

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



INFORME FINAL DE TESIS

**“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS
PRIMARIOS MEDIANTE UN MODELAMIENTO DE OPTIMIZACIÓN EN LA
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UN SISTEMA
HIDROTÉRMICO CON UN HORIZONTE DE MEDIANO PLAZO”**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

AUTOR

Bach. RICARDO MANUEL VARAS BARRIOS

ASESOR

Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN

NUEVO CHIMBOTE, 2019



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA EN ENERGÍA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (Resolución N° 471-2002-CU-R-UNS). De acuerdo con la denominación siguiente:

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

**"ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS PRIMARIOS
MEDIANTE UN MODELAMIENTO DE OPTIMIZACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA UN SISTEMA HIDROTÉRMICO CON UN HORIZONTE DE MEDIANO PLAZO"**

TESISTA: Bach. Ricardo Manuel Varas Barrios

Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
ASESOR



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA EN ENERGÍA

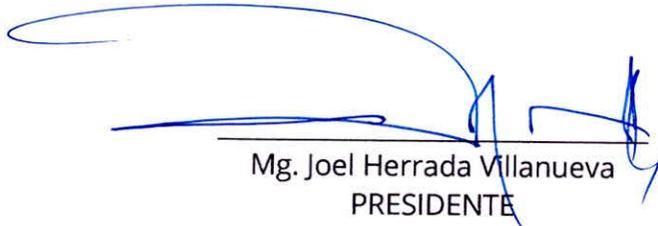
CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

Damos conformidad del presente informe de Tesis, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (Resolución N° 471-2002-CU-R-UNS), de acuerdo con la denominación siguiente:

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA

"ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS PRIMARIOS
MEDIANTE UN MODELAMIENTO DE OPTIMIZACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA UN SISTEMA HIDROTÉRMICO CON UN HORIZONTE DE MEDIANO PLAZO"

TESISTA: Bach. Ricardo Manuel Varas Barrios



Mg. Joel Herrada Villanueva
PRESIDENTE



Mg. Carlos M. Montañez Montenegro
INTEGRANTE



Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
INTEGRANTE

Dedicatoria

*A Víctor y Virginia y a través de ellos, a los
Varas y a los Barrios.*

*A los buenos compañeros y amigos, dentro y
fuera de las aulas durante nuestra etapa
universitaria.*

Al enigmático /Tibitsli/, lugar benevolente.

Agradecimiento

*A los docentes de nuestra escuela y sus jornadas de
enseñanza.*

*A las personas que, de varias maneras, aportaron
en la elaboración del presente archivo.*

Análisis del comportamiento de los recursos energéticos primarios mediante un modelamiento de optimización en la producción de energía eléctrica para un sistema hidrotérmico con un horizonte de mediano plazo

RESUMEN

El presente trabajo de investigación realiza un análisis en el uso de los recursos energéticos que se utilizan en un sistema hidrotérmico de generación energética eléctrica bajo escenarios de optimización. Para ello se considera necesario identificar los comportamientos económicos de la demanda del sistema dentro de la bolsa de energía (mercado Spot), la capacidad de la oferta y su naturaleza elástica para el abastecimiento así los procesos de generación termoeléctrica, hidroeléctrica y centrales no convencionales (solar y eólica) identificando sus características técnicas, procesos productivos y variabilidades en su comportamiento. Este documento tomará como caso de estudio el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano (SEIN) y pretende dar una mirada a la dinámica del sistema de generación interconectado como base para identificar oportunidades de seguridad y expansión de generación, ingreso de nuevas fuentes energéticas y aportes a modelos regulatorios con finalidad de un adecuado uso de los recursos.

SUMMARY

The present work of investigation realizes an analysis in the use of the energetic resources that are used in a hydrothermal system of electric power generation under optimization scenarios. For this it is considered necessary to identify the economic behavior of the demand of the system within the energy market (Spot market), the capacity of the supply and its elastic nature for the supply of thermoelectric, hydroelectric generation and unconventional power plants (solar and wind) identifying their technical characteristics, production processes and variability in their behavior. This document will take as a case study the Peruvian National Interconnected Electric System (SEIN) and aims to take a look at the dynamics of the interconnected generation system as a basis to identify opportunities for security and expansion of generation, entry of new energy sources and contributions to models regulatory bodies with the purpose of a.

Índice general

1. Introducción	8
1.2 Generalidades	8
1.2 Antecedentes	13
1.3 Formulación del Problema	15
1.4 Objetivos	16
1.4.1 Objetivo general.....	16
1.4.2 Objetivos Específicos	16
1.5 Formulación de la Hipótesis	16
1.6 Justificación.....	16
1.7 Limitaciones del trabajo	18
2. Marco teórico.....	20
2.1 La generación hidroeléctrica.....	20
2.1.1 Los Afluentes	21
2.1.2 Las Cuencas	22
2.1.3 Los Embalses	23
2.1.4 Las Centrales Hidroeléctricas.....	25
2.2 La generación termoeléctrica.....	27
2.2.1 Los combustibles térmicos	27
2.2.2 Las eficiencias en las configuraciones tecnológicas.....	30
2.3 La generación intermitente.....	34
2.3.1 La generación Solar.....	35
2.3.1 La generación Eólica	36
2.4 Las interacciones del mercado (un enfoque microeconómico)	38
2.4.1 La Demanda.....	39
2.4.2 Funciones de Producción	40
2.4.3 Costos de producción	40
2.4.4 Costos de corto y largo plazo.....	41
2.4.5 Fijación de Precios.....	44
2.5 Operación en los sistemas hidrotérmico	45
2.5.1 Sistemas Termoeléctricos	47
2.5.2 Sistemas Hidroeléctricos	49
2.5.3. Formulación Estocástica.....	53

3. Materiales y métodos.....	55
3.1. Materiales:.....	55
3.2. Método propuesto.....	55
3.2.1 El sistema de estudio.....	55
3.2.2 La demanda.....	57
3.2.3 La generación Hidroeléctrica.....	59
3.2.4 La generación Termoeléctrica.....	60
3.2.5 La generación Intermitente.....	61
3.2.6 El Modelo de Optimización.....	63
3.2.7 Tratamiento de resultados de la simulación.....	66
4. Cálculos y discusión de resultados.....	68
4.1 De la demanda.....	68
4.2 De la generación intermitente.....	73
4.3 De las centrales termoeléctricas.....	80
4.4 De las centrales hidroeléctricas.....	85
4.5 De la optimización del sistema.....	88
4.6 Del comportamiento de los recursos primarios.....	97
Conclusiones y recomendaciones.....	104
Conclusiones.....	104
Recomendaciones.....	105
Bibliografía.....	108
Anexo 1.....	112
Registro de demandas de energía en bornes de generación (MWh) de los años 2014 al 2018.....	112
Estadística de los registros de potencia a nivel de bornes de generación para el modelamiento de los bloques por cada mes.....	112
Anexo 2.....	113
Curvas de Potencia de las centrales eólicas y solares.....	113
Franjas de probabilidades de viento y radiación.....	115
Anexo 3.....	119
Parámetros de potencia efectiva y consumo específico de combustible por cada unidad (modo de operación).....	119
Anexo 4.....	120
Parámetros correspondientes a las centrales Hidroeléctricas.....	120

Anexo 5	122
Resultado del volumen de los embalses	122

Capítulo I

Introducción

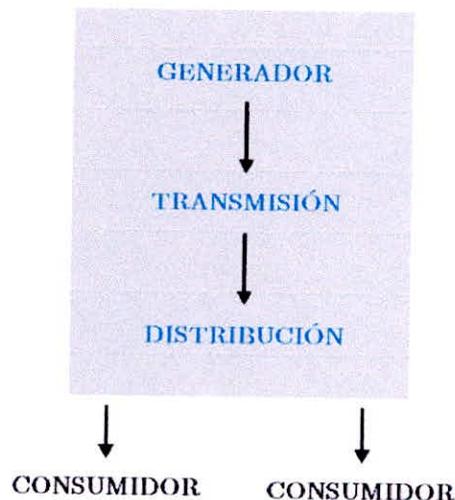
1. Introducción

1.2 Generalidades

En las últimas décadas, los mercados del sector industrial han adherido su participación en diversos entornos de mercado competitivo. En particular, el dinamismo del sector eléctrico ha mantenido una constante evolución, por sus naturalezas de bien público y su estrecha relación con los suministros de energía primaria, los cambios tecnológicos y el comportamiento de su demanda como parte de un fenómeno económico y social.

Inicialmente, este sector industrial se organizó de manera centralizada y bajo un esquema vertical (como ha sido el caso peruano hasta la década de 1990) en donde todas las actividades de generación, transmisión y distribución las hacía una sola empresa por lo general ligadas a las políticas gubernamentales. Bajo este esquema existen dos modelos identificados, el **monopolio del parque generador** (Fig. 1.01) que por lo general determina un precio único transfiriendo el costo de los riesgos a los usuarios finales que ante el escenario del desabastecimiento se ven obligados a pagar.

Fig. 1.01: Estructura de un modelo de monopolio en un sistema de energía eléctrica.
(Elaboración propia)



Por otra parte, se identifica al **monopsonio** (Fig. 1.02) en donde existe una entidad única que cumple el papel de puente entre la compra de energía a diversos agentes generadores y la venta de la misma a los usuarios finales, por lo general esta entidad compradora mantienen un comportamiento

directamente vinculado a las políticas estatales y determina un precio arbitrario de pago hacia los generadores sujeto, desde luego, a constantes regulaciones.

Fig. 1.02: Estructura de un modelo de monopsonio en un sistema de energía eléctrica.
(Elaboración propia)



Sin embargo, las estructuras de ambos modelos no han garantizado un desempeño eficiente de la industria debido la falta de independencia de decisiones por parte de los agentes del mercado, en el primer caso por la inexistencia de competencia entre ofertantes ocasionando en un largo plazo la precariedad de los servicios, deficiente criterio para determinar los recursos que deben emplearse y obstaculización en el crecimiento de la demanda, mientras que en el segundo caso al depender de un precio bajo definido por el único comprador se presenta un panorama desalentador para nuevas inversiones en el parque generador, baja rentabilidad y posible desabastecimiento.

Bajo este panorama,

“La teoría económica considera que para que se cumpla el objetivo de maximizar el bienestar de la sociedad se requiere una «asignación eficiente de los recursos». Para ello deben utilizarse adecuadamente todos los recursos de la sociedad, produciéndose al menor costo posible y cobrándose a los usuarios el costo marginal de producción, resultado que se alcanza en un régimen de competencia perfecta mas no así en otras estructuras de mercado”

Dammert, A., Garcia, R., y Mollinelli, F. (2010). Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico)

En tal sentido se presenta una estructura relativamente moderna de **competencia mayorista** (Fig. 1.03) en donde los generadores compiten en el mismo escenario de oportunidades vendiendo su energía a las empresas distribuidoras y grandes consumidores (Usuarios Libres) y donde el grado de rentabilidad depende de la demanda. La energía ofertada es vendida a una bolsa o pool, mediante subastas horarias en donde cada generador ofrece una cantidad de acuerdo a su capacidad y a un

precio determinado por su ciclo de producción, esta cantidad de energía es aceptada por orden de precios (de menor a mayor) hasta abastecer la demanda de los consumidores finales.

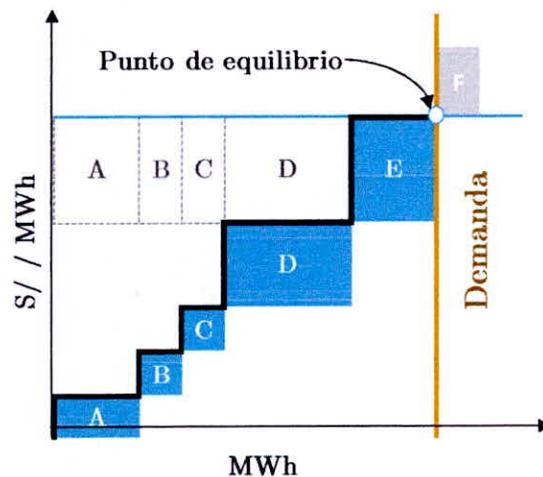
Fig. 1.03: Estructura de un modelo de mercado mayorista en un sistema de energía eléctrica. (Elaboración propia)



Nota: A partir de este modelo de mercado mayorista, se presenta un nuevo enfoque de mercado minorista de electricidad con la participación de agentes comercializadores, los mismos que compran la electricidad al pool de generación y compiten entre ellos para vender este producto al usuario final (este último también con la libertad de elegir al comercializador que le suministre dicho insumo)

Ello nos indica que las interacciones entre los agentes del mercado (para el caso del presente documento: los generadores) no serán regidas por un órgano único de compra o venta, sino que tendrá la libre decisión de participación de acuerdo con los beneficios que les arroje cada escenario.

Fig. 1.04: Equilibrio en un mercado de competencia perfecta. (Elaboración propia)



Los bloques azules son ordenados de manera ascendente de acuerdo a su costo unitario aportan su oferta (capacidad) hasta satisfacer la línea de demanda. Para un instante de tiempo el punto de equilibrio forma el precio por el que se regirá el mercado. El ofertante "F" por tener un precio más alto al punto de equilibrio no participa del mercado (de acuerdo a la teoría microeconómica)

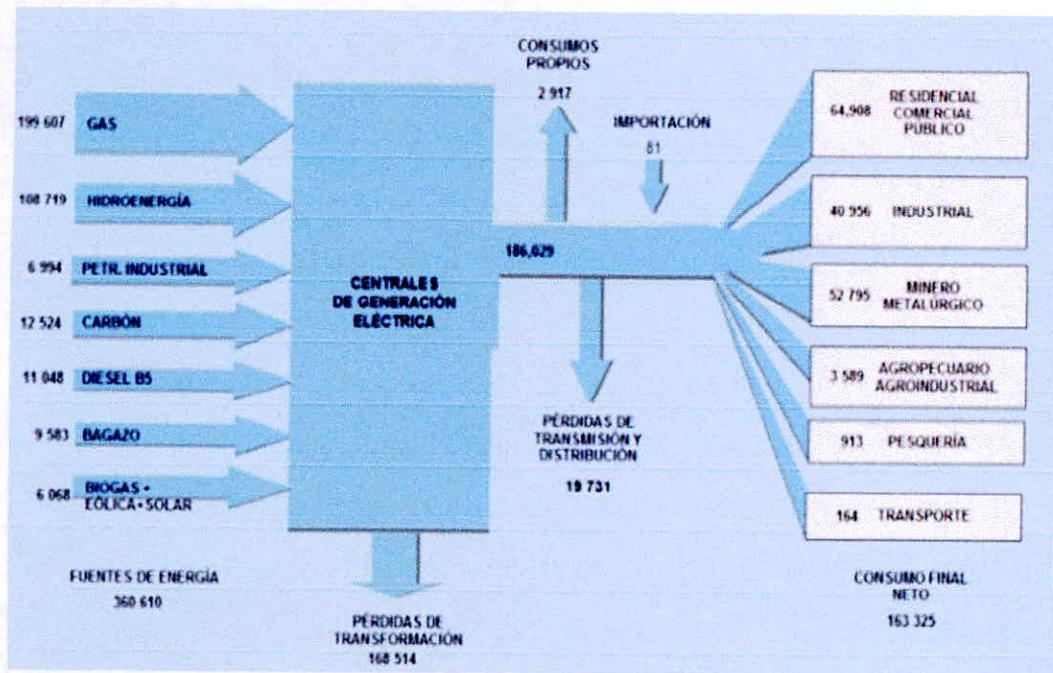
En tal sentido, visto del lado del ofertante, para cumplir con el principio de eficiencia aplicado al proceso de generación de energía eléctrica, una cadena de suministros puede resumirse en tres etapas:

Fig. 1.05: Esquema simplificado de la escala de suministros (Elaboración propia)



- a. La adquisición de los insumos o materias primas (para el presente caso de estudio se considera a las fuentes energía primaria) cuya participación está definida por:
 - Precio del bien primario/Unidad
 - Costos previos a su uso (transporte, almacenamiento, tratamientos químicos, tratamientos mecánicos, impuestos)
 - Calidad del recurso (Valor energético / masa o volumen)
 - Disponibilidad del recurso para su utilización.
- b. El proceso de transformación cuya oportunidad de mayor beneficio radica principalmente en:
 - La eficiencia de su tecnología (Energía eléctrica / unidades del recurso primario)
 - Capacidad de producción de la planta de generación.
 - Disponibilidad de funcionamiento (considerando los periodos de mantenimiento)
- c. El proceso de suministro al mercado (oferta) cuya participación se involucra directamente a los escenarios de competencia y depende de:
 - Cantidad ofrecida
 - Precio final al mercado (costo variable)
 - Calidad del producto ofrecido (para el caso de la producción de electricidad se entiende que la calidad y/o característica del producto final es invariable en cada participante.

Fig. 1.06: Flujo de energía desde la utilización de sus recursos primarios hasta sus consumidores finales - TJ (Fuente: Balance nacional de energía 2016 - MINEM)



Al modelar el proceso óptimo de un sistema energético interconectado (considerando la producción de energía eléctrica) se asumen los criterios de la relación oferta – precio –demanda y con ello se sugiere la simulación de un mercado que permita mantener dicha relación en cada intervalo de tiempo y que contempla una amplia variedad de recursos a disposición, tecnología de uso y una demanda en evolución. Esto se debe a las particularidades que tienen los sistemas de potencia puesto que, aunque la electricidad debe producirse en el mismo instante en que se necesita, el comportamiento de los usuarios finales con el precio no se ve reflejado instantáneamente (a diferencia de otros sectores económicos aquí primero se consume la energía y después de paga por ello).

Es importante entenderlo como una dinámica que por inercia procura interactuar bajo un enfoque de competencia perfecta, es decir que la demanda se esforzará por encontrar el producto deseado (electricidad) al mínimo costo, y ello forzará a los generadores a ofrecer su producto a un mínimo precio.

- Constantemente los agentes se enfrentan a distintas tomas de decisión.
- Los recursos son escasos y es necesario efectivizar su utilización, ello está limitado por la tecnología disponible.
- Es importante priorizar la producción de la energía con los recursos más baratos.

- La dinámica de producción dependerá del horizonte de proyecciones para lo que será necesario asumir costes de oportunidad.

Finalmente, la proyección y la aplicación de modelos matemáticos (los mismos que serán identificados en los capítulos 02 y 03) permitirán evaluar los resultados óptimos y ello a su vez, considerando las características técnicas de las plantas generadoras, identificar los recursos energéticos primarios demandados en la dinámica del mercado eléctrico e identificar las nuevas interacciones en la cadena de los suministros.

1.2 Antecedentes

Un primer paso determinante de entender el mecanismo de competencia perfecta en un mercado eléctrico fue propuesto por en el trabajo **Optimal Spot Pricing: Practice and Theory** (Energy Laboratory MIT – 1982) desarrollado por M. Caramanis y R. Bohn. Aquí se desarrolla una discusión teórica y práctica del concepto de precio Spot en donde se identifican como principales beneficios.

- Un factor de carga anual más alto
- Una menor frecuencia de apagón involuntario
- Menos consumo de petróleo y gas natural
- Un mayor porcentaje de carga base un nivel más bajo de capacidad total óptima
- Un mayor nivel de ganancias de los clientes
- Un mayor nivel de ganancias de utilidad
- Un mayor nivel de inversión de los clientes en equipos de cambio de demanda de electricidad

La tesis **Despacho hidrotérmico óptimo de redes de generación, transporte y consumo en un horizonte de tiempo a corto plazo**, elaborada por C. D'Emanuele Ares, E. Godoy y N. Scenna, (Universidad tecnológica nacional- Rosario Argentina, Tesis Doctoral, 2011) desarrolla un análisis de la generación de electricidad y su viabilidad económica en un sistema nodal y con la necesidad de optimizar los recursos de gas natural. Al respecto concluyen que la resolución del modelo generado provee los valores óptimos de variables de interés, que así permite realizar un análisis exhaustivo de las etapas de generación, transporte y consumo de la red, a partir de la configuración de diseño y de las restricciones operativas consideradas. Por otro lado, sugieren que, en trabajos futuros, se profundicen ciertas características del modelo, como ser la inclusión del tipo de combustible que utiliza cada planta térmica y su influencia en la función de carga de las mismas. Asimismo, se plantea la posibilidad de expandir el modelo matemático con objeto de representar la dinámica a corto, mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.

En la tesis **Simulación de sistemas de energía eléctrica** (Universidad de la República – Montevideo, tesis de maestría 2008) de G. Casaravilla, se identifican los componentes que intervienen en la etapa de generación de electricidad para el sistema Uruguayo así como la simulación de los mismos en un modelo de optimización dual estocástica (SDDP); Al ser el sistema uruguayo

pequeño, resulta importante poder considerar la aleatoriedad adecuadamente y poder modelar los mínimos técnicos de las centrales térmicas, por lo que el algoritmo SDDP puede resultar inadecuado tanto por su pérdida de eficiencia al manejar los procesos estocásticos como por el “gap de dualidad” que es de esperar que no sea despreciable por la dimensión de nuestras centrales respecto de la demanda. Éste trabajo sirvió además para identificar las potenciales nuevas fuentes de generación (eólica y nuclear)

Por otra parte, F. Farias en su tesis **Despacho Hidrotérmico com Critério de Aversão ao Risco: Impacto na Expansão da Geração do Sistema** (Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politecnica -2017) observa que en los escenarios tradicionales se obtienen por una simulación de la carga crítica e donde las centrales termoeléctricas ingresan a operar con el fin de proporcionar mayor seguridad ocasionando un mayor costo de operación. Sin embargo, con un enfoque de aversión al riesgo es posible reducir el reducir los escenarios de déficit y obtener un plan de expansión más amplio del parque generador, este trabajo presentó resultados para proporcionar subsidios para la armonía entre operación y expansión del sistema, permitiendo la adopción del criterio de expansión óptima durante la formación del plan de expansión.

Haciendo un repaso por los trabajos relacionados al manejo de las incertidumbres ocasionadas por la generación intermitente, podemos revisar el propuesto por J. Hagerty en su tesis de maestría **The Role of Hydroelectric Generation in Electric Power Systems with Large Scale Wind Generation** (Engineering Systems Division, M.I.T. – 2012) cuya preocupación inicial es entender el comportamiento de las centrales hidroeléctricas en un escenario de gran inyección de energía eólica y resaltando su importancia en reducir el impacto de la variabilidad RER al mismo tiempo que mantienen un bajo índice de arranque de las centrales térmicas con costos variables altos (de acuerdo al caso de estudio presentado, se reduce el número de arranques en 20%) y estabilización en los costos marginales, no obstante será necesario aumentar el margen de reserva a fin de contrarrestar las variaciones súbitas de inyección eólica así como elaborar planes de compensación para no generar un efecto adverso si a ello consideramos que el parque termoeléctrico paulatinamente sería desplazado por los bajos precios.

Por su parte, el trabajo **Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment**, de Morales-España, G., Latorre, M. y Ramos A. (Institute for Research in Technology, Universidad Pontificia Comillas – España, 2012) formula un modelo de programación lineal entera mixta para la optimización multi-etapa así como las restricciones operativas para las centrales de generación térmica en un horizonte de corto plazo tales como la capacidad máxima, rampas de subida y bajada, costo y tiempo de arranque y parada mediante variables binarias, tiempos mínimos entre arranques, horas mínimas de operación. Se observa que el uso de variables binarias, así como una aplicación de la programación entera mixta optimiza notoriamente el número de iteraciones y tiempo de procesamiento de datos.

La tesis **Integración de la variabilidad de la generación eólica y solar en la coordinación hidrotérmica de largo plazo del SIC** de J. Medina (Universidad de Chile – Santiago de Chile, 2014, tesis de maestría) se argumenta la propuesta de optimizar el sorteo aleatorio con que se elegían los escenarios de ventosidad y radiación, que representan a los meses en estudio. Esto se logró debido a 2 razones: restricción de los rangos de aleatoriedad, para representar fielmente los factores de planta antes modelados, y la eliminación de cualquier opción de sesgo hacia cierto tipo de escenario o hidrología. Con lo anterior, se disminuyen los tiempos requeridos para sortear los escenarios de ventosidades y radiación, además de expandir el abanico de posibles escenarios de operación del sistema. La modelación propuesta no produce cambios en los costos marginales de barras que no se encuentren aledañas a las centrales eólicas y/o fotovoltaicas. Para las barras cercanas, existen cambios menores que son naturales, ya que, al existir picos de generación más pronunciados, se pueden desplazar de la lista de mérito de centrales más caras.

El trabajo de investigación **Construcción de la matriz energética nacional a partir de la dinámica de sustitución entre fuentes de energía**, de Rúa, C. (Universidad Nacional de Colombia – Bogotá, tesis de maestría, 2014) desarrolla un modelo que representa de la dinámica de sustitución de fuentes de energía de la matriz energética. Con el modelo de simulación se realizaron una serie de experimentos partiendo de un caso base. La simulación del caso base muestra que bajo las condiciones actuales - estatus quo-, la composición energética de Chile respecto al año referencia 2012 se conserva con pequeñas variaciones. Estas diferencias no son mayores al 5% en otras fuentes de energía (hidro y ERNC) diferentes a los combustibles fósiles, principal componente de la matriz energética. Es así como al año 2030 el país continuará dependiendo del suministro externo, considerando que el petróleo tiene una participación del 41,2%. Así mismo, se observa que otras fuentes como la hidro y gas natural ganarán participación con el 5% y 2% respectivamente; pero sin reducción de la proporción de petróleo en la composición global de la matriz.

1.3 Formulación del Problema

La presente propuesta de investigación identifica como problemática central (considerando los paradigmas del comportamiento de agentes en el mercado antes descritos) la utilización de los recursos primarios (naturales) para la producción de energía identificando como obstáculos para tal fin la incertidumbre de la demanda en un mediano plazo, el costo de los combustibles, las constantes variabilidades de los recursos no convencionales (sol, viento) y el límite de almacenamiento de los recursos hídricos.

¿Cuál es el comportamiento de los recursos energéticos primarios convencionales y no convencionales proyectados en escenarios óptimos de producción de energía eléctrica para un sistema interconectado, teniendo en consideración las variables y parámetros de mediano plazo?

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

- Realizar un análisis del comportamiento de los recursos energéticos primarios, mediante un modelamiento de optimización en la producción de energía eléctrica para un sistema hidrotérmico con un horizonte de mediano plazo.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Identificar los principales parámetros de operación de las centrales de generación de energía eléctrica aplicado al caso peruano.
- Desarrollar un modelo de optimización en la producción de energía eléctrica bajo un escenario de mercados competitivos.
- Estudiar el comportamiento de las centrales de energía con recursos energéticos renovables mediante un análisis estadístico.
- Analizar la evolución de costos marginales, determinar la eficiencia de las plantas por tipo de tecnología y participación de recursos energéticos primarios.

1.5 Formulación de la Hipótesis

“A través del desarrollo de un modelo de optimización en la producción de energía eléctrica considerando un sistema hidrotérmico con la participación de recursos convencionales y no convencionales es posible establecer escenarios óptimos de operación de las centrales generadoras de acuerdo con su tipo de tecnología con el fin de abastecer la demanda en un mediano plazo. Al mismo tiempo, identificando los principales parámetros técnicos y haciendo un estudio de balances energéticos, se pueden identificar los comportamientos y eficiencias en el consumo de sus fuentes primarias (Agua, viento, radiación solar, combustibles)”.

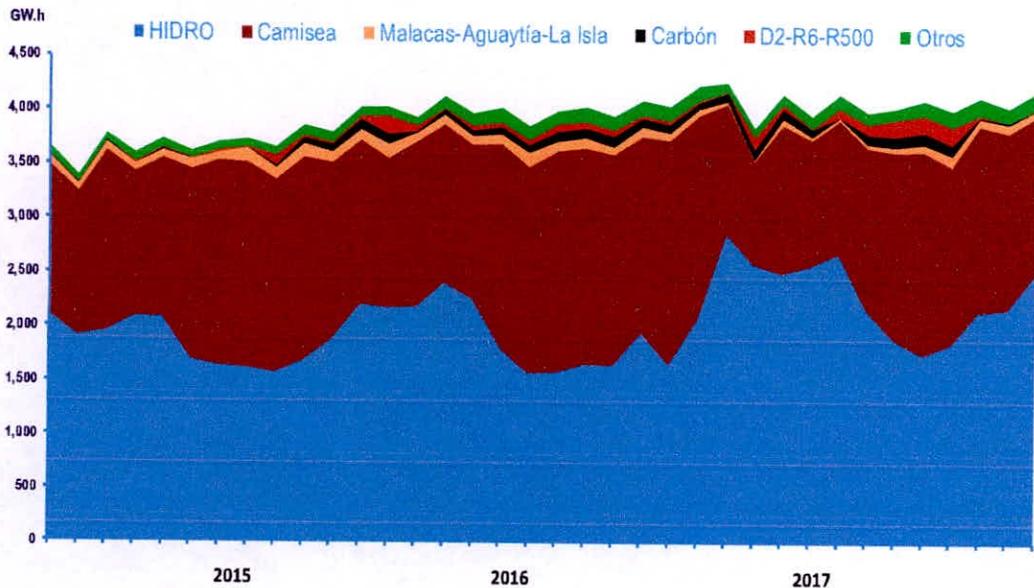
1.6 Justificación

El presente trabajo de investigación propone realizar un análisis del comportamiento de los recursos primarios de energía en una simulación de mediano plazo considerando los modelos de optimización lineal. Como se ha visto en los ítems anteriores del presente capítulo, existe un consenso en considerar el enfoque marginalista como una forma adecuada de analizar la interacción de los

agentes ofertantes en el mercado. De la misma manera es conveniente aplicar las técnicas relacionadas al proceso de generación de energía con el fin de identificar la capacidad y eficiencia de las centrales de acuerdo con su tipo de tecnología, así como identificar los factores que determinan el costo de sus insumos (recursos energéticos primarios).

Toda esta información obtenida servirá para identificar los parámetros y variables que intervienen en un modelo de optimización cuya función objetivo será el de minimizar los costos de producción sin que ello implique el desabastecimiento de la demanda. Posteriormente identificando los diagramas de carga de las centrales se podrán identificar sus eficiencias y con ello los recursos utilizados.

Fig. 1.07: Evolución de la producción ejecutada de Energía eléctrica por tipo de generación
(Fuente: COES)



La investigación tiene como finalidad también mostrar la importancia de los modelos y herramientas de optimización en diferentes etapas con un panorama de utilización en diversos casos que la industria en general requiera respondiendo al llamado del uso eficiente de la energía en un horizonte de planeamiento.

Además de ello con los resultados obtenidos y el enfoque planteado es posible diseñar nuevas herramientas metodológicas para proyectar el comportamiento de los mercados energéticos, las oportunidades de expansión de cada tecnología e identificar los posibles cambios en la matriz energética nacional, de igual manera evaluar los posibles escenarios en la sustitución de algunos recursos.

1.7 Limitaciones del trabajo

El presente proyecto de investigación por su naturaleza de análisis de recursos utilizados en un horizonte de planificación tiene como premisa utilizar escenarios óptimos considerando el concepto de competencia perfecta entre los agentes del mercado tomando como muestra las principales características del sistema peruano.

En tal sentido las interacciones de los modelos utilizados se restringen solo al mercado spot y costo marginal, ello implica que no se va a considerar normas regulatorias como precios de subastas RER, se utilizarán los precios combustibles de referencias proporcionados por el OSINERGMIN (no se van a considerar los precios declarativos por los mismos agentes), no se contemplarán restricciones de los embalses para usos distintos a la generación eléctrica ni compensaciones dispuestas por las regulaciones gubernamentales (áreas no interconectadas, dualidades en los combustibles, reservas frías, nodos energéticos especiales, fondos de inclusión social energética).

De la misma manera, considerando las limitaciones para las simulaciones computacionales, los escenarios serán estudiados bajo un sistema uninodal prescindiendo de las características de transmisión (límites de líneas, modelos de congestión, costos de peajes).

Cabe precisar que en el desarrollo de la investigación se fundamentarán los conceptos mencionado en la presente sección y en el desarrollo de las metodologías propuestas en los antecedentes.

Capítulo II

Marco teórico

2. Marco teórico

El modelamiento de un sistema energético requiere identificar y representar a todos sus componentes participantes, así como sus principios y características técnicas. El presente capítulo se aborda los conceptos que vinculen al presente trabajo de investigación tomando como referencia el caso peruano.

Como necesidad principal, se identifican los conceptos y especificaciones propias de las tecnologías y recursos existentes. En las secciones 2.1, 2.2., se considera la generación hidroeléctrica y termoeléctrica respectivamente como los componentes principales por su alto porcentaje de participación en la oferta de generación instalada partiendo desde el costo instaurado de sus recursos primarios, así como los indicadores de eficiencia y costo final por cada unidad energética generada.

En la sección 2.3. se hace una referencia a las características de la generación intermitente (eólica y solar fotovoltaica), el tratamiento de datos y variabilidades de sus fuentes primarias y el principio de aprovechamiento máximo por ser una producción de costo variable cero.

Posteriormente en la sección 2.4 se hace una referencia a los principios de mercado desde un enfoque macroeconómico, el comportamiento de la demanda y la oferta de energía desde un enfoque marginalista.

Finalmente, en la sección 2.5. se observa la aplicación de los principios del mercado y los parámetros técnicos del lado de la oferta, para generar modelos matemáticos de operación y planificación en un horizonte de mediano plazo, resaltando la importancia de considerar a la generación de hidroeléctrica como oportunidad de almacenamiento de energía, el comportamiento de la demanda y las funciones de los costos de producción.

2.1 La generación hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica utiliza como principio básico la energía cinética y la energía potencial gravitatoria del agua. En una configuración convencional, esta requiere de tres componentes; una presa con mecanismos de abertura y cierre para controlar el paso del flujo hídrico, un estanque para el almacenamiento de este y posteriormente un a central en cuya instalación su ubican las turbinas encargadas de la conversión de energía mecánica en energía eléctrica. La importancia de este tipo de generación radica en el amplio conocimiento que se tiene de esta en los sistemas convencionales de energía por su permanencia en el tiempo y bajo costo de operación y por representar un fuerte componente de inversiones.

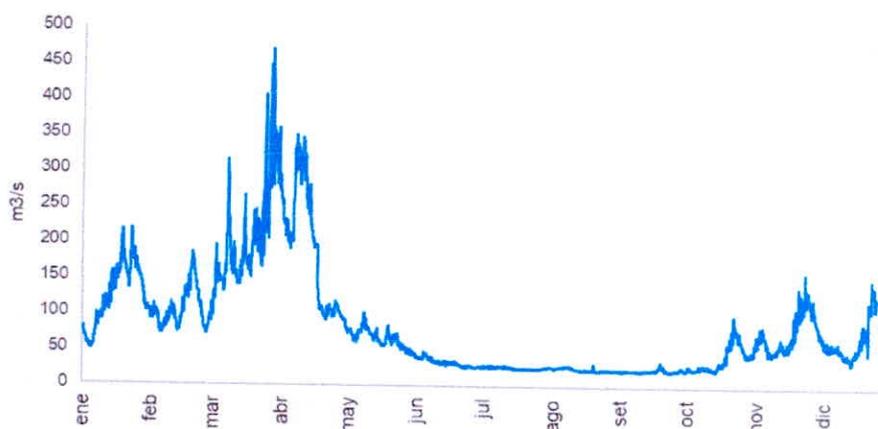
Dammert, A., y Mollinelli, F. y Carbajal, M. (2011)

2.1.1 Los Afluentes

Durante el año se presentan periodos donde aumenta la frecuencia de precipitaciones, las mismas que tienen una relación directa con la elevación de caudales las cuales elevan los caudales de los ríos y con ellos aumentar en nivel de los embalses y/o lagunas. Dicho periodo se denomina avenida.

