

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**HERRAMIENTA COMPUTACIONAL, EN LENGUAJE PYTHON,  
PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE DESPACHO  
HIDROTÉRMICO DE CORTO PLAZO CONSIDERANDO LA RED  
ELÉCTRICA CON UN FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA DE  
CORRIENTE CONTINUA Y EL EFECTO DE LAS PÉRDIDAS**

**TRABAJO DE TITULACION PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**MATEO JAVIER MOSCOSO VÁSCONEZ**

**mateo.moscoso01@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: Dr.-Ing. Nelson Victoriano Granda Gutiérrez**

**nelson.granda@epn.edu.ec**

**Quito, febrero 2022**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, Mateo Javier Moscoso Vásconez declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

---

**Mateo Javier Moscoso Vásconez**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Mateo Javier Moscoso Vásconez, bajo mi supervisión.

---

**Nelson Victoriano Granda Gutiérrez**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Mateo Javier Moscoso Vásquez

Nelson Victoriano Granda Gutiérrez

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
ÍNDICE DE CONTENIDO .....	III
RESUMEN.....	V
ABSTRACT .....	VI
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. OBJETIVOS .....	1
1.1.1. OBJETIVO GENERAL .....	1
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	1
1.2. ALCANCE .....	2
1.3. MARCO TEÓRICO.....	3
1.3.1. DESPACHO HIDROTÉRMICO DE CORTO PLAZO .....	3
1.3.2. MODELACIÓN MATEMÁTICA DEL DHT-CP .....	3
1.3.4. FLUJO DE POTENCIA DC .....	10
2. PROPUESTA METODOLÓGICA.....	14
2.1. ESCENARIO OPERATIVOS .....	14
2.2. MODELO DE CÁLCULO DE LA FUNCION OBJETIVO .....	14
2.2.1. IPOPT .....	15
2.2.2. GLPK.....	15
2.2.3. GUROBI.....	15
2.3. MODELACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA.....	15
2.3.1. MODELO UNINODAL .....	15
2.3.2. MODELO OPF-DC CONSIDERANDO PÉRDIDAS .....	16
2.3.2.1. Cálculo de pérdidas con factores de entrega y de pérdidas .....	16
2.3.2.2. Cálculo de pérdidas sin factores de entrega y de pérdidas .....	16
2.3.2.3. Cálculo de pérdidas mediante carga ficticia distribuida .....	16
2.4. CÁLCULO DE POTENCIA GENERADA EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	17
2.5. CONCATENACIÓN HIDRÁULICA.....	19
2.6. PARAMETRIZACIÓN .....	20
2.7. DIAGRAMA DE FLUJO .....	20
3. APLICACIÓN Y RESULTADOS.....	24
3.1. SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS Y 5 GENERADORES .....	24
3.1.1. CASO DE ESTUDIO A.....	25
3.1.2. CASO DE ESTUDIO B.....	27

3.1.3. CASO DE ESTUDIO C .....	29
3.2. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO .....	31
3.2.1. TEMPORADA LLUVIOSA.....	31
3.2.2. Temporada seca.....	43
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	52
4.1. CONCLUSIONES.....	52
4.2. RECOMENDACIONES .....	52
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	53
6. ANEXOS.....	55
ANEXO I. TABLA DE RESULTADOS METODO A IEEE 14 BARRAS .....	55
ANEXO II. TABLA DE RESULTADOS METODO B IEEE 14 BARRAS .....	56
ANEXO III. TABLA DE RESULTADOS METODO C IEEE 14 BARRAS .....	57
ANEXO IV. TABLA DE RESULTADOS METODO A SNI TEMPORADA LLUVIOSA.....	58
ANEXO V. TABLA DE RESULTADOS METODO B SNI TEMPORADA LLUVIOSA .....	68
ANEXO VI. TABLA DE RESULTADOS METODO A SNI TEMPORADA SECA.....	78
ANEXO VII. TABLA DE RESULTADOS METODO B SNI TEMPORADA SECA.....	88

## RESUMEN

En el presente trabajo se implementa una herramienta computacional, en lenguaje de programación Python, para resolver el problema de despacho hidrotérmico de corto plazo en sistemas eléctricos de potencia, considerando pérdidas en la red.

Se presentan varios métodos para el cálculo de las pérdidas de potencia activa en la red eléctrica usando flujos de potencia de corriente continua, así como, la formulación matemática de las restricciones operativas del sistema. En la herramienta computacional también se implementan dos métodos de cálculo de la potencia generada por una central hidroeléctrica y se presentan los resultados obtenidos mediante graficas en que muestran la evolución en el tiempo de las variables del problema.

La herramienta fue probada a través de varios casos de estudio en los sistemas de prueba IEEE de 14 Barras y el Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano. En el caso del SNI, se estudiaron los escenarios de hidrología lluviosa y seca.

Los resultados que entrega la herramienta computacional muestran la potencia óptima generada por cada central a lo largo del periodo del tiempo de análisis, con el fin de minimizar los costos del despacho de energía; el usuario puede elegir el escenario a calcular, las restricciones activas del problema, mientras que los resultados se muestran en forma gráfica y en tablas.

**PALABRAS CLAVE:** Despacho hidrotérmico de corto plazo, flujo de potencia DC, SNI ecuatoriano, Python, Pyomo.

## ABSTRACT

The present work shows a computational tool developed in Python programming language using the Pyomo libraries to obtain the solution of short-term hydrothermal dispatch, solving the optimization problem considering the system losses.

Several types of calculation methods are presented to obtain system losses using DC power flows, as well as the operating restrictions of the system. Two ways of calculating the power generated by a hydroelectric plant are presented and the results obtained are shown in graph as a function of the study time of the short-term model.

The tool was tested for two case studies, for the IEEE 14-BUS system and for the Ecuadorian SNI. For the SNI, two different scenarios were taken, for a rainy season scenario and for a dry season.

The results that are presented show the optimal power dispatch for each plant in each period of the analysis time, this is optimized by solving the optimization problem to minimize the energy dispatch costs, the user can choose which scenario wants and the result are shown in graphs and tables.

**KEYWORDS:** Short term hydrothermal dispatch, DC power flow, Ecuadorian SNI, IEEE 14-BUS system, IPOPT, GLPK, GUROBI.

# 1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico ecuatoriano tiene como objetivo fundamental proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social; por este motivo es importante contar con un despacho económico óptimo para la entrega de energía a las cargas del sistema.

Obtener el despacho diario de energía del sistema eléctrico ecuatoriano es un problema de optimización complejo y de gran envergadura, debido a la gran cantidad de centrales de generación hidroeléctricas y térmicas; adicionalmente, considerar el efecto de la red eléctrica hace que sea difícil determinar cuánta energía tiene que entregar cada central, en cada hora del día, para cubrir la demanda total. El despacho de energía, además de considerar la parte económica debe incluir la parte ecológica, por tanto, es de esperar un mayor uso de centrales hidroeléctricas cuyo recurso primario es renovable y menos contaminante que los combustibles fósiles.

En el presente Trabajo de Integración Curricular (**TIC**) se desarrollará una herramienta computacional, en lenguaje Python, que usando la librería Pyomo permite modelar y resolver el problema del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo (**DHT-CP**). Los modelos implementados permiten estudiar la influencia de las pérdidas en la red eléctrica en el despacho de generación. Se toman en cuenta las restricciones operativas de los principales componentes del sistema eléctrico y el análisis se realizará para un periodo de 24 horas, tomando como datos de entrada los caudales de los ríos, costos de combustibles, características técnicas de los componentes del sistema eléctrico y la demanda esperada.

## 1.1. OBJETIVOS

### 1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Elaborar una herramienta computacional, en lenguaje Python, para el cálculo del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo (DHT-CP) considerando la red eléctrica con un flujo óptimo de potencia de corriente continua y el efecto de las pérdidas.

### 1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisión bibliográfica de la modelación del despacho hidrotérmico de corto plazo, flujo óptimo de potencia de corriente continua y modelación de pérdidas en la red eléctrica.



- Implementar una herramienta computacional para la solución del DHT-CP considerando la red eléctrica mediante flujo óptimo de potencia de corriente continua y las pérdidas en la red, empleando la librería PYOMO.
- Implementar herramienta computacional para la solución del DHT-CP considerando diferentes alternativas para modelar la potencia generada por centrales hidroeléctricas, empleando la librería PYOMO.
- Aplicación de la herramienta desarrollada al Sistema Nacional Interconectado (**SNI**) ecuatoriano

## **1.2. ALCANCE**

Se realizó una investigación bibliográfica acerca de la modelación matemática del problema del despacho hidrotérmico de corto plazo, revisión de los elementos constituyentes del problema y los métodos de solución propuestos en la literatura técnica. Se realizaron lecturas relacionadas con la modelación matemática del flujo óptimo de potencia de corriente continua tomando en cuenta las pérdidas producidas en la red eléctrica. Se investigó el uso de la librería de PYOMO de Python para la solución de problemas de optimización y los solucionadores de código abierto y comerciales disponibles.

Posteriormente, se implementó la herramienta computacional para solucionar el problema del despacho hidrotérmico de corto plazo, considerando un horizonte de estudio de 24 horas. Las restricciones de la red eléctrica se consideran a través del flujo óptimo de potencia de corriente continua, se implementa un algoritmo para la formación de la matriz de susceptancia de barras considerando la topología de la red eléctrica. Debido a que la formulación convencional del flujo óptimo de corriente continua convencional no considera las pérdidas en la red, se realizan los cambios necesarios para incluirlas.

Se estudiaron las diferentes alternativas propuestas en la literatura técnica para la modelación de la potencia generada por las centrales hidroeléctricas y en la herramienta computacional se implementaron dos alternativas diferentes de modelación. Finalmente, la herramienta desarrollada es aplicada en un sistema de prueba de pequeñas dimensiones, para posteriormente se probada en el SNI ecuatoriano.

## **1.3. MARCO TEÓRICO**

### **1.3.1. DESPACHO HIDROTÉRMICO DE CORTO PLAZO**

Para elaborar la planificación de operativa de un Sistema Eléctrico de Potencia (**SEP**) es importante definir la demanda que debe ser cubierta, y el periodo de tiempo en que se producirá dicha demanda. Tradicionalmente, el periodo de tiempo se considera: corto plazo (24 horas a una semana), medio plazo (1 año a 5 años) y largo plazo (mayor a 5 años); para cada uno de estos periodos de tiempo se debe calcular la potencia activa que cada central debe generar. Cuando se analiza el corto plazo, deben tomarse en consideración las características técnicas y operativas que se manifiestan en dicho periodo, como tiempos de arranque y parada de las centrales de generación [1].

Un sistema hidrotérmico es aquel formado por centrales hidroeléctricas y centrales térmicas, inclusive centrales de energías renovables no convencionales, que deben operar en conjunto para abastecer la demanda total, durante el horizonte de estudio. El problema de despacho hidrotérmico tiene como objetivo el determinar la cantidad de energía que tiene que ser suministrada por cada central generadora en el periodo de análisis, cumpliendo con las restricciones propias del sistema como: demanda total, pérdidas en la red, restricciones técnicas de cada central, restricciones técnicas de la red de transmisión, entre otras [2].

Las centrales hidroeléctricas tienen la particularidad que cada una es construida de manera diferente dependiendo de las características geográficas, haciendo que su modelación sea más compleja, además que deben considerarse las características hidrológicas de la cuenca que las alimenta, esto quiere decir, caudales, embalses y comportamiento hídrico [3].

### **1.3.2. MODELACIÓN MATEMÁTICA DEL DHT-CP**

El objetivo del DHT-CP es encontrar la potencia que debe generar cada central térmica e hidroeléctrica para satisfacer a la demanda y las pérdidas en la red, teniendo en consideración que el costo total de generación de energía debe ser mínimo. Para encontrar las pérdidas en la red, así como los flujos de potencia en la red eléctrica se debe resolver el flujo de potencia del sistema para la generación óptima encontrada por el despacho hidrotérmico para cada periodo de análisis.

### 1.3.2.1. Función Objetivo

Para resolver el problema del DHT-CP es necesario definir la función objetivo a ser optimizada, esto se lo hace sujeto a restricciones que deben ser satisfechas para que el problema este correctamente resuelto.

El DHT-CP tiene como objetivo satisfacer la demanda total del sistema minimizando el costo total a lo largo de un determinado periodo de tiempo. La función de costo total hace referencia a los costos de operación de las centrales de generación, como lo es el costo del combustible para las centrales termoeléctricas. Cada central tiene su propia función de costos, la cual contempla: costos fijos y costos variables, pero también se deben considerar el costo de arranque y el costo de parada de las centrales.

De esta forma, la función objetivo se expresa de la siguiente forma [4]:

$$\min F.O. = \sum_t^T \sum_g^G (F.C.g(P_{g,t}) + CA_g * Y_{g,t} + CP_g * W_{g,t}) \quad (1)$$

Donde:

- $F.C.g(P_{g,t})$ : Función de costos de la unidad de generación  $g$ , en [\$/h].
- $P_{g,t}$ : Potencia generada por la central  $g$  en el periodo  $t$  en [MW]
- $CA_g$ : Costo de arranque de la central  $g$  en [\$/]
- $CP_g$ : Costo de parada de la central  $g$  en [\$/]
- $Y_{g,t}$ : Variable binaria (0,1) indica si la unidad  $g$  arranca en el periodo  $t$
- $W_{g,t}$ : Variable binaria (0,1) indica si la unidad  $g$  para en el periodo  $t$
- $g$ : Numero de unidad de generación
- $t$ : Numero de periodo
- $G$ : Número total de unidades de generación
- $T$ : Número total de periodos

### 1.3.2.2. Costos de las centrales termoeléctricas

Para las centrales termoeléctricas el costo de generación está ligado directamente con el costo del combustible que emplea. El modelo más usado para determinar representar los costos de generación es a través de una función cuadrática de la potencia generada. Esta función muestra los costos por hora para la producción de cierta potencia en megavatios. La función es la siguiente [5]:

$$F_g(P_{g,t}) = a_g * P_{g,t}^2 + b_g * P_{g,t} + c_g \quad (2)$$

Donde:

$P_{g,t}$ : Potencia generada por central g, en periodo t, en [MW]

$a_g$ : Coeficiente de costo del combustible de la g-ésima unidad de una central térmica dada en [\$/MW<sup>2</sup>]

$b_g$ : Coeficiente de costo del combustible de la g-ésima unidad de una central térmica dada en [\$/MW]

$c_g$ : Coeficiente de costo del combustible de la g-ésima unidad de una central térmica dada en [\$/]

Los valores de los coeficientes de la función cuadrática están dados por las características propias de cada central.

La función empleada para representar el costo de generación, al ser no lineal, puede dificultar la solución del problema de optimización ya que conlleva el uso de herramientas computacionales más sofisticadas. Por este motivo, la función cuadrática suele ser aproximada a una función lineal, logrando que la resolución consuma menos recursos computacionales. La función linealizada para una central térmica es:

$$F_g(P_{g,t}) = b_g * P_{g,t} + c_g * U_{g,t} \quad (3)$$

Donde:

$U_{g,t}$ : Variable binaria (0,1) indica si la unidad g está en operación en el periodo t

### 1.3.2.2. Costos de las centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas tienen al agua como recurso primario para la producción de energía, esta proviene de los ríos donde se sitúan las centrales. Algunas centrales son construidas con embalses para almacenar el agua, y de esta manera, poder administrar el uso del recurso en el tiempo, mientras que otras centrales son de paso y no tienen capacidad de almacenamiento del agua. El agua es un recurso abundante, que idealmente no costo por su uso, asumiéndose en estudios de despacho económico de corto plazo un costo mucho menor que el costo de los combustibles usados en las centrales termoeléctricas. Sin embargo, cuando se considera el largo plazo, las centrales hidroeléctricas desplazan los costos producidos por centrales termoeléctricas, obteniéndose lo que se llama el costo del agua. Por esta razón, es importante realizar un correcto manejo de las reservas de agua, usándolas en volúmenes y tiempos adecuados con el fin de optimizar (minimizar) los costos en el largo plazo.

Para determinar la potencia generada por una central hidroeléctrica se han propuesto varios métodos, uno de ellos depende solamente de la eficiencia global de la central, otro lo realiza considerando las características técnicas de la central como la altura y el caudal de agua, obteniéndose la siguiente ecuación [6]:

$$P_H = q * g * h * \eta_t * \rho \quad (4)$$

Donde:

$P_H$ : Potencia generada por la unidad hidroeléctrica, en [W]

$q$ : Caudal a través de la turbina, en [ $m^3/s$ ]

$g$ : Aceleración gravitacional en [ $m/s^2$ ]

$h$ : Salto hidráulico en [m]

$\eta_t$ : Eficiencia de la turbina

$\rho$ : Densidad del agua en [ $kg/m^3$ ]

De esta ecuación se puede obtener el caudal:

$$q = \frac{P_H}{g * h * \eta_t * \rho} \quad (5)$$

Otro método alternativo de cálculo de la potencia generada por una central hidroeléctrica es el uso de una ecuación cuadrática usando los coeficientes de descarga de la central, tal como se muestra a continuación [7].

$$q = x * P_H^2 + y * P_H + z \quad (6)$$

Donde:

$P_H$ : Potencia generada por la unidad hidroeléctrica, en [MW]

$q$ : Caudal a través de la turbina, en [ $m^3/s$ ]

$x$ : Coeficiente de descarga x, en  $\frac{m^3}{MW^2 * s}$

$y$ : Coeficiente de descarga y, en  $\frac{m^3}{MW * s}$

$z$ : Coeficiente de descarga z, en  $\frac{m^3}{s}$

Estos coeficientes están dados por la tubería y normalmente expresados en tablas nemotécnicas para cada central. De aquí se podría calcular el caudal entregado si se conoce como dato de entrada la potencia eléctrica generada [7].

### 1.3.3. RESTRICCIONES

Para que el problema de optimización se resuelva correctamente, es decir pueda ser aplicado al sistema real, debe cumplir con ciertas restricciones que modelan las características técnicas de los componentes del sistema o restricciones operativas.

#### 1.3.3.1. Restricción de balance de potencia

Para solucionar el problema de despacho hidrotérmico se debe cumplir que la generación total debe ser igual a la demanda total del sistema, para cada periodo de tiempo. Esta restricción se simplifica si se desprecian las pérdidas en la red eléctrica, obteniéndose la siguiente expresión [4]:

$$\sum_g^G P_{g,t} = \sum_d^D P_{d,t} \quad (7)$$

Donde:

- $P_{g,t}$ : Potencia generada por la central  $g$  en el periodo  $t$  en [MW]
- $P_{d,t}$ : Potencia demandada por la carga  $d$  en el periodo  $t$  en [MW]
- $g$ : Número de unidad de generación
- $d$ : Número de cargas del sistema
- $t$ : Número de periodo
- $G$ : Número total de unidad de generación
- $D$ : Número total de cargas del sistema

Cuando se modela la red eléctrica, debe modificarse la restricción de balance de potencia, con el fin de incluir el efecto de las pérdidas, obteniéndose [4]:

$$\sum_g^G P_{g,t} = \sum_d^D P_{d,t} + PL_t \quad (8)$$

Donde:

- $PL_t$ : Potencia total de pérdidas en el periodo  $t$ , en [MW]

#### 1.3.3.2. Restricciones técnicas

Dentro de las restricciones técnicas se encuentran los límites operativos de los generadores, que indican el valor máximo y mínimo potencia que puede entregar un generador. Esta restricción se expresa como [4]:

$$P_{gmin} < P_{g,t} < P_{gmax} \quad (9)$$

Donde:

$P_{gmin}$ : Potencia activa mínima de la central de generación g, en [MW]

$P_{gmax}$ : Potencia activa máxima de la central de generación g, en [MW]

Se debe tomar en cuenta que esta restricción debe ser considerada solamente cuando la central se encuentra en funcionamiento.

Ciertas unidades de generación tienen restricciones técnicas al momento de cambiar su potencia generada, normalmente les toma un determinado tiempo realizar el cambio de potencia, estas características se modelan como restricciones de tipo rampa. Se debe también considerar el arranque o parada no puede realizarse manera repentina, por tanto, se deben incluir las siguientes restricciones de rampa [4]:

$$P_{g,t} - P_{g,t+1} < RB_g * U_{g,t} + RP_g * Y_{g,t} \quad (10)$$

$$P_{g,t+1} - P_{g,t} < RS_g * U_{g,t} + RA_g * W_{g,t} \quad (11)$$

Donde:

$RB_g$ : Rampa de bajada de la central de generación g, en [MW]

$RS_g$ : Rampa de subida de la central de generación g, en [MW]

$RP_g$ : Rampa de parada de la central de generación g, en [MW]

$RA_g$ : Rampa de arranque de la central de generación g, en [MW]

$U_{g,t}$ : Variable binaria (0,1) que indica si la unidad g está en operación en el periodo t

$Y_{g,t}$ : Variable binaria (0,1) que indica si la unidad g arranca en el periodo t

$W_{g,t}$ : Variable binaria (0,1) que indica si la unidad g para en el periodo t

Considerando el modo de funcionamiento de las unidades de generación y las variables binarias definidas para representar el estado de la unidad como operativa, arranque y parada debe cumplirse una determinada lógica de operación, como que la central no puede arrancar y parar en el mismo periodo. Esta lógica de operación se modela a través de las siguientes restricciones [4]:

$$U_{g,t+1} - U_{g,t} = Y_{g,t+1} - W_{g,t+1} \quad (12)$$

$$Y_{g,t} + W_{g,t} = 0 \text{ ó } Y_{g,t} + W_{g,t} = 1 \quad (13)$$

Respecto de las centrales hidroeléctricas hay que tener en cuenta los parámetros operativos de los embalses como cantidad de agua que puede almacenar y la cantidad de agua que ingresa en cada periodo. Otros parámetros importantes a considerar son la tasa de afluencia neta, que es la cantidad de agua que puede ser entregada, volumen por cada periodo, el derrame de agua y el caudal de la turbina [6].

En base a dichos parámetros se incluyen las siguientes restricciones:

$$V_{g,t=0} = V_{ginicial} \quad (14)$$

$$V_{g,t=\max t} = V_{gfinal} \quad (15)$$

Donde:

$V_{g,t}$ : Volumen de agua en el embalse para el periodo t en  $[m^3]$

$V_{ginicial}$ : Volumen inicial del embalse en  $[m^3]$

$V_{gfinal}$ : Volumen final esperado del embalse en  $[m^3]$

Esta restricción indica que el volumen del embalse en el primer periodo de tiempo deber ser igual al volumen inicial definido por el usuario, y que el volumen en último periodo de tiempo debe ser igual al volumen final esperado. En general, el volumen inicial se toma como el volumen al final del anterior periodo de planificación o dato real medido, mientras el que volumen final esperado del embalse se obtiene de la planificación operativa de media plazo o políticas de uso de los embalses. En el caso del DHT-CP de 24 horas, el volumen final esperado se puede obtener de la planificación semanal o mensual de la operación.

El volumen final de cada periodo se calcula de la siguiente forma [6]:

$$V_{g,t} = V_{g,t-1} + (r_{g,t} - q_{g,t} - s_{g,t}) \quad (16)$$

Donde:

$r_{g,t}$ : Tasa de afluencia neta para el periodo t, en  $[m^3/s]$

$q_{g,t}$ : Caudal a través de la turbina en el periodo t, en  $[m^3/s]$

$s_{g,t}$ : Derrame en el periodo t, en  $[m^3/s]$

Si suponemos que no existe derrame del agua, es decir que  $s_t = 0$ , entonces se puede determinar el valor del caudal en el periodo t como:

$$q_{g,t} = V_{g,t-1} - V_{g,t} + r_{g,t} \quad (17)$$



Otra restricción de las centrales hidroeléctricas indica que el caudal turbinado en determinado periodo de tiempo no puede exceder el caudal máximo y mínimo permitido por la turbina [6].

$$q_{gmin} < q_{g,t} < q_{gmax} \quad (18)$$

Donde:

$q_{gmin}$ : Caudal mínimo permitido por la central g, en  $[m^3/s]$

$q_{gmax}$ : Caudal máximo permitido por la central g, en  $[m^3/s]$

Las centrales hidroeléctricas, en ciertos casos, están acopladas hidráulicamente con otras centrales hidroeléctricas, por lo que debe considerarse que el caudal turbinado en la hidroeléctrica superior afecta a la producción energética de la hidroeléctrica inferior. De esta manera, la tasa de afluencia de la central inferior será igual al caudal de la central superior de la siguiente forma:

$$V_{g=1,t} = V_{g=1,t-1} + (r_{g=1,t} - q_{g=1,t}) \quad (19)$$

$$V_{g=2,t} = V_{g=2,t-1} + (q_{g=1,t} - q_{g=2,t}) \quad (20)$$

#### 1.3.4. FLUJO DE POTENCIA DC

Para resolver el problema de despacho hidrotérmico considerando la red eléctrica es necesario el cálculo de los flujos de potencia en el sistema, que permitirán implementar las restricciones de máxima potencia soportada por líneas de transmisión y transformadores; se podrán también determinar las pérdidas en el sistema.

Los flujos de potencia AC tienen un grado de precisión muy alta, pero una complejidad considerable requiriendo una mayor cantidad de recursos computacionales y tiempo de solución. Por tal motivo, para resolver problemas de OPF se suele sacrificar precisión en los resultados, a cambio de una mayor velocidad de resolución, empleando el método de flujos de potencia de corriente continua (DC).

Para calcular el flujo de potencia DC se realizan las siguientes suposiciones, que simplifican el problema en gran medida [8]:

$$V_k \cong V_m \cong 1 p.u.$$

$$\sin(\theta_{km}) \cong \theta_k - \theta_m \text{ [rad]}$$

$$r_{km} \ll x_{km}$$

Donde:

- $V_k$ : Voltaje en la barra k en p.u.
- $V_m$ : Voltaje en la barra m en p.u.
- $\theta_k$ : Ángulo en la barra k en radianes
- $\theta_m$ : Ángulo en la barra m en radianes
- $k$ : Número de barras del sistema
- $m$ : Número de barras del sistema donde  $m \in k$

Para calcular el flujo de potencia es necesario resolver las ecuaciones de potencia mostradas a continuación:

$$P_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} * \cos(\theta_{km}) + B_{km} * \sin(\theta_{km})) \quad (21)$$

$$Q_k(V, \theta) = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} * \sin(\theta_{km}) - B_{km} * \cos(\theta_{km})) \quad (22)$$

Donde:

- $P_k(V, \theta)$ : Potencia activa de la barra k en p.u.
- $Q_k(V, \theta)$ : Potencia reactiva de la barra k en p.u.
- $G_{km}$ : Conductancia de la línea entre las barras k y m en p.u.
- $B_{km}$ : Susceptancia de la línea entre las barras k y m en p.u.

$$\frac{1}{r_{km} + jx_{km}} = G_{km} + jB_{km}$$

$$\frac{1}{r_{km} + jx_{km}} * \frac{r_{km} - jx_{km}}{r_{km} - jx_{km}} = G_{km} + jB_{km}$$

$$\frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} = G_{km} + jB_{km}$$

Donde:

- $r_{km}$ : Resistencia de la línea entre las barras k y m en p.u.
- $x_{km}$ : Reactancia de la línea entre las barras k y m en p.u.

