

国際協力事業団

ボリヴィア共和国エネルギー炭化水素庁

ボリヴィア共和国
再生可能エネルギー利用
地方電化計画調査

附属書 III & IV

2001年9月

株式会社コーエイ総合研究所
日本工営株式会社

鉦調査

JR

01-104

国際協力事業団

ボリヴィア共和国エネルギー炭化水素庁

ボリヴィア共和国
再生可能エネルギー利用地方電化計画調査

最終報告書

付属書 III・IV

2001年9月

株式会社コーエイ総合研究所
日本工営株式会社

換算レート

(2001年5月)

US\$1 = ¥120.5

US\$1 = Bs 6.53

Bs 1 = ¥18.5

ボリヴィア共和国
再生可能エネルギー利用地方電化計画調査

附属書 III・IV

目次

附属書 III
風カプレ・フィージビリティ調査

	頁
第 1 章 概要	III-1
1.1 調査目的	III-1
1.2 調査実績	III-1
第 2 章 データ収集	III-2
第 3 章 風況観測装置の据付地点選定と据付工事	III-4
3.1 風況観測装置の据付地点選定.....	III-4
3.1.1 観測場所の選定基準.....	III-4
3.1.2 選定地点.....	III-5
3.2 据付工事と風況観測	III-7
3.2.1 据付工事.....	III-7
3.2.2 風況観測.....	III-12
3.3 風況データの分析	III-14
3.3.1 Monthly Average 風力 Speed.....	III-14
3.3.2 最大平均風速.....	III-16
3.3.3 風速の時系列変化.....	III-17
3.3.4 風向別出現頻度.....	III-19
3.3.5 風速別出現頻度.....	III-19
3.3.6 日射量、外気温、湿度、気圧.....	III-19
第 4 章 風力エネルギー賦存量と Pre-F/S サイトの選定	III-20
4.1 ラパス県およびオルコ県の風力エネルギー賦存量.....	III-20
4.2 開発優先地域の選定	III-20

第 5 章	Pre-F/S ラパス県チャラーニャ風力発電プロジェクト	III-22
5.1	位置および地勢	III-22
5.2	社会経済の状態と電力需要	III-23
5.2.1	社会経済.....	III-23
5.2.2	電力需要.....	III-23
5.3	風況分析	III-27
5.3.1	風況データの分析.....	III-27
5.3.2	風力と太陽光の相互補完作用.....	III-30
5.4	最適開発計画の形成	III-31
5.5	初期設計および推定コスト	III-32
5.5.1	風力発電の初期設計.....	III-32
5.5.2	風力発電計画.....	III-35
5.5.3	積算コスト.....	III-35
5.5.4	日程.....	III-36
5.6	実施組織と維持管理	III-37
第 6 章	Pre-F/S オルコ県カリペ風力発電プロジェクト	III-40
6.1	位置および地勢	III-40
6.2	社会経済の状態と電力需要	III-40
6.2.1	社会経済.....	III-40
6.2.2	電力需要.....	III-41
6.3	風況分析	III-44
6.3.1	風況データの分析.....	III-44
6.3.2	風力と太陽光の相互補完作用.....	III-46
6.4	最適開発計画の形成	III-48
6.5	初期設計および推定コスト	III-49
6.5.1	風力発電の初期設計.....	III-49
6.5.2	風力発電計画.....	III-51
6.5.3	積算コスト.....	III-51
6.5.4	日程.....	III-52
6.6	実施組織と維持管理	III-52
第 7 章	Pre-F/S オルコ県チャチャコマニ風力発電プロジェクト	III-56
7.1	位置および地勢	III-56
7.2	社会経済の状態と電力需要	III-56
7.2.1	社会経済.....	III-56

7.2.2	電力需要	III-57
7.3	風況分析	III-60
7.3.1	風況データの分析	III-60
7.3.2	風力と太陽光の相互補完作用	III-63
7.4	最適開発計画の形成	III-64
7.5	初期設計および推定コスト	III-65
7.5.1	風力発電の初期設計	III-65
7.5.2	風力発電システム案	III-68
7.5.3	積算コスト	III-69
7.5.4	日程	III-70
7.6	実施組織と維持管理	III-70
第 8 章	提案事業の妥当性	III-73
8.1	経済・財務評価	III-73
8.1.1	経済評価	III-73
8.1.2	財務評価	III-76
8.2	初期環境評価	III-79
8.2.1	チャラーニャ風力発電事業に関する初期環境評価	III-79
8.2.2	カリペ風力発電事業に関する初期環境評価	III-80
8.2.3	チャチャコマニ風力発電事業に関する環境影響評価	III-81

付表目次

表 1.1	月別平均風速ラパス県	III-83
表 1.2	月別平均風速オルコ県	III-86
表 3.1	風況観測データ	III-88
表 5.1	社会経済データ (チャラーニャ)	III-98
表 5.2	時系列の推定電力需要 (チャラーニャ)	III-99
表 5.3	方位別風速出現頻度 (%)	III-100
表 5.4	風力エネルギー密度	III-101
表 5.5	乱れ強度	III-101
表 5.6	チャラーニャ風力発電事業の建設費	III-102
表 6.1	社会経済データ (カリペ)	III-103
表 6.2	時系列の推定電力需要 (カリペ)	III-104
表 6.3	方位別風速出現頻度 (%)	III-105
表 6.4	風力エネルギー密度	III-106
表 6.5	乱れ強度	III-106
表 6.6	カリペ風力発電事業の建設費	III-107
表 7.1	社会経済データ (チャチャコマニ)	III-108
表 7.2	時系列の推定電力需要 (チャチャコマニ)	III-109
表 7.3	方位別風速出現頻度 (%)	III-110
表 7.4	風力エネルギー密度	III-111
表 7.5	乱れ強度	III-111
表 7.6	チャチャコマニ風力発電事業の建設費	III-112
表 8.1	ラパス県・チャラーニャ風力発電事業の経済的 内部収益率算定	III-113
表 8.2	オルコ県・カリペ風力発電事業の経済的 内部収益率算定	III-114
表 8.3	オルコ県・チャチャコマニ風力発電事業の経済的 内部収益率算定	III-115

付図目次

図 3.1	ラパス県風力モニタリング位置図	III-116
図 3.2	オルロ県風力モニタリング位置図	III-116
図 3.3	風向別出現頻度 (20m) ラパス県 February 2000 to January 2001	III-117
図 3.4	風向別出現頻度 (20m) オルロ県 February 2000 to January 2001	III-118
図 3.5	風速別出現頻度 (20m) ラパス県 February 2000 to January 2001	III-119
図 3.6	風速別出現頻度 (20m) オルロ県 February 2000 to January 2001	III-120
図 4.1	風力発電ポテンシャル地図、ラパス県	III-121
図 4.2	風力発電ポテンシャル地図、オルロ県	III-122
図 5.1	チャラーニャにおける各月毎の風向別平均風速 (m/s)) ラパス県	III-123
図 5.2	チャラーニャにおける各月毎の風向別出現速度、ラパス県	III-125
図 5.3	チャラーニャにおけるワイブル確立密度分布、ラパス県	III-127
図 5.4	風力・太陽光ハイブリッド・システム、 ラパス県チャラーニャ	III-129
図 5.5	風力・太陽光ハイブリッド・システム設置図 ラパス県チャラーニャ	III-130
図 5.6	チャラーニャ風力発電事業建設スケジュール	III-131
図 5.7	チャラーニャ風力発電事業に関する事業実施構造	III-132
図 6.1	カリペにおける各月毎の風向別平均風速 (m/s))、オルロ県	III-133
図 6.2	カリペにおける各月毎の風向別出現速度、オルロ県	III-135
図 6.3	カリペにおけるワイブル確立密度分布、オルロ県	III-137
図 6.4	風力・太陽光ハイブリッド・システム、オルロ県カリペ	III-139
図 6.5	風力・太陽光ハイブリッド・システム設置図 オルロ県カリペ	III-140
図 6.6	カリペ風力発電事業建設スケジュール	III-141
図 6.7	カリペ風力発電事業に関する事業実施構造	III-142
図 7.1	チャチャコマニにおける各月毎の風向別平均風速 (m/s)) オルロ県	III-143
図 7.2	チャチャコマニにおける各月毎の風向別出現速度、オルロ県 ..	III-145
図 7.3	チャチャコマニにおけるワイブル確立密度分布、オルロ県	III-147

図 7.4	風力・太陽光ハイブリッド・システム、 オルロ県チャチャコマニ	III-149
図 7.5	風力・太陽光ハイブリッド・システム設置図、 オルロ県チャチャコマニ	III-150
図 7.6	チャチャコマニ風力発電事業建設スケジュール	III-151
図 7.7	チャチャコマニ風力発電事業に関する事業実施構造	III-152

ボリヴィア共和国
再生可能エネルギー利用地方電化計画調査

附属書 III・IV

目次

附属書 IV
技術移転報告書

	頁
1. 太陽光発電システム.....	IV-1
2. 小水力発電.....	IV-2
3. 風力発電.....	IV-3
4. 社会調査.....	IV-5
I. 第1回セミナー.....	IV-6
1.1 第1回セミナーのプログラム.....	IV-7
1.2 第1回セミナー参加者一覧.....	IV-8
1.3 第1回セミナーの概要.....	IV-9
II. 第2回セミナー.....	IV-10
2.1 第2回セミナー・プログラム.....	IV-11
2.2 第2回セミナー参加者一覧.....	IV-12
2.3 第2回セミナーの概要.....	IV-13
III. 第3回セミナー.....	IV-15
3.1 第3回セミナー・プログラム.....	IV-16
3.2 第3回セミナー参加者一覧.....	IV-19
3.3 第3回セミナーの概要.....	IV-21
添付資料 IV-1.....	IV-22
添付資料 IV-2.....	IV-47
添付資料 IV-3.....	IV-69

略語と頭字語

(1) 国内組織・機関

CINER	Centro de Información en Energías Renovables
CNDC	National Committee of Electricity Supply
COSUDE	Agencia Suiza para el Desarrollo y la Cooperación
CRE	Cooperativa Rural de Electrificación, Santa Cruz
DUF	Directorio Unico de Fondos
ECOTEC	Ecotecnologías Energéticas y Productivas
EDU	Energy Development Unit, VMEH
EDESER	Empresa de Servicios
EFP	Facilitator Team of PRONER Program
ELECTROPAZ	Electricidad de La Paz S.A.
ELFA	Empresa de Luz y Fuerza Aroma
ELFEC	Empresa de Luz y Fuerza de Cochabamba
ELFEO	Empresa de Luz y Fuerza Electrica de Oruro, S.A.
ENDE	National Electric Company
ENERGÉTICA	Energía para el Desarrollo
ESAND	Energía Solar Andina S.R.L.
FNDR	National Fund of Regional Development
FPS	National Fund of Productive and Social Investment
IGM	Instituto Geográfico Militar
IHH	Instituto de Hidraulica e Hidrologia, UMSA
INE	National Statistics Institute
MDE	Ministry of Economic Development
MDSP	Ministry of Sustainable Development and Planning
NOGUB	Programa de Apoyo a Organizaciones no gubernamentales
PRONER	National Program of Rural Electrification
SE	Superintendencia de Electricidad
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorologia e Hidrologia
SERGEOMIN	Servicio Nacional de Geologia y Minería
SERNAP	Servicio Nacional de Areas Protegidas, MDSP
SIN	National Interconnected System
STI	Interconnected Trunk System
TDE	Transportadora de Electricidad
UMSA	Universidad Mayor de San Andres

VIPFE	Vice Ministry of Public Investment and External Financing
VMARNDF	Vice Ministry of Environmental Natural Resources and Forestry Development
VMEH	Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons

(2) 国際・海外機関・組織

AECI	Spanish International Cooperation Agency
ESMAP	Energy Sector Management Program, World Bank
GEF	Global Environmental Facility, World Bank
GTZ	German Technical Cooperation
IDB	Inter-American Development Bank
JICA	Japan International Cooperation Agency
KfW	German Financial Cooperation
NRECA	National Rural Electric Cooperative Association
UNDP	United Nations Development Program
UNEP	United Nations Environmental Program
UNDCP	United Nations Drug Control Program
USAID	The US Agency for International Development, USA
WB	World Bank

(3) その他

GDP	Gross Domestic Product
NGO	Non Governmental Organization
O&M,O/M	Operation and Maintenance
VAT	Value Added Tax

(4) 技術的専門用語

AC	Alternative Current
CO2	Carbon Dioxide
DC	Direct Current
FC	Fuel Cell
Grid	Transmission Line
H	Head (m)
Hyd	Hydraulic Generator
LDC	Load Dispatching Center
MHP	Micro Hydro Power

PV	Solar Photovoltaic Cell
Q	River Flow Discharge
WG	Wind Generator

(5) 単位

mm	millimeter
m	meter
km	kilometer
El.m	Elevation in meter
l/s	liter per second
m/s	meter per second
m ³ /s	cubic meter per second
mm ²	square millimeter
km ²	square kilometer
mg	milligram
ton, t	metric ton
V	Volt
W	Watt
kW	kilowatt
MW	Megawatt
Wp	Watt peak
kWp	kilowatt peak
GWh	Gigawatt hour
kWh	Kilowatt hour
MVA	Megavolt ampere
KVA	Kilovolt ampere
Ah	ampere hour
Hz	Hertz
RPM	Revolution (revs) per minute
%	percentage

(6) 通貨単位

Bs	Boliviano, Bolivian Currency
US\$	US Dollar
M.US\$	Million US Dollar
US ¢	US cent

附属書 III

風カプレ・フィージビリティ調査

第 1 章 概要

1.1 調査目的

本プロジェクトの目標は、ラパス県とオルコ県における地方電化計画を作成することである。風力発電利用の地方電化に関する調査は、以下の目的のもとに行なわれた。

- 1) 風況観測に適した地点を選定し、ラパス県 5 地点とオルコ県 5 地点の合計 10 地点において風況観測装置を実施する。
- 2) 風力開発の優先地点を選定するためコストの評価を行なう。
- 3) 最優先プロジェクトをラパス県から 1 地点およびオルコ県から 2 地点の選出し、Pre-F/S を行なう。

1.2 調査実績

現地調査は 1999 年 8 月 7 日に開始し 2001 年 9 月 7 日まで、以下の日程で行なわれた。

- | | | | |
|-------------|-----------------|---|-----------------|
| 1) 第一次現地調査： | 1999 年 8 月 7 日 | - | 1999 年 9 月 20 日 |
| 2) 第二次現地調査： | 2000 年 1 月 5 日 | - | 2000 年 2 月 12 日 |
| 3) 第三次現地調査： | 2000 年 5 月 15 日 | - | 2000 年 7 月 14 日 |
| 4) 第四次現地調査： | 2001 年 1 月 5 日 | - | 2001 年 2 月 15 日 |
| 5) 第五次現地調査： | 2001 年 5 月 10 日 | - | 2001 年 6 月 8 日 |
| 6) 第六次現地調査： | 2001 年 8 月 27 日 | - | 2001 年 9 月 7 日 |

上記期間に実施された調査内容は以下の通りである。

- 既存の風況データと情報の収集
- 風況観測地点の選定
- 資材調達と再委託および据付工事の監督
- 風況観測装置のモニタリング、データ収集および分析
- 風力開発のプロジェクト計画
- プロジェクトの優先順位、および経済・財務分析

第2章 データ収集

以下の機関から、プロジェクトに関するデータおよび情報を収集した。

(1) VMEH

“ELECTRIFICATION RURAL Base de Datos“

Contents: population, source of energy

“Reporte de Mediciones Estacion #3” CRE“

Contents: wind data in Santa Cruz

(2) SENAMHI

風速・風向データ（1～10年間）

下記の風速データを表 1.1、表 1.2 に示す。

La Paz	• EL ALTO	• CHARANA	• AYOAYO
	• PATACAMAYA	• PUERTO ACOSTA	
	• TIWANACU	• COLLANA	
	• HICHUCOTA	• HUARINA	• ACHIRI
Oruro	• ORURO	• CARACOLLO	• CORQUE
	• HUACHACALLA	• COIPASA	
	• SALINAS DE GARCIMENDOSA		

風況マップ： ボリヴィア国、風況マップ

ラパス県およびオルロ県において、入手可能な風況データ数は極めて限られている。また、信頼性の高い風況データは存在していない。下の写真にSENAMHIの風況観測機器を示す。このように、風速風向計の観測高さは低くなっている。また、観測も観測員の目視観測が1日に3回の観測が行なわれるだけである。



SENAMHI の気象観測装置

第3章 風況観測装置の据付地点選定と据付工事

3.1 風況観測装置の据付地点選定

ラパス県とオルロ県において、それぞれ 5 地点に風況観測装置の据付けを行なうために、下記の選定基準を用いて据付け地点の選定を行なった。

3.1.1 観測場所の選定基準

風況観測の候補地点を選定するために、以下の項目についての比較および検討を行なった。

(1) SENAMHI による気象観測の記録が入手可能な地点

JICA 調査によって、SENAMHI が観測しているデータの正確さが確認された場合は、そのデータを村落電化計画に利用することが可能となる。しかしながら、JICA 調査の結果、SENAMHI のデータが正確でないことが証明された。

(2) 系統連携を除く他のエネルギー資源が入手可能な地点

風力発電は、独立電源のエネルギー資源としては安定していない。一般的に、風力発電は、独立電化計画では安定した電力供給を行なうために、ディーゼル、小水力あるいは太陽光発電と組合せて利用される。このことから、独立電源の運営と維持管理について十分な経験を有している既存のその他エネルギー資源を用いている村落を選出する。

(3) 人口規模

VMEH のデータを用いて、ラパス県とオルロ県の村落人口の推定を行なった。適正規模の人口を有している村落として、ラパス県では人口 300 以上、オルロ県では人口 200 以上の村落を、裨益規模を考慮に入れて選定した。一般的に、オルロ県の村落における人口はラパス県のものより小さい。

(4) 今後の 5～10 年間の間に系統電化されない村落

村落電化に関する本調査では、再生可能エネルギー利用の独立電源システムを計画している。選択される地点は、今後の予測できる期間内に系統電化されないものとする。

(5) 地域的分散およびデータ回収のための道路

無電化地域を広く網羅した風況データを回収するために、地域的な分散を考慮にいれた。同時に、一年間おこなわれるデータ回収の実施を考慮に入れて候補地点までの道路状況も考慮に入れた。

3.1.2 選定地点

上記に述べた選定基準を用いて、風況観測地点の据付に適している地点をラパス県から 5 地点、オルコ県から 5 地点選定した。選出した地点の概要を以下に示す。また、図 3.1 と図 3.2 に、それぞれの位置を示す。

(1) ラパス県

- 1) Achiri, Municipality : Caquiaviri
人口 : 1609
世帯数 : 977
既存エネルギー: ディーゼル発電(20kW), 太陽光発電 for hospital and public well

- 2) Charana, Municipality : Charana
人口: 1016
世帯数: 331
既存エネルギー: ディーゼル (135kW), 太陽光 (病院・井戸)

- 3) Ramon Gonzales Municipality : G.J.J.Perez
人口: 545
Household: 202
既存エネルギー: 小水力発電 (Chayazani 60kW)

- 4) Isla Taquiri Municipality: Manco Kapac
人口: 300
世帯数: 100
既存エネルギー: なし

- 5) Santiago de Llallagua Municipality: Colquencha
人口: 1537
世帯数: 498
既存エネルギー: なし

(2) Oruro

- 1) The boundary between Comujo and Coipasa Municipality : Coipasa

Comujo

人口: 150

世帯数: 25

既存エネルギー: 小水力発電 (Todos Santos 150kW)

Coipasa

人口: 371

世帯数: 187

既存エネルギー: 小水力発電 (Todos Santos 150kW)

風況観測候補地店は Comujo と Coipasa の中間地点に位置している。

- 2) CaripeMunicipality: C.de Carangas

人口: 206

世帯数: 93

既存エネルギー: なし

- 3) ChachacomaniMunicipality : Turco

人口: 470

世帯数: 232

既存エネルギー: なし

- 4) Salinas de Garci Mendoza Municipality :S.Garci Mendoza

人口: 1564

世帯数: 1038

既存エネルギー: なし

- 5) SevaruyoMunicipality: S.de.Quillacas

人口: 694

世帯数: 504

既存エネルギー: ディーゼル (60kW)

3.2 据付工事と風況観測

3.2.1 据付工事

(1) 据付工事の作業内容

選択した地点に風況観測装置の据付けを行なった。据付工事の作業内容は下記項目で構成されている。

- 1) 風況観測装置の資材運搬
- 2) タワーの基礎工事.
- 3) 風況観測装置の据付工事
- 4) フェンスの据付工事
- 5) 接地工事
- 6) 最終点検

(2) 再委託契約および建設工事の監督

a) 契約過程

現地の建設会社である EDESER Co., Ltd., との契約過程は以下の通りである。

- 1) 1999年9月2日に、見積書の作成を現地電設会社の3社に依頼した。JICA 調査団は、据付工事の仕様書を、これら会社の仕事内容および経験を確認した後に送付した。

1. EDESER.Co.,Ltd., (EDESER)
2. CADE Bolivia S.A. (CADE)
3. CODIMEC S.R.L. (COIMEC)

この3社見積もりの中では、EDESER のものが最も低く、最終的に据付工事の請負業者として契約を結んだ。

b) 現地再委託業者の概要

EDESER Co., は1997年1月に設立された。現在は、250人の社員を有しており、そのうちの125人がラパス事務所、35人がオルコ事務所、90人がSanta Cruz 事務所働いている。

(3) 風況観測装置の据付

風況観測装置の据付工事は2000年1月6日に始まり2月4日に終了した。据付工事は予定時期より、通関の時間が長引いたため遅く始まった。風況観測装置の据付工事過程を以下の写真に示す。



(a) 風速風向計



(b) 接地工事



(c) タワーの起塔



(d) 各種センサーの取付工事



(e) データロガーの設定



(f) データロガー



(g) Caripe の風況観測装置



(h) Comjo の風況観測装置

(4) 据付工事における問題点と対策

JICA 調査団がおこなった現場作業の監督により、以下の問題点が指摘された。

問題点	対応
10 地点における風況観測タワーの起塔作業に、1 組のジンプールとウィンチしか利用できない。	タワー据付工事のスケジュールの再調整をおこなった。タワーの起塔工事の前に基礎工事を開始した。
雨期のため、最低でも 4 日間以上のコンクリート養生期間が必要であった。	コンクリートの基礎工事を、据付工程の初期に行なった。
フェンス工事、接地工事および起塔工事にかかる労働力が不足した。	現地再委託業者が労働者を現地において雇用する。
風況観測据付の場所が狭すぎる。	アンカーの据付位置を変更する。
雨期における路面の悪状況を原因とした、交通の問題。	夜間と 1 台の車による移動を避ける。
地面が、アンカーを打つには柔らかすぎる。	アンカーを、回転させて地面に埋め込むのではなく、セメントを用いて固定する。
データカードから、データをダウンロードするソフトが、ラパス県にあるコンピュータに設定できない。	ソフトを、VMEH にあるコンピュータに設定する。
絶対気圧が、BP-20 気圧センサーと DL9300 では低すぎて記録できない。	データロガー内の SIM カードを交換する。

(5) 風力発電機据付工事のための考察

将来における風力発電の据付工事のために以下項目を考慮に入れる必要がある。

- 雨期中の、特にオルコ県の南部において、基礎工事と重い資材の運搬は困難である。基礎工事は、乾期において行なう必要がある。
- ほとんどの地域において、作業に必要な電力の供給を得ることはできない。建設現場において、エンジン駆動の発電機を使う必要がある。
- 風力発電機は、タワーを据付ける際にクレーンや他の重機の使用に必要な場所が限られているため、ウィンチで起こせるものを選択する。現地におけるメンテナンスを簡単にする目的から、各風力発電機の基礎に手動ウィンチを据付けることを推薦する。
- 携帯電話および衛星電話などの通信手段を確保する必要がある。

3.2.2 風況観測

据付工事の終了後に、JICA 調査団は風力発電開発プロジェクトの計画を作成するために風況観測とデータの回収を実施した。

(1) 観測システム

風況観測 システムは、大きく分けて 3 つのシステム、NRG 9300 データロガー、Term Reader(手持ち式の端末機器) Base Station (データ回収と管理を行なうコンピュータ・ソフト)により構成されている。風況データの回収は以下の順で行なわれる。

- 風況データを複数の地点において NRG 9300 データ・ロガーをもちいて記録する。
- データ・カードに記録されたデータを、Term Reader.をもちいて Base Station が設定されているコンピュータにダウンロードする。
- Base Station をもちいて ASCII 形式のデータを作成する。

データ・ロガー

独立型データ・ロガーは、風速、風向、気温、湿度、気圧および日射量を測定している各センサーからのデータを記録する。このデータロガーは 12 チャンネル、センサーからのデータを取込むのに必要な SIM カード、プログラム可能な時計、データを記憶させる 256 キロバイトのデータ・フラッシュ・カードから構成されている。データ・ロガーの仕様書によれば、8 つのチャンネルがデータ記録に用いられる。2 つのデジタル・チャンネルが風速データ、6 つのアナログ・チャンネルが、その他のセンサーに用いられる。データのサンプリングは毎秒行なわれ、さらに各データについて 10 分間の平均値が算出される。さらに平均値の計算については、コンピュータは毎秒のサンプリング・データの偏差値を算出し、さらに各データの最小値と最大値を更新する。センサーとデータ・ロガーの出力範囲を次の図に示す。データ・カードは 8 チャンネルを利用した場合 10 分間平均のデータ回収をした場合に 53 日間のデータを記録する記憶容量を有している。データ・ロガーは、内部バッテリーの電圧と温度の記録も行なう。データ・カードの回収はモニタリングサイトへの定期的なデータ回収時に行なわれ、ベース・コンピュータのシリアルポートから Term reader を用いてダウンロードする。風況観測装置の構造を下に示す。

Term Reader

Term reader はデータ・ロガーの状態を現場で確認およびモニタリングするのに用いられる。ベース・ステーションを設定しているコンピュータと接続して、データ・カー

ド内に記録されているデータをベース・ステーションにダウンロードすることができる。

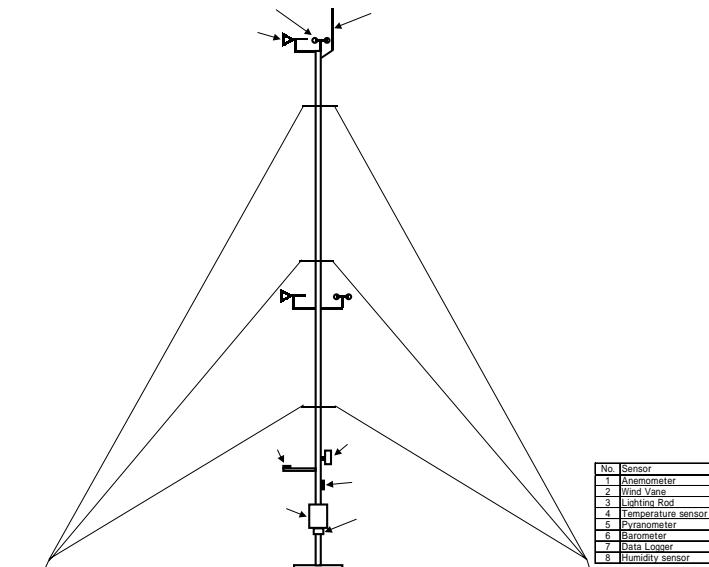
Base Station

ベース・ステーションは、データ・ロガーで記録したデータの回収と管理を行なう。ベース・ステーションがデータ・カードのデータを読み取り、各センサーのスロープ値とオフセット値を用いて、サイト情報と記録されたデータのメンテナンスを行なう。ベース・ステーションは、アスキー形式でデータの保存を表計算ソフトまたは他のプログラムについて行なう。

Parameters of Sensors

No.	Channel No.	Input	Sensor	Raw Sensor Output	Data Logger Output Range
1	1	Counter	Anemometer(20m)	0 to 120 Hz	0 to 91.3 m/s
2	4	Counter	Anemometer(10m)	0 to 120 Hz	0 to 91.3 m/s
3	1	Analog	Wind Vane(20m)	0 to 2.5 V	0 to 359 degrees
4	2	Analog	Wind Vane(10m)	0 to 2.5 V	0 to 359 degrees
5	3	Analog	Pyranometer	80 to 100 μ A/1000W/m ²	0 to 3000 W/m ²
6	4	Analog	Temperature Sensor	0 to 2.5 V	-40 to 52.5
7	5	Analog	Barometer	0 to 5 V	78.5 to 108.6 kPa
8	6	Analog	Relative Humidity Sensor	0 to 5 V	0 to 100 %

出典: JICA 調査団



出典: JICA 調査団

Wind Monitoring System

(2) データ回収

風況分析のために回収されたデータは、2000年2月から2001年1月のものである。下の表は、一年間の風況観測におけるデータ回収率を示している。データ回収は、成功裡に終了した。しかしながら、SIMカードの問題から4ヶ月間にわたる気圧データの欠測、また日射計に生じた何らかの問題からデータにエラーがみられた。

Collected Data

ID No.	Site	Collected data / annual hours
1	Achiri	99.1%
2	Charaña	99.1%
3	Gonzales	97.2%
4	Is. Taquiri	97.3%
5	Llallagua	90.6%
6	Comjo	100.0%
7	Caripe	99.6%
8	Chachacomani	99.6%
9	Salinas	90.5%
10	Sevaruyo	91.8%

出典：JICA 調査団

風況観測により得られたデータを表 3.1 に示す。

3.3 風況データの分析

回収した風況データの分析を、風力開発の優先順位を作成するために行なった。風力発電の開発地点を決定するためには、年間平均風速と日間平均風速は最も重要である。

3.3.1 月別平均風速

風速は、風力発電からの発電量を決定する重要な要因である。風力エネルギーは、平均風速の3乗に比例して変化する。平均風速が2倍になれば、8倍のエネルギーを産出する。年間平均風速が、地上高10メートルにおいて年平均風速4 m/sを超える場所において、小型風力発電の利用は適している。

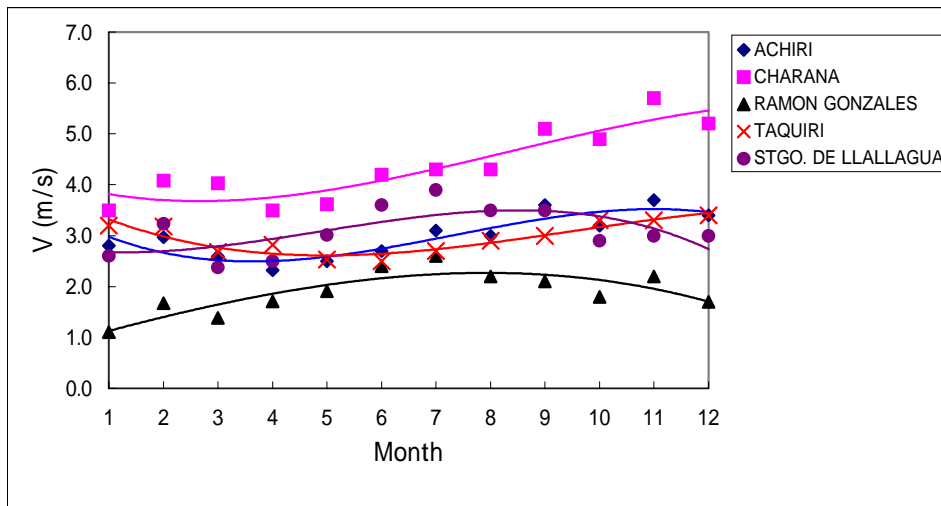
本調査では、地上高10メートルと20メートルにおいて、1年間の風況観測を行なった。下の表は、ラパス県の各観測所における地上高20メートルの、月別平均風速を示している。この表から、Charanaの月別平均風速が年間を通じて最も大きいことがわかる。また、Ramon Gonzalesで、観測期間内の平均風速が最も小さいことがわかる。他の場所、Achiri, Taquiri お

よび Santiago de Llallagua における平均風速は、ほとんど同じレベルである。Charana は、ラパス県において最も大きい月別風速を記録している。

ラパス県における月別平均風速

ID No.	Site Name	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ACHIRI	2.8	3.0	2.6	2.3	2.5	2.7	3.1	3.0	3.6	3.2	3.7	3.4
2	CHARANA	3.5	4.1	4.0	3.5	3.6	4.2	4.3	4.3	5.1	4.9	5.7	5.2
3	RAMON GONZALES	1.1	1.7	1.4	1.7	1.9	2.4	2.6	2.2	2.1	1.8	2.2	1.7
4	TAQUIRI	3.2	3.2	2.7	2.8	2.5	2.5	2.7	2.9	3.0	3.3	3.3	3.4
5	STGO. DE LLALLAGUA	2.6	3.2	2.4	2.5	3.0	3.6	3.9	3.5	3.5	2.9	3.0	3.0

出典：JICA 調査団



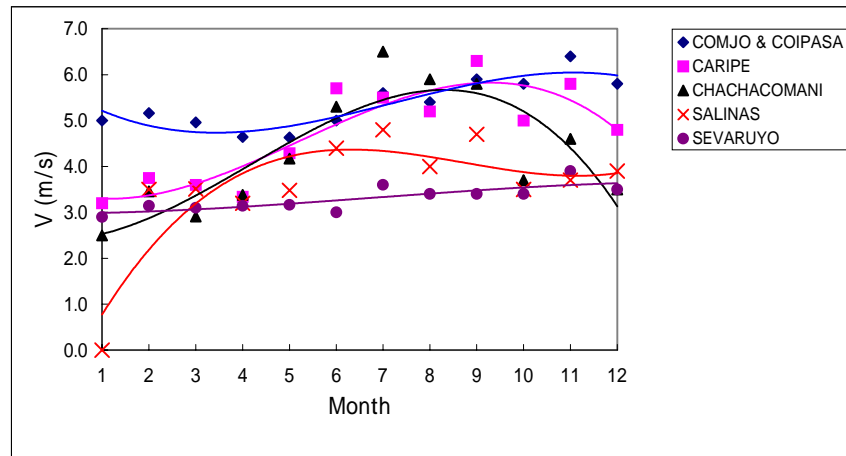
出典：JICA 調査団

オルコ県では、一年間の風況観測の結果、Comjo と Coipasa の中間地点で最大の平均風速を記録した。また、Caripe と Chachacomani においても高い平均風速が記録された。この3地点は全て、オルコ県の西部に位置しており、山脈に隣接している。下表に示すように、強い風力がオルコ県の西部で記録されていることがわかる。

オルコ県における月別平均風速

ID No.	Site Name	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	COMJO & COIPASA	5.0	5.2	5.0	4.6	4.6	5.0	5.6	5.4	5.9	5.8	6.4	5.8
7	CARIPE	3.2	3.8	3.6	3.3	4.3	5.7	5.5	5.2	6.3	5.0	5.8	4.8
8	CHACHACOMANI	2.5	3.5	2.9	3.4	4.2	5.3	6.5	5.9	5.8	3.7	4.6	3.5
9	SALINAS	-	3.5	3.5	3.2	3.5	4.4	4.8	4.0	4.7	3.5	3.7	3.9
10	SEVARUYO	2.9	3.1	3.1	3.1	3.2	3.0	3.6	3.4	3.4	3.4	3.9	3.5

出典：JICA 調査団

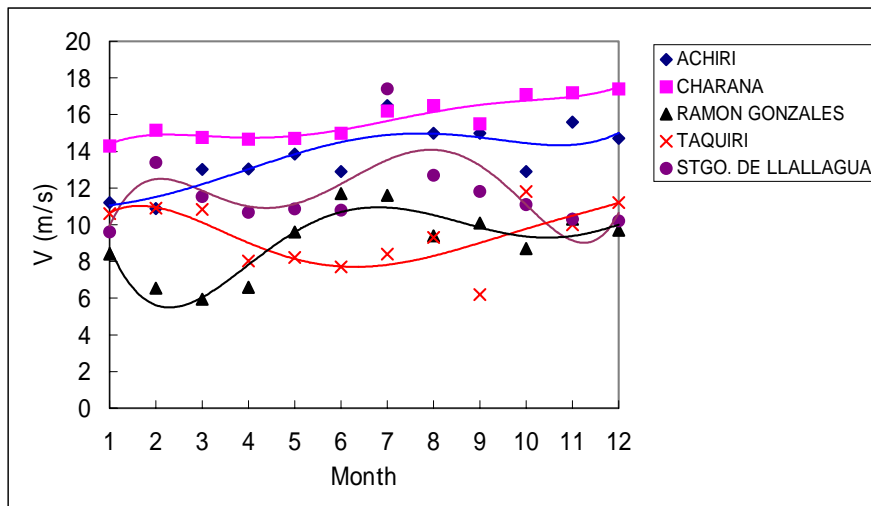


出典：JICA 調査団

3.3.2 最大平均風速

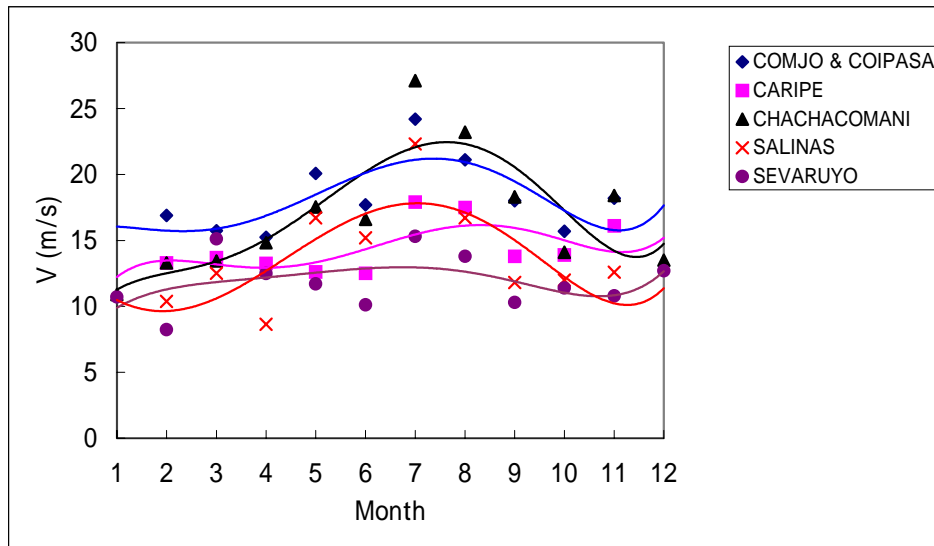
風力発電の利用には、風車のハブ高さにおける最大瞬間風速が 60m/s 以下である地域が適している。

下の表は、ラパス県の各観測場所における地上高 20 メートルの月別最大風速(10 分間平均)を示す。最大平均風速は Charana と Achiri において高く、Taqiri と Ramon Gonzales において低いことがわかる。Charana では、最大平均風速が連続して高いレベルにあることがわかる。最も大きい月別最大風速は、7月に Santiago de Llallagua で記録された 17.4 m/s である。



Monthly Maximum 風力 Speed in La Paz

オルロ県では、月別最大風速は Chachacomani および Comjo と Coipasa の中間地点で高く、Sevaruyo で低いことがわかる。最大の月別最大風速は、7月に Chachacomani で記録された 27m/s である。

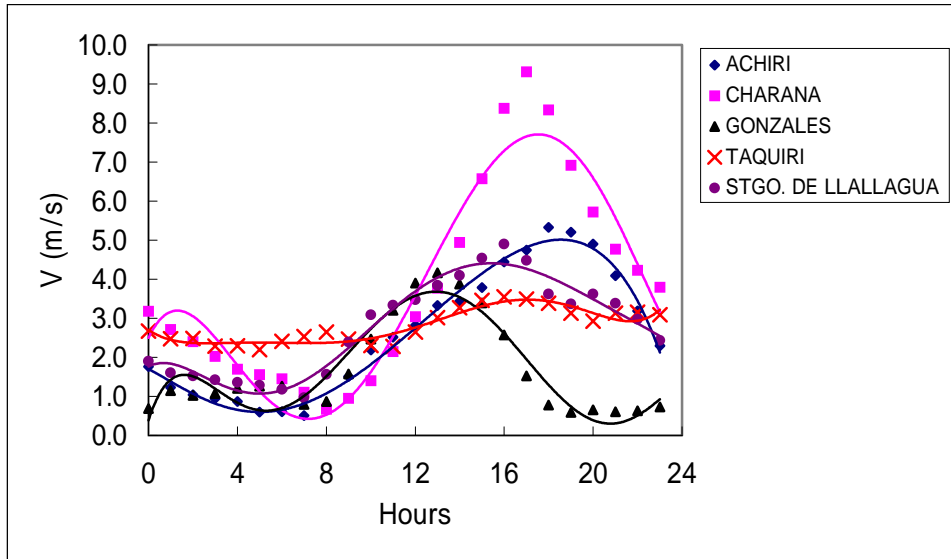


Monthly Maximum 風力 Speed in Oruro

3.3.3 風速の時系列変化

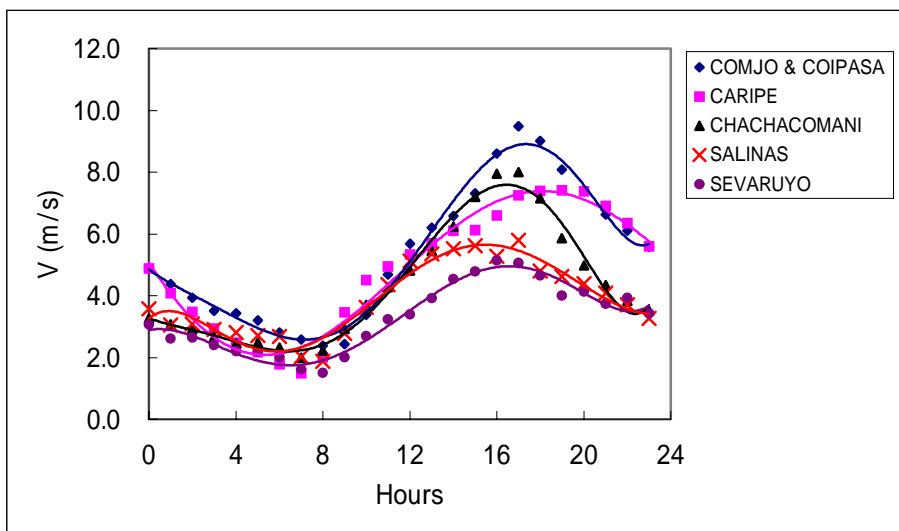
風速の日変化は、風力発電の発電量と現地の需要電力のバランスを推定する重要な要因である。風力発電からの発電量は、一日の間にも変動をする。もし、ピーク需要の時期に風速が高く安定しているならば、システムに大容量のバッテリーは不必要となる。

ラパス県の風況観測地点における風速の時系列変化を下表に示す。図に示された風速は、2000年2月から2001年1月までの平均値である。Charanaのデータは、特徴のある風速の日変化をしている。年間平均風速は4.4 m/s であるが、13時から23時までの平均風速は7.0 m/s と高い値を示している。Charanaにおける電力需要のピークが19時から21時30分までであることから、風速の日変化と電力需要のパターンが一致していることがわかる。AchiriとSantiago de Llalaguaでは、風速が、午後から夕方にかけて強くなることがわかる。Ramon Gonzalesでは、昼間に最大平均風速を示している。Taquiriでは、日的平均風速は安定して低くなっている。



時系列風速変化（ラパス県）

オルコ県の風況観測地点における風速の時系列変化を下表に示す。図に示された風速は、2000年2月から2001年1月までの平均値である。Comjo と Coipasa の中間地点における年間平均風速は 5.3m/s である。しかしながら、13時から23時における年間平均風速は 7.4 m/s と高いことがわかる。Chachacomani の年間平均風速は 4.5 m/s であるが、13時から23時にかけての年間平均風速は 6.2 m/s と高い。Caripe においても、年間平均風速は 4.8 m/s であるものの、13時から23時にかけての平均風速は 6.6m/s と高いことがわかる。Salinas と Sevaruyo では、風速が低く安定していることがわかる。



時系列風速変化（オルコ県）

3.3.4 風向別出現頻度

風配図は、風力の分析にとっても役に立っている。もし、風向が安定していれば、風が吹いてくる方向の地形を平坦に保ち、障害物を除く必要がある。2000年2月から2001年1月までの、ラパス県の風向を図3.3に示す。図3.4に2000年2月から2001年1月までの、オルコ県における風向を示す。

風配図は、風向別出現頻度を示している。風配図は、観測場所により異なる。Achiri と Isla Taquiri では北が主風向である。Charana では、主風向は南西から南西西の方向である。山に囲まれた Ramon Gonzales では、風向は一定している。Santiago de Llallagua では、さまざまな方向から風が吹いてくる。

Comjo と Coipasa の中間地点、Caripe および Chachacomani では主風向は西である。Salinas では北北西、Sevaruyo では北である。

3.3.5 風速別出現頻度

風速の出現頻度はワイブル分布という確立密度分布で表される。ワイブル分布のパラメータである形状係数 k と尺度係数 A の値が、分布の形状および大きさを決定する。 k の値が分布形状を決定し、 A の値が大きさを決定する。風速の分布図を図3.5 および図3.6に示す。この図は、確率密度分布を示している。曲線で囲まれた範囲の合計面積は、1または100%となる。

全ての風況観測地点において、特徴的な風速パターンにより形状係数 k は小さい値を示している。ラパス県では、Isla Taquiri を除いた全ての観測場所で、風速の最頻分布値は $0 \sim 2 \text{ m/s}$ の範囲内と低い数値を示している。Isla Taquiri では、 $2 \sim 3 \text{ m/s}$ の範囲で最頻風速を示している。オルコ県における風速の最頻分布値は、平均してラパス県のものより大きい。Comjo と Coipasa の中間地点では、風速の最頻分布値は $3 \sim 5 \text{ m/s}$ と高い。その他の観測地点では、最頻分布範囲は $1 \sim 3 \text{ m/s}$ である。

3.3.6 日射量、外気温、湿度、気圧

日射量、外気温、湿度および気圧についても風況観測装置を用いて観測を行なった。気圧に関しては、2000年2月から5月の間は全ての観測地点でデータ記録装置の問題から記録されていない。Chachacomani, Salinas および Sevaruyo における日射量はセンサーの故障で数ヶ月間、記録されていない。月別データを表3.1に示す。

第4章 風力エネルギー賦存量とPRE-F/S サイトの選定

4.1 ラパス県およびオルコ県県の風力エネルギー賦存量

ボリビアの気象庁により観測された風力データは、一日3度の目測による記録を行なっているため、信頼できるものではない。この他に空港のデータが存在するが、本調査では得ることができなかった。このように、ラパス県とオルコ県県における風況マップを作成するためには100以上の観測データが必要であるにもかかわらず、プロジェクト地域内で信頼のできる風況データは限られている。このような状況の下、今回の調査で得られた風況データと地形データをもとに作成した風況マップを図4.1および4.2に示す。

この風況マップは、風力ポテンシャルの高い地域、年間平均風速が4.0 m/sを超えると推定される地域を示している。また、丸印で囲まれた数字は地上高20メートルにおける年間平均風速を示している。風況マップの比較から、風力ポテンシャルの高い地域は、オルコ県県の方がラパス県より広いことがわかる。風力賦存量は、オルコ県県の西部とラパス県の南西部で、特に高いことがわかる。その一方で、風力ポテンシャルが高い地域にある村落の人口は、ラパス県のほうがオルコ県県より大きいことがわかる。

4.2 開発優先地域の選定

ラパス県とオルコ県県について、それぞれ3つの開発優先地域が、これまでに行なわれた一年間の風況観測と社会経済のデータから選出された。選択の基準として、風力ポテンシャル、カントン人口および県の開発優先地域が考慮された。年平均風速が4.0 m/s以上の地域には、最も高いスコアの5点が加算される。また、年平均風速が2.5 m/s未満の場合には、最も低いスコアの1点が加算される。需要規模については、人口が1000人を超える地域には最も高いスコアの5点が加算される。また、県の開発優先が高い地域をランクAとし、最も高いスコアの5点を加算する。

1. 風力ポテンシャル

Wind Speed (m/s)	Scoring Point
$4 \leq V$	5
$3.5 \leq V < 4.0$	4
$3.0 \leq V < 3.5$	3
$2.5 \leq V < 3.0$	2
$V < 2.5$	1

2. 需要規模

Population	Scoring Point
1000<=V	5
750<= V <1100	4
500<= V <750	3
250<= V <500	2
V <250	1

3. 開発優先地域

Recommendation	Scoring Point
A	5
B	4
C	3
D	2
E	1

10の開発候補地点について適用した採点表を下に示す。

Pre-F/S 候補地域を選出するための採点表

	ID No.	Site Name	Wind (m/s)	point	Population	point	Recommendation by Prefecture	point	Total Point	Rank
La Paz	1	Achiri	3.2	3	1642	5	B	4	12	2
	2	Charana	4.4	5	1037	5	A	5	15	1
	3	Gonzales	2.0	1	500	3	C	3	7	4
	4	Is. Taquiri	2.9	2	300	2	D	2	6	5
	5	Llallagua	3.0	3	1538	5	E	1	9	3
Oruro	6	Coipasa / Comjo	5.3	5	450	2	C	3	10	2
	7	Caripe	4.6	5	208	1	B	4	10	2
	8	Chachacomani	4.8	5	476	3	A	5	13	1
	9	Salinas	3.2	3	1603	5	E	1	9	4
	10	Sevaruyo	3.0	3	698	3	D	2	8	5

出典：JICA 調査団

以上の結果をもとに、以下の3つのカントン、ラパス県から1つオルロ県から2つ、がPre-F/Sの候補地点として選出された。

ラパス県	1	Charana
オルロ県	1	Chachacomani
	2	Caripe

第5章 PRE-F/S ラパス県チャラーニャ風力発電プロジェクト

5.1 位置および地勢

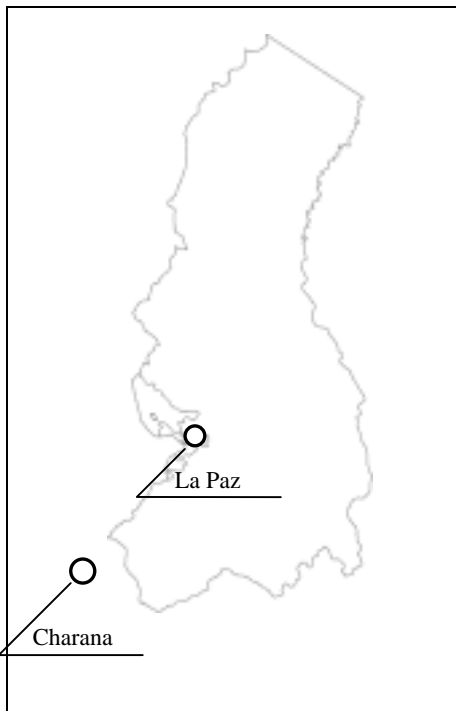
チャラーニャはボリビアとチリの国境の町である。ラパス市から南西 233km の場所に位置している。位置図と写真を下に示す。チャラーニャは海拔 4,054 メートルに位置しており、6,000 メートル級の山脈の近傍にあるため、気温が低い。年間平均気温は 5.1 であり、最低気温は 7 月に記録された -18.4 である。ここには、2 つの季節が存在する。乾期と雨期である。チャラーニャの年間降水量は約 300mm である。

位置

緯度: S 17 ° 35' 48"

経度: W 69 ° 26' 56"

標高: 4,054 m



チャラーニャの位置図



チャラーニャの風況観測装置

5.2 社会経済の状態と電力需要

5.2.1 社会経済

チャラーニャにおける社会経済の基本情報を表 5.1 に示す。

(1) 人口

チャラーニャの人口は統計によると、1992 年に 1,037 人で 2000 年には 1,016 人に減少している。

(2) 地域経済

チャラーニャの主要な経済活動は、税関とそれに関連した活動である。その他の経済活動に、洋服の裁縫をしている小工場や、畜産があげられる。

(3) 電力とその他の基礎設備

チャラーニャでは、電力はディーゼル発電で供給されている。ディーゼル発電機の設備容量は 135kVA で、80 の世帯に対し毎日 19:00 から 21:30 の間の電力供給を行なっている。このディーゼル発電機はカントンにより、運転が行なわれている。一世帯あたりの電力料金は 30Bs/月である。その一方で、電力供給がされていない世帯はガスランプに 25Bs/月を払っている。水供給システムも、カントンにより運営されている。この水供給システムは、200 世帯に 5Bs/月で供給している。チャラーニャには、公立小学校、私立小学校および公立中学校の 3 つの学校が存在している。公立小学校には約 200 人の生徒、私立小学校には約 150 人の生徒そして公立中学校には約 60 人の生徒がいる。チャラーニャには、太陽光発電により電力供給が行なわれている診療所がある。この電力供給の主目的は、無線通信と照明である。

5.2.2 電力需要

チャラーニャ風力発電プロジェクトの電力需要はコミュニティ・インタビュー調査結果をもとに行なった。チャラーニャには一般世帯に加えて産業および公共施設があるため、電力需要は産業活動および公共施設の電力需要を別々に推定した。電力需要の推定は 2005 年を基準に行なった。

(1) 一般世帯の電力需要

コミュニティ・インタビューの結果、一般世帯は、小電力需要世帯と大電力需要世帯の 2 つに分けて考えることが出来る。異なる種類の電気機器が、世帯の大小に応じて

使われており電力消費量も変わる。調査の結果から、小電力需要世帯と大電力需要世帯における推定電力需要を下表に示す。

一般世帯の電力需要

Household	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Household (small)	CF Light	1	12	4	0.048		
	60W Light	2	60	4	0.48		
	Radio	1	15	8	0.12	0.65	260
2 Household (large)	CF Light	2	12	5	0.12		
	60W Light	2	60	5	0.6		
	AM/FM stereo	1	20	4	0.08		
	TV set(19" color)	1	60	4	0.24		
	Water pump	1	100	3	0.3	1.34	538

出典：JICA 調査団

(2) 産業の電力需要

チャラーニヤには、産業施設として、食堂、商店、事務所および小規模工場が存在する。電力需要は、小規模の食堂では小さく、大規模の食堂および商店で大きい。一般的に、電力需要は事務所で大きい。小規模の工場は再生可能エネルギーにより電化された後で、設立されるものである。各産業施設における単位あたりの消費電力量の推定結果を以下に示す。

産業の電力需要

Micro-enterprise	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Cafe (small)	CF Light	2	12	5	0.12		
	60W Light	1	60	2	0.12		119
	Radio	1	20	6	0.12	0.40	(300days/year)
2 Cafe (large)	CF Light	3	12	5	0.18		
	60W Light	1	60	2	0.12		
	Blender	1	350	1	0.35		
	Stereo	1	55	2	0.11		330
	TV set(25" color)	1	120	2	0.24	1.10	(300days/year)
3 Store (small)	CF Light	2	12	3	0.072		
	60W Light	2	60	2	0.24		129
	Radio	1	20	4	0.08	0.43	(300days/year)
4 Store (large)	CF Light	2	12	3	0.072		
	60W Light	2	60	2	0.24		
	Radio	1	20	4	0.08		525
	Refridrrator	1	120	10	1.2	1.75	(300days/year)
5 Office (small)	CF Light	2	12	3	0.072		
	60W Light	2	60	3	0.36		
	TV set(19" color)	1	60	2	0.12		
	Computer set	1	155	3	0.465		362
	Printer	1	500	0.5	0.25	1.39	(260days/year)
6 Office (large)	CF Light	4	12	6	0.288		
	60W Light	4	60	10	2.4		
	Computer set	3	155	6	2.79		
	Printer	1	500	1	0.5		
	TV set(25" color)	1	120	2	0.24		1813
	VCR	1	120	1	0.12	6.97	(260days/year)
7 Small Industry (Sewing)	60W Light	2	60	1	0.12		163
	Sewing machine	1	75	5	0.375	0.54	(300days/year)

出典：JICA 調査団

(3) 公共施設の電力需要

チャラーニャにある公共施設は、コミュニティ・センター、学校および診療所である。各公共施設における単位あたりの電力消費量の推定結果を以下に示す。

公共施設の電力需要

Public Facility	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Community Center (large)	CF Light	8	12	6	0.576		
	60W Light	2	60	6	0.72		
	TV set(25" color)	1	120	3	0.36		
	VCR	1	120	1	0.12		524
	Stereo	1	55	1	0.055	2.01	(260days/year)
2 School (8 class room)	CF Light	44	12	6	3.168		
	60W Light	6	60	12	4.32		
	TV set(25" color)	3	120	2	0.72		
	VCR	2	120	1	0.24		2151
	Stereo	1	55	1	0.055	9.35	(230days/year)
3 Health Clinic (large)	CF Light	6	12	6	0.432		
	60W Light	2	60	6	0.72		
	Vaccine Refrige.	1	60	24	1.44		
	VHF radio(stand-by)	1	2	24	0.048		
	VHF radio	1	30	1	0.03		
	Vaporizer	1	40	2	0.08		1073
	Water Pump	1	100	5	0.5	3.58	(300days/year)

出典： JICA 調査団

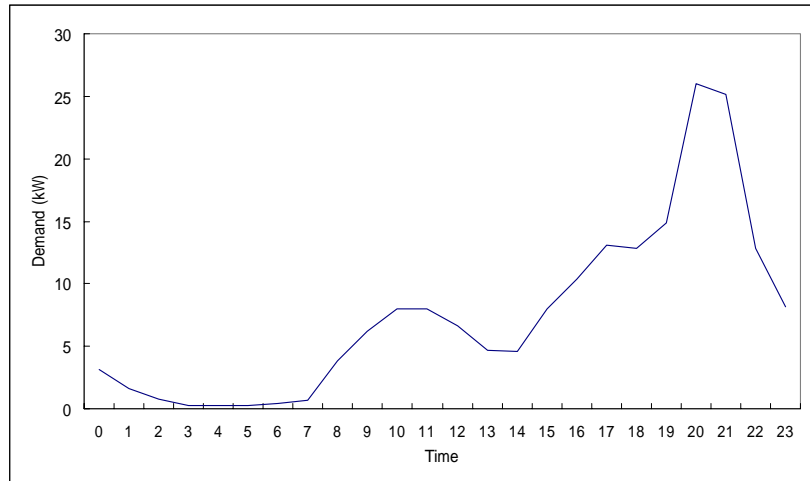
(4) 推定総電力需要

総電力需要を求めるために、プロジェクト地域における将来の開発を考慮に入れて、各施設数の予測を行なった。予測した施設数を以下に示す。

Item	Number	
Households	large	30
	small	120
Caf	large	3
	small	5
Store	large	2
	small	3
Office	large	3
	small	4
Small business	-	10
community center	large	1
School	large	3
Health clinic	large	1

出典： JICA 調査団

この表と推定した各施設の電力消費量をもとに、総合の電力需要を算出した。推定した日間の電力需要曲線を下に示す。電力需要のピークは約26kWであり、20時から21時の間に現れる。表5.2は、推定した時間毎の電力需要を示す。



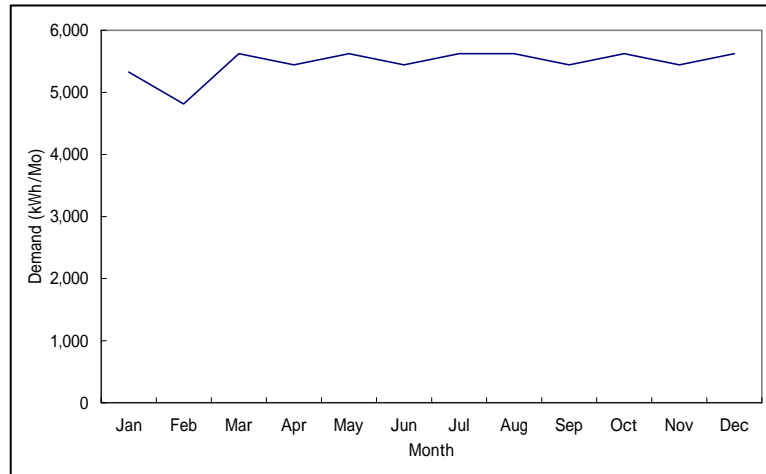
推定電力需要曲線

月別電力需要の計算結果を下記表と図に示す。ここで示されているように、年間電力需要は65,678kWhと推定される。

月別電力需要チャラーニャ

Month	Demand kWh/Mo
Jan	5,328
Feb	4,812
Mar	5,626
Apr	5,445
May	5,626
Jun	5,445
Jul	5,626
Aug	5,626
Sep	5,445
Oct	5,626
Nov	5,445
Dec	5,626
	65,678

出典： JICA 調査団

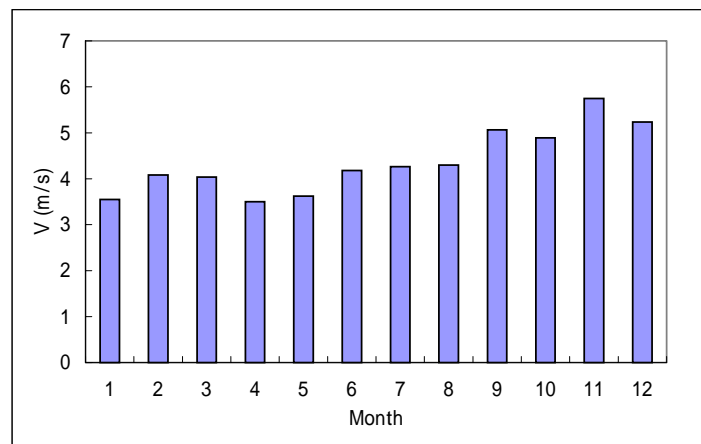


月別の推定電力需要

5.3 風況分析

5.3.1 風況データの分析

月平均および時間平均の、地上高 20 メートルにおける風速を以下に示す。チャラーニヤの年平均風速は 4.37 m/s である。チャラーニヤでは、9 月から 12 月までの平均風速は 5.2m/s と高い、その一方で 1 月から 8 月までの平均風速は 3.9m/s と低いことがわかる。このことから、風力による発電量は毎月に変化することがわかる。



