



**“Análisis de costos y beneficios para el despliegue de un sistema de medición
inteligente en Lima Metropolitana”**

**Tesis presentada en satisfacción de los requerimientos para obtener el grado de
Maestro en Gestión de la Energía por:**

Carlos Alberto Muñoz Medina

Fernando Igor Pérez Cortez

Melissa Janeth Murrieta Vásquez

Sócrates Franz Vela Coral

Programa de la Maestría en Gestión de la Energía

Lima, 14 de setiembre del 2019

Esta Tesis

**“Análisis de costos y beneficios para el despliegue de un sistema de medición
inteligente en Lima Metropolitana”**

.....

Edwin Quintanilla Acosta (Jurado)

.....

Miguel Révolo Acevedo (Jurado)

.....

César Fuentes Cruz (Asesor)

Universidad ESAN

2019

DEDICATORIA

Muñoz Medina, Carlos Alberto

A los docentes de la Maestría en Gestión de la Energía de la Universidad ESAN, por su compromiso responsabilidad y profesionalismo.

Murrieta Vásquez, Melissa Janeth

Dedico este trabajo a mis Padres por todo el esfuerzo, enseñanzas y apoyo que siempre me han brindado, para mi adorado hijo Liam por ser el motor de mi vida y a mi querido esposo por su ayuda permanente.

Pérez Cortez, Fernando Igor

A mi querida esposa Diana, por el soporte incondicional para el desarrollo del presente trabajo, a mis hijas Brissa y Lucia por ser mi constante motivación y a mis padres Ana y Reynaldo por su buen ejemplo e inspiración.

Vela Coral, Sócrates Franz

A mis Padres por todo el esfuerzo que han realizado hasta hoy, enseñanzas y gran apoyo que siempre me brindan, para mi adorado hijo Liam por ser el motor de mi vida y a mi amada esposa por su apoyo incondicional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	iv
LISTA DE TABLAS.....	ix
LISTA DE GRÁFICAS	xiii
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	xv
LISTA DE ANEXOS.....	xvii
AGRADECIMIENTOS	xviii
CURRICULUM VITAE DE LOS AUTORES.....	xix
RESUMEN EJECUTIVO	xxiii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Descripción del problema.....	1
1.3. Objetivos de la investigación.....	2
1.3.1. <i>Objetivo general</i>	2
1.3.2. <i>Objetivos específicos</i>	2
1.4. Alcances y limitaciones de la tesis	2
1.5. Metodología.....	3
1.5.1. <i>Metodología del panel de expertos</i>	3
1.5.2. <i>Análisis de costo-beneficio (CBA-siglas en inglés)</i>	4
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	6
2.1. Infraestructura de Medición Avanzada (IMA).....	8
2.1.1. <i>Medidor Inteligente (MI)</i>	8
2.1.2. <i>Infraestructura de Comunicación y procesamiento de datos</i>	9
2.1.3. <i>Pantalla del usuario para visualización</i>	11
2.2. Beneficios del despliegue de un sistema de medición inteligente.....	12
2.2.1. <i>Gestión de la Demanda</i>	12

2.2.2.	<i>Integración del vehículo eléctrico</i>	17
2.2.3.	<i>Integración de las energías renovables (Generación distribuidas)</i>	17
2.3.	Beneficios Económicos de las Empresas de Distribución Eléctrica (EDE) ..	18
2.3.1.	<i>Beneficio por disminuir el tiempo de interrupción del servicio en situaciones de falla eléctrica</i>	18
2.3.2.	<i>Beneficios por facilidades para detectar fraude o robo de energía</i>	18
2.3.3.	<i>Beneficio por mejoras en la gestión</i>	18
2.3.4.	<i>Beneficios por reducción de pérdidas por fugas a tierra</i>	19
2.3.5.	<i>Beneficios por la optimización de inversiones en Infraestructura y Contratación con la generación eléctrica</i>	19
2.3.6.	<i>Beneficios Adicionales</i>	19
2.4.	Conceptos Complementarios	20
2.4.1.	<i>Calidad de Servicio</i>	20
2.4.2.	<i>Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid)</i>	20
2.4.3.	<i>Tarifación Horaria</i>	21
2.4.4.	<i>Generación Distribuida</i>	21
2.4.5.	<i>Reducción de emisiones de carbono y el calentamiento global</i>	22
CAPÍTULO III. MARCO CONTEXTUAL		23
3.1	Contexto Nacional	23
3.2	Situación actual de la Atención de procesos Comerciales	26
3.2.1	<i>Gestión Automatizada con Medidores Inteligentes</i>	26
3.3	Proyectos de Empresas de Distribución Eléctrica para Implementación de Medición Inteligente	29
3.3.1	<i>Proyecto de Implementación de Medición Inteligente – Luz del Sur</i>	30
3.3.2	<i>Proyecto de Implementación de Medición Inteligente ENEL</i>	31
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE LAS EXPERIENCIAS INTERNACIONALES		32
4.1.	Contexto internacional de la implementación del medidor inteligente	32

4.1.1	<i>Estados Unidos</i>	32
4.1.2	<i>Unión Europea</i>	35
4.2.	Comparación de Precios de la Energía Eléctrica.....	38
4.1.3	<i>Latinoamérica</i>	39
4.1.4	<i>Europa</i>	41
4.3.	Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita).....	41
4.4.	Estructura del mercado de suministro de electricidad	43
CAPÍTULO V. PRINCIPALES BARRERAS DE ENTRADA		46
5.1.	Barreras tecnológicas.....	46
5.2.	Barreras regulatorias.....	47
5.3.	Barreras sociales	49
5.3.1.	<i>Impacto sobre la protección y seguridad de datos y del sistema</i>	49
5.3.2.	<i>Impacto sobre la salud y seguridad personal</i>	50
5.3.3.	<i>Impacto sobre los niveles de precisión de la facturación</i>	50
5.3.4.	<i>Impacto por el precio del medidor</i>	50
CAPÍTULO VI. PANEL DE EXPERTOS		52
6.1.	Cuestionario.....	53
6.2.	Resumen	59
CAPÍTULO VII. ANALISIS COSTO BENEFICIO		61
7.1.	Escenario del Caso Base.....	62
7.2.	Escenario del caso de funcionalidad avanzada.....	63
7.3.	Premisas generales para el análisis costo beneficio	64
7.4.	Costos por inversiones a realizar (CAPEX)	66
7.4.1.	<i>Inversión en compra de los Medidores Inteligente, certificación y calibración de los equipos</i>	66
7.4.2.	<i>Inversión en la instalación de los M.I.</i>	66

7.4.3.	<i>Inversión en el sistema de gestión de los M.I.</i>	66
7.4.4.	<i>Inversión en sistemas de telecomunicaciones</i>	67
7.4.5.	<i>Otras inversiones – Gestión Comercial</i>	67
7.5.	Costos por nuevos gastos operativos (OPEX).....	77
7.5.1.	<i>Costos de operación del sistema de medición inteligente</i>	77
7.5.2.	<i>Costos de operación del sistema de telecomunicaciones</i>	77
7.5.3.	<i>Nuevos costos de operación en campo</i>	77
7.5.4.	<i>Nuevos costos por procesos no óptimos durante la etapa de despliegue masivo</i> 78	
7.6.	Ahorro y Beneficios de la Empresa de Distribución Eléctrica.....	83
7.7.	Ahorro y Beneficios de la Sociedad	97
7.8.	Escenario caso Funcionalidades Avanzadas	106
7.9.	Distribución Porcentual de los costos y beneficios calculados	107
7.10.	Costos y ahorros unitarios	108
7.10.1.	<i>Escenario Caso Base – 4 años de despliegue</i>	109
7.10.2.	<i>Escenario Caso Base – 8 años de despliegue</i>	110
7.10.3.	<i>Escenario Caso Funcionalidad Avanzada-4 años de despliegue</i>	110
7.11.	Distribución mensual de los costos calculados	111
7.12.	Análisis de Sensibilidad	113
7.12.1.	<i>Escenario Caso Base – 4 años de despliegue</i>	113
7.12.2.	<i>Escenario Caso Base – 8 años de despliegue</i>	114
7.12.3.	<i>Escenario Caso Funcionalidad Avanzada-4 años de despliegue</i>	115
7.12.4.	<i>Escenario Caso Funcionalidad Avanzada-8 años de despliegue</i>	116
CAPÍTULO VIII PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACION		118
8.1.	Implementación del Proyecto Piloto	118
8.2.	Despliegue masivo del sistema de medición inteligente	121

CAPÍTULO IX. CONCLUSIONES	124
Anexos 1: Encuesta a Panel de Expertos	129
Anexos 2: Datos de las empresas distribuidoras Memorias anuales.....	149
Anexos 3: Términos de Referencia para el cálculo del Valor Agregado de Distribución – OSINERGMIN – Sistema de Medición Inteligente Datos de las empresas distribuidoras Memorias anuales.....	151
Anexos 4: Determinación de los Ahorros de la Empresa de Distribución Eléctrica en Lima – Período de Despliegue 4 años	154
Anexos 5: Determinación de los Ahorros de la Empresa de Distribución Eléctrica en Lima – Período de Despliegue 8 años	164
BIBLIOGRAFÍA.....	175

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1 Carga En P.U De Usuario Comercial Típico.....	15
Tabla 2-2 Carga En P.U De Usuario Industrial Típico	16
Tabla 3-1 Reconocimiento Tarifario (S/ / Kw-Mes).....	26
Tabla 3-2 Cantidad De Medidores A Instalar Proyecto Piloto	31
Tabla 4-1 Evaluación Comparativa Del Despliegue De Medidores Inteligentes	37
Tabla 4-2 Tarifas Eléctricas En Latinoamérica 4to Trimestre Del 2018	40
Tabla 4-3 Consumo De Energía Eléctrica Per Cápita	43
Tabla 7-1 Escenarios Y Parámetros Para El Despliegue Masivo	62
Tabla 7-2 Ahorro Considerado Para Cada Segmentación De Clientes	64
Tabla 7-3 Premisas Para El Ahorro Costo Beneficio.....	65
Tabla 7-4 Datos De Clientes De La Empresa De Distribución Luz Del Sur	67
Tabla 7-5 Datos De Clientes De La Empresa De Distribución Enel	67
Tabla 7-6 Cantidad De Clientes De Lima Por Tipo De Conexión.....	68
Tabla 7-7 Precios De Medidor Inteligente Por Tipo De Conexión – Escenario Caso Base	68
Tabla 7-8 Precios De Medidor Inteligente Por Tipo De Conexión – Escenario Caso Funcionalidad Avanzada	68
Tabla 7-9 Precios De Otros Componentes Y Del Sistema De Gestión De Medición Inteligente.....	68
Tabla 7-10 Costos De Instalación Unitarios	69
Tabla 7-11 Proyección De Cantidad De Medidores Existentes Por Año.....	70
Tabla 7-12 Proyección De Cantidad De Medidores A Desplegar Por Año – 4 Años Para El Despliegue	71
Tabla 7-13 Proyección De Cantidad De Concentradores A Desplegar Por Año – 4 Años Para El Despliegue.....	72
Tabla 7-14 Resumen De Costos De Inversión – 4 Años Para El Despliegue (Usd)....	73
Tabla 7-15 Proyección De Cantidad De Medidores A Desplegar Por Año – 8 Años Para El Despliegue	74

Tabla 7-16 Proyección De Cantidad De Concentradores A Desplegar Por Año – 8 Años Para El Despliegue.....	75
Tabla 7-17 Resumen De Costos De Inversión – 8 Años Para El Despliegue (Usd)....	76
Tabla 7-18 Costos De Operación Del Sistema De Telecomunicaciones	79
Tabla 7-19 Datos Empleados Para Estimar Los Costos De Mantenimiento O Reposición Por Fallas De Equipos	79
Tabla 7-20 Datos Empleados Para Calcular Los Costos Por Ineficiencias Operativas	79
Tabla 7-21 Resumen De Costos De Operación Y Mantenimiento – 4 Años Para El Despliegue (Usd).....	81
Tabla 7-22 Resumen De Costos De Operación Y Mantenimiento – 8 Años Para El Despliegue (Usd).....	82
Tabla 7-23 Datos Empleados Para Estimar Los Ahorros En El Proceso De Lectura ..	83
Tabla 7-24 Datos Empleados Para Estimar Los Ahorros En Los Procesos De Corte Y Reconexión.....	84
Tabla 7-25 Energía Vendida Por Las Empresas Distribuidoras De Lima	84
Tabla 7-26 Distribución De Pérdidas Comerciales De Energía.....	85
Tabla 7-27 Datos A Emplear En El Cálculo De Los Beneficios Alcanzados Por Reducción De Pérdidas Comerciales	86
Tabla 7-28 Datos Empleados Para El Cálculo Del Beneficio Por Mayores Ventas De Energía En Menores Tiempos De Reconexión	86
Tabla 7-29 Datos Empleados Para El Cálculo Del Beneficio En Gestión Comercial .	87
Tabla 7-30 Datos Empleados Para El Cálculo De Los Ahorros Por Mejoras En La Atención De Emergencias.....	88
Tabla 7-31 Datos Empleados Para Calcular La Reducción En Compensaciones Y Multas Por Calidad De Tensión	89
Tabla 7-32 Datos Empleados Para Calcular El Ahorro Por Reducción En Las Fallas Por Sobrecarga De Transformadores De Potencia.....	89
Tabla 7-33 Monto En Usd Empleado Por Las Empresas Distribuidoras En Contraste De Medidores	90
Tabla 7-34 Costo Unitario Por La Actividad De Reparto De Facturas Eléctricas.....	90
Tabla 7-35 Datos Empleados Para Calcular El Menor Capex Esperado Para La Empresa De Distribución Eléctrica	90

Tabla 7-36 Ahorros Y Beneficios Obtenidos Por La Empresa De Distribución Eléctrica – 4 Años Para El Despliegue (Usd)	92
Tabla 7-37 Ahorros Y Beneficios Obtenidos Por La Empresa De Distribución Eléctrica – 8 Años Para El Despliegue (Usd)	94
Tabla 7-38 Segmentación De Clientes Por Su Consumo Promedio De Energía En Kwh	98
Tabla 7-39 Proyección Del Consumo De Energía En Lima (Kwh).....	99
Tabla 7-40 Ahorro De Energía Proyectado Para Los Clientes En Lima – 4 Años De Despliegue (Usd).....	100
Tabla 7-41 Ahorro De Energía Proyectado Para Los Clientes En Lima – 8 Años De Despliegue (Usd).....	101
Tabla 7-42 Premisas Empleadas Para El Cálculo De Beneficios Por Desplazamiento De La Carga	102
Tabla 7-43 Beneficios Esperados Por El Desplazamiento De La Carga – 4 Años De Despliegue (Usd).....	103
Tabla 7-44 Beneficios Esperados Por El Desplazamiento De La Carga – 8 Años De Despliegue (Usd).....	104
Tabla 7-45 Distribución De La Cantidad De Clientes Finales Por Tipo Y/O Consumo Final De Energía (Kwh)	109
Tabla 7-46 Distribución De Beneficios Por Tipo De Cliente	109
Tabla 7-47 Beneficio Neto Final Para El Cliente.....	109
Tabla 7-48 Beneficios Para El Distribuidor Y Para La Sociedad	110
Tabla 7-49 Beneficio Neto Final Para El Cliente.....	110
Tabla 7-50 Beneficio Neto Final Para El Cliente.....	110
Tabla 7-51 Beneficio Neto Final Para El Cliente.....	111
Tabla 7-52 Cargo Mensual Para El Pago Del Sistema De Medición Por Escenario .	111
Tabla 7-53 Estimación Del Incremento Del Gasto Mensual Por Sector Socioeconómico	112
Tabla 7-54 Sensibilidad Con Variación De La Tasa De Descuento	113
Tabla 7-55 Sensibilidad Con Variación Del Precio De Venta De La Energía.....	114
Tabla 7-56 Sensibilidad Con Variación Del % De Ahorro De Energía Para Usuarios Residenciales Con Consumos Mayores A 125kwh	114

Tabla 7-57 Sensibilidad Con Variación De La Tasa De Descuento	114
Tabla 7-58 Sensibilidad Con Variación Del Precio De Venta De La Energía.....	115
Tabla 7-59 Sensibilidad Con Variación Del % De Ahorro De Energía Para Usuarios Residenciales Con Consumos Mayores A 125kwh	115
Tabla 7-60 Sensibilidad Con Variación De La Tasa De Descuento	115
Tabla 7-61 Sensibilidad Con Variación Del Precio Promedio De Venta De Energía	116
Tabla 7-62 Sensibilidad Con Variación Del % De Ahorro De Energía Para Usuarios Residenciales Con Consumos Mayores A 125kwh	116
Tabla 7-63 Sensibilidad Con Variación De La Tasa De Descuento	116
Tabla 7-64 Sensibilidad Con Variación Del Precio Promedio De Venta De Energía	117
Tabla 7-65 Sensibilidad Con Variación Del % De Ahorro De Energía Para Usuarios Residenciales Con Consumos Mayores A 125kwh	117

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1 Flujo Del Análisis De Costo-Beneficio	5
Gráfica 2-1 Principales Beneficios Con La Implementación De Los Sistemas De Medición Inteligente	7
Gráfica 2-2 Infraestructura De Medición Avanzada (Ima)	11
Gráfica 2-3 Desplazamiento De La Carga	13
Gráfica 2-4 Efecto De Implementación Del Programa De Gestión De La Demanda En El Mercado Eléctrico.....	14
Gráfica 2-5 Diagrama De Carga En P.U. De Usuario Comercial Típico	15
Gráfica 4-1 Cuadro De Penetración De Despliegues Por Países	32
Gráfica 4-2 Instalación De Medidores Inteligentes En Eeuu	34
Gráfica 4-3 Despliegue De Instalación De M.I. Por Estado De Ee. Uu. Al 2016	34
Gráfica 4-4 Estado Del Despliegue De Los Medidores Inteligentes En Europa A Junio Del 2019	36
Gráfica 4-5 Evolución De La Fecha De Cumplimiento Del Despliegue De Los Medidores Inteligentes.	38
Gráfica 4-6 Precios De La Electricidad A Nivel Global	39
Gráfica 4-7 Tarifas Eléctricas En Latinoamérica 4to Trimestre Del 2018	40
Gráfica 4-8 Tarifas Eléctricas De Consumidores Residenciales, Segundo Semestre 2018.....	41
Gráfica 4-9 Consumo De Energía Eléctrica (Kwh Per Cápita), 2014.....	42
Gráfica 4-10 Consumo De Energía Eléctrica Per Cápita	42
Gráfica 4-11 Estructura Del Mercado Eléctrico Peruano.....	44
Gráfica 4-12 Estructura Del Mercado Eléctrico Español.....	44
Gráfica 4-13 Mercados De Energía Liberalizados A Nivel Global.	45
Gráfica 5-1 Barreras Identificadas Para El Despliegue De Los M.I.	46
Gráfica 7-1 Resumen De Costos De Inversión, Operación Y Beneficios Alcanzado Por Las Empresas De Distribución Eléctrica – 4 Años	96

Gráfica 7-2 Resumen De Costos De Inversión, Operación Y Beneficios Alcanzado Por Las Empresas De Distribución Eléctrica – 8 Años	96
Gráfica 7-3 Resumen De Costos De Inversión, Operación Y Beneficios Alcanzado Por Las Empresas De Distribución Eléctrica Y La Sociedad – 4 Años En Mm\$	105
Gráfica 7-4 Resumen De Costos De Inversión, Operación Y Beneficios Alcanzado Por Las Empresas De Distribución Eléctrica Y La Sociedad – 8 Años En Mm\$	105
Gráfica 7-5 Resumen De Costos De Inversión, Operación Y Beneficios Alcanzado Por Las Empresas De Distribución Eléctrica Y La Sociedad – 4 Años En Mm\$ – Escenario De Funcionalidad Avanzada	106
Gráfica 7-6 Resumen De Costos De Inversión, Operación Y Beneficios Alcanzado Por Las Empresas De Distribución Eléctrica Y La Sociedad – 8 Años En Mm\$– Escenario De Funcionalidad Avanzada	107
Gráfica 7-7 Distribución De Costos Totales Para La Implementación De Los Medidores Inteligentes – Caso Base – Despliegue 4 Años.....	108
Gráfica 7-8 Distribución De Beneficios Totales Para La Implementación De Los Medidores Inteligentes-Caso Base – Despliegue 4 Años	108
Gráfica 7-9 Mediana Del Consumo Eléctrico Según Nivel Socioeconómico En Lima Metropolitana	112

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CAPEX

Gastos de capital (Capital Expenditures)

CBA

Análisis Costo Beneficio (Cost-benefit analysis)

COES

Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional

DL

Decreto Ley

DR

Respuesta a la demanda (Demanda response)

DS

Decreto Supremo

EDE

Empresa de distribución de Eléctrica. Es el Operador del sistema de distribución.

FERC

Federal Energy Regulatory Commission

Fx

Forex

GPRS

General Packet Radio Service

GWh

GigaWatt Hora

IMA

Infraestructura de medición Inteligente.

LCE

Ley de concesiones Electricas

MI

Medidor Inteligente

MWh

MegaWatt hora

OPEX

Gastos de Operación (Operation Expenditures)

OSINERGMIN

Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía y Minería

PBI

Producto Bruto Interno

PITEC

Proyecto de innovación tecnológica

PLC

Power Line Communication

PLP

Peak load Pricing

P.U.

Por Unidad

RER

Recurso Energético Renovable

RF

Radio Frecuencia

RLCE

Reglamento Ley de concesiones eléctricas

SAIDI

Índice de duración promedio de interrupción del sistema

SEIN

Sistema Interconectado Nacional

SAIFI

Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema

SCADA

Supervisor de control y adquisición de datos SM Smart meter

TC

Tipo de Cambio

VAD

Valor agregado de distribución.

LISTA DE ANEXOS

Anexos 1: Encuesta A Panel De Expertos	129
Anexos 2: Datos De Las Empresas Distribuidoras Memorias Anuales	149
Anexos 3: Términos De Referencia Para El Cálculo Del Valor Agregado De Distribución – Osinergmin – Sistema De Medición Inteligente Datos De Las Empresas Distribuidoras Memorias Anuales	151
Anexos 4: Determinación De Los Ahorros De La Empresa De Distribución Eléctrica En Lima – Período De Despliegue 4 Años	154
Anexos 5: Determinación De Los Ahorros De La Empresa De Distribución Eléctrica En Lima – Período De Despliegue 8 Años	164

AGRADECIMIENTOS

Un especial agradecimiento a nuestro asesor César Fuentes, PhD. por su asesoría y gran apoyo.

CURRICULUM VITAE DE LOS AUTORES

CARLOS ALBERTO MUÑOZ MEDINA

Profesional con más de 20 de experiencia en el área de distribución de energía, docente titular en la Universidad Nacional de Ingeniería y Gerente General de COVIEM.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

- 1995 - **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**
Actualidad Cargo: Profesor Titular del Curso de Sistema de Protección Eléctrica
Profesor alterno de los cursos de Instalaciones eléctricas industriales e interiores en la especialidad de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
- 1995 - **COVIEM S.A**
Actualidad Elaboración de proyectos y ejecución de sistemas electromecánicos para minera Yanacocha- Cajamarca; Petrobras- Lote 10; SNC lavalin, Plataformas Marinas – Tumbes; 60 mil lotes electrificados en el territorio Nacional
Cargo: Gerente General
- 1987 - 1995 **ELECTROLIMA S.A.-LUZ DEL SUR S.A.A**
Cargo: Responsable del sector de Comercialización, proyectos, construcción y mantenimiento de sistema de distribución Eléctrica.

FORMACION PROFESIONAL

- 2017 – 2019 **ESAN Graduate School of Business**
Maestría en Gestión de la Energía
BOURNEMOUTH ELECTRICITY BOARD (Inglaterra)
Sistemas Eléctricos
ELECTROPAULO (Sao Paulo -Brasil)
Distribución Eléctrica
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
Auditoria Energética
MTE CORPORATION (Milwaukee – USA)
Calidad de Energía Eléctrica
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
(Monterrey – México)
Protección Eléctrica de Líneas de Transmisión y Sistemas de Distribución
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Ingeniero Electricista

FERNANDO IGOR PÉREZ CORTEZ

Profesional con 10 años de experiencia en las áreas de operación y mantenimiento de sistemas eléctricos de potencia. Egresado en el tercio superior de la especialidad de Ing. Eléctrica de la Universidad Nacional de Ingeniería, con sólida formación técnica y en valores, con carácter proactivo, dinámico, minucioso y orientado en la consecución de resultados.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

- Mar. 2015 – **COMPAÑÍA MINERA ANTAMINA S.A.**
Actualidad Complejo minero polimetálico a tajo abierto que produce concentrados de cobre, zinc, bismuto y molibdeno.
Cargo: Supervisor de Sistemas de Potencia .
Principales funciones: Supervisión de la operación y mantenimiento del sistema de potencia del complejo minero Antamina y del puerto Punta Lobitos en Huarmey.
- Nov. 2014 – **ABB PERÚ S.A.**
Feb. 2015 Líder tecnológico a nivel global en los rubros de energía y automatización.
Cargo: Business Developer-PPTR Field Service
Principales funciones: Análisis de mercado y desarrollo de servicios innovadores para el área de Servicios de Transformadores.
- Nov. 2014 – **CORPORACIÓN ACEROS AREQUIPA**
Ene. 2011 Empresa Siderúrgica líder del mercado peruano con más de 50 años de experiencia ofreciendo productos y servicios de calidad internacional.
Cargo: Supervisor General Mantto. Eléctrico Planta Acería
Principales funciones: Supervisión del mantenimiento de la Planta de Acería del complejo siderúrgico de Pisco.
Cargo: Supervisor General de Sistemas Eléctricos
Principales funciones: Supervisión de la operación y mantenimiento del sistema eléctrico de potencia del complejo siderúrgico de Pisco.

FORMACION PROFESIONAL

- 2017 – 2019 **ESAN Graduate School of Business**
Maestría en Gestión de la Energía
- 2016 **IPAE**
Diplomado en Finanzas
- 2014 **IPEMAN**
Diplomado en Administración del Mantenimiento
- 2003-2009 **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**
Bachiller en Ing. Eléctrica

MELISSA JANETH MURRIETA VÁSQUEZ

Profesional Egresada de la Universidad Nacional del Callao, con experiencia en el sector Eléctrico, desempeñando roles de Analista del mercado eléctrico y Supervisora de Obras electromecánicas de subestaciones de Alta tensión.

Con capacidades para trabajar en equipo y habilidades de liderazgo, responsable y pro activa, enfocada en cumplir metas y objetivos.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

- Jun. 2018 – **EDEL GENERACION PERÚ**
Actualidad Empresa de Generación Eléctrica a nivel Global
Cargo: Analista de Middle Office and Risk Management
Principales funciones: Analista del mercado Eléctrico peruano, desde el punto de vista económico y operativo del mediano y largo plazo.
- Ene. 2014 – **EDEL DISTRIBUCIÓN PERÚ**
May. 2018 Empresa de Distribución Eléctrica a nivel Global
Cargo: Ingeniero de Construcción en Obras Electromecánicas
Principales funciones: Coordinador de proyectos e Ingeniería de subestaciones de transmisión en 220 kv y 60kv.

FORMACION PROFESIONAL

- 2017 – 2019 **ESAN Graduate School of Business**
Maestría en Gestión de la Energía
- SET 2017 **AENOR**
Auditor Interno ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, OSHAS 18001:2007
- AGOST 2017 **AENOR**
Auditor Interno ISO 5001:2011
- 2012 **TECSUP**
Programa de Control de Sistemas Eléctricos Potencia.
- 2006-2012 **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**
Título de Ingeniera Electricista

SÓCRATES FRANZ VELA CORAL

Profesional Egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería, con experiencia en Sistemas de Potencia y Análisis y Operación de la red.

Con experiencia en cargos de jefatura, con capacidad de trabajo, en busca de resultados y adaptable al cambio.

EXPERIENCIA PROFESIONAL

Mar- 2019 - **ENEL DISTRIBUCION PERÚ.**

Actualidad Empresa de distribución Eléctrica a nivel Global.

Cargo: Jefe de Operaciones Comerciales Perú.

Principales funciones: Controlar, monitorear, implementar y controlar de manera integral el proceso de venta de conexiones a todo nivel de tensión y canal de ingreso de las solicitudes de conexión.

Jun. 2013 – **ENEL DISTRIBUCION PERÚ.**

Feb. 2019 Empresa de distribución Eléctrica a nivel Global.

Cargo: Supervisor de Operaciones.

Principales funciones: Coordinar la acción de los operadores del sistema y definir las estrategias de normalización del sistema para las condiciones de falla del sistema eléctrico.

May. 2011 - **ENEL DISTRIBUCION PERÚ.**

Jun. 2013 Empresa de distribución Eléctrica a nivel Global.

Cargo: Analista de Sistema de Potencia.

Principales funciones: Análisis de fallas para la elaboración del Estudio de Coordinación del Sistema de Protección del sistema eléctrico de EDELNOR en AT y MT

FORMACION PROFESIONAL

2019 – 2020 **UNIVERSIDAD DEL PACIFICO**

Diplomado Lidera

2017 – 2019 **ESAN Graduate School of Business**

Maestría en Gestión de la Energía

2015 **ENEL UNIVERSITY**

Being a Change agent

2012 **ESAN Graduate School of Business**

Diplomado Gestión de Proyectos

2012 **ESAN Graduate School of Business**

Diplomado Evaluación de Proyectos

2006-2011 **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

Bachiller en Ing. Eléctrica

RESUMEN EJECUTIVO

Los sistemas de medición inteligente, representan una nueva propuesta tecnológica que reemplazará a los actuales medidores de consumo eléctrico por sus numerosos e importantes beneficios, para un mercado de la energía amigable con el medio ambiente y competitivo. La medición inteligente consiste en un sistema de medida, información y comunicación, con características de medición bidireccional, registro y almacenamiento de datos, comando remoto, y lectura en tiempo real de la información sobre el consumo, calidad de servicio y tarificación. Con el medidor inteligente como base, se da paso a nuevos modelos de negocio como son la generación distribuida, las tarifas dinámicas de electricidad, gestión de la demanda y respuesta a la demanda, eficiencia energética, carga inteligente para vehículos eléctricos; los cuales convierten a los usuarios en elementos activos del sistema eléctrico, y pueden lograr una transformación de sus hábitos de consumo a través de la comunicación de las señales económicas del mercado.

El trabajo de tesis presenta un análisis de costo-beneficio, aplicado a los usuarios y las empresas de distribución eléctrica, correspondiente a la implementación de un sistema de medición inteligente en Lima Metropolitana. A la vez ofrece un planteamiento para la ejecución del despliegue, considerando las lecciones aprendidas de las experiencias internacionales y aplicándolas a las características del mercado peruano.

Se realiza la revisión de experiencias internacionales en la implementación del sistema de medición inteligente, donde se destaca la necesidad de ejecutar proyectos piloto previos que permitan definir el marco normativo y regulatorio, el grado y periodo de implementación, las características técnicas del sistema a adoptar, la elasticidad de la demanda y la proyección de beneficios que conseguiría el usuario final por el despliegue del sistema de medición inteligente. Del análisis desarrollado se desprenden supuestos de gestión de la demanda que son empleados para cuantificar los costos y beneficios aplicables a la realidad peruana.

El estudio presenta y discute las barreras tecnológicas, regulatorias y sociales que enfrenta el despliegue del sistema de medición inteligente. Se destacan los altos costos de inversión, que demanda esta nueva tecnología, el aseguramiento de la interoperabilidad de los equipos, la necesidad de la existencia de un apropiado plan de comunicaciones; la implementación de un marco normativo y regulatorio para la protección de datos y el establecimiento de nuevas opciones tarifarias.

Se desarrolla el análisis costo-beneficio, para lo cual se establecen dos escenarios, uno que considera las funcionalidades básicas del Medidor Inteligente y otro que considera funcionalidades avanzadas. Adicionalmente, se determinan los costos y beneficios estimados para un período de despliegue de cuatro (04) y ocho (08) años para cada escenario, considerando lo establecido en la normativa vigente respecto a la tasa de descuento del sector (12%) y el tiempo de vida útil considerado para esta nueva tecnología, de acuerdo a las experiencias internacionales revisadas (15 años), para posteriormente realizar la identificación y cuantificación de los beneficios proyectados para la EDE, obteniéndose los siguientes resultados para el escenario base:

Escenario Base

Periodo de Despliegue	VNA	TIR
4 años	-\$68,435,557	1%
8 años	-\$76,242,700	-4%

Estos resultados demuestran que el proyecto no es viable tomando sólo los beneficios que la EDE conseguiría, por lo que es necesario cuantificar los beneficios que obtendrían los usuarios, considerando los ahorros que generan las acciones de gestión de la demanda y el desplazamiento del pico de carga. En vista que en el presente trabajo no se realiza un estudio de elasticidad de demanda, se consideran los niveles de ahorro obtenidos por los usuarios de acuerdo a las experiencias internacionales en países desarrollados. La tasa de descuento empleada para realizar estos cálculos es la misma especificada anteriormente. A continuación, se muestran los resultados alcanzados:

Escenario Base

Periodo de Despliegue	VNA	TIR
4 años	\$66,450,738	21%
8 años	\$30,285,456	17%

Escenario de Funcionalidades Avanzadas

Periodo de Despliegue	VNA	TIR
4 años	\$30,603,750	15%
8 años	\$320,157	12%

Los resultados obtenidos en el análisis costo-beneficio realizado, demuestra que la sociedad mejora con el proyecto, lo que permite concluir que el despliegue del sistema de medición inteligente es viable cuantificando los beneficios que obtendría la sociedad.

Efectuando el cálculo del costo unitario que cada cliente deberá asumir, se estima que, en promedio, pagarían mensualmente el siguiente cargo calculado para cada escenario y período de despliegue:

Escenario Base

Periodo de Despliegue	Costo a asumir por el usuario	Cargo Mensual	Cago Anual
4 años	-\$25.46	\$0.30	\$3.74
8 años	-\$28.36	\$0.33	\$4.16

Escenario de Funcionalidades Avanzadas

Periodo de Despliegue	Costo a asumir por el usuario	Cargo Mensual	Cago Anual
4 años	-\$38.79	\$0.45	\$5.70
8 años	-\$39.51	\$0.46	\$5.80

Este costo se compensa con los ahorros individuales que se cuantifica para cada usuario.

Finalmente, se propone un plan para la implementación del Sistema de Medición inteligente para Lima Metropolitana, el cual presenta un énfasis especial en el desarrollo de los proyectos piloto, los cuales deben ser efectuados con el fin de obtener la norma técnica para este nuevo sistema, modificar el marco normativo actual y, sobre todo, cuantificar los beneficios que alcanzarían los usuarios.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Los sistemas eléctricos a nivel global se encuentran en plena transformación, los avances tecnológicos y la disminución de los costos están acelerando la incorporación de nuevas tecnologías que causarán una disrupción en los modelos actuales de consumo y generación de la energía. Entre las tendencias que marcarán la transformación del sistema eléctrico se encuentran la descentralización (generación distribuida, almacenamiento de energía, gestión de la demanda y eficiencia energética) y la digitalización (gran cantidad de equipos de la red, industria y el hogar se conectarán a las redes de comunicaciones).

El Medidor Inteligente es el elemento común y fundamental para el desarrollo de estas nuevas tecnologías, que permitirá comunicar al usuario los incentivos y señales económicas necesarios para alcanzar una transformación de su comportamiento y hábitos de consumo, logrando ahorros en su facturación y la correspondiente eficiencia energética del sistema.

Si bien a nivel internacional la instalación de los sistemas de medición inteligente ha tenido un avance sustancial, en el Perú aún no se concretan las etapas iniciales para la adopción de esta nueva tecnología, siendo desconocida para la mayoría de la población. El marco normativo vigente dispone algunas reglas para la implementación masiva de los sistemas de medición inteligente (MINEM, 2016); sin embargo, existen todavía aspectos normativos, regulatorios y económicos por definir.

1.2. Descripción del problema

La normativa vigente, (MINEM, 2016), establece que las empresas de distribución eléctrica propondrán al Osinergmin un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en un horizonte de hasta ocho (08) años. Los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema de medición formarán parte del Sistema Eléctrico de la Distribución y considerados en el Valor Agregado de Distribución.

Sin embargo, hasta la fecha no se han cuantificado los costos y beneficios que se generarían para los usuarios y las empresas de distribución eléctrica, lo cual es fundamental para determinar la viabilidad de su implementación.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general

- Realizar la cuantificación de los costos y beneficios que se generarían para el usuario y las empresas de distribución eléctrica con el despliegue del sistema de medición Inteligente en Lima Metropolitana.

1.3.2. Objetivos específicos

- Presentar la situación actual respecto a la implementación del sistema de Medición Inteligente.
- Identificar las barreras a la entrada y la problemática asociada para la implementación de los Medidores Eléctricos Inteligentes.
- Cuantificar los costos y beneficios de las empresas distribuidoras con el despliegue del sistema de Medición Inteligente.
- Cuantificar los costos y beneficios de los usuarios con el despliegue del sistema de Medición Inteligente.
- Presentar una propuesta para la implementación del sistema de Medición Inteligente en Lima Metropolitana.

1.4. Alcances y limitaciones de la tesis

Alcances:

El estudio está circunscrito para la totalidad de usuarios de Lima Metropolitana, y sólo considera los impactos en los usuarios y la empresa de distribución eléctrica. Comprende lo siguiente:

- Análisis de la situación actual para la implementación del sistema de medición inteligente.
- Análisis de experiencias internacionales en la implementación de sistemas de medición inteligente.

- Desarrollo de encuestas a un panel de expertos en el tema para el planteamiento de la propuesta.
- Desarrollo de un análisis de costo-beneficio para el despliegue del sistema de medición inteligente, para la totalidad de usuarios.
- Planteamiento de una propuesta de implementación del sistema de medición inteligente.

Limitaciones:

- El trabajo considera la elasticidad de la demanda de países desarrollados y experiencias internacionales, en el trabajo no se realizó un análisis propio del tema.
- Información confidencial no disponible de parte de las empresas de distribución eléctrica.
- No se cuantifican los beneficios de servicios aún no desarrollados en el mercado peruano (generación distribuida, comercialización de la big data, carga inteligente de vehículos eléctricos).

1.5. Metodología

Para la realización del presente trabajo emplea metodologías que permiten conocer la viabilidad del despliegue del sistema de medición inteligente planteado para la ciudad de Lima. Los métodos empleados para el presente análisis son los siguientes:

1.5.1. Metodología del panel de expertos

La metodología en cuestión permite obtener información relevante de un grupo de expertos en los sistemas de medición inteligente para establecer premisas y consideraciones que sirvan en la evaluación de los costos y beneficios que servirán para justificar la implementación del proyecto.

El panel estará conformado por los siguientes expertos:

Experto	Nombre	Cargo	Fecha de Entrevista
E1	Jesús Tamayo Pacheco	Miembro del Directorio-COES	05/09/2019
E2	José Luis Erausquin Eyzaguirre	Gerente de Desarrollo de Distribución – Luz del Sur	26/08/2019
E3	Jaime Mendoza Gacon	Gerente de Regulación de Tarifas-Osinergmin	20/08/2019
E4	Walter Sciutto Brattoli	Gerente General-Electrodunas	27/08/2019

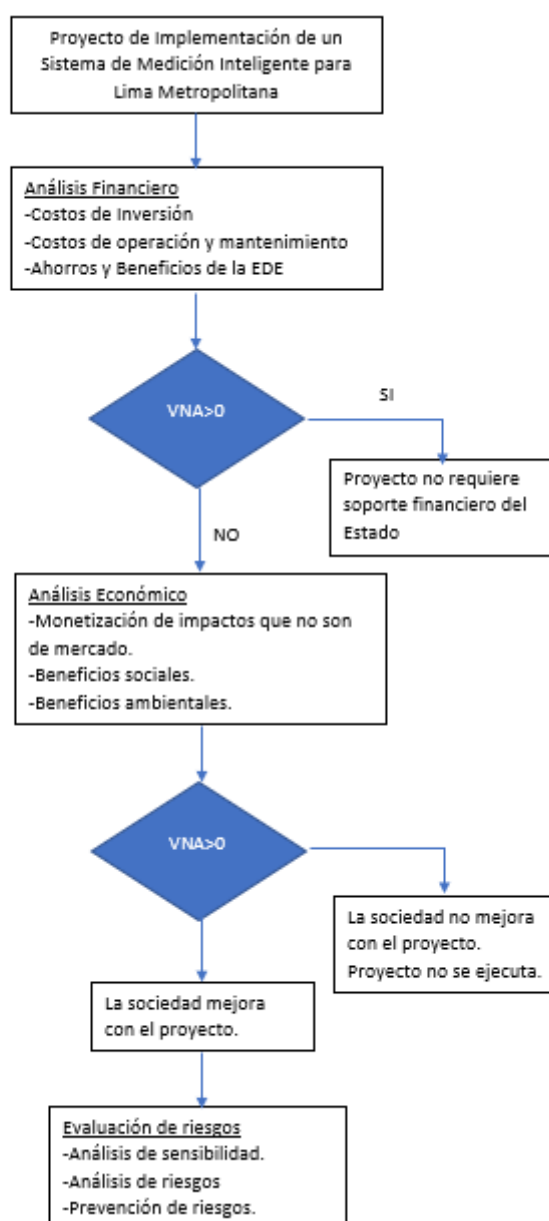
1.5.2. Análisis de costo-beneficio (CBA-siglas en inglés)

El presente método de análisis, consiste en comparar la sumatoria de los costos y beneficios asociados a un nuevo proyecto, con el fin de determinar su rentabilidad. El análisis parte con realizar primero una evaluación financiera, la cual considera los costos totales de la inversión del proyecto, incluido los de operación y mantenimiento y la suma total de los beneficios que obtendría la empresa distribuidora de energía (EDE). De ser positiva la comparación, indicaría que el proyecto no requiere de ayuda financiera del estado, y puede ser desarrollado netamente desde el ámbito privado. Sin embargo, de ser negativa la comparación, la metodología recomienda realizar un análisis económico, el cual considerara, además de los costos y beneficios del análisis financiero, la monetización de beneficios que no son de mercados, es decir beneficios sociales (Comisión Europea, 2008). Esta evaluación de costo-beneficio, permite cuantificar de forma global el impacto del proyecto sobre la sociedad. De resultar negativa la comparación, se concluiría que el Proyecto no es necesario para la sociedad, ergo no se justifica su desarrollo. De resultar positiva la comparación, se concluiría que el Proyecto beneficia a la sociedad, por tanto, requiere del apoyo del estado. Para el caso de la

distribución de la electricidad indicaría que es viable asumir la inversión del proyecto a través de las tarifas de red.