Hagerty, J. (2012).

Fig. 2.01: Evolución del caudal natural del río Santa. (Fuente: COES)



Se observa una marcada tendencia entre la época de avenida (diciembre – mayo) y la época de avenida (junio – noviembre), El periodo de año hidrológico no precisamente va a coincidir con el año calendario.

El porcentaje de probabilidad de excedencia, permite clasificar las características hidrológicas de un año de las precipitaciones que presente, comparándolo con los datos históricos de los años anteriores. Así se cuenta con datos ordenados de mayor a menor respecto a sus precipitaciones y analizar un año particular. el porcentaje de excedencia brinda una medida del porcentaje de observaciones en los datos, que son mayores que el dato que se está analizando. en función del porcentaje de excedencia del año hidrológico se puede clasificar en.

- Año seco; año hidrológico con pocas precipitaciones. El porcentaje de excedencia se encuentra entre un 60 y 80. En el caso de un año extremadamente seco, este porcentaje se encuentra en un 80 y 100 %
- Año húmedo: año hidrológico con muchas precipitaciones. El porcentaje de excedencia se encuentra en un 20 a 40 %. Para un año extremadamente húmedo el porcentaje se encuentra en 0 y 20%

- Año normal o promedio: con precipitaciones iguales al promedio basado en criterios históricos. El porcentaje de excedencia se encuentra en un 40 y 60%, es decir alrededor de la mitad de distribución de probabilidades.

Dammert, A., y Mollinelli, F. y Carbajal, M. (2011)

2.1.2 Las Cuencas

El modelamiento de un sistema hídrico supone una estructura jerarquizada por sus componentes naturales. Las cuencas hidrográficas son áreas de captación natural de las precipitaciones que hacen coincidir los escurrimientos hacia un único punto de salida. Las cuencas están constituidas de un conjunto de superficies compuestas por las superficies del suelo (quebradas, montañas, valles, etc.) así como las redes de drenaje (ríos) que naturalmente se van formando.

Por su naturaleza, las cuencas son modeladas geo referencialmente y su comportamiento o ciclo hidrológico deben contar con observaciones superiores a los 30 años. En la parte experimental es necesario identificar las cuencas en donde se encuentra los demás componentes hídricos principalmente embalses y centrales de generación.

Dammert, A., y Mollinelli, F. y Carbajal, M. (2011)

Fig. 2.02: Cuencas y subcuencas del Perú identificadas geográficamente. (Fuente: Sistema de Información Ambiental)



2.1.3 Los Embalses

Las centrales hidroeléctricas de pasada son aquellas que no presentan embalse, por lo que solo aprovechan la energía cinética que brinda el movimiento del agua de los ríos para lograr mover sus turbinas del generador. El problema con este tipo de centrales es la volatilidad de su producción ya que dependen de las escorrentías (agua del río). Es decir, en temporadas secas cuando los ríos presentan poco caudal generan muy poca electricidad y en temporadas húmedas generan un mayor nivel de energía eléctrica. Esta situación hace de este tipo de centrales muy dependientes de los factores climatológicos

Un panorama distinto ocurre con las centrales que están asociadas a un embalse el cual es producido por una represa que genera un desnivel en el lecho de un río aprovechándose más la energía potencial gravitatoria para generar electricidad.

Por las características físicas de un embalse hay que especificar que del total de la capacidad hay una fracción de esta misma que no puede ser aprovechada debido a la profundidad de su punto más bajo hasta la abertura de su descarga de fondo.

Farias, F. (2017)

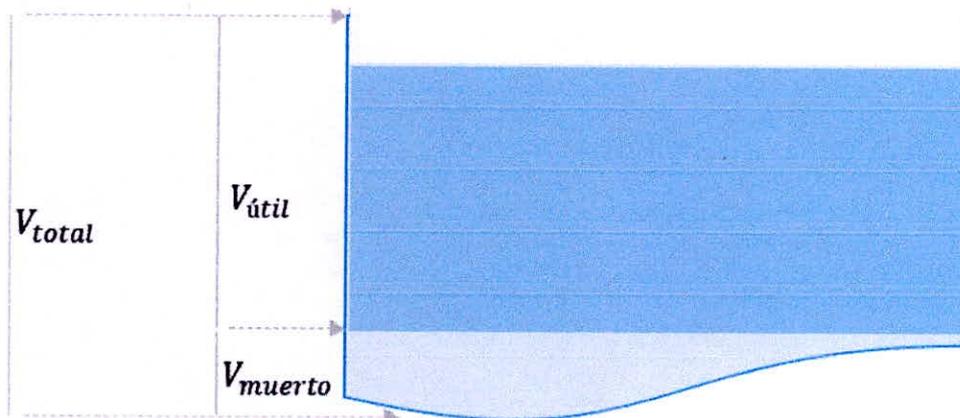
$$V_{\text{útil}} = V_{\text{total}} - V_{\text{muerto}}$$

$V_{\text{útil}}$: Volumen útil del embalse

V_{total} : Volumen total del embalse

V_{muerto} : Volumen muerto o mínimo del embalse

Fig. 2.03: Esquema simplificado de un embalse (Elaboración propia)



Para un mayor aprovechamiento hídrico, se puede establecer correlaciones de acuerdo con la configuración de sus sistemas. Suponiendo que existen una interacción entre 2 embalses, uno como afluente del otro. El caudal afluente o caudal natural del río aguas arriba es retenido y almacenado en un embalse 1, el mismo que puede ser una laguna natural o producto de la intervención humana (construcción), este caudal está definida por la probabilidad de su escorrentía, sin embargo, el primer embalse puede ser gestionado a voluntad del operador con la descarga de fondo hasta llegar a su volumen mínimo utilizable o ser almacenada hasta incurrir en un vertimiento. En tu momento inicial se puede tener un caudal natural QN de $t = 0$, el primer embalse un volumen igual a $V_1 t=0$ y el embalse 2 un volumen igual a $V_2 t=0$

Para un tiempo = t_1 :

$$V_{1,t_1} = V_{1,t_0} + Q_{Afluente} * \Delta_t - Q_{Vertido1,t} * \Delta_t - Q_{Descargado1,t} * \Delta_t$$

$$V_{2,t_1} = V_{2,t_0} + Q_{Descargado1,t} * \Delta_t - Q_{Vertido2,t} * \Delta_t - Q_{Descargado2,t} * \Delta_t$$

V_{1,t_0} ; V_{2,t_0} : Volumen inicial (tiempo: t_0) del embalse 1 y 2.

V_{1,t_1} ; V_{2,t_1} : Volumen en el tiempo: t_1 del embalse 1 y 2.

$Q_{Afluente}$: Caudal naturalizado promedio del afluente

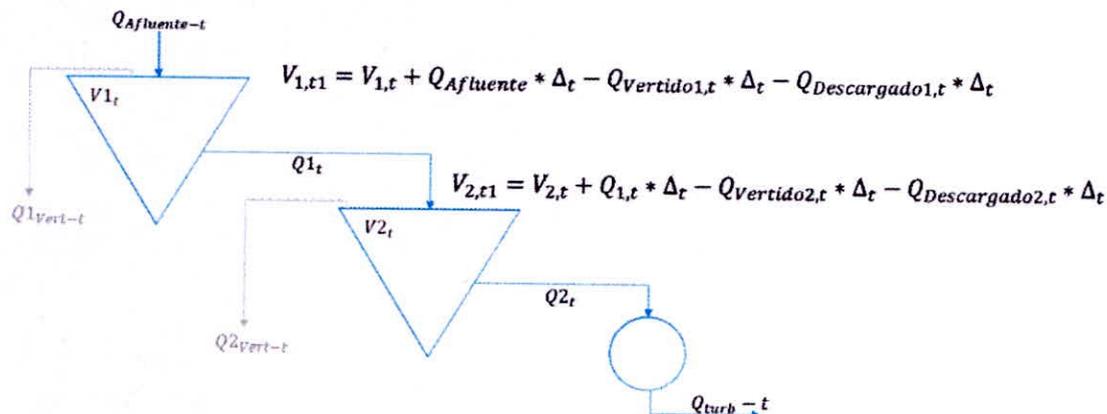
$Q_{Descargado1,t}$; $Q_{Descargado2,t}$: Caudal descargado de los embalses 1 y 2

$Q_{Vertido1,t}$; $Q_{Vertido2,t}$: Caudal vertido de los embalses 1 y 2

Δ_t : Intervalo de tiempo de t_0 a t_1

Soroudi, A. (2017).

Fig. 2.04: Esquema simplificado de un sistema interconectado de embalses (Elaboración propia)

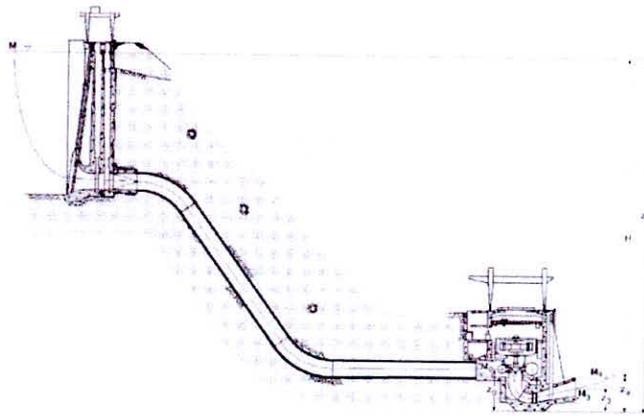


Del esquema se observa que: $Q_{i.t.}$ es igual al caudal de descarga del embalse 1 y el caudal turbinado de la central es la descarga del segundo embalse.

2.1.4 Las Centrales Hidroeléctricas

La capacidad de las centrales hidroeléctricas va a depender mucho de las características geográficas de su ubicación, así como la disposición del recurso hídrico o capacidad máxima turbinable.

Fig. 2.05: Componentes de una central Hidroeléctrica



La generación eléctrica está representada por la correlación:

$$P_{CH} = \rho * g * n_t * n_g * Q * H$$

P_{CH} = potencia en kilovatios (kW)

ρ = densidad del agua en kg/m^3

g = aceleración de la gravedad (m/s^2)

n_t = rendimiento de la turbina hidráulica

n_g = rendimiento del generador eléctrico

Q = caudal turbinable en m^3/s

H = desnivel disponible en la presa entre aguas arriba y aguas abajo, en metros

Una turbina hidráulica es una turbo máquina motora hidráulica, que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o bien un generador eléctrico que transforma la energía mecánica en eléctrica, así son el órgano fundamental de una central hidroeléctrica.

Esta clasificación es la más determinista, ya que entre las distintas de cada género las diferencias sólo pueden ser de tamaño, ángulo de los álabes o cangilones, o de otras partes de la turbo máquina distinta al rodete. Los tipos más importantes son:

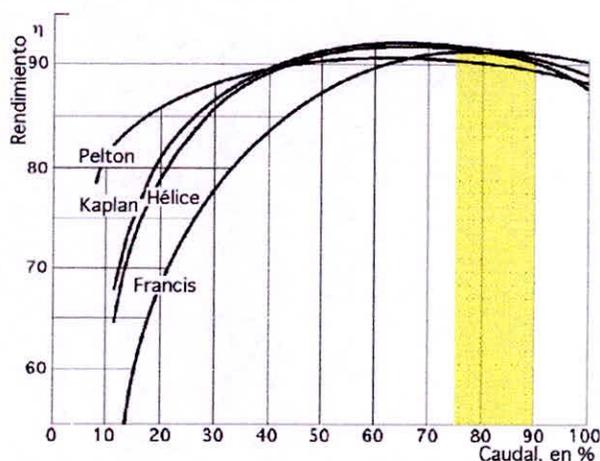
Turbina Kaplan: son turbinas axiales, que tienen la particularidad de poder variar el ángulo de sus palas durante su funcionamiento. Están diseñadas para trabajar con saltos de agua pequeños y con grandes caudales. (Turbina de reacción)

Turbina Pelton: Son turbinas de flujo transversal, y de admisión parcial. Directamente de la evolución de los antiguos molinos de agua, y en vez de contar con álabes o palas se dice que tiene cucharas. Están diseñadas para trabajar con saltos de agua muy grandes, pero con caudales pequeños. (Turbina de acción)

Turbina Francis: Son turbinas de flujo mixto y de reacción. Existen algunos diseños complejos que son capaces de variar el ángulo de sus álabes durante su funcionamiento. Están diseñadas para trabajar con saltos de agua medios y caudal medios.

Fernandez Diez (2010)

Fig. 2.06: Curvas de rendimiento de las turbinas hidráulicas según su tipo (Fernández Diez)



A partir de la gráfica, se puede observar que, a excepción de la turbina Francis, el rendimiento se mantiene constante a partir del 40% de la capacidad máxima turbinable de la central por lo que es posible condicionar la potencia generada como una relación del caudal un el factor de rendimiento.

2.2 La generación termoeléctrica

Las centrales termoeléctricas son instalaciones que liberan energía eléctrica a partir de la transformación termoquímica de los combustibles fósiles y el ciclo termodinámico de sus propias configuraciones. A diferencia de la generación hidroeléctrica, la gestión de los recursos incide no solamente en la instalación de la planta sino también en la cadena de transformación y suministro de sus recursos primarios.

Casaravilla, G. (2008)

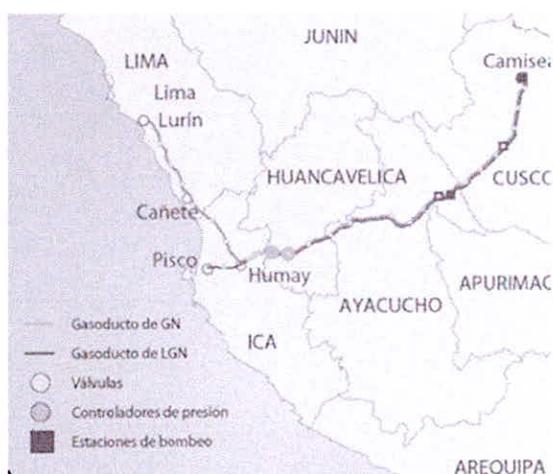
2.2.1 Los combustibles térmicos

El Gas Natural es una mezcla compleja de hidrocarburos incoloros (sin color), inodoro (sin olor) e insípido (sin sabor), constituido principalmente por el gas metano que en los yacimientos se encuentra en estado gaseoso o asociado con el petróleo. El aprovechamiento de este recurso va depender mayoritariamente de la proximidad física de los yacimientos con las centrales generadoras, sin embargo, para superar esta restricción, es común identificar dentro de esta cadena industrial al transporte por medio de viaductos como medio imprescindible para su comercialización. En este sentido se considera al mercado de este combustible como una estructura vertical.

- Primero, las actividades de campo donde destacan la extracción del gas natural y la separación del gas natural seco de los líquidos de gas natural.
- Segundo, las actividades de transporte que se efectúan a través de dos sistemas de ductos. Uno para el gas natural seco; y el otro para los líquidos de gas natural.
- Tercero, las actividades de distribución de gas natural en Lima y Callao, que comprende la instalación y operación de una red de ductos de alta y baja presión que hace posible poner el hidrocarburo en la puerta del domicilio de los consumidores.

Blockchain Use Cases for Downstream Oil & Gas (2017)

Fig. 2.07: Mapa del ducto del Cas de Camisea

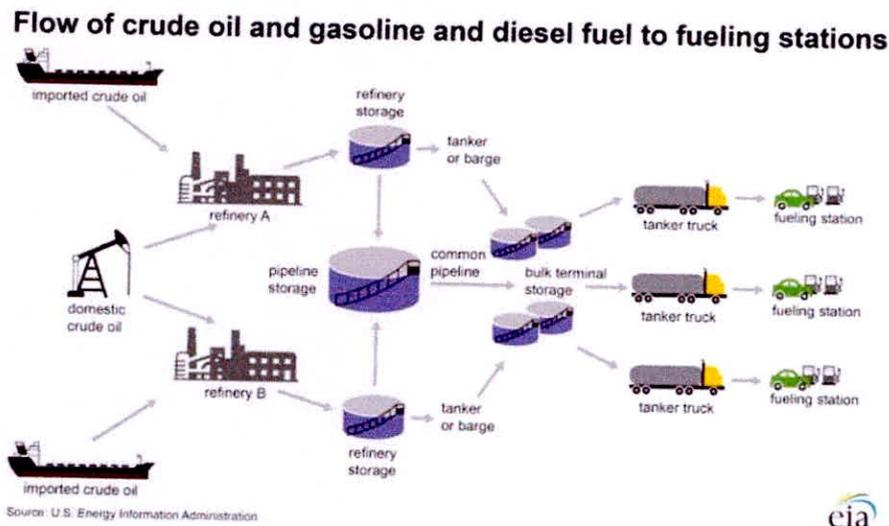


Para la utilización del Gas de Camisea en la generación eléctrica se construyó un ducto de alta presión que tiene una longitud de 730 Km, cuyo trazo parte de Camisea en el Cusco y llega al City Gate ubicado en Lurín al sur de Lima. El diámetro del gasoducto es de 32” en la zona donde las condiciones del terreno son más difíciles, luego se reduce a 24” en la sierra y a 18” en la costa. Estas reducciones del diámetro del ducto obedecen a razones técnicas, económicas y medioambientales.

Por otra parte, el Diesel (al igual que los petróleos residuales) tiene una cadena de valor que está dividida en dos segmentos, el upstream o “río arriba” y el downstream o “río abajo”. Las actividades incluidas en el upstream son la exploración de nuevas reservas y la explotación, que consiste en la extracción de petróleo y/o gas natural (GN). Mayormente se incluye en el upstream el transporte de hidrocarburos, por ejemplo, oleoductos, gasoductos, trenes, camiones tanque que los transportan a las refinерías, a la planta de fraccionamiento o a los puertos para comercio exterior. En algunas clasificaciones el transporte se menciona con el nombre de midstream o “río medio”. El segmento downstream incluye desde la refinación o fraccionamiento del hidrocarburo y su transformación en los diferentes combustibles, el transporte y almacenamiento de estos últimos, hasta la comercialización mayorista y minorista. El Carbón mantiene una estructura similar en su proceso productivo.

Blockchain Use Cases for Downstream Oil & Gas

Fig. 2.07: Esquema de cadena de suministro de combustibles derivados del Petróleo (Fuente: Blockchain Use Cases for Downstream Oil & Gas)



Por lo comentado en los párrafos anteriores, se presentan unas correlaciones del Procedimiento N° 31 del COES, para hallar los precios estimados de los combustibles que será suministrados a las centrales de generación termoeléctrica

Para combustibles gaseosos

$$cc_g = csg + ctd + cdg$$

Donde:

- cc_g : Costo de combustible gaseoso (Precio único de gas natural) (s//kg)
- csg : Costo de suministro de gas (s//kg)
- ctd : Costo de transporte de gas (s//kg)
- cdg : Costo de distribución de gas (s//kg)

Procedimiento Técnico COES N°31

Para combustibles líquidos

$$cc_l = pc + ctc + ctmc + ctqc + cfc$$

Donde:

- cc_l : Costo de combustible líquido (s//l)
- pc : Precio ex planta de combustible (s//l)
- ctc : Costo de transporte del combustible líquido de la unidad de generación (s//l)
- $ctmc$: Costo de tratamiento mecánico del combustible (s//l)
- $ctqc$: Costo de tratamiento químico del combustible (s//l)
- cfc : Costo financiero del combustible líquido (s//l)

Procedimiento Técnico COES N°31

Para combustibles sólidos

$$cc_s = pc + cts + cad + cemb + cfc$$

Donde:

- cc_s : Costo de combustible sólido (s//kg)

<i>pc</i>	:	Precio en puerto de embarque del combustible (s//kg)
<i>cts</i>	:	Costo de transporte del combustible sólido de la unidad de generación (s//kg)
<i>cad</i>	:	Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje del combustible (s//kg)
<i>cemb</i>	:	Costos de embarque, desembarque y flete terrestre hasta la central (s//kg)
<i>cfc</i>	:	Costo financiero del combustible sólido (s//l)

El Costo financiero (*cfc*): Representa el costo asociado al monto monetario inmovilizado por almacenamiento entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en las transferencias de energía

Procedimiento Técnico COES N°31

2.2.2 Las eficiencias en las configuraciones tecnológicas

Las centrales termoeléctricas se diferencian principalmente de los otros tipos por tener un costo de instalación bajo, ello supone una ventaja a la hora de ofertar una capacidad de energía y potencia además de su inmediatez en ponerla en marcha. Por otra parte, no dependen de un lugar geográfico en relación a su fuente primaria, como se detalló en el ítem 2.2.1, es posible superar la barrera de la distancia con un cargo adicional por concepto de transporte y distribución. Otra de las ventajas es el respaldo frente a las variabilidades en la generación del sistema integrado (avenida o estiaje para la generación hidroeléctrica u la intermitencia de la generación no convencional) y así proporcionar una estabilidad que puede ser gestionada desde la operación.

Sin embargo, es este tipo de generación la que va a determinar el precio final de la energía, por lo que, para optimizar sus costos, se requiere maximizar su grado de eficiencia. Esta variable va a depender de las condiciones ambientales, la energía bruta inyectada y de manera preponderante, de la configuración termodinámica que ofrece cada tipo de tecnología.

Ahmadi, M., Nazari, M., Sadeghzadeh, M. y Pourfayaz, F. (2018)

De manera general, la eficiencia esta correlacionada por:

$$n_g = \frac{P_g}{mc \cdot PCI_C}$$

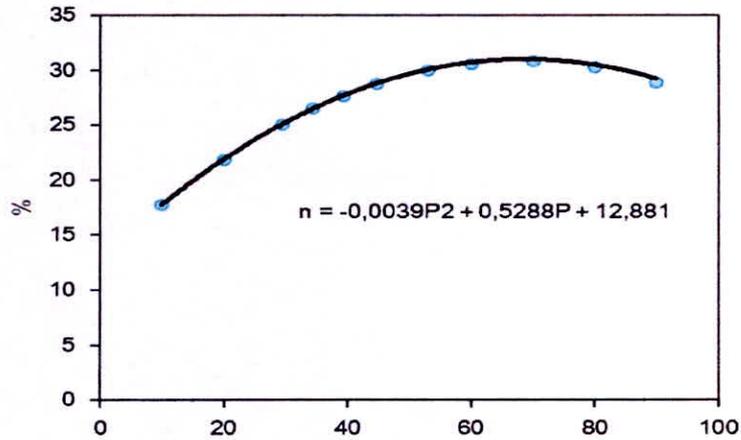
n_g = Eficiencia del generador g

P_g = Potencia eléctrica del generador g

m_C = flujo de combustible suministrado

PCI_C = Poder Calorífico inferior de combustible suministrado

Fig. 2.07: Curva de eficiencia típica de eficiencia de una central termoeléctrica

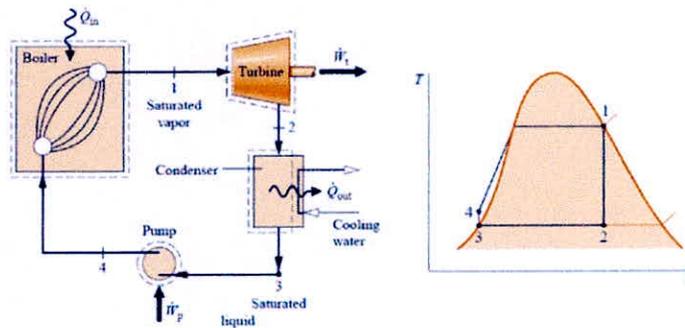


Se observa que la evolución de la eficiencia en una central termoeléctrica tiene una tendencia polinómica cuadrática, estos valores van a depender de la tecnología y capacidad efectiva de la central. Considerando que el PCI es invariable, la curva de rendimiento tendrá una misma tendencia.

Por la complejidad de las instalaciones térmicas son necesarios supuestos idealizados para sus modelamientos o cálculos de sus comportamientos, a continuación, se presentan algunas configuraciones tecnológicas de generación termoeléctrica:

Para Instalaciones de Vapor, se considera un ciclo termodinámico de tipo Rankine.

Fig. 2.08: Esquema de ciclo Rankine



Moran Shapiro (2004)

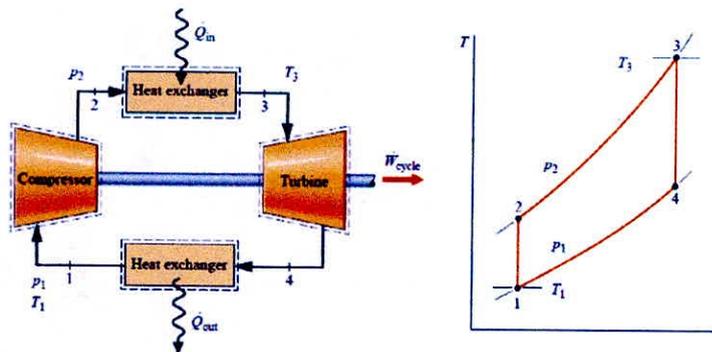
$$q_{\text{útil}} = h_1 - h_4$$

$$n_{\text{Ciclo Rankiene}} = \left(1 - \frac{h_2 - h_3}{h_1 - h_4}\right)$$

$$n_{\text{Ciclo Rankiene}} = \left(1 - \frac{h_2 - h_3}{h_1 - h_4}\right)$$

Para Instalaciones de Gas, se considera un ciclo termodinámico de tipo Brayton.

Fig. 2.09: Esquema de ciclo Brayton



Moran Shapiro (2004)

Trabajo

$$q_{\text{útil}} = h_3 - h_4$$

Compresor

$$q_{\text{útil}} = h_2 - h_1$$

Calor cedido por unidad de masa

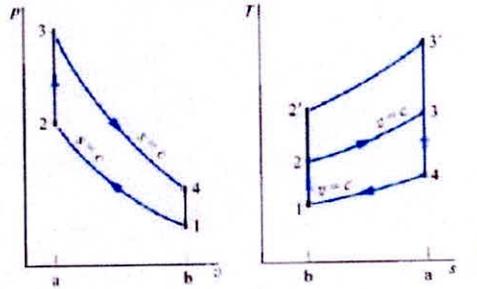
$$q_{\text{útil}} = h_4 - h_1$$

$$n_{\text{Ciclo Rankiene}} = \left(\frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2}\right)$$

Moran Shapiro (2004)

Para motores de combustión interna

Fig. 2.10: Esquema de ciclo Otto aire standar



$$n_{OTTO} = \left(1 - \frac{u_4 - u_1}{u_3 - u_2}\right)$$

$$n_{OTTO} = \left(1 - \frac{T_1}{T_2}\right)$$

Moran Shapiro (2004)

2.3 La generación intermitente

Una preocupación predominante en las centrales no convencionales es la intermitencia en el uso de sus recursos primarios (mayoritariamente viento y radiación solar) ante este desafío, se han considerado diversas actividades experimentales y estadísticas. Otra característica también es considerar a este tipo de generación un costo operativo igual a cero y con una fuente de energía inagotable por la consigna entonces es el utilizar la mayor capacidad disponible de estas centrales.

Casaravilla, G. (2008).

Directamente el problema que acarrea la incertidumbre de este parque generador es la estabilidad en el sistema interconectado, algunas soluciones plantean un respaldo termoeléctrico de encendido inmediato, sin embargo, esta solución no atiende la atención de las políticas ambientales, en algunos sistemas en tanto, se ha considerado apropiado hacer estimaciones o predicciones de corto plazo para identificar el potencial de generación.

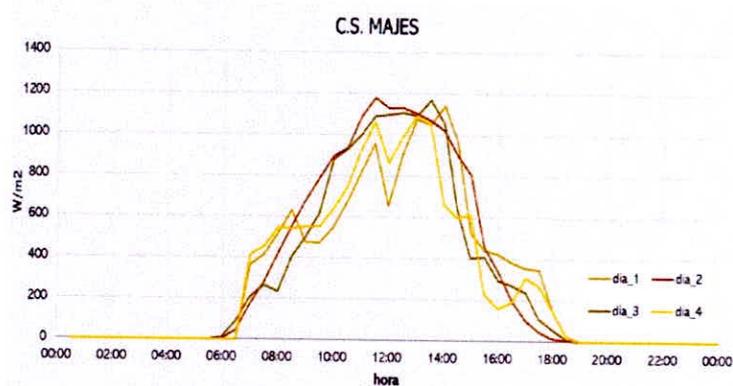
Medina, J. (2014).

2.3.1 La generación Solar

La radiación solar tiene un comportamiento casi definido durante las horas del día, teóricamente el valor máximo es de 1470 W/m^2 sin embargo, las condiciones geográficas (Altitud, Longitud) y meteorológicas (nubes, lluvias, velocidad de viento y aerosoles) afectan gradualmente el potencial de radiación como se aprecia en la Figura 2.11, este comportamiento evidencia una variabilidad en rango a ser considerado. Por razones lógicas los registros operación de una central van a hacerse presentes, para latitudes cercanas al ecuador, durante 12 horas, las mismas que llegan a su punto máximo alrededor de 2 horas respecto al medio día.

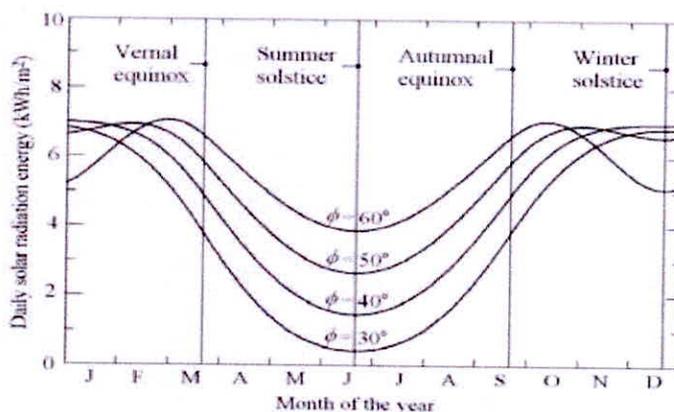
Medina, J. (2014).

Fig. 2.11: Registros de Radiación solar en la C.S. Majes



Sin embargo, los rangos de radiación son también varían conforme la época del año, así el tiempo de mayor aprovechamiento para regiones del hemisferio sur surge entre los meses de verano.

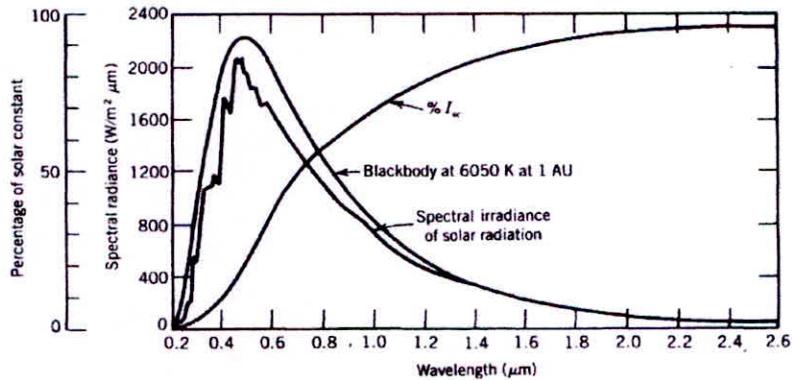
Fig. 2.12: Curva teórica de la radiación diaria según los días representativos de cada mes en una época del año para regiones del hemisferio sur.



Atlas solar del Perú –MINEM, enero 2003

Al igual que los otros tipos de generación, el factor de rendimiento es importante para identificar el nivel de aprovechamiento energético del recurso. Las centrales solares fotovoltaicas mantienen un comportamiento bien definido respecto a la corriente y voltaje que son inducidos por el nivel de radiación.

Fig. 2.12: Curvas características de Corriente y voltaje inducidos por las longitudes de onda de la radiación solar (Fuente: www.powerfromthesun.net)

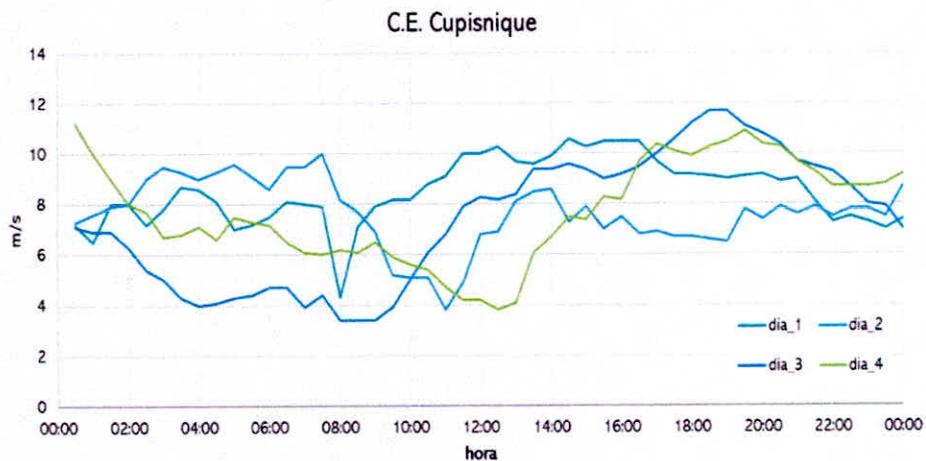


2.3.1 La generación Eólica

La generación eólica por su parte presenta una mayor variabilidad por la incertidumbre de los valores de velocidad y dirección de viento cuyos cambios resultan ser bastante violentos. La figura 2.13 presenta los constantes cambios de viento que se registran. Para corregir esta falencia, las centrales optan por utilizar sistemas de góndolas giratorias con el fin de maximizar el aprovechamiento de este recurso y electrónica de potencia a fin de aminorar los cambios bruscos.

Gash R. y Twele J. (2012)

Fig. 2.12: Registros de variación de viento de la C.E. Cupisnique



Los aerogeneradores aprovechan el recurso eólico bajo el principio de conservación de la cantidad de movimiento.

$$P_{CE} = 0.5 * \rho * \pi * r^2 * C_P$$

P_{CE} = potencia en kilovatios (kW)

ρ = densidad del agua en kg/m^3

g = aceleración de la gravedad (m/s^2)

η_t = rendimiento de la turbina hidráulica

η_g = rendimiento del generador eléctrico

Q = caudal turbinable en m^3/s

H = desnivel disponible en la presa entre aguas arriba y aguas abajo, en metros

Fernandez Diez (2010)

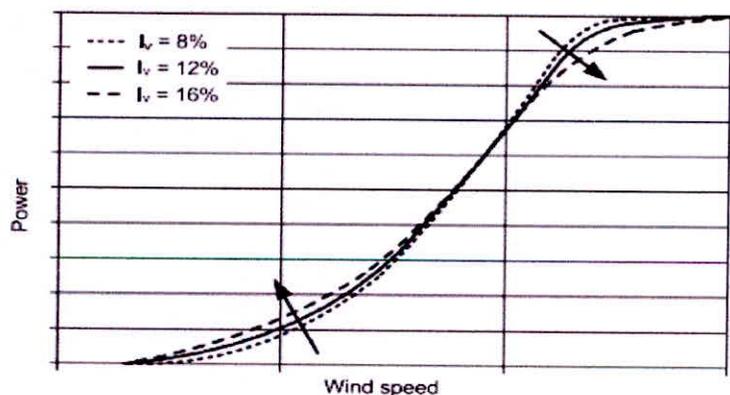
Se observa por lo tanto que una ligera alteración en la velocidad del viento ocasiona un rápido aumento o disminución de la potencia inyectada. En este sentido la tecnología actual plantea una medida de seguridad, establecer una velocidad mínima para la operación y una velocidad máxima (en caso de superarse este límite, el aerogenerador tiende a frenar su producción de potencia).

