

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

Facultad de Ciencias e Ingeniería



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ

**“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA IMPLEMENTAR UNA
PLANTA TÉRMICA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS
NATURAL, DE TRABAJO EN HORA PUNTA, EN LA PONTIFICIA
UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ”**

Tesis para optar el título profesional de **Ingeniero Industrial**

AUTORA: Yanina Milagros Monteverde Corillo

ASESOR: Dr. Jorge Vargas Florez

Lima, setiembre de 2021

RESUMEN

La presente tesis “Estudio de Prefactibilidad para Implementar una Planta Térmica de Generación Eléctrica a gas natural, de Trabajo en Hora Punta, en la Pontificia Universidad Católica del Perú” busca evaluar la viabilidad de implementar tres plantas térmicas de autogeneración en las instalaciones de la Pontificia Universidad del Perú, a través de un análisis de prefactibilidad.

El mercado eléctrico actual del país se establece con leyes que ayudan a regular el sistema. La universidad es considerada un cliente libre el cual puede negociar su contrato de suministro eléctrico directamente con un generador o un distribuidor. En este caso la universidad ha firmado un contrato hasta el año 2027 con la empresa ENEL GENERACIÓN S.A.A, en adelante Enel, por todas sus instalaciones incluyendo: El campus universitario y el centro de idiomas de Pueblo Libre. Para el primer caso, el campus universitario cuenta con tres suministros instalados que distribuyen la electricidad al interior de los edificios e instalaciones.

El mercado del gas natural es otro de los factores importantes para el desarrollo de las plantas térmicas en general, el hecho de que Perú cuente con una tarifa preferencial para los generadores eléctricos (Denominada Tarifa GE) hace que la generación térmica sea competitiva y promueve a la instalación de plantas pequeñas para consumo propio, las denominadas plantas térmicas de autoconsumo.

La tecnología seleccionada para estas plantas térmicas de generación son los motores de combustión interna por su disponibilidad en el mercado para bajas potencias, su capacidad de encender y apagar por lo menos una vez al día, y el no requerir recursos adicionales a los existentes en la universidad. Los motores de combustión interna solo requieren gas natural y aire del medio ambiente para trabajar. Las capacidades nominales de cada una de las plantas son: 336 kW, 874 kW y 874 kW. Estas plantas serán ubicadas aledañas a cada una de las subestaciones de suministro existentes.

Los análisis de impacto ambiental y los estudios legales viabilizan la instalación de las tres plantas térmicas de autogeneración con acciones como la actualización del Plan de Manejo Ambiental vigente, monitoreo anual de calidad de aire y ruido, obtención de licencias de construcción y solicitudes de instalación de tuberías para abastecimiento de gas de la red al interior de la universidad.

Cabe resaltar que la propuesta del presente estudio es que las plantas de autogeneración estén dentro de la actual Gerencia de Mantenimiento e Infraestructura por lo que no se requiere contratar personal nuevo a excepción de un supervisor el cual tendrá la posición de: Supervisor de Plantas Térmicas y subcontratar a un contratista que realizara el mantenimiento y operación de las plantas.

Finalmente, el estudio financiero muestra que el proyecto es rentable para ser implementado en el campus universitario. La tasa interna de retorno económico (TIR) obtenida del análisis es de 10.8% versus los 5% del costo de oportunidad de capital. El valor actual neto económico es positivo y el índice de rentabilidad es 1.26.

TEMA DE TESIS

TEMA : ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA IMPLEMENTAR UNA PLANTA TÉRMICA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL, DE TRABAJO EN HORA PUNTA EN LA PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

ÁREA : Ingeniería Industrial

ASESOR : Dr. Jorge Vargaz Florez

ALUMNO(S) : Yanina Milagros Monteverde Corillo

FECHA : San Miguel, 18 de setiembre del 2021

JUSTIFICACIÓN:

La energía eléctrica es uno de los pilares para el desarrollo industrial a gran escala, siendo imprescindible en la producción de bienes y servicios pues posibilita el funcionamiento de las maquinarias.¹

En el Perú, está es generada principalmente por dos tipos de centrales; centrales hidroeléctricas, que utilizan tecnología de generación de energía renovable basado en el poder cinético y potencial de la corriente del agua y centrales termoeléctricas, que emplean combustibles fósiles como fuente de energía². La diversidad de climas y recursos que tiene el Perú permite tener un mix energético, que alude al uso de las diferentes fuentes de energía para el suministro eléctrico del país, lo que promueve tener una tarifa competitiva de energía eléctrica en Sudamérica, fomentando la implementación de plantas industriales³.

En los últimos cuatro meses correspondientes al periodo de diciembre 2017 a marzo 2018, estos han tenido un incremento promedio de 6.09%⁴. Una alternativa para disminuir los costos de producción y operación es implementar una planta de

¹ TAMAYO, Carlos y otros 2016 "La Industria de la Electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. *Osinermin*. Lima, Perú. Consulta: 06 de abril de 2018. <http://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf>

² MINISTERIO DE AGRICULTURA Y RIEGO *La Energía Eléctrica en el Perú*. Lima, Perú. Consulta: 06 de abril de 2018 <<http://minagri.gob.pe/portal/45-sector-agrario/recurso-energetico/342-la-energia-electrica>>

³ OSINEGMIN 2014 Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables No convencionales en el Perú [informe]. Lima. Consulta 06 de abril de 2018. <http://www.osinermin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Oct_2014_Generacion_Electrica_RER_No_Convencionales_Peru.pdf>

⁴ RPP NOTICIAS 2018 "Tarifas eléctricas suben para clientes residenciales e industriales". *RPP Noticias*. Lima, 05 de marzo. Consulta: 15 de abril de 2018. <<http://rpp.pe/economia/mercados/tarifas-electricas-suben-para-clientes-residenciales-e-industriales-noticia-1108462>>

autogeneración⁵ que utilicé energías renovables como la solar, eólica e hidráulica⁶; o energías no renovables como el petróleo, gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural (GN)⁷. Este último es demandado en el Perú por tener un costo muy competitivo, lo que permite generar ahorros significativos para diversos sectores como el comercial e industrial⁸, además de ser un hidrocarburo muy versátil que presenta excelentes cualidades como combustible, al tener un muy buen poder calorífico y una combustión bastante limpia y amigable con el medio ambiente. Así, el gas natural en virtud de estas cualidades es utilizado para la generación eléctrica⁹.

La tarificación del servicio de abastecimiento de energía eléctrica en el Perú está asociado al periodo de tiempo de consumo, siendo la fracción del periodo del día de mayor costo la denominada “hora punta”, que comprenden desde las 6:00 pm horas a las 11:00 pm horas¹⁰, en el caso de la universidad la tarifa eléctrica establecido no tienen diferencia entre la hora punta y fuera de hora punta, sin embargo, el presente estudio se centrará en generar ahorros en hora punta debido a que en esta franja se registra el mayor consumo de energía.

Considerando que desde el año 2019 la Pontificia Universidad Católica del Perú tiene el proyecto de conectarse a una red de gas natural en Lima, esta tesis propone el estudio de prefactibilidad para la implementación de la planta térmica de generación eléctrica a gas natural que trabaje durante las horas punta, este tipo de planta es conocido en el Sector Eléctrico como *Peak Shaving plant*¹¹, lo cual buscará lograr ahorros significativos de gastos indirectos de operación para la universidad. Cabe mencionar que el presente estudio se desarrolló con los datos proporcionados por la universidad hasta el año 2018, en el año 2019 no hubo variación y en adelante no se consideró modificaciones debido a la coyuntura sanitaria que altero los planes de expansión del campus universitario.

⁵ CALIDDA Calidda: *Autogeneración a Gas natural*. Consulta 8 de abril de 2018.
<<https://www.calidda.com.pe/industria/Paginas/Autogeneracion-a-Gas-Natural.aspx#seccion>>

⁶ OSINEGMIN 2014 *Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables No convencionales en el Perú* [informe]. Lima. Consulta 15 de abril de 2018.
<http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Oct_2014_Generacion_Electrica_RER_No_Convencionales_Peru.pdf>

⁷ OSINEGMIN 2014 *La Industria del Gas natural en el Perú: A 10 años del proyecto de Camisea, 2013-226*. Tercera edición. Lima: Magdalena del Mar.

⁸ OSINEGMIN 2014 *Perfil de la Industria: Características económicas y técnicas*. Tercera edición. Lima: Magdalena del Mar

⁹ LAUB, Anthony 2014 “Estructura del Negocio del Gas natural en el Perú”. Consulta: 15 de abril de 2018.

¹⁰ OSINEGMIN: *Tarifas eléctricas industriales y comerciales en latino américa*. Consulta 23 de abril de 2018. <<http://observatorio.osinergmin.gob.pe/tarifas-electricas-industriales-comerciales-latinoamerica>>.

¹¹ CALIDDA Calidda: *Autogeneración a Gas natural*. Consulta: 8 de abril 2018.
<<https://www.calidda.com.pe/industria/Paginas/Autogeneracion-a-Gas-Natural.aspx#seccion>>.

OBJETIVO GENERAL

Analizar y proponer un sistema de autogeneración que trabaje durante la hora punta, que utilice como insumo energético principal el gas natural, aprovechando sus excelentes cualidades como fuente energética y bajo costo competitivo, con la finalidad de lograr ahorros significativos de gastos indirectos de operación para la universidad.

OBJETIVO ESPECÍFICO

- Desarrollar los conceptos importantes relacionados al uso de la energía eléctrica en el Perú.
- Analizar la demanda de energía futura de la empresa en mención de tal manera que se proyecte abastecerla con la autogeneración.
- Evaluar la mejor alternativa de localización, tamaño ideal de la planta; así como, analizar las tecnologías a implementar y el tipo de planta de autogeneración.
- Analizar el nivel de inversión requerido para la puesta en marcha del proyecto y determinar la viabilidad económica y financiera.

PUNTOS A TRATAR

a. Marco teórico legal

Se describirá la situación actual del mercado eléctrico en el Perú. Se definirá los conceptos de los elementos participantes que lo conforman tales como los clientes regulados, clientes no regulados, tarifas eléctricas, lineamientos del uso de la energías y entes reguladores; así también, se describirá el mercado del gas natural y los tipos de plantas de *Peak Shaving*.

b. Evaluación energética de la empresa

Se presentará el diagnóstico de la empresa mencionada (requerimientos energéticos, suministro principal de energía, tarifas y costo operativo). Además, se realizará un análisis de la demanda energética proyectada.

c. Estudio Técnico

Se enfocará a estudiar la ubicación, tamaño y distribución de la planta a instalar. Se detallará el proceso productivo y los requerimientos de materiales, instalaciones, maquinarias y mano de obra. Asimismo, se hallará la factibilidad técnica y económica.

d. Impacto Ambiental

Se enfocará a estudiar la legislación y normativa ambiental, vulnerabilidad del impacto, los planes de manejo para la fase de construcción y operación, programa de manejo ambiental y de contingencia; así como se evaluará un programa de cierre de operaciones.

e. Estudio Legal

Se realizará el estudio de los aspectos legales y tributarios vigentes. Asimismo, se presentará los trámites y normativas de los permisos y servidumbres.

f. Estudio Organizacional y administrativo

Se presentará la estructura organizacional, detallándose el perfil necesario del personal, funciones y puestos de trabajo; así como también la factibilidad organizacional y económica.

g. Estudio Económico Financiero

Se mostrarán los costos a incurrir en la prefactibilidad de implementar una planta térmica de autogeneración eléctrica, así también como la evaluación de la viabilidad que generaría para la empresa y el análisis de sensibilidad.

h. Conclusiones y recomendaciones



ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ÍNDICE GENERAL	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XII
DEDICATORIA	XIII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO LEGAL	3
1.1. El mercado eléctrico en el Perú	3
1.1.1. Antecedentes de la industria eléctrica en el Perú	3
1.1.2. La energía eléctrica en el Perú	4
1.1.3. Actores en el sector eléctrico.....	7
1.1.4. Tarifas eléctricas	13
1.2. El mercado del gas natural	14
1.2.1. El gas natural en el Perú	14
1.2.2. Marco legal e institucional de la industria del gas natural	15
1.2.3. Los actores en el sector del gas natural.	16
1.2.4. Tarifas del gas natural	17
1.2.5. Impactos del gas natural en el sector industrial.	19
1.2.6. Plantas de autogeneración	20
1.2.7. Pronóstico de la demanda de energía eléctrica	21
CAPÍTULO 2. EVALUACIÓN ENERGETICA DE LA EMPRESA.....	23
2.1. Situación actual	23
2.1.1. Descripción de la empresa	23
2.1.2. Requerimientos energéticos	23
2.1.3. Suministro principal de energía	24
2.1.4. Sistema de precios del mercado eléctrico.....	25
2.1.5. Tarifas de energía y potencia eléctrica	25
2.1.6. Análisis del costo operativo de energía	27
2.2. Análisis de la demanda.....	27
2.2.1. Demanda energética	29
2.2.2. Demanda de la Potencia Máxima Proyectada en Hora Punta.....	30
2.3. Análisis de oferta	39
CAPÍTULO 3. ESTUDIO TÉCNICO	40
3.1. Tamaño de la planta	40

3.1.1.	Servicio a prestar.....	40
3.1.2.	Requerimiento total de la planta de autogeneración	41
3.1.3.	Método de generación eléctrica.....	42
3.1.4.	Selección de tamaño de planta.....	45
3.2.	Localización.....	52
3.2.1.	Variables involucradas en la elección	52
3.2.2.	Elección de la ubicación	54
3.2.3.	Descripción del emplazamiento	60
3.3.	Proceso productivo.....	62
3.3.1.	Tareas pre-operativas.....	62
3.3.2.	Tareas de construcción	62
3.3.3.	Tareas operativas.....	62
3.3.4.	Diagrama de flujo	62
3.3.5.	Política de inventarios.....	64
3.4.	Características físicas de la planta	64
3.4.1.	Infraestructura	64
3.4.2.	Conexión de gas natural.....	65
3.4.3.	Conexión con subestación.....	65
3.4.4.	Maquinaria	65
3.5.	Requerimientos del proceso	65
3.5.1.	Materias primas.....	65
3.5.2.	Materiales.....	66
3.5.3.	Mano de obra	66
3.5.4.	Servicios.....	66
3.6.	Cronograma de implementación.....	67
3.7.	Factibilidad técnica y económica	67
3.7.1.	Consideraciones técnicas.....	67
3.7.2.	Costos técnicos	67
CAPÍTULO 4.	IMPACTO AMBIENTAL.....	70
4.1.	Legislación y normatividad.....	70
4.1.1.	Leyes y normas	70
4.1.2.	Estudio de impacto ambiental.....	70
4.2.	Vulnerabilidad del impacto.....	71
4.3.	Plan de manejo ambiental	72
4.3.1.	Fase de construcción.....	72
4.3.2.	Fase de operación.....	72

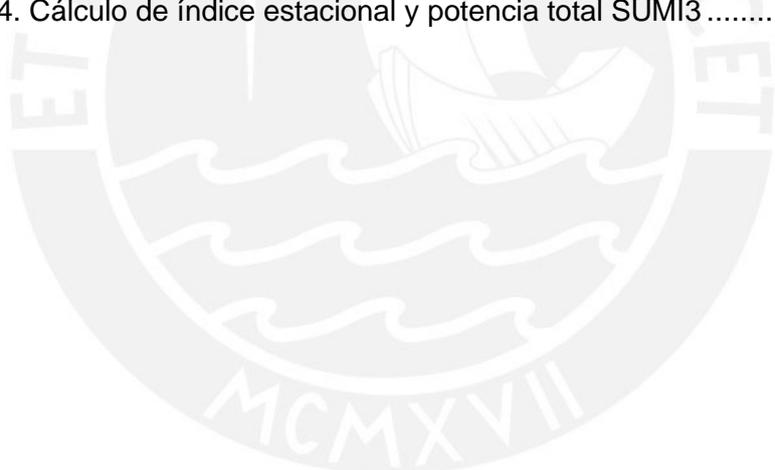
4.4.	Programa de monitoreo	73
4.4.1.	Fase de construcción.....	73
4.4.2.	Fase de operación.....	73
4.5.	Programa de contingencias	74
4.6.	Programa de cierre de operaciones.....	74
4.6.1.	Acciones previas	74
4.6.2.	Retiro de instalaciones.	74
4.6.3.	Restauración del lugar.....	75
4.7.	Factibilidad ambiental y económica	75
4.7.1.	Factibilidad ambiental.....	75
4.7.2.	Gastos ambientales pre-operativos	75
4.7.3.	Gastos ambientales – Fase de construcción.	75
4.7.4.	Gastos Ambientales - Fase de operación	75
CAPÍTULO 5. ESTUDIO LEGAL		77
5.1.	Tipo de sociedad	77
5.2.	Aspectos tributarios	77
5.3.	Aspecto laboral.....	78
5.4.	Permisos y servidumbres – trámites y normativa.....	79
5.4.1.	Central térmica de autogeneración de electricidad	79
5.4.2.	Subestaciones.....	79
5.4.3.	Sistema de gas natural.....	79
5.4.4.	Vías de transporte y/o acceso.	79
5.5.	Factibilidad legal y económica	80
5.5.1.	Consideraciones Legales	80
5.5.2.	Gastos pre-operativos	80
5.5.3.	Gastos de inversión.....	80
5.5.4.	Gastos operativos.....	80
CAPÍTULO 6. ESTUDIO ORGANIZACIONAL Y ADMINISTRATIVO.....		81
6.1.	Estructura organizacional	81
6.1.1.	Principios aplicables	81
6.1.2.	Organización funcional	81
6.1.3.	Cantidad y entrenamiento de personal	82
6.2.	Funciones.....	82
6.2.1.	Gerente de mantenimiento	82
6.2.2.	Supervisor de Plantas Térmicas	83
6.3.	Factibilidad organizacional y económica.....	83

6.3.1.	Factibilidad organizacional	83
6.3.2.	Gastos pre-operativos	83
6.3.3.	Gastos operativos.....	83
CAPÍTULO 7. ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO		85
7.1.	Inversiones	85
7.1.1.	Inversión.....	85
7.1.2.	Impuesto general a las ventas en la fase pre-operativa y construcción 86	
7.1.3.	Capital de trabajo	87
7.1.4.	Cronograma de inversiones.....	88
7.2.	Financiamiento	88
7.3.	Presupuestos	88
7.3.1.	Presupuestos de ingresos	88
7.3.2.	Presupuestos de egresos	91
7.3.3.	Depreciación	93
7.3.4.	Punto de equilibrio.....	95
7.4.	Estados financieros proyectados	96
7.4.1.	Estado de ganancias y pérdidas.....	96
7.4.2.	Flujo de caja	98
7.5.	Evaluación económico-financiera	100
7.5.1.	Costo de Oportunidad del Capital.....	100
7.5.2.	Indicadores de rentabilidad.....	101
7.5.3.	Análisis de sensibilidad.....	101
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		104
8.1.	Conclusiones	104
8.2.	Recomendaciones.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....		106
ANEXOS		111

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Principales fuentes de energía renovable	5
Tabla 2. Principales fuentes de energía no renovables.....	5
Tabla 3. Resumen de Indicadores del sector eléctrico (1995-2015).....	6
Tabla 4. Principales Empresas de Generación Eléctrica.....	8
Tabla 5. Principales centrales térmicas de ciclo combinado	9
Tabla 6. Principales centrales térmicas de ciclo convencional	9
Tabla 7. Longitud de líneas en km de las principales empresas concesionarios de Líneas.....	10
Tabla 8. Participación de las empresas en el mercado eléctrico 2016	10
Tabla 9. Regulación y supervisión de las actividades del sector eléctrico en Perú..	12
Tabla 10. Composición de la tarifa eléctrica residencial 2016	14
Tabla 11. Regulación de los actores del gas natural.....	16
Tabla 12. Instituciones involucradas en la industria del Sector eléctrico	17
Tabla 13. Categorías típicas tarifarias- Concesión de Lima y El Callao	18
Tabla 14. Categorías especiales independientes del consumo mensual	18
Tabla 15. Tarifas únicas de distribución – Concesión de Lima y El Callao.....	19
Tabla 16. Estimación del precio del GN para un cliente industrial (US\$/MBTU).....	20
Tabla 17. Precio de Combustibles (US\$/MBTU)	20
Tabla 18. Tecnologías en una planta de autogeneración.....	21
Tabla 19. Lista de Contratos de Energía de la universidad.	24
Tabla 20. Tarifa Eléctrica vigente desde el 01.08.17 al 31.12.2021	25
Tabla 21. Tarifa Eléctrica vigente desde el 01.01.22 al 31.12.2027	26
Tabla 22. Potencia contratada desde el 01.01.22 al 31.12.2027.....	26
Tabla 23. Potencia Máxima Registrada en Hora Punta (kW)	28
Tabla 24. Proyección de la demanda de potencia en hora punta 2018-2027 2863261-SUMI1	33
Tabla 25. Proyección de la demanda de potencia en hora punta 2018-2027 2863261-SUMI1	35
Tabla 26. Proyección de la demanda de potencia en hora punta 2018-2027 2863269-SUMI3	37
Tabla 27. Pronóstico de la demanda de los tres suministros.....	42
Tabla 28. Turbina de vapor – ventajas y desventajas	43
Tabla 29. Turbina de gas – ventajas y desventajas	43
Tabla 30. Motores de combustión – ventajas y desventajas	44
Tabla 31. Rango de potencias de las tecnologías.....	45
Tabla 32: Selección de tecnología para SUMI1	46
Tabla 33: Selección de tecnología para SUMI2	47
Tabla 34: Selección de tecnología para SUMI3	47
Tabla 35. Portafolio de motores Dresser Rand Siemens.....	48
Tabla 36. Portafolio de motores Caterpillar	48
Tabla 37: Motores Siemens	49
Tabla 38: Motores Caterpillar.....	49
Tabla 39. Capacidad de la planta para cada suministro.....	50
Tabla 40. Subestaciones PUCP.....	53
Tabla 41 Impacto ambiental.....	54

Tabla 42. Distribución de costos técnicos	67
Tabla 43. Vulnerabilidad: riesgos previsibles en zonas de Centrales Térmicas.	71
Tabla 44. Puntos considerados por la universidad.....	71
Tabla 45. Gastos ambientales	76
Tabla 46. Gastos legales	80
Tabla 47. Gastos Operativos	84
Tabla 48. Gastos de fase pre-operativa	85
Tabla 49. Gastos de fase constructiva	86
Tabla 50. Capital de trabajo.....	87
Tabla 51: Presupuestos de ingresos (ahorros)	90
Tabla 52: Presupuestos de egresos	91
Tabla 53: Presupuesto de egresos	92
Tabla 54: Vida útil de los Motores Dresser Rand	93
Tabla 55: Cálculo de la depreciación	94
Tabla 56: Estado de ganancias y pérdidas	97
Tabla 57 Flujo de Caja Operativo y Económico (en soles).....	99
Tabla 58. Indicadores de rentabilidad.	101
Tabla 59: Análisis de Sensibilidad: Indicadores de rentabilidad.	102
Tabla 61. Laboratorios de la PUCP	113
Tabla 62. Cálculo de índice estacional y potencia total SUMI1	116
Tabla 63. Cálculo de índice estacional y potencia total SUMI2	117
Tabla 64. Cálculo de índice estacional y potencia total SUMI3	118



ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Actores del sistema eléctrico.....	7
Gráfico 2. Actores del Sector Eléctrico peruano.....	8
Gráfico 3. Estructura de la tarifa eléctrica.....	13
Gráfico 4. Potencia Máxima Registrada en Hora Punta (kW).....	30
Gráfico 5. Diagrama de flujo para la proyección de la demanda.....	32
Gráfico 6 Pronóstico de la demanda 2863261-SUMI1.....	34
Gráfico 7. Pronóstico de la demanda 2863265-SUMI2.....	36
Gráfico 8. Pronóstico de la demanda 2863269-SUMI3.....	38
Gráfico 9. Diagrama de flujo para evaluación del tamaño de planta.....	41
Gráfico 10. Demanda y fuentes del 2863261-SUM1.....	50
Gráfico 11. Demanda y fuentes del 2863265-SUM2.....	51
Gráfico 12. Demanda y fuentes del 2863269-SUM3.....	51
Gráfico 13: Distribución de gaseoductos en el distrito de San Miguel.....	52
Gráfico 14. Ubicación de subestaciones.....	56
Gráfico 15. Área disponible en Subestación 1: 2863261-SUM1.....	57
Gráfico 16. Área disponible en Subestación 5: 2863265-SUM2.....	58
Gráfico 17. Área disponible en Subestación 10: 2863269-SUM3.....	59
Gráfico 18. Área Requerida de planta.....	61
Gráfico 19. Esquema simplificado del Grupo de autogeneración.....	63
Gráfico 20. Diagrama de operaciones del Grupo Generador.....	63
Gráfico 21. Generación de energía.....	64
Gráfico 22. Cronograma de implementación.....	¡Error! Marcador no definido.
Gráfico 23. Organigrama.....	81
Gráfico 24. Presupuesto de egresos e ingresos.....	91
Gráfico 25. Ecuación de punto de equilibrio.....	95
Gráfico 26. Estado de ganancias y pérdidas.....	98
Gráfico 27. Flujo de Caja Operativo y Económica.....	100
Gráfico 28: Análisis de sensibilidad.....	103
Gráfico 29. Evolución de la energía eléctrica.....	111
Gráfico 30. Masificación del uso del gas natural.....	112
Gráfico 31. Distribución de Subestaciones en la PUCP.....	115
Gráfico 32. Tendencia de la demanda histórica SUM1.....	116
Gráfico 33. Tendencia de la demanda histórica SUMI2.....	117
Gráfico 34. Tendencia de la demanda histórica SUMI3.....	118

DEDICATORIA



Dedico esta Tesis a mis padres, hermanos y esposo que siempre me brindan su apoyo en cada momento para alcanzar mis metas.

INTRODUCCIÓN

Actualmente diversas empresas buscan disminuir sus costos de operación y generar ahorros en el consumo eléctrico principalmente durante las horas de máxima demanda eléctrica, así como, garantizar su producción continua a través de sistemas de autogeneración ubicados en las fuentes principales de alimentación de energía, estos tipos de proyectos que permiten trabajar por medio de dos fuentes de energía: la que proviene de la red eléctrica y la que genera el proyecto de autogeneración con gas natural son llamados *peak shaving*.

La universidad cuenta con tres suministros de energía eléctrica que se encuentran distribuidos en el campus y alimentan a las oficinas, edificios, comedores, etc. Cada uno de los suministros mencionados tienen demandas de energía distintas que serán cubiertas por las plantas de autogeneración junto con la red eléctrica; se ha dimensionado las plantas de autogeneración de la siguiente manera: Planta 1 de 336 kW, Planta 2 de 874 y la Planta 3 de 874 kW

La presente tesis desarrolla el análisis de prefactibilidad en la instalación de una o más plantas térmicas de autogeneración en las instalaciones de la universidad con el fin de reducir los gastos eléctricos en los que viene incurriendo. Esta idea es posible gracias a la coyuntura actual del país respecto al mercado energético: tarifa especial y disponibilidad del gas natural usado para generación eléctrica aplicable a cualquier tamaño de planta y las facilidades del sector para poder desarrollar una planta de autoconsumo.

Para desarrollar correctamente el análisis de prefactibilidad, se detallaron en los diferentes capítulos los conceptos técnicos, legales, ambientales, organizacionales y financieros con el fin de tomar la decisión de invertir o no en el proyecto.

En el primer capítulo, se desarrollará el marco teórico que detallará los conceptos relacionados al sector eléctrico como tarifa eléctrica, hora punta, potencia, clientes libres, etc. y los elementos que la conforman. Posteriormente, se detallará el crecimiento del mercado del gas natural en el Perú, el contexto actual y sus beneficios como fuente de energía. Al final se expondrá la metodología a emplear para proyectar la demanda eléctrica durante los años de crecimiento de la universidad como parte de su planificación.

En el segundo capítulo, se desarrollará el análisis de la demanda de energía eléctrica de la universidad para obtener como resultado la proyección de la demanda para los, utilizando la metodología detallada en el Capítulo 1.

En el tercer capítulo relacionado al estudio técnico, se detallará la estructura de la planta como los factores principales que influenciarán para elegir la mejor tecnología que formará parte de la planta de autogeneración.

En el cuarto capítulo, se revisará y analizará el impacto ambiental que ocasionará la implementación de la planta de autogeneración, por medio de un análisis de calidad de aire y niveles de ruido que se realizará una vez al año. Este detalle será consolidado en el Plan de Manejo Ambiental que cuenta la universidad.

El quinto capítulo conforma el estudio legal, en la que se estudiará los aspectos legales y tributarios vigentes que aplicarán en la realización del proyecto. Asimismo, se presentará los trámites y normativas de los permisos y servidumbres.

Finalmente, se realizará la evaluación económica y financiera del proyecto. Para ello, se calculará la inversión necesaria, capital de trabajo y presupuestos. Luego, se procederá a realizar los estados financieros proyectados, para la evaluación económica y financiera del proyecto, determinando así su viabilidad.



CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO LEGAL

Este capítulo presentará tres secciones que describe las principales peculiaridades de la industria eléctrica. La primera es referente al mercado eléctrico en el Perú, que involucra los conceptos de los elementos participantes que lo conforman y el segundo referente al gas natural, que describe el mercado, tarifas y normas legales.

1.1. El mercado eléctrico en el Perú

1.1.1. Antecedentes de la industria eléctrica en el Perú

El sector de la industria eléctrica en el país ha pasado por diferentes etapas de desarrollo, desde una época en donde no existía una supervisión ni marco legislativo del sector hasta la actualidad en donde el mercado eléctrico-energético en el país esta supervisado y fiscalizado por organismo supervisor de la inversión en Energía y Minería a través de sus distintos entes reguladores. Esto se logró gracias a las implementaciones regulatorias y la promoción de leyes (Jácome, 2013).

La primera actividad histórica del sector eléctrico-energético moderno en Perú se llevó a cabo en 1847 con el inicio de la iluminación pública con aceite de ballena. Ocho años más tarde, en 1855, se inaugura la primera empresa a gas usado para iluminación en Lima. En 1886, la Municipalidad de Lima contrata el servicio de alumbrado público a las empresas Peruvian Electric and Supply Company, este hecho se recuerda como la iluminación de la Plaza de Armas de Lima (Bonifaz, 2001).

La primera central hidroeléctrica en Perú entró en operación en 1884, esta fue construida por la empresa minera Tarijas ubicada en Huaraz, Ancash. Este hito da inicio al mercado de generación eléctrica masiva el cual en ese entonces se desarrollaba sin ningún tipo de regulación del Estado. Durante este periodo, también se inauguraron otras centrales hidroeléctricas como Charcani, Yanacoto y Callahuanca.

En 1956, durante el periodo del Presidente Manuel Odría Amoretti, se promulga la Ley N°12378 denominada, “Ley de la Industria Eléctrica” y es publicada en el Diario Oficial El Peruano el 8 de junio de 1955 (Diario Oficial el Peruano, 1995) con esta ley se inicia el desarrollo de la regulación del sector eléctrico en el Perú, el objetivo era precisar reglas para el desarrollo del negocio eléctrico con directrices para el Estado y el “concesionario de servicios públicos”. A partir de esta ley, el sector eléctrico es supervisado y fiscalizado por el estado mediante el Ministerio de Fomento y Obras Públicas y la Comisión de Tarifas Eléctricas (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016).

En 1972 se promulga la Ley N° 19521 denominada, “Ley General de Electricidad” en donde se declara la “necesidad, utilidad y seguridad públicas y de preferente interés nacional, el suministro de energía eléctrica para servicio público, por ser básica para el desarrollo económico y social del país”. Bajo las medidas tomadas por esta ley el 5 de setiembre de 1972 se crea ELECTROPERÚ, la cual le confieren la responsabilidad de la gestión del Estado en el Subsector Eléctrico en aprovechamiento de los recursos energéticos ligados a la producción, transmisión,

distribución y comercialización de la energía eléctrica en todo el país (Electroperú, 2018)

En 1982 se promulga la Ley N° 25844 denominada, “Ley de Concesiones Eléctricas” la cual declara el servicio público de electricidad como una necesidad y utilidad nacional. Se restablece la Comisión de Tarifas Eléctricas y ELECTROPERU mantiene su rol de empresa estatal. Durante este periodo aún el Ministerio de Energía y Minas, junto con la Dirección General de Electricidad, cumplía las funciones de entidades supervisoras y fiscalizadoras.

En 1992 se introduce la ley N° 25844 denominada, “Ley de Concesiones Eléctricas” que busca mejorar el esquema energético en el país con la separación de las actividades operativas del sector eléctrico (generación, transporte, distribución y comercialización) y se crea el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (denominado COES) (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES], 2018).

A finales del año 1996 se Crea Osinerg a través de la Ley N° 26734 denominada, “Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía” el cual cumple una función fiscalizadora de las actividades que desarrollan las empresas del sector eléctrico y el cumplimiento de las normas del rubro electricidad por toda persona natural o jurídica de derecho público o privado (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016). Las actividades de Osinerg (ahora llamado OSINERGMIN desde el 2007 a partir de la Ley N° 28964) son llevadas a cabo hasta la actualidad (OSINERGMIN, 2018).

Finalmente, en el 2006, la Ley N° 28832 denominada, “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación Eléctrica (LDGE)” ha realizado algunos cambios sobre la Ley de Concesiones Eléctricas (N° 25844 LCE, 1992) que es la ley general que regula el sector eléctrico en el país. Dentro de sus modificaciones, las más relevantes son las de incorporación un sistema de planificación para la transmisión de la electricidad y la reforma del COES, que actualmente está conformado por: generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios libres (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016)¹². La evolución del Sector eléctrico de manera ilustrativa se encuentra en el anexo N°1.

1.1.2. La energía eléctrica en el Perú

La electricidad en el Perú se emplea, sobre todo, como insumo en los procesos productivos de casi todas las actividades económicas del país, así como en las actividades de las zonas rurales y zonas urbanas. La electricidad se obtiene principalmente por dos métodos: mediante centrales hidroeléctricas, aprovechando la energía cinética del agua que, al caer por un desnivel, acciona generadores; por ejemplo, la Central Hidroeléctrica de Mantaro. En el caso de centrales térmicas, que transforman la energía calorífica de los combustibles (diésel, residual, gas natural, carbón, etc.) en electricidad se tiene como ejemplo, la Central Termoeléctrica de Ventanilla. El 70% de la producción de electricidad proviene de centrales

¹² Para más información, véase CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO LEGAL, Acápites 1.1.3 Actores en el sector eléctrico.

hidroeléctricas y el 30% de centrales térmicas (Ministerio de agricultura y riego [MINAGRI], 2018).

Asimismo, el Perú cuenta grandes cantidades de fuentes de energías renovables y no renovables. Las energías renovables son aquellas que generan electricidad a partir de fuentes naturales, inagotables en una escala humana de tiempo. Entre estas fuentes están la solar, eólica, hidráulica, geotérmica. El marco normativo peruano vigente define estos tipos de recursos como RER (Recursos Energéticos Renovables) con una capacidad instalada de hasta 20 MW. La tabla 1 presenta un resumen de las principales tecnologías relacionadas con el desarrollo de las energías renovables (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2014).

Tabla 1. Principales fuentes de energía renovable

Tipo de energía	Descripción
Energía solar	Es la energía irradiada por el sol para producir electricidad mediante procesos fotovoltaicos o mediante la energía por concentración solar, generando energía térmica.
Energía eólica	Es la energía cinética del aire en movimiento. Su mayor aplicación para mitigar el cambio climático consiste en producir electricidad a partir de la instalación de grandes turbinas eólicas en tierra o en el mar.
Energía hidráulica	Se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de aguas o mares. Puede ser a gran o pequeña escala cuando se usa la fuerza hídrica sin represarla.
Energía geotérmica	Explora la energía térmica accesible del interior de la tierra. El calor se extrae de reservorios geotérmicos mediante pozos. Una vez en la superficie, se usan los fluidos a distintas temperaturas para generar electricidad.

Fuente: (Intergovernmental Panel on Climate Change , 2011)

Las energías no renovables son los hidrocarburos o también conocidos como combustibles fósiles. En esta gama de fuentes de energía se cuenta con el diésel, carbón, el gas licuado de petróleo, el petróleo y el gas natural proveniente de las reservas de Camisea principalmente.

Tabla 2. Principales fuentes de energía no renovables

Fuente de energía	Descripción
Diésel	Es un combustible compuesto de destilados obtenidos en la operación de refinado de petróleo o mezclas de tales destilados con aceite residual. Es utilizado principalmente en vehículos automóviles.

Fuente de energía	Descripción
Carbón	Combustible fósil, formado por la acumulación de vegetales durante el periodo Carbonífero, que a través de cambios de presión y temperatura en el subsuelo ha sido transformado en carbón mineral.
Gas licuado de petróleo	Los usos principales del GLP son para calefacción y cocción de alimentos. Presenta ventajas económicas con respecto a su rendimiento en comparación a otros combustibles. Presente residuos altamente contaminables como plomo o azufre.
Petróleo	Aceite natural constituido por mezcla de hidrocarburos. Es sometido a presiones y cambios químicos en el subsuelo. Sin embargo, Perú no cuenta con grandes cantidades de reservorios para atender la demanda local.
Gas natural	El principal componente del gas natural es el metano y en menor proporción los gases de etano, propano y butano, por lo que es posible producir distintos tipos de gases adecuados para cada necesidad. Proporciona un ahorro entre el 40% y 50% respecto a otros combustibles.