Al considerar las suposiciones mencionadas obtenemos:

$$G_{km} \cong 0$$

$$B_{km} \cong \frac{-1}{x_{km}}$$

Aplicando esto a las ecuaciones de flujo de potencia:

$$P_k(V, \theta) = \sum_{m \in k} (B_{km} * (\theta_k - \theta_m)) \quad (23)$$

$$Q_k(V, \theta) = \sum_{m \in k} (-B_{km} * \cos(\theta_{km})) \quad (24)$$

Se observa que:

$$Q_{km} \ll P_{km}$$

$$S_{km} = P_{km} + jQ_{km}$$

$$S_{km} = V_k * I_{km}^*$$

$$|I_{km}| = \frac{\sqrt{P_{km}^2 + Q_{km}^2}}{|V_k|}$$

Donde:

$S_{km}$ : Potencia aparente de la línea entre las barras k y m

$I_{km}$ : Corriente de la línea entre las barras k y m

Por lo que:

$$|I_{km}| = \frac{\sqrt{P_{km}^2}}{|V_k|}$$

Con lo que obtenemos, que expresado en por unidad, se cumple:

$$|I_{km}| \cong |P_{km}| \quad (25)$$

Se observa que al resolver el flujo de potencia DC obtenemos los valores de los ángulos  $\theta_{km}$  con lo que se puede calcular los valores de flujo de potencia en la red eléctrica [8].

Los ángulos se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{11} & \cdots & B_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{k1} & \cdots & B_{km} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_k \end{bmatrix}$$

Donde:  $\Delta P_k = P_k(V, \theta) - P_{G_k} + P_{D_k}$

Para obtener las pérdidas del sistema es necesario realizar algunas consideraciones, pues el flujo de potencia DC no considera el valor de pérdidas en sus cálculos. En primer lugar, se deben calcular el factor de pérdidas y el factor de entrega que sirven para incluir las pérdidas en el problema de optimización; estos factores se definen como [8]:

$$FE_k = 1 - FP_k = 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_k} \quad (26)$$

Donde:

- $FE_k$ : Factor de entrega en la barra k
- $FP_k$ : Factor de pérdidas en la barra k
- $P_L$ : Pérdidas totales del sistema

Dado que la corriente en por unidad que fluye por la red eléctrica es igual a la potencia activa expresada en por unidad, se puede asumir que las pérdidas en una línea de transmisión son igual a:

$$P_L = \sum_{m \in k} (R_{km} P_{km}^2) \quad (27)$$

Desarrollando términos obtenemos:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_L}{\partial P_k} &= \frac{\partial}{\partial P_k} \sum_{m \in k} (R_{km} P_{km}^2) \\ \frac{\partial P_L}{\partial P_k} &= \sum_{m \in k} \left( 2R_{km} * P_{km} * \frac{\partial P_{km}}{\partial P_k} \right) \\ \frac{\partial P_L}{\partial P_k} &= \sum_{m \in k} \left( 2R_{km} * P_{km} * \frac{\partial (P_k - P_m)}{\partial P_k} \right) \\ \frac{\partial P_L}{\partial P_k} &= \sum_{m \in k} (2R_{km} * P_{km}) \end{aligned} \quad (28)$$

Con esto se calcula el factor de entrega para cada barra, se observa que el factor de entrega está relacionado con las pérdidas totales del sistema. Por tanto, la restricción de balance de carga puede ser expresada de la siguiente forma [8]:

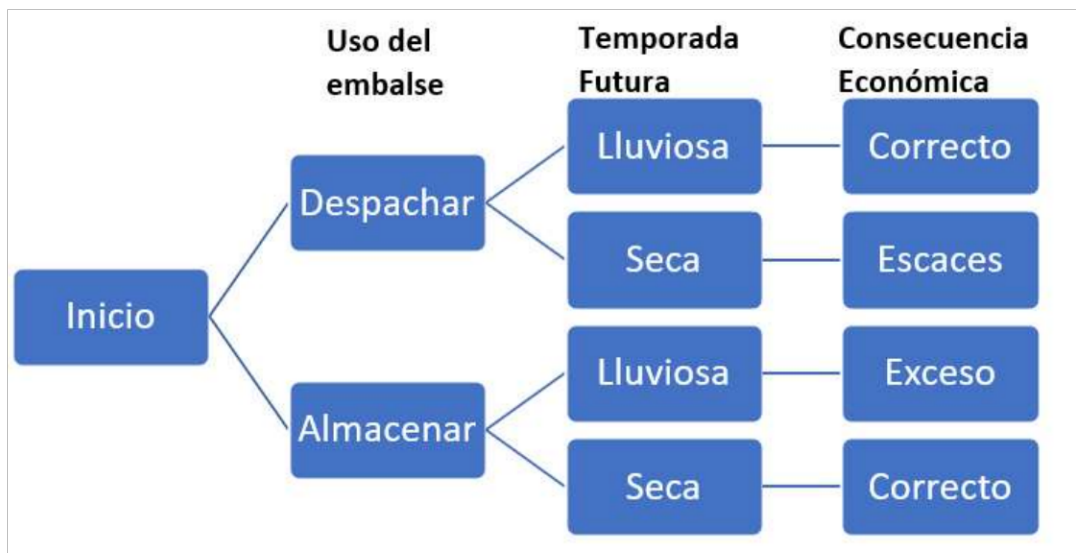
$$\sum_g^G FE_g * P_{g,t} = \sum_d^D FE_d * P_{d,t} + PL_t \quad (29)$$

## 2.PROPUUESTA METODOLÓGICA

### 2.1. ESCENARIO OPERATIVOS

Para resolver el problema de optimización se consideró dos escenarios de operación: temporada baja hidrología (seco) y temporada alta hidrología (lluvioso); para cada caso se tendrá en cuenta la disponibilidad del recurso hídrico, así es que para temporada seca algunas centrales tendrán escasez de agua y no podrán operar, al contrario de los que sucede en temporada lluviosa.

De esta forma, para cada escenario se debe tomar una decisión respecto del uso del embalse tomando en cuenta la hidrología futura o esperada, con las respectivas consecuencias económicas. Esta decisión depende del horizonte de tiempo en que se realiza el análisis, en el caso del despacho hidrotérmico de corto plazo esto no es relevante ya que no considera las consecuencias económicas por cambios de hidrología en el futuro [9].



**Figura 2.1.** Decisión de uso de embalse por temporada climática futura. [9]

### 2.2. MODELO DE CÁLCULO DE LA FUNCION OBJETIVO

Se plantean dos formas de cálculo de la función objetivo, la primera mediante la representación cuadrática de la función de costos, y la segunda considerando una función de costos de tipo lineal. Según el tipo de representación de la función de costos, los tiempos de resolución del problema cambiarán.

Al emplear la representación cuadrática, que es más compleja, el algoritmo de solución debe ser especializado y el tiempo de cálculo será mayor, mientras que el modelo

linealizado se puede resolver con algoritmos de programación lineal, que son de fácil acceso y, en general, el tiempo de cálculo será menor.

La herramienta computacional fue implementada y probada con las librerías de optimización “GLPK”, “GUROBI” y “IPOPT”, el primero puede ser usado únicamente para resolver problema de optimización lineal, el segundo permite resolver problemas de optimización lineal y cuadráticos con restricciones lineales, mientras que el tercero es un optimizador no lineal.

### **2.2.1. IPOPT**

Acrónimo de “Interior Point Optimizer” - optimizador de punto interior, es un programa de código abierto que sirve para resolver problemas de optimización de gran escala no lineales. Implementa el método de filtros de búsqueda de punto interior para encontrar la solución a los problemas de optimización no lineal [10].

### **2.2.2. GLPK**

Acrónimo de “GNU Linear Programming Kit” - kit de programación lineal de GNU, es un programa de código abierto desarrollado como parte del proyecto GNU, sirve para resolver problemas de optimización lineal de gran escala y problemas de programación lineal entera mixta [11].

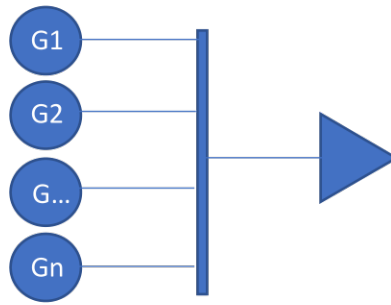
### **2.2.3. GUROBI**

El software GUROBI es un programa de licencia comercial usado por una gran cantidad de industrias a nivel mundial para solucionar problemas de optimización lineal, cuadráticas, lineal entera mixta de manera rápida [12].

## **2.3. MODELACIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA**

### **2.3.1. MODELO UNINODAL**

El problema DHT-CP puede ser resuelto sin tomar en cuenta las pérdidas en el sistema, es decir se desprecia la red eléctrica y consideramos un sistema formado por una barra única, una sola demanda y varios generadores. Se obtiene lo que se denomina un sistema uninodal.



**Figura 2.3.1.** Esquema modelo uninodal.

Al representar al sistema con un modelo uninodal el DHT-CP se simplifica en gran medida debido a que no es necesario el cálculo de los flujos de potencia ni considerar las restricciones técnicas asociadas a la red eléctrica.

### **2.3.2. MODELO OPF-DC CONSIDERANDO PÉRDIDAS**

Un modelo más realista del SEP debe considerar los transformadores, las líneas de transmisión, la ubicación de los generadores y cargas en la red, que el modelo uninodal no considera. Esto implica modelar las características técnicas de cada elemento como resistencia, impedancia, límites de transferencia mediante el flujo de potencia DC. El objetivo será encontrar el valor del flujo de potencia por cada elemento de manera sencilla, con menores tiempo de solución y permitir la inclusión de restricciones técnicas de la red en el problema de optimización.

#### **2.3.2.1. Cálculo de pérdidas con factores de entrega y de pérdidas**

Del flujo de potencia DC se obtiene la potencia que circula por la red, a partir de la cual se calculan el factor de entrega y el factor de pérdidas. El factor de pérdidas representa la cantidad de potencia que se pierde en cada barra, de esta forma el factor de entrega será la cantidad de potencia que está suministrando cada generador y entregando a cada carga; en base a esto se pueden obtener las pérdidas totales del sistema [8].

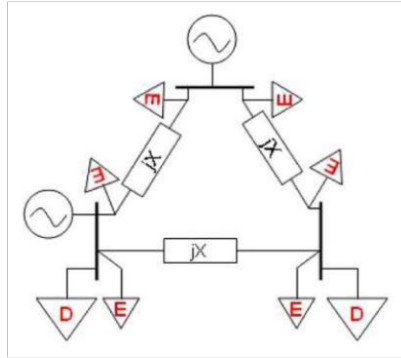
#### **2.3.2.2. Cálculo de pérdidas sin factores de entrega y de pérdidas**

Una forma alternativa de calcular las pérdidas del sistema será mediante el flujo de potencia en DC, que permite calcular las pérdidas en cada línea como el flujo de potencia elevado al cuadrado en por unidad multiplicado por la resistencia de la línea.

#### **2.3.2.3. Cálculo de pérdidas mediante carga ficticia distribuida**

El flujo de potencia DC no considera la resistencia de los elementos de la red eléctrica, por este motivo, se deben incluir las pérdidas de otra forma, siendo una de ellas la modelación de cargas ficticias distribuidas.

Se considera solamente la reactancia de los elementos de la red y se incluyen dos cargas iguales en cada barra a la que se conecta con el elemento de transmisión, y que representan las pérdidas en potencia activa en dicho elemento. De esta forma, las pérdidas son consideradas como cargas extra y no como una corriente y una resistencia, sin alterar la condición original del sistema [13].



**Figura 2.3.2.3.1** Carga ficticia distribuida. [13]

Con esto tenemos que las pérdidas del sistema están determinadas por la siguiente ecuación [13]:

$$P_L = \sum_{m \in k} \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (30)$$

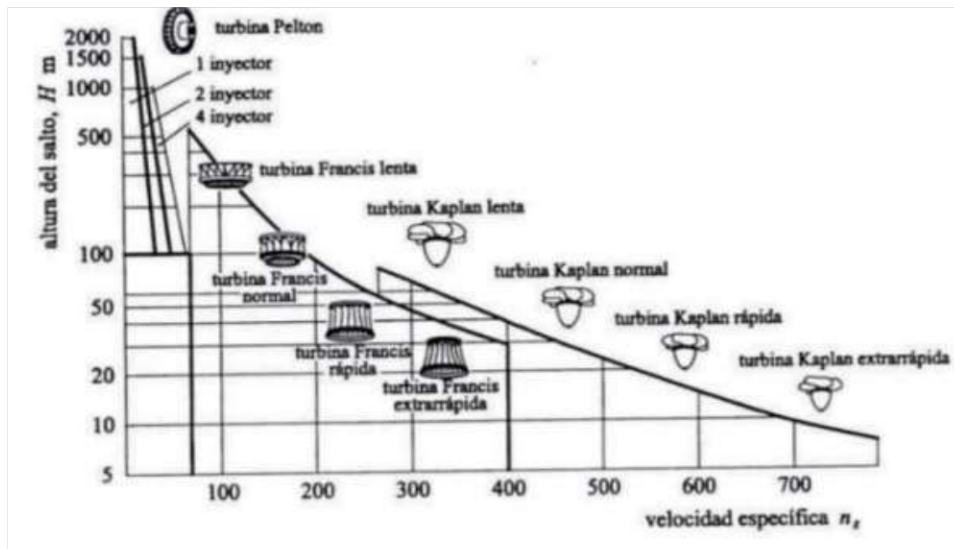
Donde:

- $P_L$ : Pérdidas totales del sistema, en p.u.
- $\theta_k$ : Ángulo en la barra k en radianes
- $\theta_m$ : Ángulo en la barra m en radianes
- $k$ : Número de barras del sistema
- $m$ : Número de barras del sistema donde  $m \in k$
- $x_{km}$ : Reactancia de la línea entre las barras k y m en p.u.

## 2.4. CÁLCULO DE POTENCIA GENERADA EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La potencia generada por una central hidroeléctrica es función de la altura de caída del agua, el caudal y la eficiencia de las turbinas. El tipo de turbina se elige según la altura de caída del agua en la central, y la eficiencia de la turbina está determinada por la velocidad de giro y la altura de caída del agua [14].



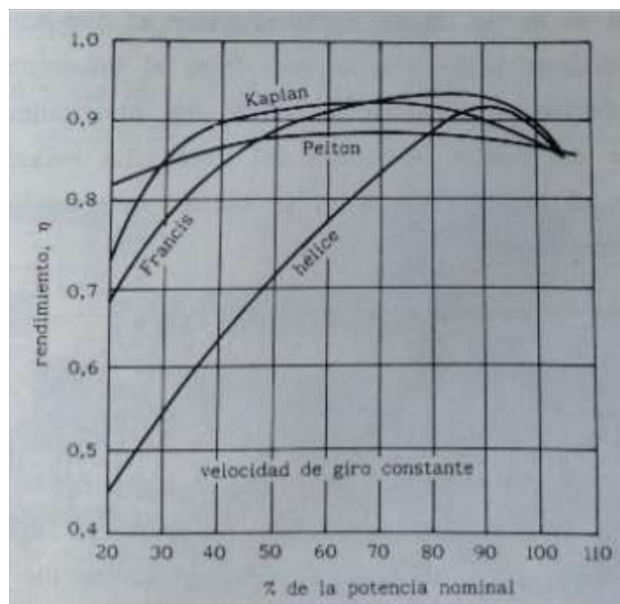


**Figura 2.4.1.** Gráfica de selección de turbinas altura vs. velocidad [14]

Para el cálculo de la potencia eléctrica de las centrales se plantea la siguiente ecuación [2]:

$$P_H = q * g * h * \eta_t * \rho \quad (4)$$

Se considerará que la eficiencia de la turbina permanece constante, ya que no se tiene información respecto de las curvas de rendimiento (eficiencia) de la turbina, también se consideran constantes la altura, densidad del agua y la gravedad. Como resultado, la potencia generada es función únicamente del caudal de ingreso a la turbina.



**Figura 2.4.2.** Curva de eficiencia de turbinas. [14]

Para obtener la eficiencia de la turbina para cada generador en la herramienta se debe especificar la altura de caída de la central, de esta forma usando los datos de potencia de generación máximos y el caudal máximo de la central obtenemos el valor de la eficiencia usando la ecuación 3.

Por otro lado, puede ser especificada por el usuario la eficiencia de la central en  $\left[\frac{MWs}{m^3}\right]$  con lo cual obtendremos el caudal usando la siguiente ecuación:

$$q = \frac{\eta_t}{P_H} \quad (31)$$

Donde:

$P_H$ : Potencia generada por la unidad hidroeléctrica, en  $[MW]$

$q$ : Caudal a través de la turbina, en  $[m^3/s]$

$\eta_t$ : Eficiencia de la turbina en  $\left[\frac{MWs}{m^3}\right]$

La herramienta computacional implementada entrega como resultado la potencia óptima de generación de cada central hidroeléctrica, por lo que mediante el modelo presentado se determinan: i) El caudal de ingreso, con el que se evalúan las restricciones de caudal máximo y mínimo, y ii) El estado del embalse en cada periodo de tiempo y evaluar las restricciones de volumen máximo y mínimo.

Otro método implementado para el cálculo del caudal es a través de los coeficientes de descarga, que son función de las características constructivas de la tubería de descarga, el diámetro de la tubería, la altura de caída del agua y los materiales constructivos [15].

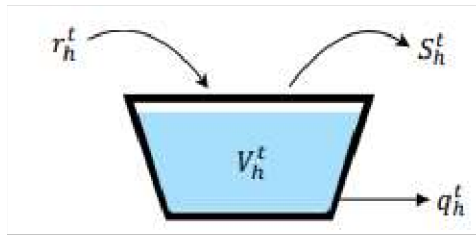
Para el cálculo del caudal se emplea la ecuación [7].

$$q = x * P_H^2 + y * P_H + z \quad (6)$$

Los valores de los coeficientes  $x$ ,  $y$ ,  $z$  deben ser especificados para cada central hidroeléctrica. La herramienta computacional toma las variables de parametrización ingresadas por el usuario para elegir entre los modelos indicados.

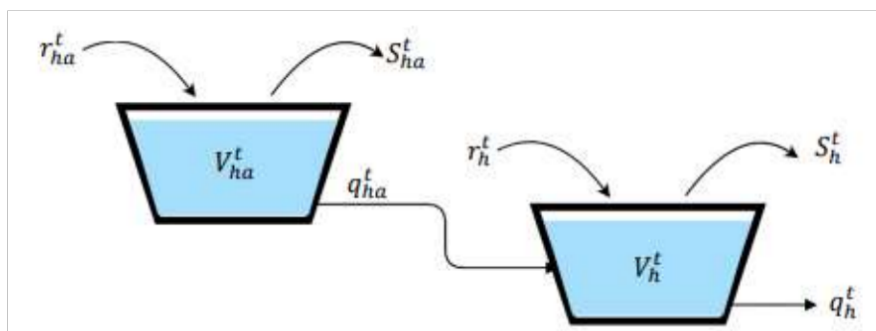
## 2.5. CONCATENACIÓN HIDRÁULICA

Las centrales hidroeléctricas independientes son aquellas donde el agua que llega a la central es el mismo caudal del río, sin existir otras centrales hidroeléctricas aguas arriba y su producción depende de la situación hidrológica en la zona, tal como se muestra en la figura.



**Figura 2.5.1.** Ejemplo embalse. [16]

En el SNI centrales hidroeléctricas como Mazar, Paute y Sopladora que son dependientes, el caudal que les llega esta determinado por el caudal erogado por la central aguas arriba. Por tanto, es necesario que la herramienta computacional considere la concatenación hidráulica entre las centrales.



**Figura 2.5.2.** Ejemplo embalse concatenado. [16]

## 2.6. PARAMETRIZACIÓN

Para el cálculo del OPF-DC es necesario el cálculo de la matriz Y de barra, de manera que se implementó un algoritmo para su determinación y rutinas adicionales para guardar dicha matriz en archivos “.numpy”, de esta manera el usuario puede decidir si el cálculo de la matriz Y de barra se realiza junto con el problema de optimización o se utiliza una matriz calculada con anterioridad, ahorrándose tiempo de cálculo.

## 2.7. DIAGRAMA DE FLUJO

A continuación, se muestra el diagrama de flujo de la herramienta computacional desarrollada. En la figura 2.7.1 y 2.7.2 se encuentra la creación y parametrización del modelo de Pyomo implementado con referencias a las ecuaciones usadas, la figura 2.7.3 muestra los cálculos que se tienen que realizar internamente en cada periodo para poder analizar correctamente cada restricción

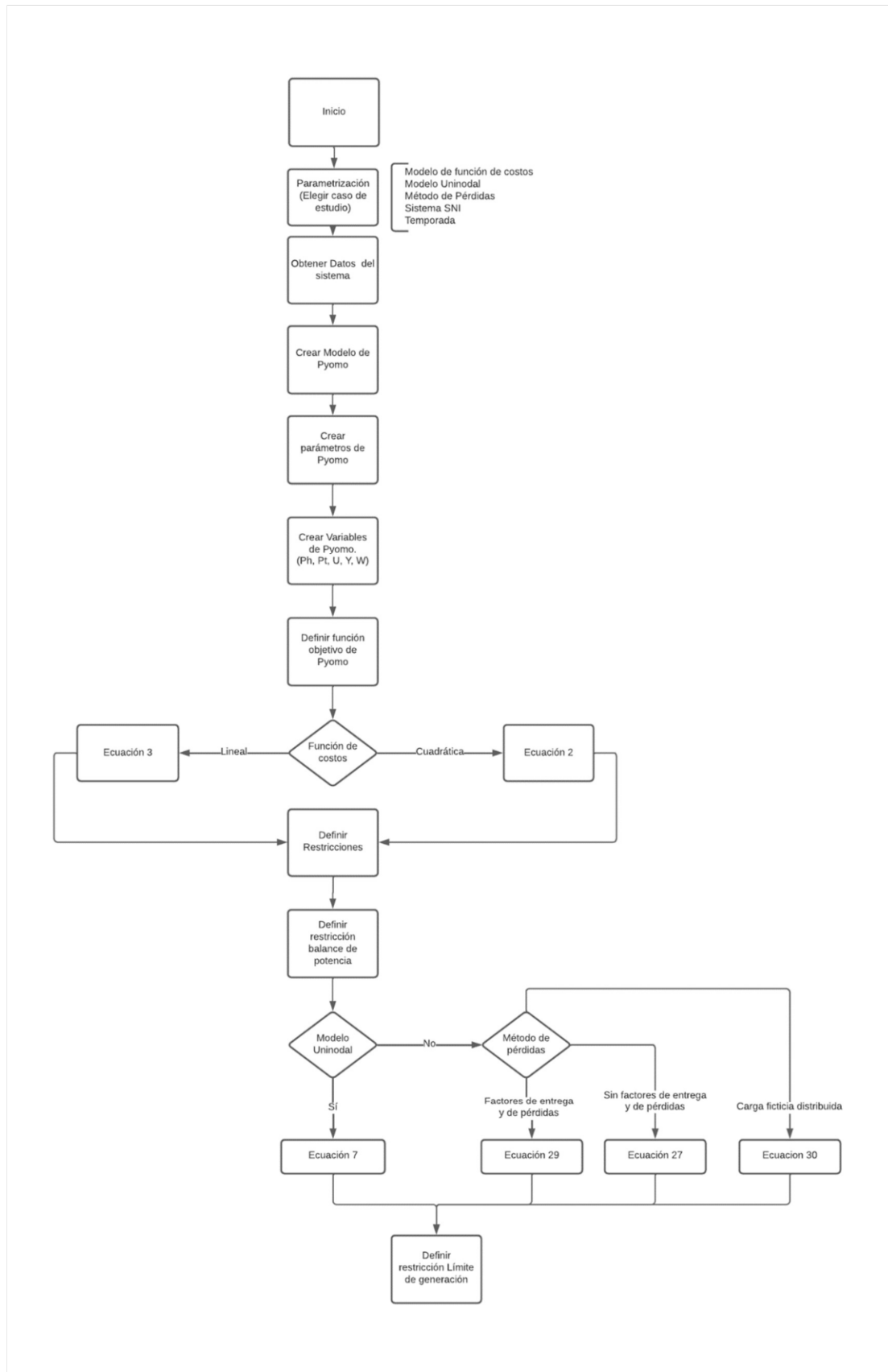
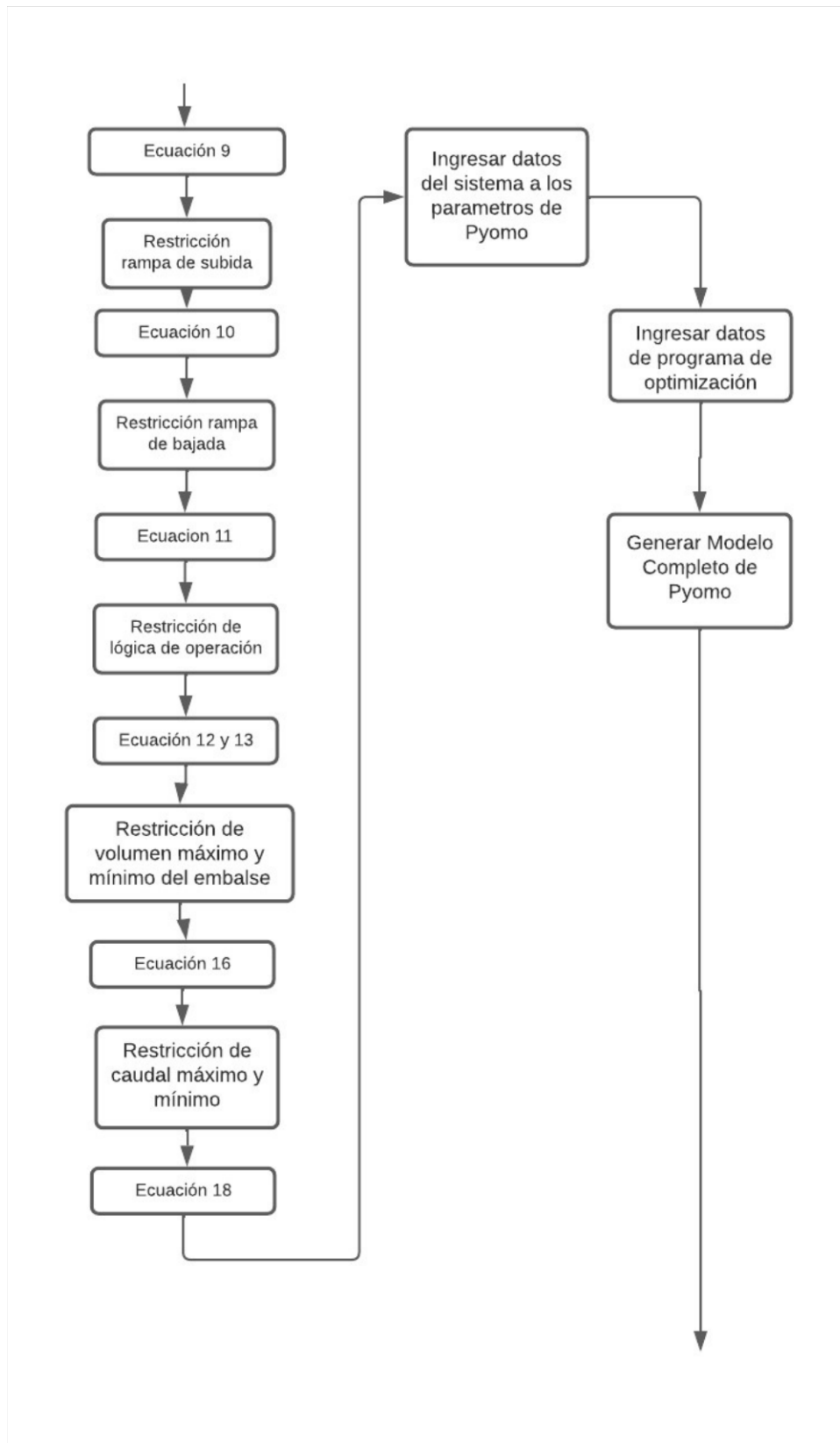


Figura 2.7.1. Diagrama de flujo de la herramienta implementada parte 1.



