



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# Modelo de cargabilidad dinámica de líneas aéreas trifásicas y evaluación de su impacto en el despacho económico de energía eléctrica

**Julio César Chinchilla Guarín**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
Bogotá D.C., Colombia  
2017



# Modelo de cargabilidad dinámica de líneas aéreas trifásicas y evaluación de su impacto en el despacho económico de energía eléctrica

**Julio César Chinchilla Guarín**

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:  
**Magister en Ingeniería Eléctrica**

Director(a):  
Javier Rosero García, PhD

Línea de Investigación:  
Redes inteligentes - Sistemas de potencia  
Grupo de Investigación:  
Electrical Machines & Drives (EM&D)

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
Bogotá D.C., Colombia  
2017



Dedico los frutos de este trabajo a:

Mis padres **Julio César** y **Sobeida** quienes siempre me han inculcado el valor del conocimiento y me han dado alas para perseguir mis sueños.

Mis hermanas **Sandra Liliana** y **Diana Marcela** quienes me han dado aliento en momentos cruciales.

**Julieth** quien fue mi apoyo incondicional durante este proceso y quien me impulsó a realizar lo que alguna vez se veía muy lejano.



# Agradecimientos

Al director de esta tesis Javier Rosero García, PhD por el impulso dado en el pregrado para avanzar hacia los estudios de maestría y por su acompañamiento y asesoría durante la ejecución de la tesis.

A los integrantes del grupo de investigación Electrical Machines and Drives (EM&D) de la Universidad Nacional de Colombia, donde se realizó esta tesis de maestría, por sus aportes desde los diferentes trabajos que se están realizando con el fin de obtener un trabajo integral teniendo una discusión permanente de los resultados.

A GERS por su asesoría en el manejo del software Neplan®.

A Omnicom y OsiSoft por su asesoría y apoyo en el software PI System®.





## Resumen

El presente estudio muestra el impacto de incluir un modelo de cargabilidad dinámica de líneas aéreas trifásicas (DLR) en el despacho de energía. Se utilizaron las herramientas de simulación y visualización del Laboratorio Nacional de Redes Inteligentes - *LAB+i* para programar y calcular: Modelo DLR, flujo de potencia y despacho de energía con programación lineal. Se encontró que las líneas en el modelo DLR pueden tener una cargabilidad 83.3 % mayor y las pérdidas de energía activa disminuyeron 39.27 % durante un día, respecto a los valores obtenidos con cargabilidad estática (SLR). Los costos de generación, con el modelo DLR, variaron hasta 17.49 % respecto al valor mínimo presentado. Comparados con los resultados utilizando SLR, los costos variaron entre -5.41 % y 11.62 %. Estos resultados permitieron establecer las características de un vano crítico térmicamente. Se destaca que las reconciliaciones del sistema bajo estudio disminuyeron entre 32.64 % y 82.61 % al considerar DLR en los cálculos respecto a SLR. Por último, se establecieron criterios técnicos y operativos de despacho de energía cuando se considera el modelo DLR.

**Palabras clave:** Cargabilidad dinámica, criterios de despacho de energía, despacho de energía eléctrica, líneas de transmisión, pérdidas de energía, redes inteligentes.

## Abstract

This master thesis had as main objective "To determine impact on energy dispatch when dynamic line rating (DLR) model of aerial three-phase lines is included". National Laboratory of Smart Grids - *LAB+i* simulation and visualization tools were used to program and calculate DLR model, power flow, and energy dispatch with linear program. With DLR, lines can have a rating 83.3 % greater and active energy losses decreased 39.27 % in a day, in relation to data obtained with static line rating (SLR). Generation costs, with DLR model, vary up to 17.49 % from minimum to maximum value. Generation costs vary between -5.41 % and 11.62 % compared to data calculated with SLR. These data allow to establish characteristics of a critical thermal span. Power conciliation of generators decreased between 32.64 % and 82.61 % comparing DLR to SLR. At the end, energy dispatch criteria were established considering DLR model; those criteria were divided into technical and operational.

**Keywords:** Dynamic line rating, energy dispatch, energy dispatch criteria, energy losses, transmission lines, smart grids

# Contenido

<b>Agradecimientos</b>	<b>VII</b>
<b>Resumen</b>	<b>IX</b>
<b>Lista de símbolos</b>	<b>XII</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Modelo de línea de transmisión con cargabilidad dinámica</b>	<b>2</b>
2.1 Operación actual del sistema eléctrico colombiano . . . . .	2
2.2 Modelo de la línea de transmisión con cargabilidad dinámica . . . . .	3
2.3 Modelamiento del sistema mediante $LAB+i$ . . . . .	5
2.4 Impacto de la cargabilidad dinámica en el sistema de transmisión . . . . .	8
2.4.1 Resultados en las líneas de transmisión . . . . .	8
2.4.2 Resultados en los nodos . . . . .	12
<b>3 Análisis de sensibilidad de la cargabilidad de las líneas y del despacho de energía</b>	<b>16</b>
3.1 Metodología para el análisis de sensibilidad de la cargabilidad de las líneas . . . . .	16
3.2 Resultados de los cálculos de la cargabilidad y del despacho de energía . . . . .	19
3.2.1 Cargabilidad de las líneas . . . . .	19
3.2.2 Despacho de energía . . . . .	21
3.3 Comparación de resultados . . . . .	27
3.3.1 Cargabilidad de las líneas . . . . .	27
3.3.2 Despacho de energía . . . . .	30
3.4 Incorporación del vano crítico térmicamente en el despacho de energía . . . . .	36
<b>4 Criterios de despacho de energía considerando cargabilidad dinámica de líneas de transmisión</b>	<b>37</b>
4.1 Metodología para la selección de criterios de despacho de energía . . . . .	37
4.2 Selección de la función objetivo del despacho . . . . .	41
4.3 Resultados comparativos de los cálculos del despacho de energía . . . . .	43
4.4 Casos de estudio del despacho de energía . . . . .	49
4.5 Criterios en el despacho de energía con DLR . . . . .	53

---

<b>5 Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>56</b>
5.1 Conclusiones . . . . .	56
5.2 Recomendaciones . . . . .	57
<b>Bibliografía</b>	<b>58</b>

# Lista de símbolos

Se incluyen símbolos generales (con letras latinas y griegas), subíndices, superíndices y abreviaturas que se utilizan en el texto.

## Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
$C$	Capacitancia	$F$	Sección 2.4.1
$FP$	Factor de potencia		$\frac{S}{P}$
$I$	Corriente del conductor	A	Ecuación 2-3
$L$	Longitud del conductor	m	Sección 2.4.1
$P$	Potencia activa	MW	$S * \cos(\Theta)$
$Q$	Potencia reactiva	MVAR	$S * \sin(\Theta)$
$Q_{\text{convección}}$	Calor por convección	$\frac{W}{m}$	Sección 2.2
$Q_{\text{radiación}}$	Calor debido a radiación	$\frac{W}{m}$	Sección 2.2
$Q_{\text{solar}}$	Calor por radiación solar	$\frac{W}{m}$	Sección 2.2
$R$	Resistencia del conductor	$\Omega$	Ecuación 2-4
$\%RV$	Regulación de tensión	$\%$	Ecuación 2-7
$S$	Potencia aparente	MVA	
$^{\circ}T$	Temperatura del conductor	$^{\circ}C$	
$U$	Tensión eléctrica	kV	
$V_w$	Velocidad del viento	Nudos	$1nudo = 0,51m/s$
$X_L$	Reactancia inductiva	$\Omega$	Sección 2.4.1

## Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
$\beta$	Ángulo: Dirección viento - perpendicular al conductor	$^{\circ}$	
$\Delta_{DLR}$	Dato calculado con DLR menos datos calculado con SLR		
$\eta$	Eficiencia de la línea de transmisión		Ecuación 2-6
$\sigma$	Desviación estándar		

## Subíndices

Subíndice	Término
dyn	Cargabilidad dinámica
Guav	Nodo Guavio
loss	Pérdidas
nominal	Valor nominal
operating	Valor de operación
originating	Del nodo origen
overload	Valor para línea con sobrecarga
reconciliation	Reconciliación generadores
ref	Referencia
stat	Cargabilidad estática
terminating	Del nodo destino
Tunl	Nodo Tunal
0	Secuencia cero
1	Secuencia positiva
2	Secuencia negativa

## Superíndices

Superíndice	Término
n	Coefficiente x

## Abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>DLR</i>	Cargabilidad dinámica
<i>PQ</i>	Nodo de P y Q constantes
<i>PV</i>	Nodo de tensión y P constantes
<i>SLR</i>	Cargabilidad estática
<i>VCT</i>	Vano crítico térmicamente

# 1 Introducción

El despacho económico de energía en Colombia, en el mercado de bolsa, se ha realizado según el costo de cada uno de los generadores participantes del mercado. Los generadores se organizan de menor a mayor costo y luego se consideran las restricciones del sistema; el límite de transporte de energía de las líneas de transmisión es una de las restricciones y se ha considerado constante ( $I_{stat}$ ). Sin embargo, la metodología de cálculo de cargabilidad dinámica de líneas (DLR) ha demostrado que el límite de corriente de una línea depende del balance de calor en el conductor [11, 3, 5]. Esto hace que el límite de cargabilidad considerado como una restricción técnica del despacho de energía sea variable según las condiciones ambientales del conductor.

La estimación de la capacidad de transporte del conductor se realiza con base en su límite térmico. Las variables ambientales que afectan este límite son: Velocidad y ángulo de incidencia del viento, radiación solar, temperatura ambiente y las pérdidas por efecto Joule [18, 2].

El modelo DLR se ha empezado a implementar con el avance de las redes eléctricas inteligentes [15] en proyectos para aumentar la confiabilidad del sistema [13] y/o encontrar el punto óptimo entre la reducción de costos de operación y las pérdidas [10, 31, 34, 39].

La capacidad máxima de transportar corriente ( $I_{dyn}$ ) se ha calculado según las estaciones climáticas de los países de estudio.  $I_{dyn}$  fue mayor que  $I_{stat}$  en todas las estaciones inclusive en verano que es cuando se presenta la menor  $I_{dyn}$  [6, 30, 40, 19]; esto muestra que considerar únicamente  $I_{stat}$  para calcular la máxima capacidad de transporte no es óptimo. Según [24], países como Colombia pueden tener mayor potencial de uso de DLR debido a su ubicación geográfica en la zona ecuatorial.

En este estudio se establecieron los criterios de despacho de energía, en el mercado de bolsa, al integrar DLR en un sistema de potencia considerando las condiciones ambientales de Colombia. En el segundo capítulo se describe el modelo DLR de la línea y su adaptación al Laboratorio Nacional de Redes Inteligentes de la Universidad Nacional de Colombia Sede Bogotá - *LAB+i*. En esta plataforma se evaluó el impacto del modelo DLR sobre el flujo de potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En el tercer capítulo, se describe la relación entre los parámetros del despacho de energía y las variables ambientales. El cuarto capítulo contiene los criterios de despacho de energía al calcular los parámetros de las líneas de transmisión con el modelo DLR. El capítulo quinto contiene las conclusiones y recomendaciones.

## 2 Modelo de línea de transmisión con cargabilidad dinámica

En este capítulo, primero se hace una descripción de la operación actual del sistema eléctrico colombiano. Luego con el fin de calcular y visualizar los flujos de potencia de un día en una línea, se muestran los parámetros de las líneas transmisión del Sistema Interconectado (SIN) del departamento de Cundinamarca - Colombia con base en el modelo DLR; las variables ambientales se tomaron de los pronósticos del IDEAM - Colombia. La demanda se asumió constante con el fin de observar la influencia de las variables ambientales. La programación de los parámetros, modelamiento de las líneas, simulación del SIN y la visualización de los resultados se realizaron utilizando las herramientas de *LAB+i* [35, 4].

### 2.1. Operación actual del sistema eléctrico colombiano

Hoy en día el despacho de energía eléctrica en el mercado de bolsa colombiano se realiza de la siguiente forma: Primero se realiza el despacho ideal, donde los generadores ofertan su precio y cantidad de energía hora a hora al Centro Nacional de Despacho (CND). Se organizan los generadores según su precio de oferta de menor a mayor. Se establece un precio de bolsa hora a hora cuando se cubre la demanda; la demanda se considera inelástica [22]. Luego se realiza el despacho real. Este despacho es posterior al despacho ideal y considera los inconvenientes técnicos y operativos que se presenten en el sistema [22]. Dentro de las restricciones del sistema se encuentra la cargabilidad de las líneas de transmisión la cual se considera estática.

Después se realizan las reconciliaciones ( $P_{reconciliation}$ ) para cada generador.  $P_{reconciliation}$  es la diferencia entre la potencia real generada y la programada según el despacho ideal de cada generador (ecuación (2-1)); si esta diferencia es positiva, el generador recibe el excedente de energía a precio de reconciliación. Si la diferencia es negativa, el generador debe pagar la energía que no pudo suplir a precio de reconciliación [23].

$$P_{reconciliation} = P_{gen-despachoreal} - P_{gen-despachoideal} \quad (2-1)$$



## 2.2. Modelo de la línea de transmisión con cargabilidad dinámica

Según [37], la línea de transmisión cambia su longitud y por ende la flecha debido a la temperatura del conductor. Los parámetros de las líneas de transmisión que se calcularon con el modelo DLR fueron: Cargabilidad, longitud, resistencia, reactancia inductiva y capacitancia de secuencia positiva y cero; estos parámetros se calcularon hora a hora en la plataforma de *LAB+i*. Se utilizó el modelo PI de las líneas de transmisión.

Los pronósticos ambientales adquiridos de los pronósticos del IDEAM fueron velocidad y ángulo del viento, y temperatura ambiente. Por este motivo, se seleccionó el modelo de cargabilidad dinámica de líneas de transmisión (DLR) establecido en el IEEE Std. 738-2012 [2]. Este estándar tiene una metodología para la estimación de la radiación solar a partir de la ubicación geográfica, día del año y hora del día.

Para calcular la cargabilidad de la línea, se llevaron a cabo una serie de iteraciones en la temperatura del conductor ( $T_c$ ) basados en la ecuación (2-2) propuesta en [2], la cual describe el balance de energía en la transferencia de calor en el conductor.

$$I^2 \cdot R(T_c) + Q_s = Q_c + Q_r \quad (2-2)$$

Donde ( $I^2 \cdot R(T_c)$ ) es el calor emitido por el conductor debido al efecto Joule;  $Q_s$  es el calor debido a la radiación solar sobre el conductor;  $Q_c$  es la transferencia de calor entre el conductor y el aire por convección, dado que el viento actúa como un fluido en movimiento transportando la energía; finalmente,  $Q_r$  es la liberación de energía a través de radiación por parte del conductor. A partir de la ecuación (2-2) se despeja la máxima corriente  $I$  (ecuación (2-3)).

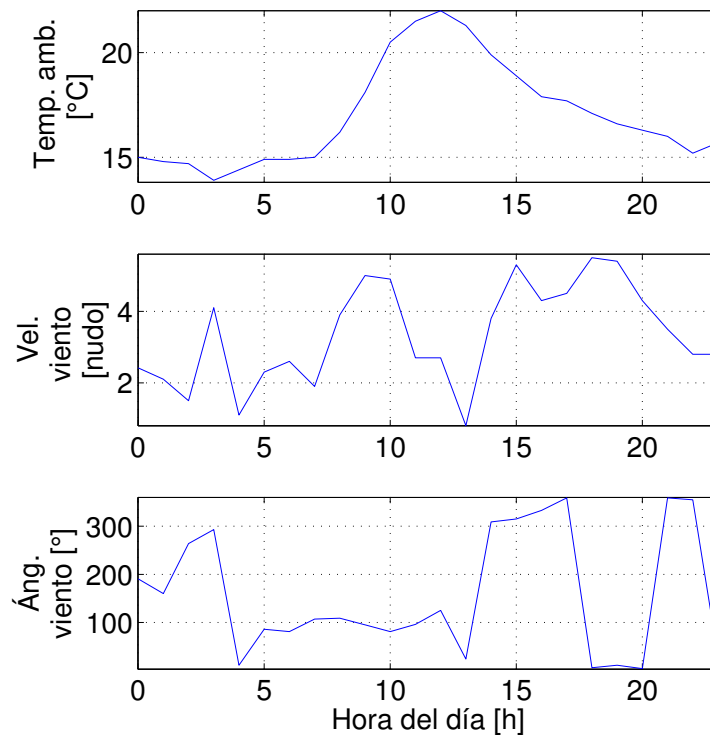
$$I = \sqrt{\frac{Q_c + Q_r - Q_s}{R(T_c)}} \quad (2-3)$$

Con base en [2], se calculó cada una de las variables de la ecuación (2-3), posteriormente se calculó la resistencia del conductor por unidad de longitud,  $R(T_c)$ , a partir de la ecuación (2-4).

$$R(T_c) = R_{ref} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_c - T_{ref})) \quad (2-4)$$

Donde  $R_{ref}$  es el valor de la resistencia a la temperatura de referencia,  $T_{ref}$ , y  $\alpha$  es el coeficiente de temperatura del conductor. Por último, los cálculos de reactancia inductiva y capacitancia de secuencia positiva, negativa, cero se realizaron con base en [38].

Se evaluó el impacto del modelo DLR en un flujo de potencia del SIN de Cundinamarca. Se estudió un caso que consistió en variar los parámetros ambientales y mantener constante la corriente a través del conductor. Las variables medioambientales que se utilizaron se ilustran en la figura 2-1, los valores se tomaron de los pronósticos del IDEAM de un día. Se seleccionaron valores de velocidad y ángulo de incidencia del viento que permitieran observar el comportamiento de la capacidad de transporte de las líneas de transmisión ante diferentes escenarios [16] como mayor y menor cargabilidad ( $I_{dyn}$ ) de las líneas; donde la mayor  $I_{dyn}$  se presentó cuando la velocidad del viento fue máxima e incidió con un ángulo de  $90^\circ$  respecto al conductor y la menor  $I_{dyn}$  ocurrió cuando la velocidad del viento fue cercana a 0 nudos y su ángulo de incidencia respecto al conductor fue  $0^\circ$  [17].

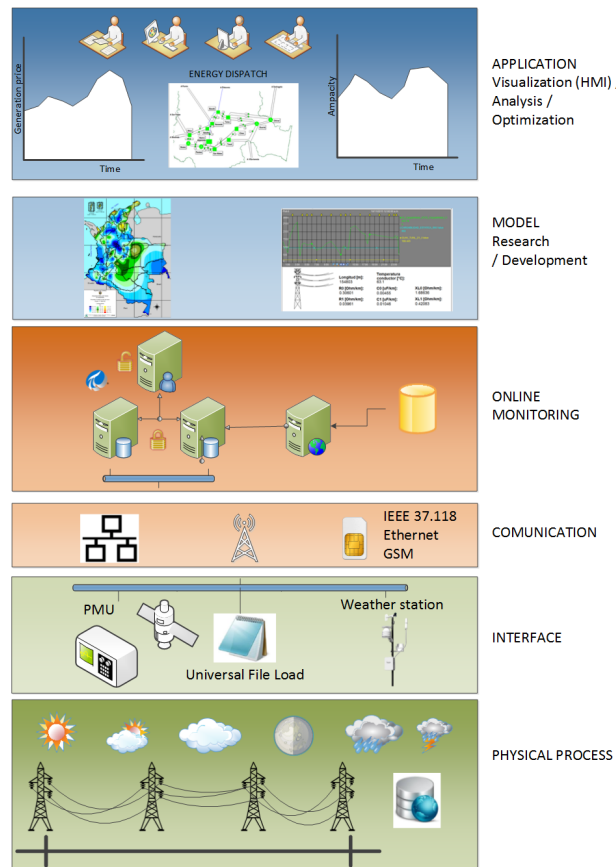


**Figura 2-1:** Variables ambientales en Cundinamarca-Colombia para el caso de estudio.

Después de calcular cada una de las variables de las líneas de transmisión, en *LAB+i* se ejecutó el flujo de potencia con las variables calculadas. Los resultados se presentan en las secciones 2.3 y 2.4.

## 2.3. Modelamiento del sistema mediante **LAB+i**

Los cálculos de cargabilidad dinámica se desarrollaron siguiendo el modelo de capas de redes inteligentes de *LAB+i* (Figura 2-2) [4, 35].



**Figura 2-2:** Modelo de capas de redes inteligentes adaptado de [35].

Para realizar este estudio en tiempo real, en cada capa se ubicaron:

**Procesos físicos:** Líneas de transmisión, estaciones meteorológicas o los pronósticos del clima, y el sistema bajo estudio. La información de esta capa corresponde a los datos de entrada del modelo.

