	世帯調査を実施した家(タラポト)	III-51
Photo III-2.5-2	UNDPプロジェクト(Acuayo)	III-51
Photo III-2.5-3	開放的な構造.....	III-51
Photo III-3.5.1-1	Yerba Buena遠景	III-85
Photo III-3.5.1-2	河川および溪谷状況.....	III-85
Photo III-3.5.1-3	河床状況.....	III-86
Photo III-3.5.1-4	河川側岸の露頭岩.....	III-86
Photo III-3.5.1-5	Challuagon湖(計画地点上流)	III-89
Photo III-3.5.1-6	量水標設置位置.....	III-92
Photo III-3.5.1-7	量水標設置状況.....	III-92
Photo III-3.5.1-8	同 上.....	III-92
Photo III-3.5.1-9	量水標設置後(ST.1)	III-93
Photo III-3.5.1-10	河川断面測定状況.....	III-93
Photo III-3.5.1-11	灌漑用水路流量測定.....	III-93
Photo III-3.5.1-12	河川および灌漑用水路.....	III-94
Photo III-3.5.1-13	計測器具引渡し.....	III-94
Photo III-3.5.1-14	河川水位測定要領の説明.....	III-94
Photo III-3.5.1-15	取水口地点.....	III-102
Photo III-3.5.1-16	洪水時水位(聞き取り).....	III-103
Photo III-3.5.1-17	既設灌漑用水路.....	III-104
Photo III-3.5.1-18	発電所計画地点から水槽・水圧管路地点.....	III-105
Photo III-3.5.1-19	発電所計画地点.....	III-105
Photo III-3.5.1-20	発電所のイメージ図.....	III-106
Photo III-4.5.1-1	Balsapuerto中心部.....	III-148
Photo III-4.5.1-2	河川状況(Cachiyacu)	III-148
Photo III-4.5.1-3	河川状況(上流部)	III-149
Photo III-4.5.1-4	調査ルート上の土砂崩れ.....	III-151
Photo III-4.5.1-5	Canoapuerto付近道路状況	III-151
Photo III-4.5.1-6	Canoapuerto以降の道路状況	III-151
Photo III-4.5.1-7	流量測定実施状況.....	III-152
Photo III-4.5.1-8	同 上.....	III-153

Acronyms/Acrónimos

ADINELSA	Administration Company of Electrical Infrastructure (Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica)
BCS	Battery Charging Station (Estación de Recargo de Batería)
CERER	Renewable Energy Center for Rural Electrification (Centro de Energías Renovables para Electrificación Rural)
CIRA	Certificate of Non-existence of Archaeological Relics (Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos)
COES	Committee of Economical Operation of the System (Comité de Operación Económica del Sistema)
CONAM	National Council of Environment (Consejo Nacional del Medio Ambiente)
CTE	Electricity Tariff Commission (Comisión de Tarifas Eléctricas)
DEP	Executive Directorate of Projects (Dirección Ejecutiva de Proyectos)
DGER	General Directorate of Rural Electrification (Dirección General de Electrificación Rural)
DGAEE	General Directorate of Energetic Environmental Affairs (Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos)
DGE	General Directorate of Electricity (Dirección General de Electricidad)
DIGESA	General Directorate of Environmental Health (Dirección General de Salud Ambiental)
DPR	Directorate of Projects (formerly DEP) (Dirección de Proyectos)
DREM	Regional Directorate of Energy and Mines (Dirección Regional de Energía y Minas)
FONCODES	National Fund of Cooperation for Development (Fondo Nacional de Cooperación para el Desarrollo)
FONER	National Fund for Rural Electrification (Fondo Nacional de Electrificación Rural)
FOSE	Electrical Social Compensation Fund (Fondo de Compensación Social Eléctrica)
F/S	Feasibility Study (Estudio de Factibilidad)
INRENA	National Institute of Natural Resources (Instituto Nacional de Recursos Naturales)
ITDG	Intermediate Technology Development Group (Soluciones Prácticas)

Acronyms/Acrónimos

JBIC	Japan Bank for International Cooperation (Banco del Japón para Cooperación Internacional)
JICA	Japan International Cooperation Agency (Agencia de Cooperación Internacional del Japón)
MEF	Ministry of Economy and Finance (Ministerio de Economía y Finanzas)
MEM	Ministry of Energy and Mines (Ministerio de Energía y Minas)
MP	Master Plan (Plan Maestro)
OM	Operation and Maintenance (Operación y Mantenimiento)
OSINERGMIN	Supervisory Body of Investment in Energy and Mining (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería)
OPI	Planning and Investment Office (Oficina de Programación e Inversiones)
PERNC	Plan of Non-conventional Renewable Energy (Plan de Energía Renovable Non Convencional)
PNER	National Plan of Rural Electrification (Plan Nacional de Electrificación Rural)
Pre F/S	Prefeasibility Study (Estudio de Prefactibilidad)
PSE	Small Electrical System (Pequeño Sistema Eléctrico)
SENAMHI	National Meteorology and Hydrology Services of Peru (Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú)
SHS	Solar Home System (Sistema Fotovoltaico Domiciliario)
SIER	Information System for Rural Electrification (Sistema de Información de Electrificación Rural)
SNIP	National System of Public Investment (Sistema Nacional de Inversión Pública)
SPERAR	Peruvian Solutions to Rural Electrification in Isolated and Frontier Areas with Renewable Energies (Soluciones Peruanas a Electrificación Rural en las Areas Aisladas y de Frontera con Energías Renovables)
UNDP/GEF	United Nations Development Program/Global Environment Facility (Programa de Naciones Unidas de Desarrollo/ Fondo para el Medio Ambiente Mundial)
VAD	Value Added for Distribution (Valor Agregado de Distribución)

第2巻 プレフィージビリティ・スタディー

III. プレフィージビリティ・スタディー

本マスタープランで実施した太陽光地点 2 箇所と小水力地点 2 箇所のプレフィージビリティ・スタディーは、本報告書第 1 巻の II-1.6「未電化村落電化計画」作成のため、実際の村落における状況の把握を目的としたものである。ここで検討された電力需要・設計・コスト・料金・運営組織等のパラメーターをもとに標準化し、未電化村落電化計画に適用している。

III-1 太陽光 (Puno州San Juan)

III-1.1 自然条件

サンフアン村は、プノ市から北 170km の山間に位置している村落である。標高が約 4,000m 超の高山地域にある。サンフアンから約 150km の距離にある Juliaca 市の年間平均気温は約 10°C と低い。年間の降水量は 594mm である。これらのことから、サンフアン村の気候は、気温が低く乾燥しているといえる。フリアカ市の気温、降水量および日照時間を **Table III-1.1-1** 示す。

プノ市の月別日射量を **Table III-1.1-2** に示す。プノ市の年間平均日射量は、5.2kWh/m² である。東京の平均日射量 3.5kWh/m² と比較して日射量ポテンシャルが大きいことがわかる。月別日射量では 10 月と 11 月に最大値となる 6.0kWh/m² を示しており、6 月に最小値 4.4kWh/m² を記録している。

Table III-1.1-1 平均気温、降水量、日照時間 (JULIACA)

Month	Jan	Feb.	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Ambient Temperature (°C)	10.2	10.3	10.4	9.1	5.2	3.3	3.1	5.7	7.8	9.4	10.1	11.0	8.0
Precipitation (mm)	238.4	96.3	69.4	28.2	0	0.2	1.5	24.3	38.5	7.2	17.6	72.0	49.5
Sunshine Duration (hours)	149.8	196.9	214.7	243.8	299.0	243.4	266.0	241.3	256.0	291.5	276.4	263.6	245.2

Source: SENAMHI 2004

Table III-1.1-2 月別平均日射量 (Puno)

Month	Jan	Feb.	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Irradiation (kWh/m ²)	5.1	5.2	5.1	5.1	4.6	4.4	4.6	5.0	5.5	6.0	6.0	5.6	5.2

Source: Generacion de Electricidad a pequeña escala con Energia Solar Fotovoltaica, CENERGIA and ECOFYS

III-1.2 社会経済・ジェンダー状況

1. コミュニティ (localidad) と人口

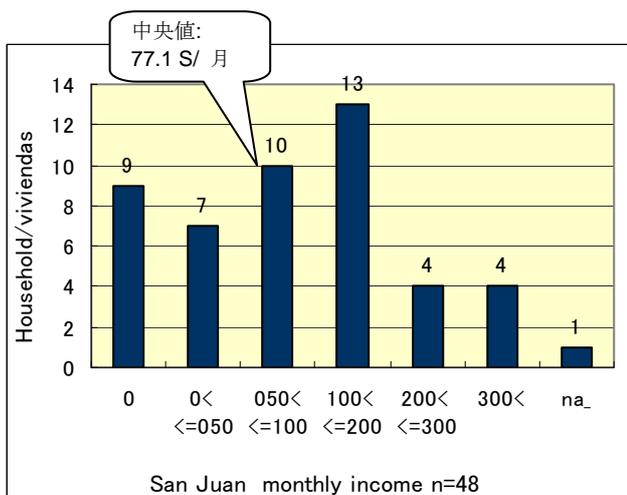
- サンフアンはサンフアン川集水域の標高海拔 4,020m と 4,040m の間に位置している。この集水域には 5 つのコミュニティがあり、サンフアンはその内の一つである。
- サンフアンの正確な人口は課題となっている。MEM のデータベースではサンフアンの世帯数は 60 となっているが、村の長老は、世帯はおそらく 150 ほどあり、人口は 450 人と 500 人の間であろうと言う。アンタウタ・ディストリクトの役所では、最新 (2007 年 10 月 21 日) の国勢調査のデータを持っているが、JICA 調査団が 2008 年 2 月に訪問したときには、公開されなかった。

➤ サンフアンには小学校が1校ある。さらに、一時的な保健所 Posta salud として使われている部屋がある。

2. 産業と主要な収入源

標高が高いため、農業でよい収穫を上げることは困難である。ほとんどすべての世帯はジャガイモとカニファ(緑色野菜)を自給用に栽培している。

- 主たる収入源は、家畜と牛乳の販売である。一世帯平均で 7.1 頭のリヤマ、28.5 頭のヒツジ、6.2 頭の牛を所有している。
- さらに、ジャガイモ、カニファ、キニア(豆類)などの作物も売られている。
- 収入の分布を右の図に示した。

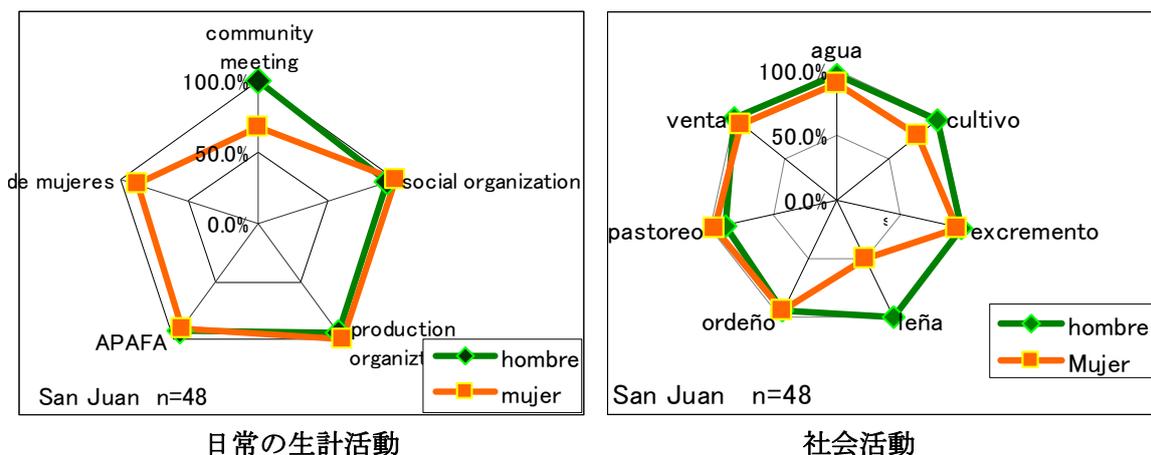


注：データは産物販売額の積み上げによって推計した。おそらく実際の収入より低く見積もられている。
 出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-1.2-1 サンフアンにおける収入の分布

3. ジェンダー

友枝教授¹は、仕事や権利と義務、役割に関するジェンダー間の相違は、アンデスの農民社会では非常に少ないと述べている(1985)。コミュニティ調査では、薪集めとコミュニティの会合への参加を除けば、サンフアンでは、女性も男性も生計維持のための活動や社会活動を行っている。他の調査地区と比べると、ジェンダー間の平等度は相対的に高い。このことから、もし技術と管理に関するキャパシティービルディングが適切に行われれば、彼らは電化プロジェクトにおいてジェンダー均等を達成する大きなポテンシャルを持っていることを意味しているだろう。Fig. III-1.2-2は現在の状況を図示している。



出典：JICA 調査団、2008

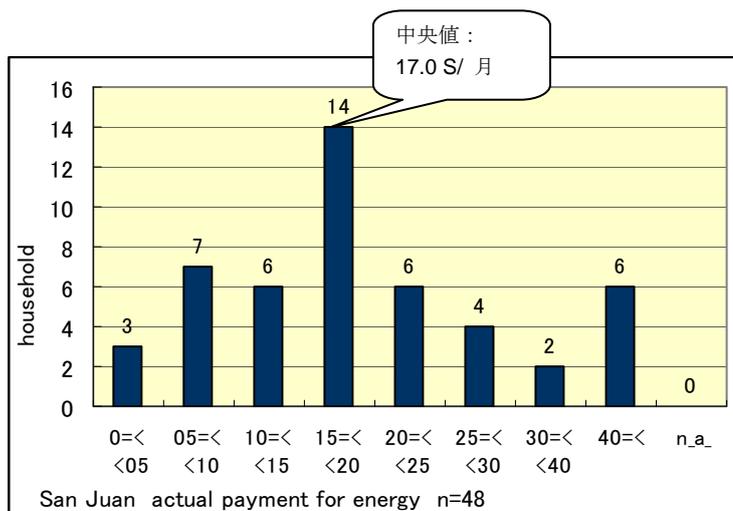
Fig. III-1.2-2 日常の生計活動と社会活動におけるジェンダーの分布

¹ 友枝啓泰, 1986, 『雄牛とコンドル』, 東京

III-1.3 電気需要と支払い能力

1. 現在のエネルギー利用

- ▶ ロウソクが照明用に最も使われているエネルギーであり、懐中電灯とケロシン・ランプが続く。
- ▶ テレビを所有している世帯はないが、41世帯(全回答者の85.4%)がラジオを所有している。
- ▶ 現在エネルギーのために支払っている金額は、月額17.0ソーレスである。

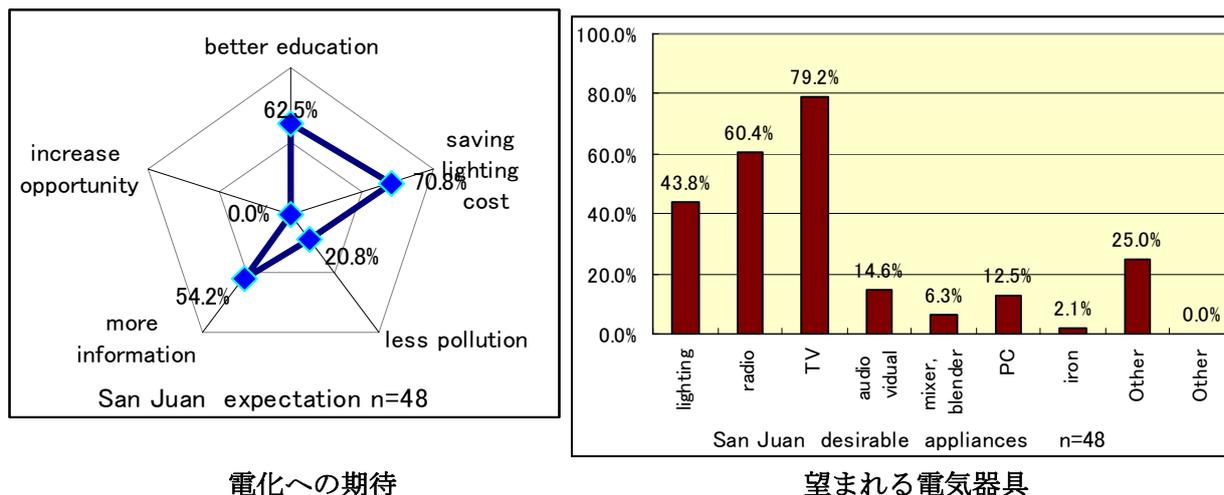


2. 電化に対する意向

出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-1.3-1 現在のエネルギーへの支出

- ▶ サンフアンの住民は、アンタウタ・ディストリクトの長（故人）が、ディストリクトとしてこの村に2008年送電線延伸による電化事業を行うと宣言したとしている。しかしディストリクト長自身と役所職員によれば、送電線延伸の具体的な計画も予算もないとのことである。
- ▶ 住民はこの地域に送電線延伸によって電気を供給したいという意向を持っている。多くの住民は、送電線による方が、マスタープランで見積もられている太陽光の月額18ソーレスより安いと思っている（送電線によって電化されている近隣の町は、月額7~8ソーレス）。
- ▶ コミュニティ調査では、住民は太陽光パネルについては聞いたことがあるにせよ、再生可能エネルギーとは何かということを知っているのは聞き取りを行った人の41.7%だけであることが明らかになった。JICA調査団が太陽光システムおよびサンフアンの実施計画草稿を説明したところ、住民は太陽光システムによる電化に関心を持ち始めたが、サンフアンだけでなくこの集水域にある5コミュニティすべてが同時に電化されることを望んでいる。
- ▶ サンフアンの住民は、電化された暁にはまず照明への支出を軽減できることを期待している。次いで、明かりと電気器具のおかげで良い教育が得られること、およびテレビとラジオによってより多くの情報を得られることを期待している。そのため、住民が買いたいと思っている電化製品は第一にテレビ（カラー、白黒）、そしてラジオと照明器具である。コンピューター購入の意向も他のPre-FS地点に比べ、高いといえるかもしれない。



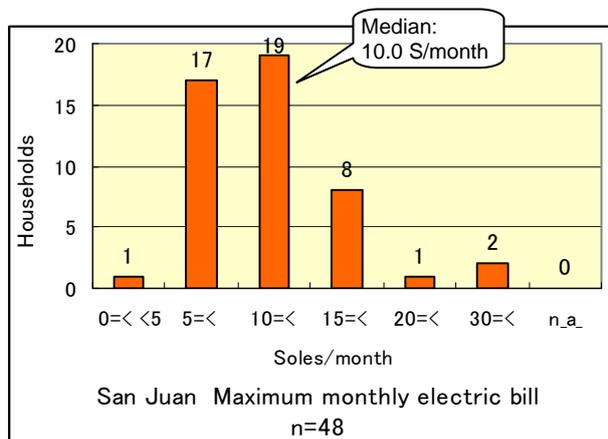
出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-1.3-2 電化への期待と望まれる電気器具

- ▶ 住民は電気を用いて産業、特にチーズ産業を発展させることを強く望んでいる。生産的利用というインセンティブは電気の持続的な利用にとって重要な要素である。MEM も、電気の生産的な利用を推奨している。しかし、現在は牧草の生育状況が良くないこととチーズ生産技術が低いことから、チーズも牛乳もほとんど商品化されていない。

3. 支払い能力

- ▶ コミュニティ調査の結果によると、回答者が電気のために毎月支払える額は、中央値で 10.0 ソーレス(平均値は 10.9 Soles)である。この額は、現在のエネルギー支出の 58.8%、月収の 13.0%である(中央値での比較)。このことは、住民が送電線延伸による電化(近隣の町では月額 7 ソーレス前後)を望む理由の一つとなっている。
- ▶ 住民は、マスタープランが提案している学校や保健所の電化については、関係する省が電気料金を支払うべきだと考えている。
- ▶ 回答者の 80%以上は、毎月電気料金を支払うのがよいと答えている。



Source: JICA study team 2008

Fig. III-1.3-3 電気のために毎月支払い可能な最大額

III-1.4 各電化方式の初期投資費用の比較

本地点で最適な電化方式について、下記前提条件をもとに、世帯数をパラメータとして比較した結果を示す。

<前提条件>

[Village Information]	Number of Localidad	: 1
	Number of User	: 100 (Tentative)
	Connecting Rate	: 0.8
[Grid Extension]	Length of Linea Primarias from end of Existing Grid	: 11.93 (km)
	Linea Primarias	: 4,700 (US\$/km)
	Redes Primarias	: 90 (US\$/User)
	Redes Secundaria	: 480 (US\$/User)
[Photovoltaic]	PV	: 780 (US\$/User)

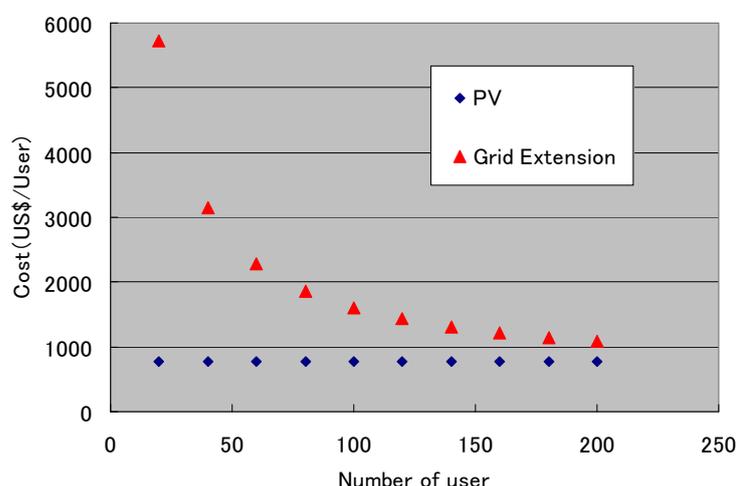


Fig. III-1.4-1 各電化方式の初期投資費用の比較(1)

本地点においては、電化世帯数は 80 (世帯数 : 100、接続率 : 0.8) となり、**Fig. III-1.4-1**より、電化方式としては、PVの方が配電線延伸よりも初期投資費用面で有利となることがわかる。

さらに、初期投資費用面だけでなく、O&M コスト、電気の利用方法、本地点の社会・経済的な熟成度などについても比較検討する事により、より適切な電化方式を選定することとなる。

III-1.5 設計・積算

III-1.5.1 設計

1. 世帯調査結果

サンフアン村の約 200 世帯のうち 45 世帯について世帯調査を実施した。調査結果を下表に示す。現在、サンフアン村では調査世帯平均で約 23 ソルを灯油ランプやロウソクなどの照明およびラジオ等の乾電池に用いている。平均利用時間は照明が 2 時間 43 分でありラジオは平均 3 時

間 15 分となっている。一方で、電気料金の支払い意志額は約 12 ソルと小さい。電化後の電力需要について、ほとんどの世帯が 2 つ以上の照明を必要としている。全ての世帯がラジオを希望しており、60%の世帯はテレビの導入も期待している。回答者の約 50%が電気料金の支払いによるサービスの提供を望んでおり、バッテリー充電の希望は 20%となっている。また、サンフアンでは送配電線延長の計画もあるため、太陽光発電は必要でなく送配電線を希望するという住民も 24%もいた。サンフアンでは、放牧がおこなわれているため各世帯が点在しており、世帯調査は Fig. III-1.5.1-1 に示すように 4.5km × 7.0km の範囲に点在する家屋を対象に実施した。

Monthly expenditure for energy

	(sol/Mo.)
Lighting (candle, kerosene, etc)	14.9
Radio (dry cell battery)	7.8
Lighting + Radio	22.7

Average of energy consumption hours for lighting and radio

Lighting	2hr.43min.
Radio	3hr.15min.

Expecting power consumption hours after electrified

	hours	household
Room1	2hr.46min.	100%
Room2	2hr.43min.	96%
Room3	2hr.34min.	47%
Outside	2hr.25min.	56%
Radio	5hr.30min.	100%
TV	3hr.42min.	60%

System for payment

System owner (750US\$ cash)	0%
System owner (750US\$ loan)	2%
Fee for service 18 (s/mo.)	53%
Battery charge 1.5 (s/charge)	20%
No interest for PV system	24%

Pre-FS 調査では、対象を 100 世帯と設定し、50%の 50 世帯を SHS、20%の 20 世帯を BCS 利用世帯として設計を行う。残り 30%の世帯は、学校および診療所などの公共施設電化によるサービスを得ることができる。

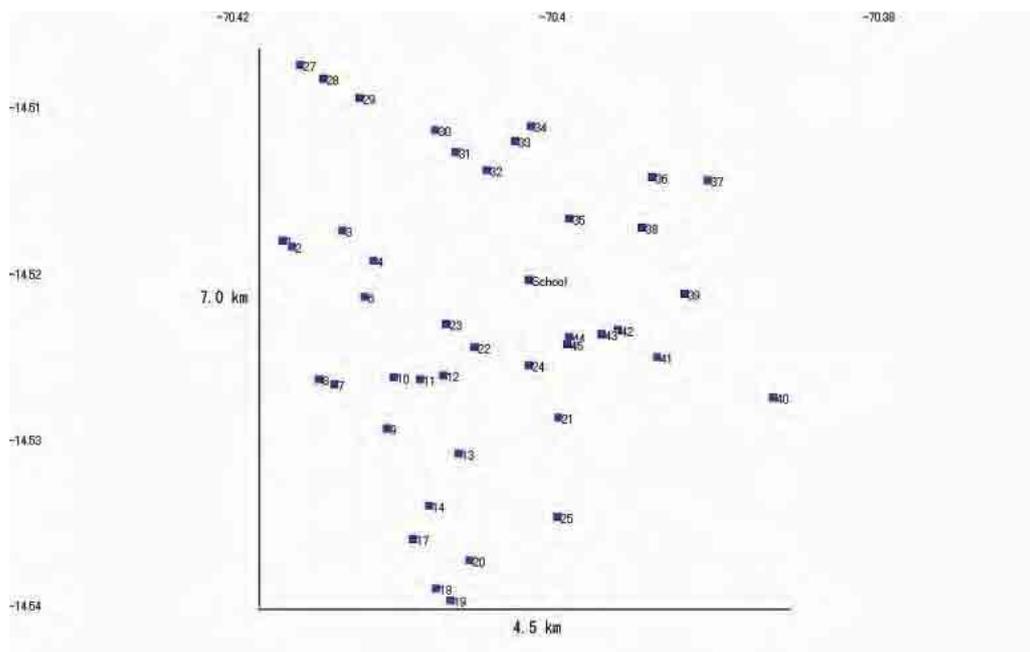


Fig. III-1.5.1-1 調査世帯の分布

2. 日射量ポテンシャル

太陽光発電の容量は、日射量が最小となる6月の推定発電量をもとに設計する。独立電源として太陽光発電を設計する際には、月別平均日射量の最小値が最大となる傾斜角度を、天球モデルを用いて緯度経度より求める。Fig. III-1.5.1-2に天球モデルによる傾斜角度と日射量の関係を示す。このモデルを用いて、現地で観測された月別水平面日射量を傾斜面日射量に補正を行い、最適角度を求める。計算結果から最適角度は10度となった。月別水平面日射量と傾斜面日射量をTable III-1.5.1-1に示す。

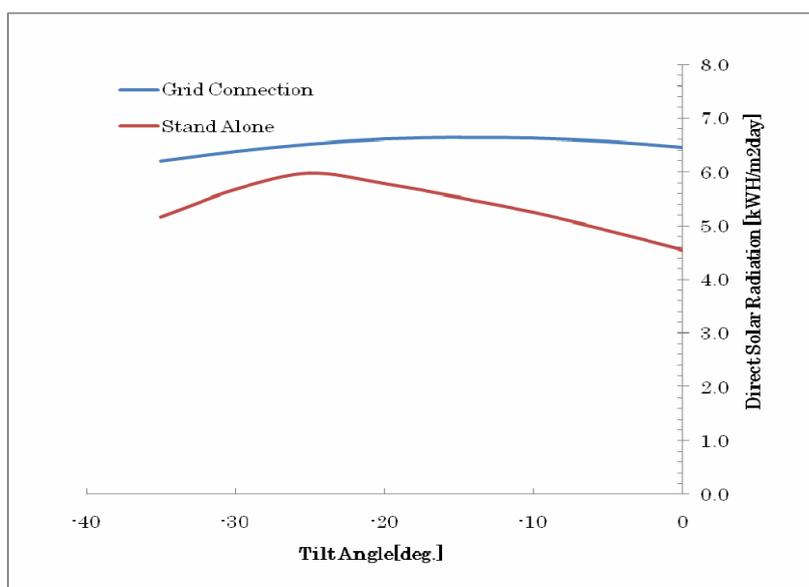


Fig. III-1.5.1-2 日射量と傾斜角の関係(プロ)

Table III-1.5.1-1 日射量(水平面、傾斜角 10 度)

Month	Jan	Feb.	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Irradiation Horizontal (kWh/m ²)	5.1	5.2	5.1	5.1	4.6	4.4	4.6	5.0	5.5	6.0	6.0	5.6	5.2
Irradiation tilt angle 10 degree	4.8	5.1	5.2	5.5	5.2	5.1	5.3	5.5	5.8	6.0	5.7	5.2	5.4

出典：JICA 調査団

3. 家屋の構造

サンフアンの典型的な家屋を下図に示す。家屋は、石または日干しレンガで建築されているものがほとんどである。屋根は藁葺き、またはトタン板である。多くの世帯が2つ以上の小さな建屋を所有しており、寝室と台所は別棟になっている。サンフアンは標高が高く、気温も低いため家屋の窓がない建築も多い。また、窓がある場合も、小窓が1つ程度である。ドアも小さく、内部の温度を逃がさないように工夫してある。このような構造のため、家屋内に外部からの光が入りにくく、内部は暗い状態である。SHSによる電力供給では、各建屋に1つの照明が必要となる。そのため、配線も屋内配線だけではなく各建屋に配線する必要がある。配線例を Fig. III-1.5.1-3 に示す。典型的な家屋を Photo III-1.5.1-1, Photo III-1.5.1-2 および Photo III-1.5.1-3 に示す。

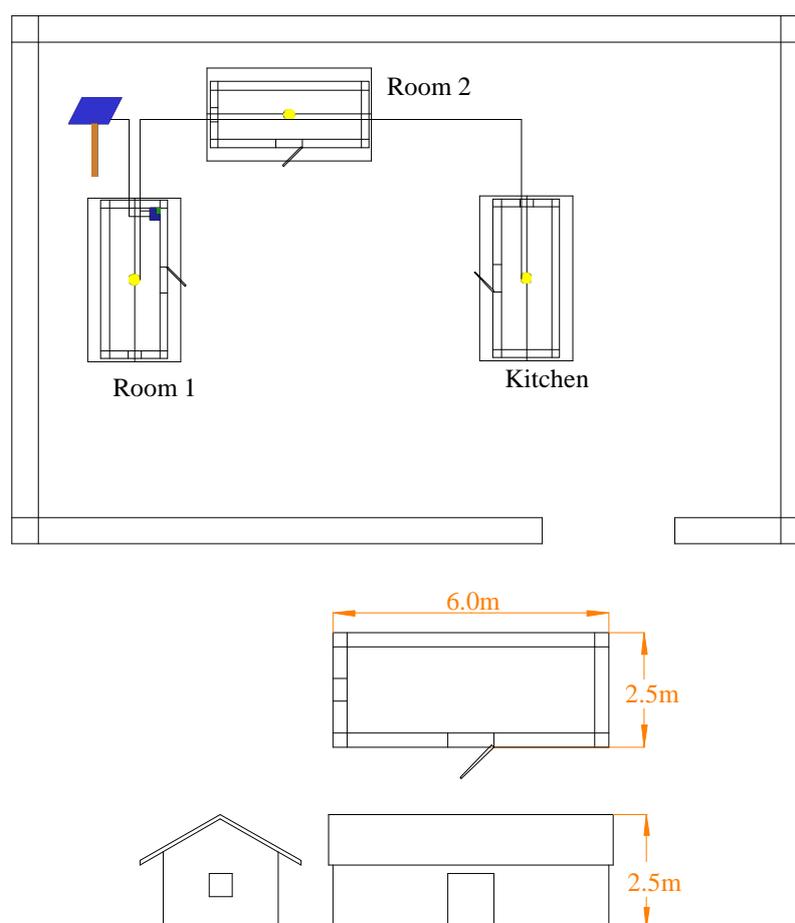


Fig. III-1.5.1-3 サンフアンの家屋と配線例



Photo III-1.5.1-1 石で建築された家



Photo III-1.5.1-2 目干しレンガの家と石の家



Photo III-1.5.1-3 村落中心地域の家

III-1.5.2 SHS の設計

1. 電力需要

下表は、一世帯当たり 3 建屋を対象として平均日射量の最小月を基準とし算出した電力使用可能量である。LEDは常夜灯または屋外灯としての利用を推定している。ラジオの利用可能時間は日射量が最小の月で 4 時間の利用と設定し、テレビの需要は設定していない。日射量の大きい時期や照明利用時間の短い世帯などでは長時間の利用が可能となる。Table III-1.5.2-1に電力需要を示す。

Table III-1.5.2-1 電力需要

Demand	Rated power (W)	Hours (hours/day)	Power consumption (Wh/day)
Room 1: Fluorescent Light (1)	12	3	36
Room 2: Fluorescent Light (2)	12	3	36
Kitchen: Fluorescent Light (3)	12	2	24
LED	2	8	16
Radio	10	4	40
			152
System voltage	12	V	
Total Demand	12.7	Ah/day	

2. 推定発電量

下表に、サンファンにおいて 50Wp の太陽光発電を利用した際の推定月別発電量を示す。太陽光発電の設計は、傾斜面の月別日射量が最小となる 1 月を基準に設計を行っている。そのため、他の月には余剰電力が発生する。この余剰電力を利用して、ラジオや白黒テレビ(20W)を利用することが可能である。

Table III-1.5.2-2 推定発電量(50Wp)

Month	Irradiation (kWh/m ² ·day)	Power Output (kWh/day)	Power Output (Ah/day)	Monthly Output (kWh/Mo)
Jan	4.8	0.18	15.0	5.6
Feb	5.1	0.19	15.9	5.3
Mar	5.2	0.20	16.3	6.0
Apr	5.5	0.21	17.1	6.2
May	5.2	0.19	16.1	6.0
Jun	5.1	0.19	15.8	5.7
Jul	5.3	0.20	16.3	6.1
Aug	5.5	0.21	17.1	6.4
Sep	5.8	0.22	17.9	6.5
Oct	6.0	0.22	18.6	6.9
Nov	5.7	0.21	17.9	6.4
Dec	5.2	0.20	16.3	6.1
Average	5.4	0.20	16.7	6.1

Annual: 73.1 (kWh/year)

- 発電量 (kWh/day) = 太陽光発電容量 (Wp) × K × 日射量 (kWh/m²-day)
(K = K1 × K2 × K3 × K4 × K5 × K6)

送電ロス

K1:	Temperature correction coefficient	(10°C)	1.08
K2:	Module derating factor	normally 0.9 ~ 0.95	0.9
K3:	Power loss (PV module to battery)	normally 0.95	0.95
K4:	Controller		0.95
K5:	Battery Charge/discharge		0.9
K6:	Power loss (Battery to demand)		0.95