A continuación, en la Gráfica 1-1, se muestra un diagrama de flujo de cómo efectuar el análisis costo-beneficio para la implementación del sistema de medición inteligente en Lima Metropolitana.

Gráfica 1-1 Flujo del análisis de costo-beneficio



Fuente y Elaboración Propia

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

La necesidad de evaluar la utilización de Medidores Inteligentes se debe a que la actual revolución digital permite a los usuarios producir, consumir, almacenar y vender energía eléctrica; facultades que hacen posible la reducción de costos de energía para todos los involucrados en el sistema eléctrico y la reducción de producción de gases de efecto invernadero.

La factibilidad de la participación activa del usuario en el negocio eléctrico se ve estimulada por los siguientes beneficios:

- Posibilidad de efectuar una eficiente gestión de la energía eléctrica debido a que con el Medidor Inteligente (MI) se tiene conocimiento a tiempo real del consumo y de la tarificación; así como facilidades para el control de las cargas eléctricas (Considerar la creciente incorporación de la digitalización de los dispositivos, la automatización remota, sensores inteligentes, sistemas de control y la llegada del Internet de los Objetos - IO).

Lo expuesto flexibiliza el control de la demanda y permite el uso eficiente de la energía eléctrica (Ahorro para el usuario y optimización de la utilización de los activos del sistema).

- Fuerte disminución de los costos de la generación eléctrica distribuida a partir de la energía solar fotovoltaica; igualmente, reducción de precios en el almacenamiento distribuido de la energía eléctrica. El usuario podrá comprar y también generar y vender energía eléctrica por lo que se requiere que el medidor registre en forma bidireccional el flujo de la energía eléctrica.
- Incorporación del vehículo eléctrico al sistema de transporte.
Con el Medidor Inteligente (MI) se puede aprovechar la tarifa horaria diferenciada, comprar la energía en la oportunidad de carga de la batería del vehículo y en otro momento efectuar la venta al sistema eléctrico de la energía almacenada en la batería.

Ver en la Gráfica 2-1 beneficios de la implementación del Medidor Inteligente.

Gráfica 2-1 Principales beneficios con la implementación de los Sistemas de Medición Inteligente



Fuente: Bencharcking Unión Europea

El actual desafío del sector eléctrico es que el sistema presenta tendencia a la aplicación de las tecnologías de la información y al empoderamiento del usuario; el Medidor Inteligente es fundamental para que el sistema eléctrico logre los siguientes alcances:

- a) Gestión de la demanda
- b) Integración del vehículo eléctrico y los sistemas de almacenamiento.
- c) Integración de las energías renovables

El Medidor Inteligente no es un objetivo en sí mismo; sino que es un elemento esencial para que el suministro de energía eléctrica sea sostenible, económico y seguro.

2.1. Infraestructura de Medición Avanzada (IMA)

Según la Comisión Federal de Regulación de Energía de los Estados Unidos (FERC, Commission, Federal Energy Regulatory, 2008) la infraestructura de Medición Avanzada está definida como *“El Hardware y Software de comunicaciones y el software del sistema asociado y los sistemas de empresas de servicios públicos y que permite la recolección y distribución de información a los usuarios, las empresas de distribución eléctrica y a otros interesados”*.

La medición avanzada comprende básicamente lo siguiente:

- Medidor Inteligente (MI).
- Pantalla del usuario para visualización.
- Infraestructura de Comunicación y Procesamiento de Datos.

2.1.1. Medidor Inteligente (MI)

El Medidor Inteligente, es un dispositivo electrónico que tiene la función de medición, las propiedades de almacenaje de datos, comunicación con los centros de almacenamiento y control de la información, comunicación con otros Medidores Inteligentes; asimismo capacidad de recibir instrucciones en forma local y remota.

Los Medidores Inteligentes que se instalan para el control de la utilización de la energía eléctrica de usuarios, tienen las siguientes características (ERRA, 2010):

- Medición bidireccional del consumo de energía eléctrica: Registra la energía consumida por el usuario y la energía que este último puede entregar a la red.
- Permite se realicen en forma remota; control de limitaciones de carga y el corte y reconexión del servicio de energía eléctrica (Según las condiciones pre establecidas entre el operador de la red y el usuario).
- Lectura local y remota en tiempo real de la información sobre el consumo, calidad de servicio y tarificación. Lo cual hace posible que el usuario conozca sus hábitos de consumo y pueda tomar decisión para mejorar la eficiencia energética.
- Detección y notificación de interrupciones de suministros.

- Almacenamiento y transmisión de las lecturas del medidor, consumo histórico y valores de comparación.
- Actualización remota de la programación (firmware) del medidor; con fines de proveer nuevos servicios y protocolos de comunicación.
- Función de pago anticipado.
- Transmisión automática de alarma de fraude.
- Comunicación con otros dispositivos y cargas eléctricas del usuario.

2.1.2. Infraestructura de Comunicación y procesamiento de datos

Para lograr la comunicación bidireccional la infraestructura es la siguiente:

2.1.2.1 Comunicación del Medidor Inteligente con la Pantalla del usuario para visualización

El Medidor Inteligente (MI) se puede comunicar con una pantalla de visualización a cargo del usuario; por uno o más de los siguientes métodos:

- Power Line Communication (PLC); es la comunicación por la línea de energía eléctrica.
- (GPRS) General Packet Radio Service (IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2010)
- Utiliza la tecnología de sistema móvil.
- Red inalámbrica (WiFi o Zig Bee)
- Telefonía fija

2.1.2.2 Comunicación del Medidor Inteligente (MI) con la entidad que realiza la gestión electrónica de datos (Operador del Sistema).

Para decidir la tecnología de comunicación a implementar considerar entre otros lo siguiente:

- Calidad de los servicios de la tecnología celular en la zona.
- Distribución de predios (Densidad de concentración de predios).
- Número de usuarios por subestación eléctrica.

- Longitud de las redes de baja tensión.

La forma más usual de efectuar esta comunicación es por medio de las siguientes etapas.

a) Comunicación del Medidor Inteligente al Concentrador

El concentrador (FS, 2010) es el dispositivo que recibe una señal y las repite emitiéndolas por sus diferentes puertos (repetidor).

El concentrador podría omitirse si es que la tecnología utilizada permite la comunicación directa entre el Medidor Inteligente y el gestor electrónico de datos.

La comunicación entre el Medidor Inteligente y el Concentrador está basado en Power Line Communications (PLC), es la comunicación por la línea de energía eléctrica.

Se inyecta una señal con alta frecuencia de 50 kHz a 500 kHz la que se propaga a través del cable eléctrico y luego es decodificada por un receptor. Esta tecnología se puede aplicar en cables de baja tensión 220V o cables de media tensión (hasta 33 000V).

El PLC permite aprovechar la infraestructura existente en las empresas y evita la instalación de cables adicionales dedicados para la comunicación y por ello esta tecnología resulta ser la de menor costo en su implementación y operación.

Las comunicaciones se ven afectadas por la presencia de empalmes en la red, armónicos, impedancia de la línea, cambio de configuración; por lo que se requiere de la instalación de filtros. Por otro lado, en redes con demasiada separación entre medidores también se afecta la comunicación; por lo que existe necesidad de instalar amplificadores: De no solucionarse el problema de comunicación es usual utilizar Radio Frecuencia (RF), que tiene un mayor costo con respecto al sistema Power Line Communications.

b) Comunicación del Concentrador a la entidad que realiza la gestión electrónica de datos (Operador del Sistema)

La solución más utilizada es una interfaz celular en tecnología GPRS (General Packet Radio Service). El modem celular puede estar incorporado de manera fija o

removible (Factibilidad de disponer dentro del medidor de un módulo extraíble de comunicación).

En los lugares donde no está disponible la Tecnología celular, se tiene como única opción la comunicación satelital (con costo mucho más elevado).

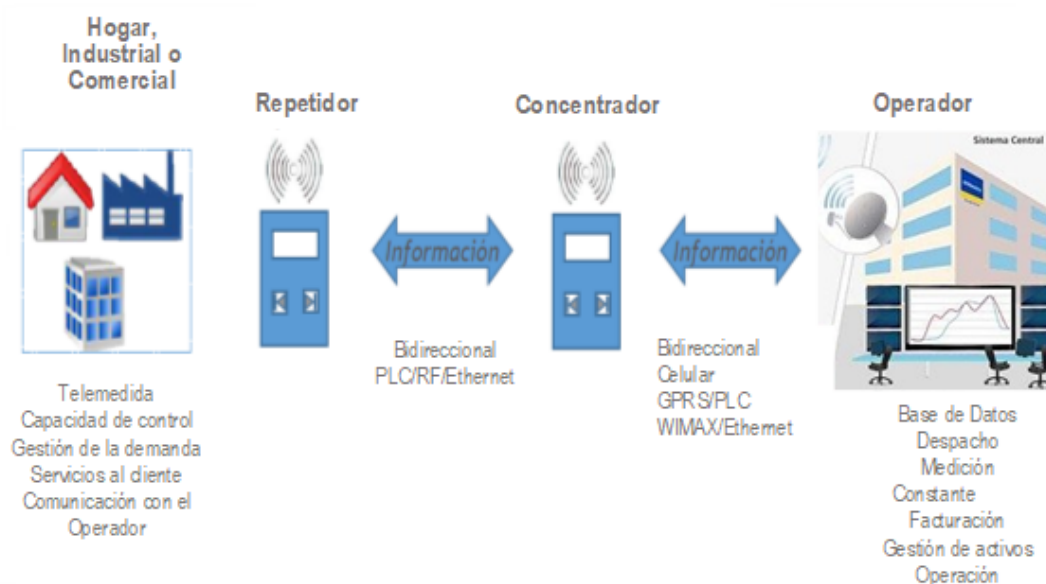
2.1.3. Pantalla del usuario para visualización

Es la interfaz con el usuario, proporciona información directa al usuario sobre el consumo y los costos asociados. Los dispositivos de salida para el usuario, pueden ser los siguientes:

- Pantalla instalada en su predio.
- Teléfono Móvil
- Computadora (mediante un portal web accesible).

Ver en el Gráfica 2-2 los componentes de la Infraestructura de Medición Avanzada.

Gráfica 2-2 Infraestructura de Medición Avanzada (IMA)



Fuente y Elaboración Propia

2.2. Beneficios del despliegue de un sistema de medición inteligente.

La implementación de un sistema de medición inteligente permite el desarrollo de diferentes beneficios como son:

- d) Gestión de la demanda
- e) Integración del vehículo eléctrico
- f) Integración de las energías renovables

2.2.1. Gestión de la Demanda

La gestión de la demanda busca modificar los patrones de consumo de energía eléctrica, con fines de que en determinados instantes se altere la curva de demanda del sistema y finalmente lograr nuevos precios en el mercado.

Clark W. Gellings en un artículo de la Institute of Electrical and Electronics Engineers, presenta la siguiente definición “La Gestión del lado de la demanda es la planificación, implementación y monitoreo de aquellas actividades de servicio público diseñadas para influir en el uso de la electricidad por parte del cliente de manera que produzca cambios deseados en el perfil de carga, es decir, cambios en el patrón de tiempo y magnitud de la carga. Los programas que entran en el ámbito de la gestión de la demanda incluyen: gestión de la carga, nuevos usos, conservación estratégica, generación de clientes y ajustes en la cuota del mercado”.

De los programas de gestión de la demanda se pueden establecer dos tipos de estrategia de desarrollo:

- **Guiados por el mercado** (basados en incentivos de precios) Ofrece precios por bloques horarios con fines de aplanar la curva horaria de la demanda.
- **Guiados por el sistema** (basados por incentivos por ofertas de cantidad). Implementa mecanismos para la desconexión de cargas eléctricas y la entrega del excedente energía.

El presente trabajo de tesis considera los efectos producidos por una estrategia basada en precios; para lo cual resulta fundamental la implementación del Medidor Inteligente (MI); debido a que por medio de este dispositivo el usuario puede tomar conocimiento de los precios, de las opciones tarifarias y de las características del

consumo de la energía eléctrica en su predio; consiguientemente, con la expectativa de una reducción de la factura energética puede efectuar Gestión de la Demanda mediante lo siguiente:

- Realizar su mayor consumo en las franjas horarias más económicas (Desplazamiento de la carga).
- Sustituir sus equipos en operación, por otros más eficientes.
- Reducir la intensidad de graduación del equipo y el periodo de utilización.
- Considerar el cambio de fuentes primarias de energía (Producción de energía eléctrica a partir de un sistema privado fotovoltaico, eólico u otra fuente).

Desplazar la demanda de energía eléctrica de las horas picos a las horas valle (Ver Gráfica 2-3) origina disminución en el precio de la electricidad debido a lo siguiente:

- Retraso de inversiones en infraestructura en los sistemas de Transmisión y Distribución, como consecuencia de la reducción del consumo en horas punta.
- Reducción en el costo total de generación, debido al cambio de la composición del despacho. (El impacto en los costos marginales y la reducción de las necesidades de la capacidad instalada, depende de la configuración de la matriz energética).

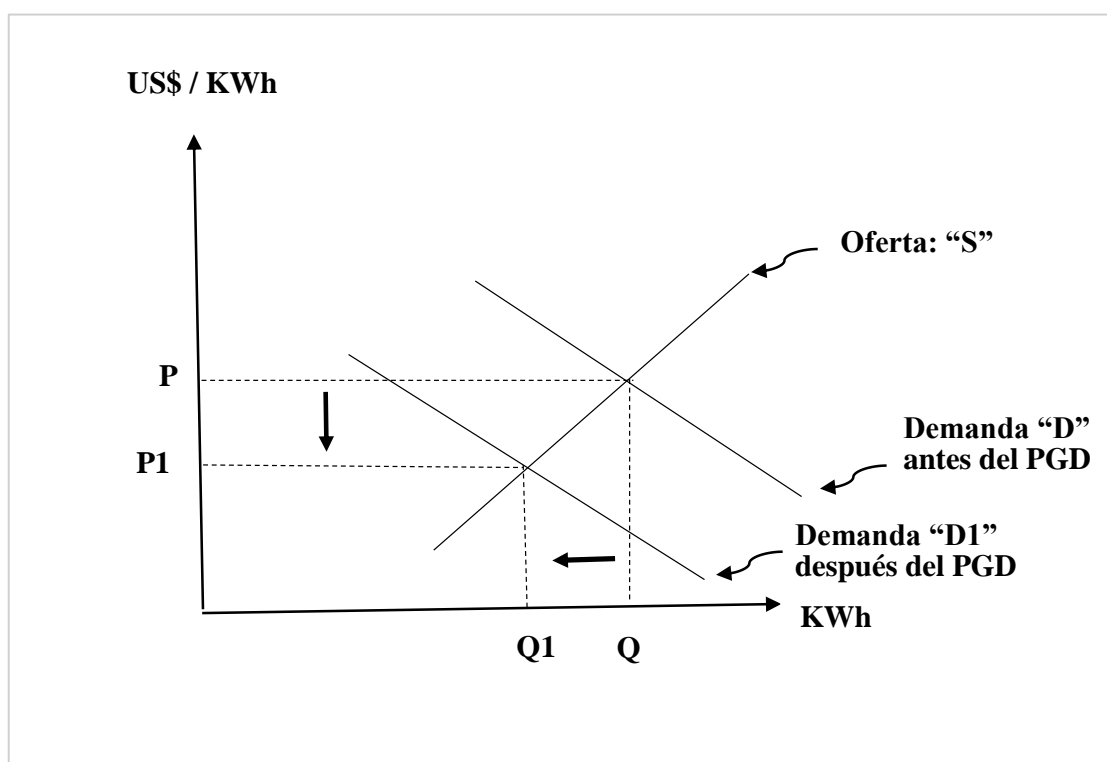
Gráfica 2-3 Desplazamiento de la Carga



Fuente: Tesis – Gestión Activa de la Demanda de Energía Eléctrica (Miguel Cerezo Moreno 2010)

El efecto logrado por el programa de Gestión de la Demanda se muestra en la Gráfica 2-4. El mercado eléctrico dispone de una curva de Oferta “S” (creada por los costos variables de los agentes generadores) y una curva de demanda “D” antes del Programa de Gestión de la Demanda; que determina un punto de equilibrio: Para consumo de energía “Q” corresponde precio “P”.
Luego de la implementación del Programa de Gestión de la Demanda, la curva de demanda es alterada hacia “D1”; debido a la estrategia de precios causa una disminución en la cantidad de energía consumida y determina un nuevo punto de equilibrio: Para un menor consumo “Q1” corresponde un menor precio “P1” por cada unidad de energía eléctrica (KWh).

Gráfica 2-4 Efecto de implementación del Programa de Gestión de la Demanda en el Mercado Eléctrico

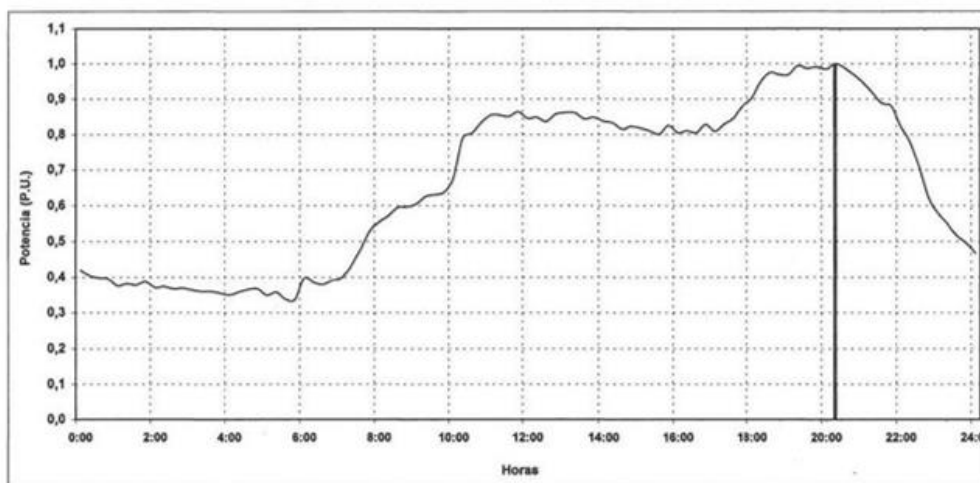


Fuente: Tesis – Política de Gestión de la Demanda, Amine Oulmane (octubre 2013)

En las Gráfica 2-5, 2-6 y en las Tablas 2-1 y 2-2 se presentan diagramas de carga típicos de Usuarios Comerciales y Usuarios Industriales; el perfil de los mencionados

diagramas evidencia la factibilidad de efectuar el desplazamiento del consumo para lograr un menor costo de la energía.

Gráfica 2-5 Diagrama De Carga En P.U. De Usuario Comercial Típico



Fuente: OSINERGMIN – Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria División de Distribución Eléctrica

Tabla 2-1 Carga en P.U de usuario Comercial Típico

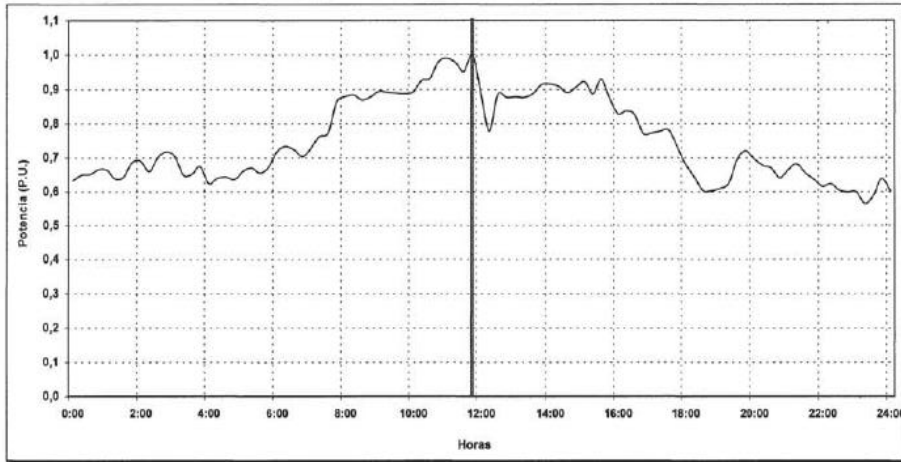
REPORTE DE REGISTROS

Hora	Potencia (P.U)	Hora	Potencia (P.U)	Hora	Potencia (P.U)	Hora	Potencia (P.U)
00:00	0,42	06:00	0,40	12:00	0,85	18:00	0,90
00:15	0,40	06:15	0,39	12:15	0,85	18:15	0,95
00:30	0,40	06:30	0,38	12:30	0,84	18:30	0,97
00:45	0,40	06:45	0,39	12:45	0,86	18:45	0,97
01:00	0,38	07:00	0,40	13:00	0,86	19:00	0,97
01:15	0,38	07:15	0,43	13:15	0,86	19:15	0,99
01:30	0,38	07:30	0,48	13:30	0,84	19:30	0,99
01:45	0,39	07:45	0,53	13:45	0,85	19:45	0,99
02:00	0,7	08:00	0,55	14:00	0,84	20:00	0,98
02:15	0,7	08:15	0,57	14:15	0,83	20:15	1,00
02:30	0,7	08:30	0,59	14:30	0,82	20:30	0,99
02:45	0,7	08:45	0,60	14:45	0,82	20:45	0,97
03:00	0,6	09:00	0,61	15:00	0,82	21:00	0,95
03:15	0,6	09:15	0,63	15:15	0,81	21:15	0,92
03:30	0,6	09:30	0,63	15:30	0,82	21:30	0,89
03:45	0,6	09:45	0,64	15:45	0,83	21:45	0,88
04:00	0,35	10:00	0,68	16:00	0,81	22:00	0,82
04:15	0,36	10:15	0,79	16:15	0,81	22:15	0,78
04:30	0,37	10:30	0,80	16:30	0,81	22:30	0,71
04:45	0,37	10:45	0,83	16:45	0,83	22:45	0,62
05:00	0,35	11:00	0,85	17:00	0,81	23:00	0,58
05:15	0,36	11:15	0,85	17:15	0,83	23:15	0,55
05:30	0,34	11:30	0,85	17:30	0,85	23:30	0,52
05:45	0,34	11:45	0,85	17:45	0,88	23:45	0,50
						24:00	0,47

Factor de Carga : 0,67

Fuente: OSINERGMIN – GART

Gráfica 2-6 Diagrama De Carga En P.U. De Usuario Industrial Típico



Fuente: OSINERGMIN – GART

Tabla 2-2 Carga en P.U de usuario Industrial Típico

REPORTE DE REGISTROS

Hora	Potencia (P.U)	Hora	Potencia (P.U)	Hora	Potencia (P.U)	Hora	Potencia (P.U)
00:00	0,6	06:00	0,7	12:00	0,9	18:00	0,7
00:15	0,6	06:15	0,7	12:15	0,8	18:15	0,6
00:30	0,7	06:30	0,7	12:30	0,9	18:30	0,6
00:45	0,7	06:45	0,7	12:45	0,9	18:45	0,6
01:00	0,7	07:00	0,7	13:00	0,9	19:00	0,6
01:15	0,6	07:15	0,8	13:15	0,9	19:15	0,6
01:30	0,6	07:30	0,8	13:30	0,9	19:30	0,7
01:45	0,7	07:45	0,9	13:45	0,9	19:45	0,7
02:00	0,7	08:00	0,9	14:00	0,9	20:00	0,7
02:15	0,7	08:15	0,9	14:15	0,9	20:15	0,7
02:30	0,7	08:30	0,9	14:30	0,9	20:30	0,7
02:45	0,7	08:45	0,9	14:45	0,9	20:45	0,6
03:00	0,7	09:00	0,9	15:00	0,9	21:00	0,7
03:15	0,6	09:15	0,9	15:15	0,9	21:15	0,7
03:30	0,7	09:30	0,9	15:30	0,9	21:30	0,7
03:45	0,7	09:45	0,9	15:45	0,9	21:45	0,6
04:00	0,6	10:00	0,9	16:00	0,8	22:00	0,6
04:15	0,6	10:15	0,9	16:15	0,8	22:15	0,6
04:30	0,6	10:30	0,9	16:30	0,8	22:30	0,6
04:45	0,6	10:45	1,0	16:45	0,8	22:45	0,6
05:00	0,7	11:00	1,0	17:00	0,8	23:00	0,6
05:15	0,7	11:15	1,0	17:15	0,8	23:15	0,6
05:30	0,7	11:30	1,0	17:30	0,8	23:30	0,6
05:45	0,7	11:45	1,0	17:45	0,7	23:45	0,6
						24:00	0,6

Factor de Carga : 0,75

Fuente: OSINERGMIN – GART

El bajo costo de la energía eléctrica para los usuarios de poca potencia contratada; determina su escasa disposición por evitar consumir en los horarios que el sistema presenta su pico de demanda y aprovechar los potenciales menores costos que pueden

ofrecer las tarifas en bloques horarios que corresponden a la zona de valle: Debido a que solamente obtendrían una pequeña reducción en la factura de electricidad.

Por el contrario, para mayores consumos, la demanda de electricidad está significativamente influida por los precios, los usuarios industriales y comerciales deberían tener una variedad de opciones de precios; a fin de que sus productos y servicios sean económicamente más competitivos (La tarificación a tiempo real mejora la eficiencia energética, aumenta la confiabilidad y reduce el impacto ambiental de la producción de electricidad).

2.2.2. Integración del vehículo eléctrico

La implementación de los sistemas de medición inteligente, facilita la incorporación del vehículo eléctrico, esta nueva tecnología ayudará a aplanar la curva de la demanda, a través de la recarga de los vehículos durante las horas fuera de punta, logrando un sistema eléctrico más eficiente.

La integración del vehículo eléctrico junto a sus correspondientes infraestructuras de recarga, conseguiría hacer de una red más flexible ante condiciones de variabilidad en la demanda, bien a través de las tarifas o la gestión de la descarga.

El concepto de gestión de carga con vehículos eléctricos, consiste en la cesión de la energía del vehículo a la red, en horas que el sistema requiera la energía.

2.2.3. Integración de las energías renovables (Generación distribuidas)

Estos medidores tienen la característica de ser bidireccionales, es decir, registran los consumos cuando reciben energía y cuando la entregan, esta función ayuda al desarrollo de la generación distribuida que consiste en generar energía in situ, básicamente se trata de generar energía por medio de generación renovable y está destinada al autoconsumo y a su vez inyectar el excedente a la red de distribución.

El desarrollo de la generación distribuida ayuda a reducir las pérdidas en la red, porque supone menores pérdidas de energías en el transporte de la energía, mejora la fiabilidad y calidad del servicio, reduce la contaminación ambiental y ayuda al crecimiento de las energías renovables.

2.3. Beneficios Económicos de las Empresas de Distribución Eléctrica (EDE)

El sistema de medición inteligente proporcionará importantes beneficios económicos a las Empresas de Distribución Eléctrica; debido a las mejoras en la efectividad de la operación de sistema de distribución, así como en la gestión del servicio. Se destaca lo siguiente:

2.3.1. Beneficio por disminuir el tiempo de interrupción del servicio en situaciones de falla eléctrica

Para casos de fallas o perturbaciones, el sistema de medición inteligente actúa con las siguientes características (LACCEI, 2012).

- El Operador del Centro de Control recibe la información de falla en forma automática vía la infraestructura de comunicación (consiguientemente no tiene que esperar la queja de los usuarios afectados).
- Localización rápida del punto de falla debido a la información proporcionada por los Medidores Inteligentes.

Lo anterior representa para la Empresa de Distribución Eléctrica, menores costos en la detección de fallas y reducción del monto a pagar por penalidades establecidas en la regulación de estándares de calidad.

2.3.2. Beneficios por facilidades para detectar fraude o robo de energía

El Medidor Inteligente facilita la detección del consumo no medido como resultado del by pass del medidor (DCSI, 2004).

Los Medidores Inteligentes son equipados con dispositivos contra manipuleo; alertando automáticamente al Operador de Centro de Control de Datos de la Empresa de Distribución Eléctrica cuando se realizan intentos de manipuleo.

2.3.3. Beneficio por mejoras en la gestión

La incorporación de la Medición Inteligente en la infraestructura de telecomunicaciones y la automatización de los procesos; reduce el costo y la probabilidad de error en la toma de lectura del medidor y emisión de la factura; así mismo, disminuye notablemente los reclamos y el correspondiente costo de atención a usuarios (KEMA, 2012).

2.3.4. Beneficios por reducción de pérdidas por fugas a tierra

La factibilidad de conocer en forma automática y simultánea consumos de energía mediante los Medidores Inteligentes; permite advertir la existencia de fugas de corriente a tierra debido al deterioro del aislamiento de los diferentes componentes del sistema de distribución eléctrica (KEMA, 2012).

2.3.5. Beneficios por la optimización de inversiones en Infraestructura y Contratación con la generación eléctrica

El Medidor Inteligente proporciona en tiempo real información precisa sobre el consumo de energía eléctrica, calidad de voltaje y pérdidas (MINEM, 1993) lo que permite a la Empresa de Distribución Eléctrica lo siguiente:

- Programar el mantenimiento y lograr un sólido planeamiento de las inversiones en la infraestructura de potencia.
- Optimizar la cantidad de potencia y energía a contratar con las empresas generadoras de electricidad.

2.3.6. Beneficios Adicionales

Las Empresas de Distribución Eléctrica tendrán una profunda transformación. Pasarán de un modelo de negocio basado en la venta de energía unidireccional a transformarse en un integrador de energía. El valor agregado del Medidor Inteligente son servicios como los siguientes (KEMA, 2012):

- Desarrollar eficiencia energética
- Administración de la energía
- Almacenamiento de energía y servicio de respaldo del sistema.
- Negocios a partir del conocimiento masivo de datos (Big Data).
- Aprovechar la infraestructura de comunicaciones para otras empresas de servicio público (medición de datos de los suministros de agua y gas).

2.4. Conceptos Complementarios

La implementación de las propuestas tecnológicas requiere un serio análisis de parte de los profesionales involucrados; con fines de determinar los efectivos beneficios socio-económicos y la sostenibilidad ambiental.

En relación al Medidor Inteligente se señala lo siguiente:

2.4.1. Calidad de Servicio

El beneficio del despliegue del Sistema de Medición Inteligente para los usuarios con reducido consumo de energía eléctrica (inferior a 125 KWh) es la mejora en la Calidad de Servicio; debido a que el equipo de medición almacena los valores de los parámetros eléctricos (nivel de voltaje, número de interrupciones, duración de las interrupciones, perturbaciones, etc), en todo momento se puede verificar si las Empresas de Distribución Eléctrica están cumpliendo con brindar un servicio eléctrico continuo, adecuado y confiable; de conformidad con las exigencias de calidad establecidas por la normatividad vigente. A la fecha el servicio a estos usuarios no cumple con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) y no existe evidencia de las características del servicio prestado, porque los medidores actualmente instalados no almacenan información.

Según la Memoria Anual 2018 emitida por las Empresas de Distribución Eléctrica Luz del Sur y ENEL; en Lima Metropolitana casi el cuarenta por ciento (40%) de los usuarios tiene un consumo de energía eléctrica menor a 125 KWh y considerando el relativo bajo costo promedio de la energía (US\$ 0,16 / KWh) (OSINERGMIN Pliego tarifario Aplicable al Cliente Final, 2019C): Existe poca probabilidad que este porcentaje de usuarios realice gestión de su demanda, debido a la poca reducción en el monto de su factura mensual por consumo de energía eléctrica; sin embargo, con la implementación del Sistema de Medición Inteligente estos usuarios se beneficiarían con la mejora de la calidad del servicio eléctrico.

2.4.2. Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid)

La Red Eléctrica Inteligente es una forma de gestión eficiente de la electricidad que utiliza la tecnología de la información y de la comunicación dentro del negocio de la energía eléctrica (distribución, almacenamiento, comercialización y energías

renovables). La gestión concatena en un solo sistema las áreas de coordinación de protecciones, control, instrumentación, medida, calidad y administración de la energía.

El concepto de Red Eléctrica Inteligente está asociado al concepto de Medidor Inteligente; porque las características de este equipo permiten lo siguiente:

Al Usuario:

- Medición bidireccional (el usuario compra y vende energía al sistema)
- Decidir los hábitos de consumo de electricidad (a partir de las señales tarifarias)
- Controlar la conformidad de los parámetros eléctricos de atención (para verificar el cumplimiento con la norma técnica de calidad de servicios eléctricos).

Al Gestor:

- Mapear con mayor precisión el consumo.
- Anticipar mejor las necesidades futuras del sistema.

2.4.3. Tarifación Horaria

El Medidor Inteligente proporciona la posibilidad de efectuar una facturación detallada por franjas horarias, lo que permite al usuario no solo elegir la opción tarifaria más económica entre las diferentes alternativas ofrecidas; sino también decidir la hora de consumo.

2.4.4. Generación Distribuida

Es la generación eléctrica mediante energía renovable que se conecta a la red de distribución y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Usualmente no sobrepasan 10 kW de potencia instalada.

La irrupción distribuida de las energías renovables hace que el usuario no solamente sea consumidor de energía eléctrica, sino que también proveedor de energía a través de la misma red.

La tecnología digital bidireccional del Medidor Inteligente permite al usuario y al gestor del sistema controlar los flujos de energía eléctrica en ambos sentidos.

La implementación de la energía distribuido requiere de la evaluación de las condiciones climatológicas; así como la determinación de los costos de instalación, operación y mantenimiento de la generación distribuida con respecto a los costos de la energía suministrada por la red de distribución eléctrica.

En el Perú por condiciones climatológicas la energía fotovoltaica podría ponerse en marcha inicialmente en las ciudades de Arequipa, Tacna y Piura (Solar Gis, 2017).

2.4.5. Reducción de emisiones de carbono y el calentamiento global

Una de las variantes para reducir las emisiones del dióxido de carbono (CO₂), el cual es el principal gas de efecto invernadero; es modificar la matriz energética primaria que satisface la demanda de energía eléctrica. El desarrollo de la generación distribuida contribuye a la modificación de la mencionada matriz y su implementación la posibilita la característica bidireccional del Medidor Inteligente.

El Medidor Inteligente también hace factible el uso eficiente de la energía eléctrica (optimiza el consumo de energía y el aprovechamiento de la infraestructura desde la generación hasta la utilización); contribuyendo a la reducción del calentamiento global.

CAPÍTULO III. MARCO CONTEXTUAL

3.1 Contexto Nacional

En el Perú como antecedente del desarrollo de los Medidores Inteligentes, en el 2012 el ente regulador OSINERGMIN contrato a una empresa española para que realizará un estudio previo a para la implementación de sistemas redes inteligentes en el Perú, el cual comprendía también a los medidores inteligentes. Posterior a ello no se han realizado más estudios a fondo de cara a implementación de los Medidores Inteligentes, ni se han cuantificado aún los costos y beneficios por parte del regulador.

Para la instalación de suministros con sistemas de Medición Inteligente la normatividad legal en el Perú establece lo siguiente:

El 24 de setiembre del 2015 se realizó una modificación a ley de concesiones eléctricas en los artículos 64 y 72 con un (Poder Ejecutivo, 2015), en el cual se establecieron los siguientes cambios:

- En el Valor Agregado de Distribución (VAD) se incorporó un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución.
- El cargo de innovación tendrá como límite máximo el 1% de los ingresos registrados de cada Empresa de Distribución Eléctrica en el año anterior a la fijación tarifaria.
- Los Proyectos de Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética (PITEC) serán propuestos y presentados por las Empresas de Distribución Eléctrica y aprobadas por OSINERGMIN.

Se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (MINEM, 1993), que respecto a la Medición Inteligente establece lo siguiente:

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (MINEM, 1993) en el artículo 163

Respecto a las Empresas de Distribución Eléctrica, se determina:

- Podrán instalar suministro con sistemas de medición inteligente.
- Serán propietarios de las mencionadas instalaciones.
- Los costos de inversión, operación y mantenimiento de la conexión eléctrica formarán parte del Sistema Eléctrico de la Distribución y considerados en el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Décima Disposición Complementaria Transitoria – Implementación de Sistemas de Medición Inteligente

En el marco previsto (Poder Ejecutivo, 2000), las Empresas de Distribución Eléctrica deberán cumplir con lo siguiente:

- Propondrán a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria.
- Sujeción a lo dispuesto en el artículo 163 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Horizonte de implementación de hasta ocho (08) años.

Términos de Referencia Valor Agregado de Distribución (VAD)

El Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería mediante Resolución (OSINERGMIN, 2017b), aprobó los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) – Período de fijación de tarifas 2018-2022 para las Empresas de Distribución Eléctrica de Lima.

En los mencionados Términos de Referencia se establece lo siguiente:

- **Artículo 4.1.3 (b) Etapa III Evaluación de cargos adicionales al Valor Agregado de Distribución Plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (SMI)**

Las empresas de Distribución Eléctrica podrán proponer un plan gradual de reemplazo a Sistemas de Medición Inteligente (SMI) de hasta ocho (08) años. Con una primera etapa de duración no menor a dieciocho (18) meses en calidad de proyecto piloto y una segunda etapa de reemplazo del sistema de medición.

- **Artículo 7.2: Plan de Reemplazo Gradual a Sistemas de Medición Inteligente**
Determina que todas las Empresas de Distribución Eléctrica deberán presentar un Plan de Adecuación y/o cambio total de los actuales sistemas de medición, por medidores sistemas de Medición Inteligente; el cual no deberá exceder el término de ocho (08) años para su implementación total.

El proyecto de implementación deberá considerar lo siguiente:

- Justificación del esquema del sistema de medición inteligente propuesto.
- Mercado objetivo.
- Detalle de sustento de costos.
- Plan gradual de reemplazo.
- Características y especificaciones técnicas de los equipamientos propuestos (medidores, concentrador sistema de comunicación); para cada una de las opciones tarifarias.
- El plan propuesto estará sujeto a la aprobación de OSINERGMIN.

- **Artículo 8.8: Cargos Adicionales del Valor Agregado de Distribución (VAD)**

A fin de que las Empresa de Distribución Eléctrica dispongan de financiamiento anticipado para las inversiones al inicio del periodo tarifario: se calculará el valor presente de la remuneración adicional por el reemplazo a sistemas de medición inteligente, de la siguiente manera.

$$V_{PRA} = \sum_{n=1}^{n=4} \frac{aVNR_n + OyM_n}{(1+i)^{n-1}}$$

Donde:

V_{PRA} : Valor presente de la remuneración adicional.

$aVNR_n$: Anualidad del VNR para proyectos en el año n. El periodo se aplicará según lo dispuesto en el Artículo 163 del Reglamento de la LCE. La tasa de actualización será la indicada en el Artículo 79 de la LCE.

OyM_n : Costos de operación y mantenimiento directos para los proyectos en el año n.

i : Tasa de interés anual según el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

n : Número de años a considerar, igual a 4.

Se incorpora en el VAD resultante, considerando el valor presente de los proyectos en el nivel de tensión que corresponda.

El cargo para el VAD por cambio de sistemas de medición, se calculará mediante la siguiente expresión, considerando sólo para el primer año el valor presente de los proyectos aprobados:

$$Cargos = \frac{V_{PRA}}{POT_{NT-0}}$$

V_{PRA} : Valor presente de la remuneración adicional.

POT_{NT-0} : Potencia máxima demandada al año 0 en cada nivel de tensión (MT y BT) utilizada para el cálculo del VAD. Corresponde a la potencia máxima en las horas de punta, excluyendo las pérdidas estándar en ese nivel de tensión (MWMT o MWBT).