月別平均風速 (m/s)

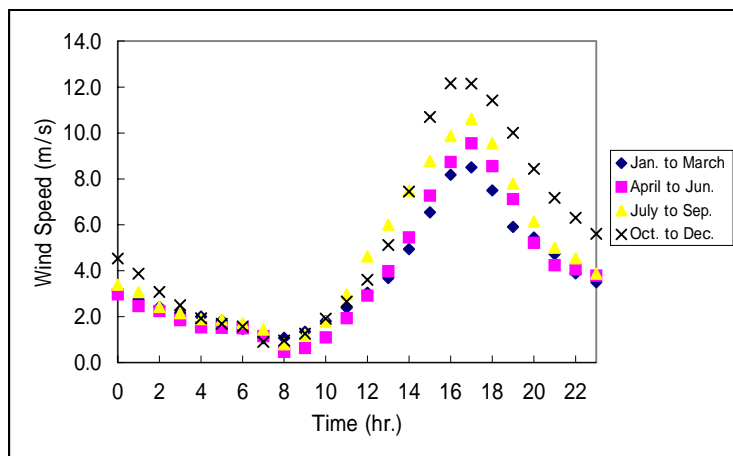
月別平均風速 (m/s)

Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Average Wind Speed (m/s)	3.5	4.1	4.0	3.5	3.6	4.2	4.3	4.3	5.1	4.9	5.7	5.2

出典： JICA 調査団

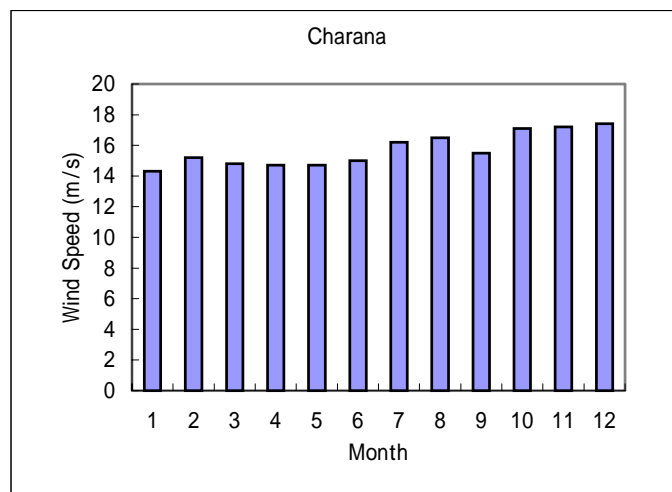
時系列の風速分析では、風速は 14 時 から 20 時と電力需要が大きい時間帯に大きくなることがわかった。その一方で、風力は 0 時 から 12 時の時間帯で発電するには小さすぎるということがわかった。

以上のことから、チャラーニヤの風況を考慮に入れると、安定した電力供給を行なうためには、他のエネルギーを利用した発電設備とのハイブリッドが必要であることが判明した。



時系列平均風速 (m/s)

チャラーニヤの、地上高 20 メートルにおける 10 分間の平均月別最大風速を下図に示す。チャラーニヤでは、月別最大風速の年平均値が 15.8 m/s である。この結果、チャラーニヤには台風やハリケーンのような特別に強い風が吹かないことがあきらかとなった。



月別最大風速 (m/s)

月別最大風速 (m/s)

Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Average Wind Speed (m/s)	14.3	15.2	14.8	14.7	14.7	15.0	16.2	16.5	15.5	17.1	17.2	17.4

出典： JICA 調査団

チャラーニャにおける各月の風向別平均風速を図 5.1 に示す。チャラーニャでは、南西方向の平均風速が年間を通じて最大となっている。そのため、乱流の発生を避けるために、主風向には新たな建築物の建設を規制する必要がある。

表 5.3 は、チャラーニャにおける各月の風向別風速出現頻度を示す。この表からは、高風速の出現頻度が南南西から北西西の方向にかけて大きいことがわかる。

図 5.2 は、風向別出現頻度を示す。風向別出現頻度は南西方向で最大となっており、方向別平均風速を記録した方向と一致している。風向別出現頻度は、チャラーニャで安定している。

図 5.3 はチャラーニャにおけるワイブル確率密度分布を示す。風速の出現はワイブル確率密度分布の形状係数 k および尺度係数 A で表される。 k 値は、ワイブル曲線の形を決定する。 A 値は、高い風速の出現時間により変化する。年平均の k 値は 1.15 で A 値は 4.5 である。チャラーニャでは、強い風は午後にしか吹かないため、朝と午後の平均風速の差が形状係数 k 値を小さくしている。

表 5.4 は月別風力エネルギー密度を示している。風力はブレードを通過する空気密度に比例して変化する。この空気密度は、気圧と気温に関連して変化する。チャラーニャでは、標高が高いため風力エネルギー密度は低くなる。地上高 10 メートルにおいて、風力エネルギー密度が 150 W/m^2 を超える地域において風力開発は適している。チャラーニャにおける風力エネルギー密度の月別平均値は小さい、しかしながら午後から夜にかけて平均風速が高い時間帯の風力エネルギー密度値は大きくなる。

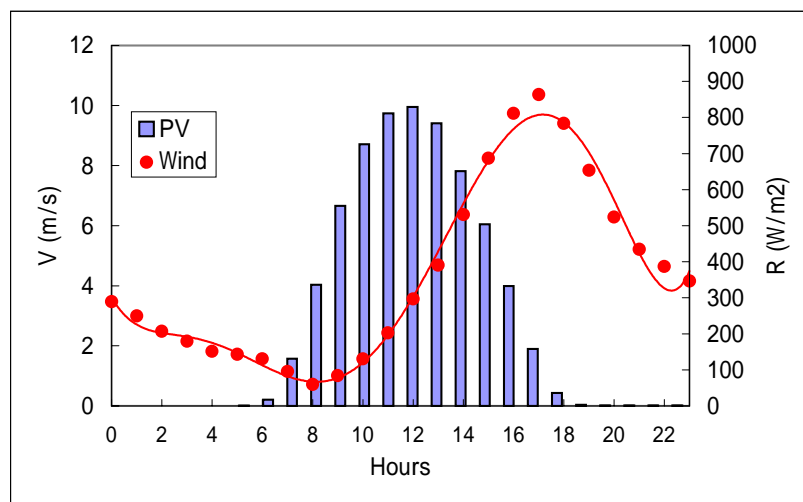
表 5.5 は、風速と地形に関連した乱れ強度を示す。乱れ強度は、風速データの偏差値と平均風速の比で定義される。地上高 20 メートルにおいて、乱れ強度が 0.3 以下の地域は風力発電の開発に適している。チャラーニャでは、全方位に対して乱れ強度は 0.3 未満である。

5.3.2 風力と太陽光の相互補完作用

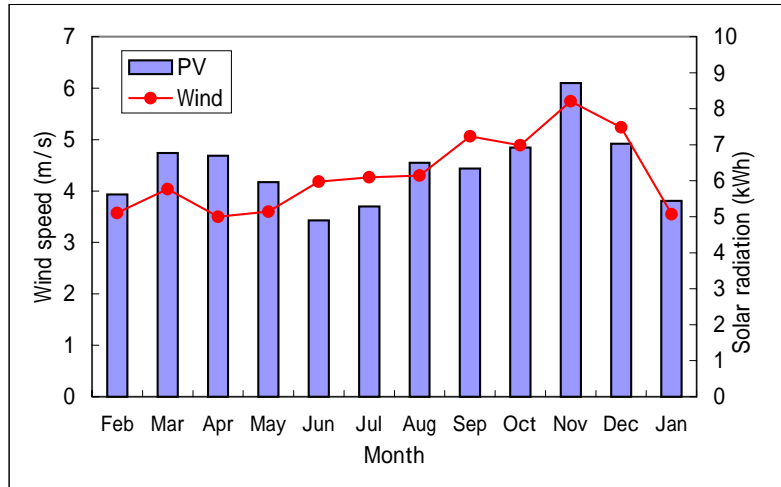
風速パターンには季節および時間的な変化がある。これが、安定したエネルギーを風力発電の独立発電システムから得ることを困難にしている。しかしながら、チャラーニャには、風力と太陽光に相互補完作用があることがわかった。

下図は、チャラーニャにおける風速と日射量の相互補完作用を示している。太陽光エネルギーのポテンシャルは9時から15時の風速が低い時間帯で大きい。その一方で、風速が大きくなる14時から20時の時間帯では日射量は小さくなる。このことから、安定したエネルギーを得るために風力と太陽光を組合せたハイブリッド発電システムが計画された。2つ目の図は、2000年2月から2001年1月にかけての月別平均風速と日射量をまとめたものである。この図からは、季節的な相互補完作用は認められていない。

風力エネルギーと太陽光エネルギーには、標高の高さにより生じる地理的な相互補完作用もある。標高の高い場所においては、空気密度が小さいため風力エネルギー・ポテンシャルも小さくなる。その一方で、標高の高い場所では空気が澄んでいるため日射量が大きくなる。



チャラーニャにおける風速と日射量の時系列変化



チャラーニャにおける月別平均風速と日射量の関係

5.4 最適開発計画の形成

チャラーニャでは、独立型風力発電システムは、日中に事務所と学校の電力需要が高いにもかかわらず、日中に十分な発電能力を持っていない。より安定した発電を行なうために、風力発電は他のエネルギーによる発電設備と組合せるべきである。

組合せの選択肢として以下のものがあげられる：

1. 風力・ディーゼル ハイブリッド発電
2. 風力・PV ハイブリッド発電
3. 風力・小水力 ハイブリッド発電

VMEH の方針では、運転コストの高さと環境へ影響からディーゼル発電機による地方電化は推薦されていない。小水力発電は、もう一つの選択肢であるがチャラーニャの近くには小水力発電の利用に適している地域がない。それゆえに、チャラーニャでは、風力と太陽光に相互補完作用があることから、風力とPVのハイブリッド発電システムを計画した。

チャラーニャにおける風力発電の最適開発計画は、以下の手順にしたがって決定した。

- 風力・太陽光ハイブリッド発電システムの容量は、風力と太陽光のポテンシャルが最も低い1月に十分な発電量を得られるように設計する。

- 風力ポテンシャルは日中に低い。そのため、PV の容量を 8 時から 17 時の電力需要の 80%以上を発電し、風力を補完するように設計する。1 月における PV の最低容量は 12kWp である。
- 上記条件を満たした風力・太陽光発電の組合せを求め、計画案をつくる。
- 最も経済性の良い風力・太陽光発電の組合せを計画案から選択する。

次の表に示すように、5つの風力・太陽光発電の組合せがつくられて、コストの比較を行った。比較の結果、風力発電 80kW と太陽光発電 16kWp の組合せが最小投資額の最適計画として選択された。

風力-太陽光 ハイブリッド発電計画案の投資額

	1	2	3	4	5
Wind (kW)	100	90	80	70	60
PV (kWp)	5	11	16	22	28
Total (USD)	295,000	311,000	320,000	336,000	352,000

出典：JICA 調査団

5.5 初期設計および推定コスト

5.5.1 風力発電の初期設計

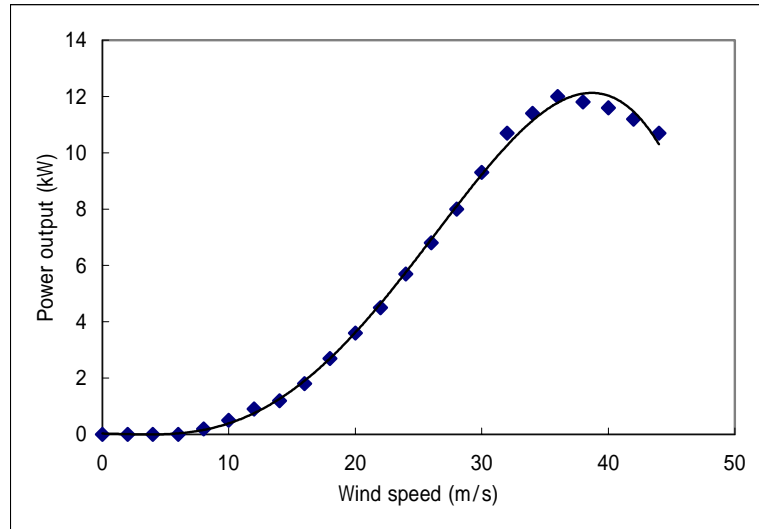
(1) 風力発電の初期設計

多くの種類の風力発電が世界中で流通している。風力発電機の選択は以下条件を考慮に入れて行われた。

- 道路状況やメンテナンスの容易さを考慮に入れて、重機を用いずウィンチによる風力タワーの起塔工事が可能であること。
- 開発途上国における利用に十分な経験を有していること。
- 風力・太陽光ハイブリッド発電システムに、十分な経験を有していること。
- ボリビアまたは南米・北米にある会社により販売されていること。

本計画における発電量の推定は、上記条件を満たす BWC10kW の利用を仮定して行った。

BWC10kW の性能曲線と写真を下図に示す。



性能曲線 BWC 10kW



BWC 10kW

選択された風力発電機からの発電量は以下のように推定される。

推定発電量

A : Input		V (mph)	kW	Wind Probability (f)	Net kW
Rated power output	10 kW	0	0	5.783%	0.00
Weibull shape parameter k	1.15	2	0	13.217%	0.00
Weibull scale parameter c	5.2	4	0	12.557%	0.00
Wind Speed at anemo. high	4.4 m/s	6	0	11.226%	0.00
Time period (Annual)	8760 hr	8	0.2	9.763%	0.02
Time period (Month)	744 hr	10	0.5	8.348%	0.04
Time period (Day)	24 hr	12	0.9	7.052%	0.06
Anemo. Height	20 m	14	1.2	5.903%	0.07
Altitude	4054 m	16	1.8	4.904%	0.09
Temperature	5.1	18	2.7	4.048%	0.11
Barometric pressure	779 hPa	20	3.6	3.324%	0.12
Terrain roughness	0.2 m	22	4.5	2.716%	0.12
Hub height	36 m	24	5.7	2.210%	0.13
Pef. Safety Margin	5 %	26	6.8	1.792%	0.12
Standard air density	1.225 kg/m ³	28	8	1.447%	0.12
Std. Barometric pressure	1013 hPa	30	9.3	1.165%	0.11
		32	10.7	0.936%	0.10
		34	11.4	0.749%	0.09
B : Result					
Wind Speed at hub high	4.92 m/s	36	12	0.598%	0.07
Air density	0.976 kg/m ³	38	11.8	0.477%	0.06
Air density ratio	0.80	40	11.6	0.379%	0.04
Average power output	1.52 kW	42	11.2	0.300%	0.03
Annual energy output	10101 kWh/year	44	10.7	0.238%	0.03
Monthly energy output	858 kWh/Mo	Totals :		99%	1.52
Daily energy output	27.67 kWh/day				
Capacity Factor	11.5 %				
Availability	68 %				

出典： JICA 調査団

(2) 発電量の推定

チャラーニャ風力発電プロジェクトの太陽光発電を含めた合計の発電量は、下表に示すように 122,560kWh と推定される。

Monthly Power Generation of チャラーニャ

Month	Generation kWh/Mo
Jan	8,328
Feb	7,765
Mar	10,034
Apr	8,687
May	8,684
Jun	9,131
Jul	9,840
Aug	10,340
Sep	11,582
Oct	11,575
Nov	13,977
Dec	12,616
	122,560

出典： JICA 調査団

5.5.2 風力発電計画

上述されたように、チャラーニャの発電システムは風力発電と PV システムから構成されている。既存するディーゼル発電機は、バックアップ用発電機として利用することが計画されている。VMEH の開発方針によれば、ディーゼル発電による電化計画は推薦されていない。しかしながら、チャラーニャのような電力需要の大きい町では、バックアップの発電機が定期点検の間、もしくは予測していない急激な電力需要の増大に備えるために必要である。

下表に主要発電システムの仕様を示す。提案するシステムを図 5.4、据付地図を図 5.5 に示す。

チャラーニャにおける発電システムの仕様

Item	Capacity
Wind Turbine	80 kW
Photovoltaic	16 kWp
Inverter	64 kVA
Converter	20 kVA
Battery	44 kAh

出典： JICA 調査団

5.5.3 積算コスト

(1) 推定の条件

コストの推定は、下記の仮定および条件のもと行った：

- 1) 全てのコストは 2001 年 6 月の価格レベルを基準とした。

- 2) 輸入機器と資材は関連した税金を含めた国際調達価格を基準とした。
- 3) 建設作業は、現地住民の参加によるものではなく、契約ベースで行われる。
- 4) プロジェクト管理とエンジニアリング・サービスのコストは、直接建築費の約 9%を推定する。
- 5) IVA (13%) と商取引コスト (3%) は推定されコストに含まれている。
- 6) 適用された両替レートは、US\$ = Bs6.53, US\$= JPY 120.5 である。

(2) 積算建設費

積算建設費の財務コストの推定は、下にまとめられたように US\$ 817,798 である。
表 5.6 は積算建設費の詳細を示す。

積算建設費

Unit : US\$.	
Item	Cost
1. Wind generator, PV system, etc.	478,822
2. Distribution Line	35,885
3. Installation Works	144,000
4. Transportation	92,946
5. Direct Cost Total	751,653
6. Administration and Engineering Service.	66,145
Total Construction Cost	817,798

出典： JICA 調査団

5.5.4 日程

チャラーニャ風力発電プロジェクト実施のための建設日程は、以下の条件に従い形成された。

- 詳細設計は 4 ヶ月以内に終了する
- 風力発電建設の重要部分は乾期の間に行われる
- 効率の良い設計の実施と建設の監督のために、経験のあるコンサルタントを雇用する。
- 入札期間を含めて、風力発電の起塔を 8 ヶ月以内に終了させる。

設計に必要な時間は 4 ヶ月間である。プロジェクト終了までの全期間は図 5.6 に示すように約 12 ヶ月間である。

5.6 実施組織と維持管理

風力発電事業は、これまでポリヴィアにおいて実施されてこなかった。小水力発電事業の経験が風力発電事業に適用可能である。以下の実施組織と維持管理システムをチャラーニャ風力発電事業に提案する。

(1) 実施組織

貧困削減戦略ペーパーの下、チャラーニャ風力発電事業の事業実施のために提案される組織は図 5.7 に示されている。チャラーニャ郡庁は、事業実施の全体責務を負う。現地コンサルタント/NGO が、事業実施の先導的役割を担う。しかしながら、ポリヴィアには適当な知識と経験をもつコンサルタント/NGO が存在しないので、経験豊かな海外コンサルタントを初期段階に雇う。提案される事業実施の手順は以下の通りである。

総括基金（資金源）

- エネルギー炭化水素庁と協力して、チャラーニャ郡庁より申請された事業計画を評価、承認し、融資すること。

エネルギー炭化水素庁（技術支援）

- 総括基金がチャラーニャ郡庁より申請された事業計画を評価する際、総括基金に対して地方電化事業に関する指導をすること。

チャラーニャ郡庁（実施主体）

- 受益者に対して事業計画や初期投資、月額徴収料金等の受益者にかかる負担の説明をすること。コンサルタント/NGO に業務委託することも可能である。
- 地方電化委員会/協同組合からの地方電化事業の要請を受けて、地方電化委員会/協同組合との間で合意文書を結ぶこと。
- ラパス県庁やコンサルタント/NGO の技術的支援を受けながら事業計画を作成し、総括基金に融資を申請すること。
- 総括基金による事業計画の承認後、実施主体として事業実施全体を運営・管理する民間実施業者を選出すること。但し、事業実施主体と成り得る能力が十分でない場合には、コンサルタント/NGO を雇い、実施業者選定、調達支援、事業全体監視等のサービスを委託すること。

民間請負業者/NGO（設置、維持管理訓練）

- システムを設置し、受益者と地方電化委員会 / 協同組合の技術補助員に対して維持管理に関する訓練を実施すること。

地方電化委員会 / 協同組合（受益者）

- チャラーニャ郡庁やコンサルタント / NGO を通じて、事業計画や初期投資、月額徴収料金等の受益者にかかる負担の説明を受けた後、受益者組織としての地方電化委員会 / 協同組合を組織すること。
- チャラーニャ郡庁に地方電化事業を要請し、郡庁との間で合意文書を結ぶこと。
- 受益者は設置作業のために労働力と村落内で得られる建築資材を提供すること。
- 受益者及び地方電化委員会 / 協同組合の技術補助員は、設置業者から維持管理に関する訓練を受けること。

ラパス県庁（技術支援 / 実施主体）

- 総括基金に融資を申請するために作成する事業計画の技術的支援をアポロ郡庁に対して行うこと。
- 総括基金の融資を受けない場合には、事業の実施主体として、従来の経験を活かし、エネルギー炭化水素庁と協力して事業全体を監督すること。

(2) 維持管理システム

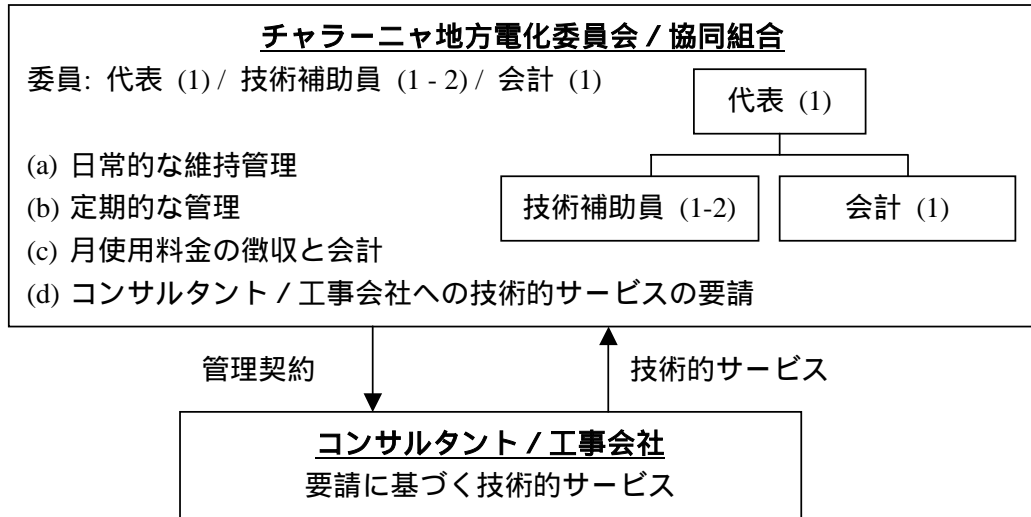
現地コンサルタント / 工事は、事業実施段階において経験豊かな海外コンサルタントから維持管理に関する技術移転を受け、風力発電事業の継続的な維持管理に関するノウハウを蓄積しなければならない。地方電化委員会 / 協同組合の技術者は、現地コンサルタント / 工事を通じて維持管理技術の訓練を受ける。地方電化委員会・協同組合は、以下のシステムに沿って維持管理を行うべきであり、風力発電に関する詳細内容は図 x y z に提示してある。

a) 地方電化委員会 / 協同組合

- 日常的な維持管理の遂行
- 定期的な管理の実施
- 月使用料金の徴収と会計
- コンサルタント / 工事に技術的なサービスの要請

b) コンサルタント / 工事は

- 要請があった場合、地方電化委員会 / 協同組合へ管理作業契約の下での技術的なサービスの提供



風力発電の保守点検

	項 目
日常点検	<ul style="list-style-type: none"> ● ロータ（回転音、目視点検） ● タワー（振動、傾き、ボルトの締め） ● バッテリー（異臭、液量、目視点検、バッテリー液の補水） ● 制御装置（各メータの値、異臭、接続部の点検、目視点検） ● 日常業務日誌の記入
定期点検 （1ヶ月間毎）	<ul style="list-style-type: none"> ● バッテリー（電圧、比重、接続部の点検など） ● コントロール・ハウス内の清掃（1週間毎） ● 配電網（配電線、電柱の目視点検）
定期点検 （1カ年間毎）	<ul style="list-style-type: none"> ● ロータ（ブレードの点検、エッジ・テープの点検および交換、ボルト類の点検、等） ● タワー（塗装状態の点検および塗装、ボルト類の点検および交換、等）
不定期におこなう 点検	<ul style="list-style-type: none"> ● 落雷、大雨、嵐などの天災による故障が生じた場合、あるいは停電などのシステム故障が生じた場合には、故障原因となる個所を探す。村にて修理が不可能な場合は、VMEH へ連絡し修理を行なう。

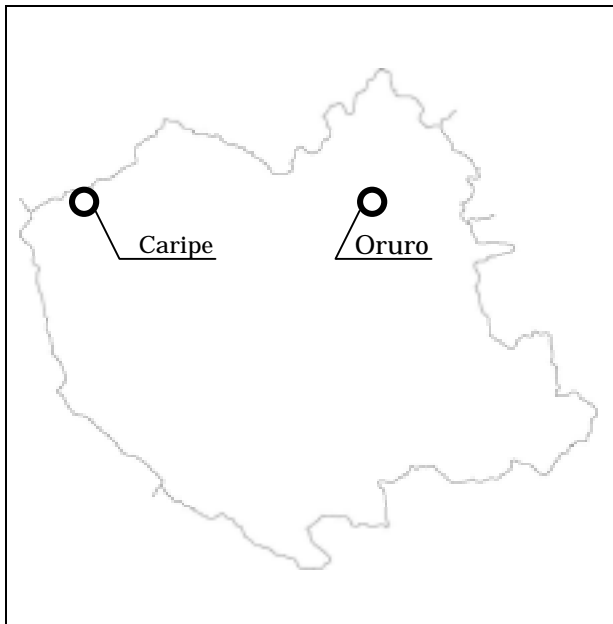
第6章 PRE-F/S オルロ県カリペ風力発電プロジェクト

6.1 位置および地勢

カリペはオルロ県オルロ市から西へ 272km の場所に位置している。位置図と写真を下に示す。カリペは標高 4,149 メートルに位置しており、標高 6,542 メートルのサハマ山の近くに位置しているため気温が低い。年間平均気温は 6.0 であり、最低気温は 7 月に記録された -12.0 である。ここには、2 つの季節が存在する。乾期と雨期である。カリペの年間降水量は約 400mm である

Location

緯度: S 18 ° 00'46"
経度: W 68 ° 50'37"
標高: 4,149m



カリペの位置図



カリペの風況観測装置

6.2 社会経済の状態と電力需要

6.2.1 社会経済

カリペにおける社会経済の基本情報を表 6.1 に示す。

(1) 人口

カリベの人口は統計によると、1992年に208人で2000年には206人に減少している。

(2) 地域経済

カリベの主要な経済活動は畜産である。一世帯あたり約300の家畜を所有しており、住民は比較的裕福である。

(3) 電力とその他の基礎設備

カリベには、電力供給のサービスがない。住民は、ローソク、灯油ランプおよびガスランプを電気の変わりに用いている。これらのエネルギー源に要するコストは一ヶ月あたり約10から30Bsである。カリベには、生徒数28名の小学校がある。この学校には電力供給は行われていない。カリベに、診療所はない。

6.2.2 電力需要

カリベ風力発電プロジェクトの電力需要はコミュニティ・インタビュー調査結果をもとに行なった。Charanaには一般世帯に加えて産業および公共施設があるため、電力需要は産業活動および公共施設の電力需要を別々に推定した。電力需要の推定は2005年を基準に行なった。

(1) 一般世帯の電力需要

コミュニティ・インタビューの結果、一般世帯は、小電力需要世帯と大電力需要世帯の2つに分けて考えることが出来る。異なる種類の電気機器が、世帯の大小に応じて使われており電力消費量も変わる。調査の結果から、小電力需要世帯と大電力需要世帯における推定電力需要を下表に示す。

一般世帯の電力需要

Household	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Household (small)	CF Light	1	12	4	0.048	0.65	260
	60W Light	2	60	4	0.48		
	Radio	1	15	8	0.12		
2 Household (large)	CF Light	2	12	5	0.12	1.10	442
	60W Light	2	60	3	0.36		
	AM/FM stereo	1	20	4	0.08		
	TV set(19" color)	1	60	4	0.24		
	Water pump	1	100	3	0.3		

出典：JICA 調査団

(2) 産業の電力需要

カリベには、産業施設として食堂と商店が存在する。電力需要は、小規模の食堂では小さい。カリベには事務所と小規模産業はない。各産業施設における単位あたりの消費電力量の推定結果を以下に示す。

産業の電力需要

Micro-enterprise	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Cafe (small)	CF Light	2	12	3	0.072	0.41	123 (300days/year)
	60W Light	1	60	3	0.18		
	Radio	1	20	6	0.12		
2 Store (small)	CF Light	2	12	3	0.072	0.56	169 (300days/year)
	60W Light	2	60	3	0.36		
	Radio	1	20	4	0.08		

出典：JICA 調査団

(3) 公共施設の電力需要

カリベにある公共施設は、コミュニティ・センターおよび学校である。各公共施設における単位あたりの電力消費量の推定結果を以下に示す。

公共施設の電力需要

Public Facility	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Community Center (small)	CF Light	4	12	2	0.096	0.50	129 (260days/year)
	60W Light	2	60	1	0.12		
	TV set(19" color)	1	60	1	0.06		
	VCR	1	120	1	0.12		
	Stereo	1	55	1	0.055		
2 School (3 class room)	CF Light	12	12	3	0.432	1.33	305 (230days/year)
	60W Light	4	60	2	0.48		
	TV set(19" color)	1	60	2	0.12		
	VCR	1	120	1	0.12		
	Stereo	1	55	1	0.055		
3 Health Clinic (small)	CF Light	5	12	5	0.3	1.38	414 (300days/year)
	60W Light	3	60	5	0.9		
	VHF radio(stand-by)	1	2	12	0.024		
	VHF radio	1	30	1	0.03		

出典：JICA 調査団

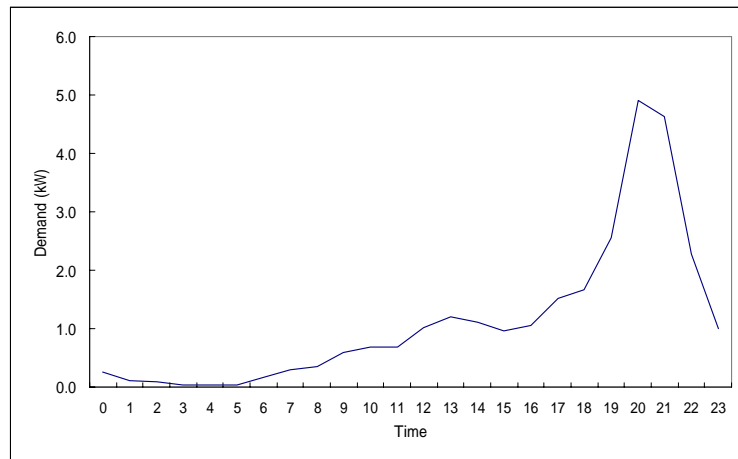
(4) 推定総合需要

総合の電力需要を求めるために、プロジェクト地域における将来の開発を考慮に入れて、各施設の数が予測された。予測した施設数を以下に示す。

Item		Number
Households	large	3
	small	27
Caf	small	3
Store	small	2
community center	small	1
School	small	1
Health clinic	small	1

出典：JICA 調査団

この表と推定した各施設の電力消費量をもとに、総合の電力需要を算出した。推定した日間の電力需要曲線を下に示す。電力需要のピークは約 4.9kW であり、20時 から 21時の間に現れる。表 6.2 は、推定した時間毎の電力需要を示す。



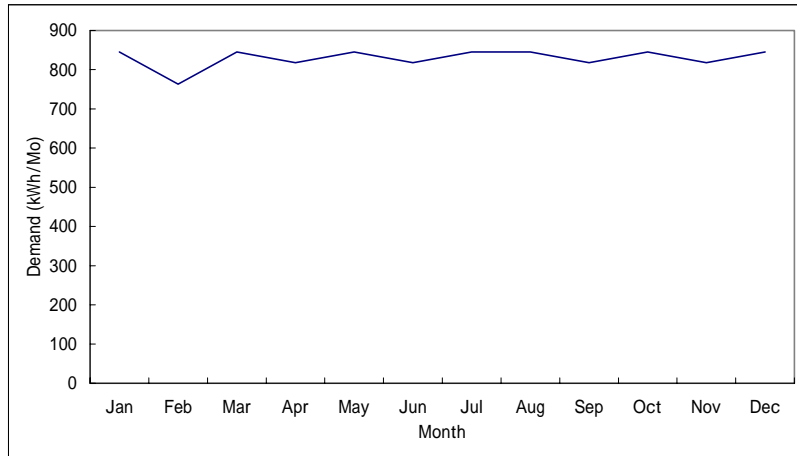
推定電力需要曲線

月別電力需要の計算結果を下記表と図に示す。ここで示されているように、年間電力需要は 9,951kWh と推定される。

Monthly Power Demand of カリベ

Month	Demand kWh/Mo
Jan	845
Feb	763
Mar	845
Apr	818
May	845
Jun	818
Jul	845
Aug	845
Sep	818
Oct	845
Nov	818
Dec	845
Total	9,951

出典：JICA 調査団

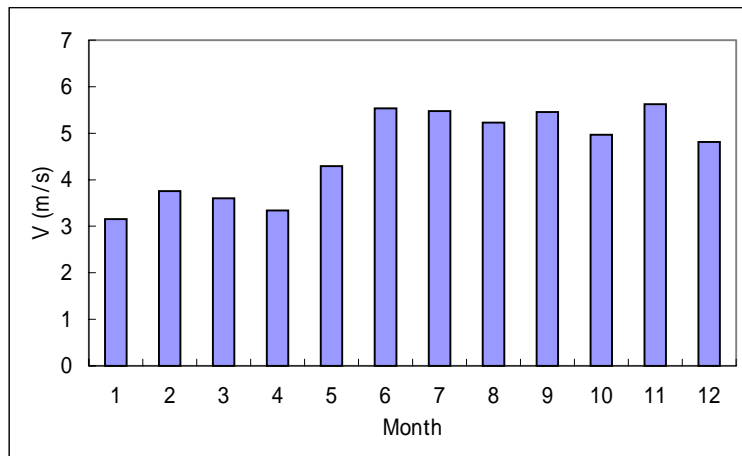


月別の推定電力需要

6.3 風況分析

6.3.1 風況データの分析

月平均および時間平均の、地上高 20 メートルにおける風速を以下に示す。カリペの年平均風速は 4.71 m/s である。カリペでは、9月から12月までの平均風速は 5.5m/s と高い、その一方で1月から8月までの平均風速は 3.6m/s と低いことがわかる。このことから、風力による発電量は月毎に変化することがわかる。



月別平均風速 (m/s)

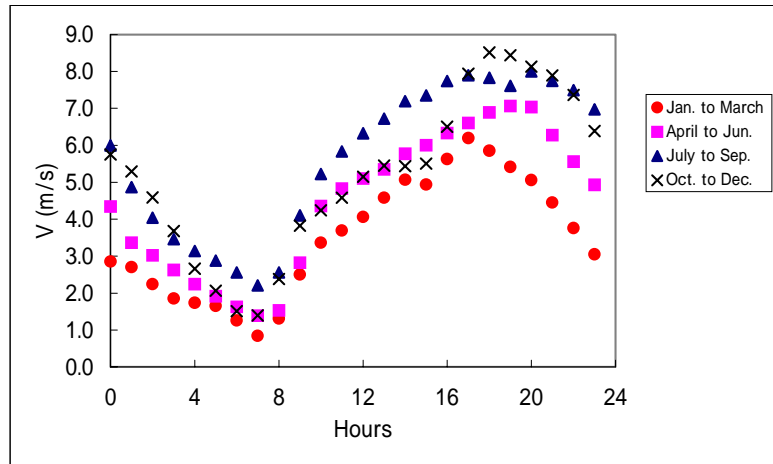
月別平均風速 (m/s)

Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Average Wind Speed (m/s)	3.2	3.8	3.6	3.3	4.3	5.7	5.5	5.2	6.3	5.0	5.8	4.8

出典：JICA 調査団

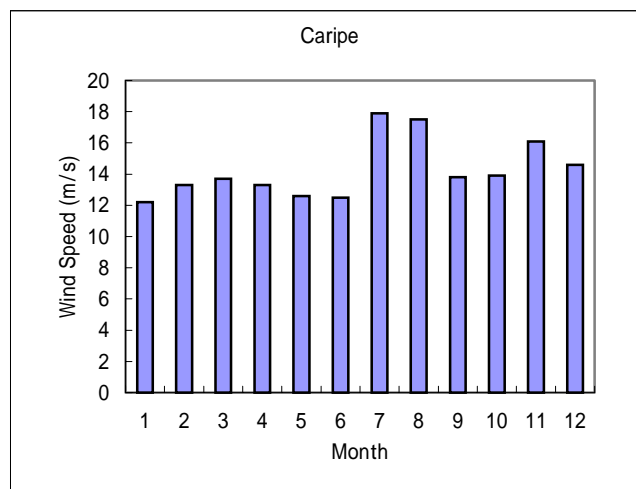
時系列の風速分析では、風速は 12 時 から 22 時と電力需要が大きい時間帯に大きくなることがわかった。その一方で、風力は 4 時 から 8 時の時間帯で発電するには小さすぎることもわかった。

このことから、カリペの風況を考慮に入れると、安定した電力供給を行なうためには、他のエネルギーを利用した発電設備とのハイブリッドが必要であることが判明した。



時系列平均風速 (m/s)

カリペの、地上高 20 メートルにおける 10 分間の平均月別最大風速を下図に示す。カリペでは、月別最大風速の年平均値が 14.5 m/s である。この結果、カリペには台風やハリケーンのような特に強い風が吹かないことがあきらかとなった。



月別最大風速 (m/s)

月別最大風速 (m/s)

Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Average Wind Speed (m/s)	12.2	13.3	13.7	13.3	12.6	12.5	17.9	17.5	13.8	13.9	16.1	14.6

出典： JICA 調査団

カリペにおける各月の風向別平均風速を図 6.1 に示す。カリペでは、西方向の平均風速が年間を通じて最大となっている。そのため、乱流の発生を避けるために、主風向には新たな建築物の建設を規制する必要がある。

表 6.3 は、カリペにおける各月の風向別風速出現頻度を示す。この表からは、高風速の出現頻度が西から北西の方向にかけて大きいことがわかる。

図 6.2 は、風向別出現頻度を示す。風向別出現頻度は西から北西西の方向で最大となっており、方向別平均風速を記録した方向と一致している。風向別出現頻度は、カリペで安定している。

図 6.3 はカリペにおけるワイブル確率密度分布を示す。風速の出現はワイブル確率密度分布の形状係数 k および尺度係数 A で表される。 k 値は、ワイブル曲線の形を決定する。 A 値は、高い風速の出現時間により変化する。年平均の k 値は 1.48 で A 値は 5.4 である。カリペでは、強い風は午後にしか吹かないため、朝と午後の平均風速の差が形状係数 k 値を小さくしている。

表 6.4 は月別風力エネルギー密度を示している。風力はブレードを通過する空気密度に比例して変化する。この空気密度は、気圧と気温に関連して変化する。Charana では、標高が高いため風力エネルギー密度は低くなる。地上高 10 メートルにおいて、風力エネルギー密度が 150 W/m^2 を超える地域において風力開発は適している。カリペにおける風力エネルギー密度の月別平均値は小さい、しかしながら午後から夜にかけて平均風速が高い時間帯の風力エネルギー密度値は大きくなる。

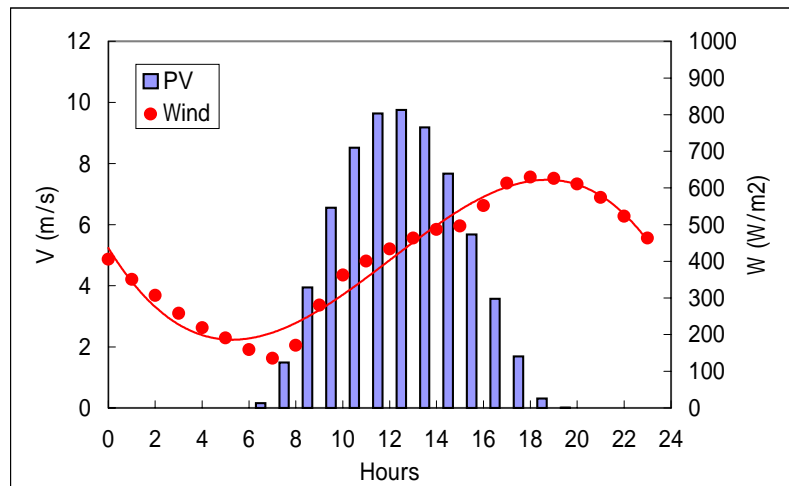
表 6.5 は、風速と地形に関連した乱れ強度を示す。乱れ強度は、風速データの偏差値と平均風速の比で定義される。地上高 20 メートルにおいて、乱れ強度が 0.3 以下の地域は風力発電の開発に適している。カリペでは、全方位に対して乱れ強度は 0.3 未満である。

6.3.2 風力と太陽光の相互補完作用

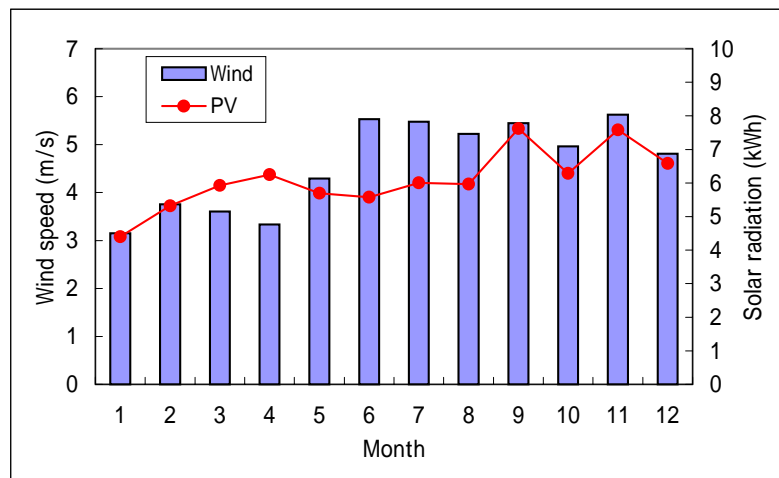
風速パターンには季節および時間的な変化がある。これが、安定したエネルギーを風力発電の独立発電システムから得ることを困難にしている。しかしながら、カリペには、風力と太陽光に相互補完作用があることがわかった。

下図は、カリペにおける風速と日射量の相互補完作用を示している。太陽光エネルギーのポテンシャルは 9 時から 15 時の風速が低い時間帯で大きい。その一方で、風速が大きくなる 16 時から 21 時の時間帯では日射量は小さくなる。このことから、安定したエネルギーを得るために風力と太陽光を組合せたハイブリッド発電システムが計画された。2 つ目の図は、2000 年 2 月から 2001 年 1 月にかけての月別平均風速と日射量をまとめたものである。この図からは、季節的な相互補完作用は認められていない。

風力エネルギーと太陽光エネルギーには、標高の高さにより生じる地理的な相互補完作用もある。標高の高い場所においては、空気密度が小さいため風力エネルギー・ポテンシャルも小さくなる。その一方で、標高の高い場所では空気が澄んでいるため日射量が大きくなる。



カリペにおける風速と日射量の時系列変化



カリペにおける月別平均風速と日射量の関係

6.4 最適開発計画の形成

カリペでは、独立型風力発電システムは、日中に事務所と学校の電力需要が高いにもかかわらず、日中に十分な発電能力を持っていない。より安定した発電を行なうために、風力発電は他のエネルギーによる発電設備と組合せるべきである。

組合せの選択肢として以下のものがあげられる：

1. 風力・ディーゼル ハイブリッド発電
2. 風力・PV ハイブリッド発電
3. 風力・小水力 ハイブリッド発電

VMEH の方針では、運転コストの高さと環境へ影響からディーゼル発電機による地方電化は推薦されていない。小水力発電は、もう一つの選択肢であるがカリペの近くには小水力発電の利用に適している地域がない。それゆえに、カリペでは、風力と太陽光に相互補完作用があることから、風力とPVのハイブリッド発電システムを計画した。

カリペにおける風力発電の最適開発計画は、以下の手順にしたがって決定した。

- 風力・太陽光ハイブリッド発電システムの容量は、風力と太陽光のポテンシャルが最も低い2月に十分な発電量を得られるように設計する。
- 風力ポテンシャルは日中に低い。そのため、PVの容量を8時から17時の電力需要の80%以上を発電し、風力を補完するように設計する。2月におけるPVの最低容量は2kWpである。
- 上記条件を満たした風力・太陽光発電の組合せを求め、計画案をつくる。
- 最も経済性の良い風力・太陽光発電の組合せを計画案から選択する。

次の表に示すように、2つの風力・太陽光発電の組合せがつくられて、コストの比較を行った。比較の結果、風力発電10kWと太陽光発電4kWpの組合せが最小投資額の最適計画として選択された。

風力-太陽光 ハイブリッド発電計画案の投資額

No.	1	2
Wind (kW)	20	10
PV (kWp)	0	4
Investment cost (USD)	54,000	55,000

出典：JICA 調査団

6.5 初期設計および推定コスト

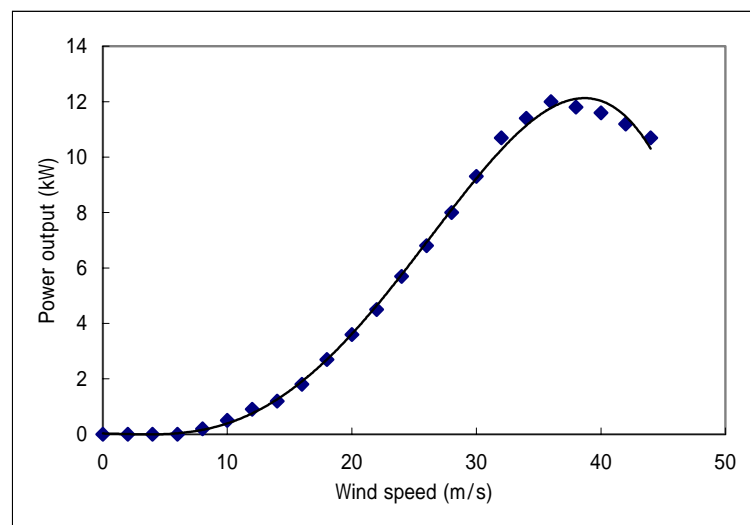
6.5.1 風力発電の初期設計

(1) 風力発電の初期設計

多くの種類の風力発電が世界中で流通している。風力発電機を選択は以下条件を考慮に入れて行われた。

- 道路状況やメンテナンスの容易さを考慮に入れて、重機を用いずウィンチによる風力タワーの起塔工事が可能であること。
- 開発途上国における利用に十分な経験を有していること。
- 風力・太陽光ハイブリッド発電システムに、十分な経験を有していること。
- ポリビアまたは南米・北米にある会社により販売されていること。

本計画における発電量の推定は、上記条件を満たす BWC10kW の利用を仮定して行った。BWC10kW の性能曲線を下図に示す。



性能曲線 BWC 10kW

選択された風力発電機からの発電量は以下のように推定される。

推定発電量

A : Input		V (mph)	kW	Wind Probability (f)	Net kW
Rated power output	10 kW	0	0	2.091%	0.00
Weibull shape parameter k	1.48	2	0	8.094%	0.00
Weibull scale parameter c	6.0	4	0	10.264%	0.00
Wind Speed at anemo. high	4.7 m/s	6	0	10.920%	0.00
Time period (Annual)	8760 hr	8	0.2	10.706%	0.02
Time period (Month)	744 hr	10	0.5	9.967%	0.05
Time period (Day)	24 hr	12	0.9	8.933%	0.08
Anemo. Height	20 m	14	1.2	7.768%	0.09
Altitude	4149 m	16	1.8	6.587%	0.12
Temperature	6.0	18	2.7	5.465%	0.15
Barometric pressure	765 hPa	20	3.6	4.448%	0.16
Terrain roughness	0.25 m	22	4.5	3.557%	0.16
Hub height	36 m	24	5.7	2.799%	0.16
Pef. Safety Margin	5 %	26	6.8	2.170%	0.15
Standard air density	1.225 kg/m ³	28	8	1.659%	0.13
Std. Barometric pressure	1013 hPa	30	9.3	1.252%	0.12
		32	10.7	0.933%	0.10
B : Result		34	11.4	0.688%	0.08
Wind Speed at hub high	5.44 m/s	36	12	0.501%	0.06
Air density	0.955 kg/m ³	38	11.8	0.361%	0.04
Air density ratio	0.78	40	11.6	0.257%	0.03
Average power output	1.73 kW	42	11.2	0.182%	0.02
Annual energy output	11241 kWh/year	44	10.7	0.127%	0.01
Monthly energy output	955 kWh/Mo	Totals :		100%	1.73
Daily energy output	30.80 kWh/day				
Capacity Factor	12.8 %				
Availability	79 %				

出典： JICA 調査団

(2) 発電量の推定

Charana 風力発電プロジェクトの太陽光発電を含めた合計の発電量は、下表に示すように 22,643 kWh と推定される。

Monthly Power Generation of カリペ

Month	Generation kWh/Mo
Jan	1,750
Feb	1,239
Mar	1,508
Apr	1,341
May	1,673
Jun	2,157
Jul	2,164
Aug	2,057
Sep	2,551
Oct	1,971
Nov	2,332
Dec	1,899
Total	22,643

出典：JICA 調査団

6.5.2 風力発電計画

上述されたように、カリペの発電システムは風力発電と PV システムから構成されている。下表に主要発電システムの仕様を示す。提案するシステムを図 6.4、据付地図を図 6.5 に示す。

カリペにおける発電システムの仕様

Item	Capacity
Wind Turbine	10 kW
Photovoltaic	4 kWp
Inverter	8 kVA
Battery	8 kWh

出典：JICA 調査団

6.5.3 積算コスト

(1) 推定の条件

コストの推定は、下記の仮定および条件のもと行った：

- 1) 全てのコストは 2001 年 6 月の価格レベルを基準とした。
- 2) 輸入機器と資材は関連した税金を含めた国際調達価格を基準とした。
- 3) 建設作業は、現地住民の参加によるものではなく、契約ベースで行われる。
- 4) プロジェクト管理とエンジニアリング・サービスのコストは、直接建築費の約 9% を推定する。
- 5) IVA (13%) と商取引コスト (3%) は推定されコストに含まれている。

6) 適用された両替レートは、US\$ = Bs6.53, US\$= JPY 120.5 である。

(2) 積算建設費

積算建設費の財務コストの推定は、下にまとめられたように US\$ 147,296 である。表 6.6 に積算建設費の詳細を示す。

積算建設費

Unit : US\$.	
Item	Cost
1. Wind generator, PV system, etc.	88,405
2. Distribution Line	11,040
3. Installation Works	21,000
4. Transportation	14,938
5. Direct Cost Total	135,382
6. Administration and Engineering Service.	11,914
Total Construction Cost	147,296

出典：JICA 調査団

6.5.4 日程

Charana 風力発電プロジェクト実施のための日程は、以下の条件に従い形成された。

- 詳細設計は 4 ヶ月以内に終了する
- 風力発電建設の重要部分は乾期の間に行われる
- 効率の良い設計の実施と建設の監督のために、経験のあるコンサルタントを雇用する。
- 入札期間を含めて、風力発電の起塔を 5 ヶ月以内に終了させる。

設計に必要な時間は 4 ヶ月間である。プロジェクト終了までの全期間は図 6.6 に示すように約 9 ヶ月間である。

6.6 実施組織と維持管理

これまでボリヴィアにおいて風力発電事業の経験がない。しかしながら、既存の小水力発電組織を参考にすると、小水力発電事業の経験が風力発電事業に適用可能である。以下の実施組織と維持管理システムをカリペ風力発電事業に提案する。

(1) 実施組織

貧困削減戦略ペーパーの下、カリペ風力発電事業の事業実施のために提案される組織は図 6.7 に示されている。カリペ郡庁は、事業実施の全体責務を負う。現地コンサルタント/NGO が、事業実施の先導的役割を担う。しかしながら、ボリヴィアには適当な知識と経験をもつコンサルタント/NGO が存在しないので、経験豊かな海外コンサルタントを初期段階に雇う。提案される事業実施の手順は以下の通りである。

総括基金（資金源）

- エネルギー炭化水素庁と協力して、カリペ郡庁より申請された事業計画を評価、承認し、融資すること。

エネルギー炭化水素庁（技術支援）

- 総括基金がカリペ郡庁より申請された事業計画を評価する際、総括基金に対して地方電化事業に関する指導をすること。

カリペ郡庁（実施主体）

- 受益者に対して事業計画や初期投資、月額徴収料金等の受益者にかかる負担の説明をすること。コンサルタント/NGO に業務委託することも可能である。
- 地方電化委員会/協同組合からの地方電化事業の要請を受けて、地方電化委員会/協同組合との間で合意文書を結ぶこと。
- オルロ県庁やコンサルタント/NGO の技術的支援を受けながら事業計画を作成し、総括基金に融資を申請すること。
- 総括基金による事業計画の承認後、実施主体として事業実施全体を運営・管理する民間実施業者を選出すること。但し、事業実施主体と成り得る能力が十分でない場合には、コンサルタント/NGO を雇い、実施業者選定、調達支援、事業全体監視等のサービスを委託すること。

民間請負業者/NGO（設置、維持管理訓練）

- システムを設置し、受益者と地方電化委員会/協同組合の技術補助員に対して維持管理に関する訓練を実施すること。

地方電化委員会/協同組合（受益者）

- カリペ郡庁やコンサルタント/NGO を通じて、事業計画や初期投資、月額徴収料金等の受益者にかかる負担の説明を受けた後、受益者組織としての地方電化委員会/協同組合を組織すること。
- カリペ郡庁に地方電化事業を要請し、郡庁との間で合意文書を結ぶこと。

- 受益者は設置作業のために労働力と村落内で得られる建築資材を提供すること。
- 受益者及び地方電化委員会／協同組合の技術補助員は、設置業者から維持管理に関する訓練を受けること。

オルコ県庁（技術支援／実施主体）

- 総括基金に融資を申請するために作成する事業計画の技術的支援をカリペ郡庁に対して行うこと。
- 総括基金の融資を受けない場合には、事業の実施主体として、従来の経験を活かし、エネルギー炭化水素庁と協力して事業全体を監督すること。

(2) **維持管理システム**

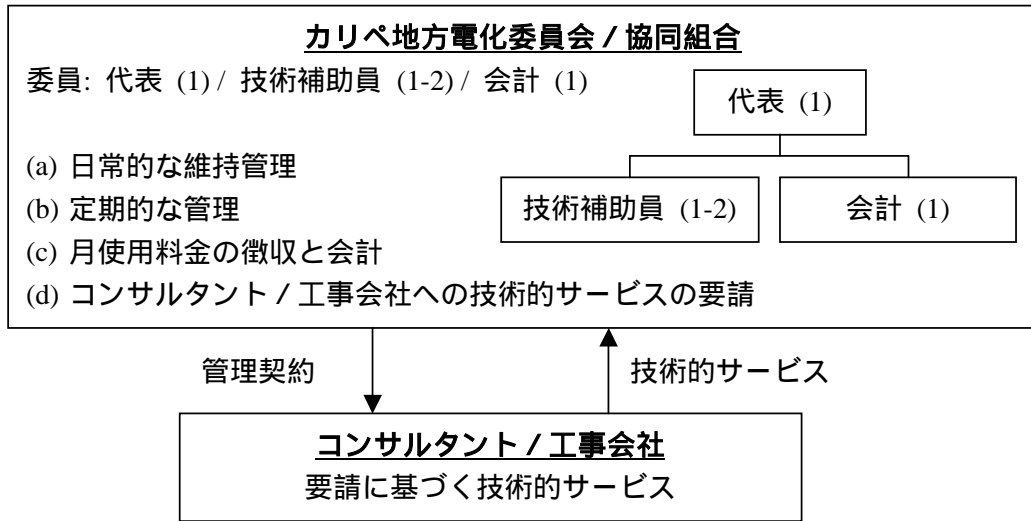
維持管理に関する技術移転は、経験豊かな海外コンサルタントと現地コンサルタント／工事会社の間で実施される。地方電化委員会／協同組合の技術者は、現地コンサルタント／工事会社を通じて維持管理技術の訓練を受ける。地方電化委員会・協同組合は、以下のシステムに沿って維持管理を行うべきであり、風力発電に関する詳細内容は本報告書 5.6 に提示してある。

a) 地方電化委員会／協同組合

- 日常的な維持管理の遂行
- 定期的な管理の実施
- 月使用料金の徴収と会計
- コンサルタント／工事会社へ技術的なサービスの要請

b) コンサルタント／工事会社

- 要請があった場合、地方電化委員会／協同組合へ管理作業契約の下での技術的なサービスの提供



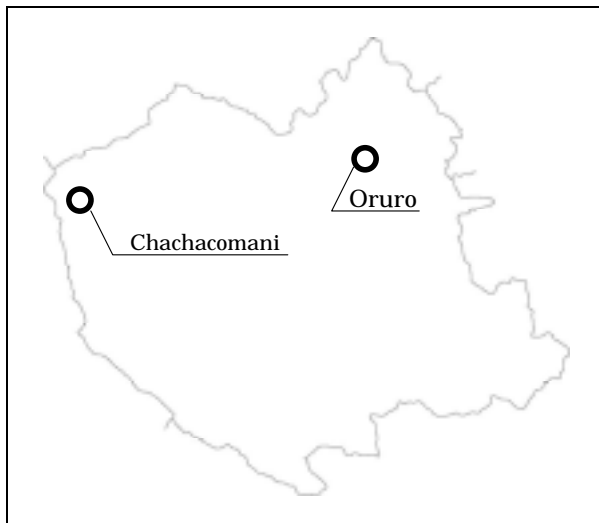
第7章 PRE-F/S オルロ県チャチャコマニ風力発電プロジェクト

7.1 位置および地勢

チャチャコマニはオルロ県オルロ市から西へ 350km の場所に位置している。位置図と写真を下に示す。チャチャコマニは標高 4,220 メートルに位置しているため気温が低く、チリ国境の近くに位置している。年間平均気温は 6.2 であり、最低気温は 7 月に記録された -7.4 である。ここには、2 つの季節が存在する。乾期と雨期である。チャチャコマニの年間降水量は約 400mm である

Location

緯度: S 18 ° 21' 33"
経度: W 68 ° 56' 56"
標高: 4,220m



チャチャコマニの位置図



チャチャコマニの風況観測装置

7.2 社会経済の状態と電力需要

7.2.1 社会経済

チャチャコマニにおける社会経済の基本情報を表 7.1 に示す。

(1) 人口

チャチャコマニの人口は統計によると、1992年に476人で2000年には470人に減少している。

(2) 地域経済

チャチャコマニの主要な経済活動は畜産である。多くに住民が、チャチャコマニから15km離れた、チリ国境の町である Tambo Quemado で仕事をしている。

(3) 電力とその他の基礎設備

チャチャコマニには、電力供給のサービスがない。住民は、ローソク、灯油ランプおよびガスランプを電気の変わりに用いている。これらのエネルギー源に要するコストは一ヶ月あたり約10から30Bsである。チャチャコマニには、生徒数80名の小学校がある。この学校には電力供給は行われていない。チャチャコマニには診療所があり、PVをもちいた電力供給が行われている。この電力供給の目的は、無線と照明である。

7.2.2 電力需要

チャチャコマニ風力発電プロジェクトの電力需要はコミュニティ・インタビュー調査結果をもとに行なった。チャチャコマニには一般世帯に加えて産業および公共施設があるため、電力需要は産業活動および公共施設の電力需要を別々に推定した。電力需要の推定は2005年を基準に行なった。

(1) Demand for Household Use

コミュニティ・インタビューの結果、一般世帯は、小電力需要世帯と大電力需要世帯の2つに分けて考えることが出来る。異なる種類の電気機器が、世帯の大小に応じて使われており電力消費量も変わる。調査の結果から、小電力需要世帯と大電力需要世帯における推定電力需要を次の表に示す。

一般世帯の電力需要

Household	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Household (small)	CF Light	1	12	4	0.048		
	60W Light	2	60	4	0.48		
	Radio	1	15	8	0.12	0.65	260
2 Household (large)	CF Light	2	12	5	0.12		
	60W Light	2	60	3	0.36		
	AM/FM stereo	1	20	4	0.08		
	TV set(19" color)	1	60	4	0.24		
	Water pump	1	100	3	0.3	1.10	442

出典：JICA 調査団

(2) 産業の電力需要

チャチャコマニには、産業施設として食堂と商店が存在する。電力需要は、小規模の食堂では小さい。チャチャコマニには事務所と小規模産業はない。各産業施設における単位あたりの消費電力量の推定結果を以下に示す。

産業の電力需要

Micro-enterprise	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Cafe (small)	CF Light	2	12	5	0.12		
	60W Light	1	60	5	0.3		178
	Radio	1	20	6	0.12	0.59	(300days/year)
2 Store (small)	CF Light	2	12	3	0.072		
	60W Light	2	60	2	0.24		129
	Radio	1	20	4	0.08	0.43	(300days/year)

出典：JICA 調査団

(3) 公共施設の電力需要

チャチャコマニにある公共施設は、コミュニティ・センター、学校および診療所である。各公共施設における単位あたりの電力消費量の推定結果を以下に示す。

公共施設の電力需要

Public Facility	Electric appliance	No.	Power (W)	Electric Consumption (hours/day)	Energy (kWh/day)	Total Power Consumption (kWh/day)	Annual Power Consumption (kWh/year)
1 Community Center (small)	CF Light	4	12	2	0.096		
	60W Light	2	60	1	0.12		
	TV set(19" color)	1	60	1	0.06		
	VCR	1	120	1	0.12		129
	Stereo	1	55	1	0.055	0.50	(260days/year)
2 School (3 class room)	CF Light	12	12	3	0.432		
	60W Light	4	60	3	0.72		
	TV set(19" color)	1	60	3	0.18		
	VCR	1	120	1	0.12		381
	Stereo	1	55	1	0.055	1.66	(230days/year)
3 Health Clinic (small)	CF Light	5	12	5	0.3		
	60W Light	3	60	5	0.9		
	VHF radio(stand-by)	1	2	12	0.024		414
	VHF radio	1	30	1	0.03	1.38	(300days/year)

