



**“PLAN DE NEGOCIOS
REDUCCIÓN DE COSTOS POR CONSUMO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA MEDIANTE EL USO DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA EN EL PERIODO DE PUNTA”**

**Trabajo de Investigación presentado
para optar al Grado Académico de
Magíster en Administración**

Presentado por

**Sr. Pavel Miranda Ordoñez
Sr. Mario Angel Martin Monzon Meza**

Asesor: Profesor Dagoberto Díaz

[0000-0002-3048-5630](tel:0000-0002-3048-5630)

2019

A Tania, mi esposa, por su incansable apoyo, y a Pável y Larissa, mis adorados hijos, por ser mi eterna inspiración.

Pável Miranda Ordóñez

A Rosa, Elsa y José, por todo su amor y apoyo incondicional en este sueño hecho realidad. Y a Kelly y Marcelo, mi familia, quienes con su comprensión y paciencia me motivaron en cada momento de esta etapa.

Mario Ángel Martín Monzón Meza

Nuestro especial agradecimiento a todas las personas que nos apoyaron, y una consideración especial a nuestro asesor, Dagoberto Díaz, a la directora de la Escuela de Postgrado, Gaby Ujike, y a nuestra gran amiga Paola Miranda, quienes con su apoyo incondicional nos permitieron culminar con éxito el presente trabajo y la presente maestría.

Agradecemos también a la Pacífico Business School, por la formación que hemos recibido, y a las entidades que nos apoyaron durante el desarrollo del presente trabajo.

Resumen ejecutivo

El sector eléctrico peruano está formado por la infraestructura eléctrica, privada y pública, en sus tres niveles macro, que son la generación, la transmisión y la distribución. Por muchos años, estas actividades han sido desarrolladas por una sola entidad estatal, la empresa Electroperú, hasta la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), en el año 1992, que propició el desarrollo de estos tres rubros por separado, dando paso a la privatización de servicios públicos y a la concesión de bienes del Estado, esto último en el rubro transmisión. La LCE es considerada como el punto de inflexión en la curva de crecimiento de este sector, dando paso al desarrollo industrial del país en todas sus formas y al desarrollo de jóvenes profesional en varias áreas de la ingeniería, la administración y el derecho.

Por otro lado, el gas natural en el Perú, presente en el país desde la explotación petrolera, ha tenido también su punto de inflexión con la explotación del gas natural proveniente del yacimiento de Camisea y la infraestructura que se construyó para este fin, consistente en el ducto que proviene de la provincia cusqueña de La Convención hasta la costa peruana, pasando por los contrafuertes de la sierra. La presencia del gas natural hizo posible el cambio de la matriz energética del país, que consistía en generación hidráulica y térmica-diésel, para pasar a generación hidráulica y térmica a gas natural, principalmente, dejando atrás el uso del diésel. Además de la generación principal, el gas natural también ha llegado a los hogares e industrias a través de redes de ductos a diferentes presiones, y su ámbito de operación es cada vez más amplio.

Sin embargo, la comunión sector eléctrico-gas natural es incipiente aún, pues se usa el gas natural para la generación eléctrica macro, ubicada en la costa central, propiciando la excesiva dependencia de la transmisión, de la misma forma que se dependía en el pasado, cuando se desarrollaron proyectos hidroeléctricos. La diferencia es que estos últimos tienen que desarrollarse, necesariamente, en los puntos de potencial energético, normalmente alejados de las ciudades, mientras que el gas natural sí se puede transportar en ductos y, por lo tanto, la generación de energía eléctrica sí puede lograrse más cerca de los puntos de utilización.

A este concepto, el de generar energía eléctrica literalmente en el punto de carga, se le llama generación distribuida, y el presente trabajo pretende demostrar no solamente que esto es posible, sino que además es mucho más económico, tanto para que quien lo produce como para el industrial que lo utiliza, sin necesariamente enfocarnos en los otros beneficios conexos, que son la disminución de pérdidas o ahorro por evitar trasladar los electrones desde el punto de generación macro hasta la planta industrial, pasando por redes de transmisión y distribución.

El presente trabajo enfoca la diferencia que existe entre costos de producción de cada kilovatio-hora, frente al mismo kilovatio-hora tomado de las redes eléctricas; se demuestra que el ratio entre ambos es cercano a 1:2, lo que propicia un ahorro sustancial para el industrial, a la vez que se cubre la inversión en el mediano plazo.

Por otra parte, visto desde el lado del industrial, que normalmente no es un especialista en energía, contar con una planta de generación a gas dentro de su industria no es algo que esté en sus planes. Por ello, este trabajo de investigación demuestra que sí es posible desarrollar una empresa que se especialice en este rubro y que proporcione este servicio al industrial, sin que este participe, necesariamente, de los riesgos inherentes a su desarrollo o que esto ponga en riesgo su suministro de energía eléctrica, vital para su desarrollo productivo, debido a que el industrial no se desconectará de la red externa. Lo que pretende demostrar este estudio es que la planta de generación puede trabajar únicamente en el periodo de punta, que en el Perú está fijado entre las 18:00 y 23:00 horas, de lunes a sábado, exceptuando días festivos nacionales.

Se comprueba que el industrial podría tener un ahorro de hasta el 20 % del total de su facturación por consumo de energía eléctrica de la red, haciendo que la empresa especialista le suministre energía eléctrica durante el periodo de punta. Para ello, es imprescindible que se suscriba un contrato de suministro por un plazo mínimo de tres años, de modo tal que se asegure la recuperación del capital. Los equipos de generación, al trabajar solamente cinco horas al día, tendrán una vida útil prolongada y sus mantenimientos serán bastante espaciados, por lo que el riesgo en la operación se hace mínimo.

Finalmente, siendo que la energía eléctrica es considerada como un *commodity*, no existirá diferencia entre la calidad de energía que se suministre en el sitio y desde la red; por lo tanto, ambos sistemas pueden funcionar en paralelo o de manera aislada, en caso de que exista una falta de fluido eléctrico proveniente de la red, que es otra de las múltiples ventajas que se podrán apreciar a lo largo del presente trabajo.

Índice

Resumen ejecutivo.....	iv
Índice de tablas.....	xi
Índice de gráficos	xii
Índice de anexos	xiii
Introducción	1
Capítulo I. Identificación de la oportunidad y determinación de la idea de negocio	2
1. El modelo de negocio.....	2
1.1 Mapa de empatía	2
1.1.1 Definición de la idea de negocio	2
1.1.2 Segmento del cliente	2
1.1.3 Gerente de planta.....	3
1.2 Modelo CANVAS.....	5
1.2.1 Segmento de mercado	5
1.2.2 Propuesta de valor	5
1.2.3 Canales.....	6
1.2.4 Relaciones con clientes	6
1.2.5 Fuentes de ingresos	6
1.2.6 Recursos clave.....	6
1.2.7 Actividades clave	7
1.2.8 Asociaciones clave	9
1.2.9 Estructura de costos.....	9
2. Análisis del microentorno (industria)	9
2.1 El sector energía en el Perú	9
2.1.1 El sector eléctrico	9
2.1.2 El sector hidrocarburos.....	11
2.2 Análisis de Porter	12
2.2.1 Compradores	12
2.2.2 Competidores en la industria	13
2.2.3 Proveedores.....	13
2.2.4 Ingreso de competidores.....	13
2.2.5 Sustitutos.....	14
3. Análisis del macroentorno (PASTEL).....	15
3.1 Escenario político.....	15

3.2 Escenario ambiental	16
3.3 Escenario sociocultural	16
3.4 Escenario tecnológico	16
3.5 Escenario económico.....	16
3.6 Escenario legal	17
Capítulo II. Estudio de mercado	18
1. Objetivos del estudio de mercado.....	18
2. El mercado	18
2.1 Mercado potencial	19
2.2 Mercado objetivo	20
3. Clientes	21
3.1 Cliente primario	21
3.2 Cliente secundario.....	22
3.3 Ubicación	22
3.4 Motivo de compra	23
3.5 Circunstancias por las que compran	23
3.6 Expectativas respecto del precio, la calidad y el servicio	23
4. Estimación de demanda.....	24
Capítulo III. Formulación estratégica	26
1. Objetivos estratégicos	26
2. Objetivos de empresa	26
2.1 Social	26
2.2 Clientes	26
2.3 Procesos	26
2.4 Aprendizaje y crecimiento.....	26
3. Análisis FODA cruzado	27
4. Visión.....	27
5. Misión.....	28
6. Valores	28
7. Estrategia genérica por diferenciación (Porter)	28
8. Ventaja competitiva	29
9. Estrategia de crecimiento (Ansoff).....	29

Capítulo IV. Plan de marketing	31
1. Objetivos del plan de marketing	31
2. Análisis de las 7 P	31
2.1 Producto/Servicio (1P)	32
2.1.1 Instalaciones necesarias.....	32
2.1.2 Capacidad de planta	32
2.1.3 Definición del servicio	32
2.1.4 Ciclo de vida	33
2.1.5 Distintivos	33
2.2 Precio (2P)	33
2.2.1 Estructura de precios (fijación de precios)	35
2.2.2 Gas natural	35
2.2.3 Margen de maniobra.....	35
2.2.4 Estrategia de precio	35
2.2.5 Margen bruto: US\$ 18.117.50.....	35
2.2.6 Punto de equilibrio	36
2.2.7 Estrategia de ingresos.....	36
2.3 Plaza o distribución (3P)	36
2.3.1 Promoción (4P)	36
2.3.2 Procesos (descripción general) (5P)	37
2.3.3 Personal (fuerza de venta propia e intermediarios, entre otros) (6P)	37
2.3.4 Proactividad hacia el consumidor (7P)	38
3. Plan de acción	38
4. Presupuesto de marketing y ventas.....	39
Capítulo V. Plan de operaciones	40
1. Objetivos del plan de operaciones	40
2. Estrategia de operaciones	41
3. Diseño de servicios	41
3.1 Proveedores clave.....	41
3.2. Descripción de los acuerdos y relaciones comerciales futuras.....	41
3.3 Ficha técnica	41
4. Diseño de procesos operativos	42
4.1 Identificación y mapeo de procesos.....	42
4.2 Breve descripción de procesos	42
4.3 Procesos estratégicos.....	42

4.3.1 Planeamiento y desarrollo	42
4.3.2 Comercial	43
4.3.3 Normas técnicas y calidad	43
4.4. Procesos operativos	43
4.4.1 Regulación y medición de gas natural	43
4.4.2 Generación eléctrica	44
4.4.3 Acople al sistema	44
4.4.4 Supervisión y coordinación de la operación	44
4.4.5 Gestión de mantenimiento	44
4.5 Procesos de apoyo	44
5. Diseño de instalaciones (tamaño / localización)	45
6. Actividades preoperativas (presupuesto preoperativo)	45
Capítulo VI. Aspecto legal y plan de recursos humanos	46
1. Objetivos del plan de RR.HH.	46
2. Estructura organizacional	46
2.1 Primera etapa	46
2.2 Segunda etapa	47
3. Diseño de puestos (requisitos y remuneraciones)	47
4. Programación de puestos	47
5. Políticas de recursos humanos	48
6. Presupuesto del plan de RR.HH.	48
Capítulo VII. Plan de finanzas	51
1. Objetivos del plan de finanzas	51
1.1 Datos	51
1.2 Supuestos	52
2. Políticas financieras	52
2.1 Política de endeudamiento y adquisición de activos	52
2.2 Política de crecimiento a nivel de unidades de negocio	52
2.3 Política sobre plazo contratos de suministro	52
2.4 Política sobre ingresos y cobranzas	52
2.5 Política sobre pago a proveedores	53
2.6 Política sobre dividendos	53
2.7 Política de ajuste de precios	53
3. Estructura financiera	53

3.1 Crédito convencional.....	53
3.2 Arrendamiento financiero (leasing).....	53
3.2.1 Primera cuota del leasing	55
4. Costo de capital (COK).....	55
5. Inversión preoperativa.....	55
5.1 Inversión tangible e intangible	55
5.2 Capital de trabajo	55
6.1 Flujo de caja de inversiones	56
6.2 Punto de equilibrio	56
6.3 Tasa de descuento	59
6.4 Aplicación de los criterios de evaluación	59
6.5 Análisis de sensibilidad.....	60
Conclusiones y recomendaciones	62
1. Conclusiones.....	62
2. Recomendaciones.....	62
Bibliografía	63
Anexos.....	65
Nota biográfica	73

Índice de tablas

Tabla 1. Lienzo CANVAS	8
Tabla 2. Selección de algunos clientes en media tensión en Lima Metropolitana	22
Tabla 3. Número de clientes finales por sector económico	24
Tabla 4. Consumo de energía por sector económico	24
Tabla 5. Objetivos estratégicos	26
Tabla 6. Objetivos del plan de marketing	31
Tabla 7. Estructura tarifaria de un cliente en media tensión	34
Tabla 8. Objetivos del plan de operaciones	40
Tabla 9. Presupuesto pre operativo	45
Tabla 10. Objetivos del plan de recursos humanos.....	46
Tabla 11. Presupuesto del primer año de operaciones	49
Tabla 12. Presupuesto a partir del segundo año de operaciones	49
Tabla 13. Presupuesto final – expresado en US\$.....	50
Tabla 14. Objetivos del plan de finanzas.....	51
Tabla 15. Criterios iniciales de la estructura financiera	53
Tabla 16. Uso del leasing en el Perú	54
Tabla 17. Flujos de caja de inversiones (expresado en US\$).....	57
Tabla 18. Criterios de evaluación usados	59
Tabla 19. Escenario base	59
Tabla 20. Flujo de caja para escenario base	59
Tabla 21. Escenario futuro	60
Tabla 22. Flujo de caja para escenario futuro.....	60
Tabla 23. Tabla de resultados (para una planta)	61
Tabla 24. Tabla de resultados (para dos plantas).....	61

Índice de gráficos

Gráfico 1. Mapa de empatía	5
Gráfico 2. Mercado eléctrico actual y futuro	11
Gráfico 3. Instalaciones de gas proveniente de Camisea	12
Gráfico 4. Las Cinco Fuerzas de Porter.....	15
Gráfico 5. Zonas de concesión de distribución eléctrica	19
Gráfico 6. Yacimientos de gas natural en el Perú.....	20
Gráfico 7. Mapas de redes eléctricas y de gas natural en Lima metropolitana	20
Gráfico 8. Segmentación de clientes por nivel de demanda	21
Gráfico 9. Análisis FODA cruzado	27
Gráfico 10. Diferenciación enfocada.....	29
Gráfico 11. Estrategia de crecimiento	30
Gráfico 12. Mapa de procesos.....	42
Gráfico 13. Organigrama de la empresa – primera etapa	46
Gráfico 14. Organigrama de la empresa – segunda etapa.....	47

Índice de anexos

Anexo 1. Hoja de datos técnicos, generador de 2000 kW	66
Anexo 2. Inversión necesaria	67
Anexo 3. Estado de ganancias y pérdidas (una planta).....	68
Anexo 4. Estado de ganancias y pérdidas (dos plantas)	69
Anexo 5. Cronograma de pagos del leasing	70

Introducción

Las industrias que están conectadas a la red y que cuentan con un contrato de suministro de energía eléctrica están obligadas a pagar los costos relacionados con el suministro de energía eléctrica, propiamente dicho, cuyo precio unitario se establece en el contrato de suministro, como los costos asociados a la conexión eléctrica y a la potencia, que es un valor inherente a la demanda que requiere la planta industrial. El precio unitario de estos dos parámetros, potencia y peajes, son regulados por la autoridad del sector.

Así, la demanda eléctrica que requiere cada industrial se mide por el registro de potencia que se mide dentro del horario punta y es este valor el que se utiliza para cuantificar el tamaño de la planta industrial y, por consiguiente, con base en este parámetro, se calcula el costo que se debe pagar.

Cabe entonces analizar la conveniencia de usar el sistema interconectado o la autogeneración, con base en los costos asociados a una u otra alternativa. El sistema que se plantea en el presente trabajo permite no solamente aminorar sensiblemente los costos de consumo de energía, sino también hacer más eficiente la red eléctrica, disminuyendo las pérdidas.

Capítulo I. Identificación de la oportunidad y determinación de la idea de negocio

1. El modelo de negocio

Con el fin de apreciar mejor el modelo de negocio escogido y su caracterización, hemos utilizado el Modelo Canvas (Osterwalder y Pigneur, 2011), por su versatilidad en el manejo del lienzo para describir cada fase del modelo; sin embargo, antes de hacer uso de este modelo, haremos un análisis previo de nuestro cliente, a través de un mapa de empatía que nos acercará a conocer a quien hará realidad este modelo de negocio: nuestro cliente.

1.1 Mapa de empatía

Esta herramienta, desarrollada por XPLANE (Dachis Group), y utilizada como tal en el desarrollo del Modelo Canvas, ha sido de mucha utilidad para comprender lo que está inmerso dentro de nuestro cliente, como responsable del negocio al cual deseamos acceder.

1.1.1 Definición de la idea de negocio

El concepto de este negocio es el de prestar un servicio de autoproducción de energía eléctrica a través de la utilización de grupos electrógenos que funcionan con gas natural proveniente de Camisea. Nuestra empresa proporciona los grupos electrógenos, los instala, opera y mantiene; su uso está acotado al periodo conocido en el sector eléctrico como horas punta y la finalidad es suplir la energía proveniente de la red eléctrica por un sistema alternativo que le proporciona ahorros significativos en su facturación mensual por energía eléctrica.

1.1.2 Segmento del cliente

El segmento al que nos dirigiremos a lo largo del presente estudio es el industrial y, dentro de este, a los que requieren una demanda de energía mayor a 200kW, debido a que demandas menores corresponden al servicio público de electricidad, que debe ser atendido por el concesionario de distribución. Siguiendo el modelo, y dado que es importante lograr entender las necesidades de quien es responsable de la buena marcha de la planta industrial, le dimos un nombre al gerente de planta, quien se llamará Carlos y es un ingeniero industrial de 35 años, con amplia experiencia en el manejo de plantas industriales con funcionamiento continuo en turnos rotativos.

1.1.3 Gerente de planta

- **¿Qué piensa y siente Carlos?**

El gerente de planta, en este caso Carlos, viene laborando casi cinco años en la planta de textiles de la corporación en la cual trabaja y no ha tenido mayores problemas con el suministro de energía eléctrica, esencial para su proceso productivo. Sin embargo, ha sufrido dos cortes de energía en los últimos seis meses, lo cual le ha servido para mejorar su plan de contingencias pues, cuando fue necesario activarlo, no fue el adecuado. Estas interrupciones súbitas de servicio le han permitido evaluar lo que pasaría con el negocio si estos eventos se multiplicasen, cómo quedaría la producción y a cuánto ascenderían las mermas que sufrirían si nuevamente se produjesen cortes de esta naturaleza. Lógicamente, contar con grupos electrógenos propios sería una solución, pero los costos serían tan altos que el negocio no los podría cubrir. Además, se trata de un rubro algo lejano a la realidad de Carlos, quien aspira a que le garanticen el suministro de energía a un costo asequible.

- **¿Qué ve?**

Carlos almuerza con algunos colegas de la zona industrial donde trabaja y ha visto plantas más modernas que la suya, pero también algunas que están por debajo de la tecnología que utilizan en su planta. Ha notado que muchas plantas cuentan con zonas para la instalación de grupos electrógenos de respaldo, pero en su mayoría están sin uso, debido a que ahora no hay tantas interrupciones del fluido eléctrico como en décadas pasadas; sin embargo, cuando ocurre una interrupción del fluido eléctrico, todos tienen problemas con el proceso productivo.

- **¿Qué oye?**

Durante un almuerzo, a pocos días de haber ocurrido el problema eléctrico, un amigo, responsable de una planta recicladora de vidrio, le comenta que las pérdidas en su planta por las interrupciones de servicio no se miden solamente en la producción, que es muy alta, sino además en el deterioro de las máquinas por el enfriamiento del vidrio durante la falla eléctrica en la zona industrial. Carlos, como es lógico, ha puesto de manifiesto esta eventual contingencia a sus jefes y muestra los principales efectos económicos que podrían ocasionar estos eventos no deseados. Su planteamiento tiene muy buena recepción, aunque sabe que está lejos de resolver un problema de este tipo si solamente cuenta con su personal técnico especializado en textilería. Consulta también con colegas de la especialidad y de la escuela de postgrado de su universidad, quienes le brindan ideas para solucionar el problema, pero ahora sabe que no solamente se trata de instalar grupos electrógenos, sino que además debe considerar el combustible requerido para activarlos.

- **¿Qué dice y hace?**

Carlos está absorto en sus actividades, controla bien el proceso productivo y tiene una estupenda relación con el personal del área logística, con quienes trabaja de la mano para sacar su producto adelante; ya les habló también de los problemas en caso de desabastecimiento de energía y todos coinciden en hacer un estudio para resolver este problema. Juntos han elaborado un análisis de costos de producción, con el fin de evaluar hasta cuánto pueden sacrificar sus márgenes, con el fin de proponer inversiones en respaldo de energía eléctrica.