El consejo Directivo de OSINERGMIN mediante Resolución (OSINERGMIN, 2018a) y sus modificatorias, ha fijado el Valor Agregado de Distribución para algunas Empresas de Distribución, correspondiente al período tarifario 2018-2022, en las cuales se ha incorporado un reconocimiento tarifario en consideración a la Medición Inteligente, los valores del reconocimiento se muestran en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1 Reconocimiento Tarifario (S / / kW-mes)

	Enel	Luz del Sur	Electro Dunas
VADMT	0,000	0,004	0,000
VADBT	0,192	0,307	0,554

3.2 Situación actual de la Atención de procesos Comerciales

3.2.1 Gestión Automatizada con Medidores Inteligentes

El Sistema de Medición Inteligente tiene la capacidad de ejecutar en forma automática, inmediata y eficiente, actividades que a la fecha requieren un conjunto de actos manuales o mecanizados.

Empleando la Medición Inteligente se automatizarán los siguientes procesos:

3.2.1.1 Procesos desde la lectura del Medidor hasta la facturación

El Medidor Inteligente hace factible realizar sin intervención humana el proceso que se inicia con la lectura remota del medidor y culmina con la emisión y reparto de la factura.

Con el sistema actual de medición, el proceso es el siguiente:

- La empresa de Distribución Eléctrica define zonas, sectores y rutas de lecturas y reparto.
- La empresa de Distribución Eléctrica define un cronograma de lectura, facturación y reparto por mes.
- Personal designado por la Empresa de Distribución Eléctrica toma la lectura del medidor en el punto de instalación (lectura a través de plataforma móvil o consignación en hojas de trabajo).
- La Empresa de Distribución Eléctrica consolida la información, los registros y observaciones (casos de predios no ubicados, sin acceso, medición no legible, y otros).
- La Empresa de Distribución Eléctrica revisa las lecturas de campo (considerando las observaciones indicadas por el lector y la comparación con el consumo promedio).
- Dependiendo del resultado de la revisión; la Empresa de Distribución Eléctrica define verificaciones adicionales en algunos medidores (Para tal fin emite nuevas órdenes de trabajo).
- Se ordena digitalización de las hojas de trabajo en las que se consignaron los registros.
- Culminada la revisión y considerada conforme, se ingresa lo registrado al sistema informático de la Empresa de Distribución Eléctrica para la emisión de la factura.
- Emitida la factura, la Empresa de Distribución Eléctrica procede a generar los recibos físicos, culminando con el reparto de las mismas hacia los clientes de su zona de concesión de acuerdo al cronograma definido y según rutas establecidas.

3.2.1.2 Proceso de Corte y Reconexión

Según el artículo 90 de la Ley de Concesiones Eléctricas (Poder Ejecutivo, 1992), las Empresas de Distribución Eléctrica pueden efectuar el corte inmediato del servicio de los siguientes casos:

- a) Cuando el usuario tenga pendiente el pago de más de dos (2) meses de consumo.
- b) Cuando consuma energía eléctrica sin contar con la autorización de la Empresa de Distribución Eléctrica.
- c) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas.
- d) Cuando el usuario incumpla las distancias de seguridad establecidas en las normas técnicas.

El Medidor Eléctrico Inteligente también hace factible realizar en forma remota el proceso de corte del servicio eléctrico y la posterior reconexión del mismo.

Actualmente el proceso se realiza según lo siguiente:

- La Empresa de Distribución Eléctrica elabora cronograma de actividades, programación de operaciones y asignaciones de rutas para la ejecución de cortes y reconexiones.
- La Empresa de Distribución Eléctrica envía al personal designado en campo la relación de Cortes (reconexiones) a ejecutar. El envío de esta información puede ser realizado a través de un aplicativo móvil o a través de formatos físicos en caso sean necesarios.
- Con la Orden de Corte (reconexión), el personal designado en campo se desplaza al predio.
- El personal designado en campo finaliza las órdenes en campo post ejecución de las mismas y elabora un informe con los Cortes (Reconexiones) realmente ejecutados y los NO ejecutados en caso se dispongan sólo de formatos físicos.
 - La empresa de Distribución Eléctrica dispone la verificación maestra del trabajo asignado.

3.2.1.3 Proceso de Atención de Emergencias

Según Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (MINEM, 1997) y sus modificaciones, las Empresas de Distribución Eléctricas están obligadas a brindar el

servicio eléctrico dentro de valores preestablecidos de voltaje, frecuencia, perturbaciones, número de interrupciones y lapsos máximos de interrupción del servicio.

El Sistema de Medición Inteligente hace posible vigilar en forma remota y en tiempo real los parámetros mencionados en el párrafo anterior, lo que permite a la Empresa de Distribución Eléctrica lo siguiente:

- Disponer inmediatamente acciones correctivas en caso de desvíos respecto a los valores preestablecidos.
- Distinguir si el problema en el servicio eléctrico se debe a una falla al interior del predio; consiguientemente fuera de su responsabilidad.
- Identificar la zona de la falla eléctrica; lo que representa una valiosa información para los operarios encargados de la reparación (Determina reducción en el tiempo de interrupción del servicio y menores costos en la reparación de los sondeos realizados para la ubicación de la falla).

Con el sistema de medición actual el proceder es el siguiente:

- Las Empresas de Distribución Eléctrica toman conocimiento de los problemas de calidad del servicio eléctrico; cuando el usuario efectúa el reclamo.
- Para distinguir si la falla es al interior del predio; el personal designado en campo tiene que efectuar inspección física en la ubicación del predio.
- Para ubicar el punto de falla o anomalía, los personales designados en campo tienen que hacer inspecciones detalladas, mayor número de registros y sondeos, lo cual extiende los tiempos de atención de los reclamos y presencia de las anomalías en la red, generando pérdidas invaluable para cada cliente.

3.3 Proyectos de Empresas de Distribución Eléctrica para Implementación de Medición Inteligente

En el Estudio de Valor Agregado de Distribución periodo 2018-2022 las Empresas de Distribución Eléctrica proponen un plan gradual de reemplazo a Sistema de Medición Inteligente (SMI); conforme a lo establecido por la Décima Disposición Complementaria Transitoria del (MINEM, 2016) y el Artículo 163 del Reglamento de

la Ley de Concesiones Eléctricas, los referidos planes consideran en una primera etapa el desarrollo de proyectos piloto y en una segunda etapa hacer efectivo el reemplazo.

3.3.1 Proyecto de Implementación de Medición Inteligente – Luz del Sur

La empresa de Distribución Eléctrica Luz del Sur, considera dentro de su Estudio de Valor Agregado de Distribución, la implementación de un proyecto piloto según las siguientes características:

Dimensionado del Proyecto Piloto

Medidores Monofásicos	21 908
Medidores Trifásicos	6 137
Medidores Multifunción	741
Total	28 786
 Concentradores	 97

Cronograma Proyecto Piloto

<u>Año</u>	<u>Descripción</u>
2019	Instalación del 40% de medidores del Proyecto Piloto
2020	Instalación del 60% de medidores del Proyecto Piloto
2021	Integración del Sistema de Tecnología de la Información Validación de procesos de negocios.
2022	Demostraciones de Funcionalidades Avanzadas Validación de nuevos servicios

Implantación Completa del Proyecto

<u>Año</u>	<u>Medidores Inteligentes a Instalar</u> <u>Porcentaje del total de medidores de la concesión</u>
2023	10%
2024	30%
2025	30%
2026	30%

3.3.2 Proyecto de Implementación de Medición Inteligente ENEL

La Empresa de Distribución Eléctrica ENEL Distribución Perú, considera dentro de su Estudio de Valor Agregado de Distribución la Implementación de medidores inteligentes por año de acuerdo a la Tabla 3-2.

Tabla 3-2 Cantidad de Medidores a Instalar Proyecto Piloto

Total de Medidores	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	TOTAL
SE0005 - Lima Norte	123 328	415 791	513 444	408 377	1 460 940
SE0261 - Huacho	0	0	20 102	26 779	46 881
SE0262 - Supe - Barranca	0	0	13 024	13 785	26 809
SE0007 - Huaral - Chancay	0	0	20 112	22 324	42 436
SE0008 - Pativilca	0	0	1 000	1 151	2 151
SE0221 - Sayán - Humaya	0	0	2 470	2 468	4 938
SE0140 - SER Chillón	0	0	1 934	1 003	2 937
SE0011 - Canta	0	0	2 002	2 105	4 107
SE0012 - Churin	0	0	202	155	357
SE0013 - Ravira - Pacaraos	0	0	681	681	1 362
SE0014 - Hoyos - Acos	0	0	0	166	166
SE0016 - Yaso	0	0	300	307	607

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE LAS EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

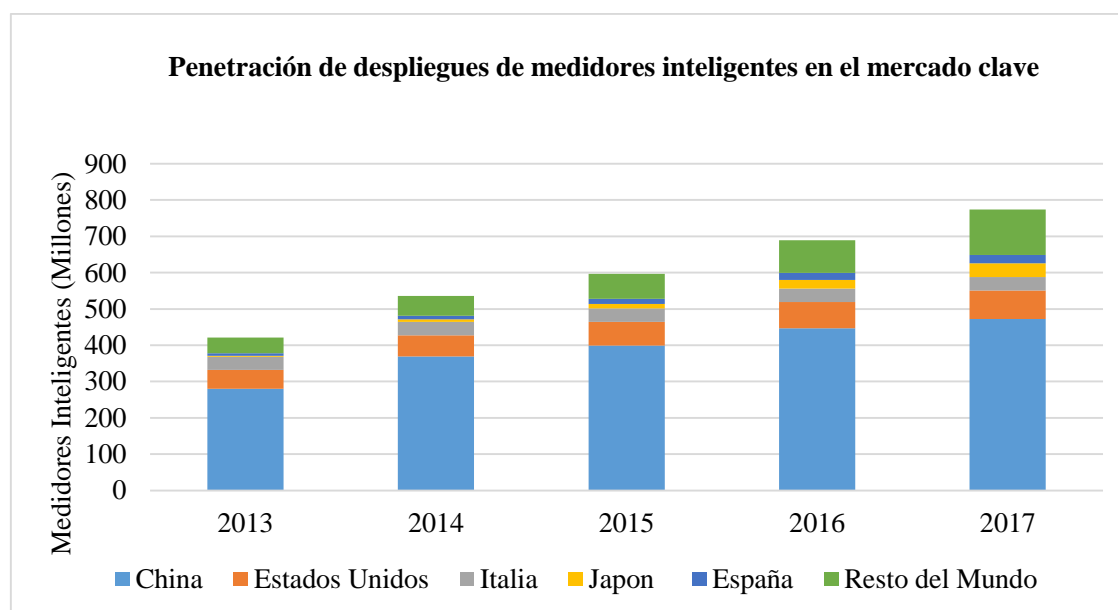
4.1. Contexto internacional de la implementación del Medidor Inteligente

La implementación de Medidores Inteligentes como se muestra en la Gráfica 4-1, ha avanzado considerablemente en los últimos años, como es el caso de China que acerca al despliegue completo, Japón, España y Francia están preparados para lograr un despliegue completo en los próximos años.

En los Estados Unidos y la Unión Europea, se han implementado Medidores Inteligentes en más de la mitad del mercado.

El progreso en la India y el sudeste asiático ha sido lento hasta la fecha, pero existen planes para lograr un fuerte crecimiento hasta 2025. Las recientes reducciones de costos en la infraestructura de medición inteligente y las lecciones aprendidas de las instalaciones a gran escala en otras partes del mundo podrían acelerar el despliegue de Medidores Inteligentes en los mercados emergentes.

Gráfica 4-1 Cuadro de penetración de despliegues por países



Fuente: IEA (2019)

4.1.1 Estados Unidos

En los EE. UU. La instalación de Medidores Eléctricos Inteligentes empezó hace una década, soportada por programas gubernamentales de innovación tecnológica. Uno

de los principales objetivos de instalar los Medidores Inteligentes para los EE.UU. es alcanzar la eficiencia energética a través del control de la demanda eléctrica en las épocas “peak” de invierno (por calefacción) y verano (por aire acondicionado).

Uno de los programas gubernamentales de innovación tecnológica es el “Smart Grid Demonstration Program” (SGDP), el cual está autorizado por la Ley de Seguridad e Independencia Energética de 2007, Sección 1304, modificada por Ley de Recuperación. La finalidad del programa es demostrar cómo un conjunto de conceptos de redes inteligentes existentes y emergentes se puede aplicar e integrar de manera innovadora para probar factibilidad técnica, operacional y de modelo de negocio. El presupuesto total del programa es alrededor de USD 1.6 mil millones, albergando a muchos proyectos de Medidores Eléctricos Inteligentes bajo su financiamiento (U.S. DOE, 2011).

El Departamento de Energía de EE. UU. También otorgó USD 3.4 mil millones de fondos en virtud del Programa “ARRA Integrated and Crosscutting Systems Grant” para apoyar 99 proyectos de demostración que se centran en integrar redes inteligentes e infraestructura avanzada de medición inteligente en sistemas específicos de transmisión y distribución en todo los Estados Unidos (U.S. DOE, Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems, Results from the Smart Grid Investment Grant Program, 2016).

En la actualidad las compañías eléctricas estadounidenses continúan encontrando formas de crear valor a partir de los datos y las capacidades de los Medidores Inteligentes, las instalaciones de Medidores Inteligentes han crecido dramáticamente desde 2007 como se muestra en la Gráfica 4-2, de acuerdo a la Administración de Información de la Energía (EIA), 70.8 millones de Medidores Inteligentes están operativos en Estados Unidos al 2016 como se muestra en la Gráfica 4-3, lo que representa una tasa de penetración del 46.8%, y se espera que las implementaciones estimadas alcancen los 90 millones en el 2020.

4.1.2 Unión Europea

La Unión Europea ha establecido políticas energéticas ambiciosas con objetivos al 2020 (Comisión Europea, 2010) para lograr una transformación del sector eléctrico en un sistema competitivo, sostenible y seguro. Dentro de la estrategia europea los Medidores Eléctricos Inteligentes son fundamentales para alcanzar los objetivos propuestos dentro de las redes eléctricas inteligentes del futuro.

La Unión Europea, a través del tercer paquete energético (Consejo Europeo, 2009) solicitó a sus miembros la realización de Análisis de Costos y Beneficios (ACB). Este paquete exige a los Estados Miembros que garanticen la introducción de sistemas de Medición Inteligente en beneficio a largo plazo de los consumidores. En el caso de la electricidad al menos el 80% de los consumidores deben de contar con Medidores Eléctricos Inteligentes al 2020, a menos que una decisión diferente sea tomada por los Estados Miembros basados en los resultados de los ACB.

Como complemento del tercer paquete, la Directiva de eficiencia Energética 2012/27/EU apoya el desarrollo de servicios energéticos en datos obtenidos de los Medidores Eléctricos Inteligentes, refuerza la obligación de ahorros por eficiencia energética, la respuesta a la demanda y las tarifas dinámicas de energía.

Para los ACB que resultaron positivos, se espera que el 80% de los hogares europeos cuenten con Medidores Eléctricos Inteligentes al 2020, lo que representa al menos 200 millones de Medidores Inteligentes desplegados en Europa, un 72% de los consumidores (UE, 2012).

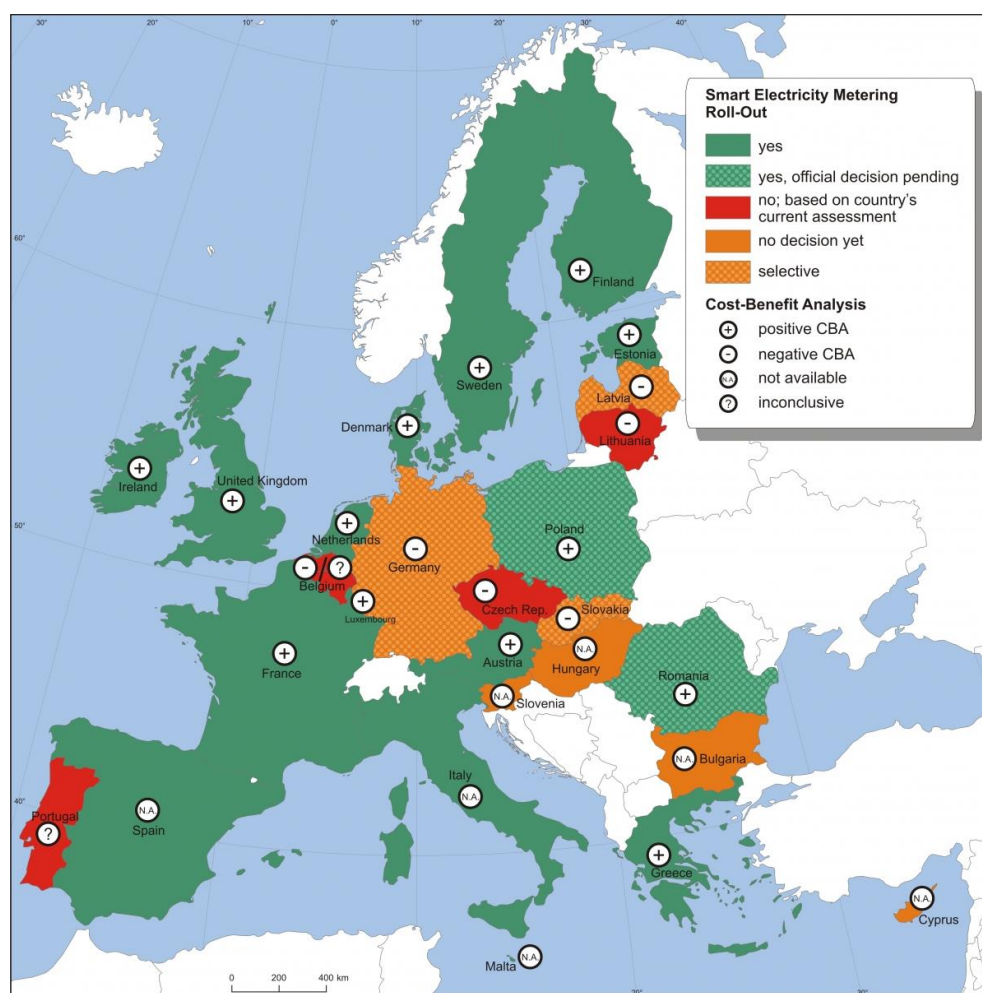
En el 2014 la Comisión Europea elaboró un informe de la Evaluación Comparativa del despliegue de los Medidores Eléctricos Inteligentes en la EU-27 (COM, 2014), cuyos resultados para el caso de electricidad fueron los siguientes:

- “Dieciséis Estados miembros (Austria, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Rumanía, España, Suecia y el Reino Unido) llevarán a cabo un despliegue a gran escala de Medidores Eléctricos Inteligentes para 2020 o antes, o lo han hecho ya...”

- “En siete Estados miembros (Bélgica, Rep. Checa, Alemania, Letonia, Lituania, Portugal y Eslovaquia), los análisis de costes y beneficios para la implantación a gran escala de aquí a 2020 fueron negativos o no concluyentes, pero en Alemania, Letonia y Eslovaquia se consideró que los Medidores Eléctricos Inteligentes estaban económicamente justificados para determinados grupos de usuarios.”

El seguimiento del despliegue de los estados miembros permanece actualizado a través del portal del Smart Electricity Systems and Interoperability perteneciente al Joint Research Center como se muestra en la Gráfica 4-4 de la Comisión Europea.

Gráfica 4-4 Estado del despliegue de los Medidores Inteligentes en Europa a junio del 2019



Fuente: Joint Reserch Center

El informe de la comisión incluye las decisiones tomadas por cada Estado Miembro con referencia a los siguientes indicadores claves de política: estrategia de despliegue,

responsabilidad para la instalación y propiedad del medidor, responsabilidad del manejo de la data y opciones de financiamiento, tal como se muestra en la Tabla 4-1.

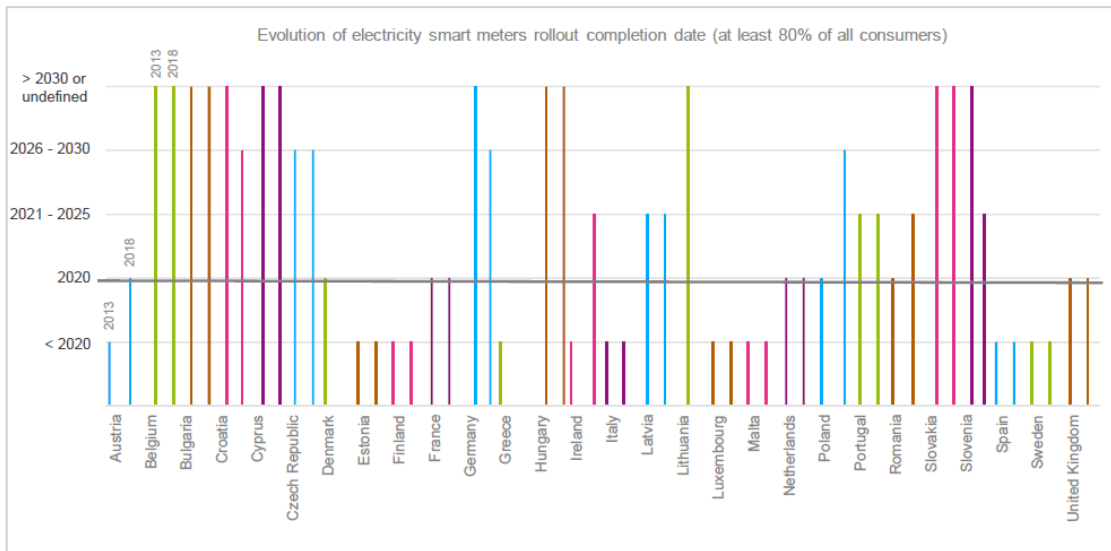
Tabla 4-1 Evaluación comparativa del despliegue de Medidores Inteligentes

País	Despliegue a gran escala (al menos 80% de consumidores al 2020)	Tipo de Mercado	Estrategia de despliegue	Implementación y Propiedad	Acceso	Financiamiento
Austria	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	Tarifas de Red + Tarifa Medición
Bélgica	No	Regulado	NA	DSO	DSO	NA
Bulgaria	Sin decisión	NA	NA	NA	NA	NA
Croacia	No	NA	NA	NA	NA	NA
Chipre	Sin decisión	Regulado	NA	DSO	DSO	NA
Rep. Checa	No	Regulado	NA	DSO	Central Hub	NA
Dinamarca	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	Central Hub	Tarifas de Red
Estonia	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	Central Hub	Tarifas de Red
Finlandia	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	Tarifas de Red
Francia	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	NA
Alemania	Selectivo	Competitivo	NA	Meter operator/DSO	Meter operator/DSO	NA
Grecia	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	NA
Hungría	Sin decisión	NA	NA	NA	NA	NA
Irlanda	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	Tarifas de Red
Italia	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	Tarifas de Red + DSO
Latvia	Selectivo	Regulado	NA	DSO	DSO	Tarifas de Red
Lituania	No	Regulado	NA	DSO	DSO	Tarifas de Red
Luxemburgo	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	Tarifas de Red
Malta	Si	Regulado	Voluntario	DSO	DSO	Tarifas de Red
Países Bajo	Si	Regulado	Mandatorio, con opción de salida	DSO	DSO	Tarifas de Red
Polonia	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	Central Hub	Tarifas de Red
Portugal	No	Regulado	NA	DSO	DSO	Tarifas de Red + DSO
Rumania	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	Tarifas de Red
Eslovaquia	Selectivo	Regulado	NA	DSO	DSO/Central hub	Tarifas de Red + DSO
Eslovenia	Sin decisión	NA	NA	NA	DSO	NA
España	Si	Regulado	Mandatorio	DSO	DSO	Tarifas de Red + SM rental
Suecia	Si	Regulado	Voluntario	DSO	DSO	Tarifas de Red + DSO
Reino Unido	Si	Competitivo	Mandatorio	Supplier	Central Hub	Suministrador

Fuente: Joint Research Center

En un reciente proyecto de actualización de la evaluación comparativa realizada por la comisión europea, por los principales stakeholders para la implementación de los Medidores Eléctricos Inteligentes (ECOFYS, pwc, SWCO, Tractebel, 2019), se muestra que pocos países están alineados para alcanzar las metas impuestas por la comisión al 2020. Sin embargo, algunos estados miembros que no contaban con objetivos están tomando acciones para lograr un despliegue masivo al 2030 como se muestra en la Gráfica 4-5.

Gráfica 4-5 Evolución de la fecha de cumplimiento del despliegue de los Medidores Inteligentes.



Fuente: Stakeholders Workshop, Benchmarking of Smart meter deployment in EU-28

Conclusiones

Las principales conclusiones de la evaluación comparativa de la Comisión Europea es que la mayoría de los países que han decidido realizar los despliegues a gran alcance lo están haciendo bajo políticas **obligatorias** y con financiamiento a **Tarifas de Red**, es decir los costos de inversión del despliegue son reconocidos al DSO a través de la tarifa. Además, solo dos países, Reino Unido y Alemania, presentan mercados competitivos. El escenario más común en la Unión Europea es un despliegue de implementación obligatoria en un mercado regulado, dirigido por el Operador del Sistema de Distribución y pagado con tarifas de red.

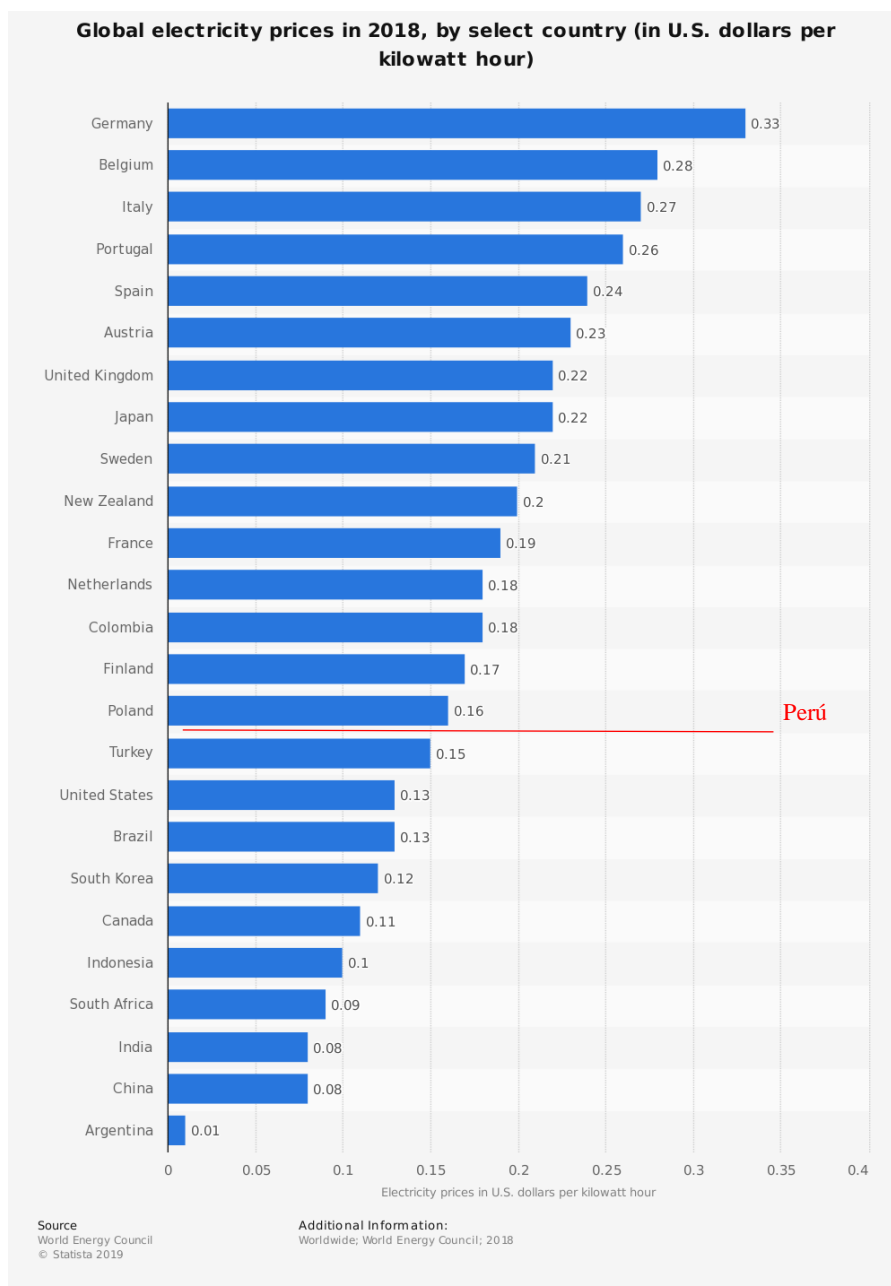
4.2. Comparación de Precios de la Energía Eléctrica

A continuación, se desarrolla una comparación de los precios de las tarifas eléctricas a nivel global y regional, con la finalidad de comparar los precios de energía del usuario residencial peruano.

Los precios de la energía eléctrica son muy variables a nivel global, incluso dentro de un mismo país. Existe una relación directa entre el precio de la electricidad y el grado de desarrollo e industrialización. Entre los factores que influyen en el precio de electricidad a nivel global están el grado de desarrollo del país como se muestra en la Gráfica 4-6, el clima (uso de equipos de calefacción y climatización), así como los

sobrecargos de impuestos, muchos de los cuales están relacionados con políticas públicas de energías de limpias.

Gráfica 4-6 Precios de la electricidad a nivel global



Fuente: Statista.com (World Energy Council)

4.1.3 Latinoamérica

La siguiente Tabla 4-2 muestra el costo de las de tarifas eléctricas residenciales a nivel latinoamericano. Paraguay es el País con las tarifas eléctricas más bajas, mientras que Uruguay es el país con las tarifas eléctricas más altas. Perú se encuentra en el 8vo

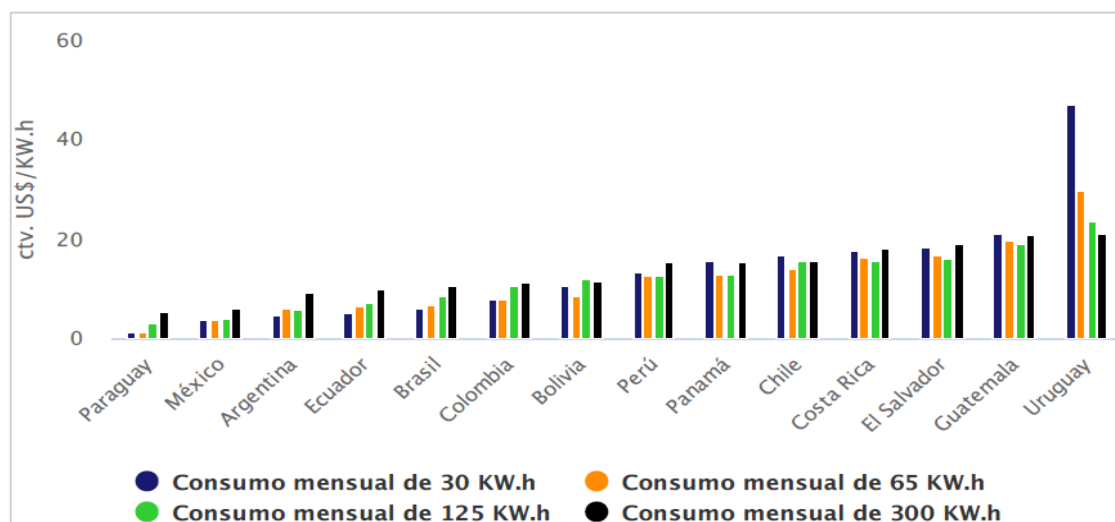
lugar de 14 países de Latinoamérica (15.27 ctv. US\$/KWh para usuarios de 300KWh de consumo mensual) como se muestra en la Gráfica 4-7.

Tabla 4-2 Tarifas Eléctricas en Latinoamérica 4to trimestre del 2018

País	Tarifas Eléctricas ctv. US\$/KWh por Consumo Mensual			
	30 KWh	65 KWh	125 KWh	300 KWh
Paraguay	1.31	1.47	2.95	5.55
México	3.92	3.92	4.25	6.15
Argentina	4.79	6.31	5.73	9.17
Ecuador	5.06	6.35	7.23	9.83
Brasil	6.2	7.01	8.68	10.47
Colombia	7.74	7.75	10.49	11.32
Bolivia	10.63	8.65	12	11.59
Perú	13.4	12.55	12.55	15.27
Panamá	15.69	13.07	13.17	15.49
Chile	16.74	13.97	15.64	15.62
Costa Rica	17.82	16.32	15.91	18.03
El Salvador	18.39	16.83	16.15	19.31
Guatemala	21.29	19.82	19.28	20.81
Uruguay	47.48	30	23.57	21.28

Fuente: Osinergmin

Gráfica 4-7 Tarifas Eléctricas en Latinoamérica 4to trimestre del 2018

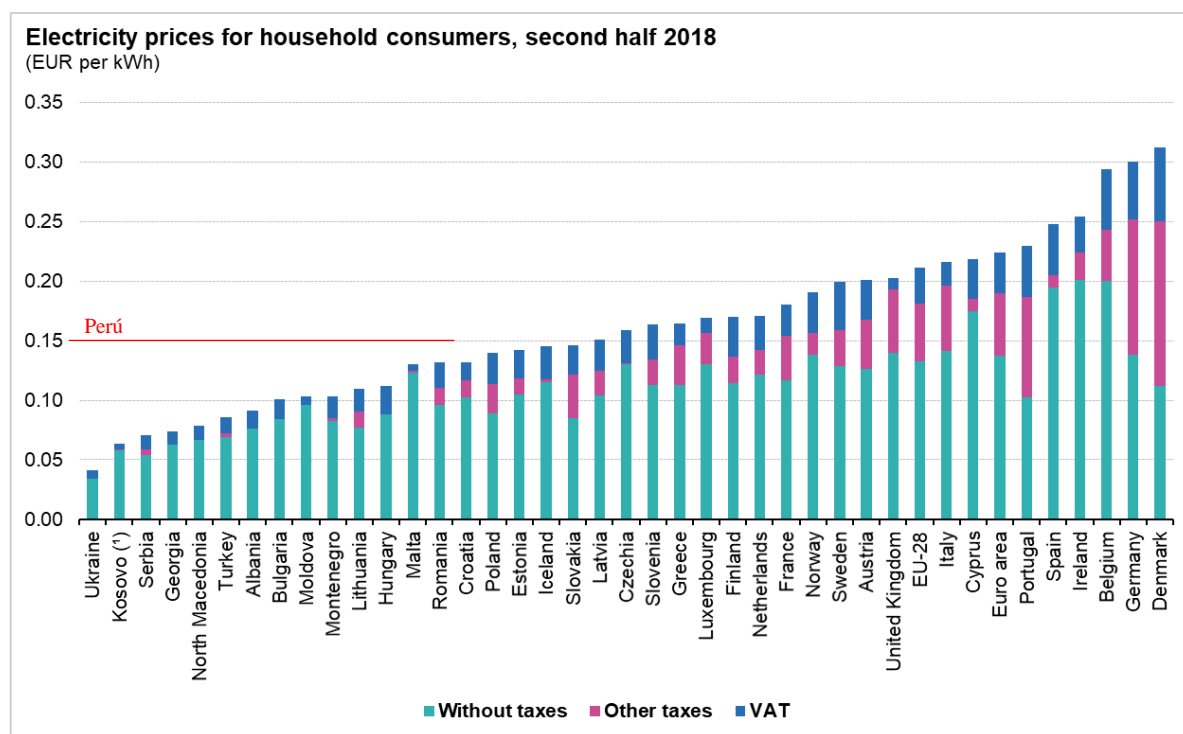


Fuente: Osinergmin

4.1.4 Europa

En la siguiente Gráfica 4-8, se muestra un comparativo de las tarifas eléctricas de los diversos países que componen la unión europea. Ucrania es el país con la tarifa eléctrica más baja mientras que Dinamarca es el país con la tarifa eléctrica más alta.

Gráfica 4-8 Tarifas eléctricas de consumidores residenciales, Segundo Semestre 2018



Fuente: Eurostat

La tarifa eléctrica promedio del Perú se encuentra entre las tarifas eléctricas de Croacia y Polonia.

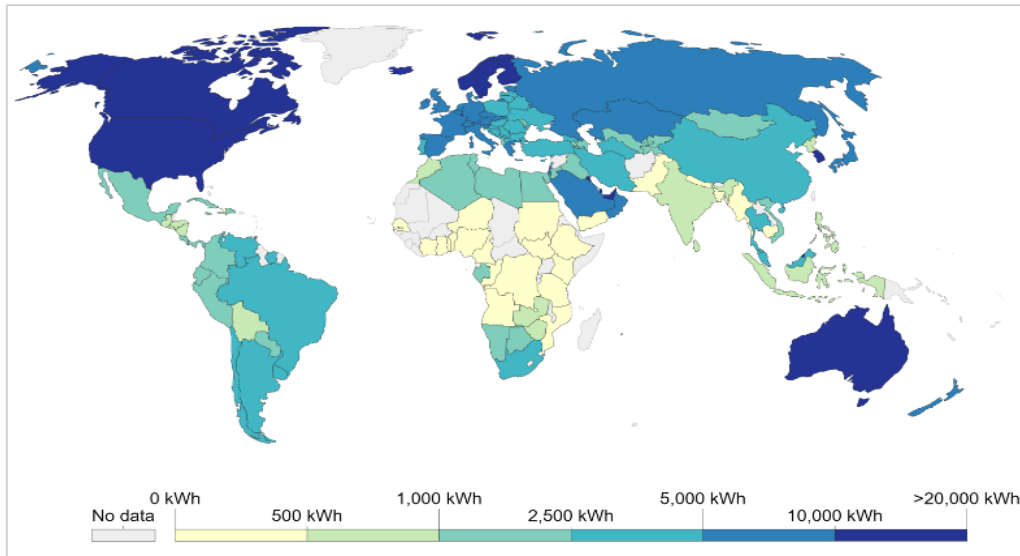
4.3. Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita)

El consumo de energía eléctrica per cápita se calcula como la disponibilidad de energía eléctrica a nivel nacional (generación más importaciones de energía menos exportaciones y pérdidas eléctricas) dividido entre la población total del país.

Este indicador puede usarse como un indicador del tamaño y el nivel de desarrollo de la economía de un país.

En la Gráfica 4-9 se muestra el consumo de energía eléctrica kWh per cápita que muestra la International Energy Agency.

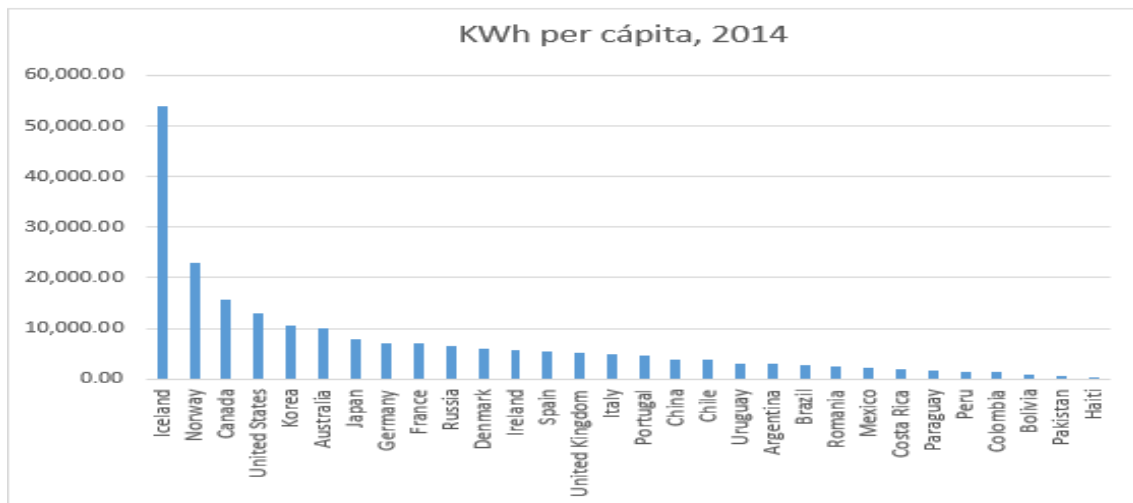
Gráfica 4-9 Consumo de energía eléctrica (KWh per cápita), 2014



Fuente: International Energy Agency (IEA)

De acuerdo a la estadística de la IEA del 2014 como se muestra en la Gráfica 4-10 y en la Tabla 4-3, el Perú tiene un consumo de energía eléctrica per cápita de 1307.5 KWh, encontrándose en los últimos lugares de la región. El bajo consumo anual en el Perú esta explicado por el bajo poder económico de la población, baja penetración de equipos de climatización y calefacción a nivel residencial debido a gran parte a las condiciones climáticas del país y la falta de cobertura de electricidad en algunas zonas rurales.

