

Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Electromecánica

TEC | Tecnológico
de Costa Rica



Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A.

ESPH S.A.

**“Optimización monetaria de la curva de generación eléctrica de la Empresa
de Servicios Públicos de Heredia S.A.”**

Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título Ingeniero en
Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura.

Estudiante: Javier Cruz Calvo.

Carné: 201036021

Cartago, mayo del 2016



engineerscanada

Escuela Acreditada por el
Canadian Engineering Accreditation Board (CEAB)

Coordinador de Práctica: Ing. Greivin Barahona Guzmán.

Profesor Guía: Ing. Oscar Monge Ruiz.

Asesor Industrial: Ing. Federico Ling Castro.

Tribunal Examinador: Ing. Alberto Garro Zavaleta.

Ing. Oscar Bastos Molina.

Información del estudiante.

- Nombre: Javier Cruz Calvo.
- Cedula de identidad: 1-1463-0998.
- Carné ITCR: 201036021.
- Dirección durante el desarrollo del proyecto y en época no lectiva: Invu las Cañas #1, Alajuela, 250m este de la iglesia católica.
- Teléfono: 8870-1746.
- Email: cruzjavrr@gmail.com.

Información del proyecto.

- Nombre del proyecto: Optimización monetaria de la curva de generación eléctrica de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.
- Profesor asesor: Ingeniero Oscar Monge Ruiz.
- Horario de trabajo del estudiante: lunes a jueves, 7:00am a 4:45pm.

Información de la empresa.

- Nombre: Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.
- Dirección: San Jorge, Heredia, costado oeste de la plaza de deportes de San Jorge.
- Teléfono: 2562-3774.
- Actividad principal: Brindar servicios de calidad en el sector de agua, energía, saneamiento, infocomunicaciones y otros.

Dedicatoria.

Deseo dedicarles este trabajo a las personas que siempre estuvieron apoyándome a lo largo de mi temporada de estudios mayores, como lo son mis padres Vicente y Marta que de alguna u otra manera me ayudaron, de igual manera a mis 2 hermanos, José y Andrés que siempre estuvieron presentes, y por ultimo pero no menos importante, quiero dedicarles este trabajo a Susan, una de las personas que más me apoyó durante todas las etapas de mis estudios, ella fue un apoyo muy grande y factor determinante para poder llegar a estas instancias.

Agradecimientos.

Quiero agradecer a todo el personal del Departamento de Trabajo Social y Salud, ya que sin la ayuda económica que he recibido de la beca Mauricio Campos desde mi primer año en la institución, muy probablemente no hubiera podido iniciar estudios universitarios.

También quiero agradecerle a mis compañeros y amigos de la carrera, que siempre estuvieron para brindar ayuda en cualquier momento que se solicitara, que después de las noches sin dormir y las horas de realizar trabajos, se generó una buena amistad.

Agradecerles a todos los profesores que me encontré por el paso de la escuela, que la verdad se les notaba los deseos de enseñar, se les agradece montones por todo el conocimiento y experiencias compartidas.

Por último deseo agradecer a la ESPH S.A. por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo de graduación, por abrirme las puertas de sus instalaciones, fue una experiencia muy agradable en la cual aprendí mucho del tema de generación de energía eléctrica y sobre redes de distribución.

Tabla de Contenido.

Resumen.....	x
Abstract.....	xi
Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1. Reseña de la empresa.....	1
1.1.1. Misión de la ESPH S.A.....	2
1.1.2. Visión de la ESPH S.A.....	2
1.2. Definición del problema.....	3
1.3. Descripción del proyecto.....	4
1.4. Objetivos.....	5
1.4.1. Objetivo General.....	5
1.4.2. Objetivos Específicos.....	5
1.5. Metodología.....	6
1.5.1. Elaboración de las curvas de generación y consumo de energía eléctrica.....	6
1.5.2. Identificar un comportamiento patrón en las curvas de generación y consumo eléctrico y definir temporadas de generación.....	6
1.5.3. Obtener la curva teórica de generación eléctrica mas económica de la ESPH S.A. para diferentes temporadas.....	7
1.5.4. Establecer limitaciones técnicas existentes en las plantas hidroeléctricas de la ESPH S.A.....	7
1.5.5. Construir una curva de generación eléctrica monetariamente optimizada definitiva.....	7
Capítulo 2. Marco Teórico.....	8
2.1. Centrales Hidroeléctricas.....	8

2.1.1.	Según el tipo de embalse.	9
2.1.2.	Según la potencia.	10
2.1.3.	Según la altura del salto.	11
2.1.4.	Según la economía de explotación.	11
2.1.5.	Según el lugar de instalación.	11
2.2.	Proyectos hidroeléctricos de la ESPH S.A.	11
2.3.	Circuito de cobertura de la ESPH S.A.	18
2.4.	Legislación sobre el método de facturación de energía eléctrica.	21
2.5.	Programación Lineal.	24
2.5.1.	Método Geométrico.	25
2.5.2.	Método Simplex.	28
Capítulo 3.	Situación de facturación de energía eléctrica histórica.	35
3.1.	Curva de consumo eléctrico.	36
3.1.1.	Curva de consumo diaria.	36
3.1.2.	Curva de consumo semanal.	38
3.1.3.	Curva de consumo mensual.	39
3.2.	Curva de generación eléctrica.	42
3.2.1.	Época seca.	45
3.2.2.	Época lluviosa.	46
3.2.3.	Época de transición.	48
3.2.4.	Resumen del comportamiento de la curvas de generación.	50
3.3.	Facturación sobre el histórico de datos.	51
Capítulo 4.	Propuesta de curva de generación eléctrica.	54
4.1.	Limitaciones técnicas existentes.	54

4.2. Análisis matemático de las curvas de generación de energía eléctrica. ...	56
4.2.1. Aplicación del método simplex.....	58
4.2.2. Aplicación del método geométrico.....	63
4.3. Propuesta definitiva de la curva de generación de energía eléctrica.	68
4.3.1. Época seca.....	70
4.3.2. Época lluviosa.....	72
4.3.3. Época transición.	73
4.3.4. Resumen de las curvas de generación óptimas.	74
Recomendaciones.....	76
Conclusiones.....	77
Bibliografía.	78
Anexos.	80
Anexo 1: Tarifas del servicio de energía eléctrica publicadas en el alcance 117 de la La Gaceta 247 del 21 de diciembre del 2015.....	80
Apéndices.....	87
Apéndice 1: Unifilar de la red de distribución de la ESPH S.A.....	87

Índice de Figuras.

Figura 1. Energía hidráulica dentro del ciclo hidrológico.	9
Figura 2. Partes de una planta hidroeléctrica con embalse típica.	10
Figura 3. Partes de una planta hidroeléctrica típica.	12
Figura 4. Curva de eficiencia de las turbinas de Planta Hidroeléctrica Tacaes...	16
Figura 5. Programación de tareas para el mantenimiento anual de la Planta Hidroeléctrica Tacaes.	17
Figura 6. Área de cobertura del servicio de distribución de energía eléctrica.	18
Figura 7. Unifilar de la red de distribución.	20
Figura 8. Representación gráfica del espacio de solución factible para el ejemplo 1	27
Figura 9. Gráfico de Potencia consumida (P) en función del Tiempo (T) para el día 2 de marzo del 2015.....	36
Figura 10. Gráfico de Potencia consumida (P) en función del Tiempo (T) para la semana del lunes 2 al domingo 8 de mayo del 2015.	38
Figura 11. Gráfico de Energía Eléctrica consumida (EE) en función del Tiempo (T) para el mes de enero del 2015.....	40
Figura 12. Gráfico de Energía Eléctrica consumida (EE) en función del Tiempo (T) para el mes de diciembre del 2015.	42
Figura 13. Gráfico de Energía Eléctrica generada (EE) en función del Tiempo (T) para el año 2015.	44
Figura 14. Gráfico de Potencia generada (P) en función del Tiempo (T) para el día 10 de junio del 2015.....	45
Figura 15. Gráfico de Potencia generada (P) en función del Tiempo (T) para el día 21 de junio del 2015.....	47

Figura 16. Gráfico de Potencia generada (P) en función del Tiempo (T) para el día 30 de noviembre del 2015.....	49
Figura 17. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para las curvas de consumo, generación y la diferencia entre sí para el día 30 de noviembre del 2015.	52
Figura 18. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación calculada para el día 30 de noviembre del 2015.	63
Figura 19. Representación gráfica de las restricciones del problema.	64
Figura 20. Representación gráfica de las proyecciones de las restricciones por generación eléctrica.	65
Figura 21. Volumen resultante de la intersección entre las restricciones de generación eléctrica y el plano de restricción de energía.....	67
Figura 22. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación óptima para el día 30 de noviembre del 2015.....	69
Figura 23. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación óptima para el 10 de junio del 2015.....	71
Figura 24. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación óptima para el 21 de junio del 2015.....	72
Figura 25. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación óptima para el 30 de noviembre del 2015.....	74

Índice de Tablas.

Tabla 1. Características técnicas del Proyecto Hidroeléctrico Tacares (PT), Proyecto Hidroeléctrico Jorge Manuel Dengo (PHJMD) y el Proyecto Hidroeléctrico Los Negros (PHLN)	14
Tabla 2. Valores promedio de potencia generada para las franjas horarias Nocturno 1 (N1), Nocturno 2 (N2), Valle 1 (V1), Valle 2 (V2), Punta 1 (P1) y Punta 2 (P2), junto con los valores de Energía Eléctrica Generada (EEG) por día analizado para las diferentes épocas climáticas.	50
Tabla 3. Facturación mensual reportada a la ESPH S.A. por concepto del diferencial de energía eléctrica (EE) y el diferencial de potencia demanda (P) para el año 2015.....	53
Tabla 4. Monto de tarifa para las diferentes zonas horarias.....	56
Tabla 5. Designación de variables a utilizar dentro del análisis matemático.....	57
Tabla 6. Resumen de ahorros monetarios por la nuevas propuestas de las curvas de generación eléctrica.	75

Resumen.

Este proyecto trata de una alternativa de optimización monetaria de las curvas de generación de energía eléctrica para las empresas distribuidoras de este bien, tal como lo es la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH S.A.). Este proyecto se enfoca para aquellas empresas distribuidoras de energía, tal como la ESPH S.A., que no logran suplir la energía que demandan los abonados que se conectan a la red de distribución, debido a esto, las empresas distribuidoras se verán en la obligación de realizar compras de energía eléctrica.

Las curvas de consumo energético de los abonados no son constantes a través de del día, esta demanda de energía varía en función de la hora en que se encuentre, encontrando típicamente 2 picos de demanda durante el día, y por supuesto, los costos de del kWh tampoco son constantes, estos comprenden de varias franjas horarias durante el día, logrando así que la energía cambie su valor en función de la hora en que se encuentre.

Es importante realizar este análisis ya que se pueden llegar a generar márgenes importantes de ahorro solamente con cambiar las tendencias de generación de las plantas existentes en estos momentos, lo cual indica que la empresa va a observar mayores ingresos sin realizar ningún tipo de inversión.

Este trabajo mostrará toda la información necesaria junto con los pasos y procedimientos que se utilizaron para concluir en la propuesta de las nuevas curvas de generación eléctrica, empezando con un análisis del comportamiento tanto de las curvas de consumo y generación de energía eléctrica, para luego tratar estos datos bajo un procedimiento de cálculo e integrarlo con restricciones existentes en el sistema y así lograr obtener la propuesta final de las curvas de generación.

Palabras claves: central hidroeléctrica, curva de consumo de energía eléctrica, curva de generación de energía eléctrica, picos de demanda.

Abstract.

This project explain an alternative way to make a monetary optimization curve for power generation distribution companies, like the Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH S.A.). This project focuses for those energy distribution companies as ESPH S.A., which fails to meet the power demand of clients who are connected to the distribution network, because of this, the distribution companies will be obliged to make purchases of electricity.

Curves of energy consumption of clients are not constant throughout the day, this energy demand varies depending on what hour of day you need energy, typically found 2 peaks of demand during the day, and of course, the costs of the kWh are not constant, they change between different schedules during the day, making the energy changes its value depending on the time you need energy.

It is important to perform this analysis because it can generate significant margins saving only changing trends existing generation plants at this time, indicating that the company will observe higher income without making any investment.

This paper showed all the necessary information along with the steps and procedures used to conclude on the proposal of the new curves of power generation, starting with an analysis of the behavior of both curves, consumption and generation, and then try these data under a calculation procedure and integrate it with existing constraints on the system and thus be able to obtain the final proposal generation curves.

Key words: hydroelectric power station, curve electric power consumption, curve electric power generation, peak demand.

Capítulo 1. Introducción.

En este informe de práctica de especialidad se desarrolla la temática de optimización monetaria de la curva de generación eléctrica para empresas de distribución eléctrica instaladas en el país. En él se presentan todos los pasos que se siguieron para poder concluir con la curva de generación eléctrica más barata, además de contemplar todos los detalles matemáticos y técnicos que se abarcaron en este trabajo.

Cabe mencionar que todos los valores de importancia como los valores de generación eléctrica, consumo eléctrico, facturación mensual y otros que se van a presentar a lo largo de este trabajo, están manipulados matemáticamente a conciencia del autor y de la empresa, esto se debe a un convenio de confidencialidad existente entre la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH S.A.) y el estudiante que desarrolló el proyecto de graduación.

1.1. Reseña de la empresa¹.

El 25 de octubre del año 1949 da a luz a la Junta Administradora del Servicio Eléctrico Municipal de Heredia (JASEMH), la cual tenía obligaciones fundamentales de procurar la conservación de las instalaciones de la primera planta hidroeléctrica llamada La Joya, además de administrar la transmisión y distribución de energía eléctrica, y a la vez darse la tarea de mejorar los incipientes servicios eléctricos de aquel entonces.

Luego, a mediados de los años 70 comenzó una problemática grave con respecto al acueducto instalado en la ciudad herediana, ya que el mismo presenta deficiencias en infraestructura y en el sistema de tuberías instalado, todo esto radica en un servicio de agua potable de baja calidad para los ciudadanos. El Gobierno de la República de ese momento, observando esta situación, decreta

¹ Para obtener información más detallada sobre la historia de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A., puede referirse al documento "Nuestra Historia", descargable en la página web www.esph-sa.com

que la Municipalidad de Heredia traspasara temporalmente la administración, mantenimiento y control del acueducto del cantón a la JASEMH.

Este fue el fin del conflicto por el agua potable, la JASEMH pasó a ser La Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. el 8 de marzo de 1976, con el objetivo de la conservación de las instalaciones de generación hidroeléctrica y distribución de energía, además de administrar y controlar el acueducto municipal que le fue cedido en ese año. Actualmente su campo de acción se ha expandido al ámbito del servicio de telecomunicaciones, el cual lo brinda tanto a empresas privadas y públicas.

En este momento los servicios que brinda ESPH S.A. comprenden el suministro de agua potable como el manejo adecuado de aguas residuales, suministro de energía eléctrica y muy recientemente servicios de telecomunicaciones. ESPH S.A. tiene una cobertura por diferentes cantones de la provincia de Heredia, tales como el Cantón Central, San Rafael, San Isidro, Barva, Cantón de Flores, Cantón de San Pablo, contabilizando así más de 264000 usuarios del fluido eléctrico, además de las 11714 lámparas de alumbrado público instalados en estas diferentes comunidades.

ESPH S.A. cuenta con varias estaciones de generación eléctrica ubicadas en diferentes zonas del país, y cuenta con cerca de 500 kilómetros de cableado primario encargado de la distribución y suministro del fluido eléctrico a todos sus abonados.

1.1.1. Misión de la ESPH S.A.

“Somos una empresa que brinda servicios de calidad en el sector de agua, energía, saneamiento, infocomunicaciones y otros, que aporta valor y desarrollo a la sociedad mediante la mejora continua de su gestión”

1.1.2. Visión de la ESPH S.A.

“Ser una empresa competitiva a nivel nacional por los servicios que brinda”

1.2. Definición del problema.

La Unidad Estratégica de Negocios de Energía Eléctrica y Alumbrado Público (UEN EYAP) de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A., que es la UEN donde este proyecto se va a desarrollar, se encarga de suministrar energía eléctrica a diferentes cantones de la provincia de Heredia, a un área donde existe varias zonas industriales importantes que necesitan y exigen energía eléctrica de calidad.

Para poder suministrar la energía eléctrica demandada por estos abonados, ESPH S.A. posee varias estaciones de generación de energía eléctrica, pero estas plantas de generación no suplen la demanda en su totalidad, es por esto que ESPH S.A. se ve en la necesidad de comprar energía eléctrica generada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). De esta manera, si agregamos la energía comprada al ICE a la energía generada por la ESPH S.A., se logra responder a la demanda de energía eléctrica formada por las diferentes comunidades heredianas que están bajo la cobertura de la ESPH S.A.

El problema actual de la ESPH S.A. se da en cómo se está dando la compra de energía al ICE, ya que no se tiene ninguna clase de estudio o investigación que proponga o indique la mejor forma de realizar esta compra, y este es un tema de suma importancia ya que la facturación mensual por compra de energía eléctrica puede llegar a alcanzar los $\$3000000000$, así que una disminución porcentual mínima en la facturación puede llegar a ser un ahorro importante para la ESPH S.A.

1.3. Descripción del proyecto.

El proyecto se enfoca en la problemática existente en el tema de la compra de energía eléctrica al ICE, es una realidad que se tiene que comprar energía eléctrica generada por otra empresa para poder lograr responder a la demanda eléctrica, el problema radica en cómo se está haciendo esta compra de energía.

La compañía está comprando y generando energía eléctrica con facturaciones diferentes entre sí, teniendo como base lo antes dicho se planea obtener una metodología de cálculo para poder determinar el mejor escenario económico para la empresa y observar si se está generando lo necesario de la forma más económicamente posible.

Esto es de suma importancia tanto para la empresa como para los clientes de la misma, para la empresa es importante ya que con un fundamento técnico y científico se va a poder esquematizar los programas de generación eléctrica en sus centrales de generación de manera que los costos de las mismas sean lo menor posible, y es importante para los clientes ya que se les asegura un servicio continuo y de calidad a un posible menor precio por kWh.

De primera instancia se planea obtener de las curvas históricas de generación y consumo eléctrico, un patrón de comportamiento de estas curvas para así poder estudiar en las situaciones y las horas de mayor demanda que se necesite comprar energía eléctrica, y a partir de esto se empezará a realizar el análisis matemático que indique cuál es la manera más barata de suministrar el fluido eléctrico.

Además del estudio que se llevará a cabo con las curvas de generación y de consumo, se contemplaran las limitaciones técnicas de cada una de las centrales hidroeléctricas que están en funcionamiento, para así poder dar una respuesta precisa e integral al problema, la cual se pueda implementar de la manera más pronta posible.

1.4. Objetivos.

1.4.1. Objetivo General.

Elaborar una metodología de cálculo para poder obtener el régimen monetariamente óptimo de generación eléctrica para ESPH S.A.

1.4.2. Objetivos Específicos.

- Definir las curvas de consumo eléctrico de los clientes de ESPH S.A. del año 2015.
- Determinar las curvas de generación eléctrica de las estaciones hidroeléctricas de la ESPH S.A. del año 2015.
- Desarrollar un modelo matemático, de manera que, el mismo concluya con la curva teórica de generación eléctrica monetariamente optimizada.
- Especificar cuáles son las limitaciones técnicas existentes en las centrales hidroeléctricas de la ESPH S.A.
- Elaborar una curva de generación eléctrica definitiva, que contemple tanto la curva de generación eléctrica teórica y las limitaciones técnicas de las centrales hidroeléctricas.

1.5. Metodología.

Para poder obtener la optimización monetaria de las curvas de generación, se planea enfrentar el problema en varias etapas, las cuales se explican a continuación:

1.5.1. Elaboración de las curvas de generación y consumo de energía eléctrica.

En esta primera etapa se consultaran los datos históricos de generación y consumo eléctrico de la ESPH S.A. para el año 2015, se tomaran estos datos sin procesar y se trabajarán de manera tal que se puedan analizar de un modo más sencillo. Una vez que se tienen estos datos manipulados y filtrados se procede a obtener las curvas semanales de generación y consumo eléctrico para todo el año 2015.

1.5.2. Identificar un comportamiento patrón en las curvas de generación y consumo eléctrico y definir temporadas de generación.

Con las curvas de generación y consumo eléctrico previamente realizadas, se establecerá un comportamiento patrón para la curva de consumo de energía eléctrica y otro comportamiento patrón para la curva de generación de energía eléctrica, ambas curvas se obtendrán para tiempos mensuales, semanales y diarios.

Utilizando este comportamiento patrón de las curvas de generación y consumo eléctrico, se definirán temporadas de generación eléctrica en función de la cantidad de energía producida diariamente. Con este comportamiento patrón y las temporadas bien definidas, se identificará los períodos de mayor demanda eléctrica en la red de distribución.

1.5.3. Obtener la curva teórica de generación eléctrica mas económica de la ESPH S.A. para diferentes temporadas.

Con los datos de consumo y generación eléctrica, junto con las curvas patrón bien establecidas, se procede a realizar todo un análisis matemático para obtener la curva teórica de generación eléctrica más barata para cada una de las temporadas previamente definidas.

Estas curvas teóricas de generación representan la opción más barata de generación para cada una de las temporadas, con el detalle que no contemplan ciertos aspectos físicos de las plantas de generación instaladas que radican en limitar la cantidad de energía despachada.

1.5.4. Establecer limitaciones técnicas existentes en las plantas hidroeléctricas de la ESPH S.A.

Se realizaran varias visitas a las diferentes plantas de generación eléctrica para lograr obtener información técnica detallada sobre el funcionamiento de las mismas, información tanto de las turbinas como de los generadores de energía eléctrica, al final de recabar toda esta información se establecerá cuáles son las limitaciones técnicas globales que posee cada planta una de las plantas hidroeléctricas.

1.5.5. Construir una curva de generación eléctrica monetariamente optimizada definitiva.

Con los aportes de las diferentes curvas de generación eléctrica teórica para las diferentes temporadas, y con las limitaciones técnicas definidas en cada central hidroeléctrica, se procede a realizar la propuesta definitiva de las curvas de generación eléctrica, estas curvas son una respuesta integral a la problemática inicial del problema presentado, ya que contemplan aspectos técnicos de cada una de las plantas de generación junto con un análisis matemático que corrobora el comportamiento de estas curvas.

Capítulo 2. Marco Teórico.

2.1. Centrales Hidroeléctricas.

La descripción más simple de la función principal de las centrales hidroeléctricas, es que estas aprovechan la energía cinética del movimiento de masas de agua junto con la energía potencial del agua disponible a cierta altura para la producción de energía eléctrica. Cabe hacer notar que la integración de la energía cinética y la energía potencial del agua se le conoce como energía hidráulica.

Según nos comentan José Carta, Roque Calero, Antonio Colmenar y Manuel Castro (2009):

El uso más común de la energía hidráulica es la producción de electricidad mediante la creación de alturas artificiales del agua en el cauce de un río. Dicho desnivel permite que el agua pueda ser desviada a través de una tubería hacia una turbina, situada en la base del salto de agua, la cual se conecta mecánicamente con un generador eléctrico (p. 420).

El origen de la energía hidráulica se puede observar en el ciclo hidrográfico por el cual atraviesa el agua (ver figura 1). El sol inicia el ciclo en el proceso de la evaporación de las cuencas hidrográficas, océanos y lagos por la acción de la energía solar, este vapores llevado sobre grandes áreas de tierra firme gracias a la circulación atmosférica, que luego cae en forma de lluvia en altas montañas de la superficie terrestre, gracias a estas precipitaciones el agua fluye en forma de ríos y quebradas. Es por esto que se dice que es una energía renovable proveniente de una pequeña cantidad porcentual de la energía solar que llega a la Tierra.

Ahora bien, la función principal de la central hidroeléctrica es convertir la energía hidráulica del agua en energía mecánica rotacional a partir de elementos mecánicos llamados turbinas hidráulicas, estas turbinas se encuentran acopladas al eje de los generadores eléctricos en donde estos últimos son los encargados de convertir esta energía mecánica, proveniente de las turbinas, en energía eléctrica.

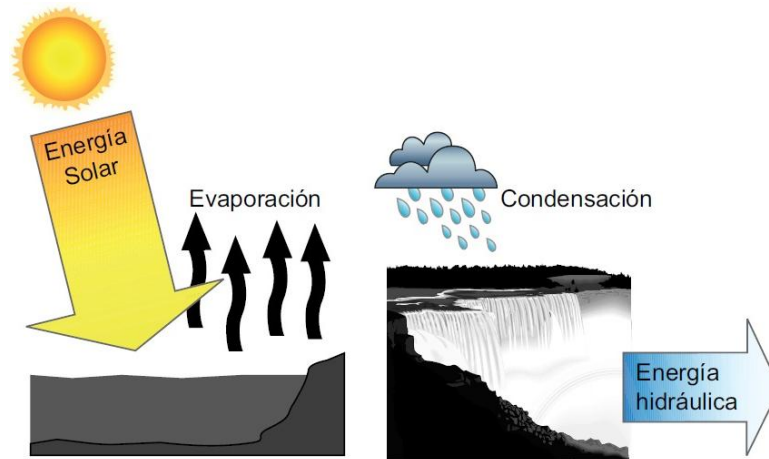


Figura 1. Energía hidráulica dentro del ciclo hidrológico.

