

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**  
**“FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE**  
**GENERACIÓN DISTRIBUIDA**  
**EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO”**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELECTRICISTA

BACH. QUISPE REMÓN, JHON  
BACH. QUEZADA VARA, DANIEL  
BACH. ROQUE PIZARRO, ANTONY

Callao, abril, 2019

PERÚ

ACTA PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL  
POR LA MODALIDAD DE TESIS SIN CICLO DE TESIS.

A LOS 12 días del mes de Abril del 2019 siendo las 12:00 horas se reunió el JURADO EXAMINADOR DE LA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICO CONFORMADO POR LOS SIGUIENTES DOCENTES ORDINARIOS DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO (RES. DEC. NO 043-2019-DFEE):

- Dr. Ing. SANTIAGO LINDER, RUBIÑOS JIMÉNEZ PRESIDENTE
- Mg. Ing. PEDRO ANTONIO, SANCHEZ HUAPAYA SECRETARIO
- Mg. Ing. ERNESTO, RAMOS TORRES VOCAL

CON EL FIN DE DAR INICIO A LA EXPOSICIÓN DE TESIS DE LOS SEÑORES BACHILLEROS EN INGENIERIA ELECTRICA QUIEAES HABIENDO CUMPLIDO CON LOS REQUISITOS ESTABLECIDOS EN LA NORMATIVO SUSTENTARON LA TESIS TITULADA "FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO"

CON EL QUORUM REGLAMENTO DE LEY, SE DIO INICIO A LA EXPOSICIÓN CONSIDERANDO LO ESTABLECIDO EN EL REGLAMENTO DE GRADOS Y TITULOS, CORRESPONDIENTE AL OTORGAMIENTO DEL TITULO PROFESIONAL POR LA MODALIDAD DE TESIS SIN CICLO DE TESIS, EFECTUADAS LAS DEBERACIONES PERTINENTES SE ACORDAR POR APROBADO CALIFICATIVO BUENO NOTA 14 a LOS EXPOSITORES:

- QUISPE REMÓN, JHON
- QUELADA VARR, DANIEL ENRIQUE
- ROQUE PIZARRO, ANTONY

OFICINA DE SECRETARIA GENERAL  
EL SECRETARIO GENERAL DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO que suscribe, CERTIFICA: Que la presente es copia fiel del original. Se expide la presente certificación a solicitud del (s) interesado (s) para los fines que juzgue conveniente  
Callao, 10 de MAY 2019 del 20.....

CON LO CUAL SE DIO POR CONCLUIDO LA SESION, SIENDO LAS 13:00 HORAS DEL DIA DEL MES Y AÑO EN CURSOS.

PRESIDENTE

SECRETARIO

Lic. Cesar Guillermo Jauraguí Villafuerte  
Secretario General  
  
VOCAL

Dr. Ing. Santiago Linder  
RUBIÑOS JIMÉNEZ

Mg. Ing. Pedro Antonio  
SANCHEZ HUAPAYA

Mg. Ing. ERNESTO  
RAMOS TORRES

## **DEDICATORIA**

Dedicamos la presente tesis, a nuestros padres, familiares y a todas aquellas personas que estuvieron pendientes de nosotros en todo el transcurso de esta corta pero importante etapa de nuestras vidas, la universidad; por su esfuerzo y sacrificio, por darnos lo más importante en nuestras vidas, una carrera universitaria para nuestro futuro y por creer en nuestra capacidad a pesar de los momentos difíciles y las adversidades encontradas en el camino, siempre nos brindaron su apoyo, comprensión, amor y cariño.

## **AGRADECIMIENTO**

En principio agradecer a Dios, por darnos salud y a la familia que siempre nos apoyaron en nuestra formación profesional.

A mi alma mater la Universidad Nacional del Callao y a nuestros profesores, que nos inspiraron por la pasión en la Ingeniería Eléctrica.

Agradecer enormemente a nuestros padres quienes estuvieron apoyándonos en todo momento.

Agradecer a nuestro asesor Dr. Ing. Juan Herber Grados Gamarra quien nos apoyó en la orientación y la culminación de nuestra tesis.

Agradecimiento especial al Ing. Roberto G. Torres Salas, jefe de Mantenimiento de Infraestructura e Instalaciones de la Universidad de Lima por el apoyo brindado mediante sus consejos y recomendaciones sobre la adecuada estructuración y desarrollo de nuestra tesis.

## ÍNDICE

CARATULA .....	1
DEDICATORIA .....	3
AGRADECIMIENTO .....	4
ÍNDICE .....	5
ÍNDICE DE FIGURAS .....	8
CUADRO DE CONTENIDOS .....	10
RESUMEN .....	12
ABSTRAC.....	13
<b>I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>14</b>
<b>1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA .....</b>	<b>14</b>
<b>1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....</b>	<b>14</b>
<b>1.2.1. PROBLEMA GENERAL .....</b>	<b>14</b>
<b>1.2.2. PROBLEMA ESPECÍFICO .....</b>	<b>14</b>
<b>1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>14</b>
<b>1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....</b>	<b>14</b>
<b>1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....</b>	<b>14</b>
<b>1.4. JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>15</b>
<b>II. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>16</b>
<b>2.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2. INTRODUCCIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.1. LA GENERACIÓN ELÉCTRICA .....</b>	<b>17</b>
<b>2.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SUS TECNOLOGÍAS .....</b>	<b>31</b>
<b>2.3.1. ANÁLISIS DE SISTEMAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....</b>	<b>31</b>
<b>2.3.2. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN.....</b>	<b>32</b>
<b>2.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO LOCAL E INTERNACIONAL.....</b>	<b>44</b>
<b>2.4.1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO INTERNACIONAL ...</b>	<b>44</b>
<b>2.4.2. SITUACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REGIÓN. ....</b>	<b>45</b>
<b>2.4.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO LOCAL .....</b>	<b>47</b>
<b>2.5. MARCO REGULATORIO Y MECANISMO DE PROMOCIÓN .....</b>	<b>49</b>
<b>2.5.1. MARCO NORMATIVO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ</b>	<b>49</b>
<b>2.6. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....</b>	<b>51</b>
<b>III. PROMOCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ.....</b>	<b>56</b>
<b>3.1. ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO .....</b>	<b>58</b>

3.1.1. TIPOS DE MERCADOS .....	58
3.1.2. DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO .....	61
3.1.3. SEPARACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO EN ACTIVIDADES .....	62
3.1.4. CONTROL DE FUSIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO .....	64
3.1.5. EL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD .....	66
3.1.6. CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS: LIBRES Y REGULADOS .....	66
3.1.7. AGENTES QUE PARTICIPAN EN EL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD .....	67
3.1.8. EMPRESAS PARTICIPANTES EN EL MERCADO LIBRE .....	67
3.1.9. COMPORTAMIENTO DEL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD .....	69
3.1.10. CÁLCULOS DE TARIFAS ELÉCTRICAS PARA CLIENTES REGULADOS .....	69
3.2. TARIFAS ELÉCTRICAS .....	71
3.2.1. OPCIONES TARIFARIAS .....	71
3.2.2. CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN .....	73
3.2.3. CONOCIENDO LA FACTURA ELÉCTRICA .....	73
3.2.4. CONDICIÓN ESPECÍFICA DE APLICACIÓN DE CADA OPCIÓN TARIFARIA .....	75
3.2.5. SELECCIÓN DE LA TARIFA ADECUADA .....	87
3.2.6. ESTADÍSTICAS DEL COES .....	88
3.3. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD .....	91
3.3.1. ESTUDIO DE MERCADO .....	91
3.3.2. ELEMENTOS BÁSICOS EN EL ESTUDIO DE MERCADO .....	92
3.3.3. FACTIBILIDAD DE UBICACIÓN .....	93
3.3.4. ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO .....	93
3.3.5. EVALUACIÓN FINANCIERA .....	94
3.4. ANÁLISIS ECONÓMICO .....	95
3.4.1. FLUJO NETO DE CAJA .....	96
3.4.2. PLAZO DE RECUPERACIÓN, PLAZO DE REEMBOLSO, O PAY-BACK ESTÁTICO .....	96
3.4.3. TASA DE RENDIMIENTO CONTABLE .....	96
3.4.4. EL PAY- BACK DINÁMICO O DESCONTADO .....	97
3.4.5. EL VALOR ACTUAL NETO (V.A.N.) .....	97
3.4.6. TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (T.I.R.) .....	98
3.4.7. EL CASH – FLOW ACTUALIZADO .....	99
IV. VARIABLES E HIPÓTESIS .....	100

<b>4.1. VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	100
<b>4.1.1. VARIABLE DEPENDIENTE</b> .....	100
<b>4.1.2. VARIABLE INDEPENDIENTE</b> .....	100
<b>4.2. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES</b> .....	100
<b>4.3. HIPÓTESIS GENERAL E HIPÓTESIS ESPECIFICA</b> .....	100
<b>4.3.1. HIPÓTESIS GENERAL</b> .....	100
<b>4.3.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS</b> .....	100
<b>V. METODOLOGÍA</b> .....	101
<b>5.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN</b> .....	101
<b>5.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	101
<b>5.3. POBLACIÓN Y MUESTRA</b> .....	101
<b>5.3.1. POBLACIÓN</b> .....	101
<b>5.3.2. MUESTRA</b> .....	101
<b>5.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTACIÓN DE RECOLECCIÓN DE DATOS</b> .....	102
<b>5.4.1. TÉCNICA DE EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO</b> .....	102
<b>5.4.2. TÉCNICA DE EVALUACIÓN CUANTITATIVA DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO ACTUAL</b> .....	102
<b>5.4.3. TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICO PARA LA GENERACIÓN</b> .....	102
<b>5.4.4. TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE PROYECTOS</b> ....	102
<b>5.5. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS</b> .....	103
<b>5.6. PROCEDIMIENTO ESTADÍSTICO Y ANÁLISIS DE DATOS</b> .....	115
<b>5.6.1. ESCENARIO 1</b> .....	115
<b>5.6.2. ESCENARIO 2</b> .....	124
<b>5.6.3. ESCENARIO 3</b> .....	132
<b>VI. RESULTADOS</b> .....	133
<b>VII. DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b> .....	155
<b>7.1. CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS CON LOS RESULTADOS</b> .....	155
<b>VIII. CONCLUSIONES</b> .....	160
<b>IX. RECOMENDACIONES</b> .....	163
<b>X. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	164
<b>XI. ANEXO</b> .....	165
<b>11.1. MATRIZ DE CONSISTENCIAS</b> .....	165

## ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura N° 2.1:** Generación de electricidad, el alternador.
- Figura N° 2.2:** Esquema de la generación hidráulica de embalse.
- Figura N° 2.3:** Esquema de la generación térmica a diésel y/o derivados.
- Figura N° 2.4:** Esquema de la generación térmica a carbón.
- Figura N° 2.5:** Esquema de la generación térmica a ciclo combinado.
- Figura N° 2.6:** Esquema de la generación nuclear.
- Figura N° 2.7:** Esquema de la generación eólica.
- Figura N° 2.8:** Esquema de la generación fotovoltaica.
- Figura N° 2.9:** Esquema de la generación termosolar.
- Figura N° 2.10:** Sistemas de generación distribuida.
- Figura N° 2.11:** Comparación de las tecnologías de GD más desarrolladas.
- Figura N° 2.12:** Comparativa de costes de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación.
- Figura N° 2.13:** Motor diésel Guascor V12.
- Figura N° 2.14:** Turbina de gas.
- Figura N° 2.15:** Microturbina.
- Figura N° 2.16:** Motor de combustión interna.
- Figura N° 2.17:** Componentes de una pila PEM.
- Figura N° 2.18:** Celdas de combustibles.
- Figura N° 2.19:** Celdas fotovoltaicas, esquema de uso.
- Figura N° 2.20:** El interior de la góndola de un generador eólico con sus diversos componentes.
- Figura N° 2.21:** Estructura sugerido para la implementación de la GD.
- Figura N° 3.1:** Actividades desarrolladas en el sector eléctrico.
- Figura N° 3.2:** Características de las actividades en el sector eléctrico.
- Figura N° 3.3:** Separación de actividades en el sector eléctrico peruano.
- Figura N° 3.4:** Concentraciones en el sector eléctrico.
- Figura N° 3.5:** Agentes que participan en el mercado libre de electricidad.
- Figura N° 3.6:** Generación-Transmisión-Distribución.
- Figura N° 3.7:** Formación de precios de energía y potencia.
- Figura N° 3.8:** Potencia en horas punta y fuera de punta.

**Figura N° 3.9:** Evolución de la participación de los recursos energéticos en la producción de la energía eléctrica.

**Figura N° 5.1:** Costo de Capital estimado.

**Figura N° 5.2:** Resumen de Facturación MT.

**Figura N° 5.3:** Evolución de la participación de los recursos energéticos en la producción de la energía eléctrica.

**Figura N° 6.1:** Consumo de Energía de la UNAC.

**Figura N° 6.2:** Máxima demanda de la UNAC.

**Figura N° 8.1:** Comparación de facturación anual de la UNAC (Miles US\$)

## CUADRO DE CONTENIDOS

<b>Cuadro N° 2. 1:</b> Tipos de generación eléctrica con fuentes primarias convencionales. ....	29
<b>Cuadro N° 2. 2:</b> Tipos de generación eléctrica con fuentes de energía primarias no convencionales .....	30
<b>Cuadro N° 2. 3:</b> Comparativa de celdas de combustible .....	39
<b>Cuadro N° 3. 1:</b> Principales actores para el desarrollo la GD en el Perú. ....	57
<b>Cuadro N° 3. 2:</b> Clasificación del usuario libre y regulado del sector eléctrico. ....	66
<b>Cuadro N° 3. 3:</b> Empresas generadoras que participan en el mercado libre. ....	68
<b>Cuadro N° 3. 4:</b> Empresas de distribución que participan en el mercado libre. ....	68
<b>Cuadro N° 3. 5:</b> Número de clientes libres. ....	69
<b>Cuadro N° 3. 6:</b> Usuarios.....	70
<b>Cuadro N° 3. 7:</b> Opciones tarifarias – Clientes Media Tensión.....	71
<b>Cuadro N° 3. 8:</b> Estadística de potencia. ....	77
<b>Cuadro N° 3. 9:</b> Estadística de potencia. ....	78
<b>Cuadro N° 3. 10:</b> Costos de potencia por tipo de calificación tarifaria. ....	80
<b>Cuadro N° 3. 11:</b> Estadística de potencia. ....	82
<b>Cuadro N° 3. 12:</b> Costos de potencia por tipo de calificación tarifaria. ....	84
<b>Cuadro N° 3. 13:</b> Estadística de potencia. ....	86
<b>Cuadro N° 3. 14:</b> Costo marginal promedio del SEIN 2011 – 2017 (US\$/MW.h) .....	88
<b>Cuadro N° 3. 15:</b> Producción de energía eléctrica 2017.....	89
<b>Cuadro N° 3. 16:</b> Demanda máxima 2017.....	89
<b>Cuadro N° 3. 17:</b> Interpretación del VAN. ....	98
<b>Cuadro N° 4. 1:</b> Operacionalización de variables.....	100
<b>Cuadro N° 5. 1:</b> Historial de consumos y potencia.....	103
<b>Cuadro N° 5. 2:</b> Historial facturaciones.....	105
<b>Cuadro N° 5. 3:</b> Cargos Tarifarios MT2.....	106
<b>Cuadro N° 5. 4:</b> Cargos Tarifarios MT3.....	108
<b>Cuadro N° 5. 5:</b> Cargos Tarifarios MT4.....	110
<b>Cuadro N° 5. 6:</b> Precios de energía y potencia. ....	112
<b>Cuadro N° 5. 7:</b> Tecnología para cogeneración.....	113
<b>Cuadro N° 5. 8:</b> Costo de Inversión MR – 1 MW. ....	114
<b>Cuadro N° 5. 9:</b> Costo de Inversión MR – 3 MW. ....	115
<b>Cuadro N° 5. 10:</b> Análisis previo de potencias y energía. ....	116
<b>Cuadro N° 5. 11:</b> Cargos facturados MT2. ....	118
<b>Cuadro N° 5. 12:</b> Cargos facturados MT3. ....	120
<b>Cuadro N° 5. 13:</b> Cargos facturados MT4. ....	122
<b>Cuadro N° 5. 14:</b> Resumen de Facturación MT.....	123
<b>Cuadro N° 5. 15:</b> Universidades y suministradores.....	125
<b>Cuadro N° 5. 16:</b> Precios de energía y potencia. ....	127
<b>Cuadro N° 5. 17:</b> Precios de energía y potencia como cliente libre. ....	128
<b>Cuadro N° 5. 18:</b> Facturación de la Universidad Nacional del Callao como cliente libre. ....	130
<b>Cuadro N° 5. 19:</b> Resumen facturación promedio como cliente libre. ....	131
<b>Cuadro N° 5. 20:</b> Tecnología de generación distribuida.....	132

<b>Cuadro N° 6. 1:</b> Tabla de Características del motor recíprocante. ....	133
<b>Cuadro N° 6. 2:</b> Consumo de Energía de la UNAC. ....	134
<b>Cuadro N° 6. 3:</b> Promedio de incremento de energía. ....	135
<b>Cuadro N° 6. 4:</b> Máxima demanda de la UNAC. ....	135
<b>Cuadro N° 6. 5:</b> Precio del gas de generación. ....	136
<b>Cuadro N° 6. 6:</b> Incremento de precios generación. ....	136
<b>Cuadro N° 6. 7:</b> Precio del gas de industria. ....	136
<b>Cuadro N° 6. 8:</b> Incremento de precios industria. ....	136
<b>Cuadro N° 6. 9:</b> Precio del gas. ....	137
<b>Cuadro N° 6. 10:</b> Tarifas de gas. ....	137
<b>Cuadro N° 6. 11:</b> Proyección de la demanda de energía. ....	138
<b>Cuadro N° 6. 12:</b> Proyección del precio del gas para las industrias. ....	138
<b>Cuadro N° 6. 13:</b> Proyección del precio del gas para las industrias. ....	139
<b>Cuadro N° 6. 14:</b> Proyección del precio en barra. ....	139
<b>Cuadro N° 6. 15:</b> Precios en barra de la energía y potencia. ....	139
<b>Cuadro N° 6. 16:</b> Costo promedio de compra de energía a Enel y proyección ....	140
<b>Cuadro N° 6. 17:</b> Consumo promedio por energía comprada. ....	140
<b>Cuadro N° 6. 18:</b> Costo promedio por potencia comprada. ....	141
<b>Cuadro N° 6. 19:</b> Proyección de los precios de energía y potencia de Enel. ....	141
<b>Cuadro N° 6. 20:</b> Proyección de los precios de compra de la UNAC. ....	142
<b>Cuadro N° 6. 21:</b> Consumo de vapor. ....	142
<b>Cuadro N° 6. 22:</b> Proyección del consumo de vapor. ....	143
<b>Cuadro N° 6. 23:</b> Gastos de la Universidad Nacional del Callao. ....	143
<b>Cuadro N° 6. 24:</b> Proyección de horas despachadas. ....	144
<b>Cuadro N° 6. 25:</b> Costo de Inversión MR – 1 MW. ....	145
<b>Cuadro N° 6. 26:</b> Costo de Inversión. ....	145
<b>Cuadro N° 6. 27:</b> Costo de combustible. ....	146
<b>Cuadro N° 6. 28:</b> Evaluación Económica MR 1 MW. ....	147
<b>Cuadro N° 6. 29:</b> Evaluación del proyecto de generación distribuida en la UNAC con una MR 1 MW. ....	149
<b>Cuadro N° 6. 30:</b> Costo de Inversión MR – 3 MW. ....	150
<b>Cuadro N° 6. 31:</b> Costo de Inversión MR – 3 MW. ....	151
<b>Cuadro N° 6. 32:</b> Costo de combustible. ....	152
<b>Cuadro N° 6. 33:</b> Evaluación Económica MR 3 MW. ....	153
<b>Cuadro N° 6. 34:</b> Evaluación del proyecto de generación distribuida en la UNAC con una MR 3 MW. ....	154
<b>Cuadro N° 7. 1:</b> Selección del Motor Alternativo. ....	156
<b>Cuadro N° 7. 2:</b> Tecnología de MR como cogeneración. ....	156
<b>Cuadro N° 7. 3:</b> Costo de Inversión MR – 3 MW. ....	157
<b>Cuadro N° 7. 4:</b> VAN de MR 1 MW. ....	158
<b>Cuadro N° 7. 5:</b> VAN de MR 3 MW. ....	158
<b>Cuadro N° 8. 1:</b> VAN de MR 3 MW. ....	160
<b>Cuadro N° 8. 2:</b> Comparación de facturación anual de la UNAC (Miles US\$). ....	161
<b>Cuadro N° 8. 3:</b> Total facturación en 20 años. ....	162

## RESUMEN

La energía se ha convertido en uno de los pilares que soportan el desarrollo de la sociedad actual, por lo que su disponibilidad y buen uso se han convertido en una prioridad para el crecimiento económico.

A nivel industrial se ha detectado un cambio de mentalidad empresarial puesto que ahora se busca ser cada vez más eficiente tanto en la producción como en lo energético.

La siguiente tesis está orientada hacia el análisis económico de la factibilidad de la instalación de generación distribuida en la universidad nacional del callao, para dicho fin se hará una comparación entre las diversas tecnologías para uso de Generación Distribuida tanto convencionales como no convencionales.

Previamente se analizará la situación energética actual de la Universidad Nacional del Callao. Se verificará su condición como cliente regulado identificando cual es la más beneficiosa según su perfil de demanda para luego realizar una migración de cliente regulado a cliente libre y evaluaremos cuanto será el ahorro económico que se obtendrá por realizar la migración.

Finalmente habiendo obtenido la situación energética de la universidad nacional del callao y de haber elegido la tecnología más adecuada para la instalación de una central de generación distribuida, se determinará económicamente su factibilidad demostrándose que es mucho más beneficiosa que cambiarse a una tarifa regulada más adecuada o migrar a ser cliente libre.

## ABSTRAC

Energy has become one of the pillars that support the development of today's society, so its availability and good use have become a priority for economic growth.

At the industrial level, a change in business mentality has been detected since now it is looking to be more and more efficient in both production and energy.

The following thesis is oriented towards the economic analysis of the feasibility of the distributed generation facility at the national university of Callao, for this purpose a comparison will be made between the different technologies for the use of Distributed Generation, both conventional and non-conventional.

Previously, the current energy situation of the National University of Callao will be analyzed. Your status as a regulated client will be verified, identifying which is the most beneficial according to your demand profile, to then make a migration from a regulated client to a free client and evaluate how much the economic savings that will be obtained by carrying out the migration will be.

Finally, having obtained the energy situation of the national university of Callao and having chosen the most appropriate technology for the installation of a distributed generation plant, its feasibility will be economically determined, demonstrating that it is much more beneficial than changing to a more adequate regulated tariff or migrate to be a free client.

## **I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

La Generación distribuida o también conocida como generación In-situ, con el pasar del tiempo va ganando mayor interés e importancia en el mundo ya que es una solución para los problemas ambientales de la región pues utilizar energías renovables o de alta eficiencia reducimos emisiones de  $CO_2$ , también por su bajo costo de producción de energía y por la autonomía energética que brinda al usuario.

### **1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

#### **1.2.1. PROBLEMA GENERAL**

¿Cómo hacer factible la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao?

#### **1.2.2. PROBLEMA ESPECÍFICO**

##### **PROBLEMA ESPECÍFICO N° 1**

¿Qué recurso energético será el más adecuada para el aprovechamiento de la instalación de Generación distribuida?

##### **PROBLEMA ESPECÍFICO N° 2**

¿Qué beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales se obtendrá con la instalación de generación distribuida?

### **1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **1.3.1. OBJETIVO GENERAL**

Determinar la factibilidad de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.

#### **1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

##### **OBJETIVO ESPECÍFICO N° 1**

Determinar los recursos energéticos más adecuados para el aprovechamiento efectivo de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.

## **OBJETIVO ESPECÍFICO N° 2**

Determinar lo beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales con la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.

### **1.4. JUSTIFICACIÓN**

El presente trabajo de investigación tiene la finalidad de brindar una solución sostenible a la demanda de energía eléctrica en la Universidad Nacional del Callao. La institución universitaria cuenta con una Potencia promedio de 800 kW y una máxima demanda de 1,2 MW. La instalación de una planta de generación distribuida, para satisfacer esta demanda, permitirá una mejor gestión de la energía y con ello la optimización y reducción de la facturación eléctrica. La reducción es consecuencia a una mayor eficiencia otorgada por la central de generación distribuida. Será amigable con el medio ambiente ya que se utilizará como materia prima recursos RER y sistemas de cogeneración de alta eficiencia, disminuyendo de esta manera las emisiones de  $CO_2$ . Se aumentará la confiabilidad del suministro eléctrico ya que se contará con la red convencional para algún tipo de emergencia. Se obtendrá un autoabastecimiento de energía eléctrica y también venta de la energía excedente al mercado spot produciendo de esta manera ingresos para la institución. Esta instalación permitirá la creación de visitas técnicas por parte del alumnado de la universidad, les servirá como fuente de estudio y capacitación para su futuro profesional.

## **II. MARCO TEÓRICO**

### **2.1. ANTECEDENTES DEL ESTUDIO**

En la actualidad la electricidad representa la forma más útil de energía, estando presente en todos los sectores de la sociedad gracias a su gran variedad de aplicaciones.

La mayor parte de las centrales se encuentran situadas a grandes distancias de los consumidores. Por ello, es necesario establecer al sistema de una avanzada infraestructura que permita transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo.

Ante este modelo convencional, surge un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al consumidor, tanto física como virtualmente. Determinándose de esta manera la denominada Generación Distribuida. La complementariedad entre ambos modelos es la base para su continua evolución.

La generación In-situ, con el paso de los años va logrando mayor interés e importancia en el mundo ya que es una solución para los problemas ambientales, pues utiliza energías renovables o de alta eficiencia que reducen las emisiones de  $CO_2$ ; también por su bajo costo de producción de energía y por la autonomía energética que brinda al usuario.

### **2.2. INTRODUCCIÓN AL MERCADO ELÉCTRICO**

Antes de la década de los 90's, el mercado eléctrico peruano estaba constituido por un monopolio estatal verticalmente integrado, el cual se encontraba caracterizado por tener un importante déficit, insuficientes inversiones, bajo coeficiente de electrificación, cortes y racionamiento del servicio. Este escenario fue modificado por las reformas estructurales de primera generación que se iniciaron en el mundo en la década de los 80's y llegaron al Perú a principios de los 90's. Las reformas consistieron en separar las actividades de la cadena productiva, abrir el mercado a la competencia donde fuera posible, abandonar el esquema de control de precios, introducir la inversión privada y la privatización, y establecer modelos regulatorios apropiados para cada actividad.

Se puede afirmar que, a consecuencia de las referidas reformas, así como a las de segunda generación, el mercado eléctrico peruano ha conseguido un desarrollo significativo que ha permitido acompañar al crecimiento económico del país. Por ello, considerando que dicho sector es trascendental para el desarrollo del país y

que presenta un alto grado de complejidad por sus características técnicas, económicas y normativas.

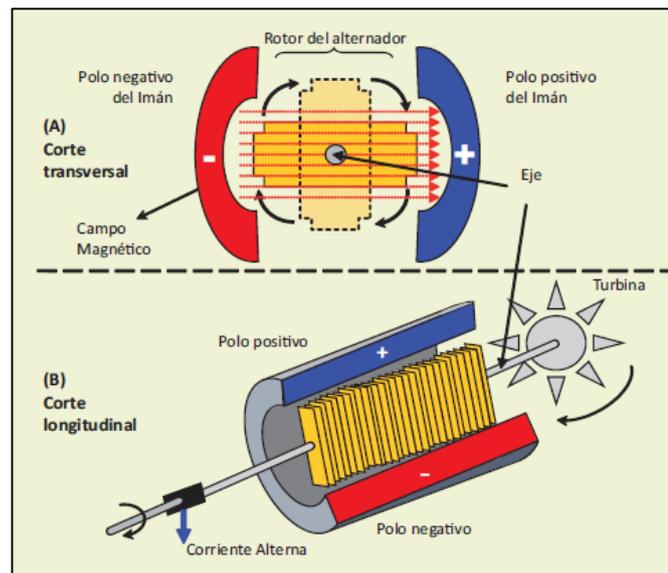
### 2.2.1. LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación es la primera de las actividades de la cadena productiva de energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna clase de energía (térmica, mecánica, luminosa, entre otras) en energía eléctrica.

#### ¿Cómo se genera la electricidad?

La generación eléctrica es el proceso de producción de electricidad o energía eléctrica, en la que se utiliza una máquina llamada alternador o generador eléctrico, la cual aprovecha la energía mecánica que se le aplica, donde un generador eléctrico o la agrupación de varios generadores forman una central eléctrica.

**Figura N° 2.1:** Generación de electricidad, el alternador



Fuente: [4]

En la figura N° 2.1 muestra un generador eléctrico o alternador desde dos perspectivas distintas, en la parte superior (A) se muestra el corte transversal, mientras que en la parte inferior (B) se muestra un corte longitudinal.

En la parte superior (A) de la figura N° 2.1 se aprecia que en la parte exterior del alternador se encuentran dos polos opuestos de un imán, los cuales se atraen,

generando un campo magnético en el espacio que existe entre ellos. Dentro de dicho campo se encuentra el rotor que gira alrededor de su eje, el cual genera una corriente eléctrica inducida cuando se pone en contacto con los polos del imán.

En la parte inferior (B) del mismo gráfico se muestra el corte longitudinal del alternador. Se puede apreciar que el rotor se encuentra conectado a una vara metálica que lo hace girar. Dicha vara se encuentra conectada, a su vez, a una turbina, la cual al moverse hace girar el rotor del alternador produciendo corriente eléctrica alterna.

### **Tipos de generación**

Los tipos de generación eléctrica pueden ser clasificados en función a la fuente de energía primaria (hidráulica, petróleo, gas natural, carbón, uranio, entre otros) que hace girar la turbina del generador; en ese sentido, se puede afirmar que, tradicionalmente, existen dos tipos de generación eléctrica en el mundo: la generación hidráulica y la generación térmica.

No obstante, ello, cabe la posibilidad de encontrar otros tipos de generación, ello tomando como base las Fuentes de Energía Renovable No Convencional (FERNC), entre las que se pueden mencionar al viento, los rayos solares, el calor de la tierra, entre otras, las cuales serán revisadas más

#### **a) Generación hidráulica**

Este tipo de generación eléctrica se realiza con las centrales de generación hidráulica, las cuales utilizan la energía cinética y el potencial gravitatorio del agua para hacer girar el rotor del alternador y, como consecuencia de ello, generar electricidad.

A su vez, las centrales eléctricas de generación hidráulica se pueden clasificar en dos tipos según estén o no asociadas a un embalse: centrales hidráulicas de embalse y de pasada, respectivamente.

**i. Centrales hidráulicas de pasada**

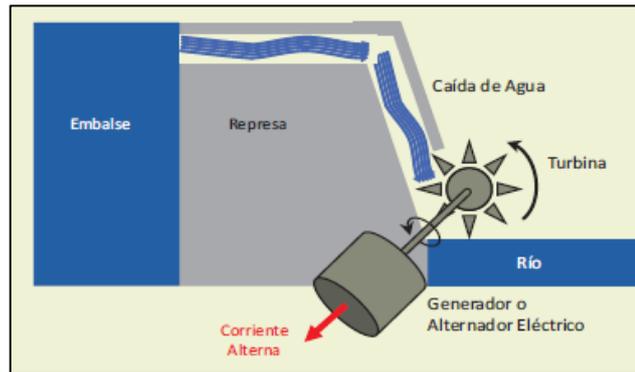
También llamadas centrales hidráulicas de agua fluyente, son aquellas que no presentan embalse, por lo que solo aprovechan la energía cinética que brinda el movimiento del agua de los ríos para lograr mover las turbinas del generador. El problema con este tipo de centrales es la volatilidad de su producción, ya que dependen de la escorrentía de los ríos, es decir, en temporadas “secas” (cuando los ríos presentan poco caudal) generan poca o nula electricidad; y en temporadas “húmedas” generan un mayor nivel de electricidad; dicha característica de este tipo de centrales las hace muy dependientes de las situaciones climatológicas.

**ii. Centrales hidráulicas de embalse**

Este tipo de centrales están asociadas a un embalse, el cual es producido por una represa que genera un desnivel en el lecho de un río, aprovechándose, además de la energía cinética, la energía potencial gravitatoria para generar electricidad.

En la figura N° 2.2 se muestra el esquema de una central de generación hidráulica de embalse, en donde se puede apreciar cómo la represa genera un salto geodésico. Al liberarse el agua, ésta cae con gran potencia sobre la turbina del alternador (generador), el cual gira y, a consecuencia de ello, genera corriente eléctrica alterna. Este tipo de central tiene la ventaja de poder regular el agua “turbinable”, es decir, puede regular el agua que pasa por la turbina sin depender del caudal del río. Por lo tanto, a diferencia de la central de pasada, puede mantener una producción de energía eléctrica más estable, además de explotar una mayor fuerza motriz debido a que utiliza la caída del agua y no sólo su cauce.

**Figura N° 2.2:** Esquema de la generación hidráulica de embalse



Fuente: [4]

## b) Generación térmica

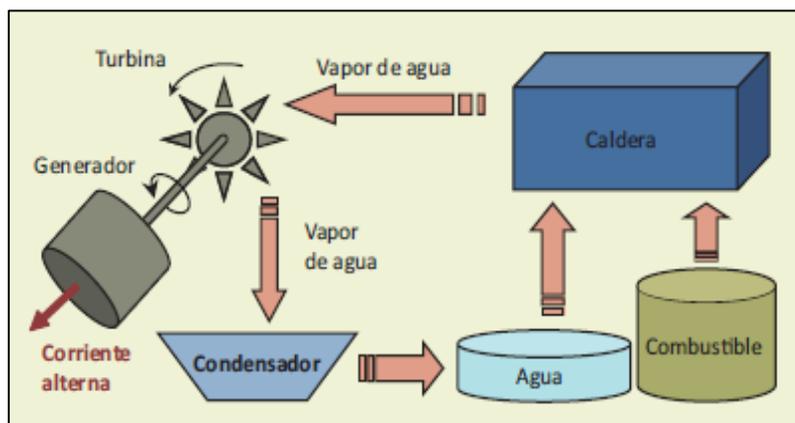
La generación eléctrica también se puede basar en energía en forma de calor, utilizando combustibles fósiles como el diésel, gas natural y carbón para hacer girar el rotor del alternador. A continuación, se hace mención de los tipos de centrales térmicas:

### i. Centrales térmicas a diésel y/o derivados

Este tipo de centrales eléctricas utilizan el diésel, residual y/u otros derivados del petróleo para la generación de electricidad. En la figura N° 2.3 muestra el esquema de este tipo de central, donde se puede apreciar que el proceso comienza (en la parte inferior derecha) se muestran los insumos principales: el combustible y el agua) cuando se produce la combustión y se calienta el agua hasta hacer ebullición, en este momento se genera vapor, el cual es expulsado a alta presión y temperatura, haciendo girar la turbina, la que, finalmente, causa la generación de energía eléctrica alterna.

El vapor producido para hacer girar la turbina es expulsado a elevadas temperaturas. Dicha energía calorífica no se utiliza, por lo que se incurre en un desperdicio importante de energía. El vapor de agua se colecta en un condensador de agua para su posterior reutilización en el proceso ya descrito.

**Figura N° 2.3:** Esquema de la generación térmica a diésel y/o derivados

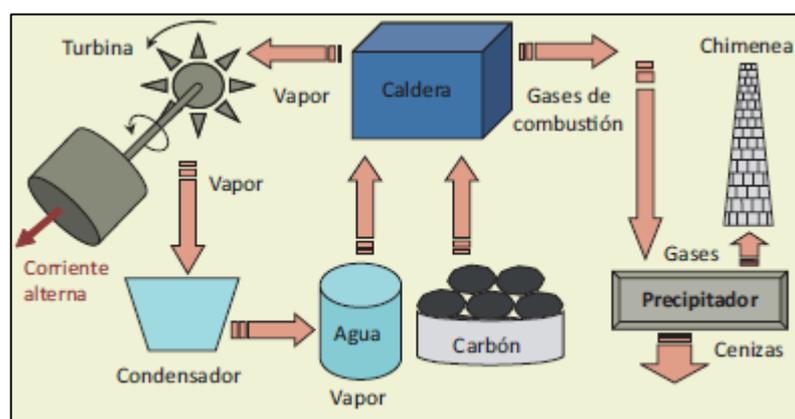


Fuente: [4]

## ii. Centrales térmicas a carbón

Su proceso de generación eléctrica es bastante similar al anterior con algunas variantes. En la figura N° 2.4 muestra el esquema de generación térmica a carbón.

**Figura N° 2.4:** Esquema de la generación térmica a carbón



Fuente: [4]

En este caso, el agua se calienta por medio de la combustión del carbón hasta llegar al punto de ebullición, con lo cual, el vapor de agua generado es expulsado a gran presión y temperatura, lo que hace mover la turbina y girar el rotor del alternador, generando así corriente eléctrica alterna. Este proceso también presenta la característica de desaprovechar energía al igual que en las centrales

a diésel debido a que la energía calorífica generada no se aprovecha. Por otro lado, el agua se reutiliza, pues luego de hacer girar las turbinas, el vapor pasa a un condensador que lo retorna al estado líquido para repetir el proceso antes descrito.

El carbón, al ser un combustible sólido, genera partículas sólidas durante el proceso de combustión, por lo que se necesita añadir una etapa más a este proceso. Los gases producto de la combustión son enviados a un precipitador, el cual logra contener las partículas sólidas más grandes (cenizas); los gases resultantes pasan a una chimenea que retiene otra porción de partículas sólidas y lo restante es expulsado al ambiente.

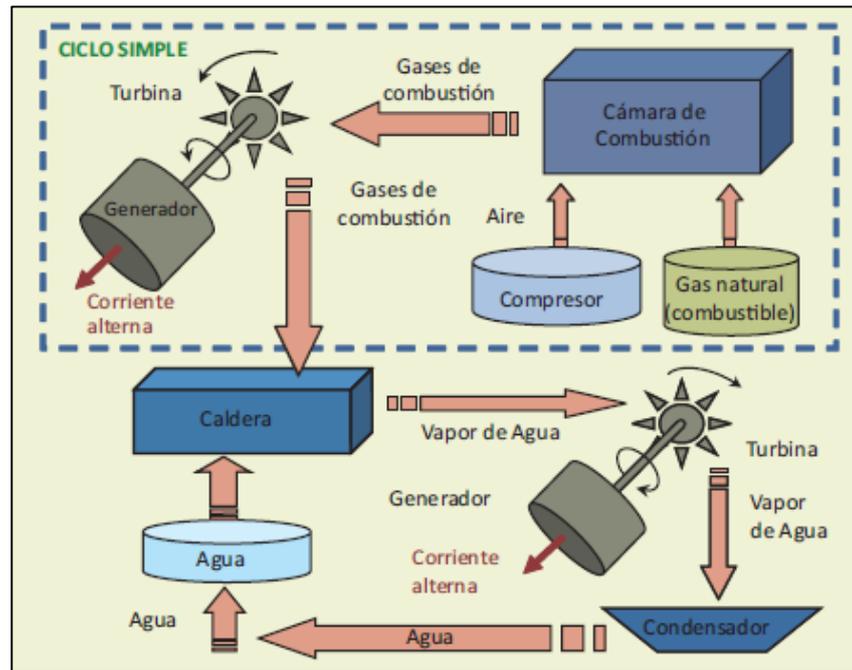
### **iii. Central térmica a gas natural**

puede ser básicamente de dos tipos: las centrales térmicas a gas natural de ciclo simple y las de ciclo combinado.