Fuentes: (Ministerio de agricultura y riego [MINAGRI], 2018), (Cálida, 2018), (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2015).

La tabla 3 presenta el último resumen de indicadores del sector eléctrico realizado cada cinco años por el COES. En esa tabla, se describe la potencia instalada en Megawatts (MW) de los sectores eléctricos principales en Perú tales como el hidráulico, térmico, eólico y solar. Es importante saber que la potencia instalada es la capacidad de energía que puede generar y entregar una central eléctrica en condiciones ideales (Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía [SNME], 2010). Según el último estudio realizado por el COES en el año 2015, la mayor potencia generada para el país fue por parte del sector hidráulico y térmico. Así también, en ese mismo año se empieza a utilizar las energías renovables.

Tabla 3. Resumen de Indicadores del sector eléctrico (1995-2015)

Año	1995	2000	2005	2010	2015
Potencia instalada de electricidad (MW)	4461.7	6065.5	6200.6	8612.6	12188.6
Hidráulica	2479.4	2856.8	3207.1	3437.6	4151.8
Térmica	1982.3	3208	2992.8	5174.3	7701
Eólica	-	0.7	0.7	0.7	239.8
Solar	-	-	-	-	96

Fuente: (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES], 2018)

1.1.3. Actores en el sector eléctrico

Como se mencionó anteriormente, el sector eléctrico peruano se encuentra regulado por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) la cual a su vez se encuentra reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificatorias. Mediante esta ley, se establecieron las normas para desarrollar las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, todo ello con el objetivo de asegurar las condiciones para mantener la eficiencia del mercado, permitiendo un régimen de libre fijación de precios por parte de las generadoras (definido por la libre competencia), y el establecimiento de un sistema de precios regulados para aquellos actores que por la naturaleza de su actividad así lo requieran (Electroperú, 2018). Según lo mencionado, el gráfico 1 describe cómo está distribuido el sector eléctrico peruano.

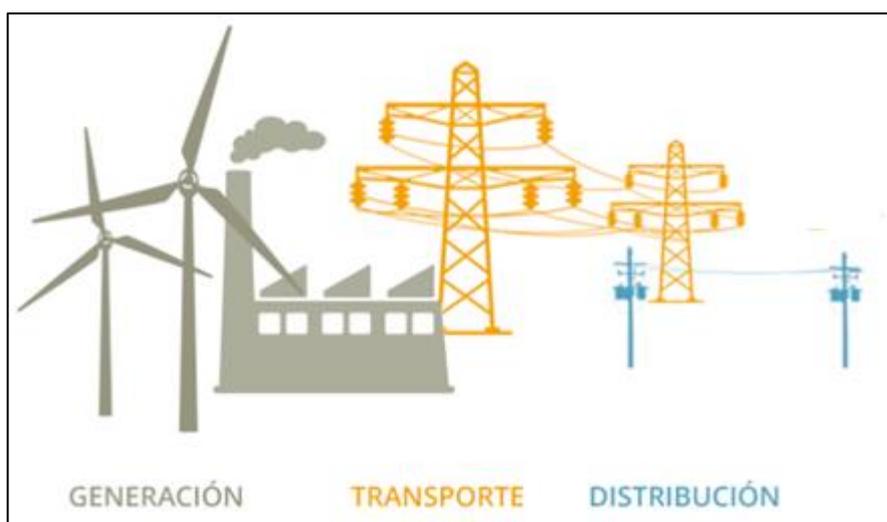


Gráfico 1. Actores del sistema eléctrico.

Fuente: Editado de (Bassols Energía, 2018)

En el sector eléctrico, se llevan a cabo actividades que tienen una relación vertical muy estrecha entre sí. Cabe resaltar que existen entidades que regulan, supervisan y fiscalizan al sector eléctrico, estos actores son el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el Ministerio de Energía y Minas (MEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) e INDECOPI. Asimismo, los actores principales son las empresas eléctricas (Generación, Transmisión y Distribución) y los clientes.

En el gráfico 2, se hace referencia a las relaciones que tienen los actores, los cuales establecen los siguientes componentes: Precio Libre y Precio en Barra, las cuales fueron establecidas por Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844). El Precio Libre se establece por medio de contratos donde se pactan libremente entre la empresa generadora y los clientes libres o no regulados (Mercado Libre) en términos y condiciones establecidas entre las partes (Levy, 2003). La Tarifa o Precio en Barra es uno de los componentes del Precio a Nivel Generación, PNG. El PNG es a su vez uno de los tres componentes principales de la tarifa eléctrica que se aplica al consumidor final.

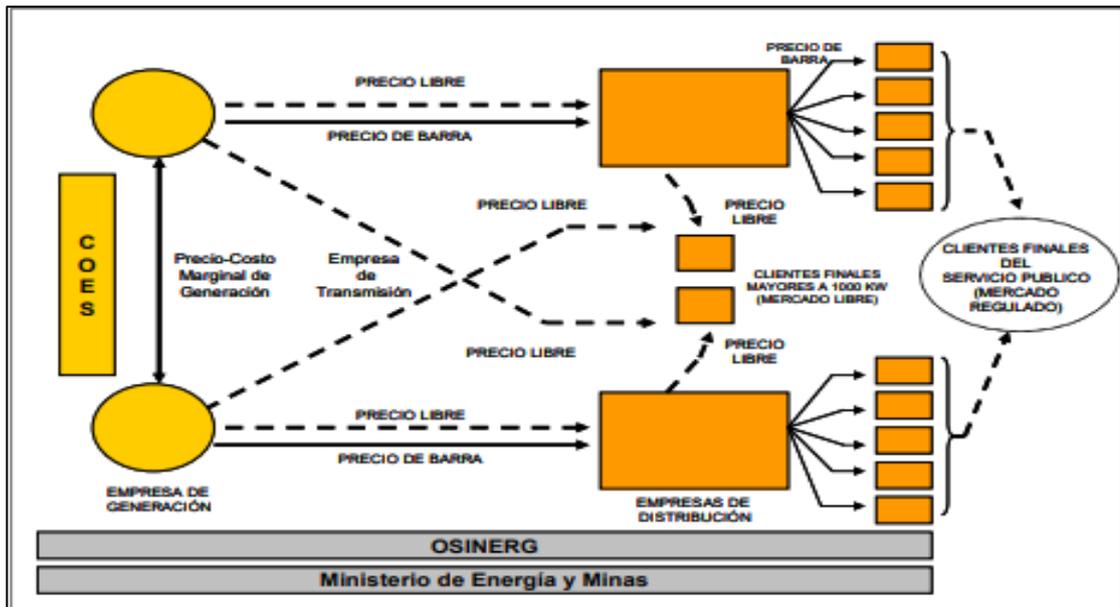


Gráfico 2. Actores del Sector Eléctrico peruano

Fuente: (Electroperú, 2018)

1.1.3.1. Empresas de generación eléctrica.

Las empresas de generación eléctrica o conocidos como generadores son las empresas encargadas de operar las diferentes centrales de generación eléctrica que existen en una región. Una empresa generadora puede operar más de una planta de generación y estas pueden ser hidráulicas o térmicas. Para la operación de cada una de las plantas de generación, se requiere un permiso que es otorgado por el Ministerio de Energía y Minas, y de una concesión o autorización de generación (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016).

Las principales generadoras de Perú son: Fenix Power, Kallpa Generación, Enel Generación Perú (ENEL), Electro Perú y Engie Energía Perú (El Comercio- EC, 2017). A continuación, en la tabla 4 se presentan las principales empresas de generación de energía que utilizan centrales hidráulicas para la obtención de energía según su potencia instalada y producción.

Tabla 4. Principales Empresas de Generación Eléctrica.

Empresa	Central hidráulica	Potencia instalada		Producción	
		(MW)	%P.I.	GW.h	%P.B.
Electroperú S.A.	C.H Antúnez de Mayolo	798	5.5	5012	9.7
Electroperú S.A.	C.H Restitución	210	1.4	1629	3.2
ENEL S.A.A.	C.H Huinco	258	1.8	182	0.4
ENEL S.A.A.	C.H Matucana	120	0.8	120	0.2
ENGIE S.A.	C.H Yuncán	137	0.9	483	0.9
ENGIE S.A.	C.H Quitaracsa	112	0.8	289	0.6

%P.I.: Es el porcentaje respecto a la potencia instalada total 2016.

% P.B.: Es el porcentaje respecto a la producción de energía total 2016.

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2016)

En la tabla 5, se describe las principales empresas de generación de energía que utilizan centrales térmicas con tecnología de ciclo combinado, ciclo convencional y reserva fría para la obtención de energía según su potencia instalada y producción.

Tabla 5. Principales centrales térmicas de ciclo combinado

Empresa	Central térmica	Potencia instalada		Producción	
		(MW)	%P.I.	GW.h	%P.B.
Kallpa Generación S.A	C.T Kallpa	952.3	6.6	5057	9.8
ENGIE S.A.	C.T Chilca 1	734.1	5.1	5838	11.3
Fénix Power Perú S.A	C.T Fénix	578.8	4	3621	7
ENEL S.A.A.	C.T Ventanilla	524	3.6	2890	5.6

%P.I.: Es el porcentaje respecto a la potencia instalada total 2016.

% P.B.: Es el porcentaje respecto a la producción de energía total 2016.

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2016)

Las centrales térmicas con tecnología de ciclo combinado son centrales de generación de energía eléctrica en las que se transforma la energía térmica del gas natural en electricidad mediante dos ciclos consecutivos: el que corresponde a una turbina de gas convencional y el de una turbina de vapor. En el Perú, se cuentan con importantes centrales que proporcionan el mayor porcentaje de energía. En la tabla 6, se muestran las principales empresas que utilizan ciclo combinado.

Tabla 6. Principales centrales térmicas de ciclo convencional

Empresa	Central térmica	Potencia instalada		Producción	
		(MW)	%P.I.	GW.h	%P.B.
ENGIE S.A.	C.T Nepi	610	4.2	29	0.1
ENGIE S.A.	C.T Ilo 1	217	1.5	136	0.3
ENGIE S.A.	C.T Ilo 2	135	0.9	641	0.2
ENEL S.A.A.	C.T Santa Rosa	491	3.4	167	0.3
Kallpa Generación S.A	C.T Las Flores	193	1.3	319	0.6
ENEL S.A.A.	C.T Malacas2	101	0.7	114	0.2

%P.I.: Es el porcentaje respecto a la potencia instalada total 2016.

% P.B.: Es el porcentaje respecto a la producción de energía total 2016.

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2016).

1.1.3.2. Empresas de transmisión o transporte

La actividad de transmisión o transporte se realiza mediante un conjunto de redes que transporta energía en niveles muy alta, alta y mediana tensión. Tiene como objetivo lograr la transferencia de energía desde las generadoras hacia los clientes finales (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2018).

Las empresas de transmisión son las encargadas de operar la infraestructura de transmisión eléctrica la cual corresponde a las líneas de transmisión y las subestaciones propias del sistema. Al igual que en el caso anterior para operar un

sistema de transmisión se requiere de una concesión de transmisión eléctrica proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas (Santivañez, 1997).

Las líneas de transmisión (torres y cables) transportan la electricidad entre los diferentes tramos del sistema interconectado, es decir, entre una central de generación y una subestación, dos subestaciones diferentes, una subestación y un sistema de distribución, y una subestación y cliente libre. Una de las características principales de las líneas de transmisión es la capacidad, esta se refiere a la potencia máxima (MW) que puede transportar, es decir, cuanta es la cantidad de energía (Santivañez, 1997).

Existen cuatro empresas que desarrollan la actividad de transmisión, que atienden las zonas norte y sur del país, estas empresas son Red de Energía del Perú (REP), Redesur, Consorcio Transmantaro e ISA Perú (Segura, 2018).

En la tabla 7, se describe las líneas asociadas a la interconexión eléctrica de las cuatro empresas descritas anteriormente.

Tabla 7. Longitud de líneas en km de las principales empresas concesionarios de Líneas

Nombre de la empresa	Tensión (kv)					Total (km)
	500	220	138	60	30	
Red de Energía del Perú S.A	-	3636.6	1241	-	-	4911.6
Redesur S.A	-	534.4	-	-	-	534.4
Consorcio Transmantaro S.A	948.7	1467.7	58.3	-	-	2474.6
ISA Perú S.A	-	262.2	130.5	-	-	392.7

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2016)

1.1.3.3. Empresas de distribución eléctrica

La actividad de distribución tiene por objetivo la transmisión de energía desde una red de transporte o desde una instalación de generación hasta los puntos de consumo.

Estas empresas son los encargados de las concesiones de la distribución del servicio público de la electricidad. Los permisos de las concesiones son otorgados por el Ministerio de Energía y Minas y les concede el derecho exclusivo para suministrar energía a precios regulados dentro de sus áreas indicadas en los permisos de concesiones de distribución. Estos también pueden suministrar energía eléctrica a los clientes libres que estén dentro de su área de influencia (Santivañez, 1997).

Las principales empresas de distribución en el país son Luz del Sur, Enel Distribución, Hidrandina, Electronoroeste y Electro Dunas (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2018). En la tabla 8, se muestra la participación de las principales empresas que distribuyen electricidad del año 2016, siendo Luz del Sur S.A.A la que abarca mayor mercado.

Tabla 8. Participación de las empresas en el mercado eléctrico 2016

Nombre de la empresa	Semestre I	Semestre II	Semestre III
Luz del Sur S.A.A	28.71%	26.86%	27.79%

Nombre de la empresa	Semestre I	Semestre II	Semestre III
ENEL Distribución Perú S.A.A.	27.29%	27.68%	27.48%
Hidrandina S.A	8.74%	8.72%	8.73%
Electronoroeste S.A- ENOSA S.A-	6.10%	5.36%	5.73%
Electrocentro S.A	4.84%	5.13%	4.98%

Fuente: (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016)

1.1.3.4. Clientes.

Los clientes se dividen en dos categorías de acuerdo con lo establecido con la Ley de Concesiones Eléctricas:

- a) Clientes no regulados o libres: un “cliente libre” o “no regulado” se define como los usuarios cuyos consumos de potencia es superior a 1 MW (Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, 2009). Estos clientes tienen la libertad para negociar, ya sea con contratos de corto o largo plazo, precios directamente con el suministrador de energía eléctrica, sea este generador o distribuidor. Debido a la cantidad de energía que se requiere para ser denominado un cliente libre, estos son principalmente empresas industriales.
- b) Clientes regulados: los clientes que no son libres son denominados clientes regulados. Los niveles de consumo son con potencia contratada menores a 0.2 MW y se encuentran sujetos a regulación de precios. El precio es establecido por OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017).

1.1.3.5. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado.

El Comité de Operación Económico del Sistema Interconectado (COES) es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está compuesto por todos los agentes que forman parte del SEIN (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio. Su objetivo es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y administrar el mercado de corto plazo. El COES unifica los esfuerzos de las principales empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de los grandes usuarios libres, contribuyendo al desarrollo y bienestar de Perú.

El COES vela por la seguridad y bienestar del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de alta calidad y posibilitando la coyuntura adecuada para el desarrollo de la industria nacional y extranjera, así como otras actividades económicas. Asimismo, es responsable de administrar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación eléctrica (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES], 2018).

1.1.3.6. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) se creó mediante el Decreto Ley N°17271 del 3 de diciembre de 1968 y a partir del 1 de abril de 1969 inicio sus actividades con los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería. Es el máximo ente en las políticas energéticas que tiene Perú y se encarga principalmente de formular y evaluar el sector eléctrico en armonía con la planificación y las políticas generales del gobierno. Su misión principal es promover el desarrollo sostenible de las actividades energéticas y mineras, impulsando la inversión privada en un marco global competitivo. Así también, trabaja de la mano con OSINERGMIN (Ministerio de Energía y Minas, 2016).

1.1.3.7. Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minas (Osinermin)

OSINERGMIN es una institución estatal encargada de supervisar y regular a las empresas del sector hidrocarburos, eléctrico y minero con el fin de que cumplan las disposiciones legales de sus rubros. Este organismo fue creado en 1996 con la Ley N° 26734 bajo el nombre de Osinerg y solo supervisaba al sector eléctrico, bajo ese marco entro en actividad en 1997. Posteriormente en el 2007 se ampliaron sus responsabilidades al sector de minería (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017). El rol de este organismo es mantener la articulación y el equilibrio de intereses entre el Gobierno, las empresas prestadoras de los servicios regulados y los ciudadanos. Algunas funciones principales son regular la tarificación, es decir, supervisar la fijación de tarifas de electricidad y gas natural; aprobar los procedimientos técnicos y regulatorios de las normativas del cumplimiento de las concesionarias y empresas eléctricas, y atender los reclamos de los usuarios de los servicios regulados (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016).

1.1.3.8. Otros actores

Dentro del sector energético existen otros actores que cumplen una función cruzada ya que no son exclusivos del sector energético. Dentro de estas entidades están: Pro-inversión, encargado de ver los planes generales para la inversión; Sunafil, superintendencia encargada de velar por los derechos de los trabajadores; e Indecopi, el cual verifica y supervisa la leal competencia en todos los sectores del Estado. En la tabla 9, se detalla el resumen de los actores por tipo de actividad.

Tabla 9. Regulación y supervisión de las actividades del sector eléctrico en Perú

Rol de entidades	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización
Ente normativo	MEM	MEM	MEM	MEM
Contratante	MEM	MEM	MEM	MEM
Supervisión del Contrato	-	OSINERGMIN	OSINERGMIN	-
Regulador-Tarifas	-	OSINERGMIN	OSINERGMIN	-

Rol de entidades	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización
Operador del sistema	COES	COES	-	-
Supervisión y fiscalización	-	-	-	-
a) Normas técnicas y de seguridad	OSINERGMIN	OSINERGMIN	OSINERGMIN	OSINERGMIN
c) Normas de salud y seguridad ocupacional	Sunafil	Sunafil	Sunafil	Sunafil
Supervisión de la libre y leal competencia	Indecopi	Indecopi	Indecopi	-
Control de funciones y adquisiciones	Indecopi	Indecopi	Indecopi	-

Fuente: (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES], 2018)

1.1.4. Tarifas eléctricas

Es el precio de la energía por los costos eficientes en generación, transmisión y distribución, las mismas que son reguladas por OSINERGMIN con los criterios de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La tarificación del servicio de abastecimiento de energía eléctrica en el Perú está asociado al periodo de tiempo del cual se consume, siendo la fracción del periodo del día de mayor costo la denominada hora punta, que comprenden desde las 18 horas a las 23 horas. Las horas fuera de punta son las horas no comprendidas en las horas punta para la energía.

Las tarifas del servicio eléctrico estas compuestas por el precio de generación (PG) denominas Tarifas en Barra y entran en vigor en los meses de mayo de cada año, los precios de transmisión son regulados anualmente en mayo y el precio de distribución (PD) que se fija cada cuatro años (noviembre). En el gráfico 3 se describe como se conforma la tarifa del servicio eléctrico.

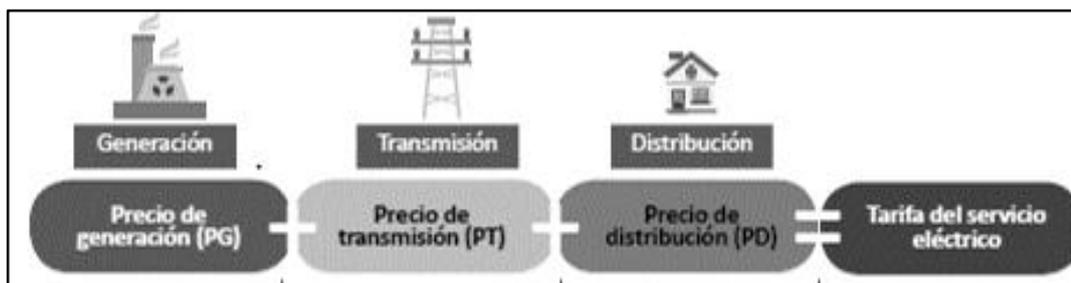


Gráfico 3. Estructura de la tarifa eléctrica.

Fuente: Editado de (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016)

Este monto en soles denominado tarifa es multiplicado por el consumo total (Kw) del usuario, para calcular el costo de la electricidad consumida. Por ejemplo, en un recibo de los usuarios residenciales de Lima y Callao, la producción de electricidad se cobra por licitación y regulado un monto total de S/ 52.20 soles, en transmisión los conceptos operación, inversión y mantenimiento sale un monto total de S/ 20.98 soles y finalmente se cobra los conceptos de distribución un monto total de S/ 26.82 soles. El cálculo no incluye el cargo fijo mensual de S/ 2.49 soles. En la tabla 10, se ejemplifica el cobro de un recibo de luz de S/ 100.

Tabla 10. Composición de la tarifa eléctrica residencial 2016

Componentes	Tarifas	Porcentajes
Generación (G)	S/ 52.20	52.20%
Licitaciones	S/ 44.06	
Regulados	S/ 5.06	
Transmisión (T)	S/ 20.98	20.98%
100% regulado: inversión	S/ 21.06	
Operación y mantenimiento	S/ 7.590	
Distribución (D)	S/ 26.82	26.82 %
Total recibo de luz	S/ 100.00	100%

Fuente: Elaborado con datos de (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016).

1.2. El mercado del gas natural

Antes de iniciar con este subcapítulo, es importante saber que es el gas natural (GN), el cual se define como un combustible fósil que se originó a partir de la descomposición de animales y plantas. Es una de las fuentes de energía más limpias y respetuosas con el medio ambiente, ya que contiene menos dióxido de carbono y produce menores emisiones a la atmósfera. Es, también, económica y eficaz, una alternativa segura y versátil, capaz de satisfacer la demanda energética (Cálidda, 2018).

El descubrimiento del gas natural en el Perú logró un cambio de la matriz energética que coincidió con los años de mayor crecimiento según afirma el exministro de Energías y Minas” (Segura, 2018).

En este aspecto, el Estado Peruano decidió apostar por el aprovechamiento de este recurso dadas las reservas encontradas en el pozo de Camisea. Esta idea tuvo como sustento los bajos precios que pueden generarse por el uso de esta fuente, tanto para la generación eléctrica como para las grandes industrias (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017).

1.2.1. El gas natural en el Perú

La historia del gas de Camisea empieza en julio de 1981 cuando la compañía angloholandesa Royal Dutch Shell firmó un contrato de prospecciones petrolíferas en los Lotes 38 y 42. En el mes de marzo de 1984, Shell descubre gas de Camisea en

el pozo exploratorio San Martín 1, en el denominado Lote 42, que posteriormente se conformarían en los Lotes 88A y 88B (Villacorta, 2012).

En marzo de 1994, la Compañía Shell firmó con Perupetro S.A. un convenio para realizar la evaluación y desarrollo de los yacimientos de Camisea con el fin de evaluar el potencial de reserva, la viabilidad técnico-económica de la explotación y elaborar un plan de desarrollo.

En julio de 1998 el consorcio Shell-Mobil inicia las negociaciones para un contrato de explotación. La inexistencia de un mercado en el Perú para explotar el gas obligó a Shell a priorizar la exportación del gas a Brasil. Asimismo, la negativa del gobierno de permitir el desarrollo de un proyecto integrado (exploración, extracción, transporte y distribución) motivaron el abandono del consorcio de la segunda fase del proyecto (Cálidda, 2018).

En febrero de 2000, un consorcio formado por Pluspetrol (Argentina, 36%), Hunt Oil (EE.UU, 36%), SK Corp (Korea, 18%) y TecPetrol (Grupo Techint, Argentina, 10%) obtuvo el derecho de explotar durante 40 años el Lote 88 de Camisea. Los ingresos que debería pagar eran de 37,4% y la producción de gas se dedicaría exclusivamente al mercado interno. El proyecto era ahora viable porque el Estado garantizaba un mercado de consumo de gas al consorcio adjudicatario. La inversión esperada en la fase de explotación era de unos 630 millones de dólares. En el mes de octubre, se adjudicaron las empresas adjudicadas del consorcio TGP.

En mayo de 2002, hubo la adjudicación de Tractebel para distribución como gas natural de Lima y Callao (GNLC), actual Calidda.

Inicialmente todo el gas se iba a destinar al abastecer al mercado nacional, pero tres años después, en el 2004, se cambiaron las condiciones y se decidió exportar las reservas del lote 56 ya que se aseguró que las del lote 88 eran suficientes para cubrir la demanda del país. En julio de 2004, Pluspetrol gana licitaciones de Lote 56 -yacimiento Pagoreni para exportación (Cálidda, 2018). Asimismo, en agosto de ese mismo año Calidda inicia su puesta en marcha con las plantas Malvinas, City Gate Lurín.

Oficialmente, Camisea inició sus operaciones en agosto del 2004 y de allí en adelante la generación de energía en el Perú dio un giro, tanto para la industria como para las familias peruana. Este proceso de cambio energético hizo que la generación eléctrica cambie de insumo. Las termoeléctricas comenzaron a ser parte de día a día a tal punto que actualmente cerca del 50% de la electricidad del país es producida a través del gas natural (Segura, 2018). El mapa de masificación del gas natural se muestra en el anexo N°2.

1.2.2. Marco legal e institucional de la industria del gas natural

La implementación del Proyecto Camisea logro desarrollarse en un marco estable. Los desarrollos del aprovechamiento de los recursos de gas se encuentran reguladas por la Ley N°26221 “Ley Orgánica de Hidrocarburos”, que incorporó la figura del contrato de licencia para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, en ello el

concesionario es el propietario de los hidrocarburos (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017).

En diciembre de 1996, se promulga la Ley N° 26734, “Ley de Organismo Supervisor de la Inversión de Energía” (Osinerg), en la cual se define las funciones principales de Osinerg como ente regulador, supervisor y fiscalizador, en el ámbito nacional, el cumplimiento de la disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería.

En mayo de 1999, se promulga la Ley N°27116, que es la ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía, que es un organismo técnico y descentralizado del sector energía y minas. Asimismo, el marco regulatorio del mercado y la industria del gas natural se encuentra previsto en la Ley 27133 “Ley de Promoción y Desarrollo de la Industria del gas natural” y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nro. 040-99- EM establece las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del GN, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país (Cálidda, 2018).

1.2.3. Los actores en el sector del gas natural.

La industria del GN está compuesta por un conjunto de actividades, los cuales tiene los siguientes reglamentos se detallan en la tabla 11.

Tabla 11. Regulación de los actores del gas natural

Actividades	Descripción
Exploración y explotación	Reglamento de las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos-Decreto Supremo N° 032-2004-EM.
Procesamiento	Reglamento para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 051-93-EM.
Transporte por ductos	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos – Decreto Supremo N° 081-2007-EM.
Distribución por red de Ductos	Reglamento de Distribución de gas natural por Red de Ductos – Decreto Supremo N° 042-99-EM.
Comercialización de GNV	Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimientos de Venta al Público de GNV - Decreto Supremo N° 006-2005-EM.
Comercialización de GNC y GNL	Reglamento para actividad de comercialización de gas natural Comprimido (GNC) y gas natural Licuefactado (GNL) - Decreto Supremo N° 057-2008-EM.

Fuente: (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016)

Cada actividad tiene un actor o grupo de actores que se encargan de llevar a cabo la función que detalla su marco normativo mostrado en la tabla 11. Entre estos actores

destaca el rol de entes supervisores y el máximo fiscalizador que es el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

El Ministerio de Energía y Minas, es el máximo actor en las normativas del gas natural (GN), este trabaja en conjunto con la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) y su ente supervisor OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017).

Al igual que en el mercado eléctrico, la OSINERGMING supervisa los servicios eléctricos y regula las tarifas y precios del mercado del gas natural, entre otros deberes. Establece límites de las tarifas que antes realizaba la CTE (Comisión de tarifas eléctrica).

La Dirección General de Hidrocarburos (DGH) es la dependencia especializada en temas de hidrocarburos y es su brazo ejecutante dentro del ministerio.

En la tabla 12 se describe las Instituciones involucradas en la Industria del sector eléctrico según sus roles por actividad del sector del gas natural.

Tabla 12. Instituciones involucradas en la industria del Sector eléctrico

Rol de entidades	Exploración y explotación	Transporte y distribución	Comercialización
Ente normativo	MINEM	MINEM	MINEM
Promoción de la inversión	Proinversión	Proinversión	Proinversión
Contratante	Perupetro	MINEM	-
Supervisión del contrato	Perupetro	OSINERGMIN	-
Regulador-Tarifas	-	OSINERGMIN	-
Normas técnicas y de seguridad	OSINERGMIN	OSINERGMIN	OSINERGMIN
Normas ambientales	OEFA	OEFA	OEFA
Normas de salud y seguridad	Sunafil	Sunafil	Sunafil
Supervisión de libre competencia	-	-	Indecopi

Fuente: (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016)

1.2.4. Tarifas del gas natural

De acuerdo con lo establecido en el Decreto Supremo N° 042-99-EM Título V, se fijan los consumidores y tipos de categorías. En el caso de los denominados consumidores regulados (residencias, comercios y pequeñas industrias), estos solo pueden ser atendidos por las empresas de distribución y los denominados consumidores independientes tienen absoluta libertad para buscar quienes les brinde gas y lo adquieren directamente del productor por un plazo contractual no menor a seis meses (Laub Benavides, 2011).

Las tarifas reguladas del gas natural para Lima y Callao no tienen diferencia entre categorías independiente de si los consumidores son residenciales, comerciales o industriales. Asimismo, las tarifas de gas están compuestas por:

- a) Precio del gas en boca de pozo (S/ / MJ).
- b) Tarifa de transporte de gas natural (S/ 1000 m³).
- c) Tarifas de distribución de la red principal (S/ /1000 m³).
- d) Tarifas de distribución.

Los precios establecidos del gas en boca de pozo, tarifas de transporte de gas natural y tarifas de distribución de la red principal son iguales para todos los rangos de consumos. Las tarifas de distribución se fijan cada cuatro años y en el esquema actual existe una única tarifa de distribución única (TUD) para los periodos 2009-2013 y 2014- 2018 que estuvo activa el 6 de mayo de 2014. La TUD es aplicable a las Instituciones Públicas (IP), tales como hospitales, centro de salud e instituciones educativas, será igual a la de la Categoría C.

Hasta el año 2008, se han definido para Lima y Callao seis categorías de niveles de tarifas para las redes de distribución de gas natural, las cuales son A1, A2, B, C, D y E; y tres categorías especiales independientes de cuanto se consume mensualmente: GNV, GE, IP (Quiñonez Espinoza, 2018).

Tabla 13. Categorías típicas tarifarias- Concesión de Lima y El Callao

Categoría tarifaria	Descripción
	Categorías por rangos de consumo (Sm ³ /mes)
A1	0-60
A2	61-300
B	301-17500
C(*)	17501-300 000
D	300 001-900 000
E	Más de 900 000

S m³: Estándar metro cúbico es una medida de volumen de gas no condensable a 15°C y nivel de mar

Fuente: (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017)

De acuerdo con la normativa, estas categorías están divididas según el consumo mensual de gas natural. La categoría A es hasta 300m³ de consumo, la categoría B, entre 301m³ de consumo y 17 500m³ por mes. Luego está la categoría C entre 17 501m³ de consumo y 30 0000 m³ por mes, la categoría D más de 30 0000 m³ por mes y finalmente la categoría E más de 900 000m³ al mes.

Tabla 14. Categorías especiales independientes del consumo mensual

Categoría tarifaria	Descripción
GNV	Para estaciones de servicio y/o gaseocentros de GNV
GE	Para generadores eléctricos

Categoría tarifaria	Descripción
IP	Para instituciones públicas del Estado, tales como hospitales, centros de salud e instituciones educativas

Fuente: (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017)

Además, en la categoría especial independiente del consumo mensual descrito en la tabla 14, la categoría de GNV es para estaciones de servicios y/o gaseocentros de gas natural vehicular, independiente de la magnitud de consumo mensual. La categoría GE es para generadores eléctricos y la categoría IP para instituciones públicas del Estado también independientes de la magnitud de consumo mensual.

Tabla 15. Tarifas únicas de distribución – Concesión de Lima y El Callao

Categoría Tarifaria	Margen de comercialización		Margen de Distribución	
	Fijo		Fijo	Variable
	US\$/mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/(Sm ³ /d)-mes	US\$/Mil Sm ³
A1	0.48	-	-	183.81
A2	1.59	-	-	131.24
B	27.83	-	-	71.87
C	-	0.0146	0.2226	37.06
GNV	-	0.0124	0.1883	31.35
D	-	0.0108	0.1648	27.43
E	-	0.0347	0.5283	18.51
GE	-	0.0287	0.4368	15.30

Sm³: Estándar metro cúbico es una medida de volumen de gas no condensable a 15°C y a nivel de mar.

Fuente: (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2017)

Las tarifas han sido constituidas en dos partes: un cargo fijo mensual y un cargo variable por m³. Adicionalmente, el cargo fijo y variable se puede dividir en un margen comercial y un margen de distribución. Como se observa en la tabla 15, los cargos fijos son decrecientes a medida que aumentan los niveles de consumos porque están conectados a la red. Los cargos variables en el margen de distribución son aplicables por cada estándar metro cubico (S m³).

1.2.5. Impactos del gas natural en el sector industrial.

En la generación eléctrica el gas natural cumple un papel fundamental al reducir significativamente los costos de producción. El uso del gas natural como fuente de energía es una solución a largo plazo. El valor del gas natural depende de su poder calorífico que es la cantidad de energía producida durante la combustión de una unidad de volumen de gas y se mide en unidades de energía: BTU (British Thermal Unit).

El precio máximo del gas natural en boca de pozo para clientes industriales se ha fijado en 1.8 US\$/MBTU, el precio aproximado para el transporte y distribución es 1.42 US\$/MBTU, entonces el precio máximo del gas sería 3.22 US\$/MBTU. La estimación realizada se describe en la tabla 16.

Tabla 16. Estimación del precio del GN para un cliente industrial (US\$/MBTU)

Rubros	Sin IGV	Participación	Con IGV
Compra del gas natural	1.80	56%	2.12
Transporte y distribución	1.35	42%	1.59
Tarifa de distribución en BP	0.07	2%	0.08
Total	3.22	100%	3.80

Fuente: (Espinoza, 2000)

Los precios de los combustibles alternativos se muestran en la siguiente tabla 17.

Tabla 17. Precio de Combustibles (US\$/MBTU)

Categorías	Carbón	GLP	Diesel	Residual
Sin IGV	1.80	10.58	11.44	4.17
Con IGV	2.12	12.48	13.49	5.55

Fuente: (Espinoza, 2000)

Según las tablas 16 y 17 descritas anteriormente, el carbón es el más económico en comparación con el gas natural; sin embargo, se evalúa la factibilidad de realizar un proyecto a largo plazo, lo cual requiere hacer nuevas inversiones lo que resulta ser el gas natural el hidrocarburo de mayor eficiencia (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016).

1.2.6. Plantas de autogeneración

La autogeneración es la producción de energía eléctrica utilizando grupos electrógenos, turbinas o microturbinas. Los proyectos de autogeneración se diseñan a la medida tomando en cuenta el consumo de energía eléctrica actual y las variaciones en el horario de mayor consumo (hora punta), para generar ahorros.

Los beneficios de trabajar con autogeneración no solo es el menor costo de electricidad proveniente de la red eléctrica que generan ahorros en las empresas, sino que permite trabajar por medio de dos fuentes de energía: la que proviene de la red eléctrica y la que se genera del proyecto de autogeneración con combustible fósil, este puede ser diésel o gas natural. A esta combinación, de los tipos de trabajo de dos sistemas, se le llama trabajo en paralelo y maximiza la confiabilidad del suministro eléctrico.

El sistema de autogeneración proporciona energía eléctrica de mejor calidad. Los armónicos, las caídas de voltaje y los cortes momentáneos del suministro de energía eléctrica se puede prevenir a través del uso de este sistema. Además, la autogeneración permite minimizar riesgos y mantener fijo el costo de la energía a futuro, bajo un esquema libre de fluctuaciones generada por la oferta y demanda del mercado de energía (Cálidda, 2018).

La planta de autogeneración produce como único bien la energía eléctrica, ya que a diferencia de otro tipo de plantas como la cogeneración esta producen energía eléctrica y energía térmica (vapor, agua caliente) (Velázquez, 2005).

Los tipos de generación de energía eléctrica en centrales termoeléctricas son de ciclo simple o ciclo combinado.

Ciclo simple. Son centrales de generación de energía en la que utiliza un motor de combustión o turbina de gas que transforma el combustible fósil en energía eléctrica.

Ciclo combinado. Se utiliza dos ciclos simples consecutivos: una corresponde a una turbina de gas convencional o motor de combustión, una caldera y una turbina de vapor que transforma el combustible fósil en energía eléctrica.

