

Othon Aram Coronado de Koster

Busqueda tabú multi-objetivo para  
la localización y dimensionamiento  
óptimos de generación  
distribuida y FACTS en redes  
eléctricas

Director/es

Domínguez Navarro, José Antonio

<http://zaguan.unizar.es/collection/Tesis>

© Universidad de Zaragoza  
Servicio de Publicaciones

ISSN 2254-7606



**Universidad**  
Zaragoza

Tesis Doctoral

**BUSQUEDA TABÚ MULTI-OBJETIVO PARA LA  
LOCALIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMOS  
DE GENERACIÓN  
DISTRIBUIDA Y FACTS EN REDES ELÉCTRICAS**

Autor

**Othon Aram Coronado de Koster**

Director/es

Domínguez Navarro, José Antonio

**UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA**  
**Escuela de Doctorado**

Programa de Doctorado en Energías Renovables y Eficiencia Energética

2020





UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BÚSQUEDA TABÚ MULTI-OBJETIVO PARA LA  
LOCALIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMOS  
DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y FACTS EN  
REDES ELÉCTRICAS

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**Doctor**

PRESENTA:

**Othón Aram Coronado de Koster**

TUTOR:

Doctor José Antonio Domínguez Navarro



Zaragoza, Aragón, España, 2020



*A mi familia...*





# Reconocimientos

---

Deseo reconocer en primer lugar a mi director de tesis José Antonio Domínguez Navarro, que con su guía he logrado realizar este trabajo a partir de un conocimiento muy pequeño del área de investigación, me mostró el camino para encontrar la mejor literatura y crear contenido científico a partir de ella. Gran reconocimiento a mis padres y a mi hija, Omara, que me apoyaron incondicionalmente durante los momentos más duros de la elaboración del proyecto del doctorado y el desarrollo de la tesis. A mi tío, Héctor Manuel Coronado Gutiérrez por haberme inculcado la pasión por la energía eléctrica, me guió desde el día que empecé este camino y no ha dejado de ser mi motivación a pesar de su partida, a mi amigo Maestro en ciencias de la computación, Emmanuel Antonio Cardenaz Villalobos que me ha guiado cuando tenía problemas de programación. . .

---

Yo, Othón Aram Coronado de Koster, declaro que ésta tesis titulada *Búsqueda tabú multi-objetivo para la localización y dimensionamiento óptimos de generación distribuida y FACTS en redes eléctricas* y el trabajo presentado en ella es de mi autoría. Y confirmo que:

- Este trabajo se realizó en su totalidad durante una candidatura para un grado de investigación en esta Universidad.
- Cuando alguna parte de esta tesis ha sido presentada previamente para obtener un título o cualquier otra titulación en esta universidad o en cualquier otra institución, esto se ha establecido claramente.
- Donde he consultado el trabajo publicado de otros, esto siempre se atribuye claramente.
- Donde he citado del trabajo de otros, siempre se da la fuente. Con la excepción de tales citas, esta tesis es completamente trabajo propio.
- He reconocido todas las fuentes principales de ayuda.
- Cuando la tesis se basa en el trabajo realizado por mí mismo junto con otros, he dejado en claro exactamente lo que hicieron los demás y lo que yo mismo he contribuido.





# Resumen

---

Desde la apertura del mercado eléctrico a compañías privadas, las redes de transmisión y distribución de potencia se han visto afectadas en la calidad de onda, perfil y/o estabilidad de voltaje, armónicos, desbalances, . . . En un principio, la localización de generación distribuida a lo largo del sistema de potencia ayudó a los operadores a mantener la estabilidad, aunque el uso excesivo puede provocar saturación y por tanto, problemas a la hora de operar la red eléctrica. La combinación de las unidades de generación distribuida y FACTS ha demostrado en esta investigación que es capaz de reducir el costo total del sistema de potencia, mejorando la estabilidad de voltaje y los límites térmicos de las líneas. Aquí se presenta un modelo multi-objetivo basado en búsqueda tabú para la localización y dimensionamiento óptimos de generación distribuida y FACTS considerando la inversión mínima en dispositivos, incluyendo el coste de instalación, operación y mantenimiento, anualizando los costes mediante un factor de recuperación de capital a 25 años de vida útil. Las soluciones se han evaluado con un código abierto de flujo de cargas (*PSAT, Power System Analysis Toolbox*), el algoritmo heurístico se ha programado en lenguaje Matlab. La validación del modelo propuesto se lleva a cabo en una red de 300 nodos perteneciente a la IEEE, donde la generación distribuida es simulada como un generador diésel y los FACTS considerados son el HVDC, SSSC, STATCOM, SVC, TCSC y el UPFC. Los resultados son comparados con las soluciones de la frontera óptimo de Pareto para dos variables: costo de inversión y costo de generación de potencia. Los resultados obtenidos consideran tres metodologías: concatenación de atributos, indicadores predictivos y la combinación de ambos; tres estrategias de instalación: solo generación distribuida, solo FACTS y la combinación de los dispositivos. Los resultados demuestran que la adición de generación distribuida es la más económica, mientras que añadir solo FACTS no representa una mejora de la estabilidad en los nodos y, combinar los dispositivos reduce el costo total de la red eléctrica.



# Índice general

---

<b>Índice de figuras</b>	<b>XI</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>XIII</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>XVII</b>
<b>1. Introducción.</b>	<b>1</b>
1.1. Presentación. . . . .	1
1.2. Objetivo. . . . .	2
1.3. Motivación. . . . .	3
1.4. Planteamiento del problema. . . . .	6
1.5. Metodología. . . . .	6
1.6. Contribuciones. . . . .	6
1.7. Estructura de la tesis. . . . .	7
<b>2. Revisión bibliográfica.</b>	<b>9</b>
2.1. Funciones objetivo comunes para FACTS y GD en sistemas de potencia.	10
2.2. Metodologías y técnicas de solución. . . . .	12
2.3. Indicadores. . . . .	12
2.3.1. Indicadores operacionales. . . . .	16
2.3.2. Indicadores predictivos. . . . .	16
2.3.2.1. Indicadores predictivos para FACTS. . . . .	18
2.3.2.2. Indicadores predictivos para generación distribuida. . .	20
2.3.3. Indicadores económicos. . . . .	21
2.4. Resumen de la literatura revisada para adición de FACTS en sistemas de potencia. . . . .	22
2.5. Determinación del costo de una red eléctrica. . . . .	31

## ÍNDICE GENERAL

---

2.5.1. Costo de las pérdidas de energía. . . . .	31
2.5.2. Costo de generación distribuida. . . . .	34
2.5.3. Costo de los dispositivos FACTS. . . . .	35
<b>3. Modelo propuesto.</b>	<b>39</b>
3.1. Funciones de costo. . . . .	39
3.1.1. Costo de pérdidas de potencia. . . . .	40
3.1.2. Costo de los dispositivos FACTS. . . . .	40
3.1.3. Costos de la generación distribuida. . . . .	42
3.1.4. Función multi-objetivo. . . . .	42
3.2. Algoritmo multi-objetivo búsqueda tabú. . . . .	44
3.2.1. Inicialización. . . . .	45
3.2.2. Evaluación de la solución. . . . .	45
3.2.3. Solución del vecindario. . . . .	47
3.2.3.1. Método de concatenación de atributos . . . . .	48
3.2.3.2. Método de indicadores predictivos. . . . .	48
3.2.3.3. Método combinado. . . . .	51
3.2.4. Lista tabú. . . . .	52
3.2.5. Lista de frecuencia. . . . .	53
3.2.6. Procesos de diversificación e intensificación. . . . .	55
3.2.7. Aspiración adicional. . . . .	55
3.2.8. Criterios de aspiración. . . . .	55
3.2.9. Criterio de parada. . . . .	56
<b>4. Análisis de Resultados</b>	<b>57</b>
4.1. Metodología por concatenación de atributos . . . . .	58
4.2. Metodología por indicadores predictivos . . . . .	65
4.3. Metodología combinada . . . . .	70
4.4. Comparación de resultados. . . . .	76
<b>5. Conclusiones</b>	<b>79</b>
<b>A. Anexos.</b>	<b>83</b>
A.1. Fórmulas matemáticas para los diferentes indicadores de la revisión bibliográfica. . . . .	83
<b>Bibliografía</b>	<b>105</b>



# Índice de figuras

---

1.1. Razones comunes para problemas de estabilidad en micro-redes. . . . .	4
1.2. Métodos de mejoramiento de estabilidad en micro-redes. . . . .	4
3.1. Lista tabú . . . . .	53
3.2. Lista de frecuencia . . . . .	54
4.1. Frontera de Pareto óptimo para el caso de DG (método de concatenación de atributos). . . . .	59
4.2. Frontera de Pareto óptimo para el caso de FACTS (método de concatenación de atributos). . . . .	59
4.3. Frontera de Pareto óptimo para el caso dispositivos combinados (método de concatenación de atributos). . . . .	60
4.4. Perfiles de voltaje para la solución seleccionada en cada estrategia (método de concatenación de atributos). . . . .	61
4.5. $L-index$ (método de concatenación de atributos). . . . .	62
4.6. $V_{dev}$ (método de concatenación de atributos). . . . .	63
4.7. Frontera de Pareto óptimo para el caso de DG (método de indicadores predictivos). . . . .	66
4.8. Frontera de Pareto óptimo para el caso de FACTS (método de indicadores predictivos). . . . .	66
4.9. Frontera de Pareto óptimo para el caso dispositivos combinados (método de indicadores predictivos). . . . .	67
4.10. Perfiles de voltaje para la solución seleccionada en cada estrategia (método de indicadores predictivos). . . . .	67
4.11. $L-index$ (método de indicadores predictivos). . . . .	68
4.12. $V_{dev}$ (método de indicadores predictivos). . . . .	69

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

4.13. Frontera de Pareto óptimo para el caso de DG (metodología combinada de selección). . . . .	71
4.14. Frontera de Pareto óptimo para el caso de FACTS (metodología combinada de selección). . . . .	71
4.15. Frontera de Pareto óptimo para el caso dispositivos combinados (metodología combinada de selección). . . . .	72
4.16. Perfiles de voltaje para la solución seleccionada en cada estrategia (metodología combinada de selección). . . . .	73
4.17. <i>L-index</i> (metodología combinada de selección). . . . .	74
4.18. $V_{dev}$ (metodología combinada de selección). . . . .	74

# Índice de tablas

---

1.1. Atributos de control en FACTS . . . . .	5
2.1. Funciones objetivo comunes para FACTS y GD . . . . .	11
2.2. Resumen bibliográfico de la localización óptima de FACTS utilizando metodología de sensibilidad . . . . .	13
2.3. Resumen bibliográfico de la localización óptima de FACTS utilizando métodos convencionales . . . . .	14
2.4. Resumen bibliográfico de la localización óptima de FACTS utilizando metodología heurística . . . . .	15
2.5. Indicadores operacionales más empleados . . . . .	17
2.6. Indicadores predictivos más empleados . . . . .	19
2.7. Indicadores económicos más empleados . . . . .	22
2.8. Aplicaciones de control para FACTS . . . . .	26
2.9. Aplicaciones de control para FACTS . . . . .	29
2.10. Aplicaciones de control para múltiples FACTS . . . . .	32
2.11. Aplicaciones de control para múltiples FACTS . . . . .	33
2.12. Coeficientes para PGC . . . . .	36
2.13. Costo de FACTS [USD/kVAr] . . . . .	37
2.14. Coeficientes de la función de costo para FACTS . . . . .	38
3.1. Coeficientes para las funciones de costo de los FACTS. . . . .	41
3.2. Selección de candidatos mediante indicadores . . . . .	52
4.1. Nodos PV de la solución inicial . . . . .	57
4.2. Localización y características de los dispositivos instalados (metodología de concatenación de atributos). . . . .	64

## ÍNDICE DE TABLAS

---

4.3. Resultado de los costos para las soluciones seleccionadas en [USD/año] (metodología de concatenación de atributos). . . . .	65
4.4. Localización y características de los dispositivos instalados (metodología de concatenación de atributos). . . . .	69
4.5. Resultados de los costos para las soluciones seleccionadas en [USD/año] (metodología por indicadores predictivos). . . . .	70
4.6. Localización y características de los dispositivos instalados (metodología de combinación de dispositivos). . . . .	75
4.7. Resultados de los costos para las soluciones seleccionadas en [USD/año] (metodología de combinación de dispositivos). . . . .	76
4.8. Líneas mejoradas al finalizar el proceso iterativo para cada metodología.	78