#### **Central térmica a gas natural de ciclo simple**

La parte superior de la figura N° 2.5 muestra el caso de una turbogás que funciona con gas natural y es a ciclo simple. En este caso, el gas natural se concentra en una cámara de combustión. Además, se requiere de un compresor de aire que alimente a la cámara para aumentar la presión del gas. Como resultado de la combustión, la presión del gas aumenta alcanzando la fuerza suficiente para hacer girar las turbinas y, por lo tanto, el rotor del generador. Este proceso también desperdicia energía calorífica, ya que los gases que impulsan la turbina se encuentran a elevadas temperaturas como resultado de la combustión. Esta energía calorífica no se utiliza en el proceso descrito, sino que se emite a la atmósfera.

**Figura N° 2.5:** Esquema de la generación térmica a ciclo combinado



Fuente: [4]

### Central a gas natural de ciclo combinado

en este tipo de centrales, los gases a altas temperaturas que se obtienen del ciclo simple se reutilizan para calentar una caldera con agua, la cual ebulliciona, liberando vapor a elevada presión y temperatura para hacer girar una segunda turbina vinculada a otro alternador, generándose de este modo energía eléctrica adicional. El proceso complementario tiene un concepto similar a una generadora térmica a diésel, donde en lugar del diésel, se reutilizan los gases calientes del primer proceso del turbogas.

La tecnología de ciclo combinado genera un ahorro importante por su mayor eficiencia gracias a la recuperación térmica que se logra cerrando el ciclo, aunque, a diferencia de la generadora a ciclo simple, representa una mayor inversión fija. Un aspecto importante a resaltar de las generadoras de ciclo simple es que pueden transformarse en generadoras de ciclo combinado.

Cabe precisar que la principal ventaja de una central térmica a gas natural de ciclo combinado es que presenta una mayor eficiencia en

comparación con la central a ciclo simple, ello debido a que utiliza la energía calorífica que presentan los gases que mueven la turbina del primer generador.

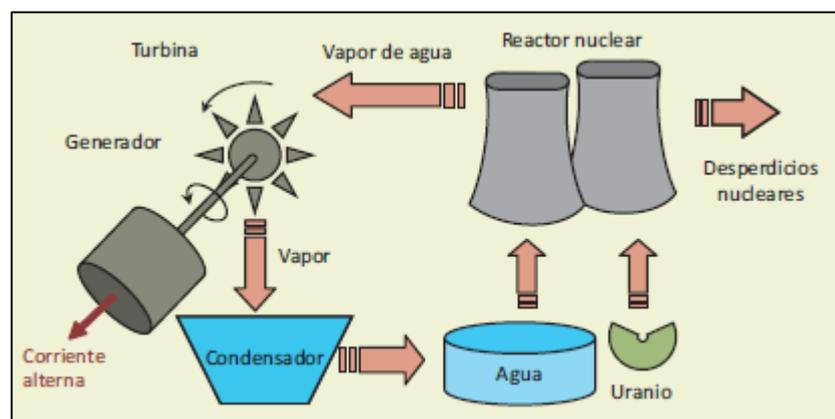
**c) Centrales eléctricas no convencionales**

Dentro de esta subclasificación encontramos centrales de tecnologías tales como: generación nuclear, eólica, solar, entre otras. A continuación, detallaremos las más importantes:

**i. Generación nuclear**

La característica principal de este tipo de generación es que utilizan combustible nuclear, como uranio o plutonio. En la figura N° 2.6 presenta un esquema del proceso. El combustible se introduce en un reactor nuclear, el cual mediante fisión atómica consigue la reacción nuclear, de forma que se libera grandes cantidades de calor que elevan la temperatura del agua hasta lograr su ebullición. Como ya se ha visto anteriormente, el vapor de agua se libera a altas presiones y temperaturas, logrando mover las turbinas del alternador, las cuales generan electricidad. En este caso, el vapor de agua es condensado para su reutilización. Sin embargo, debido al combustible utilizado, luego del proceso de generación eléctrica se obtienen residuos nucleares que requieren un especial tratamiento y cuidado.

**Figura N° 2.6:** Esquema de la generación nuclear

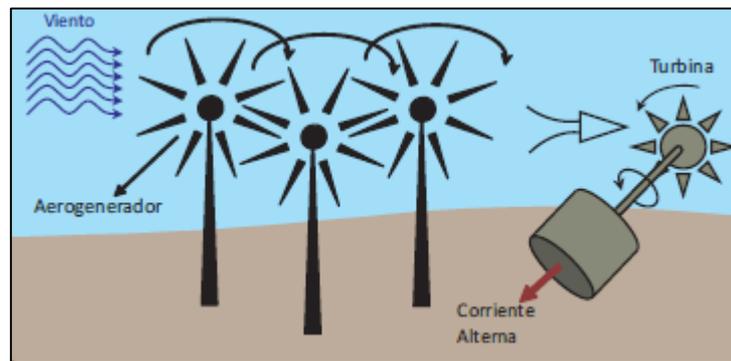


Fuente: [4]

## ii. Generación eólica

Este tipo de central eléctrica utiliza la fuerza del viento para su operación. En la figura N° 2.7 muestra un esquema simplificado de esta tecnología que utiliza la energía cinética de las corrientes de aire para hacer girar las hélices de los aerogeneradores eléctricos. Resulta pertinente señalar que, individualmente éstos producen poca electricidad (potencias de entre 1 y 2 MW), por lo que se instalan en grupos como “parques eólicos” con objeto de producir una cantidad significativa de electricidad.

**Figura N° 2.7:** Esquema de la generación eólica



Fuente: [4]

El problema surge cuando las corrientes de aire se detienen, ya que también lo hace la fuente de energía cinética y, por lo tanto, las hélices del aerogenerador, con lo que se detiene la producción de energía eléctrica.

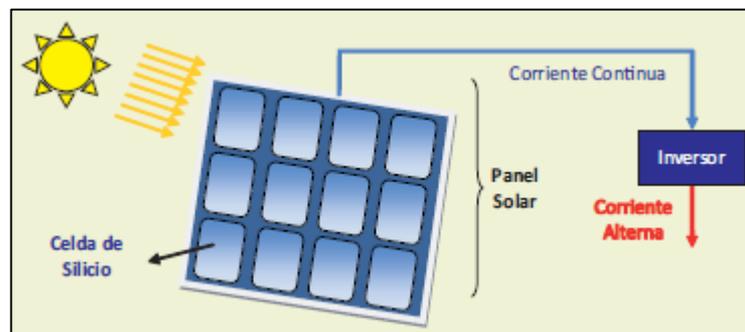
## iii. Generación solar

La energía solar es la energía primaria más abundante en el planeta. Esta fuente de energía se puede utilizar en la generación eléctrica mediante dos tecnologías: la conversión fotovoltaica y la generación termosolar.

## La Conversión fotovoltaica

Proceso que consiste en transformar la energía solar en energía eléctrica por medio de celdas solares. En la figura N° 2.8 muestra un esquema simplificado de la generación fotovoltaica. El material del cual están hechas las celdas solares habitualmente es el silicio, el cual es fotosensible, por lo que al estar expuesto a la luz solar genera una carga eléctrica, que es muy pequeña; sin embargo, la suma de las cargas eléctricas generadas por las celdas en conjunto (panel solar) puede ser considerable.

**Figura N° 2.8:** Esquema de la generación fotovoltaica



Fuente: [4]

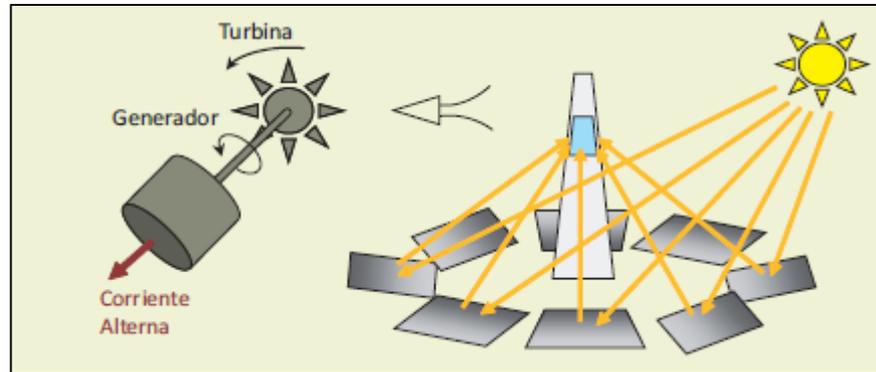
La corriente generada mediante la conversión fotovoltaica es corriente continua. Sin embargo, por medio de un inversor u ondulator, se puede transformar en corriente alterna con objeto de utilizarla junto con el resto de tecnologías.

## La Generación termosolar

La forma de producción con este tipo de tecnología es relativamente sencilla. En la figura N° 2.9 se muestra un esquema simplificado, donde se puede apreciar que dentro de una torre se almacena agua, cuya temperatura se elevará a consecuencia de su exposición a los rayos solares, los cuales se encuentran redireccionados hacia la torre por medio de espejos que poseen la característica de tener orientación automática. Una vez que el agua logra su ebullición, ésta se evapora, liberándose a altas temperaturas y presión, lo que hace

girar una turbina que, a su vez, hace girar el rotor del alternador y genera electricidad.

**Figura N° 2.9:** Esquema de la generación termosolar



Fuente: [4]

#### iv. Generación geotérmica

Este tipo de generación utiliza el calor de la tierra, por ejemplo, el caso de un géiser u otras fuentes termales. Este tipo de generación es hasta cierto punto renovable, puesto que se puede reinyectar el agua usada a la tierra. No obstante, este proceso puede romper el equilibrio natural y terminar con la fuente de agua de altas temperaturas por la constante reinyección de aguas de menor temperatura. Existe además el riesgo de contaminar la fuente de agua o lugares aledaños con los contenidos minerales de las aguas reinyectadas.

### **La cogeneración y la generación distribuida**

En ninguna de las formas de generación que se han descrito se logra una eficiencia de 100% con respecto a la conversión de la energía producida a energía eléctrica. La cogeneración consiste en utilizar justamente la energía desperdiciada, tratando de lograr que la eficiencia se incremente.

Mediante la cogeneración, se genera energía eléctrica y se aprovecha el calor o vapor generado (energía térmica) para otros fines, por lo general industriales o domésticos. Asimismo, las empresas podrían utilizar la cogeneración de tal modo que, paralelamente al desarrollo de su proceso productivo, puedan generar energía eléctrica para el autoconsumo, e incluso, vender la energía excedente generada al sistema eléctrico público. El beneficio generado por la mayor eficiencia no solo se ve reflejado en menores costos y mayores ingresos, sino que se reduce el impacto ambiental, ya que con la misma energía primaria se puede producir más energía eléctrica y productos industriales, de forma que se reduce, por ejemplo, el efecto invernadero.

La idea general de la generación distribuida es que ésta se encuentre muy cerca de la demanda, eliminando o minimizando el uso de líneas de transmisión eléctrica, inyectando la energía directamente al sistema de distribución eléctrica. Esto se puede realizar a través de centrales con una ubicación geográfica privilegiada o mediante la cogeneración.

Para finalizar esta subsección relativa a la generación eléctrica, a continuación, se presentan dos cuadros con el resumen de los tipos de generación en función de la energía que utilizan, así como sus principales ventajas y desventajas.

**Cuadro N° 2. 1:** Tipos de generación eléctrica con fuentes primarias convencionales.

<b>Fuente primaria</b>	<b>Tipo de central de generación según energía primaria y tecnología</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Generación hidráulica (agua)</b>	Hidráulica de pasada: caída del agua no asociada a embalse.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía renovable.</li> <li>• Estabilización del agua para riego.</li> <li>• Bajos costos marginales.</li> <li>• Se puede generar pesca en el embalse.</li> <li>• Menor contaminación.</li> </ul>	• Volatilidad de la producción.
	Hidráulica de embalse: caída del agua asociada a embalse.		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacto ambiental.</li> <li>• Alteración del caudal del río.</li> <li>• Impacto en la población.</li> <li>• Emisiones de gases (metano).</li> <li>• Elevados costos fijos.</li> </ul>
<b>Generación térmica (diésel, carbón, gas natural)</b>	Térmica a diésel: combustión del diésel.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil construcción de generadoras.</li> <li>• Bajos costos fijos.</li> <li>• Rápido prendido y apagado de maquinaria</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calentamiento global por los GEI.</li> <li>• Menor eficiencia térmica.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Combustible costoso de precio variable.</li> </ul>
	Térmica a carbón: combustión del carbón.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil construcción de generadoras.</li> <li>• Combustible menos costoso que el diésel.</li> <li>• Fácil transporte del combustible.</li> <li>• Depósitos fáciles de explotar (se encuentran cerca de la superficie).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calentamiento global por los GEI.</li> <li>• Menor eficiencia térmica.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Elevada producción de smog.</li> <li>• Demora en el encendido y apagado.</li> </ul>
	Térmica de gas natural a ciclo simple: elevar la presión del gas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Combustible de bajo costo.</li> <li>• Menor contaminación que la generación eléctrica con otros combustibles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor eficiencia térmica.</li> <li>• Costos de planta relativamente altos.</li> </ul>
	Térmica de gas natural a ciclo combinado: elevar la presión del gas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor eficiencia térmica.</li> <li>• Combustible de bajo costo.</li> <li>• Menor contaminación respecto a la generadora de ciclo simple</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos de planta elevados.</li> <li>• Mayor riesgo para los inversionistas.</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 2. 2:** Tipos de generación eléctrica con fuentes de energía primarias no convencionales

<b>Fuente primaria de energía</b>	<b>Tipo de central de generación según energía primaria y tecnología</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Generación nuclear (uranio, plutonio, etc.)</b>	Central de reacción nuclear: por fisión nuclear.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevada potencia y energía.</li> <li>• Bajos costos marginales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevados costos fijos.</li> <li>• Desechos nucleares.</li> <li>• Posible impacto en el efecto invernadero.</li> </ul>
<b>Generación eólica (viento)</b>	Parque eólico: aprovecha los momentos de viento.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía renovable.</li> <li>• Costo marginal nulo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problemas de intermitencia en la producción.</li> <li>• Habitualmente requiere de importantes inversiones en construcción de líneas de alta tensión.</li> <li>• Requiere un territorio amplio para instalar parques eólicos.</li> <li>• Infraestructura de elevados costos fijos.</li> </ul>
<b>Generación solar (luz y calor solar)</b>	Paneles solares y celdas solares: aprovecha la luz solar y realiza conversión fotovoltaica. Se genera corriente continua.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía renovable.</li> <li>• Costo marginal cero.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Habitualmente requiere de importantes inversiones construcción de líneas de alta tensión para conectarlas al sistema.</li> <li>• Requiere un territorio amplio.</li> <li>• Infraestructura de elevados costos fijos.</li> </ul>
	Torre termosolar: aprovecha el calor del sol para vaporizar el agua de una torre y con ello mover la turbina.		
<b>Generación geotérmica (calor de la tierra)</b>	Generación geotérmica: aprovecha el vapor de agua que sale de la tierra a altas temperaturas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía renovable (el agua se puede reinyectar).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Riesgos de contaminación de la fuente de agua.</li> </ul>

Fuente: Elaboración Propia

## **2.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SUS TECNOLOGÍAS**

### **¿Qué es la generación distribuida?**

La generación distribuida (GD) actualmente no cuenta con una definición genérica a nivel mundial, debido a los múltiples factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc.

El DPCA (Distribution Power Coalition of América) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, únicamente, la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini- y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.

Se trata de un campo de actuación en el que se intentan aprovechar algunas nuevas tecnologías para acercar la producción de energía, electricidad y calor, al consumidor. Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

### **2.3.1. ANÁLISIS DE SISTEMAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

En este párrafo se pretende dar una visión general de los aspectos tecnológicos que caracterizan hoy en día el desarrollo de cada una de las tecnologías de GD, así como otros aspectos importantes relacionados, como son los sistemas de almacenamiento e interconexión.

**Figura N° 2.10:** Sistemas de generación distribuida

<b>TECNOLOGÍAS DE GD</b>	<b>Maduras</b>	Motor alternativo Turbina de gas Minihidráulica Eólica Solar térmica Fotovoltaica Residuos
	<b>Semi-maduras</b>	Biomasa Microturbina Pila de combustible
	<b>Emergentes</b>	Marina Geotérmica
<b>SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO</b>	<b>Maduras</b>	Bombeo Batería
	<b>Semi-maduras</b>	Térmico Volante Aire a presión
	<b>Emergentes</b>	Hidrógeno SMES Ultracapacidades
<b>SISTEMAS DE INTERCONEXIÓN</b>		

Fuente: [5]

### 2.3.2. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Se presenta a continuación una descripción de las tecnologías de generación que existen en la actualidad, ordenadas teniendo en cuenta su madurez y grado de penetración en el mercado, de mayor a menor. También es importante resaltar que, si bien algunas de las tecnologías se utilizan principalmente para generación a gran escala, se dan casos en que su aprovechamiento a pequeña escala puede ser una solución viable.

En función de la energía primaria que utilicen, estas tecnologías se pueden clasificar en dos grandes categorías: GD no renovable y GD renovable.

El primer grupo comprende aquellas tecnologías que utilizan como energía primaria combustibles fósiles: motores alternativos, turbinas de gas, pilas de combustible y micro turbinas.

La siguiente tabla, muestra un resumen de las características más importantes de las tecnologías de generación consideradas maduras y semi-maduras.

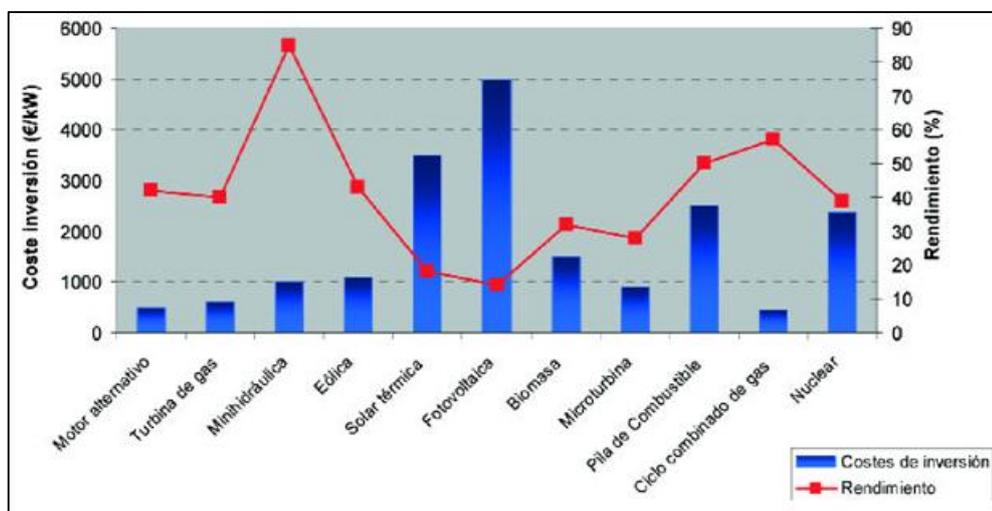
En la figura N° 2.11 Compara los costes mínimos de inversión y los rendimientos eléctricos medios de las tecnologías de GD más desarrolladas y de los ciclos combinados de gas y las centrales nucleares, que no entran en la categoría de GD, pero permiten comparar la GD con la generación centralizada

**Figura N° 2.11:** Comparación de las tecnologías de GD más desarrolladas

Tecnologías	Energía primaria	Potencia (MW)	Rendimiento eléctrico <sup>1</sup> (%)	Coste inversión <sup>2</sup> (€/kW)	Disponibilidad comercial
<b>Motor alternativo</b>	Gas natural, diesel, biogás, propano	0,08-20	28-42 % (gas natural) 30-50 % (diesel) 80-85 % (cogeneración)	500-900	Actual
<b>Turbina de gas</b>	Gas natural, biogás, propano	0,25-500	25-60 % 70-90 % (cogeneración)	600-1400 (CHP)	Actual
<b>Minihidráulica</b>	Agua	0,01-10	80-90 %	1000-1800	Actual
<b>Eólica</b>	Viento	0,005-5	43 %	1100-1700	Actual
<b>Solar térmica<sup>3</sup></b>	Sol	0,0002-200	13-21 %	3500-8000	Actual
<b>Fotovoltaica</b>	Sol	< 0,001-0,1	14 %	5000-7000	Actual
<b>Biomasa</b>	Biomasa		32 %	1500-2500	Actual
<b>Microturbina</b>	Gas natural, hidrógeno, propano, diesel, biogás	0,025-0,4	25-30 % Hasta 85 % (cogeneración)	900-2000	Actual (limitada)

Fuente: [5]

**Figura N° 2.12:** Comparativa de costos de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación



Fuente: [5]

Asimismo, algunas de estas tecnologías se utilizan para la obtención simultánea de electricidad y calor -en forma de agua caliente, vapor, aire caliente- (cogeneración) o calor, frío y electricidad (trigeneración). Las tecnologías más utilizadas para cogeneración son los motores alternativos, las turbinas de gas, las micro turbinas y las pilas de combustible. También se utilizan turbinas de vapor, aunque en menor medida.

### a) **Motor alternativo**

Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil.

Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria. El más empleado es el gas natural. Estos motores se pueden clasificar en función de diferentes aspectos. En función del encendido, se distinguen el Motor Otto, o de encendido provocado, en el que la combustión se inicia mediante una chispa y el Motor Diesel, o de encendido por compresión, de rendimiento superior por aprovechar mejor el combustible. En función del ciclo, los motores pueden funcionar en cuatro (cuatro carreras del émbolo y dos vueltas del cigüeñal) o dos (dos carreras del émbolo y una vuelta del cigüeñal) tiempos.

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante podrá ser un líquido, normalmente agua, evacuando el calor en un radiador; o el aire, utilizando un ventilador, que será de aplicación sobre todo en motores de pequeña potencia. utilizan motores alternativos, de los cuales, la gran mayoría (70 %), son de gas natural y el 28 % diésel. En muy pocas ocasiones se utilizan combinaciones: motor diésel-motor de gas natural, motor de gas-turbina de vapor, motor diésel-turbina de vapor. Existen, pues, numerosos ejemplos de instalaciones de este tipo.

En España, en la Universidad de Santiago de Compostela, se ha puesto en funcionamiento un "anillo de cogeneración" de 3,1 MW formado por 10 módulos de cogeneración por gas natural (equipos motor-alternador) que abastecen de energía térmica y eléctrica a tres Facultades y otras dependencias de la universidad. Emplea para ello motores de gas Guascor de 310 kW y un sistema de recuperación de calor.

**Figura N° 2.13:** Motor diésel Guascor V12



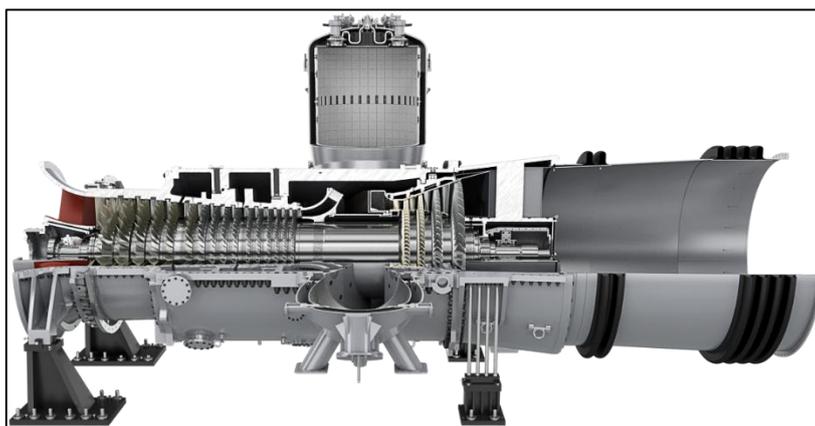
**Fuente:** <http://tecnologia-maritima.blogspot.com/2014/05/>

#### **b) Turbina a gas**

La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante. Básicamente, se compone de un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se pueden utilizar en varias configuraciones: ciclo simple (que es una turbina produciendo sólo electricidad), cogeneración (en la que se añade a la turbina de ciclo simple un recuperador de calor que permite obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape) y ciclo combinado turbina de gas-turbina de vapor (añadiendo una turbina de vapor que aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica). El tamaño de las turbinas varía entre 0,25-500 MW, con algunas aplicaciones comerciales entre 1 y 2 MW, y su eficiencia ronda el 40 %, en ciclo simple; entre el 40-60 %, en ciclo combinado; y entre el 70-90 %, en cogeneración.

La configuración de ciclo simple es la más común en instalaciones de menos de 40 MW. Por otro lado, la cogeneración es una aplicación muy apropiada para consumidores con demandas eléctricas por encima de los 5 MW y se utiliza frecuentemente en sistemas de "district heating" o "calefacción colectiva" que son redes de distribución de calor.

**Figura N° 2.14:** Turbina de gas



Fuente: [ww.new.siemens.com](http://ww.new.siemens.com)

### c) **Micro turbinas**

Las microturbinas son turbinas de pequeño tamaño (25-500 kW) que permiten obtener calor y electricidad (cogeneración) para aplicaciones industriales y comerciales, con eficiencias térmicas en el rango del 50-60 % y eléctricas entre el 15-30 %. Se trata de una tecnología emergente y las más desarrolladas son las microturbinas de potencia inferior a 200 kW, aunque se están haciendo grandes avances en las de mayor potencia. Su funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional con la particularidad de que los elementos adicionales para la generación eléctrica se encuentran acoplados en la propia turbina.

Las microturbinas de gas tienen una aplicación directa en la GD, bien como elementos independientes de generación, o bien como integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustibles, micro-cogeneración o, en el terreno del transporte, vehículos eléctricos híbridos.

Un ejemplo de uso de microturbinas para el aprovechamiento del biogás puede encontrarse en la Planta de Biometanización y Compostaje de Pinto, que gestiona la empresa pública Gedesma. Esta planta trata los residuos orgánicos de la zona sur de la Comunidad de Madrid y en ella, tras un proceso riguroso de separación de la materia orgánica del resto que le pueda acompañar, se somete a ésta a una degradación anaeróbica, como la que ocurre en el vertedero, en unas condiciones controladas de tal forma que el proceso natural se lleva a cabo de una forma acelerada.

El biogás producido en el proceso de biometanización, junto con el extraído del vertedero adyacente, se utiliza en motores para generar energía eléctrica.

Esta instalación es la mayor generadora de energía eléctrica de este tipo de las existentes en España y ha sido cofinanciado con Fondos de Cohesión de la Unión Europea.

**Figura N° 2.15: Microturbina**



Fuente: [www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx)

#### **d) Motores de combustión interna**

Un motor de combustión interna, motor a explosión o motor a pistón, es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de la cámara de combustión. Su nombre se debe a que dicha combustión se produce dentro de la máquina en sí misma, a diferencia de las máquinas de vapor. Los motores se pueden clasificar según la forma de provocar la ignición o encendido de la mezcla en encendido provocado que son los de ciclo Otto o de gasolina y los de encendido por compresión que son los de ciclo Diesel.

##### **i. Motor Otto**

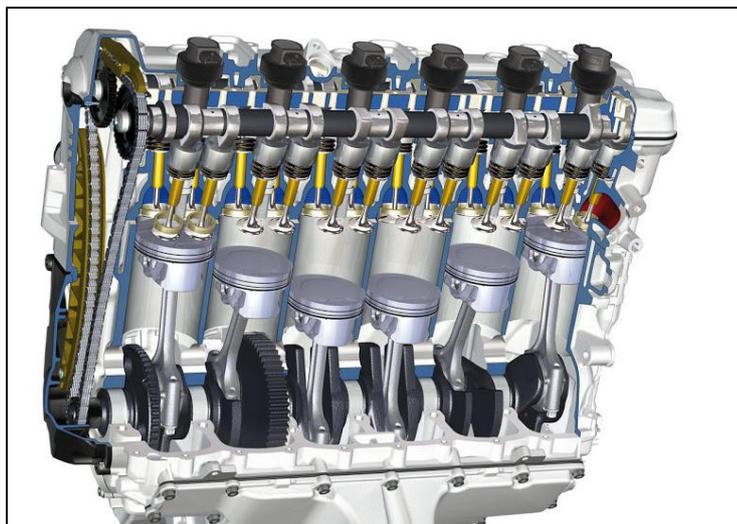
El motor cíclico Otto, cuyo nombre proviene del técnico alemán que lo inventó, Nikolaus August Otto, "motor convencional de gasolina de cuatro tiempos que se emplea en automoción

y aeronáutica aunque también se lo conoce como motor de ciclo Beau de Rochas debido al inventor francés que lo patentó (August, 1862)

## ii. Motor Diesel

Llamado así en honor del ingeniero alemán nacido en Francia Rudolf Diesel, funciona con un principio diferente y suele consumir gasóleo. Un motor Diesel es un motor en el cual el encendido se produce por una alta temperatura que posibilita la compresión del aire al interior del cilindro de este. Puede funcionar bajo ciclos de dos o cuatro tiempos.

**Figura N° 2.16:** Motor de combustión interna



Fuente: [termomotor.blogspot.com](http://termomotor.blogspot.com)

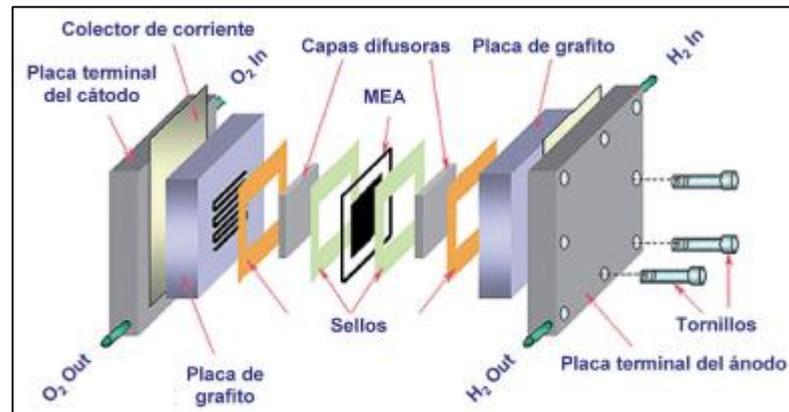
## e) Celdas combustibles

Son dispositivos electro químicos que convierten la energía química de reacciones directamente en energía eléctrica, Sir William Grove produjo la primera celda de combustible operativa en 1842 y no fue hasta 1960 que General Electric produjo la primera aplicación práctica de la celda de combustible las que se usaron en las capsulas Gemini y Apollo.

Una celda de combustible posee componentes y característica muy similares a una pila común, pero a la vez tienen diferencias como; la pila

cuando sus reactantes químicos son consumidos esta deja de producir energía eléctrica, en cambio una célula de combustible usa hidrogeno y oxígeno para recargarse ya que esta está compuesta por dos electrodos un ánodo y un cátodo separa por un electrolito.

**Figura N° 2.17:** Componentes de una pila PEM



Fuente: <http://www.energia2012.es/>

Clasificación de las celdas de combustible:

- Celdas de combustible Alcalinas (AFC).
- Celdas de combustible de Metanol Directo (DMFC).
- Celdas de combustible de Carbonato Fundido (MCFC).
- Celdas de combustible de Ácido Fosfórico (PAFC).
- Celdas de combustible de Oxido Sólido (SOFC)
- Celdas de combustible de Membrana de intercambio de Protón (PEMFC).

**Cuadro N° 2. 3:** Comparativa de celdas de combustible

Tipos	Electrolito	Temperatura	Combustible	aplicación	Ventajas	Desventajas
Alcalinas (AFC)	KOH(Aq.)	60-100°C	H <sub>2</sub>	Transporte Equipos Electricidad	Baja temperatura, arranque rápido	Requiere catalizadores

						costosos como (Pt) y H <sub>2</sub> puro
Metanol Directo (DMFC)	Nafion	60-100°C	CH <sub>3</sub> OH	Transporte Equipos Electricidad	Combustible líquido, más ventajas de las PEM	
Carbonato Fundido (MCFC)	Carbonato Li, Na, K	600-1000°C	H <sub>2</sub>	Electricidad	Diversa de las altas temperaturas	Altas temperatura aumentan la corrosión
Ácido Fosfórico (PAFC)	H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub>	175-200°C	H <sub>2</sub>	Militares Espaciales	Mejor reacción catódica	Requiere eliminar el CO <sub>2</sub> de aire y combustible
Oxido Sólido (SOFC)	(Zr.Y)O <sub>2</sub>	800-1000°C	H <sub>2</sub>	Electricidad	El electrolito solido reduce fugas y corrosión	Altas temperaturas, facilitan la ruptura de componentes
Poliméricas (PEMFC).	Nafion	60-100°C	H <sub>2</sub>	Transporte Equipos Electricidad	Baja temperatura Arranque rápido	Requiere catalizadores costosos como (Pt) y H <sub>2</sub> puro

Fuente: Tema 2.4 Celdas de Combustible, Prof. Francisco Gonzales Longatt

**Figura N° 2.18:** Celdas de combustibles



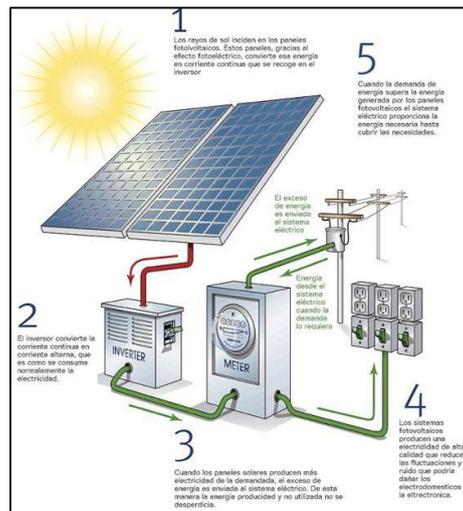
Fuente: <http://www2.eie.ucr.ac.cr/~jromero/sitio-TCU-oficial/boletines>

#### f) Celdas fotovoltaicas

Una celda fotovoltaica es un dispositivo que convierte la energía de la luz del sol en energía eléctrica en forma directa, sin la necesidad de piezas móviles o algún tipo de combustión. El efecto fotovoltaico, es

decir, convertir la luz solar en electricidad se produce en materiales conocidos como semiconductores, las cuales son materiales cuya conductividad puede ser modificada, y además generar una corriente eléctrica con cargas negativas, positivas o ambas. Al incidir los rayos del sol en un semiconductor, algunos de los electrones de la banda de valencia absorben energía de los fotones y pasan a la banda de conducción donde pueden ser llevados fácilmente a un circuito externo generando por tanto una corriente electrónica. Al dejar su lugar los electrones, provocan en el material “huecos”, considerados como una partícula de signo positivo, los cuales también se “mueven” como una corriente en sentido opuesto a la electrónica. Este movimiento se asemeja al desplazamiento de una burbuja en el agua. Para que los electrones y huecos generados por la luz solar no se recombinen dentro del semiconductor se debe contar con un campo eléctrico interno, en cuyo sentido se moverán los electrones. Este campo eléctrico es producido en general por una juntura similar a la del diodo semiconductor.

**Figura N° 2.19:** Celdas fotovoltaicas, esquema de uso



Fuente: <https://www.helioesfera.com/como-funciona-un-sistema-fotovoltaico-de-autoconsumo/>

### g) Turbinas eólicas

Transforman la energía eólica en energía eléctrica, con el uso de un aerogenerador. La energía cinética del aire proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, que es un alternador trifásico y que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica, llamada también aerogenerador.

Los aerogeneradores son las máquinas que se encargan de capturar la energía del viento y transformarla en energía eléctrica.

Principales partes:

#### i. Las palas

Son los elementos del aerogenerador que capturan la energía cinética del viento. Todas las palas del aerogenerador se unen de forma solidaria a un soporte denominado buje o cubo.

#### ii. El buje

Es el elemento que realiza la unión de todas las palas del aerogenerador. El buje se monta sobre el eje de baja velocidad, desde el cual se transmite el par motriz a la transmisión de potencia del aerogenerador (normalmente al multiplicador).

### **iii. Multiplicador**

Es el equipo que permite la multiplicación de velocidad, adaptando el eje de baja velocidad al eje de alta velocidad donde se acopla el generador.

### **iv. Los ejes**

Son los elementos de transmisión que acoplan el multiplicador con las palas (eje de baja velocidad) y el multiplicador con el generador (eje de alta velocidad). El eje de alta velocidad está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

### **v. El generador o alternador**

Está formado por una máquina eléctrica encargada de transformar la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Al ser una máquina eléctrica se compone de un rotor (parte móvil que genera un campo magnético variable al girar las palas) y un estator (parte fija sobre la que se genera la corriente eléctrica inducida).

### **vi. Controlador electrónico**

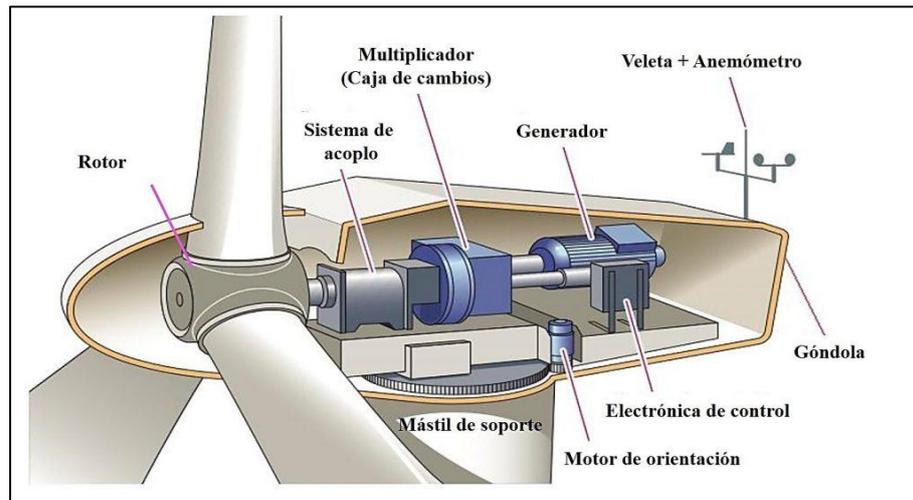
Pose un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y controla el mecanismo de orientación y la posición de las palas, así como controla los frenos. Este está presente generalmente en aerogeneradores de grandes potencias.

### **vii. El bastidor o góndola**

Es la estructura en la cual se montan los distintos componentes del aerogenerador. En la góndola se montan el buje, el multiplicador de velocidad, los ejes y el generador. Finalmente, la torre es el componente que sustenta todo el conjunto del aerogenerador y le une al suelo.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, dependiendo de su potencia, la disposición de su eje de rotación, el tipo de generador etc. Por su disposición de su eje, se dividen en dos grupos; los de eje vertical y los de eje horizontal.

**Figura N° 2.20:** El interior de la góndola de un generador eólico con sus diversos componentes.



Fuente: <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>

## **2.4. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO LOCAL E INTERNACIONAL**

### **2.4.1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO INTERNACIONAL**

Algunos ejemplos de países avanzados en generación distribuida en Europa son España, Alemania, Reino Unido y Francia.

En España, uno de los pioneros de la Generación Distribuida, se introdujo desde año 1997 la Ley 54, en esta se da un concepto normativo de generación de régimen especial para aquellas instalaciones con una potencia instalada inferior a 50 MW, teniendo un carácter retributivo y normativo distinto de aquellas centrales de generación con participación en el mercado mayorista “pool”. Tras la ley 54 de 1997 se distinguen dos períodos.

