

Ministerio de Energía y Minas
República del Perú

**Estudio del Plan Maestro
de Electrificación Rural
con Energía Renovable
en la República del Perú**

Volumen 1
Plan Maestro

Informe Final

Agosto 2008

Agencia de Cooperación Internacional de Japón

Electric Power Development Co., Ltd.
Nippon Koei Co., Ltd.

Prefacio

En respuesta a una solicitud del Gobierno de la República del Perú, el Gobierno de Japón ha decidido conducir un Estudio del Plan Maestro de Electrificación Rural con Energía Renovable en la República del Perú y acreditar el estudio a la Agencia de Cooperación Internacional del Japón(JICA).

A los efectos de la ejecución del Estudio, JICA organizó el Equipo de Estudio conformado por las empresas consultoras Electric Power Development Co., Ltd. (J-POWER) y Nippon Koei, Co., Ltd., encabezado por el Sr. Tetsuro TANAKA de J-POWER, que fue despachado a Perú entre los meses de febrero de 2007 y agosto de 2008.

El equipo llevó a cabo discusiones con los funcionarios públicos relacionados al Gobierno del Perú, y condujo una investigación de campo en el área de estudio. Luego del retorno del equipo de estudio a Japón, se realizaron estudios posteriores y se preparó el informe final.

Espero que este informe contribuya a la promoción del proyecto y al enriquecimiento de las relaciones amistosas entre los dos países.

Finalmente, deseo expresar mi más sincero agradecimiento y apreciación a los funcionarios públicos relacionados al Gobierno de la República del Perú por su atenta y extensiva colaboración al equipo.

Agosto 2008

Seichi NAGATSUKA,
Vicepresidente
Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA)

Agosto de 2008

Sr. Seiichi Nagatsuka
Vice Presidente
Agencia de Cooperación Internacional del Japón

Carta de Transmisión

Por medio de la presente, nos agrada mucho someterles a Uds. el Informe Final del “Estudio del Plan Maestro de Electrificación Rural con Energía Renovable en la República del Perú”. Bajo el contrato con su estimada organización, el Estudio fue llevado a cabo por Electric Power Development Co., Ltd. y Nippon Koei Co., Ltd. desde febrero de 2007 hasta agosto de 2008.

Este Informe Final compila un plan maestro para electrificación rural por energía renovable (energía solar y energía hidroeléctrica a mini-escala) en pueblos remotos difíciles de electrificación con ampliación de red, esparcidos principalmente en los Andes y el Amazonas del Perú. El Plan Maestro propone proposiciones de política sobre los problemas de legal/institución, organización, financiamiento, medio ambiente e igualdad de género así como también los técnicos de energía solar, energía hidroeléctrica a mini-escala y líneas de transmisión/distribución concernientes a la promoción de electrificación rural. Asimismo, se elaboró un plan a largo plazo para electrificación de pueblos no-electrificados por energía renovable.

Es nuestro sincero anhelo que este Plan Maestro contribuya a la promoción de electrificación rural del Perú y, eventualmente, a la mitigación de pobreza y mejoramiento de la calidad de vida de habitantes de pueblos alejados del país.

Quisiéramos tomar la oportunidad de expresar nuestro sincero agradecimiento a los oficiales de JICA, del Ministerio de Asuntos Extranjeros y del Ministerio de Economía, Comercio e Industria por su dirección y soporte. Igualmente, deseamos agradecerles a los oficiales del Ministerio de Energía y Minas y otras organizaciones relacionadas del gobierno del Perú, así como también a los gobiernos regionales/locales y habitantes de pueblos donde hicimos visitas para llevar a cabo nuestras investigaciones y estudios.

Muy atentamente,

Tetsuro Tanaka
Líder del Equipo
Estudio de Plan Maestro de Electrificación Rural con
Energía Renovable en la República del Perú

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	I-1
VOLUMEN 1 PLAN MAESTRO	I-8
I. Situación Actual de la Electrificación Rural y sus Problemas	I-8
I-1 Situación General del Perú	I-8
I-2 Condiciones Sociales y Económicas en Perú.....	I-21
I-3 Situación del Sector de Energía Eléctrica	I-27
I-4 Situación de la Electrificación Rural	I-32
I-4.1 Ley e Institución.....	I-32
I-4.2 Organizaciones	I-47
I-4.3 Recursos Financieros.....	I-53
I-4.4 Revisión del Plan Nacional de Electrificación Rural de la MEM/DPR.....	I-65
I-4.5 Instalaciones Eléctricas y Tecnología.....	I-77
I-5 Situación de Electrificación Rural con Energías Renovables	I-87
I-5.1 Sistema Fotovoltaico	I-87
I-5.2 Energía Eólica	I-92
I-5.3 Energía Hidroeléctrica Mini/Micro	I-96
I-6 Tendencia de los Donantes.....	I-106
I-7 Problemas Existentes y Difusión de Electrificación Rural por Energías Renovables.....	I-107
I-7.1 Necesidad del Plan Maestro	I-107
I-7.2 Organizaciones	I-110
I-7.3 Financiamiento	I-113
I-7.4 Aspectos Técnicos de Energía Solar	I-114
I-7.5 Aspectos Técnicos de Energía Hidroeléctrica	I-115
I-7.6 Aspectos Técnicos de Líneas de Transmisión/Distribución	I-116
I-8 Situación y Problemas de Aspectos Socio-económicos y de Género	I-117
I-8.1 General	I-117
I-8.2 Uso de Energía	I-123
I-8.3 Cambio de la Vida Social e Individual por la Electrificación	I-126
I-8.4 Electrificación Rural y Género.....	I-133
I-8.5 Comunidades Nativas y Minorías Étnicas.....	I-140
I-9 Situación y Problemas del Medio Ambiente.....	I-142
I-9.1 EIA y Consideraciones Ambientales en Perú	I-142
I-9.2 Marco Legal de las Consideraciones Ambientales	I-143

I-9.3	Lineamientos para el Estudio de EIA	I-150
I-9.4	Áreas Protegidas	I-151
I-9.5	Manejo de Residuos Sólidos	I-155
II.	Plan Maestro	II-1
II-1	Plan de Electrificación Rural con Energías Renovables	II-1
II-1.1	Contra medidas para los Problemas de la Electrificación Rural.....	II-1
II-1.1.1	Aspectos Generales	II-1
II-1.1.2	Organización.....	II-5
II-1.1.3	Financiamiento	II-8
II-1.1.4	Contra medidas Técnicas de Sistema FV	II-9
II-1.1.5	Contra medidas Técnicas de Energía Hidroeléctrica Mini/Micro.....	II-11
II-1.1.6	Contra medidas Técnicas de Líneas de Transmisión/Distribución	II-14
II-1.1.7	Medidas para Consideración Social.....	II-15
II-1.2	Planificación de la Electrificación Mediante el Enfoque Participatorio y Sistema de Información de la Electrificación Rural	II-19
II-1.3	Sensibilización y Educación de la Electrificación con Energía Renovable.....	II-23
II-1.4	Mecanismo de Sostenibilidad.....	II-27
II-1.4.1	Esquema del Mecanismo de Sostenibilidad.....	II-27
II-1.4.2	Capacitación	II-32
II-1.4.3	Cadena de Suministro para la Construcción, Operación y Mantenimiento.....	II-41
II-1.5	Plan de Acciones	II-48
II-1.6	Plan de Electrificación Rural.....	II-51
II-1.6.1	Demarcación entre las Áreas en Red y fuera de Red.....	II-51
II-1.6.2	Lista de Localidades No-Electrificadas y Selección de Localidades a Electrificarse por Energía Renovable	II-53
II-1.6.3	Proceso para la Selección del Método de Electrificación	II-56
II-1.6.4	Diseño y Costos Estándar	II-57
II-1.6.5	Plan de Modelo para la Electrificación.....	II-75
II-1.6.6	Electrificación Rural a Largo Plazo con Energía Renovable.....	II-85
II-1.6.7	Requerimientos Financieros para el Plan a Largo Plazo de Electrificación.....	II-87
II-1.6.8	Criterios de Prioridad para la Electrificación	II-94
II-2	Uso del Plan Maestro.....	II-97
II-2.1	Planificación de Proyectos Individuales y Actualización del Plan Maestro.....	II-97
II-2.2	Aprobación de Proyecto y Procedimiento de Financiamiento	II-98
II-2.3	Financiamiento para la Ejecución del Plan Maestro	II-101
II-3	Consideración Ambiental y Social.....	II-107
II-3.1	Plan de Consideración Ambiental y Social para el Plan Maestro.....	II-107
II-3.2	Impactos y Medidas de la Electrificación Rural mediante Energía Renovable sobre el Ambiente y la Comunidad	II-107

LISTA DE CUADROS

Cuadro I-1-1	Nuevo Acceso a Servicios Básicos y Sociales 1994-1997.....	I-9
Cuadro I-1-2	Tasa de Pobreza.....	I-10
Cuadro I-1-3	Balanza de Pagos	I-16
Cuadro I-1-4	Balanza Fiscal del Gobierno Central (porcentaje del PBI)	I-19
Cuadro I-1-5	Saldo Pendiente de Endeudamiento Público.....	I-19
Cuadro I-1-6	Ingresos Corrientes del Gobierno Central.....	I-20
Cuadro I-1-7	Gastos Corrientes del Gobierno Central	I-20
Cuadro I-2-1	Indicadores Básicos y Sociales del Perú	I-23
Cuadro I-3-1	Condiciones para Aplicación de FOSE.....	I-31
Cuadro I-4.1-1	Funciones de las Organizaciones	I-45
Cuadro I-4.2-1	Organismos Relacionados con la Electrificación Rural.....	I-47
Cuadro I-4.2-2	Condiciones Aplicadas para Proyectos con DFC/FONER.....	I-50
Cuadro I-4.3-1	Montos de los Recursos Financieros por Ley	I-55
Cuadro I-4.3-2	Recursos Financieros	I-57
Cuadro I-4.3.1-1	Distribución de CANON por Región.....	I-62
Cuadro I-4.3.1-2	Distribución de CANON.....	I-62
Cuadro I-4.3.3-1	Presupuesto de MEM/DPR	I-65
Cuadro I-4.3.3-2	Presupuesto de FONCODES	I-65
Cuadro I-4.4.1-1	Evolución Histórica del Coeficiente de Electrificación y Objetivos en el Futuro (1992-2015)	I-66
Cuadro I-4.4.1-2	Evolución Comparativa del Plan y Registro Pasado del Coeficiente de Electrificación (1999-2005)	I-66
Cuadro I-4.4.1-3	Coeficiente de Electrificación por Regiones.....	I-67
Cuadro I-4.4.1-4	Coeficiente de Población y Electrificación por Regiones (2005)	I-68
Cuadro I-4.4.2-1	Plan Regional de Extensión de Redes (2008-2015).....	I-69
Cuadro I-4.4.2-2	Población Electrificada por Región (2007-2015)	I-70
Cuadro I-4.4.2-3	Precio Estándar para Cálculo (red de 23 kV).....	I-72
Cuadro I-4.4.2-4	Precio Estándar para Cálculo (Redes Principales de 23 kV y Red de 400 V)	I-73
Cuadro I-4.4.2-5	Criterios de Prioridad.....	I-76
Cuadro I-4.5-1	Tendencia de la Capacidad Eléctrica.....	I-77
Cuadro I-4.5-2	Tendencia de las Instalaciones de Transmisión Eléctrica.....	I-77
Cuadro I-4.5-3	Lista de Empresas Eléctricas.....	I-79
Cuadro I-4.5-4	Número de Clientes de las Empresas de Distribución	I-80
Cuadro I-4.5-5	Tensión.....	I-80
Cuadro I-4.5-6	Costo de Construcción de las Instalaciones de Distribución	I-81

Cuadro I-4.5-7	Detalle del Trabajo de Distribución	I-81
Cuadro I-4.5-8	Precio de Materiales para Distribución de Alta Tensión (1)	I-82
Cuadro I-4.5-9	Precio de Materiales para Distribución de Alta Tensión (2)	I-83
Cuadro I-4.5-10	Precio de Materiales para Distribución de Baja Tensión	I-84
Cuadro I-5.3.1-1	Situación de la implementación de proyectos hidroeléctricos mini/micro.....	I-98
Cuadro I-5.3.1-2	Plan para Proyectos Hidroeléctricos del MEM/DPR (Años 2005-2013).....	I-99
Cuadro I-5.3.1-3	Plan para Proyectos Hidroeléctricos de Pequeña Escala del MEM/DPR (Años 2006-2014).....	I-100
Cuadro I-5.3.2-1	Lista de Proyectos Mini/Micro	I-105
Cuadro I-7.1-1	Estrategias de Electrificación en el Perú.....	I-109
Cuadro I-8.1.1-1	Indicadores Básicos Relacionados con el Género en Perú y Otros Países.....	I-118
Cuadro I-8.1.2-1	Comunidades en Materia de Estudio	I-120
Cuadro I-8.1.3-1	Principal Fuente de Ingresos y Fuente Real de Energía.....	I-122
Cuadro I-8.2-1	Pago de Electricidad	I-123
Cuadro I-8.4-1	Energía y Necesidades de las Mujeres	I-135
Cuadro I-8.4-2	Impacto de la Electrificación con Energía Renovable	I-135
Cuadro I-8.5-1	Número Estimado de Comunidades Nativas por Región y Provincia	I-140
Cuadro I-9.2-1	Relación entre la Capacidad de Generación Eléctrica y la EIA	I-144
Cuadro I-9.2-2	Comparación de la Orden de Ley 25844 y la Ley 28749	I-146
Cuadro II-1.1.2-1	Principios para Resolver los Problemas.....	II-7
Cuadro II-1.1.5-1	Ítems a Considerar en los Criterios de Diseño	II-13
Cuadro II-1.1.7-1	Consideración Social Necesaria para el Proyecto de Electrificación.....	II-16
Cuadro II-1.3-1	Número de Comunidades para la Electrificación de Escuelas Rurales	II-24
Cuadro II-1.3-2	Comunidades Candidatos para la Electrificación de Escuelas Rurales (1).....	II-25
Cuadro II-1.3-3	Comunidades Candidatos para la Electrificación de Escuelas Rurales (2).....	II-26
Cuadro II-1.4.1-1	Número de Personal de las DREM por Regiones	II-28
Cuadro II-1.4.2-1	Principales Actividades de las Organizaciones Implementadoras de Capacitación.....	II-36
Cuadro II-1.4.3-1	Ciudades Sede de las Cadenas de Suministro para los Proyectos Hidroeléctricos Mini/micro.....	II-44
Cuadro II-1.5-1	Plan de Acciones por Organización y Acción.....	II-50

Cuadro II-1.6.2-1	Número de Viviendas por Poblado fuera de Red <Energía Hidroeléctrica Mini >.....	II-55
Cuadro II-1.6.2-2	Número de Viviendas por Poblado fuera de Red <Energía FV>	II-56
Cuadro II-1.6.4-1	Ángulo de Inclinación Adecuado según el Modelo de la Esfera Celeste.....	II-57
Cuadro II-1.6.4-2	Radiación Solar Mensual (horizontal, ángulo de inclinación de 10°).....	II-58
Cuadro II-1.6.4-3	Demanda de Energía Eléctrica	II-58
Cuadro II-1.6.4-4	Potencia de Salida Estimada (50 Wp).....	II-59
Cuadro II-1.6.4-5	Costo del Sistema (SFD).....	II-60
Cuadro II-1.6.4-6	Demanda de Energía Eléctrica	II-60
Cuadro II-1.6.4-7	Potencia de Salida Estimada (1.5 kWp).....	II-61
Cuadro II-1.6.4-8	Costo del Sistema (Escuela Rural).....	II-62
Cuadro II-1.6.4-9	Demanda de Energía Eléctrica (12 V CC)	II-62
Cuadro II-1.6.4-10	Demanda de Energía Eléctrica (220 V CA)	II-63
Cuadro II-1.6.4-11	Potencia de Salida Estimada (1.0 kWp).....	II-64
Cuadro II-1.6.4-12	Costo del Sistema (Posta Médica Rural).....	II-65
Cuadro II-1.6.4-13	Demanda de Energía Eléctrica (Industria Rural)	II-65
Cuadro II-1.6.4-14	Potencia de Salida Estimada (3.0 kWp).....	II-66
Cuadro II-1.6.4-15	Costo del Sistema (Industria Rural).....	II-67
Cuadro II-1.6.4-16	Demanda de Energía Eléctrica (70 Ah).....	II-67
Cuadro II-1.6.4-17	Corriente Óptima	II-68
Cuadro II-1.6.4-18	Número de Módulos FV vs Baterías.....	II-68
Cuadro II-1.6.4-19	Costo del Sistema (ERB: 20 viviendas).....	II-69
Cuadro II-1.6.4-20	Costo del Sistema (cableado en una vivienda).....	II-69
Cuadro II-1.6.4-21	Vida de los Componentes del Sistema FV	II-69
Cuadro II-1.6.4-22	Comparación de Costos entre Proyectos de ITDG y del MEM/DPR	II-70
Cuadro II-1.6.4-23	Costo Unitario de Distribución	II-71
Cuadro II-1.6.4-24	Comparación de Especificaciones Técnicas entre Proyectos de ITDG y MEM/DPR.....	II-72
Cuadro II-1.6.4-25	Costo de los Proyectos Hidroeléctricos Mini/Micro en el Plan Maestro	II-73
Cuadro II-1.6.5-1	Costo de Operación y Mantenimiento	II-78
Cuadro II-1.6.5-2	Ventajas y Desventajas de Modelo de Ventas	II-81
Cuadro II-1.6.5-3	Ventajas y Desventajas de Modelo de Servicios	II-82
Cuadro II-1.6.5-4	Opciones del Financiamiento.....	II-84
Cuadro II-1.6.6-1	Plan de Electrificación Rural a Largo Plazo con Energía Renovable	II-85
Cuadro II-1.6.7-1	Número Anual de Viviendas Objeto para Electrificación por FV.....	II-87

Cuadro II-1.6.7-2	Relación entre Períodos de Construcción Necesarios y Estaciones de Lluvias y Sequía.....	II-88
Cuadro II-1.6.7-3	Borrador del Programa de Desarrollo de Proyectos Mini/micro Hidroeléctricos	II-91
Cuadro II-1.6.7-4	Períodos de Construcción de Mini/micro-Proyectos Hidroeléctricos	II-93
Cuadro II-1.6.7-5	Requerimientos Financieros Anuales para la Electrificación a Largo Plazo por Energías Renovables	II-93
Cuadro II-1.6.7-6	Costo de Electrificación Rural por Región	II-94
Cuadro II-2.3-1	Presupuesto Planeado y Utilizado de MEM/DGER en los pasados 5 años para Electrificación Rural	II-102
Cuadro II-2.3-2	Comparación de Requerimientos Financieros para Electrificación Rural con el Monto Remanente del Presupuesto	II-103
Cuadro II-3.2-1	Resultado del Estudio con Relación a los Impactos y Medidas Previstas	II-108

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico I-1-1	Mapa Geográfico del Perú	I-8
Gráfico I-1-2	Historia de la Tasa de Crecimiento del PBI	I-11
Gráfico I-1-3	Ratio de Componentes del PBI por Industria 1990.....	I-12
Gráfico I-1-4	Ratio de Componentes del PBI por Industria 2000.....	I-12
Gráfico I-1-5	Ratio de Componentes del PBI por Industria 2007.....	I-12
Gráfico I-1-6	Ratio de Componentes del PBI por Gastos 1990	I-13
Gráfico I-1-7	Ratio de Componentes del PBI por Gastos 2000	I-13
Gráfico I-1-8	Ratio de Componentes del PBI por Gastos 2007	I-13
Gráfico I-1-9	Ratio de Componentes de Empleo por Industria en Lima Metropolitana 2006.....	I-14
Gráfico I-1-10	Historial de la Tasa de Desempleo Urbano	I-14
Gráfico I-1-11	Historial del Índice de Precios al Consumidor.....	I-15
Gráfico I-1-12	Ratio de Componentes de Exportaciones 1997.....	I-17
Gráfico I-1-13	Ratio de Componentes de Exportaciones 2007.....	I-17
Gráfico I-1-14	Historial de los Montos de Importación.....	I-18
Gráfico I-2-1	Vegetación del Perú.....	I-21
Gráfico I-2-2	Porcentaje de Población Clasificado dentro del 20% más Bajo y más Elevado	I-24
Gráfico I-2-3	Relación del Ratio de Población Objetivo y Población por Región (índice) con IDH	I-26
Gráfico I-3-1	Balance Eléctrico en el 2005.....	I-27
Gráfico I-3-2	Organigrama de la Industria de Energía Eléctrica en Perú	I-28
Gráfico I-3-3	Evolución de Potencia Instalada	I-29
Gráfico I-3-4	Potencia Instalada por Empresa	I-29
Gráfico I-3-5	Principales Empresas de Transmisión y Distribución.....	I-30
Gráfico I-3-6	Tasa de Electrificación Rural	I-30
Gráfico I-4.1-1	Perspectiva de la Política y las Leyes Relevantes, y las Organizaciones Gubernamentales Respectives.....	I-33
Gráfico I-4.2-1	Organigrama del MEM	I-48
Gráfico I-4.2-2	Flujo de Solicitudes.....	I-49
Gráfico I-4.4.1-1	Evolución del Coeficiente de Electrificación (1992-2015).....	I-66
Gráfico I-4.4.2-1	Longitud de la Extensión de Redes (2007-2015).....	I-69
Gráfico I-4.4.2-2	Población Electrificada con la Extensión de Redes (2007-2015)	I-71
Gráfico I-4.4.2-3	Criterios de Inversión.....	I-71
Gráfico I-4.4.2-4	Método de Electrificación.....	I-72
Gráfico I-4.4.2-5	Representación de la Extensión de Redes.....	I-72

Gráfico I-4.4.2-6	Tipo de Poblado	I-73
Gráfico I-4.4.2-7	Recolección de Informaciones	I-75
Gráfico I-4.5-1	Mapa del Sistema Eléctrico (2005).....	I-78
Gráfico I-5.1.1-1	Atlas de Radiación Solar	I-87
Gráfico I-5.1.1-2	Datos de Monitoreo de Radiación Solar (Charaña, Bolivia).....	I-88
Gráfico I-5.1.1-3	Datos de Monitoreo de Radiación Solar (Isla Taquile, Bolivia)	I-89
Gráfico I-5.2.1-1	Mapa Potencial Eólico	I-92
Gráfico I-5.2.1-2	Promedio Mensual de la Velocidad del Viento (Charaña)	I-93
Gráfico I-5.2.1-3	Velocidad del Viento vs. Radiación Solar en Charaña	I-94
Gráfico I-5.2.1-4	Promedio Mensual de la Velocidad del Viento (Isla Taquile)	I-94
Gráfico I-5.2.1-5	Mapa Eólico del Brasil.....	I-95
Gráfico I-5.2.1-6	Mapa Eólico Mundial	I-96
Gráfico I-5.3.1-1	Organizaciones Responsables de los Proyectos Hidroeléctricos Mini/micro	I-97
Gráfico I-5.3.1-2	Plan de Proyectos Hidroeléctricos de Pequeña Escala del MEM/DPR (PNER 2005-2014/2006-2015).....	I-101
Gráfico I-5.3.2-1	Distribución de Potenciales Hidroeléctricos	I-103
Gráfico I-7.1-1	Estrategia Jerárquica para los Servicios Universales de Suministro Eléctrico	I-109
Gráfico I-8.2-1	Método de Pago Preferible.....	I-123
Gráfico I-8.2-2	Capacidad de Pago Máximo y Pago Real por Energía: Comunidades no Electrificadas (izquierda) y Comunidades Electrificadas (derecha)	I-125
Gráfico I-8.2-3	Coefficiente de Correlación de la Capacidad de Pago Máximo con el Costo de Energía Real e Ingresos.....	I-125
Gráfico I-8.2-4	Posesión de Artefactos Eléctricos	I-126
Gráfico I-8.3-1	Cambios e Impactos Positivos de la Electrificación	I-128
Gráfico I-8.3-2	Cambios e Impactos Positivos por Género	I-129
Gráfico I-8.3-3	Cambio Esperado por la Electrificación en Comunidades no Electrificadas.....	I-130
Gráfico I-8.3-4	Distribución de Cinco Expectativas Importantes en las Comunidades Encuestadas.....	I-131
Gráfico I-8.3-5	Expectativas por Género	I-131
Gráfico I-8.3-6	Artefactos Eléctricos Deseables en Comunidades no Electrificadas	I-132
Gráfico I-8.3-7	Distribución de Cinco Artefactos Deseables Importantes en las Comunidades Encuestadas.....	I-133
Gráfico I-8.3-8	Diferencia entre Géneros en Artefactos Deseables	I-133

Gráfico I-8.4-1	División de Trabajo (izquierda) y Participación en Actividades Sociales (derecha) según el Género	I-137
Gráfico I-8.4-2	(1) Persona que Toma la Decisión de la Electrificación de la Vivienda, (2) Receptor de la Capacitación de las Instalaciones Eléctricas, (3) Persona que Cambia el Agua Destilada y (4) Persona que Realiza la Limpieza de los Paneles Solares.....	I-138
Gráfico I-8.4-3	(1) Género que Recibe Mayores Beneficios de la Electrificación en la Vida Diaria, (2) Actividades de Producción, (3) Información, (4) Oportunidades de Ingresos y (5) Vida Social y Seguridad	I-139
Gráfico I-9.2-1	Procedimiento de la EIA Mencionada en la Ley 25844.....	I-145
Gráfico I-9.2-2	Procedimiento para la Aprobación de Proyectos incluyendo la EIA del MEM	I-146
Gráfico I-9.2-3	Procedimiento de Asuntos Ambientales por Capacidad (Ley 25844).....	I-147
Gráfico I-9.2-4	Tipología del Proyecto de Electrificación (Ley 28749)	I-148
Gráfico I-9.2-5	Procedimiento de Implementación del Proyecto de Generación Eléctrica a Pequeña Escala.....	I-149
Gráfico I-9.5-1	Flujo de la Situación Real del Reciclaje de Baterías.....	I-156
Gráfico II-1.1.1-1	Análisis de Problemas-Medidas de la Electrificación con Energía Renovable	II-3
Gráfico II-1.1.1-2	Diagrama Conceptual del Diseño Institucional.....	II-4
Gráfico II-1.1.4-1	Imagen del Flujo de Reciclaje de Baterías Usadas	II-10
Gráfico II-1.2-1	Diagrama Conceptual del Diseño Institucional (Planificación y SIER).....	II-22
Gráfico II-1.4.1-1	Diagrama Conceptual del Diseño Institucional (Capacitación)	II-29
Gráfico II-1.4.1-2	Diagrama Conceptual del Diseño Institucional (Cadena de Suministro).....	II-31
Gráfico II-1.4.2-1	Relación de CERER y Micro Empresas	II-32
Gráfico II-1.5-1	Plan de Acciones	II-49
Gráfico II-1.6.1-1	Área de Concesión (2007).....	II-52
Gráfico II-1.6.1-2	Representación del Suministro de Energía Eléctrica	II-53
Gráfico II-1.6.2-1	Número de poblados fuera de Red con Energía Hidroeléctrica: 519 Poblados	II-54
Gráfico II-1.6.2-2	Número de Viviendas fuera de Red con Energía Hidroeléctrica Mini: 18,498 Viviendas	II-54
Gráfico II-1.6.2-3	Número de Poblados fuera de Red con Energía FV: 33,182 Poblados	II-54
Gráfico II-1.6.2-4	Número de Viviendas fuera de Red con Energía FV: 343,349 Viviendas.....	II-54

Gráfico II-1.6.4-1	Costo Estándar de los Proyectos Hidroeléctricos Mini/Micro (Excepto Costo de Transporte y Construcción de Caminos de Acceso)	II-75
Gráfico II-1.6.5-1	Modelo de Financiamiento para FV.....	II-79
Gráfico II-1.6.5-2	Modelo de Ventas.....	II-80
Gráfico II-1.6.5-3	Modelo de Servicios	II-82
Gráfico II-1.6.7-1	Concepto de Programa de Desarrollo para Proyectos Hídricos	II-90
Gráfico II-2.2-1	Diagrama de Flujo de Aprobación de Proyecto por parte del SNIP	II-100
Gráfico II-2.3-1	Fuentes Financieras para Fondo SPERAR.....	II-101

Mapa del Perú



Map No. 3838 Rev. 1 UNITED NATIONS
September 2000

Department of Public Information
Cartographic Section

Acronyms/Acrónimos

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

Acronyms/Acrónimos

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

Introducción

Se han realizado diferentes esfuerzos en diferentes países para efectuar la electrificación rural en áreas donde resulta difícil la electrificación mediante la extensión de redes. Sin embargo, no existe una única solución para tan fin y es en el proceso de prueba y error para encontrar métodos más adecuados que se ajusten a las realidades de cada país.

El Plan Maestro que aquí presentamos, como ya mencionamos, no es la única solución para el Perú pero es una de las medidas concebibles propuestas como resultado de las investigaciones y análisis de varias organizaciones pertinentes y unas regiones del país realizados por el Equipo de Estudio de JICA.

Las medidas propuestas aquí tienen un enfoque participatorio que combina las iniciativas de los pobladores y los gobiernos locales con el soporte institucional del gobierno central, considerando la descentralización del gobierno central. Dichas medidas han sido denominadas “SPERAR” (Soluciones Peruanas a la Electrificación Rural en las Áreas Aisladas y de Frontera con Energías Renovables), como una de las estrategias de la política de suministro eléctrico para servicio universal. La promoción de la electrificación rural en áreas alejadas requiere de la implementación de varias medidas en paralelo. SPERAR también debe ser implementado en paralelo con las demás medidas a ser implementadas para la electrificación rural en el Perú.

1. Antecedentes del Estudio

El Perú ha alcanzado un coeficiente de electrificación del 78% a nivel nacional pero existe un gran problema de disparidad entre las áreas urbanas y las rurales. Las áreas urbanas alcanzan un coeficiente de electrificación de 90%, mientras que en las áreas de la Selva y la Sierra permanece en 35% en donde no se ha desarrollado la extensión de redes, lo cual conlleva impedimentos en servicios de salud y educación, desarrollo industrial y otros sectores.

En vista de estos antecedentes, el Perú ha venido enfrentando el reto de la electrificación rural con la preparación del plan de electrificación rural que tiene como objetivo alcanzar un coeficiente de electrificación de 91% a nivel nacional al 2014 (en la fecha del Alcance de los Trabajos para el presente Estudio en el 2006). Se espera introducir una generación eléctrica eficiente de pequeña escala a través de la energía renovable como la energía solar y la energía hidroeléctrica mini/micro en las áreas de la Selva y Sierra en donde la extensión de redes requeriría de considerables sumas de dinero y tiempo. Al mismo tiempo, la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP) del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el organismo responsable de la electrificación rural, no ha preparado una estrategia concreta con respecto al manejo del sistema de operación y mantenimiento, sistema tarifario y otras medidas necesarias para la electrificación con energía renovable.

Con el fin de hacer frente a esta situación, el gobierno peruano solicitó la asistencia de Japón para la elaboración de un Plan Maestro para promover la electrificación con energía renovable. En atención a dicha solicitud, JICA (Agencia de Cooperación Internacional de Japón) llevó a cabo una

investigación de formación de proyecto en noviembre del 2005 y una investigación preliminar en setiembre del 2006 cuando se firmó el Alcance de los Trabajos del Estudio entre el MEM y JICA. El presente Estudio ha sido realizado en base a este Alcance.

2. Objetivo y Alcance del Estudio para el Plan Maestro

Las energías renovables objetivo del presente Estudio son la energía solar y la energía hidroeléctrica mini/micro. El Estudio tiene como objetivo la elaboración de un Plan Maestro que defina las medidas para la electrificación rural sostenible con dicha energía renovable y transferencia técnica de promoción de la electrificación en base a dicho Plan Maestro así como la actualización del Plan Maestro.

Para alcanzar estos objetivos, se realizarán los siguientes estudios.

(1) Investigaciones Preliminares

- 1) Estudio sobre los datos e información para conocer la situación actual de la electrificación
- 2) Estudio sobre proyectos de energía renovable
- 3) Estudio sobre los aspectos técnicos y de manejo de la electrificación con energía renovable
- 4) Estudio sobre los aspectos organizacionales e institucionales de la electrificación rural
- 5) Estudio sobre los aspectos económicos y financieros de los sistemas de electrificación rural existentes
- 6) Reconocimiento de los emplazamientos para conocer las condiciones de vida y el potencial de energía renovable de poblados rurales
- 7) Conversaciones con las organizaciones relevantes en electrificación rural
- 8) Recolección de información relacionada con las actividades de los gobiernos locales para la electrificación rural.

(2) Elaboración del Plan Maestro

En base a los estudios arriba mencionados, se elaborará un Plan Maestro con las propuestas de las políticas, que incluirán entre otros:

- 1) Lineamientos para la selección de la energía renovable
- 2) Manual para el diseño técnico y operación y mantenimiento sostenibles de suministro eléctrico con energía renovable para áreas alejadas
- 3) Lineamientos para la capacitación con respecto a la energía renovable para las organizaciones pertinentes
- 4) Lineamientos para el establecimiento del mecanismo financiero para promover la electrificación rural con energía renovable
- 5) Reconocimiento del emplazamiento y estudio del plan modelo
- 6) Plan de electrificación rural de largo plazo con energía renovable
- 7) Estudio sobre el impacto social y ambiental de la electrificación rural con energía renovable

(3) Elaboración del Plan de Electrificación Rural Descentralizado

Con el fin de implementar adecuadamente los proyectos de electrificación rural en línea con el Plan Maestro, se deberá realizar lo siguiente: sensibilización de los gobiernos locales y del público en general sobre la electrificación rural y energía renovable.

- 1) Elaboración del plan de implementación de la electrificación rural con energía renovable incluyendo la asignación de funciones a desempeñar por los gobiernos locales y el gobierno central
- 2) Seminario y taller sobre electrificación rural con energía renovable
- 3) Elaboración de material (panfletos, Video) para brindar información básica sobre la electrificación rural con energía renovable

3. Área Objetivo del Plan Maestro

El estudio abarcará las partes de todo el Perú en donde resulta difícil la extensión de redes.

4. Composición del Informe Final

El Informe Final está compuesto de: Volumen 1 Plan Maestro, Volumen 2 Estudios de Campo a nivel de Pre-factibilidad y Volumen 3 Material Educativo para la educación y difusión de la electrificación rural con energía renovable.

Contenido Básico del Informe Final

Volumen 1 Plan Maestro

- I. Situación Actual de la Electrificación Rural y sus Problemas
 - I-1 Situación General del Perú
 - I-2 Condiciones Sociales y Económicas en Perú
 - I-3 Situación del Sector de Energía Eléctrica
 - I-4 Situación de la Electrificación Rural
 - I-5 Situación de Electrificación Rural con Energías Renovables
 - I-6 Tendencia de los Donantes
 - I-7 Problemas Existentes y Difusión de Electrificación Rural por Energías Renovables
 - I-8 Situación y Problemas de Aspectos Socio-económicos y de Género
 - I-9 Situación y Problemas del Medio AmbienteI.Situación Actual y Problemas de la Electrificación Rural
- II. Plan Maestro
 - II-1 Plan de Electrificación Rural con Energías Renovables
 - II-2 Uso del Plan Maestro
 - II-3 Consideración Ambiental y Social

Volumen 2 Estudios de Campo a Nivel de Pre-Factibilidad

- III. Estudio de Campo a Nivel de Pre-Factibilidad
 - III-1 Sistema FV (San Juan, Region Puno)
 - III-2 Energía FV (Tarapoto, Región Loreto)
 - III-3 Energía Hidroeléctrica Mini/Micro (Yerba Buena, Región Cajamarca)
 - III-4 Energía Hidroeléctrica Mini/Micro (Balsapuerto, Región Loreto)

Volumen 3 Material Educativo

- IV. Material Educativo
 - IV-1 Material para Sensibilización y Educación
 - IV-2 Manual

El Volumen 1 está compuesto de lo siguiente:

- (1) Situación actual de la electrificación rural y sus problemas
- (2) Plan Maestro

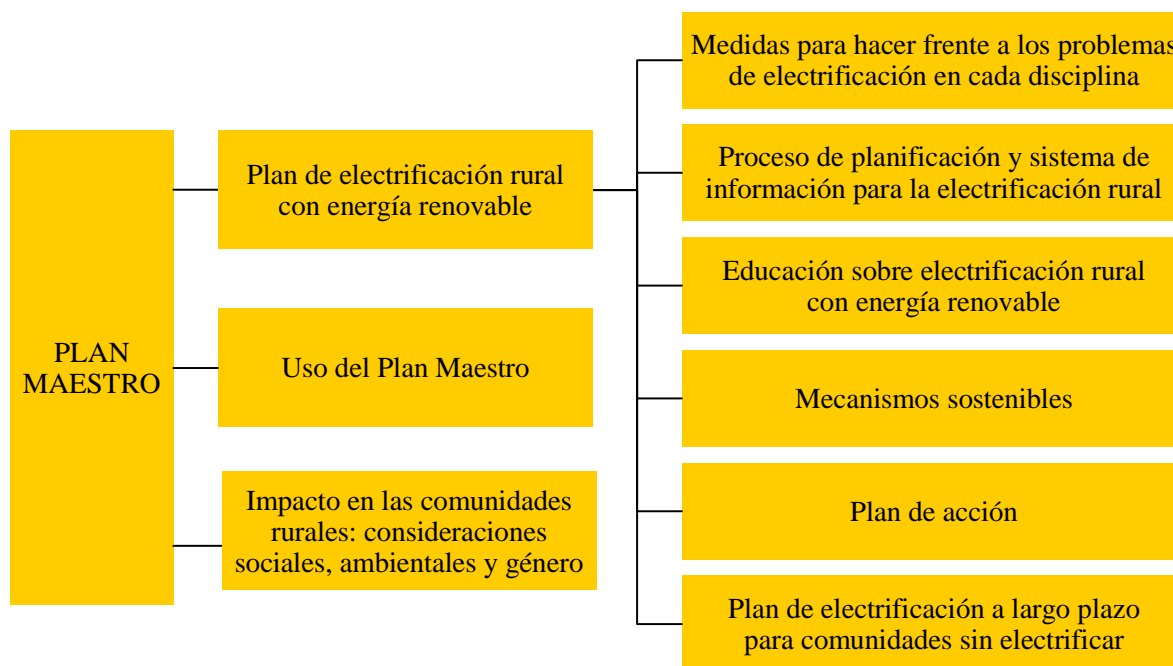
(2) El Plan Maestro está compuesto de lo siguiente:

- 1) Plan de electrificación rural con energía renovable
- 2) Uso del Plan Maestro
- 3) Consideración ambiental y social

1) El plan de electrificación rural con energía renovable describe en cada disciplina (legal, organizacional, financiero, energía solar, energía hidroeléctrica mini/micro y líneas de transmisión/distribución) las medidas para hacer frente a los problemas relacionados con la ejecución y difusión de la electrificación rural con energía renovable. Se proponen los siguientes mecanismos institucionales junto con un plan de acciones que propone qué medidas deben realizar qué organizaciones y en qué momento.

- Proceso de planificación y sistema de información de la electrificación rural
- Educación de la electrificación rural con energía renovable
- Mecanismo sostenible (capacitación y cadena de suministro para la operación y mantenimiento)

Con la condición de que las medidas arriba mencionadas sean implementadas por la parte peruana, se propone un plan de largo plazo de electrificación rural con energía renovable para las comunidades objetivo de todo el país. Este plan también incluye la identificación de comunidades objetivos, selección de la energía renovable, diseño y costos estándares, plan modelo de mecanismos financieros y de manejo, requerimientos anuales de fondos y prioridad de electrificación.



El Volumen 2 comprende los resultados de los estudios de campo a nivel de pre-factibilidad en dos proyectos de energía solar y dos proyectos hidroeléctricos mini/micro, incluyendo lo siguiente:

- Condiciones naturales
- Condiciones socio-económicas, ambientales y de género
- Demanda eléctrica y capacidad de pago
- Selección de la energía renovable
- Diseño y costos
- Organización de gestión
- Fijación de la tarifa y mecanismo financiero
- Evaluación económica y financiera
- Impacto de la electrificación

Los parámetros tales como demanda eléctrica, diseño, costos, tarifas y organización de gestión han sido aplicados a II-1.6 Plan de electrificación rural de largo plazo.

El Volumen 3 compila los manuales de material educativo para educar a los pobladores y gobiernos locales que serán necesarios para promover la electrificación rural con energía renovable.

5. Breve Reseña de las Investigaciones

El Equipo de Estudio de JICA realizó la primera investigación durante aproximadamente 2 semanas en febrero del 2007 y la segunda investigación durante aproximadamente 1 mes en junio y julio del 2007. En dichas investigaciones, se recolectaron datos e información relevantes a través de entrevistas a los organismos de electrificación rural pertinentes, con los cuales conocimos cuál era la situación actual y los problemas relacionados con la electrificación rural. Al mismo tiempo, se realizaron inspecciones preliminares en los emplazamientos candidatos seleccionados para los estudios de campo a nivel de pre-factibilidad en octubre del 2007. En dichas inspecciones, el Equipo de Estudio visitó las regiones de Cajamarca, Puno y Loreto para entrevistarse con los gobiernos regionales, poblados y empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica con respecto a la situación actual y a los planes futuros de electrificación así como las condiciones locales.

Durante la primera investigación se presentó el Informe Inicial al MEM/DPR(DEP) y al Comité Coordinador del Estudio del Plan de Maestro (compuesto por representantes del MEM/DPR(DEP), MEM/DGE, MEF, OSINERGMIN y ADINELSA) para explicar el enfoque y metodología del Estudio, el cual fue aprobado. Durante la segunda investigación se presentó el Informe de Avance (1), el cual describe la situación actual y los problemas relacionados con la electrificación rural según lo identificado por el Equipo de Estudio y los conceptos básicos del Plan Maestro, y se obtuvo la aprobación del MEM/DPR(DEP) y del Comité Coordinador.

Al finalizar la segunda investigación, el MEM/DPR(DEP) y el Equipo de Estudio de JICA firmaron un acta de fecha 9 de julio del 2007 sobre los conceptos básicos mencionados líneas arriba y las acciones que MEM/DPR(DEP) debían tomar como contraparte del Estudio del Plan Maestro.

Durante aproximadamente 1 mes en octubre y noviembre del 2007 (50 días para los especialistas en energía hidroeléctrica mini/micro) se realizó la tercera investigación principalmente para los estudios de campo a nivel de pre-factibilidad para la energía solar e hidroeléctrica. El MEM/DPR(DEP) y el Equipo de Estudio de JICA firmaron un acta el 13 de noviembre del 2007 con respecto al esquema acordado del Plan Maestro y el contenido básico del Informe Final. En dicha acta también se confirmó que los proyectos de electrificación en los emplazamientos seleccionados para el estudio de campo a nivel de pre-factibilidad serían realizados con fondos propios del MEM/DPR(DEP).

Durante tres semanas en febrero del 2008, se llevó a cabo la cuarta investigación. El objetivo principal de esta investigación fue el intercambio de opiniones con el gobierno peruano incluyendo la contraparte del esquema del Plan Maestro y estudios de campo a nivel de pre-factibilidad del Equipo de Estudio. Para tan fin, se presentó el Informe de Avance (2) al MEM/DPR y se llevó a cabo el intercambio de opiniones junto con un taller al que asistieron las partes involucradas.

La quinta y última investigación fue llevada a cabo en junio del 2008, se presentó el borrador del Informe Final al MEM/DPR y se realizó un seminario con invitación a las partes involucradas. Con ésta se han completado todas las investigaciones.

Volumen 1 Plan Maestro

I. Situación Actual de la Electrificación Rural y sus Problemas

I-1 Situación General del Perú

1. Geografía

El Perú tiene un territorio nacional de aproximadamente 1,285 km² y una población de aproximadamente 28 millones (según el estimado de INEI en el 2005), compuesta por un 52% de raza mestiza, 32% de raza indígena, 12% de origen europeo y 4% de otras etnias.

El país está dividido geográficamente en 3 áreas: Costa, Sierra y Selva, con una gran diversidad de condiciones naturales que difieren entre áreas que aseguran un entorno natural diverso. El área superficial de cada área es: Costa 11%, Sierra 31% y Selva 58% con su población respectiva: Costa 49%, Sierra 44% y Selva 7% con cerca de 30% de la población total concentrada en Lima, la capital del país.

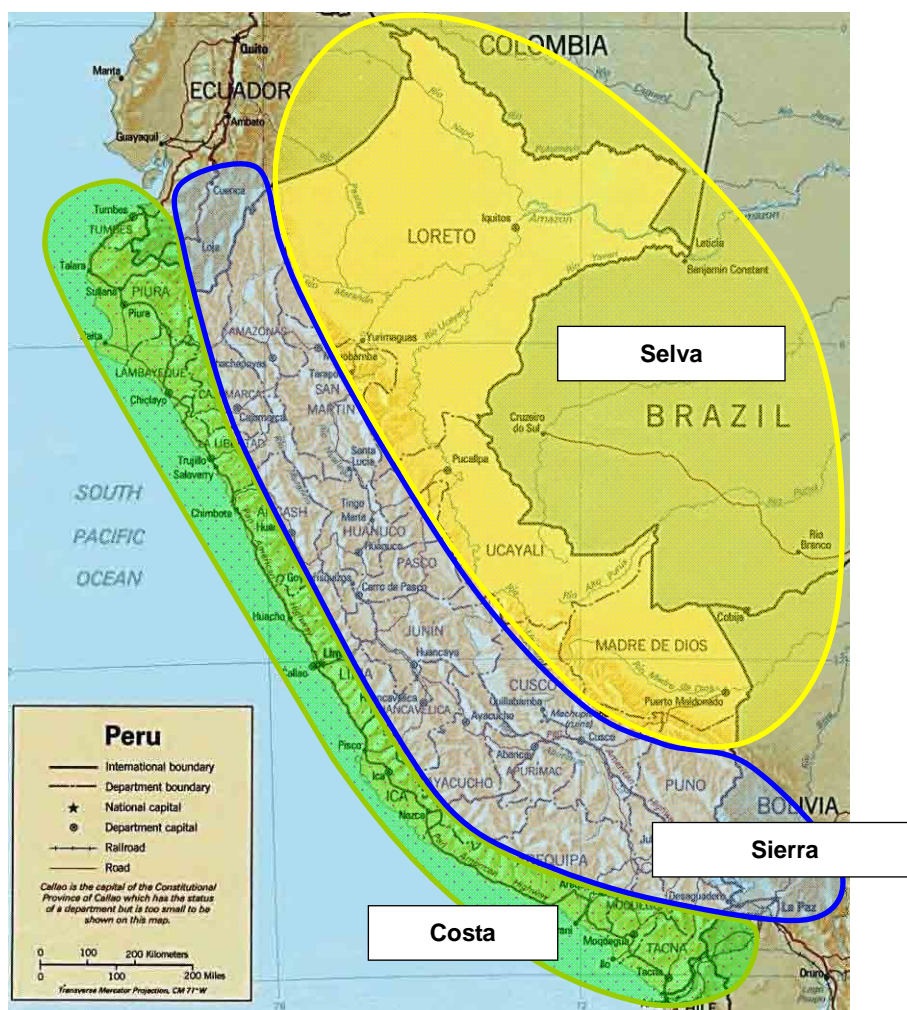


Gráfico I-1-1 Mapa Geográfico del Perú

La costa es un área elongada a lo largo de un área costera de aproximadamente 2,600 km de norte a sur frente al Océano Pacífico, el cual tiene un clima árido pero dado su suelo fértil desde muchos años se cultiva algodón y caña de azúcar para exportación. Esta área es un desierto llano adyacente a la costa, y con el desarrollo de infraestructura como puertos, caminos e instalaciones eléctricas se ha producido un avance en el comercio y la industria, lo cual ha hecho prosperar a las principales ciudades empezando con Lima, la capital.

La Sierra es un área montañosa de los Andes con pocas tierras adecuadas para la agricultura pero con vastos pastizales para el criado de ganado como la llama y la alpaca. Dada la abundancia de minerales en esta zona, la minería se ha desarrollado desde hace mucho tiempo atrás. Sin embargo, la geografía de los Andes junto con la poca densidad poblacional de estas áreas impiden el desarrollo de infraestructura como caminos, instalaciones de agua y desagüe y suministro eléctrico.

La Selva comprende las áreas forestales de la falda oriental de los Andes (Ceja de Selva) y los llanos de la Cuenca del Amazonas. Estas tierras forestales presentan suelo fértil adecuado para la agricultura, mientras que la llanura amazónica es tierra selvática con clima cálido y húmedo, no adecuado para la agricultura. Una serie de afluentes del río Amazonas forma un sistema intrincado de ríos y obstaculiza el tráfico, haciendo que el transporte dependa básicamente de los botes. Dicha dificultad en tráfico impide el comercio y otras actividades comerciales con otras áreas. La Selva cuenta con una gran área superficial pero proporciona pocos lugares habitables y tiene poca población, en donde no se tiene un desarrollo de infraestructura.

En la Costa se concentran las principales ciudades, mientras que en la Sierra y la Selva se tienen pequeños poblados esparcidos. Con respecto al desarrollo de infraestructura en cada área, el siguiente cuadro muestra, sólo para información ya que los datos no están actualizados, el desarrollo de los principales trabajos de infraestructura en áreas urbanas y rurales.

Cuadro I-1-1 Nuevo Acceso a Servicios Básicos y Sociales 1994-1997

(%)

	Agua	Electricidad	Sanidad	Salud ambulatoria
Áreas Urbanas	57	72	78	74
Áreas Rurales	43	28	22	26

Fuente: LSMS 1994 y 1997 citado de '¿La Geografía Explica las Diferencias Económicas en Perú?' por Javier Escobal y Máximo Torero Julio 2000

La diferencia en condiciones naturales y desarrollo de infraestructura ha ocasionado disparidad entre las áreas, haciendo difícil mejorar la situación de la pobreza. El siguiente cuadro muestra la tasa de pobreza por área.

Cuadro I-1-2 Tasa de Pobreza

	(%)		
	Sierra	Selva	Costa
Pobreza	63.4	56.6	28.7
Extrema Pobreza	33.4	21.6	3

Fuente: INEI 2007

2. Política

Desde el cambio al gobierno civil en 1980, han existido serios problemas como malas condiciones económicas y agitación política y social agravada. Dicha situación fue controlada con reformas económicas y acciones para combatir el terrorismo. Las condiciones macro-económicas han mejorado desde entonces, pero ha sido difícil hacer frente a problemas importantes como creación de empleo, reducción de la pobreza y erradicación de la corrupción. En el 2006, el segundo gobierno de Alan García se inició con compromisos públicos de reducción de la pobreza mediante la consolidación de la infraestructura y creación de empleo junto con el crecimiento económico.

Con la experiencia de los problemas económicos como hiper-inflación durante el primer gobierno de Alan García (1985-1990), se espera la implementación de una política económica sólida. La política fiscal tiene como objetivo la racionalización en el sector público, con recortes de gastos a través de reformas administrativas y revisión de gastos para mejorar la inversión pública. Parte de dicha política es el denominado “shock de inversión” que es una inversión concentrada en infraestructura, mejorando igualmente el plan de electrificación rural.

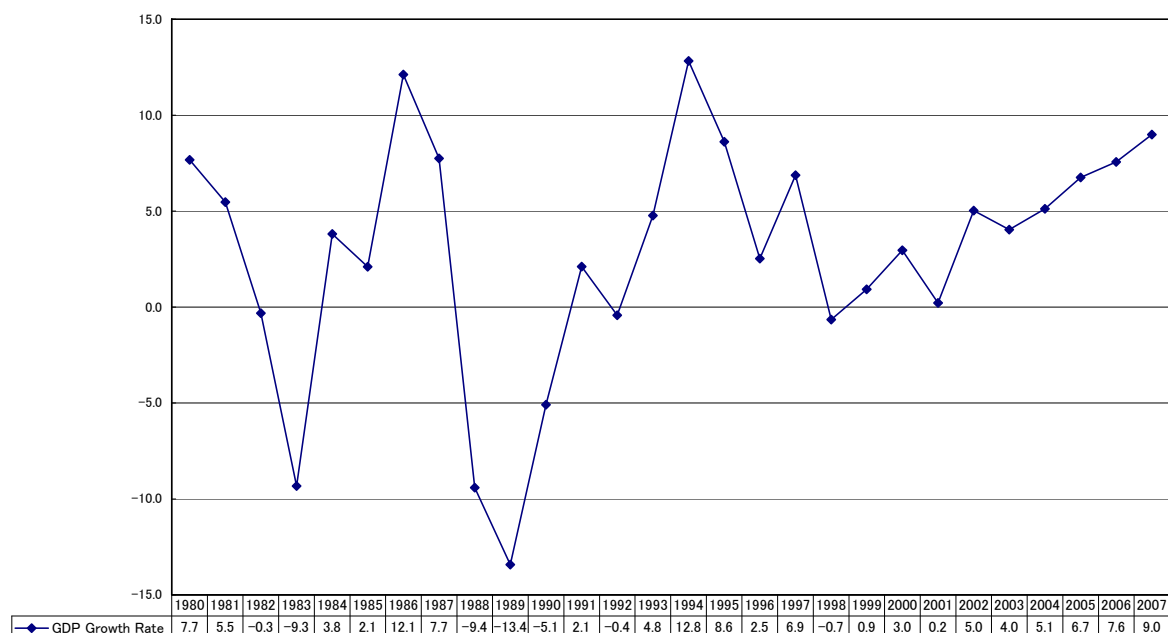
La eliminación de las disparidades entre las áreas junto con la reducción de la pobreza es uno de los problemas principales del gobierno actual. Bajo el objetivo de descentralización del gobierno, un punto importante es cómo colaborarán el gobierno central y los gobiernos regionales/locales para solucionar estos problemas.

3. Economía

(1) Macro-Economía

1) Crecimiento Económico

La economía del Perú recientemente ha experimentado una alta tasa de crecimiento entre países latinoamericanos bajo la prudente política económica tales como el objetivo inflación explícito (inflation targeting) y la estabilización fiscal y en condiciones internacionales favorables como altos precios sostenidos de productos primarios como minerales. El PBI nominal registrado en el 2007 fue de S/.341,227 millones (aproximadamente 12,284 mil millones de yenes: convertidos con una tasa de cambio de S/.1 = ¥36 en abril del 2008), lo cual se traduce en S/.12,200 (cerca de 440 mil yenes) de PBI per cápita. La tasa de crecimiento de la economía fue del 9% con respecto al año anterior, registrando la tasa más alta en los últimos 10 años.



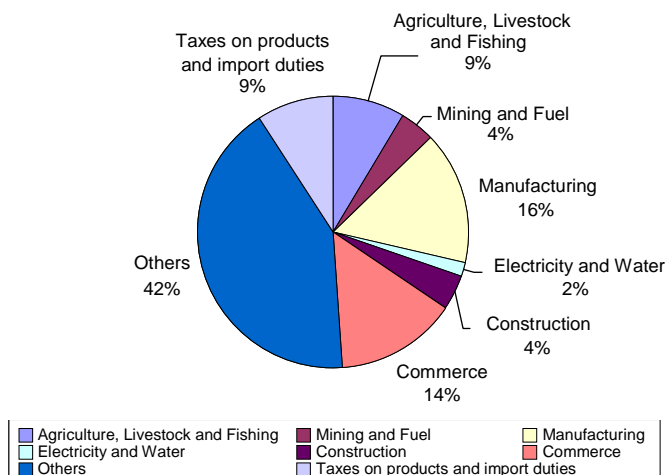
Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-2 Historia de la Tasa de Crecimiento del PBI

2) Estructura Económica

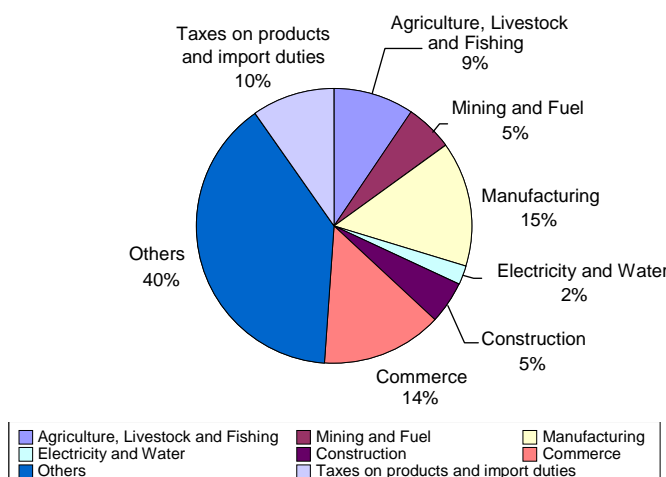
La estructura económica ha cambiado en pequeña medida según el ratio de componentes del PBI por Industria en 1990, 2000 y 2007. Se ha producido una expansión del 2% de los sectores de minería y construcción y del 1% del sector comercial con respecto a 1990, mientras que los demás sectores han experimentado una reducción del 5%.

Viendo el PBI desde el punto de vista de los gastos, las exportaciones netas (exportación menos importación) registraron 2% en 1990 y 2000, y un incremento del 7% en el 2007, mostrando un crecimiento considerable del sector de comercio internacional.



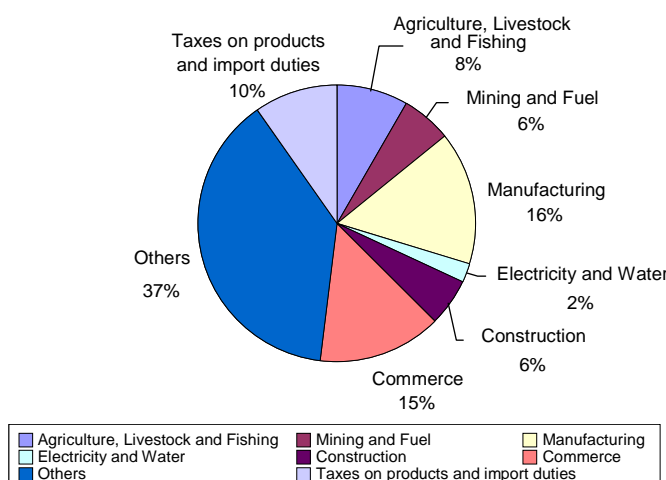
Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-3 Ratio de Componentes del PBI por Industria 1990



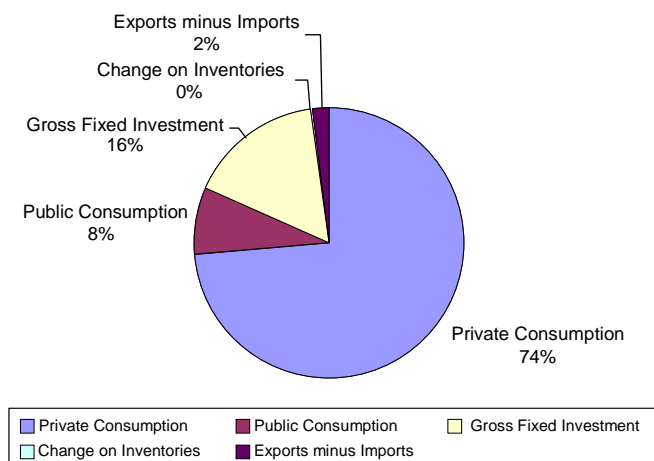
Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-4 Ratio de Componentes del PBI por Industria 2000



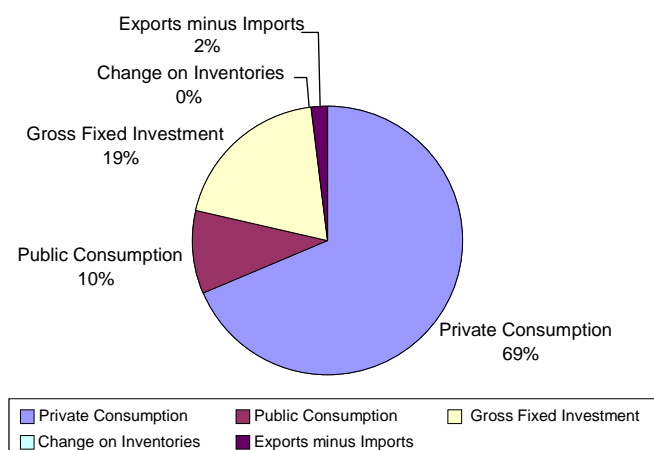
Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-5 Ratio de Componentes del PBI por Industria 2007



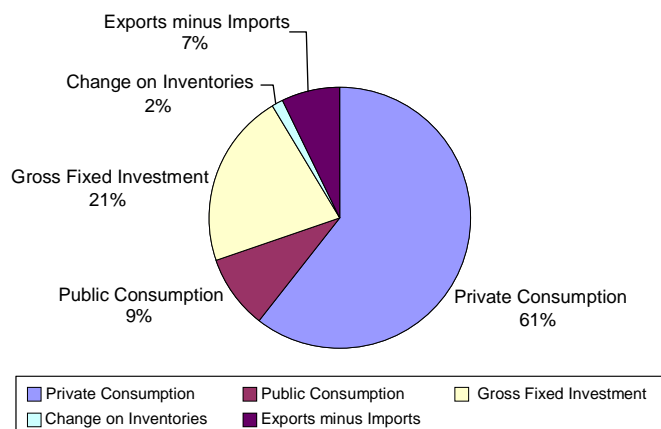
Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-6 Ratio de Componentes del PBI por Gastos 1990



Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-7 Ratio de Componentes del PBI por Gastos 2000

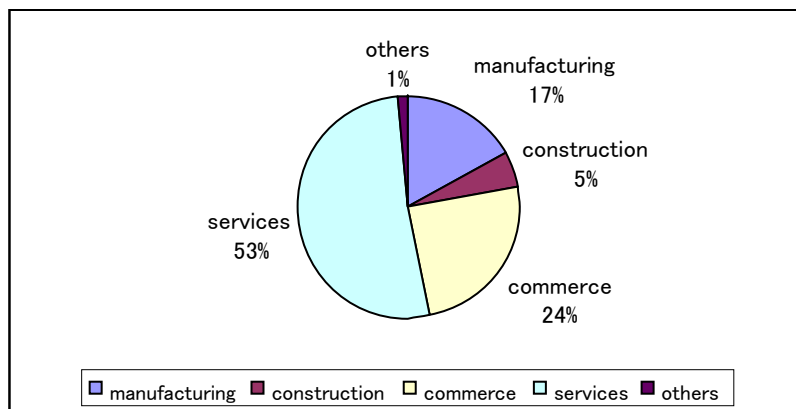


Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-8 Ratio de Componentes del PBI por Gastos 2007

3) Empleo

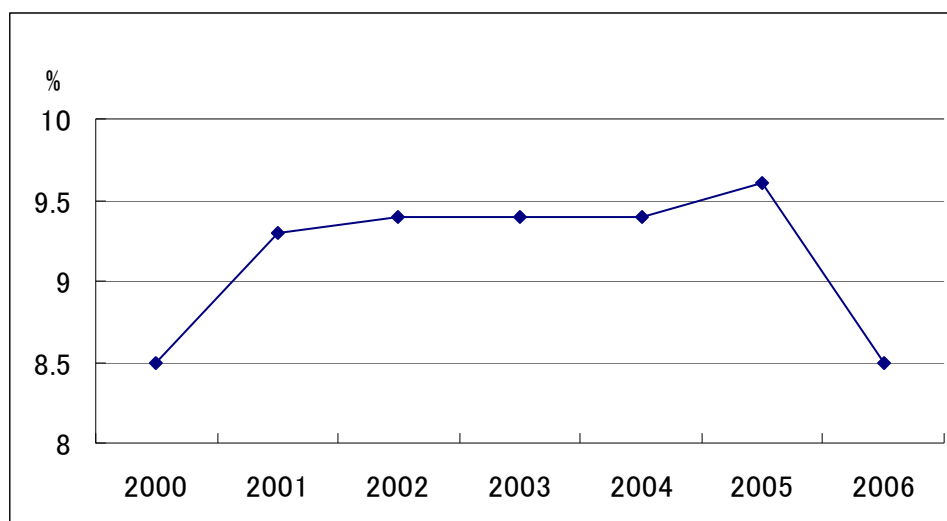
La población activa de Lima Metropolitana en el 2006 era de 4,228. El siguiente Gráfico muestra el ratio de los componentes de empleo por industria.



Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-9 Ratio de Componentes de Empleo por Industria en Lima Metropolitana 2006

La tasa de desempleo, aun en Lima Metropolitana, ha estado por encima del 8%. El mejoramiento de la situación de empleo es un problema serio.

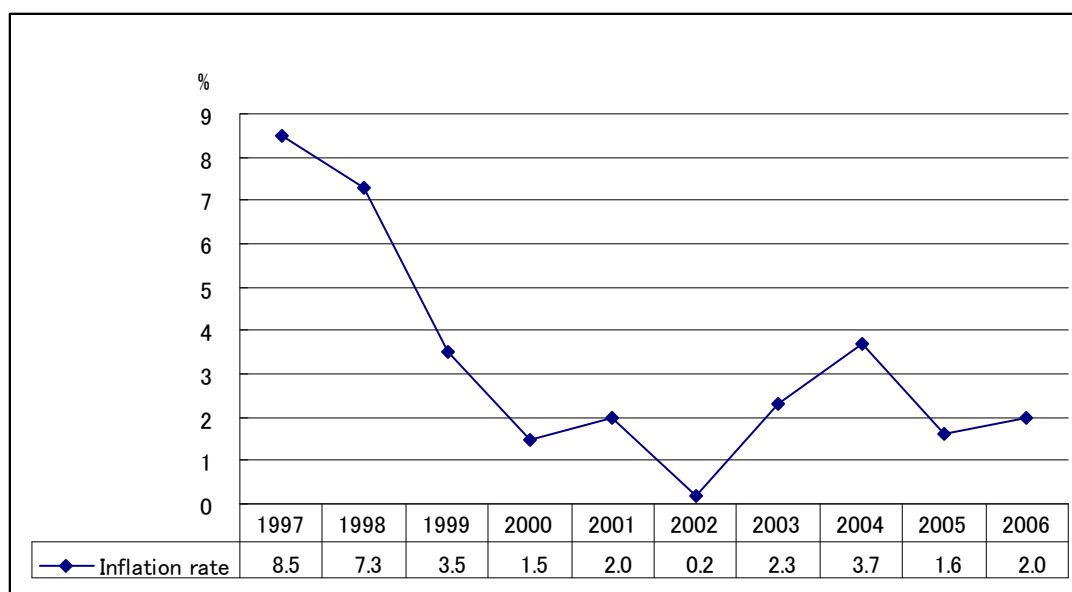


Fuente: CEPAL

Gráfico I-1-10 Historial de la Tasa de Desempleo Urbano

4) Inflación

El conflicto económico de los años 80 ocasionó hiperinflación, alcanzando el 7,479% en 1990. Las reformas económicas desde el gobierno de Fujimori en 1990 han logrado suprimir la inflación. En años recientes la inflación ha variado del 1% al 4% parcialmente debido a la política de control de la inflación.



Fuente: CEPAL

Gráfico I-1-11 Historial del Índice de Precios al Consumidor

(2) Cuentas Internacionales

1) Balanza de Pagos

El siguiente cuadro muestra la balanza de pagos desde el 2000 hasta el 2007. El superávit del comercio de bienes se ha incrementado año a año, mientras que se ha visto un exceso de importación sobre las exportaciones en la comercialización de servicios, de manera que el comercio internacional registró un superávit desde el 2004. Al mismo tiempo, la cuenta de ingresos como ingresos por inversiones ha presentado un mayor déficit que refleja un incremento de la inversión directa externa. El total del balance de comercio y de la cuenta de ingresos ha sufrido déficit durante algunos años, mientras que las transferencias corrientes incluyendo ayuda inter-gubernamental y cuentas de capital incluyendo inversiones privadas se incrementaron de tal manera que se compense el déficit. Como resultado, se ha presentado un incremento constante de las reservas de divisas.

Cabe señalar que el sector público de la cuenta financiera ha sufrido un déficit desde el 2005, lo cual significa que el gobierno del Perú ha venido haciendo esfuerzos por reducir la deuda externa.

Cuadro I-1-3 Balanza de Pagos

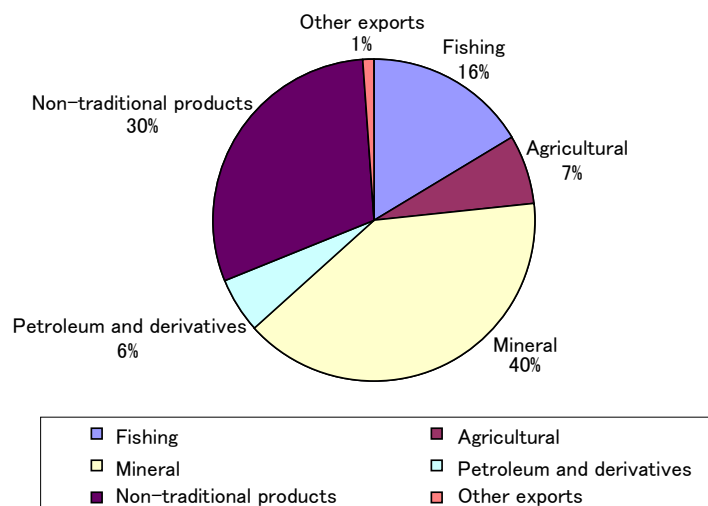
Unidad: millones de US\$

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
I. BALANZA EN CUENTA CORRIENTE	- 1 546	- 1 203	- 1 110	- 949	19	1 148	2 757	1 516
1. Balanza comercial	- 403	- 179	321	886	3 004	5 286	8 934	8 356
a. Exportaciones	6 955	7 026	7 714	9 091	12 809	17 368	23 800	27 956
b. Importaciones	- 7 358	- 7 204	- 7 393	- 8 205	- 9 805	- 12 082	- 14 866	- 19 599
2. Servicios	- 735	- 963	- 994	- 900	- 732	- 834	- 781	- 928
a. Exportaciones	1 555	1 437	1 455	1 716	1 993	2 289	2 647	3 343
b. Importaciones	- 2 290	- 2 400	- 2 449	- 2 616	- 2 725	- 3 123	- 3 428	- 4 270
3. Renta de inversiones	- 1 410	- 1 101	- 1 457	- 2 144	- 3 686	- 5 076	- 7 581	- 8 408
a. Sector privado	- 896	- 550	- 746	- 1 275	- 2 715	- 4 211	- 6 901	- 7 989
b. Sector público	- 513	- 551	- 711	- 869	- 970	- 865	- 679	- 419
4. Transferencias corrientes	1 001	1 040	1 019	1 209	1 433	1 772	2 185	2 495
II. CUENTA FINANCIERA	1 023	1 544	1 800	672	2 154	141	708	8 275
1. Sector privado	1 481	983	1 538	- 105	937	1 818	2 075	9 605
2. Sector público	277	372	1 056	630	988	- 1 441	- 738	- 2 473
3. Capitales de corto plazo	- 735	189	- 794	147	230	- 236	- 628	1 143
III. FINANCIAMIENTO EXCEPCIONAL	- 58	- 1	14	64	26	100	27	67
IV. ERRORES Y OMISIONES NETOS	388	110	130	689	151	239	- 738	- 203
V. FLUJO DE RESERVAS NETAS DEL BCRP (V = I + II + III + IV)	- 193	450	833	477	2 351	1 628	2 753	9 654

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

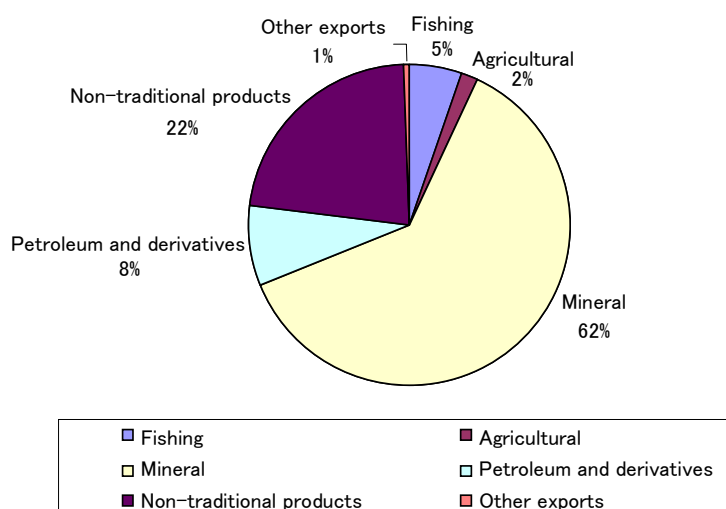
2) Comercio Internacional

Como se observa en el siguiente cuadro, las exportaciones del país han estado convencionalmente dependientes de los productos primarios, especialmente de los minerales. Este hecho significa que la balanza de pagos depende en gran medida no sólo de la calidad de los productos sino también de los precios internacionales. En años recientes se ha visto un incremento favorable en las exportaciones de cobre y oro, entre otros minerales. En años recientes, el monto de exportación se ha incrementado considerablemente, se ha triplicado con respecto al monto de hace 10 años atrás. Dicho incremento en las exportaciones de mineral ha contribuido a un mayor superávit desde el 2002.



Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-12 Ratio de Componentes de Exportaciones 1997

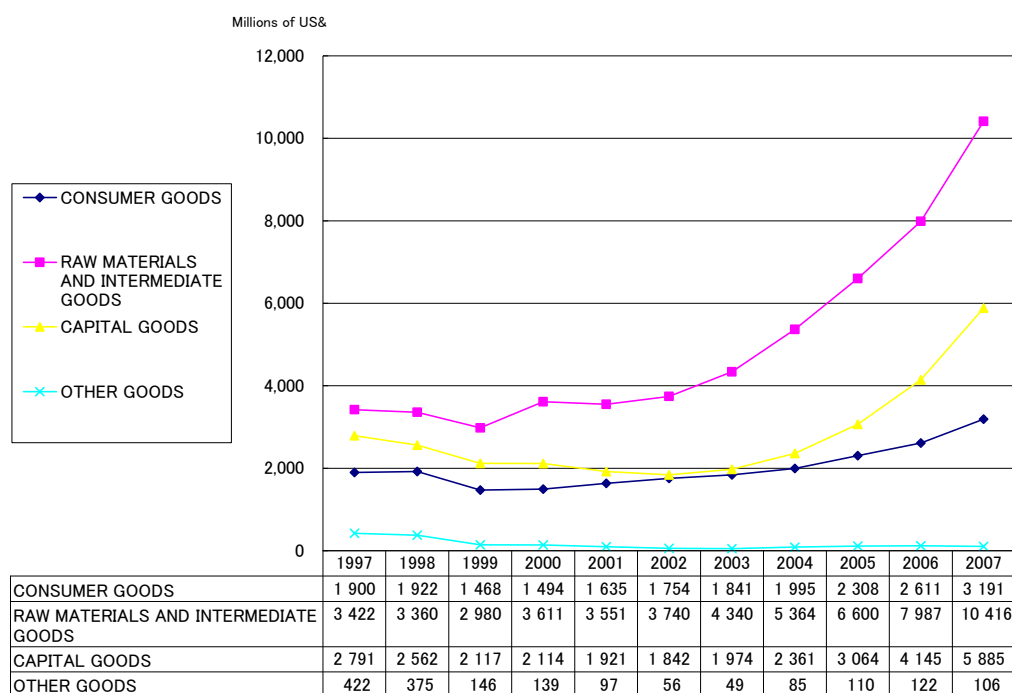


Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-13 Ratio de Componentes de Exportaciones 2007

Con la ratificación en el Congreso de los Estados Unidos de los Tratados de Libre Comercio (TLC) con Estados Unidos, el socio comercial de mayor importancia, se espera una mayor expansión comercial y, al mismo tiempo, se espera un reforzamiento de la competitividad de la industria doméstica del país.

A partir de los productos de importación, se ha visto un incremento considerable de bienes de capital y material prima y bienes intermedios, lo cual muestra que la minería y la fabricación doméstica han tenido gran actividad.



Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Gráfico I-1-14 Historial de los Montos de Importación

(3) Financiamiento Público

El gobierno de Alan García ha realizado compromisos públicos de que el déficit fiscal del sector público será reducido al 1% o menos del PBI y la tasa de inflación a 2.5%. El Cuadro I-1-4 muestra que el resultado primario ha mostrado un superávit desde el 2003 y que el resultado económico ha sido positivo desde el 2006, lo cual evidencia un avance constante hacia un presupuesto equilibrado. El resultado económico positivo desde el 2006 ha permitido la devolución del endeudamiento público, especialmente la deuda externa. El Cuadro I-1-5 muestra el saldo pendiente de endeudamiento público.

Los ingresos registraron un incremento considerable en impuestos a la renta e impuestos a las ventas, lo cual muestra una situación económica activa.

Al mismo tiempo, en gastos, las transferencias de gastos corrientes, especialmente la distribución de ingresos con gobiernos locales, y los gastos de capital se han incrementado. Uno de los problemas importantes del gobierno actual es la revisión de gastos y racionalización del sector público para reducir gastos. Con el fin de acelerar el desarrollo de infraestructura haciendo uso de los recursos financieros limitados, se viene realizando un programa de inversión denominado “shock de inversión”. Otro tema importante es la promoción de la industria rural. El incremento en gastos de transferencia y capital refleja esta política.

Cuadro I-1-4 Balanza Fiscal del Gobierno Central (porcentaje del PBI)

	2000	2001	2002	2003 1/	2004 1/	2005 1/	2006 1/	2007 1/
I. INGRESOS CORRIENTES	14.9	14.3	14.3	14.8	14.9	15.7	17.3	17.9
II. GASTOS NO FINANCIEROS	15.8	15.1	14.6	14.7	14.4	14.7	14.2	14.6
1. Gastos Corrientes	12.9	12.9	12.7	12.8	12.5	12.8	12.2	12.5
2. Gastos de Capital	2.8	2.2	2.0	1.9	1.8	1.9	2.0	2.2
III. INGRESOS DE CAPITAL 2/	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
IV. RESULTADO PRIMARIO	-0.6	-0.6	-0.2	0.2	0.6	1.1	3.2	3.4
V. PAGOS DE INTERESES	2.2	2.1	2.0	2.0	1.8	1.8	1.8	1.6
VI. RESULTADO ECONOMICO	-2.8	-2.8	-2.1	-1.7	-1.3	-0.7	1.4	1.8
VII. FINANCIAMIENTO NETO (1+2+3)	2.8	2.8	2.1	1.7	1.3	0.7	-1.4	-1.8
1. Externo	1.1	1.1	2.0	1.6	1.6	-1.2	-0.6	-2.0
2. Interno	0.9	1.1	-0.6	0.1	-0.5	1.8	-0.9	0.1
3. Privatización	0.8	0.6	0.8	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1

1/ Preliminar.

2/ Deducir el pago al American International Group y al Convenio Perú - Alemania.

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Cuadro I-1-5 Saldo Pendiente de Endeudamiento Público

	Millions of US\$			Percentage of GDP		
	2004	2005	2006	2004	2005	2006
PUBLIC DEBT	30,905	29,968	30,484	44.4	37.7	32.6
I. FOREIGN PUBLIC DEBT 2/	24,466	22,279	21,972	35.1	28.1	23.5
CREDITS	17,522	13,886	13,580	25.1	17.5	14.5
Multilateral Organizations	7,875	7,983	7,843	11.3	10.1	8.4
Paris Club	8,508	5,696	5,629	12.2	7.2	6.0
Suppliers	1,070	158	73	1.5	0.2	0.1
Commercial Banks	4	1	1	0.0	0.0	0.0
Latin America	42	33	25	0.1	0.0	0.0
Eastern European Countries 3/	23	16	9	0.0	0.0	0.0
BONDS	6,944	8,393	8,392	10.0	10.6	9.0
II. DOMESTIC PUBLIC DEBT	6,439	7,688	8,512	9.2	9.7	9.1
1. LONG TERM	5,812	6,896	7,597	8.3	8.7	8.1
CREDITS FROM BANCO DE LA NACION	929	890	774	1.3	1.1	0.8
1. Central Government	871	857	772	1.2	1.1	0.8
2. Local Government	58	33	2	0.1	0.0	0.0
TREASURY BONDS	4,884	6,006	6,809	7.0	7.6	7.3
1. BCRP Capitalization Bonds	12	0	0	0.0	0.0	0.0
2. Financial System Support Bonds	637	222	224	0.9	0.3	0.2
3. Debt Exchange Bonds 4/	152	122	91	0.2	0.2	0.1
4. Sovereign Bonds	1,149	2,951	3,699	1.6	3.7	4.0
5. Caja de Pensiones Militar-Policial Bonds	34	34	0	0.0	0.0	0.0
6. Pension Recognition Bonds	2,899	2,677	2,795	4.2	3.4	3.0
LIMA MUNICIPALITY BONDS	0	0	14	0.0	0.0	0.0
2. SHORT TERM	627	793	915	0.9	1.0	1.0
TREASURY BILLS	0	0	0	0.0	0.0	0.0
CREDITS FROM BANCO DE LA NACION 5/	265	139	0	0.4	0.2	0.0
FLOATING DEBT	362	654	915	0.5	0.8	1.0

1/ The external debt includes medium and long term debt of COFIDE, excludes loans to balance of payments.
 2/ Former Soviet Union countries. Includes the People's Republic of China.
 3/ D.U. N° 068-99.
 4/ Includes Public Treasury overdrafts in the Banco de la Nación and credit to the Instituto Nacional de Defensa Civil.
 Source: MEF, Banco de la Nación, ONP, and COFIDE.

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú Memoria 2006

Cuadro I-1-6 Ingresos Corrientes del Gobierno Central

	Millones de Nuevos Soles						
	2000	2001	2002	2003 1/	2004 1/	2006 1/	2007 1/
I. INGRESOS TRIBUTARIOS	22 769	23 541	24 062	27 405	31 144	45 485	52 454
1. Impuesto a la renta	5 130	5 630	6 011	7 971	9 026	18 414	22 847
2. Impuesto al patrimonio	0	0	0	0	0	0	0
3. Impuesto a la exportación	0	0	0	0	0	0	0
4. Impuesto a la importación	2 921	2 786	2 483	2 550	2 744	2 847	2 198
5. Impuesto a las Ventas (IGV)	12 013	11 815	12 613	14 110	16 206	21 517	25 258
-Interno	7 007	6 866	7 501	8 459	9 526	11 982	13 586
-Importaciones	5 007	4 949	5 113	5 651	6 680	9 535	11 672
6. Imp. Sel. al Consumo (ISC)	3 424	3 561	4 184	4 525	4 468	4 042	4 291
-Combustible	2 120	2 321	3 003	3 285	3 177	2 399	2 419
-Otros	1 304	1 241	1 181	1 240	1 292	1 643	1 872
7. Otros ingresos tributarios	2 053	2 602	1 738	1 414	2 162	3 369	3 848
8. Reembolso tributario	-2 772	-2 853	-2 968	-3 165	-3 462	-4 704	-5 989
II. INGRESOS NO TRIBUTARIOS	4 935	3 518	4 498	4 163	4 238	7 229	8 659
III. TOTAL (I+ II)	27 705	27 059	28 559	31 568	35 381	52 715	61 113

1/ Preliminar.

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

Cuadro I-1-7 Gastos Corrientes del Gobierno Central

	Millones de Nuevos Soles							
	2000	2001	2002	2003 1/	2004 1/	2005 1/	2006 1/	2007 1/
I. GASTOS NO FINANCIEROS	29 360	28 580	29 241	31 451	34 165	38 468	43 260	49 962
1. Gastos Corrientes	24 101	24 349	25 285	27 371	29 870	33 577	37 252	42 613
a. Remuneraciones	8 190	8 228	8 922	9 669	10 509	11 593	12 553	13 020
b. Bienes y servicios	7 161	7 424	6 873	7 338	8 219	8 960	10 192	10 994
c. Transferencias	8 750	8 697	9 490	10 364	11 142	13 024	14 506	18 599
2. Gastos de Capital	5 259	4 231	3 956	4 080	4 295	4 891	6 008	7 349
a. Formación bruta de capital	4 762	3 668	3 435	3 513	3 822	4 458	4 779	6 000
b. Otros	497	563	521	567	473	433	1 229	1 350
II. INTERESES	4 077	4 060	3 953	4 191	4 381	4 794	5 413	5 525
1. Deuda interna	543	466	485	469	460	657	1 117	1 279
2. Deuda externa	3 534	3 594	3 469	3 722	3 921	4 138	4 297	4 247
III. TOTAL (I+II)	33 437	32 640	33 194	35 642	38 547	43 263	48 673	55 488

1/ Preliminar.

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú

I-2 Condiciones Sociales y Económicas en Perú

1. Condiciones Sociales y Económicas

(1) Generalidades

La República del Perú está compuesta de tres regiones geográficas: una región costera árida (costa), la región montañosa de los Andes (sierra) y la llanura tropical del río Amazonas en la frontera con Colombia y Brasil (selva). La economía y la cultura peruana reflejan esta geografía variada. El objetivo del presente estudio del Plan Maestro son principalmente las regiones de la sierra y la selva.

El geógrafo peruano Javier Pulgar Vidal propuso dividir al Perú en ocho divisiones ambientales¹.

- Chara o Chala (costa): Área costera hasta aproximadamente los 500 metros sobre el nivel del mar, caracterizada por baja precipitación y desertificación. Elevada humedad y baja temperatura. El término quechua 'chara' hace referencia a las nubes suspendidas muy cerca de las montañas.

- Yunga (valle cálido): Falda occidental de los Andes, desde los 300 a los 500 metros sobre el nivel del mar, caracterizada por ser soleado, seco y con altas variaciones diarias. Esta área también se encuentra en la falda oriental de los Andes, desde los 1,000 metros hasta los 2,300 metros sobre el nivel del mar en donde la precipitación es mucho mayor que en la falda occidental.

- Quechua (valle templado): Valles y cuencas ubicados desde los 2,300 hasta los 3,500 metros sobre el nivel del mar caracterizados por clima templado e inclinación moderada. Esta área es el área con mayor población en Perú y en donde se ubican muchas ciudades, como Cusco y Cajamarca.



Fuente: Wikipedia

Gráfico I-2-1 Vegetación del Perú

¹ Pulgar Vidal, Javier "Geografía del Perú: Las Ocho Regiones de Perú", Lima, Editorial Universo S.A.; cita a Tomoeda, Hiroyasu, 1986, "Buey y Cóndor", Tokio

- Suni (tierras heladas): Desde el límite superior de Quechua hasta aproximadamente los 4,000 metros sobre el nivel del mar, caracterizada por frías temperaturas y límite de cultivo en la zona montañosa de los Andes. Suni significa grandes alturas en Quechua.
- Puna (frías elevaciones): Área por encima de los 4,000 metros sobre el nivel del mar, caracterizada por bajas temperaturas (la temperatura anual promedio es de 0–7°C.) y por vegetación gramínea, y en donde la crianza de animales es la principal actividad de subsistencia.
- Janca o Cordillera (nevados): Área a 4,800 metros sobre el nivel del mar y más que constituye el límite inferior de los nevados y glaciares, caracterizada por la escasa vegetación y altos nevados y glaciares. Es objeto de creencias de la gente andina.
- Selva Alta o Rupa rupa (ardiente): Área montañosa en la falda oriental de los Andes, desde los 400 metros hasta los 1,000 metros sobre el nivel del mar, caracterizada por bosques tropicales y elevada precipitación.
- Selva Baja u Omagua: Llanura ribereña de la Amazonía superior por debajo de los 400 metros sobre el nivel del mar, caracterizada por bosques tropicales y elevada precipitación.

De acuerdo con la Ley de Regionalización (2002), el país se encuentra dividido en 24 regiones, y éstos se encuentran sub-divididos en 194 provincias que se dividen en 1,831 distritos.

En las áreas montañosas se encuentran abundantes recursos minerales, y las aguas costeras peruanas constituyen una excelente zona de pesca. Sin embargo, la sobredependencia en los minerales y metales condiciona la economía a fluctuaciones en los precios internacionales, y la falta de infraestructura obstaculiza el comercio y la inversión. Luego de varios años de desempeño económico inconsistente, la economía peruana ha crecido en más de 4% por año durante el período 2002-2006, con una tasa de cambio estable y baja inflación. El crecimiento se incrementó a 7.5% en el 2007, como resultado de altos precios internacionales de los minerales y metales. Perú está clasificado por el Banco Mundial como un país de ingreso medio en vías de rápido desarrollo.

Cuadro I-2-1 Indicadores Básicos y Sociales del Perú

Área ^{*1} :	Total:	1,285,220 km ²	INB en el método Atlas (2006) ^{*3}	
	Territorio:	1.28 millones km ²	INB:	US\$82.7 mil millones
	Agua:	5,220 km ²	INB per cápita:	US\$2,929.0
Población ^{*1} (21 Oct. 2007) :	28,220,764 hab		PBI (2006) ^{*3} :	US\$93.3 mil millones
Tasa de crecimiento poblaciona (promedio 1993-2007) ^{*1} :	1.6%		PBI Tasa de crecimiento anual (2006) ^{*3} :	8.0%
Esperanza de vida al nacer ^{*2} (2007 est.)	Total:	70.14 años	PBI Composición por industria (2006) ^{*3}	
	Hombres:	68.33 años	Primaria:	6.6%
	Mujeres:	72.04 años	Secundaria:	33.8%
			Terciaria:	59.6%
Índice de Alfabetización ^{*2} (2004 est.)	Total:	87.7%	Población por debajo de la línea de pobreza nacional ^{*4} (2004)	
	Hombres:	93.5%	Nacional:	51.6%
	Mujeres:	82.1%	Urbana:	40.3%
			Rural:	72.5%
			Desarrollo Humano (2005) ^{*5}	
			IDH:	0.773
			Rango:	87
			(Desarrollo humano promedio del país)	

Nota: INB=Ingreso Nacional Bruto, la suma del valor agregado de todos los productores más los impuestos de productos (menos subsidios) no incluidos en la valuación de la producción más importes netos de los ingresos primarios del exterior.

La línea de pobreza nacional fue definida en el 2001 por ENAHO (*Encuesta Nacional de Hogares*) como tres normas calóricas diferentes por área: por ejemplo, 2,232 calorías/persona/día en Lima Metropolitana, 2,194 calorías/persona/día en la costa y en las áreas urbanas de la selva, y 2,133 calorías/persona/día en las áreas rurales de la sierra y selva.

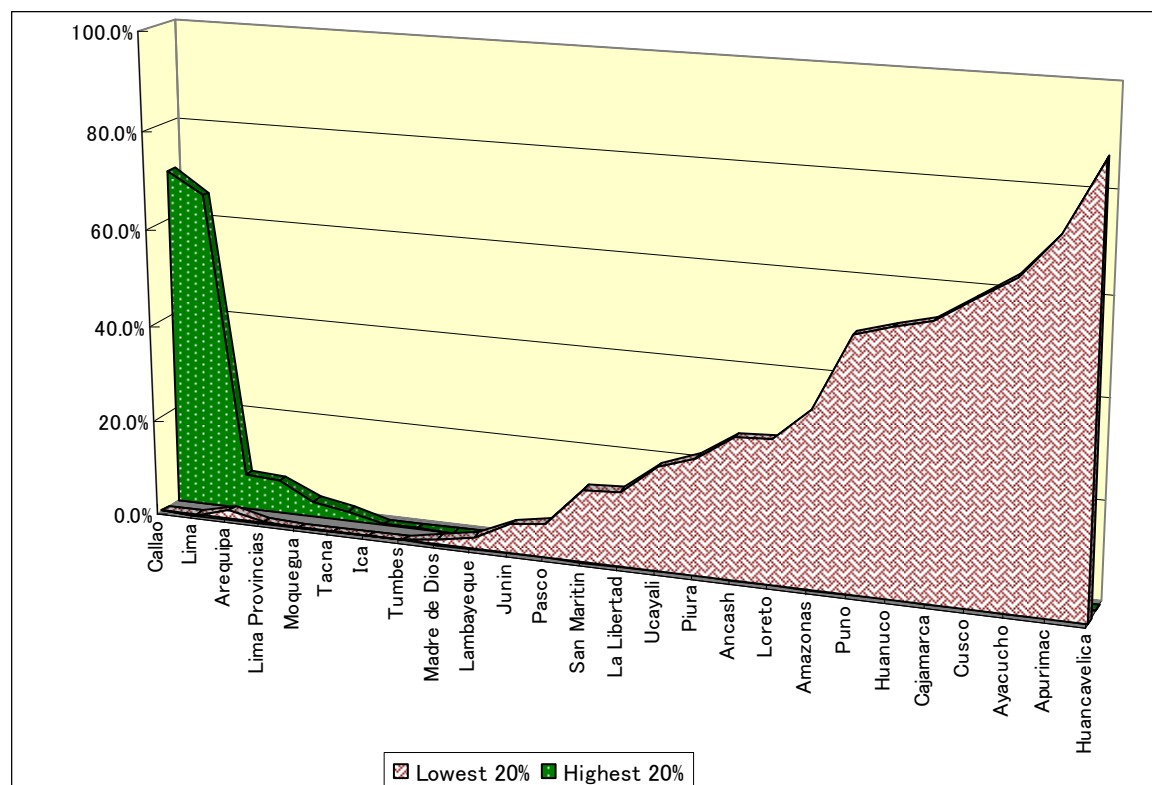
Fuente: *1= Primer informe del Censo Nacional 2007 (INIE)
 *2 = El Libro Mundial de Datos (CIA)
 *3 = Perfil de Datos de Perú (Banco Mundial)
 *4 = Perú at a glance (Banco Mundial)
 *5 = Informe de Desarrollo Humano 2007/2008 (PNUD)

A pesar del fuerte desempeño macroeconómico reciente, el sub-empleo y la pobreza han sido consistentemente elevados. El nivel de pobreza medido por un criterio en base a calorías y el porcentaje de población por debajo de la línea de pobreza indican que existe una diferencia significativa entre las zonas urbanas y las rurales.

El Índice de Desarrollo Humano (IDH) en Perú es de 0.773, mucho menor del promedio de los países de Latinoamérica y el Caribe de 0.803. El Perú está clasificado en el puesto 87 en el mundo. El Cuadro I-2-1 muestra la información social y económica básica del Perú.

(2) Desarrollo Humano y Pobreza

El Informe de Desarrollo Humano del Perú muestra que el IDH está distribuido de manera heterogénea en los diferentes distritos del país.