Fuente: Carta J., Calero R., Colmenar A., Castro M. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

Toda esta conversión energética se lleva a cabo en grandes obras civiles conocidas como plantas hidroeléctricas, en la figura 2 podemos ver la representación gráfica de una planta hidroeléctrica con embalse típica junto con las diferentes partes que la conforman.

Según Mataix (1986) las plantas hidroeléctricas se pueden clasificar bajo diferentes criterios, algunos de ellos son: según el tipo de embalse, según la potencia, según la altura del salto, según la economía de explotación, y según el lugar de instalación.

2.1.1. Según el tipo de embalse.

- Centrales de agua fluyente: estas plantas no contienen embalse, se instalan en el curso del río o en un canal desviado por un dique y pueden contener reservas diarias o semanales.
- Centrales con embalse: estas aprovechan el cauce de un río para generar un embalse, del cual se toma el agua por una tubería para luego ser transportada a las turbinas.
- Centrales de almacenamiento por bombeo.
- Centrales mareomotrices.

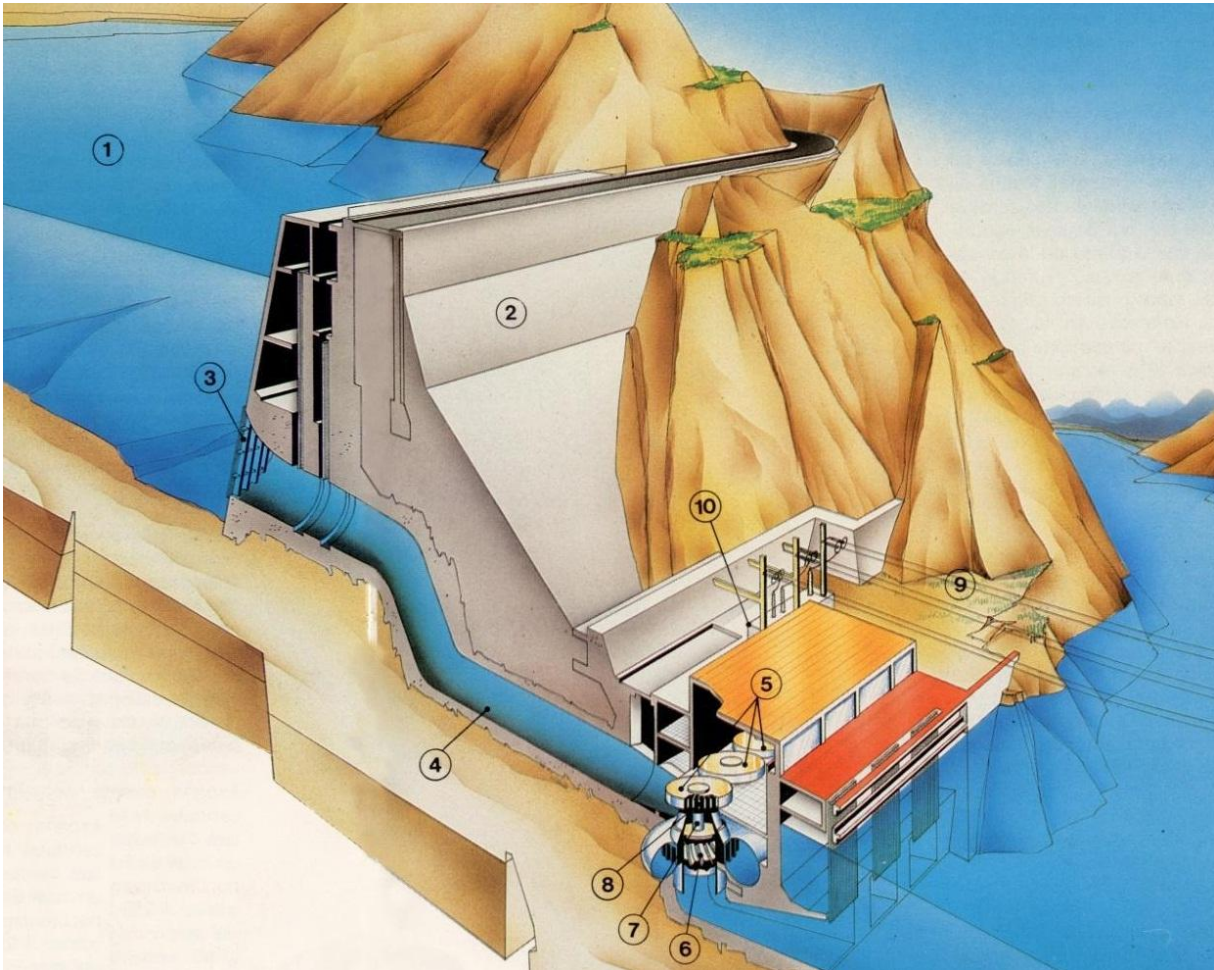


Figura 2. Partes de una planta hidroeléctrica con embalse típica. 1-Agua embalsada / 2-Presa / 3-Rejas filtradoras / 4- Tubería de forzada / 5 - Conjunto de grupos turbina-Alternador / 6 - Turbina / 7 - Eje / 8 - Generador / 9 - Líneas de transmisión de energía eléctrica / 10 - Transformadores

Fuente: Redondo D. (2012). ¿Cómo funciona una central hidroeléctrica?. Recuperado de: <http://tecnologianivel2.blogspot.com/2012/05/como-funciona-una-central.html>

2.1.2. Según la potencia.

- Minicentrales: la potencia máxima es de 99 kW.
- Centrales de pequeña potencia: la potencia va desde los 100 kW hasta los 999 kW.
- Centrales de potencia media: la potencia va desde los 1000 kW hasta los 9999 kW.
- Centrales de gran potencia: la potencia supera los 10000 kW

2.1.3. Según la altura del salto.

- Saltos de pequeña altura: en donde la altura neta es menor a los 14,99 m.
- Saltos de mediana altura: la altura neta va desde los 15 m hasta los 49,99 m.
- Saltos de gran altura: la altura neta es mayor a los 50 m.

2.1.4. Según la economía de explotación.

- Centrales independientes: en donde la planta hidroeléctrica alimenta una red individual no conectada a otras plantas hidroeléctricas.
- Centrales interconectadas: en este caso alimentan una red común junto con otras plantas hidroeléctricas.

2.1.5. Según el lugar de instalación.

- Centrales de agua fluyente: en este caso la planta intercepta el cauce del río.
- Centrales de pie de presa: en donde la planta hidroeléctrica se construye al pie del embalse.
- Centrales subterráneas.

2.2. Proyectos hidroeléctricos de la ESPH S.A.

Teniendo en cuenta a grandes rasgos todo lo que significa una central hidroeléctrica, conociendo sus orígenes energéticos, su principio de funcionamiento y las diferentes clasificaciones que podemos encontrar sobre ellas, se procede a documentar sobre las plantas hidroeléctricas que se encuentran en funcionamiento bajo la administración de la ESPH S.A.

Es importante saber que las tres plantas hidroeléctricas en funcionamiento son plantas que entran en la clasificación “centrales de agua fluyente”, las tres plantas no contienen propiamente un embalse, si no que contienen reservas de regulación diaria, es decir, estas plantas hidroeléctricas desvían el cauce del río por medio de un dique, este caudal desviado del río se transporta a una reserva de agua en

done se acumula para poder poner en funcionamiento las turbinas y planificar su producción diaria.

Un esquema muy preciso de las partes que componen este tipo de planta hidroeléctrica se puede observar en la figura 3.

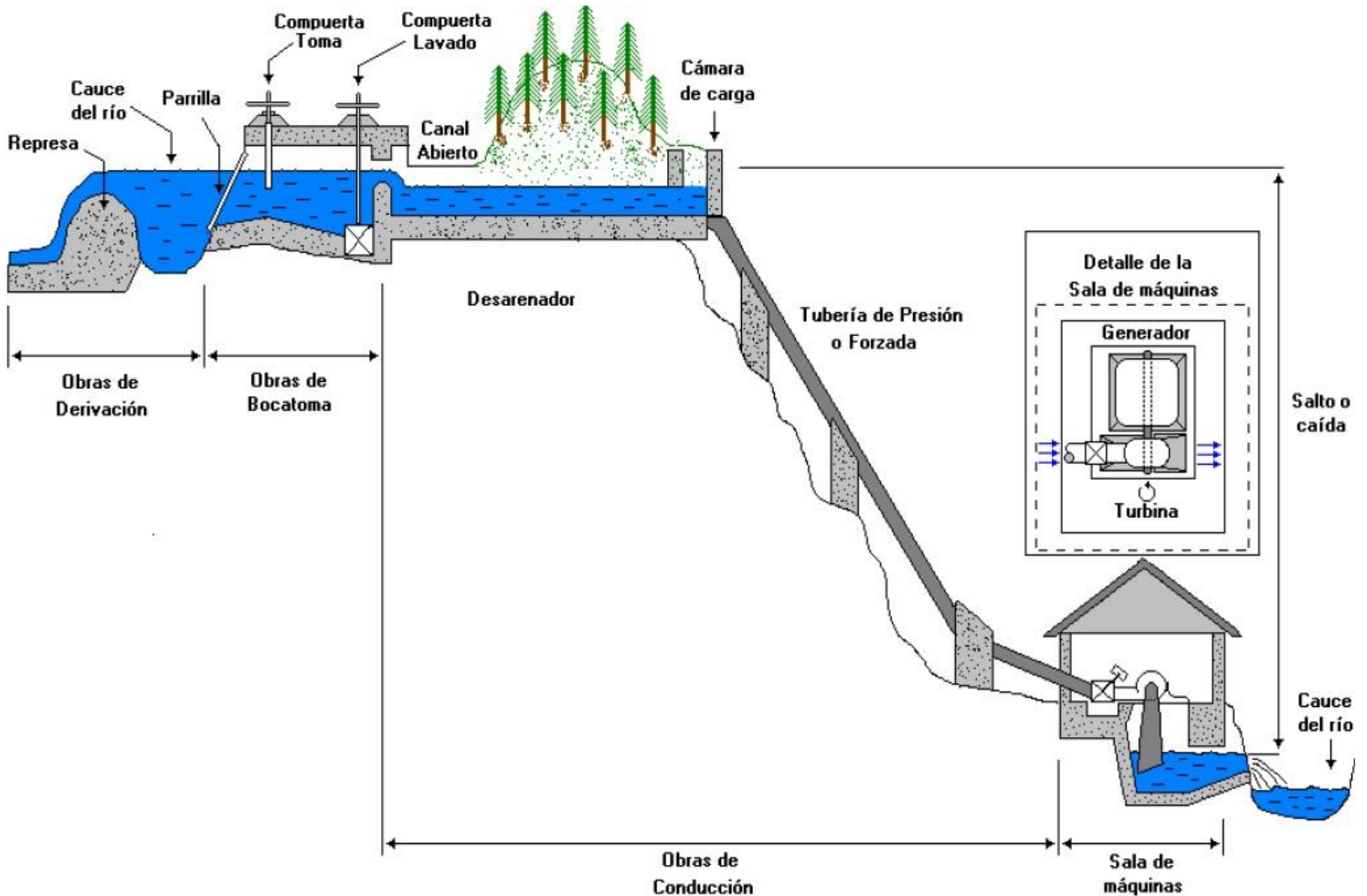


Figura 3. Partes de una planta hidroeléctrica típica.

Fuente: Notas de clase del curso: Ahorro energético, primer semestre 2016.

Para la fecha en que se estuvo desarrollando este proyecto de graduación, la ESPH S.A contaba con 3 plantas de generación hidroeléctrica, las cuales son Planta Hidroeléctrica Tacares (PHT), Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo (PHJMD) y Planta Hidroeléctrica Los Negros (PHLN).

Es importante destacar que dentro de los planes a mediano plazo de la empresa, se cuenta con la construcción del nuevo proyecto hidroeléctrico Los Negros II, es

un nuevo proyecto hidroeléctrico que tendrá una capacidad de generación de unos 28 MW, pero para este estudio dicha planta de generación quedará fuera de análisis. Sin embargo, veremos más adelante que las tendencias de generación resultantes de este trabajo también se pueden llegar a aplicar a este nuevo proyecto.

La tabla 1 es una tabla resumen en la que se pueden observar características eléctricas y mecánicas de importancia de las centrales hidroeléctricas que la ESPH S.A. tiene en funcionamiento en estos momentos.

Como se puede observar en la tabla 1, se logró documentar información muy importante como lo son los caudales de funcionamiento, potencias de generación máxima y mínima y demás información que es elemental en el análisis del problema presentado. Además de esta tabla, se pudo documentar las curvas de eficiencia brindadas por los fabricantes de las turbinas instaladas en PHT y PHLN (ver figura4).

No se pudo obtener las curvas de eficiencia de las turbinas instaladas en PHJMD ya que son turbinas que entraron en funcionamiento en el año 1951, de las cuales no se tiene registro alguno ni documentación de su funcionamiento más que la tabulada anteriormente.

Es importante saber que estas tres centrales hidroeléctricas están conectadas a subestaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en donde se inyecta la potencia generada, el PHT se encuentra conectada a Subestación Poás, el PHLN se conecta con Subestación Miravalles y por último el PHJMD se conecta a un circuito propiedad del ICE llamado Circuito Tueta.

Tabla 1. Características técnicas del Proyecto Hidroeléctrico Tacares (PT), Proyecto Hidroeléctrico Jorge Manuel Dengo (PHJMD) y el Proyecto Hidroeléctrico Los Negros (PHLN)

	PHT	PHJMD	PHLN
Inicio de operación comercial (año)	2013	1951	2006
Cantidad de turbinas	2	2	2
Tipo de turbina	Francis	Francis	Francis
Disposición del eje	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Velocidad de giro (rpm)	514,28	1200,00	600,00
Caudal por turbina (m ³ /s)	4,50	1,50	10,15
Salto de agua (m)	83,23	138,00	96,75
Presión de tubería forzada (Bar)	8,00	13,53	9,49
Diámetro de tubería forzada (m)	1,61	1,07 / 0,95	3,00
Longitud de tubería forzada (m)	87,00	469,00	452,00
Volumen de la reserva (m ³)	550000	32000	316000
Nivel mínimo del embalse (msnm)	587,20	933,80	305,25
Nivel máximo del embalse (msnm)	588,90	935,60	308,25
Cantidad de tomas	1	1	3
Ríos	Poás	Poás	Raudales / Caño Negro / Frijoles
Caudal en tomas de agua (m ³ /s)	6,00	2,20	3,8 / 12,8 / 3,6
Energía anual (GWh)	29,40	18,00	75,00
Potencia máxima por generador (MW)	3,4	1,25	9,00
Potencia mínima por generador (MW)	0,85	0,45	2,00
Tensión del generador (V)	4160,00	2400,00	13800,00
Amperaje del generador (A)	552,50	300,00	439,30
Tensión de excitación (A)	77,00	125,00	72,00
Amperaje de excitación (V)	8,10	79,00	6,80
Longitud de línea de transmisión (km)	8,00	0,20	22,00
Ubicación	Tacares, Grecia, Alajuela.	Carrillos, Poás, Alajuela.	Aguas Claras, Upala, Alajuela.

Fuente: propia.

El conjunto turbina-generador instalado en cada una de las plantas de generación eléctrica de la ESPH S.A. se encuentran bajo un riguroso régimen de mantenimiento, estos generadores y sus turbinas hidráulicas están bajo una constante supervisión de parámetros de funcionamiento, asimismo, en las plantas de generación se tienen tareas de mantenimiento programado que incurren en paros de al menos siete días una vez cada año, además de este paro anual siempre se programa un mantenimiento mayor cada cinco años en cada una de las plantas, durante el mismo se realiza un mantenimiento exhaustivo en todas las instalaciones, maquinaria y demás accesorios instalados necesarios para el correcto funcionamiento, este mantenimiento mayor conlleva un paro de en promedio un mes de duración.

El cronograma de las tareas del mantenimiento programado se pueden observar en la figura 5, en ella se puede apreciar en detalle las tareas que se desarrollan, además del tiempo que se estiman que vaya a durar el mismo.

TACARES

Expected Performance Curves

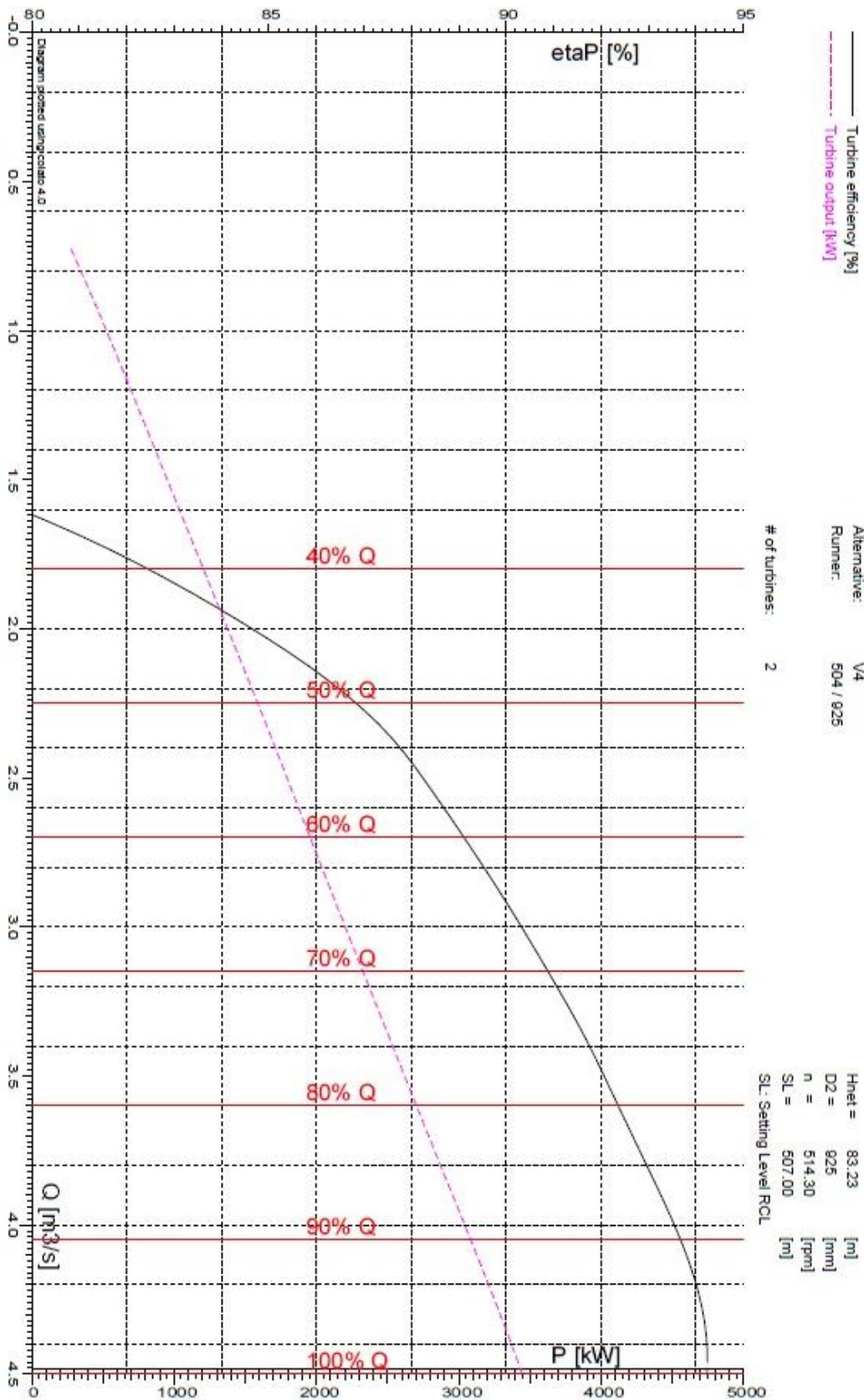


Figura 4. Curva de eficiencia de las turbinas de Planta Hidroeléctrica Tacares.
 Fuente: Archivos de la oficina de generación de la ESPH S.A.

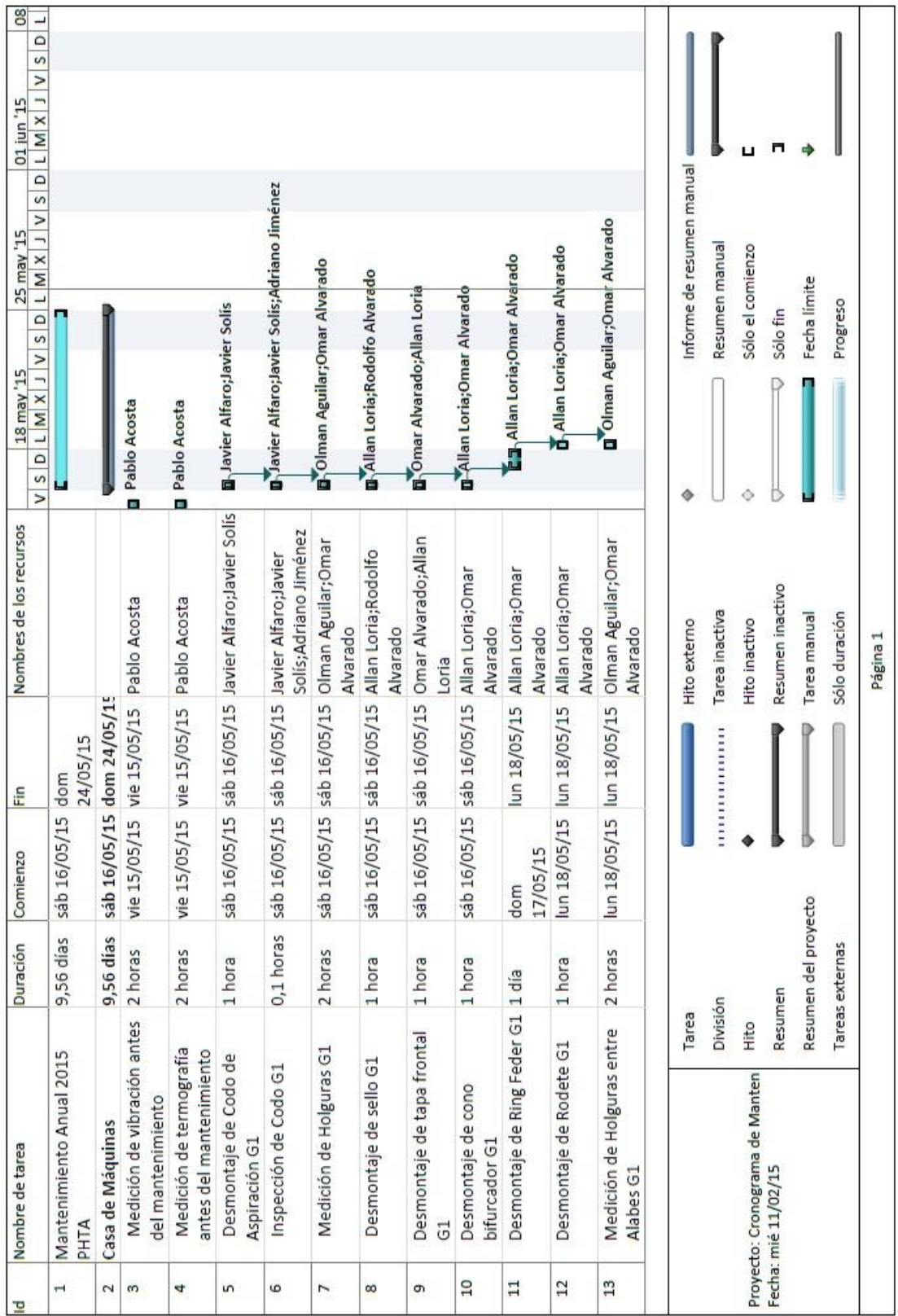


Figura 5. Programación de tareas para el mantenimiento anual de la Planta Hidroeléctrica Tacaras.

Fuente: Archivos de la oficina de generación de la ESPH S.A.

Se menciona el tema del mantenimiento en los proyectos hidroeléctricos ya que significan un paro de funciones de las mismas, significa un tiempo que se deja de producir energía eléctrica para poder inyectarla al SEN, por consiguiente y más adelante vamos a ver, la facturación mensual del ICE va a aumentar e incurre en gastos extra para la empresa.

2.3. Circuito de cobertura de la ESPH S.A.

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia tiene una cobertura relativamente pequeña si se compara con la carga eléctrica que se tiene a nivel nacional, la carga instalada en la red de distribución de la ESPH S.A., que es de unos 110 MW, representa casi que el 6% de la carga instalada a nivel nacional, con un área superficial de cobertura cercana a los 107 km².