La primera surge con la publicación de Real Decreto (RD) 2818/1998, la cual estuvo vigente desde el año 1998 al 2004, En este periodo se dio el desarrollo normativo orientado a la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Y por el periodo dado desde la publicación del RD 436/2004 cuya aplicación tiene aún vigencia en la actualidad. En este desde su publicación se han hechos grandes cambios en la tarificación y obtención de beneficios económicos aquellas que usen la GD.

En España recientemente hubo una modificación de su norma que regula la GD, gracias a esto habrá una evolución de la normativa de la Generación Distribuida o autoconsumo, después de varios años con trabas administrativas y peajes injustificados que hizo que la Generación Distribuida se desacelere su crecimiento, LA publicación de El Real Decreto 15/2018 libera y abre las puertas al desarrollo del sector tanto en el sector industrial como el sector terciario y residencial.

Esta nueva normativa reconoce el derecho al autoconsumo de energía eléctrica sin cargos e introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia (menos de 100 kW).

#### **2.4.2. SITUACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REGIÓN.**

##### **a) Costa Rica**

un país con un notable uso de renovables para satisfacer su demanda energética interna, ya empieza a debatir un proyecto de ley para disminuir el costo de energía Eléctrica con la denominada “Ley para la promoción y regulación de la generación distribuida con fuentes renovables para autoconsumo”.

##### **b) Argentina**

tiene una ley N° 27191 que fomenta el uso de energías renovables que fijó un mínimo de 8% en la generación para el año 2018, meta que no se cumplió, pero que están en vías de seguir implementando infraestructura e inversiones para que el programa renovar siga moviéndose en la dirección correcta. La idea central de toda iniciativa es bajar los precios de la electricidad.

##### **c) México**

al igual que Argentina, es otro país modelo para América Latina en eficiencia energética, en generación eléctrica vía renovables y en generación distribuida. Desde 2017 México cuenta con disposiciones normativas para la generación distribuida, que especifica modelos de contrato que los usuarios pueden utilizar para producir electricidad (menos a 500 kW) vía solar mediante paneles fotovoltaicos.

Eso es liberar el mercado y permitir que la gente instalar paneles en su techo, y vender la energía a CFE (Comisión Federal de Electricidad) y esta está obligada a comprarle la energía siempre y cuando se cumpla con la normativa técnica mínima.

**d) Brasil**

un gigante que consume energía de todo el hemisferio, y que como por ejemplo adquiere gas de Bolivia y vía gas natural licuefactado abreviado por sus siglas en inglés (LNG) de otros países. La Asociación Brasileña de Energía Solar Fotovoltaica informo que alcanzó un récord de 300 MW de potencia instalada en sistemas de microgeneración y minigeneración distribuida solar fotovoltaica en residencias, comercios, industrias, productores rurales y edificios públicos.

**e) Colombia**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) aprobó en marzo del 2018 la Resolución Creg030 de 2018 sobre autogeneración a pequeña escala (hasta 100 kW y la de sistemas fotovoltaicos y de renovables de una potencia entre 100 kW y 1 MW) y generación distribuida, la cual define un mecanismo fácil y sencillo para que los usuarios residenciales de todos los estratos, así como los comerciales y pequeños industriales, produzcan energía para atender sus propias necesidades y puedan vender los excedentes al sistema interconectado.

También se introduce un procedimiento simplificado para la conexión de instalaciones de autoconsumo a gran escala con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW

**f) Chile**

Tiene desde el 2012 aprobada la Ley 20,571 (Ley de Generación Distribuida), La Generación Distribuida con el tiempo a logrado tener mayor impacto el sistema gracias a el sistema Net Billing, que es la conexión de pequeños y medianos Generadores de Distribución a la red eléctrica y proyectos de autoabastecimiento superiores a 100 kW que es la principal modalidad con las que se está desarrollando el nuevo modelo de negocios en el sector eléctrico chileno que respecta a la GD.

- En Chile existen cuatro formas en las que se puede entender que hay generación distribuida:
- Las conexiones que se realizan en el marco de la Ley de Net Billing (N° 20.571), que en la actualidad se limita a proyectos de hasta 100 kW.

Proyectos para autoabastecimiento de energía eléctrica de consumidores finales que no inyectan excedentes a la red de distribución.

Y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), dentro de los cuales es posible identificar dos tipos, que se diferencian por la vocación del proyecto.

- “Está lo que conocemos como la Ley de Net Billing, que son proyectos destinados a producir su propia energía para consumirla localmente y, si tienen excedentes, los pueden aportar a la red, por lo que se les remunera por el mismo precio al que compra la energía, lo que se descuenta de la cuenta de luz”.
- Además están PMGD que se desarrollan con la vocación de comercializar energía en el mercado eléctrico, es decir, son negocios de generación de energía que tienen la particularidad de estar conectados a una red de distribución; y también tenemos PMGD cuya vocación es el autoconsumo, esto es, que producen energía en las dependencias de un consumidor final y que inyectan excedentes de energía solo cuando el nivel de consumo es inferior a la generación del proyecto (por ejemplo los fines de semana). Estos últimos no buscan comercializar energía en el mercado eléctrico, pero deben acogerse al modelo PMGD si su tamaño es superior a 100 kW”, precisa.

### **2.4.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO LOCAL**

Actualmente en el Perú no se aplica la Generación Distribuida en sí, debido a que aún no se publica el reglamento de Generación Distribuida, por lo que los

proyectos de autoconsumo o GD no tiene participación del mercado eléctrico peruano. Existen proyecto como:

**i. Proyecto “Intervención piloto de la Generación Distribuida con paneles solares en Arequipa” Enero -2019**

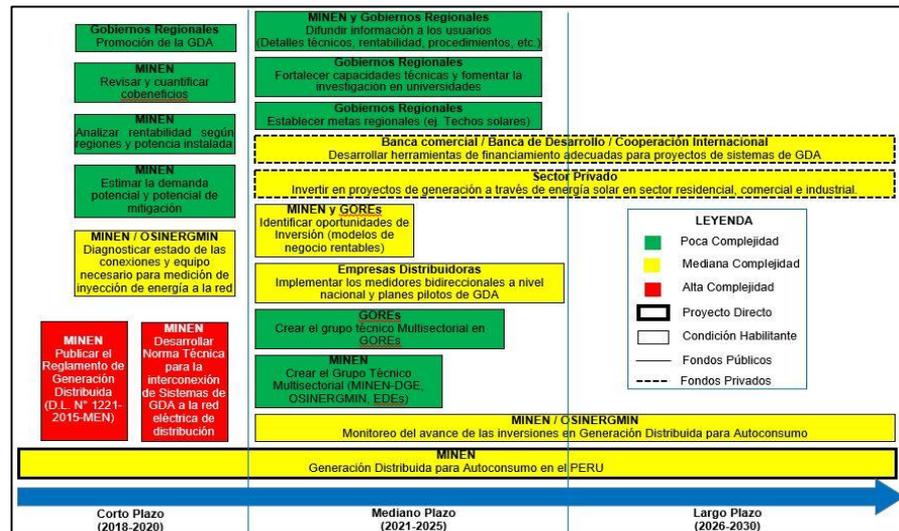
Este proyecto de es una iniciativa del gobierno peruano liderado por el Ministerio del Ambiente (MINEM) y los gobiernos regionales de Arequipa y Ucayali, financiada por la agencia Suiza para el desarrollo y cooperación (LBL-ONG) y South-SouthNorth.

Esta iniciativa surge a raíz de la publicación de del Decreto Legislativo N°1221 del año 2015, en su fase 1 consta de tres intervenciones pilotos; Manejo forestal comunitario (MFC) en Ucayali, Generación Distribuida con paneles solares en Arequipa e infraestructura para el almacenamiento de recursos hídricos en Arequipa.

Se seleccionó la opción de mitigación de Generación Distribuida con Paneles Solares (GD) dada su importancia social a nivel nacional por tener el potencial de proveer ingresos adicionales, además de proporcionar seguridad energética. Si bien, todavía existen barreras para su implementación a corto plazo, podría constituirse en una opción a mediano y largo plazo, De manera territorial se seleccionó a la Región Arequipa, al ser líder de la Macroregión Sur, es la región de mayor potencial solar a nivel nacional, cuenta con un alto potencial de energías renovables que se pueden aprovechar en beneficio de la población para que puedan autoabastecerse de electricidad con menores costos y menos emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

En la figura N° XX se muestra la Estructura para implementarse la Generación Distribuida con Paneles Solares. En esta estructura se determinan los Proyectos Directos, las condiciones habilitantes, los proyectos de poca complejidad (los de color verde), proyectos de mediana complejidad (los de color amarillo) y los proyectos de alta complejidad (los de color rojo). Dicha estructura expresa la secuencia, el tiempo de ejecución necesaria, la complejidad de las iniciativas, los presupuestos requeridos, así como la fuente principal de los fondos. De igual manera identifica la entidad líder y otras con competencias en la materia.

**Figura N° 2.21:** Estructura sugerido para la implementación de la GD



Fuente: Proyecto de Apoyo a la Gestión del Cambio Climático.

La implementación de la Generación Distribuida con Paneles Solares en 12 regiones abarca el periodo 2018-2030. Para este proceso se considera como ente rector al MINEM, en especial a la Dirección General de Electricidad.

En primera instancia de la implementación de la GD se debe considerar las necesidades de los sectores y zonas que requieran de la provisión de energía eléctrica accesible y de calidad. Se ha identificado tres sectores principales:

- Sectores no rurales sin acceso al servicio de energía eléctrica.
- Sectores con acceso cuya provisión del servicio no sea costo-eficiente.
- Sectores con servicio de energía eléctrica con cortes de suministro.

Fuente: extracto del “Proyecto de Apoyo a la Gestión del Cambio Climático”.

## 2.5. MARCO REGULATORIO Y MECANISMO DE PROMOCIÓN

### 2.5.1. MARCO NORMATIVO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ

**a) La Ley N° 28832 (LDGE) - 23 de julio del 2006**

Define a la GD como aquella “instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica”.

Y en su octava disposición complementaria final establece las Medidas para la promoción de la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes interconectadas al SEIN se regirán por las siguientes disposiciones: “a) la venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los generadores de mayor transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado. Y “b) El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido”.

**b) D.L. N° 1221 - 24 de setiembre del 2015**

En el artículo 2, “Generación Distribuida: Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado”.

La primera según la Ley N° 28832 que va dirigida a la actividad de generación conectada a la red de distribución para la venta de energía. Y la segunda del D.L. N° 1221 que está orientada a la posibilidad de los usuarios del servicio de electricidad generen energía para su consumo e inyecten sus excedentes al sistema de distribución. Y se contempla que estas se ajustan a un reglamento, por lo que el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), dispuso que mediante la Resolución Ministerial N° 292-2018-MEN/DM de fecha 2 de agosto del 2018, la pre publicación del Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación distribuida en el Perú, el cual estuvo en consulta pública hasta el 30 de octubre del mismo año.

Si revisamos el Reglamento de Generación Distribuida propuesta por el MINEM se puede deducir que regula dos tipos de Generación Distribuida; la primera denominada Mediana Generación Distribuida (MGD) con capacidad mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW y la segunda denominada Microgeneración Distribuida (MCD) con capacidad máxima de 200 kW.

En la parte del Régimen comercial y tarifario se introducirá un esquema de net-billing para instalaciones de hasta 200 kW de potencia, la cual permitirá la venta de los excedentes de energía no autoconsumida al mercado eléctrico, esta será pagada a través de un sistema de descuentos en las cuentas eléctricas. Además, el gobierno peruano ha previsto un esquema de remuneración para los proyectos de renovables de potencia de entre 200 kW y 10 MW, la cual muy parecido al esquema para Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) de Chile. Este esquema permite a los propietarios de generadores de energía renovable que se les concedan precios de barra que son más altos que los precios del mercado spot, estos precios son calculados por la autoridad en función (COES) a la oferta y la demanda. Además, el programa asegura la conexión automática a la red de Media Tensión (MT) y con certeza de que toda la producción de energía se inyectará a la red.

## **2.6. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS**

### **Código nacional de electricidad (suministro)**

Estas reglas se aplican a las instalaciones de suministro eléctrico y de comunicaciones, equipos y métodos de trabajo utilizados por los titulares de empresas de servicio público y privado de suministro eléctrico.

### **Las tarifas eléctricas**

Son fijadas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN (GRT-OSINERGMIN), organismo dependiente del OSINERGMIN, quien aprueba las tarifas eléctricas en forma definitiva.

### **Media tensión (MT)**

Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre 1 kV y 35 kV. Niveles considerados Media Tensión según el CNE; 20,0 kV, 22,9 kV, 33 kV, 22.9/13.2 kV y 33/19 kV.

### **Mantenimiento**

Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad.

### **OSINERGMIN**

Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico e hidrocarburo.

### **Suministro**

Conjunto de instalaciones que permiten la alimentación de la energía eléctrica en forma segura y que llega hasta el punto de entrega.

### **Usuario**

Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor.

### **Línea de transmisión**

Es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

### **Mantenimiento eléctrico**

Conjunto de acciones oportunas, continuas y permanentes dirigidas a prever y asegurar el funcionamiento normal, la eficiencia y la buena apariencia de equipos eléctricos.

**Operación del sistema**

Red Eléctrica recoge en esta sección los procedimientos de operación, de carácter técnico e instrumental, necesarios para realizar una adecuada gestión técnica del sistema eléctrico peninsular y los sistemas eléctricos no peninsulares.

**Usuarios en Baja Tensión (BT)**

Aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 1 kV (1 kV = 1 000 V).

**Usuarios en Media Tensión (MT)**

Aquellos que están conectados a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 kV y menor a 30 kV (1 kV = 1 000 V).

**Usuarios Regulados**

Usuarios sujetos a regulación de precios unitarios de energía o potencia, las cuales son establecidas (regulados) por la Gerencia de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN.

**MR**

Motor recíprocante.

**Usuarios Libres**

Usuarios no sujetos a regulación de precios unitarios de energía o potencia, la compra de energía y potencia se da a través de la empresa concesionaria o empresa generadora.

**Horas Punta (HP)**

Periodo comprendido entre las 18:00 horas a 23:00 horas de cada día del año

**Horas Fuera de Punta (HFP)**

Al resto de horas del día no comprendidas en las horas de punta.

**Potencia instalada**

Se entenderá por potencia instalada, a la sumatoria de las potencias activas nominales de todos los artefactos y equipos que se alimentan de un suministro de electricidad.

**Potencia contratada**

Aquella potencia activa máxima que puede utilizar un suministro y que ha sido convenida mediante contrato entre usuario y concesionaria.

**Exceso de potencia**

Cuando la potencia utilizada por el usuario supera la potencia contratada. Máxima demanda Mensual: es el más alto valor de las demandas de potencia activa promediadas en periodos sucesivos de 15 minutos, en el periodo de facturación de un mes.

**Demanda máxima mensual en horas punta**

Es el más alto valor de las demandas de potencia activa promediadas en periodos sucesivos de 15 minutos, durante las horas punta a lo largo del mes.

**Demanda máxima mensual fuera de punta**

Es el más alto valor de las demandas de potencia activa promediadas en periodos sucesivos de 15 minutos, durante las horas fuera de punta a lo largo del mes.

**Periodo de facturación**

Con la excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el periodo de facturación es mensual y no podrá ser inferior a veintiocho (28) ni exceder los treinta y tres (33) días calendario. No deberá haber más de 12 facturaciones en el año. Excepcionalmente, para la primera facturación de un nuevo suministro, reinstalación de la conexión o cuando se modifique el tipo de conexión de un suministro existente, podrá aplicarse un período de facturación no mayor a 45 días calendario, ni menor a 15 días calendario.

**Energía eléctrica**

Es la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, y que se utiliza para hacer funcionar los equipos eléctricos.

**Energía activa**

Es la energía eléctrica utilizada medida en kW.h por el medidor, se utiliza para hacer funcionar los equipos eléctricos.

**Energía reactiva**

Es la energía adicional a la energía activa, que algunos equipos que tienen arrollamiento eléctrico como motores, transformadores, balastos, necesitan para su funcionamiento.

**Potencia**

Es la rapidez con que se efectúa un trabajo, cuya unidad es kilowatt (kW).

**Generación**

Es el conjunto de instalaciones destinadas a producir la energía eléctrica, cualquiera que sea la fuente y el procedimiento empleados para ello, tales como centrales hidráulicas, centrales térmicas, centrales eólicas, etc.

**Transmisión**

Es el conjunto de Instalaciones (torres, aisladores, conductores de aluminio, etc.) para el transporte de energía eléctrica producida por el Sistema de Generación.

**Distribución**

Es aquel conjunto de instalaciones (subestaciones de distribución, postes, aisladores, conductores, etc.) para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios del mercado eléctrico.

**Peaje de transmisión**

Es el precio regulado que se paga por el uso de la línea de transmisión para transportar energía entre dos puntos distantes entre sí.

### **Precios de energía**

Es el precio final que el usuario paga por el consumo de energía, el precio es actualizado continuamente.

### **Precio de potencia**

Es el precio final que el usuario pago por el consumo de potencia, este precio es actualizado continuamente.

### **Autoconsumo**

Puede entenderse como el mecanismo que utiliza el PROSUMER para que dependiendo de su nivel de consumo y régimen horario evalúe si es conveniente o no aprovechar el uso de su propia fuente de energía para autoabastecerse de energía y solo cuando esta no sea técnica ni económicamente viable tomar energía a los costos que tiene contratado con la distribuidora. Se da bajo el esquema de solo transacciones físicas, no hay transacciones financieras.

### **NET METERING o medición neta**

Es el mecanismo que permite hacer un neteo resultado de restar a la energía consumida de la red de distribución, la energía que se ha inyectado a la red de distribución. En este caso pueden o no generarse excedentes de energía a favor del PROSUMER. Los excedentes de energía pueden ir acumulándose a manera de CRÉDITO para luego ser descontados en futuros servicios. Este esquema también es solo bajo transacciones físicas, no hay transacciones financieras.

## **III. PROMOCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ**

No es lo mismo la generación de electricidad con RER a gran escala, que la generación distribuida con RER a micro escala, el cual desafía las reglas existentes, fomentando no solo el uso de tecnologías más limpias, sino que favorece la innovación de modelos de negocios y la participación de los propios usuarios en la producción de su energía.

En países de Europa y países de la región el principal objetivo de insertar la GD es reducir las emisiones de efecto invernadero e incentivar la industria de producción de electricidad con energías renovables. En el Perú los objetivos deben ser, por una

parte, permitir adoptar esta modalidad a los usuarios del servicio público de electricidad que lo deseen; y por otra parte permitir a las EDEs (Empresas de Distribución Eléctrica) aprovechar los beneficios que pudieran obtener de ellas sin perjudicar sus intereses ni la de sus clientes.

En base a la experiencia internacional y sus normativas en Generación Distribuida de España, México, Argentina y Chile, se propone estas consideraciones necesarias para regular la actividad de GDA en el Perú.

**Cuadro N° 3. 1:** Principales actores para el desarrollado la GD en el Perú.

<b>INSTITUCIÓN</b>	<b>FUNCIONES Y OBLIGACIONES</b>
Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formular y evaluar la normativa para regular la actividad de GDA en el Perú.</li> <li>• Fomentar e incentivar el desarrollo e implementación de la GDA.</li> <li>• Elaborar y poner en marcha planes piloto de desarrollo de GDA.</li> </ul>
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía Y Minería (OSINERGMIN)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regular y supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones y/o normativas en GDA.</li> <li>• Establecer las metodologías de cálculo de tarifas de acceso a la red y liquidación de excedentes.</li> <li>• Resolver los reclamos y controversias suscitadas entre la EDE y el prosumidor.</li> </ul>
Empresa de Distribución Eléctrica (EDE)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaborar procedimiento de conexión, puesta en servicio y operación de sistemas de GDA. Así como realizar la liquidación de excedentes.</li> <li>• Permitir la interconexión de sistemas de GDA a sus redes.</li> <li>• Elaborar y poner en marcha planes piloto de GDA.</li> <li>• Mejorar y modernizar su red eléctrica para la interconexión y operación de sistema de GDA.</li> <li>• Mantener a disposición la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño e instalación de los sistemas de GDA.</li> <li>• Realizar estudios técnicos para determinar la capacidad Máxima de Potencia que se puede agregar a cada circuito en BT o alimentador en MT. El estudio debe incluir al menos los siguientes criterios; Variaciones de frecuencia, Sobrecorrientes, Flujo de potencia, Fluctuaciones de Voltaje, Corto Circuito, Coordinación de Protección, Estabilidad Transitoria, Límites de parpadeo, distorsión armónica, Topología de la red.</li> </ul>

Consumidores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Persona natural o jurídica que instala un sistema de GDA. (Productor-consumidor).</li> <li>• Dimensionar la capacidad de su sistema de GDA de acuerdo a la proyección del comportamiento de su consumo.</li> <li>• Diseñar, construir, operar y mantener su sistema de GDA y sus instalaciones eléctricas de conformidad con las normas técnicas.</li> <li>• La interconexión del sistema de GDA no le otorga el derecho a utilizar la red eléctrica de distribución para distribuir y comercializar energía, con el fin de satisfacer la demanda de electricidad a terceros.</li> </ul>
Ministerio del Ambiente (MINAM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover la conservación y uso sostenible de los recursos renovables, promover la GDA.</li> </ul>
Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En coordinación con el MINEM, MINAM, los gobiernos regionales y universidades implementar mecanismos y acciones para el desarrollo de proyectos de investigación sobre GDA</li> </ul>

Fuente: <http://www.sectorelectricidad.com/21134/la-generacion-distribuida-para-autoconsumo-en-el-peru/>

### 3.1. ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

#### 3.1.1. TIPOS DE MERCADOS

Habiendo abordado los principales aspectos técnicos del mercado eléctrico en general en la primera parte, en esta parte proponemos un estudio del mercado eléctrico peruano; para ello, inicialmente, se hace una breve exposición de las características y diseño del mercado; seguidamente, tomando como base la clasificación utilizada en la primera parte, se da cuenta de la información más relevante correspondiente a las actividades de generación, transmisión y distribución; finalmente, se han incluido tres temas claves para tener una visión completa del mercado eléctrico peruano: las principales estadísticas del mercado, tomando en cuenta la producción, demanda y reserva de energía, la máxima demanda y el factor de carga; el funcionamiento del mercado libre de electricidad; y, por último, la concentración en el mercado eléctrico peruano.

## **El mercado de electricidad**

El mercado de electricidad presenta características particulares derivadas en parte de los aspectos técnicos de la energía eléctrica y de la infraestructura necesaria para proveerla. En esta sección se presenta un resumen de conceptos claves para su análisis.

### **Características de la energía eléctrica**

Se puede señalar que la electricidad tiene las siguientes características principales:

#### **a) La electricidad no se puede almacenar**

Desde un punto de vista técnico-económico, una de las principales características de la electricidad es que ésta no se puede almacenar, por lo menos no a costos razonables, puesto que su almacenamiento podría resultar restrictivamente costoso. Resulta importante resaltar que este planteamiento tiene un motivo de doble vertiente: técnico económico; puesto que de tomarse en cuenta solo el punto de vista técnico podría tenerse como ejemplos de almacenamiento de electricidad el de las pilas o las baterías, no obstante, se debe tener en cuenta que estos casos funcionan cuando se trata de cantidades muy pequeñas de energía y no para el caso de grandes cantidades, por ejemplo las que se necesitan para cubrir la demanda de un sistema de distribución eléctrico, puesto que su almacenamiento resultaría extremadamente oneroso.

#### **b) La electricidad se produce en el momento en el que se demanda**

Atendiendo a la primera característica de la electricidad, que no resulta factible su almacenamiento, se debe tener en cuenta que ello conlleva a que la electricidad deba producirse en el momento en el que se demanda. Ahora bien, lograr la coincidencia entre oferta y demanda de electricidad en cada momento resulta ser un proceso complicado, el cual se puede realizar de varias formas.

## **Características de la organización de la industria eléctrica en el Perú**

Desde el punto de vista técnico-económico, se puede señalar que las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano comprenden: generación, transmisión, distribución, comercialización y la operación del sistema.

Como se ha señalado, la generación eléctrica es la primera de las actividades de la cadena productiva de la energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna clase de energía (térmica, mecánica, luminosa, entre otras) en energía eléctrica. Ahora bien, considerando que los lugares donde se produce la electricidad se encuentran habitualmente alejados de los lugares en donde ésta se demanda, surge la necesidad de crear infraestructura que transporte la energía eléctrica.

El transporte se realiza a través de líneas de transmisión, las cuales en la mayoría de casos cubren grandes distancias a elevados voltajes a fin de minimizar las pérdidas de energía. En el caso del sector eléctrico, esta actividad de transporte recibe el nombre de transmisión eléctrica.

En seguida, la actividad que permite llevar la energía eléctrica desde el sistema de transmisión al consumidor final se denomina distribución eléctrica, la cual consiste en transportar el suministro del servicio eléctrico dentro de los centros finales de consumo.

Finalmente, tenemos a la comercialización eléctrica, la cual se divide en mayorista y minorista. La primera, se refiere principalmente a la comercialización que existe entre generadores y distribuidores además de las transacciones en el mercado libre; mientras que la segunda, se refiere a la comercialización que existe con los usuarios regulados del servicio. En nuestro país, la comercialización minorista se encuentra a cargo del operador que realiza la actividad de distribución eléctrica.

Por otra parte, en atención a las características que se han mencionado de la electricidad (que no se almacena y se debe producir cuando existe demanda), se debe señalar que un actor importante en la organización de la industria de energía eléctrica es el operador del sistema eléctrico, el cual se encarga del despacho económico de electricidad; es decir, de llamar a producir a las centrales en orden de mérito con respecto a sus costos variables, hasta que se logre cubrir la demanda en cada momento, como se ha mencionado

anteriormente. En el Perú el operador del sistema es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

En la figura N° 3.1 ilustra sobre las actividades que se realizan en el sector eléctrico, así como su interacción.

**Figura N° 3.1:** Actividades desarrolladas en el sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia

### 3.1.2. DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

Habiendo conocido los aspectos básicos de las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico, ahora se propone el estudio del diseño del mercado eléctrico peruano. Hasta principios de la década de los noventa, el mercado eléctrico peruano contaba con empresas verticalmente integradas, las cuales se encargaban de la gestión y operación de todas las actividades de la cadena de la industria: generación, transmisión, distribución y comercialización. A dichas empresas verticalmente integradas en la literatura anglosajona se les conoce como Utilities. En el caso del Perú, esta utility era propiedad del Estado y presentaba muchos problemas, entre los cuales podemos mencionar: poca inversión, baja cobertura, tarifas que no cubrían los costos, mala calidad del servicio, entre otras, lo cual generó la separación o desintegración de las actividades y el proceso de privatización que se llevó a cabo.

### **3.1.3. SEPARACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO EN ACTIVIDADES**

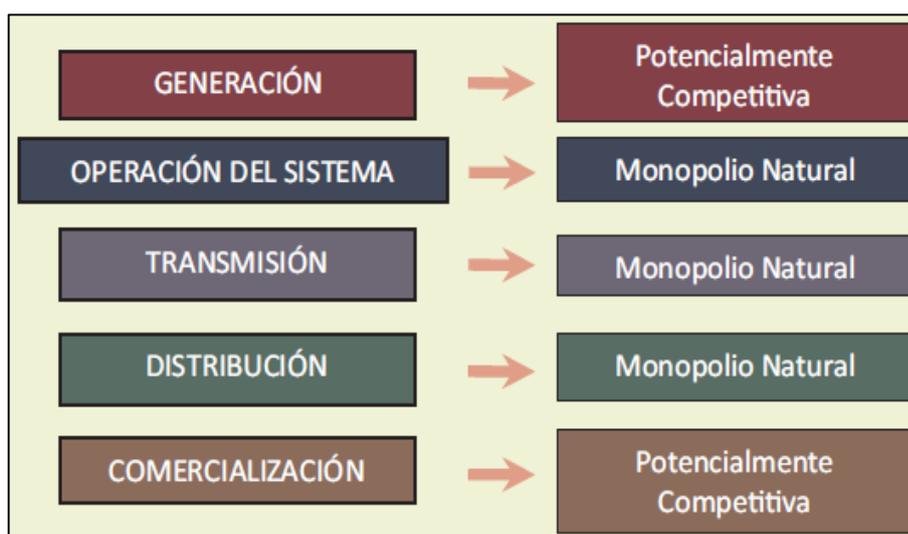
El marco regulatorio peruano contempla que la inversión en la actividad de generación eléctrica es libre, es decir que cualquier operador que cumpla con los requisitos exigidos por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) puede competir o ampliar su capacidad en este mercado libremente. La manera en que se reglamenta este segmento se basa en los fundamentos descritos en la sección precedente, ya que en la actividad de generación eléctrica se pueden observar economías de escala que se agotan rápidamente, como en el caso (A) del gráfico anterior, por lo cual este segmento se considera potencialmente competitivo. En contraste a la actividad de generación, las actividades de transmisión y distribución eléctrica presentan características de monopolio natural, encontrándose significativas economías de escala, altos costos de inversión (muchos de los cuales son costos hundidos) y reducidos costos marginales. Estas actividades presentan una regulación más rigurosa.

La actividad de comercialización, al igual que la actividad de generación eléctrica, también presenta características de ser un mercado potencialmente competitivo, pues encontramos muy bajos costos de inversión, lo que permitiría la entrada de una gran cantidad de operadores en el mercado; sin embargo, como se mencionó anteriormente, la comercialización minorista en nuestro país se encuentra dentro de la actividad de distribución eléctrica.

Finalmente, en el caso del operador del sistema se tiene una actividad con características de monopolio natural, pues siempre resulta más costosa la coexistencia de dos operadores que la existencia de un solo operador del sistema, debido a la duplicación de tareas y por lo tanto de costos.

En la figura N° 3.2 se muestra la separación de actividades en el sector eléctrico por segmentos o actividades, y se realiza una distinción por el grado de competencia que presenta cada uno de ellos.

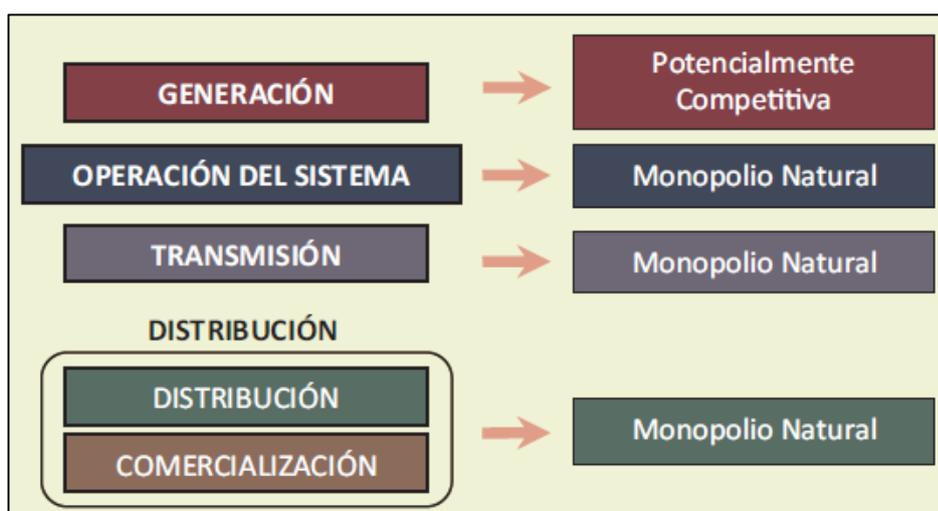
**Figura N° 3.2:** Características de las actividades en el sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia

En el caso peruano, la provisión del servicio de energía eléctrica se sujeta a la competencia en el mercado de generación y monopolios geográficos en las actividades de transmisión y distribución. Las empresas distribuidoras de energía, además de poseer el monopolio zonal de la red, incluyen como parte de su actividad la comercialización de la energía eléctrica con los usuarios regulados del servicio público (es decir, no existen comercializadores independientes). El tamaño reducido del mercado minorista en el Perú, no ha permitido aún la liberalización de esta actividad. En la figura N° 3.3 muestra la separación de actividades del sector eléctrico en el caso peruano.

**Figura N° 3.3:** Separación de actividades en el sector eléctrico peruano



Fuente: Elaboración propia

#### **3.1.4. CONTROL DE FUSIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO**

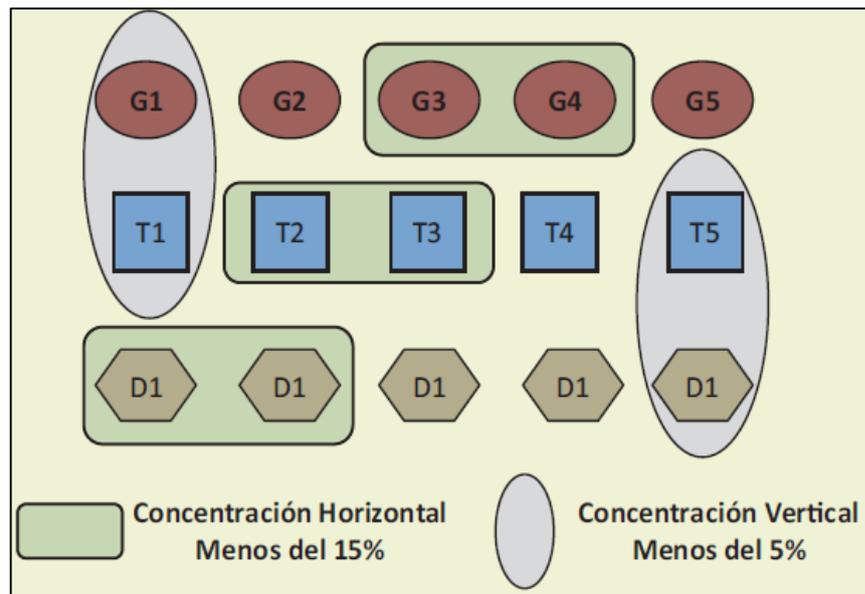
Un tema que resulta de interés dentro del estudio del diseño del mercado eléctrico es el control de fusiones, en la medida que las adquisiciones o ventas de empresas tienen consecuencias importantes en el mercado. Por un lado, podría darse un mayor poder de mercado, por lo que las empresas tendrían incentivos para elevar los precios, disminuyendo de ese modo el excedente de los consumidores. Por otro lado, si con la fusión se redujesen los costos debido a economías de escala, complementariedades, etc., podrían reducirse los precios, aumentando en este caso el excedente de los consumidores. Por lo expuesto, se puede afirmar que una fusión no necesariamente causa efectos negativos en el mercado. A continuación, se analizan los escenarios que se pueden presentar.

Se pueden presentar dos tipos de fusiones de empresas: Como primera posibilidad se puede presentar una concentración horizontal, que es la fusión de dos empresas que realizan una misma actividad. Como segunda posibilidad se puede presentar la concentración vertical, la misma que hace referencia a actos de concentración entre empresas de distintas actividades o eslabones dentro de una cadena productiva, por ejemplo, una concentración entre una empresa de generación y una empresa de transmisión. Según el artículo 3 de la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, en las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano, específicamente la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, no se permiten actos

de concentración horizontal en un porcentaje mayor o igual al 15% del mercado, ni tampoco actos de concentración vertical en un porcentaje mayor o igual al 5% de cualquiera de los mercados involucrados, a no ser que se cuente con la autorización de la Comisión de Libre Competencia del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), organismo encargado de evaluar si los actos de concentración mencionados no afectan la competencia en el sector.

El la figura N° 3.4 nos muestra esquemáticamente la representación de una concentración horizontal y vertical, así como los límites permitidos en nuestra legislación.

**Figura N° 3.4:** Concentraciones en el sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia

Cabe precisar que los porcentajes señalados son referenciales, ya que podrían ser sobrepasados si el INDECOPI estima que una concentración mayor no afecta a la competencia en el sector.

### 3.1.5. EL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD

Habiendo detallado los principales aspectos de las actividades de generación, transmisión y distribución, resulta pertinente abordar otros temas claves que resultan de interés para conocer el mercado eléctrico peruano. Uno de estos temas está relacionado con el mercado libre de electricidad; en este sentido, en los siguientes puntos detallaremos cuáles son sus principales características, la clasificación de usuarios, los agentes que participan en este mercado, estadísticas por empresas participantes y por actividades; además de algunos otros datos relevantes.

### 3.1.6. CLASIFICACIÓN DE LOS USUARIOS: LIBRES Y REGULADOS

A continuación, mostramos un cuadro con la clasificación de los usuarios y sus principales características:

**Cuadro N° 3. 2:** Clasificación del usuario libre y regulado del sector eléctrico.

	<b>Usuario regulado</b>	<b>Usuario que puede elegir entre el régimen libre o régimen regulado</b>	<b>Usuario libre</b>
<b>Máxima demanda anual</b>	< 200 kW	200 kW <> 2500 kW	> 2500 kW
<b>Poder de negociación</b>	Bajo	Los usuarios pueden elegir el régimen	Alto
<b>Condición para acceder al régimen</b>	Nivel de demanda máxima anual	Avisar al proveedor actual y futuro con mínimo de un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor a tres años. En el caso de no realizar acción alguna, los usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban.	usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban. Nivel de demanda máxima anual

Fuente: Decreto Supremo N° 022-2009-EM

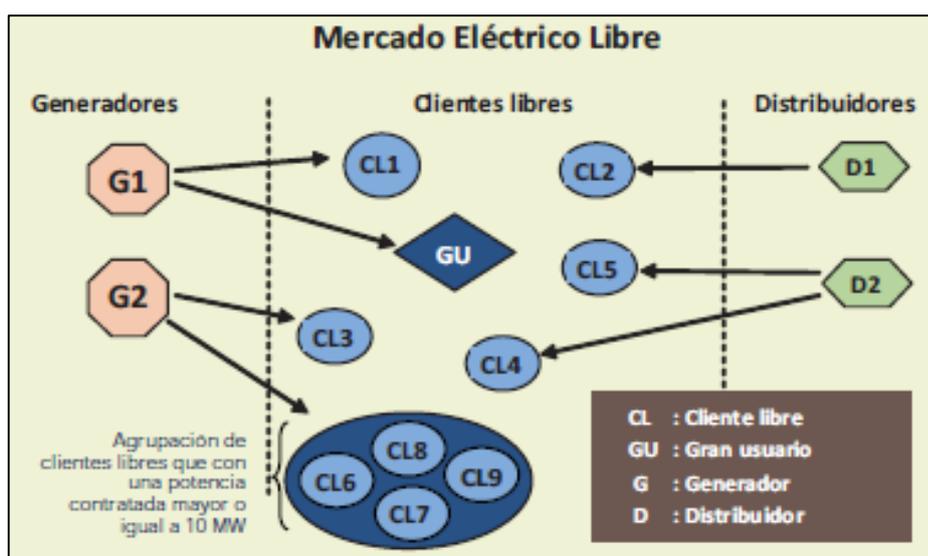
Según el Decreto Supremo N° 022-2009-EM, los usuarios libres son aquellos usuarios que no se encuentran sujetos a regulación de precios. Como se señala en el Cuadro N° 2.5, se utiliza la demanda de potencia para diferenciar a un usuario libre de un usuario regulado.

Por su parte, los usuarios regulados están sujetos a tarifas que son reguladas y/o supervisadas por el OSINERGMIN, mientras que los usuarios libres negocian sus propios precios con los generadores y/o distribuidores.

### 3.1.7. AGENTES QUE PARTICIPAN EN EL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD

En el mercado libre de electricidad participan tres tipos de agentes: los generadores, los distribuidores y los clientes libres. Estos últimos tienen la libertad de contratar con el tipo de proveedor (generador o distribuidor) que les brinde mejores condiciones (léase precios, nivel de tensión, entre otras características), por lo cual, en este mercado compiten los generadores entre sí y, asimismo, con las distribuidoras por brindar el servicio a los clientes libres.