出典：JICA 調査団

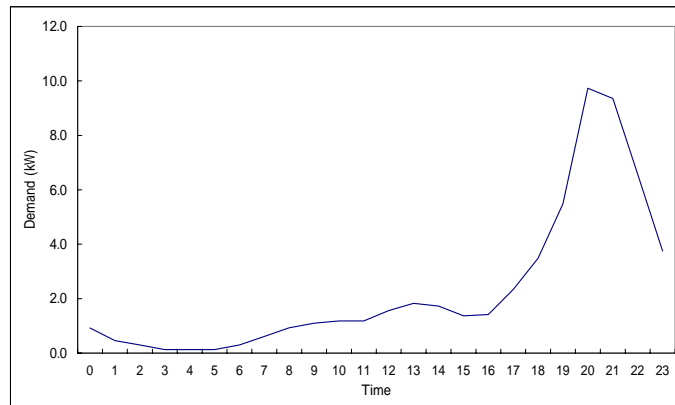
(4) 推定総合需要

総合の電力需要を求めるために、プロジェクト地域における将来の開発を考慮に入れて、各施設の数が予測された。予測した施設数を以下に示す。

Item	Number	
Households	large	14
	small	56
Caf	small	3
Store	small	4
community center	small	1
School	small	1
Health clinic	small	1

出典：JICA 調査団

この表と推定した各施設の電力消費量をもとに、総合の電力需要を算出した。推定した日間の電力需要曲線を下に示す。電力需要のピークは約 9.7kW であり、20 時から 21 時の間に現れる。表 7.2 は、推定した時間毎の電力需要を示す。



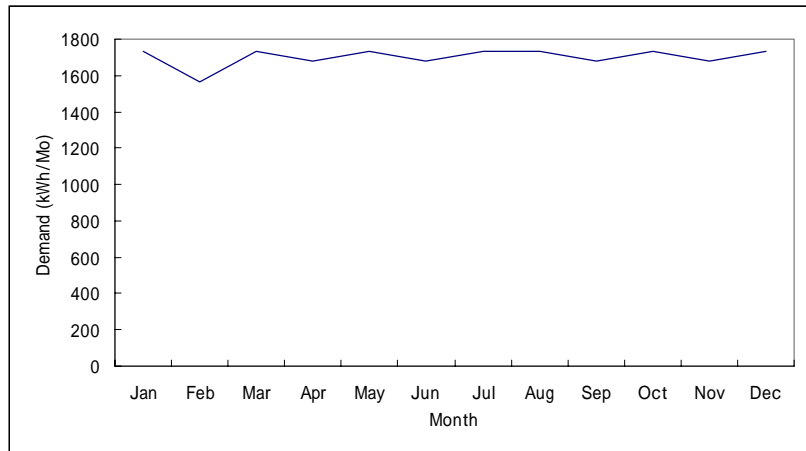
推定電力需要曲線

月別電力需要の計算結果を下記表と図に示す。ここで示されているように、年間電力需要は 20,440kWh と推定される。

Monthly Power Demand of チャチャコマニ

Month	Demand kWh/Mo
Jan	1736
Feb	1568
Mar	1736
Apr	1680
May	1736
Jun	1680
Jul	1736
Aug	1736
Sep	1680
Oct	1736
Nov	1680
Dec	1736
Total	20,440

出典：JICA 調査団

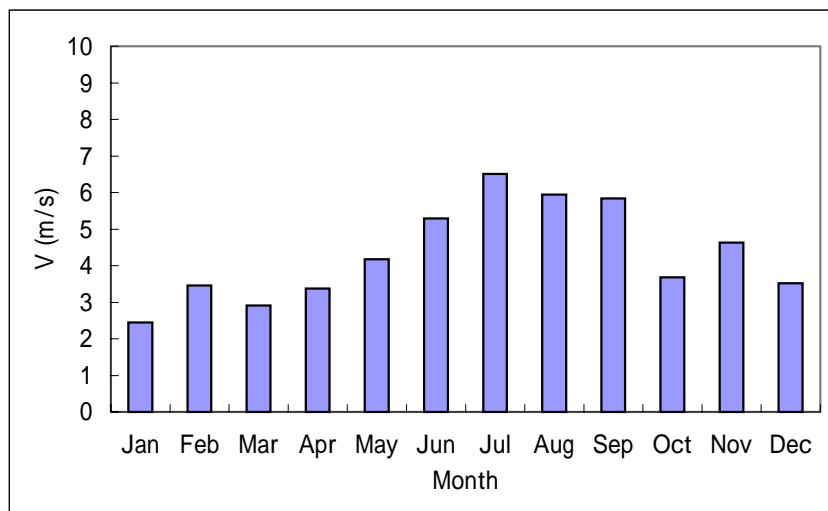


月別の推定電力需要

7.3 風況分析

7.3.1 風況データの分析

月平均および時間平均の、地上高 20 メートルにおける風速を以下に示す。チャチャコマニの年平均風速は 4.31 m/s である。チャチャコマニでは、6 月から 11 月までの平均風速は 5.3m/s と高い、その一方で 12 月から 5 月までの平均風速は 3.3m/s と低いことがわかる。このことから、風力による発電量は月毎に変化することがわかる。



月別平均風速 (m/s)

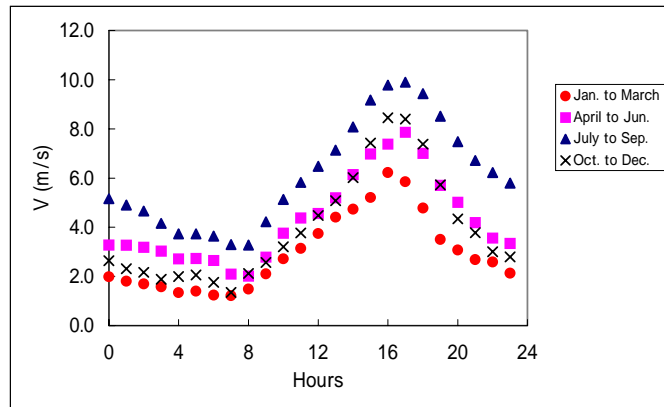
月別平均風速 (m/s)

Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Average Wind Speed (m/s)	2.5	3.5	2.9	3.4	4.2	5.3	6.5	5.9	5.8	3.7	4.6	3.5

出典：JICA 調査団

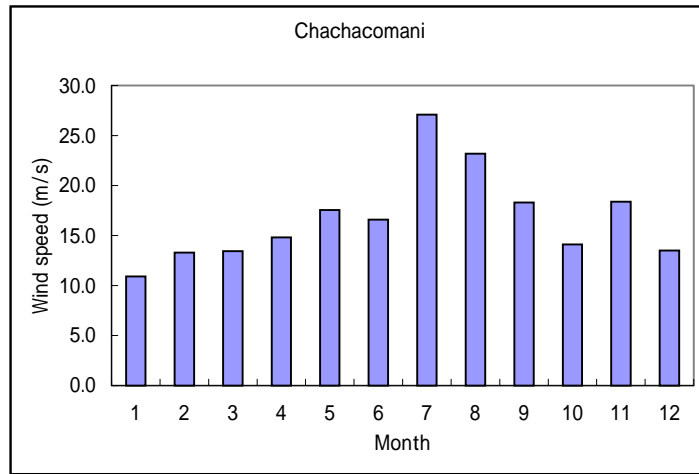
時系列の風速分析では、風速は 12 時 から 21 時と電力需要が大きい時間帯に大きくなることがわかった。その一方で、風力は 0 時 から 9 時の時間帯で発電するには小さすぎることもわかった。

このことから、チャチャコマニの風況を考慮に入れると、安定した電力供給を行なうためには、他のエネルギーを利用した発電設備とのハイブリッドが必要であることが判明した。



Diurnal Average Wind Speed (m/s)

チャチャコマニの、地上高 20 メートルにおける 10 分間の平均月別最大風速を下図に示す。チャチャコマニでは、月別最大風速の年平均値が 16.7 m/s である。この結果、チャチャコマニには台風やハリケーンのような特別に強い風が吹かないことがあきらかとなった。



Monthly Maximum Wind Speed (m/s)

Monthly Maximum Wind Speed (m/s)

Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Average Wind Speed (m/s)	10.9	13.3	13.4	14.8	17.5	16.6	27.1	23.2	18.3	14.1	18.4	13.5

出典：JICA 調査団

チャチャコマニにおける各月の風向別平均風速を図 7.1 に示す。チャチャコマニでは、12 月から 5 月にかけて、特に風速の高い方向はない。西から北西西の方向における平均風速が 6 月から 11 月にかけて最大となっている。そのため、乱流の発生を避けるために、主風向には新たな建築物の建設を規制する必要がある。

表 7.3 は、チャチャコマニにおける各月の風向別風速出現頻度を示す。この表からは、高風速の出現頻度が西から北西の方向にかけて大きいことがわかる。

図 7.2 は、風向別出現頻度を示す。チャチャコマニでは、12 月から 4 月にかけて、特別に出現頻度の高い方向はない。5 月から 11 月にかけて風向別出現頻度は西から北西西の方向で最大となっており、方向別平均風速を記録した方向と一致している。

図 7.3 はチャチャコマニにおけるワイブル確率密度分布を示す。風速の出現はワイブル確率密度分布の形状係数 k および尺度係数 A で表される。 k 値は、ワイブル曲線の形を決定する。 A 値は、高い風速の出現時間により変化する。年平均の k 値は 1.48 で A 値は 5.4 である。チャチャコマニでは、強い風は午後にはしか吹かないため、朝と午後の平均風速の差が形状係数 k 値を小さくしている。

表 7.4 は月別風力エネルギー密度を示している。風力はブレードを通過する空気密度に比例して変化する。この空気密度は、気圧と気温に関連して変化する。チャラーニャでは、標高が高いため風力エネルギー密度は低くなる。地上高 10 メートルにおいて、風力エネルギー密度が 150 W/m^2 を超える地域において風力開発は適している。チャチャコマニにおける風力エネルギー密度の月別平均値は小さい、しかしながら午後から夜にかけて平均風速が高い時間帯の風力エネルギー密度値は大きくなる。

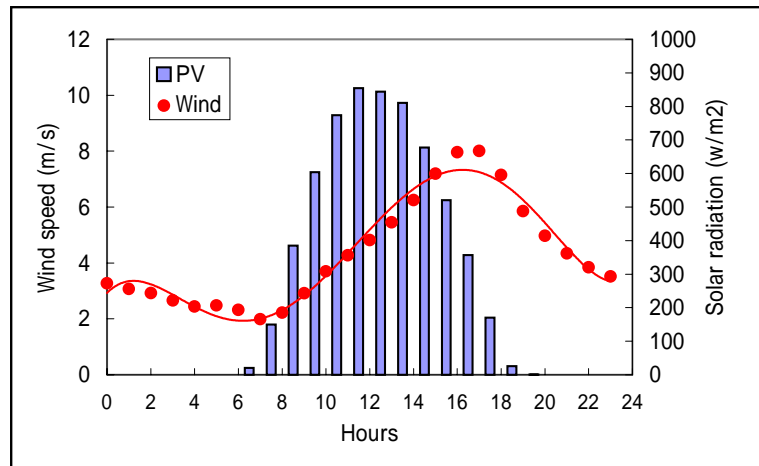
表 7.5 は、風速と地形に関連した乱れ強度を示す。乱れ強度は、風速データの偏差値と平均風速の比で定義される。地上高 20 メートルにおいて、乱れ強度が 0.3 以下の地域は風力発電の開発に適している。チャチャコマニでは、西から南西をのぞいた全方位に対して乱れ強度は 0.3 未満である。風況観測装置から西から南西の方向には教会がある。乱れ強度の影響は、障害物から 200 以上離れた地域に据付を行うことで避けることが出来る。

7.3.2 風力と太陽光の相互補完作用

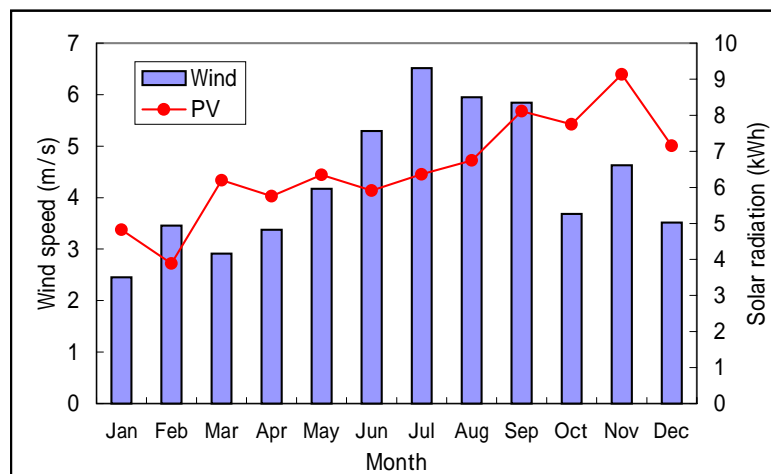
風速パターンには季節および時間的な変化がある。これが、安定したエネルギーを風力発電の独立発電システムから得ることを困難にしている。しかしながら、チャチャコマニには、風力と太陽光に相互補完作用があることがわかった。

下図は、チャチャコマニにおける風速と日射量の相互補完作用を示している。太陽光エネルギーのポテンシャルは 9 時から 15 時の風速が低い時間帯で大きい。その一方で、風速が大きくなる 12 時から 21 時の時間帯では日射量は小さくなる。このことから、安定したエネルギーを得るために風力と太陽光を組合せたハイブリッド発電システムが計画された。2 つ目の図は、2000 年 2 月から 2001 年 1 月にかけての月別平均風速と日射量をまとめたものである。この図からは、季節的な相互補完作用は認められていない。

風力エネルギーと太陽光エネルギーには、標高の高さにより生じる地理的な相互補完作用もある。標高の高い場所においては、空気密度が小さいため風力エネルギー・ポテンシャルも小さくなる。その一方で、標高の高い場所では空気が澄んでいるため日射量が大きくなる。



チャチャコマニにおける風速と日射量の時系列変化



チャチャコマニにおける月別平均風速と日射量の関係

7.4 最適開発計画の形成

チャチャコマニでは、独立型風力発電システムは、日中に事務所と学校の電力需要が高いにもかかわらず、日中に十分な発電能力を持っていない。より安定した発電を行なうために、風力発電は他のエネルギーによる発電設備と組合せるべきである。

組合せの選択肢として以下のものがあげられる：

1. 風力・ディーゼル ハイブリッド発電
2. 風力・PV ハイブリッド発電
3. 風力・小水力 ハイブリッド発電

VMEH の方針では、運転コストの高さと環境へ影響からディーゼル発電機による地方電化は推薦されていない。チャチャコマニの近くには小水力発電の利用に適している地域があるため、小水力発電は一つの選択肢である。チャチャコマニでは、風力と太陽光に相互補完作用があることから、風力と PV のハイブリッド発電システムを計画することができる。

風力・PV ハイブリッド発電と風力・小水力 ハイブリッド発電の比較をするために、最適な組合せの検討がそれぞれの発電システムについて行われた。

風力・小水力 ハイブリッド発電システムでは、2 つの発電方式の組合せは水力発電計画の流量分析と組合せたシステムのコスト比較をもとに行われた。風力・PV ハイブリッド発電システムの組合せは、チャラーニャ と チャチャコマニに適用したのと同じ方法を用いた。

2 つのハイブリッド発電システムの最適組合せは：

- 1) 風力・小水力 ハイブリッド発電: 風力 20 kW、小水力 3 kW
- 2) 風力・PV ハイブリッド発電: 風力 40 kW、PV 9kWp

推定コストは、風力・小水力 ハイブリッド発電が US\$ 252,969、風力・PV ハイブリッド発電が US\$347,066 であり、風力・小水力 ハイブリッド発電が適していることを示している。さらに、風力と小水力を組合せることによりバッテリーの容量を風力と PV の組合せと比較して、小さくできるため、メンテナンス費用を低く抑えることが出来る。

以上の分析から、風力・小水力 ハイブリッド発電システムが最終的にチャチャコマニ 風力発電プロジェクトの最適電化計画に選択された。

7.5 初期設計および推定コスト

7.5.1 風力発電の初期設計

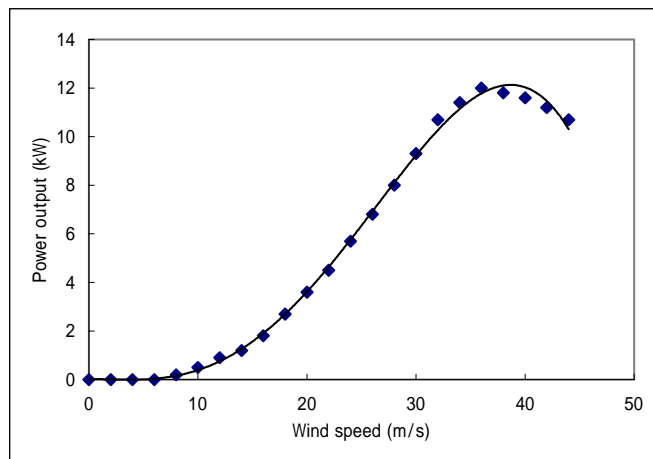
(1) 風力発電の初期設計

多くの種類の風力発電が世界中で流通している。風力発電機の選択は以下条件を考慮に入れて行われた。

- 道路状況やメンテナンスの容易さを考慮に入れて、重機を用いずウィンチによる風力タワーの起塔工事が可能であること。

- 開発途上国における利用に十分な経験を有していること。
- 風力・太陽光ハイブリッド発電システムに、十分な経験を有していること。
- ポリビアまたは南米・北米にある会社により販売されていること。

本計画における発電量の推定は、上記条件を満たす BWC10kW の利用を仮定して行った。BWC10kW の性能曲線を下図に示す。



性能曲線 BWC 10kW

選択された風力発電機からの発電量は以下のように推定される。

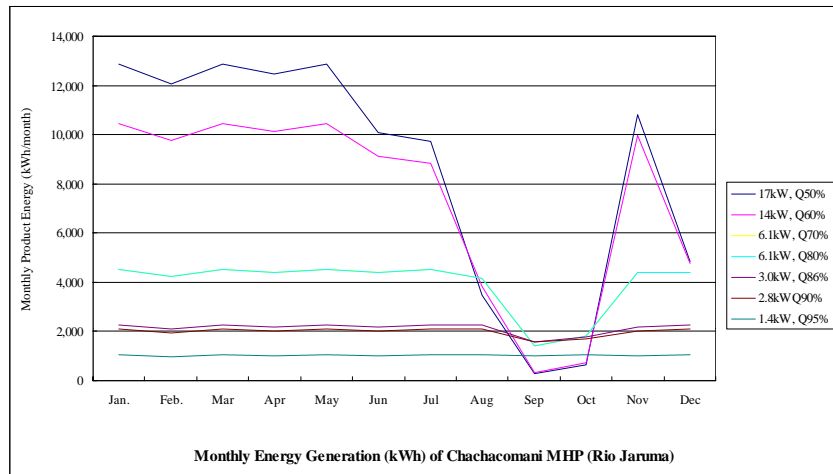
推定発電量

A : Input		V (mph)	kW	Wind Probability (f)	Net kW
Rated power output	10 kW	0	0	8.102%	0.00
Weibull shape parameter k	1.03	2	0	14.944%	0.00
Weibull scale parameter c	4.9	4	0	12.766%	0.00
Wind Speed at anemo. high	4.3 m/s	6	0	10.768%	0.00
Time period (Annual)	8760 hr	8	0.2	9.033%	0.02
Time period (Month)	744 hr	10	0.5	7.552%	0.04
Time period (Day)	24 hr	12	0.9	6.298%	0.06
Anemo. Height	20 m	14	1.2	5.243%	0.06
Altitude	4220 m	16	1.8	4.359%	0.08
Temperature	6.2	18	2.7	3.619%	0.10
Barometric pressure	758 hPa	20	3.6	3.002%	0.11
Terrain roughness	0.2 m	22	4.5	2.488%	0.11
Hub height	36 m	24	5.7	2.060%	0.12
Pef. Safety Margin	5 %	26	6.8	1.705%	0.12
Standard air density	1.225 kg/m ³	28	8	1.410%	0.11
Std. Barometric pressure	1013 hPa	30	9.3	1.166%	0.11
		32	10.7	0.963%	0.10
B : Result		34	11.4	0.795%	0.09
Wind Speed at hub high	4.84 m/s	36	12	0.656%	0.08
Air density	0.946 kg/m ³	38	11.8	0.541%	0.06
Air density ratio	0.77	40	11.6	0.447%	0.05
Average power output	1.49 kW	42	11.2	0.368%	0.04
Annual energy output	9561 kWh/year	44	10.7	0.303%	0.03
Monthly energy output	812 kWh/Mo	Totals :		99%	1.49
Daily energy output	26.20 kWh/day				
Capacity Factor	10.9 %				
Availability	63 %				

出典： JICA 調査団

(2) 小水力発電の初期設計

下の表は、チャチャコマニの小水力発電における月別発電量を示したものである。ハイブリッド発電システムの投資額を減らすためには、小水力発電は年間を通じて安定した発電量が得られるように設計するべきである。最適計画として、小水力発電の設備容量は3kWと設計された。



Estimate of Projected Power Estimation

(3) 発電量の推定

チャラーニャ風力発電プロジェクトの太陽光発電を含めた合計の発電量は、下表に示すように 42,671 kWh と推定される。

Monthly Power Generation of チャチャコマニ

Month	Generation kWh/Mo
Jan	3,417
Feb	2,648
Mar	3,087
Apr	2,965
May	3,270
Jun	3,609
Jul	3,812
Aug	4,695
Sep	3,787
Oct	4,256
Nov	3,236
Dec	3,888
Total	42,671

7.5.2 風力発電システム案

上述されたように、チャチャコマニの発電システムは風力発電と小水力から構成されている。下表に主要発電システムの仕様を示す。提案するシステムを図 7.4、据付地図を図 7.5 に示す。

チャチャコマニにおける発電システムの仕様

Item	Capacity
Wind Turbine	20 kW
MHP	3 kW
Inverter	14 kVA
Converter	10 kVA
Battery	4 kAh

出典：JICA 調査団

7.5.3 積算コスト

(1) 推定の条件

コストの推定は、下記の仮定および条件のもと行った。

- 1) 全てのコストは 2001 年 6 月の価格レベルを基準とした。
- 2) 輸入機器と資材は関連した税金を含めた国際調達価格を基準とした。
- 3) 建設作業は、現地住民の参加によるものではなく、契約ベースで行われる。
- 4) プロジェクト管理とエンジニアリング・サービスのコストは、直接建築費の約 9% を推定する。
- 5) IVA (13%) と商取引コスト (3%) は推定されコストに含まれている。
- 6) 適用された両替レートは、US\$ = Bs6.53, US\$ = JPY 120.5 である。

(2) 積算建設費

積算建設費の財務コストの推定は、下にまとめられたように US\$ 297,674 である。

表 7.6 に積算建設費の詳細を示す。

積算建設費

Unit : US\$.	
Item	Cost
1. Wind generator, PV system, etc.	209,242
2. Distribution Line	15,000
3. Installation Works	30,000
4. Transportation	16,598
5. Direct Cost Total	270,840
6. Administration and Engineering Service.	23,834
Total Construction Cost	294,674

出典：JICA 調査団

7.5.4 日程

チャラーニャ風力発電プロジェクト実施のための日程は、以下の条件に従い形成された。

- 詳細設計は4ヶ月以内に終了する
- 風力発電建設の重要部分は乾期の間に行われる
- 効率の良い設計の実施と建設の監督のために、経験のあるコンサルタントを雇用する。
- 入札期間を含めて、風力発電の起塔を8ヶ月以内に終了させる。

設計に必要な時間は4ヶ月間である。プロジェクト終了までの全期間は図7.6に示すように約12ヶ月間である。

7.6 実施組織と維持管理

風力発電事業は、これまでボリヴィアにおいて実施されてこなかった。小水力発電事業の経験が風力発電事業に適用可能である。以下の実施組織と維持管理システムをチャチャコマニ風力発電事業に提案する。

(1) 実施組織

貧困削減戦略ペーパーの下、チャチャコマニ風力発電事業の事業実施のために提案される組織は図7.7に示されている。チャチャコマニ郡庁は、事業実施の全体責務を負う。現地コンサルタント/NGOが、事業実施の先導的役割を担う。しかしながら、ボリヴィアには適当な知識と経験をもつコンサルタント/NGOが存在しないので、経験豊かな海外コンサルタントを初期段階に雇う。提案される事業実施の手順は以下の通りである。

総括基金（資金源）

- エネルギー炭化水素庁と協力して、チャチャコマニ郡庁より申請された事業計画を評価、承認し、融資すること。

エネルギー炭化水素庁（技術支援）

- 総括基金がチャチャコマニ郡庁より申請された事業計画を評価する際、総括基金に対して地方電化事業に関する指導をすること。

チャチャコマニ郡庁（実施主体）

- 受益者に対して事業計画や初期投資、月額徴収料金等の受益者にかかる負担の説明をすること。コンサルタント/NGOに業務委託することも可能である。
- 地方電化委員会/協同組合からの地方電化事業の要請を受けて、地方電化委員会/協同組合との間で合意文書を結ぶこと。
- オルロ県庁やコンサルタント/NGOの技術的支援を受けながら事業計画を作成し、総括基金に融資を申請すること。
- 総括基金による事業計画の承認後、実施主体として事業実施全体を運営・管理する民間実施業者を選出すること。但し、事業実施主体と成り得る能力が十分でない場合には、コンサルタント/NGOを雇い、実施業者選定、調達支援、事業全体監視等のサービスを委託すること。

民間請負業者/NGO（設置、維持管理訓練）

- システムを設置し、受益者と地方電化委員会/協同組合の技術補助員に対して維持管理に関する訓練を実施すること。

地方電化委員会/協同組合（受益者）

- チャチャコマニ郡庁やコンサルタント/NGOを通じて、事業計画や初期投資、月額徴収料金等の受益者にかかる負担の説明を受けた後、受益者組織としての地方電化委員会/協同組合を組織すること。
- チャチャコマニ郡庁に地方電化事業を要請し、郡庁との間で合意文書を結ぶこと。
- 受益者は設置作業のために労働力と村落内で得られる建築資材を提供すること。
- 受益者及び地方電化委員会/協同組合の技術補助員は、設置業者から維持管理に関する訓練を受けること。

オルロ県庁（技術支援/実施主体）

- 総括基金に融資を申請するために作成する事業計画の技術的支援をチャチャコマニ郡庁に対して行うこと。
- 総括基金の融資を受けない場合には、事業の実施主体として、従来 of 経験を活かし、エネルギー炭化水素庁と協力して事業全体を監督すること。

(2) 維持管理システム

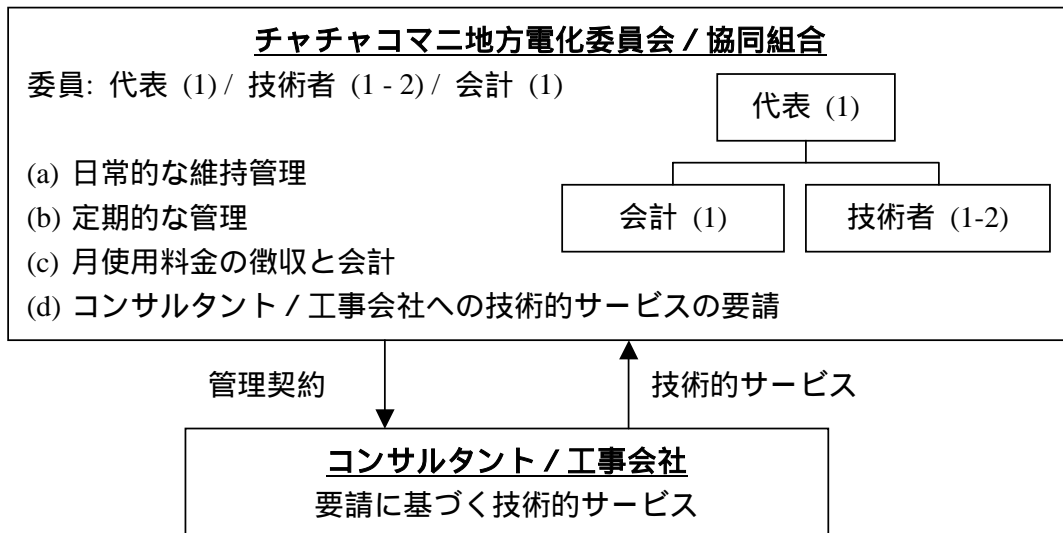
事業実施段階において、現地コンサルタント/工事は、経験豊かな海外コンサルタントから維持管理に関する技術移転を受け、風力発電事業の継続的な維持管理に関するノウハウを蓄積しなければならない。地方電化委員会/協同組合の技術者は、現地コンサルタント/工事会社を通じて維持管理技術の訓練を受ける。地方電化委員会・協同組合は、以下のシステムに沿って維持管理を行うべきであり、風力発電に関する詳細内容は本レポート 5.6 に提示してある。

a) 地方電化委員会/協同組合

- 日常的な維持管理の遂行
- 定期的な管理の実施
- 月使用料金の徴収と会計
- コンサルタント/工事会社へ技術的なサービスの要請

b) コンサルタント/工事会社

- 要請があった場合、地方電化委員会/協同組合へ管理作業契約の下での技術的なサービスの提供



第8章 提案事業の妥当性

8.1 経済・財務評価

8.1.1 経済評価

3つの風力発電事業の経済的実施可能性については、以下の前提条件において算定する経済的内部収益率（EIRR）をもって検討した。

(1) 前提及び仮定条件

提案事業の経済評価は、以下の前提、仮定条件を基に行った。

1) 事業の対象期間

提案されている事業の対象期間は、主要設備である風力タービンの経済的耐用年数を考慮し、6ヶ月間の建設期間終了後より20年間とした。

2) 価格基準年及び物価上昇

事業の費用及び便益共に2001年6月時点の価格を基準として見積もりを行った。物価上昇はその影響をEIRRの算定結果より取り除くため、考慮しないものとした。

3) 外国為替レート

本事業の評価においては以下の為替レートを適用し、USドル表示で行った。

$$1\text{USドル} = 120.5\text{円} = 6.53\text{ポリヴィアーノ (Bs)}$$

4) 経済費用

財務費用より補助金、国内諸課税等を控除し経済費用を求めた。

経済事業費用

本事業の経済費用を下表に要約する。

風力発電事業の経済費用（US ドル）

	Unit	Unit Cost	Charana		Caripe		Chachacomani (W-M)	
			Units	Cost	Units	Cost	Units	Cost
Wind Turbine	kW	2,700	80	216,000	10	27,000	20	54,000
PV System	kW	7,000	16	112,000	4	28,000	0	0
MHP	kW	34,250	0	0	0	0	3	102,749
Inverter	kVA	500	64	32,000	8	4,000	14	7,000
Converter	kVA	180	20	3,600	0	0	10	1,800
Battery	kAh	500	44	22,000	8	4,000	4	2,000
Control House	(1/village)	10,000	1	10,000	1	10,000	1	10,000
Installation Materials	kW	690	96	66,207	14	9,655	20	13,793
Installation Work	kW	603	96	57,931	14	8,448	20	12,069
Transportation	kg	8	11,200	92,946	1,800	14,938	2,000	16,598
Secondary Distribution Line	km	3,409	-	29,904	-	9,200	-	12,500
Administration (8.8%)	-	-	-	56,548	-	10,141	-	20,461
Total Investment Cost	-	-	-	699,136	-	125,382	-	252,969

出典：JICA 調査団

風力発電システムの経済的耐用年数

主要設備の経済的耐用年数は以下のとおりとした。

主要設備の経済的耐用年数

ウインド・タービン	20 年
PV/MHP	20 年
インバータ	10 年
コンバータ	10 年
バッテリー	6 年
管理室建物	20 年
低圧配電線	20 年

各設備は各経済的耐用年数終了まで使い切るものとして、残余価値はゼロとした。

経済 O&M 費用

年間の事業施設維持管理費用は次のとおりとした。

ウインド PV/MHP：	投資費用の 2%
送配電設備：	投資費用の 2.5%

5) 経済便益

経済便益も、経済費用同様に、財務価格より補助金、国内諸課税を控除し求めた。

本風力発電システムにとっての最小費用代替システム、すなわち提案されている風力発電システムと同じ電力発電容量を持つディーゼル発電システム開発、運営に係るコストを経済便益と考えた。

ディーゼル発電システムに対する投資費用

代替システムであるディーゼル発電システムに対する投資費用は以下のとおりである。

ディーゼル発電システムに対する投資費用*

	Unit	Unit Cost	Charana		Caripe		Chachacomani	
			Units	Cost	Units	Cost	Units	Cost
Capacity of the Diesel Generator	kW	750	65	48,750	10	7,500	20	15,000
Automatic Transfer Switch	-	1,910	1	1,910	1	1,910	1	1,910
Protection Box	-	917	1	917	1	917	1	917
Building	-	1,500	1	1,500	1	1,500	1	1,500
Secondary Distribution Lines	km	-	-	29,904	-	9,200	-	12,500
Total	-	-	-	82,981	-	21,027	-	31,827

O&M 費用

ディーゼル発電システムに係る年間の事業施設維持管理費用は次のとおりである。

ディーゼル発電システム：	投資費用の 5%
送配電設備：	投資費用の 2.5%

ディーゼル・オイルに係る費用

風力発電サイトであるチャラーニヤ、カリペ、チャチャコマニ地域におけるディーゼル・オイルの経済費用は次のとおり。

ディーゼル・オイルの経済費用（Bs/リットル）

チャラーニヤ	カリペ	チャチャコマニ
3.19	3.28	3.28

上記3風力発電サイト毎の年間ディーゼル・オイルに係る経済費用は年間発電量を基に求められる。

年間発電量とディーゼル・オイル費用

	チャラーニヤ	カリペ	チャチャコマニ
発電量（kWh/年）	122,560	22,643	42,671
燃料消費量（リットル/年）	53,420	13,032	20,405
ディーゼル・オイル費用（USドル/年）	26,096	6,546	10,250

ディーゼル発電システムの経済的耐用年数

主な設備の経済的耐用年数は以下のとおりである。

主な設備の経済的耐用年数

ディーゼル発電機	10年
自動移転スイッチ	10年
保護用ボックス	10年
発電所建物	10年
送配電設備	20年

各設備は各経済的耐用年数終了まで使い切るものとして、残余価値はゼロとした。

(2) 経済評価の結果

上述した前提条件、費用及び便益に基づいて算定した3風力発電事業のEIRRは下表及び表8.1より8.3に示すとおりである。

風力発電事業のEIRR

チャラーニャ	カリベ	チャチャコマニ
-2.6%	1.0%	-0.9%

チャラーニャとチャチャコマニの風力発電事業のEIRRは負の値である。一方、カリベのEIRRは正の値である。しかしながら、ウィンド・タービン、インバータ、コンバータ及びPVシステムの価格は将来に亘り低下することが期待されている。仮に風力発電システムに対する需要が将来的に拡大するのであれば、これら設備の価格はかなり低下するものと考えられる。チャラーニャとチャチャコマニの風力発電事業の投資費用は、EIRR値をゼロにするために機会費用等をそれぞれ22%と8%、下げなければならない。

風力発電システムの将来的な投資価格の低下並びにディーゼル発電システムが及ぼす環境面への負荷を考慮すれば、提案された3つの風力発電事業も妥当な選択肢となり得ると考える。

8.1.2 財務評価

3つの風力発電事業の財務評価においては、本事業におけるO&M費用を回収するに必要な最低の適用電力料金を算定した。

(1) 前提及び仮定条件

財務評価は、以下の与件データより分析検討した。なお、事業対象期間、価格基準、物価上昇、外国為替レート、経済的耐用年数及び O&M 費用に係る条件は、経済評価の場合と同様である。

1) 財務的事業費用

本事業の財務費用は以下のとおりである。

風力発電事業の財務費用

	Unit	Unit Cost	Charana		Caripe		Chachacomani (W-M)	
			Units	Cost	Units	Cost	Units	Cost
Wind Turbine	kW	3,238	80	259,070	10	32,384	20	64,768
PV System	kW	8,746	16	139,933	4	34,983	0	0
MHP	kW	40,000	0	0	0	0	3	120,000
Inverter	kVA	600	64	38,381	8	4,798	14	8,396
Converter	kVA	216	20	4,318	0	0	10	2,159
Battery	kAh	580	44	25,520	8	4,640	4	2,320
Control House	(1/villag	11,600	1	11,600	1	11,600	1	11,600
Installation Materials	kW	800	96	76,800	14	11,200	20	16,000
Installation Work	kW	700	96	67,200	14	9,800	20	14,000
Transportation	kg	8	11,200	92,946	1,800	14,938	2,000	16,598
Secondary Distribution Line	km	4,091	-	35,885	-	11,040	-	15,000
Administration (8.8%)	-	-	-	66,145	-	11,914	-	23,834
Total Investment Cost	-	-	-	817,798	-	147,296	-	294,674

出典：JICA 調査団

財務費用においては課税部分を含んで見積りを行ったが、目的別諸税率は以下のとおりである。

国内財・サービスに係る課税

付加価値税（VAT）： 全財・サービス価格に対して 13%
取引税： 全財・サービス価格に対して 3%

輸入財・サービスに係る課税

実効付加価値税率： 全財・サービス価格に対して 14.94%
輸入関税： 5%（タービン/発電機）
20%*（送配電設備）

* 送配電設備を構成する各種製品を考慮した調整税率

2) 電力需要量

電力需要量を次表に要約する。

電力需要

	チャラーニャ	カリペ	チャチャコマニ
需要家予測数	150	30	70
一般家庭戸当り需要量 (kWh/年)	265	252	258
総一般家庭需要量 (kWh/年)	39,750	7,560	18,060
総工業需要 (kWh/年)	25,928	2,391	2,380
総年間需要 (kWh/年)	65,678	9,951	20,440

3) O&M 費用を回収する電力料金の算定

O&M 費用を回収する一般家庭需要家向け最低電力料金は以下のとおり算定された。なお、産業部門の電力料金は一般家庭向け電力料金の 1.5 倍とした。

最低電力料金は、年間 O&M 費用を、年間電力需要量で除して算出した。

財務価格での O&M 費用はチャラーニャで年間 9,731US ドル、カリペで 1,719US ドル、チャチャコマニで 4,708US ドルである。下表に O&M 費用を回収する一般家庭需要家向け最低電力料金をサイト毎に示す。

O&M 費用を回収する電力料金 (US ドル)

	チャラーニャ	カリペ	チャチャコマニ
一般家庭向け料金/kWh	0.12	0.15	0.22
月当り電力料金	2.65	3.15	4.73

(2) 財務評価の結果

1) チャラーニャ

チャラーニャ地域の一般家庭需要家のディーゼル発電システム利用者は、1 日当り 3 時間稼働の電力供給サービスに対し月当り平均で 30Bs (4.59US ドル) を支払っているのが現状である。一方、チャラーニャサイトにおける風力発電事業の各家庭需要家は年間 265kWh の電力を消費すると予測されており、本風力発電事業の O&M 費用を回収に必要な最低料金を適用する場合であれば、月当たり電力料金支払い額は 2.65US ドル (0.12US ドル/kWh × 265kWh ÷ 12 ヶ月) と推定される。これはディーゼル発電システムにて支払う額以下であり、上記条件で料金を設定、適用する場合、受益者の支払い能力から見ても本風力発電事業は財務的にも実施可能であると判断される。チャラーニャ風力発電事業では、O&M 費用 100% と投資費用の一部は電気料金徴

収によって回収できるであろう。このような状況下、チャラーニャ風力発電事業は財務的に持続可能である。

2) カリペ

カリペ地域の一般家庭需要家は、ケロシン・オイルもしくは蠟燭に月当たり 34.1Bs（5.22US ドル）を支払っているのが現状である。一方、カリペサイトにおける風力発電事業の各家庭需要家は年間 252kWh の電力を消費すると予測されており、本風力発電事業の O&M 費用を回収に必要な最低料金を適用する場合は、月当たり電力料金支払い額は 3.15US ドル（0.15US ドル/kWh×252kWh÷12 ヶ月）と推定される。これはディーゼル発電システムにて支払う額以下であり、上記条件で料金を設定、適用する場合、受益者の支払い能力から見ても本風力発電事業は財務的にも実施可能であると判断される。カリペ風力発電事業では、O&M 費用 100%と投資費用の一部は電気料金徴収によって回収できるであろう。このような状況下、カリペ風力発電事業は財務的に持続可能である。

3) チャチャコマニ

チャチャコマニ地域の一般家庭需要家は、ケロシン・オイルに月当たり平均で 30Bs（4.59US ドル）を支払っているのが現状である。一方、チャチャコマニサイトにおける風力発電事業の各家庭需要家は年間 258kWh の電力を消費すると予測されており、本風力発電事業の O&M 費用を回収に必要な最低料金を適用する場合は、月当たり電力料金支払い額は 4.73US ドル（0.22US ドル/kWh×258kWh÷12 ヶ月）と推定される。これはディーゼル発電システムにて支払う額より僅かに多い額である。しかしながら、1日 24 時間稼働の風力発電システムより受けるサービス内容と便益は、ケロシン・ランプの利用とは比較にならないと考える。従って、上記条件で料金を設定、適用する場合なら、受益者の支払い能力から見ても本風力発電事業は財務的にも十分実施可能であると判断される。

8.2 初期環境評価

8.2.1 チャラーニャ風力発電事業に関する初期環境評価

初期環境評価に関する調査は、2001 年 5 月、第 5 次現地調査時に行われた。調査結果は、本風力発電事業実施において社会環境、自然環境に対する負の影響は予期されないことを示した。下表は、事業周辺地域において予期される環境への影響を示している。予期される正の影響は以下の通りである。

- 天水農業に代わってポンプ水汲み上げ式灌漑農業を地域農民に提供
- 雇用機会をもたらす家内工業の開発
- 公共施設における教育や公衆衛生といった公共サービスの向上
- 夜間の治安と安全の向上

予期される騒音問題と景観の障害は、発電所が町の郊外に設置されることから社会環境にほとんど影響を及ぼさないであろう。

ラバ県チャラニャ風力事業に関する初期環境評価

評価項目		評価	備考
社会環境	1 住民移転	-	
	2 経済活動		ポンプ水汲み上げ式灌漑農業および家内工業の促進
	3 交通・生活施設		公共施設(学校・診療所)の電化
	4 地域分断	-	
	5 遺跡・文化財	-	
	6 水利権・入会権	-	
	7 保健衛生		ポンプ汲み上げシステムによる衛生的な水の供給
	8 廃棄物	-	
	9 災害		電灯による農村生活での夜間安全性の向上
自然環境	10 地形・地質	-	
	11 土壌侵食	-	
	12 地下水	-	
	13 湖沼・河川流況	-	
	14 海岸・海域	-	
	15 動植物	-	
	16 気象	-	
	17 景観	-	
雑質	18 大気汚染	-	
	19 水質汚濁	-	
	20 土壌汚染	-	
	21 騒音・振動	-	
	22 地盤沈下	-	
	23 悪臭	-	

注: = 正の影響 - = 無視できる影響 - = 小さい影響 - = 中程度の影響 x = 重大な影響 ? = 不明
 本環境影響評価は、持続開発計画省に登録されている環境コンサルタントによって2001年5月に実施された。
 本環境影響評価の報告書は、エネルギー炭化水素庁を通じて持続開発計画省に提出された。
 出典: JICA調査団

8.2.2 カリベ風力発電事業に関する初期環境評価

初期環境評価は、2001年5月、第5次現地調査時に調査された。調査結果によると、本風力発電事業実施において負の影響は予期されない。対象地域の社会環境にもたらされると予期される正の影響は下表の通りである。地域住民は、地方電化のみならず以下のような社会経済的利益を受けるであろう。

- ポンプ水汲み上げ式灌漑農業の地域農民への促進
- 農村地域の現金収入機会をもたらす家内工業の開発

- 郡庁舎、学校、診療所といった公共施設の機能向上
- 夜間の安全性向上

風力発電所が町の郊外に設置されることから、予期される騒音問題と景観の障害は、ほとんどカリペの社会環境に影響を及ぼさないであろう。

オリコ県カリペ風力事業に関する初期環境評価

	評価項目	評価	備考
社会環境	1 住民舞芸	-	
	2 経済活動		ポンプ水汲み上げ式灌漑農業および家内工業の促進
	3 交通生活施設		公共施設(学校、診療所)の電化
	4 地畝断	-	
	5 遺跡文化財	-	
	6 水利権入会権	-	
	7 保健衛生		ポンプ汲み上げシステムによる衛生的な水の供給
	8 廃棄物	-	
	9 災害		電灯による農村生活での夜間安全性の向上
自然環境	10 地形地質	-	
	11 土壌侵食	-	
	12 地下水	-	
	13 湖沼河川流況	-	
	14 海岸海成	-	
	15 動植物	-	
	16 気象	-	
	17 景観	-	
雑汚	18 大気汚染	-	
	19 水質汚濁	-	
	20 土壌汚染	-	
	21 騒音・振動	-	
	22 地盤沈下	-	
	23 悪臭	-	

注 〇=正の影響 - =無見できる影響 △=軽微な影響 □=中程度の影響 ×=重大な影響 ?=不明
 本環境影響評価は、持続開発計画省に登録されている環境コンサルタントによって2001年5月に実施された。
 本環境影響評価の報告書は、エネルギー局(外務省)を通じて持続開発計画省に提出された。
 出典 JICA調査団

8.2.3 チャチャコマニ風力発電事業に関する環境影響評価

初期環境評価に関する調査は、2001年5月、第5次現地調査時に行われた。調査結果は、本風力発電事業が事業周辺地位に対して負の影響を及ぼさないことを示した。予期される騒音問題と景観の障害は、発電所が町の郊外に設置されることから社会環境にほとんど影響を及ぼさないであろう。予期される社会環境に対する正の影響は下表に取り纏められている。本事業は対象地域の地方電化のみならず以下のような社会経済的利益をもたらすであろう。

- 園芸の発展につながるポンプ水汲み上げ式灌漑農業の導入
- 農村地域の雇用機会を創出する家内工業の開発

- 社会環境や社会福祉の向上をもたらすより質の高い公共サービスの提供
- 夜間の治安と安全の維持

オリョ県チャチャコム風力事業に関する初期環境評価

評価項目		評価	備考
社会環境	1 住民福祉	-	
	2 経済活動		ポンプ汲み上げ式灌漑農業および家内工業の促進
	3 交通生活施設		公共施設・学校・診療所の電化
	4 地或断	-	
	5 遺跡文化財	-	
	6 水利権入会権	-	
	7 保健衛生		ポンプ汲み上げシステムによる衛生的な水の供給
	8 廃棄物	-	
	9 災害		電灯による農村生活での夜間安全性の向上
自然環境	10 地形地質	-	
	11 土壌侵食	-	
	12 地下水	-	
	13 湖沼河川流況	-	
	14 海岸海或	-	
	15 動植物	-	
	16 気象	-	
汚染	17 景観	-	
	18 大気汚染	-	
	19 水質汚濁	-	
	20 土壌汚染	-	
	21 騒音振動	-	
	22 地盤沈下	-	
	23 悪臭	-	

注 〇=正の影響 -〇=無視できる影響 △=軽微な影響 ×=中程度の影響 ?=不明
 本環境影響評価は、チリ共和国計画省に登録されている環境コンサルタントによって2001年5月に実施された。
 本環境影響評価の報告書は、エネルギー・炭化水素庁を通じてチリ共和国計画省に提出された。

出典: JICA調査団

附表

表 1.1 月別平均風速、ラパス県

1 Lapaz Ingavi Tiawanacu UNIT : Knot

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.
87	0	4	3	4	4	3	3	2	4	4	3	4	3.2
88	3	3	0	0	0	0	0	0	4	0	0	4	1.2
89	4	4	3	3	3	2	2	2	3	4	3	4	3.1
90	4	3	3	2	3	3	2	2	3	4	3	3	2.9
91	3	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.0
92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
93	5	6	4	3	6	5	6	5	4	6	4	5	4.9
94	2	3	2	2	0	0	2	2	2	2	2	2	1.8
95	6	5	5	4	4	4	4	5	6	5	6	6	5.0
96	6	5	6	0	3	0	2	6	7	6	6	7	4.5
97	6	6	6	6	5	6	4	4	5	5	5	5	5.3
98	4	5	6	5	4	4	4	7	6	6	6	6	4.8
ave.	3.9	4.2	3.7	2.9	3.2	2.7	2.9	3.5	4.4	4.2	3.8	4.4	3.7

(Source : SENAMHI)

2 Lapaz Aroma Collana UNIT : Knot

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.
86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
89	3	2	2	2	2	2	5	3	4	3	4	2	2.8
90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
91	3	3	0	0	0	4	0	4	0	0	4	0	1.5
92	0	0	0	0	4	4	4	4	6	3	0	4	2.4
93	0	0	0	0	0	0	4	3	3	0	0	0	0.8
94	4	3	2	3	2	3	4	4	4	3	3	3	3.2
95	0	2	2	0	2	0	2	2	3	2	3	3	1.8
ave.	1.0	1.0	0.6	0.5	1.0	1.3	1.9	2.0	2.0	1.1	1.4	1.2	1.3

(Source : SENAMHI)

3 Lapaz Los AnHichucota UNIT : Knot

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.
86	5	4	3	3	3	5	4	5	4	10	6	8	5.0
87	5	9	10	6	7	8	3	4	5	6	5	7	6.3
88	9	6	7	5	6	3	3	3	4	4	4	4	4.8
89	2	3	4	3	3	2	3	3	3	4	4	3	3.1
90	2	2	3	0	0	0	2	3	3	5	3	7	2.5
91	6	5	0	3	0	2	3	5	8	10	6	2	4.2
92	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.1
93	2	4	4	0	0	0	3	0	5	7	0	0	2.1
94	4	2	7	2	1	3	3	7	9	8	3	4	4.4
95	2	4	7	0	0	3	3	7	6	7	5	6	4.2
ave.	3.7	3.9	4.6	2.2	2.0	2.6	2.7	3.7	4.7	6.1	3.6	4.1	3.7

(Source : SENAMHI)

4	Lapaz Aroma Ayo Ayo		UNIT : Knot										
	Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
88	10	9	9	8	9	8	8	9	12	8	10	9	9.1
89	10	9	10	11	9	7	10	7	13	11	10	10	9.8
90	8	7	9	9	7	8	8	8	9	11	11	10	8.8
91	9	10	8	9	8	9	9	13	12	14	12	12	10.4
92	10	10	9	12	10	11	11	11	15	12	10	10	10.9
93	9	10	12	10	8	11	11	14	12	12	13	12	11.2
94	11	9	10	10	10	12	12	11	11	11	10	10	10.6
95	8	8	8	9	10	7	7	11	13	12	11	10	9.5
96	10	11	11	8	7	8	9	9	10	9	9	8	9.1
97	7	9	8	8	8	9	10	11	11	9	7	8	8.8
ave.	9.2	9.2	9.4	9.4	8.6	9.0	9.5	10.4	11.8	10.9	10.3	9.9	9.8

(Source : SENAMHI)

5	Lapaz Aroma Patacamaya		UNIT : Knot										
	Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
88	7	8	7	6	7	7	8	7	11	15	10	8	8.4
89	7	8	7	9	6	5	6	6	10	10	6	8	7.3
90	9	8	9	7	6	5	5	8	8	11	10	9	7.9
91	8	9	8	8	5	6	5	9	8	10	8	8	7.7
92	6	6	6	8	6	6	9	9	8	8	5	7	7.0
93	4	4	5	4	4	5	7	4	6	7	4	7	5.1
94	6	6	5	5	4	4	6	7	7	6	6	6	5.7
95	5	4	6	5	0	4	5	6	6	6	6	5	4.8
96	5	5	5	6	4	6	7	5	7	6	5	5	5.5
97	4	4	4	4	5	5	5	6	5	6	4	3	4.6
ave.	6.1	6.2	6.2	6.2	4.7	5.3	6.3	6.7	7.6	8.5	6.4	6.6	6.4

(Source : SENAMHI)

6	Lapaz Murillo El Alto		UNIT : Knot										
	Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
89	3	3	3	3	3	2	2	3	4	4	4	3	3.1
90	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	4.2
91	5	5	4	4	3	4	4	5	5	6	5	5	4.6
92	4	4	4	5	4	4	4	5	6	5	4	5	4.5
93	4	4	4	3	3	2	4	4	4	5	4	4	3.8
94	4	4	5	4	3	3	4	4	5	5	5	5	4.3
95	4	4	4	3	3	3	4	4	5	5	6	6	4.3
96	4	4	4	3	3	4	4	4	6	6	6	4	4.3
97	7	6	7	7	8	8	8	5	8	5	7	8	7.0
98	7	6	7	7	8	8	7	8	9	8	6	8	7.4
ave.	4.5	4.3	4.6	4.3	4.2	4.2	4.5	4.6	5.7	5.4	5.2	5.3	4.7

(Source : SENAMHI)

7	Lapaz PacajeCarana												UNIT : Knot
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.
89	6	5	6	0	4	4	5	7	8	7	6	8	5.5
90	6	10	5	4	5	4	4	5	7	9	6	5	5.8
91	4	5	5	6	8	5	3	4	7	7	7	8	5.8
92	6	6	5	4	4	5	5	4	4	4	5	5	4.8
93	4	6	5	4	4	3	4	5	8	6	7	6	5.2
94	4	5	5	4	4	4	4	5	5	5	5	5	4.6
95	4	5	4	4	3	3	2	4	5	5	5	5	4.1
96	4	5	5	4	6	5	6	7	7	6	8	6	5.8
97	5	6	5	4	5	4	6	3	5	4	5	5	4.8
98	4	4	4	4	4	4	5	4	5	5	5	5	4.4
ave.	4.7	5.7	4.9	3.8	4.7	4.1	4.4	4.8	6.1	5.8	5.9	5.8	5.1

8	Lapaz camac puerto acosta												UNIT : Knot
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.
86	4	7	6	9	6	7	8	10	13	13	10	9	8.5
87	8	10	8	9	7	6	8	8	7	10	9	8	8.2
88	7	8	7	6	6	7	7	7	14	8	8	7	7.7
89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
90	6	6	5	4	4	3	5	0	0	0	4	7	3.7
91	6	5	4	5	4	0	3	6	5	4	5	3	4.2
92	3	2	2	3	3	4	3	4	5	3	4	3	3.3
93	3	3	4	3	2	2	2	4	4	5	5	5	3.5
94	4	4	5	5	4	4	4	5	5	5	4	3	4.3
95	3	4	3	3	3	2	3	-	-	-	-	-	3.0
96	-	-	4	4	3	-	-	5	6	4	4	4	4.3
98	4	4	4	3	4	2	4	4	5	4	4	4	3.8
ave.	4.8	5.3	4.7	4.9	4.1	3.7	4.7	5.3	6.4	5.6	5.7	5.3	5.0

9	Lapaz omasu huarina												UNIT : Knot
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.
84	4	10	10	9	8	11	10	10	12	12	11	10	9.8
85	9	9	8	9	9	10	11	12	12	9	10	9	9.8
86	10	9	8	8	6	7	8	10	12	12	12	11	9.4
87	11	10	11	11	10	10	9	8	11	12	12	11	10.5
88	13	13	10	9	9	7	10	9	15	12	13	11	10.9
89	10	10	9	12	8	8	8	9	11	12	12	11	10.0
90	9	8	8	9	8	7	8	9	10	12	10	8	8.8
91	7	9	8	7	6	6	7	10	10	10	6	8	7.8
94	7	8	7	7	5	5	7	3	11	9	10	8	7.3
95	7	8	6	3	6	5	6	8	13	11	9	8	7.5
ave.	9.2	9.3	8.3	8.2	7.2	6.8	7.8	8.2	11.6	11.2	10.5	9.5	9.0

10	Lapaz Achiri pacajaes												UNIT : Knot
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.
93	6	5	4	3	6	4	6	9	5	5	5	4	5.2
94	4	4	4	3	3	2	2	3	3	4	4	3	3.3
95													0.0
96	4	3	2	0	0	0	2	2	3	3	3	4	2.2
97	5	5	6	7	5	5	4	4	5	6	6	7	5.4
98	3	4	3	3	3	3	0						1.6
ave.	4.4	4.2	3.8	3.2	3.4	2.8	2.8	4.5	4.0	4.5	4.5	4.5	3.9

表 1.2 月別平均風速、オルロ県

Oruro cercadoruro													UNIT : Knot	
1 Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.	
88	7	5	5	2	8	2	3	3	7	5	7	7	5.1	
89	7	8	6	6	3	2	3	3	6	7	6	6	5.3	
90	7	4	6	5	3	4	4	4	4	6	6	7	5.0	
91	6	6	6	4	2	3	0	4	6	7	5	6	18.3	
92	4	4	0	0	0	0	0	0	4	3	3	0	1.5	
93	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4	4	1.2	
94	4	2	4	4	1	2	3	4	4	4	4	4	3.3	
95	3	2	2	2	2	2	2	3	4	5	7	6	3.3	
96	4	6	5	5	2	2	2	3	6	5	6	5	4.3	
97	4	4	3	3	2	2	3	4	4	3	3	5	3.3	
ave.	4.9	4.1	3.7	3.1	2.3	1.9	2.0	2.8	4.5	4.8	5.1	5.0	3.7	

(Source : SENAMHI)

Oruro cercadcaracollo													UNIT : Knot	
2 Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.	
75	7	7	7	8	8	10	7	8	10	6	7	7	7.7	
76	4	3	4	4	5	4	4	6	6	3	4	4	4.3	
77	4	4	3	3	3	2	3	5	4	3	3	3	3.3	
78	3	3	2	3	3	3	3	4	3	4	4	4	13.0	
79	3	2	3	2	2	3	3	2	3	3	3	3	2.7	
80	2	5	3	4	4	4	5	5	5	4	4	4	4.1	
81	4	3	3	4	4	5	4	5	5	4	5	5	4.3	
82	4	4	4	4	4	4	4	5	4	5	5	5	4.3	
83	4	4	4	5	5	6	6	5	6	4	5	5	4.9	
ave.	3.8	3.8	3.6	4.1	4.2	4.5	4.3	5.0	5.1	4.0	4.4	4.4	4.3	

(Source : SENAMHI)

Oruro carangcorque													UNIT : Knot	
3 Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.	
78	5	6	5	5	6	5	6	7	5	6	5	6	22.3	
79	4	5	5	4	4	6	7	4	8	6	8	9	5.8	
80	6	6	6	6	7	5	5	7	6	7	7	4	6.0	
81	7	6	6	6	7	6	8	7	7	6	6	6	6.5	
ave.	5.5	5.7	5.5	5.2	6.0	5.5	6.5	6.2	6.5	6.2	6.5	6.2	6.0	

(Source : SENAMHI)

Oruro cercadcaracollo													UNIT : Knot	
4 Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.	
75	-	-	-	-	-	-	-	40	40	16	16	12	-	
76	16	40	8	12	28	22	22	40	40	22	16	16	23.5	
77	16	40	28	22	40	40	40	40	28	28	40	22	32.0	
78	22	22	22	40	40	40	28	40	40	40	40	12	128.7	
79	12	16	16	22	22	40	40	12	40	28	40	22	25.8	
80	16	40	40	40	40	40	40	40	40	20	40	40	36.3	
81	22	22	16	16	22	16	28	40	22	12	12	8	19.7	
82	4	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
84	-	-	-	8	4	40	16	40	40	8	-	-16	-	
85	-	-	-	-	-	40	40	40	-	-	-	-	-	
ave.	15.4	30.0	19.7	22.8	28.0	34.7	31.7	36.8	36.2	21.7	29.1	14.5	26.7	

(Source : SENAMHI)

Oruro cercadAasana													UNIT : Knot	
5 Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.	
78	5	6	5	5	6	5	6	7	5	6	5	6	22.3	
79	4	5	5	4	4	6	7	4	8	6	8	9	5.8	
80	6	6	6	6	7	5	5	7	6	7	7	4	6.0	
81	7	6	6	6	7	6	8	7	7	6	6	6	6.5	
ave.	5.5	5.7	5.5	5.2	6.0	5.5	6.5	6.2	6.5	6.2	6.5	6.2	6.0	

(Source : SENAMHI)

Oruro Salinas de Garcı Mendosa													UNIT : Knot	
6 Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.	
75								0	0	0	0	4	0.3	
76	0	3	0	0	0	0	0	8	0	5	5	0	1.8	
77	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0.7	
78	2	2	0	0	0	3	0	4	0	0		2	4.3	
79	0	0		0	0	0	0	0	0	0	4	5	0.8	
80	0	4	0	0	0	0	3						0.6	
81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0.5	
82	0	0	0	0	0	5	0	0	3	4	0	0		
83	3	0	3	0	0	10	7	0	6	0	0	0	2.4	
84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	
ave.	1.0	1.0	0.3	0.0	0.0	2.0	1.1	1.3	1.0	1.6	1.6	1.2	1.0	

(Source : SENAMHI)

Oruro Coipasa													UNIT : Knot	
7 Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	ave.	
88				7	8	7	7	8	9	7	10	11	6.2	
89	12	9	9	9	7	7	9	10	8			8	7.3	
90	9			4	8	8	3	3	3	3	3	3	3.9	
91	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	12.0	
92	2	3	2	3	5	5	9	2	6	3	3	4	3.9	
93	2	3	2	2	3	3	3	3	3	2	3	3	2.7	
ave.	5.6	4.5	4.0	4.6	5.6	5.5	5.6	4.8	5.3	3.6	4.4	5.3	4.9	

(Source : SENAMHI)

表 3.1 風況観測データ (1)