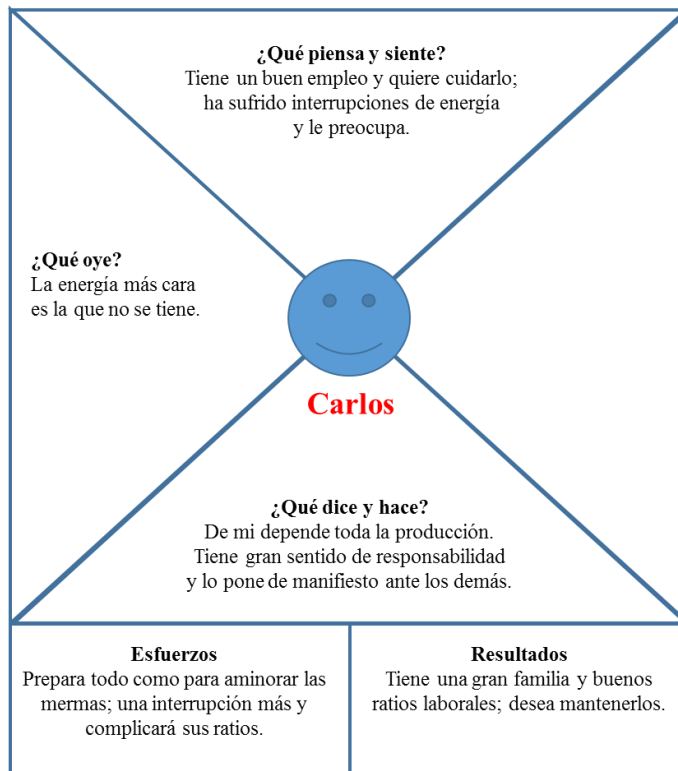
- **¿Qué esfuerzos, miedos, frustraciones y obstáculos encuentra Carlos?**

Carlos es bien esforzado, no se va a casa sin que todo esté en orden en la planta, deja instalado a los siguientes turnos, pero sabe que en cualquier momento puede ocurrir un desabastecimiento de energía y le haría regresar a la planta. Ya está tomando mucho tiempo el convivir con estos miedos y le preocupa que la alta dirección no responda como quisiera.

- **¿Qué lo motiva? ¿Cómo mide sus resultados?**

Carlos se casó hace cuatro años y su esposa está esperando su segundo hijo. La primera fue una niña y, cuando puede, habla mucho de ella. Llegó a ser gerente de planta luego de pasar por estrictos procesos internos y lo ha logrado en relativo poco tiempo. Tiene sus propias motivaciones laborales y está obteniendo muy buenos ratios para el grupo, tanto así que le hicieron saber que construirán una nueva nave, contigua a la planta, con fines de duplicar la producción.

Gráfico 1. Mapa de empatía



Fuente: Elaboración propia, 2019

1.2 Modelo CANVAS

1.2.1 Segmento de mercado

El segmento de mercado al que se apuntará será empresas del sector industrial que cuenten con conexión a la red eléctrica con demanda superior a 200kW, que estén dentro del radio de acción de la red de distribución del gas de Camisea y que tengan la necesidad de operar o que operen en por lo menos dos turnos de ocho horas cada uno. Todas ellas requieren de energía eléctrica para su proceso productivo. El costo de este suministro se comporta de manera inelástica, en el caso de muchas industrias, las que lo seguirán adquiriendo, independientemente del costo unitario, inclusive cuando el suministro tenga indeseables interrupciones o la red eléctrica no pueda abastecer un eventual incremento de su demanda eléctrica

1.2.2 Propuesta de valor

Se propone instalar dentro de la planta industrial grupos electrógenos especialmente diseñados en capacidad, tamaño y niveles sonoros, de forma paralela al suministro de energía eléctrica proveniente de la red eléctrica externa, de modo tal que estos operen automáticamente durante las horas punta del sistema o ante cualquier emergencia, como autoproducción, también llamada

generación distribuida, con la finalidad de garantizar el continuo funcionamiento de la planta industrial y lograr importantes ahorros en el abastecimiento de energía eléctrica.

1.2.3 Canales

La mayoría de los contratos de suministro de energía, a nivel industrial, son públicos, por las normas actuales de transparencia. Asimismo, las empresas suministradoras de energía eléctrica están obligadas a reportar a sus clientes los detalles del suministro de energía que atienden, libres y regulados. De hecho, esta base de datos ya se ha obtenido y forma parte del presente trabajo, junto con su ubicación en el mapa de Lima Metropolitana, que es la ciudad en donde se iniciará nuestra operación. El canal de llegada a los clientes será a través de una unidad de atención, la cual se encargará de obtener las citas de negocios, muy necesarias para este tipo de actividad.

1.2.4 Relaciones con clientes

Demostrar conocimiento del rubro será más que importante en la relación con nuestros clientes, por lo que será necesario complementar con las mejores técnicas a fin de lograr una óptima atención, adelantándonos a sus necesidades y contando con una respuesta a cada una de sus consultas. Para ello, se debe tomar en cuenta los temores del cliente, principalmente los relacionados con el riesgo de inversión, situación que no se trasladará al cliente, pues las inversiones serán de nuestra compañía.

1.2.5 Fuentes de ingresos

La fuente principal de ingresos será el ahorro que se tendrá por la diferencia entre el costo de la energía convencional, en horas punta, y su equivalente en costos del gas de Camisea. Además de este parámetro, está el costo por capacidad, también llamado potencia, que se ahorraría al 100 % y no solamente por el precio intrínseco a este parámetro, sino también por el costo estampilla que está asociado al mismo, llamado peaje de conexión al sistema principal de transmisión (PCSPT), que se factura al cliente final a través de lo que registran los sistemas de medición y los respectivos precios unitarios. Adicionalmente, el cliente tendría mayores beneficios si se considera la menor utilización de los sistemas eléctricos internos o la mejor calidad del producto tensión, por citar dos ejemplos.

1.2.6 Recursos clave

El recurso más importante es el conocimiento, o *know how*, de quienes seremos parte de la compañía que se desea promover. Junto con ello, se requiere efectuar inversiones para cada uno

de los sistemas de generación que se tengan que montar en cada planta industrial, incluidos sus accesorios y la inversión en el sistema de medición de gas natural.

1.2.7 Actividades clave

El diseño de las instalaciones es considerado como un ‘terno a la medida’ que se debe realizar para cada uno de los proyectos que se desea desarrollar. Otro elemento, no menos importante, es la ejecución de las obras necesarias para la instalación de los grupos electrógenos, su conexión eléctrica a los tableros eléctricos de la planta y la conexión física al ducto de gas. La programación de los sistemas electrónicos, software y planes de operación y mantenimiento serán también importantes.

Tabla 1. Lienzo CANVAS

<p>Asociaciones clave</p> <ul style="list-style-type: none"> + Convocatoria a grupos de inversión + Alianza con proveedor de los grupos + Alianza con el concesionario de gas + Alianza con proveedor de sistemas de regulación y medición de gas natural + Alianza con consultora especialista ambiental 	<p>Actividades clave</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Montaje y puesta en marcha de grupos electrógenos ❖ Operación y mantenimiento ❖ Servicio comercial 	<p>Propuesta de valor</p> <p>Suministrar energía eléctrica durante las horas punta a precio de fuera de punta a través de grupos electrógenos instalados en el sitio.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ No penalidad por exceso ➤ Cero cargos si no hay consumo ➤ Provee respaldo ➤ Inversiones por el proveedor 	<p>Relación con el cliente</p> <p>Se entregará mes a mes el resultado del trabajo; seremos los asesores del cliente en temas de energía.</p>	<p>Segmento de mercado</p> <p>Clientes industriales conectados a la red eléctrica, con una demanda mayor a 200kW, que tengan necesidad de trabajar de dos a tres turnos y que estén dentro del ámbito de operación del gas natural de Camisea, en la ciudad de Lima</p>
<p>Estructura de costos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pago de las inversiones: grupo electrógeno a gas natural, cables, accesorios, base civil y mano de obra - Pago a operador en planta - Pago por supervisión y operación comercial - Gastos administrativos y de gestión - Costo del gas, a precio de generador 		<p>Fuentes de ingreso</p> <p>Facturación mensual por potencia y energía suministrada por los grupos electrógenos durante las horas punta</p>		

Fuente: Elaboración propia, 2019

1.2.8 Asociaciones clave

Es imperativo suscribir alianzas con los dos más importantes proveedores de grupos electrógenos en el país. Estas empresas se dedican a la venta de sus productos y no a desarrollar proyectos de inversión. Una alianza no menos importante es la que debe realizarse con la empresa distribuidora de gas natural de Lima. Finalmente, será necesaria una alianza con un socio inversionista.

1.2.9 Estructura de costos

- Pago de las inversiones depreciables: grupo electrógeno a gas natural, cables, accesorios, base civil y mano de obra.
- Pago de personal técnico: mínimo, un operador en planta.
- Pago supervisión y operación comercial
- Gastos administrativos y gastos de gestión
- Costo del gas, a precio de generador. Normalmente este pago lo realiza el cliente, pues el suministro está asociado a su predio; sin embargo, es posible que este cargo sea también incluido en la estructura. Por ello, se está considerando el escenario más conservador.

2. Análisis del microentorno (industria)

2.1 El sector energía en el Perú

El sector energía en el Perú está siendo regulado desde 1990, en el caso de la electricidad, y desde 2005, si nos referimos al gas que proviene de Camisea.

2.1.1 El sector eléctrico

Está conformado por tres bloques, que son los siguientes: la generación, conformada por empresas privadas, como Kallpa Generación, Suez Energy o Duke Energy, y públicas, como Electroperú, EGASA o EGEMSA, respectivamente, especializadas en este rubro; la transmisión, constituida por pocas empresas, entre las que se encuentra Red de Energía del Perú S.A., quienes han concesionado gran parte de los bienes del Estado en este rubro, por treinta años, a partir de 2005; y la distribución, compuesta también por empresas privadas, como Luz del Sur o Enel, y públicas, como el grupo Distriluz o Electro Sur Este, respectivamente, que sirven principalmente en las ciudades de mayor densidad poblacional.

El Ministerio de Energía y Minas, a través de su Dirección General de Electricidad, es la entidad que emite las normas y otorga los permisos de operación, en la forma de concesiones o

autorizaciones, principalmente. Las concesiones se conceden a empresas que desarrollan servicios de generación hidráulica y transmisión o distribución eléctrica, mientras que las autorizaciones se otorgan a la generación térmica. Las condiciones, niveles permitidos de operación sin concesión o autorización, así como los requisitos para su obtención están especificadas en el D.L. N.º 24844, o Ley de Concesiones Eléctricas, y el D.S. N.º 009-93-EM, o Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, así como sus correspondientes modificatorias.

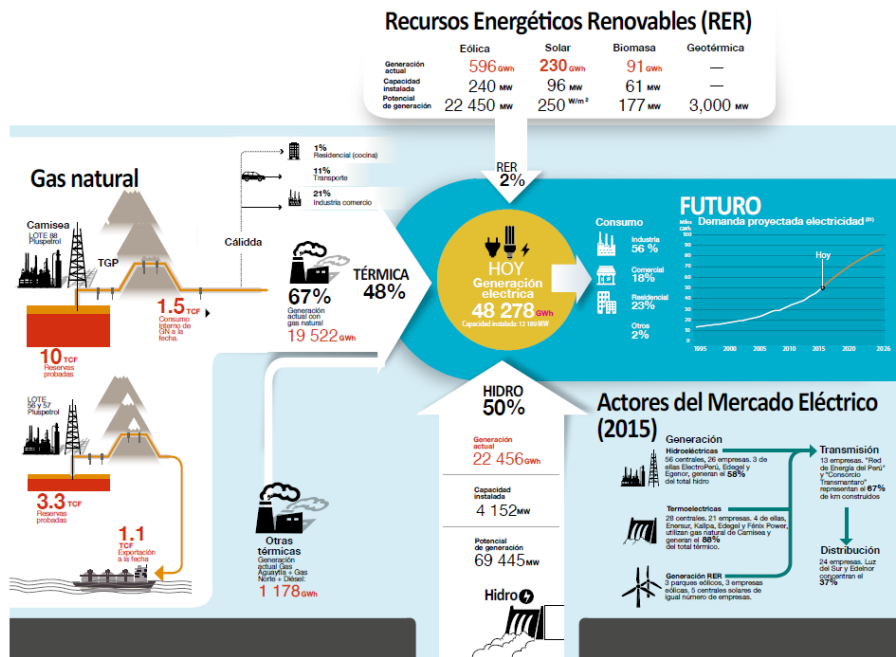
Por otro lado, está el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin, que es la entidad que se encarga de dos rubros principales: la supervisión del correcto desarrollo de las actividades eléctricas y la regulación tarifaria. Esta última actividad funcional de esta entidad es la que permite cuantificar el valor unitario por uso de las instalaciones eléctricas, independientemente de su propietario; de hecho, existe en el sector acceso libre a las instalaciones de transmisión y distribución, sin excepción alguna.

El Comité de Operación Económica del Sistema, COES, es una entidad conformada por representantes de todos los subsectores, entre autoridades y representantes de empresas, así como funcionarios contratados para desarrollar esta labor, entre las que se encuentra la elaboración de estudios para la proposición del ingreso tarifario. Esto finalmente es aprobado por el Consejo Directivo de Osinergmin, que determinan el valor de los peajes de transmisión en muy alta y extra alta tensión.

Finalmente, está el Estado que, a través de sus normas inserta cánones que son de aplicación obligatoria y que se traducen en valores estampilla que se añaden al cargo por conexión a la red. Un ejemplo de ello es el cargo llamado Garantía de Red Principal de Gas de Camisea, que se insertó para que todos los usuarios lo paguen a través de la tarifa eléctrica. Producto de ello, se costea el ducto completo que proviene de la selva cusqueña.

Si a estos actores le sumamos lo más importante del sector, que son los clientes, se tiene un delicado equilibrio entre la demanda de energía eléctrica y la oferta, entregada por las empresas de generación. Esta es transmitida a los nodos más importantes del país, llamados barras de referencia de generación, desde los cuales se efectúa la transformación a niveles de tensión menores, tomada por las empresas de distribución, para llevar energía hasta todos los hogares y a las industrias que mueven el desarrollo productivo de nuestro país.

Gráfico 2. Mercado eléctrico actual y futuro



Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú, Osinergmin, 2016

2.1.2 El sector hidrocarburos

De este sector, haremos referencia, específicamente, al gas natural, que forma parte del mismo, pero que está muy ligado al sector eléctrico, pues es responsable del 33 % de la generación eléctrica del país.

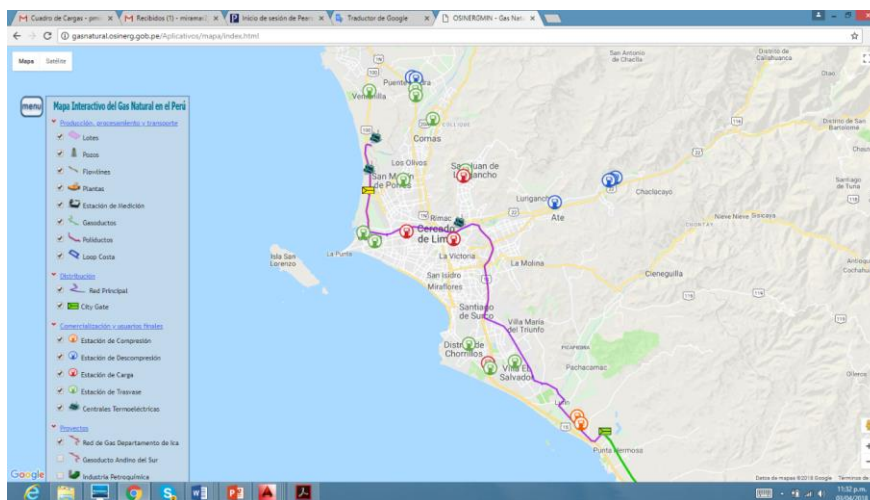
Los yacimientos de gas en Sudamérica han sido bastantes estudiados y lo conforman los bolsones de gas que existen en Argentina, Bolivia, la selva peruana y el zócalo continental del norte peruano. A excepción de este último, cuyo gas tiene origen en el proceso productivo del petróleo, es altamente probable que los yacimientos de gas en Sudamérica estén interconectados, aunque no hay forma, aún, de poderlo demostrar. Lo que sí se sabe es que el Perú tiene reservas probadas de gas natural, para uso interno, del orden de 10 TcF (del inglés *trillion cubic feet* o trillones de pies cúbicos), según el Ministerio de Energía y Minas, equivalente a ochenta años de consumo, a la tasa promedio de los últimos doce años. Existe terminología y opiniones diversas de especialistas sobre la materia, como la diferencia entre reservas probadas y reservas probables. Este último valor es cuasi filosófico, por lo que amerita solamente saber que tenemos gas para buenos años.

El gas natural en el Perú está siendo cada vez mejor regulado; no alcanza la claridad de la regulación eléctrica, pero viene madurando a medida de que las zonas de influencia van aumentando. Precisamente esas zonas de influencia se han dividido en regiones, a diferencia de la parte eléctrica, que utiliza áreas de demanda que pueden abarcar más de una región, que están

siendo subastadas por el Estado, bajo normas expresas. Actualmente, hay dos concesionarios claramente establecidos en el país: uno en la región Lima y otro en la región Ica. Se sabe que son empresas relacionadas, a través de una misma corporación, pero tienen regulaciones distintas en cuanto a tarifas se refiere.

Ambas zonas, Lima e Ica, tienen ya una escala tarifaria conocida y se puede ver a través de las publicaciones que se realizan de forma obligatoria. La región Lima es la que más tiempo tiene siendo abastecida, y su zona de influencia puede verse en el siguiente mapa.

Gráfico 3. Instalaciones de gas proveniente de Camisea



Fuente: Mapa interactivo de gas natural en el Perú, web Osinergrmin

2.2 Análisis de Porter

2.2.1 Compradores

Los compradores son los clientes industriales, que trabajan o desearían trabajar entre dos a tres turnos por día, es decir, que cuentan con un mercado potencial para poder abastecer más productos, pero tienen la limitante de la energía, por costo y disponibilidad. Ellos requieren energía eléctrica para su proceso productivo y cuentan con su contrato de suministro, pero su costo es alto.

- **El poder de negociación de los clientes:** los clientes ya segmentados cuentan con energía eléctrica proveniente de la red externa y tienen acceso al gas natural de Camisea, por lo tanto, cualquier opción de mejora tendrá que estar por debajo de los costos actuales. Si estos son adecuadamente mostrados, se pasará al nivel de mejora de condiciones de garantía de suministro.

2.2.2 Competidores en la industria

Son las empresas concesionarias de servicio público de electricidad, para rangos menores, y las empresas suministradoras de energía eléctrica (generadoras o distribuidoras), para rangos mayores, llamados clientes regulados o clientes libres, respectivamente. La electricidad es considerada un *commodity*, por lo tanto, la diferenciación entre estos dos tipos de entidades estará basada en el precio. Otros competidores pueden ser las empresas que proveen grupos electrógenos, aunque, por los niveles de rentabilidad, dedican sus esfuerzos a la venta de equipos, más que a mantenerlos como un activo.

- **Rivalidad entre las compañías establecidas:** aunque no es una actividad nueva en el mundo, la generación distribuida no se realiza de manera importante en el país, por lo que existe un nicho de negocio bastante importante en este sector y no hay rivales que se dediquen únicamente a esta actividad.

2.2.3 Proveedores

Hay dos tipos: los de los grupos electrógenos y los de gas natural. Los primeros están conformados por conocidos grupos multinacionales, cuyo objeto principal es la venta de su producto, más que la operación y el mantenimiento, y los segundos son el proveedor de gas y el de los elementos derivados. El primero no tiene más opción que atender a quien lo solicite y el segundo debe contar con experiencia suficiente para hacer tender los ductos internos y hacer las conexiones, de modo tal que no se tenga inconvenientes.

- **El poder de negociación de los proveedores:** los proveedores sensibles son dos: i) los vendedores de grupos electrógenos, que son prescindibles porque la importación directa aminora su poder de negociación, además de no ser únicos en el mercado, y ii) el suministrador de gas natural, que tiene precios regulados por la autoridad del sector; sin embargo, los costos asociados a los equipos de regulación y medición de gas, así como el ducto, propiamente dicho, tienen costos bastante diferenciados que deben tomarse en cuenta.

2.2.4 Ingreso de competidores

Existen barreras de ingreso bastante marcadas y estas se circunscriben a tres elementos principales: el conocimiento del mercado y del negocio que se propone realizar, como primer elemento principal; las inversiones y el riesgo de no poder recuperar la inversión; y, por último,

el alcance al cliente final. Un asunto es vender un producto y otro muy distinto plantear una solución integral a un problema latente.

- **Amenaza de nuevos participantes:** este grupo está compuesto por empresas que distribuyen equipos de generación en el país, principalmente a lugares alejados de la red eléctrica, y los abastecen en calidad de venta. Normalmente, los industriales no están interesados en la adquisición de equipos de generación grandes y solo para emergencias, debido a que su costo es alto, no solo por el activo, sino también por el costo del combustible, pues deben almacenar grandes cantidades de combustibles líquidos, normalmente petróleo, que se va degradando en el tiempo. En suma, aunque el proveedor o el propio industrial podría convertirse en amenaza, la empresa de generación distribuida tiene una connotación diferente y su fortaleza está en el conocimiento del rubro, que no necesariamente lo tienen los proveedores de equipos o los industriales.