**Figura 2.7.2.** Diagrama de flujo de la herramienta implementada parte 2.

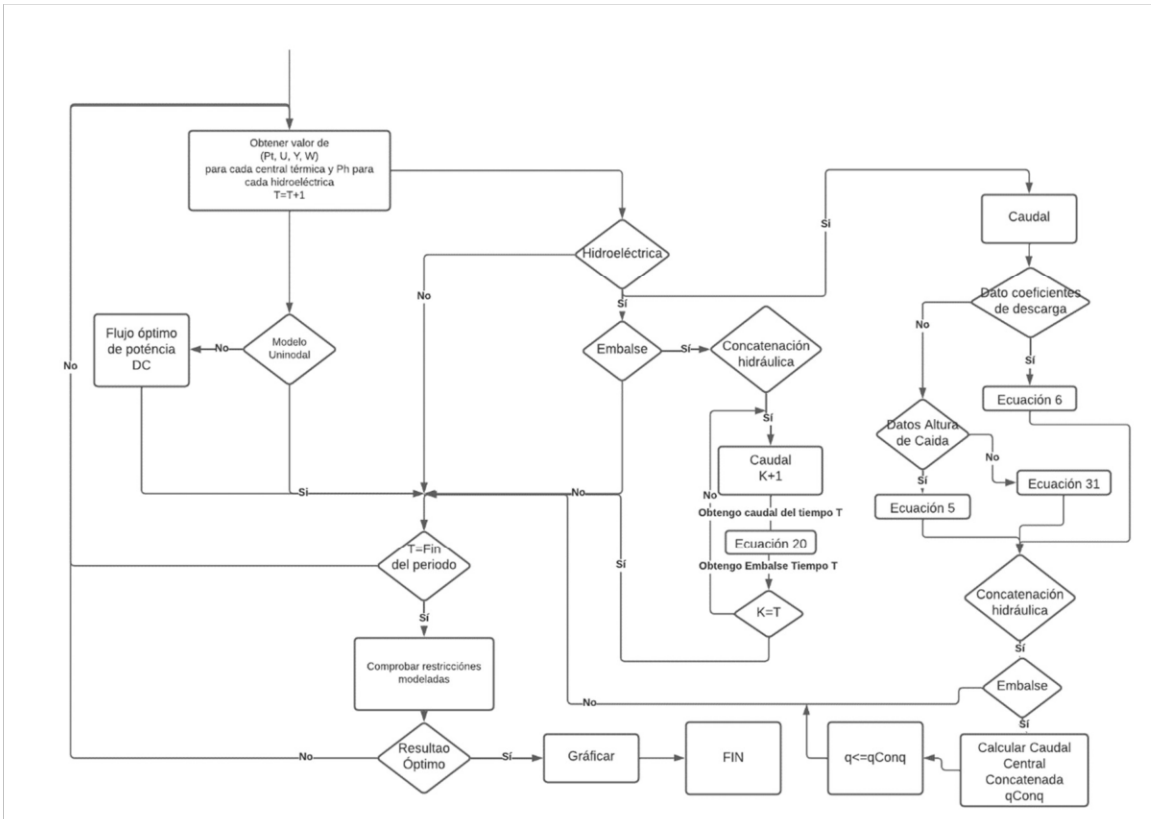


Figura 2.7.3. Diagrama de flujo de la herramienta implementada parte 3.

### 3. APLICACIÓN Y RESULTADOS

Para validar la herramienta computacional implementada se estudiaron dos casos de estudio, el sistema de la IEEE de 14 barras y el Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano.

#### 3.1. SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS Y 5 GENERADORES

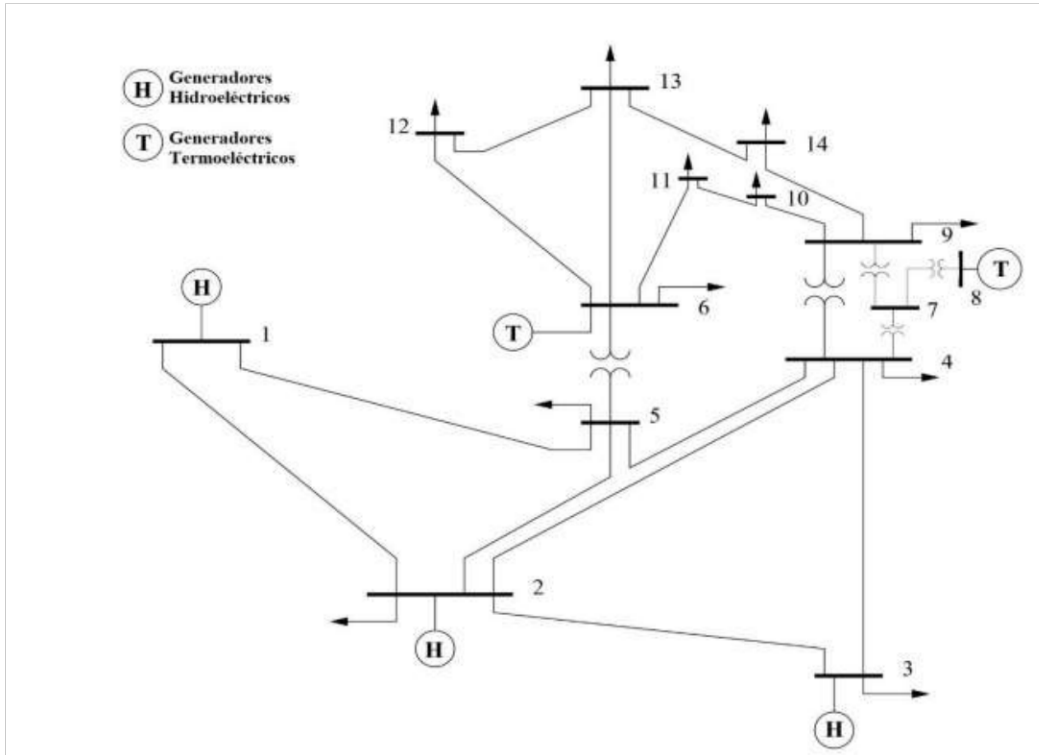


Figura 3.1.1. Esquema sistema IEEE 14 barras [17]

El sistema IEEE de 14 barras cuenta con dos centrales termoeléctricas y tres centrales hidroeléctricas con embalse, una de ellas ubicada aguas abajo debajo de las dos anteriores, por lo que existe concatenación hidráulica, tal como se muestra en la figura.

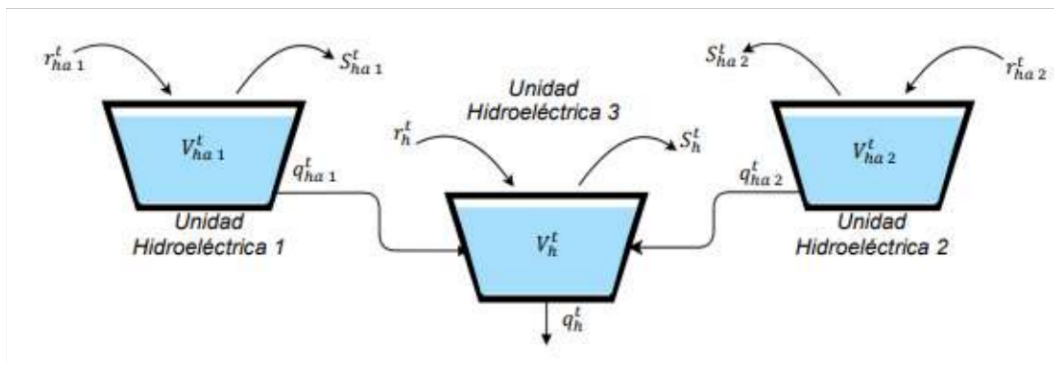


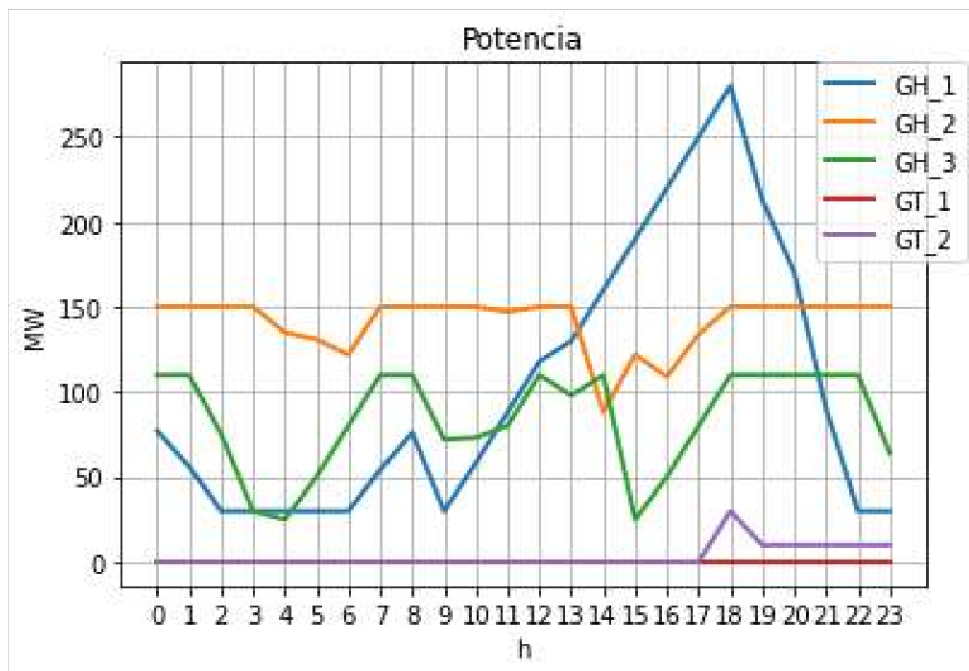
Figura 3.1.2. Red hidráulica sistema IEEE 14 barras [16]

### 3.1.1. CASO DE ESTUDIO A

Para el caso de estudio A se considera la siguiente parametrización:

- Función de costos cuadrática.
- Modelo uninodal, sin considerar de perdidas en el sistema.
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia ingresada por el usuario
- Solver: GUROBI

Los resultados obtenidos son los siguientes:

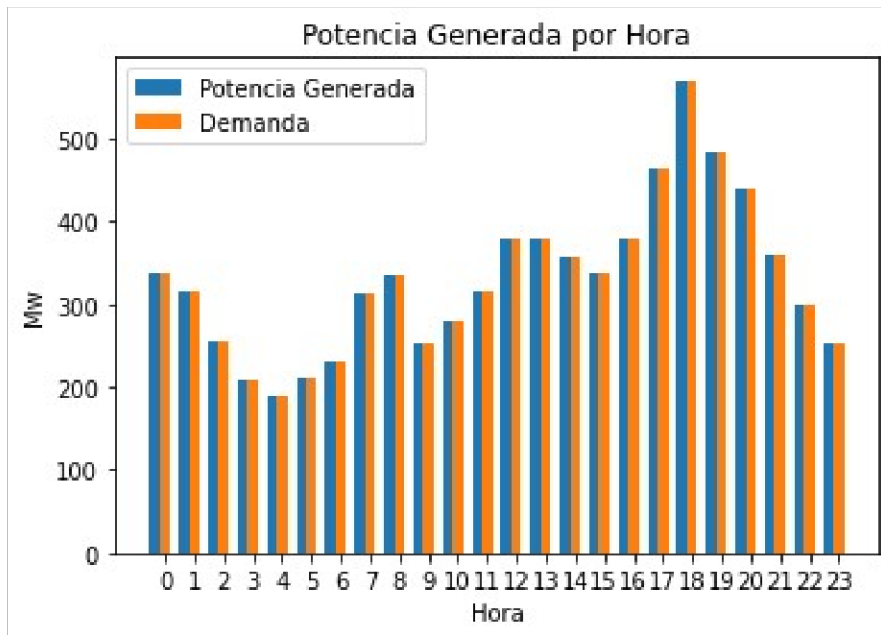


**Figura 3.1.1.1.** Potencia generada. Caso de estudio A

La figura 3.1.1.1 muestra el comportamiento de las 5 centrales de generación en las 24 horas de estudio, se puede ver que casi toda la demanda es suplida por las centrales hidroeléctricas, debido a que el costo de producción es mucho menor que el de las centrales térmicas.

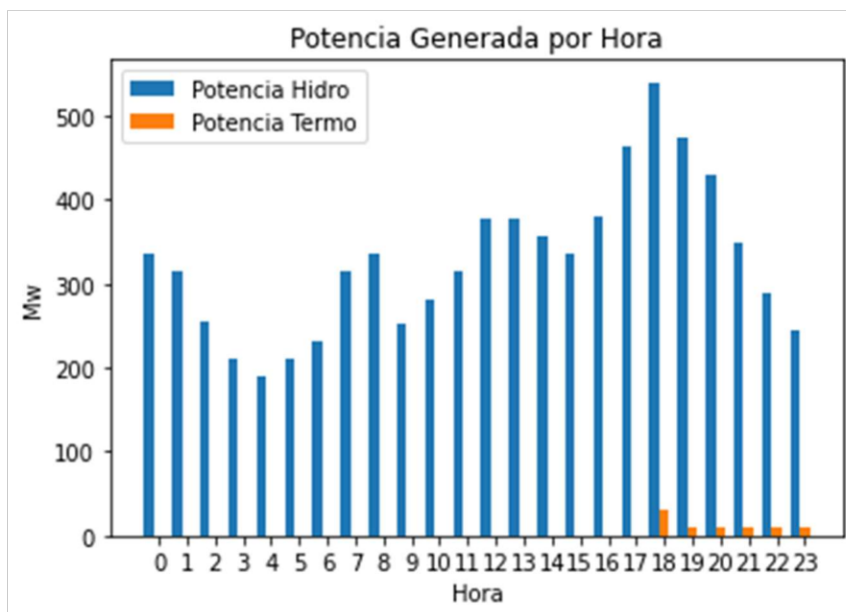
Se puede ver que en la hora de demanda pico la central térmica “GT\_2” se enciende para poder suplir la demanda y luego queda encendida con su valor de mínimo despacho, debido a que es más conveniente que la central entregue su mínima potencia antes que parar la central completamente y así evitar los costos de parada de la central.





**Figura 3.1.1.2.** Potencia generada y demanda. Caso de estudio A usando el escenario IEEE 14 barras

Se puede ver en la figura 3.1.1.2, que al emplear un modelo uninodal, la demanda es exactamente igual a la generación en todo el periodo de estudio.



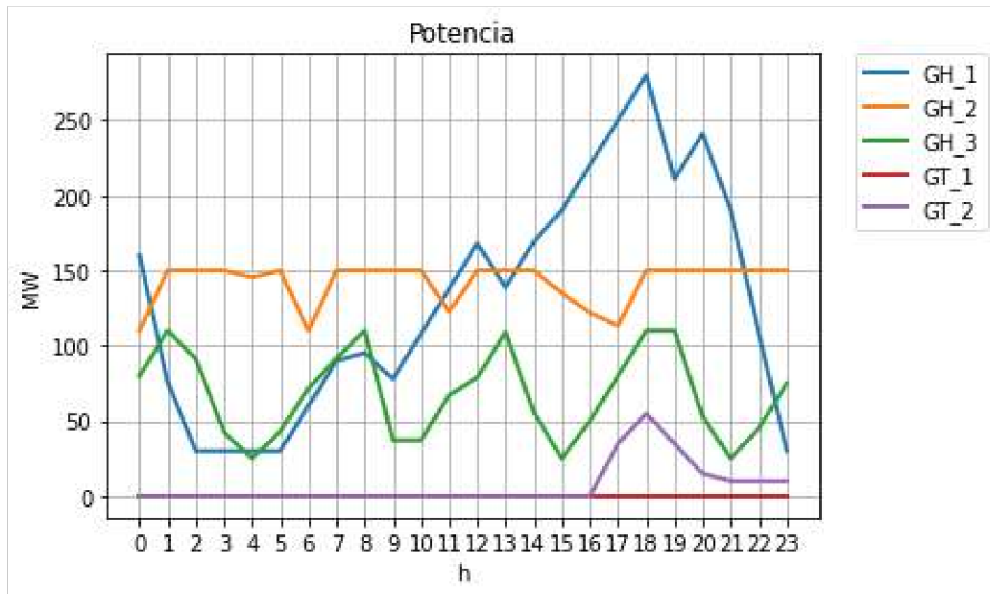
**Figura 3.1.1.3.** Potencia generada centrales hidroeléctricas y termoeléctricas

Se puede ver que la generación entregada por las centrales hidroeléctricas en comparación con las térmicas es mucho mayor y que la generación térmica solo aparece cuando se tiene el pico de demanda.

### 3.1.2. CASO DE ESTUDIO B

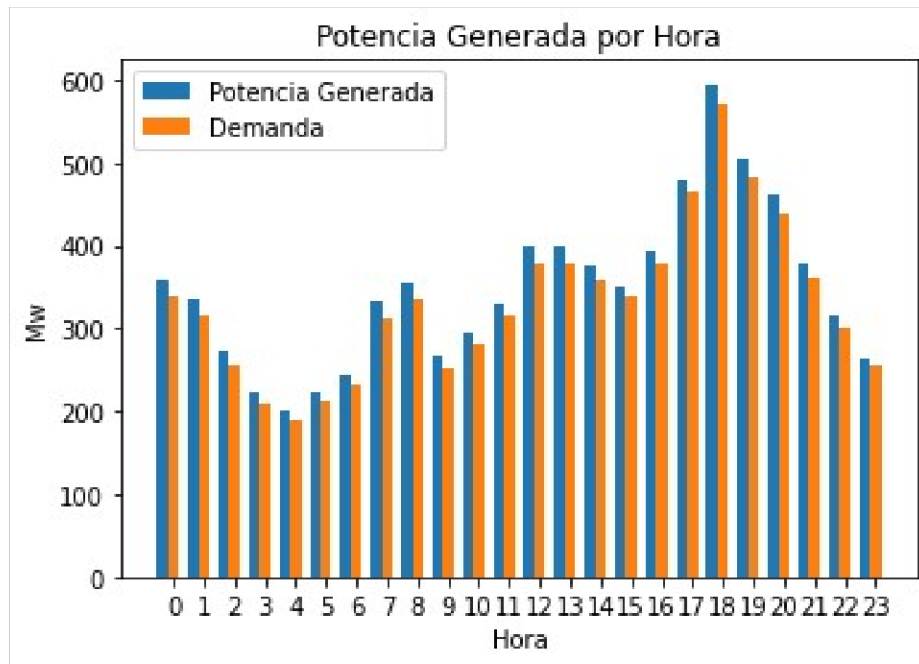
- Función de costos cuadrática.
- Usando de OPF-DC.
- Inclusión de pérdidas usando factores de entrega
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario
- Solver GUROBI

Resultados obtenidos son los siguientes:



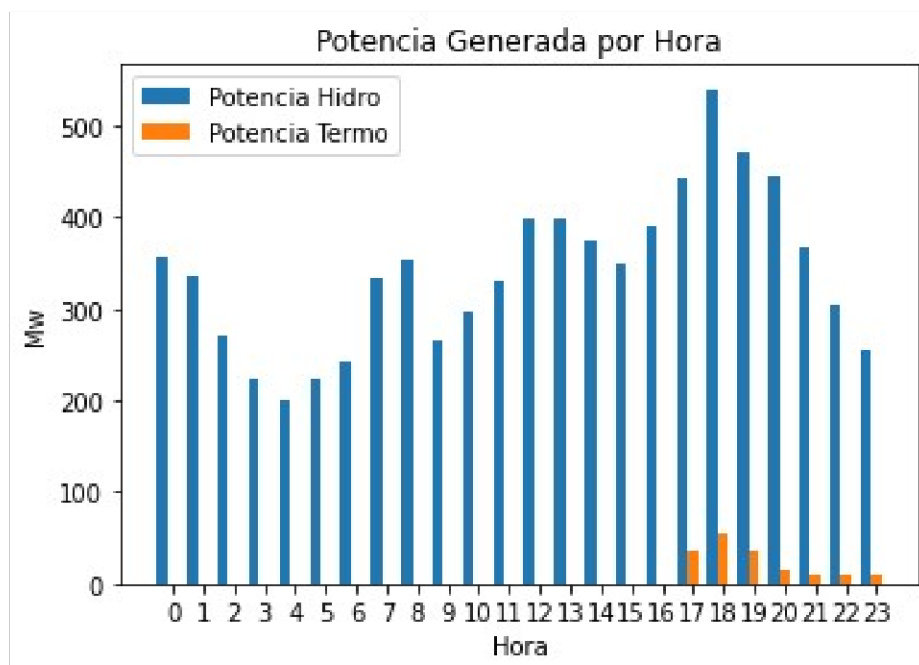
**Figura 3.1.2.1.** Curva de generación del caso de estudio B usando el escenario IEEE 14 barras

Se puede observar que las centrales hidroeléctricas alimentan casi en su totalidad a la demanda. La central térmica “GT\_2” arranca en previo al pico de la demanda, para compensar las pérdidas del sistema. De igual forma se observa que la central térmica luego de haber terminado la hora pico de demanda baja a su valor de mínima potencia.



**Figura 3.1.2.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio B usando el escenario IEEE 14 barras

En la figura 3.1.2.2 se observa que la generación total no es igual a la demanda, debido a que se están considerando pérdidas, y por tal motivo, la generación debe generar más potencia.

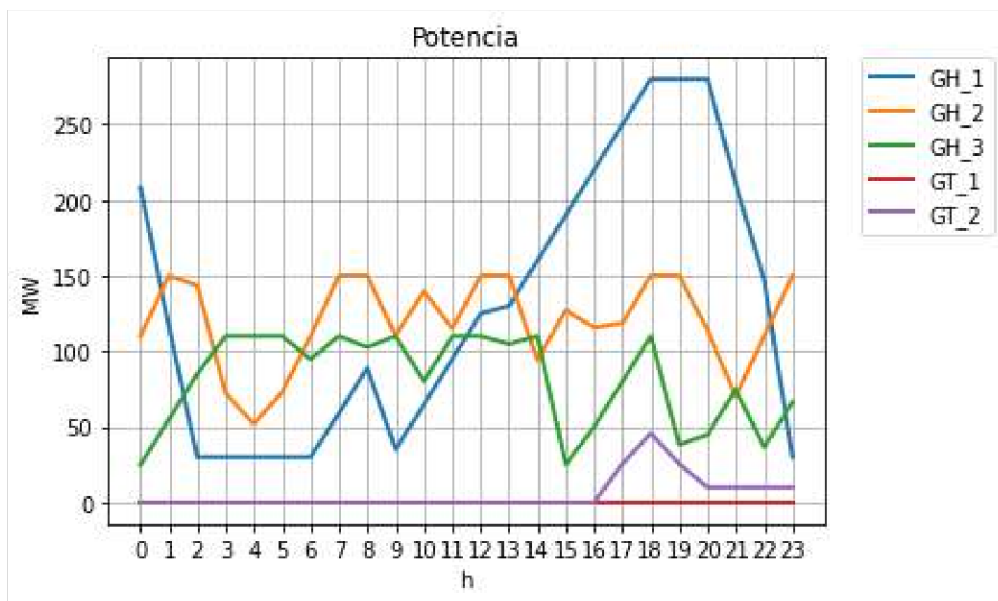


**Figura 3.1.2.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio B usando el escenario IEEE 14 barras

En la figura 3.1.2.3 se muestra que la generación hidroeléctrica satisface en mayor medida la demanda por su costo de operación mucho menor.