**Figura N° 3.5:** Agentes que participan en el mercado libre de electricidad



Fuente: Elaboración Propia

### 3.1.8. EMPRESAS PARTICIPANTES EN EL MERCADO LIBRE

A diciembre del año 2009 existían 257 usuarios libres, con 272 puntos de suministro, así como 18 empresas de generación eléctrica y 12 empresas de distribución eléctrica. En el Cuadro N° 2.6 se muestra la relación de empresas de generación eléctrica que operaron en el mercado libre durante el año 2009. Cabe anotar que Chinango comenzó sus operaciones en el mercado libre de electricidad en junio del año 2009; SDF Energía, en abril del año 2009; el

Consortio Energético Huancavelica S.A., en junio del año 2007; la empresa Kallpa Generación S.A., en julio del mismo año; y la Sociedad Minera Corona S.A., en junio del año 2004.

**Cuadro N° 3. 3:** Empresas generadoras que participan en el mercado libre.

<p>Empresas De Generación Eléctrica</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chinango S.A.C.</li> <li>• Compañía Eléctrica El Platanal S.A.</li> <li>• Empresa De Generación Huallaga S.A.</li> <li>• Empresa De Generación Huanza S.A.</li> <li>• Empresa De Generación Eléctrica De Arequipa S.A.</li> <li>• Empresa De Generación Eléctrica Del Sur S.A.</li> <li>• Empresa De Generación Eléctrica Machupicchu S.A.</li> <li>• Empresa De Generación Eléctrica San Gabán S.A.</li> <li>• Empresa Electricidad Del Perú S.A.</li> <li>• Enel Generación Perú S.A.A.</li> <li>• Enel Generación Piura S.A.</li> <li>• Enel Green Power Peru S.A.</li> <li>• Energía Eólica S,A</li> <li>• Engie Energía Perú S.A.</li> <li>• Fénix Power Perú S.A.</li> <li>• Infraestructuras Y Energías Del Perú S.A.C.</li> <li>• Kallpa Generación S.A.</li> <li>• La Virgen S.A.C</li> <li>• Orazul Energy Peru S.A.</li> <li>• Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C</li> <li>• Planta de Reserva Fría de Generación de Eten S.A.</li> <li>• Samay I S.A.</li> <li>• Shougang Generación Eléctrica S.A.A.</li> <li>• Statkraft Perú S.A.</li> <li>• Termochilca S.A.</li> <li>• Termoselva S.R.L.</li> </ul>
---	--

Fuente Elaboración propia

**Cuadro N° 3. 4:** Empresas de distribución que participan en el mercado libre.

<p>Empresas De Distribución Eléctrica</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electro Dunas S.A.A.</li> <li>• Electro Sur Este S.A.A</li> <li>• Electrocentro S.A.</li> <li>• Electronoroeste S.A.</li> <li>• Empresa Concesionaria De Electricidad De Ucayali S.A.</li> <li>• Empresa Regional De Servicio Público De Electricidad De Puno S.A.A.</li> <li>• Empresa Regional De Servicio Público De Electricidad Del Norte S.A.</li> <li>• Empresa Regional De Servicio Público De Electricidad Del Oriente S.A.</li> <li>• Empresa Regional De Servicio Público De Electricidad Electronorte Medio S.A.</li> <li>• Empresa Regional De Servicio Público De Electricidad Electrosur S.A.</li> <li>• Enel Distribución Perú S.A.A.</li> <li>• Luz Del Sur S.A.A.</li> <li>• Sociedad Eléctrica Del Sur Oeste S.A.</li> </ul>
---	--

Fuente: Elaboración propia

### 3.1.9. COMPORTAMIENTO DEL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD

El número de usuarios libres atendidos por las empresas de generación eléctrica ha venido aumentando en los últimos años en mayor número de clientes libres atendidos por las empresas de distribución eléctrica. La cantidad total de usuarios libres se ha incrementado con el paso de los años. Esto refleja que los usuarios libres se han trasladado de las empresas de distribución hacia las empresas de generación eléctrica debido a las mejores condiciones que estas últimas han venido ofreciendo.

**Cuadro N° 3. 5:** Número de clientes libres.

Tipo de empresa	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	%
Generadoras	103	110	117	127	179	309	501	22%
Distribuidoras	106	104	102	110	228	417	516	20%
Total	209	214	219	237	407	726	1017	21%

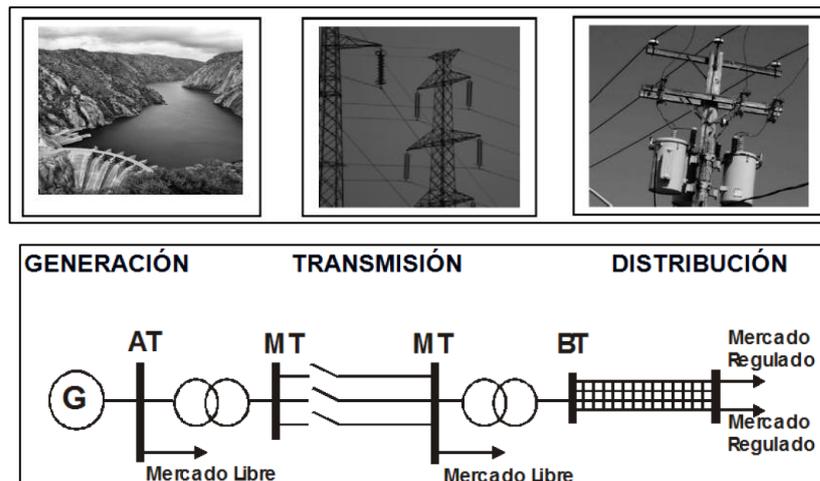
Fuente: Elaboración propia

### 3.1.10. CÁLCULOS DE TARIFAS ELÉCTRICAS PARA CLIENTES REGULADOS

#### Sector Eléctrico

El sector eléctrico está regido por la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. 25844) y su Reglamento (Decreto Supremo N° 009-93-EM), la cual reglamenta entre otros la estructura del sector eléctrico y la fijación de tarifas y precios.

**Figura N° 3.6:** Generación-Transmisión-Distribución



Fuente: OSINERGMIN

En esta sección se comentará el cálculo de la facturación para clientes finales en media tensión.

El sector eléctrico se divide en dos tipos de mercados: Libre y Regulado.

**Cuadro N° 3. 6: Usuarios.**

Usuario del mercado libre	Usuario del mercado regulado	Usuario Libre/Regulado
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Aquellos Usuarios con demanda mensual mayores a 2 500 kW.</li> <li>· Generalmente grandes Industrias, mineras y servicios.</li> <li>· Conectados en Alta Tensión, Media Tensión, Muy Alta Tensión.</li> <li>· Pueden escoger a su proveedor: Generador, distribuidor.</li> <li>· En este caso, los precios de potencia y energía son negociados entre el cliente y la empresa suministradora.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· Para usuarios con demanda mensual menores a 200 kW.</li> <li>· Conectados en Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión.</li> <li>· Solo pueden comprar energía y potencia a un solo proveedor, Empresas eléctricas de distribución regional.</li> <li>· En este caso, compran potencia y energía a precios regulados por el OSINERGMIN-GRT.</li> </ul>	<p>Según el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad- Decreto Supremo N° 022-2009-EM, señala que un usuario con demanda entre 200 kW a 2 500 kW puede escoger entre ser usuario del mercado libre o mercado regulado.</p>

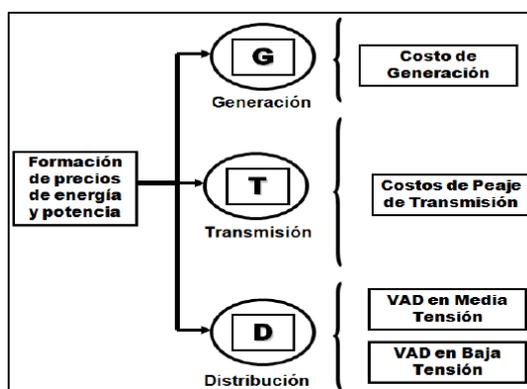
Fuente: Elaboración propia

### Formación de Precios de Energía Y Potencia

La tarifa está compuesta por los componentes de generación, transmisión y distribución eléctrica.

La formación de precios de energía para el usuario final, está en función de los costos de generación (CG), costos por peaje de transmisión (CPT), valor agregado de distribución para media tensión (VADMT) y el valor agregado para baja tensión (VADBT).

**Figura N° 3.7: Formación de precios de energía y potencia**



Fuente: Elaboración propia

## Formación de Precios para los Usuarios Finales Regulados en Media Tensión y Baja Tensión

Precios de energía para usuarios en media tensión (PEUMT):

$$PEUMT = CG + CPT + VADMT$$

Precios de energía para usuarios en baja tensión (PEUBT):

$$PEUBT = CG + CPT + VADMT + VADBT.$$

### 3.2. TARIFAS ELÉCTRICAS

La Norma de Opciones Tarifarias vigente está dada a través de la Resolución OSINERGMIN-182-2009-OS-CD, el cual entró en vigencia el 1 de noviembre de 2009.

Antes del 1 de noviembre de 2009, estaba vigente la Norma de Opciones Tarifarias dada por la Resolución OSINERGMIN-236-2005-OS-CD.

Es importante señalar que la norma de opciones tarifarias se actualiza cada cuatro años.

#### 3.2.1. OPCIONES TARIFARIAS

Las opciones tarifarias para usuarios regulados de media tensión se muestran a continuación:

**Cuadro N° 3. 7:** Opciones tarifarias – Clientes Media Tensión

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
MT2	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p> <p>f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta.</p> <p>g) Cargo por energía reactiva.</p>

<p><b>MT3</b></p>	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.</p>
<p><b>MT4</b></p>	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes. Potencia: Máxima del mes Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.</p>

Fuente: Elaboración propia

### **3.2.2. CONDICIONES GENERALES DE APLICACIÓN**

Elección de la opción tarifaria: Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias vigentes, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria (ver cuadro N° 2.10).

La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la concesionaria. Las concesionarias deberán proporcionar de forma gratuita, a los usuarios que lo soliciten:

- El histórico de consumos de energía y potencia en HP y HFP.
- Los precios vigentes de los cargos de facturación por opción tarifaria.

#### **Vigencia de la opción tarifaria**

Regirá por un plazo mínimo de un año, con excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico.

En el caso de los usuarios temporales del servicio eléctrico, el plazo de vigencia de la opción tarifaria será acordado entre la concesionaria y el usuario temporal. Se expresará en días para los casos en el que el plazo sea hasta de 90 días y en meses en los casos que el plazo sea mayor, el cual no podrá ser superior a 12 meses.

#### **Cambio de la opción tarifaria**

El usuario podrá cambiar de opción tarifaria solo una vez durante el período de vigencia de dicha opción, cumpliendo los requisitos mínimos para la medición del consumo de la nueva opción tarifaria solicitada. Por lo tanto, en un periodo de un año, el usuario solo puede tener como máximo dos opciones tarifarias diferentes.

### **3.2.3. CONOCIENDO LA FACTURA ELÉCTRICA**

A continuación, se hace una descripción detallada de la característica de la facturación o recibo de energía eléctrica, con la finalidad de que el usuario interprete adecuadamente la información que se consigna en ella.

### **Parámetros de facturación**

- **Cargo fijo mensual**

Cargo asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Cargo por reposición y mantenimiento de conexión: cargo para mantenimiento de la conexión y su reposición al final de su vida.

- **Cargo por energía activa**

Es la facturación del consumo de energía activa del periodo de facturación.

- **Cargo por potencia activa de generación**

Cargo de potencia correspondiente al costo de generación.

- **Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución**

Cargo correspondiente al costo de la potencia por uso de las redes de distribución.

- **Cargo por facturación de energía reactiva**

Cargo correspondiente al consumo de energía reactiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual. La facturación por energía reactiva solo se da en las tarifas MT2, MT3 y MT4

- **Alumbrado público**

Cargo por la iluminación de avenidas, calles, plazas y otros lugares públicos.

- **IGV**

Impuesto general a las ventas (19%).

- **Aporte para la electrificación rural**

aporte de los usuarios de electricidad para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.

- **Historial de consumo del usuario**

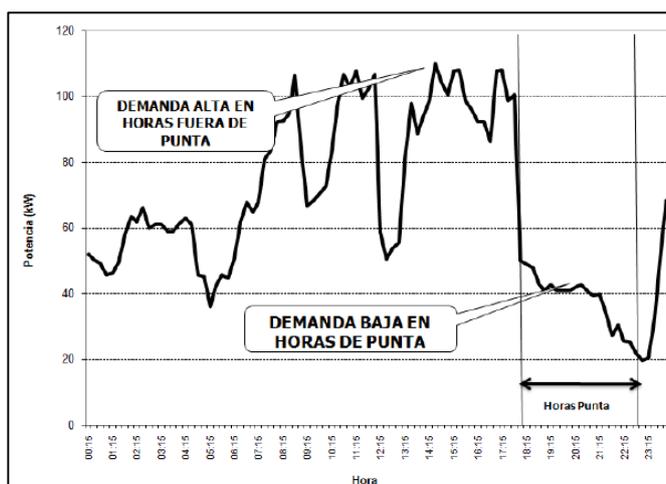
Para todas las opciones tarifarias, la empresa distribuidora incluirá dentro de la factura o recibo del usuario, el historial de consumo de energía y potencia del mismo de los 12 últimos meses.

### 3.2.4. CONDICIÓN ESPECÍFICA DE APLICACIÓN DE CADA OPCIÓN TARIFARIA

#### i. Opción tarifaria MT2

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios con consumos mínimos de demanda en el periodo de horas punta (ver figura N° 3.8). Se considera precios diferenciados para la facturación de potencia según si ésta se efectúa en horas punta o bien en horas fuera de punta (Ver cuadro N° 2.10 - Opción tarifaria MT2).

**Figura N° 3.8:** Potencia en horas punta y fuera de punta



Fuente: OSINERGMIN

A continuación, se explican los cargos que se facturan en la presente opción tarifaria, (mostrado en el cuadro N° 2.10):

**a) Facturación de la energía activa**

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios declarados en días hábiles. La facturación de energía en horas punta y fuera de punta, se determinará en base al consumo registrado en dichos periodos por su respectivo precio unitario (expresado en S/.kW.h).

**b) Facturación del cargo por potencia activa de generación en horas punta**

Esta dada por la demanda máxima mensual en horas punta, multiplicado por el precio unitario de potencia activa de generación en horas punta.

**c) Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución en horas punta**

Toma en cuenta el promedio de las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses en el periodo de horas punta, ejemplo:

**Cuadro N° 3. 8:** Estadística de potencia.

Mes	Demanda Leída (kW)	
	HP	HFP
Julio	78,0	182,4
Agosto	73,4	180,0
Septiembre	44,8	144,0
Octubre	38,8	112,0
Noviembre	62,1	265,2
Diciembre	65,3	174,0

Fuente: Elaboración propia

Potencia por Uso de Redes de Distribución en Horas Punta (PURDHP) a facturar para el mes de diciembre:

$$PURDHP = \frac{78kW + 73,4kW}{2} = 75,7kW$$

Al valor resultante (75,7 kW) se le multiplica por el precio unitario de potencia por uso de las redes de distribución en horas punta.

**d) Facturación por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta**

Para determinar el exceso de potencia a facturar por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta, se resta el valor de la potencia por uso de distribución de horas fuera de punta menos la potencia por uso de redes de distribución a facturar en horas de punta. El exceso resultante será aplicable cuando el resultado sea positivo. Ejemplo:

**Cuadro N° 3. 9:** Estadística de potencia.

Mes	Demanda Leída (kW)	
	HP	HFP
Julio	78,0	182,4
Agosto	73,4	180,0
Septiembre	44,8	144,0
Octubre	38,8	112,0
Noviembre	62,1	265,2
Diciembre	65,3	174,0

Fuente: Elaboración propia

Potencia por Uso de Redes de Distribución Horas Fuera de Punta (PURDHFP):

$$PURDHFP = \frac{265,2kW + 182,4kW}{2} = 223,8kW$$

Potencia por Uso de Redes de Distribución Horas Punta (PURDHP):

$$PURDHP = \frac{78kW + 73,4kW}{2} = 75,7kW$$

Exceso de Potencia por Uso de Redes de Distribución en Horas Fuera de Punta (EPURDHFP) para el mes de diciembre:

$$EPURDHFP = PURDHFP - PURDHP = 223,8 - 75,7 \\ = 148,1kW$$

Al valor resultante (148,1 kW), se le multiplica por el precio unitario de potencia por uso de redes de distribución en horas fuera de punta.

### e) Facturación por energía reactiva

Si el consumo de energía reactiva exceda el 30% de la energía activa total mensual, la facturación se efectuará sobre el exceso de la energía reactiva.

Ejemplo:

Energía activa consumida en el mes (EA mes): 1 000 kW.h

Energía reactiva consumida en el mes (ER mes): 850 kVAR.h

Energía reactiva a facturar = ER mes – 0.30 x EA mes

Energía reactiva a facturar: 850 – 0,3 x 1 000

Energía reactiva a facturar: 850 – 300

Energía reactiva a facturar: 550 kVAR.h

Al valor resultante (550 kVAR.h), se le multiplica por el precio unitario de la energía reactiva (expresado en S/. kVAR.h).

## ii. Opción tarifaria MT3

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de potencia se da durante las 24 horas al día o aquellos usuarios cuyo turno de trabajo empieza en horas de la mañana y acaban pasadas las 18:00 h.

Esta tarifa considera precios diferenciados para las facturaciones de potencia, según si los usuarios se encuentran calificados como presentes en punta o presentes en fuera de la punta.

A continuación, se explican los cargos que se facturan en la presente opción tarifaria, (mostrado en el cuadro N° 2.10):

### a) Facturación de la Energía Activa

Para la facturación de los consumos de energía activa en horas punta de la opción Tarifaria MT3, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios declarados en días hábiles.

La facturación de energía en horas punta y fuera de punta, se determinará en base al consumo registrado en dichos periodos por su respectivo precio unitario (expresado en S/.kW.h).

## b) Calificación tarifaria

La calificación tarifaria del usuario será efectuada por la concesionaria según el grado de utilización de la potencia en horas punta o fuera de punta del usuario.

Para determinar la calificación tarifaria se utiliza la siguiente relación:

$$\text{Calificación Tarifaria} = \frac{EA \text{ HPmes}}{M.D. \text{ Leída mes} \times \#HPmes}$$

EA HP mes: Energía activa consumida en horas punta del mes

M.D. leída mes: Máxima demanda leída del mes

# HP mes: Número de horas punta del mes

Si el resultado es  $\geq 0,5$ , el usuario es considerado como cliente presente en punta.

Si el resultado es  $< 0,5$ , el usuario es considerado como cliente fuera de punta.

La diferencia se ser un usuario presente en punta o fuera de punta, está en el costo de la potencia de generación, tal como se puede mostrar en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 3. 10:** Costos de potencia por tipo de calificación tarifaria.

Cargos	Calificación Tarifaria	
	Usuario Presente en Punta	Usuario Fuera de Punta
Potencia de Generación	24,05 \$/kW-mes	14,80 \$/kW-mes
Potencia por uso de redes de distribución	9,54 \$/kW-mes	9,89 \$/kW-mes

Fuente: Pliego tarifario 04/11/2017

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo se determina el valor del factor de calificación tarifaria:

Ejemplo:

Fecha de lectura actual: 24-11-2009  
Fecha de lectura anterior: 26-10-2009  
Días de facturación (A): 29 días  
Domingos y feriados del periodo de facturación (B): 4 días  
Número de horas punta por día (C): 5 horas/día  
Número de horas punta mes: (A - B) x C  
Número de horas punta mes: (29 - 4) x 5 horas  
Número de horas punta mes: 25 x 5 horas  
Horas punta mes (#HP mes): 125 horas  
Energía horas punta consumida mes (EA HPmes): 74 380 kW.h  
Máxima demanda del mes (M.D. leída mes): 1 169 kW

$$\text{Calificación Tarifaria} = \frac{74380kWh}{1169kW \times 125horas} = 0,51$$

Como el valor del factor de calificación fue superior a 0,50, para este ejemplo el usuario será calificado como cliente presente en punta, lo que implica que pagará un precio unitario mayor por la facturación de potencia.

En la determinación del número de horas punta del mes, del periodo de facturación se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles en el caso que el equipo de medición lo permita.

La concesionaria incluirá en la factura o recibo de electricidad del usuario, el resultado de la calificación, incluirá el detalle de los consumos de energía en horas punta, el número de horas punta, la demanda máxima y la demanda media en horas punta, considerados para el cálculo de la calificación tarifaria; así como el valor resultante del factor de calificación.

**c) Facturación del cargo por potencia activa de generación**

La potencia activa de generación a facturar, está dada por la demanda máxima mensual. Una vez calificado el usuario (cliente punta o cliente fuera de punta), la facturación de potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando por la máxima demanda leída del mes expresada en kW, por el precio unitario de potencia activa de generación.

**d) Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución**

Se determina tomando el promedio de las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses en horas punta o fuera de punta, incluyendo el mes que se factura, ejemplo:

**Cuadro N° 3. 11:** Estadística de potencia.

Mes	Demanda Leída (kW)	
	HP	HFP
Julio	248,0	280,0
Agosto	219,0	287,0
Septiembre	224,0	263,0
Octubre	306,0	291,0
Noviembre	245,0	259,0
Diciembre	226,0	255,0

Fuente: Elaboración propia

Potencia por uso de redes de distribución (PURD) a facturar en el mes de diciembre:

$$PURD = \frac{306kWh + 287kWh}{2} = 296,5$$

PURD, se determina, tomando las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses, no interesa, si las demandas se dan en horas punta o fuera de punta.

La facturación de potencia activa por uso de las redes de distribución se obtendrá multiplicando la potencia por uso de redes de distribución a facturar, expresada en kW, por el precio unitario de potencia activa por uso de las redes de distribución, tomando en cuenta si el cliente es calificado como cliente presente en punta o fuera de punta.

**e) Facturación por energía reactiva**

Si el consumo de energía reactiva exceda el 30% de la energía activa total mensual, la facturación se efectuará sobre el exceso de la energía reactiva.

Ejemplo:

Energía activa consumida en el mes: 1 000 kW.h

Energía reactiva consumida en el mes: 850 kVAR.h

Energía reactiva a facturar:  $850 - 0.3 \times 1\,000$

Energía reactiva a facturar:  $850 - 300$

Energía reactiva a facturar: 550 kVAR.h

A este resultado, se le multiplica por el precio unitario de la energía reactiva

(expresado en S/. kVAR.h).

**iii. Opción Tarifaria MT4**

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de energía es intensivo en el periodo de horas punta.

A continuación, se explican los cargos que se facturan en la presente opción tarifaria, (mostrado en el cuadro N° 210):

**a) Facturación de la energía activa**

La facturación de energía, se determinará en base al consumo registrado del por su respectivo precio unitario (expresado en S/.kW.h).

## b) Calificación tarifaria

La calificación tarifaria del usuario, será efectuada por la concesionaria según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del usuario. Para determinar la calificación tarifaria se utiliza la siguiente relación:

$$\text{Calificación Tarifaria} = \frac{EA \text{ HPmes}}{M.D. \text{ Leida mes } x \#HPmes}$$

Si el resultado es  $\geq 0,5$ , el usuario es considerado como cliente presente en punta.

Si el resultado es  $< 0,5$ , el usuario es considerado como cliente fuera de punta.

La diferencia se ser un usuario presente en punta o fuera de punta, está en el costo de la potencia de generación, tal como se puede mostrar en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 3. 12:** Costos de potencia por tipo de calificación tarifaria.

Cargos	Calificación Tarifaria	
	Usuario Presente en Punta	Usuario Fuera de Punta
Potencia de Generación	24,25 S/./kW-mes	14,98 S/./kW-mes
Potencia por uso de redes de distribución	45,17 S/./kW-mes	41,93 S/./kW-mes

Fuente: Pliego tarifario 04/11/2017

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo se determina el valor del factor de calificación tarifaria:

Ejemplo:

Fecha de lectura actual: 24-11-2009

Fecha de lectura anterior: 26-10-2009

Días de facturación (A): 29 días

Domingos y feriados del periodo de facturación (B) : 4 días

Número de horas punta por día (C) : 5 horas/día

Número de horas punta mes: (A - B) x C

Número de horas punta mes: (29 - 4) x 5 horas

Número de horas punta mes: 25 x 5 horas

Horas punta mes (#HP mes): 125 horas

Energía horas punta consumida mes (EA HPmes): 74 380 kW.h

Máxima demanda del mes (M.D. leída mes): 1 169 kW

$$\text{Calificación Tarifaria} = \frac{74380kWh}{1169kW \times 125horas} = 0,51$$

Como el valor del factor de calificación fue superior a 0,50, para este ejemplo el usuario será calificado como cliente presente en punta, lo que implica que pagará un precio unitario mayor por la facturación de potencia.

En la determinación del consumo en horas de punta, se exceptuará los días domingos, los días feriados nacionales del calendario regular anual y los feriados nacionales extraordinarios programados en días hábiles en el caso que el equipo de medición lo permita.

La concesionaria incluirá en la factura o recibo de electricidad del usuario, el resultado de la calificación, incluirá el detalle de los consumos de energía en horas punta, el número de horas punta, la demanda máxima y la demanda media en horas punta, considerados para el cálculo de la calificación tarifaria; así como el valor resultante del factor de calificación.

### **c) Facturación del cargo por potencia activa de generación**

La potencia activa de generación a facturar, está dada por la máxima demanda leída mensual.

Una vez calificado el usuario (cliente punta o cliente fuera de punta), la facturación de potencia activa de generación, se obtendrá multiplicando por la máxima demanda leída del mes expresada en kW, por el precio unitario de potencia activa de generación.

**d) Facturación del cargo por potencia por uso de las redes de distribución**

Se determina tomando el promedio de las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses en horas punta o fuera de punta, incluyendo el mes que se factura, ejemplo:

**Cuadro N° 3. 13:** Estadística de potencia.

Mes	Demanda Máxima (kW)	
	HP	HFP
Julio	248,0	280,0
Agosto	219,0	287,0
Septiembre	224,0	263,0
Octubre	306,0	291,0
Noviembre	245,0	259,0
Diciembre	226,0	255,0

Fuente: Elaboración propia

Potencia por uso de redes de distribución (PURD) a facturar en el mes de diciembre:

$$PURD = \frac{306kW + 287kW}{2} = 296,5$$

PURD, se determina, tomando las dos más altas demandas máximas de los últimos seis meses, no interesa, si las demandas se dan en horas punta o fuera de punta.

La facturación de potencia activa por uso de las redes de distribución se obtendrá multiplicando la potencia por uso de redes de distribución a facturar, expresada en kW, por el precio unitario de potencia activa por uso de las redes de distribución, tomando en cuenta si el cliente es calificado como cliente presente en punta o fuera de punta.

### e) Facturación por energía reactiva

Si el consumo de energía reactiva excede el 30% de la energía activa total mensual, la facturación se efectuará sobre el exceso de la energía reactiva.

Energía reactiva a facturar:  $850 - 0.3 \times 1\,000$

Energía reactiva a facturar:  $850 - 300$

Energía reactiva a facturar: 550 kVAR.h

A este resultado, se le multiplica por el precio unitario de la energía reactiva (expresado en S/. kVAR.h).

Como podrá notar, la facturación de la potencia de generación y por usos de redes de distribución es igual a la opción tarifaria MT3, tomando en cuenta si el cliente es calificado como cliente presente en punta o cliente fuera de punta.

A diferencia de la opción tarifaria MT3, en la opción tarifaria MT4, se factura el consumo mensual de la energía activa expresada en kW.h, y multiplicada por su respectivo precio unitario, es decir no se desagrega la energía en horas punta y fuera de punta tal como se aplica en la opción tarifaria MT2 y MT3.

La facturación de la energía reactiva, es similar a la explicada en la opción tarifaria MT2 y MT3.

### 3.2.5. SELECCIÓN DE LA TARIFA ADECUADA

Para los casos de usuarios que compran energía y potencia en media tensión, se tiene que tomar en cuenta las siguientes consideraciones para evaluar la mejor opción tarifaria:

- Si la máxima demanda en horas punta es significativamente menor respecto a la demanda de horas fuera de punta, se debe analizar la opción tarifaria MT2.
- Si la demanda leída del usuario en horas fuera de punta y horas punta son iguales y/o similares, se debe analizar solo las opciones tarifarias MT3 y MT4.

- La selección la opción tarifaria adecuada para el usuario final, consiste básicamente en comparar cuanto es lo que se pagaría en cada opción tarifaria.

### 3.2.6. ESTADÍSTICAS DEL COES

En esta sección mostraremos actos relevantes del mercado eléctrico para tener una visión en el tiempo más amplia de los costos marginales, potencia y energía.

#### Costo marginal

Debido a la situación actual del sector en la que aparentemente se pasa por una “sobregeneración” producto del freno a los grandes proyectos mineros que debieron de haber ingresado, ello generó que los costos marginales disminuyeran con el paso del tiempo.

**Cuadro N° 3. 14:** Costo marginal promedio del SEIN 2011 – 2017  
(US\$/MW.h)

MESES	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Enero	17.49	20.92	19.35	21.39	14.11	10.99	8.32
Febrero	21.74	23.73	31.41	29.85	16.22	12.42	8.52
Marzo	21.63	39.83	19.72	34.31	17.08	12.36	10.17
Abril	17.92	26.68	18.78	28.10	13.11	13.26	7.31
Mayo	18.79	27.18	27.14	25.42	14.83	19.90	6.02
Junio	25.86	45.52	26.61	30.96	16.91	38.82	11.02
Julio	20.45	58.05	44.86	24.91	10.94	34.13	9.99
Agosto	31.51	35.09	34.73	27.42	21.50	18.93	13.65
Setiembre	33.63	36.41	28.27	23.86	14.49	27.56	13.40
Octubre	27.06	28.76	19.45	17.97	14.25	17.93	7.98
Noviembre	28.58	14.35	23.00	23.45	11.59	27.60	9.99
Diciembre	21.57	13.75	24.90	15.16	11.40	23.08	8.00
<b>PROMEDIO</b>	<b>23.85</b>	<b>30.86</b>	<b>26.52</b>	<b>25.24</b>	<b>14.70</b>	<b>21.41</b>	<b>9.53</b>

Fuente: Estadística del COES 2017

#### Máxima demanda y energía producida en el 2017

Las siguientes tablas se compara la energía y potencia que se produjeron en el Perú dividido por sectores (norte, centro y sur) y por tipo de generación. Siendo la producción total de la energía en el 2017 de 48,993 GW.h y la máxima demanda de 6,595 MW.

**Cuadro N° 3. 15:** Producción de energía eléctrica 2017.

ÁREA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GW.h)				
	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL
NORTE	3,217.1	580.3		397.0	4,194.5
CENTRO	20,866.2	17,822.0		668.2	39,356.3
SUR	3,658.1	1,496.2	288.2		5,442.5
<b>TOTAL COES</b>	<b>27,741.4</b>	<b>19,898.4</b>	<b>288.2</b>	<b>1,065.2</b>	<b>48,993.3</b>

Fuente: Estadística del COES 2017

**Cuadro N° 3. 16:** Demanda máxima 2017.

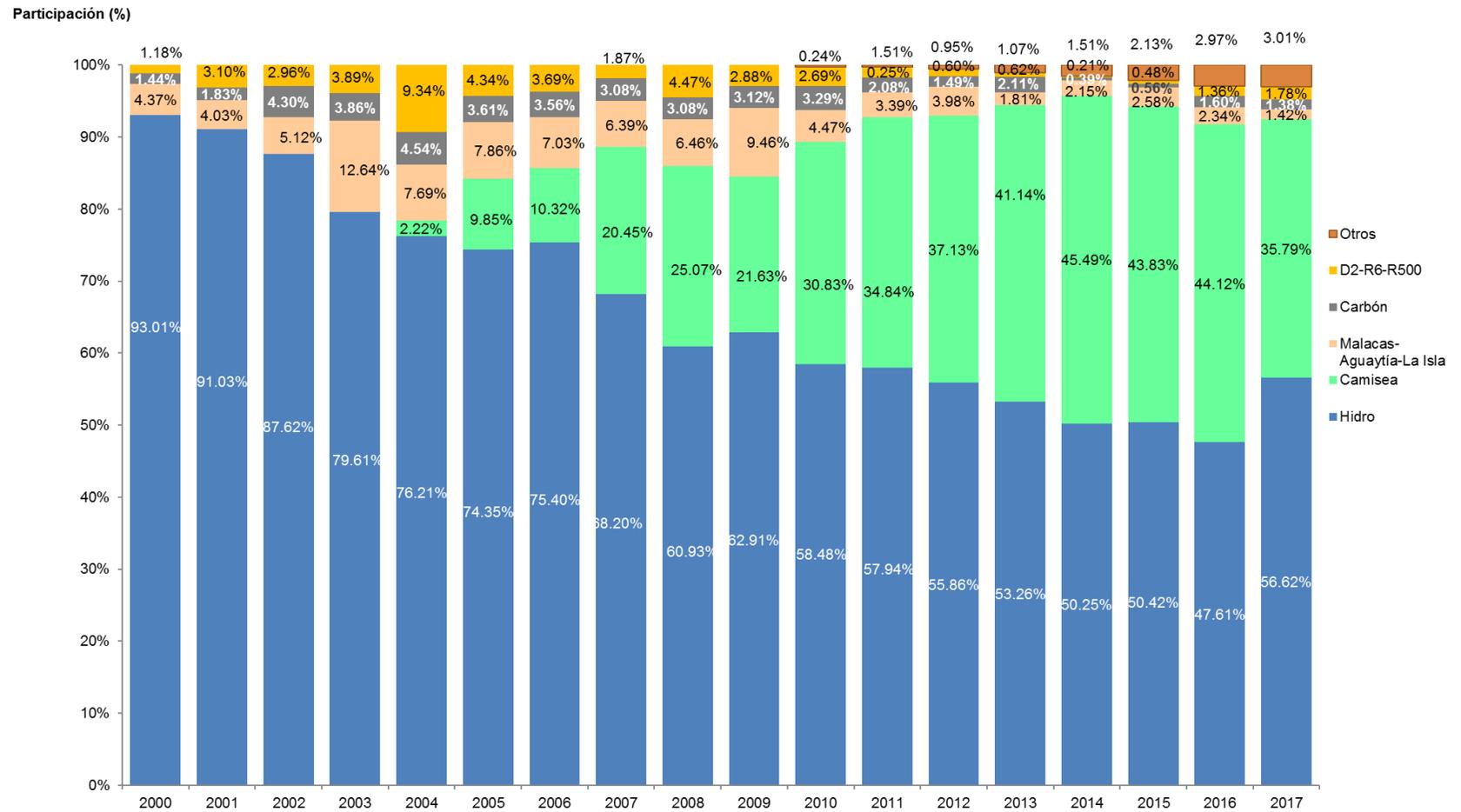
ÁREA	MÁXIMA DEMANDA * (MW)					
	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	SOLAR	EÓLICA	IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR	TOTAL
NORTE	548.0	83.8		17.6	36.5	685.9
CENTRO	3,126.6	1,918.8		73.6		5,119.1
SUR	507.0	283.5	0.0			790.6
<b>TOTAL COES</b>	<b>4,181.7</b>	<b>2,286.1</b>	<b>0.0</b>	<b>91.2</b>	<b>36.5</b>	<b>6,595.6</b>

Fuente: Estadística del COES 2017

### **Evolución de los recursos energéticos**

El gráfico que se muestra a continuación, se analiza la evolución de los recursos energéticos utilizados para la generación de la electricidad desde el año 2000 hasta el año 2017, notándose un claro incremento en la utilización del recurso del gas de Camisea que tiene un incremento considerable en el tiempo.

**Figura N° 3.9:** Evolución de la participación de los recursos energéticos en la producción de la energía eléctrica



Fuente: Estadística del COES 2017

### **3.3. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD**

En esta etapa se realizará un estudio completo y final con en el nivel más profundo en el análisis. Deben presentarse los canales de comercialización más adecuados para el producto, así como deberá presentarse una lista de contratos de venta ya establecidos; se deben actualizar y preparar por escrito las cotizaciones de la inversión, presentar los planos arquitectónicos de la construcción, etc.

La información presentada en el proyecto definitivo no debe alterar la decisión tomada respecto a la inversión, siempre que los cálculos hechos en el anteproyecto sean confiables y hayan sido bien evaluados.

Contiene toda la información del anteproyecto, pero son tratados los puntos finos de la alternativa más viable resultante elaborándose un documento del proyecto que está integrado por:

#### **3.3.1. ESTUDIO DE MERCADO**

La realización de este estudio nos permite demostrar la existencia de la necesidad de un servicio considerando los elementos de juicio necesarios.

**Los objetivos son:**

- Ratificar la existencia de una necesidad insatisfecha en el mercado, o la posibilidad de brindar un mejor servicio que el que ofrecen los productos existentes en el mercado.
- Determinar la cantidad de bienes o servicios provenientes de una nueva unidad de producción que la comunidad estaría dispuesta a adquirir a determinados precios.
- Conocer cuáles son los medios que se emplean para hacer llegar los bienes y servicios a los usuarios.
- Como último objetivo, tal vez el más importante, pero por desgracia intangible, el estudio de mercado propone dar una idea al inversionista del riesgo que su producto corre de ser o no aceptado en el mercado.

Una demanda insatisfecha clara y grande, no siempre indica que pueda penetrarse con facilidad en ese mercado, ya que éste puede estar en manos de un monopolio u oligopolio. Un mercado aparentemente saturado indicará que no es posible vender una cantidad adicional a la que normalmente se consume.

La investigación que se realice debe proporcionar información que sirva de apoyo para la toma de decisiones, y en este tipo de estudios la decisión final está encaminada a determinar si las condiciones del mercado no son un obstáculo para llevar a cabo el proyecto.

La investigación que se realice debe tener las siguientes características:

- La recopilación de la información debe ser sistemática.
- El método de recopilación debe ser objetivo y no tendencioso.
- Los datos recopilados siempre deben ser información útil.
- El objeto de la investigación siempre debe tener como objetivo final servir como base para la toma de decisiones.

### **3.3.2. ELEMENTOS BÁSICOS EN EL ESTUDIO DE MERCADO**

#### **Mercado**

Área en que confluyen las fuerzas de la oferta y demanda para realizar las transacciones de bienes y servicios a recursos materiales.

#### **Demanda**

Cantidad de bienes y servicios que un cierto número de oferentes están dispuestos a poner a disposición del mercado a un precio determinado.

#### **Oferta**

Cantidad de bienes y servicios que el mercado requiere o solicita para buscar la satisfacción de una necesidad específica a un precio determinado.

#### **Precio**

Es la cantidad monetaria a que los productores están dispuestos a vender y los consumidores a comprar el bien o servicio, cuando la oferta y la demanda estén en equilibrio.

Preguntarnos ¿Existe un mercado viable para el servicio o producto que se pretende elaborar? Si la respuesta es Si se seguirá con el proyecto y si no, debe hacerse un replanteamiento acerca de la posibilidad de un estudio nuevo que sea preciso y confiable.

### **3.3.3. FACTIBILIDAD DE UBICACIÓN**

La decisión de localización de un proyecto es una decisión de largo plazo con repercusiones económicas que deben tomarse en cuenta. La localización tiene un efecto condicionado sobre la tecnología utilizada en el proyecto, tanto por las restricciones físicas que importa como la variabilidad de los costos de operación y capital de las distintas alternativas tecnológicas asociadas a cada ubicación posible. La selección de ubicación debe considerar su carácter definitivo o transitorio y optar por aquellas que permitan obtener el máximo rendimiento del proyecto. El objetivo de la localización es asegurar mayores ganancias entre aquellas alternativas que se consideran viables. Los factores que más comúnmente influyen en la decisión de la localización de un proyecto son las siguientes:

- Medios y costos de transporte.
- Disponibilidad y costo de mano de obra.
- Cercanía de las fuentes de abastecimiento.
- Factores ambientales.
- Cercanía del mercado.
- Costos y disponibilidad de terrenos.
- Topografía de suelos.
- Estructura impositiva legal.
- Disponibilidad de agua, energía y otros suministros.
- Comunicaciones.
- Posibilidad de desprenderse de desechos.