# Índice de algoritmos

---

3.1. Búsqueda tabú multi-objetivo . . . . .	46
3.2. Funcionamiento de los criterios de aspiración para MOTS . . . . .	56



# Nomenclatura

---

$\alpha_G$	conjunto de nodos generación
$\alpha_L$	conjunto de nodos consumidores (nodos de carga)
$\Delta\delta_{ij}$	ángulo de diferencia entre el voltaje de suministro y el voltaje de recepción
$\Delta\lambda$	variación del factor de carga
$\Delta\lambda_{E_i}$	factor de carga durante la contingencia $E_i$ , definida por $\lambda - \lambda E_i$
$\Delta f_{ij}$	cambio en el flujo de potencia (MW) en la línea $ij$
$\Delta P_{Di}$	cambio en la demanda de potencia activa en el bus $i$
$\Delta P_{Gi}$	cambio de generación (MW) en el generador $i$
$\Delta P_{Gtot}$	cambio en la potencia de salida en los generadores de todo el sistema de potencia
$\Delta P_{ij}$	cambio en el flujo de carga en la línea $ij$
$\Delta Q_{Di}$	cambio en la demanda de potencia reactiva en el bus $i$
$\Delta Q_{Gtot}$	cambio en la salida de potencia reactiva en los generadores del sistema de potencia
$\Delta V_i^{\text{lim}}$	límite de desviación de voltaje, debajo de este se considera inaceptable
$\Delta\delta_{i,j}$	cambio de fase de ángulo entre el nodo receptor y de envío
$\delta_i$	ángulo de fase del nodo $i$
$\gamma_{ij}$	coeficiente de ajuste de pendiente exponencial

## NOMENCLATURA

---

$\mu_j$	restricción $j$ para el precio sombra
$\omega$	frecuencia de oscilación; es la parte imaginaria del <i>eigenvalue</i> $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$
$\phi_{ij}$	cambio de fase neto en la línea $ij$
$\rho_i$	precio de contado para la potencia activa en el bus $i$ en congestión
$\rho_{i,wo}$	precio de contado para la potencia activa en el bus $i$ sin congestión
$\sigma$	modo estable oscilatorio; es la parte real del <i>eigenvalue</i> $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$
$\theta_{ij}$	ángulo de impedancia en la línea $ij$
$a$	radio de pulsación compleja ( $a \angle \alpha$ )
$AOT_i$	tiempo de corte anual del punto de carga $i$
$b_{ij}$	susceptancia en la línea $ij$ , ( $1/x_{ij}$ )
$C_{L,p}$	costo de las pérdidas en el periodo $p$ expresado en \$/kWh.
$C_i$	Costo de los FACTS
$CLP_i$	número de clientes en el punto de carga $i$
$d_{sr,k}$	magnitud de la impedancia aparente normalizada observada desde el envío hasta el final de la línea de recepción $k$
$F_{ji}$	matriz relaciones entre los nodos de generación y voltaje de carga
$F_{loss,D}$	factor de demanda o carga
$F_{loss}$	factor de pérdida
$FRL_i$	tasa de falla en el punto de carga $i$
$G_{ij}$	conductancia en $Z_{barra}$
$g_{ij}$	conductancia en la línea $ij$ , ( $1/r_{ij}$ )
$K_{G_{loss,k}}$	tasa de falla del generador $k$
$L - index$	indicador de colapso de voltaje en la solución del flujo de potencias normal



$L_i$	factor de costo marginal en el nodo $i$ , $\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i}$
$LF_{ij}$	factor de carga en la línea $ij$
$LMP_0$	precio nodal en el bus de referencia
$LMP_e$	energía marginal en el nodo $i$
$LMP_i$	precio marginal locacional en el bus $i$
$LMP_{C,i}$	componente de congestión para todas las líneas conectadas al nodo $i$
$LMP_{L,i}$	componente de pérdida marginal en el nodo $i$
$m_2$	exponente del indicador o función de penalización ( $m=1$ es preferible)
$m_{ct}$	contingencias number
$N_{const}$	número de restricciones
$OS_i$	exceso de tiempo de desviación de ángulo de rotor en la máquina
$P_j$	potencia activa en el nodo de recepción-final
$p_m^{ct}$	probabilidad de ocurrencia de la contingencia $i$
$P_{G,SW}$	generación de potencia activa del nodo de referencia
$P_{ij,i}$	potencia real en la línea en el nodo $i$
$P_{ij}^0$	flujo de potencia real en la línea $ij$ para el caso base, en MW
$P_{ij}^{lim}$	capacidad de la línea $ij$ en MW
$P_{loss,peak}$	pico de pérdidas
$P_{m,ij}$	flujo de potencia en la línea $ij$ durante la contingencia $m_{ct}$
$P_{r(E_i)}$	probabilidad de falla durante la contingencia $E_i$
$Pl_{ij,p}$	pérdidas de potencia en la línea $ij$ en el periodo $p$
$Q_j$	potencia reactiva en el nodo receptor-final
$Q_{c,k}$	carga capacitiva de la línea $k$

## NOMENCLATURA

---

$Q_{ij,j}$	potencia reactiva en la línea $ij$ en el nodo $j$
$Q_{ji}^b$	generación de potencia reactiva de la fuente $j^{th}$ (con límites reactivos abiertos) a continuación de la contingencia $i$ en el punto base de la pre-contingencia
$Q_{ji}^{no}$	generación de potencia reactiva de la fuente $j^{th}$ (con límites reactivos abiertos) a continuación de la contingencia $i$ en el punto de pre-contingencia
$Q_{SVCi}$	potencia reactiva inyectada por el SVC $i$
$r$	tasa de interés anual
$r_{\lambda,k}$	cargabilidad del nodo $k$
$R_{ij}$	resistencia (o parte real) $Z_{barra}$
$r_{ij}$	resistencia de la línea $ij$
$S_{ij}^0$	flujo de potencia aparente en caso base en la línea $ij$
$S_{ij}^{OPF}$	potencia aparente de la línea $ij$ después del flujo de cargas óptimo
$S_i$	rango máximo de operación del FACTS $i$
$SF_{ji}$	factor de cambio de la carga real en el nodo $i$
$t$	tiempo de simulación
$T_r$	intervalo de contingencia anual
$T_{s,i}$	tiempo de decantación de la desviación de ángulo del rotor
$TT$	tenencia tabú
$u_{m,ij}$	matriz de sobrecarga binaria $m \cdot n$ que depende si o no es sobrecargada la línea $ij$
$US_i$	tiempo de máquina para no alcanzar la desviación del ángulo del rotor
$V_i$	voltaje del nodo de envío
$V_j$	voltaje en el nodo de recepción

$V_{dev}$	desviación de voltaje
$V_{ij,i}$	voltaje en la línea $ij$ en el nodo $i$
$V_{ij,j}$	voltaje en la línea $ij$ en el nodo $j$
$w_j^{SVC}$	factor de ponderación asociado con la fuente reactiva $j_{th}$
$w_{ij}$	coeficiente de ponderación real no negativo que puede ser empleado para reflejar la importancia de ciertas líneas, para el indicador $PI_{MW}$
$w_{m,ij}$	radio $m \cdot n$ de exceso normalizado (sobrecarga)
$w_{Q_i}$	factor de ponderación real no negativo, para el indicador $PV_{VQ}$
$w_{V_i}$	factor de ponderación real no negativo
$x_{ij}$	reactancia de la línea $ij$
$y_i$	número de reemplazamientos del dispositivo durante el tiempo de vida útil
$Z_{ij}$	impedancia en la línea $ij$
AA	método analítico
ABC	colonia de abejas artificial
ACD	costo anual del dispositivo (en valor presente)
ACL	algoritmo de desafío al líder de envejecimiento
AENS	indicador del promedio de la energía no suministrada
AHP	proceso jerárquico analítico
AIS	sistema inmunológico artificial
ASAI	indicador de disponibilidad promedio del servicio
ASUI	indicador del promedio de tiempo que el sistema está desconectado
ATC	capacidad de transferencia disponible
BAT	algoritmo de murciélagos

## NOMENCLATURA

---

BBO	optimización basada en bio-geografía
BFA	algoritmo de búsqueda de alimento de bacterias
BLSI	indicador de sensibilidad de pérdidas en barra
BOLI	indicador de línea sobrecargada
BPA	algoritmo de población de pájaros
BSA	algoritmo de enjambre bacterial
BSI	indicador de sensibilidad de línea
CAIDI	indicador de duración promedio de interrupción al consumidor
CCC	contribución de costo por congestión
CCI	indicador de capacidad de contingencia
CLPS	sensibilidad de pérdida de potencia combinada
CPF	flujo de potencias continuo
CRF	factor de recuperación de capital
CRO	optimización de reacción química
CS	excedente de consumidores
CSO	optimización de la bandada de gatos
CSOA	optimización de búsqueda del pájaro loco
DEA	algoritmo evolutivo diferencial
DP	programación dual
DPr	programación dinámica
DRI	indicador de amortiguamiento de oscilaciones
EENS	expectativa de energía no suministrada
EP	programación evolutiva
ESA	algoritmo de búsqueda exhaustiva

FACTS	sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna
FFA	algoritmo de luciérnagas
FIC	costo de inversión de dispositivos FACTS
FVSI	indicador rápido de estabilidad de voltaje
GA	algoritmos genéticos
GAMS	sistema de modelación general algebraica
GbSA	algoritmo basado en búsqueda de galaxias
GMRES	método residual mínimo generalizado
GRGPF	flujo de potencias de gradiente reducido generalizado
GSA	algoritmo de búsqueda gravitacional
GSF	factores de cambio de generación
GSM	método de búsqueda por gradientes
GSMI	indicador de margen de seguridad en generadores
GWA	algoritmo de lobo gris
HBMO	optimización de apareamiento de abejas melíferas
HFC	controlador de flujo híbrido
HGSO	optimización de búsqueda híbrida de grupos
HSA	algoritmo de búsqueda de armonía
HVDC	corriente directa de alto voltaje
IA	algoritmo inmune
ICA	algoritmo de competencia imperialista
ICEA	planteamiento de entropía cruzada improvisada
IGA	algoritmo genético inmune
IPFC	controlador de flujo de potencia interlínea

## NOMENCLATURA

---

IPM	método de punto interior
ISI	indicador de estabilidad de corriente
LDS	secuencias de baja discrepancia
LFIRP	indicador de flujo de potencia real en el nodo de recepción
LFIRQ	indicador de flujo de potencia reactiva en el nodo de recepción
LFSIP	indicador de flujo de potencia activa en el nodo de envío
LFSIQ	indicador de flujo de potencia reactiva en el nodo de envío
LMP	precio locacional marginal
LOSI <sub>x</sub>	indicadores de sensibilidad de pérdidas para FACTS, donde <sub>x</sub> puede ser SVC, TCSC, UPFC
LP	programación lineal
LSF	factor de sensibilidad de línea
LSI	indicador de estabilidad de línea
LSMI	indicador de margen de seguridad de las líneas
MAgT	teoría del multi-agente
MCS	simulación de Monte Carlo
MILP	programación lineal entera mixta
MINLP	programación no lineal entera mixta
MIP	programación entera mixta
MIQCP	programación entera cuadráticamente restringida
MLI	indicador de máximo factor de carga
MS	excedente de producción
MSC	capacitor en derivación con interruptor electromecánico
MSLDF	factor de distribución de carga en sistemas modificados

NLP	programación no lineal
NNA	redes neuronales
NRPF	flujo de potencias Newton-Raphson
NSGA-II	algoritmo genético con sorteo no dominante
NSIHS	búsqueda de armonía mejorada con sorteo no dominado
ODEA	algoritmo evolutivo diferencial modificado
OKHA	algoritmo de manada opuesta de camarones antárticos
OO	optimización ordinaria
OPF	flujo de potencias óptimo
ORI	indicador de riesgo de corte
$P_w$	valor presente neto
PAI	indicador de ángulo de fase
PCSI	índice de estabilidad de potencia y corriente
PeSOA	algoritmo de optimización de búsqueda de pingüinos
PGC	costo de combustible por generación de potencia activa
$PI_V$	indicador de rendimiento para el análisis de voltaje
$PI_{MW}$	indicador de rendimiento para el análisis de flujo de potencia
$PI_{ovl}$	indicador de líneas sobrecargadas
$PI_{VQ}$	indicador de rendimiento para el análisis de potencia respecto al voltaje reactivo
PLI	indicador de pérdida de potencia
PS	excedente de productores de potencia
PSO	optimización de enjambre de partículas
QBA	algoritmo de reina de abejas