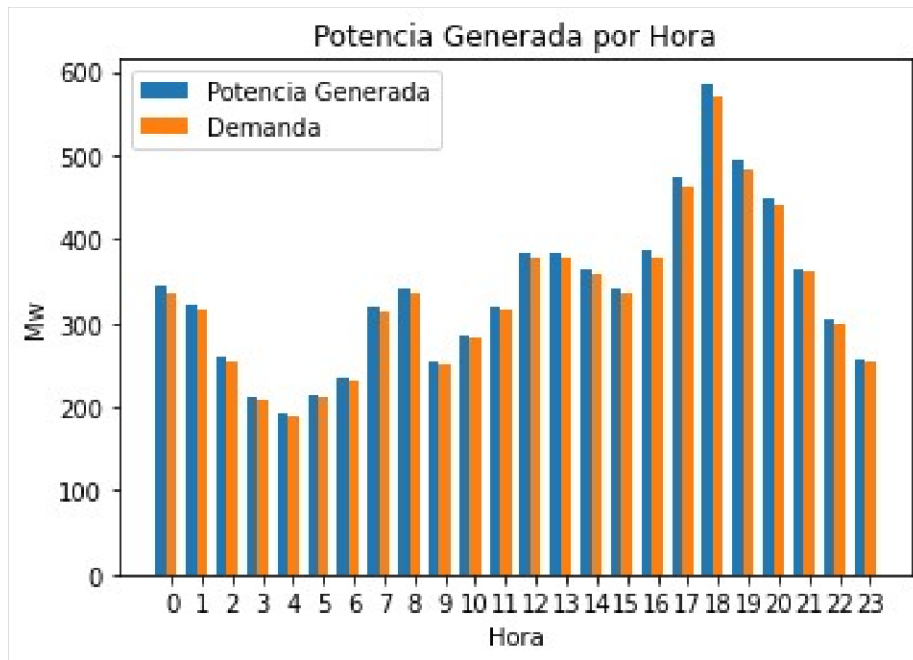
### 3.1.3. CASO DE ESTUDIO C

- Función de costos cuadrática.
- Uso de algoritmo de OPF-DC.
- Modelación de pérdidas usando cargas ficticias.
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario
- Solver GUROBI



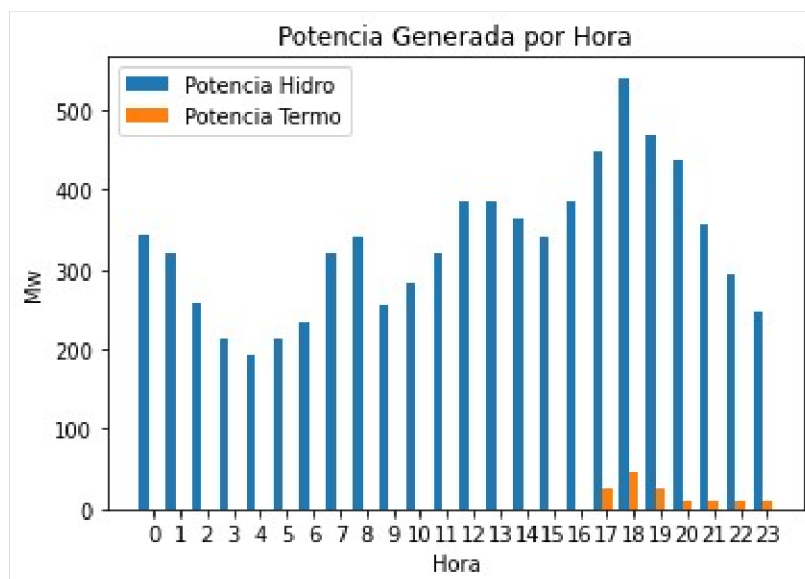
**Figura 3.1.3.1.** Curva de generación del Modelo C usando el escenario IEEE 14 barras

En la figura 3.1.3.1 se puede observar como el generador “GH\_1” en las primeras horas del estudio tiene una baja generación, mientras que en las horas pico aumenta drásticamente la misma, esto debido a su embalse, ya que para poder generar lo necesario en las horas pico le es necesario el almacenar agua durante las horas de menos consumo.



**Figura 3.1.3.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio C usando el escenario IEEE 14 barras

Se puede observar que, al estar considerando las pérdidas del sistema, se tiene una diferencia entre la potencia generada y la demanda, donde la potencia entregada es mayor al tener que asumir las pérdidas.



**Figura 3.1.3.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio C usando el escenario IEEE 14 barras

Se puede ver en los tres casos de estudio, que la central térmica “GT\_1” nunca genera, al analizar los costos operativos mostrados en la tabla 1 se observa que el costo de la

central “GT\_1” es menor que el de la central “GT\_2”, por tanto, tendría sentido pensar que la central “GT\_1” debería generar la potencia faltante durante la hora pico.

**Tabla 1.** Datos de potencia mínima y costos de generación de los generadores térmicos para el caso de estudio IEEE 14 barras

Generador	Potencia Mínima [MW]	Costo de Generación [\$/MW]
GT_1	20	30
GT_2	10	35

Pero si se considera el valor mostrado en la tabla 1 de la potencia mínima que puede entregar la central “GT\_1” se ve que es mayor que la de la central “GT\_2” por lo que es más óptimo que para la hora pico genere la central “GT\_2”, de esta forma para las horas siguientes al bajar su generación al mínimo el costo será menor que si se usara la otra central.

Se realizaron varias pruebas para determinar el tiempo de cálculo para los diferentes optimizadores, obteniéndose los siguientes resultados:

**Tabla 2.** Comparación de tiempos de resolución diferentes programas de optimización

	IPOPT	GLPK	GUROBI
Función Costos Lineal	5.3578[s]	1.1564[s]	1.0789[s]
Función Costos Cuadrática	-	-	1.2766[s]

## 3.2. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El SNI este compuesto por muchas centrales hidroeléctricas que suplen la mayor parte de la demanda del sistema, la gran cantidad de generadores y elementos de la red eléctrica hacen que la resolución del problema de optimización sea compleja, por tanto, se analizaran diferentes casos de estudio.

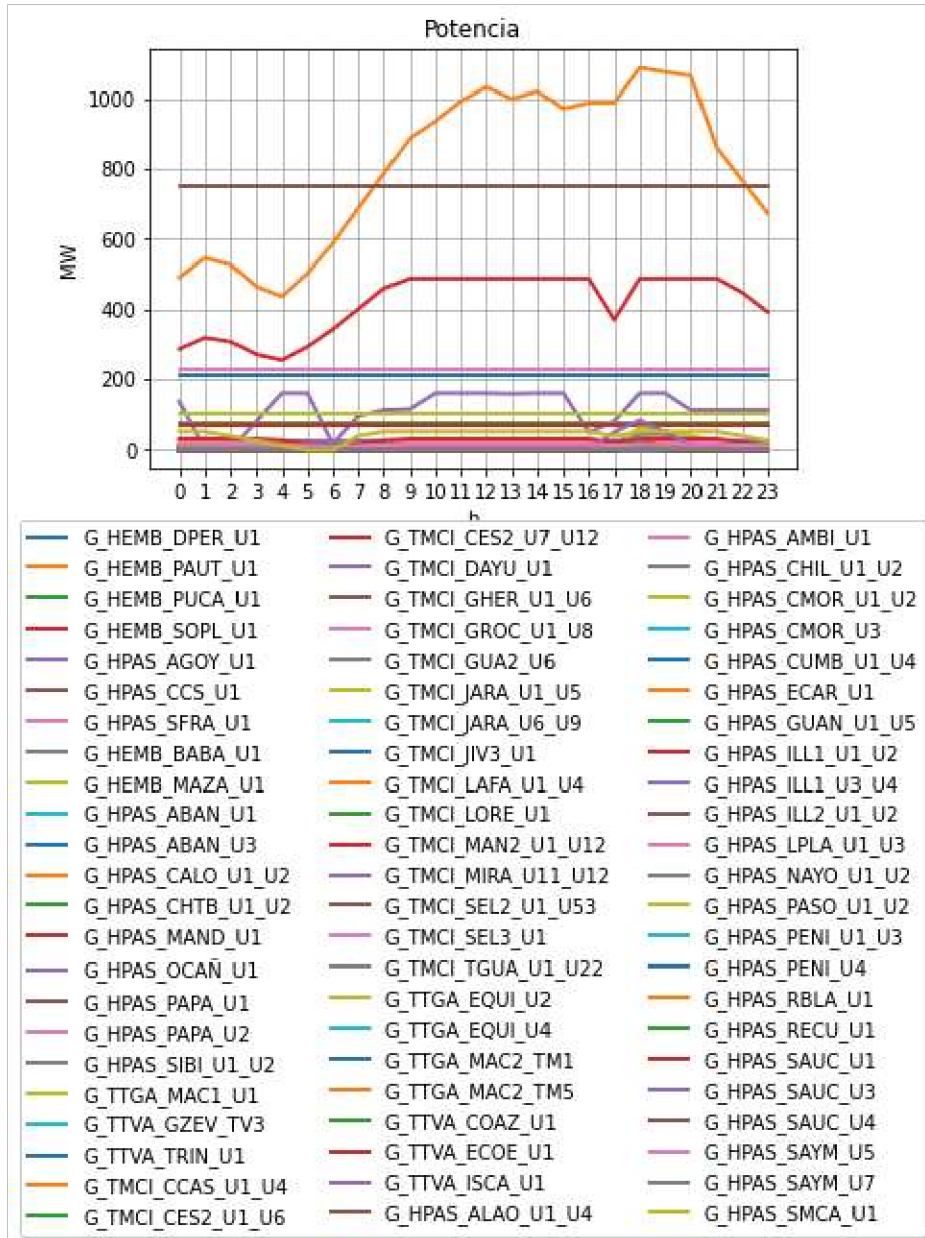
### 3.2.1. TEMPORADA LLUVIOSA

Para el escenario de temporada lluviosa se tiene la energía total a suministrar es de 64072.16 [MWh/día], al tener altos caudales, las centrales hidroeléctricas podrán entregar una gran cantidad de potencia y se puede cubrir la demanda sin complicaciones.

#### 3.2.1.1. Caso de Estudio A SNI

Para el caso de estudio A se tomará la siguiente parametrización:

- Función de costos cuadrática.
- Modelo uninodal, sin pérdidas.
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario.
- Solver GUROBI



**Figura 3.2.1.1.1.** Curva de generación del caso de estudio A usando el escenario SNI temporada lluviosa

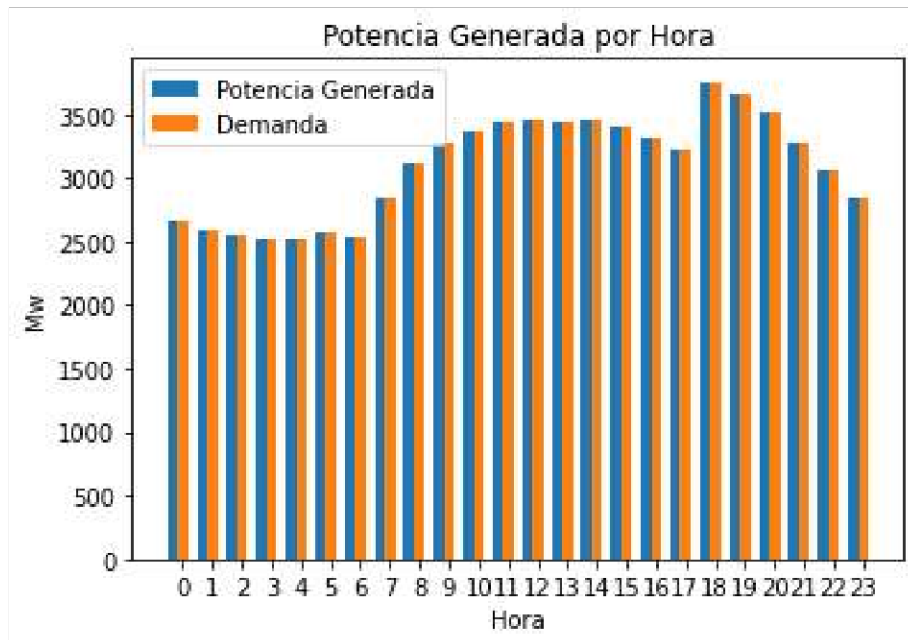
En la figura 3.2.1.1.1 se puede ver que la demanda es abastecida, en gran medida, por las centrales Paute y Coca Codo Sinclair, las centrales hidroeléctricas más pequeñas suplen el resto de la demanda. La potencia entregada por Coca Codo Sinclair es casi

lineal en todo el periodo de estudio, esto se debe a que es una central de pasada y debe aprovechar al máximo la afluencia del río Coca.

Siendo que la central puede entregar más de 1000Mw por los generadores instalados no supera los 800Mw esto ya que el resto de unidades se encuentran en mantenimiento y restricciones de generación por seguridad.

Respecto de la central de Paute, se puede ver que al tener embalse puede generar potencia de manera variable yendo desde 400 MW en horas de poca demanda hasta 1000 MW en la hora pico de la demanda.

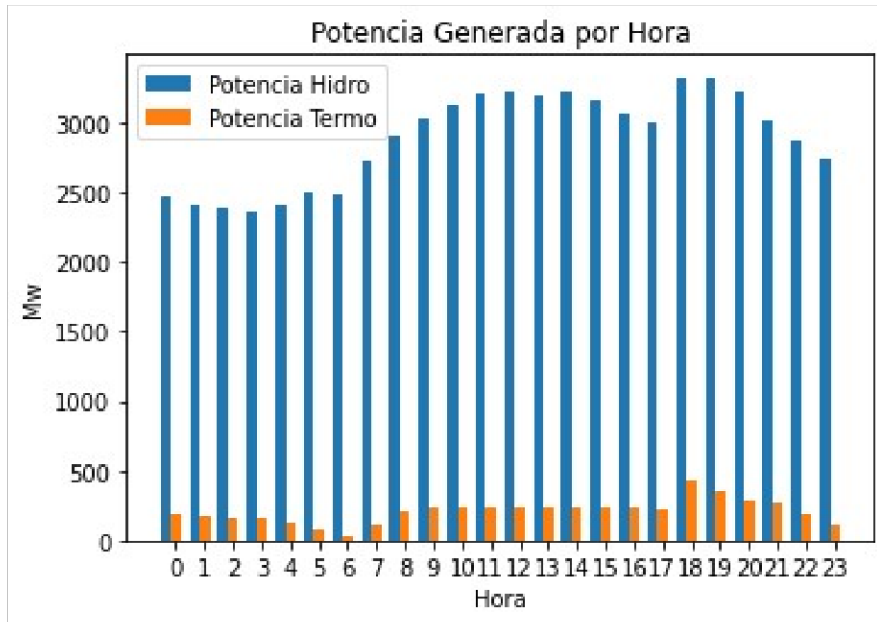
Las centrales de Mazar, Paute y Sopladora están en la misma cuenca hídrica por lo que su despacho está correlacionado, esto quiere decir que, mientras más genere la central de Mazar, las centrales Paute y Sopladora podrán generar más potencia.



**Figura 3.2.1.1.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio A usando el escenario SNI temporada lluviosa

Se puede ver que al no considerar pérdidas la demanda total es igual a la potencia generada en cada hora de análisis.

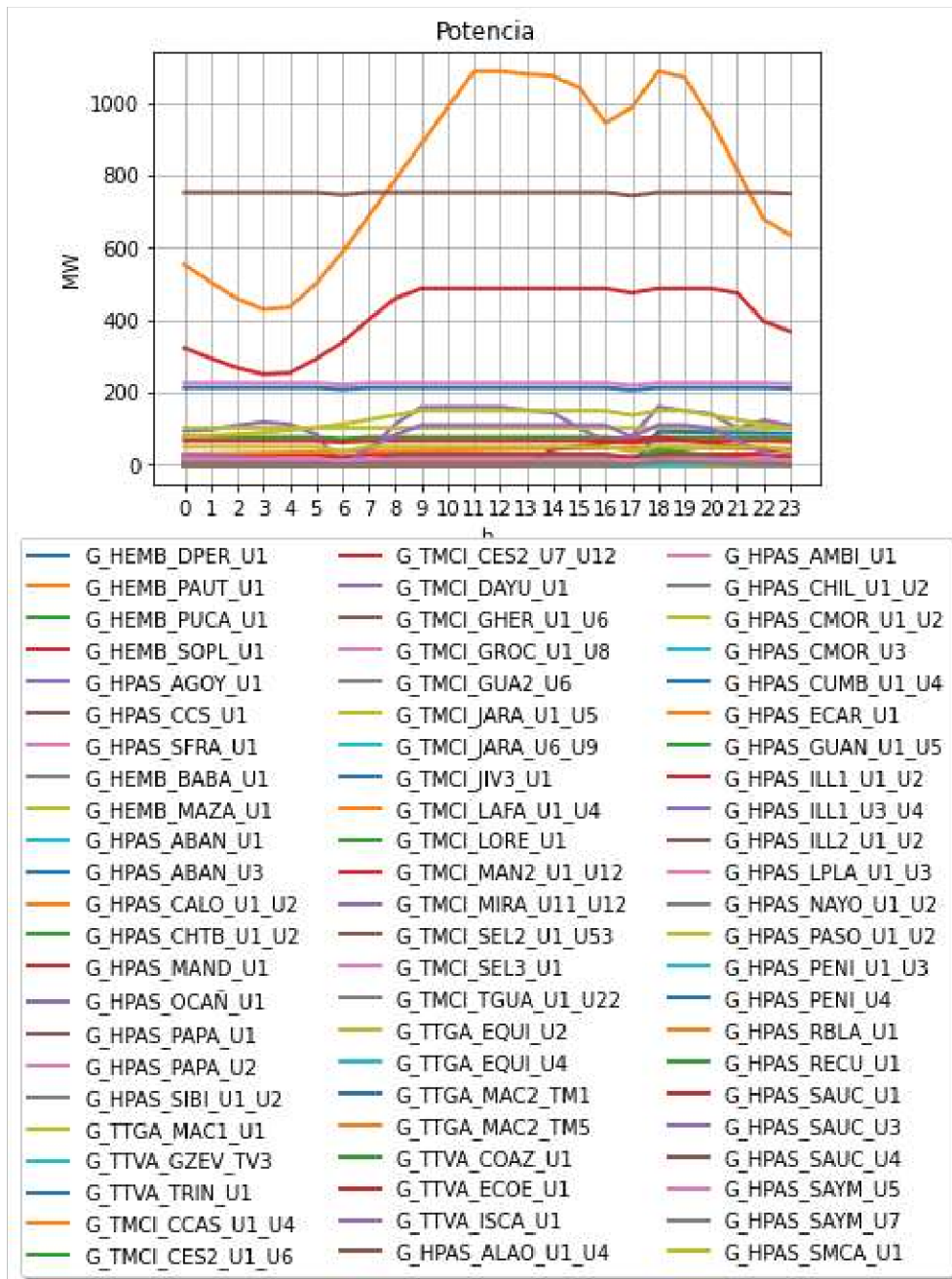




**Figura 3.2.1.1.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio A usando el escenario SNI temporada lluviosa. Se puede ver que la demanda del sistema es cubierta casi en su totalidad por generación hidroeléctrica, las centrales térmicas se utilizan en menor medida debido a sus costos de producción elevados; Se observa que para la hora pico es necesario encender una mayor cantidad de centrales térmicas para satisfacer a la demanda.

### 3.2.1.2. Caso de Estudio B SNI

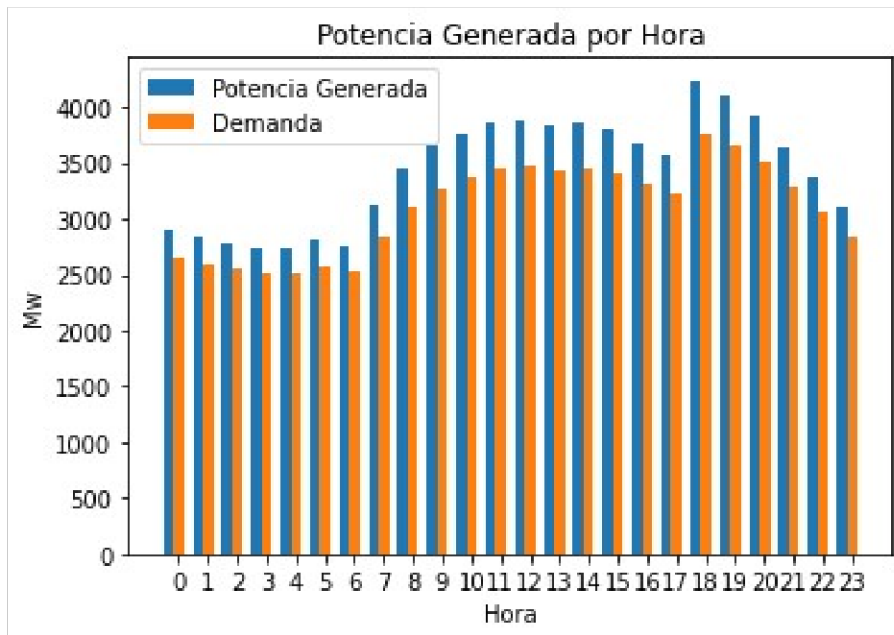
- Función de costos cuadrática.
- Uso de algoritmo OPF-DC.
- Modelación de pérdidas del sistema usando factores de entrega
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario
- Cálculo del caudal usando la eficiencia calculada por medio de la altura con la ecuación (4) para la central Paute.
- Solver GUROBI



**Figura 3.2.1.2.1.** Curva de generación del caso de estudio B usando el escenario SNI temporada lluviosa

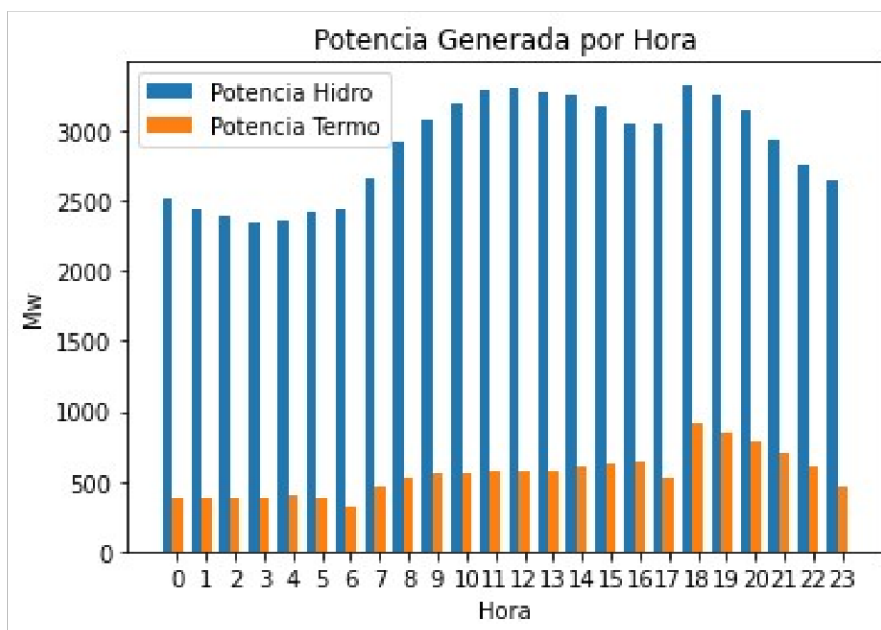
Se puede ver en la figura 3.2.1.2.1 que las potencias generadas por cada central son parecidas a las del modelo uninodal, pero se tiene un incremento en la generación de las centrales más pequeñas.

Se puede ver que La central de Paute mantiene niveles similares de despacho en las horas pico, pero en el resto de tiempo aumenta la producción respecto del modelo uninodal, esto puede deberse a las pérdidas.



**Figura 3.2.1.2.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio B usando el escenario SNI temporada lluviosa

Se puede ver que, al considerar las pérdidas, la generación tiene que ser mayor que la demanda.



**Figura 3.2.1.2.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio B usando el escenario SNI temporada lluviosa

Se puede ver que la demanda está cubierta casi en su totalidad por las centrales hidroeléctricas, las centrales térmicas deben aumentar su producción ya que la demanda total ha aumentado por efecto de las pérdidas.

