



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

Determinación y análisis de las principales variables del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural de Camisea

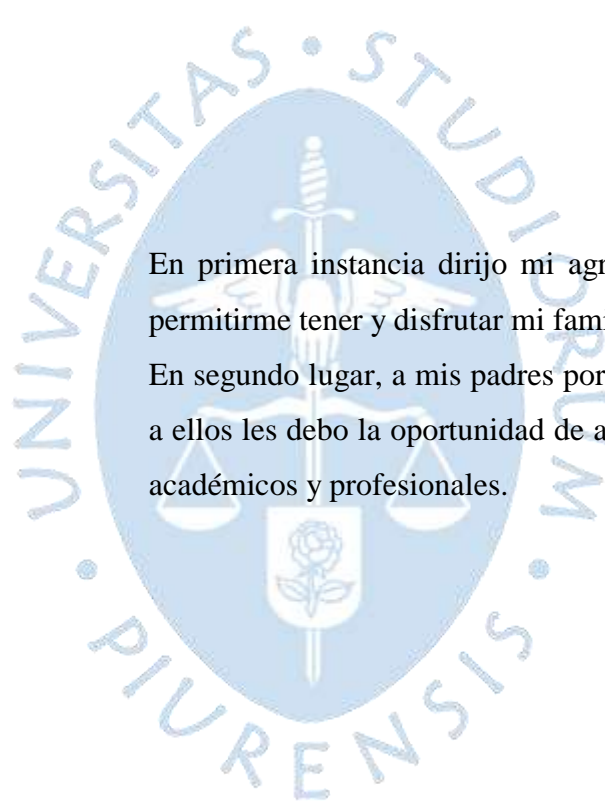
Trabajo de Suficiencia Profesional para optar el Título de
Licenciado en Administración de Empresas

Gianella Nicolle Silva Pachas

Revisor(es):
Dr. Julio César Hernández Pajares

Piura, agosto de 2020





En primera instancia dirijo mi agradecimiento a Dios por permitirme tener y disfrutar mi familia.

En segundo lugar, a mis padres por su apoyo incondicional, a ellos les debo la oportunidad de alcanzar todos mis logros académicos y profesionales.



Resumen Analítico – Informativo

Determinación y análisis de las principales variables del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural de Camisea

Gianella Nicolle Silva Pachas

Revisor(es): Dr. Julio César Hernández Pajares

Trabajo de Suficiencia Profesional.

Licenciado en Administración de Empresas

Universidad de Piura. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales.

Piura, 21 de agosto de 2020

Palabras claves: Sector eléctrico / variables / demanda / proyección / gas natural / Camisea.

Introducción: Este trabajo se basa en la determinación y análisis de las principales variables del sector eléctrico que afectan a la demanda de gas natural de Camisea con el objetivo de obtener proyecciones de demanda con una menor variación porcentual con respecto a la demanda real de gas natural, y contribuir con la programación de despacho de gas natural, estimaciones de ingreso y la planificación de mantenimientos y operativos en el Sistema de Transporte por Ductos (STD).

Metodología: Se aplicó un tipo de investigación básica, bajo un enfoque cualitativo de carácter no experimental y transversal con un alcance descriptivo, debido a que se limita a observar los hechos y obtener los datos para luego ser estudiados en un periodo de tiempo, no se busca probar hipótesis sino desarrollar el objetivo de la investigación.

Resultados: Al culminar la investigación, el área de Servicio de Transporte consiguió reorganizar sus bases de datos e implementar un informe diario al que nombró “Reporte Diario del Despacho del Sector Eléctrico”, este es un resumen de la producción semanal y horaria de energía eléctrica por tipo de recurso y por central térmica, que brinda una actualización diaria. Gracias a esta investigación y el desarrollo del informe se logró disminuir la variación porcentual entre las proyecciones de demanda semanales y el consumo real de los usuarios del mercado local en 1.5 puntos porcentuales.

Conclusiones: El estudio de las principales variables del sector ha contribuido con disminuir el margen de error en las proyecciones de demanda semanales. Por otro lado, las principales limitaciones para la realización de este trabajo están relacionadas al acceso de información y asesoría por dos motivos: i) El cese laboral a partir de marzo 2020 de la autora y ii) la coyuntura sanitaria actual por la cual se adoptaron medidas protocolares, distanciamiento y restricciones para salvaguardar la salud de todas las personas que contribuyeron con la realización de este trabajo.

Fecha de elaboración del resumen: 21 de agosto de 2020

Analytical – Informative Summary

Determinación y análisis de las principales variables del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural de Camisea

Gianella Nicolle Silva Pachas

Revisor(es): Dr. Julio César Hernández Pajares

Trabajo de Suficiencia Profesional.

Licenciado en Administración de Empresas

Universidad de Piura. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales.

Piura, 21 de agosto de 2020

Keywords: Electricity sector / variables / demand / projection / natural gas / Camisea.

Introduction: This investigation is based on the determination and analysis of the main variables of the electricity sector that affect Camisea's natural gas demand, in order to obtain demand projections with a lower percentage variation regarding the real natural gas demand, and contribute to the natural gas dispatch scheduling, income estimates, and maintenance and operational planning in the Pipeline Transportation System (PTS).

Methodology: A basic research has been applied, under a qualitative approach of a non-experimental and cross-sectional nature with a descriptive scope, because it is limited to observing the facts, obtaining data and then being studied in a period of time, it does not seek to prove hypothesis but develop the objective of the investigation.

Results: Upon completion of the investigation, the Transportation Service area was able to reorganize its databases and implement the "Daily Report of the Electricity Sector Dispatch", this is a summary of the weekly and hourly production of electricity by type resource and thermal power plant, which provides a daily update. Thanks to this research and the development of the report, it was possible to reduce the percentage variation between the weekly demand projections and the real consumption of users in the local market by 1.5 percentage points.

Conclusions: The study of the main variables of the sector has contributed to reducing the margin of error in the weekly demand projections. On the other hand, the main limitations for carrying out this work are related to access to information and advice for two reasons: i) The author's work termination as of March 2020 and ii) the current health situation for which they were adopted protocol measures, distancing and restrictions to safeguard the health of all the people who contributed to the performance of this work.

Summary date: August 21st, 2020

Tabla de contenido

Introducción	1
Capítulo 1. Aspectos generales	3
1. La Empresa y experiencia laboral	3
1.1. Descripción de la empresa	3
1.1.1. Ubicación	3
1.1.2. Actividad	3
1.1.3. Misión	3
1.1.4. Visión	3
1.1.5. Organización	3
1.2. Descripción de la experiencia	5
1.3. Actividad profesional desempeñada	5
1.4. Propósito del Puesto	5
Capítulo 2. Fundamentación	7
2. Aspectos y antecedentes teóricos	7
2.1. Aspectos teóricos	7
2.1.1. Fuentes de energía	7
2.1.1.1. <i>Energía primaria</i>	7
2.1.1.2. <i>Energía secundaria</i>	7
2.1.2. Producción de energía eléctrica por recurso en el Perú	7
2.1.3. El gas natural como recurso para la generación eléctrica en el Perú	8
2.1.4. Demanda de gas natural del sector eléctrico	9
2.1.4.1. <i>Modulación semanal de la demanda de gas natural por sector</i>	10
2.1.4.2. <i>Modulación horaria de la demanda de gas natural</i>	11
2.1.5. Características de la electricidad	12
2.1.6. Cadena Productiva de la industria eléctrica	13
2.1.6.1. <i>Generación</i>	13
2.1.6.2. <i>Transmisión</i>	15
2.1.6.3. <i>Distribución</i>	15
2.1.7. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	15
2.1.7.1. <i>Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional</i> ...	18

2.1.8. <i>Modulación de la producción de energía eléctrica</i>	18
2.2. Antecedentes teóricos	20
2.2.1. <i>Composición de la generación eléctrica</i>	21
2.2.2. <i>Generación por tipo de tecnología</i>	21
2.2.3. <i>Aportes hídricos al Sistema Interconectado Nacional (SIN)</i>	23
2.2.4. <i>Demanda de energía eléctrica</i>	23
Capítulo 3. Aportes y desarrollo	25
3. Alcance, objetivos y avance	25
3.1. Alcance del trabajo	25
3.2. Desarrollo de la investigación	25
3.2.1. <i>Determinación y análisis de las principales variables del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural</i>	25
3.2.1.1. <i>Demanda de energía eléctrica</i>	26
3.2.1.2. <i>Despacho o producción de energía eléctrica</i>	31
3.2.1.3. <i>Prioridad de despacho por costos variables declarados (\$/ MWh)</i>	35
3.2.1.4. <i>Parque de Generación</i>	36
3.2.1.5. <i>Plan de mantenimiento</i>	37
3.3. Objetivo general del estudio	38
3.4. Objetivos específicos	39
3.5. ¿Se logró reducir la variación porcentual de la proyección de demanda?	39
3.6. Diseño metodológico	40
3.7. Desarrollo de experiencia	40
Conclusiones	41
Recomendaciones	43
Referencias bibliográficas	45
Apéndices	47
Apéndice A. Reporte del despacho del sector eléctrico - día operativo 10/12/19	49

Lista de tablas

Tabla 1. Principal normativa de electricidad en el Perú.....	16
Tabla 2. Composición de la generación térmica colombiana a noviembre del 2015	21
Tabla 3. Participación de combustibles en la generación térmica, 2015.....	22
Tabla 4. Orden de prioridad de despacho por tipo de recurso.....	35
Tabla 5. Programa de mantenimiento de centrales fuera de servicio	38
Tabla 6. Variación porcentual promedio de una semana	39





Lista de figuras

Figura 1. Organigrama parcial de la empresa COGA	4
Figura 2. Evolución anual de producción eléctrica por recurso energético en Perú	8
Figura 3. Participación de la demanda de GN de Camisea	9
Figura 4. Participación de la demanda del mercado local de GN de Camisea.....	10
Figura 5. Modulación semanal de la demanda de GN del sector eléctrico	11
Figura 6. Modulación horaria de la demanda de GN del sector eléctrico en verano	12
Figura 7. Modulación horaria de la demanda de GN del sector eléctrico en invierno.....	12
Figura 8. Representación gráfica de la cadena productiva de la industria eléctrica.....	13
Figura 9. Proceso de transformación de la energía primaria.....	14
Figura 10. Mapa del sistema interconectado nacional	17
Figura 11. Modulaciones de producción eléctrica por recurso 2018	20
Figura 12. Producción eléctrica 2014-2015 por tipo de tecnología de generación.....	22
Figura 13. Demanda de Energía en el SIN 2014-2015	23
Figura 14. Principales variables del sector eléctrico que afectan la demanda de Camisea.....	26
Figura 15. Evolución de la demanda promedio, máxima demanda y potencia efectiva del parque de generación.....	27
Figura 16. Modulación de la demanda eléctrica por tipo de usuario, 2018	28
Figura 17. Modulación anual de la demanda eléctrica.....	29
Figura 18. Modulación semanal de la demanda eléctrica	29
Figura 19. Modulación horaria de la demanda eléctrica en verano	30
Figura 20. Modulación horaria de la demanda eléctrica en invierno	31
Figura 21. Evolución de la participación de recursos energéticos	31
Figura 22. Modulación de la producción anual por tipo de recurso.....	32
Figura 23. Modulación de la producción semanal por tipo de recurso	33
Figura 24. Modulación de la producción horaria durante estiaje.....	34
Figura 25. Modulación de la producción horaria durante avenida.....	34
Figura 26. Costos variables declarados de centrales termoeléctricas a gas natural	36
Figura 27. Participación de la capacidad de generación por tipo de recurso	37
Figura 28. Evolución de la potencia efectiva por recurso energético	37



Introducción

Para producir energía eléctrica se utilizan distintas fuentes de energía primaria de acuerdo a los recursos disponibles y tecnologías de generación de cada País. La producción de energía eléctrica en el Perú proviene de la generación hidráulica 57%, generación térmica 38% (a gas natural, carbón y diesel) y generación renovable 4%. (COES, 2019).

El proyecto energético más importante de nuestro país es Camisea, este consiste en la explotación, transporte y distribución de gas natural y líquidos de gas natural. El Proyecto Camisea cambió la matriz energética en el Perú debido a que permitió reemplazar el uso de combustibles contaminantes y caros en nuestra industria y nuestro sistema eléctrico nacional por el gas natural, un combustible más limpio y barato. Desde el 2004, año del inicio de operación comercial de Camisea, hasta el 2018 el crecimiento de la producción de energía eléctrica en el Perú fue de 132% (COES, 2019), esto debido a la disponibilidad de recursos, mejoras en las tecnologías de generación y la creciente demanda energética del país (proporcional al crecimiento de nuestra economía) (Osinergmin, 2018, p.53).

Según el COES (2019), al 2018, la demanda eléctrica en el Perú es abastecida en un 32% por centrales de generación térmica que funcionan a gas natural de Camisea, y de acuerdo los resultados del reporte anual del 2018 de Transportadora de Gas del Perú S.A (TGP), la participación del sector eléctrico en la demanda de gas natural del mercado local fue de 58%.

En la actualidad, dependiendo de la temporada (avenida o estiaje), la demanda de energía eléctrica nacional es atendida en aproximadamente 30% a 50% por centrales termoeléctricas que funcionan con gas natural de Camisea (COES, 2019). Partiendo de los datos estadísticos extraídos, se logra deducir que la variabilidad o modulación de la demanda eléctrica en el Perú es oscilante debido a cinco variables principales, estas son: i) Demanda nacional de energía eléctrica, ii) Producción de Energía Eléctrica, iii) Prioridad de Despacho de las Centrales de Generación, iv) Parque de Generación y v) Plan de Mantenimiento.

En el presente trabajo se determinarán y analizarán las principales variables del sector eléctrico que afectan a la demanda de gas natural de Camisea con el fin de obtener proyecciones

de demanda de corto plazo con una menor variación porcentual con respecto al consumo real, esto contribuirá con la programación de despacho de gas natural, estimaciones de ingresos y la planificación de mantenimientos y operativos en el Sistema de Transporte por Ductos (STD), temas de sumo interés para la empresa Compañía Operadora de Gas S.A.C (COGA).

En el Capítulo 1, se dará a conocer datos generales de la empresa Compañía Operadora de Gas S.A.C. (COGA) y la descripción de las funciones desempeñadas en el puesto de trabajo de Analista de Proyectos del área de Servicio de Transporte.

El Capítulo 2, comprende las bases teóricas sobre el sector eléctrico y el gas natural en el contexto peruano, explicando fundamentos básicos para su entendimiento y exponiendo de forma detallada la operación del sistema eléctrico nacional y su influencia en la industria del gas natural en nuestro país, específicamente para el proyecto Camisea. Además, se menciona como antecedente un artículo donde se clasifican las características del sector eléctrico de Colombia que impactan en el consumo de gas natural.

En el Capítulo 3 se explica el aporte y desarrollo de la investigación. Aquí se menciona cómo se ordenaron y clasificaron las cualidades del sector eléctrico en variables, haciendo un análisis de cada una para entender su impacto sobre la demanda de gas natural de este sector. Finalmente, se exponen los resultados obtenidos de la aplicación de esta investigación sobre las proyecciones de demanda semanales y otros aportes.

Capítulo 1

Aspectos generales

1. La Empresa y experiencia laboral

1.1. Descripción de la Empresa. Compañía Operadora de Gas (COGA) es una Sociedad Anónima Cerrada constituida en el año 2001.

1.1.1. Ubicación. Las oficinas administrativas de la empresa se encuentran ubicadas en el distrito de San Isidro, Lima-Perú.