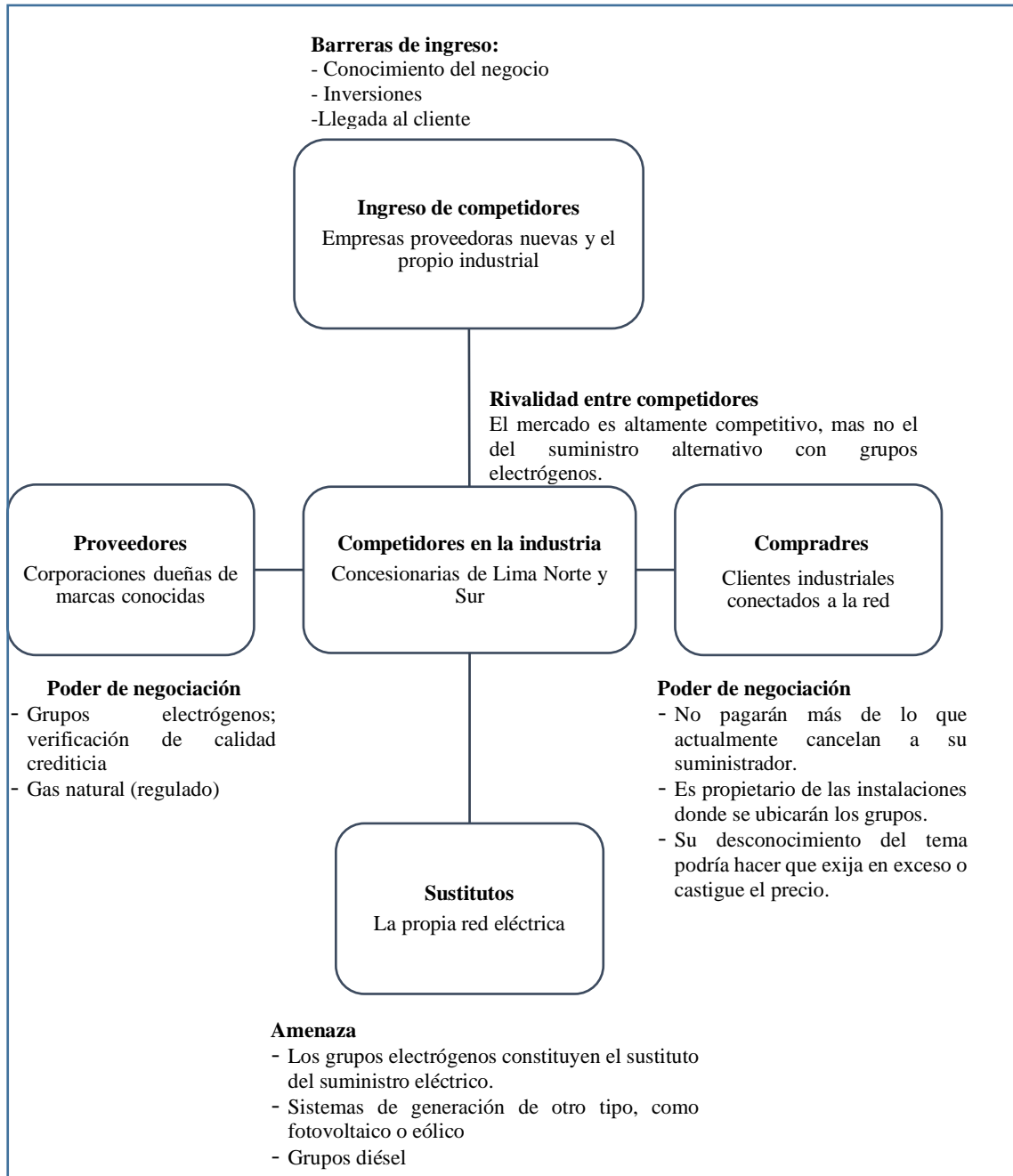
Otro criterio a tomar en cuenta son las barreras de entrada y salida. No es fácil ingresar al sector si no es con una base sólida de conocimiento del mercado; tampoco es sencillo retirarse del sector una vez que se ha ingresado, pues se generan responsabilidades ante los clientes, estipuladas en los contratos de suministro, así como como con los proveedores de equipos, ya que el tiempo de depreciación de los mismos suele ser alto.

2.2.5 Sustitutos

La energía eléctrica que proviene de forma externa es el elemento principal de suministro de energía al cliente; por lo tanto, consideramos que el hecho de proponer grupos electrógenos que se conectarán de forma paralela a la red constituye un legítimo sustituto para la red externa.

- **Amenaza de sustitutos:** los proveedores de energía de este segmento utilizan sus propias redes para abastecer energía a sus clientes, por lo que es sensato considerarlos como un bien sustituto, aunque no todos los parámetros que ellos facturan son propiamente ingresos para estas empresas.

Gráfico 4. Las Cinco Fuerzas de Porter



Fuente: Elaboración propia, 2019

3. Análisis del macroentorno (PASTEL)

3.1 Escenario político

La coyuntura actual del país, la más difícil que hemos atravesado en años, ha llegado al culmen con la renuncia del Presidente de la República, aunque este episodio está siendo considerado por los especialistas como aquel que sería solo un punto de inflexión en la caída libre de nuestra

economía. Realmente el Perú necesita de sus mejores valores, del mejor de los criterios para activar el aparato productivo y despegar para retomar la senda de la producción que nos ha caracterizado por más de veinte años.

3.2 Escenario ambiental

La polución ambiental, a nivel nacional, ha bajado drásticamente con el ingreso del proyecto Camisea y por la sustitución de combustibles líquidos por gas natural. Este hecho, sumado a la concientización de la población, nos permite afirmar que estamos mejor en este aspecto que hace treinta años atrás, cuando la alta polución ambiental se sentía en toda la ciudad. Estamos ahora ad portas del ingreso de nuevas tecnologías para reemplazar vehículos convencionales, por ejemplo, la introducción al mercado de autos eléctricos, algo que ya se avizora en el país, lo que nos coloca en niveles de países en vías de efectivo desarrollo, ambientalmente sostenible.

3.3 Escenario sociocultural

En esta época de globalización, en la que tenemos contacto en tiempo real con el mundo entero, podemos estar cada vez más cerca de todos. Nuestro ámbito cultural, aunque no tiene la madurez de algunos países latinoamericanos, está en camino de fortalecer nuestras importantes raíces culturales, a través del contacto entre regiones, y esto es posible gracias al turismo interno.

3.4 Escenario tecnológico

La tecnología forma parte de nuestra realidad y tenemos acceso a ella de manera inmediata y permanente. Sin embargo, nos hace falta orientar adecuadamente lo que tenemos para mejorar nuestra productividad, nuestro nivel educativo y nuestras ansias por mejorar.

3.5 Escenario económico

Nuestra economía ha crecido sostenidamente en los últimos veinte años, debido a la política interna y a la pacificación nacional. Según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), el crecimiento del PBI promedio por década fue de 3.9 % entre 1990 y 2000; 5.6 % entre 2000 y 2010; y 4.6 % entre 2010 y 2016, mientras que el ratio 2016-2017 fue de 2.2 % (INEI, 2018), debido a la recesión interna provocada por factores políticos. Nuestro crecimiento económico no depende solo de nosotros, sino también del entorno mundial. Por lo tanto, estaremos bien no solamente si hacemos las cosas bien, sino además cuando el entorno mundial sea favorable. En cuanto al tipo de cambio, la moneda estadounidense se ha venido cotizando de manera bastante estable desde hace tres años, con un valor actual de 3.25 soles por dólar norteamericano, con variaciones promedio de +/- 3 % en este periodo. Anteriormente, el dólar

norteamericano se cotizaba por debajo de los 3 soles, por un espacio de seis años (BCR, 2008), coincidentemente desde la crisis internacional de 2008. En cuanto a la inflación, hubo una variación promedio de 2.7 % entre el 2001 y 2017, y la expectativa es que siga bajando, por la baja presión de demanda en alimentos y energía, situando la proyección en un 2.2 % para el cierre de 2018, una de las más bajas de la región (BCRP).

3.6 Escenario legal

Este escenario tiene dos partes fundamentales, la legal administrativa y la legal-judicial. El aspecto administrativo regula los servicios públicos, como el de electricidad, que se rige de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, o D.L. 25844 (1992), y su reglamento, aprobado por D.S. N.º 009-93-EM, que dan inicio a la regulación del sector eléctrico, a partir de lo cual se diseñan las nuevas normas y procedimientos en distintos ámbitos. De igual forma, se dictaron normas para la regulación de servicios de saneamiento y la Ley Orgánica del Sector Hidrocarburos, o D.L. 26221 (1993), que regula las actividades de este sector en el país. Por otra parte, está el aspecto legal-judicial, que tiene que mejorar. Nuestro sistema se ha quedado detenido en el tiempo.

Capítulo II. Estudio de mercado

1. Objetivos del estudio de mercado

El objetivo es identificar la demanda que se desea abastecer, a través de nuestros grupos electrógenos a gas natural. Es importante tener una idea clara de dónde abordar a los clientes y no realizar gestiones en vano, pues existe, por ejemplo, demanda sin atender en varias zonas del país, pero estas aún no tienen acceso al gas natural, por lo que sería inútil llevar los esfuerzos a zonas que no tienen este potencial.

Es entonces una prioridad delimitar las zonas geográficas en donde se podrá atender a los clientes, siendo estas las que tiene redes eléctricas y a la vez están dentro de la zona de influencia del gas natural.

Siendo así, los objetivos del estudio de mercado son los que detallamos a continuación:

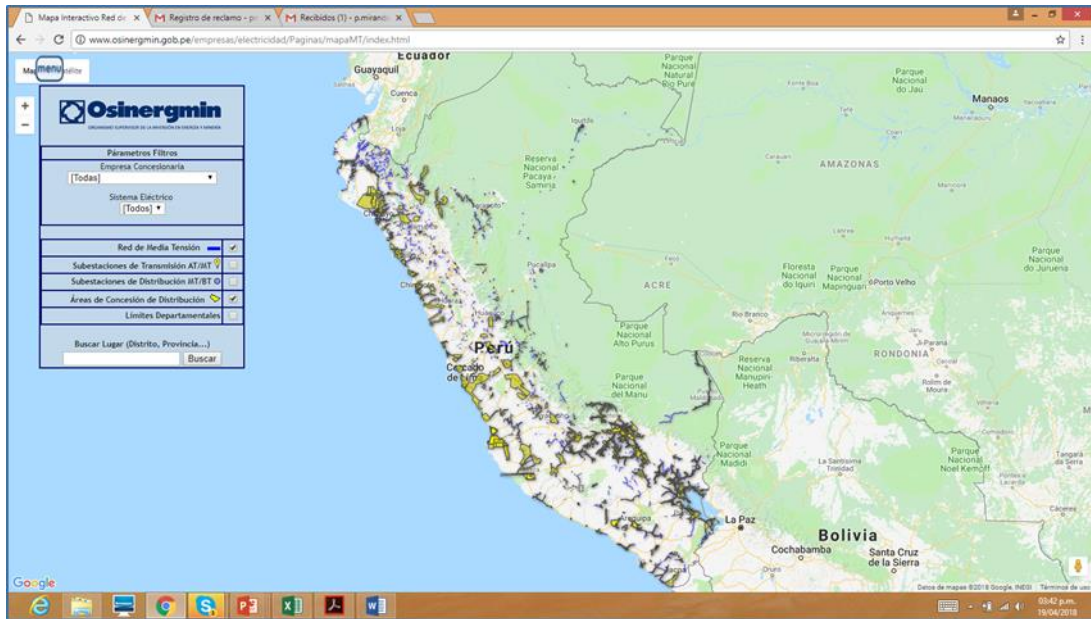
- Delimitar las zonas geográficas con acceso a redes eléctricas;
- Trazar los mapas de zonas de influencia de atención de suministro de gas natural;
- Identificar las zonas industriales;
- Superponer los mapas para obtener el mercado potencial;
- Cuantificar la demanda, para segmentar a los prominentes clientes dentro de rangos de atención, por capacidad eléctrica;
- Analizar al grupo de clientes objetivo, para cada caso, cuantificando las horas de trabajo industrial, trabajos por turnos y su demanda asociada a cada bloque de trabajo.

2. El mercado

El mercado eléctrico está delimitado, principalmente, por las redes eléctricas de distribución que atienden ciudades y zonas potenciales de explotación agrícola.

El mapa siguiente muestra, en azul, las redes eléctricas de media tensión y las zonas de concesión de distribución, en poligonales de color amarillo. Existen, por supuesto, redes en mayor y menor nivel de tensión, pero por razones objetivas no serán mostradas en este estudio, pues corresponden a cargas importantes y no es el objeto del presente estudio.

Gráfico 5. Zonas de concesión de distribución eléctrica



Fuente: Mapa interactivo de concesiones eléctricas en el Perú, web Osinergmin, 2019

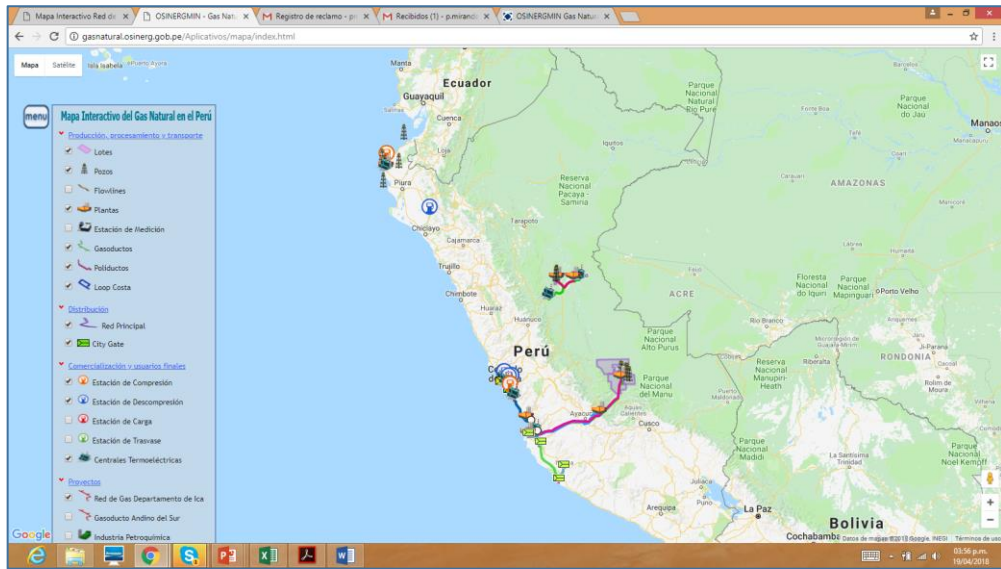
2.1 Mercado potencial

Siendo que las redes eléctricas abarcan gran parte del territorio nacional, comparado con las zonas de influencia del gas natural, principalmente el proveniente de Camisea (véase siguiente mapa), el mercado potencial será el conformado geográficamente por la superposición de ambas zonas de influencia: las redes eléctricas y las redes de gas.

El crecimiento del mercado estará supeditado, a su vez, al crecimiento de las zonas de influencia del gas natural en el Perú. Ya se está atendiendo, por ejemplo, las necesidades de la Gran Lima, considerando las zonas industriales y residenciales, pero su expansión es exponencial, pues el gas ya está llegando al cono norte, lugar donde se tiene un mercado potencial eléctrico-industrial muy importante. También hay mercado, aunque mucho más pequeño, en la región Ica, en Ucayali y en la región Piura, esta última con gas natural que se extrae del proceso productivo del petróleo, zona altamente industrial y que puede considerarse también como zona en expansión.

El siguiente mapa muestra las zonas de explotación comercial del gas natural en el Perú. Estas son las que principalmente proveerán de potencialidad al negocio planteado, pues en casi todas esas zonas el abastecimiento eléctrico está presente y es a esa intersección a la que se apunta como mercado potencial.

Gráfico 6. Yacimientos de gas natural en el Perú

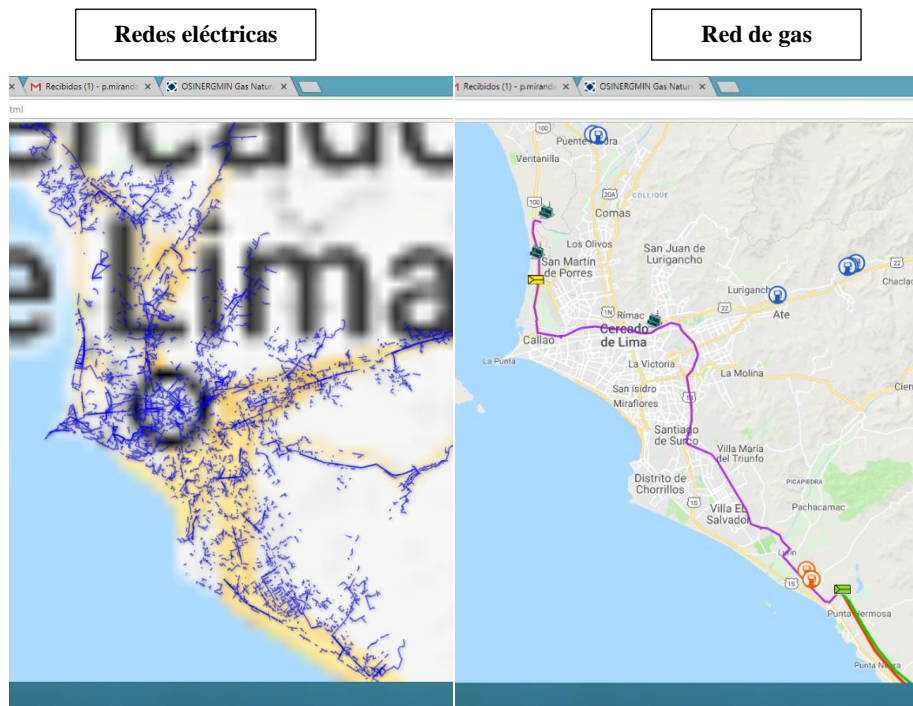


Fuente: Mapa interactivo de gas natural en el Perú, Osinermin, 2019

2.2 Mercado objetivo

El mercado objetivo está dentro Lima Metropolitana.

Gráfico 7. Mapas de redes eléctricas y de gas natural en Lima metropolitana



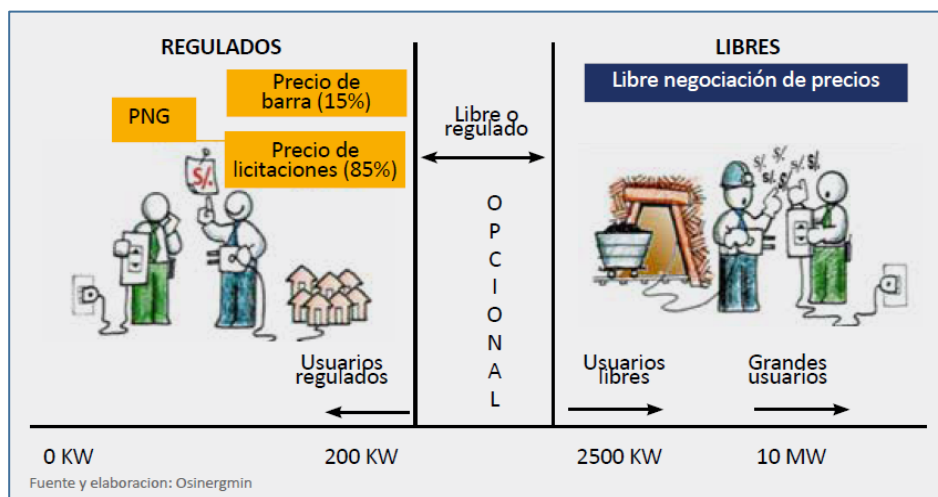
Fuente: Mapas interactivos de redes eléctricas y de gas natural, web Osinermin, 2019

La zona intersectada entre ambos sistemas, el sistema de gas y el sistema de redes eléctricas, es la que corresponde al mercado objetivo.

3. Clientes

Los potenciales clientes, en general, son todos aquellos que están conectados a la red eléctrica. Para efectos de este estudio, se considerará aquellos clientes que tienen demandas mayores a los 200kW, debido a que es ese segmento el que está parcialmente fuera del servicio público de electricidad, conocido también como mercado regulado. El siguiente gráfico muestra la segmentación de clientes por nivel de demanda.

Gráfico 8. Segmentación de clientes por nivel de demanda



Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú, Osinergmin, 2016

Como puede verse, en el segmento de hasta 200kW, el precio es regulado y el cliente no tiene forma de ingresar a una negociación con el proveedor, mientras que en el segmento de clientes mayores a 2500kW, estos pueden negociar sus precios. Queda entonces el segmento del medio, en donde el cliente tiene la opción entre ser libre o regulado. Normalmente, los usuarios que están en dicho segmento son clientes regulados y sus precios están ya fijados, y pagan valores que están previamente fijados por Osinergmin. Es este el segmento en el que enfocaremos el negocio planteado; se trata de quienes pagan un valor de energía regulado (alto), pero que, a su vez, son usuarios medianos cuyo consumo energético tal vez convenga analizar, para llegar a una solución energética según el caso, para elaborar algo así como un ‘terno a la medida’.

3.1 Cliente primario

El cliente al cual debemos atender será aquel que tenga las características siguientes:

- Industrial, conectado a la red eléctrica

- Cliente regulado, con demanda mayor a 200kW, deseable superior a 2.500kW, tarifas binomias en punta (MT3P o MT4P).
- Trabajo industrial de dos a tres turnos por día, es decir, que su consumo requiera desarrollar su industria durante las horas pico del sistema (entre 18:00 y 23:00 horas).