### 3.2.1.3. Caso de Estudio C SNI

- Función de costos cuadrática.
- Uso de algoritmo OPF-DC.
- Modelación de pérdidas usando cargas ficticias.
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario.
- Cálculo del caudal usando la eficiencia calculada por medio de la altura con la ecuación (4) para la central Paute.
- Solver GUROBI

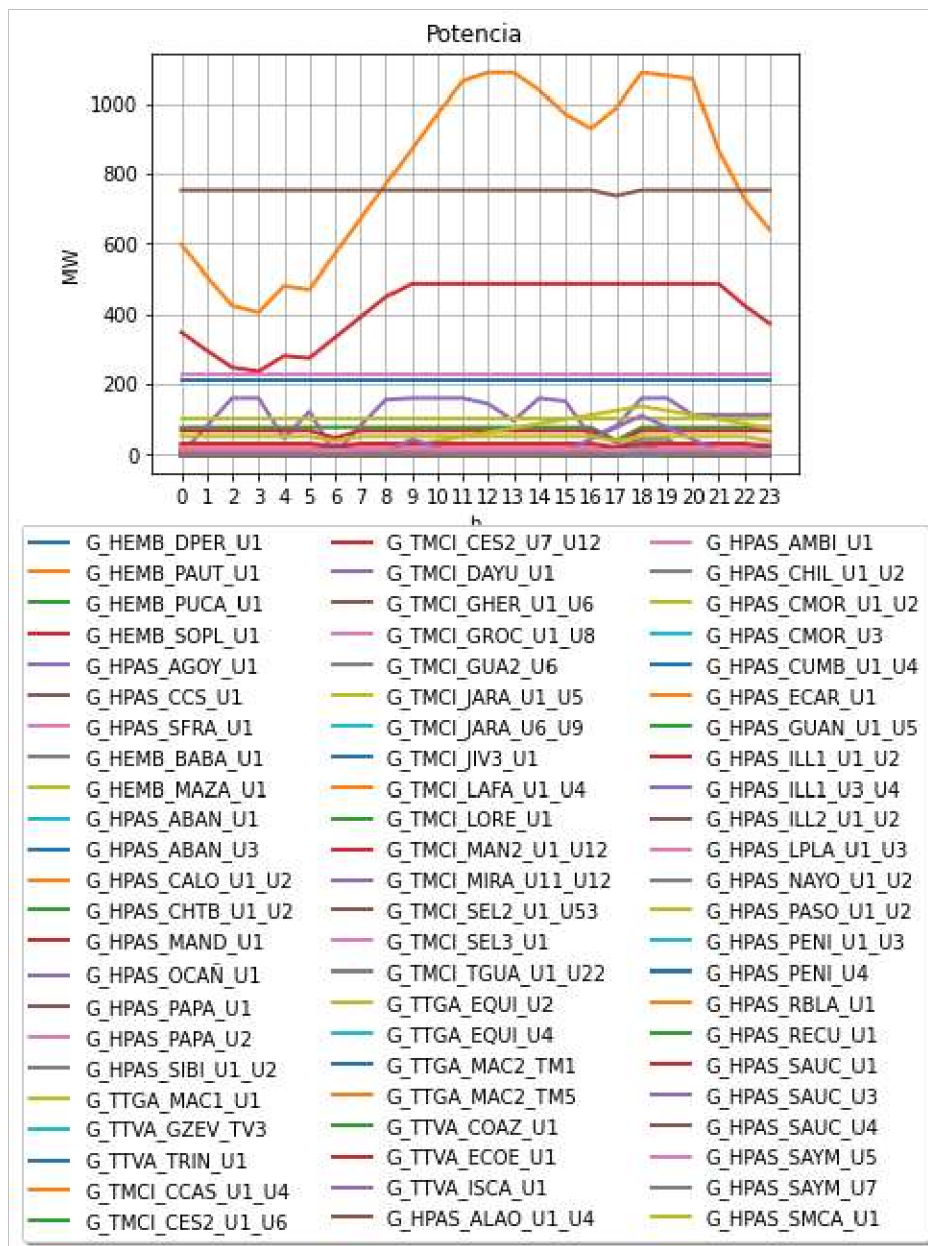
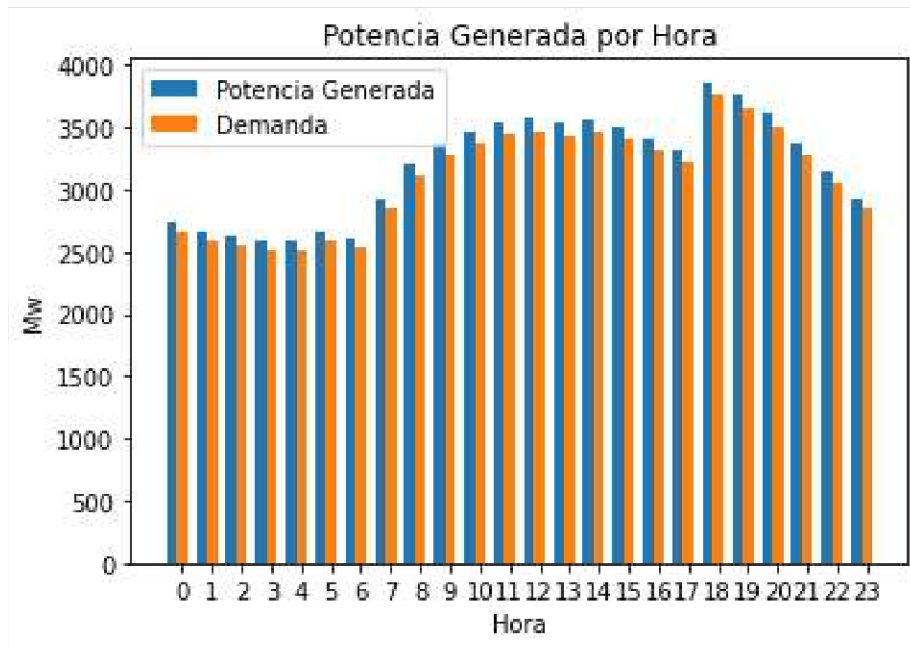
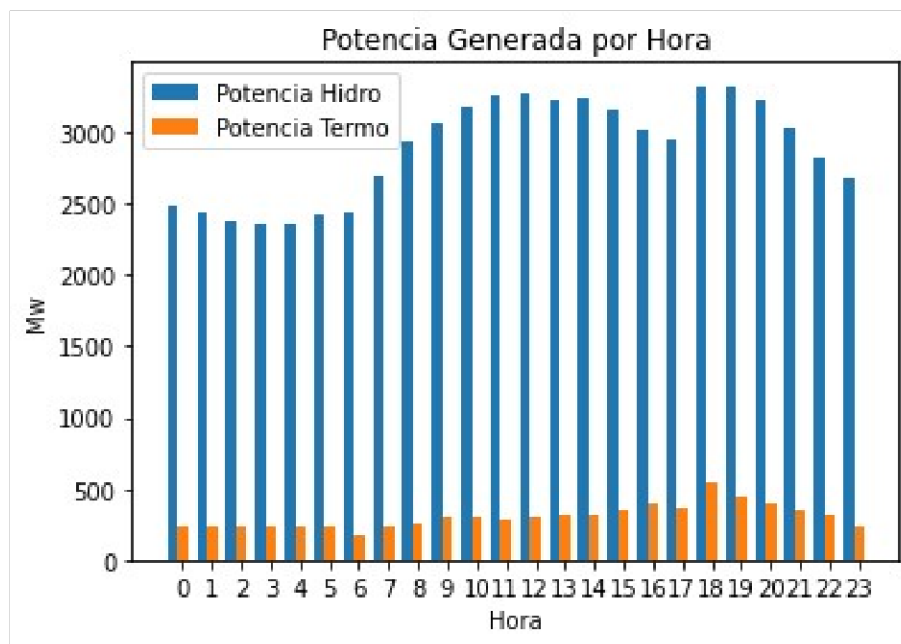


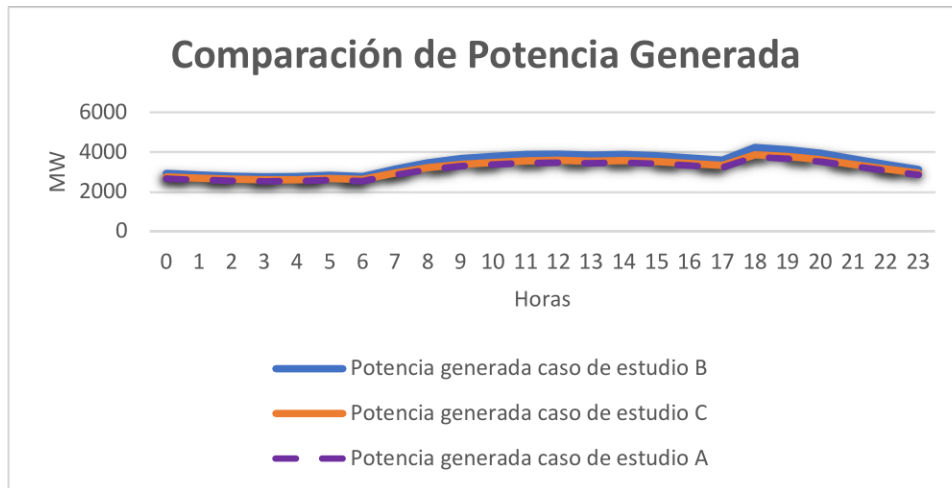
Figura 3.2.1.3.1. Curva de generación del caso de estudio C usando el escenario SNI temporada lluviosa



**Figura 3.2.1.3.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio C usando el escenario SNI temporada lluviosa

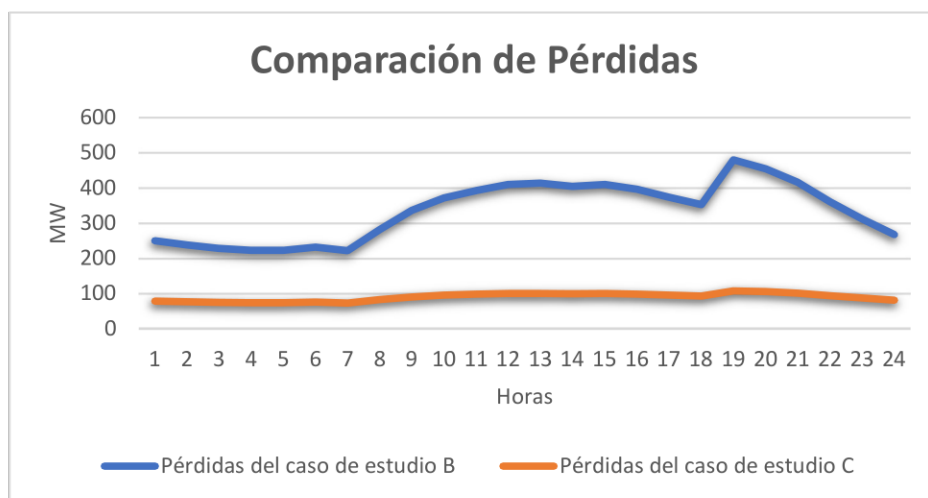


**Figura 3.2.1.3.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio C usando el escenario SNI temporada lluviosa



**Figura 3.2.1.3.4.** Comparación entre generación del caso de estudio A, caso de estudio B y el caso de estudio C usando el escenario SNI temporada lluviosa

Se puede observar en la figura 3.2.1.3.4 la diferencia entre las potencias generadas para cada caso de estudio, la potencia generada más alta es la del caso de estudio B la cual utiliza un cálculo de pérdidas usando factores de entrega mientras que la más cercana al caso de estudio del modelo uninodal es la del caso C en la cual se utilizó un cálculo de pérdidas mediante una carga ficticia.

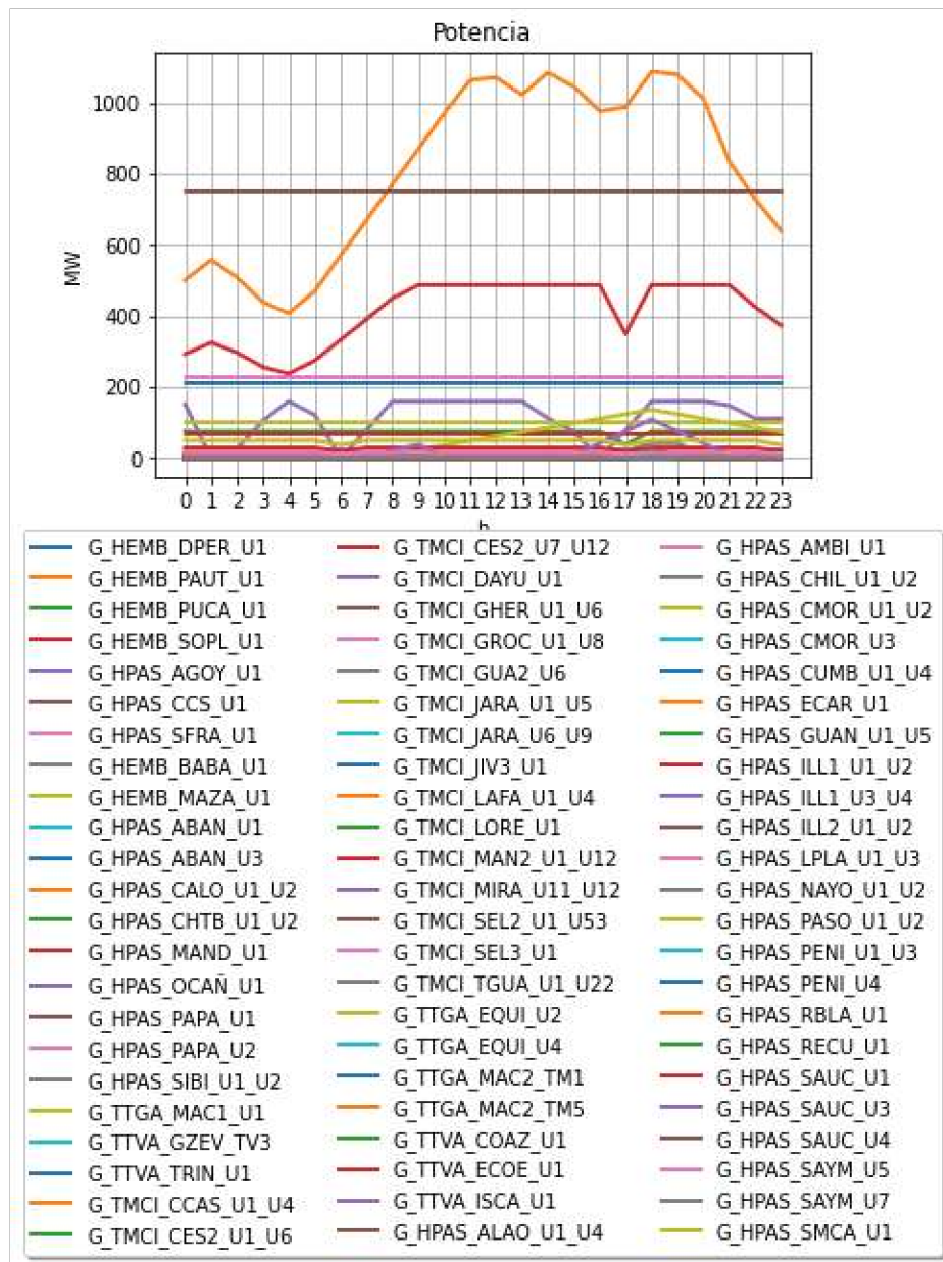


**Figura 3.2.1.3.5.** Comparación entre pérdidas del caso de estudio B y el caso de estudio C usando el escenario SNI temporada lluviosa

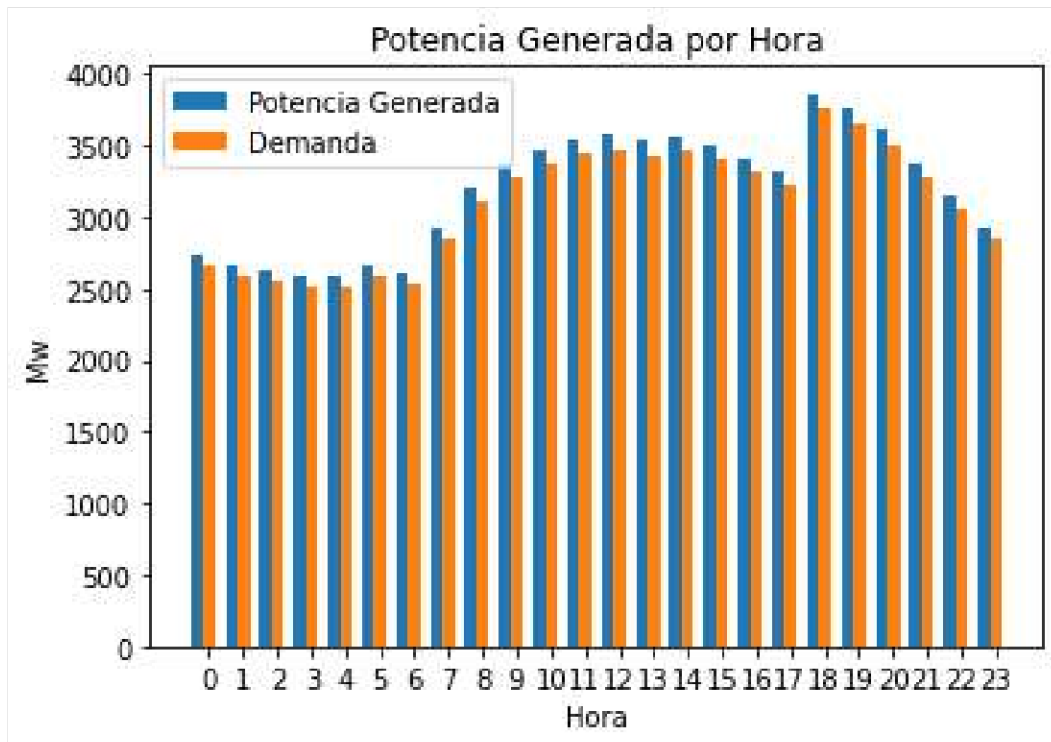
En la figura 3.2.1.3.5 se ve la comparación entre las pérdidas del sistema para el caso de estudio B y el C, se puede ver que la curva de pérdidas del caso de estudio B tiene una forma similar a la curva de la generación vista en la figura 3.2.1.3.4 mientras que la curva del caso de estudio C tiene una tendencia casi lineal.

### 3.2.1.4. Caso de Estudio D SNI

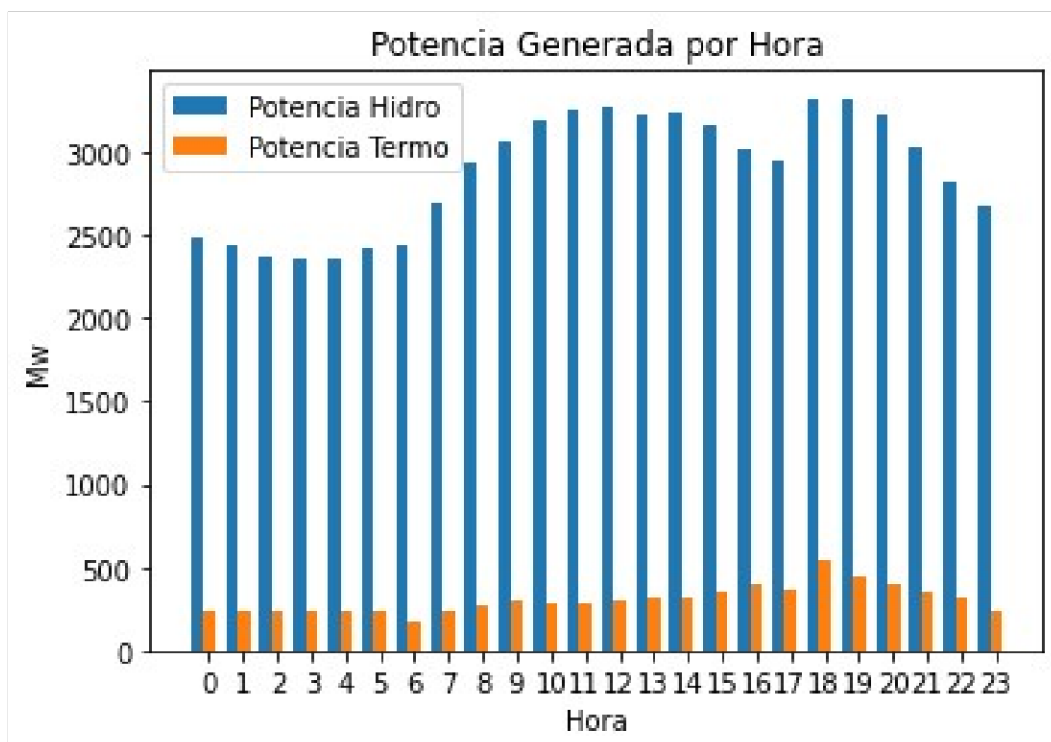
- Función de costos linealizada.
- Uso algoritmo OPF-DC.
- Modelación de pérdidas usando cargas ficticias.
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario.
- Cálculo del caudal usando la eficiencia calculada por medio de la altura con la ecuación (4) para la central Paute.
- Solver GUROBI



**Figura 3.2.1.4.1.** Curva de generación del caso de estudio D usando el escenario SNI temporada lluviosa

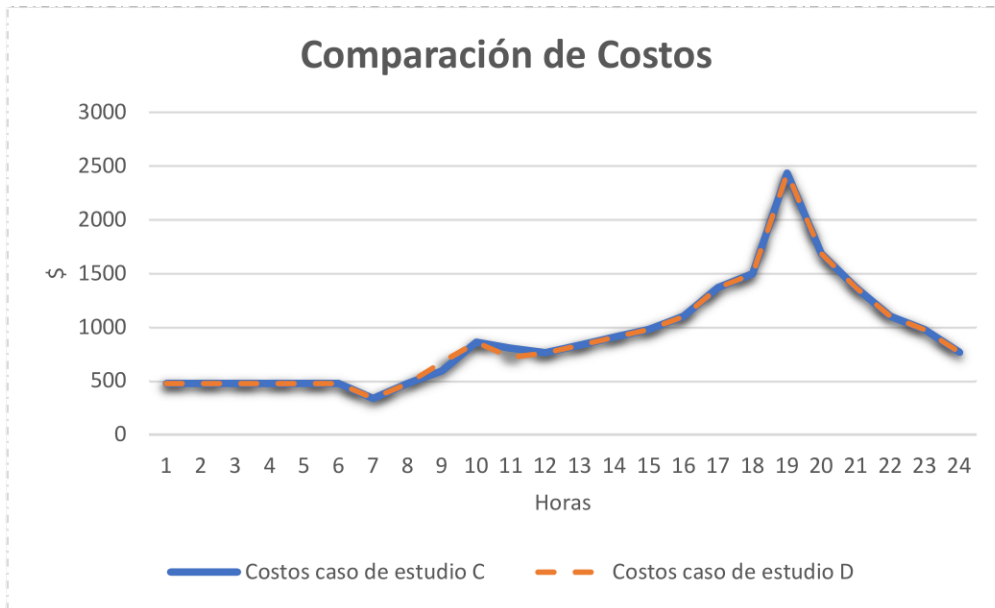


**Figura 3.2.1.4.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio D usando el escenario SNI temporada lluviosa



**Figura 3.2.1.4.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio D usando el escenario SNI temporada lluviosa





**Figura 3.2.1.4.4.** Comparación entre costos del caso de estudio C y el caso de estudio D usando el escenario SNI temporada lluviosa

En la figura 3.2.1.4.4 se puede ver una comparación entre el costo para el caso de estudio C el cual utiliza una función de costos cuadrática y el caso de estudio D el cual utiliza una función de costos lineal. Se ve que las curvas son casi exactamente iguales menos en la hora 8 y en la 10. Esto puede verse con mas detalle en la tabla 3.

**Tabla 3.** Comparación de costos del caso de estudio C y el caso de estudio D usando el escenario SNI temporada lluviosa

Tiempo[H]	Costos caso de estudio C [\\$]	Costos caso de estudio D [\\$]	Diferencia [\\$]
0	476,8014	476,8014	0
1	476,8014	476,8014	0
2	476,8014	476,8014	0
3	476,8014	476,8014	0
4	476,8014	476,8014	0
5	476,8014	476,8014	0
6	338,6322	338,6322	0
7	476,8014	476,8014	0
8	593,066595	675,954308	-82,8877135
9	859,731703	859,731703	9,0949E-13
10	802,52444	719,636726	82,8877135
11	761,627699	761,627699	0
12	833,714068	833,714068	0
13	905,800436	905,800436	0
14	977,886805	977,886805	0
15	1100,91359	1100,91359	0
16	1367,5787	1367,5787	0

17	1496,07461	1496,07461	0
18	2436,12586	2436,12586	0
19	1683,26881	1683,26881	0
20	1367,5787	1367,5787	0
21	1100,91359	1100,91359	0
22	975,42949	975,42949	-5,9117E-12
23	765,173922	765,173922	-5,9117E-12

En la tabla 3 se ve que en algunas horas existe una diferencia entre los costos obtenidos, estas diferencias son muy pequeñas, por lo que, pueden ser despreciadas a diferencia de los valores de la hora 8 y de la hora 10. En estas horas obtenemos valores diferentes entre los dos casos de estudio, pero se puede observar que ambos valores son complementarios entre ellos por lo que el valor total del periodo de análisis es exactamente el mismo para ambos casos.

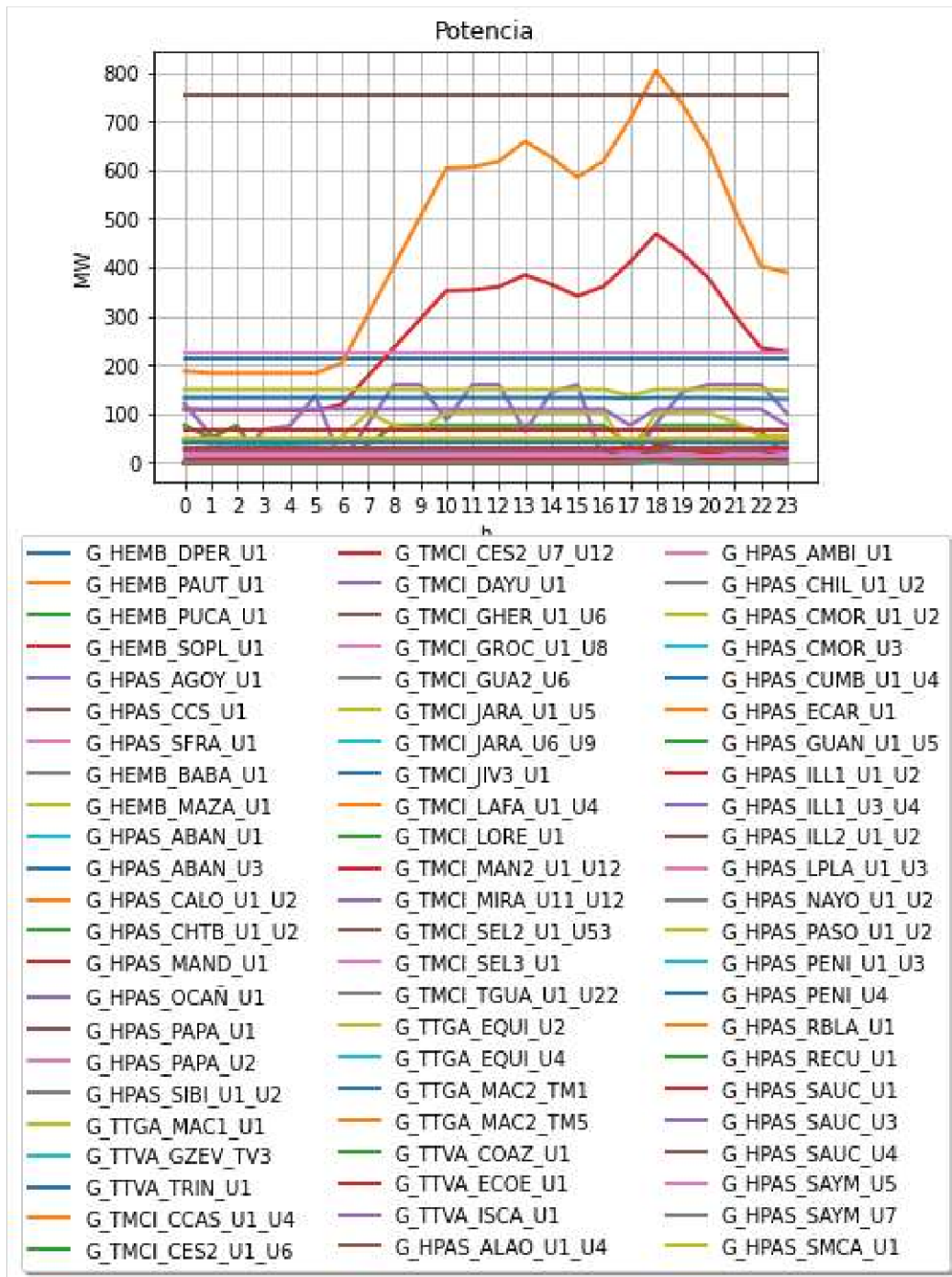
### **3.2.2. Temporada seca**

En la temporada con baja hidrología, la cantidad de agua será menor en casi todas las centrales hidroeléctricas, por este motivo la generación térmica activa aumenta para poder suministrar la demanda del sistema.