Gráfica 4-10 Consumo de energía eléctrica per cápita



Fuente y Elaboración Propia

Tabla 4-3 Consumo de energía eléctrica per cápita

Ranking	País	KWh per cápita	Año
1	Islandia	53,832.48	2014
2	Noruega	22,999.94	2014
4	Canadá	15,541.50	2014
10	Estados Unidos	12,986.74	2014
12	Corea	10,496.51	2014
14	Australia	10,077.83	2014
19	Japón	7,819.72	2014
23	Alemania	7,035.48	2014
24	Francia	6,937.86	2014
28	Rusia	6,602.66	2014
33	Dinamarca	5,858.80	2014
34	Irlanda	5,721.84	2014
36	España	5,355.99	2014
38	Reino Unido	5,129.53	2014
41	Italia	5,002.41	2014
43	Portugal	4,662.60	2014
50	China	3,927.04	2014
51	Chile	3,911.65	2014
61	Uruguay	3,067.95	2014
62	Argentina	3,052.38	2014
69	Brasil	2,601.37	2014
70	Romania	2,584.41	2014
75	México	2,090.18	2014
79	Costa Rica	1,957.93	2014
88	Paraguay	1,563.51	2014
96	Perú	1,307.51	2014
98	Colombia	1,289.57	2014
106	Bolivia	752.69	2014
115	Pakistán	471.04	2014
138	Haití	38.97	2014

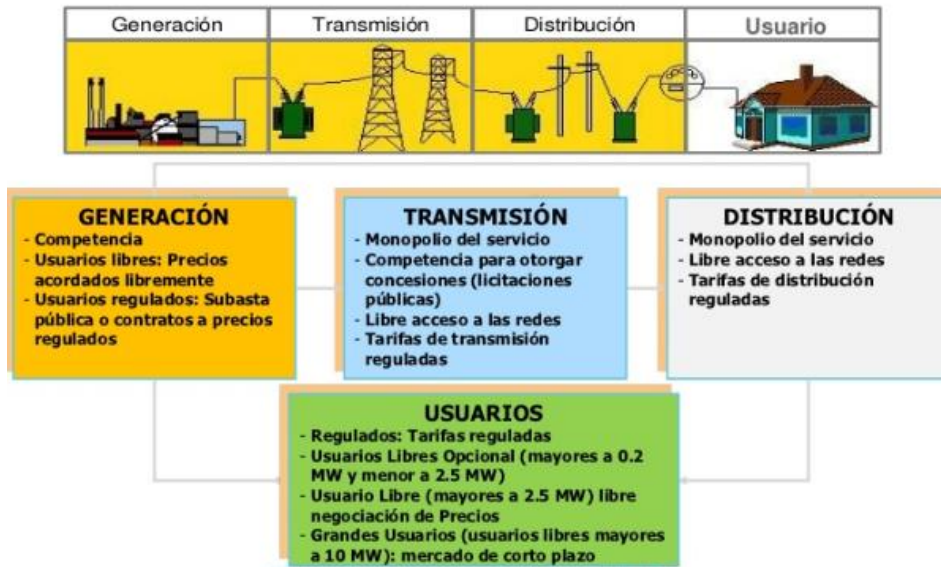
Fuente: IEA, 2014

Para la ciudad de Lima el consumo promedio sería ligeramente superior a la media peruana, siendo aproximadamente de 1900 KWh para la zona de Lima Norte.

4.4. Estructura del mercado de suministro de electricidad

En la actualidad, en el Perú, en lo que respecta al suministro eléctrico, la empresa de distribución es la misma que distribuye y vende la electricidad a los usuarios finales, ver Gráfica 4-11. Sin embargo, en el mundo este último segmento se encuentra liberalizado, y la actividad de venta de energía está a cargo de las empresas comercializadoras.

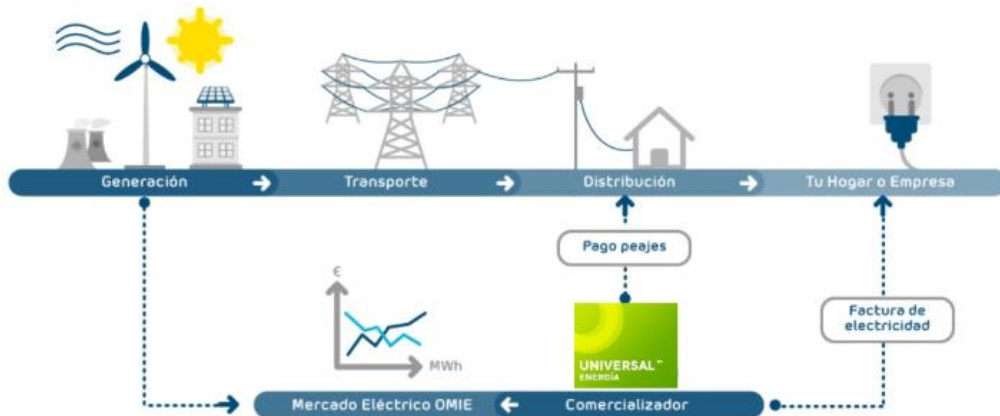
Gráfica 4-11 Estructura del mercado eléctrico peruano



Fuente: ISA-REP Perú

El elemento primario de la liberalización del mercado eléctrico es el hecho de que los consumidores ganan el derecho de elegir a su suministrador de energía. Esta elección beneficia a los consumidores abriendo la competencia en el servicio de venta de electricidad. Cuando hay competencia, las tarifas eléctricas tienden a bajar para que las empresas puedan retener a sus clientes. La finalidad de la liberalización es dar al consumidor la libertad de elección de la tarifa y la empresa que le comercialice la electricidad, ver Gráfica 4-12.

Gráfica 4-12 Estructura del mercado eléctrico español



Fuente: universal-energia.com

La comercializadora es la empresa encargada de vender la electricidad al consumidor, haciéndola llegar a los hogares, a través de las redes de distribución de la zona. En esta futura estructura de mercado eléctrico, existe libertad para elegir a la empresa comercializadora a la cual se le comprará la electricidad (EOI, 2016).

Las funciones de la empresa comercializadora son las siguientes:

- Comprar la electricidad.
- Proporcionar el suministro de energía eléctrica a los clientes finales a través de la red de distribución.
- Facturar el servicio mediante las lecturas que le envíe la distribuidora de cada cliente.

Los países cuyo mercado de comercialización de la energía (retail market) se encuentra liberalizado son básicamente los países desarrollados del primer mundo. La Gráfica 4-13 muestra un mapa de los mercados liberalizados de la energía alrededor del mundo (año 2016).

Gráfica 4-13 Mercados de energía liberalizados a nivel global.



Fuente: En-Powered Inc. The Bumpy Road to Energy Deregulation, 2016.

CAPÍTULO V. PRINCIPALES BARRERAS DE ENTRADA

En la actualidad existen barreras tecnológicas, regulatorias y sociales que impiden el despliegue masivo de los Medidores Inteligentes a niveles internacional (ICCS-NTUA, 2015) y posiblemente, local. La experiencia internacional demuestra que la realización del despliegue de los Medidores Inteligentes no ha sido sencilla, llegando a existir polarización en la población respecto a la percepción de sus beneficios (Tounquet, 2018). En los países donde el despliegue de los Medidores Inteligentes, ha tenido más éxito se ha requerido de un gran esfuerzo regulatorio previo y de la identificación de características técnicas mínimas exigidas para este equipo que generen beneficios para los clientes.

La situación a la vez no es homogénea, pocos países han desarrollado un despliegue masivo de los Medidores Inteligentes, mientras que la gran mayoría se encuentra en procesos de modificación de los marcos regulatorios, análisis de los costos-beneficios de la instalación, o han optado por instalaciones voluntarias sin objetivos claros de cumplimiento de una cuota de despliegue.

A continuación, en la Gráfica 5-1, se describen las principales barreras identificadas para el despliegue de los Medidores Inteligentes

Gráfica 5-1 Barreras identificadas para el despliegue de los Medidores Inteligentes (Fuente – Elaboración Propia)



5.1. Barreras tecnológicas

De acuerdo a una publicación del medio The Telegraph (The Telegraph, 2017), en el Reino Unido varios Medidores Inteligentes se habrían “colgado” luego que una

normativa mejorara los estándares de comunicación para el monitoreo de estos artefactos, develando incompatibilidades. O bien, en lugares remotos de la comarca británica, la baja intensidad de la señal móvil e inalámbrica también ha dejado fuera de servicio a estos modernos aparatos digitales. Así mismo, estudios desarrollados por las Universidades Holandesas de Twente (UT) y la Hogeschool van Amsterdam (HvA), dan cuenta de hallazgos sobre la poca precisión de algunos modelos de Medidores Inteligentes con errores de hasta 500% (Piensa Chile, 2017).

Para verificar el correcto funcionamiento de la tecnología de los Medidores Inteligentes a instalar en el Perú y emplear aquella que mejor se adecúe a nuestra realidad, resulta necesario la realización de un proyecto piloto que ponga a prueba las funcionalidades técnicas de estos equipos. En línea con esto, el OSINERGMIN, en el último período de regulación tarifaria del Valor Agregado de Distribución (VAD), definió unos términos de referencia que las empresas distribuidoras deberán emplear para evaluar las funcionalidades mínimas requeridas para la operación de los Medidores Inteligentes (OSINERGMIN, Fijación del VAD 2018-2022, 2018b). En el Anexo “3” se muestran las funcionalidades indicadas. De la lista proporcionada por el regulador, resulta desafiante para los proveedores de esta tecnología y para las empresas distribuidoras cumplir con la alarma de ausencia de tensión que es exigido y que debe obtenerse en un tiempo menor al promedio de la primera llamada realizada actualmente por los clientes ante un problema en la red de BT, MT o AT. A nivel internacional esta funcionalidad no ha sido implementada por el costo adicional que demanda en los Medidores Inteligentes.

5.2. Barreras regulatorias

Si bien la gran mayoría de proyectos de instalación de Medidores Inteligentes han sido financiados por tarifas red, la reciente experiencia chilena demuestra la dificultad de realizar un despliegue masivo de forma obligatoria si no se cuenta con el consentimiento de la población y los medios de comunicación (CIPER, 2019).

De todas las experiencias, la chilena es la más cercana al caso peruano, dado que su legislación de los Sistemas Eléctricos y su regulación de la distribución comparten las mismas bases que la legislación peruana.

A inicios del 2019 el gobierno chileno realizó cambios en la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de que las empresas distribuidoras sean las propietarias del Medidor Eléctrico y del empalme, así como la obligación de realizar el cambio de los medidores convencionales por Medidores Inteligentes. Esta implementación implica la instalación de 6.5 millones de M.I. al 2025 con una inversión de USD 1,000 millones, según cálculos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile. Si bien los planes para la instalación de los Medidores Inteligentes en Chile no son nuevos, y las instituciones de gobierno han venido realizando diversos estudios con una debida anticipación, la aplicación de la medida no ha calado en la población, sino por el contrario ha generado una caótica oposición que incluye a antiguas autoridades del Ministerio de Energía de dicho país, políticos y un gran sector de los medios de comunicación. Entre las principales críticas está en que este despliegue masivo es que el Estado Chileno solo estaría garantizando negocios redondos para las empresas Eléctricas a espaldas de la población, se critica la falta de regulación adecuada ya que la norma que establece las características técnicas de los Medidores Inteligentes aún no ha sido publicada, y que el despliegue no ha debido de ser masivo sino selectivo, como en el caso Alemán donde luego de un análisis costos-beneficio se determinó que la instalación de los Medidores Inteligentes sería obligatorio solo para aquellos clientes que consumen más de 6500 kWh al año. El escándalo producido ha llevado al Gobierno a retroceder en su medida y ha trasladado el debate hacia la revisión de la tasa de rentabilidad de las empresas eléctricas impuesta por ley, que en Chile representa el 10%, hacia una reducción alrededor del 6% (Bernal, Instalación de medidores inteligentes. Experiencia Comparada, 2019).

De la misma forma, actualmente en el Perú, con el fin de mitigar los riesgos sociales que pueden evitar el despliegue masivo de los Medidores Inteligentes se está iniciando con el desarrollo de algunos pilotos en 3 distribuidoras (ver anexo “3”) con el fin de validar las funcionalidades mínimas exigidas por el regulador para esta tecnología para que en el posterior período regulatorio se inicie con el roll out correspondiente (OSINERGMIN, Fijación del VAD 2018-2022, 2018b). De acuerdo a lo experimentado en Chile, la preocupación principal debe estar centrada en la reacción del cliente ante el inicio del despliegue masivo, debe esclarecerse los beneficios económicos y sociales que ellos podrán obtener con esta tecnología, sin embargo, el desarrollo del plan piloto

no contempla este fin. Debe considerarse la aplicación de modificaciones al marco regulatorio actual que será aplicado sólo al grupo de clientes que formarán parte del piloto ya aprobado. No basta con testear sólo las funcionalidades de la tecnología, si pretendemos obtener resultados satisfactorios del piloto, es necesario diseñar un sandbox regulatorio que permita la aplicación de distintos esquemas de gestión de demanda y medidas de eficiencia energética que permitan al cliente apreciar los beneficios que los Medidores Inteligentes pueden generar a su favor.

5.3. Barreras sociales

5.3.1. Impacto sobre la protección y seguridad de datos y del sistema

El tratamiento de información de los clientes es un punto clave en este proceso de implementación de los Medidores Inteligentes, debido a que los medidores te permiten monitorear el consumo eléctrico de los clientes, lo que conlleva a conocer de forma indirecta sus hábitos y comportamientos, como cuando se encuentran en casa, la hora a la que despiertan o se acuestan, etc. Esto podría generar gran preocupación en algunos sectores de la población que no desean compartir esta información con las empresas Distribuidoras de energía.

Actualmente este punto a ha llevado a que en diferentes partes del mundo se establezcan regulaciones que determinan que el cliente es el dueño de la información que entrega el medidor, y tiene la posibilidad de definir perfiles de privacidad según lo decida.

La posibilidad de no establecer políticas claras con respecto al tema frenaría que los clientes piensen en optar por los Medidores Inteligentes.

Adicionalmente, la existencia de la capacidad de gestión del sistema con constante intercambio de información en tiempo real, por el distribuidor o por el mismo cliente, abre la posibilidad de la aparición de riesgos de vulneración del sistema, afectando su confiabilidad y la confianza que el cliente tiene depositada sobre la distribuidora, pudiendo llegar a incrementar o disminuir la energía facturada y efectuar acciones remotas sobre los equipos de la red eléctricas. En consecuencia, junto con un marco regulatorio que permita definir políticas de privacidad de los datos de los clientes, es necesario establecer de forma similar características mínimas requeridas para la

seguridad y que estén relacionadas principalmente con los sistemas de comunicación empleados.

5.3.2. Impacto sobre la salud y seguridad personal

La experiencia internacional deja notar la preocupación que tienen los clientes donde se instalaron los Medidores Inteligentes relacionado al miedo que tienen por posibles consecuencias sobre la salud que podría desencadenar las ondas electromagnéticas post instalación de los equipos (Tounquet, 2018). Hay experiencias en otros países donde los clientes relacionan sus problemas de salud con la existencia de un Medidor Inteligente instalado en su domicilio. Esto sin duda puede crear una barrera a considerar cuando se determine realizar el despliegue masivo de los Medidores Inteligente en el Perú.

Sin embargo, existen estudios de organismos de salud internacional, como The Public Health England (PHE) que han demostrado que no existe evidencia de riesgo alguno por exposición a los Medidores Inteligentes y en todo caso que los niveles de exposición son menores a otras aplicaciones a las que usualmente los clientes están expuestos.

5.3.3. Impacto sobre los niveles de precisión de la facturación

Existen antecedentes que demuestran que debido al grado de precisión de los Medidores Inteligentes, las facturas han decrecido hasta en 54% de sus niveles normales, sin emplear técnicas de gestión de demanda u eficiencia energética, sin embargo, también se evidenciaron incrementos en la facturación para algunos clientes de hasta el 582% de sus facturas normales (Ernst&Young, 2012). Claro que este tipo de situaciones se presentan para aquellos clientes que cuentan con medidores de mayor antigüedad y que no pasaron por su proceso de contrastación oportunamente hasta entrar en período de despliegue masivo de los Medidores Inteligentes.

5.3.4. Impacto por el precio del medidor

Como se comentaba sobre el caso chileno y de otras experiencias internacionales, el precio del medidor es asumido por los clientes a través de la tarifa (Tounquet, 2018), lo cual muchas veces no es tolerado por los consumidores debido a que no ven reflejado un beneficio económico como retorno a la inversión que realizaron. El solo hecho de

incrementar el precio de la factura de luz que el cliente paga mensualmente desconociendo las causas del incremento y el fin a favor de ellos de lo que representará la implementación de los Medidores Inteligentes, jugará un papel en contra de lograr un roll out de este sistema en el Perú.

Las barreras antes indicadas, en caso no sean identificadas y controladas apropiadamente por las empresas distribuidoras en el país pueden restringir un despliegue masivo de los Medidores Inteligentes, por lo que es necesario armar un plan de control de estos riesgos que permitan ofrecer y dejar conocer a los clientes los beneficios de esta tecnología como la precisión en la facturación, reducción de costos de la energía, eficiencia energética, economía circular, información en tiempo real, mayor rapidez en la atención de las emergencias, aumento de la seguridad, prevención de fraudes y al mismo tiempo abrirle las puertas a la liberalización de los mercados a nivel de usuario final.

CAPÍTULO VI. PANEL DE EXPERTOS

Brasil es el país en Sudamérica que tiene mayor penetración de Medidores Inteligentes instalados y su porcentaje no llega al diez por ciento (10%) de su parque total de medidores; consiguientemente en los países de la región no existe una experiencia masiva de implementación, permaneciendo en modo “piloto” durante varios años, con un despliegue limitado de infraestructura de Medición Avanzada y pocos planes inmediatos para intensificarlas. Por lo expuesto, se hace necesario obtener la información que puedan brindar un Panel de Expertos en el tema de la Medición Inteligente.

Considerando la literatura revisada, la identificación de los aspectos principales que caracterizan a la Medición Inteligente y con fines de obtener la mayor información interpretable; se elaboró cuestionario teniendo en cuenta principalmente los siguientes aspectos de la implementación de la Medición Inteligente:

- Porcentaje de Medidores Inteligentes que deben instalarse, respecto al total de suministros eléctricos.
- Oportunidad de inicio de la implementación.
- Porcentaje del costo de Infraestructura de la Medición Inteligente, que deben asumir los diferentes grupos de interés.
- Consideraciones a resolver previas a la implementación.

El grupo de cuatro (4) expertos fue seleccionado considerando sus altas calificaciones técnicas y de gestión como representantes de las Empresas de Distribución Eléctrica, Entidad Regulatoria y Usuarios. Con fines de evitar influencias mutuas se preservó el anonimato entre los propios participantes del Panel de Expertos.

En anexo a la presente tesis se presenta el detalle sobre los conformantes del Panel de Expertos, cuestionario y respuestas.

A continuación, se resume la participación del Panel de Expertos.

Experto	Nombre	Cargo	Fecha de Entrevista
E1	Jesús Tamayo Pacheco	Miembro del Directorio-COES	05/09/2019
E2	José Luis Erausquin Eyzaguirre	Gerente de Desarrollo de Distribución – Luz del Sur	26/08/2019
E3	Jaime Mendoza Gacon	Gerente de Regulación de Tarifas-Osinergmin	20/08/2019
E4	Walter Sciutto Brattoli	Gerente General-Electrodunas	27/08/2019

6.1. Cuestionario

Pregunta 1: ¿Cuáles son los principales beneficios para el usuario que se alcanzarían con la implementación de Medidores Inteligentes?

Experto

Respuesta

E1, E2, E3 y E4

Beneficios:

- Permite el funcionamiento de generación distribuida, gestión de la demanda, incremento de la eficiencia energética.
- Reducción de la emisión de Gases Efecto Invernadero, control remoto de parámetros, corte y reconexión remota, acceso a mayores operaciones tarifarias, almacenamiento de energía, carga de vehículo eléctrico.
- Control remoto de aire acondicionado, calefacción y otros aparatos electrodomésticos.
- Medición remota de otros servicios.

CONCLUSIÓN Pregunta 1:

Existen coincidencias de los Expertos respecto a los beneficios de la medición inteligente. Éstos adicionalmente, coinciden con los beneficios remarcados en el marco teórico del presente trabajo.

Pregunta 2: ¿Cuáles son los principales beneficios para las Empresas de Distribución Eléctrica que se alcanzarían con la implementación de los Medidores Inteligentes?

<u>Experto</u>	<u>Respuesta</u>
E1, E2, E3 y E4	Beneficios <ul style="list-style-type: none">- Permitirá optimización de redes y equipamientos.- Ahorro en corte y desconexión- Facturación real (no por promedios)- Detección a tiempo real de falta de fluido eléctrico.- Servicios a terceros (medición de gas y agua)- Mejor factor de planta- Facilita el control y detección de pérdidas

CONCLUSIÓN Pregunta 2:

En consideración a las respuestas antes mostradas, existe coincidencia dentro de los Expertos respecto a los beneficios de las Empresas de Distribución Eléctrica. Las mejoras operacionales salen a la vista principalmente en los distintos procesos comerciales que desarrollan. Por otro lado, destacan la optimización de redes y equipamiento, lo que será posible gracias al desplamamiento del pico de la demanda y de actividades de eficiencia energética que contribuirán con el aplazamiento de inversiones.

Pregunta 3: ¿Considera adecuado que el despliegue de los Medidores Inteligentes comprenda el total de suministros eléctricos?

Experto

Respuesta

- | | |
|----|---|
| E1 | Debería limitarse a aquellos usuarios que tengan potencialidad de obtener beneficios reales. |
| E2 | Debería hacerse el despliegue en la totalidad de suministros eléctricos. |
| E3 | Depende del beneficio costo por la obtención del equipo. |
| E4 | No. Debe previamente manejarse la infraestructura de la red y considerar que la economía en general tiene otras prioridades |

CONCLUSIÓN Pregunta 3:

Si bien, el despliegue debería limitarse a los usuarios que tengan favorable el resultado del análisis costo beneficio, existen esquemas de financiamiento que pueden ser empleados con el fin de trasladar los costos que demandaría implementar esta nueva tecnología en usuarios que no obtendrían beneficio alguno respecto a otros que sí. Para el presente trabajo, se considera que el despliegue debe realizarse a todos los usuarios.

Pregunta 4: ¿Cuándo debe iniciarse el despliegue masivo y cuál sería el plazo total de su implementación?

Experto

Respuesta

- | | |
|----|--|
| E1 | Inmediato |
| E2 | A partir del año 2022 y un plazo de doce (12) años |
| E3 | A partir del año 2022 y un plazo de ocho (08) a doce (12) años |
| E4 | Se requiere resolver previamente problemas técnicos de la actual red y normativas. |

CONCLUSIÓN Pregunta 4:

El despliegue debería iniciarse el año 2022, la tecnología ya alcanzó un grado de madurez tal que se convierte en base para dar paso a nuevas formas de negocio, como la generación distribuida y carga inteligente de los vehículos eléctricos.

Pregunta 5: ¿Qué cambios regulatorios deberían hacerse para permitir el despliegue masivo de los Medidores Inteligentes?

<u>Experto</u>	<u>Respuesta</u>
E1	Que la empresa asuma del costo que la instalación de equipos sea obligatoria a partir de un determinado consumo mensual. Que sea voluntario para el resto de usuarios.
E2	Debe modificarse el artículo 163 de Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas en lo que respecta a la propiedad, mantenimiento y reposición de la conexión.
E3	Las modificaciones que permitan la implementación de los beneficios para los grupos de interés.
E4	Debe considerarse el carácter potestativo del Artículo 163 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Revisión del plan de despliegue de datos. Reglamentar la generación Distribuidas.

CONCLUSIÓN Pregunta 5:

Con excepción del Experto 4, los Expertos restantes indican que la normativa debería adecuarse para lograr los beneficios de los grupos de interés. Estos cambios normativos deben propiciar la inversión en Medidores Inteligentes y garantizar su operación eficiente de cara a obtener los beneficios que trae consigo esta tecnología.

Pregunta 6: ¿Qué modelo de financiamiento hará posible el despliegue masivo?

<u>Experto</u>	<u>Respuesta</u>
E1	Pago compartido proporcional.
E2	Alternativa (a) a través de la tarifa, tasa 12% y periodo de 15 años. Alternativa (b) a cargo del estado peruano.
E3	A través de la Empresa Distribuidora con tasas inferiores a las del mercado financiero. - Crédito masivo a través de entidades financieras - Creación de Fideicomiso
E4	A cargo del proveedor, banco, bonos (el que otorgue mayores ventajas).

CONCLUSIÓN Pregunta 6:

Opiniones divididas respecto al financiamiento; se propone: a cargo del usuario, estado peruano o financiamiento comercial. Esto en base a las experiencias internacionales existentes en otros países desarrollados.

Pregunta 7: ¿Cuáles son las variables críticas a considerar en el cálculo económico para la implementación?

<u>Experto</u>	<u>Respuesta</u>
E1	Sin respuesta
E2	- Alto riesgo regulatorio. - Cambio de la tasa de descuento del 12% a 10% - Falta adecuada de normativa. - Determinar tecnología apropiada

- E3
 - Cantidad de medidores a implementar
 - Determinación del responsable del pago
 - Evaluación de los precios internacionales de los Medidores Inteligentes.
- E4 Costo, tecnología, alcances y carácter del usuario.

CONCLUSIÓN Pregunta 7:

Existe coincidencia al considerar que la variable crítica es el riesgo regulatorio. Los distintos grupos de interés no tienen claro cómo será el reconocimiento tarifario de la inversión que realizarán, no se precisa el plazo necesario, así como tampoco se brindan pautas claras sobre las posibilidades que el usuario tendrá para cuantificar sus beneficios con esta nueva tecnología.

Pregunta 8: ¿Considera que los costos de la implementación deberían ser asumidos en su totalidad por el usuario o deberían ser distribuidos entre los actores involucrados de acuerdo a sus beneficios?

<u>Experto</u>	<u>Respuesta</u>
E1	La empresa de Distribución Eléctrica debería asumir parte del costo en función de los beneficios proyectados.
E2	Los costos deberían estar a cargo del usuario o del estado.
E3	Supeditado al resultado del análisis costo beneficio.
E4	Los costos deberían estar a cargo del usuario.

CONCLUSIÓN Pregunta 8:

Con respecto al pago por el costo de la implementación las opiniones están divididas:

- Dos expertos indican que el costo debería estar a cargo del usuario.
- Dos expertos indican que debería estar supeditado al resultado del análisis costo-beneficio.

En el presente estudio se cuantifican los costos-beneficios que la Empresa de Distribución Eléctrica consigue con esta nueva tecnología, estos ahorros y beneficios son incluidos en la tarifa final al usuario por el propio esquema de empresa modelo eficiente actual. Los costos de inversión que son necesarios ser cubiertos por el usuario u otra forma de financiamiento será detallado en capítulos posteriores.

Pregunta 9: ¿Cuáles serían las principales acciones a considerar en la estrategia de implementación para evitar la reacción negativa de los usuarios?

Experto

Respuesta

E1, E2, E3 y E4

La empresa y las autoridades deberían de tomar a su cargo la difusión de las ventajas del sistema y sus potencialidades.

CONCLUSIÓN Pregunta 9:

Los Expertos coinciden que es necesario un adecuado plan de comunicaciones. La identificación de stakeholders, sus temores, preocupaciones, intereses y dudas son determinantes para desarrollar una estrategia de comunicación hacia cada uno de ellos de cara a obtener un grado de aceptación tal de la nueva tecnología que no condicione su instalación. En Chile por ejemplo, el inadecuado manejo del tema social fue clave para generar todo el descontento de la población respecto a los Medidores Inteligentes.

6.2. Resumen

Las respuestas del Panel de Expertos se resumen en lo siguiente de cara al desarrollo del presente estudio:

- a) El despliegue debería realizarse a todos los usuarios.
- b) El despliegue masivo debería ser a partir del año 2022.

- c) Con respecto al responsable del costo de la implementación, las opiniones están divididas:
- Dos expertos indican que el costo debería estar a cargo del usuario.
 - Dos expertos indican que debería estar supeditado al resultado del análisis costo – beneficio.
- d) El despliegue requiere una revisión general de la normativa eléctrica relacionada.
- e) El despliegue satisfactorio requiere difusión previa de las ventajas del sistema y sus potencialidades.

CAPÍTULO VII. ANALISIS COSTO BENEFICIO

Para efectuar el análisis costo-beneficio de lo que representa el despliegue masivo del sistema de medición inteligente, es necesario establecer escenarios de análisis que permitan encontrar la solución o soluciones viables que permitan llevar a cabo el proyecto.

Estos escenarios de análisis estarán basados en los siguientes aspectos:

- Precio del sistema de medición inteligente: Este parámetro está relacionado con las funcionalidades que el equipo debe tener y los medios de comunicación que empleará entre el concentrador y los medidores. Que un Medidor Inteligente disponga o no de funcionalidades como la alerta de ausencia de tensión provoca diferencias significativas en lo que respecta al precio del equipo. Las características definidas para cada caso obedecen a los resultados que se obtienen del panel de expertos desarrollado y del análisis de las experiencias internacionales (Comisión Europea, Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014).
- Cantidad de clientes a considerar para el despliegue masivo: Para el análisis se considera un despliegue masivo de los Medidores Inteligentes en Lima (100% de clientes). De la evaluación de grupos de interés que se realiza, se desprende la necesidad de desplegar esta nueva tecnología en todos los clientes desde una primera etapa, sin importar su consumo o tipología; el poder y nivel de influencia que tienen son altos, y por ende es necesario que desde un inicio se considere una estrategia de implementación para cada uno.
- Período de despliegue masivo: Este parámetro provoca variación en el flujo de caja del proyecto y adicionalmente, el incremento necesario en la tarifa al usuario final para cumplir con la rentabilidad asegurada a la distribuidora. Se consideran períodos de despliegue de 4 y 8 años, considerando las respuestas obtenidas en el panel de expertos.
- % Ahorros obtenidos por la sociedad y el estado: El emplear esta nueva tecnología provoca beneficios en la sociedad que resultan de la posibilidad de gestión de la demanda en todos los usuarios. Se segrega la demanda por niveles de energía consumidos y tipo de cliente, y se consideran posibilidades de ahorro sólo para un

grupo de clientes identificados en función a esta segregación. Es importante mencionar que, en el presente estudio no se realiza una evaluación de la elasticidad de la demanda, por lo que los niveles de ahorro considerados para los usuarios de Lima Metropolitana corresponden con los resultados obtenidos en las experiencias internacionales a nivel de la Unión Europea.

A continuación, en la Tabla 7-1 se muestran los escenarios que se plantean en el presente análisis describiendo sus parámetros:

Tabla 7-1 Escenarios y parámetros para el despliegue masivo

Parámetro Principal del escenario	Escenario del caso Base	Escenario del caso de Funcionalidad Avanzada
Precio del sistema de medición inteligente	Funcionalidades básicas + comunicación a través de PLC – No incluye alerta de tensión	Funcionalidades básicas + comunicación a través de PLC + RF, incluye alerta de tensión
Clientes para el despliegue masivo	100 % de clientes de Lima	100 % de clientes de Lima
Período de despliegue masivo	4 años (2022 – 2025) 8 años (2022 – 2029)	4 años (2022 – 2025) 8 años (2022 – 2029)
% ahorros obtenidos por la sociedad	Sin obtener ahorros para la sociedad Obteniendo ahorros para la sociedad	Sin obtener ahorros para la sociedad Obteniendo ahorros para la sociedad

Fuente y Elaboración propia

7.1. Escenario del Caso Base

El escenario del caso base es obtenido del análisis de los casos internacionales y de los resultados obtenidos del panel de experto. Se considera como premisas para el despliegue lo siguiente:

- Sistema de medición inteligente: Se considera un sistema con funcionalidades básicas de corte y reconexión remoto, lectura remota, información en línea del consumo del cliente, registro de potencia y energía en registros cada 15 minutos, medición bidireccional, limitación de potencia, Opciones multi-tarifa, estas funcionalidades estarán disponibles empleando PLC como medio de comunicación.
- Cantidad de clientes a considerar para el despliegue masivo: Se considera el despliegue masivo para el 100% de los clientes de Lima, esto con el fin de mantener el máximo de eficiencias operativas que la empresa distribuidora puede obtener por la implementación de este sistema.

7.2. Escenario del caso de funcionalidad avanzada

Como en el escenario anterior, se consideran las siguientes premisas:

- Sistema de medición inteligente: Adicionalmente a las funcionalidades básicas antes descritas, se considera la inclusión de la alerta de ausencia de tensión, de monitoreo de los niveles de tensión y corriente, registro de los niveles de THD, empleando el PLC y RF como medios de comunicación para su operación.
- Cantidad de clientes a considerar para el despliegue masivo: Se considera el despliegue masivo para el 100% de los clientes de Lima, esto con el fin de mantener el máximo de eficiencias operativas que la empresa distribuidora puede obtener por la implementación de este sistema.

En ambos escenarios se coloca como parámetro principal al período de despliegue masivo y al % de ahorros obtenidos por la sociedad y el estado, éstos serán considerados tomando en cuenta dos sub-escenarios que permitirán determinar su impacto en cada uno de los escenarios planteados. A continuación, describimos ambos parámetros con el fin de tener en claro su participación en este análisis:

- Período de despliegue masivo: Se considera en el análisis períodos de 4 y 8 años para el despliegue masivo del sistema de medición inteligente. Este análisis podrá brindarnos información respecto al porcentaje de incremento esperado en la tarifa al usuario final de electricidad.
- % ahorros obtenidos por la sociedad y el estado: De acuerdo a lo descrito en la metodología del presente trabajo, el análisis de costo beneficios tiene dos etapas

diferenciadas por considerar o no los ahorros que la sociedad obtiene en cada escenario de análisis. El parámetro en cuestión permitirá realizar este análisis y permitirá brindar conclusiones al respecto. Para esto, se realiza la segmentación de la demanda en función a su consumo promedio de energía con el fin de definir la posibilidad de ahorro para los clientes. Los porcentajes de ahorro calculados corresponden a los resultados obtenidos en las experiencias internacionales de la Unión Europea (Ernst&Young, 2012), pues, una de las limitaciones del presente trabajo es no realizar un estudio de la elasticidad de la demanda. A continuación, en la Tabla 7-2 se muestra la clasificación realizada:

Tabla 7-2 ahorro considerado para cada segmentación de clientes

Segmentación de clientes (tipo y/o consumo promedio mensual)	% de ahorro considerado
Residencial <125kWh	0%
Residencial >125kWh	1.5%
Comercial	0.1%
Industrial	0%
Otros (Institucionales, consumos propios)	0.1%

Fuente y Elaboración propia

Se considera que los clientes residenciales que tienen un consumo promedio menor a 125kWh/mes no tienen posibilidad de gestionar su demanda. Los clientes industriales se consideran que ya ponen en práctica técnicas de eficiencia energética y gestionan su demanda por los altos consumos que demandan. Estas aseveraciones son el resultado de análisis de experiencias internacionales realizados en el presente trabajo (Ernst&Young, 2012).

7.3. Premisas generales para el análisis costo beneficio

Las premisas generales para el análisis costo beneficio y su respectiva justificación son presentados en la Tabla 7-3 a continuación:

Tabla 7-3 Premisas para el ahorro costo beneficio

Premisa	Cantidad	Fuente
Tasa de descuento análisis financiero	12%	(Poder Ejecutivo, Ley de Concesiones Eléctricas, 1992)
Tasa de cambio PEN/USD	3.32	(BCRP, 2019)
Crecimiento prom. consumo de energía	4.10%	(COES, 2019)
Promedio Anual Inflación	2.50%	Reporte de Inflación (BCRP diciembre 2018)
Medidores adicionales al año	66,000	(Luz del Sur, 2018) (ENEL Distribución Perú, 2018)
Vida Útil	15 años	(Tounquet, 2018)
Despliegue	4 años	(MINEM, 2016)
Periodo de análisis	15 años	(Tounquet, 2018)
Precio promedio venta de energía (USD/Kwh)	0.16	(OSINERGMIN, Pliegos Tarifarios Aplicables al Cliente Final, 2019c)
Precio promedio compra de energía (USD/Kwh)	0.022	Fuente Confidencial
Diferencia Precio HP vs HFP (USD/KWh)	0.01	(1) Diferencia Tarifa HP vs HP Cliente BT2 y BT3 (OSINERGMIN, Pliegos Tarifarios Aplicables al Cliente Final, 2019c) (2) Experiencias internacionales (Ernst&Young, 2012) Nota: Las tarifas horarias que se establezcan a futuro diferirán en valor del actual esquema tarifario. Sin embargo, se encontró coincidencia entre (1) y (2) se optó por tomar este valor.
Desplazamiento de carga Residencial y comercial	4.50%	(Tounquet, 2018)

En el anexo 2 del presente documento se muestra la información recopilada referenciando a la fuente correspondiente.

7.4. Costos por inversiones a realizar (CAPEX)

Las inversiones que una empresa distribuidora debe realizar para lograr el despliegue masivo de los Medidores Inteligentes debe considerar la tasa de actualización establecida según Ley de Concesiones Eléctricas (Poder Ejecutivo, Ley de Concesiones Eléctricas, 1992) mostrada en la sección anterior. Se considera un escenario inicial en el cual no se realiza inversión alguna, dado como resultado que el flujo diferencial es igual al flujo de inversión del escenario base planteada. Se tomarán en cuenta las siguientes inversiones:

7.4.1. Inversión en compra de los Medidores Inteligente, certificación y calibración de los equipos.

Se consideran las inversiones realizadas en todo el equipamiento necesario para el despliegue de los Medidores Inteligentes en Lima. Este equipamiento puede incorporar a los medidores, concentradores, cajas portamedidor y portaconcentrador, entre otros.

Adicionalmente, se consideran los costos incurridos en materias de certificación y calibración de los equipos de medida de acuerdo a lo establecido en la Norma Metrológica Peruana (NTP) del Instituto Nacional de la Calidad (INACAL). Para conseguir esto es necesario que los equipos pasen por pruebas rigurosas en laboratorios autorizados por el organismo indicado con el fin de que tenga validez su operación en nuestro país.

7.4.2. Inversión en la instalación de los M.I.

Para la instalación de los M.I. en Lima es necesario contar con el personal y el equipamiento idóneo en campo, que satisfaga los estándares de calidad y seguridad de cara a la ejecución del despliegue masivo de estos equipos.

7.4.3. Inversión en el sistema de gestión de los M.I.

Se deben establecer los montos necesarios para implementar el sistema de gestión de los Medidores Inteligente que permitirá adquirir y procesar la información de todos los equipos para los fines que la distribuidora u otras instituciones vean conveniente.

7.4.4. Inversión en sistemas de telecomunicaciones

La evaluación de los costos del sistema de telecomunicaciones para permitir la gestión remota de los Medidores Inteligentes es de vital importancia, este componente juega un rol clave para esta tecnología.

7.4.5. Otras inversiones – Gestión Comercial

Existen otros conceptos que deben ser incorporados como parte del despliegue masivo de los Medidores Inteligentes, algunos de ellos se relacionan con los costos del transporte de equipos al interior del país y con costos de campaña necesarios como parte de la estrategia del plan de comunicaciones de la empresa.

Estos costos de inversión son calculados considerando la cantidad de clientes de cada empresa distribuidora que forma parte de toda la zona de concesión de Lima Metropolitana, a continuación, en las Tablas 7-4, 7-5 y 7-6, se muestran los datos obtenidos de la memoria anual del 2018 de cada una de las empresas, que servirán como referencia para determinar los montos de inversión necesarios:

Tabla 7-4 Datos de clientes de la empresa de distribución Luz del Sur

Tipo	Cantidad	Energía (KWh)	% Cant	% Energ
Residencial	1,022,932	2,996,000,000	89.79%	45%
Comercial	101,236	2,254,000,000	8.89%	34%
Industrial	4,166	623,000,000	0.37%	9%
Otros	5,451	396,000,000	0.48%	6%
AP	5,428	246,000,000	0.48%	4%
Clientes Libres	23	150,000,000	0.00%	2%
Total	1,139,236	6,665,000,000	100%	100%

Fuente: (Luz del Sur, 2018)

Tabla 7-5 Datos de clientes de la empresa de distribución ENEL

Tipo	Cantidad	Energía (KWh)	% Cant	% Energ
Residencial	1,348,125	2,987,000,000	95%	44%
Comercial	46,403	884,000,000	3%	13%
Industrial	1,567	1,873,000,000	0%	27%
Otros	26,513	1,098,000,000	2%	16%
Total	1,422,608	6,842,000,000	100%	100%

Fuente: (ENEL Distribución Perú, 2018)

Tabla 7-6 Cantidad de clientes de Lima por tipo de conexión

Tipo	Medidor Monofásico	Medidor Trifásico	Cantidad	Cantidad (%)
Residencial	1,659,740	711,317	2,371,057	92.75%
Residencial (<125KWh)	671,173	287,646	958,819	40.44%
Residencial (>125KWh)	988,567	423,671	1,412,238	59.56%
Comercial	0	147,639	147,639	5.78%
Industrial	0	5,733	5,733	0.22%
Otros	9,589	22,375	31,964	1.25%
Total	1,669,329	887,064	2,556,393	

Fuente: (Luz del Sur, 2018) (ENEL Distribución Perú, 2018)

Adicionalmente, en las tablas 7-7, 7-8, 7-9 y 7-10, se muestran los precios promedios de los componentes del sistema de medición inteligente y precios de mano de obra, los cuales serán empleados para determinar los montos de inversión:

Tabla 7-7 Precios de Medidor Inteligente por tipo de conexión – Escenario Caso Base

Smart meter	Precio USD	Fuente
Smart meter Básico [1F] PLC	44	(BA Energy Solutions, 2018)
Smart meter Básico [3F]	71	(BA Energy Solutions, 2018)

Fuente: (BA Energy Solutions, 2018)

Tabla 7-8 Precios de Medidor Inteligente por tipo de conexión – Escenario Caso Funcionalidad Avanzada

Smart meter	Precio USD	Fuente
Smart meter Avanzado [1F] PLC + RF	61	(BA Energy Solutions, 2018)
Smart meter Avanzado [3F] PLC + RF	87	(BA Energy Solutions, 2018)

Fuente: (BA Energy Solutions, 2018)

Tabla 7-9 Precios de otros componentes y del sistema de gestión de Medición Inteligente

Otros componentes	Precio USD	Fuente
Concentrador de Datos	447.93	(BA Energy Solutions, 2018)
Clientes por Concentrador	300	(BA Energy Solutions, 2018)
Sistema Telegestión de Medidores	2,434,140	(BA Energy Solutions, 2018)
Interfaces y Sistemas Locales	3,573,399	(BA Energy Solutions, 2018)

Fuente: (BA Energy Solutions, 2018)

Tabla 7-10 Costos de instalación unitarios

Concepto	Costo USD	Fuente
Costo de Instalación Medidores	7.29	Fuente Confidencial
Costo de Instalación de Concentrador	92.5	Fuente Confidencial
Costo de Calibración INACAL Medidor 1F	3.33	Fuente Confidencial
Costo de Calibración INACAL Medidor 3F	33.3	Fuente Confidencial

Fuente: Confidencial

Los costos y precios que se muestran corresponden a licitaciones considerando economías de escala.