## NOMENCLATURA

---

QGC	costo de combustible por generación de potencia reactiva
QPLS	indicador de sensibilidad de carga de potencia reactiva
RBM	métodos basados en residuos
RPF	repetición de flujo de potencias
RPLS	indicador de sensibilidad de carga de potencia activa
RPPI	indicador de rendimiento de potencia activa
SAIDI	indicador de la duración promedio de interrupción de sistema
SAIFI	indicador de frecuencia promedio de interrupción de sistema
SDDP	programación dual: dinámica-estocástica
SFLA	algoritmo de salto de rana aleatorio
SLDF	factores de distribución de carga de sistema
SLP	programación lineal sucesiva
SNTO	optimización teórica de números secuenciales
SPEA	algoritmo evolutivo Pareto forzado
SQP	programación cuadrática secuencial
SSSC	compensador en serie síncrono estático
STATCOM	compensador síncrono estático
SVC	compensador VAR estático
TCBR	reactor de amortiguamiento controlado por tiristores
TCC	costo total de congestión
TCI	indicador de capacidad térmica
TCPAR	regulador de ángulo de fase controlado por tiristores
TCPR	regulador de fase controlado por tiristores
TCPST	transformador de cambio de fase controlado por tiristores



TCR	reactor controlado por tiristores
TCSC	compensador estático controlado por tiristores
TCVL	limitador de voltage controlado por tiristores
TCVR	regulador de voltage controlado por tiristores
TLBO	optimización basada en enseñanza-aprendizaje
TSC	capacitor controlado por tiristor-interruptor electromecánico
TSR	reactor controlado por interruptor electromecánico
TSSR	reactor en serie controlado por tiristores
TTC	capacidad total de transferencia
UPA	algoritmo de punto ilimitado
UPFC	controlador de flujo de potencia unificado
$VCPI_{P_i}$	indicador de proximidad de colapso de voltage para potencia activa de la barra
$VCPI_{Q_i}$	voltage collapse proximity indicator for reactive power at bus $i$
VDPI	indicador de desviación de perfil de voltaje
$VI_G$	indicador de vulnerabilidad de los generadores
$VI_{\lambda,k}$	indicador de la vulnerabilidad del factor de carga
$VI_{PS}$	indicador de vulnerabilidad del sistema de potencia
$VI_{Bus}$	indicador de vulnerabilidad de nodos
$VI_{line_{loss},k}$	vulnerabilidad de interrupción en la línea $k$
$VI_{P_{G_i},k}$	indicador de vulnerabilidad de la potencia activa del generador $i$
$VI_{P_{ij},k}$	indicador de vulnerabilidad de la potencia activa en la línea $k$
$VI_{P_{Q_{loss},k}}$	indicador de vulnerabilidad de la pérdida de carga
$VI_{PS}$	indicador de vulnerabilidad para el sistema de potencia

## NOMENCLATURA

---

$VI_{Q_{G_i,k}}$	indicador de vulnerabilidad para la potencia reactiva del generador $i$
$VI_{Q_{ij,k}}$	indicador de vulnerabilidad de potencia reactiva en la línea $k$
$VI_{Q_{c,k}}$	indicador de vulnerabilidad para la carga capacitiva en la línea $k$
$VI_{relay,k}$	indicador de vulnerabilidad del seccionador de protección en la línea $k$
$VI_{V,k}$	bus voltage vulnerability index, can be determined by $PI_V$
$VIL\delta$	indicador de vulnerabilidad debido al desplazamiento de la fase de los nodos adyacentes
VILS	indicador de vulnerabilidad debido a la potencia transmitida
VOLI	indicador de sobrecarga de voltaje
VPI	indicador de rendimiento de voltaje
VRPSI	indicador de sensibilidad de voltaje y potencia reactiva
VSI	indicador de estabilidad/seguridad de voltaje
VSM	márgen de estabilidad de voltaje

# Introducción.

---

## 1.1. Presentación.

El aumento de la demanda eléctrica en las zonas residenciales, industriales y comerciales; así como la des-regularización en la verticalidad de la generación de potencia, la globalización y los acuerdos ambientales para la reducción de gases de efecto invernadero han traído consigo nuevos retos y variables para el óptimo manejo de los sistemas de transmisión y distribución de potencia, Borbely and Kreider (49), Song and Johns (313). Con esta des-regularización, la aparición de empresas de generación y distribución que operan de forma descentralizada pueden negociar transacciones de potencia y traer con ello problemas de congestión de líneas de transmisión, elevadas caídas de voltaje, altas pérdidas de energía, potencia no suministrada y de seguridad de la red eléctrica, entre otros, Vijayakumar and Kumudinidevi (354). Para resolver estos nuevos retos, una solución es la implementación de generación distribuida, GD, que puede operar en rangos de 1kW hasta 1GW de potencia y tiene un amplio abanico de opciones, entre otras las turbinas eólicas, celdas de combustible, pequeñas turbinas micro-dimensionadas, energía mareomotriz, hidroeléctricas, generadores geotérmicos o de combustión interna tales como: gas, gasolina, diésel, entre otros (12, 33, 49). La localización óptima de GD puede lograr el incremento de la operabilidad de los sistemas de potencia colocando

## 1. INTRODUCCIÓN.

---

estas unidades cerca del centro de consumo a un bajo costo con la capacidad adecuada, pero puede provocar también problemas de estabilidad del flujo de carga.

A finales de la década de los ochenta, después del desarrollo de los dispositivos de corriente directa de alto voltaje, HVDC, se formaliza la aparición de dispositivos electrónicos de potencia denominados sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, FACTS, acuñado por el instituto de investigación en potencia eléctrica (EPRI, por sus siglas en inglés). Estos dispositivos son capaces de mejorar la controlabilidad y la capacidad de transferencia de potencia para facilitar las transacciones de potencia, Song and Johns (313).

Los FACTS han sido aceptados lentamente en la industria eléctrica, hoy día es una de las soluciones que permite capitalizarse de diferentes maneras siendo parte de los avances en la estabilidad de los sistemas eléctricos y están recibiendo soporte de las empresas e instituciones de investigación y desarrollo, Acha et al. (6). Se dividen en tres grandes grupos con atributos específicos: conexión-derivación, conexión-serie y una combinación de ambos; y pueden estar conectados o no a un sistema de almacenamiento (puede ser en baterías o mediante superconductor magnético).

### 1.2. Objetivo.

Este trabajo tiene los siguientes objetivos:

- Diseñar un algoritmo heurístico orientado a la solución de problemas multi-objetivo.
- Comparar diferentes metodologías para la selección de nodos y líneas tales como: concatenación de atributos FACTS e indicadores predictivos y la combinación de ambos.
- Comparar diferentes estrategias para la adición de: unidades de generación distribuida, dispositivos FACTS y la combinación de ambos elementos.

- Analizar los resultados en términos económicos considerando un factor de recuperación de capital.
- Analizar los resultados en términos técnicos considerando los límites térmicos de las líneas, los perfiles de voltaje de los nodos, la desviación de voltaje y la proximidad de colapso de voltaje.
- Validar el modelo propuesto con un sistema de potencia de gran escala (IEEE 300 nodos).

### 1.3. Motivación.

Por un lado, la adición de generación distribuida acarrea beneficios para el consumidor, el suministrador y la red eléctrica, Smallwood (312), aunque si se lleva a cabo una instalación abusiva de estas unidades, el exceso en la penetración de la GD puede causar múltiples problemas de operación de la red (perfiles de voltaje, calidad de onda, armónicos, desbalances, entre otros), Hatziargyriou and Meliopoulos (133). El diseño de las arquitecturas eléctricas en forma de micro-redes, Lasseter and Paigi (188), de la mano de una adecuada administración del sistema, Tian et al. (329), es la forma más ventajosa de operar la red y para el consumidor. Sin embargo, estas micro-redes traen consigo aspectos problemáticos para su estabilidad como son la estabilidad de voltaje, transitorios o señales pequeñas las cuales tienen diferentes posibles causas que se pueden apreciar en la figura 1.1<sup>1</sup> y a la vez, pueden ser resueltas mediante los métodos de mejoramiento de estabilidad presentados en la figura 1.2<sup>2</sup>, Majumder (201).

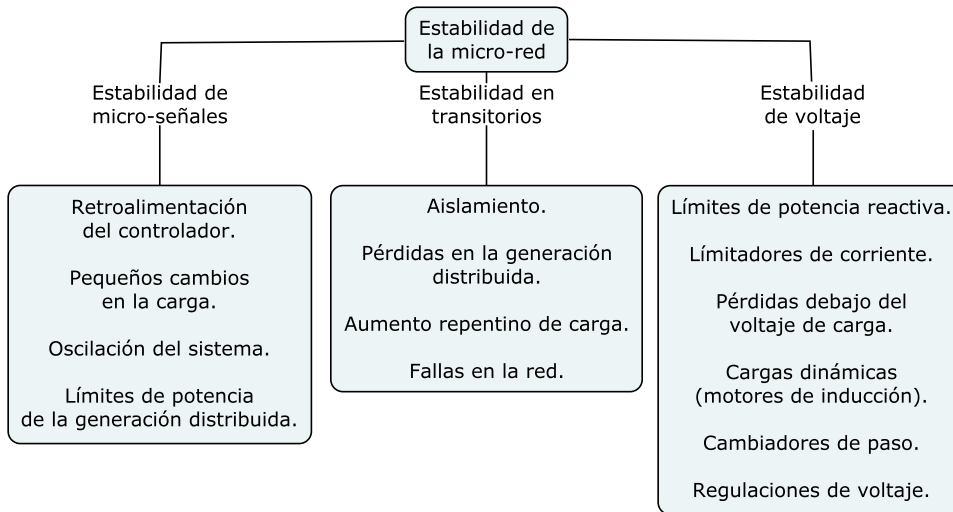
---

<sup>1</sup>Gráfica tomada y adaptada a partir del original perteneciente a Majumder (201)

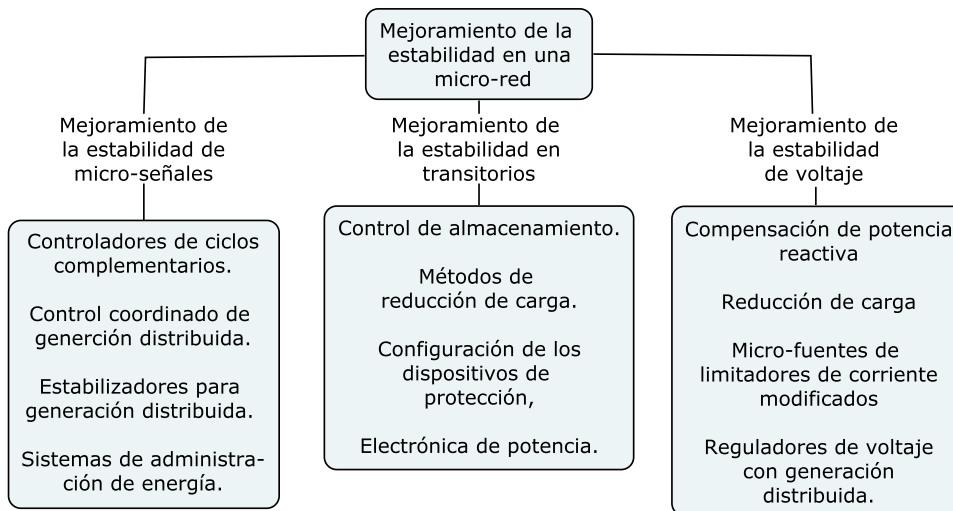
<sup>2</sup>ibid

## 1. INTRODUCCIÓN.

---



**Figura 1.1:** Razones comunes para problemas de estabilidad en micro-redes.



**Figura 1.2:** Métodos de mejoramiento de estabilidad en micro-redes.

La instalación de dispositivos FACTS y unidades de GD en los sistemas de transmisión de potencia pueden ampliar la eficacia de la red eléctrica, Singh et al. (299). No obstante, la localización óptima de FACTS y GD para el fortalecimiento de sistemas eléctricos es un problema combinatorio complejo no lineal que involucra variables eléctricas, medioambientales y económicas. La revisión de la literatura de este documento presenta