Las plantas terminas de autogeneración que utilizan como fuente primaria el calor proveniente del combustible fósil pueden utilizar tres tipos de tecnología como se mencionó anteriormente: turbinas de vapor, turbinas de gas y motores de combustión interna. En la tabla 18 se describe las tecnologías:

Tabla 18. Tecnologías en una planta de autogeneración

Tecnologías	Descripción
Turbinas de vapor	Son máquinas accionadas por un fluido en movimiento en este caso, el fluido de vapor. Transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético.
Turbinas de gas	Son máquinas accionadas por la compresión del aire y, al igual que las turbinas de vapor, una combustión dentro del proceso ayuda a transferir energía en forma de calor al fluido, en este caso el aire, y mover las llaves de la turbina. El objetivo de esta máquina térmica es convertir energía calórica contenida en el combustible utilizado en energía mecánica (trabajo mecánico) en el eje de la misma. Cuando estos equipos trabajan solos se conocen como ciclos abiertos o ciclos simples.
Motores de combustión	Son máquinas térmicas que producen energía mecánica en el eje a partir de la transformación de la energía química del combustible en un proceso de combustión dentro de la cámara de combustión. Proporciona un rápido y sencillo método

Fuente: (Lostanau, 2007), (Fernandez, 2009), (Guzmán, 2016)

1.2.7. Pronóstico de la demanda de energía eléctrica

Para establecer la capacidad de la planta se deberá realizar las proyecciones de los consumos a futuro. Los métodos utilizados para determinar la demanda son los métodos cualitativos y cuantitativos.

- (I) El método cualitativo se basa en la experiencia y uso de opinión para establecer pronósticos que predicen, en forma subjetiva, hechos futuros. Son claves sobre todo cuando los datos históricos no están disponibles o son pocos.

- (II) En método cuantitativo requiere de información histórica para estimar valores futuros de la variable de interés.

En el presente estudio se considera el método cuantitativo el más aplicable debido a que se cuenta con data histórica de los cuatro últimos años.

El modelo aplicable al método cuantitativo es el de series de tiempos, según estudios realizados por la universidad de Colombia, publicado en la revista EIA (Gil Guevara, 2019) este modelo estudia la evolución de una determinada magnitud a lo largo del tiempo para posteriormente, hacer predicciones sobre la magnitud teniendo en cuenta sus características del pasado. El presente modelo presenta variaciones tales como la variación cíclica, que refleja fluctuaciones en la data histórica a largo plazo por factores externos, otro es la variación aleatoria que aplica cuando los factores externos que puedan presentarse son difíciles de predecir y finalmente la variación estacional que se efectúa cuando la data histórica refleja comportamientos estacionales que se repiten de la misma manera y con la misma regularidad año tras año.

La universidad presenta picos de consumos altos en los semestres académicos y picos bajos en los meses de cierre de ciclo académico, años tras año, por lo que se considerará como variación estacional.

Asimismo, se desarrollaron tres modelos de series de tiempo aditivos con diferentes tendencias: lineal, cuadrática y cúbica. La ecuación: $Tt = \beta_0 + \beta_1t + \beta_2t^2 + \dots + \beta_nt^n$, donde n es el orden del polinomio, Tt es la variable dependiente que se pretende estimar, en este caso las demandas anuales de energía, y t es la variable independiente para el caso de años. La tendencia adecuada a aplicar (lineal, cuadrática, etc.) dependerá del R2 ajustado con un nivel de confianza de 95% que se obtenga del análisis de la data histórica de cada suministro, esto se desarrollará a detalle en el capítulo 2: "Evaluación energética de la empresa".

El objetivo de obtener esta ecuación radica en que a partir de los datos reales podamos predecir las demandas anuales en años futuros y también podamos obtener, a partir de este resultado, la demanda en el mes deseado utilizando el índice estacional que es una función matemática que representa la variación por periodo.

En conclusión, el desarrollo del modelo se realizará por el modelo de series de tiempos debido a que se cuenta con data histórica de los consumos anteriores y estos reflejan una variación cíclica.

CAPÍTULO 2. EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA EMPRESA

El capítulo comprende la descripción de la situación energética del caso en estudio, la universidad, que engloba los requerimientos energéticos, suministros principales de energía, sistema de precios, tarifas de energía y potencia eléctrica y análisis del costo operativo de energía. Además, se realizará un análisis de la demanda energética proyectada.

2.1. Situación actual

2.1.1. Descripción de la empresa

La universidad es una de las universidades privadas más grandes del Perú y está ubicada en la ciudad de Lima, Perú. Se encuentra clasificada como una de las mejores universidades de Latinoamérica y es la más importante del país, con 100 años dedicados a la educación superior, a la investigación académica, a la proyección y extensión universitaria.

Esta casa de estudios está integrada por diferentes unidades académicas y su principal objetivo es la formación académica y profesional. Cada especialidad representa a una carrera profesional y están dirigidas por un coordinador. Existen 14 facultades, las cuales son: Facultad de Letras y Ciencias Humanas, Facultad de Derecho, Facultad de Ciencias Contables, Facultad de Ciencias e Ingeniería, Facultad de Arte, Facultad de Educación, entre otras.

La universidad cuenta con más de 90 laboratorios y tecnología, dedicados al desarrollo de proyectos e investigaciones en diferentes campos del conocimiento los cuales están descritos en el anexo 3.

Los servicios brindados por los laboratorios están relacionados con los siguientes rubros: minería, hidrocarburos, manufactura, construcción, metalmecánica, agroindustria, así como los rubros de arte, ciencias de la comunicación, letras y ciencias humanas, ciencias sociales, entre otros.

Asimismo, dentro del campus universitario funcionan cuatro comedores y cuatro cafeterías regidos por las normas del Comité Ejecutivo de Servicios de Alimentación (CESA).

2.1.2. Requerimientos energéticos

Como se mencionó anteriormente, la universidad está dividida en facultades, unidades académicas, área de servicios y unidades administrativas. Cada una de estas unidades o infraestructuras tienen requerimientos de energía según sus actividades orientadas a la formación de las distintas carreras.

Según la entrevista realizada con el Director Adjunto de Operaciones, las unidades o áreas de mayor consumo energético son las áreas de servicio como los cuatro comedores y cafeterías; seguidos de los laboratorios de las áreas de ingeniería, cuya

principal demanda son los equipos eléctricos y motores y las oficinas con fines administrativos; y finalmente las aulas de clase que a pesar de tener una mayor área tienen un menor consumo energético debido al bajo número de equipos eléctricos activos durante las clases (Rojas, 2018).

2.1.3. Suministro principal de energía

El suministro de energía eléctrica que atiende la universidad es abastecido por la empresa distribuidora Enel a través de ocho contratos eléctricos. Es importante saber que el contrato de energía a los clientes libres o no regulados es aquel negocio jurídico en el cual una empresa eléctrica generadora o distribuidora, se obliga a dar el servicio de energía, por un tiempo determinado a un cliente no sujeto a regulación, que a su vez tiene que pagar un precio acordado por ello. Actualmente, el tiempo de contrato establecido con la empresa distribuidora son 10 años de servicios prestados. Los detalles y puntos de alimentación de electricidad al campus universitario establecido en cada uno de los contratos se detallan en la tabla 19.

Tabla 19. Lista de Contratos de Energía de la universidad.

Ítem	N° de Suministro	Código de Suministro	Dirección	Alimentador	Potencia máxima Contratada (kW)
1	2863261	CL 1628	Av. Universitaria N° 1801. Urb. Pando, San Miguel.	PA-20	2'500.00
2	2863265	CL 1629	Av. Universitaria N° 1801. Urb. Pando, San Miguel.	PA-20	2'400.00
3	2863269	CL 1630	Av. Universitaria N° 1801. Urb. Pando, San Miguel.	PA-09	2'500.00
4	2863296	CL 1635	Av. Universitaria N° 1921. Pueblo Libre.	PA-20	990.00
5	2863281	CL 1632	Av. La Marina N° 2000. Urb. Pando, San Miguel.	PA-15	550.00
6	2863285	CL 1634	Av. La Marina N° 2000. Urb. Pando, San Miguel.	PA-15	1'000.00
7	2863286	CL 1633	Av. La Marina N° 2000. Urb. Pando, San Miguel.	PA-15	1'000.00
8	2863291	CL 1631	Av. La Marina N° 2000. Urb. Pando, San Miguel.	PA-15	700.00

Fuente: (ENEL Distribución Perú S.A.A., 2017)

Enel suministra de energía a la universidad en 10 Kv por medio de las subestaciones colocadas en puntos de mayor demanda de energía. Estas subestaciones fueron establecidas en la infraestructura por la propia universidad. Asimismo, la distribución de la energía dentro de las instalaciones de la se realiza en media y baja tensión según se requiera por las distintas unidades académicas, área de servicios y áreas administrativas (ENEL Distribución Perú S.A.A., 2017).

Actualmente, del total de los 8 contratos eléctricos establecidos con la empresa Enel, los tres primeros abastecen al campus propiamente, el cuarto suministro es el abastecimiento de Idiomas Católica que se encuentra ubicado frente a la universidad y los cuatro últimos contratos son abastecimientos a otro centro fuera de la

universidad. La presente tesis atenderá solo a las tres primeras subestaciones del campus universitario; según la lista de contratos detallados en la tabla 19, estos puntos de suministros son: Suministro 1 2863261-SUMI1, Suministro 2 2863265-SUMI2 y Suministro 3 2863269-SUMI3.

2.1.4. Sistema de precios del mercado eléctrico

Según la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844 año 1992) se distinguen a los clientes libres como los clientes que pueden negociar sus precios de energía con los generadores o distribuidores directamente.

En el caso de la universidad, como ya se mencionó anteriormente, es un cliente libre y han realizado su último contrato con la empresa de Distribución Enel el cual entró en vigencia a las 00:00 del 1 de agosto del 2017 y expira a las 24:00 horas del 31 de diciembre del 2027, es decir 10 años de servicio.

Dentro de las definiciones importantes del contrato de energía, se debe resaltar las definiciones de Tarifa en Hora Punta y Tarifa Fuera de Hora Punta que se visualizan constantemente en los contratos de suministro de energía.

La Tarifa en Hora Punta está definida en sus contratos como el periodo de tiempo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas; mientras que la Tarifa Fuera de Hora Punta son las horas del día que no son Hora Punta (ENEL Distribución Perú S.A.A., 2017).

2.1.5. Tarifas de energía y potencia eléctrica

La tarifa eléctrica comprendida entre la universidad y Enel en sus 8 contratos, tienen una cláusula de tiempo en el que es regulada o modificada para el año 2022. Los precios vigentes desde el 01 de agosto del 2017 al 31 de diciembre del 2021 se encuentran en el primer anexo de cada uno de los contratos vigentes y se detallan en la tabla 20:

Tabla 20. Tarifa Eléctrica vigente desde el 01.08.17 al 31.12.2021

Precio Unitario Calculado en Barra del Cliente (10 kV)			
Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1	Potencia Horas Punta de Generación	S/. / kW-mes	20.90
2	Energía Horas Punta de Generación	S/. / kWh-mes	0.0897
3	Energía Horas Fuera Punta de Generación	S/. / kWh-mes	0.0897
Precio Unitario en Barra de Referencia de Generación (BRG) 220 kV			
4	Potencia Horas Punta de Generación	S/. / kW-mes	20.90
5	Energía Horas Punta de Generación	S/. / kWh-mes	0.0868
6	Energía Horas Fuera Punta de Generación	S/. / kWh-mes	0.0868

Fuente: (ENEL Distribución Perú S.A.A., 2017)

Los precios o tarifa vigente desde el 01 de enero del 2022 al 31 de diciembre del 2027 se muestran en la tabla 21.

Tabla 21. Tarifa Eléctrica vigente desde el 01.01.22 al 31.12.2027

Precio Unitario Calculado en Barra del Cliente (10 kV)			
Item	Descripción	Unidad	Valor
1	Potencia Horas Punta de Generación	S/. / kW-mes	20.90
2	Energía Horas Punta de Generación	S/. / kWh-mes	0.1104
3	Energía Horas Fuera Punta de Generación	S/. / kWh-mes	0.1104
Precio Unitario en Barra de Referencia de Generación (BRG) 220 kV			
4	Potencia Horas Punta de Generación	S/. / kW-mes	20.90
5	Energía Horas Punta de Generación	S/. / kWh-mes	0.1069
6	Energía Horas Fuera Punta de Generación	S/. / kWh-mes	0.1069

Fuente: (ENEL Distribución Perú S.A.A., 2017)

Si bien la mayor parte de las empresas del Perú tienen establecida su tarifa en hora punta más elevado que la tarifa fuera de hora punta, Enel estableció una tarifa plana en el horario de hora punta y fuera de hora punta en sus 8 contratos con la universidad; sin embargo, los gastos de energía eléctrica en hora punta siguen siendo elevado ya que en este franja horaria se da el mayor consumo de energía eléctrica por la alta demanda del alumnado y eventos externos (Parias, 2017).

La empresa distribuidora define la potencia¹³ contratada como la potencia máxima que este está obligado a suministrar al cliente en el punto de suministro. Así también define la potencia máxima registrada como el valor más alto de potencia activa (utilizable) en el horario de hora punta y fuera de hora punta respectivamente, de todos los registros de potencia activa¹⁴ almacenados por el medidor electrónico en intervalos de tiempos de quince minutos. Así, las potencias máximas para cada uno de los suministros acordadas con Enel se detallan en la tabla 22.

Tabla 22. Potencia contratada desde el 01.01.22 al 31.12.2027

Item	Potencia	Unidad	Valor
1	Potencia Máxima Contratada Hora Punta	kW	2500
2	Potencia Máxima Contratada Fuera de Punta	kW	2500
3	Potencia Máxima Contratada Total	kW	2500

Fuente: (ENEL Distribución Perú S.A.A., 2017)

Es importante mencionar que existe una penalidad en los contratos establecidos, si es que se calcula una diferencia positiva entre la Potencia Máxima Registrada en Horas Punta (POTREGhp) y en Horas Fuera de Punta (POTREDfp) respecto a la potencia contratada.

El exceso de Potencia en Horas Punta se carga a la facturación de la suma que resulte de:

¹³ La potencia es la cantidad de trabajo que se puede realizar en unidades de kilovatio (Kw). Existen dos tipos de potencia: la activa y la reactiva.

¹⁴ La potencia activa (P) es la que efectivamente se aprovecha como potencia útil en el eje del motor. La potencia reactiva (Q) no es una potencia realmente consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil. Fuente: (EDENOR, 2018)

- 1.5 veces el precio de la Potencia en Horas Punta de Generación.
- El precio del peaje de conexión al Sistema Principal de Transmisión.
- 1.5 veces el precio del peaje de Distribución de Potencia en Horas Punta vigente.

El exceso de potencia en horas fuera de punta se carga a la facturación con 1.5 veces el valor del precio vigente del peaje de distribución de potencia en horas fuera de punta.

Finalmente, si el exceso de potencia en horas punta y en horas fuera de punta ocurriese durante 3 meses consecutivos en un periodo de 12 meses la universidad deberá contratar un nuevo valor de potencia máxima según la demanda máxima registrada más un valor de crecimiento que la Universidad estime para los próximos 12 meses (ENEL Distribución Perú S.A.A., 2017).

2.1.6. Análisis del costo operativo de energía

La facturación que registra Enel todos los meses se basa en los sub-capítulos anteriores de potencia máxima, y tarifa de energía y potencia. Además, la universidad tiene que pagar otros gastos que en el contrato de energía se denominan “otros Conceptos” que vienen a ser las siguientes (ENEL Distribución Perú S.A.A., 2017):

- El cargo fijo mensual.
- El cargo por reposición y mantenimiento de la conexión.
- El cargo por corte y reconexión del servicio.

Estos tres últimos costos no son fijos y se actualizan cada mes según las variaciones del IPM (Índice de Precios al por Mayor). La SUNAT es la encargada de realizar la publicación de la variación del índice porcentual mensual con referencia al IPM base del 2013. Esto fue aprobado así en la resolución Jefatura N° 099-2017-INEI publicado el 01.04.2017 en el diario oficial El Peruano (SUNAT, 2018).

Estos costos denominados como “otros conceptos” son mencionados, pero no se tomarán en cuenta en el estudio, ya que son gastos que no varían con el consumo de energía ni la lectura de potencia máxima del mes.

2.2. Análisis de la demanda

La demanda energética de la universidad es suministrada en su totalidad por la empresa distribuidora Enel, quien negocia la tarifa directamente con la universidad por ser un cliente libre, es decir consumidores de potencia superior a 2MW. La energía eléctrica es transportada a través de una línea de trasmisión que viene de una barra de 220 kV hacia las subestaciones del campus para luego ser derivada a los puntos de consumo.

La universidad cuenta con tres subestaciones de energía y en cada subestación hay un suministro, estos son: 2863261-SUMI1, 263265-SUMI2 Y 2863269-SUMI3. La

información de los consumos de Potencias Máximas Registradas en Hora Punta (KW) de cada subestación fue proporcionada por el área de Infraestructura y Operaciones, esta información está estructurada en periodos mensuales, desde el año 2013 al año 2017. En la tabla 23, se detalla la información mencionada:

Tabla 23. Potencia Máxima Registrada en Hora Punta (kW)

Mes - Año	Potencia Máxima Registrada en Hora Punta (kW)		
	SUMI1	SUMI2	SUMI3
Ene-13	514.00	1,062.00	439.00
Feb-13	640.00	1,065.00	439.00
Mar-13	644.00	1,065.00	441.00
Abr-13	690.00	1,020.00	448.00
May-13	630.00	1,086.00	444.00
Jun-13	598.00	1,140.00	416.33
Jul-13	126.00	1,038.00	416.33
Ago-13	106.00	978.00	416.33
Set-13	134.00	1,068.00	904.00
Oct-13	144.00	1,032.00	906.00
Nov-13	138.00	1,086.00	948.00
Dic-13	136.00	1,026.00	936.00
Ene-14	140.00	906.00	806.00
Feb-14	190.00	1,077.00	934.00
Mar-14	190.00	1,110.00	976.00
Abr-14	210.00	1,140.00	987.00
May-14	208.00	1,152.00	966.00
Jun-14	208.00	1,203.00	976.00
Jul-14	214.00	1,116.00	938.00
Ago-14	214.00	1,026.00	934.00
Set-14	252.00	1,194.00	942.00
Oct-14	276.00	1,134.00	912.00
Nov-14	366.00	1,140.00	906.00
Dic-14	348.00	1,080.00	912.00
Ene-15	270.00	894.00	774.00
Feb-15	330.00	978.00	1,002.00
Mar-15	306.00	1,224.00	990.00
Abr-15	313.00	1,248.00	1,062.00
May-15	396.00	1,188.00	990.00
Jun-15	378.00	1,100.00	954.00
Jul-15	348.00	1,236.00	912.00
Ago-15	300.00	1,062.00	804.00
Set-15	354.00	1,170.33	888.00
Oct-15	354.00	1,146.00	912.00
Nov-15	348.00	702.00	918.00
Dic-15	348.00	660.00	912.00
Ene-16	270.00	588.00	774.00
Feb-16	396.00	648.00	1,032.00

Mes - Año	Potencia Máxima Registrada en Hora Punta (kW)		
	SUMI1	SUMI2	SUMI3
Mar-16	408.00	756.00	1,020.00
Abr-16	438.00	768.00	1,068.00
May-16	414.00	708.00	960.00
Jun-16	366.00	654.00	948.00
Jul-16	426.00	594.00	1,050.00
Ago-16	330.00	612.00	816.00
Set-16	372.00	672.00	864.00
Oct-16	384.00	672.00	870.00
Nov-16	366.00	684.00	894.00
Dic-16	360.00	606.00	864.00
Ene-17	354.00	684.00	858.00
Feb-17	444.00	666.00	1,014.00
Mar-17	462.00	756.00	1,110.00
Abr-17	474.00	732.00	1,122.00
May-17	456.00	1,218.00	1,008.00
Jun-17	408.00	1,182.00	966.00
Jul-17	396.00	1,098.00	900.00
Ago-17	1,011.26	1,065.09	691.89
Set-17	361.20	979.60	900.40
Oct-17	331.20	854.80	756.40
Nov-17	424.40	1,022.00	861.60
Dic-17	248.40	364.00	310.00

Fuente: (Pontificia Universidad Católica del Perú, 2018).

Cabe mencionar que el rango de proyección de la demanda en la presente tesis es de 10 años, debido a que la empresa distribuidora (ENEL) tiene un contrato por 10 años de servicio prestados con la universidad, por lo que se busca evaluar la factibilidad de generar ahorros en esos 10 años de contrato con un proyecto de *Peak Shaving*.

Por otro lado, es importante mencionar que el cálculo de la demanda proyectada se determinará en potencia más no en energía, ya que las tecnologías que operan las plantas de autogeneración trabajan en potencias, ya sean Kilowatts o Mega watts, y deben abastecer la demanda evitando el trabajo del motor a carga parcial¹⁵.

2.2.1. Demanda energética

Los consumos de energía eléctrica de los últimos cuatro años reflejan un crecimiento positivo debido a la planificación de expansión del campus y al aumento de número de alumnos, sin embargo, se observó las siguientes alteraciones que son considerados datos atípicos en el análisis de la demanda, ya que se originó por factores externos. El detalle se muestra en el gráfico 4.

¹⁵ Para más información véase el CAPITULO 1: MARCO TEÓRICO, Acapicé 1.2.7. Pronóstico de la demanda de energía eléctrica.

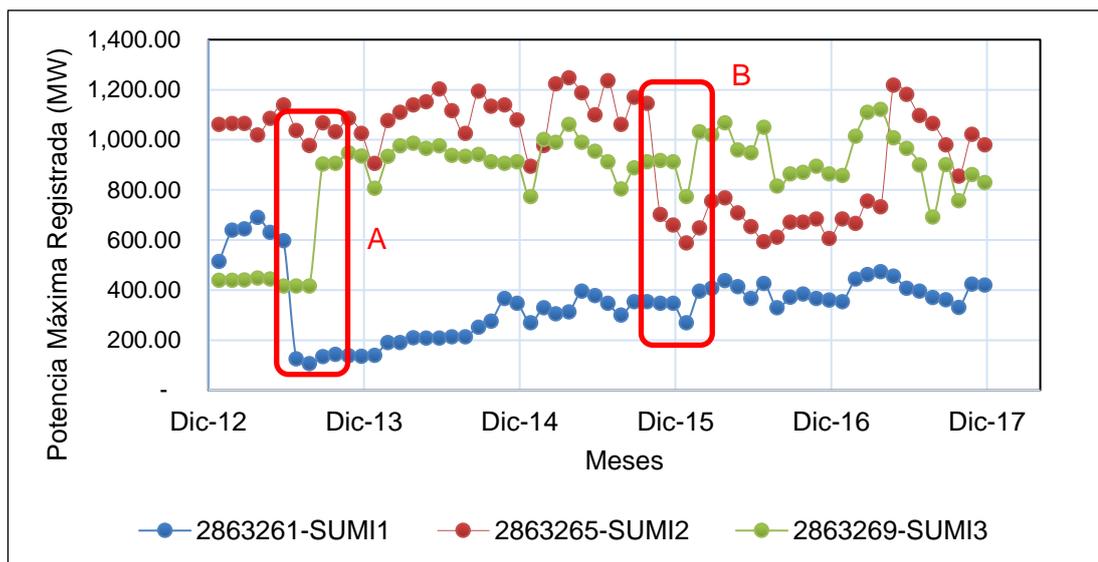


Gráfico 4. Potencia Máxima Registrada en Hora Punta (kW)

Fuente: Elaboración propia

Según la entrevista realizada con el área de mantenimiento de la universidad, los motivos de las alteraciones en los picos de potencia de los 2863261-SUMI1, 263265-SUMI2 Y 2863269-SUMI3 se deben a lo siguiente:

- A. En el año 2013, el 2863261-SUMI1 cubre una parte del consumo energético de la nueva biblioteca Complejo de Investigación Académica (CIA) junto con el 2863269-SUMI3, por lo que en el gráfico 4 se observa una caída de cargas del 2863261-SUMI1 y un crecimiento para el 2863269-SUMI3.
- B. En el año 2015, el 263265-SUMI2 realizó un reajuste de cargas del 2863269-SUMI3 por restructuración del campus.

Considerando lo mencionado, se realizará el análisis de la data histórica para la proyección de la demanda sin tomar los puntos atípicos.

2.2.2. Demanda de la Potencia Máxima Proyectada en Hora Punta.

La demanda es un punto muy importante en la evaluación del proyecto, dado que con este análisis se puede validar o anular la idea inicial de inversión. Es necesario elegir la metodología que se ajuste mejor a las necesidades del caso para obtener resultados más próximos a la realidad. Según lo explicado en el subcapítulo 1.2.6, el método de pronóstico de demanda de acorde al caso en estudio es el modelo Series de Tiempos.

El gráfico 5 muestra el diagrama de flujo que describe el cálculo para hallar la demanda de potencia proyectada en hora punta por mes (periodo) y, desde el año 2018 al año 2027, utilizando el modelo de Series de Tiempos con variación estacional.

Es importante mencionar que para obtener la ecuación que permitirá predecir la demanda a futuro de cada suministro, se realizó un análisis estadístico para evaluar

el grado de intensidad o efectividad que tienen las variables independientes en explicar la variable dependiente, con el coeficiente de determinación R^2 más cercano a 1 a un nivel de confianza de 95%. Como resultado se obtuvieron las siguientes ecuaciones:

- I. 2863261-SUMI1: $Y = 866.32X + 2067.5$, $R^2 = 0.9759$
- II. 263265-SUMI2: $Y = 96.451X^2 - 1396X + 14677$, $R^2 = 0.3717$
- III. 2863269-SUMI3: $Y = 32.323X^2 - 148.63X + 11300$, $R^2 = 0.9148$

Donde:

$Y =$ Demanda promedio anual

$X =$ Año a pronosticar

Cabe resaltar que en el caso del 263265-SUMI2 el R^2 obtenido presenta un menor coeficiente de determinación; sin embargo, esta regresión cuadrática refleja mejor el comportamiento del modelo, ya que las siguientes ecuaciones exponenciales no reflejan un coeficiente de determinación apropiado.

De acuerdo con el modelo de series de tiempo, se debe calcular primero la demanda anual para luego obtener la demanda por mes (periodo) de ese mismo año mediante el índice estacional.

Una vez las ecuaciones para realizar el pronóstico, por medio de las ecuaciones indicadas, se deberá determinar la demanda anual para los años 2018 al 2027, y el índice estacional que permitirá determinar la proporción de la demanda en cada uno de los periodos (meses) de cada año y con ello el promedio anual por año. Los cálculos del índice de estacionalidad y proyección se encuentran detallada en el anexo 5, 6 y 7.

Las tablas 24, 25, 26 y gráficos 6, 7, 8 muestran los datos de la demanda proyectada de cada suministro desde el año 2018 al 2027.

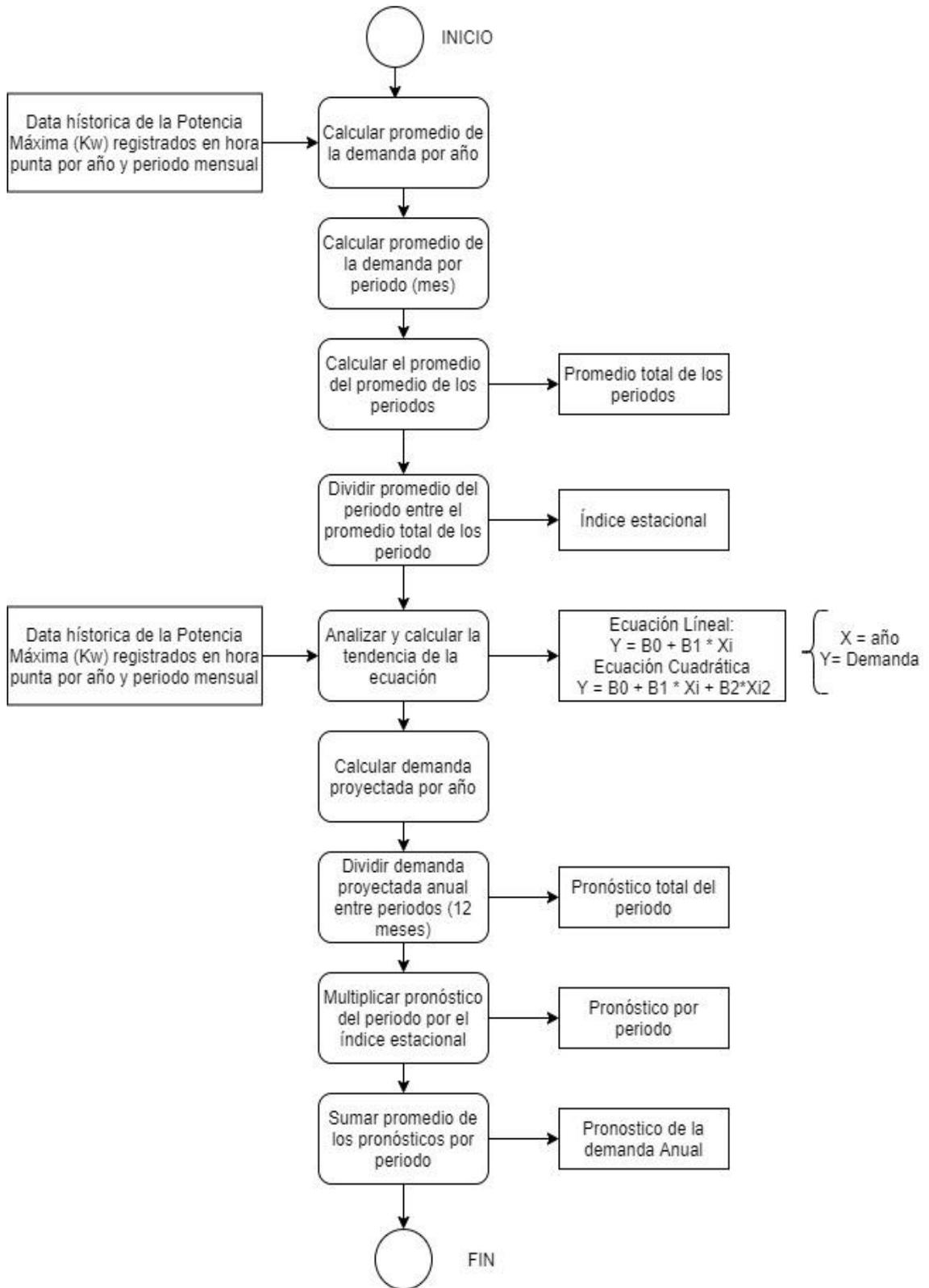


Gráfico 5. Diagrama de flujo para la proyección de la demanda

Fuente: Elaboración propia

Tabla 24. Proyección de la demanda de potencia en hora punta 2018-2027
2863261-SUMI1

Mes	Pronóstico de la Demanda en Potencia Máxima (Kw-mes) registrado en Hora punta - 2863261-SUMI1									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Enero	390.75	443.65	496.55	549.45	602.36	655.26	708.16	761.06	813.96	866.86
Febrero	513.95	583.53	653.11	722.69	792.27	861.85	931.43	1,001.00	1,070.58	1,140.16
Marzo	516.22	586.10	655.99	725.88	795.76	865.65	935.53	1,005.42	1,075.31	1,145.19
Abril	542.29	615.71	689.12	762.54	835.96	909.37	982.79	1,056.21	1,129.62	1,203.04
Mayo	557.03	632.44	707.85	783.26	858.68	934.09	1,009.50	1,084.91	1,160.32	1,235.74
Junio	513.95	583.53	653.11	722.69	792.27	861.85	931.43	1,001.00	1,070.58	1,140.16
Julio	523.02	593.83	664.63	735.44	806.25	877.05	947.86	1,018.67	1,089.48	1,160.28
Agosto	701.11	796.03	890.94	985.86	1,080.78	1,175.70	1,270.61	1,365.53	1,460.45	1,555.37
Septiembre	506.09	574.60	643.12	711.63	780.15	848.66	917.18	985.70	1,054.21	1,122.73
Octubre	508.36	577.18	646.00	714.82	783.64	852.47	921.29	990.11	1,058.93	1,127.76
Noviembre	568.52	645.48	722.45	799.42	876.39	953.35	1,030.32	1,107.29	1,184.25	1,261.22
Diciembre	557.79	633.30	708.81	784.33	859.84	935.36	1,010.87	1,086.38	1,161.90	1,237.41
Mínimo	390.75	443.65	496.55	549.45	602.36	655.26	708.16	761.06	813.96	866.86
Promedio	533.26	605.45	677.64	749.83	822.03	894.22	966.41	1,038.61	1,110.80	1,182.99
Máximo	701.11	796.03	890.94	985.86	1,080.78	1,175.70	1,270.61	1,365.53	1,460.45	1,555.37

Fuente: Elaboración propia

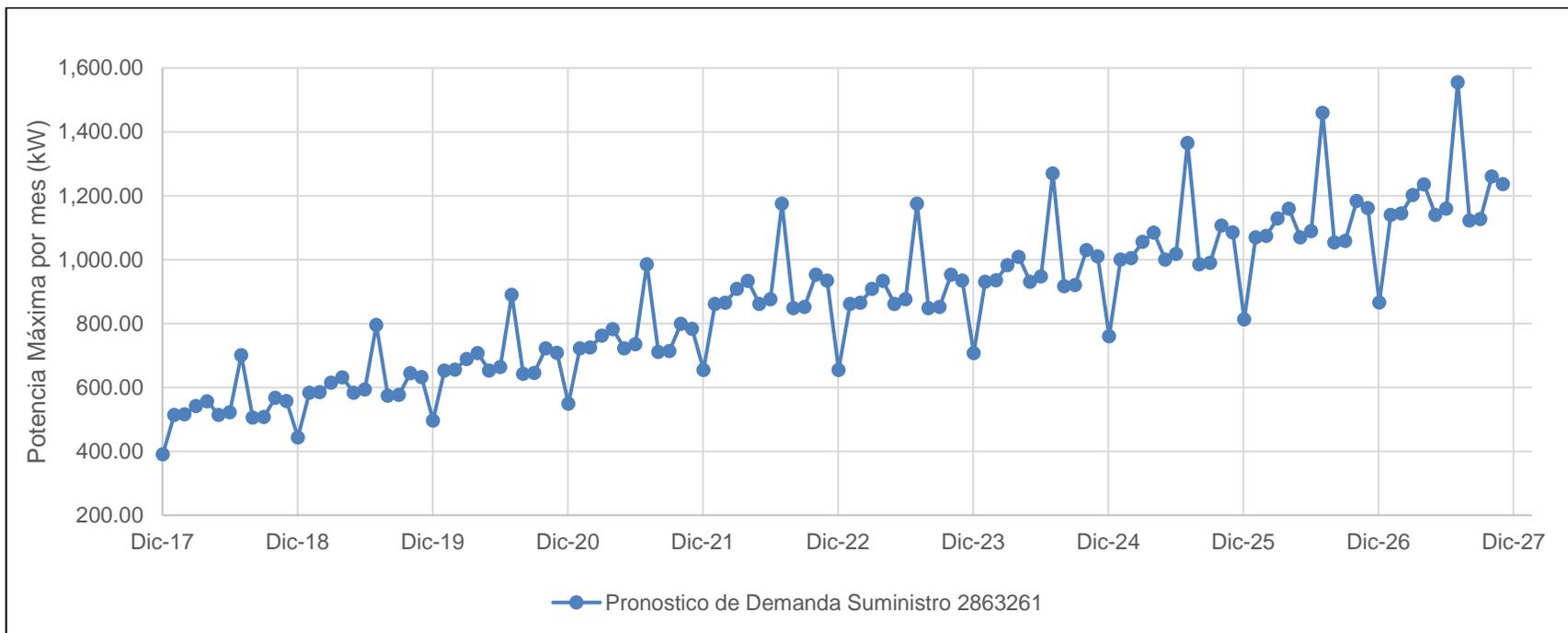


Gráfico 6 Pronóstico de la demanda 2863261-SUMI1

Fuente: Elaboración propia

Tabla 25. Proyección de la demanda de potencia en hora punta 2018-2027
2863261-SUMI1

Mes	Pronóstico de la Demanda en Potencia Máxima (Kw-mes) registrado en Hora punta 2863265-SUMI2									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Enero	699.59	689.41	693.05	710.49	741.74	786.80	845.67	918.34	1,004.83	1,105.12
Febrero	750.36	739.44	743.34	762.05	795.57	843.90	907.04	984.99	1,077.75	1,185.32
Marzo	831.08	818.99	823.31	844.03	881.15	934.68	1,004.61	1,090.95	1,193.69	1,312.83
Abril	830.57	818.49	822.81	843.51	880.62	934.11	1,004.00	1,090.28	1,192.96	1,312.03
Mayo	905.71	892.54	897.24	919.82	960.28	1,018.62	1,094.83	1,188.91	1,300.88	1,430.72
Junio	893.36	880.36	885.00	907.28	947.18	1,004.72	1,079.89	1,172.70	1,283.14	1,411.21
Julio	860.02	847.51	851.98	873.42	911.84	967.23	1,039.59	1,128.94	1,235.25	1,358.54
Agosto	802.66	790.99	795.16	815.17	851.03	902.72	970.27	1,053.65	1,152.88	1,267.94
Septiembre	860.34	847.83	852.30	873.75	912.18	967.60	1,039.99	1,129.36	1,235.72	1,359.06
Octubre	818.86	806.95	811.21	831.62	868.20	920.94	989.84	1,074.91	1,176.14	1,293.53
Noviembre	784.20	772.80	776.87	796.42	831.45	881.96	947.95	1,029.42	1,126.36	1,238.78
Diciembre	736.48	725.77	729.60	747.96	780.86	828.29	890.26	966.77	1,057.82	1,163.40
Mínimo	699.59	689.41	693.05	710.49	741.74	786.80	845.67	918.34	1,004.83	1,105.12
Promedio	814.44	802.59	806.82	827.13	863.51	915.96	984.50	1,069.10	1,169.78	1,286.54
Máximo	905.71	892.54	897.24	919.82	960.28	1,018.62	1,094.83	1,188.91	1,300.88	1,430.72