1.1.2. Actividad. Compañía Operadora de Gas S.A.C (COGA) se dedica a la operación y mantenimiento de sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural. Opera y mantiene alrededor de 1,500 km. de ductos, plantas compresoras y estaciones de bombeo ubicados en la compleja geografía peruana. Hoy en día, su principal cliente es Transportadora de Gas del Perú S.A (TGP), empresa que tiene la concesión del transporte de gas natural y líquidos de gas natural del proyecto Camisea.

1.1.3. Misión. Gestionar, operar y mantener de manera segura, eficiente y sostenible, todos los procesos asociados a infraestructura de transporte de hidrocarburos, con los más altos estándares de la industria; aportando experiencia, conocimiento y mejores prácticas, con excelencia operativa, en armonía con el ambiente y las comunidades, a fin de generar valor a nuestros clientes, accionistas y colaboradores.

1.1.4. Visión. Ser la empresa referente a nivel nacional e internacional en la gestión, operación y mantenimiento de infraestructura del sector energético incluso en los ambientes más desafiantes y complejos.

1.1.5. Organización. La empresa está compuesta por el Gerente General quien tiene bajo su cargo distintas gerencias, entre ellas la Gerencia de Operaciones, a continuación, está la Sub Gerencia de Servicio de Transporte, seguida por la Jefatura de Servicio de Transporte, posteriormente está el Coordinador de Servicio de Transporte quién dirige al Analista de Proyecto de Servicio de Transporte entre otros analistas. (Ver figura 1).

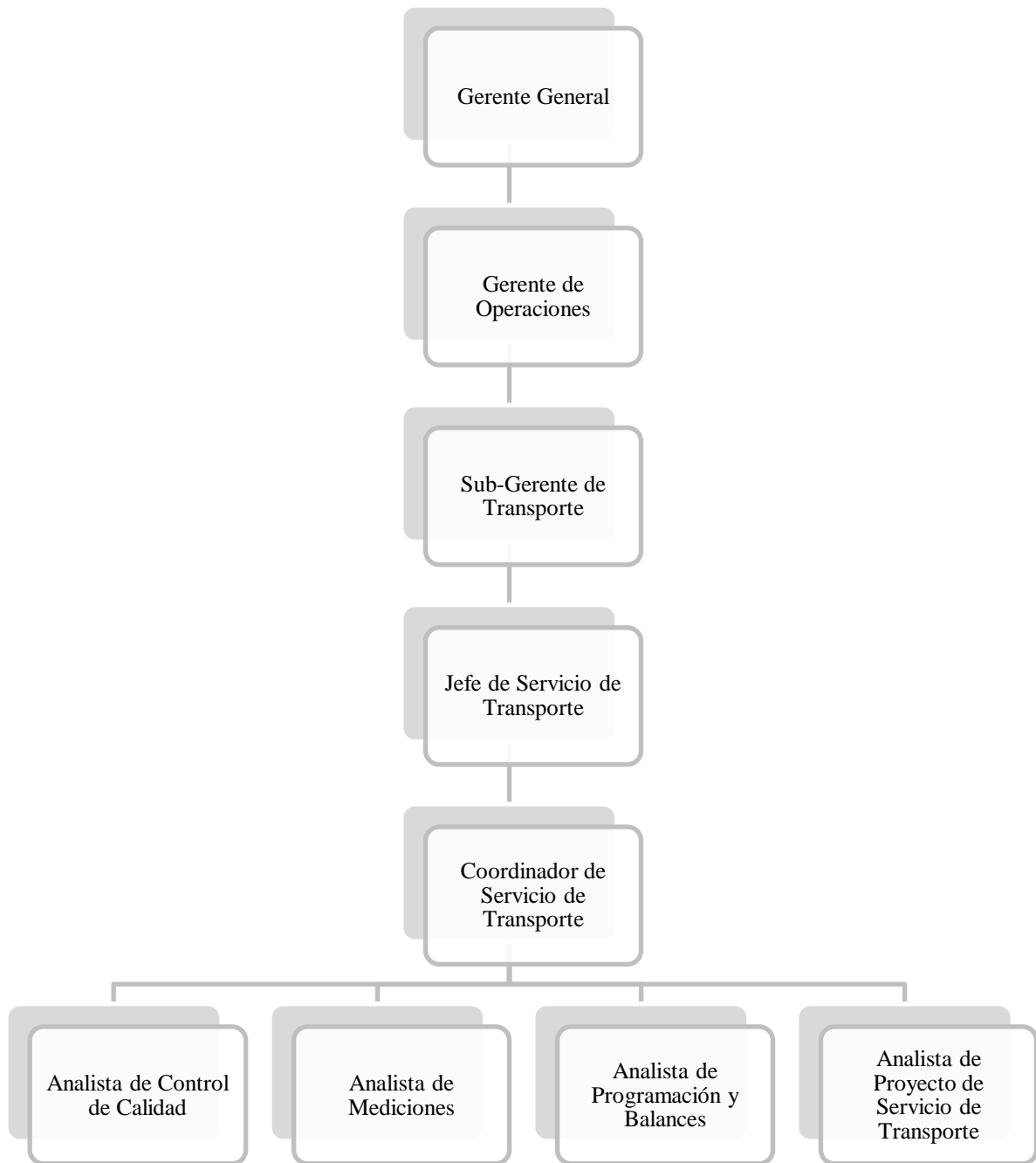


Figura 1. Organigrama parcial de la empresa COGA

Fuente: Elaboración propia en base a información de la empresa COGA

1.2. Descripción de la experiencia. Desde el inicio la empresa apostó por mis habilidades y contribuyó con mi formación laboral capacitándome y brindándome las oportunidades para demostrar mi aprendizaje en el día a día. Cabe resaltar que, el sector de la Sub-Gerencia de transporte cuenta con profesionales experimentados y comprometidos con los objetivos de la empresa, además el equipo ha logrado crear un ambiente laboral cómodo y acogedor gracias al cual me pude desenvolver con facilidad.

Con la experiencia obtenida en Compañía Operadora de Gas S.A.C (COGA) he logrado impulsar el desarrollo de mi capacidad analítica y de gestión de información, optimizar mis habilidades comunicativas, debido al alto contacto con los clientes, y además potenciar mi sentido de compromiso y responsabilidad.

1.3. Actividad profesional desempeñada. Mi experiencia en Compañía Operadora de Gas S.A.C (COGA) inició en el 2018 cuando ingresé como practicante al sector de Servicio de Transporte, y continuó en el 2019 como Analista de Programación y Balances. Posteriormente se presentó la oportunidad de adoptar el puesto de Analista de Proyecto de Servicio de Transporte. En Programación y Balances básicamente me encargaba del despacho diario de gas natural, actividad que requería constante comunicación con los integrantes de la cadena de la cadena de valor de gas natural y los clientes de Transportadora de Gas del Perú S.A (TGP), y como Analista de Proyecto de Servicio de Transporte mi labor se concentraba en la gestión comercial.

1.4. Propósito del Puesto. Como Analista de Programación y Balances llevaba la administración del proceso de nominaciones y balance diario de gas natural y líquidos de gas natural de los 21 usuarios del Sistema de Transporte por Ductos (STD), realizaba la pre-facturación de los volúmenes transportados y las transferencias de capacidad de gas natural y líquidos de gas natural. Además, era responsable de responder ante una situación de emergencia que pusiera en riesgo el suministro, realizando el corte del servicio de transporte de gas natural a los Usuarios de acuerdo a los contratos y normativas vigentes, y autorizando los volúmenes de gas natural a inyectar y entregar coordinando con el Productor, Distribuidores y Usuarios.

Como Analista de Proyecto de Servicio de Transporte, me dedicaba a realizar proyecciones de demanda, facturación del servicio de transporte, coordinar el seguimiento del cobro del servicio facturado con el área de contabilidad, elaboración y seguimiento de los presupuestos

de ingresos por servicio de transporte de gas natural y líquidos de gas natural, administración de contratos y garantías, atención de requerimientos de información comercial (internos y externos) y monitoreo del mercado de energía.

1.4.1. *Producto o proceso que es objeto del informe.* La determinación y análisis de las principales variables del Sector Eléctrico que afectan a la demanda de gas natural tiene como objetivo la obtención de proyecciones de demanda de gas natural de Camisea con una menor variación porcentual con respecto al consumo real, para contribuir con la planificación de mantenimientos y operativos en el Sistema de Transporte por Ductos (STD), la programación de despacho de gas natural y estimaciones de ingresos.



Capítulo 2 Fundamentación

2. Aspectos y antecedentes teóricos

2.1. Aspectos teóricos

2.1.1. Fuentes de energía

2.1.1.1. *Energía primaria.* Son recursos naturales disponibles de forma directa como la energía solar, eólica, geotérmica, combustibles fósiles, el agua, etc. Esta energía no puede ser utilizada directamente, antes debe ser convertida o transformada en energía secundaria. (Minem, 2010).

2.1.1.2. *Energía secundaria.* Se obtiene de las energías primarias luego de un proceso de transformación o conversión. Por ejemplo, en una central termoeléctrica, el gas natural se utiliza como combustible para calentar el agua que transita por la caldera transformándola en vapor, el vapor hace girar una turbina generando energía mecánica que posteriormente se convertirá en energía eléctrica. (Minem, 2010).

2.1.2. *Producción de energía eléctrica por recurso en el Perú.* En el Perú la producción de energía eléctrica se obtiene de la transformación de fuentes primarias como el agua, el aire, la luz solar, el gas natural, el petróleo y el carbón. Del 2004 (inicio de operación del proyecto Camisea) al 2018, la producción de energía eléctrica tuvo un incremento del 132%, a causa de la mayor disponibilidad de recursos, las mejoras en las tecnologías de generación y la creciente demanda energética del país en los últimos catorce años como consecuencia del crecimiento de la economía peruana. (Osinermin, 2017). (Ver figura 2).

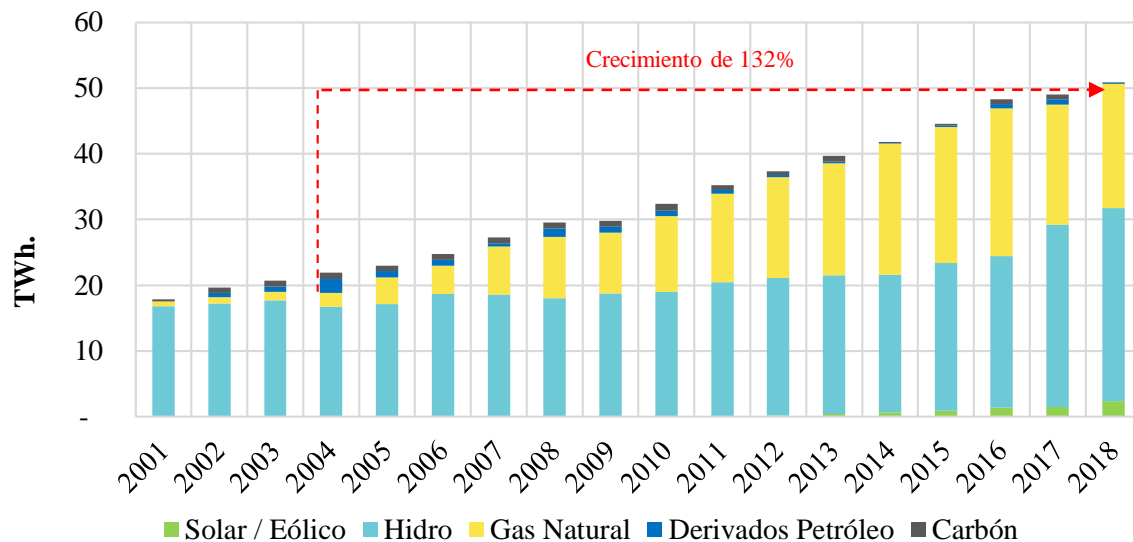


Figura 2. Evolución anual de producción eléctrica por recurso energético en Perú

Fuente: Elaboración propia en base estadísticas anuales del COES

2.1.3. El gas natural como recurso para la generación eléctrica en el Perú. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros, donde el componente principal es el metano. A comparación de otros combustibles fósiles como el diésel, el petróleo y el carbón, la quema de gas natural produce menos gases de efecto invernadero (Minem, 2010). Muchos años atrás, a pesar de su gran poder calorífico, el gas natural no era aprovechado debido a las dificultades para su almacenamiento y transporte. Hoy en día muchos países cuentan con proyectos de producción de gas natural y sistemas de transporte por redes de gasoductos resistentes a grandes presiones, recorriendo varios kilómetros para abastecer la demanda energética de su población.

Perú no es la excepción. Desde el inicio de la operación comercial del proyecto Camisea, en agosto del 2004, el gas natural se convirtió en una de las principales fuentes de energía en nuestro país, creando oportunidades para que los hogares peruanos y sectores económicos se beneficien de un combustible limpio y de bajo costo. (Minem, 2010).

La cadena de valor del gas natural en nuestro país se compone de tres actividades básicas: producción, transporte y distribución, estas actividades fueron adjudicadas a distintas empresas a través de un proceso de licitación internacional realizada por el Estado Peruano.

La producción inicia con la extracción de gas natural húmedo de los lotes del yacimiento Camisea, ubicado en la provincia de La Convención, Cusco. El hidrocarburo es trasladado por gasoductos a la planta de separación en Malvinas, donde se obtendrán gas natural seco (GN) líquidos de gas natural (LGN). Cabe mencionar que la actividad de producción fue adjudicada al Consorcio Camisea donde el accionista mayoritario es Pluspetrol Camisea S.A.

Por otro lado, el transporte de GN y LGN fue adjudicado a Transportadora de Gas del Perú S.A (TGP), empresa encargada de construir y operar el sistema de transporte por ductos (STD). Esta actividad inicia al recibir la custodia de los hidrocarburos en el punto de recepción en Malvinas para transportarlo hasta los distintos puntos de entrega. Este sistema cuenta con válvulas, plantas compresoras, estaciones de bombeo, y otros equipos que son operados de forma remota desde la Base Operativa Lurín por la empresa Compañía Operadora de Gas S.A.C (COGA), contratista de TGP para llevar a cabo los servicios de operación y mantenimiento.

Una vez entregada la custodia a los operadores de los puntos de entrega, estos llevan a cabo la distribución a los consumidores finales como generadores eléctricos, industrias, establecimientos de GNV, hogares y comercios. Esta actividad fue adjudicada a las empresas Gas Natural de Lima y Callao S.A (Cálidda) para la distribución en Lima y Callao, y Contugas S.A para la región Ica.

El consumo del gas natural en el Perú se puede separar en dos grandes grupos: el mercado de exportación y el mercado local. En el 2019, el mercado de exportación tuvo una participación de 49% de la demanda total de gas natural de Camisea, el único consumidor es Perú LNG. No obstante, el mercado local tuvo una participación del 51% de la producción total de gas natural de Camisea, este grupo está compuesto por tres sectores, en orden de relevancia estos son: el sector eléctrico, sector distribución y sector industrial.

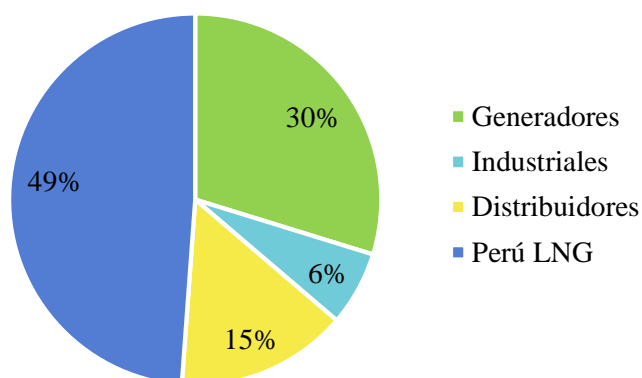


Figura 3. Participación de la demanda de GN de Camisea

Fuente: Elaboración propia en base a información de la empresa COGA.