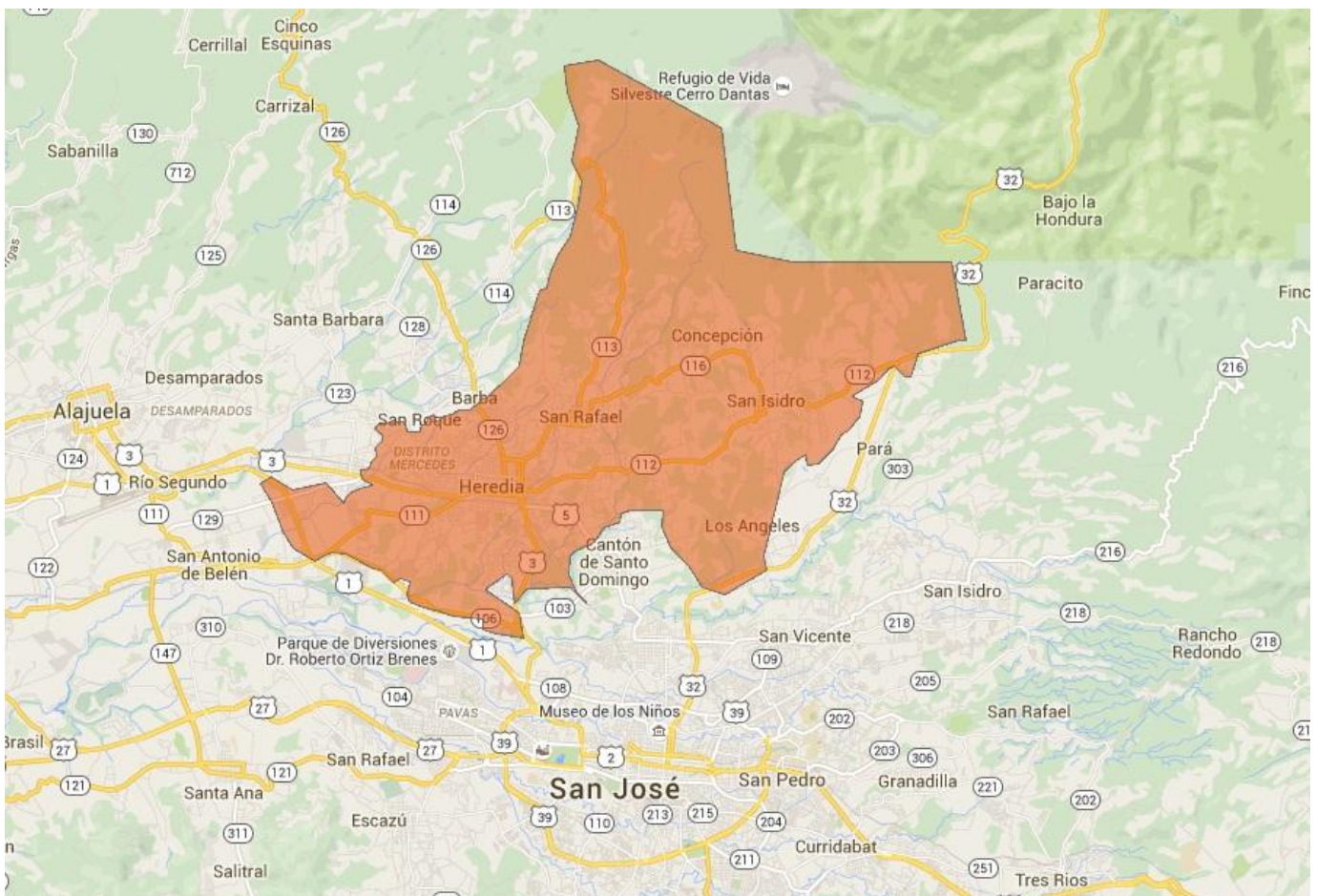


Figura 6. Área de cobertura del servicio de distribución de energía eléctrica.
Fuente: Tomado de página web de la ESPH S.A., recuperado de: <https://www.esph-sa.com/site/?q=cobertura>

Podemos observar en la figura anterior el área de cobertura del servicio de energía eléctrica de la ESPH S.A., la misma abarca cantones como: Heredia, San Rafael, San Isidro, Barva, Flores y San Pablo.

Observamos que en esta área de cobertura se encuentran tanto zonas residenciales como zonas industriales, los cuales representan más de 66580 clientes que necesitan y exigen un servicio de energía eléctrica de calidad. Dentro de las zonas industriales podemos encontrar a Zona Franca Global Park, Zona Franca Metropolitana y el Parque Industrial de Heredia, dentro de las cuales hay clientes de importancia tales como Hospira, Bticino, Florida Products, Pepsi, entre otros.

La red de distribución eléctrica de la ESPH S.A. toma la energía de 3 subestaciones del SEN, las cuales son Subestación Heredia, Subestación Belén y Subestación San Miguel, de estas se distribuye a todos los clientes el fluido eléctrico a través de varios circuitos.

De Subestación Heredia se desprenden 8 circuitos de distribución, los cuales son: Circuito Sur, Circuito Global, Circuito Industrial, Circuito Norte, Circuito Oeste, Circuito Este, circuito Las Flores y el Circuito San Pablo. De Subestación Belén se ramifica en 2 circuitos los cuales son: Circuito Global Park (GP) y Circuito Zona Franca Metropolitana (ZFM). Por último, de Subestación San Miguel se desglosan 2 circuitos: Circuito Quebradas y Circuito San Vicente.

Hay que tener en cuenta que existe una cuarta subestación llamada Subestación Concepción, esta subestación pertenece a la ESPH S.A. y de esta no se consume energía del SEN, es por esto que esta cuarta subestación no se toma en cuenta para efectos de la facturación mensual, tal como veremos más adelante. Subestación Concepción es una subestación que distribuye energía en tres circuitos, los cuales son: Circuito Concepción Los Ángeles, Circuito San Rafael y Circuito San Isidro.

La red de distribución descrita previamente se puede observar en la figura 7², en este podemos observar un unifilar que muestra la disposición de la red de distribución.

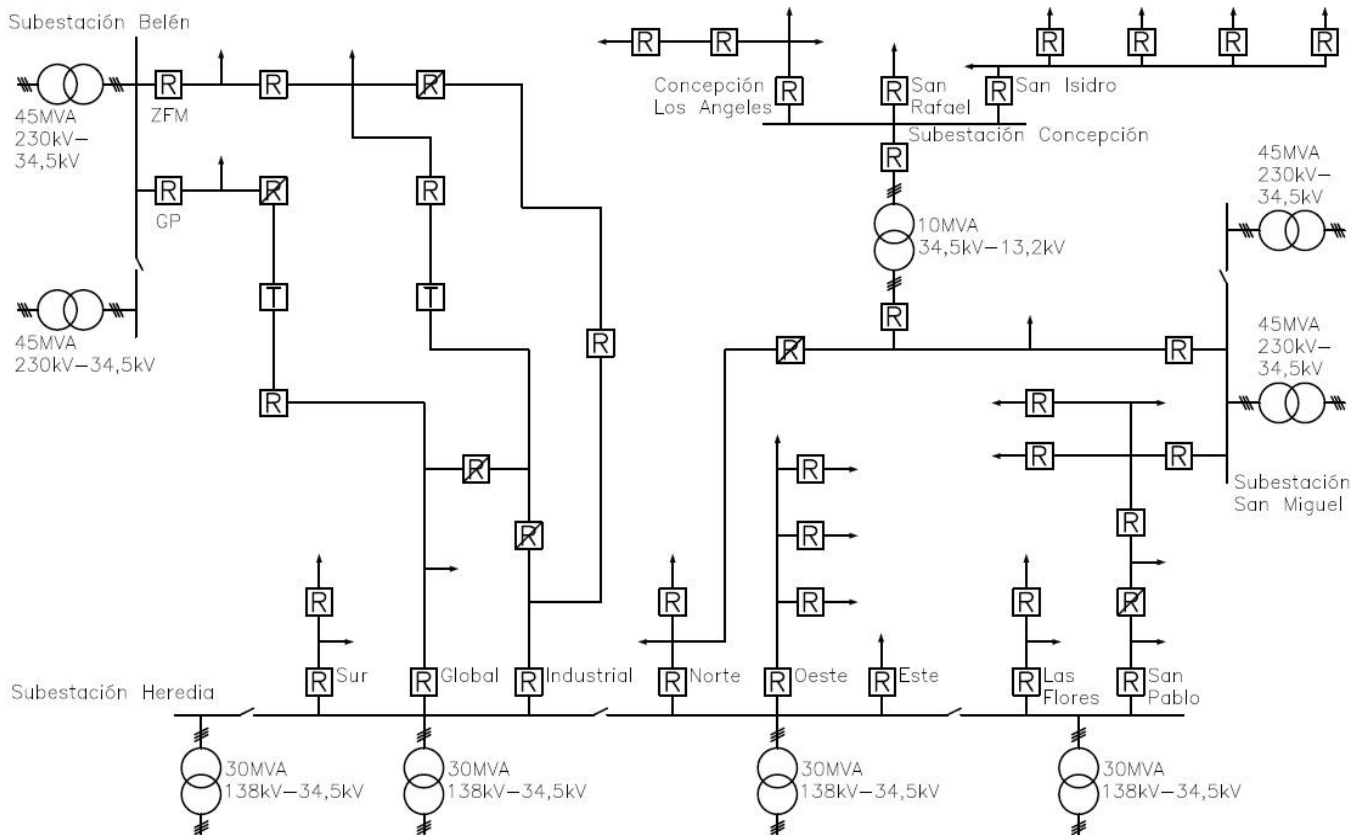


Figura 7. Unifilar de la red de distribución.

Fuente: propia.

Cabe destacar que en la disposición física del unifilar mostrado, se puede observar que tanto el Circuito Global Park y el Circuito ZFM tienen respaldo por medio de Subestaciones Belén y Heredia. Esto se debe a que estos clientes tienen empresas que exigen un servicio de energía eléctrica constante y de calidad, son clientes industriales de suma importancia que por el tipo de actividad que desarrollan exigen este tipo de servicio.

² Si desea ver el plano de manera detallada, se puede referir al apéndice 1: Unifilar de la red de distribución de la ESPH S.A.

2.4. Legislación sobre el método de facturación de energía eléctrica.

A nivel nacional el ente que se encarga de elaborar toda la metodología de cobro del servicio de energía eléctrica es la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), esta institución es la encargada de establecer las tarifas de cobro y la forma en que se realiza la facturación de la venta del servicio eléctrico.

Es de suma importancia mencionar que estas tarifas se actualizan de manera trimestral, y para el momento en que se inició este proyecto de graduación las tarifas vigentes fueron las que se publicaron en el alcance No. 117, La gaceta No. 247 del 21 de diciembre del 2015³.

En esta publicación de La Gaceta (2015) hace mención a los diferentes horarios de cobro, en dicha publicación se mencionan los siguientes horarios:

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día (p. 5).

Tener conocimiento de estos horarios es de suma importancia, ya que se facturarán diferentes tarifas de facturación de energía eléctrica dependiendo de la franja horaria en donde se esté dando el servicio.

Además, en esta publicación de La Gaceta (2015) se detallan los diferentes clientes que existen en esta metodología de facturación, en donde la ESPH S.A. se encasilla en la "Tarifa T-SD: Ventas al servicio de distribución", sobre esta tarifa se tiene que:

³ Si se desea ver con detalle todas las tarifas diferenciadas que fueron publicadas para el primer trimestre del 2016, refiérase al anexo 1. Este documento fue recuperado el día 8 de marzo del 2016

B. Características del servicio:

Cargo por energía, por cada kWh	
Período punta:	¢50,66
Período valle:	¢41,50
Período nocturno:	¢35,49

Medición: en los puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras.

Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

C. Precios mensuales:

La demanda de potencia mensual, para efectos de facturación, será de ¢2722,00/kW sobre el promedio más alto en kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, registradas en los períodos de punta y valle durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión (p. 6-7).

Además de la tarifa T-SD, también se agrega a la facturación un cobro por transmisión eléctrica, este cobro se realiza por hacer uso del sistema de transmisión de energía eléctrica, en La Gaceta (2015) dice que:

Tarifa de transmisión de electricidad (T-TE)

Aplicación:

Para el transporte de electricidad al sistema de distribución del ICE, empresas distribuidoras y clientes directos del servicio de generación del ICE que retiren energía del sistema de transmisión.

Cargo: ¢11,83 por cada kWh que retiren del servicio de transmisión del ICE (p. 7).

Es importante conocer la dinámica de cobro del servicio eléctrico que ofrece el ICE a la ESPH S.A. para lograr así un entendimiento integral de la situación, como se ha mencionado anteriormente, las plantas hidroeléctricas de la ESPH S.A. están

conectadas al SEN por medio de subestaciones, en las cuales se tienen puntos de medición que constantemente registran datos de la cantidad de energía que están inyectando las plantas hidroeléctricas al SEN.

De igual manera, la cantidad de energía que consumen todos los clientes de la ESPH S.A. es tomada de subestaciones del SEN, igualmente en los puntos donde se toma esta energía se encuentran instrumentos de medición que constantemente registran la cantidad de energía consumida.

Con los datos de inyección y de consumo de energía eléctrica, se procede a realizar una diferencia algebraica entre estos valores y el resultado de esta operación se somete al método de cobro anteriormente mencionado, tomando en cuenta los horarios de las diferentes tarifas, los cargos por energía consumida, potencia suministrada y por el servicio de transmisión eléctrica.

Es importante explicar cómo se obtienen los valores a utilizar de los instrumentos de medición, estos instrumentos se encuentran bajo constante medición de las energías de consumo y de generación, cada 15 minutos promedian los valores medidos de los últimos 15 minutos que han transcurrido y ese promedio obtenido es el valor que se toma para esos 15 minutos, esto lo realizan durante todo el día, todos los días, es por esto que más adelante en este informe, se verán las curvas de consumo y generación diarias con los puntos de la curva cada 15 minutos.

2.5. Programación Lineal.

La programación lineal forma parte de una gran área de estudio como lo es el área de optimización, pero en este tipo de optimización es un poco especial, ya que en este se contemplan restricciones del problema bajo análisis. Se sabe que el tema de programación lineal se desarrolló en la década de 1940 como método de respuesta a los esfuerzos de guerra, originalmente era utilizado para inventar nuevos patrones de vuelo y para resolver complejos problemas de logística. Desde entonces este tipo de análisis se ha aplicado en muchos campos como: en el diseño de computadoras, planes de inversión, programación de producción, etc.

Según Chapra S. y Canale R. (2007) nos comentan que:

La programación lineal (o PL, por simplicidad) es un método de optimización que se ocupa del cumplimiento de un determinado objetivo, como maximizar las utilidades o minimizar costo, en presencia de restricciones como recursos limitados. El término lineal denota que las funciones matemáticas que representan el objetivo y las restricciones son lineales. El término programación no significa programación en computadora, más bien denota programar o fijar una agenda (p. 398).

Podemos ver que una de las principales características que se obedecen en este tipo de optimización, es que tanto la función objetivo como las diferentes restricciones del problema tienen que ser funciones lineales.

Según Sultan A. (1993) para poder resolver este tipo de problemas, las funciones tienen que tener la siguiente forma:

1. El objeto que estamos tratando de maximizar o minimizar, llamada función objetivo, siempre tiene que tener la forma:

$$u = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots c_nx_n + d$$

Donde d es una constante.

2. Las principales restricciones tendrán la forma:

$$a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + a_{i3}x_3 + \dots + a_{in}x_n \begin{cases} \leq b_i \\ = b_i \\ \geq b_i \end{cases}$$

(es decir, el lado izquierdo es (uno de) \leq , igual o \geq del lado derecho).

3. Y las restricciones de no negatividad, que requiere que todas las variables sean positivas (p. 50).

La forma de las funciones que nos comenta Sultan A., es la forma general de las funciones que entran dentro del campo de programación lineal, una vez dentro de este gran campo de estudio se tienen diferentes opciones para poder realizar el cálculo objetivo.

Para poder optimizar la función objetivo se tienen métodos como: el método gráfico o método geométrico, método simplex, método dual simplex, método entero, etc. Para efectos de este proyecto, a continuación se van a explicar con más detalles dos de los métodos mencionados.

2.5.1. Método Geométrico.

El método geométrico es un método muy intuitivo y fácil de ejecutar, además que nos ayuda a entender la forma en la cual trabaja este y otros métodos, ya que nos brinda una imagen de cómo se comporta la función objetivo y sus restricciones. Pero hay que tener en cuenta que este método tiene varias limitantes prácticas que pueden ralentizar este método

Una de estas limitantes de este método es que solo se puede llegar a aplicar en problemas que se desarrollen ya sea en dos o tres dimensiones, es decir, con dos o tres variables en la función objetivo, como más adelante veremos, en este método se necesita graficar las restricciones del problema y esto es solo lo vamos a lograr si tenemos funciones objetivo en 2D o 3D.

La siguiente limitante tiene que ver con la cantidad de restricciones del problema a analizar, la cual si esa cantidad de restricciones es muy elevada se puede llegar a incurrir en errores por la pérdida de detalle en la representación de muchas restricciones, de ahí se comienza a perder la precisión de la solución del problema.

Para poder resolver un problema de PL por medio del método gráfico, para un problema de dos dimensiones, Chapra S. y Canale R. (2007) nos dicen que:

... el espacio solución se define como un plano con x_1 medida a lo largo de la abscisa; y x_2 a lo largo de la ordenada. Como las restricciones son lineales, se trazan sobre este plano como líneas rectas. Si el problema de PL se formuló adecuadamente (es decir, si tiene una solución), estas líneas restrictivas describen una región, llamada el *espacio de solución factible*, que abarca toda las posibles combinaciones de x_1 y x_2 , las cuales obedecen las restricciones, y por tanto, representan soluciones factibles (p. 400).

Además de lo que nos comentan Chapra S. y Canale R. en el párrafo anterior, es necesario mencionar un teorema que nos recuerda Sultan A. (1993), el cual dice que “el máximo o mínimo de un programa lineal, si es que existe, necesariamente se producirán en un vértice (punto de esquina) del conjunto de restricciones.” (p. 29). Conocer sobre este teorema es de suma importancia, ya que nos brinda una idea clara de donde poder encontrar la solución para estos problemas.

Para poder entender este método, vamos explicar el siguiente ejemplo:

Ejemplo 1

$$\text{Función objetivo: maximizar: } z = x_1 + x_2$$

$$\text{Sujeto a: } x_1 + 2x_2 \leq 10$$

$$x_1 + 2x_2 \leq 10$$

$$3x_1 + 2x_2 \leq 18$$

$$x_1, x_2 \geq 0$$

Como podemos observar en el ejemplo 1⁴, tenemos una función objetivo, la cual hay que maximizar, y la misma se encuentra con sus respectivas restricciones principales y sus restricciones de no negatividad.

⁴ Si desea ver este ejemplo desarrollado de una manera más detallada, refiérase al libro “Linear programming, an introduction with applications”, ejemplo 2.8, página 31.

Obteniendo estas restricciones principales y restricciones de no negatividad se procede a graficarlas para poder observar el espacio de solución factible resultante, como se puede observar en la figura 8.

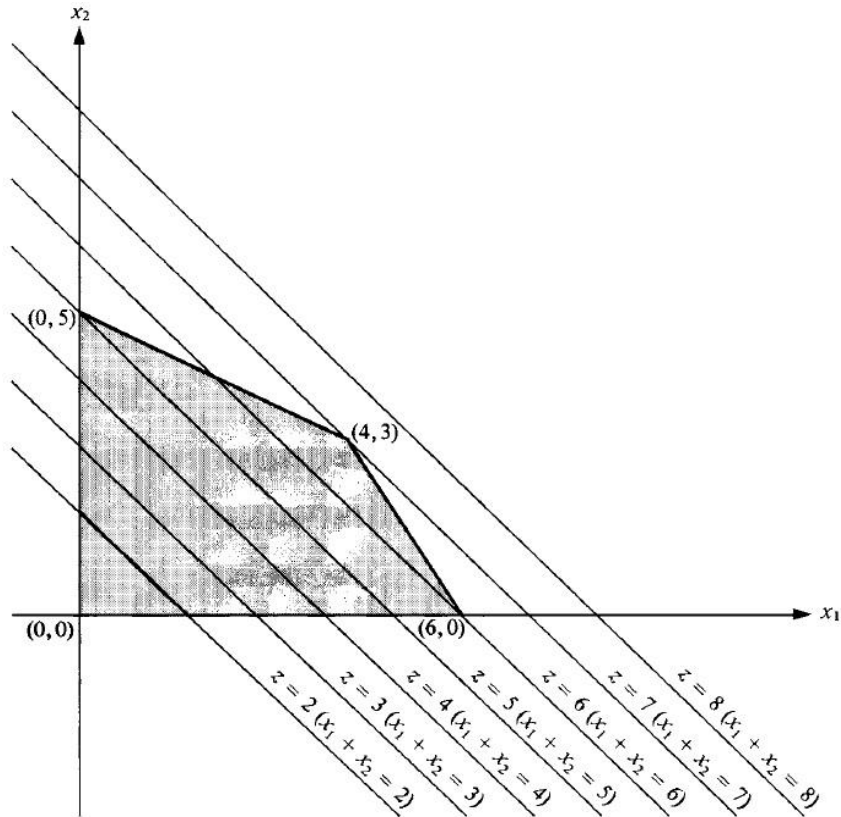


Figura 8. Representación gráfica del espacio de solución factible para el ejemplo 1
 Fuente: Sultan A. (1993). *Linear Programming, an introduction with applications*.

De la representación gráfica de las restricciones se obtienen los vértices $(0,0)$, $(0,5)$, $(6,0)$ y $(4,3)$, revisando los valores de estos vértices en la función objetivo establecida, se puede observar que el valor máximo de z es 7, y ocurre en el punto $(4,3)$.

Como podemos observar, este método gráfico/geométrico es relativamente fácil, ya que es muy intuitivo localizar y calcular la solución al problema, además que es rápido de desarrollar, es importante saber que en caso de que el número de restricciones sea mayor, va a ser más laborioso resolver el problema por este método, y tal vez se llegue a perder precisión en la solución.

Este método también funciona en caso de que el problema solicite ya sea minimizar o maximizar la función objetivo, en esencia se desarrolla el mismo procedimiento para llegar a la solución.

Cabe destacar que en caso de problemas en tres dimensiones su complejidad de entendimiento aumenta y es más laborioso lograr observar con facilidad cual es la solución al problema planteado, tal como se dijo anteriormente, este método solo funciona para problemas que se encuentren en dos o tres dimensiones, en caso contrario no se puede aplicar.

2.5.2. Método Simplex.

El método simplex es otro método que sirve funciona para resolver problemas PL, es un método totalmente algebraico. Según Chapra S. y Canale R. (2007) de manera muy general, el método simplex:

... comienza con una solución factible básica. Luego se mueve a través de una secuencia de otras soluciones factibles básicas que mejoran sucesivamente el valor de la función objetivo. En forma eventual, se alcanza el valor óptimo y se termina el método (p. 406).

Este método se basa en el teorema del método gráfico/geométrico, solo que modificado ligeramente, Sultan A (1993) nos recuerda que: “El máximo o mínimo de un programa lineal (en forma canónica), si es que existe, se producirá en un punto factible del programa” (p. 54).

Para desarrollar este método se necesita el teorema mencionado anteriormente, junto con lo que nos comenta a continuación Chapra S. y Canale R. (2007) los cuales dicen que: “... el procedimiento debe ser capaz de discriminar si durante la solución del problema se presentara un punto extremo. Para esto, las ecuaciones con restricciones se reformularan como igualdades, introduciendo las llamadas variables de holguras.” (p. 404).

Estas variables de holgura representan la cantidad faltante de unidades para poder completar la igualdad dentro de las restricciones principales del problema, si

tomamos las restricciones principales del ejemplo 1 e introducimos las variables de holgura, quedan de la siguiente forma:

$$x_1 + 2x_2 \leq 10 \rightarrow x_1 + 2x_2 + S_1 = 10$$

$$3x_1 + 2x_2 \leq 18 \rightarrow 3x_1 + 2x_2 + S_2 = 18$$

Como podemos ver, se designan variables de holgura por cada restricción principal del problema, en nuestro caso tenemos 2 restricciones principales, entonces tenemos dos variables de holgura, S_1 y S_2 . Estas variables nos pueden dar mucho más información que solamente la cantidad faltante de unidades, si la variable de holgura es positiva nos indica que existe un sobrante de unidades en desuso para comprobar la restricción principal en cuestión, si la variable de holgura es negativa nos indica que hemos sobrepasado las unidades para que la restricción sea cierta.

Se va a desarrollar el siguiente ejemplo:

Ejemplo 2:

$$\text{Función objetivo: maximizar: } z = 150x_1 + 175x_2$$

$$\text{Sujeto a: } 7x_1 + 11x_2 \leq 77$$

$$7x_1 + 11x_2 \leq 77$$

$$10x_1 + 8x_2 \leq 80$$

$$x_1 \leq 9$$

$$x_2 \leq 6$$

$$x_1, x_2 \geq 0$$

Como podemos ver en el ejemplo 2⁵, tenemos que maximizar la función objetivo planteada teniendo en cuenta sus respectivas restricciones principales y de no negatividad.

⁵ Si desea ver este ejemplo desarrollado de una manera diferente y más detallada, refiérase al libro "Métodos numéricos para ingenieros", el ejemplo se desarrolla en las p.404 - 409.