Site Name		Achiri / La Paz Prefecture,							
Monitoring Period		4 Feb., 2000 - 3 Feb., 2001							
		Latitude : S 17 ° 12'55"							
		Longitude : W 69 ° 00'02"							
		Altitude : 3870 m							
Year	Month	Wind Speed (20m) (m/s)	Wind Speed (10m) (m/s)	Wind Direction (20m)	Wind Direction (10m)	Solar radiation (W/m2)	Temperature ()	Humidity (%)	Baromatic Pressure (hPa)
2000	Ave.	3.0	2.5			234.9	9.0	72.2	-
	2 Max	10.9	9.8	N	SEE	1097.9	17.5	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	0.6	29.1	-
	Ave.	2.6	2.2			274.3	9.1	68.7	-
	3 Max	13.0	11.6	N	SWW	1230.1	18.9	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-0.3	19.7	-
	Ave.	2.3	2.0			280.9	8.6	47.0	-
	4 Max	13.0	11.6	N	W	1196.3	19.0	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-3.7	12.7	-
	Ave.	2.5	2.1			256.0	7.0	34.5	-
	5 Max	13.9	12.4	N	NNE	1011.3	17.5	98.6	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-7.3	12.8	-
	Ave.	2.7	2.3			244.3	4.2	27.9	793.6
	6 Max	12.9	11.5	N	W	940.1	15.4	87.9	798.4
	Min.	0.0	0.0			0.0	-11.4	12.8	789.6
	Ave.	3.1	2.7			267.0	3.6	23.6	792.9
	7 Max	16.5	14.8	N	SWW	1083.4	15.5	79.0	798.4
	Min.	0.0	0.0			0.0	-12.7	12.9	788.6
	Ave.	3.0	2.6			277.2	5.8	29.5	793.1
	8 Max	15.0	13.5	N	W	1085.1	17.8	98.5	797.7
	Min.	0.0	0.0			0.0	-9.3	12.6	788.9
	Ave.	3.3	2.9			324.3	7.7	24.1	792.8
	9 Max	15.0	13.6	N	SWW	1188.7	19.0	89.8	797.1
	Min.	0.0	0.0			0.0	-9.6	12.4	788.3
	Ave.	3.2	2.8			304.6	8.4	39.2	793.3
	10 Max	12.9	11.4	N	SWW	1210.6	19.2	99.9	797.4
	Min.	0.0	0.0			0.0	-3.6	12.3	790.0
	Ave.	3.7	3.3			366.4	9.7	24.2	792.2
	11 Max	15.6	14.0	N	SWW	1223.7	20.6	90.5	797.1
	Min.	0.0	0.0			0.0	-5.8	12.2	788.6
	Ave.	3.4	2.5			4708.8	9.3	46.3	793.0
	12 Max	14.7	13.2	N	SWW	106761.0	20.3	99.8	797.1
	Min.	0.0	0.0			0.0	-1.4	12.3	789.6
2001	Ave.	2.8	2.4			206.2	7.5	74.7	793.1
	1 Max	11.2	10.1	N	SEE	1176.9	15.3	99.9	797.1
	Min.	0.0	0.0			0.0	-0.2	21.8	769.3

表 3.1 風況観測データ (2)

Site Name : Charana									
Monitoring Period : 3 Feb., 2000 - 2 Feb., 2001									
Monitoring Period : 4 Feb., 2000 - 2 Feb., 2001									
Latitude : S 17 ° 35'48"									
Longitude: W 69 ° 26'56"									
Altitude : 4054 m									
		Wind Speed	Wind Speed	Wind	Wind	Solar			Baromatic
Year		(20m)	(10m)	Direction	Direction	radiation	Temperature	Humidity	Pressure
Month		(m/s)	(m/s)	(20m)	(10m)	(W/m2)	()	(%)	(hPa)
2000	Ave.	4.1	3.5			225.6	7.7	71.1	-
2	Max	15.2	13.7	SWW	SWW	1236.0	17.2	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-1.2	18.2	-
	Ave.	4.0	3.3			284.3	7.3	68.3	-
3	Max	14.8	13.1	SW	SWW	1288.7	18.1	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-2.6	13.4	-
	Ave.	3.5	2.9			280.9	6.2	47.3	-
4	Max	14.7	12.8	SWW	W	1143.6	17.5	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-10.2	12.4	-
	Ave.	3.6	3.0			249.8	4.2	37.4	-
5	Max	14.7	13.2	W	SW	1059.4	17.1	97.6	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-12.7	12.4	-
	Ave.	4.1	3.4			240.5	1.2	33.8	779.1
6	Max	15.0	13.2	SWW	W	913.6	14.9	88.4	787.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-16.9	12.6	648.8
	Ave.	4.3	3.6			255.4	0.3	30.8	783.9
7	Max	16.2	13.8	SWW	SWW	966.0	14.2	86.2	787.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-18.4	12.7	780.5
	Ave.	4.3	3.6			272.9	3.0	31.3	784.0
8	Max	16.5	14.4	SW	SW	1128.3	15.0	76.0	787.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-14.6	12.5	780.8
	Ave.	4.8	4.1			266.3	4.6	22.3	783.5
9	Max	15.5	13.7	SW	SW	957.4	18.1	79.1	786.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-12.9	12.2	780.5
	Ave.	4.9	4.2			290.4	6.4	33.5	783.6
10	Max	17.1	15.0	SW	SW	1218.8	17.9	98.9	786.9
	Min.	0.0	0.0			0.0	-11.5	12.2	780.5
	Ave.	5.7	5.0			363.9	6.6	22.6	782.3
11	Max	17.2	15.4	SW	SW	1191.1	20.1	74.6	785.6
	Min.	0.0	0.0			0.0	-10.7	12.0	779.5
	Ave.	5.2	4.5			295.0	7.4	45.9	783.1
12	Max	17.4	15.6	SW	SW	1276.1	19.5	99.9	786.6
	Min.	0.0	0.0			0.0	-7.8	12.0	780.1
2001	Ave.	3.5	3.0			228.7	6.4	78.6	783.2
1	Max	14.3	13.0	SW	SW	1224.3	16.0	99.9	785.9
	Min.	0.0	0.0			0.0	-0.3	20.3	729.3

表 3.1 風況観測データ (3)

Site Name : Gonzales									
Monitoring Period : 2 Feb., 2000 - 30 Jan., 2001									
Latitude : S 15 ° 11'56"									
Longitude: W 69 ° 00'12"									
Altitude : 3576 m									
		Wind Speed	Wind Speed	Wind	Wind	Solar			Baromatic
Year		(20m)	(10m)	Direction	Direction	radiation	Temperature	Humidity	Pressure
Month		(m/s)	(m/s)	(20m)	(10m)	(W/m2)	()	(%)	(hPa)
2000	Ave.	1.7	1.0			212.5	8.6	83.5	-
	2	Max	6.5	4.4	NE	NE	1214.3	16.2	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	2.1	39.5
		Ave.	1.4	0.8			221.0	9.2	83.1
	3	Max	6.0	4.5	NE	NE	1236.8	16.3	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	5.0	45.4
		Ave.	1.7	1.1			243.0	8.9	76.4
	4	Max	6.6	5.2	NE	NE	1133.4	16.1	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	3.9	36.1
		Ave.	1.9	1.2			220.6	9.4	65.2
	5	Max	9.6	7.9	NE	NE	955.9	17.4	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	4.3	13.6
		Ave.	2.5	1.7			192.9	8.6	58.4
	6	Max	11.7	9.6	SW	SW	893.4	18.6	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	3.5	12.2
		Ave.	2.6	1.8			214.3	7.6	55.9
	7	Max	11.6	9.7	SW	SW	918.5	16.5	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	0.7	12.4
		Ave.	2.2	1.5			219.9	8.2	70.8
	8	Max	9.4	7.8	NE	NE	1026.4	17.4	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	2.8	12.2
		Ave.	2.2	1.4			241.6	8.7	68.7
	9	Max	10.1	7.8	NE	NE	1145.1	17.2	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	3.0	16.3
		Ave.	1.8	1.2			222.0	8.3	77.1
	10	Max	8.7	6.9	NE	NE	1176.1	16.4	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	2.5	30.8
		Ave.	2.2	1.4			257.6	9.6	74.1
	11	Max	10.3	8.3	NE	NEE	1215.3	17.4	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	4.2	17.4
		Ave.	1.7	1.1			206.4	9.2	74.7
	12	Max	9.7	8.0	NE	NE	1176.6	16.4	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	3.0	15.9
2001		Ave.	1.1	0.6			166.4	8.1	74.2
	1	Max	8.4	6.6	NE	NE	1221.1	14.1	99.9
		Min.	0.0	0.0			0.0	4.3	47.9

表 3.1 風況観測データ (4)

Site Name : Is. Taquiri										
Monitoring Period : 31Jan., 2000 - 29 Jan., 2001										
Latitude : S 16 ° 17'36"										
Longitude: W 68 ° 48'19"										
Altitude : 3919 m										
		Wind Speed	Wind Speed	Wind	Wind	Solar				Baromatic
Year		(20m)	(10m)	Direction	Direction	radiation	Temperature	Humidity		Pressure
Month		(m/s)	(m/s)	(20m)	(10m)	(W/m2)	()	(%)		(hPa)
2000	Ave.	3.2	2.3			242.0	10.0	74.1		-
	2	Max	10.9	8.4	NE	NE	1196.3	16.2	99.8	-
		Min.	0.0	0.0			0.0	4.6	42.6	-
		Ave.	2.7	1.9			265.9	10.4	72.5	-
	3	Max	10.8	8.8	NE	NE	1226.8	16.5	99.9	-
		Min.	0.0	0.0			0.0	5.6	32.7	-
		Ave.	2.7	1.8			285.3	10.2	66.1	-
	4	Max	8.0	6.5	NE	NE	1127.2	16.9	99.2	-
		Min.	0.0	0.0			0.0	4.8	29.4	-
		Ave.	2.5	1.6			265.7	9.7	56.3	-
	5	Max	8.2	6.9	NE	NE	1009.1	16.9	99.8	-
		Min.	0.0	0.0			0.0	2.9	15.3	-
		Ave.	2.5	1.4			228.8	7.0	58.7	804.0
	6	Max	7.7	5.8	SW	SW	901.8	14.2	99.9	806.2
		Min.	0.0	0.0			0.0	1.1	25.0	801.5
		Ave.	2.7	1.6			254.1	6.5	51.3	803.9
	7	Max	8.4	6.6	SW	SW	958.1	14.0	99.8	807.2
		Min.	0.0	0.0			0.0	-0.9	13.8	799.4
		Ave.	2.9	1.8			279.0	8.3	59.8	804.3
	8	Max	9.3	8.5	NE	NE	1131.1	15.6	99.9	807.2
		Min.	0.0	0.0			0.0	0.7	17.1	800.8
		Ave.	2.8	1.6			294.6	9.5	39.8	802.7
	9	Max	6.2	4.6	NE	NE	1115.9	15.9	90.8	805.5
		Min.	0.2	0.0			0.0	2.4	17.4	800.1
		Ave.	3.3	2.2			309.8	9.7	64.8	803.3
	10	Max	11.8	9.4	NE	NE	1219.2	18.2	99.9	807.2
		Min.	0.0	0.0			0.0	2.2	12.2	702.3
		Ave.	3.3	2.2			349.5	11.6	48.9	705.1
	11	Max	10.0	7.7	NE	NEE	1199.0	19.0	97.5	805.5
		Min.	0.0	0.0			0.0	4.8	11.5	648.4
		Ave.	3.4	2.2	0.0	184.9	270.9	10.3	64.5	719.5
	12	Max	11.2	9.2	0.3	359.8	1249.2	18.3	97.2	850.6
		Min.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	12.9	648.4
2001	Ave.	3.2	2.2	13.1	171.5	210.2	9.3	74.5	731.8	
	1	Max	10.6	8.4	341.4	359.2	1196.5	15.6	98.6	848.9
		Min.	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	5.4	13.6	648.1

表 3.1 風況観測データ (5)

Site Name : Santiago de Llalagua									
Monitoring Period : 21 Jan., 2000 - 31 Jan., 2001									
Latitude : S 17 ° 01'44"									
Longitude: W 68 ° 12'27"									
Altitude : 4010 m									
		Wind Speed	Wind Speed	Wind	Wind	Solar			Baromatic
Year		(20m)	(10m)	Direction	Direction	radiation	Temperature	Humidity	Pressure
Month		(m/s)	(m/s)	(20m)	(10m)	(W/m2)	()	(%)	(hPa)
2000	Ave.	3.3	2.9			213.1	8.4	79.1	-
2	Max	13.4	11.5	NE	NE	1106.1	15.8	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	2.5	43.1	-
	Ave.	2.4	2.1			228.9	8.5	75.2	-
3	Max	11.5	10.0	NE	NE	1182.9	17.2	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	1.6	28.0	-
	Ave.	2.5	2.2			249.6	8.3	61.1	-
4	Max	10.7	9.3	NE	NE	1069.0	16.8	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	0.3	15.4	-
	Ave.	3.0	2.7			232.2	7.8	44.9	-
5	Max	10.9	9.8	NE	NE	943.5	17.1	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-1.2	13.5	-
	Ave.	3.6	3.2			213.0	5.2	37.0	774.6
6	Max	10.8	9.1	SW	SW	851.6	14.9	99.9	788.3
	Min.	0.0	0.0			0.0	-3.6	13.2	648.8
	Ave.	3.9	3.5			236.6	4.4	29.9	785.7
7	Max	17.4	15.7	SW	SW	910.4	14.3	90.1	789.3
	Min.	0.0	0.0			0.0	-6.7	13.4	781.2
	Ave.	3.5	3.1			241.7	6.3	31.6	708.9
8	Max	12.7	11.0	NE	NE	1103.7	16.1	99.8	788.6
	Min.	0.0	0.0			0.0	-3.8	10.6	648.4
	Ave.	4.3	3.2			291.2	7.9	12.1	648.6
9	Max	11.8	11.3	NE	NE	1101.4	18.1	79.0	678.6
	Min.	0.0	0.0			0.0	-1.6	10.2	648.4
	Ave.	-	2.9			262.4	7.7	5.3	-
10	Max	-	11.1	NE	NE	1124.6	17.2	11.4	-
	Min.	-	0.0			0.0	-0.2	0.5	-
	Ave.	-	3.0			316.7	9.7	0.5	-
11	Max	-	10.3	NE	NEE	1182.3	19.1	4.9	-
	Min.	-	0.0			0.0	-0.5	0.1	-
	Ave.	-	3.0			234.8	8.5	0.3	-
12	Max	-	10.2	NNE	N	1122.2	18.7	7.0	-
	Min.	-	0.0			0.0	0.7	0.1	-
2001	Ave.	-	2.6			173.7	7.4	0.3	-
1	Max	-	9.6	SWW	SEE	1127.9	14.5	2.4	-
	Min.	-	0.0			0.0	3.7	0.1	-

表 3.1 風況観測データ (6)

Site Name : Comjo and Coipasa									
Monitoring Period : 28 Jan., 2000 - 7 Feb., 2001									
Latitude : S 19 ° 12'59"									
Longitude: W 68 ° 23'24"									
Altitude : 3670 m									
		Wind Speed	Wind Speed	Wind	Wind	Solar			Baromatic
Year		(20m)	(10m)	Direction	Direction	radiation	Temperature	Humidity	Pressure
Month		(m/s)	(m/s)	(20m)	(10m)	(W/m2)	()	(%)	(hPa)
2000	Ave.	5.2	4.5			295.6	11.4	54.7	-
2	Max	16.9	15.0	W	W	1202.5	20.4	99.8	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	2.4	12.3	-
	Ave.	5.0	4.2			291.8	11.1	46.5	-
3	Max	15.7	14.1	W	W	1099.7	20.0	98.5	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	2.3	12.6	-
	Ave.	4.6	3.9			265.2	9.4	32.1	-
4	Max	15.2	13.6	W	W	986.1	19.2	87.3	-
	Min.	0.1	0.0			0.0	-3.9	12.7	-
	Ave.	4.6	3.8			224.6	6.1	28.6	-
5	Max	20.1	17.9	W	W	904.7	18.1	80.7	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-6.1	13.0	-
	Ave.	5.0	4.1			206.7	2.9	29.9	752.4
6	Max	17.7	15.7	W	W	834.0	13.8	78.3	807.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-9.9	13.4	648.8
	Ave.	5.6	4.6			222.8	1.7	27.0	802.6
7	Max	24.2	21.5	W	W	864.8	13.4	76.1	807.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-11.1	13.4	798.4
	Ave.	5.4	4.5			248.0	4.6	25.2	803.9
8	Max	21.1	18.8	W	W	1003.2	15.6	57.9	808.9
	Min.	0.0	0.0			0.0	-9.5	12.9	800.5
	Ave.	5.6	4.7			308.0	6.7	18.0	804.5
9	Max	18.0	16.2	W	W	1074.6	18.4	37.3	808.6
	Min.	0.0	0.0			0.0	-7.3	12.4	801.1
	Ave.	5.8	4.9			321.4	9.8	22.0	805.4
10	Max	15.7	14.0	W	W	1155.0	19.5	76.9	809.3
	Min.	0.0	0.0			0.0	-3.8	12.5	802.5
	Ave.	6.3	5.4			359.2	9.7	21.1	781.8
11	Max	18.2	16.3	W	W	1146.1	21.5	75.9	808.2
	Min.	0.1	0.0			0.0	-4.6	12.3	648.4
	Ave.	5.8	5.1	211.0	203.6	316.7	11.5	40.1	763.5
12	Max	16.9	15.0	352.5	353.5	1148.0	22.0	99.8	907.4
	Min.	0.0	0.0	2.8	1.6	0.0	0.1	12.2	652.5
2001	Ave.	5.0	4.3	198.0	189.0	271.3	9.7	72.3	762.8
1	Max	15.6	14.0	354.7	359.0	1155.4	18.9	99.8	898.3
	Min.	0.0	0.0	1.5	2.1	0.0	0.6	20.9	652.5

表 3.1 風況観測データ (7)

Site Name : Caripe									
Monitoring Period : 23 Jan., 2000 - 31 Jan., 2001									
Latitude : S 18 ° 00'46"									
Longitude: W 68 ° 50'37"									
Altitude : 3670 m									
		Wind Speed	Wind Speed	Wind	Wind	Solar			Baromatic
Year		(20m)	(10m)	Direction	Direction	radiation	Temperature	Humidity	Pressure
Month		(m/s)	(m/s)	(20m)	(10m)	(W/m2)	()	(%)	(hPa)
2000	Ave.	3.8	3.1			245.0	7.1	71.5	-
2	Max	13.3	11.7	W	W	1243.8	15.5	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	0.2	13.5	-
	Ave.	3.6	3.0			251.7	7.3	65.7	-
3	Max	13.7	11.9	W	NWW	1292.3	16.6	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-1.4	21.1	-
	Ave.	3.3	2.8			262.3	7.0	42.1	-
4	Max	13.3	10.9	W	NWW	1200.0	16.6	95.3	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-5.9	12.7	-
	Ave.	4.3	3.6			242.4	5.5	30.3	-
5	Max	12.6	10.9	NWW	NWW	1039.1	15.8	98.0	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-7.3	12.7	-
	Ave.	5.5	4.6			233.6	3.2	25.0	732.5
6	Max	12.5	10.9	NWW	NWW	954.8	13.0	90.1	784.5
	Min.	0.0	0.0			0.0	-9.3	12.7	648.8
	Ave.	5.5	4.4			253.2	1.8	26.2	780.4
7	Max	17.9	14.8	W	NWW	968.2	13.1	98.8	785.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-12.0	12.9	776.4
	Ave.	5.2	4.3			263.7	4.4	27.2	781.1
8	Max	17.5	14.4	NWW	NWW	1124.9	14.1	88.9	785.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-9.1	12.7	778.1
	Ave.	5.5	4.5			321.4	6.4	20.3	780.9
9	Max	13.8	11.6	NWW	NWW	1192.1	17.0	92.6	785.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-7.2	12.3	778.4
	Ave.	5.0	4.2			0.0	7.2	34.8	781.1
10	Max	13.9	11.4	W	NWW	0.0	16.6	99.9	785.2
	Min.	0.4	0.4			0.0	-6.9	12.2	778.1
	Ave.	5.6	4.8			0.0	8.2	27.4	745.7
11	Max	16.1	12.5	W	NWW	0.0	18.4	92.7	865.5
	Min.	0.4	0.4			0.0	-6.3	12.2	648.4
	Ave.	4.8	4.1			276.2	8.0	51.6	752.3
12	Max	14.6	12.5	W	NWW	1230.2	18.2	99.9	903.7
	Min.	0.0	0.0			0.0	-2.9	12.1	652.5
2001	Ave.	3.2	2.7			0.0	5.6	75.1	768.0
1	Max	12.2	10.4	W	W	1223.5	14.6	99.9	902.0
	Min.	0.0	0.0			0.0	-0.1	32.1	652.8

表 3.1 風況観測データ (8)

Site Name : Chachacomani									
Monitoring Period : 24 Jan., 2000 - 24 Jan., 2001									
Latitude : S 18 ° 21'33"									
Longitude: W 68 ° 56'56"									
Altitude : 4220 m									
		Wind Speed	Wind Speed	Wind	Wind	Solar			Baromatic
Year		(20m)	(10m)	Direction	Direction	radiation	Temperature	Humidity	Pressure
Month		(m/s)	(m/s)	(20m)	(10m)	(W/m2)	()	(%)	(hPa)
2000	Ave.	3.5	3.2			-	7.1	71.1	-
2	Max	13.3	12.3	SE	SE	-	16.0	99.9	-
	Min.	0.4	0.4			-	0.1	15.6	-
	Ave.	2.9	2.7			260.7	7.7	63.9	-
3	Max	13.4	12.4	SE	W	1259.5	16.5	99.9	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-0.1	14.2	-
	Ave.	3.4	3.3			243.4	7.5	42.1	-
4	Max	14.8	13.4	W	W	1091.6	15.8	96.7	-
	Min.	0.1	0.2			0.0	-2.1	13.8	-
	Ave.	4.2	3.9			260.4	6.3	31.2	-
5	Max	17.5	15.9	W	W	946.9	15.8	87.0	-
	Min.	0.0	0.0			0.0	-3.1	14.1	-
	Ave.	5.0	4.6			246.9	3.4	29.1	726.6
6	Max	16.6	14.9	NWW	W	951.7	12.3	75.6	775.1
	Min.	0.1	0.1			0.0	-4.1	15.2	648.8
	Ave.	6.5	6.0			267.1	2.4	29.8	772.2
7	Max	27.1	24.3	NWW	W	1095.6	11.6	96.5	776.4
	Min.	0.1	0.1			0.0	-7.4	16.2	766.9
	Ave.	6.0	5.4			278.2	4.6	29.8	772.6
8	Max	23.2	21.0	NWW	W	1197.0	13.1	77.4	776.4
	Min.	0.1	0.1			0.0	-4.5	14.9	767.9
	Ave.	4.6	4.3			345.0	6.5	22.0	772.6
9	Max	18.3	16.3	W	SWW	1328.9	16.1	79.9	775.4
	Min.	0.0	0.1			0.0	-4.1	13.4	770.0
	Ave.	3.7	3.5			320.3	7.5	32.8	772.7
10	Max	14.1	12.5	SWW	SWW	1279.3	16.3	99.9	775.7
	Min.	0.0	0.0			0.0	-3.9	13.4	769.6
	Ave.	4.7	4.4			383.4	8.1	27.3	767.8
11	Max	18.4	16.7	W	SWW	1293.1	18.4	86.9	775.1
	Min.	0.0	0.1			0.0	-3.3	13.0	648.4
	Ave.	3.5	3.3			300.3	7.9	50.8	743.8
12	Max	13.5	12.3	SWW	SWW	1283.4	17.7	99.9	848.2
	Min.	0.0	0.0			0.0	-1.6	13.1	648.4
2001	Ave.	2.5	2.3			203.4	5.5	77.7	737.9
1	Max	10.9	10.0	SE	SE	1296.3	14.5	99.9	847.5
	Min.	0.0	0.0			0.0	-0.4	29.7	648.4

表 3.1 風況観測データ (10)

Site Name : Sevaruyo									
Monitoring Period : 14 Jan., 2000 - 6 Feb., 2001									
Latitude : S 19 ° 21'58"									
Longitude: W 66 ° 51'45"									
Altitude : 3690 m									
		Wind Speed	Wind Speed	Wind	Wind	Solar			Baromatic
Year		(20m)	(10m)	Direction	Direction	radiation	Temperature	Humidity	Pressure
Month		(m/s)	(m/s)	(20m)	(10m)	(W/m2)	()	(%)	(hPa)
2000	Ave.	3.1	399.2			133.3	-75.9	0.4	-
2	Max	8.2	775.3	NE	NE	142.9	-51.5	1.1	-
	Min.	0.4	4.3			0.0	-86.1	0.0	-
	Ave.	3.1	2.5			-	10.5	59.4	-
3	Max	15.1	12.2	NE	NE	-	21.9	99.9	-
	Min.	0.4	0.4			-	-1.3	12.2	-
	Ave.	3.1	2.6			-	8.4	42.2	-
4	Max	12.5	12.5	NE	NE	-	22.7	98.3	-
	Min.	0.4	0.4			-	-8.7	12.0	-
	Ave.	3.2	2.5			-	4.6	38.2	-
5	Max	11.7	10.1	NE	NE	-	19.1	99.9	-
	Min.	0.1	0.0			-	-11.8	12.1	-
	Ave.	2.9	2.6			219.4	0.9	35.0	761.7
6	Max	10.1	8.8	SW	SW	839.0	14.5	82.3	810.3
	Min.	0.0	0.4			0.0	-15.1	12.7	648.8
	Ave.	3.6	3.1			230.2	0.3	32.3	804.5
7	Max	15.3	13.3	SW	SW	903.5	14.6	89.8	810.3
	Min.	0.0	0.4			0.0	-16.3	12.4	799.4
	Ave.	3.4	3.0			263.6	3.7	31.7	804.5
8	Max	13.8	12.1	NE	NE	1006.8	16.8	99.8	809.9
	Min.	0.0	0.4			0.0	-15.0	12.2	799.4
	Ave.	3.2	2.9			314.4	5.9	27.0	803.5
9	Max	10.3	8.3	NE	NE	1107.3	21.9	99.9	808.2
	Min.	0.0	0.4			0.0	-12.1	11.7	799.8
	Ave.	3.4	3.1			310.9	9.4	33.5	802.9
10	Max	11.4	10.3	NE	NE	1157.9	21.3	99.9	808.2
	Min.	0.0	0.4			0.0	-7.6	11.7	798.4
	Ave.	3.9	3.6			358.9	9.5	23.4	801.1
11	Max	10.8	10.5	NE	NEE	1155.0	24.2	79.6	806.2
	Min.	0.0	0.4			0.0	-10.0	11.4	797.1
	Ave.	3.5	3.3			297.0	10.9	47.8	801.2
12	Max	12.7	11.0	N	N	1228.8	23.5	99.9	807.2
	Min.	0.0	0.4			0.0	-6.1	11.5	797.7
2001	Ave.	2.9	2.7			210.2	9.2	78.1	801.7
1	Max	10.7	9.3	N	N	1200.2	20.0	99.9	805.9
	Min.	0.0	0.4			0.0	2.8	19.7	798.1

表 5.1 社会経済データ、チャラーニャ

Items for Survey on the Selected Candidate Sites (PV, MHP, Wind)	
1. Name of Village / Canton Municipio	Charana (Prefecture: La Paz / Province: Pacajes / Municipality: Charana / Canton: Charana)
2. Location and Access: --km from Road--(earth road)	233 km from La Paz
3. Nos. of HH and Population: per Village / Canton	Population: 1016 Households: 331
4. Rural Economy	
4.1 Major economic activity: agriculture, livestock breeding, others (---)	
4.2 Industrial Factory (wood and mber, wool, others)	wool
4.2.1 Number of Factories	1
4.2.2 Energy Sources (diesel or other)	n.a.
4.2.3 Capacity of generator (kW) and annual electricity consumption (kWh)	n.a.
4.2.4 Future expansion plan	n.a.
5. Economic Infrastructure	
5.1 Access to Major town (---km by paved or earth road)	La Paz 233 km to La Paz, 38km are paved
5.2 Electricity (existing energy sources diesel nicrohydro, or kerossene)	Diesel
5.2.1 OM Organization (Cooperative or Company) and number of staff including	Operator 1Administration 4
5.2.2 OM cost per year	n.a.
5.2.3 Electricity tariff (Bs/kWh or Bs per month) and annual revenue	30 Bs/Mo
5.2.4 Number of served HH	60
5.3 Water supply (piped water or from well /river)	
5.3.1 Organization for water supply system	Canton
5.3.2 Water charge (Bs/month)	5 Bs/Mo
6 Social Infrastructure: for estimating demand for electricity	
6.1 Existing schools (number of students)	Elemental school 350 High school 175 Private School 70
6.2 Existing clinic (scale)	3 rooms
6.3 Village office	2 rooms

表 5.2 時系列の推定電力需要、チャラーニャ

DEMAND (kW)													
Time	HHs(L)	HHs(S)	Cafe (L)	Cafe (S)	Store (L)	Store (S)	Office(L)	Office(S)	Small Business	Community (L)	School(L)	Health Clinic (L)	Total
0	1.0	1.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	3.1
1	0.6	0.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6
2	0.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.8
3	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4
4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3
5	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3
6	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6
7	0.4	0.2	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.9
8	0.5	0.4	0.0	0.0	0.1	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	1.8	0.2	3.8
9	0.5	0.4	0.0	0.0	0.1	0.0	1.6	0.4	0.2	0.1	2.4	0.2	6.2
10	0.5	0.5	0.0	0.0	0.1	0.0	3.0	0.5	0.2	0.1	2.4	0.3	8.0
11	0.5	0.5	0.0	0.0	0.1	0.0	3.0	0.5	0.2	0.1	2.4	0.3	8.0
12	0.7	0.8	0.0	0.0	0.1	0.0	2.0	0.5	0.2	0.1	1.6	0.2	6.6
13	0.7	0.8	0.1	0.1	0.1	0.0	0.6	0.2	0.0	0.1	1.6	0.2	4.7
14	0.7	0.7	0.1	0.1	0.1	0.0	0.6	0.2	0.0	0.1	1.6	0.2	4.5
15	0.9	0.6	0.1	0.0	0.1	0.0	2.0	0.5	0.3	0.1	2.7	0.3	8.0
16	1.5	1.2	0.1	0.0	0.1	0.1	3.0	0.5	0.3	0.1	2.7	0.3	10.3
17	1.8	2.8	0.2	0.2	0.3	0.1	3.0	0.5	0.6	0.1	2.7	0.3	13.2
18	3.8	4.8	0.3	0.4	0.4	0.2	0.1	0.0	0.6	0.3	1.2	0.2	12.8
19	3.6	8.5	0.3	0.4	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.3	0.4	0.2	15.1
20	7.5	15.8	0.3	0.3	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	0.1	26.0
21	7.5	15.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	25.2
22	3.0	8.4	0.3	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	12.8
23	1.5	6.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	8.1
Total kwh/day	38.3	71.1	2.4	2.0	2.6	1.2	19.6	3.6	2.5	1.8	23.7	3.6	181.5

表 5.4 風力エネルギー密度、チャラーニャ

	Jan.	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Charana												
Temperature ()	6.4	7.7	7.3	6.2	4.2	1.2	0.3	3.0	4.6	6.4	6.6	7.4
Barometric Pressue (hPa)	783	782.8	782.8	782.8	782.8	779.1	783.9	784	783.5	783.6	782.3	783.1
Air Density (kg/m ³)	0.98	0.972	0.973	0.977	0.984	0.99	0.999	0.99	0.983	0.977	0.975	0.973
Average Wind Speed (m/s)	3.5	4.1	4.0	3.5	3.6	4.1	4.3	4.3	4.8	4.9	5.7	5.2
Wind Energy Density (W/m ²)	39.8	63.6	59.2	39.8	43.6	64.8	75.5	74.7	103.3	109.2	171.5	130.0

*Barometric pressures from February to May are the average of the other months

表 5.5 乱れ強度、チャラーニャ

	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
Charana	0.22	0.24	0.25	0.29	0.26	0.28	0.23	0.23	0.23	0.18	0.14	0.15	0.14	0.18	0.21	0.21

表 5.6 チャラーニャ風力発電事業の建設費

Unit : US\$.		
Item	Cost	Note
1. Installation Works	200,906	
1.1 Installation Work	90,424	
1.2 Installation Materials	110,481	
2. Wind generator, PV system, etc.	511,625	
2.1 Wind generator	275,053	80kW
2.2 PV system	142,413	16kWp
2.3 Inverter	43,761	60kVA
2.4 Converter	5,294	20kVA
2.5 Battery	31,648	44kAh
2.6 Control house	13,456	
3. Distribution Line	43,019	
4. Transportation	125,068	
5. Direct Cost Total	880,618	1.+2.+3.+4.
6. Administration and Engineering Servi	77,494	8.80%
Total Construction Cost	958,112	5. + 6.

表 6.1 社会経済データ、カリペ

Items for Survey on the Selected Candidate Sites (PV, MHP, Wind)	
1. Name of Village / Canton Municipio	
Caripe	(Prefecture: Oruro / Province: Sajama / Municipality: C.de Carangas / Canton: Caripe)
2. Location and Access: --km from Road--(earth road)	272 km from Oruro
3. Nos. of HH and Population: per Village / Canton	
Population:	206
Household:	93
4. Rural Economy	
4.1 Major economic activity: agriculture, livestock breeding, others (---)	Agriculture (kinua) Livestock
4.2 Industrial Factory (wood and mber, wool, others)	Non
4.2.1 Number of Factories	0
4.2.2 Energy Sources (diesel or other)	0
4.2.3 Capacity of generator (kW) and annual electricity consumption (kWh)	n.a.
4.2.4 Future expansion plan	n.a.
5. Economic Infrastructure	
5.1 Access to Major town (---km by paved or earth road)	Oruro 272 km to La Paz, 257km paved
5.2 Electricity (existing energy sources diesel microhydro, or kerosene)	kerosene
5.2.1 OM Organization (Cooperative or Company) and number of staff including	n.a.
5.2.2 OM cost per year	n.a.
5.2.3 Electricity tariff (Bs/kWh or Bs per month) and annual revenue	n.a.
5.2.4 Number of served HH	n.a.
5.3 Water supply (piped water or from well /river)	piped water (NGO Germany)
5.3.1 Organization for water supply system	Canton
5.3.2 Water charge (Bs/month)	0
6 Social Infrastructure: for estimating demand for electricity	
6.1 Existing schools (number of students)	1 elemental school 35 students
6.2 Existing clinic (scale)	1
6.3 Village office	1

表 6.2 時系列の推定電力需要、カリベ

DEMAND(kW)									
Time	HHs(L)	HHs(S)	Cafe (S)	Store (S)	Community (S)	School(S)	Health Clinic (S)	Total	
0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	
1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	
7	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	
8	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	
9	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.6	
10	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.7	
11	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.7	
12	0.1	0.5	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	1.0	
13	0.2	0.6	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	1.2	
14	0.2	0.6	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	1.1	
15	0.1	0.5	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	1.0	
16	0.2	0.5	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	1.1	
17	0.2	0.7	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	1.5	
18	0.2	0.8	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	1.7	
19	0.3	1.5	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	2.6	
20	0.8	3.5	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	4.9	
21	0.8	3.5	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	4.6	
22	0.4	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	
23	0.2	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	
Total (kWh/day)	4.0	16.7	1.1	1.1	0.4	1.3	1.3	27.3	

表 6.4 風力エネルギー密度、カリベ

Caripe	Jan.	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Temperature()	5.0	7.1	7.3	7.0	5.5	3.2	1.8	4.4	6.4	7.2	8.2	8.0
Barometric Pressue(hPa)	768	765.3	765.3	765.3	765.3	732.5	780.4	781.1	780.9	781.1	745.7	752.3
Air Density(kg/m ³)	0.96	0.952	0.951	0.952	0.957	0.924	0.989	0.981	0.974	0.971	0.924	0.933
Average Wind Speed (m/s)	3.2	3.8	3.6	3.3	4.3	5.5	5.5	5.2	5.5	5.0	5.6	4.8
Wind Energy Density (W/m ²)	30.0	49.6	42.2	32.5	72.3	146.0	156.4	131.0	153.9	115.3	154.1	98.0

* Barometric pressures from February to May are the average of the other months

表 6.5 乱れ強度、カリベ

	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
Caripe	0.23	0.21	0.23	0.25	0.29	0.28	0.26	0.29	0.28	0.29	0.26	0.19	0.14	0.14	0.21	0.25

表 6.6 カリペ風力発電事業の建設費

Unit : US\$.		
Item	Cost	Note
1. Installation Works	29,299	
1.1 Installation Work	13,187	
1.2 Installation Materials	16,112	
2. Wind generator, PV system, etc.	95,030	
2.1 Wind generator	34,382	10kW
2.2 PV system	35,603	4kWp
2.3 Inverter	5,835	8kVA
2.4 Battery	5,754	8kAh
2.5 Control house	13,456	
3. Distribution Line	13,235	
4. Transportation	20,100	
5. Direct Cost Total	157,664	1.+2.+3.+4.
6. Administration and Engineering Servi	13,874	8.80%
Total Construction Cost	171,538	5. + 6.

表 7.1 社会経済データ、チャチャコマニ

Items for Survey on the Selected Candidate Sites (PV, MHP, Wind)	
1. Name of Village / Canton	Municipio
	Chachacomani (Prefecture: Oruro / Province: Sajama / Municipality: Turco/ Canton: Chachacomani)
2. Location and Access: --km from Road--(earth road)	350 km from Oruro
3. Nos. of HH and Population: per Village / Canton	Population: 470 Households: 232
4. Rural Economy	
4.1 Major economic activity: agriculture, livestock breeding, others (---)	Agriculture (kinua) Livestock
4.2 Industrial Factory (wood and mber, wool, others)	0
4.2.1 Number of Factories	0
4.2.2 Energy Sources (diesel or other)	n.a.
4.2.3 Capacity of generator (kW) and annual electricity consumption (kWh)	n.a.
4.2.4 Future expansion plan	No
5. Economic Infrastructure	
5.1 Access to Major town (---km by paved or earth road)	La Paz 350 km to La Paz, 335km paved
5.2 Electricity (existing energy sources diesel microhydro, or kerosene)	kerosene
5.2.1 OM Organization (Cooperative or Company) and number of staff including	n.a.
5.2.2 OM cost per year	n.a.
5.2.3 Electricity tariff (Bs/kWh or Bs per month) and annual revenue	n.a.
5.2.4 Number of served HH	n.a.
5.3 Water supply (piped water or from well /river)	piped water 40 families
5.3.1 Organization for water supply system	Canton
5.3.2 Water charge (Bs/month)	12 Bs/Mo
6 Social Infrastructure: for estimating demand for electricity	
6.1 Existing schools (number of students)	1 elemental school 75 student
6.2 Existing clinic (scale)	1 small
6.3 Village office	1

表 7.2 時系列の推定電力需要、チャチャコマニ

DEMAND									
Time	HHs(L)	HHs(S)	Cafe (S)	Store (S)	Community (L)	School(L)	Health Clinic (L)	Demand	
0	0.2	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	
1	0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	
2	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	
3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
4	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
5	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	
6	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	
7	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	
8	0.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.9	
9	0.3	0.5	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	1.1	
10	0.3	0.5	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	1.2	
11	0.3	0.5	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	1.2	
12	0.4	0.8	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	1.6	
13	0.6	0.8	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	1.8	
14	0.6	0.7	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	1.7	
15	0.3	0.6	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	1.4	
16	0.3	0.6	0.2	0.2	0.0	0.1	0.1	1.4	
17	0.6	1.1	0.2	0.2	0.0	0.2	0.1	2.3	
18	0.8	2.0	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	3.5	
19	1.4	3.5	0.2	0.1	0.1	0.2	0.1	5.5	
20	2.4	6.8	0.2	0.1	0.1	0.2	0.0	9.7	
21	2.4	6.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	
22	1.6	4.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	
23	0.8	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	
	14.0	35.5	2.0	1.4	0.3	1.5	1.3	56.0	

表 7.4 風力エネルギー密度、チャチャコマニ

Chachacomani	Jan.	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Temperature()	5.5	7.1	7.7	7.5	6.3	3.4	2.4	4.6	6.5	7.5	8.1	7.9
Barometric Pressue(hPa)	738	758.3	758.3	758.3	758.3	726.6	772.2	772.6	772.6	772.7	767.8	743.8
Air Density(kg/m ³)	0.92	0.943	0.941	0.942	0.946	0.916	0.977	0.97	0.963	0.96	0.952	0.922
Average Wind Speed (m/s)	2.5	3.5	2.9	3.4	4.2	5.0	6.5	6.0	4.6	3.7	4.7	3.5
Wind Energy Density (W/m ²)	13.7	38.41	21.8	35.16	66.57	108.7	254.8	199	89.04	46.18	93.85	37.57

* Barometric pressures from February to May are the average of the other months

表 7.5 乱れ強度、チャチャコマニ

	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
Chachacomani	0.22	0.25	0.28	0.28	0.3	0.32	0.32	0.29	0.28	0.25	0.22	0.2	0.2	0.19	0.25	0.23

表 7.6 チャチャコマニ風力発電事業の建設費

Unit : US\$.		
Item	Cost	Note
1. Installation Works	41,855	
1.1 Installation Work	18,838	
1.2 Installation Materials	23,017	
2. Wind generator, PV system, etc.	217,954	
2.1 Wind generator	68,763	20kW
2.2 MHP	120,000	3kW
2.3 Inverter	10,211	14kVA
2.4 Converter	2,647	10kVA
2.4 Battery	2,877	4kAh
2.5 Control house	13,456	
3. Distribution Line	17,982	
4. Transportation	22,334	
5. Direct Cost Total	300,125	1.+2.+3.+4.
6. Administration and Engineering Servi	26,411	8.80%
Total Construction Cost	326,536	5. + 6.

表 8.1 ラパス県チャラーニャ風力発電事業の経済的內部収益率算定

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Benefit																				
Investment																				
Diesel Generator	48,750										48,750									
Automatic Transfer Switch	1,910										1,910									
Protection Box	917										917									
Building	1,500										1,500									
Secondary Distribution Line	92,946																			
OM Cost																				
OM Cost of the Diesel Generator, e	1,289	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579	2,579
OM Cost of the Distribution Lines	1,162	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324	2,324
Fuel cost	13,048	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096	26,096
Total Benefit	161,522	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	84,076	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999	30,999
Cost																				
Investment																				
Wind Turbine	216,000																			
PV System	112,000																			
MHP	0																			
Inverter	32,000										32,000									
Converter	3,600										3,600									
Battery	22,000						22,000						22,000							
Control House	10,000																			
Installation Materials	66,207																			
Installation Work	57,931																			
Transportation	92,946																			
Secondary Distribution Lines	29,904																			
Administration Cost	56,548																			
OM Cost																				
Wind PV Hybrid System	3,636	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272	7,272
Secondary Distribution lines	374	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748
Total Cost	703,146	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	30,020	8,020	8,020	8,020	43,620	8,020	30,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020	8,020
Balance	-541,623	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	979	22,979	22,979	22,979	40,456	22,979	979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979	22,979

EIRR	-2.6%
-------------	-------

表 8.2 オルロ県カリベ風力発電事業の経済的内部収益率算定

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Benefit																				
Investment																				
Diesel Generator	7,500										7,500									
Automatic Transfer Switch	1,910										1,910									
Protection Box	917										917									
Building	1,500										1,500									
Secondary Distribution Line	9,200																			
OM Cost																				
OM Cost of the Diesel Generator, e	258	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516
OM Cost of the Distribution Lines	115	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Fuel cost	3,273	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546	6,546
Total Benefit	24,673	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	19,119	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292	7,292
Cost																				
Investment																				
Wind Turbine	27,000																			
PV System	28,000																			
MHP	0																			
Inverter	4,000										4,000									
Converter	0																			
Battery	4,000						4,000						4,000							
Control House	10,000																			
Installation Materials	9,655																			
Installation Work	8,448																			
Transportation	14,938																			
Secondary Distribution Line	9,200																			
Administration Cost	10,141																			
OM Cost																				
Wind PV Hybrid System	590	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180	1,180
Secondary Distribution lines	115	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Total Cost	126,087	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	5,410	1,410	1,410	1,410	5,410	1,410	5,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410
Balance	-101,414	5,882	5,882	5,882	5,882	5,882	1,882	5,882	5,882	5,882	13,709	5,882	1,882	5,882	5,882	5,882	5,882	5,882	5,882	5,882

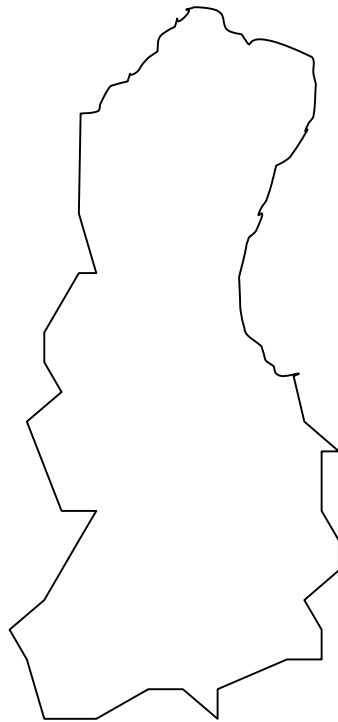
EIRR	1.0%
-------------	------

表 8.3 オルロ県チャチャコマニ風力発電事業の経済的內部収益率算定

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Benefit																				
Investment																				
Diesel Generator	15,000										15,000									
Automatic Transfer Switch	1,910										1,910									
Protection Box	917										917									
Building	1,500										1,500									
Secondary Distribution Line	12,500																			
OM Cost																				
OM Cost of the Diesel Generator, e	446	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891
OM Cost of the Distribution Lines	156	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
Fuel cost	6,222	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444	12,444
Total Benefit	38,651	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	32,975	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648	13,648
Cost																				
Investment																				
Wind Turbine	54,000																			
PV System	0																			
MHP	102,749																			
Inverter	7,000										7,000									
Converter	1,800										1,800									
Battery	2,000						2,000						2,000							
Control House	10,000																			
Installation Materials	13,793																			
Installation Work	12,069																			
Transportation	16,598																			
Secondary Distribution Lines	12,500																			
Administration Cost	20,461																			
OM Cost																				
Wind PV Hybrid System	1,655	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311	3,311
Secondary Distribution lines	156	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
Total Cost	254,781	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	5,623	3,623	3,623	3,623	12,423	3,623	5,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623	3,623
Balance	-216,130	10,024	10,024	10,024	10,024	10,024	8,024	10,024	10,024	10,024	20,551	10,024	8,024	10,024	10,024	10,024	10,024	10,024	10,024	10,024

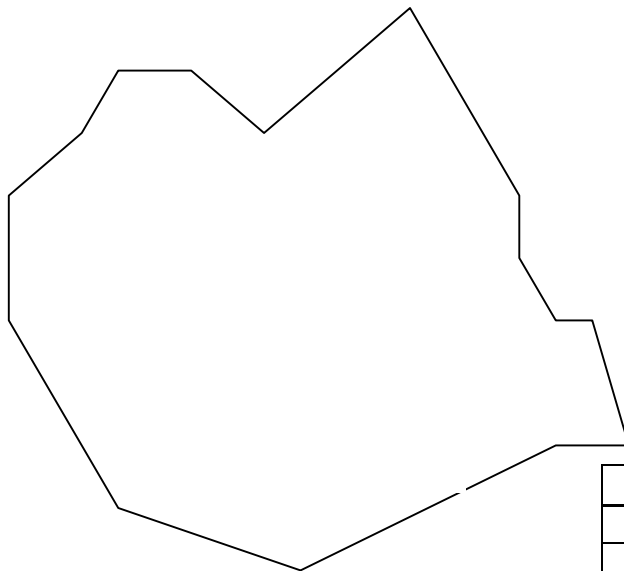
EIRR -0.9%

付図



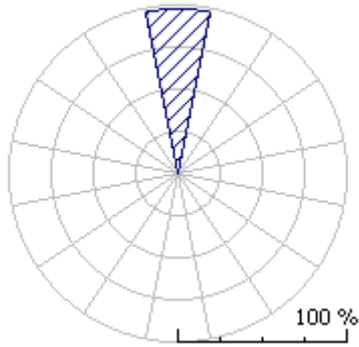
ID. No.	Site Name
1	Achiri
2	Charana
3	Ramon Gonzales
4	Isla Taquiri
5	SanTiago de Llallagua

図 3.1 ラパス県風力モニタリング位置図

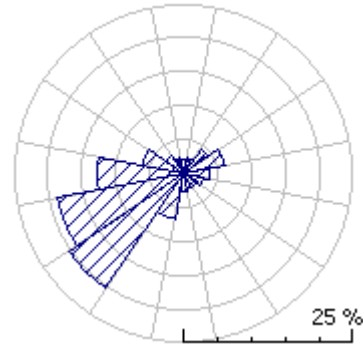


ID. No.	Site Name
6	Comjo / Coipasa
7	Caripe
8	Chachacomani
9	Salinas de Garci Mendoza
10	Sevaruyo

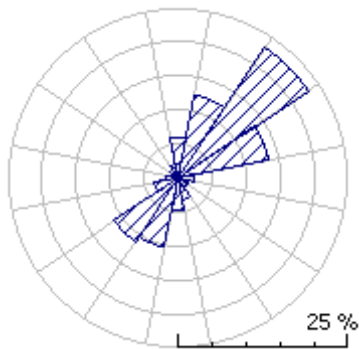
図 3.2 オルロ県風力モニタリング位置図



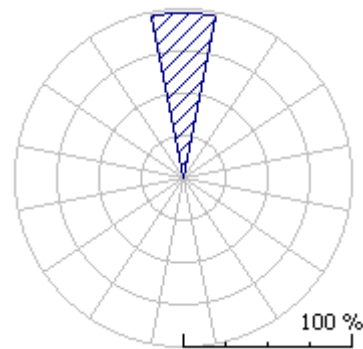
01 Achiri



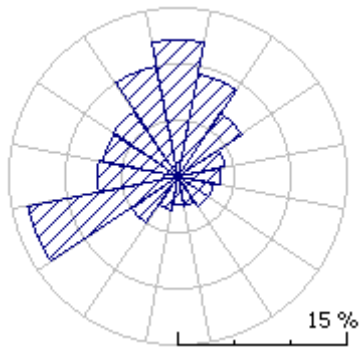
02 Charana



03 Ramon Gonzales

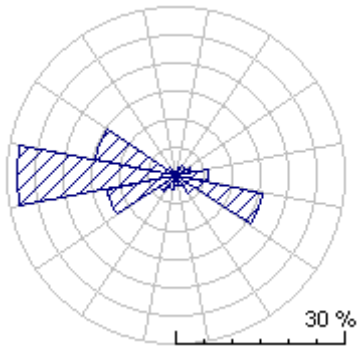


04 Isla Taquiri

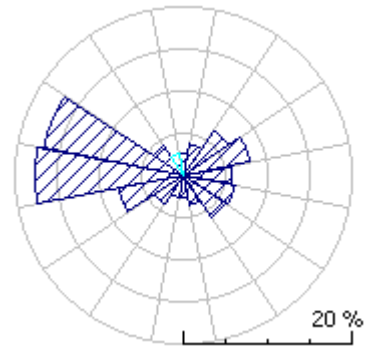


05 Santiago de Llallagua

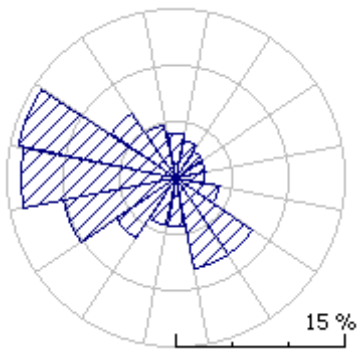
図 3.3
風向別出現頻度(20m), ラパス県
2000年2月 ~ 2001年1月



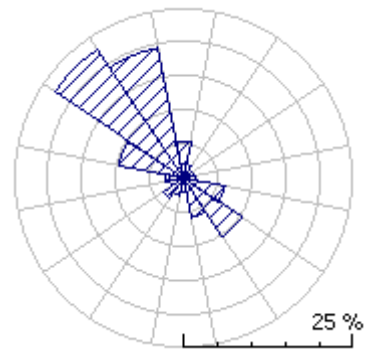
06 Between Comjo and Coipasa



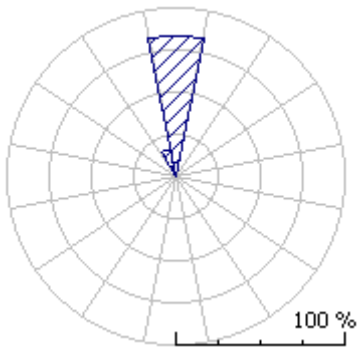
07 Caripe



08 Chachacomani

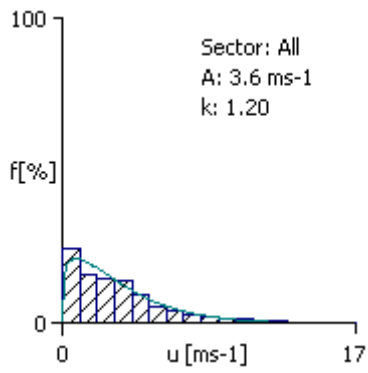


09 Salinas

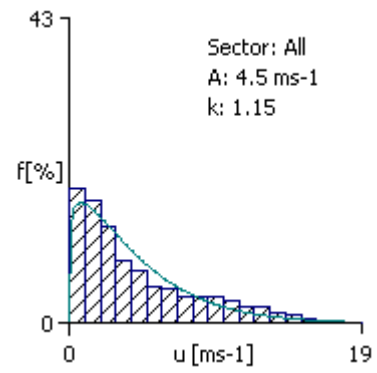


10 Sevaruyo

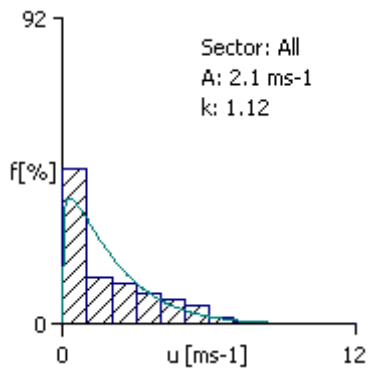
図 3.4
風向別出現頻度(20m), オルコ県
2000年2月 ~ 2001年1月



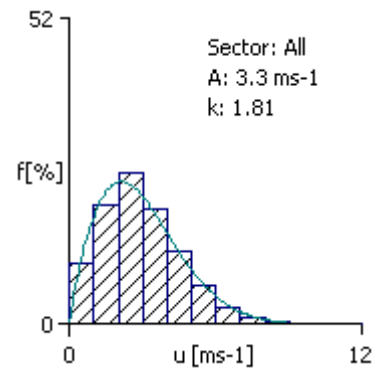
01 Achiri



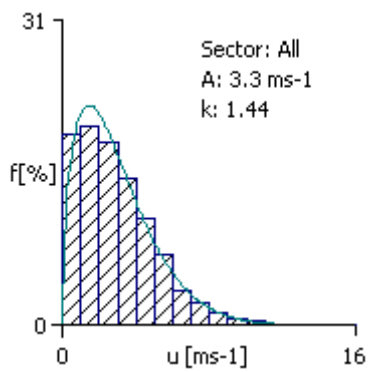
02 Charana



03 Ramon Gonzales

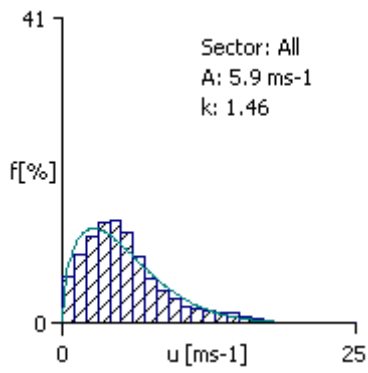


04 Isla Taquiri

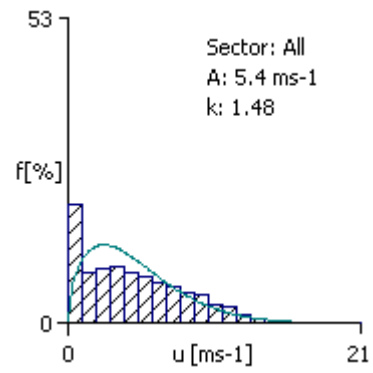


05 Santiago de Llallagua

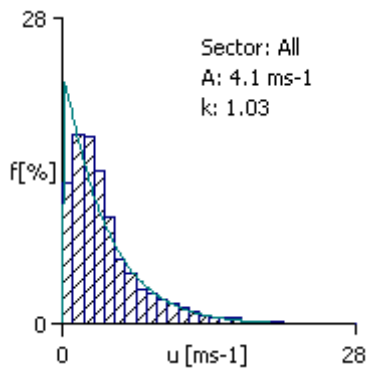
図 3.5
風速別出現頻度(20m), ラパス県
2000年2月 ~ 2001年1月



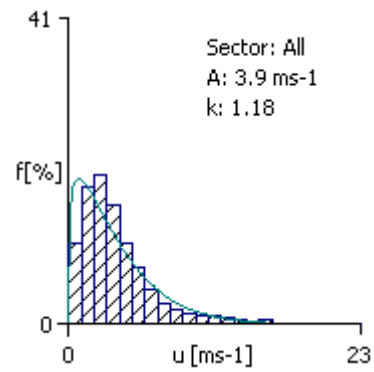
06 Between Comjo and Coipasa



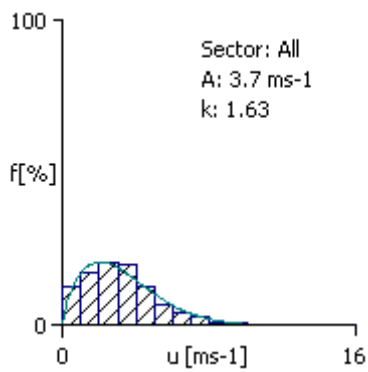
07 Caripe



08 Chachacomani

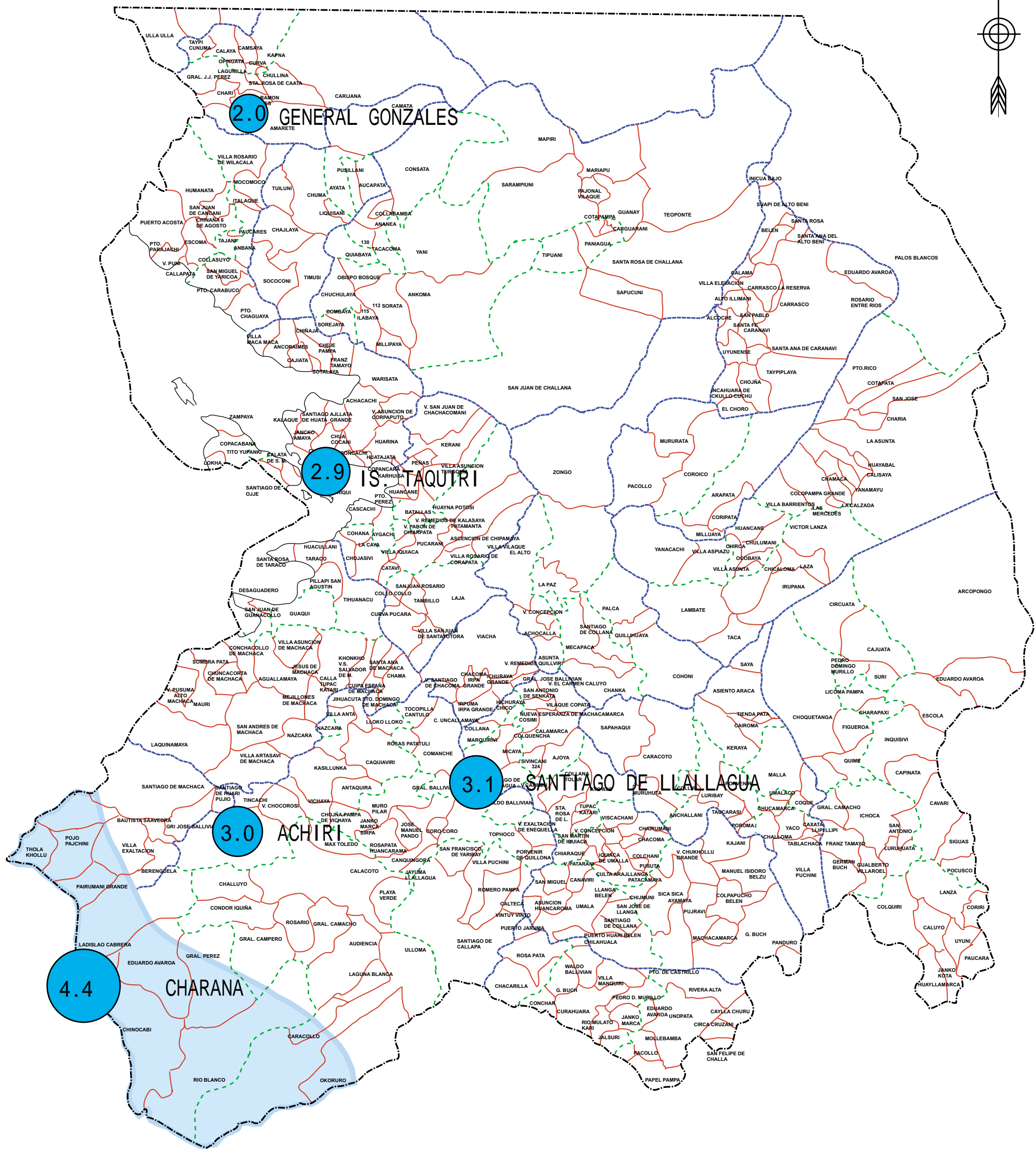
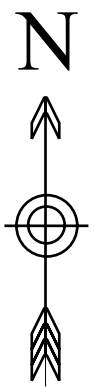


09 Salinas



10 Sevaruyo

図 3.6
風速別出現頻度(20m), オルコ県
2000年2月 ~ 2001年1月



LEGEND

4.5 Annual Average Wind Speed (m/s)
20 meters above ground level

> 4.0 m/s (High Potential Area)