**Interfaz:** Equipos de medida de las líneas de transmisión y del clima, y archivos de texto plano para las bases de datos. Los equipos contaron con un protocolo de comunicaciones abierto para el envío de información en tiempo real.

**Comunicación:** Se utilizó PI Universal File Loading and Streaming (PI-UFL) como medio de transmisión de información que es un complemento de PI System® para subir datos desde un texto plano al servidor del *LAB+i*.

**Monitoreo en línea:** Los servidores que permiten manejar las bases de datos de *LAB+i* donde llega la información de la capa de procesos físicos y se organiza automáticamente

por históricos. Se crearon 651 tags que almacenan los históricos de cada variable ambiental y eléctrica en tiempo real. Cuatro de esos tags se configuraron como *Future Data* para almacenar los pronósticos del clima.

**Modelo:** Programación en la herramienta PI Advance Computing Engine (PI-ACE) para calcular  $I_{dyn}$ , temperatura del conductor, resistencias del conductor de secuencia positiva y cero, reactancias inductivas de secuencia positiva y cero y capacitancias de secuencia positiva y cero en tiempo real hora a hora en 27 líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia en el departamento de Cundinamarca.

Además se realizó un programa que calculaba aleatoriamente la demanda de cada carga del sistema de referencia de Neplan; esta curva de carga seguía la curva de carga diaria de Colombia en pu y el valor aleatorio se asignó según una función de distribución normal. Este programa se realizó para acercar la simulación más a la realidad.

**Aplicación:** Vinculación de PI System® con Neplan® para observar el impacto del modelo DLR sobre los flujos de potencia y flujos óptimos de potencia. Se realizó una librería dinámica (.DLL) que ejecutara automáticamente los flujos de potencia en Neplan®. Adicionalmente se realizaron 3 visualizaciones por medio de la herramienta PI ProcessBook para observar dos sistemas de potencia analizados (SIN en Cundinamarca y sistema de referencia de Neplan®) con visualización de las variables eléctricas de cada una de las líneas y de los nodos, 6 hojas de cálculo en Excel con el complemento PI Datalink que permitiera vincular PI system® con Neplan® y 2 visualizaciones en PI Coresight de los dos sistemas de potencia analizados para su visualización en internet.

En este estudio se trabajó con el modelo de las líneas de transmisión en vez de medir los parámetros de la línea. Los datos ambientales fueron pronósticos realizados por el IDEAM - Colombia.

En *PI Advanced Computing Engine* (PI-ACE) se programó el modelo DLR [2] y los parámetros de la línea se calcularon hora a hora. Los parámetros calculados se descargaron en *PI Datalink* y por medio de una macro en Excel se obtuvieron los archivos para modificar las variables de los elementos y los nodos (EDT y NDT respectivamente) en Neplan®; se ingresaron estos archivos a Neplan® y se ejecutó un flujo de potencia por cada hora por medio de una librería dinámica (.DLL). Los resultados se subieron al servidor del LAB+i por medio de la interfaz *PI-UFL*. La visualización de los resultados se realizó en *PI ProcessBook* y en *PI Coresight*.

La Figura 2-3 muestra la simulación del sistema de transmisión de Cundinamarca. Este sistema cuenta con 29 líneas de transmisión y 13 nodos: 4 PV, potencia activa y tensión constantes (círculos); y 9 PQ, potencia activa y reactiva constantes (rectángulos); el nodo Slack del SIN de Colombia se encuentra en otro departamento, por este motivo no se ve en esta visualización. Las simulaciones se realizaron considerando todo el sistema eléctrico colombiano y las líneas donde se aplicó el modelo DLR fueron las localizadas en el departamento de Cundinamarca. Se seleccionaron estas líneas porque forma un anillo de 220 kV.

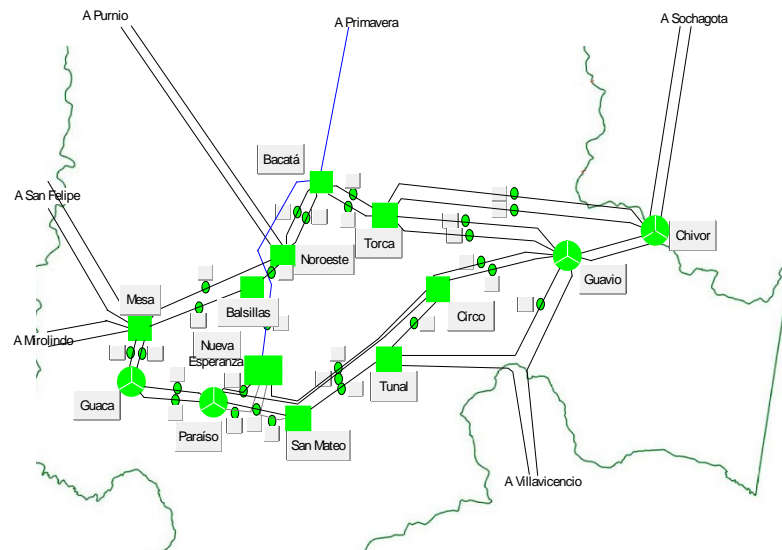
En las líneas de transmisión hay un indicador que muestra la relación entre la corriente que

fluye por el conductor y la cargabilidad de la línea (estado de carga de la línea). Este indicador puede tomar estos estados:

- Verde: Estado de carga  $< 90\%$
- Naranja:  $90\% \leq$  Estado de carga  $< 100\%$
- Rojo: Estado de carga  $\geq 100\%$

Con base en [1], en el LAB+i se establecieron tres estados para los nodos:

- Violeta:  $U_{operacion} < 90\%U_{nominal}$
- Verde:  $90\%U_{nominal} \leq U_{operacion} < 105\%U_{nominal}$
- Rojo:  $U_{operacion} \geq 105\%U_{nominal}$



**Figura 2-3:** Estado general del sistema de transmisión de Cundinamarca-Colombia simulado.

En el instante de tiempo de la figura 2-3, tanto las líneas de transmisión como los nodos operaron bajo condiciones normales y dentro de la reglamentación nacional e internacional [20, 1]. Para ingresar a las características específicas de alguna línea o algún nodo, se puede remitir a su visualización por medio del botón que acompaña al círculo de la línea (sección 2.4.1) o a través del botón que tiene el nombre del nodo (sección 2.4.2), respectivamente.

## 2.4. Impacto de la cargabilidad dinámica en el sistema de transmisión

A continuación se muestran los valores del modelo dinámico de las líneas de transmisión, los resultados del flujo de potencia obtenidos hora a hora considerando DLR, y luego se describen los resultados en los nodos PV (nodos con potencia activa y tensión constantes) y PQ (nodos con potencia activa y reactiva constantes).

En este caso de estudio, se seleccionó la línea Guavio-Tunal porque Guavio es la central hidroeléctrica más grande dentro de la zona contemplada en la figura 2-3, con 1, 213 MW, y conecta el nodo Tunal que es uno de los puntos con mayor densidad poblacional de la zona. Las variables ambientales seleccionadas se muestran en la Figura 2-1.

### 2.4.1. Resultados en las líneas de transmisión

La Figura 2-4 muestra los valores del modelo dinámico de una línea de transmisión de Cundinamarca, comprendida entre el nodo Guavio (PV) y el nodo Tunal (PQ), para un día en intervalos de 1 hora. Se puede observar la cargabilidad dinámica ( $I_{dyn}$ ), la cargabilidad estática ( $I_{stat}$ ), la capacidad dinámica promedio ( $I_{mean}$ ) y la corriente que fluye por la línea ( $I_{load}$ ).  $I_{load}$  se asumió constante para observar el comportamiento del sistema ante las variaciones ambientales.

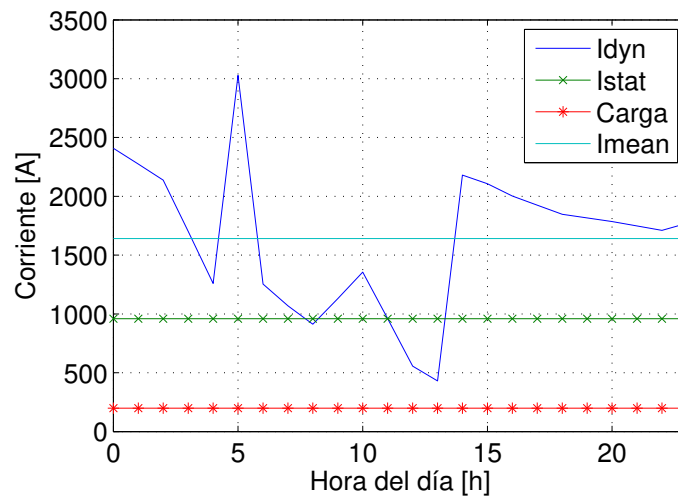
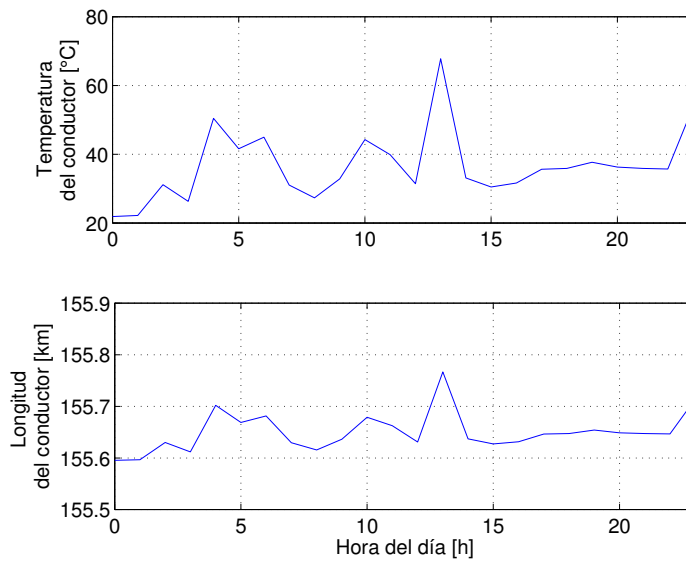


Figura 2-4: Cargabilidad dinámica de la línea de transmisión Guavio-Tunal.

De la Figura 2-4 se puede inferir que en promedio  $I_{dyn}$  fue 83,3 % mayor que la  $I_{stat}$  el 87,5 % del día. Este fenómeno se presentó principalmente en horas de la noche y es una oportunidad de mejora debido a que en ese horario ocurre el mayor consumo de energía

eléctrica en Colombia [21]. También se destaca que al medio día (12:00 - 14:00)  $I_{dyn}$  llegó a ser 55 % menor que  $I_{stat}$  porque a esa hora se presenta la mayor radiación solar en Colombia y, en este caso, ocurrió la menor velocidad de viento (Figura 2-1).

La longitud del conductor varía según su temperatura [37, 26]. La figura 2-5 muestra la longitud y la temperatura del conductor estimada. A pesar de considerar  $I_{load}$  constante, se observa que la temperatura del conductor estimada varió en función de las variables ambientales y el conductor se elongó directamente proporcional a su temperatura.

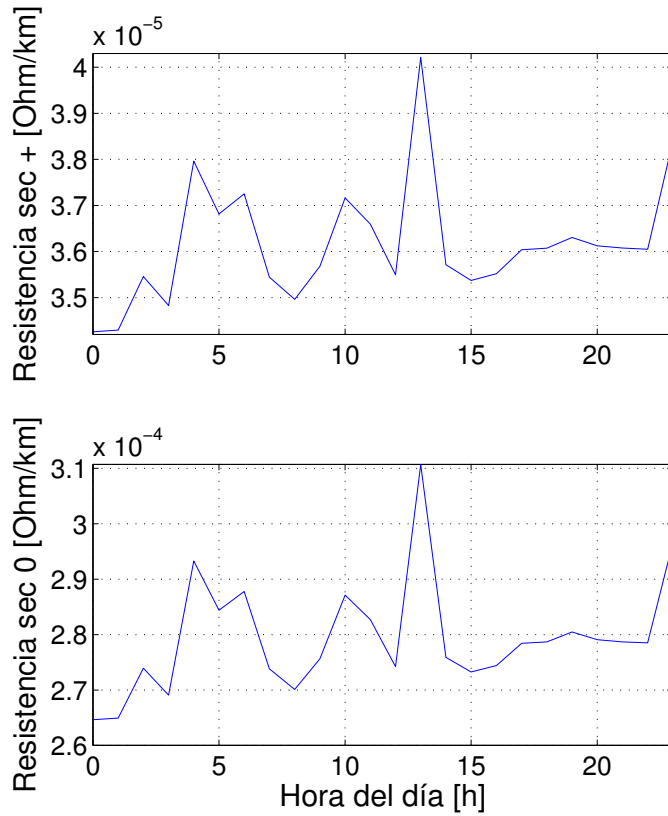


**Figura 2-5:** Longitud y temperatura calculadas de la línea de transmisión Guavio-Tunal.

Otro de los parámetros de la ecuación (2-3) es la resistencia del conductor. La figura 2-6 contiene el comportamiento de las resistencias de secuencia positiva y cero de la línea de transmisión en estudio; estas resistencias se calcularon en función de la temperatura del conductor. Las reactancias inductivas y capacitancias, de secuencia positiva y cero, de la línea en estudio obtuvieron valores constantes y se muestran en la tabla 2-1; estos parámetros se calcularon con base en [38]. Los resultados de los parámetros de las líneas dieron que las líneas son mayormente capacitivas para estos casos de estudio.

La figura 2-7 muestra las pérdidas de potencia activa ( $P_{loss}$ ) con DLR y con SLR, variación de potencia reactiva ( $Q_{loss}$ ) y la eficiencia del conductor.

Del flujo de potencia se obtuvieron los resultados de potencia activa y reactiva en cada extremo del conductor.  $P_{loss}$  en la línea Guavio (origen) - Tunal (destino) se calculó con la ecuación (2-5), para  $Q_{loss}$  se utilizó su versión análoga. La eficiencia de esta línea se calculó según la ecuación (2-6).



**Figura 2-6:** Resistencia de secuencia positiva y cero de la línea de transmisión Guavio-Tunal para el caso analizado.

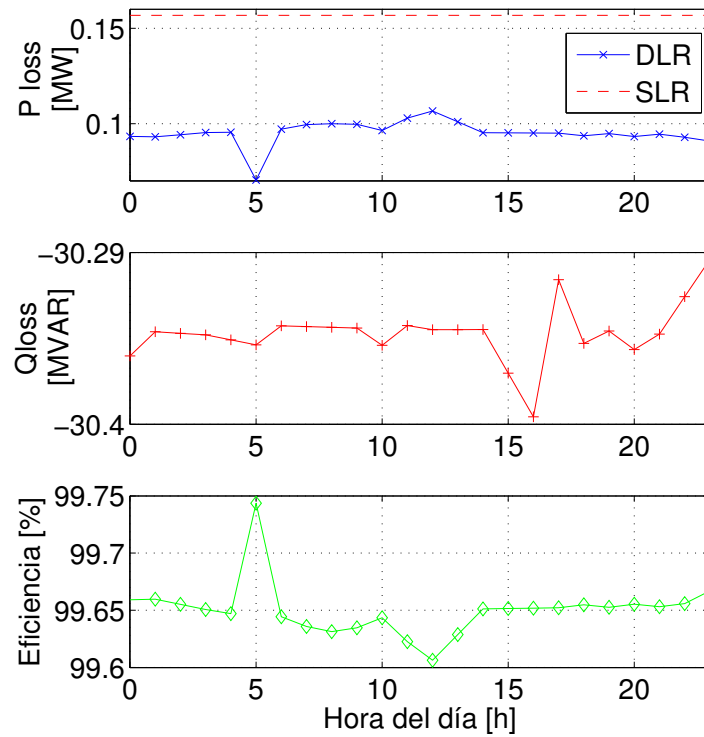
**Tabla 2-1:** Reactancias inductivas y capacitancias de secuencia positiva y cero de la línea Guavio-Tunal para el caso analizado.

Impedancia	Valor
$X_{L_1}$ [ $\Omega/km$ ]	0.42
$X_{L_0}$ [ $\Omega/km$ ]	1.68
$C_1$ [ $\mu F/km$ ]	0.0104
$C_0$ [ $\mu F/km$ ]	0.0045

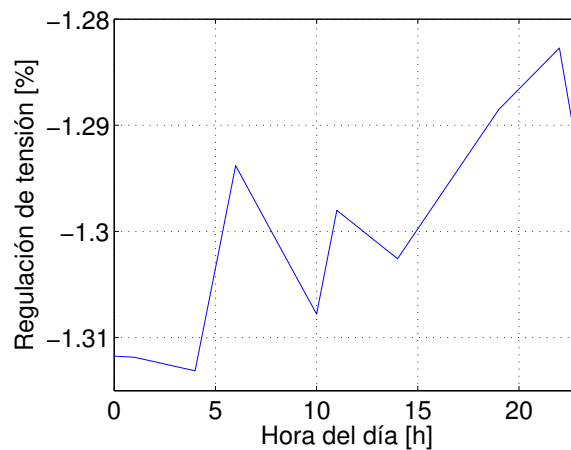
$$P_{loss} = P_{Origen} - P_{Destino}$$

(2-5)





**Figura 2-7:** Pérdidas de potencia y eficiencia calculadas de la línea de transmisión Guavio-Tunal.



**Figura 2-8:** Regulación de tensión calculada en la línea de transmisión Guavio-Tunal.

$$\eta = \frac{P_{Destino}}{P_{Origen}} \quad (2-6)$$

El cálculo de  $P_{loss}$  mejoró al utilizar DLR. Las pérdidas de energía durante un día disminuyeron 39,26 % comparado con un flujo de potencia considerando SLR. En este nuevo cálculo se encontró una correlación entre  $P_{loss}$  del conductor y la cargabilidad dinámica de la línea. Cuando la cargabilidad aumentó, la resistencia disminuyó y la eficiencia aumentó. El acumulado del día presentó un decremento en  $P_{loss}$  de hasta 86.33 kW comparado con un flujo de potencia con SLR. Esta relación ocurre porque la resistencia del conductor también depende de la temperatura de la línea.

Por otro lado, la única relación directa entre  $Q_{loss}$  e  $I_{dyn}$  ocurrió cuando la cargabilidad aumentó porque la resistencia disminuyó, la caída de tensión en la línea fue menor haciendo que la generación de potencia reactiva en el nodo origen fuese menor para mantener los niveles de tensión nominales y  $Q_{loss}$  decreció. En este caso de estudio,  $Q_{loss}$  llegó a un mínimo de  $-30,40 \text{ MVAR}$  y a un máximo de  $-30,29 \text{ MVAR}$ .

Por último, en la figura 2-8 se observa el comportamiento de la regulación de tensión (%RV) en la línea. %RV se calculó según la ecuación (2-7).

$$\%RV = \frac{|U_{Origen}| - |U_{Destino}|}{|U_{Destino}|} * 100 \% \quad (2-7)$$

%RV fue negativa debido a que la variación de Q también fue negativo. Esto significó que la tensión en el nodo destino fue mayor que en el nodo origen.

Los resultados mostraron una correspondencia entre  $I_{dyn}$  y %RV debido a que la resistencia del conductor varía con su temperatura [38]. Un ejemplo demostrativo fue que %RV se acercó más a cero en horas de la noche, que es cuando se presenta generalmente la máxima  $I_{dyn}$ . Esto se produjo porque la temperatura del conductor y su resistencia disminuyeron y, por consiguiente, la diferencia de potencial entre los extremos del conductor decreció.

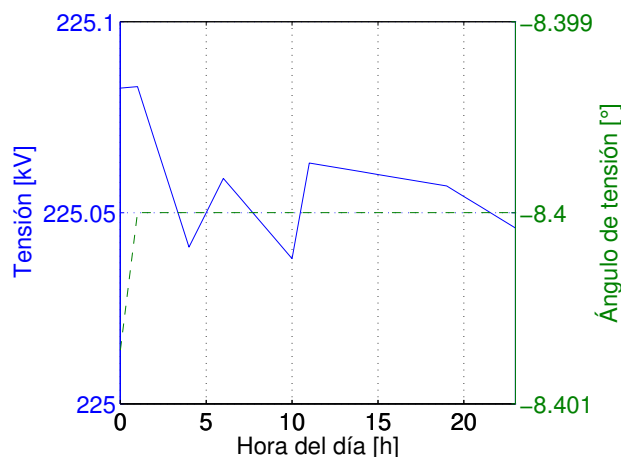
### 2.4.2. Resultados en los nodos

Después de calcular  $I_{dyn}$  en las líneas de transmisión y de observar su impacto en las pérdidas y %RV en las mismas, se detalló el impacto que tuvo en el comportamiento de la tensión y del factor de potencia (FP) de los nodos. El resultado a las 00:00 se obtuvo con SLR para poder establecer una relación con los resultados obtenidos considerando DLR.