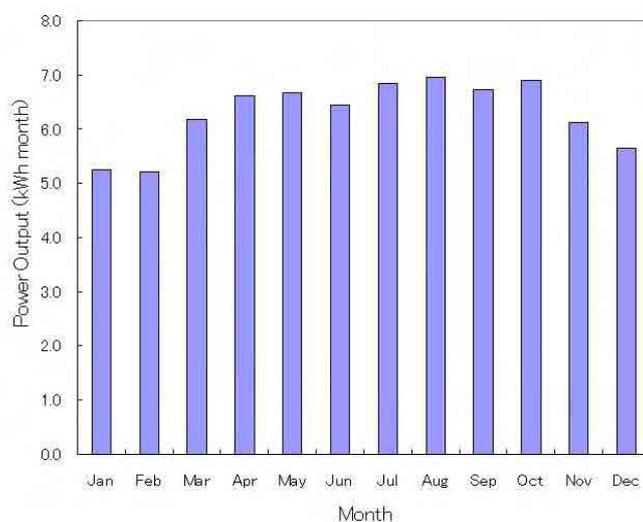


Fig. III-1.5.2-1 月別推定発電量

3. システム設計

- バッテリー容量
 - Cu = (Autonomous day +1) (Daily consume) / PD max
= 95Ah ≒ 100Ah
 - Autonomous day: 2 days
 - PDmax : 40%
 - Daily consume : 13.4Ah/day
- システム
 - PV module : 50Wp
 - Controller : 10A
 - Battery : 100Ah
 - Fluorescent Light : 12W × 3
 - LED : 2W × 1
 - DC/DC converter : input 12V - output 1.5V, 3V, 4.5V, 6V, 9V

III-1.5.3 BCS の設計

1. 電力需要

BCS は、利用者所有のバッテリーを充電する施設である。利用者は、バッテリーを自宅に持ち帰り利用する。自宅に発電設備を有していないため、SHS 利用者と比較して利用可能な電力量が小さくなる。また、バッテリーの容量に応じて利用可能な電力量は変化する。バッテリーは、一般的に入手が容易な自動車用バッテリーを想定している。バッテリーは重量があり、70Ah で約 25kg となる。ほとんどが、徒歩以外に運搬手段のない世帯であり老人も多いことから 70Ah を最大容量とする。下表に、バッテリー容量 70Ah の電力需要を示す。

Table III-1.5.3-1 力需要(70Ah)

Demand	Rated power (W)	Hours (hours/day)	Power consumption (Wh/day)
Fluorescent Light (1)	12	3	36
Fluorescent Light (2)	12	1.5	18
LED	2	10	20
Radio	10	1	10
Total			84

- System voltage : 12V
- Demand (Ah) : 7.0Ah/day
- Charging interval: 4 days
- Solar Insolation : 4.8 h/day (January)
- 必要充電電流量 I_N (Ah) = 蓄電池容量(70Ah) × K6 / (K1 × K2 × K3 × K4 × K5)
= 47.9Ah/day

K1: Temperature correction coefficient	1.08
K2: Module derating factor	0.90
K3: Power loss (PV module to battery)	0.95
K4: Controller	0.95
K5: Battery Charge/discharge	0.90
K6: Depth of discharge	40%

2. 発電施設

各バッテリーの容量に応じた電力需要と月別平均日射量の最小月のデータを基に、バッテリー充電に必要な PV モジュール数を算定する。下表に計算に用いた PV モジュールの容量と最適動作電流を示す。

- モジュール枚数 $N = I_N / (I_{pmax} \times \text{Solar insolation} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5)$

Table III-1.5.3-2 最適動作電流

PV module (Wp)	I _{pmax} (A)
50	3.0
80	4.6
130	7.4

下表に、50Ah および 70Ah のバッテリーを充電するのに必要とされる太陽光モジュールの枚数と概算コストを示す。San Juan では日射量ポテンシャルが大きいいため、価格面および据え付け工事の容易さも考慮して 130Wp の PV モジュール 2 枚を 1 セットのバッテリー充電システムに用いる。

Table III-1.5.3-3 各バッテリーの充電に必要な PV モジュール

PV module		Battery (50Ah)		Battery (70Ah)	
Capacity (Wp)	Unit price (US\$)	Necessary number of PV module	Price of PV array	Necessary number of PV module	Price of PV array
50	320	3	960	4	1,280
80	480	2	960	3	1,440
130	600	1	600	2	1,200

$$\begin{aligned} \text{発電量 (kWh/day)} &= \text{太陽光発電容量 (Wp)} \times K \times \text{日射量 (kWh/m}^2\text{-day)} \\ &= 878 \text{ Wh/day} = 73\text{Ah/day} \\ & (K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6) \end{aligned}$$

3. システム設計

システム概要 (BCS)

対象世帯数	: 4 世帯/システム
PV module	: 130Wp × 2 モジュール
Controller	: 20A

各世帯

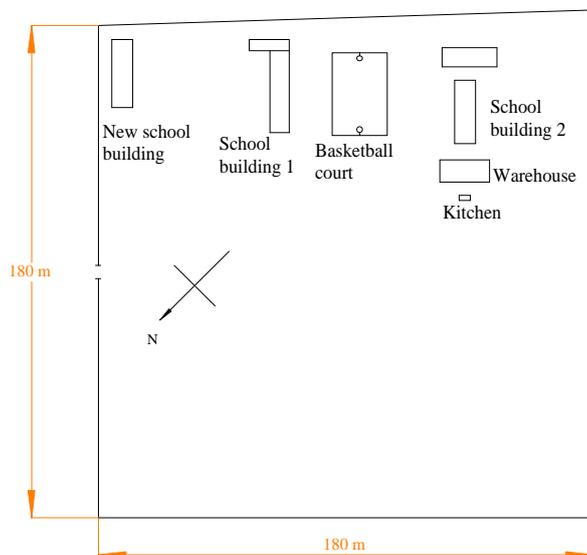
Battery	: 50Ah, 70Ah
Fluorescent Light	: 12W × 3
LED	: 2W
DC/DC converter	: input 12V - output 1.5V, 3V, 4.5V, 6V, 9V
Voltage meter	: DC

III-1.5.4 学校電化の設計

1. 電力需要

サンフアン 학교は、村の中心に位置しており敷地も広い。学校を下図に示す。敷地内には、新しい建物を含めて、大きな建物が 5 つある。現在、実際に用いられているのは **Fig. III-1.5.4-2**

のschool building 1 と 2 である。学校の敷地は十分に広く、敷地内の校舎に近い場所に据え付けることが可能である。

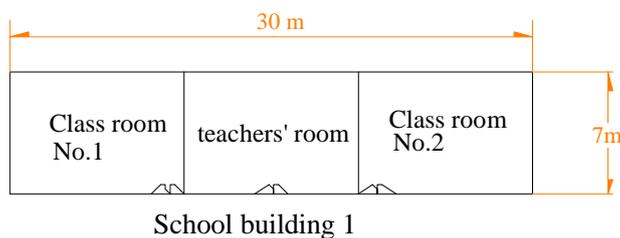


(新校舎)

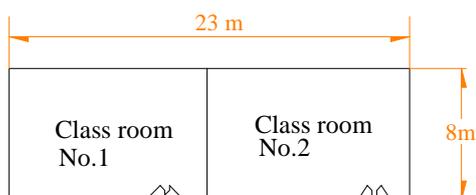


(現在利用されている、
校舎 1 (手前) と校舎 2 (奥))

Fig. III-1.5.4-1 サンフアン村落の学校施設



School building 1



School building 2

Fig. III-1.5.4-2 校舎の概略図

現在用いられている校舎での利用を想定して電力需要の推定を実施する。照明が必要となるのは4つの教室と教務員室であり各部屋に4つの照明で合計20個としている。また、夜間に授業をすることがないので利用時間は4時間とした。コンピュータは、3台を3時間の利用を想定している。

Table III-1.5.4-1 学校の電力需要(4教室+1教務員室)

Demand	Rated power (W)	No.	Hours (hours/day)	Power consumption (Wh/day)
FC-light	12	20	5	1,200
PC	300	3	3	2,700
Printer	300	1	1	300
TV	60	1	4	240
DVD	40	1	1	40
Inverter – self consumption	7.5	1	10	75
				4,555
Inverter efficiency	90%			
Total power demand	5,061	Wh/day		
System voltage	48	V		
Total demand	105.4	Ah/day		

2. 推定発電量

下表に、学校を対象とした電力供給システムの推定月別発電量を示す。太陽光発電の設計は、月別の斜面日射量が最小となる1月を基準に設計を行っている。そのため、他の月および休校日には余剰電力が発生する。この余剰電力を利用して、バッテリーの充電や簡単な産業目的に利用することが可能である。

Table III-1.5.4-2 推定発電量

Month	Irradiation (kWh/m ² -day)	Power Output (kWh/day)	Power Output (Ah/day)	Monthly Output (kWh/Mo)
Jan	4.8	5.41	112.6	167.6
Feb	5.1	5.71	119.0	159.9
Mar	5.2	5.85	121.9	181.4
Apr	5.5	6.16	128.3	184.8
May	5.2	5.80	120.9	179.9
Jun	5.1	5.68	118.4	170.5
Jul	5.3	5.89	122.6	182.4
Aug	5.5	6.16	128.4	191.0
Sep	5.8	6.45	134.4	193.5
Oct	6.0	6.71	139.7	207.9
Nov	5.7	6.43	134.0	193.0
Dec	5.2	5.88	122.5	182.3
Average	5.4	6.01	125.2	182.9

Annual: 21,94.3 (kWh/year)

$$\text{発電量 (kWh/day)} = \text{太陽光発電容量 (Wp)} \times K \times \text{日射量 (kWh/m}^2\text{-day)}$$

$$(K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6 \times K7)$$

K1: Temperature correction coefficient		1.08
K2: Module derating factor	normally 0.9 ~ 0.95	0.9
K3: Power loss (PV module to battery)	normally 0.95	0.95
K4: Controller		0.95
K5: Battery Charge/discharge		0.9
K6: Power loss (Battery to demand)		0.95
K7: Inverter		0.9
System voltage 48V		

3. システム設計

バッテリー容量

$$Cu = (\text{Autonomous day} + 1) (\text{Daily consume}) / PD \text{ max}$$

$$= 791\text{Ah} \approx 800\text{Ah}$$

Autonomous day	: 2 days
PDmax	: 40%
Daily consume	: 105.4 Ah/day

システム構成 (学校)

PV module	: 1.5kWp (130Wp 3 × 4)
Controller	: DC48V, 40A
Battery	: 48V, 800Ah (800Ah, 2V × 24)
Inverter	: 2,500W
Fluorescent Light	: 12W × 20
Computer	: 300W × 3
Printer	: 300W × 1
TV	: 60W × 3
DVD	: 40W × 1

III-1.5.5 診療所の設計

1. 電力需要

村落における診療所の需要電力は、DC と AC の 2 種類がある。太陽光発電を利用したワクチン冷蔵庫は、直流電力で駆動するものが開発されており、WHO などを通じて開発途上国で多く利用されている。AC 電力の冷蔵庫は突入電力の問題があるため、PV システムには適していない。また、ラジオ無線も DC 電力での利用となる。その他の、電気機器は AC 電力の利用とする。

Table III-1.5.5-1 電力需要 (DC)

Demand	Rated power (W)	No.	Hours (hours/day)	Power consumption (Wh/day)
Vaccine refrigerator	60	1	12	720
Communication radio: stand-by	2	1	12	24
: transmitting	30	1	1	30
Total				774

Table III-1.5.5-2 電力需要 (AC)

Demand	Rated power (W)	No.	Hours (hours/day)	Power consumption (Wh/day)
FC-light	12	8	6	576
PC	300	1	4	1,200
Printer	300	1	1	300
TV	60	1	5	300
DVD	40	1	1	40
Inverter-operation	7.5	1	8	60
Total				2,416

TOTAL : 3,190 (Wh/day)

2. 推定発電量

下表に、診療所を対象とした電力供給システムの推定月別発電量を示す。太陽光発電の設計は、月別の斜面日射量が最小となる1月を基準に設計を行っている。そのため、他の月では、余剰電力を利用して、バッテリーの充電や簡単な産業目的に利用することが可能である。

Table III-1.5.5-3 推定発電量

Month	Irradiation (kWh/m ² -day)	Power Output (kWh/day)	Power Output (Ah/day)	Monthly Output (kWh/Mo)
Jan	4.8	3.60	75.1	111.7
Feb	5.1	3.81	79.3	106.6
Mar	5.2	3.90	81.3	120.9
Apr	5.5	4.11	85.6	123.2
May	5.2	3.87	80.6	119.9
Jun	5.1	3.79	78.9	113.7
Jul	5.3	3.92	81.7	121.6
Aug	5.5	4.11	85.6	127.3
Sep	5.8	4.30	89.6	129.0
Oct	6.0	4.47	93.1	138.6
Nov	5.7	4.29	89.3	128.7
Dec	5.2	3.92	81.7	121.5
Average	5.36	4.01	83.5	121.9

Annual: 1462.8 (kWh/year)

$$\text{発電量 (kWh/day)} = \text{太陽光発電容量 (Wp)} \times K \times \text{日射量 (kWh/m}^2\text{-day)}$$

$$(K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6 \times K7)$$

K1: Temperature correction coefficient		1.08
K2: Module derating factor	normally 0.9 ~ 0.95	0.9
K3: Power loss (PV module to battery)	normally 0.95	0.95
K4: Controller		0.95
K5: Battery Charge/discharge		0.9
K6: Power loss (Battery to demand)		0.95
K7: Inverter		0.9
System voltage 48V		

3. システム設計

バッテリー容量

$$\begin{aligned}
 C_u &= (\text{Autonomous day} + 1) (\text{Daily consume}) / \text{PD max} \\
 &= 540\text{Ah} \approx 600\text{Ah}
 \end{aligned}$$

Autonomous day	: 2 days
PDmax	: 40%
Daily consume	: 72.1Ah/day

システム (診療所)

PV module	: 1.0kWp (130Wp 3 × 3)
Controller	: DC48V, 40A
Battery	: 48V, 600Ah (600Ah, 2V × 24)
Inverter	: 1,000W
Fluorescent Light	: 12W × 8
Computer	: 300W × 1
Printer	: 300W × 1
TV	: 60W × 1
DVD	: 40W × 1
Vaccine refrigerator	: 600W × 1 (DC12V)
Communication radio	: 30W (DC12V)

III-1.5.6 積算

1. 設備費

SHS: 対象 50 世帯

Table III-1.5.6-1 システム価格 (SHS)

Item	No.	Unit	Price (US\$)
PV panel	50 Wp	1	250
Controller	10 A	1	40
Battery ^{*1}	100 Ah	1	110
FC-light	12 W	3	20
LED	2 W	1	20
DC-DC converter	12 V	1	15
Accessories (wire, pole etc.)	1 set		125
Installation & Transportation	10 %		62
Total			682

*1: バッテリーは、ボリヴィア製の Deep-Cycle Battery とする

BCS : 対象 20 世帯

Table III-1.5.6-2 システム価格 (BCS)

Item	No.	Unit	Price (US\$)
PV module	130 Wp	10	600
Controller:	20 A	5	80
Accessories (wire, pole etc.)	8 %	1	125
Installation & Transportation	10 %	1	62
Total			7,552

Table III-1.5.6-3 システム価格 (BCS 家屋内設備)

Item	No.	Unit	Price (US\$)
Battery:	70 Ah	1	100
Fluorescent Light:	12 W	2	20
LED:	2 W	1	20
DC/DC converter:	12 V	1	15
Voltage meter:	DC 12V	1	10
Accessories (wire, pole etc.)	8 %		15
Installation & Transportation	10 %		19
Total			219

村落学校：

Table III-1.5.6-4 システム価格(村落学校)

Item	No.	Unit	Price (US\$)
PV module: (130Wp × 12)	12	kWp	7,200
Controller: (48V)	1	A	500
Battery: (48V)	24	Ah	7,680
Inverter:	1	W	2,000
Fluorescent Light:(AC)	15	W	105
Computer:	3	W	1,620
Printer:	1	W	100
TV:	1	W	180
DVD:	1	W	60
Grounding materials	1	Ω	600
Accessories Cost: (wire, etc.)		%	1,604
Installation & Transportation		%	2,005
Total			23,653

村落診療所：

Table III-1.5.6-5 システム価格(村落診療所)

Item	No.	Unit	Price (US\$)
PV module:(130Wp × 9)	9	kWp	5,400
Controller: (48V)	1	A	500
Battery: (48V)	24	Ah	7,200
Inverter:	1	W	1,000
Fluorescent Light:	8	W	56
Computer:	1	W	540
Printer:	1	W	100
TV:	1	W	180
DVD:	1	W	60
Vaccine refrigerator	1	W	2,500
Communication radio	1	W	2,000
Grounding materials	1	Ω	600
Accessories Cost: (wire, etc.)		%	1,611
Installation & Transportation		%	2,014
Total			23,760

合計：

Table III-1.5.6-6 システム価格(合計)

Item	No.	Unit	Price (US\$)
SHS	50		34,100
BCS	1		7,552
BCS for each house	20		4,380
Rural School	1		23,653
Rural Health Clinic	1		23,760
Total			93,445

2. 維持管理

太陽光発電を構成する機器のなかで、バッテリーやコントローラーなどは消耗品であり、数年毎に交換する必要がある。一方で、PVモジュールとLEDの寿命は約 20 年と長く、破損などがなければ基本的に数年毎に交換する必要はない。コントローラーの寿命は約 10 年である。本システムでは、SHSにはポリヴィア製のDeep-cycleバッテリーの導入を検討している。そのため、SHSのバッテリー寿命は5~7年間となる。一方で、BCSでは基本的にバッテリーの交換は自己負担となるため初期より自動車用のバッテリーを想定している。蛍光灯の寿命は2~3年とする。また、公共施設で用いられるインバーターの寿命は10年とする。Table III-1.5.6-7に、太陽光発電を構成する機器の寿命を示す。

Table III-1.5.6-7 太陽光発電機器の寿命

Item	Lifetime (years)
PV module	20
Controller	10
Battery (deep cycle)	5 to 7
Battery (car)	2 to 3
Fluorescent Light	2 to 3
LED	20
Inverter	10

維持管理費用：年間の事業施設維持管理費用は投資費用の2%とする。

III-1.6 建設/OM/経営組織・運営費積算

建設は構造物が簡単であることから、大学や NGO 等の施工監理の下、村人の協力で設置すれば可能である。

運転維持管理(OM)および経営は企業化された組織が行う。このマイクロ企業は登録される。

企業の運営者は、公募して村の事業実施に意欲ある者から候補者を選択する。マイクロ企業の収入は少ないことから、原則として二人、マネジメント兼営業担当一人、技術担当一人である。²但し、メンバー選定前に10名程度の運営と経営を希望する者を村から募り、彼ら全員に対して同じトレーニングを実施する。こうすることで、バックアップ要員を確保することができ、選定された二人が運営を継続できなくなった場合には補完することが可能となる。

トレーニングは基本的に現地で行う。最初は住民啓発を行い、後に候補者に対して機器設備に関して2回、操業運営に関して3回行う。操業後半年以内にフォローアップ研修をマイクロ企業運営者に対して行われる。また持続可能性を確固たるものにするために、研修指導者による案件監理も操業後少なくとも3回は実施される。

² 企業のサービス範囲、あるいは売上が小額である場合、営業マネジメント面および技術面の両方を請け負うシングルオペレーター方式もあり得る。

コーポレートガバナンスを確保するために、企業は収入や収支などの会計を記録する。ユーザーによる組合を結成し、マイクロ企業はその活動記録を基に定期的に組合に報告する義務を負う。利用者に開かれた企業として位置づけると同時に、利用者の動向を相互に確認することが可能となる。何故なら企業が持続可能となるのは、利用者の衡平な参加と責任の負担によるからである。

設備所有者と公的サービスを行うための契約をマイクロ企業は締結する。いわゆるコンセッション契約である。また、利用者との間においても、サービスに関する契約を締結する。こうすることで、企業の義務と権利を確保すると同時に、利用者の義務と権利を確保する。

費用は以下のとおりである。ただし発電に必要な機器やパーツ代は除く。

初期投資費用	: 500 ドル
プロジェクト支援費用	: 25,000 ドル
年間運営費用	: 1,000 N.Soles

III-1.7 経済財務評価

III-1.7.1 評価手法

基本的にペルー経済財務省の公共投資システム（SNIP）の定める手法に従って評価を行うこととする。SNIP の定める手法を以下に示す。ここでは財務評価を「経済性分析」、経済評価を「社会分析」と呼ぶ。

1. 経済性分析

経済性分析においては市場価格を用いて、費用と便益を推定し、どの程度の純便益が期待されるのかを計算する。

- 市場価格による費用見積もり
- 資本費のキャッシュフロー作成
- O&M 費のキャッシュフロー作成
- Without project との比較における追加費用算定
- 市場価格による便益見積もり
- Without project との比較における追加便益算定
- 純便益算定（NPV 算出）

2. 社会分析

社会分析においては、税金や補助金等の経済政策によりゆがめられた要素を排除した社会価格を用いて、費用と便益を推定し、どの程度の純便益が期待されるのかを計算する。

- 社会価格による費用見積もり
- 資本費のキャッシュフロー作成
- O&M 費のキャッシュフロー作成
- Without project との比較における追加費用算定

- 社会価格による便益見積もり
- Without project との比較における追加便益算定
- 純便益算定 (SNPV 算出)

3. 感度分析

感度分析では投資額、電気料金単価、便益等の重要なインプット項目が変動した場合に、プロジェクトにどの程度の影響を与えるのかをみる。

III-1.7.2 前提条件

本計画の評価を行うにあたり、以下の条件を適用する。

1. 割引率

- 経済性分析 12%
- 社会分析 11%

2. シャドウ・プライシング

社会コストを算出するため、市場価格に以下の係数を乗ずる。

- PV 関連資機材 1.08
- 支柱等 1.00
- 国内調達機器 1.00
- 調査、電力購入費等 1.00
- 輸送費 1.00
- 輸入機器 0.90
- 熟練工 0.87
- 非熟練工 0.41 (シエラ)
- IGV 0.00

3. 耐用年数

耐用年数は以下のとおりとする。

項目	期間
太陽光パネル	20年
バッテリー (deep cycle)	7年
バッテリー (car)	3年
コントローラー	10年
インバーター	10年
電気機器・送配電線	20年

4. プロジェクト期間

プロジェクトの評価期間は20年間とする。

5. 代替案の設定

San Juan に電力を供給するための代替案としては、以下の二つを設定した。

項目	内容
代替案1	太陽光発電による電化
代替案2	系統延伸による電化

6. 学校および保健所電化

電化技術選択のための代替案比較においては、学校および保健所電化は別プロジェクトとして扱う。また、これらについては太陽光モデル事業として実施するため、O&M 費用を賄うためのコストを試算するにとどめる。

III-1.7.3 代替案1(太陽光発電計画)のプロジェクト費用および便益

1. 建設費

本計画の建設費は以下のとおり US\$65,705 と見積もられる。

Table III-1.7.3-1 Initial Investment

(unit: US\$)

Item	SHS	BCS(1)	BCS(2)*	Total
PV Panel	250	0	0	-
PV Module	0	6,000	0	-
Controller	40	400	0	-
Battery	110	0	100	-
FC-light	60	0	40	-
LED	20	0	20	-
DC-DC converter	15	0	15	-
Voltage meter	0	0	10	-
Accessories	125	512	15	-
Installation & Transportation	62	640	19	-
Sub-total/unit	682	7,552	218	-
number	50	1	20	-
Sub-total	34,100	7,552	4,360	46,012
IGV, etc	14,595	3,232	1,866	19,693
Total	48,695	10,784	6,226	65,705

* Note: unit cost for each household.

2. O&M コスト

維持管理費については運営上必要な管理費用および技術的に必要な費用を計算した。

Item	Annual cost	Remarks
Operational O&M cost	US\$345	S/.1,000 per year
Technical O&M cost	US\$1,314	US\$65,705 × 2%
Total	US\$1,659	

3. 電力需要

電力需要については第 III-1.5.2章より以下の数値を採用した。

	Daily Demand (Wh/day)
SHS	152
BCS	84
School	4,555
Medical post	3,190

4. 便益

(1) 経済便益

経済便益は電気料金収入として、SHS は月額 18 Soles (=US\$6.21)、BCS は一回当たり 1.5Soles (=US\$0.52、4日に1回充電と想定。)の単価を使用して年間の便益を算出した。

Item	Unit rate	Annual Income
SHS	US\$6.21/month	$6.21 \times 12 \text{ months} \times 50\text{HH} = \text{US\$ } 3,724$
BCS	US\$0.52/charge	$0.52 \times 7.5 \text{ charges} \times 12 \text{ months} \times 20\text{HH} = \text{US\$ } 931$

(2) 社会便益

社会便益はアメリカの NRECA が実施した調査報告書(1999年)のデータ“Beneficios Económicos de la Electricidad en Areas Rurales del Perú”をベースとして使用し、その 80%相当の値を採用した。

Area	Sierra
Illumination	$\text{US\$}158.40/\text{year} \times 0.8 = 126.72$
Radio & TV	$\text{US\$}60.48/\text{year} \times 0.8 = 48.38$

III-1.7.4 代替案 2 (系統延伸計画)

1. 初期投資額

系統延伸に必要な送配電設備の費用内訳は以下のとおりである。

(Unit: US\$)

Item	Total	Linea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materials	79,023	48,804	5,588	24,631
Installation	61,948	50,082	1,394	10,471
Transportation	7,701	4,185	218	3,298
IGV, etc.	28,247	19,538	1,368	7,296
Total	176,918	122,654	8,568	45,696

2. O&M コスト

技術的な維持管理費は以下の経費率を使用して年間の費用を計算した。

Item	Factor	Remarks
Transmission/distribution	2.0～2.5%	1st to 20th year

電力購入費算出にあたっては Puno をテリトリーとする ElectroPuno 社の Pliego Azángaro Rural (2008 年 2 月 1 日付け) による料金パラメーターから算出した加重単価を使用した。

Weighted Price of Bar Energy at Middle Voltage – February 2008		
Peak Time Power	S/./kW-month	23.68
Peak Time Energy	ctm. S/./kWh	10.29
Off Peak Time Energy	ctm. S/./kWh	9.22
Weighting Factor		0.304
Weighted Price of bar energy equivalent to Middle Voltage	ctm. S/./kWh	9.54
	US\$	0.0329

(IGV 込みの単価は 0.0391)

3. 電力需要

代替案 1 と同じものを使用した。

4. 便益

(1) 経済便益

経済便益は電気料金収入として、Puno をテリトリーとする ElectroPuno 社の Pliego Azángaro Rural (2008 年 2 月 1 日付け) による低圧の家庭用電力料金表 (BT5B) を使用した。

	Unit rate	
Power charge	1.30	Soles/month
Energy charge	0.452	Soles/kWh

(2) 社会便益

代替案 1 と同じものを使用した。

III-1.7.5 評価

本地点においては系統延伸よりも、太陽光発電による電化の方が便益が大きいこと、および、社会評価における SNIP の基準である IRR 11% を超過していることが確認された。従って、本地点においては、太陽光発電による電化を進めるべきであると判断される。

(US\$)

	Alternative 1	Alternative 2
NPV(IRR)	-57,847 (-6.1%)	-234,577 (n.a.)
SNPV(IRR)	5,609 (12.3%)	-87,342 (0.9%)

III-1.7.6 感度分析

感度分析については、以下の項目を対象として実施し、純現在価値の変化を見る。

項目	内容
(1) 投資金額	10%増加、10%減少
(2) 電気料金収入額	10%増加、10%減少
(3) 社会便益	10%増加、10%減少

1. 投資金額

(US\$)

		Alternative 1	
		NPV	SNPV
10%		-65,686	-1,701
Base Case	0%	-57,847	5,609
-10%		-50,008	12,919

2. 電気料金収入

(US\$)

		Alternative 1	
		NPV	SNPV
10%		-53,605	5,609
Base Case	0%	-57,847	5,609
-10%		-61,950	5,609

3. 社会便益

(US\$)

		Alternative 1	
		NPV	SNPV
10%		-57,847	15,370
Base Case	0%	-57,847	5,609
-10%		-57,847	-4,152

感度分析の結果、NPVについては電気料金収入額の増減よりも投資金額の増減の方がインパクトがあることが判明した。一方、SNPVについては社会便益の増減の方が、投資金額の増減よりもインパクトを与えることが判明した。従って次の段階の調査においては、より精度の高い投資金額の見積もり作成および社会便益の推定が重要となる。

Table III-1.7-1 Incremental Costs to Each Alternative (Private Cost) - Alternative 1

ITEM	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																					
1. Estudios	5,000																				
2. Construcción	48,695																				
(1) SFD	31,000																				
1) Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	12,500																				
Paneles solares	5,500						5,500														
Baterías	4,000																				
Equipos de iluminación	2,750									2,750											
controladores / convertidor	3,750																				
coductores	2,500																				
Soportes y postes	1,240																				
2) Instalación	620																				
M.O. Calificado	620																				
M.O. No Calificado	1,860																				
3) Transporte	4,092																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	2,728																				
5) Utilidades [8% C.D.]	7,775																				
6) IGV [19%]	48,695	0	0	0	0	0	0	5,500	0	0	2,750	0	0	0	5,500	0	0	0	0	0	0
7) Subtotal SFD	10,902																				
(2) ERB	6,000																				
1) Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	2,000																				
Paneles solares	1,200																				
Baterías	700																				
Equipos de iluminación	802																				
controladores / convertidor	200																				
Conductores y cajas conexiones	404																				
Soportes y postes	202																				
2) Instalación	202																				
M.O. Calificado	606																				
M.O. No Calificado	1,429																				
3) Transporte	953																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	2,716																				
5) Utilidades [8% C.D.]	17,010	0	0	2,000	0	0	2,000	0	0	2,000	700	0	2,000	0	0	2,000	0	0	2,000	0	0
6) IGV [19%]	70,705	0	0	2,000	0	0	2,000	5,500	0	2,000	3,450	0	2,000	0	5,500	2,000	0	0	2,000	0	0
7) Subtotal ERB	500	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659
SUBTOTAL	71,205	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659	3,659	7,159	1,659	3,659	5,109	1,659	3,659	1,659	7,159	3,659	1,659	3,659	1,659	1,659	1,659
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																					
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO																					
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES	71,205	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659	3,659	7,159	1,659	3,659	5,109	1,659	3,659	1,659	7,159	3,659	1,659	3,659	1,659	1,659	1,659

Table III-1.7-2 Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1

ITEM	Factor Correc.	P E R I O D O																					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
A) COSTO DE INVERSION																							
1. Estudios	1.00	5000																					
2. Construcción																							
(1) SFD																							
1) Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre																							
Paneles solares	1.08	33,280																					
Baterias	1.08	13,500																					
Equipos de iluminación	1.08	5,940																					
controladores / convertidor	1.08	4,320																					
conductores	1.08	2,970																					
Soportes y postes	1.00	4,050																					
Instalación	1.00	2,500																					
M.O. Calificado	0.87	794																					
M.O. No Calificado	0.41	539																					
M.O. No Calificado	0.41	254																					
3) Transporte	1.00	1,860																					
4) Gastos Generales [12% C.D.]	1.00	4,092																					
5) Utilidades [8% C.D.]	1.00	2,728																					
6) IGV [19%]	0.00	0																					
7) Subtotal SFD		42,754	0	0	0	0	0	5,940	0	0	2,970	0	0	0	5,940	0	0	0	0	0	0	0	0
(2) ERB																							
1) Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre																							
Paneles solares	1.08	11,758																					
Baterias	1.08	6,480																					
Equipos de iluminación	1.08	2,160																					
controladores / convertidor	1.08	1,296																					
Conductores y cajas conexiones	1.08	756																					
Soportes y postes	1.00	866																					
Instalación	1.00	200																					
M.O. Calificado	0.87	259																					
M.O. No Calificado	0.41	176																					
M.O. No Calificado	0.41	83																					
3) Transporte	1.00	606																					
4) Gastos Generales [12% C.D.]	1.00	1,429																					
5) Utilidades [8% C.D.]	1.00	953																					
6) IGV [19%]	0.00	0																					
7) Subtotal ERB		15,005	0	0	2,160	0	0	2,160	0	0	2,160	0	2,160	0	0	2,160	0	0	0	0	2,160	0	0
3. SUBTOTAL		62,759	0	0	2,160	0	0	5,940	0	2,160	0	2,160	0	2,160	0	5,940	0	0	0	0	2,160	0	0
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																							
	1.00	500	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO																							
		68,259	1,659	1,659	3,819	1,659	3,819	7,599	1,659	3,819	5,385	1,659	3,819	1,659	1,659	7,599	3,819	1,659	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO																							
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES																							
		68,259	1,659	1,659	3,819	1,659	3,819	7,599	1,659	3,819	5,385	1,659	3,819	1,659	1,659	7,599	3,819	1,659	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659

Table III-1.7-3 Incremental Costs to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTOS DE INVERSION																					
Estudios/Supervision/Preinversion (17%)	30,076																				
Instalación de Líneas Primarias	122,654																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	48,804																				
Origen Nacional	14,641																				
Origen Importado	34,163																				
Montaje Electromecánico de Líneas Primarias	50,082																				
M.O. Calificada	35,058																				
M.O. No Calificada	15,025																				
Transporte	4,185																				
IGV (19%)	19,583																				
Instalación de Redes Primarias	8,568																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	5,588																				
Origen Nacional	2,682																				
Origen Importado	2,906																				
Montaje Electromecánico de Redes Primarias	1,394																				
M.O. Calificada	976																				
M.O. No Calificada	418																				
Transporte	218																				
IGV (19%)	1,368																				
Instalación de Redes Secundarias	45,696																				
Suministro de Equipos y Materiales	24,631																				
Origen Nacional	10,345																				
Origen Importado	14,286																				
Montaje Electromecánico	10,471																				
M.O. Calificada	7,330																				
M.O. No Calificada	3,141																				
Transporte	3,298																				
IGV (19%)	7,296																				
Subtotal costos de inversión	206,995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																					
1. Compra de energía		146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
2. Costos de operación y mantenimiento		4,140	4,189	4,238	4,288	4,339	4,390	4,442	4,495	4,548	4,601	4,656	4,711	4,766	4,823	4,880	4,937	4,996	5,055	5,114	5,175
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)	206,995	4,286	4,335	4,384	4,434	4,485	4,536	4,588	4,640	4,694	4,747	4,802	4,857	4,912	4,969	5,026	5,083	5,142	5,201	5,260	5,321
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)	206,995	4,286	4,335	4,384	4,434	4,485	4,536	4,588	4,640	4,694	4,747	4,802	4,857	4,912	4,969	5,026	5,083	5,142	5,201	5,260	5,321