Con estas consideraciones, es posible mostrar el número de medidores a cambiar por año y los costos incurridos como inversión para este sistema. Estos datos son mostrados desde la Tabla 7-11 a la 7-17.

Tabla 7-11 Proyección de cantidad de medidores existentes por año

Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Residencial	2,371,057	2,432,272	2,493,487	2,554,702	2,615,917	2,677,132	2,738,347	2,799,562	2,860,778
Comercial	147,639	151,451	155,262	159,074	162,886	166,697	170,509	174,321	178,133
Industrial	5,733	5,881	6,029	6,177	6,325	6,473	6,621	6,769	6,917
Otros	31,964	32,789	33,614	34,440	35,265	36,090	36,915	37,741	38,566
Total	2,556,393	2,622,393	2,688,393	2,754,393	2,820,393	2,886,393	2,952,393	3,018,393	3,084,393

Tipo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Residencial	2,921,993	2,983,208	3,044,423	3,105,638	3,166,853	3,228,068	3,289,283	3,350,498	3,411,713
Comercial	181,944	185,756	189,568	193,379	197,191	201,003	204,814	208,626	212,438
Industrial	7,065	7,213	7,361	7,509	7,657	7,805	7,953	8,101	8,249
Otros	39,391	40,216	41,042	41,867	42,692	43,517	44,343	45,168	45,993
Total	3,150,393	3,216,393	3,282,393	3,348,393	3,414,393	3,480,393	3,546,393	3,612,393	3,678,393

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-12 Proyección de cantidad de medidores a desplegar por año – 4 años para el despliegue

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Despliegue acumulado	0%	10%	30%	65%	100%	100%	100%	100%
Residencial	0	261,592	584,399	976,786	976,786	61,215	61,215	61,215
Comercial	0	16,289	36,389	60,822	60,822	3,812	3,812	3,812
Industrial	0	633	1,413	2,362	2,362	148	148	148
Otros	0	3,526	7,878	13,168	13,168	825	825	825
Total	0	282,039	630,079	1,053,138	1,053,138	66,000	66,000	66,000
Acumulado-medidores	0	282,039	912,118	1,965,255	3,018,393	3,084,393	3,150,393	3,216,393

Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Despliegue acumulado	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	61,215	61,215	61,215	61,215	61,215	61,215	61,215
Comercial	3,812	3,812	3,812	3,812	3,812	3,812	3,812
Industrial	148	148	148	148	148	148	148
Otros	825	825	825	825	825	825	825
Total	66,000	66,000	66,000	66,000	66,000	66,000	66,000
Acumulado-medidores	3,282,393	3,348,393	3,414,393	3,480,393	3,546,393	3,612,393	3,678,393

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-13 Proyección de cantidad de concentradores a desplegar por año – 4 años para el despliegue

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Concentradores	0	940	2,100	3,510	3,510	220	220	220
Acumulado Concentradores	0	940	3040	6551	10061	10281	10501	10721

Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Concentradores	220	220	220	220	220	220	220
Acumulado Concentradores	10941	11161	11381	11601	11821	12041	12261

Fuente y Elaboración Propia

Cantidad de clientes por concentradores de acuerdo a experiencias internacionales (Ernst&Young, 2012)

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-14 Resumen de costos de inversión – 4 años para el despliegue (USD)

Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Medidores Inteligentes	0	0	0	0	-15,052,142	-33,626,635	-56,204,848	-56,204,848	-3,522,351
Concentradores	0	0	0	0	-421,113	-940,770	-1,572,440	-1,572,440	-98,545
Sistema Telegestión de Medidores	0	0	0	-2,434,140	0	0	0	0	0
Interfaces y Sistemas Locales	0	0	0	-3,573,399	0	0	0	0	0
SubTotal	0	0	0	-6,007,539	-15,473,255	-34,567,405	-57,777,288	-57,777,288	-3,620,895
Costo de instalación de medidores	0	0	0	0	-6,639,763	-15,204,130	-26,048,085	-26,699,287	-1,715,072
Gestión Comercial	0	0	0	0	-712,920	-1,632,486	-2,796,815	-2,866,736	-184,149
SubTotal	0	0	0	0	-7,352,683	-16,836,616	-28,844,900	-29,566,022	-1,899,221
Total	0	0	0	-6,007,539	-22,825,938	-51,404,021	-86,622,188	-87,343,310	-5,520,117

Tipo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Medidores Inteligentes	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351
Concentradores	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545
Sistema Telegestión de Medidores	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interfaces y Sistemas Locales	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubTotal	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895
Costo de instalación de medidores	-1,757,949	-1,801,898	-1,846,945	-1,893,119	-1,940,447	-1,988,958	-2,038,682	-2,089,649	-2,141,890
Gestión Comercial	-188,753	-193,472	-198,309	-203,266	-208,348	-213,557	-218,896	-224,368	-229,977
SubTotal	-1,946,702	-1,995,370	-2,045,254	-2,096,385	-2,148,795	-2,202,515	-2,257,577	-2,314,017	-2,371,867
Total	-5,567,597	-5,616,265	-5,666,149	-5,717,281	-5,769,690	-5,823,410	-5,878,473	-5,934,912	-5,992,763

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-15 Proyección de cantidad de medidores a desplegar por año – 8 años para el despliegue

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Despliegue acumulado	0%	5%	15%	25%	40%	55%	70%	85%
Residencial	0	130,796	322,807	322,807	453,603	453,603	453,603	453,603
Comercial	0	8,144	20,100	20,100	28,245	28,245	28,245	28,245
Industrial	0	316	781	781	1,097	1,097	1,097	1,097
Otros	0	1,763	4,352	4,352	6,115	6,115	6,115	6,115
Total	0	141,020	348,039	348,039	489,059	489,059	489,059	489,059
Acumulado medidores	0	141,020	489,059	837,098	1,326,157	1,815,216	2,304,275	2,793,334

Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Despliegue acumulado	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	453,603	61,215	61,215	61,215	61,215	61,215	61,215
Comercial	28,245	3,812	3,812	3,812	3,812	3,812	3,812
Industrial	1,097	148	148	148	148	148	148
Otros	6,115	825	825	825	825	825	825
Total	489,059	66,000	66,000	66,000	66,000	66,000	66,000
Acumulado medidores	3,282,393	3,348,393	3,414,393	3,480,393	3,546,393	3,612,393	3,678,393

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-16 Proyección de cantidad de concentradores a desplegar por año – 8 años para el despliegue

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Concentradores	0	470	1,160	1,160	1,630	1,630	1,630	1,630
Acumulado Concentradores	0	470	1630	2790	4421	6051	7681	9311

Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Concentradores	1,630	220	220	220	220	220	220
Acumulado Concentradores	10941	11161	11381	11601	11821	12041	12261

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-17 Resumen de costos de inversión – 8 años para el despliegue (USD)

Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Medidores Inteligentes	0	0	0	0	-7,526,071	-18,574,493	-18,574,493	-26,100,564	-26,100,564
Concentradores	0	0	0	0	-210,556	-519,657	-519,657	-730,214	-730,214
Sistema Telegestión de Medidores	0	0	0	-2,434,140	0	0	0	0	0
Interfaces y Sistemas Locales	0	0	0	-3,573,399	0	0	0	0	0
SubTotal	0	0	0	-6,007,539	-7,736,627	-19,094,150	-19,094,150	-26,830,778	-26,830,778
Costo de instalación de medidores	0	0	0	0	-3,319,882	-8,398,372	-8,608,331	-12,398,689	-12,708,656
Gestión Comercial	0	0	0	0	-356,460	-901,744	-924,287	-1,331,263	-1,364,544
SubTotal	0	0	0	0	-3,676,341	-9,300,116	-9,532,619	-13,729,952	-14,073,201
Total	0	0	0	-6,007,539	-11,412,969	-28,394,266	-28,626,769	-40,560,730	-40,903,979

Tipo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Medidores Inteligentes	-26,100,564	-26,100,564	-26,100,564	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351	-3,522,351
Concentradores	-730,214	-730,214	-730,214	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545	-98,545
Sistema Telegestión de Medidores	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interfaces y Sistemas Locales	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SubTotal	-26,830,778	-26,830,778	-26,830,778	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895	-3,620,895
Costo de instalación de medidores	-13,026,373	-13,352,032	-13,685,833	-1,893,119	-1,940,447	-1,988,958	-2,038,682	-2,089,649	-2,141,890
Gestión Comercial	-1,398,658	-1,433,624	-1,469,465	-203,266	-208,348	-213,557	-218,896	-224,368	-229,977
SubTotal	-14,425,031	-14,785,656	-15,155,298	-2,096,385	-2,148,795	-2,202,515	-2,257,577	-2,314,017	-2,371,867
Total	-41,255,809	-41,616,434	-41,986,076	-5,717,281	-5,769,690	-5,823,410	-5,878,473	-5,934,912	-5,992,763

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

7.5. Costos por nuevos gastos operativos (OPEX)

El despliegue masivo de los Medidores Inteligentes en la ciudad de Lima traerá consigo la aparición de nuevos gastos operativos asociados con distintos conceptos ligados a esta nueva tecnología. Como en el caso anterior, se toma en cuenta que el escenario inicial o cero no contempla necesario la aparición de los conceptos que a continuación se describirán, por ende, sólo serán tomados en cuenta los costos fijados para el escenario base que se viene construyendo.

7.5.1. Costos de operación del sistema de medición inteligente

Se incluyen los costos asociados con los sistemas de gestión de los Medidores Inteligentes, es decir estos costos deben incluir el mantenimiento de los sistemas considerados para la gestión remota de los Medidores Inteligentes, desde los diferentes niveles de control y gestión. Adicionalmente, en caso existan interfaces de sistemas desarrolladas entre el sistema de gestión de los Medidores Inteligentes y otros existentes, como el sistema SCADA, también deben incluirse dentro de los costos de mantenimiento.

7.5.2. Costos de operación del sistema de telecomunicaciones

Se incluyen los costos del tráfico de datos necesario para la operación remota del Medidor Inteligente. Estos precios están siendo evaluados de acuerdo a los existentes actualmente en el sistema de telecomunicaciones local. Las situaciones contingentes que demande la operación de este sistema también son consideradas.

7.5.3. Nuevos costos de operación en campo

Los nuevos costos que demandará esta nueva tecnología están ligados principalmente con actividades como:

- Costos de reemplazo de los Medidores Inteligentes por malfuncionamiento, el cual debe estar definido en función a una tasa de falla definida de acuerdo a experiencias internacionales (Tounquet, 2018) o locales para equipos electrónicos de similares características. Para definir esta tasa de falla se toma en cuenta los datos definidos en el proceso de fijación tarifaria del costo de conexión eléctrica.
- Costos de reemplazo de concentradores debido al malfuncionamiento, cuya tasa de falla estará definida en función a la experiencia local del piloto instalado por ENEL

Distribución Perú desde el año 2016, donde se instaló un primer piloto de 10 000 medidores a nivel de Lima Norte.

7.5.4. Nuevos costos por procesos no óptimos durante la etapa de despliegue masivo

Existen actividades que serán realizadas de maneras no óptimas mientras se lleve a cabo el despliegue masivo de los Medidores Inteligentes. Las operaciones comerciales que actualmente llevan a cabo las empresas distribuidoras, como la lectura de los medidores, cortes y reconexiones por deuda, se verán afectadas por la aparición de islas mientras se lleve a cabo el proceso de roll out de los Medidores Inteligentes. A continuación, se detallan estas consecuencias:

- La existencia de clientes islas obedecerá a que no fue posible instalar un Medidores Inteligentes debido a impedimentos técnicos, a oposición por parte de los clientes u otras causas relevantes.
- Las operaciones remotas que no han tenido éxito obligarán al personal de campo a realizar mediciones u operaciones de forma local, incurriendo en gastos operativos que necesitan ser medidos considerando una tasa de éxito de las mediciones que resultan de los resultados obtenidos por el piloto instalado por ENEL Distribución Perú y lo que expresa el análisis de benchmarking realizado.

A continuación, se describen los gastos OPEX considerados para el despliegue masivo de los M.I. en la ciudad de Lima Metropolitana, tomar en cuenta que existe información obtenida de los estudios presentados por las empresas distribuidoras en el proceso de fijación tarifaria del Valor Agregado de Distribución 2018-2022 (OSINERGMIN, Fijación del VAD 2018-2022, 2018b), en el proceso de fijación tarifaria del costo de conexión (OSINERGMIN, Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica, 2019a) y en el proceso de fijación tarifaria del importa máximo del corte y reconexión (OSINERGMIN, Importe Máximo de Cote y Reconexión de la Conexión Eléctrica, 2019b).

A continuación, en las Tablas 7-18, 7-19 y 7-20, se citan las premisas que están siendo consideradas.

Tabla 7-18 Costos de operación del sistema de telecomunicaciones

Concepto	Costo USD	Fuente
Costo tráfico de Datos por concentrador	48	(BA Energy Solutions, 2018)

Fuente: (BA Energy Solutions, 2018)

Tabla 7-19 Datos empleados para estimar los costos de mantenimiento o reposición por fallas de equipos

Concepto	Costo USD	Fuente
Tasa de Falla medidor	0.10%	(Comisión Europea, Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014)
Tasa de falla concentrador	1%	(Comisión Europea, Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014)
Costo de Sustitución medidor	7.29	Fuente confidencial
Costo de Sustitución concentrador	92.5	Fuente confidencial

Fuente:(Comisión Europea, Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014)

Tabla 7-20 Datos empleados para calcular los costos por ineficiencias operativas

Concepto	Costo USD	Fuente
Tasa de éxito de lectura	96%	(Comisión Europea, Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014)
Tasa de éxito corte y reconexión	93%	(Comisión Europea, Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014)
Costo de lectura clientes isla	0.4	Fuente confidencial
Costo de corte-reconexión clientes isla	1.63	Fuente confidencial

Fuente: (Comisión Europea, Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014)

Con estas consideraciones, es posible resumir los costos incurridos en materia de operación y mantenimiento del nuevo sistema de medición inteligente. Estos datos son mostrados en las Tablas 7-21 y 7-22.

Tabla 7-21 Resumen de costos de Operación y mantenimiento – 4 años para el despliegue (USD)

Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Costos de O&M del sistema de comunicación, sistemas de telegestión e interfaces	0	0	0	0	-1,593,930	-1,731,886	-2,791,687	-3,311,771	-3,338,989
Costos de mantenimiento o reposición por falla de equipos	0	0	0	0	-23,533	-78,007	-172,277	-271,211	-284,070
Costos por generación de ineficiencias operativas	0	0	0	0	-95,295	-315,888	-697,631	-1,098,263	-1,150,334
Total	0	0	0	0	-1,712,757	-2,125,781	-3,661,594	-4,681,244	-4,773,392

Tipo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Costos de O&M del sistema de comunicación, sistemas de telegestión e interfaces	-3,367,209	-3,396,464	-3,426,789	-3,458,218	-3,490,788	-3,524,536	-3,559,501	-3,595,722	-3,633,241
Costos de mantenimiento o reposición por falla de equipos	-297,402	-311,223	-325,550	-340,398	-355,785	-371,729	-388,248	-405,360	-423,085
Costos por generación de ineficiencias operativas	-1,204,323	-1,260,292	-1,318,307	-1,378,435	-1,440,745	-1,505,309	-1,572,201	-1,641,497	-1,713,275
Total	-4,868,933	-4,967,979	-5,070,645	-5,177,051	-5,287,318	-5,401,575	-5,519,950	-5,642,580	-5,769,602

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-22 Resumen de costos de Operación y mantenimiento – 8 años para el despliegue (USD)

Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Costos de O&M del sistema de comunicación, sistemas de telegestión e interfaces	0	0	0	0	-1,569,024	-1,655,301	-2,582,357	-2,989,925	-3,091,570
Costos de mantenimiento o reposición por falla de equipos	0	0	0	0	-11,766	-41,826	-73,381	-119,159	-167,180
Costos por generación de ineficiencias operativas	0	0	0	0	-47,647	-169,373	-297,155	-482,531	-676,991
Total	0	0	0	0	-1,628,438	-1,866,500	-2,952,893	-3,591,615	-3,935,740

Tipo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Costos de O&M del sistema de comunicación, sistemas de telegestión e interfaces	-3,198,139	-3,309,816	-3,426,789	-3,458,218	-3,490,788	-3,524,536	-3,559,501	-3,595,722	-3,633,241
Costos de mantenimiento o reposición por falla de equipos	-217,527	-270,287	-325,550	-340,398	-355,785	-371,729	-388,248	-405,360	-423,085
Costos por generación de ineficiencias operativas	-880,871	-1,094,523	-1,318,307	-1,378,435	-1,440,745	-1,505,309	-1,572,201	-1,641,497	-1,713,275
Total	-4,296,538	-4,674,626	-5,070,645	-5,177,051	-5,287,318	-5,401,575	-5,519,950	-5,642,580	-5,769,602

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

7.6. Ahorro y Beneficios de la Empresa de Distribución Eléctrica

Los Beneficios del distribuidor/comercializador pueden darse por lo siguiente:

- Reducción de gastos por el proceso de lectura, donde el proceso será realizado de forma remota, considerando una tasa de éxito que provocará que exista un mínimo grupo de lecturas que sean tomadas necesariamente en campo.

Para calcular estos beneficios, tomaremos en cuenta los datos mostrados en la Tabla 7-23:

Tabla 7-23 Datos empleados para estimar los ahorros en el proceso de lectura

Concepto	Cantidad/Costo USD	Fuente
# de Verificaciones de lectura	41,216	Fuente confidencial
Costo de lectura pedestre	0.06	Fuente confidencial
Costo de Verificación de lectura	0.33	Fuente confidencial

Fuente: Confidencial

- Reducción de gastos en los procesos de corte y reconexión, donde las operaciones serán remotas y de forma automática, permitiendo restringir los cortes por niveles de potencia y obtener una reconexión de forma automática. Al igual que en el caso anterior, probablemente sea necesario ejecutar tareas en campo debido a la tasa de éxito de los sistemas de comunicaciones. A continuación, en la Tabla 7-24, se muestran los datos empleados para calcular estos beneficios:

Tabla 7-24 Datos empleados para estimar los ahorros en los procesos de corte y reconexión

Concepto	Costo USD	Fuente
# de Cortes al año	1,193,736	(ENEL Distribución Perú, 2018) (Luz del Sur, 2018)
# de Reconexiones al año	1,125,374	(ENEL Distribución Perú, 2018) (Luz del Sur, 2018)
# de Verificaciones de corte al año	166,890	Fuente confidencial
Costo de corte primer nivel	1.47	Fuente confidencial
Costo de reconexiones	1.78	Fuente confidencial
Costo de Verificación de cortes	2.44	Fuente confidencial

Fuente: (ENEL Distribución Perú, 2018) (Luz del Sur, 2018)

- Beneficios de energía ligados a la reducción de pérdidas comerciales o no técnicas, se espera un incremento en el tiempo de detección de hurtos y una alta efectividad de las inspecciones en campo, esto trae consigo el incremento de las ventas de energía. A continuación, en la Tabla 7-25, se indican las principales premisas a considerar:

Tabla 7-25 Energía vendida por las empresas distribuidoras de Lima

ENEL		Luz del Sur		Fuente
Potencia (kW)	Energía (MWh)	Potencia (kW)	Energía (MWh)	
1,590,000	8,501,282	1,478,463	8,968,925	(BA Energy Solutions, 2018)

Fuente: (BA Energy Solutions, 2018)

Se considera la clasificación de las pérdidas comerciales de energía de las empresas de distribución eléctrica de acuerdo a las siguientes proporciones, las cuales fueron obtenidas de la documentación presentada en el proceso de fijación tarifaria del VAD 2018-2021 (OSINERGMIN, Fijación del VAD 2018-2022, 2018b) y son mostradas en la Tabla 7-26.

Tabla 7-26 Distribución de pérdidas comerciales de energía

Tipos de Pérdidas Comerciales	ENEL		Luz del Sur	
	%	Energía (MWh)	%	Energía (MWh)
Gestionables	0.78%	66,310	0.41%	36,402
anomalías técnicas-medidores obsoletos y dañados)	0.04%	3,401	0.04%	3,588
anomalías administrativas-(errores de lectura, facturación, etc-)	0.05%	4,251	0.05%	4,484
Otros (Aumento de efectividad-Inspecciones)	0.69%	58,659	0.32%	28,330
No Gestionables (Fraude)	0.22%	18,703	0.11%	10,267
Barrios Peligrosos	2.21%	187,878	1.15%	103,138
Total	3.21%	272,891	1.67%	149,807

Fuente: (OSINERGMIN, Fijación del VAD 2018-2022, 2018b)

Para el cálculo de los beneficios obtenidos por la gestión de pérdidas comerciales, se asume un incremento en la efectividad de las inspecciones producto de la implementación del nuevo sistema de medición inteligente. El análisis de experiencias internacionales, demuestra que es posible obtener incrementos en los niveles de efectividad de inspecciones en el rango de <20%-70%> en los que respecta a pérdidas gestionables. Para el caso de Lima se asume un incremento de efectividad moderado en inspecciones de pérdidas del 35%. De igual forma, para las pérdidas relacionadas con anomalías técnicas y administrativas, las experiencias internacionales demuestran que es posible alcanzar reducciones de hasta el 95%, porcentaje que será asumido para calcular el beneficio total de la gestión de pérdidas comerciales. En la Tabla 7-27 se muestran los datos empleados para este cálculo.

Tabla 7-27 Datos a emplear en el cálculo de los beneficios alcanzados por reducción de pérdidas comerciales

Concepto	Costo USD	Fuente
Precio Promedio venta de energía \$/kWh	0.16	(OSINERGMIN, Pliegos Tarifarios Aplicables al Cliente Final, 2019c)
Precio Promedio compra de energía \$/kWh	0.02	Fuente confidencial
Reducción de pérdidas gestionables	95%	(Tounquet, 2018)

Fuente: (OSINERGMIN, Pliegos Tarifarios Aplicables al Cliente Final, 2019c) (Tounquet, 2018)

- Beneficios debido a los cortes y reconexiones remotos, origina un menor impacto en el margen de energía debido a un menor tiempo de reconexión, incremento en los ingresos debido a un alto volumen de operaciones. Los datos que se emplean para estimar estos ahorros corresponden a estadística elaboradas con información de una de las empresas de distribución eléctrica de Lima. A continuación, se indican las premisas empleadas en la Tabla 7-28.

Tabla 7-28 Datos empleados para el cálculo del beneficio por mayores ventas de energía en menores tiempos de reconexión

Concepto	Cantidad	Fuente
# Reconexiones menor a 1 hora	61,639	Fuente confidencial
# Reconexiones en 4.5 horas	530,119	
# Reconexiones en 9 horas	207,022	
# Reconexiones en 18 horas	195,053	
# Reconexiones en 24 horas	51,725	
Concepto	Costo USD	
Consumo mensual promedio de clientes (kWh)	200.00	
Precio de compra de la energía promedio (\$/kWh)	0.02	
Precio de venta de la energía promedio (\$/kWh)	0.16	
Energía promedio dejada de vender 4.5 horas	1.25	
Energía promedio dejada de vender 9 horas	2.50	
Energía promedio dejada de vender 18 horas	5.00	
Energía promedio dejada de vender 24 horas	6.67	

Fuente: Confidencial

- Ahorros en los procesos de atención al cliente, debido a la reducción de costos en el front y back office de las oficinas comerciales de las empresas distribuidoras gracias a una alta confiabilidad de datos de medida obtenidos de forma remota de los M.I. lo cual reducirá la tasa de reclamos por facturación actualmente presente. En la Tabla 7-29 se presentan los datos empleados para el cálculo.

Tabla 7-29 Datos empleados para el cálculo del beneficio en gestión comercial

Concepto	Costo USD	Fuente
Costo de atender reclamo (Call center)	0.66	Fuente confidencial
Costo de atender reclamo (Back Office)	2.14	Fuente confidencial
Concepto	Cantidad	Fuente
Volumen de reclamos (Call Center)	50,900	Fuente confidencial
Volumen de reclamos (Back office)	75,058	Fuente confidencial
Concepto	Porcentaje	Fuente
Tasa de reducción de reclamos promedio	70%	(Tounquet, 2018)

Fuente: Confidencial

- Ahorros en la gestión de emergencias, los Medidores Inteligentes permitirán atender en un menor tiempo la reconexión de los reclamos de los clientes provocados principalmente por defecto interno en sus instalaciones y permitirán reconocer rápidamente el circuito involucrado con una falla en la red de BT o MT. Para calcular estos beneficios, se emplean los siguientes datos:

Tabla 7-30 Datos empleados para el cálculo de los ahorros por mejoras en la atención de emergencias

Concepto	Cantidad/Costo USD	Fuente
Número de defecto internos de clientes	117,978	(OSINERGMIN, Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica, 2019a)
Precio de atención de defecto interno	9.06	Fuente confidencial
Tiempo promedio en identificar falla en red BT (Falla ejecutada o reasignada)	1.5	Fuente confidencial
Cantidad de fallas en red BT (ejecutado)	10,353	Fuente confidencial
Cantidad de fallas en red BT (reasignado)	19,719	Fuente confidencial
Cantidad de clientes en red BT afectados	1,452,198	Fuente confidencial
Energía promedio dejada de vender por cliente (kWh)	0.55	Fuente confidencial

Fuente: (OSINERGMIN, Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica, 2019a)

- Reducción de gastos en atención de reclamos de tensión, debido a la disponibilidad de datos de forma remota de todos los Medidores Inteligentes que permitirán controlar con mayor precisión los niveles de tensión existentes en los puntos de conexión de los usuarios. Para calcular los beneficios obtenidos por mejorar en los niveles de tensión, se emplean las estadísticas de multas y compensaciones alcanzadas a las empresas distribuidoras de Lima por este concepto y que son mostradas en la Tabla 7-31.

Tabla 7-31 Datos empleados para calcular la reducción en compensaciones y multas por Calidad de tensión

Concepto	Cantidad/Costo USD	Fuente
Multa Semestre 1 LDS 2018	66,290	(OSINERGMIN, Estadística de Calidad de Suministro, 2017a)
Multa Semestre 2 LDS 2018	65,032	(OSINERGMIN, Estadística de Calidad de Suministro, 2017a)
Multa Semestre 1 ENEL 2018	48,836	(OSINERGMIN, Estadística de Calidad de Suministro, 2017a)
Multa Semestre 2 ENEL 2018	36,276	(OSINERGMIN, Estadística de Calidad de Suministro, 2017a)
Reducción esperada	95%	(Tounquet, 2018)

Fuente: (OSINERGMIN, Estadística de Calidad de Suministro, 2017a)

- Reducción en la cantidad de falla en transformadores MT/BT debido a sobrecarga por tener la posibilidad de gestionar la carga total de estos equipos con la información de los Medidores Inteligentes. A continuación, en la Tabla 7-32, se muestran los datos que se emplean para calcular estos ahorros.

Tabla 7-32 Datos empleados para calcular el ahorro por reducción en las fallas por sobrecarga de transformadores de potencia

Concepto	Cantidad/Costo USD	Fuente
# de fallas en transformadores MT/BT por sobrecarga	54	Fuente confidencial
Tiempo promedio de interrupción por falla en transformador (horas)	19.60	Fuente confidencial
Potencia promedio por transformador (kW)	250.0	Fuente confidencial
Factor de carga promedio	1.2	Fuente confidencial
Precio promedio Transformador MT/BT (250kVA)	4,696	Fuente confidencial

Fuente: Confidencial

- Ahorro por reducción en gastos por contraste debido al cambio de los nuevos Medidores Inteligentes. Se dispone de la información de una empresa distribuidora quien reporta el monto anual empleado para la actividad de contraste, lo cual será

empleado para calcular los beneficios estimados por este concepto. En la Tabla 7-33 se muestran los valores que se emplean para estos cálculos.

Tabla 7-33 Monto en USD empleado por las empresas distribuidoras en contraste de medidores

Concepto	Cantidad/Costo USD	Fuente
Gasto anual en contrastes empresa distribuidoras	2,422,536	Fuente confidencial

Fuente: Confidencial

- Ahorro por reducción en gastos por eliminación de reparto de facturas eléctricas. Este ahorro iría de la mano con una reforma normativa que permita a las empresas de distribución eléctrica obtener ahorros por este concepto. Actualmente los costos incurridos para desarrollar estas actividades serían los mostrados en la Tabla 7-34:

Tabla 7-34 Costo unitario por la actividad de reparto de facturas eléctricas

Concepto	Cantidad/Costo USD	Fuente
Costo de reparto de recibo	0.09	Fuente confidencial

Fuente: Confidencial

- Ahorro por la necesidad de menor CAPEX por instalación de nuevos medidores convencionales, los cuales serían calculados considerando los siguientes parámetros:

Tabla 7-35 Datos empleados para calcular el menor CAPEX esperado para la empresa de distribución eléctrica

Concepto	Cantidad/Costo USD	Fuente
Costo medidor convencional 1F	9.03	(OSINERGMIN, Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica, 2019a)
Costo medidor convencional 3F	30.34	(OSINERGMIN, Costos de Conexión a

		la Red de Distribución Eléctrica, 2019a)
Costo de instalación	7.29	Fuente confidencial

Fuente: (OSINERGMIN, Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica, 2019a)

En los anexos 4 y 5 se detallan los ahorros y beneficios obtenidos en cada proceso de la empresa de distribución eléctrico empleando el sistema de medición inteligente.

A continuación, en la Tabla 7-36 y Tabla 7-37, se muestra el resumen de los resultados obtenidos como ahorros y beneficios para las empresas de distribución eléctrica.

Tabla 7-36 Ahorros y beneficios obtenidos por la empresa de distribución eléctrica – 4 años para el despliegue (USD)

Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ahorros en Pérdidas Comerciales	0	0	0	0	438,819	1,404,694	3,247,494	5,331,010	11,376,643
Ahorros en Cortes y Reconexiones	0	0	0	0	213,787	657,395	1,459,964	2,302,251	4,719,614
Ahorros en toma de lecturas	0	0	0	0	229,306	755,967	1,670,190	2,629,652	2,750,156
Beneficio por mayor venta de energía x tiempo reconex	0	0	0	0	34,214	105,208	233,650	368,448	377,660
Beneficio por mayor venta de energía x atención comercial	0	0	0	0	15,007	46,145	102,481	161,605	165,645
Ahorro por visitas fallidas en Corte y Reconex	0	0	0	0	29,037	89,287	198,293	312,692	320,509
Reducción e penalizaciones por Calidad de producto	0	0	0	0	22,696	69,789	154,991	244,408	250,519
Mejora de Calidad de Servicio	0	0	0	0	70,599	217,091	482,123	760,271	1,558,555
Reducción en fallas de transformadores por sobrecarga	0	0	0	0	32,663	100,438	223,057	351,744	360,537
Ahorro por reducción en gastos de contraste	0	0	0	0	267,403	822,263	1,826,109	2,879,634	2,951,624
Ahorro en reparto de recibos	0	0	0	0	336,224	1,114,536	2,461,421	3,874,954	4,058,676
Menor Capex por instalación de medidores convencionales	0	0	0	0	2,617,641	2,683,082	2,750,159	2,818,913	0
Total USD	0	0	0	0	4,307,394	8,065,896	14,809,932	22,035,583	28,890,139

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-36.a Ahorros y beneficios obtenidos por la empresa de distribución eléctrica – 4 años para el despliegue (USD)

Tipo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorros en Pérdidas Comerciales	12,139,162	12,952,790	13,820,950	14,747,300	15,735,737	16,790,425	17,915,803	19,116,610	20,397,901
Ahorros en Cortes y Reconexiones	4,837,605	4,958,545	5,082,509	5,209,571	5,339,811	5,473,306	5,610,138	5,750,392	5,894,152
Ahorros en toma de lecturas	2,875,042	3,004,454	3,138,539	3,277,450	3,421,346	3,570,387	3,724,743	3,884,585	4,050,091
Beneficio por mayor venta de energía x tiempo reconex	387,101	396,779	406,698	416,865	427,287	437,969	448,918	460,141	471,645
Beneficio por mayor venta de energía x atención comercial	169,786	174,031	178,382	182,841	187,412	192,098	196,900	201,823	206,868
Ahorro por visitas fallidas en Corte y Reconex	328,522	336,735	345,154	353,782	362,627	371,693	380,985	390,510	400,272
Reducción e penalizaciones por Calidad de producto	256,782	263,201	269,781	276,526	283,439	290,525	297,788	305,233	312,863
Mejora de Calidad de Servicio	1,597,519	1,637,457	1,678,393	1,720,353	1,763,362	1,807,446	1,852,632	1,898,948	1,946,422
Reducción en fallas de transformadores por sobrecarga	369,551	378,790	388,259	397,966	407,915	418,113	428,566	439,280	450,262
Ahorro por reducción en gastos de contraste	3,025,415	3,101,050	3,178,577	3,258,041	3,005,543	2,396,086	1,227,994	0	0
Ahorro en reparto de recibos	4,249,162	4,446,635	4,651,327	4,863,474	5,083,321	5,311,121	5,547,133	5,791,627	6,044,879
Menor Capex por instalación de medidores convencionales	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	30,235,647	31,650,466	33,138,568	34,704,170	36,017,799	37,059,168	37,631,601	38,239,148	40,175,355

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-37 Ahorros y beneficios obtenidos por la empresa de distribución eléctrica – 8 años para el despliegue (USD)

Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ahorros en Pérdidas Comerciales	0	0	0	0	219,410	702,347	1,249,036	2,132,404	3,128,577
Ahorros en Cortes y Reconexiones	0	0	0	0	106,893	328,697	561,525	920,900	1,297,894
Ahorros en toma de lecturas	0	0	0	0	114,653	403,410	706,534	1,148,030	1,611,159
Beneficio por mayor venta de energía x tiempo reconex	0	0	0	0	17,107	52,604	89,865	147,379	207,713
Beneficio por mayor venta de energía x atención comercial	0	0	0	0	7,503	23,073	39,416	64,642	91,105
Ahorro por visitas fallidas en Corte y Reconex	0	0	0	0	14,518	44,644	76,266	125,077	176,280
Reducción e penalizaciones por Calidad de producto	0	0	0	0	11,348	34,895	59,612	97,763	137,785
Mejora de Calidad de Servicio	0	0	0	0	35,299	108,546	185,432	304,108	428,603
Reducción en fallas de transformadores por sobrecarga	0	0	0	0	16,331	50,219	85,791	140,698	198,296
Ahorro por reducción en gastos de contraste	0	0	0	0	133,701	411,132	702,350	1,151,853	1,623,393
Ahorro en reparto de recibos	0	0	0	0	168,112	597,591	1,048,440	1,702,495	2,388,598
Menor Capex por instalación de medidores convencionales	0	0	0	0	2,617,641	2,683,082	2,750,159	2,818,913	0
Total	0	0	0	0	3,462,517	5,440,239	7,554,425	10,754,263	11,289,402

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-37.a Ahorros y beneficios obtenidos por la empresa de distribución eléctrica – 8 años para el despliegue (USD)

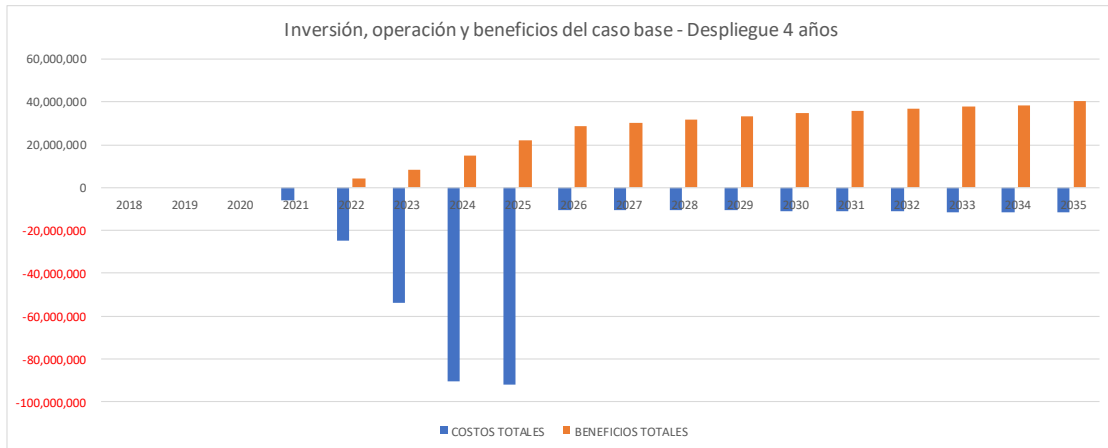
Tipo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorros en Pérdidas Comerciales	4,248,707	5,504,936	6,910,475	14,747,300	15,735,737	16,790,425	17,915,803	19,116,610	20,397,901
Ahorros en Cortes y Reconexiones	1,693,162	2,107,382	2,541,254	5,209,571	5,339,811	5,473,306	5,610,138	5,750,392	5,894,152
Ahorros en toma de lecturas	2,096,728	2,605,567	3,138,539	3,277,450	3,421,346	3,570,387	3,724,743	3,884,585	4,050,091
Beneficio por mayor venta de energía x tiempo reconex	270,971	337,262	406,698	416,865	427,287	437,969	448,918	460,141	471,645
Beneficio por mayor venta de energía x atención comercial	118,850	147,926	178,382	182,841	187,412	192,098	196,900	201,823	206,868
Ahorro por visitas fallidas en Corte y Reconex	229,966	286,225	345,154	353,782	362,627	371,693	380,985	390,510	400,272
Reducción e penalizaciones por Calidad de producto	179,747	223,721	269,781	276,526	283,439	290,525	297,788	305,233	312,863
Mejora de Calidad de Servicio	559,132	695,919	839,197	1,720,353	1,763,362	1,807,446	1,852,632	1,898,948	1,946,422
Reducción en fallas de transformadores por sobrecarga	258,686	321,971	388,259	397,966	407,915	418,113	428,566	439,280	450,262
Ahorro por reducción en gastos de contraste	2,117,791	2,635,893	3,178,577	3,258,041	3,172,518	2,909,533	2,631,415	2,157,761	1,658,779
Ahorro en reparto de recibos	3,107,942	3,861,760	4,651,327	4,863,474	5,083,321	5,311,121	5,547,133	5,791,627	6,044,879
Menor Capex por instalación de medidores convencionales	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	14,881,679	18,728,562	22,847,642	34,704,170	36,184,774	37,572,615	39,035,023	40,396,909	41,834,133

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

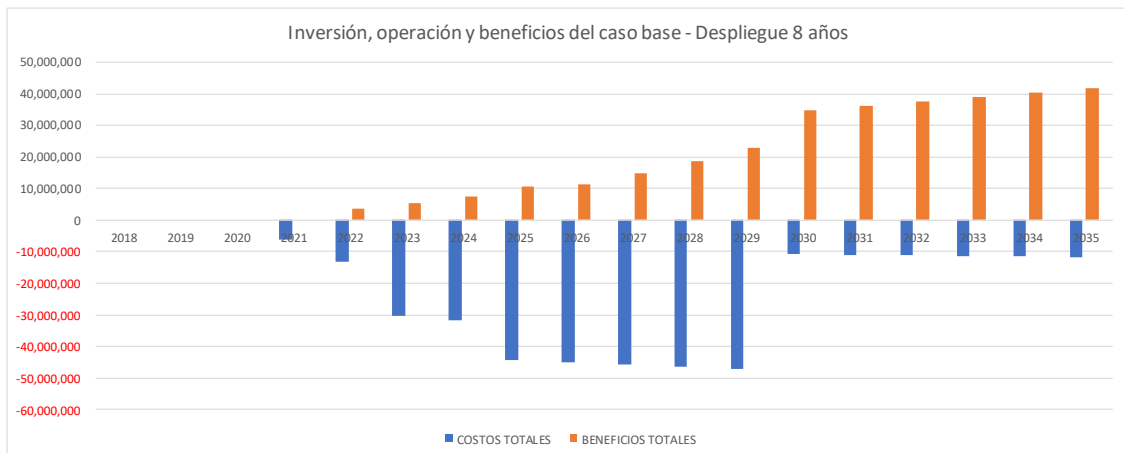
Se consideran los costos y beneficios cuantificados hasta este punto, y se toma en cuenta el escenario base que considera las funcionalidades básicas de un medidor inteligente, para resumir de acuerdo a la cantidad de años de despliegue según lo mostrado en la Gráfica 7-1 y Gráfica 7-2.