#### **3.2.2.1. Caso de Estudio A SNI**

Para el modelo A se tomará la siguiente parametrización:

- Función de costos cuadrática.
- Modelo uninodal, sin pérdidas.
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario.
- Solver GUROBI



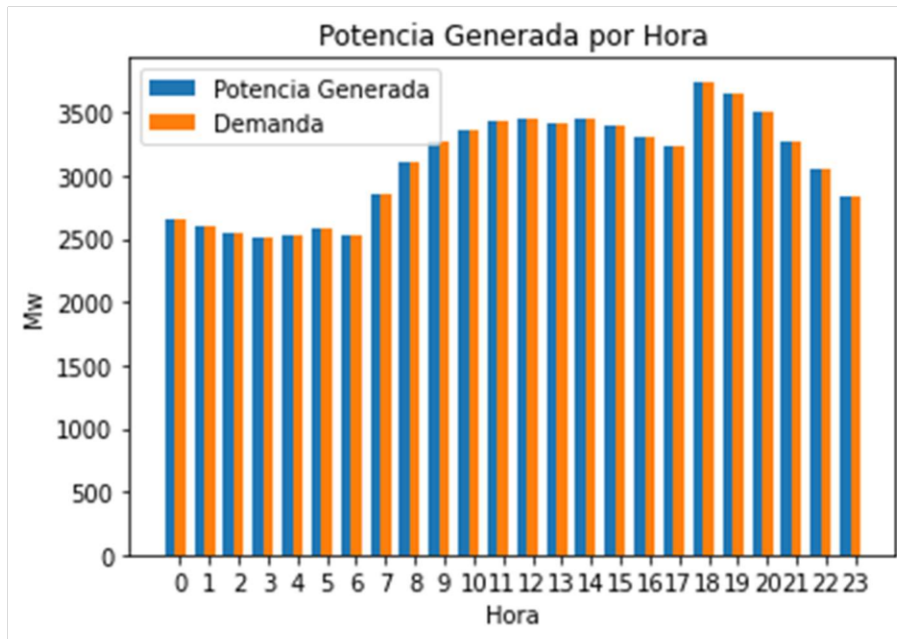
**Figura 3.2.2.1.1.** Curva de generación del caso de estudio A usando el escenario SNI temporada Seca

En la figura 3.2.2.1.1 se puede ver como las hidroeléctricas no pueden suministrar tanta energía como en el escenario de temporada lluviosa, de igual forma las centrales térmicas son las que tienen que suplir este déficit aumentando su generación.

La central Paute se puede ver que en las horas de menos demanda baja considerablemente su generación y luego aumenta en las horas pico. Esto por el motivo

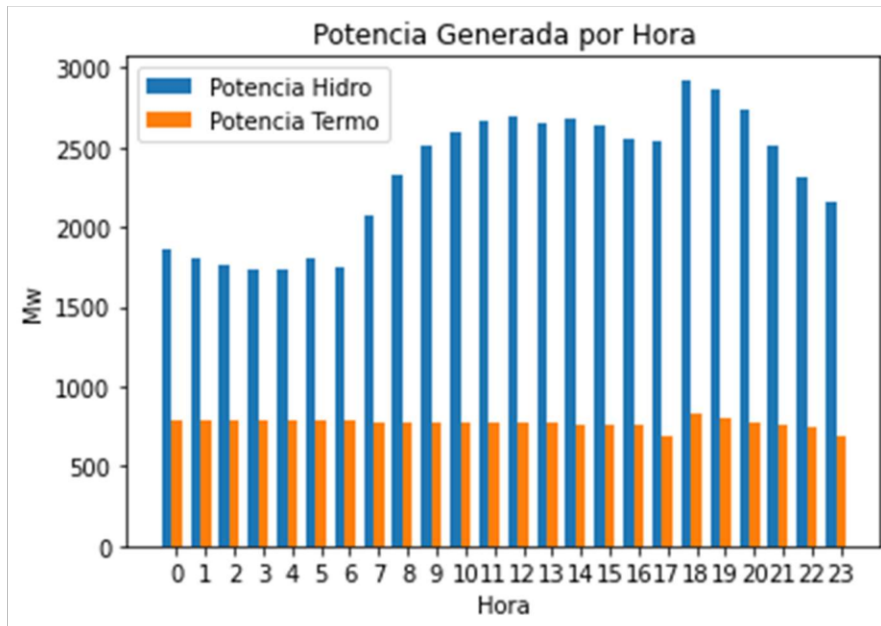
de los escasos de agua lo que hace que sea necesario almacenar agua y no puede entregar durante todo el día la misma cantidad ya que su embalse se agota.

Se observa que la central Sopladora está ligada a la central Paute ya que esta río abajo y al ser una central de pasada, si Paute almacena agua, Sopladora no la recibe por lo que no podrá generar y de igual forma si Paute genera, como se ve en la hora pico entonces Sopladora aumenta también su generación.



**Figura 3.2.2.1.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio A usando el escenario SNI temporada Seca

Los datos de demanda y generación que se observa en comparación con los de temporada lluviosa se ven muchas similitudes en el consumo por hora llegando a ser casi los mismos valores de demanda para las dos temporadas.

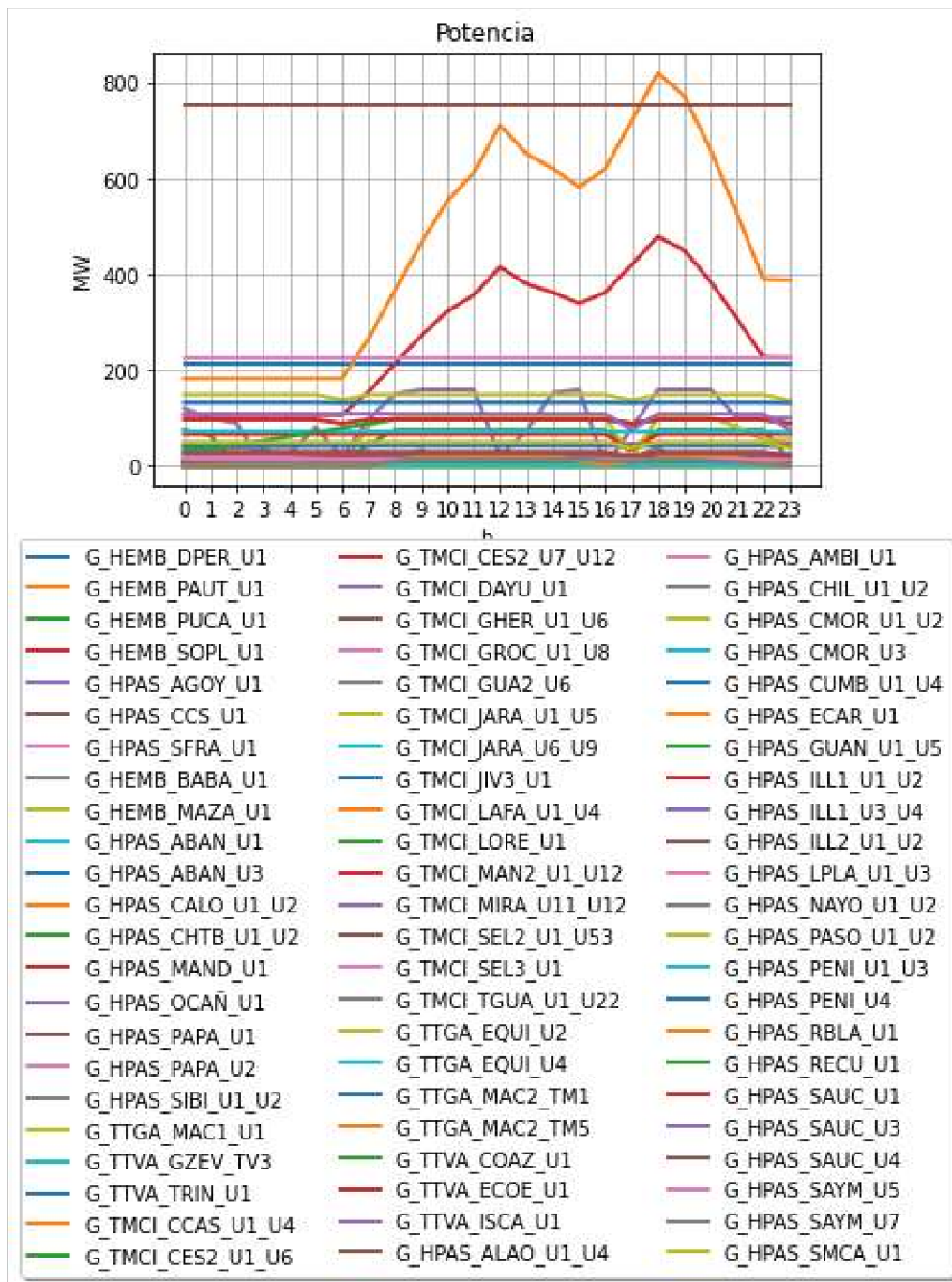


**Figura 3.2.2.1.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio A usando el escenario SNI temporada Seca

En la figura 3.2.2.1.3 se puede ver que la cantidad de potencia de las centrales térmicas sube considerablemente y se mantiene casi de manera lineal durante todo el periodo, esto debido a que las centrales hidroeléctricas con embalse como Paute en las horas de menos demanda almacenan el agua y en las horas pico descargan más agua lo que hace que las centrales térmicas entreguen potencia de manera constante durante el periodo de estudio.

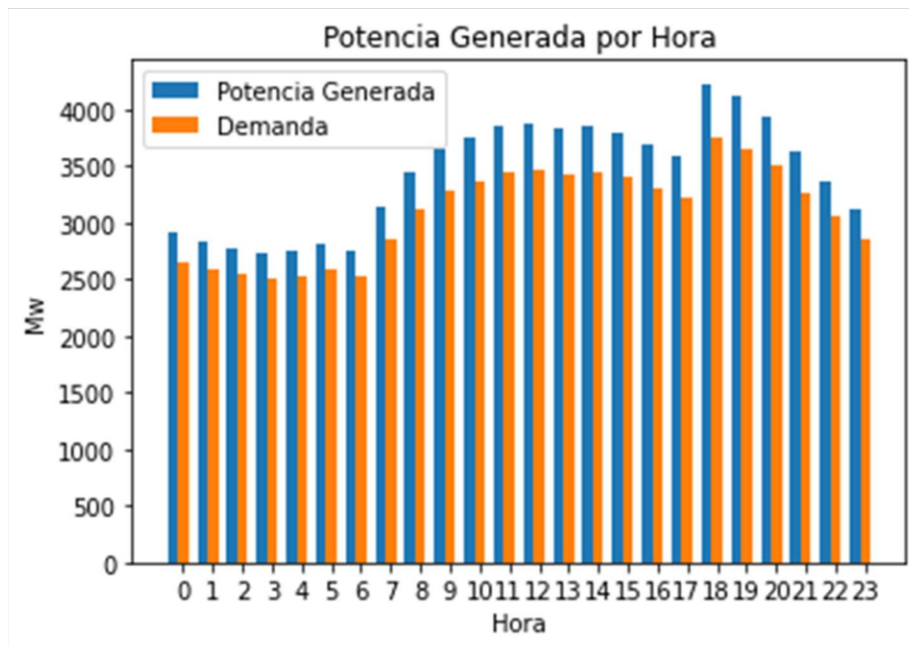
### 3.2.2.2. Caso de Estudio B SNI

- Función de costos cuadrática.
- Uso de algoritmo OPF-DC.
- Modelación de pérdidas del sistema usando factores de entrega
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario
- Cálculo del caudal usando la eficiencia calculada por medio de la altura con la ecuación (4) para la central Paute.
- Solver GUROBI



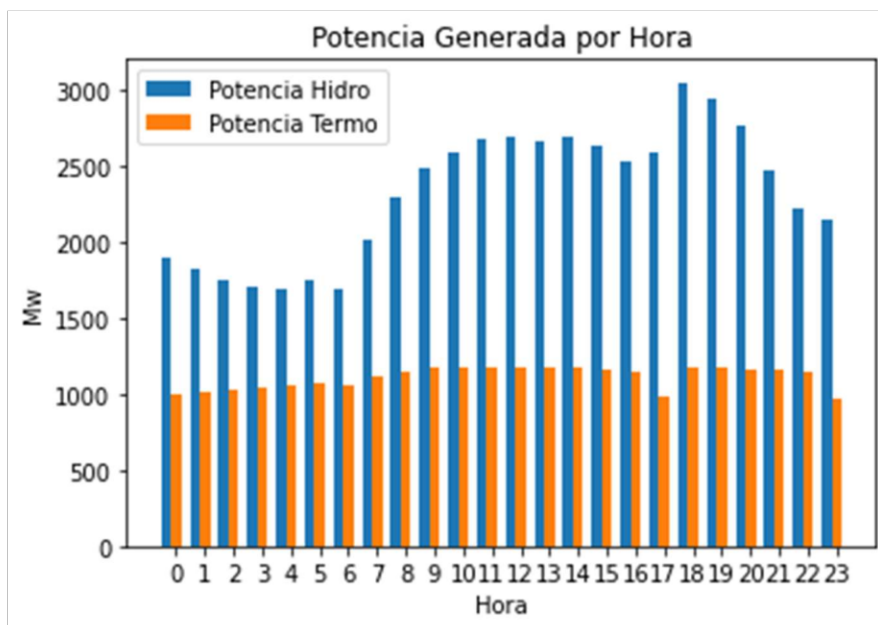
**Figura 3.2.2.1.** Curva de generación del caso de estudio B usando el escenario SNI temporada Seca

Para el caso de estudio B considerando pérdidas en el sistema se encontró el mismo comportamiento anterior, las centrales hidroeléctricas almacenan agua en las horas de menos demanda y descargan en las horas pico, por lo que la central Paute genera en gran cantidad solo en las horas pico.



**Figura 3.2.2.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio B usando el escenario SNI temporada Seca

Se observa que la generación aumenta con respecto a la demanda para suplir las pérdidas del sistema.

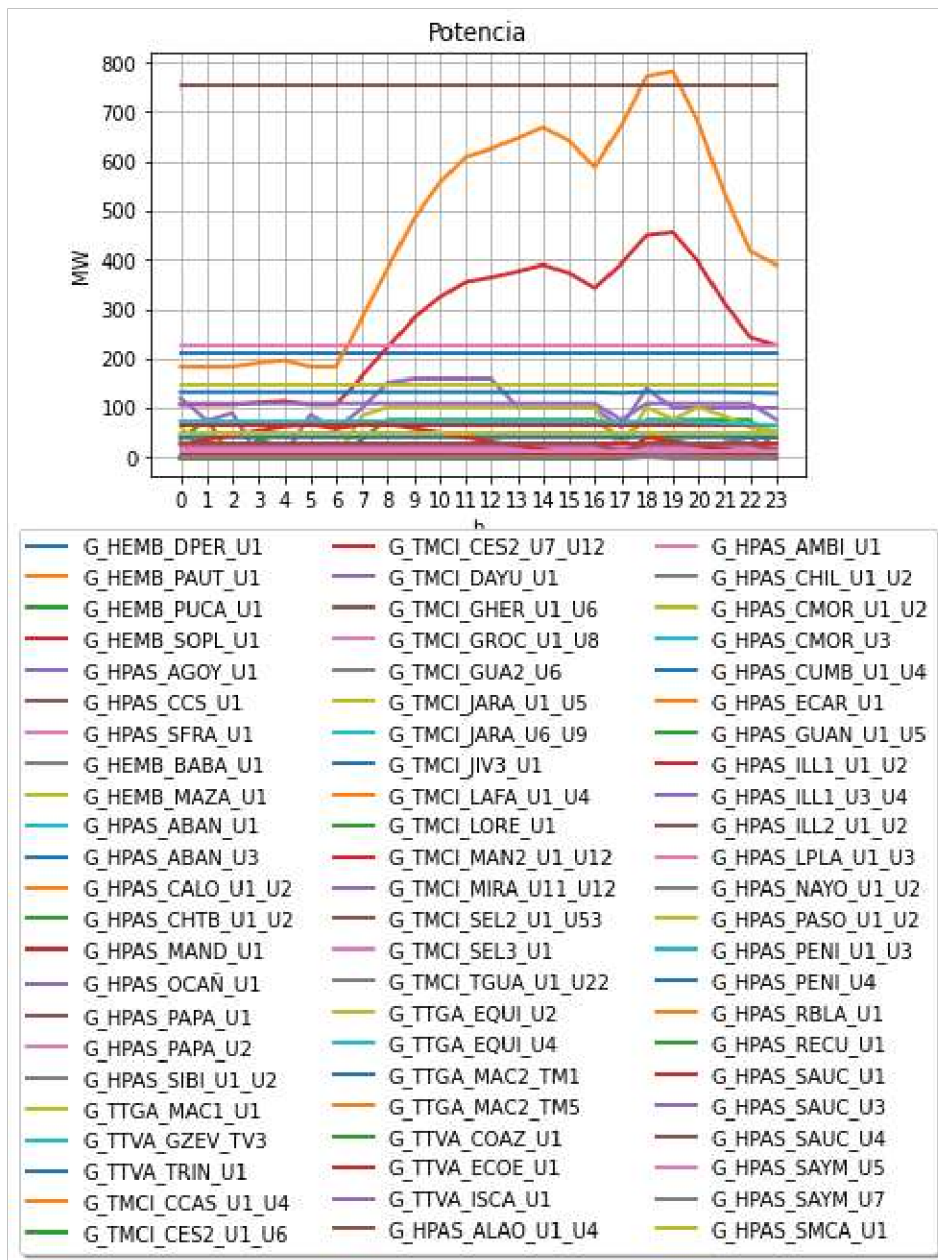


**Figura 3.2.2.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio B usando el escenario SNI temporada Seca

Se puede ver que la curva de generación de las hidroeléctricas es igual a la del caso de estudio A, mientras que la curva de las centrales térmicas aumenta. Esto nos da a entender que las pérdidas del sistema son cubiertas por la generación térmica.

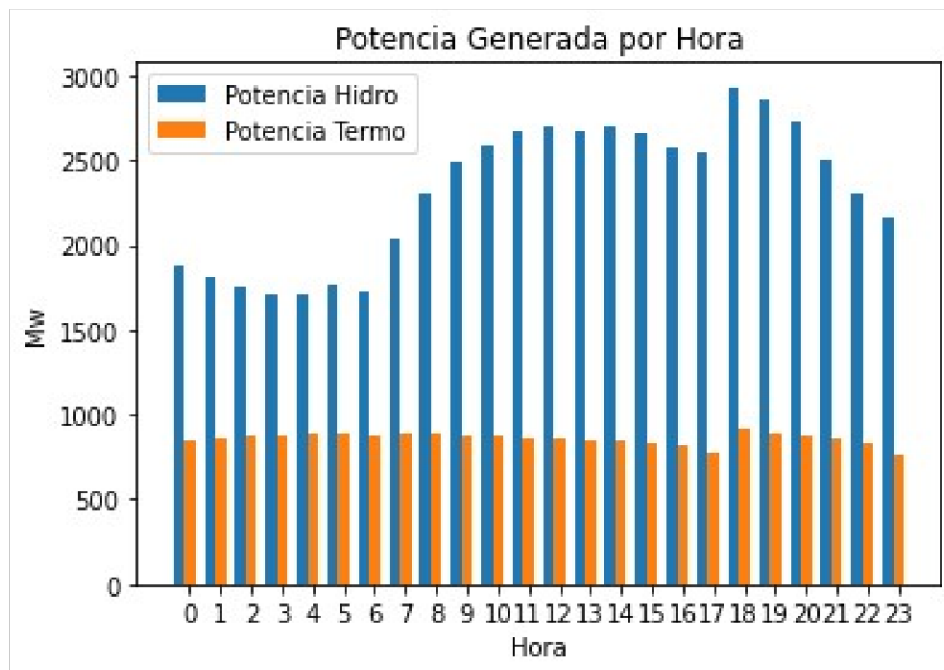
### 3.2.2.3. Caso de Estudio C SNI

- Función de costos cuadrática.
- Uso de algoritmo OPF-DC.
- Modelación de pérdidas usando cargas ficticias.
- Cálculo del caudal por medio de la eficiencia dada por el usuario.
- Cálculo del caudal usando la eficiencia calculada por medio de la altura con la ecuación (4) para la central Paute.
- Solver GUROBI

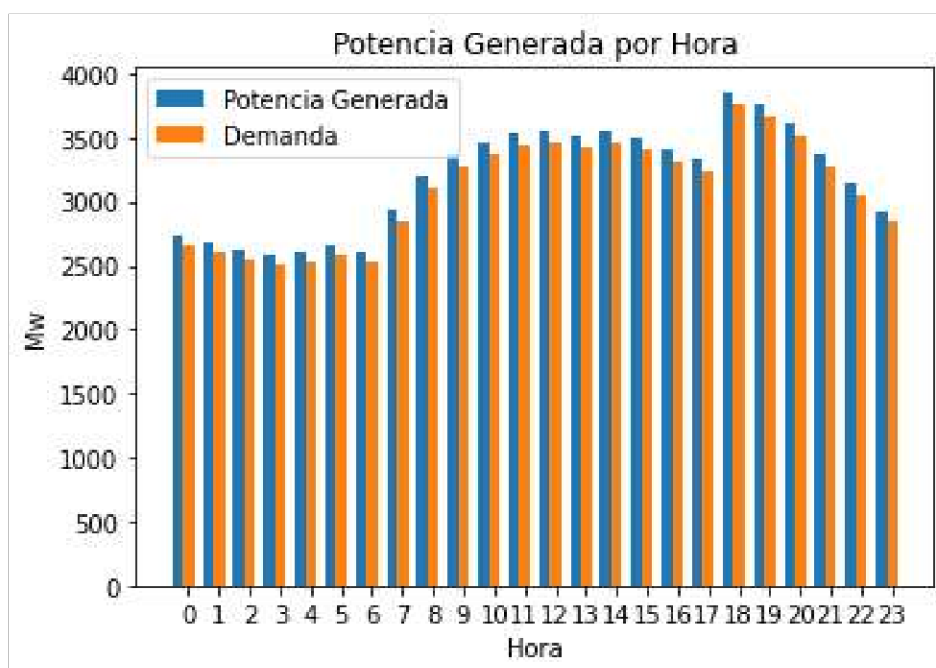


**Figura 3.2.2.3.1.** Curva de generación del caso de estudio C usando el escenario SNI temporada Seca





**Figura 3.2.2.3.2.** Gráfico de barras, comparación entre generación y demanda del caso de estudio C usando el escenario SNI temporada Seca



**Figura 3.2.2.3.3.** Gráfico de barras, comparación entre generación hídrica y generación térmica del caso de estudio C usando el escenario SNI temporada Seca

**Tabla 4.** Comparación de tiempos de resolución diferentes casos de estudio y diferente función de costos.

Temporada	Función de costos	Caso de estudio A	Caso de estudio B	Caso de estudio C
Lluviosa	Lineal	5.6235s	190.5143s	13.1457s
	Cuadrática	5.8531s	108.6385s	12.9394s
Seca	Lineal	5.3892s	16.8338s	13.0384s
	Cuadrática	6.4480s	17.3268s	13.3148s

Al ver la tabla 4 se observa que a la herramienta computacional le toma menos tiempo el resolver el problema de optimización usando la función de costos lineal y para el caso de estudio de temporada seca. Los tiempos de resolución fueron menores para para el caso de estudio A el cual usa el modelo uninodal.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1. CONCLUSIONES**

- Mediante el uso del lenguaje de programación Python y la librería Pyomo se implementó un software computacional capaz de obtener el despacho hidrotérmico de corto plazo para un periodo de análisis de 24 horas, el software funciona implementa un modelo uninodal sin pérdidas, así como un modelo que considera la red eléctrica a través de un OPF-DC y las pérdidas del sistema.
- La optimización (minimización) de costos de un SEP tiende a reducir la cantidad de potencia generada por centrales termoeléctricas y aumentar la potencia generada por centrales hidroeléctricas, logrando una mejora económica y una mejora ambiental.
- Los resultados obtenidos para el SNI ecuatoriano resaltan la importancia de considerar las diferentes temporadas hidrológicas, lluviosa y seca, ya que de esto depende la cantidad del recurso hídrico y el consiguiente despacho de generación.
- Al comparar los resultados del modelo uninodal respecto del modelo que incluye la red eléctrica, las pérdidas en un escenario de temporada seca son asumidas por las centrales térmicas. Si se consideran los costos y tiempos de arranque y parada de estas, en ciertas ocasiones es óptimo no apagarlas y mantenerlas generando con potencia mínima.
- En el caso de estudio del SNI se evidencia que las centrales con concatenación hidráulica no podrán generar a menos que la central aguas arriba genere, como en el caso de Mazar, Paute y Sopladora.
- En el presente trabajo se presenta el método de cálculo de la potencia generada por una central hidroeléctrica a través de los factores de descarga, el método no pudo implementarse ya que no se disponen de tablas de factores de descarga para las centrales del SNI.