Como se va a aplicar el método simplex, se agregan las variables de holgura, en este caso, la función objetivo y sus restricciones quedarán de la siguiente manera:

$$\text{Función objetivo: maximizar: } z = 150x_1 + 175x_2$$

$$\text{Sujeto a: } 7x_1 + 11x_2 + S_1 = 77$$

$$7x_1 + 11x_2 + S_1 = 77$$

$$10x_1 + 8x_2 + S_2 = 80$$

$$x_1 + S_3 = 9$$

$$x_2 + S_4 = 6$$

$$x_1, x_2, S_1, S_2, S_3, S_4 \geq 0$$

Como se dijo anteriormente, este método busca una solución factible básica, para luego moverse a través de otras soluciones factibles básicas, hasta que se logre encontrar el valor máximo, así que se inició con una solución factible básica muy obvia para nuestro problema, esto es cuando $x_1 = 0$ y $x_2 = 0$, de esta manera las restricciones se convierten:

$$\text{Sujeto a: } S_1 = 77$$

$$S_2 = 80$$

$$S_2 = 80$$

$$S_3 = 9$$

$$S_4 = 6$$

Se recomienda que cada vez que se introduzca una nueva solución factible se tabule la información obtenida, así se observa cómo se va desarrollando el método, en este caso, para la elaboración de la tabla, la función objetivo se expresa de la siguiente manera:

$$z - 150x_1 - 175x_2 - 0S_1 - 0S_2 - 0S_3 - 0S_4 = 0$$

La tabla que se obtiene de la introducción de la primera solución factible, $x_1 = 0$ y $x_2 = 0$, es:

Variables Básicas	z	x_1	x_2	S_1	S_2	S_3	S_4	Solución	Intersección con variable de salida
z	1	-150	-175	0	0	0	0	0	0
S_1	0	7	11	1	0	0	0	77	7
S_2	0	10	8	0	1	0	0	80	10
S_3	0	1	0	0	0	1	0	9	∞
S_4	0	0	1	0	0	0	1	6	6

Con la elaboración de la introducción de la primera solución factible, y su información debidamente tabulada, se procede a moverse a la siguiente solución factible que nos ayude a mejorar la función objetivo z. Para esto se debe escoger una variable de entrada y una variable de salida dentro de la columna de “Variables Básicas”, como variable de entrada siempre se escoge la variable más negativa de la función objetivo, en nuestro caso va a ser x_2 .

Escoger la variable de salida es un poco más laborioso, ya que la selección de la misma va en función de la intersección entre las restricciones y la línea que corresponde a la variable de entrada, esto con el fin de asegurarnos que la variable a escoger es un punto de la solución factible.

Para calcular esta intersección se debe de tomar los valores de la columna “Solución” y dividirlo por los valores de la variable de entrada previamente escogida, haciendo esta operación con cada valor obtenemos las intersecciones, la variable de salida se selecciona a partir del valor de intersección más pequeño, en nuestro caso escogeremos la variable de salida S_4 .

Ahora bien, la fila de la variable de salida S_4 es la fila pivote, y el elemento pivote sería la intersección en la tabla entre la columna de la variable de entrada, x_2 , y la fila de la variable de salida, S_4 , que para este ejemplo en particular el elemento pivote sería 1.

Una vez identificados estos parámetros se procede a dividir toda la fila de la variable de salida por el elemento pivote, se tabulan los resultados y se obtiene la siguiente tabla:

Variables Básicas	z	x_1	x_2	S_1	S_2	S_3	S_4	Solución
Z	1	-150	-175	0	0	0	0	0
S_1	0	7	11	1	0	0	0	77
S_2	0	10	8	0	1	0	0	80
S_3	0	1	0	0	0	1	0	9
x_2	0	0	1	0	0	0	1	6

Con la variable de entrada introducida en la columna de “Variables Básicas” de la tabla resumen, se procede a hacer 0 toda la columna de la variable de entrada. Por ejemplo, para la fila de la variable básica z, se multiplica la fila pivote por -175 y el resultado se resta de la fila z, operaciones similares se desarrollan para cada fila y se obtiene la siguiente tabla:

Variables Básicas	z	x_1	x_2	S_1	S_2	S_3	S_4	Solución	Intersección con variable de salida
z	1	-150	0	0	0	0	175	1050	-7
S_1	0	7	0	1	0	0	-11	11	11/7
S_2	0	10	0	0	1	0	-8	32	32/10
S_3	0	1	0	0	0	1	0	9	9
x_2	0	0	1	0	0	0	1	6	∞

Esta última tabla representa que el método se movió del punto factible de solución primario al segundo, lo podemos corroborar viendo el resultado de la función objetivo en la columna “Solución”, ya que paso de 0 a 1050, esto denota un aumento significativo pero no es el final del método, debemos escoger nuevas variables de entrada y salida y volver a hacer el procedimiento antes descrito.

Para la nueva variable de entrada se escoge la variable x_1 , y la variable de salida se escoge la variable S_1 , el método de designar estas variables es el mismo al descrito previamente.

Se vuelve a hacer el intercambio de variable en la columna “Variables Básicas” entre la variable de entrada y la variable de salida, se hace los mismos cálculos que el pasado cambio de variable, y se obtiene la siguiente tabla:

Variables Básicas	z	x_1	x_2	S_1	S_2	S_3	S_4	Solución
z	1	-150	0	0	0	0	175	1050
x_1	0	1	0	1/7	0	0	-11/7	11/7
S_2	0	10	0	0	1	0	-8	32
S_3	0	1	0	0	0	1	0	9
x_2	0	0	1	0	0	0	1	6

Se procede a llegar los valores 0 en la columna x_1 y se obtiene la siguiente tabla:

Variables Básicas	z	x_1	x_2	S_1	S_2	S_3	S_4	Solución	Intersección con variable de salida
z	1	0	0	150/7	0	0	-425/7	9000/7	-360/17
x_1	0	1	0	1/7	0	0	-11/7	11/7	-1
S_2	0	0	0	-10/7	1	0	54/7	114/7	19/9
S_3	0	0	0	-1/7	0	1	11/7	52/7	52/11
x_2	0	0	1	0	0	0	1	6	6

Esta última tabla resumen indica que el método ya se movió a analizar otro punto de solución factible, como la ocasión anterior, podemos corroborarlo en el valor de solución de la función objetivo z, el cual el valor es de 9000/7, que aproximadamente es 1285,71, el cual pasó de 1050 hasta 1285,71 que se puede notar un aumento significativo.

A esta altura del análisis de este ejemplo, se han introducido tres puntos de solución factible pero no se ha concluido, el método simplex finaliza en el momento que no existan coeficientes negativos en la función objetivo, así que tenemos que escoger de nuevo una nueva variable de entrada y salida, la nueva variable de entrada va a ser S_4 y la variable de salida será S_2 , se hace el respectivo cambio y se obtiene la siguiente tabla:

Variables Básicas	z	x_1	x_2	S_1	S_2	S_3	S_4	Solución
z	1	0	0	150/7	0	0	-425/7	9000/7
x_1	0	1	0	1/7	0	0	-11/7	11/7
S_4	0	0	0	-5/27	7/54	0	1	114/7
S_3	0	0	0	-1/7	0	1	11/7	52/7
x_2	0	0	1	0	0	0	1	6

Una vez más, se procede a realizar todos los valores de la columna S_4 a cero para obtener la siguiente tabla resumen:

Variables Básicas	z	x_1	x_2	S_1	S_2	S_3	S_4	Solución
z	1	0	0	275/27	425/54	0	0	12725/9
x_1	0	1	0	-4/27	11/54	0	0	44/9
S_4	0	0	0	-5/27	7/54	0	1	19/9
S_3	0	0	0	4/27	-11/54	1	0	37/9
x_2	0	0	1	5/27	-7/54	0	0	35/9

En este momento podemos observar que no hay ningún coeficiente negativo en la fila de la función objetivo, así que podemos decir que el método concluyó tras probar cuatro puntos de solución factible, además podemos observar los valores resultado de $z=12725/9$, $x_1=44/9$ y $x_2=35/9$ ⁶.

Este mismo procedimiento se lleva a cabo para cualquier PL que se quiera desarrollar por el método simplex, no importa la cantidad de variables que tenga la función objetivo o la cantidad de restricciones principales que tenga el problema, siempre se escogerán variables de entrada y de salida y eliminar coeficientes de columna, hasta lograr obtener coeficientes positivos en la función objetivo.

⁶ Este ejemplo se desarrolló de manera distinta a como aparece en el libro, pero los resultados finales son iguales entre sí, así que no importa el camino por donde se tome la solución, el método tiene la capacidad de concluir al mismo valor.

Capítulo 3. Situación de facturación de energía eléctrica histórica.

Como se dijo anteriormente, la facturación mensual que tiene la ESPH S.A. con el ICE depende de la diferencia algebraica entre la energía inyectada al SEN y la energía consumida por los abonados.

Para poder crear un escenario de análisis se tuvo acceso al histórico de datos de consumo y de generación del año 2015, con estos datos y otras herramientas se pudieron observar ciertos comportamientos de las curvas en cuestión, además de obtener una propuesta de solución del problema planteado.

Hay que tener en cuenta que al tener solamente los datos de consumo y generación del 2015, se puede llegar a pensar que este año no muestra una tendencia anual de varios años atrás, es decir, puede ser que el comportamiento de las curvas durante el año 2015 sea un comportamiento totalmente atípico con respecto a demás años históricos, es por esto que es sumamente importante mantener una base de datos con la información de los históricos de al menos 3 años anteriores, logrando así una muestra importante y lograr definir un comportamiento de las curvas a través de los años.

Vale la pena mencionar que en este capítulo se realizará un análisis más exhaustivo de las curvas de generación de energía eléctrica en comparación a las curvas de consumo, esto se debe a que las curvas de generación son las únicas que se pueden someter a cambios dentro de la empresa lo que difiere de las curvas de consumo, dicho de otra manera, las curvas de consumo no se pueden modificar por el simple hecho de que estas curvas son la energía que exigen los abonados para desarrollar diferentes actividades, además, las curvas de generación eléctrica son las que interesan alterar para lograr así cumplir con los objetivos del proyecto.

Se le recuerda al lector, tal como se dijo en la introducción, que todos los valores presentados en este trabajo se han manipulado matemáticamente por un tema de confidencialidad entre el autor de este proyecto y la ESPH S.A., se hace este recordatorio en este capítulo ya que a continuación se manipularán y analizarán

datos de consumo y generación de energía eléctrica de importancia para la empresa.

3.1. Curva de consumo eléctrico.

La curva de consumo de la ESPH S.A. obtenida de los datos históricos es relativamente constante en la forma que se obtiene a través de todo el año 2015, pero de igual manera, vale la pena un estudio más puntual y específico que verlo de manera anual, así que se va a realizar un análisis de las curvas de consumo diaria, semanal y mensual.

3.1.1. Curva de consumo diaria.

Para poder observar el comportamiento de la curva de consumo diaria, en la siguiente figura se puede observar un gráfico que representa el consumo para el día lunes 2 de mayo del 2015.

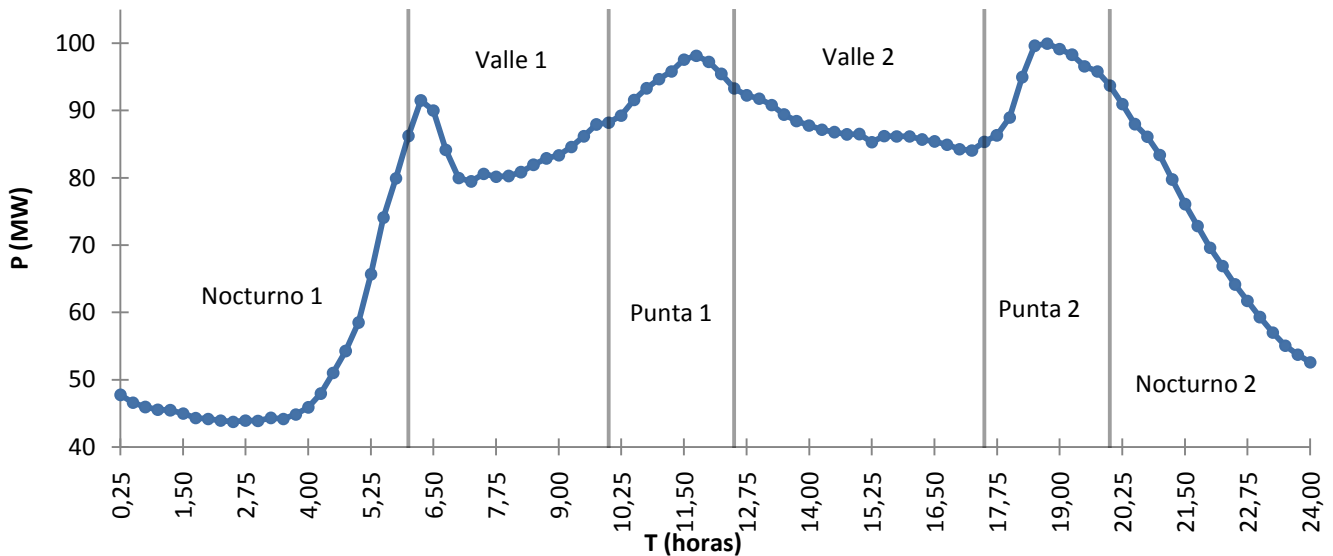


Figura 9. Gráfico de Potencia consumida (P) en función del Tiempo (T) para el día 2 de marzo del 2015.

Fuente: propia.

Como podemos observar en el gráfico de la figura 9, existe un comportamiento muy marcado sobre la curva de consumo diario, para facilitar el entendimiento de ese comportamiento al gráfico se le han agregado las franjas horarias que

diferencia la tarifa de cobro anteriormente expuesta en el capítulo 2.3. En este gráfico se puede observar que existen tres picos de consumo, los mismos se dan en las zonas de “Valle 1”, “Punta 1” y “Punta 2”, para ser exactos, el pico que se encuentra en la zona “Valle 1” se da exactamente a las 6:15 am y tiene un valor de 91,48 MW, el pico que se da en la zona “Punta 1” ocurre a las 11:45 am el cual tiene un valor de 98,15 MW, y el tercer pico sucede a las 6:45 pm y tiene un valor de 99,96 MW.

Estos tres picos se pueden relacionar con el tipo de actividades que desarrollan los abonados de la ESPH S.A., como sabemos se tratan de clientes residenciales como industriales, a estas horas la gran mayoría del sector residencial de los abonados empiezan a utilizar implementos de sus casas que consumen energía eléctrica tales como cocinas eléctricas, termoduchas, etc lo cual se ve reflejado en el aumento de la carga que empieza a las 4:00 am y desenlaza en el primer pico.

El pico de consumo de la franja “Punta 1” se puede atribuir al mismo fenómeno que se desarrolla en el primer pico del día, y a esto se le agrega la carga generada por el sector industrial dentro de esa misma franja horaria.

Para el tercer pico del día, el que sucede en la zona “Punta 2”, se relaciona al mismo fenómeno que los dos picos anteriores, ya que en las horas en la que ocurre este pico de consumo es muy común encontrar que muchísimos hogares se dedican a preparar alimentos de consumo, también utilizan el televisor o demás objetos de entretenimiento, y un factor muy importante a tomar en cuenta, es la carga generada por la necesidad de la iluminación artificial tanto en casas, industrias y alumbrado público.

Podemos observar en el gráfico de la figura 9, que el menor punto de consumo se da en la franja “Nocturno 1”, esto se relaciona que la mayoría de las personas dedican las horas nocturnas para poder descansar y dormir, durante este período no se nota ningún consumo por parte de ellos y es por esto que se nota la caída de la curva de consumo.

3.1.2. Curva de consumo semanal.

El gráfico de la figura 9, representa la curva de consumo para un día típico, ahora bien, se pueden obtener observaciones igual de importantes si se analiza una curva de consumo semanal, la figura 10 representa el consumo de la semana que va del lunes 2 al domingo 8 de mayo del 2015.

De la figura 10 podemos realizar varias observaciones de importancia sobre el comportamiento de la curva de consumo semanal, para este gráfico se introdujeron divisiones para poder ubicar fácilmente cada día de la semana. Se omitió colocar las divisiones de las franjas horarias de cobro estipuladas en la tarifa, esto para evitar la saturación visual del gráfico y poder entenderlo de mejor manera, de todas maneras las curvas que se observan en cada día siguen el mismo comportamiento a la curva representada en la figura 19, es decir, tiene tres picos bien definidos de los cuales el primero se desarrolla en la zona “Valle 1”, otro de los picos se forma en la zona “Punta 1”, y el último de ellos en la zona “Punta 2”.

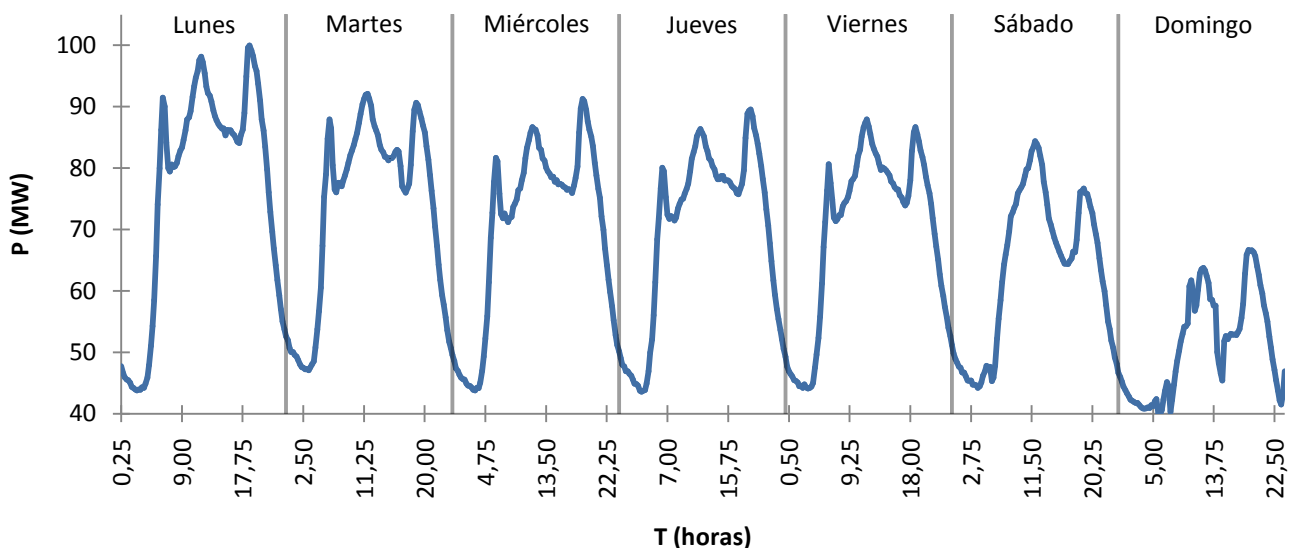


Figura 10. Gráfico de Potencia consumida (P) en función del Tiempo (T) para la semana del lunes 2 al domingo 8 de mayo del 2015.

Fuente: propia.

En la figura 10 podemos observar que la forma del comportamiento diario de los tres picos bien definidos dentro de la curva de consumo, es muy constante para los días que van desde el lunes hasta el viernes, con la salvedad que el valor de los picos va disminuyendo conforme va pasando la semana, es decir, los picos del día lunes son mayores a los picos del día martes, los picos del día martes son mayores a los picos del día miércoles, así sucesivamente hasta llegar al día viernes.

Podemos notar que de manera muy peculiar, en los días sábado y domingo desaparece la tendencia de los tres picos bien definidos, y cambia para formar solamente 2 picos, también se observa que el valor de estos picos es menor a los picos de cualquier día entre semana. También es interesante observar que el valle que se desarrolla en la zona “Nocturno” es casi igual para todos los días de la semana, con una leve diferencia del $\pm 8\%$ sobre el promedio del mínimo de la zona “Nocturno 1”.

3.1.3. Curva de consumo mensual.

También es importante observar el comportamiento de la curva de consumo a nivel mensual, ya que muestra un comportamiento muy singular. Para esta ocasión el gráfico difiere un poco a los otros dos gráficos que hemos visto en los capítulos 3.1.1 y 3.1.2, el próximo gráfico representa el consumo energético que se tuvo por día durante todo un mes, es decir, cada punto representado en el gráfico es la suma algebraica de todas las potencias registradas por día durante todo el mes, a pesar de que la representación difiera un poco se podrá observar ciertos comportamientos de interés para este proyecto.

A continuación se puede observar el gráfico de consumo energético diario para el mes de enero, a este gráfico se le añadieron divisiones para lograr diferenciar las semanas que contiene el mes para así poder realizar un análisis más detallado.

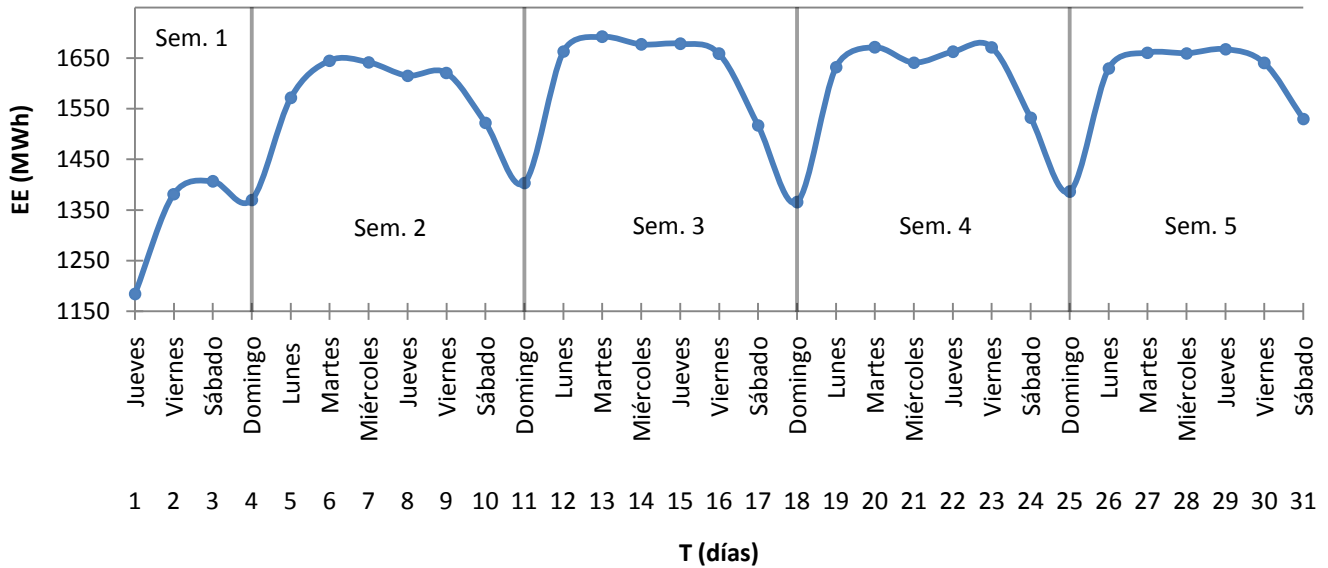


Figura 11. Gráfico de Energía Eléctrica consumida (EE) en función del Tiempo (T) para el mes de enero del 2015.

Fuente: propia.

Cabe destacar que la semana 2 representada en la figura 11 es la misma semana que se analizó en la figura 10, esto se hizo con el propósito de poder observar un comportamiento que existe entre estas dos semanas con diferentes representaciones de los datos.

Tal como se mencionó en el capítulo 3.1.2 los picos de consumo van disminuyendo conforme va concurriendo la semana, pero esta afirmación no implica que el consumo energético diario se comporte de la misma manera, como se puede observar en la zona “Sem. 2” (semana 2) la curva asciende a partir del domingo hasta llegar al día martes, de ahí desciende hasta llegar a un valle local que corresponde al día jueves, para de nuevo ascender hasta llegar al día viernes para luego descender nuevamente hasta el valor de consumo más pequeño de la semana que es el día domingo.

En la figura 11 se puede observar que los días sábados y domingos son los días de menor consumo energético durante la semana, para todas las semanas exceptuando la semana 1 (por razones que más adelante vamos a discutir), que si se compara el comportamiento de la demanda semanal con el comportamiento del

consumo energético mensual si existe una relación pero solo para estos dos días, ya que si se compara de misma forma el día lunes se puede observar que difiere, para el día lunes el comportamiento de la demanda en la figura 10 es el que obtiene un valor mayor con respecto al resto de los días, pero en caso del consumo energético diario mostrado en la figura 11 no es así, el día lunes no es el que obtiene un mayor valor de consumo de energía eléctrica, diciéndolo de otra manera, la relación existente entre el comportamiento del consumo eléctrico y el comportamiento de la demanda no son directamente proporcionales.

Se decidió representar el mes de enero en la figura 11 con una finalidad en mente, en este mes se encuentran días festivos como el 1 de enero, el cual se puede observar como el primer punto de la gráfica, y se puede observar que el consumo diario fue sumamente menor a los demás días de la semana a pesar de ser un día jueves, este comportamiento de menor consumo durante días festivos se repite durante todo el año para las épocas de semana santa, vacaciones de medio año, navidad, etc., podemos ver un ejemplo más en la figura 12.

En la siguiente figura se puede observar un comportamiento muy típico para las semanas uno, dos y tres, si estas se comparan con las semanas dos, tres cuatro y cinco mostrados en la figura 11, pero podemos ver una disminución en el consumo energético para las semanas cuatro y cinco, estas semanas coinciden con los feriados del 25 y en algunos casos 24 de diciembre, se puede observar que para el día viernes 25 de diciembre es el día con menos consumo energético.