2.1.4. Demanda de gas natural del sector eléctrico. El sector eléctrico es uno de los grupos más importantes, en el 2019 su participación en la demanda total de gas natural de Camisea fue del 30% (Ver figura 3), y 58% en la demanda de gas de natural de Camisea para el mercado.

local (Ver figura 4). El sector eléctrico está compuesto por siete empresas de generación termoeléctrica de gas natural, estas son: Enel, Engie, Kallpa, Termochilca, Fénix, Egesur y Sudamericana de Energía. Estas centrales de generación son consideradas usuarios libres debido a que su alta demanda les permite tener contratos directos con el productor, transportista y distribuidor de la cadena de valor de gas natural, a diferencia de los usuarios regulados, los cuales tienen contrato solo con el distribuidor.

En virtud de la importancia del sector eléctrico en la industria del gas natural, la determinación y análisis de las variables que afectan el despacho eléctrico es fundamental para los procesos operativos y comerciales de la empresa Compañía Operadora de Gas (COGA).

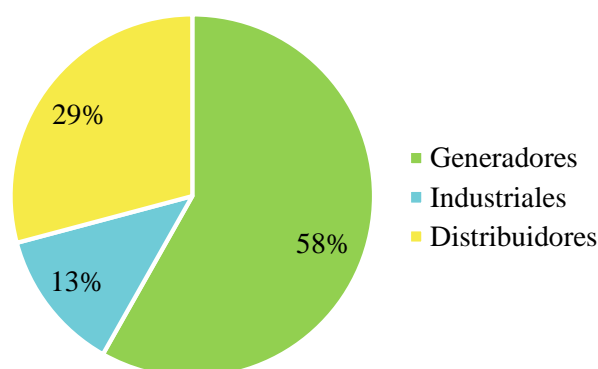


Figura 4. Participación de la demanda del mercado local de GN de Camisea.

Fuente: Elaboración propia en base a información de la empresa COGA.

2.1.4.1. *Modulación semanal de la demanda de gas natural por sector.* La demanda de lunes a viernes es distinta a la demanda durante los días sábados y domingos, esto debido a que la productividad de los usuarios es mayor durante los días laborables. Pocas son las industrias cuya producción no para durante los fines de semana. En el siguiente gráfico se puede apreciar una diferencia de aproximadamente 9% de la demanda total de gas natural entre ambos escenarios. (Ver figura 5).

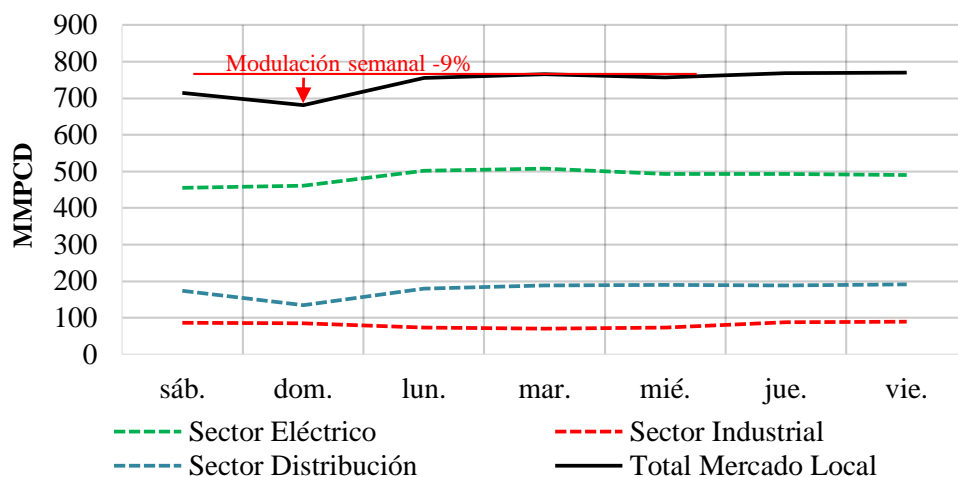


Figura 5. Modulación semanal de la demanda de GN del sector eléctrico

Fuente: Elaboración propia en base a información de la empresa COGA.

2.1.4.2. *Modulación horaria de la demanda de gas natural.* En la industria del gas natural, el día operativo comprende un periodo de veinticuatro horas, que inicia a las 6:00 hrs del día en curso y culmina a las 05:59 hrs del día siguiente.

Durante el día operativo se pueden identificar fases de alta y baja demanda de gas natural. Por la mañana la demanda de gas natural del sector eléctrico es más alta debido a que la demanda eléctrica se eleva en las horas de jornada laboral donde hay mayor actividad y productividad de minería, otras industrias y comercios. Durante la noche ocurre todo lo contrario.

Asimismo, la modulación horaria puede presentar mayores o menores oscilaciones dependiendo de la estación en la que nos encontramos. A diferencia de otros países, en el Perú la modulación horaria durante el invierno es regularmente llana debido a que en esta estación no requerimos calefacción pues el frío no es extremo y las zonas donde la temperatura llega a -0°C no cuenta con los recursos e instalaciones necesarias para acceder a calefacción. Por otro lado, los veranos suelen alcanzar temperaturas muy altas, por lo cual es muy común que se utilicen con más frecuencia sistemas de refrigeración antes del ocaso, por ello la demanda muestra mayor variabilidad en una mañana de verano a comparación de una mañana de invierno. (Ver figuras 6 y 7).

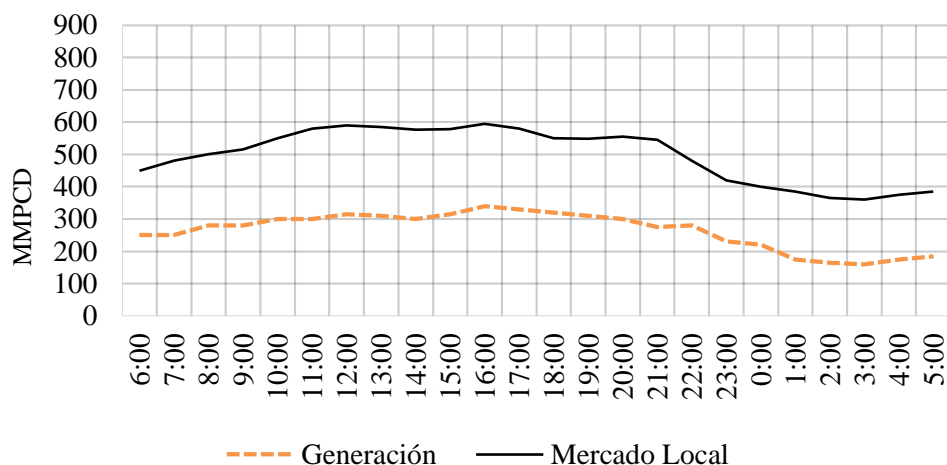


Figura 6. Modulación horaria de la demanda de GN del sector eléctrico en verano

Fuente: Elaboración propia en base a información de la empresa COGA

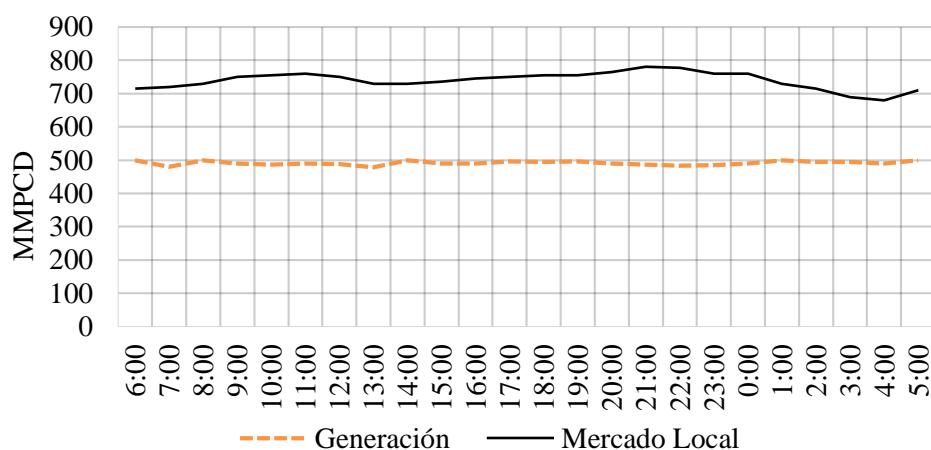


Figura 7. Modulación horaria de la demanda de GN del sector eléctrico en invierno

Fuente: Elaboración propia en base a información de la empresa COGA

2.1.5. Características de la electricidad. Es un tipo de energía secundaria, ya que se obtiene de la conversión o transformación de fuentes primarias de energía como por ejemplo de los combustibles fósiles, la energía solar, eólica, hidráulica, etc.

La electricidad es el movimiento de electrones que se trasladan de un lado a otro a través de una vía eléctrica en un periodo de tiempo. La energía eléctrica no puede almacenarse a gran escala, por ello su consumo y producción se realizan al mismo tiempo, y es necesario contar con capacidad instalada como reserva en caso de alguna contingencia. El servicio eléctrico es considerado un servicio público debido a que los beneficios procedentes de su consumo, como

por ejemplo, la iluminación, permiten el desarrollo de actividades que garantizan un nivel de vida básico, por ello se debe asegurar que este servicio se brinde a una tarifa justa y de forma sostenible y eficiente. (Osinergmin, 2017).

2.1.6. Cadena Productiva de la industria eléctrica. En el Perú la cadena productiva de electricidad se compone de tres actividades: generación, transmisión y distribución. (Ver figura 8)



Figura 8. Representación gráfica de la cadena productiva de la industria eléctrica

Fuente: página web del COES, 2019

2.1.6.1. Generación. La generación eléctrica es la actividad de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica. La energía primaria es la energía que se extrae de la naturaleza y que no ha sufrido ninguna conversión, estas fuentes o recursos pueden ser: carbón, petróleo, gas natural, agua, luz solar, aire, etc. Por otro lado, la energía secundaria se adquiere de la energía primaria mediante un proceso de transformación. (Ver figura 9).

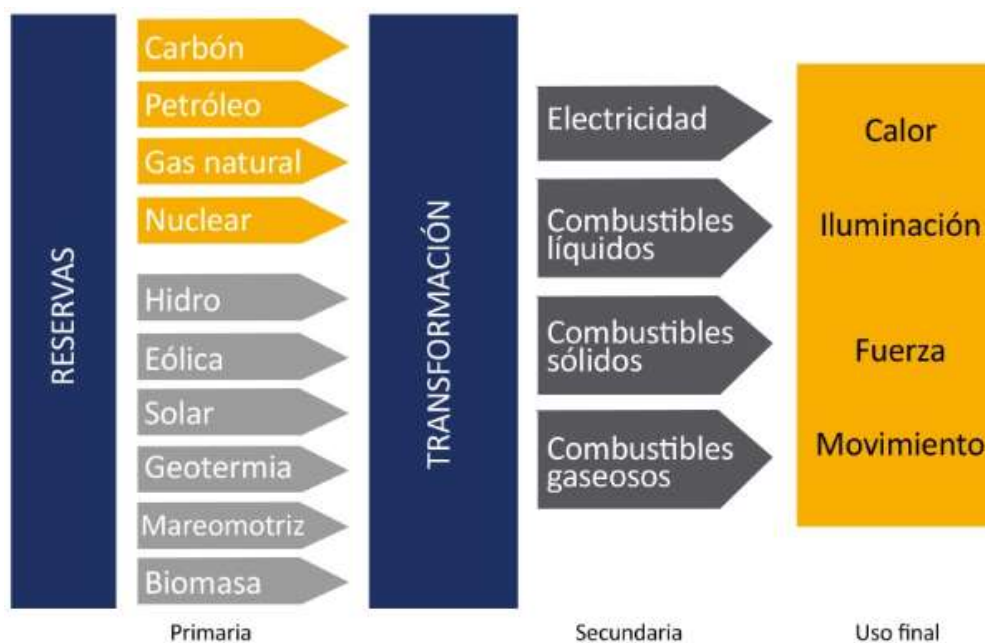


Figura 9. Proceso de transformación de la energía primaria

Fuente: La industria de la electricidad en el Perú - Osinergmin, 2017

El parque de generación es el conjunto de centrales de generación eléctrica, y su diversidad depende de las fuentes de energía primaria que se disponen, del tamaño del mercado y de la tecnología utilizada para la producción de energía.

Con el objetivo de mantener un balance entre oferta y demanda, la flexibilidad de las centrales de generación eléctrica es de suma importancia para cubrir la modulación de la demanda eléctrica, asimismo es importante contar con medios auxiliares para dar soporte al sistema eléctrico en caso de contingencias.

Es importante mencionar que la generación eléctrica comprende costos fijos y variables, esto debido a la infraestructura de las tecnologías utilizadas por las centrales de generación. Los costos fijos existen independientemente de su producción y en gran parte se componen por la inversión, por otro lado, los costos variables dependen directamente de la cantidad de energía producida, estos están constituidos en gran parte por los costos de combustibles.

El segmento de generación es un mercado competitivo debido a que todos los generadores eléctricos se disputan entre sí el despacho eléctrico a distribuidores y clientes independientes, los últimos conocidos también como usuarios libres. La participación del despacho eléctrico de las centrales de generación se realiza en orden ascendente de los costos variables, es decir, las centrales cuyo costo variable es más bajo tienen prioridad de despacho y los más costosos o menos eficientes se encuentran últimos en el orden de prioridad. El costo variable o costo

marginal, es el costo de producir una unidad adicional de energía. En nuestro país este modelo de mercado es conocido como mercado mayorista, aquí los usuarios distribuidores y usuarios libres tienen contratos directos a largo plazo con centrales generadoras para la venta de electricidad acordando un precio determinado ya que es casi imposible medir el precio de la electricidad en tiempo real, en este mercado los agentes no solo ofertan, sino también intercambian y consumen electricidad. Cabe mencionar que el precio pactado en los contratos no influye en el orden de despacho, solo en la compra y venta de electricidad en el mercado mayorista. (Osinergmin, 2017).

2.1.6.2. *Transmisión.* La transmisión es el transporte de electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos donde se llevará a cabo su consumo final. La energía eléctrica viaja a través de sistemas de torres y líneas de transmisión a altos niveles de tensión y largas distancias. Los lugares a donde es llevada la energía eléctrica pueden no contar con fuentes de energía primaria, y es más económico trasladar la energía que trasladar las fuentes primarias a los lugares de consumo.

Durante la transmisión las redes eléctricas pueden perder parte de la energía que viaja a través de ellas debido al calentamiento de transformadores y conductores en el trayecto. Además, las redes eléctricas pueden verse expuestas a congestión o tráfico, esto debido a la cantidad de energía transportada en una línea de transmisión.

2.1.6.3. *Distribución.* El sistema de distribución está compuesto por las siguientes instalaciones: líneas y redes primarias, estaciones y redes de distribución secundaria y las instalaciones de alumbrado público. La distribución inicia con las redes primarias que transportan energía eléctrica a media tensión hasta las redes de distribución secundaria, estas últimas transportan energía eléctrica a baja tensión hacia los consumidores finales.

Las empresas distribuidoras tienen contratos con centrales de generación para la compra de electricidad, para luego comercializarla (venderla) y distribuirla a los clientes regulados.

2.1.7. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Durante la década de los ochenta, el Estado peruano participa en el sector público a través de empresas estatales que manejaban un monopolio integrado verticalmente, es decir; tanto la generación como la transmisión y la distribución eran operadas por el Estado. Sin embargo, los obstáculos que

presentaba la gestión estatal, además del terrorismo y la crisis económica de aquella época, contribuyeron a que se realicen reformas en el sector eléctrico en los años noventa. (Ver tabla 1). Los cambios más significativos que trajeron las reformas fueron: i) la apertura al capital privado, ii) la desintegración vertical de la industria y iii) la promoción de la competencia basándose en los precios del mercado.