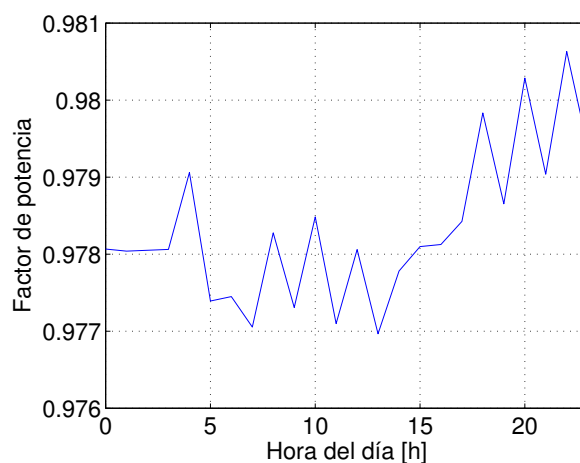
Primero, la figura 2-9 muestra la magnitud y el ángulo de la tensión en el nodo Guavio (nodo PV) y en la figura 2-10 se muestra el FP en el mismo nodo durante 24 horas en intervalos de 1 hora.

Se observó que la tensión tuvo un comportamiento inverso a  $I_{dyn}$  porque cuando la temperatura del conductor fue menor, aumentó  $I_{dyn}$  y decreció la resistencia; esto hizo que disminuyera la caída de tensión en la línea y, por consiguiente, la tensión en el nodo tuvo un valor más cercano a la tensión nominal (220 kV).

También se puede ver que hubo una afinidad entre  $I_{dyn}$ , %RV y FP porque cuando  $I_{dyn}$  aumentó, %RV estuvo más cerca a cero y Q disminuyó con el objetivo de mantener la



**Figura 2-9:** Magnitud y ángulo de la tensión en el nodo Guavio.



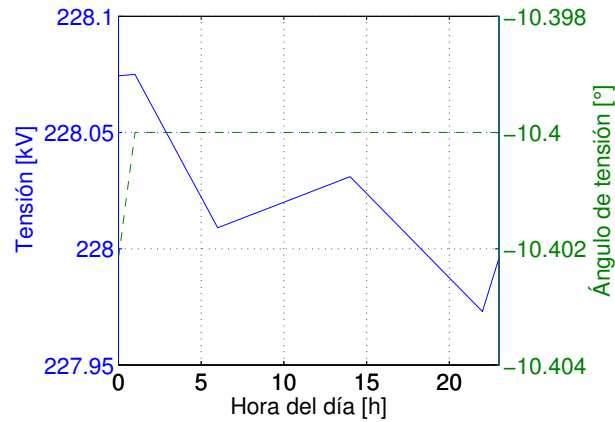
**Figura 2-10:** Factor de potencia en el nodo Guavio.

tensión cercana a la nominal, esto conlleva a aumentar FP.

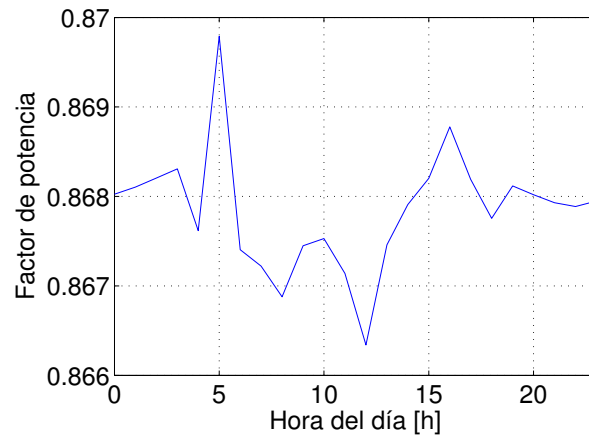
Igualmente, la tensión tuvo una variación de 0,02 % y estuvo entre los rangos permitidos por los estándares internacionales [1]. El ángulo de la tensión no presentó variación a lo largo del día debido a que el ángulo depende de todo el sistema de potencia y no solamente de las líneas de transmisión.

La figura 2-11 muestra hora a hora, por un período de 24 horas, el comportamiento de tensión, magnitud y ángulo, en el nodo Tunal (nodo PQ); y en la figura 2-12 se observa el FP en el mismo nodo.

Se encontró una relación cuando se comparó  $I_{dyn}$  de la línea con el nivel de tensión. A las 14:00  $I_{dyn}$  tuvo un incremento de 1772 A con respecto a su valor a las 13:00, su pendiente cambió



**Figura 2-11:** Magnitud y ángulo de la tensión en el nodo Tunal.



**Figura 2-12:** Factor de potencia en el nodo Tunal.

de dirección y se atenuó; a esa misma hora la tensión presentó un máximo local de 228.03 kV. Esto ocurrió porque a las 14:00 la temperatura del conductor disminuyó, ocasionando una disminución en la resistencia y un aumento en  $I_{dyn}$ . Por lo anterior, la caída de tensión en la línea disminuyó y se presentó una diferencia de potencial mayor en el nodo PQ.

FP en el nodo PQ tuvo un comportamiento directo respecto a  $I_{dyn}$  de la línea, se pudo observar a las 12:00  $I_{dyn}$  y FP llegaron a su mínimo global del día. Al comparar las figuras 2-4 y 2-12, se observa que el comportamiento de  $I_{dyn}$  durante el día fue similar al FP en este nodo.

Tras observar el impacto de la cargabilidad dinámica en los nodos PV y PQ, se compararon los resultados obtenidos en estos nodos:

La tensión en ambos nodos considerando SLR fue mayor que considerando DLR. La magnitud de la tensión en el nodo PQ presentó una variación 2 veces mayor (0,04 %) que en el nodo

PV (0,02%). Como en el nodo PV se debe mantener una tensión constante, la variación de tensión fue menor en este nodo; caso contrario a lo que pasa en los nodos PQ en los que la tensión se da por la caída de tensión en el conductor y por la diferencia de potencial en el nodo origen. La magnitud de la tensión en ambos nodos estuvo dentro de los parámetros establecidos por estándares internacionales [1].

Cuando aumentó  $I_{dyn}$ , la tensión en los nodos PV disminuyó con el objetivo de mantener una tensión constante cercana a su valor nominal, en este caso 220 kV; mientras que en los nodos PQ la magnitud de la tensión aumentó porque la caída de tensión en la línea disminuyó y la variación de la tensión en el nodo PV fue hasta 0,02%.

Se observa que los ángulos de la tensión se mantuvieron iguales durante todo el día en ambos nodos dado que las variaciones en la impedancia de la línea no son lo suficientemente grandes para influenciarlos.

FP en el nodo PV presentó una variación 1.13 veces mayor respecto a la del nodo PQ. Esto ocurrió porque en el nodo PV se inyectó la cantidad necesaria de Q para que el sistema pueda contrarrestar el efecto de la caída de tensión en el conductor y mantener los niveles de tensión en el nodo destino; mientras que en el nodo PQ las potencias activas y reactivas dependen de la carga conectada al nodo.

# 3 Análisis de sensibilidad de la cargabilidad de las líneas y del despacho de energía

Se determinó el impacto que tiene cada una de las variables ambientales en el cálculo de  $I_{dyn}$  en una línea de transmisión en estudio en Colombia y en los cálculos del despacho de energía de un sistema con líneas en sobrecarga. Los datos ambientales para el estudio fueron pronósticos del IDEAM - Colombia. La metodología, los resultados y el análisis de los datos se desarrollaron con las herramientas de *LAB+i* [4, 36].

## 3.1. Metodología para el análisis de sensibilidad de la cargabilidad de las líneas

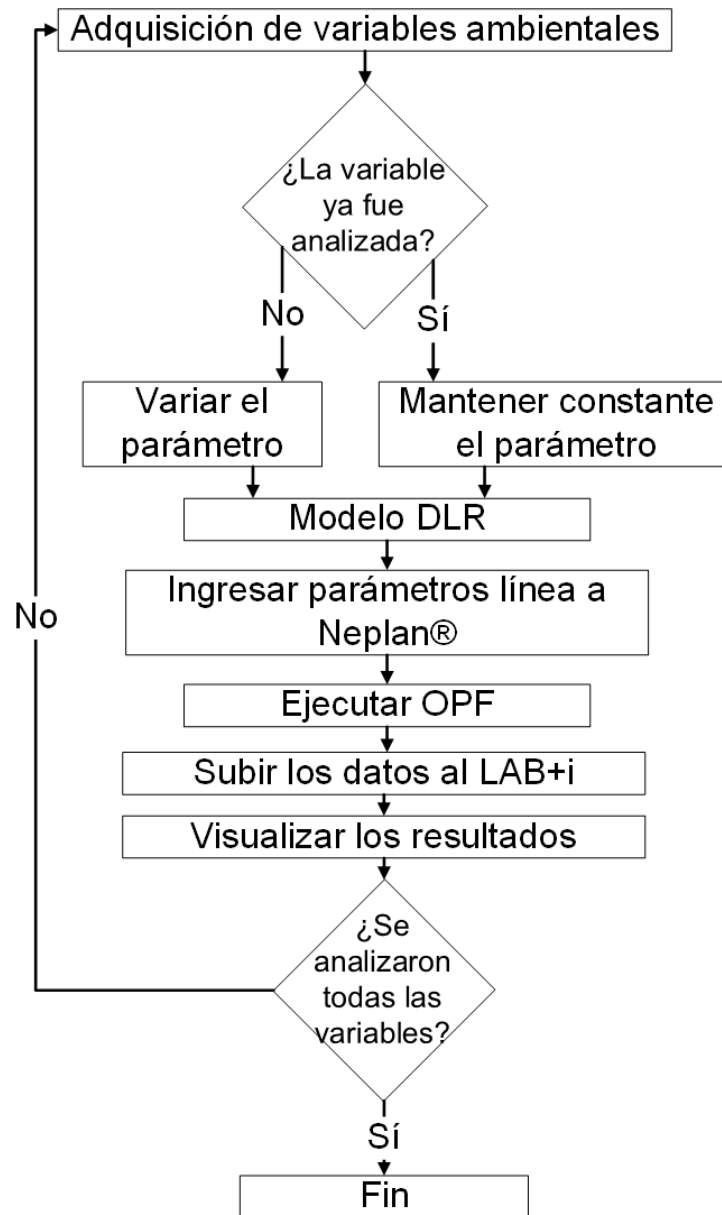
Los cálculos de la cargabilidad dinámica se desarrollaron con base en el modelo de capas de redes inteligentes de *LAB+i* (Figura 2-2) [4, 35].

La Figura 3-1 muestra la metodología utilizada para determinar el impacto de cada variable ambiental sobre el despacho de energía. Para obtener  $I_{dyn}$ , se siguió la ecuación (2-3) que se obtiene del balance de calor del conductor propuesto en [2]. De los pronósticos del IDEAM - Colombia, se obtuvieron las variables ambientales: Velocidad y ángulo del viento, y temperatura ambiente. La radiación solar se estimó según la metodología propuesta en [2] para cielos rurales. Debido a este cálculo, entre las 6:00 p.m. y las 6:00 a.m. la radiación solar da valores cercanos a cero.

A partir de estos datos, se utilizó la metodología planteada en [2] para calcular cada uno de los parámetros de la ecuación (2-2). La temperatura del conductor ( $T_c$ ) se calculó mediante una serie iteraciones hasta que den el balance de la ecuación (2-2).

Para determinar el impacto de cada una de las variables ambientales y del efecto Joule sobre  $I_{dyn}$  de una línea, se evaluaron 14 casos donde se mantuvieron constantes las demás variables excepto la variable de estudio:

- **Ángulo del viento:** Se consideró la temperatura ambiente promedio, la corriente pico del conductor y la velocidad del viento promedio.



**Figura 3-1:** Diagrama de flujo de la metodología del análisis de sensibilidad del despacho de energía ante variables ambientales.

- **Velocidad del viento:** Se consideró la temperatura ambiente promedio y la corriente pico del conductor. El ángulo de incidencia del viento se consideró cuando incidió de forma perpendicular y paralela al conductor. Se evaluó en un rango de velocidades de 0,3 a 7,6 nudos.
- **Temperatura ambiente:** Se consideró la velocidad del viento promedio, máxima y

mínima; y la corriente pico del conductor. El ángulo del viento para cada caso se evaluó cuando incide perpendicular y paralelamente al conductor. La temperatura estuvo entre 14,0 y 23,7°C.

- **Radiación solar:** Se consideró la velocidad promedio del viento, 6 nudos, con ángulo de incidencia paralelo y perpendicular al conductor; y la corriente pico del conductor.
- **Corriente del conductor:** Se consideró la velocidad promedio del viento y su ángulo de incidencia perpendicular y paralelo al conductor; también la temperatura ambiente promedio. Se consideró que el valor de la corriente variaba según la curva de carga diaria de Colombia para días hábiles. También se evaluaron los dos mismos casos suponiendo que la corriente supera el límite estático,  $I_{stat}$ , de la línea, que es 960A.

Los valores constantes utilizadas se escogieron para evaluar el sistema bajo diferentes casos de operación; se escogieron valores mínimos, promedio y máximos. Para determinar el impacto de cada variable ambiental en los cálculos del despacho de energía se utilizó el módulo *Optimal Power Flow - OPF* de Neplan®. La función objetivo seleccionada fue *Minimizar costos de generación*.

La Figura 3-2 muestra el diagrama unifilar del sistema bajo estudio. Se desarrolló en una de las herramientas de visualización de PI System®. Este sistema se compone por cinco generadores, 25 líneas y 18 nodos. Cada línea tiene un indicador de color que varía según la relación entre la corriente del conductor e  $I_{dyn}$ . Este sistema se seleccionó debido a que varias líneas presentan sobrecarga permitiendo evidenciar el efecto del modelo de cargabilidad dinámica.

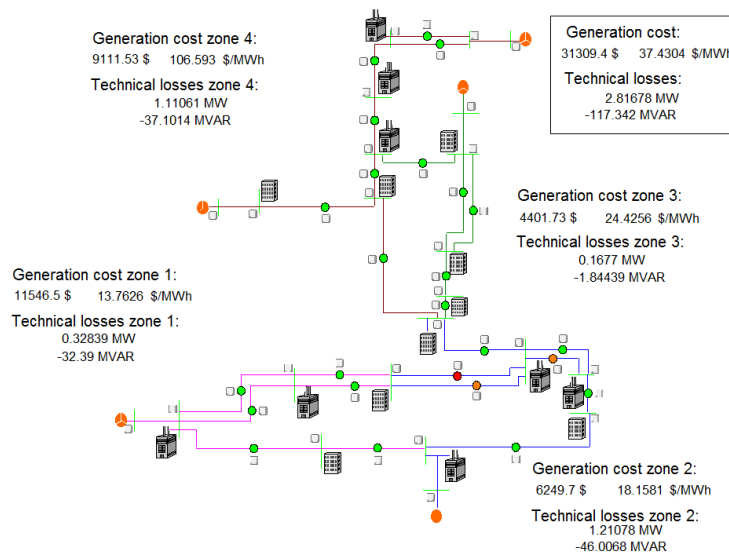


Figura 3-2: Sistema bajo estudio con líneas en sobrecarga.



- **Verde:**  $I_{conductor} \leq 90\%I_{dyn}$
- **Naranja:**  $90\%I_{dyn} < I_{conductor} \leq 100\%I_{dyn}$
- **Rojo:**  $I_{conductor} > 100\%I_{dyn}$

Adicionalmente se ejecutaron 10 casos de estudio en los que se evaluó el impacto de variar un sólo parámetro sobre los costos de generación, las pérdidas técnicas del sistema; los demás mantenían constante su valor.

- **Ángulo del viento:** Se consideraron temperatura ambiente y velocidad del viento promedio.
- **Velocidad del viento:** Se consideró temperatura ambiente promedio y con ángulo de viento a  $15deg$  y a  $285deg$  respecto al norte.
- **Temperatura ambiente:** Se considero ángulo de viento a  $15deg$  y a  $285deg$  respecto al norte. La velocidad del viento fue la máxima, promedio y mínima.
- **Radiación solar:** Se consideró la velocidad promedio del viento (6 nudos) con ángulo de incidencia 0 deg y 285 deg respecto al norte; y la corriente pico del conductor.

Se graficaron los resultados de cada uno de los casos de estudio. Adicionalmente se tabularon los valores para compararlos con los datos al considerar SLR; en la tabulación de los datos se agregó la variable de emisión de CO2 debido a  $P_{loss}$ .

Por último, se seleccionaron los casos de estudio donde los costos de generación y  $P_{loss}$  adquirieron sus valores máximos y mínimos y se muestra la relación entre estas variables para cada uno de estos casos.

## 3.2. Resultados de los cálculos de la cargabilidad y del despacho de energía

A partir de las metodologías propuestas en 3.1, se observan los cálculos de  $I_{dyn}$  (sección 3.2.1) y los cálculos del despacho de energía (sección 3.2.2).

### 3.2.1. Cargabilidad de las líneas

Siguiendo los casos de estudio descritos en la sección 3.1, se muestran los resultados obtenidos en cada uno.

La figura **3-3** muestra  $I_{dyn}$  con diferentes ángulos de incidencia de viento sobre el conductor. La figura **3-4** ilustra  $I_{dyn}$  a diferentes velocidades de viento.

En la figura **3-5** se observa el comportamiento de  $I_{dyn}$  en función de la temperatura ambiente.

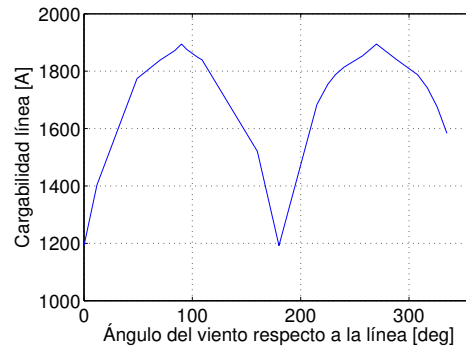


Figura 3-3: Cargabilidad de la línea con diferentes ángulos de incidencia del viento.

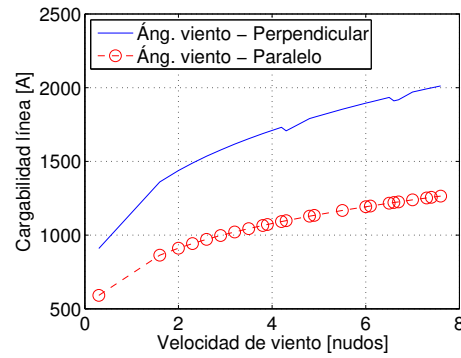


Figura 3-4: Cargabilidad de la línea a diferentes velocidades de viento.

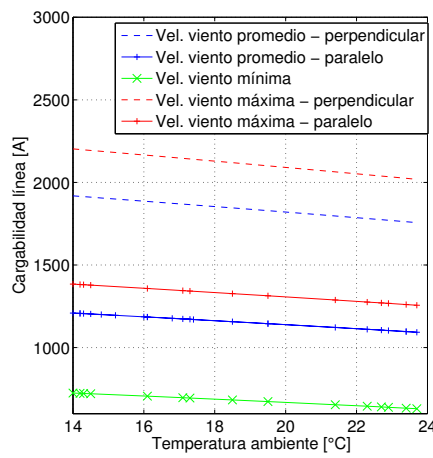
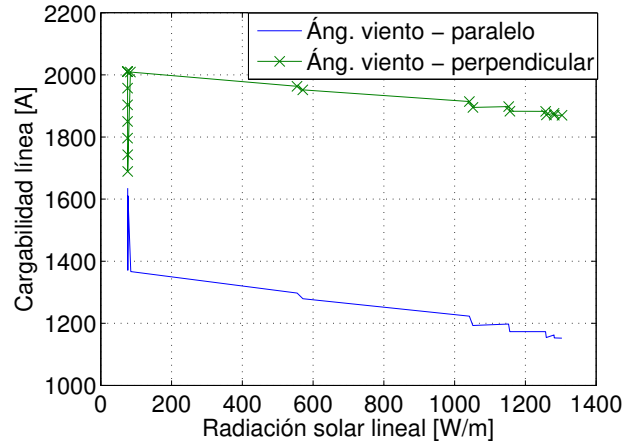


Figura 3-5: Cargabilidad de la línea variando la temperatura ambiente.



**Figura 3-6:** Cargabilidad de la línea variando la radiación solar.

En la figura 3-6 se observa el comportamiento de  $I_{dyn}$  en función de la radiación solar. La tabla 3-1 contiene el resultado tras calcular  $I_{dyn}$  con variables ambientales constantes y se varía la corriente nominal,  $I_{nominal}$ , del conductor. En esta tabla también se muestra  $I_{dyn}$  bajo la suposición de que la corriente de la línea supera el límite estático,  $960A$ .