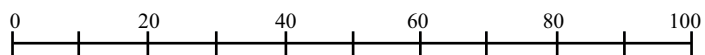
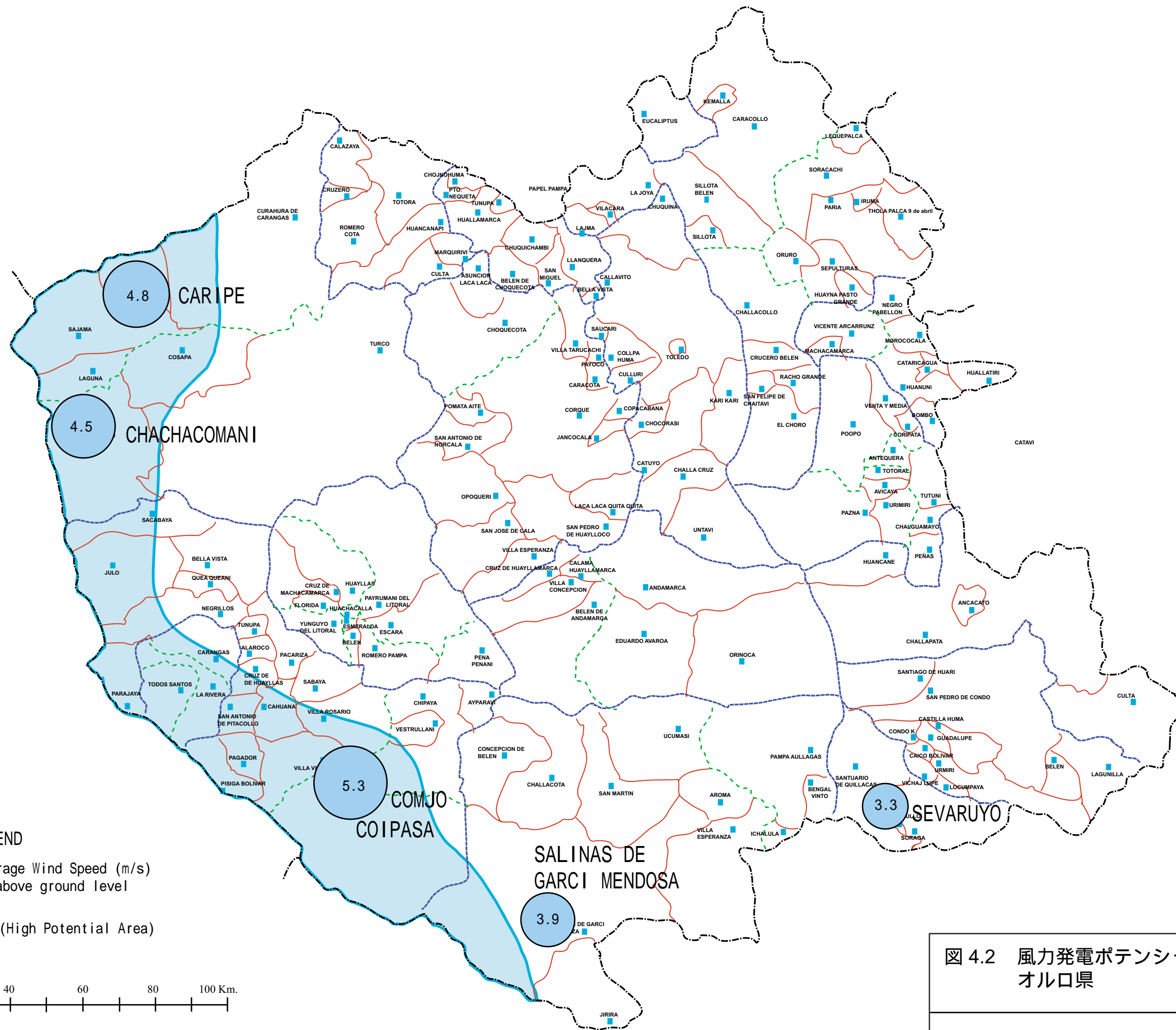
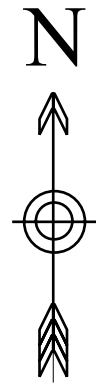


図 4.1 風力発電ポテンシャル地図
ラパス県



LEGEND

4.5 Annual Average Wind Speed (m/s)
20 meters above ground level

> 4.0 m/s (High Potential Area)

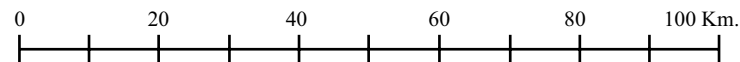
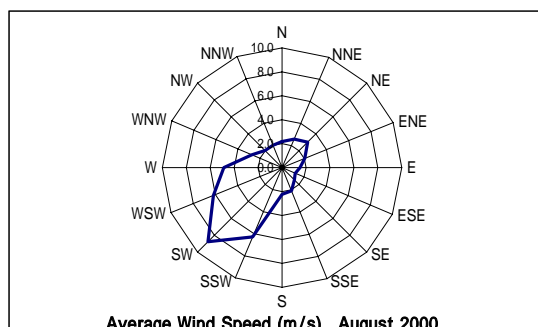
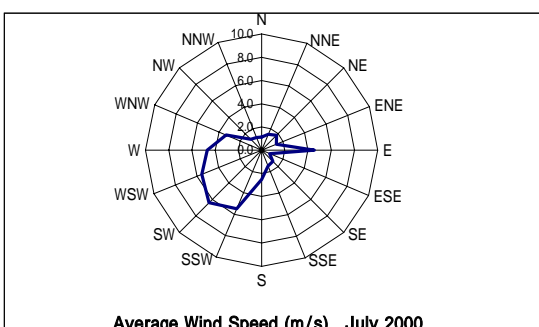
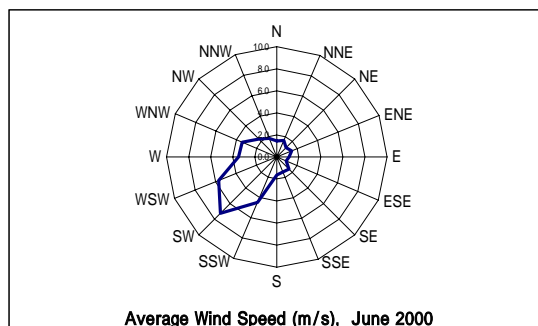
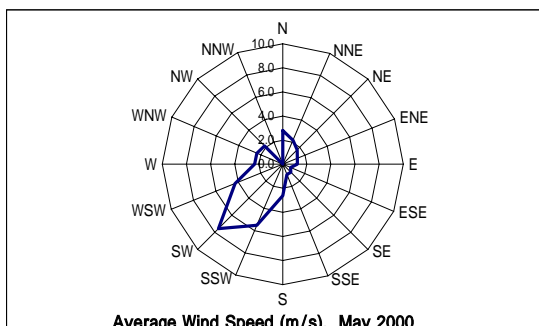
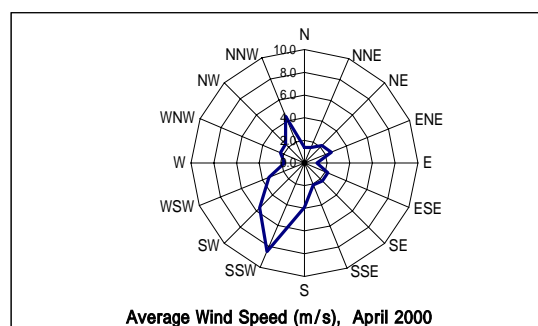
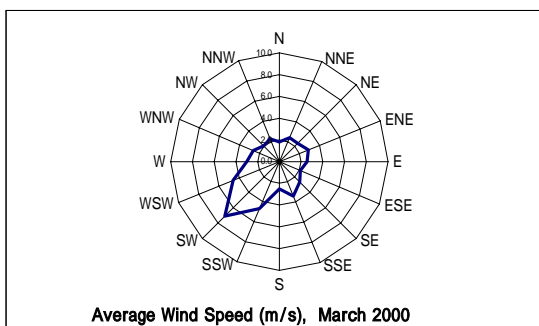
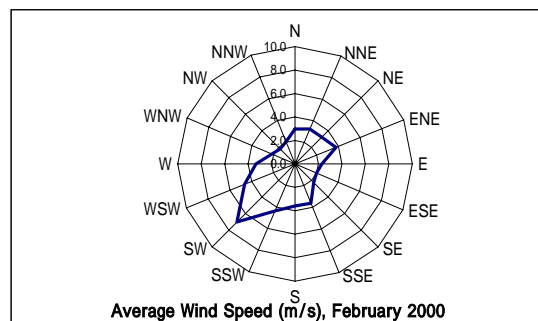
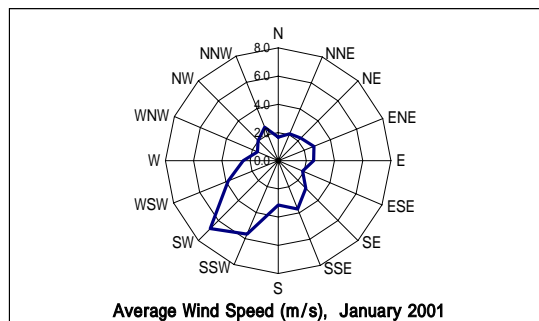


図 4.2 風力発電ポテンシャル地図
オルロ県

図 5.1 各月毎の風向別平均風速(m/s) 、ラパス県チャラーニヤ



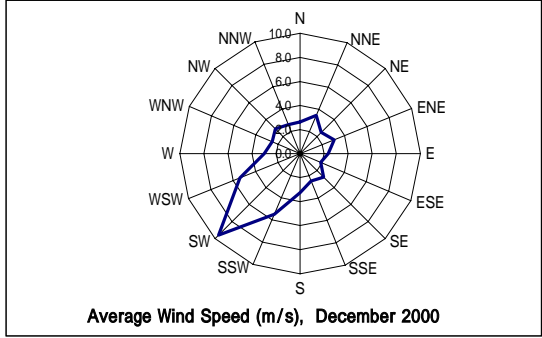
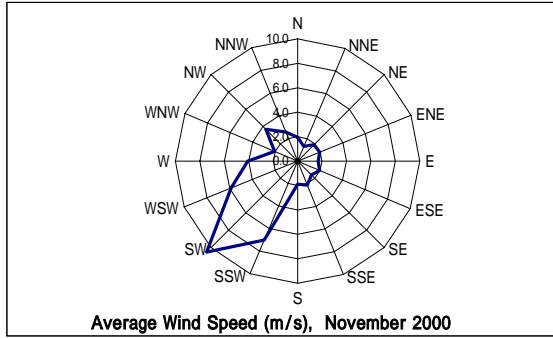
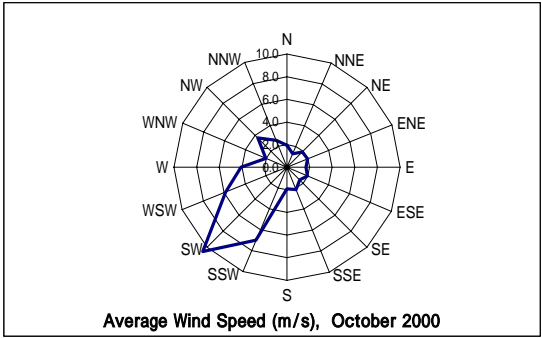
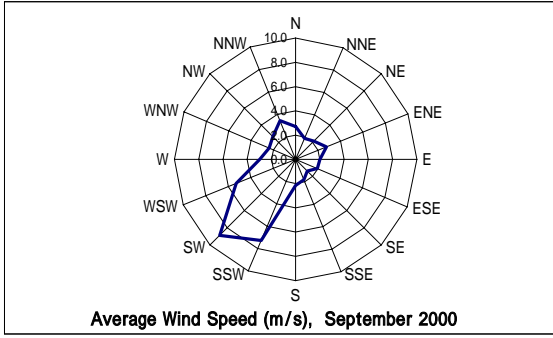
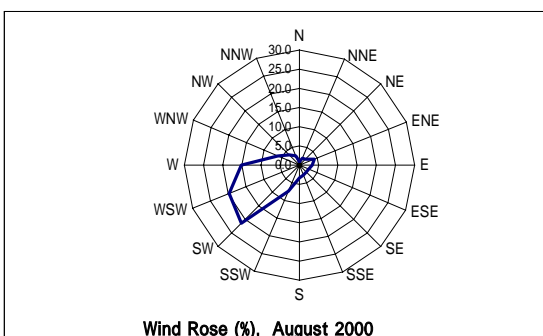
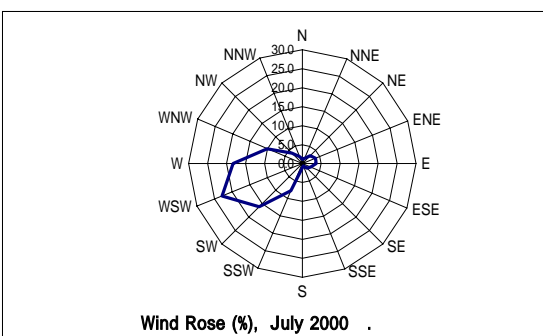
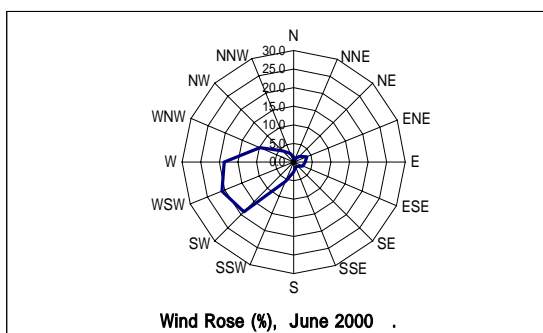
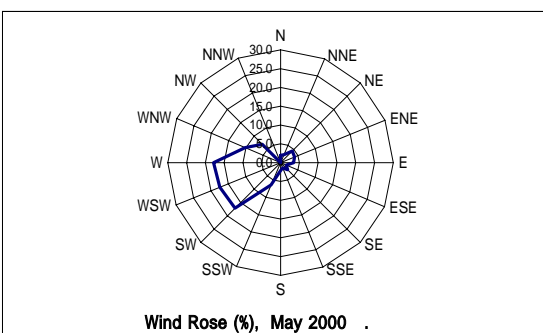
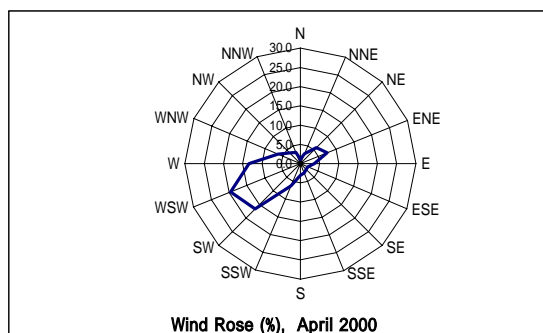
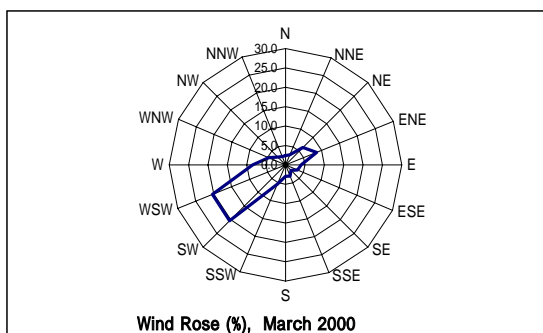
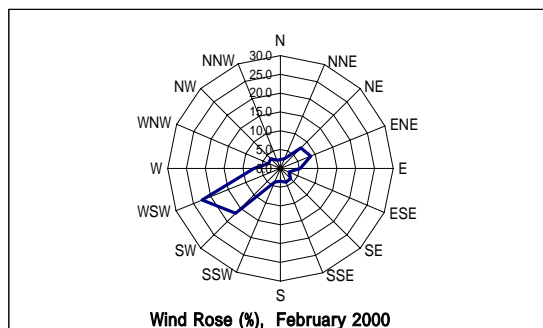
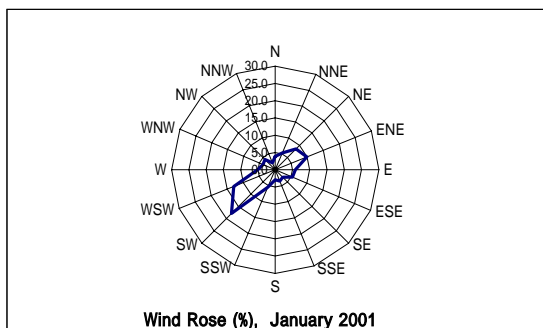


図 5.2 風向別出現頻度、ラパス県チャラーニャ



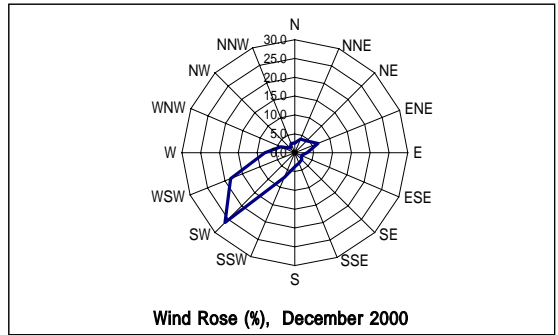
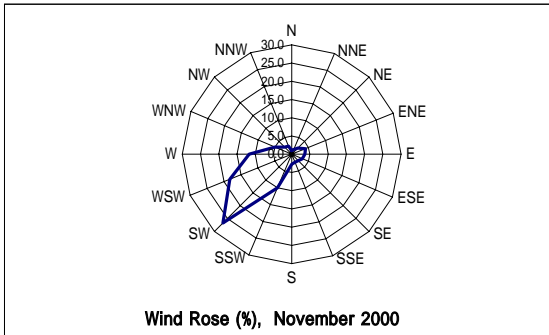
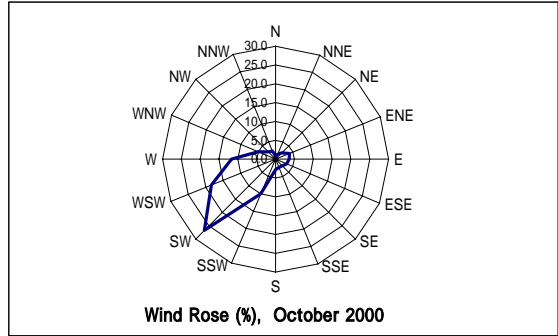
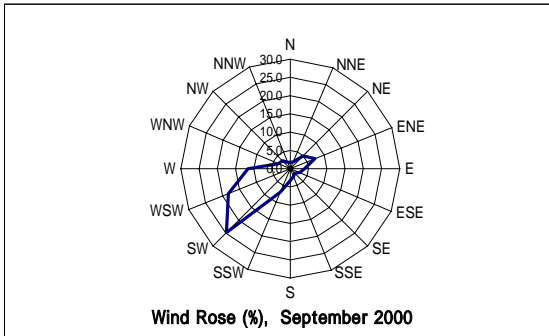
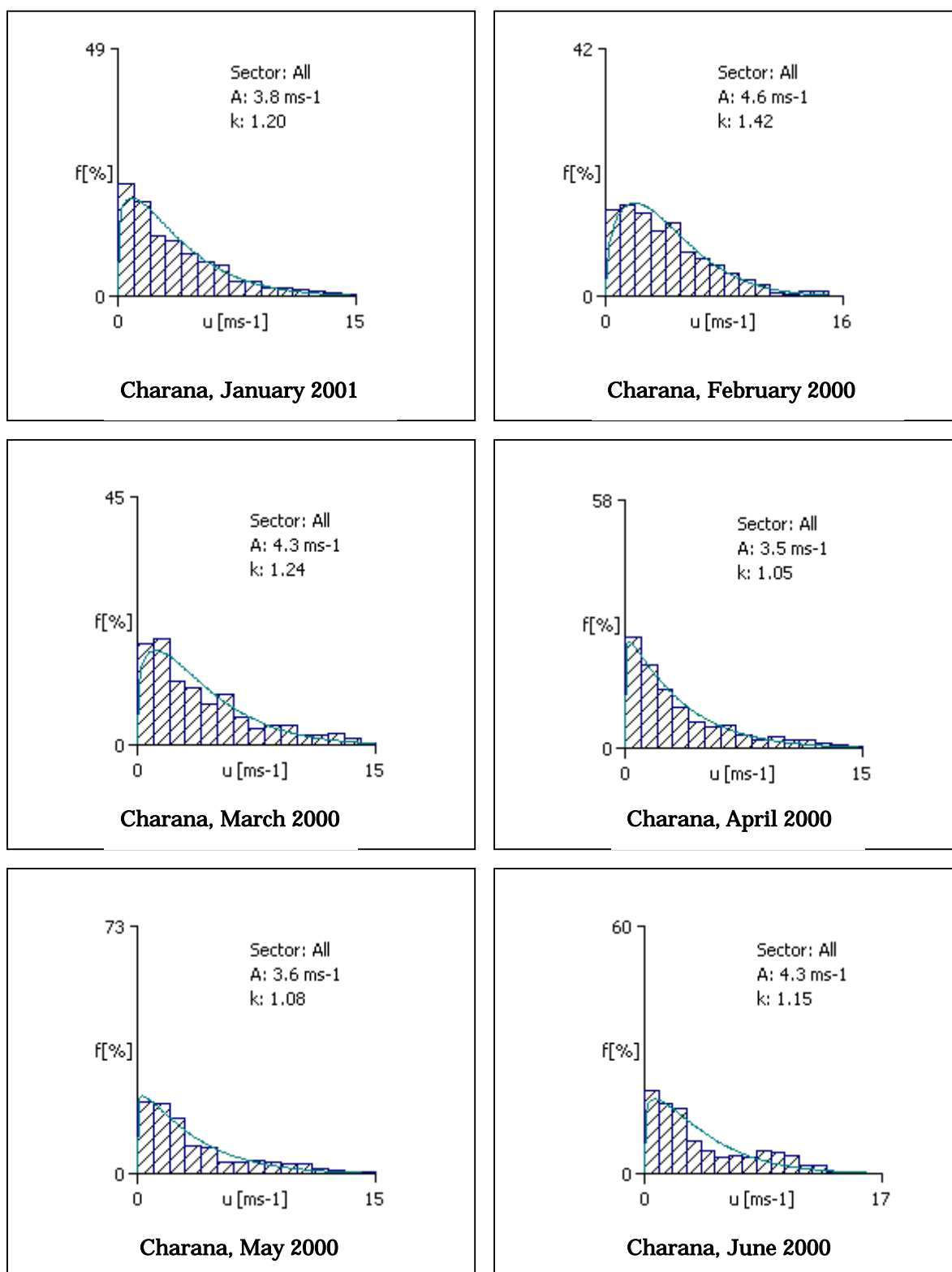
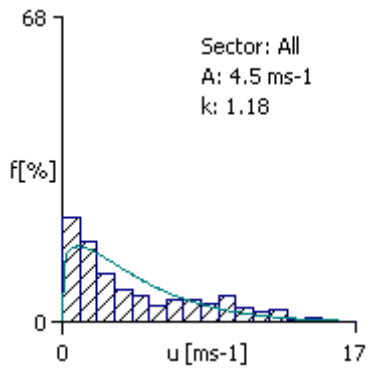
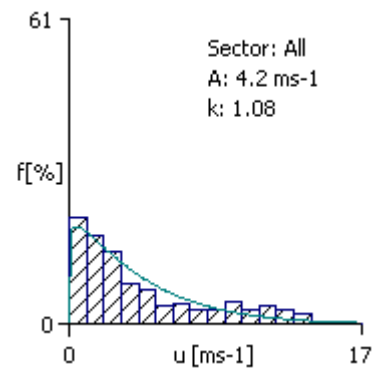


図 5.3 ワイブル確率密度分布、ラバス県チャラーニャ

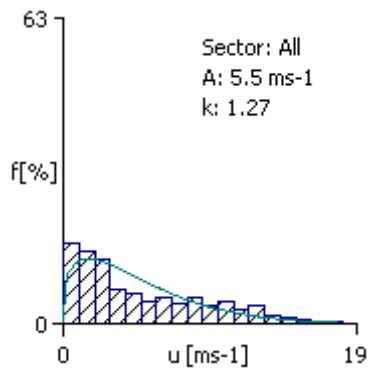




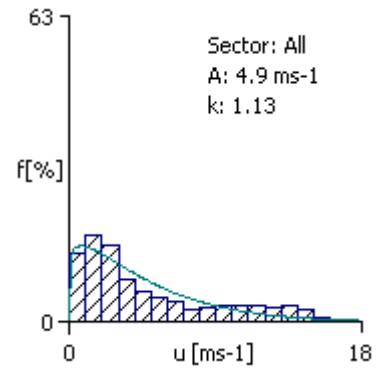
Charana, July 2000



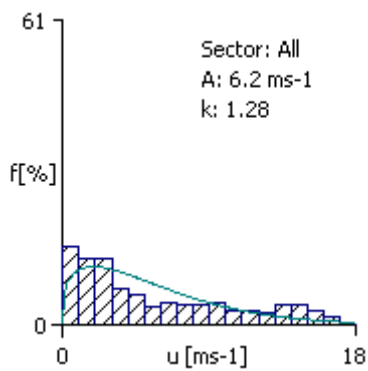
Charana, August 2000



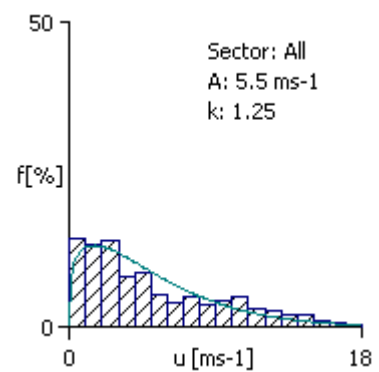
Charana, September 2000



Charana, October 2000



Charana, November 2000



Charana, December 2000

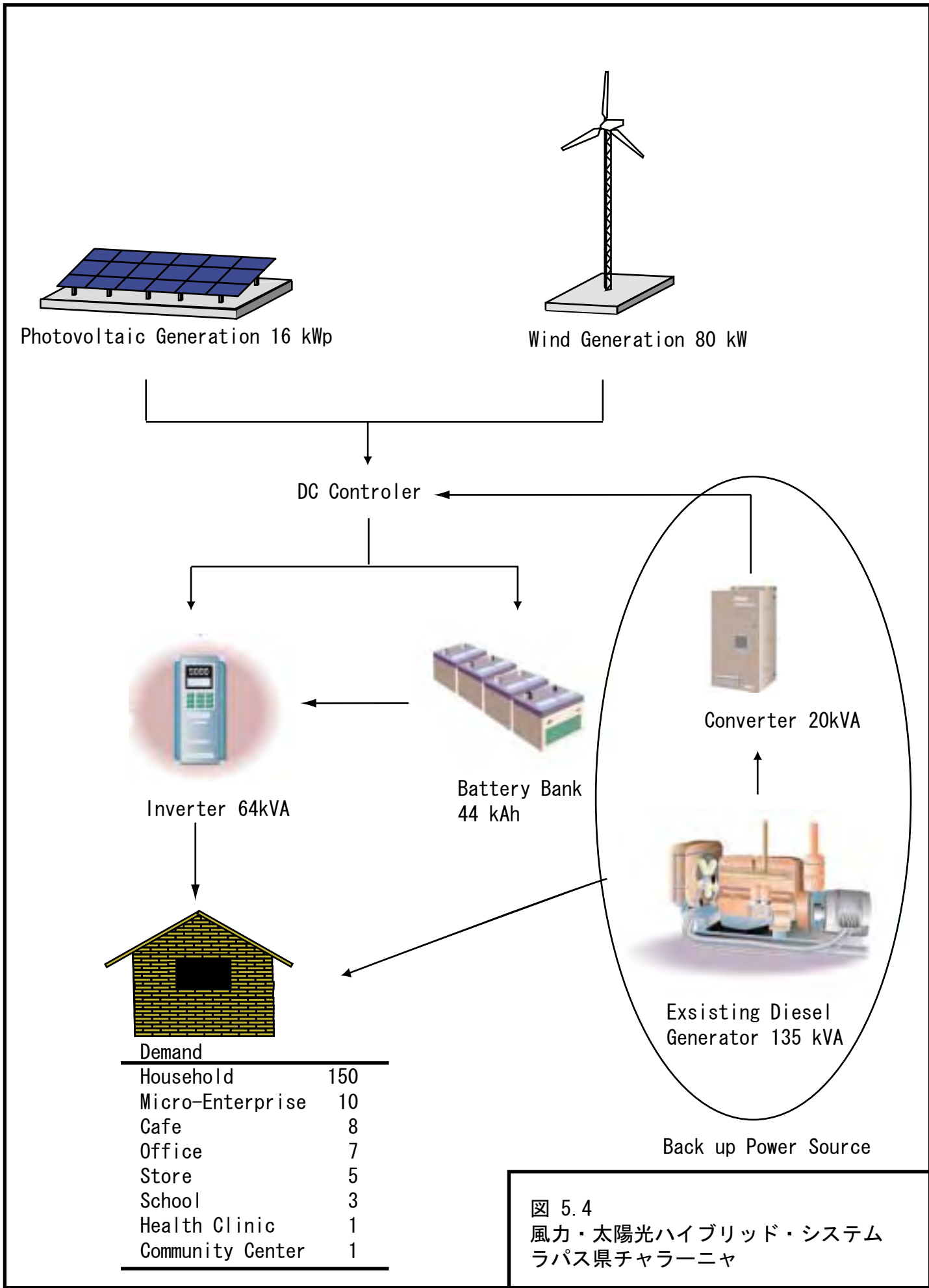


図 5.4
 風力・太陽光ハイブリッド・システム
 ラパス県チャラーニャ

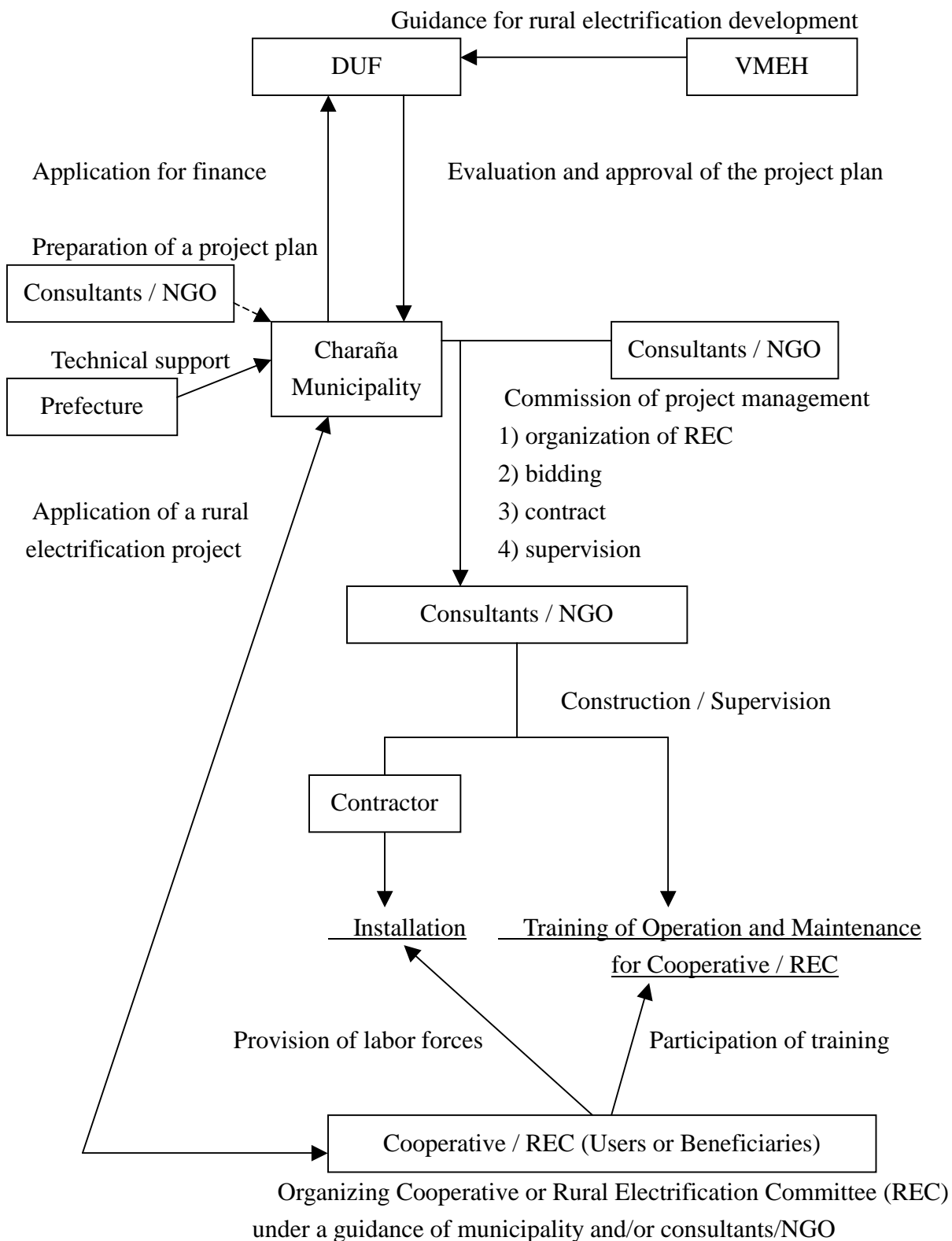
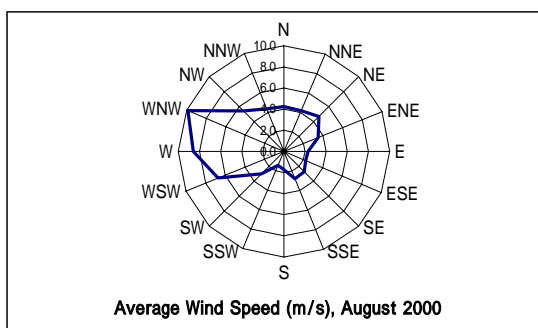
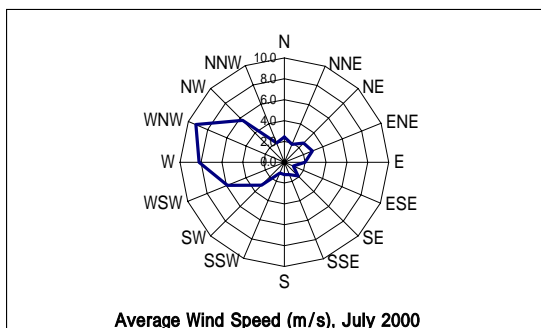
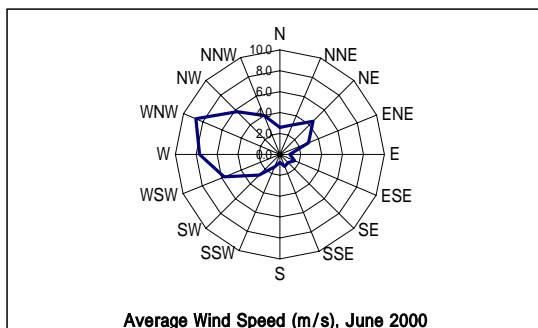
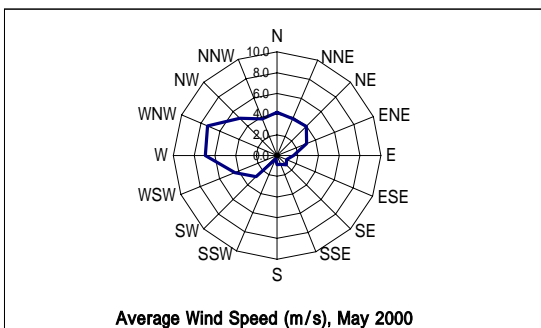
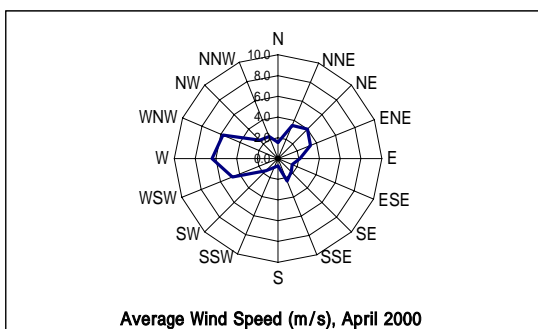
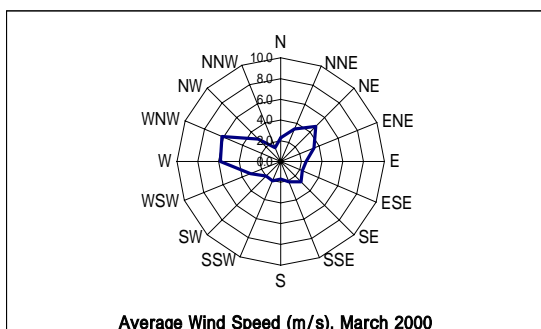
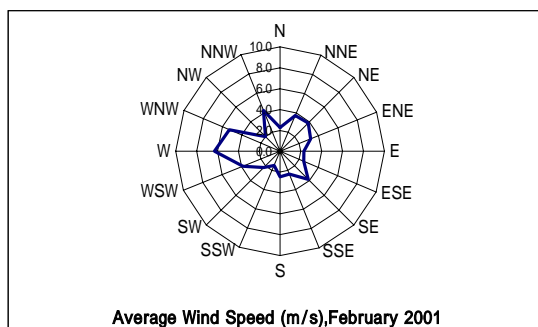
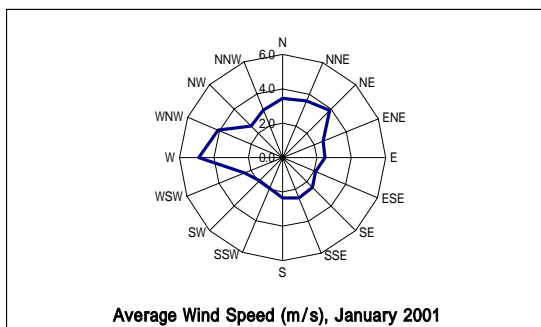
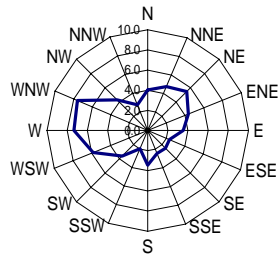


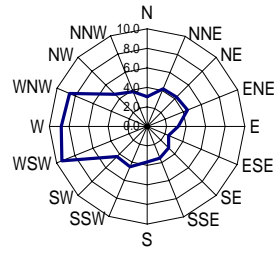
図 5.7 チャラーニャ風力発電事業に関する事業実施構造

図 6.1 各月毎の風向別平均風速(m/s)、オルロ県カリペ

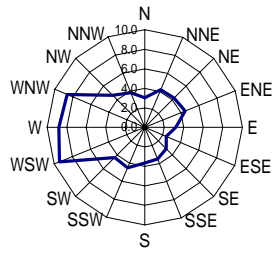




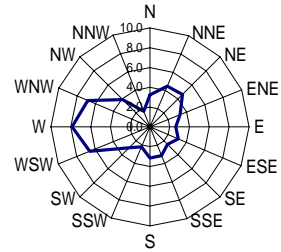
Average Wind Speed (m/s) September 2000



Average Wind Speed (m/s) October 2000

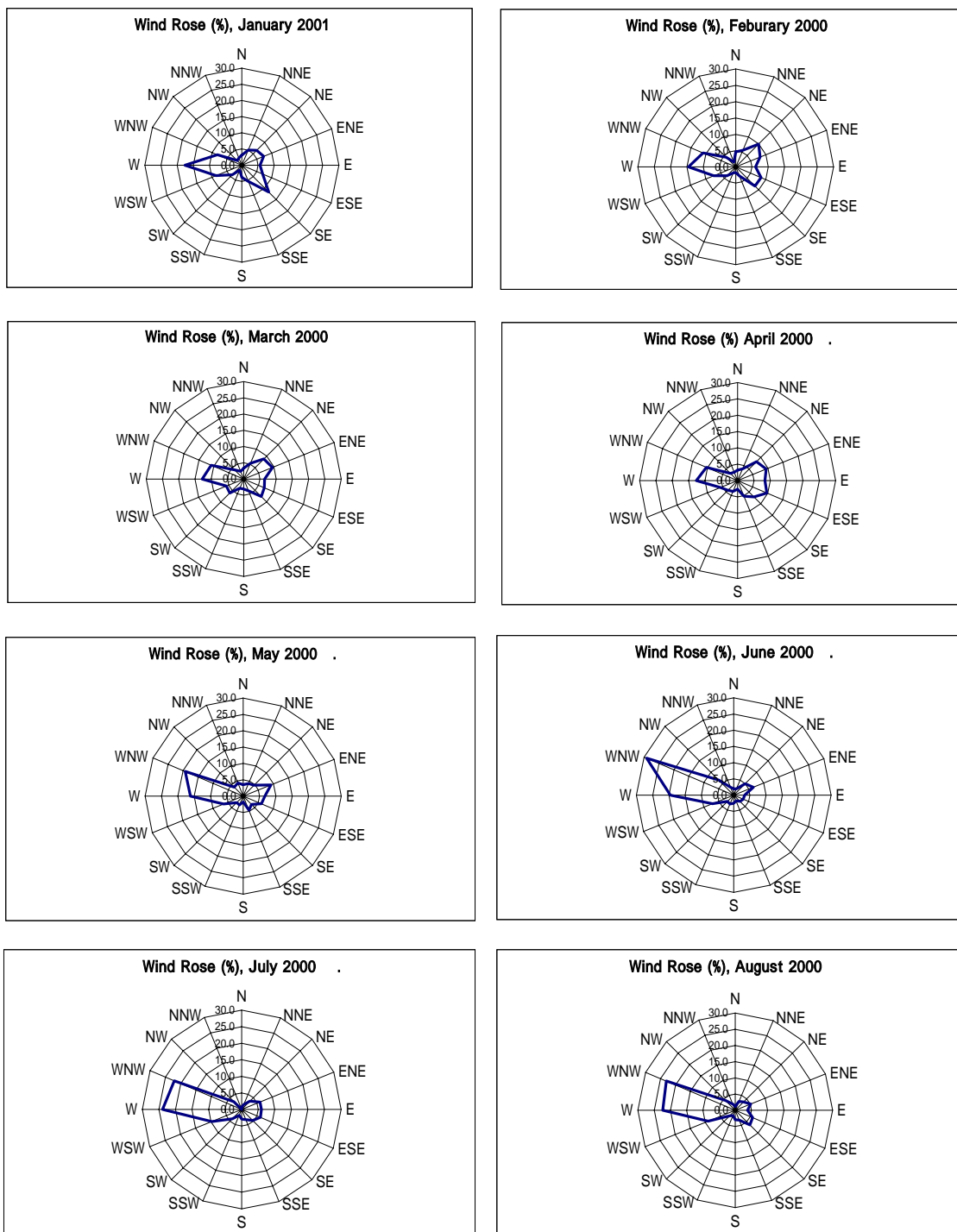


Average Wind Speed (m/s) November 2000

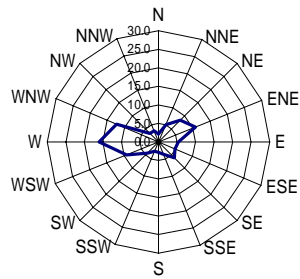


Average Wind Speed (m/s) December 2000

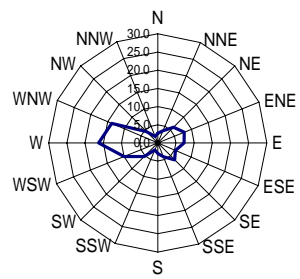
図 6.2 風向別出現頻度、オルロ県カリベ



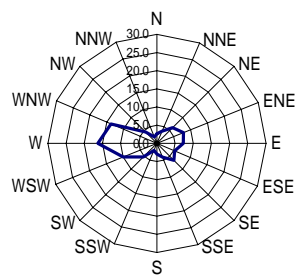
Wind Rose (%), September 2000



Wind Rose (%), October 2000



Wind Rose (%), November 2000



Wind Rose (%), December 2000

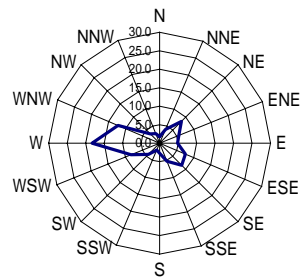
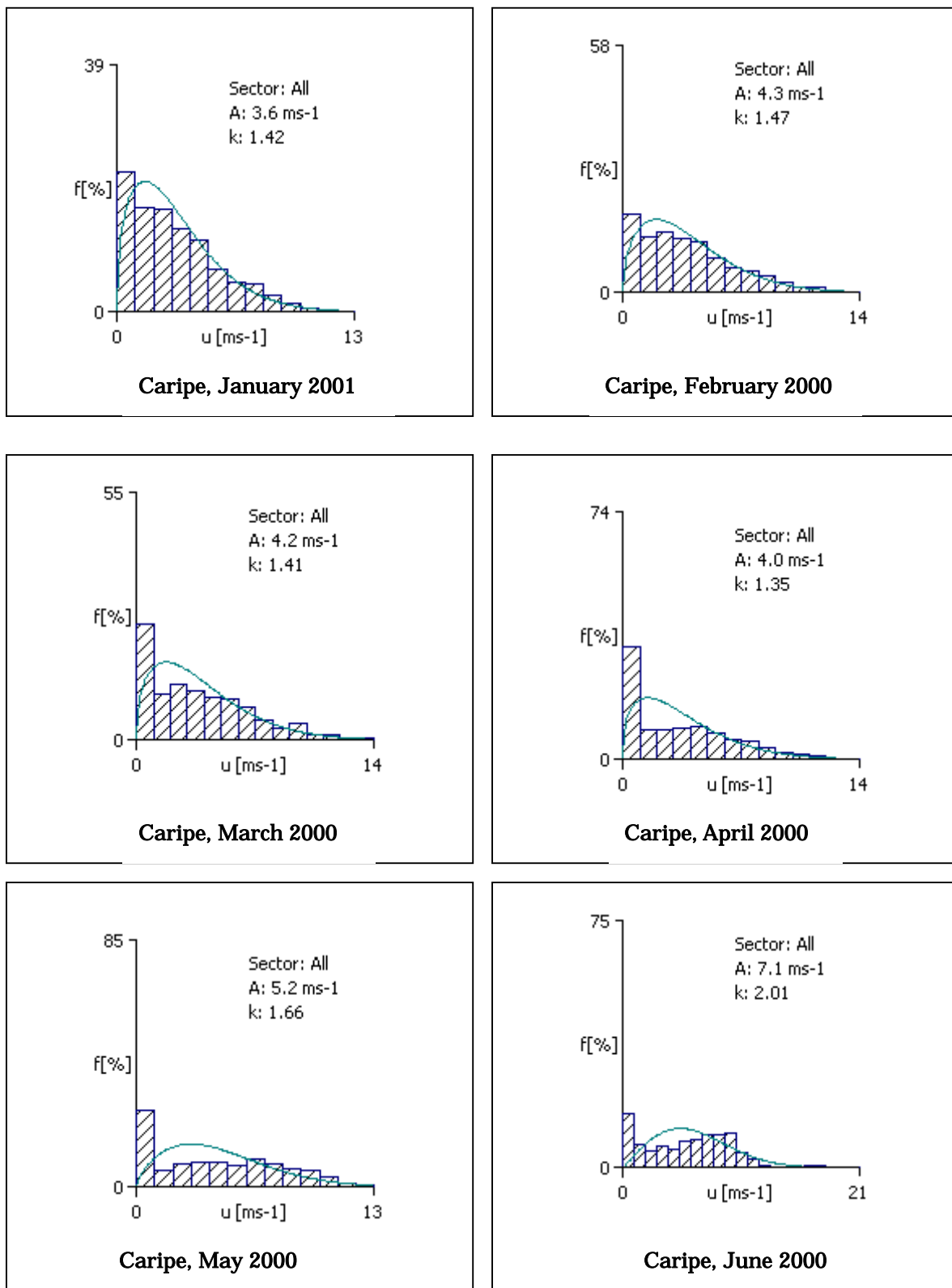
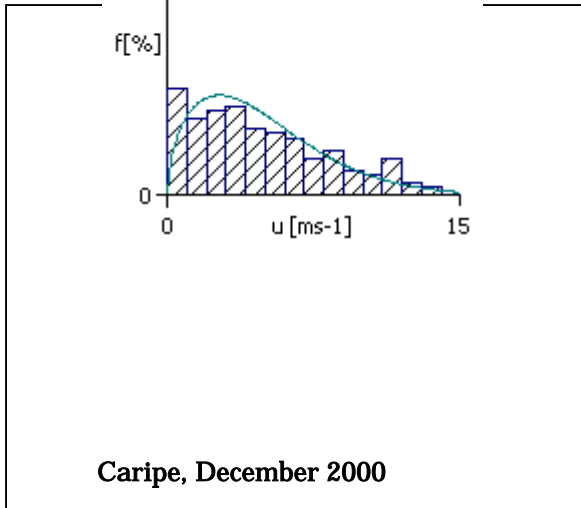
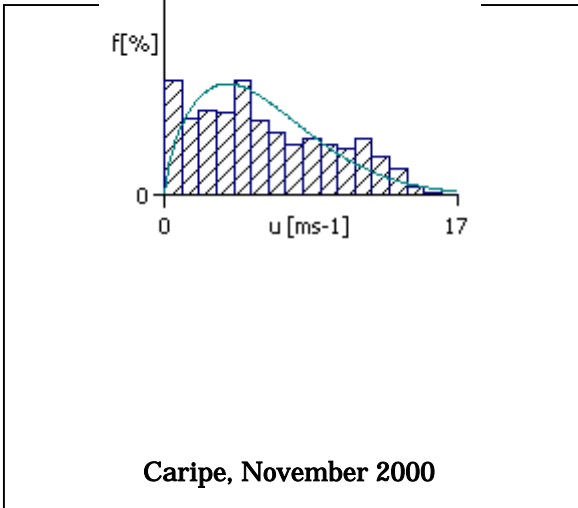
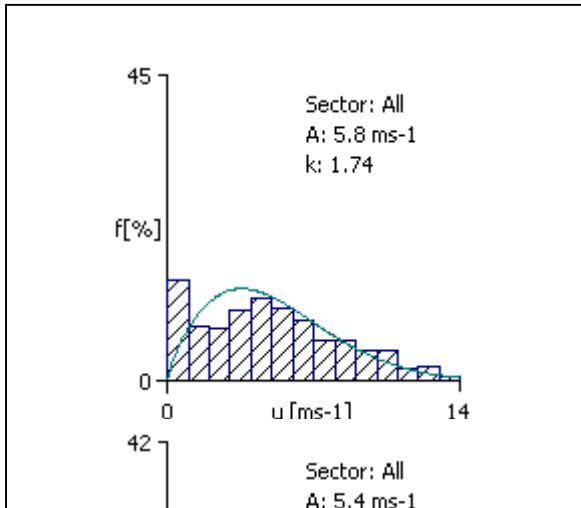
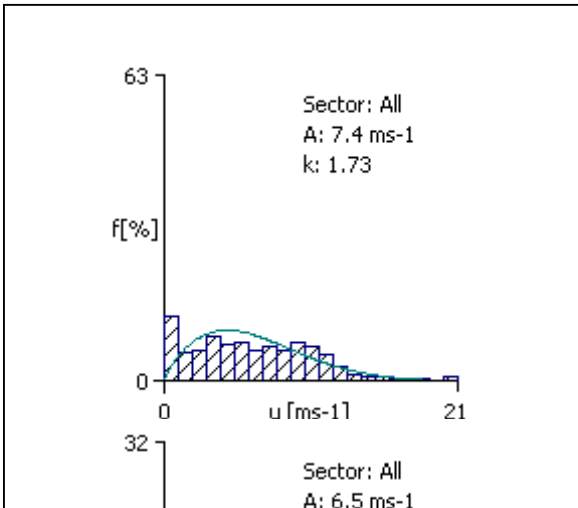
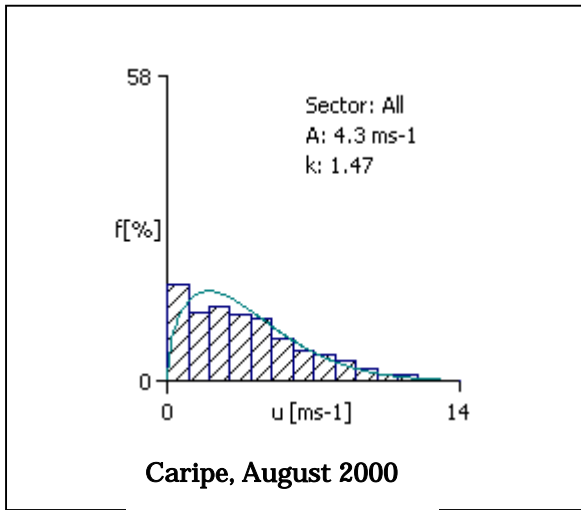
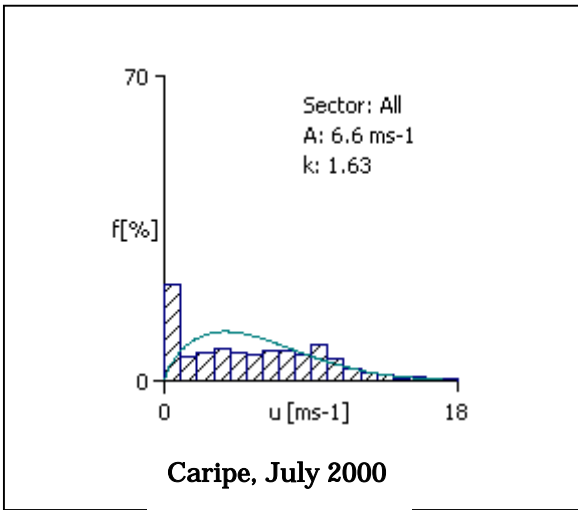
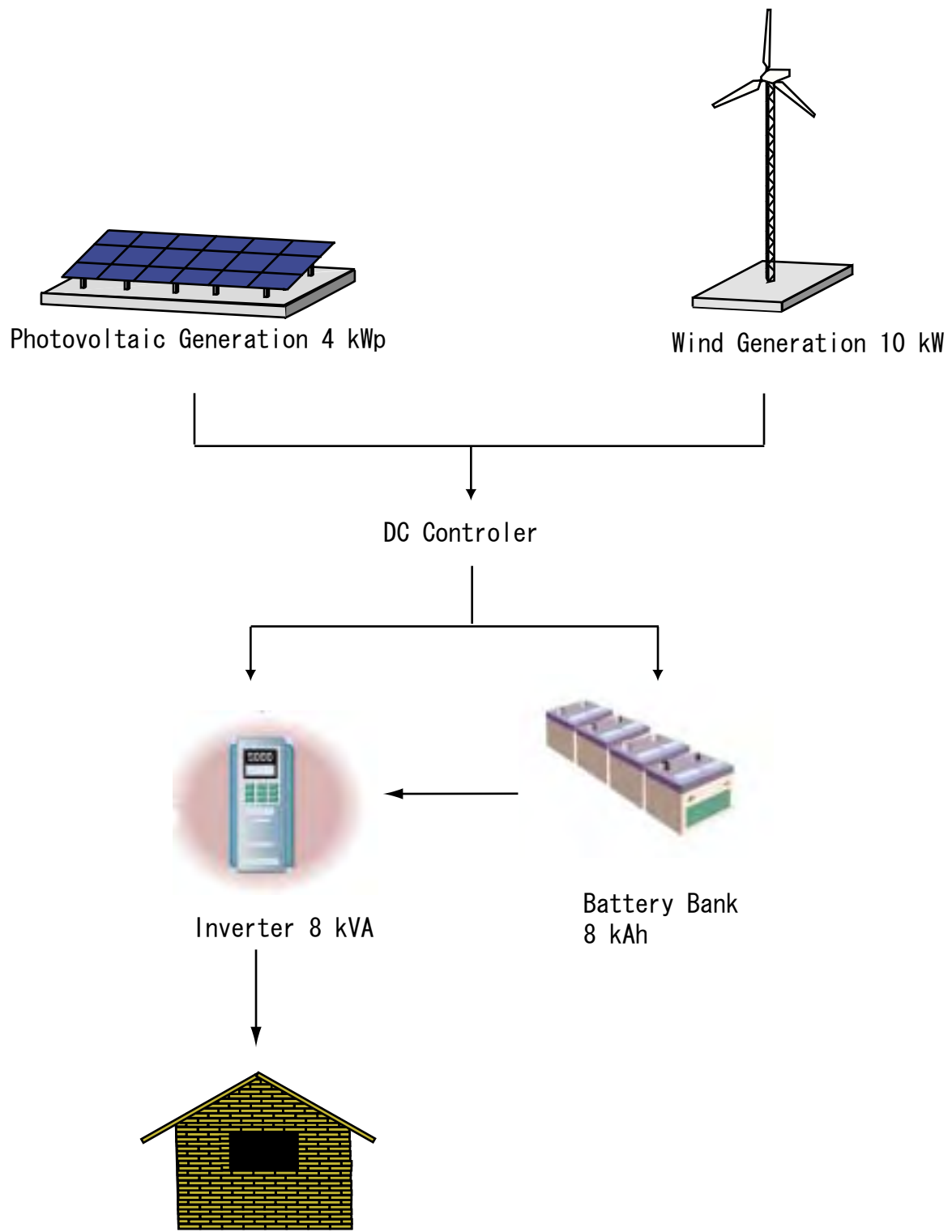