Table III-1.7-4 Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 2

RUBRO	PERIODO																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
A) COSTOS DE INVERSION																						
Estudios/Supervision/Preinversion (17%)	1.00	30,076																				
Instalación de Líneas Primarias																						
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	1.00	86,233																				
Origen Nacional	1.00	45,388																				
Origen Importado	0.90	14,641																				
Montaje Electromecánico de Líneas Primarias	0.87	30,747																				
M.O. Calificada	0.41	36,660																				
M.O. No Calificada	1.00	30,500																				
Transporte	0.00	6,160																				
IGV (19%)	0.00	4,185																				
Instalación de Redes Primarias																						
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	1.00	6,536																				
Origen Nacional	1.00	5,297																				
Origen Importado	0.90	2,682																				
Montaje Electromecánico de Redes Primarias	0.87	2,615																				
M.O. Calificada	0.41	1,021																				
M.O. No Calificada	1.00	849																				
Transporte	1.00	172																				
IGV (19%)	0.00	218																				
Instalación de Redes Secundarias																						
Suministro de Equipos y Materiales	1.00	34,165																				
Origen Nacional	1.00	23,202																				
Origen Importado	0.90	10,345																				
Montaje Electromecánico	0.87	12,857																				
M.O. Calificada	0.41	7,665																				
M.O. No Calificada	1.00	6,377																				
Transporte	1.00	1,288																				
IGV (19%)	0.00	3,298																				
Subtotal costos de inversión		157,010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																						
1. Compra de energía	1.00	0	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123
2. Costos de operación y mantenimiento	1.00	0	3,140	3,177	3,215	3,253	3,291	3,330	3,369	3,409	3,450	3,490	3,532	3,573	3,615	3,658	3,701	3,745	3,789	3,834	3,879	3,925
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)		157,010	3,263	3,300	3,337	3,375	3,414	3,453	3,492	3,532	3,572	3,613	3,654	3,696	3,738	3,781	3,824	3,868	3,912	3,957	4,002	4,048
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO		-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)		157,010	3,263	3,300	3,337	3,375	3,414	3,453	3,492	3,532	3,572	3,613	3,654	3,696	3,738	3,781	3,824	3,868	3,912	3,957	4,002	4,048

Table III-1.7-5 General Analysis of the Demand

a) Variables importantes / Important variables	Supuesto/Assumption		Fuentes de Información / Source																		
Crecimiento anual de la población / Annual increase of the population		: 0.0%	Misión / Mission																		
Crecimiento anual de la población electrificada / Annual increase of electrified population		: 0.0%	Misión / Mission																		
Porcentaje de abonados domésticos / Percentage of domestic consumers		: 100%	Misión / Mission																		
Consumo unitario mensual de SFD / Monthly unit consumption of SHS		: 152 Wh/ abonado	Misión / Mission																		
Consumo unitario mensual de ERB / Monthly unit consumption of BCR		: 84 Wh/ abonado	Misión / Mission																		
Tasa de Crecimiento del Consumo unitario anual / Increase rate of annual unit consumption		: 0.0%	Misión / Mission																		
Porcentaje de pérdidas de energía (en BT y MT) / Percentage of energy loss (L-V & MV)		: 10%	Osinerg																		
Factor de carga (Load factor)		: 25%	Registros CONCESIONARIAS y ADINELSA Registration																		
b) Proyección / Projection																					
UNIDADES / UNIT	AÑOS / YEARS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Número de hogares / Number of houses		70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Número de conexiones domesticas (SFD) (Number of domestic connection - SHS)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Número de abonados (ERB) (Number of customers - BCS)		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Consumo anual por SFD (Annual consumption by SHS)		55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Consumo anual por ERB (Annual consumption by BCS)		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Consumo anual de SFD Annual consumption of SHS)		2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774
Consumo anual de ERB (Annual consumption of BCS)		613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613
Consumo total / Total consumption (KWh)		3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387
Pérdidas de energía (MT y BT) (Energy loss (MV & LV)		339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339
Energía al ingreso del sistema (KWh) (Energy input from the system (kWh))		3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726
Factor de carga (Load factor)		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Potencia al ingreso del sistema (KW) (Power input from the system (kW))		1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70

Table III-1.7-6 Incremental Benefits to Each Alternative (Private Price) - Alternative 1

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Income from monthly tariff	0	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655
Ingresos por cuotas mensuales reguladas	0	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655
- SFD / SHS	0	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724
- ERB / BCS	0	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficios sin proyecto / Benefit w/o project	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Income from monthly tariff	0	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655
Ingresos por cuotas mensuales reguladas	0	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655

Important variable	Value	Information source
Variables importantes:	Valoración 100%	Fuente de información:
Cuota mensual por abonado / Monthly tariff	Soles	total
- SFD / SHS	18.00 /mes (month) / vivienda (HH)	12 216
- ERB / BCS	1.50 /recarga (charge)	90 135
- activos de reposición / Replacement period	20 años (years)	months total
- baterías para SFD / Battery for SHS:	7 años (years)	
- baterías para ERB / Battery for BCS:	3 años (years)	
- controladores / Controllers:	10 años (years)	
Tasa de impuesto a la renta / Income Tax rate	30%	

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Estado de pérdidas y ganancias: Profit and Loss Statement																					
1. Total cuotas de servicio / Total tariff income	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655
2. Costos de Oym / O&M cost	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659
3. Depreciación / Depreciation	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288
- Activos generales / General assets	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983
- Baterías / Battery	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471
- Controladores / Controllers	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745
6. Utilidad antes de impuestos / Income before tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) / Income tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-1.7-7 Incremental Benefit to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2

		PERIODO / PERIOD																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Project - With Project																						
Venta de energía total / total energy sales	0	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
Venta de energía domésticos / domestic sales		904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																						
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit																						
Ingresos por venta de energía (Revenue by energy sales)		904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
Variables importantes: (Important Variables)	Potencia (Power)	Energía (Energy)																				
Tarifa de la energía / Electricity tariff	1.3 /abonado (consumer)	0.4520 /kWh																				
Viviendas (Houses)	70 SFD (SHS)	2,774.00 kWh/año (year)																				
meses (months)	12 ERB (BCS)	613.20 kWh/año (year)																				
Soles	1092 /año (year)	1,531 /año (year)																				
TC (Ex.rate)	2.9 dolar/soles	2.9 dolar/soles																				
US\$	377 /año (year)	528 /año (year)																				
Tasa de impuesto a la renta / tax rate	30%																					
Estado de pérdidas y ganancias (Profit and Loss statement)																						
1. Total cuotas de servicio (total fee for service)		904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
2. Costos de O y M (O&M cost)		-4,140	-4,189	-4,238	-4,288	-4,339	-4,390	-4,442	-4,495	-4,548	-4,601	-4,656	-4,711	-4,766	-4,823	-4,880	-4,937	-4,996	-5,055	-5,114	-5,175	-5,175
3. Compra de energía (Energy purchase)		-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146
4. Depreciación (Depreciation)		-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951
7. Utilidad antes de impuestos (Profit before tax)		-7,332	-7,381	-7,431	-7,481	-7,532	-7,583	-7,635	-7,687	-7,740	-7,794	-7,848	-7,903	-7,959	-8,015	-8,072	-8,130	-8,188	-8,247	-8,307	-8,367	-8,367
8. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income Tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-1.7-8 Incremental Benefit to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1 and 2

	PERODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Beneficio económico iluminación (Economic benefits of lighting)	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870
Voluntad de pago por radio y televisión (Willingness to pay for radio and TV)	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387
Voluntad de pago por otros (Other WtF)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub total beneficios económicos (Sub total of economic benefits)	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficio económico sin proyecto (Economic benefit w/without project)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefits																					
Beneficios económicos incrementales (Incremental economic benefits)	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257

Table III-1.7-9 Actual Value of Benefits to Each Alternative (Private Price)

		PERIODO / PERIOD																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Beneficios Incrementales - Privados / Incremental Benefit - Private																						
ALTERNATIVA 1	0	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655
ALTERNATIVA 2	0	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
2.- Costos Incrementales - Privados/ Incremental Costs - Private																						
ALTERNATIVA 1	71,205	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659	3,659	7,159	1,659	3,659	5,109	1,659	3,659	7,159	1,659	3,659	5,026	1,659	3,659	5,142	1,659	1,659
ALTERNATIVA 2	206,995	4,286	4,335	4,384	4,434	4,485	4,536	4,588	4,640	4,694	4,747	4,802	4,857	4,912	4,969	5,026	5,083	5,142	5,201	5,260	5,321	5,321
3.- Beneficios Netos Totales - Privados / Total Net Benefit - Private																						
ALTERNATIVA 1	-71,205	2,996	2,996	996	2,996	2,996	996	-2,504	2,996	996	-454	2,996	996	-2,504	2,996	996	-4,121	2,996	996	-4,237	2,996	2,996
ALTERNATIVA 2	-206,995	-3,381	-3,430	-3,480	-3,530	-3,580	-3,632	-3,684	-3,736	-3,789	-3,843	-3,897	-3,952	-4,008	-4,064	-4,121	-4,179	-4,237	-4,296	-4,356	-4,416	-4,416

ALTERNATIVAS	NPV		IRR	
	VAN	(12%)	TIR	#DIV/0!
ALTERNATIVA 1	-57,847	-6.1%		
ALTERNATIVA 2	-234,577			

Table III-1.7-10 Actual Value of Benefits to Each Alternative (Social Price)

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Beneficios Incrementales / Incremental Benefits																					
ALTERNATIVA 1	0	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257
ALTERNATIVA 2	0	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257
2.- Costos Incrementales / Incremental Costs																					
ALTERNATIVA 1	68,259	1,659	1,659	3,819	1,659	3,819	7,599	1,659	3,819	3,819	5,385	1,659	3,819	1,659	7,599	3,819	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659
ALTERNATIVA 2	157,010	3,263	3,300	3,337	3,375	3,414	3,453	3,492	3,532	3,572	3,613	3,654	3,696	3,738	3,781	3,824	3,868	3,912	3,957	4,002	4,048
3.- Beneficios Netos Totales / Total Net Benefits																					
ALTERNATIVA 1	-68,259	10,598	10,598	8,438	10,598	10,598	8,438	4,658	10,598	8,438	6,872	10,598	8,438	10,598	4,658	8,438	10,598	10,598	8,438	10,598	10,598
ALTERNATIVA 2	-157,010	8,995	8,957	8,920	8,882	8,843	8,805	8,765	8,725	8,685	8,644	8,603	8,561	8,519	8,477	8,433	8,390	8,345	8,301	8,255	8,209

ALTERNATIVAS	NPV		IRR	
	VAN	(11%)	TIR	
ALTERNATIVA 1	5,609		12.3%	
ALTERNATIVA 2	-87,342		0.9%	

III-1.7.7 学校および保健所電化

学校および保健所電化に必要な投資額は **Table III-1.5.6-4** および **Table III-1.5.6-5** から以下のとおりとする。

(unit: US\$)

Item	School	Medical post
Investment cost	23,653	23,760
IGV, etc.	10,124	10,170
Total	33,777	33,930

投資金額の 2% を年間の O&M 費用として見込む。また、耐用年数ごとの機器取り替え費用を見込むと、1 年間当たり以下の費用が必要となる。これらのコストをどの機関が負担するのかを事前に協議をしておく必要がある。

	O&M cost (US\$/year)	Replacement during 20 years (US\$)	Annual average cost (US\$)
School	676	26,668	2,009
Medical Post	679	29,745	2,166

III-1.8 料金設定・資金メカニズム

1. 料金設定

電気料金には大きく分けて、従量制と定額制の二種類がある。従量制においては、電力量メーターを導入して、定期的な検針を行って、一定期間内に消費した電力量に応じて料金が計算され、需要家に請求される。このために、検針および料金計算を行う担当者が必要となる。人口密度の薄いところでは、その検針の手間は非常に大きなものとなる。一方、定額制においては従量制のような煩雑な手続が不要で、一定期間に定額の料金が需要家に請求される。このため、各戸を訪問する必要が生じず、事務手続きの簡素化が図れる。

項目	メリット	デメリット
従量制	料金負担が公平	検針に伴う手間がかかる
定額制	検針不要	少量消費者には不公平

特に太陽光プロジェクトにおいては、各戸による需要量の幅が少ないため、そのメリットを最大限に生かすことが出来る。この観点から、本プロジェクトにおいては定額制を採用することを前提として検討を行った。

〈検討項目および条件〉

料金水準を検討するにあたっては次の項目を参考にする。大原則としては持続性確保の観点から O&M 費用を賄える金額であること、および住民の支払いが可能な額であることとする。また、電気料金が現行電力料金水準と比較して高くなる場合には、相互補助制度の適用も考慮する必要がある。

- (1) O&M 費用
- (2) 現行電気料金水準
- (3) 支払い意思額

以下、それぞれの項目を検討する。

(1) O&M 費用

維持管理費は投資額の 2% を技術的な費用とし、これに運営上必要な管理費を加えると、年間の費用は 1,659 ドルと計算される。

(2) 現行電気料金水準

GEF プロジェクトの場合、SHS では 18 Soles / 月の料金が適用されているので、これを参考とする。BCS 利用料金は 1.5 Soles / 回とする。

(3) 支払い意思額

本項における支払い意思額は、社会調査の一環として住民に対して実施した聞き取り調査（アンケート）において回答を得た現行のエネルギー関連支出金額を示す。アンケートにおいて支払い意思額として回答を得た金額をさすものではない。

Table III-1.8-1 Willingness to Pay: San Juan

(Nuevos Soles)	
Max	80.0
Min	0.0
Average	20.0
Median	17.2

以下の前提条件を設定して、その際にコスト回収に必要なとなる料金を算定した。

- 1) マイクロ企業は利益をあげない。
- 2) OM 費は初期投資の 2%
- 3) 設備更新はマイクロ企業負担
- 4) BCS 利用単価は SHS 料金水準に比例して変動する。ただし、下限は 1.5 Soles とする。

〈検討結果〉

以上を検討した結果、コスト回収に必要となる料金水準は以下のとおりと計算された。

初期投資補助金がゼロの場合の料金	25.30 soles
初期投資を全額補助する場合の料金	11.53 soles

本計画においては O&M 費（機器取り替え費用を含む）をカバーする SHS の料金は 25.30 Soles / 月、BCS チャージ料金は 2.11 Soles と計算される。このうち SHS の料金については GEF プロジェクト等で適用されている 18 Soles / 月を約 7 Soles 上回る金額となる。支払い意思額からみると、この金額で、SHS 電化予定の 50 戸のうち約 1/4 の世帯における支払いは確保できるものと思われる。なお、相互補助投入を最小限とするためにも、マイクロ企業の運営経費については、その規模や住民側の自助努力も含め、より詳細な検討が必要とされる。

加えて、上記前提かつ初期投資額を全額補助金で賄う場合、以下の各条件における、コスト回収に必要な料金補助の規模をあわせて算定した。

- 1) 個人負担 GEF プロジェクト並み : 18.00 Soles
- 2) 支払い意思額の上位から 80% の値 : 9.50 Soles
- 3) 系統連係単価並みの場合 (FOSE 込) : 288 Soles ($[1.3 + 0.242 \times 55.48/12] \times 1.19$)

(unit: Nuevos Soles)

Unit rate/month	Subsidy amount	Annual amount	Remarks
18.00	0.00	0	GEF tariff
11.53	0.00	0	Base tariff
9.50	2.03	1,218	$2.03 \times 50\text{HH} \times 12$
2.88	8.65	5,190	$8.65 \times 50\text{HH} \times 12$

2. 資金手当

(1) 建設資金

プロジェクトの初期投資所要額については SPERAR 基金および地方政府財源（CANON 資金）を充当する。

(2) 研修費用

プロジェクト運営に関する教育訓練を実施するための費用については SPERAR 基金から拠出する。

(3) 運転維持資金

運転維持費については原則として需要家が電気料金として負担する。また、マイクロ企業を設立して電気サービスの運営にあたる場合には、その運営経費もこの資金でカバーする。

(4) 料金補助

一定額の収入を確保して持続可能なサービスを提供するためには料金補助は不可欠である。少なくとも近隣地域における現行の電気料金と同程度の水準とすることが望ましい。現行の FOSE と同じ趣旨による相互補助を適用することの出来るように、マイクロ企業が MEM に対して電気事業者としての登録を行い、OSINERGMIN に対して FOSE に基づく相互補助が適用されるようにすることが重要である。

III-1.9 社会環境配慮

次の表は、電化がサンフアンの自然環境及び社会環境に影響を与えると想定される要素についての評価調査結果及び対応策をまとめたものである。

Table III-1.9-1 調査結果と対応策

環境要素	評価	調査結果	対応策
被害と便益の偏在 地域内の利害対立	C	太陽光システムが導入されても、コミュニティの中の貧困層は電気サービスを利用できず、コミュニティ内の格差を発生させると予想される。	(1) マスタープランでは、貧困層が電気を利用できるよう、MEM/DPRが財政支援のシステムを確立する事を提案している。 (2) マスタープランでは、SHSに比べて電気料金が低いBCSの導入も貧困層向けに計画している。
ジェンダー	C	太陽光システム導入時に計画されている啓発活動や訓練、維持管理組織に女性が参加できない可能性があり、電化は、社会開発にかかわるジェンダー間の不均等を固定化させるおそれがある。	マスタープランでは、太陽光システム導入時には、啓発活動や訓練、維持管理組織のメンバー候補として女性を含めるよう、住民に提言、支援するよう、提言している。
廃棄物	C	ペルー国全体の現状として、使用済みバッテリーの処理とリサイクルの質および量は限られている。プロジェクトサイトの数が増えるにつれて、リサイクルは困難になっていくと予測される。その結果、使用済みバッテリーの数が増えるにつれて、町工場などでの不適切な処理によって、酸や鉛によって水質汚染や粉塵が発生する可能性がある。	マスタープランではバッテリー再利用システム（使用済みバッテリーを回収し、民間企業によって処理・再生させ、太陽光利用者に再利用されるシステム構築）を提案している。あわせて、MEM/DPRが、率先して廃棄物処理を担当する生産省や産業衛生を担当する保健省と連携して、バッテリー処理に関連して汚染物を投棄する工場に対し行政指導を行うよう、提言している。

注：評価基準

A：重大なインパクトが起きると予測

B：ある程度のインパクトが起きると予測

C：強いインパクトは予測されないが、インパクトが全くないとはいえない。

D：低レベルのインパクトが起きる可能性は否定できない。Pre-FS の結果を基に、FS 段階においてより詳細な調査及び評価を行う必要がある。

出典：JICA 調査団、2008

III-2 太陽光 (Loreto州Tarapoto)

III-2.1 自然条件

タラポト村は、イキトス市からボートで約2時間の距離に位置している。河川に面している村落である。アマゾン地域に位置しているため、年間平均気温は27.5°Cと高い。タラポト村の年間降水量は約2,400mmであり、東京の年間降水量の約2倍である。これらのことから、タラポトは気温が高く湿気の高い熱帯雨林気候といえる。Table III-2.1-1にイキトスの平均気温、降水量および日照時間を示す。

イキトス市の月別日射量を Table III-2.1-2に示す。イキトス市の年間平均日射量は、3.7kWh/m²である。東京の平均日射量3.5kWh/m²と同等の日射量ポテンシャルであることがわかる。イキトスは、赤道に近い低緯度に位置しているが、雲などの遮蔽により年間日射量は小さい。月別日射量では9月に最大値となる4.7kWh/m²を示しており、5月に最小値3.0kWh/m²を記録している。

Table III-2.1-1 平均気温、降水量、日照時間 (Iquitos)

Month	Jan	Feb.	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Ambient Temperature (°C)	28.3	27.8	28.0	27.7	27.0	26.0	26.4	27.2	27.9	28.1	27.7	27.7	27.5
Precipitation (mm)	103.2	151.5	353.2	156.9	282.6	285.6	161.6	178.8	101.4	139.2	218.5	247.6	198.3
Sunshine Duration (hours)	176.4	134.3	105.0	116.4	114.6	68.7	92.6	180.5	125.5	136.6	146.6	128.5	127.1

Source: SENAMHI 2004

Table III-2.1-2 月別平均日射量 (Iquitos)

Month	Jan	Feb.	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Irradiation (kWh/m ²)	3.4	3.7	3.5	3.7	3.0	3.1	3.7	4.2	4.7	3.8	4.2	3.8	3.7

Source: Generacion de Electricidad a pequeña escala con Energia Solar Fotovoltaica, CENERGIA and ECOFYS.

III-2.2 社会経済・ジェンダー状況

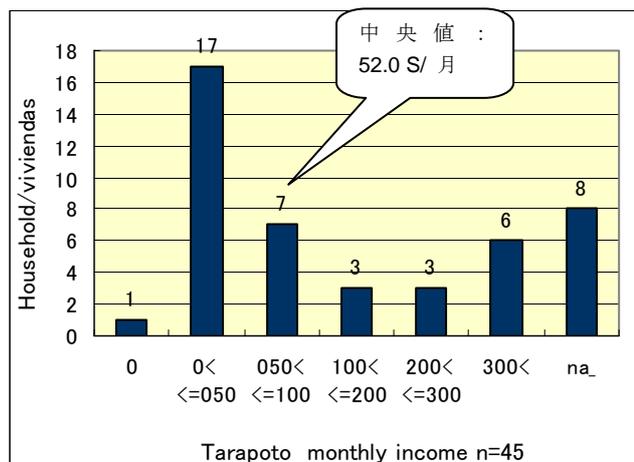
1. コミュニティ (localidad) と人口

- ▶ タラポトはナナイ川流域にあり、イキトス市にあるロレト州役所から西に直線で約16kmのところにある。
- ▶ タラポトの世帯数は83戸（出典はMEMデータベース）であるが、多くの人が村の中心からずっと離れた森の中に住んでいるのではないかと想定される。2007年10月21日に行われた最新の国勢調査結果を、フィージビリティ・スタディーの時に収集されるべきである。
- ▶ コミュニティ内には小学校が1校ある。

2. 産業と主要な収入源

イキトス市に近い熱帯雨林の中に位置し、タラポトの住民はサンフアンに比べて豊かな農産物を得、また販売機会も大きい。

- ▶ 農業、林業、漁業が収入源である。90%以上の聞き取り対象世帯はバナナとキャッサバを栽培し、約70%の世帯はトウモロコシを栽培している。
- ▶ 住民は主にバナナ、キャッサバ、トウモロコシを販売して収入を得る。これらの作物は主食として自家用にも利用される。さらに、材木と木炭が他の収入源となっている世帯が数件ある。



注：データは産物販売額の積み上げによって推計した。おそらく実際の収入より低く見積もられている。
出典：JICA 調査団、2008

- ▶ 月収の中央値は、MEM-DPRが行ったコ

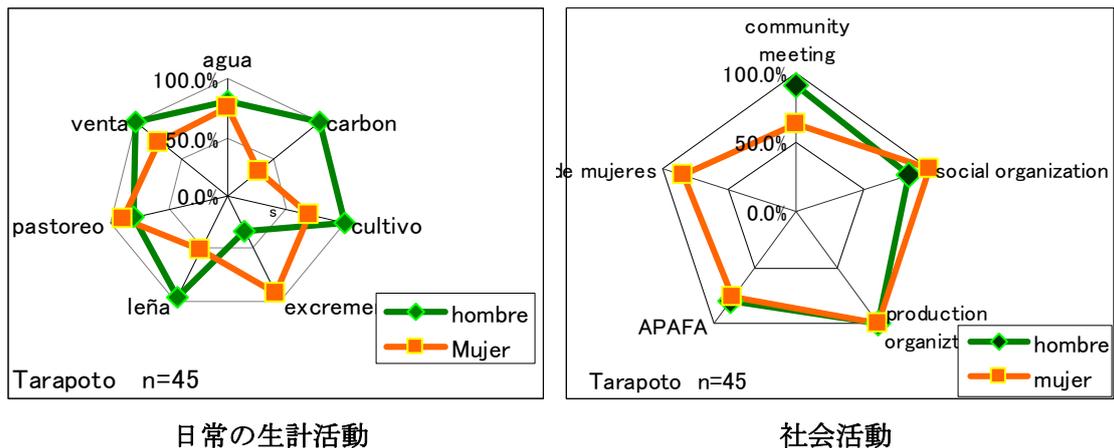
Fig. III-2.2-1 タラポトにおける収入の分布

ミュニティ調査に基づく産物販売額を積み上げて推計すると、52.0 Solesである。これは、彼らの支払い能力を考慮すれば、相当低くめに推計されているようである。タラポトの収入の分布を **Fig. III-2.2-1**に示した。

3. ジェンダー

サンフアンと比較すると、日常の生計活動での女性と男性の間の分業が大きいことがわかった。木炭生産、薪集め、耕作、産物販売は男性の仕事と見なされている一方、家畜の糞集め（燃料用）は女性の仕事とされている。女性も男性も社会組織に参加しているが、サンフアンと同様に、男性の方が女性よりも多くコミュニティの会合に出席している。女性が産物販売にそれほど係わっていないため、女性は家計の管理をそれほどできないのではないかと想定される。

日常生計活動および社会活動での女性と男性の差違を **Fig. III-2.2-2**に示した。



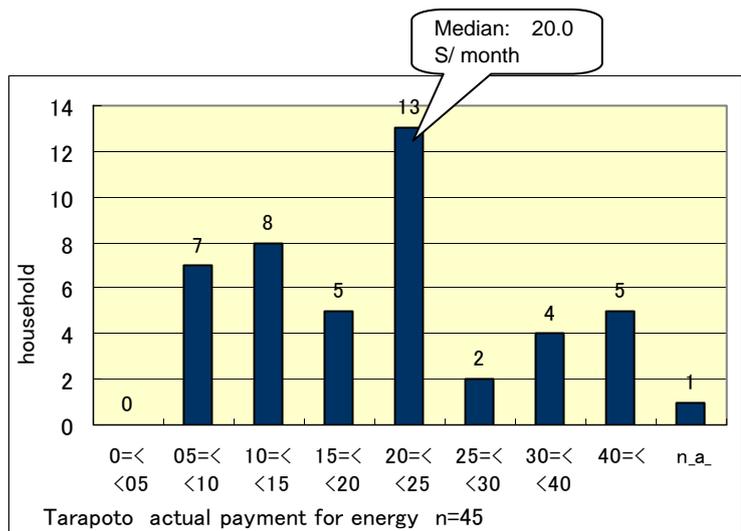
出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-2.2-2 日常の生計活動と社会活動におけるジェンダーの分布

III-2.3 電気需要と支払い能力

1. 現在のエネルギー利用

- ▶ ケロシン・ランプが主な照明源として、ほとんどすべての聞き取り世帯で使われている。懐中電灯が補助的に使われている。
- ▶ 現在、一世帯がバッテリーを利用した白黒テレビを所有している。また 20 世帯 (44.4%) がラジオを所有している。
- ▶ 現在エネルギーのために支払っている金額は、月額 20.0 ソーレスである。9 世帯が、30 ソーレス以上払えると回答している。

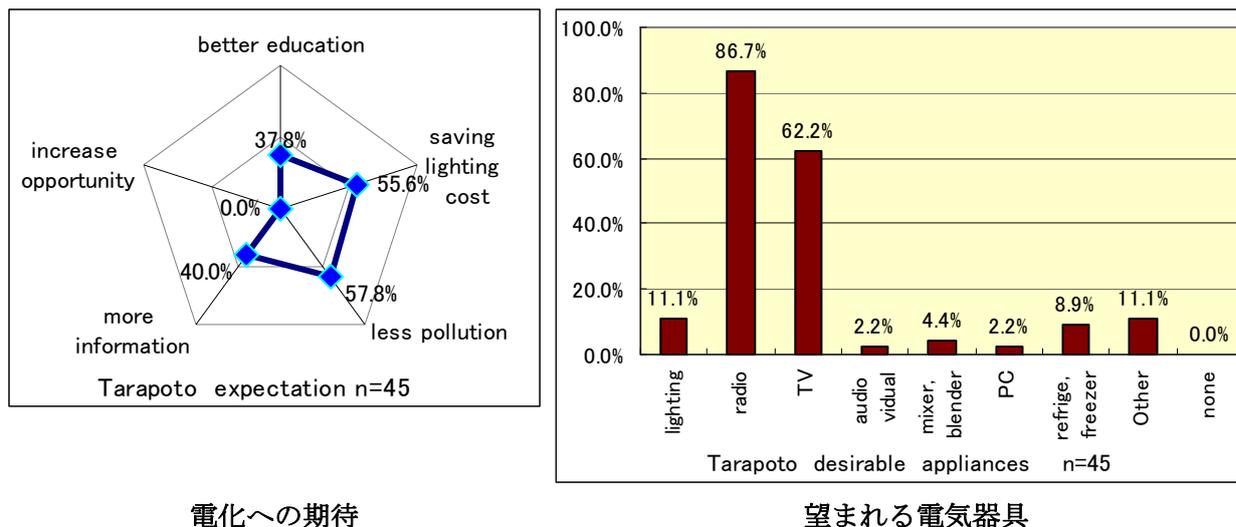


出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-2.3-1 現在のエネルギーへの支出

2. 電化に対する意向

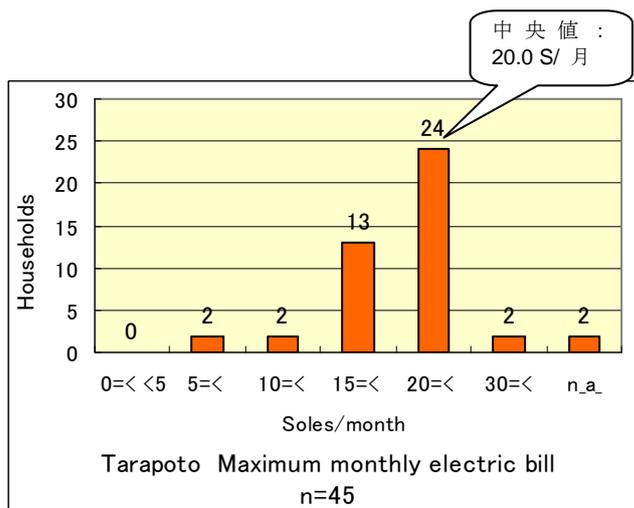
- ▶ 社会調査からは、電化プロジェクトに対する特段の意向や障害は見いだせなかった。
- ▶ 聞き取りを行った内の 86.7%は、再生可能エネルギー（太陽光）が何であるか知っていると回答している。イキトス地方では太陽光システムが設置されたコミュニティがいくつかあるので、おそらくタラポトの住民はそれを見たことがあるということであろう。
- ▶ 回答者の 60%弱の人々が、何らかの項目に引きつけて電化への期待を語っている。その半数は特に空気汚染の改善と照明への支払額を軽減したいと考えている。他の地点と異なり、ラジオが電化された後に買いたい電気器具のトップに来ている。



出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-2.3-2 電化への期待と望まれる電気器具

3. 支払い能力



出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-2.3-3 電気のために毎月支払い可能な最大額

- ▶ コミュニティ調査の結果から、最も多い回答は月額 15 ソーレスと 20 ソーレス、中央値は 20 ソーレスである。この額は、Pre-FS 地点で最も高い額である。実施者は否定的なインパクトを避けるため、プロジェクト実施に関する公聴会を開催したときに、この額を確認する必要がある。
- ▶ 回答者の 80%以上は、月払いが最も好ましいと答えている。

III-2.4 各電化方式の初期投資費用の比較

本地点で最適な電化方式について、下記前提条件をもとに、世帯数をパラメータとして比較した結果を示す。

<前提条件>

[Village Information]	Number of Localidad	: 1
	Number of User	: 45 (Tentative)
	Connecting Rate	: 0.8
[Grid Extension]	Length of Linea Primarias from end of Existing Grid	: 3 (km)
	Linea Primarias	: 5,100 (US\$/km)
	Redes Primarias	: 110 (US\$/User)
	Redes Secundaria	: 220 (US\$/User)
[Photovoltaic]	PV	: 780 (US\$/User)

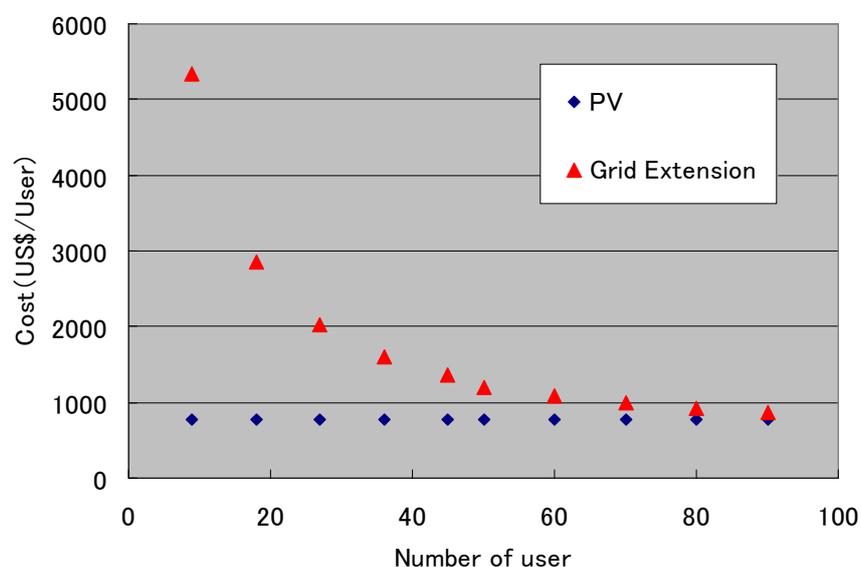


Fig. III-2.4-1 各電化方式の初期投資費用の比較(2)

本地点においては、電化世帯数は 36（世帯数：45、接続率：0.8）となり、**Fig. III-2.4-1**より、電化方式としては、PVの方が配電線延伸よりも初期投資費用面で有利となることがわかる。

さらに、初期投資費用面だけでなく、O&M コスト、電気の利用方法、本地点の社会・経済的な熟成度などについても比較検討する事により、より適切な電化方式を選定することとなる。

III-2.5 設計・積算

1. 世帯調査結果

タラポト村の 83 世帯のうち 45 世帯について世帯調査を実施した。調査結果を下表に示す。現在、タラポト村では調査世帯平均で約 22 ソルを灯油ランプやロウソクなどの照明およびラジオ等の乾電池に用いている。平均利用時間は照明が 4 時間 30 分でありラジオは平均 3 時間 36 分となっている。電気料金の支払意志額は約 17.5 ソルである。電化後の電力需要について、ほとんどの世帯が 2 つ以上の照明を必要としている。75%の世帯がラジオを希望しており、40%の世帯はテレビの導入も期待している。回答者の約 88%が電気料金の支払いによるサービスの提供を望ん

でおり、バッテリー充電の希望は5%と小さい。タラポトは川沿いの地域に家屋が集まっている。世帯調査は図に示す 1.5km × 2.5km の範囲に点在する家屋を対象に実施された。

Monthly expenditure for energy

	(sol/Mo.)
Lighting	14.0
Dry-cell battery	8.0
Lighting + Dry cell battery	22.0

Average of energy consumption hours for lighting and radio

Lighting	4hr.30min.
Radio	3hr.36min.