Gasch, R. (2012)

Por condiciones de fabricación se pueden obtener curvas características de comportamiento o curvas de potencia con una velocidad mínima, máxima y una correlación velocidad – Potencia, sin embargo, experimentalmente, se ha observado que por diversos factores (especialmente la turbulencia) estas curvas llegan a sufrir alteraciones.

Gasch, R. (2012)

Fig. 2.13: Curva de potencia de una central eólica (Fuente: Wind Power Plants. Fundamentals, Design, Construction and Operation)



En esta curva, se grafica las alteraciones que puede sufrir la misma respecto a los efectos de la turbulencia del viento.

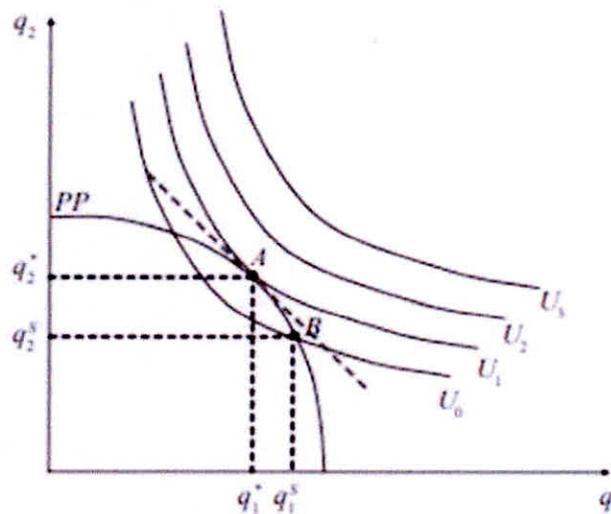
2.4 Las interacciones del mercado (un enfoque microeconómico)

En un entorno de competencia perfecta, se asume que es el propio mercado el que regula la participación de los agentes y los recursos que se utilizan con el fin de lograr el óptimo beneficio para todos, para ello es necesario que se presenten tres supuestos.

- Un numero grande de agentes productores y consumidores y cada uno de ellos no tienen un poder absoluto en las decisiones del mercado y no existen acuerdos previos.
- El bien que se comercializa tiene características estandarizadas y cada agente produce o consume cantidades relativamente pequeñas.
- Cada agente busca maximizar sus ingresos económicos contando con toda la información disponible para sus decisiones, ello desde el punto de vista de los productores significa tener costos más bajos.

Mankiw, N. G. (2012).

Fig. 2.14: Maximización del bienestar y uso eficiente del recurso



El costo económico o de oportunidad toma siempre en cuenta el valor en conjunto de sus insumos y el ingreso tentativo que se tendría en la producción de una actividad diferente o en un tiempo distinto.

D'Emanuel, C., Godoy, y E., Scenna, N. (2011).

2.4.1 La Demanda

La demanda de energía eléctrica es variable a lo largo del día, dicha demanda tiene un componente periódico debido a los ciclos de consumo de la demanda residencial y una tendencia correspondiente al crecimiento de la actividad económica. Para cada momento del día existe una curva de demanda de los consumidores; existe evidencia empírica para suponer que esta curva de demanda es prácticamente inelástica debido a que la mayoría de consumidores finales enfrenta una tarifa plana por la energía que consumen.

Mankiw, N. G. (2012).

El tramo inelástico representa la demanda del consumidor sin racionamiento la cual es fija independientemente del precio de la electricidad

$$Dem = C_0 + \alpha PBI + \beta TARIFA + \gamma POBLACION$$

Donde:

DEM: Variable endógena, Demanda eléctrica

PBI: Producto Bruto Interno

TARIFA: Tarifa de electricidad

POB: Población

Dammert, A., y Mollinelli, F. y Carbajal, M. (2008).

Matemáticamente, la curva de duración puede ser modelizada por un conjunto de bloques discretos o niveles de demanda D_j , en cada punto de la curva se tiene un nivel de demanda d_j y un número de horas de duración t_j asociado. En la siguiente sección se utilizará dicha formulación para encontrar el parque generador óptimo en un contexto estático

Wood, A., Wollenberg, B. y ShebléPower, G. (2014)

Fig. 2.15: esquema de demanda en un día típico y esquema de duración de carga

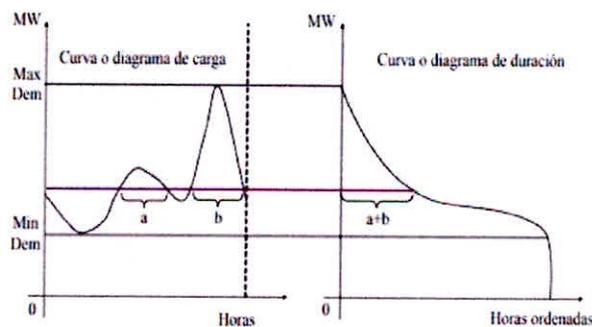
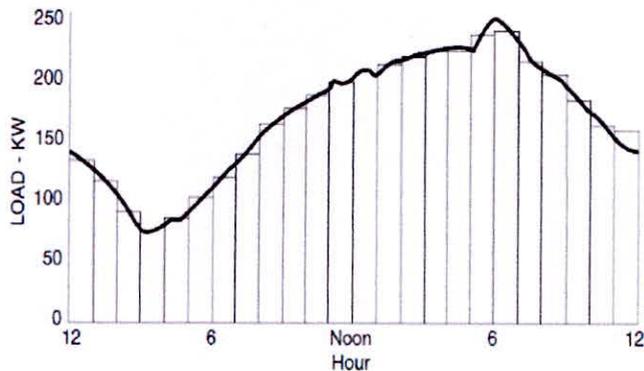


Fig. 2.16: Segmentación de un diagrama de demanda.



2.4.2 Funciones de Producción

- **Rendimiento Constante:** Función simple de producción que ante un incremento de los insumos de entrada se produce un incremento proporcional de los productos.
- **Rendimiento Creciente:** El incremento resultante en el producto es mayor que el incremento en los insumos de producción.
- **Rendimiento Decreciente:** El incremento resultante en el producto es menor que el incremento en los insumos de producción.

Lyn, J. y Magnano, F.,(2017)

2.4.3 Costos de producción

Los costos de producción unitarios se componen de costos fijos y costos variables. Los costos fijos son tales que dependen de la capacidad instalada de producción y dependen del aumento de la misma. En cambio, los costos variables evolucionan permanentemente en relación al ritmo productivo.

Para analizar el comportamiento total de los costos es necesario distinguir entre periodo de corto y de largo plazo. El periodo de corto plazo se caracteriza por suponer que la capacidad instalada no varía. A pesar de denominarse así puede comprender varios años.

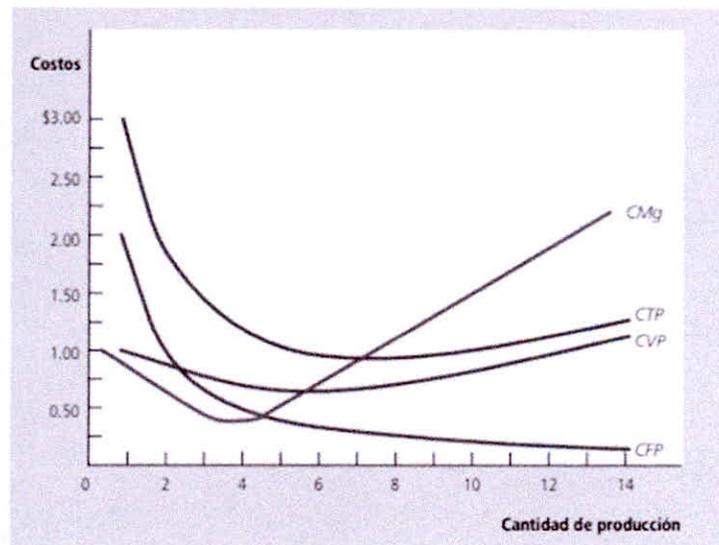
Existen indicadores muy importantes para la determinación del plan económico de la unidad de producción, desde el punto de vista de los egresos. En función de ello se introducen dos conceptos:

- **Costos Medios:** Se obtiene para cada valor de producción, dividiendo la función de costos en la cantidad producida (función de costos específicos).
- **Función de Costos Marginales:** Se denomina así al incremento que experimenta el costo total como consecuencia de aumentar la cantidad producida en una unidad. Es la derivada de la función de costos respecto de la cantidad producida.

- **Costo fijo medio:** Continuamente decreciente, por lo tanto, los costos medios fijos son decrecientes con el aumento de la producción
- **Costo variable medio:** Los costos medios variables presentan un comportamiento decreciente al comienzo hasta alcanzar un mínimo. Básicamente esta variación se debe a la escala de producción respecto de la capacidad instalada
- **Costo total medio:** Presenta un comportamiento similar al costo variable medio. Su fase descendente se prolonga más debido al peso de los costos fijos medios. El mínimo se encuentra cuando se alcanza el equilibrio entre el peso decreciente de los costos medios fijos con el creciente de los costos variables medios.
- **Costo marginal:** También presenta un comportamiento primero descendente y luego ascendente, pero evoluciona más rápidamente que las anteriores. Esto se justifica porque representa las variaciones de costo total para cada unidad adicional producida, mientras que las otras se van dividiendo por las cantidades totales.

Mankiw, N. G. (2012).

Fig. 2.17: Comparación de los comportamientos de los costos: marginal, variable unitaria, fijo unitario, total unitario.



2.4.4 Costos de corto y largo plazo

Costo de Corto Plazo: Económicamente se define a aquella situación en donde existe al menos un determinado insumo de la producción que son los denominados insumos fijos, que no es posible variar en un tiempo conmensurable con el elegido para determinar el costo del producto. Ejemplo una planta térmica no puede variar su capacidad de un día para otro.

Costos de Largo Plazo: Económicamente se define a aquella situación cuando todos los insumos de la producción son variables.

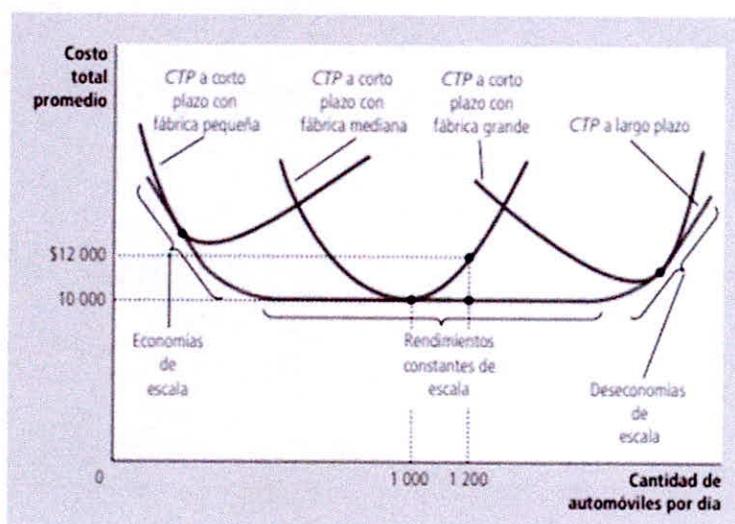
En algunas circunstancias los economistas definen el muy largo plazo que es cuando además de todos los insumos son variables, además la tecnología se puede cambiar.

En el caso de una perspectiva de largo plazo, por definición se pueden contemplar decisiones para adaptar la capacidad de producción a las condiciones del momento.

Analícese el caso que una empresa generadora debe invertir para construir y explotar una central térmica para vender en un SSEE y para tal fin tiene la posibilidad de construir tres alternativas respecto del tamaño de la misma

Mankiw, N. G. (2012).

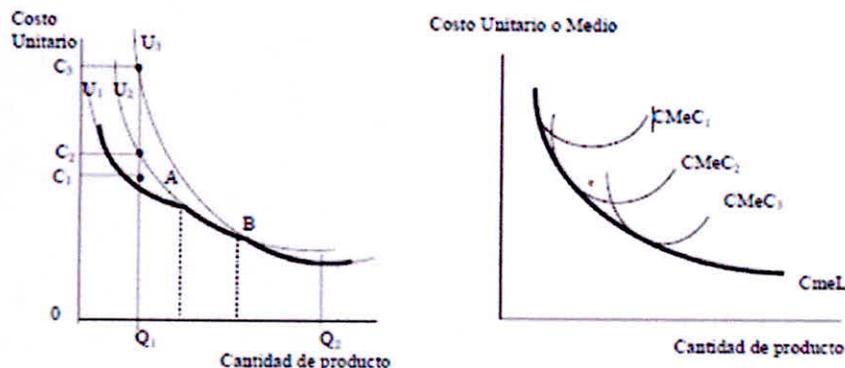
Fig. 2.18: esquemas de los costos de corto plazo y capacidad de producción.



Costos Promedios de Largo Plazo (CPLP): Esta curva de costos muestra el mínimo costo por unidad para cada nivel de producción para cualquier tamaño de central que pueda ser construida. En la Figura 8 esta curva está representada por la línea gruesa.

Supóngase ahora que existen todas las alternativas posibles de tamaño de centrales a construir, de esta forma se tendrá la curva

Fig. 2.19: Curva de costo de largo plazo a partir de la curva de costos de corto plazo de diversas plantas.



La curva de CPLP es tangente a cada una de las curvas de CPCP para aquella producción donde la central correspondiente a la función de CPCP es óptima. Matemáticamente la CPLP es la envolvente de las funciones de CPCP. Por lo tanto, se concluye que cuando el sistema es perfectamente adaptado, los CPCP = CPLP.

Los costos marginales se obtienen a partir de la curva de costos de corto plazo derivándola respecto de la producción y representa la relación entre la variación de costos correspondiente a la última unidad producida. Es decir, la tangente a la curva de costos de corto plazo en el punto correspondiente a la última unidad producida.

Los costos marginales se obtienen a partir de la curva de costos de largo plazo derivándola respecto de la producción y representa la relación entre la variación de costos correspondiente a la última unidad producida. Es decir, la tangente a la curva de costos de largo plazo en el punto correspondiente a la última unidad producida.

Los CPLP se pueden interpretar de la siguiente forma: Para cualquier nivel de producción, el costo total - costo total promedio es el menor en el largo plazo cuando todos los componentes del costo (no solamente los de corto plazo) están combinados de tal manera que el producto marginal de una unidad monetaria de cualquiera de los componentes iguala el producto marginal de una unidad monetaria de cualquiera de los otros componentes utilizados.

Mazer, A. (2007).

$$\frac{dC_{q_{LP}}}{dq} = \frac{dC_{q_{CP}}}{dq}$$

$$q * \frac{dC_{q_{LP}}}{dq} = q * \frac{dC_{q_{CP}}}{dq}$$

$$Cmg(q)_{LP} = \frac{d[qC(q)_{LP}]}{dq} = C(p)_{LP} + q \frac{dC(q)_{LP}}{dq}$$

$$Cmg(q)_{CP} = \frac{d[qC(q)_{CP}]}{dq} = C(p)_{CP} + q \frac{dC(q)_{CP}}{dq}$$

Considerando que los costos de producción unitaria en el corto y largo plazo son los mismos:

$$q \frac{dC(q)_{LP}}{dq} = q \frac{dC(q)_{CP}}{dq}$$

Por lo tanto cuando el sistema es perfectamente adaptado:

$$Cmg(q)_{LP} = Cmg(q)_{CP}$$

Por lo tanto, en esta situación, los costos de corto plazo dependen de la cantidad producida y de la política operativa. En lo posible se trata de reducir el costo de operación buscando satisfacer la demanda. Ello se producirá hasta tal punto que bajo una situación de crecientes costos incrementales con la demanda el consumidor no este dispuesto a pagar el costo marginal asociado o el costo de racionamiento, lo que se alcance primero. Este mecanismo de equilibrio entre oferta y demanda es propuesto por la economía.

Mazer, A. (2007).

4.2.5 Fijación de Precios

Para presentarlas se supondrá que se dispone de un bien existente que permite brindar un servicio.

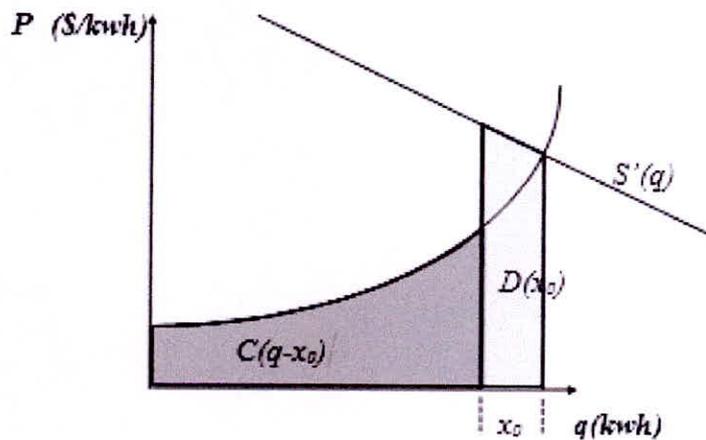
1. Establece que sí para utilizar el servicio no necesita ninguna erogación de operación y mantenimiento (costo operativo), la tarifa a fijar es cero. O sea, precio igual a costo marginal de operación y mantenimiento. Si por el contrario existen algunos precios marginales, ese es su precio y será utilizado el servicio del bien por algunos consumidores que si no pueden pagarlo no lo utilizarán.
2. Establece que, si ahora la capacidad instalada del bien es superada por el uso de los consumidores para un cierto precio del servicio, en este caso no vale más la primera regla. La economía establece que se fije un precio que permita que solo lo utilicen aquellos que estén dispuestos a pagar un determinado precio que equilibre el consumo y la producción disponible.
3. Si el bien se deteriora con el tiempo en función del uso (servicio prestado), es el servicio el que está demandando la expansión o el mantenimiento de ese bien. En este caso la economía

establece que la regla cambie y el precio sea igual a costo marginal más los costos de capital necesarios para tener el bien en condiciones para el uso y no por el simple paso del tiempo.

Esto quiere decir que no siempre es posible ni económicamente deseable satisfacer la demanda, y en la búsqueda del máximo bienestar social, es imprescindible incluir dentro de las variables de decisión el racionamiento (x_0). Que exista racionamiento significa que exista que en un instante dado puede faltar capacidad, lo cual modifica el extremo derecho de la curva de oferta. Esto conlleva a un racionamiento respecto de la demanda normal.

Mankiw, N. G. (2012).

Fig. 2.20: Curva de oferta, demanda y racionamiento de energía



2.5 Operación en los sistemas hidrotérmico

Matemáticamente, el problema de UC puede representarse como un problema de programación de enteros mixtos (MIP). Además, si el problema se puede linealizar, el problema se puede representar como un problema de programación lineal de enteros mixtos (MILP). Un MILP es un problema de programación lineal (LP) en el que algunas variables son enteras. Si todas las variables son variables binarias, entonces el problema se conoce como 0-1 MILP. Si todas las variables son enteras, el problema se conoce como problema de programación de enteros lineales (IP).

Castillo, E., Conejo, A., Pedregal, P., García, R. y Alguacil, N. (2002).

Maximización del beneficio es

$$\max: I q = P q - C(q)$$

De la consideración de entornos competitivos, puede observarse que el precio es un dato directo del mercado no depende de las decisiones del agente, por tanto, para la maximización del beneficio es necesario la minimización de los costos de donde el modelo de optimización tiene la forma:

Función Objetivo:

$$\min Z = c^T x_j$$

Restricciones:

$$\begin{aligned} Ax_j &= b \\ x_j &\geq 0 \\ j &\in N \end{aligned}$$

El problema del despacho económico depende principalmente de la función de costo unitario generador. Donde la función a minimizar es la función objetivos, x es la variable de operación y $g(x)=b$ es la restricción.

Sin embargo, la necesidad que presenta el presente trabajo, exige que la formulación pase necesariamente por un enfoque multietapa, de diversos parámetros y variables discretas, en tanto, la forma básica se presenta como:

$$\min Z = \sum_{i=1}^n c_i * x_i$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^n a_{i,j} * x_i = b_j$$

$$x \in R$$

Por la teoría misma se puede señalar que existe un conjunto de soluciones factibles representados por los vectores que forma la variable $x=[x_1;x_2;x_3...x_j]$. Los problemas de planificación dinámica (considerando al tiempo como un parámetro transversal) proporcionan valores discretos óptimos.

Hagerty, J. (2012).

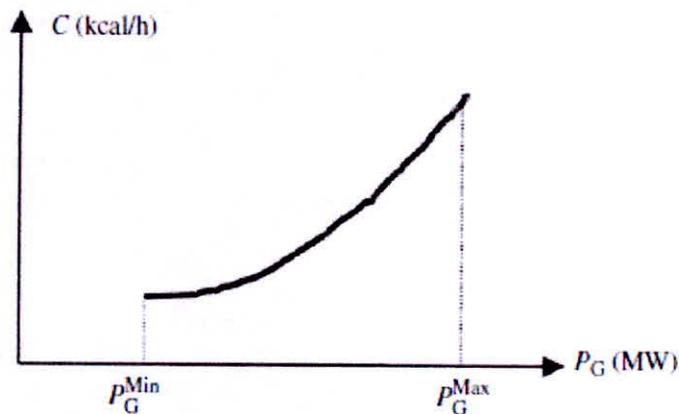
El tamaño del problema crece linealmente con el número de etapas a ser consideradas. Aunque para problemas pequeños o medianos se pueden utilizar técnicas convencionales, esto resulta ser tedioso en problemas de gran tamaño, por ello es imprescindible el uso de técnicas de descomposición.

2.5.1 Sistemas Termoeléctricos

La curva de costo de combustible para un generador representa una función del costo de generación de electricidad con respecto a la producción de energía. Para la mayoría de los generadores, la mayoría del costo de generación se compone del costo del combustible. Otros componentes del costo de generación.

Lyn, J. y Magnano, F.,(2017)

Fig. 2.21: Curva de tasa de Calor (HR) en función de la producción



incluyen variable O & M (operación y mantenimiento). La curva de costo de combustible para una unidad generadora i se puede considerar como una función polinómica cuadrática:

$$C(p_i) = a_i p_i^2 + b_i p_i + c_i$$

Los coeficientes para la unidad i pueden obtenerse a partir de los datos de diseño de la unidad o de las mediciones de campo.

Usando el costo de combustible de la unidad ($\$/UComb$) y la tasa de calor específica (HR) ($kJ/UComb$), el consumo de combustible por hora se puede convertir al costo de producción por hora ($\$/h$):

$$\frac{\$}{h} = \left[\frac{Kj}{h} \right] \left[\frac{\$}{UComb} \right] \frac{1}{HR}$$

La función del costo puede obtenerse en base a mediciones estándar utilizando una calorimetría, obteniendo dos valores: (i) tasa de calor máxima, que incluye el valor de calor de vaporización y (ii) tasa de calor mínima, que no incluye este término. La principal diferencia entre los dos es que el porcentaje de hidrógeno está incluido en el combustible.

Castillo, E., Conejo, A., Pedregal, P., García, R. y Alguacil, N. (2002).

Fig. 2.22: Costo marginal en función de la producción

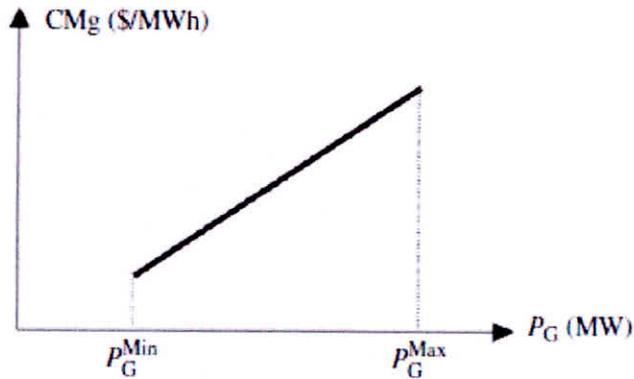


Figure 5.2 Heat Rate Curve.

La curva de costo incremental, que es la derivada de la curva de costo, es otra forma útil de representar la relación de costo versus poder. Si la ecuación (5.1) se diferencia con respecto a P_{Gi} , se puede obtener la siguiente ecuación:

$$\frac{dC}{dp_i} p_i = 2a_i p_i + b_i$$

Además, la curva de costo incremental representa el cambio incremental en el costo de entrada cuando una unidad aumenta o disminuye la generación de energía en una unidad.

Finalmente, una característica importante adicional de la tasa de calor es su relación con la eficiencia de la unidad. La siguiente ecuación describe esta relación:

$$\eta = \frac{1}{HR_i} \kappa$$

Donde κ es el factor de conversión de unidades Kj a KWh

Teniendo en cuenta estas premisas, es imprescindible que en las demás restricciones del modelo sean consideradas la representación de balance de energía, balances hídricos y topologías del sistema eléctrico.

Wood, A., Wollenberg, B.y ShebléPower, G. (2014)

Para un sistema térmico puro:

$$z = \underset{s/a}{\text{Min}} \sum_{j=1}^{N_j} \left[\sum_{t=1}^{N_T} (co_{j,t} gt_{j,t}) \right]$$

$$\sum_{j=1}^{N_j} gt_{j,t} = d_t \quad t = 1, \dots, T$$

$$gt_{j,t} \leq \overline{gt}_{j,t} \quad j = 1, \dots, N_j \quad t = 1, \dots, T$$

j índice de centrales termoeléctricas

t índice de las etapas (para el caso del presente estudio: meses)

N_j cantidad de centrales termoeléctricas

N_T número de etapas en el horizonte planteado

$co_{j,t}$ costo de operación de la j -ésima central termoeléctrica en la etapa t

$gt_{j,t}$ generación de la j -ésima central termoeléctrica en la etapa t

g_t , potencia disponible de generación de la j -ésima central termoeléctrica en la etapa t

d_t demanda energética del sistema en la etapa t

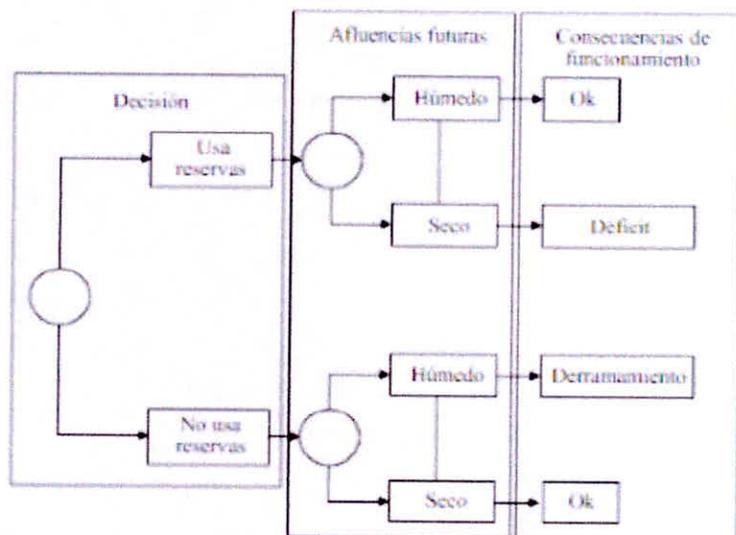
Castillo, E., Conejo, A., Pedregal, P., García, R. y Alguacil, N. (2002).

2.5.2 Sistemas Hidroeléctricos

La decisión en la operación de los embalses para la gestión de la energía hídrica constituye la propiedad más importante en la operación de un sistema hidrotérmico, el objeto fundamental es evitar el uso innecesario de combustibles por parte del parque termoeléctrico e incurrir en los gastos relacionados.

Una manera de entender el impacto en las variables de decisión es conociendo que el embalse tiene una capacidad limitada y los afluentes tienen una variabilidad en la entrega del recurso hídrico que, aunque no tiene un precio establecido, su uso, almacenamiento o vertimiento puede asociarse con un costo futuro. Es posible que se opte por almacenar agua requiriendo un mayor nivel de generación termoeléctrica en un tiempo inicial, de ser así y tener una afluencia hídrica elevada (caudales naturales), el sistema se vería forzado a ejecutar vertimientos desde los embalses perdiendo energía potencial y proyectando costos futuros altos.

Fig. 2.23: Árbol de decisiones en la operación de sistemas hidrotérmicos

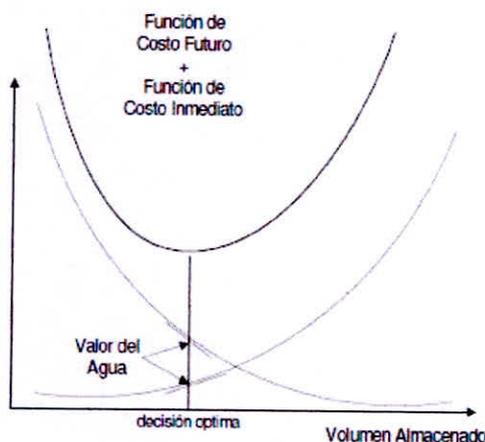


Por ello es importante considerar todas las posibilidades hidrológicas posibles (de acuerdo con la figura 2.23) para hallar una adecuada política operativa a mediano y largo plazo, y considerar en un criterio adecuado, los valores de operación más probables (el promedio de todos los escenarios hidrológicos históricos que se consideren).

Un indicador para medir el beneficio de la correcta gestión en el manejo de los embalses del sistema hidrotérmico es la función de costo total: la suma de la función de costo inmediato FCI (asociado a los costos de producción de energía termoeléctrica en la etapa inicial de la proyección) y de la función de costo futuro FCF (asociado a los costos operativos esperados por generación de energía termoeléctrica y los costos de déficit, en las diferentes etapas) en que se incurre de acuerdo a las decisiones de los embales. Las derivadas que arrojan estas curvas con conocidas como el valor agua y son a la vez el resultado de la totalidad de los costos de operación termoeléctrica que se desplazan en los escenarios iniciales y futuros. Los costos marginales que se calculan en sistemas hidrotérmicos son difícilmente explicables y verificables, pues reflejan el valor esperado de los costos de oportunidad de las hidroeléctricas a lo largo de los años y múltiples escenarios hidrológicos.

Dammert, A., Garcia, R., y Mollinelli, F. (2010).

Fig. 2.23: Función de costo futuro y costo inmediato



De todo lo anterior se concluye que el problema de la operación de sistemas hidrotérmicos es:

- **Dinámico y no separable**, puesto que el manejo de los recursos energéticos a través las decisiones operativas actuales y futuras no son independientes en el tiempo, sino que están enlazadas por las políticas de operación de los embalses del sistema.
- **Estocástico**, debido a la incertidumbre de los caudales afluentes al sistema, los cuales varían estacionalmente, y año tras año.
- **Antagónico**, ya que los objetivos de operación de mínimo costo y de suministro confiable resultan no complementarios pues la mayor economía se obtiene al generar la mayor cantidad de energía hidráulica, pero se corre el riesgo de no abastecer la demanda en el futuro; y a la vez la política de operación más confiable corresponde a almacenar la mayor cantidad de agua posible, pero esto significa utilizar más energía térmica. El equilibrio entre los costos operativos y confiabilidad se obtiene a través de un costo de déficit, que representa el impacto económico asociado a la interrupción del suministro.
- **De gran tamaño**, debido a que generalmente existen múltiples embalses y centrales hidroeléctricas interconectadas en un sistema hidrotérmico y a que se realiza una optimización multietapa.

GART – OSINERG (2006)

Cobertura de la Demanda

$$\sum_{j=1}^{N_j} gt_{j,t} + \sum_{i=1}^{N_i} gh_{i,t} = d_t \quad t = 1, \dots, T$$

donde:

i índice de centrales hidroeléctricas

N_i número de centrales hidroeléctricas

$gh_{i,t}$ generación de la i -ésima central hidroeléctrica en la etapa t ,

GART – OSINERG (2006)

Ecuaciones de Conservación del Agua

$$v_{i,t+1} = v_{i,t} + a_{i,t+1} + \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) - q_i - s_i - e_{i,t+1}$$

$$e_{i,t+1} = \epsilon v_{i,t}$$

$v_{i,t}$ volumen de agua almacenado en el embalse de la i -ésima central al inicio de la etapa t (igual al volumen almacenado en la etapa $t-1$)

$a_{i,t}$ volumen de agua afluente al embalse de la i -ésima central durante la etapa t

$s_{i,t}$ volumen de agua vertido por la i -ésima central durante la etapa t

M_i conjunto de centrales hidroeléctricas aguas arriba de la i -ésima planta

$e_{i,t}$ volumen de agua evaporada en el embalse de la i -ésima central en la etapa t

ϵ Porcentaje de evaporación respecto del volumen almacenado

GART – OSINERG (2006)

Balance en Reservorios

$$v_{i,t,k-1} = v_{i,t,k} + a_{i,t} + \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) - q_i - s_{i,t,k-1}$$

donde:

$v_{i,t,k}$ volumen de agua almacenado en el reservorio de la i -ésima central hidroeléctrica durante la etapa t en el bloque k .

$a_{i,t}$ volumen de agua afluente al embalse de la i -ésima central hidroeléctrica durante la etapa t

$v_{i,t,k}$, volumen de agua vertido por la i -ésima central hidroeléctrica durante el bloque k de la etapa t

M_i conjunto de centrales hidroeléctricas aguas arriba de la i -ésima planta

GART – OSINERG (2006)

2.5.3. Formulación Estocástica

El problema de la operación óptima estocástica considera las incertidumbres propias de los escenarios futuros, normalmente asociados a los caudales afluentes en los embalses y bocatomas

El número de escenarios necesarios para el planeamiento de la operación depende del tipo del sistema hidráulico y de la incertidumbre existente en los parámetros de interés, por lo tanto, debe ser establecido con un estudio cuidadoso.

Por ejemplo, si se toma una muestra, por el Método de MonteCarlo, de un número N de posibles escenarios futuros, el valor esperado del costo de operación está dado por:

$$E(C) = \frac{1}{N} \sum_{i \in N} C_i$$

C_i es el mínimo costo de operación asociado al escenario i . Se puede mostrar que la incertidumbre asociada al valor esperado del costo de operación está dada por:

$$\beta^2 = \frac{Var(C)}{N * E(C)^2}$$

el número de escenarios N necesario para que el valor esperado del costo de operación sea evaluado con una precisión deseada b está dado por

$$N = \frac{Var(C)}{\beta^2 E^2(C)}$$

GART – OSINERG (2006)

En el capítulo 3 se detalla el modelo estocástico con el que se hacen los cálculos para la resolución del problema.

Capítulo III

Materiales y métodos

3. Materiales y métodos

3.1. Materiales:

Para la resolución experimental del presente trabajo de investigación se han hecho uso de herramientas computacionales, los mismos que se detallan a continuación:

Se han requerido el uso de hojas de cuadro Excel para la creación de los archivos planos, los mismos que contienen información de los parámetros técnicos de demanda mensual en energía y potencia, parque generador y características topológicas, así también como los valores históricos de volúmenes, caudales, velocidades de viento, radiación solar, precios de combustibles, costos variables, costos de producción para la generación termoeléctrica, etc.

También, por el gran número de datos, fue importante utilizar el lenguaje de programación Python 3.6 en el entorno Conda para realizar los gráficos característicos de resultados y cálculos de curvas de potencia para centrales eólicas y solares, así como la estimación estadística (valores máximos, mínimos, promedios y dispersiones) de los valores de viento y radiación en cada uno de los bloques de cada mes.