Tabla 1.1: Atributos de control en FACTS

Dispositivo	Atributos del dispositivo <sup>1</sup>										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
STATCOM	•	•	•	•							
STATCOM con almacenamiento	•	•	•	•	•	•					
SVC, TCR, TSR, TSC	•	•	•	•	•						
TCBR			•		•						
SSSC			•		•		•	•			
SSSC con almacenamiento			•	•	•		•				
TCSC, TSSR			•	•	•		•	•			
TCPST, TCPR, TCPAR			•	•	•				•		
UPFC	•	•	•	•	•			•	•	•	
TCVL											•
TCVR	•		•	•	•					•	
IPFC	•		•	•	•					•	

(1) control de voltaje, (2) compensación VAR, (3) amortiguamiento de oscilaciones, (4) estabilidad de voltaje, (5) estabilidad transitoria y dinámica, (6) control automático de generación, (7) control de corriente, (8) limitador de falla de corriente, (9) control de potencia activa, (10) control de potencia reactiva, (11) limitador de voltaje transitorio y dinámico.

que una gran cantidad de autores han empleado diferentes FACTS para mejorar ciertas variables técnicas, Acha et al. (6), Padiyar (241), Song and Johns (313), Zhang et al. (369), de un sistema de potencia, la cual se encuentra resumida en la tabla 1.1. Por otro lado, también se ha aplicado una metodología de indicadores predictivos; para la localización de los FACTS, (178, 180, 234, 256, 278, 290, 297, 309), o GD, Singh and Parida (298), Singh and Sharma (301), incluso una combinación de ellos, Singh et al. (299, 300).

### 1.4. Planteamiento del problema.

En la investigación que se presenta se analiza la capacidad de emplear una metodología de concatenación de atributos FACTS, indicadores predictivos para localización de dispositivos FACTS y la combinación de ambas con la finalidad de lograr reducir el costo total de un sistema de potencia en al menos un 5%; así como la reducción de violaciones de voltaje y los límites térmicos de las líneas respecto a la solución inicial. Los resultados se presentarán de manera anualizada (31, 62, 86, 142, 143, 144, 145, 157, 306, 308, 322, 323) tomando en cuenta el factor de recuperación de capital, considerando 25 años de vida útil por dispositivo y el costo de generación de potencia activa y reactiva (excepto para el nodo de referencia) (17, 35, 52, 59, 222, 225, 305).

### 1.5. Metodología.

La localización óptima de dispositivos FACTS y unidades de GD en redes eléctricas es un problema combinatorio complejo no lineal y para resolverlo se requieren técnicas especializadas como los heurísticos. El uso extensivo del *software* abierto denominado PSAT (Power system analysis toolbox, por sus siglas en inglés), Milano (207) permite obtener resultados de flujos de carga de forma rápida y el algoritmo heurístico búsqueda tabú, Glover and Laguna (120) programado en lenguaje Matlab han sido considerados para resolver una función multi-objetivo.

### 1.6. Contribuciones.

La principal contribución de este trabajo es un algoritmo basado en búsqueda tabú que permite localizar y dimensionar de forma óptima donde se aborda el interés de llevar a cabo la menor inversión necesaria para minimizar el costo de la red eléctrica. Las curvas para determinar el costo de los FACTS se han obtenido de (23, 73, 92,



124, 127, 140, 245, 267, 280), donde se han realizado ajustes de curva para los modelos cuadráticos de coste para STATCOM obtenidos de Habur and O’Leary (124) y los costes para el HVDC se determinan mediante un ajuste de curvas de la información obtenida de Härtel et al. (127). Se evalúan las variables económicas mediante costes anualizados considerando el crecimiento de la demanda de potencia, que a su vez están actualizados a valor presente según el año de publicación de los datos recuperados por los artículos originales y se demuestra la eficacia del algoritmo al concluir los resultados con ahorros para la red eléctrica anualmente. Las variables técnicas son analizadas mediante diferentes indicadores, entre los que se encuentran la desviación de voltaje, la proximidad de colapso de voltaje y el perfil del voltaje de los nodos. Esto es llevado a cabo mediante un flujo de carga continuo donde los resultados presentados se corresponden con el final de la simulación y se podrá apreciar que los indicadores antes mencionados mantienen niveles ideales para una operación correcta del sistema eléctrico.

## **1.7. Estructura de la tesis.**

El trabajo desarrollado en la presente investigación se estructura de la siguiente manera:

- Capítulo 2. Revisión bibliográfica de las funciones objetivo más comunes en la literatura revisada, así como las metodologías y los algoritmos heurísticos aplicados para la solución de los problemas planteados. También se incluye la definición de los indicadores para la evaluación de la operación y el rendimiento económico de un sistema de potencia, indicadores para la localización de FACTS y GD. Finalmente se presenta una revisión de los documentos científicos estudiados para la determinación del costo de una red eléctrica que considera las pérdidas de energía, el costo del combustible para la generación de potencia y el costo de los dispositivos FACTS.

- Capítulo 3. Modelo propuesto para la búsqueda tabú multi-objetivo que incluye una explicación detallada de las herramientas empleadas para la obtención de las curvas del costo para STATCOM y HVDC que no pudieron recuperarse en la revisión bibliográfica; así como los indicadores predictivos elegidos, la metodología de concatenación de atributos de los FACTS y las funciones matemáticas diseñadas para la selección de soluciones basado en el rendimiento económico y técnico. Se detalla el algoritmo de búsqueda tabú junto con sus estrategias específicas para salir del área de óptimo local para alcanzar soluciones más cercanas al óptimo global o el mismo en sí.
- Capítulo 4. Análisis de resultados. Donde se presentan los resultados obtenidos para las tres metodologías y estrategias propuestas para resolver la función multi-objetivo presentada en el capítulo tres. También se discuten las diferencias entre ellas mediante un análisis económico y técnico de los resultados.
- Capítulo 5. Conclusiones y trabajo futuro.

## Revisión bibliográfica.

---

La formulación del problema es parte fundamental de cualquier investigación, ya que influye tanto en la efectividad del modelo propuesto como en la metodología de solución, y permite modelar tanto características técnicas, económicas o una combinación de ambas. La complejidad depende en gran medida de la cantidad de variables a analizar durante el proceso:

$$\min/\max f_i(x), i \in N$$

sujeto a:

$$g_j(x) = 0, j \in M \text{ y } h_k(x) = \{0, 1\}, k \in K,$$

donde  $f_i(x)$  es la función objetivo,  $g_j(x) = 0$  es el conjunto de restricciones y  $h_k(x) = \{0, 1\}$  es el conjunto de desigualdades para el problema propuesto. Para problemas que involucran sistemas de potencia, las restricciones más empleadas son: ecuaciones de flujo de potencia, límites de voltajes de barra, límites de caídas de voltaje, sobrecarga de líneas, sobrecarga de transformadores, límites de distorsión armónica, límites de nivel de cortocircuito, restricciones de fiabilidad, límites de generación de potencia, límites de presupuesto, número máximo de dispositivos (FACTS, GD, etc.), (6, 122, 126, 139, 208, 254, 268, 299, 333, 346, 347, 368).

Para analizar el sistema de potencia, el empleo de *software* específico es imperativo. Entre los más mencionados en la literatura técnica se encuentran: PSAT, una librería de código abierto desarrollada por Milano (207) y empleada por diversos investigadores

alrededor del mundo, compatible con Octave de (84), Sci-lab por (94) y Matlab, cuenta con estructuras para ciertos dispositivos FACTS, con rutinas como flujo de cargas Newton-Raphson, continuo, óptimo, entre otros. De igual manera, Matpower es otra librería de código abierto diseñada por Zimmerman (374), Zimmerman et al. (375), compatible con Matlab y Octave, dentro de sus modelos de prueba se pueden encontrar redes de gran escala. Una herramienta más de Matlab llamada *Sim Power System*, pero que no es de código abierto, así como *DIgSILENT*, *ETAP*, *PowerWorld*, *EUROSTAG* y *DOME*, éste último programado en *Python* por Milano (211).

### 2.1. Funciones objetivo comunes para FACTS y GD en sistemas de potencia.

La evaluación de la efectividad del modelo propuesto viene de la mano de la definición de la función objetivo: técnica, económica, una combinación de ambas, o con varios objetivos, multi-objetivo, tabla 2.1, Rugthaicharoencheep and Chalangsut (276), Singh et al. (299). Si se trata de una función multi-objetivo se puede expresar como Singh et al. (299):

- **Función ponderada.** Cada función individual tiene un factor de importancia elegido por el autor, donde la solución de la función multi-objetivo está dada por la suma de los resultados de cada peso ponderado:  $F = \min[w_1f_1 + w_2f_2 - w_3f_3]$ , donde  $w_i$  es el factor de ponderación de las funciones  $f_i$ .
- **Función de indicador global.** Las funciones objetivo individuales pertenecen a una meta global.
- **Funciones de soluciones factibles.** La función objetivo tiene la posibilidad de elegir la mejor solución que se compromete a resolver la mayoría de las cuestiones analizadas.

---

2.1 Funciones objetivo comunes para FACTS y GD en sistemas de potencia.

---

**Tabla 2.1:** Funciones objetivo comunes para FACTS y GD

<b>Objetivos técnicos</b>	<b>Objetivos económicos</b>
Pérdidas de potencia (real, reactivas o totales)	Ganancias
SAIDI	Beneficios
SAIFI	Costos de inversión total y/o mantenimiento y/u operación
CAIDI	Costo de inversión total y/o mantenimiento y/u operación de FACTS
AENS	Costo de la entrega de potencia
ASUI	PGC y/o QGC
Oscilaciones de sistemas de potencia	Costo de oferta de potencia activa
Desviaciones de voltaje	CRF
Estabilidad de sistemas de potencia	Bienestar social
Factor de potencia de la red eléctrica	Costo de manejo de congestiones
Respuesta/operación más rápida	Costo del combustible
Operaciones flexibles	Inversión en valor presente
ATC, TTC	Costo de las pérdidas de energía en valor presente
ASAI	Costo de despacho de potencia
Nivel o margen de seguridad	Costo de expansión de la red eléctrica
Suministro de potencia	Costo de manejo de contingencia preventiva o correctiva
Factor de carga	Ahorros anuales
Emisión de contaminantes	ACD
Estabilidad de voltaje, sesgo o perfiles	Ofertas de los mercados de potencia participantes
Compensación considerando la re-programación de suministro eléctrico	Costo de pérdidas de potencia anuales

---

### 2.2. Metodologías y técnicas de solución.

En cuanto a la investigación de sistemas de potencia, incluidas la localización y dimensionamiento óptimo de FACTS y GD, la formulación del problema se convierte en un modelo no lineal complejo. Las técnicas más empleadas durante los años recientes para resolver este problema se pueden dividir en dos grupos, Larki et al. (187):

- **Métodos de sensibilidad.** Método por indicadores, análisis modal, *eigenvalues*, *eigenvectors*, métodos basados en sensibilidad, análisis de trayectoria de sensibilidad, métodos de índices predictivos, etcétera (tabla 2.2).
- **Métodos convencionales.** GRGPF, NRPF, LP, SQP, NLP, MILP, MIP, MINLP, DPr, SDDP, DP, OO, ESA, IPM, CPF, OPF, RBM, AA, GSM, SPEA, GMRES, SNTD, MCS, MIQCP, SLP, GAMS, LDS, entre otros (tabla 2.3).

Por otro lado, existen técnicas que intentan reproducir ciertos fenómenos naturales y se denominan algoritmos heurísticos. El uso de dichas herramientas se ha incrementado en los últimos años por la capacidad que tienen de adaptar las metodologías de sensibilidad o convencionales e incluso más de un algoritmo heurístico (que se definen como algoritmos híbridos). Entre los más comunes se encuentran: GA, PSO, DEA, AHP, NSGA-II, QBA, HSA, ABC, EP, ACL, OKHA, GWA, SA, AIS, BAT, FFA, GbSA, IGA, NNA, HGSO, GSA, CRO, CSOA, IA, CSO, ICA, PeSOA, SFLA, TLBO, BFA, BPA, ODEA, MAgT, UPA, BSA, BBO, HBMO, ICEA (tabla 2.4).