Expecting power consumption hours after electrified

	hours	household
Room1	3hr.13min.	100%
Room2	3hr.10min.	63%
Room3	3hr.46min.	23%
Outside	-	-
Radio	2hr.48min.	75%
TV	2hr.22min.	40%

System for payment

System owner (750US\$ cash)	0%
System owner (750US\$ loan)	8%
Fee for service 18 (s/mo.)	88%
Battery charge 1.5 (s/charge)	5%

タラポトでは、SHS に対する要望が大きいことから、Pre-FS 調査では SHS の導入を基本とした設計を行う。

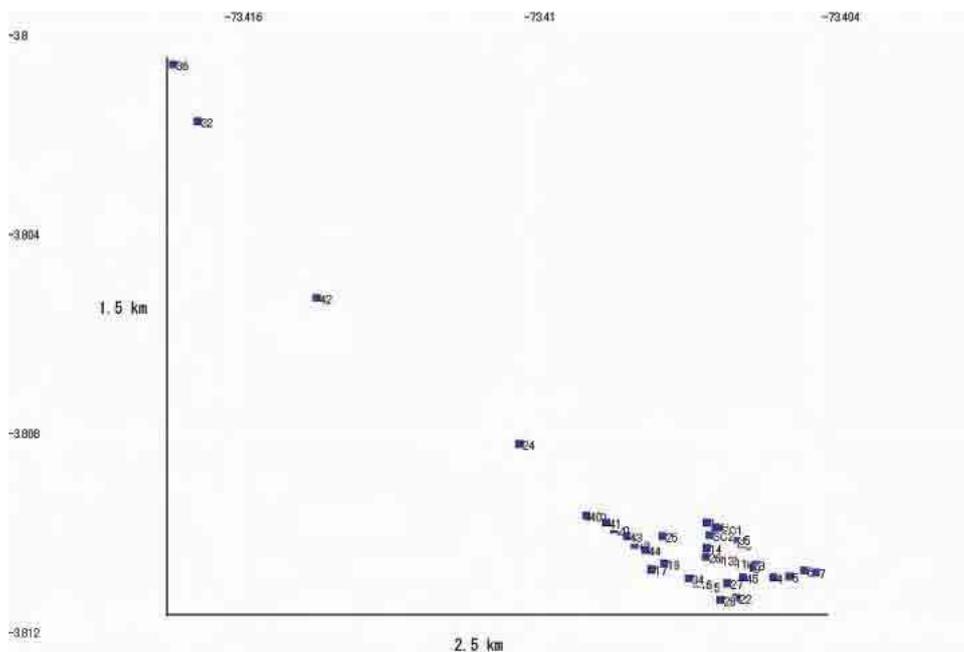


Fig. III-2.5-1 調査世帯の分布

2. 日射量ポテンシャル

太陽光発電の容量は、日射量が最小となる5月の推定発電量をもとに設計する。独立電源として太陽光発電を設計する際には、月別平均日射量の最小値が最大となる傾斜角度を位置（緯度経度）より求める。下図に傾斜角度と日射量の関係を示す。Iquitos では、傾斜角度 10 度が、独立型電銀の利用には最適な角度となる。このモデルを用いて、月別水平面日射量と斜面日射量の比率を算出し、Iquitos 市の水平面日射量を斜面日射量に補正する。補正した値を次表に示す。

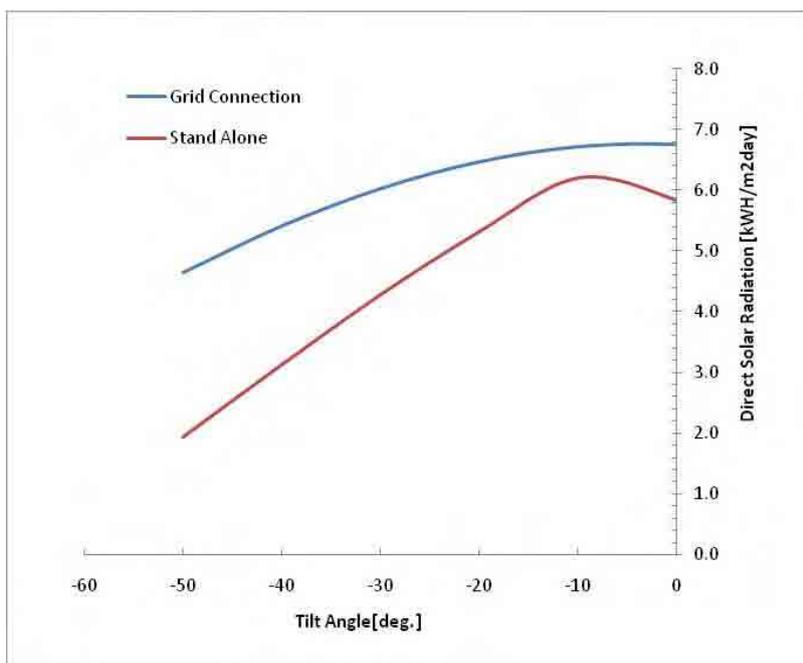


Fig. III-2.5-2 日射量と傾斜角の関係(イキトス)

Table III-2.5-1 日射量(水平面、傾斜角 10 度)

Month	Jan	Feb.	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Horizontal Irradiation (kWh/m ²)	3.4	3.7	3.5	3.7	3.0	3.1	3.7	4.2	4.7	3.8	4.2	3.8	3.7
Irradiation tilt angle 20 deg. (kWh/m ²)	3.09	3.49	3.45	3.83	3.23	3.4	4.03	4.43	4.74	3.65	3.86	3.41	3.7

出典：JICA 調査団

3. 家屋の構造

タラポトの典型的な家屋を下図に示す。木造建築がほとんどであり、屋根は藁葺き、またはトタン板である。多くの世帯が母屋とは別に台所を別棟で保有している。タラポトは気温が高いため、家屋の構造は開放的になっており高床式の風通しのよい構造となっている。ほとんどの家屋では、壁などで仕切られていない広いリビング空間を持っている。屋内にある部屋も、壁で仕切られているだけで、天井はなく風通しがよい構造になっている。部屋数は、家の大きさに応じて1部屋から4部屋となる。

SHS による電力供給では、リビングと部屋および台所に照明が必要になる。家屋内に複数の部屋がある場合にも、天井がないので一つの照明で十分との意見が多く聞かれた。台所は、別棟の場合が多いが隣接しているので電力供給に問題はない。配線例を下図に示す。



Fig. III-2.5-3 タラポトの家屋と配線例



Photo III-2.5-1 世帯調査を実施した家(タラポト)



Photo III-2.5-2 UNDP プロジェクト (Acuayo)



Photo III-2.5-3 開放的な構造

III-2.5.1 SHS の設計

1. 電力需要

下表は、一世帯当たり 2 部屋を対象として平均日射量の最小月を基準とし算出した電力使用可能量である。世帯調査の結果から、複数の照明を希望する割合が意外と低いことが判明した。2 か所の照明を希望する世帯は 63% であり、3 個所では 23% と小さな値になっている。家屋の構造が開放的であるため、部屋数が少ない世帯では、リビングと台所の 2 個所で十分な場合が多い。また、世帯調査では夜間の乳幼児の世話のための常夜灯の需要があることがわかった。このことから、LED は常夜灯としての利用を想定している。ラジオの利用可能時間は日射量が最小の月で 2.5 時間の利用と設定し、テレビの需要は設定していない。日射量の大きい時期や照明利用時間の短い世帯などでは長時間の利用が可能となる。

Table III-2.5.1-1 1 電力需要

Demand	Rated power (W)	Hours (hours/day)	Power consumption (Wh/day)
Room: Fluorescent Light	12	3	36
Kitchen: Fluorescent Light	12	2	24
LED	2	8	16
Radio	10	3	30
			106
System voltage	12	V	
Total Demand	8.8	Ah/day	

2. 推定発電量

下表に、タラポトにおいて 50Wp の太陽光発電を利用した際の推定月別発電量を示す。太陽光発電の設計は、傾斜面の月別日射量が最小となる 1 月を基準に設計を行っている。そのため、他の月には余剰電力が発生する。この余剰電力を利用して、ラジオや白黒テレビ(20W)を利用することが可能である。

Table III-2.5.1-2 推定発電量(50Wp)

Month	Irradiation (kWh/m ² -day)	Power Output (kWh/day)	Power Output (Ah/day)	Monthly Output (kWh/Mo)
Jan	3.1	0.11	8.9	3.3
Feb	3.5	0.12	10.1	3.4
Mar	3.5	0.12	10.0	3.7
Apr	3.8	0.13	11.1	4.0
May	3.2	0.11	9.3	3.5
Jun	3.4	0.12	9.8	3.5
Jul	4.0	0.14	11.7	4.3
Aug	4.4	0.15	12.8	4.8
Sep	4.7	0.16	13.7	4.9
Oct	3.7	0.13	10.6	3.9
Nov	3.9	0.13	11.2	4.0
Dec	3.4	0.12	9.9	3.7
Average	3.7	0.13	10.8	3.9

Annual: 47.1 (kWh/year)

$$\text{発電量 (kWh/day)} = \text{太陽光発電容量 (Wp)} \times K \times \text{日射量 (kWh/m}^2\text{-day)}$$

$$(K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6)$$

設計ロス

K1: Temperature correction coefficient	(25°C)	1.00
K2: Module derating factor	normally 0.9 ~ 0.95	0.9
K3: Power loss (PV module to battery)	normally 0.95	0.95
K4: Controller		0.95
K5: Battery Charge/discharge		0.9
K6: Power loss (Battery to demand)		0.95

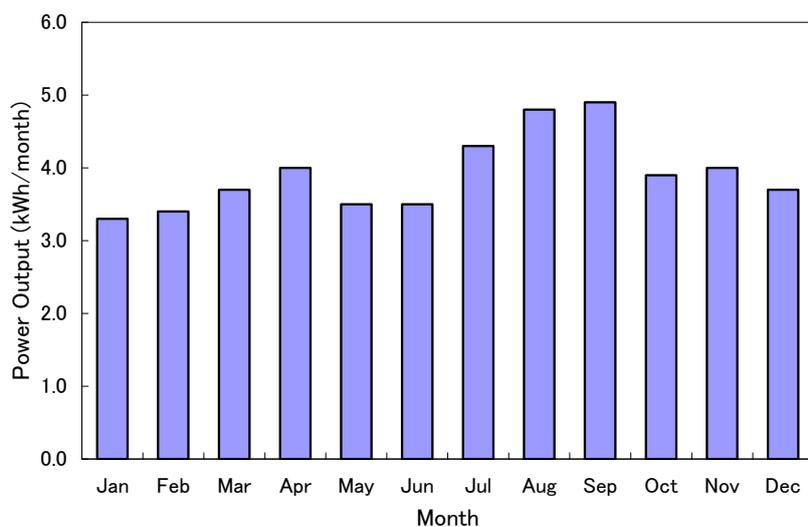


Fig. III-2.5.1-1 Estimated Monthly Power Output

3. バッテリー容量

$$\begin{aligned} Cu &= (\text{Autonomous day} + 1) (\text{Daily consume}) / PD \text{ max} \\ &= 88\text{Ah} \doteq 100\text{Ah} \end{aligned}$$

Autonomous day	: 3days
PDmax	: 40%
Daily consume	: 8.8 Ah/day

4. システム概要

システム

PV module	: 50Wp
Controller	: 10A
Battery	: 100Ah
Fluorescent Light	: 12W × 2
LED	: 2W × 1
DC/DC converter	: input 12V - output 1.5V, 3V, 4.5V, 6V, 9V

III-2.5.2 積算

1. 設備費

SHS: 対象 45 世帯

Table III-2.5.2-1 システム価格(SHS)

Item	No.	Unit	Price (US\$)
PV panel	50 Wp	1	250
Controller	10 A	1	40
Battery ^{*1}	100 Ah	1	110
FC-light	12 W	3	60
LED	2 W	1	20
DC-DC converter	12 V	1	15
Accessories (wire, pole etc.)	1 set	1	125
Installation & Transportation	10 %	1	62
Total			682

*1: バッテリーは、ボリヴィア製の Deep-Cycle Battery とする

2. 維持管理

太陽光発電を構成する機器のなかで、バッテリーやコントローラなどは消耗品であり、数年毎に交換する必要がある。一方で、PV モジュールと LED の寿命は約 20 年と長く、破損などがなければ基本的に数年毎に交換する必要はない。コントローラの寿命は約 10 年である。本システムでは、SHS にはボリヴィア製の Deep-cycle バッテリーの導入を検討している。そのため、SHS の

バッテリー寿命は5～7年間となる。一方で、BCSでは基本的にバッテリーの交換は自己負担となるため初期より自動車用のバッテリーを想定している。蛍光灯の寿命は2～3年とする。また、公共施設で用いられるインバーターの寿命は10年とする。次表に、太陽光発電を構成する機器の寿命を示す。

Table III-2.5.2-2 太陽光発電機器の寿命

Item	Lifetime (years)
PV module	20
Controller	10
Battery (deep cycle)	5 to 7
Battery (car)	2 to 3
Fluorescent Light	2 to 3
LED	20
Inverter	10

維持管理費用：年間の事業施設維持管理費用は投資費用の2%とする。

III-2.6 建設/OM/経営組織・運営費積算

建設は構造物が簡単であることから、大学やNGO等の施工監理の下、村人の協力で設置すれば可能である。

OMおよび経営は企業化された組織が行う。このマイクロ企業は登録される。

村の住民から公募して候補者を選択する。マイクロ企業の収入は少ないことから、原則として二人、マネジメント兼営業担当一人、技術担当一人が基本的な構成員とする。³但し、メンバー選定前に10名程度の運営と経営を希望する者を村から募り、彼ら全員に対して同じトレーニングを実施する。こうすることで、バックアップ要員を確保することができ、選定された二人が運営を継続できなく際には補完することが可能となる。

トレーニングは基本的に現地で行う。最初は住民啓発を行い、後に候補者に対して機器設備に関して2回、操業運営に関して3回行う。操業後半年以内にフォローアップ研修を企業を行う。企業運営者に対して行われる。また持続可能性を確固たるものにするために、研修指導者による案件監理も操業後少なくとも3回は実施される。

コーポレートガバナンスを確保するために、企業は収入や収支などの会計を記録する。ユーザーによる組合を結成し、マイクロ企業はその活動を記録を基に定期的に組合に報告する義務を負う。利用者に開かれた企業として位置づけると同時に、利用者の動向を相互に確認することが可能となる。何故なら企業が持続可能となるのは、利用者の衡平な参加と責任の負担によるからである。

³ 企業のサービス範囲、あるいは売上が小額である場合、営業マネジメント面および技術面の両方を請け負うシングルオペレーター方式もあり得る。

設備所有者と公的サービスを行うための契約をマイクロ企業は締結する。いわゆるコンセッション契約である。また、利用者との間においても、サービスに関する契約を締結する。こうすることで、企業の義務と権利を確保すると同時に、利用者の義務と権利を確保する。

費用は以下のとおりである。但し発電に必要な機器やパーツ代は除く。

初期投資費用	:	500 ドル
プロジェクト支援費用	:	25,000 ドル
年間運営費用	:	1,000 N.Soles

III-2.7 経済財務評価

III-2.7.1 評価手法

基本的にペルー経済財務省の公共投資システム（SNIP）の定める手法に従って評価を行うこととする。SNIP の定める手法を以下に示す。ここでは財務評価を「経済性分析」、経済評価を「社会分析」と呼ぶ。

1. 経済性分析

経済性分析においては市場価格を用いて、費用と便益を推定し、どの程度の純便益が期待されるのかを計算する。

- 市場価格による費用見積もり
- 資本費のキャッシュフロー作成
- O&M 費のキャッシュフロー作成
- Without project との比較における追加費用算定
- 市場価格による便益見積もり
- Without project との比較における追加便益算定
- 純便益算定（NPV 算出）

2. 社会分析

社会分析においては、税金や補助金等の経済政策により歪められた要素を排除した社会価格を用いて、費用と便益を推定し、どの程度の純便益が期待されるのかを計算する。

- 社会価格による費用見積もり
- 資本費のキャッシュフロー作成
- O&M 費のキャッシュフロー作成
- Without project との比較における追加費用算定
- 社会価格による便益見積もり
- Without project との比較における追加便益算定
- 純便益算定（SNPV 算出）

3. 感度分析

感度分析では投資額、電気料金単価、便益等の重要なインプット項目が変動した場合に、プロジェクトにどの程度の影響を与えるのかをみる。

III-2.7.2 前提条件

本計画の評価を行うにあたり、以下の条件を適用する。

1. 割引率

- 経済性分析 12%
- 社会分析 11%

2. シャドウ・プライシング

社会コストを算出するため、市場価格に以下の係数を乗ずる。

- PV 関連資機材 1.08
- 支柱等 1.00
- 国内調達機器 1.00
- 輸送費 1.00
- 調査、電力購入費等 1.00
- 輸入機器 0.90
- 熟練工 0.87
- 非熟練工 0.49 (セルバ)
- IGV 0.00

3. 耐用年数

耐用年数は以下のとおりとする。

項目	期間
太陽光パネル	20年
バッテリー (deep cycle)	7年
バッテリー (car)	3年
コントローラー	10年
インバーター	10年
電気機器・送配電線	20年

4. プロジェクト期間

プロジェクトの評価期間は20年間とする。

5. 代替案の設定

Tarapoto に電力を供給するための代替案としては、以下の二つを設定した。

項目	内容
代替案 1	太陽光発電による電化
代替案 2	系統延伸による電化

III-2.7.3 代替案 1 (太陽光発電計画) のプロジェクト費用および便益

1. 建設費

本計画の建設費は以下のとおり US\$43,825 と見積もられる。

Table III-2.7.3-1 Initial Investment

(unit: US\$)

Item	SHS	Number	Total
PV Panel	250	45	11,250
Controller	40	45	1,800
Battery	110	45	4,950
FC-light	60	45	2,700
LED	20	45	900
DC-DC converter	15	45	675
Accessories	125	45	5,625
Installation/Transportation	62	45	2,790
Sub-total	682	45	30,690
IGV, etc	292	45	13,135
Total	974	45	43,825

2. O&M コスト

維持管理費については運営上必要な管理費用および技術的に必要な費用を計算した。

Item	Annual cost	Remarks
Operational O&M cost	US\$345	S/.1,000 per year
Technical O&M cost	US\$877	US\$43,825 × 2%
Total	US\$1,222	

3. 電力需要

電力需要については第 III-2.5.2 章より以下の数値を採用した。

Item	Daily Demand	Annual Demand
SHS	106 Wh/day	38.69 kWh/year

4. 便益

(1) 経済便益

経済便益は電気料金収入とし、月額電気料金単価を 18 Soles (=US\$6.21) と設定し、これにより年間の便益を算出した。

Item	Unit rate	Annual Income
SHS	US\$6.21/month	$6.21 \times 12 \text{ months} \times 50 \text{ HH} = \text{US\$}3,724$
BCS	US\$0.52/charge	$0.52 \times 7.5 \text{ charges} \times 12 \text{ months} \times 20 \text{ HH} = \text{US\$} 931$

(2) 社会便益

社会便益はアメリカの NRECA が実施した調査報告書(1999年)のデータ“Beneficios Economicos de la Electricidad en Areas Rurales del Peru”をベースとして使用し、その 80%相当の値を採用した。

Area	Selva
Illumination	$\text{US\$}102.24/\text{year} \times 0.8 = 81.79$
Radio & TV	$\text{US\$}57.96/\text{year} \times 0.8 = 46.37$

III-2.7.4 代替案 2 (系統延伸計画)

1. 初期投資額

系統延伸に必要な送配電設備の費用内訳は以下のとおりである。

Table III-2.7.4-1 Initial Investment

(Unit: US\$)

Item	Total	Linea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materials	36,832	25,734	3,494	7,603
Installation	19,992	16,832	1,177	1,984
Transportation	2,651	2,059	280	313
IGV, etc.	11,300	8,479	941	1,881
Total	70,775	53,104	5,891	11,781

2. O&M コスト

技術的な維持管理費は以下の経費率を使用して年間の費用を計算した。

Item	Factor	Remarks
Transmission/distribution	2.0~2.5%	1st~20th year

電力購入費算出にあたっては Loreto をテリトリーとする ElectroOriente 社の Pliego Iquitos Rural (E4) (2008年2月1日付け)による料金パラメーターから算出した加重単価を使用した。

Weighted Price of Bar Energy at Middle Voltage – February 2008		
Peak Time Power	S/./kW-month	25.75
Peak Time Energy	ctm. S/./kWh	19.48
Off Peak Time Energy	ctm. S/./kWh	19.48
Weighting Factor		0.273
Weighted Price of bar energy equivalent to Middle Voltage	ctm. S/./kWh	19.48
	US\$	0.0672

(IGV 込みの単価は 0.0800)

3. 電力需要

代替案 1 と同じものを使用した。

4. 便益

(1) 経済便益

経済便益は電気料金収入として、Loreto をテリトリーとする ElectroOriente 社の Pliego Iquitos Rural (E4) (2008 年 2 月 1 日付け)による低圧の家庭用電力料金表 (BT5B)を使用した。

Item	Unit rate
Power charge	1.25 Soles/month
Energy charge	0.4936 Soles/kWh

(2) 社会便益

代替案 1 と同じものを使用した。

III-2.7.5 評価

本地点においては系統延伸よりも、太陽光発電による電化の方が便益が大きいことが確認された。一方、社会評価における SNIP の基準である IRR 11%は大きく下回る結果となった。

(US\$)		
	Alternative 1	Alternative 2
NPV (IRR)	-41,963 (-4.9%)	-91,367 (n.a.)
SNPV (IRR)	-12,081 (6.3%)	-30,330 (2.7%)

III-2.7.6 感度分析

感度分析については、以下の項目を対象として実施し、純現在価値の変化を見る。

Item	Contents
(1) 投資金額	10%増加、10%減少
(2) 電気料金収入額	10%増加、10%減少
(3) 社会便益	25%増加(= NRECA 便益値 100%)、 10%増加、10%減少

1. 投資金額

	Alternative 1	
	NPV	SNPV
10 %	-46,851	-16,598
Base Case 0 %	-41,963	-12,081
-10 %	-37,074	-7,563

2. 電気料金収入

	Alternative 1	
	NPV	SNPV
10 %	-39,459	-12,081
Base Case 0 %	-41,963	-12,081
-10 %	-44,466	-12,081

3. 社会便益

	Alternative 1	
	NPV	SNPV
25%	-41,963	-599
10 %	-41,963	-7,488
Base Case 0 %	-41,963	-12,081
-10 %	-41,963	-16,673

感度分析の結果、NPV については電気料金収入額の増減よりも投資金額の増減の方がインパクトがあることが判明した。一方、SNPV については社会便益の増減と投資金額の増減についてはほぼ同程度のインパクトを与えることが判明した。

しかし、いずれの場合でも純現在価値はマイナスとなっている。その原因は本調査において使用した NRECA 調査に基づく Selva 地域における一般的な社会便益の単価水準、および対象戸数が少ないことが影響しているものと考えられる。従って、この結果をもって Tarapoto における事業実施をすぐさま否定するものではなく、次の段階の調査において、社会便益に関して本地点におけるより精度の高い調査を行い、改めて社会便益を推計した上で、望ましい電化方法を決定することが必要と判断される。

Table III-2.7-1 Incremental Costs to Each Alternative (Private Cost) - Alternative 1

ITEM	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																					
1. Estudios	5,000																				
2. Construccion																					
(1) SFD	43,825																				
1) Suministro de Equipos, Materiales, etc.	27,900																				
Paneles solares	11,250																				
Baterias	4,950						4,950														
Equipos de iluminacion	3,600																				
controladores / convertidor	2,475									2,475											
conductores	3,375																				
Soportes y postes	2,250																				
2) Instalacion	1,116																				
M.O. Calificado	558																				
M.O. No Calificado	558																				
3) Transporte	1,674																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	3,683																				
5) Utilidades [8% C.D.]	2,455																				
6) IGV [19%]	6,997																				
7) Subtotal SHS	43,825	0	0	0	0	0	4,950	0	4,950	0	2,475	0	0	0	4,950	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL	48,825	0	0	0	0	0	4,950	0	4,950	0	2,475	0	0	0	4,950	0	0	0	0	0	0
B) COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																					
COSTO DE APOYO AL PROYECTO	0	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO	53,825	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	3,697	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES	53,825	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	3,697	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222

Table III-2.7-2 Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1

ITEM	Factor Correc.	P E R I O D O																					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
A) COSTO DE INVERSION																							
1. Estudios	1.00	5,000																					
2. Construccion																							
(1) SFD		0																					
1) Suministro de Equipos, Materiales, etc.		29,952																					
Paneles solares	1.08	12,150																					
Baterias	1.08	5,346																					
Equipos de iluminacion	1.08	3,888																					
controladores / convertidor	1.08	2,673																					
conductores	1.08	3,645																					
Soportes y postes	1.00	2,250																					
2) Instalacion		759																					
M.O. Calificado	0.87	485																					
M.O. No Calificado	0.49	273																					
3) Transporte	1.00	1,674																					
4) Gastos Generales [12% C.D.]	1.00	3,683																					
5) Utilidades [8% C.D.]	1.00	2,455																					
6) IGV [19%]	0.00	0																					
7) Subtotal SHS		38,523																					
SUBTOTAL		38,523	0	0	0	0	0	0	5,346	0	0	2,673	0	0	0	5,346	0	0	0	0	0	0	
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																							
1.00	1.00	0	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO																							
43,523	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	3,895	1,222	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO																							
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES																							
43,523	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	3,895	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222

Table III-2.7-3 Incremental Costs to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2

RUBRO	PERIODO																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
A) COSTOS DE INVERSION	12,032																					
Estudios/Supervision/Preinversion (17%)	53,104																					
Instalación de Líneas Primarias	25,734																					
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	7,720																					
Origen Nacional	18,014																					
Origen Importado	16,832																					
Montaje Electromecánico de Líneas Primarias	11,782																					
M.O. Calificada	5,050																					
M.O. No Calificada	2,059																					
Transporte	8,479																					
IGV (19%)	5,891																					
Instalación de Redes Primarias	3,494																					
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	1,677																					
Origen Nacional	1,817																					
Origen Importado	1,177																					
Montaje Electromecánico de Redes Primarias	824																					
M.O. Calificada	353																					
M.O. No Calificada	280																					
Transporte	941																					
IGV (19%)	11,781																					
Instalación de Redes Secundarias	7,603																					
Suministro de Equipos y Materiales	3,193																					
Origen Nacional	4,410																					
Origen Importado	1,984																					
Montaje Electromecánico	1,389																					
M.O. Calificada	595																					
M.O. No Calificada	313																					
Transporte	1,881																					
IGV (19%)	82,807																					
Subtotal costos de inversión	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1,416	1,432	1,449	1,466	1,484	1,501	1,519	1,537	1,555	1,573	1,592	1,611	1,630	1,649	1,668	1,688	1,708	1,728	1,749	1,769	1,789	1,809
1. Compra de energía	82,807	1,569	1,585	1,602	1,619	1,637	1,654	1,672	1,690	1,708	1,726	1,745	1,764	1,783	1,802	1,822	1,841	1,861	1,881	1,902	1,923	1,943
2. Costos de operación y mantenimiento		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)		1,569	1,585	1,602	1,619	1,637	1,654	1,672	1,690	1,708	1,726	1,745	1,764	1,783	1,802	1,822	1,841	1,861	1,881	1,902	1,923	1,943
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO																						
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)	82,807	1,569	1,585	1,602	1,619	1,637	1,654	1,672	1,690	1,708	1,726	1,745	1,764	1,783	1,802	1,822	1,841	1,861	1,881	1,902	1,923	1,943

Table III-2.7-4 Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 2

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTOS DE INVERSION																					
Estudios/Supervision/Preinversion (17%)	12,032																				
Instalación de Líneas Primarias	38,717																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	23,933																				
Origen Nacional	7,720																				
Origen Importado	16,213																				
Montaje Electromecánico de Líneas Primarias	12,725																				
M.O. Calificada	10,251																				
M.O. No Calificada	2,474																				
Transporte	2,059																				
IGV (19%)	0																				
Instalación de Redes Primarias	4,481																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	3,312																				
Origen Nacional	1,677																				
Origen Importado	1,635																				
Montaje Electromecánico de Redes Primarias	890																				
M.O. Calificada	717																				
M.O. No Calificada	173																				
Transporte	280																				
IGV (19%)	0																				
Instalación de Redes Secundarias	8,975																				
Suministro de Equipos y Materiales	7,162																				
Origen Nacional	3,193																				
Origen Importado	3,969																				
Montaje Electromecánico	1,500																				
M.O. Calificada	1,208																				
M.O. No Calificada	292																				
Transporte	313																				
IGV (19%)	0																				
Subtotal costos de inversión	64,205	0	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																					
1. Compra de energía	0	1,284	1,299	1,315	1,330	1,346	1,362	1,378	1,394	1,411	1,427	1,444	1,461	1,478	1,496	1,514	1,531	1,550	1,568	1,586	1,605
2. Costos de operación y mantenimiento	0	1,413	1,428	1,443	1,459	1,475	1,490	1,507	1,523	1,539	1,556	1,573	1,590	1,607	1,625	1,642	1,660	1,678	1,697	1,715	1,734
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)	64,205	1,413	1,428	1,443	1,459	1,475	1,490	1,507	1,523	1,539	1,556	1,573	1,590	1,607	1,625	1,642	1,660	1,678	1,697	1,715	1,734
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)	64,205	1,413	1,428	1,443	1,459	1,475	1,490	1,507	1,523	1,539	1,556	1,573	1,590	1,607	1,625	1,642	1,660	1,678	1,697	1,715	1,734

Table III-2.7-5 General Analysis of the Demand

a) Variables importantes (Important Variables)
 Supuesto (Assumption, Fuentes de Información (Source)
 Crecimiento anual de la población (Annual population increase) : 0.0% Misión
 Crecimiento anual de la población electrificada (Annual increase of electrified population) : 0.0% Misión
 Porcentaje de abonados domésticos (Percentage of domestic clients) : 100% Misión
 Tasa de Crecimiento del Consumo unitario anual (Increase rate of annual unit consumption) : 0.0% Misión
 Porcentaje de pérdidas de energía en BT y MT (Energy loss rate in Low & Middle voltage) : 10% Osinergmin
 Factor de carga (Load factor) : 25% Registros CONCESIONARIAS Y ADINELSA

UNIDADES (Units)	AÑOS (YEAR)																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Número de hogares (Number of households)		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Número de conexiones domésticas (SFD) (Number of domestic connection - SHS)		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Consumo anual por SFD (Annual consumption by SHS)		39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Consumo anual SFD (Annual consumption by SHS)	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741
Consumo total (kWh) (Total consumption)	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741
Pérdidas de energía (MT y BT) (Energy loss)		174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174
Energía al ingreso del sistema (kWh) (Energy from grid)		1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915
Factor de carga (Load factor)		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Potencia al ingreso del sistema (kW) (Power from grid)		0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87

Table III-2.7-6 Incremental Benefits to Each Alternative (Private Price) - Alternative 1

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Income from montly tariff																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas	0	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
- SFD / SHS	0	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficios sin proyecto / Benefit w/o project																					
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Income from monthly tariff																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas		3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
Important variables																					
Variables importantes:	Valoración 100%																				
Cuota mensual por abonado/ Monthly tariff:	Soles																				
- SFD / SHS	18,000																				
Periodo de reposición / Replacement period	años (years)																				
- activos generales / General assets:	7																				
- baterías / Battery:	10																				
- controladores / Controllers:	30%																				
Tasa de impuesto a la renta / Income Tax rate	30%																				
Estado de pérdidas y ganancias:																					
(Profit and Loss Statement)																					
1. Total cuotas de servicio (Total fee from the service)	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
2. Costos de operación y mantenimiento (Fee for operation and maintenance)	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222
3. Depreciación activos generales (Depreciation for general assets)	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844
4. Depreciación baterías (Depreciation for batteries)	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965
5. Depreciación controladores (Depreciation for controllers)	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338
6. Utilidad antes de impuestos (Profit before tax)	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17
7. Impuesto a la renta (income tax)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-2.7-7 Incremental Benefit to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Project - With Project																					
Venta de energía total / total energy sales	0	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
Venta de energía doméstica / domestic sales	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit																					
Ingresos por venta de energía (Revenue by energy sales)	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
Variables importantes:																					
(Important Variables)																					
Tarifa de la energía / Electricity tariff	1.25																				
	45																				
	12																				
Soles	675																				
1US\$=S/.	2.9																				
US\$	232.76																				
Tasa de impuesto a la renta / tax rate	30%																				
Estado de pérdidas y ganancias (Profit and Loss statement)																					
1. Total cuotas de servicio (total fee for service)	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
2. Costos de OYM (O&M cost)	-1,416	-1,432	-1,449	-1,466	-1,484	-1,501	-1,519	-1,537	-1,555	-1,573	-1,592	-1,611	-1,630	-1,649	-1,668	-1,688	-1,708	-1,728	-1,749	-1,769	-1,789
3. Compra de energía (Energy purchase)	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153
4. Depreciación (Depreciation)	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842
7. Utilidad antes de impuestos (Profit before tax)	-2,881	-2,898	-2,915	-2,932	-2,949	-2,967	-2,984	-3,002	-3,021	-3,039	-3,058	-3,076	-3,095	-3,115	-3,134	-3,154	-3,174	-3,194	-3,214	-3,235	-3,255
8. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-2.7-8 Incremental Benefit to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1 and 2

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Beneficio económico iluminación (Economic benefits of lighting)		3,681	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253
Voluntad de pago por radio y televisión (Willingness to pay for radio and TV)		2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087
Voluntad de pago por otros (Other WtP)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub total beneficios económicos (Sub total of economic benefits)		5,767	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficio económico sin proyecto (Economic benefit without project)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefits																					
Beneficios económicos incrementales (Incremental economic benefits)		5,767	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340

Table III-2.7-9 Actual Value of Benefits to Each Alternative (Private Price)

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Beneficios Incrementales - Privados / Incremental Benefit - Private																					
ALTERNATIVA 1	0	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
ALTERNATIVA 2	0	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
2.- Costos Incrementales - Privados/ Incremental Costs - Private																					
ALTERNATIVA 1	53,825	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
ALTERNATIVA 2	82,807	1,569	1,585	1,602	1,619	1,637	1,654	1,672	1,690	1,708	1,726	1,745	1,764	1,783	1,802	1,822	1,841	1,861	1,881	1,902	1,923
3.- Beneficios Netos Totales - Privados / Total Net Benefit - Private																					
ALTERNATIVA 1	-53,825	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130	-2,820	2,130	2,130	-345	2,130	2,130	2,130	2,130	-2,820	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130
ALTERNATIVA 2	-82,807	-1,040	-1,056	-1,073	-1,090	-1,108	-1,125	-1,143	-1,161	-1,179	-1,197	-1,216	-1,235	-1,254	-1,273	-1,293	-1,312	-1,332	-1,352	-1,373	-1,393
ALTERNATIVAS																					
	NPV																				
	IRR																				
	VAN																				
	(12%)																				
ALTERNATIVA 1	-41,963																				
ALTERNATIVA 2	-91,367																				
	-4.9%																				
	#DIV/0!																				