Por otra parte, para realizar los cálculos de optimización dinámica de las centrales Hidroeléctricas y termoeléctricas se ha hecho uso del software GAMS v.24.8 (Sistema general de modelaje algebraico) por su alto nivel de complejidad para la codificación del modelo planteado para el tratamiento de los parámetros, estimación de variables y fácil uso de archivos planos en formatos .txt con el algoritmo de optimización cplex, la formulación específica del modelo, así como el cálculo de los puntos anteriores, será detallada en el ítem 3.2

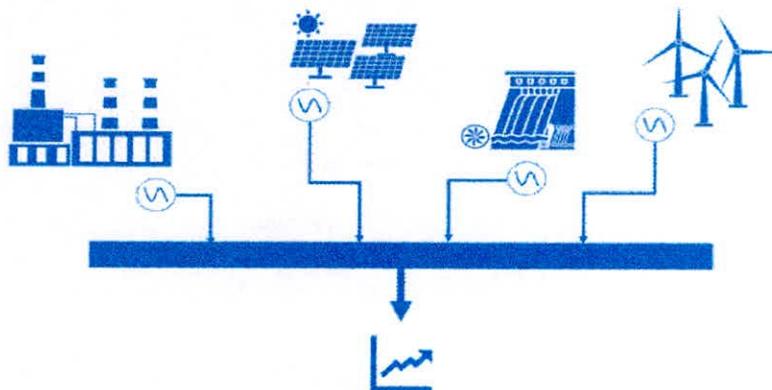
Respecto a las características del computador, este fue ejecutado en un procesador Intel 7ma generación con una memoria RAM de 8GB y un disco duro de 2.7. GHz de frecuencia.

3.2. Método propuesto

3.2.1 El sistema de estudio

Para la ejecución experimental de presente trabajo, como ya se ha venido indicando en los capítulos anteriores, se va a tener como referencia el sistema eléctrico peruano. Por la delimitación de la misma se ha considerado considerar un sistema uninodal, es decir que no se consideraron efectos de la transmisión (diferentes barras, pérdidas de energía en las líneas de transmisión) por tanto la demanda estuvo centralizada en un solo punto. Por otra parte, se considera al sistema como multiembalse y con ellos la representación de las diferentes cuencas a la que pertenecen.

Fig. 3.1 Esquema simplificado representativo para un sistema eléctrico interconectado uninodal que integra a 4 tipos de generación; termoeléctrica, hidroeléctrica, solar y eólica para el abastecimiento de ña demanda en distintas etapas.



El sistema peruano se encuentra dotado de diferentes fuentes de energía, el capítulo 2 se han detallado los marcos teóricos para ellos tanto como para las tecnologías existentes, desde la reestructuración del mercado en este sector se ha tenido por conveniente emplear siempre los enfoques competitivos, considerando al modelo marginalista como eje para la operación y valorizaciones del parque generador por ello se aprecia la participación de distintas empresas con centrales de diversas tecnologías y uso de recursos.

Para efectos de poder fidelizar este enfoque se ha considerado necesaria prescindir de algunas normar reguladoras actualmente vigentes:

- Las subastas de energía de las centrales renovables, con el fin analizar el impacto de sus variabilidades y no sus cuotas de energía adjudicada.
- Los precios declarativos del Gas natural, a fin de fidelizar el efecto del modelo de optimización respecto a otras tecnologías.
- Centrales con la condición de reserva fría, a fin de considerar su participación como parte de un sistema optimizado
- Centrales a Bagazo y Biogás, debido a que estas, no operan en respuesta a un modelo centralizado, sino que su participación depende específicamente de la disponibilidad de operaciones ajenas (el bagazo opera como parte sobrante del calor útil de algún proceso industrial y el biogás cómo parte de la cantidad de desintegración de residuos sólidos). Su exclusión, para el sistema peruano, no representa cambio importante en los resultados por tener una capacidad instalada pequeña.

Por otra parte, se consideró que cada central termoeléctrica mantiene una configuración fija (ciclo combinado, central a gas de ciclo abierto, centrales de vapor, motores de combustión interna) a fin de facilitar las iteraciones y variables en el proceso de cálculo.

El sistema peruano tiene una marcada predominancia en cuanto la utilización de sus recursos, las centrales hidroeléctricas están distribuidas en diferentes cuentas tanto en los valles costeros como en

la sierra y la selva. Por otra parte, se encuentra la generación termoeléctrica con utilización del Gas natural de Camisea tiene como punto de distribución la zona de Chilca, el Gas Natural de Malacas en la zona de Talara (Costa Norte) y el Gas Natural de Aguaytía en la selva oriental.

Las demás fuentes primarias, abastecen a centrales por lo general antiguas y con un grado de operación más alto que son utilizadas en horas punta para poder abastecer toda la demanda.

Fig. 3.2 Potencias efectivas por tipo de recurso energético y tecnología que fueron utilizadas en la sección experimental del presente trabajo.

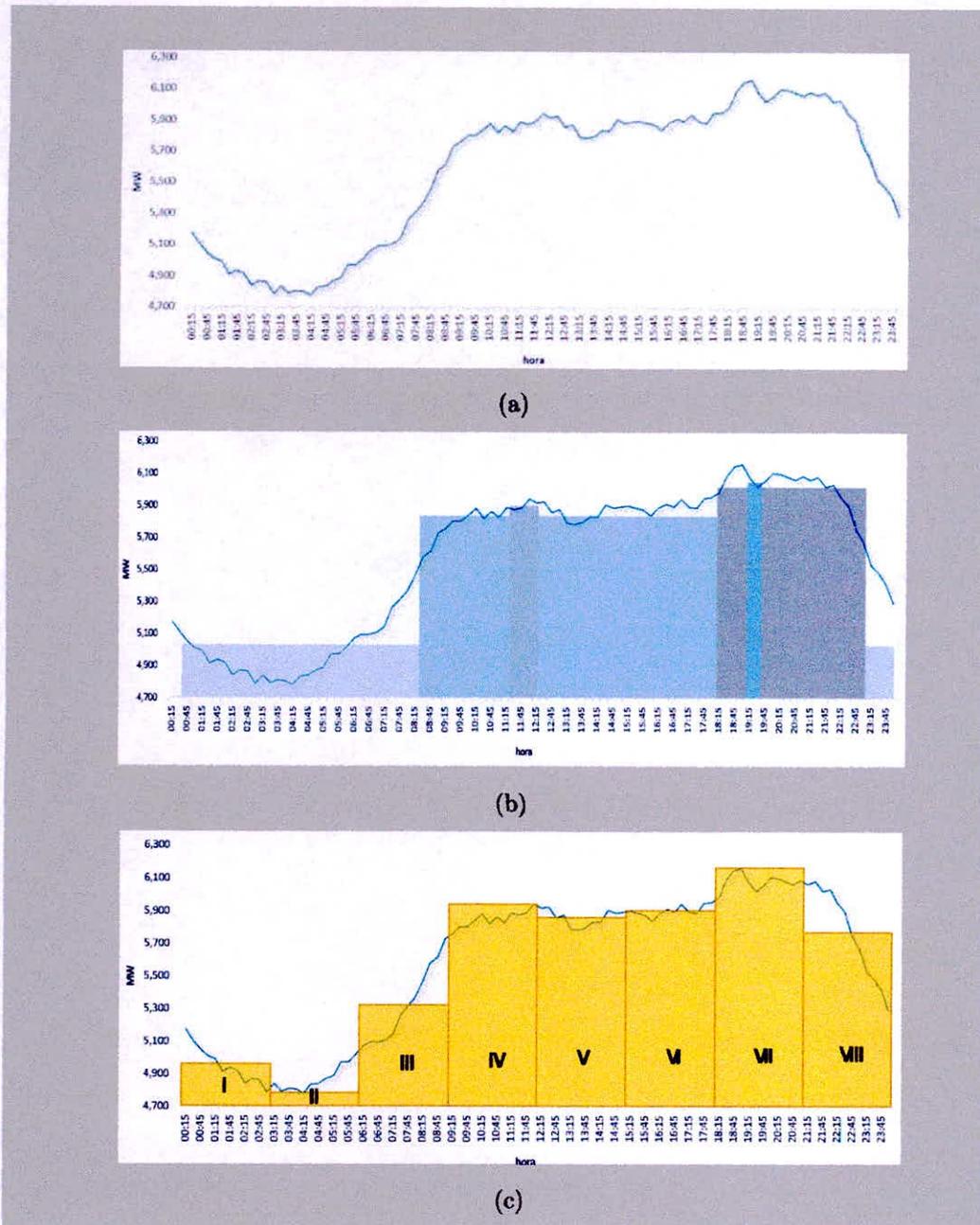
Potencia Efectiva (MW)	Agua	Carbón	G.N. Camisea	G.N. Aguatía	G.N. Malacas	Diesel	Petróleo Residual	Viento	Radiación Solar
Francis	1 799,62	-	-	-	-	-	-	-	-
Kaplan	20,89	-	-	-	-	-	-	-	-
Pelton	3 121,90	-	-	-	-	-	-	-	-
CCOMB	-	-	3 100,93	-	-	-	-	-	-
TG	-	-	590,17	176,05	157,23	2 522,67	-	-	-
TV	-	140,34	-	-	-	-	62,26	-	-
MCI	-	-	23,04	-	-	94,60	17,55	-	-
Aerogenerador	-	-	-	-	-	-	-	375,46	-
CSFV	-	-	-	-	-	-	-	-	285,02
Total	4 942,41	140,34	3 714,14	176,05	157,23	2 617,27	79,81	375,46	285,02

3.2.2 La demanda

Para la representación de la demanda se consideró un horizonte de un año simulando 12 etapas (una etapa por cada mes), esto con el fin de simplificar las iteraciones en el proceso de cálculo. Al respecto, para su proyección, se ha considerado como fuente de información el registro de la producción mensual de energía en los últimos 5 años para hallar los factores de proporción por cada año

A cada etapa se consideró integrarla de 8 bloques cada una, esto para tener en cuenta que cada mes es modelado como un día representativo. en este sentido se hace una diferencia de lo propuesto en las metodologías de proyección del OSINERGMIN que considera a cada etapa como una integración de tres bloques horarios (máxima, media, mínima).

Fig. 3.3 Representación de la demanda por bloques considerando el comportamiento de la demanda diaria.



En (a) se observa un diagrama de demanda horaria en un día cualquiera; en (b) se presenta el diagrama por bloques determinado por OSINERGMIN (bloque mínimo de 23:00 h a 8:00 h; bloque medio de 8:00 h a 18:00 h; bloque máximo de 18:00 h a 23:00 h además del bloque de 11:30 h a 12:30 h y de 19:00 h a 19:30 h para la hora punta) y en (c) un diagrama de 8 bloques de 3 horas cada uno propuesto para la experimentación del presente trabajo.

Para el modelamiento de los bloques de energía se tomó como referencia los registros horarios de los días correspondientes a los años 2015 – 2018 y subdivididos a cada mes correspondiente de la manera que a continuación se detalla:

Bloque_1	$\overline{\text{med}(d)}_i$
Bloque_2	$\overline{\text{min}(d)}_i$
Bloque_3	$\overline{\text{med}(d)}_i$
Bloque_4	$\overline{\text{max}(d)}_i$
Bloque_5	$\overline{\text{med}(d)}_i$
Bloque_6	$\overline{\text{med}(d)}_i$
Bloque_7	$\overline{\text{max}(d)}_i$
Bloque_8	$\overline{\text{med}(d)}_i$

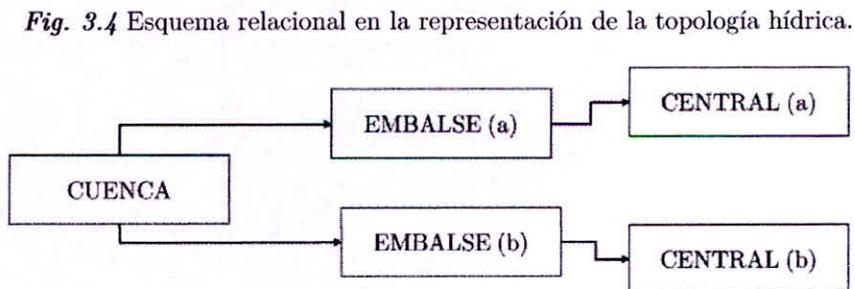
Posteriormente a cada bloque, para poder fidelizarlo con el modelo ARIMA del COES, se les asigna un factor de corrección producto del estado de arte a fin de que puedan coincidir con las proyecciones de máxima demanda mensual.

3.2.3 La generación Hidroeléctrica

Considerando que la representación del sistema es multiembalse, se consideró crear archivos planos a para generar una base de datos vinculante a fin de relacionar las cuencas, embalses pertenecientes, topología hídrica del sistema, así como las centrales integrantes y sus ecuaciones de balance hídrico.

A cada embalse se consideró especificar sus características técnicas como el volumen útil, afluentes, circuitos de descarga, central hidroeléctrica integrante.

Las centrales hidroeléctricas por su parte contaron con información necesaria para su inclusión en el modelo; potencia mínima, potencia máxima, rendimiento, embalse al que pertenece.



Para su representación estocástica de caudales, se utilizó información mensualizada de caudales medios históricos. Por la disponibilidad información existen cuencas con historia desde 1965, aquellos periodos con falta de datos se les considero una aproximación estimada valiéndose del un promedio de años anteriores.

3.2.4 La generación Termoeléctrica

De la misma manera que el caso anterior, en la representación de la generación termoeléctrica se consideró el uso de archivos planos que relacionen los combustibles utilizados (poder calorífico y el precio asociado) en cada central y su tipo de tecnología.

Los combustibles considerados son:

- Diésel
- Petróleo residual
- Gas Natural de Camisea
- Gas Natural de Aguaytía
- Gas Natural de Malacas
- Carbón

Para el cálculo de sus curvas de costos de producción se emplearán los datos publicados por el COES de acuerdo con sus ensayos de potencia efectiva.

$$f mc_i = a * P_i^2 + b * P_i + c$$

La función de costo de producción nace de la multiplicación del precio unitario de combustible por la curva de combustible utilizado.

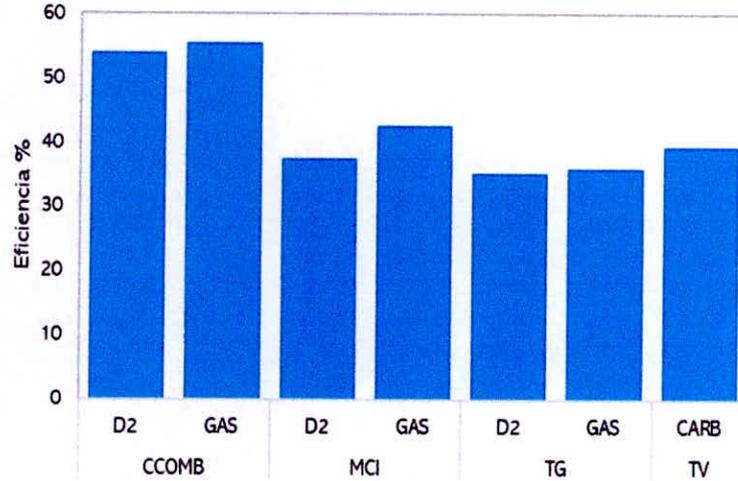
$$f(C)_i = Precio_{Combustible} * f mc_i$$

El costo variable fue hallado en su punto de potencia máxima entregada

$$CV_{g1} = \frac{F(C)_1}{x_1}$$

Haciendo un repaso por las eficiencias del parque termoeléctrico peruano, se tiene que las centrales con mayor eficiencia son las de ciclo combinado seguido de los MCI, las turbinas de vapor y posteriormente las turbinas de gas a ciclo abierto.

Fig. 3.5 Eficiencia promedio de las centrales termoelectricas en el sistema peruano.



3.2.5 La generación Intermitente

Para el modelamiento de la generación solar y eólica se parte de las siguientes premisas:

- Tienen un costo de operación igual a cero.
- No tienen ninguna forma de almacenar su energía primaria.
- Es necesario aprovechar todo el recurso disponible por ser inagotable.

Su comportamiento está regido por la aleatoriedad producto de las variaciones que sufren sus fuentes de viento o radiación según sea el caso, sin embargo, como se detallará en el siguiente capítulo, se puede observar que, en promedio, durante cada bloque horario y en cada mes, estas variaciones se encuentran acotadas en valores determinados. Por ello se consideró utilizar algunas correlaciones estadísticas que nos permitan identificar la franja de valores con mayor probabilidad de disposición de este recurso considerando cada bloque horario.

Promedio

$$x_{b,t} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{i,b,t}$$

Desviación estándar

$$\sigma_{b,T} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{b,t})^2}$$

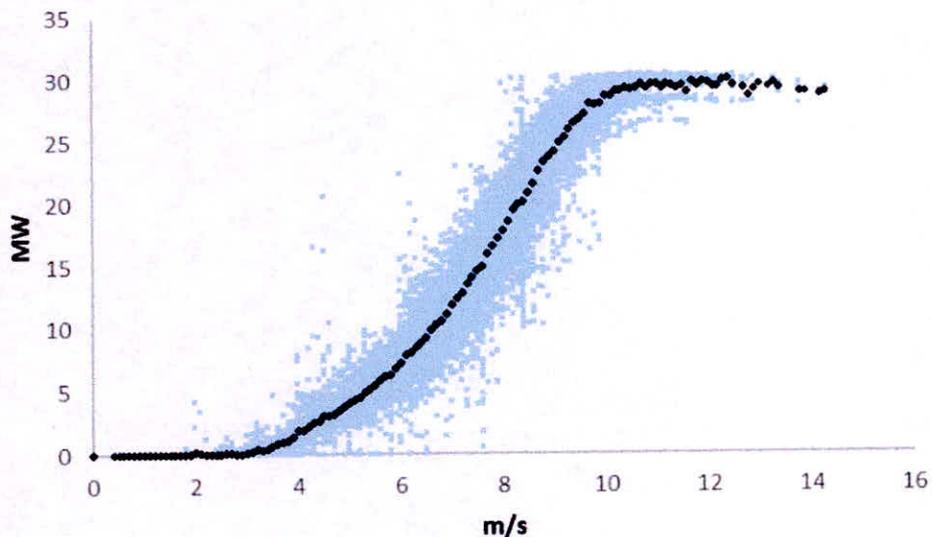
Así, en cada periodo los valores posibles de viento y radiación estarán delimitados por:

$$(x_{b,t} - \sigma_{b,T}) \leq P(x_i) \leq (\overline{x_{b,t}} + \sigma_{b,T})$$

También para modelar las curvas de potencia se han considerado establecer una correlación entre la fuente de energía primaria y la potencia en bornes de generación.

Sin embargo, por la gran variabilidad que representan los errores de medición de las fuentes primarias y los efectos de la turbulencia o temperatura en los paneles fotovoltaicos, se puede observar que fue necesaria una desratización de datos para lo cual se utilizó la siguiente expresión.

Fig. 3.6 Diagrama de dispersión de una central eólica (velocidad de viento y potencia inyectada)



- Para centrales eólicas:

$$P_{CE,i} = \alpha x_i^3 + x_i^2 + \gamma x_i + \delta$$

- Para centrales solares:

$$P_{CS,i} = x_i^2 + \gamma x_i + \delta$$

3.2.6 El Modelo de Optimización

Para la evaluación del sistema puramente hidrotérmico, se han tomado como referencia a la estructura de datos del Modelo PERSEO 2.0 adaptado a los escenarios y métodos propuestos en esta sección, el modelo para el presente trabajo de investigación es:

3.2.6.1 Función Objetivo

El modelo toma como referencia la minimización de los costos de producción, como se ha visto en las referencias teóricas, el tipo de generación termoeléctrica es el único al que se le asigna un costo operativo (costo variable combustible) por el precio asociado de sus recursos.

$$Min \sum_{t \in \pi^T} \sum_{d \in \pi^B} \sum_{k \in \pi^G} c_k * g_{k,t,d}$$

π^T = Grupo de etapas

π^B = Grupo de bloques

π^G = Grupo de generadores termoeléctricos

$g_{k,t,d}$ = Potencia de generador termoeléctrico k en una etapa t del bloque d

c_k = Costo variable asociado al generador k

3.2.6.2 Restricciones

El balance de la demanda está dado por la ecuación que iguala la generación inyectada por las centrales hidroeléctricas y termoeléctrica y la diferencia de la demanda menos el total de los valores aleatorios correspondientes a la generación intermitente.

$$\sum_{k \in \pi^G} g_{k,t,d} + \sum_{h \in \pi^H} k_h * q_{h,t,d} = d_{t,d} - P(x)_{t,d}$$

π^G = Grupo de generadores termoeléctricos

π^H = Grupo de generadores hidroeléctricos

$g_{k,t,d}$ = Potencia de generador termoeléctrico k en una etapa t del bloque d

$q_{h,t,d}$ = Caudal turbinado por el generador h en la etapa t del bloque d.

k_h = Ratio de potencia sobre caudal turbinado

$d_{t,d}$ = demanda en la etapa t del bloque d

$P(x)_{r,t,d}$ = Valor aleatorio del generador intermitente r en la etapa t del bloque d

La capacidad de los generadores termoeléctricos e hidroeléctricos estarán limitados a un valor máximo correspondientes a sus potencias efectivas y caudales máximos turbinables respectivamente.

$$0 \leq q_{h,t,d} \leq q_h^{max}$$

$$0 \leq g_{k,t,d} \leq g_k^{effect.}$$

$q_{h,t,d}$ = Caudal turbinado por el generador h en la etapa t del bloque d.

q_h^{max} = Caudal máximo turbinable del generador h.

$g_{k,t,d}$ = Potencia de generador termoeléctrico k en una etapa t del bloque d

g_k^{max} = Potencia efectiva del generador termoeléctrico k

Se fijan los límites de los embalses, considerando el volumen muerto como el límite mínimo y la capacidad total del embalse como el límite máximo.

$$V_u^{min} \leq V_{u,t} \leq V_u^{max}$$

V_u^{min} = Volumen muerto del embalse u

V_u^{max} = Capacidad total del embalse u

$V_{u,t}$ = Volumen del embalse u en la etapa t

De la misma manera se fijan los límites de los reservorios

$$0 \leq V_{m,t,d} \leq V_m^{max}$$

V_u^{max} = Capacidad total del reservorio m

$V_{m,t,d}$ = Volumen del reservorio m en la etapa t y bloque d

Balance de agua en los embalses

$$V_{u,t+1} = V_{u,t} + \left(\sum_{w \in \pi W_u} a_{w,t} * \frac{3600 * \mu_t}{10000} \right) + \left(\sum_{y \in \pi TR_u} q_{yx,t} \right)$$

Volúmenes meta de los embalses

$$V_{m,1} = V_m^{ini}$$

$$V_{m,T+1} = V_m^{fin}$$

Capacidad de las trayectorias entre embalses y reservorios

$$0 \leq q_{xy,t} \leq q_{xy}^{max} * \frac{3600 * \mu_t}{10000}$$

$$0 \leq q_{xy,t,d} \leq q_{xy}^{max} * \frac{36 * \tau_d}{10000}$$

Restricciones del lago Junín

$$V_{junin, junio} \geq 0.85 * V_{junin, mayo}$$

$$V_{junin, julio} \geq 0.70 * V_{junin, mayo}$$

$$V_{junin, agosto} \geq 0.55 * V_{junin, mayo}$$

$$V_{junin, setiembre} \geq 0.40 * V_{junin, mayo}$$

$$V_{junin, octubre} \geq 0.25 * V_{junin, mayo}$$

$$V_{junio, noviembre} \geq 0.1 * V_{junin, mayo}$$

$$V_{junin, diciembre} \geq 0.03 * V_{junin, mayo}$$

3.2.7 Tratamiento de resultados de la simulación

Una vez obtenidos los resultados del modelo de optimización dinámica, se procede a mostrar los siguientes datos.

- Para las centrales termoeléctricas, se toman los valores de potencia en cada bloque para introducirlas a las correlaciones de consumo de combustibles por cada central a fin de identificar la cantidad en cada bloque y etapa del recurso térmico utilizado.
- Se muestran los valores de caudales turbinados.
- Se muestra el costo operativo por cada mes proyectado.
- Se muestran los valores de costos marginales hallados.
- Se determinan los volúmenes de los embalses gestionados en cada mes.
- Se elaboran los factores de planta de cada central.
- Se hace un estimado de la eficiencia por cada tipo de tecnología.

Capítulo IV

Cálculos y discusión de resultados

4. Cálculos y discusión de resultados

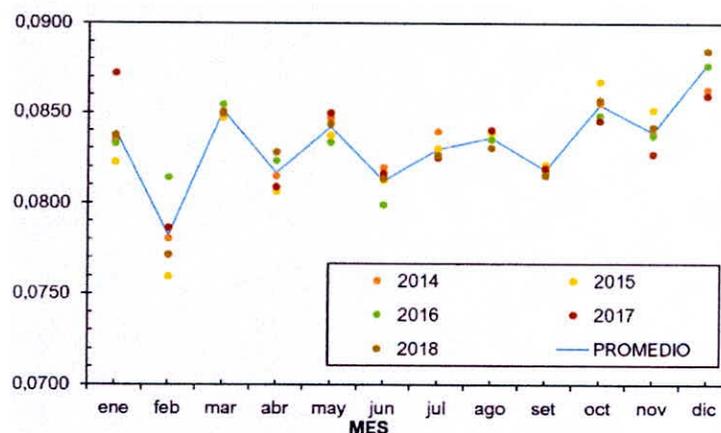
4.1 De la demanda

Se ha tomado como año de partida para el proceso de simulación el 2018 cuya demanda de energía en bornes de generación (es decir, sin considerar las pérdidas en el sistema de transmisión) es de 50 816,8 GWh. A partir de allí, de acuerdo con la actualización del plan de transmisión 2019-2028 emitida por el COES, se identifican los valores de crecimiento proyectado para los próximos 4 años.

Año	Proyección (%)
2019	6,3
2020	6,0
2021	6,8
2022	7,8

Para definir el comportamiento de los meses, se empleó el modelo de patrón de estacionalidad. Para ello se tomaron los registros de energía en bornes de generación mensual de los últimos 5 años del Sistema interconectado peruano y la proporción con su año respectivo. El registro mencionado se encuentra detallado en el Anexo 1

Fig. 4.1 Factores de proporción de la demanda mensual de energía de los años 2014 al 2018



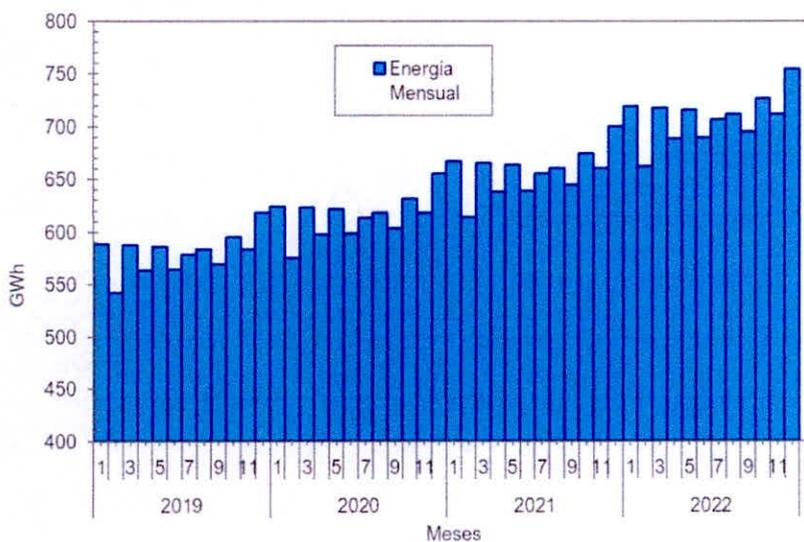
Se observa que el factor de proporción de cada mes tiene una tendencia similar por lo que la definición de los meses a ser simulados parte de un promedio entre sus factores. Se observa que la mayor desviación se encuentra en el mes de enero y febrero con un valor de 0,017 y 0,018 respectivamente.

El aumento de las desviaciones en este periodo, según la gráfica, es debido al comportamiento del año 2018 y 2017, ello se da los cambios en el crecimiento de la demanda anual por el consumo de los usuarios libres. En el 2017 el crecimiento fue de 1,67% frente al crecimiento medio de 7% que había tenido en los años anteriores. En el 2018 la demanda de electricidad tuvo una leve recuperación de 3,72%.

Sin embargo, pese a las desviaciones en el periodo mencionado, se observa que si es posible aceptar el promedio como una buena referencia para identificar el comportamiento que tendrían los meses en el periodo de análisis (2019 – 2022).

En el presente gráfico se muestra la evolución de energía (GWh) mensual que resulta de las proyecciones antes descritas.

Fig. 4.2 Proyección de la demanda mensual de energía para el periodo 2019 - 2022



Posteriormente, para modelar los días característicos por cada mes, se ha considerado dividir un día en 8 bloques de tres horas cada uno puesto que, como se detalla en el capítulo 3, se puede identificar mejor el comportamiento de la demanda. Se utilizan los registros del 2018 como año de referencia para modelar dicho comportamiento, para tal caso se observa que la máxima demanda se encuentra en el bloque 7, a excepción de los meses de enero y febrero cuya máxima demanda se encuentra en el bloque 4.

Para modelar el comportamiento de un día típico de cada mes se utilizaron los promedios de los registros comprendidos en los bloques 1;3;5;6 y 8, mientras que para el bloque 2 se identificaron los mínimos valores diarios comprendidos en ese rango (03:00 hr – 06:00 hr) y finalmente se promediaron los máximos registros correspondientes a los bloques 4 y 7.

A continuación, se detallan los resultados del proceso descrito.

Tabla. 4.1 Factores de proporción para los bloques horarios de cada mes.

Mes	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
Bloq_1	0,1124	0,1113	0,1110	0,1112	0,1119	0,1123	0,1120	0,1117	0,1120	0,1128	0,1124	0,1143
Bloq_2	0,0922	0,0975	0,0992	0,0996	0,0970	0,0984	0,0972	0,1003	0,0996	0,0995	0,1007	0,0928
Bloq_3	0,1161	0,1155	0,1162	0,1179	0,1195	0,1202	0,1197	0,1188	0,1196	0,1189	0,1184	0,1171
Bloq_4	0,1437	0,1429	0,1427	0,1407	0,1401	0,1394	0,1404	0,1391	0,1405	0,1389	0,1389	0,1425
Bloq_5	0,1326	0,1328	0,1308	0,1301	0,1294	0,1285	0,1292	0,1288	0,1287	0,1293	0,1298	0,1307
Bloq_6	0,1316	0,1317	0,1301	0,1302	0,1305	0,1299	0,1302	0,1293	0,1293	0,1297	0,1297	0,1300
Bloq_7	0,1414	0,1399	0,1421	0,1425	0,1426	0,1425	0,1420	0,1428	0,1415	0,1419	0,1415	0,1422
Bloq_8	0,1298	0,1284	0,1279	0,1279	0,1289	0,1287	0,1292	0,1292	0,1288	0,1290	0,1287	0,1305

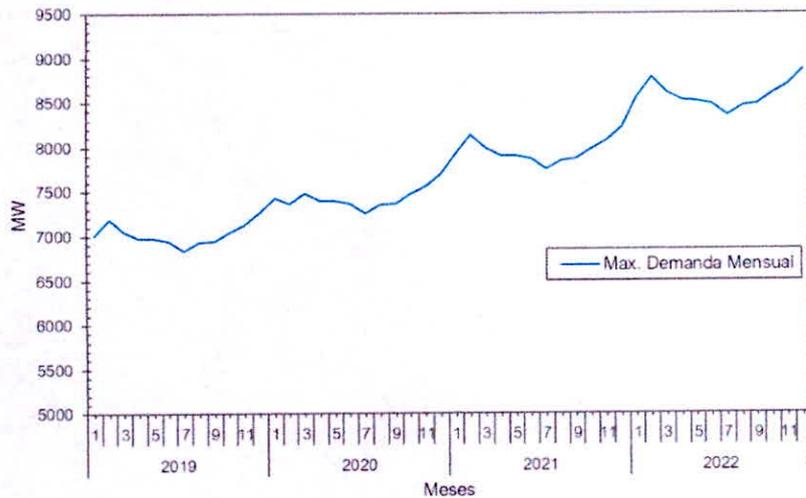
Considerando que cada día típico debe representar el comportamiento de todo un mes, a cada bloque se le asignaron un número de horas de duración de tal manera que puedan facilitarse las conversiones de energía a potencia. Se hace hincapié que la duración de los bloques del mes de febrero 2020 es de 87 horas por ser un año bisiesto.

Tabla. 4.2 Duración mensual de cada bloque.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8
ene	93	93	93	93	93	93	93	93
feb	84	84	84	84	84	84	84	84
mar	93	93	93	93	93	93	93	93
abr	90	90	90	90	90	90	90	90
may	93	93	93	93	93	93	93	93
jun	90	90	90	90	90	90	90	90
jul	93	93	93	93	93	93	93	93
ago	93	93	93	93	93	93	93	93
set	90	90	90	90	90	90	90	90
oct	93	93	93	93	93	93	93	93
nov	90	90	90	90	90	90	90	90
dic	93	93	93	93	93	93	93	93

Haciendo la conversión de energía a potencia con las horas de duración de cada bloque, es posible estimar las demandas representativas de potencia para cada intervalo de 3 horas y con ello las máximas demandas mensuales, como resultado de ello, se presenta la evolución de las máximas demandas mensuales simuladas para los años 2019 al 2022.

Fig. 4.3 *Proyección* de las máximas demandas mensuales de potencia para el periodo 2019 - 2022



De manera similar es posible identificar el diagrama de duración horaria de la demanda, la misma que se presentan en los siguientes gráficos.