Fuente: Equipo de estudio de JICA, 2008, en base a la “Informe de Desarrollo Humano en Perú 2005” del PNUD

Gráfico I-2-2 Porcentaje de Población Clasificado dentro del 20% más Bajo y más Elevado

Los pobladores clasificados dentro del 20% más elevado del IDH en Perú ocupan aproximadamente el 70% de la población de las regiones de Lima y Callao y el 7% de la población de las provincias de Lima y Arequipa, es decir, la capital y áreas metropolitanas, mientras que no hay pobladores clasificados dentro de las 20 regiones. Por el contrario, los pobladores clasificados dentro del 20% más bajo del IDH en Perú viven en las regiones de la sierra y la selva, especialmente más del 80% de los pobladores de Huancavelica y Apurímac, el 70% de la población de Ayacucho y Cusco, todos los cuales son regiones en los Andes, están incluidos dentro del 20% más bajo del IDH (ver Gráfico I-2-2).

2. Comunidades con Electrificación y sin Electrificación

A través del estudio de campo en el 2007, el equipo de estudio de JICA encontró que el porcentaje de electrificación es mayor que el del MEM (2005). Esta discrepancia puede deberse a que el MEM no ha actualizado completamente los datos del Censo Nacional de 1993, el último censo divulgado a la fecha, incluyendo electrificación doméstica. Desde 1993, muchos gobiernos regionales y locales han implementado proyectos de electrificación con sus propios presupuestos sin informar al MEM. El gobierno del Perú realizó el Censo Nacional el 21 de octubre del 2007 que incluye electrificación doméstica.

En vista de que el INEI, la organización gubernamental responsable del Censo Nacional, se encontraba procesando y analizando los datos en mayo del 2008, los datos de la electrificación doméstica no se encontraban disponible en la fecha de elaboración del presente informe.

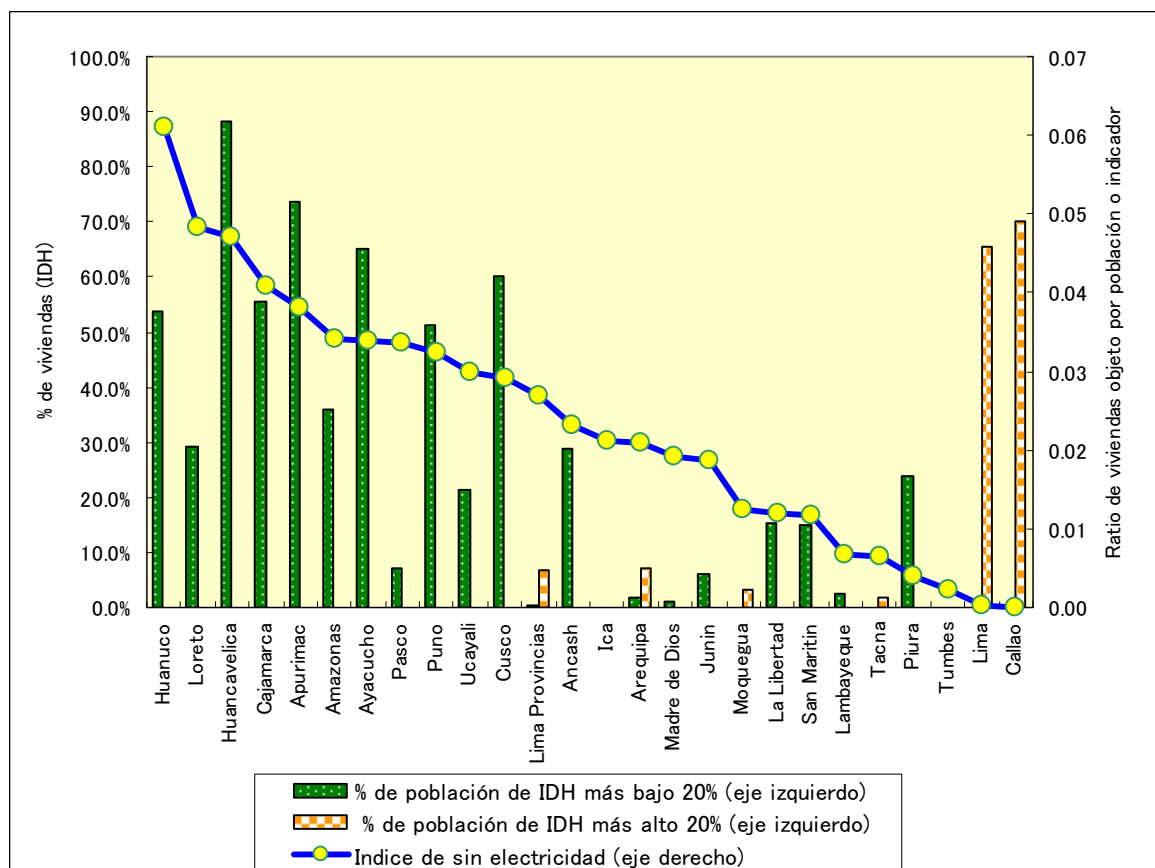
En febrero del 2008, el MEM elaboró la lista de poblados incluyendo localidades sin electricidad y localidades sin plan de energía hidroeléctrica mini/micro. El equipo de estudio de JICA ha formulado el Plan Maestro en base a dicha lista. La misma lista indica que 33,701 localidades con 361,847 viviendas no tienen electricidad o plan de electrificación. Si se escojen localidades con 10 o más viviendas (número de viviendas adecuado para proyecto de electrificación), 11,348 localidades con 280,018 viviendas serán objetivo de electrificación con energía solar o hidroeléctrica a mini/micro escala.

Cabe señalar que el número de comunidades que realmente no cuentan con instalaciones ni plan de electricidad podrían ser menores que la cifra antes mencionada ya que podría incluirse a localidades con instalaciones o planes de electricidad que los gobiernos locales implementan con presupuestos propios pero que no lo informan al gobierno central. Dado que el primer paso de un proyecto es conocer el número de comunidades no electrificadas, se recomienda que el MEM tome iniciativa y liderazgo sobre las oficinas regionales para el intercambio de comunicación con los gobiernos locales sobre la información más reciente y brinde la ayuda adecuada.

No es posible calcular el porcentaje de las viviendas no electrificadas en una unidad administrativa ya que el Censo Nacional no menciona el número de vivienda u hogares. El equipo de estudio de JICA intentó estimar una cifra indicando el ratio de viviendas/hogares no electrificados en base al supuesto (inexacto) de que el número de miembros de una vivienda es el mismo en todo el país; se calculó el ratio del número de viviendas objetivo y población como un índice de necesidad de electrificación. No refleja directamente el ratio de necesidad de electricidad, pero podría ser una aproximación.

Se estima o considera que Huánuco tiene el índice más alto de necesidad de electricidad (bajo el supuesto de que cinco personas habitan en una vivienda, el porcentaje de población objetivo es de 30.5%). La segunda región que tiene más alta necesidad de electricidad es Loreto y el tercera, es Huancavelica (24.1% y 23.6% respectivamente bajo el mismo supuesto). Por otro lado, el índice es 0 en Callao y casi 0 en la ciudad de Lima.

Si comparamos con la distribución del IDH, la necesidad (o demanda) de electricidad con energía renovable es mayor en las áreas de menor desarrollo social. Por ejemplo, Huancavelica tiene el mayor % de población clasificada dentro del 20% más bajo de IDH y, por otro lado, en Lima y Callao, más del 60% de la población está clasificada dentro del 20% más elevado de IDH. El índice a nivel regional está correlacionado con el porcentaje del 20% más bajo de IDH en Perú (2005) con alta coeficiente 0.7186 (ver Gráfico I-2-3.)



Nota: El índice 'sin electricidad' es el número de viviendas contenido en las listas del MEM "Localidades sin proyecto" y "Plan Maestro – mini hidrocentral" dividido por población en el 2005. Incluye las comunidades con concesión.
 Fuente: Equipo de estudio de JICA, 2008

Gráfico I-2-3 Relación del Ratio de Población Objetivo y Población por Región (índice) con IDH

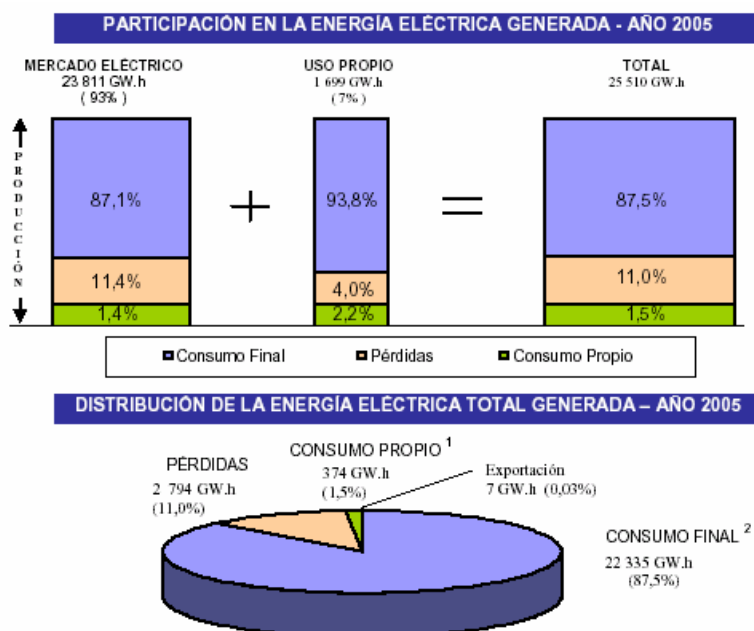
I-3 Situación del Sector de Energía Eléctrica

1. Reseña del Sector de Energía Eléctrica

En 1992, el gobierno peruano promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas que permite la privatización del sector eléctrico y promueve la competencia y eficiencia dentro de la industria. En amparo de esta nueva ley, el gobierno privatizó la mayor parte del sector eléctrico del país ante la protesta del sector laboral y áreas rurales que evitaron que el gobierno alcanzara una privatización total.

La principal empresa de generación en Perú es Electroperu, con mayoría accionaria en manos del gobierno peruano, y operadora del complejo hidroeléctrico del Mantaro (1,008 MW). De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas del Perú, los mayores productores privados de energía eléctrica en el país son Edegel, Edelnor y Edelsur (Luz del Sur), la cual fue separada y privatizada de Electrolima.

En el 2005, la energía eléctrica total generada ascendió a 25,500 GWh (incluyendo el 7% de generación propia), de los cuales el 1.5% fue consumido en centrales eléctricas y el 11% fueron pérdidas de energía. Por el tipo de combustible, el 70% proviene de generación hidroeléctrica y el 30% de generación térmica. El porcentaje restante proviene de pequeñas turbinas eólicas. Con respecto a la oferta y demanda, el consumo de energía eléctrica total es de 22,300 GWh y el consumo per cápita es de 800 kWh/año correspondiente a la energía eléctrica total generada de 25,500 GWh. De la misma manera en que el Perú ha mantenido una tasa de crecimiento anual del PBI del 10% del 2001 al 2004, el consumo de energía eléctrica también ha tenido un crecimiento de 15.3% anual.

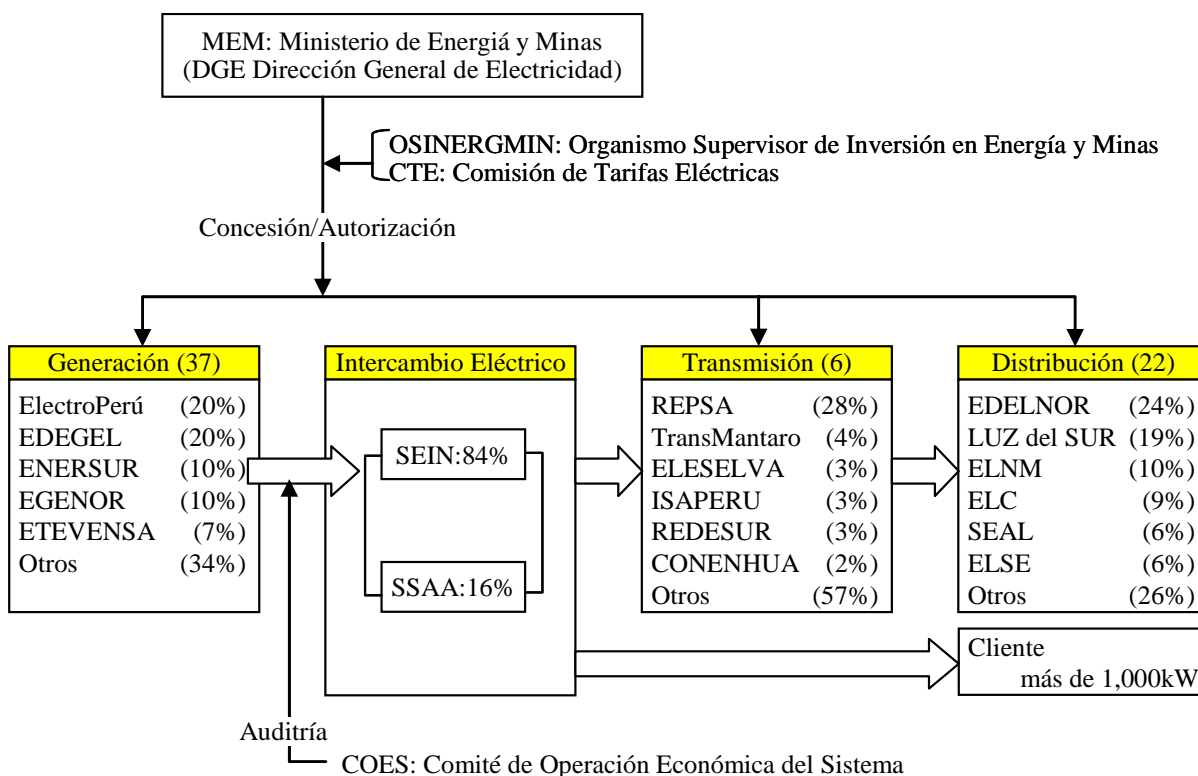


Fuente: MEM

Gráfico I-3-1 Balance Eléctrico en el 2005

El Gráfico I-3-2 muestra la estructura del suministro eléctrico. 37 empresas de generación abastecen de energía eléctrica a 22 empresas de distribución o clientes que demandan más de 1,000 kW a través de dos sistemas eléctricos diferentes, el SEIN y los SSAA. Las empresas de generación tienen derecho a tener acceso a las líneas de transmisión y pagar los precios del peaje de transmisión que son regulados por el gobierno.

Las empresas que operan el negocio del suministro de energía eléctrica deben contar con una concesión o autorización del Ministerio de Energía y Minas. La CTE y el OSINERGMIN regulan la tarifa eléctrica y el peaje de transmisión. El COES es un organismo neutral que regula la comercialización eléctrica justa, la seguridad eléctrica y el despacho adecuado.



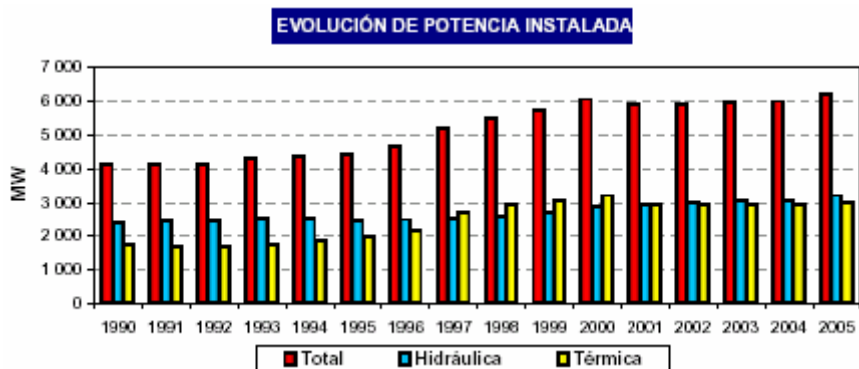
Fuente: Equipo de Estudio de JICA

Gráfico I-3-2 Organigrama de la Industria de Energía Eléctrica en Perú

2. Negocio de Generación y Mercado Eléctrico Mayorista

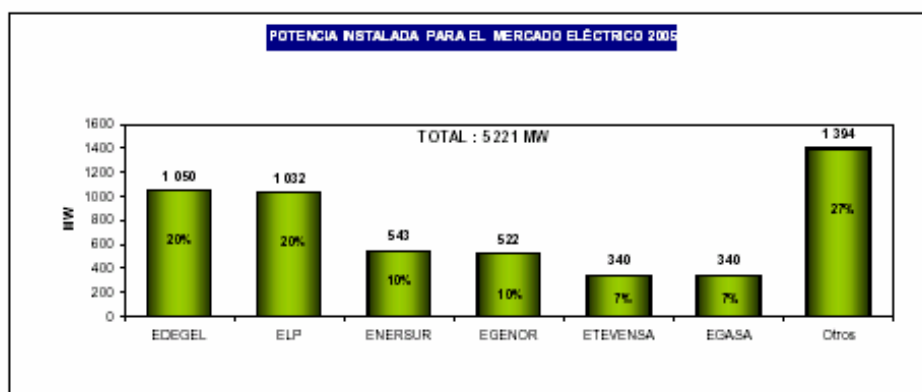
En el 2005, la capacidad instalada del país fue de 6.2 GW, cifra aproximadamente 40% mayor que la de hace 10 años.

Se generó 25.5 mil millones de kWh de energía eléctrica, mientras que se consumió 20.7 mil millones de kWh. Aun cuando la capacidad instalada está distribuida equitativamente entre la energía hidroeléctrica y la térmica, el 70% del suministro eléctrico total del país es generado por centrales hidroeléctricas. Las centrales térmicas suministran el resto de la energía eléctrica, y existen pequeñas turbinas eólicas que generan un volumen mínimo de energía eléctrica.



Fuente: MEM

Gráfico I-3-3 Evolución de Potencia Instalada



Fuente: MEM

Gráfico I-3-4 Potencia Instalada por Empresa

Luego de la reestructuración y privatización de la industria de energía eléctrica, una gran parte del sector eléctrico del país permanece en manos del gobierno. La principal central hidroeléctrica es el Complejo del Mantaro al sur del país, el cual es operada por la empresa estatal Electroperu. Esta empresa junto a EDEGEL, la segunda empresa eléctrica más grande del país, dominan el 40% de la producción de energía eléctrica del país.

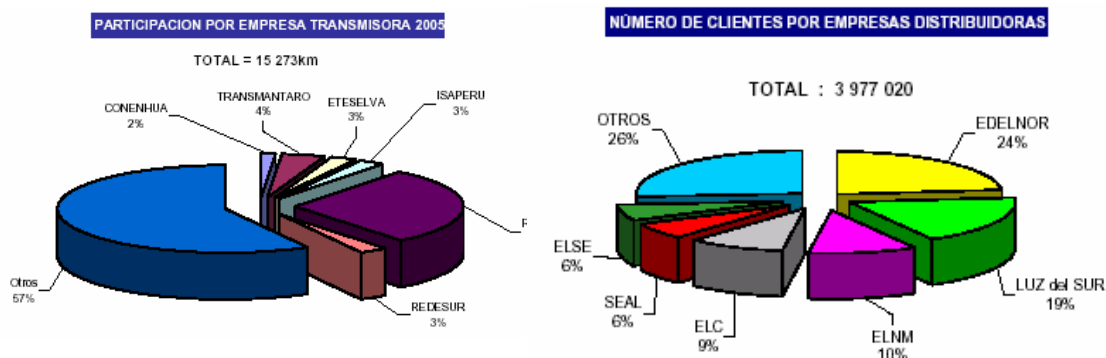
Al introducirse la competencia en el mercado eléctrico mayorista, 37 empresas de generación se incorporaron al mercado para el intercambio eléctrico. El operador del mercado mayorista decide el precio unitario de generación más bajo y despacha la potencia más económica. Estas empresas pueden suministrar energía eléctrica a las empresas de distribución o clientes con capacidad mayores a 1,000 kW. El COES o el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado opera y controla la comercialización económica y justa de la energía eléctrica en el mercado mayorista.

3. Transmisión y Distribución

Existen dos sistemas de transmisión, el SEIN y las SSAA. El 97% de la energía eléctrica es intercambiada a través del SEIN. Seis empresas de transmisión y 22 empresas de distribución cuentan con líneas eléctricas en todo el país con tensiones de 220–33 kV para transmisión y generalmente menos de 36 kV para distribución.

El Perú cuenta con dos redes de transmisión eléctrica, una que abarca el norte y centro del país y otra en el sur. Un interconector, de propiedad y operado por Hydro-Quebec International, se extiende entre ambas a lo largo de la costa del Pacífico. La principal empresa de transmisión en el Perú es el Grupo ISA con sede en Colombia, la cual controla más de la mitad de la red de transmisión en el país a través de sus subsidiarias Red de Energía del Perú e Interconexión Eléctrica ISA Perú. Algunas empresas de menor envergadura, muchas de las cuales son estatales, controlan el resto de la red. La inversión en la red de transmisión del Perú ha sido mayor que la demanda real, por lo que existe un excedente de potencia.

Electrolima, la empresa de distribución más grande del Perú fue dividida en 2 empresas privadas de distribución. Una es Edelnor, un subsidiario de Endesa, que suministra energía eléctrica al norte de Lima. La otra es Edelsur (Luz del Sur), cuya mayoría accionaria es propiedad de PSEG Global/Sempra. Luz del Sur opera en la zona sur de Lima. Algunas empresas estatales de distribución de menor envergadura suministran energía eléctrica a las áreas rurales.

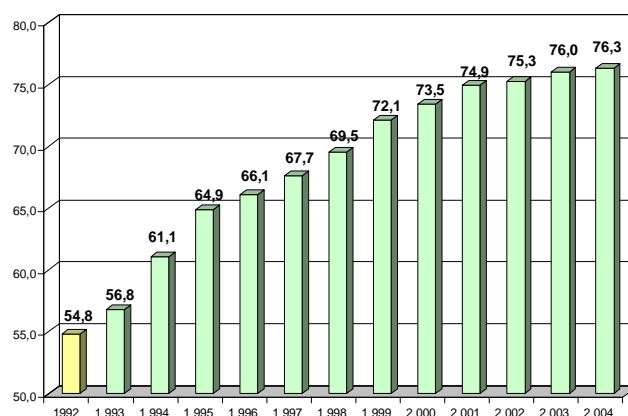


Fuente: MEM

Gráfico I-3-5 Principales Empresas de Transmisión y Distribución

4. Electrificación Rural

La disparidad en las tasas de electrificación entre las zonas urbanas y rurales es extrema; la electrificación en Lima y otras ciudades principales es superior al 90%, mientras que en las regiones de los Andes y de la cuenca del Amazonas, continúa siendo sólo del 30-40%. A partir de 1992, el gobierno peruano incentiva la liberación del sector eléctrico, mientras que el gobierno ha empezado a ofrecer incentivos financieros para extender el servicio de electricidad a áreas rurales que no son de interés para el



Fuente: MEM

Gráfico I-3-6 Tasa de Electrificación Rural

sector privado. En 1993, el gobierno propuso el Plan de Electrificación Nacional para contrarrestar las bajas tasas de electrificación en las regiones.

Asimismo, las extensiones de las líneas de transmisión y distribución han sido financiadas por el JBIC (Proyecto de Ampliación de la Frontera Eléctrica). Este plan busca expandir las líneas de transmisión eléctrica locales de 60 kV y líneas de distribución de 23 kV.

La tasa de electrificación rural en el 2005 fue de 78.8%. Sin embargo, el Perú se mantiene optimista y se ha fijado alcanzar 93.1% en el 2015 según el Proyecto Nacional de Electrificación Rural 2006 – 2015 del MEM/DPR(DEP).

Con miras a alcanzar este objetivo, el gobierno está considerando adoptar métodos de implementación relacionados no sólo a la extensión de redes sino también al desarrollo de pequeños sistemas fotovoltaicos e hidroeléctricos con energía renovable en áreas aisladas.

5. Sistema Tarifario

Los consumidores en el país están clasificados por lo general en usuarios mayores a 1,000 kW y usuarios menores de 1,000 kW. Mientras que los precios de los contratos para usuarios mayores no están regulados, la tarifa se encuentra regulada por los usuarios menores. El presente párrafo hace referencia de estos últimos. El OSINERGMIN es el responsable de fijar las tarifas y supervisar la generación, transmisión y distribución. La tarifa para el mercado minorista consiste del precio de barra (tarifa de generación + tarifa de transmisión) y de la tarifa de distribución denominado Valor Agregado de Distribución.

El nivel tarifario en el país de 10.34 c/kWh (2005) es considerado elevado comparado con los de países vecinos; 4.14 c/kWh es la más baja en Argentina y 13.03 c/kWh es la más alta en Ecuador.

Para consumidores residenciales se aplica el subsidio denominado FOSE (Fondo de Compensación Social Eléctrica) bajo ciertas condiciones. Mediante este sistema, para el consumo por debajo de 100 kW al mes, la tarifa es reducida. Y de igual manera, para consumos por encima de 100 kW al mes, se deberá pagar un recargo en proporción al consumo eléctrico por encima de los 100 kWh/mes para financiar el subsidio. Como en el caso anterior, el FOSE es uno de los mecanismos de subsidio cruzado entre los diferentes consumidores. El 62% de todos los clientes residenciales a nivel nacional se benefician del FOSE, y los consumidores en Lima son quienes contribuyen en mayor medida con el subsidio. Las condiciones y niveles se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro I-3-1 Condiciones para Aplicación de FOSE

Usuarios	Sector	Reducción de la Tarifa para consumidores ≤ 30 kWh/m (% de la carga de energía)	Reducción de tarifa para consumidores > 30 kWh/m hasta 100 kWh/m (kWh/m)
Sistema Interconectado	Urbano	25	7.5
	Urbano-rural & Rural	50	15
Sistemas Aislados	Urbano	50	15
	Urbano-rural & Rural	62.5	18.75

I-4 Situación de la Electrificación Rural

I-4.1 Ley e Institución²

El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) de 10 años para el período 2006-2015 busca alcanzar una tasa de electrificación nacional del 93.1% al año 2015 como objetivo político, a través de la cual se busca reducir la pobreza y mejorar el nivel de vida en las áreas rurales. Como parte de dicha política, se están realizando los preparativos legales e institucionales.

Las principales leyes directamente relacionadas con la electrificación rural con energía renovable son las siguientes:

- Ley General de Electrificación Rural (Ley No.28749 publicada el 30 de mayo del 2006) (en adelante “Ley General”): Su reglamento (en adelante “Reglamento General”) fue publicado el 2 de mayo del 2007.
- Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables No Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y De Frontera del País (Ley No.28546 publicada el 16 de junio del 2005) (en adelante “Ley de Promoción”): Un documento de trabajo para su reglamentación (en adelante “Reglamento de Promoción”) se encontraba disponible cuando se realizó la investigación en febrero del 2007, y su reglamento está programado para publicación en una fecha cercana, aunque todavía no se ha publicado a la fecha.

Además de las leyes mencionadas, se deberán considerar las siguientes leyes relacionadas con la industria eléctrica con respecto a la promoción de la electrificación rural.

- Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley No.25844 publicado el 19 de noviembre del 1992): Ley que regula la industria eléctrica.
- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada (Ley No.27332 publicada el 29 de julio del 2000): Ley que crea OSINERG (en la actualidad reorganizada como OSINERGMIN) como organismo regulador de las inversiones en el sector energía. Entre sus funciones se encuentra la supervisión para el cumplimiento de obligaciones legales, contractuales y técnicas, regulación de la tarifa y la solución de conflictos entre las empresas y consumidores.
- Ley que crea Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE) (Ley No.27510 publicada el 28 de agosto del 2001): Ley que crea el subsidio cruzado para el grupo de pobreza con pequeños volúmenes de consumo eléctrico.

Asimismo, se deberían considerar las siguientes leyes por cuanto las leyes arriba mencionadas hacen referencia de ellas como leyes a ser cumplidas.

² Basado en las informaciones obtenidas durante la primera visita en febrero de 2007.

- Ley que crea el Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) (Ley No.27293 publicada el 28 de junio del 2000): Esta ley regula los fondos públicos para una inversión eficiente.
- Promoción de las Inversiones Privadas en la Infraestructura de Servicios Públicos (Decreto que promueve las inversiones privadas en infraestructura de servicios públicos) (Decreto Ley No. 758 publicado el 13 de noviembre del 1991)
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto No. 29-94-EM publicado el 8 de junio del 1994)

Adicionalmente a las leyes mencionadas, existen leyes relacionadas con la descentralización hacia gobiernos locales y regionales que deberían considerarse en la designación de funciones en la promoción de la electrificación rural. Existen también reglamentos técnicos relacionados con las empresas eléctricas que deberían ser considerados ya que es necesario saber cómo se aplicarán estos reglamentos al sistema eléctrico con energía renovable.

El siguiente diagrama esquemático muestra la perspectiva de la política y las leyes relevantes, y las organizaciones gubernamentales respectivas.

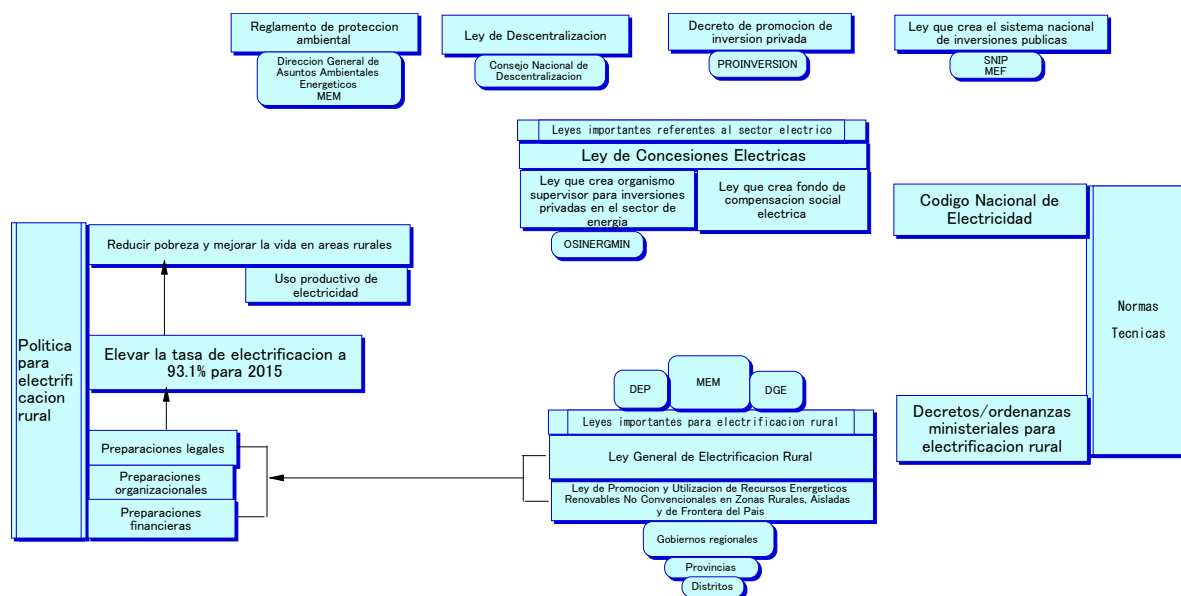


Gráfico I-4.1-1 Perspectiva de la Política y las Leyes Relevantes, y las Organizaciones Gubernamentales Respectivas

El presente informe abarcará principalmente las dos leyes directamente relacionadas con la electrificación rural y sus reglamentos con respecto a objetivos, instituciones, funciones de las organizaciones relevantes y fuentes de financiamiento.

1. Objetivos

La “Ley General” considera que la electrificación son servicios públicos necesarios y busca: (i) el desarrollo socioeconómico sostenible, (ii) la mejora de la calidad de vida de los habitantes, (iii) la lucha contra la pobreza, y (iv) la prevención de la migración a áreas metropolitanas.

Por otro lado, la “Ley de Promoción” busca promover la electrificación rural por medio de energía renovable no convencional (solar, eólica, biomasa, geotérmica, hidráulica de punta, de marea e hidráulica de pequeña escala) y mejorar la calidad de vida de los habitantes rurales. El “Reglamento de Promoción” enumera los siguientes objetivos:

- 1) Incremento de la tasa de electrificación;
- 2) Promoción del manejo sostenible de los proyectos de electrificación rural con energía renovable;
- 3) Mejora de la calidad de vida de los pobladores rurales a través del desarrollo socioeconómico sostenible por medio de la electrificación rural;
- 4) Promoción del uso sostenible de energía renovable;
- 5) Promoción de la investigación de la tecnología más apropiada según las realidades de las zonas;
- 6) Identificación de la energía renovable no convencional y definición de prioridades; y,
- 7) Actualización del registro de sitios potenciales para electrificación.

Ambas leyes tienen los mismos objetivos: reducción de la pobreza y mejora de la calidad de vida mediante el incremento de la tasa de electrificación. Mediante dichas leyes, la “Ley General” establece el marco legal para la electrificación rural y su reglamento establece las normas relacionadas con la planificación, investigación, evaluación, construcción, transferencia y operación y mantenimiento para la electrificación rural. Por su parte, el “Reglamento de Promoción” establece los criterios y normas a ser aplicados en la planificación, diseño, construcción, tarifa, adjudicación de concesiones eléctricas rurales y operación y mantenimiento de proyectos de electrificación con energía renovable en áreas rurales, aisladas y de frontera incluidas en el “Plan de Energía Renovable No Convencional” (PERNC).

2. Alcance de Aplicación

La “Ley General” define los sistemas eléctricos rurales como aquellos calificados por el MEM como sistemas de distribución eléctrica de interés social preferencial, mientras que el “Reglamento General” los define como toda instalación eléctrica para el suministro de energía eléctrica a zonas rurales, aisladas y de frontera incluyendo conexiones domésticas con cualquier tipo de equipo de medición así como red de transmisión y distribución e instalaciones de generación. OSINERGMIN clasificará cada sistema eléctrico rural según los “Sectores Típicos de Distribución” establecidos por la DGE.

Asimismo, los sistemas eléctricos rurales deberán cumplir con los siguientes criterios del plan nacional de electrificación rural de 10 años.

- Criterios técnicos: Cumplimiento de las normas técnicas y de calidad a fin de satisfacer la demanda proyectada de 20 años.
- Criterios sociales: Relación costo/beneficio mayor a 1 en la evaluación social para 20 años considerando los precios sombra.

- Criterios económicos: Se deberá realizar una evaluación económica considerando los precios de mercado de todos los componentes e ingresos producto del cobro de las tarifas a todos los usuarios y aportes del FOSE.

Se estipula que para cada proyecto del sistema eléctrico rural ubicado en aquellas zonas en donde no es factible técnica ni económicamente el suministro de electricidad desde las redes eléctricas existentes, se deberá realizar una evaluación preferencial sobre el uso de energía renovable, tales como energía hidroeléctrica de pequeña escala, biomasa, eólica, solar y geotérmica.

Por otro lado, se deberá aplicar la “Ley de Promoción” a la energía renovable no convencional a ser desarrollada en áreas rurales, aisladas y de frontera y define la energía renovable no convencional como las fuentes de energía permanentes y recursos naturales renovables que comprenden:

- Energía solar, eólica, biomasa, geotérmica, hidroeléctrica de punta, de marea e hidroeléctrica de pequeña escala.

El “Reglamento de Promoción” deberá aplicarse a proyectos de electrificación con energía renovable en áreas rurales, aisladas y de frontera incluidos en el “Plan de Energía Renovable No Convencional (PERNC), el cual estará regido por los siguientes principios:

- Adecuación técnica y diversidad: Los proyectos de electrificación rural con energía renovable deberán estar orientados al uso eficiente de los recursos más adecuados, considerando las características de la oferta y consumo de cada una de las zonas rurales, aisladas y de frontera, facilitando el uso de alternativas económicamente viables y asegurando el suministro confiable de energía eléctrica al menor costo.
- Acceso: Facilitar el acceso de los pobladores de zonas rurales, aisladas y de frontera a los servicios de electricidad a través del “Plan de Energía Renovable No Convencional” (PERNC).
- Desarrollo Sostenible: Los proyectos de electrificación rural deberán promover el bienestar económico y social de los pobladores rurales sin agotar los recursos naturales ni dañar el medio ambiente, y el derecho de generaciones futuras a utilizarlos para sus propias necesidades.
- Complementaridad: El desarrollo de proyectos de electrificación rural es considerado una acción coordinada con los gobiernos locales y regionales, y busca alcanzar los objetivos comunes de mejorar la calidad de vida de los pobladores rurales a través de la prestación eficiente de servicios públicos.

Las zonas rurales, aisladas y de frontera son definidas de la siguiente manera:

- Zonas rurales: Área habitada por pobladores con bajo poder adquisitivo, cuyas actividades económicas de pequeña escala están destinadas al consumo propio y en donde la electrificación no es económicamente atractiva para el sector privado pero conlleva grandes impactos socio-económicos. Esta zona incluye a los pobladores en zonas aisladas y de frontera.

- Poblados aislados: Centros poblados en ubicaciones desfavorables en términos de acceso y alejados del sistema eléctrico convencional, en donde la electrificación no es económicamente atractiva para el sector privado pero conlleva grandes impactos socio-económicos.
- Zonas de frontera: Centros poblados ubicados geográficamente en los límites del territorio peruano, en donde la electrificación no es económicamente atractiva para el sector privado pero conlleva grandes impactos estratégicos y socio-económicos.

3. Institución/Régimen

(1) Concesión Eléctrica Rural

La “Ley General” crea un régimen especial de la concesión eléctrica rural para la incorporación de incentivos para la inversión privada en la electrificación rural, los cuales deben ser otorgados por la DGE. El “Reglamento General” requiere de concesiones eléctricas rurales para una o más de las siguientes actividades:

- Generación de energía eléctrica embutida en la red de distribución con energía renovable y energía no renovable;
- Transmisión de energía eléctrica que afecte la propiedad del estado y/o requiera servidumbre; y
- Distribución de energía eléctrica con características de servicio público de electricidad.

La “Ley General” dispone que los adjudicatarios de concesiones eléctricas rurales se beneficiarán con el régimen dispuesto por los Decretos Supremos No. 662 y 757, Estabilidad Jurídica a las Inversiones Extranjeras mediante el reconocimiento de ciertas garantías, y la Ley marco para el crecimiento de la inversión privada, respectivamente, según los cuales toda inversión, ya sea privada o extranjera, debe recibir trato equitativo en el mercado libre.

El “Reglamento General” dispone que el concesionario eléctrico rural tendrá derecho a ejecutar sistemas eléctricos rurales para obtener la servidumbre y el subsidio y obligación de desarrollar actividades eléctricas. La adjudicación de una concesión eléctrica rural requiere de la presentación a la DGE de la siguiente información y requisitos:

- Identificación y domicilio del peticionario;
- Memoria descriptiva y planos descriptivos del proyecto;
- Calendario de construcción;
- Presupuesto del proyecto;
- Especificación de las servidumbres requeridas;
- Delimitación de la zona de concesión; y
- Declaración jurada del impacto ambiental

La “Ley de Promoción” también dispone que el régimen especial de concesiones eléctricas rurales a ser otorgadas por la DGE se aplique a proyectos eléctricos rurales, mientras que el “Reglamento de Promoción” dispone la facultad del adjudicatario de la concesión eléctrica rural de desarrollar

actividades eléctricas incluidas en el Plan de Energía Renovable No Convencional (PERNC), con la aplicación a la electrificación rural de las normas y procedimientos para servidumbre incluidos en la “Ley de Concesiones Eléctricas” y su reglamento así como otras normas técnicas y legales.

Para solicitar una concesión eléctrica rural se requiere de la siguiente información y requisitos:

- Autorización del uso de recursos naturales para la construcción, si corresponde;
- Ficha técnica que incluya el diagrama unifilar, el diagrama de carga geográfica y el estimado de los costos del proyecto.
- Calendario preliminar de ejecución de las obras;
- Declaración jurada de la conservación del medio ambiente y patrimonio cultural de la nación;
- Plan de Abandono y Eliminación de Pasivos Ambientales
- Especificación de las servidumbres requeridas;
- Delimitación de la zona de concesión con coordenadas UTM (PSAD56) y modelo del contrato de suministro de energía eléctrica en caso el proyecto incluya actividades de distribución;
- Planos a escala 1:100,000

(2) Servidumbre

La “Ley General” dispone que su reglamento contemplará las servidumbres y que el MEM compensará por los perjuicios producto de la imposición de dichas servidumbres. El “Reglamento General” estipula que las servidumbres son de interés público preferencial y a ser impuestos por la DGE. El uso de la propiedad pública no generará ningún pago por compensación, pero todo daño a dicha propiedad sí deberá ser compensada. Las servidumbres incluirán:

- Acueductos, embalses, y obras hidroeléctricas;
- Electroductos para establecer subestaciones de transformación, líneas de transmisión y redes de distribución;
- Ocupación de bienes de propiedad particular indispensable para la instalación de subestaciones de distribución para el servicio público de electricidad;
- Sistemas de telecomunicaciones;
- Paso para la construcción de vías de acceso; y
- Tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones.

(3) Transferencia

La “Ley General” dispone que el MEM deberá donar sistemas eléctricos rurales que hayan sido o estén siendo ejecutados por ellos preferiblemente a empresas concesionarias estatales de distribución de energía eléctrica o a ADINELSA, según corresponda. También están incluidas aquellas empresas que se encuentran en proceso de promoción de la inversión privada para efectos de administración, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos rurales. También se estipula que el MEM podrá donar materiales electromecánicos y equipo a los gobiernos regionales y locales.

El “Reglamento General” contempla la transferencia que comprende los sistemas eléctricos rurales como una unidad o sus componentes activos incluyendo instalaciones, obras, servidumbres, equipo, materiales, estudios y otros incluidos en los sistemas eléctricos rurales, de la siguiente manera:

- Los sistemas eléctricos rurales ejecutados por la DEP deben ser transferidos sin cargo alguno a las empresas concesionarias estatales de distribución de energía eléctrica o a ADINELSA.
- Para la donación de materiales y equipo electromecánicos, se requiere que el MEM, a través de la DEP, llegue a un acuerdo con los gobiernos locales y regionales, y que las empresas concesionarias estatales a cargo de la administración, operación y mantenimiento verifiquen la correcta ejecución de las obras con cargo a los gobiernos locales y regionales en conformidad con las normas técnicas de electrificación rural; y
- Con respecto a los sistemas de electrificación rural financiados y ejecutados por gobiernos locales y regionales, se deberá celebrar un contrato de operación y mantenimiento sin cargo alguno para un período mínimo de 30 años con las empresas concesionarias estatales de distribución de energía eléctrica o ADINELSA.

El “Reglamento de Promoción” establece que las obras que se generen a partir de la ejecución del Plan de Energía Renovable No Convencional (PERNC) deben ser transferidas por el MEM sin cargo alguno al concesionario de distribución o a ADINELSA, permitiendo a este último finalizar un contrato de operación y mantenimiento con el concesionario de distribución u otras empresas considerando el modelo de administración más conveniente. EL MEM podrá donar sus equipos y materiales para la ejecución de proyectos de electrificación rural con energía renovable al concesionario de distribución, a ADINELSA o a los gobiernos locales/regionales.

(4) Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER)

La “Ley General” requiere que el MEM elabore un plan de 10 años para la consolidación de los planes de desarrollo regionales/locales, los programas de expansión de las empresas concesionarias de distribución eléctrica, las iniciativas privadas y los programas o proyectos del gobierno central. Los proyectos comprendidos en el PNER deberán ser sometidos a una evaluación técnica y económica para garantizar la rentabilidad social y la sostenibilidad financiera y operativa a largo plazo. Para tal efecto, el MEM deberá coordinar con los gobiernos regionales/locales y otras entidades, brindando capacitación técnica según la legislación de descentralización.

El “Reglamento General” establece que el PNER deberá ser una planificación de 10 años que incluya las políticas, objetivos, estrategias, metodologías y una lista de proyectos y fuentes de financiamiento de desarrollo consistente y prioritario de electrificación rural. También define al PNER como un instrumento de enlace para las acciones del Estado y para los inversionistas privados que requieran de subsidio en la ejecución de sistemas eléctricos rurales. Los objetivos del PNER son los que se especifican a continuación:

- Ampliación de la frontera de suministro eléctrico a través de la ejecución de sistemas eléctricos rurales mediante tecnologías apropiadas para optimizar los costos con el fin de maximizar el acceso de los pobladores de zonas rurales, aisladas y de frontera al servicio de suministro eléctrico.
- Propuesta de ejecución de sistemas eléctricos rurales de operación sostenible;
- Promoción del desarrollo socio-económico sostenible en zonas rurales, aisladas y de frontera a través de la electrificación rural con el fin de mejorar la calidad de vida de los pobladores, fomentando el uso productivo de energía; y
- Fomento del uso de energía renovable en sistemas de generación distribuida embutidos en la red de distribución.

El MEM, a través de la DEP, deberá ser responsable de la formulación del PNER, el cual deberá ser actualizado anualmente de acuerdo con la política del sector de Energía y Minas, teniendo en cuenta los planes de desarrollo regional/local así como las iniciativas de entidades, programas, proyectos, instituciones e inversionistas privados.

Los criterios de prioridad a ser calificados en el PNER deberán ajustarse a la política de electrificación rural, y deberán ser los siguientes:

- La tasa de electrificación más baja de la provincia;
- El índice de pobreza más alto en el área donde se ubica el proyecto;
- La proporción de subsidio menor requerida para la conexión doméstica del proyecto;
- El mayor número de conexiones domésticas nuevas por unidad de monto de inversión; y
- Utilización de la energía renovable como hidráulica de pequeña escala, biomasa, eólica, solar y geotérmica que cumplan con la evaluación de prioridad en aquellos sistemas eléctricos rurales ubicados en donde el suministro eléctrico de la red eléctrica existente no sea técnica ni económicamente factible.

El plan a corto plazo deberá ser elaborado en paralelo con el plan a largo plazo. La “Ley General” contempla un plan de corto plazo incluyendo los proyectos a ser desarrollados por el gobierno central, gobiernos regionales/locales e iniciativas privadas en el año fiscal correspondiente, así como programas o proyectos originados de los acuerdos internacionales de donación o financiamiento para electrificación rural en zonas rurales, aisladas y de frontera del país.

El “Reglamento General” contempla el plan a corto plazo a partir del plan a largo plazo, y requiere que el plan a corto plazo sea aprobado anualmente y que incluya una lista de proyectos considerados viables por el Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) y la ubicación geográfica, monto de inversión, presupuesto, objetivos e identificación del implementador de los proyectos a ser desarrollados en el año fiscal correspondiente en las zonas rurales, aisladas y de frontera.

El plan a corto plazo deberá contener como mínimo la siguiente información:

- Lista de los sistemas eléctricos rurales a ser ejecutados en el año fiscal (distribución y generación insertadas en la red de distribución, transmisión y distribución);
- Ubicación del proyecto y número de beneficiarios;
- Monto de inversión y fuentes de financiamiento;
- Fecha estimada de inicio y culminación de las obras; e
- Identificación de la entidad implementadora de los sistemas eléctricos rurales.

La “Ley de Promoción” requiere que la elaboración del Plan de Energía Renovable No Convencional (PERNC) sea consistente con los planes regionales de energía renovable no convencional. Dicho plan deberá incluir proyectos que mejoren la calidad de vida de los pobladores en zonas rurales, aisladas y de frontera y la DEP deberá establecer los criterios de prioridades.

El “Reglamento de Promoción” estipula que los gobiernos regionales/locales deberán presentar propuestas a través de la Dirección Regional de Energía y Minas (DREM) en el plazo de 10 días. Las propuestas podrán ser presentadas durante el año, cuyas prioridades se definirán en base a una evaluación social, económica y técnica a ser realizada por la DEP. Dichas propuestas serán incorporadas en el PERNC del año siguiente.

Con el fin de ser incorporados en el PERNC, los proyectos de electrificación rural deberán ser sometidos a evaluación para determinar su rentabilidad social y prioridades. La DEP deberá aplicar factores de prioridad en función de criterios socio-económicos, económicos y técnicos, teniendo en cuenta la intervención de actores sociales beneficiarios, el nivel de interacción entre los pobladores y los proyectos, los planes de desarrollo futuros y el uso de electricidad en actividades de producción.

El PERNC deberá incluir como mínimo la siguiente información:

- Lista de proyectos de electrificación rural con energía renovable que serán ejecutados en el período fiscal respectivo;
- Fecha estimada de inicio y culminación de las obras;
- Ubicación de los proyectos y número de beneficiarios; y
- Monto de inversión y fuentes de financiamiento.

Los proyectos de electrificación rural incluidos en el PERNC que han sido presentados por gobiernos regionales/locales pueden ser ejecutados por la DEP.

(5) Coordinación con las Entidades Relevantes

La “Ley General” estipula que la DEP deberá coordinar con los gobiernos regionales/locales, las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, las empresas de electrificación rural y otras entidades y programas del gobierno central sobre los aspectos relacionados con la ejecución de las obras de electrificación rural y la administración, operación y mantenimiento de las mismas. El “Reglamento General” contempla el establecimiento del Comité de Coordinación de Electrificación Rural compuesto por los siguientes 8 miembros:

- 1) Viceministro de Energía del MEM, quien presidirá el Comité;
- 2) Director de la DEP, quien deberá actuar como secretario técnico;
- 3) Director General de la DGE
- 4) Un representante de OSINERGMIN
- 5) Un representante de las empresas concesionarias de distribución eléctrica designado por FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado)
- 6) Un representante designado por la Presidencia del Consejo de Ministros
- 7) Presidente del directorio de ADINELSA
- 8) Un representante de la Unidad Ejecutora No.003 (FONER)

Las funciones del Comité se enumeran a continuación:

- Coordinación oportuna con otros sectores del Estado responsables de la promoción del sector rural, gobiernos regionales/locales y entidades privadas nacionales y extranjeras para complementar la implementación de proyectos de interés común; y
- Apoyo a la DEP en el desarrollo de las funciones asignadas por la “Ley General” y el “Reglamento General”, canalizando la información a otros sectores que promueven el desarrollo socio-económico del sector rural.

La “Ley General” estipula que el MEM deberá, en coordinación con los gobiernos regionales/locales, implementar mecanismos y acciones para el desarrollo de proyectos de investigación de energía renovable no convencional.

(6) Descentralización

La “Ley General” establece que el gobierno central, los gobiernos regionales/locales, empresas concesionarias de distribución eléctrica, empresas de electrificación rural, públicas o privadas, y otros inversionistas privados (con el menor porcentaje de subsidio) puedan participar en la ejecución de las obras de los sistemas eléctricos rurales. Los gobiernos regionales/locales pueden participar directamente o en coordinación con la DEP.

El “Reglamento General” establece que con el fin de alcanzar una descentralización efectiva en la elaboración de los planes y proyectos y en la ejecución de las obras de electrificación rural, el MEM, a través de sus unidades ejecutoras, brindarán, en coordinación con la presidencia del consejo de ministros, capacitación y asistencia técnica para reforzar las habilidades de gestión de los gobiernos locales y regionales. El presupuesto correspondiente puede ser financiado por la DEP y/o por los gobiernos locales/regionales. Dicha capacitación deberá cumplir con los programas anuales de capacitación integral.

(7) Promoción de la Inversión Privada en la Electrificación Rural

La “Ley General” establece que PROINVERSION deberá administrar los procesos de promoción de la inversión privada y coordinará con el MEM y los gobiernos regionales/locales con respecto a los procedimientos, medios, criterios de elegibilidad y otras características.

El “Reglamento General” estipula que la DGE deberá preparar el presupuesto para la promoción de la inversión privada. Los objetivos de la promoción de la inversión privada son las siguientes actividades relacionadas con la electrificación rural.

- Elaboración de estudios para el desarrollo de sistemas eléctricos rurales;
- Desarrollo integral de los sistemas eléctricos rurales, incluyendo el estudio, ejecución de las obras y operación y mantenimiento; y,
- Operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos rurales de ADINELSA o transferencia de los mismos.

La promoción de la inversión privada toma las siguientes formas:

- Licitación;
- Iniciativa Privada; y
- Otras formas incluidas en las normas vigentes.

PROINVERSION deberá coordinar las licitaciones con el MEM y los gobiernos regionales/locales para cumplir con la lista de prioridades establecida en el PNER, a excepción de las iniciativas privadas prioritarias. Los gobiernos regionales/locales pueden estar a cargo de las licitaciones de estudios para el desarrollo de sistemas eléctricos rurales.

El subsidio para la promoción de la inversión privada deberá estar destinado a los siguientes rubros:

- Elaboración de los estudios de los proyectos (aquellos que tomen la iniciativa del proyecto deberán asumir por lo menos el 70% del costo del estudio);
- Adquisición de equipos y materiales requeridos para los sistemas eléctricos rurales; y
- Construcción de sistemas eléctricos rurales.

El “Reglamento de Promoción” estipula que PROINVERSION debe asumir la administración del proceso de promoción de la inversión privada en las concesiones eléctricas rurales y deberá coordinar con las siguientes entidades:

- DEP (para proporcionar la cartera de proyectos a ser incluidos en la promoción de la inversión privada y para brindar asistencia técnica)
- Gobiernos regionales y locales; y
- ADINELSA (en caso el proceso de promoción de la inversión privada incluya concesiones eléctricas rurales de ADINELSA)

PROINVERSION deberá, en coordinación con la DEP y los gobiernos regionales/locales, establecer mecanismos para la promoción y oferta de los proyectos incluidos en el PERNC.

La buena pro deberá adjudicarse al postor con la propuesta más viable en términos económicos y técnicos. La determinación de la adjudicación deberá realizarse de acuerdo con el sistema de evaluación establecido en los documentos de licitación, teniendo en cuenta el menor porcentaje de subsidios del Estado, el compromiso de mayor inversión y la menor tarifa eléctrica.

(8) Tarifa Eléctrica

El “Reglamento General” contempla la tarifa eléctrica máxima a ser determinada por OSINERGMIN, estipulando que la tarifa para el servicio eléctrico rural permitirá la sostenibilidad económica de la electrificación rural y la continuación del servicio brindado a los usuarios. Los precios a nivel de generación en la barra de los sistemas aislados y el Valor Agregado de Distribución (VAD) para electrificación rural deberán ser definidos en conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus respectivos reglamentos y teniendo en cuenta las normas especiales establecidas en el “Reglamento General” dentro del marco de la “Ley General”.

La “Ley de Promoción” establece que los sistemas eléctricos con energía renovable no convencional deberán tener un régimen de tarifa especial adecuado para las zonas rurales, aisladas y de frontera del país.

El “Reglamento de Promoción” estipula que OSINERGMIN deberá determinar la tarifa especial para los sistemas eléctricos rurales con energía renovable teniendo en cuenta lo siguiente:

- Sector de Distribución Típico;
- Aplicación de beneficios incluidos en la ley que crea el FOSE (No.27510);
- Estudio socio-económico de los pobladores;
- Tipo de tecnología;
- Capacidad y horas de energía despachada; y
- Variación estacional de la economía de los pobladores.

(9) Normas Técnicas

La “Ley General” estipula que los sistemas eléctricos rurales deberán cumplir con normas específicas de diseño y construcción adecuados a las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, y que la DGE deberá adaptar el Código Nacional de Electricidad y emitir las normas de diseño y construcción correspondientes en respuesta a la propuesta de la DEP, gobiernos regionales/locales, entidades del gobierno central a cargo de la ejecución de las obras, empresas concesionarias de distribución y especialistas en dicho campo. Con respecto a los proyectos con energía renovable, éstos deberán estar regidos por sus propias normas.

El “Reglamento General” establece que el desarrollo de proyectos y la ejecución de las obras para los sistemas eléctricos rurales así como su operación y mantenimiento deberán cumplir con las normas específicas de diseño y construcción, el Código Nacional de Electricidad, los estándares de calidad para el servicio eléctrico rural y otras normas aplicables a la electrificación rural.

Con respecto a la calidad del suministro eléctrico, la “Ley General” establece que los sistemas eléctricos rurales deben contar con normas técnicas de calidad emitidos por la DGE, mientras que el “Reglamento General” estipula que la aplicación de las normas de calidad deben considerar las diversas realidades rurales sin incrementar el costo de inversión y operación, y con estándares de calidad acordes con la tarifa rural.

La “Ley de Promoción” establece que los sistemas eléctricos con energía no renovable deberán contar con normas de diseño y construcción apropiadas para las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, mientras que el “Reglamento de Promoción” estipula que éstos deben contar con normas especiales de diseño, construcción, operación y mantenimiento e instalación aprobadas por la DGE.

La DEP deberá determinar el modelo de administración más conveniente para los proyectos de energía renovable teniendo en cuenta lo siguiente:

- Garantía para la sostenibilidad del sistema para el período;
- Uso de la tecnología más adecuada para la zona de implementación del proyecto;
- Sistema de tarifa acorde a la realidad socio-económica de los pobladores; y
- Cumplimiento de los procedimientos de supervisión administrativa, económica y técnica de las instalaciones.

La segunda disposición complementaria del “Reglamento de Promoción” establece que la administración de los proyectos ejecutados con el uso de energía solar deberá estar regida por los contratos entre la DEP y los administradores de las instalaciones.

(10) Protección Ambiental

La “Ley General” establece que con el fin de ejecutar las obras, se deberá presentar una declaración jurada de impacto ambiental a la autoridad competente del MEM en conformidad con las normas ambientales vigentes. El “Reglamento General” estipula que sólo las instalaciones de transmisión compuestas de sistemas eléctricos rurales deberán contar con un estudio de impacto ambiental, el cual deberá ser presentado sólo a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE).

El “Reglamento de Promoción” estipula que, con el fin de iniciar sus actividades, los adjudicatarios de las concesiones eléctricas deberán presentar una declaración jurada de conservación del medio ambiente y patrimonio cultural de la nación y un plan de abandono y eliminación de las pasivos ambientales.

4. Fuentes de Financiamiento

La “Ley General” contempla las siguientes fuentes de financiamiento para la electrificación rural que deberán ser utilizadas para la ejecución de proyectos, obras y subsidio de la tarifa local así como la promoción de la inversión privada y no para cubrir los costos de operación y mantenimiento.

- 1) Transferencia del Tesoro Público;
- 2) Financiamiento Externo;

- 3) Sanciones impuestas por OSINERGMIN;
- 4) Hasta 25% de los recursos financieros originados de la privatización de las empresas eléctricas;
- 5) 4% de las utilidades de las empresas de generación, transmisión y distribución;
- 6) Contribuciones o donaciones de personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras;
- 7) Recursos financieros producto de acuerdos con los gobiernos regionales/locales para la ejecución de las obras de electrificación rural;
- 8) Contribución de los usuarios a través del cobro de recibos;
- 9) Monto pendiente de las contribuciones para las funciones legales de la DGE; y
- 10) Otras fuentes.

El 1% de los recursos financieros arriba mencionados deberá ser utilizado para la educación y capacitación de los consumidores en las zonas rurales incluyendo programas de desarrollo de uso productivo de la electrificación y de la energía renovable. Entre tanto, el “Reglamento General” dispone que los fondos requeridos para la educación y capacitación de los usuarios rurales deben ser presupuestados por el MEM y utilizados directamente por las unidades ejecutoras o a través de consultores especializados seleccionados por ellos.

El siguiente cuadro muestra las funciones de las organizaciones relevantes del gobierno central.

Cuadro I-4.1-1 Funciones de las Organizaciones

(LG: Ley General, RG: Reglamento General, LP: Ley de Promoción, RP: Reglamento de Promoción)

Org. Régimen	MEM	DEP	DGE	DGAAE	OSINERGMIN	SNIP	PRO INVERSION
General	(LG) Calificación del sistema eléctrico rural (RP) Promoción, dirección y ejecución de la energía renovable (RG) Promoción del uso de energía renovable con participación de universidades, empresas y entidades especializadas	(LG) a cargo de la electrificación rural (LP) Participación en proyectos de investigación de energía renovable junto con los gobiernos regionales/locales	(RG) Establecimiento del sector típico de distribución (LG) Establecimiento de las normas para la operación comercial de los sistemas eléctricos rurales		(RG) Categorización del sector típico de distribución para los sistemas eléctricos rurales		
Concesión Eléctrica Rural			(L/RG&L/RP) Adjudicación de concesiones eléctricas rurales				
Derechos usufructuarios	(LG) Compensación por la imposición de los derechos usufructuarios		(RG) Imposición de los derechos usufructuarios				
Transferencia	(L/RG&RP) Transferencia de los sistemas eléctricos rurales ejecutados por la DEP a empresas de distribución estatales o a ADINELSA (LG/) Posible transferencia de equipo electromecánico y materiales a gobiernos regionales	(RG) Finalización de acuerdo con gobiernos regionales/locales para la transferencia o donación de equipos y materiales donados con (RP) Donación de equipo y materiales a las empresas de distribución concesionarias, ADINELSA o gobiernos regionales/locales					

Org. Régimen	MEM	DEP	DGE	DGAAE	OSINERGMIN	SNIP	PRO INVERSION
Plan de Electrificación Nacional (PNER)	(L/RG) Preparación del PNER	(RG) Preparación del PNER				(RG) Aprobación de proyectos enumerados en el Plan de Corto Plazo	
Plan de Energía Renovable No Convencional (PERNC)	(LG) Preparación del Plan a Corto Plazo	(LG) Capacitación según las normas de descentralización (L/RG) Preparación del Plan de Corto Plazo (RP) Establecimiento de los criterios de prioridad del PERNC (RP) Evaluación del proyecto para la elaboración del PERNC (RP) Ejecución de proyectos del PERNC propuestos por los gobiernos regionales/locales (RG) Administración del Sistema de Información de Electrificación Rural					
Descentralización		(L/RG) Participación en coordinación con gobiernos regionales/locales (RG) Refuerzo de la capacidad administrativa de los gobiernos regionales/locales					
Promoción de la inversión privada	(LG) Coordinación con gobiernos regionales/locales		(RG) Presupuesto (RG) Decisión de la licitación de PROINVERSIÓN				(LG) Administración del proceso de promoción de la inversión privada
Tarifa eléctrica					(RG) Fijación de la tarifa rural máxima (RP) Fijación de la tarifa eléctrica para energía renovable		
Normas técnicas			(LG) Establecimiento de normas especiales (RP) Aprobación de normas especiales para sistemas eléctricos con energía renovable				
Protección Ambiental			(RP) Declaración jurada de conservación del medio ambiente y patrimonio cultural y plan de abandono y cumplimiento de obligaciones ambientales	(L/RG) Aceptación del estudio de impacto ambiental y declaración jurada del impacto ambiental			
Financiamiento		(RG) Administración de los recursos financieros para electrificación rural	(RG) Presupuesto para educación y capacitación de usuarios rurales				

I-4.2 Organizaciones

Diversos son los organismos que participan en la electrificación rural. Los principales organismos del gobierno central son: Ministerio de Energía y Minas (MEM), Ministerio de Educación, Ministerio de Salud, ADINELSA, FONCODES y PRONAMACHCS, mientras que en la administración local, están involucrados los gobiernos regionales. También se incluyen las empresas de suministro eléctrico y las ONG. El siguiente cuadro muestra estos organismos con sus principales funciones.

Entre estos, el principal organismo es el Ministerio de Energía y Minas (MEM), el organismo emisor de políticas. El MEM planifica la política de energía eléctrica y la implementa, por lo que la electrificación se realiza principalmente con el MEM, en base al plan de electrificación formulado por ellos mismos.

Cuadro I-4.2-1 Organismos Relacionados con la Electrificación Rural

Organismos	Función principal en la electrificación rural
Ministerio de Energía y Minas (MEM)	El principal ministerio responsable del suministro de energía eléctrica a nivel de gobierno central
Ministerio de Educación y Cultura	Electrificación de escuelas
Ministerio de Salud	Electrificación de postas médicas
ADINELSA	Operación y mantenimiento de proyectos no rentables implementados por el gobierno
FONCODES	Electrificación a la solicitud de los poblados de escasos recursos
PRONAMACHCS	Electrificación de poblados agrícolas
Gobiernos regionales	El principal organismo responsable a nivel regional
Empresas de suministro eléctrico	Electrificación en base a la extensión de redes existentes
ONG	Electrificación utilizando los fondos del gobierno u organismos internacionales, etc.

1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el ministerio responsable del suministro de energía eléctrica. El MEM implementa la política eléctrica, establece el plan de electrificación e implementa la electrificación. A continuación presentamos el organigrama del MEM.

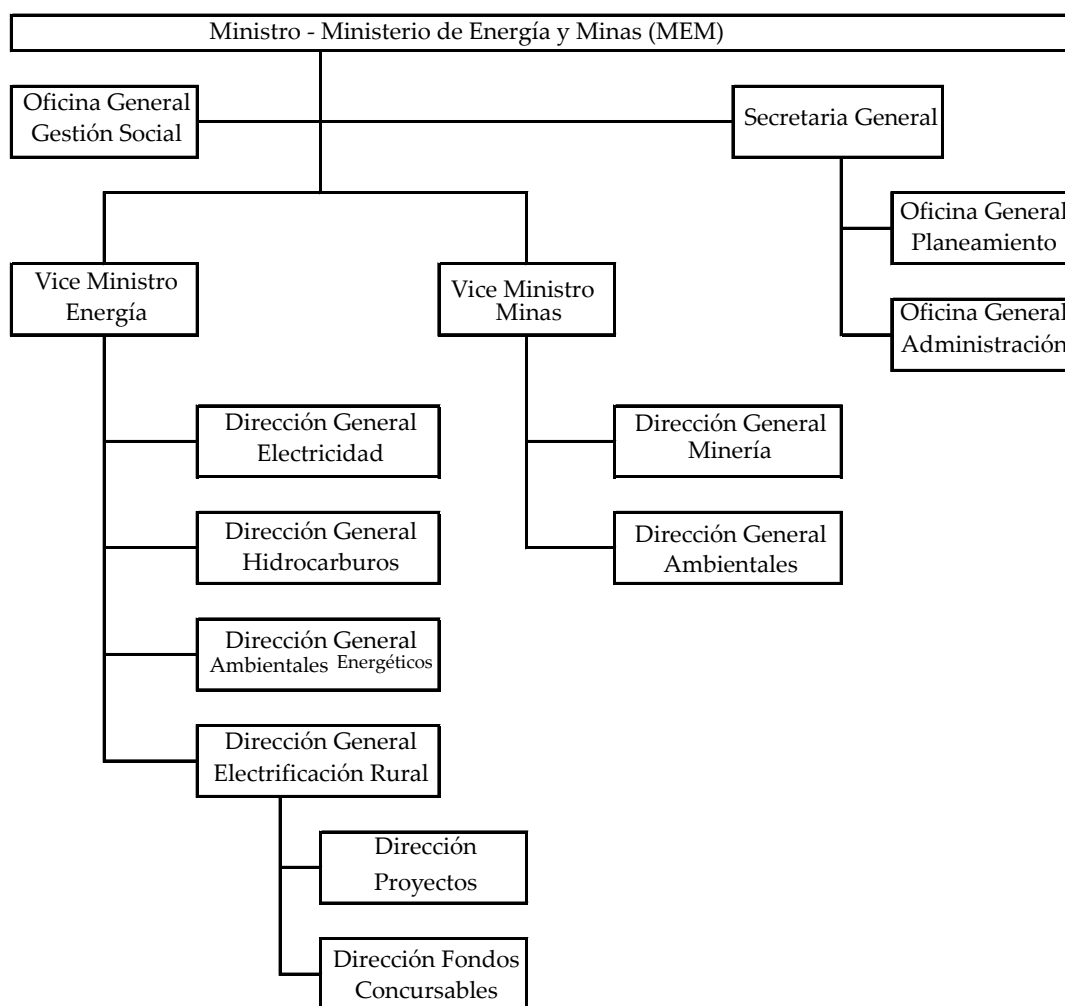


Gráfico I-4.2-1 Organigrama del MEM

2. Dirección General de Electrificación Rural – Dirección de Proyectos (DPR)

El MEM comprende varios departamentos incluyendo la Dirección General de Electricidad y Dirección General de Hidrocarburos. Entre ellas, la principal entidad responsable de la electrificación rural es la Dirección General de Electrificación Rural (DGER). A pesar de que la DGER es una nueva organización creada el 5 de mayo del 2007, ambas organizaciones que componen la DGER son las oficinas existentes. Una es la Dirección de Proyectos (DPR) anteriormente la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP), y la otra es la Dirección de Fondos Concursables (DFC) anteriormente el Fondo Nacional de Electrificación Rural (FONER). Actualmente la DGER es la única agencia responsable de la electrificación rural a través del sistema dentro y fuera de red. Entre estas dos organizaciones de la DGER, la agencia responsable actual de los proyectos públicos de electrificación rural es la Dirección de Proyectos (DPR). La DPR planifica e implementa los proyectos de electrificación en donde las empresas distribuidoras eléctricas no realizan la electrificación. En otras palabras, la DPR es lo que se denomina una unidad de implementación de proyectos (UIP) y ente ejecutor de la planificación hasta la implementación de la electrificación rural.

El presupuesto de la DGER para el año fiscal 2008 es de 560 millones de Nuevos Soles. De este monto, la mayor parte (73%) es para la Dirección de Proyectos (DPR) con un monto de 411 millones de Nuevos Soles. 391 millones de Nuevos Soles son para ser utilizados en trabajos de inversión. El presupuesto de la DPR para el 2008 ha sido incrementado en un 60% en comparación con el año fiscal del 2007.

En el año fiscal 2007, la DPR (antes DEP) cuenta con 313 millones de Nuevos Soles que consisten de 257 millones de soles del presupuesto corriente y 56 millones de soles de presupuesto especial. Con este presupuesto se realizará la extensión de redes y se construirán 3 mini-centrales hidroeléctricas. Sin embargo, no se incluye la energía renovable.

Todos los proyectos a ser implementados por la DPR deben estar contemplados en el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER). Este plan nacional es revisado cada año y es resultado de la consolidación de todos los proyectos contemplados en el Plan Regional de Electrificación Rural (PRER), el cual está conformado por todos los gobiernos regionales.

El plan regional PRER deberá estar basado en el Plan Local de Electrificación Rural (PLER), el cual está conformado por cada municipalidad, y se basa en proyectos individuales. Sin embargo, las municipalidades (específicamente los distritos), cuyo número asciende a más de 1,830 en todo el país, no tienen la capacidad de formular proyectos y el PLER. Por consiguiente, se realizan audiencias de la Mesa de Concertación en cada municipalidad y el PLER se basa en las solicitudes obtenidas en dichas audiencias. El flujo básico hasta la formulación del PNER se muestra en el siguiente gráfico.

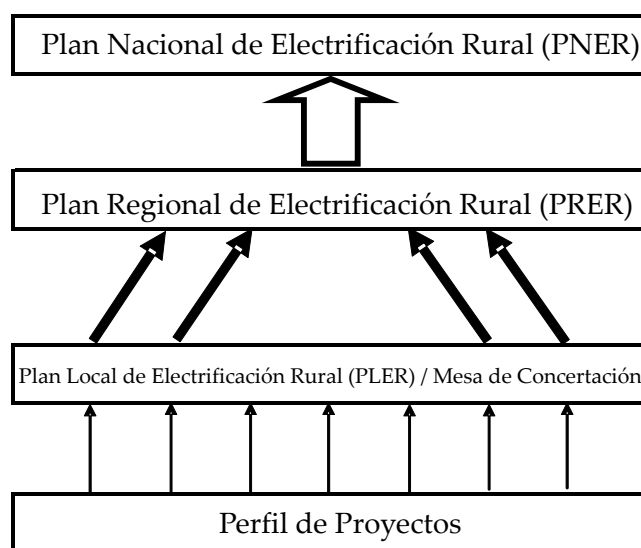


Gráfico I-4.2-2 Flujo de Solicitudes

La electrificación con energía renovable también ha sido implementada. Por ejemplo, un proyecto ha sido implementado utilizando los fondos del PNUD-GEF. Como parte de ello, en la Fase II, se han establecido 4,200 lugares con Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD), y 22 sistemas FV ha sido instalado para escuelas o postas médicas. En el caso de SFD, DPR ha seleccionado los pueblos de objeto y proveedor de sistema FV, como contratista, ha planeado lugares donde se instala SFD

actualmente, instala y mantiene dos años siguientes junto con la prestación de capacitación a los pobladores para operación y mantenimiento. Esto significa que es un contrato de tipo de llave en mano con paquete completo en alguna manera. El derecho de propiedad de SFD será transferido a ADINELSA.

Para más instalación de SFD, tipo “Masivo” está considerado. Este método es similar al Proyecto PNUD-GEF. DPR contratará consultores y ellos implementarán estudios y prepararán un tipo de lista larga que incluye pueblos candidatos de una región, y determinan el número de viviendas a electrificarse por SFD. El contratista, quien asume el suministro de SFD y su instalación, preparará una lista corta que incluirá los pueblos actuales a electrificarse, y entonces decide cuales son las casas de objeto e instala el sistema actualmente. DPR planea tener Proyectos Masivo 1, 2 y 3. Ya se ha obtenido aprobación por SNIP del proyecto Masivo 1 en su etapa de “Perfil”.

3. Dirección de Fondos Concursables (DFC)

El MEM cuenta con otra división que mejora la electrificación rural denominada Dirección de Fondos Concursables (DFC). Esta oficina era conocida anteriormente como Fondo Nacional de Electrificación Rural (FONER). DFC/FONER inició sus operaciones en julio del 2006 con fondos del Banco Mundial, y busca mejorar la iniciativa del sector privado hacia la electrificación brindando subsidio para disminuir los riesgos de inversión en donde los costos son elevados y no factibles. Por consiguiente, la DFC otorga subsidios a los proyectos a solicitud de las empresas de suministro eléctrico que en principio se encuentran ampliando las redes existentes. Los proyectos culminados no siempre deben ser operados y mantenidos por las mismas empresas, sino que el servicio puede ser sub-contratado.

Las condiciones o elegibilidad de DFC son las siguientes: el área de electrificación deber estar fuera de las áreas de concesión de los solicitantes, los solicitantes deberán asumir el 10% del costo total, el nivel mínimo TIRF es 12% y TIRE es 11% (el costo reducido por el subsidio), el subsidio máximo es de US\$800 por conexión y el monto mínimo de conexión es de 1,000. En vista de que dichas restricciones son de estricta aplicación, la electrificación puede realizarse básicamente mediante la extensión de redes.

Cuadro I-4.2-2 Condiciones Aplicadas para Proyectos con DFC/FONER

Ítems	Contenido
Agencia de implementación básica	Empresas de suministro eléctrico
Área a ser implementada	Áreas fuera de concesión
Costo compartido entre las unidades ejecutoras	10%
TIRF	Mínimo 12%
TIRE	Mínimo 11%
Nueva conexión	Mínimo 1,000 conexiones
Subsidio máximo	US \$800 por conexión

En la primera convocatoria, se aprobaron 11 proyectos de un total de 13 proyectos presentados. A pesar de que la OPI del MEM aprobó el resultado de la evaluación, considerando el monto de inversión, se decidió aplicar el SNIP, y actualmente la DGPM del MEF se encuentra evaluando los proyectos.

La segunda convocatoria se cerrará el 20 de abril, y se espera recibir 20 proyectos (a febrero del 2007).

4. Ministerio de Educación

El Ministerio de Educación implementa la electrificación con energía renovable en las escuelas ubicadas en áreas de difícil acceso. Por ejemplo, en 1999, se hicieron instalaciones de comunicación inalámbrica y sistemas de transmisión de radio en 72 escuelas, y se instalaron 130 paneles solares.

A través de estos sistemas de comunicación inalámbrica y de radio, las áreas alejadas están conectadas con Lima para la implementación de la educación a distancia.

5. Ministerio de Salud

El Ministerio de Salud provee electrificación con energía renovable para sistemas de suministro eléctrico en postas de salud. En 1998, el Ministerio instaló sistemas de refrigeración en 50 locales y sistemas de iluminación en 200 locales. De igual manera, en el 2000, el Ministerio instaló 168 sistemas. En el 2006, se identificaron 400 lugares para el reemplazo de baterías.

6. ADINELSA

ADINELSA es una entidad pública propietaria de proyectos de electrificación rural no viables que son transferidos luego de su culminación por la DPR o FONCODES, etc. En otras palabras, ADINELSA es propietaria de proyectos no viables con el fin de mantener buenas condiciones financieras y operativas de las empresas de suministro eléctrico. La operación y mantenimiento de las instalaciones de ADINELSA, incluyendo el cobro de cargos mensuales, son sub-contratados a los distritos o municipalidades, según el caso.

Con respecto a la energía renovable, la operación y mantenimiento de 1,300 SFD con energía fotovoltaica en 7 regiones están a cargo de ADINELSA. Por ejemplo, en las regiones de Pasco, Ayacucho, Selva, Pucallpa y Madre de Dios, los proyectos transferidos de la DPR están actualmente bajo responsabilidad de ADINELSA. Con respecto a los proyectos de generación hidroeléctrica mini o micro, 20 sistemas son operados y mantenidos bajo responsabilidad de ADINELSA.

7. FONCODES³, PRONAMACHCS

FONCODES es una institución del gobierno central que provee infraestructura menor en base a solicitudes y necesidades de las personas. Las áreas están limitadas a 2 quintos del mapa de pobreza elaborado por ellos mismos. Los proyectos incluyen infraestructura económica como caminos y electricidad, e infraestructura social como escuelas y postas médicas. El proyecto deberá tener un costo menor de 300,000 soles.

Con respecto a la electrificación, FONCODES ha implementado el sistema de electrificación con estaciones de recarga de batería, principalmente en Iquitos y Pucallpa. Las áreas son designadas en base a áreas que no estarán dentro de las extensiones de redes. Sin embargo, estos datos de electrificación no han sido suministrados al MEM.

FONCODES ha trabajado tradicionalmente en base a solicitudes directas de las personas; sin embargo, debido al proceso de descentralización, las solicitudes se obtienen actualmente a través de las municipalidades. En consecuencia, la planificación y formulación de dichas solicitudes las realizan las municipalidades, y se moderniza y mejora la política, plan e inversión de electrificación. Para el caso de proyectos fotovoltaicos, el costo del proyecto debe estar entre 80,000 soles y 12,500 soles, y el 10% debe ser asumido por los pobladores.

PRONAMACHCS es una institución del gobierno central, cuya misión es brindar asistencia para mejorar la infraestructura agrícola, y como parte de esta mejora, se implementan pequeños sistemas de electrificación. Sin embargo, en vista de que la principal actividad es la provisión de infraestructura agrícola, la electrificación no es una actividad activa. Tiene un registro de instalación de sistemas de generación hidroeléctrica mini de 50 kW.

8. Gobierno Regional, Municipalidades

El gobierno regional y municipalidades algunas veces implementa la electrificación independientemente del plan de electrificación del MEM. Por ejemplo, de 1996 a 1997, en el Proyecto Especial Río Putumayo, el gobierno regional suministró sistemas fotovoltaicos en 300 lugares bajo el sistema de subvenciones. En el 2006, en el Proyecto Binacional Perú Colombia, el gobierno regional suministró 300 sistemas fotovoltaicos en 300 lugares. Se cree que dicha electrificación obedece a razones políticas.

Con respecto de recursos financieros, CANON, Sobre CANON (Petróleo y Gasífero) y Regalía de Minería son disponibles a gobiernos regionales y municipalidades. Estos fondos están establecidos por canalizar los ingresos de impuestos sobre entidades mineras, etc. a municipalidades locales. Los fondos son transferidos mayoritariamente a los gobiernos regionales y ellos pueden utilizar estos

³ El 02 de mayo del 2007, el Gobierno decidió disolver FONCODES. Sin embargo, a la fecha del 22 de marzo de 2008, el gobierno decidió mantenerlo. Por lo que FONCODES todavía funciona bajo el Ministerio de la Mujer y Desarrollo Social.

fondos independientemente, pero se informa que algunos montos no utilizados existen, así que electrificación se puede implementar utilizando los mismos fondos. Distritos y provincias a que se han transferido CANON, también pueden utilizar estos fondos independientemente como los gobiernos regionales, consecuentemente algunos de ellos implementan electrificación sin contar con el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER).

Como estos fondos están controlados por los gobiernos regionales, distritos o provincias, que no tienen CANON, necesita aprobación de gobiernos regionales en el caso de que se necesita utilizar. Respecto de preparación de proyectos, CANON se puede utilizar. Sin embargo, CANON solo puede proveer 5% para tales estudios, así que hay algún límite para aplicar los fondos.

9. Empresas Distribuidoras Eléctricas

Las empresas distribuidoras eléctricas ensanchan las fronteras de electrificación. La extensión de redes es el enfoque básico. Sin embargo, también adoptan sistemas hidroeléctricos mini cuando no se dispone de redes. Por ejemplo, en 4 empresas bajo Distriluz, se han instalado y se operan 52 proyectos de mini centrales hidroeléctricas con un rango de 75 kW a 3,000 kW.

10. ONG

ITDG es la ONG de mayor actividad y alcance, e interviene activamente en el sector de energía renovable. Con préstamos del BID, ITDG brinda asistencia financiera a proyectos hidroeléctricos mini/micro. El fondo rotatorio ascendió en 1994 a US\$700,000 y en el 2005 a US\$900,000. En el caso del 2005, 47 proyectos fueron aprobados y 31 proyectos se encuentran en ejecución.

Adicionalmente, se ha establecido un centro de capacitación en Cajamarca, el cual brinda capacitación a todo el mundo. Asimismo, se ha establecido un sistema de suministro eléctrico sostenible en Ecuador. No hay una ONG más activa que ITDG

I-4.3 Recursos Financieros

Los proyectos de electrificación rural en Perú son implementados por el MEM, así como por FONCODES, empresas de distribución de energía eléctrica, gobiernos regionales/locales y ONG.

La Ley General de Electrificación Rural (Ley No. 28749) fue publicada en mayo del 2006, en reemplazo de la Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera (Ley No. 27744). El Artículo 7 de la nueva Ley de Electrificación Rural especifica los siguientes recursos financieros para la promoción de la electrificación rural.

- 1) Transferencias del Tesoro Público;
- 2) Fuentes de financiamiento externo;
- 3) El cien por ciento (100%) del monto de las sanciones imponga el OSINERGMIN a las empresas que cuenten con concesión o autorización para desarrollar actividades eléctricas;

- 4) Hasta el veinticinco por ciento (25%) de los recursos que se obtengan por la privatización de las empresas eléctricas del Sector Energía y Minas;
- 5) El cuatro por ciento (4%) de las utilidades de las empresas de generadoras, transmisoras y distribuidoras del sector eléctrico, que se aplicará con cargo al Impuesto a la Renta. Para el caso de las empresas concesionarias de generación de energía hidráulica, se aplicará el porcentaje antes señalado sin que éste afecte al porcentaje establecido en la Ley No. 27506, Ley del CANON;
- 6) Los aportes, asignaciones, donaciones, legados o transferencias por cualquier título provenientes de personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras;
- 7) Los recursos que se obtengan sobre la base de convenios de ejecución de obras de electrificación rural con gobiernos regionales y locales;
- 8) El aporte de los usuarios de electricidad, de 2/1,000 de 1 UIT*) por MWh facturado;
- 9) Los excedentes de la contribución establecida en el literal g) del Artículo 31 de la Ley No.25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que perciba anualmente la Dirección General de Electricidad del MEM por su función normativa, y que no serán utilizados en ese ejercicio por dicha dependencia; y
- 10) Otros que sean asignados.

*)Nota: UIT (Unidad Impositiva Tributaria): equivalente a 1 UIT= S./3,450 (aproximadamente US\$1,000) a enero del 2007.

Cabe señalar que éstos son fondos para la electrificación rural en general y son utilizados para proyectos de energía renovable así como para proyectos de extensión de redes. En este momento, sin un Plan Maestro, no es posible para la DEP distribuir racionalmente el presupuesto para los proyectos con energía renovable. Esto conlleva a que estén limitados a la asistencia financiera y a las contribuciones como el GEF. A continuación se estiman los montos de los recursos financieros por ley en base a la tendencia en el pasado.

Cuadro I-4.3-1 Montos de los Recursos Financieros por Ley

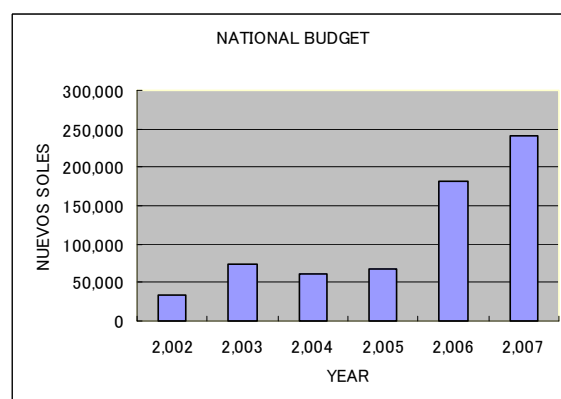
(unidad: 1,000 Nuevos Soles)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
1) Presupuesto Nacional	34,774	74,892	61,224	68,342	182,309	240,460
2) Crédito externo	131,774	169,447	120,924	85,364	33,890	15,607
3) Sanciones impuestas por OSINERGMIN	1,780	2,080	4,884	3,956	5,423	n/a
4) Fondos de privatización	0	0	0	0	0	0
5) Utilidades de los servicios de electricidad	53,168	64,000	68,864	65,855	54,679	n/a
6) Subvención/donación	16,184	43,683	2,857	3,161	3,184	741
7) Fondo de contratos de electrificación rural	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
8) Aporte de los usuarios de electricidad	117,212	122,652	131,029	140,712	151,572	n/a
9) Superávit	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	n/a
10) Otros	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Total	371,892	493,754	406,782	384,391	448,058	485,483

A continuación se realiza una evaluación de la estabilidad de los recursos desde el punto de vista de la escala financiera.

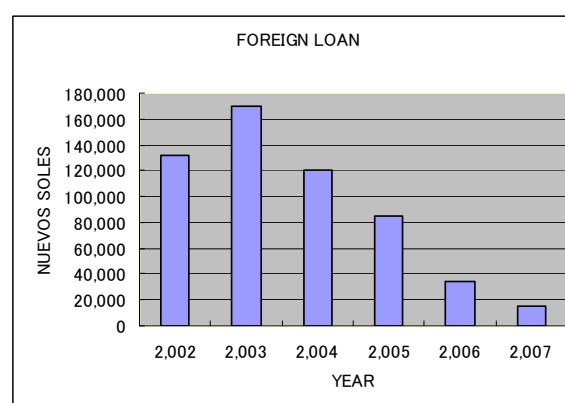
1) Presupuesto nacional

El presupuesto nacional fue distribuido dentro de un rango de 60 a 70 millones de soles: se asignó 182,309,000 soles en el 2006 y 240,460,000 en el 2007. Este incremento repentino se debió al “shock de inversiones” introducido por el Presidente García para activar la economía. No resulta claro si se seguirá distribuyendo un monto tan elevado en el futuro.



2) Empréstito externo

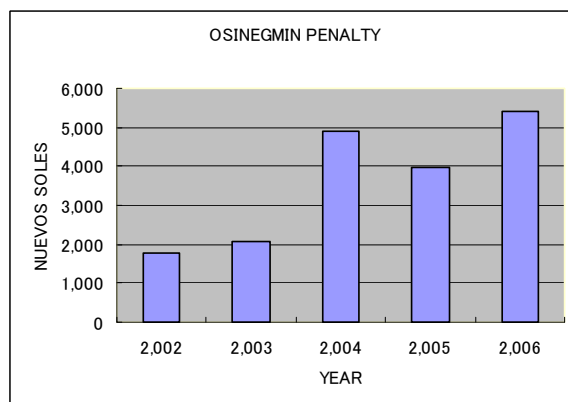
El monto ha venido disminuyendo anualmente desde el 2003. El mayor monto ha sido de 169,477 soles. La razón es que los préstamos de gran magnitud están limitados a proyectos del PAFE (1997 y 1999) y GEF. El PAFE se encuentra en su etapa final con las fechas finales de desembolso en febrero del 2008 para PAFE I y diciembre del 2006 para PAFE II.



Actualmente se encuentra en negociación otro crédito en yenes para PAFE III, pero se espera que el monto sea la mitad que para el proyecto anterior (US\$50 millones), por lo que no es posible recuperar el nivel anterior únicamente con este proyecto.

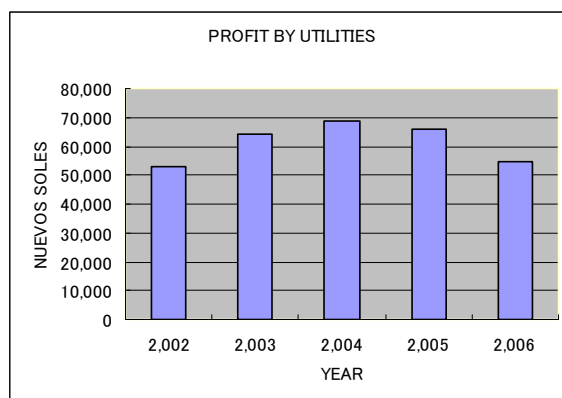
3) Penalidades impuestas por OSINERGMIN

El monto de las penalidades no es elevado pero se puede esperar un fondo constante de aproximadamente 2,000 a 5,000 soles. El número de penalidades se incrementó de 8 (en el 2000) a 137 (en el 2006); sin embargo, el monto de la penalidad no es proporcional a dichos números porque se trata de violaciones menores.



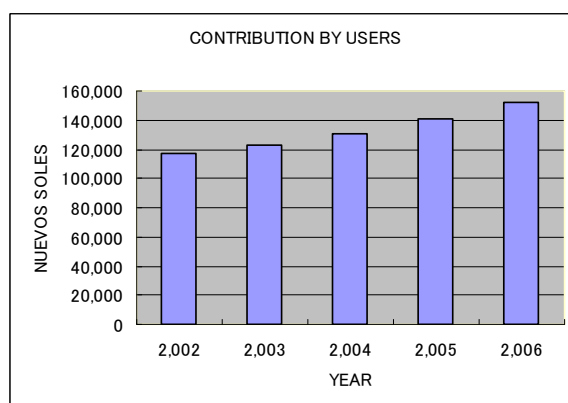
4) Fondo de privatización

Debido al poco avance del proceso de privatización de las empresas públicas de electricidad, no es probable contar con ingresos de la privatización en el corto plazo; sin embargo, se puede esperar un monto considerable en el futuro en caso de concretarse una privatización.



5) Utilidades de los servicios de electricidad

Se puede garantizar un monto estable de 60 mil soles. No se trata de un monto considerable y no se prevé que incremente en gran medida en el futuro.



6) Aporte de los usuarios de electricidad

Se registra el incremento constante de este monto, el cual puede ser considerado como una fuente importante para la electrificación rural.

7) Superávit

Se estima anualmente un monto fijo de 17,000 soles.

El siguiente cuadro muestra los recursos financieros utilizados para electrificación por cada organismo durante los últimos cinco años.

Cuadro I-4.3-2 Recursos Financieros

Organismo	Recursos financieros	Observaciones
MEM/DPR	Recursos ordinarios Presupuesto propio Crédito externo Fondo de contravalor Fideicomiso Fondo Bilateral Fondo de privatización Subvenciones Asistencia Técnica	incluyendo el Shock JBIC, etc. Japón, Alemania, Italia Las Bambas Perú-Ecuador Luxemburgo, USAID
MEM/DFC	Recursos ordinarios Crédito externo	Banco Mundial
FONCODES	Recursos ordinarios Crédito externo	JBIC, BID
INADE	Recursos ordinarios	
Empresas de distribución	Crédito externo Presupuesto propio	Banco Mundial
Gobiernos regionales/locales	Recursos ordinarios CANON	
ONG	Crédito externo Asistencia técnica / subvención Presupuesto propio	BID BID
Otros	Asistencia técnica	ACEI

I-4.3.1 Uso de Recursos Domésticos

1. Recursos Ordinarios (Transferencias del Tesoro Público)

Son los recursos financieros asignados por el gobierno a cada organismo dentro del sector público. Se realiza una distribución anual en base a la Ley de Presupuesto del Sector Público bajo aprobación del Congreso. Este es el principal presupuesto para la electrificación rural implementada por la MEM/DPR y los gobiernos locales.

En el 2006, el presidente García anunció la provisión de un presupuesto de 1,937 millones de dólares para incrementar la inversión en beneficio de los más pobres. A esto se le denominó *Shock de Inversiones*. El 88% del presupuesto fue utilizado para inversión social incluyendo la electrificación rural. El presupuesto para el MEM fue de 107.8 millones de dólares, de los cuales 57.8 millones fueron destinados a la electrificación rural. Los proyectos implementados abarcaron 15 regiones.

2. Recursos Directamente Recaudados

Incluye los recursos recaudados, subvenciones, transferencias, crédito interno, etc.

3. DEVIDA – USAID

En 1999, la MEM/DPR finalizó un acuerdo con la Comisión para la Lucha contra el Consumo de Drogas – CONTRADROGAS y las actividades de electrificación fueron encomendadas a la

MEM/DPR. Dentro de este marco, USAID aprobó el financiamiento para la implementación de estudios y obras en las regiones de San Martín, Huánuco y Cajamarca.

El comité fue transformado a DEVIDA (Comisión Nacional para el Desarrollo y Vida Sin Drogas) en el 2003 y financió el PSE Bellavista II Etapa, ramal Valle del Ponasa (San Martín) y el PSE Tingo María Circuito II – Sector Monzón (Huánuco) por un monto de S./727,000. Adicionalmente, DEVIDA financió 6 proyectos en el 2004, 1 en el 2005, 3 en el 2006, incluyendo el estudio para el PSE Aucayacu Etapa I en Huánuco.

4. Fondo General de Contravalor Perú-Japón (FGCPJ)

Este es un fondo establecido en 1993 como fondo de contravalor para subvenciones del Gobierno del Japón. El fondo está asignado preferentemente a proyectos de infraestructura básica relacionados con salud, educación y energía, así como a aquellos proyectos que ayudarán a mitigar la situación de la pobreza después de 1995. Los montos de financiamiento varían de US\$20,000 a US\$200,000 para instituciones elegibles como ONG, asociaciones, empresas de comunicación y pequeñas empresas. Entre los proyectos financiados por FGCPJ figuran:

- PSE Aucayacu Etapa I,
- PSE Ayabaca III Etapa – II Fase.

5. Fondo Perú Alemania Deuda por Desarrollo (FPA)

Este es un fondo establecido en 1997, en base al fondo de contravalor para el alivio de la deuda del Gobierno de Alemania, por un monto de €6,646,760.4, correspondiente al 40% del monto de alivio de la deuda. Este fondo está destinado a financiar proyectos de desarrollo de infraestructura para mitigar la pobreza en las regiones de Huancavelica, Ayacucho y del norte del país. La mayoría de los proyectos han sido implementados en el rubro de agua y desagüe, salud e irrigación. Con respecto a proyectos de electrificación, suministró materiales (S./780,000) al Proyecto de Electrificación del Distrito de Salas (Lambayeque).