Los clientes, en general, están listados en una tabla que es de acceso público. Por ello, es posible filtrar a todos aquellos clientes que tengan las características indicadas. Presentamos, en la tabla a continuación, un ejemplo.

Tabla 2. Selección de algunos clientes en media tensión en Lima Metropolitana

Código empresa	Año	Mes	SE	Nombre	Dirección	CIU	Tensión	Tarifa	Potencia (kW)
LDS	2016	8	Lima Sur	Industrias del Papel S.A.	Carretera Central Km 18.5	D2102	MT	MT4P	2.568.0
LDS	2016	8	Lima Sur	Nicoll Perú S.A.	Panamericana Sur Km 31 100	D2413	MT	MT3P	2.372.4
LDS	2016	5	Lima Sur	América Móvil Perú S.A.C.	Nicolás Arriola 480	I6420	MT	MT3P	2.574.0
LDS	2016	5	Lima Sur	Nicoll Perú S.A.	Panamericana Sur Km 31 100	D2413	MT	MT3P	2.464.0
LDS	2016	5	Lima Sur	Industrias del Papel S.A.	Carretera Central Km 18.5	D2102	MT	MT4P	2.604.0
EDLN	2016	2	Lima Norte	Plaza Lima Norte S.A.C.	M Sn. - L Sub G-1a Urb. Industrial	K7499	MT	MT4P	2.622.0
LDS	2016	1	Lima Sur	Cencosud Retail Perú S.A.	Prolongación Paseo de la República S/N	G5211	MT	MT3P	2.216.7
EDLN	2016	1	Lima Norte	Plaza Lima Norte S.A.C.	M Sn. - L Sub G-1a Urb. Industrial	K7499	MT	MT4P	2.496.0
LDS	2016	1	Lima Sur	Lima Caucho S.A.	Carretera Central 349	D2511	MT	MT3P	2.544.0
LDS	2016	2	Lima Sur	Lima Caucho S.A.	Carretera Central 349	D2511	MT	MT3P	2.356.0
LDS	2016	3	Lima Sur	Lima Caucho S.A.	Carretera Central 349	D2511	MT	MT3P	2.300.0

Fuente: Elaboración propia, con base en Osinergmin, GRT, año 2016

3.2 Cliente secundario

Los clientes secundarios serán aquellos que tengan demandas menores a 200kW. Cuanta menos demanda eléctrica requieran los clientes, menos probable será resolver los problemas de costos o de garantía de suministro; sin embargo, la cantidad de usuarios es muy alta, por lo que este mercado será un objetivo secundario.

3.3 Ubicación

La base de datos de clientes, obtenida de Osinergmin GRT, proporciona los datos del cliente, su demanda, el consumo de energía y la ubicación, así como otros datos generales del cliente y su representante. Con esta información, así como con la publicada por la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración

Tributaria (SUNAT), es posible refrendar la dirección legal del cliente industrial. Una vez obtenida la dirección de cada cliente, se le ubicará en el mapa para georreferenciarlo y saber si está dentro del mercado objetivo. Si esto es así, entonces se programará una visita.

3.4 Motivo de compra

La energía eléctrica es considerada como necesidad primaria para el cliente industrial; sin embargo, hay muchos usuarios que no trabajan un horario doble, por el alto costo que significa la utilización de energía en las horas punta.

3.5 Circunstancias por las que compran

El cliente industrial tiene que mantenerse en el mercado y para ello es necesario que continúe consumiendo energía eléctrica. La compra de energía no es circunstancial, sino primaria, por lo que debe comprarla mes a mes. Es por ello por lo que debe tener un contrato de suministro a mediano o largo plazo, si quiere cumplir sus objetivos. El negocio que se propone es el de ingresar a suscribir contratos de suministro durante periodos iguales o superiores a los contratos de suministro con los que cuenta el cliente.

3.6 Expectativas respecto del precio, la calidad y el servicio

La energía eléctrica es considerada un *commodity*, pues no hay diferencia en cuanto a quiénes la generan ni de dónde viene; la calidad dependerá de la fortaleza del sistema eléctrico a través del que circula; por lo tanto, no habrá diferencia de calidad entre suministradores.

En cuanto al servicio, este depende del buen trabajo del distribuidor local. El servicio es regulado por Osinergmin, uno de los sectores que más madurez en regulación tiene en el mercado. Por ello, actualmente gozamos de buena continuidad en el servicio, comparado con dos o tres décadas atrás.

Finalmente, el precio es el único determinante para que el cliente decida con quién suscribir su contrato de suministro. Sin embargo, para el negocio que se plantea, no se tendrá como condicionante ninguno de los criterios antes mencionados, debido a lo siguiente:

La competencia no es contra el precio regulado de la energía, pues este valor es mucho mayor al que se tendrá como costo de generación a gas natural.

Los clientes industriales pagan potencia en horas de punta, que es un parámetro que mide la capacidad del sistema ya conectado y que se mide precisamente en el horario de punta. Para el caso nuestro, este valor es cero, aunque es necesario recibir un monto para cubrir las inversiones (CAPEX).

Adicionalmente, el cliente industrial paga, dentro de la potencia, el peaje de conexión al sistema principal de transmisión (PCSPT), que es un valor regulado, llamado precio estampilla, que cubre

la conexión al sistema y otros parámetros que el Estado fija como parte del recaudo, como la garantía de red Principal de gas natural, parámetro que permitió cubrir el costo del ducto de gas natural proveniente de Camisea. Para el caso nuestro, si el cliente se conecta con nosotros, este parámetro será cero, pues el cliente está generando energía en el lugar donde la consume, es decir, no llega al sistema principal.

4. Estimación de demanda

Al 2016, según la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (Minem, 2016), hay algo más de diez mil clientes industriales en la región Lima, que representa el 0.5 % del total de clientes.

Tabla 3. Número de clientes finales por sector económico

Tipo de uso	Cantidad	%
Cientes comerciales y de servicios	146,968	6.6%
Cientes industriales	10,817	0.5%
Cientes residenciales	2,073,131	92.9%
Total	2,230,916	

Fuente: Elaboración propia, con base en MINEM, año 2016.

Sin embargo, este segmento consume casi el 40 % de la energía total de la región, como se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 4. Consumo de energía por sector económico

Tipo de uso	Consumo (GWh)	%
Cientes comerciales y de servicios	4,915	28.9%
Cientes industriales	6,747	39.6%
Cientes 146.968 10.817 2.073.131 2.230.916 residenciales	5,365	31.5%
Total	17,027	

Fuente: Elaboración propia, con base en MINEM, 2016.

De acuerdo con esta misma fuente, al año 2016 se tenía 495 clientes libres atendidos ya sea por generadoras o distribuidoras, con un consumo registrado total de 5.527 GWh, lo que finalmente proporciona un mercado de clientes industriales del orden de 10 mil, que juntos requieren 1.230 GWh de energía anual.

Considerando las 8.760 horas por año y un factor de carga industrial promedio del 70 %, estimamos que la potencia que se ha demandado en el sector industrial regulado, en el año 2016, fue de 200 MW. Cada grupo electrógeno a gas natural que se pretende instalar en este segmento tiene una capacidad de entre 500 y 1.000kW, lo cual significa que se tendría un mercado primario por atender de 300 centrales térmicas, más de lo que se podría realizar en el corto plazo.

Capítulo III. Formulación estratégica

1. Objetivos estratégicos

Tabla 5. Objetivos estratégicos

Tipo de estrategia	Criterio	Logro esperado
Estrategia competitiva	Por diferenciación	Mayor cuota de mercado
Estrategia operativa	Calidad de servicio	Máxima eficiencia
Estrategia de crecimiento	Penetración y desarrollo de mercado	Máximo posicionamiento
Estrategia de colaboración	Pocios estratégicos	Máximo mercado

Fuente: Elaboración propia, 2019

2. Objetivos de empresa

2.1 Social

Contribuir a la sostenibilidad ambiental y no generar impactos ambientales.

2.2 Clientes

Asegurar un servicio energético con equidad, calidad y eficiencia. Crear y generar fidelización y desarrollo de nuestros clientes.

2.3 Procesos

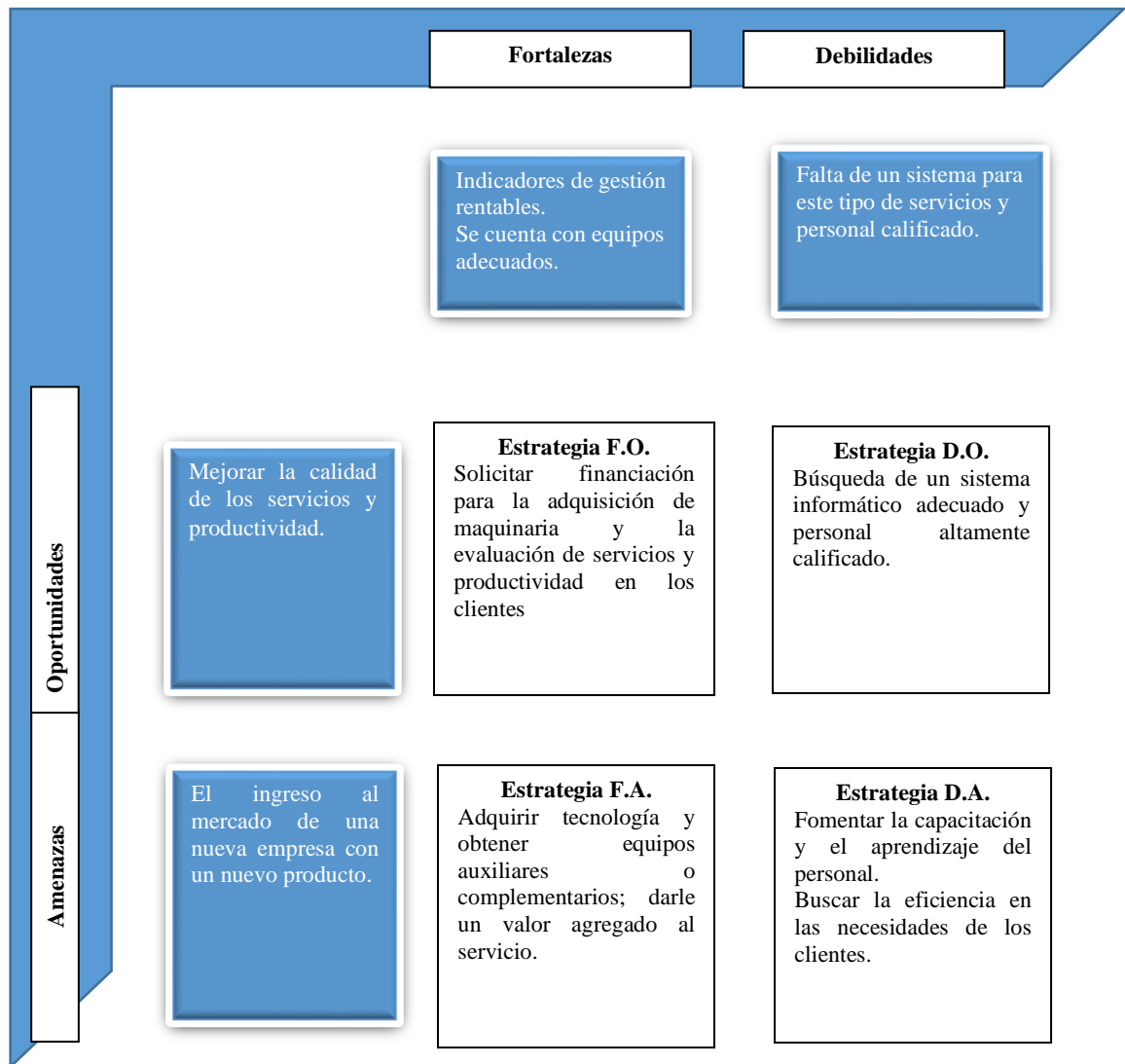
Crear satisfacción en los clientes nuevos y mejorar la calidad en los clientes que ya poseemos. Incrementar la productividad de nuestros clientes al optimizar los costos, tanto operativos como administrativos.

2.4 Aprendizaje y crecimiento

Fomentar un clima laboral positivo. Fomentar el continuo desarrollo de competencias y aprendizaje del personal.

3. Análisis FODA cruzado

Gráfico 9. Análisis FODA cruzado



Elaboración propia, 2019

4. Visión

Ser una empresa líder en la generación y comercialización de energía eléctrica mediante el uso de generadores a GNV, con estándares de calidad, seguridad y confiabilidad, que contribuye a mejorar la producción y la eficiencia en las empresas, mediante la reducción de costos. Todo ello, en armonía con el medio ambiente.

5. Misión

Ser una de las principales empresas de suministro de energía eléctrica en el país, mediante el uso de generadores a GNV, con estándares de calidad, seguridad y confiabilidad, que cubre las necesidades de los clientes.

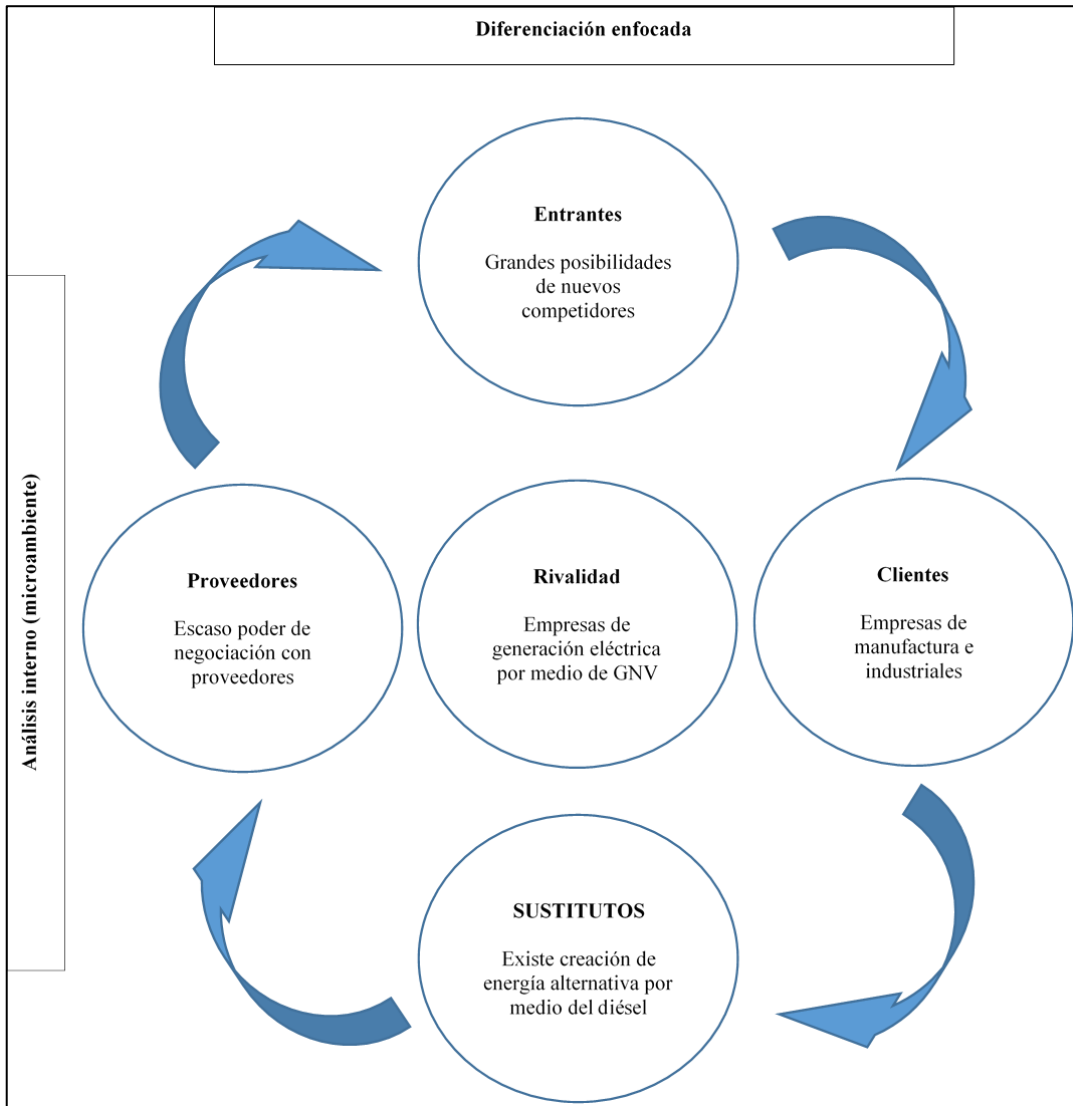
6. Valores

- **Responsabilidad:** cumplir oportunamente las labores relacionadas con nuestros clientes y proveedores.
- **Confianza:** estamos comprometidos con la calidad y la mejora continua de nuestros procesos, para poder brindar un excelente servicio.
- **Integridad:** hacemos lo que decimos que haremos. Contamos con colaboradores que tienen actitudes y comportamientos éticos, lo cual genera confianza en nuestros servicios.
- **Transparencia:** hacer lo correcto, inclusive cuando nadie nos está mirando. Cumplir con las normativas vigentes y de acuerdo con la ley.
- **Responsabilidad social:** comprometidos a trabajar en armonía con el medio ambiente, dando bienestar a nuestros colaboradores y seguridad a los mismos.

7. Estrategia genérica por diferenciación (Porter)

De acuerdo al modelo estratégico, elaborado por Michael Porter, el modelo establece un marco para analizar el nivel de competencia dentro de una industria y así desarrollar una estrategia de negocio. En base a ello, se describe el entorno y la posible competencia que se puede tener dentro del sector energético, así como las fortalezas y oportunidades de inversión que se pueden obtener dentro de la empresa.

Gráfico 10. Diferenciación enfocada



Fuente: Elaboración propia, 2019

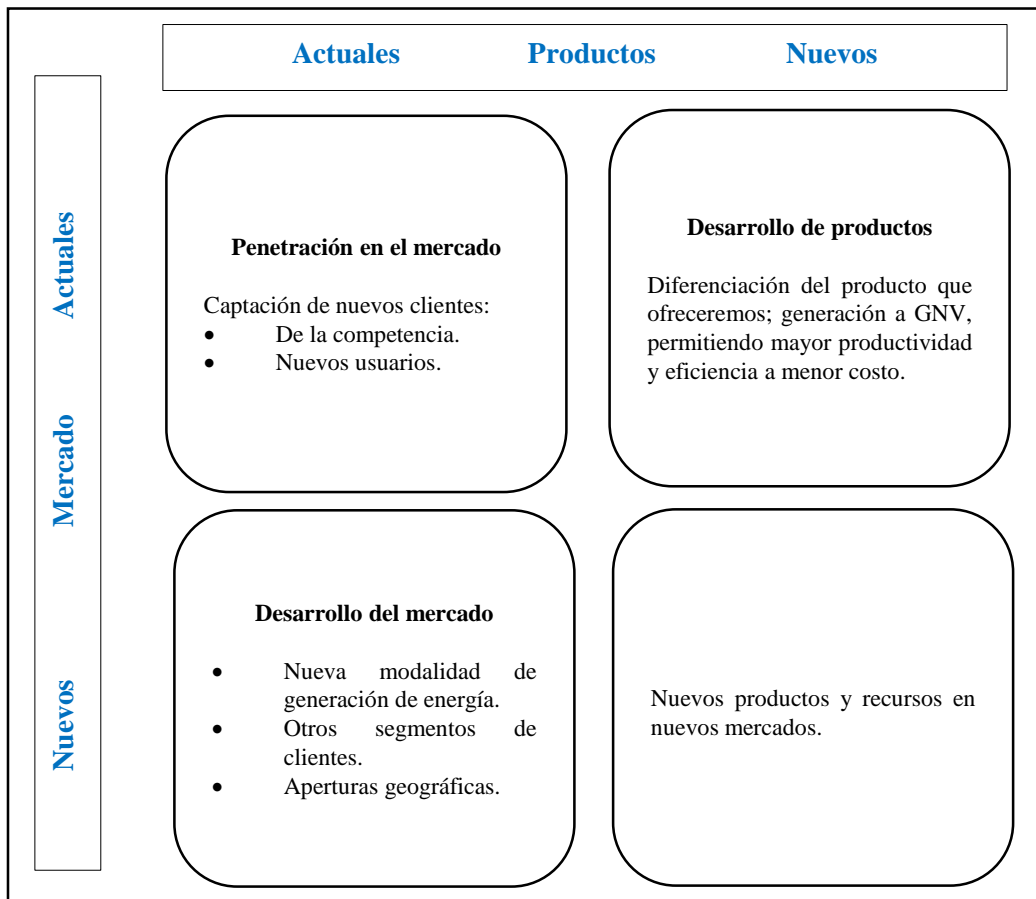
8. Ventaja competitiva

Dominio del negocio. La propuesta que presentamos tiene una clara ventaja competitiva ante cualquier otra propuesta y esta se basa en la experiencia de quienes haremos realidad este proyecto.

9. Estrategia de crecimiento (Ansoff)

Siendo que este proyecto constituye el primero de su género en el mercado, la estrategia será penetrarlo en el mercado de Lima Metropolitana, para luego desarrollar el mismo concepto en cada localidad en donde se implemente el servicio de gas natural en el Perú.