Fig. 4.4 Simulación del diagrama de duración horaria de la demanda del año 2019



Fig. 4.5 Simulación del diagrama de duración horaria de la demanda del año 2020

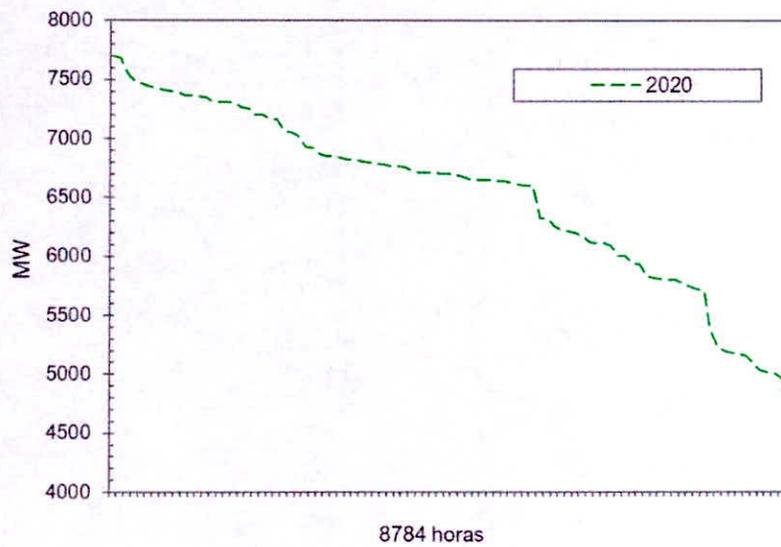


Fig. 4.6 Simulación del diagrama de duración horaria de la demanda del año 2021

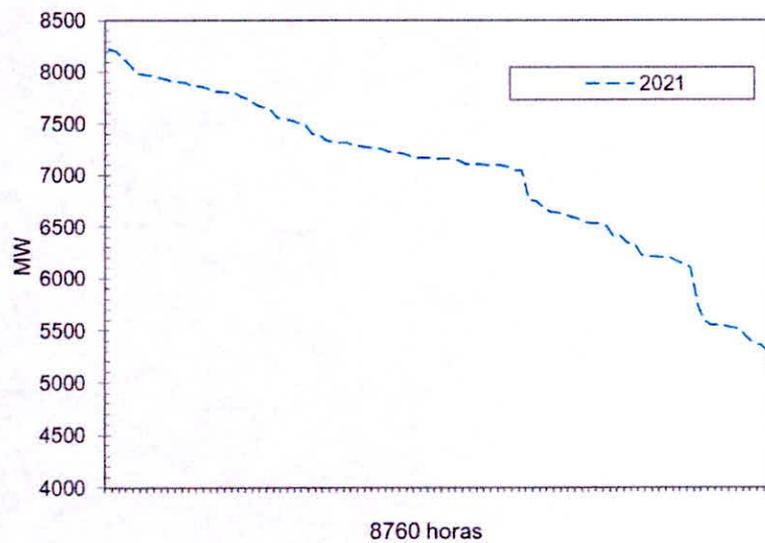
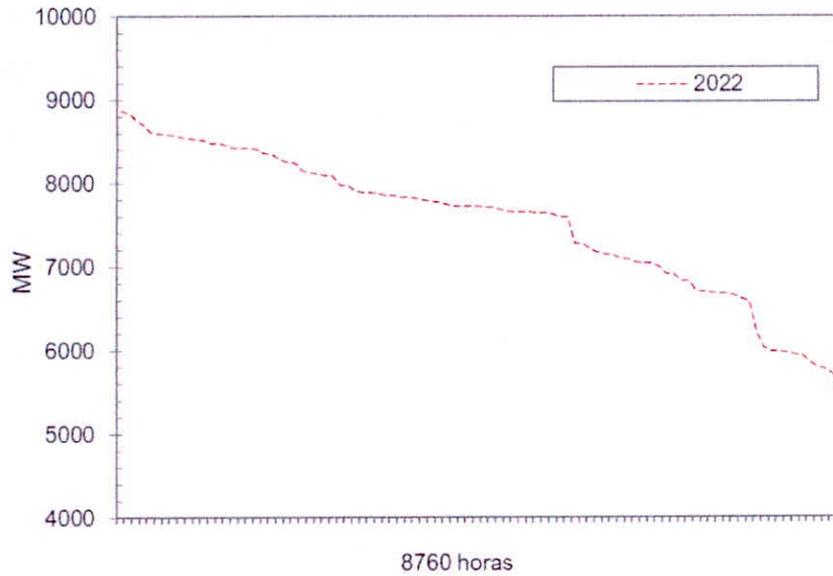


Fig. 4.7 Simulación del diagrama de duración horaria de la demanda del año 2022



4.2 De la generación intermitente

Para modelar la generación de las centrales eólicas y solares es necesario establecer una relación entre las velocidades de viento (para centrales eólicas) y radiación solar (para centrales solares) con la potencia de generación. En el parque generador del sistema peruano se están considerando a las siguientes centrales:

Central eólica	Central Solar
C.E. Wayra	C.S. Rubí
C.E. Cupisnique	C.S. Intipampa
C.E. Talara	C.S. Majes
C.E. Marcona	C.S. Repartición
C.E. Tres Hermanas	C.S. Moquegua
	C.S. Panamericana
	C.S. Tacna

Las centrales solares tienen un comportamiento definido predominantemente por la velocidad de viento, como se observó en el capítulo 2, la curva de potencia de este tipo de generación tiene una forma polinómica de grado 3 debido a la expresión:

$$P_{CE} = 0.5 * \rho * \pi * r^2 * C_p$$

P_{CE} = potencia en kilovatios (kW)

ρ = densidad del agua en kg/m³

g = aceleración de la gravedad (m/s²)

η_t = rendimiento de la turbina hidráulica

η_g = rendimiento del generador eléctrico

Q = caudal turbinable en m³/s

H = desnivel disponible en la presa entre aguas arriba y aguas abajo, en metros

Durante la definición de las curvas de potencia se puede evidenciar la necesidad de emplear el estado de arte a fin de efectuar una limpieza de datos, debido a la elevada divergencia de sus datos para la formación de la curva, en el anexo 2 se presentan la media de los datos relacionados a cada intervalo de potencia a fin de rescatar su expresión polinomial.

A continuación, se presentan los resultados de los parámetros de su función MW y m/s los mismos que tienen la forma:

$$P: \alpha x^3 + \beta x^2 + \gamma x + \delta$$

Donde:

P: Potencia de generación (MW)

x: velocidad de viento (m/s)

Tabla. 4.3 parámetros de la curva de potencia de las centrales eólicas

Central Eólica	Pmin (MW)	Pmax (MW)	α	β	γ	δ
C.E. Wayra	5,3289	129,2464	-0,2895	7,1103	-37,6950	62,6950
C.E. Cupisnique	1,4078	81,2788	-0,2815	6,3379	-33,0930	51,7220
C.E. Talara	1,4882	30,1748	-0,1242	2,8062	-15,5680	26,9640
C.E. Marcona	1,3770	28,6772	-0,0809	1,9804	-11,4910	20,8850
C.E. Tres Hermanas	1,8278	91,4978	-0,1740	4,2772	-21,7150	33,2240

De forma similar se procedió con la generación solar, las curvas de potencia están dadas en la radiación solar (W/m²) y Potencia de generación (MW), en la teoría mostrada no se establece un comportamiento que relacione directamente estas dos variables, sin embargo durante el proceso, se puede observar un un comportamiento de la forma:

$$P: \alpha x^2 + \beta x + \gamma$$

Donde:

P: Potencia de generación (MW)

x: Radiación solar (W/m²)

Tabla. 4.4 parámetros de la curva de potencia de las centrales solares

Central Solar	Pmin (MW)	Pmax (MW)	α	β	γ
C.S. Rubí	0	144,48	-0,000080	0,212800	0,000000
C.S. Intipampa	0	44,54	-0,000005	0,038200	0,000000
C.S. Majes	0	20	-0,000010	0,028700	0,000000
C.S. Repartición	0	20	-0,000010	0,025900	0,000000
C.S. Moquegua	0	20	-0,000020	0,038500	0,000000
C.S. Panamericana	0	20	-0,000005	0,020500	0,000000
C.S. Tacna	0	20	-0,000005	0,020500	0,000000

Una característica relevante en la generación eólica y solar es su enorme variabilidad, en su generación, como se puede observar en los cálculos anteriores, esto depende fundamentalmente de la intermitencia de sus fuentes primarias. El primer desafío entonces resulta ser el modelar este comportamiento.

Para tal fin se ha tomado como referencia los registros cada 30 minutos de velocidades de viento y radiación solar durante el año 2018 y parte del 2019 publicadas por el COES en sus reportes de operación y estudiar su incidencia en cada etapa del año, producto de ello se observó que pese a su variabilidad existen franjas de mayor incidencia en sus registros. Por tanto, si bien no es posible determinar definitivamente el valor de velocidad de viento o radiación solar según sea el caso, si es posible delimitar valores con mayor probabilidad. Por lo que se decide utilizar la forma:

$$(\bar{x}_{b,t} - \sigma_{b,T}) \leq P(x_i) \leq (\bar{x}_{b,t} + \sigma_{b,T})$$

Donde

$P(x_i)$: un valor aleatorio de la fuente primaria del recurso, delimitado por

$\bar{x}_{b,t} - \sigma_{b,T}$ y $(\bar{x}_{b,t} + \sigma_{b,T})$:el promedio de sus registros de acuerdo con su bloque horario y sus desviaciones estándar.

Considerando al promedio como:

$$x_{b,t} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{i,b,t}$$

Y la desviación estándar como:

$$\sigma_{b,T} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{b,t})^2}$$

Como resultado se obtienen franjas de mayor probabilidad de incidencia de las fuentes primarias, los resultados del cálculo se grafican en el anexo 2.

Lo que sigue es lanzar valores aleatorios dentro de la franja definida a fin de simular valores de velocidad de viento y radiación solar, necesarios para identificar posibles escenarios de generación de energía eléctrica.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación aleatoria:

Fig. 4.8 Simulación aleatoria de la velocidad de viento de C.E. Wayra

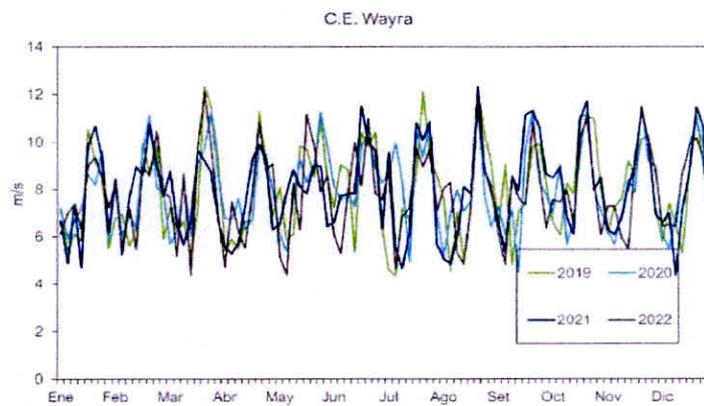


Fig. 4.9 Simulación aleatoria de la velocidad de viento de C.E. Cupisnique

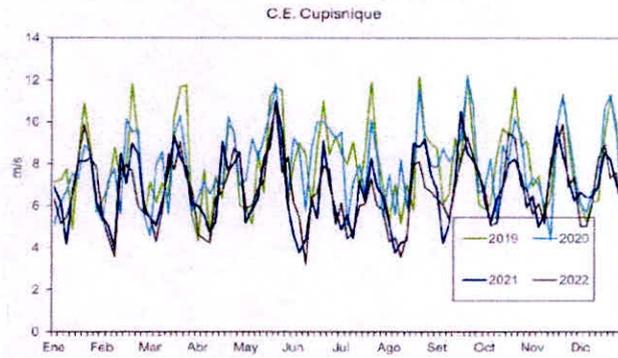


Fig. 4.10 Simulación aleatoria de la velocidad de viento de C.E. Talara

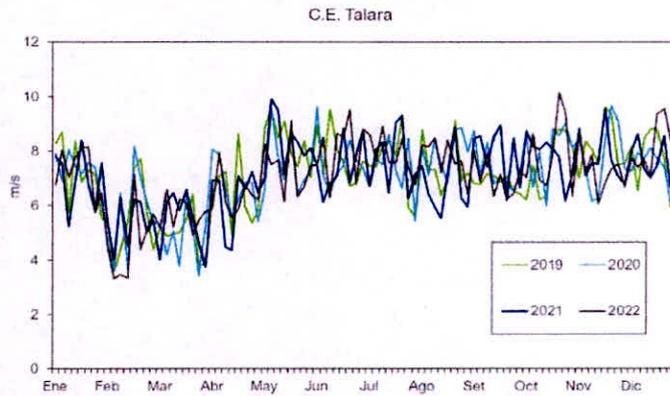


Fig. 4.11 Simulación aleatoria de la velocidad de viento de C.E. Marcona

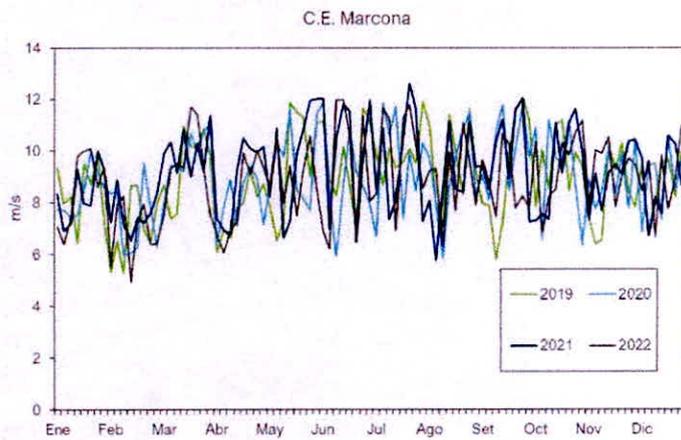


Fig. 4.12 Simulación aleatoria de la velocidad de viento de C.E. Tres Hermanas

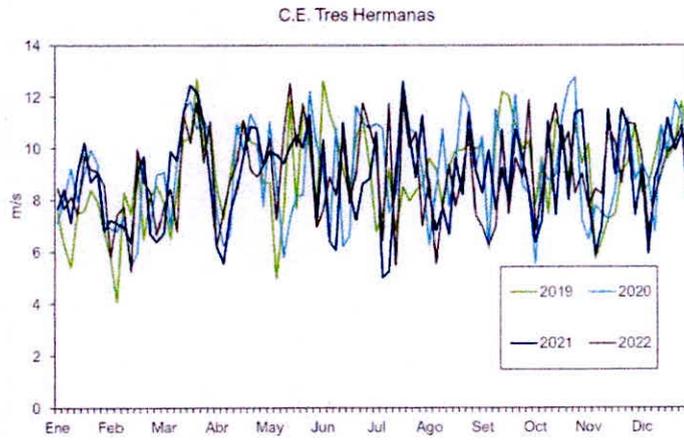


Fig. 4.13 Simulación aleatoria de la radiación de C.S. Rubí

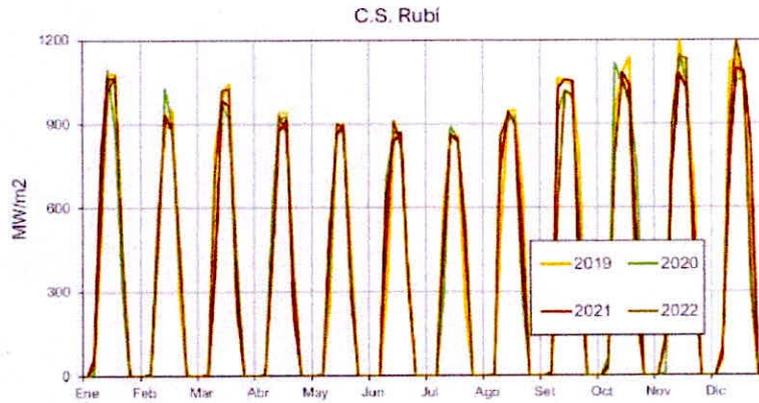


Fig. 4.14 Simulación aleatoria de la radiación de C.S. Intipampa

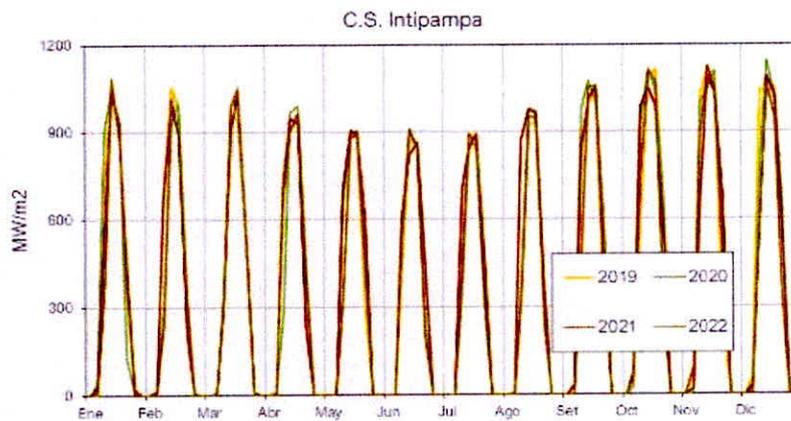


Fig. 4.15 Simulación aleatoria de la radiación de C.S. Majes

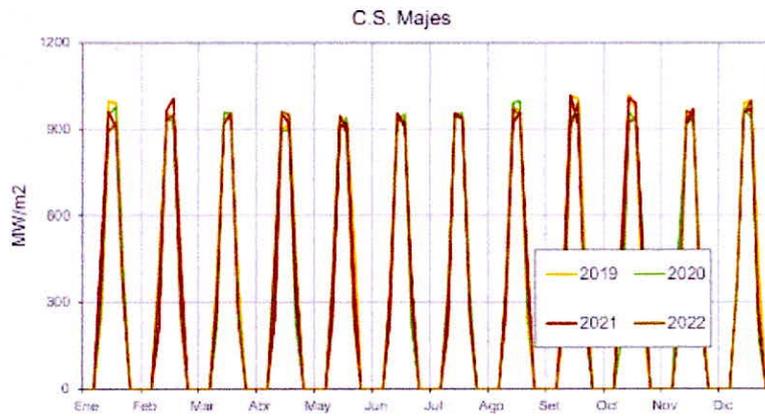


Fig. 4.16 Simulación aleatoria de la radiación de C.S. Repartición

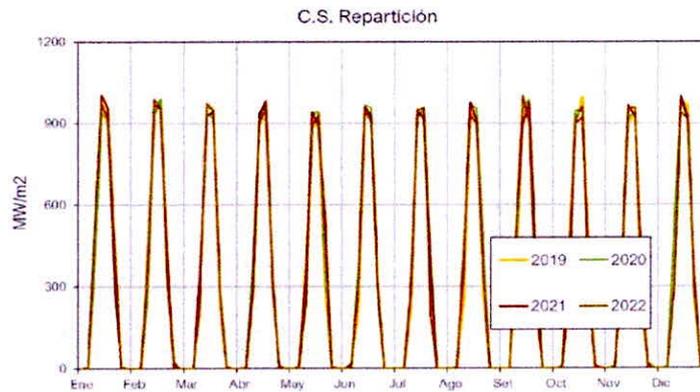


Fig. 4.17 Simulación aleatoria de la radiación de C.S. Moquegua

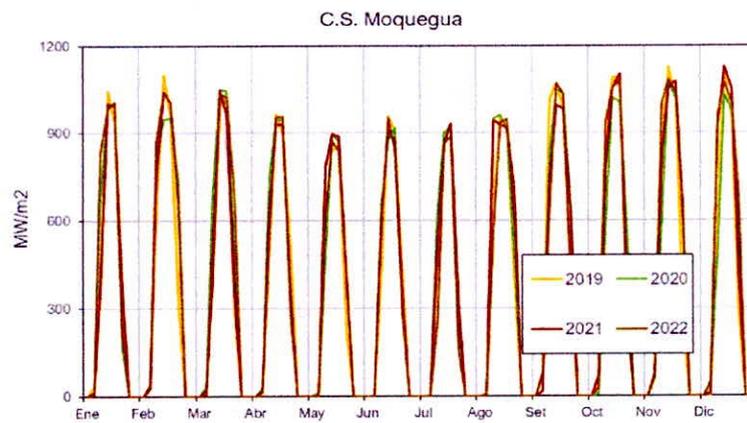


Fig. 4.18 Simulación aleatoria de la radiación de C.S. Panamericana

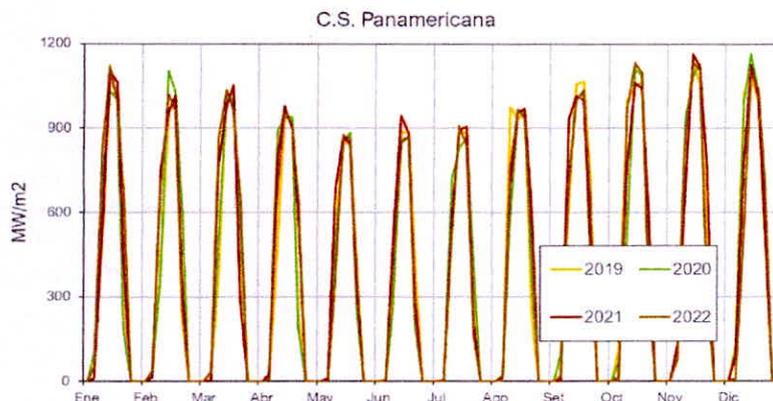
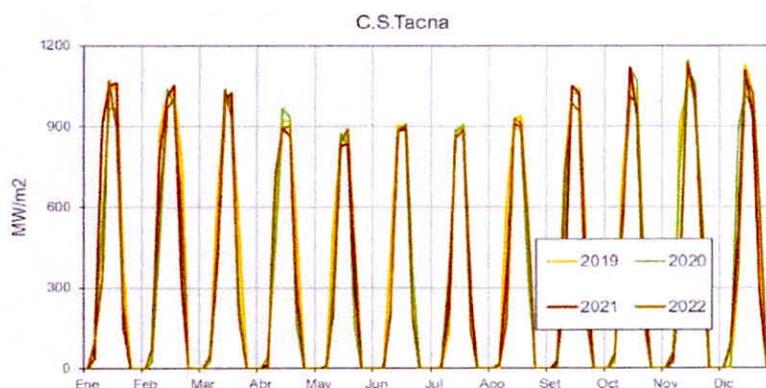


Fig. 4.19 Simulación aleatoria de la radiación de C.S. Tacna



Los valores hallados servirán para calcular la energía generada por estas dos tecnologías (solar y eólica), dichos resultados se mostrarán más adelante.

4.3 De las centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas tienen principalmente dos características, la eficiencia de acuerdo con su configuración o tipo de tecnología y el costo asociado a su operación y mantenimiento que van directamente relacionados a su producción.

Los precios de los combustibles a ser utilizados en la simulación, fueron obtenidos de los reportes operativos publicados por el COES, dentro de los cuales se pueden distinguir 6 tipos de combustibles: Gas Natural de Camisea, Gas Natural de Aguaytía, Gas Natural de Malacas, Diesel, Petróleo Residual y Carbón.

Para el caso del Gas Natural, se consideró utilizar el precio efectivamente pagado puesto que, por la normativa vigente, los precios de suministro de Gas de Camisea son declarativos y pueden tener un precio igual a cero, para el caso del Gas Natural de Malacas se utilizó el precio mayor declarado y para el caso del Gas Natural de Aguaytía, al no encontrar un referencia directa, se asumió un costo de 3,00 USD/gln que está dentro de la franja de precios de los combustibles gaseosos antes indicados.

En la siguiente tabla, se muestra la relación de centrales con los combustibles asociados y sus características energéticas (PCI) y económicas (precio unitario)

Tabla. 4.5 Relación de centrales y combustibles asociados a ser empleados

CENTRAL	Descripción	Unidad de medida (U)	PRECIO (USD / U)	PCI (MJ / U)
CT-CHILINA	Diesel	gln	2,776	135,326
CT-MOLLENDO	Diesel	gln	2,809	135,889
CT-SANTA ROSA	Diesel	gln	2,512	134,535
CT-NEPI	Diesel	gln	2,596	135,928
CT-RF ILO	Diesel	gln	2,671	135,652
CT-RF PTO				
MALDONADO	Diesel	gln	3,165	133,623
CT-RF PUCALLPA	Diesel	gln	2,437	133,835
CT-RECKA	Diesel	gln	2,487	135,018
CT-RF ETEN	Diesel	gln	2,801	134,491
CT-PTO BRAVO	Diesel	gln	2,495	135,329
CT-SAN NICOLAS	Diesel	gln	2,874	137,401
CT-TUMBES	Residual	gln	1,328	148,596
CT-SAN NICOLAS	Residual	gln	2,063	152,939
CT-ILO 2	Carbón	Kg	0,121	25,635
CT-PISCO	G.N. Camisea	m3	0,091	36,048
CT-INDEPENDENCIA	G.N. Camisea	m3	0,093	35,955
CT-SANTA ROSA	G.N. Camisea	m3	0,102	35,935
CT-SANTA ROSA 2	G.N. Camisea	m3	0,102	35,935
CT-VENTANILLA	G.N. Camisea	m3	0,102	35,935
CT-CHILCA 1	G.N. Camisea	m3	0,103	35,992
CT-CHILCA 2	G.N. Camisea	m3	0,103	35,992
CT-FENIX	G.N. Camisea	m3	0,106	35,964
CT-FLORES	G.N. Camisea	m3	0,105	36,011
CT-KALLPA	G.N. Camisea	m3	0,103	36,011
CT-OLLEROS	G.N. Camisea	m3	0,106	36,037
CT-MALACAS 1	G.N. Malacas	m3	0,113	35,512
CT-MALACAS 2	G.N. Malacas	m3	0,113	35,512
CT-TALARA	G.N. Malacas	m3	0,113	35,512
	G.N.			
CT-AGUAYTIA	Aguaytía	m3	0,093	32,639

La capacidad del parque generador termoeléctrico a ser considerado es de 6 802,77 MW, dividido en 4 tecnologías, de acuerdo con su configuración más importante: Ciclos combinados, turbinas de gas a ciclo abierto, turbinas de vapor y motores de combustión interna.

Tabla. 4.6 Capacidad (MW) del parque termoelectrico por cada tipo de tecnología.

TECNOLOGÍA	POTENCIA EFECTIVA (MW)
CCOMB	3100,93
MCI	135,19
TG	3364,04
TV	202,61

Se ha considerados emplear como unidad de generación al modo de operación con mayor potencia efectiva de cada central a fin de identificar mejor el comportamiento de sus recursos energéticos por su tecnología, en todas son 44 modos de operación. Se identificó el consumo de combustible de las unidades señaladas en la tabla anterior, las mismas que son extraídas de los informes de potencia efectiva y rendimientos. Estos datos sirven para identificar una relación del consumo de combustible en función a su potencia, que está dada por la forma:

$$C_{comb} = ax^2 + bx + c$$

Donde:

C_{comb} : Consumo de combustibles en las unidades señaladas en la tabla 4.5

x = Potencia a diferentes cargas

Tabla. 4.7 Coeficientes de la función de consumo de combustible

GRUPO - MODO OPERACION	Pot. Efectiva	a	b	c
PISCO-TG1-GA	35,35905	1,2331	211,54	3454,4
PISCO-TG2-GA	34,9103	1,2241	217,65	2960,8
MOLLEND0123-DB	24,47227	0,4966	39,473	357,5
CHILINA-TG-DB	11,75625	-0,7479	93,173	404,65
CHILINA-SULZER-DB	10,35104	-1,45	79,604	-6,4008
INDEPENDENCIA-GC	23,03524	-5,5208	423,17	-1410,7
TUMBES-RS	17,55387	0,5839	34,067	161,38
STAROSA-UTI5-GC	51,2239	0,2703	217,73	5227,6
STAROSA-UTI6-DB	47,78749	0,1308	48,78	1459,8
STAROSA-TG7-GC	109,45165	0,2495	183,6	8862,1
STAROSA2-TG8-GC	187,21854	0,0891	189,78	12396
VENTANILLA-TG3-TG4-TV-GC	440,02863	0,1095	68,628	26129
MALACAS1-TG6-GM	51,28047	0,3859	163,6	3976,2
MALACAS2-TG4-GM	105,94685	0,1183	216,11	7097,7
RFTALARA-TG5-GM	127,7847	-0,016	207,78	13131
RFILO2-TG1-DB	167,13099	-0,0486	64,52	2923,6

RFILO2-TG2-DB	165,64658	-0,0606	68,391	2524,3
RFILO2-TG3-DB	166,3457	-0,0755	71,726	2317,9
CTNEPI-TG41-DB	207,19149	0,1708	-12,362	9826
CTNEPI-TG42-DB	204,64467	0,1708	-12,362	9826
CTNEPI-TG43-DB	205,01533	0,4441	-104,75	17607
CHILCA2-TG1-TV-GC	111,78949	1,7652	-205,4	22423
CHILCA1-TG1-TG2-TG3-TV-GC	815,1838	0,0397	105,34	33311
ILO2-TV1- CB	140,34475	-0,709	491,11	-4561,1
FENIX-TG1-TG2-TV-GC	567,19227	0,0893	66,212	29068
RF-PTOMALDONADO-DB	18,41048	-0,1961	42,51	770,02
RF-PUCALLPA-DB	40,1384	0,8524	-27,979	3103,3
LFLORES-TG1-GC	195,42783	0,1294	166,4	14992
KALLPA-TG1-TG2-TG3-TV-GC	863,41726	0,0039	152,55	18122
RECKA-TG1-DB	177,44924	0,011	53,258	3531,5
RF-ETEN-TG1-DB	219,65344	0,0148	55,845	3255,2
RF-ETEN-TG2-DB	8,49042	2,9206	16,139	168,82
PTOBRVOTG1-DB	176,3488	0,1591	13,509	5386,8
PTOBRVOTG2-DB	177,42837	0,1131	25,265	4646,1
PTOBRVOTG3-DB	176,25175	0,1731	10,874	5460,3
PTOBRVOTG4-DB	178,2439	0,123	22,463	4819,7
NICOLAS-CUMMINS-DB	1,22934	-8,3115	69,936	5,9844
NICOLAS-TV1-RS	17,7924	1,3739	34,27	603,95
NICOLAS-TV2-RS	19,32323	-2,581	156,27	-371,59
NICOLAS-TV3-RS	25,14513	-2,9067	185,52	-661,97
OLLEROS-TG1-TV-GC	303,31721	-0,2148	275,49	-8391,3
AGUAYTIA-TG1-GA	90,05102	0,1628	121,88	17113
AGUAYTIA-TG1-GA	85,99638	2,945	-171,46	21418

Con esta información, es posible hallar una función de costo variable combustible:

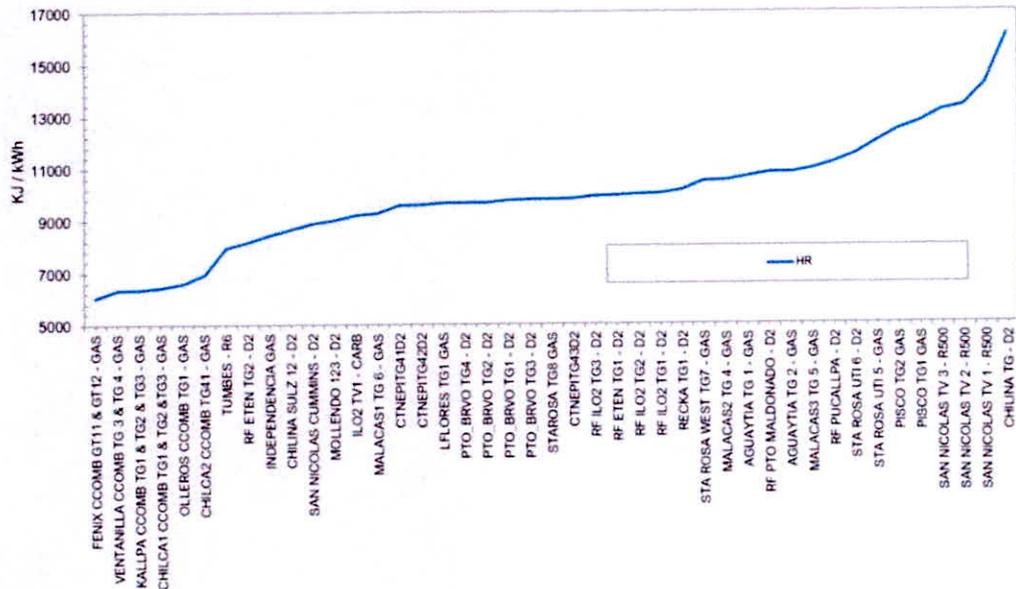
$$CVC = \frac{\text{PrecioComb} * (ax^2 + bx + c)}{x}$$

Y tasa de calor a diferentes cargas:

$$HR = \frac{PCI_{Comb} * (ax^2 + bx + c)}{x}$$

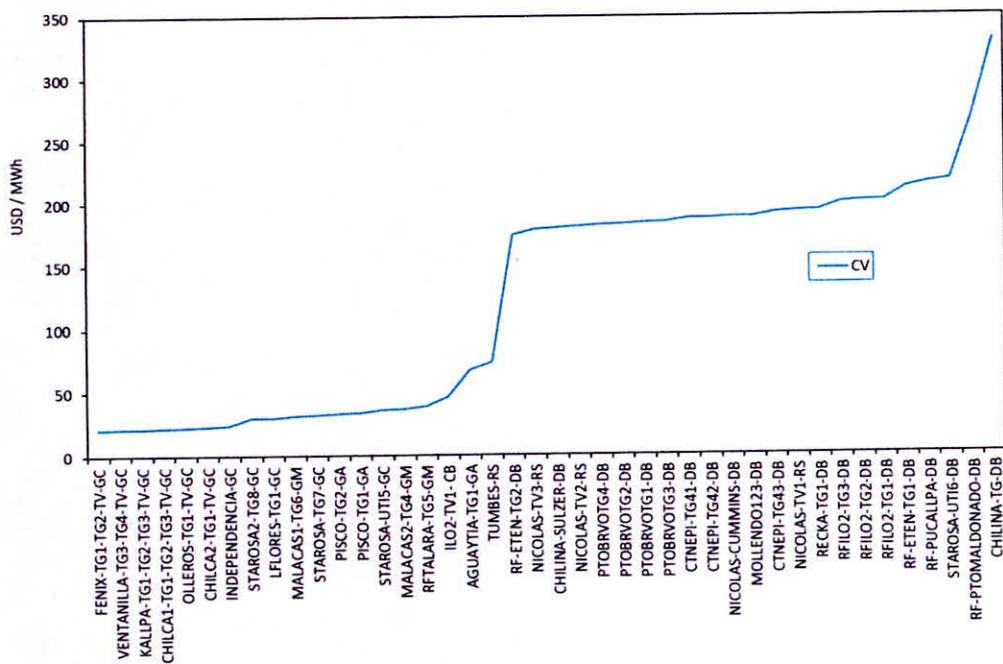
Efectuando esta última correlación se identifican las tasas de calor para cada modo de operación (una relación entre la eficiencia de su configuración tecnológica y el poder calorífico de sus combustibles)

Fig. 4.20 HR por modo de operación a condiciones de potencia efectiva



Como resultado de la conjugación de estos procesos se pueden establecer la relación de costos variables (combustibles y no combustibles) por cada modo de operación a carga plena y cargas parciales. Se tomaron los valores de costo variable no combustible (CVNC), como datos directos, extraídos de los reportes de operación del COES.

Fig. 4.21 Costo variable de cada modo de operación a condiciones de potencia efectiva.



De este último gráfico se puede apreciar la diferencia pronunciada entre los costos unitarios para cada modo de operación influidos directamente por la tasa de calor y el costo de su combustible asociado, este ordenamiento de costos es importante para dar una primera mirada a las centrales que, para abastecer la demanda, deben de operar con mayor prioridad a fin de mantener un precio mas bajo del costo total de operación del sistema.

4.4 De las centrales hidroeléctricas

Las consideraciones que se tienen para las centrales hidroeléctricas son la capacidad de sus potencias efectivas y el rendimiento en MW/m³/s, en el presente proceso no se está considerando la altura neta, puesto que el rendimiento ya ha sido establecido en las pruebas efectuadas para cada central.

En el sistema peruano se identifican tres tipos de tecnología de acuerdo con sus turbinas: Pelton, Kaplan y Francis cuyas potencias efectivas suman 4 963,17 MW.

Tabla. 4.8 Capacidad de las centrales Hidroeléctricas según su tipo de tecnología.