図 6.3 ワイブル確率密度分布、オルロ県カリペ







Demand	
Household	30
Cafe	3
Store	2
School	1
Health Clinic	1
Community Center	1

図 6.4
風力・太陽光ハイブリッド・システム
オルロ県カリペ

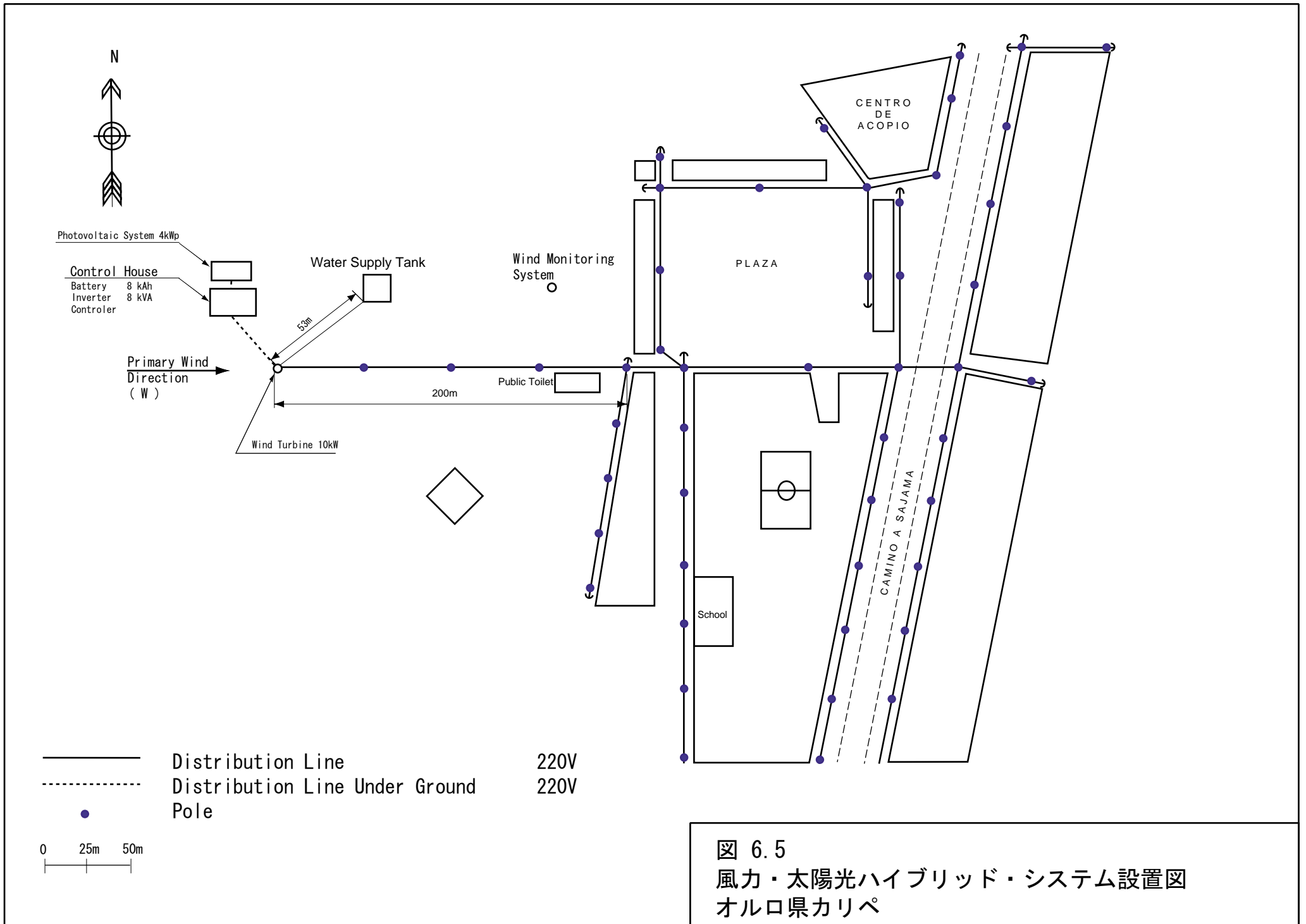


図 6.5
風力・太陽光ハイブリッド・システム設置図
オルロ県カリペ

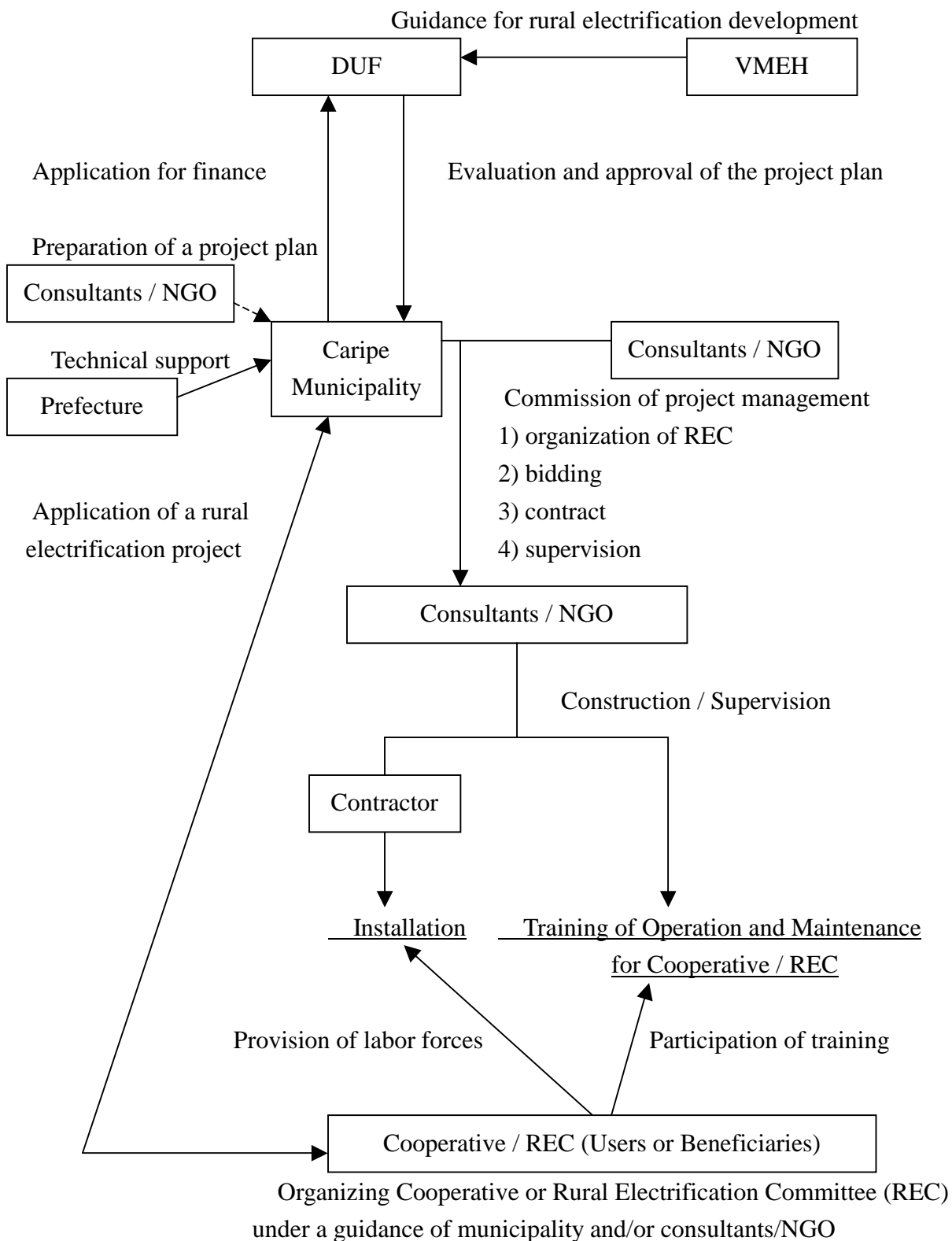
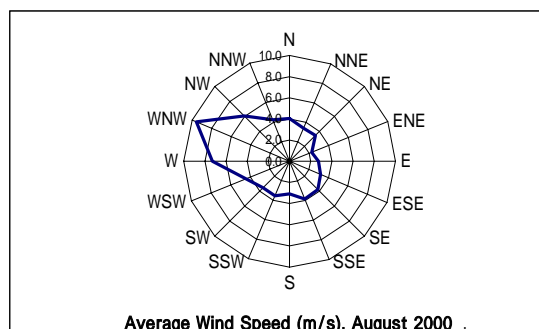
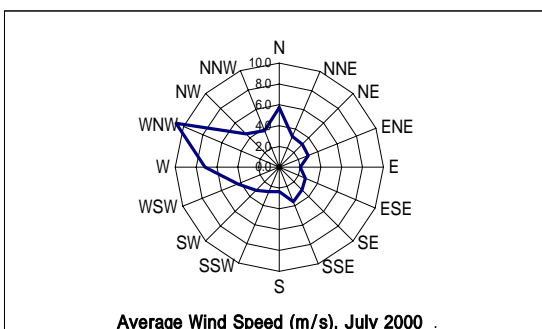
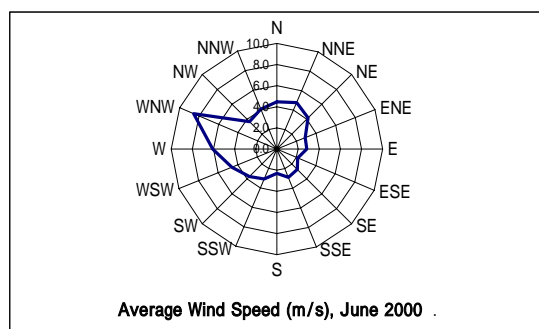
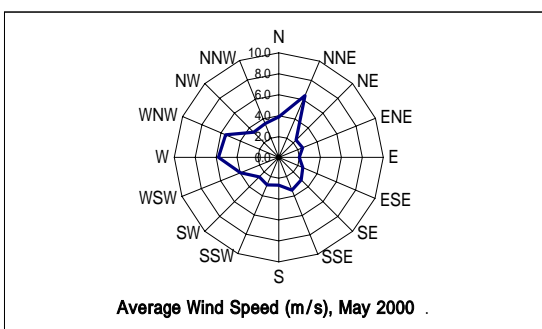
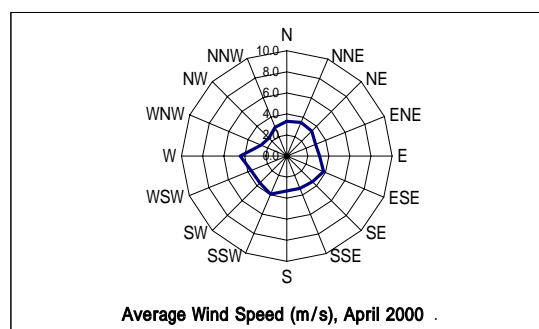
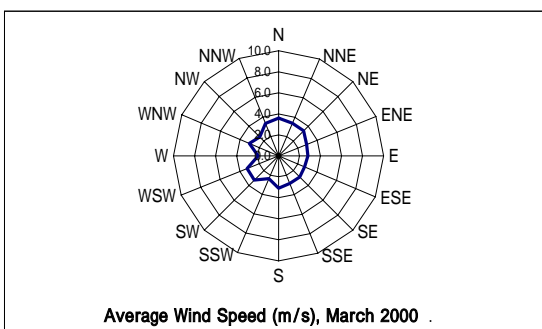
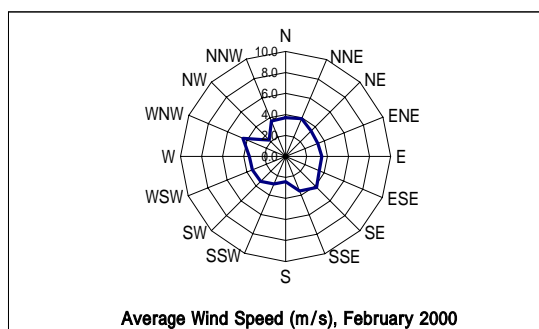
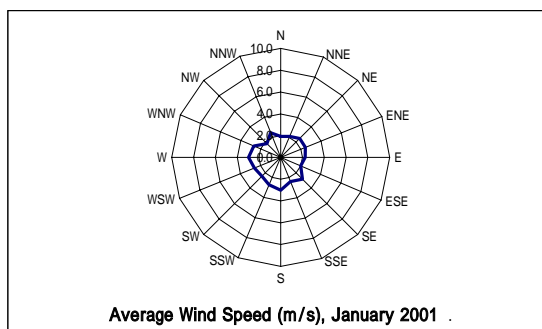
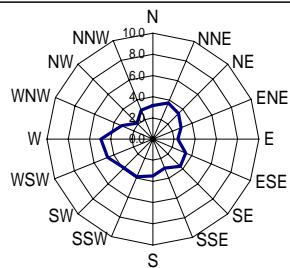


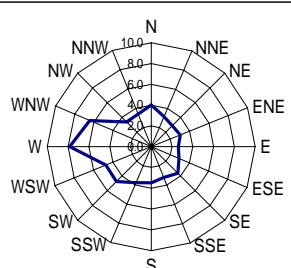
図 6.7 カリペ風力発電事業に関する事業実施構造

図 7.1 各月毎の風向別平均風速 (m/s)、オルロ県チャチャコマニ

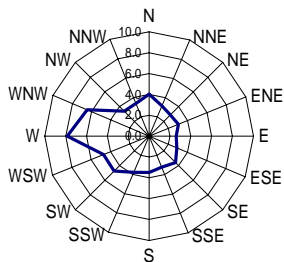




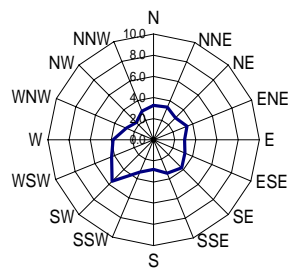
Average Wind Speed (m/s), September 2000



Average Wind Speed (m/s), October 2000

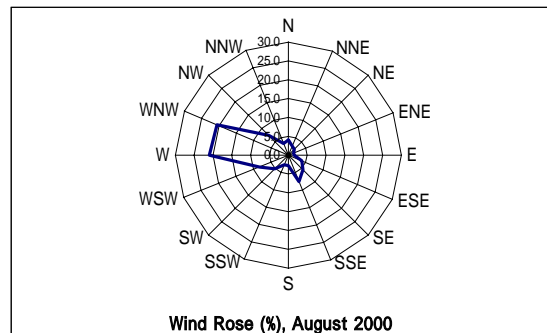
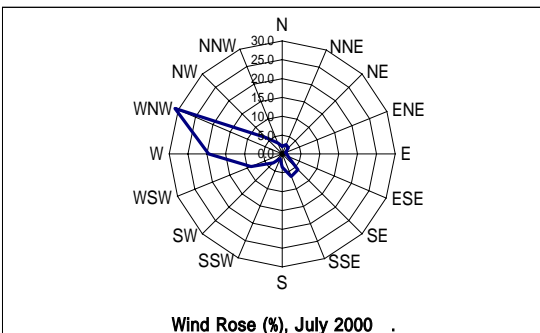
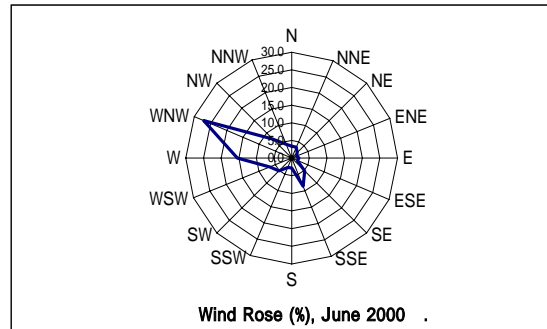
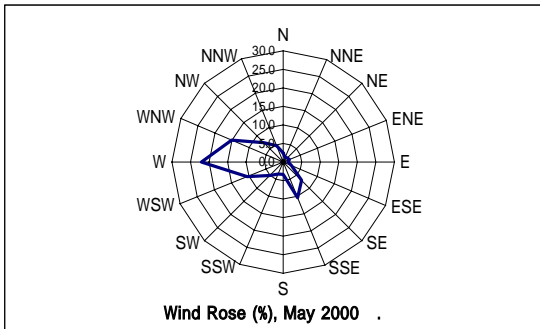
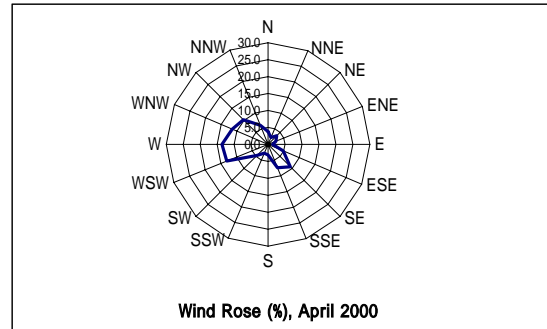
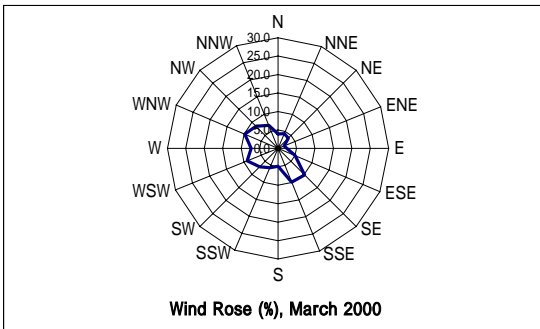
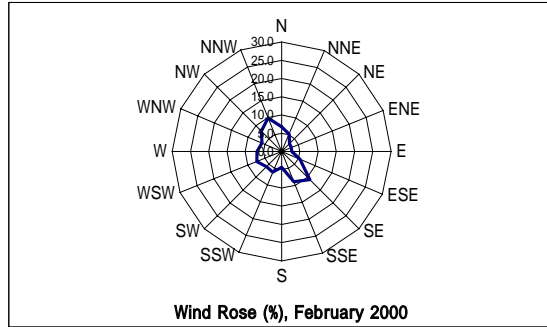
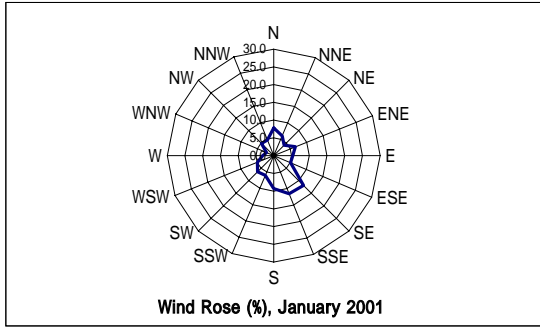


Average Wind Speed (m/s), November 2000 .



Average Wind Speed (m/s), December 2000 .

図 7.2 風向別出現頻度、オルロ県チャチャコマニ



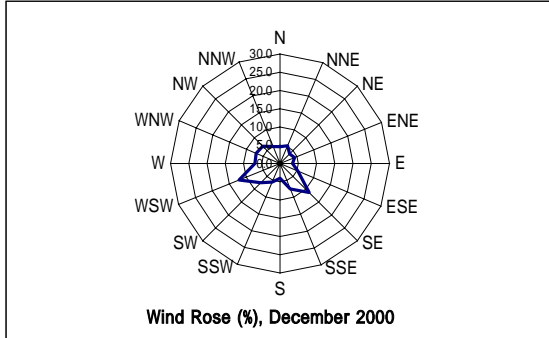
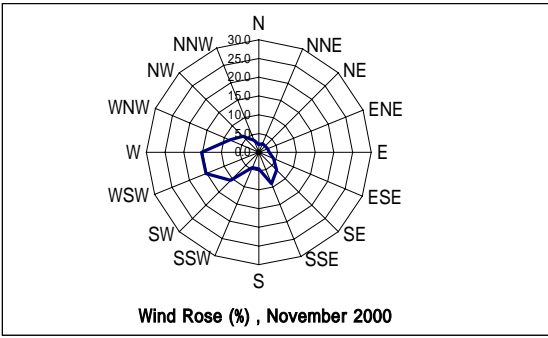
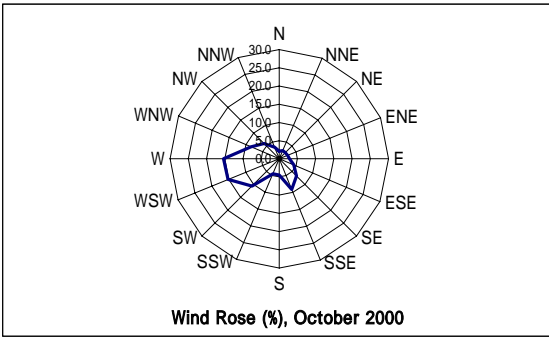
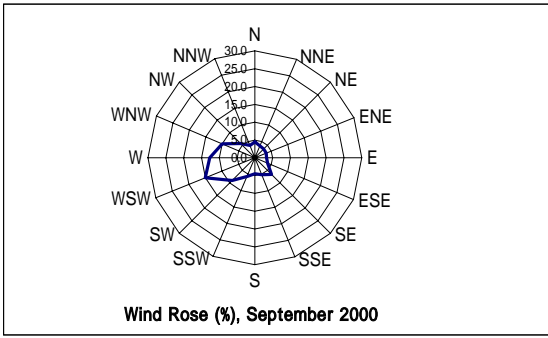
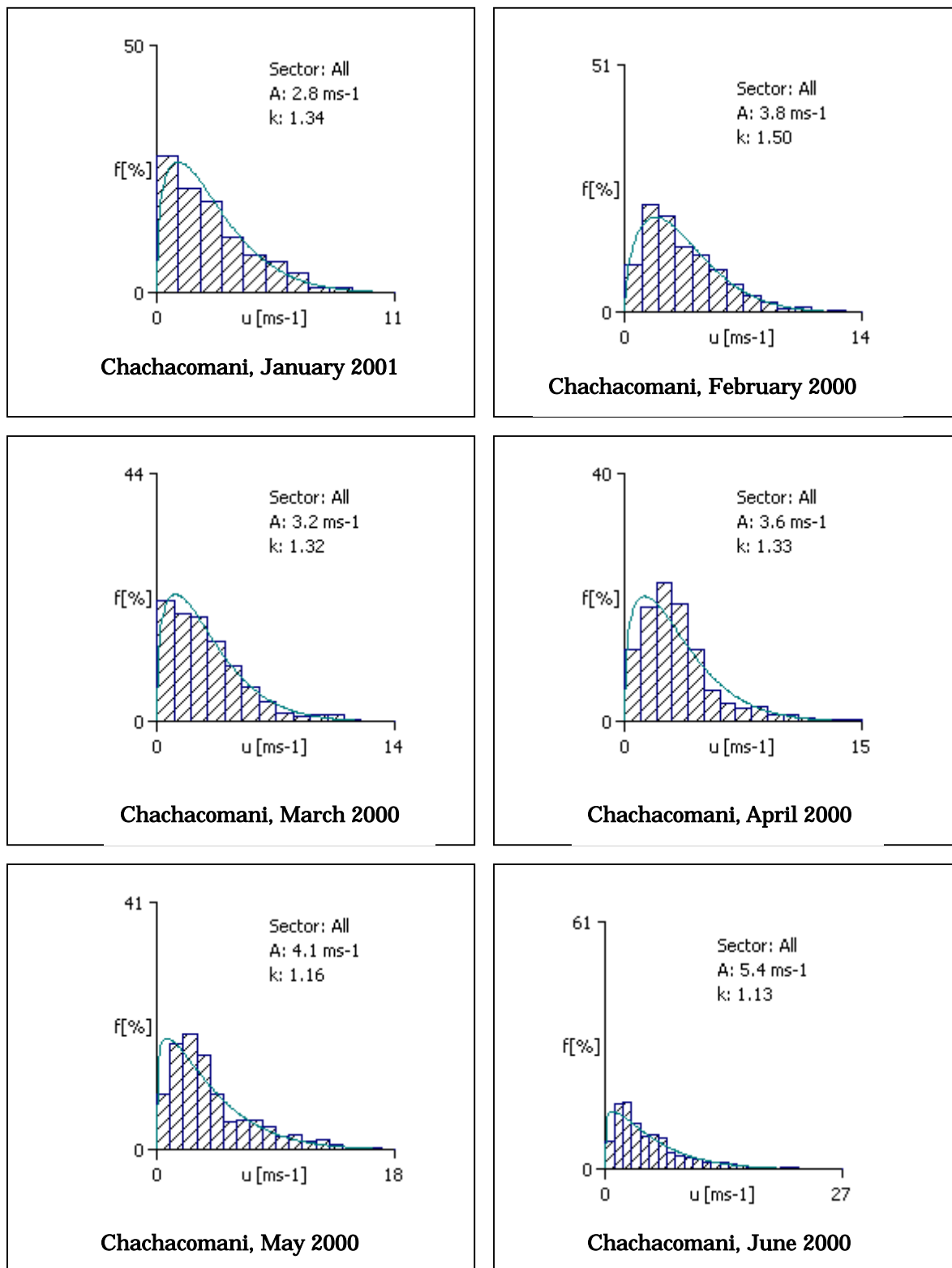
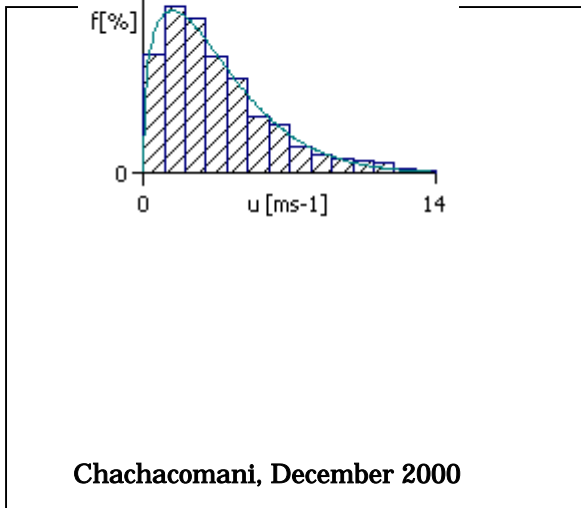
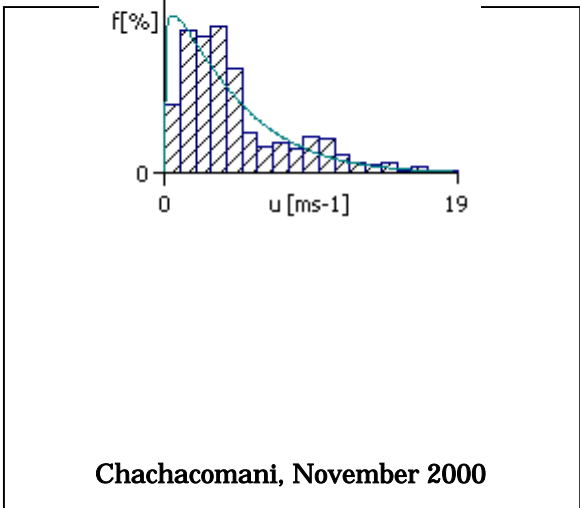
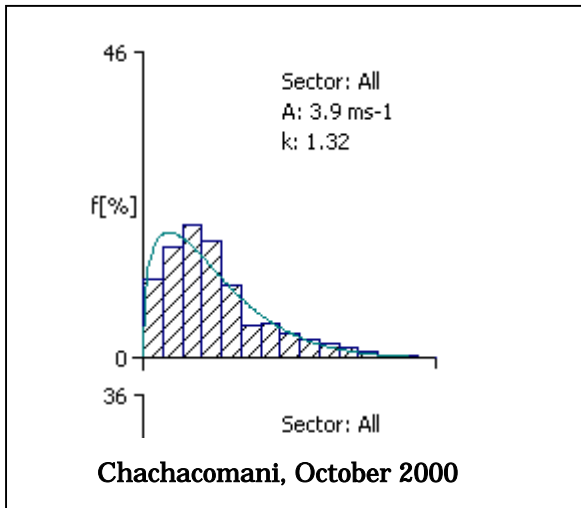
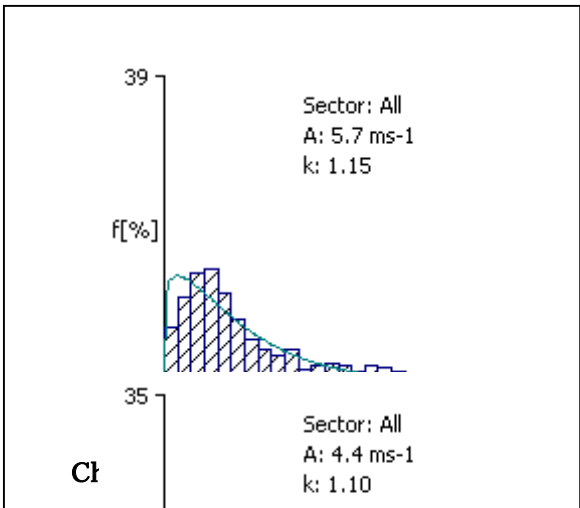
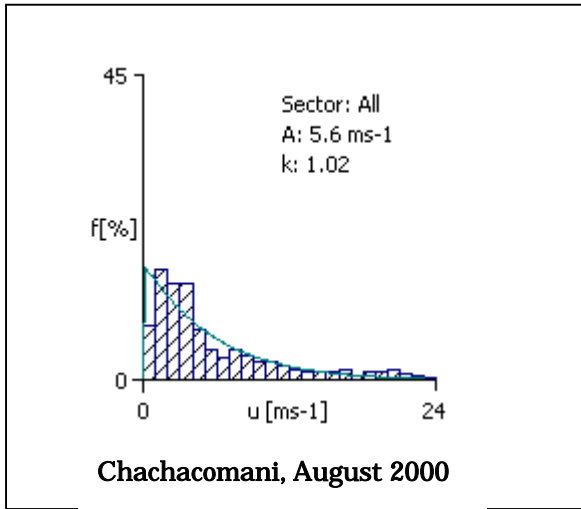
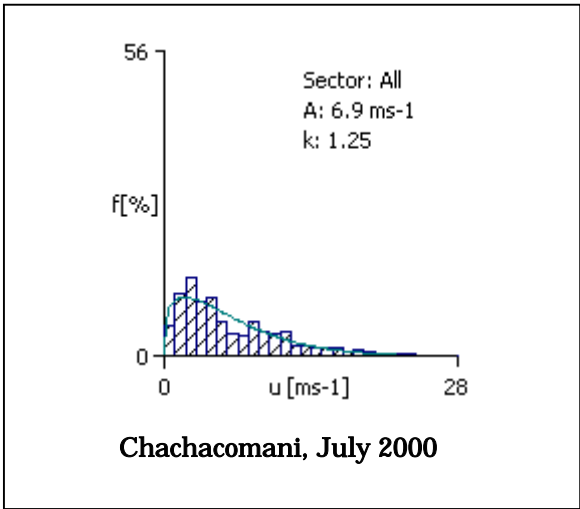


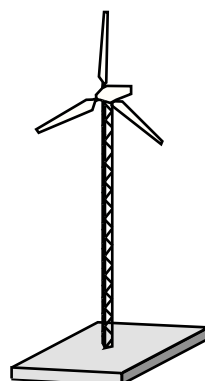
図 7.3 ワイブル確立密度分布、オルロ県チャチャコマニ







Micro-Hydro Power 3 kW



Wind Generation 20 kW



Converter 10kVA

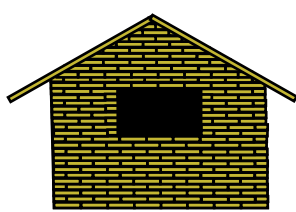
DC Controller



Inverter 14 kVA



Battery Bank 4 kAh



Demand

Household	70
Cafe	3
Store	4
School	1
Health Clinic	1
Community Center	1

図 7.4 風力・太陽光ハイブリッド・システム
オルロ県チャチャコマニ

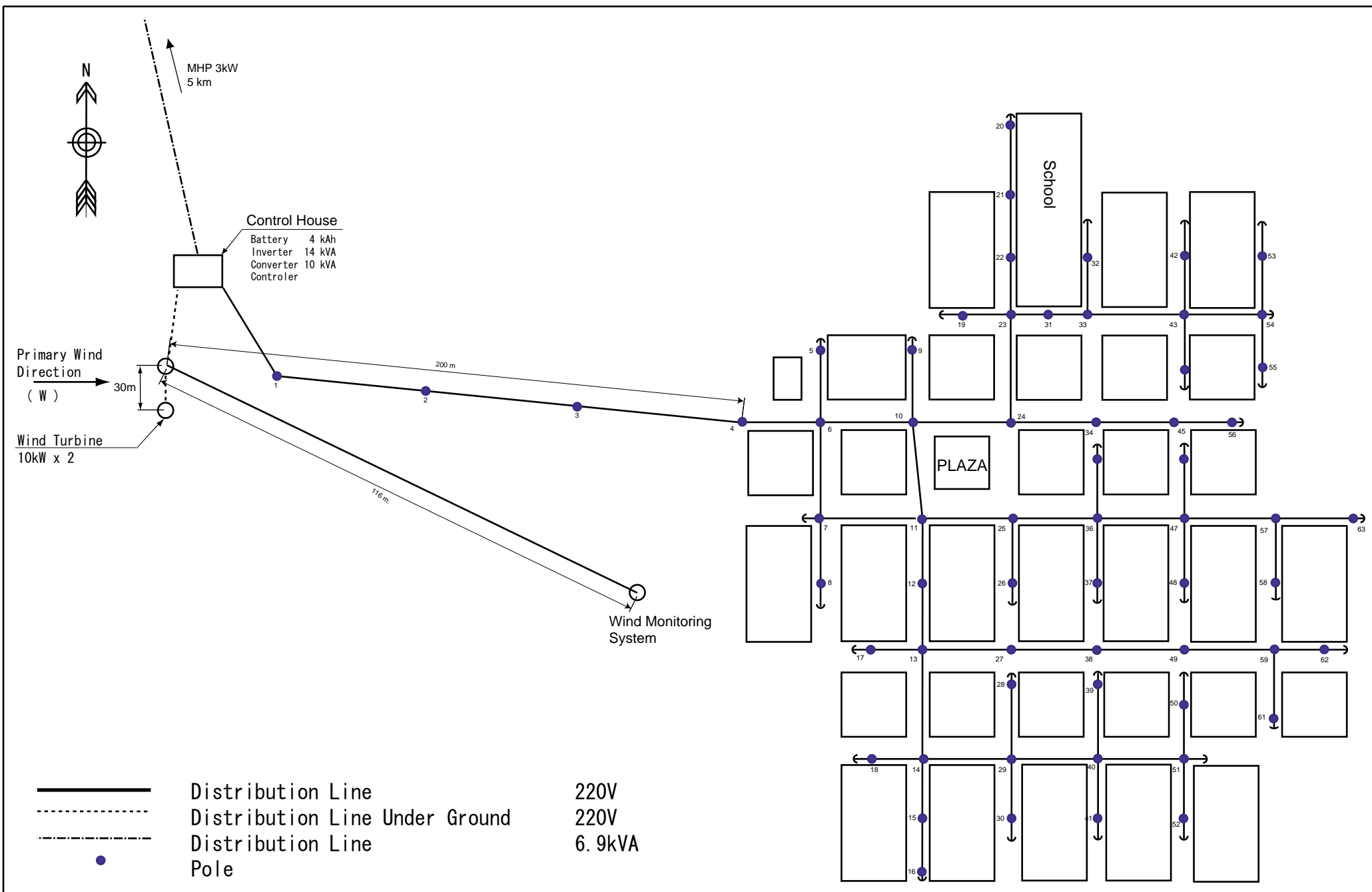


図 7.5
 風力・太陽光ハイブリッド・システム設置図
 オルロ県チャチャコマニ

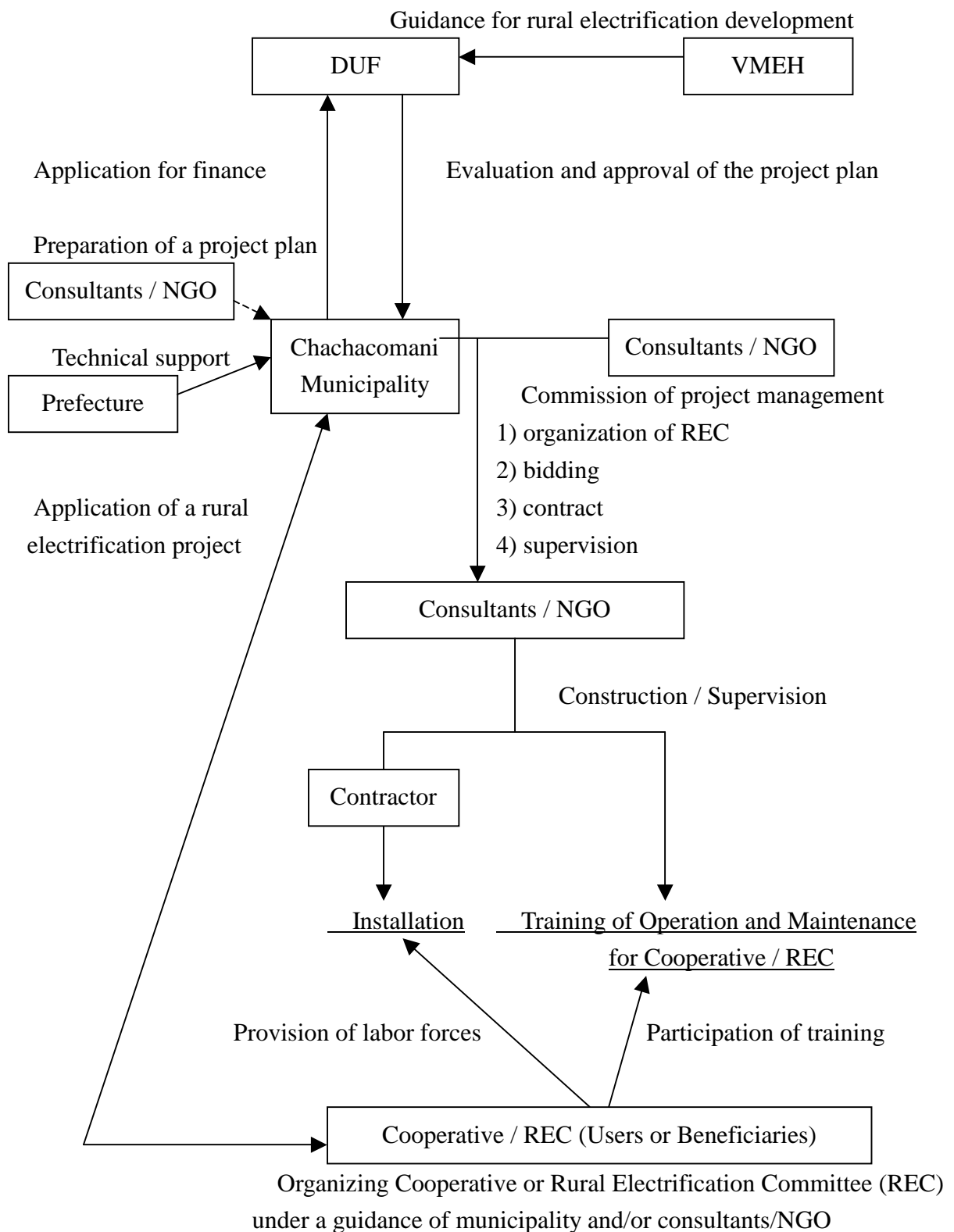


図 7.7 チャチャコマニ風力発電事業に関する事業実施構造

附属書 IV

技術移転報告書

技術移転報告書

カウンターパートと地方電化関係者への技術移転は、現地調査中に主に職場内訓練を通じて実施した。会議において特殊な話題が協議され、セミナーでは調査結果が発表された。現地調査中に実施された主な技術移転の項目は、以下に取り纏めてある。第 1 回、第 2 回、第 3 回セミナーの要約も添付した。

1. 太陽光発電システム

(1) 第 1 次現地調査

- 太陽光発電システム対象地の選定
- 調達した太陽光発電機器の検査
- 維持管理組織の形成
- 太陽光発電システムの設置方法

(2) 第 1 回セミナー

- 太陽光発電に関する最新の話題
- 維持管理マニュアルと利用者ガイド

(3) 第 2 次現地調査

- 設置した太陽光発電システムの検査
- マニュアルとガイドを利用した維持管理
- モニタリング

(4) 第 2 回セミナー

- 太陽光発電システムに関する設置ガイド
- データ・ロガー・システムの導入
- 維持管理に関する修正計画の導入

(5) 第 3 次現地調査

- マニュアル本を用いた設置済み太陽光発電システムの最終検査による太陽光発電システムの設置を教授するための設置ガイド

- データ・ロガー・システムのモニタリング
- マニュアル本を用いた太陽光発電システムの管理方法を教授するための管理ガイド
- マニュアル本を配布するための利用者ガイドと各村落で開催したマニュアル本を用いた太陽光発電利用方法に関する利用者への指導会
- オペレータ及び県職員へのモニタリング方法の教授

(6) 第4次・5次現地調査

管理方法に関するオペレーター向け訓練

- 管理マニュアル本を用いたオペレーターから利用者への技術移転方法

利用者ガイド

- 各村落で開催した利用者ガイド本を用いた日常的維持管理の指導会

モニタリング

- オペレーター及び県職員向けのモニタリング実施方法

(7) 第3回セミナー

- 太陽光試験事業と維持管理
- 太陽光発電開発計画

2. 小水力発電

(1) 第1次現地調査

- ポテンシャル・サイトの選定
- 小水力発電に関するデータ収集
- 水量計測と水文観測
- スタッフ・ゲージと測量器の設置

(2) 第1回セミナー

- 小水力発電に関する基本原則
- 小水力発電のケース・スタディ

(3) 第2回セミナー

- データ収集と小水力発電の分析

(4) 第3次現地調査

- 候補地選定方法
- 工学的調査の方法
 - a) 地形調査
 - b) 地質調査
 - c) 水文調査
- 社会経済調査方法
 - a) 電力需要調査
 - b) 河川環境調査

(5) 第4次・第5次現地調査

工学的調査方法

- データ収集を含んだ水文調査
- 水文分析
- 地質調査
- 対象地選定及び小水力発電所のレイアウト計画方法（取水堰の位置と規模、土砂集積、運河通路、ペンストック、電力発電、等）
- 地理学的現地調査

社会経済調査及び環境影響調査方法

- 小水力に関する電力需要調査
- 社会経済調査
- 環境影響調査

(6) 第3回セミナー

- 小水力発電に関する調査
- 小水力発電開発計画

3. 風力発電

(1) 第1次現地調査

- 風力発電計画に関する風力データの重要性とデータ収集方法

- 風力モニタリング対象地の選定基準
- モニタリング対象地調査

(2) **第1回セミナー**

- 最新情報
- 第1次現地調査の要約

(3) **第2次現地調査**

- 風力モニタリング・システムの設置
- モニタリング方法とデータ収集方法

(4) **第2回セミナー**

- 風力モニタリング・システムの設置
- 風力モニタリング方法
- 最新の傾向

(5) **第3次現地調査**

- データ・ロガーにあるSIMカードの取り替え
- モニタリング・システムの維持管理
- データ分析方法

(6) **第4次・第5次現地調査**

工学的調査方法

- モニタリング・システムの維持管理
- データ分析方法
- 風力対象候補地とレイアウト計画の手法
- 地理学的調査

社会経済調査と環境影響調査方法

- 電力需要調査
- 社会経済調査
- 環境影響調査

(7) **第3回セミナー**

- 風況観測システムと風力発電に関する調査
- 風力発電開発計画

4. **社会調査**

(1) **第2回セミナー**

- 社会調査結果の報告

(2) **第3次現地調査**

- 利用者に対するモニタリング調査方法

(3) **第4次・第5次現地調査**

- 利用者に対するモニタリング調査方法
- モニタリング調査分析方法

I. 第1回セミナー

1.1 第1回セミナーのプログラム

日時: 2000年1月11日(火) 10:00 a.m. – 17:10 p.m.

場所: Hotel Presidente (ラパス)

10:00 a.m. – 10:30 a.m.

あいさつ:

Juan Mendoza R., Chief of Energy Development Department, VMEH

Mitsuo Sugiyama, Subdirector of JICA Bolivia office

10:30 a.m. – 11:00 a.m.

1. JICA 調査の目的と範囲

(11:00 a.m. – 11:20 a.m.: 休憩)

11:20 a.m. – 12:35 p.m.

2. 第1次現地調査の結果

太陽光発電

小水力発電

風力発電

社会調査

12:35 p.m. – 12:50 p.m.

質疑応答 (1)

(13:00 p.m. – 14:25 p.m.: 昼食)

14:30 p.m. – 15:15 p.m.

3. 太陽光発電の基本概念と現在の傾向

(15:15 p.m. – 15:40 p.m.: 休憩)

15:40 p.m. – 16:40 p.m.

4. 太陽光発電に関する維持管理

16:40 p.m. – 17:10 p.m.

質疑応答 (2)

17:10 p.m.

あいさつ

1.2 第1回セミナー参加者一覧

エネルギー炭化水素庁 (3)

Juan Mendoza (Jefe Unidad de Desarrollo Energético)
Carlos Gordillo (Consultor Unidad de Desarrollo Energético)
Renan Orellana L. (Consultor VMEH)

ラパス県庁 (6)

Raul Ruiz (Director, Departament de Infraestructura)
Joaquin Pando
Clemente Rojas Ugarte (Jefe, Unidad de Energía)
Mario Eguez C.
Carlos Lopez Saravia
Carlos Cruz

オルロ県庁 (8)

Felix Castañares A. (Director, Departamento de Infraestructura)
Jorge Guzman (Jefe, Unidad de Energía)
Ramiro Pinto Villarrod
Fernando Veliz
Edgar Torrez

オペレーター (4)

Lutgardo Alvarez (Gerente General de ELFA, S.A. en La Paz)
Jaime Yañez Saavedra (ELFA, S.A.)
Demetrio León (Administrador de COSEP en Oruro)
Ninoska Pardo Echalar (COSEP)

太陽光発電システム設置業者 (1)

Javier López Videla

ラパス・オルロ地方電化委員会 (7)

Raymundo Vicente Marca
Tito Quispe Marca
Juan Prado Garnica
Jose Mendoza Condori

Simón Checa
Daniel Mamani
Martin Coaquira

JICA ポリヴィア事務所 (1)

Mitsuo Sugiyama
Tatsuaki Inoue

JICA 調査団 (7)

Toshikazu Tai (Team Leader)
Hidehito Wakabayashi
Tsutomu Dei
Masafumi Ikeno
Tsutomu Dei

1.3 第 1 回セミナーの概要

第 1 回セミナーの内容は、添付資料 IV-1 のとおりである。

II. 第2回セミナー

2.1 第2回セミナー・プログラム

日時: 2000年6月9日(金)

場所: International Park Hotel in Oruro

13:30 – 13:45

あいさつ

1) Mr. Boris Medina C, Director General de Prefectura Oruro

2) Mr. Juan Mendoza, VMEH

3) Mr. Inoue, JICA Bolivia office

13:45 – 14:15

調査の概要 (JICA 調査団)

14:15 – 14:45

風力モニタリング・システムの設置とデータ収集 (JICA 調査団)

14:45 – 15:15

休憩

15:15 – 16:00

太陽光発電システムの設置とデータ収集 (JICA 調査団)

16:00 – 16:30

質疑応答

16:30 – 16:45

あいさつ (Mr. Tai, Team Leader of the JICA Study Team)

2.2 第2回セミナー参加者一覧

エネルギー炭化水素庁 (3)

Juan Mendoza (Jefe Unidad de Desarrollo Energético)

Carlos Gordillo (Consultor Unidad de Desarrollo Energético)

Renan Orellana L. (Consultor VMEH)

オルロ県庁 (8)

Boris Medina C. (Director General de Prefectura Oruro)

Felix Castañares A. (Director Departamento de Infraestructura)

Fernando Tapia C.

Jorge Guzman (Jefe Area de Energía)

Rumiro Pinto Villarrod

Fernando Veliz

Ana Maria Sanchez A

Patricia Valdivia Irahola

ラパス県庁 (4)

Clemente Rojas Ugarte (Jefe Area de Energía)

Mario Eguez C.

Carlos Lopez Saravia

Marcelo Portillo

オペレーター (4)

Lutgardo Alvarez (Gerente General de ELFA, S.A. en La Paz)

Giovanny Bustillos (ELFA, S.A.)

Demetrio León (Administrador de COSEP en Oruro)

Ninoska Pardo Echalar (COSEP)

関係機関 (4)

Javier Lopez V. (PV supplier, ICM)

Ernesto Uchazra (PV supplier, ICM)

Emilio Montaña Gonzales (UMSA)

Eleuterio Escobar Canaviri (Federation Cooperativos Huanconi)

ラパス地方電化委員会 (14)

Adalberto Quispe (San francisco de Llallagua)
Tito Quispe Marca (San francisco de Llallagua)
Sacarias Vicente Q. (Santiago Hiruyo)
Emigdio Herrera Q. (Catavi)
Ysmael Mamani M. (Catavi)
Teofilo Guayguasi (Millo)
Santiago Quispe (Millo)
Sacarias Lima (Culli Culli Alto)
Pedro Mamani T. (Culli Culli Alto)
Dionicio Pancata Santos (Culli Culli Alto)
Luis Vera Marca (Calteca)
Martin Bautista T. (Calteca)
Petrona C de Bautista (Calteca)
Guillermo Guarachi Huanca (Muruchapi)

オルロ地方電化委員会 (2)

Simon Checa M. (Paria Pampita)
Jose Mendoza C. (Laguna Ancocota)

JICA ボリヴィア事務所 (1)

Tatsuaki Inoue

JICA 調査団 (7)

Toshikazu Tai (Team Leader)
Hidehito Wakabayashi
Tsutomu Dei
Kinuyo Fukuda
Masafumi Ikeno
Luisa Rovollo (Interpreter)
Rolando Calla Z. (Interpreter)

2.3 第2回セミナーの概要

第2回セミナーの内容は、添付資料 IV-2 のとおりである。

III. 第3回セミナー

1.1 第3回セミナーのプログラム

日時：2001年9月3日(月)
場所：Hotel Radisson (ラパス)

1. Introduction of JICA Study
 - 1.1 Objectives of the Study
 - 1.2 Study Organization
 - 1.3 Schedule of Survey and Study
 - 1.4 Contents of the Study

2. Rural Electrification in Bolivia/La Paz and Oruro
 - 2.1 Rural Electrification in Bolivia
 - 1) VMEH Policy
 - 2) Progress of PRONER
 - 3) Rural Electrification Investment
 - 2.2 Rural Electrification in La Paz and Oruro
 - 1) Trend of Rural Electrification
 - 2) Present Situation of Rural Electrification
 - 3) Target Households for Rural Electrification
 - 4) Potential Demand for Electricity

3. PV Pilot Project and O&M
 - 3.1 Survey and Study Conducted
 - 3.2 PV System Installed and O&M System
 - 1) Components of PV System
 - 2) Organization for O&M
 - 3.3 Monitoring and Analysis
 - 1) O&M by Operator
 - 2) Payment of Tariff
 - 3) Monitoring of Users
 - 4) Radiation Analysis
 - 3.4 PV Inventory and PV Potential
 - 1) PV Inventory
 - 2) PV Potential
 - 3.5 Technical Evaluation of PV System

3.6 Evaluation of O&M

4. Survey and Study on Micro-hydro Power

4.1 Survey and Study Conducted

4.2 Micro-hydro Power Inventory and Power Potential

4.3 Installation of Staff Gauges and Discharge Measurement

4.4 Selection of Candidate Projects for Pre-feasibility Study

1) Selection Criteria

2) Selected Projects

4.5 Process of Pre-feasibility Study and Results

1) Work Flow of Pre-feasibility Study

2) Optimization Study

3) Formulated Schemes

4) Results of Evaluation

5. Wind Monitoring System and Study of Wind Power

5.1 Survey and Study Conducted

5.2 Installation of Monitoring System

5.3 Monitoring and Data Collection

1) Collected Data and Analysis

2) Wind Power Potential

5.4 Selection of Candidate Sites for Pre-feasibility Study

5.5 Process of Pre-feasibility Study and Result

1) Work Flow of Pre-feasibility Study

2) Optimization Study

3) Formulated Schemes

4) Results of Evaluation

(Lunch)

6. Rural Electrification Plan by Renewable Energy

6.1 Objective Renewable Energy and Planning Methodology

1) Objective Renewable Energy Sources

2) Cost Comparison

3) Methodology of Rural Electrification Planning

6.2 Rural Electrification Plan

- 1) Micro-hydro Power Development Plan
- 2) Wind Power Development Plan
- 3) PV System Development Plan
- 4) Grid Extension Plan
- 5) Overall Projection of Rural Electrification
- 6) Environmental Impacts

7. Organizational and Financial Plan

7.1 Implementing Structure

- 1) Implementing Organization
- 2) Operation and Maintenance System

7.2 Fund Arrangement Plan

7.3 Institutional Support

- 1) Planning Capacity Improvement
- 2) Improved Coordination
- 3) Research and Training

8. Recommendation

3.2 第3回セミナー参加者一覧

1) 中央政府: (14)

a) エネルギー炭化水素庁

General Director of Energy Ing. Mario Candia Moya

Coordinating Group Ing. Juan Mendoza

Ing. Carlos Gordillo

Ing. Renán Orellana

E.F.P Ing. Julio Patiño

Mr. Alvaro Hubner

b) 総括基金

FNDR Lic. Marco Zapata

Ing. Raúl Cosulich

2) 県庁及び地方組織: (27)

a) ラパス県庁:

Coordinating group, Working group:

Arq. Ramiro Ostria

Ing. Clemente Rojas

Ing. Carlos Lopez

Ing. Mario Egüez

b) オルコ県庁:

Coordinating group, Working group:

Ing. Felix Castañares

Ing. Raul Antezana

Ramiro Pinto

Ing. Jorge Castillo

c) 地方電化委員会

ラパス県:

- Calteca Mr. Martín Bautista

Mr. Petronade Bautista

- Catavi Mr. Cristóbal Torrejón

- C.C. Alto Mr. Dionicio Pancata

- Calacachi Mr. Alberto Mamani
Mr. Ronald Mamani
 - Cañuma Mr. Angel Torrez
 - Sica Sica Mr. Edgar Espiñoza
Mr. Angel Tito Panama
Mr. Pedro Herrera
Mr. Juan Carlos Quispe G.
 - Charaña Ms. Rufina S. De Mamani
- オルコ県:
- Paria Pampita Mr. Simon Checa
Mr. Yreneo Checa
 - Laguna Ancocota Mr. José Mendoza
- d) オペレーター
- ELFASA Mr. Lutgardo Alvarez
 - COSEP Mr. Demetrio León
- e) 市町村
- Major of Sica Sica Mr. Rolando Montaña
 - Major of Ayo Ayo Mr. Benjamín Altamirano
Mr. Adelio Huanca

3) 国際機関: (5)

- a) NRECA Mr. Omar Vargas
- b) Cooperación Española Mr. David Lopez
- c) PROADIN Mr. V. Daniel Paz

4) 協力機関: (3)

- a) UMSA Mr. Emilio Montaña
Mr. José Luis Monroy
- b) Edeser Mr. Albaro Pol
- b) PSM Consultores Mr. Roger Mattos Ruedas

5) 在日本国大使館及び JICA: (4)

- | | |
|------------------|---|
| a) JICA 東京本部 | Mr. Yoshiki Maruyama
Mr. Shobu Nagatani |
| b) JICA ボリヴィア事務所 | Mr. Kazuo Nagai
Mr. Tatsuaki Inoue
Mr. Carlos Omoya |

6) JICA 調査団: (7)

Mr. Toshikazu Tai
Mr. Hidehito Wakabayashi
Mr. Masafumi Ikeno
Mr. Kiyoshi Hirata
Mr. Tsutomu Dei
Ms. Kinuyo Fukuda
Ms. Luisa Revollo

3.3 第3回セミナーの概要

第3回セミナーの内容は、添付資料 IV-3 のとおりである。

添付資料 IV-1

Japan International Cooperation Agency
Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons,
BOLIVIA

- First Seminar -

The Study
On
Rural Electrification Implementation Plan
By Renewable Energy
In
The Republic Of BOLIVIA

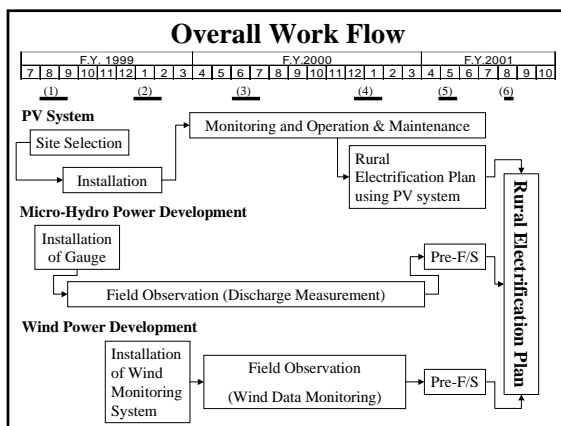
Scope of JICA Study & Schedule

Objectives

- to formulate a Rural Electrification Implementation Plan by Renewable Energy in La Paz & Oruro
- to transfer technology

Target Region & Renewable Energies

- Target Regions: La Paz & Oruro
- Target Renewable Energy Sources:
 - (i) Photovoltaic power :
 - (ii) Micro-hydro power :
 - (iii) Wind power :



2. Results of the First Survey Conducted during Aug. - Sep., 1999

Summary of Study Conducted

- Photovoltaic power
- Micro-hydro power
- Wind power
- Socio-economic sector

Photovoltaic Power

Summary of Study Conducted - Photovoltaic power (1) -

- First Field Survey
 - Selection of PV pilot project sites (270 PV systems)
 - Inspection of PV system equipment procured in Bolivia
 - Formulation of OM system for PV including organization and power charge structure
 - Supervision of installation

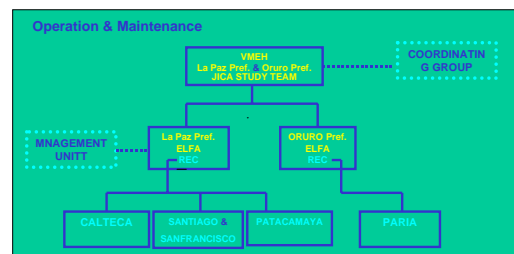
Summary of Study Conducted - Photovoltaic power (2) -

- Second Field Survey
 - Supervision of PV installation
 - Installation of irradiation equipment with data logger
 - Guidance of OM for users and operator
 - Preparation for monitoring

JICA PV Project in Bolivia

Structure for Sustainability

Organization for the project



Organization for the project

Coordinating Group	
+VMEH	Overall management for the project, Audit the financial matters, Report the financial matters to JICA
+Pref. (La Paz, Oruro)	Management for the Initial Payment
+BCA STUDY TEAM	Overall management, Audit the financial matters
Management Unit	
+PVEE	Overall supervision for Management Unit, Monitoring PV System operation
+Operator (ELFA, COSEP)	Collect Initial Payment & Monthly Charge, Management for the Monthly Charge, Operation & Maintenance for PV System, Training, Manage spare parts
+REC(#)	Register members, Train REC members, Responsibility for PV System
+REC Members(#)	Pay Initial Payment & Monthly Charge to Operator, Responsible for PV System

(# Calteca, Santiago & Sanfrancisco, Patacamaya and Paria)

Solar Home System



- PV : 55WP
- Controller : Protection for Over charge / Over discharge
- Battery : 12V 100Ah (Bolivia product)
- Loads : Three fluorescent lights @15W
Radio or Black & White TV (users' option)

Tariff system

Initial payment	Bs 700
Capital cost of the system	
Monthly fee	Bs 30
Operation & Maintenance cost	

- The above tariff is basically fixed.
- Management unit will discuss and make agreement on the **tariff change** when **economical substantial change** happens.

Initial payment Bs 700
(Total cost Bs 5300)

8times payment installment

Contract payment	Bs 50
January 2000	Bs350
March 2000	Bs 50
May 2000	Bs 50
July 2000	Bs 50
September 2000	Bs 50
November 2000	Bs 50
January 2001	Bs 50

Initial payment Bs 700
(Total cost Bs 5300)

- Pay to Operators (ELFA & COSEP) in the end of the specific months
- Managed by Prefectures in the Exclusive Bank Account
- Audited by VMEH & JICA
- Revolving fund for implementation of PV system (with discussion in Coordinating Group & Management Unit)
- The PV System to be **withdrawn with Delayed payment**

Monthly fee Bs 30

Operation & Maintenance cost

- Pay to Operators (ELFA & COSEP) in the end of every month
- Managed by Operators (ELFA & COSEP) in the exclusive bank account
- Audited by VMEH and JICA
- Manpower cost for Operators
- Material cost
- Replacement cost of parts

Monthly fee

Bs 30

Operation & Maintenance cost

- Manpower cost for Operators
 - Monthly patrol
 - Trouble shooting
- Material cost
 - Distillated water for batteries
 - Wires and fixtures (Except users belongings)
- Replacement cost of parts
 - Battery & Controller (Except lights, PV panel)

Monitoring

Purpose

To have the best way
for
Rural Electrification
by using **PV System**
in
Bolivia

Monitoring

Monitoring for Software

- **Operation & Maintenance**
 - Role** • ELFA & COSEP patrol households monthly
 - Users use system everyday
- **System Use**
 - Role** • Users use system everyday
 - Users are responsible for system in safe
- **Financial Management**
 - Role** • La Paz Pref. & Oruro Pref. Collect Initial Payment
 - ELFA & COSEP collect Monthly Charge every month
- **Socio- Economic Change**
 - Role** • Users use system everyday and make payment

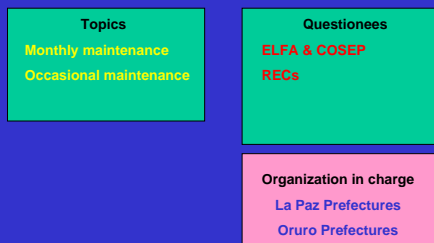
Monitoring

Technical Monitoring

- by **Data Logger**
 - Irradiation vs Power
 - Power vs Use
- by **Hearing**
 - Loads in use
 - Hours in use
 - System condition

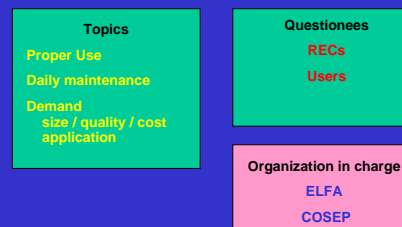
Monitoring

Operation & Maintenance



Monitoring

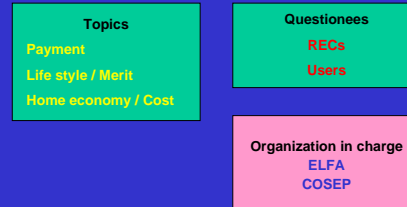
System Use



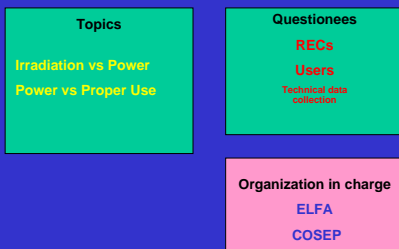
Monitoring Financial Management



Monitoring Socio-economical change



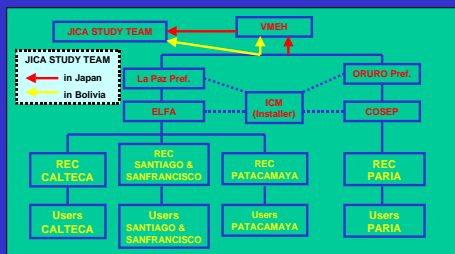
Monitoring Technical Data



Monitoring Charge & Object Matrix

	Operation Monthly	System Use Monthly	Financial Management 3 Months	Socio- Economics 3 Months	Technical Data Monthly
VMEH	IN CHARGE	IN CHARGE	IN CHARGE		
La Paz Pref.	IN CHARGE		OBJECT		
Oruro Pref.	IN CHARGE		OBJECT		
ELFA	OBJECT	IN CHARGE	OBJECT	IN CHARGE	IN CHARGE
COSEP	OBJECT	IN CHARGE	OBJECT	IN CHARGE	IN CHARGE
REC	OBJECT	OBJECT		OBJECT	OBJECT
USER		OBJECT		OBJECT	OBJECT

Monitoring Organization for Report



Monitoring The Collected Data Processing

Data from Data Logger

- To transfer collected data using by PC card
- To pull out the card and reinstall the spare card at the site
- To bring the card to the office and read the data by PC
- Collected Data must be backedup in the disc
- To send the data to the Study Team in Japan by E-mail
- To initialize the PC card for the collecting in the following month

Monitoring The Collected Data Processing

Data from hearing or questionnaires

- To collect questionnaires or data sheet from households
- To hand out the new questionnaires or data sheet to households
- To input the data to PC in the office
- To send the data to the Study Team in Japan by E-mail

Users guide

Purpose

Safety
for
the family

Sustainable use
of
the PV system

Users guide

Careful & Appropriate manner
for
Daily use

Payment duty

Users guide

Convenient life

Safety
for
the family

Sustainable use
of
the PV system

Users guide

Convenient life

Safety
for
the family

Sustainable use
of
the PV system

Users Guide

LIGHT : 15 W
RADIO : 15 W / Max. 2hrs
B / W TV : 20 W / Max. 2hrs

Pattern of loads Use				
LOADS USE	LIGHTS		LGHT + RADIO	LIGHT + TV
	ONE	TWO		
POWER(W)	15	15+15	15 + 15	15 + 20
USE (hours)	7	4+3	4 + 3	4 + 2
TOTAL (Wh)	105	105	105	100

Users guide

Do

- Keep using The PV System all the year in the same level of use
- Observe water level in the battery enough or not enough
- Keep the hours in use of the system along to the Pattern of Loads Use
- Report the situation immediately and precisely to REC in case of trouble comes
- REC tries to inform the situation to Operator for emergency maintenance

Users guide

Do not

- Do not touch and move any thing except lights and switches
- Do not use three lights in any case (The third light is spare with Operators)
- Do not let children go close to the battery (The battery extracts harm gas)
- Do not touch anything especially in case of trouble
- Do not come close to any part of the total system in case of the thunder lighting

Users guide

Punishment

Inappropriate use with REC users will cause removal of the PV system to another community with the agreement in Management Unit

Users guide

System Transfer

The system to be removed on the Prefecture account with Grid line connected

REC members can own the system after 2001 by the conditions Management unit sets

Operation & Maintenance for PV System

Purpose

Sustainable use of the PV system

Safety for the family

The person in charge

The 1st year :

Operators only

After that :

Operators + Users

Maintenance Schedule

Weekly : Observe battery water level

Monthly :

Inspect array panel for broken panels. Wash surface.