Table III-2.7-10 Actual Value of Benefits to Each Alternative (Social Price)

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Beneficios Incrementales / Incremental Benefits																					
ALTERNATIVA 1	0	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767
ALTERNATIVA 2	0	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767
2.- Costos Incrementales / Incremental Costs																					
ALTERNATIVA 1	43,523	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	3,895	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
ALTERNATIVA 2	64,205	1,413	1,428	1,443	1,459	1,475	1,490	1,507	1,523	1,539	1,556	1,573	1,590	1,607	1,625	1,642	1,660	1,678	1,697	1,715	1,734
3.- Beneficios Netos Totales / Total Net Benefits																					
ALTERNATIVA 1	-43,523	4,546	4,546	4,546	4,546	4,546	4,546	-800	4,546	4,546	1,873	4,546	4,546	4,546	-800	4,546	4,546	4,546	4,546	4,546	4,546
ALTERNATIVA 2	-64,205	4,354	4,339	4,324	4,308	4,293	4,277	4,261	4,244	4,228	4,211	4,194	4,177	4,160	4,143	4,125	4,107	4,089	4,071	4,052	4,033
Summary Statistics																					
ALTERNATIVAS	NPV (11%)	IRR																			
		TIR																			
ALTERNATIVA 1	-12,081	6.3%																			
ALTERNATIVA 2	-30,330	2.7%																			

III-2.8 料金設定・資金メカニズム

III-2.8.1 料金設定

電気料金には大きく分けて、従量制と定額制の二種類がある。従量制においては、電力量メーターを導入して、定期的な検針を行って、一定期間内に消費した電力量に応じて料金が計算され、需要家に請求される。このために、検針および料金計算を行う担当者が必要となる。人口密度の薄いところでは、その検針の手間は非常に大きなものとなる。一方、定額制においては従量制のような煩雑な手続が不要で、一定期間に定額の料金が需要家に請求される。このため、各戸を訪問する必要が生じず、事務手続きの簡素化が図れる。

項目	メリット	デメリット
従量制	料金負担が公平	検針に伴う手間がかかる
定額制	検針不要	少量消費者には不公平

特に太陽光プロジェクトにおいては、各戸による需要量の幅が少ないため、そのメリットを最大限に生かすことが出来る。この観点から、本プロジェクトにおいては定額制を採用することを前提として検討を行った。

1. 検討項目および条件

料金水準を検討するにあたっては次の項目を参考にする。大原則としては持続性確保の観点から O&M 費用を賄える金額であること、および住民の支払いが可能な額であることとする。また、電気料金が現行電力料金水準と比較して高くなる場合には、相互補助制度の適用も考慮する必要がある。

- (1) O&M 費用
- (2) 現行電気料金水準
- (3) 支払い意思額

以下、それぞれの項目を検討する。

(1) O&M 費用

維持管理費は投資額の 2% を技術的な費用とし、これに運営上必要な管理費を加えると、年間の費用は 1,222 ドルと計算される。

(2) 現行電気料金水準

GEF プロジェクトでは 18 Soles/月の料金が適用されているので、これを参考とする。

(3) 支払い意思額

本項における支払い意思額は、社会調査の一環として住民に対して実施した聞き取り調査（アンケート）において回答を得た現行のエネルギー関連支出金額を示す。アンケートにおいて支払い意思額として回答を得た金額をさすものではない。

Table III-2.8.1-1 Willingness to Pay: Tarapoto

(Nuevos Soles)	
Max	68.0
Min	8.0
Average	21.3
Median	20.0

なお、以下の前提条件を設定して、その際にコスト回収に必要となる料金を算定した。

- 1) マイクロ企業は利益をあげない。
- 2) OM 費は初期投資の 2%
- 3) 設備更新はマイクロ企業負担
- 4) BCS 利用単価は SHS 料金水準に比例して変動する。ただし、下限は 1.5 Soles とする。

2. 検討結果

以上の検討の結果、コスト回収に必要となる料金水準は下記条件により以下のとおりと計算された。

- マイクロ企業は非営利とする
- 運転費は初期投資額の 2%とする
- 機器の更新はマイクロ企業の責任とする

初期投資補助金がゼロの場合の料金	24.34 Soles
初期投資を全額補助する場合の料金	9.89 Soles

本計画においては O&M 費（機器取り替え費用を含む）をカバーする料金は 24.34 Soles/月と計算される。SHS の料金については GEF プロジェクト等で適用されている 18 Soles/月を約 6 Soles 上回る金額となる。支払い意思額からみると、この金額では、電化予定の 45 戸の約半数における支払いは確保できるものと思われる。なお、相互補助投入を最小限とするためにも、マイクロ企業の運営経費については、その規模や住民側の自助努力も含め、より詳細な検討が必要とされる。

また、上記前提かつ初期投資額を全額補助金で賄う場合、以下の各条件における、コスト回収に必要な料金補助の規模をあわせて算定した。

- 個人負担額 GEF プロジェクト並み : 18.00 Soles
- 支払い意思額の上位から 80%の値 : 10.00 Soles
- 系統連係単価並みの場合 (FOSE 込) : 2.43 Soles (= 1.25 + 0.2468 × 38.69/12 × 1.19)

(unit: Nuevos Soles)

Unit rate/month	Subsidy amount	Annual amount	Remarks
18.00	0.00	0.0	GEF rate
10.00	0.00	0.0	80% coverage
9.89	0.00	0.0	Base rate
2.43	7.46	4,028.4	7.46 × 45HH × 12

III-2.8.2 資金手当

1. 建設資金

プロジェクトの初期投資所要額については SPERAR 基金および地方政府財源 (CANON 資金) を充当する。

2. 研修費用

プロジェクト運営に関する教育訓練を実施するための費用については SPERAR 基金から拠出する。

3. 運転維持資金

運転維持費については原則として需要家が電気料金として負担する。また、マイクロ企業を設立して電気サービスの運転にあたる場合には、その運営経費もこの資金でカバーする。

4. 料金補助

一定額の収入を確保して持続可能なサービスを提供するためには料金補助は不可欠である。少なくとも近隣地域における現行の電気料金と同程度の水準とすることが望ましい。現行の FOSE と同じ趣旨による相互補助を適用することの出来るように、マイクロ企業が MEM に対して電気事業者としての登録を行い、OSINERGMIN に対して FOSE に基づく相互補助が適用されるようにすることが重要である。

III-2.9 社会環境配慮

次の表は、電化がタラポトの自然環境及び社会環境に影響を与えると想定される要素について、評価調査結果及び対応策をまとめたものである。

Table III-2.9-1 調査結果と対応策

環境要素	評価	調査結果	対応策
被害と便益の偏在 地域内の利害対立	C	太陽光システムが導入されても、コミュニティの中の貧困層は電気サービスを利用できず、コミュニティ内の格差を発生させると予想される。	(1) マスタープランでは、貧困層が電気を利用できるよう、MEM/DPRが財政支援のシステムを確立する事を提案している。 (2) マスタープランでは、SHSに比べて電気料金が低いBCSの導入も貧困層向けに計画している。
ジェンダー	C	太陽光システム導入時に計画されている啓発活動や訓練、維持管理組織に女性が参加できない可能性があり、電化は、社会開発にかかわるジェンダー間の不均等を固定化させるおそれがある。	マスタープランでは、太陽光システム導入時には、啓発活動や訓練、維持管理組織のメンバー候補として女性を含めるよう、住民に提言、支援するよう、提言している。
廃棄物	C	ペルー国全体の現状として、使用済みバッテリーの処理とリサイクルの質および量は限られている。プロジェクトサイトの数が増えるにつれて、リサイクルは困難になっていくと予測される。その結果、使用済みバッテリーの数が増えるにつれて、町工場などでの不適切な処理によって、酸や鉛によって水質汚染や粉塵が発生する可能性がある。	マスタープランではバッテリー再利用システム（使用済みバッテリーを回収し、民間企業によって処理・再生させ、太陽光利用者に再利用されるシステム構築）を提案している。あわせて、MEM/DPRが、率先して廃棄物処理を担当する生産省や産業衛生を担当する保健省と連携して、バッテリー処理に関連して汚染物を投棄する工場に対し行政指導を行うよう、提言している。

注：評価基準

- A：重大なインパクトが起きると予測
- B：ある程度のインパクトが起きると予測
- C：強いインパクトは予測されないが、インパクトが全くないとはいえない。
- D：低レベルのインパクトが起きる可能性は否定できない。Pre-FSの結果を基に、FS段階においてより詳細な調査及び評価を行う必要がある。

出典：JICA 調査団、2008

III-3 小水力 (Cajamarca州Yerba Buena)

III-3.1 自然条件

計画地点は、Cajamarca州の南東部に位置するSan Juan Yerba Buenaである。Yerba Buenaは、Cajamarca市の北東約 30kmに位置し、車により約 2 時間でアクセス可能な地点である (Table III-3.1-1参照)。Cajamarca市からYerba Buenaへの途中Encanadaまで (約 1 時間) の道路は舗装されているが、これ以降は未舗装道路が計画地点まで続いている。計画地点は、標高は約 3,500mであり、Cajamarca市内よりも 1,000m程度高い山岳地域である。

Table III-3.1-1 計画地点

Region	: Cajamarca
Province	: Cajamarca
District	: Encañada
Village	: San Juan Yerba Buena Grande

III-3.2 社会経済・ジェンダー状況

1. コミュニティ (localidad) と人口

- Pre-FS により、12 コミュニティが対象として選定された。これらは異なる人口集中地区 *centro poblado* に位置していると想定される。これらコミュニティは、Challuagon 川と 3 支流の集水域にあるが、いくつかのコミュニティは分水嶺を越えたところに位置しているようである。
- これらコミュニティの人口は 582 人である (出典: ジェルバブエナ保健所、DPR データベース)。

Yerba Buena Grande.....	76	Quinoa Pampa	39 (DPR)
San Luis	41 (DPR)	Porvenir Encañada.....	50
Chancas.....	50 (DPR)	San Nicolas de Challuaguún.....	44
Guagayo.....	45 (DPR)	Yerba Buena Alta	26
Yerba Buena Chica	102	Santa Rosa de Yerba Buena.....	19
Toldopata.....	70	Santa Rosa de Milpo.....	20 (DPR)

- サンフアン・ジェルバブエナ・グランデ (主村) には、小学校、中学校、保健所、太陽光を使った衛星電話がある。他のコミュニティのいくつかにも小学校があるが、Pre-FS 時点では対象コミュニティが決定していなかったため、詳細データは得られなかった。
- 家屋は川辺 (3,500m) から丘の上 (3,800m) の間に分散している。
- 土地は主に乳牛の放牧に使われており、耕地は狭い。
- 他の Pre-FS 地点に比べ、ジェルバブエナは大都市 (州都カハマルカ) に車両で約 2 時間 (直線距離 25 km) と比較的近く、住民も日用品の購入など日常的な行き来が多い。

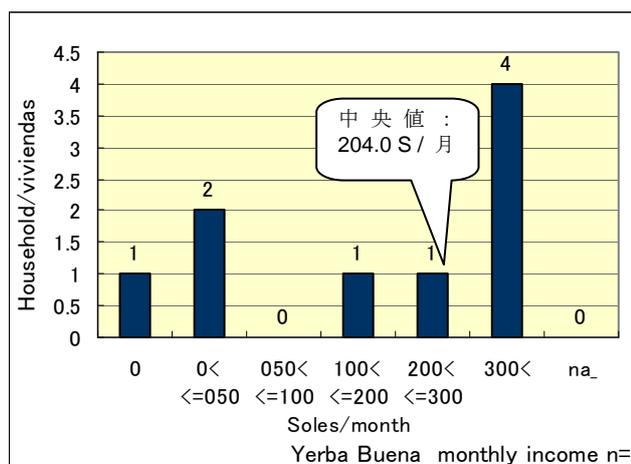
2. 産業と主要な収入源

この地区は、*suní* 地帯（冷涼な高地）にあり、農業（トウモロコシ、ジャガイモ）と牧牛が行われている。

▶ 主な収入源は、牛乳をネスレとグローリアという二大乳業会社に販売することによって得られている。両社とも搾乳直後の牛乳を毎日リットルあたり 0.55 ソーレスで集荷し、15 日ごとに支払っている。1 頭の雌牛は一日 3 リットルを出すので、雌牛を 1 頭所有している酪農世帯は、毎月約 50 ソーレスを得ることになる。

▶ コミュニティ調査からは、世帯あたり平均 3.8 頭の牛を飼っているという結果が出ているが、所有頭数はおそらくこれよりも多いであろう。牛を所有していない世帯は、作物販売や賃金労働によって収入を得ているが、その収入は低い。牛の数は、その家の富の程度を意味している。

▶ ジェルバブエナ・グランデの収入の配分は、**Fig. III-3.2-1**に示すとおりである。聞き取り数は限られていたのであるが、月額収入の中央値は太陽光Pre-FS2 地点に比べると高い。



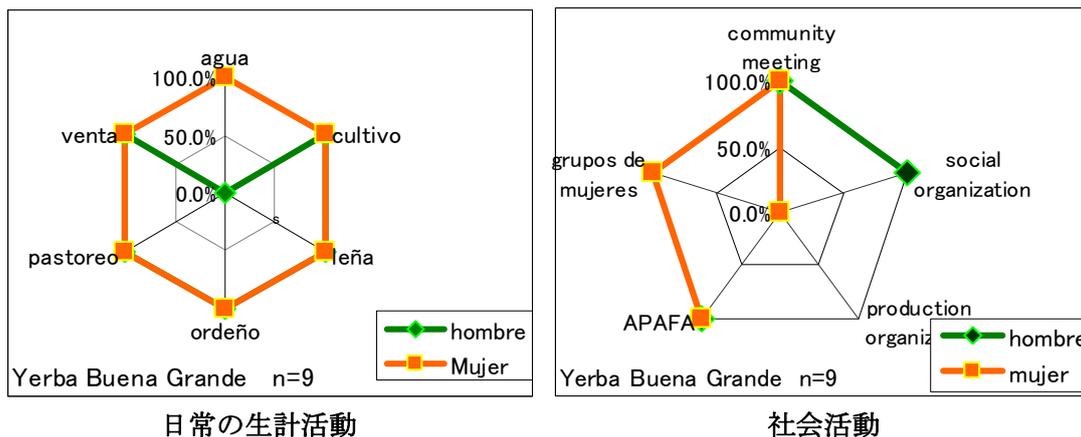
注：データは産物販売額の積み上げによって推計した。おそらく実際の収入より低く見積もられている。

出典: JICA 調査団、2008

Fig. III-3.2-1 ジェルバブエナ・グランデにおける収入の分布

3. ジェンダー

この地域では、男性、女性がそれぞれ伝統的なコミュニティ組織 *ronda* を構成しており、社会的な権限を持っている。また対象者数が限られているがコミュニティ調査の結果では、ジェルバブエナ・グランデでは、女性も男性も、水汲みを除く日常の生計活動を分担している。また、社会組織を別にすれば、社会活動への参加も同様である。このように、ジェルバブエナは Pre-FS4 地点の中では女性の社会参加が最も高い地区である。



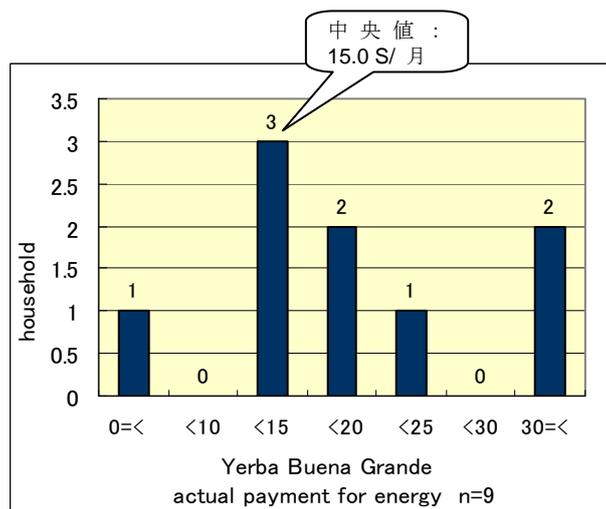
出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-3.2-2 日常の生計活動と社会活動におけるジェンダーの分布

III-3.3 電気需要と支払い能力

1. 現在のエネルギー利用

- ▶ ロウソクとマッチが主なエネルギー源である。ケロシン・ランプがそれに続くがそれほど多くは使われていない。現在のエネルギーへの支出は月額 15.0 ソーレスである。
- ▶ 多くの世帯はラジオを持ち、テレビと携帯電話を所有している世帯も数世帯ある。
- ▶ 中学校には、鉱山会社から 2001 年に贈与された太陽光を使ったコンピューターがあり、授業に使われている。
- ▶ 携帯電話は多くの住民が使っている。
- ▶ 以上から、住民は「文明化された、あるいは現代化された生活」にある程度までなじんでいるといえる。



出典：JICA 調査団、2008

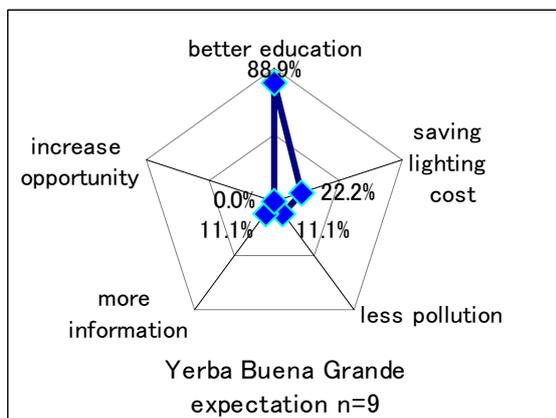
Fig. III-3.3-1 現在のエネルギーへの支出 Investment (DEP Plan 2006-2015)

2. 電化に対する意向

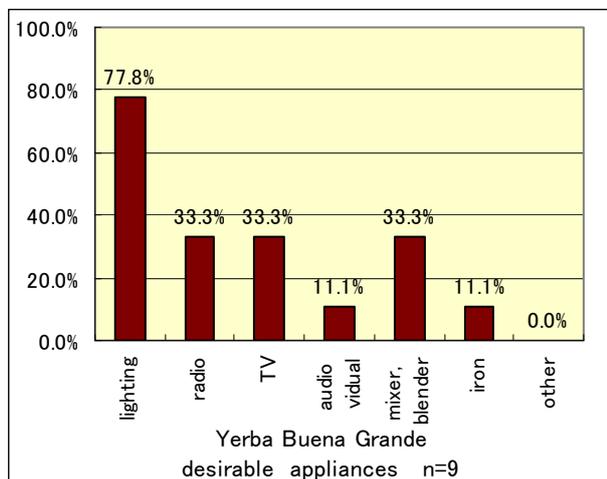
- ▶ 12 コミュニティの内 6 コミュニティは、JBIC の PAFE III の対象地に含まれている (SNIP No. 8195)。しかし、エンカニャーダ・ディストリクト長は JICA 調査団に対して、小水力による電化の Pre-FS (および事業実施) を行うよう要請してきた。
- ▶ サンファン・ジェルバブエナ・グランデには、水力利用によるマイクロ発電機が 3 基設置されている。利用者は加入時に 500 ソーレスを支払い、5 ソーレスを月額料金として、発電機所有

者に支払っている。他の住民はこのことをよく知っており、電気を利用したいと思っている。しかし、聞き取り対象者の22%だけが、再生可能エネルギーについて認知している。

- ▶ 電化後に最も期待されることは、明かりとコンピューターによって教育環境が改善されることであり、最も望まれる電気器具は、明かり（電球）である。



電化への期待



望まれる電気器具

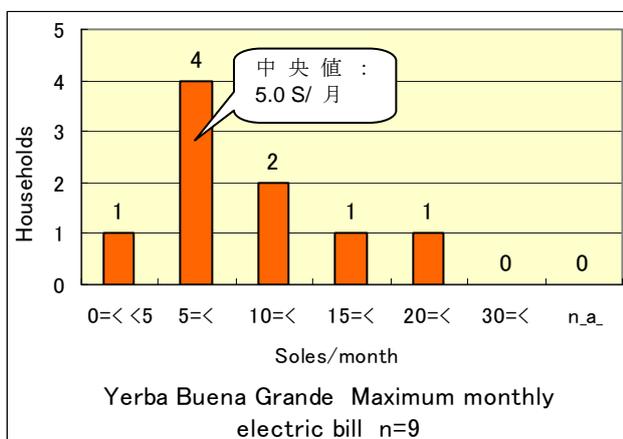
出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-3.3-2 電化への期待と望まれる電気器具

- ▶ カティユック（コミュニティ調査を行ったカハマルカ州の電化コミュニティ）と同じく、ジェルバブエナの主たる収入源は牛乳の販売である。カティユックでは電気を利用して牛乳の保冷施設が建設されている。しかしジェルバブエナでは、コミュニティの行政官も聞き取りを行った住民も、電気の生産的利用について特段の意向を示さなかった。

3. 支払い能力

- ▶ コミュニティ調査の結果によれば、電気に毎月支払える最大額は 5 ソーレスである。おそらく住民は現在ある小水力発電の利用者がこの額を毎月払っていることをよく知っているのであろうが、5 ソーレスというのは、見積もられた必要額よりもずっと少ない。調査回答者は、現在の小水力電気サービスでは利用者に初期投資（500 ソーレス）の支払いを求めていることを忘れたか、あるいは無視している。



出典：JICA 調査団、2008

Fig. III-3.3-3 電気のために毎月支払い可能な最大額

- 一方、15 ソーレス以上支払えると回答した世帯も何世帯もある。
- ジェルバブエナ・グランデの月収の中央値が調査を行ったコミュニティの中では高い方にあるので、住民がこれより多い額を支払うことは可能であろう。しかし実施者は、すべての住民に対してプロジェクトの説明を行い、合意を得ることが必要である。
- 回答者の3分の2は、電気料金を月額で払うことが好ましいと回答しているが、その一方で、22%の人は半年ごとに支払う方がよいと答えている。

III-3.4 各電化方式の初期投資費用の比較

本地点で最適な電化方式について、下記前提条件をもとに、世帯数をパラメータとして比較した結果を示す。

<前提条件>

[Village Information]	Number of Localidad	: 12
	Number of User	: 557
	Connecting Rate	: 0.8
[Hydro Power]	Linea Primarias	: 5,800 (US\$/km)
	Redes Primarias	: 290 (US\$/User)
	Redes Secundaria	: 490 (US\$/User)
	Hydro Power (Electric)	: 1,000 (US\$/kW)
	Hydro Power (Civil)	: 2,000 (US\$/kW)
	Length of Linea Primarias	: 23.75 (km)
[Photovoltaic]	PV	: 780 (US\$/User)
[Grid Extension]	Length of Linea Primarias from end of Existing Grid	: 7.2 (km)

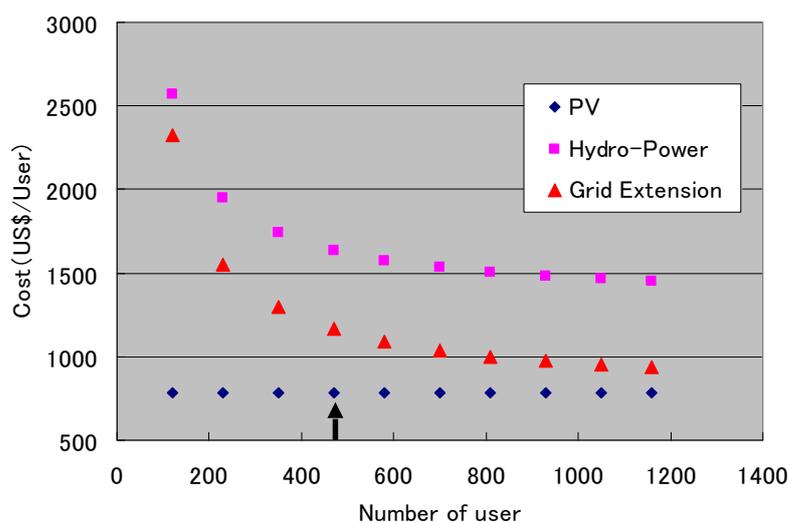


Fig. III-3.4-1 各電化方式の初期投資費用の比較(3)

本地点においては、電化世帯数は465（世帯数：557、接続率：0.8）となり、**Fig. III-3.4-1**より、電化方式としては、PVの方が配電線延伸および水力発電よりも初期投資費用面で有利となることがわかる。

さらに、初期投資費用面だけでなく、O&M コスト、電気の利用方法、本地点の社会・経済的な熟成度などについても比較検討する事により、より適切な電化方式を選定することとなる。

III-3.5 設計・積算

III-3.5.1 設計

1. 対象村落

対象村落は、原則的にSan Juan Yerba Buena Grandeを中心（Centro Poblado）とするカセリーヨを対象とし、配電線延伸計画のない周辺11村落を対象とした。対象村落の一覧および対象世帯数を**Table III-3.5.1-1**に示す。世帯数については、DPRのGISデータと現地調査にて入手したHealth Post(2006)データを使用し、後者データにおいて不明なデータについては、DPRデータを使用した。なお、村落のうち既設小水力によって電気供給を受けている25世帯は対象世帯数から除外した。

Table III-3.5.1-1 対象村落および世帯数

No.	ID	Region	Province	District	Villages	Household	
						DEP(GIS)	Health Post 2006
1	0601050034	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Yerba Buena Grande	71	76
2	0601050033	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Yerba Buena Chica (la Torre)	101	102
3	0601050023	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	San Nicolas De Challuagun	38	44
4	0601050032	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	San Luis	41	-
5	0601050029	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Toldopata (Toldo Pata)	53	70
6	0601050027	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Yerba Buena Alta	18	26
7	0601050035	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Chancas	50	-
8	0601050024	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Quinoa Pampa	39	-
9	0601050036	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Santa Rosa de Yerba Buena	14	19
10	0601050028	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Guaguayo	45	-
11	0601050025	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Porvenir Encañada	45	50
12	0601050026	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Santa Rosa De Milpo	20	-
Subtotal						582	
Total						582 - 25 = 557	

2. 計画諸元

本計画は、Yerba Buena を流れるChalluagon川に堰および取水口を設置し、取水口から約1.3km下流まで河川水を導水し、落差約100mを利用して80kWの発電を行うものである。本検討地点の計画諸元は、**Table III-3.5.1-2**に示すとおりである。

Table III-3.5.1-2 計画諸元

Catchment Area	: 23.0km ²
Name of River	: Challuagon
Length of Canal	: 1.3km
Length of Penstock	: 210m
Intake	: E.L 3,530m
Tailrace	: E.L 3,430m
Gross Head (Effective Head)	: 100m (97.0m)
Discharge	: 0.112m ³ /s
Install Capacity	: 80 kW

3. 電力需要

(1) 一般需要

本地点での電力需要は、以下の条件のもとに検討した。各世帯の月あたり電力需要量を15kWh/monthと想定し、これをベースとしてレストラン、店舗といった商用需要、小工業および公共街灯に関する需要を率で計上した。

このベース値は、1日あたりに換算すると、40W 照明 × 2(6時間)、20W ラジオ × 1(4時間)程度の使用量に相当する。また、今後20年間の人口増加率を1.5%/年、配電線から遠方に位置する世帯等を考慮して、配電線への接続率を80%とした。なお、当面の電力需要ピークは、夜間における照明、ラジオ(店舗などのテレビ)が想定されるため、1日あたりの設備利用率を6時間相当の25%とした。

Table III-3.5.1-3 電力需要の推定条件

(a) 世帯数	: 557
(b) 世帯当たりの電力需要	: 15 kWh/ month
(c) 商用電力需要(レストラン、店舗他)	: 世帯総電力需要の10%
(d) 小工業用需要	: 世帯総電力需要の10%
(e) 公共街灯	: 世帯総電力需要の5%
(f) その他一般用途(公共施設)	: 世帯総電力需要の10%
(g) 予備用途	: 世帯総電力需要の15%
(h) 送配電ロス	: [(c)+(d)+(e)+(f)+(g)]の10%
(i) 人口増加率(20年間)	: 1.5%
(j) 接続率(ピーク)	: 80%
(k) 設備利用率	: 25%

上記の条件に基づき、所要発電出力を以下のように算定した。

Table III-3.5.1-4 必要出力の算定

(a) 対象世帯数(20年後)	: $0.8 \times 557 \times (1 + 0.015)^{20} \cong 600 \text{ users}$
(b) 世帯総電力需要(kW)	: $P = \frac{E}{t \times f_c} = \frac{15 \times 600 \times 12}{8,760 \times 0.25} = 49.3$ $E = P \times t \times f_c$ $E = \text{Energy}, t = \text{Time}, f_c = \text{charge factor}$
(c) 商用電力需要(レストラン、店舗他)(kW)	: $P \times 0.10 = 49.3 \times 0.10 = 4.93$
(d) 小工業用需要(kW)	: $P \times 0.10 = 49.3 \times 0.10 = 4.93$
(e) 公共街灯(kW)	: $P \times 0.05 = 49.3 \times 0.05 = 2.47$
(f) その他一般用途(kW)	: $P \times 0.10 = 49.3 \times 0.10 = 4.93$
(g) 予備用途(kW)	: $P \times 0.15 = 49.3 \times 0.15 = 7.40$
(h) 小計(kW)	: (b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) = 73.96
(i) 送配電ロス(kW)	: (h) \times 0.10 = 73.96 \times 0.10 = 7.40
Total	: (b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (i) = 81.36 \cong 80kW

(2) 生産的需要

本検討では、ピーク需要を夜間の一般需要と想定しているため、昼間需要には十分な余裕がある。このため Fig. III-3.5.1-1に示すように将来的な電力の生産需要、例えば、学校、病院（保健所）等の公共施設や灌漑、製粉、製材、搾乳等の農業など、各用途に応じて電力を使用することが可能である。

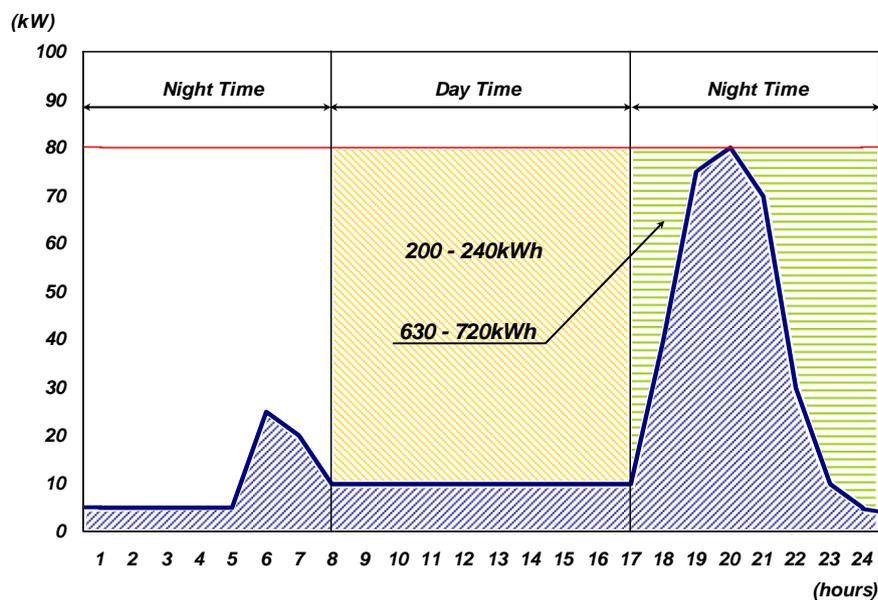


Fig. III-3.5.1-1 電力需要に関する模式図

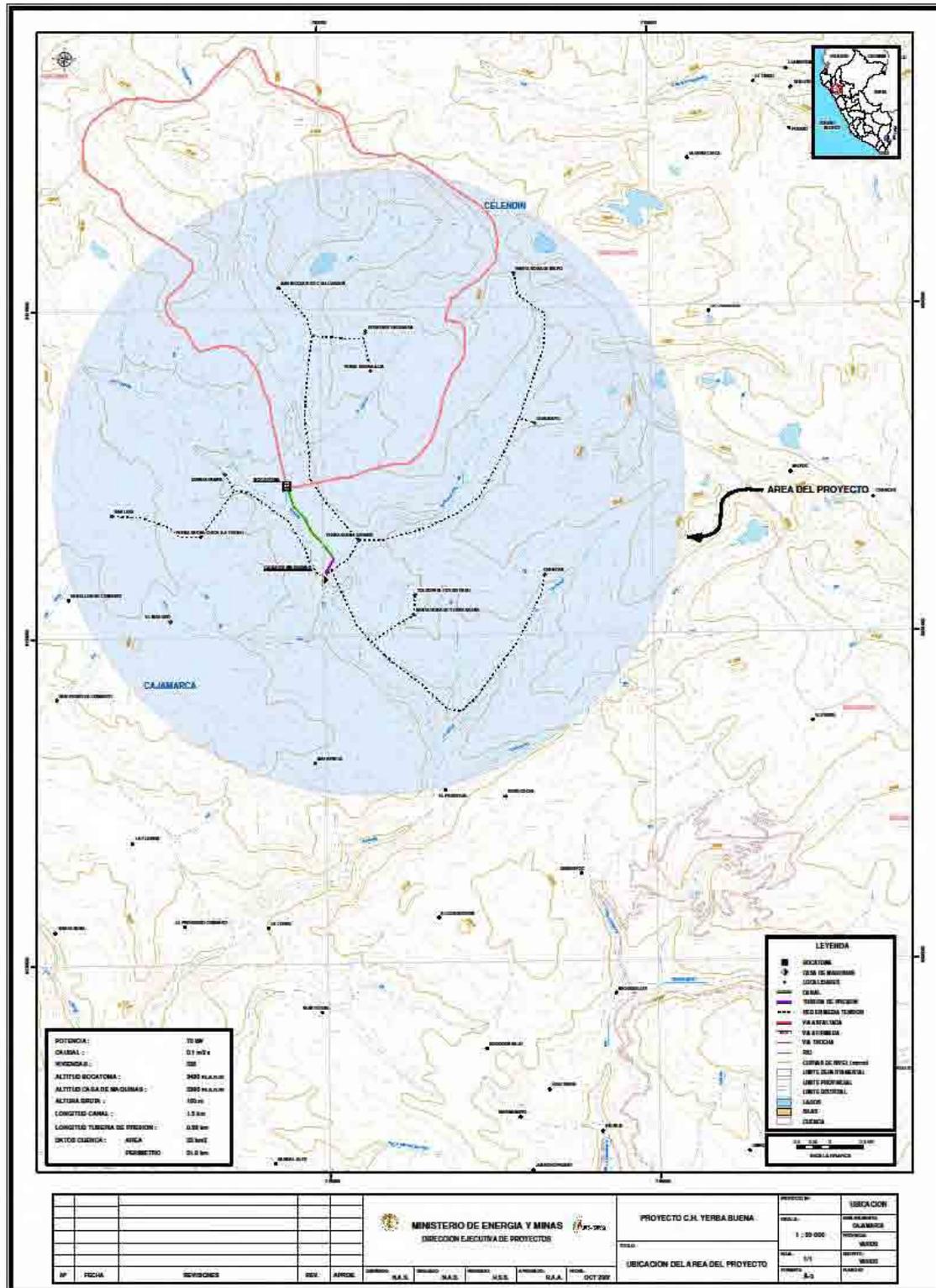


Fig. III-3.5.1-2 発電所計画位置図

4. 現地調査

(1) 周辺地形および地質

当該地域は標高 3,000 ~ 4,000m に位置しており、高標高に位置する河川では、侵食により数 10m ~ 100m の比較的深い V 字溪谷が形成されている。したがって、Yerba Buena の周辺は起伏が多い地形となっている。

河川には岩の露頭が所々見られるが、侵食風化によると思われる亀裂も散見される。しかしながら、至近において崩落等が生じた形跡は見られないことから比較的安定しているものと考えられる。取水口計画位置の近傍河床には砂利が多く見られ、その粒径は数 cm ~ 数 10cm である。これらの砂利の間には細粒砂が見られるが、河川下流および上流部において土砂の堆積が顕著な箇所は見られないことから、堆砂に関する問題は比較的少ないことが予想される。



Photo III-3.5.1-1 Yerba Buena 遠景



Photo III-3.5.1-2 河川および溪谷状況



Photo III-3.5.1-3 河床状況



Photo III-3.5.1-4 河川側岸の露頭岩

(2) 簡易測量

現地調査では、GPSによる簡易測量を実施し、取水口、水路、発電所等の主要構造物の計画位置および落差を把握した。その結果を **Table III-3.5.1-5**に示す。

取水口計画地点から水槽まで約 1.3km、そのうち約 600m は既設の灌漑用水路（幅 1.2m × 高さ 0.6m 素掘り）があるため、これの一部を発電用水路に流用可能と思われる。取水口から発電所計画地点の落差は約 100m が確保可能と思われる。一般的に GPS を使用した場合、高度については、その精度が問題となる場合があるが、相対高度で比較すれば問題は少ない。

(3) 河川流量の簡易測定

河川流量の把握は、水力発電所の計画において最も重要な要因の一つである。計画の実施にあたっては、計画を立案する実際の河川において、至近の数年から 10 年間程度の流量観測を実施