Tabla 1. Principal normativa de electricidad en el Perú

Norma	Característica
Ley Orgánica de Municipalidades de 1892	<ul style="list-style-type: none"> Las concesiones del servicio público de electricidad se sujetaron a contratos de suministro eléctrico entre los concejos municipales y los concesionarios.
Ley de la Industria Eléctrica de 1955	<ul style="list-style-type: none"> El suministro eléctrico para la utilidad pública. No distinguió entre suministrador peruano, extranjero, ni público ni privado. Creó la Comisión de Tarifas Eléctricas. Protegió la seguridad y garantizó la propiedad. Fijó requisitos para concesiones, permisos y licencias.
Decreto Ley N° 19521, Ley Normativa de Electricidad de 1972	<ul style="list-style-type: none"> Reserva a favor del Estado la industria eléctrica para servicio público en todas sus etapas. Estatizar la industria eléctrica. Crear Electroperú con funciones de planeamiento, estudios, proyectos, operación, supervisión de obras, asistencia técnica e investigación. Crear el MEM, entidad rectora, reguladora y supervisora. Las funciones de la CTE pasan al MEM, recién creado. Se fija una tarifa unificada nacional.
Ley N° 23406, Ley General de Electricidad de 1982	<ul style="list-style-type: none"> Servicio público de electricidad de necesidad y utilidad pública. Restablecer la CTE con directorio de 10 miembros. Tarifa trimestral o a pedido de Electroperú, rentabilidad 12% capital inmovilizado, tarifa social. Crear empresas regionales autónomas, permitiéndose la participación de autoprodutores, empresas concesionarias y de interés local. Electroperú mantiene rol preponderante.
Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> Separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Nuevo método de cálculo de las tarifas en base a criterios de eficiencia. Creación y fortalecimiento del COES, así como una mayor asignación de labores a la Comisión de Tarifas Eléctricas. La Dirección General de Electricidad (DGE) pasó a encargarse de las autorizaciones y concesiones para la operación en el sector eléctrico.
Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Esquema de licitaciones de contratos de las empresas distribuidoras. Establecimiento del Sistema Garantizado y Sistema Complementario de Transmisión. Incorporó un sistema de planificación del sector de transmisión. La reforma incorporó cambios en el COES, donde queda conformado por generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios libres, con un directorio independiente. Asimismo, se le encargan nuevas funciones como la de elaborar el Plan de Transmisión.

Fuente: Osinergmin (2017). *La industria de la electricidad en el Perú.*

La electricidad era suministrada por los sistemas interconectados Centro Norte (SICN), Sureste (SISE), Suroeste (SISO) y sistemas eléctricos aislados. En 1997 los sistemas SISE y SISO se interconectaron formando así el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). Más adelante, debido al crecimiento de la demanda eléctrica nacional y la minería, fue necesario interconectar el SICN y el SISUR para formar una sola red eléctrica, surgiendo así el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el año 2000. Hoy en día el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) es el conjunto de generadoras eléctricas, líneas de transmisión, distribuidores eléctricos y usuarios libres. (Ver figura 10). (Osinermin, 2017).

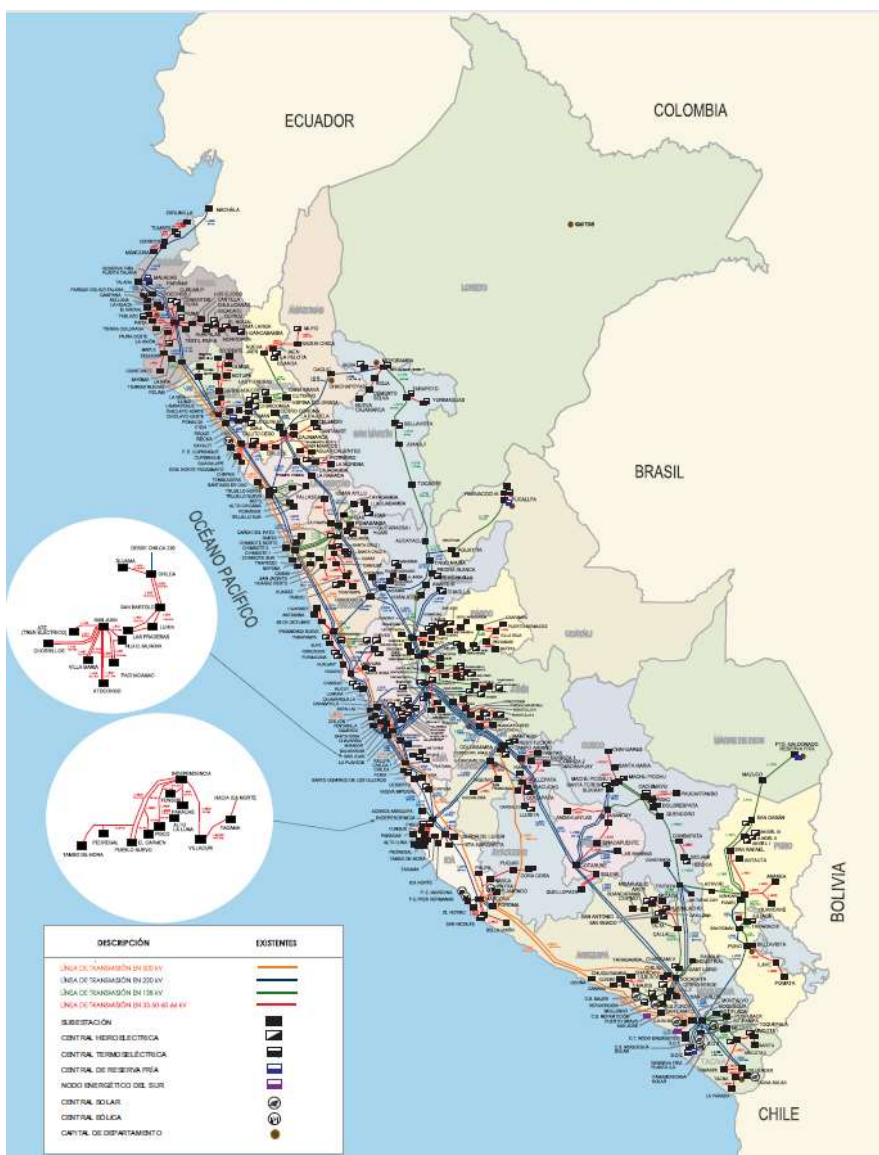


Figura 10. Mapa del sistema interconectado nacional

Fuente: Estadísticas anuales, página web del COES, 2019

2.1.7.1. *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.* “El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

El COES reúne los esfuerzos de las principales empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de los grandes usuarios libres, contribuyendo a través de su labor al desarrollo y bienestar del país.

Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando las condiciones adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas. Asimismo, es responsable de administrar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica”. (COES, 2020).

Como responsable de administrar la operación del SEIN, entre otras actividades, el COES se encarga de la programación del despacho eléctrico de corto, mediano y largo plazo, los costos variables y marginales, coordinar la programación de mantenimiento de centrales y líneas de transmisión con los agentes del SEIN, recopilar el despacho eléctrico real ejecutado al cierre de cada día operativo, etc., y toda la información obtenida de su operación es proporcionada al público en general a través de su página web.

Los datos programados y reales publicados por el COES son esenciales para la operación de los agentes principales del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres), asimismo lo es para los agentes secundarios como en el caso de Compañía Operadora de Gas (COGA) debido a su intervención en la cadena de producción eléctrica como responsable de suministrar con gas natural a las centrales de generación térmica.

2.1.8. *Modulación de la producción de energía eléctrica.* La modulación de la producción de energía eléctrica es estacional, ya que su variabilidad se manifiesta claramente a lo largo del año dependiendo de los cambios climáticos de cada temporada, esto se debe principalmente a la composición y diversidad de recursos y tecnologías del parque de generación de nuestro

sistema eléctrico nacional. El parque de generación del sistema eléctrico peruano está compuesto por centrales de generación renovable (centrales hidroeléctricas, eólicas, solares, biomasa) y no renovable (centrales térmicas a gas natural, diesel o carbón), las primeras con prioridad de despacho. La disponibilidad de los recursos utilizados para la generación, principalmente para la de generación renovable, depende directamente del clima.

El Perú es una fuente de energía natural y ha sabido aprovechar sus recursos para la generación de energías renovables, sobre todo para la generación hidráulica. Lambert (2009) informa que el Decreto Legislativo N° 1002 y su Reglamento, promueven la generación eléctrica basada en recursos energéticos renovables (RER), a través de subastas, incentivando la generación RER principalmente mediante prioridades en el despacho. En otras palabras, el Estado Peruano promueve los proyectos de generación renovable otorgando beneficios como la prioridad de despacho, con la finalidad de incentivar la generación con niveles de emisión de CO₂ casi inexistentes y más baratas.

Las centrales de generación renovable son consideradas tecnologías de generación intermitente o alterna, debido a que dependen del clima, razón por la cual no pueden ser controladas. Por otro lado, según Lozano (2013), las centrales de generación no renovable, también llamadas tecnologías de generación convencional, pueden ser controladas por el operador del sistema, pudiendo ser encendidas o apagadas.

La modulación de la producción de energía depende principalmente de la generación hidroeléctrica, debido a que la mayoría de proyectos del parque de generación son de tecnología hidráulica y a la vez la producción de energía eléctrica de estas centrales depende de la temporada de lluvias. De acuerdo a los datos de la producción eléctrica del 2018 obtenidos del COES, si es temporada de avenida, las centrales de generación hidroeléctrica tendrán una participación aproximada del 60% en el despacho, mientras que durante temporada de estiaje su participación será aproximadamente del 30%.

Cuando la producción eléctrica con tecnología renovable es baja, esta es compensada por generación eléctrica de tecnologías convencionales menos contaminantes. De acuerdo al informe sectorial de energía de Apoyo & Asociados (2019), “los generadores buscan tener un parque de generación que logre complementar la generación hidráulica con la térmica y así poder implementar una estrategia comercial donde tengan la posibilidad de despachar energía al sistema durante todo el año para luego completar la oferta eléctrica con generación no renovable”. En el Perú, la generación térmica con menos emisión de CO₂ y más económica es la generación con gas natural. Las dos fuentes de energía más importantes de nuestro sistema

eléctrico son la generación hidroeléctrica y la generación térmica con gas natural de Camisea. (Ver figura 11).

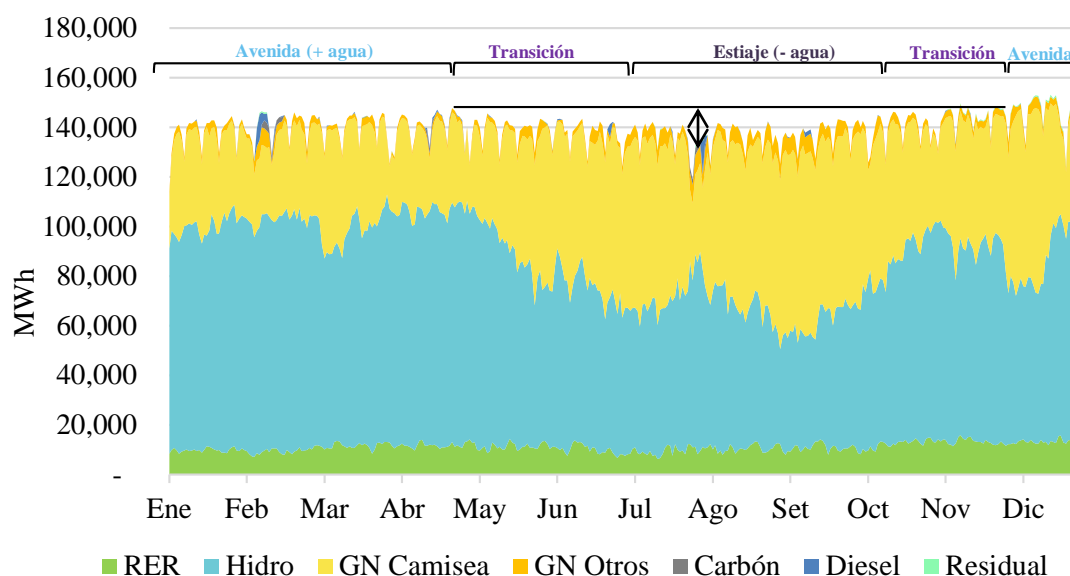


Figura 11. Modulaciones de producción eléctrica por recurso 2018.

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas anuales del COES, 2018

2.2. Antecedentes Teóricos. Para generar electricidad de forma eficiente y económica es importante que la matriz energética cuente con una combinación o mezcla óptima de tecnologías de generación, todo Estado apunta a ello. Así como en el Perú, en otros países latinoamericanos ricos en recursos energéticos como el gas natural, esta fuente de energía también cumple un rol de suma relevancia en sus territorios para la generación eléctrica debido a su aprovechamiento ya que, como se mencionó anteriormente, a comparación de otros combustibles fósiles es menos contaminante y barato. Este es el caso de Colombia, donde su matriz energética está compuesta en un 25.26% de generación térmica a gas (Angélica Aldana & Jorge Grueso, 2016).

Para los miembros de la cadena de valor de gas natural es importante estudiar la matriz energética e identificar las variables o cualidades de esta para un análisis más global del comportamiento de la demanda de gas natural. En el artículo “Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018” de los ingenieros colombianos Angélica Aldana y Jorge Grueso, se definen y estudian las características (aquellas que en este trabajo hemos clasificado en variables) de la matriz energética de su país. Aunque el objetivo de su estudio es distinto al de la presente investigación, pues está dirigido a evaluar

la aplicación de una nueva propuesta regulatoria, el mencionado artículo se toma como referencia y ejemplo de lo fundamental que es conocer el sector eléctrico para los agentes de la industria gasífera.

Los factores o variables de la matriz energética colombiana que afectan la demanda de gas natural son similares a los de la matriz energética peruana. Angélica Aldana y Jorge Grueso (2016), consideran que las características del sistema eléctrico colombiano que afecta el consumo de gas natural son cuatro:

2.2.1. Composición de la generación eléctrica. En esta característica señalan cuál es la capacidad de potencia efectiva del parque de generación en Colombia y en qué tipos de fuente de generación está desagregada. Con esta información los autores afirman que la capacidad instalada de generación térmica lidera el parque con una participación de 29.4%, por otro lado, dentro de la generación térmica, las plantas de gas natural lideran con una participación de 33,57%. (Ver tabla 2)

Tabla 2. Composición de la generación térmica colombiana a noviembre del 2015

	Capacidad efectiva neta promedio (MW)	Participación
ACPM	1.247,00	25,86%
Carbón	1.348,40	27,95%
Combustoleo	299,00	6,20%
Gas	1.619,45	33,57%
Jet-A1	46,00	0,95%
Mezcla Gas-Jet-A1	264,00	5,47%
Total	4.823,85	100,00%

Fuente: Aldana A., Grueso J. (2016). *Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018.*

2.2.2. Generación por tipo de tecnología. En esta sección los autores mencionan la evolución de la producción eléctrica (Ver figura 12). Con ello se confirma el incremento en la participación de generación térmica en la producción de energía eléctrica de 76.2% en noviembre del 2015 con respecto al mismo mes del año anterior.