### 2.3. Indicadores.

Algunas expresiones matemáticas son utilizadas para representar el comportamiento operacional o económico de las soluciones encontradas por el algoritmo propuesto; en otros casos son utilizados para tomar decisiones durante el proceso de búsqueda del

**Tabla 2.2:** Resumen bibliográfico de la localización óptima de FACTS utilizando metodología de sensibilidad

Metodología	Dispositivo						Cant.
	TCSC	SVC	UPFC	STATCOM	SSSC	Múltiple	
Eigenvalnes y eigenvectores	(359)	(62, 85, 315)	(121, 132)	(26, 131, 248, 261)	(19, 73, 77, 87, 242)	(93, 171, 187, 196, 274, 290, 311)	17
Métodos de indicadores	(8, 91, 96, 103, 115, 130, 144, 154, 157, 158, 172, 225, 232, 265, 269, 316, 318, 334, 349, 354, 359)	(62, 68, 78, 100, 185, 229, 245, 249, 310, 315, 319, 320, 339, 340, 341, 346)	(34, 46, 83, 129, 132, 155, 182, 203, 218, 323, 345, 352, 356)	(58, 70, 75, 82, 122, 247, 248, 252, 261, 283, 322, 343, 344)	(21, 87, 128, 242)	(28, 31, 41, 42, 72, 79, 101, 111, 112, 113, 114, 117, 118, 163, 176, 187, 195, 198, 204, 213, 215, 234, 235, 236, 253, 258, 311, 335, 361)	97
Métodos basados en análisis de sensibilidad	(59, 76, 91, 115, 130, 154, 172, 178, 232, 265, 267, 279, 294, 305, 306, 308, 316, 336, 337, 349)	(32, 100, 181, 192, 200, 264, 328, 331, 346, 347, 351, 372)	(18, 22, 121, 142, 143, 162, 170, 175, 287, 288, 303, 309, 327, 348, 350, 357)	(82, 123, 145, 151, 278, 366)		(13, 29, 30, 31, 39, 40, 54, 66, 79, 99, 110, 112, 113, 114, 136, 137, 146, 150, 153, 196, 202, 204, 213, 227, 228, 235, 239, 256, 257, 263, 272, 274, 277, 280, 282, 285, 290, 296, 297, 302, 335)	99

**Tabla 2.3:** Resumen bibliográfico de la localización óptima de FACTS utilizando métodos convencionales

Metodología	Dispositivo						
	TOSC	SVC	UPFC	STATCOM	SSSC	Múltiple	Cant.
Aplicaciones analíticas	(1, 115, 293, 359)	(60, 63, 92, 147, 149, 328, 372)	(36, 327, 350, 357)	(131, 167, 194, 364, 365, 371)	-	{10, 28, 37, 64, 65, 72, 80, 107, 134, 140, 156, 163, 168, 176, 184, 187, 198, 199, 228, 255, 259, 260, 263, 286, 353, 355, 358}	48
Optimización ordinaria	(51, 78, 135, 324, 330, 339, 340, 341, 351)	(121, 126, 190, 191, 268, 281, 309)	(88, 138, 151, 252)	-	(23, 42, 150, 196, 286, 302, 370)		27
Lógica difusa	(71, 91)	(135)	(132, 327, 345, 357)	(206, 248, 261, 283)	-	{23, 39, 40, 117, 156, 186, 274, 285, 358}	20
Pareto óptimo	(232, 337)	(203)	(216)	-	(31, 38, 80, 140, 184, 195, 258, 274, 285)		13
Programación cuadrática secuencial	(8, 354, 360)	(162, 345)	-	(116, 117, 118, 302, 361)			10
Otros	(48, 96, 104, 139, 193, 318, 362, 368)	(61, 68, 90, 100, 220, 331)	(36, 155)	(75)	-	{16, 23, 43, 54, 101, 136, 137, 163, 171, 196, 272, 273, 363, 367}	29



Tabla 2.4: Resumen bibliográfico de la localización óptima de FACTS utilizando metodología heurística

Metodología	Dispositivo						
	TCSC	SVC	UPFC	STATCOM	SSSC	Múltiple	Cant.
GA	(1, 2, 3, 69, 76, 103, 104, 144, 172, 225, 232, 254, 266, 267, 279, 337, 354)	(17, 51, 68, 78, 86, 90, 92, 100, 102, 135, 149, 169, 229, 249, 319, 324)	(34, 46, 132, 142, 143, 170, 175, 191, 203, 287, 353, 355)	(47, 98, 194, 206, 216, 248, 278)	(128, 226)	(10, 29, 30, 38, 41, 44, 52, 110, 111, 112, 113, 114, 116, 117, 140, 146, 156, 202, 204, 234, 236, 258, 259, 272, 274, 275, 285, 332, 335, 353, 355, 363, 370)	178
PSO	(59, 109, 130, 158, 160, 177, 206, 267, 269, 294, 305, 360)	(62, 63, 86, 149, 159, 161, 185, 200, 264, 292, 315, 320, 330)	(46, 129, 175, 268, 323, 356)	(25, 70, 75, 243, 261, 271, 343, 344)	(77, 125)	(13, 31, 39, 40, 45, 66, 176, 184, 199, 213, 215, 227, 255, 275, 280, 285, 311, 361)	59
SA	-	(60, 85, 200)	-	-	-	(13, 43, 65, 111, 118)	8
TS	-	(85, 192, 220, 317)	(218)	-	-	(43, 65, 66, 111)	9
DEA	(35, 104, 109, 269)	(339)	(83, 162, 268, 287, 288, 289)	-	-	(44, 199, 275)	14
EP	(177)	-	(126)	-	-	(64, 66, 79, 238, 277)	7
Otros	(71, 119, 154, 222, 304, 305)	(32, 147, 161, 181, 310, 319, 346, 347)	(83, 175, 182, 281, 281, 323, 326, 352)	(47, 58, 82, 88, 166, 194, 212, 247, 252, 283, 322, 364, 365, 366)	(11, 21, 73, 242, 242)	(45, 72, 80, 136, 140, 146, 186, 195, 215, 227, 235, 262, 263, 275, 282, 311, 358)	56

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

algoritmo, a tales expresiones se les denomina *indicadores*. Algunos de ellos determinan el posible comportamiento del sistema de potencia después de añadir o determinar la posición en que debe ser colocado un dispositivo. Finalmente, los indicadores económicos están orientados a brindar información acerca del costo de los sistemas de potencia, pueden incluir el costo de inversión, la generación de potencia, entre otros. Las expresiones matemáticas recuperadas de los documentos de investigación revisados se pueden observar en el anexo A.1.

### **2.3.1. Indicadores operacionales.**

Estos indicadores son empleados para medir el desempeño de las variables técnicas tales como la estabilidad de voltaje, el flujo de potencia activa, reactiva o aparente de una línea, la energía no suministrada, entre otros. El más empleado en la literatura revisada es L-index, desarrollado por Kessel and Glavitsch (173) para determinar la proximidad del colapso de voltaje, también es utilizado para localizar nodos con necesidades de suministro de potencia. El segundo indicador más empleado para el mejoramiento de la seguridad de los sistemas de potencia es el indicador para cualificar las sobrecargas de las líneas, desarrollado por Ejebe and Wollenberg (89), quien además presenta en su artículo indicadores para el análisis de la seguridad de voltaje activa y reactiva. La desviación de voltaje, en sus diferentes presentaciones, VOLI y BOLI de Gerbex et al. (110), LSI y FVSI de Musirin and Rahman (224) también son utilizados en una gran diversidad de documentos científicos, tabla 2.5.

### **2.3.2. Indicadores predictivos.**

Al emplear este tipo de indicadores se obtiene información acerca de cuáles son los probables sitios donde los dispositivos FACTS o de GD pueden resultar ser útiles para el mejoramiento de las redes eléctricas. El más empleado es el L-index, también citado en el capítulo 2.3.1; por su capacidad de evaluar la operación de un sistema de

**Tabla 2.5:** Indicadores operacionales más empleados

Descripción	Referencia
AENS	(247, 273, 276)
ASAI	(276)
ASUI	(276)
BOLI	(13, 110, 142, 143, 144, 170, 172, 195, 215, 232, 267, 272, 322, 323)
CAIDI	(247, 276)
EENS	(273)
FVSI	(21, 121, 122, 123, 151, 175, 224, 277, 315, 359)
GSF	(321)
GSMI	(150)
ISI	(151)
<i>L-index</i>	(29, 30, 58, 91, 111, 114, 122, 123, 129, 150, 151, 185, 216, 242, 278, 285, 292, 319, 320, 326, 327, 337, 346, 347, 356, 357, 360, 365, 366)
LSI	(31, 96, 111, 114, 134, 150, 162, 224, 235, 253, 315, 326, 327, 346, 347, 356, 357)
$P_{\text{loss,avg}}$	(31)
MLI	(71)
PCSI	(123)
$PI_V$	(89, 96, 287, 288, 289, 306, 308, 327, 357)
$PI_{VQ}$	(89, 306, 308)
$PI_{MW}$	(29, 30, 59, 76, 87, 89, 91, 114, 146, 180, 196, 204, 258, 287, 288, 289, 294, 306, 308, 336, 337, 345, 348, 349, 350)
$PI_{\text{ovl}}$	(89, 172, 306, 308)
TCI	(318)
VOLI	(13, 47, 110, 112, 113, 151, 170, 195, 202, 215, 242, 267, 272, 280, 322, 323, 327, 336, 359)
$V_{\text{dev}}$	(3, 21, 25, 39, 40, 70, 116, 117, 118, 129, 203, 216, 242, 249, 258, 263, 271, 310, 311)
VDPI	(324)
VPI	(78, 139, 319, 339, 344)
VSM	(37, 186)
SAIDI	(276)
SAIFI	(276)

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

potencia y localizar posibles sitios de localización de generación distribuida. El segundo indicador predictivo más mencionado en la literatura técnica es el VCPI el cual sirve para identificar rutas de transmisión críticas y evaluar el sitio más probable para introducir SVC, STATCOM y TCSC mediante los indicadores LFISP, LFIRP, LFISQ y LFIRQ, Sharma et al. (290). Mohamed and Jasmon (214) desarrolla un factor de estabilidad de líneas para determinar aquellos enlaces en que la probabilidad de fallo es inminente como explica Musirin and Rahman (224) y son empleados por Iqbal et al. (145), Yuvaraj et al. (366) para la localización de GD y D-STATCOM en redes eléctricas; mientras que Wartana et al. (359) utiliza el LSF para la localización óptima de FACTS. Singh and Erlich (309) analizan el comportamiento de cuatro funciones matemáticas para la localización de un único dispositivo UPFC que consideran el voltaje y el ángulo de fase en serie, cuyo objetivo es incrementar la capacidad de carga de redes eléctricas. La tabla 2.6 muestra la totalidad de los artículos revisados para esta investigación.

### **2.3.2.1. Indicadores predictivos para FACTS.**

Los indicadores pueden ser empleados para analizar la operabilidad, el rendimiento económico o la predicción en el comportamiento de la red eléctrica, este último denominado indicador predictivo. Son las expresiones matemáticas que permiten la localización y/o dimensionamiento óptimo de FACTS a través del análisis en el comportamiento del flujo de potencias permitiendo encontrar debilidades en las líneas o nodos donde los dispositivos serán instalados. Diferentes métodos de análisis y de indicadores han sido desarrollados a lo largo de los años de investigación.