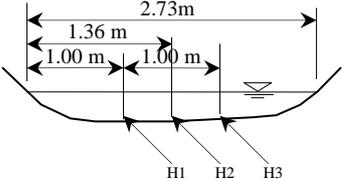
し、データを蓄積することが望ましい。ペルーにおいては、こうしたデータは殆ど整備されておらず、計画立案において問題が多い。ただし、実際に計画が検討される河川ではなくても、その近傍河川において、河川流量測定が実施されていれば、観測が実施された河川の流域面積と計画を実施する河川の流域面積を比較することによって、後者の流量を比較的容易に推定することができる。しかしながら流量観測データの存在する河川は、数 100 ~ 1,000km² の大きな流域を持つ河川であることが多いため、数 10km² の流域面積である場合が圧倒的に多いマイクロ水力計画では比較する流域面積の差が大きく、この比較手法の適用性にも問題がある。一方、実際の流量観測データが存在しない場合、観測雨量データ等を使用して流域の水収支モデルや数学的モデルを構築して河川流量を推定する手法を適用する場合がある。ただし、これらの手法は、一般的には河川流量の観測データが入手困難な場合、止むを得ず採用すべき方法であり、河川流量の把握はあくまでも流量観測データに基づくべきものである。

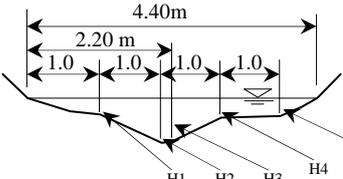
Table III-3.5.1-5 簡易測量結果

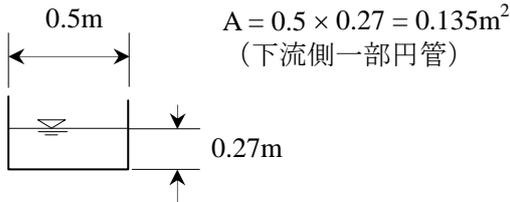
Location	Longitude and Latitude	Altitude (m)	Interval Distance (m)	Cumulative Distance (m)
Planning Location of Intake	S 06 58' 48.4" W 078 22' 44.8"	3,524	0	0
Existing Canal_1	S 06 58' 54.4" W 078 22' 47.9"	-	210	210
Existing Canal_2	S 06 58' 55.9" W 078 22' 47.5"	-	50	260
Existing Canal_3	S 06 58' 58.8" W 078 22' 47.8"	-	80	340
Existing Canal_4	S 06 59' 01.8" W 078 22' 47.9"	-	100	430
Existing Canal_5	S 06 59' 05.1" W 078 22' 47.5"	3,521	110	540
End of Existing Canal	S 06 59' 07.2" W 078 22' 48.7"	3,516	70	610
Planning Location of Head Tank	S 06 59' 23.9" W 078 22' 37.3"	3,523	620	1,230
Planning Location of Powerhouse	S 06 59' 29.2" W 078 22' 41.2"	3,423	200	1,430

本調査では、先ず計画地点の近傍の流量資料について調査したが、適切なデータを得ることができなかった。

このため、第二次調査において Yerba Buena 地点において流量観測を実施した。第二次調査が実施された7月は、ペルーの乾季に相当するため、小水力発電計画における使用水量のベースとなる乾季流量（最小流量）を把握するために適した時期であった。加えて、乾季における継続的な河川流量の変化を把握するため、乾季間が終了する10月までを目途として地元住民に毎日の河川水位の計測を依頼した。その結果を以下に示す。なお本河川に設置されている灌漑用水路の使用水量測定もあわせて実施した。

[地点 ST.1 量水標設置位置] (河川横断および流速測定結果)	
位置	S 06° 58' 45.8" W078° 22' 44.0" (標高=3,523m)
流速測定 (1 回目)	$V_1 = 3\text{m}/7.54\text{sec} = 0.398\text{m/sec}$
流速測定 (2 回目)	$V_2 = 3\text{m}/6.37\text{sec} = 0.471\text{m/sec}$
流速測定 (3 回目)	$V_3 = 3\text{m}/7.64\text{sec} = 0.393\text{m/sec}$
平均流速	$V = 0.421\text{m/sec}$
量水標 (読値)	30cm 2007 年 7 月 9 日
測定河川断面	 <p>H1 = 0.24m H2 = 0.21m H3 = 0.10m 平均=0.18m</p> <p>$A = 2.73 \times 0.18 = 0.491\text{m}^2$</p>
換算流量	$Q = A \times V = 0.491 \times 0.421 \times 0.8 = \mathbf{0.165\text{ m}^3/\text{s}}$

[地点 ST.2 量水標設置位置] (河川横断および流速測定結果)	
位置	S 06° 58' 46.2" W078° 22' 44.4" (標高=3,522m)
流速測定 (1 回目)	$V_1 = 5\text{m}/15.89\text{sec} = 0.315\text{m/sec}$
流速測定 (2 回目)	$V_2 = 5\text{m}/18.86\text{sec} = 0.265\text{m/sec}$
流速測定 (3 回目)	$V_3 = 5\text{m}/18.82\text{sec} = 0.266\text{m/sec}$
平均流速	$V = 0.282\text{m/sec}$
量水標 (読値)	17cm 2007 年 7 月 9 日
測定河川断面	 <p>H1 = 0.10m H2 = 0.16m H3 = 0.15m H4 = 0.09m H5 = 0.08m 平均=0.12m</p> <p>$A = 4.4 \times 0.12 = 0.528\text{m}^2$</p>
換算流量	$Q = A \times V = 0.528 \times 0.282 \times 0.8 = \mathbf{0.119\text{ m}^3/\text{sec}}$

[地点 灌漑用水路] (流速測定結果)	
位置	S 06° 58' 51.9" W078° 22' 46.7" (標高=3,523m)
流速測定 (1 回目)	$V_1 = 10\text{m}/25\text{sec} = 0.400\text{m}/\text{sec}$
流速測定 (2 回目)	$V_2 = 10\text{m}/32\text{sec} = 0.313\text{m}/\text{sec}$
流速測定 (3 回目)	$V_3 = 10\text{m}/30\text{sec} = 0.333\text{m}/\text{sec}$
平均流速	$V = 0.349\text{m}/\text{sec}$
測定河川断面	
換算流量	$Q = A \times V = 0.135 \times 0.349 \times 0.8 = 0.038 \text{ m}^3/\text{sec}$

流量測定は、上記に示す 2 箇所 (ST.1 および 2) および既設灌漑用水路において実施した。また ST.1 および 2 には、簡易量水標を設置した。ST.1 地点は河川全断面、ST.2 は河川の一部断面を対象としており、ST.1 地点および ST.2 地点の間隔は約 10m である。量水標設置日の ST.1 および 2 の読値は、それぞれ 30cm および 17cm であった。地元住民に毎日の定時刻の水位を記録するよう依頼し、Table III-3.5.1-6 および Table III-3.5.1-7 の結果を得た。

観測期間は、2007 年 7 月 9 日から 9 月 1 日までの約 2 ヶ月間であり、天候によって数 cm の変動は見られるが、観測実施期間中の平均値は、それぞれ 30.3cm および 17.7cm であった。このため、このデータからは現地調査以降の乾季において、河川流量はほぼ一定であったと推定される。本地点の周辺は植生が少なく、土壌の保水性にやや問題があると思われるが、河川上流部に湖 (Challuagon) が存在するため、比較的安定した河川流量が確保されるものと推定される。



Photo III-3.5.1-5 Challuagon 湖 (計画地点上流)

Table III-3.5.1-6 水位測定結果 (ST.1)

Name of River : Challuagon
 Village : Yerba Buena Grande
 Province : Encanada
 Region : Cajamarca
 Station No. : 1

Date	Time			Weather	Remarks
	8:00:00 (cm)	12:00:00 (cm)	17:00:00 (cm)		
09-Jul-07	-	-	30.0	clear	
10-Jul-07	30.0	-	-	cloudy	
11-Jul-07	30.0	-	-	clear	
12-Jul-07	30.0	-	-	clear	
13-Jul-07	30.0	-	-	clear	
14-Jul-07	30.0	-	-	clear	
15-Jul-07	30.0	-	-	cloudy	
16-Jul-07	30.0	-	-	clear	
17-Jul-07	31.0	-	-	cloudy	
18-Jul-07	31.0	-	-	rainy	
19-Jul-07	30.0	-	-	clear	
20-Jul-07	30.0	-	-	cloudy	
21-Jul-07	30.0	-	-	clear	
22-Jul-07	30.0	-	-	clear	
23-Jul-07	30.0	-	-	clear	
24-Jul-07	-	-	-	-	No data
25-Jul-07	-	-	-	-	No data
26-Jul-07	31.0	-	-	cloudy	
27-Jul-07	32.0	-	-	rainy	
28-Jul-07	30.0	-	-	clear	
29-Jul-07	31.0	-	-	clear	
30-Jul-07	31.0	-	-	clear	
31-Jul-07	30.0	-	-	clear	
01-Aug-07	30.0	-	-	clear	
02-Aug-07	30.0	-	-	clear	
03-Aug-07	31.0	-	-	clear	
04-Aug-07	31.0	-	-	clear	
05-Aug-07	30.0	-	-	clear	
06-Aug-07	30.0	-	-	clear	
07-Aug-07	31.0	-	-	clear	
08-Aug-07	31.0	-	-	clear	
09-Aug-07	31.0	-	-	rainy	
10-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
11-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
12-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
13-Aug-07	30.0	-	-	clear	
14-Aug-07	30.0	-	-	clear	
15-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
16-Aug-07	31.0	-	-	cloudy	
17-Aug-07	30.0	-	-	clear	
18-Aug-07	30.0	-	-	clear	
19-Aug-07	30.0	-	-	clear	
20-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
21-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
22-Aug-07	30.0	-	-	clear	
23-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
24-Aug-07	30.0	-	-	clear	
25-Aug-07	30.0	-	-	clear	
26-Aug-07	30.0	-	-	clear	
27-Aug-07	30.0	-	-	clear	
28-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
29-Aug-07	31.0	-	-	rainy	
30-Aug-07	32.0	-	-	rainy	
31-Aug-07	32.0	-	-	cloudy	
01-Sep-07	30.0	-	-	clear	
Average=		30.3	cm		

Table III-3.5.1-7 水位測定結果(ST.2)

Name of River : Challuagon
 Village : Yerba Buena Grande
 Province : Encanada
 Region : Cajamarca
 Station No. : 2

Date	Time			Weather	Remarks
	8:00:00 (cm)	12:00:00 (cm)	17:00:00 (cm)		
09-Jul-07	-	-	17.0	clear	
10-Jul-07	17.0	-	-	cloudy	
11-Jul-07	17.0	-	-	clear	
12-Jul-07	16.0	-	-	clear	
13-Jul-07	16.0	-	-	clear	
14-Jul-07	16.0	-	-	clear	
15-Jul-07	17.0	-	-	cloudy	
16-Jul-07	17.0	-	-	clear	
17-Jul-07	18.0	-	-	cloudy	
18-Jul-07	18.0	-	-	rainy	
19-Jul-07	17.0	-	-	clear	
20-Jul-07	17.0	-	-	cloudy	
21-Jul-07	17.0	-	-	clear	
22-Jul-07	17.0	-	-	clear	
23-Jul-07	17.0	-	-	clear	
24-Jul-07	-	-	-	-	No data
25-Jul-07	-	-	-	-	No data
26-Jul-07	17.0	-	-	cloudy	
27-Jul-07	18.0	-	-	rainy	
28-Jul-07	18.0	-	-	clear	
29-Jul-07	18.0	-	-	clear	
30-Jul-07	16.0	-	-	clear	
31-Jul-07	16.0	-	-	clear	
01-Aug-07	17.0	-	-	clear	
02-Aug-07	16.0	-	-	clear	
03-Aug-07	17.0	-	-	clear	
04-Aug-07	17.0	-	-	clear	
05-Aug-07	16.0	-	-	clear	
06-Aug-07	16.0	-	-	clear	
07-Aug-07	17.0	-	-	clear	
08-Aug-07	17.0	-	-	clear	
09-Aug-07	18.0	-	-	rainy	
10-Aug-07	20.0	-	-	cloudy	
11-Aug-07	20.0	-	-	cloudy	
12-Aug-07	19.0	-	-	cloudy	
13-Aug-07	19.0	-	-	clear	
14-Aug-07	19.0	-	-	clear	
15-Aug-07	18.0	-	-	cloudy	
16-Aug-07	19.0	-	-	cloudy	
17-Aug-07	19.0	-	-	clear	
18-Aug-07	19.0	-	-	clear	
19-Aug-07	18.0	-	-	clear	
20-Aug-07	18.0	-	-	cloudy	
21-Aug-07	18.0	-	-	cloudy	
22-Aug-07	19.0	-	-	clear	
23-Aug-07	19.0	-	-	cloudy	
24-Aug-07	19.0	-	-	clear	
25-Aug-07	19.0	-	-	clear	
26-Aug-07	17.0	-	-	clear	
27-Aug-07	17.0	-	-	clear	
28-Aug-07	18.0	-	-	cloudy	
29-Aug-07	19.0	-	-	rainy	
30-Aug-07	20.0	-	-	rainy	
31-Aug-07	20.0	-	-	cloudy	
01-Sep-07	19.0	-	-	clear	
Average=			17.7	cm	



Photo III-3.5.1-6 量水標設置位置



Photo III-3.5.1-7 量水標設置状況



Photo III-3.5.1-8 同 上



Photo III-3.5.1-9 量水標設置後 (ST.1)



Photo III-3.5.1-10 河川断面測定状況



Photo III-3.5.1-11 灌漑用水路流量測定



Photo III-3.5.1-12 河川および灌漑用水路



Photo III-3.5.1-13 計測器具引渡し



Photo III-3.5.1-14 河川水位測定要領の説明

5. 土木設備設計

(1) 設計条件

<使用可能水量の推定>

1) 現地調査結果

4.に示した河川流量の現地簡易測定結果から、乾季の河川流量、灌漑用水量（使用水量）および発電使用可能水量は、**Table III-3.5.1-8**のように推定される。

Table III-3.5.1-8 推定流量

(a) 乾季河川流量	: 0.165 m³/s	(最低流量)
(b) 灌漑用水量	: 0.038 m ³ /s	(灌漑の実使用量は、50 ~ 60%程度: 0.025 m³/s)
(c) 発電使用可能水量	: (a) - (b) = 0.165 - 0.025 = 0.14 m³/s	

ただし、今回の調査は1シーズン（乾季）のみを対象として行った。マスタープランにも記述したように、本来河川流量を推定するためには、数年にわたる実地調査もしくは既存のデータが必要である。このため、最終的に河川流量を特定するためには、引き続きの調査やデータ収集を実施することが必要である。

2) 水文解析

現地調査に加え、年間の月平均雨量および気温データから本地点の流量を解析的手法により検討した。雨量および気温データは、既存データ（SENAMHI）のうち、本地点に最も近い Encañada のデータを使用した。また、データ期間は、至近年でかつ入手可能なデータとして、雨量は1998-2006年の9年間、気温については2003~2006年の4年間を使用した。

Fig. III-3.5.1-3および**Table III-3.5.1-9**は、月平均降雨量と月平均気温を示したものである。このことから、この地域における乾季は5月から9月までと推定される。また1年間の平均気温の変化は2~3°Cであり、年間を通じた差は大きくない。年間平均総雨量は約980mmである。

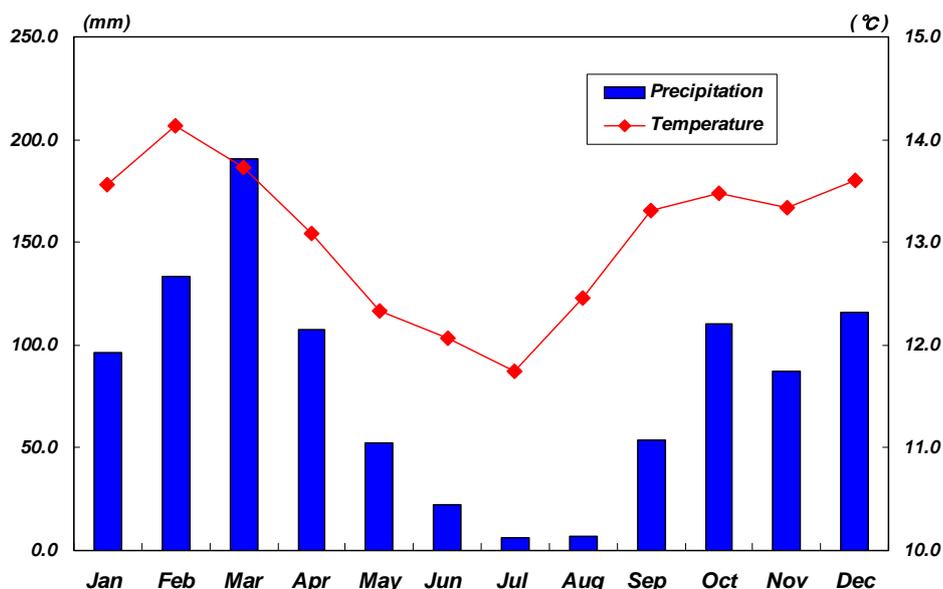


Fig. III-3.5.1-3 月平均降雨量および気温 (Encañada)

Table III-3.5.1-9 月平均降雨量および気温 (Encañada)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1998	102.1	196.0	223.3	181.7	71.5	6.2	0.5	8.4	36.3	132.7	40.4	86.6
1999	115.3	293.8	108.7	99.7	102.8	62.9	11.0	9.3	132.8	30.3	125.3	143.4
2000	46.9	155.9	184.7	106.7	89.7	18.2	0.9	20.0	88.1	4.7	50.4	117.4
2001	238.0	72.4	203.8	105.1	60.7	0.5	2.7	0.8	30.9	129.3	101.8	86.4
2002	42.9	89.4	241.1	117.7	12.6	14.1	4.4	1.1	28.8	159.2	S/D	S/D
2003	33.1	80.6	145.5	93.0	37.8	38.3	0.0	9.9	41.9	93.8	124.4	85.0
2004	95.4	72.5	54.6	91.1	39.8	5.8	21.7	0.5	44.2	173.2	108.5	171.2
2005	119.6	107.1	260.8	51.2	42.0	12.4	1.2	7.0	13.4	205.5	38.2	145.4
2006	74.6	134.7	292.1	124.5	14.8	41.8	11.4	4.9	65.4	61.2	106.9	91.7
Average	96.4	133.6	190.5	107.9	52.4	22.2	6.0	6.9	53.5	110.0	87.0	115.9

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2003	20.3	20.1	18.8	18.8	18.8	19.0	19.4	20.0	20.6	20.1	19.7	18.6
	9.2	8.5	8.1	7.7	6.6	5.2	4.0	5.0	6.1	7.2	7.8	8.2
2004	19.9	18.6	19.3	19.0	19.4	18.4	18.0	19.0	19.7	19.4	19.0	18.7
	5.6	8.7	8.4	6.7	5.5	4.8	5.6	5.2	6.1	8.0	8.2	8.6
2005	19.1	19.5	18.0	19.0	19.5	19.7	20.1	20.0	20.2	18.6	20.2	18.6
	7.4	9.8	9.6	8.0	4.6	4.8	3.3	5.0	7.3	7.9	5.2	7.8
2006	19.3	18.3	18.1	18.8	19.6	18.7	19.0	19.3	20.0	19.9	19.1	19.4
	7.8	9.6	9.6	6.7	4.8	6.0	4.6	6.3	6.4	6.8	7.4	9.0
Average	13.6	14.1	13.7	13.1	12.3	12.1	11.8	12.5	13.3	13.5	13.3	13.6

*Upper stand: Maximum temperature in each year

*Lower stand: Minimum temperature in each year

検討に用いた方法は、水収支モデルから河川流量を推定する方法である。

計画地点の流域の雨量、流出量（直接流出量、基底流量）および蒸発散量の関係を年間水収支の観点から示すと以下のとおりである。

$$P = R + Et = Rd + Rb + Et$$

ここに、

- P : 年間雨量 (mm)
- R : 年間流出量 (mm)
- Rd : 年間の直接流出量 (mm)
- Rb : 年間の基底流量 (mm)
- Et : 年間の蒸発散量 (mm)

雨量の実測値 (P) と実蒸発散量 (Et) の推定値から流量 (R) を求めるが、この時の実蒸発散量は、雨量と蒸発散量の推定式から求めることができる。雨量 (P)、可能蒸発散量 (Etp) および実蒸発散量 (Et) の関係の模式図を **Fig. III-3.5.1-4** に示す。

また年間流出の模式図は、**Fig. III-3.5.1-5** に示すとおりであり、流出は主に地下水 (Rg) から供給され、季節変動の少ない基底流量と降雨から即流出となる直接流出から構成される。年間の総流出量 (R) に対する地下水（基底流量部分）の比率は、**Table III-3.5.1-10** に示すとおりであり、これによれば、南米地域の比率は、 $Rg = Rb$, $Rg/R = 0.36$ となる。さらに、可能蒸発散量は、以下の Blaney - Criddle 式を用いて推定した。

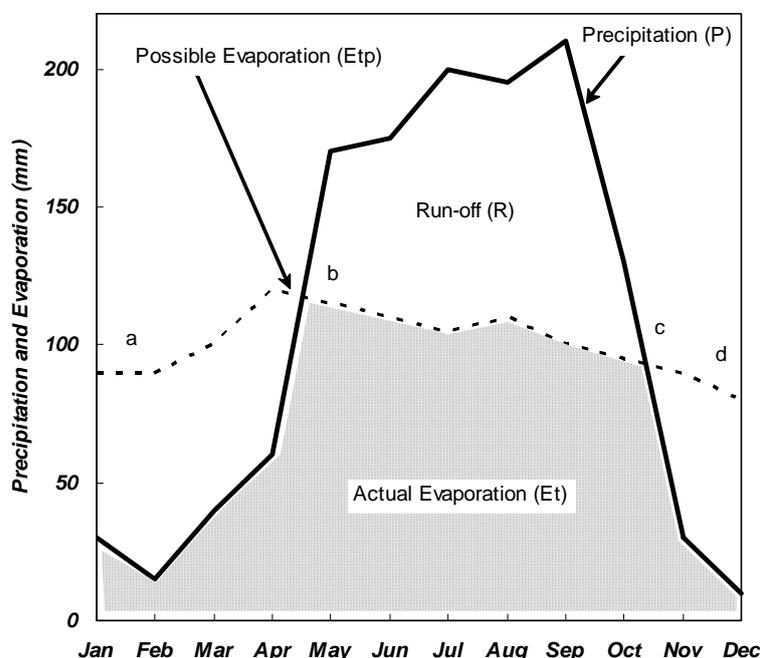


Fig. III-3.5.1-4 雨量および蒸発散量の模式図

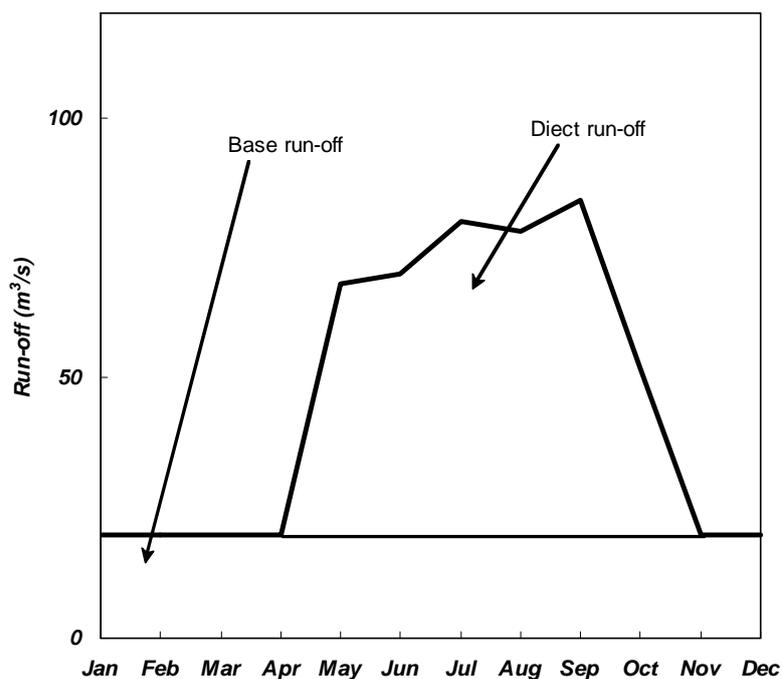


Fig. III-3.5.1-5 流出の模式図

Table III-3.5.1-10 各地域の水収支

Region		Asia	Africa	North America	South America	Europe	Australia	Japan
Precipitation	(P)	726	686	670	1,648	734	736	1,788
Run-off	(R)	293	139	287	583	319	226	1,197
Direct run-off	(Rd)	217	91	203	373	210	172	-
Underground water	(Rg)	76	48	84	210	109	54	-
Evaporation	(Et)	433	547	383	1,065	415	510	597
Rg/R		26	35	32	36	34	24	-

Blaney-Criddle

$$u = K \cdot P \cdot \frac{(45.7t + 813)}{100}$$

ここに、

u : 月別蒸発散量 (月別水使用量) (mm)

K : 植生等の月別消費係数 (本地点は植生が少ないため標準 0.6 に対し 0.3 を用いた)

P : 年間日照時間の月別比率 (%) (Table III-3.5.1-11 参照)

t : 月平均気温 (°C)

以上の考え方に基づいて、本計画地点の流量推定を実施した結果を Table III-3.5.1-12 および Table III-3.5.1-13 に示す。

Table III-3.5.1-11 年間可照時間の月別比率 (南半球)

South Latitude (degree)	Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
	0	8.50	7.67	8.49	8.22	8.49	8.22	8.50	8.49	8.21	8.49	8.22	8.50
2	8.55	7.71	8.49	8.19	8.44	8.17	8.43	8.44	8.20	8.52	8.27	8.55	
4	8.64	7.76	8.50	8.17	8.39	8.08	8.20	8.41	8.19	8.56	8.33	8.65	
6	8.71	7.81	8.50	8.12	8.30	8.00	8.19	8.37	8.18	8.59	8.38	8.74	
8	8.79	7.84	8.51	8.11	8.24	7.91	8.13	8.12	8.18	8.62	8.47	8.84	
10	8.85	7.86	8.52	8.09	8.18	7.84	8.11	8.28	8.18	8.65	8.52	8.90	
12	8.91	7.91	8.53	8.06	8.15	7.79	8.08	8.23	8.17	8.67	8.58	8.95	
14	8.97	7.97	8.54	8.03	8.07	7.70	7.08	8.19	8.16	8.69	8.65	9.01	
16	9.09	8.02	8.56	7.98	7.96	7.57	7.94	8.14	8.14	8.78	8.72	9.17	
18	9.18	8.06	8.57	7.93	7.89	7.50	7.88	8.10	8.14	8.80	8.80	9.24	
20	9.25	8.09	8.58	7.92	7.83	7.41	7.73	8.05	8.13	8.83	8.85	9.32	
22	9.36	8.12	8.58	7.89	7.74	7.30	7.76	8.00	8.13	8.86	8.90	9.38	
24	9.44	8.17	8.59	7.87	7.65	7.24	7.68	7.95	8.12	8.89	8.96	9.47	
26	9.52	8.28	8.60	7.81	7.56	7.07	7.49	7.90	8.11	8.94	9.10	9.61	
28	9.61	8.31	8.61	7.79	7.49	6.99	7.40	7.85	8.10	8.97	9.19	9.74	
30	9.69	8.33	8.63	7.75	7.43	6.94	7.30	7.80	8.09	9.00	9.24	9.80	
32	9.76	8.36	8.64	7.70	7.34	6.85	7.20	7.73	8.08	9.04	9.31	9.87	
34	9.88	8.41	8.65	7.68	7.25	6.73	7.10	7.69	8.06	9.07	9.38	9.99	
36	10.06	8.53	8.67	7.61	7.16	6.59	6.99	7.59	8.06	9.15	9.51	10.21	
38	10.14	8.61	8.68	7.59	7.07	6.46	6.87	7.51	8.05	9.19	9.60	10.34	
40	10.24	8.65	8.70	7.54	6.96	6.33	6.73	7.46	8.04	9.23	9.69	10.42	
42	10.39	8.72	8.71	7.49	6.85	6.20	6.60	7.39	8.01	9.27	9.79	10.57	
44	10.52	8.81	8.72	7.44	6.73	6.04	6.45	7.30	8.00	9.34	9.91	10.72	
46	10.68	8.88	8.73	7.39	6.61	5.87	6.30	7.21	7.98	9.41	10.03	10.90	
48	10.85	8.98	8.76	7.32	6.45	5.69	6.13	7.12	7.96	9.47	10.17	11.09	
50	11.03	9.06	8.77	7.25	6.31	5.48	5.98	7.03	7.95	9.53	10.32	11.30	

Table III-3.5.1-12 可能蒸発散量の推定結果

Month	(1) ^{*1} Temperature °C	(2) ^{*2} P (%)	(3) BlaneyCriddle (mm)	(4) Precipitation (mm)	(5) ^{*3} Actual evaporation (mm)
Jan	13.6	8.75	37.61	96.4	37.6
Feb	14.1	7.83	34.25	133.6	34.2
Mar	13.7	8.51	36.75	190.5	36.7
Apr	13.1	8.12	34.35	107.9	34.4
May	12.3	8.27	34.16	52.4	34.2
Jun	12.1	7.96	32.56	22.2	22.2
Jul	11.8	8.16	33.05	6.0	6.0
Aug	12.5	8.25	34.20	6.9	6.9
Sep	13.3	8.18	34.88	53.5	34.9
Oct	13.5	8.61	36.89	110.0	36.9
Nov	13.3	8.43	35.95	87.0	36.0
Dec	13.6	8.79	37.84	115.9	37.8

*1 Average value

*2 The monthly rate regarding time of possible exposure to sunlight for the year

*3 Minimum value between (3) and (4)

Table III-3.5.1-13 流量の推定結果

Month	(6) Run-off (mm) (4)-(5)	(7) Direct run-off (mm) (6)×0.75	(8) Base run-off (mm) A ₁	(9) Monthly run-off (mm) (7)+(8)	(10) Avg. monthly run-off (m ³ /s) A ₂
Jan	58.8	44.1	19.1	63.2	0.543
Feb	99.4	74.5	17.2	91.8	0.872
Mar	153.8	115.3	19.1	134.4	1.154
Apr	73.5	55.1	18.5	73.6	0.653
May	18.3	13.7	19.1	32.8	0.282
Jun	0.0	0.0	18.5	18.5	0.164
Jul	0.0	0.0	19.1	19.1	0.164
Aug	0.0	0.0	19.1	19.1	0.164
Sep	18.7	14.0	18.5	32.5	0.288
Oct	73.1	54.8	19.1	73.9	0.635
Nov	51.0	38.3	18.5	56.8	0.504
Dec	78.0	58.5	19.1	77.6	0.667

(10) 月平均流量 A₂ は、下式に基づいて計算。

$$A_2 = \frac{(9)}{1,000} \times CA \times 10^6 \times \frac{1}{86,400 \times n}$$

ここに、

A₂ : 月別の流量 (m³/s)

CA : 流域面積 (km²) = 23.0km²

n : 月の日数 (日)

Table III-3.5.1-13の結果から、乾季に相当する5月から9月の月平均流量は0.212m³/sとなり、現地調査結果と概ね一致した。したがって、本地点では、Table III-3.5.1-8に示した現地調査結果から推定した各流量が確保可能と判断される。

3) 損失落差

損失は、設備毎に Table III-3.5.1-14のように推定した。

すなわち、水路、水圧管路および放水路については、摩擦損失を距離に応じて計上し、取水口、沈砂池および水車等の出入口損失を計上した。

Table III-3.5.1-14 損失水頭

<i>Facilities</i>	<i>Loss</i>
(1) <i>Headrace</i>	$1,300\text{m} \times 1/1,000 = 1.3 \text{ m}$
(2) <i>Intake, Settling Basin, Inlet Loss, Outlet Loss</i>	0.05 m
(3) <i>Penstock</i>	$210\text{m} \times 1/200 = 1.05 \text{ m}$
(4) <i>Tailrace</i>	$2\text{m} \times 1/1,000 = 0.002 \text{ m}$
(5) <i>Others (Inlet of Turbine)</i>	0.6 m
(6) <i>Total Loss</i>	3.0 m

4) 使用水量

上記の Table III-3.5.1-14において求めた損失水頭から Table III-3.5.1-15に示すように有効落差を求めた。取水口および放水口標高は、現地での簡易測量の結果から求めた数値とした。

Table III-3.5.1-15 有効落差

(7) <i>Intak water level</i>	E.L. 3,530 m
(8) <i>Tailrace water level</i>	E.L. 3,430 m
(9) <i>Total Head</i>	(7) - (8) = 100 m
(10) <i>Effective Heaed</i>	(7) - (8) - (6) = 97.0 m

また、水車・発電機の合成効率を75%として、発電に必要な使用水量を求めた。その結果を Table III-3.5.1-16に示す。使用水量は乾季の最低流量 $0.162\text{m}^3/\text{s}$ よりも少ない $0.112\text{m}^3/\text{s}$ となり、既設の灌漑用水や一部を河川維持流量として考慮しても発電使用水量は確保される。

Table III-3.5.1-16 使用水量

Install Capacity (P)	80 kW
Efficiency of generator and turbine (η)	75 %
Necessary discharge (Q)	$Q = P / 9.8 \times H \times \eta = \mathbf{0.112 \text{ m}^3/\text{s}}$

(2) 土木設備概略設計

土木構造物の概略設計における検討内容は、以下に示すとおりである。

なお、Photo III-3.5.1-20に本発電所のイメージ図を示し、Fig. III-3.5.1-6 ~ Fig. III-3.5.1-9に概略図面を示す。

1) 取水堰

- 取水口地点は、河床の安定した地点を選定し、河幅が出来るだけ狭い地点を選定する。当該地点は右岸側に岩の露頭が見られ、河幅も周辺と比較してやや狭い地点である。
(Photo III-3.5.1-15参照)
- 取水堰の高さは、取水口の必要水深を確保するために約 50cm と仮定した。
- 洪水時は、以下に示すように河川水位が河床+1.43m に達することが想定されるため、取水堰は潜り堰の状態となる。



Photo III-3.5.1-15 取水口地点

【設計洪水量の推定】 by Creager Curves

$$Q_f = q \times A$$

$$q = a \times A^{(A^{-0.05}) - 1}$$

ここに、

Q_f : 設計洪水流量 (m^3/s)

q : 比流量 ($m^3/s/km^2$)

a : 地域係数 (Table III-3.5.1-17参照)

A : 流域面積 (=23.0 km^2)

ゆえに、

$$q = a \times A^{(A^{-0.05}) - 1} = 10.79 \text{ m}^3/s/km^2$$

$$Q_f = q \times A = 248.08 \text{ m}^3/s$$

取水口地点の河道形状を下記のように仮定し、 Manning式を用いて設計洪水位を算定すると以下の結果を得る。なお、Photo III-3.5.1-16は、現地調査における聞き取り調査時の写真である。

$$V = \frac{1}{n} \times R^{\frac{2}{3}} \times I^{\frac{1}{2}}, Q = AV$$

$$I = 0.14, n = 0.03, L\theta = 30^\circ, R\theta = 60^\circ$$

$$h = 1.42 \text{ m}$$

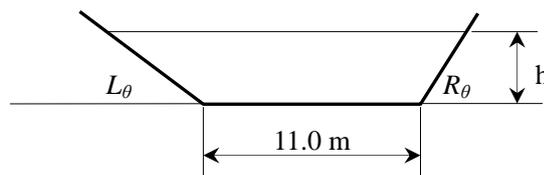


Table III-3.5.1-17 年間降雨量と地域係数

Region	H	T	Ka	Ki	S
Region coefficient (a)	17	34	48	41	84
Precipitation/year (mm)	1,080	1,360	1,710	1,440	2,280