Este comportamiento de disminución del consumo energético se manifiesta desde el día 24 de diciembre hasta el jueves 31 de diciembre, si se hubiera tenido acceso a los datos del 1 de enero del 2016 hubiéramos observado un comportamiento muy similar al mostrado en la figura 11, mostrando una baja sustancial en el consumo de energía.

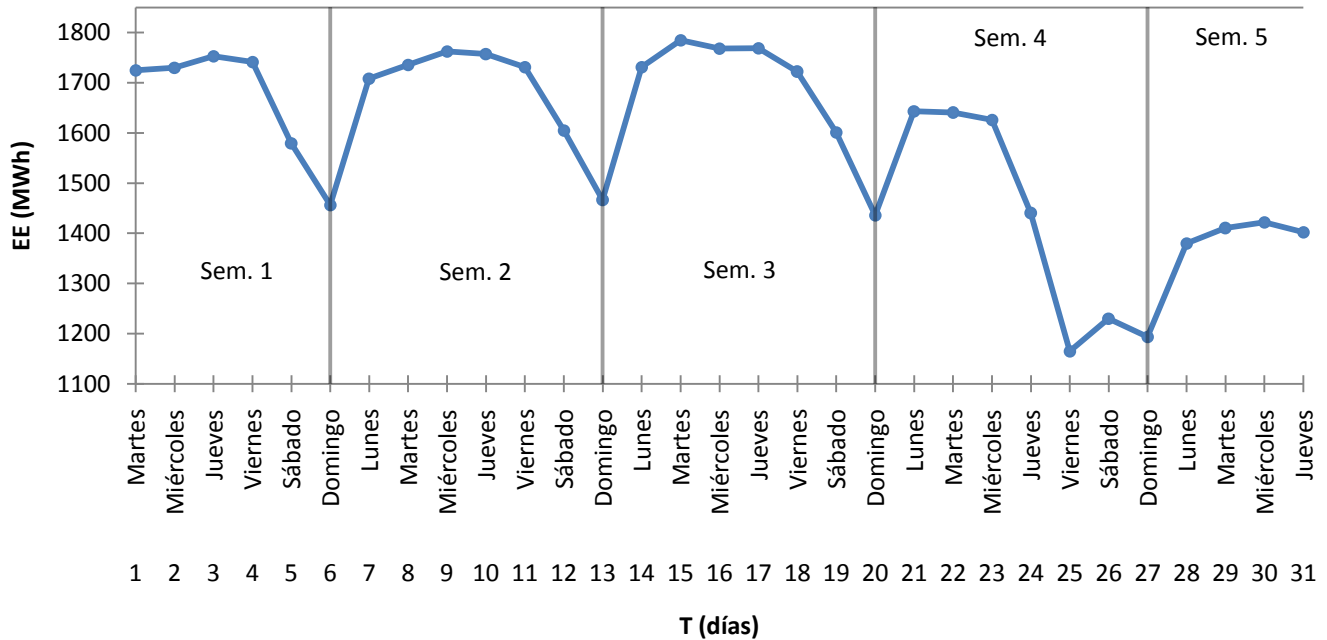


Figura 12. Gráfico de Energía Eléctrica consumida (EE) en función del Tiempo (T) para el mes de diciembre del 2015.

Fuente: propia.

Es decir, para los días feriados como el primero de enero, se nota una disminución del 29% con respecto a un jueves de otra semana del mismo mes, sucede lo mismo para el ejemplo del 25 de diciembre, el cual muestra una reducción del 32% para un viernes normal de cualquier otra semana del mismo mes.

3.2. Curva de generación eléctrica.

Como se ha hecho mención anteriormente, la ESPH S.A. posee tres plantas de generación eléctrica, estas son plantas hidroeléctricas las cuales necesitan del recurso hídrico de las diferentes zonas donde están ubicadas para poder generar energía eléctrica, se sabe que la capacidad de generación eléctrica de este tipo de plantas se encuentra directamente relacionada con condiciones climáticas del momento.

En Costa Rica existen diferentes temporadas climatológicas durante el transcurso del año, los cuales se les conoce como época seca, época lluviosa y época de transición, en donde en cada uno de ellos la cantidad de agua precipitada difiere

en todo el territorio nacional, es por esto que para el análisis de las curvas de generación eléctrica se tomaran con base en estas tres diferentes condiciones climáticas.

El aspecto que se analizó para la diferenciación de los meses que se encuentran en época seca, lluviosa y de transición fue el dato de energía eléctrica total generada que es la energía que se inyecta al SEN, ya que este dato se relaciona directamente con la cantidad de agua disponible para la generación hidroeléctrica.

Cabe mencionar que durante el año 2015 se dio lugar al mantenimiento mayor al proyecto hidroeléctrico Los Negros, este mantenimiento es que el que se realiza cada 5 cinco años y conlleva un paro de funciones por el lapso de un mes, además de los mantenimientos anuales que se realizan a todas las plantas de generación hidroeléctrica.

Teniendo en cuenta los paros por mantenimiento que se dieron durante el año 2015 en las diferentes plantas de generación eléctrica, se logró establecer las temporadas de generación eléctrica a partir del análisis de la cantidad de energía generada por las plantas hidroeléctricas durante todo el año. En la figura13 se puede observar la cantidad de energía eléctrica generada semanalmente durante en el transcurso del año 2015 junto con sus respectivas divisiones de temporadas de generación.

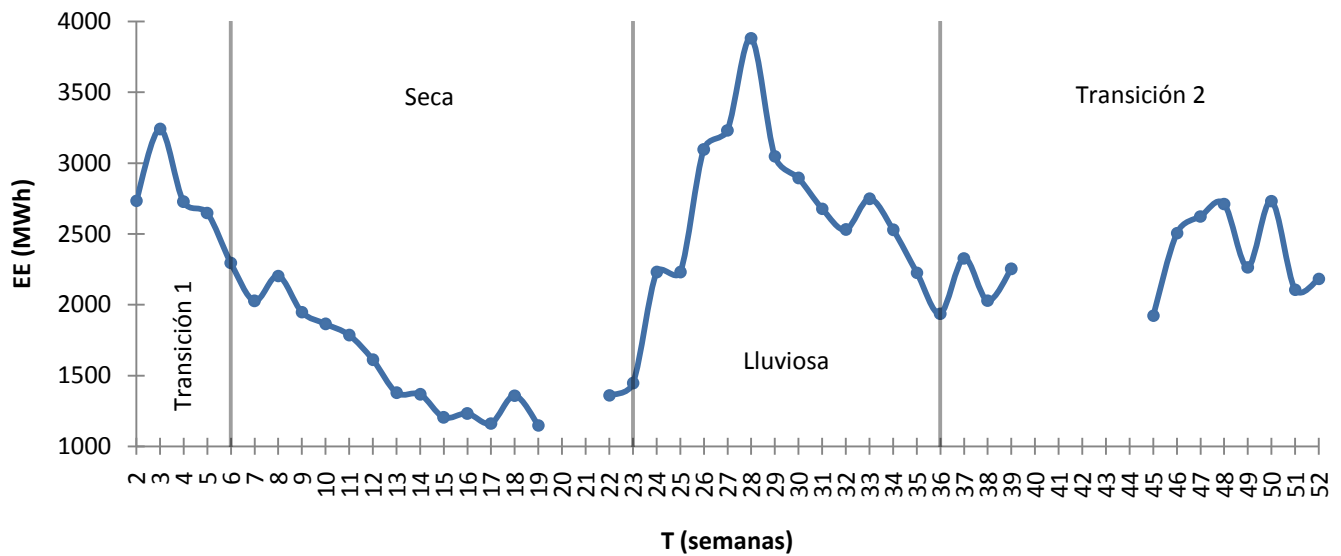


Figura 13. Gráfico de Energía Eléctrica generada (EE) en función del Tiempo (T) para el año 2015.

Fuente: propia.

En la figura 13 se puede observar que los puntos 20, 21, 41, 42, 43 y 44 no están representados, esto se debe a que en estas semanas se desarrollaron los trabajos de mantenimiento en los diferentes proyectos, durante los cuales no se dio ninguna actividad de generación eléctrica.

Cabe mencionar que el comportamiento de generación eléctrica de la ESPH S.A. siempre ha sido de generar el máximo de potencia para las franjas horarias conocidas como “Punta 1” y “Punta 2” para todas las épocas del año (tal como lo vamos a observar en las próximas figuras) para que de esta manera se generara la menor facturación posible al ICE, pero hasta el momento no existía ningún estudio o análisis que comprobará si esta tendencia de generación fuera la más rentable.

Cabe destacar que las figuras que se observaran a continuación para las épocas seca, lluviosa y transición, se tomaron datos de los días promedio dentro de las diferentes temporadas de generación previamente establecidas, así que en realidad existieron días donde la capacidad de generación fue mayor o menor al día representado.

3.2.1. Época seca.

Con la época seca bien definida en la figura 13, se procedió a analizar el comportamiento de la generación eléctrica para esta temporada, para esto, se construyó el gráfico de la siguiente figura. Se añadió la división de las zonas horarias de la tarifa de cobro para analizar de manera más detallada su comportamiento.

Existen varios puntos que se tienen que discutir sobre la curva de generación eléctrica para la época seca, uno de ellas es observar que el máximo de generación ocurre durante las zonas “Punta 1” y “Punta 2”, esto sucede ya que la demanda de consumo aumenta durante estas franjas horarias, tal como se puede corroborar en la figura 9, también se puede observar que el máximo de generación llega cerca de los 17,17 MW, es decir, se estuvo generando a un 63% de la capacidad generación máxima.

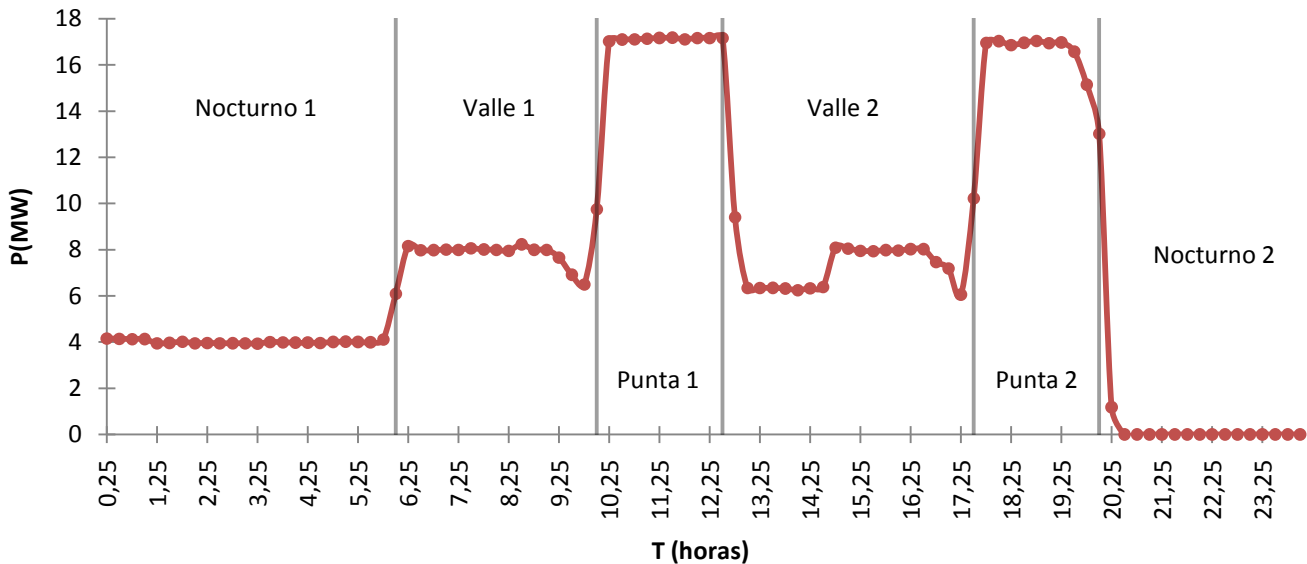


Figura 14. Gráfico de Potencia generada (P) en función del Tiempo (T) para el día 10 de junio del 2015.

Fuente: propia.

Se puede observar que para la zona “Nocturno 2” la potencia generada es 0,00 MW, esto quiere decir que las tres plantas hidroeléctricas se encontraban desincronizado del SEN, esto se debe a que la cantidad de agua disponible para

la generación de energía no fuera suficiente para mantener las plantas generando el mínimo técnico de generación.

De la figura 14 se puede mirar que para las zonas “Nocturno 1”, “Valle 1” y Valle 2” se estuvo generando a diferentes potencias, para la zona “Nocturno 1” se estuvo generando cerca de los 4,01 MW, para la franja horaria “Valle 1” se estuvo generando alrededor de los 7,97 MW, y para la zona “Valle 2” se estuvo generando nuevamente a unos 6,31 MW y a 8,01MW.

Es importante mencionar que para el día bajo análisis se logró alcanzar una generación de energía eléctrica durante todo el día de unos 177,48 MWh, tener conocimiento de este dato es sumamente importante, ya que veremos la diferencia de este dato con respecto a los demás días que se analizaran para cada época climática previamente establecidas.

3.2.2. Época Lluviosa

Para la época lluviosa se analizara la curva de la figura 15, en ella se puede observar la potencia generada por las tres plantas de generación eléctrica durante todo un día, también se añadió las divisiones de franjas horarias para así desarrollar un estudio más detallado sobre el comportamiento de esta curva bajo estas circunstancias climáticas.

De la figura 15 se puede observar que la generación durante el día fue aumentando con el transcurso de las horas, se empezó en la zona “Nocturno 1” generando cerca de los 10,35 MW de potencia durante toda esta franja horaria, luego para la zona “Valle 1” aumento llegando a los 24,01 MW para luego disminuir a los 20,41 MW dentro del horario establecido, en la franja “Punta 1” aumento nuevamente hasta alcanzar los 22,39 MW, luego en la zona “Valle 2” aumento nuevamente cerca de los 23,78 MW, en la franja “Punta 2” tuvo un nuevo aumento de generación llegando a su máximo durante este día, alcanzando los 26,30 MW, cerca de un 96% de la capacidad máxima de generación que tiene la ESPH S.A, y para terminar el día, en la franja “Nocturno 2” disminuyo la potencia generada a los 23,85 MW y 24,58 MW.

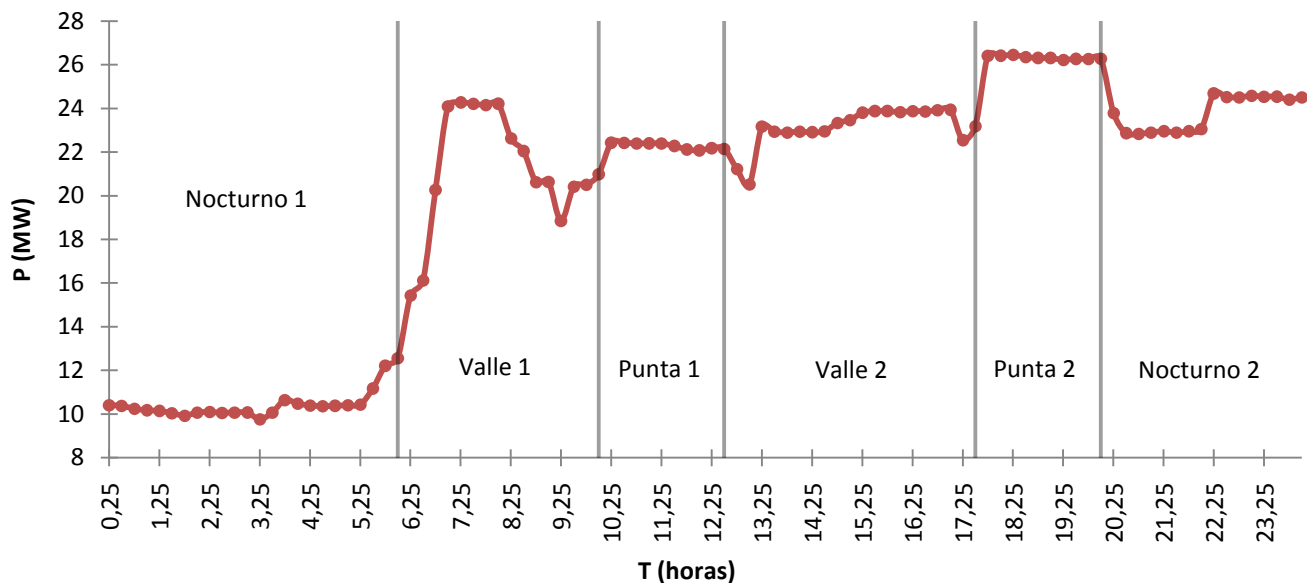


Figura 15. Gráfico de Potencia generada (P) en función del Tiempo (T) para el día 21 de junio del 2015.

Fuente: propia.

Es importante observar que el comportamiento del gráfico de la época lluviosa cambia muchísimo con respecto al gráfico de la época seca, se puede mirar que en la figura 14 los picos de generación se dieron en las zonas “Punta 1” y “Punta 2”, en las demás zonas se estuvo generando pero a una potencia mucho menor, e inclusive, para la zona 3 se desincronizaron todas las plantas hidroeléctricas, para la figura 15 se observa que las zonas “Punta 1” y “Punta 2” también obtuvieron una prioridad de generación con respecto a las demás franjas horarias, pero la mayor diferencia es que en las demás franjas horarias se obtuvo una mayor generación en comparación a las obtenidas en la figura 14, inclusive para la zona “Nocturno 2” de la figura 15 se alcanzó una generación cercana al 87% de la capacidad de generación máxima, que difiere a la generación obtenida en la figura 14 para la misma zona horaria.

Se puede observar también una gran diferencia entre los máximos y mínimos de generación entre ambas figuras, el valor de generación máxima para la época seca fue de un 17,17 MW y para la época lluviosa cerca de 26,30 MW, una diferencia del 35% entre sí, mientras el valor de generación mínima de la época

seca fue de 0 MW y para la época lluviosa cerca de los 10,35 MW, una gran diferencia entre sí.

Del este grafico de la figura 15 se puede obtener que la cantidad de energía eléctrica generada durante todo el día de análisis fue de unos 479,89 MWh, una diferencia cercana al 37% con respecto a la energía eléctrica generada en el día de la época seca, esto se debe a la diferencia de cantidad de agua disponible en los ríos para capacidad de generación de las plantas hidroeléctricas.

3.2.3. Época de transición.

Para analizar el comportamiento de la generación de energía eléctrica de la ESPH S.A. se realizó el grafico de la figura 16, el mismo representa la generación desarrollada el día 30 de noviembre.

El comportamiento de la curva de consumo para la época seca es muy semejante al comportamiento de la figura 14, el cual se enfoca en generar su máxima potencia para las zonas “Punta 1” y “Punta 2” con una generación menor para las demás franjas horarias. A pesar de que su comportamiento es similar, los valores de generación alcanzados son muy diferentes entre sí.

El valor máximo de generación para la época seca es de 17,17 MW, en cambio, para la época de transición se tiene que el máximo es de 25,12 MW, una diferencia cercana al 32% de potencia generada.

Para la época seca se tiene que se alcanzó un valor de generación para la zona “Nocturno 1” de 4,01 MW, y para la época de transición se obtuvo un promedio entre las zonas “Nocturno 1” y “Nocturno 2” de 6,27 MW, lo cual indica que hay una diferencia del 36% entre sí. La mayor diferencia entre las curvas de generación para la época seca y transición se da en los valores que se obtuvieron para las zonas “Valle 1” y “Valle 2”, ya que para la época seca se obtuvo un promedio de 7,63 MW y para la época de transición se obtuvo 14,69 MW, una diferencia del 48%, el cual es un valor muy significativo.

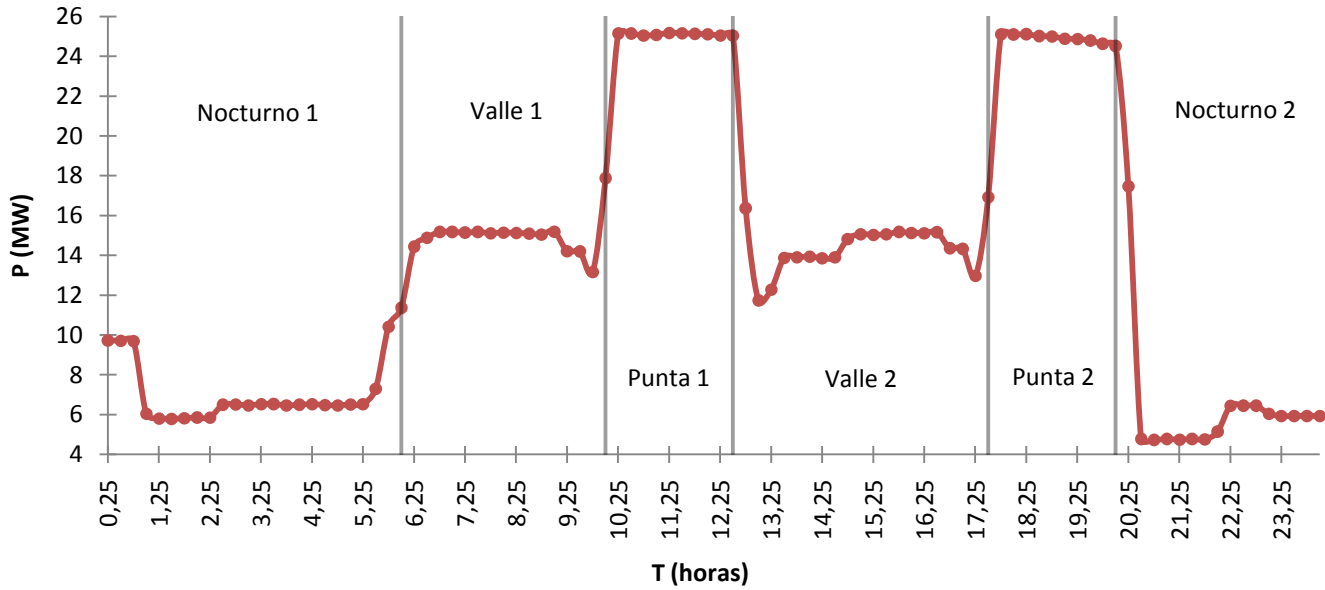


Figura 16. Gráfico de Potencia generada (P) en función del Tiempo (T) para el día 30 de noviembre del 2015.

Fuente: propia.

De igual manera se pueden obtener varias observaciones si se compara la curva de generación de energía eléctrica de la época de transición con respecto a esa misma curva de la época lluviosa. Una de las observaciones más interesantes es la diferencia existente entre los valores máximos de generación, para la época de transición se tiene que el máximo es de 25,12 MW, y el valor máximo para la época lluviosa es de 26,30 MW, una diferencia del 4% entre sí, la cual es una diferencia mínima si tomamos en cuenta la cantidad del recurso hídrico disponible para las dos épocas, la mayor diferencia se da en las demás zonas horarias.

En la zona “Nocturno 1” para la época transición se obtuvo un valor de generación de 6,27, y para la época lluviosa se generó de manera constante a un promedio de 10,35 MW, una diferencia del 40%, estas diferencias aumenta conforme la zona horaria avanza, esto se da ya que al haber mucha más agua disponible para la generación de energía eléctrica, se puede llegar a generar fuera de las zonas “Punta 1” y Punta 2” que son la prioridad.

Se tiene que para la figura 16 se generó un total de 325,23 MWh durante todo el día bajo análisis, un dato que difiere mucho a los datos presentados de energía

eléctrica generada para la época seca y época lluviosa. Para la época seca se tiene que fue de 177,48 MWh, una diferencia cercana al 45% entre sí, y si se compara con el dato de la época lluviosa que fue de 479,89 MWh, se obtiene una diferencia del 32% entre sí.

Estas grandes diferencias de energía eléctrica generada se deben al cambio de la cantidad del recurso hídrico disponible para la generación eléctrica, entonces se puede afirmar que la decisión de realizar divisiones de generación de energía eléctrica en función de las condiciones climáticas es acertada.

3.2.4. Resumen del comportamiento de la curvas de generación.

Anteriormente se estuvo analizando cada época climática junto con su respectiva curva de generación de energía eléctrica, se discutieron puntos de importancia sobre el comportamiento de las curvas de cada época junto con las diferencias existentes entre ellas, para lograr sintetizar toda esta información discutida se tiene la siguiente tabla que muestra las diferencias más notables.

Tabla 2. Valores promedio de potencia generada para las franjas horarias Nocturno 1 (N1), Nocturno 2 (N2), Valle 1 (V1), Valle 2 (V2), Punta 1 (P1) y Punta 2 (P2), junto con los valores de Energía Eléctrica Generada (EEG) por día analizado para las diferentes épocas climáticas.

Época Climática	N1 (MW)	V1 (MW)	P1 (MW)	V2 (MW)	P2 (MW)	N2 (MW)	EEG (MWh)
Época Seca	4,01	7,97	17,17	7,16	17,17	0,00	177,48
Época Transición	6,27	14,69	25,12	14,69	25,12	6,27	325,23
Época Lluviosa	10,35	22,21	22,39	23,78	26,30	24,22	479,89

Fuente: propia.

Para tener una visión más clara de la tabla anterior, se tiene que tomar en cuenta que la capacidad máxima de generación de las 3 plantas de la ESPH S.A. es de 27,30 MW, de esta manera se puede dimensionar la capacidad de generación para cada una de las épocas climáticas.