Gráfica 7-1 Resumen de costos de inversión, operación y beneficios alcanzado por las empresas de distribución eléctrica – 4 años



Fuente y Elaboración Propia

Gráfica 7-2 Resumen de costos de inversión, operación y beneficios alcanzado por las empresas de distribución eléctrica – 8 años



Fuente y Elaboración Propia

Se realiza una comparación de los costos y beneficios estimados, a través del método del Valor Neto Actual (VNA) con la finalidad de evaluar la rentabilidad de los escenarios, obteniéndose lo siguiente:

Período de Despliegue: 4 años

VNA (USD)	-68,435,557
TIR	1%

Período de Despliegue: 8 años

VNA (USD)	-76,242,700
TIR	-4%

Los valores negativos del VNA obtenidos en el análisis financiero, indican que los costos de inversión del proyecto superan a la suma de beneficios que obtendría la EDE. De acuerdo a la metodología explicada en 1.5.2, el valor negativo del VNA indica que la ejecución del proyecto requiere de la ayuda del estado. Para confirmar esto, se procede a realizar un análisis económico del proyecto, el cual considera la monetización de beneficios que no son de mercado, como son los beneficios de la sociedad. De obtenerse un valor positivo de VNA indicaría que el proyecto mejora la sociedad, con lo cual se justificaría su realización. Entiéndase como ayuda del estado, el hecho de pagar la inversión del proyecto a través de la tarifa de red.

7.7. Ahorro y Beneficios de la Sociedad

Los ahorros y beneficios de la sociedad tienen en cuenta los siguientes conceptos:

- Menor consumo de energía por uso de tarifas horarias, un nuevo esquema de tarifas permitirá a los clientes a gestionar su demanda y obtener ahorros considerables por el solo hecho de reducir al menos el 1.5% de su consumo anual. La experiencia internacional considera un ahorro de una reducción de hasta el 3% de la demanda considerando esquemas de tarifa flexibles para los usuarios (Tounquet, 2018), incluyendo la opción de prepago, principalmente para las zonas rurales. Para este escenario base, se considera la reducción de la energía en un 1.5% para posteriormente reflejar su variación efectuando un análisis de sensibilidad respectivo.

Para el cálculo de los beneficios de la sociedad, es necesario segmentar a los clientes de acuerdo a su tipo y/o consumo promedio, como se muestra en la Tabla 7-38.

Tabla 7-38 Segmentación de clientes por su consumo promedio de energía en kWh

Segmento Cliente	Cantidad Clientes	Consumo Neto KWh	% Ahorro Energía Empleado	Fuente
Residencial <125kWh	38.32%	12.47%	0.00%	(Ernst&Young, 2012)
Residencial >125kWh	56.44%	31.19%	1.50%	
Comercial	3.27%	12.92%	0.10%	
Industrial	0.11%	27.37%	0.01%	
Otros (Institucionales, consumos propios)	1.86%	16.05%	0.10%	

Fuente: (Ernst&Young, 2012)

Al considerar esta segmentación, es posible calcular los ahorros de energía que es posible obtener en la sociedad empleando un sistema de medición inteligente. En las Tablas 7-39, 7-40 y 7-41 se muestran los cálculos realizados.

Tabla 7-39 Proyección del consumo de energía en Lima (kWh)

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Consumo Total	14,790,675,396	15,397,093,087	16,028,373,904	16,685,537,234	17,369,644,261	18,081,799,675	18,823,153,462	19,594,902,754
Residencial	6,749,493,623	7,026,222,862	7,314,297,999	7,614,184,217	7,926,365,770	8,251,346,767	8,589,651,984	8,941,827,715
Residencial (<125KWh)	1,927,559,519	2,006,589,459	2,088,859,627	2,174,502,872	2,263,657,489	2,356,467,446	2,453,082,612	2,553,658,999
Residencial (>125KWh)	4,821,934,104	5,019,633,403	5,225,438,372	5,439,681,346	5,662,708,281	5,894,879,320	6,136,569,372	6,388,168,717
Comercial	3,540,015,208	3,685,155,832	3,836,247,221	3,993,533,357	4,157,268,224	4,327,716,222	4,505,152,587	4,689,863,843
Industrial	2,815,767,355	2,931,213,816	3,051,393,583	3,176,500,720	3,306,737,249	3,442,313,476	3,583,448,329	3,730,369,710
Otros	1,685,399,210	1,754,500,578	1,826,435,101	1,901,318,940	1,979,273,017	2,060,423,211	2,144,900,562	2,232,841,485

Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Consumo Total	20,398,293,767	21,234,623,811	22,105,243,388	23,011,558,367	23,955,032,260	24,937,188,582	25,959,613,314
Residencial	9,308,442,652	9,690,088,801	10,087,382,441	10,500,965,121	10,931,504,691	11,379,696,384	11,846,263,936
Residencial (<125KWh)	2,658,359,018	2,767,351,738	2,880,813,159	2,998,926,498	3,121,882,485	3,249,879,667	3,383,124,733
Residencial (>125KWh)	6,650,083,634	6,922,737,063	7,206,569,283	7,502,038,623	7,809,622,207	8,129,816,717	8,463,139,203
Comercial	4,882,148,260	5,082,316,339	5,290,691,309	5,507,609,653	5,733,421,648	5,968,491,936	6,213,200,105
Industrial	3,883,314,869	4,042,530,778	4,208,274,540	4,380,813,796	4,560,427,162	4,747,404,676	4,942,048,267
Otros	2,324,387,986	2,419,687,894	2,518,895,097	2,622,169,796	2,729,678,758	2,841,595,587	2,958,101,006

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-40 Ahorro de Energía proyectado para los clientes en Lima – 4 años de despliegue (USD)

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Despliegue acumulado	0%	10%	30%	65%	100%	100%	100%	100%
Residencial	0	1,290,724	4,131,706	9,552,039	15,680,407	16,731,386	17,852,807	19,049,392
Residencial (<125KWh)	0	0	0	0	0	0	0	0
Residencial (>125KWh)	0	1,290,724	4,131,706	9,552,039	15,680,407	16,731,386	17,852,807	19,049,392
Comercial	0	65,084	208,337	481,653	790,670	843,664	900,211	960,548
Industrial	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	30,986	99,189	229,314	376,437	401,668	428,590	457,316
Total	0	1,386,794	4,439,233	10,263,006	16,847,514	17,976,719	19,181,608	20,467,256

Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Despliegue acumulado	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	20,326,177	21,688,539	23,142,214	24,693,321	26,348,390	28,114,391	29,998,758
Residencial (<125KWh)	0	0	0	0	0	0	0
Residencial (>125KWh)	20,326,177	21,688,539	23,142,214	24,693,321	26,348,390	28,114,391	29,998,758
Comercial	1,024,928	1,093,624	1,166,924	1,245,137	1,328,593	1,417,642	1,512,659
Industrial	0	0	0	0	0	0	0
Otros	487,968	520,674	555,572	592,809	632,542	674,938	720,176
Total	21,839,073	23,302,837	24,864,710	26,531,267	28,309,525	30,206,971	32,231,593

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-41 Ahorro de Energía proyectado para los clientes en Lima – 8 años de despliegue (USD)

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Despliegue acumulado	0%	5%	15%	25%	40%	55%	70%	85%
Residencial	0	645,362	2,065,853	3,673,861	6,272,163	9,202,262	12,496,965	16,191,983
Residencial (<125KWh)	0	0	0	0	0	0	0	0
Residencial (>125KWh)	0	645,362	2,065,853	3,673,861	6,272,163	9,202,262	12,496,965	16,191,983
Comercial	0	32,542	104,169	185,251	316,268	464,015	630,148	816,465
Industrial	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	15,493	49,595	88,198	150,575	220,917	300,013	388,719
Total	0	693,397	2,219,616	3,947,310	6,739,006	9,887,195	13,427,126	17,397,167

Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Despliegue acumulado	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	20,326,177	21,688,539	23,142,214	24,693,321	26,348,390	28,114,391	29,998,758
Residencial (<125KWh)	0	0	0	0	0	0	0
Residencial (>125KWh)	20,326,177	21,688,539	23,142,214	24,693,321	26,348,390	28,114,391	29,998,758
Comercial	1,024,928	1,093,624	1,166,924	1,245,137	1,328,593	1,417,642	1,512,659
Industrial	0	0	0	0	0	0	0
Otros	487,968	520,674	555,572	592,809	632,542	674,938	720,176
Total	21,839,073	23,302,837	24,864,710	26,531,267	28,309,525	30,206,971	32,231,593

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

- Ahorros por transferencia de consumos en la hora punta, el conseguir una reducción del pico de consumo en hora de punta permite que el mercado registre menores precios por su menor costo marginal, el cual al finalizar un período de liquidación transfiere reducciones a las tarifas del usuario final, de acuerdo a nuestra metodología de cálculo.

Las premisas que se emplean para calcular los beneficios por el desplazamiento de la carga son los mostrados en la Tabla 7-42.

Tabla 7-42 Premisas empleadas para el cálculo de beneficios por desplazamiento de la carga

Premisas desplazamiento de carga	Desplazamiento esperado (%) / Costo	Fuente
Residencial (<125KWh)	0.00%	(Ernst&Young, 2012)
Residencial (>125KWh)	4.5%	(Ernst&Young, 2012)
Comercial	4.5%	(Ernst&Young, 2012)
Industrial	0.72%	(Ernst&Young, 2012)
Otros	0.00%	(Ernst&Young, 2012)
Diferencia Precio HP vs HFP (USD/KWh)	0.01	(1) Diferencia Tarifa HP vs HP Cliente BT2 y BT3 (OSINERGMIN, Pliegos Tarifaros Aplicables al Cliente Final, 2019c) (2) Experiencias internacionales (Ernst&Young, 2012) Nota: Las tarifas horarias que se establezcan a futuro diferirán en valor del actual esquema tarifario. Sin embargo, se encontró coincidencia entre (1) y (2) se optó por tomar este valor.

A continuación, en las Tablas 7-43 y 7-44 se muestran los beneficios estimados para este concepto.

Tabla 7-43 Beneficios esperados por el desplazamiento de la carga – 4 años de despliegue (USD)

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Despliegue acumulado	0%	10%	30%	65%	100%	100%	100%	100%
Residencial (<125KWh)	0	0	0	0	0	0	0	0
Residencial (>125KWh)	0	326,686	1,045,748	2,417,651	3,968,761	4,234,767	4,518,602	4,821,462
Comercial	0	239,836	767,734	1,774,915	2,913,659	3,108,947	3,317,325	3,539,668
Industrial	0	30,523	97,706	225,886	370,809	395,663	422,182	450,479
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	597,046	1,911,188	4,418,452	7,253,229	7,739,377	8,258,109	8,811,609

Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Despliegue acumulado	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial (<125KWh)	0	0	0	0	0	0	0
Residencial (>125KWh)	5,144,620	5,489,438	5,857,368	6,249,958	6,668,861	7,115,842	7,592,781
Comercial	3,776,915	4,030,062	4,300,177	4,588,397	4,895,934	5,224,084	5,574,228
Industrial	480,672	512,889	547,265	583,946	623,085	664,847	709,408
Otros	0	0	0	0	0	0	0
Total	9,402,207	10,032,390	10,704,811	11,422,301	12,187,880	13,004,773	13,876,418

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

Tabla 7-44 Beneficios esperados por el desplazamiento de la carga – 8 años de despliegue (USD)

Tipo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Despliegue acumulado	0%	5%	15%	25%	40%	55%	70%	85%
Residencial (<125KWh)	0	0	0	0	0	0	0	0
Residencial (>125KWh)	0	163,343	522,874	929,866	1,587,504	2,329,122	3,163,022	4,098,242
Comercial	0	119,918	383,867	682,660	1,165,464	1,709,921	2,322,127	3,008,718
Industrial	0	15,261	48,853	86,879	148,324	217,614	295,527	382,907
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	298,523	955,594	1,699,405	2,901,292	4,256,657	5,780,676	7,489,867

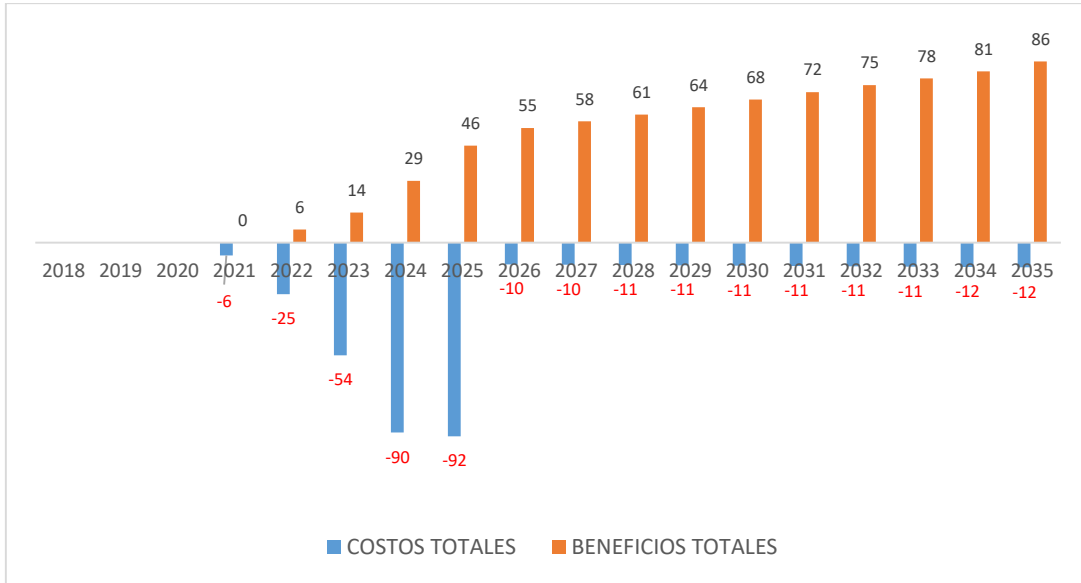
Tipo	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Despliegue acumulado	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial (<125KWh)	0	0	0	0	0	0	0
Residencial (>125KWh)	5,144,620	5,489,438	5,857,368	6,249,958	6,668,861	7,115,842	7,592,781
Comercial	3,776,915	4,030,062	4,300,177	4,588,397	4,895,934	5,224,084	5,574,228
Industrial	480,672	512,889	547,265	583,946	623,085	664,847	709,408
Otros	0	0	0	0	0	0	0
Total	9,402,207	10,032,390	10,704,811	11,422,301	12,187,880	13,004,773	13,876,418

Fuente y Elaboración Propia

Ver Tabla 7-3 como referencia

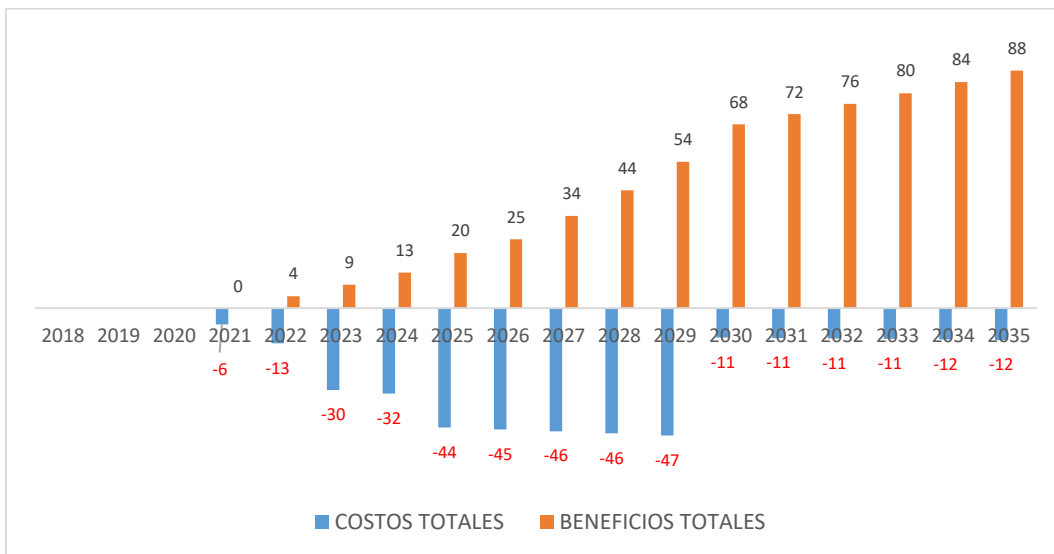
Se consideran los costos y beneficios que se cuantifican hasta este punto y se incluyen los últimos calculados respecto a la sociedad, para poder resumir de acuerdo a la cantidad de años de despliegue del escenario base. En la Gráfica 7-3 y Gráfica 7-4 se muestra el resumen correspondiente.

Gráfica 7-3 Resumen de costos de inversión, operación y beneficios alcanzado por las empresas de distribución eléctrica y la sociedad – 4 años en MM\$



Fuente y Elaboración Propia

Gráfica 7-4 Resumen de costos de inversión, operación y beneficios alcanzado por las empresas de distribución eléctrica y la sociedad – 8 años en MM\$



Fuente y Elaboración Propia

De acuerdo a esto, es posible calcular los indicadores financieros respectivos que permitirá evaluar la viabilidad de este proyecto:

Período de Despliegue: 4 años

VNA (USD)	\$66,450,738
TIR	21%

Período de Despliegue: 8 años

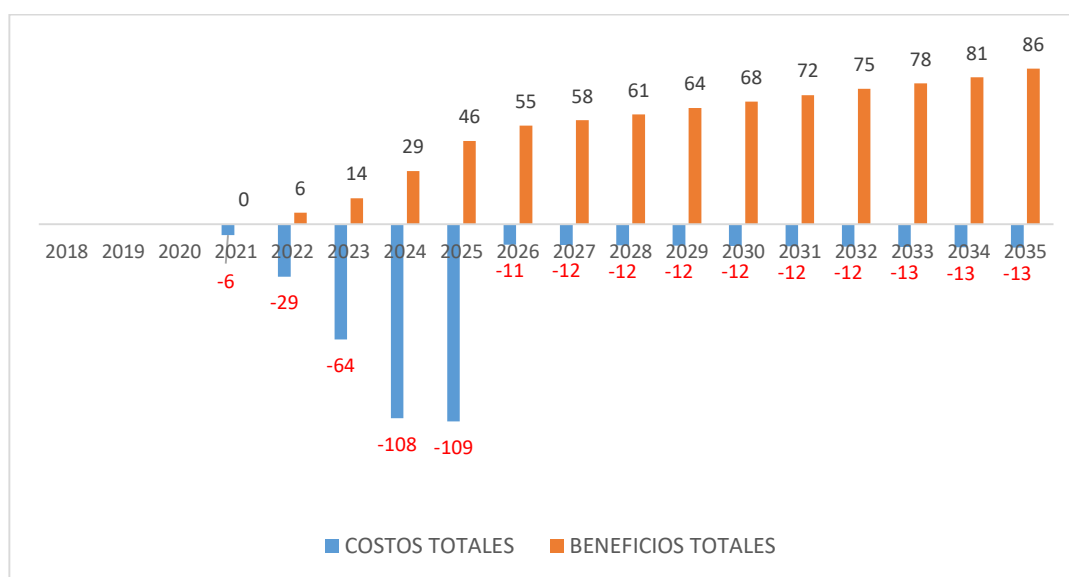
VNA (USD)	\$30,285,456
TIR	17%

En consecuencia, el proyecto planteado para este escenario base es viable en cualquiera de los períodos de despliegue planteados.

7.8. Escenario caso Funcionalidades Avanzadas

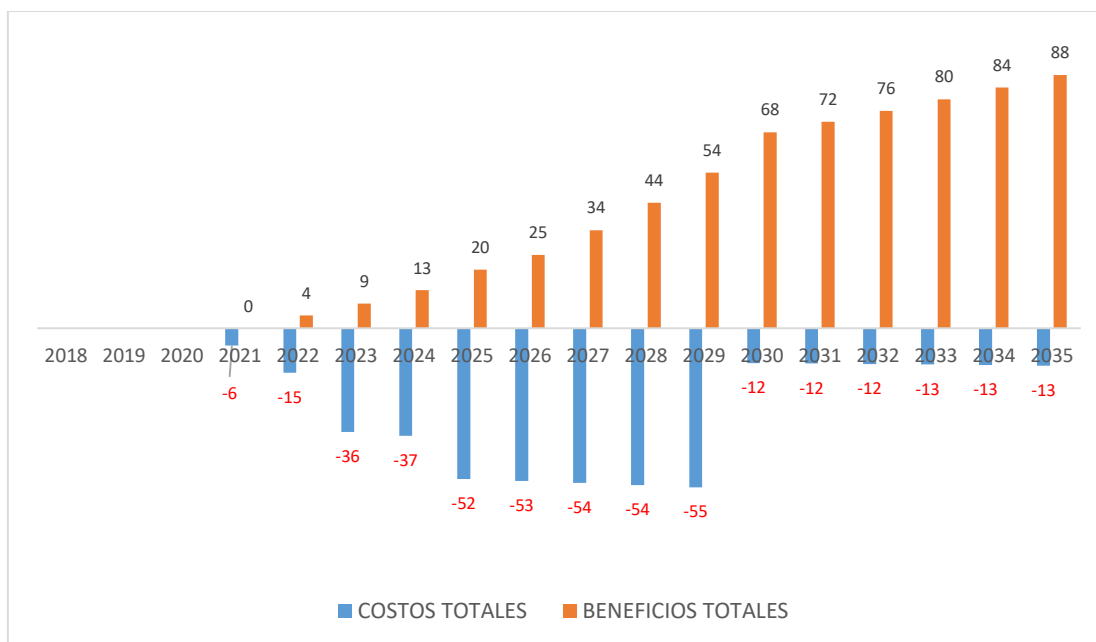
Para el análisis de este escenario, es necesario evaluar los costos y beneficios antes expuestos teniendo en cuenta los nuevos costos de la solución de medición inteligente expuesta al principio del presente capítulo. A continuación, en la Gráfica 7-5 y Gráfica 7-6, se presenta la distribución de costos y beneficios obtenidos con este tipo de tecnología avanzada.

Gráfica 7-5 Resumen de costos de inversión, operación y beneficios alcanzado por las empresas de distribución eléctrica y la sociedad – 4 años en MM\$ – Escenario de Funcionalidad Avanzada



Fuente y Elaboración Propia

Gráfica 7-6 Resumen de costos de inversión, operación y beneficios alcanzado por las empresas de distribución eléctrica y la sociedad – 8 años en MM\$– Escenario de Funcionalidad Avanzada



Fuente y Elaboración Propia

De acuerdo a esto, es posible calcular los indicadores financieros respectivos que permitirá evaluar la viabilidad de este proyecto:

Período de Despliegue: 4 años

VNA (USD)	\$30,603,750
TIR	15%

Período de Despliegue: 8 años

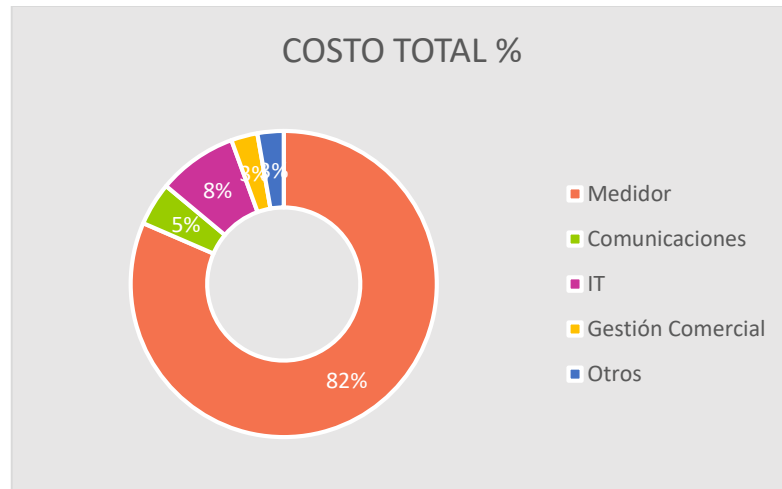
VNA (USD)	\$320,157
TIR	12%

En consecuencia, el proyecto planteado para este escenario base es viable en cualquiera de los períodos de despliegue planteados.

7.9. Distribución Porcentual de los costos y beneficios calculados

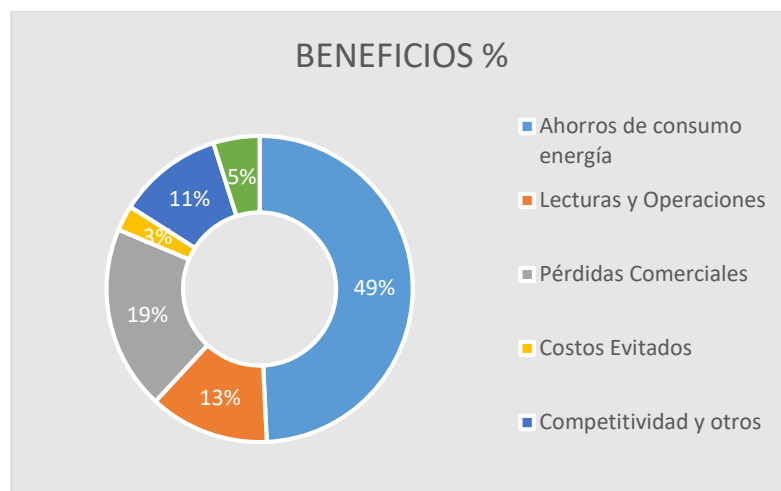
De acuerdo a los costos y beneficios calculados para cada escenario, y al considerar el período de despliegue masivo que se plantea, los costos y beneficios se distribuyen de la forma: mostrada en la Gráfica 7-7 y Gráfica 7-8.

Gráfica 7-7 Distribución de costos totales para la implementación de los Medidores Inteligentes – Caso Base – Despliegue 4 años



Fuente y Elaboración Propia

Gráfica 7-8 Distribución de Beneficios totales para la implementación de los Medidores Inteligentes-Caso Base – Despliegue 4 años



Fuente y Elaboración Propia

7.10. Costos y ahorros unitarios

Con la finalidad de evaluar el impacto neto final para cada cliente de lo que resultaría la implementación del sistema de medición inteligente, a continuación, en la Tabla 7-45, se muestran los clientes segregados de acuerdo al tipo y/o consumo promedio de energía identificado para cada uno.

Tabla 7-45 Distribución de la cantidad de clientes finales por tipo y/o consumo final de energía (kWh)

Tipo de Cliente	%	Cantidad
Residencial (<125KWh)	37.51%	1,008,328
Residencial (>125KWh)	55.24%	1,485,159
Comercial	5.78%	155,262
Industrial	0.22%	6,029
Otros	1.25%	33,614
	100.00%	2,688,393

Fuente: (ENEL Distribución Perú, 2018) (Luz del Sur, 2018)

En función a la Tabla 7-45 anterior, y considerando los resultados financieros alcanzados, se muestra a continuación los costos y beneficios calculados para cada cliente.

7.10.1. Escenario Caso Base – 4 años de despliegue

En la Tabla 7-46 se muestra la distribución de los beneficios alcanzados por la EDE y la Sociedad por cada tipo de cliente.

Tabla 7-46 Distribución de beneficios por tipo de cliente

Tipo de cliente	Beneficios EDE	Beneficios Sociedad	Beneficios por Cliente (EDE)	Beneficios por Cliente (Sociedad)
Residencial (<125KWh)	\$52,121,676.01	\$0.00	\$51.69	\$0.00
Residencial (>125KWh)	\$76,769,650.88	\$109,971,853.98	\$51.69	\$74.05
Comercial	\$8,025,697.66	\$20,732,274.54	\$51.69	\$133.53
Industrial	\$311,647.50	\$2,075,333.03	\$51.69	\$344.22
Otros	\$1,737,572.05	\$2,106,833.08	\$51.69	\$62.68

Fuente y Elaboración Propia

En la Tabla 7-47 se muestran los beneficios netos por tipo de cliente y el ahorro alcanzado.

Tabla 7-47 Beneficio neto final para el cliente

	Costo por Cliente	Beneficios por Cliente	Ahorro por Cliente
Residencial (<125KWh)	-\$77.15	\$51.69	-\$25.46
Residencial (>125KWh)	-\$77.15	\$125.74	\$48.59
Comercial	-\$77.15	\$185.22	\$108.07
Industrial	-\$77.15	\$395.91	\$318.77

Otros	-\$77.15	\$114.37	\$37.22
-------	----------	----------	---------

Fuente y Elaboración Propia

7.10.2. Escenario Caso Base – 8 años de despliegue

Los resultados se muestran en las Tablas 7-48 y 7-49.

Tabla 7-48 Beneficios para el distribuidor y para la sociedad

Tipo de cliente	Beneficios EDE	Beneficios Sociedad	Beneficios EDE / Clientes	Beneficios Sociedad / Clientes
Residencial (<125KWh)	\$38,206,253.43	\$0.00	\$37.89	\$0.00
Residencial (>125KWh)	\$56,273,722.60	\$86,851,661.90	\$37.89	\$58.48
Comercial	\$5,883,000.36	\$16,373,575.90	\$37.89	\$105.46
Industrial	\$228,443.98	\$1,639,020.50	\$37.89	\$271.85
Otros	\$1,273,675.81	\$1,663,898.06	\$37.89	\$49.50

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-49 Beneficio neto final para el cliente

Tipo de Cliente	Costo por Cliente	Beneficios por Cliente	Ahorro
Residencial (<125KWh)	-\$66.25	\$37.89	-\$28.36
Residencial (>125KWh)	-\$66.25	\$96.37	\$30.12
Comercial	-\$66.25	\$143.35	\$77.10
Industrial	-\$66.25	\$309.75	\$243.50
Otros	-\$66.25	\$87.39	\$21.14

Fuente y Elaboración Propia

7.10.3. Escenario Caso Funcionalidad Avanzada-4 años de despliegue

Los resultados se muestran en la Tabla 7-50 y 7-51.

Tabla 7-50 Beneficio neto final para el cliente

	Costo por Cliente	Beneficios por Cliente	Ahorro
Residencial (<125KWh)	-\$90.48	\$51.69	-\$38.79
Residencial (>125KWh)	-\$90.48	\$125.74	\$35.26
Comercial	-\$90.48	\$185.22	\$94.74
Industrial	-\$90.48	\$395.91	\$305.43
Otros	-\$90.48	\$114.37	\$23.89

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-51 Beneficio neto final para el cliente

	Costo por Cliente	Beneficios por Cliente	Ahorro
Residencial (<125KWh)	-\$77.40	\$37.89	-\$39.51
Residencial (>125KWh)	-\$77.40	\$96.37	\$18.97
Comercial	-\$77.40	\$143.35	\$65.95
Industrial	-\$77.40	\$309.75	\$232.35
Otros	-\$77.40	\$87.39	\$9.99

Fuente y Elaboración Propia

7.11. Distribución mensual de los costos calculados

De acuerdo con los costos unitarios calculados en 7.10, se estiman los cargos mensuales que pagarían los usuarios por la implementación del sistema de medición inteligente. Para ello se consideró la tasa de interés del 12% anual y 15 años de duración del pago del sistema de medición con lo cual se obtuvieron los siguientes valores mostrados en la Tabla 7-52:

Tabla 7-52 Cargo mensual para el pago del sistema de medición por escenario

Escenario Base

Periodo de Despliegue	Costo a asumir por el usuario	Cargo Mensual	Cago Anual
4 años	-\$25.46	\$0.30	\$3.74
8 años	-\$28.36	\$0.33	\$4.16

Fuente y Elaboración Propia

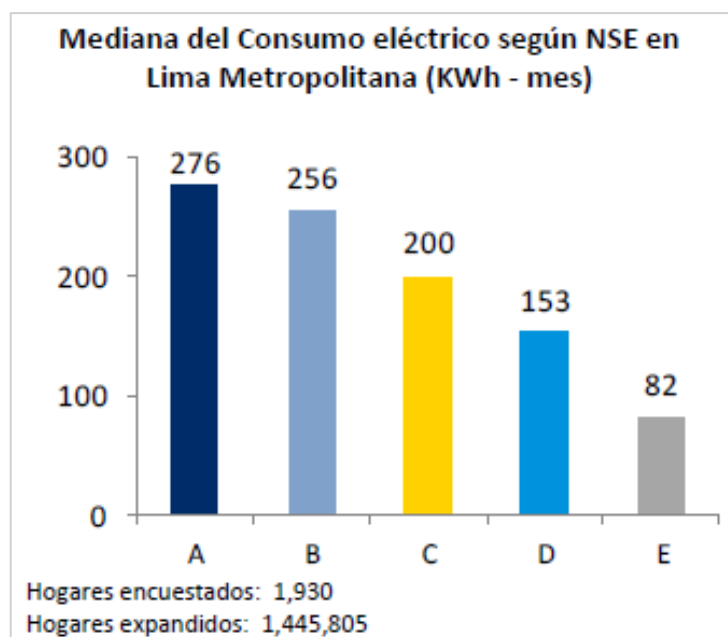
Escenario de Funcionalidades Avanzadas

Periodo de Despliegue	Costo a asumir por el usuario	Cargo Mensual	Cago Anual
4 años	-\$38.79	\$0.45	\$5.70
8 años	-\$39.51	\$0.46	\$5.80

Fuente y Elaboración Propia

En la Gráfica 7-9 se muestra el consumo residencial de los consumidores de Lima Metropolitana de acuerdo al nivel socio económico, según el Informe de Resultados de la Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía ERCUE 2014-2015 (OSINERGMIN, Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía, 2014).

Gráfica 7-9 Mediana del consumo eléctrico según nivel socioeconómico en Lima Metropolitana



Fuente: (OSINERGMIN, Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía, 2014)

Con los valores del informe indicado, se estima el gasto por energía mensual de acuerdo al sector socioeconómico, considerando un costo de la energía de 0.16 USD \$/KWh (uniformizado solo con fines prácticos) y con ello se calcula el incremento que representaría en el gasto mensual la implementación del Sistema de Medición Inteligente, el cual es mostrado a continuación en la Tabla 7-53.

Tabla 7-53 Estimación del incremento del gasto mensual por sector socioeconómico

Sector Socioeconómico	Mediana del Consumo Eléctrico	Gasto Energía USD \$ por mes	% Incremento por instalación del MI
A	276	44.16	0.7%
B	256	40.96	0.7%
C	200	32	0.9%
D	153	24.48	1.2%
E	82	13.12	2.3%

Fuente y Elaboración Propia

Como es de suponer, el incremento resulta mayor para los niveles socioeconómicos más bajos, lo cual sumado a que estos sectores no recibirán beneficios por la

implementación del sistema de medición inteligente, por su poco consumo y casi nula flexibilidad para gestionar su demanda.

7.12. Análisis de Sensibilidad

Existen factores de riesgo a favor o en contra que pueden provocar la variación de algunos parámetros para los cuales se asumen algunas asunciones en función a experiencias internacionales o locales. Para nuestro caso se debe efectuar un análisis de sensibilidad de los beneficios obtenidos por el despliegue de los Medidores Inteligentes considerando los siguientes parámetros a variar:

- Tasa de descuento
- Variación del ahorro de la energía
- Precio de la energía

A continuación, se muestran los resultados obtenidos por este proceso de análisis para cada uno de los escenarios planteados:

7.12.1. Escenario Caso Base – 4 años de despliegue

A continuación, en las Tablas 7-54, 7-55, 7-56 se presentan los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad.

Tabla 7-54 Sensibilidad con variación de la tasa de descuento

Tasa de descuento (%)		
Tasa de descuento (%)	Variación	VAN (\$)
7%	-43%	156,536,604
8%	-33%	130,112,318
10%	-13%	87,860,698
11%	-6%	75,819,385
12%	0%	66,450,738

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-55 Sensibilidad con variación del precio de venta de la energía

Precio Promedio venta de la energía (\$/KWh)

Precio Promedio venta de la energía (\$/KWh)	variación	VAN (\$)
0.14	-10%	52,052,617
0.15	-5%	59,251,677
0.16	0%	66,450,738
0.16	5%	73,649,798
0.17	10%	80,848,858

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-56 Sensibilidad con variación del % de ahorro de energía para usuarios residenciales con consumos mayores a 125kWh

Ahorro de energía (%)

Ahorro de energía (%)	Variación	VAN (\$)
0.50%	-67%	7,950,178
1.00%	-33%	37,200,458
1.50%	0%	66,450,738
2.00%	33%	95,411,411
2.50%	67%	124,951,298

Fuente y Elaboración Propia

7.12.2. Escenario Caso Base – 8 años de despliegue

A continuación, en las Tablas 7-57, 7-58, 7-59 se presentan los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad.

Tabla 7-57 Sensibilidad con variación de la tasa de descuento

Tasa de descuento (%)

Tasa de descuento (%)	Variación	VAN (\$)
7%	-43%	93,437,687
8%	-33%	74,413,629
10%	-13%	44,801,571
11%	-6%	36,589,435
12%	0%	30,285,456

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-58 Sensibilidad con variación del precio de venta de la energía

Precio Promedio venta de la energía (\$/KWh)

Precio Promedio venta de la energía (\$/KWh)	variación	VAN (\$)
0.14	-10%	19,512,260
0.15	-5%	24,898,858
0.16	0%	30,285,456
0.16	5%	35,672,055
0.17	10%	41,058,653

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-59 Sensibilidad con variación del % de ahorro de energía para usuarios residenciales con consumos mayores a 125kWh

Ahorro de energía (%)

Ahorro de energía (%)	Variación	VAN (\$)
0.50%	-67%	-15,916,100
1.00%	-33%	7,184,678
1.50%	0%	30,285,456
2.00%	33%	53,157,514
2.50%	67%	76,487,013

Fuente y Elaboración Propia

7.12.3. Escenario Caso Funcionalidad Avanzada-4 años de despliegue

A continuación, en las Tablas 7-60, 7-61, 7-62 se presentan los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad.

Tabla 7-60 Sensibilidad con variación de la tasa de descuento

Tasa de descuento (%)

Tasa de descuento (%)	Variación	VAN (\$)
7%	-43%	112,070,369
8%	-33%	87,905,270

10%	-13%	49,689,010
11%	-6%	38,926,103
12%	0%	30,603,750

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-61 Sensibilidad con variación del precio promedio de venta de energía

Precio Promedio venta de la energía (\$/KWh)

Precio Promedio venta de la energía (\$/KWh)	Variación	VAN (\$)
0.14	-10%	16,205,629
0.15	-5%	23,404,690
0.16	0%	30,603,750
0.16	5%	37,802,810
0.17	10%	45,001,870

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-62 Sensibilidad con variación del % de ahorro de energía para usuarios residenciales con consumos mayores a 125kWh

Ahorro de energía (%)

Ahorro de energía (%)	Variación	VAN (\$)
0.50%	-67%	-27,896,810
1.00%	-33%	1,353,470
1.50%	0%	30,603,750
2.00%	33%	59,564,423
2.50%	67%	89,104,310

Fuente y Elaboración Propia

7.12.4. Escenario Caso Funcionalidad Avanzada-8 años de despliegue

A continuación, en las Tablas 7-63, 7-64, 7-65 se presentan los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad.

Tabla 7-63 Sensibilidad con variación de la tasa de descuento

Tasa de descuento (%)

Tasa de descuento (%)	Variación	VAN (\$)
7%	-43%	53,480,969
8%	-33%	37,141,859
10%	-13%	12,211,863
11%	-6%	5,449,927
12%	0%	320,157

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-64 Sensibilidad con variación del precio promedio de venta de energía

Precio Promedio venta de la energía (\$/KWh)

Precio Promedio venta de la energía (\$/KWh)	variación	VAN (\$)
0.14	-10%	-10,453,039
0.15	-5%	-5,066,441
0.16	0%	320,157
0.16	5%	5,706,756
0.17	10%	11,093,354

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 7-65 Sensibilidad con variación del % de ahorro de energía para usuarios residenciales con consumos mayores a 125kWh

Ahorro de energía (%)

Ahorro de energía (%)	variación	VAN (\$)
0.50%	-67%	-45,881,399
1.00%	-33%	-22,780,621
1.50%	0%	320,157
2.00%	33%	23,192,215
2.50%	67%	46,521,714

Del análisis de sensibilidad planteado, es posible determinar que el proyecto provoca que la sociedad mejore en cualquiera de los escenarios y es necesario llevar a cabo el presente proyecto.