Gráfico 11. Estrategia de crecimiento



Fuente: Elaboración propia 2019

Capítulo IV. Plan de marketing

1. Objetivos del plan de marketing

Tabla 6. Objetivos del plan de marketing

Objetivos	Unidad medida	Corto plazo	Mediano plazo	Largo plazo
Maximizar el mercado	Número de clientes	4	6	> 10
Fidelizar al cliente	Salida de clientes por año	5%	2%	0%
Maximizar el posicionamiento	MW instalados frente a la demanda total de clientes industriales	5 por mil (15.000kW)	20 por mil (60.000kW)	50 por mil (150.000kW)
Maximizar las utilidades por las ventas	% del total	10%	15%	>20%

Fuente: Elaboración propia, 2019

Son objetivos del plan de marketing los siguientes:

- Determinación del cliente objetivo a través de una adecuada segmentación de los tipos de usuarios: conocer su nivel adquisitivo, si forman parte de una corporación, su presencia en el mercado y sus planes de crecimiento.
- Conocimiento del mercado y la competencia, que es fundamental para tener solvencia en cuanto a las soluciones que se deban proponer al cliente, así como el saber el tamaño y las propuestas de la competencia.
- Establecer técnicas para conservar al cliente y desarrollo de instrumentos de medición para maximización de resultados.
- Maximizar las ventas y el posicionamiento de la empresa
- Maximizar las utilidades por ventas. Se considera que el 80 % de las utilidades se quedarán en la empresa y el otro 20 % se proporcionará como ahorro al cliente.

2. Análisis de las 7 P

El análisis de la mezcla del marketing, o *marketing mix*, fue establecido por Jerome McCarthy (Basic Marketing, 1960), quien propuso el concepto de las 4 P, en el entendido de que una empresa dirige todas sus actividades hasta llegar a satisfacer a sus clientes. Sin embargo, con el auge de la tecnología y el nivel de las comunicaciones actuales, queda claro que es necesario complementar el criterio inicial de las 4 P con otras variables que permitan mostrar formas novedosas para acercarse al cliente. Esto es planteado por Phillip Kotler (Dirección de Marketing, 2012), haciendo así conceptos referidos a las personas, procesos y percepción, que se suman a los cuatro clásicos: producto/servicio, precio, plaza y promoción.

2.1 Producto/Servicio (1P)

El suministro de energía eléctrica, en general, es considerado como un servicio; sin embargo, existe un producto asociado al mismo, por lo que es posible su comercialización. Este producto es medible por dos parámetros fundamentales, establecidos en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE), como lo son la tensión (voltaje) y la frecuencia, que son perfectamente medibles. Sin embargo, para efectos de este trabajo, vamos a considerar a este producto como un *commodity*, es decir, un producto que no tiene diferencia si es producido localmente o es dispuesto por la red eléctrica. Es importante saber que es posible su comercialización y que su disponibilidad dependerá del servicio que se propone realizar.

2.1.1 Instalaciones necesarias

Antes de explicar la definición del servicio, es necesario indicar que para que este exista, primero deberá haber una planta de generación interna, que será instalada dentro de la propiedad del cliente y, a su vez, estará conectada eléctricamente a las instalaciones del cliente industrial, conectada a la red de gas para hacer posible su funcionamiento. Estas instalaciones, en adelante, se denominarán ‘la planta’.

2.1.2 Capacidad de planta

El rango de capacidades de motores que pueden generar energía eléctrica es muy variado y podríamos estar hablando de sistemas de pocos kilovatios hasta otros de decenas de megavatios; sin embargo, lo más prudentes es apuntar al mercado regulado industrial, y en este segmento están los clientes de entre 200 y 2.500kW, que pueden optar por ser clientes libres o clientes regulados. La diferencia, como ya se explicó, es que en el primer caso los precios y las condiciones ya están fijados y, en el segundo, los precios se negocian (potencia y energía) y las condiciones se fijan de común acuerdo entre el cliente y el suministrador, como se establece en el reglamento de usuarios libres de electricidad¹.

2.1.3 Definición del servicio

Constituida la planta, el servicio consiste en encender las máquinas que forman parte del servicio, de modo tal que puedan generar energía eléctrica de manera continua por el espacio de las horas que se han establecido previamente en el contrato. El personal asociado a este trabajo está compuesto por un técnico especializado, quien estará pendiente de lo que ocurra durante todo el tiempo que los motores estén encendidos. Los sistemas de medición son los que censarán la

¹ Aprobado por D.S. N.º 022-2009-EM

energía circulante desde la planta hacia las instalaciones del cliente y servirá para efectuar la facturación mensual por consumo de energía, labor que es realizada en la oficina.

2.1.4 Ciclo de vida

El ciclo de vida está dado por la duración del contrato y el tiempo de vida útil de la planta, así como los elementos que lo conforman. Los motores a gas natural, que son fabricados para acoplar generadores de energía eléctrica, tienen un ciclo de vida de 60.000 horas de trabajo, sean estas continuas o no, luego de las cuales se hace un mantenimiento integral, llamado *overhaul*, que consisten en cambiar piezas sustanciales que llevan a la máquina a un estado teórico de cero, o 'máquina nueva'. Normalmente estas máquinas pueden soportar hasta dos mantenimientos de este tipo o, lo que es lo mismo, tres ciclos de 60.000 horas cada uno, con dos *overhauls* intermedios. (Ver anexo 2, *Data Sheet* Motor QSV91 Cummins).

Siendo así, se tendría un ciclo de vida total del motor de 180.000 horas. Ahora bien, los grupos electrógenos se estarían encendiendo durante 5 horas diarias, de lunes a sábado, de acuerdo con la modalidad de trabajo propuesta en este trabajo, concordante con la hora punta establecida en el Perú, para totalizar 125 horas mensuales, o 1.500 horas anuales. Esto extiende el tiempo útil de la máquina a 40 años, hasta que se requiera hacer su primer *overhaul*, algo bastante lejano como para que sea sensible al servicio.

Por otro lado, los plazos que usualmente se dan para los contratos de suministro de energía varían en función de las condiciones del mercado, y fluctúan de tres a diez años. Para efectos de este trabajo, hemos asumido en cinco la cantidad de años de contrato de suministro, renovable por un periodo similar, por lo que este sería el ciclo de vida primario del servicio.

2.1.5 Distintivos

Hemos considerado el producto como un *commodity*, por lo que no tiene un distintivo. Sin embargo, el servicio sí lo tiene y está relacionado con la planta y el personal que la opera, por lo que los distintivos que pueden mostrarse estarán conformados por el color de la línea de servicios o el diseño y el color del uniforme del personal, así como de las unidades móviles asociadas. Uno de los distintivos más importantes será el logo de la empresa, el cual debe hacerse previo concurso con empresas de renombre. El costo asociado está incluido en el presupuesto de marketing.

2.2 Precio (2P)

Considerando el rango que tendrá como capacidad de planta, entre 200 y 2.500kW, y, además, que los clientes conectados a la red de media tensión son clientes regulados, llamados también

clientes con tarifas binomias², el precio asociado al servicio de suministro de energía eléctrica como generación distribuida tiene que estar acotado a los precios que están fijados para dichos clientes, siendo estos los que se detallan en la tabla a continuación.

Tabla 7. Estructura tarifaria de un cliente en media tensión

Tarifa MT3:	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia 2EIP	Unidad	Precio
	Cargo fijo mensual	S//mes	3.26
	Cargo por energía activa en punta	ctm. S//kW.h	23.57
	Cargo por energía activa fuera de punta	ctm. S//kW.h	19.75
	Cargo por potencia activa de generación para usuarios		
	Presentes en punta	S//kW-mes	46.84
	Presentes fuera de punta	S//kW-mes	31.92
	Cargo por potencia activa de redes de distribución para usuarios		
	Presentes en punta	S//kW-mes	11.35
	Presentes fuera de punta	S//kW-mes	11.41
	Cargo por energía reactiva que exceda el 30% del total de la energía activa	ctm. S//kVar.h	4.28

Fuente: Elaboración propia, con base en Osinergmin, 2018

Los parámetros que se han resaltado corresponden a los límites máximos a los que se podría vender energía eléctrica. Corresponde a nuestro estudio determinar el precio a ofrecer al cliente, de modo tal que resulte siendo un ahorro para el mismo y permita, a su vez, recuperar el monto de inversión en cada planta, cubrir los costos de operación y mantenimiento y proporcionar a nuestro negocio una utilidad determinada.

El precio de la energía, por un lado, corresponde al precio que el cliente paga por usar sus motores en el periodo de punta. En caso de que exista la planta de generación distribuida, este costo será reemplazado por lo que corresponde al costo variable combustible de nuestra planta, que es el precio del gas natural. En el párrafo siguiente, se muestra un cálculo aproximado del equivalente de precio del gas natural, en términos de energía eléctrica, para efectos comparativos.

Por otro lado, la potencia de generación para clientes presentes en punta es un parámetro que se cobra considerando el registro de potencia activa del cliente en el periodo de punta. En caso de que la planta abastezca de energía eléctrica al cliente, el parámetro potencia que registre el cliente, para efectos tarifarios del consumo energético proveniente de la red externa, será exactamente igual a su demanda total menos la demanda cubierta por la planta. Dicho de otro modo, este parámetro será el ahorro intrínseco que se produce por la autoproducción de energía, a través de nuestro proyecto de generación distribuida en el periodo de punta.

² Clientes que cuentan con sistemas de medición capaces de registrar consumos de energía y potencia.

2.2.1 Estructura de precios (fijación de precios)

Conforme a la explicación anterior, hay dos parámetros importantes: energía y potencia eléctrica.

Precio de energía: 23.57 ctm S//kWh (regulado), equivale a 71.42 US\$/MWh, al T/C. 3.30 S//US\$.

Precio de potencia: 46.84 S//kW-mes o 14.19 US\$/kW-mes al T/C. 3.30 S/ /US\$.

2.2.2 Gas natural

El costo variable combustible, equivalente en energía eléctrica, es de 40.00 US\$/MWh, considerando el poder calorífico del gas natural de Camisea.

2.2.3 Margen de maniobra

En energía: 31.42 US\$ (71.42-40.00) por cada MWh generado y vendido.

Por potencia: 14.19 US\$/kW-mes, equivalente al 100% del precio regulado, debido a la generación en sitio, es decir, no hay compra de potencia; el costo del gas natural está asociado a la energía.

2.2.4 Estrategia de precio

Con el fin de centrarnos en un número, pondremos el ejemplo de un cliente de 1.000kW, que trabaja las cinco horas de punta diarias, por lo que se tendría para un mes lo siguiente:

Parámetros registrados:

Consumo de energía: 125 MWh

Registro de potencia: 1.000 kW

Ingreso bruto:

- Energía: US\$ 8.927.50 (125MWh*71.42US\$/MWh)
- Potencia: US\$ 14.190.00 (1.000kW*14.19 US\$/kW-mes)

Costos:

- Variable combustible: US\$ 5.000 (125MWh*40US\$/MWh)

2.2.5 Margen bruto: US\$ 18.117.50

Este margen debe cubrir los costos siguientes:

- Costos fijos, personal, supervisión y unidades móviles
- Componente de inversión

- Ahorro del cliente
- Utilidades

Dependiendo del presupuesto que se defina para la parte operativa (OPEX) y de las inversiones de la planta (CAPEX), se definirá la estrategia final del precio para el cliente.

2.2.6 Punto de equilibrio

El punto de equilibrio será aquel en el que no se generen pérdidas ni ganancias para la sociedad. Este valor se muestra en el análisis de sensibilidad, del acápite finanzas.

2.2.7 Estrategia de ingresos

Este tipo de servicio está enfocado en suministrar energía durante el periodo de contrato y los contratos tienen plazos relativamente largos, de entre cinco y diez años, dependiendo de la negociación entre las partes; siendo así, este negocio permite la facturación mes a mes y se proponen los siguientes criterios:

- Facturación durante los primeros cinco días del mes siguiente al consumo
- Pago a los quince días de emitida la facturación
- Aplicación de los intereses moratorios y compensatorios máximos que estipula la ley
- Corte de servicio, en caso de que transcurran dos meses consecutivos impagos

2.3 Plaza o distribución (3P)

Como se ha indicado, la interacción con el cliente se hace a través de sus instalaciones eléctricas. Las plantas están literalmente conectadas a estas y la distribución de energía se realiza indefectiblemente todos los días de la semana, las 52 semanas del año, mientras el contrato esté activo.

2.3.1 Promoción (4P)

Como ya se ha indicado, la promoción de este tipo de negocio no se puede hacer por medios masivos, dada su condición eminentemente técnica y su relativa complejidad; tiene que hacerse de forma directa, a través de visitas a clientes previamente identificados.

Los clientes que actualmente están conectados a la red están debidamente empadronados por su correspondiente suministrador de energía eléctrica, debido a que son cliente regulados que existen dentro de una zona de concesión otorgada por el Estado peruano. Esta información es accesible a través del portal de Osinergmin, y consta de una tabla con información relativa a lo siguiente:

- Número de suministro
- Nombre del usuario
- Dirección
- Tarifa
- Potencia en hora punta
- Energía consumida
- Monto pagado al suministrador

Con esta información, es perfectamente viable realizar un proceso de segmentación, tomando como criterio lo siguiente:

- Ubicación: que se encuentre dentro de la zona de influencia de la red de gas natural
- Potencia: serán usuarios que estén dentro del rango de 200kW hasta los 5.000kW
- Uso de energía durante horas punta

Así, se obtendrá una tabla mucho más corta y se podrá apreciar todos los clientes registrados que podrían ser potenciales clientes de este negocio y serían estos a los que se tendría que visitar.

2.3.2 Procesos (descripción general) (5P)

Una vez que se haya suscrito el contrato entre la empresa de generación distribuida y el cliente, se tienen que cumplir los siguientes procesos:

- Construcción de la planta de generación distribuida, trabajo que será realizado por la empresa, a su costo
- Operación de la planta, trabajo realizado por la empresa, como parte del cumplimiento de su contrato
- Mantenimiento de la planta, cuando así sea necesario
- Manejo de residuos
- Disposición de herramientas y equipos de recambio
- Plan de contingencias
- Seguridad y medio ambiente

2.3.3 Personal (fuerza de venta propia e intermediarios, entre otros) (6P)

El *staff* asociado a esta labor debe tener el siguiente perfil:

- Gerente: encargado de la gestión del negocio, con MBA, especialista en el negocio eléctrico, con amplio conocimiento del mercado eléctrico y de gas natural y especial trato con clientes industriales; experiencia no menor de diez años.

- Jefe comercial: encargado del seguimiento y la atención a la cartera de clientes
- Jefe de desarrollo: encargado de la construcción de las plantas de generación, profesional formado en ramas de la ingeniería, con especial experiencia en plantas de generación.
- Jefe de operaciones: especialista en el manejo de personal de operación y mantenimiento de plantas de generación.
- Jefe de administración y finanzas
- Operadores: personal de turno en planta de generación a cargo de la operación y el mantenimiento menor de las máquinas.

2.3.4 Proactividad hacia el consumidor (7P)

- Evidencia física esencial: se trata de la energía que es suministrada al cliente, en las mismas condiciones que las que otorgaría la empresa eléctrica externa. Se demuestra que la calidad del servicio eléctrico es por lo menos igual al que cuenta el cliente, pudiendo ser mejor, pues la planta puede abastecer de energía al cliente en caso de que faltase el suministro eléctrico en la red eléctrica.
- Evidencia física periférica: corresponde al emplazamiento y la disposición de herramientas o equipos de recambio, así como las instalaciones en donde permanece el personal que opera la planta. Es importante agregar que los equipos de protección personal, comúnmente llamados EPP, son parte de este rubro, porque dependen del servicio.
- Cualidades extrínsecas de calidad: son las conexiones eléctricas que debieron ser realizadas entre la planta y las instalaciones del cliente. También se puede considerar en este rubro la buena disposición de residuos sólidos, para evitar problemas ambientales que podrían ser observados por las entidades regulatorias y producir contingencias al cliente.
- Cualidades intrínsecas de calidad: ya hemos indicado que la energía eléctrica es considerada un *commodity* y, por lo tanto, su calidad no es diferente a la proporcionada por la red eléctrica.

3. Plan de acción

- Desarrollar una segmentación de los clientes prominentes. Esto se debe desarrollar en los primeros dos meses, hasta la obtención de la base de datos de los clientes.
- Paralelamente, se tiene que desarrollar un proyecto modelo, para poder presentarlo a los clientes, como parte de la solución que se les planteará.

- Desarrollar un modelo de encuesta que servirá para tomar nota de la necesidad de cada cliente.
- Capacitar a las personas que contactarán a los clientes.
- Empezar a hacer las invitaciones, para visitar clientes y agendar.
- Iniciar las visitas a los clientes.
- Plantear soluciones para cada cliente que lo solicite; cada proceso de solución implica un trabajo de dos a tres semanas.

4. Presupuesto de marketing y ventas

El presupuesto, en esta primera etapa, deberá ser absorbido por los líderes del proyecto, por lo que el costo directo se reduce al costo por movilización, pues no se ha considerado un gasto para publicidad radial o televisiva, ya que la captación de los clientes se hará de forma directa.

Capítulo V. Plan de operaciones

1. Objetivos del plan de operaciones

Tabla 8. Objetivos del plan de operaciones

Objetivos	Unidad medida	Corto plazo	Mediano plazo	Largo plazo
Eficiencia: generación a potencia nominal	Ratio de operación	14 USD/MWh	12 US\$/MWh	10 US\$/MWh
Calidad: mantener los equipos en perfecto estado	Índice de disponibilidad de equipos	85%	90%	95%
Flexibilidad: los grupos pueden trabajar como respaldo	Índice de productividad hora/hombre	95%	95%	95%
Costos: siempre menor a la red, en cualquier escenario	Utilidad neta	25%	30%	40%
Tecnología: sistema preparado para atención remota	Número de plantas atendidas remotamente	0	5	100%
Seguridad: mantener criterios de seguridad eléctrica bajo estándares internacionales	Número de accidentes	0	0	0

Fuente: Elaboración propia, 2019

- **Eficiencia:** maximizar la generación de potencia, trabajando a la potencia nominal de la planta y al 100 % del tiempo anual programado.
- **Calidad de servicio:** maximizar la calidad, manteniendo los equipos en perfecto estado y cumpliendo con los procedimientos establecidos de calidad operativa.
- **Flexibilidad:** satisfacer expectativas del cliente en todos los aspectos; en caso de que se requiera, los grupos trabajarán fuera del horario establecido, como respaldo.
- **Costos:** siempre serán menores a la red, en cualquier escenario.
- **Tecnología:** el proyecto debe considerar el caso muy probable de que la tecnología en comunicaciones haga prescindir del personal operativo, a través de un centro de control que permitiría operar de forma remota; el punto de equilibrio entre la operación manual y la operación remota está ligado a la cantidad de plantas que se puedan instalar a lo largo del tiempo, como se ha visto en el capítulo marketing. El número óptimo que haría posible la operación remota sería de cinco plantas de generación.
- **Seguridad:** nuestro personal tiene que guardar la misma política de trabajo que la instaurada por el cliente.

2. Estrategia de operaciones

Mantener un técnico en planta de manera permanente cuando el grupo funcione, mientras el costo de operar más grupos se convierta en un costo mayor que operar de forma remota, a través de un centro de control comandado por personal idóneo y utilizando sistemas de comunicaciones que ya existen en el mercado.

3. Diseño de servicios

El servicio es continuo y se desarrolla a través de contratos de mediano o largo plazo. Las máquinas trabajarán en el horario establecido y este servicio es único y no permite que exista otro tipo de servicio dentro del contrato. Se trata solo de suministrar energía como generación distribuida.

3.1 Proveedores clave

Son aquellos que hacen posible el suministro de energía eléctrica generada localmente a través de los grupos electrógenos instalados por la empresa. Son los siguientes:

- Proveedor de grupos electrógenos
- Concesionario distribuidor de gas natural
- Proveedor de sistemas de regulación y medición de gas natural
- Consultora especialista ambiental
- Constructora, especialista en la construcción y puesta en servicio de plantas de generación a gas natural

3.2. Descripción de los acuerdos y relaciones comerciales futuras

El único documento que debe estar suscrito con el futuro cliente es el contrato de suministro de energía eléctrica. En este documento se acordarán las condiciones del servicio. Dentro del contrato se establecerá la posibilidad de incrementar la capacidad de generación, que estará íntegramente ligada a la capacidad de crecimiento del cliente.