Es de suma importancia mencionar que a través de los días analizados para cada época climática, se nota un comportamiento a mantener la potencia generada de

manera constante para cada franja horaria, es decir, se intenta mantener una potencia de generación durante cada una de las franjas horarias, y si existiera una variación de este valor constante, el mismo es menor al 10% entre los valores de potencia.

Hay que tomar en cuenta que este comportamiento no solamente se da para los días analizados, si no que para un 85% de los días del año 2015 muestran esta tendencia, por ende, se supone que la generación de energía eléctrica es constante para cada franja horaria.

Esto es muy importante recordarlo, ya que esta suposición es de gran importancia para el análisis matemático que se le realizaran a las curvas de generación de energía eléctrica presentadas.

3.3. Facturación sobre el histórico de datos.

Para poder llegar a cumplir los objetivos de este proyecto, es muy importante mencionar que a raíz de los datos de consumo y generación eléctrica que se pudieron obtener, se asume que los comportamientos analizados para las curvas de generación y de consumo de energía eléctrica, tales como el comportamiento para los días feriados o festivos, comportamiento de los fines de semana entre otros, son constantes a través de los años.

La facturación que se realiza por la energía comprada al ICE se rige por medio de la tarifa discutida en el capítulo 2.3, se observa que aparte del cobro de energía y potencia, se tiene un tercer servicio que es el peaje por transmisión eléctrica, pero para el análisis monetario que se le dará en este trabajo no se incluirá este monto de cobro ya que es una tarifa constante para la cantidad de kWh retirados del servicio de transmisión eléctrica del ICE, además que el cargo por transmisión es un cobro que siempre se va a presentar y no se le puede hacer ningún tipo de modificación.

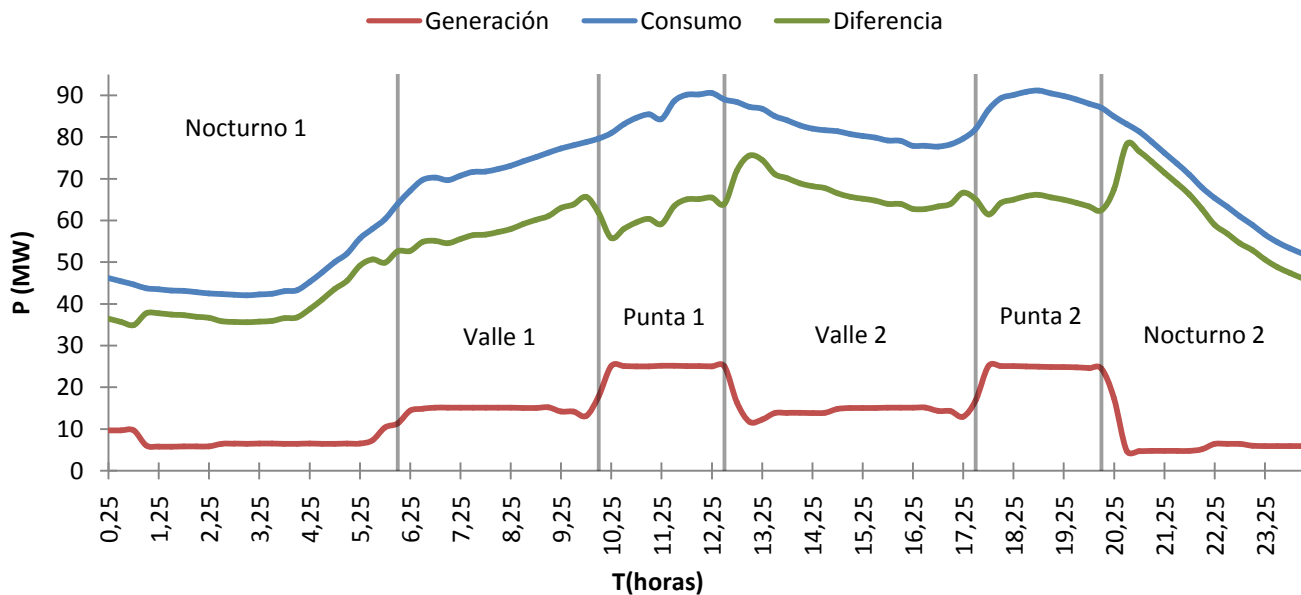


Figura 17. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para las curvas de consumo, generación y la diferencia entre sí para el día 30 de noviembre del 2015.

Fuente: propia.

Tal como se mencionó en el capítulo 2.3, la facturación se realiza obteniendo la diferencia algebraica entre los valores de energía consumida y los valores de energía inyectada por las centrales, esta diferencia se cobra según donde se esté dando el servicio. En la figura 17 se puede observar de manera gráfica la curva de energía que en realidad se factura.

La curva nombrada como “Diferencia” es la curva que representa los valores que en realidad se factura bajo la tarifa antes expuesta, este proceso se lleva a cabo para cada día durante el mes, igualmente, el valor que se toma para el cálculo de la tarifa por demanda de potencia es la mayor diferencia que se encuentre durante el mes.

Por ejemplo, para la curva mencionada como “Diferencia” en la figura 17, se obtiene que solamente para ese día se facturó un total de \$56,79 millones solamente por el concepto de energía, a esto se le tendría que añadir el concepto de la mayor potencia demanda para el mes en cuestión. La situación de facturación histórica para el año 2015 de la ESPH S.A. se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 3. Facturación mensual reportada a la ESPH S.A. por concepto del diferencial de energía eléctrica (EE) y el diferencial de potencia demanda (P) para el año 2015.

Mes	EE (millones de colones)	P (millones de colones)	Total facturación (millones de colones)
Enero	1552,48	430,84	1983,32
Febrero	1593,07	411,03	2004,09
Marzo	2133,79	498,69	2632,48
Abril	1772,42	445,09	2217,51
Mayo	1925,69	456,82	2382,50
Junio	1695,76	439,33	2135,08
Julio	1443,54	371,15	1814,69
Agosto	1533,80	357,10	1890,90
Setiembre	1564,85	405,25	1970,10
Octubre	1646,50	418,77	2065,27
Noviembre	1635,48	412,19	2047,67
Diciembre	1548,34	377,86	1926,20

Fuente: propia.

En la tabla anterior se puede apreciar los montos a cancelar por concepto de energía y potencia, en donde la potencia significa casi que el 20% de la facturación total, una cantidad muy significativa que muestra que el concepto de potencia se tiene que tomar en cuenta en el momento de proponer nuevas estructuras de generación.

Capítulo 4. Propuesta de curva de generación eléctrica.

Con el análisis de las curvas de generación y consumo de energía eléctrica, se logra establecer suposiciones iniciales de importancia, además de poder definir comportamientos de estas curvas, se puede empezar a realizar el análisis matemático que nos de cómo resultado la producción de energía eléctrica más rentable para la ESPH S.A.

4.1. Limitaciones técnicas existentes.

Estas restricciones son importantes discutir las, ya que en función de estas es que se realizara la nueva propuesta de generación eléctrica, son restricciones de carácter operativo y estructural de los proyectos hidroeléctricos que el método matemático no contempla algunas de ellas, es por esto que es tan importante tenerlas en cuenta para poder realizar una propuesta de generación acertada.

Una de las restricciones más importantes de las plantas hidroeléctricas con las que se cuentan es con la capacidad de generación de energía eléctrica para cada proyecto hidroeléctrico, esta es una de las restricciones principales que se toman en cuenta para el análisis matemático, estas se logran observar de la tabla 1.

Otra restricción a tomar en cuenta es la capacidad de almacenaje de agua de las reserva de cada proyecto hidroeléctrico, este de igual manera es importante considerarlo, ya que este va a indicar la duración de los tiempos de generación de las turbinas, los tiempos de duración de la generación depende directamente de la capacidad de la reserva.

Tener en cuenta la disposición geográfica de los proyectos hidroeléctricos es muy importante, ya que en este caso existen dos proyectos hidroeléctricos que toman el recurso hídrico de la misma cuenca del río Poás, así que se encuentra con una restricción de disposición de aguas entre ellas.

Los proyectos involucrados en este aspecto son el Proyecto Hidroeléctrico Jorge Manuel Dengo y el Proyecto Hidroeléctrico Tacaes, cada uno de estos proyectos tienen su respectiva toma de aguas en el río Poás. Tomando en cuenta la

dirección del flujo del río, este se encuentra primero con el PHJMD, para que varios kilómetros río abajo se tope con el PHT. Se dice que desde que el PHJMD toma las aguas del río, y la procesa en sus turbinas para la generación, toma un tiempo aproximado de unos 15 minutos para que estas aguas utilizadas en el PHJMD lleguen al PHT.

Por supuesto que una restricción es cuando los proyectos hidroeléctricos quedan fuera de actividad por temas del mantenimiento de las instalaciones, se tiene que tomar en cuenta las fechas y la duración cuando se realizan estas tareas, ya que significan un paro de labores programado que se puede planear en épocas idóneas desde el punto de consumo energético.

Un tema de importancia para discutir es el método de producción energética que se tiene, por la naturaleza de generación que tiene la ESPH S.A., el encargado de la generación eléctrica tiene que compartir con el ICE un pre-despacho energético, es decir, una predicción de energía generada para la semana, el problema que se da es con el método que este pre-despacho se realiza.

Este pre-despacho se realiza de manera muy empírica e intuitiva por parte de los operarios de los proyectos hidroeléctricos, ellos se basan en la generación ocurrida durante el día, condiciones climáticas de la zona, alturas de las reservas entre otras, pero esta predicción la realizan personas con muchos años de trabajar en el ámbito de generación, además que se depende de ellos solamente para realizar estas predicciones, lo cual genera una restricción por el tema del recurso humano.

4.2. Análisis matemático de las curvas de generación de energía eléctrica.

Para poder obtener la curva de generación más rentable para la ESPH S.A. se utilizó el método simplex que se describió en el capítulo 2.5.2, ya que el comportamiento histórico de las curvas de generación cumplen con todos los requisitos necesarios para la aplicación de este método, de igual manera se va a utilizar el método geométrico para corroborar y comprobar los resultados obtenidos del método simplex.

Es importante mencionar que el análisis matemático se desarrollara de manera diaria para que de esta manera se pueda tener mayor precisión en los resultados que se van a obtener, además, para los días que se van a analizar dentro del método matemático se necesitaran los datos de generación y consumo que ya se tienen registrados.

Para realizar el análisis matemático, se tomaron los datos vistos desde un punto global de generación, es decir, los valores que se obtienen del método son valores de generación contemplando las 3 plantas de generación hidroeléctrica que la ESPH S.A. posee.

Para desarrollar el análisis se tienen que hacer uso de una suposición previamente discutida en el capítulo 3.2, la cual es suponer que el comportamiento de las curvas de generación durante las franjas horarias es lineal y constante para cualquier día durante el año.

Para poder empezar dicho estudio se tiene que recordar las tarifas que se utilizaran para el cálculo, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4. Monto de tarifa para las diferentes zonas horarias.

Concepto	Duración	Monto
Período punta	5 h/día	50,66 ¢/kWh
Período valle	9 h/día	41,50 ¢/kWh
Período nocturno	10 h/día	35,49 ¢/kWh
Potencia	-	2722,00 ¢/kWh

Fuente: propia.

Para poder ampliar el problema matemático a desarrollar, se necesitara designar algunas variables a ciertos parámetros de importancia en el análisis, tal como lo son las curvas de consumo y de generación de energía eléctrica, los períodos horarios en que se desglosa la tarifa, etc. En la siguiente tabla se puede observar esta asignación de variable.

Tabla 5. Designación de variables a utilizar dentro del análisis matemático.

Nombre de variable	Variable designada	Concepto
Período punta	PT	Período punta de la tarifa
Período valle	VT	Período valle de facturación
Período nocturno	NT	Período nocturno de la tarifa
Curva de consumo	C	Curva de consumo de la tarifa
Curva de generación	G	Curva de consumo de los proyectos hidroeléctricos de la ESPH S.A.
Curva diferencia	D	Diferencia algebraica entre C y P.

Fuente: propia.

Es importante mencionar que las variables definidas en la tabla 5 se podrán combinar entre las variables que designan períodos y las variables que designan curvas, es muy importante saber interpretarlas para evitar confusiones, por ejemplo, más adelante podremos llegar a observar la nueva variable GPT que significa “curva de generación para el período punta”, o CNT que se entiende por “curva de consumo para el período nocturno”, así sucesivamente entre todas las combinaciones posibles entre estas variables.

Primero se realizará el análisis matemático contemplando los parámetros del cálculo de facturación solamente para el cargo por energía, luego se analizará el cargo por potencia demandada.

Para poder desarrollar el ejemplo de cálculo, se tomara por conveniencia del autor el día 30 de noviembre del 2015, ya que se tiene graficada la curva de generación en la figura 16, al final del análisis se podrá observar la curva resultado y se podrán comparar entre sí.

4.2.1. Aplicación del método simplex.

A continuación vamos a obtener nuestra función objetivo que cumpla con las restricciones de un PL, por el momento nuestro objetivo principal es disminuir el monto de la facturación por los costos de energía, es importante mencionar que para el cálculo de facturación se utiliza la diferencia algebraica existente entre el consumo y la generación, teniendo en mente esto, se tiene que:

Costos por energía en PT

$$5 [h] \cdot 50,66 [/kWh] \cdot DPT [kW] = 253,3[/kW] \cdot DPT [kW] \quad (1)$$

Costos por energía en VT

$$9 [h] \cdot 41,50 [/kWh] \cdot DVT [kW] = 373,5[/kW] \cdot DVT [kW] \quad (2)$$

Costos por energía en NT

$$10 [h] \cdot 35,49 [/kWh] \cdot DNT [kW] = 354,9[/kW] \cdot DNT [kW] \quad (3)$$

Las ecuaciones 1, 2 y 3 describen solamente los costos por energía para los diferentes períodos de la tarifa, para el costo total de un día completo se tiene que:

Costos por energía diario

$$253,3DPT [¢] + 373,5DVT [¢] + 354,9DNT [¢] = Costo[¢] \quad (4)$$

Mirando con detalle la ecuación 4, que es nuestra función objetivo, cumple con la forma que debería de tener para clasificarlo como un problema de PL. Se sabe que los problemas de PL necesitan restricciones que limiten la función del sistema, para este caso se tienen las que se nombraron en el capítulo 4.1, con estas restricciones técnicas inherentes al medio de generación, se establecen las próximas restricciones para poder resolver el problema de PL por el método simplex.

Una de las restricciones se debe a la cantidad de energía eléctrica que se genera para el día bajo análisis, en nuestro caso para el día 30 de noviembre del 2015 se tiene que:

$$5[h] \cdot GPT[kW] + 9[h] \cdot GVT[kW] + 10[h] \cdot GNT[kW] = 325231 kWh \quad (5)$$

En donde la constante al lado derecho del igual representa la energía eléctrica generada durante todo el día. Las otras restricciones que se tienen, son las relacionadas a las capacidades de generación para esto se tiene que:

$$900 \text{ kW} \leq GPT \leq 27300 \text{ kW} \quad (6)$$

$$900 \text{ kW} \leq GVT \leq 27300 \text{ kW} \quad (7)$$

$$900 \text{ kW} \leq GNT \leq 27300 \text{ kW} \quad (8)$$

Como se puede mirar en las restricciones, las ecuaciones 5, 6, 7 y 8 están en función de la curva de producción, lo que sucede es que en la función objetivo (ecuación 4) se encuentra en función de la curva diferencia así que no existe relación matemática entre la función objetivo y las restricciones, así que se necesitan cambiar las variables de las restricciones, para lograr este cambio de variables se recuerda que:

$$C - G = D \quad (9)$$

Con la igualdad anterior se procede a realizar el cambio de variable para todas las restricciones, para la restricción por cantidad energía eléctrica generada se tiene que:

$$5[h] \cdot DPT[kW] + 9[h] \cdot DVT[kW] + 10[h] \cdot DNT[kW] = 1369139 \text{ kWh} \quad (10)$$

En donde la constante que aparece al lado derecho de la igualdad representa a la diferencia algebraica entre la energía total consumida y la energía total generada. Para las demás restricciones es un poco más laborioso realizar este cambio de variable, de manera de ejemplo se tomara solamente la ecuación 6 pero se aplica de igual manera para las restricciones 7 y 8. Tomando en cuenta que:

$$GPT[kW] = CPT[kW] - DPT[kW] \quad (11)$$

Utilizando la ecuación 11, se obtiene que:

$$DPT[kW] \geq CPT[kW] - 27300 \text{ kW} \quad (12)$$

De igual manera, para la otra parte de la desigualdad se tiene que:

$$DPT[kW] \leq CPT[kW] - 900 \text{ kW} \quad (13)$$

Tal como se puede observar en las ecuaciones 12 y 13, en ambas desigualdades aparece el término CPT que indica que es el valor de consumo para el período punta, como el valor de generación se supuso desde un inicio como constante y lineal lo podemos obtener de los datos históricos, de los datos se toma los siguientes valores $CPT = 87993 kW$, $CVT = 78019 kW$, $CNT = 55223 kW$, esto se introduce en la desigualdad y se obtiene:

$$DPT[kW] \geq 87993kW - 27300 kW = 60693kW \quad (14)$$

$$DPT[kW] \leq 87993kW - 900kW = 87093 kW \quad (15)$$

Una vez realizados los cambios de variables para todas las restricciones, se obtiene el siguiente problema de PL para poder resolver por el método simplex.

Función objetivo:

$$253,3DPT [\text{¢}] + 373,5DVT [\text{¢}] + 354,9DNT [\text{¢}] = \text{Costo}[\text{¢}] \quad (16)$$

Restricciones:

$$5[h] \cdot DPT[kW] + 9[h] \cdot DVT[kW] + 10[h] \cdot DNT[kW] = 1369139 kWh \quad (17)$$

$$60693kW \leq DPT[kW] \leq 87093 kW \quad (18)$$

$$50719kW \leq DVT[kW] \leq 77119 kW \quad (19)$$

$$27923kW \leq DNT[kW] \leq 54323 kW \quad (20)$$

Dentro de las restricciones previamente establecidas faltan las restricciones de no negatividad, no se colocan ya que simplemente indican que ninguna de las variables puede llegar a ser negativas. Una vez con todo el problema de PL establecido se procede a resolver el cálculo matemático para obtener la curva de generación para el día bajo análisis.

Para resolver este problema por el método simplex se utilizó la herramienta Matlab R2010a[®], esto se debe a la facilidad de ejecutar el método y la rapidez con lo que se obtienen los resultados. En Matlab se utilizó la función llamada “linprog”, la cual resuelve problemas de PL bajo distintos métodos, pero el método que se va a utilizar para resolver este problema es el método simplex.

Para poder introducir la función objetivo y sus restricciones que describen la actividad solamente para el día analizado como ejemplo, se tienen que generar las siguientes matrices:

$$f = [253,3 \quad 373,5 \quad 354,9] \quad (21)$$

$$A = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (22)$$

$$b = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$Aeq = [5 \quad 9 \quad 10] \quad (24)$$

$$beq = 1369139 \quad (25)$$

$$lb = [60693 \quad 50719 \quad 27923] \quad (26)$$

$$ub = [87093 \quad 77119 \quad 54323] \quad (27)$$

Cada una de estas matrices representa una parte importante del problema de PL, la matriz de la ecuación 21 hace referencia a la función objetivo, los negativos de cada factor indican de que se trata de minimizar la función, la matriz de la ecuación 22 son las constantes de no negatividad, nuevamente los negativos de la matriz hacen referencia a que se trata de minimizar la función objetivo, la matriz de la ecuación 23 hace referencia a las restricciones simples (de la forma $a_1x_1 \leq b$), pero para este problema en específico no se tiene este tipo de restricciones (es por ellos que esta matriz es de ceros), pero si se cuenta con restricciones de desigualdades dobles (de la forma $c \leq a_1x_1 \leq b$) y restricciones que contienen una igualdad (de la forma $a_1x_1 = b$).

La matriz de la ecuación 24 se refiere a los coeficientes del lado izquierdo de la restricción de igualdad del problema, la ecuación 25 indica el valor de la derecha de la restricción de igualdad, y por último, las matrices de las ecuaciones 26 y 27 hacen referencia a los límites de las restricciones de las desigualdades dobles que presenta el problema.

Con estas matrices definidas se procede a introducir estos valores en la función `linprog` de Matlab bajo la siguiente sintaxis:

$$\text{linprog} = (f, A, b, Aeq, beq, lb, ub) \quad (28)$$

Una vez utilizada esta función, el programa entrega los siguientes resultados

$$DPT = 60693kW \quad (29)$$

$$DVT = 58049kW \quad (30)$$

$$DNT = 54323kW \quad (31)$$

Hay que tener en cuenta que todo el desarrollo del análisis matemático se hizo en función de la curva diferencia, es por esto que los resultados de Matlab son las diferencias óptimas, pero a nosotros nos interesa conocer los valores de generación óptimos, es por esto que se vuelve a utilizar la ecuación 11 para poder obtener los resultados de los parámetros de generación, los cuales son:

$$GPT = 27300kW \quad (32)$$

$$GVT = 19970kW \quad (33)$$

$$GNT = 900kW \quad (34)$$

Los resultados obtenidos en las ecuaciones 32, 33 y 34 son los resultados calculados de generación global que se tienen que alcanzar en cada zona horaria para obtener una reducción en la facturación mensual por la compra de energía.

Es importante recordar que todo este desarrollo es solamente para el día 30 de noviembre del 2015. Se tiene que desarrollar este mismo análisis para cada día del mes para poder calcular de manera precisa la diferencia entre el costo real de la facturación y el costo con los nuevos parámetros de generación.

Con los resultados de las ecuaciones 32, 33 y 34 se obtiene la figura 18 en donde se representa la curva de generación de energía eléctrica para el día 30 de noviembre del 2015, (mismo día del grafico de la figura 16).

Se puede observar que el comportamiento de la curva de generación de la figura 18 se asemeja muchísimo al comportamiento de la curva de generación de la figura 16, el detalle es en que cambian los valores de generación que se llegan a alcanzar en todas las franjas horarias.

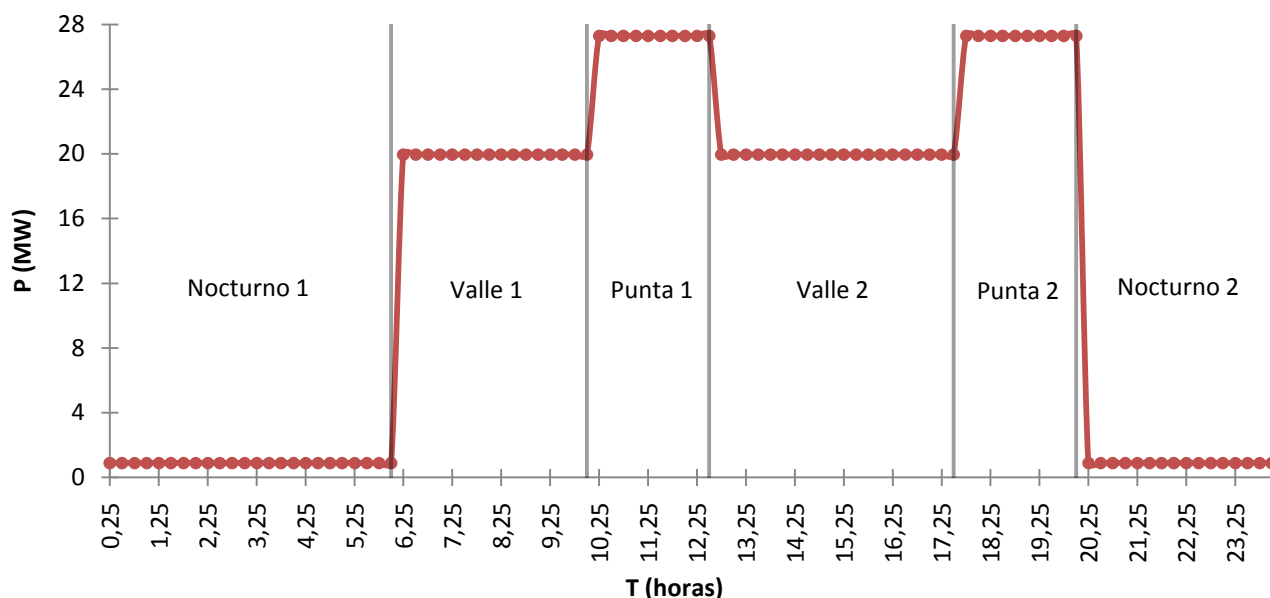


Figura 18. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación calculada para el día 30 de noviembre del 2015.

Fuente: propia.

Es importante mencionar que bajo este régimen de generación se genera un ahorro del 0,81% solo contemplando el cargo por energía suministrada, y teniendo en mente que este ahorro es solamente para un día, si se supone que este ahorro se da para todos los días del mes el ahorro por energía se vuelve aún mayor.

A pesar de tener un ahorro por cargo de energía eléctrica suministrada para ese día, esta curva de generación no es la más óptima y eso se discutirá en el próximo capítulo.

4.2.2. Aplicación del método geométrico.

A continuación se realizará el análisis matemático con base en el método geométrico de resolución para problemas de PL de manera de comprobación a los resultados obtenidos en el apartado anterior, recordemos que para este problema

en específico si podemos utilizar este método ya que la función objetivo tiene un máximo de 3 variables y puede llegar a ser representada en el espacio de 3D.