Fuente: Elaboración propia

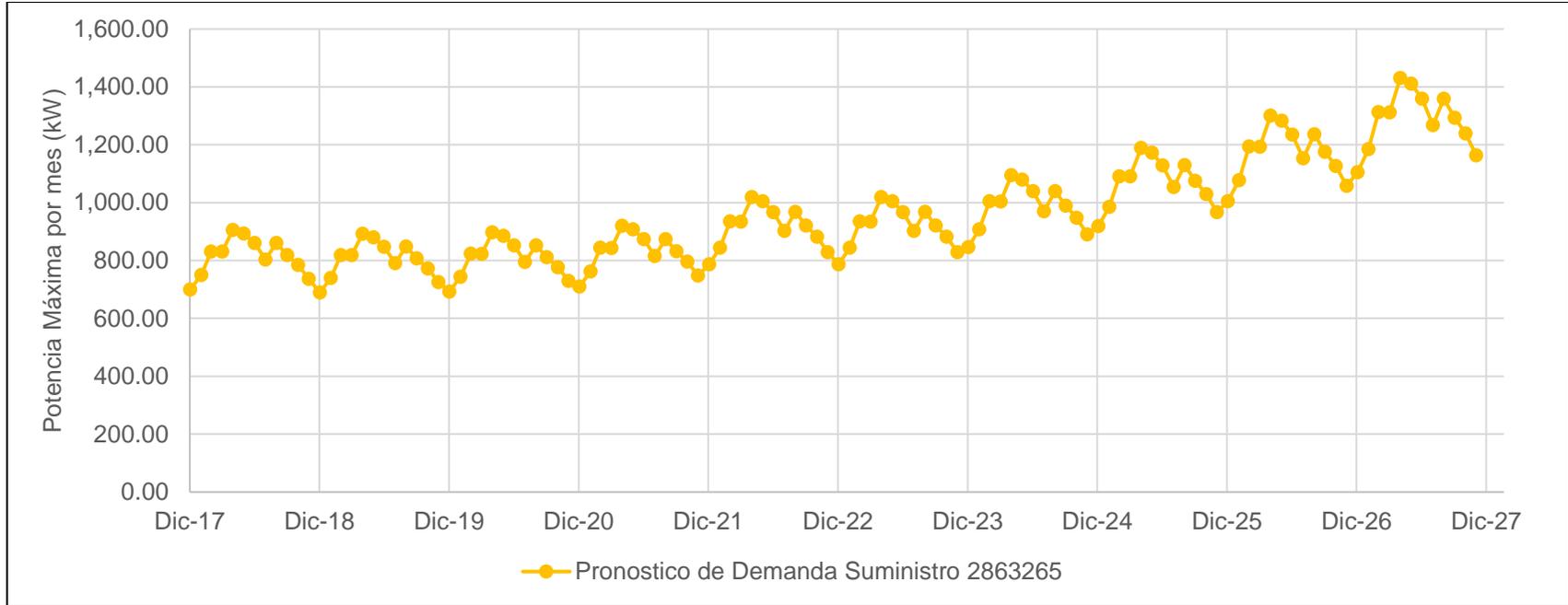


Gráfico 7. Pronóstico de la demanda 2863265-SUMI2

Fuente: Elaboración propia

Tabla 26. Proyección de la demanda de potencia en hora punta 2018-2027
2863269-SUMI3

Mes	Pronóstico de la Demanda en Potencia Máxima (Kw-mes) registrado en Hora punta - 2863269-SUMI3									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Enero	816.92	831.79	851.31	875.48	904.29	937.75	975.86	1,018.61	1,066.02	1,118.06
Febrero	1,012.75	1,031.19	1,055.39	1,085.35	1,121.07	1,162.56	1,209.80	1,262.80	1,321.57	1,386.09
Marzo	1,041.75	1,060.71	1,085.61	1,116.42	1,153.17	1,195.84	1,244.43	1,298.96	1,359.40	1,425.78
Abril	1,078.12	1,097.75	1,123.51	1,155.40	1,193.43	1,237.59	1,287.88	1,344.31	1,406.86	1,475.55
Mayo	998.00	1,016.17	1,040.02	1,069.54	1,104.75	1,145.62	1,192.18	1,244.41	1,302.32	1,365.90
Junio	977.65	995.45	1,018.82	1,047.74	1,082.22	1,122.27	1,167.87	1,219.04	1,275.77	1,338.06
Julio	966.46	984.06	1,007.15	1,035.75	1,069.83	1,109.42	1,154.50	1,205.09	1,261.16	1,322.74
Agosto	825.54	840.57	860.29	884.71	913.83	947.65	986.16	1,029.36	1,077.26	1,129.86
Septiembre	916.72	933.41	955.31	982.43	1,014.77	1,052.32	1,095.08	1,143.06	1,196.25	1,254.65
Octubre	902.98	919.42	941.00	967.71	999.56	1,036.55	1,078.67	1,125.93	1,178.33	1,235.86
Noviembre	918.04	934.75	956.69	983.85	1,016.23	1,053.83	1,096.66	1,144.70	1,197.97	1,256.46
Diciembre	910.00	926.57	948.32	975.24	1,007.33	1,044.61	1,087.06	1,134.68	1,187.49	1,245.46
Mínimo	816.92	831.79	851.31	875.48	904.29	937.75	975.86	1,018.61	1,066.02	1,118.06
Promedio	947.08	964.32	986.95	1,014.97	1,048.37	1,087.17	1,131.35	1,180.91	1,235.87	1,296.21
Máximo	1,078.12	1,097.75	1,123.51	1,155.40	1,193.43	1,237.59	1,287.88	1,344.31	1,406.86	1,475.55

Fuente: Elaboración propia

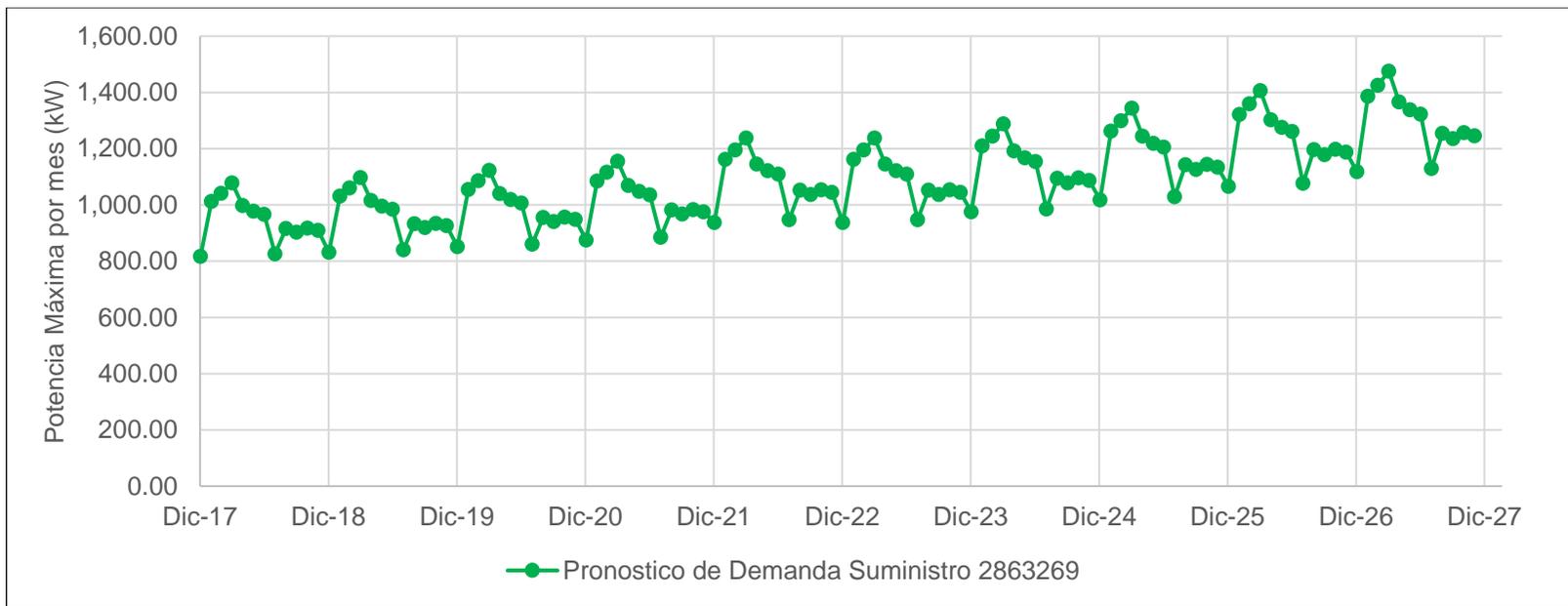


Gráfico 8. Pronóstico de la demanda 2863269-SUMI3

Fuente: Elaboración propia

2.3. Análisis de oferta

Contemplando lo señalado anteriormente, el primer paso para determinar la oferta del proyecto corresponde a la definición del servicio principal, que corresponde a la planta de autogeneración. El principal producto que la planta de autogeneración producirá es la electricidad, en el rango de horario de mayor consumo de energía llamado hora punta, que comprende desde las 18:00 horas p.m. hasta las 23:00 horas p.m.

No se plantea que el proyecto produzca ningún producto secundario, como vapor y dióxido de carbono, ya que estos no tendrían una demanda que satisfacer.

Asimismo, dado que existe un crecimiento de la demanda del proyecto a lo largo del análisis, la oferta debe seguir este comportamiento. Por lo tanto, se debe considerar dicha condición, de manera que no se sobrevalore o infravalore la capacidad instalada. Es conveniente analizar la oferta de la planta de autogeneración en el largo plazo definiendo lo siguiente:

- Que sea continua y estable no sujeta a fluctuaciones de la demanda¹⁶.
- Que tenga una participación en la franja horaria de mayor consumo eléctrico.
- Que genere un equilibrio entre los costos y la rentabilidad.

Entonces, tomando en cuenta todas las variables de análisis, la capacidad de la planta debe cubrir una parte de la demanda de potencia máxima y, la otra parte, es abastecida por la red eléctrica externa. Con esta estructura de oferta, se cubre la demanda del proyecto, permitiendo generar ahorros significativos para la universidad. El análisis de la capacidad a elegir se detallará en el siguiente capítulo.

¹⁶ Una tecnología no puede aceptar variación de carga alta, ya que si no cubre un pico alto de potencia se generará sobrecarga; por ello, la capacidad de este debe estar por debajo de lo requerido (Flavio Humberto Fernández Morales, 2014).

CAPÍTULO 3. ESTUDIO TÉCNICO

En este capítulo, se enfocará a estudiar y definir la tecnología, capacidad, ubicación, y distribución de las plantas a instalar en el campus universitario. Se detallará los requerimientos de materiales, instalaciones, maquinarias y mano de obra como también los costos a incurrir.

3.1. Tamaño de la planta

Para establecer el tamaño de la planta de autogeneración, se debe definir la mejor tecnología que se puede implementar mediante la capacidad y eficiencia de trabajo. A partir de ello, se evalúa en el portafolio del proveedor cual sería la tecnología que se adecue y puede abastecer la demanda de potencia proyectada en hora punta del suministro.

En el gráfico 9 se presenta un flujograma que describe como se determinará el tamaño de la planta.

3.1.1. Servicio a prestar

El crecimiento de la universidad en unos 10 años requerirá mayor consumo de energía eléctrica debido al crecimiento en infraestructura, alumnado e instalaciones; según el Plan Maestro brindado por el área de Planeamiento de la universidad; así también el costo de energía representa un costo significativo, ya que es un recurso utilizado para las principales actividades que permiten su funcionamiento; por lo tanto, es complicado reducirla de forma significativa.

El servicio que emplea brindar este proyecto es instalar una planta de autogeneración termoeléctrica que trabaje a carga total y utilice como fuente de energía el gas natural. Las desviaciones fuera de la capacidad de la planta serán cubiertas por la red eléctrica externa (servicio brindado por ENEL), buscando que sea en menor proporción, con el objetivo de generar ahorros significativos de operación (Velázquez, 2005).

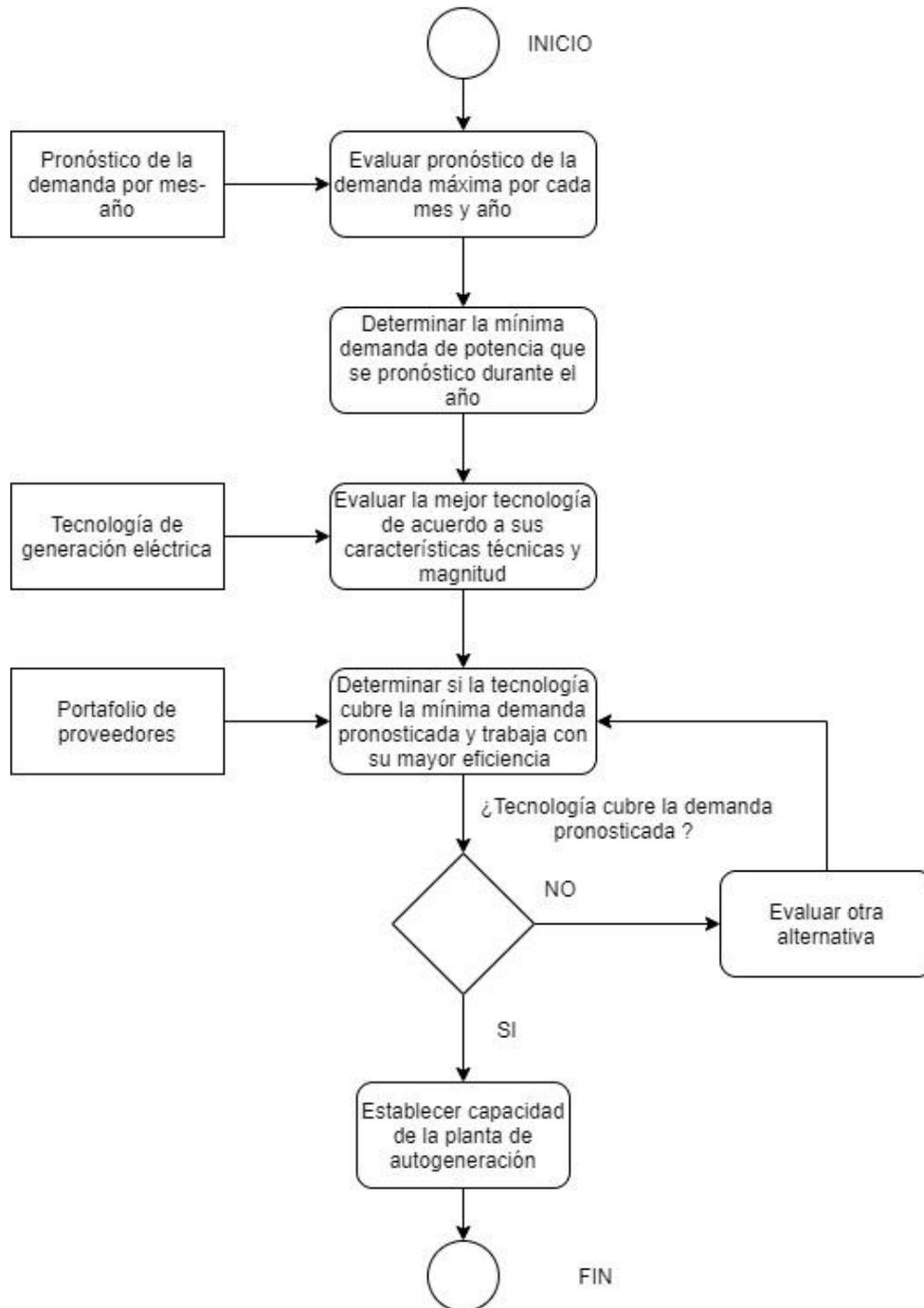


Gráfico 9. Diagrama de flujo para evaluación del tamaño de planta.

3.1.2. Requerimiento total de la planta de autogeneración

A partir del análisis de la demanda proyectada evaluada en el capítulo 2, se obtiene como resultado la potencia máxima proyectada anual y por periodo mensual en kilowatts (kW) durante la hora punta, desde el año 2018 al 2027 para cada suministro; esta se detalla a modo de resumen en la tabla 27.

De acuerdo a la entrevista realizada con un experto de plantas de autogeneración, se debe considerar que la potencia nominal de la tecnología seleccionada para la planta de autogeneración deberá ser lo más cercana posible al promedio de la demanda anual pronosticada; y la potencia mínima demandada durante el periodo

pronosticado no deberá ser menor al 80% de la capacidad nominal del equipo de generación, debido a que la eficiencia de la tecnología puede verse afectada en gran medida por debajo de este porcentaje, teniendo como consecuencia que los costos de producción de la energía (kWh) aumentarían y no se lograría ahorros significativos (López, 2018).

Tabla 27. Pronóstico de la demanda de los tres suministros.

Año	Pronóstico de Demanda Suministro 2863261			Pronóstico de Demanda Suministro 2863265			Pronóstico de Demanda Suministro 2863269		
	Mínimo (kW)	Promedio (kW)	Máximo (kW)	Mínimo (kW)	Promedio (kW)	Máximo (kW)	Mínimo (kW)	Promedio (kW)	Máximo (kW)
2018	391	533	701	700	814	906	817	947	1,078
2019	444	605	796	679	803	893	832	964	1,098
2020	497	678	891	693	807	897	851	987	1,124
2021	549	750	986	710	827	920	875	1,015	1,155
2022	602	822	1,081	742	864	960	904	1,048	1,193
2023	655	894	1,176	787	916	1,019	938	1,087	1,238
2024	708	966	1,271	846	984	1,095	976	1,131	1,288
2025	761	1,039	1,366	918	1,069	1,189	1,019	1,181	1,344
2026	814	1,111	1,460	1,005	1,170	1,301	1,066	1,236	1,407
2027	867	1,183	1,555	1,105	1,287	1,431	1,118	1,296	1,476
Promedio	629	858	1,128	820	954	1,061	940	1,089	1,240

3.1.3. Método de generación eléctrica

Con el fin de definir el método de producción de energía, se debe tener en cuenta los siguientes factores: (i) Tecnologías de unidades, (ii) Tipo de proceso, (iii) Magnitud de unidades de generación.

3.1.3.1. Tecnología de generación eléctrica.

La determinación de la tecnología se encuentra en forma fundamental referida a las características técnicas que tendrá la planta; es decir, incide en el tipo de proceso que se implantará y para que fines se utilizará. Entre las tecnologías para la generación de electricidad con plantas que utilizan gas natural, se cuentan con los siguientes:

- Turbinas de vapor

La turbina de vapor transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad. Existen diferentes métodos de clasificación de las turbinas de vapor, pero el más relevante para clasificar su uso en generación es debido a la presión de salida de vapor. Según esta clasificación existen dos tipos: contrapresión y condensación (escape libre). En la tabla 28, se detalla las ventajas y desventajas de las turbinas de vapor.

- Turbina de contrapresión: la presión del vapor a la salida de la turbina es superior a la atmosférica, se obtiene como resultado agua caliente o sobrecalentada (Energiza.org, 2011). Este tipo de turbinas es recomendado para el sector oil and gas (Siemens, 2018).
- Turbina de condensación: se obtiene vapor a una presión inferior a la atmosférica, en este diseño existe un mayor aprovechamiento energético, se obtiene agua de refrigeración de su condensación. Este diseño se utiliza en turbinas de gran potencia que buscan un alto rendimiento (Energiza.org, 2011).

Tabla 28. Turbina de vapor – ventajas y desventajas

Ítem	Turbinas de vapor
Ventaja	<ul style="list-style-type: none"> - Se utilizan en centrales térmicas de generación eléctrica. - Produce vapor como producto secundario. - Tienen alta eficiencia. - Puesta en servicio lento en comparación con las otras tecnologías. - Trabaja en ciclo simple y combinado.
Desventaja	<ul style="list-style-type: none"> -Costos de instalación son altos. -Se produce diversas perdidas debido a que trabajan con alta presión. - Se recomienda usar las turbinas de condensación en el caso de generación.

Fuente: (Energiza.org, 2011), (Lostanau, 2007)

- Turbinas de gas.

Esta máquina convierte la energía calórica en energía mecánica a través del calor contenido en el combustible. En la tabla 29, se detalla las ventajas y desventajas de las turbinas de gas.

Tabla 29. Turbina de gas – ventajas y desventajas

Ítem	Turbinas de Gas
Ventaja	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo costo de instalación. - Rápida puesta en servicio. - Sistema de lubricación más simple - No necesitan agua. - Eficiencia muy alta cuando se trabaja en ciclos combinados. - Trabajan en ciclo simple.
Desventaja	<ul style="list-style-type: none"> - Alta pérdida de calor al ambiente que se traduce en alta temperatura de los gases. - No tiene capacidad de encender y apagar más de cien veces durante el año.

Fuente: (Fernandez, 2009)

- Motores de combustión interna.

Es una máquina térmica que produce energía mecánica por la transformación química del combustible. El proceso de combustión es la reacción química exotérmica de una sustancia llamado combustible, en este caso, el gas natural. Asimismo, el encendido del motor es a través de ignición¹⁷ por compresión o por

¹⁷ La ignición es el inicio de la combustión en donde se desencadena la combustión. Por medio de un sistema que produce compresión se realiza el encendido de la máquina.

chispa. En la tabla 30, se detalla las ventajas y desventajas de los motores de combustión.

Tabla 30. Motores de combustión – ventajas y desventajas

ítem	Motores de combustión
Ventaja	<ul style="list-style-type: none"> - Uso de combustibles líquidos, de gran poder calorífico, lo que proporciona elevadas potencias. - Rendimientos aceptables. - Rápida puesta en servicio. - Amplio campo de potencias, desde 0.1 Kw hasta más de 30 Mw. - Capacidad de encendido sin un número máximo de veces durante el año, además de llegar a su capacidad nominal en un corto tiempo. - Eficiencia alta trabajando en ciclo simple. - Costos de implementación relativamente bajos.
Desventaja	<ul style="list-style-type: none"> - No es buena alternativa para ciclos de cogeneración. - Utilizan muchas piezas mecánicas.

Fuente: (Guzmán, 2016)

3.1.3.2. Tipo de proceso

El tipo de proceso de una planta queda definido por la distribución de las diferentes tecnologías. Así, las combinaciones de los diferentes grupos generados pueden ser múltiple a fin de maximizar la eficiencia total de energía. Entre los ciclos de transformación de energía más conocidos, se tienen plantas de autogeneración que operan en ciclo simple y en ciclo combinado.

El ciclo simple corresponde a la producción de energía cuyo calor residual no es utilizado por otras unidades de generación. El ciclo combinado, por el contrario, aprovecha el calor residual generada por una de las unidades (turbinas de gas o motor de combustión interna) para utilizarlo en una segunda etapa de generación que corresponde a una turbina de vapor.

3.1.3.3. Magnitud de unidades de generación.

Con el fin de poder analizar las opciones más viables de tecnologías, se mencionarán las marcas de tecnologías más representativas en el Perú basados en empresas que cuenten con razón social y dirección (Energía & Negocios, 2018).

Dentro de las turbinas de vapor, las marcas más representativas localmente son General Electric y Siemens. Por un lado, la marca General Electric ofrece turbinas de vapor en su portafolio que van desde los 100 MW hasta los 1,200 MW (General Electric, 2018). Por otro lado, Siemens cuenta con un portafolio más diverso que oscila entre potencias de 10 kW hasta 25 MW, para las turbinas de contrapresión, y potencias de 2 MW hasta 250 MW, para las turbinas de condensación (Siemens, 2018).

En el caso de las turbinas a gas, los fabricantes más representativos son los mismos que se mencionaron en el párrafo anterior de turbinas de vapor, General Electric tiene un portafolio industrial de turbinas que van desde 5 MW hasta 16 MW; y dentro de las turbinas grandes puede llegar hasta 557 MW (General Electric, 2018). Por otro lado; Siemens tiene también dividido el portafolio de turbinas en industriales y

turbinas grandes. En el caso del primer grupo, las turbinas van desde 2 MW hasta 57 MW y en el grupo de turbinas grandes pueden llegar hasta 567 MW (Siemens, 2018).

Finalmente, los motores de combustión interna tienen un mayor número de empresas representantes en el Perú, dentro de estas destacan Cummins y Caterpillar a través de su distribuidor Ferreyros; así también, Siemens con los motores Dresser-Rand y General Electric con los motores Jenbacher. En estos casos, se tienen motores que van desde 250 kW hasta 10 MW. Los motores de combustión interna tienen la ventaja de poder ser suministrados al interior de contenedores de medidas estándar lo que facilita su instalación y movilidad (Ferreyros, 2018).

Tabla 31. Rango de potencias de las tecnologías

Tipo de tecnología	Marca	Capacidades (MW)
Turbinas de vapor	General Electric	100 hasta 1200
Turbinas de vapor	Siemens (contrapresión)	0.010 hasta 25
Turbinas de vapor	Siemens (condensación)	2 hasta 250
Turbinas a gas	General Electric	5 hasta 16
Turbinas a gas	General Electric (turbinas grandes)	Hasta 557
Turbinas a gas	Siemens (turbinas industriales)	2 hasta 57
Turbinas a gas	Siemens (turbinas grandes)	Hasta 567
Motores de combustión interna	Cummins Caterpillar Siemens General Electric	0, 250 hasta 10

Fuente: (General Electric, 2018), (Ferreyros, 2018), (Siemens, 2018)

3.1.4. Selección de tamaño de planta

Una vez determinada los factores que se requieren para la elección de la tecnología tales como: (i) La demanda del proyecto, (ii) Tipo de proceso, (iii) Magnitudes de unidades de generación y (iiii) Tecnología, se deberá determinar el tamaño de las plantas.

Como se mencionó anteriormente, la capacidad nominal de la tecnología debe ser lo más cercano posible al promedio de la demanda anual pronosticada y el 80% de su capacidad debe ser menor o igual a la potencia mínima demandada durante el periodo pronosticado, para el cálculo se obtuvo la siguiente ecuación:

(i) $a \geq 80\%$ Capacidad Nominal, donde:

a es la demanda mínima promedio pronosticada en kW

El análisis por suministro se detalla a continuación:

- Para el suministro 1 (2863261-SUMI1), la planta de autogeneración debe tener una potencia nominal menor a 858 kW que es la potencia promedio a lo largo de los 10 años de evaluación. Por otro lado, el valor mínimo registrado

es 391 kW en el año 2018; bajo la premisa indicada en la ecuación (i), el equipo deberá tener una capacidad nominal máxima de 488.75 kW. El detalle se muestra en la tabla 32.

- Bajo el mismo criterio que el suministro anterior, la planta de generación del suministro 2 (2863265-SUMI2) debe tener una capacidad nominal menor a 954 kW. Así también, la potencia mínima registrada es de 679 kW en el año 2019; bajo la premisa indicada en la ecuación (i), el equipo deberá tener una capacidad nominal máxima de 874.49 kW. El detalle se muestra en la tabla 33.
- En caso del tercer suministro 3 (2863269-SUMI3), la potencia demanda promedio es 1089.32 kW, por lo que la potencia nominal del equipo de generación debe de ser menor a este valor. Así también, considerando la potencia mínima registrada de 817 kW en el año 2018, la capacidad nominal del equipo de autogeneración deberá estar por debajo de 1021.25 kW. El detalle se muestra en la tabla 34.

Tabla 32: Selección de tecnología para SUMI1

Tipo de tecnología	Marca	Capacidades (MW)	Suministro 2863261-SUMI1	
			Promedio pronosticado	Capacidad nominal máxima
			0,858 MW	0,488 MW
Turbinas de vapor	General Electric	100 hasta 1200	No aplica	No aplica
Turbinas de vapor	Siemens (contrapresión)	0.010 hasta 25	Sí aplica	Sí aplica
Turbinas de vapor	Siemens (condensación)	2 hasta 250	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	General Electric	5 hasta 16	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	General Electric (turbinas grandes)	Hasta 557	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	Siemens (turbinas industriales)	2 hasta 57	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	Siemens (turbinas grandes)	Hasta 567	No aplica	No aplica
Motores de combustión interna	Cummins Caterpillar Siemens General Electric	0, 250 hasta 10	Sí aplica	Sí aplica

Tabla 33: Selección de tecnología para SUMI2

Tipo de tecnología	Marca	Capacidades (MW)	Suministro 2863261-SUMI2	
			Promedio pronosticado	Capacidad nominal máxima
			0,954 MW	0,874 MW
Turbinas de vapor	General Electric	100 hasta 1200	No aplica	No aplica
Turbinas de vapor	Siemens (contrapresión)	0.010 hasta 25	Sí aplica	Sí aplica
Turbinas de vapor	Siemens (condensación)	2 hasta 250	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	General Electric	5 hasta 16	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	General Electric (turbinas grandes)	Hasta 557	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	Siemens (turbinas industriales)	2 hasta 57	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	Siemens (turbinas grandes)	Hasta 567	No aplica	No aplica
Motores de combustión interna	Cummins Caterpillar Siemens General Electric	0, 250 hasta 10	Sí aplica	Sí aplica

Tabla 34: Selección de tecnología para SUMI3

Tipo de tecnología	Marca	Capacidades (MW)	Suministro 2863261-SUMI3	
			Promedio pronosticado	Capacidad nominal máxima
			1.08 MW	1.021 MW
Turbinas de vapor	General Electric	100 hasta 1200	No aplica	No aplica
Turbinas de vapor	Siemens (contrapresión)	0.010 hasta 25	Sí aplica	Sí aplica
Turbinas de vapor	Siemens (condensación)	2 hasta 250	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	General Electric	5 hasta 16	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	General Electric (turbinas grandes)	5 hasta 557	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	Siemens (turbinas industriales)	2 hasta 57	No aplica	No aplica
Turbinas a gas	Siemens (turbinas grandes)	2 hasta 567	No aplica	No aplica
Motores de combustión interna	Cummins Caterpillar Siemens General Electric	0, 250 hasta 10	Sí aplica	Sí aplica

Como resultado se descartaría utilizar las turbinas a gas en los tres suministros, ya que generan potencias muy elevadas en comparación con la demanda promedio proyectada y la capacidad nominal máxima calculada, por lo que su elección puede generar pérdidas de energía e ineficiencia en las máquinas y altos consumos de combustible.

La turbina de vapor de contrapresión puede cubrir la demanda requerida ya que la mínima potencia que cubre es de 0.010 MW hasta 25 MW; sin embargo, esta opción es descartada, ya que, este tipo de turbinas no es recomendada para plantas de autogeneración debido que trabajan con alta presión¹⁸ (Energiza.org, 2011).

Finalmente, se evalúa que la mejor opción a elegir son los motores de combustión interna como tecnología adecuada en las tres plantas, ya que la capacidad nominal máxima requerida puede ser cubierta por esta tecnología; así también, trabajan eficientemente en ciclo simple y, tienen costos de implementación relativamente bajos (Guzmán, 2016) .

Es importante tener en cuenta que los motores de combustión interna deben tener la capacidad de encendido al inicio de la hora punta y apagado cuando finalice la hora punta sin generar ningún daño para el equipo de generación.

Después de haber elegido al motor de combustión interna como la mejor tecnología a aplicar en este proyecto, se debe analizar cuál es la potencia que tendrá este motor que definirá la capacidad nominal de la planta. Para ello, se realiza el análisis en base a la información compartida por los proveedores indicada en las tablas 35 y 36.

Tabla 35. Portafolio de motores Dresser Rand Siemens.

Portafolio de Motores Dresser Rand Siemens		
Código	Cilindro	Potencia (kW) 60 Hz
SGE-18SL	6L	336
SGE-48SL	16V	874
SGE-56SL	16V	1028
SGE-24HM	8L	502
SGE-56HM	16V	1308
SGE-100EM	12V	2010

Fuente: Entrevista expertos Siemens.

Tabla 36. Portafolio de motores Caterpillar

Portafolio de Motores Caterpillar		
Código	RPM	Potencia (kW) 60 Hz
G3306	1800	100
G3508	1800	375
G3516	1200	770
G3520C	1200	1600
G3520C	1800	2000

¹⁸ Para más información véase CAPÍTULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, Acápites 3.1.4.1 Tecnologías de Generación.

Portafolio de Motores Caterpillar		
Código	RPM	Potencia (kW) 60 Hz
G16CM34	720	6520

Fuente: Entrevista expertos Ferreyros.

El análisis para la elección del motor de cada suministro debe considerar la capacidad nominal máxima calculada anteriormente, y se deberá comparar con las potencias de los motores de combustión interna disponible detalladas en la tabla 37, la capacidad del motor deberá ser menor o igual a la capacidad máxima disponible para que cubra la demanda proyectada. El análisis por suministro se detalla a continuación:

- Para el suministro 1 (2863261-SUMI1) se estima seleccionar la tecnología de Siemens con un motor de 336 kW o uno de la marca Caterpillar con una capacidad de 375 kW.
- Para el suministro 2 (2863265-SUMI2), dentro de las tecnologías disponibles que mejor aplica, se estima el motor Caterpillar de 770 kW o el motor Siemens de 874 kW.
- En el caso del suministro 3 (2863269-SUMI3), los equipos que mejor se ajustan a esta demanda son: el motor de 770 kW de la marca Caterpillar y el motor de 874 kW de la marca Siemens.

El detalle de la selección de la potencia del motor marca Siemens para los tres suministros se describen en la tabla 37.

Tabla 37: Motores Siemens

Portafolio de Motores Dresser Rand Siemens			Suministro1	Suministro 2	Suministro 3
Código	Cilindro	Potencia (kW) 60 Hz	Capacitada nominal máxima (kW)		
			488.75	874.49	1021.25
SGE-18SL	6L	336	Sí aplica	No aplica	No aplica
SGE-48SL	16V	874	No aplica	Sí aplica	Sí aplica
SGE-56SL	16V	1028	No aplica	No aplica	No aplica
SGE-24HM	8L	502	No aplica	No aplica	No aplica
SGE-56HM	16V	1308	No aplica	No aplica	No aplica
SGE-100EM	12V	2010	No aplica	No aplica	No aplica

Así también, el detalle de los motores marca Caterpillar se describen en la tabla 38.

Tabla 38: Motores Caterpillar

Portafolio de Motores Caterpillar			Suministro1	Suministro 2	Suministro 3
Código	RPM	Potencia (kW) 60 Hz	Capacitada nominal máxima (kW)		
			488.75 kW	874.49 kW	1021.25 kW
G3306	1800	100	No aplica	No aplica	No aplica
G3508	1800	375	Sí aplica	No aplica	No aplica
G3516	1200	770	No aplica	Sí aplica	Sí aplica
G3520C	1200	1600	No aplica	No aplica	No aplica
G3520C	1800	2000	No aplica	No aplica	No aplica
G16CM34	720	6520	No aplica	No aplica	No aplica

Se puede observar que los motores disponibles para el suministro 2 y 3 (874 kW y 770 kW) son iguales en ambas marcas, sin embargo, los motores de la marca Siemens tienen una capacidad nominal mayor y por inferencia deberían de brindar una mayor cantidad de ahorros aprovechando al máximo su capacidad. Finalmente, el motor para el primer suministro será de la marca Siemens con el fin de aprovechar las economías de escala que tiene el hecho de trabajar con una sola marca. Las capacidades seleccionadas se muestran en la tabla 39.

Tabla 39. Capacidad de la planta para cada suministro

Portafolio de Motores Dresser Rand Siemens			
Código	Cilindro	Potencia (kW) 60 Hz	Eficiencia del motor
2863261-SUM1	6L	336.00	37%
2863265-SUM2	16V	874.00	37%
2863269-SUM3	16V	874.00	37%

Fuente: Entrevista expertos Siemens

Se debe considerar que la selección de la capacidad del motor de combustión para cada planta de autogeneración se realiza bajo la premisa de un trabajo en paralelo que producirá energía por medio de dos fuentes: la que proviene de la red eléctrica y la que genera el proyecto de autogeneración con gas natural.

El gráfico 10 representa la demanda proyectada durante el periodo en estudio del 2863261-SUM1, en la cual la potencia que cubre la planta de autogeneración es de 336 kW y la potencia proveniente de la red eléctrica cubre los picos de la demanda; en este caso se puede apreciar que el motor trabaja al 100% de su carga todo el tiempo.