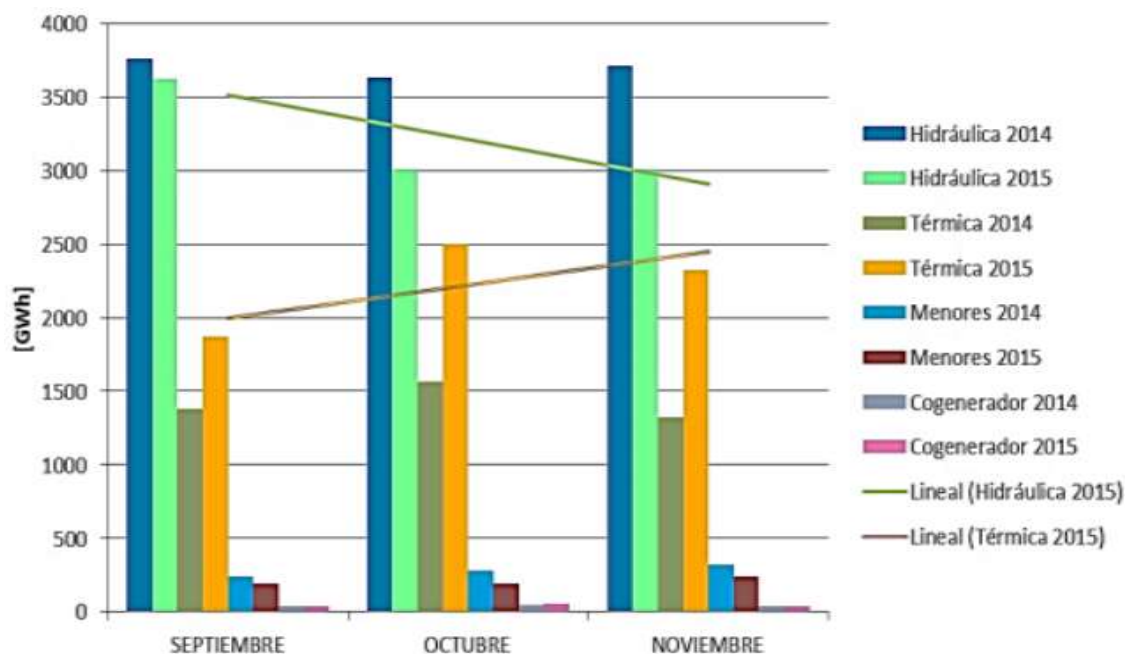


Figura 12. Producción eléctrica 2014-2015 por tipo de tecnología de generación

Fuente: “Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018”. Angélica Aldana y Jorge Grueso, 2016

Además, se analiza la participación dentro de la generación térmica, de la cual, en este caso, Angélica Aldana y Jorge Grueso (2016) sostienen que “en el 2015, en promedio, el consumo de gas natural correspondió al 63% del total de combustibles, seguido del carbón con 30%, y del ACPM, Combustóleo y Querosene con un 6,5% aprox.”. (Ver tabla 3)

Tabla 3. Participación de combustibles en la generación térmica, 2015

Combustible	Participación
ACPM	4,27%
Carbón	30,45%
Combustoleo	2,10%
Gas	63,03%
Querosene	0,15%

Fuente: Aldana A., Grueso J. (2016). *Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018.*

2.2.3. Aportes hídricos al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En esta característica los autores estudian los aportes de energía hídricos al SIN, este es un análisis de las temporadas altas o bajas de lluvias, con el objetivo de identificar en que periodos la generación térmica podría compensar la generación hidráulica. Al concluir el análisis de esta variable, Angélica Aldana y Jorge Grueso, concluyen que “los bajos aportes hídricos presentados en el período de estudio, especialmente desde el mes de septiembre al mes de diciembre de 2015, están asociados y coinciden con la intensidad del fenómeno de El Niño en el país”.

2.2.4. Demanda de energía eléctrica. Del análisis de demanda realizada, estos autores reconocen que el crecimiento se debe en gran medida por el sector minero al cual llaman “Grandes Consumidores Especiales”, ya que este se encuentra en aumento sostenido y el incremento de su consumo eléctrico es más pronunciado a comparación del resto de consumidores. Los autores confirman que “en general, hay un crecimiento de demanda a lo largo del período 2014 y 2015. El promedio de crecimiento de demanda en estos períodos de tiempo ha sido del 4% aprox. El mínimo registrado fue 2,1% para el mes de abril, y el máximo de 6,6% para septiembre”, estos datos serán útiles para estimar la demanda de gas natural de los próximos años. (Ver figura 13).

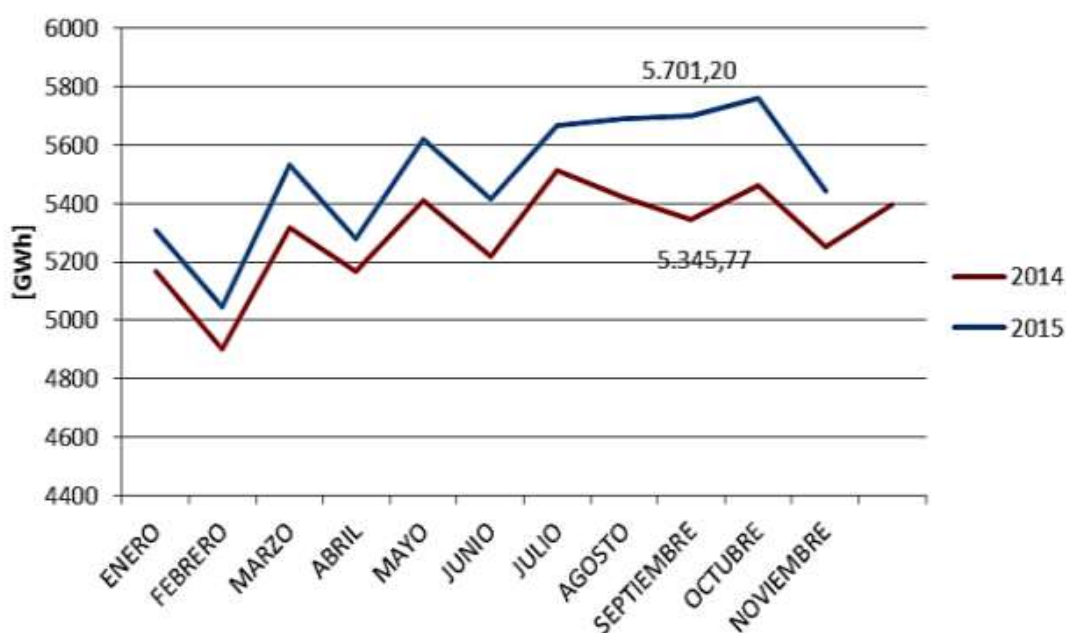


Figura 13. Demanda de Energía en el SIN 2014-2015

Fuente: “Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018”. Angélica Aldana y Jorge Grueso, 2016



Capítulo 3

Aportes y desarrollo

3. Alcance, objetivos y avance

3.1. Alcance del trabajo. Una de las principales funciones del área de Servicio de Transporte de la empresa Compañía Operadora de Gas (COGA) es la elaboración de proyecciones de demanda de gas natural, estas proyecciones son la base para la ejecución de actividades como las programaciones diarias de despacho de gas natural, la elaboración de presupuestos de ingresos, la planificación de mantenimientos y operativos, entre otros.

Compañía Operadora de Gas (COGA) es una empresa que se caracteriza por la constante búsqueda en la optimización y eficiencia de sus procesos para brindar el mejor servicio a sus clientes, esto se transmite a todos los sectores de la compañía, por ello el área de Servicio de Transporte se planteó como objetivo optimizar y complementar el proceso de elaboración de proyecciones de demanda de gas natural del mercado local.

Como se explicó en el Capítulo 2, la demanda de gas natural del mercado local se compone de la participación de tres sectores, donde el más importante y complejo es el sector eléctrico, motivo por el cual el área de Servicio de Transporte se enfocó en profundizar en el estudio de este sector para determinar y analizar los factores o variables que influyen directamente sobre su demanda de gas natural y por ende afecta la demanda nacional de gas natural de Camisea.

En este capítulo se darán a conocer las variables del sector eléctrico que el área de Servicio de Transporte ha determinado como factores influyentes, asimismo se explicará por qué esta clasificación y forma de análisis es importante para las mejoras en el proceso de proyección de demanda del mercado local de gas natural de Camisea.

3.2. Desarrollo de la investigación

3.2.1. Determinación y análisis de las principales variables del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural. Tomando en consideración las bases teóricas y los antecedentes explicados en el Capítulo 2, se logró identificar y ordenar las características del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural de Camisea en cinco variables (Ver figura 14), cuyo entendimiento y análisis son importantes para llevar un mejor control y seguimiento de la demanda total de gas natural de Camisea. Estas variables son:

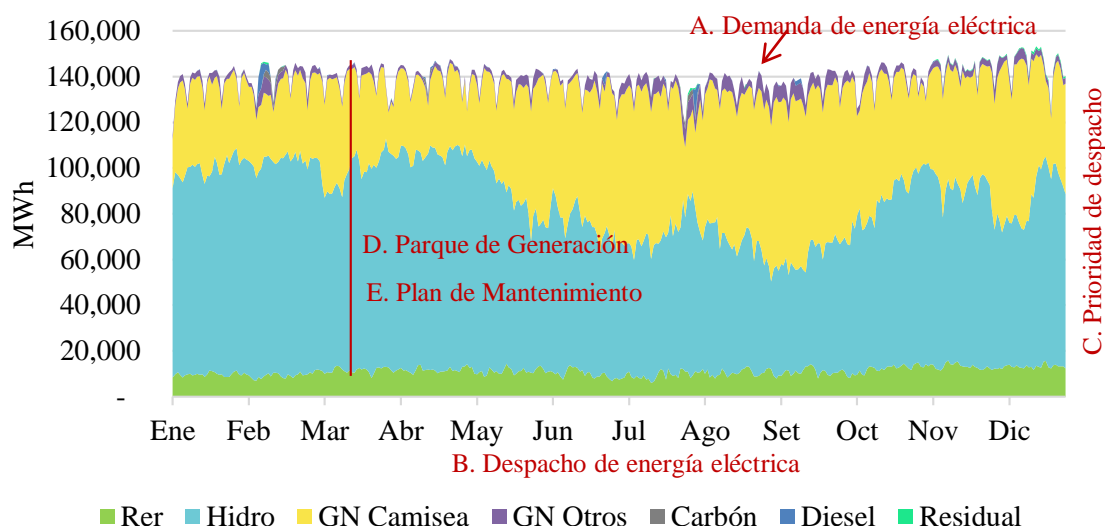


Figura 14. Principales variables del sector eléctrico que afectan la demanda de Camisea

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas anuales del COES, 2018

3.2.1.1. Demanda de energía eléctrica

A. *Demanda eléctrica total y máxima.* En primer lugar, para comprender el comportamiento de la demanda eléctrica, se debe conocer cuál es la demanda eléctrica promedio, la máxima demanda eléctrica y la capacidad de potencia efectiva del parque de generación.

Conocer cuánta capacidad de potencia efectiva del parque de generación es utilizada permitirá saber cuál es margen de reserva, es decir; con cuánta potencia de respaldo se cuenta en caso de alguna contingencia en la generación eléctrica, por ejemplo, algún desastre natural como el Fenómeno del Niño que pueda afectar a la generación hidroeléctrica.

Procesando los datos sobre la evolución de la demanda eléctrica anual extraídos del COES, se halló que al 2018 se cuenta con un margen de reserva del 40% de la potencia efectiva del parque y que la máxima demanda eléctrica supera a la demanda eléctrica promedio en un 20%. (Ver figura 15)

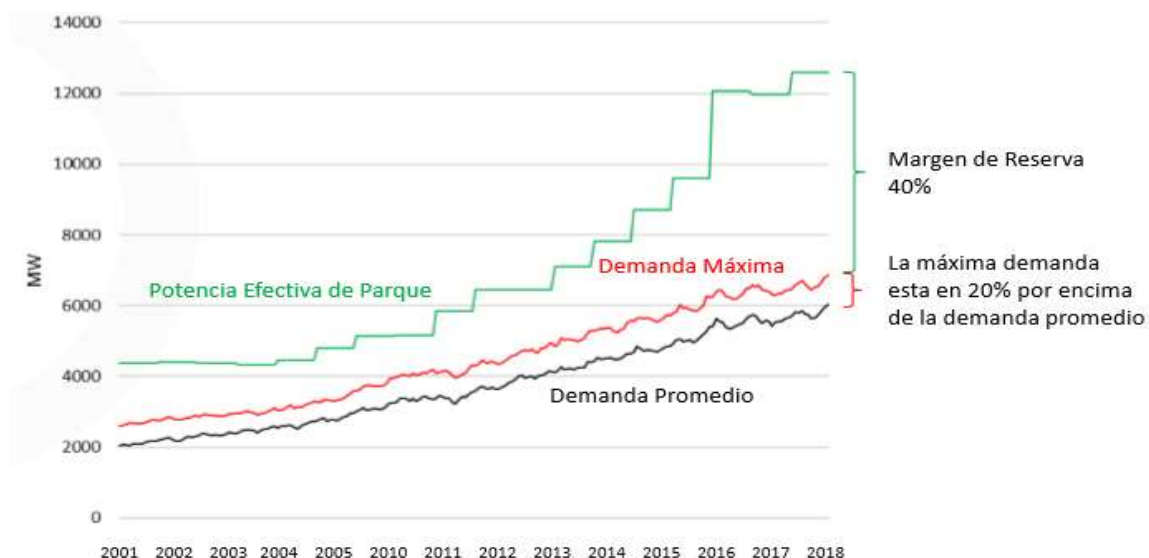


Figura 15. Evolución de la demanda promedio, máxima demanda y potencia efectiva del parque de generación

Fuente: Instituto de Regulación y Finanzas de Universidad Esan, 2019

B. *Composición de la demanda eléctrica.* Los usuarios de la industria eléctrica en el Perú se pueden clasificar en cuatro segmentos: Distribuidores, Mineras, Industrias y Comerciales. El factor principal para la clasificación de la demanda en estos segmentos son las diferencias en la modulación de la demanda eléctrica de cada uno por el tipo de uso. Es importante conocer cuáles son los consumidores finales y comprender el comportamiento de su demanda eléctrica ya que ello influirá en el consumo de gas natural de las centrales termoeléctricas.

De la figura 18 se puede deducir que el sector distribución controla la modulación de la demanda eléctrica. Este sector está compuesto por distribuidores eléctricos que se encargan de abastecer a todos los usuarios regulados residenciales, pequeñas industrias y comercio, y cubrir la demanda del alumbrado público.

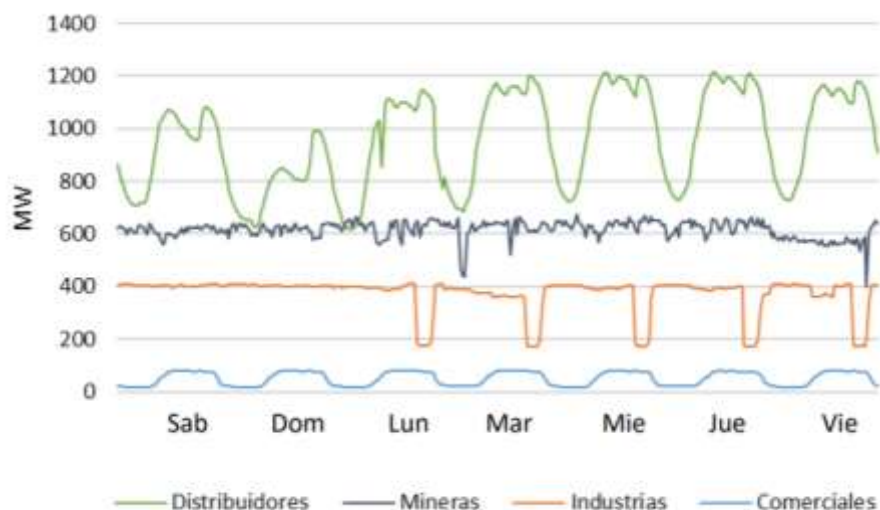


Figura 16. Modulación de la demanda eléctrica por tipo de usuario, 2018

Fuente: Instituto de Regulación y Finanzas de Universidad Esan, 2019

C. *Modulación de la demanda eléctrica.* Analizando los datos del despacho eléctrico, se puede deducir que, debido a los tipos de usuarios que componen la demanda eléctrica, esta varía de forma anual, semanal e incluso horaria. Es importante conocer la modulación de la demanda eléctrica ya que de esta depende la modulación de la demanda de gas natural del mercado local.