TECNOLOGÍA	POTENCIA EFECTIVA (MW)
FRANCIS	1709,36
KAPLAN	26,89
PELTON	3226,92

Tabla. 4.9 Parámetros de las centrales Hidroeléctricas a ser consideradas

CENTRAL	TECNOLOGÍA	# UNIDADES	RENDIMIENTO (MW/m ³ -s)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
C.H. CARHUAC	FRANCIS	2	1,435	20,367
C.H. PLATANAL	PELTON	2	2,238	223,125
C.H. MARAÑON	FRANCIS	1	0,754	19,920
C.H. CHIMAY	FRANCIS	2	1,689	152,342
C.H. YANANGO	FRANCIS	1	2,152	43,114
C.H. CHARCANI I	FRANCIS	2	0,160	1,729
C.H. CHARCANI II	FRANCIS	3	0,126	0,600
C.H. CHARCANI III	FRANCIS	2	0,458	4,580
C.H. CHARCANI IV	FRANCIS	3	1,022	15,368
C.H. CHARCANI V	PELTON	3	5,596	146,574
C.H. CHARCANI VI	FRANCIS	1	0,595	8,913
C.H. MACHUPICCHU	PELTON	4	3,024	168,824
C.H. ARICOTA I	PELTON	2	4,864	22,093
C.H. ARICOTA II	PELTON	1	2,669	12,230
C.H. PURMACANA	FRANCIS	1	0,873	1,714

C.H. YANAPAMPA	FRANCIS	3	0,220	3,916
C.H. ZAÑA	FRANCIS	1	2,140	13,200
C.H. MANTARO	PELTON	7	6,403	678,719
C.H. RESTITUCION	PELTON	3	2,087	219,436
C.H. CANCHAYLLO	FRANCIS	2	0,745	5,189
C.H. RUNATULLO II	PELTON	2	3,500	20,000
C.H. RUNATULLO III	PELTON	2	3,730	20,220
C.H. CHAGLLA	FRANCIS	2	3,170	470,348
P.C.H. CHAGLLA	FRANCIS	1	1,736	6,390
C.H. HUANZA	PELTON	2	6,024	98,316
C.H. POTRERO	FRANCIS	2	1,098	20,202
C.H. LAS PIZARRAS	FRANCIS	2	0,836	19,200
C.H. HER 1	KAPLAN	2	0,037	0,669
C.H. HUAMPANI	FRANCIS	2	1,456	30,850
C.H. HUINCO	PELTON	4	10,228	277,900
C.H. MATUCANA	PELTON	2	8,650	137,023
C.H. MOYOPAMPA	PELTON	3	3,580	69,147
C.H. QUITARACSA	PELTON	2	7,546	117,780
C.H. YUNCAN	PELTON	3	4,623	136,690
C.H. ANGEL I	PELTON	1	2,402	20,160
C.H. ANGEL II	PELTON	1	2,393	20,160
C.H. ANGEL III	PELTON	1	2,403	20,160
C.H. LA JOYA	FRANCIS	2	1,015	7,745
C.H. NUEVA IMPERIAL	FRANCIS	1	0,533	3,973
C.H. HUANCHOR	FRANCIS	2	1,809	19,768
C.H. HUASAHUASI I	FRANCIS	2	1,518	9,850
C.H. HUASAHUASI II	FRANCIS	2	1,563	10,222
C.H. SANTA CRUZ I	FRANCIS	2	1,016	6,636
C.H. SANTA CRUZ II	FRANCIS	2	1,037	6,524
C.H. YARUCAYA	FRANCIS	1	1,504	15,037
C.H. SANTA TERESA	FRANCIS	2	1,693	89,849
C.H. CERRO DEL ÁGUILA	FRANCIS	3	2,393	557,656
M.C.H. CERRO DEL ÁGUILA	FRANCIS	1	0,543	10,427
C.H. RONCADOR	FRANCIS	1	0,420	3,640
C.H. CAÑA BRAVA	KAPLAN	1	0,292	5,670
C.H. CAÑON DEL PATO	PELTON	6	3,513	265,562
C.H. CARHUAQUERO	PELTON	3	4,488	94,532
C.H. CARHUAQUERO IV	PELTON	1	3,903	9,983
C.H. SAN GABAN II	PELTON	2	5,821	115,727
C.H. RONOVANDES H1	PELTON	1	2,657	19,605
C.H. POECHOS II	KAPLAN	2	0,350	15,600
C.H. CAHUA	FRANCIS	2	1,867	45,382
C.H. CHEVES	PELTON	2	5,282	176,345
C.H. GALLITO CIEGO	FRANCIS	2	0,858	35,280
C.H. HUAYLLACHO	PELTON	1	1,312	0,213

C.H. MALPASO	FRANCIS	4	0,603	48,451
C.H. MISAPUQUIO	PELTON	2	1,795	3,870
C.H. OROYA	PELTON	3	1,385	9,090
C.H. PACHACHACA	PELTON	3	1,475	9,743
C.H. PARIAC	KAPLAN	6	0,417	4,951
C.H. SAN ANTONIO	FRANCIS	1	0,233	0,555
C.H. SAN IGNACIO	FRANCIS	1	0,169	0,426
C.H. YAUPI	PELTON	5	3,913	113,686

La otra consideración para el modelamiento de las centrales hidroeléctricas es la agrupación de las mismas en cada cuenca hidrológica y su conexión con los embalses, los mismos que están delimitados por sus valores máximos y mínimos.

Se ha tomado como referencia de los circuitos hidráulicos, los presentados en el caso de fijación tarifaria (FITA 2017) de OSINERGMIN. Los parámetros técnicos de los embalses, reservorios y conexiones hidráulicas se muestran en el anexo 4 del presente informe.

Tabla. 4.10 Relación de cuencas y embalses (rescatado del caso FITA 2017 -OSINERGMIN)

CUENCA	EMBALSE	CUENCA	EMBALSE
Río Aricota	Laguna Aricota	Río Mantaro	Pomacocha
	Reservorio Aricota		Reservorio CAguila
Río Cailloma	Embalse Huarahuarco		Tablachaca
	Embalse Pariguana		Taza Nueva
	Embalse Vilafro		Taza Vieja
Río Canete	Embalse Paucarcocha		Toma Runicchaca
	Reservorio Capillucas	Río Misapuquio	Embalse Huisca-Arcata
Río Chancay	Cirato		Reservorio Misapuquio
Río Chili	EMB. AGUADA BLANCA	Río Pativilca	Reservorio Cahua
	EMB. EL FRAYLE		Viconga
	EMB. EL PANNE	Río Paucartambo	Embalse Pacchapata
	EMB. PILLONES		Embalse Victoria
	Embalse Bampunate		Lago Altos Machay
	Embalse Chalhuanca		Lago Huangush Alta
	Reservorio Campanario		Lago Huangush Bajo
	Reservorio Puente Cincel		Lago Jaico
Río Chira	Embalse Egidos		Lago Matacocha
	Embalse Poechos		Reservorio Huallamayo
Río Huallaga	Embalse CHAGLLA		Reservorio Yuncan
Río Huancabamba	Embalse Limon		Toma Manto
	Embalse Olmos	Río Rimac\Sta Eulalia	LAG. STA EULALIA 1
	Res Olmos		LAG. STA EULALIA 2
Río Huaura	Embalse Picunche		Reservorio Huanza
	Reservorio Cheves		Reservorio Sheque
Río Jequetepeque	Gallito Ciego		Yuracmayo
	Reservorio G Ciego	Río San Gaban	Embalse Pumamayo
Río Majes	Embalse Japo		Macusani
	Embalse Molloco		Reservorio San Gaban

Río Mantaro	Presa Machucocha	Río Santa	Cullicocha
	Caullau Calzada		Embalse Aguashcocha
	Chilicocha		Embalse Rajucolta
	Cut Off		Paron
	Huallacocha Alta		Reservorio Chapiringo
	Huallacocha Baja	Reservorio Eq. Pariac	
	Huari	Reservorio San Diego	
	Huaylacancha	Toma Canon del Pato	
	Lago Junin	Río Tulumayo	Reservorio Chimay
	Lagunas(3)	Río Vilcanota	Reservorio CHTulu IV
	Lagunas(5)		Sibinacocha
	Malpaso		

4.5 De la optimización del sistema

Con los parámetros antes descritos, se plantea el modelo de optimización el mismo que ha sido trabajado en lenguaje GAMS y que ha utilizado el modelo de datos del modelo PERSEO de OSINERGMIN. La descripción de la función objetivo y las restricciones han sido detalladas en los capítulos 2 y 3.

π^T = Grupo de etapas

π^D = Grupo de bloques

π^G = Grupo de generadores termoeléctricos

$g_{k,t,d}$ = Potencia de generador termoeléctrico k en una etapa t del bloque d

c_k = Costo variable asociado al generador k

π^G = Grupo de generadores termoeléctricos

π^H = Grupo de generadores hidroeléctricos

$g_{k,t,d}$ = Potencia de generador termoeléctrico k en una etapa t del bloque d

$q_{h,t,d}$ = Caudal turbinado por el generador h en la etapa t del bloque d.

k_h = Ratio de potencia sobre caudal turbinado

$d_{t,d}$ = demanda en la etapa t del bloque d

$P(x)_{r,t,d}$ = Valor aleatorio del generador intermitente r en la etapa t del bloque d

$q_{h,t,d}$ = Caudal turbinado por el generador h en la etapa t del bloque d.

q_h^{max} = Caudal máximo turbinable del generador h.

$g_{k,t,d}$ = Potencia de generador termoeléctrico k en una etapa t del bloque d

g_k^{max} = Potencia efectiva del generador termoeléctrico k

V_u^{min} = Volumen muerto del embalse u

V_u^{max} = Capacidad total del embalse u

$V_{u,t}$ = Volumen del embalse u en la etapa t

V_u^{max} = Capacidad total del reservorio m

$V_{m,t,d}$ = Volumen del reservorio m en la etapa t y bloque d

$a_{u,t}$ = volumen de agua afluente al embalse u durante la etapa t

$s_{u,d,t}$ = volumen de agua vertido del embalse u durante el bloque d de la etapa t

F.O.

$$\text{Min} \sum_{t \in \pi^T} \sum_{d \in \pi^B} \sum_{k \in \pi^G} C_k * g_{k,t,d}$$

s.a.

$$\sum_{k \in \pi^G} g_{k,t,d} + \sum_{h \in \pi^H} k_h * q_{h,t,d} = d_{t,d} - P(x)_{t,d}$$

$$0 \leq q_{h,t,d} \leq q_h^{max}$$

$$0 \leq g_{k,t,d} \leq g_k^{effect.}$$

$$V_u^{min} \leq V_{u,t} \leq V_u^{max}$$

$$0 \leq V_{m,t,d} \leq V_m^{max}$$

$$V_{u,t+1} = V_{u,t} + \left(\sum_{w \in \pi^{Wu}} a_{w,t} * \frac{3600 * \mu_t}{10000} \right) + \left(\sum_{y \in \pi^{TRu}} q_{yx,t} \right)$$

$$V_{u,t,d-1} - V_{u,t,d} - \sum_{w \in \pi^{Wu}} (q_{h,t} * \frac{3600 * \mu_t}{10000} + s_u) = a_{u,t}$$

$$V_{m,1} = V_m^{ini}$$

$$V_{m,T+1} = V_m^{fin}$$

$$0 \leq q_{xy,t} \leq q_{xy}^{max} * \frac{3600 * \mu_t}{10000}$$

$$0 \leq q_{xy,t,d} \leq q_{xy}^{max} * \frac{36 * \tau_d}{10000}$$

$$V_{junin,t=6} \geq 0.85 * V_{junin,t=5}$$

$$V_{junin,t=7} \geq 0.70 * V_{junin,t=5}$$

$$V_{junin,t=8} \geq 0.55 * V_{junin,t=5}$$

$$V_{junin,t=9} \geq 0.40 * V_{junin,t=5}$$

$$V_{junin,ot=10} \geq 0.25 * V_{junin,t=5}$$

$$V_{junio, t = 11} \geq 0.1 * V_{junio, t = 5}$$

$$V_{junio, t = 12} \geq 0.03 * V_{junio, t = 5}$$

El periodo de análisis del modelo de optimización comprende los años 2019, 2020, 2021 y 2022, se han considerado para cada año 12 etapas que simulan los 12 meses y cada mes con una representación de día típico de 8 bloques con 3 horas de duración cada uno.

Los resultados del programa de operación se encuentran en unidades energéticas y son resumidas en la totalización de la producción mensual según su tipo de recurso energético.

Fig. 4.22 Producción de energía eléctrica de los centrales solares

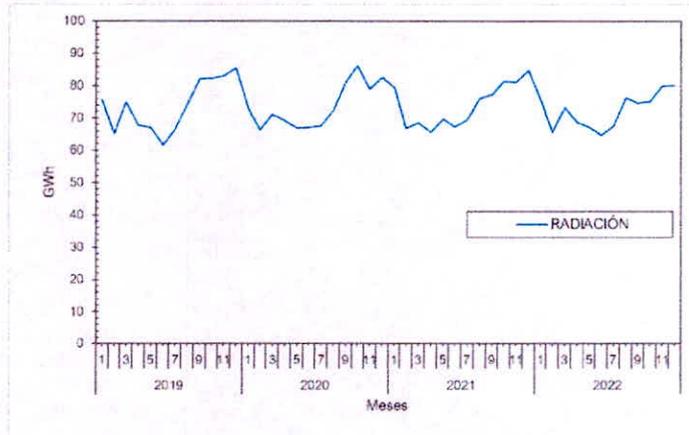


Fig. 4.23 Producción de energía eléctrica de las centrales eólicas

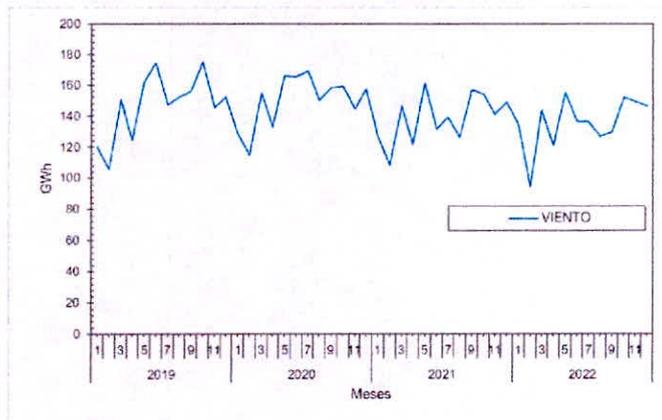


Fig. 4.24 Producción de energía eléctrica de las centrales con G.N. Aguaytía

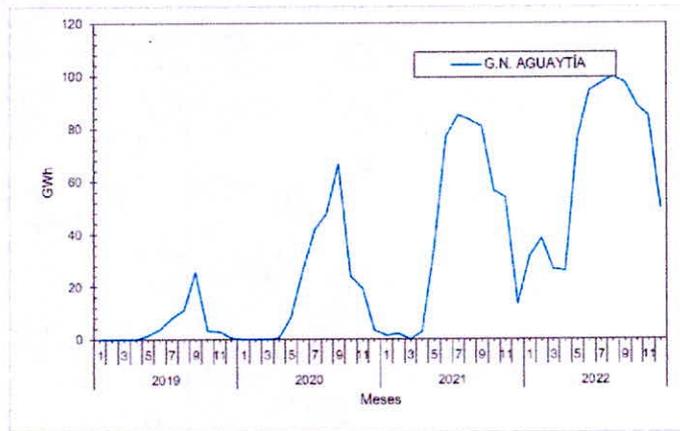


Fig. 4.25 Producción de energía eléctrica de las centrales con Hidroeléctricas

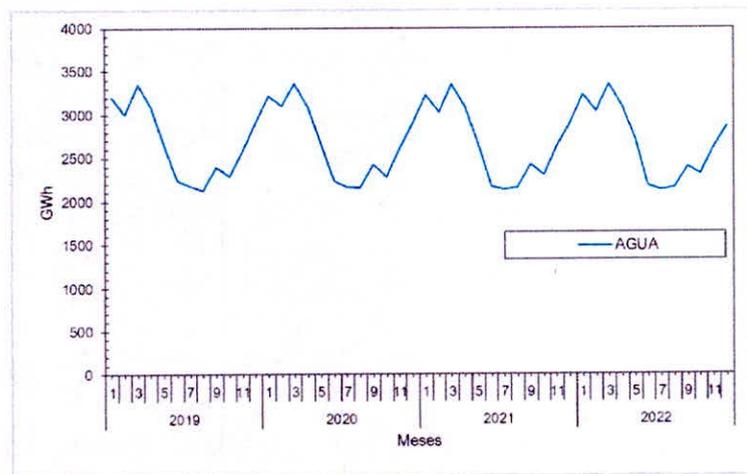


Fig. 4.26 Producción de energía eléctrica de las centrales con G.N. Malacas

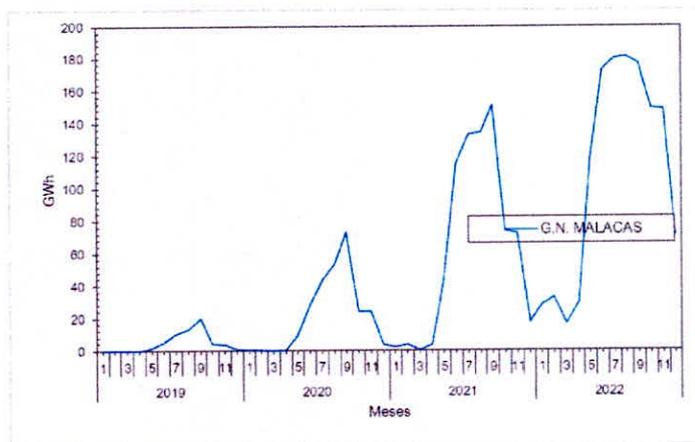


Fig. 4.27 Producción de energía eléctrica de las centrales con G.N. Camisea

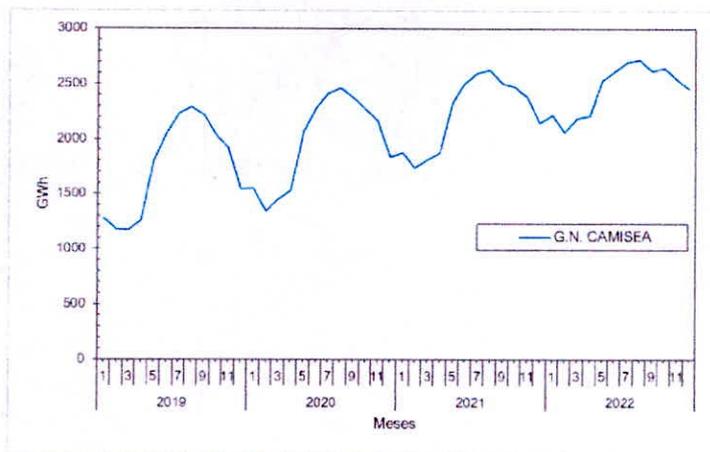


Fig. 4.28 Producción de energía eléctrica de las centrales con Carbón

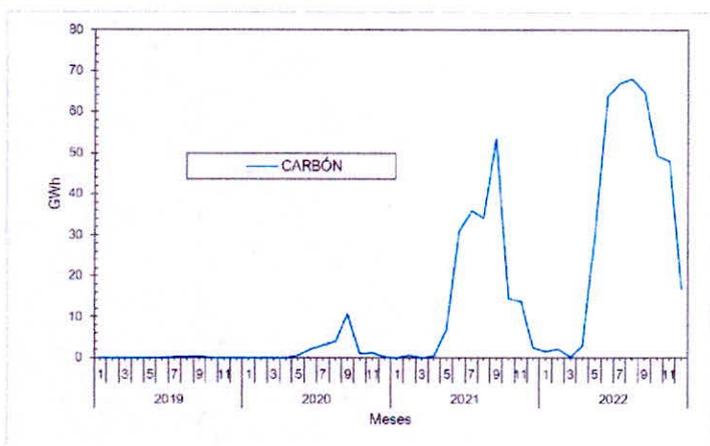


Fig. 4.29 Producción de energía eléctrica de las centrales con Diesel

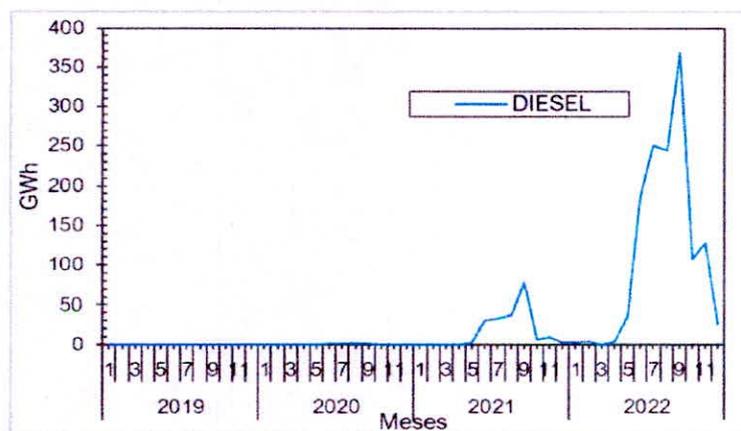


Fig. 4.30 Producción de energía eléctrica de las centrales con Petróleo Residual

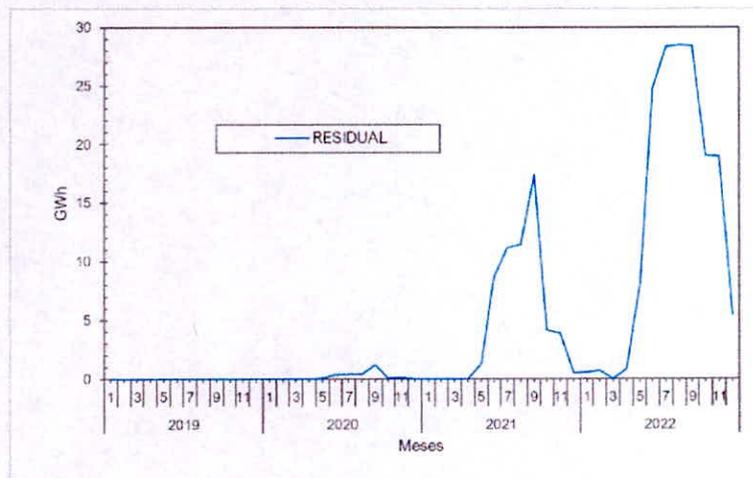
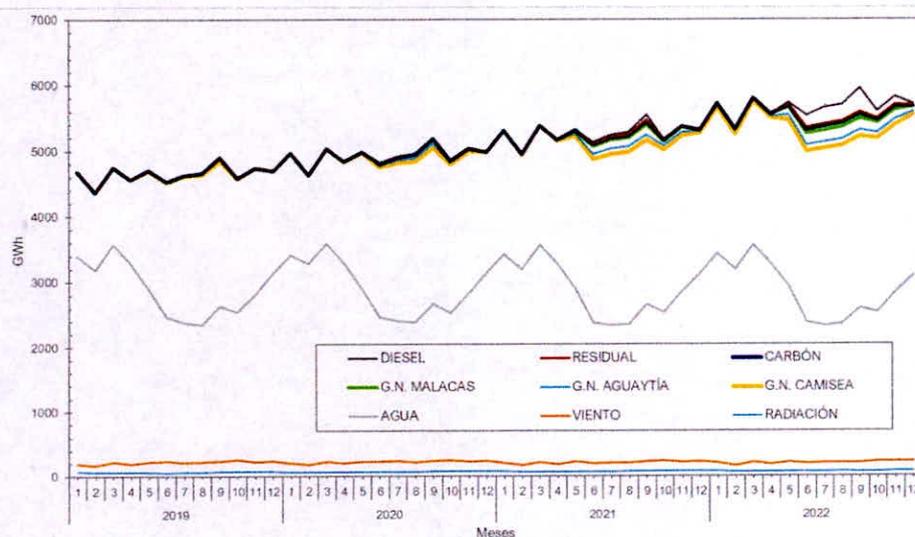


Fig. 4.31 Producción de energía eléctrica proyectado para los años 2019, 2020, 2021, 2022 según el recurso utilizado



De las gráficas anteriores presentadas se observa la cantidad de energía eléctrica en GWh mensuales de las centrales asociadas a un determinado recurso energético, a jerarquía en su ordenamiento corresponde a su costo unitario.

Se consideran en primer lugar a la generación intermitente (solar y eólica) como información base para determinar la gestión de los recursos en el sistema hidrotérmico, este tipo de generación puede cambiar de acuerdo con la simulación aleatoria, esto con la consigna de utilizar todo su recurso disponible.

Posteriormente el agua como recurso cuyo costo variable es igual a cero y participación dependerá de recurso hídrico (época de avenida y estiaje) y la capacidad de almacenamiento de sus embalses. En vista de ello, se observa que las centrales hidroeléctricas aprovechan al máximo de sus recursos, el modelo, de acuerdo con el planteamiento teórico, procura almacenar agua en los embalses para después utilizarla en los periodos de estiaje y así reducir los costos de operación.

Las centrales con gas natural como combustible también operan de manera predominante por el bajo nivel de sus costos variables, sin embargo, se puede observar que, a medida del avance del tiempo de estudio, dichas centrales, en conjunto, procuran aumentar el empleo de su capacidad efectiva.

Por último, se encuentran las centrales a carbón, residual y Diésel que actúan en los picos de la demanda con el fin de cubrir su necesidad pero que, como se observa en la siguiente gráfica ocasionan un aumento en el costo de producción del sistema y costo marginal.

Fig. 4.32 Evolución del costo marginal en el bloque 7

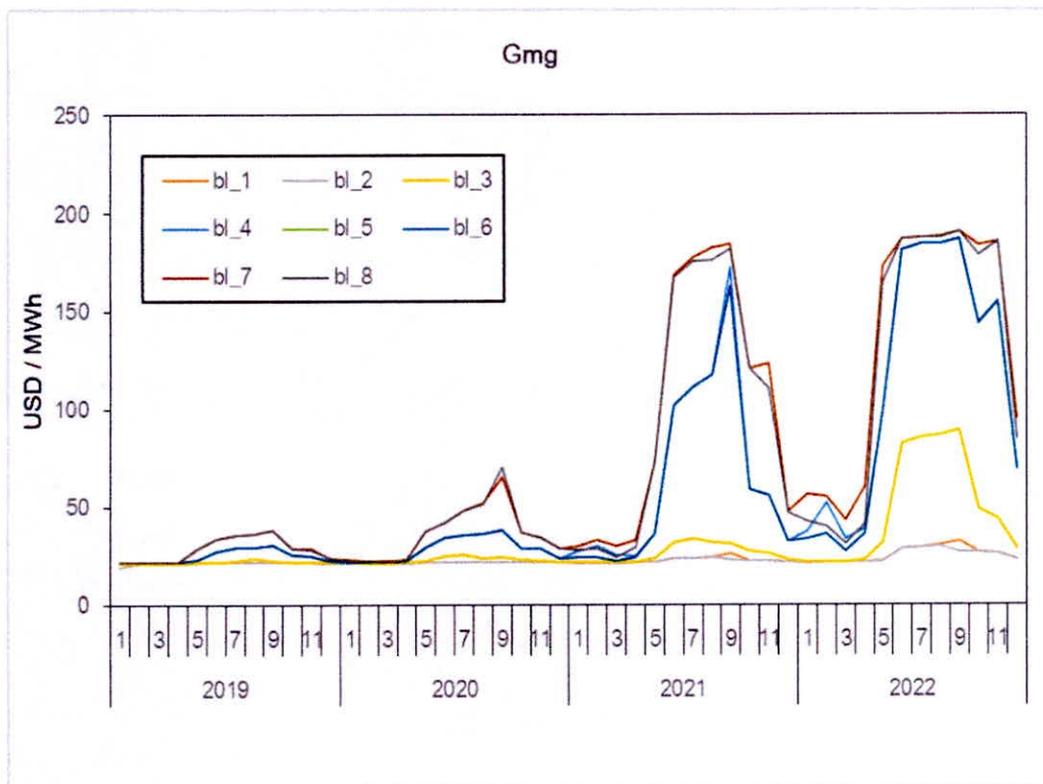
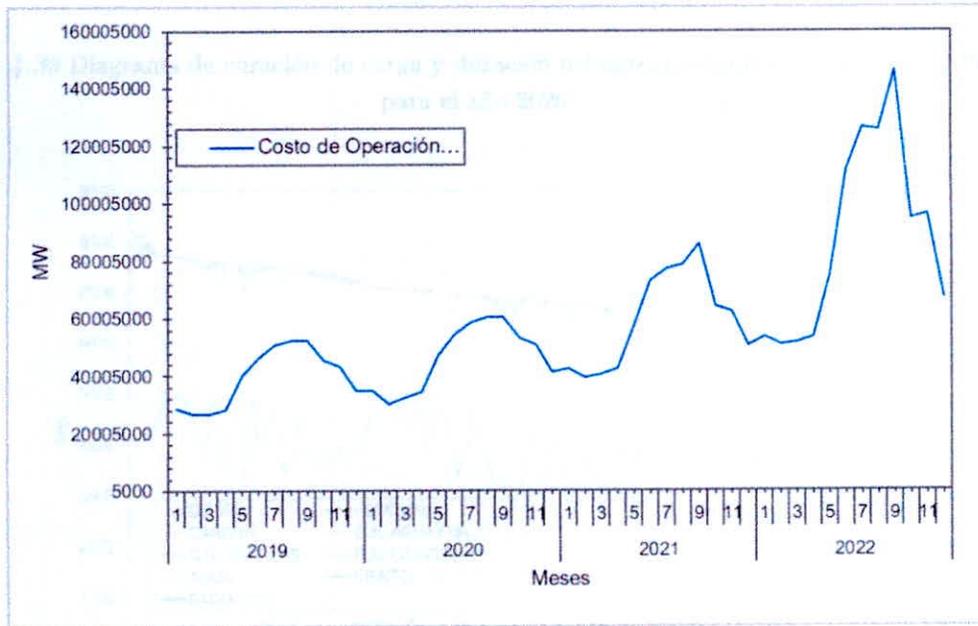


Fig. 4.32 Evolución del costo de operación (USD)



En las siguientes gráficas se pueden observar, la participación de las centrales por tipo de recurso utilizado en los diferentes niveles de demanda.

Fig. 4.32 Diagrama de curación de carga y duración del sistema según el combustible utilizado para el año 2019

Fig. 4.32 Diagrama de curación de carga y duración del sistema según el combustible utilizado para el año 2019

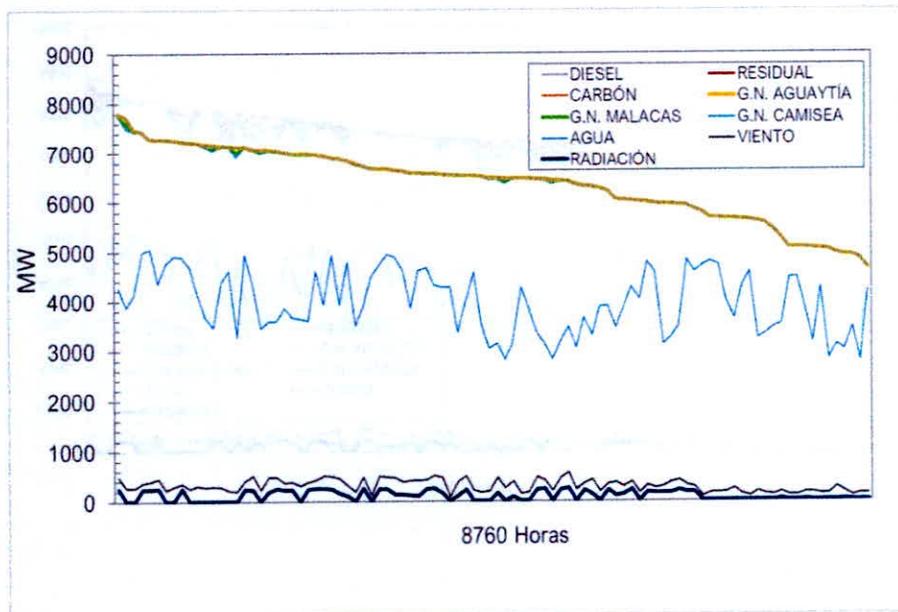
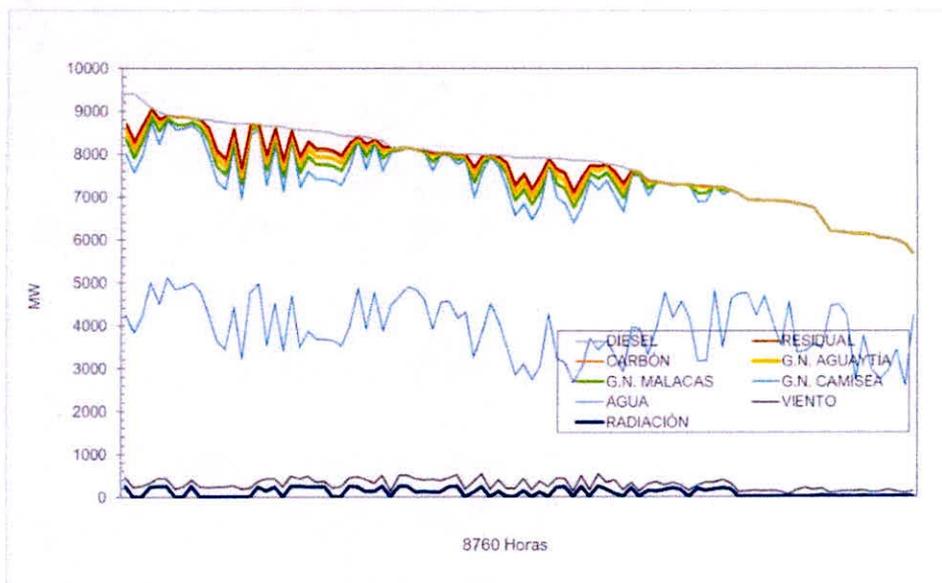


Fig. 4.35 Diagrama de curación de carga y duración del sistema según el combustible utilizado para el año 2022



4.6 Del comportamiento de los recursos primarios

Con los resultados de generación, se identifica la función de consumo de combustible detallado en el ítem 4.3 para hallar el consumo de combustible en cada etapa (mes-año), es decir que, a partir de los cálculos anteriores, es posible proyectar la cantidad de recursos gestionables de manera óptima a fin de aminorar los costos de operación.