CAPÍTULO VIII PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACION

En la actualidad, el posible despliegue del sistema de medición inteligente aún es incierto. Si bien es cierto que a nivel local existe un Decreto Supremo N° 018-2016-EM publicado en el mes de julio del año 2016 que define de forma general las consideraciones que las Empresas de Distribución Eléctrica deben tener en cuenta de cara a la implementación de este nuevo sistema, aún no se han definido las normas técnicas necesarias para cubrir esta nueva tecnología, el plan de comunicaciones y de compromiso hacia el cliente para asegurar su despliegue y tampoco se han propuesto nuevos marcos normativos y/o regulatorios que resulten de un apropiado análisis de costo-beneficio.

Como se estudió, a nivel internacional las experiencias son varias, algunas exitosas, otras no, y otras parcialmente, pues, siempre han existido barreras tecnológicas, sociales o regulatorias que han impedido su implementación masiva y con una alta tasa de éxito.

Para asegurar el despliegue exitoso del sistema de medición inteligente es necesario contar con los resultados de los proyectos piloto que deben cumplir características que se describirán a continuación.

El despliegue masivo del sistema de medición inteligente, debe traer consigo modificaciones al marco normativo y/o regulatorio que permita al inversionista y a la sociedad obtener beneficios de este sistema.

Después de haber estudiado el contexto actual en el cual estamos inmersos a nivel local, haber analizado la situación internacional y haber obtenido puntos de vista distintos que brindan pautas necesarias para poder concluir en una propuesta para la implementación del sistema de medición inteligente, podemos señalar lo siguiente:

8.1. Implementación del Proyecto Piloto

A raíz del último proceso de fijación tarifaria realizado para las empresas de Distribución correspondientes al sector típico 1 del país, se emplearon algunos términos de referencia que definen las características generales del sistema de medición

inteligente. En Lima, cada empresa de distribución eléctrica debe instalar un determinado número de medidores como parte del proyecto piloto, ENEL Distribución Perú instalará 10 000 medidores, mientras que Luz del Sur hará lo mismo en 16 000 clientes (OSINERGMIN, Fijación del VAD 2018-2022, 2018b).

Los resultados que arroje el funcionamiento de esta nueva tecnología en los proyectos piloto servirán para definir las características técnicas de los equipos que serán empleados para el posterior despliegue masivo que en el Perú se plantea implementar.

Como se ha ido viendo en todo el documento, las características técnicas de las cuales se hacen referencia son básicamente las mismas que se emplean en experiencias internacionales (Comisión Europea, Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014) y que desprenden el análisis de escenarios en los cuales se optaría por funcionalidades básicas del sistema de medición inteligente como,

- Funcionalidades básicas de corte y reconexión remoto,
- Lectura remota,
- Información en línea del consumo del cliente,
- Registro de potencia y energía en registros cada 15 minutos,
- Medición bidireccional,
- Limitación de potencia,
- Opciones multi-tarifa,
- Medio de comunicación empleando PLC,

O funcionalidades avanzadas, que adicionalmente incluyen las siguientes características:

- Alerta de ausencia de tensión,
- Monitoreo de nivel de tensión y corriente,
- Registro de los niveles THD,
- Medios de comunicación empleando PLC y RF.

La elección de una u otra dependerá de los resultados que se obtengan en cuanto al performance de cada una de ellas.

El análisis de costo beneficio empleado, demuestra claramente que la implementación de un sistema de medición inteligente sólo es posible debido a que genera beneficios sociales que necesitan ser cuantificados. La eficiencia energética, la gestión de la demanda y el desplazamiento del pico de carga sólo podrán ser medidos en clientes cuya opción tarifaria les permita distinguir estos conceptos y evitar que la demanda sea 100% inelástica, como ocurre actualmente en nuestro sistema, donde la mayor parte de nuestros clientes tienen contratado la tarifa BT5B que sólo incluye cargos por consumo de energía activa. El desarrollo de estos conceptos en nuestro sistema, trae consigo reducciones significativas en futuros proyectos que requieran ir desarrollándose por el continuo incremento de la demanda que experimentamos en nuestro país. Adicionalmente, la existencia de estos conceptos permitirá dar paso a nuevas oportunidades de negocio que permitirán fortalecer el sistema eléctrico, siendo el más destacable la Generación Distribuida y Micro Generación Distribuida.

Como se indica en el párrafo anterior, es muy importante cuantificar los ahorros que la sociedad puede obtener por la implementación de esta tecnología, en consecuencia, en los proyectos piloto que vayan a desarrollarse, debe definirse un sandbox regulatorio, que aplicará a los clientes seleccionados, con criterios que deben ser evaluados, con el fin de generar una mayor elasticidad en su consumo de energía eléctrica generando conciencia en ellos sobre la importancia de desarrollar criterios de eficiencia energética. Para poder lograr esto, se torna imprescindible llevar a cabo un plan de comunicaciones que busque obtener el compromiso y la conciencia del cliente y demás grupos de interés para con esta nueva tecnología y los beneficios que acarrea consigo, las estrategias que se vayan a desarrollar deben estar de acorde al nivel de influencia y de poder de cada uno de ellos, esto con el fin de evitar situaciones complejas durante la implementación del proyecto piloto.

El plan de comunicaciones debe ser desarrollado en conjunto por las empresas de distribución eléctrica, al OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas, la interacción continua de estos grupos de interés permitirá absolver cualquier barrera que pueda presentarse en las distintas etapas de este proyecto.

La selección de los clientes que formarán parte del proyecto piloto que se pretenda desarrollar y con fines de cuantificar el ahorro social que obtendrán por la implementación de esta nueva tecnología debe tener en cuenta, al menos los siguientes criterios:

- Nivel de consumo promedio en kWh
- Giro del cliente (residencial, comercial, empresarial, institucional, industrial)
- Opción tarifaria actual
- Montos de facturación mensual (S/.)
- Tipo de conexión (monofásica o trifásica)
- Potencia Contratada en kW
- Grado de digitalización del cliente

Los resultados satisfactorios que se obtengan de la evaluación de estos clientes serán determinantes para definirlos como embajadores del sistema de medición inteligente de cara a lo que será el despliegue masivo de estos equipos en las zonas de concesión de Lima.

8.2. Despliegue masivo del sistema de medición inteligente

La etapa del despliegue masivo del sistema de medición inteligente estará marcada por los resultados que se obtengan en los proyectos piloto. Las modificaciones regulatorias y/o normativas que serán necesarias para implementar esta nueva tecnología serán conclusiones de los resultados que el proyecto piloto debe generar. Sin embargo, existen conclusiones que a la fecha podemos ir llegando sobre su implementación final:

El tiempo de vida que debe considerarse para los Medidores Eléctricos Inteligentes es de 15 años, de acuerdo a las experiencias internacionales (Tounquet, 2018).

El plazo de despliegue del sistema de medición inteligente debe realizarse en 4 años, si bien el costo del nuevo Medidor Eléctrico Inteligente por cada cliente es superior en casi el 20% de lo que costaría al hacerlo en 8 años, esto provocaría el aplazamiento de la obtención de los beneficios del cliente y de las reducciones en inversiones en los sistemas de transmisión y distribución. El costo mensual que cada usuario debe asumir para compensar la inversión total que realizará la Empresa de Distribución Eléctrica,

resulta ser menor para el período de despliegue de 4 años, pues, los ahorros y beneficios que la EDE puede obtener, compensan en mayor grado a la inversión total a realizar que el que se obtiene para el periodo de despliegue de 8 años.

El despliegue masivo se debe realizar al 100% de clientes, existe la opción de implementar Medidores Inteligentes con características básicas para un sector de clientes y a otros con las características avanzadas que se muestran en el presente estudio, el cual también demuestra indicadores económicos positivos.

La digitalización debe estar acompañada de la implementación de esta nueva tecnología. El proceso de facturación y cobranza no debe incluir los recibos físicos, o al menos la normativa debe permitir la libre elección de los clientes para disponer de esta información de forma digital.

Debe ser obligatoria la disponibilidad de un aplicativo web/móvil que permita al cliente gestionar su demanda, conocer sus montos facturados, efectuar pagos, y entre otras actividades comerciales.

La existencia de un nuevo marco normativo que incluya lo necesario para garantizar la protección de los datos personales y la seguridad de la información es vital.

El concepto de corte social debe ser implementado, esto con el fin de crear alertas notorias de incumplimiento de pago de los clientes antes de proceder con el corte definitivo del servicio por deuda.

De acuerdo a los resultados del piloto, se debe implementar la norma técnica relacionada a la operación del sistema de medición inteligente.

De acuerdo a lo resultados del piloto, se plantearán nuevos esquemas tarifarios de cara a la obtención de los beneficios sociales previstos con esta nueva tecnología.

El esquema de financiamiento deberá seguir siendo el que corresponde a una empresa modelo eficiente, donde se consideran todos los ahorros de la Empresa de Distribución Eléctrica y los costos de inversión para esta nueva tecnología. Finalmente, si el usuario deberá pagar el costo adicional por esta nueva tecnología, este valor será compensado por los ahorros que irá obteniendo.

Un punto muy importante para lo que será el despliegue masivo del sistema de medición inteligente corresponde al Plan de Comunicaciones que debe implementarse. A nivel internacional, y tomando en cuenta la última experiencia registrada en Chile, resulta clave el transmitir a la población los costos y beneficios que traerá consigo esta nueva tecnología. El análisis oportuno de todos los grupos de interés, lo cual no es desarrollado en el presente trabajo, y el desarrollo de distintas estrategias que busquen eliminar los riesgos que se identifican con cada uno, son determinantes para el despliegue exitoso de este nuevo sistema.

Finalmente, teniendo en cuenta que la operación actual del sistema eléctrico peruano considera la figura del distribuidor/comercializador en un solo ente, la existencia de tarifas horarias y el ingreso de nuevos negocios al sector eléctrico, como es el caso de la Generación Distribuida, vuelve necesaria la creación de un mercado competitivo a nivel de comercialización, desligando esta característica de las empresas distribuidoras. Actualmente existen experiencias que respaldan este concepto y que traen consigo una serie de beneficios que son trasladados al usuario final.

CAPÍTULO IX. CONCLUSIONES

Del objetivo específico relacionado con presentar la situación actual respecto a la implementación del sistema de medición inteligente, se desprende lo siguiente:

- En el Perú no existe una reglamentación técnica y marco normativo aprobado que facilite la instalación y operación de los Medidores Inteligentes. Aún no se han definido siquiera las funcionalidades básicas necesarias para esta tecnología, pues, en estos momentos están en desarrollo proyectos pilotos que las empresas de distribución eléctrica deben llevar a cabo de cara a presentar las características funcionales que deben ser consideradas para la etapa de despliegue de los Medidores Inteligentes.

Del objetivo específico relacionado con identificar las barreras a la entrada y la problemática asociada para la implementación de los Medidores Inteligente, se desprende lo siguiente:

- La barrera regulatoria es determinante de cara al despliegue de los medidores inteligente. Desde el punto de vista de las empresas de distribución eléctrica, existe mucha incertidumbre referente a la retribución de la inversión en esta nueva tecnología, así como sobre la viabilidad de su despliegue a nivel de toda su zona de concesión. No se han definido a la fecha grupos de trabajos centrados en definir las principales premisas que faciliten la implementación de los Medidores Inteligentes.
- La barrera social es otra de las relevantes, la experiencia negativa vivida en Chile ha dejado en evidencia lo delicado que representa elaborar un apropiado plan de comunicaciones de cara a comunicar al cliente sobre la tecnología, sus beneficios y los impactos que podría generar. Es clave identificar los distintos grupos de interés relevantes con este proceso y desarrollar iniciativas que ayuden a superar cualquier duda o preocupación respecto a los Medidores Inteligentes. Estas funciones deben ser presididas por el estado (MINEM; OSINERGMIN) y las Empresas de Distribución Eléctrica.

Del objetivo específico relacionado con la cuantificación de los costos y beneficios de las empresas distribuidoras se desprende lo siguiente:

- Los montos de los beneficios calculados para las empresas de distribución, si bien son importantes, no alcanzan para cubrir la inversión total del despliegue masivo de los Medidores Inteligentes; por lo que es necesario que se le reconozcan los costos de inversión a través de la tarifa.
- La implementación de Medidores Inteligentes a una menor escala, no permitiría a la empresa distribuidora alcanzar los mismos beneficios del despliegue masivo, principalmente porque muchos de los beneficios dependen del alcance geográfico y del control total de la red eléctrica.

Del objetivo específico relacionado con la cuantificación de los costos y beneficios de los usuarios se desprende lo siguiente:

- El escenario donde los beneficios obtenidos por los usuarios son mayores, es en el escenario caso base: despliegue con tecnologías básica con una duración total de 4 años.
- Los beneficios para cada sector de la demanda varían de acuerdo al sector de pertenencia, llegando a ser negativos para el estrato de nivel socioeconómico más bajo. Una limitante importante del análisis realizado, es que no existe data comprobada en el Perú del porcentaje de ahorro de energía y carga que puede ser trasladada de los periodos punta a fuera de punta, por ende no conocemos la elasticidad de la demanda acorde a nuestra realidad,. Para estimar estos valores, se han utilizado benchmarks conservadores proveniente de los estudios de costo-beneficio realizados en la Unión Europea.
- Los costos de implementación para los usuarios de menor consumo energético, donde los Medidores Inteligentes no conseguirían beneficios económicos por la inelasticidad de su demanda, deben tener un tratamiento aparte. Posibles soluciones son: que los costos de implementación de este sector sean subvencionados por fondos estatales (como el FISE), o que sean asumidos por la empresa distribuidora a cambio de que no vea limitados sus beneficios económicos por desarrollar una implementación parcial. La cuantificación real del tamaño de este sector solo es

posible realizarlo a través de los resultados de los proyectos pilotos, por lo que debe ser de interés del regulador enfocar los resultados hacia este objetivo.

- Al evaluar los niveles actuales de calidad de servicio otorgados por las empresas distribuidoras a los usuarios, se valida que existen grandes pérdidas asociadas a este factor que requieren ser superados. Como se muestra en el análisis costos beneficio, la mejora de la calidad de servicio es tomada como un beneficio que la empresa de distribución eléctrica puede conseguir con la implementación de los Medidores Inteligentes en la ciudad de Lima, sin embargo, éstos pueden ser trasladados a los usuarios finales con el fin de evitar las pérdidas asociadas a este concepto, ya sea por incrementos en los tiempos de desplazamientos ante averías en los semáforos, daños en los alimentos por falta de refrigeración y muchos otros conceptos que pueden ser considerados como externalidades negativas que generan los bajos niveles de calidad de servicio.

Del objetivo específico relacionado con la propuesta e implementación se desprende lo siguiente:

- Para reducir el impacto en las tarifas eléctricas de los usuarios residenciales por el pago de la implementación de los Medidores Eléctricos, se propone que el cargo en la tarifa solo considere el monto resultante de sustraer a los costos de inversión de la implementación, los correspondientes beneficios de las empresas de distribución.
- Para evitar sobrecostos en los usuarios residenciales de los estratos más bajo, por el pago de la implementación de los Medidores Eléctricos, se propone el establecimiento de un subsidio cruzado entre toda la demanda que si recibiría beneficios, o que los costos de inversión de este sector sean asumidos por la empresa distribuidora para que no limite los beneficios que obtendría con el despliegue masivo.
- Dado que la implementación de los Medidores Inteligentes contribuye a que el Estado Peruano alcance sus objetivos de eficiencia energética y energías más limpias (establecidos en la Política Energética del Perú 2010-2040), el Estado debe tener una participación protagónica con el fin de servir de facilitador y orientador a los diferentes stakeholders del proyecto. La implementación debe ser ordenada y tomando como base las buenas experiencias a nivel internacional y es fundamental

que previo a cualquier decisión de despliegue a gran escala, el Estado encargue la realización de un estudio de costo-beneficio (ACB), utilizando la información obtenida en los proyectos piloto. Cómo ha de suponerse, de no resultar económicamente viable el ACB, no se debería optar por el despliegue a gran escala, sin embargo, el presente estudio marca un precedente sobre su viabilidad.

Del objetivo general se desprende lo siguiente:

- Los resultados alcanzados del análisis costo-beneficio, demuestran que la instalación del Sistema de Medición Inteligente para Lima Metropolitana es beneficiosa para la sociedad, los costos de inversión son parcialmente compensados por los ahorros y beneficios operativos que la Empresa de Distribución Eléctrica obtiene, sin embargo logran cubrirse en su totalidad con el ahorro esperado para la sociedad, lo cual depende de su elasticidad de demanda, convirtiéndose en una limitante importante en este trabajo al no cubrir un estudio sobre este concepto (se asumen datos de ahorro de experiencias internacionales), por lo cual es de vital importancia que los proyectos pilotos a desarrollarse se enfoquen en la determinación de este concepto.

RECOMENDACIONES

- Es especialmente importante que el Regulador tome interés en no solamente evaluar la performance técnica de los sistemas de medición inteligente, sino en enfocarse en determinar los porcentajes de ahorro de energía de los consumidores y el porcentaje de carga trasladable de los periodos punta a fuera de punta, dado su preponderancia en la cuantificación de los beneficios totales. Posterior a las conclusiones de los proyectos piloto, el regulador debe encargar un análisis de costo beneficios, donde se utilicen los porcentajes obtenido en los proyectos piloto, y la implementación mas
- Dado que el proyecto solo es viable si se consiguen los beneficios para la sociedad asumidos en la presente tesis, el estado, a través del MINEM y el OSINERGMIN debe tomar un rol protagónico en la dirección que deben tomar los proyectos piloto y en la estrategia para la implementación de los sistemas de medición inteligente, considerando la naturaleza sensible a la politización del proyecto.

- La secuencia recomendada para la implementación masiva de los Medidores Inteligentes es:
 - Desarrollo de los proyectos pilotos enfocados en la determinación de los cambios de comportamiento de los consumidores y la determinación de la elasticidad de la demanda.
 - Realización de un análisis de Costo-beneficio conducido por el Regulador y con la participación de las empresas de distribuidoras.
 - Normalización de las especificaciones técnicas de los Medidores Inteligentes.
 - Establecimiento de nuevos esquemas tarifarios que varíen de acuerdo a franjas horarias establecidas.
 - Planes de comunicación agresivos que difundan los análisis positivos del estudio de ACB, con la participación estratégica del regulador y las empresas distribuidoras.

Anexos 1: Encuesta a Panel de Expertos

Encuesta a Panel de Expertos

Declaración de Consentimiento

Estimado Sr.

La presente encuesta ha sido elaborada por un grupo de cuatro alumnos de la universidad ESAN para conocer la opinión de un distinguido grupo de expertos del sector energético peruano referente al Tema de Instalación de Sistemas de Medición Inteligente para los usuarios del sistema de distribución eléctrica.

Los fines de la encuesta son puramente académicos y los resultados formarán parte del trabajo de análisis realizado por el grupo de alumnos para obtener el grado de Maestría de Gestión de la Energía de la Universidad ESAN.

De aceptar usted, sírvase llenar la casilla de consentimiento y completar el cuestionario adjunto.

Para cualquier coordinación que considere necesaria puede comunicarse con el delegado de nuestro grupo de tesis:

Nombre: Fernando Pérez Cortez

Teléfono: 995 998 156

Correo: 1713597@esan.edu.pe

Firma: _____

SI ACEPTO

Nombre: _____

DNI: _____

Fecha: _____

Resumen Ejecutivo

El propósito de la presente encuesta es conocer su punto de vista en calidad de experto, referente a lo actualmente dispuesto para la realización del despliegue masivo

de los sistemas de medición inteligente, así como sus sugerencias para el logro de esta implementación.

El sistema de medición inteligente es una propuesta tecnológica que aporta numerosos beneficios para el usuario final, las empresas de energía y la sociedad en general. El Medidor Inteligente es un medio para el establecimiento de nuevos modelos de negocio y tarificación de la energía, permitiendo la implementación de nuevas tecnologías como la generación distribuida, la gestión de la demanda, la carga inteligente de vehículos eléctricos; y facilita al usuario la consecución de resultados en eficiencia energética. En este nuevo esquema los usuarios se convierten en elementos activos de un sistema eléctrico, que se proyecta a ser inteligente, descarbonizado y sobre todo eficiente.

Si bien a nivel internacional la instalación de los sistemas de medición inteligente ha tenido un avance sustancial, en el Perú aún no se concretan las etapas iniciales para la adopción de esta nueva tecnología, siendo desconocida para la mayoría de la población. El marco normativo vigente dispone algunas reglas para la implementación masiva de los sistemas de medición inteligente (DS-018-2016-EM); sin embargo, existen todavía aspectos normativos, regulatorios y económicos por definir.

**ENCUESTA DE PANEL DE EXPERTOS
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE**

Nombres y Apellidos: Jesús Tamayo Pacheco	
Institución: COES	Sector: Public <input type="checkbox"/> Privado <input checked="" type="checkbox"/>

ENCUESTA DE PANEL DE EXPERTOS
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

Cargo / Especialidad: Miembro del Directorio

Para cada pregunta indicada a continuación, marque su respuesta con una “X” el casillero de la derecha que considere más acorde con su criterio profesional.

Cuestionario de Preguntas

1. ¿Cuáles son los principales beneficios para el usuario que se alcanzarían con la implementación de los Medidores Inteligentes?

Opinión:

El medidor inteligente es el elemento fundamental para el funcionamiento de las Smart Grids (Redes Inteligentes) y permitirán los siguientes beneficios a los usuarios

- Las Medidores Inteligentes constituyen un instrumento esencial para la integración de la producción con fuentes renovables como generación distribuida, es decir para poder entregar energía excedente producida en los hogares a la red
- Permitirán la gestión de la demanda con participación directa de los consumidores
- Permitirán el incremento de eficiencia energética
- Permitirán la Reducción de emisiones de GEI
- Permitirán la detección remota por parte de la empresa de la falta de suministro
- Corte y reposición en forma remota con la correspondiente disminución de costos
- Los usuarios podrán acceder a diferentes tarifas por lo que podrán programar sus consumos logrando ahorros
- Lectura remota de consumos a menor costo para el usuario
- La data que se obtenga de los Medidores Inteligentes permitirá una mejor atención al usuario por parte del distribuidor
- Permitirá que el usuario residencial (luego de adecuar la normativa) pueda comprar energía de cualquier generador
- Almacenamiento de energía
- Carga de vehículos eléctricos
- Utilizando la red de comunicaciones el usuario podrá acceder a servicios adicionales como control remoto de aire acondicionado, calefacción, control de diferentes aparatos domésticos
- Medición remota de otros servicios (gas, agua)

2. ¿Cuáles son los principales beneficios para las empresas de distribución eléctrica que se alcanzarían con la implementación de los Medidores Inteligentes?

Cuestionario de Preguntas

Opinión:

- Información sobre las variables de consumo de los usuarios lo que les permitirá optimización de redes y de equipamiento
- Tarifas personalizadas para los usuarios
- Ahorros en el corte y desconexión
- Ahorros en la lectura de medidor
- Facturación real del consumo y no por promedios
- Detección en tiempo real de falta de fluido eléctrico
- Servicios adicionales como medición de servicios de gas y agua
- Servicios adicionales para operar equipamiento doméstico como calefacción, aire acondicionado y otros
- Un mejor factor de planta dado que el usuario podrá desplazar su consumo en función de las tarifas
- Facilita el control y detección de las pérdidas

3. ¿Considera adecuado que el despliegue de los Medidores Eléctricos Inteligentes comprenda al total de los suministros eléctricos?

Opinión:

En principio todos los usuarios deberían contar con estos equipos y su red de comunicaciones, sin embargo dado el costo que tiene y será pagado por los usuarios, debería sectorizarse y limitarse su utilización a aquellos usuarios que tengan potencialidad para obtener beneficios reales.

4. En caso sea negativa la pregunta anterior, ¿Qué tipo de suministros deberían quedar excluidos?

Opinión:

Deberían quedar excluidos aquellos usuarios que no tengan potencialidad para obtener beneficios económicos tangibles y superiores al aumento de tarifa eléctrica a que estarán sometidos por la universalización de esta tecnología

5. ¿Cuándo debería iniciarse el despliegue masivo y cuál sería el plazo total para la implementación? (La normativa vigente establece el despliegue masivo en 8 años a partir del 2018)

Opinión:

El despliegue masivo debe iniciarse ya, sin embargo mientras no tengamos aprobada la reglamentación sobre Generación Distribuida y Electromovilidad no se podrá obtener la totalidad de las ventajas de la tecnología

6. ¿Qué cambios regulatorios deberían hacerse para permitir el despliegue masivo de los Medidores Inteligentes?

Cuestionario de Preguntas

Opinión:

La experiencia internacional en países similares al nuestro nos ha demostrado que el costo del despliegue de las instalaciones a ser asumido por el usuario ha sido rechazado por tanto debería contemplarse los siguientes cambios:

- Que la empresa asuma parte del costo en función de los beneficios que obtendrá y la posibilidad de dar servicios no regulados utilizando la red digital y el equipamiento
- Que la instalación de los equipos sea obligatoria para usuarios regulados por encima de un determinado nivel de consumo mensual promedio
- Que los demás usuarios soliciten voluntariamente la instalación de los equipos

7. ¿Qué normativa debería aplicarse para alcanzar todos los beneficios potenciales que traería el despliegue masivo de los Medidores Inteligentes?

Opinión:

Ver respuesta a pregunta 6

8. ¿Qué modelo de financiamiento haría posible el despliegue masivo?

Opinión:

Ver respuesta a respuesta 6

9. Para el caso peruano, ¿Cuáles son las variables críticas a considerar en el cálculo económico para la implementación?

Opinión:

Ver respuesta anterior

10. ¿Cuáles son las barreras de entrada para el despliegue de la Medición Inteligente?

Opinión:

- El precio de los equipos y que estos sean asumidos íntegramente por los usuarios
- La falta de regulación sobre la generación Distribuida y la movilidad eléctrica

11. ¿Considera que los costos de la implementación deberían ser asumidos en su totalidad por el usuario, o deberían ser distribuidos proporcionalmente entre los actores involucrados de acuerdo a sus beneficios?

Opinión:

Cuestionario de Preguntas

Ver respuesta 6

12. ¿Conoce algún estimado de la proporción de los beneficios que alcanzarían los usuarios y la empresa de distribución?

Opinión:

Se debe hacer un estudio detallado, a priori es muy difícil, no conozco literatura al respecto

13. ¿Cuáles serían las principales acciones a considerar en la estrategia de implementación para evitar una reacción negativa de los usuarios?

Opinión:

Difusión de las ventajas del sistema y sus potencialidades y que esta sea difundida tanto como por las autoridades del sector como cada empresa

14. OPINION, SUGERENCIAS y/o COMENTARIOS FINALES:

La instalación de Medidores Inteligentes redundará en la mejora de la calidad de servicio, la eficiencia energética, la reducción de GEI y en el largo plazo en la reducción de los costos de energía

Se debe establecer algún mecanismo que disminuya el costo inicial de la instalación de los Medidores Inteligentes y su red de comunicaciones y control asociadas a efectos de no afectar a todos los usuarios del sistema. Evidentemente el costo no se puede cargar en su totalidad a las distribuidoras, pero sin en alguna proporción, ya que con el equipamiento existe la potencialidad de brindar servicios no regulados.

El sistema permite mejoras en procesos de distribución y comercialización d energía, así como en el diseño y la operación de la red, optimizando su utilización.

Su uso dará lugar a la obtención de beneficios tanto para distribuidores como para generadores, y también para otros actores en forma indirecta tales como los transmisores y generadores.

Se debe estudiar detenidamente los parámetros y funciones de los medidores en función de la realidad nacional y las características de consumo y la regulación aplicable

Firma: _____

Nombre:

Fecha:

Muchas gracias por su valiosa contribución!

ENCUESTA DE PANEL DE EXPERTOS

IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

Nombres y Apellidos: **JOSE LUIS ERAUSQUIN EYZAGUIRRE**

ENCUESTA DE PANEL DE EXPERTOS
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

Institución: LUZ DEL SUR SAA	Sector: Public <input type="checkbox"/> Privado <input checked="" type="checkbox"/> XX
Cargo / Especialidad: GERENTE DE DESARROLLO DE DISTRIBUCION	

Para cada pregunta indicada a continuación, marque su respuesta con una “X” el casillero de la derecha que considere más acorde con su criterio profesional.

Cuestionario de Preguntas

1. ¿Cuáles son los principales beneficios para el usuario que se alcanzarían con la implementación de los Medidores Inteligentes?

Opinión:

1. El medidor inteligente ayudará a avanzar hacia una economía más limpia, ecológica y con bajas emisiones de carbono lo que es bueno para nuestro país y bueno para el planeta.
2. El nuevo medidor inteligente brindará al usuario acceso a información detallada sobre el uso de energía por lo que podrá administrar el gasto de luz y ahorrar energía. Se podrán programar alertas sobre excesos de consumo que llegarán al celular del usuario, etc.
3. Ahorrará cargos que actualmente paga el usuario, como son:
 - 3.1. Cargo de Lectura de medidor
 - 3.2. Cargo de Corte y Reconexión por falta de pago oportuno
 - 3.3. Cargo de Mantenimiento y Reposición de Conexión
4. Otros beneficios:
 - 4.1. No se enviará a personal a la lectura de un medidor en la casa- privacidad.
 - 4.2. No facturaciones a promedio.
 - 4.3. Medidor inteligente notificará cuando se corte la energía conllevando a una restauración más rápida.
 - 4.4. A futuro se podrá acceder a mayores opciones tarifarias y seleccionar la que más se acomode a los hábitos de consumo.
 - 4.5. Se podrá vender energía excedente en caso se tenga en casa un sistema de paneles solares- Pro-consumidores.

Cuestionario de Preguntas

2. ¿Cuáles son los principales beneficios para las empresas de distribución eléctrica que se alcanzarían con la implementación de los medidores inteligentes?

Opinión:

1. Reducción de Pérdidas de Energía – Mejor Control de Pérdidas de Energía.
2. Menores tiempos de atención de interrupciones. Permite una restauración más rápida del servicio después de fallas.
3. Reducción de tiempos de localización de fallas.
4. Reducción de errores de lectura.
5. Reducción de costos en medición de calidad de servicio eléctrico- medir tensión, evitar sobrecargas.
6. Optimización de activos- mejorar factores de utilización de cables y transformadores.
7. Reducción de costos en el proceso de atención de reclamos y atención telefónica.

3. ¿Considera adecuado que el despliegue de los medidores eléctricos inteligentes comprenda al total de los suministros eléctricos?

Opinión:

Sí, dado que para una implementación óptima debería hacerse un despliegue en la totalidad de suministros eléctricos de manera que todos tengan acceso a los beneficios indicados.

La implementación para los clientes de bajos recursos deben ser financiada por el estado o por subsidios cruzados como es el FOSE actualmente.

4. En caso sea negativa la pregunta anterior, ¿Qué tipo de suministros deberían quedar excluidos?

Opinión:

5. ¿Cuándo debería iniciarse el despliegue masivo y cuál sería el plazo total para la implementación? (La normativa vigente establece el despliegue masivo en 8 años a partir del 2018)

Opinión:

De acuerdo a la normativa vigente debe aprobarse el despliegue en el año 2022 para la ciudad de Lima y llevarse a cabo en el periodo años 2023 al año 2026. Del 2019 al 2022 se llevará a cabo la etapa piloto.

Considero que se debe ampliar el periodo de despliegue de cuatro a doce años como máximo, dejando a las empresas definir los años de implementación de acuerdo al riesgo que cada una quiera asumir.

Cuestionario de Preguntas

6. ¿Qué cambios regulatorios deberían hacerse para permitir el despliegue masivo de los medidores inteligentes?

Opinión:

Con relación a las modificaciones normativas que deben hacerse para implementar los SMI de manera exitosa, les mencionamos que deben modificarse entre otros los siguientes artículos:

- a) Punto de entrega del suministro eléctrico
 - Artículo 88° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
 - Artículo 170° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
 - Definición de Punto de Entrega establecida en el Código Nacional de Electricidad, aprobado por R.M 214-2011-MEM/DM.

- b) Propiedad de la instalación
 - Artículo 163° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- c) Mantenimiento de la conexión
 - Artículo 163° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- d) Reposición de la conexión
 - Artículo 163° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- e) Vida útil del medidor
 - Literal i) del artículo 22° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (funciones de OSINERGMIN).
 - Artículo 163° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- f) Opciones tarifarias
 - Norma de Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación a Usuario Final.

7. ¿Qué normativa debería aplicarse para alcanzar todos los beneficios potenciales que traería el despliegue masivo de los medidores inteligentes?

Opinión:

Dentro de lo indicado en la pregunta 6 debería crearse las nuevas tarifas horarias para que el usuario BT5 pueda pasar su consumo de hora punta a hora no punta para reducir su gasto en electricidad.

8. ¿Qué modelo de financiamiento haría posible el despliegue masivo?

Opinión:

Cuestionario de Preguntas

Se tienen dos alternativas:

1. Mantener el propuesto de financiarse a través de la tarifa con pago mensual durante 30 años (debe de ser 15 años que es la vida útil del medidor) con una tasa de descuento del 12%.
2. Como segunda alternativa se propone que el estado peruano pague directamente el proyecto dado que este se requiere para cumplir la política energética nacional (ver respuesta 14)

Debe de tenerse presente que en todos los países en el que se ha desarrollado este proyecto se ha contado con la participación del estado.

9. Para el caso peruano, ¿Cuáles son las variables críticas a considerar en el cálculo económico para la implementación?

Opinión:

- Alto riesgo regulatorio. Que el regulador reconozca los costos reales de inversión.
- Cambio de la tasa de descuento de 12% a 10%.
- Falta de adecuaciones normativas indicadas en la respuesta número 6.
- Determinar la tecnología más apropiada.

10. ¿Cuáles son las barreras de entrada para el despliegue de la Medición Inteligente?

Opinión:

1. Alto costo de los medidores de energía.
2. Alto costo de los sistemas de información.
3. Baja calidad de las comunicaciones GPRS en el medio.
4. Falta de acceso a banda de radio frecuencia exclusiva para servicios públicos que otorgue el Estado. Sólo se dispone de banda libre en 900 MHz, 2.4 GHz y 5.8 GHz (Wifi IEEE 802.11) las mismas que tienen interferencia.
5. Falta de cultura de uso eficiente de la energía y falta de promoción del estado.

11. ¿Considera que los costos de la implementación deberían ser asumidos en su totalidad por el usuario, o deberían ser distribuidos proporcionalmente entre los actores involucrados de acuerdo a sus beneficios?

Opinión:

Siempre se trasladan los beneficios al usuario.

Según el modelo tarifario peruano todos los ahorros que las empresas alcanzan son trasladados al usuario a través de la tarifa. Para ello, se crea una empresa modelo ideal con toda la tecnología necesaria y a costos eficientes. Luego, los beneficios de la empresa son trasladados al usuario vía regulación tarifaria (Valor Agregado de Distribución) la cual se lleva a cabo cada 4 años. Es decir, el regulador incorporará la

Cuestionario de Preguntas

mejora de los procesos-ahorros en las empresas de distribución a la tarifa o VAD en todos los procesos tarifarios, como viene sucediendo desde 1994. Hoy en día, se ha normado que el financiamiento esta por el lado de la tarifa incorporando un cargo que pagará la inversión del piloto del sistema de medición inteligente en 30 años (debería ser 15 años por ser la vida útil de los medidores). En la regulación del año 2022 se debe de calcular el cargo del despliegue luego de determinar la tecnología que se usará para tal fin.

12. ¿Conoce algún estimado de la proporción de los beneficios que alcanzarían los usuarios y la empresa de distribución?

Opinión:

No conozco aún (Ver respuesta 11 sobre destino de los beneficios)

13. ¿Cuáles serían las principales acciones a considerar en la estrategia de implementación para evitar una reacción negativa de los usuarios?

Opinión:

Un adecuado plan de comunicaciones que explique las razones del proyecto y como los beneficios de la tecnología serán para la sociedad. Este debe de ser liderado por el Ministerio de Energía y Minas y el organismo regulador – Osinergmin dado que este proyecto está dentro del marco de política energética nacional (ver pregunta 14)

14. OPINION, SUGERENCIAS y/o COMENTARIOS FINALES:

En su investigación deben analizar el marco normativo y tener presente que el beneficiario es la sociedad representada por el Estado peruano.

MARCO NORMATIVO

Ley N° 27345 (Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía).

Se declaró de interés nacional la promoción del Uso Eficiente de la Energía (UEE) para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo.

D.S. N° 064-2010-EM

Aprueban la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040. Objetivo 4, uno de los lineamientos establece Lograr la automatización de la oferta y manejo de la demanda a través de sistemas tecnológicos inteligentes

Decreto Supremo N° 018-2016-EM (Decima Disposición Complementaria Transitoria).-

Cuestionario de Preguntas

- 1) En el marco de la declaración de interés nacional de la promoción del Uso Eficiente de la Energía para asegurar el suministro de energía,
- 2) Proteger al consumidor,
- 3) Fomentar la competitividad de la economía nacional ,y
- 4) Reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos, previsto en la Ley N° 27345.

Las EDEs propondrán a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 163 del presente Reglamento y considerando un horizonte de hasta ocho (08) años de implementación

Firma: _____

Nombre: JOSE LUIS ERAUSQUIN EYZAGUIRRE

Fecha: 24 de Ago. de 19

Muchas gracias por su valiosa contribución!

ENCUESTA DE PANEL DE EXPERTOS
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

Nombres y Apellidos: Jaime Raúl MENDOZA GACON	
Institución: Osinergmin	Sector: Public <input type="checkbox"/> Privado <input type="checkbox"/>
Cargo / Especialidad: Gerente de Regulación de Tarifas	

Para cada pregunta indicada a continuación, marque su respuesta con una “X” el casillero de la derecha que considere más acorde con su criterio profesional.

Cuestionario de Preguntas	
1.	¿Cuáles son los principales beneficios para el usuario que se alcanzarían con la implementación de los medidores inteligentes?
Opinión:	
<ul style="list-style-type: none"> - Conocimiento en línea de lo que consume y lo que paga. - Posibilidad de responder a los precios de la electricidad, actuando sobre las cargas que tiene en su precio (prendiendo o apagando, desplazando carga, etc.). - Posibilidad de tener acceso a la información a través de otros medios digitales. - Posibilidad de autogenerar (lectura en ambos sentidos). 	
2.	¿Cuáles son los principales beneficios para las empresas de distribución eléctrica que se alcanzarían con la implementación de los medidores inteligentes?
Opinión:	
<ul style="list-style-type: none"> - Monitoreo digital (medición remota, lectura a distancia, información en línea). - Corte y reconexión digital (no físico) - Posibilidad de conocer los hábitos del usuario y ofrecer servicios de gestión de la demanda. - Posibilidad de mejorar la calidad del servicio. - Posibilidad de ofrecer precios diferenciados conociendo el comportamiento del usuario ante las señales de precios del medidor (encendido, apagado, variación de carga, etc.). 	
3.	¿Considera adecuado que el despliegue de los medidores eléctricos inteligentes comprenda al total de los suministros eléctricos?
Opinión:	
<p>Todo depende del costo de dichos medidores y de su impacto. Se debe difundir primero las ventajas de tener un medidor digital y evaluar la disponibilidad de los usuarios a pagar por este equipo (encuestas). Se pueden ofrecer medidores diferenciados (más</p>	

Cuestionario de Preguntas	
baratos con menos facilidades y más caros con mayores facilidades), dependiendo del nivel de consumo del usuario y del beneficio-coste por la obtención del equipo.	
4.	En caso sea negativa la pregunta anterior, ¿Qué tipo de suministros deberían quedar excluidos?
Opinión: ---	
5.	¿Cuándo debería iniciarse el despliegue masivo y cuál sería el plazo total para la implementación? (La normativa vigente establece el despliegue masivo en 8 años a partir del 2018)
Opinión: Si la tecnología es madura y económica, la implementación se puede realizar en la siguiente fijación (2023-2027). El plazo dependerá del impacto del costo para el total de usuarios; en caso de que el impacto supere un umbral mínimo deseable, se recomienda realizarlo en más de una etapa, es decir, en más de un proceso de fijación (puede ser en 8 o 12 años).	
6.	¿Qué cambios regulatorios deberían hacerse para permitir el despliegue masivo de los medidores inteligentes?
Opinión: Se recomienda revisar las estrategias y cambios regulatorios efectuados en diferentes países que ya han implementado estas tecnologías y ver cuáles son los que mejor se adaptarían a nuestro marco regulatorio. Algunos posibles cambios podrían ser: <ul style="list-style-type: none"> - El tratamiento por la compra y/o venta de energía (ambos sentidos). - Modalidades técnicas permitidas para la gestión de la demanda (niveles de variación de la carga, de los reactivos, generación de armónicos, etc.). - El tratamiento de la información obtenida a través de los medios digitales. - El tratamiento del monitoreo digital (medición remota, lectura a distancia, información en línea) y su confidencialidad. - Modalidades de corte y reconexión digital. - Posibilidad de ofrecer precios diferenciados. - Evaluar la implementación de la figura del comercializador en la normativa. 	
7.	¿Qué normativa debería aplicarse para alcanzar todos los beneficios potenciales que traería el despliegue masivo de los medidores inteligentes?
Opinión: Ver respuesta anterior.	
8.	¿Qué modelo de financiamiento haría posible el despliegue masivo?
Opinión: Las modalidades de financiamiento pueden ser muchas:	

Cuestionario de Preguntas

- A través de la empresa distribuidora concesionaria (pagos escalonados o mensualidades dentro de un plazo determinado), con tasas inferiores a las que se puedan obtener en el mercado cado financiero.
- Evaluar créditos masivos a través de las entidades financieras considerando el producto (medidor inteligente) como un activo de características particulares.
- Creación de un fideicomiso con fondos públicos o pago adelantado proveniente de los usuarios.