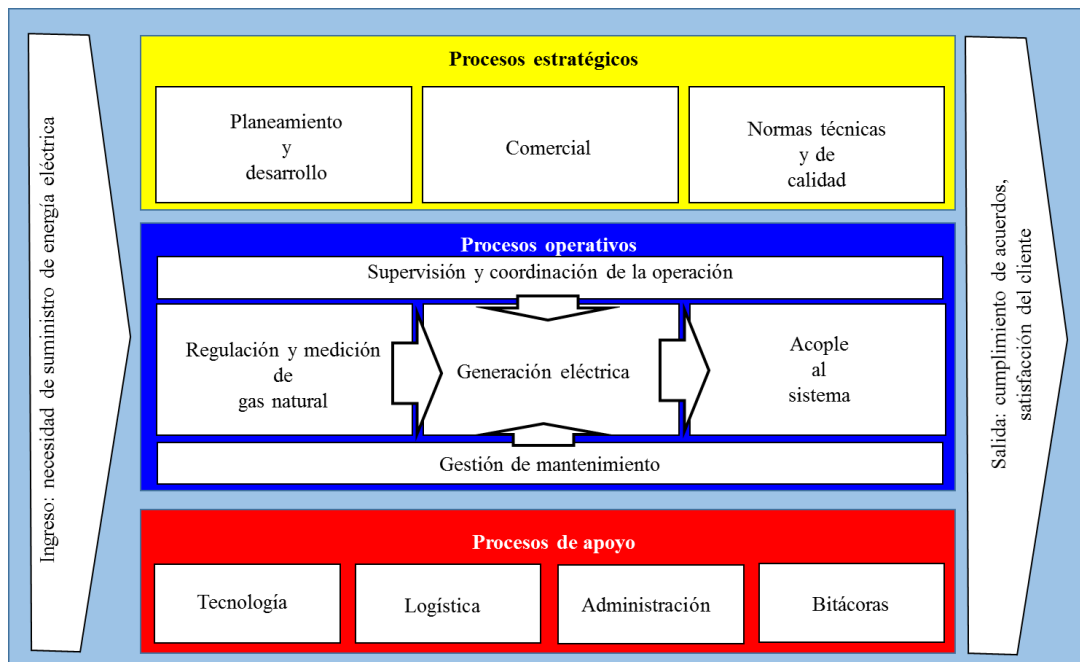
3.3 Ficha técnica

La planta de generación tiene características propias para cada uno de los centros de generación local y su capacidad dependerá de las características técnicas de cada contrato; sin embargo, las plantas son del mismo tipo, todas contienen grupos electrógenos a gas natural y sus correspondientes sistemas de alimentación de este combustible y tienen tableros eléctricos a partir de los cuales se integrará eléctricamente a los sistemas de los clientes.

4. Diseño de procesos operativos

4.1 Identificación y mapeo de procesos

Gráfico 12. Mapa de procesos



Fuente: Elaboración propia, 2019

4.2 Breve descripción de procesos

El mapa mostrado describe los procesos mínimos con los que debe contar la empresa. Se inicia con la necesidad, por parte de los clientes, de contar con suministro de energía eléctrica, insumo que es muy importante y sensible para ellos. Finaliza precisamente con el cumplimiento de esta necesidad; sin embargo, es un proceso cíclico que se dará diariamente durante todo el tiempo que establezca el contrato.

4.3 Procesos estratégicos

Son los procesos que generan el negocio y su sostenimiento en el tiempo, así como el desarrollo de nuevas instalaciones, siempre en armonía con las normas del sector y el cumplimiento ambiental.

4.3.1 Planeamiento y desarrollo

Establece los objetivos estratégicos del nuevo negocio y actividades que hagan realidad el cumplimiento de la misión y la visión de la empresa, el desarrollo de nuevas plantas de generación y, por consiguiente, el crecimiento de la empresa. Planeamiento y desarrollo son el pilar

fundamental de este proceso. Un insumo clave para su sostenimiento es el análisis del contexto del sector eléctrico, que está ligado, a su vez, al desarrollo país.

4.3.2 Comercial

Este proceso es clave para la captación de nuevos negocios y el posicionamiento de la empresa dentro del sector. Es altamente especializado, pues se manejan parámetros de costos actualizados que harán posible el traslado de beneficios dentro del precio ofrecido al cliente, que finalmente se presenta como condiciones de un contrato bilateral a ser suscrito con el cliente. Otro aspecto importante de este proceso es la parte operativa-comercial, dedicada a la emisión de recibos por consumo de energía mensual, actividad que se desarrolla de manera recurrente.

4.3.3 Normas técnicas y calidad

La regulación del sector eléctrico en el Perú aún no ha llegado a su límite, pese a los veinticinco años de la dación de la ley de concesiones y su reglamento y los veinte años de existencia de Osinergmin. Las normas eléctricas se siguen realizando, y este factor hace que la nueva empresa deba tener en cuenta las adecuaciones que deben hacerse en este contexto. Independientemente de cuál sea el cambio en las normas, la empresa está en la obligación de cumplir con las vigentes, tanto desde el punto de vista normativo, como en el cumplimiento de las normas de calidad ya instauradas en el país. Las normas técnicas no solamente atañen a la parte eléctrica en sí, sino también a las normas de cumplimiento ambiental y, siendo que una planta térmica está siempre ligada a la emisión de gases de efecto invernadero, es menester cuidar que estas emisiones se encuentren dentro de los rangos permitidos.

4.4. Procesos operativos

Los procesos operativos son los más importantes en cuanto al cumplimiento de las condiciones contractuales. Son muy sensibles y merecen toda la atención de la empresa, pues de estos procesos depende el sostenimiento del negocio.

4.4.1 Regulación y medición de gas natural

Aunque este proceso está tecnificado, su control es altamente sensible, por lo que tiene que ser revisado de forma periódica y extraída la data mensual para su procesamiento comercial, en paralelo con el proceso símil que realiza la empresa que regula y distribuye este servicio.

4.4.2 Generación eléctrica

Es el proceso más importante y la intervención humana es mínima, pero muy sensible, pues los grupos electrógenos deben estar en determinado estado para poder operarlos; por ello, es necesario que este proceso se realice por personal altamente calificado.

4.4.3 Acople al sistema

Es un proceso que está también mecanizado y su entrega se realiza en tiempo real, entre la generación y la alimentación eléctrica al sistema de propiedad del cliente. Es importante anotar que el operador debe estar en continua observación de los parámetros de generación para que la entrega del producto al cliente sea en condiciones adecuadas y dentro del marco de calidad establecido en el contrato. Es en este proceso que se hace la medición de los parámetros de consumo de energía eléctrica que finalmente son facturados por el área comercial, al precio previamente especificado.

4.4.4 Supervisión y coordinación de la operación

Si bien este es un proceso importante, es posible hacerlo de forma presencial o remota, dependiendo de las facilidades y los costos asociados. Los operadores son sensibles para la operación, en cualquiera de los tipos de operación ya mencionados, y deben seguir un protocolo específico para el cumplimiento de sus funciones.

4.4.5 Gestión de mantenimiento

Esta actividad está ligada estrechamente a la buena operación del sistema. Su trabajo no es continuo, sino que se realiza normalmente en tiempos previamente programados, salvo que ocurra una emergencia. Esta actividad puede hacerla personal propio, debidamente entrenado, o a través de empresas que se dedican a ello. La elección de una u otra se hará tomando en cuenta el aspecto económico.

4.5 Procesos de apoyo

Se trata de los procesos comunes para toda empresa, como las actividades generales del ámbito administrativo-contable, recursos humanos o de logística. La excepción, en este tipo de negocio, corresponde al énfasis que se le debe dar al tratamiento de la información histórica. Esta es muy importante para eventos futuros, como los de mantenimiento preventivo o cambio de determinados elementos. Este proceso lleva el nombre de bitácoras. Finalmente, el proceso tecnológico es una actividad de apoyo que continuamente debe estar en revisión para su debida actualización.

5. Diseño de instalaciones (tamaño / localización)

En esta primera etapa, no hay instalaciones de la empresa, salvo la dirección legal que se debe tener para la constitución de la razón social. Para futuras etapas sí es necesario contar con una oficina de atención al cliente, oficinas administrativas y un ambiente para el control y la operación remota.

6. Actividades preoperativas (presupuesto preoperativo)

Tabla 9. Presupuesto preoperativo

Criterio	Monto
Preparación de bases de datos y segmentación de clientes industriales	2,000.00
Segmentación de clientes industriales	2,000.00
Capacitación	3,000.00
Elaboración de fichas de RR.HH.	2,000.00
Visitas a potenciales clientes	5,000.00
Expediente técnico modelo	2,000.00
Total US\$	16,000.00

Fuente: Elaboración propia, 2019

- Preparación de base de datos de la cartera de clientes.
- Segmentación de clientes, por tipo de cliente (industrial), por conexión eléctrica industrial y por áreas de influencia del distribuidor de gas natural.
- Capacitación.
- Elección de personal necesario y perfil.
- Plan de visitas a clientes; determinación de los recursos necesarios para la visita de adhesión a clientes.
- Elaboración de un expediente modelo que sirva de base para que, a partir de este, se pueda proponer la ingeniería básica para cada caso.

Capítulo VI. Aspecto legal y plan de recursos humanos

1. Objetivos del plan de RR.HH.

Tabla 10. Objetivos del plan de recursos humanos

Objetivos	Unidad medida	Corto plazo	Mediano plazo	Largo plazo
Proporcionar niveles sobresalientes de rentabilidad del recurso humano de la empresa.	Costo del recurso humano con respecto del costo total	40%	30%	20%
Atraer, alinear, desarrollar y retener personal altamente calificado, con habilidades excepcionales.	Índice de rotación	0%	0%	15%
Lograr los más altos estándares de seguridad, salud y medio ambiente en las operaciones.	Índice de accidentabilidad	0%	0%	0%

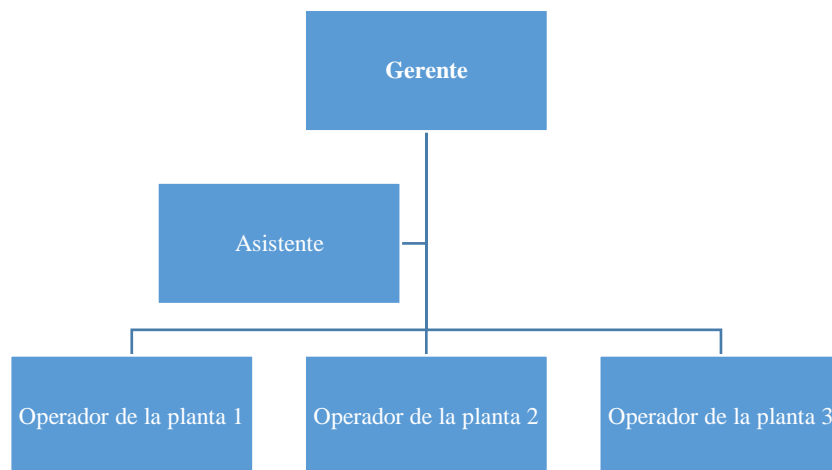
Fuente: Elaboración propia, 2019.

2. Estructura organizacional

2.1 Primera etapa

En esta etapa, la estructura es multifuncional. Habrá una cabeza de empresa quien, a la vez, será responsable de varias actividades operativas.

Gráfico 13. Organigrama de la empresa – primera etapa

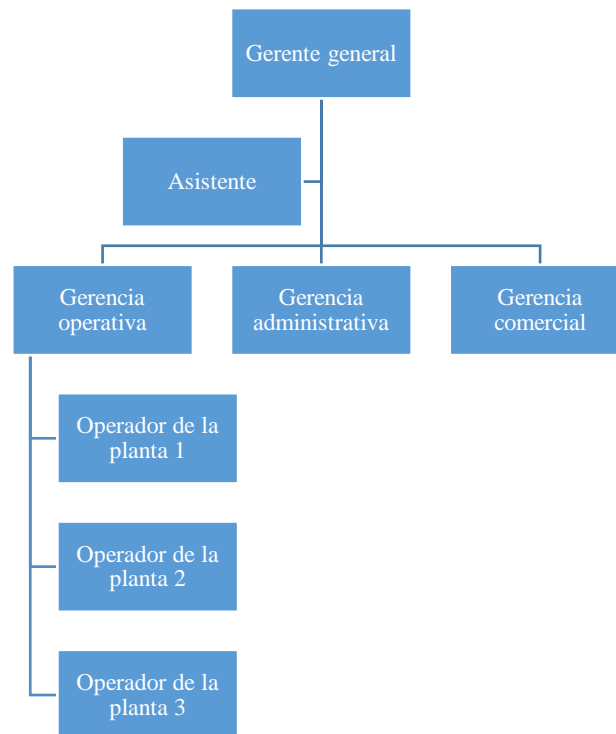


Fuente: Elaboración propia, 2019

2.2 Segunda etapa

Para esta etapa ya se han conformado las gerencias comercial, administrativa y operativa, que se mantendrán en el tiempo, inclusive si se expande la empresa hacia otras provincias.

Gráfico 14. Organigrama de la empresa – segunda etapa



Fuente: Elaboración propia, 2019

3. Diseño de puestos (requisitos y remuneraciones)

Este es un proceso que permite lo siguiente:

- Agregar valor a la organización midiendo posiciones.
- Alinear el trabajo con la compensación.
- Establecer el valor relativo de los trabajos con base en un patrón de comparación común.

4. Programación de puestos

La primera etapa del proyecto requiere flexibilidad; por lo tanto, los líderes del proyecto deben considerar la multifuncionalidad que se requiere en los puestos de trabajo. Posteriormente, cuando ya se tenga los primeros contratos en servicio, será necesario ampliar el *staff* de profesionales y en ese momento se activarán las gerencias de la nueva empresa.

5. Políticas de recursos humanos

- Ser un empleador de elección
 - Cultura y entorno de alto rendimiento
 - Desarrolla el compromiso de las personas con el crecimiento
 - Conciencia organizacional
 - Comunicación de efectividad en el momento correcto
- Gestión del talento
 - Reclutamiento y selección
 - Recompensa y compensación
 - Gestión del rendimiento
 - Plan de sucesión
 - Formación y desarrollo
- Normas operacionales
 - Relaciones laborales
 - Condiciones de empleo
 - Programa a bordo
 - Datos de empleados y gestión de la fuerza de trabajo
- Medio ambiente y herramientas IS
 - IS soluciones para recursos humanos
 - Programas de salud y bienestar

6. Presupuesto del plan de RR.HH.

En el primer año de operaciones, el presupuesto inicial será para cubrir el costo de contratación de dos obreros y un gerente general, cuyas remuneraciones y costos laborales serán asumidos al 30 %, según la tabla siguiente:

Tabla 11. Presupuesto del primer año de operaciones

Cargo	Costo total anual (S/)	Costo asumido (S/)
Gerente general	363 240.00	110 072.73
Operador	141 260.00	42 806.06
Total anual	504 500.00	152 878.79

Fuente: Elaboración propia, 2019.

A partir del segundo año, se contempla que habrá un *staff* que se irá cubriendo al 30 % por año, hasta llegar al 100 % en el cuarto año de operaciones. También contará con dos obreros por unidad de negocio, así como supervisores zonales, según se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 12. Presupuesto a partir del segundo año de operaciones

Cargo	Costo total anual (S/)	Costo total anual (US\$)
Gerente general	363.240.00	110.072.73
Administrador	242.160.00	73.381.82
Jefe de desarrollo	242.160.00	73.381.82
Jefe de operaciones	181.620.00	55.036.36
Supervisor	144.320.00	43.733.33
Operadores	198.520.00	60.157.58
Total anual	1.372.020.00	415.763.64

Fuente: Elaboración propia, 2019

En la siguiente tabla puede verse el presupuesto final, que incluye los porcentajes indicados y toma en cuenta las unidades de negocio a operar por año.

Tabla 13. Presupuesto final – expresado en US\$

	2018	2019	2020	2021
<i>Staff</i>	26.811.03	83.895.00	167.790.00	254.227.27
Remuneración	21.600.00	61.200.00	122.400.00	185.454.55
Costos laborales	4.908.00	20.859.00	41.718.00	63.209.09
SCTR	303.03	1.836.00	3.672.00	5.563.64
Obrero	17.446.97	162.212.12	280.854.55	399.496.97
Remuneración	12.727.27	94.545.45	163.636.36	232.727.27
Costos laborales	4.337.88	64.830.30	112.309.09	159.787.88
SCTR	381.82	2.836.36	4.909.09	6.981.82
Total	44.258.00	246.107.12	448.644.55	653.724.24

Fuente: Elaboración propia, 2019

Capítulo VII. Plan de finanzas

1. Objetivos del plan de finanzas

Tabla 14. Objetivos del plan de finanzas

Objetivos	Unidad medida	Corto plazo	Mediano plazo	Largo plazo
Determinar recursos necesarios para el apalancamiento de nuevos proyectos.	Endeudamiento	70%	40%	40%
Determinar la viabilidad de cada proyecto.	Valor actual neto	>0	>0	>0
Máximo rendimiento por el capital empleado.	ROE	>20%	>20%	>20%

Fuente: Elaboración propia, 2019

1.1 Datos

Los datos que requerimos para este proyecto son principalmente los siguientes:

- **Ratio de inversiones:** que es un parámetro conocido en el sector eléctrico y es el que nos orienta para estimar el capital que se debe mover para poder poner en servicio una planta de generación distribuida. Afortunadamente, este parámetro es conocido en el sector y su valor fluctúa entre los 500 y 8.000 US\$ por cada kW. Para efectos de este proyecto, se ha considerado un nivel de inversiones del orden de US\$ 1.523.480 entre costos directos e indirectos, lo que equivale a un ratio de US\$762 /kW.
- **Ratio de operación y mantenimiento:** otro parámetro muy importante que se debe tener en cuenta es este valor. Comúnmente va asociado a la energía generada, independientemente del tamaño de la planta. Este valor, que oscila en el mercado entre 10 y 14 US\$/MWh, constituye el costo fijo de la central y considera tanto el costo del personal como el gasto por mantenimiento, siendo a su vez este gasto dividido en dos partes: el mantenimiento preventivo normal que se hace cada cierto número de horas y el mantenimiento mayor, conocido como *overhaul*.
- **Ingreso de las ventas:** parámetro íntegramente relacionado con el contrato de suministro y los niveles de generación de potencia y energía de las máquinas. En el contrato se establecen los precios unitarios que se multiplican por los parámetros físicos que proporciona la planta.

- **Costo del gas natural:** este valor es regulado por Osinergmin y sus valores son publicados mensualmente por esta entidad. El costo para generación eléctrica es diferenciado y menor al costo del gas para plantas industriales; esta diferencia permite que exista negocio para el proyecto.

1.2 Supuestos

Los equipos trabajarán al 100 % de su capacidad nominal.

La energía generada es perfecta, es decir, se generará el 100 % de potencia por la cantidad de horas diarias de trabajo.

No hay pérdidas por conexión del cliente a las redes.

El grupo de trabajo que propone este proyecto cuenta con capital de trabajo suficiente para poner en servicio y operar cualquier planta de generación distribuida.

2. Políticas financieras

2.1 Política de endeudamiento y adquisición de activos

Para el presente proyecto, el tipo de financiamiento que se ha elegido es el de arrendamiento financiero, por lo tanto, no existirá un endeudamiento, sino los respectivos contratos de arrendamiento financiero, en el que se determinarán las responsabilidades a cumplir.

2.2 Política de crecimiento a nivel de unidades de negocio

Se ha considerado la implementación de una nueva planta en cuanto culmine el tiempo de recuperación del capital. Es decir, se hará una vez que se haya cumplido con las cuotas del respectivo contrato de arrendamiento financiero. Se estima implementar una planta cada cinco años.

2.3 Política sobre plazo contratos de suministro

Se contempla suscribir los contratos de suministro bajo un periodo igual o mayor al periodo especificado en el contrato de arrendamiento financiero.

2.4 Política sobre ingresos y cobranzas

Los contratos de suministro permitirán el cobro por el servicio a los quince días de realizado el mismo; además, se contempla la aplicación de los intereses compensatorios y moratorios que establece la ley, así como el corte del servicio, si han transcurrido dos o más meses de servicio impagos.

2.5 Política sobre pago a proveedores

Los ingresos por contrato de suministro se tendrán dentro de los siguientes treinta días de emitida la respectiva factura, que es el mismo tiempo de la emisión de la factura del proveedor de gas y del contrato de arrendamiento financiero. Sin embargo, se ha considerado un plazo adicional de treinta días para la obtención de los ingresos, por lo tanto, se contará con un capital de trabajo para cubrir los costos ya indicados.

2.6 Política sobre dividendos

Se seguirá lo indicado en el D.L. 1261, el cual modificó las tasas del impuesto a la renta, de la ley del impuesto a la renta, modificadas también mediante la ley 30296, que promueve la reactivación de la economía, del 31 de diciembre del 2014.

2.7 Política de ajuste de precios

La política de ajuste de precios se basará en el índice de inflación.

3. Estructura financiera

Claramente, este proyecto debe emprenderse bajo un tipo de financiamiento externo, siendo este de dos tipos: el crédito convencional y el arrendamiento financiero.

Tabla 15. Criterios iniciales de la estructura financiera

• Rubro:	Sector eléctrico peruano, estable 25 años
• Inversión:	Mayor a 1.5 millones de dólares
• Vida útil de planta:	60 mil horas (8 años, trabajando 24 horas)
• Proveedor de planta:	Conocido especialista en el rubro

Fuente: Elaboración propia, 2019

3.1 Crédito convencional

El financiamiento tradicional, de alta aceptación, tiene alcance limitado por parte de entidades con cierta presencia en el mercado, con solvencia comprobada y con activos suficientes como para avalar el crédito. Aunque tiene ventajas respecto de su flexibilidad financiera, resta liquidez a la empresa, pues tiene que tributar por los activos, que serían de propiedad de la nueva empresa.