### **3.3.4. ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO**

Tiene como finalidad demostrar que existen recursos suficientes para llevar a cabo el proyecto y se tendrá un beneficio. El capital invertido deberá ser menor al rendimiento que se obtendrá.

### **3.3.5. EVALUACIÓN FINANCIERA**

La evaluación de un proyecto tiene por objeto conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que asegure resolver una necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable para poder asignar los recursos económicos a la mejor alternativa.

Como sabemos cada estudio es único y diferente a todos los demás, sin embargo, la metodología a seguir en todos y cada uno de ellos posee la particularidad de poder adaptarse a cualquier proyecto. Las áreas generales en las que se puede aplicar la metodología de la evaluación de proyectos son:

- Instalación de una planta totalmente nueva.
- Elaboración de un nuevo producto de una planta ya existente.
- Ampliación de la capacidad instalada o creación de sucursales.
- Sustitución de maquinaria por obsolescencia o capacidad insuficiente.

#### **Presupuesto**

Al hablar de planeación en inversiones a largo plazo se debe encontrar basado en pronósticos y presupuestos de ventas futuras, costo, requerimientos de producción y disponibilidad de numerario, entre otros elementos.

El presupuesto es una expresión cuantitativa de los objetivos gerenciales y un medio para controlar el progreso hacia el logro de tales objetivos.

#### **Razones financieras**

Las razones financieras son las herramientas que nos ayudan a analizar e interpretar la información contenida en los estados financieros. Estas razones se dividen en estáticas, dinámicas y mezcladas:

##### **a) Estáticas**

Son las razones cuyo numerador y denominador se obtienen de un estado financiero estático.

##### **b) Dinámicas**

Son razones financieras cuyo numerador y denominador se obtienen de un estado financiero dinámico.

### c) Mezcladas

Son las razones cuyo numerador y denominador provienen de estados financieros dinámicos y/o estáticos.

Las razones financieras que usaré y que me ayudarán para analizar e interpretar los estados financieros son las siguientes:

ROE (Return on equity) = Utilidad Neta / Capital Contable

ROI (Return on investment) = Utilidad Neta / Activos Totales

Margen Neto = Utilidad Neta / Ventas Netas

Razón del capital de trabajo = activo circulante / pasivo a corto plazo.

Razón de Liquidez inmediata = activo líquido / pasivo a corto plazo

Razón De Solvencia = Total del Activo/Total Pasivo.

## 3.4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Existen diversos métodos o modelos de valoración de inversiones. Se dividen básicamente entre métodos estáticos y métodos dinámicos. Comentaremos brevemente algunos de estos métodos, para posteriormente profundizar en los llamados “elementos clave” en la evaluación de inversiones, y en los factores de riesgo.

Los estáticos son los siguientes:

- El método del Flujo neto de Caja (Cash-Flow estático)
- El método del Pay-Back o Plazo de recuperación.
- El método de la Tasa de rendimiento contable.

Estos métodos adolecen todos de un mismo defecto: no tienen en cuenta el tiempo. Es decir, no tienen en cuenta en los cálculos, el momento en que se produce la salida o la entrada de dinero (y, por lo tanto, su diferente valor).

Los métodos dinámicos:

- El Pay-Back dinámico o Descontado.
- El Valor Actual Neto (V.A.N.)
- La Tasa de Rentabilidad Interna (T.I.R.)

En realidad, estos tres métodos son complementarios, puesto que cada uno de ellos aclara o contempla un aspecto diferente del problema.

### **3.4.1. FLUJO NETO DE CAJA**

Por Flujo neto de Caja, se entiende la suma de todos los cobros menos todos los pagos efectuados durante la vida útil del proyecto de inversión. Está considerado como el método más simple de todos, y de poca utilidad práctica. Existe la variante de Flujo neto de Caja por unidad monetaria comprometida.

Formula: *Flujo neto de Caja/Inversión inicial*.

### **3.4.2. PLAZO DE RECUPERACIÓN, PLAZO DE REEMBOLSO, O PAY-BACK ESTÁTICO**

Es el número de años que la empresa tarda en recuperar la inversión. Este método selecciona aquellos proyectos cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión, es decir, cuanto más corto sea el periodo de recuperación de la inversión mejor será el proyecto.

Los inconvenientes que se le atribuyen, son los siguientes:

- a) El defecto de los métodos estáticos (no tienen en cuenta el valor del dinero en las distintas fechas o momentos).
- b) Ignora el hecho de que cualquier proyecto de inversión puede tener corrientes de beneficios o pérdidas después de superado el periodo de recuperación o reembolso.

Puesto que el plazo de recuperación no mide ni refleja todas las dimensiones que son significativas para la toma de decisiones sobre inversiones, tampoco se considera un método completo para poder ser empleado con carácter general para medir el valor de las mismas.

### **3.4.3. TASA DE RENDIMIENTO CONTABLE**

Este método se basa en el concepto de Cash-Flow, en vez de cobros y pagos (Cash- Flow económico) La principal ventaja, es que permite hacer cálculos más rápidamente al no tener que elaborar estados de cobros y pagos (método más engorroso) como en los casos anteriores.

La definición matemática es la siguiente:

$[(\text{Beneficios} + \text{Amortizaciones}) / \text{Años de duración del proyecto}] / \text{Inversión inicial del proyecto.}$

El principal inconveniente, además del defecto de los métodos estáticos, es que no tiene en cuenta la liquidez del proyecto, aspecto vital, ya que puede comprometer la viabilidad del mismo. Además, la tasa media de rendimiento tiene poco significado real, puesto que el rendimiento económico de una inversión no tiene por que ser lineal en el tiempo.

#### **3.4.4. EL PAY- BACK DINÁMICO O DESCONTADO**

Es el periodo de tiempo o número de años que necesita una inversión para que el valor actualizado de los flujos netos de Caja, iguale al capital invertido.

Supone un cierto perfeccionamiento respecto al método estático, pero se sigue considerando un método incompleto. No obstante, es innegable que aporta una cierta información adicional o complementaria para valorar el riesgo de las inversiones cuando es especialmente difícil predecir la tasa de depreciación de la inversión, cosa por otra parte, bastante frecuente.

#### **3.4.5. EL VALOR ACTUAL NETO (V.A.N.)**

Procede de la expresión inglesa *Net present value*. El acrónimo es NPV en inglés y VAN en español. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los *cash-flows* futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Donde cada valor representa lo siguiente:

$Q_n$  representa los cash-flows o flujos de caja.

$I$  es el valor del desembolso inicial de la inversión.

$N$  es el número de períodos considerado.

El tipo de interés es  $r$ . Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos, se utilizará el coste de oportunidad.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0,  $r$  pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno).

La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

**Cuadro N° 3. 17:** Interpretación del VAN.

<b>VALOR</b>	<b>SIGNIFICADO</b>	<b>DECISIÓN A TOMAR</b>
<b>VAN &gt; 0</b>	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida ( $r$ )	El proyecto puede aceptarse
<b>VAN &lt; 0</b>	La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida ( $r$ )	El proyecto debería rechazarse
<b>VAN = 0</b>	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida ( $r$ ), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

**Fuente:** Elaboración propia.

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

### **3.4.6. TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (T.I.R.)**

Se denomina Tasa Interna de Rentabilidad (T.I.R.) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (V.A.N.) de una inversión sea igual a cero. (V.A.N. =0).

Este método considera que una inversión es aconsejable si la T.I.R. resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una T.I.R. mayor.

Las críticas a este método parten en primer lugar de la dificultad del cálculo de la T.I.R. (haciéndose generalmente por iteración), aunque las hojas de cálculo y las calculadoras modernas (las llamadas financieras) han venido a solucionar este problema de forma fácil.

También puede calcularse de forma relativamente sencilla por el método de interpolación lineal.

Pero la más importante crítica del método (y principal defecto) es la inconsistencia matemática de la T.I.R. cuando en un proyecto de inversión hay que efectuar otros desembolsos, además de la inversión inicial, durante la vida útil del mismo, ya sea debido a pérdidas del proyecto, o a nuevas inversiones adicionales.

La T.I.R. es un indicador de rentabilidad relativa del proyecto, por lo cual cuando se hace una comparación de tasas de rentabilidad interna de dos proyectos no tiene en cuenta la posible diferencia en las dimensiones de los mismos. Una gran inversión con una T.I.R. baja puede tener un V.A.N. superior a un proyecto con una inversión pequeña con una T.I.R. elevada.

#### **3.4.7. EL CASH – FLOW ACTUALIZADO**

Podemos considerar este método como una variante de la Tasa de Rendimiento contable. Toma los beneficios brutos antes de amortizaciones para cada uno de los años de la vida útil del proyecto, y los actualiza o descuenta conforme a una tasa de interés. Permite unos cálculos más simples que los métodos que trabajan con previsiones de cobros y pagos.

Sin embargo, al contrario que la tasa contable, este método si tiene en cuenta la liquidez del proyecto a nivel del cash.flow generado en cada uno de los años del horizonte temporal de la inversión.

#### **IV. VARIABLES E HIPÓTESIS**

##### **4.1. VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN**

###### **4.1.1. VARIABLE DEPENDIENTE**

X: Factibilidad de la instalación de una planta de generación distribuida.

###### **4.1.2. VARIABLE INDEPENDIENTE**

Y: Instalación de generación distribuida.

##### **4.2. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES**

**Cuadro N° 4. 1:** Operacionalización de variables.

VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADORES
Independiente	Instalación de generación distribuida	Tipo de tecnología, recursos energéticos para generación.
Dependiente	Factibilidad	VAN, TIR, Máxima Demanda.

Fuente: Elaboración propia

##### **4.3. HIPÓTESIS GENERAL E HIPÓTESIS ESPECIFICA**

###### **4.3.1. HIPÓTESIS GENERAL**

Mediante el estudio del mercado eléctrico, su comportamiento y situación actual, analizando la situación energética y tarifaria en la que se encuentra la Universidad Nacional del Callao y realizando el proyecto financiero será posible determinar la factibilidad de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.

###### **4.3.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS**

###### **HIPÓTESIS ESPECIFICO N° 1**

Mediante la comparación de diversas tecnologías, teniendo en cuenta la eficiencia y el costo por unidad de potencia, será posible determinar el recurso energético para la generación en la Universidad Nacional del Callao.

###### **HIPÓTESIS ESPECIFICO N° 2**

Mediante la instalación de una central de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao, será posible obtener beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales.

## **V. METODOLOGÍA**

### **5.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN**

De acuerdo a nuestro tema “Factibilidad de la instalación de generación distribuida en la universidad nacional del callao” y nuestros objetivos se hizo una investigación de Proyecto Factible, Descriptiva y Explicativa.

### **5.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

La investigación tiene un carácter aplicativo y descriptivo para lo cual se tiene que realizar:

- El historial de consumo de energía y potencia de la Universidad Nacional del Callao.
- Interpretación y análisis de los resúmenes anuales gestionados por el COES y el MEM sobre la situación del mercado eléctrico.
- Escoger la tecnología y el recurso energético para la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.
- La evaluación financiera del proyecto y demostrar la factibilidad de la instalación de la central de generación distribuida.

### **5.3. POBLACIÓN Y MUESTRA**

#### **5.3.1. POBLACIÓN**

El desarrollo de la investigación y sus correspondientes procesos tendrá como población a la Universidad Nacional del Callao.

#### **5.3.2. MUESTRA**

- Historial energético de la Universidad Nacional del Callao.
- Datos de la empresa concesionaria en relación al tipo de tarifa y consumo que tiene actualmente la Universidad Nacional del Callao.

#### **5.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTACIÓN DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Los datos serán recolectados de:

##### **5.4.1. TÉCNICA DE EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

Mediante esta técnica se determinará el consumo de energía, de potencia, el diagrama de carga y situación tarifaria.

##### **5.4.2. TÉCNICA DE EVALUACIÓN CUANTITATIVA DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO ACTUAL**

Mediante la evaluación del mercado eléctrico peruano actual se planteará la probabilidad de incursionar en la venta de energía al sistema

##### **5.4.3. TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICO PARA LA GENERACIÓN**

Mediante esta técnica se determinará el recurso energético más adecuado para la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.

##### **5.4.4. TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE PROYECTOS**

Mediante la evaluación técnica de la factibilidad del proyecto se podrá realizar la instalación de una central de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.

## 5.5. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Considerando el perfil de demanda de muchas instituciones educativas similares a la Universidad Nacional del Callao se elaboró el historial de consumos y de potencias:

**Cuadro N° 5. 1:** Historial de consumos y potencia.

año	Potencia HP (MW)	Potencia HFP (MW)	Energía HP (kW.h)	Energía FP (kW.h)
dic.-18	1.018	1.031	66,278.0	224,799.5
nov.-18	1.130	1.068	86,034.5	359,464.2
oct.-18	1.113	1.019	92,870.8	351,766.1
sep.-18	1.114	1.169	97,851.4	374,046.0
ago.-18	1.062	1.083	94,076.4	348,547.8
jul.-18	0.956	1.111	74,224.1	303,202.8
jun.-18	1.046	1.118	87,510.8	325,106.6
may.-18	1.320	1.378	99,205.1	386,307.7
abr.-18	1.384	1.500	95,251.5	394,351.7
mar.-18	0.940	1.058	81,352.0	333,489.9
feb.-18	1.114	1.346	82,234.8	347,608.7
ene.-18	1.104	1.306	75,337.1	312,692.7
dic.-17	1.019	1.181	56,278.0	224,799.5
nov.-17	1.130	1.178	86,034.5	319,464.2
oct.-17	0.993	1.019	82,870.8	311,766.1
sep.-17	0.977	0.990	86,747.3	304,654.5
ago.-17	0.908	0.906	65,577.3	338,117.8
jul.-17	0.893	0.909	67,792.4	364,491.2
jun.-17	0.977	0.993	82,640.5	299,818.5
may.-17	1.099	1.206	92,115.2	352,132.2
abr.-17	1.220	1.367	91,610.8	359,342.4
mar.-17	0.919	1.085	72,184.3	309,605.8
feb.-17	1.151	1.341	85,913.9	358,086.8
ene.-17	1.014	1.211	65,177.0	270,286.8
dic.-16	0.977	0.996	62,031.2	234,196.8
nov.-16	1.019	1.060	88,662.9	316,704.7
oct.-16	1.009	1.021	83,152.9	303,585.7
sep.-16	0.972	0.993	89,821.7	314,551.0
ago.-16	0.924	0.949	77,011.0	245,233.3
jul.-16	0.967	1.035	75,516.5	392,505.5
jun.-16	1.130	1.161	89,154.9	327,107.0
may.-16	1.130	1.225	86,585.7	334,896.4
abr.-16	1.194	1.339	92,188.6	351,634.2
mar.-16	0.914	1.007	75,910.1	307,368.3
feb.-16	0.993	1.171	77,309.5	316,300.2
ene.-16	0.930	1.067	59,943.1	246,364.8
dic.-15	0.771	0.799	43,691.9	195,469.4
nov.-15	1.014	1.059	79,752.9	294,741.2

oct.-15	0.924	0.955	85,459.6	302,569.0
sep.-15	0.919	0.918	85,224.6	291,871.5
ago.-15	0.871	0.869	74,270.2	360,730.1
jul.-15	0.945	0.946	74,456.0	367,524.7
jun.-15	0.982	0.982	87,438.4	311,391.5
may.-15	1.019	1.036	89,001.8	323,909.3
abr.-15	1.136	1.275	91,286.7	340,483.0
mar.-15	0.919	1.037	77,473.4	308,844.2
feb.-15	1.035	1.176	82,923.3	327,391.3
ene.-15	1.046	1.132	68,672.7	263,496.1
dic.-14	0.877	0.878	51,803.8	162,221.4
nov.-14	1.035	1.084	86,793.4	315,245.2
oct.-14	0.982	0.980	91,527.2	311,096.3
sep.-14	0.998	0.996	88,433.3	306,936.5
ago.-14	0.945	0.947	81,491.1	280,692.9
jul.-14	0.945	0.943	84,470.3	279,318.7
jun.-14	0.993	0.995	87,979.6	213,042.3
may.-14	1.067	1.079	80,817.7	337,413.0
abr.-14	1.156	1.185	80,117.7	375,221.4
mar.-14	0.976	1.063	73,778.0	309,631.6
feb.-14	1.108	1.203	88,698.4	343,882.9
ene.-14	1.034	1.111	73,657.5	275,034.3

Fuente: Elaboración propia

Así mismo, se elaboró el historial de facturación de la energía y potencia de la Universidad Nacional del Callao:

**Cuadro N° 5. 2:** Historial facturaciones.

<b>Año</b>	<b>Total</b>	<b>Año</b>	<b>Total</b>
dic.-18	122596.0361	jun.-16	132846.1631
nov.-18	156150.0561	may.-16	136238.4404
oct.-18	151620.5375	abr.-16	134893.1331
sep.-18	163418.4479	mar.-16	111781.8355
ago.-18	153647.3255	feb.-16	119076.2974
jul.-18	138959.6146	ene.-16	97128.23766
jun.-18	145475.4679	dic.-15	69297.876
may.-18	171046.2342	nov.-15	103740.5665
abr.-18	183047.7468	oct.-15	103101.6642
mar.-18	145610.0041	sep.-15	99309.84058
feb.-18	162822.5295	ago.-15	90836.37277
ene.-18	152796.1854	jul.-15	100424.4844
dic.-17	129835.4908	jun.-15	110907.8878
nov.-17	153869.8048	may.-15	114734.6513
oct.-17	136947.0955	abr.-15	124358.1897
sep.-17	135397.5457	mar.-15	104726.555
ago.-17	114742.0488	feb.-15	113057.2208
jul.-17	118574.9125	ene.-15	91866.29193
jun.-17	131673.6215	dic.-14	72976.06525
may.-17	151842.8726	nov.-14	102089.4983
abr.-17	159917.5647	oct.-14	98716.01047
mar.-17	139190.5883	sep.-14	99091.47983
feb.-17	163053.5205	ago.-14	92610.47417
ene.-17	134468.4093	jul.-14	91899.38898
dic.-16	111179.1102	jun.-14	93903.41187
nov.-16	134998.8821	may.-14	102643.6471
oct.-16	129722.5732	abr.-14	120696.0968
sep.-16	132709.5289	mar.-14	104421.4909
ago.-16	112542.6563	feb.-14	111166.7148
jul.-16	123976.0357	ene.-14	97599.74753

Fuente: Elaboración propia

Se observa que el promedio mensual de facturación por servicio eléctrico que consume la Universidad Nacional del Callao es de S/ 123,466.20 aproximadamente.

Siendo los cargos tarifarios para media tensión:

**Cuadro N° 5. 3: Cargos Tarifarios MT2.**

MT2							
	Cargo fijo	Energía activa en horas punta(a)	Energía activa en horas fuera de punta (a)	Potencia de generación en horas punta (b)	Potencia por uso de redes de distribución en horas punta €	Exceso de facturación por potencia en horas fuera de punta (d)	Energía reactiva e )
dic-18	3.99	22.1	18.4	57.57	9.93	11.17	4.18
nov-18	3.99	22.1	18.4	55.17	9.93	11.17	4.18
oct-18	3.99	21.67	17.99	51.3	9.83	11.04	4.22
sep-18	3.99	21.67	17.99	51.26	9.83	11.04	4.22
ago-18	3.99	21.67	17.99	51.26	9.83	11.04	4.22
jul-18	3.98	21.19	17.53	49.47	9.81	11.02	4.21
jun-18	3.98	21.19	17.53	49.2	9.81	11.02	4.21
may-18	3.98	21.19	17.53	49.2	9.81	11.02	4.21
abr-18	3.98	21.41	17.79	53.03	9.52	10.7	4.21
mar-18	3.98	21.41	17.79	53.03	9.52	10.7	4.21
feb-18	3.98	21.41	17.79	53.03	9.52	10.7	4.21
ene-18	3.93	22.19	18.56	51.2	9.53	10.72	4.35
dic-17	3.93	22.19	18.56	55.56	9.53	10.72	4.35
nov-17	3.93	22.19	18.56	55.56	9.53	10.72	4.35
oct-17	3.95	21.32	17.77	51.97	9.61	10.8	4.36
sep-17	3.92	21.08	17.58	51.74	9.54	10.72	4.27
ago-17	3.92	21.06	17.55	51.44	9.54	10.72	4.27
jul-17	3.92	20.32	16.87	51.55	9.55	10.73	4.27
jun-17	3.92	20.32	16.87	51.55	9.55	10.73	4.27
may-17	3.92	20.32	16.87	50.47	9.55	10.73	4.27
abr-17	3.92	20.33	16.96	49.49	9.62	10.82	4.27
mar-17	3.93	21.47	17.89	50.99	9.86	11.07	4.53
feb-17	3.92	21.47	17.89	50.99	9.75	10.97	4.38
ene-17	3.92	21.83	18.27	49.79	9.75	10.97	4.38
dic-16	3.92	20.68	17.32	47.97	9.74	10.95	4.34
nov-16	3.88	20.68	17.32	47.97	9.6	10.78	4.16
oct-16	3.88	20.84	17.61	46.3	9.6	10.78	4.16
sep-16	3.9	20.82	17.6	46.25	9.65	10.85	4.16
ago-16	3.89	20.78	17.55	45.25	9.6	10.78	4.07
jul-16	3.89	20.97	17.51	42.54	9.6	10.78	4.07
jun-16	3.86	19.89	16.61	41.6	9.51	10.68	4.01
may-16	3.86	19.89	16.61	41.6	9.51	10.68	4.01
abr-16	3.82	19.38	16.12	35.73	9.49	10.66	3.92
mar-16	3.82	19.38	16.12	35.73	9.49	10.66	3.92
feb-16	3.82	19.38	16.12	35.73	9.49	10.66	3.92
ene-16	3.83	18.98	15.79	33.99	9.41	10.58	3.83

dic-15	3.83	18.09	15.04	32.85	9.29	10.43	3.7
nov-15	3.83	18.09	15.04	32.85	9.29	10.43	3.7
oct-15	3.84	18.19	15.08	33.11	9.34	10.49	3.7
sep-15	3.81	17.6	14.6	32.24	9.2	10.34	3.59
ago-15	3.81	17.6	14.6	31.64	9.2	10.34	3.59
jul-15	3.81	18.36	15.33	35.69	9.2	10.34	3.59
jun-15	3.81	18.36	15.33	35.69	9.2	10.34	3.59
may-15	3.81	18.36	15.33	35.44	9.2	10.34	3.59
abr-15	3.81	17.33	14.25	38.18	9.16	10.29	3.59
mar-15	3.79	16.56	13.63	37.3	9.16	10.29	3.61
feb-15	3.79	16.56	13.63	37.3	9.16	10.29	3.61
ene-15	3.8	16.21	13.59	30.21	9.15	10.28	3.54
dic-14	3.8	16.85	14.24	30.21	9.15	10.28	3.54
nov-14	3.72	16.64	14.27	30.24	8.84	9.93	3.26
oct-14	3.52	16.63	14.26	32.17	9.46	11.12	3.54
sep-14	3.52	16.63	14.26	32.17	9.46	11.12	3.54
ago-14	3.49	16.63	14.26	32.17	9.39	11.04	3.52
jul-14	3.42	16.1	13.78	31.41	9.22	10.84	3.44
jun-14	3.45	16.02	13.76	27.61	9.3	10.93	3.21
may-14	3.43	15.13	12.96	28.19	9.2	10.82	3.33
abr-14	3.42	15.92	13.96	31.22	9.27	10.9	3.26
mar-14	3.42	15.92	13.96	31.22	9.27	10.9	3.26
feb-14	3.45	16.02	13.76	27.61	9.3	10.93	3.21
ene-14	3.45	16.02	13.76	27.61	9.3	10.93	3.21

Fuente: Pliego tarifario OSINERGMIN

**Cuadro N° 5. 4: Cargos Tarifarios MT3.**

MT3								
			Potencia de generación en HP (b):		Pot por uso de redes de distribución en HP c) :			
	Cargo fijo	Energía activa en horas punta(a)	Energía activa en horas fuera de punta (a)	Clientes presentes en punta	Clientes fuera en punta	Clientes presentes en punta	Clientes fuera en punta	Energía reactiva (d)
dic-18	3.16	22.1	18.4	51.41	35.04	11.01	11.06	4.18
nov-18	3.16	22.1	18.4	49.26	33.57	11.01	11.06	4.18
oct-18	3.17	21.67	17.99	45.81	31.22	10.89	10.95	4.22
sep-18	3.17	21.67	17.99	45.78	31.2	10.89	10.95	4.22
ago-18	3.17	21.67	17.99	45.78	31.2	10.89	10.95	4.22
jul-18	3.16	21.19	17.53	44.18	30.1	10.87	10.93	4.21
jun-18	3.16	21.19	17.53	43.95	29.95	10.87	10.93	4.21
may-18	3.16	21.19	17.53	43.95	29.95	10.87	10.93	4.21
abr-18	3.16	21.41	17.79	47.37	32.28	10.56	10.61	4.21
mar-18	3.16	21.41	17.79	47.37	32.28	10.56	10.61	4.21
feb-18	3.16	21.41	17.79	47.37	32.28	10.56	10.61	4.21
ene-18	3.12	22.19	18.56	45.72	31.16	10.57	10.62	4.35
dic-17	3.12	22.19	18.56	49.61	33.81	10.57	10.62	4.35
nov-17	3.12	22.19	18.56	49.61	33.81	10.57	10.62	4.35
oct-17	3.14	21.32	17.77	46.42	31.63	10.65	10.7	4.36
sep-17	3.12	21.08	17.58	46.2	31.49	10.57	10.62	4.27
ago-17	3.12	21.06	17.55	45.93	31.3	10.57	10.62	4.27
jul-17	3.12	20.32	16.87	46.03	31.37	10.58	10.63	4.27
jun-17	3.12	20.32	16.87	46.03	31.37	10.58	10.63	4.27
may-17	3.12	20.32	16.87	45.07	30.71	10.58	10.63	4.27
abr-17	3.12	20.33	16.96	44.2	30.12	10.66	10.71	4.27
mar-17	3.12	21.47	17.89	45.54	31.02	10.92	10.98	4.53
feb-17	3.12	21.47	17.89	45.54	31.02	10.82	10.87	4.38
ene-17	3.12	21.83	18.27	44.47	30.3	10.82	10.87	4.38
dic-16	3.11	20.68	17.32	42.84	29.19	10.79	10.86	4.34
nov-16	3.08	20.68	17.32	42.84	29.19	10.64	10.69	4.16
oct-16	3.08	20.84	17.61	41.35	28.18	10.64	10.69	4.16
sep-16	3.09	20.82	17.6	41.31	28.15	10.69	10.74	4.16
ago-16	3.09	20.78	17.55	40.41	27.54	10.63	10.69	4.07
jul-16	3.09	20.97	17.51	37.99	25.89	10.63	10.69	4.07
jun-16	3.07	19.89	16.61	37.16	25.32	10.54	10.59	4.01
may-16	3.07	19.89	16.61	37.16	25.32	10.54	10.59	4.01
abr-16	3.03	19.38	16.12	31.92	21.75	10.52	10.57	3.92
mar-16	3.03	19.38	16.12	31.92	21.75	10.52	10.57	3.92
feb-16	3.03	19.38	16.12	31.92	21.75	10.52	10.57	3.92
ene-16	3.04	18.98	15.79	30.36	20.68	10.42	10.49	3.83
dic-15	3.04	18.09	15.04	29.34	20	10.29	10.34	3.7

nov-15	3.04	18.09	15.04	29.34	20	10.29	10.34	3.7
oct-15	3.04	18.19	15.08	29.57	20.15	10.34	10.39	3.7
sep-15	3.02	17.6	14.6	28.79	19.62	10.2	10.25	3.59
ago-15	3.02	17.6	14.6	28.26	19.26	10.2	10.25	3.59
jul-15	3.02	18.36	15.33	31.88	21.72	10.2	10.25	3.59
jun-15	3.02	18.36	15.33	31.88	21.72	10.2	10.25	3.59
may-15	3.02	18.36	15.33	31.64	21.57	10.2	10.25	3.59
abr-15	3.02	17.33	14.25	34.09	23.24	10.15	10.2	3.59
mar-15	3.01	16.56	13.63	33.3	22.7	10.15	10.2	3.61
feb-15	3.01	16.56	13.63	33.3	22.7	10.15	10.2	3.61
ene-15	3.01	16.21	13.59	26.98	18.38	10.14	10.19	3.54
dic-14	3.01	16.85	14.24	26.98	18.38	10.14	10.19	3.54
nov-14	2.95	16.64	14.27	27	18.4	9.8	9.84	3.26
oct-14	2.93	16.63	14.26	25.84	15.9	10.19	10.56	3.54
sep-14	2.93	16.63	14.26	25.84	15.9	10.19	10.56	3.54
ago-14	2.91	16.63	14.26	25.84	15.9	10.11	10.48	3.52
jul-14	2.86	16.1	13.78	25.22	15.52	9.93	10.29	3.44
jun-14	2.88	16.02	13.76	22.17	13.64	10	10.37	3.21
may-14	2.87	15.13	12.96	22.64	13.94	9.91	10.27	3.33
abr-14	2.86	15.92	13.96	25.08	15.43	9.97	10.33	3.26
mar-14	2.86	15.92	13.96	25.08	15.43	9.97	10.33	3.26
feb-14	2.88	16.02	13.76	22.17	13.64	10	10.37	3.21
ene-14	2.88	16.02	13.76	22.17	13.64	10	10.37	3.21

Fuente: Pliego tarifario OSINERGMIN

**Cuadro N° 5.5: Cargos Tarifarios MT4.**

MT4							
		Potencia de generación en HP (b):		Pot por uso de redes de distribución en HP c) :			
	Cargo fijo	Energía activa mes(a)	Clientes presentes en punta	Clientes fuera en punta	Clientes presentes en punta	Clientes fuera en punta	Energía reactiva (d)
dic-18	3.16	19.28	51.41	35.04	11.01	11.06	4.18
nov-18	3.16	19.28	49.26	33.57	11.01	11.06	4.18
oct-18	3.17	18.86	45.81	31.22	10.89	10.95	4.22
sep-18	3.17	18.86	45.78	31.2	10.89	10.95	4.22
ago-18	3.17	18.86	45.78	31.2	10.89	10.95	4.22
jul-18	3.16	18.4	44.18	30.1	10.87	10.93	4.21
jun-18	3.16	18.4	43.95	29.95	10.87	10.93	4.21
may-18	3.16	18.4	43.95	29.95	10.87	10.93	4.21
abr-18	3.16	18.65	47.37	32.28	10.56	10.61	4.21
mar-18	3.16	18.65	47.37	32.28	10.56	10.61	4.21
feb-18	3.16	18.65	47.37	32.28	10.56	10.61	4.21
ene-18	3.12	19.43	45.72	31.16	10.57	10.62	4.35
dic-17	3.12	19.43	49.61	33.81	10.57	10.62	4.35
nov-17	3.12	19.43	49.61	33.81	10.57	10.62	4.35
oct-17	3.14	18.61	46.42	31.63	10.65	10.7	4.36
sep-17	3.12	18.41	46.2	31.49	10.57	10.62	4.27
ago-17	3.12	18.39	45.93	31.3	10.57	10.62	4.27
jul-17	3.12	17.7	46.03	31.37	10.58	10.63	4.27
jun-17	3.12	17.7	46.03	31.37	10.58	10.63	4.27
may-17	3.12	17.7	45.07	30.71	10.58	10.63	4.27
abr-17	3.12	17.77	44.2	30.12	10.66	10.71	4.27
mar-17	3.12	18.75	45.54	31.02	10.92	10.98	4.53
feb-17	3.12	18.75	45.54	31.02	10.82	10.87	4.38
ene-17	3.12	19.13	44.47	30.3	10.82	10.87	4.38
dic-16	3.11	18.14	42.84	29.19	10.79	10.86	4.34
nov-16	3.08	18.14	42.84	29.19	10.64	10.69	4.16
oct-16	3.08	18.39	41.35	28.18	10.64	10.69	4.16
sep-16	3.09	18.37	41.31	28.15	10.69	10.74	4.16
ago-16	3.09	18.33	40.41	27.54	10.63	10.69	4.07
jul-16	3.09	18.35	37.99	25.89	10.63	10.69	4.07
jun-16	3.07	17.39	37.16	25.32	10.54	10.59	4.01
may-16	3.07	17.39	37.16	25.32	10.54	10.59	4.01
abr-16	3.03	16.9	31.92	21.75	10.52	10.57	3.92
mar-16	3.03	16.9	31.92	21.75	10.52	10.57	3.92
feb-16	3.03	16.9	31.92	21.75	10.52	10.57	3.92

ene-16	3.04	16.56	30.36	20.68	10.42	10.49	3.83
dic-15	3.04	15.78	29.34	20	10.29	10.34	3.7
nov-15	3.04	15.78	29.34	20	10.29	10.34	3.7
oct-15	3.04	15.83	29.57	20.15	10.34	10.39	3.7
sep-15	3.02	15.33	28.79	19.62	10.2	10.25	3.59
ago-15	3.02	15.33	28.26	19.26	10.2	10.25	3.59
jul-15	3.02	16.06	31.88	21.72	10.2	10.25	3.59
jun-15	3.02	16.06	31.88	21.72	10.2	10.25	3.59
may-15	3.02	16.06	31.64	21.57	10.2	10.25	3.59
abr-15	3.02	15	34.09	23.24	10.15	10.2	3.59
mar-15	3.01	14.33	33.3	22.7	10.15	10.2	3.61
feb-15	3.01	14.33	33.3	22.7	10.15	10.2	3.61
ene-15	3.01	14.23	26.98	18.38	10.14	10.19	3.54
dic-14	3.01	14.87	26.98	18.38	10.14	10.19	3.54
nov-14	2.95	14.84	27	18.4	9.8	9.84	3.26
oct-14	2.93	14.83	25.84	15.9	10.19	10.56	3.54
sep-14	2.93	14.83	25.84	15.9	10.19	10.56	3.54
ago-14	2.91	14.83	25.84	15.9	10.11	10.48	3.52
jul-14	2.86	14.35	25.22	15.52	9.93	10.29	3.44
jun-14	2.88	14.32	22.17	13.64	10	10.37	3.21
may-14	2.87	13.5	22.64	13.94	9.91	10.27	3.33
abr-14	2.86	14.44	25.08	15.43	9.97	10.33	3.26
mar-14	2.86	14.44	25.08	15.43	9.97	10.33	3.26
feb-14	2.88	14.32	22.17	13.64	10	10.37	3.21
ene-14	2.88	14.32	22.17	13.64	10	10.37	3.21

Fuente: Pliego tarifario OSINERGMIN

Se analizó el mercado de contratos de las universidades del Perú, elaborándose la siguiente tabla:

**Cuadro N° 5. 6:** Precios de energía y potencia.

	Usuario Libre	Potencia	energía HP US\$/MWh		Potencia HP US\$/kW-mes
			energía HP	energía HFP	
1	UNIVERSIDAD DE CIENCIAS APLICADAS S.A.C.	1.83	40.6	38.4	6.4
2	UNIVERSIDAD PERUANA UNIÓN	1,0	31	31	6
3	UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN MARTIN	1.3	37.4	37.7	6.98
4	UNIVERSIDAD PERUANA CAYETANO HEREDIA	2.5	35.6	35.6	7.5
5	UNIVERSIDAD SAN IGNACIO DE LOYOLA	3.25	27.3	27.3	PBE
6	UNIVERSIDAD NACIONAL SAN LUIS GONZAGA DE ICA	0.2	32	32	PBE
7	UNIVERSIDAD SAN LUIS GONZAGA DE ICA	0.2	32	32	PBE
8	UNIVERSIDAD PERUANA UNIÓN	1,0	30.5	30.5	7
9	UNIVERSIDAD PIVADA DEL NORTE S.A.C.	0.763	38.7	36.5	6.5
10	UNIVERSIDAD SAN IGANCIO DE LOYOLA SA	3.5	30	30	7.5
11	UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE AMERICA LATINA S.A.C.	0.25	37	37	PBE
12	UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS S.A.C.	1.1	66.1	54.4	6.6
13	UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO S.A.C.	0.75	37.4	37.4	6.3
14	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PERÚ S.A.C.	1.5	29	29	PBE
15	UNIVERSIDAD DE PIURA	0.312	28	28	PBE
16	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PERU	1.3	60.1	48.7	6.4
17	UNIVERSIDAD DEL PACIFICO	1,0	33.7	31.8	6.0
18	UNIVERSIDAD DE LIMA	2.8	37.4	37.7	6.98
19	PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ	2.5	35.6	35.6	6.0

Fuente: Elaboración propia

Las tecnologías de uso cogeneración más eficientes se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 5. 7: Tecnología para cogeneración.**

<b>Technology</b>	<b>Recip. Engine</b>	<b>Steam Turbine</b>	<b>Gas Turbine</b>	<b>Microturbine</b>	<b>Fuel Cell</b>
Electric efficiency (HHV)	27-41%	5-40+%	24-36%	22-28%	30-63%
Overall CHP efficiency (HHV)	77-80%	near 80%	66-71%	63-70%	55-80%
Effective electrical efficiency	75-80%	75-77%	50-62%	49-57%	55-80%
Typical capacity (MWe)	.005-10	0.5-several hundred MW	0.5-300	0.03-1.0	200-2.8 commercial CHP
Typical power to heat ratio	0.5-1.2	0.07-0.1	0.6-1.1	0.5-0.7	1-2
Part-load	ok	ok	poor	ok	good
CHP Installed costs (\$/kWe)	1,500-2,900	\$670-1,100	1,200-3,300 (5-40 MW)	2,500-4,300	5,000-6,500
Non-fuel O&M costs (\$/kWh)	0.009-0.025	0.006 to 0.01	0.009-0.013	0.009-.013	0.032-0.038
Availability	96-98%	72-99%	93-96%	98-99%	>95%
Hours to overhauls	30,000-60,000	>50,000	25,000-50,000	40,000-80,000	32,000-64,000
Start-up time	10 sec	1 hr - 1 day	10 min - 1 hr	60 sec	3 hrs - 2 days
Fuel pressure (psig)	1-75	n/a	100-500 (compressor)	50-140 (compressor)	0.5-45
Fuels	natural gas, biogas, LPG, sour gas, industrial waste gas, manufactured gas	all	natural gas, synthetic gas, landfill gas, and fuel oils	natural gas, sour gas, liquid fuels	hydrogen, natural gas, propane, methanol
Uses for thermal output	space heating, hot water, cooling, LP steam	process steam, district heating, hot water, chilled water	heat, hot water, LP-HP steam	hot water, chiller, heating	hot water, LP-HP steam
Power Density (kW/m <sup>2</sup> )	35-50	>100	20-500	5-70	5-20
NO <sub>x</sub> (lb/MMBtu) (not including SCR)	0.013 rich burn 3-way cat. 0.17 lean burn	Gas 0.1-.2 Wood 0.2-.5 Coal 0.3-1.2	0.036-0.05	0.015-0.036	0.0025-.0040
NO <sub>x</sub> (lb/MWhTotalOutput) (not including SCR)	0.06 rich burn 3-way cat. 0.8 lean burn	Gas 0.4-0.8 Wood 0.9-1.4 Coal 1.2-5.0.	0.52-1.31	0.14-0.49	0.011-0.016

Fuente: Catalog of CHP Technologies

De los motores recíprocos se tiene los siguientes datos según su capacidad:

**Figura N° 5.1:** Costo de Capital estimado

Capital Cost, \$/kW	System				
	1	2	3	4	5
Nominal Capacity (kW)	100	633	1121	3326	9341
<b>Equipment (Costs in 2013 (\$/kW))</b>					
Gen Set Package	\$1,400	\$400	\$375	\$350	\$575
Heat Recovery	\$250	\$500	\$500	\$500	\$175
Interconnect/Electrical	\$250	\$140	\$100	\$60	\$25
Exhaust Gas Treatment		\$750	\$500	\$230	\$150
<b>Total Equipment</b>	<b>\$1,900</b>	<b>\$1,790</b>	<b>\$1,475</b>	<b>\$1,140</b>	<b>\$925</b>
Labor/Materials	\$500	\$448	\$369	\$285	\$231
<b>Total Process Capital</b>	<b>\$2,400</b>	<b>\$2,238</b>	<b>\$1,844</b>	<b>\$1,425</b>	<b>\$1,156</b>
Project and Construction Management	\$125	\$269	\$221	\$171	\$139
Engineering and Fees	\$250	\$200	\$175	\$70	\$30
Project Contingency	\$95	\$90	\$74	\$57	\$46
Project Financing	\$30	\$42	\$52	\$78	\$62
<b>Total Plant Cost (\$/kW)</b>	<b>\$2,900</b>	<b>\$2,837</b>	<b>\$2,366</b>	<b>\$1,801</b>	<b>\$1,433</b>

Fuente: Catalog of CHP Technologies

Considerando como potencia nominal aproximada 1 MW:

**Cuadro N° 5. 8:** Costo de Inversión MR – 1 MW.

Cost and Performance Projections, 1,000 kW Gas Engine CHP System – Lean Burn					
Year	Current	2005	2010	2020	2030
Total Installed Cost (2003 \$/kW)	940	925	880	840	800
O&M Costs (2003 \$/kWh)	0.009	0.009	0.0085	0.0083	0.008
Electrical Heat Rate (Btu/kWh)	10,035	9,611	9,099	8,638	8,222
Electric Efficiency (%)	34	36	38	40	42
Fuel Input (MMBtu/hr)	10.1	9.61	9.10	8.64	8.22
<b>CHP Characteristics</b>					
Total CHP Efficiency (%)	71	72	73	73	74
Heat Output (MMBtu/hr)	3.7	3.5	3.2	2.9	2.7
Heat/Fuel Ratio	0.37	0.36	0.35	0.34	0.33
Power/Heat Ratio	0.92	0.97	1.07	1.18	1.26
Net Heat Rate (Btu/kWh)	5,422	5,236	5,099	5,013	4,847
<b>Emissions Characteristics - Engine out*</b>					
NO <sub>x</sub> (g/bhp-hr)	1.0	0.7	0.5	0.25	0.1
CO (g/bhp-hr)	2.0	2.0	1.5	1.5	1.0
VOC (g/bhp-hr)	1.0	1.0	0.7	0.6	0.5
CO <sub>2</sub> (lb/MWh)	1,175	1,124	1,065	1,010	962

Fuente: Catalog of CHP Technologies

Considerando como potencia nominal aproximada 3MW:

**Cuadro N° 5. 9:** Costo de Inversión MR – 3 MW.

<b>Cost and Performance Projections, 3,000 kW Gas Engine CHP System – Lean Burn</b>					
<b>Year</b>	<b>Current</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
Total Installed Cost (2003 \$/kW)	935	920	870	830	790
O&M Costs (2003 \$/kWh)	0.0085	0.0085	0.0083	0.008	0.0075
Electrical Heat Rate (Btu/kWh)	9,700	9,222	8,749	8,322	7,935
Electric Efficiency (%)	35	37	39	41	43
Fuel Input (MMBtu/hr)	29.1	27.7	26.3	25.0	23.8
<b>CHP Characteristics</b>					
Total CHP Efficiency (%)	69	71	72	73	74
Heat Output (MMBtu/hr)	9.8	9.5	8.7	8.0	7.4
Heat/Fuel Ratio	0.34	0.34	0.33	0.32	0.31
Power/Heat Ratio	1.04	1.08	1.18	1.28	1.38
Net Heat Rate (Btu/kWh)	5,599	5,263	5,124	4,989	4,852
<b>Emissions Characteristics - Engine out*</b>					
NO <sub>x</sub> (g/bhp-hr)	0.7	0.6	0.5	0.25	0.1
CO (g/bhp-hr)	2.50	2.5	2.0	1.5	1.0
VOC (g/bhp-hr)	1.3	1.3	1.0	0.7	0.5
CO <sub>2</sub> (lb/MWh)	1,135	1,079	1,025	974	928

Fuente: Catalog of CHP Technologies

## 5.6. PROCEDIMIENTO ESTADÍSTICO Y ANÁLISIS DE DATOS

Considerando lo anterior, se analizaron tres escenarios. En el primer escenario se evaluó cuál de las tarifas reguladas (MT2, MT3 o MT4) es más beneficiosa considerando el perfil de demanda de la Universidad Nacional del Callao. En el segundo escenario se evaluó la facturación de la Universidad Nacional del Callao si es que migrara de ser un usuario regulado a un usuario libre. Y en el tercer escenario se evaluó la factibilidad de la instalación de una generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao considerando la tecnología más adecuada.