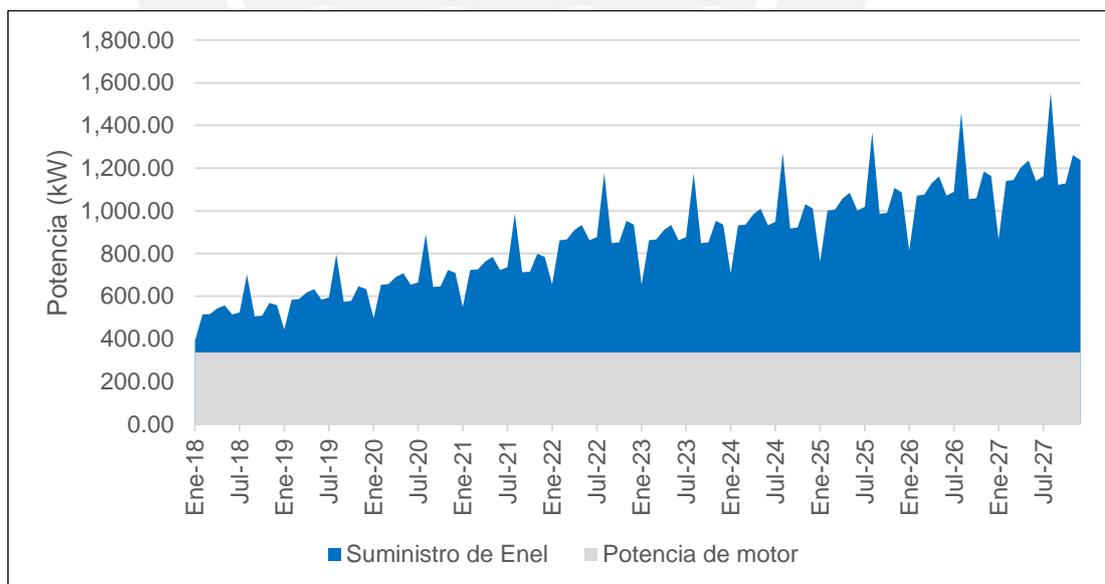


Gráfico 10. Demanda y fuentes del 2863261-SUM1

De la misma manera, el gráfico 11 representa la demanda que será cubierta por las plantas de autogeneración que es de 874 kW y la potencia de la red eléctrica nacional que cubren los picos de demanda proyectada. Por otro lado, se aprecia que en el año

2020 al año 2022 la planta tendrá un mayor periodo de trabajo a carga parcial debido a los bajos picos de demanda.

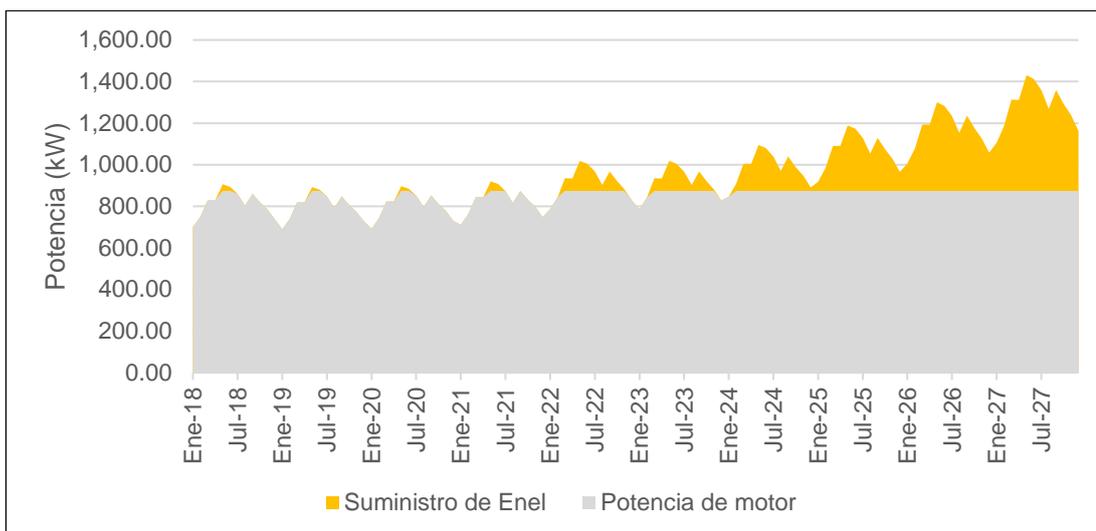


Gráfico 11. Demanda y fuentes del 2863265-SUM2

Por último, la planta de autogeneración del 2863269-SUM3 trabaja al 100% de su carga todo el tiempo. El detalle se muestra en el gráfico 12.

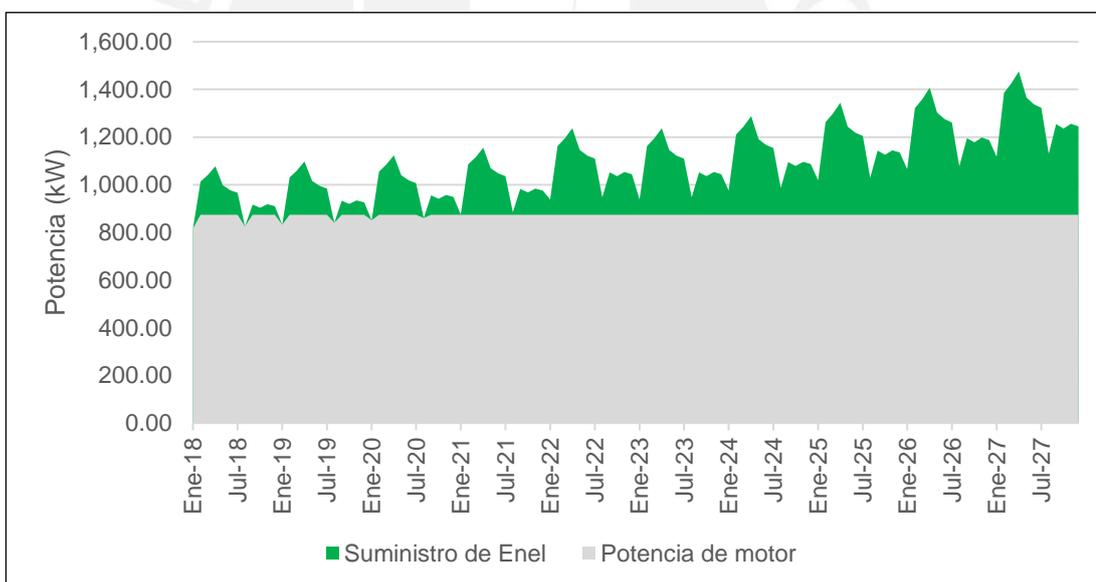


Gráfico 12. Demanda y fuentes del 2863269-SUM3

3.2. Localización

3.2.1. Variables involucradas en la elección

En el presente sub-capítulo se analizarán los factores que serán consideradas en la determinación de la correcta ubicación de cada una de las plantas de autogeneración: (i) Ubicación de abastecimiento de gas, (ii) Ubicación de las subestaciones para conectarse, (iii) Vías de acceso, (iv) Área disponible, (v) Impacto ambiental.

3.2.1.1. Ubicación de abastecimiento de gas

Un factor importante en la ubicación de las plantas de autogeneración es el punto y enlace de abastecimiento del gas, dado que es el insumo principal para la producción de energía. La universidad se ubica en la zona de distribución de gas natural por parte de la empresa Calidda el cuál proyecta instalar las tuberías troncales de suministro en el campus cerca de las avenidas principales.

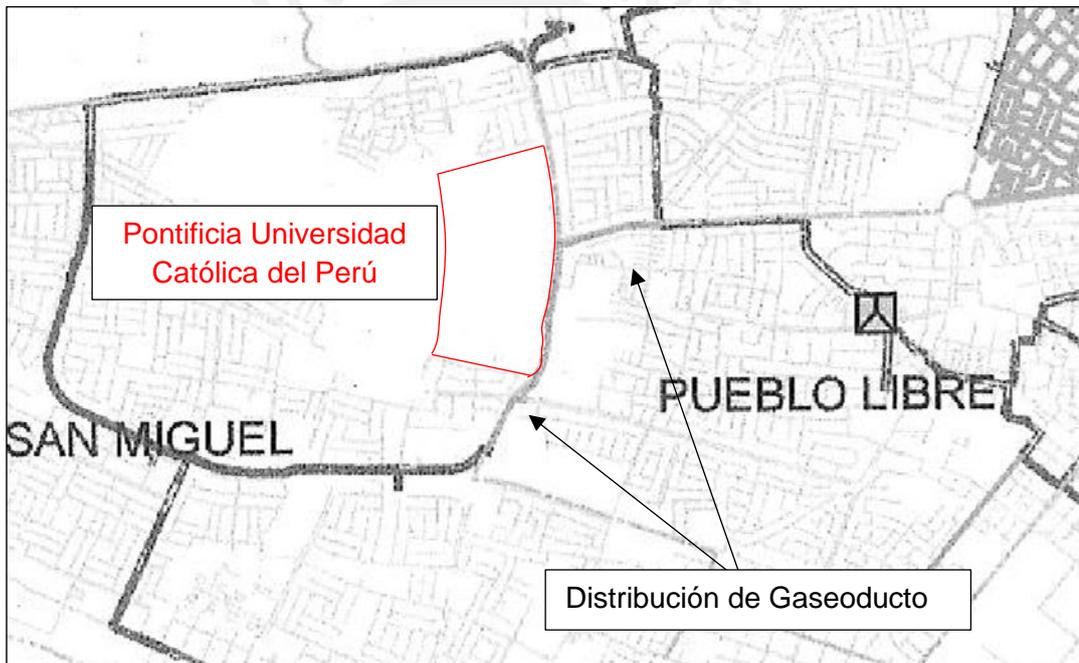


Gráfico 13: Distribución de gaseoductos en el distrito de San Miguel.

Fuente: Modificado de Mapa de distribución de Gaseoducto

3.2.1.2. Ubicación de las subestaciones para conectarse

Como se mencionó anteriormente, la universidad cuenta con tres subestaciones principales, y cada una cuenta con un suministro de energía eléctrica los cuales se encuentra conectado a la red de distribución de Enel. Es importante mencionar que en cada subestación se realizarán las conexiones en paralelo para la instalación del gas natural. La ubicación de cada subestación se detalla en la tabla 40.

Tabla 40. Subestaciones PUCP

Número de suministro	Número de Sub Estación	Ubicación	Potencia de generación requerida (kW)
2863261-SUM1	1	Espalda de Aulario	300
2863265-SUM2	5	Especialidad de Ingeniería Mecánica	800
2863269-SUM3	10	Estacionamiento de Arte	800

Según los planos suministrados por la universidad, nos permiten ubicar gráficamente las subestaciones con el fin de determinar los accesos y áreas disponibles. En el gráfico 14 se detallan las ubicaciones de las subestaciones 1, 5 y 10 en la cual se encuentran instalados los suministros 1, 2 y 3 respectivamente.

3.2.1.3. Vías de acceso

Las vías de acceso son utilizadas principalmente para la etapa de construcción de las instalaciones. Esta condición se sustenta en el hecho de facilitar el flujo de entrada y salida de las maquinarias de construcción, los materiales, equipos y mano de obra para la etapa de construcción, operación del proyecto y mantenimiento; así como, facilitar la instalación de la infraestructura.

En el caso de la universidad, las subestaciones cuentan con vías de acceso hacia estas áreas.

3.2.1.4. Área disponible

Las áreas disponibles para instalar la planta de autogeneración están detalladas en los gráficos 15, 16 y 17, estas deben estar lo más cerca de las subestaciones número 1, 5 y 10. Se realizó la verificación de las áreas disponibles según el plan maestro de expansión de la universidad hasta el año 2030 sin encontrar interferencias.

3.2.1.5. Impacto Ambiental.

El impacto ambiental más grande de una planta térmica son los gases de escape de alta temperatura con los residuos de la combustión. Actualmente la universidad no cuenta con un Estudio de Impacto ambiental, sin embargo, se modificará el Plan de Manejo Ambiental por contaminación de emisiones gaseosas y partículas para las plantas térmicas¹⁹. Así también, se tomarán los índices del Proyecto de Decreto Supremo de "Aprobación de Límites Máximos Permisibles de Emisiones Gaseosas y Partículas para el subsector electricidad (2004)" para asegurar un correcto bienestar al personal del campus universitario y cumplir con las normativas que se podrían aprobar en un tiempo próximo. Estos límites serán un requisito para la selección y compra de los equipos de generación.

¹⁹ Para mayor detalle, véase el CAPÍTULO 4: IMPACTO AMBIENTAL, Acápito 4.1.2 Estudio de impacto ambiental

Otro factor importante en la contaminación del área en donde se realizará la instalación es la contaminación auditiva, los equipos deben de cumplir con las condiciones máximas de sonido para áreas de estudio. Según la Organización Mundial de la Salud, el ruido máximo permitido para aulas interiores es de 35 dB²⁰; se debe de considerar este parámetro para la ubicación y para los requerimientos de la tecnología en cuanto a isomerización.

Tabla 41 Impacto ambiental

Tecnología	Partículas mg/m ³ a 11% O ₂	NO _x			SO ₂ mg/m ³ a 11% O ₂
		g/kW-hr	Ppm a 11% O ₂	Mg/m ³ a 11% O ₂	
Motores en Zona Urbana	100	2.75	275	550	combustible <0.7% S en masa
Turbinas de Gas	100	-	-	200	700 o combustible <0.7% S en masa
Calderas de turbinas de vapor	100	-	-	200	

Fuente: de Decreto Supremo de "Aprobación de Límites Máximos Permisibles de Emisiones Gaseosas y Partículas para el subsector electricidad (2004)

3.2.2. Elección de la ubicación

De acuerdo con el análisis de las variables que han sido consideradas en los puntos anteriores y a fin de justificar en forma más precisa la ubicación exacta de cada planta de autogeneración, se describe los aspectos que se tomaron en cuenta para su evaluación:

- Abastecimiento de gas: las plantas deben ubicarse lo más próximo posible a las avenidas por donde se encuentra la tubería troncal de gas natural.
- Ubicación de subestación para conectarse: las plantas deben ubicarse cerca de los suministros de energía, ya que el trabajo que realiza la planta junto a la red es en paralelo, por lo que a mayores distancias de los suministros implica mayores costos de cables eléctricos, ductos eléctricos, instalación, etc.
- Vías de accesos: las plantas deben respetar las vías de acceso que cuenta cada subestación.
- Impacto ambiental: en cuanto a los parámetros medio ambientales, los equipos deben de cumplir con los requerimientos de ruido y emisiones mencionados en el sub-capítulo 3.2.1.5. Impacto Ambiental. Este punto solo influye en los requerimientos técnicos del equipo y las condiciones de operación que debe de tener la tecnología solicitada.

²⁰ Db (decibeles): Unidad logarítmica para medir la potencia de los sonidos.

Como resultado, la localización para cada planta de autogeneración es el área disponible cerca de las subestaciones 1, 5 y 10. La ubicación del área disponible se observa en los gráficos 15, 16, 17.

Es importante mencionar que el área disponible se encuentra adyacente a los suministros de energía, por lo que esto reducirá los costos de enlace de conexión de red a las plantas de autogeneración.

La vía de acceso cuenta con vías peatonales y vías vehiculares. Además, son zonas muy cercanas que facilitaran el movimiento de las maquinarias y el personal durante la etapa de construcción. Según el plan maestro de expansión de la universidad²¹, se contará con área disponible cerca a los suministros. La tecnología elegida y la lejanía las aulas de estudio, comedores, etc, permite que el impacto ambiental sea bajo.



²¹ Para mayor detalle, véase el subcapítulo 3.2.1.4 Área Disponible y los Gráficos 15: Área disponible en Subestación 1, Gráfico 16: Área disponible en Subestación 5 y Gráfico 17: Área disponible en Subestación 10.

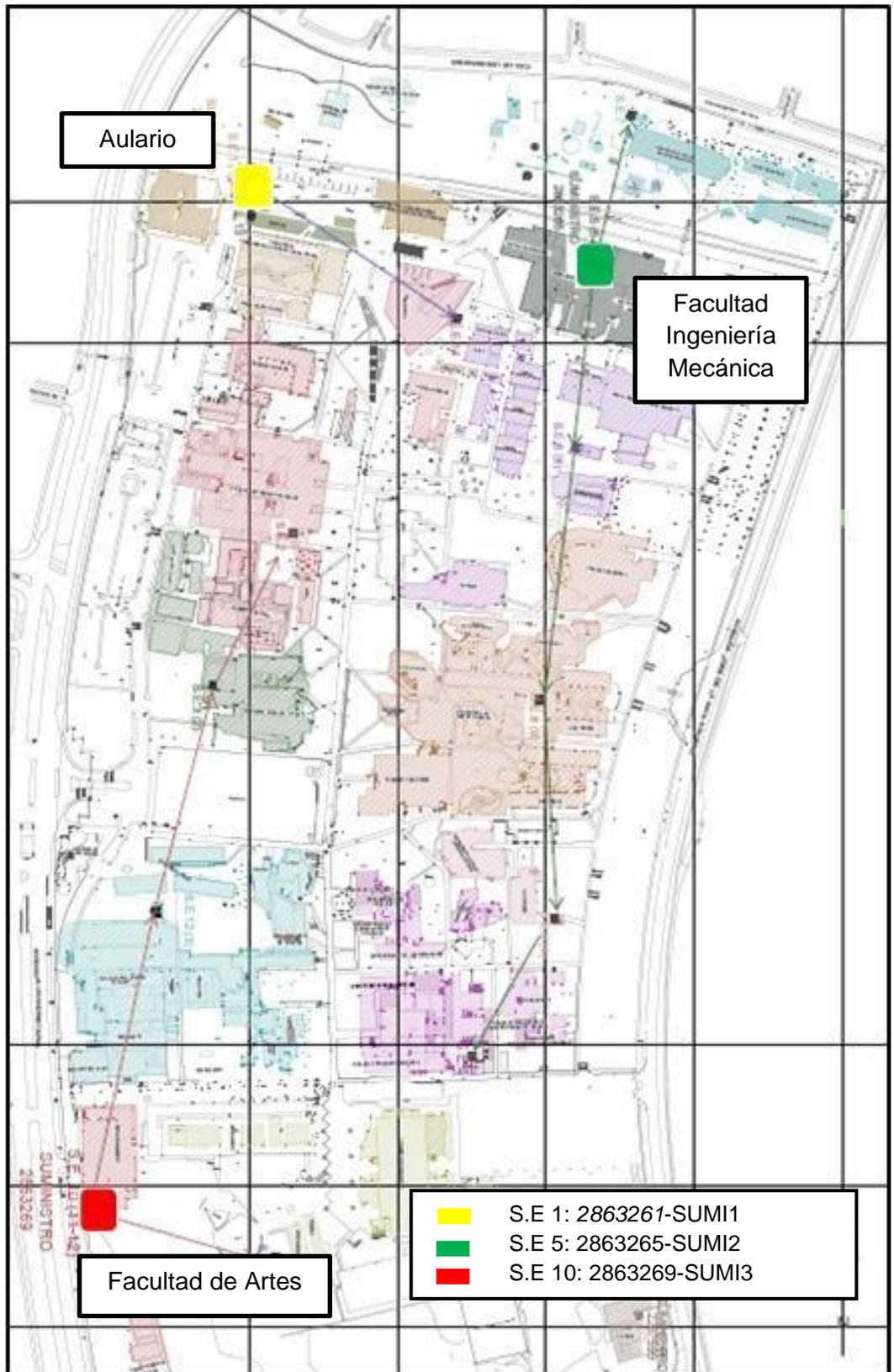


Gráfico 14. Ubicación de subestaciones



Gráfico 15. Área disponible en Subestación 1: 2863261-SUM1



Gráfico 16. Área disponible en Subestación 5: 2863265-SUM2

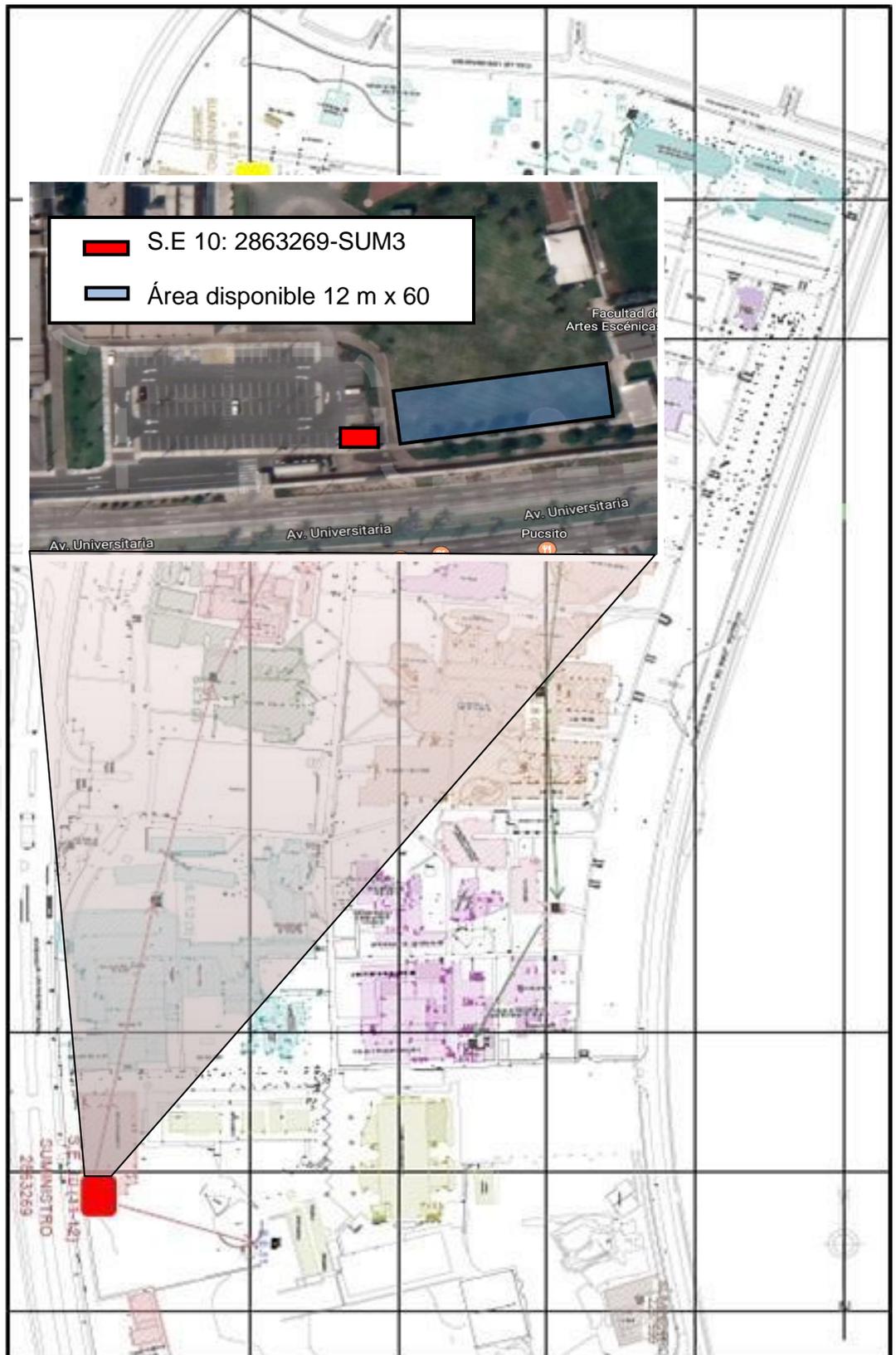


Gráfico 17. Área disponible en Subestación 10: 2863269-SUM3

3.2.3. Descripción del emplazamiento

Las ubicaciones seleccionadas se encuentran próximas a las tres subestaciones en donde se realizarán las conexiones eléctricas. Por otro lado, los motores de combustión interna, que, según los requerimientos de ruido, deben de ser suministrados encapsulados.

Así también, debido a que cada uno de los equipos de generación cuenta con su propia estructura en donde se encuentran todos sus piezas principales y sistemas auxiliares, se debe de instalar solo un motogenerador contenerizado que tiene un sistema de cierre mecánico que permitirá el acceso a personal autorizado. Las medidas estándar de un contenedor de 40 pies son 12 metros de largo, 2.4 metros de ancho y 2.6 metros de alto; el área requerida para cada una de estas plantas es de 8 m x 2 0 m (Siemens, 2018). En el gráfico 18 se describe el emplazamiento.



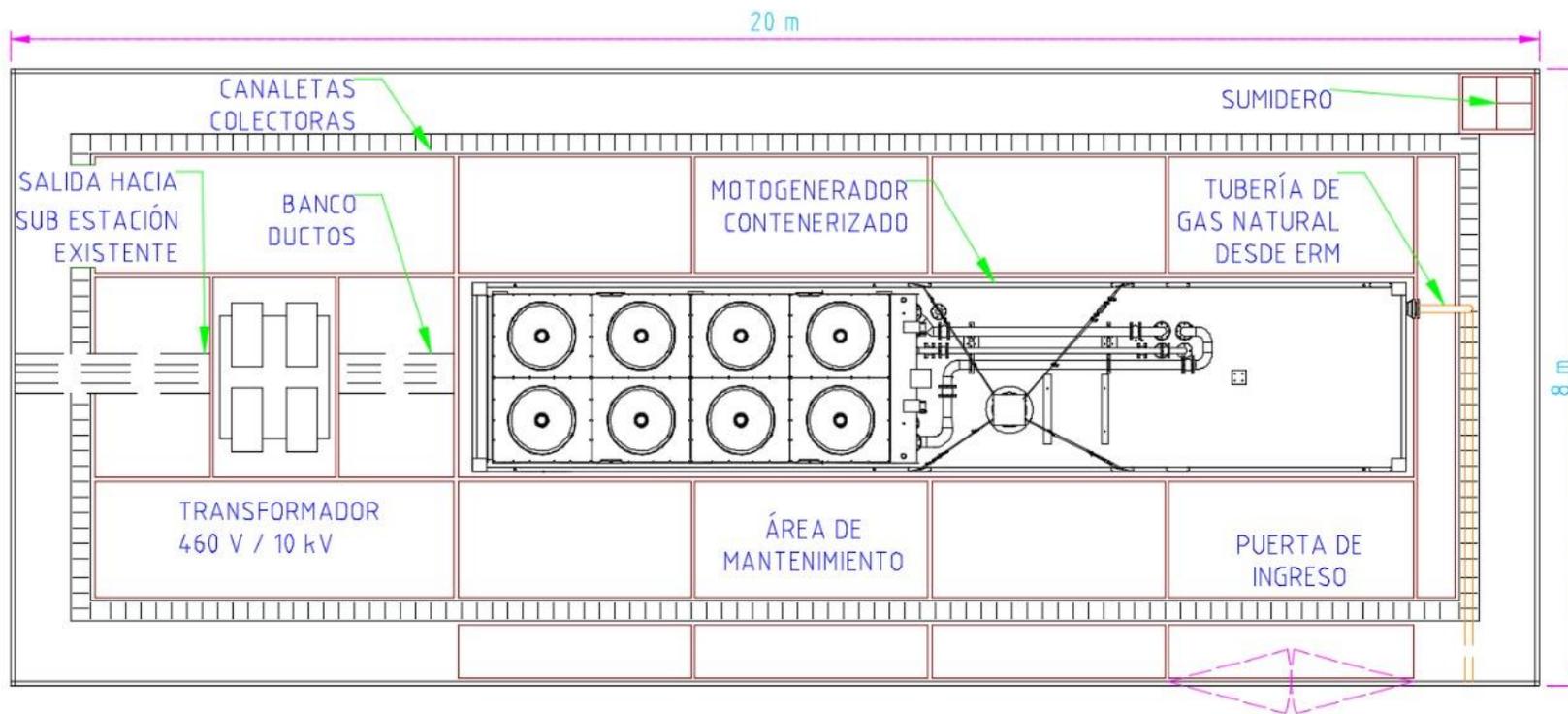


Gráfico 18. Área Requerida de planta.

3.3. Proceso productivo

3.3.1. Tareas pre-operativas.

Las tareas pre-operativas para cada planta de autogeneración son las siguientes:

Estudios

- Ejecución de perfil de proyecto.
- Ejecución de factibilidad del proyecto.
- Ejecución de plan de manejo ambiental o la modificación de los existentes si se requiere.

Inversiones previas

- Trámites de permisos con las autoridades competentes en cada uno de los rubros involucrados, principalmente OSINERGMIN.

Actividades complementarias

- Suscripción del contrato de gas natural con la distribuidora de Lima, Calidda.
- Supervisión y administración del contrato de ejecución del proyecto.
- Contrato de un Supervisor de Plantas Térmicas que trabaje en la universidad.

3.3.2. Tareas de construcción

En esta fase se realizará la ingeniería de detalle, fabricación, transporte, instalación, pruebas y puesta en marcha de cada planta de autogeneración.

Por otro lado, las actividades de construcción del sistema de gas se llevarían a cabo a cargo de Calidda, quienes realizan la instalación externa e interna de la planta de gas (Cálidda, 2018).

3.3.3. Tareas operativas

Las tareas operativas de cada planta son:

- Recepción del suministro de gas.
- Actividades de operación diarias en hora punta que serán realizadas por el personal de planta encargado y dispuestos por la universidad.
- Actividades de mantenimiento que estarán a cargo del fabricante de los equipos de generación.

3.3.4. Diagrama de flujo

El proceso productivo de generación de electricidad en la planta de autogeneración es relativamente simple, este tiene como insumos el gas natural y aire admisible y como resultado energía eléctrica, que es producto de la transformación de la energía

térmica contenida en el gas natural. Este último tiene como característica, el hecho que su consumo final se realiza con un mayor nivel de eficiencia. En la gráfica 19 se detalla el proceso simplificado del grupo de autogeneración.

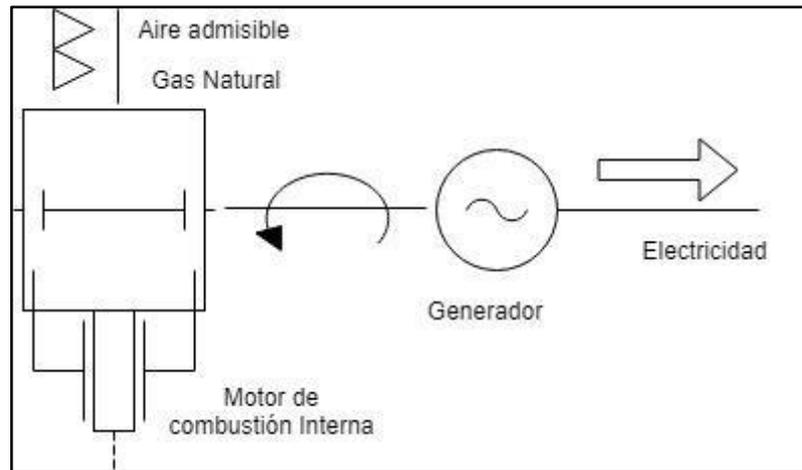


Gráfico 19. Esquema simplificado del Grupo de autogeneración.

La descripción del proceso de transformación de energía térmica a energía eléctrica se detalla en el gráfico 20.

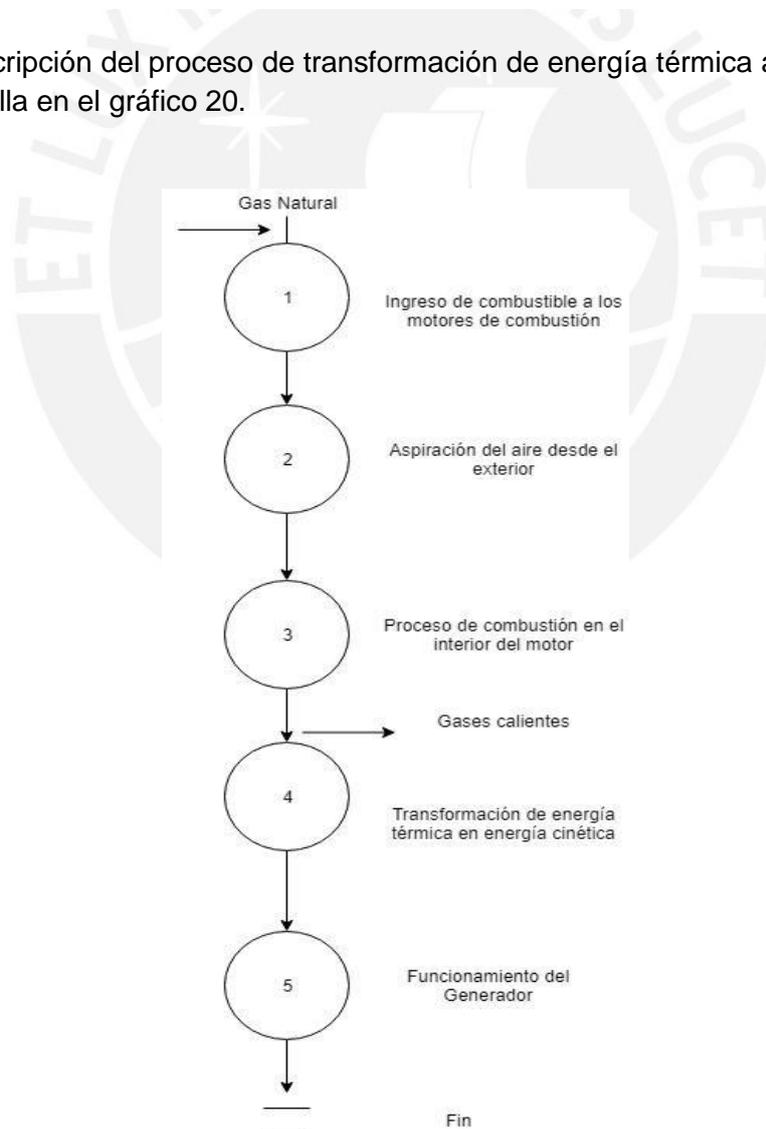


Gráfico 20. Diagrama de operaciones del Grupo Generador

El ciclo operativo de la producción de energía eléctrica que cubrirá la demanda requerida de la universidad es realizado de forma paralela entre la planta de autogeneración, localizada en cada subestación, y la energía eléctrica de la red suministrada por la empresa distribuidor Enel. El detalle se muestra en el gráfico 21.

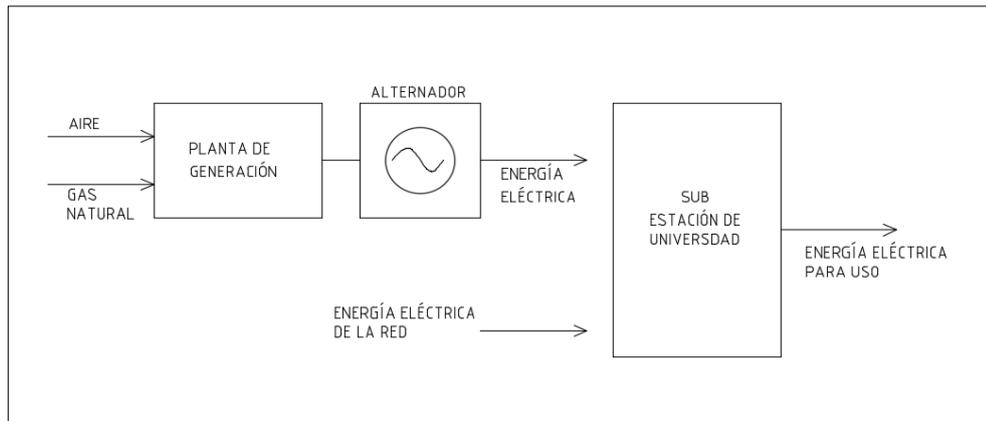


Gráfico 21. Generación de energía

3.3.5. Política de inventarios

Los insumos requeridos para la producción de electricidad en las plantas de autogeneración, es únicamente el gas natural y el aire.

Debido a que el gas natural se transa en tiempo real y es abastecido directamente de manera continua desde los canales de distribución de la empresa Calidda, no es factible establecer una política de inventarios. Asimismo, con relación a la política de inventarios del producto final de electricidad, por ser continuo y también transarse a tiempo real, no tiene una política de inventarios.

Por otro lado, los productos que requieren el establecimiento de una política de inventarios son las piezas y partes (repuestos) para el mantenimiento de los motores de combustión interna a instalar, considerando cualquier imprevisto que pueda presentarse en las pruebas de arranque comercial de las instalaciones; sin embargo, esta dentro del alcance de los contratistas de mantenimiento, ya que al manejar un gran número de equipos de diferentes clientes optimizan su inventario, por lo tanto no existe una oportunidad para la universidad de aplicar un plan o política de inventarios.

3.4. Características físicas de la planta

3.4.1. Infraestructura

La infraestructura de este tipo de plantas de hora punta son básicamente los contenedores en donde se encuentra el equipo de generación y sus sistemas auxiliares.