Fig. 4.36 Volumen de agua turbinada por las centrales hidroeléctricas

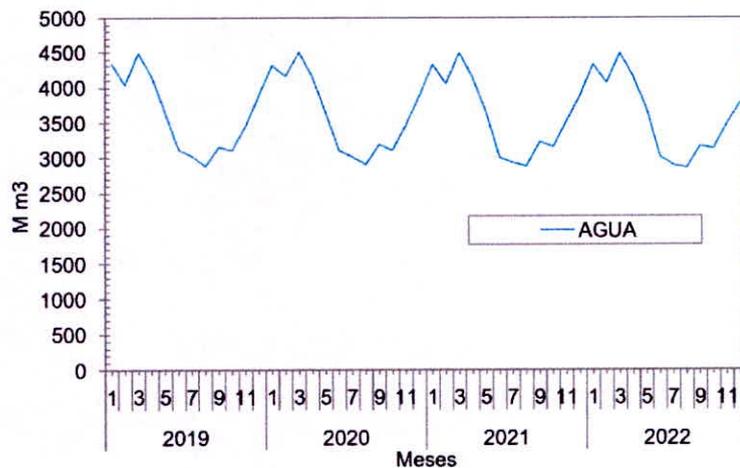


Fig. 4.37 Consumo de G.N. Camisea

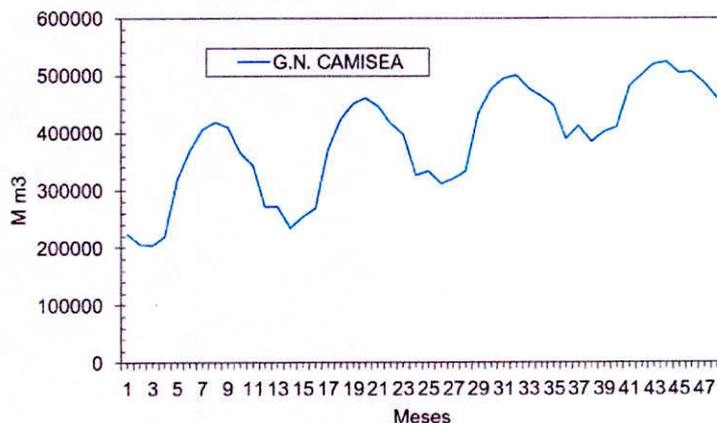


Fig. 4.38 Consumo de G.N. Malacas

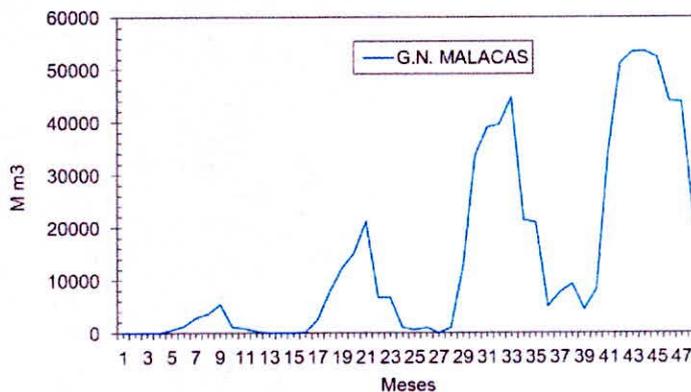


Fig. 4.39 Consumo de G.N. Aguaytía

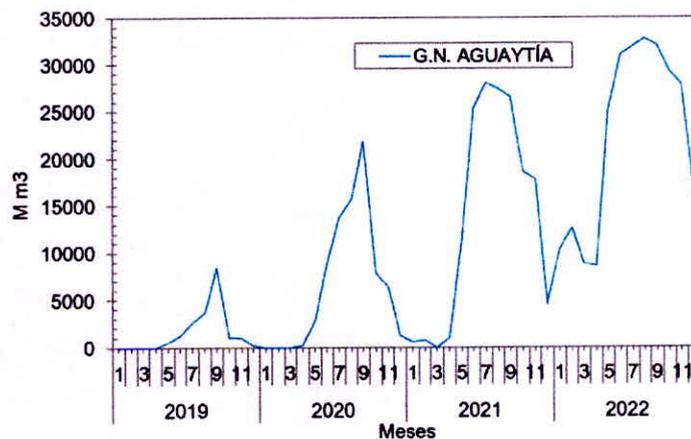


Fig. 4.40 Consumo de Carbón

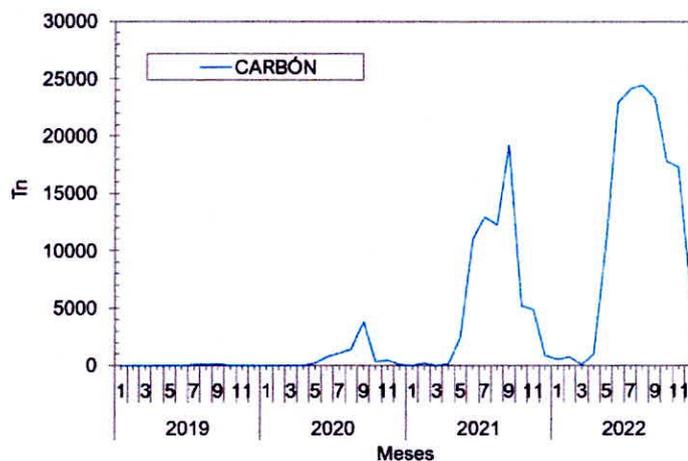


Fig. 4.41 Consumo de Petróleo Residual

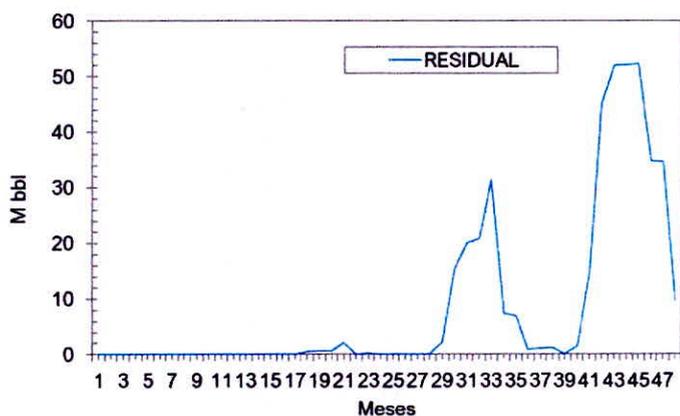
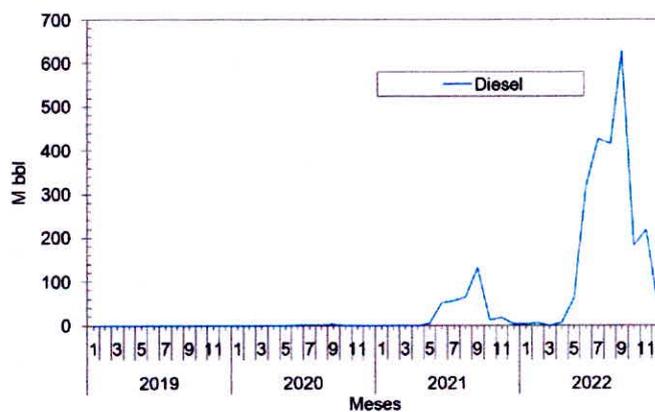


Fig. 4.42 Consumo de Diesel



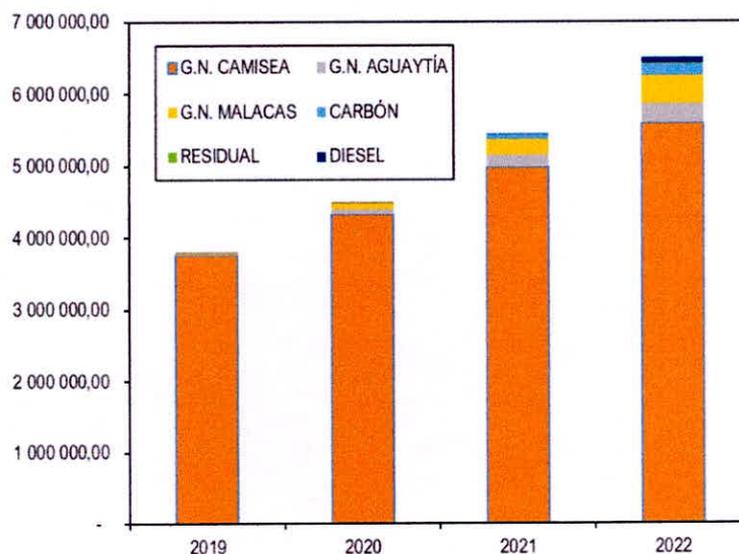
Se observa de los gráficos anteriores que, las centrales hidroeléctricas utilizar el total de su capacidad disponible en las épocas de avenida del año, el modelo utilizado procura almacenar agua en sus embalses a fin de poder hacer uso de este recurso en las épocas de estiajes. El recurso primario tiene el mismo perfil de comportamiento desde el primer año de simulación.

Caso diferente se observa en el uso del Gas Natural, puesto que como se observa en los gráficos utiliza parcialmente su capacidad en las épocas de avenida y estiajes hasta el año 2021 en donde, por el aumento de la demanda recurre a su capacidad disponible.

Para a poder abastecer la demanda, se observa con mayor predominancia en los años 2021 y 2022 que los combustibles líquidos y el carbón ingresan a participar, ello como se observó en el ítem anterior, ocasiona un aumento en el costo marginal y de producción.

Posteriormente, con las características de los combustibles identificados, al consumo de cada combustible se le multiplica por su poder calorífico inferior con el objetivo de hallar la cantidad de calor que representa dentro de la matriz energética térmica, la misma que se presenta a continuación.

Fig. 4.43 Matriz energética del parque termoelectrico en TJ por cada tipo de combustible



Evaluando el Heat Rate, en conformidad con el capítulo 2 se identifica que, a medida que la central termoelectrica llega a su potencia efectiva y condiciones optima, este valor empieza a disminuir o se mantiene constante. Sin embargo, si analizamos la evolución de HR a nivel del sistema suponiendo que cada tipo de recurso primario corresponde a una única unidad, podemos observar que el HR lleva a un ligero aumento, ello debido a la optimización planteada por el mismo modelo, a medida que requiriera más de este combustible, van ingresando unidades con un HR mayor.

En las siguientes graficas se presentan la evolución de HR con el aumento de la demanda de su generación, se utilizaron para este proceso los registros por bloques de demanda de potencia y HR calculado agrupando las centrales con el mismo tipo de combustible

Fig. 4.44 Evolución del HR de las centrales agrupada que operan con G.N. Camisea

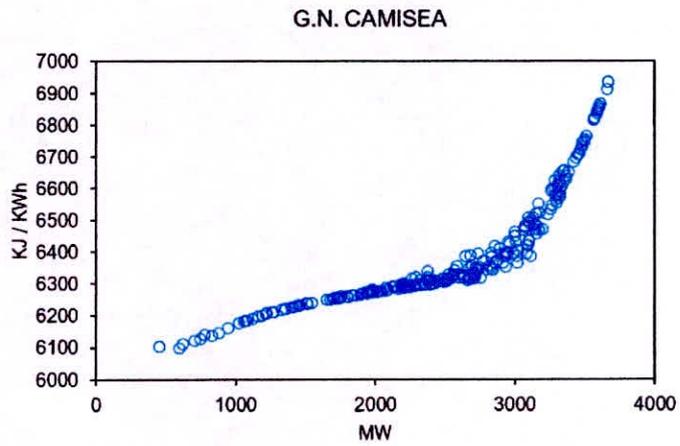


Fig. 4.45 Evolución del HR de las centrales agrupada que operan con G.N. Aguaytía

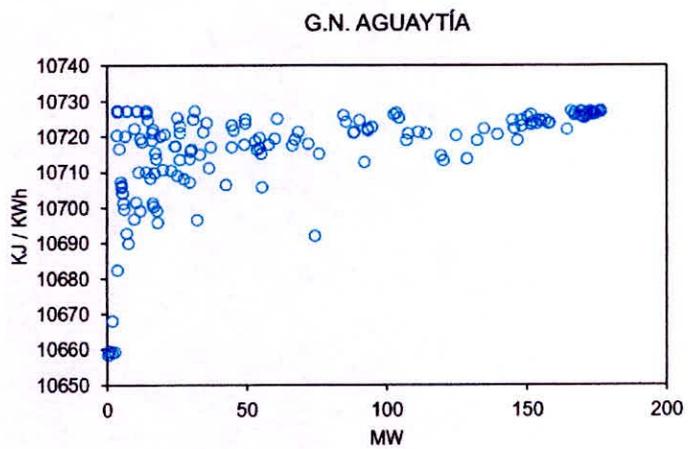


Fig. 4.46 Evolución del HR de las centrales agrupada que operan con G.N. Malacas

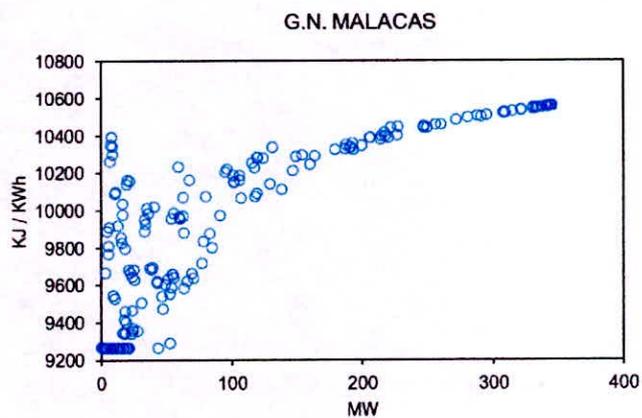


Fig. 4.47 Evolución del HR de las centrales agrupada que operan con Petróleo residual

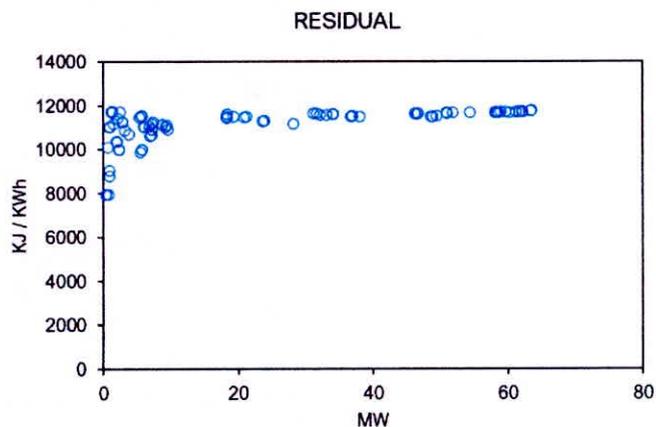
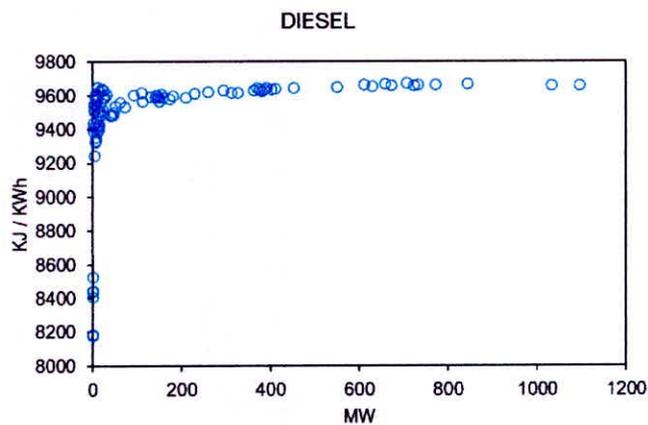


Fig. 4.48 Evolución del HR de las centrales agrupada que operan con Diesel



No es posible establecer esta relación en las centrales Hidroeléctricas, debido a que estas operan de acuerdo con la gestión de cada uno de sus embalses, conexiones hidráulicas y requerimiento de otros fines (riego, reservorios, normativas de limitación para el algo Junín, etc.) en tal sentido, en el anexo 5 se presentan los volúmenes al final de cada etapa (mes) de los embalses por cada cuenca.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Se identifican a los parámetros técnicos y económicos de cada central según su tipo de generación y tecnología:

- Par centrales Intermitentes: Generación máxima, Mínima, Banda de mayor probabilidad de velocidad de viento y radiación solar, curvas de potencia.
- Para centrales Termoeléctricas: Función de consumo de combustible, potencia mínima y máxima, costo de combustible, costo variable combustible y no combustible, consumo específico y poder calorífico de combustible.
- Par las centrales Hidroeléctricas: el rendimiento medio de cada central, potencia máxima y mínima, caudal turbinable máximo, configuración topológica con cada embalse, reservorio y toma. Así como el volumen máximo y mínimo de los embalses asociados y los valores de requerimientos hídricos para fines distintos a la generación eléctrica.

Se plantea un modelo dual de optimización multiembalse, multietapa y con 8 bloques a fin de representar mejor el comportamiento de la demanda haciendo uso de la programación lineal entera mixta. Se propone conforme al desarrollo del marco teórico que la función objetivo es minimizar el costo de producción sujeto a los límites de generación potencia mínima y máxima, configuración topológica de los embalses, costos variables de combustibles y no combustibles, capacidad de los embalses y el balance de energía: Demanda equivalente a la sumatoria de la generación de energía hidroeléctrica, termoeléctrica e intermitente.

Para el caso de las centrales de generación intermitente, se parte de la premisa que debe usarse todo su recurso disponible por considerarse de tipo inagotables. Un gran desafío para este tipo de tecnologías es el enorme grado de variabilidad en la presencia de la velocidad de viento y radiación, por ello se consideró factible hacer un tratamiento estadístico de los datos a fin de establecer bandas de mayor probabilidad de incidencia de sus recursos primarios. Para la fase de experimentación es posible utilizar el promedio de cada bloque horario, sin embargo, considerando la naturaleza de su intermitencia, se concluye en utilizar una variable aleatoria para proyectar su generación.

De los resultados obtenidos en los objetivos anteriores se observa que las centrales de generación intermitente no representan mayor alteración en el sistema hidrotérmico, ello debido a su baja capacidad de potencia efectiva, las centrales Hidroeléctricas procuran aprovechar sus recursos durante la época de avenida para generar electricidad y para almacenar agua en sus embalses para ser

utilizados en la época de estiaje. Las centrales a gas natural van abasteciendo el resto de la demanda no cubierta progresivamente con su capacidad efectivas durante los años 2019 y 2020, en adelante (durante los años 2021 y 2022) estas centrales utilizan su capacidad total de su generación en épocas de estiaje. Finalmente, las centrales de carbón, residual y Diésel van apareciendo paulatinamente hasta tener una presencia notable en los años 2021 y 2022

Recomendaciones

El presente caso de estudio ha considerado simplificar los parámetros de transmisión, con el fin de facilitar el proceso de simulación, desde luego, cabe indicar que los resultados aquí descritos no pretenden emitir una solución definitiva al caso real del sistema peruano, sino que el desarrollo obedece a comprender la interacción de los recursos con una aplicación teórica de modelos estadísticos y de optimización, su aplicación es puramente académica.

No en tanto, la metodología aquí planteada puede servir para analizar casos reales considerando toda su complejidad como la asignación de las barras en el sistema, así como los circuitos de las líneas de transmisión (sistema multinodal). De la misma manera es posible considerar los precios actualizados de los combustibles, los mismos que pueden ser influenciados por la coyuntura (políticas de estado, cambios en el mercado, contratos vigentes)

Por otra parte, también se puede recomendar el análisis de los escenarios con los nuevos proyectos, estos pueden ser considerados a través del plan de obras en los planes de transmisión, concesiones o subastas. De la misma manera es posible analizar el presente caso disgregado la demanda en un mayor número de boques.

El presente trabajo puede servir también para conocer diversos económicos como el poder de mercado que puede desarrollar una empresa en un ámbito de libre competencia (índice de herfindahl hirschman, índice de oferta pivotal y residual, etc.). También es posible analizar distintos escenarios para evaluar la incidencia de los costos de generación en los precios de barra o los márgenes de reserva.

Se recomienda profundizar el estudio de las metodologías propuestas en la bibliografía disponible para el caso de la generación intermitente debido a sus alto índice de variabilidad, en el presente caso de estudio se observó que su comportamiento no tiene una baja influencia en los resultados por su baja capacidad instalada en comparación con todo el sistema, sin embargo esta situación puede cambiar en el futuro con el ingreso de nuevas instalaciones de este tipo y que se traduciría en un aumento de la incertidumbre de la generación.

Es necesario también que, a nivel académico, se analice la relación entre las eficiencias de cada tipo de tecnología y su interacción con todo el sistema a fin de identificar el grado de decisiones óptimas de su operación. Así también hacer su evaluación con diversos modelos de mercado (competencia perfecta, competencia oligopolista, monopolista, etc.)

Finalmente, durante la elaboración del presente trabajo de investigación se pudo corroborar la importancia de plasmar los conocimientos teóricos en los entornos de simulación, es importante ahondar el desarrollo de los lenguajes libres de programación para conocer las posibles soluciones a los problemas planteados.

Bibliografía

Bibliografía

- Dammert, A., Garcia, R., y Mollinelli, F. (2010). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Perú: Fondo Editorial de la PUCP.
- Dammert, A., y Mollinelli, F. y Carbajal, M. (2008). *Fundamentos técnicos y económicos del Sector Eléctrico*. Perú: Fondo Editorial de la PUCP.
- Mankiw, N. G. (2012). *Principles of Economics*. Sexta edición. USA: South-Western, Cengage Learning
- Krajewski, L., Malhotra, M., y Ritzman, L. (2016). *Operations Management: Processes and Supply Chains*, Decimo primera edición. USA: Pearson Education
- Caramanis, M., y Bohn, R., (1982). *Optimal Spot Pricing: Practice and Theory*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, N°9
- D`Emanuel, C., Godoy, y E., Scenna, N. (2011). *Despacho hidrotérmico óptimo de redes de generación, transporte y consumo en un horizonte de tiempo a corto plazo*. Universidad Tecnológica Nacional, Rosario - Argentina. Tesis doctoral.
- Casaravilla, G. (2008). *Simulación de sistemas de energía eléctrica*. Universidad de la república, Montevideo - Uruguay. Tesis de maestría.
- Farias, F. (2017). *Despacho Hidrotérmico com Critério de Aversão ao Risco: Impacto na Expansão da Geração do Sistema*. Universidad Federal de Río de Janeiro, Río de Janeiro - Brasil. Tesis de Grado.
- Hagerty, J. (2012). *The Role of Hydroelectric Generation in Electric Power Systems with Large Scale Wind Generation*. Masashuset Institute Tecnology, Boston - E.E.U.U. Tesis de maestría.
- Morales-España, G., Latorre, M. y Ramos A. (2012). *Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem*. Institute for Research in Technology, Universidad Pontificia Comillas - España.
- Medina, J. (2014). *Integración de la variabilidad de la generación eólica y solar en la coordinación hidrotérmica de largo plazo del SIC*. Universidad de Chile, Santiago de Chile - Chile. Tesis de maestría.

De Rúa, C. (2014). *Construcción de la matriz energética nacional a partir de la dinámica de sustitución entre fuentes de energía*. Universidad Nacional de Colombia. Bogota- Colombia. Tesis de maestría.

Camac, D.(1994). Programación dinámica dual determinística en el despacho hidrotérmico. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile – Chile. Tesis de maestría.

Ahmadi, M., Nazari, M., Sadeghzadeh, M. y Pourfayaz, F. (2018). *Thermodynamic and economic analysis of performance evaluation of all the thermal power plants: A review*. Energy Science and Engineering. DOI: 10.1002/ese3.223

Castillo, E., Conejo, A., Pedregal, P., García, R. y Alguacil, N. (2002). *Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*. España, Universidad de Catilla – La Mancha.

Wood, A., Wollenberg, B.y ShebléPower, G. (2014) Generation, Operation, And Control. IEEE Colecion

Lyn, J. y Magnano, F.,(2017) Electricity Markets Theories and Application. IEEE Colecion

Mazer, A. (2007). Electric Power Planning for Regulated and Deregulated Markets. IEEE Colecion

Soroudi, A. (2017). *Power System Optimization Modeling in GAMS*. Irlanda, University College of Dublin. Editorial Springer – Belfield, Dublin

Hamdy A. Taha.(2012). *Operations Research. An Introduction*, 9° Edición. University of Arkansas, Fayetteville – Editorial Pearson.

Richard A. Johnson (2012). *Probability and Statistics for engineers*, 8° Edición. University of Wisconsin, Madison - Editorial Pearson.

Gash R. y Twele J. (2012). *Wind Power Plants. Fundamentals, Design, Construction and Operation*, 2° Edición. Berlin - Springer

Selección de capítulos de energía hidroeléctrica, eólica y solar de la biblioteca virtual Fernandez Diez: <http://es.pfernandezdiez.es/> (2010)

Metodología Del Modelo Perseo (2006). GART - OSINERG

Moran M., Shapiro H. (2004) *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. 5° Edición. Wiley 2006. USA

Procedimiento Técnico COES N°31: Cálculo de los costos Variables de las unidades de generación

Mapa Eólico:

- Atlas eólico del Perú – MINEM, 2016
- Mapa interactivo Windy .:<https://www.windy.com/es/>

Mapa solar:

- Atlas solar del Perú –MINEM, enero 2003
- Mapa interactivo del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL)– E.E.U.U.:
<https://maps.nrel.gov/gst-peru>

Tutorial de lenguaje de programación Python 3.5 y librerías asociadas

- Sintaxis de lenguaje, rescatado de <https://docs.python.org/3.5/contents.html>
- Librería Pandas para análisis de datos, rescatado de <https://pandas.pydata.org/pandas-docs/stable/>
- Librería Matplotlib para visualización de datos, rescatado <https://matplotlib.org/tutorials/index.html>

Blockchain Use Cases for Downstream Oil & Gas (2017)

| Anexos

Anexo 1

Registro de demandas de energía en bornes de generación (MWh) de los años 2014 al 2018

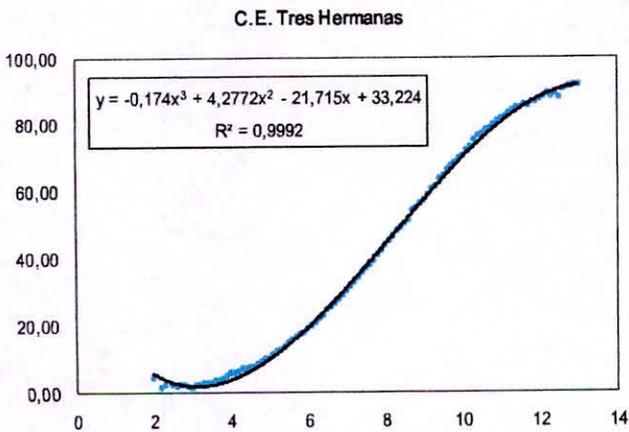
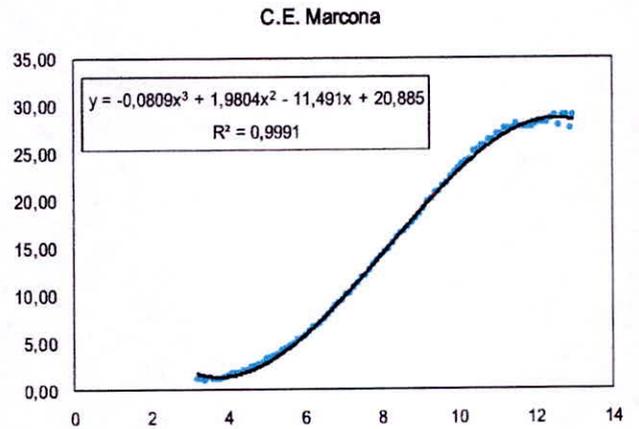
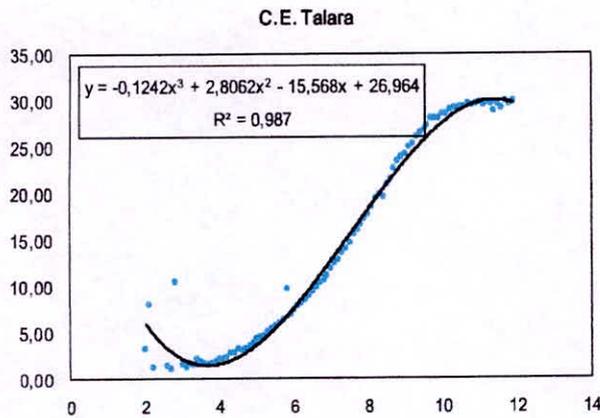
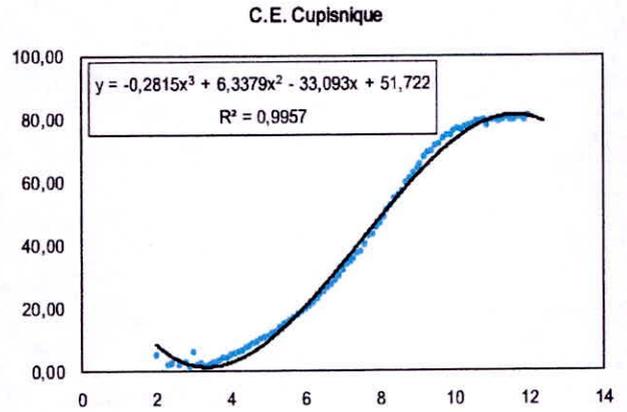
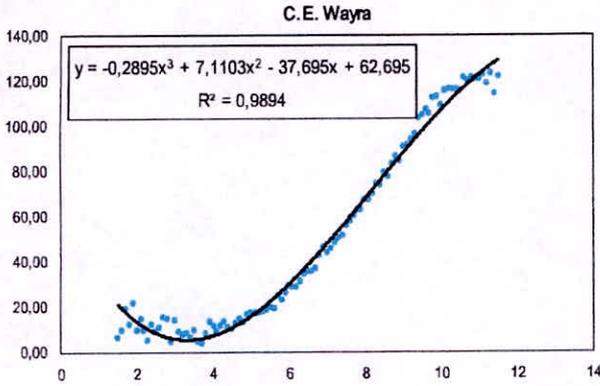
MES	2014	2015	2016	2017	2018
1	3488988,23	3662798,42	4023496,18	4271926,94	4255246,79
2	3261008,69	3383123,84	3933312,95	3851705,50	3919541,49
3	3571562,26	3774420,53	4130185,19	4164511,44	4315874,26
4	3406679,63	3592467,47	3979845,58	3963735,17	4207898,12
5	3538703,26	3729721,98	4029539,94	4164065,49	4287976,33
6	3425040,24	3620306,44	3862168,96	3999388,00	4134920,65
7	3509180,48	3698064,65	3995300,45	4042552,43	4200011,73
8	3490489,00	3736968,02	4037567,22	4116773,27	4221873,68
9	3419470,37	3658331,42	3950539,25	4013132,76	4143358,75
10	3574410,31	3862553,93	4101380,84	4141856,50	4354589,01
11	3503397,23	3792993,36	4047211,55	4052897,81	4279410,23
12	3606963,24	4028292,42	4235867,74	4210705,43	4496084,22

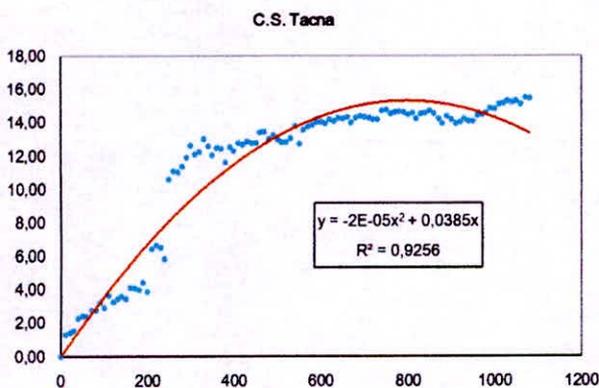
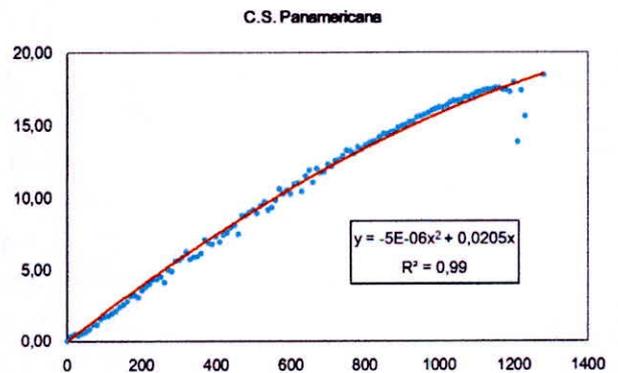
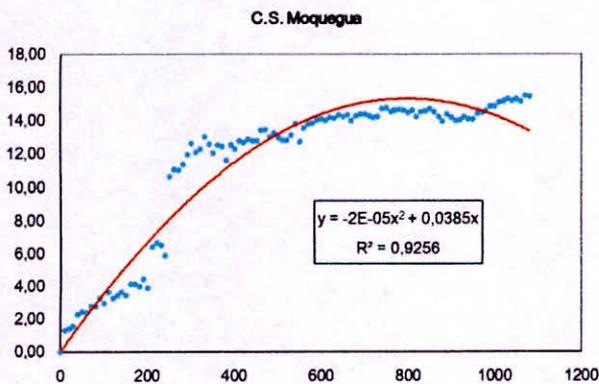
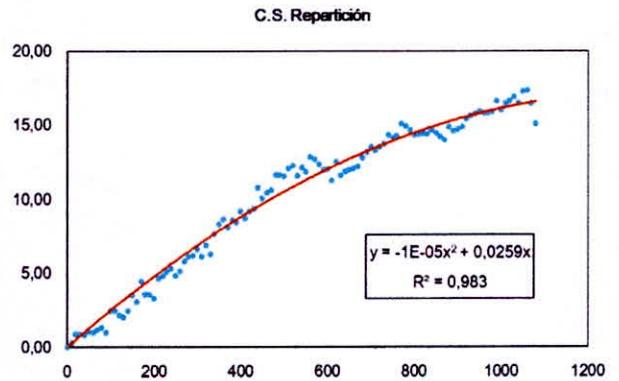
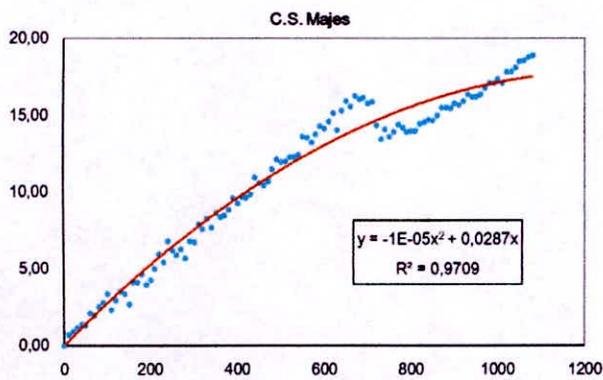
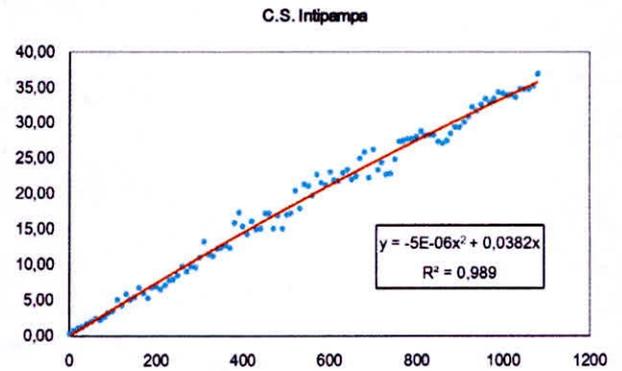
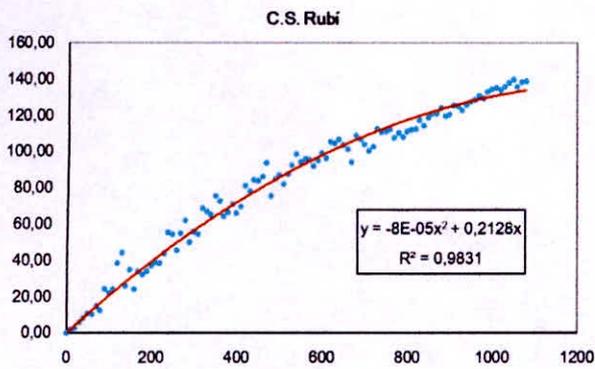
Estadística de los registros de potencia a nivel de bornes de generación para el modelamiento de los bloques por cada mes