- *Modulación anual.* Se puede llamar modulación anual o estacional, debido a que la variabilidad de la demanda eléctrica coincide con los cambios de estación. Según Cervan (2017), la temperatura influye en el comportamiento de la demanda debido a que en invierno puede haber mayor consumo eléctrico por el uso de sistemas de calefacción, mientras que en verano puede haber un mayor consumo eléctrico por el uso de sistemas de refrigeración. Sin embargo, en nuestro país las temperaturas durante otoño e invierno no ameritan el uso de sistemas de calefacción y las zonas donde las temperaturas llegan a -0°C no cuentan con las instalaciones o recursos para sistemas de calefacción, por otro lado, durante primavera y verano las temperaturas ameritan el uso de sistemas de refrigeración como aire acondicionado, congeladoras, entre otros. En la figura 19 se puede observar un decremento de la demanda eléctrica del 8% durante otoño e invierno del año 2018.

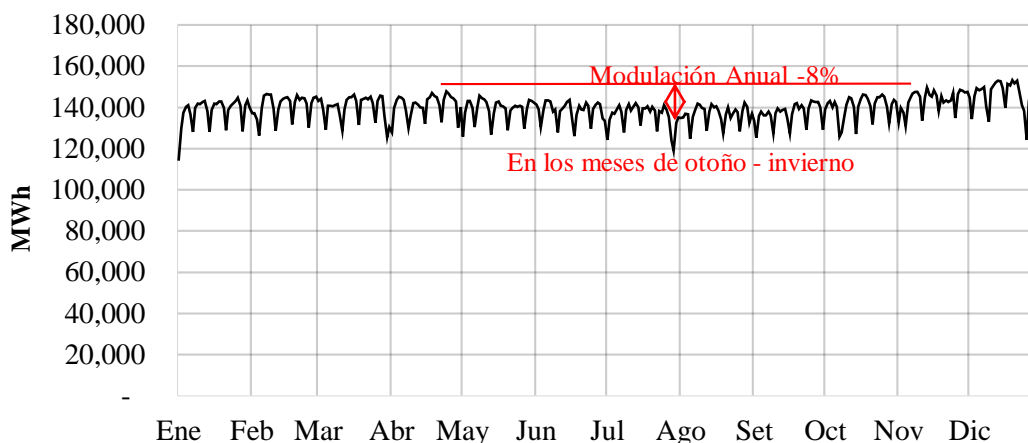


Figura 17. Modulación anual de la demanda eléctrica

Fuente: Elaboración propia en base al despacho ejecutado diario. COES, 2018

- *Modulación semanal.* La variabilidad de la demanda eléctrica también dependerá de los días de la semana, esto se debe a que de lunes a viernes la productividad de los usuarios es mayor en comparación con la productividad durante el fin de semana. En la figura 18 se puede apreciar una diferencia de aproximadamente 8% de la demanda eléctrica entre los días domingo y lunes.

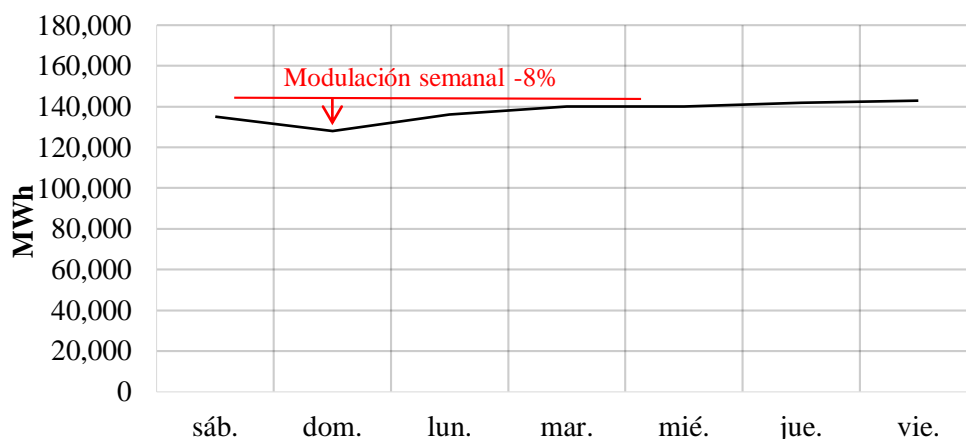


Figura 18. Modulación semanal de la demanda eléctrica

Fuente: Elaboración propia en base al despacho ejecutado diario. COES, 2018

- *Modulación horaria.* En la industria eléctrica, el día operativo comprende un periodo de veinticuatro horas que inicia a las 00:00 hrs. y culmina a las 23:59 hrs. del día operativo en curso. Según Osinergmin (2017), en el día operativo se pueden identificar periodos de alta o baja demanda denominados horas punta y horas fuera de punta, respectivamente, sin embargo;

en este estudio vamos a clasificar las variaciones en fases de baja, media y alta demanda eléctrica, y las llamaremos horas base, horas media y horas punta, respectivamente. El periodo de hora punta se presenta entre las 17:00 hrs hasta las 21:00 hrs, debido a que en este horario se hace uso del alumbrado público e incrementa el consumo eléctrico residencial y de algunos pequeños comercios.

Además, la modulación horaria también puede presentar mayores o menores oscilaciones dependiendo de la estación en la que nos encontramos. Como se explicó en la modulación anual, la temperatura influye en el comportamiento de la demanda, aunque las diferencias no son muy relevantes, son evidentes y esto se debe al uso de electricidad para refrigeración durante la temporada de verano, a diferencia de la temporada de invierno donde no se consume energía eléctrica para contrarrestar la temperatura pues no es muy baja. (Ver figuras 19 y 20).

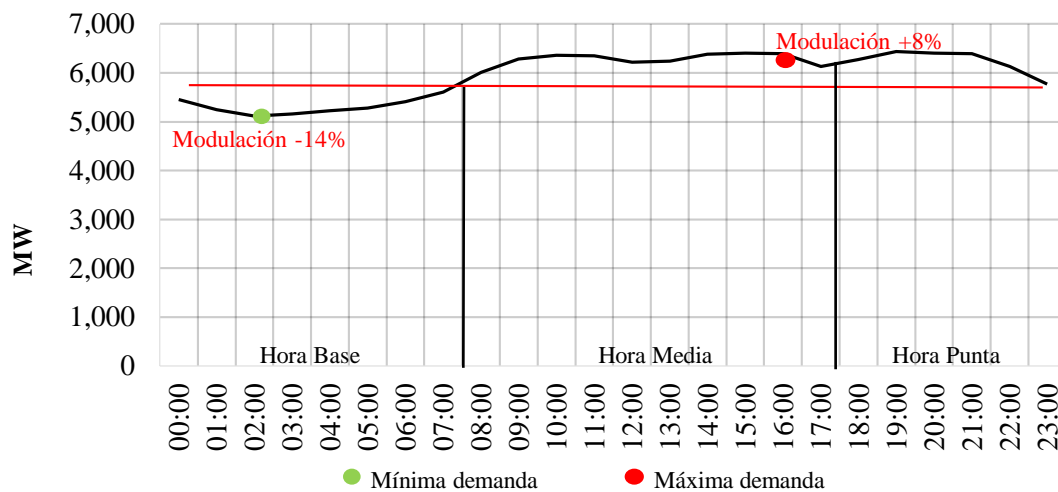


Figura 19. Modulación horaria de la demanda eléctrica en verano

Fuente: Elaboración propia en base al despacho ejecutado diario. COES, 2018

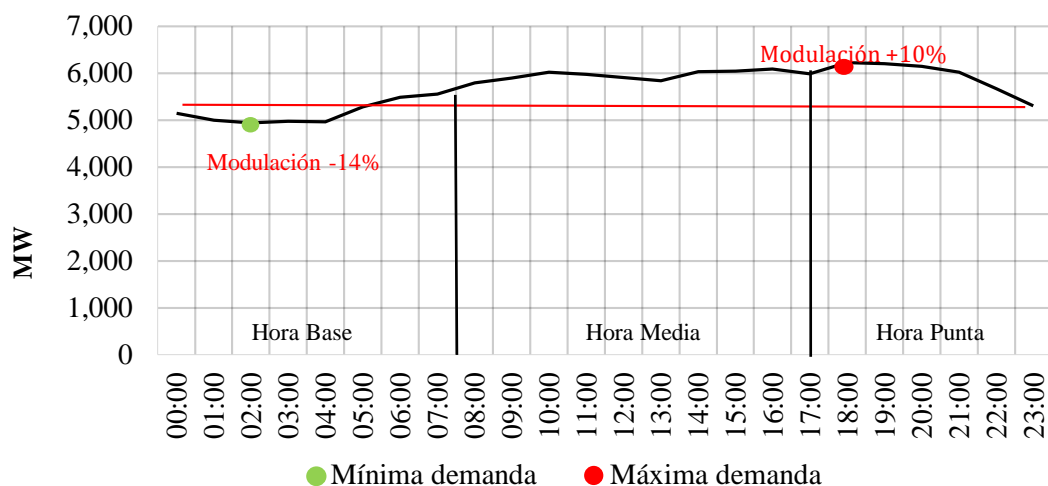


Figura 20. Modulación horaria de la demanda eléctrica en invierno

Fuente: Elaboración propia en base al despacho ejecutado diario. COES, 2018

3.2.1.2. Despacho o producción de energía eléctrica

A. *Producción de energía eléctrica por tipo de recurso.* Es importante conocer los tipos de recursos energéticos y tecnologías que componen el parque de generación del SEIN para comprender el comportamiento de la demanda de gas natural de las centrales termoeléctricas. Los recursos energéticos utilizados en el SEIN son: generación con energías renovables (rer), generación hidroeléctrica, y generación termoeléctrica con gas natural, carbón y diesel. En el 2018 la participación de la generación térmica con gas natural de Camisea fue 35%. (Ver figura 21)

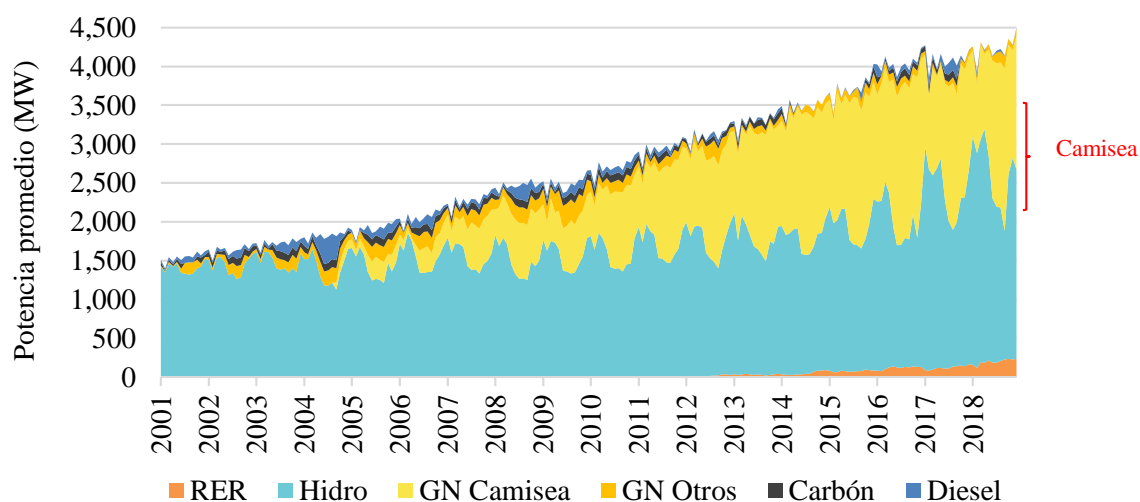


Figura 21. Evolución de la participación de recursos energéticos

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas anuales del COES, 2018

B. Modulación de la producción eléctrica por tipo de recurso

- *Modulación anual.* Si bien la demanda eléctrica es el motivo principal de la modulación de la producción eléctrica total, la modulación de cada recurso depende de otros factores. En el parque de generación, el recurso que domina y controla la modulación de la producción eléctrica es la generación hidroeléctrica, principalmente por tres razones: i) El Perú es un país rico en recurso hídrico, y esto ha sido aprovechado desde inicios del sistema eléctrico nacional, por ello la cantidad de centrales hidroeléctricas supera la cantidad de centrales de otro tipo de tecnologías; ii) La generación hidroeléctrica tiene prioridad de despacho debido a que no tiene costos variables por uso de combustibles y a su bajo impacto sobre el medio ambiente, y iii) La producción hidroeléctrica depende directamente de factores que no pueden ser controlados como el clima.

Como la generación hidroeléctrica depende de la temporada de lluvias, es importante completar la oferta eléctrica con generación convencional que tenga bajos índices de contaminación, en este caso la generación térmica de gas natural de Camisea. En la figura 24 puede observarse que de enero a mayo la generación hidroeléctrica es mayor en un 30% debido a la temporada de avenida, sin embargo; de julio a octubre la generación hidroeléctrica disminuye en un 40% por la temporada de estiaje, y la oferta eléctrica es compensada con mayor generación térmica de gas natural de Camisea.