Recordemos que en este método necesitamos representar gráficamente todas las restricciones que posee el problema, las restricciones que tenemos para este problema son las ecuaciones 17, 18, 19 y 20, estas se representan en el espacio y obtenemos el siguiente grafico

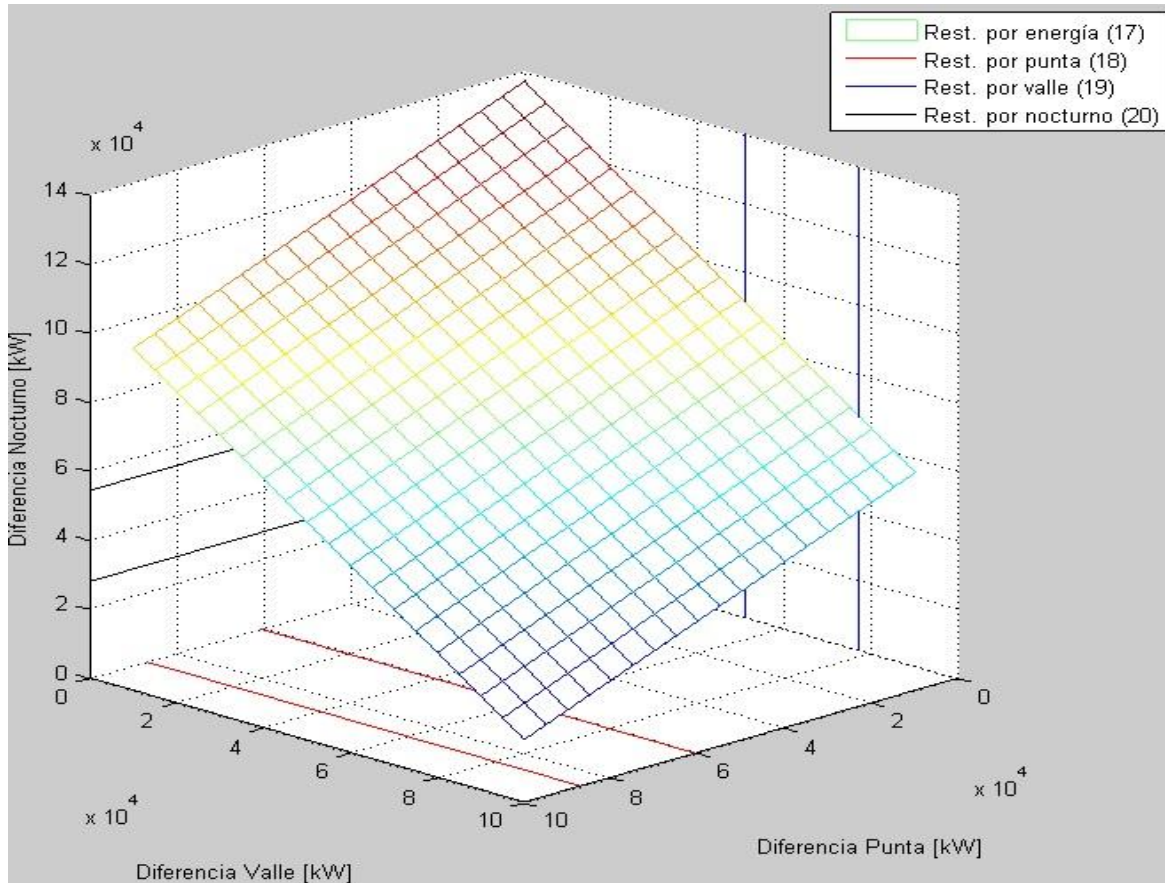


Figura 19. Representación gráfica de las restricciones del problema.

Fuente: propia.

Se puede observar en el gráfico de la figura anterior las restricciones 17, 18, 19 y 20 representadas en el espacio, se observa que la restricción por energía se representa por medio de un plano inclinado en los 3 ejes del espacio.

También se puede observar las representaciones de las restricciones por generación eléctrica, tal como se puede ver en las ecuaciones 18, 19 y 20, estas

son franjas de producción energética en las que se pueden desenvolver las centrales hidroeléctricas.

Si proyectamos estas restricciones en sus respectivos ejes, el gráfico resultante es el siguiente.

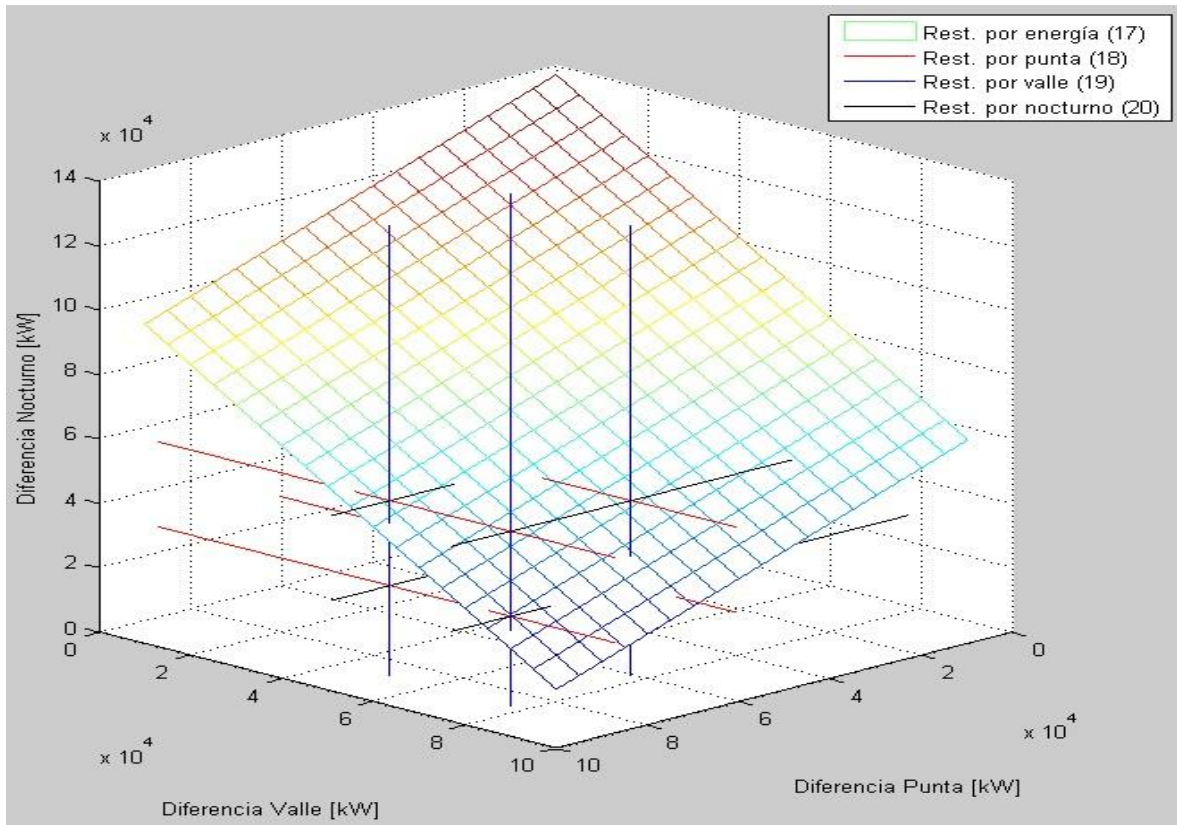


Figura 20. Representación gráfica de las proyecciones de las restricciones por generación eléctrica.

Fuente: propia.

Una vez proyectadas estas restricciones podemos observar que se forma un prisma, el cual es intersecado por el plano que describe la restricción de la energía, una vez en este punto se procede a calcular los puntos de intersección entre las aristas del cubo y el plano inclinado.

Con dos puntos de alguna de las rectas de las intersecciones y la función del plano se puede obtener el punto de intersección, si tomamos por ejemplo la restricción por generación punta (línea roja) superior derecha, tenemos que para esta recta los puntos son:

$$P = (60693,0,54323) \quad (35)$$

$$Q = (60693,10000,54323) \quad (36)$$

Con estos dos puntos que describen la recta, se procede a obtener la ecuación vectorial que describe a la misma, para esto tenemos que:

$$(DPT, DVT, DNT) = (60693,0,54323) + t(0,10000,0) \quad (37)$$

Luego de esto, se obtiene la ecuación paramétrica de la recta, entonces tenemos que:

$$DPT(t) = 60693 \quad (38)$$

$$DVT(t) = 10000t \quad (39)$$

$$DNT(t) = 54323 \quad (39)$$

Una vez obtenida los valores de la ecuación paramétrica de la recta, estos se sustituyen en la ecuación del plano, que en nuestro caso sería la ecuación 17, para luego despejar t , entonces se tiene que:

$$5(60693) + 9(10000t) + 10(54323) = 1369139$$

$$t = 5,81 \quad (40)$$

Una vez con el valor de t , este se sustituye en la ecuación vectorial para obtener el punto de intersección, en nuestro caso tenemos que:

$$(DPT, DVT, DNT) = (60693,0,54323) + (5,81)(0,10000,0)$$

$$(DPT, DVT, DNT) = (60693,58100,54323) \quad (41)$$

De esta manera es como se obtiene el punto de intersección entre la recta escogida y el plano inclinado, de esta misma manera se deben de obtener los diferentes puntos de intersección que se observan en la figura 20.

Una vez se calculan estos puntos de intersección, se llega a obtener una figura como la siguiente:

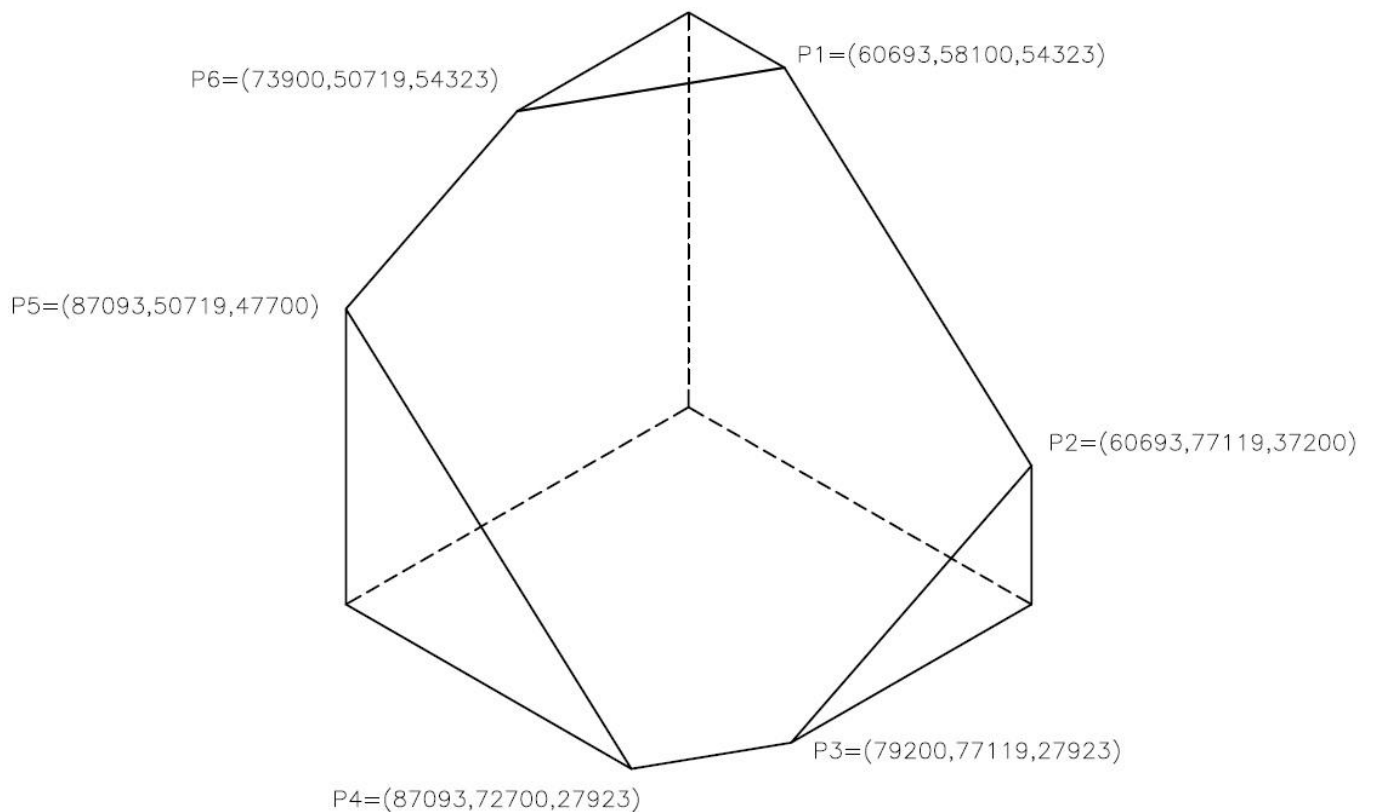


Figura 21. Volumen resultante de la intersección entre las restricciones de generación eléctrica y el plano de restricción de energía.

Fuente: propia.

De el volumen resultante se puede decir que cualquier punto dentro de él es una posible solución del problema, solo que existe la inconveniente de la restricción por energía, que es la restricción que se representa por medio de un plano, ya que esta es una restricción de igualdad, eso significa que el punto solución tiene que estar contenida en este plano, esto nos dice que la superficie que describe la intersección es nuestra área de posible solución.

Se sabe que estamos minimizando la función objetivo, y esta minimización solo sucede en algún punto de la superficie, entonces se toman las coordenadas de los puntos de la superficie intersección para ser evaluados en la función objetivo, obteniendo como resultado el P1, si se comparan estos resultados con los obtenidos en el método simplex, podemos ver una diferencia de menos del 0.1%, es decir, son resultados muy similares. De esta manera se comprueban los resultados del método simplex.

4.3. Propuesta definitiva de la curva de generación de energía eléctrica.

Se tiene que tener en mente que los datos de generación y consumo históricos nos darán resultados para un día en específico con las particularidades del día analizado, pero esto no quiere decir que los resultados obtenidos no funcionen, con estos resultados se pretende realizar un estándar de comportamiento en función de la temporada climatológica en que se encuentre el día.

Es por esto que realizar el análisis matemático para todos los días dentro de un mes para llegar a obtener el dato de generación para el mes completo es algo sin ningún sentido, ya que se está calculando el ahorro para ese mes en específico, y que se den las mismas condiciones para otros meses en el futuro es muy improbable.

Además, en la empresa no se cuenta con ninguna herramienta que ayude a estimar la cantidad de recurso hídrico que se pudiera tener a disposición para los próximos días, inclusive con alguna herramienta que ayude a predecir la cantidad del recurso hídrico, tendría que tener una precisión de los datos muy alta para tomar la información como confiable.

Así que para cumplir los objetivos de este trabajo, se va a tomar el día más representativo para un mes en específico, en donde se calculara la generación de energía eléctrica óptima, y añadiéndole el cargo por potencia demandada.

Para realizar una propuesta definitiva de la curva de generación primero vamos a analizar los resultados que se obtuvieron en el capítulo anterior, que fueron graficados en la figura 18, como se dijo en ese momento, esta propuesta de generación si genera un ahorro pero no es el mejor, esto se debe a que el método no contempla algunas limitaciones técnicas existentes en los proyectos hidroeléctricos de la ESPH S.A. Vamos a analizar estos resultados que se obtuvieron que son:

$$GPT = 27300kW \quad (42)$$

$$GVT = 19970kW \quad (43)$$

$$GNT = 900kW \quad (44)$$

Podemos observar que para la zona horaria nocturno el método indica que se tiene que generar a la mínima capacidad de generación global, es decir, que el PHT genere a su mínima capacidad, si se analiza esta propuesta de generación se verá que es muy ineficiente, esto se puede observar en el gráfico de la figura 4 en donde se indica que para generar 900 kW la eficiencia de la turbina disminuye aproximadamente al 82,6%, además que utilizaría un caudal de agua casi que del 40% del flujo admisible total de la turbina.

Además, tomando en cuenta la limitante de la restricción existente entre los proyectos hidroeléctricos, esto es muy difícil que suceda que solamente el PHT entre en función, ya que se quedaría sin agua en la reserva rápidamente. Es por esto que se propone desincronizar totalmente las plantas y administrar esta potencia a través del día, si se genera este cambio en la curva de generación se llega a obtener el gráfico de la siguiente figura:

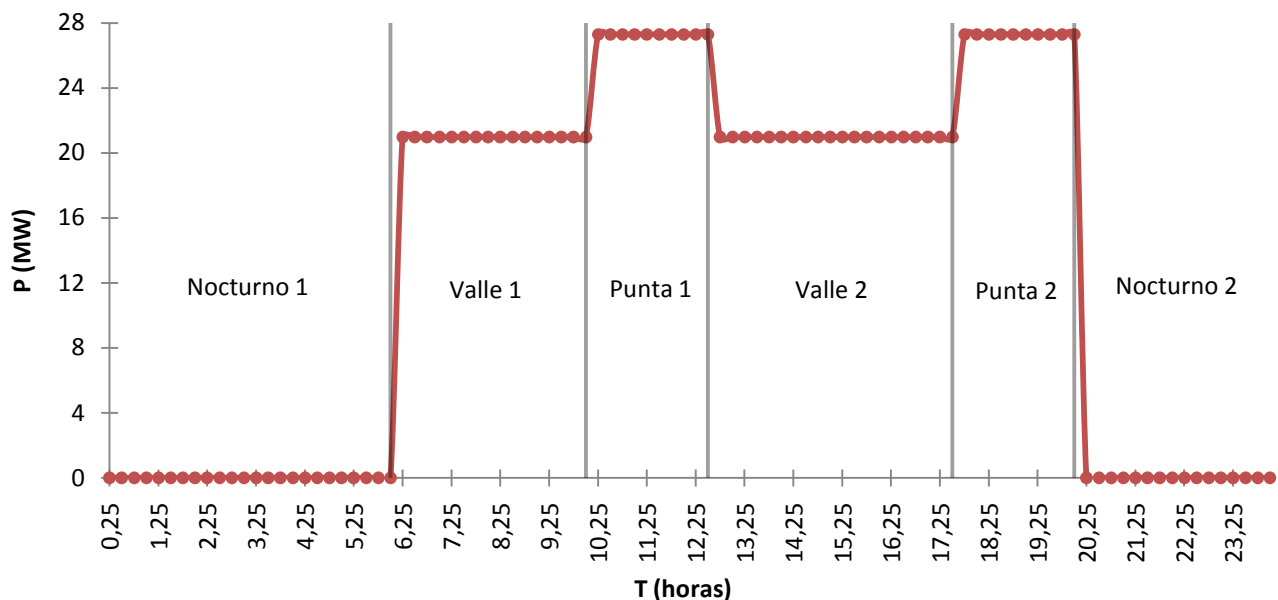


Figura 22. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación óptima para el día 30 de noviembre del 2015.

Fuente: propia.

Contemplando las restricciones técnicas previamente analizadas, se realizó el cambio para colocar esta nueva propuesta de generación que consiste en eliminar por completo la generación durante la franja horaria “Nocturno 1” y “Nocturno 2”, y

redistribuir esta generación en las franjas horarias de “Valle 1” y “Valle 2“, al finalizar lo que se obtiene son los siguientes valores de generación:

$$GPT = 27300kW \quad (45)$$

$$GVT = 20970kW \quad (46)$$

$$GNT = 0kW \quad (47)$$

Con esta redistribución de la curva de generación para el día bajo análisis, se obtiene un ahorro por concepto de energía eléctrica cercana al 0,90%, que es un porcentaje mayor al obtenido con los resultados directos del método matemático.

Ahora bien, tomando en cuenta las restricciones técnicas, los resultados directos del análisis matemático y las características de funcionamiento de los generadores de energía eléctrica se procede a realizar este análisis para cada temporada climatológica establecida previamente.

Tal como se discutió previamente en este capítulo, para realizar el análisis por época climatológica se analizará solamente un día, tomando en cuenta los cargos por energía eléctrica y potencia demandada, utilizando el método para resolver problemas de PL bajo el método simplex y tomando en cuenta todas las restricciones técnicas de funcionamiento de los proyectos hidroeléctricos.

Los días a analizar en cada época climática son los días que se tomaron en cuenta para las figuras 14, 15 y 16, esto con el fin de poder comparar las curvas de generación reales con respecto a las curvas de generación óptimas.

4.3.1. Época seca.

Para analizar el comportamiento de la nueva curva de generación de la época seca se escogió el día 10 de junio del 2015, este es un día representativo para la época climática establecida, ya que la cantidad de energía generada para este día es el más cercano al promedio de la cantidad generada para todos los días que se encuentran en la zona de época seca.

Para este día se realizó el análisis matemático, luego se analizó tomando en cuenta las restricciones técnicas con las que cuenta los proyectos hidroeléctricos y

se obtuvo la curva de generación óptima para este día, la cual se graficó en la figura 23.

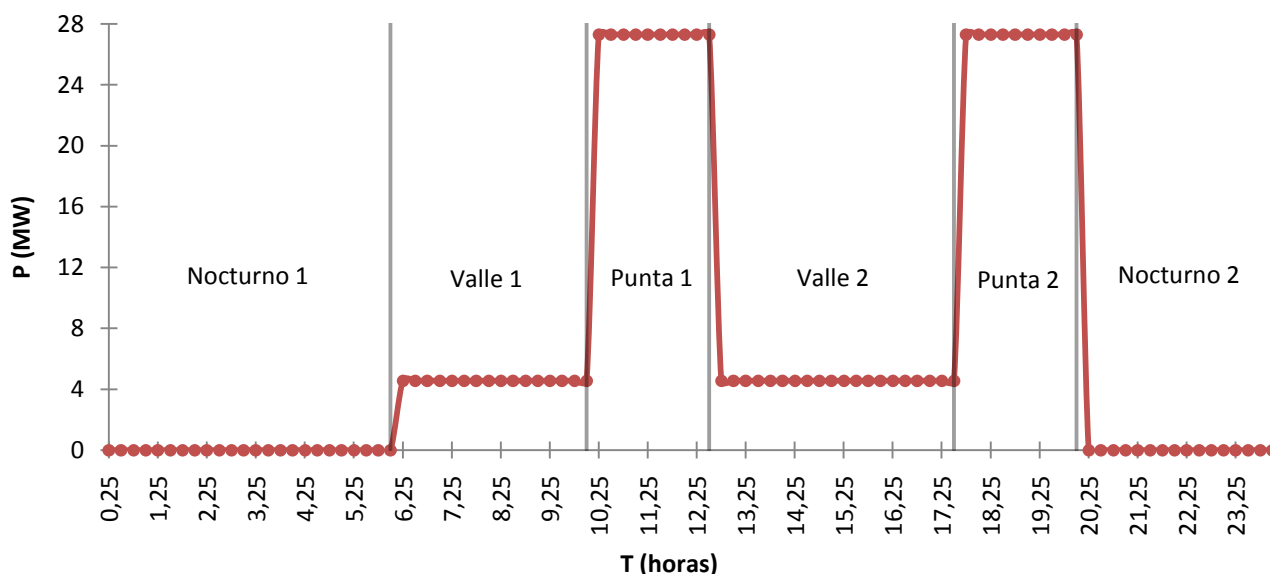


Figura 23. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación óptima para el 10 de junio del 2015.

Fuente: propia.

Para el análisis del día 10 de junio se tiene que se obtuvo un ahorro del 1,01% de ahorro solo por el concepto de la compra de energía eléctrica para este día, si se añade la facturación por el cobro de la potencia demandada, sería un ahorro del 4,49% en la facturación mensual.

Si se toma como ejemplo la facturación del mes de junio del 2015, el ahorro que se tendría estaría cerca de los 21,56 millones de colones si se toma en cuenta solamente el ahorro por energía eléctrica, si se toma en cuenta el ahorro por la demanda de potencia el monto total sería de unos 95,87 millones de colones.

Si se compara el gráfico de la figura 23 con respecto a la figura 14 se puede observar que la forma global de la curva de generación es muy similar, solamente que la generación presentada en la franja horaria “Nocturno 1” se elimina para redistribuirla en las zonas “Punta 1” y “Punta 2”, de igual manera se toma cierta cantidad de generación ocurrida en las zonas “Valle 1” y “Valle 2” para añadirla en

las zonas de la punta, de manera que se pueda generar a máxima capacidad durante las franjas horarias de punta.

4.3.2. Época Lluviosa.

Para la temporada lluviosa se analizó el día 21 de junio del 2015, igualmente que el día para la época seca, el día tomado es el día más representativo para la época lluviosa.

De igual manera que en la época seca, se realizó el análisis matemático bajo el método simplex de PL, luego del análisis matemático se realiza un análisis para integrar las soluciones matemáticas junto con las restricciones técnicas que se tienen en las diferentes plantas hidroeléctricas.