6. Fondo de Contravalor Italo-Peruano (FIP)

Este es un fondo establecido en octubre del 2001 en base al fondo de contravalor para el alivio de la deuda del Gobierno de Italia. Este fondo está destinado a combatir la pobreza en áreas rurales y urbanas en un contexto de participación social y uso sostenible de los recursos naturales. Durante el período 2002-2006, se financió un fondo no reembolsable que ascendía a US\$116 millones. El 80% del monto ha sido utilizado para proyectos en áreas rurales. Con respecto a proyectos de electrificación, se financió 15 proyectos de energía solar, hidroeléctrica de pequeña escala y PSE tales como Minicentral Hidroeléctrica Urubamba y PSE Asociado.

Costo del proyecto para la electrificación rural asciende a nivel promedio de US\$940,000/proyecto, como sigue:

- 2003 S/.13,986,860 (US\$3,996,000)
- 2004 S/. 7,114,504 (US\$2,033,000)
- 2005 S/. 28,383,335 (US\$8,110,000)

7. Plan Binacional Perú-Ecuador

Este es un fondo operado por el Plan Binacional de Desarrollo de la Región Fronteriza Perú-Ecuador, cuyo objetivo es elevar el estándar de vida de los pobladores que viven en la región fronteriza con Ecuador a través del financiamiento de proyectos que contribuirán a la integración económica, al desarrollo social y regional. Para el período de 10 años del 2000 al 2009, se tiene programado utilizar US\$3,000 millones de los gobiernos, agencias de cooperación internacional y sector privado. El fondo es igualmente utilizado por ambos gobiernos.

Adicionalmente a su presupuesto propio, el Fondo ha venido implementando el proyecto con fondos de crédito del JBIC y CAF, subvenciones de España, USAID, Luxemburgo y FIP.

Con respecto a proyectos de electrificación rural, cuentan con proyectos de pequeños sistemas eléctricos, energía solar e hidroeléctricos de pequeña escala. Cerca del 50% de los proyectos han sido completados al 2005 (incluyendo los que se encuentran en proceso). A octubre del 2005, los egresos para proyectos de electrificación rural fueron los siguientes:

Completados	: US\$ 31.83 millones
En implementación	: US\$ 20.90 millones
En planificación	: US\$ 49.64 millones
Total	: US\$102.37 millones

Los proyectos financiados por el Plan Binacional incluyen:

- PSE Lonya Grande y red secundaria
- PSE Bagua I Etapa
- PSE Chulucanas I Etapa
- PSE Ayabaca II Etapa
- PSE San Ignacio I Etapa
- PSE Muyu Kusu I Etapa
- PSE Chucucanas II Etapa
- PSE Huancabamba Huarmaca
- PSE Santo Domingo Chalaco II y II Etapa
- PSE Sullana II y III Etapa
- PSE San Ignacio I Etapa, II Fase
- PSE Ayabaca III Etapa, I Fase
- PSE Nuevo Seasmé II Etapa
- Interconexión Fase II y III

8. Fondo de Inversiones para el Desarrollo de Ancash (FIDA)

Como resultado de la privatización de Antamina, la Compañía Minera Antamina S.A. obtuvo la concesión. En vista de que la compañía sólo realizó una inversión de US\$2,148 millones, monto menor que el monto acordado de inversión (US\$2,520 millones), realizaron un pago adicional de US\$111.5 millones, correspondiente al 30% de la diferencia, en conformidad con el contrato de concesión. FIDA es un fondo creado en base a este pago adicional, y fue utilizado para la implementación de proyectos como caminos, electrificación, educación y salud. En base el Decreto de Urgencia No. 018-2002, se ejecutaron 9 proyectos que sumaron un total de US\$20.1 millones en 4 años desde el 2002.

- PSE Jimbe Pamparomás I Etapa
- PSE Huarmey Culebras II Etapa
- PSE Ocros II Etapa
- PSE Pira III Etapa
- PSE Aija Cotaparaco II Etapa
- PSE Chiauuián II y III Etapa
- PSE Chacas San Luis II Etapa
- PSE Aija Cotaparaco III Etapa
- PSE Huari IV Etapa

9. Fondo de Privatización

Este es un fondo obtenido de la privatización de empresas eléctricas públicas. En base al Decreto de Urgencia No.016-2002, se ejecutaron 16 proyectos que sumaron un total de US\$27.7 millones desde el 2003. Sin embargo, debido a la cancelación del proceso de privatización en el 2002, estos proyectos fueron implementados con financiamiento de la CAF (ver CAF para mayor información.)

10. Fideicomiso Social Proyecto Las Bambas

En agosto del 2004 se convocó a una licitación para la Mina Las Bambas en Apurímac, y XSTRATA (Schweiz) AG de Suiza se adjudicó la buena pro. Una condición para la privatización fue la contribución social para los pobladores de las provincias de Grau y Cotabamba. Para tal fin XSTRATA estableció un fideicomiso por un monto de US\$45 millones. US\$4.8 millones, equivalente a cerca del 10% del monto total, fue asignado a electrificación, con el que se implementaron 5 proyectos.

- PSE Grau II Etapa – I Fase
- PSE Grau II Etapa – II Fase
- PSE Chumbivilcas Secor Cotabambas Fase I
- PSE Chumbivilcas Sector Cotabambas Fase II
- Electrificación de Fuerabamba y Anexos

11. CANON y Regalías

Existe un mecanismo para distribuir el impuesto a las utilidades obtenidas por el desarrollo de los recursos naturales a los gobiernos locales en donde dicho desarrollo tuvo lugar, denominado canon. Además de los 6 tipos de canon para recursos mineros, gas, energía hidroeléctrica, pesca, madera y petróleo, existe el sobre canon para el petróleo, regalías mineras y el Fondo de Desarrollo Social de Camisea (FOCAM).

Las leyes relevantes estipulan que el canon debe ser utilizado para proyectos de infraestructura social de influencia local, los cuales incluyen proyectos de electrificación rural.

- Distribución de las Regalías Mineras

80%	Gobierno Local
15%	Universidades Nacionales
5%	Gobiernos Regionales

- Distribución del CANON

50%	Gobierno Central
50%	Región
	10% Municipios distritales
	25% Municipios provinciales
	40% Municipios departamentales
	25% Gobierno Regional
	80% Gobierno Regional
	20% Universidad

- Distribución del FOCAM

30%	Municipalidades distritales (fuera de la ruta del oleoducto)
30%	Municipalidades distritales (dentro de la ruta del oleoducto)
15%	Universidades Públicas
15%	Gobiernos Regionales
10%	Municipalidades provinciales

Los siguientes cuadros muestran el resultado de la distribución presupuestaria por regiones durante el período comprendido entre el 2003 y el 2005.

Cuadro I-4.3.1-1 Distribución de CANON por Región

(Millones de Soles)

Región	CANON Minero			CANON Petróleo y CANON Gasífero			Regalías Míneras	Total		
	2003	2004	2005	2003	2004	2005	2005	2003	2004	2005
Cajamarca	66	182	286	-	-	-	-	66	182	286
Cusco	-	-	19	-	87	264	-	-	87	282
Moquegua	26	34	149	-	-	-	75	26	34	224
Tacna	15	39	151	-	-	-	71	15	39	222
Loreto	-	-	-	189	192	205	-	189	192	205
Piura	-	-	-	113	138	166	-	113	138	166
Puno	71	95	95	-	-	-	30	71	66	125
Ucayali	-	-	-	68	75	78	-	68	75	78

Fuente: Participa Perú

El siguiente cuadro muestra la distribución de CANON Minero y CANON Petróleo. Especialmente el monto de CANON Minero incrementó drásticamente en 2007 debido al alza del precios de recursos naturales.

Cuadro I-4.3.1-2 Distribución de CANON

(unit: Nuevos Soles)

		Gob.Regional	Gob. Local	Total
CANON Minero	2005	222,034,651	666,087,395	888,122,046
	2006	436,593,665	1,309,784,220	1,746,377,885
	2007	1,289,251,432	3,867,751,071	5,157,002,503
CANON Petróleo	2005	233,104,617	303,959,086	537,063,703
	2006	282,111,557	381,278,041	663,389,598
	2007	150,824,811	210,946,249	361,771,060

I-4.3.2 Uso de Recursos Extranjeros

Los recursos extranjeros incluyen el financiamiento, donación y asistencia técnica de las agencias de cooperación internacional.

1. Banco de Cooperación Internacional del Japón (JBIC)

El JBIC ha venido financiando el Proyecto de Frontera Eléctrica desde finales de 1990 con el MEM como unidad ejecutora. El proyecto de primera fase (a partir de 1997 con un monto total de financiamiento de J¥ 10,140 millones) incluyó 3 líneas de transmisión, 21 Pequeños Sistemas Eléctricos y una central térmica; el proyecto de segunda fase (a partir de 1999 con un monto total de financiamiento de J¥ 13,157 millones) incluyó 6 líneas de transmisión y 12 Pequeños Sistemas Eléctricos. Una parte de este financiamiento fue incorporada al proyecto bajo el Plan de Desarrollo Binacional de la Región Fronteriza de Perú-Ecuador. El Gobierno del Perú ha solicitado otro financiamiento del Crédito en Yenes (aproximadamente de US\$70 millones) para la tercera fase (del 2007 al 2014).

Por otro lado, el JBIC también financió el Proyecto de Desarrollo del Sector Social en la Amazonía en 1997 por un monto de J¥5,976 millones, con FONCODES como unidad ejecutora. El proyecto abarcó el área de pobreza en la Selva (Loreto, Ucayali, Amazonas, Madre de Dios, Cajamarca y Cusco). Con respecto a los sub-proyectos de agua y electrificación, se implementó un proyecto piloto con paneles solares.

En setiembre del 2000, el JBIC financió el Proyecto de Desarrollo del Sector Social en la Sierra por un monto de J¥ 6,794 millones. Este proyecto contempla la construcción de infraestructura básica incluyendo la electrificación en 4 regiones de la Sierra (Cusco, Puno, Cajamarca y Ancash).

2. Banco Mundial (BIRF)

El BIRF financió un Proyecto de Electrificación Rural en Perú por un monto de US\$50 millones a través del MEM en julio del 2006. No se especifica la fuente de energía, pero el financiamiento será utilizado para subsidiar proyectos con menor capacidad (ver el siguiente capítulo para mayores detalles).

3. Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF)

El PNUD-GEF financió el Proyecto del Sistema con Energía Renovable de la Amazonía (RESPAR) por un monto de US\$747,500 en el 2000. Con el fondo privado y público adicional de US\$2.67 millones, se instalaron paneles solares en Indiana y Padre Cocha.

El GEF también financió el Proyecto Piloto de Energía Solar con aproximadamente US\$4 millones. Con el fondo total de aproximadamente US\$5 millones se implementó un proyecto piloto en el 2007 bajo la administración del PNUD.

4. Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

El BID financió el Plan de Energía Renovable y Pequeños Negocios Rurales en el 2000 por un monto de € 498,000 a través de ITDG, una ONG peruana. Igualmente otorgó un financiamiento por € 298,800 como fondo rotatorio y el resto fue utilizado para asistencia técnica. Hasta el 2005, se han realizado un total de 29 préstamos para el desarrollo de micro centrales hidroeléctricas.

El BID también ha financiado FONCODES Etapa III por un monto de US\$150 millones a través de FONCODES en setiembre del 2002. Destinó US\$10 millones a un total de 250 proyectos de electrificación rural. Posteriormente se cancelaron US\$70 millones y el monto restante a febrero del 2007 es de US\$17 millones.

5. Corporación Andina de Fomento (CAF)

Como resultado de la interrupción del proceso de privatización de las empresas eléctricas públicas, el MEM introdujo un total de S/.28.2 millones de la CAF. Se ejecutaron los siguientes proyectos:

- PSE Carhuaquero II Etapa
- PSE Valle La Convención II Etapa

- PSE Muyu-Kuzú I Etapa
- PSE Huariaca II Etapa
- PSE Paiján II Etapa
- PSE Paucartambo-Huachón II Etapa
- PSE Cajatambo-Ambar II Etapa
- PSE Chaupihuaranga II y III Etapa
- PSE Iberia I Etapa
- PSE Tingo María, Circuito I Etapa – Eje Cayumba
- PSE Valle Colca II Etapa
- PSE Cabalcocha I Etapa
- PSE Ayacucho Circuito II II Etapa
- PSE Sandia II Etapa
- PSE Carhuamayo II Etapa

La CAF también otorgó un financiamiento de €181,920 en el 2004 a través de un fondo Consultor Español, sumando un total de €5 millones para el Programa Masivo I. El proyecto contempla implementar un estudio de factibilidad para la electrificación rural con energía solar para beneficiar a 100,000 personas en Huánuco, Puno, Amazonas, Tacna, Pasco, Cusco y Junín. Sin embargo, el estudio no ha sido completado.

6. Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID)

Como parte del Plan Binacional Perú-Ecuador, USAID otorgó un financiamiento de US\$893,500 para implementar el PSE San Ignacio I, II Etapa, en Cajamarca. Adicionalmente, el financiamiento se extendió al PSE San Francisco y al proyecto de electrificación Nuevo Progreso.

7. Agencia de España de Cooperación Internacional (AECI)

La AECI ha venido cooperando con énfasis en la Región de Piura como parte del Plan Binacional de Perú-Ecuador, “Mejora del Estándar de Vida mediante la energía solar” con la Universidad de Piura (con un total de Pts.48,482,000 = J¥ 29 millones), y “Proyecto de Electrificación Rural de la Reserva Nacional de Salinas y Aguada Blanca” (Pts.50,038,000 = J¥ 30 millones).

8. Gobierno de Luxemburgo

La Misión de Cooperación de Luxemburgo financió el PSE Ayabaca III, Phase 1, (Piura) con US\$500,000 en abril del 2004, como parte del Plan Binacional Perú-Ecuador.

9. Gobierno del Japón

El Gobierno del Japón extendió al Perú una donación tipo no proyecto por un total de J¥ 1,000 millones en 1998. Con esta donación, la MEM/DPR compró materiales para electrificación rural, los cuales fueron utilizados en 26 proyectos (10 para redes secundarias y 16 PSE).

10. Fundación ENDESA

Una fundación (ONG) establecida por la empresa eléctrica española ENDESA, la cual realizó el estudio para un Proyecto de Energía Solar en el Centro Poblado Simiris-Navarra por un monto de US\$126,000.

I-4.3.3 Escala de Inversión por Organismo Ejecutor

1. MEM/DPR

A continuación se muestra el presupuesto asignado a la MEM/DPR para los últimos 5 años. El Presupuesto Ordinario incluye Antamina (hasta el 2005) y las Donaciones incluyen el Fondo de Privatización (en el 2003). Debido a la distribución del *Shock de Inversiones*, se incrementó el presupuesto para el 2007.

Cuadro I-4.3.3-1 Presupuesto de MEM/DPR

(unidad: 1,000 Nuevos Soles)

Año Fiscal	Presupuesto Ordinario	Préstamo Externo	Financiamiento Propio	Donaciones	Total
2003	74,892	169,447	2,548	43,683	290,570
2004	61,224	120,924	9,647	2,857	194,652
2005	68,342	85,364	25,425	3,161	182,292
2006	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
2007	240,460	15,607	910	741	257,719

2. FONCODES

FONCODES ha venido implementando proyectos de electrificación como parte de los proyectos de infraestructura social (Proyecto Mejorando Tu Vida). En el siguiente cuadro se muestra el presupuesto total y el presupuesto para electrificación rural:

Cuadro I-4.3.3-2 Presupuesto de FONCODES

(Unidad: Nuevo Sol)

Año Fiscal	Presupuesto Total	Electrificación	Porcentaje
2003	409,417,600	12,887,177	3.15%
2004	495,035,166	39,129,023	7.90%
2005	489,899,323	32,127,017	6.56%

I-4.4 Revisión del Plan Nacional de Electrificación Rural de la MEM/DPR

I-4.4.1 Objetivo de Electrificación

1. Incremento y Objetivo del Coeficiente de Electrificación Nacional

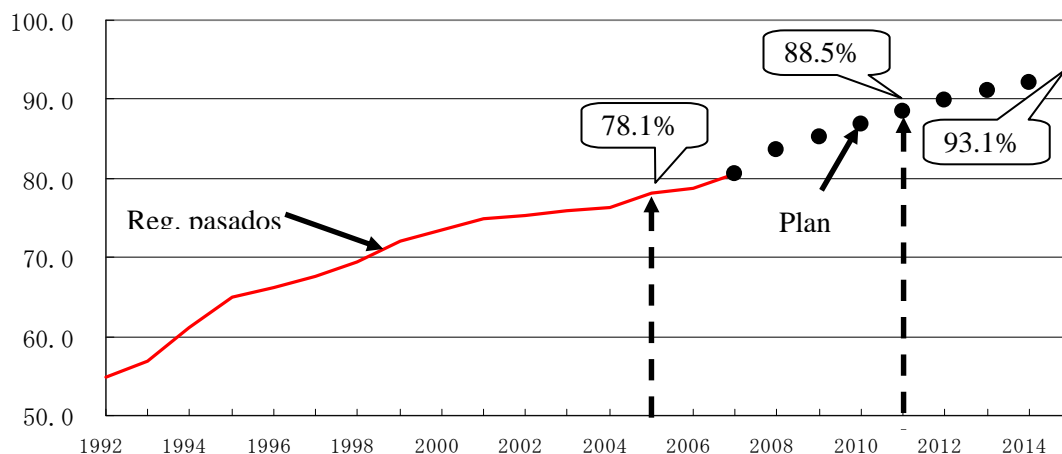
La DPR (DEP) ha venido implementando proyectos de electrificación rural con el fin de promover el desarrollo económico, combatir la pobreza y mejorar la calidad de vida d

e la población. De acuerdo con el PNER (2006-2015), 22% de los hogares actualmente no tienen acceso a la electricidad. Por consiguiente, el objetivo de la DEP (DPR) es incrementar el coeficiente de electrificación de 78.1% en el 2005 a 88.5% en el 2011, y eventualmente a 93.1% en el 2015.

Cuadro I-4.4.1-1 Evolución Histórica del Coeficiente de Electrificación y Objetivos en el Futuro (1992-2015)

Año	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Coeficiente de Electrificación (%)	54.8	56.8	61.1	64.9	66.1	67.7	69.5	72.1	73.5	74.9	75.3	76.0
Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Coeficiente de Electrificación (%)	76.3	78.1	78.7	80.5	83.7	85.3	86.9	88.5	89.8	91.0	92.1	93.1

Fuente: Equipo de Estudio, elaborado del PNER (2006-2015)



Fuente: Equipo de Estudio, elaborado del PNER (2006-2015)

Gráfico I-4.4.1-1 Evolución del Coeficiente de Electrificación (1992-2015)

Como se mencionó anteriormente, los incrementos del coeficiente de electrificación en el país tienen una variación de 0.3% a 4.3% anual en el período 1992-2006, y un incremento promedio anual de 1.7%. Se espera que el incremento promedio anual sea de 1.6% para el período 2007-2015. A pesar de que la extensión de redes es el método principal de electrificación rural, se deberá incluir la electrificación con energía renovable (p. ej. energía hidroeléctrica y fotovoltaica).

Cuadro I-4.4.1-3 indica la evolución comparativa del plan y el registro pasado. La tasa actual estaba en el orden de - 3% con respecto al plan, y se considera que va a continuar en el futuro.

Cuadro I-4.4.1-2 Evolución Comparativa del Plan y Registro Pasado del Coeficiente de Electrificación (1999-2005)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Plan	72	75	77	78	79	80	81
Actual	72.1	73.5	74.9	75.3	76.0	76.3	78.1

(%)

2. Coeficiente de Electrificación por Región

Cuadro I-4.4.1-3 muestra la evolución de coeficiente de electrificación. Existen 16 de un total de 24 regiones en la Sierra y la Selva con coeficientes de electrificación inferiores al promedio nacional de 78.1%, siendo la situación considerablemente diferente de la Costa. Es difícil extender las líneas en la Sierra y la Selva debido a las varias razones: bajo ingreso de la gente pobre quien no puede pagar el servicio de electricidad; falta de mantenimiento de las facilidades de electrificación; falta de la industrias.

Cajamarca y Huánuco son las regiones con bastante bajo coeficiente de electrificación y tiene más prioridad en los proyectos de infraestructura como agua y desagua, educación, que la electrificación.

Cuadro I-4.4.1-3 Coeficiente de Electrificación por Regiones

Departamento	Año											Feature
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Amazonas	19.3	20.6	25.8	26.0	25.5	31.0	44.2	54.0	54.5	55.0	55.4	Selva
Ancash	54.2	56.6	57.4	59.0	59.6	62.0	61.8	61.8	64.1	63.3	75.5	Coast & Sierra
Apurímac	25.1	27.4	34.5	47.0	57.6	58.0	59.9	63.3	63.7	66.1	66.2	Sierra
Arequipa	81.9	82.8	84.2	87.0	91.7	94.0	94.0	94.5	94.5	95.3	95.8	Coast & Sierra
Auacucho	31.8	38.3	48.4	55.0	60.1	64.0	63.9	66.3	66.3	68.7	73.0	Sierra & Selva
Cajamarca	19.5	22.6	23.3	25.0	24.6	29.0	29.9	33.0	35.6	35.3	38.7	Sierra
Cusco	51.2	53.6	55.8	58.0	64.1	64.0	70.0	66.7	68.3	68.1	68.2	Sierra
Huancavelica	22.2	23.7	23.9	25.0	28.2	42.0	41.7	57.1	66.4	66.9	66.9	Sierra
Huánuco	28.5	29.8	29.8	30.0	31.6	32.0	35.6	36.9	36.9	38.0	40.9	Sierra & Selva
Ica	79.0	79.5	79.5	80.0	83.0	83.0	83.3	83.3	88.6	88.2	88.2	Coast
Junín	61.5	62.9	70.0	71.0	82.5	83.0	84.0	84.3	84.3	84.4	86.0	Sierra
La Libertad	65.1	67.3	68.9	74.0	73.9	73.0	73.4	73.4	73.4	74.3	77.0	Coast & Sierra
Lambayeque	75.8	76.3	76.7	78.0	81.6	82.0	85.9	85.7	86.1	86.4	86.4	Coast & Sierra
Lima	96.7	97.1	97.3	97.0	98.7	99.0	99.1	99.0	99.0	99.2	99.2	Coast
Loreto	44.3	44.6	45.1	46.0	48.3	48.0	48.3	48.3	48.3	48.5	48.6	Selva
Madre de Dios	52.9	52.1	52.1	55.0	60.8	62.0	62.4	62.4	62.4	62.4	62.4	Selva
Moquegua	75.2	75.9	75.9	76.0	80.5	86.0	85.8	85.8	86.7	86.8	86.8	Coast & Sierra
Pasco	49.5	55.6	55.6	60.0	59.4	59.0	59.4	59.4	61.4	66.6	68.8	Sierra & Selva
Piura	49.4	50.1	51.0	51.0	54.5	55.0	57.7	61.6	61.7	61.6	71.8	Coast & Sierra
Puno	29.0	29.5	34.8	39.0	48.1	49.0	49.1	49.0	49.0	60.2	69.7	Sierra & Selva
San Martín	39.3	38.6	38.6	47.0	43.9	50.0	49.7	50.2	50.2	50.2	50.5	Sierra
Tacna	83.3	91.1	91.0	96.0	89.7	91.0	91.0	97.2	97.8	97.6	97.6	Coast & Sierra
Tumbes	76.8	76.3	76.3	76.0	85.9	86.0	85.9	85.9	85.9	85.9	85.9	Coast
Ucayali	56.7	55.6	55.7	56.0	59.1	62.0	62.1	63.0	63.0	62.4	67.5	Selva
Nacional	64.9	66.1	67.7	69.5	72.2	73.5	74.9	75.3	76.0	76.3	78.1	

Fuente: MEM/DPR

Regiones (Departamento) con menores de 78.1% de coeficiente de electrificación


3. Población por Región y Electrificación

Cuadro I-4.4.1-4 muestra coeficiente de población y electrificación por región (departamento). De las 24 regiones, 16 regiones están debajo del promedio nacional de 78.1% de coeficiente de electrificación, señalando una evidencia de disparidad entre áreas urbanas y rurales.

Cuadro I-4.4.1-4 Coeficiente de Población y Electrificación por Regiones (2005)

Departamento	Poblacion	Participacion	Electrificacion (%)
Amazonas	405,600	1.5%	55.4
Ancash	1,081,823	4.0%	75.5
Apurimac	435,972	1.6%	66.2
Arequipa	1,187,354	4.4%	95.8
Auacucho	644,607	2.4%	73.0
Cajamarca	1,414,470	5.2%	38.7
Cusco	1,219,300	4.5%	68.2
Huancavelica	465,294	1.7%	66.9
Huánuco	760,690	2.8%	40.9
Ica	692,748	2.5%	88.2
Junin	1,136,156	4.2%	86.0
La Libertad	1,602,596	5.9%	77.0
Lambayeque	1,136,069	4.2%	86.4
Lima	8,982,104	33.0%	99.2
Loreto	920,217	3.4%	48.6
Madre de Dios	95,779	0.4%	62.4
Moquegua	165,806	0.6%	86.8
Pasco	277,648	1.0%	68.8
Piura	1,697,307	6.2%	71.8
Puno	1,296,324	4.8%	69.7
San Martin	697,308	2.6%	50.5
Tacna	285,695	1.0%	97.6
Tumbes	199,535	0.7%	85.9
Ucayali	418,865	1.5%	67.5
Total	27,219,267	100.0%	78.1

Fuente: MEM/DPR

 Regiones (Departamento) con menores de 78.1% de coeficiente de electrificación

I-4.4.2 Plan de Extensión de Redes y Coeficiente de Electrificación

1. Plan Regional de Extensión de Redes

De acuerdo con el PNER (2006-2015), el plan regional anual de extensión de redes es el siguiente: en la siguiente década, se tiene planificado 20,364 km de extensión de red, y habrá una fuerte inversión en las regiones con los menores coeficientes de electrificación. Asimismo, se plantea la ampliación de la red a un promedio de 2,300 km por año.

Cuadro I-4.4.2-1 Plan Regional de Extensión de Redes (2008-2015)

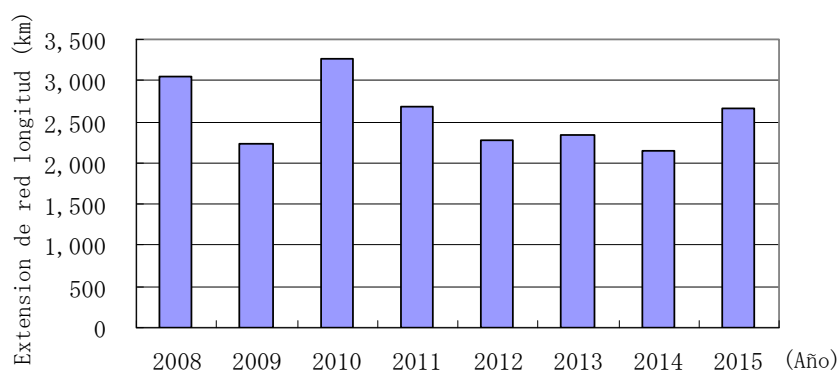
(km)

Department	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Amazonas	0	0	112	51	188	187	47	0	585
Ancash	222	0	35	100	296	62	165	0	880
Apurímac	0	35	43	34	85	121	45	123	486
Arequipa	0	35	0	0	0	192	0	612	839
Ayacucho	0	0	0	270	449	245	250	180	1,394
Cajamarca	1,193	1,083	237	195	40	0	244	0	2,992
Cusco	0	255	250	328	332	76	156	115	1,512
Huancavelica	0	52	0	0	90	23	0	20	185
Huánuco	560	445	251	0	0	0	69	0	1,325
Ica	63	0	0	0	0	0	14	33	110
Junín	0	221	404	360	0	0	185	249	1,419
La Libertad	213	0	680	166	0	0	0	120	1,179
Lambayeque	0	0	0	26	0	195	197	106	524
Lima	41	0	0	0	0	0	0	372	413
Loreto	658	110	0	0	123	135	0	0	1,026
Madre De Dios	0	0	0	0	0	0	125	178	303
Moquegua	0	0	0	0	0	0	40	0	40
Pasco	0	0	350	41	114	65	0	50	620
Piura	89	0	657	0	35	536	301	0	1,618
Puno	0	0	0	738	370	252	142	86	1,588
San Martín	0	0	0	177	162	251	87	366	1,043
Tacna	0	0	0	0	0	0	0	5	5
Tumbes	0	0	57	0	0	0	0	0	57
Ucayali	0	0	183	192	0	0	72	44	491
	3,039	2,236	3,259	2,678	2,284	2,340	2,139	2,659	20,634

Nota: No se tienen disponibles los datos de la longitud de la extensión de redes en el 2006 y 2007.

Fuente: Equipo de Estudio, elaborado del PNER (2006-2015)

Regiones con menores de 78.1% de coeficiente de electrificación



Fuente: Equipo de Estudio, elaborado del PNER (2006-2015)

Gráfico I-4.4.2-1 Longitud de la Extensión de Redes (2007-2015)

2. Población en el Área Objetivo


A través de la extensión de redes a cargo del MEM/DPR, 2.75 millones de personas tendrán acceso a la electricidad. Esto corresponde al 57.3% de la población a ser electrificada con el fin de alcanzar el objetivo del coeficiente de electrificación doméstica de 93.1% en el 2015.

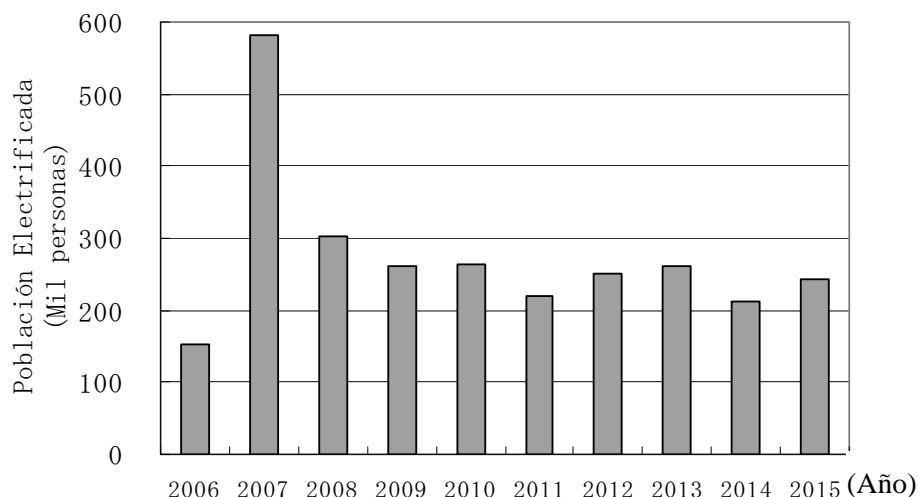
Cuadro I-4.4.2-2 Población Electrificada por Región (2007-2015)

(Thousand people)

Department	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Amazonas	0	14	0	0	5	3	14	15	4	0	54
Ancash	53	6	12	0	4	14	55	11	23	0	179
Apurímac	0	4	0	9	3	6	15	26	2	19	83
Arequipa	7	0	0	0	0	0	0	6	0	50	63
Ayacucho	35	87	0	0	0	18	48	12	15	5	220
Cajamarca	0	39	168	161	24	15	2	0	50	0	460
Cusco	0	25	0	21	17	16	24	9	11	12	134
Huancavelica	0	42	0	13	0	0	11	8	0	4	79
Huánuco	13	51	42	26	9	0	0	0	9	0	151
Ica	0	0	3	0	0	0	0	0	9	1	13
Junín	5	14	0	27	27	30	0	0	7	23	132
La Libertad	1	30	26	0	83	23	0	0	0	15	178
Lambayeque	0	29	0	0	0	6	0	35	19	16	105
Lima	0	0	8	0	0	0	0	0	0	34	43
Loreto	4	51	31	5	0	0	18	6	0	0	115
Madre De Dios	4	0	0	0	0	0	0	0	2	12	19
Moquegua	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Pasco	4	5	0	0	16	3	3	1	0	1	34
Piura	5	35	12	0	70	0	1	70	18	0	212
Puno	13	113	0	0	0	69	43	29	20	5	292
San Martín	7	36	0	0	0	8	19	32	16	42	160
Tacna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Tumbes	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2
Ucayali	0	0	0	0	5	10	0	0	4	2	21
	152	583	302	262	264	221	251	261	212	242	2,750

Fuente: Equipo de Estudio, elaborado del PNER (2006-2015)

 Regiones con menores de 78.1% de coeficiente de electrificación



Fuente: Equipo de Estudio, elaborado del PNER (2006-2015)

Gráfico I-4.4.2-2 Población Electrificada con la Extensión de Redes (2007-2015)

3. Clasificación de la Extensión de Redes y Suministro Eléctrico Aislado

De acuerdo con el MEM/DPR, la electrificación rural será realizada mediante la extensión de redes en la mayoría de las áreas; sin embargo, la energía renovable, tal como la fotovoltaica y la hidroeléctrica, será utilizada en áreas donde es imposible la extensión de redes. Los criterios adoptados para la extensión de redes son los montos de inversión. Si el monto de inversión requerido es mayor de US\$1,000, entonces no se considerará la electrificación con extensión de redes. Esta inversión incluye cables, postes, costo de mano de obra, costo de transporte y todo impuesto aplicable.

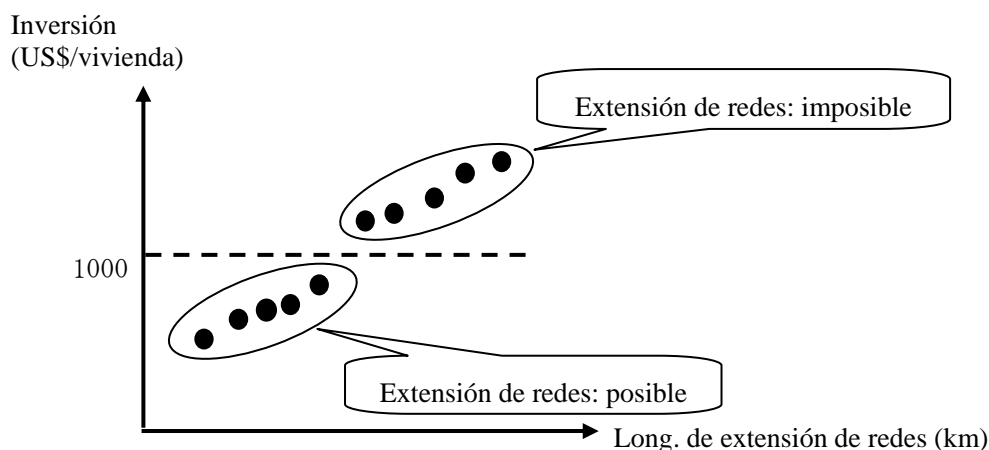
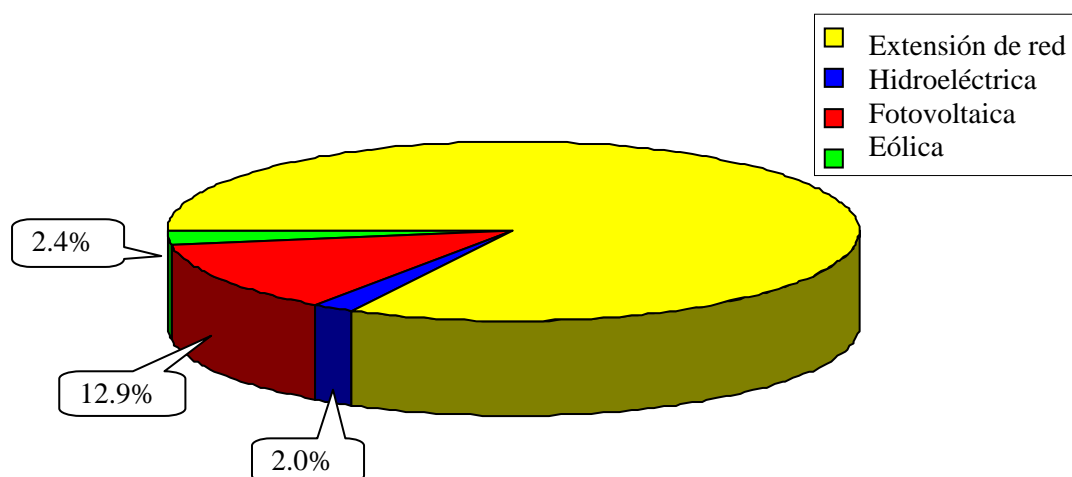


Gráfico I-4.4.2-3 Criterios de Inversión

Es necesario suministrar energía eléctrica a aproximadamente 4.8 millones de personas para alcanzar una tasa de electrificación del 93.1% en el 2015. Cerca de 830,000 personas (17.3% del total) contarán con electricidad con energía renovable, de los cuales cerca de 97,000 personas (2% del total) serán electrificadas con energía hidroeléctrica de pequeña escala.



Fuente: Equipo de Estudio, elaborado del PNER (2006-2015)

Gráfico I-4.4.2-4 Método de Electrificación

4. Cálculo del Monto de Inversión Requerido

El cálculo del monto de inversión para la extensión de redes es el siguiente:

- 1) Cálculo del costo para una red de 23 kV
- 2) Cálculo del costo para una red principal de 23 kV
- 3) Cálculo del costo de una red de 400 V
- 4) Suma (1) + 2) + 3))
- 5) Cálculo del costo para vivienda (4) / vivienda)
- 6) Evaluación de los criterios de inversión (< US\$1,000/vivienda)

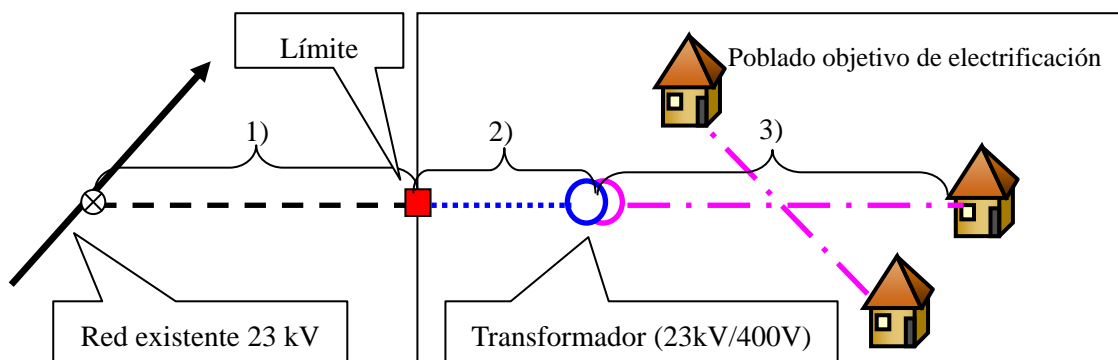


Gráfico I-4.4.2-5 Representación de la Extensión de Redes

(1) Precio Estándar de la Red de 23 kV

La red de 23 kV se refiere a una línea monofásica o líneas trifásicas de la red de 23 kV hasta el límite de la población objetivo para electrificación.

Cuadro I-4.4.2-3 Precio Estándar para Cálculo (red de 23 kV)

Red de 23 kV (monofásica)	US\$4,000/km
Red de 23 kV (trifásica)	US\$8,000/km

(2) Precio Estándar de la Red Principal de 23 kV y Red de 400 V

La red principal de 23 kV se refiere a la red desde el límite de la población objetivo para electrificación hasta el transformador (23kV/400V). Asimismo, la red de 400 V se refiere al circuito de baja tensión desde el transformador (23kV/400V) a las viviendas. La red principal de 23 kV y la red de 400 V están clasificadas en tres tipos de acuerdo con la ubicación del camino y del poblado y la ubicación de la vivienda en el poblado.

- Tipo A: A pesar de que el poblado está alejado del acceso principal, las viviendas están agrupadas.
- Tipo B: El poblado está ubicado en ambos lados del acceso principal y las viviendas están distribuidas uniformemente cerca del acceso.
- Tipo C: El poblado está alejado del acceso principal y las viviendas se encuentran dispersas.

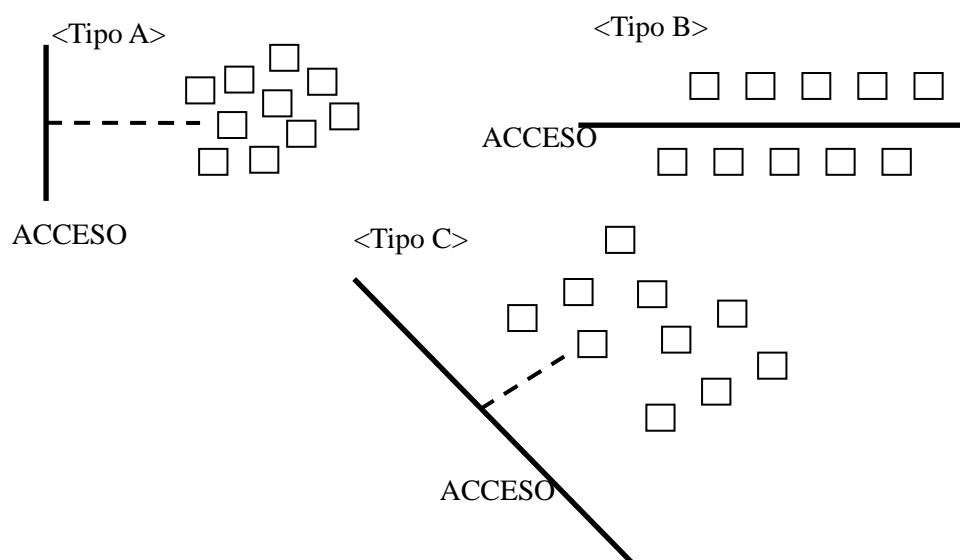


Gráfico I-4.4.2-6 Tipo de Poblado

Cuadro I-4.4.2-4 Precio Estándar para Cálculo (Redes Principales de 23 kV y Red de 400 V)

TIPO	(US\$/vivienda)	
	Red principal de 23 kV	Red de 400 V
A	100	250
B	150	350
C	200	500

(3) Cálculo del Monto de Inversión (Ejemplo)

<Supuesto>

Longitud de la red de 23 kV (Trifásica)	:	30 km
Número de viviendas	:	500
Tipo de poblado	:	A
1) Red de 23 kV	:	US\$8,000/km × 30 km = US\$240,000
2) Red principal de 23 kV	:	US\$100/vivienda × 500 viviendas = US\$50,000
3) Red de 400 V	:	US\$250/vivienda × 500 viviendas = US\$125,000
4) Suma (i+ii+iii)	:	US\$415,000
5) Cálculo de vivienda (iv/vivienda)	:	US\$415,000/500 viviendas = US\$830/vivienda < US\$1,000/vivienda
6) Evaluación del monto de inversión	:	v = US\$830/vivienda < US\$1,000/vivienda → Es posible la extensión de la red

Como se mencionó anteriormente, la inversión del poblado es de US\$830, monto menor que el de los criterios, por lo que este poblado debería ser electrificado por extensión de red.

En años recientes, el número de poblados tipo A ha disminuido debido a la mayor extensión de red. En el futuro, se espera que el número de poblados tipo B y C se incremente en vista de que la electrificación tendrá como objetivo las áreas más lejanas y accidentadas en donde la extensión de redes sigue representando un reto.

Asimismo, el precio estándar para el cálculo de la extensión de redes se basa en el poblado tipo A. En el caso del cálculo para poblados del tipo B o C, las condiciones son diferentes. Por consiguiente, es necesario formular un precio estándar para estos tipos en donde las condiciones de construcción difieren de las zonas urbanas.

(4) Consideraciones Futuras

Se sugiere recolectar la siguiente información con el fin de revisar el precio estándar para el estimado del monto de inversión.

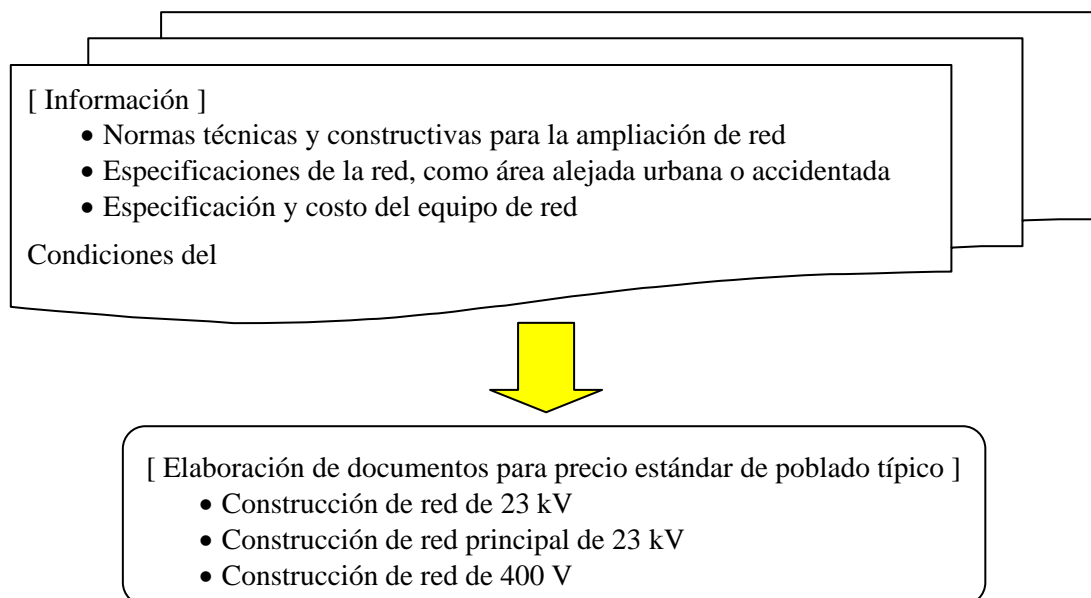


Gráfico I-4.4.2-7 Recolección de Informaciones

5. Prioridad de Electrificación

De acuerdo con el MEM/DPR, los poblados objetivo para electrificación están clasificados según el Cuadro 2.1.2-5, el cual indica que existen 10 ítems dentro de los aspectos sociales, financieros y técnicos. Se evalúan estos ítems y se considera el coeficiente real de electrificación e índice de pobreza, el cual desempeña un papel importante.

Cuadro I-4.4.2-5 Criterios de Prioridad

1. Criterios Técnicos

1.1 Situación actual del proyecto (peso: 0.5)

a) Estudio definitivo completo (EDC)	10
b) Ingeniería Básica (IB)	8
c) Configuración Básica (CB)	2

1.2 Infraestructura Eléctrica (peso: 0.5)

a) Existente (EX)	10
b) En ejecución (EJ)	8
c) Programada para el periodo (PG4, PG5, PG6)	de 4 a 6

1.3 Coeficiente de la electrificación en provincial (peso: 5)

a) de 80.1% a 100%	1.5
b) de 70.1% a 80%	3
a) de 60.1% a 70%	4
a) de 50.1% a 60%	5
a) de 40.1% a 50%	6
a) de 30.1% a 40%	7
a) de 20.1% a 30%	8
a) de 10.1% a 20%	9
a) de 0.1% a 10%	10

2. Criterios Económicos

2.1 Valor actual neto social - VANS (peso: 0.5)

a) Valor positivo (mayor del 5% del monto de inversión)	10
b) Valor positivo (mayor del 2.5% y menor del 5% del monto de inversión)	8
c) Valor positivo (mayor del 1.5% y menor del 2.5% del monto de inversión)	6
d) Valor positivo (mayor del 0% y menor del 1.5% del monto de inversión)	4
a) Valor negativo del monto de inversión	2

2.2 Inversión per cápita - US\$ habitante (peso: 0.5)

a) de 0 a 75	10
b) de 76 a 150	8
c) de 151 a 225	6
d) de 226 a 300	4
e) más de 300	2

3. Criterios Socio-Económicos

3.1 Índice de pobreza (peso: 2.5)

a) Extrema pobreza (IP mayor de 28.99)	10
b) Pobreza media (IP mayor de 20.99 y menor de 28.99)	8
c) Pobreza (IP mayor de 13.99 y menor de 20.99)	6
d) Regular (IP mayor de 6.99 y menor de 13.99)	4
e) Aceptable (IP menor de o igual a 6.99)	2

3.2 Ubicación Geográfica (peso: 0.5)

a) Áreas de producción de droga y áreas limítrofes	10
b) Zona rural de la selva	8
c) Zona rural de la sierra	6
d) Zona rural de la costa	4

I-4.5 Instalaciones Eléctricas y Tecnología

1. Reseña de las Instalaciones de Generación

La capacidad de las instalaciones de generación en el 2005 era de 6,200 MW; energía hidroeléctrica: 52%, energía térmica: 48%. Existen turbinas eólicas con capacidad menor de 1 MW. El Cuadro I-4.5-1 muestra la tendencia de la capacidad eléctrica en todo el país.

Cuadro I-4.5-1 Tendencia de la Capacidad Eléctrica

(MW)

Año	Generación				Uso Propio			Total			
	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total
1995	2,190.0	995.7	—	3,185.7	289.4	986.6	1,276.0	2,479.4	1,982.3	—	4,461.7
1996	2,200.2	1,152.4	0.3	3,352.9	292.5	1,017.2	1,309.7	2,492.7	2,169.6	0.3	4,662.6
1997	2,411.5	1,913.3	0.3	4,325.1	101.5	766.0	867.5	2,513.0	2,679.3	0.3	5,192.6
1998	2,467.4	2,164.6	0.3	4,632.3	104.6	778.4	883.0	2,572.0	2,943.0	0.3	5,515.3
1999	2,587.1	2,240.4	0.7	4,828.2	86.2	828.0	914.2	2,673.3	3,068.4	0.7	5,742.4
2000	2,779.3	2,368.9	0.7	5,148.9	77.6	839.8	917.4	2,856.9	3,208.7	0.7	6,066.3
2001	2,889.4	2,160.7	0.7	5,050.8	76.9	779.0	855.9	2,966.3	2,939.7	0.7	5,906.7
2002	2,917.6	2,149.7	0.7	5,068.0	78.9	788.6	867.5	2,996.5	2,938.3	0.7	5,935.5
2003	2,946.8	2,147.6	0.7	5,095.1	85.5	789.5	875.0	3,032.3	2,937.1	0.7	5,970.1
2004	2,969.1	2,126.3	0.7	5,096.1	86.8	833.5	920.3	3,055.9	2,959.8	0.7	6,016.4
2005	3,119.2	2,100.7	0.7	5,220.6	87.9	892.0	979.9	3,207.1	2,992.7	0.7	6,200.5

2. Reseña de las Instalaciones de Transmisión

La longitud total de las instalaciones de transmisión nacional en el 2005 era de 15,272 km. El Cuadro I-4.5-2 y el Gráfico I-4.5-1 muestran las líneas de transmisión nacional.

Cuadro I-4.5-2 Tendencia de las Instalaciones de Transmisión Eléctrica

(km)

Año	Longitud de Líneas de Transmisión				
	220kV	138kV	60-69kV	30-50kV	Total
1995	3,130	1,873	3,031	1,098	9,132
1996	3,130	1,873	3,278	1,130	9,411
1997	3,625	2,241	3,629	1,329	10,824
1998	3,625	2,411	3,895	1,398	11,329
1999	3,996	2,920	4,190	1,421	12,527
2000	4,860	3,135	4,213	1,447	13,655
2001	5,318	3,183	4,310	1,450	14,261
2002	5,559	3,331	4,335	1,454	14,679
2003	5,559	3,338	4,335	1,461	14,693
2004	5,614	3,338	4,335	1,570	14,857
2005	5,614	3,435	4,678	1,545	15,272

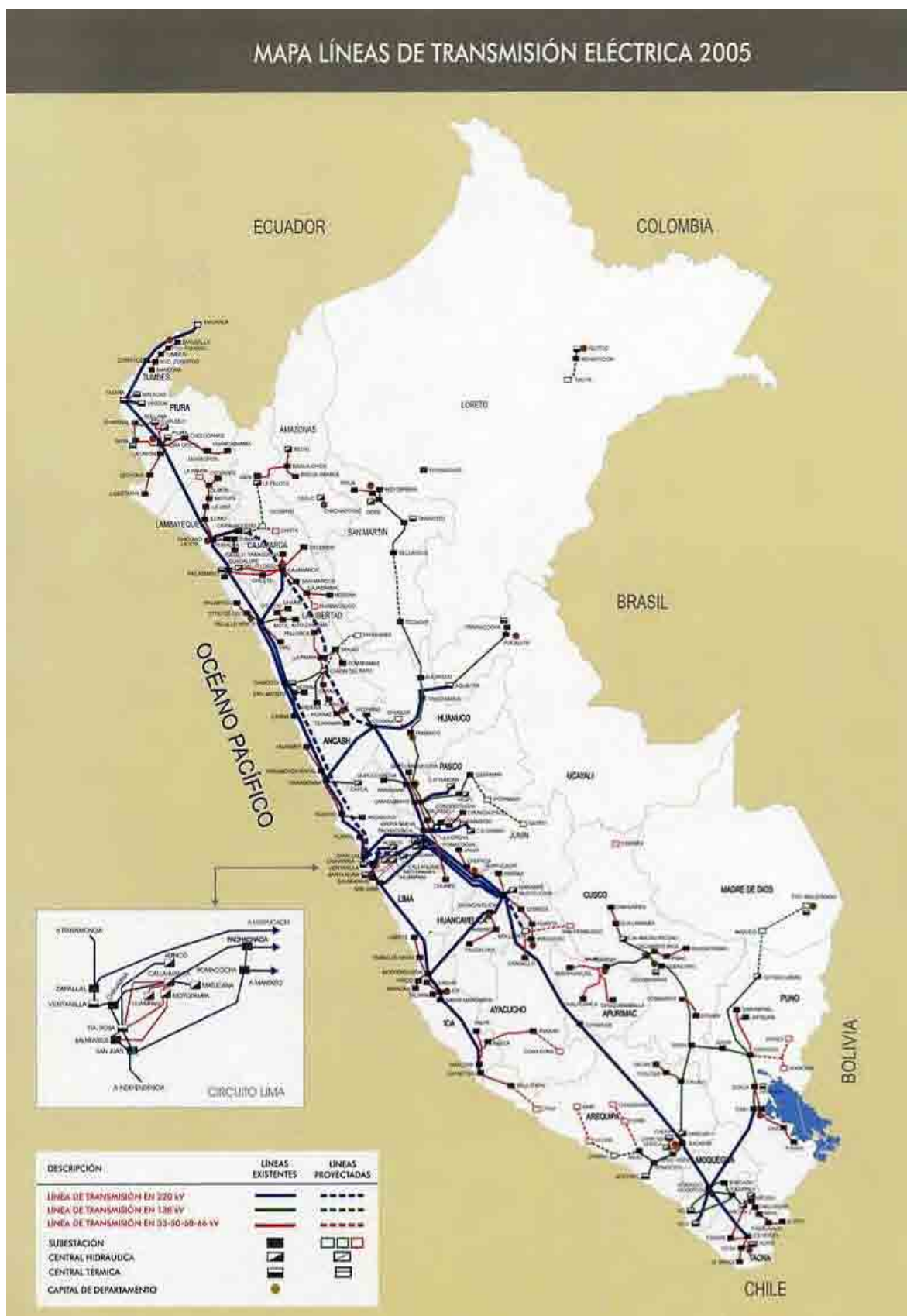


Gráfico I-4.5-1 Mapa del Sistema Eléctrico (2005)

3. Reseña de las Empresas de Electricidad

22 empresas de generación privadas y públicas suministran electricidad a través de empresas de distribución y transmisión. El SEIN (Sistema Interconectado Eléctrico Nacional) suministra aproximadamente el 96% de electricidad y el 4% restante es suministrado por SSAA (Sistemas Aislados). Ambos sistemas no han sido conectados aún.

En vista de que 11 empresas de distribución, de las 22 que suministran a las áreas urbanas, fueron privatizadas, 11 empresas de distribución en áreas rurales todavía son empresas públicas.

Cuadro I-4.5-3 Lista de Empresas Eléctricas

Compañía	Propiedad	Áreas de Concesión
Consortio Eléctrico de Villacuri S.A.C.	Privada	Lima, Ica y Huánuco
Electro Paramonga S.A.	Privada	Paramonga
Electro Utcubamba S.A.C.	Privada	Utcubamba
Electro Pangoa S.A.	Privada	Pangoa
Electro Rioja S.A.	Privada	San Martín
Electro Tocache S.A.	Privada	Tocache
Ede Cañete S.A.	Privatizada	Cañete
Edelnor S.A.A.	Privatizada	Lima Metropolitana norte, Callao y provincias: Huaura, Barranca, Huaral y Oyón
Edechancay	Privatizada	Chancay (Huacho, Huaral y Supe)
Electro Sur Medio S.A.A.	Privatizada	Ica, y parte de Huancavelica y Ayacucho
Luz del Sur S.A.A.	Privatizada	Lima Metropolitana sur
Chavimochic	Pública	La Libertad
Electro Oriente S.A.	Pública	Loreto, San Martín
Electro Puno S.A.A.	Pública	Puno
Electrosur S.A.	Pública	Tacna and Moquegua
Electro Sur Este S.A.A.	Pública	Puno, Cuzco, Apurímac y Madre de Dios
Electro Ucayali S.A.	Pública	Ucayali
Electrocentro S.A.	Mixta ^(*1)	Huánuco, Pasco, Junín, y parte de Huancavelica y Ayacucho
Electro Norte Medio S.A-Hidrandina	Mixta ^(*1)	La Libertad, Ancash y parte de Cajamarca
Electronoroeste S.A.	Mixta ^(*1)	Tumbes y Piura
Electronorte S.A.	Mixta ^(*1)	Lambayeque, Cajamarca y Amazonas
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	Mixta ^(*1)	Arequipa

*1 Privatizada y luego vuelta a la nación

El Cuadro I-4.5-4 muestra el número de clientes de cada empresa de distribución. El mercado minorista en Perú consiste del mercado libre por encima de 1,000 kW y del mercado regulado por debajo de 1,000 kW.

Cuadro I-4.5-4 Número de Clientes de las Empresas de Distribución

Compañía	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total
Consortio Eléctrico de Villacuri S.A.C.		748	748
Edernor S.A.A.	81	924,638	924,719
Electro Oriente S.A.		132,058	132,058
Electro Pangoa S.A.		1,113	1,113
Electro Puno S.A.A.	2	122,376	122,378
Eletro Sur Este S.A.A.	3	238,360	238,363
Eletro Sur Medio S.A.A.	12	126,731	126,743
Electro Ucayali S.A.	1	43,369	43,370
Electrocentro S.A.	1	381,512	381,513
Electronoroeste S.A.	1	237,957	237,958
Electronorte Medio S.A. - HIDRANDINA	1	411,436	411,437
Electronorte S.A.	11	226,195	226,206
Electrosur S.A.		98,933	98,933
Ede Cañete S.A.	1	26,724	26,725
Edechancy		887	887
Electro Tocache S.A.		7,677	7,677
Electro Paramonga S.A.		5,783	5,783
Electro Utcubamba S.A.C.		5,233	5,233
Chavimochic		3,519	3,519
Luz del Sur S.A.A.	44	737,228	737,272
Electro Rioja S.A.		4,263	4,263
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	6	240,116	240,122
Total	164	3,976,856	3,977,020

Clientes Libres: Electricity consumption is more than 1,000 kW

Clientes Regulados: Electricity consumption is less than 1,000 kW

4. Reseña de las Empresas de Distribución

El sistema de distribución opera la tensión media de 1 kV a 30 kV y baja tensión menor de 1 kV. El sistema estándar cuenta con una línea de distribución primaria de las empresas de transmisión o generación. La tensión disminuye en los transformadores de postes y se suministra a la línea de distribución secundaria.

Cuadro I-4.5-5 Tensión

Sistema de Distribución	Nivel de Tensión
Distribución Primaria	22.9, 13.2, 10, 7.62 kV
Distribución Secundaria	440, 380, 220 V
Transformador en poste(Distribución Secundaria)	3, 5, 10, 15, 25, 50, 75, 100, 160, 250 kVA

La tensión se clasifica en MAT (23%), AT(9%), MT(31%) y BT(37%). Los clientes libres de muy alta tensión y alta tensión son suministrados directamente por las empresas de generación. Los clientes se clasifican en industriales (55%), comerciales (18%) y residenciales (24%).

5. Costo de la Línea de Distribución

La distancia y aislamiento de las comunidades alejadas hace difícil el acceso a la electricidad en las áreas rurales en Perú debido a sus características geográficas. Este hecho resulta en elevados costos de instalación y operación y mantenimiento. La geografía en todo el país se encuentra dividida en cuatro categorías “Costa”, “SIERRA Alta”, “SIERRA Baja” y “SELVA”. En términos generales, el costo se incrementa gradualmente desde la Costa, pasando por la Sierra hasta la Selva, en donde es más elevado. Esto debido a que se requiere de trabajo especial o transporte marítimo en las regiones montañosas y flete en el río Amazonas.

El siguiente cuadro muestra el costo promedio de construcción del sistema de distribución calculado en base a diversos proyectos de electrificación pasados. El costo de transporte varía por región y entre los materiales de construcción los postes son los más costosos.

Cuadro I-4.5-6 Costo de Construcción de las Instalaciones de Distribución

(%)

		Poste de madera y Cable de Aluminio	Poste de madera y Cable de cobre	Poste de concreto y Cable de Aluminio
Material	Poste y Crucetas	24	20	17
	Conductors	9	37	23
	Aisladores y Ferreteria	9	5	5
	Protección	1	1	1
Precio de construcción	Montaje	37	18	29
	Transporte	4	3	5
	Gastos Generales	9	8	12
	Utilidades	7	8	8

El siguiente cuadro muestra el detalle del trabajo de distribución del proyecto del JBIC denominado PAFE. Los trabajos de la Línea Primaria es el componente principal (62%).

Cuadro I-4.5-7 Detalle del Trabajo de Distribución

(%)

Nombre de la Obra	Línea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
PAFE-I	44	20	36
PAFE-II	46	14	40
PAFE-III	42	19	39
Promedio	44	18	38

El siguiente cuadro muestra el precio del material de distribución.

Cuadro I-4.5-8 Precio de Materiales para Distribución de Alta Tensión (1)

Descripción de Partidas	Unidad	Precio
POSTE DE MADERA		
POSTE DE MADERA TRATADA DE 12 m, CLASE 6 (EUCALIPTO NACIONAL)	U	550
POSTE DE MADERA TRATADA DE 12 m, CLASE 5 (EUCALIPTO NACIONAL)	U	580
POSTE DE MADERA TRATADA DE 11 m, CLASE 6 (EUCALIPTO NACIONAL)	U	530
POSTE DE MADERA TRATADA DE 11 m, CLASE 5 (EUCALIPTO NACIONAL)	U	550
POSTE DE MADERA TRATADA DE 9 m, CLASE 7 (EUCALIPTO NACIONAL)	U	340
POSTE DE MADERA TRATADA DE 9 m, CLASE 6 (EUCALIPTO NACIONAL)	U	360
POSTE DE MADERA TRATADA DE 12 m, CLASE 6 (EUCALIPTO IMPORTADO)	U	714
POSTE DE MADERA TRATADA DE 12 m, CLASE 5 (EUCALIPTO IMPORTADO)	U	774
POSTE DE MADERA TRATADA DE 11 m, CLASE 6 (EUCALIPTO IMPORTADO)	U	699
POSTE DE MADERA TRATADA DE 11 m, CLASE 5 (EUCALIPTO IMPORTADO)	U	734
POSTE DE MADERA TRATADA DE 9 m, CLASE 7 (EUCALIPTO IMPORTADO)	U	437
POSTE DE MADERA TRATADA DE 9 m, CLASE 6 (EUCALIPTO IMPORTADO)	U	238
POSTE DE MADERA TRATADA DE 12 m, CLASE 6 (PINO)	U	921
POSTE DE MADERA TRATADA DE 12 m, CLASE 5 (PINO)	U	1,132
POSTE DE MADERA TRATADA DE 11 m, CLASE 6 (PINO)	U	733
POSTE DE MADERA TRATADA DE 11 m, CLASE 5 (PINO)	U	850
POSTE DE MADERA TRATADA DE 9 m, CLASE 7 (PINO)	U	493
POSTE DE MADERA TRATADA DE 9 m, CLASE 6 (PINO)	U	574
POSTE DE CONCRETO		
POSTE DE CONCRETO ARMADO 13 / 200 / 165 / 360	U	593
POSTE DE CONCRETO ARMADO 13 / 300 / 165 / 360	U	671
POSTE DE CONCRETO ARMADO 13 / 400 / 165 / 360	U	775
POSTE DE CONCRETO ARMADO 12 / 200 / 165 / 360	U	502
POSTE DE CONCRETO ARMADO 12 / 300 / 165 / 360	U	585
POSTE DE CONCRETO ARMADO 11 / 200 / 165 / 360	U	408
POSTE DE CONCRETO ARMADO 11 / 300 / 165 / 360	U	479
POSTE DE CONCRETO ARMADO 10 / 200 / 165 / 360	U	354
POSTE DE CONCRETO ARMADO 9 / 200 / 165 / 360	U	281
POSTE DE CONCRETO ARMADO 9 / 300 / 150 / 360	U	338
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO		
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 16 mm ² , POR FASE	km	574
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 25 mm ² , POR FASE	km	1,356
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 35 mm ² , POR FASE	km	1,866
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 50 mm ² , POR FASE	km	2,648
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 70 mm ² , POR FASE	km	3,669
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 95 mm ² , POR FASE	km	5,295
CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 120 mm ² , POR FASE	km	6,603

Cuadro I-4.5-9 Precio de Materiales para Distribución de Alta Tensión (2)

Descripción de Partidas	Unidad	Precio
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION		
CONDUCTOR DE COBRE RECOCIDO, CABLEADO, DE 16 mm ² , PARA PUESTA A TIERRA	U	3,927
CONDUCTOR DE COBRE RECOCIDO, CABLEADO, DE 25 mm ² , PARA PUESTA A TIERRA	U	6,217
CONDUCTOR DE COBRE RECOCIDO, CABLEADO, DE 35 mm ² , PARA PUESTA A TIERRA	U	8,634
CONDUCTOR DE COBRE DURO RECOCIDO, CABLEADO DESNUDO, DE 10 mm ²	U	2,424
CONDUCTOR DE COBRE DURO RECOCIDO, CABLEADO DESNUDO, DE 16 mm ²	U	3,834
TABLEROS DE DISTRIBUCION		
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 5 kVA; 7,62 / 0,46 - 0,23 kV, 4000 msnm	U	3,472
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 10 kVA; 7,62 / 0,46 - 0,23 kV, 4000 msnm	U	3,768
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 15 kVA; 7,62 / 0,46 - 0,23 kV, 4000 msnm	U	4,287
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 25 kVA; 7,62 / 0,46 - 0,23 kV, 4000 msnm	U	5,288
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 40 kVA; 7,62 / 0,46 - 0,23 kV, 4000 msnm	U	7,273
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 3 kVA; 13,2 / 0,46 - 0,23 kV	U	2,100
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 5 kVA; 13,2 / 0,46 - 0,23 kV	U	2,829
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 10 kVA; 13,2 / 0,46 - 0,23 kV	U	3,424
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 15 kVA; 13,2 / 0,46 - 0,23 kV	U	4,031
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 25 kVA; 13,2 / 0,46 - 0,23 kV	U	4,982
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 40 kVA; 13,2 / 0,46 - 0,23 kV	U	7,273
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 5 kVA; 23,0 / 0,46 - 0,23 kV	U	3,860
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 10 kVA; 23,0 / 0,46 - 0,23 kV	U	4,291
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 15 kVA; 23,0 / 0,46 - 0,23 kV	U	4,849
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 25 kVA; 23,0 / 0,46 - 0,23 kV	U	5,519
TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 40 kVA; 23,0 / 0,46 - 0,23 kV	U	8,422
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 25 kVA; 23,0 / 0,40 - 0,23 kV	U	7,401
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 40 kVA; 23,0 / 0,40 - 0,23 kV	U	8,932
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 75 kVA; 23,0 / 0,40 - 0,23 kV	U	10,687
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 100 kVA; 23,0 / 0,40 - 0,23 kV	U	13,494
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 160 kVA; 23,0 / 0,40 - 0,23 kV	U	16,748
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 250 kVA; 23,0 / 0,40 - 0,23 kV	U	22,011
CONDUCTOR DE COBRE		
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. MONOFASICA DE 3 kVA; 440-220 V	U	1,755
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. MONOFASICA DE 5 kVA; 440-220 V	U	1,755
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. MONOFASICA DE 10 kVA; 440-220 V	U	1,755
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. MONOFASICA DE 15 kVA; 440-220 V	U	2,002
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. MONOFASICA DE 25 kVA; 440-220 V	U	2,090
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. MONOFASICA DE 40 kVA; 440-220 V	U	2,170
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. TRIFASICA DE 40 kVA; 380/220 V	U	2,702
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. TRIFASICA DE 75 kVA; 380/220 V	U	2,702
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. TRIFASICA DE 100 kVA; 380/220 V	U	2,702
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. TRIFASICA DE 160 kVA; 380/220 V	U	3,792
TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA S.E. TRIFASICA DE 250 kVA; 380/220 V	U	4,773

Cuadro I-4.5-10 Precio de Materiales para Distribución de Baja Tensión

Descripción de Partidas	Unidad	Precio
POSTE DE MADERA		
POSTE DE MADERA DE TRATADA DE 8 m, CLASE 6 (EUCALIPTO NACIONAL)	U	364.38
POSTE DE MADERA DE TRATADA DE 8 m, CLASE 7 (EUCALIPTO NACIONAL)	U	338.43
POSTE DE MADERA DE TRATADA DE 8 m, CLASE 6 (EUCALIPTO IMPORTADO)	U	451.07
POSTE DE MADERA DE TRATADA DE 8 m, CLASE 7 (EUCALIPTO IMPORTADO)	U	414.98
POSTE DE C.A.C. 8/200	U	232.84
POSTE DE C.A.C. 8/300	U	267.39
POSTE DE C.A.C. 8/150	U	216.18
POSTE DE C.A.C. 9/200	U	283.86
POSTE DE C.A.C. 9/300	U	326.57
POSTE DE MADERA DE TRATADA DE 8 m, CLASE 6 (PINO)	U	440.24
POSTE DE MADERA DE TRATADA DE 8 m, CLASE 7 (PINO)	U	436.82
CABLES Y CONDUCTORES DE ALUMINIO		
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 3×35+16/25 mm ²	m	10.01
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 3×25+16/25 mm ²	m	8.31
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 3×16+16/25 mm ²	m	6.56
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 3×35/25 mm ²	m	8.85
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 3×25/25 mm ²	m	7.09
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 3×16/25 mm ²	m	5.38
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2×35+16/25 mm ²	m	7.73
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2×25+16/25 mm ²	m	6.54
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2×16+16/25 mm ²	m	5.36
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2×35/25 mm ²	m	6.49
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2×25/25 mm ²	m	5.31
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2×16/25 mm ²	m	4.1
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 1×16+16/25 mm ²	m	4.1
CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 1×16/25 mm ²	m	2.93
CABLES Y CONDUCTORES DE COBRE		
CONDUCTOR DE Cu RECOCIDO, TIPO N2XY, BIPOLAR, 2×10 mm ² , CUBIERTA NEGRA	m	9.16
CONDUCTOR DE Cu RECOCIDO, TIPO N2XY, TRIPOLAR, 3×10 mm ² , CUBIERTA NEGRA	m	11.3
CONDUCTOR DE Cu RECOCIDO, TIPO N2XY, TETRAPOLAR, 4×10 mm ² , CUBIERTA NEGRA	m	14.32
CONDUCTOR DE Cu CONCENTRICO, 2×4 mm ² , CON AISLAMIENTO Y CUBIERTA DE PVC	m	2.67
CONDUCTOR DE Cu RECOCIDO, TIPO N2XY, BIPOLAR, 2×2,5 mm ² , CUBIERTA NEGRA	m	2.96
CONDUCTOR DE Cu RECOCIDO, CABLEADO, DESNUDO DE 16 mm ²	m	3.73
LUMINARIAS, LAMPARAS Y ACCESORIOS		
LUMINARIA COMPLETA CON EQUIPO PARA LAMPARA DE 50 W	U	202.5
LUMINARIA COMPLETA CON EQUIPO PARA LAMPARA DE 70 W	U	211.31
LUMINARIA COMPLETA CON EQUIPO PARA LAMPARA DE 150 W	U	220.11
LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESION DE 50 W	U	25.52
LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESION DE 70 W	U	27.12
LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESION DE 150 W	U	82.94
CONEXIONES DOMICILIARIAS		
TUBO DE A°G° DE 19 mmØ×4,0 m, PROVISTO DE CODO	U	36.4
TUBO DE A°G° DE 19 mmØ×1,5 mm×2,40 m, PROVISTO DE CODO	U	10.77
TUBO DE A°G° STANDARD / REDONDO DE 19mm×1,5mm×2,5m, PROVISTO DE CODO	U	26.34
TUBO DE A°G° STANDARD / REDONDO DE 19mm×1,5mm×4,0m, PROVISTO DE CODO	U	42.92
TUBO DE A°G° STANDARD / REDONDO DE 38mm×1,5mm×4,0m, PROVISTO DE CODO	U	77.9
TUBO DE A°G° STANDARD / REDONDO DE 38mm×1,5mm×6,0m, PROVISTO DE CODO	U	85.72
TUBO DE A°G° STANDARD / REDONDO DE 38mm×1,5mm×2,5m, PROVISTO DE CODO	U	47.38
TUBO PLASTICO DE PVC SAP, DE 19 mmØ×3 m, CON CURVA PLASTICO DE 19mmØ×180°	U	6.45
TUBO PLASTICO DE PVC SAP, DE 19 mmØ×5 m, CON CURVA PLASTICO DE 19mmØ×180°	U	13.06

Como se muestra en los cuadros anteriores, los diferentes materiales son utilizados en las obras de construcción de las instalaciones de distribución para alta y baja tensión. El costo de construcción varía según la escala de la demanda eléctrica de los clientes y sus ubicaciones.

6. Código Eléctrico Nacional

El Código Eléctrico Nacional es aplicable a cualquier tipo de instalaciones eléctricas en el Perú. Este código contiene la distancia segura de los conductores, las normas de puesta a tierra, la carga del viento, etc. para garantizar la seguridad en la construcción de las instalaciones eléctricas. Este código debe entonces ser aplicado dentro y fuera del Área de Concesión. Asimismo, la construcción de las instalaciones eléctricas debe cumplir con las normas ambientales y de protección a la propiedad cultural.

7. Normas Técnicas (Compendio de Normas para Proyectos y Ejecución de Obras en Sistemas de Distribución y Sistemas de Utilización de Media Tensión)

Cuando se instalan líneas de distribución eléctrica, se deben aplicar normas técnicas para las líneas de media tensión. Las normas técnicas son reglamentos compilados con el Código Eléctrico Nacional mencionado anteriormente y contienen las normas de diseño y los materiales adecuados y método de trabajo para garantizar la seguridad de las instalaciones eléctricas. El objetivo final es reducir los gastos y mejorar la eficiencia a través de la estandarización e introducción de técnicas adecuadas para llevar a cabo el trabajo.

El MEM incentiva a las empresas de electrificación a adoptar instalaciones adecuadas que cumplan con normas técnicas diferentes a las de áreas urbanas.

8. Normas Técnicas en Áreas Urbanas

Las instalaciones eléctricas en el área de concesión deben construirse de acuerdo con las normas técnicas reguladas por el MEM/DGE mencionadas anteriormente. Dado que la empresa eléctrica con una concesión tiene responsabilidades de suministro, ésta debe cumplir con estas normas técnicas. En consecuencia, las mismas especificaciones de las áreas urbanas se aplican para todas las instalaciones en el área de concesión.

9. Normas técnicas de electrificación rural

No obstante los métodos de electrificación dentro y fuera de red, las normas técnicas en áreas rurales diferentes de las del Área de Concesión se aplicarán al Área de No Concesión. Las normas rurales fueron publicadas en el 2003 y permite la elaboración de especificaciones rurales y el mantenimiento a bajos costos si se compara con las instalaciones de distribución urbana. De esta manera, el MEM/DGE están tratando de asegurar la factibilidad económica de los proyectos rurales.

10. Calidad de los Servicios Eléctricos

El MEM estableció la calidad del suministro eléctrico en las Áreas de Concesión en la “NORMA TÉCNICA SOBRE LA CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS”, la cual obliga a los titulares de la concesión a cumplir con los siguientes índices de calidad:

- 1) CALIDAD DEL PRODUCTO: Caída de tensión, Frecuencia, Parpadeo, Onda Armónica
- 2) CALIDAD DEL SUMINISTRO: Interrupciones (Cortes Planificados y No Planificados)
- 3) CALIDAD DEL SERVICIO: Servicio y Obligaciones al Cliente, Mediciones
- 4) CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

La calidad de energía eléctrica es verificada mediante un muestreo anual y se imponen multas a los infractores según las normas técnicas mencionadas anteriormente.

I-5 Situación de Electrificación Rural con Energías Renovables

I-5.1 Sistema Fotovoltaico

I-5.1.1 Energía Solar

1. Radiación Solar en Perú

El "Atlas Solar del Perú" fue desarrollado por la MEM/DPR(DEP) y SENAMHI (Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología) en junio del 2003. El atlas fue desarrollado como parte del "Proyecto PER/98/G31: Electrificación Rural a Base de Energía Fotovoltaica en el Perú" financiado por el Fondo del Medio Ambiente Mundial (GEF), a través del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Uno de los objetivos principales para el desarrollo es la creación de una base de datos para la electrificación rural con sistemas de suministro de energía fotovoltaica. El atlas solar fue elaborado en base a los datos mensuales y anuales del período comprendido entre 1975 y 1990. Los datos fueron obtenidos del Centro Internacional de la Papá (CIP), centro que los desarrolló mediante técnicas de estimación e interpolación en base a procesos físicos. El atlas incluye información de radiación solar ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$) en promedios mensuales y anuales en todos los regiones. El atlas indica una elevada radiación solar anual en la Sierra de aproximadamente 5.5 a $6.5 \text{ kWh}/\text{m}^2$ Y la radiación en la Costa es de 5.0 to $6.0 \text{ kWh}/\text{m}^2$ y en la Selva de aproximadamente 4.5 a $5.0 \text{ kWh}/\text{m}^2$. El siguiente es el atlas de radiación solar.



Gráfico I-5.1.1-1 Atlas de Radiación Solar

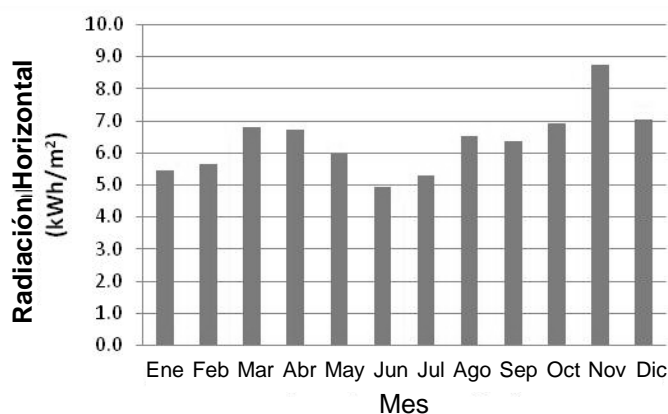
2. Datos de Radiación Solar en Países Vecinos

(1) Charaña, Bolivia

Charaña es un poblado fronterizo entre Bolivia y Chile, y a 10 km de la Región de Tacna del Perú. El Equipo de Estudio de JICA para la Electrificación Rural con Energía Renovable en Bolivia realizó el monitoreo del viento en Charaña de febrero del 2000 a enero del 2001. Se instaló un sistema de monitoreo autónomo para recoger información meteorológica de la velocidad y dirección del viento, temperatura, humedad, presión absoluta y radiación solar horizontal.

La temperatura en Charaña es baja considerando que está ubicada a 4,054 msnm y cerca a altas montañas de 6,000 m. La temperatura promedio anual es de 5.1°C y la temperatura mínima es de -18.4°C en julio. Existen dos temporadas, de estiaje y lluvias.

El resultado del monitoreo de radiación solar muestra que las radiaciones son bastante elevadas a lo largo del año. En comparación con el promedio anual de radiación solar en Tokio de 3.5 kWh/m², el promedio anual de Charaña es de 6.3 kWh/m².



Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Radiación horizontal (kWh/m ²)	5.4	5.6	6.8	6.7	6.0	4.9	5.3	6.5	6.3	6.9	8.7	7.0	6.3

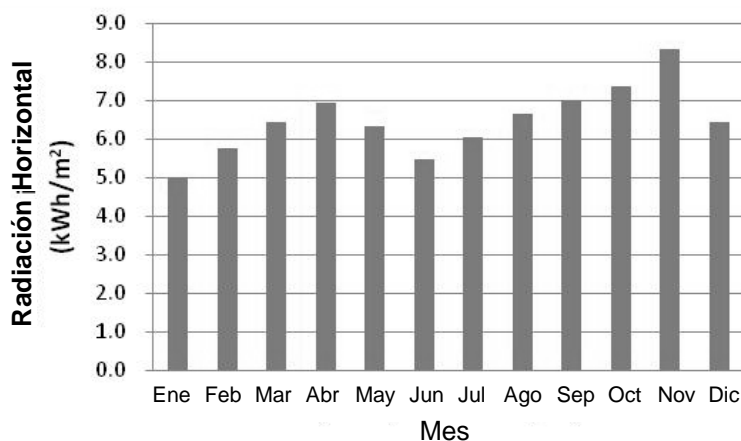
Gráfico I-5.1.1-2 Datos de Monitoreo de Radiación Solar (Charaña, Bolivia)

(2) Isla Taquile, Bolivia

La Isla Taquile es una isla en el Lago Titicaca y próxima a la Región de Puno en Perú. En la isla Taquile, el Equipo de Estudio de JICA para la electrificación rural con energía renovable realizó el monitoreo de la radiación solar de febrero del 2000 a enero del 2001.

La temperatura en la isla Taquile es baja considerando que está ubicada a 3,919 msnm. La temperatura promedio anual es de 9.4°C y la temperatura mínima es de -0.9°C en julio. Existen dos temporadas, de estiaje y lluvias.

El resultado del monitoreo de la radiación solar muestra que la radiación es elevada en todo el año. El promedio anual de radiación solar es elevado al igual que en Charaña de 6.5 kWh/m².



Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Radiación horizontal (kWh/m ²)	5.0	5.7	6.4	6.9	6.3	5.5	6.0	6.6	7.0	7.4	8.3	6.4	6.5

Gráfico I-5.1.1-3 Datos de Monitoreo de Radiación Solar (Isla Taquile, Bolivia)

I-5.1.2 Proyectos de Energía Solar en el Perú

El suministro de electricidad por FV se usa principalmente para Sistema Fotovoltaico Domiciliario (SFD). Y existen unos sistemas para facilidades públicas. Esos proyectos se ejecutan por las pertinentes organizaciones gubernamentales y ONGs. La situación actual de cada sistema se describe líneas abajo.

1. SFD (Sistema Fotovoltaico Domiciliario)

La mayoría de proyectos de electrificación por SFD se ejecutan por MEM/DPR(DEP) y universidades.

MEM/DPR(DEP) han trabajado para proyectos de electrificación rural con SFD de UNDP. En el proyecto, 4,500 SFDs han sido instalados para el 2007. La tarifa de electricidad se cobra por el método de “pago para servicio” y la tarifa mensual es determinada en 18 Nuevos Soles.

Respecto del proyecto por universidad CER-UNI (Centro de Energías Renovables, Universidad Nacional de Ingeniería) ejecutó un proyecto de SFD en la isla Taquile del Lago Titicaca en 1996. Unos 430 SFDs fueron instalados en Taquile en este proyecto. En el proyecto el método de repago de préstamo fue seleccionado. El monto total de repago es US\$750. En repago dividido, 5 veces de US\$150 dentro de 3 años.

INADE, una organización bajo el Ministerio de Agricultura ha venido realizando Proyectos FV en la frontera con Colombia desde el 2001. INADE ha instalado SFD en 329 viviendas y 25 postas médicas. El proyecto se realiza con donaciones nacionales, por lo que no se cobra tarifa eléctrica en el proyecto.

2. ERB (Estación de Recargo de Batería)

En la localidad de Huancho Lima de la Región de Puno, ERB y 30 SFDs fueron instalados. En ERB, los usuarios paga la tarifa de US\$0.80 para recargar una batería. Los pagos fueron depositados en una cuenta bancaria para repuestos y reposición de batería en el futuro.

3. Escuela Rural

Escuelas en las localidades rurales requieren generalmente más atención que aquellas situadas en áreas urbanas. El programa Huascarán es un programa bajo el Ministerio de Educación (MED) y el objetivo es de mejorar servicios educativos de escuelas rurales. En este programa, sistemas de suministro de electricidad han sido instalados en escuelas rurales. La electricidad generada se suministra no solo para iluminación sino también para radio de comunicación, computadora y equipo audio-visual para programa educacional. Existen 3,050 escuelas en áreas rurales de Perú y ya en 34 escuelas sistemas de FV fueron instalados. El programa Huascarán ha reemplazado baterías en 17 escuelas. Este programa hace reemplazo de batería cada 6 años. Operación y mantenimiento diario se ejecuta por profesores o padres de alumnos que han recibido capacitación de OM. El costo del sistema FV del programa es sobre US\$30,000 incluyendo US\$14,000 para batería. No hay sistema de cobro de tarifa desde las escuelas puesto que educación es uno de los importantes servicios. Por consiguiente, OM incluyendo reposición de batería se financia por el presupuesto de MED. En MED, unos 15 personal trabajan para el programa Huascarán y más de 100 personal trabajan incluyendo operadores en las escuelas. No hay unificada especificación del sistema FV para escuelas rurales. Las condiciones de escuelas rurales son diferentes tal como el número de alumnos, demanda de electricidad y configuración de edificios.

4. Posta Médica Rural

Energía solar es recursos abundantes de energía renovable todo en el Perú. La electricidad confiable producida en sitio ha sido probada como capable de entregar electricidad de alta calidad para refrigeración de vaccina, iluminación e instrumentos médicos. Y además, comunicaciones de radio y radio-teléfono mejorarán servicios de salud en postas médicas rurales. El tratamiento médico de emergencia se facilita considerablemente por comunicaciones confiables con otras postas médicas y facilidades de salud de la región.

ISF (Ingeniería sin Fronteras) es una ONG español que trabaja para instalación del sistema FV para posta médica rural con Universidad Politécnica de Madrid, PUCP (Pontificia Universidad Católica de Perú), UPOCH (Universidad Peruana Cayetano Heredia) y el Ministerio de Salud. El objetivo es de mejorar acceso a información médica por la instalación de sistema de telecomunicaciones.

5. Comunicaciones

Perú inició la reforma del sector de telecomunicaciones en 1992, privatizando las compañías de telecomunicaciones estatales, estableciendo como autoridad regulatoria OSIPTEL (Organismo

Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones) y gradualmente abriendo el mercado a competición.

Las políticas de que OSIPTEL ha implementado a través de FITEL (Fondo de Inversión en Telecomunicaciones) son diseñadas para reducir la pobreza e incrementar el bienestar de la población rural. En 1995, un equipo de FITEL fue a cada distrito del país y conversó con las partes interesadas locales y autoridades para determinar cuál pueblo o localidad será cubierto por una nueva red. Las discusiones fueron organizadas en unos 90 talleres de trabajo para asegurar la participación de las partes interesadas principales y autoridades.

El programa FITEL han implementado hasta Fase 4 y casi 7,000 sistemas de satélite telefónicos mediante el uso de sistema FV fueron instalados. Los beneficiarios por el programa FITEL se estima como 5.7 millones de personas. En el programa FITEL, 400 sistemas suministra electricidad no solo para telecomunicaciones sino también computadoras para servicios de Internet. La tarifa de telecomunicaciones se carga por principalmente con tarjeta de prepago. Para algunos de los sistemas de telecomunicaciones, la tarifa se paga por moneda en lugar de la tarjeta de prepago.

6. Industria

El sistema FV para fines industriales es instalado bajo el proyecto del PNUD en el poblado de Vilcallama, prefectura de Chuncuito en la Región de Puno, en la frontera con Bolivia, en noviembre del 2007. La capacidad instalada del sistema FV es de 2 kWp. El sistema suministra electricidad tanto a escuelas rurales como a un centro industrial. En el centro, la lana de alpaca y de llama es recolectada para que la rueca produzca hilados. Luego de dicho proceso, equipos manuales fabrican chompas o colchas para su venta en el mercado.

7. Normas Técnicas sobre el Sistema FV

Existen dos normas técnicas sobre el sistema FV como se muestra a continuación.

- “REGLAMENTO TÉCNICO: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL” 2007.1
- “NORMA TÉCNICA PERUANA: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp. Especificaciones técnicas y método para la calificación energética de un sistema fotovoltaico” 2006.2

No existe un sistema de certificación nacional para componentes FV en el Perú. En lugar de ello, se realizan pruebas de los componentes FV para proyectos nacionales en las instalaciones de pruebas instaladas en el CER-UNI y PUCP bajo proyectos del PNUD. Sobre la base de los “Procedimientos de Mediciones de Sistemas FV Domiciliarios” preparados por la Universidad Politécnica de Madrid en España, los componentes FV son sometidos a pruebas. El rendimiento del panel FV, batería, luz y controlados es sometido a pruebas en laboratorios. El laboratorio ha venido realizando pruebas en

componentes FV para confirmar su rendimiento. Asimismo, se utilizan las instalaciones de ensayo para ofrecer sesiones en la Universidad y pruebas de empresas privadas.

I-5.2 Energía Eólica

I-5.2.1 Potencial de Energía Eólica

1. Mapa Eólico del Perú

No existe un mapa eólico del Perú confiable. El siguiente mapa fue elaborado por el MEM. El mapa indica potenciales eólicos en el país. Se muestra alto potencial eólico en el área de la costa y bajo potencial en la Selva.

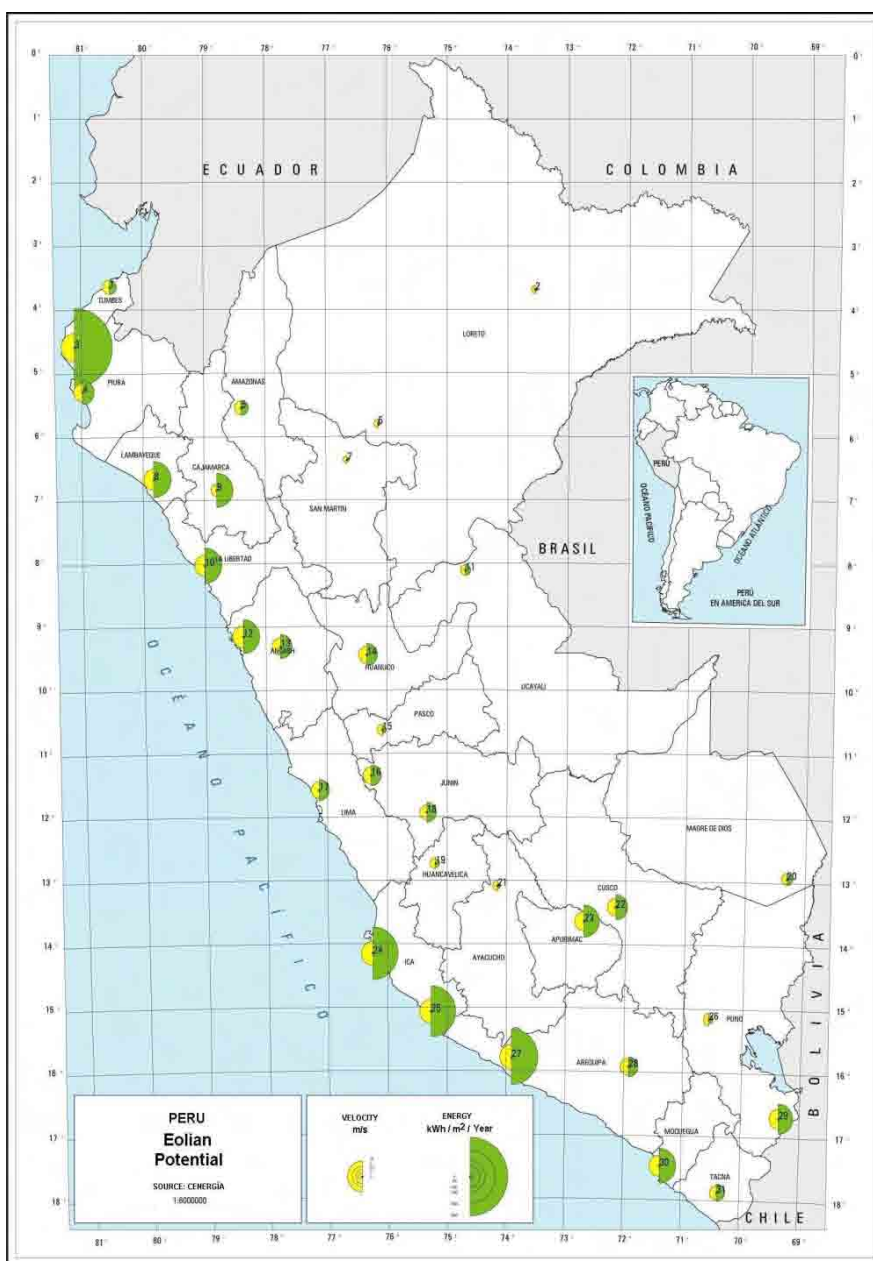
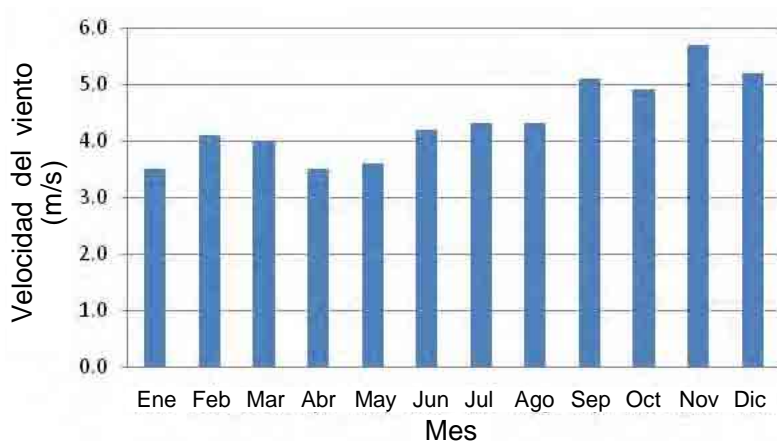


Gráfico I-5.2.1-1 Mapa Potencial Eólico

2. Datos Eólicos en los Países Vecinos

(1) Charaña, Bolivia

A continuación se muestran los valores mensuales promedio de la velocidad del viento a 20 m sobre el nivel de terreno. El promedio anual de la velocidad del viento es de 4.4 m/s. En Charaña, el promedio mensual de setiembre a diciembre es elevado, 5.2 m/s, mientras que el promedio mensual de enero a agosto es bajo, 3.9 m/s.



Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Velocidad del viento (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	4.4

Gráfico I-5.2.1-2 Promedio Mensual de la Velocidad del Viento (Charaña)

De acuerdo con el patrón del viento diurno, el viento sopla con fuerza de las 14:00 a las 20:00, a 7.9 m/s en promedio anual. Considerando el patrón del viento en Charaña, es necesario un sistema de generación híbrido con una fuente diferente de energía para el suministro estable de energía eléctrica. El siguiente gráfico muestra la relación complementaria entre la velocidad del viento y la radiación solar en Charaña. El potencial de energía solar es elevado, de las 9:00 a las 15:00, cuando la velocidad del viento es reducida; mientras que la velocidad del viento es elevada, de las 14:00 a las 20:00, cuando la radiación solar es baja. Por consiguiente, resultaría efectivo utilizar un sistema híbrido de energía eólica y FV para obtener un suministro estable de energía eléctrica.

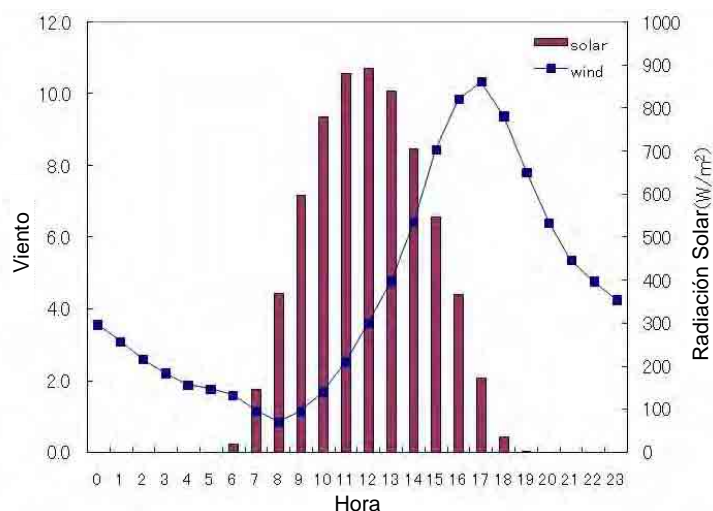
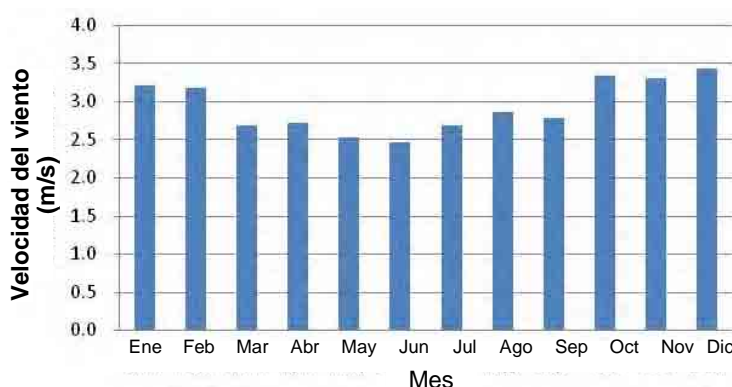


Gráfico I-5.2.1-3 Velocidad del Viento vs. Radiación Solar en Charaña

(2) Isla Taquile, Bolivia

A continuación se muestran los promedios mensuales de velocidad del viento a 20 m sobre el nivel del terreno. El promedio anual de velocidad del viento en la Isla Taquile es de 2.9 m/s. En la Isla Taquile, el promedio mensual de la velocidad del viento es reducido en todo el año. No existe potencial eólico para la generación de energía eléctrica en esta región.



Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Velocidad del viento (m/s)	3.2	3.2	2.7	2.7	2.5	2.5	2.7	2.9	2.8	3.3	3.3	3.4	2.9

Gráfico I-5.2.1-4 Promedio Mensual de la Velocidad del Viento (Isla Taquile)

(3) Brasil

En Brasil se desarrolló un mapa eólico a través del proyecto SWERA (Evaluación de la Energía Solar y Eólica), el cual es un proyecto internacional financiado por GEF/PNUD.

Brasil tiene frontera con Perú, en las regiones de Ucayali y Madre de Dios. El mapa eólico de Brasil muestra un pequeño potencial eólico en la frontera de ambas regiones. La velocidad promedio del viento de esta área es de aproximadamente 3.5 a 4.5 m/s, a 50 m sobre el nivel del terreno. La

velocidad del viento es muy reducida para la generación de energía eléctrica mediante turbinas eólicas.



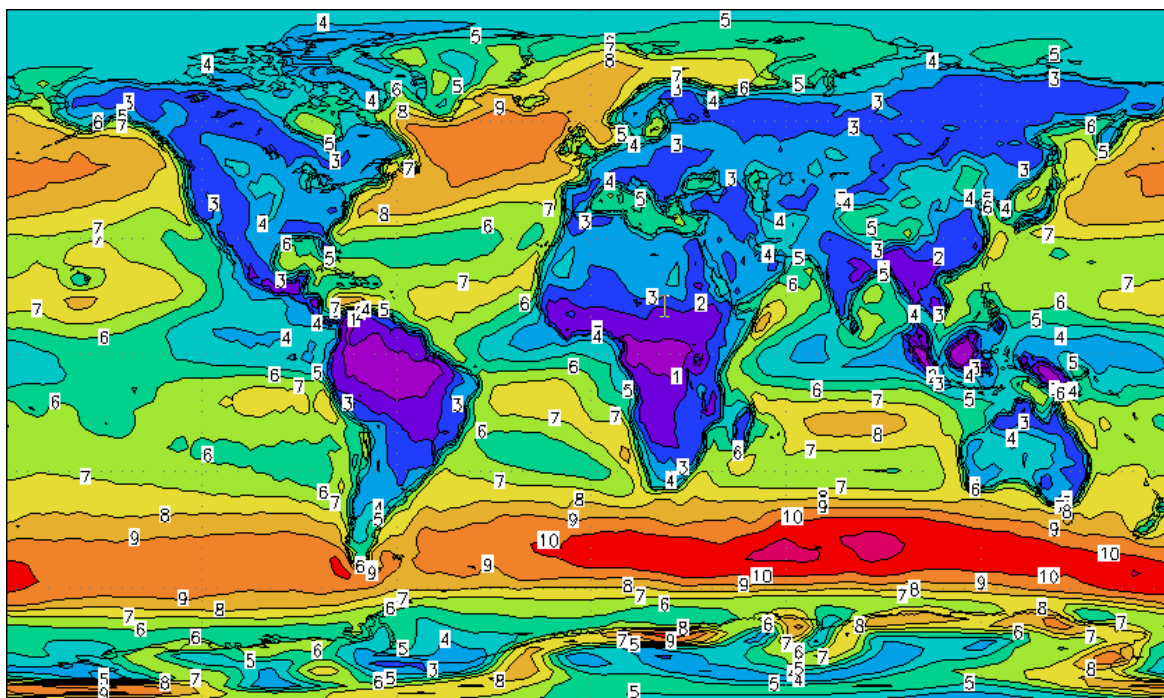
Fuente: SWERA

Gráfico I-5.2.1-5 Mapa Eólico del Brasil

3. Atlas Eólico Mundial

El atlas eólico mundial fue desarrollado por Risø National Laboratory en Dinamarca. El mapa muestra la velocidad media del viento (m/s) a 10 m sobre el nivel del terreno. El mapa fue desarrollado en base a los datos analizados nuevamente por NCEP/NCAR para el período 1976-1995.

Para la evaluación del recurso eólico, se requiere de datos más detallados y confiables. Sin embargo, el mapa indica en términos muy generales el potencial eólico en el mundo. De acuerdo con el mapa eólico mundial, el potencial eólico es elevado en las costas peruanas, y reducido en las tierras de adentro. En las costas peruanas, la velocidad promedio del viento es de aproximadamente 5 a 6 m/s, a 10 m sobre el nivel del terreno. Esta velocidad es suficiente para la generación de energía eléctrica mediante turbinas eólicas.



Fuente: Risø National Laboratory

Gráfico I-5.2.1-6 Mapa Eólico Mundial

I-5.2.2 Proyectos de Energía Eólica en el Perú

El MEM/DPR(DEP) implementó el Proyecto PER/94/028 del PNUD “Energía No Convencional” financiado por el Gobierno a partir del 1994. En este proyecto se instaló una turbina eólica conectada en red con capacidad de 250 kW en Malabrigo en abril de 1996. El MEM/DPR(DEP) instaló una turbina eólica de 450 kW con el proyecto de adquisición especial y el generador eólico de 450 kW fue instalado en Marcona, Ica y opera desde 1998. Ambas turbinas están siendo operadas por ADINELSA.

I-5.3 Energía Hidroeléctrica Mini/Micro

I-5.3.1 Situación Actual

La situación de la electrificación rural con energía hidroeléctrica mini/micro al inicio del presente estudio es la siguiente.

Los poblados objetivo para la electrificación rural con energía hidroeléctrica mini/micro serán seleccionados, en general, a partir de los emplazamientos que no estén cubiertos por la extensión de redes y en donde exista potencial hidroeléctrico cercano. Sin embargo, fue difícil identificar con precisión una ubicación de poblado no electrificado en todo el país ya que algunos proyectos de electrificación rural están siendo implementados a nivel local y los gobiernos locales no informan al gobierno central (MEM/DPR) sobre estos proyectos. Por esa razón, el equipo de estudio no recibió

respuestas y encontró que algunas centrales hidroeléctricas ya habían empezado a construirse o habían sido construidas cuando el equipo de estudio acudió a los emplazamientos de los proyectos.

El gobierno central incluyendo el MEM/DPR, los gobiernos locales, las ONG y las empresas privadas están involucrados en la electrificación rural con energía hidroeléctrica mini/micro en el Perú como se muestra en el Gráfico I-5.3.1-1. Los gobiernos locales que cuentan con holgados fondos en algunos casos desarrollarán proyectos por su propia cuenta. Sin embargo, los gobiernos locales no proporcionan de manera activa información sobre la planificación y construcción de proyectos al gobierno central (MEM/DPR).

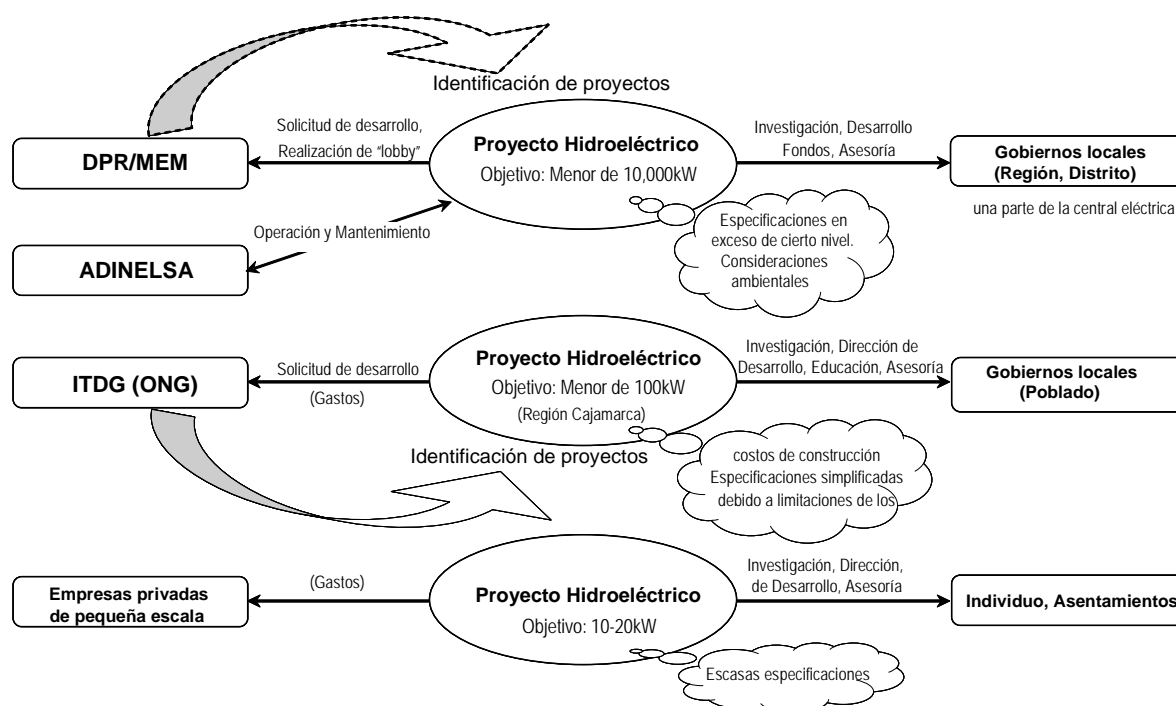


Gráfico I-5.3.1-1 Organizaciones Responsables de los Proyectos Hidroeléctricos Mini/micro

A pesar de que es absolutamente imperativo de que se confirmen la descarga del río, la topografía y las condiciones de los caminos de acceso en función de la factibilidad de proyectos hidroeléctricos, se debe adoptar un enfoque participatorio en vista de la disponibilidad de información concreta con respecto al potencial hidroeléctrico a nivel local en la etapa de identificación de los potenciales hidroeléctricos mini/micro. En consecuencia, los siguientes métodos serán aplicables como enfoque participatorio.

- Implementación del cuestionario y encuesta de manera continua.
- Uso del sistema de información geográfico (GIS) desarrollado por el MEM/DPR.

El GIS ha alcanzado un uso práctico en la segunda mitad del presente estudio de manera que se espera un uso activo en el futuro.

Por otra parte, en el plan de electrificación rural elaborado por el MEM/DPR (PNER: Plan Nacional de Electrificación) se muestra un plan de desarrollo con la capacidad, población beneficiaria y costo de inversión por año. En el PNER 2005-2014 (en adelante el "PNER 2005"), se muestra un plan de

desarrollo para energía hidroeléctrica mini/micro que comprende 9 años (2005-2013) y en el PNER 2006-2015 (borrador) (en adelante el “PNER 2006”) que también comprende 9 años (2006-2014) (ver Cuadro I-5.3.1-2, Cuadro I-5.3.1-3 y Gráfico I-5.3.1-2).

A pesar de que son 23 los proyectos descritos líneas arriba, no todos éstos son propiedad del MEM/DPR, una parte del proyecto pertenece a los gobiernos locales y a una empresa de distribución eléctrica. Asimismo, la situación de implementación de estos proyectos al 2008 se muestra en el Cuadro I-5.3.1-1. Según este cuadro, son 12 los proyectos culminados y en construcción y 8 los proyectos discontinuados y en estudio, por lo que estos proyectos no son necesariamente ejecutados sin contratiempos.

Cuadro I-5.3.1-1 Situación de la implementación de proyectos hidroeléctricos mini/micro

Situación Organización Responsable	Culminación (Operación)	En Construcción	En Estudio	Cancelado	Total
MEM/DPR	1 (ADINELSA)	4	0	0	5
MEM/DPR y Gobierno Local	0	0	1	0	1
Gobierno Local	5	2	1	6	14
Total	6	6	2	6	20
Empresa de Distribución	3 (sin confirmar)				23

Adicionalmente, como se mencionó anteriormente, tanto el PNER 2005 como el PNER 2006 no mencionan ningún emplazamiento específico luego del 2009, sólo muestran un valor planificado de 600 kW/año. Así, se debe elaborar un plan detallado tan pronto como sea posible desde ahora.

Cuadro I-5.3.1-2 Plan para Proyectos Hidroeléctricos del MEM/DPR (Años 2005-2013)

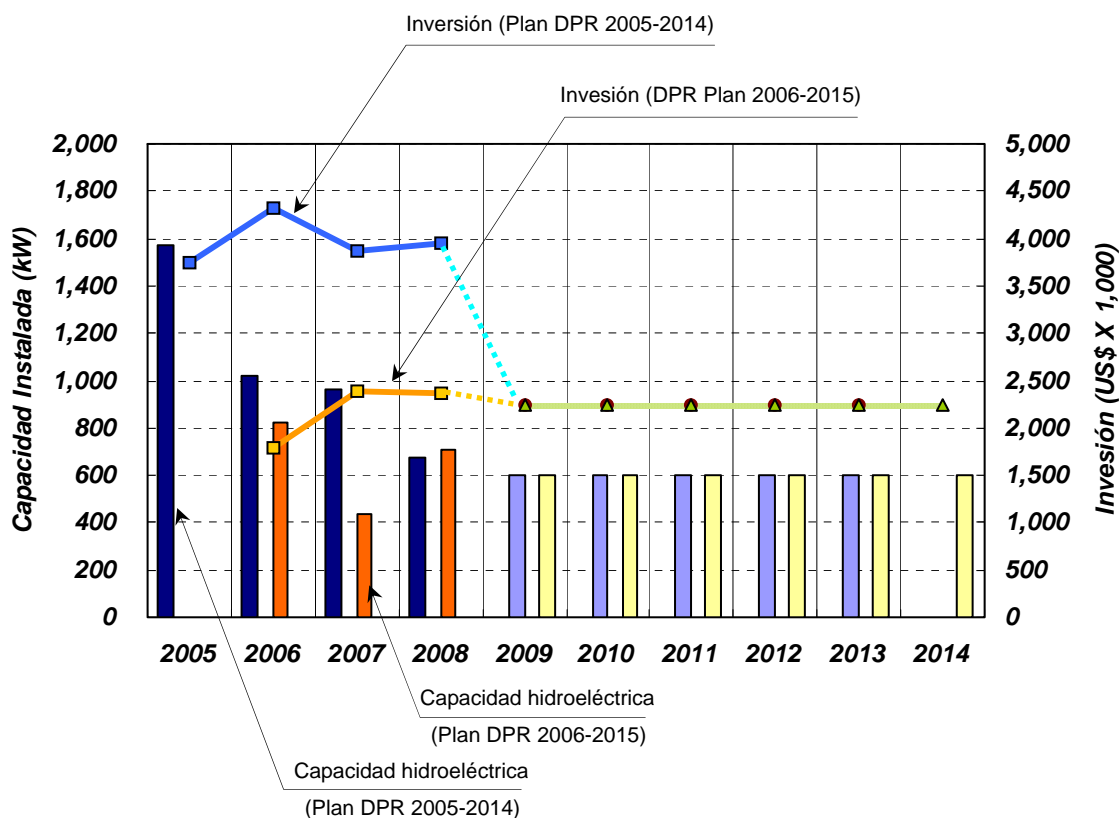
No	Año	Nombre del Proyecto	Región	Provincia	Distrito	Potencial (kW)	Población Beneficiaria	Inversión US\$ × 1,000
1	2005	CH CONTANGE (AMPLIACION)	CAJAMARCA	-	-	467	0	845
2	2005	CH VERSALLES (AMPLIACION)	CUSCO	-	-	586	0	495
3	2005	CH SICACATE (AMPLIACION)	PIURA	-	-	210	0	79
4	2005	CH OMIA	AMAZONAS	RODORIGUEZ DE MENDOZA		100	1,702	804
5	2005	CH SALLIQUE	CAJAMARCA	JAEN		120	2,285	951
6	2005	CH LANCHEMA	CAJAMARCA	JAEN		90	1,645	577
SUB TOTAL Año 2005						1,573	5,632	3,751
7	2006	CH NUEVO SEASME II ETAPA	AMAZONAS	CONDORCAN QUI	NIEVA	206	0	988
8	2006	CH CHALLUAYACU	AMAZONAS	RODRIGUEZ DE MENDOZA	LIMABAMNA	100	850	305
9	2006	CH CATILLUC II ETAPA	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	CATILLUC	75	1,552	269
10	2006	CH URUMBA I ETAPA	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	TABACONAS	90	3,180	962
11	2006	CH BELLA LUZ	LIMA	OYON	OYON	274	0	309
12	2006	CH PUQUIANQUI I ETAPA	LIMA	HUAURA	LEONCIO PRADO	40	828	170
13	2006	CH SHINTUYA	MADRE DE DIOS	MANU	MANU	234	2,421	1,310
SUB TOTAL Año 2006						1,019	8,831	4,313
14	2007	CH SEPAHUA I ETAPA	UCAYALI	ATALAYA	SEPAHUA	60	1,241	455
15	2007	CH CHALLUAYACU II ETAPA	AMAZONAS	RODRIGUEZ DE MENDOZA	LIMABAMNA	90	845	295
16	2007	CH COCHALAN	CAJAMARCA	JAEN	SAN JOSE DEL ALT	75	1,552	359
17	2007	CH CALABOZO	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	SAN JOSE DE LOL	100	4,136	929
18	2007	CH PUQUIANQUI II ETAPA	LIMA	HUAURA	LEONCIO PRADO	60	1,241	229
19	2007	CH PIZQUIA	AMAZONAS	LUYA	PISQUIA	70	1,448	240
20	2007	CH PENA BLANCA	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	-	59	1,221	275
21	2007	CH CONTAMANA	LORETO	UCAYALI	CONTAMANA	400	8,276	702
22	2007	CH SINA	PUNO	SAN ANTONIO DE PUTINA	SINA	50	828	378
SUB TOTAL Año 2007						964	20,788	3,862
23	2008	CH por definir				50	2,069	575
24	2008	CH por definir				80	1,665	375
25	2008	CH por definir				100	2,069	399
26	2008	CH por definir				35	724	325
27	2008	CH por definir				100	2,843	1,427
28	2008	CH por definir				158	2,427	854
SUB TOTAL Año 2008						673	11,787	3,955
29	2009	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2009						600	12,412	2,238
30	2010	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2010						600	12,412	2,238
31	2011	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2011						600	12,412	2,238
32	2012	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2012						600	12,412	2,238
33	2013	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2013						600	12,412	2,238
TOTAL						7,229	109,106	27,071

Fuente: PNER 2005-2014 del MEM/DPR

Cuadro I-5.3.1-3 Plan para Proyectos Hidroeléctricos de Pequeña Escala del MEM/DPR (Años 2006-2014)

No	Año	Nombre del Proyecto	Región	Provincia	Distrito	Potencial (kW)	Población Beneficiaria	Inversión US\$ × 1,000
1	2006	CH OMIA	AMAZONAS	RODRIGUEZ DE MENDOZA	OMIA	100	1,160	842
2	2006	CH SALLIQUE	CAJAMARCA	JAEN	SALLIQUE	120	2,285	951
3	2006	CH LANCHEMA	CAJAMARCA	JAEN	POMAHUACA	90	0*	0*
4	2006	CH CHALLUAYACU	AMAZONAS	RODRIGUEZ DE MENDOZA	LIMABAMNA	100	0*	0*
5	2006	CH CATILLUC II ETAPA	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	CATILLUC	75	0*	0*
6	2006	CH SEPAHUA I ETAPA	UCAYALI	ATALAYA	SEPAHUA	60	0*	0*
7	2006	CH BELLA LUZ	LIMA	OYON	OYON	274	0*	0*
SUB TOTAL Año 2006						819	3,445	1,793
8	2007	CH SAN CAYETANO (PIZQUIA)	AMAZONAS	LUYA	PISQUIA	70	2,982	954
9	2007	CH PÉÑA BLANCA	CAJAMARCA	JAEN	SAN JOSE DEL ALT	59	2,056	514
10	2007	CH CONCHAN	CAJAMARCA	CHOTA	CONCHAN	100	2,110	925
11	2007	CH NUEVO SEASME II ETAPA	AMAZONAS	CONDORCANQUI	NIEVA	206	0*	0*
SUB TOTAL Año 2007						435	7,148	2,393
12	2008	CH SHINTUYA	MADRE DE DIOS	MANU	MANU	234	2,421	1,310
13	2008	CH COCHALAN	CAJAMARCA	JAEN	SAN JOSE DEL ALT	75	1,552	359
14	2008	CH CONTAMANA	LORETO	UCAYALI	CONTAMANA	400	8,276	702
SUB TOTAL Año 2008						709	12,249	2,371
15	2009	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2009						600	12,412	2,238
16	2010	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2010						600	12,412	2,238
17	2011	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2011						600	12,412	2,238
18	2012	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2012						600	12,412	2,238
19	2013	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2013						600	12,412	2,238
20	2014	CH por definir				600	12,412	2,238
SUB TOTAL Año 2014						600	12,412	2,238
TOTAL						5,563	97,322	19,985

Fuente: PNER 2006-2015 del MEM/DPR



Fuente: PNER del MEM/DPR

Gráfico I-5.3.1-2 Plan de Proyectos Hidroeléctricos de Pequeña Escala del MEM/DPR (PNER 2005-2014/2006-2015)

I-5.3.2 Potencial Hidroeléctrico

El potencial hidroeléctrico en general se encuentra definido por el salto y el caudal del río. La Sierra peruana, en donde existen miles de montañas y ríos turbulentos, tiene un gran potencial hidroeléctrico. Por otro lado, en la zona de la Costa y la Selva el potencial hidroeléctrico es menor que en la Sierra ya que la pendiente de los ríos es menos pronunciada (ver Gráfico I-5.3.2-1). En realidad, ya se han desarrollado varias centrales hidroeléctricas en la Sierra. La capacidad hidroeléctrica en el Perú ocupa aproximadamente el 70% de la capacidad de generación total (5,700 MW) al 2003.

En el caso de la energía hidroeléctrica mini/micro, si los factores de evaluación son sólo el caudal y el salto del río, su distribución potencial será prometedora en un área montañosa para una central hidroeléctrica de mediana y gran escala. Sin embargo, si el rango de capacidad de la energía hidroeléctrica mini/micro, objeto del presente estudio, abarca desde varias docenas a 500 kW aproximadamente, su potencial no necesariamente corresponderá al potencial de la energía hidroeléctrica de mediana y gran escala. Debido a que algunas veces el potencial hidroeléctrico mini/micro es factible con un salto que varía de varios metros a varias docenas de metros, es necesario que las centrales eléctricas estén cerca de los emplazamientos de la demanda (centro poblado) debido a la adopción de mini-redes independientes, teniendo en cuenta la reducción del costo de construcción para las líneas de distribución. Algunos potenciales hidroeléctricos pueden existir en las existentes

facilidades tal como canal de irrigación. Así que se debe hacer uso activo de canales de irrigación como potencial hidroeléctrico promisor, incluyendo el uso de canal de irrigación por conducción de agua para generación eléctrica.

Por tal motivo, en las conversaciones e identificación de los potenciales hidroeléctricos mini/micro es necesario estudios tienen que enfocarse no solo en el caudal de río y la caída, elementos controlados por la topografía, clima y otras condiciones naturales, sino también en puntos de vista locales tales como la relación de distancia entre el lugar de construcción determinado por las condiciones naturales y la ubicación de localidades adyacentes, y las existentes infraestructuras así como también la demanda eléctrica, etc.

1. Situación de los Potenciales Hidroeléctricos

Conocer los potenciales hidroeléctricos es un factor importante para seleccionar los emplazamientos de desarrollo para cualquier capacidad de generación. Sin embargo, a partir del cuestionario que el MEM/DPR envió a los gobiernos regionales y a la situación del plan de electrificación rural (PNER), el MEM/DPR no ha determinado totalmente los potenciales hidroeléctricos mini/micro al inicio del presente estudio. Las razones pueden ser las siguientes:

➤ No disponibilidad de datos fundamentales

Un mapa de isoyetas y un mapa de caudales específicos son útiles para conocer los potenciales hidroeléctricos. Sin embargo, estos datos no han estado disponibles hasta la fecha.

➤ Problemas para la recolección de datos y canales de información

Como se mencionó líneas arriba, informaciones de las infraestructuras existentes y las solicitudes de desarrollo en posibles emplazamientos deben ser utilizadas activamente según las características topográficas y climáticas. Por lo tanto, se debe establecer un canal de información de los posibles emplazamientos con el MEM/DPR y capacitar a los gobiernos locales y a los pobladores locales.

2. Método para Identificar los Potenciales Hidroeléctricos Mini/Micro

Existen los siguientes dos métodos para identificar los potenciales hidroeléctricos en la etapa de planificación. En el presente estudio se adoptarán básicamente ambos métodos.

➤ Método por estudio de mapa (uso del mapa topográfico)

➤ Método en base a las solicitudes de los pobladores (sistema participatorio)

El primero es un método para evaluar la posibilidad de desarrollo con la confirmación del río, el salto y los centros poblados existentes, mediante un mapa topográfico (escala: 1/50,000-1/100,000). Ya que con este método es importante estimar el caudal del río, se debe haber preparado un mapa de isoyetas y de caudales específicos. Sin embargo, en caso de que no se obtengan estos datos, se deben obtener los datos necesarios mediante estudio de campo. Por el contrario, el segundo método

es un método para estimar el caudal del río, el salto y la demanda a través de los pobladores en posibles emplazamientos.

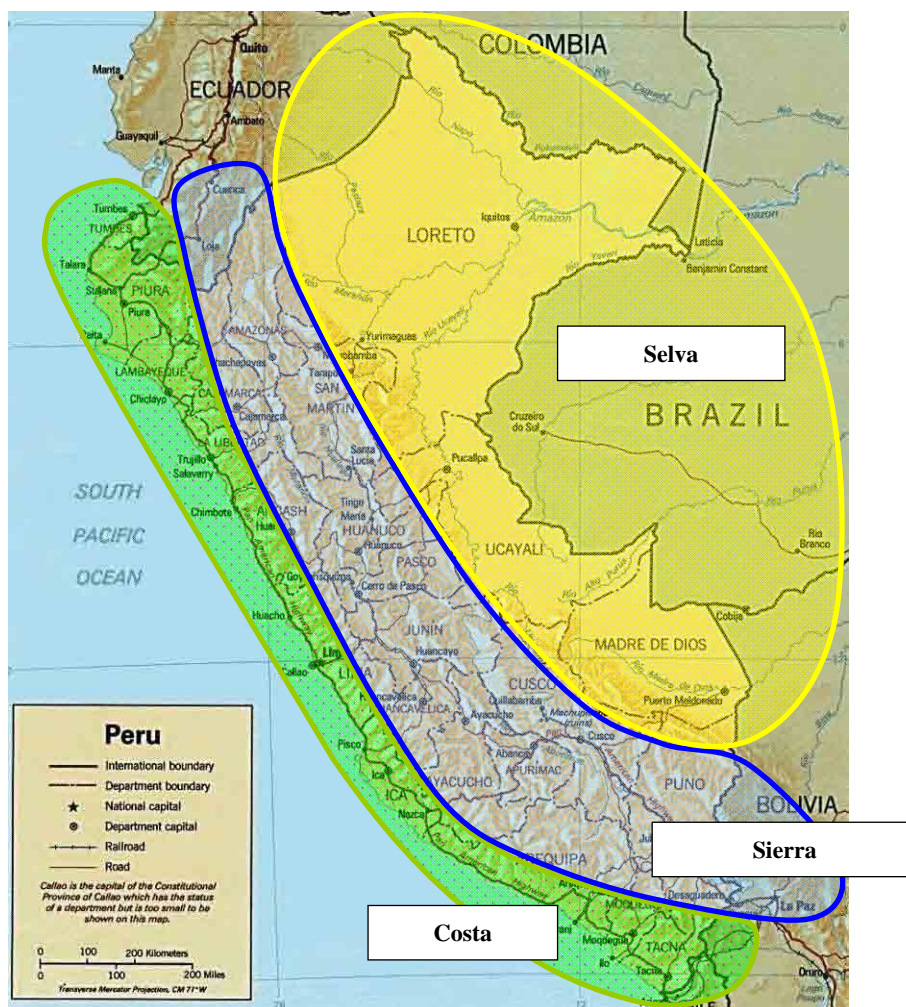


Gráfico I-5.3.2-1 Distribución de Potenciales Hidroeléctricos

3. Potenciales Hidroeléctricos Mini/Micro en el Plan Maestro

Los datos de los proyectos hidroeléctricos mini/micro se obtuvieron mediante una investigación de los proyectos existentes y estudio de gabinete mediante el GIS del MEM/DPR. A partir de los resultados, los proyectos candidatos identificados para proyectos hidroeléctricos mini/micro son 29 emplazamientos incluyendo los emplazamientos del Estudio de Campo a nivel de Pre-Factibilidad (2 emplazamientos) a fines de marzo del 2008 como se muestra en el Gráfico I-5.3.2-1. Los emplazamientos hidroeléctricos mini/micro con menos de 100 kW son 25 emplazamientos entre 29 proyectos, y con respecto a los 4 emplazamientos restantes, 3 tienen una capacidad mayor a 200 kW y 1 mayor a 500 kW. La población beneficiaria de estos proyectos serán 519 poblados, aproximadamente 92,000 personas (18,498 viviendas × 5 personas/vivienda) y la capacidad instalada total será de 2,655 kW. Asimismo, se tiene planificado que el proyecto Santa Catalina tenga una

capacidad de 620 kW, el cual será considerado como objetivo para la evaluación de impacto ambiental para el desarrollo de más de 500 kW.

Cuadro I-5.3.2-1 Lista de Proyectos Mini/Micro

Project Name	Location			Beneficiary		Installed Capacity (kW)	Discharge (m ³ /s)	Head (m)	Length of Primary Lines (km)
	Region	Province	District	Number of Villages	Number of Households				
1 P.C.H Cachiyacu	Amazonas	Condorcanqui	Santa María de Nieva	17	358	50	0.064	110.00	77.78
2 P.C.H Palcapampa	Arequipa	Caylloma	Syballo	3	166	25	0.035	110.00	42.81
3 P.C.H La Majada	Cajamarca	San Miguel	Calquis	11	420	60	0.085	100.00	29.76
4 P.C.H Quebrada Honda		San Miguel	San Silvestre de Cochán	5	194	30	0.050	100.00	11.50
5 P.C.H Yerba Buena		Cajamarca	Encañada	12	535	80	0.112	125.00	23.67
6 P.C.H Quellouno	Cusco	La Convención	Quellouno	11	198	30	0.020	250.00	26.00
7 P.C.H Sarapampa		La Convención	Vilcabamba	13	426	60	0.090	100.00	28.10
8 P.C.H Yanama		La Convención	Santa Teresa	8	206	30	0.050	100.00	32.60
9 P.C.H Cayay	Huanuco	Huacaybamba	Cochabamba	18	405	60	0.120	70.00	35.30
10 P.C.H Chontabamba		Pachitea	Panao	13	447	65	0.090	110.00	53.00
11 P.C.H Quechuarpata		Dos de mayo	Marías	83	1,432	200	0.260	110.00	68.73
12 P.C.H Lomo Largo	Ica	Ica	San José de Los Molinos	9	142	20	0.030	100.00	22.50
13 P.C.H Poyeni	Junin	Satipo	Río Tambo	8	375	50	0.070	105.00	43.63
14 P.C.H Saureni		Satipo	Mazamari	11	426	60	0.090	100.00	61.60
15 P.C.H Shima		Satipo	Río Tambo	17	561	75	0.130	90.00	105.20
16 P.C.H Huaraday	La Libertad	Viru	Chao	16	534	75	0.060	165.00	57.46
17 P.C.H Marachanca	Lima	Huachochiri	Matucana	10	107	15	0.045	50.00	10.80
18 P.C.H Quiula		Huachochirí	Laraos	6	569	100	0.201	80.00	10.80
19 P.C.H Aichiyacu	Loreto	Alto Amazonas	Barranca	10	190	30	0.085	50.00	68.80
20 P.C.H Balsapuerto		Alto Amazonas	Balsapuerto	14	487	80	0.090	125.00	37.17
21 P.C.H San Antonio		Alto Amazonas	Balsapuerto	37	1,420	200	0.200	150.00	137.70
22 P.C.H Santa Catalina	Ucayali	Sarayacu		43	4,422	620	1.300	110.00	225.70
23 P.C.H Challapampa	Puno	Carabaya	Corani	22	308	45	0.060	110.00	68.31
24 P.C.H Huari Huari		Sandia	Limbari	22	715	100	0.093	110.00	86.44
25 P.C.H Porotongo	San Martin	Huallaga/Omia	Alto Saposoa	12	329	50	0.133	52.00	32.47
26 P.C.H Selecachi		Mariscal Caceres	Huicungo	14	214	30	0.045	100.00	16.40
27 P.C.H Quebrada Tahunia	Ucayali	Atalaya	Tahuanía	14	386	55	0.070	110.00	62.00
28 P.C.H Rio Iparia		Coronel Portillo	Iparia	40	1,948	280	0.770	50.00	217.73
29 P.C.H Shinipo		Atalaya	Raymondi	20	578	80	0.220	50.00	50.80
Total				519	18,498	2,655			

Pre-FS site

I-6 Tendencia de los Donantes

El Banco de Cooperación Internacional de Japón (JBIC) ha venido estudiando la posibilidad de extender crédito para el Proyecto de Extensión de la Frontera Eléctrica III (PAFE-III), para implementar la electrificación rural para 34 proyectos en tres regiones (Huánuco, Cajamarca y Loreto) con menor tasa de electrificación, con una inversión total de aproximadamente US\$96 millones.

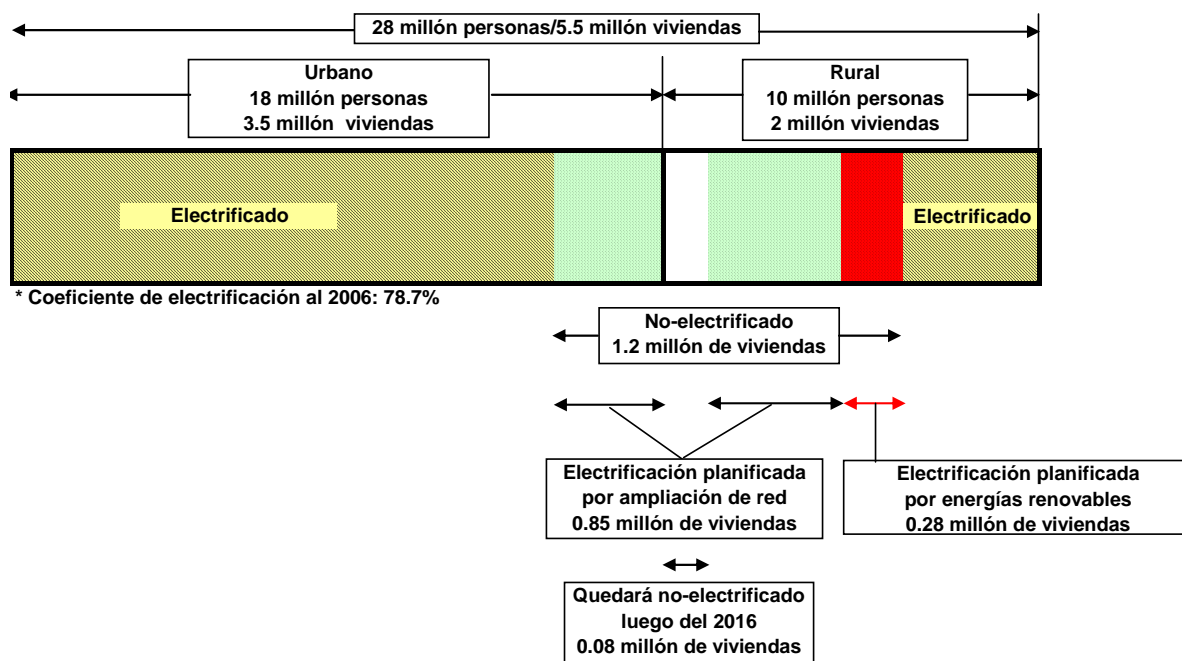
El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) también ha mostrado interés en la electrificación mediante la extensión de redes.

Por otro lado, con respecto a la energía renovable, el Proyecto Eurosolar fue iniciado en enero del 2007, en base al acuerdo entre el MEM y la Comunidad Europea. Este proyecto traerá beneficio a 50,000 personas en 130 poblados con la instalación de 130 unidades de paneles solares e instalaciones eólicas durante el período comprendido entre el 2007 y el 2011. Se estima un presupuesto total de proyectos de 30,244,800 euros, de los cuales 24,000,000 euros serán donados por la Unión Europea.

I-7 Problemas Existentes y Difusión de Electrificación Rural por Energías Renovables

I-7.1 Necesidad del Plan Maestro

La situación actual y el plan de electrificación es, a rasgos generales, como se indica en el diagrama abajo: unas 1 millón de viviendas serán electrificadas en lo sucesivo, de ellas unas 280 miles viviendas por energías renovables.



El gobierno del Perú tiene como objetivo elevar el coeficiente de electrificación nacional a 93.1% al 2015 por la electrificación incluyendo las viviendas mencionadas arriba, lo cual puede ser interpretado como la búsqueda de la prestación de servicios universales de suministro eléctrico a nivel nacional. Para tal fin, se han adoptado las siguientes políticas:

- Suministro eléctrico a través del Sistema Interconectado Nacional
 - Desempeña un papel central en el suministro eléctrico, fomentando la inversión privada extranjera y la participación del sector privado y adoptando sistemas de concesión en los sectores de generación hidroeléctrica y transmisión/distribución.
 - Con el fin de mejorar el coeficiente de electrificación, se ha introducido el régimen de subsidio cruzado denominado “FOSE” en toda la industria eléctrica que opera bajo el Sistema Interconectado Nacional para subsidiar la tarifa eléctrica para los consumidores con poca demanda.

- Extensión de redes en zonas fuera de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras concesionarias mediante el uso del fondo FONER
 - Con el fin de promover la electrificación en áreas donde resulta difícil la extensión de redes en términos de manejo de negocios, se deben subsidiar los costos iniciales por medio del FONER establecido con asistencia financiera del Banco Mundial/GEF.
 - El subsidio está limitado a US\$800/conexión y se ha introducido un sistema de licitación de manera que se requiera que los proponentes que ofrecen proyectos que requieren menor monto de subsidio sean adjudicados el subsidio.
 - El número mínimo de conexiones es de 1,000 y se concede gran importancia a la eficiencia financiera/económica, lo cual lleva a pensar que las áreas alejadas con pequeñas viviendas dispersas, alejadas de la red existente y con pequeña demanda, quedan fuera del objetivo de electrificación.

- La extensión de redes por parte del MEM/DPR según el PNER (Plan Nacional de Electrificación Rural):
 - El estado asume las inversiones iniciales, transfiriendo sistemas de electrificación y encargando la administración a empresas concesionarias distribuidoras o ADINELSA con el fin de electrificar las áreas que no permiten la electrificación aun con subsidio como FONER en términos de gestión de negocios.
 - Uno de los criterios es el costo de la extensión de redes, es decir, US\$1,000/conexión; las áreas que requieren un mayor monto de inversión quedan fuera del objetivo de electrificación.
 - Incluidos están el PAFE I & II con crédito en yenes y a la fecha de elaboración del presente Informe, el PAFE III está en vías de conseguir un préstamo.

Electrificación en aquellas áreas que son difíciles de ser atendidas por las mencionadas tres estrategias es uno de los asuntos que deben atenderse en este Plan Maestro.

- SPERAR(Soluciones **P**eruanas a **E**lectrificación **R**ural en las **A**reas Aisladas y de Frontera con Energías **R**enovables): Electrificación con energía renovable
 - SPERAR del Plan Maestro incluirá las áreas alejadas que no estén comprendidas dentro de las tres estrategias de electrificación arriba mencionadas, las cuales cuentan con pequeña demanda debido a la pobreza y en donde las viviendas están esparcidas en un área extensa.
 - En dichas áreas la electrificación no puede estar justificada por la eficiencia financiera/económica/social, por lo que resulta necesario darles prioridad política o preferencia social.

La sección II-1.6.2 describe el número de poblados y viviendas objetivo a ser electrificados con energía renovable.

La política y las características principales de cada estrategia de electrificación se resumen en los siguientes diagramas.

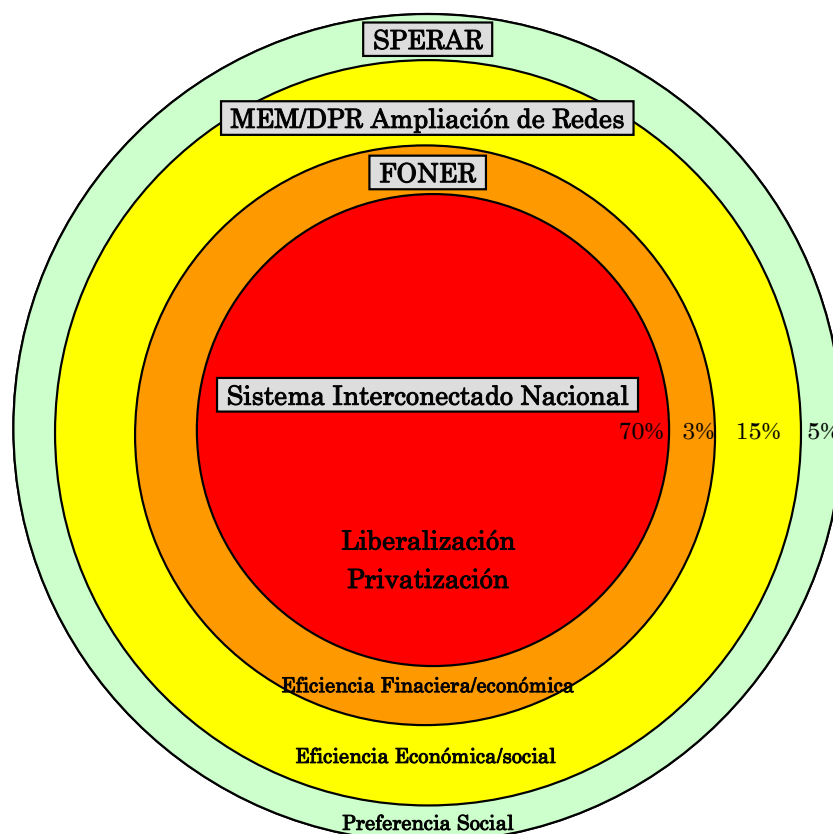


Gráfico I-7.1-1 Estrategia Jerárquica para los Servicios Universales de Suministro Eléctrico

Cuadro I-7.1-1 Estrategias de Electrificación en el Perú

	Principio	Iniciativa	Táctica	Clientes	Coeficiente
Sistema Interconectado Nacional	<ul style="list-style-type: none"> • Liberalización • Privatización 	<ul style="list-style-type: none"> • Sector privado • Empresas concesionarias de distribución • OSINERGMIN 	<ul style="list-style-type: none"> • Concesión • Mercados libres /regulados • FOSE 	Dentro de áreas de concesión	70%
FONER	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia financiera / económica 	<ul style="list-style-type: none"> • Empresas concesionarias de distribución 	<ul style="list-style-type: none"> • Licitación competitiva para menor subsidio • Ampliación de red 	Fuera de áreas de concesión	3%
MEM/DPR	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia económica / social 	<ul style="list-style-type: none"> • MEM/DPR 	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de red • Transferencia a empresas concesionarias de distribución o ADINELSA para operación 	Fuera de áreas de concesión	15%
SPERAR (DPR)	<ul style="list-style-type: none"> • Preferencia social 	<ul style="list-style-type: none"> • DEP • Gobiernos locales • Comunidades rurales • Micro empresas locales 	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de energía renovable • Enfoque ascendente • Red para capacitación y mantenimiento 	Pobladores marginados	5%

* Los valores en la columna "Coeficiente" muestran los coeficientes objetivo de electrificación.

* El Equipo de Estudio calcula el coeficiente de SPERAR en base al número objetivo de viviendas para electrificación, aproximadamente 300,000 según la lista de localidades no electrificadas proporcionada por MEM/DPR en febrero de 2008.

* El coeficiente de la ampliación de red por el MEM/DPR es con el número objetivo de viviendas, aproximadamente 800,000 en base a la lista arriba mencionada.

* El coeficiente de ampliación de redes por FONER es calculado en base a 150,000 viviendas como número objetivo de viviendas para electrificación.

* El coeficiente del Sistema Interconectado Nacional es ajustado de manera que el coeficiente total llegue a 93%, coeficiente objetivo para el año 2015.

I-7.2 Organizaciones

Los problemas de naturaleza organizacional son la falta de sistema organización sostenible, sistema de soporte de informaciones y la reducida capacidad de las partes interesadas.

La principal organización responsable es la Dirección de Proyectos (DPR) para la ejecución de la electrificación con energía renovable; ésta es no sólo un organismo de toma de decisiones sino también una unidad ejecutora. Aunque no cuenta con sucursales ni oficinas locales, la DPR debe manejar todos los asuntos energéticos rurales además de los proyectos de energía renovable. No es un organismo creado específicamente para el uso de la energía renovable, por lo que no cuenta con personal a tiempo completo enfocado sólo a la energía renovable.

Por consiguiente, la organización tiene la capacidad para hacer evaluación y decisión holística, pero de vez en cuando tiene dificultad de comprender la existente situación de lugares remotos y de preparar planes en que se determine cuál vivienda específico va a electrificar e implementar proyectos de energía renovable. Por otra parte, como municipalidades y gobiernos locales que tienen CANON no tienen que contar con el gobierno central, ellos implementan electrificación por sí mismos; consecuentemente, la información actualizada sobre localidades electrificadas no siempre está enviada al gobierno central periódicamente.

Cuando las áreas objeto se sitúan más remotas, tendrá menor factibilidad la electrificación por ampliación de las redes existentes, así que se espera la electrificación con energía renovable. Sin embargo, tales áreas se encuentran esparcidas todo en el país, y con la falta de informaciones adecuadas, actualizadas y detalladas, DPR no puede comprender exactamente en detalle dónde se debe electrificar con energía renovable, ni conocer las necesidades. Es imposible que DPR, situada sólo en la capital, haga planes de sistema de electrificación con energía renovable por sí misma para cada una vivienda. Por consiguiente, para realizar esos planes, los gobiernos regionales o municipalidades deben hacerse cargo de planificación actual e implementar los proyectos y cooperar con el gobierno central. Sin embargo, adecuado cambio de informaciones y cooperación entre DPR, gobiernos regionales y municipalidades no están bien construidas o implementadas.

En la etapa de planificación, todos los proyectos de electrificación financiados por el gobierno central deberían estar dentro del PNER (Plan Nacional de Electrificación Rural). Sin embargo, el PNER no ha sido elaborado aisladamente; en realidad, el PNER ha sido elaborado en base al PRER (Plan Regional de Electrificación Rural) por los gobiernos regionales. Se considera que este PRER ha sido elaborado en base al PLER (Plan Local de Electrificación Rural), el cual debería ser formulado de manera ideal por iniciativa de los distritos. Sin embargo, no suele elaborarse el PLER y, en su defecto, se realiza de manera alternativa la Mesa de Concertación o entrevistas ya que los distritos no tienen la capacidad de formulación de proyectos.

Sin embargo, como el caso del proyecto PAFE, financiado con Crédito de Yen Japonés, el gobierno central planifica, decide e implementa el plan. Para la operación y mantenimiento, ADINELSA es la principal agencia responsable.

En el caso de la energía renovable, como puede observarse en el caso de Proyectos del PNUD-GEF, una manera de hacerlo podría ser que la DPR elabore un plan básico y el proveedor realice los planes de detalle e instale paneles solares con contratos de paquete completo llave en mano. Con el fin de implementar la electrificación de miles de viviendas dispersas en áreas remotas en un corto período de tiempo, dicho tipo de contrato puede ser necesario desde el punto de vista de la instalación masiva de los equipos. Sin embargo, en vista de que el costo de soporte y mantenimiento de los SFD instalados en varias ubicaciones es elevado, los proveedores tienen poco incentivo para realizar las actividades de mantenimiento. En consecuencia, este método de implementación del PNUD-GEF no es la única alternativa. Desde el punto de vista de operación y mantenimiento, se espera un tipo de enfoque participatorio en el que los pobladores realizan la operación y mantenimiento por ellos mismos. Sin embargo, dicho enfoque participatorio no puede darse debido a que los pobladores no cuentan con la capacidad de planificar un proyecto factible. Los gobiernos regionales han sido creados recientemente y no cuentan con mayor experiencia en dirigir la implementación de los planes.

Con respecto a la electrificación con energía renovable, se reconocen las condiciones operativas de algunos de los proyectos implementados pero otros no. En los proyectos con condiciones que no son reconocidas, se presume que los equipos y sistemas de energía renovable están simplemente distribuidos y dados, e incluso en aquellos con condiciones reconocidas, existen algunos lugares en donde las condiciones de los proyectos son periódicamente reconocidas mientras que en otros sólo son reconocidas ocasionalmente.

Así, resulta difícil decir que se realiza el monitoreo o seguimiento periódico, y no siempre se obtiene la información actualizada si el equipo es operado adecuadamente. En otras palabras, existe una situación en donde es difícil decir que se ha establecido completa y firmemente el sistema de monitoreo con el fin de brindar soporte a los pobladores luego de la instalación de los equipos.

Asimismo, al introducir un sistema eléctrico sin establecer un sistema adecuado de operación y mantenimiento, existen algunos casos en que los equipos son utilizados de manera inadecuada con lo cual se reduce su vida útil o el suministro eléctrico se realiza por un período más corto de lo esperado.

Por ejemplo, las baterías y paneles solares deben estar conectados a través de un controlador. Sin embargo, en días nublados no es fácil realizar la recarga a través del controlador, o el controlador no funciona correctamente si las baterías no están colocadas adecuadamente, lo cual dificulta la recarga. En dichos casos, los pobladores empiezan a conectar los paneles y baterías directamente. En un período muy corto, con esta incorrecta modificación las horas de operación diaria podrían ser más largas y se podría obtener mayor luminosidad. Sin embargo, se producirá una sobrecarga y sobreuso de las baterías, con lo que se acorta la vida útil de 3 a 5 años a menos de un año en el peor de los casos.

En otros casos, debido a la falta de información adecuada, para el cambio de baterías, los usuarios obtienen baterías con una vida útil menor al comprar baterías de segunda mano por cuestiones de precio, y con dichas baterías de menor vida útil, los usuarios empiezan a sentirse descontentos e insatisfechos con los SFD y finalmente dejan de realizar el mantenimiento, lo cual conlleva al colapso de todo el sistema de electrificación.

El gobierno central no puede intervenir directamente con habitantes locales según la política de descentralización. Por eso, falta la organización que funciona intermediariamente. En otras palabras, carece un sistema de soporte para la introducción de energía renovable. Es un problema que no existe una organización específica que opere a tiempo completo y que se encargue de la implementación a nivel del gobierno central. Adicionalmente, es necesario establecer organizaciones intermedias entre el gobierno central y habitantes locales para brindar asistencia a los distritos, municipalidades y pobladores en la planificación, implementación y mantenimiento de la energía renovable. Los gobiernos regionales podrían asumir dicha función, pero éstos han sido creados recientemente y no cuentan con mucha experiencia en la implementación del sector energía; razón por la cual se deberían considerar otras organizaciones. Este tipo del sistema de asistencia que también provee información intelectual debe establecerse; y es necesario la formulación de políticas, la planificación e implementación de proyectos específicos, así como mejoramiento de la sostenibilidad de los proyectos.

En el caso peruano, todos los proyectos financiados por el gobierno deben contar con la aprobación del SNIP. En el caso de la energía renovable, se espera que los proyectos en general se sometan al SNIP a iniciativa de la DPR. Todos los proyectos deben ser sometido al SNIP en principio. En este caso no resulta claro si la DPR debe realizar todas las acciones necesarias para obtener la aprobación de cada uno de los proyectos. Si la DPR tuviese que realizar esta tarea, sería difícil ya que no cuenta con suficiente personal para hacerlo. La falta de personal que se encargue a tiempo completo del tema de la energía renovable o la falta de una organización que maneje a tiempo completo los asuntos de energía renovable son puntos de cuello de botella.

La energía renovable se caracteriza por la dispersión de la fuente de energía, el reducido volumen de la fuente y su manejo local. Por consiguiente, el sistema de suministro eléctrico con energía renovable debe ser diferente que el del sistema tradicional para centrales térmicas o hidroeléctricas de mayor escala. Asimismo, ya que las áreas de suministro de energía renovable están ubicadas en zonas alejadas de difícil acceso, se requiere que sean auto-sostenibles. Bajo esta circunstancia, gerencia por las empresas distribuidoras es muy costosa, así, resulta indispensable la participación de los pobladores y usuarios. Sin embargo, sin ninguna capacitación, es imposible que cumplan con esta función. Se deberá brindar capacitación a los residentes, usuarios y posiblemente a los funcionarios municipales de manera que conozcan cómo planificar, operar y mantener el sistema eléctrico y así puedan realizar la planificación e implementación del sistema de energía renovable. No obstante, no está disponible un sistema de capacitación sistemática a nivel nacional.

Adicionalmente, si los pobladores deben asumir el costo de la reposición, deben ahorrar dinero para la compra, lo cual hace necesario un mecanismo de ahorro en áreas alejadas. Se debe crear un mecanismo específico de ahorro destinado a la sostenibilidad del sistema eléctrico. Para el establecimiento de dicho mecanismo es necesaria la capacitación. El sistema de soporte mencionado anteriormente también debería asumir esta función.

La provisión de repuestos es otro de los problemas. El sistema FV estándar requiere el reemplazo de la batería cada 2 años en caso de baterías normales. Según la DPR, en los lugares de instalación a través del GEF, no se realiza el suministro de repuestos. Los usuarios desconocen la necesidad de reemplazar las baterías. Algunas áreas son tan alejadas que no permiten el acceso de manera periódica. Sin embargo, dichos lugares son los que más requieren el uso de energía renovable. Por consiguiente, es necesario el sistema de redes de manera que los usuarios puedan tener acceso y puedan entender y tomar acción para asegurar un sistema de energía renovable sostenible. La sostenibilidad de la energía renovable depende de dicha red de respaldo.

Empezar desde cero requiere de gran esfuerzo y trabajo. Sin embargo, éste no es el caso de energía renovable en Perú. Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) posee un centro para energía renovable (CRE) y provee capacitación. Una ONG también ya ha establecido un centro de capacitación y ha establecido un sistema de energía renovable sostenible. El único problema es que dicho sistema no es ampliamente reconocido por el gobierno central, y todavía se trata del trabajo de una ONG. Este podría ser un modelo para el gobierno central en el aspecto organizacional. Sin embargo, no existe esfuerzo ni aptitud para aplicación de tal sistema en el gobierno.

I-7.3 Financiamiento

1. Recursos Financieros

El desarrollo de una central hidroeléctrica de pequeña escala requiere de considerables sumas de dinero. El BID y el BIRF/GEF han contribuido con financiamiento; sin embargo, su uso está limitado a un período específico. Con el fin de promover el desarrollo hidroeléctrico de pequeña escala es recomendable establecer un fondo permanente.

2. CANON

El monto del canon depende del precio de mercado de los recursos naturales, y los recursos pueden ser desarrollados económicamente sólo en un período limitado. Esto hace que sea difícil considerar al canon como recurso financiero estable en el futuro.

Asimismo, el presupuesto sólo puede ser utilizado para estudio dentro de un límite del 5%. Esta situación puede haber obstaculizado el desarrollo de la electrificación rural debido a la falta de financiamiento para el estudio.

3. Tarifa Eléctrica

El costo de operación y mantenimiento será cubierto principalmente por la tarifa eléctrica que será asumida por los usuarios. El nivel tarifario podría no corresponder necesariamente con el nivel accesible para la mayoría de los usuarios en el poblado objetivo de la electrificación. En consecuencia, con el fin de promover la electrificación de las viviendas, es indispensable aplicar ciertas medidas para disminuir el nivel tarifario para atraer a las personas con menores ingresos.

I-7.4 Aspectos Técnicos de Energía Solar

1. Tratamiento de Baterías Usadas

Para la difusión del sistema FV, es necesario considerar el establecimiento de la recolección de baterías usadas, y el sistema de tratamiento y reciclaje para prevenir el impacto ambiental. Con respecto a las baterías usadas en el sector industrial, las empresas de tratamiento de residuos sólidos aprobadas por el gobierno están a cargo de la recolección y el tratamiento. El gobierno es quien emite los certificados de tratamiento. Sin embargo, el tratamiento para baterías de autos usadas no se realiza de manera adecuada. Según DIGESA, del Ministerio de la Salud, únicamente cuatro compañías cumplen con el estándar ambiental para el tratamiento de residuos sólidos, lo cual significa que no habrá suficiente capacidad para satisfacer las necesidades futuras de tratamiento. Si el negocio de tratamiento de estos residuos es rentable, se espera que más compañías entren al mercado.

Muchas baterías usadas son tratadas mediante procesos de tratamiento ilegales. El equipo de estudio de JICA observó que, en el proceso ilegal, las empresas no manejan de manera apropiada el ácido sulfúrico diluido contenido en la batería: estas empresas solamente diluyen el ácido en el tambor, lo descargan o botan por el inodoro. No se ha establecido un marco legal para el tratamiento de baterías (reglamento sobre baterías), el Ministerio de Producción deberá darles instrucciones administrativas.

Adicionalmente, se observó que las condiciones laborales de las fábricas de extracción del plomo son inapropiadas: los trabajadores laboran inmersos en el polvo del sulfuro y el plomo. Existe un temor referente a la contaminación del aire causada por el polvo a medida que el número de baterías usada aumenta.

2. Disminución de la Tarifa Eléctrica para los Usuarios

Hay muchas personas que no pueden instalar el sistema FV a través del PNUD/GEF ya que no pueden pagar la tarifa eléctrica mensual. Es importante introducir un sistema de suministro eléctrico con una tarifa eléctrica menor, como las ECB.

3. Mejoramiento de las Normas Técnicas y Otros

En Perú, no se han elaborado normas técnicas para los componentes FV con capacidad instalada por encima de los 500 Wp. Por consiguiente, no existen normas técnicas para las instalaciones públicas rurales como escuelas o clínicas rurales. El mapa de radiación solar ya está preparado pero no

existen datos de radiación del monitoreo a nivel de terreno. Además se está preparando el mapa eólico, pero monitoreo del viento a nivel de terreno no ha sido implementado. Este tipo de datos son necesarios para estimar la producción de energía eléctrica. En los proyectos, se realizan pruebas de rendimiento de los componentes FV importados para efectos de control de calidad. Sin embargo, no se han realizado actividades de control de calidad, como la colocación de marcas de certificación en los componentes FV certificados, a nivel de mercado.

I-7.5 Aspectos Técnicos de Energía Hidroeléctrica

1. Identificación de Potenciales Hidroeléctricos Mini/Micro y Selección de Sitios Candidatos

Es necesario conocer los potenciales hidroeléctricos mini/micro y el trabajo de selección de sitios candidatos para la implementación y promoción de la electrificación rural con energía hidroeléctrica mini/micro. Es importante para la confirmación de su factibilidad verificar los datos básicos, como por ejemplo, la información de los sitios candidatos del MEM/DPR. La factibilidad de un proyecto hidroeléctrico de pequeña escala dependerá del caudal del río, por lo que deberá estudiarse, en primer lugar, su factibilidad mediante un mapa de isoyetas o un registro de caudales específicos. Estos datos son elaborados en el país y completados por FONER, etc. luego de 6-12 meses. Esto debería tenerse en cuenta para aplicarlo a la identificación de proyectos hidroeléctricos de pequeña escala. Asimismo, en los casos en que no se cuenten con datos como los mencionados líneas arriba, se deberá obtener los caudales del río de manera continua a través de estudios de campo.

2. Criterios de Diseño

No se han desarrollado centrales hidroeléctricas mini/micro inferiores a 500 kW con criterios o normas técnicas unificados. Específicamente, cuando el MEM/DPR verifica el diseño de un proyecto hidroeléctrico de pequeña escala con estudios realizados por un gobierno local (consultor local sub-contratado por el gobierno local), algunas veces encuentra algunos defectos funcionales en los planos de diseño. Esto puede significar que las centrales hidroeléctricas mini/micro desarrollados por un gobierno local puedan tener problemas luego de su construcción. Sería necesario que las experiencias y el nivel técnico de los gobiernos y consultores locales se mejoren y que se establezcan estándares técnicos unificados en diseños de centrales hidroeléctricas mini/micro para solucionar estos problemas. Asimismo, en el caso de una central hidroeléctrica desarrollada a partir de la cooperación entre una organización privada y un gobierno local (ITDG es ejemplo de una ONG), si la primera cuenta con amplia experiencia, quizás no se presenten problemas en el aspecto técnico pero podrían presentarse diferencias entre el MEM/DPR y las organizaciones privadas con respecto a los aspectos ambientales (conservación del medio ambiente).

I-7.6 Aspectos Técnicos de Líneas de Transmisión/Distribución

Mayor costo unitario de la electrificación y barreras contra las Guías de Electrificación Rural

El costo unitario para la extensión de redes en aquellas áreas aisladas no permite el incremento de proyectos económicamente viables ya que el área objetivo está cada vez más aislada de la red existente. Asimismo, el plan de electrificación se ve retrasado debido a la falta de presupuesto.

A pesar de que las guías de electrificación rural deben ser modificadas a partir de las normas técnicas existentes en el área de concesión, todavía están en discusión y no abarcan todo el país. Por consiguiente, puede existir una sobre-especificación de materiales y normas para las áreas rurales. Aún no se ha promovido la simplificación de materiales ni tampoco se han creado nuevas normas para equipos eléctricos, especialmente en las zonas rurales.

I-8 Situación y Problemas de Aspectos Socio-económicos y de Género

I-8.1 General

I-8.1.1 Electrificación Rural y Aspectos Socio-económicos y de Género

1. Importancia de Comprender la Situación Actual

Los pobladores que viven en áreas alejadas consideradas para la electrificación con energía renovable por lo general son de escasos recursos, de bajo nivel educativo, y algunas veces llevan formas de vida tradicionales que incluyen desigualdad de género. Debido a que el uso sostenible de la electricidad es el fin general del proyecto de electrificación, se asume que deben imponerse ciertas condiciones a los proyectos de electrificación con energía renovable en áreas alejadas de manera que los usuarios de la electricidad puedan hacer uso de ella de manera conveniente. Para alcanzar dicho objetivo resulta indispensable que la electrificación rural, en especial a través de la energía renovable, considere las condiciones de vida de los usuarios mediante encuestas y realice planes en base a ellas al inicio de la planificación del proyecto. Los puntos de dicha investigación deberán ser las principales fuentes de ingresos, el monto que pueden pagar por la electricidad, la intención de electrificación, la estructura/relación social y los problemas de género en la comunidad respectiva.

En el presente estudio del Plan Maestro, se realizaron estudios en los emplazamientos del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad y en las comunidades vecinas no electrificadas y electrificadas con el fin de obtener información con respecto al uso e impacto de la electricidad, las expectativas respecto a la electricidad así como las condiciones económicas y sociales.

Cabe señalar que los emplazamientos del estudio no fueron seleccionados por medios estadísticos sino por recomendación del MEM y por cuestiones de accesibilidad. Así, el resultado no representa estadísticamente a las comunidades rurales.

La situación general de las comunidades rurales en el Perú se describe en la sección I-2, mientras que la situación general de aspectos de género en el Perú es como se menciona líneas abajo.

2. Situación de Aspectos de Género en Perú

(1) Perfil de Género en Perú

El índice de desarrollo humano relacionado al género (IDG) del Perú se estima en 0.759 en el 2006, lo cual ubica al país en el puesto 67 entre los 136 países para los cuales el PNUD ha estimado el IDG. En comparación con los países de América Latina y el Caribe y los países de ingresos medios bajos (entre los cuales se ubica el Perú), el alfabetismo en mujeres tanto en adultos como en jóvenes es menor que en otros países. Los indicadores básicos relacionados con el género en Perú se muestran en el Cuadro I-8.1.1-1.

Cuadro I-8.1.1-1 Indicadores Básicos Relacionados con el Género en Perú y Otros Países

Ítem	Perú 2004		Países de América Latina y el Caribe 2004		Países de ingresos medios bajos 2004	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Ratio de población	50.3	49.7	49.4	50.6	50.6	49.4
Esperanza de vida al nacer (años)	68	73	69	75	68	73
Tasa de alfabetismo en adultos (% de personas mayores de 15)	93.5	82.1	91.0	89.5	93.3	85.9
Fuerza laboral, (% del total de la fuerza laboral)	58	42	60	40	58	42
Tasa de desempleo – mujeres		11.9		11.8		n.d.
Tasa neta de matrícula en escuela primaria	100	100	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Tasa de culminación de educación primaria (% del grupo de edad relevante)	100	99	96	97	98	96
Tasa de alfabetismo en jóvenes (% de personas con edades entre 15-24)	97.8	95.7	96.3	97.0	97.7	96.6

Fuente: Base de Datos del Banco Mundial de Estadística de Género

(2) Políticas de Consideraciones de Género en Proyectos de Desarrollo en Perú

El antecedente legal básico de la consideración de género es la Ley No. 29083 “Ley de Igualdad de Oportunidades entre Mujeres y Hombres” promulgada el 15 de marzo del 2007.

Los principios de la ley son los siguientes:

- 1) La presente ley se basa en los principios fundamentales de igualdad, respeto por la libertad, dignidad, seguridad, vida humana, así como el reconocimiento del carácter pluricultural y multilingüe de la nación peruana (Art. 3.1).
- 2) El Estado impulsa la igualdad de oportunidades entre mujeres y hombres, considerando básicamente los siguientes principios (a) el reconocimiento de la igualdad de género, (b) la prevalencia de la concepción integral de los derechos humanos, (c) el respeto a la realidad pluricultural, multilingüe y multiétnica, y (d) el reconocimiento y respeto a las personas de todas las generaciones con discapacidades, y otros grupos afectados por discriminación (Art. 3.2).

La ley establece los roles del estado, el poder legislativo, el poder ejecutivo, los gobiernos regionales y locales, el poder judicial y organismos constitucionales autónomos. En resumen, los organismos gubernamentales deben garantizar la participación equitativa e iguales beneficios de las mujeres y hombres en sus actividades. Esto significa que, en el campo de la electricidad, el MEM, como organismo ejecutor de la electrificación, está obligado a implementar actividades que garanticen estos aspectos.

La Dirección General del Ministerio de la Mujer y Desarrollo Social, la cual está a cargo de los temas de género en el Perú inició conversaciones para tratar el tema del género pero, según ellos, el MEM no ha participado hasta el momento de la entrevista (octubre del 2007). El ministerio ha indicado que no tienen datos compilados con respecto a los temas de género y que no cuentan con políticas y pautas de consideraciones de género en proyectos de desarrollo incluyendo el campo energético. El perfil de las funciones de los organismos gubernamentales se muestra en el Recuadro I-8.1-1.

Recuadro I-8.1-1 Ley No 29083 (promulgada el 15 de marzo del 2007)

Ley de Igualdad de Oportunidades entre Mujeres y Hombres

Roles del Poder Ejecutivo, gobiernos regionales y locales (Artículo 6)

El Poder Ejecutivo, gobiernos regionales y gobiernos locales, en todos los sectores, adoptan políticas, planes y programas, integrando los principios de la presente Ley de manera transversal. Para tal efecto, son lineamientos:

- a) Promover y garantizar la participación plena y efectiva de mujeres y hombres en la consolidación del sistema democrático,
- b) Garantizar la participación y el desarrollo de los mecanismos de vigilancia ciudadana para el cumplimiento de las políticas de igualdad de oportunidades entre mujeres y hombres,
- c) Desarrollar políticas, planes y programas para la prevención, atención y eliminación de la violencia en todas sus formas y en todos los espacios, en especial la ejercida contra las mujeres.
- d) Fomentar el acceso a recursos productivos, financieros, científico-tecnológicos y de créditos para la producción y titulación de tierras, particularmente a las mujeres en situación de pobreza,
- e) Promover la participación económica, social y política de las mujeres rurales, así como su integración en los espacios de decisión de las organizaciones comunitarias, asociativas, de producción y otras, garantizando su acceso a una remuneración justa, indemnizaciones, beneficios laborales y de seguridad social,
- f) Garantizar el derecho a un trabajo productivo, ejercido en condiciones de libertad, equidad, seguridad y dignidad humana,
- g) Promover la formalización de las trabajadoras de la economía informal en las zonas urbanas y rurales,
- h) Garantizar un trato no discriminatorio a las trabajadoras del hogar,
- i) Garantizar el derecho a la salud,
- j) Garantizar que los programas de salud den cobertura integral a la población en situación de extrema pobreza, en los riesgos de enfermedad y maternidad, sin discriminación alguna, de acuerdo a ley,
- k) Garantizar el acceso a la educación pública y la permanencia en todas las etapas del sistema educativo, en condiciones de igualdad entre mujeres y hombres,
- l) Promover el desarrollo pleno y equitativo de todos los niños, niñas y adolescentes, asegurándoles una educación sexual integral con calidad científica y ética,
- m) Perfeccionar el sistema de estadística oficial, incorporando datos desagregados por sector, área geográfica, etnia, discapacidad y edad.

I-8.1.2 Estudio de la Comunidad

En el presente estudio del Plan Maestro, el equipo de estudio de JICA llevó a cabo el estudio de la comunidad (en adelante el “estudio”) y contrató a una empresa peruana de agosto a octubre del 2007 en las comunidades de los emplazamientos del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad y comunidades electrificadas cerca de los emplazamientos del estudio de campo a nivel de

pre-factibilidad. El objetivo del estudio de la comunidad es recolectar información y datos básicos sociales y económicos en diversas comunidades electrificadas y no electrificadas con el fin de conocer las condiciones sociales y económicas reales, el uso de la energía así como el problema de género tanto en las comunidades electrificadas como no electrificadas y el impacto de la electrificación en las comunidades electrificadas.

El resultado compilado del estudio en los emplazamientos del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad se muestra en el Capítulo del Volumen N° 2: 2 sitios del sistema FV y 2 sitios de energía hidroeléctrica mini/micro.

El Cuadro I-8.1.2-1 muestra el nombre, ubicación y otra información de las once comunidades estudiadas.

Cuadro I-8.1.2-1 Comunidades en Materia de Estudio

Electricidad	Región	Provincia	Distrito	Comunidad /localidad	Número de casos	Emplazamientos del Estudio de Pre-Factibilidad
Comunidad no electrificada	Cajamarca	Cajamarca	Magdalena	Callatpampa	45	
	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Yerba Buena Grande	9	○
	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Canoa Puerto	52	○
	Loreto	Maynas	Punchana	Centro Fuerte	43	
	Loreto	Maynas	Iquitos	Tarapoto	45	○
	Puno	Melgar	Antauta	Tulani	27	
	Puno	Melgar	Antauta	San Juan	48	○
Total					269	
Comunidad electrificada	Cajamarca	San Miguel	Catilluc	Catilluc	55	
	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Balsapuerto	53	○
	Loreto	Maynas	Fernando Lores	Gran Perú	40	
	Puno	Puno	Amantani	Isla de Taquile	56	
Total					204	

Fuente: Equipo de estudio de JICA 2008

I-8.1.3 Condiciones Sociales y Económicas de las Comunidades Estudiadas

A pesar de que estas comunidades no representan estadísticamente las comunidades rurales del país, muestran diferente ecología y tipos de subsistencia de la alta meseta (área no agrícola sino pastoral), áreas por debajo de la alta meseta (áreas agrícola y pastoral), áreas forestales al pie de las montañas (productos forestales tropicales), y tierras ribereñas (productos tropicales). Asimismo, los habitantes pertenecen a diferentes grupos étnicos y a condiciones culturales diferentes.

<Comunidades no Electrificadas >

- Callatpampa es una comunidad en un área de lomas cerca a la ciudad de Cajamarca. Su principal fuente de ingresos es la producción agrícola pero, según los pobladores, consumen casi toda su producción.

- Yerba Buena Grande es uno de los emplazamientos del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad para energía hidroeléctrica mini/micro. La principal fuente de ingresos de este centro poblado es la venta de leche y el número de vacas representa el criterio de riqueza. A pesar de que según la clasificación IDH del distrito de Encañada al cual pertenece esta comunidad la ubica en el puesto 1,725 de los 1,831 distritos del país, la producción láctea de Yerba Buena genera ingresos diarios a los productores.
- Canoa Puerto es una comunidad nativa y alejada que se ubica en la falda oriental de los Andes. Los pobladores viven de manera tradicional en cuanto a idioma, alimentación y cultivos. Algunas veces presentan escasez de alimentos.
- Centro Fuerte es un poblado en las orillas del río Amazonas. La principal fuente de ingresos es la venta de yuca y plátano. Al estar cerca de la ciudad de Iquitos, esta comunidad está en un área turística (especialmente ecoturismo) y recibe a turistas extranjeros, lo cual genera nuevas fuentes de ingresos.
- Tarapoto es un poblado a orillas de un afluente del Amazonas y también se ubica cerca de Iquitos (16 km en línea recta). Sin embargo, esta área no cuenta con industria turística y la fuente principal de ingresos es la agricultura y la producción de carbón.
- Tulani y San Juan son comunidades en Puno, la región que se ubica en el extremo sureste del país. En vista de que están ubicados en la alta meseta por encima de los 4,000 metros sobre el nivel del mar, casi todas las personas se dedican a la crianza de animales y la principal fuente de ingresos es la fibra de alpaca y llama.

<Comunidades Electrificadas >

- Catilluc es una comunidad en la meseta de Cajamarca cuya principal fuente de ingresos es la venta de productos lácteos. Esta comunidad guarda un parecido con el emplazamiento del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad para la central hidroeléctrica mini/micro, Yerba Buena. Generadores diesel abastecen electricidad y todas las familias encuestadas utilizan la electricidad.
- Balsapuerto es el centro del distrito de Balsapuerto, en donde se ubica uno de los emplazamientos del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad de energía hidroeléctrica mini/micro. Los pobladores aquí generan ingresos a partir de la venta de productos agrícolas tropicales, especialmente plátano y maíz. La yuca se cultiva para uso doméstico. Generadores diesel suministran electricidad al poblado, pero el tiempo de servicio está limitado a cuatro horas en las noches, de 6:00 pm a 10:00 pm, debido al costo de combustibles del diesel. Cada usuario (vivienda) paga 8 soles por mes mientras que las tiendas e instituciones pagan 10 soles al mes.
- Gran Perú es una comunidad ubicada en las orillas del río Amazonas y cerca de la ciudad de Iquitos. Los pobladores se dedican a la venta de productos agrícolas tropicales, maíz, plátano y

yuca. Se introdujo el sistema FV en la comunidad y tres cuartos de las familias encuestadas lo utilizan. La condición geográfica es similar a la de Tarapoto, el emplazamiento del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad del sistema FV.

- Las comunidades ubicadas en la Isla Taquile se encuentran en cuarto lugar del estudio de comunidades. Dado que se ubican en el Lago Titicaca, los productos agrícolas son sólo para uso doméstico y los ingresos provienen de actividades turísticas, especialmente de la venta de artesanías. En estas comunidades se han instalado sistemas FV.

Por lo general es difícil conocer el monto real de ingresos de los hogares, especialmente de las personas no asalariadas. Para el presente informe se ha estimado la media de los ingresos mensuales de dos maneras: (i) respuesta directa de los ingresos brutos de los hogares y (ii) el total de las ventas de productos. Sin embargo, se ha encontrado una brecha importante entre ambos estimados en algunas comunidades, lo cual hace difícil conocer los ingresos de los hogares.

Las principales fuentes de ingresos y fuentes de energía para iluminación en las once comunidades estudiadas se resumen en el Cuadro I-8.1.3-1.

Cuadro I-8.1.3-1 Principal Fuente de Ingresos y Fuente Real de Energía

Electricidad	Localidad	Fuentes de ingresos	Ingresos brutos mensuales en la media (soles)	Monto de la venta mensual de productos en la media (soles)	Principal fuente de energía para iluminación
Comunidades no electrificadas	Callatpampa	Agricultura como medio principal de subsistencia. Pocas personas se dedican a la venta de productos agrícolas.	20.0	120.0	Velas, lámparas de kerosene
	Yerba Buena Grande	Principalmente productos lácteos, agrícolas	(204.0)	204.0	velas, fósforos
	Canoa Puerto	Venta de plátano, maíz	100.0	478.5	Lámpara de kerosene, linterna
	Centro Fuerte	Plátano, arroz, yuca, carbón, artesanías	300.0	600.0	Lámpara de kerosene, linterna
	Tarapoto	Plátano, yuca, maíz, carbon	45.0	52.0	Lámpara de kerosene
	Tulani	Fibra y piel de alpaca y llama	200.0	340.0	Velas
	San Juan	Animal, fibra, (leche)	70.0	77.1	Velas
Comunidades electrificadas	Catilluc	Leche, papa	300.0	10.0	Energía hidroeléctrica mini/micro
	Balsapuerto	Plátano, arroz, maíz, yuca, servicios públicos y comercios	200.0	411.0	Generador diesel
	Gran Perú	Plátano, maíz, yuca, carbon	185.0	507.5	Sistema FV
	Comunidades en Isla de Taquile	Turismo, artesanías	62.5	72.5	Sistema FV

Fuente: Equipo de estudio de JICA 2008 en base a las respuestas en las viviendas encuestadas

I-8.2 Uso de Energía

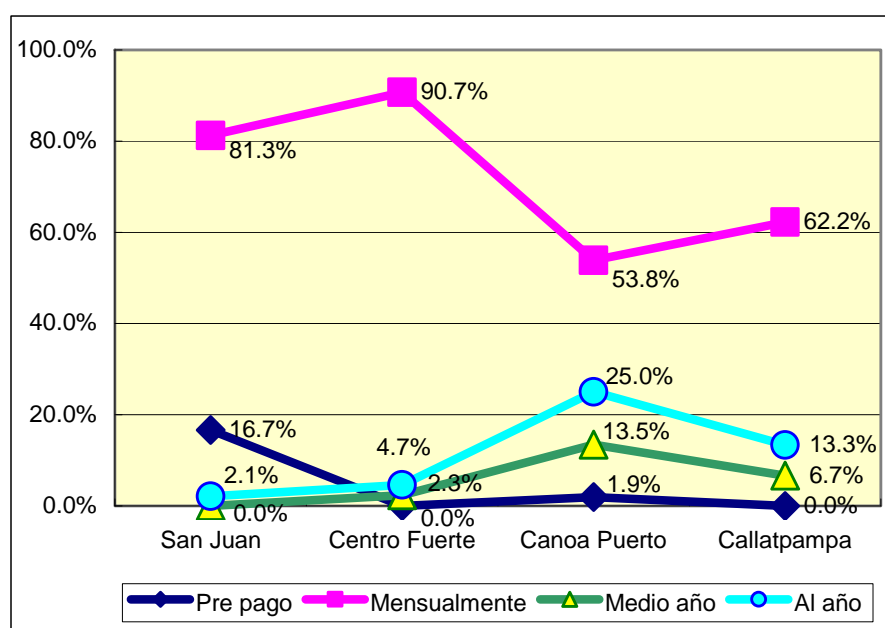
1. Pago por Energía

Cuando se inició el servicio de electricidad, los usuarios de cuatro comunidades electrificadas pagaban cierto monto por la instalación de paneles solares (Gran Perú) o líneas (Balsapuerto), compra de medidores (Catilluc) o paneles solares (comunidades en Taquile). Dado que este pago inicial alcanzaban los 800 dólares en Taquile, no todas las viviendas podían pagar para tener sistemas FV. En realidad, los usuarios en Taquile no pagan por la electricidad de manera constante a pesar de que se les cobra la reparación y compra de repuestos. En las otras tres comunidades, los usuarios pagan sumas fijas (Balsapuerto y Gran Perú) o dependiendo del monto de consumo (Catilluc). El Cuadro I-8.2-1 muestra el método de pago del recibo de electricidad en comunidades electrificadas y el Gráfico I-8.2-1 muestra el plazo preferible de pago del recibo de electricidad.

Cuadro I-8.2-1 Pago de Electricidad

Comunidad	Catilluc	Balsapuerto	Gran Perú	Taquile
Tipo	Central hidroeléctrica mini/micro	Generador diesel	Sistema FV	Sistema solar
Pago inicial	S./ 200 por instalación del medidor	S./10 por instalación de línea (dentro del complejo)	S/. 43.5 por instalación	Compra de paneles solares: De US\$400 (pequeño) a US\$800 (grande)
Pago del usuario	Según consumo	S./10.0 para familias asalariadas e instituciones, S./8.0 para los demás	S./16.2	Sin pago regular
Plazo	Mensual	Mensual	Mensual	-

Fuente: Equipo de estudio de JICA, 2008



Fuente: Equipo de estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.2-1 Método de Pago Preferible

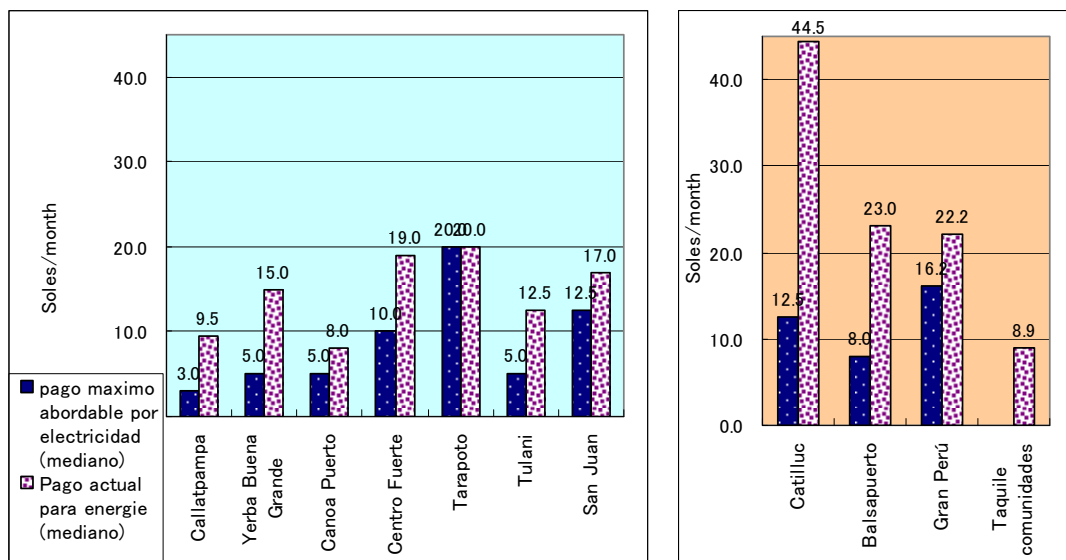
En las comunidades no electrificadas, la mayoría de las personas encuestadas prefieren pagar el recibo eléctrico de manera mensual. Sin embargo, algunas personas prefieren pagar por adelantado, una vez al año o medio año, dependiendo de las cosechas.

Como se indica en el Cuadro I-8.1.3-1, los pobladores encuestados de las comunidades no electrificadas utilizan lámparas de kerosene y velas como principales medios de iluminación. Los datos del estudio indican que las lámparas de kerosene son utilizadas con mayor frecuencia en la zona de la selva (comunidades en Loreto) que en la sierra, en donde se utilizan velas.

El estudio reveló que el pago mensual real por energía en la media se encuentra entre 9.5 soles y 20.0 soles en siete comunidades no electrificadas y entre 8.9 soles y 44.5 soles en cuatro comunidades electrificadas. En estas últimas, no sólo se incluye el pago por electricidad sino también por las velas, lámparas de kerosene y linternas. Debido al insuficiente tiempo de servicio o servicio poco conveniente, los pobladores continúan utilizando estas fuentes de energía además de la energía eléctrica.

El monto máximo que son capaces de pagar por energía luego de la electrificación está entre 3.0 soles y 20 soles por mes en la media. En las viviendas encuestadas en Callapampa, la respuesta fue que el menor monto posible de pago es 3.0 soles al mes, mientras que en Tarapoto (uno de los emplazamientos del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad) respondieron que es de 20.0 soles, el mayor monto entre las comunidades encuestadas. El Gráfico I-8.2-2 muestra el monto máximo que los pobladores pueden pagar por energía y el pago real.

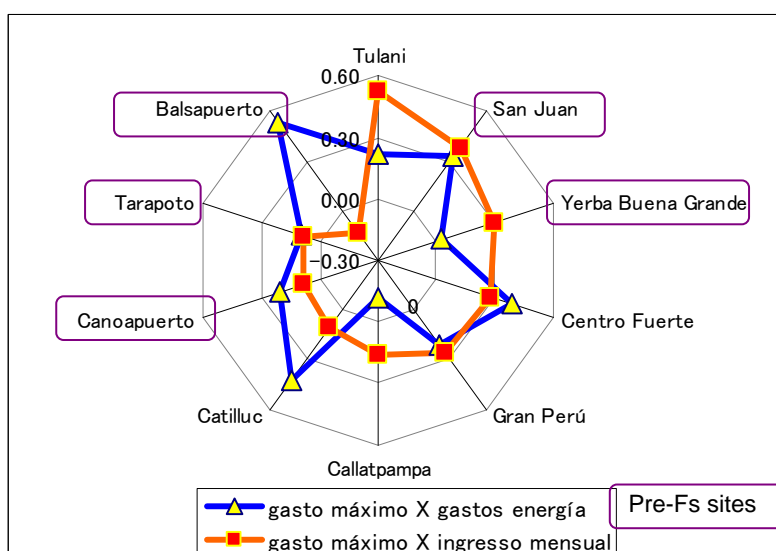
Cabe señalar que los medios de encuesta ocasionan diferentes resultados: si las personas son entrevistadas en público, la capacidad de pago tiende a ser mayor que la real. Toda encuesta personal debe realizarse en privado. De igual manera que con los ingresos, la capacidad de pago debe ser investigada repetidamente por medio no sólo de encuestas en los hogares sino también a través de talleres (como PRA: Evaluación Rural Participatoria) en la etapa de planificación de proyectos.



Fuente: Equipo de estudio de JICA 2008

Gráfico I-8.2-2 Capacidad de Pago Máximo y Pago Real por Energía: Comunidades no Electrificadas (izquierda) y Comunidades Electrificadas (derecha)

Se calculó la correlación entre la capacidad de pago máximo por electricidad, el costo de energía real y, a pesar de no ser exacto, los ingresos reales. Balsapuerto tiene una fuerte correlación entre la capacidad de pago máximo y el costo real (con un coeficiente de correlación de 0.5357), mientras que en Tulani, Región de Puno, existe una correlación entre la capacidad de pago máximo y los ingresos mensuales (con un coeficiente de correlación de 0.5223). Tarapoto no muestra una fuerte correlación entre estos tres elementos, lo cual puede significar que la capacidad de pago difícilmente depende tanto del costo real y de los ingresos (ver Gráfico I-8.2-3).

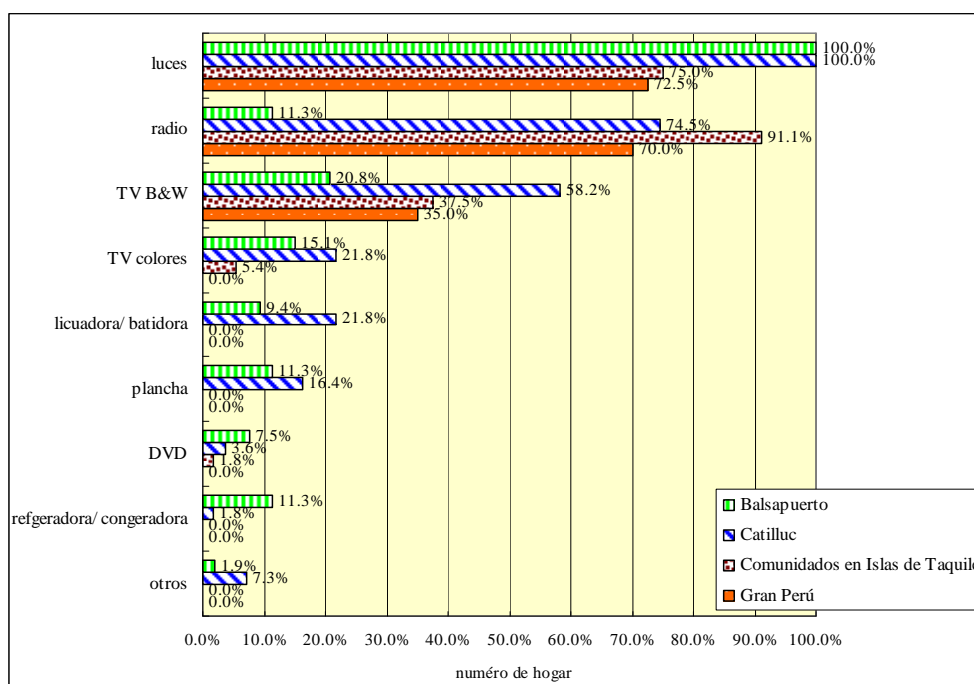


Fuente: Equipo de estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.2-3 Coeficiente de Correlación de la Capacidad de Pago Máximo con el Costo de Energía Real e Ingresos

2. Uso de Electricidad en Comunidades Electrificadas

Casi todas las viviendas en las comunidades electrificadas poseen y utilizan iluminación (focos o fluorescentes), seguido de radios y televisiones en blanco y negro. Entre estos tres artefactos que están ampliamente difundidos en las áreas rurales, aun las viviendas que no utilizan electricidad poseen radios mientras que los otros dos son de uso exclusivo de familias electrificadas. El Gráfico I-8.2-4 muestra el porcentaje de posesión de importantes artefactos eléctricos.



Fuente: Equipo de estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.2-4 Posesión de Artefactos Eléctricos

I-8.3 Cambio de la Vida Social e Individual por la Electrificación

1. Alcance del Cambio e Impacto⁴

La electrificación ocasiona un considerable cambio e impacto en las comunidades. Se considera que son tres los aspectos influenciados: aspectos familiares e individuales, sociales y, finalmente, la producción y generación de ingresos.

En el aspecto individual y familiar, la electrificación, sobre todo, debe mejorar la calidad de vida brindando a la gente iluminación más barata, menos contaminada y de suministro más estable. Se supone que la vida con iluminación es una gran mejoría de la calidad de vida y causa de orgullo y

⁴ Las palabras tales como 'cambio' directo, 'impacto' indirecto y 'efecto' en relación con causa puede usarse para explicar la diferencia social antes y después de electrificación. Sin embargo, este informe no trata esos temas en el sentido exacto de esas palabras, así que se usan globalmente las palabras de 'cambio' e 'impacto'.

satisfacción de los pobladores rurales. Las luces incrementan el tiempo que pueden utilizar para la vida y la producción. Asimismo, mejora la calidad del entretenimiento al poseer artefactos eléctricos como TV, radio y reproductores de DVD. Por consiguiente, una cadena de suministro estable de focos y repuestos de paneles solares o generadores es la condición absoluta de realización de esta mejoría.