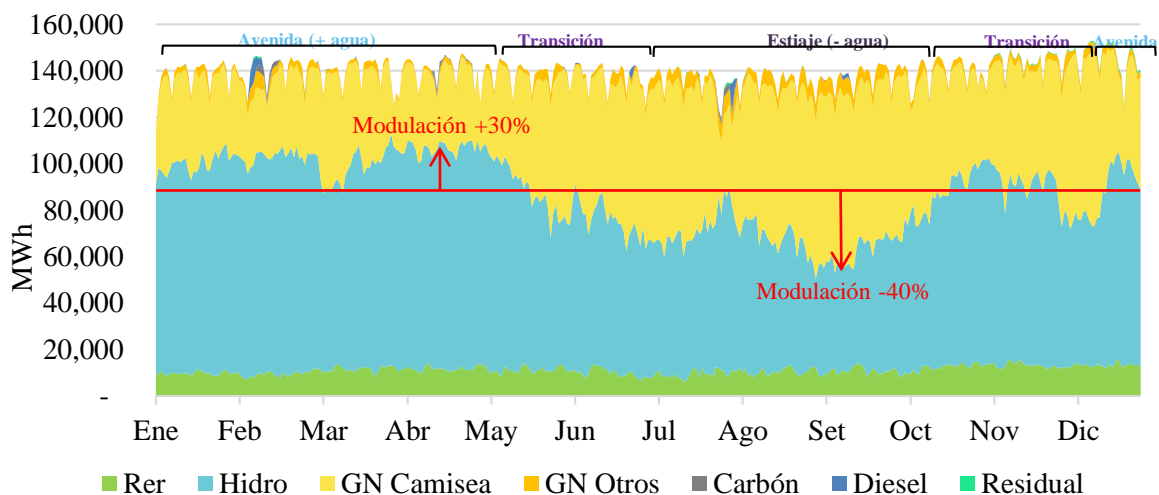


Figura 22. Modulación de la producción anual por tipo de recurso

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas anuales del COES, 2018

- *Modulación semanal.* La modulación de la producción eléctrica durante el periodo de una semana es menos pronunciada (- 8%) debido a que las temporadas de avenida o estiaje suelen prolongarse por meses, es decir; la disponibilidad de recurso hídrico no suele variar de un día a otro. En todo caso, la modulación de la producción eléctrica obedece solo a la necesidad de los consumidores, cuya demanda es mayor durante los días laborables. (Ver figura 23)

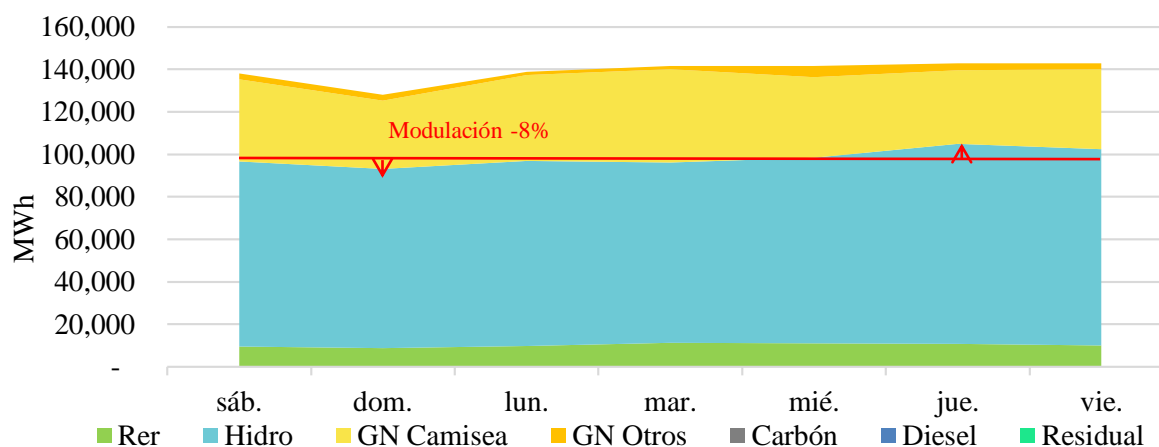


Figura 23. Modulación de la producción semanal por tipo de recurso

Fuente: Elaboración propia en base al despacho ejecutado diario. COES, 2018

- *Modulación horaria.* Como se mencionó anteriormente, la modulación y participación de los recursos en la producción eléctrica se ve condicionada a las temporadas de avenida o estiaje. En un día operativo durante estiaje, debido a la escasez de agua, esta es reservada y aprovechada para cubrir la alta demanda eléctrica durante las horas punta, mientras que durante las horas base la menor demanda es cubierta con generación termoeléctrica de gas natural de Camisea en su mayoría. (Ver figura 24)

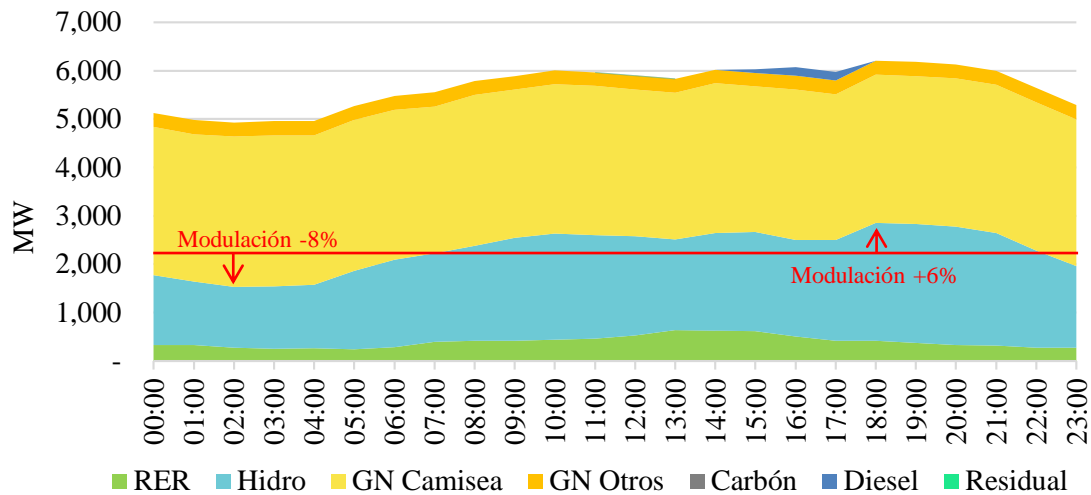


Figura 24. Modulación de la producción horaria durante estiaje

Fuente: Elaboración propia en base al despacho ejecutado diario. COES, 2018

Por otro lado, en un día operativo de avenida, la modulación de la producción eléctrica de los recursos no depende de la generación hidroeléctrica debido a que por su abundancia esta cubre la oferta sin variaciones muy pronunciadas durante todo el día operativo ($\pm 4\%$), lo restante es compensado con generación termoeléctrica. (Ver figura 25)

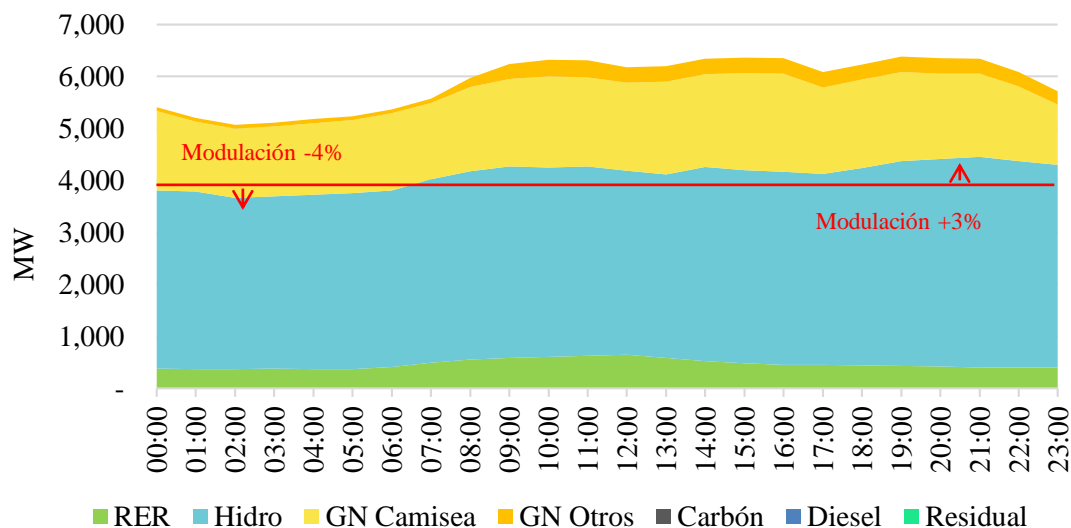


Figura 25. Modulación de la producción horaria durante avenida

Fuente: Elaboración propia en base al despacho ejecutado diario. COES, 2018

3.2.1.3. *Prioridad de despacho por costos variables declarados (S/ / MWh)*. “En la práctica, el despacho económico de los generadores se realiza en orden creciente de costos, así el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más costosa que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado. El operador del sistema coordina y asigna económicamente a las centrales de generación en función a la eficiencia productiva del parque eléctrico, priorizando aquellas con menores costos variables, hasta lograr cubrir la demanda en cada hora del día. Las centrales hidroeléctricas presentan el costo variable más bajo debido a que no utilizan combustibles para la generación eléctrica, seguidas de las de gas natural y por último de aquellas a diésel, que presentan los costos variables más altos”. (Osinermin, 2017). (Ver tabla 4)

Tabla 4. Orden de prioridad de despacho por tipo de recurso

Prioridad de Despacho	Tipo de Recurso	Número de Centrales	Potencia efectiva
1	Bagazo	2	29
	Eólica	5	376
	Solar	7	285
	Biogas	3	10
2	Hidro	68	4,942
3	Gas Natural de Camisea	12	3,863
	Gas Natural de Malacas	3	345
	Gas Natural de Aguaytía	1	176
5	Carbón	1	140
6	Diesel 2	10	2,336
	Residual	2	80
Total		114	12,582

Fuente: Elaboración propia en base a información del COES, 2018

Para el área de Servicio de Transporte es importante conocer cuál es el orden de prioridad de despacho en función a los costos variables declarados dentro de la generación termoeléctrica, con ello se puede deducir cuáles son las centrales que van a entrar a reemplazar o compensar el despacho eléctrico en caso de que una o más centrales se encuentren fuera de servicio. La eficiencia en el consumo de cada central es distinta de las demás, es decir; pese a que una central reemplace a otra para cubrir la misma cantidad de energía eléctrica su consumo de gas natural no será el mismo. Teniendo en mente un aproximado del consumo de gas natural por MWh de las centrales, ayudará a obtener proyecciones de demanda más precisas (Ver figura 26).

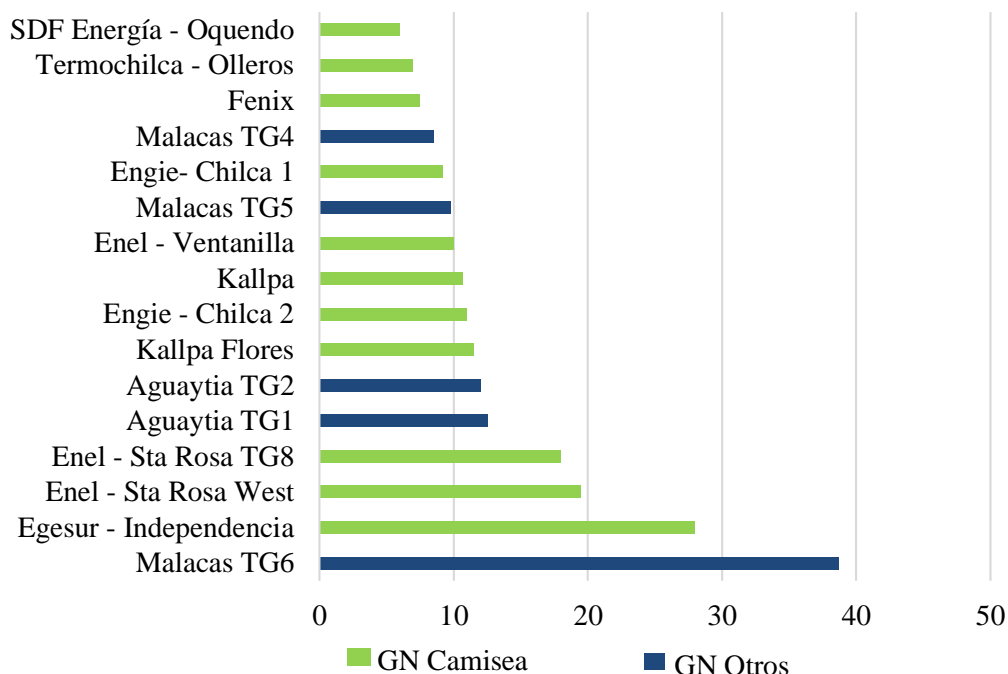


Figura 26. Costos variables declarados de centrales termoeléctricas a gas natural

Fuente: Elaboración propia en base a costos variables declarados. COES, 2018

3.2.1.4. *Parque de Generación.* Conocer la composición de la capacidad de potencia efectiva del parque de generación es sustancial para la comprensión del funcionamiento del despacho eléctrico. *Hilario (2013)* afirma: “La composición del parque de generación eléctrica en el Perú tiene predominancia de centrales hidroeléctricas y térmicas a ciclo simple y ciclo combinado, gracias al auge de explotación de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea”. De acuerdo a las estadísticas anuales del COES, a diciembre de 2018 la capacidad o potencia efectiva del parque de generación está compuesta por: 37% generación hidroeléctrica, 32% generación termoeléctrica con gas natural de Camisea, 20% generación termoeléctrica con diesel, 8% generación renovable y 3% con otros recursos energéticos. (Ver figuras 27 y 28)

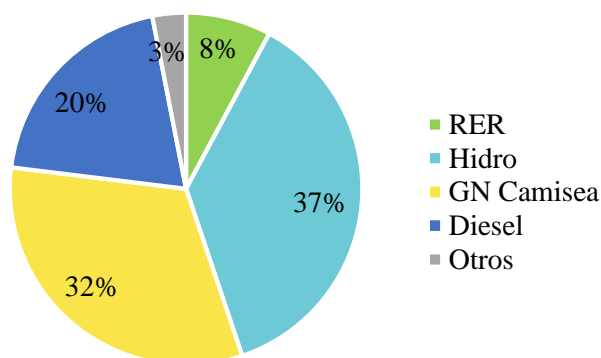


Figura 27. Participación de la capacidad de generación por tipo de recurso

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas anuales del COES

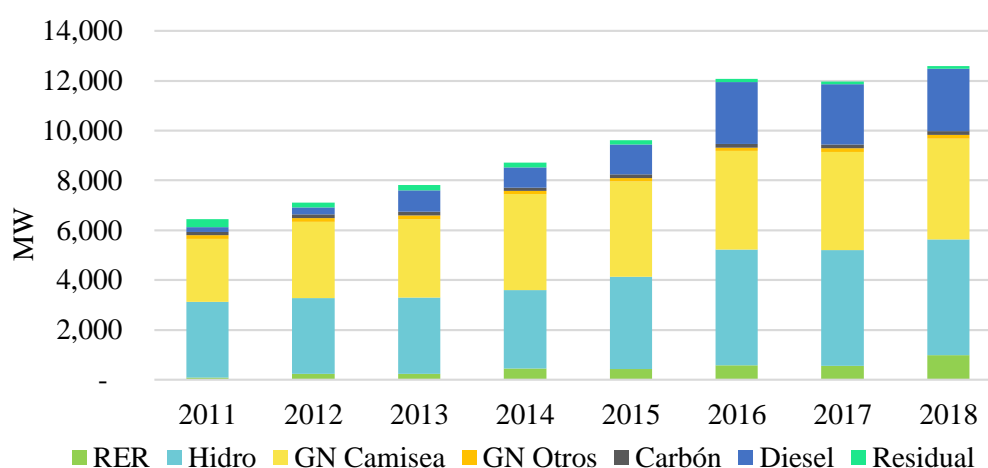


Figura 28. Evolución de la potencia efectiva por recurso energético

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas anuales del COES

3.2.1.5. *Plan de mantenimiento.* Es importante tener en cuenta la operación de las centrales termoeléctricas grandes como Olleros, Fénix, Kallpa, e hidroeléctricas como Mantaro, Restitución, Cerro del Águila, debido a que si centrales con una gran capacidad de producción como estas se encuentra fuera de línea impactaría radicalmente en la demanda de gas natural de Camisea. (Ver tabla 5)

A. *Mantenimientos anuales.* En coordinación con el COES, las centrales programan sus mantenimientos anuales, sin embargo; muchas cosas pueden cambiar a lo largo de un año, ya sea por condiciones climáticas o por eventos fortuitos en los equipos de generación, y por ello es probable que no se cumplan con exactitud las fechas de mantenimientos programadas en el año.

B. *Mantenimientos mensuales.* Como es probable que no se cumpla la programación anual, el COES realiza actualizaciones mensuales de los mantenimientos programados.

C. *Mantenimientos diarios.* Es importante reportar en el día a día si se cumplió o no con el plan de mantenimiento anual o mensual, y averiguar las razones por las cuales se adelantó, postergó o canceló la intervención de un mantenimiento. Los mantenimientos ejecutados son publicados en los reportes diarios, mensuales y anuales del COES, hayan sido programados o no programados.