Los módulos integrados en cada contenedor son principalmente (Siemens, 2018)

- Recepción de gas con sus válvulas de control

- Cuadros o tableros de control
- Sistema de enfriamiento por agua
- Aero enfriadores del sistema de refrigeración de camisas
- Ventiladores del sistema interior de contenedor
- Interruptores de generador
- Sistema de gases de escape
- Sistema de Lubricación por aceite

3.4.2. Conexión de gas natural

La conexión de gas interna y externa es parte del suministro de Calidda. Se debe de verificar que la presión de ingreso a los motores debe de ser como mínimo 4.5 barg y como máximo 5.5 barg. Estas instalaciones son principalmente en tuberías de acero al carbono y polietileno en condiciones de baja presión y bajo tierra. El proveedor debe de instalar una Estación de Regulación y Medición (ERM) que se encarga de filtrar, regular la presión y medir el consumo de gas natural (Cálidda, 2018).

3.4.3. Conexión con subestación

La conexión con las subestaciones se debe de realizar en media tensión (10 kV) según los requerimientos de la universidad y el nivel de tensión que se tiene en cada uno de los puntos de suministro.

El sistema de conexión eléctrica son los cables que salen del interruptor del generador al interior del contenedor por canalizaciones enterradas hasta la trinchera de la subestación existente, donde se conectará con una celda de ingreso de media tensión (Siemens, 2018).

3.4.4. Maquinaria

El equipo principal de estas plantas de autogeneración en hora punta es el motor de combustión interna que se encuentra dentro de su contenedor.

El sistema también cuenta con bombas de alimentación de agua desmineralizada para el enfriamiento de camisas, el sistema no cuenta con un tanque o reservorio, ya que un almacenamiento externo no es necesario debido a que el agua recircula en un circuito cerrado.

Finalmente, también se tienen bombas de aceite en el sistema de lubricación y un pequeño reservorio físico que se ubica dentro del propio contenedor.

3.5. Requerimientos del proceso

3.5.1. Materias primas

Como se mencionó anteriormente, las materias primas que requieren este tipo de plantas de autogeneración en hora punta son solo el gas natural y el aire de la

atmosfera sin tratar. Por consideraciones de los fabricantes, el aire no requiere ninguna composición con requerimientos mínimos y el gas natural debe de tener un poder calorífico inferior de al menos 30 MJ/Nm³. Para el caso de Lima y el gas suministrado por Calidda; este no es un inconveniente, ya que el poder calorífico medio del gas de la red es de 39 MJ/Nm³ (Siemens, 2018).

3.5.2. Materiales

Los materiales que requieren este tipo de plantas se dividen en dos grupos:

- Consumibles de operación.
- Materiales y consumibles de mantenimiento.

El primer grupo presenta costos son muy bajos y se basa en útiles de limpieza como escobas, trapos, etc. Estos costos no generan un impacto en el estudio por lo que no serán tomados en cuenta. Por otro lado, el segundo grupo de materiales son los repuestos y consumibles de los mantenimientos de los equipos, los cuales serán colocados como gastos de operación (López, 2018).

3.5.3. Mano de obra

Durante la construcción, la mano de obra se basa en el personal subcontratada; por lo que todos sus costos están incluidos en su precio de proyecto.

En cuanto a la mano de obra en operación, los equipos de generación son sistemas automatizados de control propio que solo se requiere un técnico calificado para operación de motores para las tres posibles plantas.

Finalmente, la mano de obra durante los mantenimientos es proporcionada integralmente por la empresa que tenga el contrato de mantenimiento de los equipos.

3.5.4. Servicios

Debido a que está es una planta que es parte de la universidad, los servicios como contabilidad, asesoría legal, seguridad en las instalaciones, entre otros son cubiertos por la propia universidad, es decir, no forma parte exclusiva de los servicios adicionales requeridos para el correcto funcionamiento de la planta de autogeneración en hora punta.

El servicio de mantenimiento sí es un servicio exclusivo para la planta de autogeneración por lo que sus costos deben de ser tomados en cuenta en el análisis financiero.

Cabe mencionar que las plantas no requieren energía eléctrica externa para ser encendidas, ya que utilizan un sistema de batería propia que proporciona un arranque en negro, que es el proceso de restaurar una planta eléctrica de operación sin el apoyo de la red de transmisión de energía eléctrica externa (BENZA Energy Solutions, 2017).

3.6. Cronograma de implementación

El cronograma de implementación total del proyecto contempla todas las etapas mencionadas anteriormente y tiene una duración total de 32 semanas. Los detalles se muestran en el gráfico 22.

3.7. Factibilidad técnica y económica

3.7.1. Consideraciones técnicas

La factibilidad técnica de la planta se basa en poder realizar el proyecto integral bajo las condiciones solicitadas por la universidad y considerando estándares de índole mundial. La gran cantidad de oferta que existe en Perú y el mundo demuestra que el tipo de planta y la tecnología usada son sistemas que funcionan alrededor del mundo por lo que la factibilidad técnica se podría dar por sentada.

3.7.2. Costos técnicos

Los costos técnicos de las plantas de autogeneración provienen de dos fuentes anónimas que realizaron cotizaciones por el proyecto. En la tabla 42 se describe los detalles de los costos.

Es importante recalcar que los gastos de operación son un monto total de 3,000.00 USD (tres mil dólares americanos) por las tres plantas, en caso una de las plantas no se pueda o no es factible implementarla, el costo no se debe de prorratear entre las plantas que son viables. Los gastos de operación se refieren a aquellos gastos relacionados a la operatividad de la planta de forma diaria, tales como la verificación de temperatura de aceite, verificación de agua refrigerante, verificación de la velocidad de los ventiladores, temperatura, etc. que permite el correcto funcionamiento de las plantas durante todos los años de operación.

Respecto a los gastos de mantenimiento, estos serán de alrededor de 9.5 USD/MWh. Estos costos incluyen la mano de obra del personal profesional, personal técnico, repuestos bajo el inventario del contratista, aceite y agua desmineralizada cuando se requiera. También incluye los costos de eliminación de residuos o fluidos propias de la actividad de mantenimiento.

Tabla 42. Distribución de costos técnicos

N°	Descripción	Cantidad	Valor Unitario (USD)	Total (USD)
1	SISTEMA DE GAS NATURAL 1. - Sistema para plantas con suministro 2863261 y 2863265 - Estaciones de Regulación y Medición (ERM). - Tubería de conexión desde ERM a Planta.	1.00	160,000.00	160,000.00

N°	Descripción	Cantidad	Valor Unitario (USD)	Total (USD)
2	SISTEMA DE GAS NATURAL 2. - Sistema para plantas con suministro 2863269. - Dos Estaciones de Regulación y Medición (2x ERM). - Tubería de conexión desde ERM a Planta.	1.00	75,000.00	75,000.00
3	MOTOGENERADOR 336 kW - Contenerizado - Todos los Sistemas Auxiliares	1.00	250,000.00	250,000.00
4	MOTOGENERADOR 874 kW - Contenerizado - Todos los Sistemas Auxiliares	2.00	500,000.00	1,000,000.00
5	SISTEMA ELÉCTRICO DE CADA PLANTA. - Transformador 460 V / 10 kV. - Cables de conexiones.	3.00	80,000.00	240,000.00
6	OBRAS CIVILES Y ARQUITECTURA. - Bases de Concreto para equipos principales. - Pozos a Tierra de cada Base. - Perímetro de Planta.	3.00	25,000.00	75,000.00
7	GESTIÓN DE PROYECTOS - Horas hombre por 2 meses para las 3 plantas. - Horas hombre de requerimientos y permisos.	1.00	200,000.00	200,000.00
8	INGENIERÍA, CONSTRUCCIÓN Y COMISIONAMIENTO - Costo de la instalación para las tres plantas.	1.00	500,000.00	500,000.00
				2,500,000.00

Fuente: Elaborado con datos de (López, 2018)

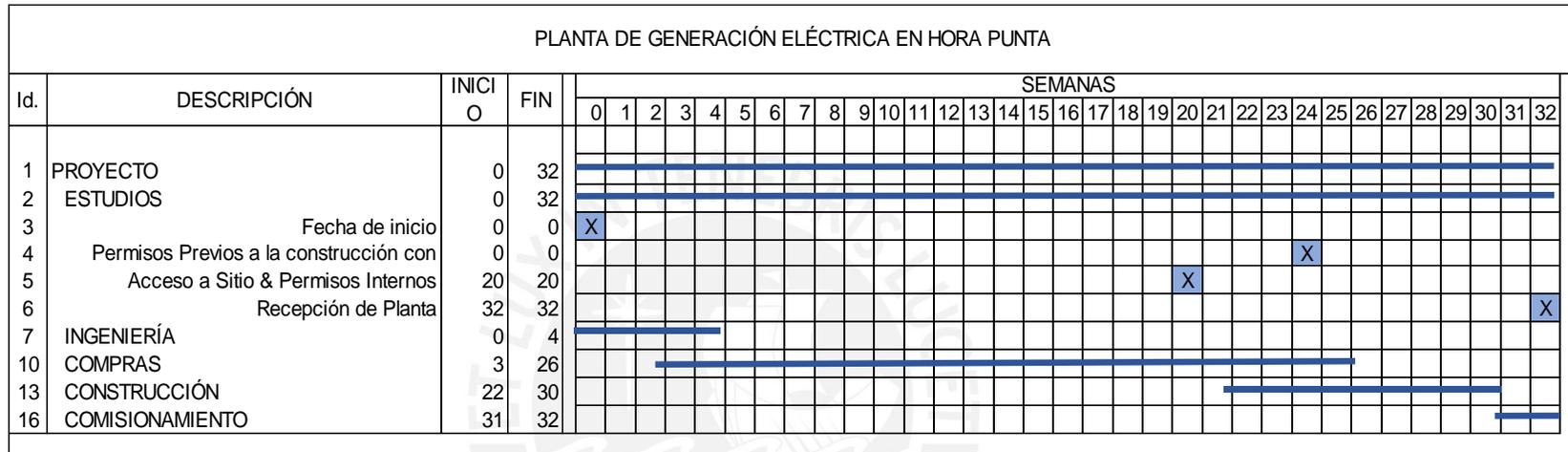


Gráfico 22: Cronograma de implementación

CAPÍTULO 4. IMPACTO AMBIENTAL

4.1. Legislación y normatividad

4.1.1. Leyes y normas

Dentro del presente capítulo se darán a conocer los requerimientos necesarios para el desarrollo de una planta de generación térmica desde el punto de vista ambiental. Para tal objetivo, se debe de tomar en cuenta las normativas vigentes del rubro de generación eléctrica:

- Ley N° 52 de Concesiones Eléctricas (LCE).
- Reglamento a la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE)
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas.
- Niveles Máximos Permisibles para Efluentes Líquidos Producto de las Actividades de Generación, Transmisión y Distribución Eléctrica.
- Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub-Sector Electricidad.
- Plan Ambiental Complementario.

Además, se deben tomar en cuenta los requerimientos internos de la universidad a fin de conocer todas las leyes y códigos que apliquen.

4.1.2. Estudio de impacto ambiental

El estudio de impacto ambiental según el SENACE (Sociedad Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones sostenibles [SENACE], 2018) “es un documento que todo proyecto de gran envergadura tiene que elaborar y presentar al estado para demostrar que cuenta con un plan de acción para manejar los posibles impactos sobre el ambiente y las comunidades que lo rodean”. En el año 2016 entró en vigor la ley N°27446 Ley de Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental que regula los proyectos de inversión pública, privada o de capital mixto que comprendan obras, construcciones y actividades extractivas, productivas, comerciales, de servicios, entre otros, susceptibles de generar impactos ambientales negativos significativos.

Para el caso de este proyecto de implementación de las plantas térmicas en la universidad no aplica el estudio de impacto ambiental, debido a que es una organización que fue constituido previo a la vigencia de la ley y cuenta con muchos años de operación. En este caso, las acciones ambientales para controlar y evitar el impacto ambiental de este proyecto será la modificación del Plan de Manejo Ambiental actualizado en el año 2016 y que, según la ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental D.S. N°019-2009-MINAM no requiere actualización a menos que esta sea solicitada por las autoridades competentes o el titular de la universidad identifique cambios significativos en su forma de trabajo. En

el caso de la planta térmica, se actualizará por los cambios significativos que resultan de la implementación de plantas de autogeneración dentro del campus (SUSTANT Consultoría e ingeniería, 2021).

4.2. Vulnerabilidad del impacto

El análisis de vulnerabilidad y riesgo para una central térmica es una información utilizada en el mercado de energía, ya que la utilización de combustible para la generación de electricidad presenta ciertos riesgos conocidos que forman parte del proceso de instalación y operación.

Tabla 43. Vulnerabilidad: riesgos previsibles en zonas de Centrales Térmicas.

Riesgos	Ubicación
Corto circuito	Se puede presentar en todas las áreas que cuentan con instalaciones eléctricas.
Incendios	Lugares de almacenamiento y manipulación de combustible.
Movimientos sísmicos	Generación de sismos de mayor o menor magnitud que pueda generar desastres y poner en peligro la vida de los trabajadores.
Inundaciones costeras y tsunamis	Plantas ubicadas cercanas al litoral costero y a alturas próximas al nivel del mar.
Falla de estructuras	Zonas con estructuras y cimentación.
Fuga de combustibles y químicos	Sitios de almacenamiento y manipulación de combustible y químicos.
Accidente de trabajo	Presente en todas las áreas de trabajo de la planta

Fuente: (CESEL Ingenieros, 2004)

El análisis de vulnerabilidad realizado es la base para proponer las medidas preventivas de atención de contingencias legales, dentro de los puntos detallados en el cuadro anterior, se especifica cuáles deben ser tomados en cuenta por la universidad para la realización de sus actividades actuales. Si analizamos cada caso, podremos detallar tabla 44.

Tabla 44. Puntos considerados por la universidad

Riesgos	Comentario
Corto Circuito	Debido a que las instalaciones de las plantas de autogeneración están al lado de las subestaciones principales no se están creando nuevas áreas eléctricas, solo se debe de hacer la ampliación de este.
Incendios	Se debe de agregar las nuevas tuberías y sistemas de gas natural que alimentarán las plantas de generación. En los sistemas de gas natural no existe almacenamiento.
Movimientos Sísmicos	No se ve afectado por la instalación de la planta de generación. No requiere actualización.

Riesgos	Comentario
Inundaciones costeras y Tsunamis	No se ve afectado por la instalación de la planta de generación. No requiere actualización.
Falla de Estructuras	No se ve afectado por la instalación de la planta de generación. Solo se debe de agregar las nuevas áreas con cimentación.
Fuga de combustibles y químicos	Se debe de agregar las tuberías y zonas de la planta térmica.
Accidente de Trabajo	No se modifica por la instalación de la planta de generación.

Fuente: (CESEL Ingenieros, 2004)

De acuerdo con la tabla 44, se deberá tomar en cuenta los puntos que serán considerados para las actividades y medidas preventivas como parte de las actividades de contingencia ambiental.

4.3. Plan de manejo ambiental

Los planes de manejo ambiental (PMA) son un instrumento que establece las acciones que se debe de implementar y seguir para: prevenir, mitigar, rehabilitar o compensar los impactos negativos por el desarrollo de un proyecto, su obra o actividad de producción. Estos planes también incluyen los temas de relaciones comunitarias, monitoreo, contingencia y abandono del área según la naturaleza del proyecto, obra o actividad (CASSMA Consultores, 2018).

Como se mencionó en el subcapítulo 4.1.2 el documento que debe ser actualizado principalmente por la implementación de las plantas térmicas de generación es el Plan de Manejo Ambiental de la Universidad (SGA-Gen-1.01 Rev. 1) cuya última versión fue realizada en el año 2016. Esta actualización se realizará por una empresa contratista especialista en planes de manejo ambiental.

4.3.1. Fase de construcción

La mayoría de los impactos que se presentan en los proyectos se deben a la falta de cuidado o planificación ineficiente de las operaciones a realizar durante las etapas de construcción. En este caso, para la fase de construcción no habrá modificaciones en el Plan de Manejo Ambiental, debido a que la universidad ya cuenta con todos los puntos, tales como manejo de residuos de concreto, control de polvo en el ambiente, entre otros, que se deben de tomar en cuenta para la fase de construcción, ya que se maneja un plan de prevención para las construcciones y modificaciones en el campus universitario (Parias, 2017).

4.3.2. Fase de operación

Para la fase de operación se deben de tomar en cuenta los siguientes planes:

- Reducción de las emisiones de Nox.

- Manejo de ruidos y vibraciones.
- Manejo de impactos paisajísticos.

El primero de estos es el que más impacto generará, ya que actualmente la universidad solo cuenta con equipos de respaldo que trabajan según horarios; por otro lado, con las plantas de generación eléctrica los motores trabajar un régimen de 6 horas por 7 días a la semana durante todo el año.

El segundo de ellos no afecta en gran medida, ya que los equipos de generación cuentan con un sistema de encapsulado que mitigan la generación de ruidos y contaminación sonora.

4.4. Programa de monitoreo

Los Planes de Monitoreo (PM) o también llamados Planes de Monitoreo y Seguimiento son usados para verificar el desempeño ambiental de un proyecto, obra o proceso de producción con el fin de implementar medidas correctivas de ser necesario. Estos monitoreos incluyen la determinación de parámetros, procedimientos de medición y/o análisis, puntos o zonas de muestreo y frecuencias (CASSMA Consultores, 2018).

4.4.1. Fase de construcción

Al igual que los casos anteriores la fase de construcción usa los programas existentes, ya que la actividad de construcción es una actividad recurrente en la universidad.

4.4.2. Fase de operación

Para la fase de operación, y como se mencionó anteriormente, debe de tener en cuenta los tres puntos más significativos que serán los impactados por la implementación de la planta de autogeneración:

- Monitoreo de emisiones
- Monitoreo de ruido
- Monitoreo de flora y fauna

Actualmente, no hay una ley ambiental que limite las emisiones en el país. En el subcapítulo 3.2.1.5. mencionamos que existe un proyecto de ley del 2014 que aún no ha sido implementado; sin embargo, se debe de prever la aprobación de este para la selección del equipo de generación y tener una contingencia para un sistema de monitoreo de emisiones continuos.

Como parte de la implementación del proyecto de las plantas térmicas, se agregarán los costos de monitoreo del aire (verificando las emisiones) y ruido anualmente.

4.5. Programa de contingencias

Según el proyecto de reglamento de Ley 28551, es obligatorio que las empresas cuenten con un plan de contingencias y para el sector de energía el ente regulador es OSINERGMIN (Instituto Nacional de Defensa Civil , 2014).

Estos planes deben ser presentados a esta institución y para obtener la aprobación de una secuencia de acciones que se ejecuten frente a la ocurrencia de situaciones que coloquen en riesgo la vida de las personas, la naturaleza o bienes que estén en el área de influencia. La universidad ya cuenta con un programa de contingencias que se debe de modificar en el punto de áreas peligrosas buscando que cubra las plantas de generación.

4.6. Programa de cierre de operaciones

Los programas de cierre se crean al inicio de los proyectos, pero se modifican durante la vida útil del proceso de operación. Las plantas térmicas tienen periodos de vida muy largos y básicamente se limitan por el tiempo de vida de los equipos generadores, en este caso un motor de combustión interna puede llegar a tener hasta un periodo de veinte años. Para este subcapítulo, se estimarán las acciones a seguir.

4.6.1. Acciones previas

Las acciones previas que se deben de tomar en cuenta son las siguientes:

- La definición de las instalaciones que no se desmovilicen.
- Información y capacitación a los receptores de las áreas liberadas.
- Valorización de los activos y pasivos.

4.6.2. Retiro de instalaciones.

El retiro de las instalaciones de las plantas de autogeneración con motores de combustión interna es una actividad sencilla debido a que los sistemas son considerados de rápida instalación y listos para su uso (Plug and play). Dentro de las actividades que se deben de realizar, estas son las siguientes:

- Inventario de los equipos que pueden ser retirados sin afectar su valor y los que afectarán su valor.
- Inventario de los equipos e instalaciones que no pueden ser retirados.
- Cobertura o plan de cierre para obras civiles.
- Contratación de las empresas que realizarán las actividades de cierre. Principalmente la ejecución de la actividad por las maquinarias que serán requeridas.

4.6.3. Restauración del lugar

El plan de restauración debe de analizar la situación inicial del área de influencia y su proyección para realizar esta actividad.

Para este caso, la universidad deberá de realizar un plan para las áreas que están actualmente disponibles y son potencialmente las áreas de instalación de las plantas de autogeneración.

4.7. Factibilidad ambiental y económica

4.7.1. Factibilidad ambiental

Según el análisis realizado en cada uno de los puntos vistos durante este capítulo, se puede concluir que no existe limitante que no permita la factibilidad ambiental de las plantas de generación en la universidad.

El principal efecto que se debe de verificar es el de emisiones para lo cual no existe una normativa vigente en el Perú que lo limite; sin embargo, y nuevamente, se debe de considerar el último proyecto de ley del 2014 para la selección de los motores que serán instalados. El resumen de los costos ambientales en las fases pre-operativas, construcción y operación se muestran en la tabla 45.

4.7.2. Gastos ambientales pre-operativos

El gasto ambiental en la fase pre-operativa es la actualización del Plan de Manejo Ambiental (SGA-Gen-1.01 Rev. 1). Este es un documento interno que es manejado por la división de seguridad y medio ambiente de la universidad, por tanto, no será necesario subcontratar los servicios de externos, debido a que el proyecto aún está en fase de prefactibilidad no se ha estimado el costo interno que significaría realizar dicha actualización. Como plan de mitigación, se provisionará el monto de 20,000.00 USD (veinte mil dólares americanos) dentro de los costos del proyecto en fase pre-operativa.

4.7.3. Gastos ambientales – Fase de construcción.

Los gastos de gestión ambiental durante la etapa de construcción deben de ser parte del EPC (Ingeniería, procura y construcción en sus siglas en ingles) y estar incluidos en sus actividades.

En caso de realizar un contrato por partidas, se debe de prever que cada contratista será responsable de los impactos medioambientales según los planes de gestión de la universidad.

4.7.4. Gastos Ambientales - Fase de operación

Los gastos ambientales de las plantas de autogeneración son de bajo impacto para el modelo económico debido a los siguientes puntos:

- El mantenimiento es subcontratado por empresas especializadas y capacitadas por el fabricante de los motores. Estas empresas tienen un plan

de manejo ambiental que cumple estándares muy elevados y sus costos están incluidos en el precio total entregado al cliente.

- Durante la operación, los residuos contaminantes serán eliminados dentro de los materiales peligrosos que son residuos de los laboratorios de las áreas de ingeniería. Los residuos no contaminantes son parte de los desechos que la universidad maneja dentro de su plan de residuos sólidos.
- La medición de la calidad del aire y ruido en el campus universitario debe ser realizado para cumplir con el plan de manejo ambiental actualizado desde el inicio del proyecto y realizado una vez al año con el fin de cumplir el programa de monitoreo que se implementará.

Debido a que los dos primeros puntos son parte del alcance de los contratistas de mantenimiento y operación respectivamente, no se tomarán en cuenta en esta sección, sino que ya fueron tomados en el estudio técnico.

Respecto al tercer punto, este monitoreo debe de ser realizado por una empresa calificada con equipos adecuados para este fin. Se solicitó una cotización para dicho estudio y el monto asciende a 1,419.88 USD (mil cuatrocientos diecinueve con ochenta y ocho dólares americanos) sin IGV.

Tabla 45. Gastos ambientales

Tipo	Gestión	Costo (USD)
Gastos Ambientales Pre-Operativos	Actualización del Plan de Manejo Ambiental.	20,000.00
Gastos Ambientales durante Construcción	Realizada por el contratista de Construcción	0.00
Gastos Ambientales Operativos	Monitoreo de la calidad del aire y niveles de ruido. Se debe de realizar una vez al año.	1,419.88

CAPÍTULO 5. ESTUDIO LEGAL

5.1. Tipo de sociedad

La universidad fue fundada por el reverendo padre Jorge Dintilhac y un grupo de laicos comprometidos en conjunto firmaron la Escritura Constitucional el 24 de marzo de 1917. Es civilmente una persona jurídica de derecho privado inscrita como asociación civil sin fines de lucro en el Registro de Asociaciones de los Registros Públicos de Lima.

Las organizaciones sin fines de lucro, en su mayoría asociaciones, es una entidad que no tiene como objetivo un beneficio económico para los integrantes; sino que esta ausencia de lucro se entiende como una limitación para distribuir las ganancias o beneficios derivados de la actividad entre los directivos, asociados, administradores o trabajadores de dichas entidades no lucrativas (Castillo, 2018).

5.2. Aspectos tributarios

Dentro de los aspectos tributarios, el Ministerio de Economía y Finanzas menciona tres tipos que deben de ser tomados en cuenta (Ministerio de Economía y Finanzas [MEF], 2018).

- Impuesto: es el tributo cuyo cumplimiento no origina una contraprestación directa en favor del contribuyente por parte del estado.
- Contribución: es el tributo cuya obligación tiene como hecho generador beneficios derivados de la realización de obras públicas o de actividades estatales.
- Tasa: es el tributo cuya obligación tiene como hecho generador la prestación efectiva por el estado de un servicio público individualizado en el contribuyente. No es tasa el pago que se recibe por un servicio de origen contractual.

Se debe de hacer hincapié en que este proyecto no afecta los aspectos tributarios propios de la universidad debido a que no se está modificando ni variando su estatuto oficial 2018.

Sin embargo, se debe de señalar que existen dos principales impuestos que no afectarán a este proyecto debido la universidad es una "Asociación Sin Fines de Lucro" y con fines educativos, características que caen en el ámbito del inciso b) del Artículo 19° de la Ley de Impuesto a la Renta vigente hasta el 31 de diciembre del 2018 (Castillo, 2018). En el presente año 2021, se aprobó la nueva ley que estará vigente durante el periodo del proyecto que va del 2017 al 2027 y ratifica que las entidades educativas y culturales seguirán exoneradas del impuesto a la renta (Inciso a) del Artículo 8 de la Ley del Impuesto a la Renta (Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta, 2018).

Otro aspecto importante que se debe de tomar en cuenta es que la universidad tampoco se ve afectada del impuesto general de las ventas (IGV), solo por los servicios de educación, sin embargo, otros servicios que tengas distintos fines, tales como servicios de laboratorios, alquiler de polideportivo, alquiler de comedores, alquiler de fotocopiadoras si son servicios grabados con IGV. Según el inciso g) del Artículo 2 de la Ley del Impuesto General de las Ventas, las entidades sin fines de lucro no se ven afectadas al IGV por importaciones de bienes y prestaciones de servicios para sus fines propios (Castillo, 2018).

Se deberán tener en cuenta lo mencionado en los párrafos para la elaboración de los gastos e ingresos en los balances económicos.

5.3. Aspecto laboral

Los aspectos laborales que tiene que cumplir la universidad se basa en las regulaciones determinadas por el Ministerio de Trabajo y Promoción del empleo para un régimen laboral general o común (Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo [MTPE], 2014).

- Remuneración mínima vital.
- Jornada máxima de trabajo.
- Derecho al refrigerio.
- Descanso semanal obligatorio.
- Licencia pre-natal y post-natal. Licencia por paternidad.
- Vacaciones trucas.
- Vacaciones
- Jornada nocturna, en caso aplique.
- Compensación por tiempo de servicios (CTS)
- Gratificaciones.
- Seguro de salud.
- Indemnización por despido arbitrario.
- Asignación familiar.

Cabe resaltar que el personal directamente contratado para este proyecto es un Supervisor de Plantas Térmicas y que la mayor parte de la fuerza laboral humana será subcontratada por la empresa que suministra los motores de generación.

5.4. Permisos y servidumbres – trámites y normativa

El presente subcapítulo expone los trámites para la implementación del proyecto dentro de las instalaciones de la universidad.

5.4.1. Central térmica de autogeneración de electricidad

5.4.1.1. Autorización de generación.

La autorización de generación debe de ser tramitada con las autoridades competentes del Ministerio de Energía y Minas. Se basa en presentar una declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas, cuidado del medio ambiente y patrimonio cultural de la nación. Los trámites se realizan con la Dirección de Concesiones Eléctricas que forma parte de la Dirección General de Electricidad. Esta solicitud debe de estar acompañada de una carta fianza por el valor del 1% del monto del proyecto y no mayor a 500 UIT (Ministerio de Energía y Minas, 2016). Este servicio externo es realizado como parte de la implementación de la planta térmica en la universidad.

5.4.1.2. Licencia de construcción.

La licencia de construcción es un trámite municipal requerido para los inicios de las labores de instalación/construcción en la universidad. Este trámite debe ser realizado junto con el contratista debido a que la Municipalidad requiere información de las actividades propias de la construcción.

5.4.2. Subestaciones

En el caso de las subestaciones, no se requiere realizar ningún trámite o solicitud para la conexión de la planta térmica con las subestaciones existentes debido a que todos los trabajos se realizarán dentro de las instalaciones de la universidad sin afectar a la red o sistema eléctrico externo.

5.4.3. Sistema de gas natural

El trámite de solicitar un servicio de gas natural para la universidad se realiza a través del distribuidor autorizado para Lima y Callao: la empresa Cálidda. Este trámite consta de entregar documentación de ubicación del predio, carta a la subgerencia de gas natural y el formato de solicitud de factibilidad de suministro (SFS) (Cálidda, 2018).

5.4.4. Vías de transporte y/o acceso.

Como se mencionó en el estudio técnico, las ubicaciones de las subestaciones que son aledañas a las ubicaciones de las plantas térmicas ya cuentan con un sistema de acceso peatonal y vehicular lo cual facilita las labores de construcción y operación. Desde este punto de vista, no se requiere hacer una inversión o adaptación para las plantas térmicas.

5.5. Factibilidad legal y económica

5.5.1. Consideraciones Legales

Dentro de las consideraciones legales, no existe un impedimento para realizar la planta de autogeneración térmica dentro de las instalaciones de la universidad (Rojas, 2018). Lo que se debe realizar correctamente es la presentación de los trámites y las solicitudes a las autoridades competentes. Este servicio

5.5.2. Gastos pre-operativos

Los gastos pre-operativos son los que se desarrollan en la fase previa al desarrollo formal del proyecto y se muestran en la tabla 46.

5.5.3. Gastos de inversión

Dentro de la factibilidad legal y económica, los gastos de inversión legal están dentro de lo que se denomina gastos pre-operativos según la tabla 46.

5.5.4. Gastos operativos

Los gastos operativos de esta sección están incluidos y dentro de los denominados gastos pre-operativos.

Tabla 46. Gastos legales

Tipo	Gestión	Costos (USD)
Central térmica	Autorización de generación	2,500.00
Central térmica	Licencia de construcción	2,500.00
Subestación	No aplica	0.00
Sistema de gas natural	Solicitud de factibilidad de suministro	0.00
Vías de transporte y acceso	No aplica	0.00
Total		5,000.00

Fuente: Elaborado con la información de (López, 2018)

CAPÍTULO 6. ESTUDIO ORGANIZACIONAL Y ADMINISTRATIVO

6.1. Estructura organizacional

6.1.1. Principios aplicables

La universidad cuenta con un área específica de mantenimiento, que tiene como función principal la supervisión y revisión de las obras realizados en el campus. La generación de energía no forma parte de las actividades propias de la universidad, por lo que no se considera necesario tener una estructura organizacional propiamente para el desarrollo de estas plantas.

6.1.2. Organización funcional

Actualmente, los sistemas eléctricos de la universidad se encuentran bajo la Gerencia de mantenimiento. Por esa razón, es que se propone una estructura organizacional en la cual, la Gerencia de mantenimiento continúe supervisando y velando por el correcto funcionamiento del sistema eléctrico en el campus; sin embargo, se requiere de un Supervisor que tenga los conocimientos técnicos sobre la generación de energía con motores de combustión y pueda dedicarse íntegramente a la supervisión de las actividades de generación que son llevadas por medio de contratistas.

Cabe resaltar que las Gerencias de seguridad y medio ambiente, así como la de legal y finanzas deben de prestar el apoyo necesario a la gerencia de mantenimiento con el objetivo de cumplir con la correcta gestión de instalación de la planta de autogeneración. El área de legal deberá asegurar el correcto cumplimiento de las leyes relacionadas al impacto ambiental y el área de finanzas deberá de llevar la gestión de los egresos y la contabilidad de los ahorros generados con el fin de conocer la rentabilidad de la planta de autogeneración.

Para este modelo económico se está considerando solo el ingreso de personal nuevo: Supervisor de Plantas Térmicas, cuya labor será netamente encargarse de la supervisión de la operación de las tres plantas, así como de las paradas de mantenimiento.

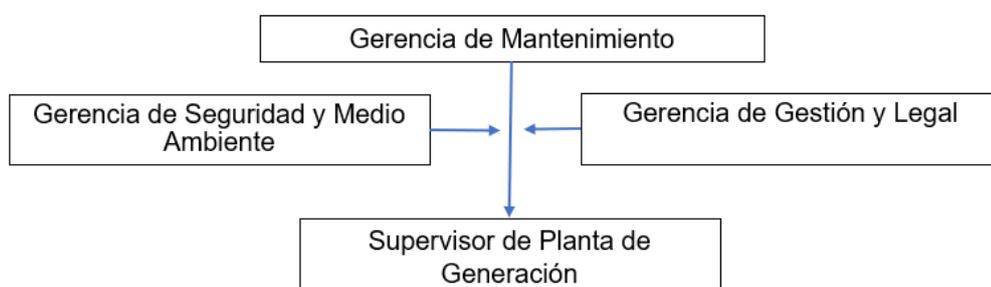


Gráfico 23. Organigrama

6.1.3. Cantidad y entrenamiento de personal

Debido a que la planta trabajará inicialmente durante las horas punta se estima solo una persona que tendrá la función de Supervisor de Plantas Térmicas que cubra el turno de 6 horas.

Por otro lado, el personal deberá recibir las capacitaciones por parte del contratista, así como el Gerente de Mantenimiento con el fin de asegurar conocimiento en el equipo que se operará.

Los entrenamientos usualmente duran un mes y se desarrolla un mes antes del inicio de operaciones de la planta.

6.1.3.1. Personal subcontratado

Como parte de las revisiones técnicas continuas de las plantas de autogeneración se subcontratará a personal de operación y mantenimiento, el cual realizará las siguientes actividades:

- Contratista de operación

El contratista de operación es el encargado de las labores de maniobra y operación de las plantas térmicas por medio de su interacción con los paneles de control de cada uno de los motores de combustión interna, la limpieza diaria del motor, verificación del nivel de aceite, agua de refrigeración, etc.

- Contratista de Mantenimiento

El Contratista de mantenimiento es el encargado de realizar las actividades de mantenimiento preventivo o mantenimientos programados, cambio de aceite, cambio de bujías, cambio de agua desmineralizada, etc. Esta compañía también debe de tener el conocimiento técnico suficiente para labores más específicas como cambio de pistones y partes en general si el programa lo amerita.

Dentro de las compañías que podrían realizar cada uno de estos servicios están las empresas propias de las marcas como Siemens a través de su división de Power Service; Cummins con servicios post venta y Ferreyros con servicios post venta. También existen empresas externas que se podrían encargar de realizar estos tipos de servicios como: Generadores Gamma, Serprotech, entre las más resaltantes.

6.2. Funciones

6.2.1. Gerente de mantenimiento

El Gerente de mantenimiento es la persona de mayor jerarquía en las plantas de generación térmica de la universidad. Su función consiste en coordinar y dirigir las funciones de operación, gestión ambiental, administración y finanzas de la planta.

El Gerente de mantenimiento, entre otras funciones, es el responsable por el correcto funcionamiento de las plantas de generación térmica.

6.2.2. Supervisor de Plantas Térmicas

El Supervisor de Plantas Térmicas es el encargado de planificar, ejecutar, supervisar y reportar todo lo referente a la producción de las plantas térmicas.

Su trabajo principal consiste en coordinar con las contratistas de operación y mantenimiento sus funciones dentro de las plantas de generación. También será el responsable de emitir los informes que serán supervisados por la gestión interna y externa como OSINERGMIN.

El perfil del Supervisor de la planta debe de ser un ingeniero mecánico o ingeniero electricista; según el estudio titulado “Remuneración promedio mensual, mínima y máxima de jóvenes profesionales universitarios, según familia de carreras” desarrollado por el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, estos profesionales están con un sueldo promedio de S/. 4,108.00 (cuatro mil ciento ocho nuevos soles) (Publimetro, 2018). Los costos para la compañía son el monto del sueldo del trabajador multiplicado por 1.5 veces (Gestión, 2018), por lo tanto, el costo del personal directamente contratado por la universidad es S/. 6,162.00 (seis mil ciento sesenta y dos nuevos soles).

6.3. Factibilidad organizacional y económica

6.3.1. Factibilidad organizacional

El personal requerido para el correcto funcionamiento de las plantas térmicas de autogeneración no requiere de conocimientos especializados debido a que los motores de combustión interna no son equipos de alta complejidad, además se debe de contar con contratistas que son expertos en sus campos de operación y mantenimiento que eventualmente, de acuerdo con el plan de mantenimiento, deberán realizar una revisión de los equipos.

Por ende, la factibilidad organizacional es alcanzable para este proyecto de autogeneración en la universidad.