3.2 Arrendamiento financiero (leasing)

Este tipo de financiamiento, presente formalmente en nuestro país desde 1979, consiste en la utilización de los activos importantes que dan vida a los negocios, sin que estos formen parte de

los activos de la empresa. Su uso en el país está normado³ y se divide, a su vez, en dos principales tipos: leasing financiero y leasing operativo. La diferencia entre ambos se puede ver en la tabla siguiente:

Tabla 16. Uso del leasing en el Perú

Leasing financiero	Leasing operativo
Ámbito: Empresas afectas al IGV	Ámbito: Empresas y personas naturales
Vida útil del activo: Alta, más de tres años	Vida útil del activo: Baja, no más de tres años
Valor del activo: Alto/Muy alto	Valor del activo: Bajo/Moderado
Opción de compra: Sí	Opción de compra: No

Fuente: Elaboración propia, 2019

Dado que la política de empresa es la acumulación de activos, se ha elegido el leasing financiero como el modelo que más se adecúa al proyecto. Por otro lado, se ha optado por este porque una de las principales virtudes del leasing es el tratamiento tributario para personas jurídicas, tanto en el caso del IGV como del impuesto a la renta:

- **Tratamiento del IGV:** se realiza mensualmente durante el plazo del contrato de arrendamiento financiero y este es deducible como crédito fiscal, incluyendo la cuota final como opción de compra.
- **Tratamiento del impuesto a la renta:** dado que el activo pertenece a la entidad financiera (arrendador), la cuota de leasing pagada por el arrendatario es íntegramente deducible como escudo fiscal y esto es posible gracias a que se permite la depreciación acelerada del activo, en un plazo igual al del contrato de arrendamiento.

En conclusión, el Arrendamiento Financiero permite el menor pago de impuestos, por el escudo fiscal; y, los pagos del IGV son deducibles mes a mes como crédito fiscal.

³ Decreto Legislativo N.º 299, de fecha 26 de julio de 1984, y sus modificatorias.

3.2.1 Primera cuota del leasing

El arrendamiento financiero, por lo ya explicado, financia el 100 % del activo; sin embargo, las entidades financieras se sienten más cómodas si el interesado hace un aporte dinerario como una primera cuota y este monto oscila entre el 10 % y el 30 %, dependiendo de la complejidad del rubro o la presencia en el mercado del arrendatario. Dado que el rubro es electricidad, y que la empresa es nueva, se ha considerado una primera cuota del orden del 30 % de la inversión.

4. Costo de capital (COK)

El costo del capital está ligado a la tasa de actualización, y para el sector eléctrico está definida en la Ley de Concesiones Eléctricas,⁴ con un valor del 12 %, el cual es equivalente al costo de oportunidad o COK.

5. Inversión preoperativa

5.1 Inversión tangible e intangible

Como se ha explicado a lo largo del presente trabajo, la inversión preoperativa es fundamentalmente intangible, pues el costo directo asociado no es relevante, ya que se trata fundamentalmente del conocimiento del sector eléctrico por parte de los autores.

5.2 Capital de trabajo

El capital de trabajo será el necesario para sufragar los gastos del personal y el costo del gas natural por un mes de trabajo. Este valor asciende a US\$ 11.584. Se considera solamente un mes, debido a que con el primer pago se cubrirá este costo.⁶ Presupuestos - estados financieros

⁴ Artículo 79.º de la Ley de Concesiones Eléctricas: la tasa de actualización a utilizar en la presente ley será de 12 % real anual. Esta tasa solo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas de Energía a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la tasa libre de riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva tasa de actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

6.1 Flujo de caja de inversiones

En la siguiente página se muestra el flujo de caja completo, tanto en su primera etapa como en las etapas posteriores.

6.2 Punto de equilibrio

Como puede verse en el flujo de caja, el punto de equilibrio se logrará cuando el negocio cuente con cinco plantas ya desarrolladas, momento en el que se insertará un programa de operación remota para las plantas de generación.

Tabla 17. Flujos de caja de inversiones (expresado en US\$)

Fase: una planta	Periodos en años										Liquidación	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
Parámetros físicos (Q)												
Unidades de negocio		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Capacidad de planta (kW)		1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	
Potencia total anual (kW)		23,520	23,520	23,520	23,520	23,520	23,520	23,520	23,520	23,520	23,520	
Energía generada anual (MWh)		2,940	2,940	2,940	2,940	2,940	2,940	2,940	2,940	2,940	2,940	
Número de horas por mes (h)		125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	
Precios unitarios (P)												
Precio potencia (US\$/kW-mes)		16.04	16.36	16.69	17.02	17.36	17.71	18.06	18.42	18.79	19.17	
Precio energía (US\$/MWh)		67.55	68.90	70.28	71.68	73.12	74.58	76.07	77.59	79.15	80.73	
Factor de indexación			2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Ingresos												
Por potencia		377,261	384,806	392,502	400,352	408,359	416,526	424,857	433,354	442,021	450,862	
Por energía		198,597	202,569	206,620	210,753	214,968	219,267	223,652	228,126	232,688	237,342	
Ventas netas (P x Q)		575,858	587,375	599,122	611,105	623,327	635,794	648,509	661,480	674,709	688,203	
Egresos												
Inversiones												
Maquinaria y equipos	(1,523,480)											700,000
Cambio en el capital de trabajo	(11,584)	(432)	(672)	(917)	(1,167)	(1,422)	(1,682)	(1,947)	(2,218)	(2,494)	-	24,535
Costos de producción		(159,583)	(165,174)	(168,477)	(171,847)	(175,284)	(178,789)	(182,365)	(186,012)	(189,733)	(193,527)	
Costos de operación		(21,403)	(21,831)	(22,268)	(22,713)	(23,167)	(23,631)	(24,103)	(24,585)	(25,077)	(25,579)	
Costos de mantenimiento		(20,580)	(20,992)	(21,411)	(21,840)	(22,276)	(22,722)	(23,176)	(23,640)	(24,113)	(24,595)	
Costo unitario equivalente (US\$/MWh)		7.00	7.14	7.28	7.43	7.58	7.73	7.88	8.04	8.20	8.37	
Compra de gas natural		(117,600)	(122,351)	(124,798)	(127,294)	(129,840)	(132,437)	(135,085)	(137,787)	(140,543)	(143,354)	
Precio unitario equivalente (US\$/MWh)		40.00	40.80	41.62	42.45	43.30	44.16	45.05	45.95	46.87	47.80	
Factor de indexación			2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Depreciación		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costos operativos		(82,202)	(82,378)	(82,558)	(82,742)	(82,929)	(83,120)	(83,315)	(83,513)	(83,716)	(83,923)	
Administración		(73,382)	(73,382)	(73,382)	(73,382)	(73,382)	(73,382)	(73,382)	(73,382)	(73,382)	(73,382)	
Ratio costos comerciales (US\$/MWh)		3.00	3.06	3.12	3.18	3.25	3.31	3.38	3.45	3.51	3.59	
Costos comerciales		(8,820)	(8,996)	(9,176)	(9,360)	(9,547)	(9,738)	(9,933)	(10,131)	(10,334)	(10,541)	
Participación de los trabajadores		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Impuesto a la renta (29.5%)		(53,609)	(55,305)	(57,743)	(60,230)	(62,766)	(65,353)	(67,992)	(70,684)	(73,429)	(76,230)	(206,500)
FC económico	(1,535,064)	280,032	283,846	289,427	295,120	300,926	306,849	312,890	319,052	325,337	334,524	518,035
Financiamiento (maquinaria y equipos)												
Modalidad leasing financiero*	1,523,480											
Primera cuota leasing (30%)	(457,044)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuotas anuales leasing		(69,709)	(76,084)	(83,041)	(90,635)	(98,924)	(107,971)	(117,845)	(128,622)	(140,384)	(153,222)	
Intereses anuales leasing		(90,900)	(84,525)	(77,567)	(69,973)	(61,685)	(52,638)	(42,764)	(31,987)	(20,225)	(7,387)	
- Ahorro fiscal		26,816	24,935	22,882	20,642	18,197	15,528	12,615	9,436	5,966	2,179	
FC financiero	(468,628)	146,239	148,172	151,701	155,153	158,515	161,768	164,897	167,880	170,695	176,094	518,035
(*) Condiciones leasing financiero:												
Tipo de bienes		Maquinaria y equipos										
Plazo		10 años										
Tasa leasing		9.1% anual										
Valor primera cuota		30.0%										
Parámetros legales												
Impuesto a la renta		29.5%										
Tasa de descuento (art. 79.º LCE)		12.0% real anual										

Fase: dos plantas	Periodos en años										Liquidación	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
Parámetros físicos (Q)												
Unidades de negocio		1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
Capacidad de planta (kW)		1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	1,960	
Potencia total anual (kW)		23,520	23,520	23,520	23,520	23,520	47,040	47,040	47,040	47,040	47,040	
Energía generada anual (MWh)		2,940	2,940	2,940	2,940	2,940	5,880	5,880	5,880	5,880	5,880	
Número de horas por mes (h)		125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	
Precios unitarios (P)												
Precio potencia (US\$/kW-mes)		16.04	16.36	16.69	17.02	17.36	17.71	18.06	18.42	18.79	19.17	
Precio energía (US\$/MWh)		67.55	68.90	70.28	71.68	73.12	74.58	76.07	77.59	79.15	80.73	
Factor de indexación			2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Ingresos												
Por potencia		377,261	384,806	392,502	400,352	408,359	833,053	849,714	866,708	884,042	901,723	
Por energía		198,597	202,569	206,620	210,753	214,968	438,534	447,305	456,251	465,376	474,684	
Ventas netas (P x Q)		575,858	587,375	599,122	611,105	623,327	1,271,587	1,297,019	1,322,959	1,349,418	1,376,407	
Egresos												
Inversiones												
Maquinaria y equipos (1)	(1,523,480)											700,000
Maquinaria y equipos (2)						(1,523,480)						1,000,000
Cambio en el capital de trabajo	(11,584)	(432)	(672)	(917)	(1,167)	(14,428)	(3,364)	(3,895)	(4,436)	(4,988)	-	45,882
Costos de producción		(159,583)	(165,174)	(168,477)	(171,847)	(175,284)	(357,579)	(364,730)	(372,025)	(379,465)	(387,055)	
Costos de operación		(21,403)	(21,831)	(22,268)	(22,713)	(23,167)	(47,261)	(48,207)	(49,171)	(50,154)	(51,157)	
Costos de mantenimiento		(20,580)	(20,992)	(21,411)	(21,840)	(22,276)	(45,444)	(46,353)	(47,280)	(48,226)	(49,190)	
Costo unitario equivalente (US\$/MWh)		7.00	7.14	7.28	7.43	7.58	7.73	7.88	8.04	8.20	8.37	
Compra de gas natural		(117,600)	(122,351)	(124,798)	(127,294)	(129,840)	(264,873)	(270,171)	(275,574)	(281,086)	(286,707)	
Precio unitario equivalente (US\$/MWh)		40.00	40.80	41.62	42.45	43.30	44.16	45.05	45.95	46.87	47.80	
Factor de indexación			2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Depreciación		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Costos operativos		(82,199)	(83,666)	(85,163)	(86,690)	(88,248)	(98,656)	(100,276)	(101,929)	(103,615)	(105,334)	
Administración		(73,382)	(74,849)	(76,346)	(77,873)	(79,431)	(81,019)	(82,640)	(84,293)	(85,978)	(87,698)	
Ratio costos comerciales (US\$/MWh)		3.00	3.06	3.12	3.18	3.25	3.31	3.38	3.45	3.51	3.59	
Costos comerciales		(8,820)	(8,820)	(8,820)	(8,820)	(8,820)	(17,640)	(17,640)	(17,640)	(17,640)	(17,640)	
Participación de los trabajadores		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Impuesto a la renta (29.5%)		(53,610)	(54,925)	(56,975)	(59,065)	(61,197)	(150,644)	(155,558)	(160,571)	(165,684)	(170,900)	(501,500)
FC económico	(1,535,064)	280,035	282,938	287,590	292,336	(1,239,309)	661,344	672,559	683,998	695,665	713,118	1,244,382
Financiamiento (maquinaria y equipos)	1,523,480					1,523,480						
Modalidad leasing financiero												
Primera cuota leasing (30%)	(457,044)	-	-	-	-	(457,044)	-	-	-	-	-	
Cuotas anuales leasing M1		(69,709)	(76,084)	(83,041)	(90,635)	(98,924)	(107,971)	(117,845)	(128,622)	(140,384)	(153,222)	
Intereses anuales leasing M1		(90,900)	(84,525)	(77,567)	(69,973)	(61,685)	(52,638)	(42,764)	(31,987)	(20,225)	(7,387)	
Cuotas anuales leasing M2							(69,709)	(76,084)	(83,041)	(90,635)	(98,924)	
Intereses anuales leasing M2							(90,900)	(84,525)	(77,567)	(69,973)	(61,685)	
- Ahorro fiscal		26,816	24,935	22,882	20,642	18,197	42,344	37,550	32,319	26,608	20,376	
FC financiero	(468,628)	146,241	147,264	149,864	152,369	(315,285)	382,471	388,892	395,099	401,056	412,276	1,244,382
(*) Condiciones leasing financiero:												
Tipo de bienes	Maquinaria y Equipos											
Plazo	10 años											
Tasa leasing	9.1% Anual											
Valor primera cuota	30.0%											
Parámetros legales												
Impuesto a la renta	29.5%											
Tasa de descuento (art. 79.º LCE)	12.0% real anual											

Fuente: Elaboración propia, 2019

6.3 Tasa de descuento

Como se indicó, la tasa de descuento será la tasa establecida por la Ley de Concesiones Eléctricas, que es del 12 %.

6.4 Aplicación de los criterios de evaluación

Tabla 18. Criterios de evaluación usados

• Inversiones:	US\$ 1.523.480
• Tipo de financiamiento:	Leasing financiero
• Primera cuota del leasing:	30%
• Tasa del leasing:	9.1 % anual
• Plazo del leasing:	10 años
• Tasa de descuento:	12 % (tasa de ley del sector eléctrico)
• Plazo de depreciación:	10 años

Fuente: Elaboración propia, 2019

Tabla 19. Escenario base

• Número de plantas:	1
• Plazo del leasing:	10 años
• Primera cuota del leasing:	30 % del valor de la planta
• Tasa del leasing:	9.1 % anual
• Depreciación:	10 años
• Número de horas de uso:	125 h/mes
• Tasa de descuento:	12 % (tasa de ley sector eléctrico)

Fuente: Elaboración propia, 2019

Los resultados del flujo de caja, para el escenario base, arrojan los parámetros siguientes:

Tabla 20. Flujo de caja para escenario base

TIR E	16.3%
VAN E	\$323,237
TIR F	32.94%
VAN F	\$585,988

Fuente: Elaboración propia, 2019

Tabla 21. Escenario futuro

• Número de Plantas:	2
• Plazo del leasing:	10 años
• Primera cuota del leasing:	30 % del valor de la planta
• Tasa del leasing:	9.1 % anual
• Depreciación:	10 años
• Número de horas de uso:	125 h/mes
• Tasa de descuento:	12 % (tasa de ley sector eléctrico)

Fuente: Elaboración propia, 2019

Los resultados del flujo de caja, para el escenario futuro arrojan los parámetros siguientes:

Tabla 22. Flujo de caja para escenario futuro

TIR E	16.2%
VAN E	\$424,463
TIR F	35.76%
VAN F	\$1,011,231

Fuente: Elaboración propia, 2019

6.5 Análisis de sensibilidad

Los criterios utilizados para el análisis de sensibilidad son los siguientes:

- Número de plantas: se están considerando una o dos plantas para la primera y la segunda fase, respectivamente.
- Plazo del leasing: se ha considerado 10 y 5 años.
- Plazo de depreciación: el Leasing financiero en el Perú permite adelantar el periodo de depreciación hasta en cinco años. En los flujos se ha determinado que el plazo de depreciación debe ser coincidente con el plazo del leasing, es decir, entre 5 y 10 años.
- Número de horas de uso: se ha considerado trabajar 125 horas por mes, que es resultado del total de horas punta reguladas en el Perú, o 720 horas por mes, lo cual sugiere trabajar la planta las 24 horas.
- Proporción de la cuota del leasing: se ha considerado una proporción 30/70 a 50/50, que son escenarios conservadores.
- Tasa de descuento: tasa de actualización establecida en la ley: 12 %.

Tabla 23. Tabla de resultados (para una planta)

Criterios	TIRE	VAN E	TIR F	VAN F
- Plazo de leasing: 10 años - Depreciación: 10 años - Número de horas de uso: 125 h/mes	16.3%	\$323,237	32.94%	\$585,988
- Plazo de leasing: 10 años - Depreciación: 10 años - Número de horas de uso: 720 h/mes	27.0%	\$1,133,358	61.86%	\$1,396,109
- Plazo de leasing: 5 años - Depreciación: 5 años - Número de horas de uso: 125 h/mes	17.6%	\$393,318	27.61%	\$565,698
- Plazo de leasing: 5 años - Depreciación: 5 años - Número de horas de uso: 720 h/mes	28.7%	\$1,203,439	52.94%	\$1,375,819

Fuente: Elaboración propia, 2019

Tabla 24. Tabla de resultados (para dos plantas)

Criterios	TIRE	VAN E	TIR F	VAN F
- Número de plantas: 1 + 1 al 6.º año - Plazo de leasing: 10 años - Depreciación: 10 años - Número de horas de uso: 125 h/mes	16.2%	\$424,463	35.76%	\$1,011,231
- Número de plantas: 1 + 1 al 6.º año - Plazo de leasing: 10 años - Depreciación: 10 años - Número de horas de uso: 720 h/mes	26.3%	\$1,399,232	62.71%	\$1,986,000
- Número de plantas: 1 + 1 al 6.º año - Plazo de leasing: 5 años - Depreciación: 5 años - Número de horas de uso: 125 h/mes	16.2%	\$424,463	24.94%	\$694,656
- Número de plantas: 1 + 1 al 6.º año - Plazo de leasing: 5 años - Depreciación: 5 años - Número de horas de uso: 720 h/mes	26.3%	\$1,399,232	47.44%	\$1,669,425

Fuente: Elaboración propia, 2019

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

- Lima Metropolitana es el mercado ideal para iniciar con este proyecto, pues tiene un parque industrial disperso por toda la ciudad y una cobertura de gas natural en franco crecimiento.
- El proyecto genera una utilidad anual promedio del orden de los US\$ 150.000, después de cubrir gastos operativos, impuestos y pago de cuotas por arrendamiento financiero, por lo que, conforme a la política de la empresa, este monto será compartido con el cliente en una proporción 80/20 empresa/cliente.
- Cada proyecto es desarrollado a la medida de lo que requiere el cliente, dependiendo de su demanda.
- Se demuestra que el proyecto agrega valor en los escenarios más adversos.

2. Recomendaciones

- Este proyecto se ha mostrado solamente para un total de dos plantas, en lugares distintos; sin embargo, se pueden desarrollar tantos proyectos como sean necesarios y el costo de producción será cada vez menor, por simple economía de escala.
- Se ha explorado solamente la generación eléctrica a través de gas natural, pero el horizonte de este negocio va mucho más allá, si se considera el alto potencial fotovoltaico y eólico en el país, por mencionar dos de los recursos en expansión en el sector.
- La única recomendación que dan los autores es que este proyecto se realice, pues tiene muchos beneficios y se puede replicar la cantidad de veces que sea necesario, si se desarrolla de forma ordenada.



Bibliografía

- Alvarado Cervantes, Octavio. (2017). *Administración Estratégica, Análisis PEST*. *blog.uca.edu.ni*. Fecha de consulta: 15/7/2019. <<http://blog.uca.edu.ni/octavio/files/2017/02/an%C3%A1lisis-de-la-situaci%C3%B3n-externa-pest.pdf>>
- Banco Central de Reserva del Perú, Gerencia Central de Estudios Económicos. (2009). *Evolución del Tipo de Cambio*. *www.bcrp.gob.pe*. BCRDPData. Fecha de consulta: 15/7/2019. <<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/tipo-de-cambio-real>>
- Andía W. (2007). *Matemática Financiera y Evaluación de Proyectos*, 2^{da}. Edición, Walter Andía Valencia.
- Hitt M., Ireland D., Hoskisson R. (2015). *Administración Estratégica, Competitividad y Globalización: conceptos y casos*. 11^a Edición, CENGAGE Learning.
- INEI (2007). *Panorama de la Economía Peruana, 1950-2018*. *www.inei.gob.pe*. Fecha de consulta: 12/08/2019. <https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1654/libro.pdf>
- Kottler P., Keller K. (2012). *Dirección de Marketing*. 14^a Edición. Pearson.
- Ministerio de Energía y Minas (1992). “Marco General Regulatorio del Sub Sector Electricidad. D.L. 25844 Ley de Concesiones Eléctricas”. *www.minem.gob.pe*. Fecha de consulta: 15/7/2019. <<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/normatividad/dl25844.pdf>>
- Ministerio de Energía y Minas (1993). “Marco General Regulatorio del Sub Sector Electricidad. D.S. N.º 009-93-EM”. *www.minem.gob.pe*. Fecha de consulta: 15/7/2019. <<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/normatividad/regalmento%20de%20la%20ley.pdf>>
- Ministerio de Energía y Minas (1993). “Leyes, Aspectos Legales y Tributarios Relacionados a las Actividades de Hidrocarburos en el Perú. D.L. 26221, Ley Orgánica del Sector Hidrocarburos”. *www.minem.gob.pe*. Fecha de consulta: 15/7/2019. <<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Ley%20N%2026221.pdf>>

- Ministerio de Energía y Minas (2015). “Anuario Estadístico de Electricidad, Capítulo 2, Estadística Eléctrica por Regiones”. *www.minem.gob.pe*. Fecha de consulta: 15/7/2019. <<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Capitulo%20%20Estadistica%20por%20Regiones%202015%20FINAL.pdf>>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin (2016). *La Industria de la Electricidad en el Perú, 25 años de Aportes al Crecimiento Económico del País*. Primera Edición. Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo y Carlo Vilches (Editores).
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin (2018). “Resolución N.º 172-2018-OS/CD (2018). Modificación a la Norma: Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”. *www.osinergmin.gob.pe*. Fecha de consulta: 15/7/2019 <<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2018/OSINERGMIN%20No.172-2018-OS-CD.pdf>>
- Osterwalder A. y Pigneur, Y. (2016). “Generación de Modelos de Negocio”. *www.convergenciamultimedial.com*. Fecha de consulta: 15/7/2019. <<http://www.convergenciamultimedial.com/landau/documentos/bibliografia2016/osterwalder.pdf>>
- Parodi Trece, Carlos (2015). *Perú 1995-2012, Cambios y Continuidades*. Primera Edición. Universidad del Pacífico.
- Porter M. (1982). *Estrategia Competitiva, Técnicas para el Análisis de los Sectores Industriales y de la Competencia*, 24ª Edición, CECSA.
- Snell S., Bohlander G. (2013). *Administración de Recursos Humanos*. 16ª Edición, CENGAGE Learning.