Tabla 5. Programa de mantenimiento de centrales fuera de servicio

		Avenida (+ agua)		Transición		Estiaje (- agua)		Transición		Avenida (+ agua)				
		PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2019 (CENTRALES FUERA DE SERVICIO)												
Centrales de Generación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
Termoeléctricas	Fenix	2%		53%	39%							7%		6%
	Olleros	33%	37%	13%	17%					30%	27%	33%	53%	15%
	Kallpa				37%	33%						18%		6%
	Kallpa las Flores								10%					1%
	Chilca 1		27%			19%	22%	3%				2%	1%	5%
	Chilca 2		7%		37%									3%
	Ventanilla	26%	32%		25%				7%		4%	4%	6%	7%
	Santa Rosa I			45%		100%						33%		11%
	Santa Rosa II				10%	10%				13%				2%
	Independencia	3%	2%			25%	10%	1%		25%	12%	2%	3%	5%
SDF Energía											10%		1%	
Hidroeléctricas	Mantaro	2%	4%		2%	16%	14%	18%	6%	3%	5%	9%	3%	5%
	Restitución	3%			2%	12%	2%		33%	10%	24%	1%	2%	6%
	Cerro del Águila	2%	3%	50%				2%			19%			5%
	Cañon del Pato		3%			2%	30%		15%	30%	21%	2%	2%	7%
	Huinco	2%	3%		3%	25%	14%	25%	26%	45%	26%	13%	2%	12%
	Chaglla						27%	40%			13%			5%

Fuente: Elaboración propia en base a la programación de mantenimiento de centrales publicada por el COES

3.3. Objetivo general del estudio. El presente estudio tiene como objetivo general optimizar y complementar las proyecciones de demanda de gas natural reduciendo la variación porcentual con respecto al consumo real, a través de la determinación y análisis de las principales variables del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural de Camisea.

3.4. Objetivos específicos

- Aportar estimaciones de demanda más asertivas para el proceso de programación diaria del despacho de gas natural de Camisea.
- Colaborar con una óptima proyección de demanda para la planificación de mantenimientos y operativos del sistema de transporte por ductos.
- Contribuir con información sobre la demanda de gas natural para la estimación de costos e ingresos.

3.5. ¿Se logró reducir la variación porcentual de la proyección de demanda? Las primeras pruebas de esta investigación se aplicaron a la proyección de demanda semanal del mercado local, este es un proceso de proyección del consumo de gas natural de Camisea de corto plazo, esencial para la programación de despacho diaria y control de consumo de los usuarios en tiempo real. La variación porcentual se mide como la diferencia porcentual entre el volumen real diario consumido por los usuarios del mercado local (generadores eléctricos, industriales y distribuidores) y la demanda diaria proyectada, finalmente se saca un promedio de las variaciones diarias y el resultado sería la variación porcentual de la proyección semanal.

El promedio de la variación porcentual de las proyecciones de demanda semanales de gas natural, previas a la determinación y análisis de las variables del sector eléctrico, era 5.3% a octubre 2019. Aplicando el análisis y seguimiento diario de las cinco variables del sector eléctrico que afectan a la demanda de gas natural, se ha logrado una variación porcentual de 3.8% en promedio a diciembre 2019. (Ver tabla 6)

Tabla 6. Variación porcentual promedio de una semana

	Variación
Previa (10/19)	5.3%
Actual (12/19)	3.8%

Fuente: Elaboración propia en base a información de la empresa COGA.

Además de lograr mejoras en la proyección de demanda de gas natural de Camisea de corto plazo, como aporte adicional de esta investigación el área de Servicio de Transporte ha implementado en sus procesos la elaboración de un reporte diario exclusivo del sector eléctrico que resume el análisis de las cinco variables del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural de Camisea en cuatro segmentos, estos son: i) Resumen del despacho programado y

ejecutado por tipo de recurso de los últimos siete días, ii) Resumen de la modulación horaria por tipo de recurso, iii) Resumen de la modulación horaria por centrales termoeléctricas a gas natural de Camisea, y iv) Actualización diaria de los mantenimientos programados y ejecutados. (Ver Apéndice A)

3.6. Diseño metodológico La metodología utilizada es de carácter no experimental y transversal, debido a que se limita a observar los hechos y obtener los datos para luego ser estudiados en un periodo de tiempo. Por otro lado, en este trabajo se aplica un enfoque cualitativo y su alcance es descriptivo, ya que no se busca probar hipótesis sino exclusivamente desarrollar el objetivo de la investigación, en este caso, optimizar y complementar las proyecciones de demanda de gas natural de Camisea alcanzando una menor variación porcentual con respecto a la demanda real a través del análisis y seguimiento diario de las principales variables del sector eléctrico que afectan su demanda de gas natural.

3.7. Desarrollo de experiencia A lo largo de los años, el área de Servicio de Transporte de la empresa Compañía Operadora de Gas (COGA) ha implementado mejoras en el proceso de proyección de demanda en miras a obtener mayor precisión. En esta oportunidad se profundizó en los conocimientos y estudios del sector eléctrico que ya formaban parte del “know how” del área de Servicio de Transporte para determinar cinco variables del sector eléctrico que afectan la demanda de gas natural, poniéndoles nombre y clasificándolas, así hacerles un seguimiento y análisis más organizado.

Como resultados de esta investigación se logró optimizar las bases de datos internas del despacho eléctrico programado y ejecutado, y además crear un informe diario al que se le nombró como “Reporte del Despacho del Sector Eléctrico”, este resume la producción diaria y horaria de energía eléctrica por tipo de recurso y por central térmica, además de los mantenimientos que podrían afectar la demanda de gas natural. Hoy en día, tanto los bancos de datos internos como el reporte diario son utilizados para notificar a las áreas operativas de las novedades en el sector eléctrico, la elaboración de proyecciones de demanda de corto, mediano y largo plazo con un respaldo más sólido, la planificación de mantenimientos y operativos en sistema de transporte, y sobre todo para la programación diaria del despacho de gas natural.

Conclusiones

Partiendo de la determinación y análisis de variables del sector eléctrico que afecta a la demanda de gas natural de Camisea se puede concluir que:

La demanda eléctrica del Perú está compuesta por cuatro tipos de consumidores finales: Distribuidores, Mineras, Industrias, Comercios, donde los usuarios distribuidores son los que predominan en la modulación de la demanda eléctrica y tienen mayor participación, este grupo está compuesto por usuarios residenciales regulados principalmente.

La modulación de la demanda eléctrica muestra una tendencia anual, semanal y horaria. Las modulaciones de la demanda eléctrica afectan directamente al consumo de gas natural de Camisea debido a que los gráficos de modulación de la demanda de gas natural y modulación de la demanda eléctrica muestran oscilaciones y tendencias muy similares.

Las temporadas de lluvias son el factor principal que determinará la modulación del despacho eléctrico debido a que la composición del parque de generación es en su mayoría de tecnología hidráulica, la participación en la capacidad promedio de generación del parque es: 45% hidro y rer, 31% GN Camisea, y 24% otras tecnologías de generación.

El parque de generación está compuesto por centrales de generación rer, hidro, GN de Camisea, otros GN, carbón y Diesel, donde la participación promedio de la generación o producción eléctrica al 2018 fue: Hidro 58% y GN de Camisea 35%.

La prioridad u orden de despacho se da de acuerdo a los costos variables declarados por las centrales de generación al COES. Las centrales rer e hidro son las primeras en despachar porque no corren con costos de combustibles, a estas les siguen las centrales térmicas a GN de Camisea pues sus costos variables son menores a los de otras tecnologías.

Debido a la relevancia del sector eléctrico en la industria del gas natural (58% de participación en la demanda del mercado local), el área de Servicio de Transporte llevó a cabo el análisis de las principales variables del sector diariamente, el cual se verá reflejado en un reporte. El estudio del sector a través de estas variables ha contribuido con la optimización de la proyección de demanda semanal, reduciendo la variación porcentual con respecto al consumo real de GN en 1.5 puntos porcentuales.

Algunas de las limitaciones más importantes que se presentaron a lo largo de la elaboración de este trabajo de suficiencia profesional son: i) que a partir de marzo 2020 cesé mis labores en la empresa Compañía Operadora de Gas (COGA) y ii) la coyuntura sanitaria en la que nos encontramos. El estudio para determinar y analizar las principales variables del sector eléctrico

que afectan la demanda de gas natural de Camisea se realizó a fines del 2019 cuando aún pertenecía al equipo de Servicio de Transporte de la empresa COGA, la empresa me autorizó utilizar cierta información, sin embargo; el cese laboral y la pandemia del Covid-19 complicaron la comunicación entre ambas partes para la obtención de bases de datos históricas.



Recomendaciones

A lo largo del estudio realizado al sector eléctrico, se hallaron dos posibles variables adicionales, estas son: i) Características técnicas de operación de las centrales, y ii) Reservas de potencia. Estas no fueron consideradas como indispensables para la elaboración de proyecciones de demanda, sin embargo; sería bueno proponer su estudio como una segunda parte de la investigación del sector eléctrico del área de Servicio de Transporte.

Se recomienda implementar como un proceso adicional que sería el reporte o notificación de mantenimientos mensuales de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas más importantes a las demás áreas operativas de la empresa COGA, debido a que estos siempre son actualizados por el COES.





Referencias bibliográficas

Aldana, A & Grueso, J. (2016, 07 de diciembre). Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018. Universidad Autónoma de Colombia. Recuperado de: <http://www.unilibre.edu.co/revistaavances/13/analisis-del-mercado-de-gas-natural-para-la-generacion-electrica.pdf>

Apoyo & Asociados. Sector Energía, informe sectorial, agosto 2019. Lima, Perú. Recuperado de: <http://www.aai.com.pe/wp-content/uploads/2019/08/Sectorial-Junio-2019.pdf>

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2019). Estadística relevante del SEIN. Recuperado de: http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/?path=Publicaciones%2FEstadisticas%20Anuales%2F2018%2F01_EXCEL%2F01_ESTAD%20C3%8DSTICA%20RELEVANTE%20DEL%20SEIN%2F

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2019). Producción de electricidad del SEIN. Recuperado de: http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/?path=Publicaciones%2FEstadisticas%20Anuales%2F2018%2F01_EXCEL%2F04_PRODUCCI%20C3%93N%20DE%20ELECTRICIDAD%20DEL%20SEIN%2F

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2019). Producción de electricidad del SEIN. Recuperado de: http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/?path=Publicaciones%2FEstadisticas%20Anuales%2F2018%2F01_EXCEL%2F02_ESTADO%20ACTUAL%20DE%20LA%20ESTRUCTURA%20DEL%20SEIN%2F

Dammert, A., Molinelli, F. & Carbajal, M. (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Perú. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Recuperado de: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf

Decreto Legislativo N° 1002 de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Congreso de la República. (2008). Recuperado de: <http://www.leyes.congreso.gob.pe/LeyNumePP.aspx?xNorma=3>

García, R. & Vásquez, A. (2004). La industria de Gas Natural en el Perú. Perú. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Recuperado de: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_01.pdf

Lozano Hilario, G. (2013). Análisis de la composición óptima del parque de generación eléctrica en el Perú estimando la valorización de las emisiones de dióxido de carbono. (Tesis de pregrado). Universidad Nacional del Centro del Perú. Huancayo, Perú. Recuperado de: <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/2969/Lozano%20Hilario.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (2010). Uso Eficiente de la Energía, Guía Metodológica para Docentes de Secundaria. Recuperado de: http://www.minem.gob.pe/giee/pdf/GUIA_SECUNDARIA_MEM.pdf

Miranda et al (Eds.). (2017). La industria de la electricidad en el Perú. Perú. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Recuperado de: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2013). Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate. Recuperado de: http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/gobierno_regional/alcance_labores-transporte_gas_natural_liquidos.html

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2017). La Industria de la Electricidad en el Perú. Recuperado de: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2017). La Industria de Gas Natural en el Perú. Recuperado de: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf

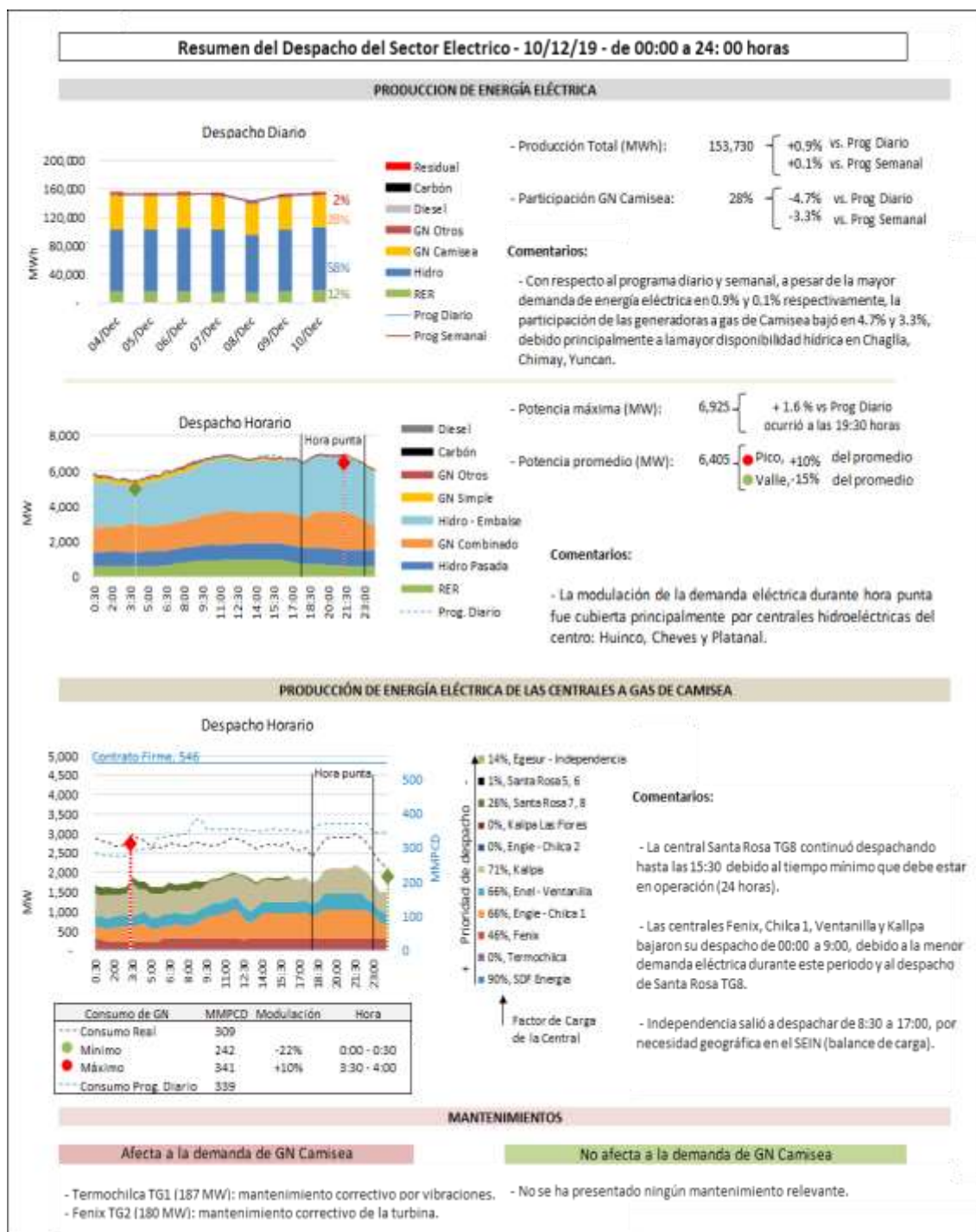
Tamayo et al (Eds.). (2017). La industria de gas natural en el Perú. Perú. Gerencia de Políticas y Análisis Económico del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Recuperado de: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf

Apéndices





Apéndice A. Reporte del despacho del sector eléctrico - día operativo 10/12/19



Fuente: COGA, 2019