Check and add water to the battery electrolyte

Wipe top of battery

Equalize batteries in case that Specific Gravity difference seen between cells

Inspect controller for proper light indication

Annual :

Check array wiring for physical damage, mounting hardware for tightness

Inspect wiring for poor connections

Inspect battery terminals for corrosion. Clean and put grease as needed

Array Maintenance

- Check the glass on the PV is not broken
- Wash module surface as needed using soft cloth and water
 - Clean in early morning or evening, when the sun is below the horizon
- Check that all bolts are secure, that the structure is well attached to pole
- Examine all wiring connection for corrosion or looseness
 - Clean and tighten as necessary
- Check that junction boxes are covered
- Inspect module for cells condition

Wiring, Fixtures & Loads Maintenance

Checking points	To be done
• All items remains as the original	: Remove
• Wiring connection for corrosion	: Clean
• Wiring connection fastened tight	: Fasten
• Wire covering in normal	: Taping
• Light bulbs to be clean	: Clean
• Light bulbs to be broken	: Replace
• Circuit breakers function	: Repair or replace

Battery Maintenance

- Make sure the battery enclosure is well ventilated
- Observe water level in every cell
 - Fill with distilled water to the level indicated
- Measure specific gravity of all cells using hydrometer
 - Wear gloves & eye protection
- Inspect all terminals for corrosion and loosened cables
 - Clean and tightened, Cover terminals with grease
- Check all caps for the cells existing or not
 - Put plastic cover loosely in the cell hole

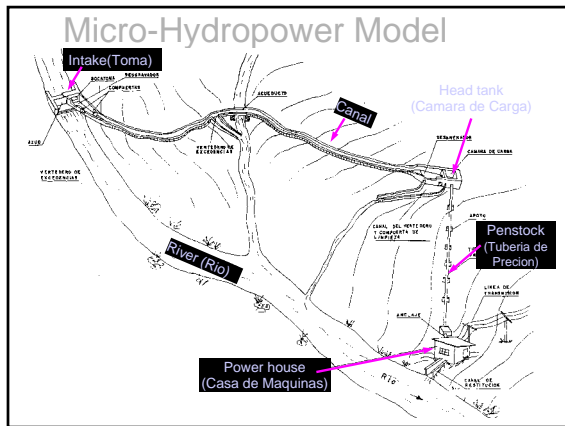
Micro-hydro Power

Overall Study Plan

- Field Survey & Installation of Staff Gauge
- Discharge Observation
- Selection of Potential 5 Sites Each
- Pre-feasibility Study on Selected 2 Sites

Objectives of Field Survey (Micro Hydro Power)

1. Data Collection
 - meteorology, hydrology, geology, etc.
2. Selection of Discharge Observation Sites and Measurement
3. Staff Gauge Installation

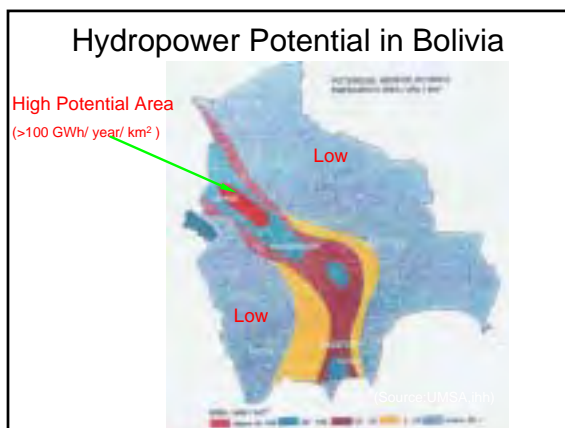


Classification of Hydro Power

Unit : Potential [kW]

Scale	Japan	Sweden	France	U.S.A.	Indonesia	Thailand	Bolivia
Large	> 50,000	> 1,500	> 4,500	> 1,500	> 2,000	> 6,000	> 1,000
Middle	~ 20,000						
Small	~ 5,000 (<3,000)				~ 1,000		~ 1,000
Mini	~ 1,000	< 1,500	< 4,500	< 1,500		< 6,000	~ 500
Micro	< 1,000				< 1,000		< 100

Sources: *1: Japanese Institute of Irrigation and Drainage (1987).
*2: "Pequeños Aprovechamientos Hidroenergeticos en el Area Rural", Programa Hidroenergetico del Instituto de Hidraulica e Hidrologia, UMSA, Bolivia.



MHP Inventory (La Paz & Oruro)

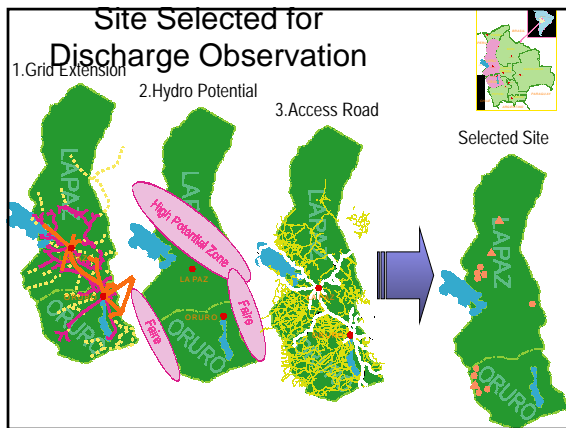
No	Nombre del Proyecto	P (kW)	Cost (Sus.)	No	Nombre del Proyecto	P (kW)	Cost (Sus.)	No	Nombre del Proyecto	P (kW)	Cost (Sus.)	
1	Quillhuayo y Tira	10	27,390	26	Pongo I, II, III	10		51	Itamas	60	168,000	
2	Cobos - Queri	3	20,550	27	Quapallata	06		52	De Mayo	25	65,000	
3	Babaco	3	15,000	28	Mandibayocoma	08	759,000	53	S. Jose Chumpeani	20	60,000	
4	Ilabaya	3	8,480	29	San Pedro	16	43,164	54	Aten	200	528,480	
5	Covendo	25	116,650	30	Incahuara	31	150,000	55	Apolo	200	628,000	
6	Tumaripi	26	67,270	31	Chojña	15	86,000	56	Pelechuayo	70	210,000	
7	Dominico	22	61,960	32	Nueva Esperanza	39	78,000	57	Rio Ulla	20	50,000	
8	S. Miguel Huachi	40	140,000	33	Ilumani	20	56,000	58	Sucho	100	200,000	
9	Incas-Dudicas	66	141,160	34	R. de Mayo	12	54,000	59	Charana	250	400,000	
10	La Cascada	40	168,025	35	Taypiplaya	200	280,000	Average (LaPaz)			70	179,943
11	La Azueta	150	385,000	36	Oruendo	15	40,000	ORURO				
12	Chamisa	70	147,000	37	Salama	65	130,000	1	Tomarapi	10	39,310	
13	Colosampa-Si B.	170	323,000	38	Caranavi			2	Sahuana	10	37,100	
14	Yanamayu	88	136,810	39	Choro			3	Trocha Santos	135	2,500,000	
15	San Juche	40	83,400	40	Charazani	70	180,000	4	Salma			
16	Yari-Chalba	20	125,000	41	Arenas	200	505,000	5	Savaruyo	50	180,000	
17	Chimpa	20	64,000	42	Curva	3	505,000	6	Mallaca			
18	Vejo nueva	0.5		43	Chalaya	50	150,000	7	Condo	65	150,000	
19	Riko	50	175,000	44	Camata	75	140,000	Average (Oruro)			52	501,242
20	San Juse	110	339,500	45	Pocomayo	25	83,842	Average (Alt)			69	212,260
21	Chilla	7	195,521	46	Canpali	150	168,000	Notes:				
22	SIR Que Que	40	72,600	47	Concala	60	433,000	■ EXISTING MHP				
23	Piedra	15	39,450	48	Tiquani	200	420,000					
24	Montes de Oro	20	270,000	49	Chimpa	60	180,000					
25	Umbato	15	25,000	50	Tungapasa	41	62,442					

Source: VMEH (Updated by JICA Study Team, 1999)

- ### Selection Criteria for Discharge Observation
- 1. Outside of Grid Extension Plan
 - 2. Sizable Number of Household
 - 3. Good Access to the Site
 - 4. High Potential of Hydropower (discharge and head)

Selection Process for Discharge Observation Site

No	Name	Discharge (m³/s)	Observed date	Head (m)	Hydro Potential	Demand	Cost	Grid Extension	Over-all
1	Yanamayu	0.67	29-Aug-99	26					
2	Carlaya/Culva	0.32	03-Sep-99	30					
3	Rio Charazani	2.50	02-Sep-99	-	X		X		X
4	Rio Ninicorin	0.97	02-Sep-99	-	X		X		X
5	Amanito	0.41	03-Sep-99						
6	Camata (A) Rio Quillwaya	4.67	02-Sep-99	50					
7	Camata (B) Camata Canal	0.03	02-Sep-99	50					
8	Camata (C)	15.13	02-Sep-99	50	X		X		X
9	Apolo	1.99	14-Oct-99						
10	Itamas	2.63	23-Oct-99						
1	Tomarapi	0.10	07-Sep-99	30					X
2	Sajama (A)	0.39	08-Sep-99	1					X
3	Sajama (B)	0.05	08-Sep-99	15	X		X		X
4	Chachacomani (A) Rio Jaruma	0.05	09-Sep-99	60					
5	- Do - (B) Rio Chojho	0.03	09-Sep-99	80	X		X		X
6	- Do - (C) Rio Sajama	2.14	09-Sep-99	60					
7	Rio Lauca	1.62	10-Sep-99	1	X		X		X
8	Jun	0.04	10-Sep-99	50	X		X		X

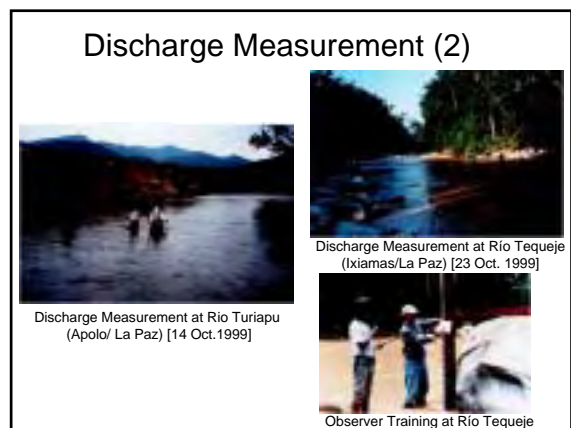
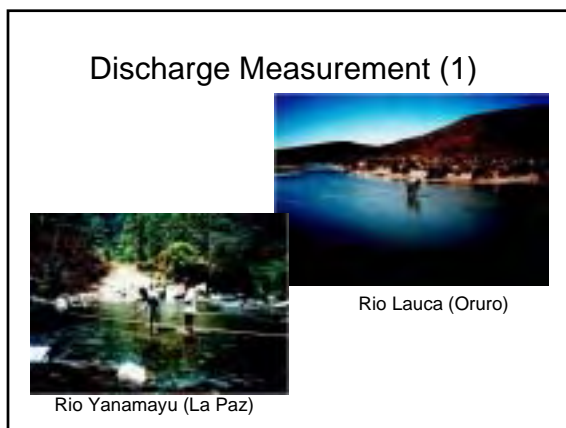


Results of Discharge Observation

No	Name	Discharge (m ³ /s)	Observation date	Head (m)	Hydro Potential	Demand	Cost	Grid Extension	Over-all
1	Yanamayu	0.67	29-Aug-99	26					
2	Canlaya/Culva	0.32	03-Sep-99	30					
3	Rio Charazani	2.50	02-Sep-99	-	X		X		X
4	Rio Ninocotin	0.97	02-Sep-99	-	X		X		X
5	Amarele	0.41	03-Sep-99						
6	Camata (A) Rio Quillarwaya	4.67	02-Sep-99	50					
7	Camata (B) Camata Canal	0.03	02-Sep-99	50					
8	Camata (C)	15.13	02-Sep-99	50	X		X		X
9	Apolo	1.99	14-Oct-99						
10	Ixiamas	2.63	23-Oct-99						
1	Tamarapi	0.10	07-Sep-99	30					X
2	Sajama (A)	0.39	08-Sep-99	1					X
3	Sajama (B)	0.05	08-Sep-99	15	X		X		X
4	Chachacomani (A) Rio Jaruma	0.05	09-Sep-99	60					
5	- (B) Rio Chofoje	0.03	09-Sep-99	80	X		X		X
6	- (C) Rio Sajama	2.14	09-Sep-99	60					
7	Rio Lauca	1.62	10-Sep-99	1	X		X		X
8	Juro	0.04	10-Sep-99	50	X		X		X

Installation of Staff Gauge (1)

No	Name	Prefecture	Provincia	Municipio	Canton	Household	River (Cuenca)	Site	Install of Staff gauge	Daily W.L. observe	Obs. Discharge
1	Apolo	La Paz	F. Tamayo	Apolo	Apolo	500	Rio Turiapu	10km from Aporo town	(14-17 Oct. 99)		(14 Oct. 99)
2	Ixiamas	La Paz	Iturrealde	S. Buenaventura	Ixiamas	200	Rio Tequeje	10m SW from Ixiamas town	(23-25 Oct. 99)		(23 Oct. 99)
3	Rio Jaruma	Oruro	Sajama	Curahuara de Carangas	Estancia Quimsa Jakke	240	Rio Jaruma	4.5km SW from Quimsa Jakke town	(6-7 Nov. 99)		(6 Nov. 99)
4	Rio Sajama	Oruro	Sajama	Chachacomani	Estancia Centro Morgacchi	240	Rio Sajama	11 km SE from Chachacomani	x	x	(6 Nov. 99)



Experience of MHP related to Sustainability

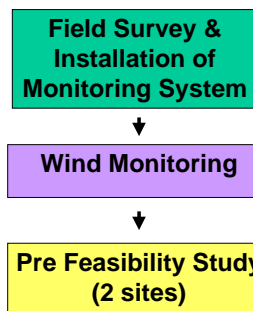
- (1) Todos Santos MCH (Oruro)
 - a) Installed Capacity (150 kW x 2) VS Limited Demand (6 kW)
 - b) High Power Rate (Bs./kWh)
 - c) Drop in Voltage = Long Distance Transmission (40km)
- (2) Ramon Gonzales (Charazani MCH, La Paz): 70kW
 - a) Low Income VS Cost of D/L=> cut off the distribution line
 - b) Power Rate (Bs.15/month/family)
- (3) Caranavi MCH (La Paz)
 - a) Within Existing Grid Line (still supplying MHP)
 - b) MHP Power Rate is cheaper than Grid Power Rate

Survey and Study to be Conducted during Second Field Survey

- 1. Continuing Observation of Water Level and Discharge

Wind Power

Overall Study Plan



Objectives of Field Survey (Wind Power)

- 1. Data Collection
 - VMEH
 - SENAMHI
- 2. Site Selection for Wind Monitoring System
- 3. Arrangement for Installation

Flow of Field Survey

- Collection of Data and Information, La Paz
- Site Selection for Wind Monitoring System
 - (1) Establishing Selection Criteria
 - (2) Map Study and Evaluation
 - (3) Field Investigation
 - (4) Selection of the Candidate Sites(10)
- Arrangement for Installation
 - Assessment of Contractors
 - Collection of Quotations

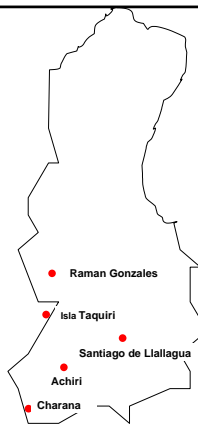
Selection Criteria

- Sites with wind potential
- Sites which will not be covered by grid extension within 5 – 10 years in principle
- Size of population (La Paz:1000-5000, Oruro:300-3000)
- Geographical distribution and Access for data collection
- Sites where other alternative energy sources (except grid extension)are available
- Sites where meteorological observation has been recorded by SENAMHI

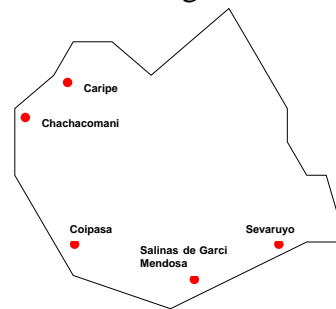
Evaluation

No	Name	Wind speed (m/s)	Popul	1000-p <5000	is Al eneg	Grid	Access	Province	Area selected
1	Biscaya	n.a	4747	-	x	x		Camacho	
2	Isia Taquiri	n.a	n.a	-	x			Ormasuyos	
3	Jesus de Machaca	n.a	972	x	x	x		Inquis	
4	Tincach	n.a	145	x	x			Pacajes	
5	Charani	n.a	440	x	x	x		Loayza	
6	Tiwanaka	1.9	4919		x	x		Inquis	
7	Collana	0.6	1468		x	x		Anoma	
8	Hichucota	1.9	400	x	x			Los Andes	
9	Aycoyo	5.0	3172		x	x		Anoma	
10	Patacamaya	3.3	10849	x	x	x		Anoma	
11	Pant	2.6	6275	x	x	x		Camacho	
12	Charana	2.6	1092		x	x		Pacajes	
13	Huarina	4.6	6280	x	x	x		Ormasuyos	
14	Achiri	2.0	1728				PV	Pacajes	
15	Chiriquia	n.a	1092		diesel/PV			Pacajes	
16	Murupata	n.a	2445		diesel			Municipes	

Wind Monitoring Sites in La Paz



Wind Monitoring Sites in Oruro



Achiri : La Paz

- Municipality : Pacajes
- Population : 955
- Household : 190
- Existing alternative energy sources: Diesel (20kW), PV (hospital and public well)

Achiri : La Paz



Charana : La Paz

- Municipality : Pacajes
- Population : 1200
- Household : 200
- Existing alternative energy sources: Diesel (135kW), PV

Charana : La Paz



Ramon Gonzales : La Paz

- Municipality : Saavedra
- Population : 200
- Household : 80
- Existing alternative energy sources: Hydro Power Station (from Chayazani 60kW)

Ramon Gonzales : La Paz



Isla Taquiri : La Paz

- Municipality : Manco Kapac
- Population : 300
- Household : 100
- Existing alternative energy sources: None

Isla Taquiri : La Paz



**Santiago de Llallagua
: La Paz**

- Municipality : Aroma
- Population : 1000
- Household : 300
- Existing alternative energy sources: None

**Santiago de Llallagua
: La Paz**



**Between Comujo and
Coipasa : Oruro**

–Comujo

- Municipality : Atahuallpa
- Population : 150
- Household : 25
- Existing alternative energy sources : Connected with Hydro Power Station (from Todos Santos 150kW)

**Between Comujo and
Coipasa : Oruro**

–Coipasa

- Municipality : Atahuallpa
- Population : 500
- Household : 85
- Existing alternative energy sources : Connected with Hydro Power Station (from Todos Santos 150kW)

**Between Comujo and
Coipasa : Oruro**



Caripe : Oruro

- Municipality : Sajama
- Population : 250
- Household : 78
- Existing alternative energy sources: None

Caripe : Oruro



Chachacomani : Oruro

- Municipality : Sajama
- Population : 330
- Household : 55
- Existing alternative energy sources: None

Chachacomani : Oruro



Salinas de Garci Mendoza

- Municipality :L.Cabrera
- Population : 1500
- Household : 300
- Existing alternative energy sources: None

Salinas de Garci Mendoza



Sevaruyo : Oruro

- Municipality : Abaroa
- Population : 2000
- Household : 400
- Existing alternative energy sources : Diesel (60kW)

Sevaruyo : Oruro



Survey and Study to be Conducted during the Second Field Survey

- 1. Installation of Monitoring System(10 sites)
- 2. Preparation for the Monitoring(organizational structure)
- 3.Data Sampling

Social Survey

Objectives (Social Survey)

- - Socio-economic profiles of local people & communities
- - Needs and acceptance of the local people and communities to rural electrification
- - Local participation in the process of rural electrification

Survey Methods

- Key Informant Survey
Interview Survey using the Participatory Rural Appraisal (PRA) method
- Household Survey
Interview Survey using the Rapid Rural Appraisal (RRA) method with Questionnaire

Location & Size

Prefecture	Operating organization	Selected PV Site	Number of Interviewees	Distance to the nearest town
La Paz	ELFA, S.A.	Calteca	40	35km (Patacamaya)
		Sanfrancisco de Lallagua	10	18.5km (Huachaca)
		Santiago de Hiruyo	10	17km (Huachaca)
Oruro	COSEP	Iruma	20	24km (Oruro-city)
		Paria Pampita	10	30km (Oruro-city)
		Ancocota	10	30km (Oruro-city)
Existing PV Project Site in Oruro	Pazña Municipality / ENRECA	Pazña	10	45km (Oruro-city)
Total		7 sites	110	

Interviewee's Background

PV Site	La Paz			Oruro		
	Calteca	Sanfrancisco de Lallagua	Santiago de Hiruyo	Iruma	Paria Pampita	Ancocota
Age						
Less than 29 year	5	2	1	4	1	2
30-39	9	5	5	10	2	5
40-49	8	3		2	4	3
50-59	8		4	1	2	5
60-69	8			2		
70 and more	2			1	1	
Educational background						
No Education				2		3
Elementary school	4	10	2	9	7	5
Junior high school - level	17		4	6	3	2
Senior high school - level	19		4	3		
University						
Main Occupation						
Farmer	4			3	1	
Farmer + Herder	27	3	2	6	8	10
Farmer + Temporary work	4	7	4		1	
Farmer + Private business	3		1			
Farmer + Public sector			1			
Farmer + Private sector			2			
Farmer + Private business						
Private business	1					
Salary worker in Private	1					
Housekeeper				1		
Total number of interviewees	40	10	10	20	10	10

Household Economy

PV Site	La Paz			Oruro		
	Calteca	Sanfrancisco de Lallagua	Santiago de Hiruyo	Iruma	Paria Pampita	Ancocota
Average Annual Income	Bs. 3,329	Bs. 1,970	Bs. 3,823	Bs. 2,953	Bs. 1,656	Bs. 1,325
Average Monthly Consumption Cost (for Food)	Bs. 142.3	Bs. 293.3	Bs. 322.9	Bs. 204.1	Bs. 217.1	Bs. 110.0
(for Energy)	Bs. 9.2	Bs. 22.5	Bs. 22.5	Bs. 22.9	Bs. 25.5	Bs. 10.9

Agriculture & Livestock

PV Site	La Paz			Oruro		
	Calteca	Sanfrancisco de Lallagua	Santiago de Hiruyo	Iruma	Paria Pampita	Ancocota
Average Farmland Size	3.2 ha		5.8 ha	0.8 ha	4.4 ha	4.9 ha
Average Number of Livestocks						
- Cattle	1.7	3	3.6	2	2.9	3.3
- Sheep	14.7	24	32.5	15.9	44.4	30.8
- Poultry	2.9	4	2.3	4	0.3	1.7
- Pig	0.2					
- Burro	0.7	2	0.9		1.8	2.7
- Llama	0.2			11.8	40.3	3.8
Number of households that have farmland and/or livestock animals						
- Farmland	37	9	10	17	9	10
- Cattle	31	10	10	1	8	9
- Sheep	33	10	10	9	9	8
- Poultry	16	9	4	1	1	0
- Pig	4	0	0	0	0	9
- Burro	16	7	4	0	9	7
- Llama	3	0	0	4	9	8
Total number of households	40	10	10	20	10	10

Electrical Appliances

PV Site	La Paz			Oruro		
	Calteca	Sanfrancisco de Lallagua	Santiago de Hiruyo	Iruma	Paria Pampita	Ancocota
Existing appliances in a household						
- Radio	26	3	3	8	1	3
- Radio-cassette recorder	8	3	2	6	7	2
- Radio + Radio-cassette recorder	3	2	5	2	1	
- Radio-cassette recorder + TV set				1		
- Radio + Radio-cassette recorder + TV set					1	
- do not have any appliance	3	2		3		5
Average Monthly Consumption of Dry Sell		Bs. 16.8	Bs. 14.2	Bs. 21.8	Bs. 11.9	Bs. 6.7
Appliances desired after PV installation						
- Radio	2					
- Radio-cassette recorder	4	2		5		3
- Radio + Radio-cassette recorder						
- TV set	18	6	8	3	8	2
- TV set + Radio				1		2
- TV set + Radio-cassette recorder	3	2	1	1	1	3
- No idea or Do not buy any appliances	13		1		1	
Total number of households	40	10	10	20	10	10

Average Usage Condition of Kerosene Lamp

PV Site	La Paz			Oruro		
	Calteca	Sanfrancisco de Lallagua	Santiago de Hiruyo	Iruma	Paria Pampita	Ancocota
Price of a Lamp (Bs.) *	1.4	1.8	1.6	-	3	-
Life of the Lamp (year)	1.2	1.5	1.6	1	1	1
Monthly Consumption of Fuel (liter)	1.1	2.8	2.6	4.2	3.8	2.3
Fuel Price (kerosene 1liter)	2.4	2.2	2.5	1.5	1.6	1.8
Lamp Usage Hours per Day	2.4	1.7	2.5	3	4	2.6

* includes the cost only for fire wick

Source for Initial Charge

	La Paz			Oruro		
	Calteca	Sanfrancisco de Lallagua	Santiago de Hiruyo	Iruma	Paria Pampita	Ancocota
from savings	5			4		3
borrow from relatives or friends	1					
credit	1			2		
sell agricultural products					2	
sell livestock animals						
sell farmland				2	2	5
temporary work	4			10		1
sell agricultural products + temporary work				2		
sell livestock animals + temporary work		5	2		5	2
sell agricultural products + livestock animals	8				1	3
from savings + remittance	1					
from savings + sell agricultural products			1			
from savings + sell livestock animals	8		1			
from savings + temporary work	1		1			
from savings + borrow from relatives or friends	1					
others						
Total	40	10	10	20	10	10

	La Paz			Oruro			
	Chalaca	Sanfrancisco de Hillagun	Santiago de Eruvo	Iruvo	Puris Pampán	Ancorota	Pazán
from savings	11		1	3			
borrow from relatives or friends	1						
credit	1			1			
sell agricultural products					2		
sell livestock animals	8	3	5			3	
sell farmland							
temporary work	5	2	1	5	3	2	
sell agricultural products + temporary work				1		2	
sell livestock animals + temporary work		3	2		5	2	
sell agricultural products + livestock animals	5	2				1	
from savings + sell livestock animals	6						
from savings + temporary work	1		1				
from savings + borrow from relatives or friends	1						
remittance	1						
others							
Total	40	10	10	20	10	10	10

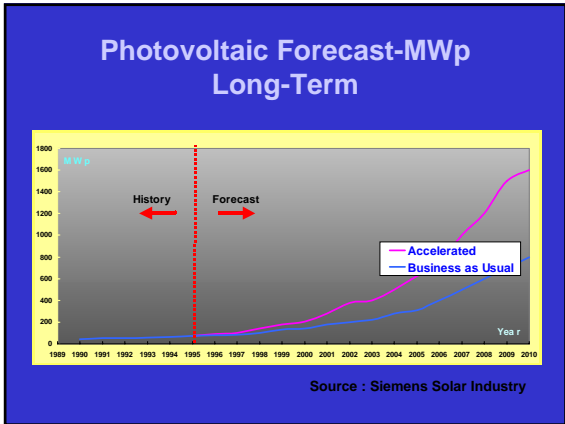
- ### Needs & Expectations for Rural Electrification
- to develop a deep well for drinking water
 - to develop agricultural irrigation with electric system
 - to promote income generation at the cottage industry level
 - to improve educational condition
 - to get more information with radio & TV
 - to enjoy social activities

- ### Scope of Work for the Second Field Survey
- Supplementary Socio-economic Survey
 - Preparation of Monitoring for PV System
 - Formulation of Organization & Institution for PV System

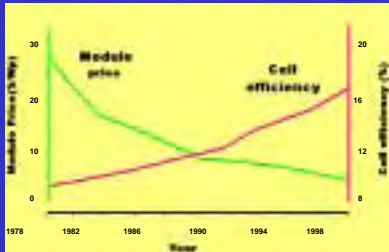
3. Basic Concept of PV System & Current Topics

Recent Trend

Production and Price

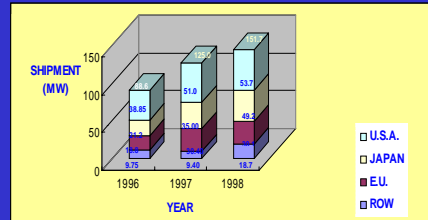


Cost vs Cel Efficiency Curve



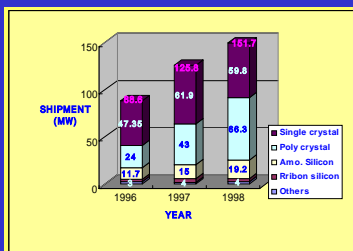
Source : BP Solar

World PV Cell / Module Shipment



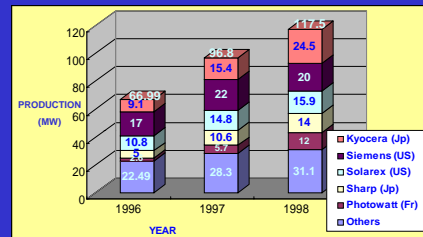
Source : PV News Vol.18 No.2 (published in Japan)1999

World Cell / Module Shipment by Cell Type



Source : PV News Vol.18 No.2 (published in Japan)1999

PV Cell production by companies



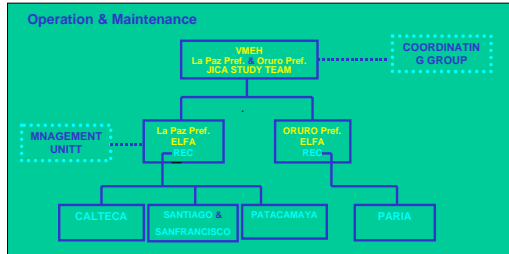
Source : PV News Vol.18 No.2 (published in Japan)1999

4. Structure of PV Operation & Maintenance

JICA PV Project in Bolivia

Pilot Test for Sustainability

Organization for the project



Organization for the project

Coordinating Group	
-VMEH	Overall management for the project, Audit the financial matters, Report the financial matters to JICA
-Pref. (La Paz, Oruro)	Management for the Initial Payment
-JICA STUDY TEAM	Overall management, Audit the financial matters
Management Unit	
-VMEH	Overall supervision for Management Unit, Monitoring PV System operation
-Operator (ELFA, COSEP)	Collect Initial Payment & Monthly Charge, Management for the Monthly Charge, Operation & Maintenance for PV System, Training, Manage spare parts
-REC (#)	Register members, Train REC members, Responsibility for PV System
-REC Members (#)	Pay Initial Payment & Monthly Charge to Operator, Responsible for PV System

(# Calteca, Santiago & Sanfrancisco, Patacamaya and Paria)

Solar Home System



- PV : 55WP
- Controller : Protection for Over charge / Over discharge
- Battery : 12V 100Ah (Bolivia product)
- Loads : Three fluorescent lights @15W
Radio or Black & White TV (users' option)

Tariff system

Initial payment	Bs 700
Capital cost of the system	
Monthly fee	Bs 30
Operation & Maintenance cost	

- The above tariff is basically fixed.
- Management unit will discuss and make agreement on the **tariff change** when **economical substantial change** happens.

Initial payment **Bs 700**
(Total cost **Bs 5300**)

8times **payment installment**

Contract payment	Bs 50
January 2000	Bs350
March 2000	Bs 50
May 2000	Bs 50
July 2000	Bs 50
September 2000	Bs 50
November 2000	Bs 50
January 2001	Bs 50

Initial payment **Bs 700**
(Total cost **Bs 5300**)

- Pay to Operators (ELFA & COSEP) in the end of the specific months
- Managed by Prefectures in the Exclusive Bank Account
- Audited by VMEH & JICA
- Revolving fund for implementation of PV system (with discussion in Coordinating Group & Management Unit)
- The PV System to be **withdrawn** with **Delayed payment**

Monthly fee

Bs 30

Operation & Maintenance cost

- *Pay to Operators (ELFA & COSEP) in the end of every month
- *Managed by Operators (ELFA & COSEP) in the exclusive bank account
- *Audited by VMEH and JICA
- *Manpower cost for Operators
- *Material cost
- *Replacement cost of parts

Monitoring

To have the best way
for
implementation of PV System
for
Rural Electrification
in
Bolivia

Monitoring

- ***Management** (Project Management, Financial Management)
- ***Operation & Maintenance** (Monthly & Occasional)
- ***System use** (Proper use & daily maintenance)
- ***Socio- Economic Change** (Payment for the System, Life style, Home economy)
- ***PV System** (Irradiation vs Power, Power vs Proper Use, Demanded size/ quality/ cost/ application, Technology transfer)

Monitoring to
Management Aspect

Topics
Project Management
Financial Management

Questionees
VMEH
La Paz Prefectures
&
Oruro Prefectures
ELFA & COSEP
RECs

Monitoring to
Operation & Maintenance Aspect

Topics
Monthly maintenance
Occasional maintenance

Questionees
La Paz Prefectures
&
Oruro Prefectures
ELFA & COSEP
RECs

Monitoring to
System Use Aspect

Topics
Proper Use
Daily maintenance

Questionees
ELFA & COSEP
RECs
Users

Monitoring to Socio-economical change

Topics	Questionees
Payment for system	ELFA & COSEP
Life style / Merit	RECs
Home economy / Cost	Users

Monitoring to PV System Aspect

Topics	Questionees
Demanded size / quality / cost application	Users
Irradiation vs Power	ELFA & COSEP
Power vs Proper Use	RECs
	Technical data collection

Users guide

Convenient life
Safety for the family
Sustainable use of the PV system

Users guide

Careful & Appropriate manner for Daily use
Payment duty

Users guide

Convenient life
Safety for the family
Sustainable use of the PV system

Users guide

Convenient life
Safety for the family
Sustainable use of the PV system

Initial payment Bs 700
(Total cost Bs 5300)

8times payment installment

Contract payment	Bs 50
January 2000	Bs350
March 2000	Bs 50
May 2000	Bs 50
July 2000	Bs 50
September 2000	Bs 50
November 2000	Bs 50
January 2001	Bs 50

Initial payment Bs 700
(Total cost Bs 5300)

Cost of the PV System

- Pay to Operators (ELFA & COCEP) in the end of the specific month
- Managed by Prefectures in the Exclusive Bank Account
- Audited by VMEH & JICA
- Revolving fund for implementation of PV system (with discussion in Coordinating Group & Management Unit)
- The PV System to be withdrawn with Delayed payment

Monthly fee Bs 30

Operation & Maintenance cost

- Pay to Operators (ELFA & COSEP) in the end of every month
- Managed by Operators (ELFA & COSEP) in the exclusive bank account
- Audited by VMEH and JICA
- Manpower cost for Operators
- Material cost
- Replacement cost of parts

Monthly fee Bs 30

Operation & Maintenance cost

- Manpower cost for Operators
 - Monthly patrol
 - Trouble shooting
- Material cost
 - Distillated water for batteries
 - Wires and fixtures (Except users belongings)
- Replacement cost of parts
 - Battery & Controller (Except lights, PV panel)

Monthly fee Bs 30

Operation & Maintenance cost

- Pay to Operators (ELFA & COSEP) in the end of every month
- Managed by Operators (ELFA & COSEP) in the exclusive bank account
- Audited by VMEH and JICA
- Manpower cost for Operators
- Material cost
- Replacement cost of parts

Monthly fee Bs 30

Operation & Maintenance cost

- Pay to Operators (ELFA & COSEP) in the end of every month
- Managed by Operators (ELFA & COSEP) in the exclusive bank account
- Audited by VMEH and JICA
- Manpower cost for Operators
- Material cost
- Replacement cost of parts

Users Guide

Pattern of loads Use

LIGHT : 15 W
 RADIO : 15 W / Max. 3hrs
 B / W TV : 30 W / Max. 2hrs

LIGHT	LIGHT ONLY			LIGHT & RADIO			LIGHT & TV		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
POWER (W)	15	30	45	15+15	30+15	45+15	15+20	30+20	45+20
USE (hours)	9	4.5	3	6+3	3+3	3+3	6+2	3+2	3+2
TOTAL (Wh)	135	135	135	135	135	135	130	130	130

Users guide

Do

Keep using The PV System all the year in the same level of use

Observe water level in the battery enough or not enough

Keep the hours in use of the system along to the Pattern of Loads Use

Report the situation immediately and precisely to REC in case of trouble comes

REC tries to inform the situation to Operator for emergency maintenance

Users guide

Do not

Do not touch and move any thing except lights and switches

Do not use three lights in any case (The third light is spare with Operators)

Do not let children go close to the battery (The battery extracts harm gas)

Do not touch anything especially in case of trouble

Do not come close to any part of the total system in case of the thunder lighting

Users guide

Punishment

Inappropriate use with REC users will cause **removal** of the PV system to **another community** with the agreement in Management Unit

Users guide

System Transfer

The system to be removed on the Prefecture account with Grid line connected

REC members can own the system after 2001 by the conditions Management unit sets

Operation & Maintenance for PV System

Convenient life

Sustainable use of the PV system

Safety for the family

The person in charge

The 1st year :
 Operators only

After that :
 Operators + Users

Maintenance Schedule

Weekly : Observe battery water level

Monthly :

Inspect array panel for broken panels. Wash surface.
 Check and add water to the battery electrolyte
 Wipe top of battery
 Equalize batteries in case that Specific Gravity difference seen between cells
 Inspect controller for proper light indication

Annual :

Check array wiring for physical damage, mounting hardware for tightness
 Inspect wiring for poor connections
 Inspect battery terminals for corrosion. Clean and put grease as needed

Array Maintenance

- Check the glass on the PV is not broken
- Wash module surface as needed using soft cloth and water
 - Clean in early morning or evening, when the sun is below the horizon
- Check that all bolts are secure, that the structure is well attached to pole
- Examine all wiring connection for corrosion or looseness
 - Clean and tighten as necessary
- Check that junction boxes are covered
- Inspect module for cells condition

Wiring, Fixtures & Loads Maintenance

Checking points	To be done
• All items remains as the original	: Remove
• Wiring connection for corrosion	: Clean
• Wiring connection fastened tight	: Fasten
• Wire covering in normal	: Taping
• Light bulbs to be clean	: Clean
• Light bulbs to be broken	: Replace
• Circuit breakers function	: Repair or replace

Battery Maintenance

- Make sure the battery enclosure is well ventilated
- Observe water level in every cell
 - Fill with distilled water to the level indicated
- Measure specific gravity of all cells using hydrometer
 - Wear gloves & eye protection
- Inspect all terminals for corrosion and loosened cables
 - Clean and tightened, Cover terminals with grease
- Check all caps for the cells existing or not
 - Put plastic cover loosely in the cell hole

添付資料 *IV-2*

**Japan International Cooperation Agency
Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons,
BOLIVIA**

- Second Seminar -

**The Study
On
Rural Electrification Implementation Plan
By Renewable Energy
In
The Republic Of BOLIVIA**

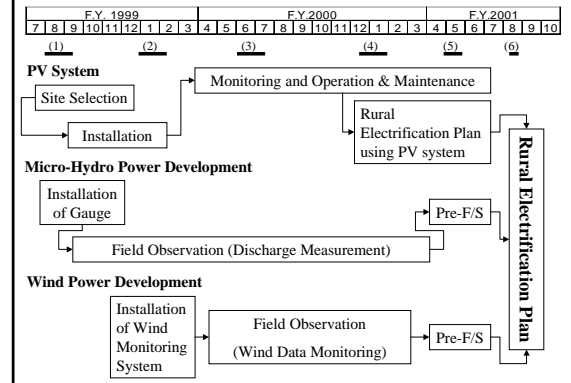
Objectives

- to formulate a Rural Electrification Implementation Plan by Renewable Energy in La Paz & Oruro
- to transfer technology

Target Region & Renewable Energies

- Target Regions: La Paz & Oruro
- Target Renewable Energy Sources:
 - Photovoltaic power :
 - Micro-hydro power :
 - Wind power :

Overall Work Flow



Summary of Study Conducted

- Power Sector & Rural Electrification
- Photovoltaic power
- Micro-hydro power
- Wind power
- Socio-economic survey

Summary of Study Conducted

- Power Sector & Rural Electrification -

National System

- (1) National Interconnected System (SIN):
80% of Installation capacity
- (2) Isolated System (SA): 6%
- (3) Other Isolated System (OSA): 3%
- (4) Specific Generations: 11%

Installation Capacity

(MW)

	1994	1995	1996	1997	1998
Energía Hidroeléctrica	289.1	306.4	318.4	336.4	341.9
Participación	36.7%	37.0%	31.6%	32.9%	32.8%
Tasa de Crecimiento	-3.7%	6.0%	3.9%	5.7%	1.6%
Energía Térmica	497.7	521.5	688.9	687.3	700.9
Participación	63.3%	63.0%	68.4%	67.1%	67.2%
Tasa de Crecimiento	9.2%	4.8%	32.1%	-0.2%	2.0%
Total	786.8	827.9	1,007	1,024	1,043
Tasa de Crecimiento	4.1%	5.2%	21.7%	1.6%	1.9%

Fuente: 'Anuario Estadístico del sector Eléctrico Boliviano 1998', VMEH

Generación Eléctrica

(GWh)

	1994	1995	1996	1997	1998
Energía Hidroeléctrica	1,351	1,283	1,460	1,573	1,513
Participación	47.8%	42.7%	45.3%	45.5%	41.1%
Tasa de Crecimiento	-12.1%	-5.0%	13.8%	7.7%	-3.8%
Energía Térmica	1,473	1,720	1,760	1,884	2,172
Participación	52.2%	57.3%	54.7%	54.5%	58.9%
Tasa de Crecimiento	32.2%	16.8%	2.3%	7.0%	15.3%
Total	2,824	3,003	3,220	3,457	3,685
Tasa de Crecimiento	6.5%	6.3%	7.2%	7.4%	6.6%

Fuente: 'Anuario Estadístico del sector Eléctrico Boliviano 1998', VMEH

- Transmission System
Transportation of Electricity (TDE)

- Distribution System
Major 6 Distributors of SIN
(ELECTROPAZ, ELFEO, ELFEC,
CRE, CESSA y SEPSA)

Public Consumption for Infrastructure

(US\$1,000)

	1996			1997		
	Total	Interno	Externo	Total	Interno	Externo
Energía	26,245	5,948	20,297	13,930	8,925	5,005
Electrificación Rural	1,157	1,155	2	7,105	6,993	112
Total	215,647	53,397	162,250	180,835	93,583	87,252

	1998			1999		
	Total	Interno	Externo	Total	Interno	Externo
Energía	10,144	6,046	4,098	8,328	6,205	2,123
Electrificación Rural	6,379	4,486	1,893	4,635	3,925	710
Total	155,067	74,193	80,874	426,582	191,351	235,231

Fuente: VIPFE

Rural Electrification in La Paz and Oruro

	1997			1998			1999		
	Vivanti	CEC	%cdc	Vivanti	CEC	%cdc	Vivanti	CEC	%cdc
LaPaz(Rur)	24,328	4,394	17.9%	24,884	4,523	18.6%	24,001	4,235	17.7%
Oruro(Rur)	6,298	809	12.7%	6,743	643	9.5%	6,266	829	13.2%
Total(Rur)	86,714	18,492	21.3%	82,211	12,511	15.2%	80,267	17,334	21.6%

	2000			2001			2002		
	Vivanti	CEC	%cdc	Vivanti	CEC	%cdc	Vivanti	CEC	%cdc
LaPaz(Rur)	24,728	5,334	21.6%	24,335	6,099	25.1%	24,372	6,099	25.0%
Oruro(Rur)	6,297	1,285	20.4%	6,255	1,111	17.8%	6,255	1,111	17.8%
Total(Rur)	94,956	21,338	22.5%	94,749	24,025	25.4%	94,749	24,025	25.4%

Fuente: VMEH

Budget by type of Energy in PRONER

(US\$MN)

	1998	1999	2000	2001	2002	Total
Extensión de la Red	5.7	7.0	6.6	7.1	7.1	33.5
PV	6.7	7.8	7.7	8.2	8.1	38.5
Hidráulico	4.6	4.2	5.7	5.2	5.8	25.5
Asistencia Técnica	1.0	1.0	1.0	1.5	1.0	5.5
Total	18.0	20.0	21.0	22.0	22.0	103.0

Fuente: VMEH

Finance Plan of PRONER

(US\$MN)

	Prefecturas	Municipios	Participación por Beneficiarios	Sector Privado	Financiamiento Internacional	Total
1998	6.0	2.0	1.0	4.5	4.5	18.0
1999	3.0	2.0	2.0	7.0	6.0	20.0
2000	3.5	1.0	2.0	6.5	8.0	21.0
2001	4.5	2.0	1.0	6.5	8.0	22.0
2002	4.5	2.0	2.0	5.5	8.0	22.0
Total	21.5	9.0	8.0	30.0	34.5	103.0

Fuente: VMEH

Cost of Alternative Energies

- (1) Extension of grid line : \$0.83/kWh
- (2) Diesel generations : \$0.62/kWh
- (3) PV Systems : \$1.78/kWh

Fuente: Equipo de Estudio de JICA

Summary of Study Conducted - Photovoltaic power (1) -

- First Field Survey
 - Selection of PV pilot project sites (270 PV systems)
 - Inspection of PV system equipment procured in Bolivia
 - Formulation of OM system for PV including organization and power charge structure
 - Supervision of installation

Summary of Study Conducted - Photovoltaic power (2) -

- Second Field Survey
 - Supervision of PV installation
 - Installation of irradiation equipment with data logger
 - Guidance of OM for users and operator
 - Preparation for monitoring

Summary of Study Conducted - Photovoltaic power (3) -

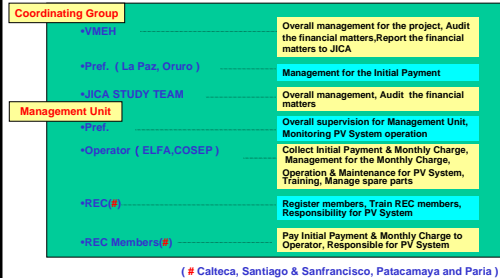
- Target Area of Pilot Project
 - Prefectura de La Paz
 - Calteca
 - Murchapi, Chiarumani y Chacoma, Catavi, Millo y Culli Culli Alto
 - Santiago, Sanfrancisco y Sipe Sipe
 - Prefectura de Oruro
 - Laguna Ancocota
 - Milluni
 - Paria Pampita

Proposed PV System



- PV : 55WP
- Controller : Protection for Over charge / Over discharge
- Battery : 12V 100Ah (Bolivia product)
- Loads : Three fluorescent lights @15W

Organization for the project



Summary of Study Conducted - Micro-hydro power (1) -

- First Field Survey
 - Data collection and preparation of inventory
 - Selection of sites for discharge observation
 - Discharge observation
 - Installation of staff gauges and measurement
- Second Field Survey
 - Observation of water level and discharge

Summary of Study Conducted - Micro-hydro power (2) -

- Selected River for Water Level Observation

No.	Nombre	Prefectura	Provincia	Municipio	Canton	Hogar	Rio (Cuenca)	Sitio	Instalacion de Staff gauge	Daily W.L. observe	Obs. Discharge
1	Apolo	La Paz	F. Tamayo	Apolo	Apolo	500	Rio Furiapu	10km from Aporo town	14-17 Oct. 99		14 Oct. 99
2	Ixiamas	La Paz	Iturralde	S. Buenaventura	Ixiamas	200	Rio Tequeje	10m SW from Ixiamas town	23-26 Oct. 99		23 Oct. 99
3	Rio Jaruma	Oruro	Sajama	Curahuara de Carangas	Estancia Quimsa Jajke	240	Rio Jaruma	4.5km SW from Quimsa Jajke town	6-7 Nov. 99		8 Nov. 99
4	Rio Sajama	Oruro	Sajama	Chachacomani	Ecta Centro Morgach	240	Rio Sajama	11 km SE from Chachacomani	x	x	8 Nov. 99

Summary of Study Conducted - Wind power (1) -

- First Field Survey
 - Selection of sites for wind monitoring system (10 sites)
 - Field investigation and arrangement for installation work
 - Preparation of specifications for installation and survey on contractors
- Second Field Survey
 - Installation of wind monitoring system (10 sites)

Summary of Study Conducted - Wind power (2) -

Prefectura	Sitios	Population	Hogares	Fuente de Energia Existente
La Paz	(1) Achiri	955	190	Diesel(20kW)
	(2) Charana	1200	200	Diesel(133kW)
La Paz	(3) Ramon onzales	200	80	Hydro power
	(4) Isla Taquiri	300	100	None
	(5) San Lallagua	1000	300	None
Oruro	(1) Canjo & Guipasa	650	110	Hydro power
	(2) Canipe	250	78	None
	(3) Chachacomani	330	55	None
	(4) Sa de Gardi Men	300	300	None
	(5) Sevaruyo	2000	400	Diesel(60kW)

- Selected Sites for Wind Monitoring

**Summary of Study Conducted
- Socio-economic Survey (1) -**

- First Field Survey
 - Data collection related to socio-economy, institution and organizations
 - Socio-economic survey in La Paz and Oruro (for potential beneficiaries of PV system)

**Summary of Study Conducted
- Socio-economic Survey (2) -**

- Second Field Survey
 - Formulation of OM organization for PV system
 - Supplemental socio-economic survey and preparation for monitoring

**Summary of Study Conducted
- Socio-economic Survey (3) -**

	La Paz	Oruro
a) Ingreso mensual promedio	Bs. 310	Bs. 269
b) Consumo para energia	Bs. 20 - 25 por mes	
c) Industrias principales	Agricultura y Ganaderia	
d) Artefactos existentes	87% Radio o Radio-cassette grabadora	
e) Artefactos deseados	85% Aparato de TV	
f) Uso de la lampara	2-3 horas por dia	
g) Consumo mensual de kerosene	Bs. 5.1	Bs. 5.6
h) Fuente prevista para la cuota y el pago	1) Venta de ganado o productos agricolas 2) Trabajo temporal	
i) Necesidades y expectativa de la electrificacion rural	1) Generacion de Ingresos	
	2) Necesidades humanas basicas	
	3) Bienestar social	

Third Field Survey

- Photovoltaic power
- Micro-hydro power
- Wind power
- Social survey & Administrative organization
- Economic & Financial survey

**Third Field Survey
- Photovoltaic power -**

- Monitoring of PV system installed
- Data collection of data logger
- Study on potential development of photovoltaic power for rural electrification

**Third Field Survey
- Micro-hydro power -**

- Selection of potential sites (10) for micro-hydro power
- Investigation of potential sites (10) for micro-hydro power for selecting 2 candidate sites

**Third Field Survey
- Wind power -**

- Data collection & analysis using wind monitoring system
- Study on development plan with wind power

**Third Field Survey
- Social survey & Administrative organization -**

- Monitoring of users for pilot project of PV system
- Analysis of management organization for sustainable development of PV
- Study on OM system for micro-hydro power & wind power

**Third Field Survey
- Economic & Financial survey -**

- Study on progress of PRONER and rural electrification
- Preparation of basic frame for rural electrification plan
- Analysis of energy cost, tariff and consumption

**Technology Transfer
in Third Field Survey**

- Photovoltaic power
- Micro-hydro power
- Wind power

**Technology Transfer
in Third Field Survey
- Photovoltaic power -**

- Inspection of PV system installed
- Operation and maintenance using manual and guide
- Monitoring method

**Technology Transfer
in Third Field Survey
- Micro-hydro power -**

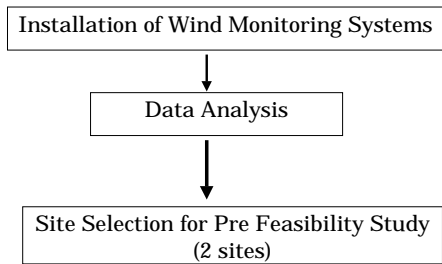
- Selection of potential sites
- Reconnaissance survey method

Technology Transfer in Third Field Survey - Wind power -

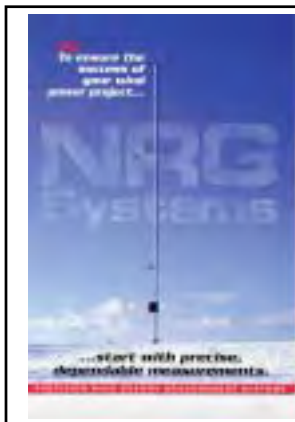
- Monitoring method
- Method of data analysis

Wind Power

Work Flow

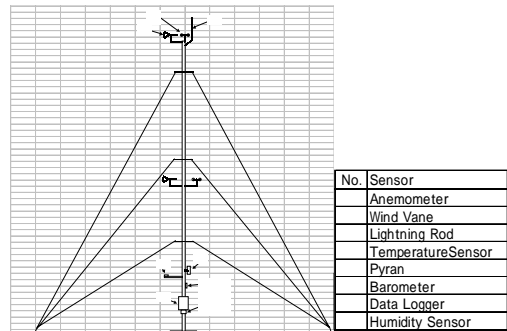


Wind Monitoring System Installation



Wind Monitoring System

Wind Monitoring System



Anchor



Guy Wire



Grounding Work



Anemometer, Wind Vane
and Lighting Rod



Pyranometer and
Air Pressure Sensor



Temperature Sensor



Gin Pole



Tower Erection (1)



Tower Erection (2)



Data Logger (1)



Data Logger (2)



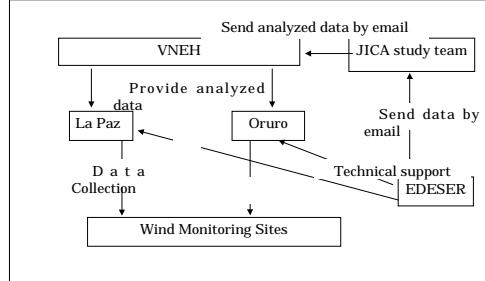
Wind Monitoring System



Problems & Countermeasure

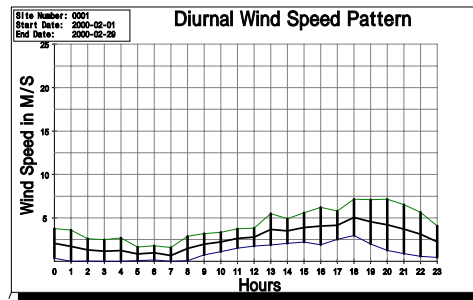
Problems	Countermeasure
Only one set of gin pole and a winch are available for 10 tower erection works.	Arrange the tower installation schedule in both prefectures for using only one set of gin pole and a winch.
Long concrete curing period are necessary due to the rainy season.	At least 4 days are planned for concrete curing.
To finish the work in limited time, large numbers of labors are required.	The contractor hired villagers at the site.
Only limited area is available at site for wind monitoring sites.	Reduce the diameter of anchors.
Ground is too soft to install anchors.	Instead of screw the anchors into the ground, dig and fixed by cement.
Base Station, a software for data collection and management, could not be installed in PC computer in La Paz prefecture.	Plan to install the software in VMEH computer.
Ten sites data use too large memory to send by email.	Compressed data will be sent through email.
The absolute pressure is too low to measure by using a BP-20 pressure sensor and a DL9300 data logger.	To change the SIM card in the data logger to custom SIM card for correct measurement.