Anexos

Anexo 1. Hoja de datos técnicos, generador de 2000 kW

Model: C2000 N6C Frequency: 60 Hz Fuel Type: Natural Gas MI 78 + Emissions Performance NOx: 1.0 g/hp-h LT Water Inlet Temperature: 45°C (113°F) HT Water Outlet Temp: 92°C (198°F)					
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: left;"> <p>Generator set data sheet 2000 kW continuous</p> <p>Our energy working for you.™</p> </div> <div style="text-align: right;">  </div> </div>					
Measured Sound Performance Data Sheet:	MSP - 1039				
Prototype Test Summary Data:	PTS - 269				
Remote Radiator Cooling Outline:	0500-5093				
Fuel Consumption (ISO3046/1)	See Note	100% of Rated Load	90% of Rated Load	75% of Rated Load	50% of Rated Load
Fuel Consumption (LHV) ISO3046/1, kW (MMBTU/hr)	2,4,6,7	5004 (17.09)	4559 (15.57)	3876 (13.24)	2840 (9.7)
Mechanical Efficiency ISO3046/1, percent	2,4,7	42.1%	41.7%	40.9%	37.7%
Electrical Efficiency ISO3046/1, percent	2,4,6,7	40.0%	39.5%	38.7%	35.2%
Engine					
Engine Manufacturer	Cummins				
Engine Model	QSV91G				
Configuration	V18				
Displacement, L (cu.in)	91.6 (5591)				
Aspiration	Turbocharged (1)				
Gross Engine Power Output, kWm (hp)	2108 (2826)				
BMEP, bar (psi)	18.5 (268)				
Bore, mm (in)	180 (7.09)				
Stroke, mm (in)	200 (7.87)				
Rated Speed, rpm	1514				
Piston Speed, m/s (ft/min)	10 (1968)				
Compression Ratio	12.5:1				
Lube Oil Capacity, L (qt)	550 (581)				
Overspeed Limit, rpm	1800				
Regenerative Power, kW	N/A				
Full Load Lubricating oil consumption, g/kWe-hr (g/hp-hr)	0.4 (0.3)				
Fuel					
Gas supply pressure to engine inlet, bar (psi) ⁷	0.2 (2.9)				
Minimum Methane Index	78				
Starting System(s)					
Electric starter voltage, volts	24				
Minimum battery capacity @ 40 deg.C (104 deg.F), AH	780				
Air Starter Pressure, barg (psig)	10.3 (150)				
Air Starter Flow Nm ³ /s (scfm)	0.37 (780)				
Genset Dimensions (see note 1)					
Genset Length, m (ft)	7.12 (23.4)				
Genset Width, m (ft)	2.16 (7.1)				
Genset Height, m (ft)	2.78 (9.1)				
Genset Weight (wet), kg (lbs)	20705 (45,644)				
					

Fuente: Cummins Power Generation, 2013

Anexo 2. Inversión necesaria

Inversión necesaria - US\$ s/IGV	
Costos directos	
Equipos	\$1.442.980
Grupo electrógeno 2000kW	\$1.200.000
Transformador y cables	\$48.980
Obras civiles	\$20.000
Sistema de regulación de gas	\$40.000
Tubería interna de gas	\$33.000
Costo de conexión gas	\$21.000
Montaje	\$80.000
Estudios y permisos	\$31.038
Ingeniería	\$20.000
Instrumento ambiental	\$6.038
Autorización de generación	\$5.000
Total costos directos	\$1.474.018
Costos indirectos	
Supervisión	\$20.000
Transporte	\$17.970
Seguros	\$11.492
Total costos indirectos	\$49.462
	Total
	\$1.523.480
	\$1.797.706

Fuente: Elaboración propia, 2019

Anexo 3. Estado de ganancias y pérdidas (una planta)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Liquidación
Ingreso por ventas											
Por potencia	377,261	384,806	392,502	400,352	408,359	416,526	424,857	433,354	442,021	450,862	
Por energía	198,597	202,569	206,620	210,753	214,968	219,267	223,652	228,126	232,688	237,342	
Ventas netas	575,858	587,375	599,122	611,105	623,327	635,794	648,509	661,480	674,709	688,203	
Costos de producción	-311,931	-317,522	-320,825	-324,195	-327,632	-331,137	-334,713	-338,360	-342,081	-345,875	
Costos de operación	-21,403	-21,831	-22,268	-22,713	-23,167	-23,631	-24,103	-24,585	-25,077	-25,579	
Costos de mantenimiento	-20,580	-20,992	-21,411	-21,840	-22,276	-22,722	-23,176	-23,640	-24,113	-24,595	
Compra de gas natural	-117,600	-122,351	-124,798	-127,294	-129,840	-132,437	-135,085	-137,787	-140,543	-143,354	
Depreciación	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	
Costos operativos	-82,202	-82,378	-82,558	-82,742	-82,929	-83,120	-83,315	-83,513	-83,716	-83,923	
Administración	-73,382	-73,382	-73,382	-73,382	-73,382	-73,382	-73,382	-73,382	-73,382	-73,382	
Costos comerciales	-8,820	-8,996	-9,176	-9,360	-9,547	-9,738	-9,933	-10,131	-10,334	-10,541	
Total costos	-394,133	-399,900	-403,383	-406,936	-410,561	-414,257	-418,028	-421,874	-425,797	-429,798	
Utilidad operativa	181,725	187,475	195,739	204,168	212,766	221,536	230,482	239,606	248,913	258,405	700,000
Gastos financieros	-90,900	-84,525	-77,567	-69,973	-61,685	-52,638	-42,764	-31,987	-20,225	-7,387	-
Utilidad antes de IR	90,825	102,950	118,172	134,195	151,082	168,898	187,718	207,619	228,688	251,019	700,000
Impuesto a la renta	-26,793	-30,370	-34,861	-39,588	-44,569	-49,825	-55,377	-61,248	-67,463	-74,051	-206,500
Utilidad neta	64,032	72,580	83,311	94,608	106,513	119,073	132,341	146,371	161,225	176,968	493,500

Activos fijos	Costo	Plazo de depreciación (años)	Depreciación anual	Depreciación acumulada Año 10	Valor en libros	Valor de liq. Año 11
Equipos	1,523,480	10	152,348	1,523,480	0	700,000

Fuente: Elaboración propia, 2019

Anexo 4. Estado de ganancias y pérdidas (dos plantas)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Liquidación
Ingreso por ventas											
Por potencia	377,261	384,806	392,502	400,352	408,359	833,053	849,714	866,708	884,042	901,723	
Por energía	198,597	202,569	206,620	210,753	214,968	438,534	447,305	456,251	465,376	474,684	
Ventas netas	575,858	587,375	599,122	611,105	623,327	1,271,587	1,297,019	1,322,959	1,349,418	1,376,407	
Costos de producción	-311,931	-317,522	-320,825	-324,195	-327,632	-662,275	-669,426	-676,721	-684,161	-691,751	
Costos de operación	-21,403	-21,831	-22,268	-22,713	-23,167	-47,261	-48,207	-49,171	-50,154	-51,157	
Costos de mantenimiento	-20,580	-20,992	-21,411	-21,840	-22,276	-45,444	-46,353	-47,280	-48,226	-49,190	
Compra de gas natural	-117,600	-122,351	-124,798	-127,294	-129,840	-264,873	-270,171	-275,574	-281,086	-286,707	
Depreciación (P-1)	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	
Depreciación (P-2)						-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	-152,348	
Costos operativos	-82,202	-83,669	-85,166	-86,693	-88,251	-98,659	-100,280	-101,933	-103,618	-105,338	
Administración	-73,382	-74,849	-76,346	-77,873	-79,431	-81,019	-82,640	-84,293	-85,978	-87,698	
Costos comerciales	-8,820	-8,820	-8,820	-8,820	-8,820	-17,640	-17,640	-17,640	-17,640	-17,640	
Total costos	-394,133	-401,191	-405,992	-410,888	-415,883	-760,934	-769,706	-778,654	-787,780	-797,089	
Utilidad operativa	181,725	186,184	193,131	200,217	207,444	510,653	527,313	544,306	561,638	579,318	1,700,000
Gastos financieros	-90,900	-84,525	-77,567	-69,973	-61,685	-143,538	-127,289	-109,555	-90,198	-69,071	-
Utilidad antes de IR	90,825	101,659	115,563	130,244	145,760	367,115	400,023	434,751	471,440	510,247	1,700,000
Impuesto a la renta	-26,793	-29,989	-34,091	-38,422	-42,999	-108,299	-118,007	-128,252	-139,075	-150,523	-501,500
Utilidad neta	64,032	71,669	81,472	91,822	102,761	258,816	282,016	306,500	332,366	359,724	1,198,500

Activos fijos	Costo	Plazo de deprec. (años)	Deprec. anual	Deprec. acumulada Año 10	Valor en libros	Valor de liq. Año 11	Valor de liq. Año 6
Equipos	1,523,480	10	152,348	1,523,480	0	700,000	1,000,000

Fuente: Elaboración propia, 2019

Anexo 5. Cronograma de pagos del leasing

Cronograma de pagos leasing

Ciente	Consortio electrico de Villacuri		
Bienes	Maquinaria y equipos		
Plazo	120 meses		
Valor de venta	\$	1.523.480	(no incluye IGV)
Precio de venta	\$	1.812.941	(incluye IGV)
IGV	\$	289.461	19%
Primera cuota	30% \$	457.044	+ IGV \$543.882.36
Comisión de estructuración		1.00% + IGV	\$18.129.41
Opción de compra		1.00% + IGV	\$18.129.41
Moneda	US\$		
		\$	1.066.436

Cuota	Saldo capital	Interés	Capital	Cuota	IGV	Total
C.I.	1.523.480		457.044	457.044	86.838	543.882
1	1.066.436	7.805	5.579	13.384	2.543	15.927
2	1.060.857	7.764	5.62	13.384	2.543	15.927
3	1.055.237	7.723	5.661	13.384	2.543	15.927
4	1.049.576	7.682	5.702	13.384	2.543	15.927
5	1.043.874	7.64	5.744	13.384	2.543	15.927
6	1.038.130	7.598	5.786	13.384	2.543	15.927
7	1.032.344	7.556	5.828	13.384	2.543	15.927
8	1.026.516	7.513	5.871	13.384	2.543	15.927
9	1.020.645	7.47	5.914	13.384	2.543	15.927
10	1.014.730	7.427	5.957	13.384	2.543	15.927
11	1.008.773	7.383	6.001	13.384	2.543	15.927
12	1.002.772	7.339	6.045	13.384	2.543	15.927
13	996.727	7.295	6.089	13.384	2.543	15.927
14	990.638	7.25	6.134	13.384	2.543	15.927
15	984.505	7.206	6.179	13.384	2.543	15.927
16	978.326	7.16	6.224	13.384	2.543	15.927
17	972.102	7.115	6.269	13.384	2.543	15.927
18	965.833	7.069	6.315	13.384	2.543	15.927
19	959.518	7.023	6.361	13.384	2.543	15.927
20	953.156	6.976	6.408	13.384	2.543	15.927
21	946.748	6.929	6.455	13.384	2.543	15.927
22	940.293	6.882	6.502	13.384	2.543	15.927
23	933.791	6.834	6.55	13.384	2.543	15.927
24	927.241	6.786	6.598	13.384	2.543	15.927
25	920.644	6.738	6.646	13.384	2.543	15.927
26	913.998	6.689	6.695	13.384	2.543	15.927
27	907.303	6.64	6.744	13.384	2.543	15.927
28	900.56	6.591	6.793	13.384	2.543	15.927
29	893.767	6.541	6.843	13.384	2.543	15.927
30	886.924	6.491	6.893	13.384	2.543	15.927
31	880.031	6.441	6.943	13.384	2.543	15.927
32	873.088	6.39	6.994	13.384	2.543	15.927
33	866.094	6.339	7.045	13.384	2.543	15.927
34	859.049	6.287	7.097	13.384	2.543	15.927
35	851.952	6.235	7.149	13.384	2.543	15.927
36	844.803	6.183	7.201	13.384	2.543	15.927
37	837.602	6.13	7.254	13.384	2.543	15.927
38	830.349	6.077	7.307	13.384	2.543	15.927
39	823.042	6.024	7.36	13.384	2.543	15.927
40	815.682	5.97	7.414	13.384	2.543	15.927
41	808.267	5.916	7.468	13.384	2.543	15.927
42	800.799	5.861	7.523	13.384	2.543	15.927

Cronograma de pagos leasing

Ciente	Consortio eléctrico de Villacuri		
Bienes	Maquinaria y equipos		
Plazo	120 meses		
Valor de venta	\$	1.523.480	(no incluye IGV)
Precio de venta	\$	1.812.941	(incluye IGV)
IGV	\$	289.461	19%
Primera cuota	30%	\$	457.044 + IGV
Comisión de estructuración			1.00% + IGV
Opción de compra			1.00% + IGV
Moneda		US\$	
		\$	1.066.436

Cuota	Saldo capital	Interés	Capital	Cuota	IGV	Total
C.I.	1.523.480		457.044	457.044	86.838	543.882
43	793.276	5.806	7.578	13.384	2.543	15.927
44	785.698	5.75	7.634	13.384	2.543	15.927
45	778.064	5.695	7.689	13.384	2.543	15.927
46	770.375	5.638	7.746	13.384	2.543	15.927
47	762.629	5.582	7.802	13.384	2.543	15.927
48	754.827	5.525	7.86	13.384	2.543	15.927
49	746.967	5.467	7.917	13.384	2.543	15.927
50	739.05	5.409	7.975	13.384	2.543	15.927
51	731.075	5.351	8.033	13.384	2.543	15.927
52	723.042	5.292	8.092	13.384	2.543	15.927
53	714.949	5.233	8.151	13.384	2.543	15.927
54	706.798	5.173	8.211	13.384	2.543	15.927
55	698.587	5.113	8.271	13.384	2.543	15.927
56	690.316	5.052	8.332	13.384	2.543	15.927
57	681.984	4.991	8.393	13.384	2.543	15.927
58	673.591	4.93	8.454	13.384	2.543	15.927
59	665.137	4.868	8.516	13.384	2.543	15.927
60	656.621	4.806	8.578	13.384	2.543	15.927
61	648.043	4.743	8.641	13.384	2.543	15.927
62	639.402	4.68	8.704	13.384	2.543	15.927
63	630.697	4.616	8.768	13.384	2.543	15.927
64	621.929	4.552	8.832	13.384	2.543	15.927
65	613.097	4.487	8.897	13.384	2.543	15.927
66	604.2	4.422	8.962	13.384	2.543	15.927
67	595.238	4.356	9.028	13.384	2.543	15.927
68	586.211	4.29	9.094	13.384	2.543	15.927
69	577.117	4.224	9.16	13.384	2.543	15.927
70	567.957	4.157	9.227	13.384	2.543	15.927
71	558.73	4.089	9.295	13.384	2.543	15.927
72	549.435	4.021	9.363	13.384	2.543	15.927
73	540.072	3.953	9.431	13.384	2.543	15.927
74	530.641	3.884	9.5	13.384	2.543	15.927
75	521.141	3.814	9.57	13.384	2.543	15.927
76	511.571	3.744	9.64	13.384	2.543	15.927
77	501.931	3.674	9.71	13.384	2.543	15.927
78	492.22	3.603	9.782	13.384	2.543	15.927
79	482.439	3.531	9.853	13.384	2.543	15.927
80	472.586	3.459	9.925	13.384	2.543	15.927
81	462.66	3.386	9.998	13.384	2.543	15.927
82	452.662	3.313	10.071	13.384	2.543	15.927

Cronograma de pagos leasing

Ciente	Consorcio eléctrico de Villacuri		
Bienes	Maquinaria y equipos		
Plazo	120 meses		
Valor de venta	\$	1.523.480	(no incluye IGV)
Precio de venta	\$	1.812.941	(incluye IGV)
IGV	\$	289.461	19%
Primera cuota	30%	\$	457.044 + IGV
			\$543.882.36
Comisión de estructuración			1.00% + IGV
			\$18.129.41
Opción de compra			1.00% + IGV
			\$18.129.41
Moneda		US\$	
		\$	1.066.436

Cuota	Saldo capital	Interés	Capital	Cuota	IGV	Total
C.I.	1.523.480		457.044	457.044	86.838	543.882
83	442.591	3.239	10.145	13.384	2.543	15.927
84	432.447	3.165	10.219	13.384	2.543	15.927
85	422.227,6	3,09	10,294	13,384	2,543	15,927
86	411.934	3.015	10.369	13.384	2.543	15.927
87	401.565	2.939	10.445	13.384	2.543	15.927
88	391.12	2.863	10.521	13.384	2.543	15.927
89	380.598	2.786	10.598	13.384	2.543	15.927
90	370	2.708	10.676	13.384	2.543	15.927
91	359.323	2.63	10.754	13.384	2.543	15.927
92	348.569	2.551	10.833	13.384	2.543	15.927
93	337.736	2.472	10.912	13.384	2.543	15.927
94	326.824	2.392	10.992	13.384	2.543	15.927
95	315.832	2.312	11.073	13.384	2.543	15.927
96	304.76	2.231	11.154	13.384	2.543	15.927
97	293.606	2.149	11.235	13.384	2.543	15.927
98	282.371	2.067	11.317	13.384	2.543	15.927
99	271.053	1.984	11,4	13,384	2,543	15,927
100	259.653	1.9	11.484	13.384	2.543	15.927
101	248.17	1.816	11.568	13.384	2.543	15.927
102	236.602	1.732	11.652	13.384	2.543	15.927
103	224.949	1.646	11.738	13.384	2.543	15.927
104	213.212	1.56	11.824	13.384	2.543	15.927
105	201.388	1.474	11.91	13.384	2.543	15.927
106	189.478	1.387	11.997	13.384	2.543	15.927
107	177.481	1.299	12.085	13.384	2.543	15.927
108	165.396	1.211	12.174	13.384	2.543	15.927
109	153.222	1.121	12.263	13.384	2.543	15.927
110	140.959	1.032	12.352	13.384	2.543	15.927
111	128.607	941	12.443	13.384	2.543	15.927
112	116.164	850	12.534	13.384	2.543	15.927
113	103.63	758	12.626	13.384	2.543	15.927
114	91.005	666	12.718	13.384	2.543	15.927
115	78.287	573	12.811	13.384	2.543	15.927
116	65.476	479	12.905	13.384	2.543	15.927
117	52.571	385	12.999	13.384	2.543	15.927
118	39.572	290	13.094	13.384	2.543	15.927
119	26.477	194	13.19	13.384	2.543	15.927
120	13.287	97	13.287	13.384	2.543	15.927
Opción de compra				18.129.41	3.444.59	21.574.00

Fuente: Elaboración propia, 2019

Nota biográfica

Pável Miranda Ordóñez

Profesional *senior* graduado de la carrera de ingeniería eléctrica en la Universidad San Antonio Abad de Cusco. Tiene estudios de ingeniería de combustibles gaseosos de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Cuenta con amplia experiencia en el sector eléctrico peruano y tiene, a su haber, el haber desarrollado importantes centros de producción industrial, agroindustrial y de explotación petrolera, atendidos por sistemas energéticos en los que ha participado.

Actualmente es director gerente técnico de la empresa concesionaria Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. y su especialidad principal es el planeamiento y la operación óptima de los sistemas eléctricos con los que cuenta la empresa.

Mario Monzón Meza

Profesional en el campo de administración, finanzas y logística, tiene dieciocho años de experiencia en el sector minero y de servicios, así como catorce liderando equipos. Se graduó de la carrera de contabilidad de la Universidad Nacional del Callao. Posee diplomados de gestión minera y dirección y gestión de proyectos de la Universidad del Pacífico, y ha participado en programas de actualización tributaria de la SUNAT.

Actualmente se desempeña como gerente de administración y logística en Río2 Mining Limited (TSX-V: RIO), para los proyectos de desarrollo minero en Copiapó, Chile (Fénix Gold Ltda.) y Perú (Río2 Exploraciones). Ha liderado proyectos de diseño, implementación y control de campamentos de empresas mineras en el centro y el norte del país. Asimismo, ha definido, implementado y desarrollado planes y programas para mejorar la gestión administrativa, logística y el control financiero de la empresa, con enfoque en el clima laboral, la comunicación interna y el crecimiento de las personas, permitiendo mejorar la imagen de las organizaciones y la productividad.