Kumar et al. (180), Preedavichit and Srivastava (256) desarrollan unos indicadores de sensibilidad de pérdida ( $LoSI_x$ ) que proporcionan información importante acerca del probable comportamiento de los dispositivos que propone en su estudio: TCSC, Kumar et al. (180), Mahdad and Srairi (199), Nikoukar and Jazaeri (234); TCPAR o TCPR; SVC, Kumar et al. (180), Mahdad and Srairi (199), Nikoukar and Jazaeri (234) y UPFC,

**Tabla 2.6:** Indicadores predictivos más empleados

<b>Descripción</b>	<b>Referencia</b>
BLSI	(178, 278, 297)
BSI	(199)
CCI	(318)
CLPS	(123)
<i>L-index</i>	(32, 79, 82, 173, 181, 199, 263, 274, 285, 327, 328, 335, 357)
LFSIP	(290)
LFIRP	(290)
LFSIQ	(290)
LFIRQ	(290)
LoSI <sub>x</sub>	(180, 234, 256)
LSF	(145, 224, 359, 366)
MSLDF	(303)
ORI	(62)
PAI	(286)
PLI	(122)
RPLS	(309)
SLDF	(303)
QPLS	(309)
VCPI	(66, 121, 227, 290, 346, 347)
VI <sub>PS</sub>	(213)
VRPSI	(257)

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

Kumar et al. (180). Los indicadores RPLS y QPLS propuestos por Singh and Erlich (309) son empleados en la ubicación ideal de un dispositivo UPFC para la maximización del factor de carga por medio de SQP y son validados utilizando la rutina OPF en una red de 5-nodos y en la IEEE 14-nodos.

Un indicador para la localización óptima de STATCOM, Samimi and Golkar (278) o TCSC, Kulkarni and Ghawghawe (178) basado en los valores obtenidos de tres indicadores denominados BLSI donde el primero y el tercero son elegidos mediante el valor más negativo y el segundo corresponde al valor más cercano a cero; el FACTS puede ser empleado en cualquiera de las tres líneas elegidas y se analiza la eficiencia del sistema. Siddiqui et al. (297) emplea estos indicadores para la localización de TCSC y STATCOM para minimizar la pérdida de potencia en caso de una contingencia, y para regular el voltaje de los nodos con la mínima inversión en FACTS. La presentación de cuatro indicadores para el flujo de potencia enviado y recibido por los nodos de un sistema de potencia es llevado a cabo por Sharma et al. (290) empleando LFIRP, LFIRQ, LFSIP, LFSIQ para identificar los enlaces de transmisión críticos respecto a las pérdidas activas o reactivas donde serán colocados SVC, TCSC, SVC-TCSC o STATCOM para mejorar la estabilidad de voltaje.

### **2.3.2.2. Indicadores predictivos para generación distribuida.**

Así como los indicadores predictivos para FACTS proporcionan un posible sitio para instalar un dispositivo FACTS, también se han desarrollado diferentes métodos de sensibilidad que proporcionan información al usuario acerca de los mejores nodos para instalar dichas unidades, Tan et al. (325). El empleo de factores de sensibilidad de pérdida de potencia real respecto a la inyectada del GD, permite ordenar de manera ascendente la prioridad de los nodos candidatos e identificar el más adecuado para la adición de un generador distribuido según Acharya et al. (7), Kansal et al. (165). Un indicador basado en el voltaje de nodo es presentado por Aman et al. (20) para evaluar

el impacto de la localización y dimensionamiento óptimos de GD en las pérdidas de un sistema eléctrico, en el perfil de voltajes y en la estabilidad del mismo. Finalmente, la proximidad al colapso de voltaje (*L-index*), desarrollada por Kessel and Glavitsch (173), es útil para detectar anomalías en los sistemas de potencia para sugerir la instalación de unidades de generación distribuida en estos sitios; dicha técnica ha sido empleada por (32, 79, 82, 181, 199, 263, 274, 285, 327, 328, 335, 357) para la evaluación o toma de decisiones sobre añadir dispositivos en sistemas de potencia.

### **2.3.3. Indicadores económicos.**

Los estudios económicos para los sistemas de potencia presentan varios indicadores que permiten evaluar la eficacia de los algoritmos propuestos en términos de costo/beneficio para la red eléctrica. La contribución de costo por congestión, CCC, añadiendo dispositivos FACTS en sistemas de potencia es estudiando en (8, 154, 157, 303, 348). Verma and Gupta (348) analiza la maximización del bienestar social mediante evaluando los costos por CCC; Acharya and Mithulananthan (8) lleva a cabo un estudio para comparar dos métodos, LMP y CCC. Javaheri and Goldoost-Soloot (154), Joorabian et al. (157) utilizan CCC y LMP mismos que le proporcionan la información para la localización de líneas congestionadas y determinar el costo total de la congestión en el sistema de potencia después de la adición de un TCSC.

La maximización del beneficio social más el costo de uno o varios (según el autor) dispositivo FACTS añadido y representado en términos del factor de recuperación de capital, CRF, proyectado a 10 años es analizado en (142, 143, 144, 157, 306, 308); Baghaee et al. (31) considera una proyección de cinco años. Eghbal et al. (86) lleva a cabo una investigación similar donde la única diferencia se encuentra en que no emplea el beneficio social, sino el costo de carga marginal. Por otro lado, Taher and Afsari (322) evalúa una función objetivo diseñada para la minimización de PLC y el costo anualizado de un FACTS a 30 años de proyección; mientras que Iqbal et al. (145) lleva a

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

**Tabla 2.7:** Indicadores económicos más empleados

<b>Descripción</b>	<b>Referencia</b>
CCC	(8, 154, 157, 303, 348)
CRF	(31, 86, 142, 143, 144, 145, 157, 306, 308, 322, 323)
CS	(354)
LMP	(8, 19, 34, 125, 129, 130, 154, 157, 265, 296, 326, 333, 345, 354)
MS	(354)
$P_w$	(31)
PS	(354)
TCC	(8, 19, 34, 119, 129, 130, 154, 157, 296, 345)

cabo un estudio para la minimización de las pérdidas de energía y el costo de la misma considerando la depreciación anual del costo de GD y FACTS.

El uso de LMP de la mano con el análisis de la carga total de congestión, TCC, es abordado en (8, 19, 34, 125, 129, 130, 154, 157, 265, 296, 326, 333, 345, 354) considerando la implementación de dispositivos FACTS y GD; en comparación con Gitizadeh et al. (119) que solo considera TCC y la instalación de dispositivos TCSC. Por otro lado, las consideraciones que brinda el  $P_w$ , Baghaee et al. (31), son interesantes, pero complejas de aplicar ya que requiere información económica que no siempre es accesible para cualquier persona. El resumen de la literatura revisada para este tipo de indicadores se puede observar en la tabla 2.7.

### **2.4. Resumen de la literatura revisada para adición de FACTS en sistemas de potencia.**

Este apartado aborda el objetivo técnico que se le ha referido a cada investigación analizada en el presente documento. Los atributos tomados a consideración son:



## 2.4 Resumen de la literatura revisada para adición de FACTS en sistemas de potencia.

- Control de voltaje.
- Compensación VAR.
- Amortiguamiento de oscilaciones.
- Estabilidad de voltaje.
- Estabilidad transitoria y dinámica.
- Control automático de generación.
- Control de corriente.
- Limitador de falla de corriente.
- Control de la potencia activa.
- Control de la potencia reactiva.
- Limitador de voltaje transitorio y dinámico.

Las características del diseño de los dispositivos SSSC permiten ser empleados en el control de potencia activa, la estabilidad de voltaje y el control de potencia reactiva para: la administración de congestiones, (19, 73, 87, 242); la maximización del beneficio social, (125, 226); la minimización del costo de producción de potencia y pérdidas por transmisión, (11); incrementar la capacidad de transmisión de potencia de las líneas, (128, 371); y/o la mejora de los perfiles de voltaje, (21, 77).

En cuanto a los FACTS-STACOM, sus atributos le permiten ser empleados para lograr una estabilidad de voltaje con funciones objetivo que incluyen: la reducción de las pérdidas del sistema y de la potencia reactiva en las líneas de transmisión, (47, 216, 278); la minimización de las violaciones de voltaje, (167, 194, 206, 271, 343, 344); minimización de las pérdidas de potencia, (88, 138, 365, 366) o minimizar las desviaciones de voltaje (25, 70, 248) y si también se ha tomado en cuenta la minimización del costo total del

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

dispositivo, (75); la compensación de potencia reactiva, (26); y/o el análisis en casos de contingencia y estabilidad de voltaje, (131).

Los estudios acerca de la implementación de SVC abarca una gran cantidad de documentos la mejora de la estabilidad de voltaje tomando en cuenta en la función objetivo: la minimización de la capacidad del SVC, (60); considerando una contingencia de operación crítica o el riesgo de incurrir en una, (62, 135, 331, 340, 341); la minimización de las pérdidas de potencia activa y reactiva, (147, 200, 249, 324, 328); la reducción máxima posible para la potencia reactiva inyectada por un SVC en la red eléctrica, (139); minimizar el costo por congestión considerando el costo del dispositivo, (85, 90, 159, 218); reducir el costo del FACTS (62, 159, 218); la mejora de los voltajes del sistema de transmisión, (85); el mejoramiento de los perfiles de voltaje, (78, 100, 147, 159, 310, 340, 351) o para prevenir el colapso de voltaje, (32, 169, 229, 347); la minimización del costo de las pérdidas de potencia activa, (68); minimizar el costo de potencia reactiva proveniente de generadores diésel o distribuida, (63, 68, 346, 347); la minimización de las desviaciones de voltaje, (102, 249, 319, 320, 341, 346); y/o la minimización de las pérdidas de potencia, (32, 78, 159, 181, 185, 310, 330, 346).

También se ha empleado el atributo para la compensación VAR con el objetivo de: minimizar las pérdidas de potencia, (192); maximizar la capacidad (o factor) de carga (*loadability* por su término en inglés) o la capacidad total de transferencia en las redes eléctricas, (61, 264); mejorar el margen de carga en contingencias, (86); y/o minimizar las desviaciones de voltaje, (149). En menor cantidad se menciona el empleo de estos dispositivos para el control de voltaje y la estabilidad dinámica y transitoria, considerando que se espera: minimizar las violaciones, desviaciones o la proximidad de colapso de voltaje, (317, 339); minimizar el costo total de instalación de FACTS, (92, 317, 339); maximizar el bienestar social, (245); reducir las pérdidas de potencia, (51, 292, 339); enfrentar contingencias, (339); mejorar la capacidad de transferencia, (339); y/o reducir el costo de la generación de potencia, (92).

## 2.4 Resumen de la literatura revisada para adición de FACTS en sistemas de potencia.

El resumen bibliográfico de los artículos revisados para los dispositivos SSSC, STATCOM y SVC se pueden observar en la tabla 2.8.

En el caso de los TCSC, es uno de los dispositivos que más aplicaciones hay en la literatura revisada, su uso extensivo para lograr un control de la potencia activa se ha estudiado para resolver los siguientes objetivos: la minimización del costo del combustible para generación de potencia, (48, 69, 81, 130, 154, 177, 222, 304, 318, 337, 353, 355); la maximización de la capacidad total de transmisión, (103, 349); la reducción de pérdidas de potencia, (158, 172, 177, 222, 268, 304, 336, 359); el control de las líneas sobrecargadas, (172, 177, 294, 336); el control del voltaje de los nodos, la minimización de la desviación de voltaje, (172, 336, 337, 359); para la maximización de la capacidad de carga o la capacidad de carga disponible, (115, 158, 178, 336, 359); la inversión mínima necesaria en la instalación de TCSC o la determinación de la recuperación de la inversión, (48, 130, 157, 296, 334, 336, 359); el mejoramiento en la administración de la red eléctrica ante congestiones incluidos el costo total de la congestión, (81, 130, 154, 157, 177, 178, 225, 265, 294, 296, 318, 354); la maximización del bienestar social, (225, 265, 296, 334, 354); el amortiguamiento de oscilaciones, (231); y/o para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, (222).