En la siguiente figura se puede observar los resultados de generación eléctrica óptimos para el día bajo análisis:

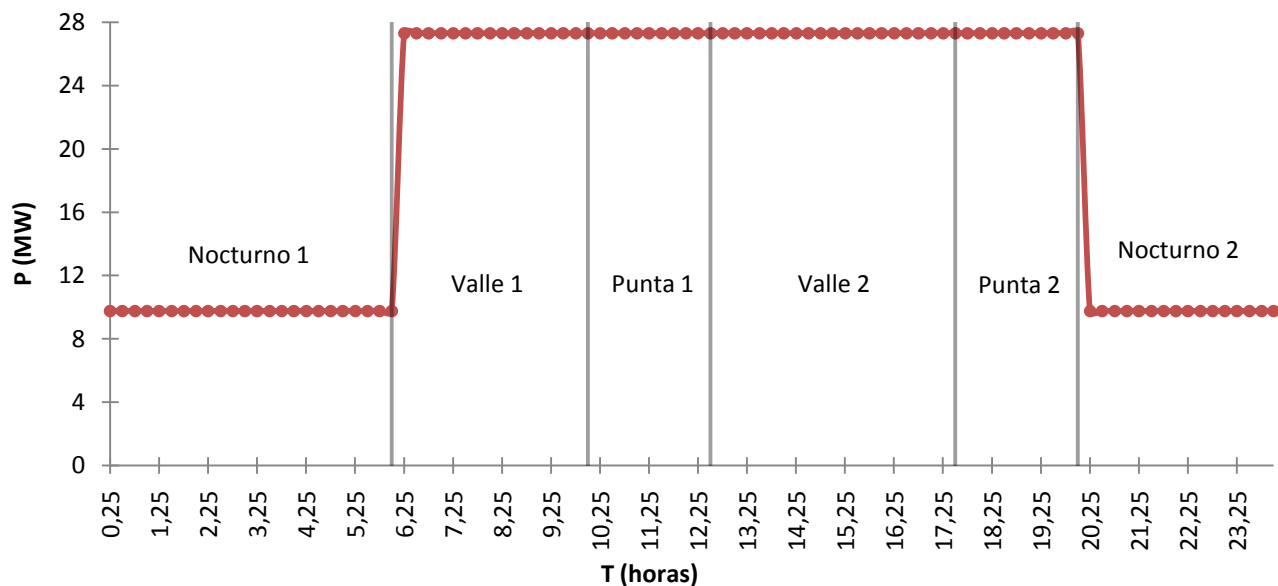


Figura 24. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación óptima para el 21 de junio del 2015.

Fuente: propia.

Para este día de análisis, con el nuevo parámetro de generación óptima, se obtiene el comportamiento de generación que se describe en la figura anterior. Con este parámetro de generación se obtiene un ahorro del 1,00% por concepto

de la compra de energía eléctrica, y un ahorro cerca del 6,04% si se añade el concepto de la potencia demandada.

Si se toma la facturación que se dio en junio del 2015, el ahorro diario sería cerca de 21,35 millones de colones si se tomara en cuenta solamente el ahorro por concepto de la energía eléctrica, si se considera el ahorro añadido por la potencia demandada, se tendría un ahorro de 128,95 millones de colones.

Si se llega a comparar este comportamiento de generación con respecto a la curva de generación representada en la figura 15 se puede observar que en la generación propuesta es constante y máxima durante los períodos punta y valle, en diferencia a la figura 15 que muestra una diferencia de potencias generadas a través de todas las franjas horarias.

4.3.3. Época transición.

Para la época de transición se considera el día 30 de noviembre del 2011 para realizar el análisis que nos de cómo resultado la curva de generación más barata con respecto a la facturación mensual.

El resultado obtenido del análisis realizado se puede observar en la figura 25 (es el mismo gráfico representado en la figura 22), en ella se muestra la curva de generación óptima para la época de transición. El ahorro ocasionado por esta modificación de la curva de generación genera un ahorro de 0,90% por el concepto de compra de energía eléctrica, si se añade el concepto de potencia demandada, el ahorro pasa a ser de 6,55% sobre la factura mensual.

Si se toma la facturación del mes de noviembre del 2015 como base, el ahorro por concepto de energía eléctrica es de 18,43 millones de colones, si se agrega el ahorro que se genera por parte de la potencia demandada, el ahorro llega a ser de 134,12 millones de colones.

Si se compara con la imagen número 17 se puede observar que se elimina por completo la generación en la zona nocturna para tratar de que se llegue a un máximo de generación durante la temporada punta, y el resto utilizarlo en la zona valle.

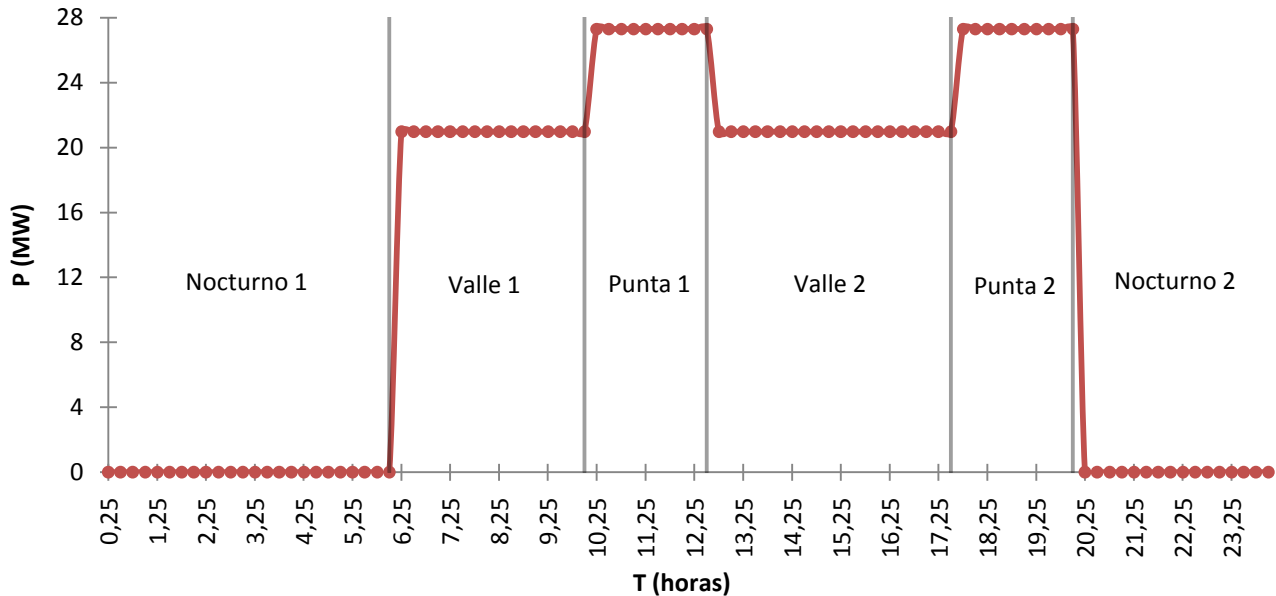


Figura 25. Gráfico de Potencia (P), en función del Tiempo (T) para la curva de generación óptima para el 30 de noviembre del 2015.

Fuente: propia.

4.3.4. Resumen de las curvas de generación óptimas.

Es importante discutir sobre el comportamiento de las curvas de generación óptima, obtenida del análisis matemático realizado, en conjunto con el análisis de las restricciones técnicas de las plantas de generación.

Es muy importante observar la tendencia de estas curvas propuestas para la generación de energía, el común denominador en cada una de ellas es siempre mantener como prioridad la generación en las franjas horarias “Punta 1” y “Punta 2”, la segunda prioridad de generación se encuentra en las zonas “Valle 1” y “Valle 2”, y por último y si todavía se tiene recurso hídrico para la generación en las zonas “Nocturno 1” y “Nocturno2”.

Este nuevo comportamiento de generación comprueba y corrobora la predisposición de generación eléctrica que trae la ESPH S.A. desde sus inicios en la generación eléctrica, la cual es siempre disminuir el diferencial de energía de cobro en las zonas “Punta 1” y “Punta 2”, pero a este comportamiento que históricamente lo ha venido practicando la empresa, se le añade que siempre se mantenga con el ideal de no generar en las noches más que la situación lo

amerite, como en situaciones donde la cantidad del recurso hídrico disponible sea muy grande.

En la próxima tabla se podrá observar el ahorro monetario que generan estas nuevas curvas de generación propuestas.

Tabla 6. Resumen de ahorros monetarios por la nuevas propuestas de las curvas de generación eléctrica.

		Ahorro porcentual (%)	Ahorro monetario (millones de colones)
Época seca	Concepto de energía eléctrica	1,01	21,56
	Concepto de potencia demandada	4,49	95,87
Época lluviosa	Concepto de energía eléctrica	1,00	21,35
	Concepto de potencia demandada	6,04	128,95
Época transición	Concepto de energía eléctrica	0,90	18,43
	Concepto de potencia demandada	6,55	134,12

Fuente: propia.

En la tabla anterior podemos observar un punto muy interesante, y es que el valor del ahorro porcentual por el concepto de energía, para las tres épocas, siempre estuvo alrededor de un punto porcentual, pero el ahorro por el concepto de potencia demandada siempre es mayor y muy distinto entre las tres épocas.

Se puede decir que la mayor ahorro con respecto a las nuevas curvas de generación se en el concepto de potencia de demanda, entonces, siempre se intentara hacer mínimo es potencia demandada dentro de las zonas horarias que se considerar para facturar esta demanda, es por esto que se da la prioridad de generación, en donde la más importante es la zona punto, luego la zona valle y por último la zona nocturna.

Recomendaciones

En este apartado se realizan algunas recomendaciones para la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. para que se logre una mejoría en el proceso de la generación eléctrica, todos con el objetivo principal de disminuir la facturación por conceptos de la compra de energía eléctrica.

1. Mantener una base de datos sobre el historial de los datos de consumo y de generación eléctrica a través de los años, para lograr tener una tendencia de las curvas con un muestreo mayor y de mayor precisión para así evitar comportamientos atípicos.
2. Realizar las labores de mantenimiento en las épocas de menor consumo energético, ya sean los fines de semana o días feriados y/o festivos. Esto de acuerdo con el análisis de las curvas de energía eléctrica mostradas previamente.
3. Establecer un protocolo de predicción del pre despacho de generación de energía eléctrica para lograr estandarizar el método en todos los proyectos hidroeléctricos, además para que no se tenga ninguna dependencia con el personal de los proyectos hidroeléctricos.
4. Realizar un análisis sobre las posibilidades de poder aumentar la capacidad de las reservas de agua para las tres plantas hidroeléctricas, esto con el fin de poder aumentar los tiempos de generación y así lograr una disminución de la facturación.
5. Utilizar las curvas de generación eléctrica definidas para cada temporada climática, para así lograr una reducción en la facturación por la compra de energía eléctrica al ICE.

Conclusiones

1. Se logró definir las curvas del consumo de energía eléctrica y establecer un comportamiento de las curvas según las temporadas climáticas establecidas.
2. Se definió un comportamiento para las curvas de generación de energía eléctrica global en función de la temporada climática en que se encuentre.
3. Se construyó un modelo matemático que concluyo en la propuesta de una curva de generación eléctrica teórica.
4. Se establecen las limitaciones técnicas que restrinjan la función de los proyectos hidroeléctricos.
5. Se crea una curva de generación de energía eléctrica definitiva contemplando las restricciones técnicas y las curvas de generación eléctrica teóricas.

Bibliografía.

- Baldor A. (1997). *Algebra*. (1ª). México: Publicaciones Cultural Ódice América S.A.
- Carta J., Calero R., Colmenar A., Castro M. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. (1ª). España: Pearson Educación, S.A.
- Centrales Hidroeléctricas* (s.f.). El Salvador: Universidad Centroamericana José Simeón Cañas. Recuperado de: <http://www.uca.edu.sv/facultad/clases/ing/m200018/doc1.pdf>
- Chapra S y Canale R. (2007). *Métodos numéricos para ingenieros*. (5ª ed.). Mexico: McGraw-Hill / Interamericana editores, S.A.
- Chapman S. (2000). *Maquinas eléctricas*. (3ª ed.).México: McGraw-Hill / Interamericana editores, S.A.
- García H., Nava A. (2014). *Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas*. (1ª). México: Universidad Nacional Autónoma de México. Recuperado de: http://www.ingenieria.unam.mx/~deptohidraulica/publicaciones/pdf_publicaciones/SELECYDIMENSIONAMIENTOdeTURBINAS.pdf
- Instituciones Descentralizadas, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Solicitud tarifaria presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para el sistema de generación de energía eléctrica. (21 de diciembre, 2015). La Gaceta, Por Tanto el Intendente de Energía Resuelve.
- Madrazo A., Balbás J. (2010). *Centrales eléctricas I*. (1ª). España: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de Santander. Recuperado de: http://ai2.diee.unican.es/asignatura/G_Ing_Electrica/G871_Generaci%C3%B3n/LIBRO%20I-10.pdf
- Mataix C. (1986). *Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas*. (2ª ed.). España: Ediciones del Castillo, S.A.

Mora W. (2014). *Vectores, rectas y planos*. (1ª). Costa Rica: Tecnológico de Costa Rica.

Ramos J. (s.f.). Capítulo6. *Mediciones para administración de energía*. (1ª). El Salvador: Universidad de El Salvador. Recuperado de: http://www.oocities.org/tel_115/archivos/Capitulo_6.pdf.

Redondo D. (2012). ¿Cómo funciona una central hidroeléctrica?. Recuperado de: <http://tecnologianivel2.blogspot.com/2012/05/como-funciona-una-central.html>

Sultan A. (1993). *Linear Programming, an introduction with applications*.(1ª). Estados Unidos de America: Academic Press, INC.

Anexos.

Anexo 1: Tarifas del servicio de energía eléctrica publicadas en el alcance 117 de la La Gaceta 247 del 21 de diciembre del 2015

Rige para los consumos que se originen a partir del 1 de enero al 31 de marzo de 2016

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- El cliente clasificado con el bloque de consumo monómica (carga por energía), de las tarifas T-GE y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en más de seis facturas en los últimos doce meses y que cuenten con el sistema de medición para el registro de la potencia máxima.

2.- La potencia por facturar será la carga promedio más alta en kilovatios o kilovatios amperio para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes.

3.- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico de la tarifa.

4.- Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día. Se facturará la máxima medición de potencia registrada durante el mes.

5.- Los usuarios de la tarifa T-MT, que operan en paralelo con la red del ICE, con generadores síncronos propiedad del cliente ubicados en sus instalaciones, con el propósito de alimentar cargas de su propiedad en el mismo sitio, deben disponer en el punto de interconexión del cliente con el ICE, de las protecciones correspondientes que aseguren tanto la no afectación de la gestión de la empresa eléctrica, como la integridad del equipo y bienes del cliente.

La protección en la interconexión debe cumplir los requisitos que para cada caso establecerá el ICE, con el propósito de permitir la operación de generación propiedad del cliente en paralelo con el sistema eléctrico.

Los aspectos a cumplir por parte del cliente y que la empresa establecerá son:

- Adecuada conexión del transformador de interconexión.
- Características y requisitos de los relés a utilizar.
- Características de los transformadores de instrumento.
- Ajustes de las protecciones de la interconexión.

Las protecciones que debe disponer el cliente en el punto de interconexión son las siguientes:

- Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica.
- Detección contra alimentación de falla.
- Detección de desequilibrios de fase o ausencias de fase.

- Detección de flujo inverso (del cliente hacia la empresa).
- Lo relativo a disparo / restauración del punto de interconexión.
- Cualquier otro que la empresa estime necesaria.

La operación de este tipo de generación en las instalaciones del cliente no debe afectar la calidad de la energía en aspectos como voltaje, frecuencia y armónicas, por lo que deberá cumplir respecto a estos parámetros con todo lo establecido en la normativa técnica actual o futura emitida por la Autoridad Reguladora.

En caso de que el cliente no cumpla con estos requisitos, para el cargo por potencia se le aplicarán los precios del periodo punta de la máxima demanda registrada durante el mes.

El cliente debe aportar al ICE una línea telefónica o troncal de las que posee para la aplicación de la interrogación remota del equipo de medición, durante un intervalo máximo de aproximadamente 30 minutos al mes, previo aviso de parte del ICE. El cliente hará la instalación de la línea telefónica hasta donde se encuentre el equipo de medición. La conexión respectiva la efectuará el ICE.

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Tarifa T-RE: Residencial

a. Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

b. Precios mensuales:

Primeros 200 kWh	¢79.26/kWh
Por cada kilovatio adicional	¢ 142.88/kWh

Tarifa T-GE: General

a. Aplicación: Servicios no especificados en las otras tarifas del servicio de distribución del ICE.

b. Precios mensuales:

Para consumos menores o iguales que 3 000 kWh	
Por cada kWh	¢ 119.39
Para consumos mayores de 3 000 kWh	
Cargo por energía, por cada kWh	¢71.43
Cargo por potencia, por cada kW	¢ 11 808.29

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

a. Aplicación: Aplicable estrictamente a todos aquellos clientes que pertenezcan a alguno de los siguientes sectores:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET).

Educación: Exclusivamente para centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: centros de enseñanza preescolar, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa pública. Los restaurantes, sodas, residencias y otros, aun cuando se hallen a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa, debiendo ubicarse dentro de la que les corresponda.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias. Cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizados expresamente para los fines citados.

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Usuarios que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otra unidad médica equivalente.

b. Características de servicio:

Nivel de tensión: en baja y media tensión.

Medición: un único equipo, en un solo punto de medición en el punto de entrega. Disponibilidad: en lugares donde exista red primaria o secundaria de distribución.

c. Precios mensuales:

Para consumos menores o iguales que 3 000 kWh	
Por cada kWh	¢ 80.24
Para consumos mayores de 3 000 kWh	
Cargo por energía, por cada kWh	¢47.95
Cargo por potencia, por cada kW	¢ 7733.56

Tarifa T-MT: Media tensión

a. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.

Excluir de la última condición, a aquellos clientes que durante la vigencia de esa tarifa cumplan con los estos requisitos y sean técnicamente comprobables por el ICE: a) Generar energía eléctrica para consumo propio mediante fuentes renovables y b) Participar en el Programa de Generación Distribuida.

CARGO POR POTENCIA, POR CADA KILOVATIO	
Periodo punta:	¢ 11 115.47
Periodo valle:	¢ 7 760.96
Periodo nocturno:	¢ 4 971.09
CARGO POR ENERGÍA, POR CADA kWh	
Periodo punta:	¢ 68.50
Periodo valle:	¢ 25.45
Periodo nocturno:	¢ 15.66

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

Tarifa T-MTb: Media tensión

a. Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 1 000 000 kWh/mes de energía y 2 000 kW/mes de potencia, en al menos 10 de los últimos 12 meses de año calendario.

CARGO POR POTENCIA, POR CADA KILOVATIO	
Periodo punta:	\$ 15.729
Periodo valle:	\$ 10.978
Periodo nocturno:	\$ 7.037
CARGO POR ENERGÍA, POR CADA kWh	
Periodo punta:	\$ 0,099
Periodo valle:	\$ 0.035
Periodo nocturno:	\$ 0,022

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

SERVICIO DE AUMBRADO PÚBLICO

a. Aplicación: Esta tarifa se debe aplicar a los consumidores directos del ICE, por el disfrute del servicio de alumbrado público en parques, vías públicas, zonas recreativas y deportivas, etc.

b. Precio mensual:

Por cada kWh de consumo de electricidad..... ¢ 4.56

Esta tarifa tiene un cargo fijo mínimo de 30 kWh y un máximo de aplicación de 50 000 kWh por mes.

DISPOSICIONES GENERALES:

1.- La demanda de potencia a facturar a las empresas distribuidoras con generación propia, será la diferencia algebraica, entre la suma de las potencias demandadas por la empresa distribuidora en los puntos en que sus redes retiran la energía de la red de transmisión del ICE y la suma de las potencias suplidas a las red del ICE, por los generadores propiedad de la empresa distribuidora, registradas en idénticos períodos de integración.

Para efectos de lo anterior, los equipos de medición deberán de operarse en forma sincronizada y con las características señaladas en el apartado 11 de la norma técnica AR-NTCON "Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica".

Salvo debida justificación técnica originada por causa fortuita o fuerza mayor, y no existiendo imposibilidad técnica para subsanar oportunamente, de acuerdo con la electrotecnia, el ICE no podrá determinar la demanda de potencia mensual a facturar, en tramos horarios o periodos de integración en los que exista una salida de operación de alguna de las plantas propiedad de la distribuidora. Lo anterior de conformidad con lo establecido en los numerales 3.1, 3.2, 4.1, 9.1 y 9.2 de la Norma AR-NTGT “Calidad en el Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica”, Exceptuando condiciones de mantenimiento programado.

2.- Definición de periodos horarios.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día.

3.- Los usuarios directos de alta tensión, que operan en paralelo con la red del ICE, con generadores síncronos propiedad del cliente ubicados en sus instalaciones, con el propósito de alimentar cargas de su propiedad en el mismo sitio, deben disponer en el punto de interconexión del cliente con el ICE, de las protecciones correspondientes que aseguren tanto la no afectación de la gestión de la empresa eléctrica, como la integridad del equipo y bienes del cliente.

La protección en la interconexión debe cumplir los requisitos que para cada caso establecerá el ICE, con el propósito de permitir la operación de generación propiedad del cliente en paralelo con el sistema eléctrico.

Los aspectos a cumplir por parte del cliente y que la empresa establecerá son:

- Adecuada conexión del transformador de interconexión.
- Características y requisitos de los relés a utilizar.
- Características de los transformadores de instrumento.
- Ajustes de las protecciones de la interconexión.

Las protecciones que debe disponer el cliente en el punto de interconexión son las siguientes:

- Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica.
- Detección contra alimentación de falla.
- Detección de desequilibrios de fase o ausencias de fase.
- Detección de flujo inverso (del cliente hacia la empresa).
- Lo relativo a disparo / restauración del punto de interconexión.
- Cualquier otro que la empresa estime necesaria.

La operación de este tipo de generación en las instalaciones del cliente no debe afectar la calidad de la energía en aspectos como voltaje, frecuencia y armónicas, por lo que deberá cumplir respecto a estos parámetros con todo lo establecido en la normativa técnica actual o futura emitida por la Autoridad Reguladora. En caso de que el cliente no cumpla con estos requisitos, para el cargo por potencia se le aplicarán los precios del periodo punta de la máxima demanda registrada durante el mes.

El cliente debe aportar al ICE una línea telefónica o troncal de las que posee para la aplicación de la interrogación remota del equipo de medición, durante un intervalo máximo de aproximadamente 30 minutos al mes, previo aviso de parte del ICE. El cliente hará la instalación de la línea telefónica hasta donde se encuentre el equipo de medición. La conexión respectiva la efectuará el ICE.

Tarifa T-CB: Ventas a ICE distribución.

a. Aplicación: Aplicable al servicio de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad.

b. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras. Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

c. Precios mensuales:

Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	¢ 49.22
Periodo valle:	¢ 40.32
Periodo nocturno:	¢ 34.24

La demanda de potencia mensual, para efectos de facturación, será de ¢2 610.46/kW sobre el promedio más alto en kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, registradas en los periodos de punta y valle durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión.

Tarifa T-CB: Ventas a CNFL.

a. Aplicación: Aplicable a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.

b. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras. Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

c. Precios mensuales:

Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	¢ 51.33
Periodo valle:	¢ 42.04
Periodo nocturno:	¢ 35.70

La demanda de potencia mensual, para efectos de facturación, será de ¢2 722.00/kW sobre el promedio más alto en kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, registradas en los periodos de punta y valle durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión.

Tarifa T-SD: Ventas al servicio de distribución.

a. Aplicación: Para la venta de energía eléctrica a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia, Cooperativas de Electrificación Rural.

b. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras. Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

c. Precios mensuales:

CARGO POR ENERGÍA, POR CADA kWh	
Periodo punta:	¢ 50.66
Periodo valle:	¢ 41.50
Periodo nocturno:	¢ 35.49

La demanda de potencia mensual, para efectos de facturación, será de ¢2 722.00/kW sobre el promedio más alto en kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, registradas en los periodos de punta y valle durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión.

Tarifa T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE.

a. Aplicación: Todos aquellos clientes directos del servicio de generación del ICE, cuyo punto de entrega de energía es estrictamente a 138 000 voltios o más.

b. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía.

Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

c. Precios mensuales:

CARGO POR ENERGÍA, POR CADA kWh	
Periodo punta:	\$ 0,058
Periodo valle:	\$ 0,048
Periodo nocturno:	\$ 0,042

La demanda de potencia mensual, para efectos de facturación, será de \$3.112/kW sobre el promedio más alto en kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, registradas en los periodos de punta y valle durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos. Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

Servicio de transmisión

Tarifa de transmisión de electricidad (T-TE)

Aplicación:

Para el transporte de electricidad al sistema de distribución del ICE, empresas distribuidoras y clientes directos del servicio de generación del ICE que retiren energía del sistema de transmisión.

Cargo: ¢11.83 por cada kWh que retiren del servicio de transmisión del ICE.

Tarifa de transmisión de electricidad (T-TEb)

Aplicación:

Para el transporte de electricidad para los clientes directos del servicio de generación del ICE. Esta tarifa también podrá ser aplicada para los otros usuarios del Sistema de Generación, si así lo convienen las partes, por periodos de la menos un año.

Cargo: \$0,0217 por cada kWh que retiren del servicio de transmisión del ICE.

Apéndices

Apéndice 1: Unifilar de la red de distribución de la ESPH S.A.