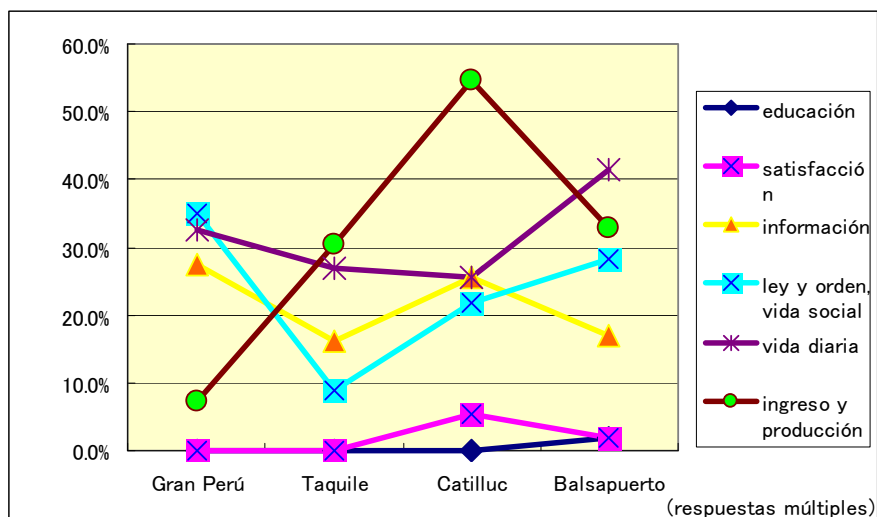
En el aspecto social, se espera que ocurran tres tipos de cambios e impactos luego de la electrificación: expansión de las actividades sociales en la comunidad, mejoramiento de la ley y el orden de la comunidad, e incremento de las oportunidades para obtención de información del mundo exterior. La iluminación puede incrementar la seguridad en las noches, las personas pueden reunirse y agruparse en organizaciones durante las noches con mayor facilidad. En especial se espera que las mujeres disfruten de este impacto. Se puede obtener información con respecto al país y de todo el mundo a través de la radio y/o la TV. Dado que las baterías secas son relativamente costosas, las personas que viven en áreas no electrificadas pueden tener dificultad para escuchar la radio o ver la TV todo el día. Para hacer más efectivo este cambio, es condición social que las luces deben instalarse en áreas públicas (camino, salas de reunión). La capacidad de compra de TV y radios es una condición absoluta para que los pobladores obtengan este impacto.

Se considera que los pobladores de áreas rurales con pocos cambios en la generación de ingresos tienen pocas pero buenas expectativas de que recibirán oportunidades con la electrificación. En el aspecto de producción y generación de ingresos, se espera que ocurran dos tipos de cambios e impactos luego de la electrificación. Uno es el mejoramiento o inicio de trabajos/negocios con el uso de equipos eléctricos o iluminación y el otro es la extensión del tiempo de trabajo (producto del trabajo durante la noche) por la iluminación.

2. Cambio en Cuatro Comunidades Electrificadas

Los pobladores de cuatro comunidades electrificadas experimentaron cambios directos e impactos indirectos con el inicio de la electrificación. Los cambios e impactos pueden ser por lo general positivos para los pobladores pero también son negativos hasta cierto punto. Las personas encuestadas dieron diferentes respuestas, las cuales fueron clasificadas de acuerdo con los tres aspectos mencionados anteriormente.

Los cambios e impactos positivos de la electrificación son, sobre todo, el mejoramiento de la producción y oportunidades de ingresos; éste es el primer cambio importante en Catilluc y las comunidades en la Isla de Taquile y el segundo en Balsapuerto. El Gráfico I-8.3-1 muestra el cambio positivo en cada comunidad.



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.3-1 Cambios e Impactos Positivos de la Electrificación

En el aspecto de la producción y las oportunidades de ingresos, los cambios que se dieron en su mayoría en las comunidades encuestadas están relacionados con los tejidos. Las comunidades en la Isla Taquile disfrutaban de este beneficio, mientras que los pobladores no pueden desarrollar la agricultura y ganadería a gran escala ya que la escasez de tierras y el turismo se han convertido en la principal industria y los textiles son los productos principales para la venta a los visitantes (ampliación del tiempo de trabajo). En Catilluc, por otro lado, la instalación de centros recolectores de leche, en donde la leche se conserva en refrigeradoras, es considerada como un cambio importante. Además de las actividades específicas de producción, en todas las comunidades, la ampliación del horario de trabajo que permite que la gente trabaje en la noche es considerado como un cambio importante en el aspecto de producción.

En el aspecto de mejoramiento de la calidad de vida, los siguientes cambios son considerados los de mayor ocurrencia:

- Las personas se acuestan más tarde (incremento del tiempo de vida).
- Los niños pueden estudiar en las noches (educación).
- Las personas pueden ver televisión (incremento del entretenimiento e información).
- Las personas ahora cuentan con luz eléctrica (conveniencia y satisfacción).
- Resulta más conveniente hacer los quehaceres con luz (conveniencia y satisfacción).

No sólo la satisfacción sino también la reducción del costo de la energía con considerados cambios positivos.

En el aspecto de los temas sociales que consiste en la extensión de la vida social, el mejoramiento de la ley y el orden en la comunidad y el incremento de información, los siguientes cambios son los de mayor ocurrencia.

- Los festivales continúan hasta la noche.

- La iluminación proporciona seguridad.
- Incremento de la seguridad.
- Las personas pueden caminar fácilmente por el poblado durante la noche.
- Incremento de la vida social.

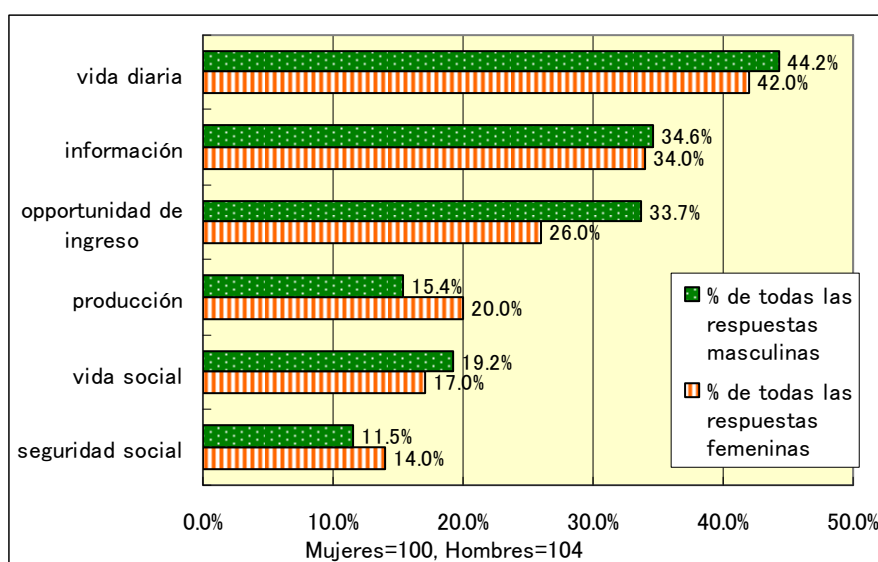
Si una persona dice que su vida social (fiestas, reuniones) se ha extendido, significa que el área y el tiempo de actividad se han ampliado como resultado de la iluminación en la casa, en los locales y en las calles. Sin embargo, a pesar de que el número es bastante reducido, algunas personas dijeron que hay más problemas en la comunidad, más delincuencia y más robos que antes de la electrificación, especialmente en Gran Perú y Catilluc.

Los siguientes cambios se mencionan con respecto al incremento de acceso a la información.

- Las personas pueden escuchar las noticias en la radio por más tiempo que antes.
- Las personas pueden ver las noticias por televisión.
- Las personas pueden ver las noticias nacionales por televisión.
- Las personas tienen más acceso a la información a través de la televisión.
- Las personas están más informadas que antes.

El Cuadro 1 y el Cuadro 4 en el Apéndice contienen respuestas importantes de cada aspecto.

Diferentes cambios e impactos son considerados importantes entre los hombres y mujeres encuestados. En especial, más hombres respondieron que el incremento de las oportunidades de ingresos es importante mientras que más mujeres consideraron que la extensión de la producción es importante luego de la electrificación (ver Gráfico I-8.3-2).



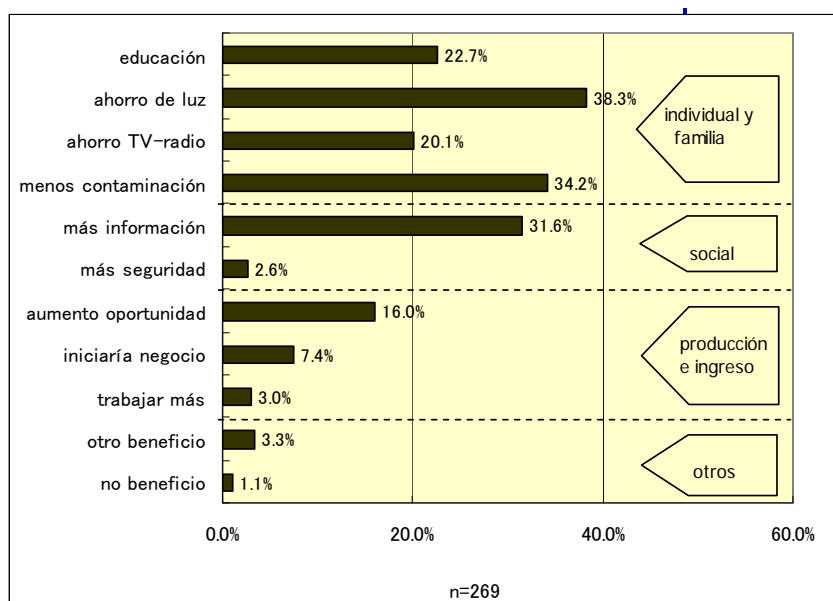
Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.3-2 Cambios e Impactos Positivos por Género

3. Cambio Esperado

En las comunidades no electrificadas, los pobladores tienen grandes expectativas ante la electricidad. Muchas personas sienten que la electricidad es un indicativo de que la comunidad se ha modernizado y está abierta a todo el mundo. Asimismo, los pobladores sienten que la electricidad les brinda oportunidades de generación de ingresos. De manera más realista, en el aspecto individual y familiar, la reducción del pago por energía puede ser la expectativa más importante. Ellos consideran que el monto que gastan en kerosene, velas y baterías secas es demasiado elevado mientras que muchas personas consideran que el recibo eléctrico suministrado por cualquier fuente energética es menor en casi todos los casos. En resumen, para muchas personas la electricidad es un factor de una sociedad más avanzada.

La encuesta en siete comunidades no electrificadas revela que la mayor expectativa es, como se supone, la reducción del costo real para iluminación. La reducción de la contaminación del aire ocasionada por el humo del kerosene y de las velas y el incremento de la información son también grandes expectativas.

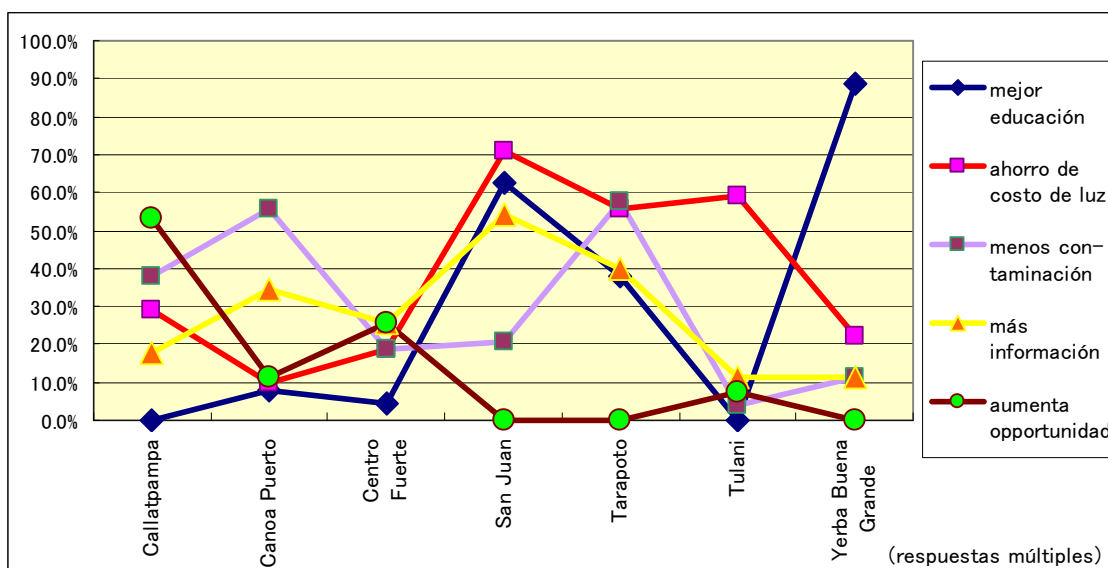


Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.3-3 Cambio Esperado por la Electrificación en Comunidades no Electrificadas

La mayoría de las expectativas se dan en el aspecto individual y familiar, a pesar de que la reducción de la contaminación también es considerada como un problema ambiental. No se espera el mejoramiento de la ley y el orden en la comunidad mientras que el incremento de información (noticias nacionales y mundiales) es la tercera expectativa más grande según lo indicado por las personas encuestadas. La expectativa relacionada con el aspecto de la producción y de los ingresos es bastante reducida, pero las personas consideran que se incrementarán sus oportunidades luego de la electrificación o que podrían iniciar un negocio con la electricidad. En muchos casos, los encuestados no especificaron el tipo de actividad de producción o de generación de ingresos. A

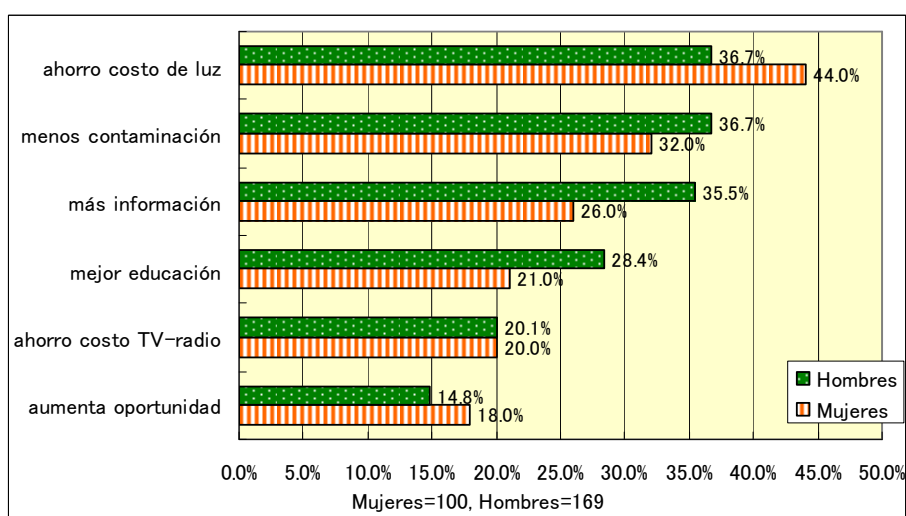
pesar de que los pobladores de San Juan en Puno insisten que requieren de instalaciones de producción con electricidad, el resultado de las encuestas no refleja este punto (ver Gráfico I-8.3-3).



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.3-4 Distribución de Cinco Expectativas Importantes en las Comunidades Encuestadas

La importancia varía si comparamos los porcentajes de las expectativas importantes entre las siete comunidades no electrificadas encuestadas: ‘el ahorro del costo de iluminación’ es relativamente mayor en San Juan, Tarapoto y Tulani que en las otras comunidades; ‘la reducción de la contaminación’ es menor en Tulani y Yerba Buena Grande; ‘una mejor educación’ es mayor en San Juan, Tarapoto y Yerba Buena Grande. Este hecho supuestamente refleja la condición social real de cada comunidad (ver Gráfico I-8.3-4)



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

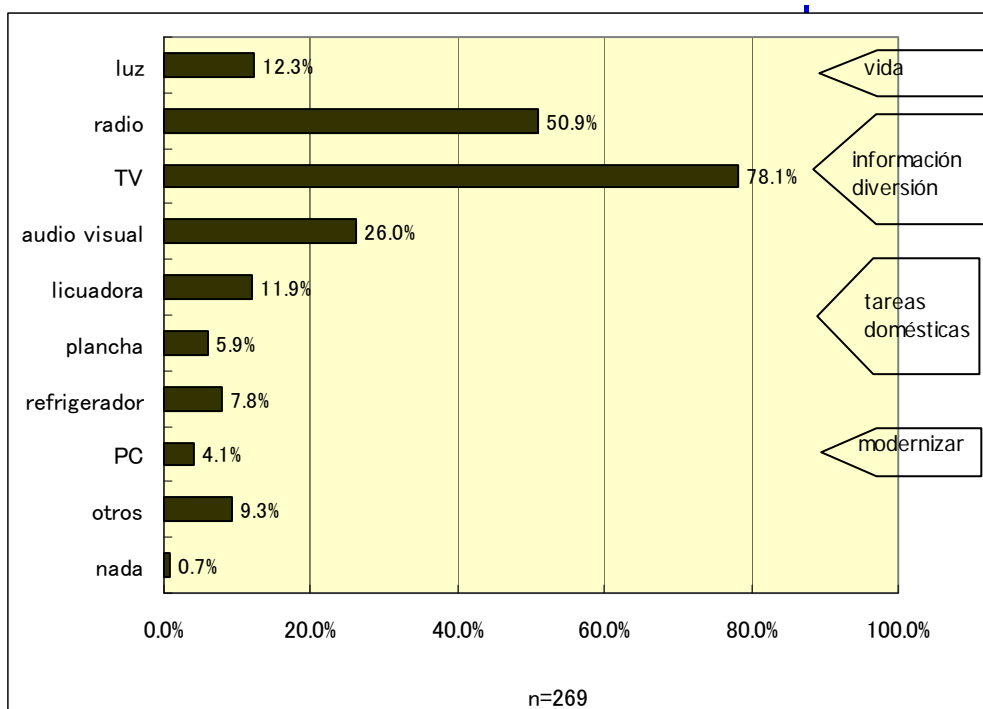
Gráfico I-8.3-5 Expectativas por Género

Desde el punto de vista del género, la diferencia entre hombres y mujeres se encuentra especialmente en el ahorro de costos de iluminación (mujeres > hombres), mayor información y mejor educación (mujeres < hombres). El Gráfico I-8.3-5 muestra la diferencia de expectativas entre ambos géneros.

4. Artefactos Eléctricos Deseables

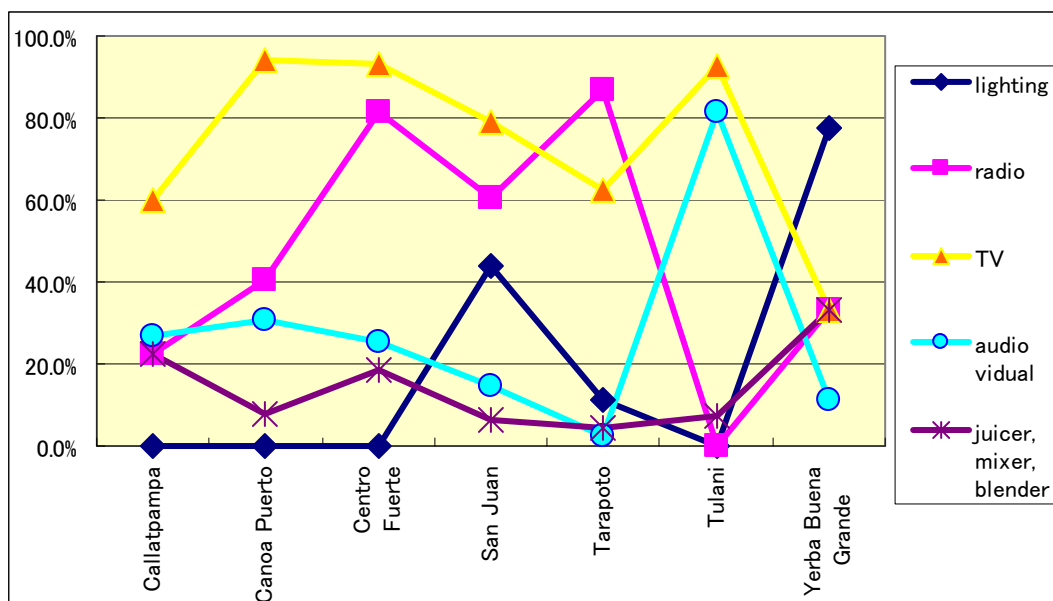
El artefacto eléctrico que las personas encuestadas desean utilizar en mayor grado es la televisión (tanto a color como en blanco y negro): respuesta de más de tres cuartos de las personas. Luego tenemos la radio (50%) y las unidades audiovisuales incluyendo los reproductores de DVD (26%). Estas son las herramientas para tener acceso a la información mundial pero también como medio de entretenimiento que nunca han tenido hasta el momento. Los artefactos eléctricos como planchas, licuadoras/batidoras, refrigeradoras/congeladoras es otro grupo de artefactos eléctricos que desean utilizar para reducir la carga de trabajo doméstico. Los aparatos de iluminación se mencionan en algunas comunidades (ver Gráfico I-8.3-6). La preferencia varía de un emplazamiento a otro (Gráfico I-8.3-7).

Desde el punto de vista del género, el Gráfico I-8.3-8 muestra que las mujeres encuestadas desean utilizar la TV, los medios audiovisuales y la licuadora/batidora en mayor grado que los hombres encuestados.



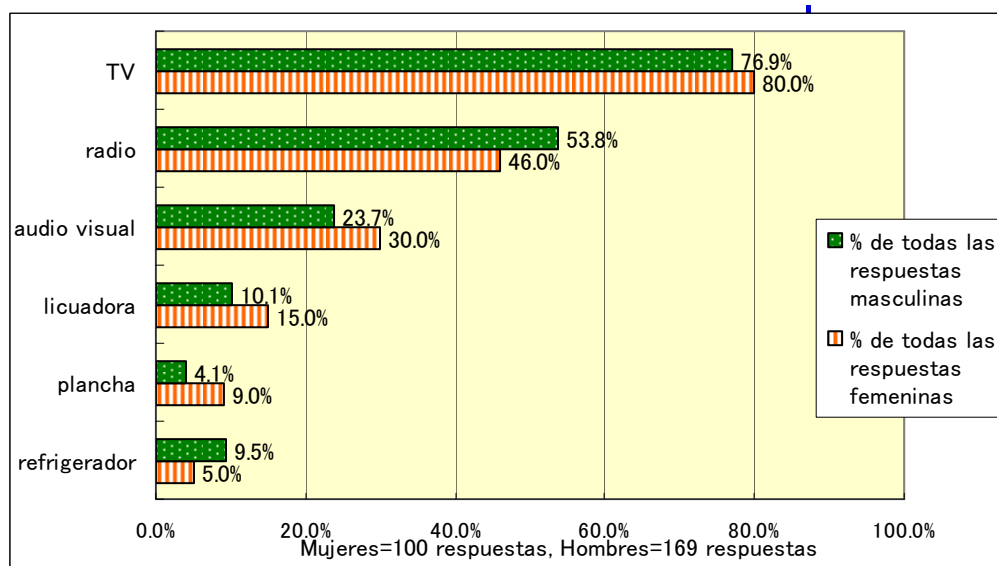
Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.3-6 Artefactos Eléctricos Deseables en Comunidades no Electrificadas



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.3-7 Distribución de Cinco Artefactos Deseables Importantes en las Comunidades Encuestadas



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.3-8 Diferencia entre Géneros en Artefactos Deseables

I-8.4 Electrificación Rural y Género

1. El género en los Proyectos de Electrificación y Electricidad

El objetivo general del proyecto de electrificación es maximizar el beneficio de todas las personas involucradas, tanto mujeres como hombres. La electrificación rural con energía renovable por lo general es de pequeña escala y es manejada a nivel de viviendas y comunidades. Se requiere que los pobladores participen en la implementación de proyectos y operación, mantenimiento y manejo de las

instalaciones. Para mejorar la sostenibilidad del proyecto, las condiciones de planificación, implementación, operación y mantenimiento, y manejo de proyectos así como el uso de las instalaciones deben ser accesibles para todos y deben contar con el consentimiento de la comunidad.

El objetivo de la consideración de género en la electrificación es alcanzar una participación equitativa de ambos sexos; es decir, las mujeres y los hombres tienen iguales responsabilidades con respecto al proyecto de electrificación y servicio eléctrico, hacen uso equitativo de la electricidad y, finalmente, reciben iguales ventajas y efectos de la electrificación. Para obtener dicha responsabilidad, es indispensable la participación de los usuarios en la toma de decisiones con respecto a la implementación del proyecto, el establecimiento de la organización y la capacitación en la operación y mantenimiento: para hacer uso constante de la electricidad, no sólo se requiere de la capacidad de pago de cierto monto del recibo de electricidad sino también conocimiento básico de la electricidad y disponibilidad de repuestos; y para obtener los beneficios, la intención de obtención de beneficios además de la capacidad de pago para la adquisición de artefactos eléctricos son importantes.

En este contexto, la obtención de la igualdad de género en la electrificación está relacionada con la capacidad de la comunidad en la implementación de proyectos autosostenibles, ya que la autosostenibilidad proviene de la participación total de todos los pobladores y partes involucradas en el proyecto y de la recepción equitativa de beneficios del proyecto.

Asimismo, cabe señalar que los proyectos de electrificación no deben afectar, a menos que sea en contra de la igualdad de género, en el modo particular de vida, considerado como factores de patrones particulares de cultura, en relación con el género en un grupo étnico particular o cultura; por ejemplo, la manera de cocinar (de las mujeres) o el patrón de producción (de las mujeres).

En el estudio de la comunidad, se hicieron preguntas relacionadas con los temas de género para comprender la condición real de la igualdad de género. En los sitios no electrificados del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad, se recolectó información sobre el nivel de vida, los trabajos sociales y productivos y la participación en actividades sociales de los hombres y mujeres. En el estudio de la comunidad en las comunidades electrificadas, se hicieron las preguntas sobre la participación y el impacto de la electrificación.

En el proceso de la electrificación, el impacto de la electrificación en mujeres es tratado muy a menudo en la electrificación rural. El informe del PNUD “Género y Energía para Desarrollo Sostenible” (2004) indica que la electrificación rural satisface: (i) las necesidades prácticas de las mujeres como reducción de trabajo para mujeres y niños, (ii) las necesidades productivas de las mujeres como la posibilidad de extensión de las actividades productivas de las mujeres, y (iii) las necesidades estratégicas como el mejoramiento de la seguridad con la instalación de alumbrado público y mayor participación de las mujeres en actividades sociales y el incremento de las fuentes de información (ver Cuadro I-8.4-1).

Cuadro I-8.4-1 Energía y Necesidades de las Mujeres

Necesidades prácticas	Necesidades productivas	Temas estratégicos
<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de agua por bombeo – reducción de la necesidad de transporte y carga • Molino para molienda • La iluminación mejora las condiciones en los hogares 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de la posibilidad de realizar actividades en las noches • Refrigeración para la producción y venta de alimentos • Energía eléctrica para empresas especializadas como peluquerías y cabinas de internet 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor seguridad en las calles permitiendo la participación en otras actividades • Apertura de nuevos horizontes a través de la radio, TV e internet

Fuente: Clancy, Skutsch and Batchelor (2003) citado por el PNUD “Género y energía para el desarrollo sostenible”

Estas necesidades prácticas y productivas son satisfechas cuando (i) el combustible convencional para la cocina (leña) es reemplazado por una nueva fuente energética, y (ii) las mujeres pueden utilizar esta nueva energía para actividades de producción.

La electrificación con energía renovable, el objeto del presente estudio del Plan Maestro, suministra energía relativamente de pequeña escala ya que la reducida capacidad de pago de los pobladores del recibo eléctrico limita el volumen de consumo eléctrico y, en el caso del sistema fotovoltaico, el volumen de energía eléctrica generado es pequeño debido a su mecanismo de generación. La energía eléctrica generada con energía renovable es utilizada principalmente para iluminación y para utilizar la radio o televisión, y es difícil que sea utilizada como calefacción constante. Bajo estas condiciones, los beneficios de la electrificación con energía renovable supuestamente son el mejoramiento de la calidad de vida y de la vida social; tales como (i) iluminación de bajo costo, (ii) extensión de las actividades sociales y oportunidades de información y (iii) mejoramiento de la seguridad social (ver Gráfico I-8.3-3 y el Cuadro I-8.4-2).

Cuadro I-8.4-2 Impacto de la Electrificación con Energía Renovable

Necesidades prácticas	Necesidades productivas	Temas estratégicos
<ul style="list-style-type: none"> • La iluminación mejora la calidad de vida (satisfacción, entretenimiento) • La iluminación mejora las condiciones de trabajo en el hogar • Reducción de gastos por energía • Reducción de contaminación del aire causada por kerosene/velas • Suministro de agua por bombeo – reducción de la necesidad de transporte y carga (si la comunidad utiliza electricidad para bombeo) 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de la posibilidad de realizar actividades en las noches • La iluminación en las tiendas incrementa el número de clientes 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor seguridad en las calles permitiendo la participación en otras actividades • Apertura de nuevos horizontes a través de la radio, TV e Internet

Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2007

El impacto o beneficio no hace, hasta cierto punto, distinción por género. Los beneficios mencionados en el Gráfico I-8.4-3 serán no sólo para las mujeres sino también para los hombres; por ejemplo, tanto los hombres como las mujeres pueden disfrutar de la iluminación. Sin embargo, la condición que difiere entre hombres y mujeres en su vida individual y social hace que el impacto tenga diferente importancia en hombres y mujeres. La diferencia se ve afectada por la división real (o tradicional) de roles de los hombres y mujeres en la vida diaria y en la producción.

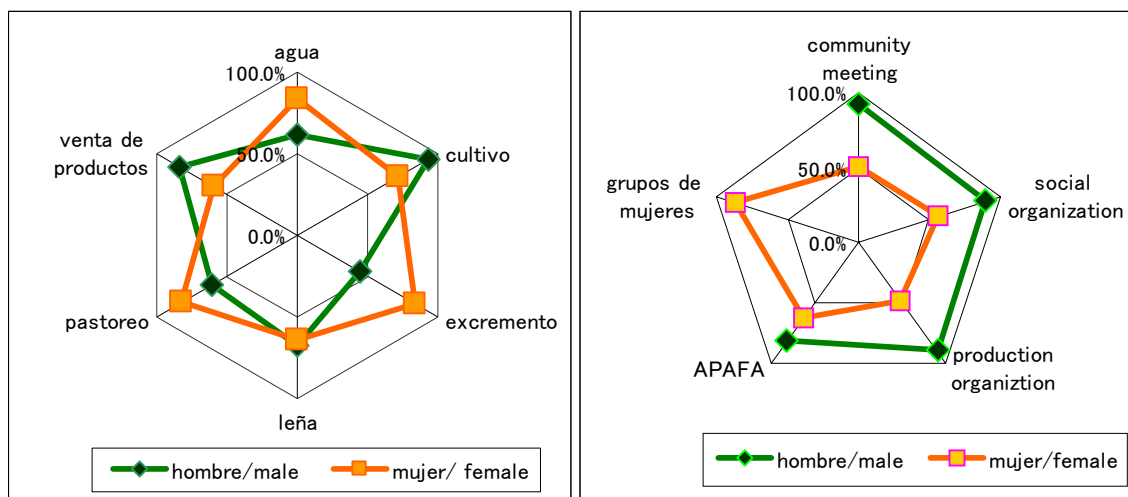
Un análisis de impacto del proyecto de centrales hidroeléctricas mini/micro de ITDG (2005) evalúa si la electrificación redujo la carga de trabajo doméstico de las mujeres o si extendió las horas de trabajo de las mujeres en las noches. Los casos recolectados en diversos emplazamientos de proyectos de electrificación muestran lo siguiente:

- La carga de trabajo doméstico disminuyó debido a la introducción de la refrigeradora, plancha o licuadora.
- Si una mujer trabaja en una actividad menor como tejidos, la electrificación puede extender las horas de trabajo pero, por otro lado, incrementa sus ingresos y oportunidades laborales. Algunas mujeres empezaron a concentrarse en sus trabajos encargando el trabajo doméstico a otras mujeres.
- Si una mujer no trabaja independientemente, la electrificación podría no generar ingresos directos.

En consecuencia, se puede decir que la electrificación podría reducir las horas de trabajo de las mujeres, pero podría no incrementar las actividades de generación de ingresos de las mujeres si no hay un cambio en la condición de división de trabajo.

2. Condición Real de la Diferencia e Igualdad de Género en la Vida Social en las Comunidades Encuestadas

El estudio social en once comunidades muestra que más hombres trabajan para el cultivo y venta de productos que las mujeres mientras que más mujeres trabajan para el bombeo de agua/pastoreo de animales, y recolección de excremento animal (para combustible). La división de trabajo entre las mujeres y hombres difiere por esfera cultural. Por otro lado, mucho más hombres participaron en organizaciones sociales (reuniones de la comunidad, organizaciones sociales en la comunidad, organizaciones de producción y APAFA = asociación de padres de familia). Las mujeres participan en estas organizaciones en menor grado que los hombres: casi la mitad de los hombres a excepción de los grupos de mujeres (86% en promedio en las once comunidades encuestadas).



Nota: Porcentaje de encuestados que respondieron 'siempre' y 'a menudo' entre el número de encuestados que están a cargo de la actividad.

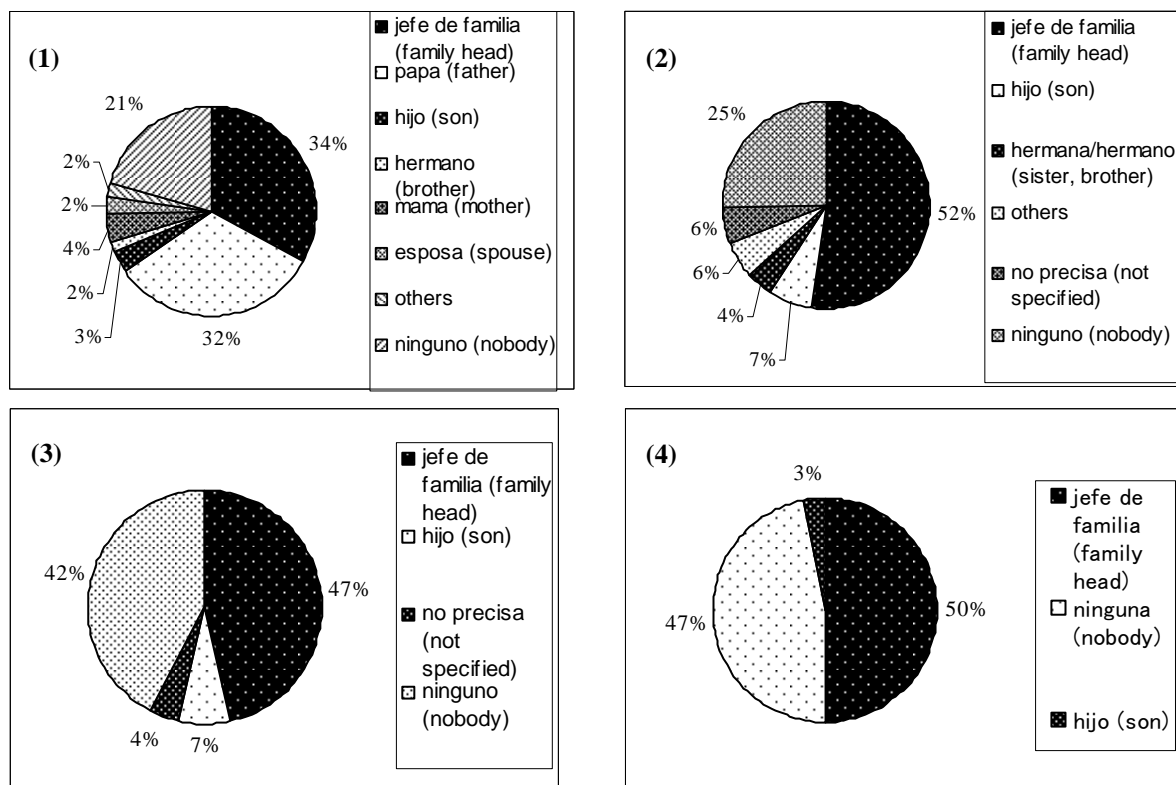
Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.4-1 División de Trabajo (izquierda) y Participación en Actividades Sociales (derecha) según el Género

3. Género con Electricidad

En casi todas las actividades relacionadas con la electricidad, las mujeres participan en mucho menor grado que los hombres.

La decisión de electrificar los hogares fue tomada principalmente por los hombres (jefe de familia), los cuales comprenden más de dos tercios de los encuestados. Sólo unas cuantas mujeres (aproximadamente 6%) participaron en la toma de decisiones. En las comunidades con sistema FV, fueron los jefes de familia e hijos quienes recibieron capacitación en el uso de los paneles solares luego de la instalación (59%). Luego de iniciada la electrificación, sólo unas cuantas mujeres (o casi ninguna) estuvieron a cargo de la preparación del agua destilada para las baterías y de la limpieza de los paneles solares. Esto significa que los paneles y baterías quedan sin mantenimiento si los hombres se ausentan de sus hogares por bastante tiempo y que los demás miembros de la familia se quedarán sin electricidad. Adicionalmente, a pesar de que no constituye un tema de género, se encontró otro problema en los datos con respecto a que nadie fue capacitado para colocar agua destilada o para limpiar los paneles, lo cual significa falta de mantenimiento constante de las instalaciones (ver los cuatro gráficos del Gráfico I-8.4-2.)



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.4-2
(1) Persona que Toma la Decisión de la Electrificación de la Vivienda,
(2) Receptor de la Capacitación de las Instalaciones Eléctricas,
(3) Persona que Cambia el Agua Destilada y
(4) Persona que Realiza la Limpieza de los Paneles Solares

4. Impacto de la Electrificación en la Comunidad

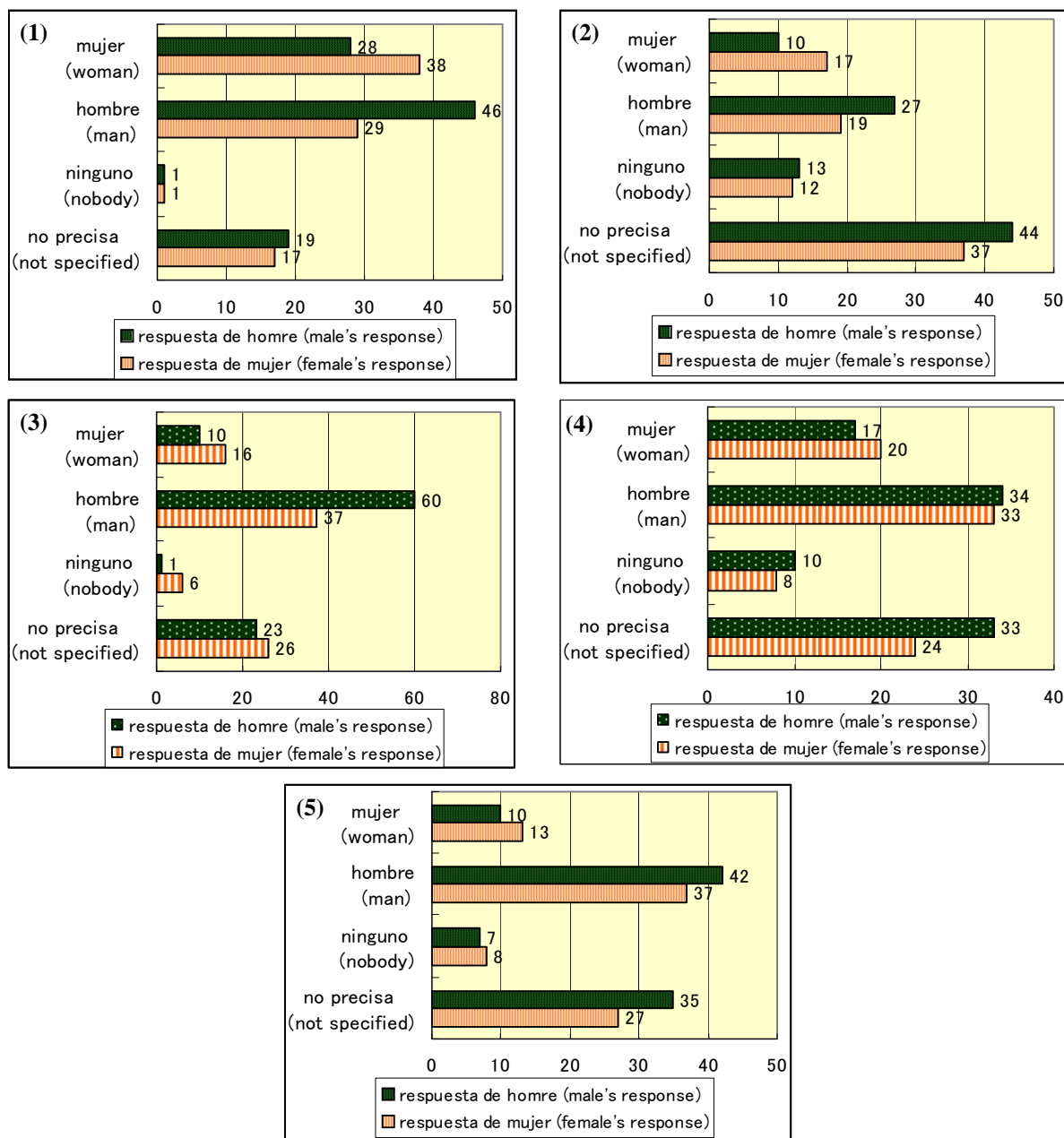
La electrificación genera cambios e impactos tanto en hombres como en mujeres que viven en las comunidades; sin embargo, la dimensión y el alcance pueden diferir para ambos sexos. Los resultados del estudio de la comunidad en las cuatro comunidades electrificadas son analizados en los tres aspectos arriba mencionados (I-8.3).

Las respuestas a las preguntas sobre qué género recibe mayor beneficio por la electrificación muestran que los hombres encuestados consideran que ellos reciben mayor beneficio mientras que las mujeres encuestadas consideran que los hombres reciben mayores beneficios salvo la pregunta sobre el mejoramiento de la calidad de vida. Como resultado, en todos los aspectos a excepción de éste, el hombre es considerado como el género que se beneficia en mayor grado con la electrificación.

Estos resultados implican que ambos géneros, especialmente las mujeres, deben participar en el proyecto de electrificación desde un principio: en las reuniones de explicaciones, toma de decisiones, capacitación, mantenimiento y reparación. Con la participación de ambos géneros, se puede asegurar el uso sostenible y estable de la electricidad, especialmente del sistema FV. Por consiguiente, con respecto a la distribución del beneficio, la mayor brecha entre los hombres y las

mujeres es la recepción de información. Puede ser que las mujeres estén tan ocupadas y tan separadas de los asuntos sociales que tienen pocas oportunidades para escuchar y utilizar la información transmitida de la radio y televisión.

Los cinco gráficos del Gráfico I-8.4-3 muestran las diferentes respuestas entre los hombres y mujeres encuestados sobre los beneficios.



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-8.4-3
(1) Género que Recibe Mayores Beneficios de la Electrificación en la Vida Diaria,
(2) Actividades de Producción, (3) Información, (4) Oportunidades de Ingresos y
(5) Vida Social y Seguridad

I-8.5 Comunidades Nativas y Minorías Étnicas

1. Comunidades en Perú

Las comunidades en Perú están divididas en comunidades nativas y comunidades campesinas.

Las comunidades nativas son las del tipo tribal (compuestas por grupos étnicos pequeños y poco desarrollados), de origen pre-hispánico o comunidades desarrolladas de manera independiente. Estas comunidades viven en las regiones de la selva del Perú. Las personas de las comunidades nativas mantienen la misma identidad entre ellos debido a que comparten la misma cultura, idioma o dialecto y también viven en el mismo territorio. Ellos reconocen a sus propias autoridades en base a derechos de deseos comunes. Ellos están contemplados en el artículo 8 del Decreto Ley N° 22175 “Comunidades Nativas y de Desarrollo Agrario de la Selva y de Ceja de Selva” y también en el artículo 1 del Convenio 169 sobre los poblados y tribus indígenas de la Organización Internacional del Trabajo (1989).

Cuadro I-8.5-1 Número Estimado de Comunidades Nativas por Región y Provincia

Región	Provincia	Número de comunidades nativas	Departamento	Provincia	Número de comunidades nativas
AMAZONAS	Bagua	56	LORETO	Ucayali	40
	Condorcanqui	112	MADRE DE DIOS	Manu	11
AYACUCHO	Huanta	1		Tahuamanu	1
CAJAMARCA	San Ignacio	9	PASCO	Tambopata	12
CUSCO	La Convención	48	SAN MARTÍN	Oxapampa	113
	Paucartambo	6		El Dorado	4
	Quispicanchis	1		Lamas	9
HUÁNUCO	Puerto Inca	9	SAN MARTÍN	Moyobamba	8
JUNÍN	Chanchamayo	50		Rioja	4
	Satipo	106	San Martín	1	
LORETO	Alto Amazonas	197	UCAYALI	Atalaya	114
	Loreto	71		Coronel Portillo	83
	Mcal. Ramón Castilla	48		Padre Abad	7
	Maynas	120		Perús	21
	Requena	12			
Total					1,274

Fuente: RENIEC (Registro Nacional de Identificación y Estado Civil) y ONPE (Oficina Nacional de Procesos Electorales)

2. Estudio Diagnóstico sobre los Poblados Indígenas y Comunidades Nativas en la Amazonía Peruana

Un Programa Especial de Comunidades Nativas, “Defensoría del Pueblo”, con soporte técnico e institucional de ILO, CAAAP (Centro Amazónico de Antropología y Aplicación Práctica) y financiamiento de USAID, llevó a cabo el estudio diagnóstico sobre los poblados indígenas y comunidades nativas de la Amazonía peruana.

El problema de la propiedad de las tierras en las comunidades nativas y sus tierras fueron los problemas más importantes para el desarrollo de la sostenibilidad económica. Sin embargo, los continuos problemas constituyen obstáculos.

Recuadro I-8.5-1

Problemas encontrados en las comunidades nativas por el programa Defensoría del Pueblo

a. Aspectos Administrativos

- Retrasos en el registro oficial de las comunidades nativas.
- Otorgamiento de certificados de propiedad de las tierras indígenas a personas que no son los propietarios.
- No existe un criterio técnico claro para la determinación de las tierras que deben ser entregadas a las comunidades.
- Identificación de las comunidades nativas con asentamientos humanos, lo cual ocasiona que la visión indígena se vea limitada a la identidad étnica y para el manejo de sus tierras.
- Retrasos en los requerimientos y reclamos de la indigeneidad.
- Otorgamiento de contratos o licencias para la explotación de recursos naturales a personas que no son indígenas en las tierras que son entregadas a las comunidades nativas.

b. Aspectos Económicos

- Ocupación irregular de las tierras indígenas por otras personas.
- Ausencia de control gubernamental del creciente mercado que personas foráneas forman e implementan en las tierras indígenas.
- Llegada y movimiento de personas ajenas a la Amazonía peruana en relación con actividades agrícolas y producción de coca.

c. Aspectos Políticos

- Escasa intervención del gobierno en las regiones de la Selva con autoridades que están obligadas a obedecer las reglas que protegen los derechos de los poblados indígenas.
- Los peligrosos grupos provistos con armas y los ladrones que venden y producen droga alteran la tranquilidad de estas comunidades.
- No existe apoyo del Estado para estos poblados indígenas en sus procesos de organización ni en la provisión de recursos legales, soporte administrativo y técnico con el fin de proteger sus tierras.
- No existe coordinación entre las políticas de reconocimiento de tierras de las Comunidades Nativas y la definición y creación de áreas protegidas con el objetivo de proteger el medio ambiente y los recursos naturales

I-9 Situación y Problemas del Medio Ambiente

I-9.1 EIA y Consideraciones Ambientales en Perú

1. Organismo Ejecutor del EIA en el Campo de la Electrificación

En Perú, no existe una ley fundamental sobre el ambiente y cada ministerio es responsable de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) durante el período del estudio. En mayo del 2008, se creó el Ministerio del Ambiente, pero este nuevo Ministerio comenzará sus funciones en enero del 2009.

El departamento encargado de la aprobación de los estudios EIA para electrificación en el MEM es la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE); sin embargo, la Dirección General de Electricidad (DGE) también juega un papel hasta cierto punto.

La Ley 25844 señala que la función de la DGAAE es promulgar la política principal y los lineamientos, mientras que la función de la DGE es supervisar las reglas dadas. Adicionalmente, la DGE debe supervisar la implementación de las normas., evaluar los incumplimientos y penalizar a las instituciones, de ser el caso.

La DGAAE y la DGE deciden si un proyecto o plan (de más de 500kW) necesita recibir las siguientes certificaciones o reportes luego de examinar la carta enviada por el solicitante.

- En el caso de que el proyecto sea implementado dentro de un área protegida o zona de delimitación, el certificado expedido por el INRENA. Incluso en el caso de que el proyecto sea implementado fuera del área protegida o zona de delimitación, si éste causa daños a los recursos naturales o cualquier otro impacto físico, la DGAAE tomará iniciativas para proteger la naturaleza.
- En el caso de que el sitio del proyecto este ubicado cerca de un lugar de importancia arqueológica, el CIRA expedido por INC.
- Certificado expedido por la DIGESA del Ministerio de la Salud concerniente al manejo de residuos sólidos.
- Mediante examinación de cartas o documentos, si se encuentra que la implementación del proyecto tiene impacto en aspectos sociales como en capital social de las comunidades rurales, la DGE está encargada de la gestión de ambiente social.

Además de la Ley 25844, el sistema nacional de inversión pública, o SNIP, bajo el Ministerio de Economía y Finanzas requiere el estudio del impacto ambiental incluso durante la etapa de perfil anterior al estudio de pre-viabilidad. El SNIP prescribe que el solicitante debe mencionar los probables impactos positivos y negativos del proyecto sobre el ambiente y el esquema general de los planes de mitigación. Diferente de la Ley 25844, no es de acuerdo al tamaño del proyecto, pero el estudio del impacto ambiental es requerido por todos los proyectos.

Sin embargo, según Directiva No. 004-2007 de la Directiva General del Sistema Nacional de Inversión pública, se decide el nivel de estudio que el ejecutor implementa (sólo estudio de perfil o hasta el estudio de factibilidad) por el monto estimado de inversión.

Monto de inversión	Estudio Requerido
- S/. 300,000	El estudio a nivel de Perfil Simple
S/. 300,000 ~S/. 6,000,000	Hasta el estudio a nivel de Perfil
S/. 6,000,000~S/. 10,000,000	Hasta el estudio a nivel de pre-factibilidad
S/. 10,000,000 -	Hasta el estudio a nivel de factibilidad

Como el propósito del estudio de perfil es determinar si un proyecto se realizará, estudio de impacto ambiental en esta etapa es una predicción preliminar. Usando documentos secundarios, el solicitante debe describir i) los posibles impactos positivos y negativos y ii) plan general de mitigación. Ambas mini/micro hidroeléctricas y el sistema FV son el objeto de este estudio. Durante la etapa del estudio de perfil, el solicitante está obligado a remitir algunas alternativas así como el estimado de costos para el plan de mitigación. El solicitante debe describir i) los impactos positivos y negativos del proyecto sobre el ambiente, ii) el plan de mitigación, y iii) detalle de los costos del plan de mitigación. Ya que no se requiere un estudio de campo para el estudio de pre-factibilidad y los datos estimados son aceptados como el estudio de impacto ambiental, el estudio de campo se hace frecuentemente.

Existe una discrepancia entre la ley referente a la electrificación y SNIP referente a la inversión pública en general, pero el MEM entiende el estudio relacionado a problemas ambientales no es necesaria para proyecto menores de 500 kW.

Además de estas organizaciones, CONAM (Consejo Nacional del Medio Ambiente) trabaja como la principal autoridad para los temas ambientales en Perú para ofrecer políticas de gestión ambiental. Se dice que CONAM es una institución extremadamente política. Dentro de sus responsabilidades, CONAM no aprueba o revisa ningún EIA referente a la electrificación y no tiene relación con el procedimiento de EIA para los proyectos de electrificación.

I-9.2 Marco Legal de las Consideraciones Ambientales

El volumen de la generación eléctrica determina si un proyecto requiere desarrollar estudios de EIA ó no según la Ley No.25844.

- (1) Cuando el estudio involucra centrales hidroeléctricas con capacidades menores a 20 MW, no se requiere la elaboración de un estudio EIA. Sin embargo, la DGAAE puede solicitar al ejecutor la presentación del método de gestión ambiental si es necesario, considerando el artículo 24 de la Ley No.28611, y el ejecutor tiene que adelantar el estudio EIA, aun cuando la capacidad instalada sea menor de 20MW, si se supone que puede generar impacto sobre ambiente. MEM/DGE da autorización para la implementación de proyectos de centrales hidroeléctricas con capacidades entre 10 MW y 20 MW; por otro lado, los gobiernos regionales

dan autorización para la implementación de centrales hidroeléctricas con capacidades entre 500 kW y 10 MW.

- (2) Cuando el estudio involucra centrales hidroeléctricas con capacidades menores a 500 kW, las cuales serán el objetivo principal del presente Plan Maestro, la DGE sólo solicita un resumen del proyecto, pero no otorga ninguna autorización.
- (3) No existen reglamentos ambientales en el Perú con respecto al sistema FV para electrificación.

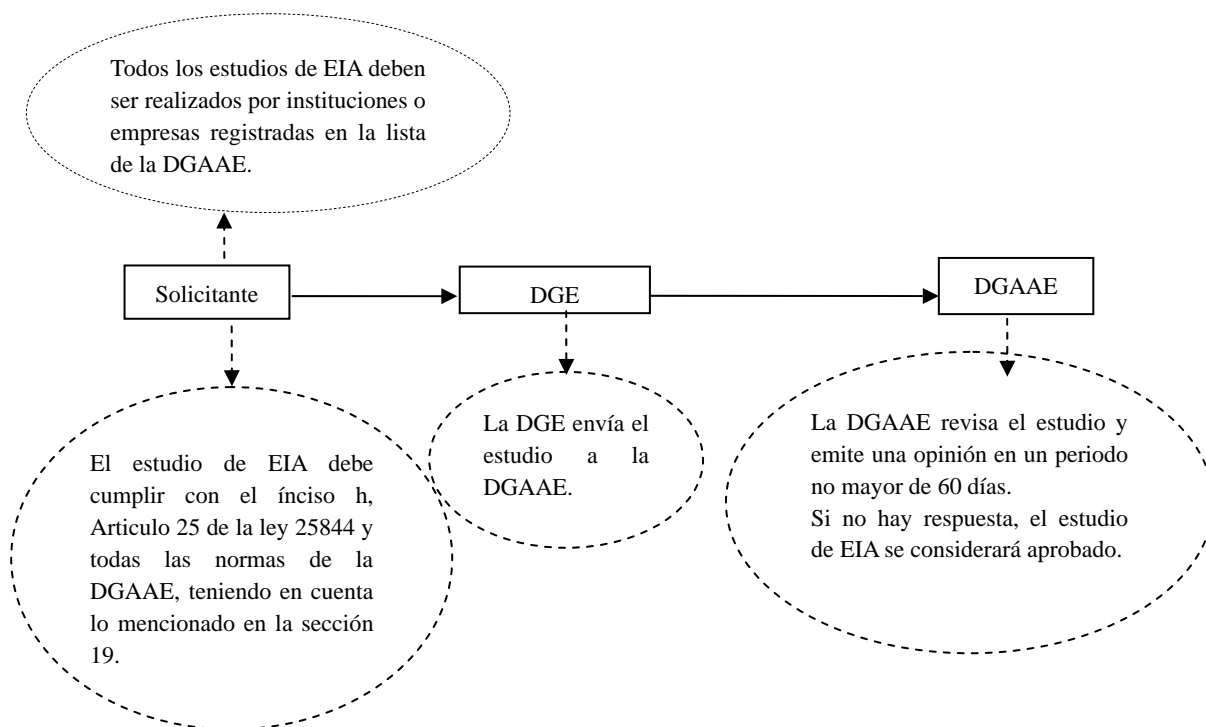
La relación entre la capacidad de producción y la EIA se resume en la Cuadro I-9.2-1.

Cuadro I-9.2-1 Relación entre la Capacidad de Generación Eléctrica y la EIA

Tipo de generación	Capacidad de producción			
	≤500kW	500kW < ≤10MW	10MW < ≤20MW	20MW <
Energía hidroeléctrica	Envío de carta a MEM/DGE	Autorización del gobierno regional	Autorización de la MEM/DGE	EIA
	La DGAAE puede solicitar el estudio de la EIA independientemente de la escala de generación de electricidad si se espera algún daño serio.			
Sistema FV	Sin reglamentos			

Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008 en base a la información de la MEM/DGE

Sin embargo, existen dos leyes relacionadas con EIA y dos departamentos relacionados con EIA en el MEM, y existen diferentes apreciaciones e instrucciones entre estos departamentos con respecto a la aplicación de estas leyes. Este parece ser uno de los problemas más importantes de las consideraciones ambientales y sociales para el plan y proyecto de electrificación.



Fuente: Equipo de Estudio JICA, 2008

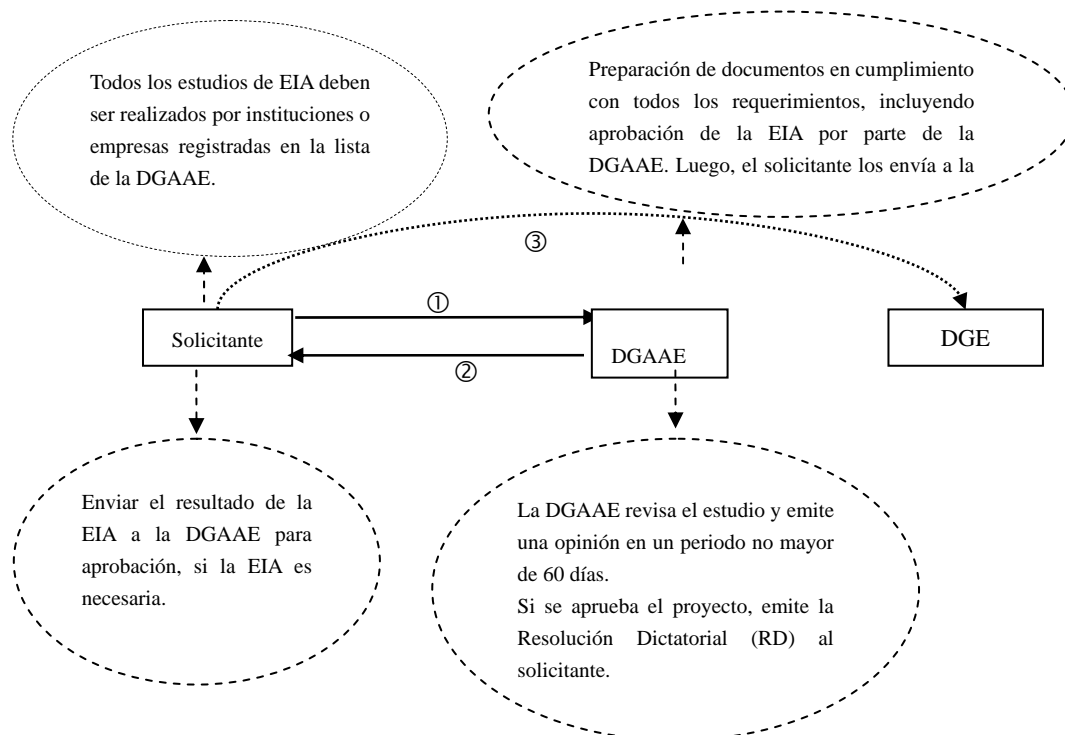
Gráfico I-9.2-1 Procedimiento de la EIA Mencionada en la Ley 25844

Recuadro I-9.2-1 Texto del Artículo h, Sección 25 de la Ley 25844

El implementador debe presentar una solicitud al MEM con los siguientes datos: h) estudio EIA y Resolución Dictatorial (EIA-RD)

De acuerdo con la explicación recibida de las entrevistas con la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad (DGAAE) y de la Dirección General de Electricidad (DGE), el marco legal de la EIA es el siguiente:

- (1) Son dos las principales leyes que regulan los Aspectos Ambientales. La primera es el Decreto Ley 25844: Ley de Concesiones Eléctricas, y la segunda es la Ley 28749: Ley de General de Electrificación Rural.
- (2) La ley 25844 establece las normas que regulan las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica.
- (3) Con respecto a la Ley 25844, el procedimiento para obtener la aprobación del estudio EIA es el mostrado en el Gráfico I-9.2-1. Sin embargo, según un oficial de la DGAAE, este procedimiento es obsoleto y actualmente ellos reciben los documentos de EIA directamente de los ejecutores y les devuelven resultados a ellos mismos. DGE recibe todos los documentos requeridos incluyendo el resultado de la EIA por parte de los solicitantes. El Gráfico I-9.2-2 muestra este proceso.



Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008 en base a la entrevista con la DGAAE

Gráfico I-9.2-2 Procedimiento para la Aprobación de Proyectos incluyendo la EIA del MEM

- (4) La nueva Ley 28749 establece el marco regulador para la promoción, desarrollo eficiente y electrificación sostenible de las áreas rurales, comunidades aisladas y aquellas comunidades que están ubicadas en la frontera con otros países.
- (5) El reglamento de la Ley 28749 fue aprobado el 3 de mayo del 2007. A la fecha de la entrevista, la ley 28749 ha sido promulgada pero los detalles incluyendo los formatos están en la fase de preparación por la DGAAE, por lo que en este momento no existen formatos de Declaraciones Juradas indicados en el texto.

La Cuadro I-9.2-2 muestra las diferencias de la Orden de Ley 25844 y la Ley 28749 en términos de objetivos y beneficios.

Cuadro I-9.2-2 Comparación de la Orden de Ley 25844 y la Ley 28749

Orden Ejecutiva 25844 Ley de Concesiones Eléctricas	Ley No 28749 Ley de Electrificación Rural
Ventajas: Punto de vista económico	Ventajas: Punto de vista social
<ul style="list-style-type: none"> • Esta ley promueve los mercados abiertos. • Esta ley promueve la competencia. • Esta ley promueve la eficiencia. • Esta ley promueve las inversiones. • Esta ley promueve tarifas justas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Esta ley promueve la tranquilidad social. - • Esta ley promueve la electrificación rural. • Esta ley no considera los beneficios económicos. • En la mayoría de casos, las tarifas reciben subsidio del gobierno.

Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008 en base a la información de MEM/DGE.

- (6) La orden de ley 25844 prescribe que las actividades relacionadas con asuntos ambientales deben tratarse de maneras diferentes según la capacidad de generación eléctrica. La Sección 7 de esta ley establece que las mini/micro centrales hidroeléctricas con capacidades de 500 kW o menos no requieren la EIA ni la autorización pero el solicitante debe presentar un resumen del proyecto al MEM.

El procedimiento de los temas ambientales por capacidad de electrificación es mostrado en el Gráfico I-9.2-3.

Actividad/procedimiento	Tipo de proyecto	Aplicación a
Concesiones Definitivas (*)	<ul style="list-style-type: none"> • Generación • Transmisión • Distribución (maxima demanda 500KW-30MW ámbito regional) (**) 	<ul style="list-style-type: none"> : Central hidroeléctrica potencia instalada mayor a 20MW : Se requiere imposición de servidumbre : Servicio público de electricidad
Concesiones Temporales	<ul style="list-style-type: none"> • Generación • Transmisión 	} Estudios para determinar la factibilidad
Autorizaciones para Centrales con Potencia Instalada entre 500kW - 20MW (**)	<ul style="list-style-type: none"> • Generación 	Central hidroeléctrica: potencia 500KW-20MW Central termoeléctrica: potencia instalada >500KW (*)
Informantes (**)	<ul style="list-style-type: none"> • Generación • Transmisión • Distribución 	} Central hidroeléctrica: potencia 500kW- 20MW Cuando no se requiere ni concesión definitiva ni autorización
Servidumbre	<ul style="list-style-type: none"> • Derecho accesorio a la concesión definitiva y temporal 	Permite el uso de bienes publicos y privados

Si la empresa desea extender líneas de distribución sobre la tierra de dueño privado, tiene que pagar servidumbre para poder tener acceso a las instalaciones en la tierra en cuestión.

Leyenda:

(*) Únicas etapas que requieren la preparación de Estudio de Impacto Ambiental

(**) Competencia Transferida a Gobierno Regional

Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2007 en base a la información de la DGE

Gráfico I-9.2-3 Procedimiento de Asuntos Ambientales por Capacidad (Ley 25844)

Recuadro I-9.2-2 Texto de la Sección 7, Ley 25844

Las actividades de generación, transmisión y distribución que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas sin restricción si estas cumplen con las normas técnicas y recomendaciones dadas para la protección del ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación Peruana. El solicitante deberá dar detalles al Ministerio de Energía y Minas sobre la operación y las características técnicas de la infraestructura y equipos.

- (7) A diferencia de las disposiciones de la Orden de Ley 25844, la Ley 28749 clasifica los proyectos de electrificación rural en: concesión eléctrica rural, derecho de servidumbre para la electrificación y sistema eléctrico rural (SER). La dirección responsable de determinar si un proyecto es o no un SER es el MEM/DPR.

La Ley 28749 establece que un proyecto SER debe cumplir con los requerimientos de la Sección No.11 – Decreto Supremo 025-2007 EM Ley 28749. Si se decide que un proyecto es un SER, entonces las normas ambientales deben cumplir con lo establecido en la Ley 28749.

Por lo tanto, con respecto a la sección 39, título IX, sólo la infraestructura de transmisión del SER debe contar con un estudio EIA. La capacidad de generación de las mini/micro centrales hidroeléctricas es baja y sólo se necesita líneas de distribución; este hecho significa que no se requiere implementar estudio EIA.

Sin embargo, dado que los detalles de esta ley no han sido establecidos aún, no se han definido los requerimientos para el proyecto de electrificación. Se necesita aclarar el procedimiento necesario para un proyecto de pequeña escala pero equipado con instalaciones de líneas de extensión, cuando se considera como SER.

La tipología del proyecto de electrificación es la que se muestra en el Gráfico I-9.2-4.

Sistema	Tipo de proyecto	Aplicado a
Concesión Eléctrica Rural	• Generación	: Fuente renovable Fuente no renovable
	• Transmisión	: Cuando afecta bienes públicos o privados
	• Distribución	: En relación con bienes públicos o privados
Servidumbre Rural para la Electrificación	• Derecho a concesión devinitiva o temporal	
Sistema Eléctrico Rural (SER)	• Tiene que ser aprobado por DPR	

* Los detalles están en preparación por DGAAE y otras instituciones.

Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2007 en base a la información de la DGE

Gráfico I-9.2-4 Tipología del Proyecto de Electrificación (Ley 28749)

- (8) Se encontró que las dos instituciones a cargo de la EIA para proyectos de electrificación tienen diferentes apreciaciones con respecto a la aplicación de las dos leyes arriba mencionadas en la Electrificación Rural a través de sistemas no convencionales, el objetivo del presente estudio del Plan Maestro. Existe confusión y no existe un procedimiento aprobado en el MEM sobre los asuntos ambientales para la electrificación de pequeña escala con energía renovable. Las diferentes apreciaciones se resumen en el siguiente Recuadro.
- (9) Referente a los proyectos entre 500 kW y 20 MW que son catalogados para no requerir el estudio de EIA, el ejecutor está obligado a presentar el resumen del proyecto, incluyendo el plan de la gestión ambiental, a la DGAAE (mas de 10 MW y menos de 20 MW) o al gobierno local (mas de 500 kW y menos de 10 MW) con el fin de recibir el permiso. Como los proyectos hidroeléctricos a escala mini y micro no requiere obtener permiso, pero debe informar su implementación del proyecto a DGE. Sin embargo, en realidad, sólo unos proyectos eléctricos menor de 500kW implementado por los fondos disponibles de distritos, comunidades o personas individuales son informados a DGE. Adicionalmente, en el caso del Sistema FV, no

hay esquema legal sobre gestión ambiental. En consecuencia, estos proyectos eléctricos a pequeña escala son desconocidos a MEM y no se registra en base de datos de MEM⁵.

También, aunque el Artículo 2 de Ley 26734 estipula que el problema de gestión de residuos sólidos que se ocurre después del inicio de los servicios serán manejados por OSINERGMIN como se menciona en I-9.5. Este organismo controla inversión y asuntos financieros, y no hace gestión técnica. En realidad no hay ninguna gestión de instalación y operación de los proyectos de generación eléctrica a pequeña escala. El procedimiento de implementación del proyecto de generación eléctrica se muestra en el Gráfico I-9.2-5.

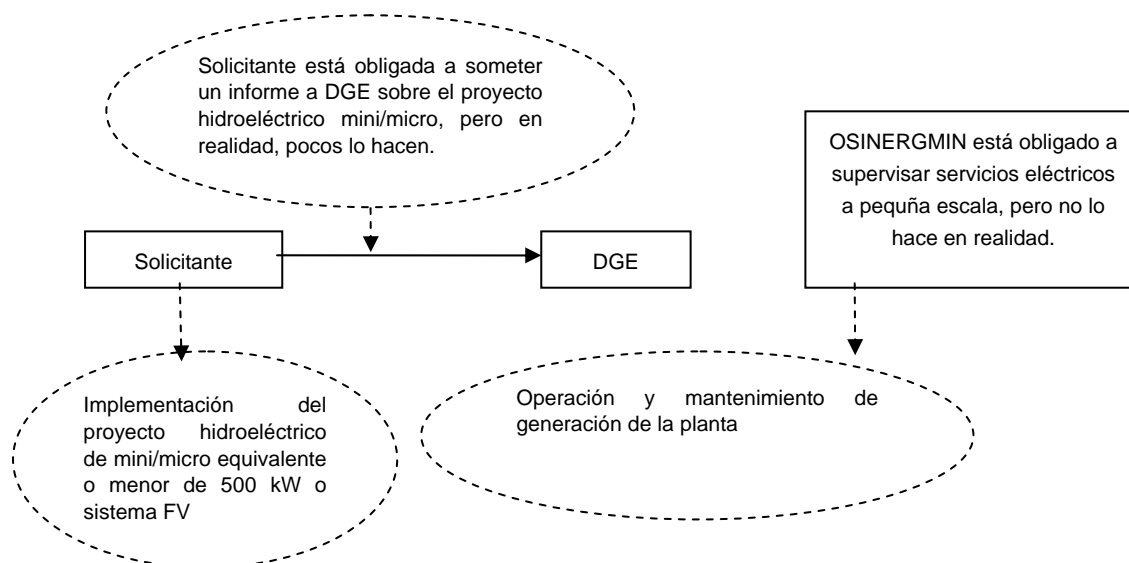


Gráfico I-9.2-5 Procedimiento de Implementación del Proyecto de Generación Eléctrica a Pequeña Escala

- (10) El MEM no tiene funcionarios que trabajen en la consideración ambiental y social de proyectos de pequeña escala cuya capacidad de generación es de 20 MW o menos, y a los cuales no se aplica la EIA, aunque consideración ambiental de los proyectos a los cuales se aplica la EIA está bajo la supervisión de la DGAAE. La falta de funcionarios, no sólo para la consideración social pero también para la consideración ambiental de proyectos de pequeña escala, es otro problema del MEM porque el impacto negativo de la electrificación mediante energía renovable no está siendo considerado.

⁵ Debido a la información no suficiente de MEM sobre los proyectos de electrificación rural, equipo de estudio de JICA gastó largo tiempo para decidir los sitios de estudio de campo a nivel de pre-factibilidad, porque muchos sitios candidatos que MEM recomendó habían implementado los proyectos de electrificación o ya los tenían.

Recuadro I-9.2-3 Diferentes apreciaciones entre la DGAAE y la DGE

- 1) La DGAAE recomienda que:
 - Debido a que la capacidad de las centrales hidroeléctricas consideradas en el Plan Maestro es generalmente de 500 kW o menos, no se requieren estudios de EIA.
 - El ingeniero a cargo recomienda considerar el proyecto indicado en la Ley 25844 (ley de concesión) y tener en cuenta la sección 7 de la ley, por otro lado, no considerar el texto establecido en la Ley 28749 (ley de electrificación rural) para la implementación de proyecto ya que aún existen muchos puntos que deben ser aprobados por el ministerio.
 - Al mismo tiempo, el ingeniero responsable indicó que es recomendable que JICA envíe una carta a la DGAAE con el fin de obtener una carta formal indicando que no se requiere el estudio EIA debido a la capacidad de las centrales hidroeléctricas y el suministro de electricidad usando el sistema FV.
 - También indicó que en caso de que se solicite algún tipo de estudio que considere los términos de la EIA, entonces se puede solicitar el Plan de Manejo Ambiental.
- 2) La DGE recomienda que:
 - Debido a que la capacidad de las centrales hidroeléctricas generalmente es de 500 kW o menos, no se requieren estudios de EIA.
 - Contrario a lo que el ingeniero de la DGAAE indicó sobre la Ley 28749, el director de la DGE indicó que esta ley ya ha sido aprobada y que cualquier titular podría tener el derecho de presentar todos los papeles que él o ella consideren importantes, aun cuando los formatos no estén listos ni aprobados por el ministerio.
- 3) En conclusión, el ejecutor o planificador de un plan o proyecto de electrificación debería enviar una carta con respecto al plan o proyecto tanto a la DGAAE y la DGE para informarles sobre el plan o proyecto y esperar por la decisión de la directiva de ambas entidades.

I-9.3 Lineamientos para el Estudio de EIA

Existe un lineamiento para el estudio EIA. Si un proyecto de electrificación requiere del estudio de EIA, el ejecutor deberá cumplir con este lineamiento para preparar el Plan de Manejo Ambiental. Las instituciones que ejecuten el estudio del EIA deben obtener autorización del MEM (el número de instituciones autorizadas es de 129 a julio del 2007).

El contenido del Plan de Manejo Ambiental para actividades eléctricas, tales como generación, transmisión y distribución, debe basarse en una serie de programas y acciones con el objetivo de que el estudio propuesto abarque todos los aspectos ambientales. El plan debe incluir los siguientes aspectos: monitoreo y medidas de control ambiental, educación ambiental (aspectos sociales), medidas de contingencia y fase de finalización de proyecto. Los contenidos de los lineamientos para el estudio EIA sobre el Plan Maestro ambiental se resumen en el Recuadro I-9.3-1.

Recuadro I-9.3-1 Contenido de los Lineamientos para el Estudio EIA

1) Monitoreo y medidas de control ambiental

El programa de monitoreo está basado en la situación actual en el área involucrada y los análisis de los impactos de los proyectos incluyendo las predicciones de impacto en todas las etapas del proyecto. El monitoreo requiere la medición de muchos parámetros ambientales en la etapas previas, de implementación, operación y cierre de las instalaciones eléctricas.

2) Educación Ambiental – Aspectos Sociales

Si el proyecto está ubicado cerca de un área ambientalmente frágil o de una reserva natural, entonces es importante que las personas responsables del proyecto obtengan información para tomar medidas de protección de estos recursos naturales. El estudio debe proponer el programa de educación ambiental así como los programas relacionados con la comunicación social para efectos de sensibilizar a los miembros de la comunidad sobre la conservación ambiental.

3) Medidas de Contingencia

El presente estudio incluye todas las acciones y medidas a adoptarse en caso de situaciones de riesgo y emergencia que pudiesen ocurrir en las instalaciones eléctricas (generación, transmisión y distribución), debido a terremotos, incendios, explosiones, derrame de sustancias contaminantes, y otros.

4) Fase de Conclusión de Proyecto

Es obligatorio tener un plan para remover todas las infraestructuras cuando el proyecto sea abandonado. Esta fase de conclusión de proyecto debe seguir todas normas de seguridad y ambientales.

Adicional a los lineamientos para el estudio EIA, MEM/DGE publicaron la Guía de Relaciones Comunitarias que se refieren a los aspectos socioeconómicos de los planes y proyectos de electrificación. Esta guía se aplica a los proyectos/planes que requieren estudios EIA (proyectos de gran escala). Los objetivos principales del estudio de ambiente social (EIS) son analizar los efectos que un proyecto tiene sobre sus habitantes, relaciones sociales, economía y cultura, así como mencionar las acciones para incrementar los efectos positivos, mitigar o eliminar los impactos negativos.

I-9.4 Áreas Protegidas

1. Tipos de Áreas Protegidas

La ley de las Áreas Naturales Protegidas de Perú prescribe diez categorías de áreas naturales protegidas (ANP) y zonas de amortiguamiento fuera de las ANP. Las categorías de las ANP son las siguientes:

- 1) Parque nacional
- 2) Santuario nacional
- 3) Santuario histórico
- 4) Reserva paisajística
- 5) Refugio de vida silvestre
- 6) Reserva nacional
- 7) Reserva comunal

- 8) Bosque de protección
- 9) Coto de caza
- 10) Zona reservada

La explicación y reglamentación de estas categorías se resumen en el Recuadro I-9.4-1.

Recuadro I-9.4-1

1. *Parques Nacionales*

Un parque nacional se refiere a una parcela de terreno separada por el gobierno central y usualmente designada como un área libre de desarrollo. Los parques nacionales incluyen áreas vírgenes u otras áreas de patrimonio ambiental que la Nación considera necesario preservar.

Estas áreas protegen la integridad ecológica de uno o más ecosistemas, especies de flora y fauna, para generaciones actuales y futuras.

2. *Santuarios Nacionales*

Un Santuario Nacional es un lugar designado por INRENA en donde se protege el hábitat de una especie en particular así como formaciones naturales y paisajísticas. Esta área está disponible principalmente para investigación científica y/o monitoreo ambiental.

3. *Santuarios Históricos*

Un Santuario de Patrimonio Histórico es el área en donde se desarrollaron hechos importantes de la historia nacional Peruana y es representativa de la experiencia nacional a través de los restos físicos y las tradiciones que se desarrollaron en ellas.

4. *Reservas Paisajísticas*

Una Reserva paisajística es el área en donde INRENA protege la relación armoniosa entre el hombre y la naturaleza. En esta área, la interacción del hombre y la naturaleza con el paso del tiempo ha generado una característica distintiva con importantes valores estéticos, culturales y/o ecológicos, y a menudo con una alta diversidad biológica.

5. *Refugios de Vida Silvestre*

Son áreas cuyo manejo requiere de intervención activa para garantizar el mantenimiento de los hábitats, así como para satisfacer las necesidades particulares de determinadas especies, como lugares de reproducción y lugares de difícil recuperación o para mantener las poblaciones de dichas especies.

6. *Reservas Nacionales*

Las Reservas Nacionales son áreas dedicadas a la conservación de la diversidad biológica y la utilización sostenible y constante especies vegetales así como de fauna silvestre o acuática.

En estas áreas, está permitido el uso comercial de los recursos naturales según el plan de manejo aprobado. La actividad comercial está supervisada y controlada por la autoridad nacional competente. La persona que desee hacer uso comercial de estos recursos debe elaborar el plan de manejo y recibir la autorización de INRENA.

7. *Reservas Comunales*

Las reservas comunales son áreas dedicadas a la conservación de la flora y fauna silvestre para beneficio de las comunidades rurales ubicadas en las áreas vecinas. Estos recursos se utilizarán y comercializarán de acuerdo con los planes de manejo aprobados y supervisados por la autoridad competente y conducidos por los mismos beneficiarios.

Las reservas comunales pueden establecerse sobre tierras cultivables, ganado, bosques o pantanos: naturales o artificiales, permanentes o temporales, abandonados o en uso, incluyendo la superficie marina cuya profundidad no exceda los 6 metros.

8. *Bosques de Protección*

Los Bosques de Protección son áreas que se establecen para garantizar la protección contra los procesos de erosión de tierras frágiles. En esta área se permite el desarrollo de actividades que no pongan en riesgo la tierra ni la vegetación.

9. *Cotos de Caza*

Los cotos de caza son áreas en donde se permite un tipo específico de caza de acuerdo con los reglamentos del deporte.

10. *Zonas Reservadas*

Las Zonas Reservadas son áreas que reúnen algunas condiciones para ser consideradas como Áreas Naturales Protegidas pero que requieren de estudios complementarios para determinar, entre otras cosas, su extensión y categoría. Estas áreas también están protegidas por el Estado Peruano.

11. *Zonas de Amortiguamiento*

Las áreas de amortiguamiento son aquellas áreas vecinas o adyacentes a las áreas naturales protegidas del Sistema que, por su naturaleza y ubicación, requieren de un tratamiento especial para garantizar la conservación del área protegida. El plan maestro de cada área definirá la extensión. Las actividades en estas áreas no deben poner en riesgo la integridad de las áreas naturales protegidas

2. **Institución a cargo de la Protección de la Naturaleza**

El Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA), uno de los organismos del Ministerio de Agricultura, es el responsable de la protección de la naturaleza. En respuesta al establecimiento del Ministerio del Medio Ambiente a mediados de mayo del 2008, INRENA con sus funciones y competencias será transferido al nuevo ministerio en setiembre del 2008, pero a la fecha del quinto estudio de campo, en la primera quincena de junio del 2008, INRENA aún se mantiene bajo el Ministerio de Agricultura. Como información adicional indicamos que el nuevo ministerio tiene programado iniciar operaciones en enero del 2009.

INRENA tiene una oficina llamada Intendencia de Áreas Protegidas que está a cargo de dos aspectos: el primero, con respecto al manejo adecuado de las áreas protegidas reconocidas por el Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado – SINANPE, y el segundo, la supervisión de las áreas que no están contempladas dentro de dicho sistema como: áreas regionales, áreas municipales y áreas privadas, incluyendo siempre las áreas de amortiguamiento. La función principal de esta intendencia es proteger la diversidad biológica.

La autoridad de las áreas protegidas de INRENA recomendó que el ejecutor que desea implementar algún proyecto o estudio debe enviar una carta a dicha oficina solicitando información sobre el tipo y características a tomar en cuenta en el área en donde el ejecutor desee iniciar el estudio o proyecto (sólo en caso que las comunidades estén ubicadas cerca de cualquiera de las áreas protegidas en relación con el mapa).

3. Reglamentos de Uso en las Áreas Protegidas

Dentro de las ANP se permiten los usos directos e indirectos únicamente cuando el ejecutor cumple con los reglamentos según el marco legal (Ley de Áreas Naturales Protegidas).

1) Reglamento de Uso Indirecto

Los Parques Nacionales, Santuarios Nacionales y Santuarios Históricos están contemplados como áreas de reglamento de uso indirecto.

Estas áreas son utilizadas principalmente para estudios científicos y no se permite adquirir o utilizar los recursos naturales de estas áreas. Existen algunas áreas en donde se permite el uso para recreación y turismo.

2) Reglamento de Uso Directo

Las Reservas Nacionales, Reservas Paisajísticas, Refugios de Vida Silvestre, Bosques de Protección y Cotos de Caza son considerados como áreas de reglamento de uso directo.

Se permite el uso de recursos naturales dentro del área de acuerdo con el plan de manejo. Cualquier otro fin o actividad que alguien desee desarrollar debe cumplir con los objetivos del área.

4. Evaluación de Impacto Ambiental de las Áreas Protegidas

Es posible la electrificación con energía renovable de las comunidades ubicadas en ciertas categorías de las áreas protegidas con la condición de que se obtenga autorización por parte del INRENA. El ejecutor del proyecto de desarrollo debe presentar a INRENA una carta explicando el proyecto y el plan de mitigación de problemas para obtener la autorización respectiva.

De acuerdo con INRENA, la electrificación mediante sistemas FV están permitidos incluso dentro de las ANP. En este caso, la municipalidad (distrito) debe informar por escrito a INRENA sobre la implementación de proyecto, describiendo el nombre de localidades respectivas con sus coordenadas UTM y la condición de la obtención de electricidad. INRENA apoya el uso de sistemas FV, los cuales utiliza en sus oficinas de campo dentro de las ANP.

Por otro lado, la electrificación con mini/micro centrales hidroeléctricas de cualquier escala requiere de estudios de IEE y EIA incluyendo posibles problemas ambientales y sus planes de mitigación si están ubicadas dentro de las ANP. INRENA considera que los sistemas hidroeléctricos mini/micro son causantes de los cambios en el ambiente, paisajes y biodiversidad.

Las consideraciones ambientales de los proyectos de electrificación dentro de las áreas de amortiguamiento son las mismas consideradas para proyectos dentro de las ANP. El ejecutor debe realizar en primer lugar la IEE e informar de los resultados a la DGAAE del MEM; el MEM los revisa y decide si es posible la implementación del proyecto o no; luego el MEM transfiere a INRENA los casos que han sido aprobados para implementación; INRENA revisa nuevamente el documento y

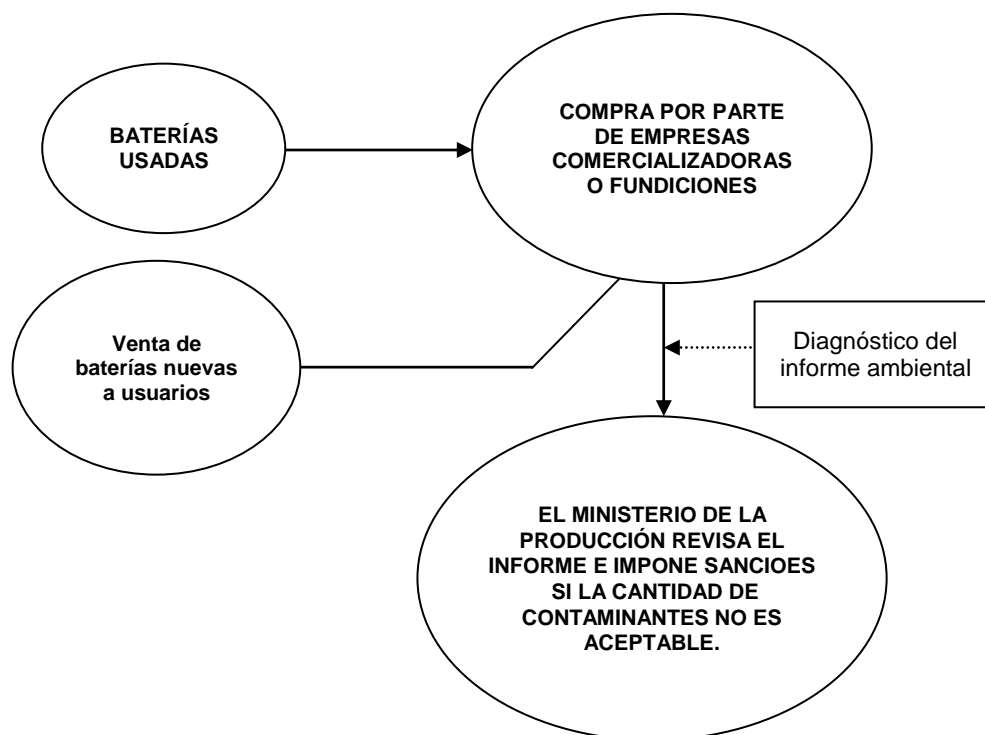
decide si es posible la implementación del proyecto. INRENA informa al ejecutor del resultado de la evaluación, si ha sido aprobado o si se requiere de alguna aclaración sobre protección ambiental. En este último caso, INRENA revisa nuevamente las aclaraciones y toma la decisión final.

I-9.5 Manejo de Residuos Sólidos

El manejo de baterías usadas es indispensable para el sistema de FV con el fin de evitar impacto ambiental. La Ley 27314 – Ley General de Residuos Sólidos y el Decreto Supremo No 057-2004-PCM bajo la jurisdicción del Ministerio de Salud establecen que las oficinas gubernamentales distritales y provinciales son responsables de la gestión de desecho. Para el manejo de las baterías usadas, se debe cumplir con esta ley y este decreto así como con una inspección de la ejecución de las normas legales conernientes a la conservación y protección del ambiente; el manejo de residuos sólidos relacionados con electricidad es responsabilidad de OSINERGMIN, en conformidad con el artículo 2 de la Ley 26734.

La Dirección General de Salus Ambiental, DIGESA, del Ministerio de Salud está a cargo del registro de empresas que comercializan baterías usadas. Estas empresas presentan el reporte de impacto ambiental cada seis meses a la Dirección de Asuntos Ambientales de Industria del Ministerio de la Producción, la cual asume la administración de desechos industriales en general.

De acuerdo con la información de DIGESA y la Dirección de Asuntos Ambientales de Industria, son cuatro empresas del rubro relacionado con desechos industriales las que cumplen con los estándares ambientales a partir de los reportes de los estudios de EIA elaborados por empresas de consultoría ambiental. Estas empresas compran, tratan y/o reciclan las baterías usadas y venden productos nuevos o baterías nuevas en el mercado; se ha confirmado que por lo menos una de estas empresas recicla y vende las baterías en el mercado (Gráfico I-9.5-1). Sin embargo, existen muchas empresas pequeñas, fábricas y tiendas que tratan y reciclan baterías sin estar registradas en DIGESA. Por consiguiente, es difícil para DIGESA y la Dirección de Asuntos Ambientales de Industria controlarlas a todas por falta de tiempo e insuficiencia de personal.



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico I-9.5-1 Flujo de la Situación Real del Reciclaje de Baterías

El Ministerio de la Producción ha venido preparando un reglamento sobre el uso de baterías incluyendo las baterías usadas durante estos últimos cuatro años; sin embargo, a la fecha de la entrevista aún no estaban preparados para promulgarlo. El borrador de este reglamento incluye los asuntos mostrados en el Recuadro I-9.5-1.

Recuadro I-9.5-1 Contenidos Importantes del Borrador del Reglamento sobre Baterías Usadas

- a. Los derechos y obligaciones de los fabricantes, importadores, comerciantes y usuarios una vez que la vida útil de la batería ha caducado. Este reglamento se aplicará en todo el territorio peruano.
- b. Sistema de recolección de baterías con el objetivo de evitar un manejo inadecuado.
- c. La devolución obligatoria de la batería usada en caso que el usuario desee adquirir una nueva, o de lo contrario pagar una multa si el usuario no devuelve la batería usada.
- d. Los criterios técnicos para tratar las baterías usadas.
- e. Penalidades.

También existe otro Reglamento Técnico Peruano creado por otro organismo público independiente llamado INDECOPI (Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Privada). Este se enfoca en el manejo y tratamiento de baterías usadas desde el punto de vista legal, pero sus actividades concretas no son conocidas por DIGESA o la Dirección de Asuntos Ambientales de Industria. INDECOPI controla estas empresas de manera que cumplan con las leyes y reglamentos. Si INDECOPI detecta alguna actividad ilegal, les impone penalidades.

II. Plan Maestro

II-1 Plan de Electrificación Rural con Energías Renovables

La sección II-1.1 del presente Capítulo propone medidas para los problemas identificados en cada campo: general, organizacional, financiero, energía solar, energía hidroeléctrica mini/micro y transmisión/distribución eléctrica. Desde la sección II-1.2 hasta la sección II-1.4, se realizan propuestas sobre los puntos considerados importantes para la ejecución y difusión de la electrificación rural con energía renovable: “Planificación de la Electrificación mediante el Enfoque Participatorio y Sistema de Información de la Electrificación Rural”, “Sensibilización y Educación de los Pobladores de Poblados Alejados a través de la Electrificación de Escuelas Rurales”, “Mecanismo de Sostenibilidad”. La sección II-1.4 propone los planes de acciones sobre las medidas propuestas, y qué organización y en qué momento deben ser tomadas.

Sujeto a la realización de dichas medidas propuestas, la sección II-1.6 propone un plan de electrificación de poblados no electrificados.

II-1.1 Contramedidas para los Problemas de la Electrificación Rural

II-1.1.1 Aspectos Generales

Con el fin de resolver los problemas en la ejecución y difusión de la electrificación rural con energía renovable descritos en la Sección I, es indispensable contar con un diseño institucional sistemático a nivel nacional. El Gráfico II-1.1.1-2 muestra un diagrama conceptual del esquema institucional propuesto. Este esquema enfoca los siguientes puntos en base al análisis de problemas y medidas de la electrificación con energía renovable como se muestra en el Gráfico II-1.1.1-1.

- Diálogos con los niveles locales para formar una alianza estratégica a fin de llegar a acuerdos sobre las funciones y la colaboración entre el gobierno central y los niveles locales para la electrificación con energía renovable.
- Sensibilización de los habitantes de poblados alejados sobre la electrificación con energía renovable.
- Mecanismo de planificación de la electrificación con iniciativa de los habitantes de poblados alejados y recolección unificada de información sobre la electrificación rural por parte del MEM/DPR.
- Mecanismo financiero de SPERAR y mecanismo de subsidio de FOSE.
- Capacitación de los habitantes de poblados alejados y gobiernos locales.
- Cadena de suministro para la construcción, operación y mantenimiento.

Con el fin de hacer efectivo el sistema institucional arriba indicado, es necesario tomar algunas medidas legales. Si la “Ley de Promoción de las Energías Renovables No Convencionales” es abolida y se promulga una nueva ley, proponemos que se elabore una ley especializada para la

ejecución del Plan Maestro, por ejemplo, la “Ley de SPERAR”, en la que se refleja las recomendaciones del Estudio del Plan Maestro y se considera una ejecución sin problemas del Plan Maestro. Para la creación de una nueva ley, se deben considerar los siguientes puntos:

- Para la electrificación con energía renovable bajo la descentralización del gobierno, se deberá especificar en términos concretos los papeles que deben desempeñar el gobierno central y los gobiernos regionales/locales con respecto a los aspectos financieros, técnicos y administrativos;
- Introducción de incentivos que permitan a los gobiernos regionales/locales aceptar la intervención del gobierno central en vista de la brecha entre el gobierno central y los gobiernos regionales/locales y las brechas entre los diferentes niveles de gobiernos regionales/locales con respecto al proceso de información y toma de decisiones;
- Establecimiento de un sistema de información de electrificación rural (poblados objetivo, potencial, investigaciones, plan, financiamiento, organización, existencia de mini-redes, situación actual del suministro eléctrico, avance de los proyectos individuales de electrificación, etc.) y mecanismo para la recolección de dicha información;
- Establecimiento de un sistema de planificación de proyectos individuales de electrificación a través de una iniciativa participatoria de los habitantes del poblado beneficiario e incorporación de medidas de soporte para dicho sistema;
- Incorporación de una cláusula sobre el establecimiento y administración del mecanismo de sostenibilidad;
- Incorporación de una cláusula para garantizar los fondos, la organización y el personal especializado para la implementación del Plan Maestro;
- Adopción de medidas legislativas para introducir un sistema tarifario especial y la aplicación de subsidio del FOSE, considerando que los poblados objetivo están ubicados en áreas de escasos recursos con una disposición de pago extremadamente baja; y,
- Elaboración de procedimientos relevantes tan simples como sea posible en vista de la insuficiencia de personal y la capacidad de las partes locales.