### **4.2. RECOMENDACIONES**

- Analizando los tiempos de cálculo de cada optimizador se concluye que el software GUROBI es el que mejor rendimiento presenta para este tipo de problemas, por lo que se recomienda su uso en trabajos similares.
- Para estudios posteriores se recomienda investigar la aplicación de algoritmos genéticos y redes neuronales para la solución del DHT-CP conjuntamente con predicción de la demanda para diferentes escenarios hidrológicos.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. PÉREZ, OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO EN EL CORTO PLAZO BASADO EN EL MODELO PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA, Quito: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, 2015.
- [2] M. Vilkkko y H. Antila, SHORT-TERM HYDROTHERMAL COORDINATION WITH DIFFERENT LOAD FOLLOWING PROPERTIES, San Francisco: 13th Triennial World Congress, 1996.
- [3] V. Palomeque y I. Valdez, Diseño de una central hidroeléctrica para abastecer la demanda del consumo eléctrico de plantaciones Malima CÍA. LTDA, Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [4] H. Valencia, MODELO DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO CON FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA UTILIZANDO HERRAMIENTAS CONVENCIONALES DE OPTIMIZACIÓN, CIUDAD UNIVERSITARIA : UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, 2018.
- [5] A. Wood y B. Wollenberg, POWER GENERATION, OPERATION, AND CONTROL, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2014.
- [6] S. Pinzón, DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y, Quito: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, 2020.
- [7] A. Kumar, Short term Hydrothermal Scheduling Using Evolutionary Programming, Patiala: Thapar University, 2009.
- [8] L. Fangxing y B. Rui, DCOPF-Based LMP Simulation: Algorithm, Comparison With ACOPF, and Sensitivity, Knoxville, Tennessee: IEEE, 2007.
- [9] C. Troncoso y R. Torres, SEEDS: Herramienta Educativa para Estudios de Coordinación Hidrotérmica, Santiago: IEEE, 2008.
- [10] Y. Kawajir, «Ipopt Documentation,» Ipopt, 1 Enero 2005. [En línea]. Available: <https://coin-or.github.io/Ipopt/index.html>. [Último acceso: 19 Febrero 2022].
- [11] A. Makhorin, «GLPK (GNU Linear Programming Kit),» GLPK, 23 Julio 2012. [En línea]. Available: <https://www.gnu.org/software/glpk/#introduction>. [Último acceso: 19 Febrero 2022].
- [12] G. Optimization, «Gurobi Optimizer,» Gurobi Optimization, LLC, 1 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer/>. [Último acceso: 19 Febrero 2022].
- [13] F. Li y R. Bo, DCOPF-Based LMP Simulation: Algorithm, Comparison With ACOPF, and Sensitivity, Knoxville: IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2007.
- [14] J. Agüera, Mécanica de fluidos incomprensibles y turbomáquinas hidráulicas, Córdoba: CIENCIA 3 Distribución, S.L., 1996.
- [15] P. Childs, Mechanical Design Engineering Handbook, Oxford: Butterworth-Heinemann, 2013.

- [16] C. Rueda, implementación de una herramienta computacional en lenguaje Python para obtener las curvas de oferta de importación/exportación de un sistema eléctrico de potencia, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2021.
- [17] F. BENAVIDES, EXPANSIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN MEDIANTE EL, Quito: Universidad Politécnica Salesiana , 2017.

## 6. ANEXOS

### ANEXO I. TABLA DE RESULTADOS METODO A IEEE 14 BARRAS

Tabla 2. Resultados método A IEEE 14 Barras en MW

Tiempo Horas	GH_1	GH_2	GH_3	GT_1	GT_2
0	272	40	25	0	0
1	251	40	25	0	0
2	190	40	25	0	0
3	145	40	25	0	0
4	125	40	25	0	0
5	146	40	25	0	0
6	167	40	25	0	0
7	197	80	37	0	0
8	227	84	25	0	0
9	187	40	25	0	0
10	216	40	25	0	0
11	246	44	25	0	0
12	276	77	25	0	0
13	280	73	25	0	0
14	280	53	25	0	0
15	272	40	25	0	0
16	259	70	50	0	0
17	274	110	80	0	0
18	280	150	110	0	30
19	280	83	110	0	10
20	280	40	110	0	10
21	280	45	25	0	10
22	225	40	25	0	10
23	179	40	25	0	10

## ANEXO II. TABLA DE RESULTADOS METODO B IEEE 14 BARRAS

**Tabla 3.** Resultados método B IEEE 14 Barras en MW

Tiempo Horas	GH_1	GH_2	GH_3	GT_1	GT_2
0	0	97,78161	150	110	0
1	1	75,77349	150	110	0
2	2	30	150	91,22555	0
3	3	30	150	42,47106	0
4	4	30	145,4783	25	0
5	5	30	150	43,08243	0
6	6	49,08116	120,5444	73,08243	0
7	7	79,08116	150	103,0824	0
8	8	95,1298	150	110	0
9	9	48,00956	150	67,81443	0
10	10	78,00956	150	67,96371	0
11	11	108,0096	142,6669	80	0
12	12	138,0096	150	110	0
13	13	137,8364	150	110	0
14	14	160	150	65,25233	0
15	15	190	135,0184	25	0
16	16	220	121,8952	50	0
17	17	250	113,1788	80	0
18	18	280	150	110	0
19	19	210,7712	150	110	0
20	20	186,1214	150	110	0
21	21	107,7551	150	110	0
22	22	44,57125	150	110	0
23	23	30	150	75,06652	0

## ANEXO III. TABLA DE RESULTADOS METODO C IEEE 14 BARRAS

Tabla 4. Resultados método C IEEE 14 Barras en MW

Tiempo Horas	GH_1	GH_2	GH_3	GT_1	GT_2
0	108,9573	150	110	0	0
1	85,9616	150	110	0	0
2	30	139,1728	110	0	0
3	30	89,90121	110	0	0
4	30	68,00036	110	0	0
5	30	90,98748	110	0	0
6	53,74629	110	90,22832	0	0
7	83,74629	150	110	0	0
8	107,8282	150	110	0	0
9	63,79396	102,0644	110	0	0
10	93,79396	103,8102	110	0	0
11	123,794	111,0301	110	0	0
12	153,794	150	110	0	0
13	153,7897	150	110	0	0
14	160	121,8888	110	0	0
15	190	68,89315	110	0	0
16	220	84,87168	110	0	0
17	250	118,9524	110	28,97542	0
18	280	150	110	43,97542	40
19	219,7456	150	110	28,97542	20
20	191,6391	150	110	20	10
21	104,0486	150	110	20	10
22	38,35457	150	110	20	10
23	30	107,9882	110	20	10



## ANEXO IV. TABLA DE RESULTADOS METODO A SNI TEMPORADA LLUVIOSA

**Tabla 5-1.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_HEMB_DPER_U1	G_HEMB_PAUT_U1	G_HEMB_PUCA_U1	G_HEMB_SOPL_U1	G_HPAS_AGOY_U1	G_HPAS_CCS_U1	G_HPAS_SFRA_U1
0	213,3	490,5319	76	286,3088	136,2288	752,76	226,26
1	213,3	546,0728	76	318,7263	0	752,76	226,26
2	213,3	526,7405	76	307,4427	0	752,76	226,26
3	213,3	464,3288	76	271,0148	79,9	752,76	226,26
4	213,3	436,6897	76	254,8827	159,8	752,76	226,26
5	213,3	502,0254	76	293,0172	159,8	752,76	226,26
6	213,3	586,9689	76	342,5962	14,80226	752,76	226,26
7	213,3	687,0039	76	400,9837	94,70226	752,76	226,26
8	213,3	787,0389	76	459,3711	111,8	752,76	226,26
9	213,3	887,0739	76	487,35	114,2707	752,76	226,26
10	213,3	935,4929	76	487,35	159,8	752,76	226,26
11	213,3	992,1874	76	487,35	159,8	752,76	226,26
12	213,3	1032,759	76	487,35	159,8	752,76	226,26
13	213,3	999,0311	76	487,35	158,2182	752,76	226,26
14	213,3	1020,239	76	487,35	159,8	752,76	226,26
15	213,3	970,8951	76	487,35	159,8	752,76	226,26
16	213,3	987,7536	76	487,35	47,7	752,76	226,26
17	213,3	987,56	76	370,0377	79,9	752,76	226,26
18	213,3	1087,595	76	487,35	159,8	752,76	226,26
19	213,3	1075,99	76	487,35	159,8	752,76	226,26
20	213,3	1065,194	76	487,35	111,8	752,76	226,26
21	213,3	860,3436	76	487,35	111,8	752,76	226,26
22	213,3	766,7006	76	447,5002	111,8	752,76	226,26
23	213,3	672,0983	76	392,2837	111,8	752,76	226,26

**Tabla 5-2.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_HEMB _BABA_U 1	G_HEMB_ MAZA_U1	G_HPAS_ ABAN_U 1	G_HPAS_ ABAN_U 3	G_HPAS_C ALO_U1_U 2	G_HPAS_C HTB_U1_U 2	G_HPAS_ MAND_U 1
0	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
1	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
2	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
3	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
4	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
5	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
6	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
7	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
8	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
9	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
10	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
11	21,06	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
12	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
13	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
14	4,268638	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
15	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
16	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
17	21,06	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
18	42,12	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
19	42,12	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
20	5,224608	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
21	5,224608	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
22	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
23	10,44922	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6

**Tabla 5-3.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_ OCAÑ_U1	G_HPAS_ PAPA_U1	G_HPAS_ PAPA_U2	G_HPAS_SI BI_U1_U2	G_TTGA_ MAC1_U1	G_TTVA_ GZEV_TV3	G_TTVA_ TRIN_U1
0	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
1	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
2	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
3	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
4	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
5	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
6	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
7	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
8	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
9	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
10	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
11	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
12	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
13	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
14	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
15	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
16	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
17	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0
18	26,1	2,16	4,08	14,535	62,25075	1,5	1
19	26,1	2,16	4,08	14,535	49,8006	0	0
20	26,1	2,16	4,08	14,535	37,35045	0	0
21	26,1	2,16	4,08	14,535	24,9003	0	0
22	26,1	2,16	4,08	14,535	12,45015	0	0
23	26,1	2,16	4,08	14,535	0	0	0

**Tabla 5-4.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_C CAS_U1_U 4	G_TMCI_C ES2_U1_U 6	G_TMCI_C ES2_U7_U 12	G_TMCI_DAYU_U 1	G_TMCI_G HER_U1_U 6	G_TMCI_G ROC_U1_U 8	G_TMCI_GUA2_U 6
0	10,4	1,375	0,654	0	0	20,016	3
1	10,4	0	0	0	0	20,016	1,5
2	10,4	0	0	0	0	20,016	0
3	10,4	0	0	0	0	20,016	0
4	9,4	0	0	0	0	20,016	0
5	4,7	5,625	0	0	0	11,012	0
6	0	4,375	0	0	0	0	0
7	4,7	5,75	0	0	0	9,60399	0
8	9,4	7,125	1,808	0	0	20,016	8
9	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
10	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
11	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
12	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
13	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
14	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
15	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
16	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
17	5,7	7,125	1,154	0,9	0,9	9,004	6,5
18	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
19	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
20	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
21	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
22	5,7	7,125	1,154	0,9	0,9	9,004	6,5
23	1	5,75	0,5	0,6	0,6	0	5

**Tabla 5-5.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_J ARA_U1_U5	G_TMCI_J ARA_U6_U9	G_TMCI _JIV3_U 1	G_TMCI_L AFA_U1_U 4	G_TMCI _LORE_ U1	G_TMCI_M AN2_U1_U 12	G_TMCI_MI RA_U11_U1 2
0	13,52	0	0	3,748	0	29,7	4,5
1	13,52	0	0	1,874	0	29,7	4,5
2	13,52	0	0	0	0	29,7	3
3	13,52	0	0	0	0	29,7	4,5
4	11,27	0	0	0	0	25,26284	3
5	9,02	0	0	0	0	15,41284	1,5
6	6,77	0	0	0	0	5,562839	0
7	9,02	0	0	3,374	0	15,41284	1,5
8	11,27	0	0	5,248	0	25,26284	3
9	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
10	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
11	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
12	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
13	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
14	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
15	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
16	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
17	11,27	0,75	0,25	3,374	0	19,85	3
18	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
19	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
20	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
21	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
22	11,27	0,75	0,25	3,374	0	19,85	3
23	9,02	0,3	0	1,5	0	10	1,5

**Tabla 5-6.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_SEL2_U1_U53	G_TMCI_SEL3_U1	G_TMCI_TGUA_U1_U22	G_TTGA_EQUI_U2	G_TTGA_EQUI_U4	G_TTGA_MAC2_TM1	G_TTGA_MAC2_TM5
0	0	0,44	0	14,725	8,5	0	3,5
1	0	0	0	14,725	8,5	0	0
2	0	0	0	14,725	8,5	0	0
3	0	0	0	14,725	8,5	0	0
4	0	0	0	12,3625	6,25	0	0
5	0	0	0	10	4	0	0
6	0	0	0	7,6375	1,75	0	0
7	0	0	0	10	4	0	0
8	0	0	0	12,3625	6,25	8,5	8,5
9	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
10	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
11	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
12	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
13	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
14	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
15	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
16	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
17	0	1,44	2,2656	12,3625	6,25	8,25	5
18	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
19	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
20	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
21	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
22	0	1,44	2,2656	12,3625	6,25	8,25	5
23	0	1	1,5	10	4	8	1,5

**Tabla 5-7.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_TTVA_ COAZ_U1	G_TTVA_ ECOUE_U1	G_TTVA_ _ISCA_U 1	G_HPAS_AL AO_U1_U4	G_HPAS_ AMBI_U1	G_HPAS_C HIL_U1_U2	G_HPAS_C MOR_U1_U 2
0	9,69	3,86	0	0	0	0	0
1	9,69	1,93	0	0	0	0	0
2	9,69	0	0	0	0	0	0
3	9,69	0	0	0	0	0	0
4	7,19	0	0	0	0	0	0
5	3,595	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0
7	3,595	0	0	0	0	0	0
8	7,19	7,56	0	0	0	0	0
9	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
10	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
11	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
12	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
13	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
14	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
15	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
16	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
17	6,095	5,63	2,226	0	0	0	0
18	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
19	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
20	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
21	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
22	6,095	5,63	2,226	0	0	0	0
23	2,5	3,7	1,5	0	0	0	0

**Tabla 5-8.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_ CMOR_U 3	G_HPAS_C UMB_U1_ U4	G_HPAS _ECAR_ U1	G_HPAS_G UAN_U1_U 5	G_HPAS_I LL1_U1_U 2	G_HPAS_I LL1_U3_U 4	G_HPAS_I LL2_U1_U 2
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	1	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0



**Tabla 5-9.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_L PLA_U1_U 3	G_HPAS_N AYO_U1_U 2	G_HPAS_P ASO_U1_U 2	G_HPAS_P ENI_U1_U 3	G_HPAS _PENI_U 4	G_HPAS_ RBLA_U1	G_HPAS_ RECU_U1
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	1	0,389	0	4,134146
19	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 5-10.** Resultados método A SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_HPAS_SA UC_U1	G_HPAS_SA UC_U3	G_HPAS_SA UC_U4	G_HPAS_SA YM_U5	G_HPAS_SA YM_U7	G_HPAS_S MCA_U1
0	0	0	0	15,04	0	50
1	0	0	0	15,04	0	50
2	0	0	0	15,04	0	37,5
3	0	0	0	15,04	0	25
4	0	0	0	12,52	0	12,5
5	0	0	0	10	0	0
6	0	0	0	7,48	0	0
7	0	0	0	10	0	37,5
8	0	0	0	12,52	0	50
9	0	0	0	15,04	0	50
10	0	0	0	15,04	0	50
11	0	0	0	15,04	0	50
12	0	0	0	15,04	0	50
13	0	0	0	15,04	0	50
14	0	0	0	15,04	0	50
15	0	0	0	15,04	0	50
16	0	0	0	15,04	0	50
17	0	48,606	0	12,52	0	37,5
18	8,3354	82,212	27,404	15,04	0	50
19	0	48,606	7,5	15,04	0	50
20	0	15	0	15,04	0	50
21	0	0	0	15,04	0	50
22	0	0	0	12,52	0	37,5
23	0	0	0	10	0	25

## ANEXO V. TABLA DE RESULTADOS METODO B SNI TEMPORADA LLUVIOSA

**Tabla 6-1.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_HEMB_DPER_U1	G_HEMB_PAUT_U1	G_HEMB_PUCA_U1	G_HEMB_SOPL_U1	G_HPAS_AGOY_U1	G_HPAS_CCS_U1	G_HPAS_SFRA_U1
0	213,3	553,5826	76	323,1096	93,09633	752,76	226,26
1	213,3	504,5991	76	294,5194	96,98525	752,76	226,26
2	213,3	459,1812	76	268,0103	108,8577	752,76	226,26
3	213,3	429,5078	76	250,6909	118,0002	752,76	226,26
4	213,3	435,5923	76	254,2422	112,0242	752,76	226,26
5	213,3	501,2815	76	292,583	83,56665	752,76	226,26
6	208,5748	587,2985	71,86896	338,491	1,1E-09	746,4314	221,5719
7	213,3	687,3335	76	401,176	32,70306	752,76	226,26
8	213,3	787,3685	76	459,5634	112,6031	752,76	226,26
9	213,3	887,4035	76	487,35	159,027	752,76	226,26
10	213,3	987,4385	76	487,35	159,8	752,76	226,26
11	213,3	1087,473	76	487,35	159,8	752,76	226,26
12	213,3	1087,595	76	487,35	159,8	752,76	226,26
13	213,3	1079,74	76	487,35	151,0978	752,76	226,26
14	213,3	1074,919	76	487,35	144,4211	752,76	226,26
15	213,3	1042,037	76	487,35	100,511	752,76	226,26
16	213,3	944,3178	76	487,35	64,81188	752,76	226,26
17	206,6915	987,56	70,35941	475,0624	79,9	743,5175	219,6065
18	213,3	1087,595	76	487,35	159,8	752,76	226,26
19	213,3	1071,13	76	487,35	149,6365	752,76	226,26
20	213,3	953,5408	76	487,35	141,0805	752,76	226,26
21	213,3	813,45	76	474,7865	100,6231	752,76	226,26
22	213,3	679,0377	76	396,334	122,9769	752,76	226,26
23	211,159	634,9563	74,08784	368,7233	109,1379	749,7417	224,1456

**Tabla 6-2.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo o Horas	G_HEMB_ _BABA_U 1	G_HEMB_ MAZA_U1	G_HPAS_ ABAN_U 1	G_HPAS_ ABAN_U 3	G_HPAS_C ALO_U1_U 2	G_HPAS_C HTB_U1_U 2	G_HPAS_ MAND_U 1
0	1,79E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
1	1,86E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
2	1,74E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
3	1,97E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
4	1,95E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
5	1,94E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
6	8,71E-10	102	12,18507	19,50849	15,81022	5,670502	62,56232
7	1,51E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
8	13,85188	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
9	3,13E-08	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
10	12,83863	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
11	7,236758	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
12	28,29676	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
13	7,47E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
14	7,04E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
15	6,61E-09	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
16	1,1E-08	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
17	21,06	102	11,07263	18,06874	15,20214	5,144933	61,0722
18	42,12	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
19	3,239732	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
20	7,209484	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
21	3,079111	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
22	7,370105	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
23	3,579146	101,6258	13,42926	21,05451	16,50896	6,405571	64,68723

**Tabla 6-3.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_ OCAÑ_U1	G_HPAS_ PAPA_U1	G_HPAS_ PAPA_U2	G_HPAS_SI BI_U1_U2	G_TTGA_ MAC1_U1	G_TTVA_ GZEV_TV3	G_TTVA_ TRIN_U1
0	26,1	2,16	4,08	14,535	78,59866	8,16E-10	1,04E-09
1	26,1	2,16	4,08	14,535	80,58415	8,29E-10	1E-09
2	26,1	2,16	4,08	14,535	83,88535	8,45E-10	1,01E-09
3	26,1	2,16	4,08	14,535	88,91849	8,58E-10	1,02E-09
4	26,1	2,16	4,08	14,535	95,40715	8,68E-10	1,07E-09
5	26,1	2,16	4,08	14,535	103,336	8,46E-10	1,15E-09
6	22,87878	1,403786	2,666244	11,37363	112,4501	3,53E-10	5,02E-10
7	26,1	2,16	4,08	14,535	124,9003	6,55E-10	1,42E-09
8	26,1	2,16	4,08	14,535	137,3504	4,23E-09	0,42889
9	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	1,48E-09	9,71E-09
10	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	5,58E-09	0,162397
11	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	9,17E-09	1,48E-08
12	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	1,06E-08	1
13	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	3,81E-09	0
14	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	1,08E-09	0
15	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	1,84E-09	0
16	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	0	0
17	21,94885	1,362627	2,515067	10,3217	137,3505	0	0
18	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	27,5	91,5
19	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	25,5	90,5
20	26,1	2,16	4,08	14,535	137,3504	23,5	89,5
21	26,1	2,16	4,08	14,535	124,9003	21,5	88,5
22	26,1	2,16	4,08	14,535	112,4501	19,5	87,5
23	24,04336	1,486732	2,933621	12,57352	100	17,5	86,5

**Tabla 6-4.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_C CAS_U1_U 4	G_TMCI_C ES2_U1_U 6	G_TMCI_C ES2_U7_U 12	G_TMCI_DAYU_U 1	G_TMCI_G HER_U1_U 6	G_TMCI_G ROC_U1_U 8	G_TMCI_GUA2_U 6
0	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
1	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
2	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
3	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
4	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
5	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
6	5,7	7,125	1,154	0,9	0,9	9,004	6,5
7	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
8	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
9	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
10	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
11	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
12	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
13	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
14	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
15	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
16	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
17	5,7	7,125	1,154	0,9	0,9	9,004	6,5
18	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
19	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
20	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
21	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
22	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
23	5,7	7,125	1,154	0,9	0,9	9,004	6,5

**Tabla 6-5.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_JARA_U1_U5	G_TMCI_JARA_U6_U9	G_TMCI_JIV3_U1	G_TMCI_LAFA_U1_U4	G_TMCI_LORE_U1	G_TMCI_MAN2_U1_U12	G_TMCI_MIRAU11_U1_2
0	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
1	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
2	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
3	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
4	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
5	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
6	11,27	0,75	0,25	3,374	3,04E-09	19,85	3
7	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
8	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
9	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
10	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
11	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
12	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
13	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
14	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
15	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
16	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
17	11,27	0,75	0,25	3,374	3,19E-09	19,85	3
18	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
19	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
20	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
21	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
22	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
23	11,27	0,75	0,25	3,374	2,73E-09	19,85	3

**Tabla 6-6.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_SEL2_U1_U53	G_TMCI_SEL3_U1	G_TMCI_TGUA_U1_U22	G_TTGA_EQUI_U2	G_TTGA_EQUI_U4	G_TTGA_MAC2_TM1	G_TTGA_MAC2_TM5
0	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
1	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
2	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
3	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
4	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
5	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
6	3E-09	1,44	2,2656	12,3625	6,25	8,25	5
7	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
8	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
9	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
10	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
11	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
12	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
13	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
14	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
15	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
16	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
17	3,18E-09	1,44	2,2656	12,3625	6,25	8,25	5
18	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
19	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
20	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
21	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
22	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
23	2,62E-09	1,44	2,2656	12,3625	6,25	8,25	5



**Tabla 6-7.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_TTVA_COAZ_U1	G_TTVA_ECOE_U1	G_TTVA_ISCA_U1	G_HPAS_ALAO_U1_U4	G_HPAS_AMBI_U1	G_HPAS_C HIL_U1_U2	G_HPAS_C MOR_U1_U2
0	9,69	7,56	2,952	0	4,6E-11	4,36E-11	1,09E-10
1	9,69	7,56	2,952	0	4,62E-11	4,38E-11	1,09E-10
2	9,69	7,56	2,952	0	4,61E-11	4,37E-11	1,09E-10
3	9,69	7,56	2,952	0	4,63E-11	4,39E-11	1,09E-10
4	9,69	7,56	2,952	0	4,64E-11	4,4E-11	1,1E-10
5	9,69	7,56	2,952	0	4,64E-11	4,4E-11	1,1E-10
6	6,095	5,63	2,226	0	4,22E-11	4E-11	1E-10
7	9,69	7,56	2,952	0	4,44E-11	4,2E-11	1,07E-10
8	9,69	7,56	2,952	0	4,94E-11	4,65E-11	1,22E-10
9	9,69	7,56	2,952	0	4,85E-11	4,57E-11	1,12E-10
10	9,69	7,56	2,952	0	5,16E-11	4,84E-11	1,2E-10
11	9,69	7,56	2,952	0	5,35E-11	5,02E-11	1,21E-10
12	9,69	7,56	2,952	0	5,38E-11	5,06E-11	1,2E-10
13	9,69	7,56	2,952	0	5,12E-11	4,82E-11	1,15E-10
14	9,69	7,56	2,952	0	5,01E-11	4,72E-11	1,16E-10
15	9,69	7,56	2,952	0	5,01E-11	4,72E-11	1,17E-10
16	9,69	7,56	2,952	0	5,07E-11	4,78E-11	1,16E-10
17	6,095	5,63	2,226	0	3,9E-11	3,67E-11	1,97E-10
18	9,69	7,56	2,952	0	2	2	0,5
19	9,69	7,56	2,952	0	0	0	2,25E-10
20	9,69	7,56	2,952	0	0	0	1,11E-10
21	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
22	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
23	6,095	5,63	2,226	0	0	0	0

**Tabla 6-8.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_ CMOR_U 3	G_HPAS_C UMB_U1_ U4	G_HPAS_ _ECAR_ U1	G_HPAS_G UAN_U1_U 5	G_HPAS_I LL1_U1_U 2	G_HPAS_I LL1_U3_U 4	G_HPAS_I LL2_U1_U 2
0	5,74E-11	0	30,71521	0	4,07E-10	4,75E-10	3,74E-10
1	5,65E-11	0	31,71521	0	4,1E-10	4,76E-10	3,76E-10
2	5,66E-11	0	32,71521	0	4,13E-10	4,75E-10	3,8E-10
3	5,73E-11	0	33,71521	0	4,17E-10	4,77E-10	3,85E-10
4	5,82E-11	0	34,71521	0	4,17E-10	4,78E-10	3,92E-10
5	5,77E-11	0	35,71521	0	4,37E-10	5,02E-10	4,01E-10
6	5,51E-11	0	36,71521	0	3,15E-10	3,2E-10	5,72E-10
7	5,61E-11	0	37,71521	0	4,28E-10	4,07E-10	4,37E-10
8	5,86E-11	0	38,71521	0	8,08E-10	1,06E-09	5,46E-10
9	5,8E-11	0	39,71521	0	5,33E-10	6,81E-10	5,14E-10
10	6,17E-11	0	40,71521	0	7,63E-10	1,08E-09	5,83E-10
11	6,45E-11	0	41,71521	0	7,67E-10	1,12E-09	4,9E-10
12	7,1E-11	0	42,71521	0	1,01E-09	1,02E-09	4,65E-10
13	6,1E-11	0	43,71521	0	5,96E-10	7,25E-10	2,43E-10
14	6,01E-11	0	44,71521	0	5,72E-10	7,26E-10	2,6E-10
15	6,07E-11	0	45,71521	0	6,12E-10	6,31E-10	0,055847
16	5,84E-11	0	46,71521	0	0	0	3,230847
17	5,39E-11	0	47,71521	0	0	0	6,405847
18	5,4	0	48,71521	8,29345	8,18	11	9,580847
19	0	0	47,71521	6,29345	6,18	10	6,405847
20	0	0	46,71521	4,29345	4,18	9	3,230847
21	0	0	45,71521	2,29345	2,18	8	0,055847
22	0	0	44,71521	0,29345	0,18	7	1,71E-10
23	0	0	43,71521	3,34E-10	3,38E-10	6	4E-10