**Tabla 3-1:** Cargabilidad ante la variación horaria de la corriente

$I_{conductor}$	Ángulo (viento - conductor)	$I_{dyn}$ [A]
$I_{nominal}$	Perpendicular (90 [deg])	1894.7
	Paralelo (0 [deg])	1192.1
$I_{overload}$	Perpendicular (90 [deg])	1863.9
	Paralelo (0 [deg])	1142.6

En la figura 3-7 se puede ver la temperatura del conductor calculada, la temperatura límite y la corriente de sobrecarga que se asumió,  $I_{overload}$ .

### 3.2.2. Despacho de energía

A partir de los diez casos de estudio descritos en la metodología (sección 3.1), se obtuvieron los siguientes resultados del costo de generación, pérdidas técnicas activas ( $P_{loss}$ ) y reactivas ( $Q_{loss}$ ) del sistema. Los costos de generación corresponden al precio total de generar la potencia demandada y  $P_{loss}$  en el sistema.

Las Figuras 3-8, 3-9 y 3-10 muestran el comportamiento de costo de generación,  $P_{loss}$  y  $Q_{loss}$  en función del ángulo del viento, respectivamente. El ángulo del viento está respecto

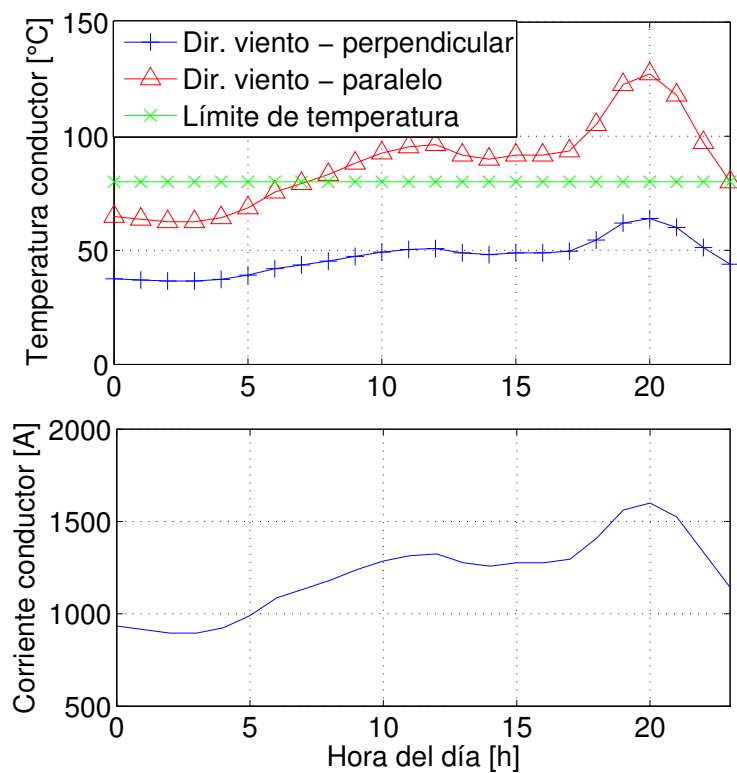


Figura 3-7: Temperatura del conductor en caso de sobrecarga.

al norte.

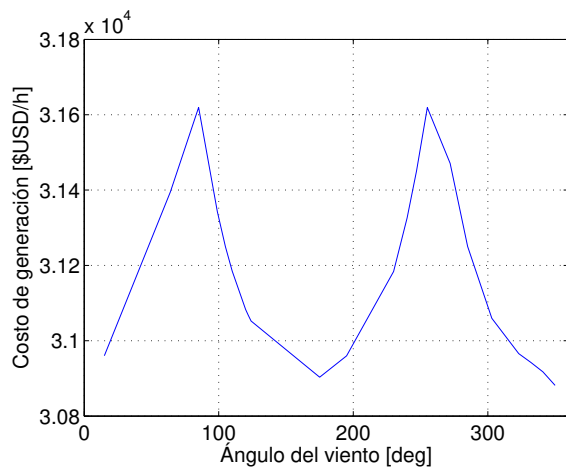
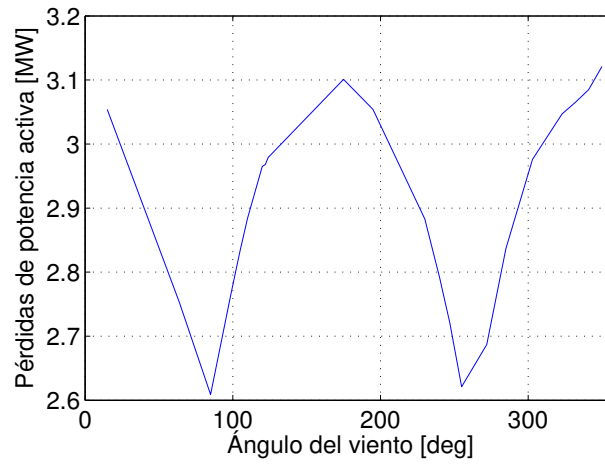
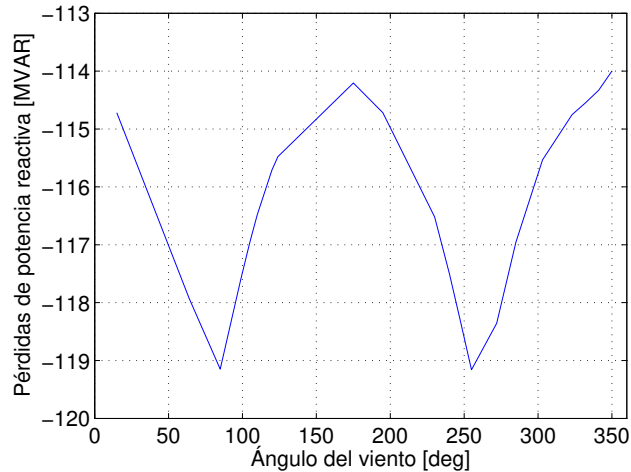


Figura 3-8: Costo de generación del sistema respecto al ángulo de incidencia del viento.

Las Figuras 3-11, 3-12 y 3-13 muestran el comportamiento de costo de generación,  $P_{loss}$  y



**Figura 3-9:**  $P_{loss}$  del sistema respecto al ángulo de incidencia del viento.



**Figura 3-10:**  $Q_{loss}$  del sistema respecto al ángulo de incidencia del viento.

$Q_{loss}$  en función de la velocidad del viento, respectivamente.

Las Figuras 3-14, 3-15 y 3-16 muestran el comportamiento de costo de generación,  $P_{loss}$  y  $Q_{loss}$  en función de la temperatura ambiente, respectivamente.

Las Figuras 3-17, 3-18 y 3-19 muestran el comportamiento de costo de generación,  $P_{loss}$  y  $Q_{loss}$  en función de la radiación solar, respectivamente.

A partir de estos resultados, se hace una comparación entre los datos obtenidos y respecto al modelo con cargabilidad estática (SLR).

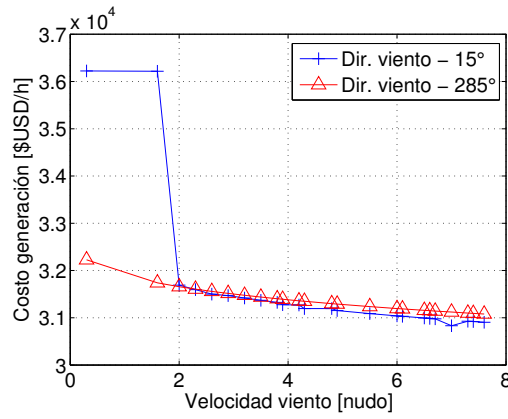


Figura 3-11: Costo de generación del sistema respecto a la velocidad del viento.

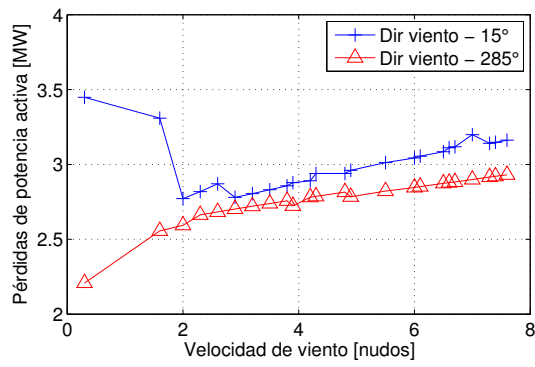


Figura 3-12:  $P_{loss}$  del sistema respecto a la velocidad del viento.

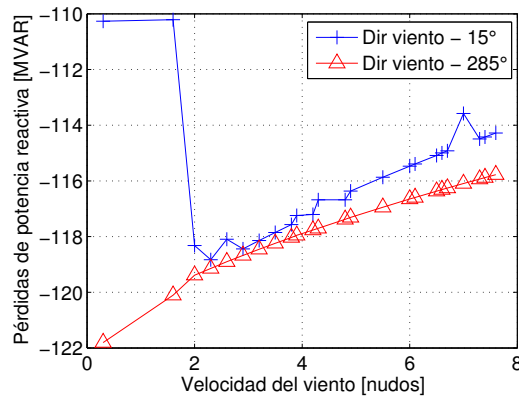


Figura 3-13:  $Q_{loss}$  del sistema respecto a la velocidad del viento.

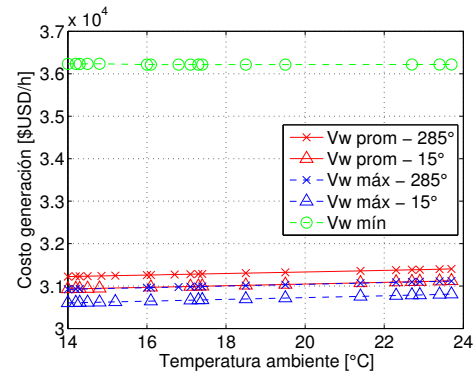


Figura 3-14: Costo de generación del sistema respecto a la temperatura ambiente.

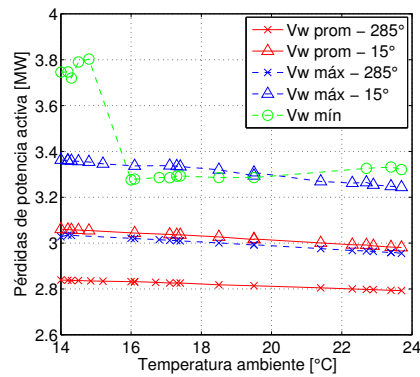


Figura 3-15:  $P_{loss}$  del sistema respecto a la temperatura ambiente.

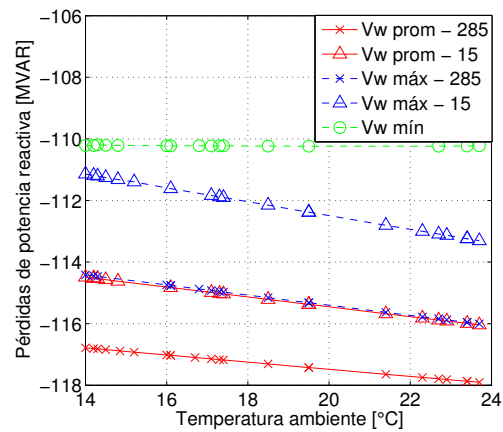


Figura 3-16:  $Q_{loss}$  del sistema respecto a la temperatura ambiente.

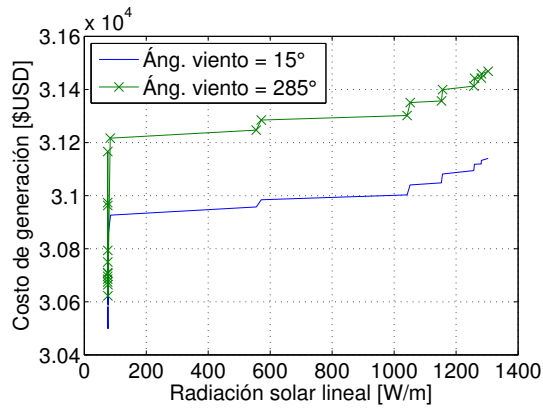


Figura 3-17: Costo de generación del sistema respecto a la radiación solar.

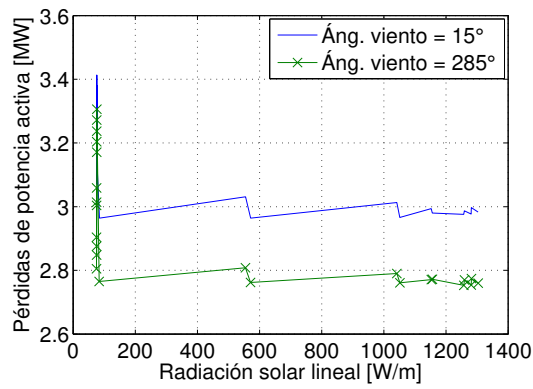


Figura 3-18:  $P_{loss}$  del sistema respecto a la radiación solar.

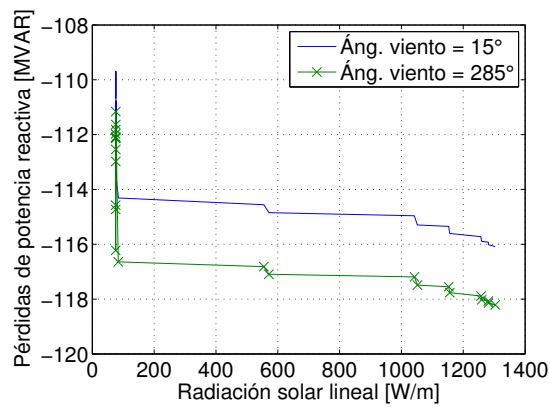


Figura 3-19:  $Q_{loss}$  del sistema respecto a la radiación solar.



### 3.3. Comparación de resultados

Se realizó el respectivo análisis de los resultados mostrados en la sección 3.2. La sección 3.3.1 compara los resultados obtenidos con [41]. Esto se hizo para observar si existe alguna diferencia en la cargabilidad cuando las líneas se encuentran en un país que tiene estaciones climáticas y cuando se ubican en un país de la zona tropical. La sección 3.3.2 contiene la explicación de los resultados obtenidos en el despacho de energía con DLR.

#### 3.3.1. Cargabilidad de las líneas

Las variables de entrada que afectan a  $Q_c$  en la ecuación (2-3) son el ángulo de incidencia y la velocidad del viento. Según la figura 3-3,  $I_{dyn}$  varió acorde al ángulo de incidencia del viento sobre el conductor, su valor mínimo se presentó cuando el viento incidió de forma paralela al conductor (0 - 180 deg). Su valor máximo ocurrió cuando el viento incidió perpendicularmente al conductor. Estos resultados concuerdan con lo planteado en [41]. La mayor diferencia de  $I_{dyn}$  calculada fue de 702,6A, que equivale a 73,2% de  $I_{stat}$ .

Por otro lado, la figura 3-4 permite observar que entre mayor sea la velocidad del viento, mayor es  $I_{dyn}$ , tal como se demuestra en [41]. A su vez,  $I_{dyn}$  es mayor cuando el viento incide de forma perpendicular al conductor [41]. Al comparar  $I_{dyn}$  calculada con un ángulo de incidencia del viento perpendicular y paralela al conductor a máxima velocidad, 7.6 nudos, hay una diferencia de 747,4A. La máxima variación de  $I_{dyn}$  de los resultados obtenidos se muestra en la tabla 3-2. El porcentaje de la variación se obtuvo tomando como valor de referencia  $I_{stat}$ .

**Tabla 3-2:** Comparación de la cargabilidad calculada cuando varía la velocidad del viento

Ángulo (viento - conductor)	$I_{dyn}$ a vel. viento		Variación [%]
	Max [A]	Min [A]	
Perpendicular (90 [deg])	2011.9	909.3	114.9
Paralelo (0 [deg])	1264.5	590.9	70.2

Otra variable de entrada para calcular  $Q_c$  y  $Q_r$  es la temperatura ambiente [2]. La figura 3-5 permite ver que  $I_{dyn}$  es mayor cuando la temperatura ambiente es menor. La tabla 3-3 contiene las variaciones de  $I_{dyn}$  en cada uno de los 5 casos evaluados. Los porcentajes de estos valores tomaron como referencia  $I_{stat}$ .

De la Figura 3-6 se observó que  $I_{dyn}$  disminuyó cuando aumentó la radiación solar. El inicio de la gráfica tiene un comportamiento vertical debido a que son los valores de radiación solar calculados para las horas comprendidas entre las 6:00 p.m. y las 6:00 a.m.; por consiguiente se tomaron como datos de análisis los puntos diferentes a los ubicados en la vertical.

**Tabla 3-3:** Comparación de la cargabilidad calculada cuando varía la temperatura ambiente

Vel. viento	Ángulo (viento - conductor)	$I_{dyn}$ a temp. ambiente		Variación [%]
		Min [A]	Max [A]	
Máximo	90 [deg]	2202.9	2018.9	19.2
	0 [deg]	1384.4	1256.5	13.3
Promedio	90 [deg]	1918.7	1756.9	16.9
	0 [deg]	1209.2	1093.1	12.1
Mínimo	-	724.9	629.9	9.9

De la ecuación (2-2) se observó la influencia de  $I_{conductor}$  sobre la temperatura del conductor y por consiguiente, sobre la resistencia del mismo. Por este motivo  $I_{dyn}$  calculado con  $I_{nominal}$  es mayor a  $I_{dyn}$  calculado con  $I_{overload}$ .

La temperatura del conductor superó su valor límite de fabricación,  $80^{\circ}C$ , en el caso que se consideró  $I_{overload}$  y cuando el viento incidió de manera paralela al conductor o a bajas velocidades. Si esto ocurre en la práctica, la línea entra en falla.

En la figura **3-7** se observa que la temperatura del conductor puede variar por influencia de su corriente hasta  $64,8^{\circ}C$  cuando el viento incide paralelamente al conductor. Cuando el viento incide de forma perpendicular al conductor, la temperatura del conductor estimada varió hasta  $27,4^{\circ}C$ .

La tabla **3-4** muestra los valores máximos de  $I_{dyn}$  para cada uno de los 12 casos y su relación respecto a  $I_{stat}$ .

De la tabla **3-4** se observa que  $I_{dyn}$  puede aumentar hasta 2.29 veces  $I_{stat}$ . Se alcanzó este valor cuando la temperatura ambiente fue la menor ( $14^{\circ}C$ ) la velocidad del viento fue la mayor (7.6 nudos) el viento incidió perpendicularmente al conductor, y la radiación solar tendió a cero.

$I_{dyn}$  puede llegar a valores de  $0.66 I_{stat}$ . Este último valor se obtuvo con la mayor temperatura ambiente ( $23.7^{\circ}C$ ), la menor velocidad de viento (0.3 nudos), y la máxima radiación solar ( $1.303 W/m$ ).

La tabla **3-5** contiene la representación matemática del fenómeno descrito. La correlación entre las ecuaciones y los resultados fue mayor a 0.9.

De la tabla **3-5** se concluye que  $I_{dyn}$  tiene un comportamiento potencial respecto a la velocidad del viento. La mayor tasa de aumento de  $I_{dyn}$  se presenta cuando el viento incide perpendicularmente al conductor.

$I_{dyn}$  tiene un comportamiento lineal inverso respecto a la temperatura ambiente y a la radiación solar. La mayor tasa de decrecimiento de  $I_{dyn}$  respecto a la temperatura ambiente ocurrió cuando la velocidad del viento fue máxima e incidió perpendicularmente al conduc-

**Tabla 3-4:** Valores máximos de  $I_{dyn}$  en cada caso evaluado

Variable	Caso	$I_{dyn}$	$I_{dyn}/I_{stat}$
Ángulo del viento	-	1,894.7	1.97
Velocidad del viento	Áng. perpendicular	2,011.9	2.09
	Áng. paralelo	1,264.5	1.32
Temp. ambiente	$v_w$ prom - perpendicular	1,918.7	1.99
	$v_w$ prom - paralelo	1,209.2	1.26
	$v_w$ min - perpendicular	724.9	0.76
	$v_w$ max - perpendicular	2,202.9	2.29
	$v_w$ max - paralelo	1,384.4	1.44
Radiación solar	$v_w$ prom - perpendicular	2,010.87	2.09
	$v_w$ prom - paralelo	1,635.36	1.70
$I_{nominal}$	Áng. perpendicular	1,861.7	1.94
	Áng. paralelo	1,192.1	1.24
$I_{overload}$	Áng. perpendicular	1,863.9	1.94
	Áng. paralelo	1,142.6	1.19

**Tabla 3-5:** Ecuaciones que representan la relación entre  $I_{dyn}$  y las variables ambientales

Variable	Descripción	Ecuación
Vel. viento	Áng. perpendicular	$1215,4v_w^{0,25}$
	Áng. paralelo	$777,1v_w^{0,24}$
Temp. ambiente	$v_w$ prom - perpendicular	$-16,7T_{env} + 2153,1$
	$v_w$ prom - paralelo	$-11,96T_{env} + 1377,5$
	$v_w$ min - perpendicular	$-9,77T_{env} + 862,5$
	$v_w$ max - perpendicular	$-18,96T_{env} + 2469,4$
	$v_w$ max - paralelo	$-13,18T_{env} + 1569,6$
Radiación solar	$v_w$ prom - perpendicular	$-0,1142Q_{solar} + 2021,2$
	$v_w$ prom - paralelo	$-0,1756Q_{solar} + 1386$

tor.  $I_{dyn}$  tuvo la mayor tasa de decrecimiento respecto a la radiación solar cuando el viento incidió paralelamente al conductor.