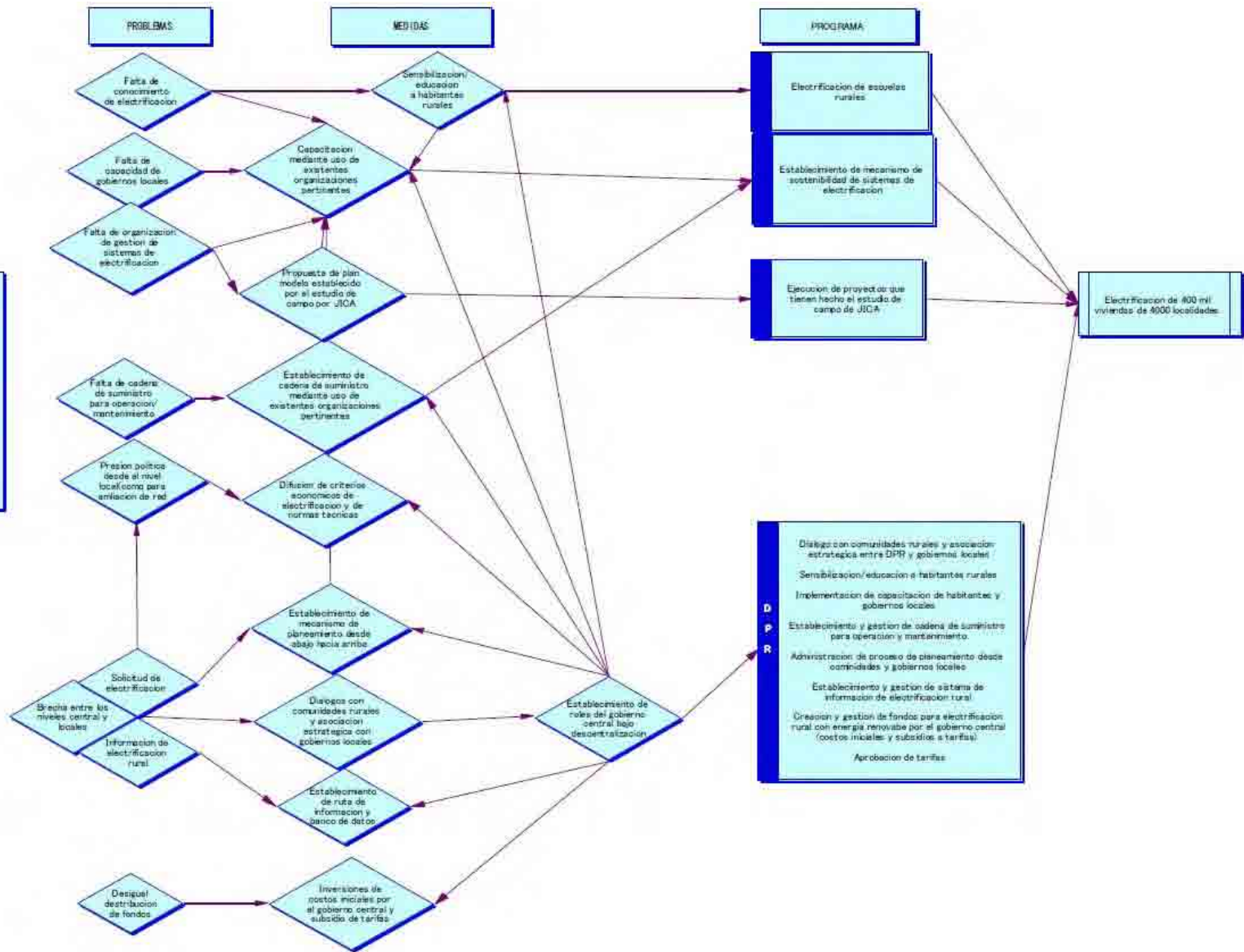


Gráfico II-1.1.1-1 Análisis de Problemas-Medidas de la Electrificación con Energía Renovable

Desde el Capítulo II-1.2 hasta el Capítulo II-1.4, ‘Planificación de la Electrificación y Establecimiento del Sistema de Información de la Electrificación Rural (SIER)’, ‘Sensibilización de los Habitantes de Poblados Alejados a través de la Electrificación de Escuelas Rurales, y ‘Mecanismo de Sostenibilidad para los Sistemas de Electrificación’, se realizan explicaciones según el anterior diagrama conceptual.

II-1.1.2 Organización

Con el fin de resolver los problemas de utilización de energía renovable, se pueden considerar los siguientes principios:

- 1) Organizar(formación de red) organizaciones de capacitación especialmente incluyendo las universidades y capacitar a los habitantes locales y municipalidades
- 2) Reforzamiento de la DPR
- 3) Creación de micro-empresas por parte de los pobladores
- 4) Creación de una ventanilla única para energía renovable a nivel de gobierno regional

Las informaciones adecuadas sobre la energía renovable no llegan a las áreas alejadas, y los pobladores en estas zonas no tienen capacidad de planificación e implementación. Por otro lado, las universidades, incluyendo la UNI y la Universidad de Cajamarca, han establecido un centro de energía renovable y han implementado la electrificación con energía renovable. Al utilizar los recursos existentes de manera efectiva, y organizar organizaciones de capacitación, principalmente las universidades en cada región, se puede realizar la recolección de información y la capacitación de los pobladores como sistema de soporte para la implementación de proyectos con energía renovable así como actividades de respaldo. Adicionalmente, al crear una red de universidades relacionadas con la energía renovable, las universidades pueden tener vínculos entre sí y todas pueden realizar actividades de soporte como centro local de energía renovable cerca de los pobladores.

Es condición imperativa requerir la participación de otras instituciones incluyendo las ONGs o instituciones privadas que tengan experiencia y conocimientos. Por ejemplo, ITDG es una ONG con vasto conocimiento y experiencia en este sector. Ellos son una organización líder en electrificación rural con energía renovable con sistemas sostenibles. La adopción y utilización de dicho conocimiento existente en el país es vital para el éxito. Ya que no todas las universidades cuentan con especialistas y experiencia, ellos tienen que aprender de aquellos con experiencia incluyendo las ONGs y el sector privado.

La DPR no cuenta con la capacidad suficiente para la recolección de información; y dicha información sobre los requerimientos de energía renovable no les llegará mientras esperen en la capital. Para resolver este problema, la DPR debe tomar acción y realizar un acercamiento para obtener la información. Así, con el fin de reforzar la habilidad de recolección de información, es necesario asignar personal de la DPR a tiempo completo a cargo de la energía renovable en gobiernos regionales, y a través de los gobiernos regionales reforzar la habilidad de recolección de información.

La información adecuada sobre energía renovable no ha llegado a los pobladores, quienes no cuentan con la capacidad suficiente de planificación e implementación. Las áreas en donde se aplicará la energía renovable básicamente son áreas alejadas y son de difícil acceso, por lo que dichas áreas deben ser autosostenibles. En dichas áreas, la participación de los pobladores o usuarios es esencial y ellos mismos deben realizar la operación y manejo del sistema. En consecuencia, es necesario implementar la capacitación para reforzar la habilidad de planificación, manejo y operación y gobernabilidad corporativa.

Con el fin de garantizar la sostenibilidad, la mejor opción es la creación de empresas ya que la preocupación constante de una empresa es la operación continua. Además, al crear una empresa, puede realizarse la separación de la propiedad y el manejo, lo cual ocasionalmente representa un conflicto de intereses. Con el fin de establecer una empresa, ésta debe tener ingresos, manejo y operación adecuados. Asimismo, con el fin de realizar el cobro al usuario de la tarifa eléctrica y contar con un ingreso mensual, es mejor tener un sistema operado por los pobladores en donde exista la presión de grupo al ser gente conocida. Así, se deben establecer micro-empresas para el manejo y operación del sistema de energía renovable con iniciativa de los pobladores y esta empresa debe realizar esta función. La propiedad debe recaer en mano de instituciones gubernamentales incluyendo municipalidades y se deben celebrar contratos entre el propietario y la empresa, y la responsabilidad de la empresa deberá estar claramente definida mediante la separación de la propiedad y el manejo.

Finalmente, es necesaria la participación de la organización líder a nivel regional. En este momento ninguna región no cuenta con una oficina responsable de la electrificación rural con energía renovable. Asimismo, sin dicha oficina, los pobladores o aquellos quienes estén interesados no pueden acudir a realizar consultas al respecto. No sólo para promoción sino también para efectos de mantenimiento resulta necesaria esta ventanilla. Luego de la instalación u operación, el sistema puede fallar. En caso de que los pobladores o instructores no puedan resolver la falla, alguna ventana debe estar abierta para consulta. Esta oficina, por lo tanto, debe ser una ventanilla única en donde todos los problemas de electrificación rural con energía renovable puedan resolverse, así que dicha ventanilla se hace entonces necesaria.

Cuadro II-1.1.2-1 Principios para Resolver los Problemas

Principio	Objetivo Principal
Establecimiento de organizaciones de soporte en base a universidades existentes y una red entre ellas	En base a las universidades existentes u otros, formar una red de energía renovable en cada región, con el fin de actuar como sistema para la recolección de información, capacitación, implementación de proyecto y respaldo a los pobladores.
Reforzamiento de la DPR	Con el fin de reforzar la habilidad de recolección de información en la base regional, la DPR debe ser reforzada y su personal se asignará a cargo de la energía renovable en los gobiernos regionales, y a través del gobierno regional se reforzará la habilidad de recolección de información.
Capacitación de los pobladores y municipalidades de los poblados	Implementar la capacitación de los pobladores y de las municipalidades de los poblados con el fin de reforzar las habilidades de planificación, manejo y operación y dirección.
Establecimiento de microempresas por parte de los pobladores	Los pobladores deberán establecer microempresas con el fin de manejar y operar la energía renovable, y se hará una separación de la propiedad y el manejo con el fin de definir la responsabilidad de la empresa.
Establecimiento de una oficina a nivel de gobierno departamental para la energía renovable.(CERER)	Debe crearse CERER, una ventanilla única a nivel de gobierno regional que sea responsable de la electrificación rural con energía renovable con el fin de manejar todos los problemas.

Para empezar, es necesario crear CERER (**C**entro de **E**nergía **R**enovable para **E**lectrificación **R**ural), una ventanilla única a nivel de gobierno regional que sea responsable de la electrificación rural con energía renovable, adicionalmente, sistemas de redes de soporte basado en las existentes universidades, etc, las cuales son los principales actores que llevarán a cabo la capacitación de los pobladores y de las municipalidades rurales. Las universidades que no cuenten con la capacidad y experiencia deberán reforzar sus habilidades con la asistencia de otros incluyendo ONGs y entidades del sector privado. Luego, deberán iniciar la capacitación de los pobladores en aspectos técnicos y manejo para la creación de microempresas por parte de los pobladores. Y se deben establecer microempresas. Luego, los pobladores crearán la microempresa. Al mismo tiempo, será necesario implementar el reforzamiento de la DPR.

Con el fin de implementar el método arriba mencionado, se requiere de tiempo, fondos, recursos humanos e instalaciones. En otras palabras, se requiere de capital humano, bienes, capital financiero y tiempo. El procedimiento total para crear CERERs, organizar tales organizaciones como universidades para la implementación de capacitación, capacitar a los instructores, brindar capacitación a los pobladores, y luego crear microempresas y finalmente instalar los equipos de energía renovable, requiere de cierto tiempo.

Sin embargo, en teoría es factible alcanzar el objetivo del MEM con este método. Por ejemplo, en una región, es posible establecer 3 microempresas en un mes, 30 microempresas en un año (asumiendo 10 meses en un año). Si una microempresa comprende 100 viviendas, entonces se pueden establecer 3,000 SFD. Así, si pueden implementarse en 4 regiones, se pueden instalar más de 10,000 SFD y si se implementan en 12 regiones, se pueden instalar más de 30,000 SFD.

Sin embargo, resulta difícil implementar la electrificación a dicho ritmo a menos que se cuente con una inversión eficiente de capital humano, bienes y capital financiero. Por consiguiente, como compromiso, se puede considerar el siguiente método como una de las alternativas tentativas.

- 1) Instalar los equipos con un método masivo que la DPR está ejecutando. Con intervención de ADINELSA y gobiernos regionales, la junta de usuarios y el cuerpo gerencial de la junta de usuarios asumirán las actividades de operación y mantenimiento incluyendo el cobro mensual a los usuarios. La junta de usuarios celebrará un contrato/convenio con el titular de la propiedad de las instalaciones para su uso y manejo. ADINELSA y los gobiernos regionales serán responsables de brindar soporte a las actividades incluyendo la provisión de repuestos.
- 2) Al mismo tiempo, establecer organizaciones principalmente en universidades para la implementación de la capacitación, y capacitar a los instructores. La capacitación de los instructores puede realizarse con el programa de la UNI.
- 3) Los recursos humanos que hayan sido capacitados instruirán a los pobladores en cada región, y los gobiernos regionales junto con las municipalidades mejorarán la transformación de una junta de usuarios a una microempresa. Todos los derechos y obligaciones de la junta se transferirán a la microempresa.
- 4) La junta de usuarios es inferior a la microempresa desde el punto de vista de la sostenibilidad debido a su vulnerabilidad. Por consiguiente, es necesario una transformación temprana. Así, se establece un límite de tiempo para el procedimiento de transformación, como por ejemplo medio año. En caso que no pueda establecerse la microempresa en dicho tiempo, peligrará la sostenibilidad de las instalaciones, por lo que debe llegarse a un acuerdo con las municipalidades al momento de la instalación para que en caso que no pueda cumplirse con el límite de tiempo, las instalaciones y los equipos sean retirados.

II-1.1.3 Financiamiento

1. Fondo SPERAR

En este Plan Maestro, se propone la creación del Fondo SPERAR para la electrificación por la energía solar y mini/micro hidráulica. Como parte de este Fondo, se considera establecer un fondo específicamente para el desarrollo de la planta mini/micro hidroeléctrica, según la necesidad. En este caso, se puede establecerlo a través de la asistencia financiera de los países y/o agencias donantes, así como separar un monto determinado del presupuesto anual del MEM para la electrificación para crear el fondo rotativo.

2. CANON

Es un requisito realizar un estudio de pre-inversión para la implementación de un proyecto de electrificación rural. Es necesario formular un marco para hacer posible la realización de los estudios con el presupuesto del gobierno regional/local (canon). Esto podría incluir la modificación

de las leyes y reglamentos existentes. Sin embargo, se espera buscar un vínculo con la implementación de proyectos a efectos de evitar realizar estudios en vano, considerando los limitados recursos financieros.

3. Nivel Tarifario Eléctrico

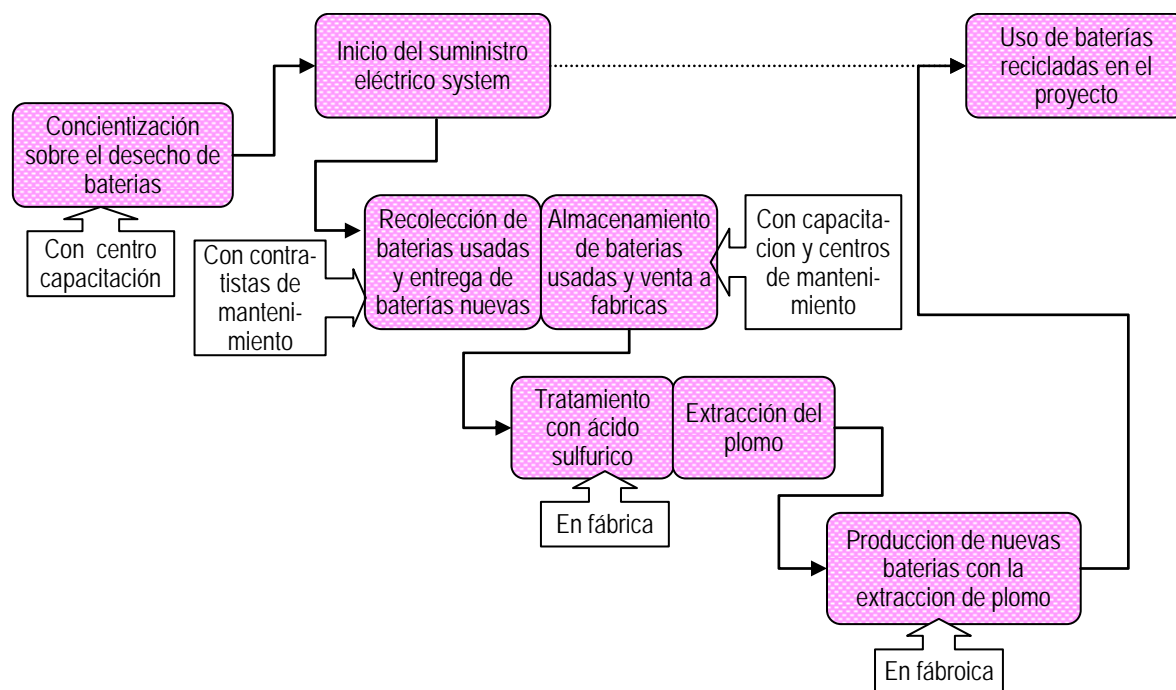
Con el fin de disminuir el nivel de la tarifa eléctrica, es necesario aplicar dos sistemas de ajuste tarifario existentes: uno es el FOSE que tiene como objetivo ajustar la tarifa eléctrica entre los usuarios, y el otro es el Mecanismo de Compensación que busca ajustar la diferencia del costo de generación/transmisión entre las empresas eléctricas. Es deseable tomar medidas para simplificar los procedimientos de registro en el MEM y el reporte periódico posterior, de manera que las microempresas a ser establecidas para la electrificación rural puedan tener fácil acceso a dicho beneficio. En especial, es indispensable fijar los reglamentos del Mecanismo de Compensación para el sistema de energía solar tan pronto como sea prácticamente posible.

II-1.1.4 Contramedidas Técnicas de Sistema FV

1. Tratamiento de Baterías Usadas

Se recomienda coordinar con las empresas existentes recicladoras de baterías para el tratamiento de baterías usadas. Es necesario que la DPR elabore el plan para el tratamiento de baterías usadas en la Fase 1 del Plan de Acciones. Además, es importante recomendar a la empresa recicladora incrementar la capacidad de tratamiento de baterías usadas y reevaluar el proceso de trabajo desde el punto de vista de los aspectos de seguridad y ambientales.

El equipo de estudio de JICA propone el sistema de tratamiento y reciclaje de baterías usadas como se muestra a continuación (referirse a el Gráfico II-1.1.4-1).



Nota: Equipo de Estudio de JICA, 2008

Gráfico II-1.1.4-1 Imagen del Flujo de Reciclaje de Baterías Usadas

Generando conciencia

La necesidad de recolección y reciclaje de las baterías usadas deberá ser el contenido de un programa de generación de conciencia el cual deberá ser ofrecido a los usuarios durante el programa de capacitación, con el fin de que ellos retornen las baterías usadas al programa de reciclaje.

Recolección de baterías usadas

Los contratistas de mantenimiento recolectarán las baterías usadas en el momento en que entreguen las nuevas, y almacenarán las baterías viejas en las bodegas que el Plan Maestro propone construir en el sitio de las oficinas del gobierno en cada departamento. CERER las manejará según lo propuesto en el Plan Maestro.

Tratamiento químico y producción de baterías nuevas

CERER de cada departamento vende las baterías usadas, almacenadas en la bodega, a la fábrica recicladora de baterías. La fábrica de baterías las trata con ácido sulfúrico; luego, envían las baterías tratadas a las fábricas de tratamiento de plomo donde se extrae el plomo de las baterías. Las fábricas de baterías producen nuevas baterías reciclando el plomo extraído.

Reutilización de baterías recicladas

Estas nuevas baterías recicladas deberán ser usadas en proyectos de electrificación mediante sistema FV (comprado por ADINELSA por el fondo SPERAR, almacenado en la bodega manejada por CERER). Debido a que este sistema de reciclaje es a nivel local ni regional, pero a nivel nacional

debido a la concentración de plantas de tratamiento y a la centralizada adquisición de equipos y materiales, es indispensable contar con un manejo centralizado. En este contexto, la organización a cargo de la adquisición centralizada, ADINELSA o MEM, es propuesta como la organización más apropiada para el manejo del reciclaje de baterías.

2. Campaña Educativa

En el presente estudio el equipo de estudio de JICA ha elaborado el manual sobre el sistema FV para el gobierno local. El objetivo del manual es la difusión de la información básica sobre el sistema FV. El contenido del manual no sólo incluye aspectos técnicos sino también aspectos generales. En la fase 1 del Plan de Acciones, la DPR realizará campañas educativas sobre la electrificación rural con energía renovable para las poblaciones rurales mediante los Video preparados en el presente estudio.

3. Fijación de Tarifas Eléctricas Bajas para los Usuarios

El equipo de estudio de JICA ha considerado el uso de ERB (estación de recarga de baterías) como sistema óptimo para las viviendas con capacidad de pagar tarifas eléctricas bajas. Además, se considerará la electrificación para establecimientos públicos como escuelas o postas médicas para las viviendas que no pueden utilizar electricidad pero que reciben beneficios a través de servicios públicos.

4. Mejoramiento de las Normas Técnicas y Otros

Es necesario desarrollar normas técnicas para capacidades instaladas por encima de los 500 Wp que sean apropiadas para el sistema de suministro eléctrico en instalaciones públicas. Las normas técnicas para capacidades por debajo de los 500 Wp ya han sido desarrolladas en el Perú.

Es necesario monitorear la radiación solar en donde se tiene planificado efectuar la electrificación con energía FV ya que no existen datos de radiación para estimar la producción eléctrica. Además se necesita transferir la tecnología del monitoreo del viento y su análisis para identificar potencial eólico para la generación en el Perú.

El mejoramiento de la calidad de los componentes FV en el mercado es importante para los usuarios en general. Es necesario desarrollar un sistema de certificación en los componentes FV, por ejemplo una marca de certificación en los componentes FV.

II-1.1.5 Contramedidas Técnicas de Energía Hidroeléctrica Mini/Micro

1. Identificación de los Potenciales Hidroeléctricos Mini/Micro y Selección de Emplazamientos Candidatos para el Estudio de Campo a nivel de Pre-Factibilidad

La identificación de potenciales hidroeléctricos mini/micro y la selección de emplazamientos candidatos son necesarias para implementar y promover la electrificación rural con energía hidroeléctrica mini/micro. Es importante para confirmar su factibilidad, consolidar los datos fundamentales, como por ejemplo informando al MEM/DPR de los emplazamientos candidatos. En

particular, la factibilidad de un sistema hidroeléctrico de pequeña escala dependerá de la descarga del río, por lo que su factibilidad deberá ser estudiada en primer lugar mediante un mapa de isoyetas o de caudal específico. La identificación de emplazamientos candidatos debe adoptar los siguientes métodos considerando los datos arriba mencionados y la ventaja del propuesto enfoque participatorio para electrificación rural en el país.

- Implementación continua de cuestionarios y encuestas
- Utilización del sistema de información geográfica (GIS)

2. Conocimiento de la Electrificación con Energía Hidroeléctrica Mini/Micro

Es necesario tener conocimiento fundamental de lo que es la energía hidroeléctrica para su difusión a nivel local con el fin de lograr lo indicado en el punto (1) de manera eficiente. Es necesario que el gobierno central consolide los datos de los poblados objetivo y los potenciales hidroeléctricos, por lo que resulta necesario un estudio de organización y un mecanismo para obtener un buen resultado de la consolidación de la información mencionada entre el gobierno central y los gobiernos locales. Sin embargo, previamente, en el caso de la identificación del potencial hidroeléctrico o de los emplazamientos candidatos a través de cuestionarios y encuestas, se debe mejorar el reconocimiento de la electrificación con energía hidroeléctrica de manera que pueda realizarse el enfoque participatorio a nivel local. El Plan Maestro ha preparado materiales de difusión, como Video y folletos, para la promoción de la energía hidroeléctrica mini/micro.

3. Normas Técnicas (Criterios de Diseño)

Las centrales hidroeléctricas mini/micro con capacidad menor de 500 kW no han sido desarrolladas con criterios técnicos o normas unificados. En términos concretos, cuando el MEM/DPR revisa el diseño de un proyecto hidroeléctrico de pequeña escala que ha sido estudiado por un gobierno local (sub-contratado a un consultor local), a veces encuentra algunos defectos funcionales en los planos de diseño. Esto conlleva a que las centrales hidroeléctricas mini/micro desarrolladas por un gobierno local a veces presenten algunos problemas luego de su construcción. El gobierno local o el consultor podría requerir mejorar su capacidad técnica y experiencia así como los criterios técnicos unificados con respecto a los diseños de proyectos hidroeléctricos mini/micro con el fin de solucionar dichos problemas. Asimismo, en el caso de una central hidroeléctrica de pequeña escala desarrollada a través de la cooperación del sector privado y el gobierno local (por ejemplo el caso de la ONG ITDG), si la organización privada cuenta con amplia experiencia, no se presentarán problemas por asuntos técnicos pero podrán presentarse diferencias entre el MEM/DPR y la organización privada con respecto a algunos aspectos ambientales (conservación ambiental).

Por otro lado, el costo de construcción no será constante debido a que las características de las centrales hidroeléctricas mini/micro variarán según el lugar (por ejemplo, diferentes longitudes del recorrido hidráulico y del conducto forzado). El costo de construcción de las centrales hidroeléctricas mini/micro también dependerá de las normas técnicas/criterios de diseño que se

adopten en el estudio. Asimismo, la energía hidroeléctrica mini/micro es económicamente ineficiente en comparación con la energía hidroeléctrica de pequeña y mediana escala y su tendencia se basa en cierta medida en la capacidad de producción.

En consecuencia, para la preparación de los criterios de diseño en el futuro, se debe considerar el contenido del Cuadro II-1.1.5-1.

Cuadro II-1.1.5-1 Ítems a Considerar en los Criterios de Diseño

ETAPA	Ítems de implementación	Ítems de Estudio	Contenido del Estudio y Recolección de Datos
Estudio Preliminar	Recolección de Datos Fundamentales (Principalmente Estudio en Gabinete)	• Recolección de datos hidrológicos	• Precipitación, Caudal del Río, Temperatura, Geología
		• Recolección de datos topográficos	• Geología (Salto, Pendiente del Río), Camino de Acceso, Distancia de la ciudad más cercana
		• Recolección de datos de la demanda	• El número de poblados y viviendas, población, etc.
Estudio de Campo	Recolección y Evaluación de Datos Fundamentales (Principalmente Estudio de Campo)	• Recolección y evaluación de datos hidrológicos	• Precipitación, Caudal del Río, Temperatura, Geología
		• Recolección y evaluación de los datos topográficos	• Geología (Salto, Pendiente del Río), Camino de Acceso, Distancia de la ciudad más cercana.
		• Recolección de datos de la demanda	• El número de poblados y viviendas, población, uso de electricidad, demanda necesaria.
		• Recolección y evaluación de datos ambientales	• Área afectada, especies raras de animales y plantas, calidad de agua, cambio en los volúmenes de agua, sedimentación, etc.
		• Determinación de datos fundamentales	• Descarga de la central, Caudal de Diseño, Salto, Sedimentación, Demanda Eléctrica, Evaluación de Impacto Ambiental.
Diseño	Diseño de estructura y maquinaria	• Vertedero • Desarenador • Canal de Aducción • Cámara de Carga	• Tipo y Calidad de Material, Figura, Resistencia Necesaria, Selección del Tipo de Turbina y Generador.
	Costo	• Conducto Forzado • Casa de Máquinas • Turbina/Generador • Canal de Descarga	• Costo unitario de materiales, costo unitario de maquinaria, tendencia de precios, etc.
	Consideraciones ambientales	• Salida	• Consideración de estructuras (adopción de estructuras enterradas), medición de ruido, etc.
Construcción	Construcción de la Central	• Obras de construcción / Control de calidad	• Dosificación de mezcla de concreto, Resistencia, Refuerzo, Figura, Medidas de Seguridad, Medidas Ambientales, etc.
Operación y Mantenimiento	Operación de la Central	• Operación y mantenimiento	• Método de operación • Método de inspección, lugares y frecuencia • Manejo de accidentes, método de mantenimiento y manejo

II-1.1.6 Contramedidas Técnicas de Líneas de Transmisión/Distribución

El Código Eléctrico Nacional fue la única estándar usada en todo el país hasta hace algunos años, así que los diseñadores de facilidades de distribución usa su propio manual en cada sitio en el Perú. El resulta en especificaciones altas y costo elevado de las facilidades de distribución similar a las de areas urbanas, a pesar de ubicarse en áreas remotas.

MEM/DGE estableció normas técnicas rurales para diseñar las más apropiadas facilidades, considerando las condiciones locales. Y también, MEM intenta a reducir los costos por estandarización. Todas las normas técnicas del Perú siguen IEC o ANSI.

MEM comprende y se preocupa del hecho de que el costo de suministro por vivienda en la electrificación rural está elevándose debido a las dificultades de acceso a la red. Ellos también están tratando de elevar el capital adicional e introducir técnicas de reducir de costos. Se muestran líneas abajo unos ejemplos para reducir los costos realizados luego de la introducción de las Normas Técnicas de Electrificación Rural en 2003.

➤ Estandardización de Postes

La parte más influyente del costo de las facilidades de distribución son postes. En los proyectos de electrificación rural, ese costo incluye los apropiados materiales de postes (madera, concreto, acero), longitud y distancia de cada poste según carga de diseño, costo de transporte y situación de suelo. Postes de madera de eucaliptos domésticos son los más razonables, seguidos por madera de Canada y Chile. Distribuidoras fueron recomendados a usar esos postes baratos todo lo posible, puesto que esas maderas son fáciles de transportar aun en áreas remotas. Otras medidas de reducir los costos es simplificar los materiales de existencias y reducir soporte de poste para reexaminar la distancia de cada poste, haciendo el máximo de la fuerza de tirar la línea eléctrica. Los costos de sistemas de distribución son de edificios, operación y mantenimiento de los postes, líneas eléctricas y transformadores. El ítem de máxima reducción de costo son los postes, así que se hace necesario minimizar la altitud de conductor desde el suelo. El Código Eléctrico Nacional separa sus regulaciones entre areas urbanas y rurales. Por ejemplo, líneas de baja tension tienen que mantener más de 5 metros de distancia desde el suelo, pero deregula a 4 metros para areas rurales donde no hay tráfico vehicular.

Así, para la reducción de costo, es muy efectiva mitigar la restricción de altitud mínima de postes cuyos costos ocupan gran parte del costo de las instalaciones de distribución. En este campo, todavía hay espacio para la reducción en Perú.

➤ Estandardización y simplificación de accesorios de postes

Uno de los más importantes aspectos de electrificación del Perú es iluminación pública para mantener la seguridad de noche. MEM regula la necesidad de iluminación pública de acuerdo con el número de viviendas. Las medidas de reducir los costos están estudiadas para combinar los aparatos de iluminación pública con cables y caja de llaves encima de los postes. Donde las

líneas eléctricas no tiran postes, la simplificación de accesorios de poste se hace necesario practicarse.

➤ Sistema de Puesta a Tierra

Para minimizar los costos de infraestructura en las localidades con demanda pequeña, un sistema de puesta a tierra fue introducido a líneas de tensión baja. Ese método se adopta como un modelo bajo la colaboración con Brasil y Australia. Es posible reducir el costo de conductores de línea de distribución a través de ese método.

➤ Confiabilidad en Areas Rurales

Las normas de calidad regula confiabilidad de suministro eléctrico. En esas normas hay muchas categorías que dependen del número de las viviendas abastecidas y el nivel de confiabilidad es clasificado de acuerdo con el nivel de la demand. El límite de caída de tensión, por ejemplo, es regulada a 7.5% en áreas rurales, comparándose con 5.9% en áreas urbanas. Adicionalmente, esas normas de calidad no son aplicables a las áreas no-concesionarias. Se espera la deducción de costo por la deregulación de tal regla de confiabilidad en áreas rurales.

II-1.1.7 Medidas para Consideración Social

El propósito de la consideración social es el de reducir el impacto negativo y maximizar el efecto positivo que el proyecto tiene sobre los beneficiarios. En esta sección se mencionan la consideración social, la consideración de género y las medidas para incrementar los incentivos de los habitantes.

1. Consideración Social

Es indispensable que los proyectos de electrificación entiendan las condiciones sociales de los beneficiarios y las comunidades con el fin de lograr que el efecto de la electrificación sea más efectivo y se evite un conflicto innecesario entre el ejecutor y los usuarios, así como entre los usuarios en el proceso de planeación, planeación de la implementación e implementación.

Uno de los problemas más importantes que el Equipo de Estudio de JICA enfrentó durante el periodo de estudio es que no hay funcionarios en MEM/DPR que trabajen en pro de la consideración social. Como resultado, ellos no tienen experiencia en el estudio y análisis de la condición social del área del proyecto ni en cómo reflejarla en el plan. Por consiguiente, es altamente recomendado que MEM/DPR emplee a un experto competente en desarrollo social. Adicionalmente, el equipo de estudio de JICA recomienda que los ejecutores, MEM y los gobiernos locales pongan en práctica las actividades mencionadas en la Cuadro II-1.1.7-1.

Cuadro II-1.1.7-1 Consideración Social Necesaria para el Proyecto de Electrificación

Proceso	Ítem	Explicación
1	Recolección de datos sociales y económicos de la comunidad objeto	Confirmación y recolección in-situ de los factores sociales a ser considerados en la implementación, tales como los límites del área del proyecto, información necesaria para el estimado de la demanda de electricidad, área protegida, minorías étnicas, y derechos de agua.
2	Intercambio de Información	Primer plan de información; obtener de los habitantes la intención de electrificación y su opinión sobre la implementación del proyecto a través de audiencia pública
3	Consideración de la reducción del impacto negativo en la comunidad	Formulación del plan de implementación que refleja la intención, opiniones y propuestas de los habitantes lo más fiel posible. Con esto, la inequidad de beneficio y la sostenibilidad se verán fortalecidas.
4	Evaluación de las medidas para lidiar con problemas	A través del proceso 1-3, puede encontrarse la condición social y tal vez alguna causa de impacto negativo en la comunidad. Los problemas supuestos son: propiedad de tierras, sistema de operación y gestión, posibilidad de una distribución desigual del beneficio de electrificación, precio de la electricidad, minorías dentro de la comunidad y otros. El ejecutor deberá tomar medidas para resolver o mitigar cada problema.
5	Generando conciencia pública y desarrollo de capacidades	Como se mencionó en II-1.4.2, se planea brindar a los habitantes la oportunidad de desarrollo de capacidades, previo a la implementación del proyecto. Por esto,, ellos reciben capacitación para la operación de las instalaciones de generación de energía renovable, mantenimiento y gestión.
6	Monitoreo	Cada persona interesada deberá realizar monitoreo del manejo de las instalaciones y de la distribución del beneficio luego del inicio del servicio de electricidad. La micro-empresa que está a cargo de la operación y mantenimiento de cada sitio, realiza el monitoreo y envía el resultado a CERER. CERER revisa el reporte y toma medidas inmediatas si se encuentra algún problema. MEM/DPR es el supervisor máximo del manejo del proyecto y deberá lidiar con los problemas de gran magnitud.

El SNIP requiere la consideración social. Este explica que el ejecutor deberá recolectar información sobre el uso de la energía, problemas y situación real relacionada con éstos en cada estudio de perfil, pre-factibilidad y factibilidad, y deberá especificar los factores principales que pueden influir en la demanda.

2. Consideración de Género

Uno de los problemas importantes de los proyectos de electrificación de tipo participativo, incluyendo la electrificación mediante energía renovable, es que las mujeres reciben muy poca información relevante a la electrificación y la capacitación técnica, y tienen muy poca oportunidad de participar en la operación y manejo. Sin embargo, este tipo de proyecto de electrificación puede ser visto como una buena oportunidad para la aceleración de la participación de la mujer en el desarrollo social.

Las mujeres deben estar involucradas desde el principio en un proyecto de electrificación (recolección de la información básica de la comunidad), para que ellas puedan entender el proyecto y se familiaricen con él. Luego, ellas pueden aumentar su potencial de participación en el proyecto en las etapas de implementación y operación. A través de este proceso, las mujeres pueden aprovechar mejor la electrificación que en el caso en el cual no están involucradas. El ejecutor deberá considerar los siguientes puntos relacionados con temas de género.

- 1) Entrevista no sólo con hombres pero también con mujeres durante el estudio social para entender la condición social, económica y de género real de la comunidad en lo relacionado con el inicio del proyecto,
- 2) Llamar no sólo a los hombres pero también a las mujeres dueñas de viviendas a la audiencia pública para que ambos, tanto hombres como mujeres, puedan entender la energía renovable y el proyecto como tal y así puedan ofrecer sus propias opiniones,
- 3) Dar capacitación a los usuarios, tanto a hombres como mujeres, sobre la operación y mantenimiento de las instalaciones,
- 4) Facilitar a los usuarios seleccionar miembros mujeres para la organización de gestión a ser establecida, y,
- 5) Monitorear la inequidad de género posterior al inicio del servicio de electricidad para verificar si tanto hombres como mujeres participan en el manejo/gestión y reciben beneficios de la electricidad.

De acuerdo con el Mapa de Pobreza de FONCODES, la tasa de analfabetismo en las mujeres varía notablemente por distrito: en relación con la comunidad objeto del plan maestro, la tasa más baja es de 1 % (Distrito de Pacocha en el Departamento de Moquegua) y el más alto es de 69 % (Distrito de Quillo en el Departamento de Ancash). Por otro lado, el grupo de mujeres realiza actividades sociales en Yerba Buena, uno de los sitios del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad; en otro aspecto, prácticamente ninguna mujer entiende español y por tradición ellas son forzadas a seguir a los hombres en Balsapuerto, otro sitio del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad. Consecuentemente, cuando se toma el proceso arriba mencionado, la condición de género real debe ser entendida con anterioridad; y luego se deben preparar las medidas correspondientes a las condiciones específicas del área con intercambio entre los habitantes.

Considerando el hecho que MEM y el gobierno local (distrito) no tienen funcionarios que estén a cargo del desarrollo de género y social, es recomendable que la consideración de género en el proyecto de electrificación sea realizada en colaboración con MEM y el Ministerio de la Mujer y Desarrollo Social encargado del género.

SNIP no requiere de manera clara el estudio concerniente a los temas relacionados con el género; pero el género debe ser estudiado como parte del análisis de sostenibilidad.

3. Maximización del Efecto Positivo de la Electrificación

La consideración social y la consideración de género mencionadas arriba reducen el impacto negativo de la electrificación sobre los beneficiarios y las comunidades. Es necesario proponer los medios para maximizar el efecto positivo de la electrificación. El incentivo será mejorar la intención de participación de los habitantes en el proyecto de electrificación.

(1) Aumento de los Efectos Esperados en la Vida Social

El estudio de la comunidad revela que los habitantes que viven en comunidades rurales sin electricidad desean mejorar su nivel de vida mediante el uso de luz en la casa y en las calles, televisión y radio. Con el fin de realizar y asegurar esta revolución de 'energía para el computador', los focos y los repuestos deben ser suministrados cuando se necesiten en la comunidad o en un pueblo vecino. La cadena de suministros que el plan maestro propone garantizará la satisfacción del usuario y la sostenibilidad. Por otro lado, referente a la recepción de la información esperada, los usuarios deben tener la capacidad de pago suficiente para cubrir los servicios eléctricos.

(2) Producción / Generación de Entradas

El estudio de la comunidad muestra que los habitantes que viven en comunidades rurales sin electricidad saben que ellos pueden producir algo mediante el uso de la electricidad y tiempo de trabajo extendido gracias a la luz. Sin embargo, no muchos de ellos entienden lo que ellos deben hacer para generar entradas.

De acuerdo con el resultado del estudio en comunidades ya con electricidad, los habitantes allí parecen pensar que han incrementado su producción o entradas porque su comunidad ha tenido la condición de producción: turismo en Taquile y Canoa Puerto, red de producción láctea de grandes compañías lácteas en Catilluc (referirse a I-8). Las lecciones de estas comunidades muestran que las siguientes condiciones se requieren como pre-requisito especialmente para iniciar una nueva producción o negocio.

- 1) La nueva producción no será exitosa si los habitantes no tienen capacitación en términos técnicos y de mantenimiento/gestión. Como mínimo, se requiere experiencia en la comercialización del producto en mención.
- 2) En el caso de un producto nuevo, es indispensable generar capacidad técnica en los habitantes simultáneamente con el proyecto de producción. Adicionalmente, el ejecutor del proyecto (habitantes o colaborador) necesita encontrar el esquema de desarrollo rural diferente al proyecto de electrificación de, por ejemplo, el Ministerio de Agricultura para recibir capacitación o subsidio.
- 3) Aunque los habitantes tengan experiencia en la producción, ellos no pueden vender el producto de valor incrementado sin un mercado. Adicional a esto, también es indispensable el desarrollo del sistema de transporte para poder llevar el producto al mercado. Se debe realizar una investigación de mercado y desarrollo que nuevos mercados antes del inicio de la nueva producción.
- 4) Por otro lado, la electricidad o energía eléctrica deben ser usadas si pueden reducir la carga de trabajo que la gente realiza con fuerza humana (ejemplo: bombeo de agua). Sin embargo, esto no significa directamente un aumento en la producción, a menos que las técnicas y/o las

instalaciones de producción sean mejoradas. En el caso de que la producción aumente, es la misma condición que la mencionada en 3). Consecuentemente, el uso de energía eléctrica es considerado en la dimensión de ‘mejora en la calidad de vida’, si no se cumplen las condiciones arriba mencionadas.

No es fácil incrementar las entradas mediante el uso productivo de la electricidad como se menciona acá. Sin embargo, si los habitantes tienen la intención y el potencial, el ejecutor debe hacer una investigación de mercados y tratar de encontrar apoyo financiero y técnico por parte de las organizaciones gubernamentales y/o no gubernamentales relacionadas, antes de la implementación del proyecto. Adicionalmente, el ejecutor necesita preparar la oportunidad de capacitación.

MEM piensa que es importante la evaluación del uso productivo de la electricidad y inició un proyecto piloto sobre el uso productivo de la electricidad mediante el sistema FV, in Puno en octubre del 2007. Esto fue en la etapa de capacitación cuando el equipo de estudio de JICA visitó el lugar. Las lecciones sobre el uso productivo serán obtenidas de éste proyecto a través de monitoreo cuando los miembros del grupo de producción inicien el intento de vender sus productos. El reporte de campo sobre éste proyecto piloto para el uso productivo se adjunta en el Apéndice.

II-1.2 Planificación de la Electrificación Mediante el Enfoque Participatorio y Sistema de Información de la Electrificación Rural

El número de personal del MEM/DPR no es suficiente para implementar el plan de electrificación rural con energía renovable mediante el enfoque descendente por parte del gobierno central, considerando que dicho plan abarca las 24 regiones del país y que los poblados objetivo están ubicados en áreas alejadas. Por otro lado, con la descentralización del gobierno, existen brechas entre el MEM/DPR y los gobiernos regionales/locales y comunidades locales debido a la falta de un sistema eficaz en el proceso de compartir información y tomar decisiones, lo cual origina la falta de información hacia el MEM/DPR y podría afectar la elaboración del plan de electrificación rural de 10 años y, eventualmente, la obtención del coeficiente objetivo de electrificación.

Entre tanto, los poblados objetivo para la electrificación con energías renovables están ubicadas en zonas alejadas con poca demanda eléctrica y bajos niveles de ingresos, lo cual hace difícil que el sector privado ingrese al negocio de la electrificación de poblados no electrificados. Con respecto a la información sobre las necesidades y el potencial de electrificación de los poblados, resulta difícil para el gobierno central realizar dicha recolección de datos. Así, se considera adecuado un enfoque participatorio considerando que los habitantes de los poblados no electrificados son los actores principales en la identificación de las necesidades y potencial de electrificación y elaboración de planes de electrificación.

Siendo indispensable adoptar un enfoque participatorio para que los habitantes de los poblados sean los actores principales, éstos no cuentan con conocimiento sobre las energías renovables. Por lo que resulta necesario educar a los pobladores.

Para tal fin, se propone electrificar escuelas rurales y utilizarlas como centros de campaña educativa. La sección II-1.3 menciona esta idea de la electrificación de escuelas rurales.

Con el fin de salvar las brechas mencionadas anteriormente entre el gobierno central y los niveles locales, es necesario llegar a un acuerdo con respecto a la definición de funciones y al sistema de cooperación del gobierno central y los gobiernos locales para promover la electrificación con energías renovables. Para tal fin, se propone sostener diálogos entre el gobierno central y los niveles locales en busca de una alianza estratégica. Para lograr esta conexión, el Programa FITEL del Ministerio de Transporte y Comunicaciones es informativo y alentador.

El Programa FITEL tiene por objetivo brindar servicios de telecomunicaciones a poblados alejados. Desde el año 2000 a la fecha tienen instalados centros de telecomunicaciones con energía solar en cerca de 1,500 poblados. Este Programa se inició a través de diálogos entre el gobierno central y los niveles locales a partir de 1998 y durante 1999 visitando las regiones del país, llevando a cabo reuniones con los niveles locales, cerca de 8 veces por cada región, para conocer las necesidades de telecomunicación y llegar a acuerdos con respecto a las funciones de las partes.

La “Planificación de la Electrificación mediante el Enfoque Participatorio” y el “Sistema de Información de la Electrificación Rural” corresponden a las áreas en amarillo en el diagrama conceptual del diseño institucional en el Gráfico II-1.2-1. La “Sensibilización y Educación de los Habitantes de los Poblados” y los “Diálogos entre el Gobierno Central y los Niveles Locales para una Alianza Estratégica” deberían actuar como infraestructura para la promoción de la electrificación con energías renovables mediante el enfoque participatorio.

A continuación explicaremos sobre la “Planificación de la Electrificación mediante el Enfoque Participatorio” en línea con las áreas en amarillo del diagrama conceptual del diseño institucional del Gráfico II-1.2-1.

Los habitantes de los poblados que hayan sido capacitados según lo mencionado en la sección II-1.4.1 llegarán a un consenso sobre las necesidades y potencial de electrificación así como de la demanda eléctrica y otros puntos en una mesa de concertación y realizarán planes de electrificación concordante con dicho consenso. Este plan de electrificación será presentado a la municipalidad del distrito, quienes a su vez, revisarán el plan y realizarán un perfil de acuerdo con el formato del SNIP y solicitarán la aprobación de la OPI del distrito o provincia. Se considera suficiente la revisión de la OPI local según el formato del SNIP en vista de la pequeña escala de los proyectos individuales de electrificación.

Las municipalidades provinciales compilarán los planes de electrificación de las municipalidades distritales y también recogerán información sobre las condiciones reales y los planes de electrificación mediante ampliación de redes de las municipalidades distritales para eventualmente elaborar el PLER (Plan Local de Electrificación Rural) para su presentación a los gobiernos regionales. Los gobiernos

regionales compilarán los PLER de las municipalidades provinciales para la elaboración del PRER (Plan Regional de Electrificación Rural) para su presentación al MEM/DPR.

El MEM/DPR compilará los PRER para elaborar el PNER (Plan Nacional de Electrificación Rural) incorporando proyectos de ampliación de redes por el MEM/DPR. Los PRER de los gobiernos regionales deben incluir información sobre las condiciones reales y los planes de ampliación de redes con iniciativa local. Dicha información debe ser incorporada de manera unificada en el SIER (Sistema de Información de Electrificación Rural) a ser preparado por el MEM/DPR y actualizada anualmente en el mismo proceso.

Por otro lado, el MEM/DPR solicitará los fondos necesarios al Fondo SPERAR con el fin de financiar los proyectos de electrificación con energías renovables incluidos en el PRER de los gobiernos regionales. La sección II-1.1.3 describe el Fondo SPERAR.

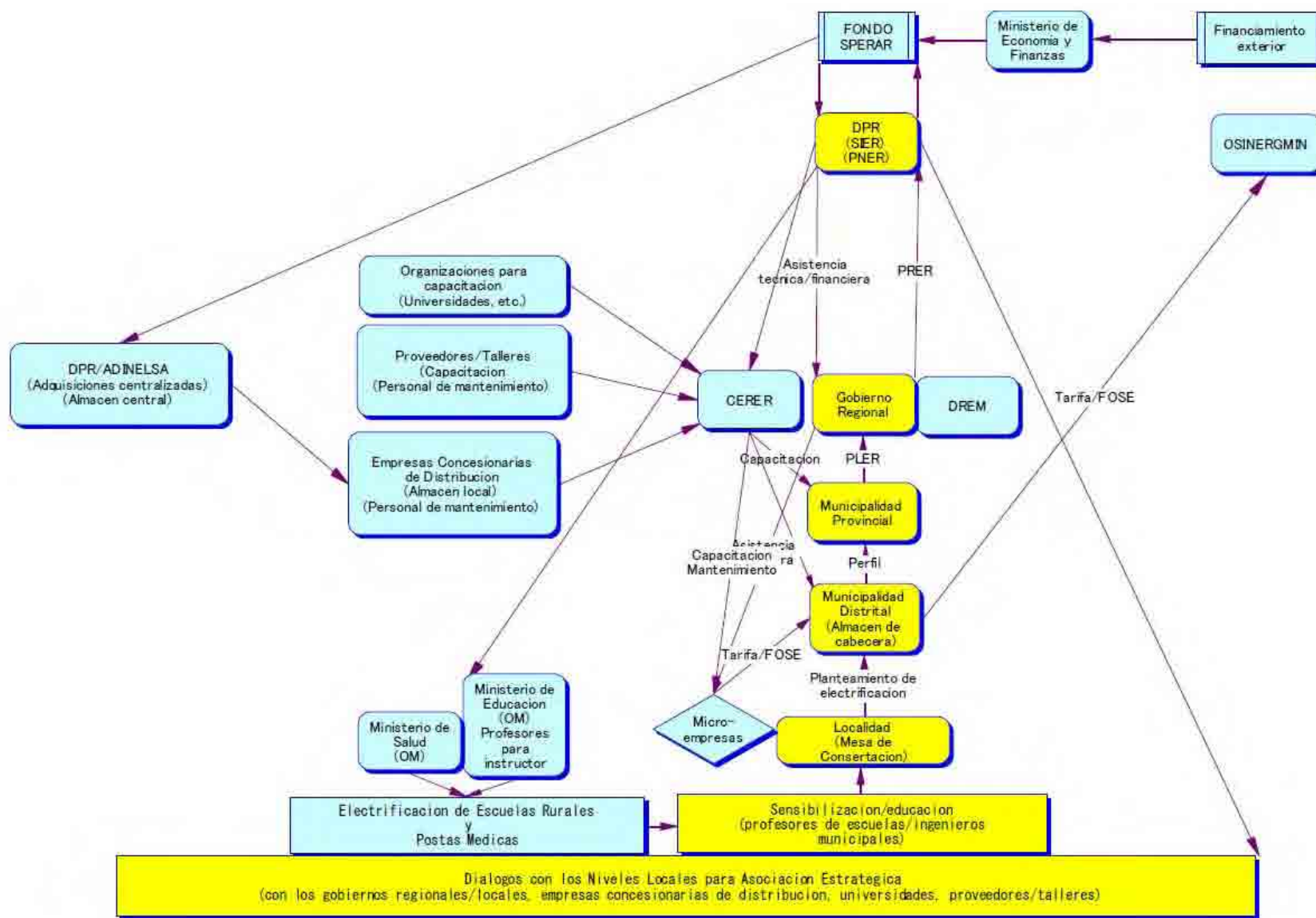


Gráfico II-1.2-1 Diagrama Conceptual del Diseño Institucional (Planificación y SIER)

II-1.3 Sensibilización y Educación de la Electrificación con Energía Renovable

En Perú, la electrificación rural está siendo implementada a través de la extensión de las líneas de las redes eléctricas. Una de las razones es que el sistema de generación eléctrica aislado con energía renovable no tiene un reconocimiento general. Por ejemplo, aun en el caso en que la factibilidad económica de la electrificación rural mediante un sistema de generación aislado sea mayor que la de un proyecto de extensión de redes en un área alejada, la factibilidad económica de ambos tipos de proyectos no es comparada. En la mayoría de los casos, se seleccionan los proyectos de extensión de redes. Para el sistema de generación aislado, es necesaria la participación de los pobladores para las actividades de manejo, operación y mantenimiento ya que el sistema FV y la generación hidroeléctrica mini/micro utilizan fuentes locales de energía. Adicionalmente, los usuarios del sistema de generación aislado tienen que entender la Gestión de la Demanda (DSM) para ajustar su consumo eléctrico con el patrón de generación. En consecuencia, resulta necesario ganarse el entendimiento de los pobladores para un proyecto de electrificación sostenible con un sistema de generación eléctrica aislado.

En el Plan Maestro, se propone la electrificación de locales públicos como escuelas rurales y postas médicas para difundir la información del sistema FV a la población rural en la etapa inicial. El objetivo es difundir la información sobre sistemas eléctricos aislados que utilizan energías renovables a comunidades vecinas a través de sistemas eléctricos reales en locales públicos. En los locales públicos electrificados, se realizará la actividad de difusión mediante materiales educativos como Video sobre la electrificación rural con energía renovable que se ha preparado en el Plan Maestro.

La electrificación de escuelas rurales requiere de la iniciativa de DPR bajo la cooperación con gobiernos regionales/locales. Asimismo, se hace necesario mantener coordinación estrecha con los Ministerios de Educación y de Salud, ambos ministerios encargados de escuelas y postas médicas, respectivamente.

La lista de actividades de difusión con Video en locales públicos es la siguiente:

- Mejoramiento de las condiciones de vida a través de la electrificación
- Tecnología de energía renovable
- Grupo de gestión e institución para la operación y mantenimiento
- Aspecto económico de la energía rural
- Impacto ambiental

Ejemplo de los criterios de selección de las comunidades candidato para la electrificación de escuelas rurales son los siguientes.

1) Comunidad sin plan de electrificación:	40,760
2) Viviendas en la comunidad: 30 y más :	3,820
30 y más + escuela rural:	1,761

- 3) Región prioritaria: Cajamarca, San Martín, Loreto, Madre de Dios, Puno, Ucayali: 895
- 4) Distribución geográfica: Selección de 5 comunidades de cada región como número mínimo.
Total 30 de 6 regiones 865

5) Viviendas:

Según el número de comunidades candidato en cada región, 120 comunidades serán seleccionadas de 6 regiones. Se dará prioridad para los criterios de selección según el número de viviendas. Ajuste del número total de comunidades con menos de 150.

El Cuadro II-1.3-1 muestra las comunidades candidatos. En total, se seleccionan 147 comunidades según los criterios de selección. En Loreto 50 comunidades, en Puno y Ucayali 13 comunidades cada uno, en San Martín 9 comunidades y 5 comunidades en Madre de Dios. El Cuadro II-1.3-2 y el Cuadro II-1.3-3 muestran las comunidades candidato para la electrificación de escuelas rurales.

Cuadro II-1.3-1 Número de Comunidades para la Electrificación de Escuelas Rurales

Región	Comunidad	Base	Objetivo	Ratio	Adición	Total	Ajuste	
Cajamarca	377	5	372	43%	52	57	>70	57
Loreto	346	5	341	39%	47	52	>70	50
Madre de Dios	10	5	5	1%	1	6	>40	5
Puno	61	5	56	6%	8	13	>75	13
San Martín	35	5	30	3%	4	9	>45	9
Ucayali	66	5	61	7%	8	13	>95	13
	895	30	865		120			147

Cuadro II-1.3-2 Comunidades Candidatos para la Electrificación de Escuelas Rurales (1)

No.	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	LOCALIDAD	VIVIENDAS
1	UCAYALI	ATALAYA	SEPAHUA	BUFEO POZO	250
2	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	CALLERIA	SAN JOSE ALTO UTUQUINIA	172
3	UCAYALI	ATALAYA	RAYMONDI	PAUTI	150
4	UCAYALI	ATALAYA	SEPAHUA	PUIJA	132
5	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	MASISEA	NUEVO HORIZONTE	116
6	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	MASISEA	CAIMETO	110
7	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	MASISEA	SANTA ROSA DINAMARCA	108
8	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	CALLERIA	MAZARAY	106
9	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	CALLERIA	JOSE OLAYA	105
10	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	NUEVA REQUENA	SAN PABLO DE JUANTIA	98
11	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	CALLERIA	SANTA ISABEL	98
12	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	MASISEA	VISTA ALEGRE DE BOCA DEL PACHITEA	97
13	UCAYALI	CORONEL PORTILLO	CALLERIA	ABUJAO	96
14	SAN MARTIN	SAN MARTIN	HUIMBAYOC	LECHE	71
15	SAN MARTIN	MARISCAL CACERES	HUICUNGO	SHEPTE	70
16	SAN MARTIN	MARISCAL CACERES	HUICUNGO	MIRAFLORES	65
17	SAN MARTIN	BELLAVISTA	SAN RAFAEL	SAN JOSE	65
18	SAN MARTIN	EL DORADO	SAN MARTIN	ALTO ROQUE	63
19	SAN MARTIN	LAMAS	CAYNARACHI	ALFONSO UGARTE	60
20	SAN MARTIN	TOCACHE	TOCACHE	NUEVA LIBERTAD	58
21	SAN MARTIN	LAMAS	ALONSO DE ALVARADO	PERLA MAYO	52
22	SAN MARTIN	SAN MARTIN	HUIMBAYOC	SAN JOSE DE YANAYACU (YANAYACU)	51
23	PUNO	YUNGUYO	COPANI	CCOPANI	700
24	PUNO	CHUCUITO	ZEPITA	PATACCOLLO	500
25	PUNO	CHUCUITO	POMATA	TICARAYA	285
26	PUNO	PUNO	AMANTANI	SAN CAYANO	150
27	PUNO	CHUCUITO	KELLUYO	CHUNCARCOLLO	130
28	PUNO	EL COLLAO	PILCUYO	QUISPE MAQUERCOTA (QUISPEMAQUERA)	100
29	PUNO	PUNO	ACORA	CHECCACHATA	100
30	PUNO	AZANGARO	ARAPA	CAJSANI	100
31	PUNO	PUNO	AMANTANI	OCOSUYO	97
32	PUNO	PUNO	AMANTANI	LAMPAYUNI	90
33	PUNO	CARABAYA	USICAYOS	PUSCA	90
34	PUNO	PUNO	AMANTANI	VILLA ORINOJON	85
35	PUNO	CARABAYA	USICAYOS	USCURUQUI	80
36	MADRE DE DIOS	MANU	MADRE DE DIOS	SAN JUAN GRANDE	80
37	MADRE DE DIOS	MANU	MADRE DE DIOS	PUERTO LUZ	70
38	MADRE DE DIOS	TAMBOPATA	TAMBOPATA	PUERTO PARDO	45
39	MADRE DE DIOS	MANU	FITZCARRALD	YOMBATO	45
40	MADRE DE DIOS	TAHUAMANU	IBERIA	PACAHUARA	42
41	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	JUANCITO	294
42	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	TIERRA BLANCA	235
43	LORETO	LORETO	PARINARI	SANTA RITA DE CASTILLA	191
44	LORETO	MARISCAL RAMON CASTILLA	RAMON CASTILLA	BELLAVISTA CALLARU	165
45	LORETO	ALTO AMAZONAS	LAGUNAS	ARAHUANTE	159
46	LORETO	REQUENA	PUINAHUA	HUACRACHIRO	136
47	LORETO	LORETO	URARINAS	MAYPUCO	134
48	LORETO	UCAYALI	PADRE MARQUEZ	ROABOYA	128
49	LORETO	MAYNAS	LAS AMAZONAS	ORAN	125
50	LORETO	REQUENA	MAQUIA	VICTORIA	120
51	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	MONTE BELLO	110
52	LORETO	MARISCAL RAMON CASTILLA	RAMON CASTILLA	ISLA SANTA ROSA "AMAZONAS"	110
53	LORETO	LORETO	URARINAS	SAN JOSE DE SARAMURO	109
54	LORETO	MAYNAS	IQUITOS	LIBERTAD	105
55	LORETO	MAYNAS	LAS AMAZONAS	NAZARIA	105
56	LORETO	LORETO	TROMPETEROS	PAMPA HERMOSA	98
57	LORETO	ALTO AMAZONAS	PASTAZA	NUEVO ANDOAS	98
58	LORETO	UCAYALI	CONTAMANA	NUEVO EDEN	95
59	LORETO	UCAYALI	PAMPA HERMOSA	CANELOS	94
60	LORETO	UCAYALI	PAMPA HERMOSA	ALTO PERILLO	94
61	LORETO	LORETO	TROMPETEROS	SAN JUAN DE TROMPETEROS	93
62	LORETO	ALTO AMAZONAS	PASTAZA	ULLPAYACU	92
63	LORETO	MAYNAS	IQUITOS	SHIRIARA	90
64	LORETO	MAYNAS	PUNCHANA	SAN LUIS DE VISTA ALEGRE	90
65	LORETO	ALTO AMAZONAS	YURIMAGUAS	LAS MALVINAS	88
66	LORETO	MAYNAS	NAPO	SAN LUIS TACSHA CURARAY	87
67	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	BOLIVAR	85
68	LORETO	REQUENA	MAQUIA	OBRERO I ZONA	85
69	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	SAMAN	85
70	LORETO	MAYNAS	IQUITOS	TARAPOTO	83
71	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	MAHUIZA	82
72	LORETO	LORETO	PARINARI	SAN MARTIN DEL TIPISHCA	81
73	LORETO	ALTO AMAZONAS	PASTAZA	CHARUPA	80
74	LORETO	LORETO	TIGRE	LIBERTAD	80

Cuadro II-1.3-3 Comunidades Candidatos para la Electrificación de Escuelas Rurales (2)

No.	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	LOCALIDAD	VIVIENDAS
75	LORETO	MAYNAS	FERNANDO LORES	TAPIRA CHICO	80
76	LORETO	LORETO	PARINARI	LEONCIO PRADO	79
77	LORETO	REQUENA	EMILIO SAN MARTIN	ZAPATILLA I ZONA	79
78	LORETO	LORETO	PARINARI	SAN JOSE DE PARINARI	78
79	LORETO	MAYNAS	LAS AMAZONAS	SAN JOSE DE YANASHI	78
80	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	TRES UNIDOS	76
81	LORETO	LORETO	URARINAS	REFORMA	76
82	LORETO	LORETO	PARINARI	NUEVA FORTUNA	75
83	LORETO	LORETO	TROMPETEROS	SAN JOSE DE NUEVA ESPERANZA	74
84	LORETO	MAYNAS	FERNANDO LORES	SANTA ANA I ZONA	74
85	LORETO	LORETO	NAUTA	SAN JUAN DE LAGUNILLAS	73
86	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	NUEVO DOS DE MAYO	73
87	LORETO	UCAYALI	SARAYACU	SAN CRISTOBAL	72
88	LORETO	ALTO AMAZONAS	BARRANCA	ESTRELLA	72
89	LORETO	ALTO AMAZONAS	MANSERICHE	SAN JUAN	72
90	LORETO	REQUENA	PUINAHUA	MANCO CAPAC	71
91	CAJAMARCA	CHOTA	CHOTA	YURACYACU	380
92	CAJAMARCA	CHOTA	TACABAMBA	LA PUCARA	350
93	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	HUARANGO	HUARANDOZA	246
94	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	TABACONAS	TAMBORAPA PUEBLO	200
95	CAJAMARCA	SAN PABLO	SAN BERNARDINO	TUÑAD	200
96	CAJAMARCA	HUALGAYOC	BAMBAMARCA	CASHAPAMPA BAJO	190
97	CAJAMARCA	CAJAMARCA	ENCAÑADA	SAN ANTONIO DE PACHACHACA	178
98	CAJAMARCA	CHOTA	CHALAMARCA	HUAYRASITANA	170
99	CAJAMARCA	SAN MARCOS	PEDRO GALVEZ	PATIDICO	166
100	CAJAMARCA	CHOTA	PACCHA	UÑIGAN	158
101	CAJAMARCA	CHOTA	CHOTA	NUEVO ORIENTE	155
102	CAJAMARCA	CUTERVO	CUTERVO	LANCHE CONGA	150
103	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	SAN MIGUEL	QUINDEN BAJO	150
104	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	NIEPOS	MIRAVALLS	150
105	CAJAMARCA	CELENDIN	CELENDIN	BELLAVISTA	130
106	CAJAMARCA	SAN PABLO	SAN PABLO	JANCOS	130
107	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	CALQUIS	EL CEDRO	130
108	CAJAMARCA	CAJAMARCA	ENCAÑADA	YANACANCHA GRANDE	122
109	CAJAMARCA	CHOTA	CHOTA	PINGOBAMBA BAJO	120
110	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	CALQUIS	LOS TRES RIOS	120
111	CAJAMARCA	SAN MARCOS	PEDRO GALVEZ	MONTESORCO	120
112	CAJAMARCA	CAJAMARCA	JESUS	LLIMBE	117
113	CAJAMARCA	CHOTA	CHOTA	EL LIRIO	112
114	CAJAMARCA	JAEN	HUABAL	SAN RAMON BAJO	100
115	CAJAMARCA	CHOTA	TACABAMBA	LA LAGUNA	100
116	CAJAMARCA	SAN MARCOS	ICHOCAN	PORO PORO	100
117	CAJAMARCA	JAEN	JAEN	LA PALMA	98
118	CAJAMARCA	CELENDIN	JOSE GALVEZ	PARAISO	95
119	CAJAMARCA	SAN PABLO	TUMBADEN	EL SURO	91
120	CAJAMARCA	JAEN	LAS PIRIAS	EL LAUREL	90
121	CAJAMARCA	SAN MARCOS	EDUARDO VILLANUEVA	HUACACORRAL	89
122	CAJAMARCA	CAJAMARCA	ENCAÑADA	SAN LUIS DE POLLOQUITO	88
123	CAJAMARCA	CUTERVO	CUTERVO	NUEVO PORVENIR DE AFILIACO	84
124	CAJAMARCA	CUTERVO	CUTERVO	NUEVO ORIENTE	83
125	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	TONGOD	CHILAL DE LA MERCED	83
126	CAJAMARCA	CONTUMAZA	CONTUMAZA	CORRALES DE CHANTA	81
127	CAJAMARCA	CELENDIN	SUCRE	VIGASPAMPA	80
128	CAJAMARCA	CELENDIN	CELENDIN	HUADAMBRA	80
129	CAJAMARCA	CUTERVO	CUTERVO	ANGURRA	80
130	CAJAMARCA	CHOTA	TACABAMBA	PILCO	80
131	CAJAMARCA	CHOTA	CHIMBAN	SUSANGATE	80
132	CAJAMARCA	SAN PABLO	SAN BERNARDINO	POQUISH	80
133	CAJAMARCA	SAN PABLO	SAN BERNARDINO	LICLIPAMPA	80
134	CAJAMARCA	SAN PABLO	SAN PABLO	LLOQUE	80
135	CAJAMARCA	CONTUMAZA	TANTARICA	CHOLLO ALTO	80
136	CAJAMARCA	SAN MIGUEL	LA FLORIDA	EL LIMONCITO	80
137	CAJAMARCA	CAJAMARCA	LOS BAÑOS DEL INCA	CARHUAQUERO	80
138	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	TABACONAS	PAMPA DE LIMON	78
139	CAJAMARCA	CAJABAMBA	SITACOCHA	JALCAHUASI	78
140	CAJAMARCA	SAN PABLO	TUMBADEN	VISTA ALEGRE	77
141	CAJAMARCA	SANTA CRUZ	SANTA CRUZ	EL SAUCE	76
142	CAJAMARCA	CHOTA	CHOTA	LA PAUCA	76
143	CAJAMARCA	CHOTA	CHALAMARCA	ALTO VERDE	74
144	CAJAMARCA	CUTERVO	CUTERVO	ALTO TRIUNFO	73
145	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	HUARANGO	BUENOS AIRES	72
146	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	HUARANGO	NUEVO SANTA ROSA	72
147	CAJAMARCA	CHOTA	CHOROPAMPA	LA PAZA	71

II-1.4 Mecanismo de Sostenibilidad

II-1.4.1 Esquema del Mecanismo de Sostenibilidad

Existen muchas necesidades de capacitación en investigación, planificación diseño y manejo. Asimismo, es indispensable establecer una cadena de suministro para la construcción, operación y mantenimiento con el fin de promover la electrificación rural con energía renovable a nivel nacional y garantizar la sostenibilidad. En la presente sección propondremos un mecanismo para brindar capacitación y establecer la cadena de suministro.

Al establecer el mecanismo de capacitación y la cadena de suministro, el MEM/DPR debe tomar la iniciativa de realizar alianzas estratégicas con los gobiernos locales, dejando en claro las funciones del gobierno central y niveles locales a través de diálogos con los gobiernos locales según lo indicado en el Capítulo II-1.2. Debe establecerse un **Centro de Energías Renovables para Electrificación Rural (CERER)** en cada región responsable del monitoreo de los sistemas de electrificación implementados por los gobiernos regionales/locales, los contratos con las organizaciones localmente disponibles necesarias para establecer la capacitación y la cadena de suministro y su administración contractual, la planificación de la capacitación y la ejecución y administración de dichos planes, inspección y solución de problemas.

Con el fin de realizar los mecanismos arriba mencionados, el MEM/DPR debe tomar la iniciativa y conversar con los gobiernos regionales/locales. Los gobiernos regionales cuentan actualmente con una Dirección Regional de Energía y Minas (DREM). El Cuadro I-4.1-1 muestra el número real del personal de las DREM, el cual se considera insuficiente. Sería importante explorar la posibilidad de utilizar las DREM como CERER reforzando dichas organizaciones.

Cuadro II-1.4.1-1 Número de Personal de las DREM por Regiones

PERSONAL DE LAS DIRECCIONES REGIONALES DE ENERGIA Y MINAS POR REGIONES							
ITEM	DIRECCION REGIONAL DE ENERGIA Y MINAS	N° DEL PERSONAL ADMINISTRATIVO	N° DEL PERSONAL TECNICO (INGENIEROS)	N° DE PERSONAS DEDICADAS A ELECTRIFICACION RURAL	N° DE PERSONAS DE PLANTA (C.A.P.)	N° PERSONAS CONTRATADOS POR N.S.P.	TOTAL
1	AMAZONAS	4	5	3	2	7	9
2	ANCASH	5	3	0	2	6	8
3	APURIMAC	2	5	4	4	3	7
4	AREQUIPA	3	4	0	7	0	7
5	AYACUCHO	5	4	1	9	1	10
6	CAJAMARCA	1	3	1	1	3	4
7	CUSCO	4	5	0	11	2	13
8	HUANCAVELICA	5	8	0	3	10	13
9	HUANUCO	4	4	1	1	8	9
10	ICA	0	4	0	6	4	10
11	JUNIN	5	7	1	3	10	13
12	LA LIBERTAD	5	9	1	3	12	15
13	LAMBAYEQUE	2	1	1	4	0	4
14	LIMA	2	2	1	0	5	5
16	MADRE DE DIOS	2	6	0	5	7	12
17	MOQUEGUA	3	5	0	8	0	8
18	PASCO	3	3	1	1	6	7
19	PIURA	4	6	1	3	8	11
20	PUNO (**)	3	3	0	6	4	10
21	SAN MARTIN	4	7	5	4	7	11
22	TACNA	3	4	0	7	0	7
23	TUMBES	3	3	1	3	3	6
24	UCAYALI	7	5	1	8	4	12

Fuente: MEM/DPR

1. Capacitación

Con respecto a la capacitación, CERER estarán a cargo de los contratos y de su administración con las organizaciones que brindan la capacitación, la planificación de la capacitación y el monitoreo de la ejecución de dichos planes. Para la implementación concreta de la capacitación, se propone establecer una red, la cual se tratará con más detalle en la sección II-1.4.2. Para la capacitación se crearán redes con la UNI en Lima como centro y con universidades regionales, ONG, suministradores locales y otras organizaciones locales disponibles. Para la creación de dichas redes, el MEM/DPR proporcionará asistencia técnica a los gobiernos regionales (CERER) con respecto al currículo y material educativo en base a los resultados del presente Estudio del Plan Maestro.

Las personas que recibirán capacitación serán los pobladores beneficiarios de la electrificación, el personal de las microempresas y el personal a cargo de la electrificación de los gobiernos regionales/locales. CERERs elaborarán el plan de implementación para la capacitación adaptada a cada grupo haciendo uso de la red arriba mencionada.

Las actividades de sensibilización y educación de los habitantes de poblados alejados deberán realizarse a través de escuelas rurales electrificadas según lo descrito en el Capítulo II-1.3, las cuales deberán operar como infraestructura para la promoción de la electrificación con energías renovables y serán consideradas como punto de inicio para la capacitación.

El Gráfico II-1.4.1-1 muestra las organizaciones pertinentes a la capacitación en las partes amarillas.

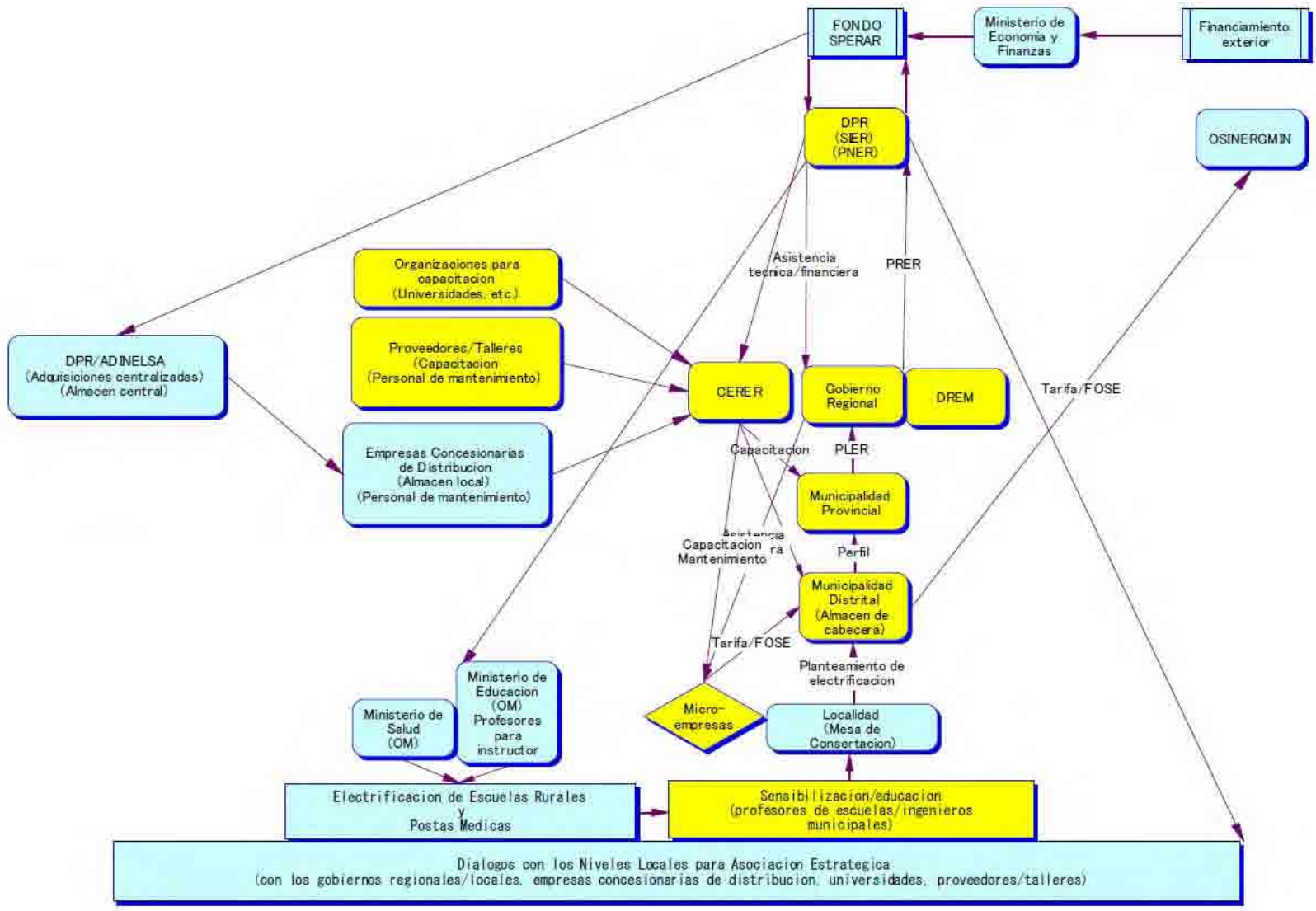


Gráfico II-1.4.1-1 Diagrama Conceptual del Diseño Institucional (Capacitación)

2. Cadena de Suministro para la Construcción, Operación y Mantenimiento

Para la construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de electrificación, la “cadena de suministro” es indispensable para la provisión de fondos, equipos y materiales de construcción, materiales para la operación y mantenimiento y personal de mantenimiento. El siguiente mecanismo para la cadena de suministro se ha sugerido y el detalle se mencionará en II-1.4.3

- Para la provisión de fondos, crear Fondo SPERAR, fondos especiales para electrificación rural con energías renovables;
- Para los equipos y materiales de construcción y operación y mantenimiento, una organización central tal como MEM/DPR o ADINELSA, hará compras centralizadas y se hará uso de almacenes de compañías concesionarias de distribución eléctrica regionales y de gobiernos distritales como almacenes locales de los equipos y materiales comprados;
- Para el personal de mantenimiento, la inspección diaria se hará por microempresas, mientras que reparaciones y soluciones de problemas se ejecutarán por compañías de mantenimiento contratadas por CERER.

El Gráfico II-1.4.1-2 muestra las organizaciones pertinentes a la cadena de suministro en las partes amarillas.

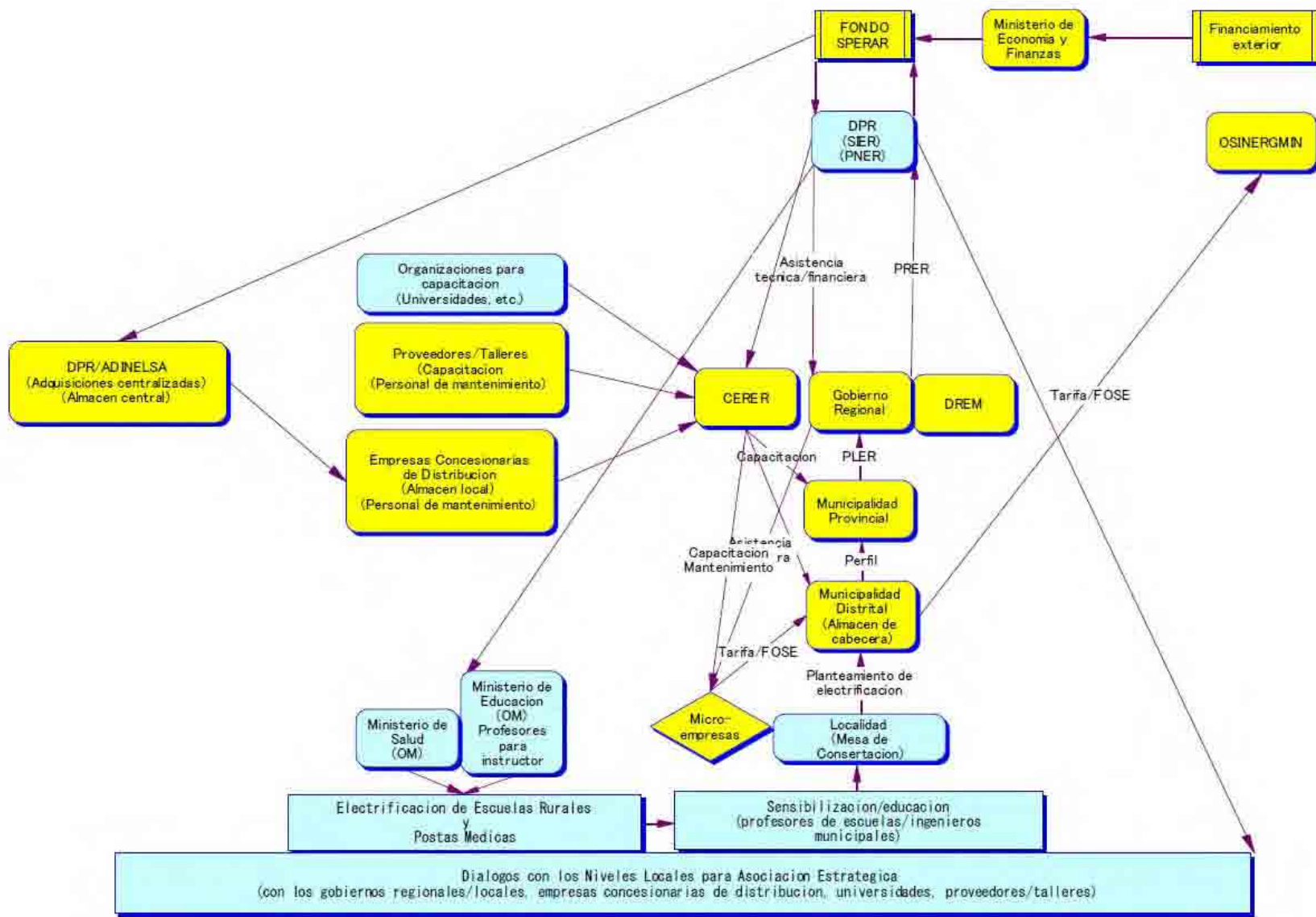


Gráfico II-1.4.1-2 Diagrama Conceptual del Diseño Institucional (Cadena de Suministro)

II-1.4.2 Capacitación

1. CERER y Organizaciones Implementadoras de Capacitación

A nivel de gobierno regional, se establecerá un Centro de Energías Renovables para Electrificación Rural (CERER) como una organización de cada región, como se mencionó en la sección II-1.4.1. Este centro funcionará como un centro único del gobierno regional de energía renovable, y estará abierto para los pobladores o público en general. Así, se brindará capacitación real o soporte a los pobladores a través de las organizaciones implementadoras de capacitación que se mencionan más adelante, pero todas las consultas o solicitudes de los pobladores serán manejadas por este centro de energía renovable para la electrificación rural, CERER; por ejemplo, se brindará soporte y capacitación para la creación de microempresas a través de las organizaciones implementadoras de capacitación y el suministro de baterías u otras partes para el mantenimiento lo realizarán la cadena de suministro de proveedores y otras pertinentes organizaciones como se menciona en II-1.4.3. Por otra parte, el manejo de contratos de concesión de las microempresas o el manejo del sistema de la cadena de suministro y el manejo de las consultas de los pobladores sobre este tema los realizará CERER.

Cuando tienen deseo de electrificación con energía renovable, los pobladores pueden consultar con CERER, y en el caso de tener algunos problemas en la etapa de operación y mantenimiento, los pobladores también puede preguntar a CERER, así como también con las organizaciones implementadoras de capacitación o la cadena de suministro.

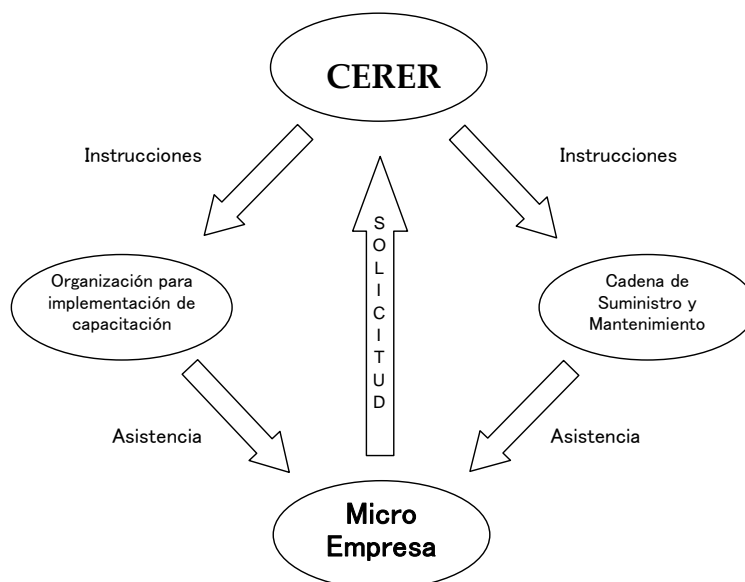


Gráfico II-1.4.2-1 Relación de CERER y Micro Empresas

2. Organizaciones Implementadoras de Capacitación

Las organizaciones implementadoras de capacitación tendrán tales funciones como distribución de la información, introducción de la información técnica, recolección de las informaciones y necesidades,

y capacitación de los usuarios. Con el fin de ejercer sus funciones adecuadamente, es necesario capacitar a las personas que proporcionan informaciones así como también a los usuarios finales. Esto significa que las organizaciones implementadoras deben ser un centro de capacitación tanto para los instructores como para los usuarios. Instituciones educativas son adecuadas para llevar a cabo dicha capacitación.

Algunas universidades incluyendo la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) o la Universidad de Cajamarca ya han establecido centros de recursos renovables. Sin embargo, su desarrollo no debe ser dejado a su suerte o estar aislado, puesto que no sería eficiente si no se aproveche la acumulación de conocimientos ni se utilicen los conocimientos de lo que se ha desarrollado. En vista de que ellos han realizado esfuerzos para promover la energía renovable, sería mejor incorporarlos y utilizarlos de manera efectiva. A través de la formación de red esos centros existentes, se puede hacer uso efectivo de los conocimientos, experiencias y recursos humanos. No sólo las universidades sino también las empresas privadas y las ONGs cuentan con personal, conocimiento y experiencia. Sin dejar de lado dichos recursos humanos sino más bien incorporándolos, se puede tener una difusión de información de energías renovables, distribución de información técnica y construcción de sistemas en forma más efectiva. Por consiguiente, por medio del establecimiento de una red abierta de recursos, se puede organizar las organizaciones implementadoras de capacitación para poder hacer uso de conocimientos y experiencias dispersas.

Las organizaciones implementadoras de capacitación deben tener las siguientes funciones:

1) Difusión de información, promoción de la energía renovable (con introducción técnica)

Es necesario difundir la información, promover la energía renovable con introducción técnica. A menudo se observa que los pobladores no cuentan con información de lo que son los recursos y energías renovables. Sin dicha información, cuando se solicita la electrificación, suele solicitarse la electrificación con extensión de redes, la cual no es un sistema eficiente en áreas aisladas. En consecuencia, resulta necesario distribuir la información a través de la capacitación o a través de campañas por parte de estudiantes universitarios u otros medios.

2) Capacitación técnica

También resulta necesaria la capacitación técnica real sobre el sistema de energía renovable. De entre los pobladores se seleccionan a quienes estén interesados en realizar la operación y el manejo en el futuro, quienes serán capacitados para familiarizarlos con el equipo. Es necesario capacitarlos desde el punto de vista técnico de manera que puedan ser capaces de operar y manejar el sistema diariamente. Al capacitar varios candidatos del mismo poblado, se asegura que la información técnica permanezca en el poblado y se podrá hacer sustitución cuando la persona responsable no pueda hacerse cargo.

3) Capacitación para planificación

La capacitación en planificación debe hacerse extensiva a quienes reciban capacitación técnica. El tipo de tecnología para electrificación depende de casos específicos, de manera que resulta necesario capacitarlos en cómo seleccionar, identificar y planificar la electrificación. Con esta capacitación, los pobladores serán capaces de realizar la planificación hasta cierto grado. A pesar de que los pobladores no puedan realizar la planificación en detalle, esto reforzará el sentido de propiedad de la energía renovable cuyo plan es elaborado por expertos externos, con un entendimiento del contenido como resultado de la capacitación.

4) Capacitación para la junta de usuarios

La capacitación para la formulación de una junta de usuarios es necesaria desde el punto de vista de obtener y reforzar la gobernabilidad corporativa. Es necesario formular un sistema de evaluación por el poblado de las actividades de la microempresa, junto con la capacitación de los expertos técnicos y operacionales. A través de este mecanismo, los usuarios podrán comprender las condiciones administrativas y operacionales del sistema de energía renovable, e incluso evaluar el resultado. Con esta actividad se asegurará la gobernabilidad corporativa de los usuarios finales en esta microempresa.

5) Capacitación para la administración de la microempresa

Se brindará capacitación en la administración de la microempresa a los candidatos que estén interesados en el manejo del sistema de recursos de energía renovable. Con el fin de hacer sostenible el sistema eléctrico, es necesario asegurarse quiénes serán los responsables no sólo del aspecto técnico sino también administrativo. En este curso se enseñará cómo hacer transparente la operación y el manejo de la empresa, cómo ahorrar dinero para gastos futuros de reposición de partes, etc. Se incluye cómo llevar los registros de los ingresos y gastos con un sistema contable simple, cómo obtener pagos mensuales y cómo asegurarse el registro de pagos de los usuarios finales, y cómo proceder en caso de retraso o incumplimiento de los pagos. También se enseñará cómo realizar depósitos y retiros de dinero.

6) Capacitación de los instructores para instruir a los pobladores

También se brindará capacitación a quienes promuevan el sistema de energía renovable a los pobladores. Eso es como una capacitación a los instructores. Con el fin de que los pobladores presenten una solicitud, se tiene que materializar una idea de proyecto y traducirlo en un perfil de proyecto. Sin embargo, mientras más alejada el área, menor es la habilidad de los pobladores para llevar a cabo dichos procedimientos, por lo que resulta necesario brindar asistencia a los pobladores, tal como difusión de información, promoción de la energía renovable, evaluación de necesidades, capacitación en planificación, y visitas a los pueblos alejados para asistir a los pobladores. Con el fin de prestar esta clase de servicios, los estudiantes universitarios son los más adecuados, especialmente quienes estén interesados en

energía renovable y en el mejoramiento de la calidad de vida así como en el alivio de la pobreza. Dichos estudiantes tienen la vitalidad para superar las dificultades de implementación ya que son jóvenes y entusiastas. El sector público tiene una escasez de recursos humanos y financieros, mientras que el sector privado fijará elevados costos con el fin de compensar los riesgos. Con el fin de salvar la brecha, se puede considerar el uso de estudiantes universitarios con suficiente conocimiento, reduciendo los costos. Como parte de la educación de los estudiantes universitarios, el estudio de campo con algunos créditos académicos podrían ser los incentivos para los estudiantes, con lo cual se captarían a los estudiantes y se realizaría el desarrollo de recursos humanos.

7) Formación de red entre las instituciones y personas involucradas e intercambio de personal

También se espera que se forme la red de las instituciones y personas involucradas y se realice el intercambio de personas. En vista de que los gobiernos, universidades, ONGs, empresas privadas tienen experiencias en proyectos de energía renovable, se debe tener una organización central entre las organizaciones implementadoras de capacitación para que se puedan interconectar en red a las personas e informaciones que tienen. Se recomienda establecer esa organización central en las universidades de cada región. Esto debido a que éstas están más cerca de las personas que necesitan, y los estudiantes universitarios tienen mayor facilidad para ingresar a dichos centros poblados. De no contarse con instructores, se debe invitar instructores de otras universidades, especialistas de empresas privadas y ONGs. Para ello, la organización central de capacitación debe estar abierta y debe aprovechar la red de recursos disponibles. El líder de las organizaciones centrales de capacitación mejor pueda ser la UNI, la cual no sólo cuenta con experiencias de los proyectos de energía renovable sino también brindan cursos sobre energía renovable. Considerando que tienen su sede en Lima, se puede esperar colaboración estrecha con la DPR.

Aquellas universidades que no cuenten con instructores para la capacitación pueden recibir asistencia externa de quienes ya cuenten con dicha experiencia. La UNI o ITDG podrían ser instituciones importantes para brindar capacitación y asistir a las universidades para capacitación institucional de las universidades. A través de esto, se espera el intercambio de información, la compartición de conocimiento y la profundización del conocimiento de los individuos, y el incremento de la memoria institucional.

8) Supervisión de Proyectos

Si bien los pobladores reciban la capacitación arriba mencionada, todavía se hace necesario que los pobladores que se hagan cargo de la implementación de proyecto, tengan guía y asistencia oportuna con respecto a planeamiento, ejecución y gestión para hacer sostenible el proyecto de electrificación.

Cuadro II-1.4.2-1 Principales Actividades de las Organizaciones Implementadoras de Capacitación

Actividades	Contenido
1) Difusión de la información	Difusión de la información y promoción de la energía renovable con información general a los pobladores de zonas alejadas
2) Capacitación técnica	Capacitación técnica de los pobladores según el sistema a introducir, cuyo contenido serán las actividades diarias de operación y mantenimiento
3) Capacitación en planificación	Capacitación con el fin de reforzar la habilidad de planificación con el sistema a ser introducido
4) Capacitación de la junta de usuarios	Capacitación con el fin de asegurar el monitoreo y manejo mediante la creación de la junta de usuarios
5) Capacitación en la administración de microempresas	Con el fin de asegurar la sostenibilidad del sistema mediante la capacitación de los responsables de la administración de la operación, del control de la operación financiera con el fin de estar preparados para actividades de reparación en el futuro, etc.
6) Capacitación de instructores	Capacitación de estudiantes universitarios con la provisión de créditos académicos para las actividades de campo para la asistencia a los pobladores.
7) Formación de red de las instituciones	Hacer que los centros sean los nexos de la energía renovable, en donde las personas puedan intercambiar información para compartir el conocimiento, profundizar el conocimiento de los individuos, e incrementar la memoria institucional a través de la formación de red.
8) Supervisión de Proyecto	Asistencia para la implementación de proyectos a los pobladores, en términos de planificación, ejecución y operación y manejo para el uso sostenible.

3. Currículos Principales de Capacitación

(1) Organización

Respecto de la capacitación concerniente a la organización, se destinará básicamente a los pobladores. Esto debido a que los pobladores son quienes implementarán un proyecto, y luego de la culminación son ellos quienes operarán y manejarán el sistema. La clave del éxito de la implementación de la energía renovable es el reforzamiento de los pobladores.

Además de los pobladores, se debe destinar al personal municipal del poblado, puesto que ellos realizarán el procedimiento presupuestal y la asignación de fondos, deben conocer el sistema. Sin embargo, no es necesario que tenga el mismo contenido que para los pobladores.

El currículo necesario en el campo de la organización es el siguiente.⁶ El currículo para los pobladores es principalmente para quienes se harán cargo de la microempresa. Para los pobladores en general, el contenido básico debe enfocarse en el entendimiento de los derechos y obligaciones y de la función de la empresa; sin embargo, no es necesario que se incluya en detalle, puede ser una versión más simple.