**Tabla 6-9.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_L PLA_U1_U 3	G_HPAS_N AYO_U1_U 2	G_HPAS_P ASO_U1_U 2	G_HPAS_P ENI_U1_U 3	G_HPAS _PENI_U 4	G_HPAS_ RBLA_U1	G_HPAS_ RECU_U1
0	0	4,81E-10	7,85E-11	1,42E-09	7,83E-10	1,39E-10	0
1	0	4,8E-10	7,83E-11	1,42E-09	7,88E-10	1,4E-10	0
2	0	4,81E-10	7,77E-11	1,42E-09	7,96E-10	1,38E-10	0
3	0	4,82E-10	7,69E-11	1,42E-09	8,12E-10	1,37E-10	0
4	0	4,84E-10	7,59E-11	1,44E-09	8,5E-10	1,33E-10	0
5	0	4,87E-10	7,51E-11	1,49E-09	9,32E-10	1,32E-10	0
6	0	3,34E-10	6,97E-11	6,58E-10	5,83E-10	1,09E-10	0
7	0	4,32E-10	7,56E-11	9,86E-10	7,63E-10	1,28E-10	0
8	0	9,48E-10	8,62E-11	2,89E-08	1,93E-08	3,86E-10	0
9	0	6,23E-10	8,2E-11	3,98E-09	4,41E-09	8,15E-10	0
10	0	9,34E-10	9,01E-11	2,09E-08	1,43E-08	9,16E-10	0
11	0	9,85E-10	9,3E-11	1,52E-08	9,26E-09	6,43E-10	0
12	0	8,11E-10	9,43E-11	3,79E-08	2,08E-08	3,88E-10	0
13	0	5,9E-10	9,33E-11	2,92E-09	0	7,14E-10	0
14	0	0	9,58E-11	3,06E-09	0	1,06E-09	0
15	0	0	9,94E-11	3,22E-09	0	1,57E-09	0
16	0	2,48	1,01E-10	3,45E-09	0	5,32E-10	0
17	0	3,48	1,48E-10	0,7016	0	9	0
18	0	4,48	0,8	1,7016	10,389	18	43,90952
19	0	3,48	1,77E-10	0,7016	10	9	35
20	0	2,48	0	3,74E-09	9,611	0	26,09048
21	0	1,48	0	0	9,222	0	17,18096
22	0	0,48	0	0	8,833	0	8,27144
23	0	3,3E-10	0	0	8,444	0	6,29E-10

**Tabla 6-10.** Resultados método B SNI temporada lluviosa en MW.

Tiempo Horas	G_HPAS_SA UC_U1	G_HPAS_SA UC_U3	G_HPAS_SA UC_U4	G_HPAS_SA YM_U5	G_HPAS_SA YM_U7	G_HPAS_S MCA_U1
0	1,26E-09	27,20419	10,98985	15,04	0	50
1	1,18E-09	26,08778	11,37308	15,04	0	50
2	1,15E-09	22,35319	11,07082	15,04	0	50
3	1,13E-09	18,77143	10,40162	15,04	0	50
4	1,18E-09	14,10486	8,810939	15,04	0	50
5	1,22E-09	0	6,707607	15,04	0	50
6	8,61E-10	0	1,1E-09	12,52	0	37,5
7	6,27E-10	48,606	7,5	15,04	0	50
8	1,35E-09	82,212	27,404	15,04	0	50
9	7,24E-10	109,616	27,404	15,04	0	50
10	1,9E-09	109,616	27,404	15,04	0	50
11	1,12E-09	109,616	27,404	15,04	0	50
12	0	109,616	27,404	15,04	0	50
13	0	109,616	27,404	15,04	0	50
14	43,3354	109,616	27,404	15,04	0	50
15	51,6708	109,616	27,404	15,04	0	50
16	60,0062	109,616	27,404	15,04	0	50
17	68,3416	76,01	7,5	12,52	0	37,5
18	76,677	109,616	27,404	15,04	11,505	50
19	68,3416	109,616	27,404	15,04	8	50
20	60,0062	100,818	27,404	15,04	4,495	50
21	51,6708	67,212	17,18244	15,04	0,99	50
22	43,3354	33,606	8,861871	15,04	2,05E-10	50
23	35	2,24E-09	1,09E-09	12,52	1,86E-10	37,5

## ANEXO VI. TABLA DE RESULTADOS METODO A SNI TEMPORADA SECA

Tabla 7-1. Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_HEMB_DPER_U1	G_HEMB_PAUT_U1	G_HEMB_PUCA_U1	G_HEMB_SOPL_U1	G_HPAS_AGOY_U1	G_HPAS_CCS_U1	G_HPAS_SFRA_U1
0	213,3	187,4711	76	109,4213	120,4811	752,76	226,26
1	213,3	183,4242	50,79652	107,0592	57,05109	752,76	226,26
2	213,3	183,4242	76	107,0592	0	752,76	226,26
3	213,3	183,4242	0	107,0592	67,30484	752,76	226,26
4	213,3	183,4242	0	107,0592	74,40006	752,76	226,26
5	213,3	183,4242	0	107,0592	136,7951	752,76	226,26
6	213,3	203,5241	0	118,7909	0	752,76	226,26
7	213,3	303,5591	38	177,1784	79,9	752,76	226,26
8	213,3	403,5941	76	235,5658	159,8	752,76	226,26
9	213,3	503,6291	76	293,9533	159,8	752,76	226,26
10	213,3	603,6641	76	352,3407	86,93602	752,76	226,26
11	213,3	606,3311	76	353,8974	159,8	752,76	226,26
12	213,3	617,9819	76	360,6976	159,8	752,76	226,26
13	213,3	658,9563	76	384,6131	64,00643	752,76	226,26
14	213,3	626,1033	76	365,4378	143,9064	752,76	226,26
15	213,3	584,9502	76	341,4179	159,8	752,76	226,26
16	213,3	619,2988	76	361,4662	0	752,76	226,26
17	213,3	703,8013	38	410,7878	0	752,76	226,26
18	213,3	803,8363	76	469,1752	79,9	752,76	226,26
19	213,3	735,3243	76	429,1868	145,04	752,76	226,26
20	213,3	647,2617	76	377,7873	159,8	752,76	226,26
21	213,3	516,7278	76	301,5985	159,8	752,76	226,26
22	213,3	402,5773	64,12188	234,9723	159,8	752,76	226,26
23	213,3	389,5527	12,7008	227,3702	100,62	752,76	226,26

**Tabla 7-2.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_HEMB _BABA_U 1	G_HEMB_ MAZA_U1	G_HPAS_ ABAN_U 1	G_HPAS_ ABAN_U 3	G_HPAS_C ALO_U1_U 2	G_HPAS_C HTB_U1_U 2	G_HPAS_ MAND_U 1
0	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
1	0	35,69766	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
2	19,57383	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
3	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
4	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
5	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
6	0	52,83782	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
7	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
8	9,72794	75,95083	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
9	30,78794	67,71861	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
10	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
11	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
12	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
13	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
14	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
15	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
16	19,00791	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
17	0	17	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
18	21,06	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
19	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
20	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
21	0	82,59281	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
22	21,06	54,3132	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
23	4,702147	54,3132	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6

**Tabla 7-3.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_ OCAÑ_U1	G_HPAS_ PAPA_U1	G_HPAS_ PAPA_U2	G_HPAS_SI BI_U1_U2	G_TTGA_ MAC1_U1	G_TTVA_ GZEV_TV3	G_TTVA_ TRIN_U1
0	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	42,5	133,025
1	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	40,5	133,025
2	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	38,5	133,025
3	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	36,5	133,025
4	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	34,5	133,025
5	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	32,5	133,025
6	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	30,5	133,025
7	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	28,5	133,025
8	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	26,5	133,025
9	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	24,5	133,025
10	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	22,5	133,025
11	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	20,5	133,025
12	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	18,5	133,025
13	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	16,5	133,025
14	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	14,5	133,025
15	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	12,5	133,025
16	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	10,5	132,525
17	26,1	2,16	4,08	14,535	137,3505	8,5	131,525
18	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	10	133,025
19	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	8	133,025
20	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	6	133,025
21	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	4	132,025
22	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	2	131,025
23	26,1	2,16	4,08	14,535	147,1696	0	130,025

**Tabla 7-4.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_C CAS_U1_U 4	G_TMCI_C ES2_U1_U 6	G_TMCI_C ES2_U7_U 12	G_TMCI_DAYU_U 1	G_TMCI_G HER_U1_U 6	G_TMCI_G ROC_U1_U 8	G_TMCI_GUA2_U 6
0	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
1	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
2	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
3	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
4	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
5	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
6	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
7	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
8	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
9	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
10	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
11	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
12	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
13	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
14	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
15	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
16	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
17	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
18	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
19	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
20	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
21	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
22	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
23	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8



**Tabla 7-5.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_J ARA_U1_U5	G_TMCI_J ARA_U6_U9	G_TMCI _JIV3_U 1	G_TMCI_L AFA_U1_U 4	G_TMCI _LORE_ U1	G_TMCI_M AN2_U1_U 12	G_TMCI_MI RA_U11_U1 2
0	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
1	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
2	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
3	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
4	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
5	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
6	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
7	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
8	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
9	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
10	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
11	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
12	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
13	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
14	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
15	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
16	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
17	13,52	1,2	1,6625	5,248	0	29,7	4,5
18	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
19	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
20	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
21	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
22	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
23	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5

**Tabla 7-6.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_SEL2_U1_U53	G_TMCI_SEL3_U1	G_TMCI_TGUA_U1_U22	G_TTGA_EQUI_U2	G_TTGA_EQUI_U4	G_TTGA_MAC2_TM1	G_TTGA_MAC2_TM5
0	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
1	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
2	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
3	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
4	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
5	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
6	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
7	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
8	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
9	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
10	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
11	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
12	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
13	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
14	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
15	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
16	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
17	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
18	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
19	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
20	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
21	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
22	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
23	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5

**Tabla 7-7.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_TTVA_ COAZ_U1	G_TTVA_ ECOUE_U1	G_TTVA_ _ISCA_U 1	G_HPAS_AL AO_U1_U4	G_HPAS_ AMBI_U1	G_HPAS_C HIL_U1_U2	G_HPAS_C MOR_U1_U 2
0	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
1	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
2	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
3	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
4	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
5	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
6	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
7	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
8	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
9	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
10	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
11	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
12	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
13	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
14	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
15	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
16	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
17	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
18	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
19	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
20	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
21	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
22	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
23	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0

**Tabla 7-8.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_HPAS_ CMOR_U 3	G_HPAS_C UMB_U1_ U4	G_HPAS _ECAR_ U1	G_HPAS_G UAN_U1_U 5	G_HPAS_I LL1_U1_U 2	G_HPAS_I LL1_U3_U 4	G_HPAS_I LL2_U1_U 2
0	0	0	48,71521	0	0	0	0
1	0	0	48,71521	0	0	0	0
2	0	0	48,71521	0	0	0	0
3	0	0	48,71521	0	0	0	0
4	0	0	48,71521	0	0	0	0
5	0	0	48,71521	0	0	0	0
6	0	0	48,71521	0	0	0	0
7	0	0	48,71521	0	0	0	0
8	0	0	48,71521	0	0	0	0
9	0	0	48,71521	0	0	0	0
10	0	0	48,71521	0	0	0	0
11	0	0	48,71521	0	0	0	0
12	0	0	48,71521	0	0	0	0
13	0	0	48,71521	0	0	0	0
14	0	0	48,71521	0	0	0	0
15	0	0	48,71521	0	0	0	0
16	0	0	48,71521	0	0	0	0
17	0	0	47,71521	0	0	0	0
18	0	0	48,71521	2	2	1	3,175
19	0	0	48,71521	0	0	0	0
20	0	0	47,71521	0	0	0	0
21	0	0	46,71521	0	0	0	0
22	0	0	45,71521	0	0	0	0
23	0	0	44,71521	0	0	0	0

**Tabla 7-9.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_L PLA_U1_U 3	G_HPAS_N AYO_U1_U 2	G_HPAS_P ASO_U1_U 2	G_HPAS_P ENI_U1_U 3	G_HPAS _PENI_U 4	G_HPAS_ RBLA_U1	G_HPAS_ RECU_U1
0	0	0	0	1,7016	42	0	0
1	0	0	0	1,7016	42	0	0
2	0	0	0	1,7016	42	0	0
3	0	0	0	1,7016	42	0	0
4	0	0	0	1,7016	42	0	0
5	0	0	0	1,7016	42	0	0
6	0	0	0	1,7016	42	0	0
7	0	0	0	1,7016	42	0	0
8	0	0	0	1,7016	42	0	0
9	0	0	0	1,7016	42	0	0
10	0	0	0	1,7016	42	0	0
11	0	0	0	1,7016	42	0	0
12	0	0	0	1,7016	42	0	0
13	0	0	0	1,7016	42	0	0
14	0	0	0	1,7016	42	0	0
15	0	0	0	1,7016	42	0	0
16	0	0	0	1,7016	42	0	0
17	0	0	0	0,7016	41,611	0	0
18	0	1	0	1,7016	42	0	17,81904
19	0	0	0	1,7016	42	0	8,90952
20	0	0	0	1,7016	41,611	0	0
21	0	0	0	1,7016	41,222	0	0
22	0	0	0	1	40,833	0	0
23	0	0	0	0	40,444	0	0

**Tabla 7-10.** Resultados método A SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_HPAS_SA UC_U1	G_HPAS_SA UC_U3	G_HPAS_SA UC_U4	G_HPAS_SA YM_U5	G_HPAS_SA YM_U7	G_HPAS_S MCA_U1
0	0	109,616	27,404	15,04	0	50
1	0	109,616	27,404	15,04	0	50
2	0	109,616	27,404	15,04	0	50
3	0	109,616	27,404	15,04	0	50
4	0	109,616	27,404	15,04	0	50
5	0	109,616	27,404	15,04	0	50
6	0	109,616	27,404	15,04	0	50
7	0	109,616	27,404	15,04	0	50
8	0	109,616	27,404	15,04	0	50
9	0	109,616	27,404	15,04	0	50
10	0	109,616	27,404	15,04	0	50
11	0	109,616	27,404	15,04	0	50
12	0	109,616	27,404	15,04	0	50
13	0	109,616	27,404	15,04	0	50
14	0	109,616	27,404	15,04	0	50
15	0	109,616	27,404	15,04	0	50
16	0	109,616	27,404	15,04	0	50
17	0	76,01	7,5	15,04	0	49,38204
18	36,9481	109,616	27,404	15,04	0	50
19	28,6127	109,616	27,404	15,04	0	50
20	20,2773	109,616	27,404	15,04	0	50
21	11,9419	109,616	27,404	15,04	0	50
22	3,6065	109,616	27,404	15,04	0	50
23	0	76,01	7,5	15,04	0	50

## ANEXO VII. TABLA DE RESULTADOS METODO B SNI TEMPORADA SECA

Tabla 8-1. Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_HEMB_DPER_U1	G_HEMB_PAUT_U1	G_HEMB_PUCA_U1	G_HEMB_SOPL_U1	G_HPAS_AGOY_U1	G_HPAS_CCS_U1	G_HPAS_SFRA_U1
0	213,3	183,4242	76	107,0592	120,4811	752,76	226,26
1	213,3	183,4242	64,17429	107,0592	100,62	752,76	226,26
2	213,3	183,4242	0	107,0592	90,2445	752,76	226,26
3	213,3	183,4242	37,69559	107,0592	0	752,76	226,26
4	213,3	183,4242	0	107,0592	26,84002	752,76	226,26
5	213,3	183,4242	0	107,0592	81,22854	752,76	226,26
6	213,3	183,4242	6,52426	107,0592	18,30902	752,76	226,26
7	213,3	266,8933	44,52426	155,7776	98,20902	752,76	226,26
8	213,3	366,9283	76	214,1651	150,7539	752,76	226,26
9	213,3	466,9633	76	272,5525	159,8	752,76	226,26
10	213,3	555,0035	76	323,939	159,8	752,76	226,26
11	213,3	613,066	76	357,8283	159,8	752,76	226,26
12	213,3	713,101	76	416,2157	20,75457	752,76	226,26
13	213,3	653,356	76	381,3443	73,52021	752,76	226,26
14	213,3	622,5041	76	363,337	153,4202	752,76	226,26
15	213,3	583,4031	76	340,5149	159,8	752,76	226,26
16	213,3	622,3406	76	363,2416	0	752,76	226,26
17	213,3	722,3756	38	421,629	79,9	752,76	226,26
18	213,3	822,4106	76	480,0165	159,8	752,76	226,26
19	213,3	773,6733	76	451,57	159,8	752,76	226,26
20	213,3	660,6575	76	385,606	159,8	752,76	226,26
21	213,3	528,1605	76	308,2715	100,62	752,76	226,26
22	213,3	390,9072	76	228,1608	100,62	752,76	226,26
23	213,3	389,5527	12,7008	227,3702	100,62	752,76	226,26

**Tabla 8-2.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_HEMB_BABA_U1	G_HEMB_MAZA_U1	G_HPAS_ABAN_U1	G_HPAS_ABAN_U3	G_HPAS_C ALO_U1_U2	G_HPAS_C HTB_U1_U2	G_HPAS_MAND_U1
0	0	45,25278	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
1	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
2	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
3	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
4	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
5	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
6	0	0	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
7	0	85	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
8	13,05018	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
9	34,11018	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
10	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
11	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
12	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
13	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
14	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
15	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
16	0	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
17	17,09434	17	0	23,112	9,299997	8,1	33,3
18	38,15434	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
19	4,702147	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
20	4,702147	102	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
21	4,702147	82,27173	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
22	4,702147	54,58642	15,408	23,112	18,59999	8,1	66,6
23	4,702147	54,3132	15,408	23,112	6,36426	8,1	66,6



**Tabla 8-3.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_ OCAÑ_U1	G_HPAS_ PAPA_U1	G_HPAS_ PAPA_U2	G_HPAS_SI BI_U1_U2	G_TTGA_ MAC1_U1	G_TTVA_ GZEV_TV3	G_TTVA_ TRIN_U1
0	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
1	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
2	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
3	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
4	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
5	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
6	26,1	2,16	4,08	14,535	138,6604	71,50056	132,025
7	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
8	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
9	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
10	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
11	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
12	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
13	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
14	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
15	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
16	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
17	13,05	0,428	4,08	12,34353	137,3505	71,50056	132,025
18	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
19	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
20	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
21	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
22	26,1	2,16	4,08	14,535	149,8006	73,00056	133,025
23	26,1	2,16	4,08	14,535	137,3505	71,00056	132,025

**Tabla 8-4.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_C CAS_U1_U 4	G_TMCI_C ES2_U1_U 6	G_TMCI_C ES2_U7_U 12	G_TMCI_DAYU_U 1	G_TMCI_G HER_U1_U 6	G_TMCI_G ROC_U1_U 8	G_TMCI_GUA2_U 6
0	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
1	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
2	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
3	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
4	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
5	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
6	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
7	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
8	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
9	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
10	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
11	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
12	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
13	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
14	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
15	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
16	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
17	5,7	7,125	1,154	0,9	0,9	9,004	6,5
18	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
19	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
20	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
21	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
22	10,4	8,5	1,808	1,2	1,2	20,016	8
23	5,7	7,125	1,154	0,9	0,9	9,004	6,5

**Tabla 8-5.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_J ARA_U1_U5	G_TMCI_J ARA_U6_U9	G_TMCI _JIV3_U 1	G_TMCI_L AFA_U1_U 4	G_TMCI _LORE_ U1	G_TMCI_M AN2_U1_U 12	G_TMCI_MI RA_U11_U1 2
0	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
1	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
2	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
3	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
4	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
5	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
6	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
7	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
8	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
9	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
10	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
11	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
12	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
13	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
14	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
15	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
16	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
17	11,27	0,75	0,25	3,374	0	19,85	3
18	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
19	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
20	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
21	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
22	13,52	1,2	1,6625	5,248	0,44	29,7	4,5
23	11,27	0,75	0,25	3,374	0	19,85	3

**Tabla 8-6.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_TMCI_SE L2_U1_U53	G_TMCI _SEL3_U 1	G_TMCI_TG UA_U1_U22	G_TTGA_ EQUI_U2	G_TTGA_ EQUI_U4	G_TTGA_ MAC2_TM 1	G_TTGA_ MAC2_TM 5
0	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
1	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
2	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
3	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
4	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
5	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
6	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
7	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
8	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
9	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
10	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
11	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
12	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
13	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
14	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
15	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
16	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
17	0	1,44	2,2656	12,3625	6,25	8,25	5
18	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
19	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
20	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
21	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
22	0,628	1,88	3,0312	14,725	8,5	8,5	8,5
23	0	1,44	2,2656	12,3625	6,25	8,25	5

**Tabla 8-7.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_TTVA_ COAZ_U1	G_TTVA_ ECOUE_U1	G_TTVA_ _ISCA_U 1	G_HPAS_AL AO_U1_U4	G_HPAS_ AMBI_U1	G_HPAS_C HIL_U1_U2	G_HPAS_C MOR_U1_U 2
0	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
1	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
2	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
3	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
4	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
5	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
6	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
7	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
8	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
9	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
10	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
11	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
12	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
13	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
14	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
15	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
16	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
17	6,095	5,63	2,226	0	0	0	0
18	9,69	7,56	2,952	0	0,472223	0	0,5
19	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
20	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
21	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
22	9,69	7,56	2,952	0	0	0	0
23	6,095	5,63	2,226	0	0	0	0

**Tabla 8-8.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_HPAS_CMOR_U3	G_HPAS_CUMB_U1_U4	G_HPAS_ECAR_U1	G_HPAS_GUAN_U1_U5	G_HPAS_IL1_U1_U2	G_HPAS_IL1_U3_U4	G_HPAS_IL2_U1_U2
0	0	0	48,71521	0	6,88035	37,3984	0
1	0	0	48,71521	0	8,88035	38,3984	0
2	0	0	48,71521	0	10,88035	39,3984	1,775
3	0	0	48,71521	0	12,88035	40,3984	4,95
4	0	0	48,71521	0	14,88035	41,3984	8,125
5	0	0	48,71521	0	16,88035	42,3984	11,3
6	0	0	47,71521	0	18,88035	43,3984	14,475
7	0	0	48,71521	8,29345	20,88035	44,3984	17,65
8	0	0	48,71521	8,29345	22,88035	45,3984	20,825
9	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
10	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
11	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
12	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
13	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
14	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
15	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
16	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
17	0	0	47,71521	6,29345	22,88035	44,3984	20,825
18	5,4	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
19	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
20	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
21	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	24
22	0	0	48,71521	8,29345	24,88035	45,3984	20,825
23	0	0	47,71521	6,29345	22,88035	44,3984	17,65

**Tabla 8-9.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo o Horas	G_HPAS_L PLA_U1_U 3	G_HPAS_N AYO_U1_U 2	G_HPAS_P ASO_U1_U 2	G_HPAS_P ENI_U1_U 3	G_HPAS _PENI_U 4	G_HPAS_ RBLA_U1	G_HPAS_ RECU_U1
0	0	3,928	0	1,7016	42	0	35,88481
1	0	4,928	0	1,7016	42	0	35,23376
2	0	5,928	0	1,7016	42	0	44,14328
3	0	6,928	0	1,7016	42	0	53,0528
4	0	7,928	0	1,7016	42	0	61,96232
5	0	8,928	0	1,7016	42	0	70,87184
6	0	9,928	0	0,7016	41,611	0	79,78136
7	0	10,928	0	1,7016	42	0	88,69088
8	0	11,928	0	1,7016	42	11	97,6004
9	0	11,928	0	1,7016	42	20	97,6004
10	0	11,928	0	1,7016	42	21	97,6004
11	0	11,928	0	1,7016	42	21	97,6004
12	0	11,928	0	1,7016	42	21	97,6004
13	0	11,928	0	1,7016	42	21	97,6004
14	0	11,928	0	1,7016	42	21	97,6004
15	0	11,928	0	1,7016	42	12	97,6004
16	0	11,928	0	1,7016	42	3	97,6004
17	0	10,928	0	0,7016	41,611	12	88,69088
18	0	11,928	0,8	1,7016	42	21	97,6004
19	0	11,928	0	1,7016	42	21	97,6004
20	0	11,928	0	1,7016	42	21	97,6004
21	0	11,928	0	1,7016	42	17,41506	97,6004
22	0	11,928	0	1,7016	42	8,415062	97,6004
23	0	10,928	0	0,7016	41,611	0	88,69088

**Tabla 8-10.** Resultados método B SNI temporada seca en MW.

Tiempo Horas	G_HPAS_SA UC_U1	G_HPAS_SA UC_U3	G_HPAS_SA UC_U4	G_HPAS_SA YM_U5	G_HPAS_SA YM_U7	G_HPAS_S MCA_U1
0	97,6004	109,616	27,404	15,04	0	50
1	97,6004	109,616	27,404	15,04	0	50
2	97,6004	109,616	27,404	15,04	0	50
3	97,6004	109,616	27,404	15,04	0	50
4	97,6004	109,616	27,404	15,04	0	50
5	97,6004	109,616	27,404	15,04	0	50
6	89,265	109,616	27,404	15,04	0	50
7	97,6004	109,616	27,404	15,04	0	50
8	97,6004	109,616	27,404	15,04	11,505	50
9	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
10	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
11	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
12	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
13	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
14	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
15	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
16	97,6004	109,616	27,404	15,04	11,505	50
17	89,265	76,01	7,5	12,52	11,505	37,5
18	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
19	97,6004	109,616	27,404	15,04	15,01	50
20	97,6004	109,616	27,404	15,04	11,505	50
21	97,6004	109,616	27,404	15,04	8	50
22	97,6004	109,616	27,404	15,04	4,495	50
23	89,265	76,01	7,5	12,52	0,99	37,5