### 5.6.1. ESCENARIO 1

#### **Análisis de la Universidad Nacional del Callao como cliente regulado**

Con los datos obtenidos del cuadro N° 4.1: historial de consumos y potencia se determinaron los diferentes cargos de las tarifas MT2, MT3 y MT4, obteniéndose lo siguiente:

**Cuadro N° 5. 10:** Análisis previo de potencias y energía.

año	calificación tarifaria	POTENCIA POR USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN A FACTURAR EN EL MES (kW)	POTENCIA POR USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN HP A FACTURAR EN EL MES (kW)	EL EXCESO DE POTENCIA EN HORAS FUERA DE PUNTA (KW)	ENERGÍA REACTIVA kVAR A FACTURAR (k.VAR)
dic.-18	0.50	1,207.33	1,150.33	55.38	19,765.74
nov.-18	0.59	1,209.13	1,150.33	58.81	30,251.78
oct.-18	0.64	1,423.33	1,150.33	59.49	30,193.25
sep.-18	0.61	1,511.44	1,285.59	91.25	32,044.39
ago.-18	0.63	1,511.44	1,420.19	91.25	30,056.58
jul.-18	0.49	1,511.44	1,420.19	91.25	25,629.33
jun.-18	0.57	1,511.44	1,420.19	91.25	28,018.95
may.-18	0.52	1,511.44	1,420.19	91.25	32,968.95
abr.-18	0.47	1,508.30	1,306.56	91.25	33,246.71
mar.-18	0.57	1,386.99	1,173.96	173.85	28,170.01
feb.-18	0.45	1,386.99	1,173.96	213.03	29,188.70
ene.-18	0.42	1,300.55	1,168.44	213.03	26,349.32
dic.-17	0.35	1,233.70	1,124.23	132.11	19,086.68
nov.-17	0.54	1,207.14	1,110.42	109.47	27,535.56
oct.-17	0.60	1,206.60	1,030.85	38.59	26,797.98
sep.-17	0.64	1,354.66	1,086.73	69.95	26,578.30
ago.-17	0.53	1,354.66	1,213.94	133.37	20,622.54
jul.-17	0.55	1,418.10	1,213.94	133.37	22,563.86
jun.-17	0.61	1,418.10	1,241.59	176.51	25,971.04
may.-17	0.56	1,418.10	1,241.59	176.51	30,166.81
abr.-17	0.49	1,418.10	1,241.59	176.51	30,622.16
mar.-17	0.49	1,336.02	1,136.51	176.51	25,925.62
feb.-17	0.47	1,336.02	1,136.51	199.50	30,150.05
ene.-17	0.40	1,188.82	1,064.60	199.50	22,779.81
dic.-16	0.46	1,096.69	1,061.86	124.21	20,115.49
nov.-16	0.61	1,199.61	1,061.86	34.83	27,526.66
oct.-16	0.60	1,248.95	1,119.93	37.41	26,261.64
sep.-16	0.66	1,342.12	1,183.52	65.43	27,459.10
ago.-16	0.52	1,342.12	1,216.69	125.43	21,203.08
jul.-16	0.54	1,342.12	1,216.69	125.43	24,990.69
jun.-16	0.56	1,342.12	1,216.69	125.43	28,266.44
may.-16	0.52	1,342.12	1,216.69	125.43	28,620.92
abr.-16	0.51	1,325.96	1,144.78	125.43	30,137.97
mar.-16	0.55	1,171.56	1,050.77	158.00	26,026.68
feb.-16	0.49	1,171.56	1,050.77	120.79	26,728.23
ene.-16	0.41	1,113.16	1,017.60	120.79	20,799.96
dic.-15	0.40	1,085.34	1,014.82	95.57	14,203.19
nov.-15	0.55	1,085.34	1,025.89	28.56	25,430.18
oct.-15	0.66	1,076.11	1,009.30	23.31	26,349.24
sep.-15	0.68	1,262.10	1,048.02	8.54	25,606.87
ago.-15	0.63	1,262.10	1,128.22	81.77	22,748.33

jul.-15	0.58	1,283.02	1,128.22	82.23	23,222.34
jun.-15	0.65	1,283.02	1,136.51	146.50	27,082.71
may.-15	0.63	1,283.02	1,142.06	140.96	28,038.90
abr.-15	0.53	1,283.02	1,142.06	140.96	29,319.50
mar.-15	0.55	1,208.00	1,089.51	140.96	26,233.06
feb.-15	0.52	1,208.00	1,089.51	118.49	27,862.58
ene.-15	0.45	1,160.30	1,089.51	118.49	22,556.06
dic.-14	0.43	1,109.73	1,065.79	70.79	16,570.63
nov.-14	0.59	1,109.73	1,065.79	24.39	27,300.60
oct.-14	0.69	1,127.54	1,044.85	24.39	27,340.32
sep.-14	0.65	1,220.24	1,084.52	4.75	26,847.75
ago.-14	0.63	1,220.24	1,163.24	21.30	24,594.26
jul.-14	0.65	1,244.81	1,163.24	21.30	25,382.30
jun.-14	0.65	1,244.81	1,180.01	64.80	27,231.56
may.-14	0.66	1,752.90	1,180.01	64.80	29,486.62
abr.-14	0.63	1,993.13	1,515.29	-48.03	32,346.01
mar.-14	0.51	2,046.95	1,945.35	-144.67	26,035.59
feb.-14	0.54	2,046.95	2,046.95	-152.70	29,374.61
ene.-14	0.49	2,046.95	2,046.95	-152.70	23,678.06

Fuente: Elaboración propia

## Facturación como MT2:

**Cuadro N° 5. 11: Cargos facturados MT2.**

MT2								
año	Cargo fijo	Energía activa en horas punta(a)	Energía activa en horas fuera de punta (a)	Potencia de generación en horas punta (b)	Potencia por uso de redes de distribución en horas punta (c)	Exceso de facturación por potencia en horas fuera de punta (d)	Energía reactiva (e)	total
dic.-18	3.99	14,647.44	41,363.10	59.36	11,422.73	618.59	826.21	68,941.42
nov.-18	3.99	19,013.63	66,141.42	58.91	11,422.73	656.86	1,264.52	98,562.07
oct.-18	3.99	20,125.10	63,282.72	52.28	12,637.35	656.74	1,274.16	98,032.33
sep.-18	3.99	21,204.40	67,290.88	60,396.55	13,960.50	1,007.37	1,352.27	165,215.97
ago.-18	3.99	20,386.35	62,703.74	57,534.84	13,960.50	1,007.37	1,268.39	156,865.18
jul.-18	3.98	15,728.08	53,151.45	49,999.54	13,932.10	1,005.55	1,078.99	134,899.69
jun.-18	3.98	18,543.54	56,991.18	54,398.92	13,932.10	1,005.55	1,179.60	146,054.86
may.-18	3.98	21,021.57	67,719.74	68,532.65	12,817.33	1,005.55	1,387.99	172,488.82
abr.-18	3.98	20,393.34	70,155.17	76,758.12	11,176.11	976.35	1,399.69	180,862.76
mar.-18	3.98	17,417.46	59,327.85	52,146.79	11,176.11	1,860.21	1,185.96	143,118.36
feb.-18	3.98	17,606.46	61,839.59	61,815.43	11,123.57	2,279.37	1,228.84	155,897.24
ene.-18	3.93	16,717.30	58,035.76	59,117.07	10,713.95	2,283.63	1,146.20	148,017.84
dic.-17	3.93	12,488.09	41,722.78	59,238.89	10,582.33	1,416.18	830.27	126,282.46
nov.-17	3.93	19,091.06	59,292.56	65,686.01	9,824.04	1,173.49	1,197.80	156,268.88
oct.-17	3.95	17,668.05	55,400.83	53,975.60	10,443.52	416.76	1,168.39	139,077.10
sep.-17	3.92	18,286.32	53,558.27	52,936.03	11,581.02	749.82	1,134.89	138,250.28
ago.-17	3.92	13,810.57	41,789.67	48,931.39	11,581.02	1,429.70	880.58	118,426.86
jul.-17	3.92	13,775.41	44,619.66	48,181.10	11,857.22	1,431.04	963.48	120,831.83
jun.-17	3.92	16,792.55	50,579.38	52,741.64	11,857.22	1,893.90	1,108.96	134,977.57
may.-17	3.92	18,717.81	59,404.71	58,058.27	11,857.22	1,893.90	1,288.12	151,223.95
abr.-17	3.92	18,624.47	60,944.48	63,225.22	10,933.27	1,909.79	1,307.57	156,948.70
mar.-17	3.93	15,497.98	55,388.47	49,068.90	11,206.03	1,953.92	1,174.43	134,293.65
feb.-17	3.92	18,445.71	64,061.73	61,476.17	10,379.89	2,188.55	1,320.57	157,876.53
ene.-17	3.92	14,228.13	49,381.40	52,868.56	10,353.11	2,188.55	997.76	130,021.42
dic.-16	3.92	12,828.06	40,562.89	49,078.88	10,342.49	1,360.13	873.01	115,049.39
nov.-16	3.88	18,335.49	54,853.26	51,202.06	10,751.32	375.51	1,145.11	136,666.62
oct.-16	3.88	17,329.06	53,461.44	48,908.45	11,361.80	403.32	1,092.48	132,560.43
sep.-16	3.9	18,700.89	55,360.98	47,065.07	11,741.06	709.87	1,142.30	134,724.06
ago.-16	3.89	13,924.89	43,038.44	43,793.71	11,680.23	1,352.13	862.97	114,656.25
jul.-16	3.89	15,835.81	51,217.72	43,053.78	11,680.23	1,352.13	1,017.12	124,160.67
jun.-16	3.86	17,732.90	54,332.47	49,234.48	11,570.72	1,339.59	1,133.48	135,347.51
may.-16	3.86	17,221.90	55,626.30	49,234.48	10,886.86	1,339.59	1,147.70	135,460.68
abr.-16	3.82	17,866.16	56,683.43	44,657.47	9,971.77	1,337.08	1,181.41	131,701.13
mar.-16	3.82	14,711.38	49,547.77	34,185.68	9,971.77	1,684.25	1,020.25	111,124.92
feb.-16	3.82	14,982.58	50,987.59	37,148.51	9,656.99	1,287.65	1,047.75	115,114.88

ene.-16	3.83	11,377.20	38,900.99	33,084.60	9,549.49	1,277.99	796.64	94,990.74
dic.-15	3.83	7,903.86	24,886.60	26,525.22	9,530.51	996.75	525.52	70,372.30
nov.-15	3.83	14,427.30	44,329.08	34,881.15	9,376.44	297.88	940.92	104,256.59
oct.-15	3.84	15,545.11	45,627.40	32,044.42	9,788.50	244.53	974.92	104,228.72
sep.-15	3.81	14,999.53	42,613.24	31,025.32	10,379.64	88.35	919.29	100,029.18
ago.-15	3.81	13,071.55	38,066.60	28,872.06	10,379.64	845.49	816.67	92,055.81
jul.-15	3.81	13,670.13	41,011.53	35,331.21	10,455.93	850.22	833.68	102,156.52
jun.-15	3.81	16,053.70	47,736.32	36,712.95	10,506.95	1,514.83	972.27	113,500.82
may.-15	3.81	16,340.73	49,655.29	37,827.83	10,506.95	1,457.49	1,006.60	116,798.70
abr.-15	3.81	15,819.98	48,518.83	45,398.57	9,979.88	1,450.44	1,052.57	122,224.09
mar.-15	3.79	12,829.60	42,095.47	35,894.68	9,979.88	1,450.44	947.01	103,200.88
feb.-15	3.79	13,732.10	44,623.43	40,431.76	9,979.88	1,219.27	1,005.84	110,996.07
ene.-15	3.8	11,131.85	35,809.12	33,081.55	9,752.00	1,218.08	798.48	91,794.88
dic.-14	3.8	8,728.94	27,372.32	27,734.69	9,752.00	727.73	586.60	74,906.09
nov.-14	3.72	14,442.43	44,985.49	32,778.99	9,236.48	242.15	890.00	102,579.26
oct.-14	3.52	15,220.97	44,362.33	33,049.58	10,259.52	271.17	967.85	104,134.94
sep.-14	3.52	14,706.46	43,769.14	33,702.04	11,004.25	52.81	950.41	104,188.62
ago.-14	3.49	13,551.98	40,026.81	31,919.66	10,922.82	235.16	865.72	97,525.64
jul.-14	3.42	13,599.72	39,868.11	31,165.58	10,879.68	230.90	873.15	96,620.56
jun.-14	3.45	14,094.33	43,074.62	28,771.76	10,974.08	708.23	874.13	98,500.60
may.-14	3.43	14,648.51	43,728.73	31,612.50	13,940.62	701.10	981.90	105,616.80
abr.-14	3.42	16,097.94	52,380.91	37,622.30	18,033.39	-523.50	1,054.48	124,668.93
mar.-14	3.42	11,745.46	43,224.58	31,768.55	18,975.23	-1,576.90	848.76	104,989.09
feb.-14	3.45	14,209.48	47,318.29	31,888.09	19,036.64	-1,669.06	942.93	111,729.81
ene.-14	3.45	11,799.93	37,844.72	29,764.84	19,036.64	-1,669.06	760.07	97,540.59

Fuente: Elaboración propia

## Facturación como MT3:

**Cuadro N° 5. 12: Cargos facturados MT3.**

año	MT3								
	Cargo fijo	Energía activa en horas punta(a)	Energía activa en horas fuera de punta (a)	Potencia de generación en HP (b):		Pot por uso de redes de distribución en HP c):		Energía reactiva (d)	total
				Clientes presentes en punta	Clientes fuera en punta	Clientes presentes en punta	Clientes fuera en punta		
dic.-18	3.16	14,647.44	41,363.10	52,354.21	0.00	13,292.73	0.00	826.21	122,486.84
nov.-18	3.16	19,013.63	66,141.42	55,677.68	0.00	13,312.54	0.00	1,264.52	155,412.94
oct.-18	3.17	20,125.10	63,282.72	50,984.59	0.00	15,500.11	0.00	1,274.16	151,169.84
sep.-18	3.17	21,204.40	67,290.88	56,603.56	0.00	16,459.59	0.00	1,352.27	162,913.87
ago.-18	3.17	20,386.35	62,703.74	52,437.26	0.00	16,459.59	0.00	1,268.39	153,258.51
jul.-18	3.16	15,728.08	53,151.45	51,910.86	0.00	0.00	16,520.05	1,078.99	138,392.60
jun.-18	3.16	18,543.54	56,991.18	51,941.75	0.00	16,429.37	0.00	1,179.60	145,088.59
may.-18	3.16	21,021.57	67,719.74	63,891.35	0.00	16,429.37	0.00	1,387.99	170,453.18
abr.-18	3.16	20,393.34	70,155.17	74,330.84	0.00	0.00	16,003.07	1,399.69	182,285.26
mar.-18	3.16	17,417.46	59,327.85	52,406.30	0.00	14,646.58	0.00	1,185.96	144,987.31
feb.-18	3.16	17,606.46	61,839.59	66,708.79	0.00	0.00	14,715.93	1,228.84	162,102.77
ene.-18	3.12	16,717.30	58,035.76	62,440.87	0.00	0.00	13,811.82	1,146.20	152,155.06
dic.-17	3.12	12,488.09	41,722.78	61,286.84	0.00	0.00	13,101.91	830.27	129,433.01
nov.-17	3.12	19,091.06	59,292.56	61,120.99	0.00	12,759.49	0.00	1,197.80	153,465.02
oct.-17	3.14	17,668.05	55,400.83	49,483.38	0.00	12,850.27	0.00	1,168.39	136,574.06
sep.-17	3.12	18,286.32	53,558.27	47,883.73	0.00	14,318.73	0.00	1,134.89	135,185.07
ago.-17	3.12	13,810.57	41,789.67	43,690.10	0.00	14,318.73	0.00	880.58	114,492.77
jul.-17	3.12	13,775.41	44,619.66	43,790.63	0.00	15,003.49	0.00	963.48	118,155.80
jun.-17	3.12	16,792.55	50,579.38	47,862.82	0.00	15,003.49	0.00	1,108.96	131,350.31
may.-17	3.12	18,717.81	59,404.71	56,916.35	0.00	15,003.49	0.00	1,288.12	151,333.59
abr.-17	3.12	18,624.47	60,944.48	63,284.66	0.00	0.00	15,187.84	1,307.57	159,352.13
mar.-17	3.12	15,497.98	55,388.47	51,757.93	0.00	0.00	14,669.47	1,174.43	138,491.39
feb.-17	3.12	18,445.71	64,061.73	63,957.19	0.00	0.00	14,522.50	1,320.57	162,310.83
ene.-17	3.12	14,228.13	49,381.40	56,370.89	0.00	0.00	12,922.43	997.76	133,903.72
dic.-16	3.11	12,828.06	40,562.89	44,657.15	0.00	0.00	11,910.06	873.01	110,834.29
nov.-16	3.08	18,335.49	54,853.26	47,553.11	0.00	12,763.90	0.00	1,145.11	134,653.94
oct.-16	3.08	17,329.06	53,461.44	44,217.00	0.00	13,288.79	0.00	1,092.48	129,391.85
sep.-16	3.09	18,700.89	55,360.98	42,933.61	0.00	14,347.26	0.00	1,142.30	132,488.12
ago.-16	3.09	13,924.89	43,038.44	40,175.49	0.00	14,266.73	0.00	862.97	112,271.61
jul.-16	3.09	15,835.81	51,217.72	41,157.05	0.00	14,266.73	0.00	1,017.12	123,497.52
jun.-16	3.07	17,732.90	54,332.47	45,175.73	0.00	14,145.94	0.00	1,133.48	132,523.60
may.-16	3.07	17,221.90	55,626.30	47,645.99	0.00	14,145.94	0.00	1,147.70	135,790.89
abr.-16	3.03	17,866.16	56,683.43	44,753.58	0.00	13,949.07	0.00	1,181.41	134,436.66

mar.-16	3.03	14,711.38	49,547.77	33,659.71	0.00	12,324.79	0.00	1,020.25	111,266.93
feb.-16	3.03	14,982.58	50,987.59	39,122.11	0.00	0.00	12,383.37	1,047.75	118,526.43
ene.-16	3.04	11,377.20	38,900.99	33,926.90	0.00	0.00	11,677.08	796.64	96,681.85
dic.-15	3.04	7,903.86	24,886.60	24,541.30	0.00	0.00	11,222.36	525.52	69,082.68
nov.-15	3.04	14,427.30	44,329.08	32,533.34	0.00	11,168.10	0.00	940.92	103,401.77
oct.-15	3.04	15,545.11	45,627.40	29,571.75	0.00	11,127.03	0.00	974.92	102,849.24
sep.-15	3.02	14,999.53	42,613.24	27,705.31	0.00	12,873.40	0.00	919.29	99,113.78
ago.-15	3.02	13,071.55	38,066.60	25,787.75	0.00	12,873.40	0.00	816.67	90,618.98
jul.-15	3.02	13,670.13	41,011.53	31,578.91	0.00	13,086.77	0.00	833.68	100,184.04
jun.-15	3.02	16,053.70	47,736.32	32,793.74	0.00	13,086.77	0.00	972.27	110,645.81
may.-15	3.02	16,340.73	49,655.29	34,324.75	0.00	13,086.77	0.00	1,006.60	114,417.16
abr.-15	3.02	15,819.98	48,518.83	45,514.53	0.00	13,022.62	0.00	1,052.57	123,931.55
mar.-15	3.01	12,829.60	42,095.47	36,156.04	0.00	12,261.17	0.00	947.01	104,292.30
feb.-15	3.01	13,732.10	44,623.43	40,989.12	0.00	12,261.17	0.00	1,005.84	112,614.67
ene.-15	3.01	11,131.85	35,809.12	31,973.74	0.00	0.00	11,823.43	798.48	91,539.64
dic.-14	3.01	8,728.94	27,372.32	24,791.73	0.00	0.00	11,308.18	586.60	72,790.79
nov.-14	2.95	14,442.43	44,985.49	30,658.63	0.00	10,875.38	0.00	890.00	101,854.88
oct.-14	2.93	15,220.97	44,362.33	26,546.51	0.00	11,489.66	0.00	967.85	98,590.25
sep.-14	2.93	14,706.46	43,769.14	27,070.58	0.00	12,434.22	0.00	950.41	98,933.74
ago.-14	2.91	13,551.98	40,026.81	25,693.35	0.00	12,336.60	0.00	865.72	92,477.37
jul.-14	2.86	13,599.72	39,868.11	25,023.75	0.00	12,360.92	0.00	873.15	91,728.50
jun.-14	2.88	14,094.33	43,074.62	23,152.01	0.00	12,448.05	0.00	874.13	93,646.03
may.-14	2.87	14,648.51	43,728.73	25,666.45	0.00	17,371.28	0.00	981.90	102,399.74
abr.-14	2.86	16,097.94	52,380.91	30,983.92	0.00	19,871.47	0.00	1,054.48	120,391.58
mar.-14	2.86	11,745.46	43,224.58	27,797.42	0.00	20,408.09	0.00	848.76	104,027.17
feb.-14	2.88	14,209.48	47,318.29	27,805.77	0.00	20,469.50	0.00	942.93	110,748.84
ene.-14	2.88	11,799.93	37,844.72	25,677.27	0.00	0.00	21,226.87	760.07	97,311.73

Fuente: Elaboración propia

## Facturación como MT4

**Cuadro N° 5. 13: Cargos facturados MT4.**

MT4							
Cargo fijo	Energía activa mes(a)	Potencia de generación en HP (b):		Pot por uso de redes de distribución en HP c) :		Energía reactiva (d)	total
		Clientes presentes en punta	Clientes fuera en punta	Clientes presentes en punta	Clientes fuera en punta		
3.16	56,119.73	52,354.21	0.00	13,292.73	0.00	826.21	122,596.04
3.16	85,892.16	55,677.68	0.00	13,312.54	0.00	1,264.52	156,150.06
3.17	83,858.51	50,984.59	0.00	15,500.11	0.00	1,274.16	151,620.54
3.17	88,999.85	56,603.56	0.00	16,459.59	0.00	1,352.27	163,418.45
3.17	83,478.91	52,437.26	0.00	16,459.59	0.00	1,268.39	153,647.33
3.16	69,446.55	51,910.86	0.00	0.00	16,520.05	1,078.99	138,959.61
3.16	75,921.59	51,941.75	0.00	16,429.37	0.00	1,179.60	145,475.47
3.16	89,334.37	63,891.35	0.00	16,429.37	0.00	1,387.99	171,046.23
3.16	91,310.99	74,330.84	0.00	0.00	16,003.07	1,399.69	183,047.75
3.16	77,368.00	52,406.30	0.00	14,646.58	0.00	1,185.96	145,610.00
3.16	80,165.81	66,708.79	0.00	0.00	14,715.93	1,228.84	162,822.53
3.12	75,394.18	62,440.87	0.00	0.00	13,811.82	1,146.20	152,796.19
3.12	54,613.35	61,286.84	0.00	0.00	13,101.91	830.27	129,835.49
3.12	78,788.41	61,120.99	0.00	12,759.49	0.00	1,197.80	153,869.80
3.14	73,441.92	49,483.38	0.00	12,850.27	0.00	1,168.39	136,947.10
3.12	72,057.07	47,883.73	0.00	14,318.73	0.00	1,134.89	135,397.55
3.12	55,849.51	43,690.10	0.00	14,318.73	0.00	880.58	114,742.05
3.12	58,814.20	43,790.63	0.00	15,003.49	0.00	963.48	118,574.91
3.12	67,695.24	47,862.82	0.00	15,003.49	0.00	1,108.96	131,673.62
3.12	78,631.80	56,916.35	0.00	15,003.49	0.00	1,288.12	151,842.87
3.12	80,134.38	63,284.66	0.00	0.00	15,187.84	1,307.57	159,917.56
3.12	71,585.64	51,757.93	0.00	0.00	14,669.47	1,174.43	139,190.59
3.12	83,250.13	63,957.19	0.00	0.00	14,522.50	1,320.57	163,053.52
3.12	64,174.22	56,370.89	0.00	0.00	12,922.43	997.76	134,468.41
3.11	53,735.77	44,657.15	0.00	0.00	11,910.06	873.01	111,179.11
3.08	73,533.68	47,553.11	0.00	12,763.90	0.00	1,145.11	134,998.88
3.08	71,121.22	44,217.00	0.00	13,288.79	0.00	1,092.48	129,722.57
3.09	74,283.27	42,933.61	0.00	14,347.26	0.00	1,142.30	132,709.53
3.09	57,234.38	40,175.49	0.00	14,266.73	0.00	862.97	112,542.66
3.09	67,532.04	41,157.05	0.00	14,266.73	0.00	1,017.12	123,976.04
3.07	72,387.94	45,175.73	0.00	14,145.94	0.00	1,133.48	132,846.16
3.07	73,295.75	47,645.99	0.00	14,145.94	0.00	1,147.70	136,238.44
3.03	75,006.05	44,753.58	0.00	13,949.07	0.00	1,181.41	134,893.13
3.03	64,774.05	33,659.71	0.00	12,324.79	0.00	1,020.25	111,781.84
3.03	66,520.03	39,122.11	0.00	0.00	12,383.37	1,047.75	119,076.30
3.04	50,724.58	33,926.90	0.00	0.00	11,677.08	796.64	97,128.24
3.04	33,005.66	24,541.30	0.00	0.00	11,222.36	525.52	69,297.88

3.04	59,095.17	32,533.34	0.00	11,168.10	0.00	940.92	103,740.57
3.04	61,424.93	29,571.75	0.00	11,127.03	0.00	974.92	103,101.66
3.02	57,808.83	27,705.31	0.00	12,873.40	0.00	919.29	99,309.84
3.02	51,355.54	25,787.75	0.00	12,873.40	0.00	816.67	90,836.37
3.02	54,922.10	31,578.91	0.00	13,086.77	0.00	833.68	100,424.48
3.02	64,052.09	32,793.74	0.00	13,086.77	0.00	972.27	110,907.89
3.02	66,313.52	34,324.75	0.00	13,086.77	0.00	1,006.60	114,734.65
3.02	64,765.45	45,514.53	0.00	13,022.62	0.00	1,052.57	124,358.19
3.01	55,359.32	36,156.04	0.00	12,261.17	0.00	947.01	104,726.56
3.01	58,798.08	40,989.12	0.00	12,261.17	0.00	1,005.84	113,057.22
3.01	47,267.62	31,973.74	0.00	0.00	11,823.43	798.48	91,866.29
3.01	36,286.54	24,791.73	0.00	0.00	11,308.18	586.60	72,976.07
2.95	59,662.54	30,658.63	0.00	10,875.38	0.00	890.00	102,089.50
2.93	59,709.07	26,546.51	0.00	11,489.66	0.00	967.85	98,716.01
2.93	58,633.34	27,070.58	0.00	12,434.22	0.00	950.41	99,091.48
2.91	53,711.90	25,693.35	0.00	12,336.60	0.00	865.72	92,610.47
2.86	53,638.72	25,023.75	0.00	12,360.92	0.00	873.15	91,899.39
2.88	57,426.33	23,152.01	0.00	12,448.05	0.00	874.13	93,903.41
2.87	58,621.14	25,666.45	0.00	17,371.28	0.00	981.90	102,643.65
2.86	68,783.37	30,983.92	0.00	19,871.47	0.00	1,054.48	120,696.10
2.86	55,364.36	27,797.42	0.00	20,408.09	0.00	848.76	104,421.49
2.88	61,945.64	27,805.77	0.00	20,469.50	0.00	942.93	111,166.71
2.88	49,932.67	25,677.27	0.00	0.00	21,226.87	760.07	97,599.75

Fuente: Elaboración propia

Del análisis de la facturación de la Universidad Nacional del Callao como cliente regulado, se obtuvo la siguiente tabla comparativa:

**Cuadro N° 5. 14:** Resumen de Facturación MT.

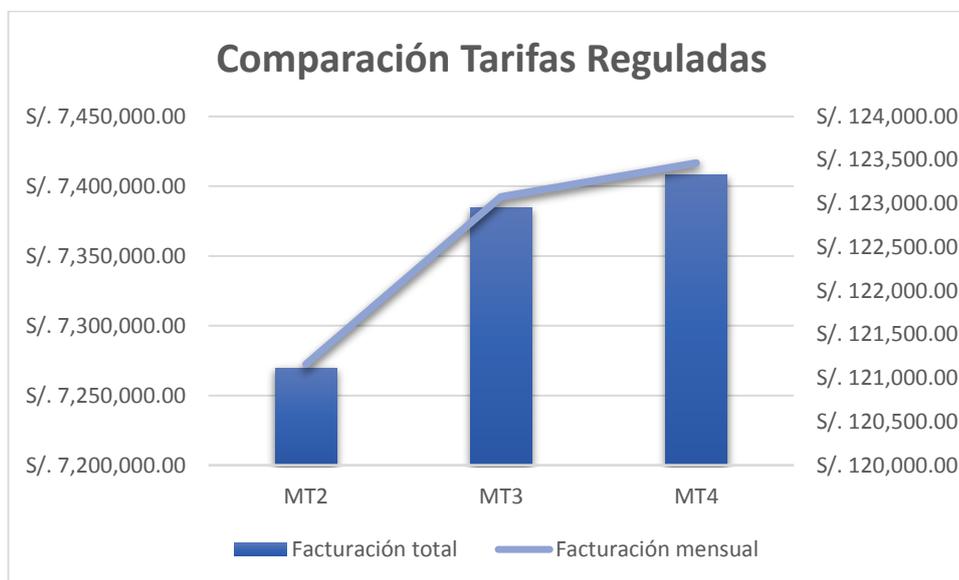
Tarifa	Facturación total (5 años)	Facturación mensual
MT2	S/. 7,269,608.56	S/. 121,160.14
MT3	S/. 7,384,710.43	S/. 123,078.51
MT4	S/. 7,407,972.18	S/. 123,466.20

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la tarifa más beneficiosa como cliente regulado es de MT2 con una facturación total en 5 años de S/. 7,269,608.56 y siendo la menos beneficiosa la tarifa MT4 con una facturación total en 5 años de S/. 7,407,972.18.

En la siguiente gráfica se muestra la comparación de las facturaciones con las diversas tarifas reguladas en media tensión de la Universidad Nacional del Callao.

**Figura N° 5.2: Resumen de Facturación MT**



Fuente: Elaboración propia

Así mismo, se determina que la facturación mensual de la tarifa MT2 es de S/. 121,160.14; de la tarifa MT3 es de S/. 123,078.51 y de la tarifa MT4 es de S/. 123,466.20. Con ello se demuestra que la tarifa que tarifa regulada que resulta más beneficiosa para la Universidad Nacional del Callao, considerando su perfil de consumos, es de MT2.

## 5.6.2. ESCENARIO 2

### **Análisis de la Universidad Nacional del Callao como cliente libre**

Debido a la estabilidad de la economía del estado peruano, las industrias vienen creciendo de manera considerable optando siempre por maximizar sus ganancias, reducir sus pérdidas y haciendo más efectivo sus sistemas.

Por lo anterior mencionado, tanto las distribuidoras como las generadoras vienen ofreciendo diversos sistemas de contratos (contratos bilaterales) para que las empresas dejen de ser regulados y pasen a ser clientes libres, garantizándoles una reducción en su facturación de energía y potencia.

### **Universidades y migración a clientes libres**

Las universidades en el país, tanto privadas como nacionales, ante el evidente beneficio de la migración de usuario regulado a usuario libre, han visto provechosas realizar dicho cambio.

Actualmente en el Perú existen 143 universidades de las cuales solo 16 han visto necesario realizar la migración.

**Cuadro N° 5. 15:** Universidades y suministradores.

	<b>Usuario Libre</b>	<b>Suministrador</b>
1	UNIVERSIDAD DE CIENCIAS APLICADAS S.A.C.	EDELNOR
2	UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN MARTIN	ELECTRO ORIENTE
3	UNIVERSIDAD PERUANA CAYETANO HEREDIA	EDEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A.
4	UNIVERSIDAD NACIONAL SAN LUIS GONZAGA DE ICA	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.
5	UNIVERSIDAD PERUANA UNIÓN	EDEL GENERACIÓN PERU S.A.A.
6	UNIVERSIDAD PRIVADA DEL NORTE S.A.C.	EDEL DISTRIBUCIÓN PERU S.A.A.
7	UNIVERSIDAD SAN IGNACIO DE LOYOLA SA	STATKRAFT PERÚ SA
8	UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE AMÉRICA LATINA S.A.C.	ELÉCTRICA SANTA ROSA S.A.C
9	UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS S.A.C.	INLAND ENERGY S.A.C.
10	UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO S.A.C.	EDEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A.
11	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PERÚ S.A.C.	ELECTRONORTE S.A.
12	UNIVERSIDAD DE PIURA	STATKRAFT PERÚ S.A.
13	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PERU	LUZ DEL SUR S.A.A.
14	UNIVERSIDAD DEL PACIFICO	EDEL DISTRIBUCIÓN S.A.A.
15	UNIVERSIDAD DE LIMA	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.
16	PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ	EDEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A.

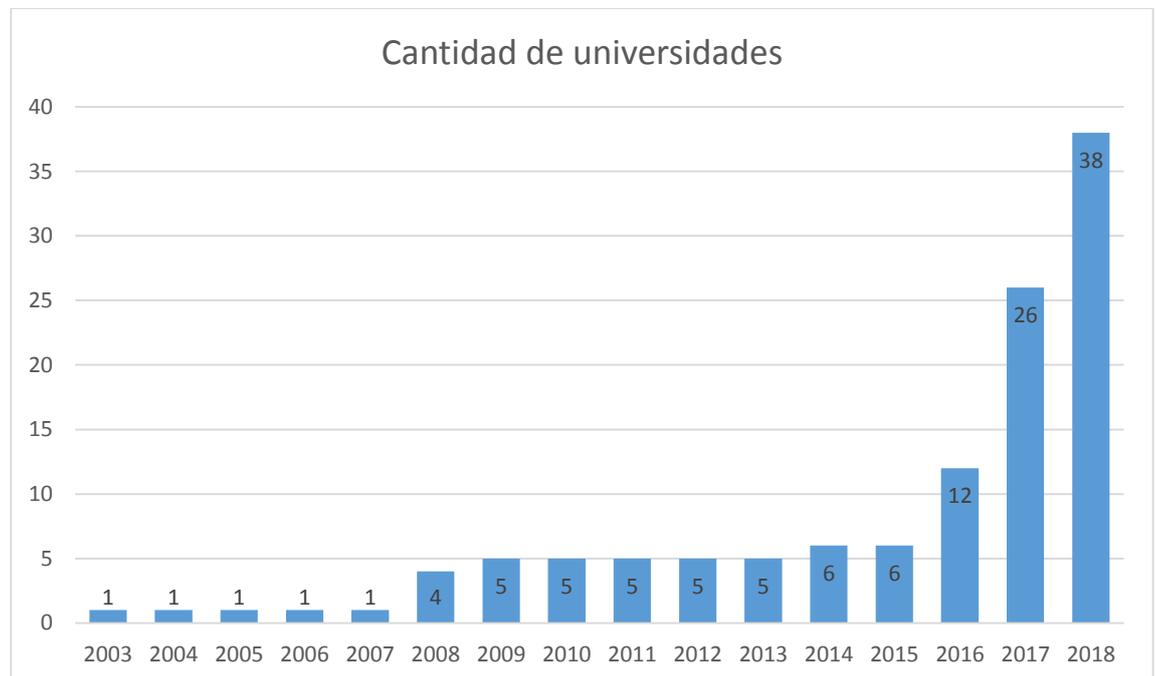
Fuente: Elaboración propia

De las universidades mencionadas, solo dos son universidades nacionales, es decir, solo dos universidades nacionales han reducido su facturación.