El mejoramiento de la estabilidad de voltaje en los sistemas de potencia es un atributo más de los dispositivos TCSC y se ha empleado para resolver, mediante diferentes metodologías y algoritmos, las siguientes funciones objetivo: para seleccionar los mejores parámetros del FACTS, (69, 225, 266, 267); minimizar el costo del combustible para la generación de potencia, (35, 69, 305, 306, 307, 308); minimizar costo de los FACTS añadido, (144, 267, 306, 307, 308); minimizar el costo total de inversión, de operación o ambas consideraciones, (59, 119, 160, 362); maximizar la capacidad de carga del sistema, (1, 3, 91, 267, 362); maximizar el bienestar social, (8, 144); para la minimización de las pérdidas de potencia, (1, 2, 3, 71, 109, 266, 269, 279, 293, 305); minimización de emisión de gases de efecto invernadero, (305); para la administración de congestiones en

Tabla 2.8: Aplicaciones de control para FACTS

Controlador	Atributos de control						
	Control de voltaje	Compensación Var	Estabilidad de voltaje	Estabilidad dinámica y transitoria	Control de corriente	Control de potencia activa	Control de potencia reactiva
FACTS							
SSSC			(11, 21, 73, 77, 125, 128, 242)			(11, 19, 21, 87, 125, 128, 226, 242, 371)	(19, 21, 125)
STATCOM	(47, 206, 216, 271)	(26, 47, 138, 167, 365, 366)	(25, 26, 58, 70, 75, 82, 88, 122, 123, 131, 138, 145, 151, 166, 194, 212, 247, 248, 252, 261, 278, 283, 322, 343, 344, 364, 365, 366)	(98, 243)	(322)	(98, 216)	(88, 216)
SVC	(51, 149, 245, 292, 317, 339)	(60, 61, 86, 90, 139, 149, 192, 264, 330, 331)	(32, 60, 62, 63, 68, 78, 85, 90, 100, 102, 135, 139, 147, 159, 169, 181, 185, 200, 220, 229, 249, 310, 319, 320, 324, 328, 330, 331, 340, 341, 346, 347, 351)	(17, 92, 220, 229, 331)	(372)		(92, 347)

## 2.4 Resumen de la literatura revisada para adición de FACTS en sistemas de potencia.

mercados eléctricos, (8); minimizar el costo total de congestiones, (8, 96, 225, 279, 360); mejorar el perfil de voltajes de los nodos o maximizar el margen de estabilidad de voltaje, (1, 2, 3, 71, 96, 316, 360, 362); y/o para maximizar la capacidad total de transferencia, (71, 316).

Aunque en años recientes no es muy extendida la investigación alrededor de los dispositivos TCPST o TCPR ya que se han inclinado más hacia el estudio de SVC, TCSC y UPFC, los atributos de estabilidad de voltaje y el control de potencia activa han permitido formular los siguientes objetivos: la maximización de la capacidad de carga del sistema de potencia, (193); minimizar o considerar el costo de la inversión en FACTS, (193); la reducción máxima posible en el costo del combustible para la generación de potencia, (76, 304, 368); minimizar la severidad en una post-contingencia, (76); administrar el costo de las congestiones en un sistema de potencia, (368) o incrementar la capacidad de transferencia disponible, (115, 304).

El empleo de dispositivos UPFC en redes eléctricas se ha extendido en los últimos años, las ventajas que proporciona son muy completas en comparación con los demás FACTS; tiene atributos para aportar mejoras al sistema eléctrico en control de voltaje, compensación VAr, estabilidad de voltaje, estabilidad dinámica y transitoria, control de corriente, control de potencia activa y control de potencia reactiva. Se han evaluado funciones objetivo para: la minimización de las pérdidas de potencia, (36, 46, 82, 143, 203, 268, 281, 303, 350, 352); reducir el costo del combustible para la generación de energía, (4, 18, 22, 34, 36, 82, 143, 191, 303, 353, 355); optimizar los parámetros de control, (126, 129, 162, 182, 287, 288, 326, 350); mejorar la seguridad del sistema bajo condiciones normales y de contingencia por congestión, donde en algunos casos es considerado el costo total de congestión, (34, 129, 287, 288, 303, 321, 326, 327, 345, 357); aumentar la estabilidad de voltaje, minimizar la desviación de voltaje o eliminar las violaciones de voltaje de nodo, (82, 121, 129, 170, 175, 182, 190, 203, 287, 288, 327, 352, 357); minimizar el costo de inversión en el dispositivo UPFC, (4, 36, 82, 143, 182, 218, 268, 353);

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

incrementar la capacidad de carga del sistema eléctrico, (36, 46, 126, 170, 309); minimizar o eliminar las líneas sobrecargadas, (143, 162, 170, 287, 288, 326); mejoramiento de la estabilidad dinámica, (182, 352); el dimensionamiento óptimo del UPFC, (175); maximizar la capacidad de transferencia disponible, (218, 321); y/o la maximización del bienestar social, (348).

La descripción de los atributos considerados para la implementación del TCSC, TCPR, TCPST y UPFC de la literatura científica revisada se pueden observar en la tabla 2.9.

De las tablas anteriores se puede concluir que el dispositivo electrónico FACTS instalado de manera individual más empleado en la revisión de literatura corresponde al TCSC, UPFC y SVC con 72, 64 y 58 documentos recuperados respectivamente, aplicados a diferentes atributos de control, destacando la estabilidad de voltaje y el control de potencia activa.

La combinación de FACTS permite desarrollar algoritmos más complejos para la optimización de más variables técnicas en las redes eléctricas. El uso de TCSC-SVC es la fusión de FACTS más analizada en la literatura recuperada, empleada considerando los atributos de estabilidad de voltaje y control de corriente como su principal estudio, seguido de control de potencia reactiva y en menor cantidad la compensación de VAR, control de voltaje y estabilidad transitoria y dinámica. Los objetivos para los cuales se han diseñado los algoritmos incluyen: la administración de eventos de contingencia o congestiones, (118, 184, 235, 272, 361, 363); la minimización del costo de inversión, (13, 16, 45, 116, 117, 140, 234, 258, 274, 285, 361, 363); minimizar los costos de operación, (285, 363); maximizar la capacidad de transferencia disponible, (54, 64, 65, 140, 235, 236); el despacho óptimo de potencia reactiva, (235, 256); minimizar las líneas sobrecargadas, (13, 40, 110, 195, 258, 272); maximizar la estabilidad de voltaje ya sea por medio de la minimización de las desviaciones de voltaje o a través la prevención o administración de la red eléctrica para situaciones de colapso de voltaje, (37, 39, 40, 40, 45, 79, 93, 110, 116,

Tabla 2.9: Aplicaciones de control para FACTS

Controlador FACTS	Atributos de control						
	Control de voltaje	Compen- sación VAR	Estabilidad de voltaje	Estabilidad dinámica y transito- ria	Control de corriente	Control de potencia activa	Control de potencia reactiva
TCSC			(1, 2, 3, 8, 35, 59, 69, 71, 91, 96, 109, 119, 144, 160, 172, 225, 266, 267, 269, 279, 293, 305, 306, 308, 316, 336, 337, 359, 360, 362)	(104)	(1, 3, 144, 269)	(3, 48, 69, 81, 103, 115, 130, 154, 157, 158, 172, 177, 178, 222, 225, 232, 265, 266, 267, 269, 294, 296, 304, 305, 318, 334, 336, 337, 349, 353, 354, 355, 359)	(69, 178, 254, 318)
TCPST, TCPR			(35, 59, 69, 76, 193, 305, 306, 308, 368)			(69, 115, 222, 304, 305, 349, 368)	(69)
UPEC	(126, 170, 191, 281, 327)	(22, 203)	(4, 18, 83, 121, 129, 175, 190, 203, 287, 288, 289, 309, 326, 327, 350, 352, 356, 357)	(182, 352)	(288, 289)	(34, 36, 46, 126, 142, 143, 162, 170, 182, 191, 218, 268, 287, 303, 309, 321, 323, 327, 345, 348, 350, 353, 355)	(36, 46, 126, 162, 170, 182, 191, 218, 268, 323, 345, 348)

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

117, 118, 137, 168, 184, 186, 195, 235, 258, 274, 277, 285, 361, 363); la maximización de la capacidad de carga, (13, 117, 171, 186, 195, 198, 199); la minimización de las pérdidas de potencia o del costo de las pérdidas, (13, 38, 39, 40, 45, 64, 65, 116, 184, 186, 198, 234, 272, 277, 285); selección óptima de la configuración para los dispositivos analizados, (39, 234, 235); minimizar el costo del combustible para generación de potencia, (16, 117, 140, 195, 273); la determinación de los ahorros alcanzados al final de la simulación, (13); y/o la minimización del costo de los ajustes de potencia, (367).

En menor proporción de estudios, la adición de TCSC-SVC-UPFC se han empleado en múltiples ocasiones para la mejora en la estabilidad de voltaje y el control de corriente. Los principales objetivos que se han analizado en estos estudios son: la minimización del costo total de operación, (44); la mínima inversión requerida en dispositivos FACTS, (29, 44, 114, 280, 332); minimizar las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, (29, 114, 156, 262, 263); reducir al máximo la capacidad de los dispositivos FACTS añadidos, (29, 262, 263); minimizar las líneas sobrecargadas, (111, 114); minimizar las desviaciones de voltaje en los nodos o mejorar los perfiles de voltaje de la red, (111, 114, 255, 263); maximizar la estabilidad de voltaje a través de la consideración de un índice de proximidad de colapso de voltaje o, un índice de estabilidad, (29, 263); minimizar el índice de vulnerabilidad del sistema de potencia, (150); maximizar el factor de carga o la capacidad de carga, (113, 280); incrementar la capacidad de transmisión disponible, (66, 112, 238); la administración adecuada de la red eléctrica que enfrenta una congestión, (253, 255); reducción de los *flicker* de voltaje, (255); maximizar el bienestar social, (255); minimizar el costo del combustible para la generación de potencia, (43, 332); y/o la optimización del despacho económico de potencia considerando el costo de inversión de los FACTS, (52).

El resto de combinaciones de dispositivos tienen aplicaciones similares, enfocándose la mayor parte de ellos en la estabilidad transitoria y dinámica, así como para la compensación VAr. La mayor cantidad de dispositivos FACTS (STATCOM, SVC, SSSC,



UPFC) que se combinaron en un estudio fue por analizada por (80) para la reducción de pérdidas de energía considerando las caídas de voltaje y los límites de operación de los dispositivos FACTS. Las tablas 2.10 y 2.11 muestran a detalle los atributos que se han considerado para los estudios realizados tomando en cuenta la instalación de múltiples FACTS.

## **2.5. Determinación del costo de una red eléctrica.**

La localización y dimensionamiento óptimo de GD y/o FACTS depende no sólo del mejoramiento de las variables técnicas de la red eléctrica; al ignorar el costo de inversión la solución podría no ser aceptable para la empresa. El proceso de selección de soluciones ideales para el mejoramiento de sistemas de potencia es analizado desde la perspectiva del rendimiento económico, es decir, bajo la consideración de un objetivo de minimización del total de la inversión expresado en anualidades a valor presente neto, mediante factor de recuperación de capital, CRF, (31, 62, 86, 142, 143, 144, 145, 157, 306, 308, 322, 323), fijando el tiempo de vida útil de los dispositivos añadidos en 25 años. Baghaee et al. (31) presenta la ecuación para la determinación del costo mediante el costo anual del dispositivo, difiere ligeramente del anterior mencionado al considerar el costo anual de operación y mantenimiento de la unidad, el rango de potencia y el costo de reemplazos anuales (anexo A.1).