En resumen,  $I_{dyn}$  es mayor cuando el viento incide perpendicularmente al conductor y simultáneamente se presenta la mayor velocidad de viento, la temperatura ambiente es la menor y la radiación solar tiende a cero, que es el caso de las horas de la noche.

### 3.3.2. Despacho de energía

Se realizó la comparación de resultados obtenidos en el despacho de energía del sistema de la Figura 3-2 utilizando la herramienta OPF de Neplan®. Esta herramienta realiza un algoritmo de optimización multiobjetivo lineal en un sistema de potencia y permite seleccionar sus funciones objetivo.

Los resultados del despacho de energía con DLR se compararon con los resultados de la Tabla 3-6 que se obtuvieron considerando SLR en el cálculo.

**Tabla 3-6:** Resultados del despacho de energía utilizando SLR.

Variable	Valor
Costo de generación [\$USD/h]	32,450.82
Pérdidas de potencia activa [MW]	3.44
Emisión de CO2 debido a $P_{loss}$ [kgCO2]	412.8
Pérdidas de potencia reactiva [MVAR]	-128.57

El costo de generación tuvo una dependencia del ángulo de incidencia del viento sobre los conductores en sobrecarga. Cuando el viento incidió paralelamente a estas líneas, menos corriente circuló por ellas y los generadores de mayor precio despacharon más energía. Estos precios pico ocurrieron porque el viento incidió paralelamente a tres líneas cuya  $I_{conductor}$  estaba por encima del 90% de  $I_{dyn}$ .

El costo de generación fue inversamente proporcional a la velocidad del viento. Esto ocurrió porque cuando el viento tuvo mayor velocidad, mayor fue su capacidad de disipar calor del conductor e  $I_{dyn}$  aumentó y la resistencia del conductor (R) disminuyó. Esto permitió despachar más energía de los generadores de menor precio y así disminuir el precio de generación. Cuando la velocidad del viento fue menor a 2 nudos e incidió paralelamente a los conductores de los generadores de menor precio, el precio aumentó porque  $I_{dyn}$  disminuyó.

El costo de generación fue directamente proporcional a la temperatura ambiente. Esto sucedió porque si aumenta la temperatura ambiente, disminuye  $I_{dyn}$ . Por consiguiente se tuvo que despachar energía de generadores con mayor costo. Se observó que a menor velocidad de viento, mayor costo de generación.

El costo de generación fue directamente proporcional a la radiación solar,  $Q_{solar}$ , porque a mayor  $Q_{solar}$ , menor  $I_{dyn}$  en las líneas sobrecargadas y los generadores de menor precio entregaron menos energía.

$P_{loss}$  disminuyó cuando aumentó el costo de generación. Esto aconteció porque el viento incidió paralelamente sobre tres líneas cercanas al punto de sobrecarga.  $I_{dyn}$  e  $I_{conductor}$  disminuyeron mientras que R aumentó. Por el efecto Joule,  $P_{loss}$  disminuyó en esos puntos.  $P_{loss}$  fue directamente proporcional a la velocidad del viento; esto sucedió porque si aumenta la velocidad del viento,  $I_{dyn}$  e  $I_{conductor}$  aumentan y R disminuye. Por efecto Joule,  $P_{loss}$  aumenta. Cuando el viento incidió a  $15deg$  sobre el sistema y la velocidad del viento fue menor a 2 nudos,  $P_{loss}$  aumentó. Este fenómeno se produjo porque la temperatura del conductor incrementó R. El incremento de R fue mayor al decremento de  $I_{conductor}$ ; por esta razón  $P_{loss}$  fue mayor en este intervalo.

$P_{loss}$  fue inversamente proporcional a la temperatura ambiente. Cuando aumenta la temperatura ambiente, disminuye  $I_{dyn}$  e  $I_{conductor}$ .  $P_{loss}$  disminuyó debido al efecto Joule.

Cuando ocurrió la velocidad mínima del viento la temperatura del conductor aumentó, esto muestra que  $P_{loss}$  fue directamente proporcional a la temperatura ambiente. Por esta razón, R aumentó en mayor proporción de la que disminuyó  $I_{dyn}$ .

$P_{loss}$  tiende a disminuir a medida que se incrementa  $Q_{solar}$ . Esto ocurre porque al aumentar  $Q_{solar}$ , disminuye  $I_{dyn}$  e  $I_{conductor}$  y  $P_{loss}$  disminuye por efecto Joule.

$Q_{loss}$  disminuye cuando la velocidad del viento disminuye incidiendo paralelamente a los conductores sobrecargados, la temperatura ambiente aumenta, y  $Q_{solar}$  aumenta. Esto ocurre porque al disminuir  $I_{dyn}$ , disminuye  $I_{conductor}$ , y, por  $Q_{loss} = X * I^2$ ,  $Q_{loss}$  disminuye.

Las tablas **3-7** a **3-10** resumen los resultados de los 10 casos de estudio. Estas tablas contienen los valores promedio y las desviaciones estándar ( $\sigma$ ) de costos de generación,  $P_{loss}$ , emisión de CO2 debido a  $P_{loss}$ , y  $Q_{loss}$  respectivamente. Además, se encuentra la variación de los datos obtenidos, la cual se calculó teniendo en cuenta su valor máximo y mínimo; y la diferencia porcentual entre el promedio de las variables utilizando DLR y considerando SLR. Las emisiones de CO2 debido a las pérdidas se calcularon utilizando el factor de emisión de gases de efecto invernadero de generación de energía eléctrica en Colombia que es 120 kgCO2/MWh [12].

El costo de generación calculado con DLR disminuyó en 9 de los 10 casos de estudio respecto al costo estimado con SLR. Se encontró que al utilizar DLR en el cálculo del costo de generación, este tuvo un decrecimiento hasta 5.41% y un incremento hasta 11.62% del costo comparado con el costo estimado con SLR. Adicionalmente, la diferencia entre el costo mínimo y el máximo considerando DLR varió desde 0.05% hasta 17.49%. Debido a estos resultados, las mejores condiciones para disminuir el costo de generación fueron temperatura menor a  $19^{\circ}C$ , máxima velocidad del viento sobre el sistema, ángulo del viento a  $170deg$  o  $350deg$  respecto al norte sobre el sistema, y  $Q_{solar}$  tienda a cero.

$P_{loss}$  y la emisión de CO2 debido a estas pérdidas calculadas con DLR disminuyeron en 9 de los 10 casos de estudio respecto a sus valores calculados con SLR. Tanto  $P_{loss}$  como la emisión

**Tabla 3-7:** Estadísticas del costo de generación en los 10 casos de estudio de despacho de energía

Variable	Caso	Promedio [USD/h]	$\sigma$ [USD/h]	$\Delta_{DLR}$ [%]	DLR-SLR [%]
Áng. viento	-	31,375.10	1,055.68	17.27	-3.31
Vel. viento	285deg	31,365.50	264.92	3.69	-3.34
	15deg	31,608.45	1439.39	17.49	-2.60
Temp. ambiente	$v_w$ prom - 285deg	31,298.57	63.49	0.57	-3.55
	$v_w$ prom - 15deg	31,020.18	71.49	0.62	-4.41
	$v_w$ min - 285deg	36,222.85	8.02	0.05	11.62
	$v_w$ max - 285deg	31,018.08	67.51	0.63	-4.42
	$v_w$ max - 15deg	30,695.29	76.61	0.67	-5.41
Radiación solar	$v_w$ prom - 285deg	31,074.51	323.53	2.76	-4.24
	$v_w$ prom - 15deg	30,861.80	221.69	2.10	-4.90

**Tabla 3-8:** Estadísticas de  $P_{loss}$  en los 10 casos de estudio de despacho de energía

Variable	Caso	Prom.[MW]	$\sigma$ [MW]	$\Delta_{DLR}$ [%]	DLR-SLR[%]
Ang. viento	-	2.92	0.17	21.85	-15.11
Vel. viento	285deg	2.76	0.16	32.74	-19.65
	15deg	3.01	0.18	24.39	-12.58
Temp. ambiente	$v_w$ prom - 285deg	2.82	0.02	1.65	-18.02
	$v_w$ prom - 15deg	3.02	0.03	2.68	-12.09
	$v_w$ min - 285deg	3.44	0.22	16.09	0.05
	$v_w$ max - 285deg	3.00	0.03	2.67	-12.88
	$v_w$ max - 15deg	3.31	0.04	3.67	-3.71
Radiación solar	$v_w$ prom - 285deg	2.91	0.19	20.09	-15.29
	$v_w$ prom - 15deg	3.13	0.17	15.15	-9.05

**Tabla 3-9:** Estadísticas de emisión de CO2 debido a  $P_{loss}$  en los 10 casos de estudio de despacho de energía

Variable	Caso	Prom.[kgCO2]	$\sigma$ [kgCO2]	$\Delta_{DLR}$ [%]	DLR-SLR[%]
Ang. viento	-	350.42	20.16	21.85	-15.11
Vel. viento	285deg	331.67	18.74	32.74	-19.65
	15deg	360.88	21.14	24.39	-12.58
Temp. ambiente	$v_w$ prom - 285deg	338.43	2.00	1.65	-18.02
	$v_w$ prom - 15deg	362.91	3.59	2.68	-12.09
	$v_w$ min - 285deg	413.01	26.85	16.09	0.05
	$v_w$ max - 285deg	359.65	3.28	2.67	-12.88
	$v_w$ max - 15deg	397.47	5.36	3.67	-3.71
Radiación solar	$v_w$ prom - 285deg	349.70	22.99	20.09	-15.29
	$v_w$ prom - 15deg	375.44	20.06	15.15	-9.05

**Tabla 3-10:** Estadísticas de  $Q_{loss}$  en los 10 casos de estudio de despacho de energía

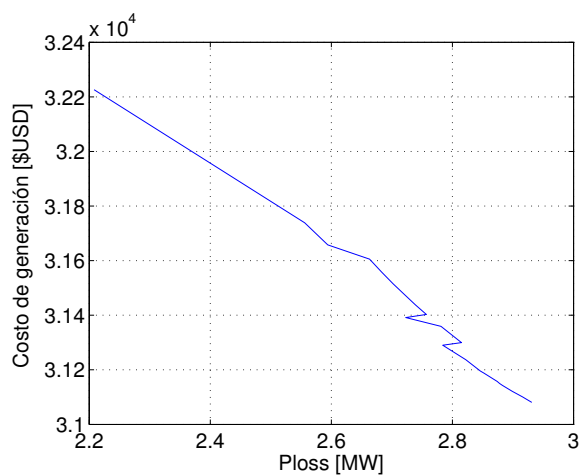
Variable	Caso	Prom.[MVA <sub>r</sub> ]	$\sigma$ [MVA <sub>r</sub> ]	$\Delta_{DLR}$ [%]	DLR-SLR[%]
Áng. viento	-	-115.95	2.06	-7.66	-9.82
Vel. viento	285deg	-117.65	1.51	-4.95	-8.49
	15deg	-115.85	2.30	-7.25	-9.89
Temp. ambiente	$v_w$ prom - 285deg	-117.26	0.40	-0.95	-8.79
	$v_w$ prom - 15deg	-115.22	0.58	-1.34	-10.38
	$v_w$ min - 285deg	-110.22	0.01	-0.04	-14.27
	$v_w$ max - 285deg	-115.21	0.55	-1.37	-10.39
	$v_w$ max - 15deg	-112.13	0.81	-1.91	-12.79
Radiación solar	$v_w$ prom - 285deg	-115.20	2.67	-5.96	-10.40
	$v_w$ prom - 15deg	-113.51	2.19	-5.50	-11.71

de CO2 debido a las pérdidas disminuyeron hasta 19.65% e incrementaron hasta 0.05%. La

diferencia entre sus valores mínimos y máximos utilizando DLR varió desde 1.65 % hasta 32.74 %. Para obtener el menor  $P_{loss}$  y por ende la menor emisión de CO<sub>2</sub>, el sistema debe estar a una temperatura ambiente mayor a  $19^{\circ}C$ , velocidad del viento menor a 4 nudos e incidencia del viento a  $80deg$  o  $260deg$  respecto al norte y la mayor  $Q_{solar}$ , que ocurre al medio día.

La estimación de  $Q_{loss}$  con DLR aumentó en los 10 casos de estudio respecto a  $Q_{loss}$  calculado con SLR. La generación de reactivos en las líneas disminuyó entre 8.49 % y 14.27 %. La diferencia entre el mínimo y el máximo de  $Q_{loss}$  calculado con DLR varió desde 0.04 % hasta 7.66 %. El mayor  $Q_{loss}$ , o su recíproco la menor generación de Q, se obtiene cuando la temperatura ambiente es menor a  $19^{\circ}C$ , la velocidad del viento es mayor a 4 nudos y el ángulo de incidencia del viento sobre el sistema es a  $170deg$  o  $350deg$  respecto al norte, y  $Q_{solar}$  tiende a cero.

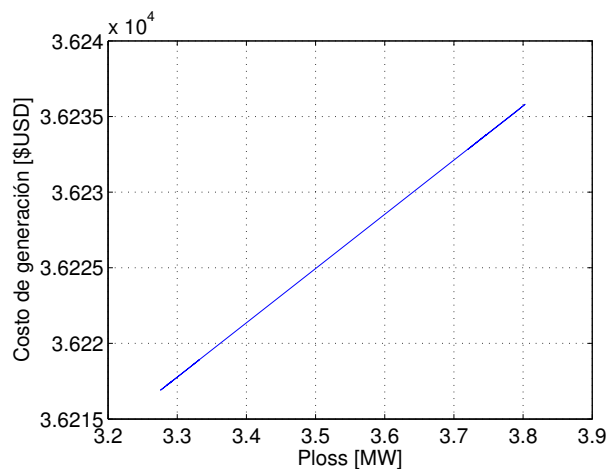
Se seleccionaron los casos de estudio donde la diferencia entre los costos de generación y  $P_{loss}$  calculados con DLR y con SLR fueron los máximos y los mínimos. A partir de estos datos se realizaron las gráficas que muestran la relación entre los costos de generación y  $P_{loss}$  para cada caso de estudio: La figura 3-20 muestra la relación cuando se varió la velocidad del viento con un ángulo de incidencia de  $285deg$ , la figura 3-21 representa esta relación en el caso donde se varió la temperatura ambiente y se consideró la velocidad del viento mínima, finalmente se encuentra la figura 3-22 que contiene la relación entre los costos de generación y  $P_{loss}$  cuando se varió la temperatura ambiente y se consideró la velocidad del viento máxima e incidió a  $15deg$  respecto al norte.



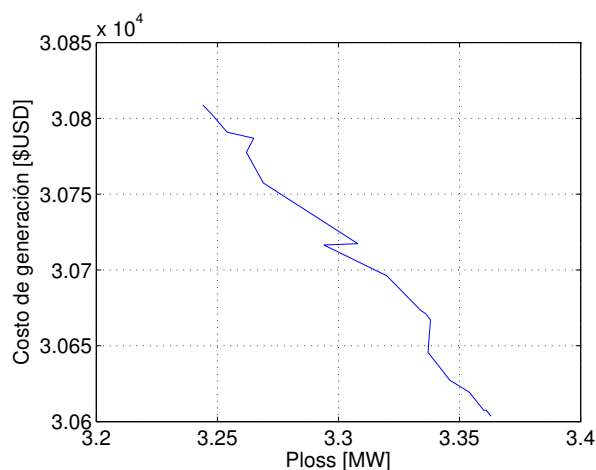
**Figura 3-20:** Relación entre los costos de generación y  $P_{loss}$  cuando varió la velocidad del viento con ángulo de  $285deg$ .

En los casos donde los costos de generación y  $P_{loss}$  tuvieron sus máximos valores (figuras 3-20 y 3-22 respectivamente) se observó un comportamiento inversamente proporcional entre esas variables. Esto sucedió porque si baja la temperatura del conductor, incrementa  $I_{dyn}$





**Figura 3-21:** Relación entre los costos de generación y  $P_{loss}$  cuando temperatura ambiente y se consideró la velocidad del viento mínima.



**Figura 3-22:** Relación entre los costos de generación y  $P_{loss}$  cuando temperatura ambiente, se consideró la velocidad del viento máxima e incidió a  $15deg$ .

haciendo que  $P_{loss}$  aumentara debido al efecto Joule; este hecho permitió a los generadores de menor costo entregar más potencia y así disminuir los costos de generación.

Por el otro lado, en el caso cuando los costos de generación y  $P_{loss}$  obtuvieron su mínimo valor (figura 3-21) se observó un comportamiento directamente proporcional entre estas variables. Este comportamiento ocurrió porque en este caso la temperatura del conductor aumentó haciendo que  $I_{dyn}$  disminuyera y que hubiese un aumento de mayor proporción de  $R$  y por consiguiente aumentó  $P_{loss}$ ; asimismo los generadores de mayor costo tuvieron que entregar más potencia aumentando los costos de generación.

### 3.4. Incorporación del vano crítico térmicamente en el despacho de energía

Actualmente, el Centro Nacional de Despacho de Energía de Colombia (CND) considera el modelo SLR de las líneas de transmisión en la operación del sistema colombiano. Basado en los resultados de la sección 3.2 y los análisis realizados en la sección 3.3, se recomienda implementar DLR dentro del despacho de energía. Esto permitirá un mayor flujo de potencia por las líneas de transmisión y despachar los generadores de bajo costo a su máxima potencia [29]. Asimismo, calcular con mayor aproximación las pérdidas técnicas del sistema de transmisión nacional (STN) y el costo referido a estas [31].

En caso de aplicar el modelo de DLR, se debe seleccionar el vano crítico térmicamente (VCT) de cada línea e incluir la predicción de cada una de las variables ambientales en esos puntos. Un VCT se definió como el punto donde ocurre la menor  $I_{dyn}$  en una línea que atraviese varios pisos térmicos. Se define un VCT como el tramo de la línea de transmisión que se encuentra expuesto a altas temperaturas, bajas velocidades de vientos, y, según la rosa de vientos del sitio, con incidencia de viento paralelo al conductor [16, 32]. Las estaciones meteorológicas deben medir velocidad y ángulo del viento, temperatura ambiente, radiación solar y la temperatura del conductor.

El IDEAM realizaría las predicciones del clima. Para realizar los pronósticos se recomienda instalar estaciones meteorológicas cerca a los VCT's. Estas estaciones deberían medir: Velocidad y ángulo del viento, radiación solar y temperatura ambiente. Con los pronósticos ambientales,  $LAB+i$  utilizaría estos datos para calcular con el modelo DLR los parámetros de las líneas de transmisión. Estos datos se incorporarían al despacho real de energía.

# 4 Criterios de despacho de energía considerando cargabilidad dinámica de líneas de transmisión

Para la operación del sistema eléctrico se establecieron criterios de despacho de energía para integrar DLR en un sistema de potencia considerando las condiciones ambientales de Colombia. Primero, se describe la metodología que se siguió y los datos ambientales que se utilizaron para el estudio. Después, se muestra el proceso para determinar la(s) función(es) objetivo del algoritmo multiobjetivo del despacho de energía. Luego, se muestran los resultados comparativos entre un flujo óptimo de potencia con DLR y con cargabilidad estática (SLR). Se prosigue con tres casos de estudio utilizando las curvas de carga para días hábiles, sábados y domingos en Colombia. A partir de todos los resultados, se determinan los criterios de despacho de energía y de la integración del modelo DLR.