	(prom) Bloq_1	(min) Bloq_2	(prom) Bloq_3	(max) Bloq_4	(prom) Bloq_5	(prom) Bloq_6	(max) Bloq_7	(prom) Bloq_8
1	5157,03	4231,98	5328,30	6592,36	6081,91	6038,81	6489,04	5956,78
2	5230,97	4581,56	5427,38	6719,05	6240,26	6191,76	6576,97	6036,49
3	5187,18	4633,58	5430,89	6669,89	6111,43	6079,74	6639,69	5976,01
4	5238,43	4689,56	5551,73	6624,34	6125,68	6132,49	6710,67	6022,82
5	5194,20	4501,26	5543,94	6501,12	6005,99	6057,34	6616,68	5979,64
6	5155,85	4518,34	5520,25	6397,32	5900,74	5963,62	6542,24	5909,26
7	5079,16	4410,55	5430,47	6371,47	5863,28	5909,29	6442,68	5862,79
8	5102,94	4579,12	5427,15	6353,13	5881,55	5907,08	6519,27	5898,27
9	5189,14	4614,05	5541,08	6508,70	5962,90	5989,74	6554,19	5968,63
10	5290,97	4667,04	5580,47	6516,84	6064,69	6084,92	6657,62	6053,26
11	5391,76	4828,86	5677,44	6659,16	6222,64	6218,60	6785,79	6171,21
12	5531,20	4491,09	5668,43	6897,76	6325,08	6295,90	6884,59	6317,73

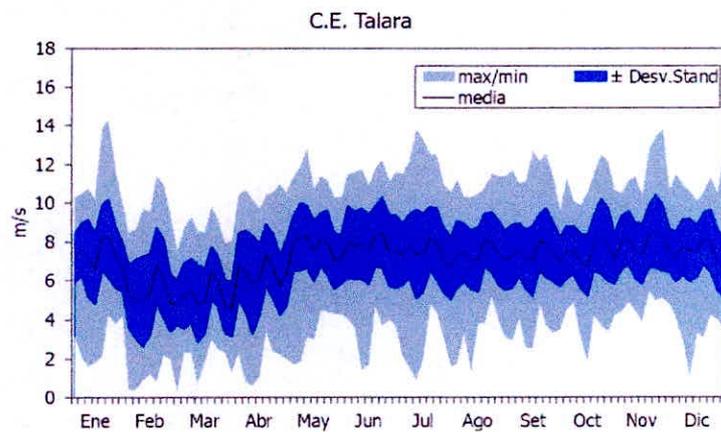
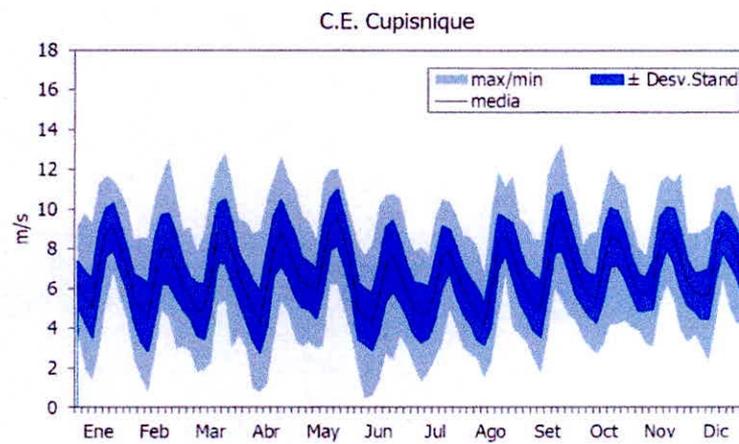
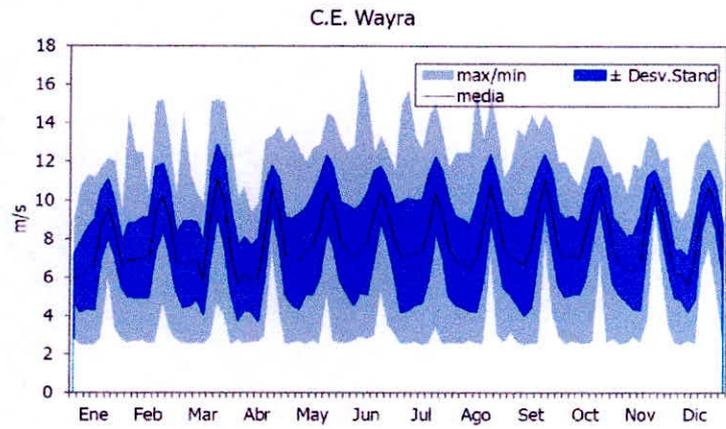
Anexo 2

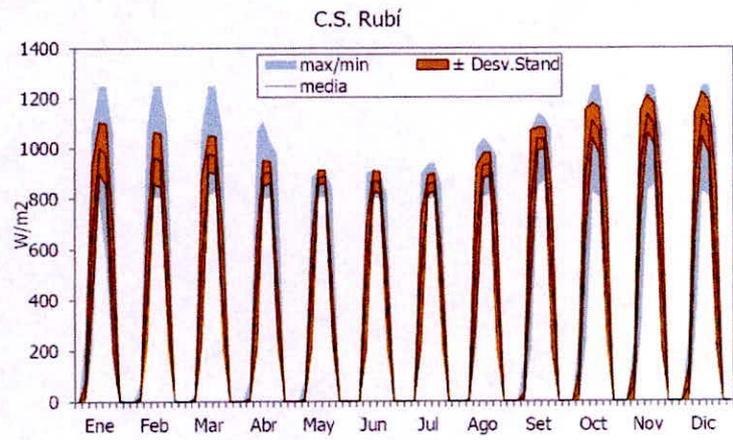
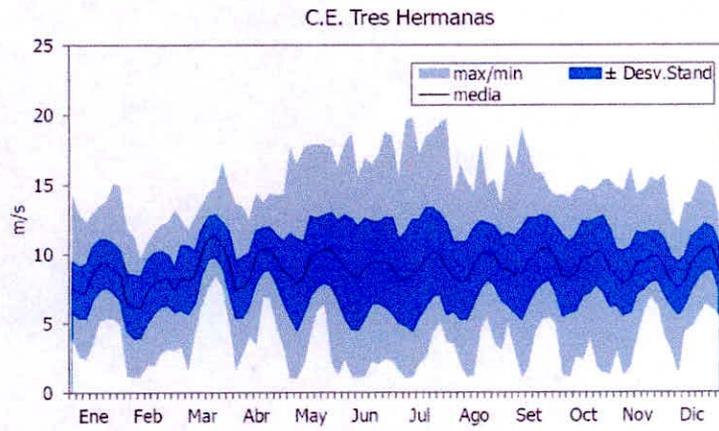
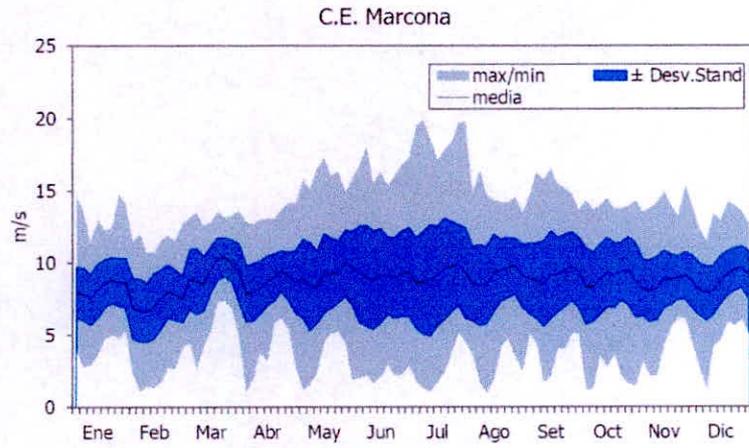
Curvas de Potencia de las centrales eólicas y solares

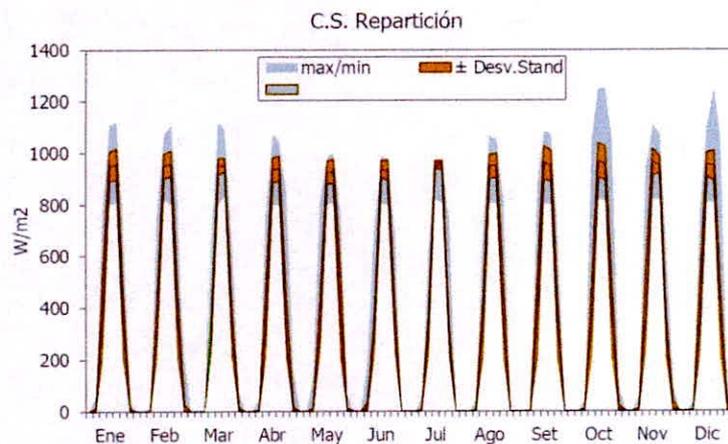
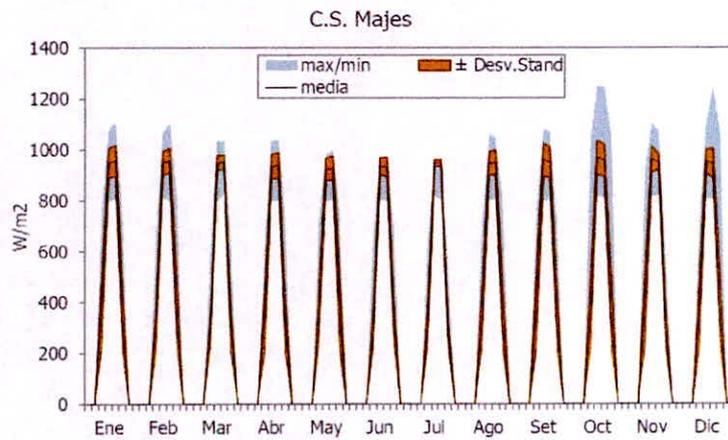
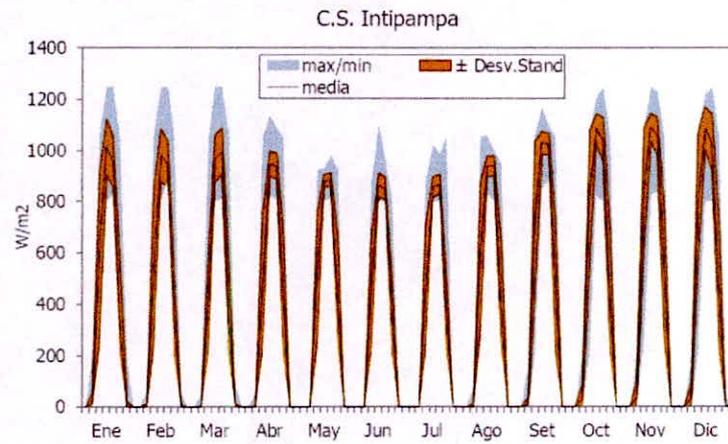


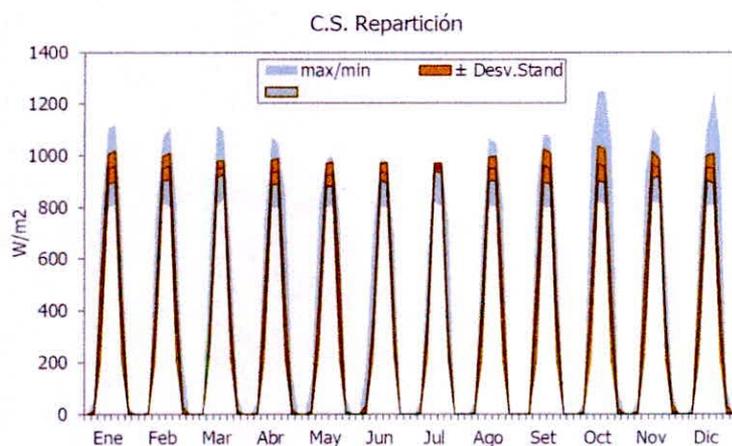
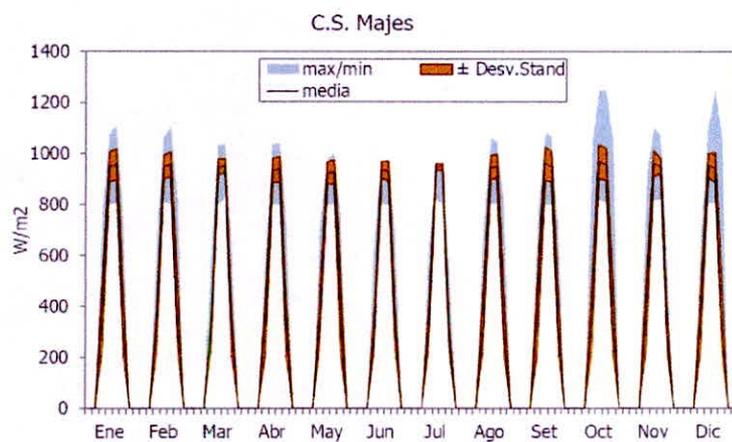
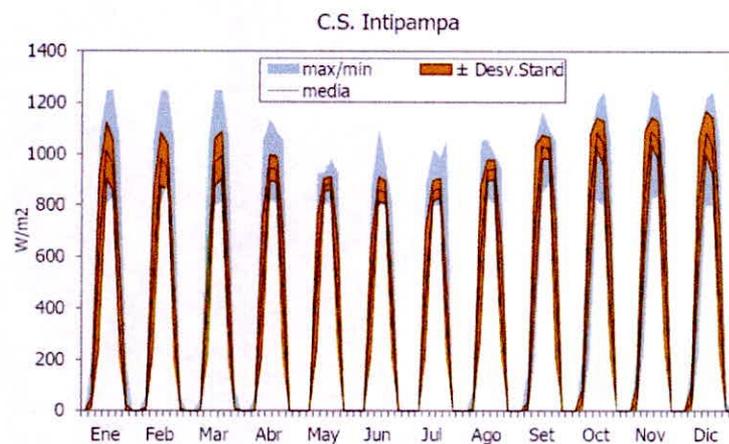


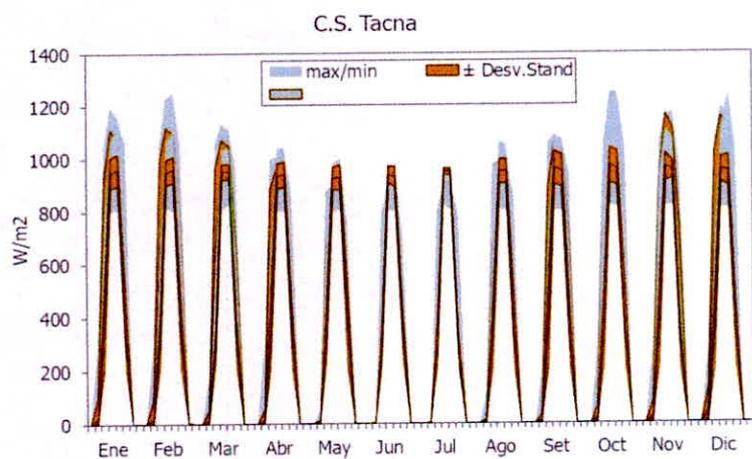
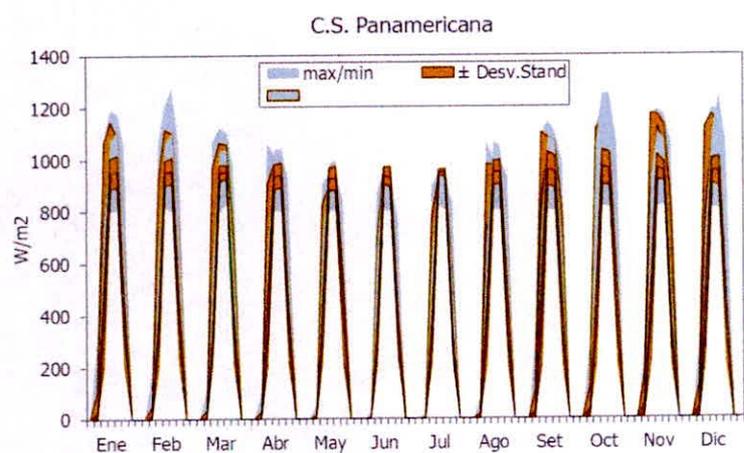
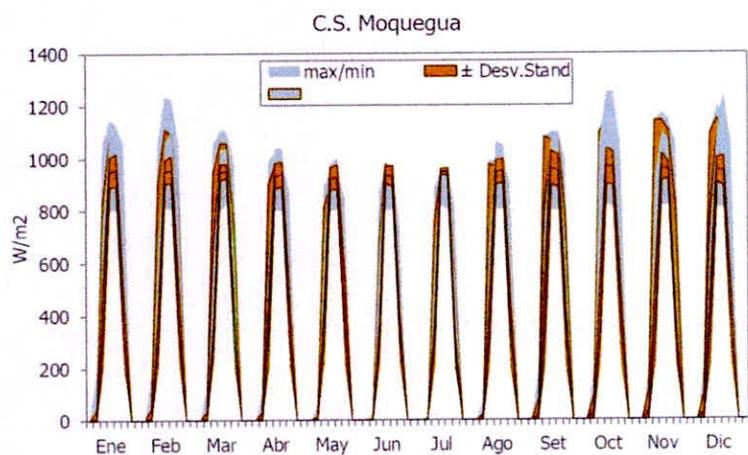
Franjas de probabilidades de viento y radiación











Anexo 3

Parámetros de potencia efectiva y consumo específico de combustible por cada unidad (modo de operación)

NOMBRE	POTENCIA EFECTIVA	CONSUMO ESPECÍFICO (U/MWh)	CVNC
CHILINA-SULZER-DB	10,3510	63,9766	2,4543
CHILINA-TG-DB	11,7563	118,8005	0,0000
MOLLEND0123-DB	24,4723	66,2343	2,4543
PISCO-TG1-GA	35,3591	352,8362	2,0120
PISCO-TG2-GA	34,9103	345,1953	2,0382
INDEPENDENCIA-GC	23,0352	234,7561	2,4543
TUMBES-RS	17,5539	53,5101	2,4543
STAROSA-UTI5-GC	51,2239	87,6846	2,0223
STAROSA-UTI6-DB	47,7875	85,5783	2,0223
STAROSA-TG7-GC	109,4517	291,8764	2,0223
STAROSA2-TG8-GC	187,2185	272,6726	2,0223
VENTANILLA-TG3-TG4-TV-GC	440,0286	176,1914	3,3450
MALACAS1-TG6-GM	51,2805	260,9274	1,9972
MALACAS2-TG4-GM	105,9469	295,6365	3,2995
RFTALARA-TG5-GM	127,7847	83,9189	4,0000
CHILCA1-TG1-TG2-TG3-TV-GC	815,1838	178,5660	3,3450
CHILCA2-TG1-TV-GC	111,7895	192,5132	3,3450
ILO2-TV1- CB	140,3448	359,1063	2,4735
CTNEPI-TG41-DB	207,1915	70,4510	4,0000
CTNEPI-TG42-DB	204,6447	70,6062	4,0000
CTNEPI-TG43-DB	205,0153	72,1787	4,0000
RFILO2-TG1-DB	167,1310	73,8903	4,0000
RFILO2-TG2-DB	165,6466	73,5919	4,0000
RFILO2-TG3-DB	166,3457	73,1011	4,0000
FENIX-TG1-TG2-TV-GC	567,1923	168,1112	3,3450
RF-PTOMALDONADO-DB	18,4105	80,7248	11,4702
RF-PUCALLPA-DB	40,1384	83,5500	11,2570
LFLORES-TG1-GC	195,4278	268,4021	2,0223
KALLPA-TG1-TG2-TG3-TV-GC	863,4173	176,9060	3,3450
RECKA-TG1-DB	177,4492	75,1114	6,5902
RF-ETEN-TG1-DB	219,6534	73,9156	4,0000
RF-ETEN-TG2-DB	8,4904	60,8197	4,0000
PTOBRVOTG1-DB	176,3488	72,1124	4,0000
PTOBRVOTG2-DB	177,4284	71,5179	4,0000
PTOBRVOTG3-DB	176,2518	72,3633	4,0000
PTOBRVOTG4-DB	178,2439	71,4269	4,0000
NICOLAS-CUMMINS-DB	1,2293	64,5863	2,4543
NICOLAS-TV1-RS	17,7924	92,6592	1,3200
NICOLAS-TV2-RS	19,3232	87,1665	1,3200
NICOLAS-TV3-RS	25,1451	86,1047	1,3200
OLLEROS-TG1-TV-GC	303,3172	182,6724	3,2057
AGUAYTIA-TG1-GA	90,0510	326,5770	3,1353
AGUAYTIA-TG1-GA	85,9964	330,8563	2,9919

Anexo 4

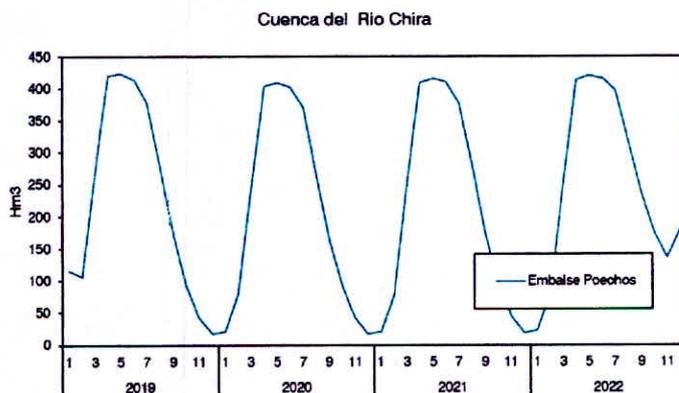
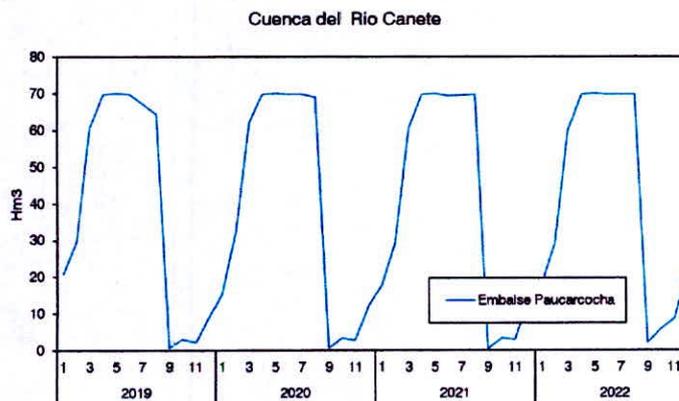
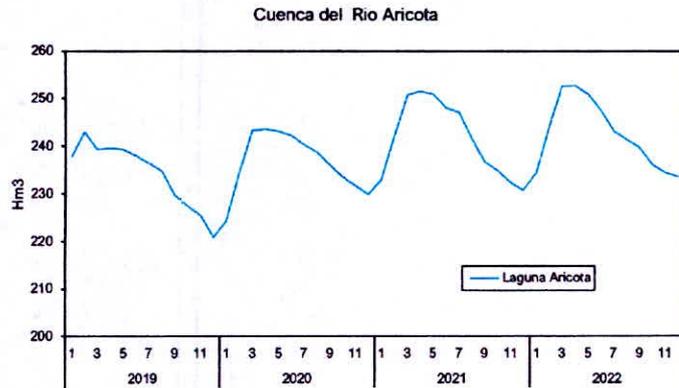
Parámetros correspondientes a las centrales Hidroeléctricas

CUENCA	Reservorios y tomas
Rio Aricota	RIEGO ARICOTA
Rio Cailloma	Toma Jacancuyo
Rio Chacapata	Toma Centauro
Rio Chancay	Toma Caña Brava Toma Carhuaquero G4 Toma Pizarras
Rio Chili	DIQUE LOS ESPANOLES RIEGO CHILI RIEGO CHILI s TOMA ANTASALLA TOMA BAMPUTANE TOMA BLANQUILLO Toma Charcani I Toma Charcani II Toma Charcani IV TOMA IMATA TOMA JANCOLACAYA TOMA SUMBAY TRANSBORDO CHILI
Rio Chira	RGO CHECA RGO INT. RGO PIURA RGO SULLANA RIEGO CHECA RIEGO INTERMEDIO RIEGO PIURA RIEGO SULLANA
Rio Huallaga	Riego Chaglla Riego PCH Chaglla
Rio Huancabamba	Riego Olmos
Rio Huaura	Riego Cheves Toma Cheves
Rio Jequetepeque	Riego Gallito
Rio Majes	Bocatoma Turi Toma Soro
Rio Mantaro	Evap. constante Jumin Toma CAguila VERT. RESTITUCION
Rio Marañon	Toma Marañon
Rio Minihidraulica	Toma 1 Toma 10 Toma 11 Toma 12 Toma 13 Toma 14 Toma 15 Toma 16

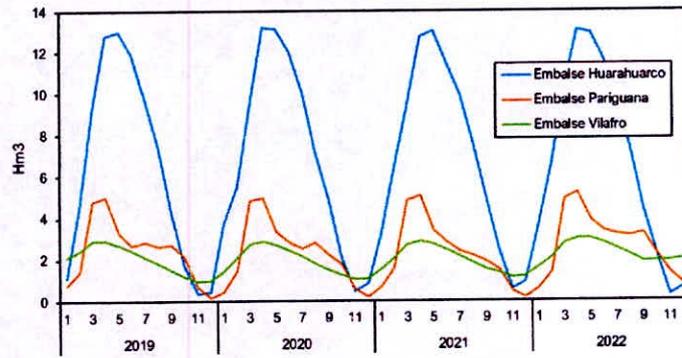
	Toma 17
	Toma 18
	Toma 19
	Toma 2
	Toma 20
	Toma 21
	Toma 22
	Toma 23
	Toma 24
	Toma 26
	Toma 27
	Toma 28
	Toma 29
	Toma 3
	Toma 30
	Toma 31
	Toma 32
	Toma 33
	Toma 34
	Toma 35
	Toma 36
	Toma 37
	Toma 38
	Toma 39
	Toma 4
	Toma 5
	Toma 6
	Toma 7
	Toma 8
	Toma 9
Rio Misapuquio	Misapuquio
Rio Pativilca	Cahua
	Toma Yanapampa
Rio Paucartambo	Uchuhuerta
Rio Rimac\Sta Eulalia	Chosica
	Moyopampa
	RIEGO 1
	RIEGO 1 s
	RIEGO 2
	RIEGO 2 s
	RIO RIMAC
	RIO RIMAC s
	Santa Eulalia
	Tamboraque
	Taza Rimac
	Toma Huanchor
	Toma Surco
Rio San Gaban	San Gabán
Rio Santa	Riego Collicocha
	Toma San Diego
	Toma Santa Cruz I
Rio Tarma	Toma La Virgen
	Yanango
Rio Vilcanota	Km-105
	Toma Sta Teresa

Anexo 5

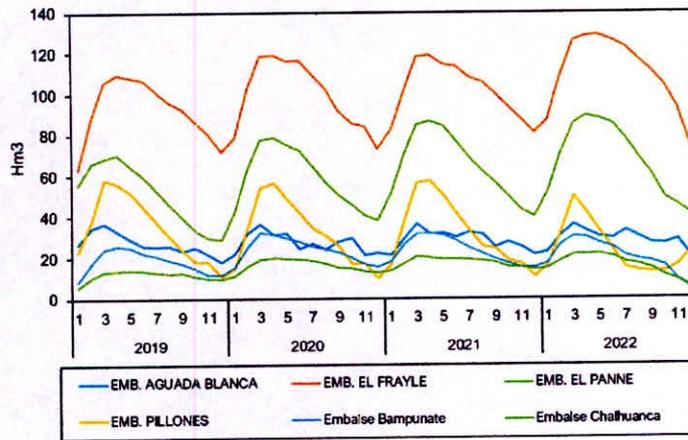
Resultado del volumen de los embalses



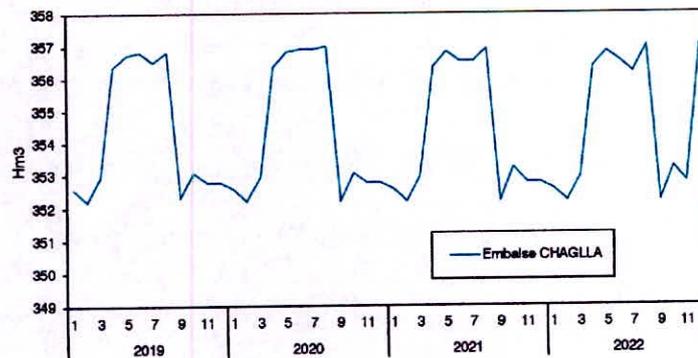
Cuenca del Rio Cailloma



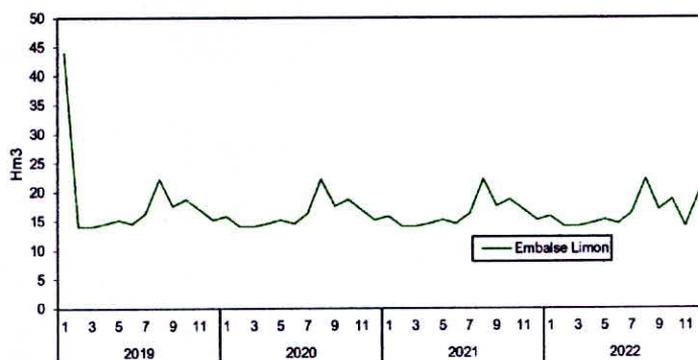
Cuenca del Rio Chili



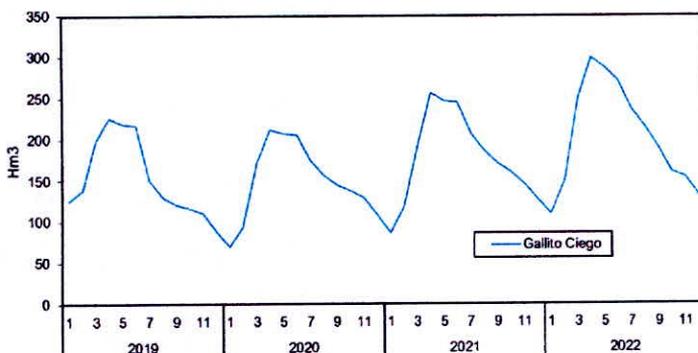
Cuenca del Rio Huallaga



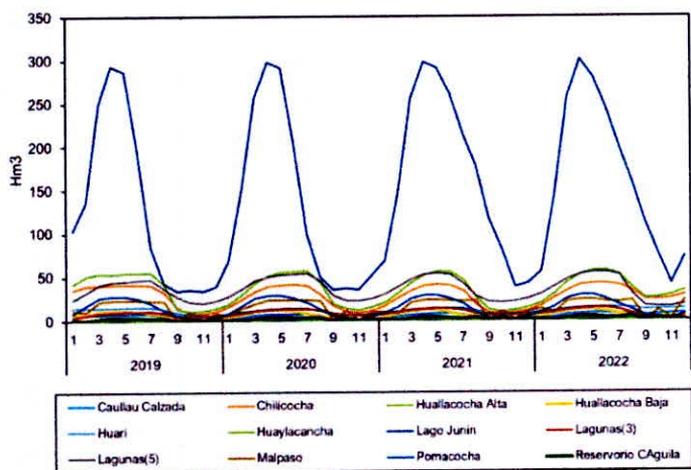
Cuenca del Rio Huancabamba

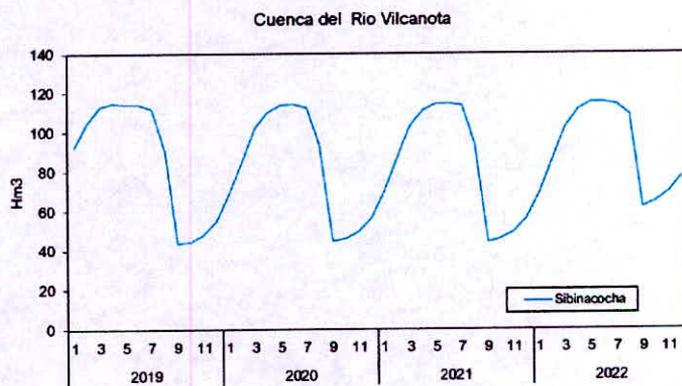
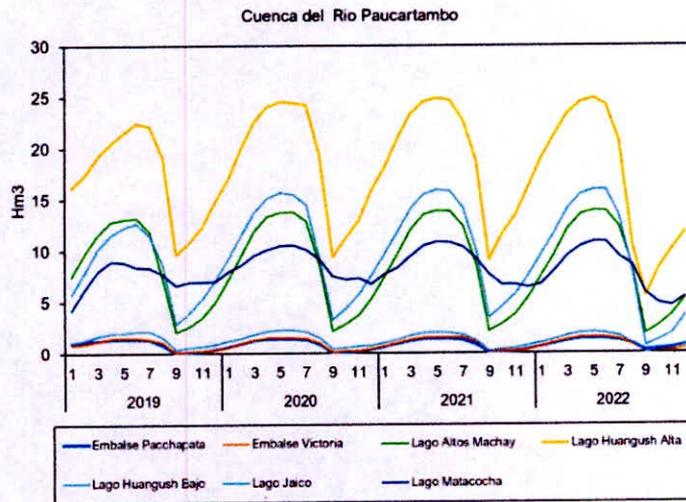
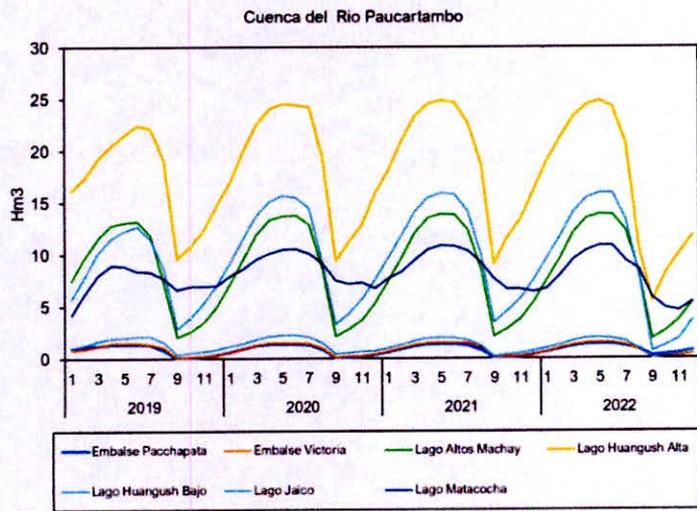


Cuenca del Rio Jequetepeque

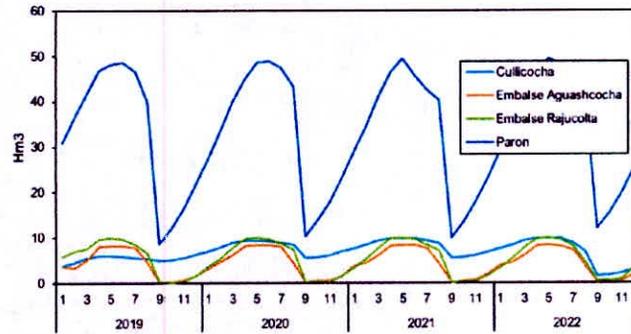


Cuenca del Rio Mantaro

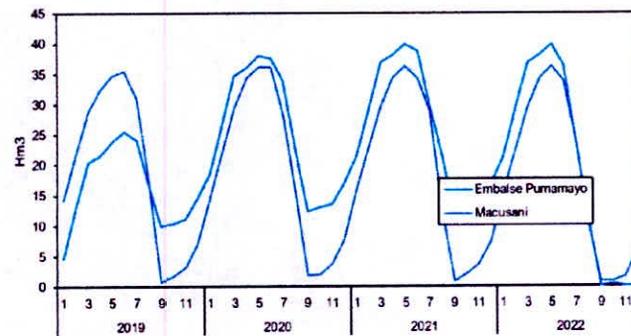




Cuenca del Rio Santa



Cuenca del Rio San Gaban



Cuenca del Rio RimaciSta Eulalia