Photo III-3.5.1-16 洪水時水位(聞き取り)

2) 取水口

- 取水口は、取水堰の直上流左岸に設置し、流入量調整用のゲートおよび塵芥流入防止のためスクリーンを設置する。
- 流入流速は、1m/s 以下となるよう取水口幅を 1.00m とした。

3) 沈砂池

- 本地点は浮遊土砂が比較的少ないと思われるが、導水路に埋設管を採用することから、取水口下流側に沈砂池を設置する。
- 沈砂池内の平均流速は 0.2m/s 以下、水深 1.0m として沈砂池の長さを決定する。なお、沈砂池末端に排砂設備を設置する。

4) 導水路

- 導水路は、コスト削減の観点から既設の灌漑用水路を一部区間利用する。なお、メンテナンス省力化の観点から、水路は PVC 管の埋設方式を採用する。
- 既設灌漑用水路の流用区間は、簡易測量結果から約 400m と仮定した。
- 導水路延長は約 1,300m とする。
- なお導水路設置区間の河川側斜面に対し灌漑用水を供給する必要があるため、配管途中に適宜分岐バルブ等を設置する必要がある。



Photo III-3.5.1-17 既設灌漑用水路

5) 水槽

- 水圧管路入口に水槽を設置する。
- 水槽容量は、最大使用水量を1分程度補給できる容量を確保する。
- 水槽入口にゲートは設置せず、発電所側の水圧管路末端に入口弁を設置する。
- 水槽側部に自由越流式の余水吐を設ける。
- 水槽内に流入した土砂を排除するための排砂ゲートを設置する。

6) 水圧管路

- 本地点の落差は約100mとなるため、水圧管路は経済性を考慮してSteelおよびPVCを併用する。
- 水圧管路延長は、L=210m（Steel区間20m、PVC190m）とし、PVCについては埋設式とする。
- 管内の最大流速は原則として3.5m/s以下とする。（本地点の水圧管路径はφ30cmとした。）
- なおPVC管を採用する場合、管内負圧を防止のためエアバント等が必要になる場合がある。



Photo III-3.5.1-18 発電所計画地点から水槽・水圧管路地点

7) 発電所

- 発電所内スペースは、機器の分解・点検が可能なスペースを確保する。
- 土砂流入および転石等による損傷を防ぐ構造とするため、基礎部分についてはコンクリート、建屋部分については木造構造を採用する。
- なお、電気機器の据付・メンテナンス用として機器重量に応じた吊上げ装置が必要となる。



Photo III-3.5.1-19 発電所計画地点

8) 放水路・放水口

- 放水路は、発電所と河川が近いことため省略する。
- 放水口は、河川形状および流向を考慮した配置とする。

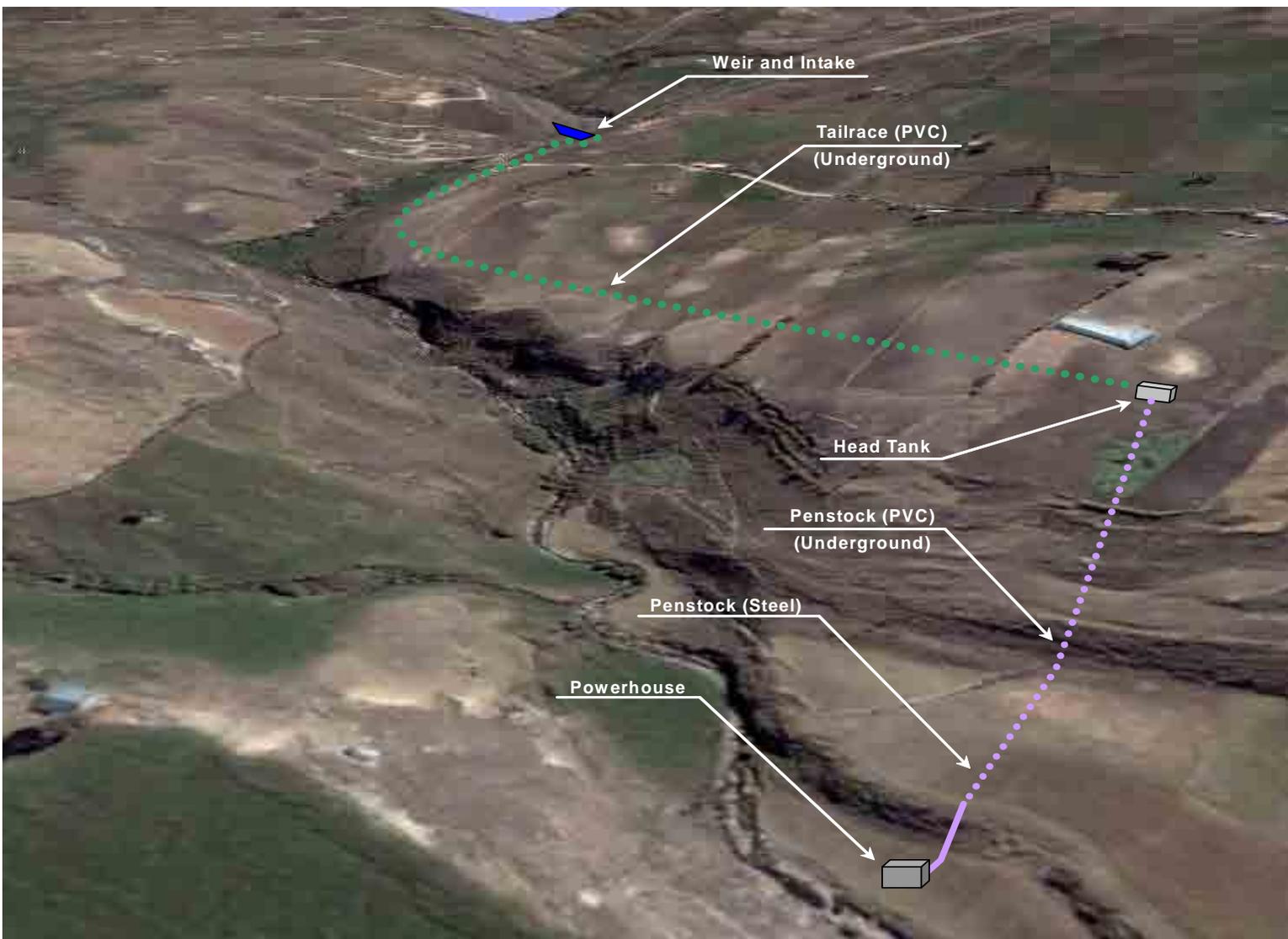


Photo III-3.5.1-20 発電所のイメージ図

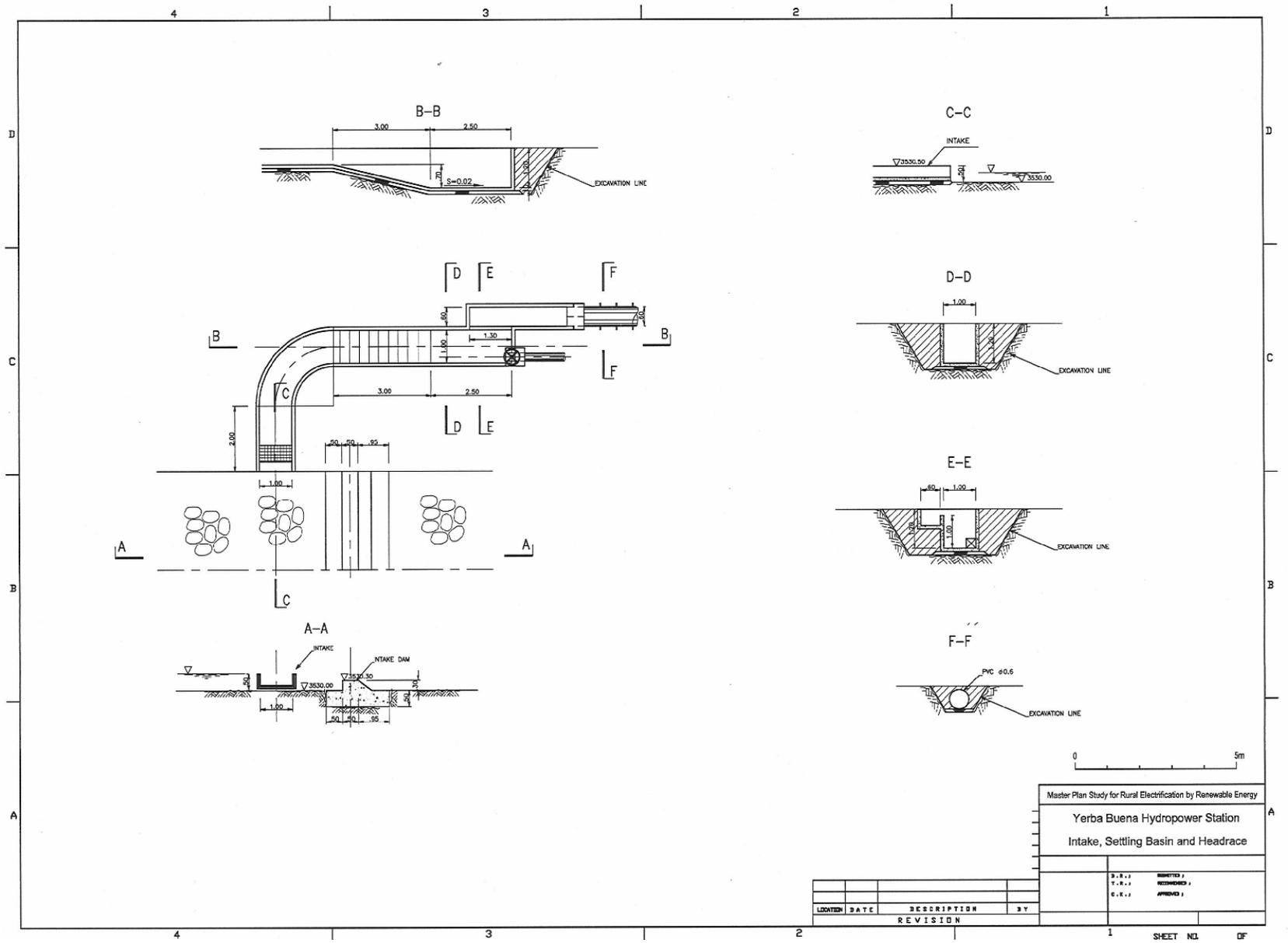


Fig. III-3.5.1-7 取水口、沈砂池および導水路概要図

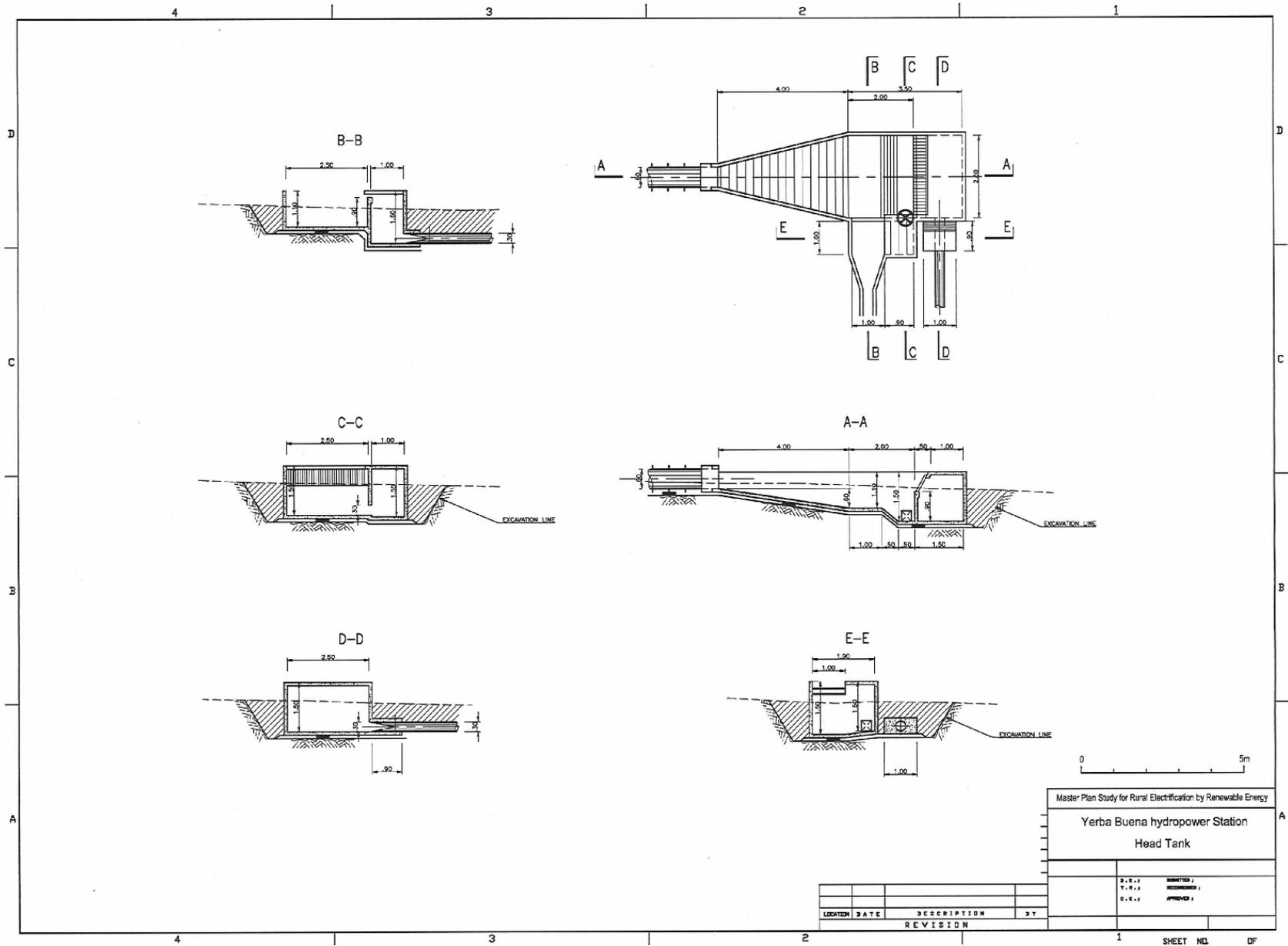


Fig. III-3.5.1-8 水槽概要図

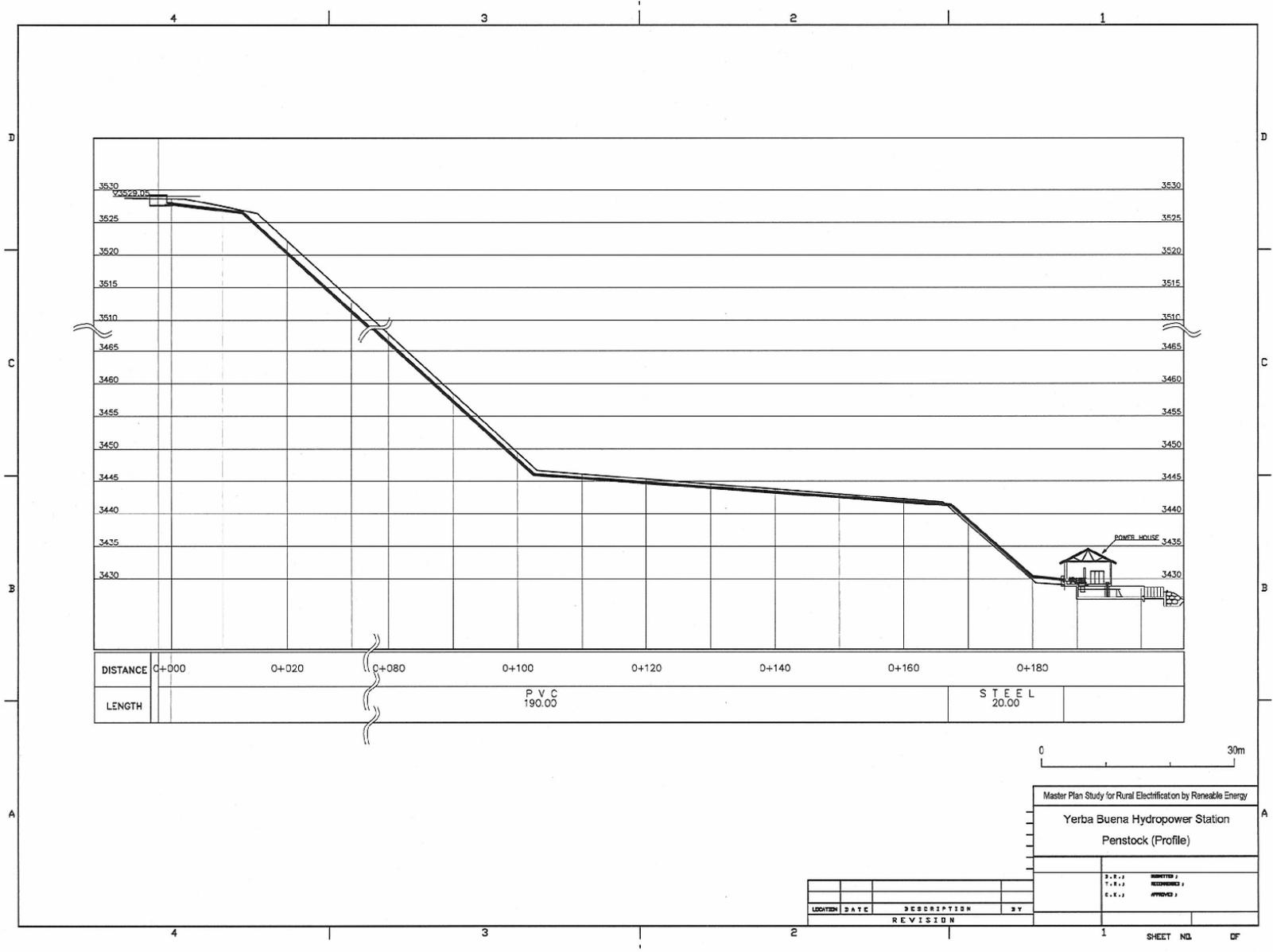


Fig. III-3.5.1-9 水圧管路概要図(縦断面)

6. 電気設備設計

(1) 水車型式の選定

水車型式については、有効落差・水量を基に適用可能なものを水車選定図から選定する。

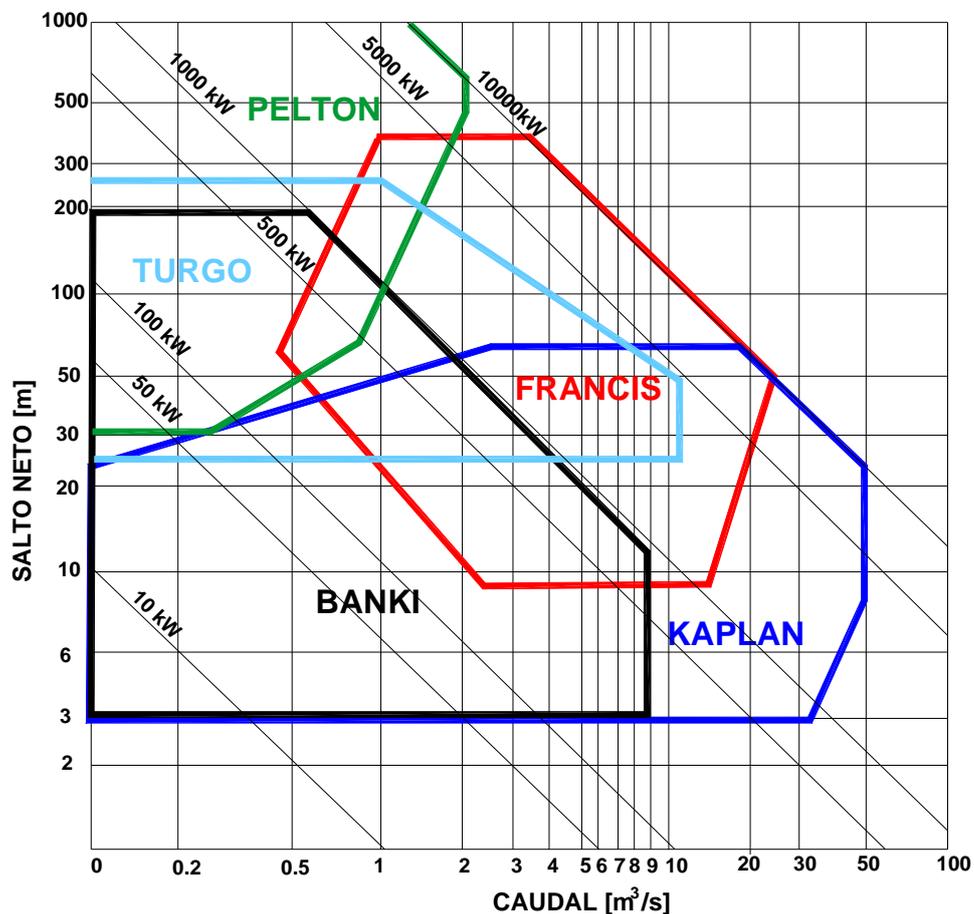


Fig. III-3.5.1-10 水車選定図

<Yerba Buena>

- 有効落差 97.0(m)、水量 0.112(m³/s)より、BANKI、TURGO、PELTON の3型式が選定できる。
- BANKI 水車は、TURGO 水車や PELTON 水車に比べて、簡易な構造であり、運転保守が容易であり変流量に対する効率も比較的良いなどの特徴がある。
- 以上より、本水力発電所については、『BANKI 水車』を選定するのが望ましい。

(2) 送配電設備

本地点(Yerba Buena)では、12 村落、557 世帯が対象となる。

Table III-3.5.1-18 未電化対象村落リスト

No	LOCALIDAD	VIVIENDAS
1	YERBA BUENA GRANDE	76
2	YERBA BUENA CHICA (LA TORRE)	102
3	SAN NICOLAS DE CHALLUAGUN	44
4	SAN LUIS	41
5	TOLDOPATA (TOLDO PATA)	70
6	YERBA BUENA ALTA	26
7	CHANCAS	50
8	QUINUA PAMPA	39
9	SANTA ROSA DE YERBA BUENA	19
10	GUAGUAYO	45
11	PORVENIR ENCANADA	50
12	SANTA ROSA DE MILPO	20
13	Electrified	▲25
		557

次に、本地点の配電線計画図および配電線亘長を示す。

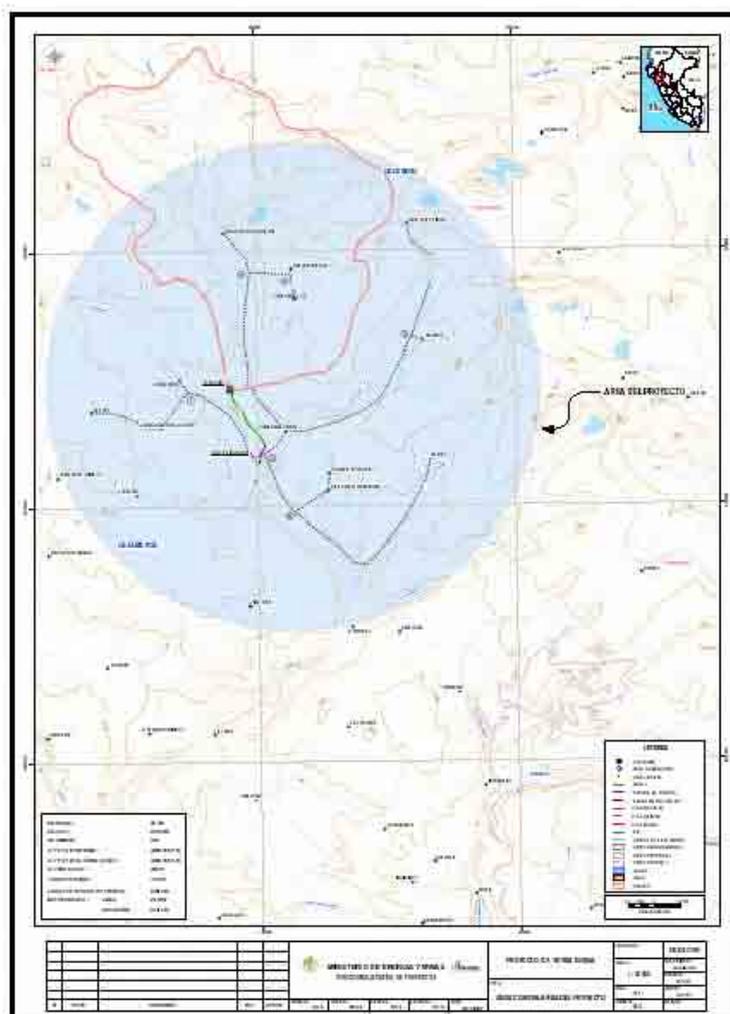


Fig. III-3.5.1-11 Yerba Buena Grade 計画図

Table III-3.5.1-19 配電線互長

From	To	Length of Primary Lines
CASA DE MAQUINAS	Branch①	1.99
Branch①	QUINUA PAMPA	0.28
Branch①	YERBA BUENA CHICA (LA TORRE)	0.87
YERBA BUENA CHICA (LA TORRE)	SAN LUIS	1.42
Sub Total		4.56
CASA DE MAQUINAS	Branch②	0.21
Branch②	YERBA BUENA GRANDE	0.63
YERBA BUENA GRANDE	Branch③	3.33
Branch③	GUAGUAYO	0.25
Branch③	SANTA ROSA DE MILPO	2.50
Sub Total		6.92
YERBA BUENA GRANDE	Branch④	3.39
Branch④	SAN NICOLAS DE CHALLUAGUN	0.91
Branch④	Branch⑤	0.78
Branch⑤	PORVENIR ENCADADA	0.12
Branch⑤	YERBA BUENA ALTA	0.50
Sub Total		5.70
Branch②	Branch⑥	1.27
Branch⑥	SANTA ROSA DE YERBA BUENA	0.77
SANTA ROSA DE YERBA BUENA	TOLDOPATA (TOLDO PATA)	0.30
Branch⑥	CHANCAS	4.23
Sub Total		6.57
Total		23.75

III-3.5.2 積算

1. 発電所

以上の検討に基づき、発電所の概算建設費用を算出した。数量および費用算定は、日本において一般的に用いられるガイドマニュアルに従った (Guide Manual for Development Aid Programs and Study, New Energy Foundation 1996)。詳細を **Appendix** に示す。

Table III-3.5.2-1 Yerba Buena 発電所建設費(PVC 採用の場合)

I. Summary of Construction Cost for Yerba Buena Power Station

Unit: US\$

<i>Work Item</i>	<i>Construction Cost</i>	<i>Remarks</i>
1. Preliminary Works	8,039	
(1) Access Road	0	
(2) Facilities for Construction Office	3,318	Cost of Civil Works x 0.05
(3) Transportation cost	4,721	Cajamarca to the site, 454ton x \$10.4/ton
2. Cost for Environmental Measures	663	Cost of Civil Works x 0.01
3. Civil Works	66,373	
(1) Weir	2,798	
(2) Intake	5,384	
(3) Settling Basin	4,448	
(4) Headrace	8,599	
(5) Head Tank	9,850	
(6) Penstock & Spillway Channel	20,674	
(7) Power House	12,407	
(8) Outlet	2,213	
(9) Miscellaneous Work	0	
4. Hydraulic Equipment	109,000	
(1) Gate & Screen	3,560	
(2) Penstock	1,610	
(3) PVC (φ600)	77,571	
(4) PVC (φ315)	8,249	
(5) Others	18,010	
5. Electrical Equipment	52,800	
6. Direct Cost	236,875	1.+2.+3.+4.+5.
7. Engineering Cost	23,688	6. x 0.1: Detailed Design and Supervision
8. Contingent Budget	23,438	6. x 0.099
9. IGV	53,960	19.00%
10. Total Cost	337,960	

なお、Table III-3.5.2-2に導水路をOpen channelとした場合の建設費を示した。導水路にPVC埋設管を採用した場合と比較し、Open channel（簡易水路）とした場合は、建設費が約 30%削減可能と考えられる。

Table III-3.5.2-2 Yerba Buena 発電所建設費 (Open channel 採用の場合)

I. Summary of Construction Cost for Yerba Buena Power Station

Unit: US\$

<i>Work Item</i>	<i>Construction Cost</i>	<i>Remarks</i>
1. Preliminary Works	11,931	
(1) Access Road	0	
(2) Facilities for Construction Office	4,299	Cost of Civil Works x 0.05
(3) Transportation cost	7,632	Cajamarca to the site, 454ton x \$10.4/ton
2. Cost for Environmental Measures	859	Cost of Civil Works x 0.01
3. Civil Works	85,990	
(1) Weir	2,798	
(2) Intake	5,384	
(3) Settling Basin	4,448	
(4) Headrace	28,216	
(5) Head Tank	9,850	
(6) Penstock & Spillway Channel	20,674	
(7) Power House	12,407	
(8) Outlet	2,213	
(9) Miscellaneous Work	0	
4. Hydraulic Equipment	16,000	
(1) Gate & Screen	3,560	
(2) Penstock	1,610	
(3) PVC (φ600)	0	
(4) PVC (φ315)	8,249	
(5) Others	2,581	
5. Electrical Equipment	52,800	
6. Direct Cost	167,580	1.+2.+3.+4.+5.
7. Engineering Cost	16,758	6. x 0.1: Detailed Design and Supervision
8. Contingent Budget	16,662	6. x 0.099
9. IGV	38,190	19.00%
10. Total Cost	239,190	

2. 送配電設備

本地点については、DPR より入手した近郊の配電線単価をもとに配電線工事費を検討する。

Table III-3.5.2-3 配電線単価

	Cost
Linea Primaria	5,800 (US\$/km)
Redes Primaria	290 (US\$/User)
Redes Secundaria	490 (US\$/User)

各工事費は

Linea Primaria 工事費 : $5,800 \text{ (US$/km)} \times 23.75 \text{ (km)} = 137,750 \text{ (US\$)}$

Redes Primaria 工事費 : $290 \text{ (US$/User)} \times 557 \text{ (User)} = 161,530 \text{ (US\$)}$

Redes Secundaria 工事費 : $490 \text{ (US$/User)} \times 557 \text{ (User)} = 272,930 \text{ (US\$)}$

となり、配電線工事費（合計）は、572,210(US\$)となる。

III-3.6 建設/OM/経営組織・運営費積算

発電規模が 100kW 以下と小さいことから、建設作業は村人が行う。大学や NGO 等の施工監理の元に、村人のイニシアティブにより実施する。こうすることで、構造を村人が理解することができる。ただし、500kW をこえるようなものになると、コントラクターを雇用して建設する必要がある。何故なら規模が大きくなると、問題も多くなるからである。

OM および経営は企業化された組織が行うこのマイクロ企業は登録される。

村の住民から公募して候補者を選択する。マイクロ企業の収入は少ないことから、原則として二人、マネジメント兼営業担当一人、技術担当一人が基本的な構成員とする。⁴ただし、メンバー選定前に 10 名程度の運営と経営を希望する者を村から募り、彼ら全員に対して同じトレーニングを実施する。こうすることで、バックアップ要員を確保することができ、選定された二人が運営を継続できなく際には補完することが可能となる。

トレーニングは基本的に現地で行う。最初は住民啓発を行い、後に候補者に対して、土木工事、機器設備、配電線網に関して各々2回、操業運営に関して3回行う。操業後半年以内にフォローアップ研修を企業を行う。企業運営者に対して行われる。また持続可能性を確固たるものにするために、研修指導者による案件監理も操業後少なくとも3回は実施される。

コーポレートガバナンスを確保するために、企業は収入や収支などの会計を記録する。ユーザーによる組合を結成し、マイクロ企業はその活動を記録を基に定期的に組合に報告する義務を負う。利用者に開かれた企業として位置づけると同時に、利用者の動向を相互に確認することが可能となる。何故なら企業が持続可能となるのは、利用者の衡平な参加と責任の負担によるからである。

⁴ 企業のサービス範囲、あるいは売上が小額である場合、営業マネジメント面および技術面の両方を請け負うシングルオペレーター方式もあり得る。

設備所有者と公的サービスを行うための契約をマイクロ企業は締結する。いわゆるコンセッション契約である。また、利用者との間においても、サービスに関する契約を締結する。こうすることで、企業の義務と権利を確保すると同時に、利用者の義務と権利を確保する。

費用は以下のとおりである。但し発電に必要な機器やパーツ代は除く。

初期投資費用	:	500 ドル
プロジェクト支援費用	:	30,000 ドル
年間運営費用	:	1,000 N.Soles

III-3.7 経済財務評価

III-3.7.1 評価手法

基本的にペルー経済財務省の公共投資システム（SNIP）の定める手法に従って評価を行うこととする。SNIP の定める手法を以下に示す。ここでは財務評価を「経済性分析」、経済評価を「社会分析」と呼ぶ。

1. 経済性分析

経済性分析においては市場価格を用いて、費用と便益を推定し、どの程度の純便益が期待されるのかを計算する。

- 市場価格による費用見積もり
- 資本費のキャッシュフロー作成
- O&M 費のキャッシュフロー作成
- Without project との比較における追加費用算定
- 市場価格による便益見積もり
- Without project との比較における追加便益算定
- 純便益算定（NPV 算出）

2. 社会分析

社会分析においては、税金や補助金等の経済政策により歪められた要素を排除した社会価格を用いて、費用と便益を推定し、どの程度の純便益が期待されるのかを計算する。

- 社会価格による費用見積もり
- 資本費のキャッシュフロー作成
- O&M 費のキャッシュフロー作成
- Without project との比較における追加費用算定
- 社会価格による便益見積もり
- Without project との比較における追加便益算定
- 純便益算定（SNPV 算出）

3. 感度分析

感度分析では投資額、電気料金単価、便益等の重要なインプット項目が変動した場合に、プロジェクトにどの程度の影響を与えるのかをみる。

III-3.7.2 前提条件

本計画の評価を行うにあたり、以下の条件を適用する。

1. 割引率

- 経済分析 12%
- 社会分析 11%

2. シャドウ・プライシング

社会コストを算出するため、市場価格に以下の係数を乗ずる。

- 国産資機材 1.00
- 輸入資機材 0.90
- 熟練工 0.87
- 非熟練工 0.41 (シエラ)
- 輸送費 1.00
- 技術費用 1.00
- IGV 0.00

3. 耐用年数

耐用年数は以下のとおりとする。

項目	期間
土木工事	40年
電気機器・送配電線	20年

4. プロジェクト期間

プロジェクトの評価期間は20年間とする。

5. 代替案の設定

Yerba Bunaに電力を供給するための代替案としては、以下の二つを設定した。

項目	内容
代替案1	小水力発電による電化
代替案2	系統延伸による電化

III-3.7.3 代替案1(小水力発電計画)のプロジェクト費用および便益

1. 初期投資額

本計画の建設費は以下のとおり見積もられる。なお、水路には開水路を採用する。

Table III-3.7.3-1 初期投資額

項目	金額	備考
1. 技術費	16,758	調査および施工監理費
環境対策費	859	
2. 建設費		
1) 土木工事費		
資機材費	106,289	全て国産品
輸送費	7,632	電気機器分も含む
2) 電気機器		
資機材費	40,128	すべて輸入品
据付費	12,672	熟練工 70%
輸送費	0	土木工事に含めて積算
3) 送配電設備		
資機材費	413,734	
据付費	137,704	熟練工 70%
輸送費	20,772	
4) 予備費	16,656	
IGV	146,916	
TOTAL	920,120	