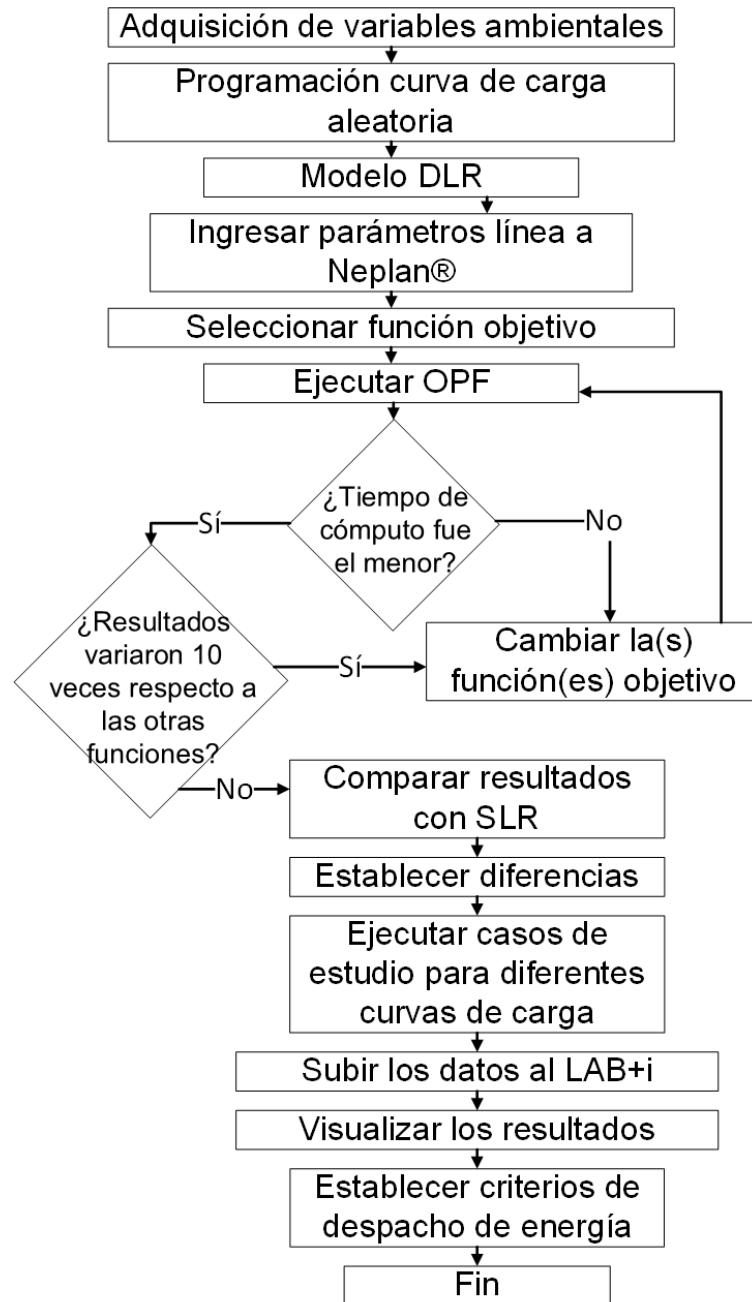
## 4.1. Metodología para la selección de criterios de despacho de energía

El modelo de DLR y las simulaciones del despacho de energía se desarrollaron con base en el modelo de capas de redes inteligentes del *LAB+i* (Figura 2-2) [35, 4] que se muestra en la metodología de [16].

Con base en la ecuación (2-3), se determinó  $I_{dyn}$  teniendo en cuenta el balance de calor del conductor propuesto en [2].

La figura 4-1 muestra la metodología a seguir para establecer los criterios de despacho de energía. Las variables ambientales de estudio fueron pronósticos del IDEAM - Colombia. Las variables ambientales de entrada al modelo fueron velocidad y ángulo del viento, y temperatura ambiente. La radiación solar se estimó según la metodología propuesta en [2] para cielos rurales. La figura 4-2 muestra las variables ambientales de estudio para un día hábil, un sábado y un domingo.

Se utilizaron tres curvas de carga diaria para Colombia, día hábil, sábado y domingo [25], y se adaptaron al sistema. En *LAB+i* se realizó un programa que genera una curva de carga aleatoria según el día de la semana; esta curva tiene como valor promedio la curva de carga típica en Colombia [25]. El valor aleatorio se asignó siguiendo una curva de distribución



**Figura 4-1:** Diagrama de flujo de la metodología para establecer criterios de despacho de energía.

normal cuya desviación estándar correspondió a 500 kW. Este programa se desarrolló con el objetivo de simular dinámicamente el comportamiento de las cargas del sistema de estudio. La figura 4-3 muestra las curvas de carga diarias en por unidad generadas por el programa. Esta curva de carga se utilizó en cada nodo de carga del sistema de estudio de la Figura

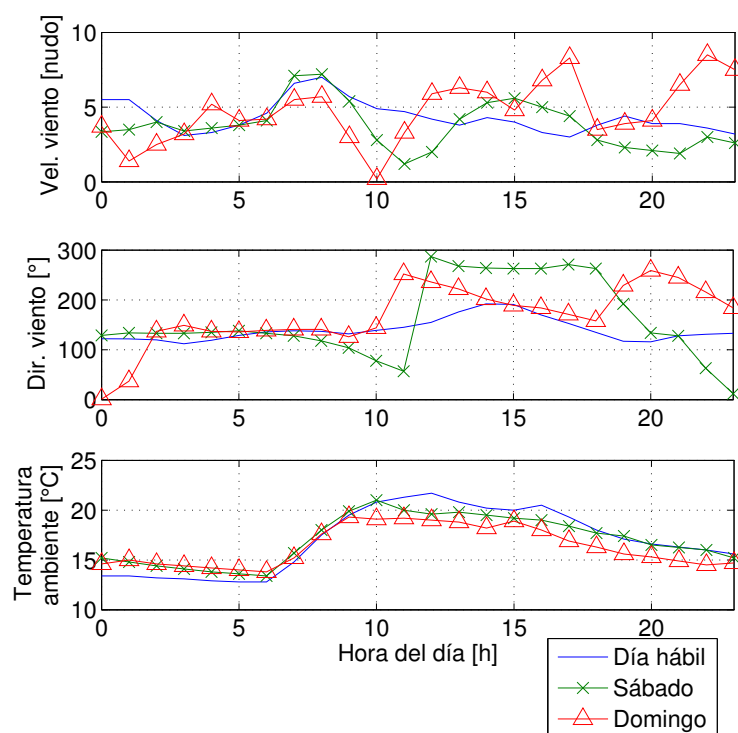


Figura 4-2: Variables ambientales consideradas en el estudio.

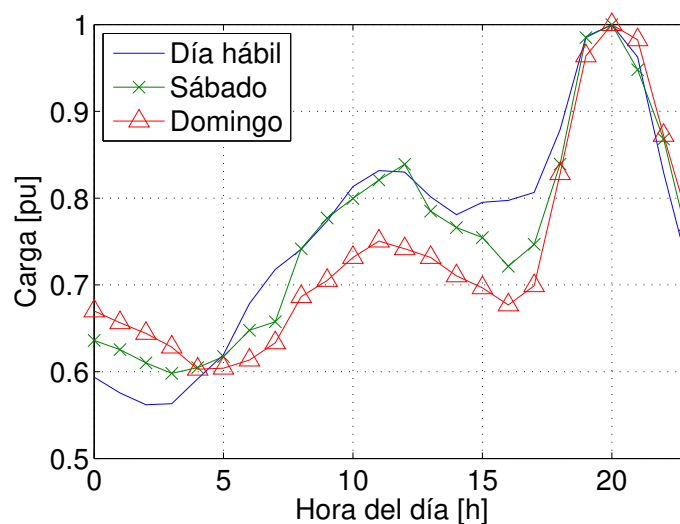


Figura 4-3: Curvas de carga diaria aleatorias para el caso de estudio.

4-4. Este sistema se compone por cinco generadores, 25 líneas y 18 nodos. La visualización

del estado del sistema se desarrolló en una de las herramientas de PI System® del *LAB+i*. Cada línea de transmisión tiene un indicador de color que establece alertas según la relación entre la corriente del conductor ( $I_{conductor}$ ) e  $I_{dyn}$ .

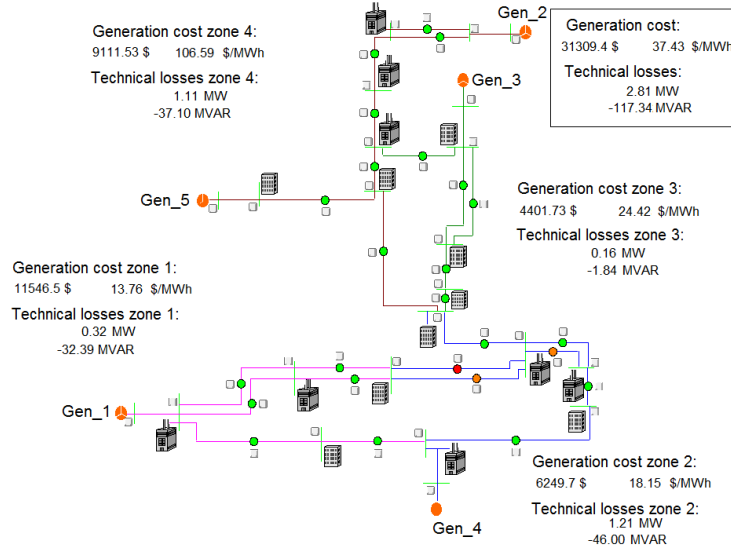


Figura 4-4: Sistema bajo estudio con líneas en sobrecarga.

- **Verde:**  $I_{conductor} \leq 90\% I_{dyn}$
- **Naranja:**  $90\% I_{dyn} < I_{conductor} \leq 100\% I_{dyn}$
- **Rojo:**  $I_{conductor} > 100\% I_{dyn}$

Los parámetros calculados de las líneas de transmisión se ingresaron a Neplan® y se utilizó el módulo *Optimal Power Flow - OPF* para realizar las siguientes simulaciones:

- **Selección de la función objetivo:** Se evaluaron cuatro combinaciones de funciones objetivo 1) *Minimizar costos de generación*, 2) *minimizar costos de generación y minimizar  $P_{loss}$* , 3) *minimizar costos de generación y minimizar  $Q_{loss}$* , 4) *minimizar costos de generación y maximizar  $Q_{loss}$* . Por cada combinación de funciones objetivo se realizaron simulaciones un día, hora a hora. Los cuatro días se simularon con las mismas condiciones ambientales.
- **Comparación SLR - DLR:** Se utilizó la curva de carga diaria y las variables ambientales de un día hábil y se simuló un día considerando el modelo tradicional de las líneas de transmisión, SLR, y se simuló otro día con el modelo DLR. Además, se calculó el despacho ideal de energía para determinar el impacto de DLR sobre las reconciliaciones. En el despacho ideal se retiraron las restricciones de cargabilidad y cumple la igualdad  $P_{gen-total} = P_{demand} + P_{loss}$ .

- **Casos de estudio en el despacho de energía:** Se realizaron simulaciones de tres días, hora a hora, donde se considerara la curva de carga diaria de un día hábil, sábado y domingo. Las variables ambientales fueron pronósticos para esos días de estudio.

Después de realizar las simulaciones se determinaron cuáles deberían ser los criterios para el despacho de energía eléctrica en el mercado de bolsa.

## 4.2. Selección de la función objetivo del despacho

Se utilizó el módulo *Optimal Power Flow - OPF* de Neplan® para determinar la combinación de funciones objetivo del algoritmo multiobjetivo del despacho de energía. Las funciones objetivo se escogieron entre:

- Minimizar costos de generación
- Minimizar costos de generación y minimizar pérdidas de potencia activa ( $P_{loss}$ )
- Minimizar costos de generación y minimizar pérdidas de potencia reactiva ( $Q_{loss}$ )
- Minimizar costos de generación y maximizar  $Q_{loss}$

Se ejecutaron cuatro tipos de simulaciones con las mismas condiciones ambientales donde se evaluó cada función objetivo. Los criterios de selección de las funciones objetivo fueron menor costo de generación, menor  $P_{loss}$  y  $Q_{loss}$  cercano a cero.

Las figuras 4-5 a 4-7 muestran costos de generación,  $P_{loss}$  y  $Q_{loss}$  calculados con los cuatro tipos de simulaciones.

Se compararon hora a hora los resultados de cada tipo de simulaciones. La tabla 4-1 muestra los valores promedio en el punto donde ocurrió la mayor desviación estándar ( $\sigma$ ),  $\sigma$  y la relación entre  $\sigma$  y el promedio.

**Tabla 4-1:** Promedio y  $\sigma$  de los criterios de selección en los casos de estudio

Criterios	Promedio	$\sigma$	$\sigma/\text{Promedio}$ [%]
Costo de generación [\$USD]	31331.19	10.59	0.03
$P_{loss}$ [MW]	2.41	0.04	1.74
$Q_{loss}$ [MVAR]	-120.57	0.30	0.25

Según la tabla 4-1,  $\sigma$  corresponde a 1.74% del valor promedio en el peor caso. Por este motivo, la función objetivo que se seleccionó en el proceso de optimización del despacho de energía fue *Minimizar costos de generación*; esta función objetivo también tiene la ventaja de que llega a la solución óptima en menos iteraciones que las demás.

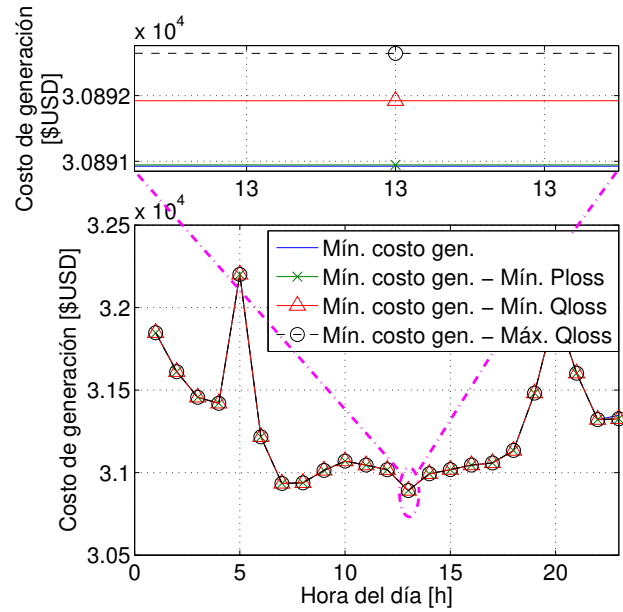


Figura 4-5: Costos de generación calculados con las cuatro funciones objetivo.

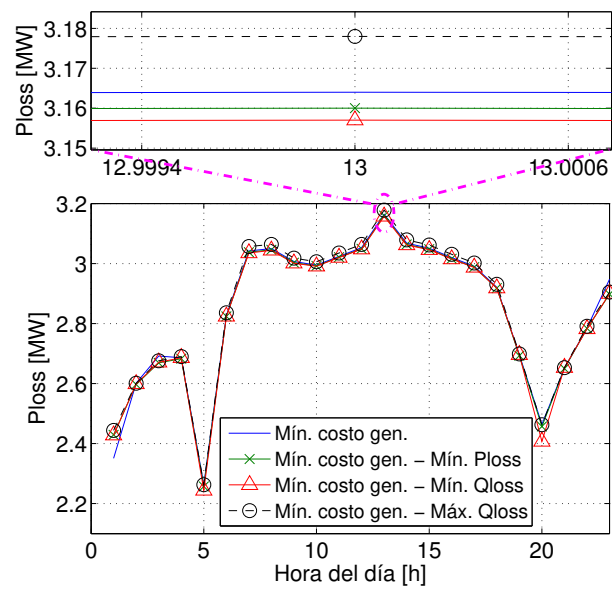


Figura 4-6:  $P_{loss}$  calculado con las cuatro funciones objetivo.



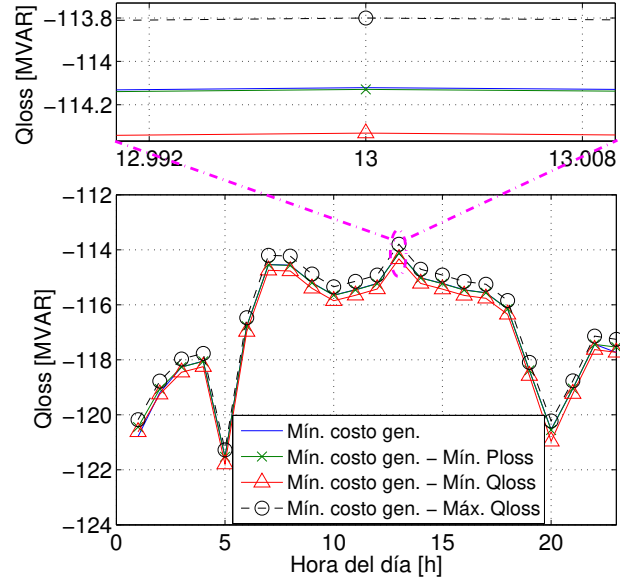


Figura 4-7:  $Q_{loss}$  calculado con las cuatro funciones objetivo.

### 4.3. Resultados comparativos de los cálculos del despacho de energía

A partir de la metodología propuesta en la sección 4.1 y de la función objetivo seleccionada, se observaron los resultados de los cálculos del despacho de energía.

La figura 4-8 muestra la diferencia entre la potencia generada considerando los modelos DLR y SLR. El 87.5% del día la diferencia de la potencia generada fue positiva. Esto significa que al considerar DLR, la potencia generada disminuye respecto al método convencional que utiliza SLR. Entre las 7 a.m. y las 10:00 a.m. la diferencia de potencia generada es negativa porque se presenta un pico en la velocidad del viento. Esto aumenta la cargabilidad de la línea ( $I_{dyn}$ ),  $R$  disminuye [16, 17] y por consiguiente aumenta la corriente del conductor. Por esta razón aumentan las pérdidas por efecto Joule y a su vez la potencia generada.

Las figuras 4-9 y 4-10 muestran los costos de generación y el precio del MWh generado considerando DLR, SLR y el despacho ideal. El precio de generación fue menor considerando DLR que con SLR; su diferencia porcentual osciló entre 2.53% y 5.26%. El precio del MWh generado con DLR fue menor que considerando SLR; su diferencia porcentual estuvo entre 2.46% y 5.27%. Esto sucedió porque los generadores de menor costo pudieron generar mayor energía debido al incremento en la capacidad de los conductores con sobrecarga; estos resultados evidencian que considerar el modelo DLR de líneas de transmisión hace que el despacho real se parezca más al ideal teniendo en cuenta las demás restricciones del sistema. Las figuras 4-11 a 4-13 muestran las pérdidas de potencia activa ( $P_{loss}$ ) considerando DLR,

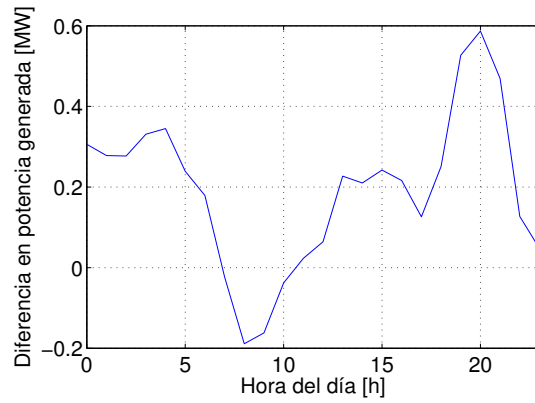


Figura 4-8: Diferencia de P generada entre modelo DLR y SLR.

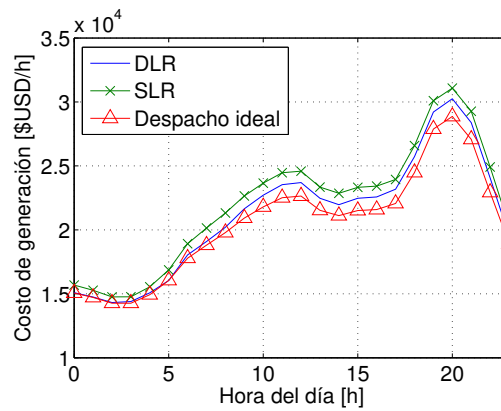


Figura 4-9: Costo de generación del sistema considerando DLR y SLR.

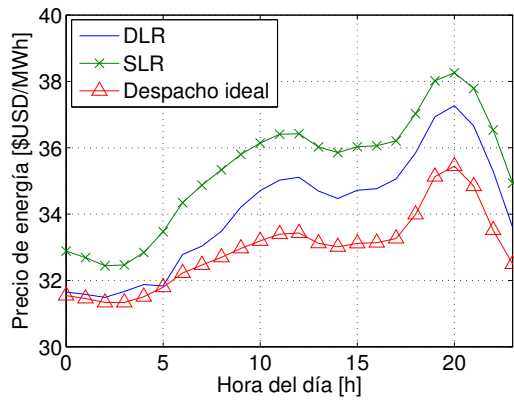


Figura 4-10: Costo del MWh debido a generación del sistema considerando DLR y SLR.