6.3.2. Gastos pre-operativos

Los gastos pre-operativos organizacionales son los gastos en los que se incurrirá para la contratación de un Supervisor dedicado a la planta de autogeneración que acompañará el proyecto desde su inicio en el año cero y durante todo su tiempo de operación. Este personal recibirá entrenamiento para el manejo de las plantas térmicas por parte del personal subcontratado. El detalle de los gastos pre-operativos se detallan en el capítulo 7: Estudio económico financiero, acápite 7.1.1 Inversión.

6.3.3. Gastos operativos

Los gastos operativos organizacionales se limitan a la contratación del mismo Supervisor de Plantas Térmicas que será responsable de la operación durante el proyecto. El gasto de este personal se muestra en la tabla 47:

Tabla 47. Gastos Operativos

Puesto	Número	Costo Unitario (USD/ mes)	Costo Pre-Operaciones (USD / año)	Costo Operacional (USD / año)
Supervisor de Plantas Térmicas	1	1,867.30	22,407.6	22,407.6

Fuente: Elaborado con datos de (López, 2018)



CAPÍTULO 7. ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO

El presente capítulo busca cuantificar la viabilidad del proyecto de las plantas térmicas de autogeneración eléctrica a gas natural de trabajo en hora punta. La mayor parte de la información recibida para realizar el análisis fue discutida con el personal clave en la organización de la universidad, estas fueron recolectadas en distintas reuniones presenciales. Como resultado del estudio, se incluye el análisis económico y financiero, escenarios de sensibilidad e indicadores de rentabilidad.

7.1. Inversiones

En este subcapítulo se agruparán todos los egresos necesarios para la realización del proyecto. Se agruparán en tres categorías: (i) Inversión propiamente dicha, (ii) Impuestos de la inversión en cada una de las fases y finalmente (iii) Capital de trabajo.

7.1.1. Inversión

La inversión de la planta será tomada en dos fases: pre-operativa y constructiva.

- Gastos de fase pre-operativa

Estos incluyen las siguientes tareas o actividades:

- Estudios: actualización del Plan de Manejo Ambiental.
- Inversiones previas: los gastos legales para la implementación de la planta.
- Actividades complementarias: incluye la contratación del Supervisor de plantas térmicas por parte de la universidad durante el año cero o inicio del proyecto.

El alcance y los montos de las tareas o actividades se muestran en resumen en la tabla 48.

Tabla 48. Gastos de fase pre-operativa

Ítem	Concepto	Alcance	Monto (USD)
1	Estudios (modificaciones)	Actualización del Plan de Manejo Ambiental	20,000.00
2	Inversiones previas	Gastos legales	5,000.00
3	Actividades complementarias	Supervisión inicial por parte del Supervisor de plantas	22,407.60
Total en dólares (USD)			47,407.60
Total en soles (S/)			73,945.08

- Gastos de fase constructiva

En esta fase se incluye las actividades o tareas para la construcción de las plantas de autogeneración evaluadas en el Capítulo 3: “Estudio Técnico”, acápite 3.7.2. “Costo técnicos” y la tabla 49.

- Implementación del sistema de gas natural 1
- Implementación del sistema de gas natural 2
- Implementación de los tres Motores Dresser Rand Siemens, de potencia 336 kW, 874 kW y 874 kW respectivamente.
- Implementación del sistema eléctrico de cada planta
- Obras civiles y arquitectura.
- Gestión de proyectos.
- Ingeniería, construcción y comisionamiento

En resumen, todas las actividades de la fase constructiva se engloban en el concepto “construcción del proyecto” que se describe en la tabla 49.

Tabla 49. Gastos de fase constructiva

Ítem	Concepto	Alcance	Monto (USD)
1	Construcción del proyecto	Implementación de las tres plantas de generación	2,500,000.00
Total en dólares (USD)			2,500,000.00
Total en soles (S/)			8,250,000.00

7.1.2. Impuesto general a las ventas en la fase pre-operativa y construcción

Como se mencionó en la sección del estudio legal, los servicios de educación que brinda la universidad no están afecta a la declaración del Impuesto General a las Ventas (IGV) por ser una entidad sin fines de lucro; sin embargo, sí se encuentran gravados aquellos servicios que se presta de forma empresarial, tales como servicios de alquiler de instalaciones, laboratorio, fotocopias, eventos de capacitación y otros.

El servicio de energía eléctrica dada por las tres plantas de autogeneración afecta a las operaciones gravadas y no grabadas con el IGV, por lo que se tiene derecho a utilizar el crédito fiscal del 18% consignado en los comprobantes de adquisición de bienes y servicios (recibo de electricidad), inversión del proyecto, recibos de gas natural; contra sus operaciones afectas al IGV (alquiler de instalaciones, laboratorio, fotocopias, etc.). De tener la asociación operaciones afectas e infectas o exoneradas el crédito fiscal se utilizará proporcionalmente (en prorrata) (Mateo, 2021).

Para la presente tesis, se realizará la evaluación del flujo de caja económico sin considerar los montos de IGV debido a que este será recuperado por las ventas gravadas que realiza la universidad, según lo mencionado en el párrafo anterior. Así también, de acuerdo con la entrevista realizada con el experto contable, estos montos no afectan de forma positiva ni negativa al flujo de caja económico (Mateo, 2021).

Cabe resaltar que el impuesto general a las ventas no afecta a los costos del grupo de actividades complementarias porque corresponden a remuneraciones del personal (supervisor).

7.1.3. Capital de trabajo

Las plantas térmicas de autogeneración solo requieren como insumos principales el aire y el gas natural. El primero insumo se considera un recurso inagotable y de fácil acceso. Respecto al segundo, y debido a que la universidad estará conectado al sistema de tuberías de gas natural de Lima y Callao, también se considera como insumo continuo sin necesidad de almacenamiento. Para el análisis del capital de trabajo, se debe tener las siguientes consideraciones:

- El gas natural no es inventariado y su consumo es continuo.
- Se utiliza el gas natural desde el primer día de operación.
- El gas natural es facturado mensualmente y pagado después de 15 días de facturado.
- La universidad actualmente realiza sus pagos mensuales de electricidad.
- La planta empieza a generar ahorros desde el primer mes de operación.
- El capital de trabajo requerido corresponde a un periodo mensual (primer mes de iniciada la operación).

De acuerdo con lo expuesto, se entiende que los costos de gas natural incurridos en la producción son transados en forma mensual, al igual que el producto final (energía) y que su costo como insumo no se considera dentro del primer mes que dura el capital de trabajo, ya que este es pagado en el segundo mes y cubierto con los ahorros efectivos generados por la planta obtenido al final del primer mes.

Así, se considera exclusivamente en el capital de trabajo requerido para estas plantas térmicas que se instalarán en la universidad los costos del Supervisor de Plantas Térmica y del contratista de operación durante el primer mes. El detalle se describe en la tabla 50.

Tabla 50. Capital de trabajo

Ítem	Descripción del capital de trabajo	Periodo (mes)	Monto (USD/mes)	Total (USD)
1	Gastos fijos relevantes de personal de la universidad (Supervisor de Plantas Térmicas)	1.00	1,867.30	1,867.30
2	Gastos fijos de contratista de operación	1.00	3,000.00	3,000.00

Ítem	Descripción del capital de trabajo	Periodo (mes)	Monto (USD/mes)	Total (USD)
Total en dólares (USD)				4,867.30
Total en soles (S/)				16,062.09

7.1.4. Cronograma de inversiones

El tiempo en que se realiza las inversiones para estas plantas térmicas se basa en solo un año, por lo tanto, el cronograma de inversiones se reduce al primer año con los montos analizados en el subcapítulo anterior.

7.2. Financiamiento

El financiamiento es una parte muy importante del análisis de prefactibilidad de proyectos de inversión para lo cual se requiere conocer las políticas de inversión de la universidad. Después de la investigación, se conoce que la este no requiere financiamiento externo para proyectos que estén por debajo de S/. 10,000,000.00 (diez millones de nuevos soles) (Rojas, 2018).

Desde esta perspectiva, este proyecto que tiene una inversión total de 8,482,867.31 soles (ocho millones cuatrocientos ochenta y dos mil ochocientos sesenta y siete nuevos soles con treinta y uno centavos de sol) no requeriría un financiamiento con un ente bancario o sistema financiero externo, ya que será solventado por la propia universidad (Rojas, 2018).

7.3. Presupuestos

Los presupuestos de ingresos y egresos se plantean en valores constantes. Los presupuestos son elaborados para un horizonte de análisis de ocho años de operación (2019 a 2027), siendo el año 2019, la inversión para el desarrollo del proyecto.

7.3.1. Presupuestos de ingresos

Los ingresos de las plantas de autogeneración son equivalentes a los ahorros en facturación eléctrica que tendría la universidad a lo largo del proyecto.

Dichos ingresos provienen principalmente de los ingresos en los que sería beneficiado la universidad por dos productos resultantes de la planta de autogeneración: potencia en hora punta y energía en hora punta. Siendo la energía un sub-producto de la potencia por el tiempo de duración de la hora pico (6 horas) durante los días del mes.

Como se mencionó en el capítulo 2: "Evaluación energética de la empresa", se tomará en cuenta la evaluación del ahorro en el horario de hora punta debido a que en este rango se registra los mayores picos de potencia máxima registrada, que serán cubiertas por la planta de autogeneración para que trabajen con mayor eficiencia.

Las tarifas en hora punta que aplican para calcular el presupuesto de ingresos han sido tomadas del contrato de Enel, según lo detalló en el capítulo 1: “Marco teórico legal”. Además, se debe tener en cuenta los costos de los peajes que son obtenidos de los recibos eléctricos reales de la universidad.

Es importante mencionar que los motores de las plantas 1 y 3 trabajarán a toda su capacidad (oferta) debido a que los picos de demanda proyectada registrado en potencia (kW) son mayores a la oferta dada por la planta de autogeneración, por lo que los motores cubrirán la demanda al 100% y la diferencia será cubierto por la red eléctrica. En el caso de la planta 2, se aprecia que en el año 2020 al año 2022 tendrá un mayor periodo de trabajo a carga parcial debido a los bajos picos de demanda proyectada en potencia (Kw)²².

El tipo de cambio utilizado para la proyección de los ingresos es 3.33 S/ dólar americano. Los detalles y cálculo de ingresos se muestran en la tabla 51.



²² Para más información, véase CAPITULO 3: ESTUDIO TÉCNICO, Acápite 1.1.3

Tabla 51: Presupuestos de ingresos (ahorros)

Descripción	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Oferta Planta 1	kW		336.00	336.00	336.00	336.00	336.00	336.00	336.00	336.00
Oferta Planta 2	kW		806.82	827.30	863.51	874.00	874.00	874.00	874.00	874.00
Oferta Planta 3	kW		874.00	874.00	874.00	874.00	874.00	874.00	874.00	874.00
Total Oferta Potencia	kW		2,016.82	2,037.30	2,073.51	2,084.00	2,084.00	2,084.00	2,084.00	2,084.00
Total Energía Consumida de la planta (6 horas al día)	kWh		4,416,835.80	4,461,687.00	4,540,986.90	4,563,960.00	4,563,960.00	4,563,960.00	4,563,960.00	4,563,960.00
Precio de Potencia en Hora Punta Generación.	S/ kW-mes		20.90	20.90	20.90	20.90	20.90	20.90	20.90	20.90
Peaje de Conexión Sistema Principal de Transmisión	S/ kW-mes		33.06	33.06	33.06	33.06	33.06	33.06	33.06	33.06
Peaje de Distribución Potencia Horas Punta	S/ kW-mes		9.78	9.78	9.78	9.78	9.78	9.78	9.78	9.78
Total Precio de Potencia en Hora Punta	S/ kW-mes		63.74	63.74	63.74	63.74	63.74	63.74	63.74	63.74
Precio de Energía en Hora Punta Generación.	S/ kW-h		0.0897	0.0897	0.1104	0.1104	0.1104	0.1104	0.1104	0.1104
Peaje de Transmisión de Energía en horas punta	S/ kW-h		0.0280	0.0280	0.0280	0.0280	0.0280	0.0280	0.0280	0.0280
Total Precio de Energía en Hora Punta	S/ kW-h		0.1177	0.1177	0.1384	0.1384	0.1384	0.1384	0.1384	0.1384
Presupuesto de Ingresos (Ahorros de energía)										
Ingresos por potencia	S/		1,542,673.69	1,558,338.92	1,586,036.09	1,594,059.94	1,594,059.94	1,594,059.94	1,594,059.94	1,594,059.94
Ingresos por energía	S/		519,857.16	525,136.10	628,468.05	631,647.50	631,647.50	631,647.50	631,647.50	631,647.50
Monto total del ahorro de energía de las plantas según Enel sin IGV	S/		2,062,530.84	2,083,475.02	2,214,504.14	2,225,707.44	2,225,707.44	2,225,707.44	2,225,707.44	2,225,707.44

(*) El tipo de cambio utilizado es 3.3 S/dólar

7.3.2. Presupuestos de egresos

Los egresos de la planta de autogeneración se dividen en costos variables y fijos. Los costos variables son el consumo de gas natural y los costos de mantenimiento, ambos varían en función de la energía que producen. Dentro de los costos fijos se detalla los siguientes: programa anual de monitoreo; gastos de operación que incluye a los contratistas de operación; y la contratación del Supervisor de Plantas Térmicas por la universidad. Los detalles se muestran en la tabla 52.

Tabla 52: Presupuestos de egresos

Gastos	Unidad	Valor
Gastos variables		
Mantenimiento Variable	USD/MWh	9.5
Consumos de gas	USD/MM BTU	3.22
Gastos Fijos		
Estudio de la calidad de aire y ruido	USD	1,419.88
Gastos Fijos de Operación (contratista de operación)	USD	36,000.00
Personal de la Universidad (Supervisor)	USD	22,407.60

Por otro lado, la potencia de ingreso necesario para el funcionamiento de cada planta de autogeneración es suministrada por el gas natural. Para calcular la potencia de ingreso, se utiliza la eficiencia de cada motor que se define como la relación que existe entre la potencia de salida (oferta) y la potencia de entrada (dada por el gas natural) (Roelof Timmer, 2007), en este caso la eficiencia de los motores es de 37%.

El tipo de cambio utilizado para la proyección de los ingresos es 3.33 S/ dólar americano. Los detalles y cálculo de egresos se muestran en la tabla 53.

En la gráfica 24 se muestran los presupuestos de ingresos con respecto a los egresos totales desde el año 2020 al año 2027, se observa que el presupuesto de ingresos es mayor a los egresos debido a los ahorros significativos generados en el pago de energía eléctrica.

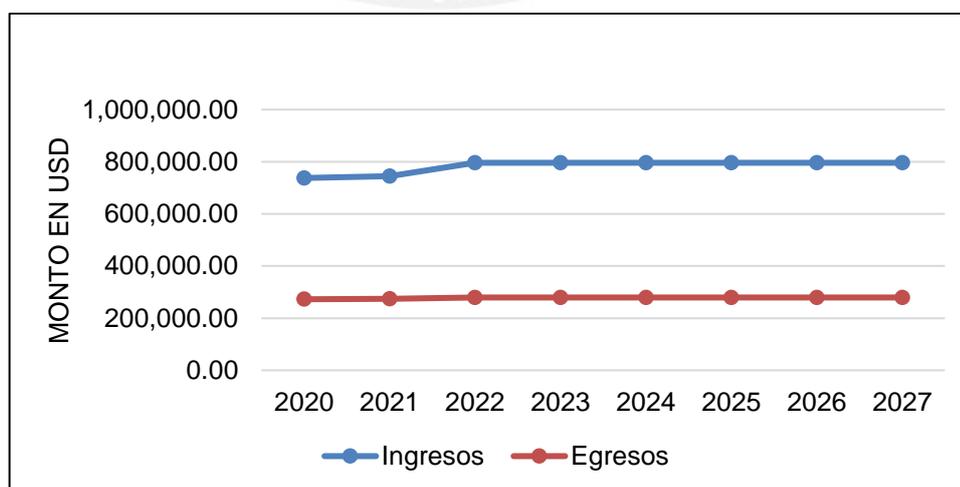


Gráfico 24. Presupuesto de egresos e ingresos

Tabla 53: Presupuesto de egresos

Descripción	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Potencia de ingreso Planta 1	kW		908.11	908.11	908.11	908.11	908.11	908.11	908.11	908.11
Potencia de ingreso Planta 2	kW		2,180.59	2,235.95	2,333.81	2,362.16	2,362.16	2,362.16	2,362.16	2,362.16
Potencia de ingreso Planta 3	kW		2,362.16	2,362.16	2,362.16	2,362.16	2,362.16	2,362.16	2,362.16	2,362.16
Total Potencia de Ingreso	KW		5,450.86	5,506.22	5,604.08	5,632.43	5,632.43	5,632.43	5,632.43	5,632.43
Energía de ingreso total	kW-h		11,937,394.05	12,058,613.51	12,272,937.57	12,335,027.03	12,335,027.03	12,335,027.03	12,335,027.03	12,335,027.03
Energía de ingreso total en MM BTU	MM BTU		40,730.39	41,143.99	41,875.26	42,087.11	42,087.11	42,087.11	42,087.11	42,087.11
Presupuesto de Egresos										
Gastos Variable										
Mantenimiento Variable (9.5 USD/MWh)	S/		139,726.60	141,145.47	143,654.12	144,380.87	144,380.87	144,380.87	144,380.87	144,380.87
Consumos de gas (3.22 USD/MM BTU)	S/		436,735.66	441,170.54	449,011.69	451,283.27	451,283.27	451,283.27	451,283.27	451,283.27
Gastos Fijos										
Estudio de la calidad de aire y ruido	S/		4,728.20	4,728.20	4,728.20	4,728.20	4,728.20	4,728.20	4,728.20	4,728.20
Gastos Fijos de Operación (contratista de operación)	S/		119,880.00	119,880.00	119,880.00	119,880.00	119,880.00	119,880.00	119,880.00	119,880.00
Personal de la Universidad (Supervisor)	S/		74,617.31	74,617.31	74,617.31	74,617.31	74,617.31	74,617.31	74,617.31	74,617.31
Total Egresos	S/		775,687.77	781,541.52	791,891.32	794,889.65	794,889.65	794,889.65	794,889.65	794,889.65

7.3.3. Depreciación

La depreciación de los activos fijos se realiza en forma lineal, de acuerdo con las recomendaciones dadas por la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT). La vida útil de los motores es dada por los fabricantes según la tabla 54:

Tabla 54: Vida útil de los Motores Dresser Rand

Tecnología	Vida útil
Motores Dresser Rand Siemens	20

Fuente: (López, 2018)

Con respecto a los otros bienes, se asume depreciación lineal de ocho años debido a la duración del proyecto, ya que posterior a ello, los activos no podrían ser vendidos o recuperados. Los bienes mencionados son los siguientes:

- Sistema de gas natural 1
- Sistema de gas natural 2
- Sistema eléctrico
- Obras civiles

Por otro lado, la tasa impositiva utilizada para el cálculo del valor residual es de 37%. En la tabla 55, se detalla el cálculo de la depreciación.

Tabla 55: Cálculo de la depreciación

Descripción	Cantidad	Costo unitario (USD)	Vida útil (años)	Depreciación anual (USD)	Depreciación acumulada (USD)	Valor en libros (USD)	Porcentaje de reventa	Valor de venta (USD)	Valor residual (USD)
Sistema de gas natural 1	1.00	160,000.00	8.00	20,000.00	160,000.00	0.00	0.0%	0.00	0.00
Sistema de gas natural 2	1.00	75,000.00	8.00	9,375.00	75,000.00	0.00	0.0%	0.00	0.00
Motogenerador 1	1.00	250,000.00	20.00	12,500.00	100,000.00	150,000.00	60.0%	150,000.00	150,000.00
Motogeneradores 2 y 3	2.00	1,000,000.00	20.00	50,000.00	400,000.00	600,000.00	60.0%	600,000.00	600,000.00
Sistema eléctrico	1.00	240,000.00	8.00	30,000.00	240,000.00	0.00	0.0%	0.00	0.00
Obras civiles	1.00	75,000.00	8.00	9,375.00	75,000.00	0.00	0.0%	0.00	0.00
Total depreciación anual (USD)				131,250.00	Total de valor residual en dólares				750,000.00
Total de depreciación en soles				437,062.5	Total de valor de venta en soles				2,497,500.00

7.3.4. Punto de equilibrio

Para poder determinar el punto de equilibrio es importante mencionar que la variable que afecta tanto los ingresos como los egresos es la potencia suministrada de la planta en kW. Se evaluará cuál es la cantidad de potencia en KW requerida en la planta de autogeneración para que los egresos sean igual a los ingresos. Con este fin, la metodología para obtener el punto de equilibrio es la siguiente:

- La variable que representará el eje X en el gráfico 25 es el porcentaje de potencia entregada por las tres plantas.
- La variable Y en la gráfica es la división entre los ingresos y egresos totales de la planta.
- Tomando porcentajes de carga de 0% a 100% se dibujará la ecuación del polinomio ingreso/egresos basados en el porcentaje de carga despachada. Con los puntos trazados se hallará la ecuación que ajusta los puntos graficados.
- Finalmente, para obtener el punto de equilibrio se trazará una línea vertical en punto en donde “Y=1” y se halla el porcentaje de carga de las plantas térmicas.

En conclusión, el punto de equilibrio matemático del proyecto es con una carga a 13% (262.2 kW). Físicamente, esto solo se lograría con los motores de 874 kW apagados y el motor de 336 kW al 80% de su carga. Por lo antes mencionado, se podría asegurar que mientras los motores están en funcionamiento los ahorros (ingresos) serán superiores a los egresos.

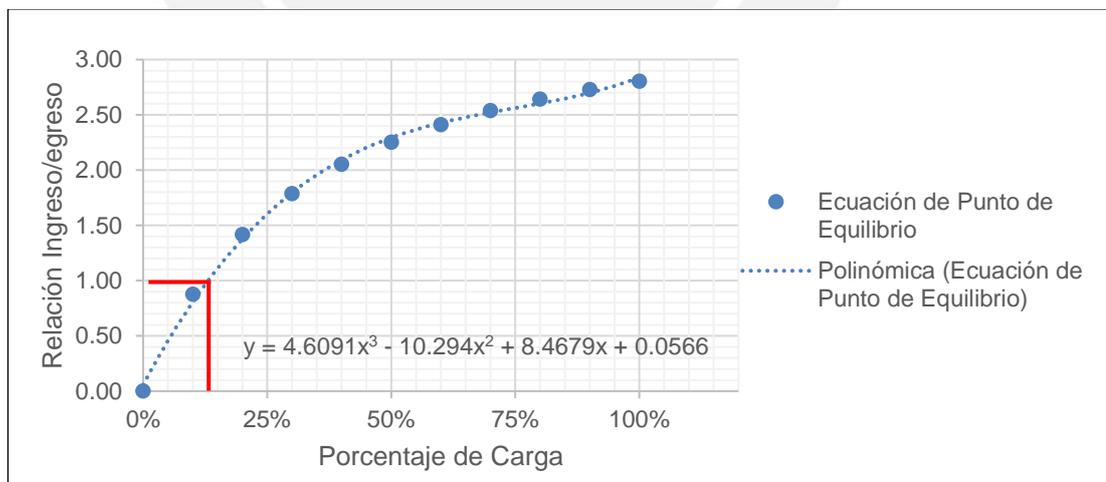


Gráfico 25. Ecuación de punto de equilibrio

7.4. Estados financieros proyectados

Los estados financieros del proyecto se analizaron tomando en cuenta los siguientes puntos:

- El impuesto a la renta es de 0% al ser una entidad sin fines de lucro. De acuerdo a lo detallado en el inciso b) del Artículo 19° de la Ley de Impuesto a la Renta vigente hasta el 31 de diciembre del 2018 (Castillo, 2018).
- Sobre el impuesto general de las ventas es importante mencionar que según el inciso g) del Artículo 2 de la Ley del Impuesto General de las Ventas, las entidades sin fines de lucro no se ven afectas al IGV por importaciones de bienes y prestaciones de servicios para sus fines propios.
- El tiempo de implementación del proyecto es de un año y será realizado en el año 2019 y el tiempo de vida del proyecto es de ocho años, que empieza desde el año 2020 al 2027.
- El ingreso sin IGV, como se detalló en la sección 7.3.1, será el ahorro anual que brinda el proyecto a la universidad por no pagar el importe de potencia y energía en hora punta al distribuidor Enel. Este será calculado en base a la tarifa del contrato de suministro entre la universidad y Enel que actualmente está vigente.

7.4.1. Estado de ganancias y pérdidas

En la tabla 56 se muestra de forma resumida el EGP anual proyectado, donde se observa que en todos los años la utilidad bruta, la utilidad operativa, y la utilidad neta no apalancada es positiva. Cabe resaltar, que se obtuvo la utilidad neta no apalancada porque la inversión no se financió con fondos externos de acuerdo con la política de la universidad. Así también se estimó un tipo de cambio de 3.33 soles por dólar americano para los años de proyección.

Tabla 56: Estado de ganancias y pérdidas

Descripción	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total de Ahorro	S/	0.00	2,062,530.84	2,083,475.02	2,214,504.14	2,225,707.44	2,225,707.44	2,225,707.44	2,225,707.44	2,225,707.44
Total de Egresos	S/	0.00	775,687.77	781,541.52	791,891.32	794,889.65	794,889.65	794,889.65	794,889.65	794,889.65
Utilidad Bruta	S/	0.00	1,286,843.07	1,301,933.50	1,422,612.82	1,430,817.78	1,430,817.78	1,430,817.78	1,430,817.78	1,430,817.78
Gastos Administrativos Nuevos	S/	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gastos de Ventas	S/	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Depreciación	S/	0.00	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50
Utilidad Operativa	S/	0.00	849,780.57	864,871.00	985,550.32	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28
Gastos Financieros Netos	S/	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad Antes de Intereses e Impuestos	S/	0.00	849,780.57	864,871.00	985,550.32	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28
Ingresos por intereses (gastos)	S/	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad Antes de Impuestos	S/	0.00	849,780.57	864,871.00	985,550.32	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28
Impuesto a la Renta (0%)	S/	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Utilidad Neta no apalancada	S/	0.00	849,780.57	864,871.00	985,550.32	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28

El gráfico 26 muestra los cuatro parámetros principales del estado de ganancias y pérdidas: (i) ingresos con IGV (Ahorros), (ii) egresos variables y fijos sin IGV, (iii) utilidad bruta y (iv) la utilidad neta no apalancada.

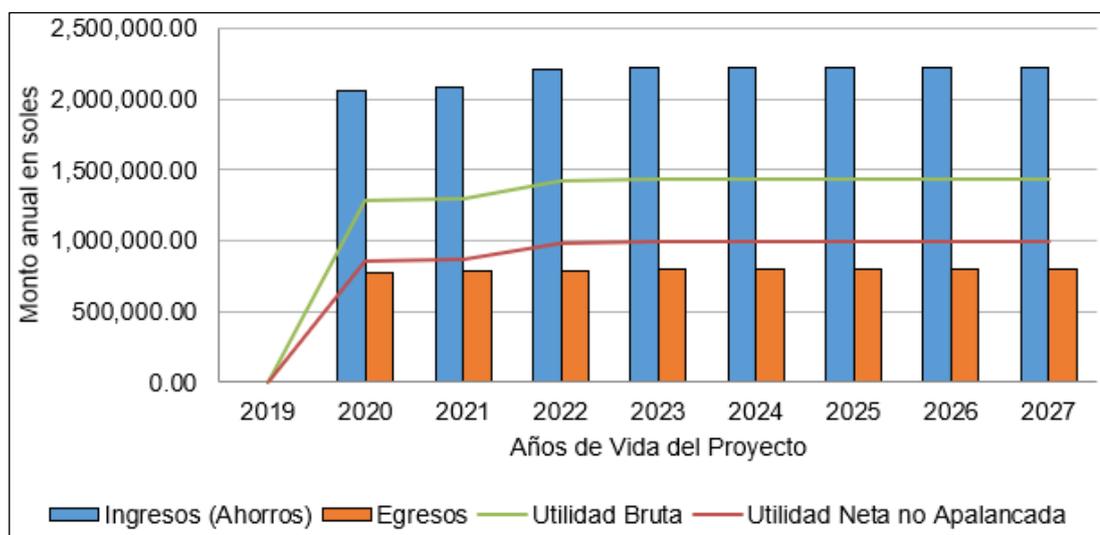


Gráfico 26. Estado de ganancias y pérdidas

A modo de conclusión se indica que, a lo largo de toda la operación, el EGP es positivo y genera recursos económicos, tanto para sí misma, como para sus accionistas.

7.4.2. Flujo de caja

Se puede apreciar en la tabla 57 que tanto el flujo de caja operativo como el económico se muestran estables y con valores positivos. Cabe resaltar que el flujo de caja operativo es numéricamente igual a la utilidad bruta, debido a que la universidad no está afecto a impuesto a la renta, no hay gastos administrativos, gastos de ventas ni gastos financieros netos.

Tabla 57 Flujo de Caja Operativo y Económico (en soles)

Descripción	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Utilidad neta no apalancada	0.00	849,780.57	864,871.00	985,550.32	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28	993,755.28
Depreciación	0.00	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50	437,062.50
Flujo de caja operativo	0.00	1,286,843.07	1,301,933.50	1,422,612.82	1,430,817.78	1,430,817.78	1,430,817.78	1,430,817.78	1,430,817.78
Capital de Trabajo	-16,208.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Recuperación Capital Trabajo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16,208.11
Inversión	-8,482,867.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Liquidación de activos fijos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2,497,500.00
Flujo de caja económico	-8,499,075.42	1,286,843.07	1,301,933.50	1,422,612.82	1,430,817.78	1,430,817.78	1,430,817.78	1,430,817.78	3,944,525.89
Flujo de caja descontado	-8,499,075.42	1,225,564.83	1,180,892.06	1,228,906.44	1,177,137.33	1,121,083.17	1,067,698.26	1,016,855.49	2,669,810.39



Por otro lado, en el gráfico 27: flujo de caja operativo y económico se muestra un ingreso elevado para el final del proyecto. Esto es debido a que el último año se cierra las operaciones del proyecto y se venden los equipos de generación solo afectados por la depreciación.

Debido a que este es un proyecto de ahorros, el flujo de caja económico es el que muestra los ahorros que podría obtener la universidad con la implementación de este proyecto de planta térmica para trabajo en hora punta.

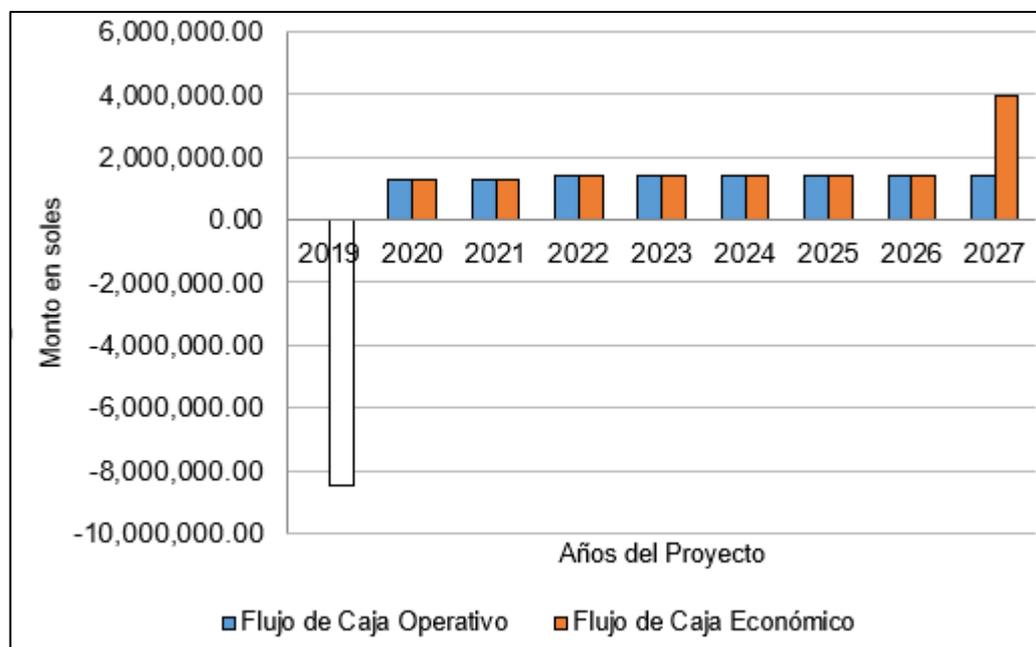


Gráfico 27. Flujo de Caja Operativo y Económico

7.5. Evaluación económico-financiera

7.5.1. Costo de Oportunidad del Capital

El costo de oportunidad desde el enfoque económico toma el concepto de que los recursos son escasos y en su mayoría de ocasiones pueden ser usados en diferentes escenarios. De esta manera, el costo de oportunidad se resume en lo que se dejaría de percibir en usar un determinado recurso para fabricar un bien y renunciar a otro (Marzo, 2021).

La implementación de una planta térmica y la producción de energía no son parte de las actividades usuales de la universidad y tampoco es un proyecto de energía propiamente que permita usar el Costo de Oportunidad de Capital (COK) del sector. Por ese motivo se realizó la consulta del porcentaje de costo de oportunidad del capital mínimo para una inversión de la Universidad al Magister Wolfgang Rojas, director adjunto de Operaciones de la Gerencia de Dirección de Administración y Finanzas. La respuesta del ingeniero fue que la tasa mínima que la Universidad buscaría obtener es de 5% anual.

7.5.2. Indicadores de rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad que se analizarán para ver la viabilidad de este proyecto son: tasa interna de retorno económico, tasa interna de retorno económico e índice de rentabilidad.

Tabla 58. Indicadores de rentabilidad.

Indicador	Económico
Tasa Interna de Retorno Económico	10.18%
Valor Actual Neto Económico	S/ 2,188,872.55
Índice de Rentabilidad	1.26

Como se puede apreciar en la tabla 58, muestra que el TIRE del proyecto es 10.18% por encima del costo de oportunidad requerido por la universidad para realizar la inversión. Esto también lo podemos comprobar al calcular el valor actual neto económico cuyo monto asciende a S/ 2,188,872.55 (dos millones ciento ochenta y ocho mil ochocientos setenta y dos con cincuenta y cinco centavos de sol) valor positivo.

El índice de rentabilidad indica la ganancia que se obtendría por cada unidad invertida, por ejemplo, soles. Para este caso, lo que podemos interpretar es que por cada sol invertido se recibiría 1.26 soles de ganancia.

Finalmente, los indicadores del proyecto mostrados son superiores a los requeridos por la universidad por lo que podría ser una opción real de inversión para generar ahorros a la casa de estudios.

7.5.3. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad se realizará en base a las variables que pueden ser de mayor impacto para el análisis económico del proyecto. Es así como dentro de las variables que se analizarán está: (i) inversión del proyecto y (ii) el precio del gas por unidad de energía entregado.

Tomando en cuenta estas dos variables se plantean 9 escenarios, en donde la inversión del proyecto varíe en un +/-15% y el precio del gas varíe en un +/-15% del valor inicial.

- (i) Escenario 1: Precio del gas disminuye en un 15% y la inversión disminuye en un 15%.
- (ii) Escenario 2: Precio del gas disminuye en un 15% y la inversión está al 100%.
- (iii) Escenario 3: Precio del gas disminuye en un 15% y la inversión aumenta en un 15%.

- (iv) Escenario 4: Precio del gas no es afectado y la inversión disminuye en un 15%.
- (v) Escenario 5: Precio del gas no es afectado y la inversión está al 100%.
- (vi) Escenario 6: Precio del gas no es afectado y la inversión aumenta en un 15%.
- (vii) Escenario 7: Precio del gas aumenta en un 15% y la inversión disminuye en un 15%.
- (viii) Escenario 8: Precio del gas aumenta en un 15% y la inversión esta al 100%.
- (ix) Escenario 9: Precio del gas aumenta en un 15% y la inversión aumenta en un 15%.

Un hecho importante en este análisis es conocer cómo impacta el proyecto frente a un cambio de alguno de los valores significativos. Como resultado se puede concluir que a partir del escenario 9, cuando el precio del gas aumenta en un 15% y la inversión aumenta en un 15% en Valor Actual Neto Económico tiene un valor negativo de S/ -654,781.80 y el TIR tiene un valor de 3.67% menor que el Costo de Oportunidad, lo que hace que el proyecto no sea viable. Los resultados se encuentran en la tabla 59: Análisis de Sensibilidad: Indicadores de rentabilidad.

Tabla 59: Análisis de Sensibilidad: Indicadores de rentabilidad.

Escenarios	VANE	TIR
Escenario 1	5,032,526.91	19.58%
Escenario 2	2,911,810.08	11.83%
Escenario 3	791,093.25	6.58%
Escenario 4	4,309,589.38	17.58%
Escenario 5	2,188,872.55	10.18%
Escenario 6	68,155.72	5.14%
Escenario 7	3,586,651.85	15.55%
Escenario 8	1,465,935.03	8.50%
Escenario 9	-654,781.80	3.67%

El gráfico 28 muestra que para los escenarios uno hasta el ocho el TIR es superior al 5% de Costo de la Oportunidad requerido por la universidad. También se puede apreciar que los Valores Actuales Netos Económicos son todos positivos siendo el más bajo el escenario seis debido a que las dos modificaciones de las variables significativas afectan el proyecto de manera negativa; aun así, el proyecto seguiría generando ahorros a la universidad.