送配電設備の内訳は以下のとおり。

項目	Total	Linea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
資機材費	413,734	77,825	120,887	215,023
据付費	137,704	54,134	35,107	48,463
輸送費	20,772	5,791	5,536	9,445

2. O&Mコスト

技術的な維持管理費は以下のとおりの経費率を使用して年間の費用を計算した。

項目	経費率	備考
小水力発電設備	1.5%	
送配電設備	2.0 ~ 2.5%	1年度 ~ 20年度

3. 電力需要

電力需要については第 III-3.5.1章より以下の数値を採用した。なお、世帯需要以外の接続件数については、以下の1ユーザーあたりの月需要量を想定し、件数を算出した。

	需 要 量	月需要量 kWh/month	接続件数 (初年度 ~ 20 年度)
世帯需要		15	452 ~ 600 件
商用需要	世帯総電力需要の 10%	45	15 ~ 20 件
小工業用需要	世帯総電力需要の 10%	150	5 ~ 8 件
公共街灯	世帯総電力需要の 5%		
その他一般用途	世帯総電力需要の 10%	75	9 ~ 10 件
予備用途	世帯総電力需要の 15%		

4. 便益

(1) 経済便益

経済便益は電気料金収入として、過大な便益見積もりを避けるために、Cajamarca をテリトリーとする Hidrandina 社の Pliego Cajamarca Rural (2008 年 2 月 1 日付け) による電力料金表 (BTB5) から算出した単価を使用した。

Purpose	Power	Energy	Rate
Domestic	1.30	0.2208	0.126
Commercial	1.33	0.4522	0.074
Industrial	1.33	0.4522	0.189
Other use	1.33	0.4522	0.119
Public lighting		0.3684	0.151

(2) 社会便益

社会便益はアメリカの NRECA が実施した調査報告書(1999 年)のデータ“Beneficios Económicos de la Electricidad en Areas Rurales del Perú”をベースとして使用し、その 80%の値を採用した。

Area	Sierra
Illumination	US\$158.40/year × 0.8 = 126.72
Radio & TV set	US\$60.48/year × 0.8 = 48.38
Others	US\$0.15109/kWh × 0.8 = 0.12087

III-3.7.4 代替案 2(系統延伸計画)

1. 初期投資額

系統延伸に必要な送配電設備の費用内訳は以下のとおりである

Table III-3.7.4-1 Initial Investment

(US\$)				
Item	Total	Línea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materials	430,118	94,209	120,887	215,023
Installation	149,101	65,531	35,107	48,463
Transportation	21,991	7,011	5,536	9,445
IGV	114,230	31,683	30,691	51,857
Total	715,440	198,433	192,221	324,787

2. O&M コスト

技術的な維持管理費は以下のとおりの経費率を使用して年間の費用を計算した。

項目	経費率	備考
送配電設備	2.0 ~ 2.5%	1 年度 ~ 20 年度

電力購入費算出にあたっては Cajamarca をテリトリーとする Hidrandina 社の Pliego Cajamarca Rural (2008 年 2 月 1 日付け) による中圧の料金パラメーターから算出した加重単価を使用した。

Weighted Price of Bar Energy Barra MT2. -February 2008		
Peak Time Power	S/./kW-month	26.63
Peak Time Energy	ctm. S/./kWh	14.13
Off-Peak Time Energy	ctm. S/./kWh	11.80
Weighted Factor		0.283
Weighted Price of Bar Energy equivalent to Middle Voltage	ctm. S/./kWh	12.46
	US\$	0.043

(IGV 込み 0.0513)

3. 電力需要

代替案 1 と同じものを使用した。

4. 便益

代替案 1 と同じものを使用した。

III-3.7.5 評価

本地点においては系統延伸よりも、小水力発電所による電化の方が SPERAR で重視すべき社会的便益が大きいことが確認された。一方、SNIP の設定する IRR 11% の基準に達しないという計算結果となった。

ただし、この結果をもって Yerba Buena における事業実施をすぐさま否定するものではない。次の段階において、社会便益に関して本地点におけるより精度の高い調査を行い、社会便益を改めて推計したうえで、望ましい電化方法を決定することが必要と判断される。

(US\$)

	Alternative 1	Alternative 2
NPV (IRR)	-918,259 (-22.8%)	-883,348 (n.a.)
SNPV (IRR)	-37,847 (10.2%)	-46,422 (10.0%)

III-3.7.6 感度分析

感度分析については、以下の項目を対象として実施し、純現在価値の変化を見る。

項目	内容
(1) 投資金額	10%増加、10%減少
(2) 電気料金収入額	10%増加、10%減少
(3) 社会便益	10%増加、10%減少

1. 投資金額

(US\$)

	Alternative 1	
	NPV	SNPV
10%	-1,021,244	-116,787
Base Case 0%	-918,259	-37,847
-10%	-815,273	41,093

2. 電気料金収入

(US\$)

	Alternative 1	
	NPV	SNPV
10%	-906,791	-37,847
Base Case 0%	-815,273	-37,847
-10%	-929,726	-37,847

3. 社会便益

(US\$)

	Alternative 1	
	NPV	SNPV
10%	-815,273	37,633
Base Case 0%	-815,273	-37,847
-10%	-815,273	-113,327

感度分析の結果、NPV については投資金額の増減よりも電気料金収入額の増減の方がインパクトがあることが判明した。一方、SNPV については社会便益より投資金額の増減の方がインパクトを与えることが判明した。

Table III-3.7-1 Incremental Costs to Each Alternative (Private Cost) - Alternative 1

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																					
1. Intangibles																					
Engineering cost	16,758																				
Costo de medio ambiente	859																				
IGV [19%]	3,347																				
2. Construccion																					
1) Obras Civiles	135,566																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	106,289																				
Origen Nacional	106,289																				
Origen Importado	0																				
- Montaje	0																				
M.O. Calificado	0																				
M.O. No Calificado	0																				
- Transporte	7,632																				
- IGV [19%]	21,645																				
2) Obras Electromecanicas	62,832																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	40,128																				
Origen Nacional	0																				
Origen Importado	40,128																				
- Montaje Electromecanico	12,672																				
M.O. Calificado	8,870																				
M.O. No Calificado	3,802																				
- Transporte	0																				
- IGV [19%]	10,032																				
3) Instalacion de Lineas y Redes	680,930																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	413,734																				
Origen Nacional	171,683																				
Origen Importado	242,052																				
- Montaje Electromecanico	137,704																				
M.O. Calificado	96,393																				
M.O. No Calificado	41,311																				
- Transporte	20,772																				
- IGV [19%]	108,720																				
4) Imprevistos (con IGV)	19,828																				
5) Subtotal inversion	899,156	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																					
Central hidroelectrica	0	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386
Lineas / Redes Distribucion	0	11,444	11,579	11,716	11,855	11,995	12,136	12,280	12,425	12,572	12,720	12,870	13,022	13,176	13,332	13,489	13,649	13,810	13,973	14,138	14,305
Operacion de servicios electricos	500	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO	920,620	14,176	14,311	14,448	14,586	14,726	14,868	15,011	15,156	15,303	15,451	15,602	15,754	15,908	16,063	16,221	16,380	16,541	16,704	16,870	17,037
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES	920,620	14,176	14,311	14,448	14,586	14,726	14,868	15,011	15,156	15,303	15,451	15,602	15,754	15,908	16,063	16,221	16,380	16,541	16,704	16,870	17,037

Table III-3.7-2 Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1

R U B R O		P E R I O D O																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																						
1. Intangibles																						
	Engineering cost	1.00	16,758																			
	Costo de medio ambiente	1.00	859																			
	IGV [19%]	0.00	0																			
2. Construccion																						
	1) Obras Civiles		113,921																			
	- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		106,289																			
	Origen Nacional	1.00	106,289																			
	Origen Importado	0.90	0																			
	- Montaje Electromecanico		0																			
	M.O. Calificado	0.87	0																			
	M.O. No Calificado	0.41	0																			
	- Transporte	1.00	7,632																			
	- IGV [19%]	0.00	0																			
	2) Obras Electromecanicas		45,391																			
	- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		36,115																			
	Origen Nacional	1.00	0																			
	Origen Importado	0.90	36,115																			
	- Montaje Electromecanico		9,276																			
	M.O. Calificado	0.87	7,717																			
	M.O. No Calificado	0.41	1,559																			
	- Transporte	1.00	0																			
	- IGV [19%]	0.00	0																			
	3) Instalacion de Lineas y Redes		511,100																			
	- Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		389,529																			
	Origen Nacional	1.00	171,683																			
	Origen Importado	0.90	217,846																			
	- Montaje Electromecanico		100,799																			
	M.O. Calificado	0.87	83,862																			
	M.O. No Calificado	0.41	16,938																			
	- Transporte	1.00	20,772																			
	- IGV [19%]	0.00	0																			
	4) Imprevistos (sin IGV)	1.00	16,662																			
	5) Subtotal inversion		687,074																			
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																						
	Cental hidroelectrica		0	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275
	Lineas / Redes Distribucion		0	9,807	9,922	10,040	10,158	10,278	10,400	10,523	10,647	10,773	10,900	11,029	11,159	11,291	11,424	11,559	11,696	11,834	11,974	12,115
	Operacion de servicios electricos	1.00	500	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO																						
			687,574	12,427	12,543	12,660	12,778	12,898	13,020	13,143	13,267	13,393	13,520	13,649	13,779	13,911	14,044	14,179	14,316	14,454	14,594	14,735
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO																						
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES																						
			687,574	12,427	12,543	12,660	12,778	12,898	13,020	13,143	13,267	13,393	13,520	13,649	13,779	13,911	14,044	14,179	14,316	14,454	14,594	14,735

Table III-3.7-3 Incremental Costs to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																					
1. Intangibles																					
Engineering cost (17%)	121,625																				
2. Construccion																					
1) Instalacion de Lineas y Redes	715,440																				
- Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	430,118																				
Origen Nacional	176,598																				
Origen Importado	253,520																				
- Montaje Electromecanico	149,101																				
M.O. Calificado	104,371																				
M.O. No Calificado	44,730																				
- Transporte	21,991																				
- IGV [19%]	114,230																				
2) Subtotal inversion	715,440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																					
Compra de Energia	0	5,619	5,703	5,788	5,875	5,963	6,053	6,144	6,236	6,329	6,424	6,521	6,618	6,718	6,818	6,921	7,025	7,130	7,237	7,345	7,456
Lineas / Redes Distribucion	0	14,309	14,478	14,649	14,822	14,997	15,174	15,353	15,535	15,718	15,904	16,092	16,282	16,474	16,669	16,866	17,065	17,267	17,471	17,677	17,886
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO	837,065	19,927	20,181	20,437	20,697	20,960	21,227	21,497	21,771	22,048	22,328	22,613	22,900	23,192	23,487	23,787	24,090	24,397	24,708	25,023	25,342
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTAL	837,065	19,927	20,181	20,437	20,697	20,960	21,227	21,497	21,771	22,048	22,328	22,613	22,900	23,192	23,487	23,787	24,090	24,397	24,708	25,023	25,342

Table III-3.7-4 Incremental Costs to Each Alternative (Social Price) - Alternative 2

RUBRO		PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTO DE INVERSION																						
1. Intangibles																						
Engineering cost (17%) sin IGV	1.00	102,206																				
2. Construccion																						
1) Instalacion de Lineas y Redes		561,251																				
- Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		430,118																				
Origen Nacional	1.00	176,598																				
Origen Importado	0.90	228,168																				
- Montaje Electromecanico		109,142																				
M.O. Calificado	0.87	90,802																				
M.O. No Calificado	0.41	18,339																				
- Transporte	1.00	21,991																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
5) Subtotal inversion		561,251	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO																						
Compra de Energia (sin IGV)	0.84	0	4,722	4,792	4,864	4,937	5,011	5,086	5,163	5,240	5,319	5,399	5,480	5,562	5,645	5,730	5,816	5,903	5,992	6,081	6,173	6,265
Lineas / Redes Distribucion		0	11,225	11,358	11,492	11,628	11,765	11,904	12,045	12,187	12,331	12,476	12,624	12,773	12,924	13,077	13,231	13,387	13,546	13,706	13,867	14,031
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO		663,457	15,947	16,150	16,356	16,565	16,776	16,990	17,207	17,427	17,650	17,875	18,103	18,335	18,569	18,806	19,047	19,290	19,537	19,787	20,040	20,296
D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES		663,457	15,947	16,150	16,356	16,565	16,776	16,990	17,207	17,427	17,650	17,875	18,103	18,335	18,569	18,806	19,047	19,290	19,537	19,787	20,040	20,296

Table III-3.7-5 General Analysis of the Demand

a) Variables importantes		Supuesto	Fuentes de Información
Crecimiento anual de la población	:	1.5%	Mision
Porcentaje de abonados domésticos	:	80%	Inspecciones de campo.
Porcentaje de pérdidas de energía (en BT y MT)	:	10%	Osinerg
Factor de carga	:	25%	Mision

b) Proyección

UNIDADES	AÑOS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Número de hogares	557	565	574	582	591	600	609	618	627	637	646	656	666	676	686	696	707	717	728	739	750
Número de conexiones domesticas		452	459	466	473	480	487	495	502	509	517	525	533	541	549	557	565	574	583	591	600
Número de abonados comerciales		15	15	16	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	19	19	19	19	20	20
Número de abonados pequeñas industriales		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6
Número de abonados de otro uso		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Consumo anual por abonado doméstico		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Consumo anual por abonados comerciales		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual por ab. pequeñas industrias		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual por ab. alumbrado publico		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Consumo anual por otro uso		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual de abonados domésticos		81,411	82,632	83,872	85,130	86,407	87,703	89,018	90,354	91,709	93,085	94,481	95,898	97,337	98,797	100,279	101,783	103,310	104,859	106,432	108,029
Consumo anual de abonados comerciales		8,141	8,263	8,387	8,513	8,641	8,770	8,902	9,035	9,171	9,308	9,448	9,590	9,734	9,880	10,028	10,178	10,331	10,486	10,643	10,803
Consumo anual de peq. Industrial		8,141	8,263	8,387	8,513	8,641	8,770	8,902	9,035	9,171	9,308	9,448	9,590	9,734	9,880	10,028	10,178	10,331	10,486	10,643	10,803
Consumo anual de alumbrado público		4,071	4,132	4,194	4,256	4,320	4,385	4,451	4,518	4,585	4,654	4,724	4,795	4,867	4,940	5,014	5,089	5,165	5,243	5,322	5,401
Consumo anual de otro uso		8,141	8,263	8,387	8,513	8,641	8,770	8,902	9,035	9,171	9,308	9,448	9,590	9,734	9,880	10,028	10,178	10,331	10,486	10,643	10,803
Consumo total (KWh)		109,905	111,554	113,227	114,925	116,649	118,399	120,175	121,978	123,807	125,664	127,549	129,462	131,404	133,375	135,376	137,407	139,468	141,560	143,683	145,839
Pérdidas de energía (MT y BT)		10,991	11,155	11,323	11,493	11,665	11,840	12,017	12,198	12,381	12,566	12,755	12,946	13,140	13,338	13,538	13,741	13,947	14,156	14,368	14,584
Energía al ingreso del sistema (KWh)		120,896	122,709	124,550	126,418	128,314	130,239	132,192	134,175	136,188	138,231	140,304	142,409	144,545	146,713	148,914	151,147	153,415	155,716	158,052	160,422
Factor de carga		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Potencia al ingreso del sistema (KW)		55.20	56.03	56.87	57.73	58.59	59.47	60.36	61.27	62.19	63.12	64.07	65.03	66.00	66.99	68.00	69.02	70.05	71.10	72.17	73.25

Table III-3.7-6 Incremental Benefits to Each Alternative (Private Price) - Alternative 1

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Venta de energía / Energy Sales																					
- domésticos / domestic		10,271	10,425	10,582	10,741	10,902	11,065	11,231	11,400	11,571	11,744	11,920	12,099	12,281	12,465	12,652	12,842	13,034	13,230	13,428	13,630
- comerciales / commercial		602	611	620	630	639	649	659	668	678	689	699	709	720	731	742	753	764	776	787	799
- pequeño Industrial / small industry		1,540	1,563	1,587	1,611	1,635	1,659	1,684	1,709	1,735	1,761	1,788	1,814	1,842	1,869	1,897	1,926	1,955	1,984	2,014	2,044
- uso general / general use		966	980	995	1,010	1,025	1,040	1,056	1,072	1,088	1,104	1,121	1,137	1,155	1,172	1,189	1,207	1,225	1,244	1,262	1,281
- alumbrado público / public lighting		615	625	634	643	653	663	673	683	693	704	714	725	736	747	758	769	781	793	804	817
Subtotal ventas de energía / Subtotal energy sales		13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
2.- Situación sin Proyecto / Without Project																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit																					
Total ventas de energía / Total energy sales		13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
Variables importantes: (Important variables)																					
PERIODO																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Tarifa de venta de energía / Energy sale tariff																					
- domestico / domestic	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
- comerciales / commercial	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074
- industriales y otros / industry and others	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189
- otros / others	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119
- alumbrado / public lighting	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151
2. Período de depreciación (años) / Depreciation (year)																					
Ob. Civiles / Civil works	40																				
Electromecánico / Electromechanical	20																				
3. Tasa de impuesto a la renta (Income tax rate)	30%																				
Estado de pérdidas y ganancias: Profit and Loss Statement																					
PERIODO																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Total ventas de energía / Total energy sales		13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
2. Compra de energía / Energy purchase		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Otros costos de OyM / O&M cost		-14,176	-14,311	-14,448	-14,586	-14,726	-14,868	-15,011	-15,156	-15,303	-15,451	-15,602	-15,754	-15,908	-16,063	-16,221	-16,380	-16,541	-16,704	-16,870	-17,037
4. Depreciación Obras civiles / Civil works		-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657
Electromecánico / Electromechanical		-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693
5. Utilidad antes de impuestos / Profit before tax		-25,531	-25,456	-25,380	-25,302	-25,223	-25,141	-25,059	-24,974	-24,888	-24,800	-24,710	-24,619	-24,525	-24,430	-24,333	-24,233	-24,132	-24,029	-23,924	-23,816
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-3.7-7 Incremental Benefit to Each Alternative (Private Price) - Alternative 2

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto / With Project																					
Venta de energía																					
- domésticos / domestic		10,271	10,425	10,582	10,741	10,902	11,065	11,231	11,400	11,571	11,744	11,920	12,099	12,281	12,465	12,652	12,842	13,034	13,230	13,428	13,630
- comerciales / commercial		602	611	620	630	639	649	659	668	678	689	699	709	720	731	742	753	764	776	787	799
- pequeña Industrial / small industrial		1,540	1,563	1,587	1,611	1,635	1,659	1,684	1,709	1,735	1,761	1,788	1,814	1,842	1,869	1,897	1,926	1,955	1,984	2,014	2,044
- uso general / general use		966	980	995	1,010	1,025	1,040	1,056	1,072	1,088	1,104	1,121	1,137	1,155	1,172	1,189	1,207	1,225	1,244	1,262	1,281
- alumbrado público / public lighting		615	625	634	643	653	663	673	683	693	704	714	725	736	747	758	769	781	793	804	817
Subtotal		13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit																					
Total ventas de energía (Total energy sales)		13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
Variables importantes:																					
(Important variables)																					
1. Tarifa de venta de energía / Energy sale tariff																					
- domestico / domestic	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
- comerciales / commercial	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074
- industriales y otros / industry and others	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189
- otros / others	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119
- alumbrado / public lighting	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151
2. Período de depreciación (años)																					
(Depreciation period - years)	20																				
3. Tasa de impuesto a la renta																					
(income tax rate)	30%																				
Estado de pérdidas y ganancias:																					
(Profit and Loss Statement)																					
1. Total ventas de energía / Total energy sales	0	13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
2. Compra de energía Energy purchase	0	-5,619	-5,703	-5,788	-5,875	-5,963	-6,053	-6,144	-6,236	-6,329	-6,424	-6,521	-6,618	-6,718	-6,818	-6,921	-7,025	-7,130	-7,237	-7,345	-7,456
3. Otros costos de OyM / O&M cost	0	-14,309	-14,478	-14,649	-14,822	-14,997	-15,174	-15,353	-15,535	-15,718	-15,904	-16,092	-16,282	-16,474	-16,669	-16,866	-17,065	-17,267	-17,471	-17,677	-17,886
4. Depreciación / Depreciation	0	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506
5. Utilidad antes de impuestos / profit before tax	0	-27,438	-27,482	-27,525	-27,569	-27,613	-27,656	-27,700	-27,744	-27,788	-27,833	-27,877	-27,921	-27,965	-28,010	-28,054	-28,099	-28,143	-28,188	-28,232	-28,277
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-3.7-8 Incremental Benefit to Each Alternative (Social Price) - Alternative 1 and 2

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto (With Project)																					
Beneficio económico iluminación (Economic benefit of illumination)		60,988	61,848	62,847	63,733	64,632	65,544	66,471	67,537	68,491	69,460	70,570	71,694	72,707	73,735	75,031	76,090	77,165	78,256	79,490	80,614
Voluntad de pago por radio y televisión (Willingness to pay for radio and television)		23,286	23,615	23,996	24,334	24,678	25,026	25,380	25,787	26,151	26,521	26,945	27,374	27,761	28,153	28,648	29,053	29,463	29,880	30,351	30,780
Voluntad de pago por refrigeración (Willingness to pay for refrigeration)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio económico otros usos (Economic benefit of other uses)		1,968	1,998	2,028	2,058	2,089	2,120	2,152	2,184	2,217	2,250	2,284	2,318	2,353	2,388	2,424	2,461	2,497	2,535	2,573	2,612
Sub total beneficios económicos (Subtotal economic benefit)		86,243	87,460	88,871	90,125	91,398	92,691	94,002	95,509	96,860	98,231	99,798	101,386	102,821	104,276	106,104	107,603	109,126	110,671	112,414	114,005
2.- Situación sin Proyecto (Without Project)																					
Beneficio económico sin proyecto (Economic benefit without project)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) Incremental Benefit																					
Beneficios económicos incrementales (Incremental economic benefit)		86,243	87,460	88,871	90,125	91,398	92,691	94,002	95,509	96,860	98,231	99,798	101,386	102,821	104,276	106,104	107,603	109,126	110,671	112,414	114,005

Table III-3.7-9 Actual Value of Benefits to Each Alternative (Private Price)

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Beneficios Incrementales - Privados / Incremental Benefit - Private																					
ALTERNATIVA 1	0	13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
ALTERNATIVA 2	0	13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
2.- Costos Incrementales - Privados / Incremental cost - Private																					
ALTERNATIVA 1	920,620	14,176	14,311	14,448	14,586	14,726	14,868	15,011	15,156	15,303	15,451	15,602	15,754	15,908	16,063	16,221	16,380	16,541	16,704	16,870	17,037
ALTERNATIVA 2	837,065	19,927	20,181	20,437	20,697	20,960	21,227	21,497	21,771	22,048	22,328	22,613	22,900	23,192	23,487	23,787	24,090	24,397	24,708	25,023	25,342
3.- Beneficios Netos Totales - Privados / Total net benefit -Private																					
ALTERNATIVA 1	-920,620	-181	-106	-30	48	128	209	292	376	462	550	640	732	825	920	1,018	1,117	1,218	1,321	1,427	1,534
ALTERNATIVA 2	-837,065	-5,932	-5,976	-6,019	-6,063	-6,107	-6,150	-6,194	-6,238	-6,282	-6,327	-6,371	-6,415	-6,459	-6,504	-6,548	-6,593	-6,637	-6,682	-6,726	-6,771

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1	-918,259	-22.8%
ALTERNATIVA 2	-883,348	#DIV/0!

Table III-3.7-10 Actual Value of Benefits to Each Alternative (Social Price)

	PERIODO / PERIOD																														
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20										
1.- Beneficios Incrementales (Incremental Benefit)																															
ALTERNATIVA 1	0	86,243	87,460	88,871	90,125	91,398	92,691	94,002	95,509	96,860	98,231	99,798	101,386	102,821	104,276	106,104	107,603	109,126	110,671	112,414	114,005										
ALTERNATIVA 2	0	86,243	87,460	88,871	90,125	91,398	92,691	94,002	95,509	96,860	98,231	99,798	101,386	102,821	104,276	106,104	107,603	109,126	110,671	112,414	114,005										
2.- Costos Incrementales (Incremental Cost)																															
ALTERNATIVA 1	687,574	12,427	12,543	12,660	12,778	12,898	13,020	13,143	13,267	13,393	13,520	13,649	13,779	13,911	14,044	14,179	14,316	14,454	14,594	14,735	14,878										
ALTERNATIVA 2	663,457	15,947	16,150	16,356	16,565	16,776	16,990	17,207	17,427	17,650	17,875	18,103	18,335	18,569	18,806	19,047	19,290	19,537	19,787	20,040	20,296										
3.- Beneficios Netos Totales (Net total benefit)																															
ALTERNATIVA 1	-687,574	73,816	74,918	76,211	77,347	78,500	79,671	80,859	82,242	83,467	84,711	86,150	87,607	88,910	90,232	91,925	93,288	94,672	96,077	97,678	99,127										
ALTERNATIVA 2	-663,457	70,296	71,310	72,515	73,561	74,622	75,700	76,795	78,082	79,210	80,356	81,695	83,052	84,252	85,470	87,057	88,313	89,589	90,884	92,374	93,709										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">ALTERNATIVAS</th> <th>NPV</th> <th>IRR</th> </tr> <tr> <th>VAN (11%)</th> <th>TIR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ALTERNATIVA 1 (CH)</td> <td>-37,847</td> <td>10.2%</td> </tr> <tr> <td>ALTERNATIVA 2 (PSE)</td> <td>-46,442</td> <td>10.0%</td> </tr> </tbody> </table>																					ALTERNATIVAS	NPV	IRR	VAN (11%)	TIR	ALTERNATIVA 1 (CH)	-37,847	10.2%	ALTERNATIVA 2 (PSE)	-46,442	10.0%
ALTERNATIVAS	NPV	IRR																													
	VAN (11%)	TIR																													
ALTERNATIVA 1 (CH)	-37,847	10.2%																													
ALTERNATIVA 2 (PSE)	-46,442	10.0%																													

III-3.8 料金設定・資金メカニズム

1. 料金設定

電気料金には大きく分けて、従量制と定額制の二種類がある。従量制においては、電力量メーターを導入して、定期的な検針を行って、一定期間内に消費した電力量に応じて料金が計算され、需要家に請求される。このために、検針および料金計算を行う担当者が必要となる。人口密度の薄いところでは、その検針の手間は非常に大きなものとなる。一方、定額制においては従量制のような煩雑な手続きが不要で、一定期間に定額の料金が需要家に請求される。このため、各戸を訪問する必要が生じず、事務手続きの簡素化が図れる。

項目	メリット	デメリット
従量制	料金負担が公平	検針に伴う手間がかかる
定額制	検針不要	少量消費者には不公平

本プロジェクトではボトムアップの一環として地元企業を立ち上げ、その企業が電力供給サービスを行うことが想定されている。従って、企業運営における業務効率化を図ることにより、そのメリットを需要家が等しく享受できると考えられる。この観点から、本プロジェクトにおいては定額制を採用することを前提として検討を行った。

<検討項目および条件>

料金水準を検討するにあたっては次の項目を参考にする。大原則としては持続性確保の観点から O&M 費用を賄える金額であること、および住民の支払いが可能な額であることとする。また、電気料金が現行電力料金水準と比較して高くなる場合には、相互補助制度の適用も考慮する必要がある。

- (1) O&M 原価
- (2) 現行電気料金水準
- (3) 支払い意思額
- (4) 接続率

以下、それぞれの項目を検討する。

(1) O&M 費用

ペルーにおける地方電化プロジェクトの前例に習い、本プロジェクトにおいても初期投資費用については 100%の補助金で負担することが想定されている。従って、プロジェクト運営に当たっては、O&M 費用を負担するに十分な料金がいくらになるのかを計算する。O&M 費用は(1)発電設備の維持管理費、(2)送配電設備の維持管理費、(3)電力サービス会社の運営費、の3つからなる。

項目	所要月額(US\$)	
(1) 発電設備維持管理費	199	投資額の 1.5% (年間)
(2) 送配電設備維持管理費	953	投資額の 2.0% (年間)
(3) 電力サービス会社の運営費	29	S/. 1,000 (年間)
合計	1,181	

(2) 現行電気料金水準

現行電気料金水準については Cajamarca を Territory とする Hidrandina 社の Pliego Cajamarca Rural (2008年2月1日付け) における住宅用低圧料金 (Tarifa BTB5) を参考にする。

Yerba Buena における平均電力使用量が 15kWh/month と想定されていることから、この料金表における支払い金額は以下のように計算される。

Fixed charge : 1.30 Soles

Energy charge : 6.624 Soles = $0.4416 \times 15\text{kWh}$

Total : 7.924 Soles (IGV 込みの場合は 9.43 Soles)

(FOSE を適用した場合はそれぞれ 4.61、5.49 Soles となる。)

(3) 支払い意思額

本項における支払い意思額は、社会調査の一環として住民に対して実施した聞き取り調査 (アンケート) において回答を得た現行のエネルギー関連支出金額を示す。アンケートにおいて支払い意思額として回答を得た金額をさすものではない。

Table III-3.8-1 支払い意思額

(単位 : Nuevos Soles)

	Yerba Buena
Max	56.0
Min	3.25
Average	21.3
Median	15.0

(4) 接続率

本計画においては対象地区に存在する世帯のうち 80% の世帯に電気を供給することを想定している。従って、原則として 80% 以上の世帯において支払いが可能な水準の電気料金を設定することが望ましい。このため相互補助制度導入の検討が必要となる。

<検討結果>

検討の結果、マイクロ企業は利益をあげないという前提で、コスト回収に必要な料金水準は以下のとおりと計算された。

初期投資補助金がゼロの場合の料金	26.47 soles
初期投資を全額補助する場合の料金	6.47 soles

本計画においては初期投資が全額補助される場合、O&M 費をカバーする料金は平均 6.47 Soles /月と計算される。このうち近隣地区の現行電気料金との差額が補填されるとした場合、その金額は約 2 Soles となる。

また、上記前提かつ初期投資額を全額補助金で賄う場合、以下の各条件における、コスト回収に必要な料金補助の規模をあわせて算定した。

- 1) メジアン値 : 15.00 Soles
- 2) 支払い意思額の上位から 80% の値 : 10.00 Soles
- 3) 系統連係単価並みの場合 (FOSE 込) : 5.49 Soles

(unit: Nuevos Soles)

Unit rate/month	Subsidy amount	Annual amount	Remarks
10.00	0.00	0	80% coverage
6.47	0.00	0	Base amount
5.49	0.98	5,316	0.98 × 452HH × 12

2. 資金手当

(1) 建設資金

プロジェクトの初期投資所要額については SPERAR 基金および地方政府財源 (CANON 資金) を充当する。

(2) 研修費用

プロジェクト運営に関する教育訓練を実施するための費用については SPERAR 基金から拠出する。

(3) 運転維持資金

運転維持費については原則として需要家が電気料金として負担する。また、マイクロ企業を設立して電気サービスの運営にあたる場合には、その運営経費もこの資金でカバーする。

(4) 料金補助

一定額の収入を確保して持続可能なサービスを提供するためには料金補助は不可欠である。少なくとも近隣地域における現行の電気料金と同程度の水準とすることが望ましい。現行の FOSE と同じ趣旨による相互補助を適用することの出来るように、マイクロ企業が MEM に対して電気

事業者としての登録を行い、OSINERGMIN に対して FOSE に基づく相互補助が適用されるようにすることが重要である。

III-3.9 社会環境配慮

次の表は、電化がジェルバブエナの自然環境及び社会環境に影響を与えると想定される要素について、評価調査結果及び対応策をまとめたものである。

Table III-3.9-1 調査結果と対応策

環境要素	評価	調査結果	対応策
土地利用や地域資源利用	C	発電関連施設建設予定地は、一部、灌漑水路や放牧等に使われている。規模は非常に小さいが、事業実施によって、住民の利用に不便が生じる恐れがある。	FS時に、概略設計を住民に説明し、予定地の所有権・利用権を確認する。民間に所有権・利用権がある場合、実施者は利用に関する合意を形成する。
被害と便益の偏在	C	電気事業実施により、電気料金を支払える世帯と支払えない世帯ができ、裨益格差を発生させると予測される。	マスタープランでは、貧困層が電気を利用できるよう、MEM/DPRが財政支援のシステムを確立することを提言している。
地域内の利害対立			
ジェンダー	D	小水力による発電実施に伴う維持管理組織に女性が参加できない可能性があり、電化はジェンダー間の社会参加の不均等を固定化させる可能性がある。	マスタープランでは、給電開始時には、維持管理組織のメンバー候補として女性を含めるよう、住民に提言、支援するよう、提言している。
水利用	C	発電に利用する河川水は、灌漑利用に供されているため、事業開始後に灌漑用水量が減少するおそれがある。 発電に利用した水は、ジェルバブエナ内で元の河川に放水されるため、下流域には影響を与えない。	<ul style="list-style-type: none"> ・ Pre-FS時の簡易流量測定結果に基づき、灌漑用水量に影響のない範囲で設計を行っている。しかし流量は年によって異なるため、複数年にわたる水文データを収集し、より詳細な水分解析を行うことが望ましい。 ・ 実施者が農業省に対して、発電のための水利権の申請を行う。
水質汚濁	D	水力発電所建設に用いられるコンクリートのような素材は、化学物質を含んでいる。もし川の水に投棄されると、水質汚濁を引き起こす可能性がある。	建設規模は小さいが、工事中的の水質汚染を最小限にする施工計画を検討する。建設段階では、実施者はコントラクターの建設作業を環境の視点から監督する。
廃棄物	D	法的に取り締まる枠組みがないため、建設中に建設資材の投棄により、水質汚染と粉塵汚染が発生する可能性がある。	建設規模は小さいが、実施者は、建設業者を適切に監督しなければならない。また必要に応じて、MEM/DPRが違反者に対して行政指導を取ることを推奨する。

環境要素	評価	調査結果	対応策
騒音・振動	D	小規模水力発電施設の建設段階および運転段階で、騒音振動が発生する。	ジェルバブエナの発電規模は80 kWと極小規模であり、建設及び稼働の際、顕著な騒音と振動は予測されない。 しかし建設地が集落に近いため、実施者は、建設スケジュールを近隣の人たちに対して前もって知らせるよう推奨する。
地形・地質	D	水力発電施設(取水堰、取水口、導水路1.3 km、水圧管路210m、発電所等)の建設を行うため、河川添いの地形を改変することになる。	土壌流出等が発生しないような設計、施工を行うよう、実施者は適切に監督する。

注：評価基準

A：重大なインパクトが起きると予測

B：ある程度のインパクトが起きると予測

C：強いインパクトは予測されないが、インパクトが全くないとはいえない。

D：低レベルのインパクトが起きる可能性は否定できない。Pre-FSの結果を基に、FS段階においてより詳細な調査及び評価を行う必要がある。

出典：JICA 調査団、2008