SLR y el despacho ideal, su costo asociado a la generación y su emisión de CO<sub>2</sub>. El 87.5 % del día  $P_{loss}$  fue hasta 19.04 % menor utilizando el modelo de DLR respecto al modelo de SLR.  $P_{loss}$  fue menor porque la resistencia del conductor fue menor al calcular el modelo con DLR que con SLR.

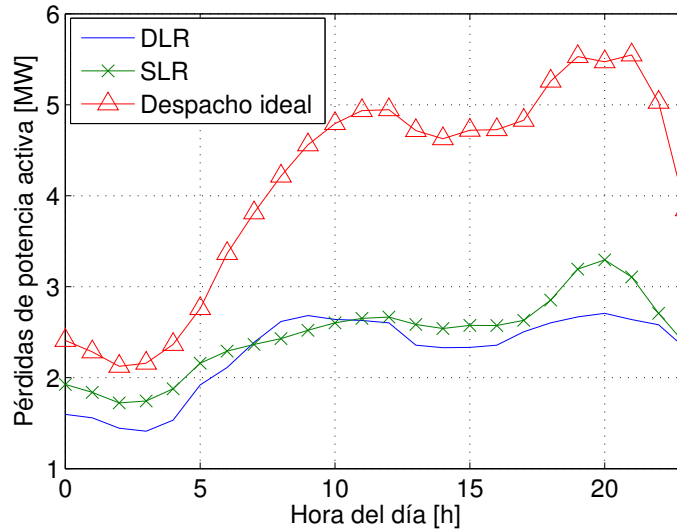


Figura 4-11:  $P_{loss}$  calculado con modelo DLR y SLR.

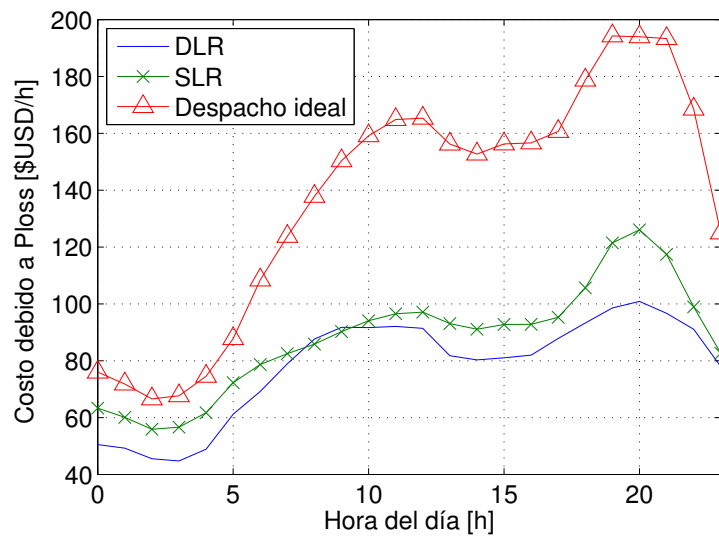
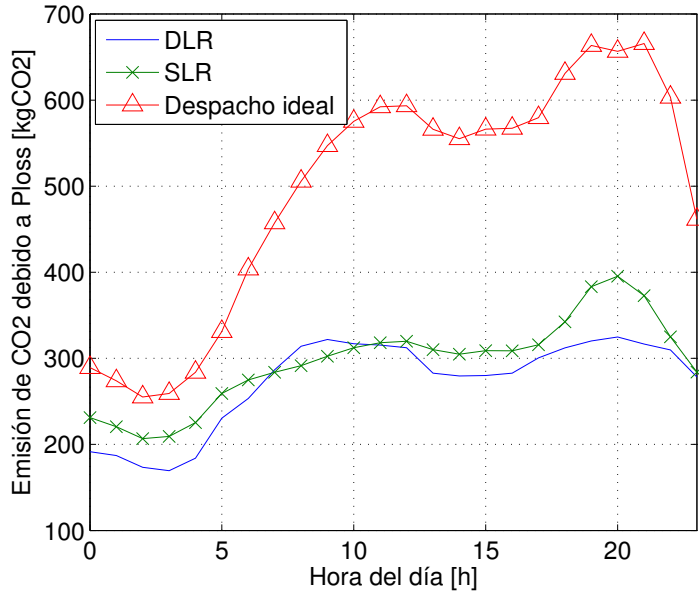


Figura 4-12: Costo de  $P_{loss}$  calculado con modelo DLR y SLR.



**Figura 4-13:** Emisión de CO2 debido a  $P_{loss}$  calculado con modelo DLR y SLR.

El tiempo restante del día,  $P_{loss}$  calculado con DLR llegó a ser hasta 7.74% mayor que  $P_{loss}$  calculado con SLR. Esto sucedió porque  $I_{dyn}$  aumentó, permitiendo mayor flujo de corriente por las líneas y, por efecto Joule, se incrementó  $P_{loss}$ .

Los costos de  $P_{loss}$  referidos a la generación fueron menores cuando se calcularon con DLR que con SLR el 91.67% del día. Estos costos disminuyeron hasta 21.03% respecto a los costos de  $P_{loss}$  calculados con SLR.

El 8.33% del día, el costo de  $P_{loss}$  calculado con DLR aumentó hasta 2.08% respecto al calculado con SLR. El incremento porcentual del costo de  $P_{loss}$  en esta parte fue menor al incremento porcentual de  $P_{loss}$ . Esto sucedió en este caso de estudio porque entregaron más energía los generadores de menor costo y el incremento de  $P_{loss}$  no ocasionó que se despachara un generador más costoso.

$P_{loss}$  y su costo asociado fueron mayores en el despacho ideal porque los generadores 1, 4 y 5 suplieron toda la demanda. Por efecto Joule, cuando aumenta  $I_{conductor}$ , aumenta cuadráticamente  $P_{loss}$ . Al aumentar  $P_{loss}$  aumenta la potencia generada y como consecuencia la emisión de CO2 en el sistema se incrementa.

La figura 4-14 muestra las pérdidas de Q considerando DLR, SLR y el despacho ideal. Se observa una disminución en la generación de Q de las líneas. Esto ocurrió porque las impedancias de las líneas fueron menores en el modelo que considera DLR que en el modelo que considera SLR.

La tabla 4-2 contiene la comparación de los resultados obtenidos en la simulación del despacho de energía considerando DLR y SLR. Se resalta que en todos los valores hubo una

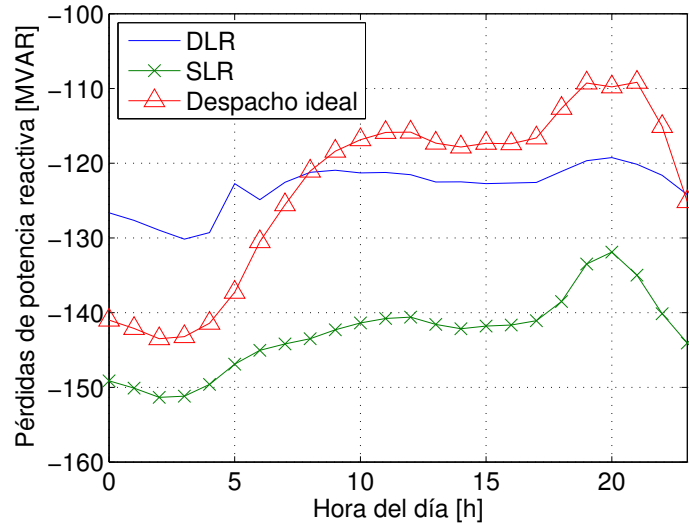


Figura 4-14:  $Q_{loss}$  calculado con modelo DLR y SLR.

reducción cuando se utilizó el modelo DLR en comparación con el modelo SLR. Las pérdidas de energía reactiva tienen valor negativo porque  $Q_{loss}$  fue negativo durante todo el día. Esto significa que las pérdidas de energía reactiva calculadas con el modelo DLR tuvieron un valor más cercano a cero comparado con el resultado calculado con el modelo SLR.

Tabla 4-2: Comparación simulación del despacho de energía DLR vs SLR

Variable	SLR-DLR	SLR-DLR[%]
Energía generada [MWh-día]	4.66	0.03
Costo de generación [\$USD-día]	19,323.46	3.66
Costo MWh [\$USD/MWh-día]	31.04	3.66
Pérdidas de energía activa [MWh-día]	4.66	7.87
Costos de pérdidas de energía activa [\$USD-día]	237.12	11.23
Emisión de CO2 debido a pérdidas de energía activa [kgCO2]	562.08	7.91
Pérdidas de energía reactiva [MVARh-día]	-468.61	13.67

La figura 4-15 muestra las reconciliaciones de potencia ( $P_{reconciliation}$ ) hora a hora de los generadores. Estos cálculos se realizaron considerando DLR y SLR.

El valor absoluto de  $P_{reconciliation}$  disminuyó con el modelo DLR en los generadores 1, 2, 3 y 5 respecto a  $P_{reconciliation}$  calculado con SLR. Esto sucedió debido a que  $I_{dyn}$  fue mayor que

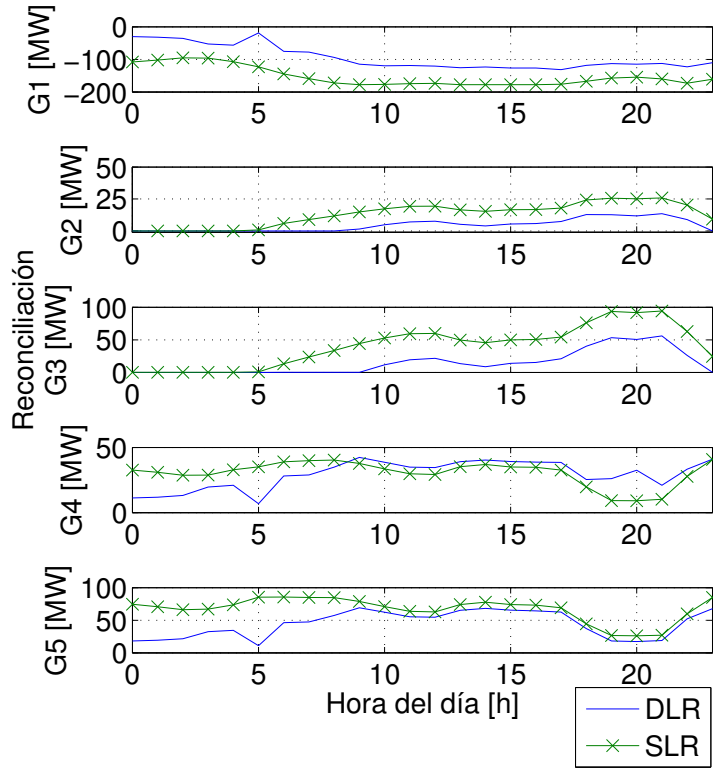


Figura 4-15: Reconciliaciones para los 5 generadores.

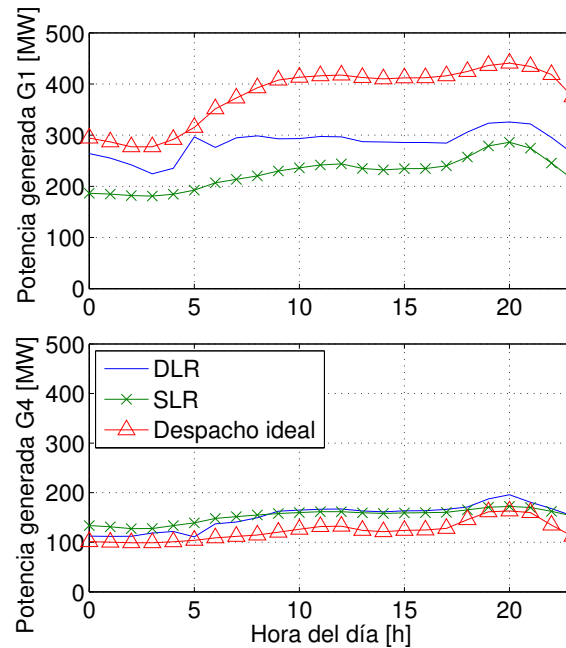
la cargabilidad estática y los generadores con el menor precio de energía pudieron entregar más energía al considerar DLR que con SLR.

Solamente  $P_{reconciliation}$  del generador 1 fue negativa. El generador 1 ofertó su energía al menor precio del sistema. Debido a los límites de cargabilidad de las líneas de transmisión, este generador no pudo entregar toda su potencia disponible. La tabla 4-3 muestra la diferencia porcentual promedio entre  $P_{reconciliation}$  calculado con DLR y con SLR para cada generador y su desviación estándar para el día del caso de estudio.

$P_{reconciliation}$  calculado con DLR fue mayor que  $P_{reconciliation}$  estimado con SLR para el generador 4 debido a las restricciones de cargabilidad del sistema. El precio de oferta de energía del generador 4 fue el segundo menor del sistema. Debido a las restricciones del sistema, el generador 1, que fue el de menor precio, no generó toda su capacidad. Por tal motivo, el generador 4 suplió esta demanda (Figura 4-16). Este hecho hizo que la potencia del generador 4 en el despacho con DLR o SLR fuera mayor que su potencia en el despacho ideal. Como la cargabilidad estática de las líneas fue menor a  $I_{dyn}$ ,  $P_{reconciliation}$  calculado con DLR fue en promedio 13.31 % mayor que estimado con SLR.

**Tabla 4-3:** Diferencia de  $P_{reconciliation}$  con DLR y SLR porcentual promedio y su desviación estándar para cada generador

Generador	Promedio [%]	Desv. estándar [%]
1	-40.48	16.61
2	-82.61	27.87
3	-81.17	24.35
4	13.31	75.69
5	-32.64	24.14



**Figura 4-16:** Potencia generadores 1 y 4.

## 4.4. Casos de estudio del despacho de energía

Se estudiaron tres tipos diferentes de curvas de carga [25]: Día hábil, sábado y domingo (Figura 4-3). Para esos tres días se utilizaron las variables ambientales de la Figura 4-2. Las figuras 4-17 a 4-22 muestran el comportamiento del costo de generación, costo del MWh,  $P_{loss}$ , costo de  $P_{loss}$ , emisión de CO<sub>2</sub> debido a  $P_{loss}$  y  $Q_{loss}$  calculados con DLR para los tres tipos de curva de carga diaria en Colombia.

Las figuras 4-17, 4-18 y 4-22 tendieron a seguir la forma de la curva de carga diaria. A las

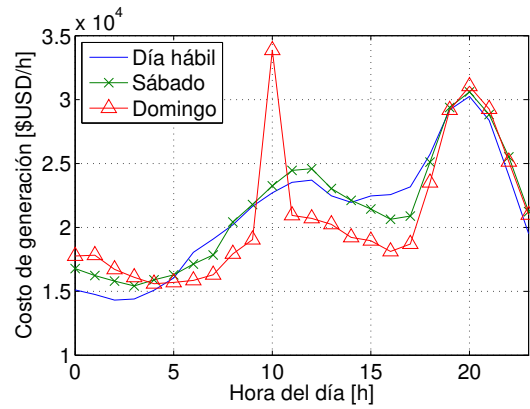


Figura 4-17: Costo de generación de días hábiles, sábado y domingo con DLR.

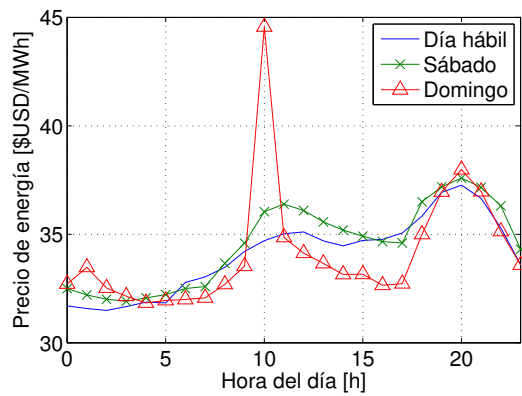


Figura 4-18: Costo del MWh debido a generación de días hábiles, sábado y domingo con DLR.

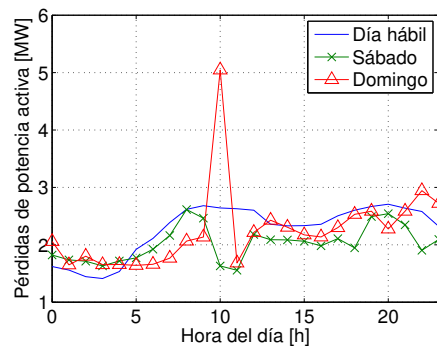


Figura 4-19:  $P_{loss}$  de días hábiles, sábado y domingo calculado con modelo DLR.



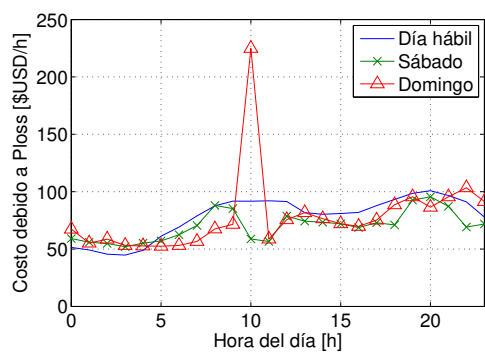


Figura 4-20: Costo de  $P_{loss}$  de días hábiles, sábado y domingo calculado con modelo DLR.

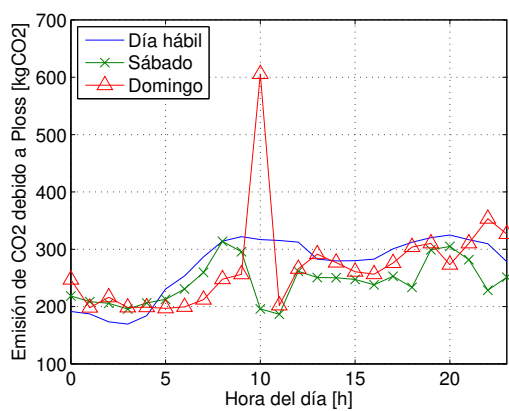


Figura 4-21: Emisión de  $CO_2$  debido a  $P_{loss}$  en días hábiles, sábado y domingo con DLR.

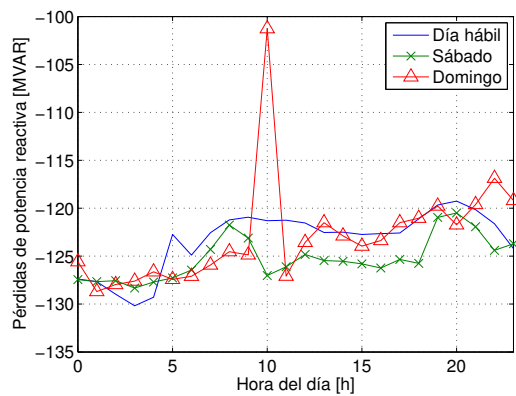


Figura 4-22:  $Q_{loss}$  de días hábiles, sábado y domingo calculado con modelo DLR.

10 a.m. del día domingo se observó un pico en cada gráfica. Esto sucedió porque a esa hora la velocidad del viento fue cercana a cero y por consiguiente  $I_{dyn}$  fue mínima [16]. Debido a que  $I_{dyn}$  fue mínima el programa no pudo encontrar una solución óptima.

La forma de las figuras 4-19 a 4-21 dependió de las condiciones ambientales debido al cálculo de los parámetros de las líneas de transmisión en el modelo DLR.

La tabla 4-4 contiene la relación entre la diferencia del valor máximo y el mínimo respecto al valor mínimo del costo de generación, costo de la energía, potencia generada,  $P_{loss}$ , costo de  $P_{loss}$ , emisión de CO2 debido a  $P_{loss}$  y  $Q_{loss}$ .