⁶ El contenido de esta parte se basa en el sistema de capacitación de ITDG.

Campo de capacitación	Asistente	Currículo
Organización	Habitantes locales	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Importancia de la electrificación ➤ Condiciones para la electrificación ➤ Cooperación de los pobladores, responsabilidad y derechos ➤ Plan de electrificación y servicio de suministro eléctrico ➤ Función de la microempresa, responsabilidad y derechos ➤ Procedimiento de establecimiento de la microempresa ➤ Contratos vinculantes (microempresa con pobladores y municipalidades) ➤ Registros contables de ingresos y costos, etc ➤ Creación de la junta de usuarios ➤ Información abierta con reporte a los usuarios sobre las actividades y resultados financieros de la microempresa ➤ Estudio de caso
	Gobiernos locales	<ul style="list-style-type: none"> ➤ ¿Qué es la energía renovable? ➤ Introducción a la energía renovable y desarrollo ➤ Leyes, instituciones y organizaciones relacionados con la energía renovable ➤ Problemas para la introducción de la energía renovable en áreas alejadas ➤ Organización sostenible: explicación de la microempresa ➤ Energía renovable y desarrollo participatorio ➤ Necesidad de asistencia financiera ➤ Estudio de caso

(2) Financiamiento

Es indispensable obtener conocimiento sobre el financiamiento para mantener la sostenibilidad de la electrificación rural. A continuación se muestra el currículo por objetivo para la introducción de varios contenidos para el financiamiento con sus ventajas/desventajas, así como los ítems requeridos para cada etapa de planificación, construcción y operación. El contenido debe disponerse según el nivel de entendimiento de los pobladores objetivo, pero es deseable que se cubran todos los ítems. Para la energía solar, se debe incluir la sensibilización de instituciones financieras, particularmente aquellas que tienen facilidades de micro-financiamiento rural, con el objeto de promover la difusión de esa energía desde el punto de vista financiero.

Campo de capacitación	Asistente	Currículo
Financiamiento	Habitantes locales Gobiernos locales	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Contenido y necesidad del costo de inversión inicial y costo de operación y mantenimiento ➤ Información sobre los ítems para el estimado de costos ➤ Información sobre las fuentes de financiamiento ➤ Comparación del costo financiero por fuentes de financiamiento ➤ Información sobre los procedimientos de financiamiento ➤ Explicación sobre la fijación de tarifas ➤ Explicación sobre el cobro de tarifas ➤ Explicación sobre el libro contable ➤ Explicación del manejo financiero
	Organizaciones financieras ONGs	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Explicación del sistema de energía solar ➤ Información sobre la industria de energía solar ➤ Modelo de negocio, demanda financiera y flujo de caja ➤ Explicación sobre las buenas prácticas en otros países ➤ Información sobre electrificación rural con energía solar por parte del gobierno y países donantes

(3) Energía Solar

Se puede considerar que la capacitación para energía solar estará destinada a las siguientes tres categorías.

➤ Experto en Planificación de Proyectos FV

No existen o existen pocos expertos que puedan identificar proyectos FV y realizar propuestas a los gobiernos regionales en el Perú. Es necesaria la capacitación para la etapa de identificación y planificación de proyectos para la implementación de proyectos de electrificación con sistemas FV mediante el enfoque participatorio. La capacitación debe estar dirigida al personal de los gobiernos locales y las universidades locales.

➤ Ingeniero Supervisor de Proyectos FV

Existen pocos ingenieros que puedan supervisar proyectos FV en las zonas rurales. En Perú, la UNI-CER brinda cursos de capacitación técnica sobre energía renovable. Este tipo de oportunidades educativas para ingenieros graduados de las facultades de electricidad o mecánica de las universidades es importante para la capacitación del supervisor. La capacitación debe estar dirigida al personal de las universidades y empresas privadas.

➤ Técnico para la Instalación del Sistema FV

Existen pocas empresas relacionadas con sistemas FV de pequeña escala en las regiones remotas del país, lo cual hace necesario sistemas de soporte para la capacitación de técnicos en la instalación de sistemas FV. Es necesaria la transferencia de tecnología con respecto a la instalación de sistemas FV a los técnicos locales antes de la implementación de un proyecto FV.

Campo de capacitación	Asistente	Currículo
Energía solar	Experto en Planificación de Proyectos FV	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Plan y aplicación del proyecto ➤ Comparación del aspecto económico en diferentes tipos de electrificación rural ➤ Procedimiento de la inspección de campo
	Ingeniero Supervisor de Proyectos FV	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Estimación de la producción y demanda eléctrica ➤ Diseño del sistema FV ➤ Capacitación en el manejo y en la operación y mantenimiento
	Técnico para la Instalación del Sistema FV	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Instalación del SFD ➤ Instalación del sistema FV en establecimientos públicos ➤ Capacitación del usuario individual para la operación y mantenimiento

(4) Energía Hidroeléctrica Mini/Micro

Se puede considerar que la capacitación para energía solar estará destinada a las siguientes dos categorías.

➤ Pobladores Locales (Nivel básico: Capacitación para lograr el enfoque participatorio)

Se debe difundir el conocimiento fundamental de la energía hidroeléctrica a nivel de los pobladores con el fin de establecer el enfoque participatorio, el cual es necesario para la identificación y selección de los emplazamientos candidatos. Por tal motivo, se debe hacer sensibilización y educación con respecto a la energía hidroeléctrica mediante el uso de los folletos preparados en el Plan Maestro.

La central hidroeléctrica debe ser operada y manejada adecuadamente. Según muchos casos pasados, los pobladores desempeñan un papel en la operación y manejo de la central. Se debe capacitar a técnicos responsables de la operación y mantenimiento de entre los pobladores antes de iniciar el proyecto o de acuerdo con el avance de proyecto, ya que se requiere responder en forma temprana para operar las centrales hidroeléctricas en caso de problemas.

➤ Empleados de los Gobiernos Locales y Municipalidades (Nivel especializado 1)

Se debe preparar a un especialista con las siguientes habilidades para materializar los proyectos hidroeléctricos mini/micro. Existen pocos especialistas que puedan investigar y proponer proyectos al gobierno. Estos especialistas deben ser capacitados para presentar las solicitudes de promoción de proyectos mediante el enfoque participatorio. Por tal motivo, se debe educar a los empleados de las municipalidades locales a través del manual hidroeléctrico elaborado en el Plan Maestro. Asimismo, en los estudios de campo reales es válida la colaboración con pobladores locales que fueron educados y capacitados.

Se debe asegurar ingenieros de diseño y construcción con experiencia en estudios de factibilidad, diseño y construcción con el fin de promover sin demora la planificación e implementación de los proyectos hidroeléctricos mini/micro. Las empresas consultoras y contratistas generales de construcción desempeñarán un papel en este nivel, ya que se requiere de conocimiento especial para

realizar los trabajos. Sin embargo, los consultores locales y los contratistas generales no pueden hacer frente suficientemente a este asunto debido a que muchos ingenieros posibles con buena experiencia en la zona central del país. A pesar de que los consultores y contratistas generales que deberían estar a cargo de estos estudios detallados, diseño y construcción no están confinados necesariamente a las empresas locales, este tema será un problema en el futuro, ya que resulta útil para la electrificación la difusión de experiencia y conocimiento de la energía hidroeléctrica a las áreas locales. Asimismo, los pobladores locales deben hacer esfuerzos activos en la etapa de construcción.

Campo de capacitación	Asistente	Currículo
Energía Hidroeléctrica Mini/Micro	Habitantes locales	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mecanismo de la central hidroeléctrica mini/micro ➤ Cómo identificar la energía hidroeléctrica mini/micro ➤ Cómo operar y mantener una central hidroeléctrica mini/micro
	Gobiernos locales	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Investigación (gabinete y campo) ➤ Estudio preliminar para las instalaciones hidroeléctricas mini/micro ➤ Estimado de costo general para las instalaciones hidroeléctricas mini/micro ➤ Método de operación y mantenimiento ➤ Análisis económico y financiero

(5) Mini-red

Con respecto de las facilidades de transmisión y distribución para formar una mini-red, es importante educar a técnicos quien pueda ejecutar una serie de trabajos de diseño, construcción y mantenimiento. Así que la capacitación se debe destinar principalmente a técnicos y se hace necesario construir el currículo que combina el curso básico para aprender conocimientos básicos y técnicas con el curso práctico para aprender las técnicas de planificación y mantenimiento.

Campo de capacitación	Asistente	Currículo
Mini-red	Técnicos (Curso básico)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Configuración y función ➤ Construcción y operación ➤ Mantenimiento e inspección ➤ Ley y guía de distribución eléctrica
	Técnico (Curso práctico)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Diseño y planeamiento ➤ Operación de cambio de llaves ➤ Operación y mantenimiento (inspección periódica) ➤ Cómo usar las herramientas de ensayo y aparatos de medición ➤ Seguridad de trabajadores y pública

(6) Consideraciones Sociales y Ambientales, y de Género

La sección 'Currículo para Organización' del presente capítulo incluye el currículo para (i) los pobladores (cuerpo de manejo) de los temas relacionados con el entendimiento del plan de

electrificación, y el manejo y (ii) el gobierno local sobre el soporte a los pobladores y desarrollo participatorio. Los siguientes son los temas a ser añadidos en el currículo mencionado anteriormente elaborados tanto para las personas involucradas desde el punto de vista del género y del medio ambiente:

Campo de capacitación	Asistente	Currículo
Consideraciones sociales y ambientales y de género	Habitantes locales Gobiernos locales	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Igualdad de género en la planificación, implementación y operación/manejo ➤ La consideración ambiental (planificación de mitigación/preparación) ➤ Monitoreo de la operación/manejo, con respecto a los temas ambientales y de género

II-1.4.3 Cadena de Suministro para la Construcción, Operación y Mantenimiento

1. Fondos

Las necesidades financieras incluyen fondos de construcción y manejo, operación y mantenimiento. Los fondos de construcción serán provistos por el Fondo SPERAR a ser creado por el MEM/DPR. El Fondo SPERAR, el cual se explica en el Capítulo II-2.3, está compuesto básicamente por el presupuesto del gobierno central para la electrificación y de ser necesario podría ser complementada con asistencia externa. Se deberá determinar las contribuciones financieras del Fondo arriba mencionado considerando el volumen de los fondos disponibles de los gobiernos regionales/locales (p. ej. el CANON) y el remanente debe ser asumido por los gobiernos regionales/locales. Uno de los puntos importantes para el diálogo con las partes locales es cómo compartir las cargas financieras entre los gobiernos central y regional/local.

El MEM/DPR aplicará el Fondo SPERAR como contribución financiera en base a listas de proyectos de electrificación rural con energías renovables incluidos en el PNER. El Fondo SPERAR evaluará dicha solicitud y determinará la contribución financiera compartida entre el Fondo y los gobiernos regionales/locales. Los gobiernos regionales/locales realizarán la contribución financiera al Fondo SPERAR de acuerdo a dicha contribución compartida establecida. El Fondo SPERAR realizará pagos para la construcción con fondos contribuidos según las facturas de una organización como el MEM/DPR o ADINELSA a cargo de la adquisición centralizada de equipos y materiales. Los gastos de construcción y mano de obra y otros gastos locales serán asumidos por los gobiernos regionales/locales, quienes realizarán pagos directos.

Para el manejo, operación y mantenimiento desde el punto de vista de la sostenibilidad de los sistemas de electrificación, es vital la fijación de tarifas razonables. Sin embargo, los poblados alejados tienen bajos niveles de ingresos y, por lo tanto, una escasa habilidad financiera para asumir los costos de manejo, operación y mantenimiento, sin mencionar los costos de construcción. Para las viviendas que requieren subsidio de la tarifa, se propone utilizar el sistema de subsidio del FOSE según lo mencionado en el Capítulo II-2.3. Los sistemas de electrificación están concebidos para ser

manejados por organizaciones establecidas por iniciativa de los pobladores, como por ejemplo microempresas. Dichas organizaciones solicitarán a OSINERGMIN subsidio del FOSE una vez adquirida la concesión eléctrica rural a través de las municipalidades distritales.

2. Equipos y Materiales de Construcción

En vista de que la electrificación con energía renovable está compuesta principalmente por energía solar, es importante asegurar la generación de energía a bajos costos y de calidad mediante la adquisición centralizada de equipos y materiales. Para tal fin, MEM/DPR o ADINELSA estará a cargo de dicha adquisición centralizada, del almacenamiento hasta el transporte a los destinos locales y del envío del equipo y los materiales necesarios a los gobiernos regionales de acuerdo con los programas de los proyectos de electrificación individual. Los gobiernos regionales (CERER) celebrarán previamente un contrato con las empresas concesionarias regionales de distribución eléctrica para el almacenamiento temporal. Los gobiernos regionales (CERER) entregarán dichos equipos y materiales a los contratistas, quienes a su vez darán inicio a la construcción.

3. Materiales de Operación y Mantenimiento

Una vez construidos los sistemas de electrificación, CERER creados en las regiones se harán cargo de las acciones necesarias para la operación y mantenimiento. Para las partes que requieren ser reemplazadas y las partes que deben ser reemplazadas periódicamente tales como baterías para sistemas solares, se deberá proveer un área de almacenamiento local en las instalaciones de las municipalidades distritales, los cuales almacenarán una cantidad específica de partes.

CERER despachará las partes requeridas y otros materiales a los contratistas que efectúan el mantenimiento de acuerdo con sus solicitudes o comunicaciones de las microempresas para la solución de problemas. El personal técnico de las microempresas realizará inspecciones diarias, quienes informarán a CERER sobre el desperfecto o falla. CERER presentará una solicitud para la reparación a los contratistas a cargo del mantenimiento. Con respecto a las partes necesarias para el reemplazo periódico, como por ejemplo las baterías solares, CERER emitirá instrucciones a las municipalidades distritales para el despacho a las microempresas.

4. Personal para la Operación y Mantenimiento

Como se indica líneas arriba, el personal técnico de las microempresas u otras organizaciones de la comunidad será responsable de las inspecciones diarias, mientras que para las reparaciones y solución de problemas, es necesario que los gobiernos regionales (CERER) seleccionen de antemano a los contratistas para el mantenimiento y celebren contratos con ellos. Potenciales contratistas para el mantenimiento pueden ser las empresas concesionarias regionales de distribución eléctrica, vendedores de paneles solares y turbinas y generadores para centrales hidroeléctricas mini/micro y fábricas de servicios de mantenimiento de vehículos.

Se mencionan abajo las consideraciones necesarias relacionadas a la cadena de suministro en cada campo.

(1) Sistema FV

Es necesario crear una cadena de suministro para la distribución de consumibles y recolección de equipos usados para la difusión de la electrificación rural.

En las regiones remotas, es necesario tener los consumibles en almacenes. Con respecto a los SFD, es necesario contar con luces CC en el almacén, ya que son difíciles de conseguir en el mercado. Igualmente, las baterías y los controladores son bienes consumibles y deben ser reemplazados dentro de pocos años. El tiempo de vida de la batería de ciclo profundo es de aproximadamente 5 a 7 años, y del controlador es de 10 años. La estructura de soporte del sistema FV debe ser guardada en el almacén para los nuevos usuarios. La siguiente lista muestra los años para el reemplazo de las partes:

Módulo FV	: 20 años
Controlador	: 10 años
Batería (Ciclo profundo)	: 5-7 años
Batería (Vehículo)	: 2-3 años
Estructura de soporte	: 20 años
Foco fluorescente	: 2-3 años
LED	: 20 años

Con respecto a los equipos usados, la recolección de las baterías usadas es importante. En las regiones remotas, las baterías usadas que son recolectadas por los negocios privados en muchos casos no son tratadas con métodos adecuados. Las baterías usadas deben ser recolectadas y guardadas en el almacén de la región. Una vez que el volumen de baterías recolectadas alcance a cierto punto, se podrá solicitar a las empresas recicladoras de baterías en Lima que recolecten y realicen el tratamiento o reciclaje con métodos adecuados.

(2) Energía Hidroeléctrica Mini/Micro

La adquisición de materiales y equipos necesarios para los proyectos hidroeléctricos por lo general no presenta mayor dificultad, ya que el cemento, arena y agregados para las obras civiles son materiales de uso común. Sin embargo, para la adquisición de materiales como tuberías metálicas (o de PVC) para el conducto forzado, compuertas y turbinas/generadores, la manera y ruta de adquisición es diferente.

Existen dos fabricantes en Cajamarca en donde el equipo de estudio de JICA realizó los trabajos de campo y encontró que estos fabricantes pueden suministrar algunas partes en caso de desperfectos. En el caso de que no existan fabricantes y proveedores para los proyectos hidroeléctricos en la capital

de las regiones o en lugares cercanos, la cadena de suministro con CERER como su centro, debe desempeñar el rol de proveedores.

En los 29 emplazamientos de proyecto que muestran potenciales hidroeléctricos mini/micro en el presente Plan Maestro, se asume que las ciudades que se muestran a continuación en el Cuadro II-1.4.3-1, serán sede de la cadena de suministros, y para los costos de transporte para cada proyecto se considera la distancia de la ciudad sede al emplazamiento de proyecto. Las rutas de acceso de la ciudad sede al emplazamiento de proyecto se muestran en el Apéndice.

Cuadro II-1.4.3-1 Ciudades Sede de las Cadenas de Suministro para los Proyectos Hidroeléctricos Mini/micro

Región	Ciudad
Amazonas	Chachapoyas
Ancash	Huaraz
Arequipa	Arequipa
Cajamarca	Cajamarca
Cusco	Cusco
Huánuco	Huánuco
Ica	Ica
Junín	Huancayo
La Libertad	Trujillo
Lima	Lima
Loreto	Yurimaguas, Iquitos
Puno	Juliaca
San Martín	Tarapoto
Ucayali	Pucallpa

(3) Uso de Compañías Concesionarias de Distribución Eléctrica Regionales

Para examinar la posibilidad de usar compañías concesionarias de distribución eléctrica regionales como almacén local, una importante parte de la cadena de suministro, Hidrandian en Cajamarca fue investigada como un ejemplo.

La empresa Hidrandina, empresa responsable del suministro eléctrico a Cajamarca (parte sur), Ancash, y La Libertad, cuenta con cinco oficinas en la parte norte: Cajamarca, La Libertad Norte, Trujillo, Chimbote y Huaraz.

Las oficinas centrales adquieren los materiales de distribución en base a los pedidos de las sucursales y según la programación anual. La sucursal en Cajamarca adquiere los materiales de pequeños proveedores en Cajamarca y grandes proveedores en Lima y Trujillo. Asimismo, la sucursal en Cajamarca tiene tres almacenes, los cuales guardan postes, medidores eléctricos, transformadores, postes de concreto, conductores y cables.

<Fotografía 1>



<Almacén>



<Luces>



<Medidores eléctricos >



<Terminales de conexión>

<Fotografía 2>



<Pernos y Tuercas >



<Equipo de protección (1)>



<Equipo de protección (2)>



<Transformador de Corriente >

<Fotografía 3>



<Transformador>



<Postes (Alto Voltaje)>



<Postes (Bajo Voltaje)>



<Conductores y Cable >

La empresa Edelnor, empresa con un área de concesión en la parte norte de Lima, no acopia postes en el almacén ya que el costo de almacenamiento es demasiado alto, pero sí guardan accesorios de los postes y aisladores ya que no ocupan mucho espacio

Se puede decir que es común a compañías concesionarias en otras regiones la situación arriba expuesta de que las compañías guardan postes, accesorios, conductores y otros materiales en sus almacenes. Por consiguiente, las compañías concesionarias de distribución eléctrica regionales pueden utilizarse como parte importante de la cadena de suministro para electrificación rural.

II-1.5 Plan de Acciones

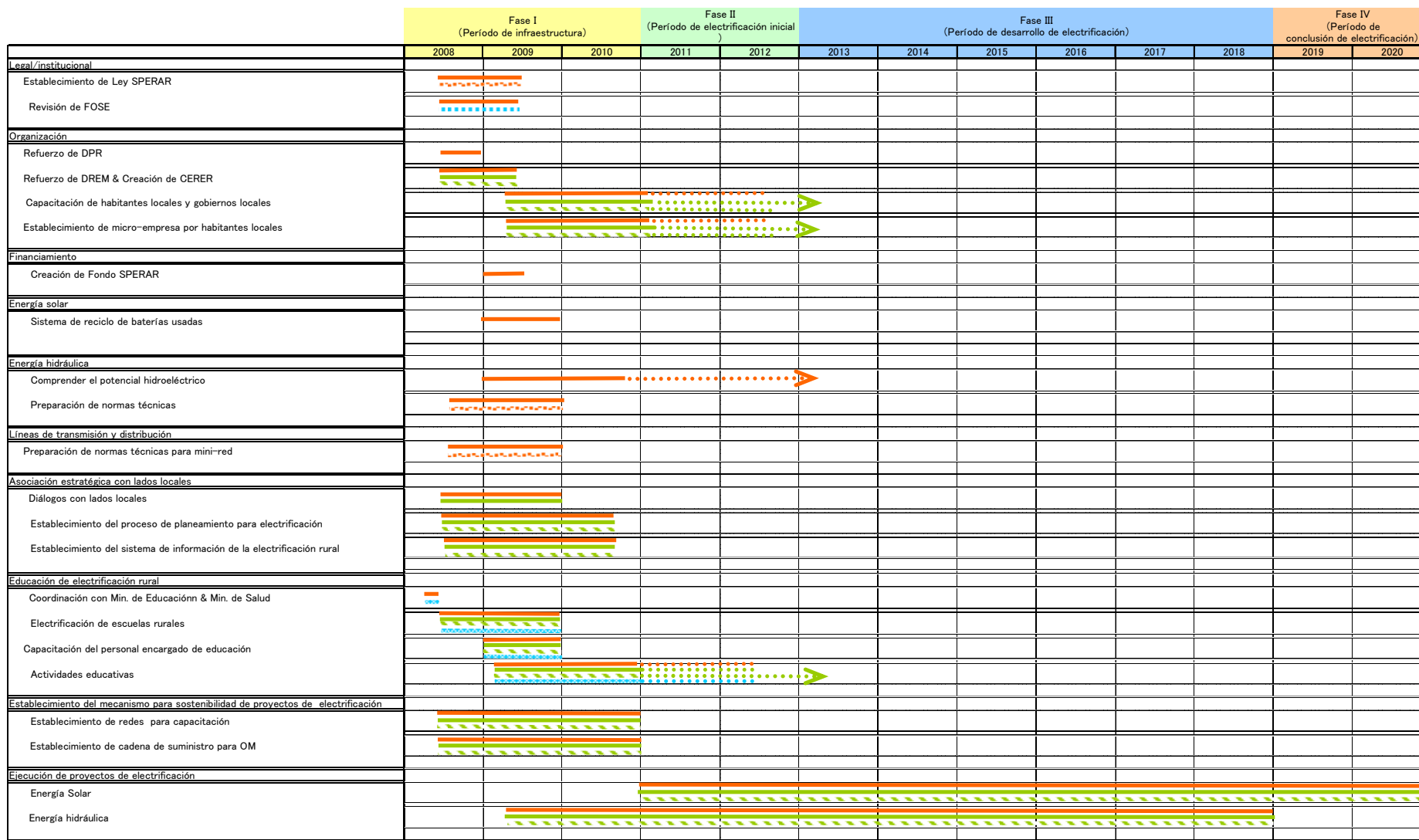
La presente sección propone un Plan de Acciones según se muestra en el Gráfico II-1.5-1, que comprende las medidas propuestas en cada disciplina (general, organizacional, financiera, energía solar, energía hidroeléctrica mini/micro, líneas de transmisión/distribución) según lo descrito en la sección II-1.1, planificación mediante enfoque participatorio, sistema de información de la electrificación rural, educación sobre la electrificación rural con energía renovable, mecanismo de sostenibilidad y acciones para implementar la electrificación rural a largo plazo con energía renovable.

El Gráfico II-1.5-1 muestra el Plan de Acciones en línea con el Cuadro II-1.6.6-1, el cual propone el plan de electrificación rural a largo plazo con energía renovable en cuatro fases según lo mencionado en la sección II-1.6.6. Este Plan de Acciones muestra cuándo y qué acciones deben realizar los organismos de manera que dichas acciones sean implementadas principalmente en la Fase I, el período para la infraestructura.

Con el fin de implementar dichas acciones, es deseable contar con dirección y supervisión por un tercero: por ejemplo, el gobierno del Japón tiene un sistema de cooperación técnica que consiste en la asignación de expertos y voluntarios senior. Dicha cooperación puede ser solicitada por una organización de desarrollo internacional.

Al mismo tiempo, es necesario reforzar la capacidad organizacional del MEM/DPR, la DREM y otros organismos relevantes con el fin de implementar el Plan de Acciones mencionado y la electrificación rural a largo plazo con energía renovable. Es difícil reclutar el personal necesario desde el interior de la organización, es necesario aumentar el número de personal a través de la contratación de personal a tiempo completo o consultores individuales. Es deseable que dicho personal reciba capacitación del experto.

Con el fin de implementar la electrificación de escuelas rurales para educar a los habitantes de centros poblados alejados, es necesario realizar consultas y coordinaciones con el Ministerio de Educación y el Ministerio de Salud sobre cómo deben estar equipadas las escuelas y postas médicas y cómo deben mantenerse los sistemas de electrificación.



Organización de ejecución
 MEM/DGER [Orange bar]
 MEM/DGE [Blue dotted bar]
 Gobiernos regionales/locales [Green hatched bar]
 DREM/CERER [Green hatched bar]
 (Centro de Energía Renovable para Electrificación Rural)
 OSINERGMIN [Blue dotted bar]
 Min. of Educación & Min. de Salud [Blue dotted bar]

Gráfico II-1.5-1 Plan de Acciones

El siguiente cuadro categoriza el Plan de Acciones mostrado en el Gráfico II-1.5-1 por acciones y organización.

Cuadro II-1.5-1 Plan de Acciones por Organización y Acción

	MEM/DGER	MEM/DGE	Gobiernos regionales/locales	DREM/CERER	OSINERGMIN	Min.de Educación & Min. de Salud
Legal/institucional	- Ley SPERAR - Revisión de FOSE	- Ley SPERAR			- Revisión de FOSE	
Organización	- Redes con universidades como centro - Refuerzo de DPR - Refuerzo de DREM - Capacitación de habitantes y gobiernos locales - Creación de micro-empresas por habitantes locales - Creación de CERER en gobiernos regionales		- Redes con universidades comocentro - Refuerzo de DREM - Capacitación de habitantes y gobiernos locales - Creación de micro-empresas por habitantes locales - Creación de CERER en gobiernos regionales	- Redes con universidades comocentro - Refuerzo de DREM - Capacitación de habitantes y gobiernos locales - Creación de micro-empresas por habitantes locales - Creación de CERER en gobiernos regionales		
Financiamiento	- Fondo SPERAR					
Energía solar	- Sistema de reciclo de baterías usadas					
Energía hidráulica	- Potencial hidroeléctrico (por cuestionario y GIS) - Normas técnicas	- Normas técnicas				
Líneas de transmisión y distribución	- Normas técnicas para mini-red	- Normas técnicas para mini-red				
Asociación estratégica con lados locales	- Diálogos con lados locales - Proceso de planeamiento para electrificación - Sistema de información de electrificación rural		- Diálogos con lados locales - Proceso de planeamiento para electrificación - Sistema de información de electrificación rural	- Diálogos con lados locales - Proceso de planeamiento para electrificación - Sistema de información de electrificación rural		
Educación de electrificación rural	- Educación por electrificación de escuelas rurales		- Educación por electrificación de escuelas rurales	- Educación por electrificación de escuelas rurales		- Educación por electrificación de escuelas rurales
Mecanismo para sostenibilidad de proyectos de electrificación	- Red para capacitación - Cadena de suministro para OM		- Red para capacitación - Cadena de suministro para OM	- Red para capacitación - Cadena de suministro para OM		

Como se mencionó anteriormente, la Fase I es un período importante para consolidar la infraestructura necesaria para implementar efectivamente el plan de electrificación rural a largo plazo mediante la alianza estratégica a través de diálogos con las partes locales y el establecimiento de redes para la capacitación y la cadena de suministro para la operación y mantenimiento. En consecuencia, las siguientes acciones son condiciones necesarias para la implementación sin contratiempos del plan de electrificación rural a largo plazo.

- Se requiere contar con preparación legal/institucional y normas técnicas, obtención de fondos, establecer el sistema de información de la electrificación rural y mecanismo de planificación mediante el enfoque participatorio, y crear el CERER (Centro de Energías Renovables para Electrificación Rural) en cada región.
- Con respecto a los aspectos institucionales, es deseable tomar medidas legales como una ley especial como la Ley SPERAR que incorpore las sugerencias realizadas en el presente Plan

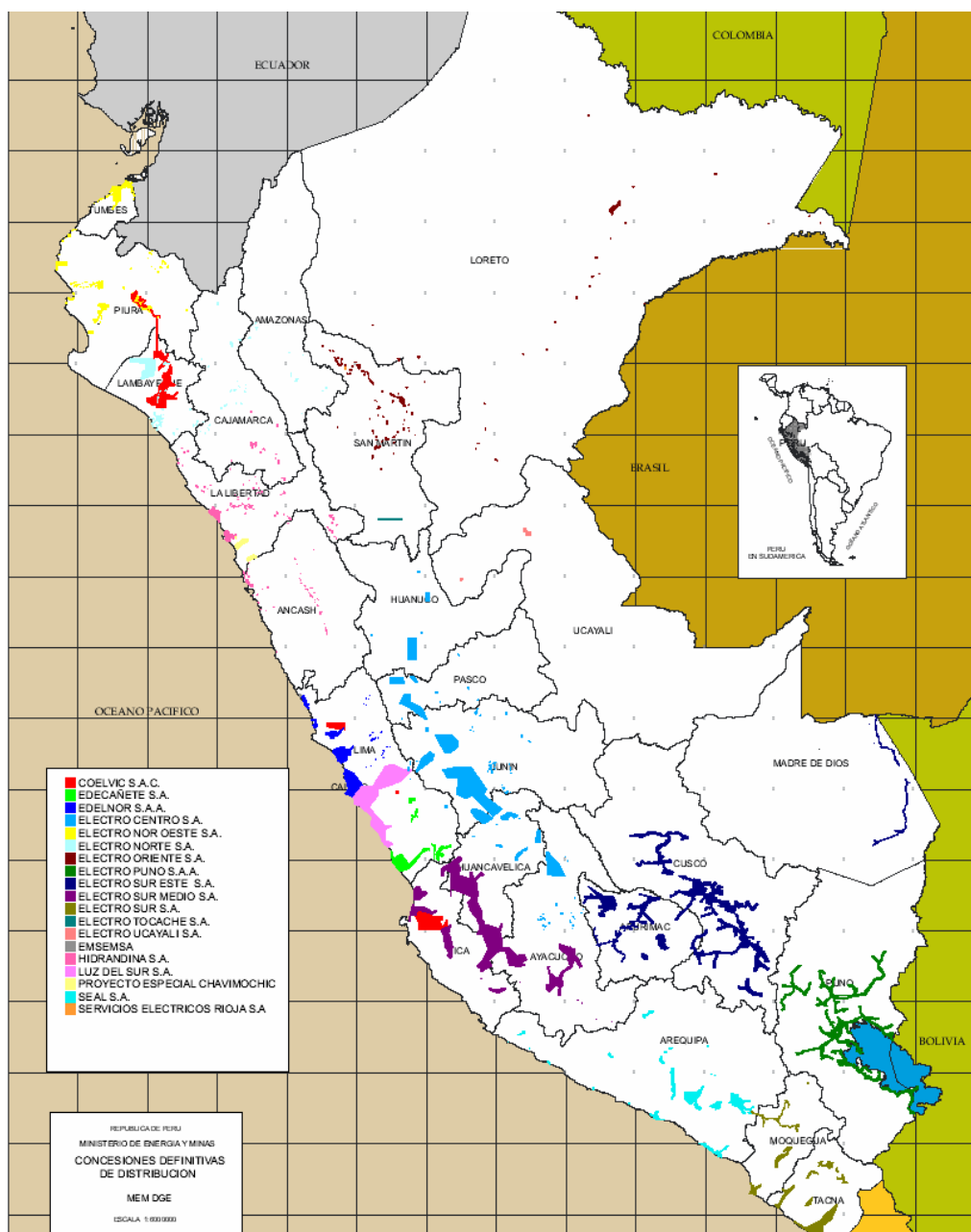
Maestro. Al mismo tiempo, el FOSE actual, el sistema de subsidio cruzado para las tarifas, no puede aplicarse a consumidores pequeños en áreas alejadas, por lo que resulta necesario revisar el sistema y establecer preferiblemente un nuevo FOSE en el mismo período.

- Con respecto al financiamiento, se propone crear el Fondo SPERAR, para lo cual se deberá obtener la aprobación de la electrificación rural a largo plazo con energía renovable del SNIP como un programa. En caso de introducir ayuda externa, también será necesario obtener dicha aprobación.
- Bajo la descentralización del gobierno, se requiere establecer un sistema para la promoción de la electrificación rural con iniciativa local. Por consiguiente, es importante establecer una alianza estratégica a través de diálogos con las partes locales. También se propone crear el CERER como agencia de implementación, haciendo uso de la DREM. En este período, como se sugiere en la sección II-1.4, es necesario establecer las redes para capacitación y cadena de suministro para la operación y mantenimiento con el CERER como agencia principal, ya que es esencial crear el CERER en cada región con la asistencia del MEM/DPR en la primera parte del mismo período.
- Entre tanto, es necesario educar a los pobladores en electrificación con energía renovable y permitir proyectos de electrificación con iniciativa de los pobladores locales mediante el enfoque participatorio. Es deseable continuar con dicha campaña educativa también en las últimas etapas. Se sugiere electrificar las escuelas rurales en los poblados no electrificados para utilizarlas como medios educativos. Con el fin de no interrumpir las actividades educativas, es necesario implementar la electrificación de escuelas rurales en la primera parte de esta Fase.
- Con respecto a los 4 emplazamientos en donde el Equipo de Estudio de JICA realizó el estudio de campo a nivel de pre-factibilidad, para la implementación sin contratiempos de la electrificación rural a largo plazo es útil iniciar los proyectos con la realización de investigaciones de campo y capacitación de los pobladores locales con el fin de determinar si el plan de modelo propuesto funcionará.

II-1.6 Plan de Electrificación Rural

II-1.6.1 Demarcación entre las Áreas en Red y fuera de Red

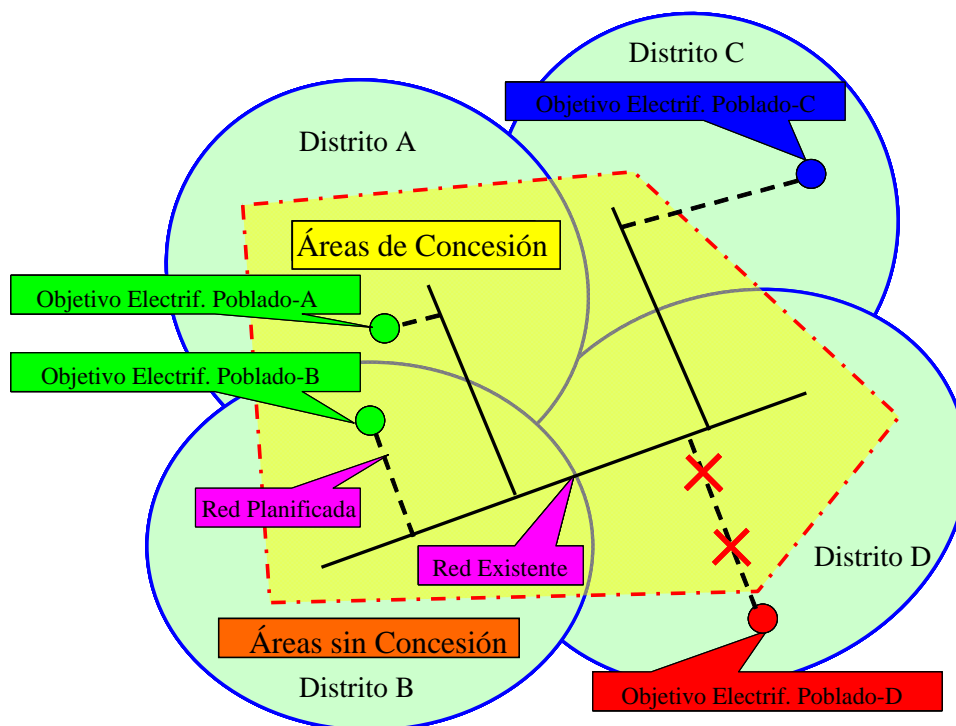
Con el fin de lograr la electrificación rural, el MEM ha establecido las áreas objetivo de todo el país denominadas Áreas de Concesión en un mapa con el sistema de coordenadas UTM (Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator [WGS84]) y les ha asignado prioridades para la construcción de infraestructura. Las Áreas de Concesión son usualmente áreas urbanas o áreas en donde la electricidad es suministrada independientemente con energía hidroeléctrica mini, y ocupan sólo una pequeña parte de todo el territorio (Ver Gráfico II-1.6.1-1)



Fuente: MEM-DGE

Gráfico II-1.6.1-1 Área de Concesión (2007)

En el Área de Concesión (100 m dentro de los límites), la empresa de distribución local es responsable del suministro eléctrico. En un centro poblado no electrificado en el Área de Concesión como el Poblado A o B en el Gráfico II-1.6.1-2, es la empresa de distribución local quien debe hacer planes para el suministro de electricidad. Por otro lado, en un centro poblado no electrificado fuera del Área de Concesión, es el MEM/DPR quien debe hacer planes para el suministro de electricidad. El centro poblado no electrificado como el Poblado C, al cual se puede extender una línea de electricidad, debería ser electrificado a través de la ampliación de redes y el poblado no electrificado como el Poblado D, en el que resulta imposible realizar la ampliación de redes, debería ser electrificado con energía renovable.



Elaborado por el equipo de estudio de JICA

Gráfico II-1.6.1-2 Representación del Suministro de Energía Eléctrica

II-1.6.2 Lista de Localidades No-Electrificadas y Selección de Localidades a Electrificarse por Energía Renovable

Con respecto al área objetivo de la electrificación con energía renovable para el Plan Maestro, en base a los datos enviados por el MEM/DPR el 10 de junio de 2008 definido como “Poblados Potenciales Mini-Hidroeléctricos” y el 27 de febrero del 2008 que se define como “fuera de red”.

Este dato sobre “Poblados Potenciales Mini-Hidroeléctricos” indican que existen 519 poblados, con 18,498 viviendas, que deberían electrificarse por energía mini-hidroeléctrica; y poblados remanentes de 33,182 no electrificados compuestos por 343,349 viviendas deben ser electrificadas con energía solar.

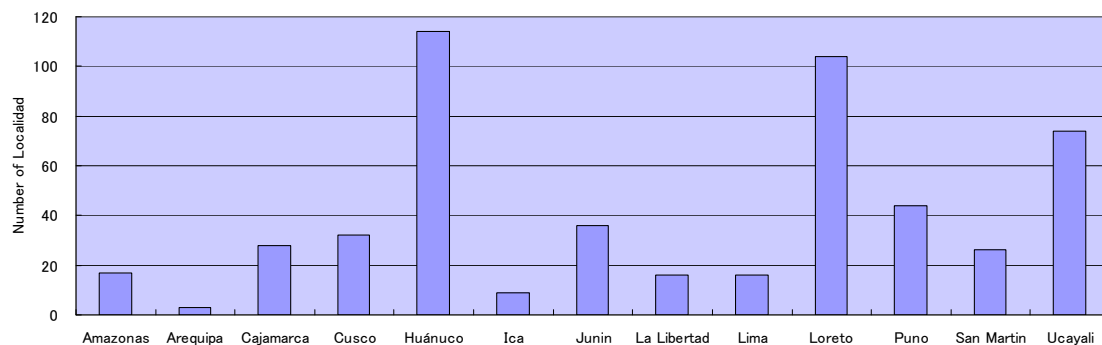


Gráfico II-1.6.2-1 Número de poblados fuera de Red con Energía Hidroeléctrica: 519 Poblados

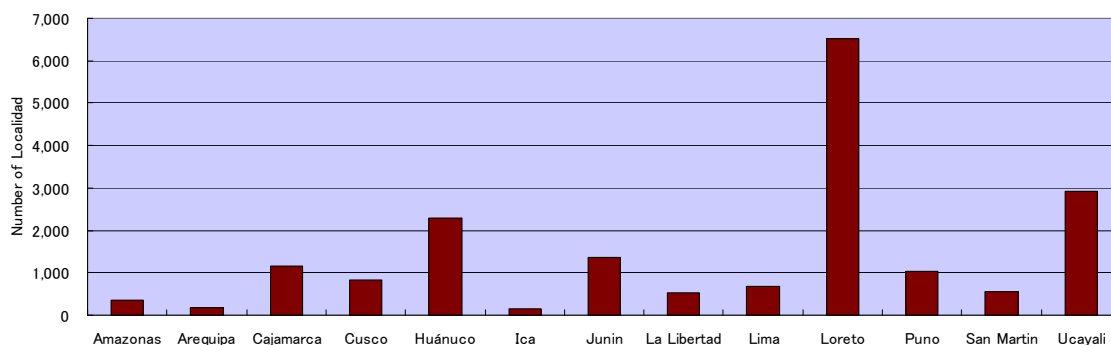


Gráfico II-1.6.2-2 Número de Viviendas fuera de Red con Energía Hidroeléctrica Mini: 18,498 Viviendas

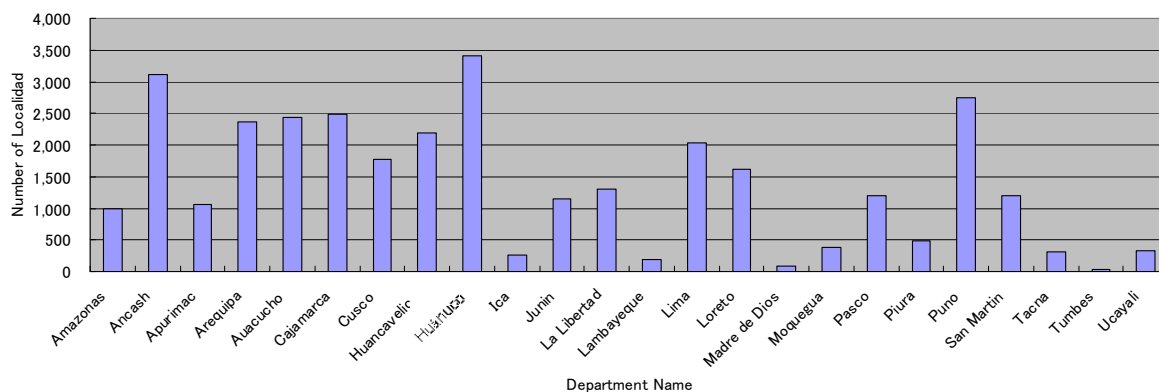


Gráfico II-1.6.2-3 Número de Poblados fuera de Red con Energía FV: 33,182 Poblados

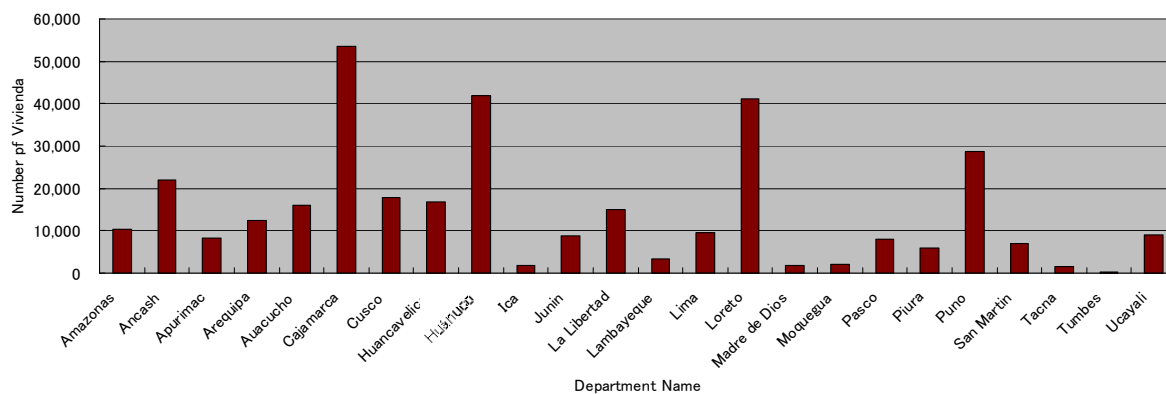


Gráfico II-1.6.2-4 Número de Viviendas fuera de Red con Energía FV: 343,349 Viviendas

1. Análisis para Localidades Objeto de Electrificación por Mini/micro Central Hidroeléctrica

**Cuadro II-1.6.2-1 Número de Viviendas por Poblado fuera de Red
<Energía Hidroeléctrica Mini >**

Nº	DEPARTAMENTO	LOC.	VIVIENDAS
1	AMAZONAS	17	358
2	AREQUIPA	3	166
3	CAJAMARCA	28	1,149
4	CUSCO	32	830
5	HUANUCO	114	2,284
6	ICA	9	142
7	JUNIN	36	1,362
8	LA LIBERTAD	16	534
9	LIMA	16	676
10	LORETO	104	6,519
11	PUNO	44	1,023
12	SAN MARTIN	26	543
13	UCAYALI	74	2,912
		519	18,498

Con respecto a la energía hidroeléctrica mini, una vez que se decide la ubicación de la casa de máquinas, es posible electrificar los poblados alrededor de la central, los poblados objetivos para la electrificación deben definirse considerando todos los poblados no electrificados independientemente de la escala de los poblados.

2. Análisis para Localidades Objeto de Electrificación por FV

Cuadro II-1.6.2-2 Número de Viviendas por Poblado fuera de Red <Energía FV>

No. of Households	> 50	10~ 49	< 10	Total	Electrification Target Exclude small village <10
Amazonas	30	329	630	989	359
Ancash	31	630	2,455	3,116	661
Apurímac	6	284	778	1,068	290
Arequipa	27	239	2,103	2,369	266
Auacucho	16	469	1,953	2,438	485
Cajamarca	226	1,414	850	2,490	1,640
Cusco	44	560	1,166	1,770	604
Huancavelica	33	515	1,646	2,194	548
Huánuco	150	1,127	2,132	3,409	1,277
Ica	2	55	202	259	57
Junín	18	253	873	1,144	271
La Libertad	44	476	788	1,308	520
Lambayeque	12	114	68	194	126
Lima	22	161	1,859	2,042	183
Loreto	154	1,232	223	1,609	1,386
Madre de Dios	3	68	20	91	71
Moquegua	0	65	324	389	65
Pasco	9	236	949	1,194	245
Piura	14	199	276	489	213
Puno	60	980	1,708	2,748	1,040
San Martín	11	193	997	1,201	204
Tacna	2	39	268	309	41
Tumbes	0	13	20	33	13
Ucayali	43	221	65	329	264
Localidad	957	9,872	22,353	33,182	10,829
Vivienda	(74,188)	(187,332)	(81,829)	(343,349)	(261,520)
	21.6%	54.6%	23.8%	100%	

: Prioritized Regions

Por otro lado, con respecto a los poblados fuera de red con energía FV, un poblado de gran escala tiene varias ventajas como cierto nivel de demanda y tarifa, efecto de inversiones y sistema de operación y mantenimiento, por lo que los poblados objetivo para la electrificación con energía FV deben definirse considerando poblados no electrificados con más de 10 viviendas (10,829 poblados, 261,520 viviendas).

II-1.6.3 Proceso para la Selección del Método de Electrificación

De acuerdo con el PNER del MEM/DPR, la política básica para la electrificación es de promover la electrificación por la extensión de redes. Esto es justificable desde el punto de vista de un suministro eléctrico constante y estable a largo plazo.

El método de electrificación básico es la mencionada extensión de redes, pero no hay otra opción que seleccionar la energía renovable en zonas alejadas en donde resulta difícil desde el punto de vista económico y técnico la ampliación de las líneas de distribución.

Para seleccionar la fuente energética más razonable es importante y debe considerarse la condiciones del área como condiciones naturales, volumen de recursos y condiciones sociales.

Adicionalmente, las energías renovables tienen la característica de que el volumen y la calidad de suministro de energía fluctúan y dependen de la condiciones naturales, en comparación con el caso de extensión de red. Por consiguiente, sus usuarios deberían utilizar estas fuentes de energía entendiendo

bien su ventaja y desventaja, e implementarse diferentes medidas para lograr su operación a largo tiempo. Métodos concretos del proceso para la selección del método de electrificación y comparación económica de su costo están indicados en el Volumen 3 Material Educativo.

II-1.6.4 Diseño y Costos Estándar

1. Sistema FV

(1) Condiciones de Diseño

- 1) El diseño se basa en la radiación mensual mínima en el área con menor promedio anual de radiación del país.
- 2) Determinación del ángulo de inclinación del módulo FV en el mes de menor radiación para obtener un valor de radiación mayor. El ángulo de inclinación mínimo debe ser 10 grados. El Cuadro II-1.6.4-1 muestra los ángulos adecuados calculados mediante el modelo de la esfera celeste en ciudades típicas. La radiación solar en superficies inclinadas es calculada luego de la corrección de los datos de radiación en campo mediante el modelo de la esfera celeste.

Cuadro II-1.6.4-1 Ángulo de Inclinación Adecuado según el Modelo de la Esfera Celeste

Latitud (sur)	Ángulo de inclinación	Ciudad (Muestra)
hasta 7°	10°	Iquitos, Chachapoyas, Chiclayo
de 7° a 10°	15°	Cajamarca, Pucallpa, Huánuco
de 10° a 13°	20°	Lima, Puerto Maldonado, Huancayo
de 13° a 16°	25°	Puno, Cusco, Ayacucho, Ica
de 16°	30°	Arequipa, Tacna, Moquegua

Fuente: Equipo de estudio de JICA

- 3) El Plan Maestro se diseña en base a la radiación mensual mínima en el área con menor promedio anual de radiación en el país. Así, se selecciona la radiación solar en Iquitos en enero como dato básico para el Plan Maestro.
- 4) Voltaje del sistema: SFD 12 V CC
ERB 12 V CC
Establecimiento Público 220 V CA (lado 48 V CC)
- 5) Se incluye LED para brindar luz de noche y como luz de soporte en el SFD.
- 6) Se incluye un convertor CC/CC para el equipo existente de CC.
- 7) Para el usuario del ERB, se considerará el cableado y la instalación de luces.
- 8) Los SFD se diseñarán según los criterios técnicos peruanos:
NTP 399.403 “SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp”, 2006-02-16
- 9) Para el SFD se ha considerado la batería de ciclo profundo fabricada en Bolivia y seleccionada por el proyecto del PNUD/GEF.

(2) Potencial de Radiación Solar

El atlas de radiación solar muestra la radiación de distribución irregular según la geografía y las estaciones. En el Plan Maestro, se ha diseñado el mismo sistema para todo el país considerando la facilidad de operación y mantenimiento. En consecuencia, el Plan Maestro fue diseñado en base al emplazamiento con el potencial de radiación solar mínimo. El atlas de radiación solar muestra que el área con mínima radiación solar está ubicado en las regiones de Loreto y Ucayali. Para el Plan Maestro, se seleccionaron los datos de radiación solar de Iquitos en la región de Loreto. El Cuadro II-1.6.4-2 muestra la radiación horizontal y la radiación con un ángulo de inclinación de 10 grados. Para el diseño se selecciona el mes con menor promedio mensual de radiación en un año dado que el SFD es un sistema de generación eléctrica aislado. En el estudio, el Plan Maestro fue diseñado con los datos de radiación solar en la superficie de inclinación en enero.

Cuadro II-1.6.4-2 Radiación Solar Mensual (horizontal, ángulo de inclinación de 10°)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Radiación Horizontal (kWh/m ²)	3.4	3.7	3.5	3.7	3.0	3.1	3.7	4.2	4.7	3.8	4.2	3.8	3.7
Radiación 10° (kWh/m ²)	3.1	3.5	3.5	3.8	3.2	3.4	4.0	4.4	4.7	3.7	3.9	3.4	3.7

Fuente: Generación de Electricidad a pequeña escala con Energía Solar Fotovoltaica, CENERGIA y ECOFYS

Considerando que la potencia de entrada es diferente al sistema de generación eléctrica con combustibles fósiles como generadores diesel, la radiación solar no puede ser controlada por las personas. Por otro lado, la potencia de salida puede ser controlada por las personas ajustando el consumo eléctrico. Así, se utiliza la demanda de energía en la temporada de menor radiación solar para diseñar el sistema de generación eléctrica aislado con radiación solar.

(3) Diseño: SFD

En el presente estudio, la estimación de la demanda eléctrica se realiza en base al resultado del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad en Iquitos en donde el potencial de radiación solar es menor. El Cuadro II-1.6.4-3 muestra la demanda eléctrica estimada en enero cuando la radiación mensual es menor. A excepción de enero, la energía de salida del sistema es suficiente para tres focos fluorescentes.

Cuadro II-1.6.4-3 Demanda de Energía Eléctrica

Demanda	Potencia nominal (W)	Horas (horas/día)	Consumo de energía (Wh/día)
Habitación: foco fluorescente	12	3	36
Cocina: foco fluorescente	12	2	24
LED	2	8	16
Radio	10	3	30
Total			106

Voltaje de sistema	12	V	
Demanda Total	8.8	Ah/día	

La capacidad del SFD se decide por el equilibrio entre la demanda de energía eléctrica y la potencia de salida en base a la radiación solar en la superficie inclinada en el promedio mensual mínimo de radiación solar.

$$\text{Pérdida de diseño: } K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6$$

Capacidad FV (W)

$$= \text{Demanda de energía (kWh/día)} / (\text{Pérdida de diseño} \times \text{Radiación solar (kWh/m}^2\text{-día)})$$

$$= 49.4 \hat{=} 50 \text{ W}$$

K1:	Coeficiente de corrección de temperatura	(25°C)	1.0
K2:	Factor de corrección del módulo	normalmente 0.9-0.95	0.9
K3:	Pérdida de potencia (módulo FV a batería)	normalmente 0.95	0.95
K4:	Controlador		0.95
K5:	Carga/descarga de la batería		0.9
K6:	Pérdida de potencia (batería a demanda)		0.95

En el presente Plan Maestro, se decidió una capacidad de 50 Wp de los SFD a partir del cálculo arriba mencionado. El Cuadro II-1.6.4-4 muestra la relación entre la radiación solar y la producción mensual estimada.

Cuadro II-1.6.4-4 Potencia de Salida Estimada (50 Wp)

Mes	Radiación *1 (kWh/m ² -día)	Potencia de Salida (Wh/día)	Potencia de Salida (Ah/día)	Producción Mensual (kWh/Mes)
Ene	3.1	107.2	8.9	3.3
Feb	3.5	121.2	10.1	3.4
Mar	3.5	119.9	10.0	3.7
Abr	3.8	133.1	11.1	4.0
May	3.2	112.1	9.3	3.5
Jun	3.4	118.1	9.8	3.5
Jul	4.0	139.9	11.7	4.3
Ago	4.4	153.8	12.8	4.8
Sep	4.7	164.5	13.7	4.9
Oct	3.7	126.8	10.6	3.9
Nov	3.9	134.1	11.2	4.0
Dic	3.4	118.5	9.9	3.7
Promedio	3.7	129.1	10.8	3.9

Anual: 47.1 (kWh/año)

*1: ángulo de inclinación 10° en Iquitos

La capacidad de la batería se calcula en base a la norma nacional peruana.

$$Cu = (\text{Día autónomo} + 1) (\text{Consumo diario}) / PD \text{ max}$$

$$= 88 \hat{=} 100 \text{ Ah}$$

Día autónomo : 3 días
 PDmax : 40%

A continuación presentamos un resumen del SFD y su costo en el estudio del Plan Maestro.

Resumen del Sistema (SFD)

Módulo FV : 50 Wp
 Controlador : 10 A
 Batería : 100 Ah
 Foco fluorescente : 12 W × 3
 LED : 2 W × 1
 Conversor CC/CC : entrada 12 V - salida 1.5 V, 3 V, 4.5 V, 6 V, 9 V

Cuadro II-1.6.4-5 Costo del Sistema (SFD)

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Panel FV	50	Wp	350
Controlador	10	A	60
Batería*1	100	Ah	100
Foco fluorescente	12	W	60
LED	2	W	30
Conversor CC-CC	12	V	15
Accesorios (conductores, postes etc.)	1	set	125
Instalación & Transporte	10	%	62
Total			682

*1: Batería de ciclo profundo, fabricada en Bolivia

(4) Diseño: Escuela Rural

La demanda de energía eléctrica es la estimada en Iquitos en donde el potencial de radiación solar es menor y en donde se realizó el estudio de campo a nivel de pre-factibilidad. El siguiente cuadro muestra la demanda de energía eléctrica.

Cuadro II-1.6.4-6 Demanda de Energía Eléctrica

Demanda	Potencia nominal (W)	No.	Horas (horas/día)	Consumo de energía (Wh/día)
Foco fluorescente	12	15	4	720
PC	300	3	2	1,800
Impresora	300	1	0.5	150
TV	60	1	2	120
DVD	40	1	1	40
Inversor (autoconsumo)	7.5	1	8	60
Total				2,890

La capacidad del sistema FV para las escuelas rurales está determinada por el equilibrio entre la demanda de energía eléctrica y la potencia de salida estimada en base a la radiación solar sobre la superficie inclinada en el promedio mensual mínimo de radiación solar.

$$\text{Pérdida de diseño: } K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6 \times K7$$

Capacidad FV (W)

$$= \text{Demanda de energía (kWh/día)} / (\text{Pérdida de diseño} \times \text{Radiación solar (kWh/m}^2\text{-día)})$$

$$= 1,498 \text{ W} \approx 1.5 \text{ kW}$$

K1:	Coeficiente de corrección de temperatura		1.00
K2:	Factor de corrección del módulo	normalmente 0.9-0.95	0.9
K3:	Pérdida de potencia (módulo FV a batería)	normalmente 0.95	0.95
K4:	Controlador		0.95
K5:	Carga/descarga de batería		0.9
K6:	Pérdida de potencia (batería a demanda)		0.95
K7:	Inversor		0.9

Voltaje del sistema 48 V

En el presente Plan Maestro, se decidió una capacidad del sistema FV de 1.5 kWp a partir del cálculo arriba mencionado. El Cuadro Cuadro II-1.6.4-7 muestra la relación entre la radiación solar mensual y la potencia de salida estimada.

Cuadro II-1.6.4-7 Potencia de Salida Estimada (1.5 kWp)

Mes	Radiación *1 (kWh/m ² -día)	Potencia de salida (kWh/día)	Potencia de salida (Ah/día)	Producción mensual (kWh/Mes)
Ene	3.1	3.2	67.0	99.7
Feb	3.5	3.6	75.8	101.8
Mar	3.5	3.6	74.9	111.5
Abr	3.8	4.0	83.2	119.8
May	3.2	3.4	70.1	104.2
Jun	3.4	3.5	73.8	106.3
Jul	4.0	4.2	87.4	130.1
Ago	4.4	4.6	96.1	143.0
Sep	4.7	4.9	102.8	148.0
Oct	3.7	3.8	79.3	117.9
Nov	3.9	4.0	83.8	120.7
Dic	3.4	3.6	74.1	110.2
Promedio	3.7	3.9	80.7	117.8

Anual: 1,413.4 (kWh/año)

*1: ángulo de inclinación 10° en Iquitos

La capacidad de la batería se calcula en base a la norma nacional peruana.

$$Cu = (\text{Día autónomo} + 1) (\text{Consumo diario}) / PD \text{ max}$$

$$= 669 \approx 700 \text{ Ah}$$

Día autónomo : 3 días

PDmax : 40%

Resumen del sistema (Escuela Rural)

Módulo FV : 1.5 kWp (130 Wp 3 × 4)
 Controlador : 48 V CC, 40 A
 Batería : 48 V, 700 Ah (700 Ah, 2 V × 24)
 Inversor : 2,500 W
 Foco fluorescente : 12 W × 15
 Computadora : 300 W × 3
 Impresora : 300 W × 1
 TV : 60 W × 1
 DVD : 40 W × 1

Cuadro II-1.6.4-8 Costo del Sistema (Escuela Rural)

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Módulo FV: (130 Wp × 12)	12	600	7,200
Controlador: (48 V)	1	500	500
Batería: (48 V)	24	320	7,680
Inversor:	1	2,000	2,000
Foco fluorescente:(CA)	15	7	105
Computadora:	3	540	1,620
Impresora:	1	100	100
TV:	1	180	180
DVD:	1	60	60
Materiales de puesta a tierra	1	600	600
Costo de accesorios: (cables, etc.)			1,604
Instalación y Transporte			2,005
Total			23,653

(5) Diseño: Posta Médica Rural

La demanda de energía eléctrica es la estimada en Iquitos en donde el potencial de radiación solar es menor y en donde se realizó el estudio de campo a nivel de pre-factibilidad. El siguiente cuadro muestra la demanda de energía eléctrica. En el presente estudio, la refrigeradora de vacunas para la posta médica es seleccionada del sistema de operación de 12 V CC. Asimismo, la radio de comunicación es operada con corriente continua.

Cuadro II-1.6.4-9 Demanda de Energía Eléctrica (12 V CC)

Demanda	Potencia nominal (W)	No.	Horas (horas/día)	Consumo de energía (Wh/día)
Refrigeradora de vacunas	60	1	10	600
Radio de comunicación : en stand-by	2	1	12	24
: en transmisión	30	1	1	30
Total				654

Cuadro II-1.6.4-10 Demanda de Energía Eléctrica (220 V CA)

Demanda	Potencia nominal (W)	No.	Horas (horas/día)	Consumo de energía (Wh/día)
Foco fluorescente	12	8	4	384
PC	300	1	2	600
Impresora	300	1	0.5	150
TV	60	1	2	120
DVD	40	1	1	40
Inversor - operación	7.5	1	6	45
Total				1,339

La capacidad del sistema FV para las postas médicas rurales está determinada por el equilibrio entre la demanda de energía eléctrica y la potencia de salida estimada en base a la radiación solar sobre la superficie inclinada en el promedio mensual mínimo de radiación solar.

$$\text{Pérdida de diseño (CC): } K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6$$

$$\text{(CA): } K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6 \times K7$$

K1: Coeficiente de corrección de temperatura		1.00
K2: Factor de corrección del módulo	normalmente 0.9-0.95	0.9
K3: Pérdida de potencia (módulo FV a batería)	normalmente 0.95	0.95
K4: Controlador		0.95
K5: Carga/descarga de batería		0.9
K6: Pérdida de potencia (batería a demanda)		0.95
K7: Inversor		0.9

Voltage del sistema 48 V

$$\begin{aligned} \text{Capacidad FV (W)} &= \{ \text{CA (Demanda de energía (kWh/día) / Pérdida de diseño)} \\ &\quad + \text{CC (Demanda de energía (kWh/día) / Pérdida de diseño)} \} \\ &\quad / \text{Radiación solar (kWh/m}^2\text{-día)} \\ &= 999 \text{ W} \doteq 1.0 \text{ kW} \end{aligned}$$

Cuadro II-1.6.4-11 Potencia de Salida Estimada (1.0 kWp)

Mes	Radiación (kWh/m ² -día)	Potencia de salida (kWh/día)	Potencia de salida (Ah/día)	Producción mensual (kWh/Mes)
Ene	3.1	2.1	44.7	66.5
Feb	3.5	2.4	50.5	67.9
Mar	3.5	2.4	50.0	74.3
Abr	3.8	2.7	55.4	79.8
May	3.2	2.2	46.7	69.5
Jun	3.4	2.4	49.2	70.9
Jul	4.0	2.8	58.3	86.7
Ago	4.4	3.1	64.1	95.3
Sep	4.7	3.3	68.5	98.7
Oct	3.7	2.5	52.8	78.6
Nov	3.9	2.7	55.9	80.5
Dic	3.4	2.4	49.4	73.5
Promedio	3.7	2.6	53.8	78.5

Anual: 942.4 (kWh/año)

*1: ángulo de inclinación 10° en Iquitos

La capacidad de la batería se calcula en base a la norma nacional peruana. Se estiman 4 días autónomos continuos ya que el sistema suministra energía eléctrica a la refrigeradora de vacunas.

$$Cu = (\text{Día autónomo} + 1)(\text{Consumo diario})/PD \text{ max}$$

$$= 558 \text{ Ah} \cong 600 \text{ Ah}$$

Día autónomo : 4 días

PDmax : 40%

Resumen del sistema (Posta Médica Rural)

Módulo FV : 1.0 kWp (130 Wp 3 × 3)

Controlador : 48 V CC, 40 A

Batería : 48 V, 600 Ah (600 Ah, 2 V × 24)

Inversor : 1,000 W

Foco fluorescente : 12 W × 8

Computadora : 300 W × 1

Impresora : 300 W × 1

TV : 60 W × 1

DVD : 40 W × 1

Refrigeradora de vacunas: 600 W × 1 (12 V CC)

Radio de comunicación : 30 W (12 V CC)

Cuadro II-1.6.4-12 Costo del Sistema (Posta Médica Rural)

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Módulo FV:(130 Wp × 9)	1	kWp	9 600
Controlador: (48 V)	60	A	1 500
Batería: (48 V)	600	Ah	24 300
Inversor:	1,000	W	1 1,000
Foco fluorescente:	12	W	8 7
Computadora:	300	W	1 540
Impresora:	300	W	1 100
TV:	60	W	1 180
DVD:	40	W	1 60
Refrigeradora de vacunas	600	W	1 2,500
Radio de comunicación	30	W	1 2,000
Materiales de puesta a tierra	100	Ω	1 600
Costo de accesorios: (cables, etc.)	8	%	1,611
Instalación y transporte	10	%	2,014
Total			23,760

(6) Diseño: Sistema FV para la Industria Rural

La demanda de energía eléctrica es la estimada en Iquitos en donde el potencial de radiación solar es menor y en donde se realizó el estudio de campo a nivel de pre-factibilidad. La demanda de energía para uso industrial depende del tipo de industria, de la capacidad y de las herramientas eléctricas requeridas. El modelo de demanda de energía de la industria rural es estimado en base a Herramienta-A, Herramienta-B y Herramienta-C. El siguiente cuadro muestra la demanda de energía eléctrica.

Cuadro II-1.6.4-13 Demanda de Energía Eléctrica (Industria Rural)

Demanda	Potencia nominal (W)	No.	Horas (horas/día)	Consumo de energía (Wh/día)
Foco fluorescente	12	10	3	360
Herramienta-A	200	2	2	800
Herramienta-B	250	2	2	1,000
Herramienta-C	400	2	2	1,600
Inversor - autoconsumo	7.5	1	10	75
				3,835

La capacidad del sistema FV para la industria rural está determinada por el equilibrio entre la demanda de energía eléctrica y la potencia de salida estimada en base a la radiación solar sobre la superficie inclinada en el promedio mensual mínimo de radiación solar.

$$\text{Pérdida de diseño: } K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6 \times K7$$

Capacidad FV (W)

$$= \text{Demanda de energía (kWh/día)} / (\text{Pérdida de diseño} \times \text{Radiación solar (kWh/m}^2\text{-día)})$$

$$= 1,987.8 \text{ W} \cong 2.0 \text{ kW}$$

K1: Coeficiente de corrección de temperatura		1.00
K2: Factor de corrección del módulo	normalmente 0.9-0.95	0.9
K3: Pérdida de potencia (módulo FV a batería)	normalmente 0.95	0.95
K4: Controlador		0.95
K5: Carga/descarga de batería		0.9
K6: Pérdida de potencia (batería a demanda)		0.95
K7: Inversor		0.9

Voltaje del sistema 48 V

Cuadro II-1.6.4-14 Potencia de Salida Estimada (3.0 kWp)

Mes	Irradiación (kWh/m ² -día)	Potencia (kWh/día)	Potencia (Ah/día)	Potencia Mensual (kWh/Mes)
Ene	3.1	4.3	89.3	132.9
Feb	3.5	4.8	101.0	135.8
Mar	3.5	4.8	99.9	148.7
Abr	3.8	5.3	110.9	159.7
May	3.2	4.5	93.4	139.0
Jun	3.4	4.7	98.4	141.8
Jul	4.0	5.6	116.6	173.4
Ago	4.4	6.2	128.1	190.7
Sep	4.7	6.6	137.1	197.4
Oct	3.7	5.1	105.7	157.2
Nov	3.9	5.4	111.7	160.9
Dic	3.4	4.7	98.8	147.0
Promedio	3.7	5.2	107.6	157.0

Anual: 1,884.5 (kWh/año)

*1: ángulo de inclinación 10° en Iquitos

La capacidad de la batería se calcula en base a la norma nacional peruana. Se estiman 3 días autónomos continuos.

$$Cu = (\text{Día autónomo} + 1)(\text{Consumo diario})/PD \text{ max}$$

$$= 1,296 \text{ Ah} \cong 1,300 \text{ Ah}$$

Día autónomo : 3 días

PD max : 40%

Resumen del Sistema (industria)

Módulo FV : 2.0 kWp (130 Wp 3 × 5)

Controlador : 48 V CC, 40 A

Batería : 48 V, 1,300 Ah (1,300 Ah, 2 V × 24)

Inversor : 3,000 W

Foco fluorescente : 12 W × 10

Herramienta-A : 200 W × 2

Herramienta-B : 300 W × 2

Herramienta-C : 400 W × 2

Cuadro II-1.6.4-15 Costo del Sistema (Industria Rural)

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Módulo FV:(130 Wp × 24)	3	kWp	15 600
Controlador: (48 V)	60	A	1 500
Batería: (4 8 V)	700	Ah	24 320
Inversor:	2,000	W	1 2,500
Foco fluorescente:	12	W	10 20
Herramienta-A:	200	W	2 300
Herramienta-B:	250	W	2 400
Herramienta-C:	400	W	2 500
Materiales de puesta a tierra:	100	Ω	1 600
Costo de accesorios (cables, etc.):	8	%	1,820
Instalación y transporte:	10	%	2,275
Total			26,845

(7) Diseño: Estación de Recarga de Baterías

La Estación de Recarga de Baterías (ERB) es la instalación en donde los usuarios de baterías recargan sus baterías. En comparación con los SFD, las ERB son adecuadas para viviendas que requieren bajos consumos de energía eléctrica y pueden trasladarse a otras viviendas por temporadas. El siguiente cuadro muestra la demanda de energía eléctrica de 70 Ah de batería.

Cuadro II-1.6.4-16 Demanda de Energía Eléctrica (70 Ah)

Demanda	Potencia nominal (W)	Horas (horas/día)	Consumo de energía (Wh/día)
Foco fluorescente (1)	12	3	36
Foco fluorescente (2)	12	1.5	18
LED	2	10	20
Radio	10	1	10
Total			84

Voltaje del sistema : 12 V

Demanda (Ah) : 84 Ah

Intervalo de recarga : 4 días

Radiación solar : 3.1 h/día (enero en Iquitos)

Corriente necesaria para recarga I_N (Ah)

$$= \text{Capacidad de la batería (70 Ah)} \times K6 / (K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5)$$

$$= 47.9 \text{ Ah/día}$$

K1: Coeficiente de corrección de temperatura 1.0

K2: Factor de corrección de módulo 0.90

K3: Pérdida de potencia (módulo FV a batería) 0.95

K4: Controlador 0.9

K5: Carga/descarga de batería	0.90
K6: Porcentaje de descarga	40%

El número de módulos FV necesarios se calcula como sigue.

$$\text{Número de módulos FV: } N = I_N / (I_{pmax} \times \text{Radiación solar} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5)$$

El Cuadro II-1.6.4-17 muestra la capacidad del módulo FV y la corriente eléctrica en el punto máximo de potencia.

Cuadro II-1.6.4-17 Corriente Óptima

Módulo FV (Wp)	I_{pmax} (A)
50	3.0
80	4.6
130	7.4

El siguiente cuadro muestra el número necesario de módulos FV para recargar las baterías de diferente capacidad. En el Plan Maestro, considerando tanto el aspecto del precio y la instalación, la capacidad FV del sistema de recarga de batería deberá contar con 2 módulos de 130 Wp.

Cuadro II-1.6.4-18 Número de Módulos FV vs Baterías

Módulo FV		Batería (50 Ah)		Batería (70 Ah)	
Capacidad (Wp)	Precio unitario (US\$)	Número necesario de módulos FV	Precio de la red FV	Número necesario de módulos FV	Precio de la red FV
50	320	5	1,600	6	1,920
80	480	3	1,440	4	1,920
130	600	2	1,200	3	1,800

Resumen del sistema (ERB)

Número de viviendas	: 4 viviendas/sistema
Módulo FV	: 130 Wp × 2 módulos
Controlador	: 20 A

Vivienda

Batería	: 50 Ah, 70 Ah
Foco fluorescente	: 12 W × 3
LED	: 2 W
Convertor CC/CC	: entrada 12 V - salida 1.5 V, 3 V, 4.5 V, 6 V, 9 V
Medidor de voltaje	: CC

Cuadro II-1.6.4-19 Costo del Sistema (ERB: 20 viviendas)

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Módulo FV:	130	Wp	6,000
Controlador:	20	A	400
Accesorios (conexiones, etc.):	8%		512
Instalación & Transporte	10	%	640
Total			7,552

Cuadro II-1.6.4-20 Costo del Sistema (cableado en una vivienda)

Ítem	No.	Unit	Price (US\$)
Batería:	70	Ah	100
Foco fluorescente:	12	W	40
LED:	2	W	20
Convertor CC/CC:	12	V	15
Medidor de voltaje:	DC 12 V		10
Accesorios (conexiones, etc.):	8	%	15
Instalación & Transporte:	10	%	19
Total			218

(8) Operación y Mantenimiento

Con respecto a los componentes del sistema FV, algunos consumibles como las baterías y los controladores deben ser reemplazados luego de unos cuantos años. Por otro lado, ya que la vida del módulo FV y del LED es mayor, cerca de 20 años, en principio no se requiere reemplazarlos después de unos cuantos años. La vida del controlador es de aproximadamente 10 años. En este sistema, se ha seleccionado la batería de ciclo profundo fabricada en Bolivia. Por consiguiente, la vida de la batería en el SFD es de aproximadamente 5 a 7 años. Por otro lado, para las ERB se ha considerado baterías de automóviles ya que los usuarios son los propietarios de las baterías y son fáciles de obtener. Se estima que la vida de los focos fluorescentes es de 2 a 3 años y del inversor de 10 años. El siguiente cuadro muestra la vida de los componentes de los SFD.

Cuadro II-1.6.4-21 Vida de los Componentes del Sistema FV

Ítem	Vida (años)
Módulo FV	20
Controlador	10
Batería (ciclo profundo)	5 a 7
Batería (automóvil)	2 a 3
Foco fluorescente	2 a 3
LED	20
Inversor	10

Costo de operación y mantenimiento: Se estima que el costo anual de operación y mantenimiento es el 2% de la inversión inicial.

2. Energía Hidroeléctrica Mini/Micro

(1) Tendencia del Costo de Construcción de Centrales Hidroeléctricas Mini/micro en el Perú

El costo unitario de la construcción hidroeléctrica variará de acuerdo con las condiciones topográficas, capacidad de producción y especificaciones técnicas. El Cuadro II-1.6.4-22 muestra una comparación de costos entre un proyecto de ITDG y de la DPR como un ejemplo del costo de construcción de centrales hidroeléctricas mini/micro en el Perú. El costo del MEM/DPR es casi el doble que el de ITDG.

Cuadro II-1.6.4-22 Comparación de Costos entre Proyectos de ITDG y del MEM/DPR

Descripción	(por kW, vivienda)	
	ITDG	DPR
Costo de inversión (\$/kW)	\$2,448/kW	\$5,184/kW
Costo de inversión (\$/vivienda)	\$1,263/vivienda	\$2,000–3,000/vivienda

De la “Evaluación de los Aspectos Estratégicos y Replicables del Fondo del BID – ITDG para la Promoción de las Centrales Hidroeléctricas Micro en el Perú (MPF) – 2005”

(2) Especificaciones Técnicas

Cuadro II-1.6.4-24 muestra una comparación de especificaciones con respecto a los costos de estructuras civiles (construcción, transporte) entre ITDG y el MEM/DPR a partir de los informes de estudio del Proyecto Hidroeléctrico Llaucan (ITDG-1996) y el Proyecto Hidroeléctrico Omia (MEM/DPR-2005). Con este cuadro podemos conocer cuáles son las diferencias entre los proyectos de ITDG y del MEM/DPR con respecto a los costos de construcción (precio unitario). Los costos de construcción de ITDG pueden ser considerados menores que los del MEM/DPR debido a que las especificaciones técnicas son más sencillas que las del MEM/DPR, se utiliza mano de obra local y no se incluye el costo de construcción de caminos.

El costo de construcción de la central hidroeléctrica mini/micro es elevado en comparación con el costo de centrales de mediana y gran escala. Sin embargo, si las especificaciones técnicas se mantienen a bajo nivel sin mayores consideraciones, la durabilidad disminuiría y el costo de operación y mantenimiento se incrementaría. Por ejemplo, las especificaciones técnicas a ser adoptadas deben decidirse considerando las características como clima, temperatura, humedad, topografía, geología y descarga de la central, etc. Por este motivo, se espera finalmente que las normas técnicas/criterios sean elaboradas de manera que se seleccionen especificaciones técnicas adecuadas en términos de durabilidad, y el costo depende de las especificaciones técnicas.

(3) Diseño y Costos Estándar

En el Plan Maestro el costo de proyectos (obras civiles y turbina/generadores) mostrado en el Cuadro II-1.6.4-25 fue estimado con las especificaciones estándar del MEM/DPR mediante el mismo método que del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad en base a la información relacionada con la descarga, longitud del canal de aducción y conducto forzado, distancia entre la ciudad sede y el

emplazamiento y otros según el Cuadro II-1.6.4-25. Asimismo, se adoptaron tuberías de PVC enterradas para el conducto de aducción y el conducto forzado por consideraciones ambientales y del paisaje. El Apéndice muestra el mapa de ubicación y costo de construcción (obras civiles y turbina/generadores) para cada proyecto. Asimismo, el costo de transmisión y distribución se estima en base a la longitud de la línea y al número de viviendas, y se muestra su costo unitario promedio en el Cuadro II-1.6.4-25. A partir de estos resultados, se determina la relación entre el costo de la central hidroeléctrica mini/micro y su capacidad instalada como se muestra en el Gráfico II-1.6.4-1. Sin embargo, en este gráfico no se considera el costo de transporte de materiales y de construcción de los caminos de acceso. Por tal motivo, si el costo de la central hidroeléctrica mini/micro es estimado de manera general utilizando este gráfico, el costo adecuado debe ser asignado tomando en cuenta la necesidad del costo de transporte de la ciudad sede al emplazamiento y del camino de acceso.

Cuadro II-1.6.4-23 Costo Unitario de Distribución

	Línea Primaria (Red de 23kV)	Red Primaria (Red de 23kV)	Red Secundaria (Red de 400V)
Costo Unitario de Distribución	US\$8,000/km	US\$200/vivienda	US\$500/vivienda

Cuadro II-1.6.4-24 Comparación de Especificaciones Técnicas entre Proyectos de ITDG y MEM/DPR

Ítem	Descripción	ITDG	MEM/DPR
1	Ubicación /año de construcción	Cajamarca – 1996 (Potencia = 50 kW)	Amazonas – 2005 (Potencia = 2 × 50 kW)
2	Estructuras de obras civiles		
2-1	Estructuras de concreto	Calidad intermedia (f'c=140 and 175 kg/cm ²)	Calidad estándar (f'c=210 kg/cm ²)
2-2	Acero de refuerzo	Instalado en algunas estructuras.	Instalado en más estructuras (refuerzo de concreto)
2-3	Materiales considerados en la Casa de Máquinas	Ladrillos cemento-arena (muros) Vigas de madera (techo) Planchas de plástico corrugado (techo)	Ladrillos de concreto (muros) Concreto de refuerzo (columnas y vigas) Viga de madera (techo) Plancha de plástico corrugado (techo)
2-4	Instalaciones sanitarias y eléctricas	Instalaciones básicas	Instalaciones completas (tanque séptico, etc.)
2-5	Sistema de seguridad	No se ha considerado	Se ha considerado
2-6	Trabajos metálicos	Lugares puntuales	En varios lugares (barandas, rejillas en el piso, etc.)
3	Precio Unitario		
3-1	Equipos	No se ha considerado. Sólo 3% - 5% en el análisis de precios unitarios.	Se ha considerado en el PU (cargador, excavadora, etc.)
3-2	Mano de obra	Se ha considerado un porcentaje del costo. Se ha efectuado un estudio de mercado para obtener el costo de mano de obra. Se considera mano de obra semi-calificada y no calificada en el análisis de precio unitarios. Y capataz sólo en algunos ítems.	Se consideró capataz, mano de obra calificada, semi-calificada y no calificada en el análisis de precios unitarios.
3-3	Eficiencia	Menos eficiencia ya que el precio unitario no incluye equipo y contratación de personal local por ITDG.	Eficiencia estándar ya que el precio unitario incluye equipo y mano de obra calificada.
4	Movilización	Costos menores. No hay equipo que movilizar. Los pobladores ayudan a transportar los materiales.	Costos mayores. Movilización de equipos y materiales.

Fuente: Equipo de estudio de JICA (del Informe de Estudio de Proyecto)

Cuadro II-1.6.4-25 Costo de los Proyectos Hidroeléctricos Mini/Micro en el Plan Maestro

No.	Project Name	Region	Installed Capacity (kW)	Discharge (m³/s)	Catchment Area (km²)	Weir (B x H) (m)	Diameter of Intake & Outlet (m)	Headrace		Penstock				Altitude of Intake (m.a.s.l.)	Altitude of Powerhouse (m)	Gross Head (m)	Loss (m)	Design Head (m)	Nearest City to project site	Distance from Lima to the nearest city (Km)	Distance from the nearest city to the nearest town of the project site	Distance and accessibility from the road or river to the project site	Civil Cost (US\$)	Beneficiary		Length of Primary Lines (km)	Network Primary No. of Households x 0.8	Distribution Cost			Total Cost (US\$)	
								Total Length (m)	PVC Diameter (mm)	Total (m)	Diameter (mm)	Steel (m)	PVC (m)											Number of Villages	Number of Households			Linea Primaria (US\$/km)	Redes Primaria (US\$/Household)	Redes Secundaria (US\$/Household)		Sub Total (US\$)
1	P.C.H. Cachiyacu	Amazonas	50	0.064	313.21	20 x 0.3	0.50	1,040	400	360	200	33	327	550	440	110	3.5	106.5	Chachapoyas	1,717 km by car	320 km from Chachapoyas by road and then by Cachiyacu River	1 km from Cachiyacu River, Nieva and Marañón by river	238,000	17	358	77.78	287	8,000	200	500	823,140	1,061,140
2	P.C.H. Palcapampa	Arequipa	25	0.035	33.00	20 x 0.3	0.50	1,270	400	240	200	22	218	4,250	4,140	110	3.1	106.9	Arequipa	1,049 km by car	185 km from Arequipa road	12 km from the road	201,110	3	166	42.81	133	8,000	200	500	435,580	636,690
3	P.C.H. La Majada	Cajamarca	60	0.085	20.70	20 x 0.3	0.50	1,900	500	560	200	0	560	2,849	2,749	100	5.4	94.6	Cajamarca	875 km by car	88 km from Cajamarca by road	3 km from the road	386,750	11	420	29.76	336	8,000	200	500	473,280	860,030
4	P.C.H. Quebrada Honda		30	0.050	18.10	20 x 0.2	0.50	1,560	400	175	150	0	175	4,000	3,900	100	3.1	96.9	Cajamarca	876 km by car	75 km from Cajamarca by road	by road 2km from this	186,830	5	194	11.5	156	8,000	200	500	201,200	388,030
5	P.C.H. Yerba Buena		80	0.112	22.85	11 x 0.3	1.00	1,300	600	210	315	20	190	3,530	3,430	100	3.0	97.0	Cajamarca	875 km by car	57 km from Cajamarca by road	0.3 km from the road	337,960	12	557	23.75	557	5,800	290	490	572,210	910,170
6	P.C.H. Quellouno	Cusco	30	0.020	83.60	20 x 0.2	0.50	610	300	320	150	192	128	1,850	1,600	250	2.9	247.1	Cusco	1,566 km by car	156 km from Cusco by road	3.5 km from Yavero River	184,450	11	198	26	159	8,000	200	500	319,300	503,750
7	P.C.H. Sarapampa		60	0.090	208.70	20 x 0.3	1.00	1,100	500	150	200	0	150	1,350	1,250	100	2.5	97.5	Cusco	1,566 km by car	221 km from Cusco by road	N/A	239,190	13	426	28.1	341	8,000	200	500	463,500	702,690
8	P.C.H. Yanama		30	0.050	218.90	20 x 0.2	0.50	700	400	110	200	0	110	2,100	2,000	100	1.9	98.1	Cusco	1,567 km by car	N/A	N/A	128,520	8	206	32.6	165	8,000	200	500	376,300	504,820
9	P.C.H. Cayay	Huanuco	60	0.120	95.20	20 x 0.3	1.00	630	600	120	315	0	120	1,650	1,580	70	1.9	68.1	Huaraz	529 km by car	172 km from Huaraz by road	N/A	226,100	18	405	35.3	324	8,000	200	500	509,200	735,300
10	P.C.H. Chontabamba		65	0.090	349.83	20 x 0.3	0.50	460	500	180	200	16	164	2,400	2,290	110	2.0	108.0	Huánuco	546 km by car	54 km from Huánuco by road	11 km from the road	208,250	13	447	53	358	8,000	200	500	674,600	882,850
11	P.C.H. Quechuarpatá		200	0.260	127.72	20 x 0.4	1.00	600	700	180	350	16	164	3,100	2,990	110	2.2	107.8	Huánuco	546 km by car	97 km from Huánuco by road	7 km from the road	421,260	83	1,432	68.73	1,146	8,000	200	500	1,352,040	1,773,300
12	P.C.H. Lomo Largo	Ica	20	0.030	27.50	20 x 0.2	0.50	870	300	210	150	0	210	1,350	1,250	100	2.6	97.4	Ica	303 km by car	24 km from Ica by road	N/A	117,810	9	142	22.5	114	8,000	200	500	259,800	377,610
13	P.C.H. Poyeni	Junín	50	0.070	26.50	20 x 0.3	0.50	1,350	400	440	200	21	419	400	295	105	4.2	100.8	Huancayo	395 km by car	479 km from Huancayo by road and 100 km by Tambo River	by river 1.3 km from Tambo River	361,760	8	375	43.63	300	8,000	200	500	559,040	920,800
14	P.C.H. Saureni		60	0.090	90.60	20 x 0.3	0.50	890	500	340	200	0	340	500	400	100	3.2	96.8	Huancayo	395 km by car	479 km from Huancayo by road and 100 km by Tambo River	N/A	334,390	11	426	61.6	341	8,000	200	500	731,500	1,065,890
15	P.H.C. Shima		75	0.130	137.00	20 x 0.3	1.00	2,210	600	380	315	0	380	400	310	90	4.8	85.2	Huancayo	395 km by car	479 km from Huancayo by road and 100 km by Tambo River	by river 1 km from Tambo River	592,620	17	561	105.2	449	8,000	200	500	1,155,900	1,748,520
16	P.C.H. Huaraday	La Libertad	75	0.070	223.02	20 x 0.3	0.50	850	400	270	200	106	164	1,750	1,585	165	2.9	162.1	Trujillo	557 km by car	99 km from Trujillo by road	7.5 km from the road	234,430	16	534	57.46	428	8,000	200	500	759,280	993,710
17	P.C.H. Marachanca	Lima	15	0.045	30.70	20 x 0.2	0.50	240	400	100	150	0	100	2,650	2,600	50	1.4	48.6	Lima	0 km by car	95 km from Lima by road	1.8 km from the road	83,300	10	107	10.8	86	8,000	200	500	146,600	229,900
18	P.C.H. Quiula		100	0.201	44.90	20 x 0.3	1.00	450	600	170	315	0	170	4,300	4,220	80	2.0	78.0	Lima	0 km by car	94 km from Lima by road	6 km from the road	272,510	6	569	10.8	456	8,000	200	500	405,600	678,110
19	P.C.H. Aichiyacu	Loreto	30	0.085	820.40	20 x 0.3	0.50	840	500	330	200	0	330	350	300	50	3.1	46.9	Chachapoyas	1,717 km by car	367 km from Chachapoyas by road and 117 Km by Marañón River	N/A	290,360	10	190	68.8	152	8,000	200	500	656,800	947,160
20	P.C.H. Balsa Puerto		50 (80)	0.056 (0.090)	26.50	11 x 0.3	1.00	1,900	600	177	315	20	157	425	300	125	3.4	121.6	Yurimaguas	1,872 km by car	136 km from Yurimaguas by Cachiyacu River	by river 11 km from Cachiyacu River	593,810	14	534	37.28	534	8,100	140	260	515,568	1,109,378
21	P.C.H. San Antonio		200	0.200	77.80	20 x 0.3	1.00	1,450	600	660	315	220	440	700	550	150	5.4	144.6	Yurimaguas	1,872 km by car	75 km by Paranapura River	by river 15 km from Paranapura River	904,400	37	1,420	137.7	1,136	8,000	200	500	1,896,800	2,801,200
22	P.C.H. Santa Catalina	Puno	620	1.300	43.94	20 x 1.0	1.50	2,070	1,500 (open channel)	170	700	170	0	350	270	80	3.6	76.4	Iquitos	N/A	745 km from Iquitos by Ucayali River	30 km from Orellana town	3,760,400	43	4,422	225.7	3,538	8,000	200	500	4,282,200	8,042,600
23	P.C.H. Challapampa		45	0.060	50.00	20 x 0.3	0.50	700	400	250	200	23	227	4,650	4,540	110	2.6	107.4	Juliaca	2,721 km by car	232 km from Juliaca by road	10 km from the road	198,730	22	308	68.31	246	8,000	200	500	718,680	917,410
24	P.C.H. Huari Huari		100	0.093	9.50	20 x 0.3	0.50	900	500	190	200	17	173	1,200	1,090	110	2.5	107.5	Juliaca	2,721 km by car	237 km from Juliaca by road	3.5 km from Huari Huari River	283,220	22	715	86.44	572	8,000	200	500	1,091,920	1,375,140
25	P.C.H. Porotongo	San Martín	50	0.133	21.10	20 x 0.3	1.00	1,100	600	180	315	0	180	2,450	2,398	52	2.7	49.3	Chachapoyas	1,717 km by car	84 km from Chachapoyas by road	12 km from the road	305,830	12	329	32.47	264	8,000	200	500	444,560	750,390
26	P.C.H. Selecachi		30	0.045	24.60	20 x 0.2	0.50	1,520	400	390	150	0	390	450	350	100	4.1	95.9	Tarapoto	1,665 km by car	140 km from Tarapoto by road	N/A	223,720	14	214	16.4	172	8,000	200	500	251,600	475,320
27	P.C.H. Quebrada Tahuania		55	0.070	13.72	20 x 0.3	0.50	2,200	400	600	200	55	545	400	290	110	5.9	104.1	Pucallpa	1,041 km by car	261 km from Pucallpa by Ucayali River	by river 11 km from Ucayali River	547,400	14	386	62	309	8,000	200	500	712,300	1,259,700
28	P.C.H. Río Iparía	Ucayali	280	0.770	134.05	20 x 0.5	1.50	560	1,000 (open channel)	590	630	0	590	200	147	53	4.2	48.8	Pucallpa	1,041 km by car	97 km from Pucallpa by Ucayali River	by river 8 km from Ucayali River	2,499,000	40	1,948	217.73	1,559	8,000	200	500	2,833,140	5,332,140
29	P.C.H. Shinipo		80	0.220	27.00	20 x 0.3	1.00	1,000	600	160	315	0	160	450	398	52	2.5	49.5	Pucallpa	1,041 km by car	272 km from Pucallpa by Ucayali River	by river 11 km from Ucayali River	484,330	20	578	50.8	463	8,000	200	500	730,500	1,214,830

Pre-FS site

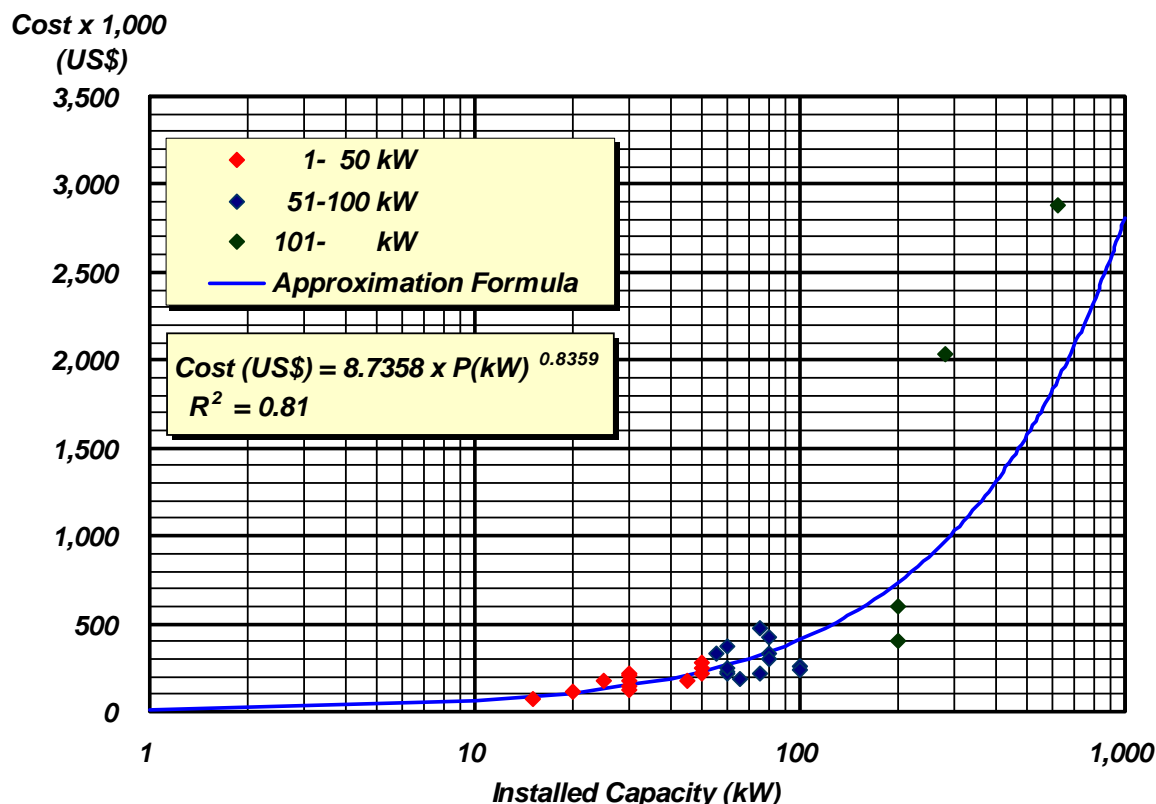


Gráfico II-1.6.4-1 Costo Estándar de los Proyectos Hidroeléctricos Mini/Micro (Excepto Costo de Transporte y Construcción de Caminos de Acceso)

II-1.6.5 Plan de Modelo para la Electrificación

1. Organización

Existen diversos tipos de organización: la municipalidad, la empresa pública o la empresa privada. En el presente estudio se ha seleccionado y evaluado el tipo de microempresa⁷.