9. Para el caso peruano, ¿Cuáles son las variables críticas a considerar en el cálculo económico para la implementación?

Opinión:

Para la implementación se debe tener en cuenta, entre otros:

- La cantidad de medidores a implementar y quienes se hacen cargo de su pago (socializado a través de todos los usuarios o solo los beneficiados).
- Posibilidades de diferentes fuentes de financiamiento.
- Evolución de los precios internacionales de los medidores inteligentes.

10. ¿Cuáles son las barreras de entrada para el despliegue de la Medición Inteligente?

Opinión:

El más fuerte es la desinformación y el de mayor impacto es el costo.

11. ¿Considera que los costos de la implementación deberían ser asumidos en su totalidad por el usuario, o deberían ser distribuidos proporcionalmente entre los actores involucrados de acuerdo a sus beneficios?

Opinión:

Ambas modalidades son factibles. Todo depende de la evaluación de las ventajas y desventajas de cada modalidad, así como de un análisis costo-beneficio para el sistema en su conjunto. Otro aspecto a tener en cuenta es la propiedad (de quién es finalmente el medidor, del usuario o de la empresa).

12. ¿Conoce algún estimado de la proporción de los beneficios que alcanzarían los usuarios y la empresa de distribución?

Opinión:

No. Eso depende de cada solución en particular y de la que ustedes propongan en su investigación.

13. ¿Cuáles serían las principales acciones a considerar en la estrategia de implementación para evitar una reacción negativa de los usuarios?

Opinión:

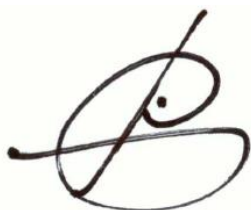
Cuestionario de Preguntas

Difusión, mayor difusión y sobre todo difusión. La mejor estrategia de implementación es hacer que los usuarios deseen adquirir el producto por sus ventajas. Cualquier imposición va a tener una reacción negativa.

14. OPINION, SUGERENCIAS y/o COMENTARIOS FINALES:

La transición tecnológica es parte del futuro de la electricidad. La implementación de los medidores inteligentes es cuestión de tiempo; para ello se debe estar preparado: información, experiencias en otros países, evaluación de costos, estado del arte de la tecnología, conocimiento de los beneficios, los tipos de usuarios en el país, etc.

Su investigación debe darles las herramientas necesarias para responder a cada una de las preguntas formuladas en este cuestionario, de la mejor manera. No existe una solución única. Las alternativas de solución deben ser evaluadas en todos sus aspectos, técnicos y económicos. Los resultados deben estar sustentados en base a los análisis cualitativo y cuantitativo de las alternativas de su investigación.



Firma:

Nombre: Jaime R. Mendoza Gacon

Fecha: 20/08/2019

Muchas gracias por su valiosa contribución!

**ENCUESTA DE PANEL DE EXPERTOS IMPLEMENTACIÓN DE
SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE**

Nombres y Apellidos: Walter Sciutto <input type="checkbox"/>	
Institución: ElectroDunas SA	Sector: Publico <input type="checkbox"/> Privado <input type="checkbox"/>
Cargo / Especialidad: Gerente	

Para cada pregunta indicada a continuación, marque su respuesta con una “X” el casillero de la derecha que considere más acorde con su criterio profesional.

Cuestionario de Preguntas

1. ¿Cuáles son los principales beneficios para el usuario que se alcanzarían con la implementación de los medidores inteligentes?

Opinión:

Como bien se menciona en el Resumen Ejecutivo, esperamos que el Sistema de Medición Inteligente (SMI) genere múltiples beneficios, tanto al usuario como a la empresa distribuidora; sin embargo, lo cierto es que, en la actualidad, en diferentes países todavía se vienen probando diferentes tecnologías y “modelos de negocio” que permitan concretar dichos beneficios tangibles a un costo accesible para el usuario, o que los beneficios compensen los costos.

Durante este periodo tarifario 2018-2023, las empresas distribuidoras tenemos el encargo de ejecutar proyectos piloto de SMI para determinar los beneficios, costos, tecnología y los ajustes normativos que permitan llevar a cabo un despliegue de esta nueva tecnología.

Dentro de los beneficios esperados, en el largo plazo, tenemos los siguientes:

- Mejorar la gestión del consumo de energía de usuarios, mediante aplicativos con información del consumo en tiempo real, que le permita efectuar ahorros en la reducción o re perfilado de su consumo o realizar cambios tarifarios de acuerdo a su comportamiento de consumo. El grado del beneficio depende del volumen de energía a reducir, del cambio del comportamiento de consumo y de las opciones tarifarias disponibles.
- Mejora de la calidad del servicio.
- Restablecimiento más rápido y eficaz tras una interrupción del servicio.

<ul style="list-style-type: none"> • Movilidad eléctrica. • Integración a gran escala de sistemas de generación distribuida.
<p>2. ¿Cuáles son los principales beneficios para las empresas de distribución eléctrica que se alcanzarían con la implementación de los medidores inteligentes?</p>
<p>Opinión:</p> <p>Los SMI permitirían mayores niveles de interactividad de las empresas con sus clientes con información que iría en ambos sentido. Dentro de los beneficios esperados, tenemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo en tiempo real de la demanda para mejorar la administración de la compra de energía.
<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la gestión de la red a través de un mayor monitoreo y control del estado del sistema de distribución. • En base a la información se puede efectuar un mejor planeamiento de la expansión y reforzamiento de la red que permita atender la nueva demanda y mejorar la confiabilidad y calidad. • Mejora de los procesos de lectura y facturación, reduciendo los errores humanos. • Mejora de los proceso de corte y reconexión. • Con la implementación de un sistema informatico de acceso al cliente, se podrá brindar nuevos servicios. • Mejorar la gestión del alumbrado público. • Mejora en los sistemas de información de clientes. • Mayor control de las pérdidas de energía al contar con balances de energía más precisos. • Mejorar la gestión de los activos de distribución.
<p>3. ¿Considera adecuado que el despliegue de los medidores eléctricos inteligentes comprenda al total de los suministros eléctricos?</p>
<p>Opinión:</p> <p>No. Para un despliegue masivo, previamente debe mejorarse la infraestructura de la red para una mejor respuesta frente a contingencias de la misma. La regulación debe establecer estas prioridades constructivas y tecnológicas que hoy no las considera. Además debe priorizarse también esta inversión frente a otras necesidades de la economía en general, dando el nivel de la misma y su impacto en la competitividad</p>
<p>4. En caso sea negativa la pregunta anterior, ¿Qué tipo de suministros deberían quedar excluidos?</p>
<p>Opinión:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los clientes con menor consumo y con menores recursos no recogerían los beneficios del SMI. Sería demasiado oneroso incluir a los clientes de zonas alejadas con consumos menores, donde las cargas se encuentran dispersas. • Se debe implementar un plan de largo plazo del proceso de implementación de los SMI, empezando por los clientes industriales y comerciales de mayor consumo; las sub estaciones de distribución MT/BT y los sistemas de alumbrado público. Luego continuar en zonas con alta densidad de carga para terminar finalmente con los de media y baja densidad de carga. • Durante este proceso se debe efectuar las adecuaciones normativas que permitan recoger los beneficios del proyecto.

Cuestionario de Preguntas

5.¿Cuándo debería iniciarse el despliegue masivo y cuál sería el plazo total para la implementación? (La normativa vigente establece el despliegue masivo en 8 años a partir del 2018)

Opinión:

Consideramos que antes de realizar el despliegue masivo, se debe evaluar los resultados de los diferentes proyectos piloto que se vienen ejecutando y de las experiencias internacionales. Por ahora consideramos, que se requiere resolver previamente los siguientes aspectos:

- Precisar el carácter potestativo del RLCE (artículo 163°)
- Definir las características mínimas de los SMI (norma técnica)
- Valorar los beneficios tangibles del usuario
- Definir costos, reembolsos y financiamiento
- Adecuar la normativa asociada
- Revisar el plan de despliegue masivo y el alcance
- Procedimientos de protección de datos y seguridad de la información
- Reglamentar la generación distribuida
- Adecuar la red eléctrica existente

6. ¿Qué cambios regulatorios deberían hacerse para permitir el despliegue masivo de los medidores inteligentes?

Opinión:

Además de lo señalado en la respuesta anterior, se deben revisar los Procedimientos comerciales, calidad y tarifas

7. ¿Qué normativa debería aplicarse para alcanzar todos los beneficios potenciales que traería el despliegue masivo de los medidores inteligentes?

Opinión:

Ver respuesta 5

8. ¿Qué modelo de financiamiento haría posible el despliegue masivo?

Opinion:

Ver respuestas 5 y determinar el tamaño eficiente de la inversión. De acuerdo a ello, seleccionar el modelo de financiamiento (Proveedor, banco o emisión de bonos) que otorgue mejores ventajas en sus condiciones (tasa de interés, plazos, modalidad, descuento de precio).

9. Para el caso peruano, ¿Cuáles son las variables críticas a considerar en el cálculo económico para la implementación?

Opinión:

Costos, tecnología, alcance y carácter del cliente

Cuestionario de Preguntas
<p>Opinión:</p> <p>Ver respuesta 9 y las reglas de juego regulatorio.</p>
<p>11. ¿Considera que los costos de la implementación deberían ser asumidos en su totalidad por el usuario, o deberían ser distribuidos proporcionalmente entre los actores involucrados de acuerdo a sus beneficios?</p>
<p>Opinión:</p> <p>Todos los costos regulados por OSINERGMIN del mercado de distribución de energía eléctrica son asumidos por el usuario a través de los cargos de distribución. Estos costos incluyen los beneficios del cliente.</p>
<p>12. ¿Conoce algún estimado de la proporción de los beneficios que alcanzarían los usuarios y la empresa de distribución?</p>
<p>Opinión:</p> <p>Ver respuesta 5</p>
<p>13. ¿Cuáles serían las principales acciones a considerar en la estrategia de implementación para evitar una reacción negativa de los usuarios?</p>
<p>Opinión:</p> <p>Ver respuesta 5</p>
<p>14. OPINION, SUGERENCIAS y/o COMENTARIOS FINALES:</p>

Firma: _____

Nombre: Walter Sciutto

Fecha: 24 de Ago. de 19

Muchas gracias por su valiosa contribución!

Anexos 2: Datos de las empresas distribuidoras Memorias anuales

Cantidad de instalación de medidores nuevos por año	
Enel	32,046
Luz del Sur	33,893
Total	65,939
Redondeo	66,000

Tabla A.2.1 Fuente: Memoria ENEL y Luz del Sur 2018

Mes	Tipo de cambio
jul-18	3.279
ago-18	3.29
Sep18	3.313
oct-18	3.335
nov-18	3.377
dic-18	3.366
ene-19	3.345
feb-19	3.323
mar-19	3.306
abr-19	3.306
may-19	3.334
jun-19	3.327
jul-19	3.292
Promedio	3.32

Tabla A.2.2 Fuente:

<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/PN01209PM/h>

[tml](#)

Crecimiento Promedio del Consumo de Energía

Carga Vegetativa (GWh)		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2018-2030
Escenario	Muy Pesimista	34,281	35,238	36,203	37,118	38,047	38,991	40,003	40,992	41,986	42,995	44,039	45,061	46,082	2.5%
	Pesimista	34,525	35,742	36,983	38,189	39,424	40,690	42,044	43,391	44,760	46,163	47,620	49,073	50,543	3.2%
	Base	34,825	36,366	37,955	39,533	41,166	42,858	44,668	46,499	48,383	50,332	52,371	54,437	56,555	4.1%
	Optimista	35,155	37,056	39,040	41,048	43,148	45,346	47,707	50,132	52,655	55,293	58,076	60,938	63,906	5.1%
	Muy Optimista	35,384	37,541	39,808	42,129	44,573	47,149	49,927	52,805	55,824	59,004	62,377	65,876	69,536	5.8%

Tabla A.2.3 Fuente:

<http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG>

Precios en ctm. S./kW.h

Tarifa	Enel	Luz del Sur	Promedio
MT2 EHP	24.02	24.64	24.33
MT2 EFP	20.03	20.61	20.32
MT3 EHP	24.02	24.64	24.33
MT3 EFP	20.03	20.61	20.32
MT4	20.98	21.52	21.25
BT2 EHP	26.01	26.88	26.45
BT2 EFP	21.69	22.50	22.10
BT3 EHP	26.01	26.88	26.45
BT3 EFP	21.69	22.50	22.10
BT4	22.71	23.48	23.10
BT5A HP 20KW	121.50	182.35	151.93
BT5A HFP 20KW	21.69	22.50	22.10
BT5A HF 50KW	163.60	157.89	160.75
BT5A HFP 50KW	21.69	22.50	22.10
BT5B No Resid	37.81	36.69	37.25
BT5B 30KWh	11.34	11.01	11.18
BT5B 100KWh	50.41	48.92	49.67
BT5B +100KWh	52.33	50.78	51.56
BT5D No Resid	40.86	40.49	40.68
BT5D 30KWh	29.52	29.26	29.39
BT5D 100KWh	39.36	39.01	39.19
BT5D +100KWh	40.86	40.49	40.68
BT5E No ResiE	52.30	50.55	51.43
BT5E 30KWh	37.79	36.53	37.16
BT5E 100KWh	50.39	48.70	49.55
BT5E +100KWh	52.3	50.55	51.43
BT5C	56.12	53.82	54.97
BT7 No Resid	51.53	49.99	50.76
BT7 30KWh	37.23	36.12	36.68
BT7 100KWh	49.64	48.16	48.90
BT7 +100KWh	51.53	49.99	50.76

Tabla A.2.4. Fuente: Pliego Tarifario para distribuidoras de Lima (04-Ago-2019)

Anexos 3: Términos de Referencia para el cálculo del Valor Agregado de Distribución – OSINERGMIN – Sistema de Medición Inteligente Datos de las empresas distribuidoras Memorias anuales

Términos de Referencia para el cálculo del Valor Agregado de Distribución – OSINERGMIN – Sistema de Medición Inteligente

Plan de Reemplazo Gradual a Sistemas de Medición Inteligente

Todas las empresas concesionarias, deberán presentar un Plan de Adecuación y/o Cambio de los sistemas de medición actuales, por medidores o sistemas de medición inteligentes.

El plan de adecuación y/o cambio deberá contemplar todas las opciones tarifarias. Las empresas podrán proponer opciones de simplificación de las opciones y sistemas de medición, que se justifiquen técnica y económicamente. Las empresas podrán proponer en el estudio un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (SMI), según las disposiciones del Artículo 163 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y considerando un horizonte de implementación de hasta 8 años, de conformidad con la décima disposición complementaria transitoria del (MINEM, 2016). En ese sentido, las empresas deben presentar un plan gradual de reemplazo a SMI de ocho años, que considere en una primera etapa el desarrollo de proyectos pilotos de SMI en el periodo de regulación y en una segunda etapa el reemplazo a SMI. Los proyectos y planes deben detallar los costos y sus sustentos, el mercado objetivo, el esquema del sistema de medición inteligente y su justificación y sustento, las características de los medidores, concentradores y sistemas de comunicación, el programa de ejecución, etc.

Los proyectos pilotos deberán tener una duración no menor a 18 meses, considerando la instalación y seguimiento de los SMI, a efectos de evaluar los resultados y costos de los diferentes aspectos de los SMI, así como para evaluar los beneficios para los usuarios. Los proyectos que se tomen en cuenta deberán considerar el cumplimiento de las normativas vigentes que sean pertinentes. Para el caso de las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE, los proyectos de sistemas de medición inteligente a considerar pueden ser los aprobados en el PIDE, lo cual deberá ser solicitado por la empresa para evaluación de Osinergmin. Se verificará que no se dupliquen los costos.

La empresa deberá presentar una memoria indicando las características y especificaciones técnicas de los equipamientos de medición propuestos a instalar en cada una de las opciones tarifarias. En la memoria se deberán incluir las referencias de uso de los sistemas de medición propuestos, en otros países y/o sistemas eléctricos. Deberá indicarse y cuantificarse las ventajas y las ganancias de eficiencia y beneficios para los usuarios obtenibles. El plan propuesto dentro del periodo tarifario deberá

contemplar el desarrollo de un plan de cambio total de los sistemas de medición, el cual no debe exceder el término de 8 años para su implementación total.

La empresa deberá presentar un resumen del plan propuesto indicando la cantidad de medidores a cambiar por año en cada opción tarifaria y los costos involucrados.

El plan propuesto estará sujeto a la aprobación de Osinergmin. En caso corresponda, los proyectos de reemplazo a sistemas de medición inteligente a considerar son los aprobados en el PIDE y aplicando el criterio de no duplicidad.

Siendo que las tecnologías de Medidores Inteligentes cubren una amplia gama de funcionalidades y características, a continuación, se indican algunos criterios sobre las características y funcionalidades mínimas que deben tener dichos equipos, considerando siempre que no existe una única solución aplicable a toda la realidad de Perú. Las condiciones geográficas y de densidad de clientes serán relevantes al momento de seleccionar las tecnologías.

1. Registros de energía y potencia en períodos que no superen el lapso de 15 minutos, adecuándose a las condiciones de intervalos de medida utilizados por el COES SINAC.
2. Medición bidireccional, positivo aditivo. Posibilidad de medir tanto los retiros de electricidad que el usuario efectúe de la red como eventuales inyecciones que el usuario efectúe al sistema. La componente reactiva deberá ser considerada en ambas direcciones.
3. El canal de comunicación debe permitir a la empresa, obtener lectura de la demanda y eventualmente emitir órdenes al medidor para realizar tareas específicas.
4. El medidor debe estar conectado a un sistema que permita informar al cliente en tiempo real sobre su uso actual u otra información que ayude al cliente a gestionar el costo y uso de la electricidad.
5. Corte-reposición remoto. Posibilidad de efectuar el corte y reposición del suministro, de manera remota sin necesidad de apersonarse al punto de suministro.
6. Posibilidad de limitación de potencia consumida por el usuario, para gestión de planes de control de la demanda.
7. Opciones multi-tarifas / Tiempo de Uso y precios flexibles. Posibilidad que el usuario pueda optar en línea por distintas opciones tarifarias.
8. Alerta de ausencia de tensión: Capacidad de comunicar a la central que el equipo no tiene tensión lo que puede estar asociado a una falla del sistema.

En este sentido, considerando siempre que las diversas tecnologías de medidores inteligentes presentan ventajas y desventajas dependiendo de las particularidades de la

empresa que seleccione una tecnología, para la evaluación respectiva se analizarán los siguientes aspectos.

1. Arquitectura e infraestructura tecnológica.
2. Adaptabilidad a la topografía del terreno.
3. Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes.
4. Adaptabilidad a las condiciones ambientales.
5. Adaptabilidad al estado operativo de la red eléctrica.
6. Adaptabilidad a la longitud de la red.
7. Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución.
8. Capacidad de transmisión de información y confiabilidad operativa
9. Complejidad de mantenimiento.
10. Seguridad de la información / Sistemas de recuperación.
11. Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación.
12. Instalación.
13. Compatibilidad con la mayoría de los medidores del mercado.
14. Costo por unidad instalada.
15. Costos de mantenimiento.
16. Experiencia en la aplicación de la tecnología.

Anexos 4: Determinación de los Ahorros de la Empresa de Distribución Eléctrica en Lima – Período de Despliegue 4 años

Tabla A.4.1 Ahorro en Pérdidas Comerciales (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Beneficio por reducción de pérdidas gestionables	0	144,430	462,330	1,068,856	1,754,609	3,744,424	3,995,394	4,263,185
Beneficio por aumento de efectividad de inspecciones	0	294,390	942,363	2,178,638	3,576,401	7,632,219	8,143,768	8,689,604
Total USD	0	438,819	1,404,694	3,247,494	5,331,010	11,376,643	12,139,162	12,952,790

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Beneficio por reducción de pérdidas gestionables	4,548,925	4,853,817	5,179,144	5,526,276	5,896,675	6,291,900	6,713,614
Beneficio por aumento de efectividad de inspecciones	9,272,025	9,893,483	10,556,593	11,264,149	12,019,128	12,824,711	13,684,287
Total USD	13,820,950	14,747,300	15,735,737	16,790,425	17,915,803	19,116,610	20,397,901

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.2 Ahorro en Cortes y Reconexiones (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Reducción en gastos de corte	0	90,069	276,961	615,085	969,942	1,988,381	2,038,090	2,089,042
Reducción en gastos de reconexiones	0	102,817	316,163	702,144	1,107,228	2,269,817	2,326,562	2,384,726
Reducción en gastos de Verificación de Corte	0	20,901	64,271	142,735	225,082	461,417	472,953	484,777
Total USD	0	213,787	657,395	1,459,964	2,302,251	4,719,614	4,837,605	4,958,545

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Reducción en gastos de corte	2,141,268	2,194,800	2,249,670	2,305,912	2,363,560	2,422,649	2,483,215
Reducción en gastos de reconexiones	2,444,344	2,505,453	2,568,089	2,632,291	2,698,099	2,765,551	2,834,690
Reducción en gastos de Verificación de Corte	496,896	509,319	522,051	535,103	548,480	562,192	576,247
Total USD	5,082,509	5,209,571	5,339,811	5,473,306	5,610,138	5,750,392	5,894,152

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.3 Ahorro en Tomas de Lectura (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro en lectura	0	212,010	702,784	1,552,080	2,443,401	2,559,249	2,679,362	2,803,881
Ahorro en verificación de lectura	0	17,295	53,183	118,111	186,251	190,908	195,680	200,572
Total USD	0	229,306	755,967	1,670,190	2,629,652	2,750,156	2,875,042	3,004,454

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro en lectura	2,932,952	3,066,724	3,205,351	3,348,993	3,497,814	3,651,983	3,811,674
Ahorro en verificación de lectura	205,587	210,726	215,994	221,394	226,929	232,602	238,417
Total USD	3,138,539	3,277,450	3,421,346	3,570,387	3,724,743	3,884,585	4,050,091

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.4 Incremento en venta de energía por menor tiempo en la reconexión de clientes (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Beneficio por mayor venta de energía por menor tiempo de reconexión	0	34,214	105,208	233,650	368,448	377,660	387,101	396,779
Total USD	0	34,214	105,208	233,650	368,448	377,660	387,101	396,779

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Beneficio por mayor venta de energía por menor tiempo de reconexión	406,698	416,865	427,287	437,969	448,918	460,141	471,645
Total USD	406,698	416,865	427,287	437,969	448,918	460,141	471,645

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.5 Mejora en Atención Comercial (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Beneficio por mayor venta de energía x atención comercial	0	15,007	46,145	102,481	161,605	165,645	169,786	174,031
Total USD	0	15,007	46,145	102,481	161,605	165,645	169,786	174,031

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Beneficio por mayor venta de energía x atención comercial	178,382	182,841	187,412	192,098	196,900	201,823	206,868
Total USD	178,382	182,841	187,412	192,098	196,900	201,823	206,868

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.6 Reducción en costos por visitas infructuosas o fallidas de cortes y reconexiones (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro por visitas fallidas en Corte	0	13,559	41,693	92,593	146,013	149,663	153,405	157,240
Ahorro por visitas fallidas en Reconexiones	0	15,478	47,594	105,699	166,679	170,846	175,118	179,496
Total USD	0	29,037	89,287	198,293	312,692	320,509	328,522	336,735

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.6.a Reducción en costos por visitas infructuosas o fallidas de cortes y reconexiones (USD)

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro por visitas fallidas en Corte	161,171	165,200	169,330	173,563	177,902	182,350	186,909
Ahorro por visitas fallidas en Reconexiones	183,983	188,582	193,297	198,129	203,083	208,160	213,364
Total USD	345,154	353,782	362,627	371,693	380,985	390,510	400,272

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.7 Reducción de penalizaciones en calidad de producto (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Reducción en penalizaciones por Calidad de producto	0	22,696	69,789	154,991	244,408	250,519	256,782	263,201
Total USD	0	22,696	69,789	154,991	244,408	250,519	256,782	263,201

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Reducción en penalizaciones por Calidad de producto	269,781	276,526	283,439	290,525	297,788	305,233	312,863
Total USD	269,781	276,526	283,439	290,525	297,788	305,233	312,863

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.8 Mejora en la Calidad de Servicio (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro por visitas por defecto interno en clientes	0	54,863	168,703	374,661	590,812	1,211,164	1,241,444	1,272,480
Incremento en venta de energía	0	5,876	18,069	40,128	63,279	129,722	132,965	136,289
Ahorro por visita evitado de personal de reclamo para identificar falla en red BT	0	9,860	30,319	67,334	106,180	217,669	223,110	228,688
Total USD	0	70,599	217,091	482,123	760,271	1,558,555	1,597,519	1,637,457

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro por visitas por defecto interno en clientes	1,304,292	1,336,899	1,370,321	1,404,579	1,439,694	1,475,686	1,512,578
Incremento en venta de energía	139,696	143,189	146,769	150,438	154,199	158,054	162,005
Ahorro por visita evitado de personal de reclamo para identificar falla en red BT	234,405	240,266	246,272	252,429	258,740	265,208	271,838
Total USD	1,678,393	1,720,353	1,763,362	1,807,446	1,852,632	1,898,948	1,946,422

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.9 Reducción en cambios y fallas de transformadores por Sobrecarga (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Mayor venta de energía por reducción fallas en transformadores	0	4,672	14,366	31,905	50,312	51,570	52,859	54,181
Ahorro por reducción de gastos en compra de transformadores	0	27,991	86,072	191,152	301,432	308,967	316,692	324,609
Total USD	0	32,663	100,438	223,057	351,744	360,537	369,551	378,790

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Mayor venta de energía por reducción fallas en transformadores	55,535	56,923	58,347	59,805	61,300	62,833	64,404
Ahorro por reducción de gastos en compra de transformadores	332,724	341,042	349,568	358,308	367,265	376,447	385,858
Total USD	388,259	397,966	407,915	418,113	428,566	439,280	450,262

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.10 Ahorro por reducción en gastos en contraste (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro por reducción en gastos de contraste	0	267,403	822,263	1,826,109	2,879,634	2,951,624	3,025,415	3,101,050
Total USD	0	267,403	822,263	1,826,109	2,879,634	2,951,624	3,025,415	3,101,050

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro por reducción en gastos de contraste	3,178,577	3,258,041	3,005,543	2,396,086	1,227,994	0	0
Total USD	3,178,577	3,258,041	3,005,543	2,396,086	1,227,994	0	0

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.4.11 Ahorro por eliminación de reparto de recibos (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro en reparto de recibos	0	336,224	1,114,536	2,461,421	3,874,954	4,058,676	4,249,162	4,446,635
Total USD	0	336,224	1,114,536	2,461,421	3,874,954	4,058,676	4,249,162	4,446,635

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro en reparto de recibos	4,651,327	4,863,474	5,083,321	5,311,121	5,547,133	5,791,627	6,044,879
Total USD	4,651,327	4,863,474	5,083,321	5,311,121	5,547,133	5,791,627	6,044,879

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Anexos 5: Determinación de los Ahorros de la Empresa de Distribución Eléctrica en Lima – Período de Despliegue 8 años

Tabla A.5.1 Ahorro en Pérdidas Comerciales (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Beneficio por reducción de pérdidas gestionables	0	72,215	231,165	411,098	701,844	1,029,717	1,398,388	1,811,854
Beneficio por aumento de efectividad de inspecciones	0	147,195	471,182	837,938	1,430,560	2,098,860	2,850,319	3,693,082
Total USD	0	219,410	702,347	1,249,036	2,132,404	3,128,577	4,248,707	5,504,936

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Beneficio por reducción de pérdidas gestionables	2,274,463	4,853,817	5,179,144	5,526,276	5,896,675	6,291,900	6,713,614
Beneficio por aumento de efectividad de inspecciones	4,636,013	9,893,483	10,556,593	11,264,149	12,019,128	12,824,711	13,684,287
Total USD	6,910,475	14,747,300	15,735,737	16,790,425	17,915,803	19,116,610	20,397,901

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.2 Ahorro en Cortes y Reconexiones (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Reducción en gastos de corte	0	45,034	138,481	236,571	387,977	546,805	713,332	887,843
Reducción en gastos de reconexiones	0	51,409	158,081	270,056	442,891	624,200	814,297	1,013,509
Reducción en gastos de Verificación de Corte	0	10,451	32,135	54,898	90,033	126,890	165,534	206,030
Total USD	0	106,893	328,697	561,525	920,900	1,297,894	1,693,162	2,107,382

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Reducción en gastos de corte	1,070,634	2,194,800	2,249,670	2,305,912	2,363,560	2,422,649	2,483,215
Reducción en gastos de reconexiones	1,222,172	2,505,453	2,568,089	2,632,291	2,698,099	2,765,551	2,834,690
Reducción en gastos de Verificación de Corte	248,448	509,319	522,051	535,103	548,480	562,192	576,247
Total USD	2,541,254	5,209,571	5,339,811	5,473,306	5,610,138	5,750,392	5,894,152

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.3 Ahorro en Tomas de Lectura (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro en lectura	0	106,005	376,819	661,107	1,073,529	1,506,160	1,959,751	2,435,081
Ahorro en verificación de lectura	0	8,648	26,592	45,427	74,501	104,999	136,976	170,486
Total USD	0	114,653	403,410	706,534	1,148,030	1,611,159	2,096,728	2,605,567

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro en lectura	2,932,952	3,066,724	3,205,351	3,348,993	3,497,814	3,651,983	3,811,674
Ahorro en verificación de lectura	205,587	210,726	215,994	221,394	226,929	232,602	238,417
Total USD	3,138,539	3,277,450	3,421,346	3,570,387	3,724,743	3,884,585	4,050,091

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.4 Incremento en venta de energía por menor tiempo en la reconexión de clientes (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Beneficio por mayor venta de energía por menor tiempo de reconexión	0	17,107	52,604	89,865	147,379	207,713	270,971	337,262
Total USD	0	17,107	52,604	89,865	147,379	207,713	270,971	337,262

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Beneficio por mayor venta de energía por menor tiempo de reconexión	406,698	416,865	427,287	437,969	448,918	460,141	471,645
Total USD	406,698	416,865	427,287	437,969	448,918	460,141	471,645

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.5 Mejora en Atención Comercial (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Beneficio por mayor venta de energía x atención comercial	0	7,503	23,073	39,416	64,642	91,105	118,850	147,926
Total USD	0	7,503	23,073	39,416	64,642	91,105	118,850	147,926

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Beneficio por mayor venta de energía x atención comercial	178,382	182,841	187,412	192,098	196,900	201,823	206,868
Total USD	178,382	182,841	187,412	192,098	196,900	201,823	206,868

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.6 Reducción en costos por visitas infructuosas o fallidas de cortes y reconexiones (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro por visitas fallidas en Corte	0	6,779	20,847	35,613	58,405	82,315	107,383	133,654
Ahorro por visitas fallidas en Reconexiones	0	7,739	23,797	40,654	66,672	93,966	122,582	152,571
Total USD	0	14,518	44,644	76,266	125,077	176,280	229,966	286,225

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro por visitas fallidas en Corte	161,171	165,200	169,330	173,563	177,902	182,350	186,909
Ahorro por visitas fallidas en Reconexiones	183,983	188,582	193,297	198,129	203,083	208,160	213,364
Total USD	345,154	353,782	362,627	371,693	380,985	390,510	400,272

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.7 Reducción de penalizaciones en calidad de producto (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Reducción e penalizaciones por Calidad de producto	0	11,348	34,895	59,612	97,763	137,785	179,747	223,721
Total USD	0	11,348	34,895	59,612	97,763	137,785	179,747	223,721

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Reducción e penalizaciones por Calidad de producto	269,781	276,526	283,439	290,525	297,788	305,233	312,863
Total USD	269,781	276,526	283,439	290,525	297,788	305,233	312,863

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.8 Mejora en la Calidad de Servicio (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro por visitas por defecto interno en clientes	0	27,431	84,351	144,100	236,325	333,070	434,505	540,804
Incremento en venta de energía	0	2,938	9,034	15,434	25,312	35,674	46,538	57,923
Ahorro por visita evitado de personal de reclamo para identificar falla en red BT	0	4,930	15,160	25,898	42,472	59,859	78,089	97,192
Total USD	0	35,299	108,546	185,432	304,108	428,603	559,132	695,919

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro por visitas por defecto interno en clientes	652,146	1,336,899	1,370,321	1,404,579	1,439,694	1,475,686	1,512,578
Incremento en venta de energía	69,848	143,189	146,769	150,438	154,199	158,054	162,005
Ahorro por visita evitado de personal de reclamo para identificar falla en red BT	117,203	240,266	246,272	252,429	258,740	265,208	271,838
Total USD	839,197	1,720,353	1,763,362	1,807,446	1,852,632	1,898,948	1,946,422

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.9 Reducción en cambios y fallas de transformadores por Sobrecarga USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Mayor venta de energía por reducción fallas en transformadores	0	2,336	7,183	12,271	20,125	28,363	37,001	46,054
Ahorro por reducción de gastos en compra de transformadores	0	13,995	43,036	73,520	120,573	169,932	221,684	275,918
Total USD	0	16,331	50,219	85,791	140,698	198,296	258,686	321,971

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Mayor venta de energía por reducción fallas en transformadores	55,535	56,923	58,347	59,805	61,300	62,833	64,404
Ahorro por reducción de gastos en compra de transformadores	332,724	341,042	349,568	358,308	367,265	376,447	385,858
Total USD	388,259	397,966	407,915	418,113	428,566	439,280	450,262

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.10 Ahorro por reducción en gastos en contraste (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro por reducción en gastos de contraste	0	133,701	411,132	702,350	1,151,853	1,623,393	2,117,791	2,635,893
Total USD	0	133,701	411,132	702,350	1,151,853	1,623,393	2,117,791	2,635,893

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro por reducción en gastos de contraste	3,178,577	3,258,041	3,172,518	2,909,533	2,631,415	2,157,761	1,658,779
Total USD	3,178,577	3,258,041	3,172,518	2,909,533	2,631,415	2,157,761	1,658,779

Ver Tabla 7-3 como referencia

Fuente y Elaboración Propia

Tabla A.5.11 Ahorro por eliminación de reparto de recibos (USD)

Beneficios	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ahorro en reparto de recibos	0	168,112	597,591	1,048,440	1,702,495	2,388,598	3,107,942	3,861,760
Total USD	0	168,112	597,591	1,048,440	1,702,495	2,388,598	3,107,942	3,861,760

Beneficios	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ahorro en reparto de recibos	4,651,327	4,863,474	5,083,321	5,311,121	5,547,133	5,791,627	6,044,879
Total USD	4,651,327	4,863,474	5,083,321	5,311,121	5,547,133	5,791,627	6,044,879

BIBLIOGRAFÍA

- & Young, E., & Young. (2013). Ernst & Young, 2013. Cost-benefit analysis for the comprehensive use of Smart Metering.
- AF. (2015). AF-Mercados EMI, 2015. Study on cost Benefit análisis of Smart Metering Systems in EU Member States.
- BA Energy Solutions. (2018). *ENEL Distribución Perú - Estudio de Costos del VAD - Periodo 2018-2023*.
- BCRP. (2019).
<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/PN01209PM/html>. Retrieved from Portal BCRP.
- Bernal, G. (2019). *Instalación de Medidores Inteligentes*. Retrieved from Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Bernal, G. (2019). Instalación de medidores inteligentes. Experiencia Comparada.
- CER. (2011). Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Electricity Smart Metering.
- CER. (2011). Electricity Smart Metering Customer Behavior Trials (CBT) Findings.
- CIPER. (2019, Marzo 29). *El hoyo negro que alumbraron los medidores inteligentes: las súper ganancias que la ley le asegura a las eléctricas*. Retrieved from <https://ciperchile.cl/2019/03/29/el-hoyo-negro-que-alumbraron-los-medidores-inteligentes-las-super-ganancias-que-la-ley-le-asegura-a-las-electricas/>.
- COES. (2019).
<http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG>. Retrieved from Portal Web COES.
- COM. (2014). Comisión Europea, 2014. *Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity*. .
- Comisión Europea. (2008). *Guide to COST-BENEFIT ANALYSIS of investment projects*.

- Comisión Europea. (2010). A strategy for competitive, sustainable and secure energy. Brussels: EUROPEAN COMMISSION.
- Comisión Europea. (2014). *Cost-Benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27*.
- Consejo Europeo. (2009). Consejo Europeo, 2009. *Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Off J Eur Union*.
- DCSI. (2004). *Distribution Control Systems Inc. Training Manual: TWACS BASICS 2004*.
- ENEL Distribución Perú. (2018). *Memoria Anual*.
- EOI. (2016, Setiembre 26). *eo.es*. Retrieved from <https://www.eoi.es/blogs/redinnovacionEOI/2016/09/26/distribucion-y-comercializacion-de-electricidad/>.
- Ernst&Young. (2012, September). Costo-benefit Analysis of the roll out of smart electricity metering grid in Lithuania.
- ERRA. (2010). Energy Regulators Regional Association . *Issue Paper: Smart Metering (Page12)*.
- FERC. (2008). Comission, Federal Energy Regulatory.
- FERC. (2018). *Federal Energy Regulatory Comission*.
- FS. (2010). *Federal Standard FS – 1037 C*.
- ICCS-NTUA. (2015). *Study of cost benefit analysis of Smart Metering Systems*.
- IEEE. (1988). *Institute of Electrical and Electronics Engineers*.
- IEEE. (2010). Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Irena. (2009). Time-of-use Tariffs; Innovation Landscape Brief.

- JRC. (2012). Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment.
- KEMA. (2012). *Report Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community*. KEMA International - GROTE Daniel, PETROV Konstantin, B.V. BALMERT David.
- LACCEI. (2012). *Tenth Latin American and Caribbean Conference for Engineering and technology*.
- Luz del Sur. (2018). *Memoria Anual*.
- MINEM. (1993). *DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM*.
- MINEM. (1993). 1993. *REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM*.
- MINEM. (1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios. *DECRETO SUPREMO N° 020-97-EM*.
- MINEM. (2016). Decreto Supremo N° 018-2016-EM. *Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión, y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad*.
- OSINERGMIN. (2014). *Encuesta Residencial de Uso y Consumo de Energía*.
- OSINERGMIN. (2017a). *Estadística de Calidad de Suministro*.
- OSINERGMIN. (2017b). OSINERGMIN N° 225-2017-OS/CD. *Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución, a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas*.
- OSINERGMIN. (2018a). Fija el Valor Agregado de Distribución (VAD) comprendido entre el periodo 2018 - 2022. *Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 158-2018-OS/CD*.
- OSINERGMIN. (2018b). *Fijación del VAD 2018-2022*. Retrieved from <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2018-2022>.

- OSINERGMIN. (2019a). *Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica*. Retrieved from <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/costos-red-distribucion-electrica>.
- OSINERGMIN. (2019b). *Importe Máximo de Cote y Reconexión de la Conexión Eléctrica*. Retrieved from <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/importes-maximos-conexion-electrica>.
- OSINERGMIN. (2019c). *Pliegos Tarifarios Aplicables al Cliente Final*. Retrieved from <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad/pliegos-tarifarios-cliente-final>.
- Piensa Chile. (2017, Marzo 3). *Investigación de Universidad holandesa: Muchos Medidores de corriente digitales funcionan mal*. Retrieved from <http://piensachile.com/2019/03/investigacion-de-universidad-holandesa-muchos-medidores-de-corriente-digitales-funcionan-mal/>.
- Poder Ejecutivo. (1992). D.L. 25844. *LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS*.
- Poder Ejecutivo. (1992). Ley de Concesiones Eléctricas.
- Poder Ejecutivo. (2000). LEY N° 27345. *LEY DE PROMOCIÓN DEL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA*.
- Poder Ejecutivo. (2015). Decreto Legislativo N° 1221. *Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú*.
- The Telegraph. (2017, agosto 2). *Six reasons to say no to a smart meter*. Retrieved from <https://www.telegraph.co.uk/money/consumer-affairs/six-reasons-say-no-smart-meter/>.
- Tounquet, F. (2018). *Consumer Satisfaction KPIs for the roll out of Smart Metering in the EU Member States*.

U.S. DOE. (2011). *SGDP Awards Combined*.

U.S. DOE. (2016). *Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems, Results from the Smart Grid Investment Grant Program*.

UE. (2012). Comisión Europea, 2012. *Commission Recommendation 2012/148/EU on preparations for the roll-out of smart metering systems. Off J Eur Union*.

WEFO. (2017). *The Future of Electricity: New Technologies Transforming the Grid Edge*. *World Economic Forum and Bain & Company*.