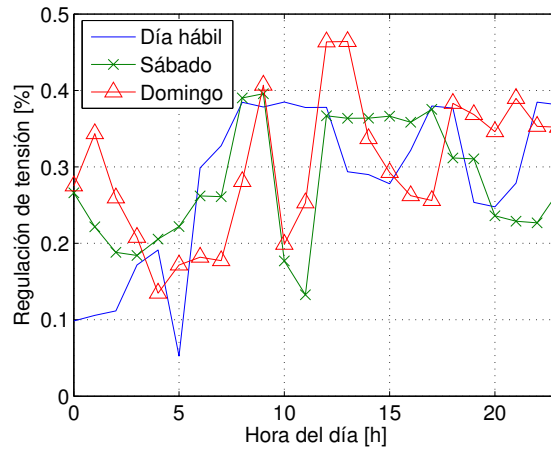
**Tabla 4-4:** Variación de los resultados del despacho de energía para cada día de estudio

Resultados	Día hábil	Sábado	Domingo
Costo de generación [\$USD]	1.11	0.99	1.17
Energía generada [MW]	0.79	0.69	0.67
Precio energía [\$USD/MWh]	0.18	0.18	0.40
$P_{loss}$ [MW]	0.92	0.68	2.08
Costo de $P_{loss}$ [\$USD]	1.26	0.84	3.29
Emisión de CO2 debido a $P_{loss}$ [kgCO2]	0.92	0.68	2.08
$Q_{loss}$ [MVar]	0.08	0.06	0.21

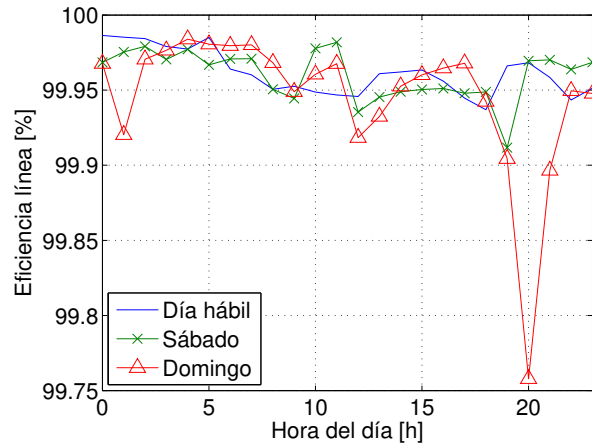
Según la tabla 4-4 el día domingo presentó la mayor variación en magnitud de sus variables debido a la baja velocidad del viento que ocurrió a las 10:00. Debido a la actividad de los usuarios en Colombia, los días hábiles presentaron una variación mayor respecto a la variación del día sábado y a la del domingo sin considerar el pico de las 10:00.

La figura 4-23 muestra la regulación de tensión (%RV) y la figura 4-24 ilustra la eficiencia en una de las líneas con sobrecarga (EL55). Estos parámetros se calcularon con base en [17].

Al calcular %RV, éste siempre estuvo por debajo del 5%. Se presentó la mayor %RV en las horas del día cuando la temperatura ambiente aumentó y la velocidad del viento disminuyó; el sábado y el domingo entre las 12:00 a.m. y las 05:00 a.m. %RV fue mayor que en los días hábiles debido a que el sábado y el domingo fue mayor la temperatura ambiente y la velocidad del viento fue menor. Por el otro lado, la eficiencia siempre estuvo por encima del 99%. Se presentó un valle a las 20:00 del domingo porque fue la hora de demanda pico del sistema. Estos parámetros variaron mayoritariamente en función de las condiciones ambientales.



**Figura 4-23:** %RV en la línea EL55 en días hábiles, sábado y domingo calculado con modelo DLR.



**Figura 4-24:** Eficiencia de la línea durante días hábiles, sábado y domingo calculado con modelo DLR.

## 4.5. Criterios en el despacho de energía con DLR

El mercado de bolsa en Colombia debe mantener los mismos criterios de despacho de energía con excepción del cálculo de los parámetros de las líneas [9]; se debe considerar  $I_{dyn}$  y los parámetros calculados con el modelo DLR para las líneas de transmisión en Colombia. El cálculo de los parámetros de las líneas se debe realizar cada vez que haya cambio en las variables ambientales [33], mínimo cada hora [28]. La función objetivo del despacho debe ser *Minimizar los costos de generación*, tal como se realiza hoy en día [7].

Teniendo en cuenta los resultados mostrados en las secciones 4.3 y 4.4, y en [16, 17], se

recomienda la instalación y ajuste de equipos con base en las siguientes características:

- **Ubicación de medidores ambientales:** Los equipos de adquisición de variables ambientales se deberán ubicar en los vanos críticos térmicamente (VCT) [16, 28].
- **Almacenamiento de las variables ambientales:** Los servidores del Centro Nacional de Despacho deberán almacenar los datos ambientales recopilados por los equipos.
- **Ajuste de las protecciones:** La zona de protección de los relés de distancia [14, 27] deberá cubrir el punto de operación del sistema dadas las variaciones de la cargabilidad de la línea.

Posteriormente a la instalación y ajuste de los equipos, se recomienda incluir los siguientes pasos en el despacho de energía:

- **Medición de variables ambientales:** Se deberá medir horariamente o cuando haya una contingencia: Radiación solar, velocidad del viento, ángulo del viento, temperatura ambiente y temperatura del conductor.
- **Cálculo de los parámetros de las líneas:**  $I_{dyn}$  y los demás parámetros de la línea de transmisión se deberán calcular hora a hora o en caso de contingencias en el VCT [16]. Los parámetros se deberán calcular con base en el valor promedio de los últimos datos adquiridos.
- **Asignación precio de generación:** El precio de la energía debido a la generación para los usuarios regulados se deberá cobrar horariamente para transmitirles los beneficios, tal como se realiza en países como Australia [8].

Los siguientes criterios a tener en cuenta al momento de establecer un plan estratégico de incorporación del modelo DLR en las líneas de transmisión en Colombia y en el despacho de energía. Los criterios se dividen en técnicos y operativos.

**Criterios técnicos:** Estos criterios se refieren a los requerimientos de los equipos para la integración de DLR al despacho de energía eléctrica en Colombia:

- **Comunicación de los equipos:** Los equipos de adquisición de variables ambientales podrán utilizar cualquier protocolo de comunicaciones disponible en el Centro Nacional de Despacho.
- **Capacidad de almacenamiento de los equipos:** Se deberá garantizar el almacenamiento de los datos considerando los tiempos promedio de pérdidas de comunicación entre los equipos y los servidores.
- **Frecuencia de muestreo:** Los equipos de adquisición de variables ambientales deberán tener una frecuencia de muestreo establecida por el Operador del Sistema.

**Criterios operativos:** Estos criterios corresponden a los cambios operativos que se deben realizar para que se pueda utilizar DLR en el despacho de energía y aprovechar sus beneficios:

- **Operación del despacho de energía:** Se mantendrán los criterios convencionales del despacho de energía; la restricción del sistema relacionada con la cargabilidad de las líneas deberá ser dinámica.
- **Selección del vano crítico térmicamente (VCT):** La selección del VCT se deberá realizar con base en los históricos de las variables ambientales.
- **Selección de las líneas de transmisión:** Las líneas de transmisión donde se debe implementar el modelo de DLR se escogerán según la relación entre la corriente del conductor y su cargabilidad.

# 5 Conclusiones y recomendaciones

## 5.1. Conclusiones

Se evaluó el modelo de DLR planteado en [2] al observar las variaciones que tuvo  $I_{dyn}$  calculado respecto a cada una de las variables ambientales e  $I_{conductor}$ . Esta evaluación se realizó en una zona tropical, como Colombia, y permitió ver que  $I_{dyn}$  tiene una mayor respuesta ante el ángulo de incidencia del viento y a su velocidad.

A través del modelo de DLR implementado en *LAB+i* fue posible aumentar la cargabilidad de la línea en un 87.5% del tiempo para el caso bajo estudio especialmente en horas de la noche cuando se presentan los picos de demanda en Colombia [21]. Al implementar un sistema DLR es posible aprovechar una capacidad extra de la línea de 16.3 kWh/día.

Al implementar DLR en el SIN de Cundinamarca-Colombia, se observó para el caso de estudio que FP tuvo un comportamiento similar respecto a  $I_{dyn}$  en el nodo PQ. La variación de FP en el nodo PQ depende de la carga del sistema y en el nodo PV varía según la cantidad de Q que se necesite para mantener la tensión constante. Por tal motivo, la variación de FP fue mayor en un nodo PV que en un nodo PQ.

Ante el modelo de DLR implementado, la tensión tanto en los nodos PV como en los nodos PQ se mantuvo dentro de los límites que recomiendan los estándares internacionales [1] y su variación fue mayor en los nodos PQ (0.04%) que en los PV (0.02%).

El modelo de DLR que se implementó considera como límite la temperatura del conductor. Esta temperatura varió hasta  $63.4^{\circ}C$  según la incidencia del viento sobre el conductor considerando la misma corriente de operación.

Se evaluó el impacto en el cálculo del despacho de energía al incluir el modelo de DLR en el segundo sistema bajo estudio. Con la implementación de un sistema DLR se mejora el cálculo de la eficiencia, regulación de tensión y pérdidas técnicas de potencia en las líneas de transmisión mediante el ajuste de los parámetros del circuito equivalente, especialmente en condiciones ambientales favorables en la transferencia de calor. Se encontró que el costo de generación disminuyó hasta 5.41% de su valor calculado con SLR; mientras que la estimación de  $P_{loss}$  y la emisión de CO2 debido a  $P_{loss}$  disminuyeron hasta 19.65% cada una, y  $Q_{loss}$  aumentó hasta 14.27%.

Se estableció una relación entre los costos de generación y  $P_{loss}$  a partir de los casos de estudio del análisis de sensibilidad. Los costos de generación tuvieron un comportamiento inversamente proporcional a  $P_{loss}$  cuando la velocidad del viento fue mayor a 2 nudos; cuando la velocidad del viento fue menor, los costos de generación crecieron a medida que  $P_{loss}$

aumentó.

Se adaptó un modelo de cargabilidad dinámica para líneas de transmisión (DLR) al *LAB+i*. Se observó que el precio de bolsa calculado con DLR disminuyó 3.66 % respecto al precio calculado con cargabilidad estática (SLR) durante un día. El comportamiento del precio de bolsa dependió de la curva de carga diaria. Las pérdidas de energía activa calculadas con DLR disminuyeron 7.87 % respecto a las pérdidas calculadas con SLR durante un día; mientras que la emisión de CO<sub>2</sub> del sistema disminuyó 7.91 % al utilizar el modelo DLR. Estas pérdidas dependieron de las variables ambientales. El valor absoluto de las reconciliaciones calculadas con DLR de cuatro generadores disminuyó entre 32.64 % y 82.61 % respecto a su valor estimado con SLR.

Se establecieron las condiciones para determinar el vano crítico térmicamente (VCT) de una línea de transmisión utilizando el modelo de DLR planteado en [2]. En el despacho de energía se debe tener como restricción del sistema de transmisión respecto a cargabilidad de las líneas los resultados obtenidos del modelo DLR calculados a partir de los datos del vano crítico térmicamente.

Se establecieron criterios técnicos y operativos de integración del modelo DLR al despacho de energía a partir de las simulaciones realizadas. Un plan estratégico de incorporación del modelo de DLR en el despacho de energía eléctrica, mercado de bolsa, deberá considerar estos criterios.

## 5.2. Recomendaciones

A partir de este estudio, se recomienda continuar la investigación en los siguientes temas:

- Realización de coordinación de protecciones teniendo el modelo DLR en las líneas de transmisión.
- Desarrollo una metodología de planeamiento del sistema eléctrico considerando el modelo DLR.
- Cálculo del factor de emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía al utilizar el modelo DLR en las líneas de transmisión.

# Bibliografía

- [1] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. En: *IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)* (2009), p. c1–81. ISBN VO –
- [2] IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. En: *IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013)* (2013), p. 1–72. ISBN VO –
- [3] AASERUDE, R ; BLISS, R. *Systems and methods for calculating power transmission line capacity*. jun 2014
- [4] ALVAREZ, David L. ; CHINCHILLA, Julio C. ; PARRA, Estrella E.: Indicadores en Transformadores dentro de una Red Inteligente. En: *Mundo Eléctrico* (2015), Nr. 101, p. 64–70
- [5] BAHADOORSINGH, S ; BHAIROSINGH, L ; GANNESS, M ; SHARMA, C: Improving overhead transmission line usage efficiency on a caribbean island power system. En: *T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES* (2014), p. 1–5. ISBN VO –
- [6] BANERJEE, B ; JAYAWEERA, D ; ISLAM, S M.: Optimal scheduling with dynamic line ratings and intermittent wind power. En: *PES General Meeting — Conference & Exposition, 2014 IEEE* (2014), p. 1–5. ISBN VO –
- [7] BIGGAR, D ; HESAMZADEH, M: Achieving Efficient Use of Generation and Load Resources using a Market Mechanism in an Industry with no Network Constraints. En: *The Economics of Electricity Markets*. Wiley-IEEE Press, 2014. – ISBN 9781118775745, Kapitel 5, p. 1–432
- [8] BIGGAR, D ; HESAMZADEH, M: Electricity Industry Market Structure and Competition. En: *The Economics of Electricity Markets*. Wiley-IEEE Press, 2014. – ISBN 9781118775745, Kapitel 3, p. 1–432
- [9] BIGGAR, D ; HESAMZADEH, M: Representing Network Constraints. En: *The Economics of Electricity Markets*. Wiley-IEEE Press, 2014. – ISBN 9781118775745, Kapitel 6, p. 1–432



- [10] BINETTI, G ; DAVOUDI, A ; LEWIS, F L. ; NASO, D ; TURCHIANO, B: Distributed Consensus-Based Economic Dispatch With Transmission Losses. En: *Power Systems, IEEE Transactions on* 29 (2014), Nr. 4, p. 1711–1720. ISBN 0885–8950 VO – 29
- [11] BLACK, C R. ; CHISHOLM, W A.: Key Considerations for the Selection of Dynamic Thermal Line Rating Systems. En: *Power Delivery, IEEE Transactions on* 30 (2015), Nr. 5, p. 2154–2162. ISBN 0885–8977 VO – 30
- [12] CAMARGO, Luis A. ; ARBOLEDA, Maria N. ; EDISON, Cardona: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA LIMPIA EN COLOMBIA, LA BASE PARA UN CRECIMIENTO SOSTENIBLE / XM. Medellín, Colombia, 2013. – Informe de Investigación. – 1–5 p.
- [13] CARLINI, E M. ; FAVUZZA, S ; GIANGRECO, S E. ; MASSARO, F ; QUACIARI, C: Uprating an overhead line. Italian TSO applications to increase system N-1 security. En: *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2013 International Conference on* (2013), p. 878–883. ISBN VO –
- [14] CARRILLO CAICEDO, Gilberto: *Protecciones Eléctricas - Notas de Clase*. Bucaramanga, Colombia : Universidad Industrial de Santander, 2007. – 1–234 p.
- [15] CESPEDES, R: A reference model for the electrical energy system based on Smart Grids. En: *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, 2012, p. 1–6
- [16] CHINCHILLA-GUARIN, J. ; ROSERO, J.: Evaluation of the Impact of Environmental Variables on Line Rating and Energy Dispatch. En: *Energy Procedia* 100 (2016), p. 405 – 411. – 3rd International Conference on Power and Energy Systems Engineering, {CPESE} 2016, 8-10 September 2016, Kitakyushu, Japan. – ISSN 1876–6102
- [17] CHINCHILLA-GUARIN, J. ; ROSERO, J.: Impact of including dynamic line rating model on colombian power system. En: *2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, 2016, p. 36–40
- [18] CIGRE WG 22.12: Thermal Behaviour of Overhead Conductors. (2002), p. 1–40
- [19] CINIGLIO, O A. ; DEB, A K.: Optimizing transmission path utilization in Idaho Power. En: *Power Delivery, IEEE Transactions on* Vol. 19, 2004. – ISBN 0885–8977 VO – 19, p. 830–834
- [20] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). *CREG RESOLUCIÓN No.024 Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica*. 2005
- [21] COMPAÑIA XM S.A E.P.S: Características Del Sistema Eléctrico Colombiano. Medellín, 2007, p. 1–37

- [22] COMPAÑIA XM S.A E.P.S. *El Mercado de Energía Mayorista y su Administración*. 2008
- [23] COMPAÑIA XM S.A E.P.S. *Reconciliaciones*. 2008
- [24] CRADDEN, Lucy C. ; HARRISON, Gareth P.: Adapting overhead lines to climate change: Are dynamic ratings the answer? En: *Energy Policy* 63 (2013), dec, p. 197–206. – ISSN 03014215
- [25] DERIVEX MERCADO DE DERIVADOS DE COMMODITIES ENERGÉTICOS. *Caracterización del Mercado Eléctrico Colombiano*. 2011
- [26] DUARTE, Oscar ; ALEMÁN, Jaime ; SOTO, René ; PARRA, Estrella ; AMÓRTEGUI, Francisco ; ALDANA, Wilson: Identificación de parámetros y estudio de cargabilidad en Líneas de Transmisión - UNLínea / Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica, Universidad Nacional de Colombia. Bogotá D.C., Colombia, 2009. – Informe de Investigación. – 1–165 p.
- [27] FACULTAD DE INGENIERÍA - UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA URUGUAY. *Protección de distancia - Sistemas de Protección de Alimentadores, Líneas y Cables de AT, EAT y MT*. 2010
- [28] JIANG, J A. ; LIANG, Y T. ; CHEN, C P. ; ZHENG, X Y. ; CHUANG, C L. ; WANG, C H.: On Dispatching Line Ampacities of Power Grids Using Weather-Based Conductor Temperature Forecasts. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* PP (2016), Nr. 99, p. 1. ISBN 1949–3053 VO – PP
- [29] KHAKI, M ; MUSILEK, P ; HECKENBERGEROVA, J ; KOVAL, D: Electric power system cost/loss optimization using Dynamic Thermal Rating and linear programming. En: *Electric Power and Energy Conference (EPEC), 2010 IEEE*, 2010. – ISBN VO –, p. 1–6
- [30] KIM, S D. ; MORCOS, M M.: An Application of Dynamic Thermal Line Rating Control System to Up-Rate the Ampacity of Overhead Transmission Lines. En: *Power Delivery, IEEE Transactions on* 28 (2013), Nr. 2, p. 1231–1232. ISBN 0885–8977 VO – 28
- [31] MAHMOUDIAN, M ; YOUSEFI, G R.: ATC improvement and losses estimation considering dynamic transmission line ratings. En: *Electrical Engineering (ICEE), 2012 20th Iranian Conference on*, 2012. – ISBN VO –, p. 404–409
- [32] MICHIORRI, Andrea ; NGUYEN, Huu-Minh ; ALESSANDRINI, Stefano ; BREMNES, John B. ; DIERER, Silke ; FERRERO, Enrico ; NYGAARD, Bjørn-Egil ; PINSON, Pierre ; THOMAIDIS, Nikolaos ; USKI, Sanna: Forecasting for dynamic line rating. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52 (2015), p. 1713–1730. – ISSN 13640321

- [33] MIGLIAVACCA, G. ; SPRINGER (Ed.): *Advanced Technologies for Future Transmission Grids*. London, 2013. – 1–404 p.. – ISBN 9781447145486
- [34] NICK, M ; MOUSAVI, O A. ; CHERKAOUI, R ; PAOLONE, M: Integration of Transmission Lines Dynamic Thermal rating into real-time Optimal dispatching of power systems. En: *Power Engineering Conference (UPEC), 2015 50th International Universities* (2015), p. 1–6. ISBN VO –
- [35] TELLEZ, S ; ALVAREZ, D ; MONTANO, W ; VARGAS, C ; CESPEDES, R ; PARRA, E ; ROSERO, J: National Laboratory of Smart Grids (LAB+i) at the National University of Colombia-Bogotá Campus. En: *Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA), 2014 IEEE PES* (2014), p. 1–6. ISBN VO –
- [36] TÉLLEZ, S ; CHINCHILLA, J ; DUARTE, O ; ROSERO, J: Demand Side Management through LAB+i Platform : Case Study. En: *Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA), 2016 IEEE PES*. Morelia, México, 2016, p. 1–6
- [37] TÉLLEZ, Sandra: *Tesis de Maestría: Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados*. Bogotá : Universidad Nacional de Colombia - sede Bogotá, 2011. – 1–72 p.
- [38] UNIVERSITY OF TECHNOLOGY SYDNEY. *Power Circuit Theory Notes - Lecture 5*. 2011
- [39] USKI, Sanna: Estimation method for dynamic line rating potential and economic benefits. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 65 (2015), feb, p. 76–82. – ISSN 01420615
- [40] WALLNERSTROM, C J. ; HUANG, Yalin ; SODER, L: Impact From Dynamic Line Rating on Wind Power Integration. En: *Smart Grid, IEEE Transactions on* 6 (2015), Nr. 1, p. 343–350. ISBN 1949–3053 VO – 6
- [41] XU, Bolun ; ULBIG, A ; ANDERSSON, G: Impacts of dynamic line rating on power dispatch performance and grid integration of renewable energy sources. En: *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES* (2013), p. 1–5. ISBN VO –