El objetivo de la creación de la microempresa es contar con operación y manejo in situ del sistema de energía renovable. En vista de que los lugares en donde se requiere la energía renovable suelen ser áreas aisladas y alejadas, en dichos lugares, a menos que los pobladores se organicen para realizar la operación diaria y se vuelvan autónomos, no puede obtenerse la sostenibilidad del sistema eléctrico. Adicionalmente, se debe apuntar a la propiedad y manejo separados, y tener clara la responsabilidad de la empresa.

(1) Forma de Organización

Creada como empresa privada y será registrada legalmente. Sin embargo, si es creada como cuerpo legal (persona jurídica), según las leyes peruanas, es necesaria la presentación de declaraciones de

⁷ A febrero del 2008, ITDG creó 13 microempresas, 5 de las cuales son del tipo estándar y 8 operan con personal único.

impuestos mensuales. Sin embargo, resulta extremadamente difícil o casi imposible cumplir con esta obligación para una empresa creada en poblados alejados. Por otro lado, si es creada como cuerpo humano (persona natural), entonces la empresa estaría exenta de dicha obligación y simplemente pagaría un tipo de impuesto de exoneración. Por lo tanto, por el momento la empresa debe estar registrada como una empresa de personas naturales por el momento.

(2) Personal

El personal de la empresa serán seleccionados a partir de aquellos que expresen interés en emprender el negocio. Dado que los ingresos de la empresa son reducidos, la estructura básica de la empresa estará compuesta por dos personas: un gerente-personal comercial y un personal técnico, en principio. Sin embargo, antes de la selección, se seleccionarán cerca de 10 candidatos de la población quienes expresen interés en realizar la operación y el manejo y todos serán capacitados por igual. Así, se puede garantizar personal de respaldo que pueda suplir a los miembros seleccionados que no continúen en el negocio.

(3) Capacitación⁸

La capacitación, en principio, debe realizarse en campo y debe brindarse inicialmente a los pobladores para la sensibilización, luego a los candidatos.

La capacitación incluye lo siguiente:

- 1) Importancia de la electrificación
- 2) Condiciones para la electrificación
- 3) Cooperación de los pobladores, responsabilidad y derechos
- 4) Plan de electrificación y servicio de suministro eléctrico
- 5) Rol de la microempresa, responsabilidad y derechos
- 6) Procedimiento de establecimiento de la microempresa
- 7) Contratos vinculantes (microempresa con pobladores y municipalidades)
- 8) Registros constables con ingresos y costos, etc
- 9) Creación de la junta de usuarios
- 10) Información abierta con reporte a usuarios sobre las actividades y resultados financieros de la microempresa

La capacitación se brindará a los candidatos de personal para gestión. En el caso del sistema hidroeléctrico mini/micro, se tomarán los siguientes pasos:

1ra Capacitación en Obras Civiles

1ra Capacitación en Maquinaria y Equipos

2da Capacitación en Obras Civiles

⁸ El contenido de esta parte se basa en el sistema de capacitación de ITDG.

- 2da Capacitación en Maquinaria y Equipos
- 1ra Capacitación en Línea de Distribución
- 2ra Capacitación en Línea de Distribución
- 1ra Capacitación en Operación y Manejo
- 2da Capacitación en Operación y Manejo
- 3ra Capacitación en Operación y Manejo

Durante la capacitación también se espera la participación de los pobladores para la instalación de los equipos y las obras civiles, de manera que no sólo los candidatos sino también los pobladores puedan entender el sistema de electrificación en la práctica.

En el caso del sistema FV, no se incluye la capacitación en obras civiles y líneas de distribución. El resto de la capacitación es igual.

Tanto en los sistemas hidroeléctricos mini/micro y FV, se realizará capacitación de respaldo para quienes realizaron negocios dentro de los 6 meses luego del inicio de operación. Se realizarán actividades de monitoreo por los instructores por lo menos 3 veces luego de la operación con el fin de asegurar la sostenibilidad.

(4) Gobernabilidad Corporativa

Con el fin de asegurar la gobernabilidad corporativa, la empresa debe registrar las cuentas con ingresos y gastos. Se creará una organización (una junta de usuarios) y la empresa será responsable de reportar a la organización de su operación en base a los registros de manera periódica. Así, la empresa se definirá como una empresa abierta para los usuarios y, al mismo tiempo, los usuarios podrán hacer un monitoreo ya que la empresa sólo podrá ser sostenible con la participación equitativa y asunción de responsabilidades de los usuarios.

(5) Contrato

La microempresa celebrará un contrato con las insituciones gubernamentales con el fin de prestar el servicio público. Además, la empresa celebrará contratos con los usuarios para brindar el servicio. A través de contratos vinculantes se asegurarán los derechos y obligaciones de la empresa y de los usuarios.

(6) Asistencia externa

Es indispensable la asistencia externa para las siguientes actividades: explicación a los pobladores, capacitación a los candidatos de la operación corporativa en términos de tecnología, operación y manejo, supervisión para el montaje e instalación de los equipos, asistencia para el establecimiento de la empresa, asistencia para el inicio de operaciones, y el monitoreo y respaldo de las actividades.

Cuadro II-1.6.5-1 Costo de Operación y Mantenimiento

Cost Ítems	Costo Anual (US\$)	Observaciones
Costo de manejo de red	US\$ 24,000	A ser reducido luego del 4to año
Operación del centro de asistencia	US\$ 260,000	Costo en un grupo de 4 departamentos. Se asume 4 centros en un grupo
Costo inicial de capacitación	US\$ 196,000	Se asume que se realiza 4 veces en cada centro. Es el costo por la capacitación del personal de la municipalidad e instructores.
Costo de operación de la microempresa: Energía hidroeléctrica micro		
Asistencia y monitoreo	US\$ 30,000	Costo por una empresa
Inversión inicial	US\$ 500	Costo de oficina
Operación anual	N.Soles 12,000	Costo por operación incluyendo costo de personal (2 personas)
Costo de operación de la microempresa: Sistema Fotovoltaico		
Asistencia y monitoreo	US\$ 25,000	Costo por una empresa
Inversión inicial	US\$ 500	Costo de oficina
Operación anual	N.Soles 12,000	Costo por operación incluyendo costo de personal (2 personas)

- Nota :
1. El costo del centro y de la capacitación inicial es el costo en un grupo. Por lo tanto, para la implementación a nivel nacional se requiere multiplicar por 4.
 2. La Asistencia y el Monitoreo incluyen el costo de viaje hasta cierto punto. Sin embargo, puede variar según la distancia.
 3. El costo de operación es para una empresa. No se incluye el costo necesario para la generación de energía eléctrica ni repuestos.
 4. En el caso de la energía hidroeléctrica, si la capacidad es mayor de 100 kW, ésta se incrementará

2. Mecanismo de Financiamiento

(1) Proyectos de Energía Solar

Los proyectos de energía solar presentan las siguientes características principales:

- Se realiza la generación eléctrica por un período extenso con la compra del sistema al inicio del proyecto y el cambio de baterías luego de unos cuantos años;
- El costo de inversión por sistema es relativamente bajo.

1) Introducción de Modelos

Los modelos de financiamiento para los proyectos de energía solar pueden dividirse en dos: el Modelo de Ventas y el Modelo de Servicios. Desde el punto de vista de la propiedad, en el caso del Modelo de Ventas, ésta se transfiere al consumidor a través de la compra del equipo FV, y se realiza la auto-generación con equipos propios. Por otro lado, en el caso del Modelo de Servicios, el cliente recibe el suministro eléctrico con el equipo de propiedad de la empresa de servicios. Por consiguiente, el equipo FV no le pertenece al cliente sino a la empresa de servicios.

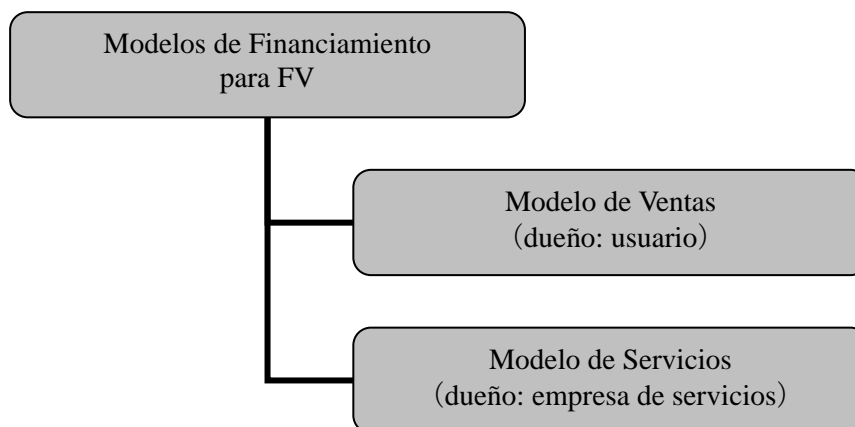


Gráfico II-1.6.5-1 Modelo de Financiamiento para FV

A continuación se evalúan variaciones de modelos. Para la evaluación se hace referencia a los Modelos de Suministro de Energía Rural de la Sociedad de Energía Solar Internacional.

<Modelo de Ventas>

El Modelo de Ventas es de dos tipos: Ventas al Contado y Ventas a Crédito.

➤ Ventas al Contado

Las ventas al contado pueden dividirse en “Ventas al Contado” y “Venta al Contado sin Instalación”. La diferencia entre ambas radica en quien hace la instalación del equipo FV. En el primer caso, el equipo es instalado por el vendedor, mientras que en el segundo caso por el comprador.

Otra variación de la Venta al Contado es una Venta al Contado Modular. En este caso, se realiza la venta de los componentes por separado (para el caso del sistema FV: la batería, el panel FV, el controlador) y luego de completar la compra de todo el equipo, empieza a operar como un sistema. Desde el punto de vista del cliente, aun si no cuenta con fondos puede adquirir el equipo por partes y puede tener acceso a la energía eléctrica de acuerdo con su programación de compra. De cualquier manera, la Venta al Contado está disponible sólo para quienes tengan ingresos y tengan capacidad de compra. En general, el comprador objetivo es quien vive en zonas urbanas.

➤ Venta a Crédito

La Venta a Crédito es utilizado en casos en donde existe una carencia temporal de efectivo al momento de adquirir el equipo. La Venta a Crédito puede ser dividido en: (1) Crédito del Comerciante (Proveedor), en donde el comerciante (proveedor) extiende un crédito al cliente; (2) Crédito a Plazos, en donde la institución financiera, como un banco, gestiona el crédito (o pagos en cuotas); y (3) Alquiler-Venta, en donde el equipo es arrendado. Como el nombre lo indica, se extiende un crédito al usuario luego de evaluar su capacidad de pago. En muchos casos, la parte que extiende el crédito desea minimizar el costo requerido por la recuperación de la deuda, por lo que el período del crédito generalmente se limita a un corto plazo, alrededor de un año, por lo que

la amortización es relativamente alta. Por ello, en términos generales, el comprador objetivo también está limitado a quienes viven en zonas urbanas.

La característica de la Venta a Crédito es que, en muchos casos, el equipo FV es utilizado como garantía durante el período del crédito. Es práctica común que el vendedor del equipo implemente un servicio de mantenimiento básico durante el período del crédito con el fin de que el equipo FV opere de manera normal, asegurando así que el comprador amortice regularmente el crédito.

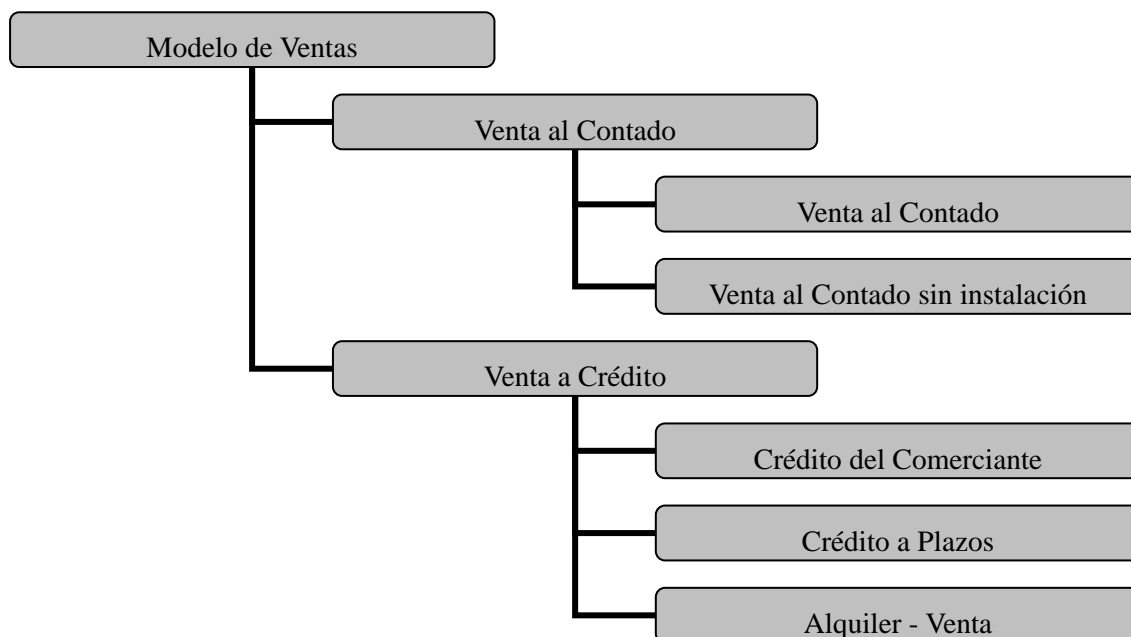


Gráfico II-1.6.5-2 Modelo de Ventas

A continuación presentamos las características de las variaciones del Modelo de Venta. El monto del pago total de la Venta al Contado es menor que el de la Venta a Crédito, pero se requiere que los pobladores cuenten con grandes sumas de dinero al momento de la compra. Por otro lado, se requiere de un monto mucho menor para la amortización en la Venta a Crédito, sin embargo, la suma de intereses y el costo de cobranza resulta en un monto mayor en el pago total. Así, la aplicación de este modelo también está limitado a quienes vivan en áreas urbanas y que cuenten con ingresos periódicos y elevados.

Cuadro II-1.6.5-2 Ventajas y Desventajas de Modelo de Ventas

Ítem	Ventajas	Desventajas	Objetivo principal
VENTA AL CONTADO			
- Venta al Contado	- Sin costo	- Requiere de cuantiosas sumas de dinero	Residentes urbanos
- Venta al Contado sin Instalación	- Sin costo - Sin costo de instalación	- Requiere de cuantiosas sumas de dinero - Requiere de habilidades de instalación	Residentes urbanos
- Compra Modular al Contado	- Sin costo	- Requiere de tiempo hasta obtener todo el equipo - Requiere de cuantiosas sumas de dinero, pero con montos menores	Residentes urbanos
VENTA A CRÉDITO			
- Crédito del Comerciante	- Amortizaciones decrecientes	- Altas tasas e interés - Costo total elevado - Período de amortización corto	Residentes urbanos
- Crédito a Plazos	- Amortizaciones decrecientes	- Altas tasas de interés - Costo total elevado - Período de amortización corto	Residentes urbanos
- Alquiler Venta	- Amortizaciones decrecientes - La propiedad se transfiere luego del contrato	- Altas tasas de interés - Costo total elevado	Residentes urbanos

<Modelo de Servicios>

En un Modelo de Servicios, una empresa de servicios de energía eléctrica que cuenta con equipos de generación suministra energía eléctrica a sus clientes. En el caso del “Servicio de Energía”, la empresa de servicios instala los equipos eléctricos y realiza el cobro por el servicio incluyendo el uso del equipo. Por otro lado, en el caso de la “Tarifa por el Servicio”, el servicio se limita al suministro de energía eléctrica a los clientes ya que los equipos eléctricos son propiedad de los clientes. Un ejemplo típico de este último caso es la empresa de servicios a cargo de los servicios de generación hasta los servicios de distribución.

El Modelo de Servicio es un sistema similar al sistema de alquiler-venta (arrendamiento), sin embargo, la diferencia principal es que en el caso del arrendamiento, la propiedad se transfiere al cliente mientras que en el caso del Modelo de Servicios no se realiza la transferencia de la propiedad.

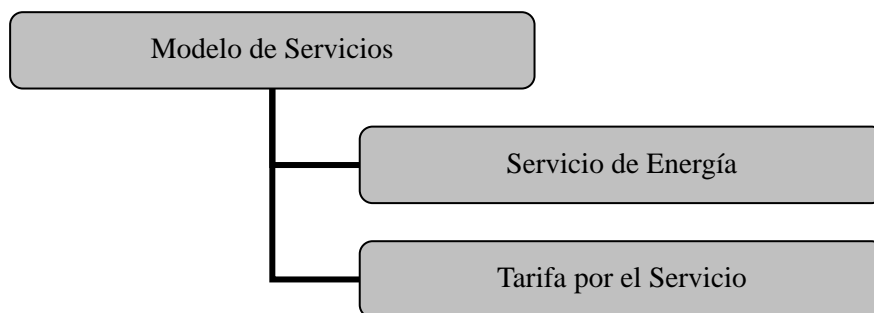


Gráfico II-1.6.5-3 Modelo de Servicios

A continuación presentamos las características de las variaciones del Modelo de Servicios. En este método, se brinda el servicio a precios relativamente bajos, por lo que puede aplicarse en áreas donde los ingresos son reducidos.

Cuadro II-1.6.5-3 Ventajas y Desventajas de Modelo de Servicios

Ítem	Ventajas	Desventajas	Objetivo principal
Servicio de Energía	- La tarifa es relativamente baja	- La tarifa es mayor que la Tarifa por Servicio e incluye los equipos eléctricos - El cliente no puede incorporar el equipo eléctrico de su elección	Área rural
Tarifa por el Servicio	- La tarifa es relativamente baja - La tarifa es menor que la del Servicio de Energía y no incluye los equipos eléctricos		Área rural

2) Plan de Modelo a Aplicar

Entre los diversos modelos de servicios, se aplica la Tarifa por Servicio a los proyectos de electrificación rural con sistema FV. La razón es la siguiente:

En el caso de la aplicación del Modelo de Ventas, se requiere como condición previa disponer de cuantiosas sumas de dinero para realizar los pagos, lo cual no está dentro de las posibilidades de un gran número de viviendas en áreas rurales. Si se subvenciona la totalidad del costo de inversión inicial, se presenta un problema moral: ya que los clientes lo considerarán un regalo, no les importará mucho si el equipo no funciona bien por alguna razón en el futuro.

Por otro lado, en el caso de la aplicación del Modelo de Servicios, la empresa eléctrica de servicio es propietaria de los equipos. Si el costo de inversión inicial es subvencionado en su totalidad, existe la ventaja de que la compañía pueda ofrecer a los clientes tarifas menores, con lo cual se extendería el servicio a más viviendas. Además, existe la ventaja de que los pobladores puedan mejorar en sentido de propiedad al realizar pagos mensuales (o periódicos). Otra ventaja es que debido a que los equipos son propiedad de la empresa eléctrica de servicios, la empresa realiza el mantenimiento, lo cual hace que el cliente pueda gozar del beneficio de electrificación por un período mayor.

Se recomienda que el costo de inversión inicial sea provisto por el Fondo SPERAR, como un subsidio para implementar el Tarifa por Servicio. La introducción del subsidio para la inversión inicial del Fondo SPERAR ocasiona una disminución del nivel del costo de operación y mantenimiento. Esto también conlleva a la disminución del nivel de tarifa eléctrica a ser establecida en base al costo de operación y mantenimiento. Por consiguiente, se espera que la sostenibilidad mejore debido a la mayor capacidad de pago de la tarifa por los beneficiarios = clientes.

(2) Proyecto Mini/Micro Hidroeléctrico

Los proyectos hidroeléctricos mini/micro requieren de grandes fondos para inversión inicial al inicio del proyecto. Por otro lado, a diferencia de los proyectos de energía térmica como generación diesel, no se requiere de combustible para generación, por lo que pueden ser operados de manera económica desde el punto de vista del costo de Operación y Mantenimiento. Y esa es una característica de que el mantenimiento adecuado permitirá operarlo de manera estable por un largo período.

1) Introducción de los Modelos

El monto de inversión en proyectos hidroeléctricos mini/micro depende en gran medida de la capacidad instalada y de las características de la zona. En el caso de que la central satisfaga la demanda para unas cuantas viviendas, el monto requerido debe ser pequeño y es posible aplicar un modelo de financiamiento similar que el del proyecto eléctrico solar, tal como la venta en efectivo o a crédito. En términos generales, en el caso de que la capacidad instalada sea mayor a decenas de kilovatios, las instalaciones deben ser grandes, y esto haría difícil asegurar el financiamiento a nivel personal. En el presente estudio, se asumen proyectos de relativamente gran escala desde el punto de vista de la electrificación del poblado. Aquí no existe argumento con respecto a qué modelo seleccionar, es decir, el Tarifa por Servicio, el cual sería la única opción considerando su eficiencia. Por consiguiente, se realizó una evaluación sobre el método de financiamiento de la inversión inicial para la construcción de la central hidroeléctrica mini/micro.

Existen varios modelos financieros de aplicación general a los proyectos hidroeléctricos mini/micro:

- 1) Financiamiento de patrimonio (financiamiento a través de la emisión de patrimonio)
- 2) Financiamiento de la deuda (préstamo de instituciones financieras o préstamos a plazo limitado con la emisión de un bono a largo plazo)
- 3) Financiamiento del proyecto (atraer inversión por medio del flujo de caja a ser generado por el activo del proyecto)
- 4) Financiamiento corporativo (préstamo de los bancos por medio del patrimonio o activos)
- 5) Financiamiento de arrendamiento (Pago de una tasa de arrendamiento al titular del activo para el uso del activo de generación)
- 6) Financiamiento del gobierno (donaciones y subsidio)

Se realizó una evaluación de cada esquema de financiamiento desde el punto de vista del financiamiento de los proyectos hidroeléctricos mini/micro:

Cuadro II-1.6.5-4 Opciones del Financiamiento

Ítem	Comentarios
Financiamiento de Patrimonio	<ul style="list-style-type: none"> • Con el fin de captar la atención de los inversionistas, es necesario tener un proyecto de cierta escala.
Financiamiento de deuda	<ul style="list-style-type: none"> • La credibilidad de la empresa se refleja en el interés de préstamo. Debido a la falta de historial en el caso de una empresa de reciente constitución, es común evaluar los activos personales de su socio. • Existen casos en donde un fondo es específicamente diseñado para proyectos de desarrollo hidroeléctrico de pequeña escala con la cooperación de instituciones internacionales.
Financiamiento de Proyecto	<ul style="list-style-type: none"> • Mientras menor sea la escala del proyecto, menor es la atención que prestan los inversionistas. Los inversionistas usualmente esperan un mayor retorno.
Financiamiento corporativo	<ul style="list-style-type: none"> • Es usual que la empresa de reciente constitución no cuente con ningún activo.
Financiamiento de arrendamiento	<ul style="list-style-type: none"> • En realidad no existe ninguna empresa para arrendar el activo para una central de generación hidroeléctrica.
Financiamiento del gobierno (donación/subsidio)	<ul style="list-style-type: none"> • El costo de construcción está cubierto por la asistencia financiera de agencias internacionales o impuestos. Dicho financiamiento será implementado en base a la política de electrificación rural, y esto es bastante efectivo para la promoción de la electrificación en las áreas con bajos ingresos. • Es importante alentar a los pobladores a tener un sentido de participación en sus propios proyectos.

Por lo mencionado líneas arriba, se considera que los modelos financieros existentes en base a la credibilidad del prestatario no son de fácil aplicación a los proyectos hidroeléctricos de pequeña escala a ser implementados por las microempresas de reciente constitución. Por consiguiente, el esquema disponible está limitado en la realidad al Financiamiento de Deuda con una participación de instituciones internacionales y del financiamiento del gobierno.

2) Plan de Modelo a Aplicar

Se aplica el Tarifa por Servicio a los proyectos de electrificación rural con energía hidroeléctrica mini/micro.

Se recomienda que el costo de inversión inicial sea cubierto por el Fondo SPERAR, como un subsidio para implementar el Tarifa por Servicio. La introducción del subsidio para la inversión inicial del Fondo SPERAR resulta en la disminución del nivel del costo de operación y mantenimiento. Esto también traerá como consecuencia la disminución del nivel de la tarifa eléctrica a ser establecida en base al costo de operación y mantenimiento. Por consiguiente, se espera mejorar la sostenibilidad debido a la mayor capacidad de pago de la tarifa por los beneficiarios = clientes.

Adicionalmente, con el fin de evitar generar un sentido de otorgamiento de un regalo por parte del gobierno, es preferible incorporar el elemento de la participación de la comunidad tanto como sea posible, como la contribución de trabajo en las obras.

II-1.6.6 Electrificación Rural a Largo Plazo con Energía Renovable

A febrero del 2008, el número de viviendas objetivo (localidades) para la electrificación con energía renovable es de 361,847 (33,701). Como se mencionó en la sección II-1.6.2, de este número, las viviendas objetivo para la electrificación con energía hidroeléctrica mini/micro son 18,498 (519). Las 343,349 (33,182) viviendas restantes deben ser electrificadas con energía solar, de las cuales los poblados con 10 o más viviendas son tomados como poblados objetivo para la electrificación con energía solar, considerando la eficiencia de la electrificación. Por consiguiente, el número de viviendas objetivo (poblados) por FV es de 261,520 (10,829).

La electrificación rural a largo plazo con energía renovable mostrada en el Cuadro II-1.6.6-1 está preparada con 30,000 viviendas como límite anual superior de la instalación de paneles solares, considerando los límites de la capacidad organizacional e instalación física. No se establece la prioridad de electrificación de cada localidad que se menciona en la sección II-1.6.8, por lo que sólo se muestra el número de viviendas a ser electrificada en cada año. Entre tanto, con respecto a la energía hidroeléctrica mini/micro, el número que aparece en dicho cuadro cumple con el número de viviendas electrificadas en el año correspondiente como se muestra en el Cuadro II-1.6.6-1.

Cuadro II-1.6.6-1 Plan de Electrificación Rural a Largo Plazo con Energía Renovable

No. de viviendas por electrificar														
	Fuse I			Fuse II		Fuse III						Fuse IV		Total
	Período de infraestructura			Período de electrificación inicial		Período de desarrollo de electrificación						Período de conclusión de electrificación		
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Solar				10,000	20,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	21,520	261,520
Hídro						1,930	2,006	1,840	1,085	3,551	8,086			18,498
Total				10,000	20,000	31,930	32,006	31,840	31,085	33,551	38,086	30,000	21,520	280,018

*Cifras indicadas de cada año son el número de viviendas que habrán sido electrificadas en el año respectivo

El plan a largo plazo está dividido en 4 fases considerando lo siguiente. Con respecto a la energía hidroeléctrica mini/micro, a diferencia del método de implementación de la energía solar, el desarrollo anual sigue el método explicado en el Gráfico II-1.6.7-1.

➤ Fase I: Período de Infraestructura (2008-2010)

La Fase I es un período importante, como se menciona en la sección II-1.4 Plan de Acciones, cuando debe realizarse la preparación legal/institucional, la creación del CERER, la alianza estratégica y las redes de capacitación y la cadena de suministro para la operación y mantenimiento, todos esenciales para la implementación de la electrificación rural a largo plazo. Algunos de los proyectos hidroeléctricos mini/micro deben iniciarse en esta Fase con la capacitación e investigaciones de campo para un estudio a nivel de pre-factibilidad, considerando que los proyectos hidroeléctricos toman 5-6 años para su implementación.

➤ Fase II: Período para Electrificación Inicial (2011-2012)

La Fase II es el período en que debe iniciarse la instalación de paneles solares, por lo que es

necesario que las organizaciones centrales y locales involucradas adquieran experiencia en la implementación de proyectos de electrificación. Por consiguiente, de 10,000 a 20,000 viviendas serán electrificadas con energía solar. En esta Fase, es deseable mejorar el sistema de las organizaciones e instituciones según se requiera.

➤ Fase III: Período para el Desarrollo de la Electrificación (2013-2018)

La Fase III es un período en donde la electrificación está en pleno desarrollo con 30,000 viviendas a ser electrificadas con energía solar por año. Si la capacidad de las organizaciones involucradas aumenta de manera que puedan electrificarse más de 30,000 viviendas, es deseable considerar el incremento del número anual de viviendas a ser electrificadas.

➤ Fase IV: Período para la Conclusión de la Electrificación (2019-2020)

La Fase IV es un período para culminar la electrificación con energía renovable; sin embargo, dado que los poblados objetivo con energía solar tienen 10 o más viviendas, no se electrificarían poblados con menos de 10 viviendas, es decir, 81,820 viviendas (22,353 poblados) al final de la Fase IV. Es deseable considerar si dichos poblados con menos de 10 viviendas deben ser electrificados en base a la experiencia adquirida hasta ese momento.

El plan de electrificación rural a largo plazo con energía renovable es desarrollado con el número físicamente posible de instalación de paneles solares. Mientras tanto, con el fin de asegurar la sostenibilidad de los proyectos de electrificación, como se recomienda en la sección II-1.4, es deseable agrupar cierto número de poblados para la creación de organizaciones locales y capacitación en los aspectos gerenciales y técnicos. Se considera que tomará considerable tiempo realizar dicha capacitación, a diferencia de la instalación masiva de paneles solares por vez.

En los proyectos solares implementados hasta la fecha, se ha realizado la capacitación básicamente con los vendedores de paneles solares brindando capacitación por 2 años. Si dicho método de capacitación no causa problemas de sostenibilidad, se aplicaría al plan de electrificación rural a largo plazo. Sin embargo, el Equipo de Estudio de JICA considera que puede asegurarse la sostenibilidad con la microempresa u otra forma de organismo de gestión creada con iniciativa de los pobladores locales y que dicha organización debe estar a cargo de los proyectos de electrificación. Al mismo tiempo, dichas actividades organizacionales pueden dar lugar a otras actividades de organización de infraestructura como agua y desagüe y telecomunicaciones y actividades económicas de producción y venta.

Con respecto al método de capacitación, es deseable considerar si continuará el método convencional o si se adoptará, incluso parcialmente, el método sugerido por el Equipo de Estudio de JICA al momento de incorporar el plan de electrificación rural a largo plazo con energía renovable en el PNER del MEM/DPR.

II-1.6.7 Requerimientos Financieros para el Plan a Largo Plazo de Electrificación

El requerimiento de fondos por año para la implementación de la electrificación rural se estima en base a las siguientes condiciones:

1. Proyectos Eléctricos Solares

El monto de los requerimientos de fondos para cada año ha sido obtenido en base al costo unitario de construcción de US\$682/vivienda, multiplicado por el número de viviendas objetivo a ser electrificadas según lo propuesto en el Cuadro II-1.6.6-1.

Cuadro II-1.6.7-1 Número Anual de Viviendas Objeto para Electrificación por FV

Año	Número objetivo	Comentarios
2011	10,000	Fase II
2012	20,000	Fase II
2013-2019	30,000 × 7 años	Fase III y IV
2020	21,520	Fase IV

2. Proyectos Mini/micro Centrales Hidroeléctricas

(1) Programa de Desarrollo para Proyectos de Mini/Micro Centrales Hidroeléctricas

En el Plan Maestro, se estudió un plan de modelo para el programa de desarrollo con respecto a cada proyecto mostrado en Cuadro II-1.6.7-3 en consideración a los siguientes puntos.

1) Punto de Vista Técnico

➤ Investigaciones y Diseño

En general, un apropiado período de consulta es necesario para comprender topografía y geología en un sitio de proyecto en el caso de desarrollar una mini/micro central hidroeléctrica. Si esas investigaciones no son suficientes, una situación ocurrirá donde la central pudiera parar debido a diseño de estimación demasiado mayor o menor. Por consiguiente, este asunto debe ser suficientemente considerado para mantener sostenibilidad del proyecto.

- Investigaciones Fundamentales (Colección de datos fundamentales y estudio de prefactibilidad)
El objetivo de esta investigación es de recoger los datos fundamentales por conocer la descarga del río y confirmar la topografía, geología y estimación simplificada de demanda de electricidad. Especialmente, la investigación de la descarga del río es un factor importante para éxito o falla del proyecto. Si no hay datos de la descarga del río, consecutivas investigaciones deben ser llevadas a cabo por algunos años.
- Estudio de Factibilidad
Investigaciones topográficas, análisis hidrológico, diseño de estructuras e investigaciones de demanda de electricidad deben ser llevados a cabo en base a los datos obtenidos de las investigaciones fundamentales. Adicionalmente, en general, aunque proyectos de escala

pequeña respecto de su capacidad instalada no necesita hacer evaluación de impacto del medio ambiente (EIA), el proyecto Santa Catalina necesitará esa evaluación puesto que su capacidad instalada será más de 500 kW como se mencionó líneas arriba.

El período de evaluación deben ser mayor de 2 años en general. En este caso, una reducción del período de evaluación debe ser considerada desde el punto de vista de la ejecución eficiente de proyecto por llevar a cabo Pre-EIA durante las investigaciones fundamentales y el estudio de campo a nivel de prefactibilidad

- **Diseño Detallado**

Diseño final y planeamiento del programa de construcción deben prepararse en base al resultado del estudio de factibilidad, y luego el costo total debe finalizarse por estimación de costos basada en esos diseños y planeamiento.

- **Período de Construcción**

Aunque el período de construcción necesario en general varía según la escala del proyecto, se espera en este estudio que la mayoría de las obras de construcción se ejecutarán durante la época de sequía. Por ejemplo, se asume que el período de construcción para las centrales hidroeléctricas con su capacidad instalada menor de 200 kW requieren 1 estación y en otros casos con la capacidad instalada mayor de 200 kW necesitan 2 estaciones como se muestra en el Cuadro II-1.6.7-2. (1 estación quiere decir la época de sequía dentro de 1 año.)

Cuadro II-1.6.7-2 Relación entre Períodos de Construcción Necesarios y Estaciones de Lluvias y Sequía

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Remarks
Term of Construction		Preparatory Works			Construction Works					Examination			Projects that installed capacity is beyond 200kW will be needed 2 seasons
Term of Rainy and Dry Season	Rainy Season			Dry Season					Rainy Season				

- **Otros (Prioridad de desarrollo depende de la escala del proyecto)**

Si una organización responsable no tiene experiencia técnica, cada desarrollo de proyecto debe tomar un enfoque de paso a paso desde un proyecto de escala menor al de escala mayor.

2) Punto de Vista de Sistema de Implementación de Proyecto

Es importante que capacitación a las personas que se encargarán de proyectos y establecimiento de su logísticas, así como también los aspectos de sostenibilidad de proyecto. Por esa razón, CERER como centro de capacitación y mantenimiento) debe ser establecido donde la capacitación para el personal a cargo de proyectos. La capacitación debe ser llevada a cabo por 6 meses a 1 año.

Adicionalmente, el contenido de capacitación será principalmente investigación, planeamiento, mantenimiento y operación como se muestra líneas abajo. Se asume que consultores profesionales deben ser utilizados en forma activa con respecto de diseño, construcción, etc.

- Investigación, Planeamiento (Uso de CERER)
- Diseño, Construcción (Uso de consultores profesionales y contratistas generales)
- Mantenimiento y Operación (Uso de CERER)
- Gerencia de proyecto (Microempresa, etc.: Uso de CERER)

Adicionalmente, CERER serán introducidos a las regiones prioritarias siguientes primeramente:

- Cajamarca
- Madre De Dios
- Loreto
- Puno
- San Martín
- Ucayali

(2) Borrador Programa de Desarrollo de Proyectos Hidroeléctricos Mini/Micro

De lo arriba mencionado, un concepto de programa de desarrollo de proyectos hidroeléctricos mini/micro se muestra en el Gráfico II-1.6.7-1 y también un borrador de programa concretado se muestra en el Cuadro II-1.6.7-3 en base al mismo concepto.

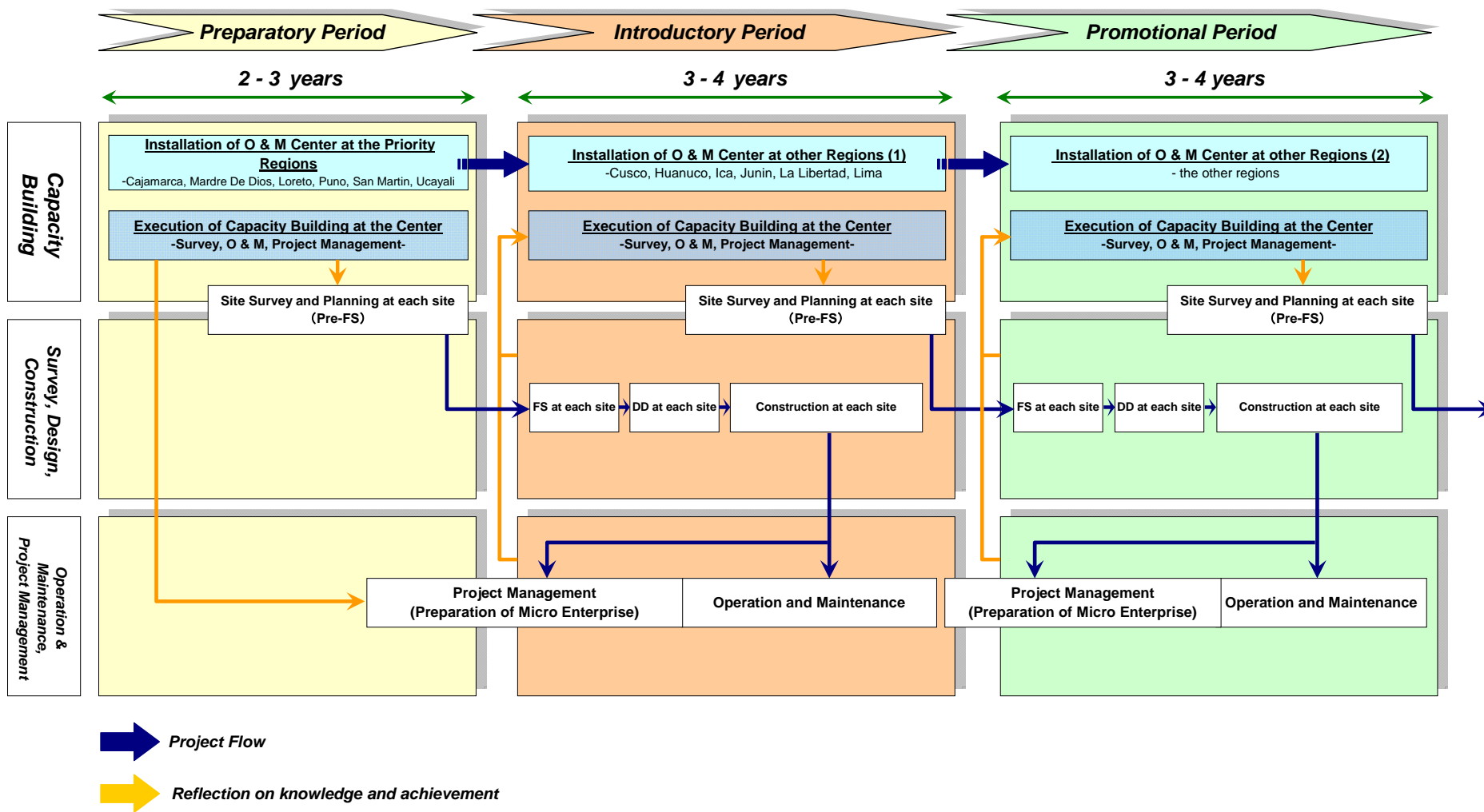


Gráfico II-1.6.7-1 Concepto de Programa de Desarrollo para Proyectos Hídricos

Cuadro II-1.6.7-3 Borrador del Programa de Desarrollo de Proyectos Mini/micro Hidroeléctricos

No.	Project No.	Project Name	Region	Beneficiary		Installed Capacity (kW)	Discharge (m ³ /s)	Preparatory Period			Introductory Period			Promotional Period			Remarks		
				Number of Villages	Number of Households			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		2018	
1	3	P.C.H La Majada	Cajamarca	11	420	60	0.085												
2	4	P.C.H Quebrada Honda		5	194	30	0.050												
3	5	P.C.H Yerba Buena		12	535	80	0.112												
4	19	P.C.H Aichiyacu	Loreto	10	190	30	0.085												
5	20	P.C.H Balsapuerto		14	487	80	0.090												
6	21	P.C.H San Antonio		37	1,420	200	0.200												
7	22	P.C.H Santa Catalina		43	4,422	620	1.300												
8	23	P.C.H Challapampa	Puno	22	308	45	0.060												
9	24	P.C.H Huari Huari		22	715	100	0.093												
10	25	P.C.H Porotongo	San Martin	12	329	50	0.133												
11	26	P.C.H Selecachi		14	214	30	0.045												
12	27	P.C.H Quebrada	Ucayali	14	386	55	0.070												
13	28	P.C.H Rio Iparia		40	1,948	280	0.770												
14	29	P.C.H Shinipo		20	578	80	0.220												
15	1	P.C.H Cachiyacu	Amazonas	17	358	50	0.064												
16	2	P.C.H Palcapampa	Arequipa	3	166	25	0.035												
17	6	P.C.H Quellouno	Cusco	11	198	30	0.020												
18	7	P.C.H Sarapampa		13	426	60	0.090												
19	8	P.C.H Yanama		8	206	30	0.050												
20	9	P.C.H Cayay	Huanuco	18	405	60	0.120												
21	10	P.C.H Chontabamba		13	447	65	0.090												
22	11	P.C.H Quechuarpata		83	1,432	200	0.260												
23	12	P.C.H Lomo Largo	Ica	9	142	20	0.030												
24	13	P.C.H Poyeni	Junin	8	375	50	0.070												
25	14	P.C.H Saureni		11	426	60	0.090												
26	15	P.C.H Shima		17	561	75	0.130												
27	16	P.C.H Huaraday	La Libertad	16	534	75	0.060												
28	17	P.C.H Marachanca	Lima	10	107	15	0.045												
29	18	P.C.H Quiula		6	569	100	0.201												

Legend

- Execution Period for Capacity Building
- Execution Period for Site Survey and Pre-FS
- Execution Period for Feasibility Study
- Execution Period for Detailed Design
- Construction Period
- Possible Execution Period for Capacity Building, Site Survey/Pre-FS ahead of

(3) Período de Construcción

Se ha estimado el costo de construcción (incluyendo la central hidroeléctrica y mini-red) para cada uno de los 29 emplazamientos a ser desarrollados. El monto es asignado de acuerdo con el período de construcción estimado como se muestra en el Cuadro II-1.6.7-4

Cuadro II-1.6.7-4 Períodos de Construcción de Mini/micro-Proyectos Hidroeléctricos

Año	Número de emplazamientos	Observaciones
2013	5	Fase III
2014	5	Fase III
2015	2	Fase III
2016	4	Fase III
2017	6	Fase III
2018	7	Fase III
Total	29	

3. Requerimiento Financieros Anuales (Energía Solar y Mini/micro Hidroeléctrica)

Como resultado, el requerimiento total de fondos para los proyectos de electrificación rural se estima en US\$217,555,640, el cual se asigna a cada año, de la siguiente manera:

Cuadro II-1.6.7-5 Requerimientos Financieros Anuales para la Electrificación a Largo Plazo por Energías Renovables

(unidad: US\$)

Año	Energía Solar	Energía Hidroeléctrica Mini/micro	Total
2011	6,820,000	0	6,820,000
2012	13,640,000	0	13,640,000
2013	20,460,000	4,671,000	25,131,000
2014	20,460,000	4,675,000	25,135,000
2015	20,460,000	3,661,000	24,121,000
2016	20,460,000	5,056,000	25,516,000
2017	20,460,000	12,612,500	33,072,500
2018	20,460,000	8,523,500	28,983,500
2019	20,460,000	0	20,460,000
2020	14,676,640	0	14,676,640
Total	178,356,640	39,199,000	217,555,640

Este requerimiento de fondos por año ha sido elaborado desde el punto de vista de la factibilidad física de la implementación de proyectos, y esto no es compatible necesariamente con los supuestos efectuados para la capacitación, lo cual se propone desde el punto de vista organizacional. Por otro lado, la capacitación es bastante importante para la electrificación rural sostenible, por lo que se espera que el MEM la incorpore asegurando el presupuesto requerido a juicio del MEM.

4. Requerimientos Financieros por Regiones

El cuadro abajo muestra que los requerimientos financieros por región para el plan a largo plazo de electrificación. Se ha revelado que la Región Loreto (cerca de US\$40 millones) y la Región Cajamarca (cerca de US\$36 millones) requieren de grandes sumas, mientras que Tumbes (US\$0.2 millones) o Tacna (US\$0.45 millones), en donde se tienen pocas viviendas objetivo, requieren mucho menos fondos para la electrificación.

Cuadro II-1.6.7-6 Costo de Electrificación Rural por Región

REGION	FV		MCH		TOTAL US\$
	Viviendas	US\$	Proyectos	US\$	
AMAZONAS	8,134	5,547,388	1	1,061,000	6,608,388
ANCASH	12,544	8,555,008	0	0	8,555,008
APURIMAC	4,918	3,354,076	0	0	3,354,076
AREQUIPA	6,230	4,248,860	1	637,060	4,885,860
AYACUCHO	8,715	5,943,630	0	0	5,943,630
CAJAMARCA	49,505	33,762,410	3	2,158,000	35,920,410
CUSCO	13,284	9,059,688	3	1,712,000	10,771,688
HUANCAVELICA	10,773	7,347,186	0	0	7,347,186
HUANUCO	33,270	22,690,140	3	3,391,000	26,081,140
ICA	1,072	731,104	1	378,000	1,109,104
JUNIN	6,177	4,212,714	3	3,736,000	7,948,714
LA LIBERTAD	11,646	7,942,572	1	994,000	8,936,572
LAMBAYEQUE	3,087	2,105,334	0	0	2,105,334
LIMA	4,620	3,150,840	2	908,000	4,058,840
LORETO	39,931	27,232,942	4	12,900,000	40,132,942
MADRE DE DIOS	1,651	1,125,982	0	0	1,125,982
MOQUEGUA	992	676,544	0	0	676,544
PASCO	4,774	3,255,868	0	0	3,255,868
PIURA	4,564	3,112,648	0	0	3,112,648
PUNO	21,660	14,772,120	2	2,292,000	17,064,120
SAN MARTIN	4,497	3,066,954	2	1,225,000	4,291,954
TACNA	665	453,530	0	0	453,530
TUMBES	289	197,098	0	0	197,098
UCAYALI	8,522	5,812,004	3	7,807,000	13,619,004
TOTAL	261,520	178,356,640	29	39,199,000	217,555,640

II-1.6.8 Criterios de Prioridad para la Electrificación

La electrificación rural, con la descentralización del gobierno, básicamente debe ser implementada por los gobiernos regionales/locales. Aquellas regiones con relativamente elevados fondos vienen realizando la electrificación por su cuenta. Así, aun cuando el gobierno central unilateralmente decide el orden de electrificación a nivel nacional con respecto a la prioridad de la electrificación de los poblados no electrificados, los gobiernos regionales/locales no tienen que acatar dichas órdenes y pueden presentar sus objeciones. Por otro lado, no es realista pensar que se puede realizar la

electrificación de todas las localidades de una sola vez. Deben existir criterios de prioridad para la adopción de proyectos. Los proyectos que cumplan con dichos criterios podrán gozar de los beneficios de la asistencia técnica/financiera del gobierno central así como de la capacitación y la cadena de suministro.

Las municipalidades distritales evaluarán los proyectos de electrificación planificados por los habitantes de las localidades según los criterios mencionados. Sólo los proyectos que hayan pasado dicha evaluación serán implementados de acuerdo con el proceso descrito en el Capítulo II-1.2.

Los criterios de prioridad para la adopción de proyectos debería, en primer lugar, considerar que el manejo de los sistemas de electrificación será realizado con iniciativa de los habitantes de los centros poblados según el enfoque participatorio recomendado en el presente Plan Maestro. Así, se propone establecer criterios que presten gran atención a la sostenibilidad de los proyectos de electrificación, con los siguientes lineamientos como referencia:

- 1) Los habitantes de las localidades deben tener un gran interés en la electrificación y deben tener planes de su propia iniciativa que reflejen adecuadamente las necesidades de electrificación.
- 2) Los habitantes de los centros poblados deben haber recibido educación o capacitación en electrificación.
- 3) Los habitantes de las localidades deben contar con una organización para el manejo del sistema de electrificación como una microempresa o deben estar preparados para crear dicha organización por su cuenta.
- 4) Los habitantes de las localidades deben tener capacidad de pago para cubrir los costos de manejo, operación y mantenimiento.
- 5) En el caso de reducida capacidad de pago, el monto del subsidio de FOSE debe ser mínimo.
- 6) El número de viviendas a ser electrificadas debe ser elevado – de preferencia 50 o más y no menor de 10.
- 7) La economía de los proyectos de electrificación debe ser buena.

Entre tanto, el MEM/DPR debe establecer algunos criterios para decidir si realiza una contribución financiera del Fondo SPERAR a proyectos de electrificación solicitados a nivel local, con los siguientes lineamientos como referencia:

- 1) Los gobiernos regionales/locales deben haber celebrado acuerdos de alianza estratégica con el MEM/DPR y deben tener la intención de participar de la promoción de la electrificación.
- 2) Los gobiernos regionales/locales deben disponer de fondos para cubrir los costos de construcción, capacitación y cadena de suministro; y deben tener la intención de tomar medidas presupuestarias.
- 3) El grado de establecimiento del mecanismo de sostenibilidad como la capacitación y la cadena de suministro.
- 4) Los proyectos presentados no deben estar incluidos en los planes de ampliación de redes del MEM/DPR o de los gobiernos regionales/locales.

- 5) Los proyectos presentados deben estar incluidos en el PLER/PRER de los gobiernos regionales/locales.

<Regiones Prioritarias>

Las regiones prioritarias deben ser tratadas no como regiones prioritarias para la electrificación sino como parte del establecimiento del mecanismo propuesto de sostenibilidad. El MEM/DPR debe seleccionar dichas regiones prioritarias a través de diálogos con las partes locales. Es necesario establecer el mecanismo de sostenibilidad con iniciativa del MEM/DPR y en colaboración con las partes locales; sin embargo, no se permitirán el establecimiento de dicho mecanismo en todas las regiones del país de una vez. Esta es otra razón para la selección de las regiones prioritarias.

En consecuencia, es importante seleccionar las regiones prioritarias después de confirmar la disposición de colaboración de los gobiernos regionales/locales y organizaciones disponibles para el mecanismo de sostenibilidad a través de diálogos entre el MEM/DPR y las partes locales. Las regiones que hayan establecido el mecanismo de sostenibilidad pueden convertirse en un ejemplo para las demás regiones, por lo que al seleccionar las regiones prioritarias es necesario considerar su ubicación geográfica teniendo en cuenta la conveniencia de que se realicen visitas de las otras regiones. Otro punto a considerar es que las regiones prioritarias deben contar con un número elevado de centros poblados y viviendas no electrificados según la más reciente lista de localidades no electrificados.

Las siguientes regiones han sido seleccionadas tentativamente como regiones prioritarias; sin embargo, es necesario reconsiderar esta selección a través de diálogos satisfactorios con cada región y tomando en cuenta los puntos arriba mencionados.

- Cajamarca (2,518 poblados 54,730 viviendas)
- Loreto (1,669 poblados 43,020 viviendas)
- San Martín (1,218 poblados 7,393 viviendas)
- Ucayali (406 poblados 11,916 viviendas)
- Madre de Dios (91 poblados 1,761 viviendas)
- Puno (2,795 poblados 29,847 viviendas)

* Las cifras en paréntesis corresponden a los números de localidades y viviendas no electrificados de la lista de localidades no electrificados proporcionada por el MEM/DPR en febrero del 2008 (el número de todas las localidades no electrificados es de 33,701 localidades con 361,847 viviendas)

El plan de electrificación a largo plazo mostrado en II-1.6.6 fue preparado en base a la selección tentativa de regiones prioritarias, así que será necesario modificar el plan según la selección eventual de las regiones prioritarias.

II-2 Uso del Plan Maestro

II-2.1 Planificación de Proyectos Individuales y Actualización del Plan Maestro

Se debe proceder con la actualización de las siguientes partes de la sección II-1.6 “Plan de electrificación de localidades no electrificadas” del Plan Maestro: “Lista de localidades no electrificadas” en II-1.6.2, “Potencial de energía renovable de la energía hidroeléctrica” en II-1.6.7, “Diseño y costos estándar de la electrificación” en II-1.6.4, “Plan del modelo de electrificación” en II-1.6.5, y “Plan de electrificación de centros poblados no electrificados y fondos requeridos” en II-1.6.6 and II-1.6.7.

A continuación se propone la actualización de las partes arriba mencionadas.

1. Lista de Localidades No Electrificadas

Según lo descrito en la sección II-1.2, es importante hacer planes de proyectos de electrificación individuales a iniciativa propia de los habitantes locales. Este punto de inicio hará funcionar los mecanismos para la implementación de los proyectos de electrificación, mientras que dichos planes, al mismo tiempo, serán aportes para el Sistema de Información de la Electrificación Rural (SIER) a ser creado y actualizado por el MEM/DPR. Con dicha información se deberá actualizar la lista de localidades no electrificadas mencionadas en la sección II-1.6.2, en base a las listas de proyectos de electrificación con energía renovable que se muestran en el PRER/PLER y las listas de proyectos de ampliación de redes a ser implementados por los gobiernos regionales/locales. Este es un punto sobre el cual hay que tener cuidado: determinar si la planificación de los proyectos de ampliación de redes por parte de los gobiernos regionales/locales se realiza con criterios económicos o no.

Bajo la descentralización del gobierno, la intervención central podría recibir resistencia de los pobladores locales respecto a la electrificación con iniciativa local. Sin embargo, es importante persuadir a las partes locales que cambien a la electrificación con energía renovable que propone el presente Plan Maestro conversando con ellos de la economía de los proyectos de electrificación a través de diálogos con las partes locales, si es adecuado. La lista de localidades no electrificadas debe ser actualizada teniendo en cuenta este factor.

2. Potencial de Energía Renovable con Energía Hidroeléctrica

Resulta difícil conocer de antemano el potencial de la energía hidroeléctrica mini/micro. En consecuencia, es necesario que los habitantes de las localidades identifiquen dicho potencial en la elaboración de los planes de electrificación. Esta es la única fuente de información del potencial de energía hidroeléctrica. En la actualidad, el MEM/DPR está intentando identificar el potencial hidroeléctrico con el GIS; sin embargo, dicho potencial hidroeléctrico de escala mini/micro no es confirmado hasta que no se realiza una visita para hacer una evaluación geográfica y el aforo de caudales. Otro punto importante respecto de la energía hidroeléctrica es realizar un análisis de las características de la demanda: demanda eléctrica, distancia entre la casa de máquinas y el centro de

demanda, la magnitud requerida de la mini-red, etc. La identificación del potencial hidroeléctrico debe considerar dichos factores, los cuales deben ser incluidos en los planes elaborados con iniciativa local.

3. Diseño y Costos Estándar

El establecimiento de los diseño y costos estándar de la electrificación de localidades no electrificadas se realizan en base a los resultados de los 4 estudios de campo a nivel de pre-factibilidad del presente Plan Maestro. Los proyectos individuales deben hacer referencia a dicho diseño y costo estándar, y entre tanto es importante revisar los diseño y costos estándar según las condiciones locales reales. También es deseable actualizar los diseño y costos estándar ya que el desarrollo de proyectos individuales puede requerir diseños y costos estándar más adecuados a la realidad.

4. Plan de Modelo de la Electrificación

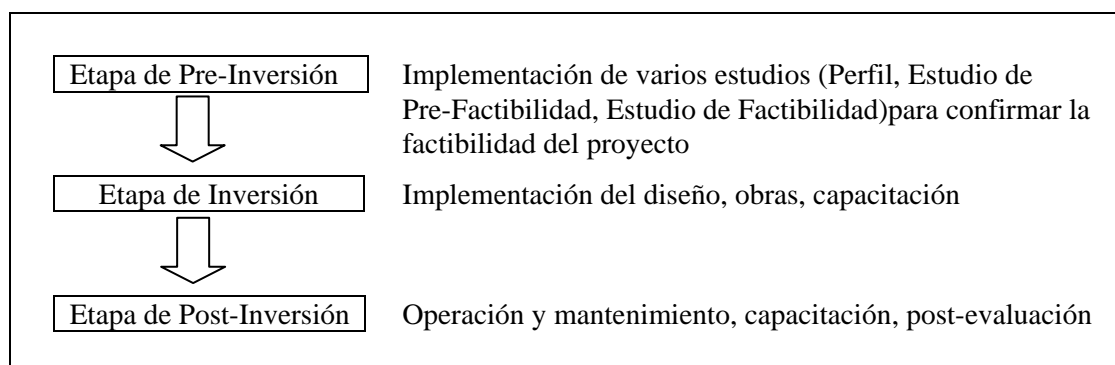
El plan de modelo del mecanismo financiero y de manejo también se basa en los resultados de los 4 estudios de campo a nivel de pre-factibilidad. Los proyectos individuales deben basarse en dicho plan de modelo. Sin embargo, es necesario realizar planes de manejo adaptados a la situación real de las localidades. De igual manera, el desarrollo de proyectos individuales puede requerir planes de modelo más adecuados, por lo que es deseable actualizarlos de manera oportuna.

5. Plan de Electrificación de Localidades No Electrificadas y Fondos Requeridos

Asimismo, es deseable actualizar periódicamente el plan de electrificación de localidades no electrificadas y el financiamiento. Con respecto al financiamiento, la actualización debe considerar el cambio necesario en la asignación de la carga financiera y el método de financiamiento debido a la situación financiera del gobierno central y gobiernos regionales/locales.

II-2.2 Aprobación de Proyecto y Procedimiento de Financiamiento

Existen comúnmente tres etapas para la implementación de proyectos: pre-inversión, inversión y post-inversión. Estas etapas están relacionadas muy de cerca para formar un ciclo de proyecto para una mejor inversión.



No existe diferencia de un ciclo de proyecto generalmente utilizado desde el punto de vista de la implementación de un proyecto durante cada paso. Cabe señalar que las características del sistema en Perú es que los diversos estudios en la Etapa de Pre-Inversión sean incorporados como un procedimiento para evaluar si el proyecto es viable para la inversión pública.

Este procedimiento es denominado Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) y el Ministerio de Economía y Finanzas es responsable de su operación. En el SNIP, se requiere implementar estudios a niveles diferentes (Perfil, Pre-factibilidad, Factibilidad) de acuerdo con los requerimientos del detalle de estudio, desde los puntos de vista del objetivo del proyecto, la proyección de la demanda y la oferta, el costo, el beneficio, el impacto en el medio ambiente, la sostenibilidad, etc. con el fin de confirmar si un proyecto es lo suficientemente viable para ser implementado con presupuesto público. En otras palabras, el objetivo del estudio es obtener una declaración de la viabilidad. El nivel final requerido de un estudio depende del monto del proyecto. Con el fin de implementar el nivel final del estudio, se requiere contar con un nivel previo completado del estudio.

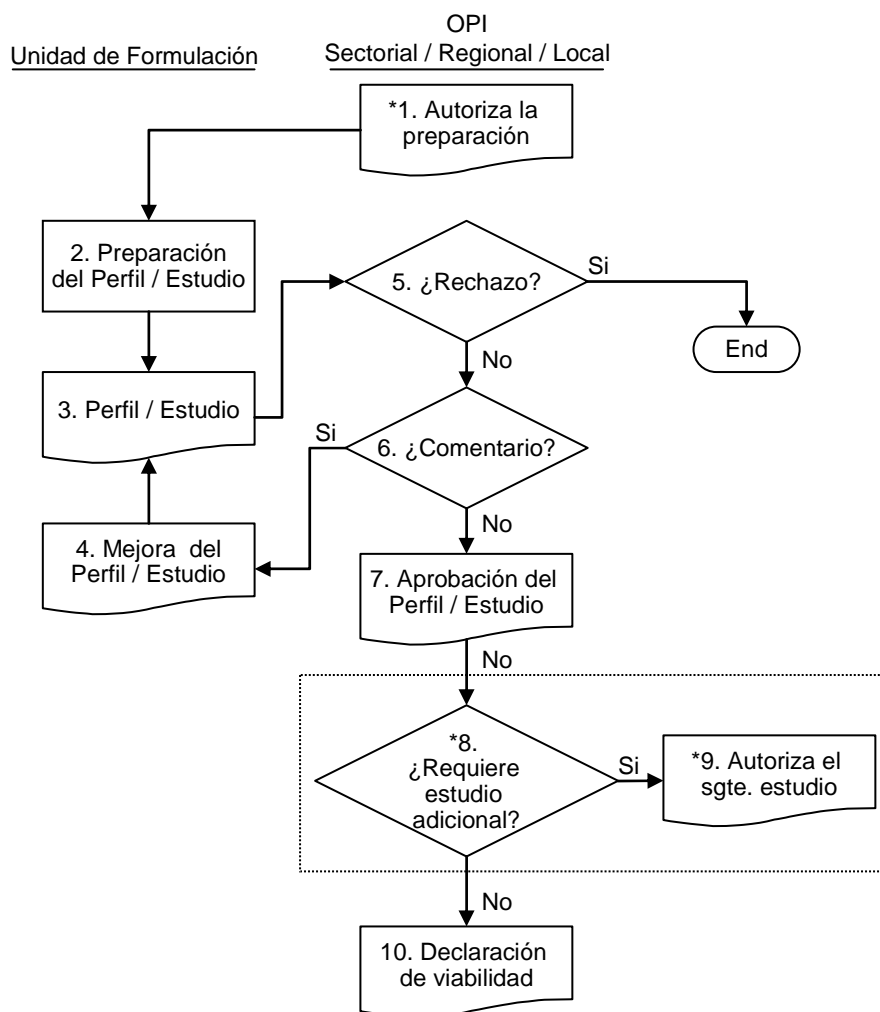
Nivel de Estudio	Monto del Proyecto
Perfil	3~6 millones de Soles
Estudio de Pre-Factibilidad	6~10 millones de Soles
Estudio de Factibilidad	10 millones de Soles o más

El diagrama de flujo del procedimiento del SNIP para confirmar la viabilidad se muestra en el Gráfico II-2.2-1. Este gráfico muestra el procedimiento que no requiere de crédito externo.

Como primer paso, la Unidad de Formulación elabora el informe del estudio a nivel de perfil y lo registra en la Lista de Proyectos. Luego del registro del proyecto, se toma una decisión automática sobre qué Oficina de Programación de Inversión (OPI), entre las OPIs establecidas en el Ministerio de Energía y Minas o Gobierno Regional/Local, estará a cargo de su evaluación. Luego de esta decisión, la Unidad de Formulación presentará su documento a la OPI encargada. Luego la OPI evalúa el contenido y decide sus acciones a partir de lo siguiente:

- 1) aprobar el Perfil, y autorizar la elaboración del informe del estudio en el siguiente nivel (Estudio de Pre-Factibilidad)
- 2) declarar la viabilidad
- 3) devolver el estudio con comentarios para su mejoramiento
- 4) rechazar el informe del estudio

En el caso del punto 3), la Unidad de Formulación debe mejorar el estudio incorporando los comentarios, y presentar nuevamente los documentos para su evaluación. Se ha establecido el período de evaluación en la OPI de 20 a 30 días útiles. El mismo procedimiento será aplicado para los estudios a nivel de Pre-factibilidad y Factibilidad.



Nota: *1: No se aplica en caso de Perfil.
 *8 y *9: No se aplica en caso de Estudio de Factibilidad.
 Fuente: Directiva General del SNIP

Gráfico II-2.2-1 Diagrama de Flujo de Aprobación de Proyecto por parte del SNIP

Desde el punto de vista de la promoción de la descentralización, la OPI del gobierno local ha sido autorizada para declarar la viabilidad de proyectos desde enero del 2007, sin pasar por evaluación en el Ministerio de Economía y Finanzas. Cabe señalar que el proyecto que requiere de crédito externo o un crédito con garantía del gobierno debe proceder a ser evaluado en el Ministerio.

En caso que exista uniformidad en el contenido de inversión tales como proyectos de energía solar, para los cuales se aplica la misma tecnología y existe poca diferencia en costos de proyectos a excepción del transporte, es posible combinar los proyectos plurales en un agregado de cada proyecto, y considerarlo como un Programa de Inversión. El procedimiento del SNIP puede proceder con el Programa, y la viabilidad del Programa se obtiene a través de la implementación de estudios desde el nivel de Perfil hasta el Estudio de Factibilidad. Posteriormente se obtiene la aprobación de cada proyecto como un sub-proyecto. El punto es que se proponen los criterios estándar para identificar y aprobar cada proyecto en el documento para el Programa y obtener la aprobación de la OPI, por lo

que el procedimiento de aprobación para cada sub-proyecto es simplificado y se espera que proceda sin problemas.

Por otro lado, existen grandes diferencias en el costo del proyecto y en el diseño de cada proyecto hidroeléctrico, por lo que el procedimiento para el Programa no es adecuado. Así, el procedimiento del SNIP debe elaborarse para cada proyecto desde el inicio.

El sistema del SNIP obtiene cierto resultado positivo respecto a que incorpora un sistema “participatorio”, e intenta hacer una selección más efectiva de proyectos de inversión pública, evitando la duplicidad de proyectos. Por otro lado, a menudo se reciben quejas de que existen retrasos en la evaluación de proyectos y en los procesos de licitación posteriores. Por lo tanto, se recomienda enfáticamente que los arreglos preliminares se realicen entre las personas involucradas para acelerar el procedimiento.

II-2.3 Financiamiento para la Ejecución del Plan Maestro

Con el fin de acelerar la electrificación con energía renovable, se propone establecer un fondo para la electrificación rural denominado “Fondo SPERAR”.

<Reseña del Fondo SPERAR >

1. Fuente de Financiamiento

(1) Generalidades

La fuente de financiamiento para el Fondo SPERAR básicamente deben ser los recursos fiscales mencionados en el Artículo 7 de la Ley General de Electrificación Rural – Ley No.28749. (Ver I-4.3 para mayores detalles.)

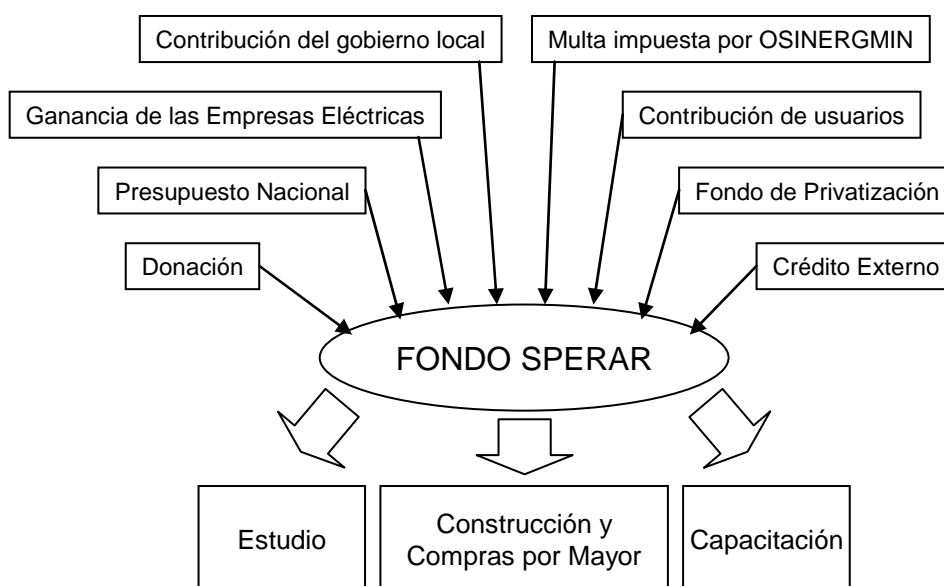


Gráfico II-2.3-1 Fuentes Financieras para Fondo SPERAR

(2) Presupuesto Corriente

El siguiente cuadro muestra el presupuesto y el monto de ejecución de la electrificación rural manejados por el MEM/DGER durante los últimos cinco años.

Cuadro II-2.3-1 Presupuesto Planeado y Utilizado de MEM/DGER en los pasados 5 años para Electrificación Rural

(Unidad: 1,000 Nuevos Soles)

Año	Presupuesto	Ejecución	Monto Remanente	
			Total	Excl. la parte de Crédito Externo
2003	290,570	151,734	138,836	46,791
2004	206,652	130,912	75,741	19,665
2005	184,498	155,186	29,312	8,273
2006	232,402	116,460	115,942	103,422
2007	396,980	262,809	134,171	120,003
Total	1,311,103	817,101	494,002	298,155
Promedio	262,221	163,420	98,800	59,631

Este cuadro muestra el hecho de que existe una gran parte de presupuesto no utilizado cada año por un monto promedio anual de 59,630 soles (= US\$20,562), sin incluir el crédito externo ya que está destinado a proyectos específicos. El monto remanente es casi el doble que el monto promedio anual durante los últimos dos años. A pesar de dicha situación, se ha asignado un presupuesto similar para el 2008. La razón de dicho saldo tan elevado es principalmente el retraso en la implementación de los trabajos de construcción, los cuales sólo pueden ejecutarse luego del procedimiento de licitación transparente requerido para la inversión pública.

Como resultado, si el monto requerido para la electrificación rural es de aproximadamente US\$20 millones/año, es posible cubrir el costo con el nivel reciente de presupuesto. De cualquier manera, es importante contribuir con cierto monto de presupuesto específicamente para el Fondo SPERAR destinado para la electrificación rural con energía renovable.

2. Financiamiento

(1) Monto Requerido y Recursos Financieros

La sección II-1.6.6 ha revelado que el monto requerido para la electrificación rural con energía renovable se calcula en US\$217,556. El requerimiento anual de fondos gradualmente se incrementa de US\$6,820 en el 2011, el cual corresponde al año de inicio de la implementación de trabajos, y alcanza el monto máximo de US\$33,073 en el 2017.

El monto requerido se compara con el monto del presupuesto remanente según lo indicado en el ítem 1 anterior. Como resultado, se encontró que el “presupuesto” es suficiente para cubrir el monto requerido al inicio, y es posible utilizar el excedente de presupuesto de manera efectiva para la

capacitación. Pero habrá un déficit correspondiente al monto requerido para proyectos hidroeléctricos luego de iniciar las obras de construcción en el 2013.

Cuadro II-2.3-2 Comparación de Requerimientos Financieros para Electrificación Rural con el Monto Remanente del Presupuesto

1,000 US Dollar

	Energía Solar	Energía Hidroeléctrica	Total	Presupuesto	Diferencia
	(a)	(b)	(c=a+b)	(d)	(e=d-c)
2011	6,820	0	6,820	20,562	13,742
2012	13,640	0	13,640	20,562	6,922
2013	20,460	4,671	25,131	20,562	-4,569
2014	20,460	4,675	25,135	20,562	-4,573
2015	20,460	3,661	24,121	20,562	-3,559
2016	20,460	5,056	25,516	20,562	-4,954
2017	20,460	12,613	33,073	20,562	-12,510
2018	20,460	8,524	28,984	20,562	-8,421
2019	20,460	0	20,460	20,562	102
2020	14,677	0	14,677	20,562	5,886
Total	178,357	39,340	217,556	205,624	-11,932

(2) Financiamiento

A partir de este cuadro se considera que la electrificación rural con energía solar puede ser implementada con el nivel real del monto del presupuesto nacional. Si lo permite el sistema presupuestal, es deseable que el monto remanente sea llevado al siguiente año fiscal para una implementación constante de la electrificación rural. Por otro lado, es necesario asegurar el presupuesto para los proyectos hidroeléctricos, incluyendo la posibilidad de introducir un préstamo blando en la medida de lo posible. Con el fin de introducir crédito externo, el requisito es tener un costo de proyecto por encima de los US\$10 millones, por lo que es necesario formular un proyecto general con diversos sub-proyectos. Desde este punto de vista, es mejor incorporar todos los proyectos hidroeléctricos mini/micro en un paquete para formar un proyecto.

1) Presupuesto Nacional (incluyendo distribución de CANON)

Considerando el hecho de que el incremento de coeficiente de electrificación por ampliación de red tiene su límite y que se hace necesario promover la electrificación más costosa, es importante mostrar la actitud del gobierno de poner prioridad a la electrificación por energía renovable como una política nacional. Y eso sería realizado aumentando la contribución al fisco nacional. También tiene que incluirse la distribución de CANON. Suponiendo que el monto requerido para la electrificación por energía hidráulica es US\$5M, corresponde sólo a 0.3% del monto distribuido total de CANON Minero en 2007 (US\$1,778M); y el monto requerido para el desarrollo hidroeléctrico en los ocho mayores beneficiarios de CANON (Cajamarca, Cusco, Moquegua, Tacna, Loreto, Piura, Puno, Ucayali) ocupan 69% del costo total para la

hidroelectricidad. Por lo tanto, es importante establecer un esquema de cooperación con los gobiernos regionales/locales para implementar la electrificación rural por energía renovable, con el objeto de asegurar el presupuesto necesario.

2) **Contribución por usuarios**

Si se requiere más financiamiento, otra opción es aumentar la tasa de contribución de los usuarios. En 2006, había un ingreso de 151,572,000 Soles (US\$52,266,207) por concepto de esta categoría. Si se aumenta por 1%, podría tenerse aproximadamente más que US\$500,000/año, y cubriría un décimo del monto requerido para el desarrollo hidroeléctrico por cuatro años desde 2013.

3) **Crédito Extranjero**

La economía del Perú ha expandido en forma constante durante los últimos años, y ya no es necesario depender de créditos extranjeros para el desarrollo. Pero, en el caso de disminución del monto de impuestos debido a posible disminución de la economía al plazo corto/mediano, o disponibilidad de créditos suaves desde las instituciones financieras internacionales, sería mejor considerar la posibilidad de utilizar esos fondos. Para introducir los créditos extranjeros, el requisito es que el costo de proyecto exceda US\$10M, así que se hace necesario formular un proyecto global incluyendo varios sub-proyectos. Desde ese punto de vista, es mejor incorporar todos los proyectos hidroeléctricos mini/micro en un paquete para hacer un proyecto.

Si permite el sistema presupuestario, es deseable que el monto restante sea aplazado al año fiscal para constante implementación de la electrificación rural.

3. Uso de los Fondos

El fondo requerido para implementar el Plan Maestro puede ser dividido de manera general en cuatro categorías: estudio, construcción, operación y mantenimiento, y capacitación. El presupuesto del Fondo SPERAR debe ser utilizado para la implementación del estudio requerido, la construcción de las instalaciones de la electrificación y capacitación.

(1) Costo del Estudio

Es indispensable el estudio de pre-inversión como parte del procedimiento del SNIP mencionado en la sección II-2.2 ya que el presupuesto público es utilizado para la implementación de proyectos. Y la construcción de las centrales hidroeléctricas mini/micro requiere de diseño y supervisión durante la construcción. En muchos casos se emplean consultores locales para realizar dichos estudios. Dichos costos deben ser cubiertos por el Fondo SPERAR.

(2) Costos de Construcción

En línea con la política del Gobierno Peruano para la implementación de proyectos de electrificación rural con inversión pública, y su transferencia a la entidad local o pobladores una vez completados, el

presupuesto para la electrificación rural será utilizado para la construcción. En especial, se debe realizar la adquisición de equipos y materiales de construcción mediante compras integradas con el Fondo SPERAR, con el fin de disfrutar del beneficio económico respectivo. El costo de las obras de construcción debe ser asumido por el gobierno local a través de acuerdos previos. La tasa de contribución debe determinarse de acuerdo con el monto presupuestal del gobierno local considerando la distribución del canon.

(3) Operación y Mantenimiento

La operación y mantenimiento debe ser realizada por el beneficiario con su contribución como tarifa eléctrica. Con el fin de evitar una situación en que la tarifa eléctrica se vuelva costosa y accesible sólo para una parte de la población local, se debe considerar la aplicación activa del sistema actual de FOSE o Mecanismo de Compensación. Con dicha disposición es posible disminuir la carga de los pobladores y permitir que más personas tengan acceso al servicio de electricidad.

➤ Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

El FOSE es un sistema de subsidio cruzado entre clientes. Los clientes con mayor consumo eléctrico contribuyen con el fondo mediante un sobrecargo, el cual es distribuido para disminuir la tarifa eléctrica para los clientes con menor consumo. Independientemente de su escala, cualquier entidad registrada en el MEM puede beneficiarse del FOSE. Por consiguiente, al establecer una microempresa para la operación y mantenimiento del servicio eléctrico, es indispensable estar registrado en el MEM como una empresa de servicio eléctrico. Para el cálculo del monto del subsidio cruzado, la microempresa debe estar preparada para realizar presentaciones periódicas de datos como volumen de generación y número de clientes a OSINERGMIN.

➤ Mecanismo de Compensación

Mientras que el FOSE es un sistema de subsidio cruzado entre clientes, este Mecanismo está dirigido a ajustar la tarifa entre empresas eléctricas. Esto compensa una parte de la diferencia existente entre los Precios en Barra (es decir, el costo promedio de generación y transmisión) de los Sistemas Aislados y el sistema interconectado. Sin embargo, no se ha preparado el reglamento para la aplicación de este Mecanismo para la microempresa del sistema de energía solar. La electrificación rural con energía renovable se caracteriza por un costo de generación mayor debido a su pequeña escala, por lo que se espera una pronta aplicación de este Mecanismo.

(4) Capacitación

Con el fin de mantener la sostenibilidad de la electrificación rural con energía renovable, es indispensable la implementación de capacitación adecuada. Por consiguiente, el fondo requerido para la capacitación también debe brindarse con el Fondo SPERAR como una parte del costo de proyecto.

4. Administración Del Fondo

El Fondo SPERAR es administrado por el MEM/DPR, quien será el encargado de la preparación del presupuesto anual, contratación, y provisión del presupuesto para el estudio de pre-inversión, la compra integrada de equipo/materiales, trabajos de construcción y capacitación.

II-3 Consideración Ambiental y Social

II-3.1 Plan de Consideración Ambiental y Social para el Plan Maestro

Se dice que la electrificación mediante energía renovable tiene poco impacto en el ambiente. Sin embargo es necesaria la consideración ambiental y social en la fase de pre-factibilidad ya que el proyecto hidroeléctrico, hasta cierto punto, tiene un impacto en el uso de la tierra y de los recursos hídricos. Por consiguiente, este estudio fue clasificado en la Categoría B, la cual requiere un estudio de nivel IEE de acuerdo con la Guía JICA para Consideraciones Sociales y Ambientales. El equipo de estudio examinó los impactos y medidas ambientales de los ítems ambientales que se mencionan en la guía y que se supone ocurren cuando el proyecto es implementado.

El objetivo de la implementación del proyecto es el de maximizar el efecto de la electrificación en todas las comunidades objeto de acuerdo con el plan maestro. Para lograr este objetivo, el proyecto de electrificación debe reducir los impactos negativos y aumentar los efectos positivos en las condiciones físicas y sociales del área pertinente en el mayor grado posible. En esta sección no solo se examinaron las medidas para mitigar los impactos negativos en el ambiente, pero también las medidas usando el método de participación para que la electricidad pueda ser usada con sostenibilidad.

La consideración ambiental y social del plan maestro es descrita en la siguiente sección, y aquella del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad se describe en el Volumen II.

II-3.2 Impactos y Medidas de la Electrificación Rural mediante Energía Renovable sobre el Ambiente y la Comunidad

La electrificación mediante el sistema FV supone tener poco impacto sobre el ambiente y se utiliza para instalaciones dentro de áreas naturales protegidas. Sin embargo, el equipo de estudio concluyó que el tratamiento inapropiado de baterías usadas tiene impacto ambiental y lo examinó en el ítem de 'residuos sólidos'.

Referente a la mini/micro hidroeléctrica, por otro lado, la Ley 25844 prescribe que la generación de energía equivalente a 500 kW y menor no necesita realizar IEE ni EIA. Entre los 29 sitios que el estudio GIS del MEM encontró como potenciales para la generación de energía hidroeléctrica (ver Cuadro II-1.6.4-25), el ejecutor está obligado a aplicar el permiso de desarrollo del Gobierno Departamental únicamente para Santa Catalina en el Departamento de Loreto cuya capacidad de generación estimada por el MEM es de 620 kW. La capacidad de generación de los otros 28 sitios fue estimada en menos de 300 kW (entre los 28 sitios, 25 sitios son de 100 kW o menos) y sus instalaciones de generación son muy pequeñas; sin embargo, el equipo de estudio prevé que el impacto ambiental y social puede ocurrir con relación a varios ítems ambientales.

La siguiente Cuadro II-3.2-1 muestra el resultado del estudio referente a los impactos y medidas previstas concernientes a los planes y actividades propuestas en el plan maestro.

Cuadro II-3.2-1 Resultado del Estudio con Relación a los Impactos y Medidas Previstas

Ítem	Uso de la tierra y utilización de los recursos locales (Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	La construcción de instalaciones para la mini/micro hidroeléctrica necesita cierta área de tierra. No se conoce la condición detallada de las comunidades objeto del plan maestro, excepto por aquellas consideradas en el estudio de pre-factibilidad, y la magnitud del impacto no es clara en el presente. Sin embargo, la construcción de instalaciones tiene la posibilidad de generar impacto en el uso real de la tierra y en la utilización de los recursos en general.
Medidas	El ejecutor deberá realizar un estudio de campo para entender el uso real y el interés del lugar planeado al inicio del proyecto. Es necesario hacer un diseño para minimizar el impacto sobre el uso real y generar consenso sobre la implementación del proyecto a través de un intercambio de opinión con los derecho-habitantes.
Calificación	D: Impacto de bajo nivel puede ocurrir. Se requiere una investigación y evaluación más detallada en cada comunidad.
Ítem	Gente pobre, indígenas y etnias (Sistema FV y Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	<p>En el momento de planeación del plan maestro, no se obtiene la información de cada comunidad objeto de la electrificación mediante energía renovable. Sin embargo, se supone que existe un número de comunidades nativas en ellas ya que aproximadamente once mil comunidades objeto están ubicadas principalmente en áreas remotas lejos de las ciudades y vías troncales. Se ha reportado que los derechos de la población indígena en las comunidades nativas son en general abusados por foráneos y que viven en condiciones de economía vulnerable y mínima asistencia política (Ver I-8.5).</p> <p>En consideración de esta situación, se prevé que los foráneos, como los gobiernos locales, van a tomar la iniciativa del proyecto y que las intenciones de los habitantes serán ignoradas. También se prevé que el área de los indígenas dentro del área del proyecto tendrá desventajas por el proyecto.</p>
Medidas	<p>El ejecutor necesita entender la situación real revisando la lista de comunidades nativas preparada por el RENIEC (Registro Nacional de Identificación y Estado Civil) y ONPE (Oficina Nacional de Procesos Electorales) en el estudio de perfil.</p> <p>En las comunidades donde habitan indígenas, se le aconseja al ejecutor realizar un estudio sobre la organización social, relación social y costumbres en la comunidad durante el estudio de pre-factibilidad, con el fin de entender el capital social y las condiciones de vida reales de la población en mención.</p> <p>Con base en esta información, es aconsejable realizar un plan de implementación considerando el uso de la tierra del sitio del proyecto para evitar desventajas para la población indígena. Adicionalmente, es indispensable que los habitantes comprendan claramente el contenido del proyecto. Será efectiva la comunicación y explicación llevada a cabo con material en lenguaje étnico, así como la realización de análisis de problemas y planeación por los mismos habitantes usando el método participativo.</p>
Calificación	C: No se espera un impacto fuerte, pero hay impacto en algunas ocasiones.
Ítem	Género (Sistema FV, Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	<p>Como las comunidades que son objeto del plan maestro están dispersas en todas las regiones del país, la condición del desarrollo humano de las mujeres y grado de participación en las actividades sociales es diverso. Pero el estudio social en las comunidades electrificadas muestra que las mujeres prácticamente no participan en la capacitación sobre el uso de las instalaciones de energía, ni en el mantenimiento de las baterías. También muestra que el grado de participación de la mujer en las actividades de la comunidad es bajo.</p> <p>Consecuentemente, se presume que las mujeres tendrán dificultad para participar en la ilustración y capacitación planeada por el plan maestro previo a la implementación del proyecto y en la organización gerencial luego del inicio del servicio de energía; y existe una posibilidad para que la electrificación corrija la inequidad de género en lo relacionado con el desarrollo social.</p>

Medidas	Es importante que el MEM y el gobierno local den consejo y apoyo a los habitantes para involucrar a la mujer en la ilustración, capacitación y organización gerencial. Debido a que la condición de género varía de región a región, el apoyo y ayuda deben ser concretos correspondiendo a las condiciones del área específica, basándose en un claro entendimiento de la misma. Para esto, las medidas necesitan ser examinadas mediante análisis de género usando el método participativo.
Calificación	C: No se espera un impacto fuerte, pero hay impacto en algunas ocasiones.
Ítem	Distribución desigual de los beneficios y perjuicios & conflicto de intereses Local (Sistema FV, mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	El estudio sobre comunidades en los sitios del estudio de pre-factibilidad encontró que una cantidad asequible de electricidad para más de la mitad de las viviendas es menor que la cantidad necesaria estimada en el plan maestro. El estudio también muestra que existe una deferencia considerable dentro de una comunidad y que hay viviendas que pueden recibir el servicio de energía eléctrica y otras no. Por consiguiente, se prevé que la electrificación traerá una distribución desigual de los beneficios eléctricos entre las viviendas que pueden costear el servicio y las que no.
Medidas	El plan maestro propone que MEM/DPR establezca el sistema de ayuda financiera para que la gente pobre pueda usar la electricidad.
Calificación	C: No se espera un impacto fuerte, pero hay impacto en algunas ocasiones.
Ítem	Herencia Cultural & Flora, fauna y biodiversidad (Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	La base de datos de MEM muestra que existen 519 comunidades en 29 sitios que son objeto de proyectos de mini/micro hidroeléctricas. Entre ellos, tres comunidades en el sitio de Rio Iparia y una comunidad en el sitio de Shinipo (todas en el Departamento de Ucayali) están consideradas como reserva comunal (pero no es claro si el área de reserva cubre toda la comunidad o no). También, una parte o la comunidad entera de siete sitios está designada como zona de delimitación del área protegida. Se prevé que el proyecto puede generar impacto en el ambiente si el área del proyecto está incluida en el área protegida.
Medidas	<p>La Ley de las Áreas Naturales Protegidas de Perú prescribe que el ejecutor debe realizar los estudios para el IEE y EIA para examinar los posibles problemas ambientales y las medidas de mitigación, si el proyecto en mención será dentro de la reserva comunal y en la zona de delimitación. El ejecutor debe enviar el resultado del estudio al INRENA y recibir el permiso correspondiente (ver I-9.1.4).</p> <p>Por consiguiente, se aconseja seguir el siguiente proceso para tratar con la implementación en los sitios arriba mencionados: Primero, confirmar la delimitación, topografía y ubicación de la comunidad con el INRENA; luego, realizar el estudio de campo; tercero, confirmar los límites del área protegida y del área de delimitación en el lugar; cuarto, encontrar el plan alternativo (es decir, la ubicación de las instalaciones de generación fuera del área protegida). Si la entrada o comunidades beneficiarias están dentro del área protegida o del área de delimitación, es aconsejable que el ejecutor considere cambiar el plan del sistema hidroeléctrico al sistema FV.</p> <p>En el caso de que sólo unas pocas comunidades de todo el sitio del proyecto se encuentren dentro del área protegida o de delimitación, un tipo diferente de electrificación (FV e hidroeléctrica) puede causar una distribución desigual del beneficio. Es necesaria una discusión e intercambio de información en la audiencia pública.</p>
Calificación	D: Impacto de bajo nivel puede ocurrir. Se requiere una investigación y evaluación más detallada en cada comunidad.

Ítem	Uso y derechos del agua (Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	<p>Como el agua es tomada del río y regresada al mismo una cierta distancia corriente abajo para la generación de energía, el nivel del agua del río cae entre la entrada y el punto de descarga. Como el volumen preciso de agua, la posición apropiada para la entrada y el punto de descarga, el uso y derechos del agua no son estudiados en este momento, exceptuando el caso de los sitios del estudio de pre-factibilidad.</p> <p>Adicional a esto, en el sistema de mini/micro hidroeléctrica, el agua usada para la generación de energía es básicamente regresada al río dentro del área del proyecto y no causa impacto en las comunidades ubicada río abajo.</p>
Medidas	<p>El ejecutor debe entender el uso y derechos del agua al inicio de la implementación del proyecto. Si se encuentra el problema de los derechos del agua, el ejecutor tiene que hacer un plan para estabilizar el nivel del agua, reuniéndose con los usuarios y generando consenso sobre el proyecto. Si existe un sistema de irrigación, el ejecutor necesita aplicar por el derecho del agua al Ministerio de Agricultura.</p> <p>El descargue de agua varía año tras año. Por consiguiente, es altamente recomendado que el ejecutor recolecte datos hidrológicos de diferentes años y los analice más detalladamente.</p>
Calificación	D: Impacto de bajo nivel puede ocurrir. Se requiere una investigación y evaluación más detallada en cada comunidad.
Ítem	Topografía y características geológicas (Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	<p>Generalmente en proyectos de hidroeléctricas, la construcción de la central eléctrica, el canal de alimentación, o la línea de transmisión cambia las características geográficas. Sin embargo, se espera que el impacto en la topografía y características geológicas sea mínimo debido a que la capacidad de generación es menor a 300 kW y las dimensiones de las instalaciones de generación son pequeñas, exceptuando el caso de Santa Catalina.</p> <p>Por otro lado, la distancia entre la carretera o río y las instalaciones de generación es mayor a 1 km en 20 sitios entre 22 sitios cuya distancia se menciona en la base de datos de MEM. El camino de acceso debe ser construido en estos sitios; pero, como resultado, es factible que haya transformación de las características geográficas acá.</p>
Medidas	<p>Aunque la capacidad de generación es pequeña, el ejecutor debe hacer un plan para evitar la erosión y otros impactos, y supervisar el apropiado trabajo de construcción.</p> <p>En los sitios donde es necesaria la construcción del camino de acceso, el ejecutor debe diseñar un camino de la menor escala que pueda ser usado para el transporte de materiales y así minimizar el cambio de la topografía.</p> <p>En el caso de que el cambio de la topografía sea grande, es aconsejable que el ejecutor considere el cambio de tipo de generación al sistema FV considerando el resultado de la evaluación económica.</p>
Calificación	C: No se espera un impacto fuerte, pero hay impacto en algunas ocasiones.
Ítem	Contaminación del agua (Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	Materiales como el concreto usado para la construcción de plantas hidroeléctricas, contienen ingredientes químicos. Si estos son dispuestos en el río, esto puede causar contaminación del agua.
Medidas	El ejecutor hace un plan de construcción que minimiza la contaminación del agua. En la etapa de construcción, el ejecutor deberá supervisar el trabajo de ingeniería del contratista desde el punto de vista ambiental.
Calificación	D: Impacto de bajo nivel puede ocurrir. Se requiere una investigación y evaluación más detallada en cada comunidad.

Ítem	Residuos sólidos (Sistema FV)
Impacto Previsto	El número de viviendas que son objeto de electrificación mediante el sistema FV en el plan maestro alcanza aproximadamente 260 mil. En el ámbito nacional, la calidad y capacidad de tratamiento y reciclaje de baterías usadas es limitada. A medida que el número de sitios del proyecto aumenta, se supone que el reciclaje será más difícil. Como resultado, se prevé que ocurrirá contaminación del agua y del aire por ácido y plomo debido a tratamiento inapropiado en las pequeñas fábricas.
Medidas	El plan maestro propone establecer el sistema de reciclaje de baterías: las baterías usadas por el sistema FV serán recolectadas, tratadas y reutilizadas por los usuarios de FV (referirse a II-1.1.4). También sugiere que MEM/DPR deben tomar la iniciativa de dar directrices administrativas, con la colaboración del Ministerio de Producción el cual está a cargo del tratamiento de residuos sólidos, y el Ministerio de Salud responsable por la salud industrial, a las fábricas que descargan contaminantes a través de tratamiento de rebozados y reciclaje.
Calificación	C: No se espera un impacto fuerte, pero hay impacto en algunas ocasiones.
Ítem	Residuos sólidos (Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	Como no hay un marco legal para el control, se prevé que puede ocurrir contaminación del agua y polución por polvo durante la construcción si los materiales de construcción son vertidos al río o dejados en el sitio.
Medidas	El ejecutor debe supervisar al contratista de construcción de manera apropiada durante la etapa de construcción. También, según la necesidad, se recomienda que el MEM/DPR dé directrices administrativas a los violadores.
Calificación	D: Impacto de bajo nivel puede ocurrir. Se requiere una investigación y evaluación más detallada en cada comunidad.
Ítem	Ruido y vibración (Mini/micro hidroeléctrica)
Impacto Previsto	Aunque la capacidad de generación es de nivel mini/micro, se prevé ruido y vibración hasta cierto punto.
Medidas	El ejecutor necesita manejar la construcción y la operación evitando que el ruido y la vibración excedan las proyecciones. Si es posible, se aconseja construir las instalaciones en un lugar donde el impacto a las comunidades sea bajo. También se aconseja que el ejecutor informe con anticipación sobre el cronograma de construcción a la población circundante.
Calificación	D: Impacto de bajo nivel puede ocurrir. Se requiere una investigación y evaluación más detallada en cada comunidad.

Nota: Clasificación de Evaluación

A: Se espera un impacto serio.

B: Se espera impacto hasta cierto punto.

C: No se espera un impacto fuerte, pero hay impacto en algunas ocasiones.

D: Impacto de bajo nivel puede ocurrir. Se requiere una investigación y evaluación más detallada en cada comunidad.

Fuente: Equipo de estudio de JICA, 2008