### Evolución de migración de universidades

En la siguiente gráfica se observa la cantidad de contratos que tienen las universidades tanto con las distribuidoras como con las generadoras, desde el 2003 hasta el 2018 se mantienen 38 contratos de universidad que pasaron a ser clientes libres.

**Figura N° 5.3:** Evolución de la participación de los recursos energéticos en la producción de la energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia

Con ello llega la pregunta, ¿Y por qué la Universidad Nacional del Callao no opta por la migración? Más adelante evaluaremos el comportamiento de la Universidad Nacional del Callao al migrar de un usuario regulado a un usuario libre.

### Precios de contratos entre concesionaria y universidad

Los contratos que firman las universidades con las centrales o distribuidoras se basan en negociaciones, no son precios regulados ni establecidos, por ello para cada universidad, o en general cualquier empresa, los precios son diferenciados.

**Cuadro N° 5. 16:** Precios de energía y potencia.

	Usuario Libre	Potencia	energía HP US\$/MWh		Potencia HP US\$/kW-mes
			energía HP	energía HFP	
1	UNIVERSIDAD DE CIENCIAS APLICADAS S.A.C.	1.83	40.6	38.4	6.4
2	UNIVERSIDAD PERUANA UNIÓN	1,0	31	31	6
3	UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN MARTIN	1.3	37.4	37.7	6.98
4	UNIVERSIDAD PERUANA CAYETANO HEREDIA	2.5	35.6	35.6	7.5
5	UNIVERSIDAD SAN IGNACIO DE LOYOLA	3.25	27.3	27.3	PBE
6	UNIVERSIDAD NACIONAL SAN LUIS GONZAGA DE ICA	0.2	32	32	PBE
7	UNIVERSIDAD SAN LUIS GONZAGA DE ICA	0.2	32	32	PBE
8	UNIVERSIDAD PERUANA UNIÓN	1,0	30.5	30.5	7
9	UNIVERSIDAD PRIVADA DEL NORTE S.A.C.	0.763	38.7	36.5	6.5
10	UNIVERSIDAD SAN IGNACIO DE LOYOLA SA	3.5	30	30	7.5
11	UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE AMÉRICA LATINA S.A.C.	0.25	37	37	PBE
12	UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS S.A.C.	1.1	66.1	54.4	6.6
13	UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO S.A.C.	0.75	37.4	37.4	6.3
14	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PERÚ S.A.C.	1.5	29	29	PBE
15	UNIVERSIDAD DE PIURA	0.312	28	28	PBE
16	UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PERÚ	1.3	60.1	48.7	6.4
17	UNIVERSIDAD DEL PACIFICO	1,0	33.7	31.8	6.0
18	UNIVERSIDAD DE LIMA	2.8	37.4	37.7	6.98
19	PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ	2.5	35.6	35.6	6.0

Fuente: Elaboración propia

Se observa que el promedio del precio de la Energía en la Hora Punta es de 44,3 US\$/MWh, la Energía en la Hora Fuera de Punta 36,3 US\$/MWh y el precio de la potencia es de 6,6 US\$/kW-mes.

Considerando los precios promedio anteriormente mencionados se elaboró el siguiente cuadró de facturación de la Universidad Nacional del Callao como cliente libre.

**Cuadro N° 5. 17:** Precios de energía y potencia como cliente libre.

año	Potencia HP (MW)	Energía HP (kW.h)	Energía FP (kW.h)	Precio Potencia HP (S/. / kW-mes)	Precio Energía HP (ctm S/. / kW.h)	Precio Energía FP (ctm S/. / kW.h)
dic.-18	1,046.2	66,278.0	224,799.5	25.27	0.1951	0.1509
nov.-18	1,172.3	86,034.5	359,464.2	24.37	0.1977	0.1564
oct.-18	1,148.6	92,870.8	351,766.1	24.30	0.1983	0.1561
sep.-18	1,178.2	97,851.4	374,046.0	24.67	0.1932	0.1556
ago.-18	1,122.4	94,076.4	348,547.8	24.80	0.1952	0.1573
jul.-18	1,010.7	74,224.1	303,202.8	24.61	0.1905	0.1534
jun.-18	1,105.7	87,510.8	325,106.6	24.71	0.1910	0.1538
may.-18	1,392.9	99,205.1	386,307.7	24.74	0.1897	0.1528
abr.-18	1,447.4	95,251.5	394,351.7	24.93	0.1900	0.1530
mar.-18	983.3	81,352.0	333,489.9	24.95	0.1894	0.1525
feb.-18	1,165.7	82,234.8	347,608.7	25.06	0.1914	0.1541
ene.-18	1,154.6	75,337.1	312,692.7	25.24	0.1902	0.1532
dic.-17	1,066.2	56,278.0	224,799.5	25.27	0.1998	0.1609
nov.-17	1,182.3	86,034.5	319,464.2	25.67	0.2037	0.1640
oct.-17	1,038.6	82,870.8	311,766.1	25.30	0.1999	0.1610
sep.-17	1,023.1	86,747.3	304,654.5	25.59	0.2025	0.1632
ago.-17	951.2	65,577.3	338,117.8	25.53	0.2008	0.1618
jul.-17	934.6	67,792.4	364,491.2	25.27	0.1987	0.1601
jun.-17	1,023.1	82,640.5	299,818.5	24.76	0.1954	0.1574
may.-17	1,150.4	92,115.2	352,132.2	25.37	0.1995	0.1607
abr.-17	1,277.5	91,610.8	359,342.4	24.62	0.1934	0.1557
mar.-17	962.3	72,184.3	309,605.8	25.03	0.1959	0.1577
feb.-17	1,205.7	85,913.9	358,086.8	26.52	0.2079	0.1675
ene.-17	1,061.8	65,177.0	270,286.8	26.10	0.2029	0.1635
dic.-16	1,023.1	62,031.2	234,196.8	25.46	0.2122	0.1709
nov.-16	1,067.4	88,662.9	316,704.7	25.18	0.2104	0.1695
oct.-16	1,056.3	83,152.9	303,585.7	24.52	0.2042	0.1645
sep.-16	1,017.6	89,821.7	314,551.0	24.04	0.2011	0.1619
ago.-16	967.8	77,011.0	245,233.3	24.15	0.2012	0.1620
jul.-16	1,012.1	75,516.5	392,505.5	23.81	0.1997	0.1609
jun.-16	1,183.5	89,154.9	327,107.0	23.72	0.1997	0.1608
may.-16	1,183.5	86,585.7	334,896.4	23.56	0.1979	0.1594
abr.-16	1,249.9	92,188.6	351,634.2	23.33	0.1991	0.1603
mar.-16	956.8	75,910.1	307,368.3	23.10	0.1960	0.1579

feb.-16	1,039.7	77,309.5	316,300.2	23.09	0.1977	0.1593
ene.-16	973.4	59,943.1	246,364.8	22.81	0.1928	0.1553
dic.-15	807.5	43,691.9	195,469.4	20.59	0.1763	0.1420
nov.-15	1,061.8	79,752.9	294,741.2	20.12	0.1729	0.1393
oct.-15	967.8	85,459.6	302,569.0	20.14	0.1724	0.1388
sep.-15	962.3	85,224.6	291,871.5	19.93	0.1712	0.1379
ago.-15	912.5	74,270.2	360,730.1	19.60	0.1677	0.1351
jul.-15	989.9	74,456.0	367,524.7	19.27	0.1651	0.1330
jun.-15	1,028.7	87,438.4	311,391.5	19.26	0.1731	0.1409
may.-15	1,067.4	89,001.8	323,909.3	19.06	0.1692	0.1377
abr.-15	1,189.1	91,286.7	340,483.0	19.35	0.1671	0.1360
mar.-15	962.3	77,473.4	308,844.2	19.35	0.1666	0.1356
feb.-15	1,084.0	82,923.3	327,391.3	19.30	0.1670	0.1359
ene.-15	1,095.1	68,672.7	263,496.1	19.44	0.1733	0.1410
dic.-14	918.1	51,803.8	162,221.4	18.96	0.1496	0.1218
nov.-14	1,084.0	86,793.4	315,245.2	19.00	0.1499	0.1220
oct.-14	1,027.3	91,527.2	311,096.3	18.78	0.1484	0.1208
sep.-14	1,047.6	88,433.3	306,936.5	18.86	0.1488	0.1211
ago.-14	992.2	81,491.1	280,692.9	19.04	0.1503	0.1223
jul.-14	992.2	84,470.3	279,318.7	18.94	0.1495	0.1217
jun.-14	1,042.1	87,979.6	213,042.3	18.87	0.1490	0.1213
may.-14	1,121.4	80,817.7	337,413.0	18.54	0.1463	0.1191
abr.-14	1,205.1	80,117.7	375,221.4	17.94	0.1410	0.1147
mar.-14	1,017.6	73,778.0	309,631.6	17.55	0.1378	0.1122
feb.-14	1,154.9	88,698.4	343,882.9	17.54	0.1368	0.1113
ene.-14	1,078.0	73,657.5	275,034.3	17.48	0.1364	0.1110

Fuente: Elaboración propia

Considerando los precios de energía y potencia como cliente libre se determinó la facturación por el servicio de energía eléctrica de la Universidad Nacional del Callao como cliente libre.

**Cuadro N° 5. 18:** Facturación de la Universidad Nacional del Callao como cliente libre.

año	Facturación PHP (S/.)	Facturación EHP (S/.)	Facturación EFHP (S/.)	FACTURACIÓN MES (S/.)
dic.-18	S/. 26,437.848	S/. 12,930.836	S/. 33,922.238	S/. 73,290.922
nov.-18	S/. 28,567.818	S/. 17,009.022	S/. 56,220.208	S/. 101,797.048
oct.-18	S/. 27,910.775	S/. 18,416.275	S/. 54,910.684	S/. 101,237.733
sep.-18	S/. 29,067.167	S/. 18,904.889	S/. 58,201.561	S/. 106,173.617
ago.-18	S/. 27,835.817	S/. 18,363.705	S/. 54,826.563	S/. 101,026.085
jul.-18	S/. 24,873.431	S/. 14,139.685	S/. 46,511.312	S/. 85,524.428
jun.-18	S/. 27,321.081	S/. 16,714.561	S/. 50,001.390	S/. 94,037.033
may.-18	S/. 34,461.339	S/. 18,819.215	S/. 59,027.821	S/. 112,308.375
abr.-18	S/. 36,084.858	S/. 18,097.781	S/. 60,335.809	S/. 114,518.448
mar.-18	S/. 24,534.460	S/. 15,408.063	S/. 50,857.206	S/. 90,799.729
feb.-18	S/. 29,211.665	S/. 15,739.732	S/. 53,566.506	S/. 98,517.903
ene.-18	S/. 29,142.868	S/. 14,329.112	S/. 47,904.521	S/. 91,376.501
dic.-17	S/. 26,943.248	S/. 11,244.343	S/. 36,170.232	S/. 74,357.823
nov.-17	S/. 30,348.448	S/. 17,525.229	S/. 52,392.136	S/. 100,265.813
oct.-17	S/. 26,276.366	S/. 16,565.868	S/. 50,194.338	S/. 93,036.572
sep.-17	S/. 26,181.543	S/. 17,566.322	S/. 49,719.621	S/. 93,467.487
ago.-17	S/. 24,284.963	S/. 13,167.913	S/. 54,707.454	S/. 92,160.330
jul.-17	S/. 23,618.552	S/. 13,470.349	S/. 58,355.041	S/. 95,443.942
jun.-17	S/. 25,332.357	S/. 16,147.952	S/. 47,191.427	S/. 88,671.736
may.-17	S/. 29,184.433	S/. 18,376.985	S/. 56,587.650	S/. 104,149.068
abr.-17	S/. 31,452.917	S/. 17,717.520	S/. 55,949.616	S/. 105,120.054
mar.-17	S/. 24,086.968	S/. 14,140.910	S/. 48,824.828	S/. 87,052.707
feb.-17	S/. 31,973.875	S/. 17,861.494	S/. 59,979.541	S/. 109,814.911
ene.-17	S/. 27,713.789	S/. 13,224.404	S/. 44,191.891	S/. 85,130.084
dic.-16	S/. 26,048.538	S/. 13,163.028	S/. 40,024.241	S/. 79,235.807
nov.-16	S/. 26,876.547	S/. 18,654.671	S/. 53,681.450	S/. 99,212.668
oct.-16	S/. 25,901.408	S/. 16,979.816	S/. 49,939.845	S/. 92,821.070
sep.-16	S/. 24,463.663	S/. 18,063.153	S/. 50,925.807	S/. 93,452.623
ago.-16	S/. 23,372.778	S/. 15,494.617	S/. 39,727.788	S/. 78,595.183
jul.-16	S/. 24,097.564	S/. 15,080.644	S/. 63,154.142	S/. 102,332.351
jun.-16	S/. 28,073.121	S/. 17,804.229	S/. 52,598.807	S/. 98,476.157
may.-16	S/. 27,883.758	S/. 17,135.311	S/. 53,382.493	S/. 98,401.562
abr.-16	S/. 29,159.214	S/. 18,354.756	S/. 56,366.958	S/. 103,880.928
mar.-16	S/. 22,101.576	S/. 14,878.377	S/. 48,533.459	S/. 85,513.412
feb.-16	S/. 24,006.689	S/. 15,284.083	S/. 50,386.621	S/. 89,677.393

ene.-16	S/. 22,202.403	S/. 11,557.033	S/. 38,260.446	S/. 72,019.882
dic.-15	S/. 16,625.700	S/. 7,702.879	S/. 27,756.660	S/. 52,085.239
nov.-15	S/. 21,364.039	S/. 13,789.274	S/. 41,057.454	S/. 76,210.767
oct.-15	S/. 19,491.832	S/. 14,733.243	S/. 41,996.572	S/. 76,221.648
sep.-15	S/. 19,179.116	S/. 14,590.454	S/. 40,249.077	S/. 74,018.647
ago.-15	S/. 17,885.345	S/. 12,455.109	S/. 48,734.637	S/. 79,075.091
jul.-15	S/. 19,076.282	S/. 12,292.692	S/. 48,880.783	S/. 80,249.757
jun.-15	S/. 19,812.030	S/. 15,135.593	S/. 43,875.062	S/. 78,822.684
may.-15	S/. 20,344.201	S/. 15,059.107	S/. 44,602.305	S/. 80,005.613
abr.-15	S/. 23,008.445	S/. 15,254.003	S/. 46,305.687	S/. 84,568.135
mar.-15	S/. 18,620.968	S/. 12,907.071	S/. 41,879.279	S/. 73,407.319
feb.-15	S/. 20,920.452	S/. 13,848.196	S/. 44,492.473	S/. 79,261.121
ene.-15	S/. 21,287.827	S/. 11,900.987	S/. 37,152.946	S/. 70,341.760
dic.-14	S/. 17,406.482	S/. 7,749.852	S/. 19,758.561	S/. 44,914.894
nov.-14	S/. 20,595.264	S/. 13,010.336	S/. 38,459.918	S/. 72,065.518
oct.-14	S/. 19,293.474	S/. 13,582.637	S/. 37,580.433	S/. 70,456.544
sep.-14	S/. 19,758.174	S/. 13,158.874	S/. 37,170.010	S/. 70,087.058
ago.-14	S/. 18,891.837	S/. 12,248.119	S/. 34,328.747	S/. 65,468.702
jul.-14	S/. 18,792.615	S/. 12,628.307	S/. 33,993.083	S/. 65,414.005
jun.-14	S/. 19,664.002	S/. 13,108.960	S/. 25,842.030	S/. 58,614.991
may.-14	S/. 20,790.913	S/. 11,823.623	S/. 40,185.890	S/. 72,800.426
abr.-14	S/. 21,618.843	S/. 11,294.912	S/. 43,049.527	S/. 75,963.283
mar.-14	S/. 17,861.821	S/. 10,169.416	S/. 34,734.787	S/. 62,766.023
feb.-14	S/. 20,257.658	S/. 12,136.245	S/. 38,289.300	S/. 70,683.203
ene.-14	S/. 18,842.946	S/. 10,047.030	S/. 30,531.282	S/. 59,421.259

Fuente: Elaboración propia

Del análisis efectuado anteriormente se determina que la facturación total de la Universidad Nacional del Callao como cliente libre, en la evaluación de los 5 años anteriores, es de S/. 5,085,821.07 siendo la facturación mensual de S/. 84,763.68

**Cuadro N° 5. 19:** Resumen facturación promedio como cliente libre.

Cliente Libre	Facturación total (5 años)	Facturación mensual
UNAC	S/. 5,085,821.07	S/. 84,763.68

Fuente: Elaboración propia

### 5.6.3. ESCENARIO 3

#### Análisis de la Universidad Nacional del Callao con generación distribuida

Las principales tecnologías para generación distribuida son: motor alterno, turbina de gas, minihidráulica, eólica, solar térmica, fotovoltaica, biomasa y microturbina, las cuales vienen desarrollándose y difundiéndose internacionalmente como las mejores para la autogeneración.

En el cuadro que se muestra a continuación se compara la tecnología para generación distribuida con su respectivo costo de inversión por cada 1 kW necesitado:

**Cuadro N° 5. 20:** Tecnología de generación distribuida.

Tecnologías	Energía Primaria	Potencia (MW)	Rendimiento Eléctrico (%)	Coste Inversión (\$/kW)	disponibilidad comercial
Motor Alternativo	Gas natural, diésel, biogás, propano	0.08-20	gas natural (28-42 %) diésel (30-50 %) Cogeneración (80-85 %)	366-659	Actual
Turbina de gas	Gas natural, biogás, propano	0.25-500	25-60 % 70-90 % (cogeneración)	439-1400 (CHP)	Actual
Minihidráulica	Agua	0.01-10	80-90%	732-1317	Actual
Eólica	Viento	0.005-5	43%	805-1244	Actual
Solar Térmica	Sol	0.0002-200	23-31 %	2561-5854	Actual
Fotovoltaica	Sol	<0.001-0.8	34%	2659-4122	Actual
Biomasa	Biomasa		32%	1098-1829	Actual
Microturbina	Gas natural, hidrógeno, diésel, biogás, propano	0.025-0.4	25-30 % hasta 85% (cogeneración)	659-1463	Actual (limitada)

Fuente: Generación distribuida España 2014

Se determina que una de las tecnologías más caras es la que usa como energía primaria el sol (Solar Térmica y Fotovoltaica) con una inversión que van desde 2561 hasta 5854 \$/kW instalados con una eficiencia de 34 %.

Mientras que la tecnología con Motor Alternativo representa la más económica con una inversión que va desde 366 hasta 659 \$/kW instalados con una eficiencia de 85 % en su uso como cogeneración.

Por ello se opta por la tecnología de Motor Alternativo por presentar mejores condiciones tanto económicas como técnicas.

## VI. RESULTADOS

### Factibilidad de la instalación del motor alternativo como generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao

#### Selección del motor alternativo

Luego de seleccionar al motor alternativo como tecnología para la generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao, debemos de escoger cuál de los tipos de tecnología de motores alternativos es la más adecuada para nuestro caso.

Del cuadro N° 4.7 se extrae lo siguiente:

**Cuadro N° 6. 1:** Tabla de Características del motor reciprocante.

<b>Technology</b>	<b>Recip. Engine</b>
Electric efficiency (HHV)	27-41%
Overall CHP efficiency (HHV)	77-80%
Effective electrical efficiency	75-80%
Typical capacity (MWe)	.005-10
Typical power to heat ratio	0.5-1.2
Part-load	ok
CHP Installed costs (\$/kWe)	1,500-2,900
Non-fuel O&M costs (\$/kWh)	0.009-0.025
Availability	96-98%
Hours to overhauls	30,000-60,000
Start-up time	10 sec
Fuel pressure (psig)	1-75
Fuels	natural gas, biogas, LPG, sour gas, industrial waste gas, manufactured gas
Uses for thermal output	space heating, hot water, cooling, LP steam
Power Density (kW/m <sup>2</sup> )	35-50
NOx (lb/MMBtu) (not including SCR)	0.013 rich burn 3-way cat. 0.17 lean burn
NOx (lb/MWhTotalOutput) (not including SCR)	0.06 rich burn 3-way cat. 0.8 lean burn

Fuente: Elaboración propia

Se decide hacer uso de motores reciprocantes, ya que tiene mejor eficiencia eléctrica en ciclo simple, y mejor eficiencia como cogeneradora. Es más barato en lo que respecta a costo de instalación, y operación y mantenimiento. Puede hacer uso de todo combustible, similar a las turbinas de gas.

Así mismo, es necesario saber que el 75% de las plantas de cogeneración existentes en España (según datos del 2004) utilizan motores alternativos, de los

cuales, la gran mayoría (70%), son de gas natural y el 28% diésel. En muy pocas ocasiones se utilizan combinaciones: motor diésel-motor de gas natural, motor de gas- turbina de vapor, motor diésel-turbina de vapor.

### Evaluación económica de la instalación de la central de generación distribuida

Antes de realizar la evaluación económica de la instalación de una es necesario tener en cuenta que:

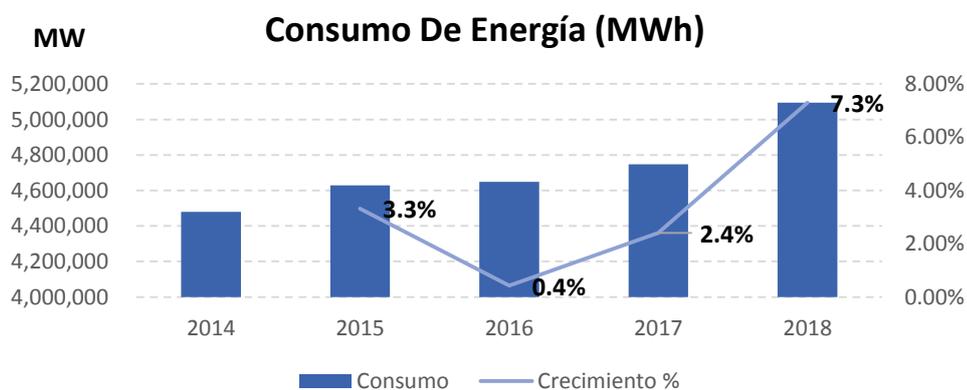
Resumen del consumo de energía de la Universidad Nacional del Callao

**Cuadro N° 6. 2:** Consumo de Energía de la UNAC.

CONSUMO DE ENERGÍA (KWh)						
	2014	2015	2016	2017	2018	
MT4	4,479,305	4,628,073	4,647,736	4,747,508	5,093,610	
HP	969,568	939,652	957,288	934,942	1,032,226	
HFP	3,509,737	3,688,421	3,690,448	3,812,566	4,061,384	
TOTAL	4,479,305	4,628,073	4,647,736	4,747,508	5,093,610	4,719,246
<b>Crecimiento %</b>		3.3%	0.4%	2.4%	7.3%	3.36%
<b>Crecimiento KWh</b>		148,768	19,663	99,771	346,102	

Fuente: Elaboración propia

**Figura N° 6.1:** Consumo de Energía de la UNAC



Fuente: Elaboración propia

Incremento de los consumos de la Universidad Nacional del Callao diferenciado la hora punta de hora fuera de punta

**Cuadro N° 6. 3:** Promedio de incremento de energía.

UNAC	2010	2015	2016	2017	2018	Promedio
<b>Factor Hora Punta</b>	29.48%	29.23%	28.84%	28.56%	28.27%	<b>28.72%</b>
<b>Factor Fuera Punta</b>	70.52%	70.77%	71.16%	71.44%	71.73%	<b>71.28%</b>

Fuente: Elaboración propia

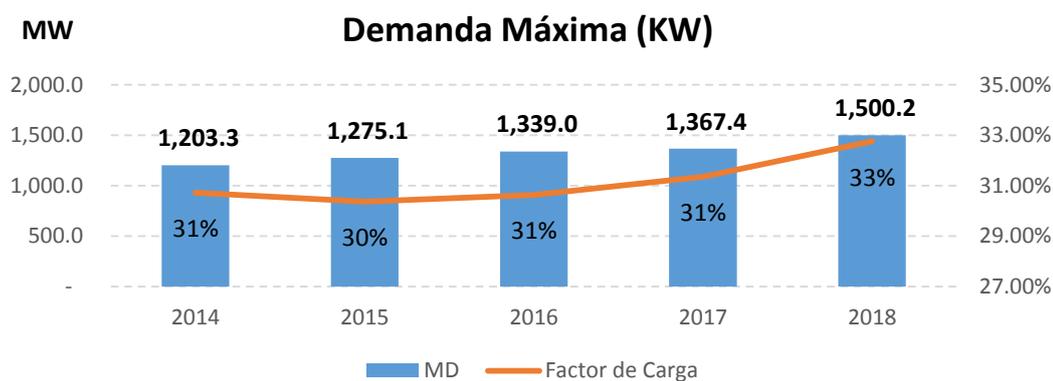
Resumen de incremento de la máxima demanda de la Universidad Nacional del Callao.

**Cuadro N° 6. 4:** Máxima demanda de la UNAC.

MÁXIMA DEMANDA (MW)						
	2014	2015	2016	2017	2018	
<b>MT4</b>	1,203.275	1,275.053	1,339.014	1,367.377	1,500.158	
<b>TOTAL</b>	1,203.3	1,275.1	1,339.0	1,367.4	1,500.2	1370.40053
<b>Factor de Carga</b>	31%	30%	31%	31%	33%	31.28%

Fuente: Elaboración propia

**Figura N° 6.2:** Máxima demanda de la UNAC



Fuente: Elaboración propia

Precio del gas natural:

**Cuadro N° 6. 5:** Precio del gas de generación.

<b>GENERACIÓN ELÉCTRICA</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Precio Gas Natural Boca Pozo	1.65	1.73	1.83	1.84	1.85
Precio Transporte Gas Natural	0.94	0.97	1.00	1.02	1.04
Precio Distribución Gas Natural	0.35	0.34	0.36	0.36	0.35
<b>Precio Total Gas Natural</b>	<b>2.95</b>	<b>3.04</b>	<b>3.19</b>	<b>3.22</b>	<b>3.24</b>

Fuente: COES

**Cuadro N° 6. 6:** Incremento de precios generación.

<b>Crecimiento</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>%</b>
Boca de Pozo	5.00%	5.46%	0.50%	0.99%	<b>2.99%</b>
Transporte	2.94%	3.19%	2.18%	1.29%	<b>2.40%</b>
Distribución	-4.54%	6.09%	1.17%	-2.54%	<b>0.04%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.20%</b>	<b>4.81%</b>	<b>1.10%</b>	<b>0.69%</b>	<b>2.45%</b>

Fuente: COES

**Cuadro N° 6. 7:** Precio del gas de industria.

<b>INDUSTRIA</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Precio Gas Natural Boca Pozo	2.83	2.97	3.18	3.30	3.30
Precio Transporte Gas Natural	0.94	0.97	1.00	1.02	1.04
Precio Distribución Gas Natural	0.79	0.75	0.80	0.88	0.86
<b>Precio Total Gas Natural</b>	<b>4.56</b>	<b>4.69</b>	<b>4.98</b>	<b>5.20</b>	<b>5.19</b>

Fuente: COES

**Cuadro N° 6. 8:** Incremento de precios industria.

<b>Crecimiento</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>%</b>
Boca de Pozo	5.00%	7.00%	4.02%	-0.17%	<b>3.96%</b>
Transporte	2.94%	3.19%	2.18%	1.29%	<b>2.40%</b>
Distribución	-4.54%	6.09%	9.84%	-2.54%	<b>2.21%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.92%</b>	<b>6.07%</b>	<b>4.59%</b>	<b>-0.28%</b>	<b>3.32%</b>

Fuente: COES

Resumen del precio del gas natural para los sectores G (generación), I (industria) y C (comercio).

**Cuadro N° 6. 9:** Precio del gas.

Gas natural	2011 US\$/MMBTU			2015 US\$/MMBTU			2016 US\$/MMBTU			2017 US\$/MMBTU			2018 US\$/MMBTU		
	G	I	C	G	I	C	G	I	C	G	I	C	G	I	C
Boca de Pozo	1.65	2.83	2.83	1.73	2.97	2.97	1.83	3.18	3.18	1.83549	3.30	3.30	1.85	3.30	3.30
Transporte	0.94	0.94	0.94	0.97	0.97	0.97	1.00	1.00	1.00	1.02	1.02	1.02	1.04	1.04	1.04
Distribución	0.35	0.79	1.28	0.34	0.75	1.22	0.36	0.80	1.29	0.36	0.88	1.70	0.35	0.86	1.66
<b>Usuario Final</b>	<b>2.95</b>	<b>4.56</b>	<b>5.05</b>	<b>3.04</b>	<b>4.69</b>	<b>5.16</b>	<b>3.19</b>	<b>4.98</b>	<b>5.47</b>	<b>3.22</b>	<b>5.20</b>	<b>6.03</b>	<b>3.24</b>	<b>5.19</b>	<b>5.99</b>

Fuente: COES

Tipo de consumidores y categoría tarifaria para clientes de gas natural

**Cuadro N° 6. 10:** Tarifas de gas.

Categoría Tarifaria	Tipo de Consumidor	Consumo Mensual (m3)	
		Desde	Hasta
A	Residencial		300
B	Comercial	301	17500
C	Industrial	17500	300000
D	Gran Ind. Y GNV	300001	

Fuente: COES

Se realizó la proyección de la demanda del consumo eléctrico y de la demanda:

**Cuadro N° 6. 11: Proyección de la demanda de energía.**

Crecimiento (Energía) %	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%	3.957%
Factor Hora Punta (HP)	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%	28.725%
Factor de Carga	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128	0.3128

<b>PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2033</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>
<b>Energía (MWh)</b>	4,747	5,093	5,650	5,873	6,105	6,347	6,598	6,859	7,131	7,413	7,706	8,011	9,726	11,809
<b>Hora Punta</b>	934.9	1,032	1,623	1,687	1,754	1,823	1,895	1,970	2,048	2,129	2,214	2,301	2,794	3,392
<b>Hora Fuera Punta</b>	3,812	4,061	4,027	4,186	4,352	4,524	4,703	4,889	5,082	5,283	5,493	5,710	6,932	8,417

<b>Máxima Demanda (KW)</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2033</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>
	1,373	1,500	1,762	2,043	2,228	2,316	2,408	2,503	2,602	2,705	2,812	2,924	3,550	4,310

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 12: Proyección del precio del gas para las industrias.**

P_GN	6.0%	5.0%	5.0%	5.0%	4.0%	4.0%	4.0%	3.0%	3.0%	2.5%	1.0%	1.0%
P_T	3.0%	3.0%	6.0%	3.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	1.0%	1.0%
P_D	2.0%	4.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	1.5%	1.0%

<b>Precios Energéticos (Industrial)</b>		<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2033</b>	<b>2039</b>
Precio Gas Natural Boca Pozo	US\$/MMBTU	3.30	3.50	3.67	3.85	4.05	4.21	4.38	4.55	4.69	4.83	4.95	5.28	5.55
Precio Transporte Gas Natural	US\$/MMBTU	1.04	1.07	1.10	1.16	1.20	1.22	1.25	1.27	1.30	1.32	1.35	1.44	1.51
Precio Distribución Gas Natural	US\$/MMBTU	0.86	0.87	0.91	0.93	0.95	0.96	0.98	1.00	1.02	1.04	1.06	1.14	1.19
<b>Precio Total Gas Natural</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	<b>5.19</b>	<b>5.44</b>	<b>5.68</b>	<b>5.95</b>	<b>6.19</b>	<b>6.40</b>	<b>6.61</b>	<b>6.83</b>	<b>7.01</b>	<b>7.20</b>	<b>7.36</b>	<b>7.86</b>	<b>8.26</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 13:** Proyección del precio del gas para las industrias.

<b>Precios Energéticos - Generación</b>		<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2033</b>	<b>2039</b>
Precio Gas Natural Boca Pozo	US\$/MMBTU	1.85	1.96	2.06	2.17	2.27	2.37	2.46	2.56	2.64	2.71	2.78	2.97	3.12
Precio Transporte Gas Natural	US\$/MMBTU	1.04	1.07	1.10	1.16	1.20	1.22	1.25	1.27	1.30	1.32	1.35	1.44	1.51
Precio Distribución Gas Natural	US\$/MMBTU	0.35	0.36	0.38	0.38	0.39	0.40	0.41	0.41	0.42	0.43	0.44	0.47	0.49
<b>Precio Total Gas Natural</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	<b>3.24</b>	<b>3.39</b>	<b>3.54</b>	<b>3.71</b>	<b>3.86</b>	<b>3.99</b>	<b>4.11</b>	<b>4.25</b>	<b>4.36</b>	<b>4.47</b>	<b>4.57</b>	<b>4.88</b>	<b>5.13</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 14:** Proyección del precio en barra.

<b>Precios en Barra (Osinermin)</b>			
<b>PPM</b>	<b>PPB</b>	<b>PEMP</b>	<b>PEMF</b>
S/. Kw -mes	S/.KW -mes	ctm.S/.kWh	ctm.S/.kWh
<b>19.01</b>	<b>42.4</b>	<b>13.54</b>	<b>12.8</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 15:** Precios en barra de la energía y potencia.

PP tasa	1.0%	0.3%	0.5%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
PEMP tasa	8.0%	7.0%	6.0%	4.5%	3.5%	3.0%	2.0%	1.5%	1.5%	1.0%	0.5%	0.5%	0.5%	
PEMFP tasa	7.0%	6.0%	4.0%	3.0%	3.0%	2.5%	2.0%	1.0%	1.0%	0.5%	0.2%	0.2%	0.2%	
<b>Precio en Barra</b>	<b>Unidad</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2033</b>	<b>2039</b>
PPB	US\$/kW-año	73.66	74.39	74.58	74.95	76.08	76.08	76.08	76.08	77.22	77.22	77.22	77.80	77.80
Energía HP	US\$/MWh	43.72	47.22	50.52	53.55	55.96	57.92	59.66	60.85	61.77	62.69	63.32	65.24	66.89
Energía HFP	US\$/MWh	41.33	44.22	46.88	48.75	50.21	51.72	53.01	54.07	54.61	55.16	55.44	56.33	56.89

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 16:** Costo promedio de compra de energía a Enel y proyección

	<b>Consumo KWh</b>		<b>Costo S/.</b>
MT4	HP	80,561	8,011
	HFP	312,709	24,032
<b>TOTAL</b>		<b>435,636</b>	<b>79,554</b>

Fuente: Elaboración propia

	<b>S/. KWh</b>
<b>HP</b>	<b>0.198</b>
<b>HFP</b>	<b>0.177</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 17:** Consumo promedio por energía comprada.

<b>CONSUMO PROMEDIO POR ENERGÍA COMPRADA</b>		
Energía Promedio Mensual	KWh	435,636
Costo Total Promedio	S/.	69,235
<b>Costo Especifico Prom.</b>	<b>S/. KWh</b>	0.159
	<b>US\$/MWh</b>	<b>54.47</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 18:** Costo promedio por potencia comprada.

<b>CONSUMO PROMEDIO POR POTENCIA COMPRADA</b>		
Potencia Mensual	KW	1,750
Costo Total Promedio	S/.	64,874
	<b>S/.KW-mes</b>	<b>37.071</b>
	<b>US\$/KW-año</b>	<b>152.45</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 19:** Proyección de los precios de energía y potencia de Enel.

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
	PP tasa		1%	1.0%	0.3%	0.5%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
	PEMP tasa		8%	8.0%	7.0%	6.0%	4.5%	3.5%	3.0%	2.0%	1.5%	1.5%	1.0%	1.0%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	PEMFP tasa		7%	7.0%	6.0%	4.0%	3.0%	3.0%	2.5%	2.0%	1.0%	1.0%	0.5%	0.5%	0.5%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Costo Pot.	<b>US\$/Kw-año</b>	<b>152.45</b>	153.97	155.51	155.90	156.68	159.03	159.03	159.03	159.03	161.42	161.42	161.42	161.42	162.63	162.63	162.63	162.63	163.44	164.26	165.08	165.91	166.74
Costo HP	<b>US\$/MWh</b>	<b>67.73</b>	73.15	79.00	84.53	89.60	93.63	96.91	99.82	101.81	103.34	104.89	105.94	107.00	107.53	108.07	108.61	109.16	109.16	109.16	109.16	109.16	109.16
Costo HFP	<b>US\$/MWh</b>	<b>60.55</b>	64.79	69.33	73.49	76.43	78.72	81.08	83.11	84.77	85.62	86.47	86.91	87.34	87.78	87.95	88.13	88.31	88.48	88.66	88.84	89.01	89.19

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 20:** Proyección de los precios de compra de la UNAC.

Precio de Compra UNAC	Unidad	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2039
Potencia Regulado	US\$/kW-año	152.45	153.97	154.36	155.13	157.46	157.46	157.46	157.46	159.82	159.82	159.82	161.02	161.02
PEMP	US\$/MWh	73.15	79.00	84.53	89.60	93.63	96.91	99.82	101.81	103.34	104.89	105.94	109.16	111.91
PEMFP	US\$/MWh	69.33	74.18	78.63	81.78	84.23	86.76	88.93	90.71	91.61	92.53	92.99	94.49	95.44

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 21:** Consumo de vapor.

Proceso	(T/año)	(Ton/día)	Ton/Hora	Consumo	MMBTU/año	Galón/año
Cocción	2339.65	6.41	0.64	Cocción	4,804.0	33,627.9
Otros	1,682.7	4.61	0.51	Otros	3,452.9	24,170.0
<b>Total</b>	<b>4022.3</b>	<b>11.0</b>	<b>1.2</b>	<b>Total</b>	<b>8,257</b>	<b>57,798</b>

Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N° 6. 22:** Proyección del consumo de vapor.