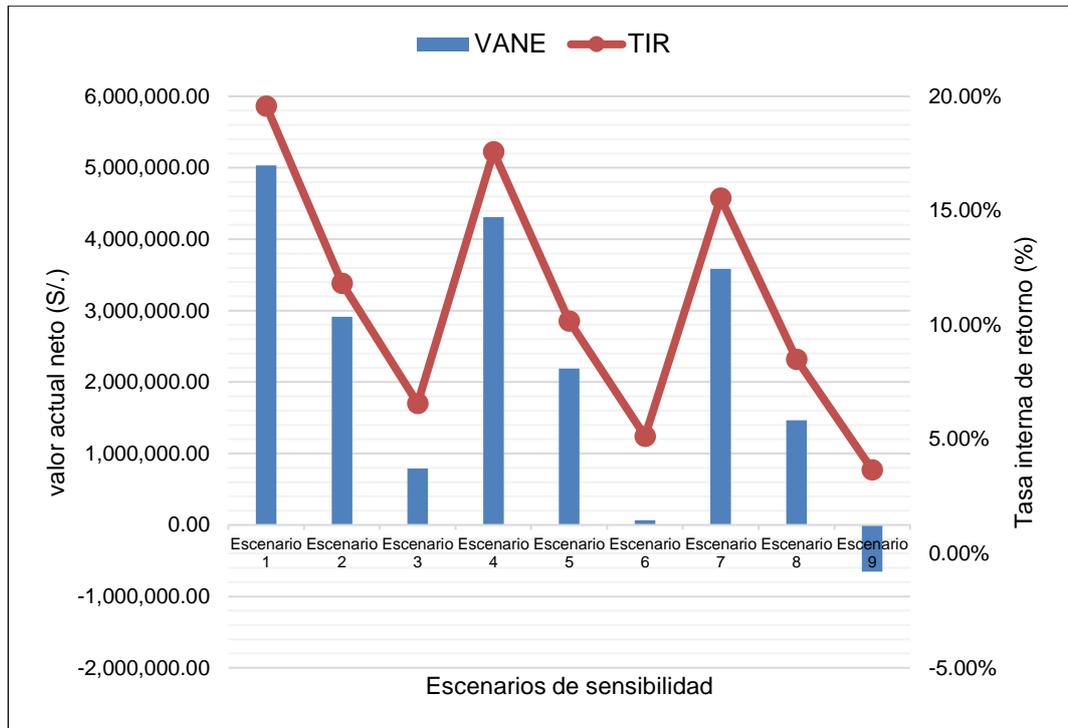


Gráfico 28: Análisis de sensibilidad



CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo final se desarrollarán las conclusiones y recomendaciones tras el desarrollo del análisis realizado para la ejecución de esta tesis.

8.1. Conclusiones

Las conclusiones después de desarrollar el estudio por completo son las siguientes:

El mercado energético en el país es competitivo desde el año 1992 con la introducción de la N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” el cual busca mejorar el sistema eléctrico dividiendo las actividades principales de generación, transporte, distribución y comercialización del sistema nacional. Los clientes libres, también definidos luego de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, pueden negociar directamente sus contratos con los generadores o distribuidores lo cual crea un sistema de competencia que busca precios óptimos, competitivos y, por defecto, tecnologías de generación eficientes los cuales incluyen las plantas convencionales (térmicas y grandes hidroeléctricas) y las de fuentes renovables (Eólica, Solar Fotovoltaica y pequeñas centrales hidroeléctricas). Esto beneficia a los clientes libres y al país en general.

El inicio de operaciones para las extracciones de gas natural de los pozos de Camisea inició oficialmente en agosto del 2004, este fue un punto de quiebre para el mercado energético en el país; ya que la tecnología de centrales termoeléctricas empezó a tomar un rol muy importante en el país hasta llegar a ser el día de hoy alrededor del 50% del parque de generación total. Esto complementa a la Ley de Concesiones Eléctrica para mejorar el parque energético nacional.

La Universidad cuenta con un sistema de abastecimiento con diferentes conexiones de energía eléctrica, en el campus universitario existen 3 suministros que alimentan a la Universidad y estos a su vez alimentan a cada uno de los edificios de la Universidad de manera interna.

La capacidad nominal de la planta está basada en (i) demanda histórica actual y (ii) demanda histórica futura, (iii) tecnología a utilizar y (iv) Método de generación, estos son análisis de suma importancia para determinar correctamente las características de la planta de autogeneración el cual es uno de los objetivos de la presente tesis. Las dos primeras demandas mencionadas fueron otorgadas por el personal de la Universidad; mientras que el último se proyectó con el método de Series de Tiempos debido a que la demanda responde a un comportamiento cíclico anual y con una proyección creciente.

Del análisis de demanda requerida para la generación se desprende los requerimientos energéticos, estos deben de ser contrastados con las tecnologías existentes. Dichas tecnologías para generación de plantas pequeñas están limitadas por la capacidad disponible y cantidad de recursos para la generación. Es así que la tecnología seleccionada para las plantas de generación son los motores de

combustión interna de la marca Dresser Rand – Siemens con una capacidad de 336 kW la primera planta y 874 kW las otras dos plantas.

El análisis para la ubicación y tamaño de las plantas fueron realizados con la base de que las plantas térmicas deben de estar ubicadas cerca a sus puntos de conexión en cada una de las subestaciones de suministros. Dentro del análisis se corroboró que existen áreas disponibles aledañas a las subestaciones con dimensiones suficientes para albergar a cada una de las plantas térmicas de 160 metros cuadrados (20 x 8 metros). Para la elección de la ubicación de la planta se utilizó la herramienta de Método de Ponderación enseñado en la carrera universitaria.

Del Estudio Ambiental se concluye que debido a que el proyecto no alcanza niveles mayores de cambios en la Universidad no se realiza un Estudio de Impacto Ambiental, pero si se evalúa los cambios en el Plan de Manejo Ambiental. Se desprende que la factibilidad ambiental es posible con algunos gastos en la fase pre-operativa y fase de operación.

El estudio legal también indica que el proyecto es viable con costos de trámites, solicitud de permisos y la contratación del Supervisor de Plantas Térmicas que brindará soporte técnico-administrativo durante las primeras fases del proyecto: pre-operativa y construcción.

El estudio financiero muestra que el proyecto es viable para ser implementado. Los indicadores de rentabilidad del proyecto cuantifican la viabilidad del proyecto: La tasa interna de retorno económico (10.18%) ha superado en 5.18% el costo de capital requerido (5%) por la universidad. El valor actual neto económico es positivo y con un valor de s/ 2,188,872.55 soles el cual ratifica que el proyecto es viable. El índice de rentabilidad es 1.26, mayor a 1; por lo tanto, se interpreta que por cada dólar invertido retornarán 1.26 soles.

Finalmente, la viabilidad del proyecto se da debido a que el costo total de generación con la planta térmica de autogeneración es menor que el costo de la energía de la red el cual incluye: Costos de generación de las centrales térmicas grandes, peajes de transmisión y peajes de distribución.

8.2. Recomendaciones

Basados en los resultados del análisis de la presente tesis se recomienda que se implemente las 3 plantas térmicas de autogeneración de potencias: 336 kW, 874 kW y 874 kW en el campus universitario con el fin de generar ahorros sobre los costos operativos actuales de la Universidad.

Así también se recomienda que se realice un análisis en el horario conocido como fuera de hora punta, ya que se podría tener un rango de ahorros similares a los analizados en la presente tesis porque la tarifa vigente que tiene la universidad es la misma en hora punta y fuera de ella.

BIBLIOGRAFÍA

- Baca, U. (2013). Evaluación de Proyecto. 7ma. Edición. En U. Baca. México. McGrawHill.
- Bassols Energía. (22 de Julio de 2018). *Tarifas eléctricas*. Obtenido de Tarifas eléctricas: <https://www.bassolsenergia.com/es/blog/>
- BENZA Energy Solutions. (8 de Junio de 2017). *Sistema de grupos "Black Start" para Aconcagua*. Obtenido de BENZA Web Site: <http://benzaenergia.com/proyectos/black-start-aconcagua-chile/>
- Bonifaz, J. L. (2001). *Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social.
- Cálidda. (29 de Abril de 2018). *Cálidda: El Gas natural del Perú*. Obtenido de Cálidda: El Gas natural del Perú: <https://www.calidda.com.pe/gas-natural/Paginas/Que-es-el-Gas-Natural%E2%80%8B%E2%80%8B.aspx#seccion>
- CASSMA Consultores. (22 de Octubre de 2018). *Plan de Manejo Ambiental*. Obtenido de CASSMA Consultores Web Site: <http://www.cassmaconsultores.com/plan-de-manejo-ambiental-pma/>
- Castillo, J. P. (12 de Noviembre de 2018). *Declaración jurada informativa Reporte país por país correspondiente al ejercicio*. Obtenido de Desarrollo de temas tributarios y últimas modificaciones normativas: <http://blog.pucp.edu.pe/blog/jennyspacetaxsystem/>
- CESEL Ingenieros. (22 de Octubre de 2004). *Estudio de Impacto Ambiental*. Obtenido de CESEL Ingenieros Web Site: <http://www.cesel.com.pe/>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES]. (30 de Abril de 2018). *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional*. Obtenido de Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional : <http://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>
- Diario Oficial el Peruano. (08 de Junio de 1995). Ley de la Industria Eléctrica N°12378. *Ley de la Industria Eléctrica N°12378*, pág. 256.
- El Comercio- EC. (20 de Setiembre de 2017). *El Comercio Económica*. Obtenido de El Comercio Web: <https://elcomercio.pe/economia/peru/peru-empresas-generaron-mayor-energia-electrica-julio-noticia-459653?foto=1>
- Electroperú. (17 de Mayo de 2018). *Electroperú: La energía de los peruanos*. Obtenido de Nuestra historia: <http://www.electroperu.com.pe/ElectroWebPublica/PaginaExterna.aspx?id=8&modo=submenu&idioma=ESPANOL#>

- ENEL Distribución Perú S.A.A. (2017). *Contrato de Suministro de Energía Eléctrica*. Lima: ENEL.
- Energía & Negocios. (16 de Noviembre de 2018). *Energía & Negocios Web Site*. Obtenido de Cambios eléctricos, el editorial de El Comercio: <https://revistaenergiaynegocios.com/?s=general+electric>
- Energiza.org. (2011). *Turbinas de vapor*. Madrid: Renovetec.
- Espinoza. (2000). *CAMISEA: Impacto en el Sector Energético*. OSINERGMIN. Obtenido de http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/CAMISEA_Impacto_Sector_Energetico.pdf
- Fernandez, J. F. (2009). *Ciclo Brayton Turbina a Gas*. Mendoza: Editorias de la Universidad Tecnológica Nacional.
- Ferreyros. (15 de Junio de 2018). *Ferreyros Web Site*. Obtenido de Turbinas: <https://www.ferreyros.com.pe/es/index.php>
- Flavio Humberto Fernández Morales. (2014). Monitoreo de las variables eléctricas relacionadas con un generador trifásico. *Ingeniería y Tecnología*, 314-321.
- General Electric. (15 de Junio de 2018). *General Electric*. Obtenido de Gas-Turbines: <https://www.ge.com/power/gas/gas-turbines>
- GENERS. (17 de Junio de 2018). *GENERES Web Site*. Obtenido de Minería y Energía: <https://gerens.pe/blog/desafios-de-la-regulacion-para-la-masificacion-del-gas-natural/>
- Gestión. (23 de Noviembre de 2018). *Diario Gestion*. Obtenido de <https://gestion.pe/tendencias/management-empleo/le-cuesta-empresa-contratar-trabajador-regimen-general-142067>
- Gil Guevara, V. D. (2019). Pronóstico de la demanda mensual. *Revista EIA*, 112-120.
- Guzmán, F. M. (2016). *Centrales de Generación basadas en motores de interna de doble combustible y su aplicación en el sector industrial*. Chile: Universidad Técnica Federico Santa María.
- Instituto Nacional de Defensa Civil . (2014). *Proyecto de Reglamento de la Ley N° 28551*. Lima: INDECI.
- Intergovernmental Panel on Climate Change . (2011). *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*. Abu Dhabi: National Geographic.
- Jácome, J. S. (30 de 05 de 2013). *OSINERGMIN*. Obtenido de OSINERGMIN.
- Laub Benavides. (2011). Estructura del Negocio del Gas Natural en el Perú. *Derecho y Sociedad*, 36.

- Levy, A. &. (2003). *Perú: Análisis del Sector Eléctrico*. Caracas: Corporación Andina de Fomento.
- López, A. (25 de 09 de 2018). Sales expert engineering. (Y. Monteverde, Entrevistador)
- Lostanau, L. M. (2007). Calderas y Turbinas de Vapor para la Generación eléctrica . *Electrónica-UNMS*, 19-26.
- Marzo, J. B. (18 de Agosto de 2021). *Reseña de Finanzas Corporativas Panorama Socioeconómico*. Obtenido de Reseña de Finanzas Corporativas Panorama Socioeconómico: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=39903609>
- Mateo, K. M. (18 de Agosto de 2021). Impuesto general a las ventas en asociaciones sin fines de lucro. (Y. M. Corillo, Entrevistador)
- Ministeria de agricultura y riego [MINAGRI]. (17 de Mayo de 2018). *Recurso energético:Ministerio de Agricultura*. Obtenido de Ministerio de agricultura Web site: <http://minagri.gob.pe/portal/45-sector-agrario/recurso-energetico/342-la-energia-electrica>
- Ministerio de Economía y Finanzas [MEF]. (18 de Noviembre de 2018). *Acerca del Ministerio*. Obtenido de Definiciones: <https://www.mef.gob.pe/es/definiciones-sp-29334>
- Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Anuario Estadístico de Electricidad 2016*. Lima: Dirección General de Electricidad.
- Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo [MTPE]. (2014). *Derechos laborales de los trabajadores*. Lima: Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2014). *Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables No convencionales en el Perú*. Lima: Publicacion de Gerencia Adjunta de Regulacion Tarifaria.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2015). *La industria de hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2016). *Participacion de las empresas en el Mercado del Sistema electrico 2016*. Lima: OSINERMIN.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2017). *La Industria del Gas Natrual en el Perú*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2018). *Fundamentos técnicos y económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: OSINERGMIN.
- Parias, R. (21 de junio de 2017). Coordinador Sección Mantenimiento Correctivo. (Y. M. Corillo, Entrevistador)

- Pontificia Universidad Católica del Perú. (2015). *Estatuto de la Pontificia Universidad Católica del Perú*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Pontificia Universidad Católica del Perú. (26 de Mayo de 2018). *Nuestra universidad*. Obtenido de Fundacion: <http://www.pucp.edu.pe/la-universidad/nuestra-universidad/historia/origenes/>
- Publimetro. (23 de Noviembre de 2018). *Diario Publimetro*. Obtenido de <https://publimetro.pe/vida-estilo/noticia-cuanto-ganan-los-jovenes-profesionales-mejor-pagados-del-Peru-medicos-ingenieros-nnda-nnlt-86039/20>
- Quiñonez Espinoza, L. (13 de Junio de 2018). *La Revista del Gas Natural*. Obtenido de Las Tarifas de Distribución de Gas Natural en el Perú Marco Conceptual: http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/41.pdf
- Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta, DS 122-94-EF (Ministerio de Economía y Finanzas 22 de Mayo de 2018).
- Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, DECRETO SUPREMO Nº 022-2009-EM (El Tribunal Supremo 16 de Abril de 2009).
- Roelof Timmer. (2007). Eficiencia de motores. *Revista ABB*, 81-84.
- Rojas, W. (23 de Mayo de 2018). Unidades de mayor consumo energetico. (Y. M. Corillo, Entrevistador)
- Santivañez, R. (1997). Mercado Eléctrico Peruano: Principios y Mecanismos de Operación y Sistemas de Precios. *THEMIS*, 111-128.
- Segura, J. L. (29 de Abril de 2018). *GESTIÓN*. Obtenido de La conversion del Perú al gas natural de Camisea: <https://gestion.pe/economia/conversion-peru-gas-natural-camisea-87725>
- Siemens. (15 de Junio de 2018). *Siemens Web*. Obtenido de Energias convencionales: <https://www.energy.siemens.com/co/es/energias-convencionales/turbinas-de-vapor>
- Sociedad Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones sostenibles [SENACE]. (22 de Mayo de 2018). *SENACE*. Obtenido de SENACE: <https://www.gob.pe/senace>
- Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía [SNMPE]. (2010). *Informe quincenal de la Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía: Potencia Instalada, Efectiva y Firme*. Lima: SNMPE.
- SUNAT. (24 de Mayo de 2018). *SUNAT índice y tasas*. Obtenido de <http://www.sunat.gob.pe/indicestasa/ipm.html>

SUSTANT Consultoría e ingeniería. (31 de Agosto de 2021). *SUSTANT Consultoría e ingeniería*. Obtenido de Actualización de IGAs obligatorio cada 5 años: <http://www.sustantperu.com/blog/170-actualizacion-iga-instrumentos-de-gestion-ambiental.html>

Velázquez, R. L. (2005). Autogeneración de energía eléctrica una alternativa para disminuir los gastos por consumo en los horarios punta. *Impulso*, 68-70.

Villacorta, A. R. (6 de Agosto de 2012). *Conexionesan*. Obtenido de El gas de Camisea: "un regalo de Dios": <https://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2012/08/06/gas-camisea-energia/>



ANEXOS

ANEXO 1. Evolución de la energía eléctrica

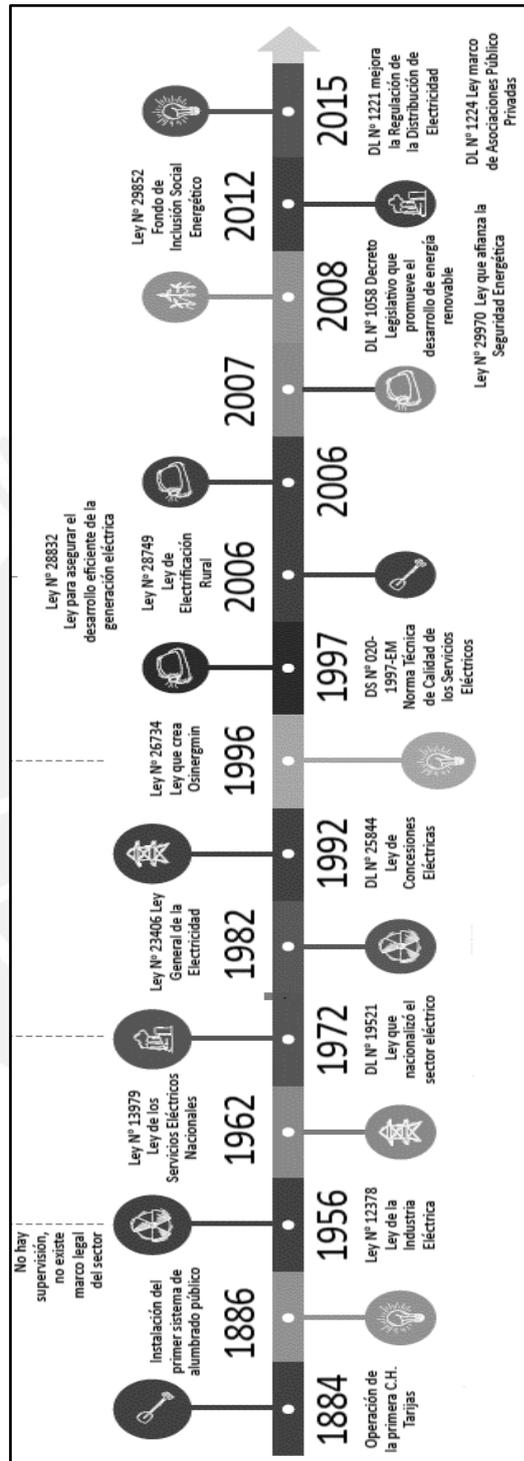


Gráfico 29. Evolución de la energía eléctrica

Fuente: (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2016)

ANEXO 2. Masificación del uso de gas natural a nivel nacional

MASIFICACIÓN DEL USO DE GAS NATURAL A NIVEL NACIONAL



Gráfico 30. Masificación del uso del gas natural

Fuente: (GENERS, 2018)

ANEXO 3: Laboratorios según las facultades de la pontificia universidad católica del Perú.

Tabla 60. Laboratorios de la PUCP

Certificación	<ul style="list-style-type: none"> ● Laboratorio de Certificación
CETAM	<ul style="list-style-type: none"> ● Centro de Tecnologías Avanzadas de Manufactura
Civil	<ul style="list-style-type: none"> ● Estructuras antisísmicas ● Hidráulica ● Mecánica de suelos
Corrosión y Protección	<ul style="list-style-type: none"> ● Análisis químico ● Electroquímica ● Ensayos especiales de corrosión ● Metalografía ● Pinturas y corrosión acelerada
Electricidad y Electrónica	<ul style="list-style-type: none"> ● Bioingeniería ● Control avanzado ● Control y automatización ● Laboratorio de electricidad ● Laboratorio de imágenes médicas ● Microelectrónica ● Microprocesadores ● Procesamiento digital de señales ● Proyectos electrónicos ● Sistemas electrónicos
Física	<ul style="list-style-type: none"> ● Acústica ● Análisis físicos ● Ciencias de los materiales ● Física experimental ● Laboratorio de películas delgadas ● Mecánica y termodinámica ● Electricidad y magnetismo ● Óptica ● Polímeros ● Laboratorio de climatología y sismología Hipólito Unanue
Industrial	<ul style="list-style-type: none"> ● Control de calidad ● Ergonomía ● Estudio del trabajo y seguridad industrial ● Investigaciones y operaciones ● Procesos industriales
Informática	<ul style="list-style-type: none"> ● Área de investigación y desarrollo de proyectos ● Ingeniería de software ● Multipropósito ● Redes
INRAS	<ul style="list-style-type: none"> ● Instituto de Radio Astronomía
Matemáticas	<ul style="list-style-type: none"> ● Estadística
Mecánica	<ul style="list-style-type: none"> ● Análisis energético y ambiental ● CAD/CAE ● Energía ● Manufactura ● Materiales
Minas	<ul style="list-style-type: none"> ● Análisis químico de minerales ● Geología ● Hidrometalurgia

	<ul style="list-style-type: none"> • Mecánica de rocas • Medio ambiente • Mineralurgia • Pirometalurgia
Química	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis instrumental • Análisis químico • Biología • Laboratorios de investigación • Planta piloto • Resonancia magnética nuclear
Telecomunicaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Circuitos y sistemas de comunicaciones • Conmutación y redes • Laboratorio de software • Sistemas de telecomunicaciones • Telecomunicaciones inalámbricas • Telecomunicaciones ópticas
Administración y Contabilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Laboratorios informáticos
Arquitectura y Urbanismo	<ul style="list-style-type: none"> • Laboratorio de cómputo
Arte	<ul style="list-style-type: none"> • Laboratorios de diseño • Laboratorio fotográfico
Ciencias y Artes de la Comunicación	<ul style="list-style-type: none"> • Cabinas de audio • Laboratorio de ampliación de fotografías • Caja Negra • Laboratorio de revelado fotográfico • Laboratorios de cómputo • Estudio de TV • Islas de edición no lineal • EsTVdio digital • Sala de observación • Sala de Gessell • Sala de trabajo de imagen • Sala de posproducción de audio y video • Salas de "visionado"
Ciencias Sociales	<ul style="list-style-type: none"> • Laboratorio del taller de antropología visual • Laboratorio de computación social
Letras y Ciencias Humanas	<ul style="list-style-type: none"> • CIGA (Centro de Investigación y Geografía Aplicada) • Laboratorios de arqueología
Psicología	<ul style="list-style-type: none"> • Laboratorio informático • Sala de observación del comportamiento humano • Laboratorio experimental • Testoteca

ANEXO 4: Mapa de ubicación de los suministros

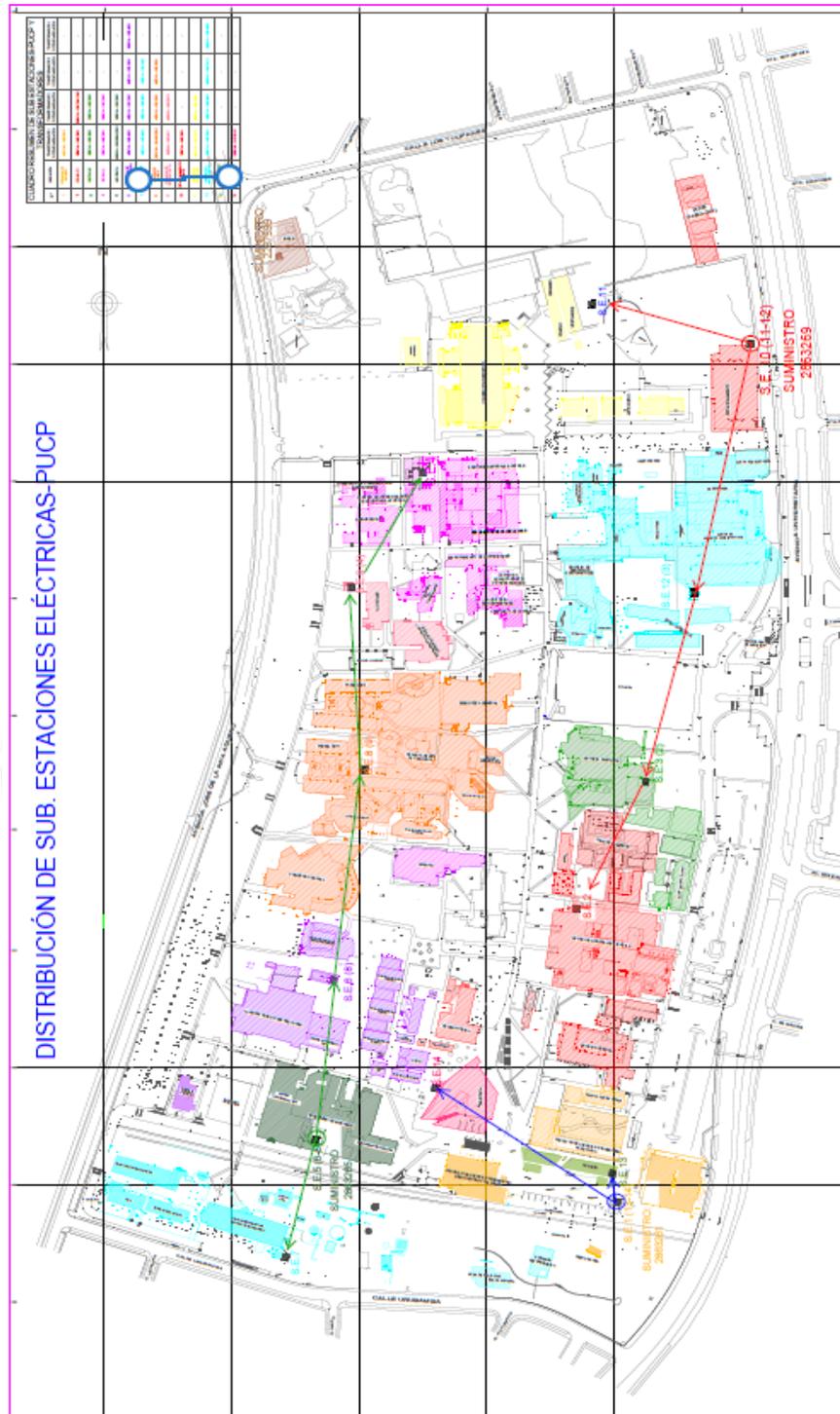


Gráfico 31. Distribución de Subestaciones en la PUCP

ANEXO 5: Cálculo del Pronóstico de la demanda 2863261-SUMI1

Tabla 61. Cálculo de índice estacional y potencia total SUMI1

2863261-SUMI1						
Mes	2014	2015	2016	2017	Promedio por mes	Índice Estacional
Enero	140.00	270.00	270.00	354.00	258.50	0.73
Febrero	190.00	330.00	396.00	444.00	340.00	0.96
Marzo	190.00	306.00	408.00	462.00	341.50	0.97
Abril	210.00	313.00	438.00	474.00	358.75	1.02
Mayo	208.00	396.00	414.00	456.00	368.50	1.04
Junio	208.00	378.00	366.00	408.00	340.00	0.96
Julio	214.00	348.00	426.00	396.00	346.00	0.98
Agosto	214.00	300.00	330.00	1,011.26	463.82	1.31
Septiembre	252.00	354.00	372.00	361.20	334.80	0.95
Octubre	276.00	354.00	384.00	331.20	336.30	0.95
Noviembre	366.00	348.00	366.00	424.40	376.10	1.07
Diciembre	348.00	348.00	360.00	420.00	369.00	1.05
Total	2,816.00	4,045.00	4,530.00	5,542.06	352.77	
Promedio Anual	234.67	337.08	377.50	461.84		

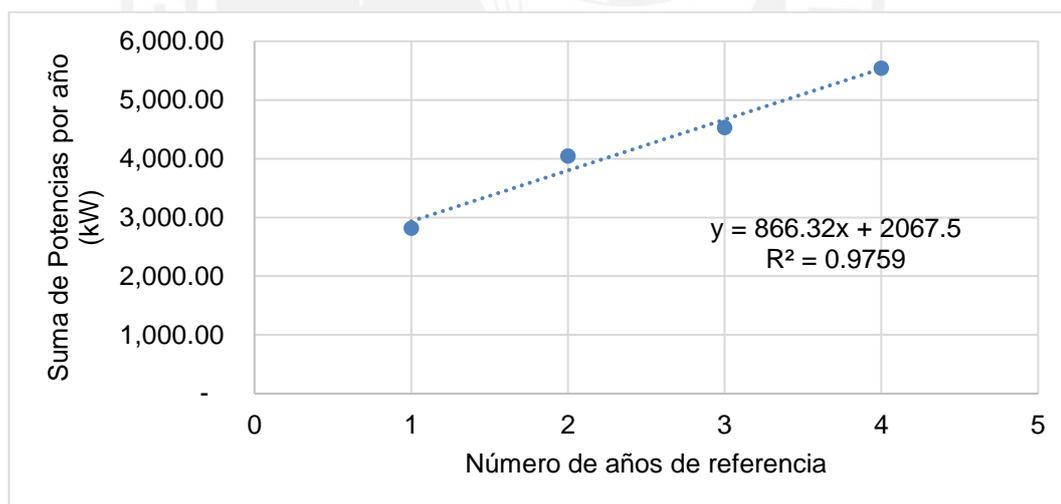


Gráfico 32. Tendencia de la demanda histórica SUMI1

ANEXO 6: Cálculo del Pronóstico de la demanda 2863265-SUMI2

Tabla 62. Cálculo de índice estacional y potencia total SUMI2

263265-SUMI2							
Mes	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio por mes	Índice Estacional
Enero	1,062.00	906.00	894.00	588.00	684.00	826.80	0.86
Febrero	1,065.00	1,077.00	978.00	648.00	666.00	886.80	0.92
Marzo	1,065.00	1,110.00	1,224.00	756.00	756.00	982.20	1.02
Abril	1,020.00	1,140.00	1,248.00	768.00	732.00	981.60	1.02
Mayo	1,086.00	1,152.00	1,188.00	708.00	1,218.00	1,070.40	1.11
Junio	1,140.00	1,203.00	1,100.00	654.00	1,182.00	1,055.80	1.10
Julio	1,038.00	1,116.00	1,236.00	594.00	1,098.00	1,016.40	1.06
Agosto	978.00	1,026.00	1,062.00	612.00	1,065.09	948.62	0.99
Septiembre	1,068.00	1,194.00	1,170.33	672.00	979.60	1,016.79	1.06
Octubre	1,032.00	1,134.00	1,146.00	672.00	854.80	967.76	1.01
Noviembre	1,086.00	1,140.00	702.00	684.00	1,022.00	926.80	0.96
Diciembre	1,026.00	1,080.00	660.00	606.00	980.00	870.40	0.90
Total	12,666.00	13,278.00	12,608.33	7,962.00	11,237.49	962.53	
Promedio Anual	1,055.50	1,106.50	1,050.69	663.50	936.46		

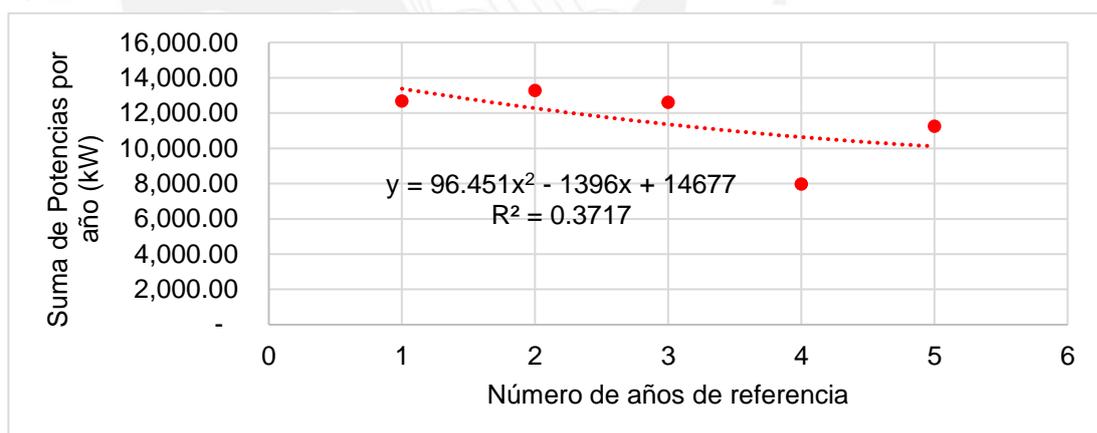


Gráfico 33. Tendencia de la demanda histórica SUMI2

ANEXO 7: Cálculo del Pronóstico de la demanda 2863269-SUMI3

Tabla 63. Cálculo de índice estacional y potencia total SUMI3

Mes	2014	2015	2016	2017	Promedio por mes	Índice Estacional
Enero	806.00	774.00	774.00	858.00	803.00	0.86
Febrero	934.00	1,002.00	1,032.00	1,014.00	995.50	1.07
Marzo	976.00	990.00	1,020.00	1,110.00	1,024.00	1.10
Abril	987.00	1,062.00	1,068.00	1,122.00	1,059.75	1.14
Mayo	966.00	990.00	960.00	1,008.00	981.00	1.05
Junio	976.00	954.00	948.00	966.00	961.00	1.03
Julio	938.00	912.00	1,050.00	900.00	950.00	1.02
Agosto	934.00	804.00	816.00	691.89	811.47	0.87
Septiembre	942.00	888.00	864.00	910.40	901.10	0.97
Octubre	912.00	912.00	870.00	856.40	887.60	0.95
Noviembre	906.00	918.00	894.00	891.60	902.40	0.97
Diciembre	912.00	912.00	864.00	890.00	894.50	0.96
Total	11,189.00	11,118.00	11,160.00	11,218.29	930,9435	
Promedio Total	932.42	926.50	930.00	934.86		

Fuente: Elaboración propia.

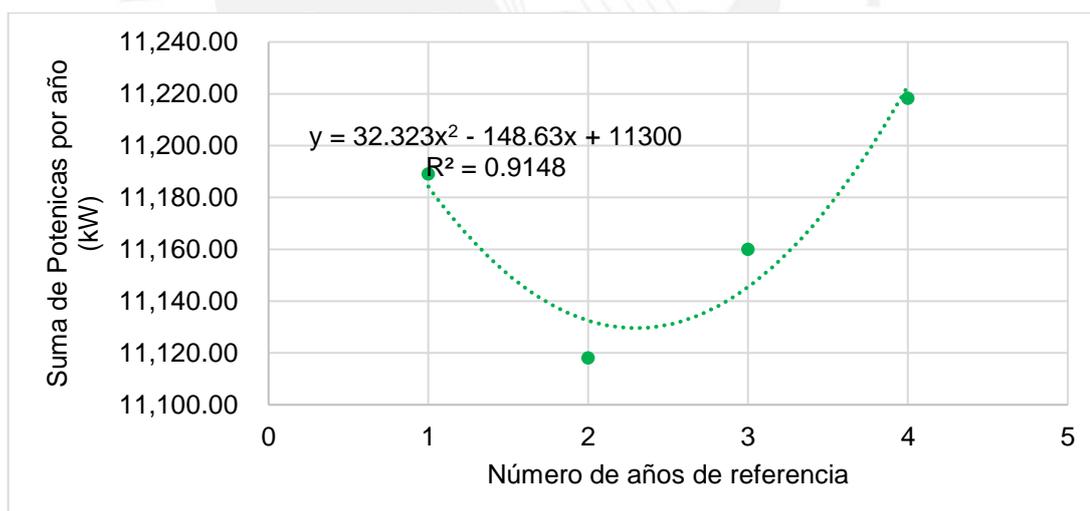


Gráfico 34. Tendencia de la demanda histórica SUMI3

Fuente: Elaboración propia