Data Collection System

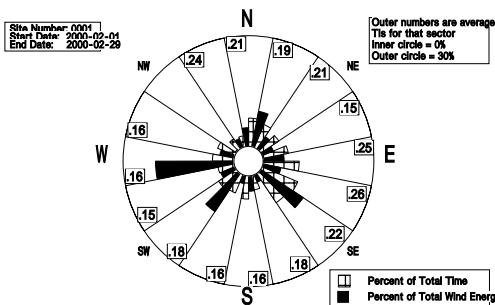


Wind Data (February and March 2000)

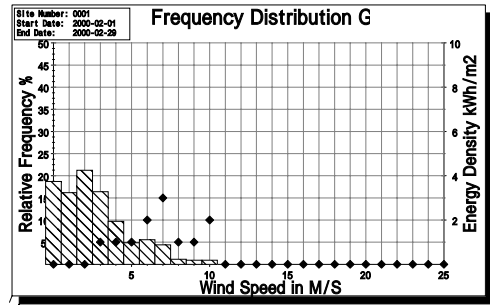
Achiri (February 2000)



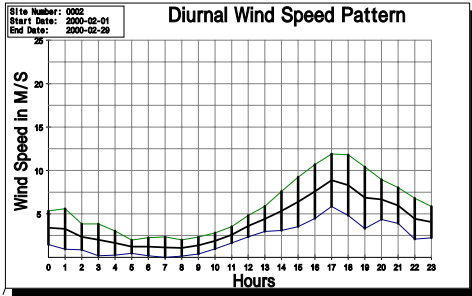
Achiri (February 2000)



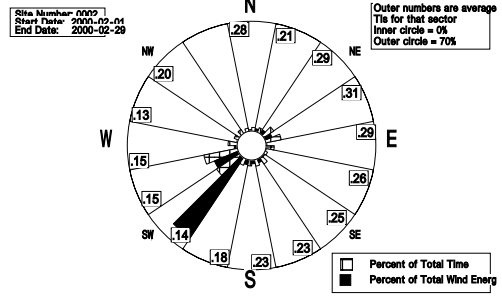
Achiri (February 2000)



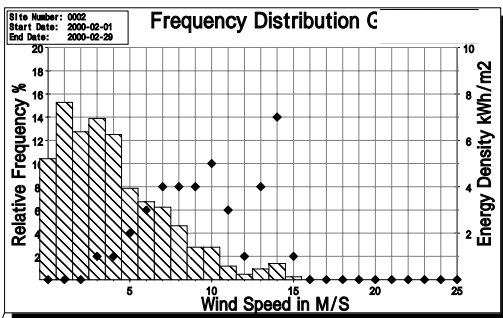
Charana (February 2000)



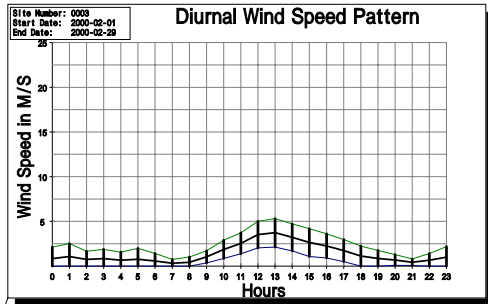
Charana (February 2000)



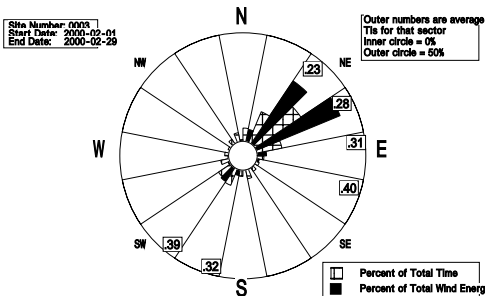
Charana (February 2000)



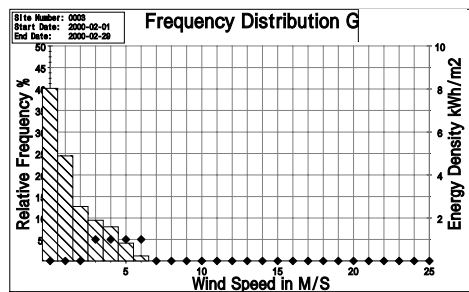
R.Gonzales (February 2000)



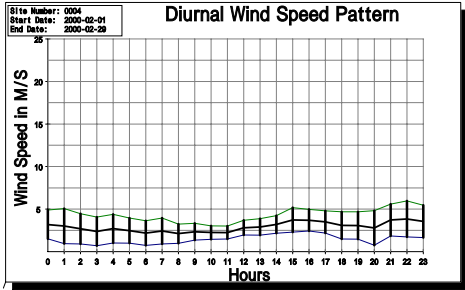
R.Gonzales (February 2000)



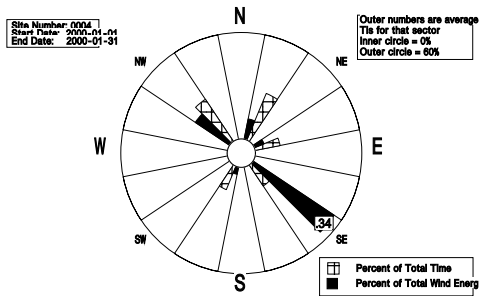
R.Gonzales (February 2000)



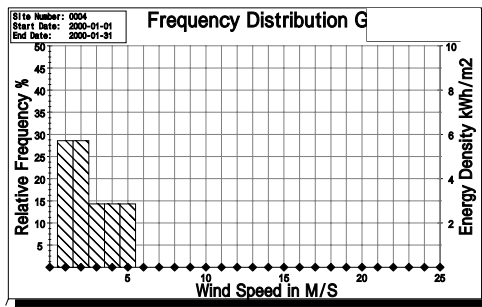
Isla.Taquiri (February 2000)



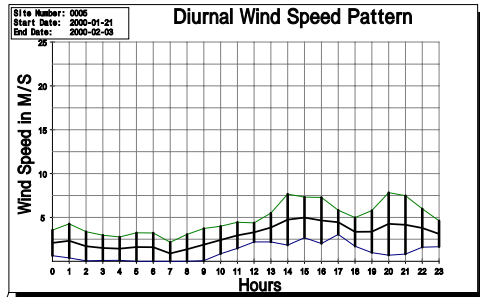
Isla.Taquiri (February 2000)



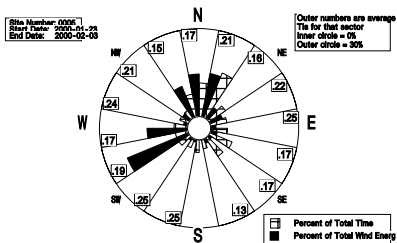
Isla.Taquiri (February 2000)



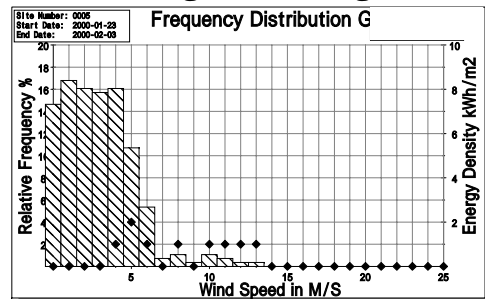
Santiago de Llallagua



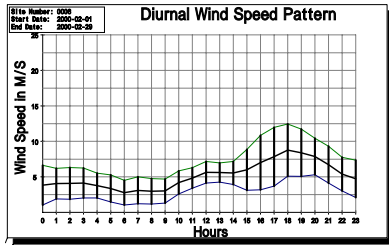
Santiago de Llallagua



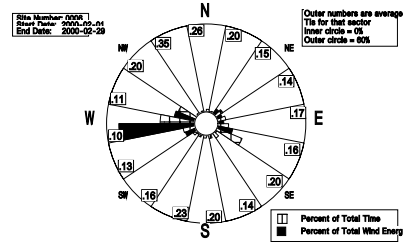
Santiago de Llallagua



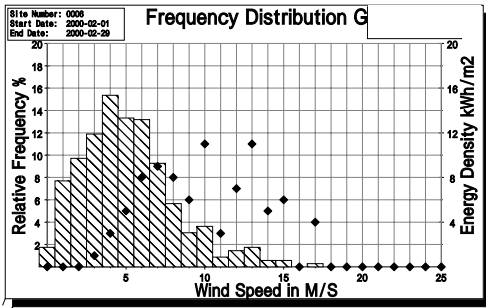
Between Comjo and Coipasa



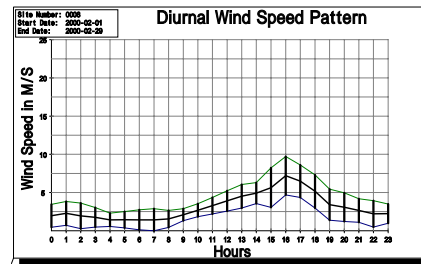
Between Comjo and Coipasa



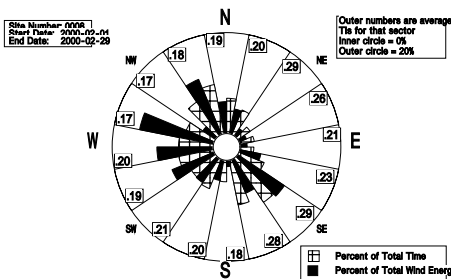
Between Comjo and Coipasa



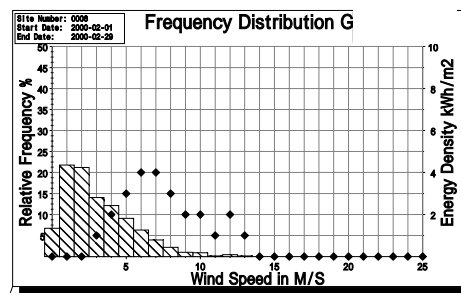
Chachacomani



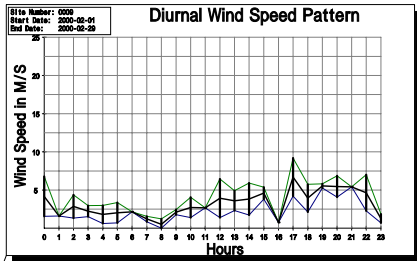
Chachacomani



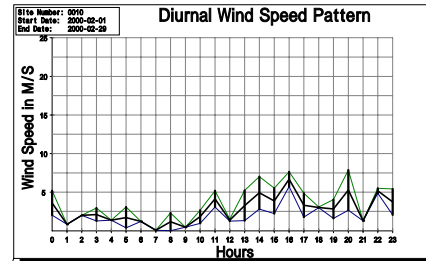
Chachacomani



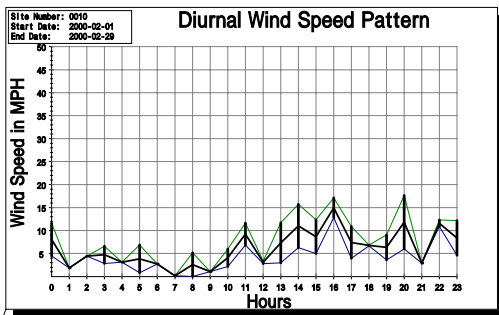
Salinas de Garci Mendosa



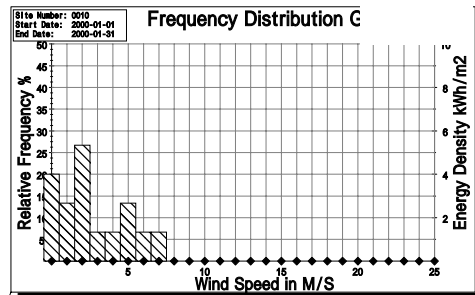
Salinas de Garci Mendosa



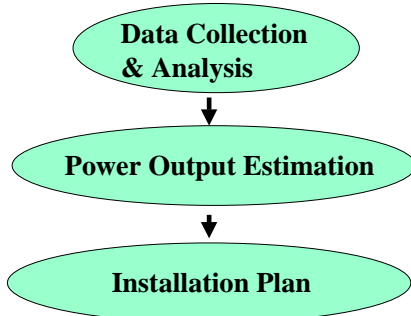
Sevaruyo



Sevaruyo



Work Flow for Wind Generation Plan



Wind System
Current Topics

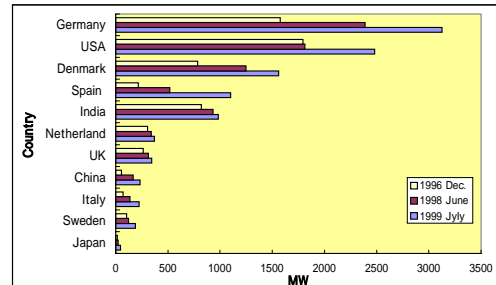
Wind Power Technology Past and future

Technology Status	1980	1990	After 2000
Cost per kWh*	\$0.30 - \$0.40	\$0.05 - \$0.07	< \$0.04
Capital cost per kW	\$2000 - \$3000	\$500 - \$800	< \$500
Operating life	5-7 years	20 years	30 years
Capacity Factor	15%	25-30%	>30%
Availability	50-65%	95%	>95%
Size range	50-150 kW	300-1000kW	500-2000kW

*For wind sites with average annual wind speed 7 m/s at hub height

(Source : Wind and Solar Power System, CRC Press)

Operating Wind Power Capacity



(Source : JICA Study Team)

Present Wind Capacity and Future Targets

Country	Present (MW)	Future Target (MW)
USA	2482 MW in 1999	10,000 MW by 2010
UK	345 MW in 1999	3000 MW by 2010
Italy	223 MW in 1999	300 MW by 2000
India	983 MW in 1999	2900 MW by 2000
Netherlands	372 MW in 1999	3000 MW by 2020
Denmark	1560 MW in 1999	5500 MW by 2030
Japan	47 MW in 1999	300 MW by 2010

(Source : JICA Study Team)

Future Target for Percent of Total Electricity Demand Met by Wind Capacity

Country	Wind as Percent of Total Electricity Demand
Denmark	Was 6 % as of June 1997 Target 50 % by 2030
Germany	Was 10 % as of June 1997 Target 20-25 % by 2030
Ireland	Government target 5 % by 2010 IWEA target 10 % by 2010
USA	Was < 1 % in 1997 EPROM estimate 10 % by 2020
UK	Was 2.5 % in 1998 Target 10 % by 2010

(Source : Wind and Solar Power System, CRC Press)

Photovoltaic Power

Photo Voltaic Power

Installation Guide for SHS
 Lay out
 Technical considerations
 Data Logger System
 Lay out
 Technical considerations
 Logged data
 PV Pilot Test Program
 Original Plan
 New Modification
 Tariff system

Installation Guide for Solar Home System

Lay Out of SHS



- PV : 55WP
- Controller : Protection for Over charge / Over discharge
- Battery : 12V 100Ah (Bolivia product)
- Loads : Three fluorescent lights @15W

Technical considerations

- (1) PV panel
- (2) PV pole
- (3) Electrical consideration
- (4) Equipment location
- (5) Battery consideration

(1) PV panel spacing from objects

to be placed far enough away from an object
to face the north in the south hemisphere



(2) PV pole consideration

- to support all loads including wind & snow
- to maintain strength over life time
- to provide access for maintenance

(3) Electrical considerations

- to appropriate wiring and protection
- to minimize electrical circuit losses such as voltage drop
- to select equipment taking into account expected
 - moisture/temperature/radiation/
salt environmental conditions

(4) Equipment location

- to install all equipment in such a way that access is controlled
- batteries to be vented and protected from sparks
- controllers not to be located over batteries

(5) Battery considerations (1)

- to be located in a dry location
- to be located where access is controlled as a lockable room or a box
- to have proper ventilation of evolved hydrogen gasses
- to have safety and easy access and sufficient width for maintenance

(5) Battery considerations (2)

- to reduce exposure to environmental extremes
- to restrict access to untrained or unauthorized persons or babies and children
- to be vented
- to be protected from sparks

Data Logger System

Lay Out of Data Logger System

- Power source
- Data logger
- Terminals
- Voltage aid
- Current aid



-- Data Logger box --

Voltage & Current

- Voltage conversion
20V → 5V



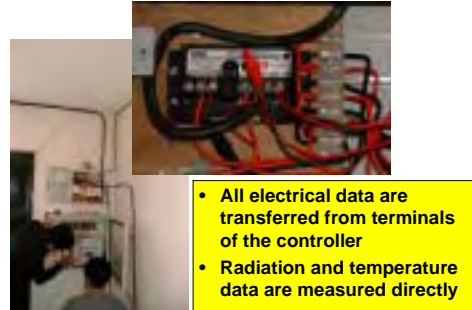
- Current conversion
10A → 50mV



Data source



Data source - Controller



Data Logger

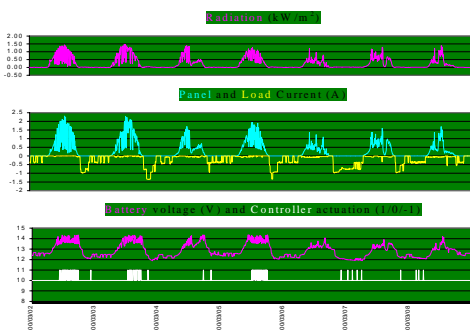
Wiring to channels

- CH1: Irradiation
- CH2: PV current
- CH3: Load current
- CH4: Battery current
- CH5: PV voltage
- CH6: Load voltage
- CH7: Battery voltage
- CH8: Temperature
- CH9: PV temperature



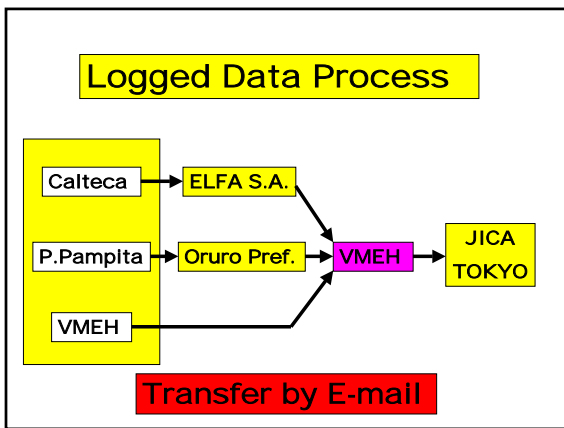
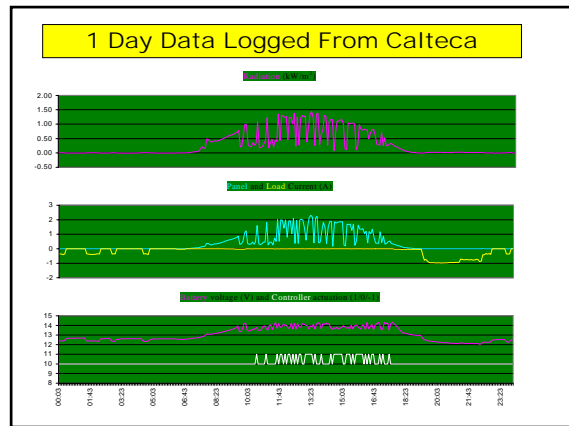
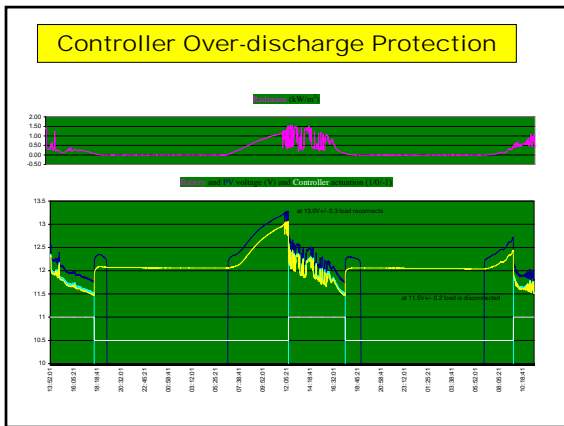
Logged data from Data Logger System

7 Days Data Logged From Calteca



Controller Overcharge Protection





- ### PV Pilot Test Program
- Original Plan
 - Modified Plan
 - Tariff comparison
 - O/M responsibilities

Original Plan (1) Organization

Four Management Units

La Paz	Oruro
(1) Calteca REC	(4) Paria REC
(2) Santiago & Sanfrancisco REC	
(3) Patacamaya REC	

Original Plan (2) Local organization

Rural Electrification Committees (REC) & 12 Communities

La Paz : 180 h/h	
(1) Calteca REC	12 h/h
(2) Santiago & Sanfrancisco REC	71 (incl. Sipe Sipe)
(3) Patacamaya REC	97 (Charmani & Chacoma Murchapi, Catavi, Mollo, Culli Culli Alto)
Oruro : 90 h/h	
(4) Paria REC	90 (Paria Pampita, Mining, Milluni, Laguna Ancocota)

Original Plan (3)
Payment System

Initial Payment Bs 700
 Ownership for equipment
 Three fluorescent lamps, Switches, Cables,
 Junction boxes, etc.
 Maximum 20 years use

Monthly Fee Bs 30
 Operation and maintenance
 Manpower cost of Operators
 Equipments for replacement and repair
 Materials for replacement and repair

Modified Plan (1)
Local Organization

Institutional restructuring
New organization in REC and Each Community
 Objectives: System sustainability
 Operation, maintenance and management
 Training
 Structure : REC / Each Community
 General Coordination
 Community Chief / Community Secretary
 Technical Matter
 Community Technical Staff
**Main Responsibility to be under
 Each Community**

Modified Plan (2)
Individual Contract

Individual Contract

1) Rent / Initial Payment
 Prefecture vs Each User

2) Monthly Fee
 Operator vs Each User

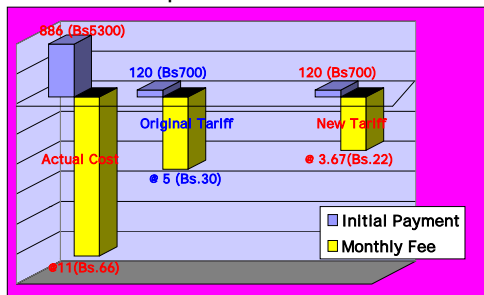
Modified Plan (3)
Payment System

New Fee / Payment Method

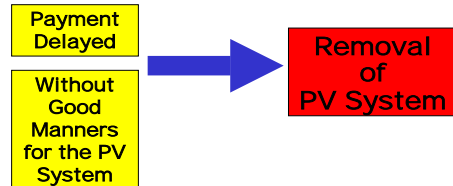
1) New Monthly Fee
 Bs. 22 (Reduced from Bs . 30)
 - Final Reduction
 - from February 2000

2) Initial Payment
 Four installments (June 2000-April 2001)
 Five installments (June 2000-Feb.2001)

Tariff comparison



Individual Responsibility
and
Penalty



Operation/Maintenance & Management/Responsibilities

	Operator	Each Community	Users
General Coordination	○	○	○
Financial matter	○		
Emergency	○	○	○
Annual maintenance	○		
6 months maintenance	○ →		
3 months maintenance	○ →	→	
Monthly maintenance	○ →	→	
Daily maintenance			○

添付資料 IV-3

Japan International Cooperation Agency
Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons, BOLIVIA

- Third Seminar -

La Paz, September 3, 2001

The Study
On
Rural Electrification Implementation Plan
By Renewable Energy
In
The Republic Of BOLIVIA

1. Introduction of JICA Study

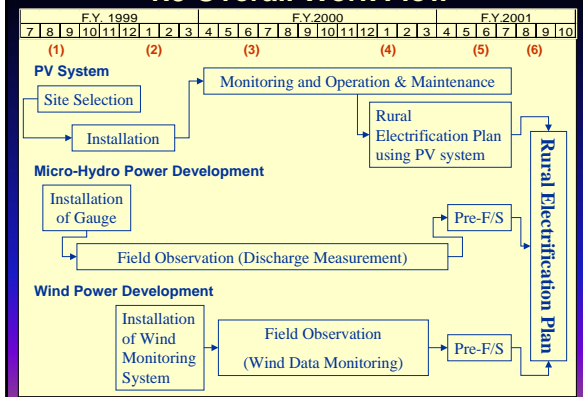
1.1 Objectives of the Study

- to formulate a Rural Electrification Implementation Plan by Renewable Energy in La Paz & Oruro
- to transfer technology

1.2 Study Organization

- (1) JICA Study Team (6 members)
- (2) Coordinating Group
 - VMEH (3)
 - Representative of La Paz and Oruro Prefecture (2)
- (3) Working Group (10)
 - La Paz Prefecture (5)
 - Oruro Prefecture (5)

1.3 Overall Work Flow



2. Rural Electrification in Bolivia / La Paz and Oruro

2.1 Rural Electrification in Bolivia

1) VMEH Policy

- Started PRONER in 1998 to double the rural electrification rate from 13.7% to 28% by 2002.
- Promotes use of environmentally friendly renewable energy sources such as PV, micro-hydro and wind power.
- Encourages involvement of the private sector and the beneficiaries.

2) Progress of PRONER

	1998	1999	1999	2000
Total Rural HHS	866,714	882,113	892,809	885,454
HHS with Electricity	118,482	152,500	183,223	197,239
RE Rate	13.7%	17.3%	20.5%	22.3%

Source: VMEH

3) Rural Electrification Investment

	1998			1999			2000		
	Total	Internal	External	Total	Internal	External	Total	Internal	External
Energy	10,144	6,046	4,098	8,327	6,205	2,122	8,520	8,206	314
Generation of Electric Energy	370	370	0	-	-	-	107	107	0
Transmission of Electric Energy	2,397	809	1,588	2,018	2,018	0	954	954	0
Rural Electrification	6,379	4,486	1,893	4,634	3,925	709	7,262	7,005	257
Other Energy	998	381	617	873	69	804	112	112	0
Alternative Energy	-	-	-	802	193	609	85	28	57
Transportation	140,481	66,098	74,383	148,805	66,033	82,772	171,922	77,434	94,488
Communications	29	29	0	-	-	-	-	-	-
Hydraulic Resources	4,413	2,020	2,393	2,134	1,877	257	5,839	3,223	2,616
Total Infrastructure Investment	155,067	74,193	80,874	159,286	74,115	85,151	186,281	88,863	97,418
GDP	8,088,000			8,351,000			-		
Total Investment as % of GDP	1.9%			1.9%			-		

Source: VMEH and World Bank

2.2 Rural Electrification in La Paz and Oruro

1) Trend of Rural Electrification in La Paz and Oruro

	1998	1999	2000
La Paz			
RE Rate (%)	18.6%	22.5%	25.5%
HHS with Electricity	45,237	54,906	59,515
Investment (US\$1,000)	6,073	2,672	1,138
Oruro			
RE Rate (%)	10.3%	12.6%	15.4%
HHS with Electricity	6,437	7,894	9,634
Investment (US\$1,000)	648	2,905	1,355

Source: VMEH

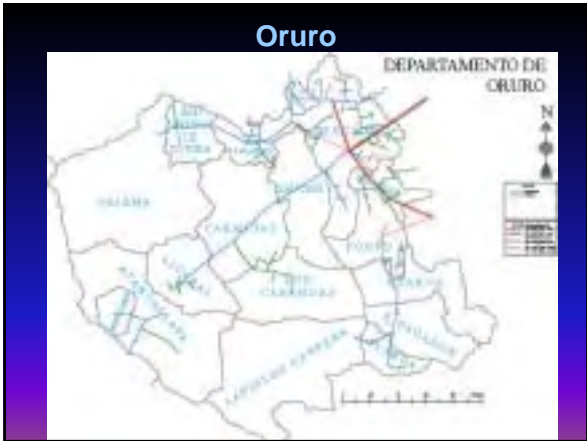
2) Present Situation of Rural Electrification

Grid Extension (cf. 2001 Map)
MHP and PV

	La Paz	Oruro
MHP	7,161HHS (1,084kW)	170HHS (200kW)
PV	446 HHS	1,080 HHS

La Paz





3) Target Households for Rural Electrification

	La Paz	Oruro
Target Rural Households (Total No. of Rural Households)	232,202	62,566
No. of Rural HHs w/o Electricity	174,724	53,690

Source: VMEH

4) Electricity Demand in Rural Areas

(MWH/Year)

La Paz

	2000	2002	2006	2011
Total Number of Rural HHs	233,202	232,639	231,879	231,669
Existing No. of Electrified HHs	59,039	58,894	58,704	58,651
Demand from Existing Electrified HHs	16,972	16,930	18,267	20,150
Potential No. of Rural HHs to be Electrified	174,163	173,735	173,175	173,018
Effective Demand for Electricity	31,349	31,272	33,741	34,385
Total Demand for Electricity	48,321	48,202	52,008	54,534

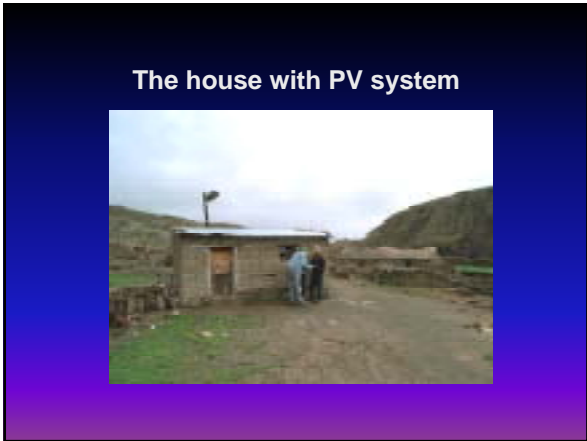
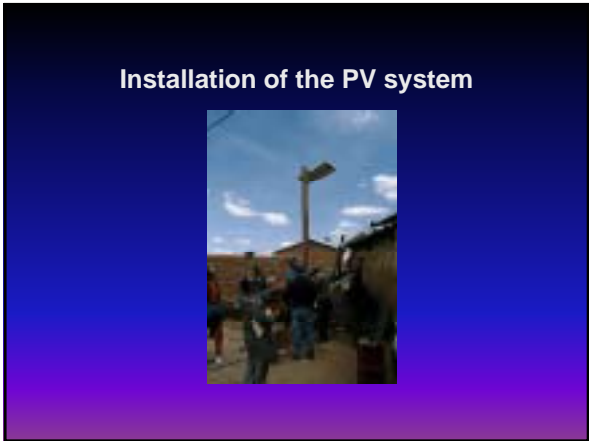
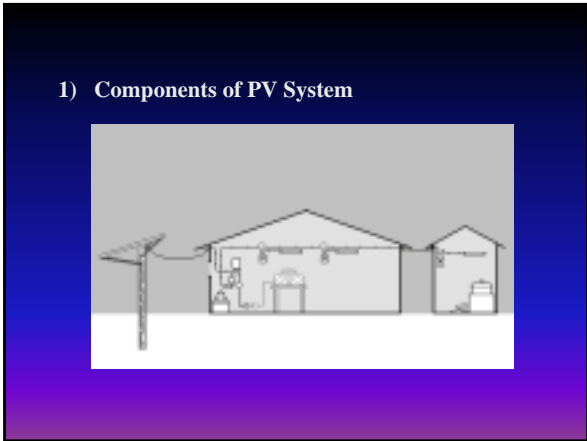
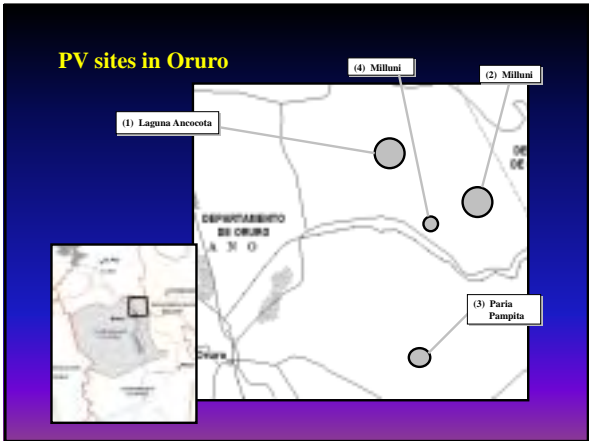
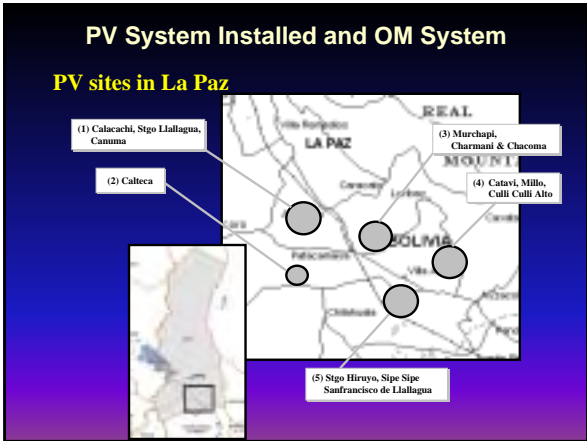
Oruro

	2000	2002	2006	2011
Total Number of Rural HHs	62,566	61,981	60,846	59,473
Existing No. of Electrified HHs	8,857	8,924	9,543	9,418
Demand from Existing Electrified HHs	2,281	2,260	2,402	2,592
Potential No. of Rural HHs to be Electrified	53,679	53,177	52,203	51,025
Effective Demand for Electricity	9,662	9,572	10,171	10,140
Total Demand for Electricity	11,944	11,832	12,573	12,732

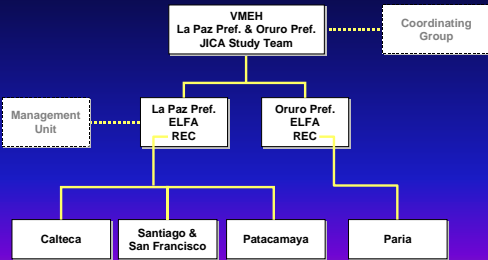
3. PV PILOT PROJECT and O&M

- ### 3.1 Survey and Study Conducted
- Site selection for PV pilot project sites
 - Inspection for the installation of the PV systems
 - Organizing OM system and guidance for OM
 - Monitoring the pilot project
 - Preparation of PV potential map and identification of priority sites for PV

3.2 PV System Installed and OM System



2) Organization for Operation & Maintenance



Coordinating Group

- VMEH
 - Overall management for the Pilot project
 - Audit the financial matters
 - Report the financial matters to the JICA Study Team
- Prefecture
 - Management for the Initial Payment
- JICA Study Team
 - Overall management
 - Audit the financial matters

Management Unit

- Prefecture
 - Overall supervision for Management Unit
 - Monitoring PV system Operation
- Operator
 - Operation and Maintenance
 - Collect Initial Payment and Monthly Fee
 - Management for the Monthly Fee
- REC/ REC Members
 - Responsibility for PV system
 - Payment
 - Daily OM

3) Tariff System

Initial Payment

Bs 700

- 13% of the total cost of Bs5,300
- for PV installation
- 20-year use
- Covers:
 - 3 fluorescent lamps
 - Junction boxes & switches
 - Interior cables & fixtures

Monthly Fee

Bs 30

- Manpower cost for OM
- Maintenance cost per year
- Replacement of main equipment

3.3 Monitoring and Analysis

Monitoring and Analysis

Contents of Monitoring

- O&M by Operators
- Payment
- Monitoring of Users

1) O&M by Operator

- Equipment
 - Defective lamps
 - Blackish bulbs
 - Radio noise
 - Battery water
- Additional loads
 - Radio/ Cassette
 - TV

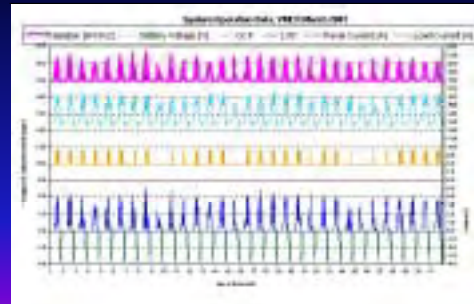
2) Payment of Tariff

(Unit: %)

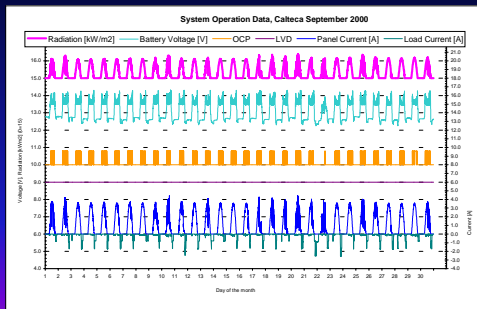
Month	La Paz		Oruro	
	Initial Payment	Monthly Fee	Initial Payment	Monthly Fee
May 2000	8.0	5.5	11.0	8.6
July 2000	16.9	28.5	19.6	25.9
Dec 2000	38.7	56.2	47.7	46.3
Apr 2001	42.4	67.2	51.1	41.4

3) Monitoring of Users

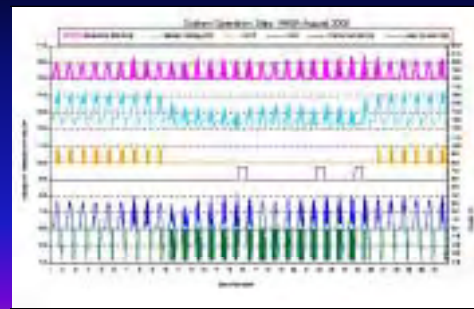
Optimum User (Benchmark)



Light User



Heavy User



4) Radiation Analysis

High radiation all the year

- **May to July: Winter (Dry)**
 - the lowest orbit of the sun
 - Longer hours of sunshine in Dry Season.
- **November to January: Summer (Rainy)**
 - Rainy Season
 - Strong sunshine from the High Orbit of the sun

Radiation Data in Asia & South America

(unit:kWh/m² day)

	Location	Annual Average	Highest	Lowest
Asia	Tokyo / Japan	3.48	4.81 / May	2.22 / Dec.
	Jakarta / Indonesia	4.13	4.50 / Sep	3.55 / January
South America	La Paz / Bolivia	5.72	7.58 / Nov	4.44 / January
	Calteca / Bolivia	6.19	7.26 / Sep	4.61 / January
	P.Pampita / Bolivia	6.29	8.35 / Nov	4.23 / January
	B.Aires / Argentina	4.69	7.07 / Jan	2.15 / June
	Lima / Peru	4.55	6.01 / Feb	2.97 / July

3.4 PV Inventory and PV Potential

PV Inventory and PV Potential

1) PV Inventory (as of June 2001)

(Unit: number of PV system)

Organization \ Department	La Paz	Oruro
USAID		480
Spanish Aid	246	500
JICA	200	100
Total	446	1,080

* System capacity: 50Wp-55Wp
Source: JICA Study Team

PV Potential Map for La Paz



PV Potential Map for Oruro



3.5 Technical Evaluation of PV System

Technical Evaluation of PV System

Function of PV System

- The PV panel of 55 Wp sufficient for charging 100Ah battery
- The controller worked well against over charging and over discharging.
- The battery had enough capacity for the normal use.

3.6 Evaluation of O&M

Evaluation of O&M

Identified Problems

- Limited service for O&M
 - Isolated location of the sites
 - Frequent absence of users
- Weak coordination
 - Limited manpower
 - Difficult access to communities
- Insufficient Payment
 - Misunderstood for the program
 - Limited income of users
 - High expectation for PV system

Proposed Improvement

- OM by User/REC
- Participation of Municipality in O&M
- Improved tariff system
 - Reduction of Initial Payment & Monthly Fee

5. WIND MONITORING SYSTEM AND STUDY OF WIND POWER

5.1 Study and Survey Conducted

- Site selection for wind monitoring
- Supervise of wind monitoring system installation
- Analysis of collected data
- Wind power development plan
- Pre-F/S on selected 3 projects

5.2 Installation of Wind Monitoring System

List of Monitoring Site

La Paz

1. Achiri
2. General Gonzales
3. Is. Taquiri
4. Charana
5. Santiago de Llallagua

Oruro

1. Caripe
2. Chachacomani
3. Comjo / Coipasa
4. Sevaruyo
5. Salinas de Garci Mendosa

Anemometer and Wind Vane



Tower Installation



Wiring Work



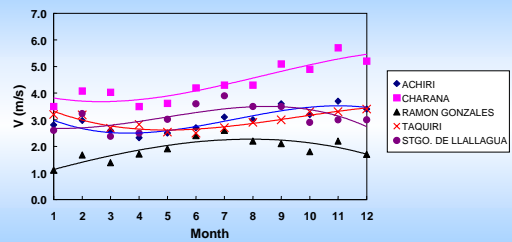
Data Logger Set-up



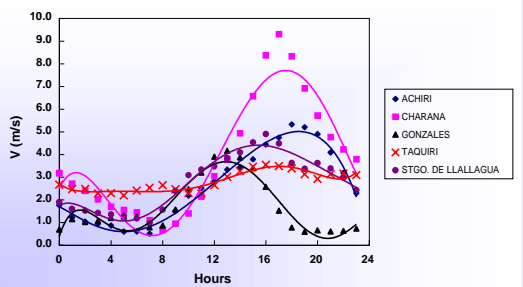
5.3 Monitoring and Data Collection

1) Collected data and Analysis

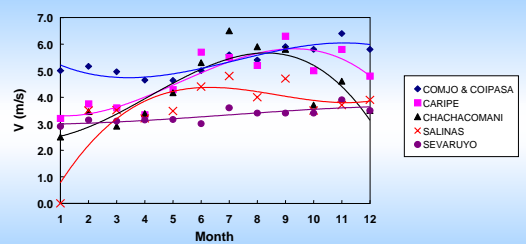
Monthly Wind Speed (La Paz)

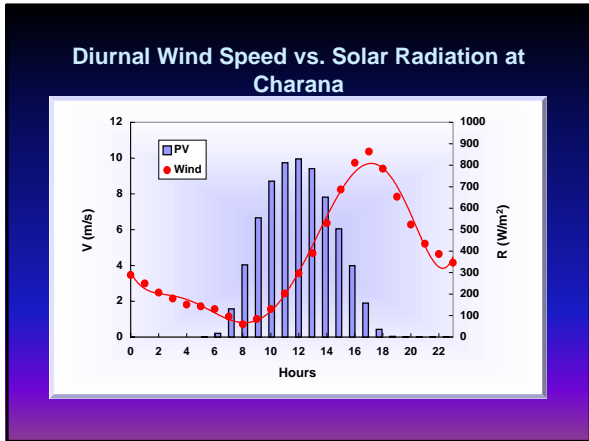
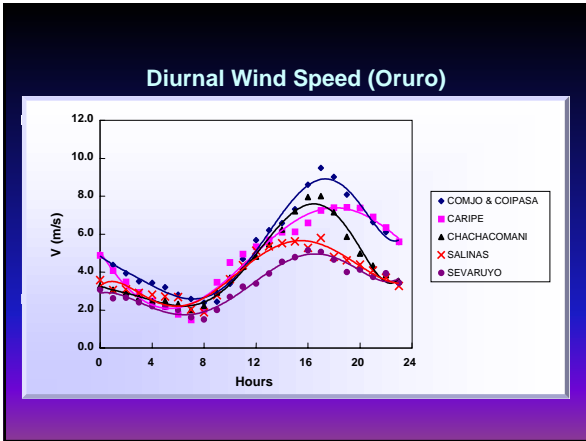


Diurnal Wind Speed (La Paz)



Monthly Wind Speed (Oruro)





2) Wind Power Potential



5.4 Selection of Candidate Sites for Pre-feasibility Study

Selection Criteria

- Wind Power Potential
- Population of Canton
- Priority Development Sites of Prefectures

Selected Pre-F/S Sites

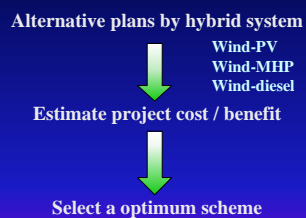
La Paz	Charana
Oruro	Chachacomani Caripe

5.5 Process of Pre-Feasibility Study and Result

1) Work Flow of Pre-Feasibility Study



2) Optimization Study

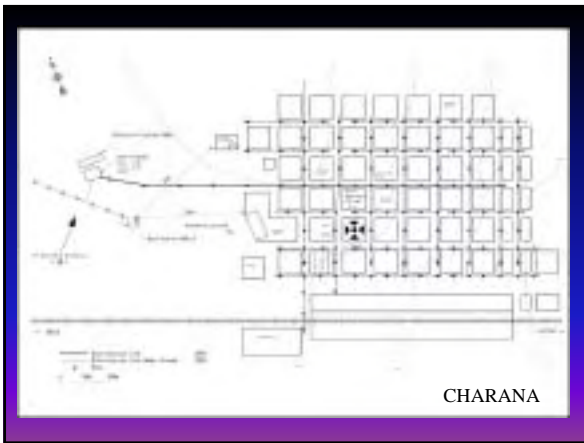
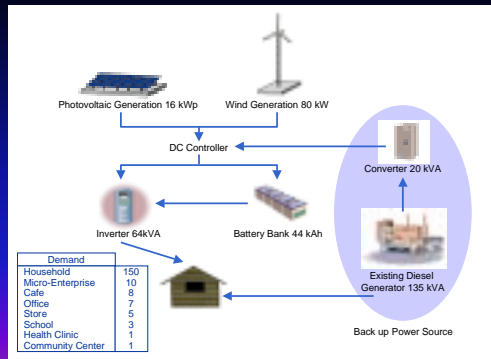


3) Formulated Schemes

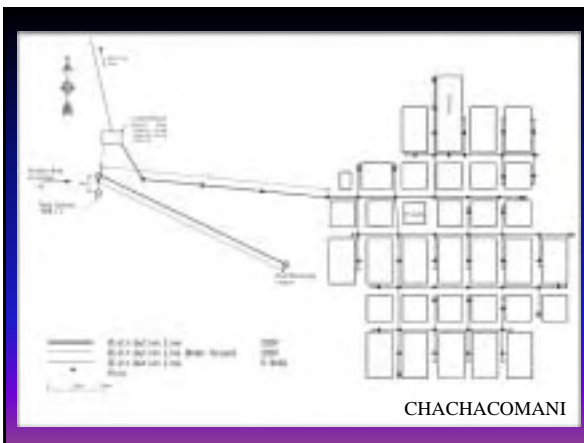
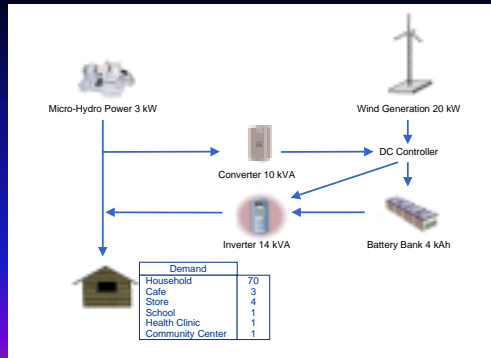
Specification of Generation System

		Charana	Caripe	Chachacomani
Wind Turbine	(kw)	80	10	20
PV	(kWp)	16	4	-
MHP	(kW)	-	-	3
Inverter	(kVA)	64	8	14
Converter	(kVA)	20	-	10
Battery	(kAh)	44	8	4

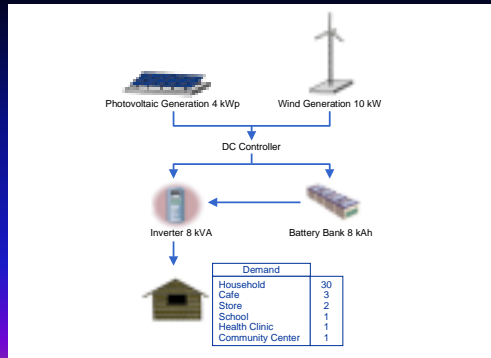
Charana

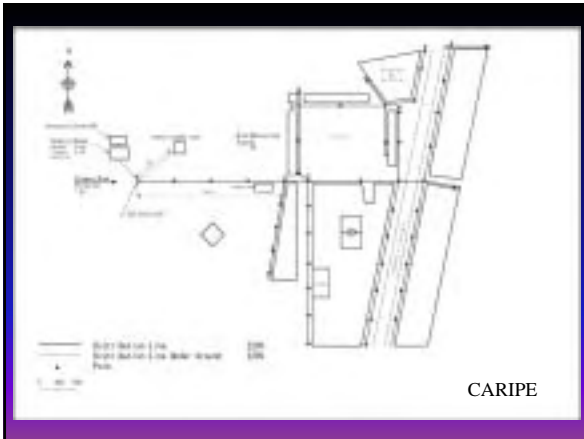


Chachacomani



Caripe





4) Results of Evaluation

Project Cost Estimation

(Unit: US dollar)

	Charana	Caripe	Chachacomani
1. Wind Generator, PV systems, etc.	478,822	88,405	209,242
2. Distribution Line	35,885	11,040	15,000
3. Installation Works	144,000	21,000	30,000
4. Transportation	92,946	14,938	16,598
5. Direct Cost Total	751,653	135,382	270,840
6. Administration and engineering Service	66,145	11,914	23,834
Total Construction Cost	817,798	147,296	294,674

EIRR and Financial Evaluation of Pre-F/S Wind Development Projects

EIRR

	Charana	Caripe	Chachacomani
	-2.9%	-1.8%	-3.1%

Minimum Power Tariff to Cover O&M Cost

	Charana	Caripe	Chachacomani
Residential per kWh	0.12	0.15	0.22
Residential per Month	2.65	3.15	4.73

6. Rural Electrification Plan by Renewable Energy

6.1 Target Renewable Energy & Planning Methodology

1) Target Renewable Energy

Micro-hydro Power (MHP)
Wind Power
Photo-voltaic (PV)

2) Cost Comparison

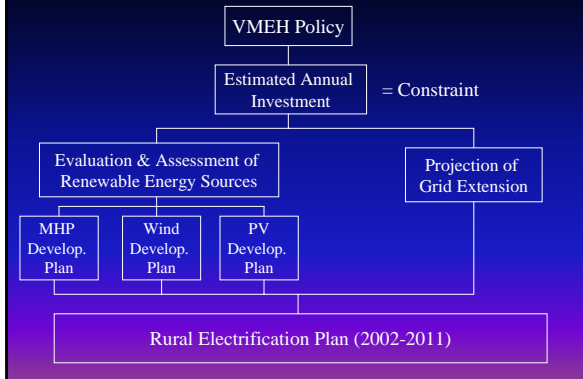
Installed Capacity and Annual Electricity Generation/Consumption

	Grid Extension	PV	MHP	Wind	Diesel
Installed Capacity	-	55W x 100HH	20kW	20kW (15kW Wind/ 5kW PV)	20kW
Annual Electricity Generation/Consumption (kWh/Y)	58,400	70kWh/Y x 100HH	55,480	51,120	52,560

Energy Cost by Energy Source (US\$/kWh)

	Grid		PV	MHP	Wind	Diesel
	Small	Large				
Economic Cost	0.29	0.31	1.60	0.31	0.47	0.40
Financial Cost	0.32	0.35	1.90	0.36	0.56	0.47

3) Methodology of Rural Electrification Plan

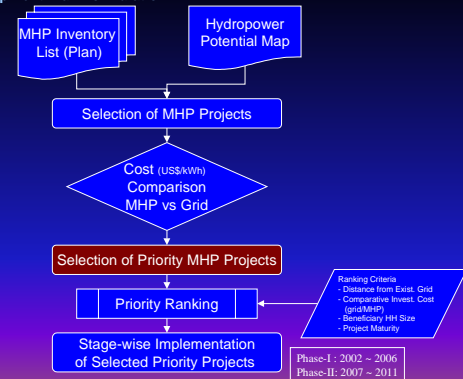


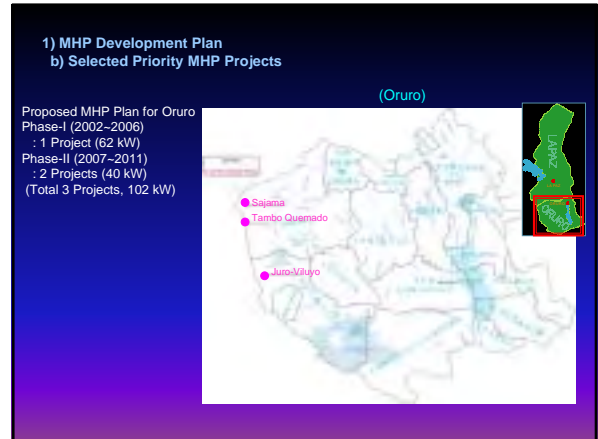
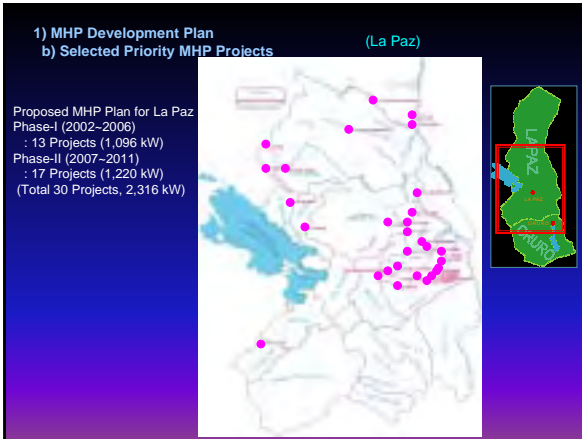
6.2 Rural Electrification Plan

(1) MHP Development Plan

1) MHP Development Plan

a) Development Plan Formulation





1) MHP Development Plan
b) Selected Priority MHP Projects

Proposed Micro-Hydro Power Projects (La Paz)

Phase	Year	Beneficiary Household (HH)	Installed Capacity (kW)	Investment Cost (MHP) (US\$)
Phase - I	2002 - 2006	4,240	1,096	3,496,000
Phase - II	2007 - 2011	3,490	1,220	3,541,000
TOTAL	(2002 - 2011)	7,730	2,316	7,037,000

Proposed Micro-hydro Power Projects (Oruro)

Phase	Year	Beneficiary Household (HH)	Installed Capacity (kW)	Investment Cost (MHP) (US\$)
Phase - I	2002 - 2006	45	62	240,000
Phase - II	2007 - 2011	140	40	128,000
TOTAL	(2002 - 2011)	185	102	368,000

(2) Wind Power Development Plan

- ### Selection Criteria
- Located in high wind potential area
 - Population over one hundred
 - No existing electrification plan
 - Estimated project cost is lower than that of grid extension

Site Selection for Wind Development Project

La Paz

Cantons in high wind potential area	Population	Population for Project	Existing grid or the plan	Result
1. Okoruro	339	suitable	no	selected
2. Chinocabi	264	suitable	no	selected
3. E. Abasco	116	suitable	no	selected
4. Greal. Perez	159	suitable	no	selected
5. Ladislao Cabrera	237	suitable	no	selected
6. Rio Blanco	287	suitable	no	selected
7. Cal Azora	278	suitable	no	selected
8. Pajumani Grande	124	suitable	no	selected
9. Pojo Pajchiri	221	suitable	no	selected
10. Charana	1,016	suitable	no	selected
11. Caracollo	61	not suitable	no	not selected
12. Thola Collo	87	not suitable	no	not selected

Oruro

Cantons in high wind potential area	Population	Population for Project	Existing grid or the plan	Result
1. Sajama	449	suitable	existing	not selected
2. Lagunas	235	suitable	no	selected
3. Copasa	685	suitable	no	selected
4. Carangas	152	suitable	existing	not selected
5. Canpe	208	suitable	no	selected
6. Chachacomani	476	suitable	no	selected
7. Villa Rosario	96	not suitable	no	not selected

Wind Power Development Projects

La Paz

Cantons	Capacity of System (kW)	Objective HHs	Distance from nearest grid (km)	Economic Cost (US\$)	Financial Cost (US\$)	Selected Plan
Okoruro	36	48	100	259,386	305,293	Wind/PV
Charana	96	150	80	699,136	817,798	Wind/PV
Chinocabi	26	42	96	203,648	240,882	Wind/PV
E Abaroa	22	32	60	154,893	182,051	Wind/PV
Oreal Perez	22	28	44	153,805	180,746	Wind/PV
Ladislao Cabrera	22	32	74	154,893	182,051	Wind/PV
Rio Blanco	24	34	94	177,639	209,219	Wind/PV
Catacora	56	72	46	375,214	440,494	Wind/PV
Painumani Grande	36	46	50	258,298	304,031	Wind/PV
Pogo Pajchin	46	52	46	312,948	367,181	Wind/MPV

Oruro

Cantons	Capacity of System (kW)	Objective HHs	Distance from nearest grid (km)	Economic Cost (US\$)	Financial Cost (US\$)	Selected Plan
Caripe	23	30	64	125,382	147,296	Wind/PV
Lagunas	521	60	88	282,132	332,462	Wind/PV
Copasa	0	140	72	445,512	535,313	Wind/PV
Chachacomani	0	70	100	271,738	294,674	Wind/MPVH

MAP



MAP



Priority of Project Implementation

- Distance from the grid
- Size of households
- Investment cost per household
- Preparedness of the project

Allocated Scores for Priority Selection

Distance		Score
A	80 km and over	1
B	60 km and over, less than 80 km	2
C	Less than 80 km	3
Size of Objective Households		Score
A	80 and over	1
B	40 and over, less than 80 km	2
C	Less than 40	3
Investment Cost (US\$/HHs)		Score
A	Less than 5,000	1
B	5,000 and over, less than 6,000	2
C	6,000 and over	3
Project Preparation (Wind Data, F/S)		Score
A	F/S report is existing	1
B	Limited data available	2
C	No F/S report	3

Wind Power Development Plan (Phase 1: 2002 to 2006)

	Cantons	Objective HHs	Capacity (kW)	Investment Cost (US\$)
La Paz	Okoruro	48	36	251,624
	Charana	150	96	678,437
	Chinocabi	44	26	198,042
	Rio Blanco	36	24	172,464
Oruro	Caripe	30	14	122,364
	Copasa	146	60	432,575
	Chachacomai	70	23	267,426
Total		524	279	2,122,931

Wind Power Development Plan (Phase 2: 2007 to 2011)

	Cantons	Objective HHs (A)	Capacity (kW)	Investment Cost (US\$)
La Paz	Eabaroa	32	22	150,150
	Greal Perez	30	22	149,062
	Ladislao Cabrera	34	22	150,150
	Catacora	74	56	363,140
	Pairumani Grande	46	36	250,536
	Pojo Pajchiri	60	46	303,030
Oruro	Lagunas	62	38	273,938
	Total	338	242	1,640,006

3) PV System Development Plan

Identification of Candidate Sites

- Evaluation of the PV potential
- PV followed
Grid Extension
Micro-Hydro,
Wind Power

Criteria for Selection

- Outside the Plan of Grid Extension
- Low Population Density
- Basic Human Needs

Possible Sites for PV in La Paz



Possible Sites for PV in Oruro



PV Implementation Plan

(Unit: PV system)

Phase Department	Phase 1 (2002 - 2006)	Phase 2 (2007 - 2011)	Total
La Paz	177	3,361	3,538
Oruro	2,235	4,637	6,872
Total	2,412	7,998	10,410

(4) Grid Extension Plan

Grid Line Extension Plan for 2002-2006
Projected based on the grid line of 2001

Grid Line Extension Plan for 2007-2011
Projected by prioritizing the non-electrified cantons by the criteria

- Criteria
 - Population density
 - Distance from the existing grid line
 - Basic Needs

Grid Line Extension Plan (2011)
The cantons with the priority A and B

La Paz



Oruro



(5) Overall Projection of Rural Electrification

5) Overall Projection of Rural Electrification

Number of New Beneficiaries

La Paz

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
Grid	9,517	10,484
PV	177	3,361
MHP	4,240	3,490
Wind	278	276
Total	14,212	17,611

Oruro

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
Grid	6,084	6,221
PV	2,235	4,637
MHP	45	140
Wind	246	62
Total	8,610	11,060

Projected Rural Electrification Rate

La Paz

	2000	2002	2006	2011
Total No. of Rural Households	233,202	232,629	231,879	231,669
Existing No. of HHs with Electricity	84,906	70,674	81,438	97,916
New Beneficiary HHs with Electricity	4,323	2,724	2,960	3,771
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-190	-145	-85	-43
Total No. of Rural HHs with Electricity	59,039	73,252	84,321	101,643
Rural Electrification Rate (%)	25.3%	31.5%	36.4%	43.9%

Oruro

	2000	2002	2006	2011
Total No. of Rural Household	67,566	61,481	60,846	59,473
Existing No. of HHs with Electricity	7,908	10,268	16,955	27,303
New Beneficiary HHs with Electricity	1,033	1,789	1,810	2,448
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-41	-84	-20	-10
Total No. of Rural HHs with Electricity	8,887	11,073	18,746	29,739
Rural Electrification Rate (%)	13.2%	19.3%	30.8%	50.0%

Total Beneficiaries and Breakdown by Energy Source

La Paz

		2000	2002	2006	2011
PV	Total	693	916	1,070	4,431
	Share	1.2%	1.2%	1.3%	4.4%
Micro-hydro	Total	516	2,195	5,535	9,025
	Share	0.9%	3.0%	6.6%	8.9%
Wind	Total	0	30	278	554
	Share	0.0%	0.0%	0.3%	0.5%
Total Renewable Energy	Total	1,209	3,141	6,883	14,010
	Share	2.0%	4.3%	8.2%	13.8%
Grid Extension	Total	56,510	69,102	76,848	87,332
	Share	95.7%	94.3%	91.1%	85.9%
Diesel	Total	1,320	1,010	591	302
	Share	2.3%	1.4%	0.7%	0.3%
Total	Total	59,039	73,252	84,321	101,643
	Share	100%	100%	100%	100%

Oruro

		2000	2002	2006	2011
PV	Total	1,352	2,355	3,984	8,621
	Share	15.2%	19.7%	21.3%	29.0%
Micro-hydro	Total	365	365	410	550
	Share	4.1%	3.0%	2.2%	1.8%
Wind	Total	0	0	246	308
	Share	0.0%	0.0%	1.3%	1.0%
Total Renewable Energy	Total	1,717	2,720	4,640	9,479
	Share	19.3%	22.7%	24.8%	31.9%
Grid Extension	Total	6,860	9,016	13,968	20,189
	Share	77.2%	75.3%	74.5%	67.9%
Diesel	Total	310	237	138	71
	Share	3.5%	2.0%	0.7%	0.2%
Total	Total	8,887	11,973	18,746	29,739
	Share	100%	100%	100%	100%

(6) Environmental Impact

6) Environmental Impact

Emission of Carbon Dioxide (ton)

= Calorie Necessary for Electricity Generation (2,646 kcal/kWh x Electricity Generated x 1/10⁹) x Common Energy Unit Conversion Factor (4.1868TJ/Tcal) x Carbon Emission Factor (17.2tC/TJ) x Fraction of Carbon Oxide (0.995) x 44/12

Estimate of Reduction Amount of CO₂ (ton)

La Paz

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV	232	781
Micro-hydro	3,739	8,631
Wind	132	488
Total	4,104	9,900

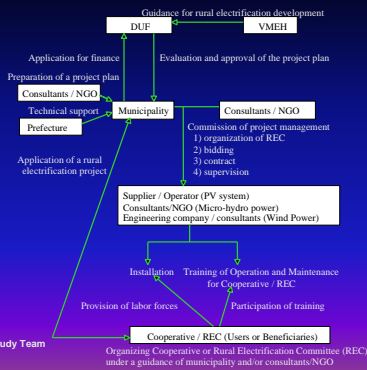
Oruro

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV	743	1,692
Micro-hydro	431	598
Wind	95	347
Total	1,269	2,637

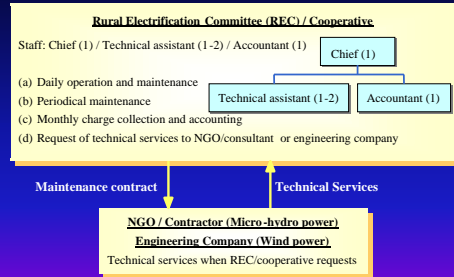
7. Institutional and Financial Plan

7.1 Implementing Structure

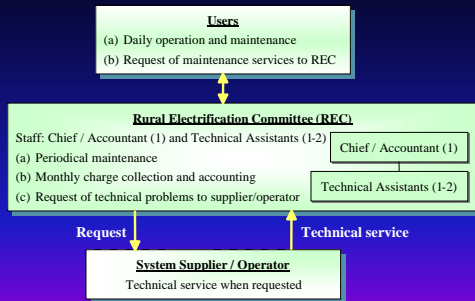
Proposed Implementing Structure



Proposed Operation and Maintenance System for MHP and Wind Power Project



Proposed Operation and Maintenance System for PV System Project



7.2 Fund Arrangement Plan

1) Required Fund (Phase I)

(US1,000)

	Phase I (2002-2006)	Share
Public Investment	14,594	62.5%
External Source	7,297	(50%)
Internal Source	7,297	(50%)
Private Investment	8,739	37.5%
Total	23,333	100%

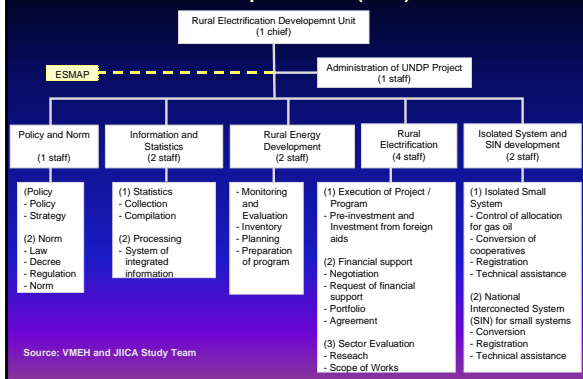
2) Possible Source of Fund (Phase I)

- External Source
 - US\$3.2 million (overseas agencies)
 - US\$ 4.3 million (IBRD)
 - = US\$7.5 million
- Internal Source
 - US\$ 7.4 million

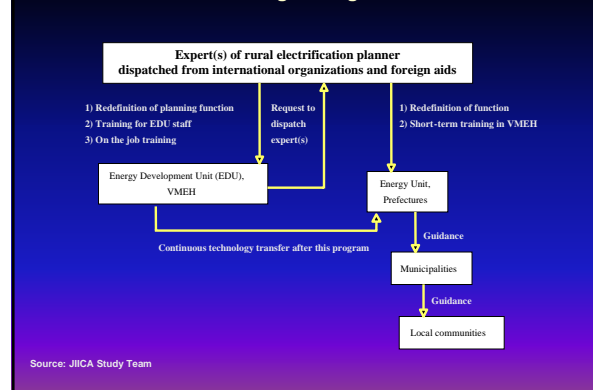
7.3 Institutional Support

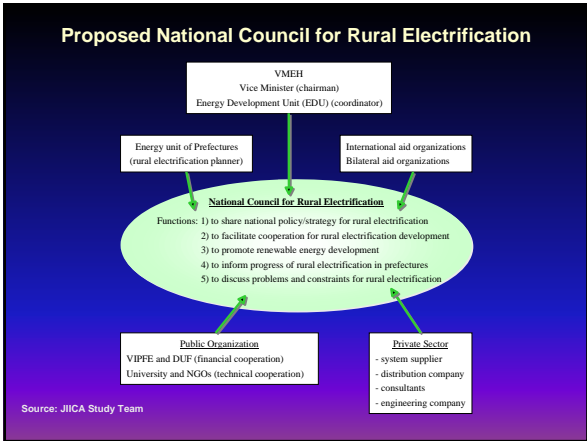
- Planning Capacity Improvement
- Improved Coordination
- Research and Training

Proposed Re-Organization of Electrification Development Unit (EDU)



Flow Chart of Strengthening of the EDU Staff





- ### Establishing Research and Training Center for Renewable Energy Development
- to conduct an integrated research on renewable energies
 - to demonstrate the results to the public
 - to train the operation and maintenance skills for local users and rural electrification committee/cooperative as well as private sector

8. Recommendation

- ### Recommendation on Technical Matters
- PV System
 - to follow up O&M of PV systems installed as a pilot project in La Paz and Oruro by VMEH and La Paz / Oruro prefectures
 - Micro-hydro Power
 - to carry out continuous measurement of water level and discharge for the priority project sites by La Paz / Oruro prefectures

- ### Recommendation on Technical Matters
- Wind Power
 - to continue the monitoring and wind data collection by La Paz / Oruro prefectures
 - to assist the private sector for the technology development and promotion of wind power by VMEH

Recommendation on Institutional Strengthening

- Function of EDU of the VMEH
- Coordination between the VMEH and prefectures / municipalities
- Research and training function
- Financial supporting function of the VMEH
- Coordination between DUF and municipalities and continuous support for municipality under PRSP

Japan International Cooperation Agency
Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons, BOLIVIA

- Third Seminar -

La Paz, September 3, 2001

The Study
On
Rural Electrification Implementation Plan
By Renewable Energy
In
The Republic Of BOLIVIA