		1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
<b>Consumo de Vapor</b>	<b>Unidad</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2028</b>	<b>2033</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2039</b>
Coccion + Otros	<b>T/ahora</b>	1.15	1.16	1.18	1.19	1.20	1.21	1.27	1.34	1.41	1.42	1.44	1.45
Consumo de Diesel	<b>Galon/año</b>	57,797.88	58,375.86	58,959.62	59,549.21	60,144.71	60,746.15	63,844.82	67,101.54	70,524.40	71,229.64	71,941.94	72,661.36
Costo Consumo Diesel	<b>Miles US\$</b>	147.83	149.31	150.80	152.31	153.83	155.37	163.29	171.62	180.38	182.18	184.00	185.84
Consumo de Gas Natural	<b>MMBTU/año</b>	8,256.84	8,339.41	8,422.80	8,507.03	8,592.10	8,678.02	9,120.69	9,585.93	10,074.91	10,175.66	10,277.42	10,380.19
Costo Gas Natural	<b>Miles US\$</b>	42.85	43.28	43.72	44.15	44.59	45.04	47.34	49.75	52.29	52.81	53.34	53.87

Fuente: Elaboración propia

### Evaluación Económica: Caso 1 – 1000 kW

Considerando que los gastos anuales de la Universidad Nacional del Callao son de:

**Cuadro N° 6. 23:** Gastos de la Universidad Nacional del Callao.

<b>Gastos Anuales Energía - UNAC</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2033</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>
<b>Consumo Energía (MWh)</b>	5,228	5,434	5,650	5,873	6,105	6,347	6,598	6,859	7,131	7,413	7,706	8,011	9,726	11,809	12,276
<b>Hora Punta</b>	1,478	1,561	1,623	1,687	1,754	1,823	1,895	1,970	2,048	2,129	2,214	2,301	2,794	3,392	3,526
<b>Hora Fuera Punta</b>	3,750	3,873	4,027	4,186	4,352	4,524	4,703	4,889	5,082	5,283	5,493	5,710	6,932	8,417	8,750
<b>Tarifa Prom. compra US\$/MWh</b>	54.47	58.56	62.37	65.52	68.00	70.21	72.16	73.60	74.53	75.47	76.05	76.63	78.13	79.56	79.85
<b>Gasto Anual Miles US\$</b>	<b>285</b>	<b>318</b>	<b>352</b>	<b>385</b>	<b>415</b>	<b>446</b>	<b>476</b>	<b>505</b>	<b>531</b>	<b>559</b>	<b>586</b>	<b>614</b>	<b>760</b>	<b>939</b>	<b>980</b>

Fuente: Elaboración propia

Y considerando que:

**Cuadro N° 6. 24:** Proyección de horas despachadas.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2037	2038	2039
<b>Horas Despacho -HP</b>	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402
<b>Horas Despacho -HFP</b>	5,606	5,606	5,606	5,606	5,606	5,606	5,606	5,606	5,606	5,606	5,606	5,606
<b>Horas Despacho -Total</b>	7,008	7,008	7,008	7,008	7,008	7,008	7,008	7,008	7,008	7,008	7,008	7,008
<b>Factor de Planta TG</b>	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%

Fuente: Elaboración propia

Donde las especificaciones económicas de la instalación del MR de 1 MW es de:

**Cuadro N° 6. 25:** Costo de Inversión MR – 1 MW.

Cost and Performance Projections, 1,000 kW Gas Engine CHP System – Lean Burn					
Year	Current	2005	2010	2020	2030
Total Installed Cost (2003 \$/kW)	940	925	880	840	800
O&M Costs (2003 \$/kWh)	0.009	0.009	0.0085	0.0083	0.008
Electrical Heat Rate (Btu/kWh)	10,035	9,611	9,099	8,638	8,222
Electric Efficiency (%)	34	36	38	40	42
Fuel Input (MMBtu/hr)	10.1	9.61	9.10	8.64	8.22
CHP Characteristics					
Total CHP Efficiency (%)	71	72	73	73	74
Heat Output (MMBtu/hr)	3.7	3.5	3.2	2.9	2.7
Heat/Fuel Ratio	0.37	0.36	0.35	0.34	0.33
Power/Heat Ratio	0.92	0.97	1.07	1.18	1.26
Net Heat Rate (Btu/kWh)	5,422	5,236	5,099	5,013	4,847
Emissions Characteristics - Engine out*					
NO <sub>x</sub> (g/bhp-hr)	1.0	0.7	0.5	0.25	0.1
CO (g/bhp-hr)	2.0	2.0	1.5	1.5	1.0
VOC (g/bhp-hr)	1.0	1.0	0.7	0.6	0.5
CO <sub>2</sub> (lb/MWh)	1,175	1,124	1,065	1,010	962

Fuente: Catalog of CHP Technologies

Siendo los costos de inversión:

**Cuadro N° 6. 26:** Costo de Inversión.

Costo de Inversión MR – 1 MW		
Potencia	MW	<b>1</b>
Inversión específica	US\$/kW	<b>880</b>
Inversión total	MUS\$	<b>880</b>
Vida Útil	Años	20
Tasa Descuento	%	12%
FRC	%	13%
a_Inversión	US\$/kW-año	117.8
O&M	%Inversión	3%
	US\$/kW-año	26.4
	US\$/MWh	<b>3.77</b>
Costo Fijo	US\$/kW-año	144.2
Factor de Planta	FP	80%
Produccion anual	GWh/año	7
<b>Costo Fijo TG</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>20.6</b>

Fuente: Catalog of CHP Technologies

Y los costos del combustible:

**Cuadro N° 6. 27:** Costo de combustible.

<b>Costo del Combustible</b>		
Combustible	US\$/MBTU	3.54
Eficiencia	%	38.0%
Rendimiento	MBTU/MWh	10.120
Temp. Escape	°C	555
Relación PCI/PCS		0.90
Consumo Esp.	MBTU/MWh	9.10
Consumo GN	MMPCD	0.19
Consumo GN	MMm3/mes	0.16
CVC	US\$/MWh	32.2
CVNC	US\$/MWh	4.0
O&M Total	US\$/MWh	7.8
Costo Variable Total	US\$/MWh	36.2
<b>Costo Total Generación</b>	US\$/MWh	56.8

Fuente: Catalog of CHP Technologies

Es preciso indicar que los datos de los años 2019 y 2020 (proyectados) no se considerarán para la evaluación económica (VAN) debido a que estos 2 años serán considerando como año 0 y de la implantación de la generación distribuida a través de cogeneración con motor recíprocante en la Universidad Nacional del Callao.

**Cuadro N° 6. 28:** Evaluación Económica MR 1 MW.

<b>INGRESOS</b>															
	<b>Unidad</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2034</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>
<b><u>VENTAS POTENCIA A BARRA</u></b>															
Potencia Producida	MW			0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
Potencia a Vender	MW			-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80
Precio Potencia en Barra	US\$/KW-año			74.58	74.95	76.08	76.08	76.08	76.08	77.22	77.22	77.22	77.80	77.80	77.80
<b>Ingreso Garantizado por Potencia</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>0</b>											
<b><u>VENTAS ENERGÍA AL SPOT</u></b>															
Producción Energía - Punta	MWh			1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332
Producción Energía - Fuera de Punta	MWh			5,326	5,326	5,326	5,326	5,326	5,326	5,326	5,326	5,326	5,326	5,326	5,326
Exceso de Energía - Punta	MWh			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exceso de Energía - Fuera Punta	MWh			1,140	974	802	623	437	244	43	0	0	0	0	0
Precio Energía - Punta	US\$/MWh			50.52	53.55	55.96	57.92	59.66	60.85	61.77	62.69	63.32	65.24	66.89	67.22
Precio Energía - Fuera de Punta	US\$/MWh			46.88	48.75	50.21	51.72	53.01	54.07	54.61	55.16	55.44	56.33	56.89	57.01
<b>INGRESO POR VENTAS</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>53</b>	<b>48</b>	<b>40</b>	<b>32</b>	<b>23</b>	<b>13</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>EGRESOS</b>															
Déficit de Energía Punta	MWh			356	422	492	564	639	717	798	882	970	1,462	2,061	2,195
Déficit de Energía Fuera de Punta	MWh			0	0	0	0	0	0	0	166	384	1,606	3,091	3,424
Precio Energía - Punta	US\$/MWh			73.15	79.00	84.53	89.60	93.63	96.91	99.82	101.81	103.34	108.07	109.16	109.16
Precio Energía - Fuera de Punta	US\$/MWh			64.79	69.33	73.49	76.43	78.72	81.08	83.11	84.77	85.62	87.95	88.84	89.01
<b>COMPRAS DE ENERGÍA Distribuidora</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>26</b>	<b>33</b>	<b>42</b>	<b>51</b>	<b>60</b>	<b>69</b>	<b>80</b>	<b>104</b>	<b>133</b>	<b>299</b>	<b>500</b>	<b>544</b>
<b><u>COMPRAS DE POTENCIA DISTRIBUIDORA</u></b>															
Potencia	MW			0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Precio Potencia Actual	US\$/KW-año			155.9	156.7	159.0	159.0	159.0	159.0	161.4	161.4	161.4	162.6	166.7	167.6
<b>COMPRAS DE POTENCIA DISTRIBUIDORA</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>125</b>	<b>125</b>	<b>127</b>	<b>127</b>	<b>127</b>	<b>127</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>129</b>	<b>130</b>	<b>133</b>	<b>134</b>

	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2038	2039
<b>Costo Variable de Combustible</b>															
CEC Ciclo Abierto	MBTU/MWh			<b>9.10</b>	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10
Consumo de Combustible promedio	MMBTU			60.58	60.58	60.58	60.58	60.58	60.58	60.58	60.58	60.58	60.58	60.58	60.58
Precio de Combustible	US\$/MMBTU			3.54	3.71	3.86	3.99	4.11	4.25	4.36	4.47	4.57	4.88	5.13	5.18
CVC	US\$/MWh			32.18	33.79	35.16	36.28	37.44	38.63	39.64	40.67	41.59	44.38	46.64	47.11
CVNC	US\$/MWh			<b>4.0</b>	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
CV Total	US\$/MWh			36.2	37.8	39.2	40.3	41.5	42.7	43.7	44.7	45.6	48.4	50.7	51.1
<b>Costo Variable Combustible</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>214</b>	<b>225</b>	<b>234</b>	<b>242</b>	<b>249</b>	<b>257</b>	<b>264</b>	<b>271</b>	<b>277</b>	<b>295</b>	<b>311</b>	<b>314</b>
<b>Costo Variable No Combustible</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>
<b><u>Total Costos Operativos</u></b>	<b>Miles US\$</b>			<b>241</b>	<b>252</b>	<b>261</b>	<b>268</b>	<b>276</b>	<b>284</b>	<b>291</b>	<b>298</b>	<b>304</b>	<b>322</b>	<b>337</b>	<b>341</b>

<b>Costo Vapor</b>	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2038	2039
<b>Producción de Vapor</b>															
<b>Vapor Producido por CHP</b>	<b>Ton/h</b>			<b>1.85</b>											
<b>Consumo Actual Vapor</b>	<b>Ton/h</b>			<b>1.2</b>	<b>1.3</b>	<b>1.3</b>	<b>1.3</b>	<b>1.4</b>	<b>1.4</b>						
<b>Excedente de Vapor</b>	<b>Ton/h</b>			0.67	0.66	0.65	0.64	0.63	0.61	0.60	0.59	0.58	0.51	0.44	0.43
<b>Costo de GN Para Vapor Actual</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>43.7</b>	<b>44.2</b>	<b>44.6</b>	<b>45.0</b>	<b>45.5</b>	<b>45.9</b>	<b>46.4</b>	<b>46.9</b>	<b>47.3</b>	<b>49.8</b>	<b>52.3</b>	<b>52.8</b>

Fuente: Elaboración propia

Siendo los ingresos anuales:

**Cuadro N° 6. 29:** Evaluación del proyecto de generación distribuida en la UNAC con una MR 1 MW.

	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2038	2039
<b>TOTAL INGRESOS POR VENTA</b>	Miles US\$			53	48	40	32	23	13	2	0	0	0	0	0
<b>TOTAL EGRESOS POR COMPRAS</b>	Miles US\$			-151	-159	-169	-178	-187	-197	-209	-233	-262	-429	-633	-678
<b>TOTAL COSTOS VARIABLES</b>	Miles US\$			-241	-252	-261	-268	-276	-284	-291	-298	-304	-322	-337	-341
<b>Costos Fijos</b>	Miles US\$			-137	-137	-137	-137	-137	-137	-137	-137	-137	-137	-137	-137
<b>AHORRO POTENCIA</b>	Miles US\$			148	149	151	151	151	151	153	153	153	154	158	159
<b>Ahorro Combustible para Vapor</b>	Miles US\$			43.6	44.0	44.5	44.9	45.4	45.8	46.3	46.7	47.7	51.2	55.8	56.8
<b>AHORRO ENERGÍA</b>	Miles US\$			420	452	481	510	539	566	590	615	637	758	896	927
<b>Ahorro HP</b>	Miles US\$			113	119	125	129	133	136	138	140	141	145	145	145
<b>Ahorro HFP</b>	Miles US\$			308	333	356	381	406	431	452	475	496	612	751	782
<b>TOTAL INGRESOS NETOS</b>	<b>Miles US\$</b>	<b>-880</b>	<b>0</b>	<b>136</b>	<b>145</b>	<b>150</b>	<b>155</b>	<b>159</b>	<b>159</b>	<b>155</b>	<b>147</b>	<b>135</b>	<b>74</b>	<b>3</b>	<b>-13</b>
<b>VAN</b>	<b>-31.7</b>														
<b>TIR</b>	<b>11.39%</b>														

Fuente: Elaboración propia

Con un resultado de VAN negativo (-31,7) es decir, que el proyecto no resulta factible.

## Evaluación Económica: Caso 2 – 3000 kW

Al obtener un VAN negativo, se opta por seleccionar una MR de 3000 kW y los excedentes de energía y potencia se venderán en el mercado SPOT.

**Cuadro N° 6. 30:** Costo de Inversión MR – 3 MW.

<b>Cost and Performance Projections, 3,000 kW Gas Engine CHP System – Lean Burn</b>					
<b>Year</b>	<b>Current</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
Total Installed Cost (2003 \$/kW)	935	920	870	830	790
O&M Costs (2003 \$/kWh)	0.0085	0.0085	0.0083	0.008	0.0075
Electrical Heat Rate (Btu/kWh)	9,700	9,222	8,749	8,322	7,935
Electric Efficiency (%)	35	37	39	41	43
Fuel Input (MMBtu/hr)	29.1	27.7	26.3	25.0	23.8
<b>CHP Characteristics</b>					
Total CHP Efficiency (%)	69	71	72	73	74
Heat Output (MMBtu/hr)	9.8	9.5	8.7	8.0	7.4
Heat/Fuel Ratio	0.34	0.34	0.33	0.32	0.31
Power/Heat Ratio	1.04	1.08	1.18	1.28	1.38
Net Heat Rate (Btu/kWh)	5,599	5,263	5,124	4,989	4,852
<b>Emissions Characteristics - Engine out*</b>					
NO <sub>x</sub> (g/bhp-hr)	0.7	0.6	0.5	0.25	0.1
CO (g/bhp-hr)	2.50	2.5	2.0	1.5	1.0
VOC (g/bhp-hr)	1.3	1.3	1.0	0.7	0.5
CO <sub>2</sub> (lb/MWh)	1,135	1,079	1,025	974	928

Fuente: Catalog of CHP Technologies

Siendo los costos de inversión:

**Cuadro N° 6. 31:** Costo de Inversión MR – 3 MW.

<b>Costo de Inversión MR – 3000 KW</b>		
Potencia	MW	<b>3</b>
Inversión específica	US\$/kW	870
Inversión total	MUS\$	2,610.00
Vida Util	Años	20
Tasa Descuento	%	12%
FRC	%	13%
a_Inversión	US\$/kW-año	116.5
O&M	%Inversión	3%
	US\$/kW-año	26.1
	US\$/MWh	<b>3.7</b>
Costo Fijo	US\$/kW-año	142.6
Factor de Planta	FP	80%
Producción anual	GWh/año	21
<b>Costo Fijo TG</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>20.3</b>

Fuente: Catalog of CHP Technologies

Y los costos del combustible:

**Cuadro N° 6. 32:** Costo de combustible.

<b>Costo del Combustible MR – 1000 KW</b>		
Combustible	US\$/MBTU	3.54
Eficiencia	%	39.0%
Rendimiento	MBTU/MWh	10.120
Temp. Escape	°C	555
Relación PCI/PCS		0.90
Consumo Esp.	MBTU/MWh	8.75
Consumo GN	MMPCD	0.52
Consumo GN	MMm3/mes	0.44
CVC	US\$/MWh	30.9
CVNC	US\$/MWh	4.0
O&M Total	US\$/MWh	7.8
<b>Costo Variable Total</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>35.0</b>
<b>Costo Total Generación</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>55.3</b>

Fuente: Catalog of CHP Technologies

**Cuadro N° 6. 33: Evaluación Económica MR 3 MW.**

<b>INGRESOS</b>															
	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2038	2039
<b><u>VENTAS POTENCIA AL SPOT</u></b>															
Potencia Producida	MW			2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
Potencia a Vender	MW			1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Precio Potencia en barra (Regulado)	US\$/KW-año			74.58	74.95	76.08	76.08	76.08	76.08	77.22	77.22	77.22	77.80	77.80	77.80
<b>Ingreso Garantizado por Potencia</b>	<b>Miles US\$</b>			82.0	82.4	83.7	83.7	83.7	83.7	84.9	84.9	84.9	85.6	85.6	85.6
<b><u>VENTAS ENERGÍA AL SPOT</u></b>															
Producción Energía - Punta	MWh			3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995
Producción Energía - Fuera de Punta	MWh			15,978	15,978	15,978	15,978	15,978	15,978	15,978	15,978	15,978	15,978	15,978	15,978
Exceso de Energía - Punta	MWh			2,308	2,241	2,171	2,099	2,024	1,946	1,865	1,781	1,693	1,201	602	468
Exceso de Energía - Fuera Punta	MWh			11,792	11,627	11,454	11,275	11,089	10,896	10,695	10,486	10,268	9,046	7,561	7,228
Precio Energía - Punta	US\$/MWh			50.52	53.55	55.96	57.92	59.66	60.85	61.77	62.69	63.32	65.24	66.89	67.22
Precio Energía - Fuera de Punta	US\$/MWh			46.88	48.75	50.21	51.72	53.01	54.07	54.61	55.16	55.44	56.33	56.89	57.01
<b>INGRESOS POR ENERGÍA SPOT</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>669</b>	<b>687</b>	<b>697</b>	<b>705</b>	<b>709</b>	<b>708</b>	<b>699</b>	<b>690</b>	<b>676</b>	<b>588</b>	<b>470</b>	<b>444</b>
<b>EGRESOS</b>															
	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2038	2039
<b>Costo Variable de Combustible</b>															
CEC Ciclo Abierto	MBTU/MWh			8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Consumo de Combustible promedio	MMBTU			174.74	174.74	174.74	174.74	174.74	174.74	174.74	174.74	174.74	174.74	174.74	174.74
Precio de Combustible	US\$/MMBTU			3.54	3.71	3.86	3.99	4.11	4.25	4.36	4.47	4.57	4.88	5.13	5.18
CVC	US\$/MWh			30.94	32.49	33.81	34.88	36.00	37.15	38.11	39.11	39.99	42.67	44.85	45.30
CVNC	US\$/MWh			4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
CV Total	US\$/MWh			35.0	36.5	37.8	38.9	40.0	41.2	42.1	43.1	44.0	46.7	48.9	49.3
<b>Costo Variable Combustible</b>	<b>Miles US\$</b>			618	649	675	697	719	742	761	781	799	852	896	905
<b>Costo Variable No Combustible</b>	<b>Miles US\$</b>			81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
<b>Total Costos Operativos</b>	<b>Miles US\$</b>			<b>699</b>	<b>729</b>	<b>756</b>	<b>777</b>	<b>799</b>	<b>822</b>	<b>842</b>	<b>862</b>	<b>879</b>	<b>933</b>	<b>976</b>	<b>985</b>

Fuente: Elaboración propia

Siendo los ingresos anuales:

**Cuadro N° 6. 34:** Evaluación del proyecto de generación distribuida en la UNAC con una MR 3 MW.

	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2038	2039
<b>TOTAL INGRESOS POR VENTAS</b>	Miles US\$			751	769	780	788	792	791	784	775	761	673	556	529
<b>TOTAL COMPRAS POR COMPRAS</b>	Miles US\$			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL COSTOS VARIABLES</b>	Miles US\$			-699	-729	-756	-777	-799	-822	-842	-862	-879	-933	-976	-985
<b>COSTOS FIJOS</b>	Miles US\$			-143	-143	-143	-143	-143	-143	-143	-143	-143	-143	-143	-143
<b>AHORRO ENERGÍA</b>	Miles US\$			385	415	446	476	505	531	559	586	614	760	939	980
<b>AHORRO POTENCIA</b>	Miles US\$			273	274	278	278	278	278	282	282	282	285	292	293
<b>Ahorro Combustible para Vapor</b>	Miles US\$			43.6	44.0	44.5	44.9	45.4	45.8	46.3	46.7	47.7	51.2	55.8	56.8
<b>TOTAL INGRESOS NETOS</b>	Miles US\$	<b>-2,610</b>	<b>0</b>	<b>611</b>	<b>631</b>	<b>650</b>	<b>668</b>	<b>679</b>	<b>682</b>	<b>688</b>	<b>686</b>	<b>684</b>	<b>694</b>	<b>724</b>	<b>732</b>
<b>VAN</b>	<b>1,850.1</b>														
<b>TIR</b>	<b>20.47%</b>														

Fuente: Elaboración propia

Obteniéndose un VAN y TIR positivo demostrando con ello la factibilidad de la instalación de una central de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.

## **VII. DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

### **7.1. CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS CON LOS RESULTADOS**

#### **Hipótesis General**

Mediante el estudio del mercado eléctrico, su comportamiento y situación actual, analizando la situación energética y tarifaria en la que se encuentra la Universidad Nacional del Callao y realizando el proyecto financiero será posible determinar la factibilidad de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.

#### **Contrastación de la Hipótesis General**

Del estudio realizado, se determinó que el proyecto de la instalación una central de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao mediante la tecnología de Cogeneración, solo resulta viable si es que el excedente de energía y potencia se venden. En nuestro caso, el excedente lo venderemos en el mercado de corto plazo (SPOT).

De esta manera la Universidad Nacional del Callao participará del mercado eléctrico generando ingresos económicos para la institución, modernizando su infraestructura, en laboratorios, motivando al alumnado y a los catedráticos a la investigación.

#### **Hipótesis Específica N° 1**

Mediante la comparación de diversas tecnologías, teniendo en cuenta la eficiencia y el costo por unidad de potencia, será posible determinar el recurso energético para la generación en la Universidad Nacional del Callao.

#### **Contrastación de la Hipótesis Especifica N° 1**

Del análisis comparativo de tecnologías actuales para la generación distribuida: motor alternativo, turbina de gas, minihidráulica, eólica, solar térmica, fotovoltaica, biomasa y microturbina. Se optó por la tecnología con motor alternativo, como se muestra a continuación:

**Cuadro N° 7. 1:** Selección del Motor Alternativo.

Tecnologías	Energía Primaria	Potencia (MW)	Rendimiento Eléctrico (%)	Coste Inversión (\$/kW)	disponibilidad comercial
Motor Alternativo	Gas natural, diésel, biogás, propano	0.08-20	gas natural (28-42 %) diésel (30-50 %) Cogeneración (80-85 %)	366-659	Actual

Fuente: Elaboración propia

Puesto que, la tecnología con Motor Alternativo representa la más económica con una inversión que va desde 366 hasta 659 \$/kW instalados con una eficiencia de 85 % en su uso como cogeneración.

Por ello se opta por la tecnología de Motor Alternativo por presentar mejores condiciones tanto económicas como técnicas.

Además, de los motores Alternativos, se decide hacer uso de Motores Reciprocantes, ya que tiene mejor eficiencia eléctrica en ciclo simple, y mejor eficiencia como cogeneradora. Es más barato en lo que respecta a costo de instalación, y operación y mantenimiento. Puede hacer uso de todo combustible, similar a las turbinas de gas.

**Cuadro N° 7. 2:** Tecnología de MR como cogeneración.

Technology	Recip. Engine
Electric efficiency (HHV)	27-41%
Overall CHP efficiency (HHV)	77-80%
Effective electrical efficiency	75-80%
Typical capacity (MWe)	.005-10
Typical power to heat ratio	0.5-1.2
Part-load	ok
CHP Installed costs (\$/kWe)	1,500-2,900
Non-fuel O&M costs (\$/kWhe)	0.009-0.025
Availability	96-98%
Hours to overhauls	30,000-60,000
Start-up time	10 sec
Fuel pressure (psig)	1-75
Fuels	natural gas, biogas, LPG, sour gas, industrial waste gas, manufactured gas

Uses for thermal output	space heating, hot water, cooling, LP steam
Power Density (kW/m <sup>2</sup> )	35-50
NO <sub>x</sub> (lb/MMBtu) (not including SCR)	0.013 rich burn 3-way cat. 0.17 lean burn
NO <sub>x</sub> (lb/MWhTotalOutput) (not including SCR)	0.06 rich burn 3-way cat. 0.8 lean burn

Fuente: Catalog of CHP Technologies

Siendo el MR de 3 MW el que resultó ser el indicado para nuestra centros de generación distribuida mediante cogeneración para la Universidad Nacional del Callao.

**Cuadro N° 7. 3: Costo de Inversión MR – 3 MW.**

Cost and Performance Projections, 3,000 kW Gas Engine CHP System – Lean Burn					
Year	Current	2005	2010	2020	2030
Total Installed Cost (2003 \$/kW)	935	920	870	830	790
O&M Costs (2003 \$/kWh)	0.0085	0.0085	0.0083	0.008	0.0075
Electrical Heat Rate (Btu/kWh)	9,700	9,222	8,749	8,322	7,935
Electric Efficiency (%)	35	37	39	41	43
Fuel Input (MMBtu/hr)	29.1	27.7	26.3	25.0	23.8
<b>CHP Characteristics</b>					
Total CHP Efficiency (%)	69	71	72	73	74
Heat Output (MMBtu/hr)	9.8	9.5	8.7	8.0	7.4
Heat/Fuel Ratio	0.34	0.34	0.33	0.32	0.31
Power/Heat Ratio	1.04	1.08	1.18	1.28	1.38
Net Heat Rate (Btu/kWh)	5,599	5,263	5,124	4,989	4,852
<b>Emissions Characteristics - Engine out*</b>					
NO <sub>x</sub> (g/bhp-hr)	0.7	0.6	0.5	0.25	0.1
CO (g/bhp-hr)	2.50	2.5	2.0	1.5	1.0
VOC (g/bhp-hr)	1.3	1.3	1.0	0.7	0.5
CO <sub>2</sub> (lb/MWh)	1,135	1,079	1,025	974	928

Fuente: Catalog of CHP Technologies

### Hipótesis Específica N° 2

Mediante la instalación de una central de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao, será posible obtener beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales.

## Contrastación de la Hipótesis Especifica N° 2

### Beneficios económicos

En la presente investigación se evaluaron económicamente dos escenarios utilizando el MR con una potencia 1 MW y con un MR de 3 MW.

De la evaluación con un 1 MW, considerando una inversión de 880 Miles US\$ se obtuvo un VAN negativo, es decir, que la factibilidad del proyecto no ofrece beneficios económicos.

**Cuadro N° 7. 4:** VAN de MR 1 MW.

<b>VAN</b>	<b>-31.7</b>
<b>TIR</b>	<b>11.39%</b>

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, cuando se consideró al MR con una potencia de 3 MW, considerando una inversión de 2,610 Miles US\$ se obtuvo un VAN positivo de 1,850 a los 20 años de inversión, sin embargo, desde el año 7 se observa el van positivo, garantizando el retorno de la inversión

**Cuadro N° 7. 5:** VAN de MR 3 MW.

<b>VAN</b>	<b>1,850.1</b>
<b>TIR</b>	<b>20.47%</b>

Fuente: Elaboración propia

### Beneficios académicos

La instalación de una central de cogeneración como generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao, permitirá a los alumnos tener una visión más amplia del sector eléctrico.

#### - Maquinas eléctricas:

Se podrá apreciar in situ el funcionamiento de un MR como cogeneradora, pudiendo realzar estudios de su funcionamiento eléctrico, diseño, etc.

- **Mantenimiento eléctrico:**

Los alumnos se beneficiarán del proceso de generación y del mantenimiento ya que este deberá ser programado y efectivo.

- **Mercado eléctrico:**

Los alumnos de la Universidad Nacional del Callao, de manera especial de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica tendrán acceso directo a los diferentes sectores de la electricidad, desde la generación hasta la distribución y comercialización de la energía. Observarán la internación del mercado de corto, el perfil de demanda de la Universidad Nacional del Callao, su facturación, etc.

**Beneficios sociales**

Al optarse por la generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao seremos los promotores de dicho cambio, y con ello, impulsaremos a las otras instituciones a seguir con el cambio, con la modernización, con la generación distribuida.

**Beneficios ambientales**

Las emisiones de gases contaminantes como el CO, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> serán reducidos en gran medida, debido a que los equipos operan con un combustible “limpio” y con equipos diseñados para trabajar bajo los más elevados estándares ambientales actuales.

## VIII. CONCLUSIONES

- 8.1.** Se determinó la factibilidad de la implementación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao mediante la tecnología de cogeneración a través de motores recíprocos.
- 8.2.** Se concluyó que, para una adecuada implementación de Generación Distribuida, dado sus prestaciones técnicas y económicas se usara como fuente de generación el gas natural con el uso de motor recíproco.
- 8.3.** Considerando una inversión de 2,610 Miles US\$ se obtuvo un VAN positivo de 1,850 a los 20 años de inversión, sin embargo, desde el año 7 se observa el van positivo, garantizando el retorno de la inversión.

**Cuadro N° 8. 1:** VAN de MR 3 MW.

<b>VAN</b>	<b>1,850.1</b>
<b>TIR</b>	<b>20.47%</b>

Fuente: Elaboración propia

- 8.4.** Resulta económicamente factible si es que se implementa un MR con 3 MW, para el autoconsumo y lo restante venderlo al mercado Spot.
- 8.5.** Con la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao se obtendrán beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales:
- **Económico**, se determinó que la inversión de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao se recuperara en un periodo de 20 años con la venta de la energía excedente.
  - **Académicos**, La implementación de una central generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao ayudara a que la comunidad universitaria visión más amplias del sector eléctrico, en especial a alas carrera de ingeniería de nuestra universidad.

- **Sociales**, al implementarse una central de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao tendría un gran impacto social, en especial en la comunidad investigadora, ya que se daría un salto en innovación tecnológica y se tendría mayor reconocimiento.
- **Ambientales**, al implementarse una central de generación distribuida con una fuente de gas natural, no se presentaría grandes emisiones de gases de efecto invernadero.

**8.6.** Comparando la situación actual energética de la Universidad Nacional del Callao, es decir, como cliente regulado, se obtiene un gasto anual de 436,6 Miles US\$, si migra de usuario regulado a usuario libre tendría una reducción económica, siendo el gasto anual por energía eléctrica 305,5 Miles US\$. Y al realizarse la instalación de una generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao, se obtendría lo siguiente:

**Cuadro N° 8. 2:** Comparación de facturación anual de la UNAC (Miles US\$).

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039
REGULADO	0	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6	-436.6
CLIENTE LIBRE	0	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5	-305.5
GD	-2610	-2122.6	-1673.7	-1260.3	-881.4	-537.5	-229.0	48.9	296.3	516.5	1315.0	1782.4	1850.1

Fuente: Elaboración propia

Se observa que en los primeros 6 años se vendría pagando los gastos de la implementación (2,610 Miles US\$) y ya en el año 7 se obtendría una ganancia neta. Lo descrito anteriormente se detalla de mejor manera en la siguiente gráfica:

**Figura N° 8.1:** Comparación de facturación anual de la UNAC (Miles US\$)



Fuente: Elaboración propia

Se demuestra que desde el año 7 los ingresos de la Universidad Nacional del Callao debido a la instalación de una generación distribuida, se incrementan.

- 8.7.** Se demostró que en 20 años (tiempo de vida del MR) la facturación por el servicio eléctrico de la Universidad Nacional del Callao, solo es beneficiosa si es que se instala una central de generación distribuida.

**Cuadro N° 8. 3:** Total facturación en 20 años.

UNAC	Total facturación 20 años
REGULADO	-\$8,732,262.53
CLIENTE LIBRE	-\$6,109,094.38
GD	\$6,624,187.81

Fuente: Elaboración propia

## **IX. RECOMENDACIONES**

- 9.1.** Se recomienda la instalación de generación distribuida mediante la tecnología de cogeneración a través de motores recíprocos en la Universidad Nacional del Callao.
- 9.2.** El uso de gas natural como de fuente de energía es recomendable para la implementación de generación distribuida.
- 9.3.** Se recomienda que al año siete de la inversión con las ganancias obtenidas desarrollar investigación sobre otras tecnologías de generación distribuida.
- 9.4.** Se recomienda instalar un motor recíproco de una potencia de 3 MW y administrar eficientemente la energía restante para venta en el mercado SPOT.
- 9.5.** Al aplicar la GD en la Universidad Nacional del Callao, aparte de tener beneficios económicos se tendrán beneficios académicos con lo que puede incentivar el desarrollo de esta tecnología y diversificar sus aplicaciones.
- 9.6.** Se recomienda en el corto plazo realizar la evaluación para la migración a ser un cliente libre debido a que presenta mayor beneficio económico que en la situación actual de la Universidad Nacional del Callao, que es un cliente regulado.
- 9.7.** Se recomienda la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao mediante la tecnología de cogeneración a través de motores recíprocos porque permite autonomía económica y energética generando beneficios a todos los integrantes de la institución universitaria.

## **X. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] BACA URBINA Gabriel, “Evaluación de Proyectos” 3ª. Edición, 1998
- [2] CORDOVA LAGUNA Jaime Antonio. Tesis. Generación Distribuida de la Energía Eléctrica y el Enfoque Económico. Lima, 2006.
- [3] DAMMERT LIRA Alfredo, GARCÍA CARPIO Raúl, MOLINELLI ARISTONDO Fiorella. Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico. Perú. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Tercera Edición. 2013.
- [4] DAMMERT LIRA Alfredo, MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella, CARBAJAL NAVARRO, Max Arturo. Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano.
- [5] Guía Básica de la Generación Distribuida. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- [6] HERNANDEZ LOPEZ José Manuel. Tesis. La Generación Distribuida y el Futuro de los Sistemas de Distribución. México, octubre 2015.
- [7] JIMÉNEZ VELARDE Juan, Tesis. Metodología para la Optimización de la Calidad de Energía en los Sistemas de Distribución Eléctrica. Chimbote, junio del 2012.
- [8] LÓPEZ AGUILAR Cesar Luis. Tesis. Modelamiento para el Análisis de Caída de Tensión en Sistemas Eléctricos Existentes de Distribución Secundaria, Chiclayo, junio del 2013.
- [9] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Bases para el Diseño de Líneas y Redes Secundarias para Zonas Urbanas aprobado con R.M. N° 031-2005 EM/DGE. Lima.
- [10] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Decreto Legislativo que promueve la inversión en la actividad de generación con recursos hídricos y con otros recursos renovables Decreto Legislativo N° 1058. LIMA.
- [11] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables Decreto Supremo N° 050-2008-EM. LIMA.
- [12] NARVAEZ E. Yonathan, PRADO Linero Kieferd D. Tesis. Diseño de Redes de Distribución Eléctrica de Media y Baja Tensión. Barranquilla. Universidad de la Costa CUC. 2012
- [13] PROCOBRE. Programa de Investigación en Energía, Conductores Eléctricos. Chile-Perú.

## XI. ANEXO

### 11.1. MATRIZ DE CONSISTENCIAS

#### “FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO”

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLE, DIMENSIONALES E INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS	METODOLOGÍA
<p><b>Problema General</b></p> <p>La Generación distribuida o también conocida como generación In-situ, con el pasar del tiempo va ganando mayor interés e importancia en el mundo ya que es una solución para los problemas ambientales de la región pues utilizar energías renovables o de alta eficiencia reducimos emisiones de CO2, también por su bajo costo de producción de energía y por la autonomía energética que brinda al usuario. Por ello nos preguntamos:</p> <p><b>PG:</b> ¿Cómo hacer factible la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao?</p> <p><b>Problemas Específicos</b></p> <p>Quedan determinadas en las siguientes prerrogativas:</p> <p><b>P1:</b> ¿Qué recurso energético será el más adecuada para el aprovechamiento de la instalación de Generación distribuida?</p> <p><b>P2:</b> ¿Qué beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales se obtendrá con la instalación de generación distribuida?</p>	<p>Los siguientes objetivos corresponden a nuestra propuesta:</p> <p><b>Objetivo General</b></p> <p><b>OG:</b> Determinar la factibilidad de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.</p> <p><b>Objetivos específicos:</b></p> <p><b>O1:</b> Determinar los recursos energéticos más adecuados para el aprovechamiento efectivo de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.</p> <p><b>O2:</b> Determinar lo beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales con la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.</p>	<p>Hipótesis que definen el modelo de la presente investigación quedan expresadas en los términos siguientes:</p> <p><b>Hipótesis General</b></p> <p><b>HG:</b> Mediante el estudio del mercado eléctrico, su comportamiento y situación actual, analizando la situación energética y tarifaria en la que se encuentra la Universidad Nacional del Callao y realizando el proyecto financiero será posible determinar la factibilidad de la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.</p> <p><b>Hipótesis específicas</b></p> <p><b>H1:</b> Mediante la comparación de diversas tecnologías, teniendo en cuenta la eficiencia y el costo por unidad de potencia, será posible determinar el recurso energético para la generación en la Universidad Nacional del Callao</p> <p><b>H2:</b> Mediante la instalación de una central de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao, será posible obtener beneficios económicos, académicos, sociales y ambientales.</p>	<p>Las variables que definen el modelo de la presente investigación quedan expresadas en los términos siguientes:</p> <p><b>Variable Dependiente</b></p> <p><b>VD:</b> Factibilidad.</p> <p><b>Variable Independiente</b></p> <p><b>VI:</b> Instalación de generación distribuida</p> <p><b>Indicadores</b></p> <p><b>VD1:</b> VAN, TIR, Máxima Demanda.</p> <p><b>VI1:</b> Tipo de tecnología, recursos energéticos para generación.</p>	<p><b>Técnicas e Instrumentos</b></p> <p><b>1.-Técnica de evaluación energética de la Universidad Nacional del Callao:</b></p> <p>Mediante esta técnica se determinará el consumo de energía, de potencia, el diagrama de carga y situación tarifaria.</p> <p><b>2.-Técnica de evaluación cuantitativa del Mercado eléctrico peruano actual:</b></p> <p>Mediante la evaluación del mercado eléctrico peruano actual se planteará la probabilidad de incursionar en la venta de energía al sistema.</p> <p><b>3. Técnica de evaluación de recurso energético para la generación:</b></p> <p>Mediante esta técnica se determinará el recurso energético más adecuado para la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.</p> <p><b>4. Técnica de evaluación de factibilidad del proyecto:</b></p> <p>Mediante la evaluación técnica de la factibilidad del proyecto se podrá realizar la instalación de una central de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.</p>	<p><b>TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</b></p> <p>Se contrastaron los resultados de la presente investigación, frente a las técnicas convencionales.</p> <p><b>Tipo de Investigación:</b></p> <p>De acuerdo a nuestro tema “Factibilidad de la instalación de generación distribuida en la universidad nacional del callao” y nuestros objetivos se hizo una investigación de Proyecto Factible, Descriptiva y Explicativa.</p> <p><b>Diseño de la investigación:</b></p> <p>La investigación tiene un carácter aplicativo y descriptivo para lo cual se tiene que realizar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-El historial de consumo de energía y potencia de la Universidad Nacional del Callao.</li> <li>- Interpretación y análisis de los resúmenes anuales gestionados por el COES y el MEN sobre la situación del mercado eléctrico.</li> <li>-Escoger la tecnología y el recurso energético para la instalación de generación distribuida en la Universidad Nacional del Callao.</li> <li>- La evaluación financiera del proyecto y demostrar la factibilidad de la instalación de la central de generación distribuida.</li> </ul>