### **2.5.1. Costo de las pérdidas de energía.**

La determinación del costo por las pérdidas de potencia en una red eléctrica debe considerar las pérdidas por generación, transformación, transmisión y distribución de la energía. Diferentes formulaciones han sido presentadas a lo largo de la literatura. Ponnavaikko et al. (250) desarrolla las expresiones matemáticas para los costos por pérdidas en subestaciones, alimentadores y transformación considerando el crecimiento

**Tabla 2.10:** Aplicaciones de control para múltiples FACTS

Combinación de FACTS	Atributos de control					
	Control de voltaje	Compensación VAR	Estabilidad de voltaje	Estabilidad dinámica y transitoria	Control de corriente	Control de potencia activa
TCSC, SVC	(45, 116, 117, 363)	(38, 45, 236, 256, 363)	(13, 37, 39, 40, 54, 72, 79, 93, 110, 118, 137, 168, 171, 184, 186, 195, 198, 199, 256, 258, 272, 273, 274, 277, 285, 361)	(171, 236)	(13, 16, 38, 39, 40, 45, 54, 64, 65, 72, 79, 110, 116, 117, 137, 140, 184, 186, 195, 234, 235, 258, 272, 273, 274, 285, 361, 367)	(16, 64, 65, 79, 258, 272, 277, 367)
TCSC, SVC, UPFC	(44)	(44, 262)	(29, 30, 111, 112, 113, 150, 156, 253, 255, 263, 280)	(43, 52, 66, 111, 112, 113, 114, 156, 238, 253, 255, 262, 263, 332)	(43, 111, 112, 113, 156)	
TCSC, UPFC	(239)		(204, 240, 335)	(10, 31, 176, 239, 353, 355)	(31, 239, 335)	
TCSC, SVC, STATCOM			(101, 290)	(213)	(213)	
TCSC, UPFC, STATCOM, SSSC			(163)	(196)		
STATCOM, SSSC		(134)	(134)	(259, 286)	(259)	

Tabla 2.11: Aplicaciones de control para múltiples FACTS

Combinación de FACTS	Atributos de control			
	Control de voltaje	Compensación VAR	Estabilidad de voltaje	Estabilidad dinámica y transitoria
SVC, UPFC, SSSC		(28)		
SVC, STATCOM	(257, 358)	(42, 187, 228, 311, 370)	(257)	(311)
SVC			(282)	(282)
UPFC	(146)			(23, 146)
UPFC, STATCOM, SSSC		(230)		
UPFC, SSSC	(99)			(99)
UPFC, STATCOM		(227)	(153)	(227)
TCSC, SSSC	(215)	(202, 297)		(297)
SVC, UPFC, STATCOM, SSSC	(80)			(215, 260)

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

de la carga y diferentes tipos de conductores. Mientras que Islam and M. R. Abd (148), Tram and Wall (338) considera el costo de las pérdidas como un total. Vajeth and Dama (342) las considera como las pérdidas del sistema bajo un esquema de costos fijos por conductor proyectados en valor presente con 25 años de vida útil para el equipo. Un modelo adimensional para el costo de las pérdidas de energía es presentado en Carpinelli et al. (55) que considera duraciones distintas de sub-periodos de carga a lo largo de un número fijo de años; Celli et al. (56) también toma en cuenta el costo de la energía no suministrada. (27, 50, 97, 183, 189, 192) presentan un modelo matemático que incluye un factor único para convertir las pérdidas de energía en unidades monetarias. Una formulación que contempla dos coeficientes para determinar el costo de las pérdidas de transmisión en las líneas, uno para potencia activa y otro para reactiva, es empleado en Shukla et al. (295). El costo de las pérdidas traídas a valor presente mediante un coeficiente que representa el costo de la energía para las pérdidas de potencia activa es incluida en la función objetivo que a la vez considera un factor de pérdidas en proyección a diferentes años de simulación, (106, 212, 217, 223). El costo de la red eléctrica considerando el conductor, el voltaje base de las líneas, los transformadores, las subestaciones, la acometida principal, la mano de obra, la operación y mantenimiento de la misma durante un periodo de 25 años de expectativa de vida útil ha sido obtenido mediante las ecuaciones propuestas por Pereira et al. (246), esta formulación contempla los costos de la energía no suministrada, tomando en cuenta un crecimiento de la demanda, y la interrupción del servicio por secciones.

### 2.5.2. Costo de generación distribuida.

El costo de la generación distribuida incluye asuntos como la inversión, el costo del combustible (cuando se trata de generadores de combustión interna), la localización, el dimensionamiento, el mantenimiento, la operación del dispositivo, entre otros Jain et al. (152), Tan et al. (325). Un análisis de flujo de cargas óptimo (OPF) donde se considera

el costo de la generación de potencia es abordado en Gautam and Mithulananthan (108), Kumar and Gao (179), Rau and Wan (270). La localización y dimensionamiento óptimos de generadores distribuidos considerando el costo de inversión y operación se presenta en Borges and Falcão (50), Moazzami et al. (212), Zou et al. (376), mientras que en Esmaeili et al. (95) se añade la minimización de emisiones de gases de efecto invernadero. La minimización del costo de la energía comprada al proveedor eléctrico considerando la generación distribuida presentada en un problema multi-objetivo es abordado por (56, 251, 284, 295) con la finalidad de maximizar el bienestar social o la maximización del margen de carga Akorede et al. (14, 15). El costo de la inversión, operación, mantenimiento y del combustible para generadores distribuidos presentados en valor presente son formulados por Khalesi et al. (174). Las funciones matemáticas para determinar el costo de la inversión, compra de energía proyectada en un horizonte de planeación y las emisiones de gases por dispositivos de GD son desarrollados en Soroudi and Afrasiab (314). Un estudio acerca de la maximización de la absorción privada de inversión para generación distribuida es llevada a cabo por Dehghanian et al. (74). Las ecuaciones para obtener el costo por la generación de potencia, PGC y QGC, presentadas por Zhong and Bhattacharya (373) son simplificadas en ecuaciones de segundo grado y empleadas por (17, 35, 52, 59, 68, 164, 222, 223, 225, 305). Donde los coeficientes ( $\alpha_2$ ,  $\alpha_1$  y  $\alpha_0$ ) pueden apreciarse en la tabla 2.12 (22, 48, 144, 233, 323, 337).

Los costos para la potencia reactiva, QGC, se determinan partiendo de los coeficientes para PGC mediante:  $\beta_1 = 0.1\alpha_1$  y  $\beta_0 = 0.1\alpha_0$ , Alabduljabbar and Milanovic (17), Chen et al. (68).

### 2.5.3. Costo de los dispositivos FACTS.

Los dispositivos FACTS son de gran utilidad para mejorar las transacciones de potencia y la operación de las redes eléctricas. Aunque la selección óptima del dispositivo basada en la necesidad del nodo o línea no es la única elección a tomar, puesto que

## 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

---

**Tabla 2.12:** Coeficientes para PGC

$P_{Gi}^{\max}$ MW	$P_{Gi}^{\min}$ MW	$Q_{Gi}^{\max}$ MVA <sub>r</sub>	$P_{Gi}^{\min}$ MVA <sub>r</sub>	$\alpha_2$ \$/MW <sup>2</sup> h	$\alpha_1$ \$/MWh	$\alpha_0$ \$/hr
250	45	150	-100	0.000820	11.00	692.32
250				0.11000	5.00	150
250				0.12250	1.00	33
200				0.08500	1.50	0
150	15	50	-40	0.000776	12.00	692.32
118.9				0.07000	30.00	0
55				0.00830	3.25	0
30				0.02500	3.00	0
8.0				0.00040	24.30	0
3.6	0.5	1.5	-0.4	0.0037	2	18
3.0				0.00060	29.10	0
2.7	0.2	1.0	-0.8	0.01	10	100
2.5	0.2	0.8	-0.8	0.05	30	100
2.0	0.3	0.5	-0.5	0.02	15	100
2.0	0.2	0.8	-0.8	0.05	30	100
2.0	0.4	0.7	-0.7	0.03	20	100
2.0				0.00150	50.00	0
1.4	0.2	0.6	-0.4	0.0175	1	16
1.2				0.00067	6.90	0
1.0	0.15	0.4	-0.4	0.0625	1	14
1.0	0.10	0.4	-0.1	0.0083	3.25	12
1.0	0.10	0.24	-0.6	0.025	3	13
0.8				0.00026	6.90	0

**Tabla 2.13:** Costo de FACTS [USD/kVAr]

<b>Dispositivo</b>	<b>USD<sub>2013</sub>/kVAr</b>
Capacitor en derivación	8
Capacitor en serie	20
SVC	40 (porciones controladas)
TCSC	40 (porciones controladas)
STATCOM	50
UPFC (porción en serie)	50 (a través de la potencia)
UPFC (porción en derivación)	50 (porciones controladas)

la dimensión del dispositivo y el costo son dos variables adicionales para evaluar la eficiencia de dispositivo en el sistema de potencia. En este apartado se mostrarán las investigaciones más relevantes llevadas a cabo para la determinación de los costos de los FACTS. Los costos pueden ser determinados a partir de una de dos categorías: costos fijos o por proyección según su rango de operación.

La primer categoría fue presentada por Acharya et al. (9), Nagesh and Puttaswamy (228) y lo define como el promedio del costo en USD/kVAr para cada dispositivo sin considerar el costo de la obra civil, instalación, ingeniería y administración de proyecto (tabla 2.13). La segunda, desarrollada por Habur and O’Leary (124) propone proyecciones que consideran los costos necesarios para el equipamiento, infraestructura, mantenimiento y operación de SVC, STATCOM, TCSC y UPFC. Mientras que en (23, 73, 92, 140, 245, 267, 280) las funciones matemáticas son desarrolladas a partir de la propuesta anterior (tabla 2.13). En Ara et al. (23) es propuesto un modelo FACTS híbrido, que se compone de un TSSC, un TSSR y un MSC; Deb and Siddiqui (73) presenta la formulación para un SSSC.

**Tabla 2.14:** Coeficientes de la función de costo para FACTS

<b>Dispositivo</b>	<b><math>F_1</math></b>	<b><math>F_2</math></b>	<b><math>F_3</math></b>
HFC	0.00012	-0.10764	72.288
SVC	0.0003	-0.3051	127.38
SSSC	0.00039	-0.3245	173.42
TCSC	0.0015	-0.7130	153.75
TCPAR	0.0015	-0.7130	153.75
UPFC	0.0003	-0.2691	188.22



## Modelo propuesto.

---

En la actualidad, el heurístico búsqueda tabú ha sido empleado para la localización y dimensionamiento de GD, (5, 105, 197, 219, 317) o FACTS, (43, 65, 66, 85, 111, 218, 220, 221) ya sea para resolver funciones mono-, multi-objetivo, considerando heurísticos híbridos (GA, SA, PSO,...), Bhasaputra and Ongsakul (43), Ebrahimi et al. (85), Gandomkar et al. (105) u otras cuestiones como métodos de sensibilidad o convencionales. A partir de la revisión de la literatura llevada a cabo para esta investigación, los siguientes capítulos presentan un algoritmo multi-objetivo basado en búsqueda tabú para localizar y dimensionar de manera óptima FACTS y GD en una red eléctrica considerando la menor inversión necesaria para minimizar el costo de mantenimiento y operación del sistema de potencia. Se divide en dos sub-secciones que incluyen el costo de las pérdidas de potencia, la inversión en dispositivos, mantenimiento y operación del sistema eléctrico, la función objetivo, el algoritmo del modelo multi-objetivo de búsqueda tabú junto con la explicación de las estructuras del algoritmo diseñado.

### 3.1. Funciones de costo.

El análisis económico se enfoca en la obtención del costo de inversión ( $TIC$ ), el de generación ( $TGC$ ) y las pérdidas de potencia ( $PLC$ ). Para determinar  $TIC$  se considera

### 3. MODELO PROPUESTO.

---

el costo de mantenimiento, operación e instalación de dispositivos; mientras que para calcular el valor de  $TGC$  se emplea el costo de generación de potencia activa ( $PGC$ ) para el nodo de referencia y para las unidades de GD se toma en cuenta el  $PGC$  y el costo de generación de potencia reactiva ( $QGC$ ).

#### 3.1.1. Costo de pérdidas de potencia.

El costo de las pérdidas de potencia mediante el análisis de flujo de cargas continuo se determina usando la expresión matemática desarrollada por Pereira et al. (246).

$$PLC = \sum_{p \in N_p} \sum_{ij \in N_L} Pl_{ij,p} \cdot C_{L,p} \cdot \alpha_p^{\text{PLC}} \quad (3.1)$$

donde  $\alpha_p^{\text{PLC}}$  (ecuación 3.2) representa el factor de descuento de las pérdidas de potencia para  $PLC$  en el periodo  $p$ . Además,  $Pl_{ij,p}$  son las pérdidas de potencia en la línea  $ij$  en el periodo  $p$ ;  $C_{L,p}$  es el costo de las pérdidas en el periodo  $p$  expresado en \$/kWh,  $N_p$  es el conjunto de periodos y  $N_L$  es el conjunto de líneas.

$$\alpha_p^{\text{PLC}} = \sum_{y=1}^{ny} \frac{(1 + LG_p)^y}{(1 + r)^{(ny)(p-1)+y}} \quad (3.2)$$

donde  $ny$  es el número de periodos en el horizonte de planeación expresado en años;  $LG_p$  es la tasa de crecimiento anual de la carga en el periodo  $p$  y  $r$  es la tasa de interés anual.

#### 3.1.2. Costo de los dispositivos FACTS.

En la presente investigación, los dispositivos considerados para evaluar si proporcionan un mejoramiento en el sistema eléctrico de potencia mediante la localización y dimensionamiento óptimos de FACTS son el HVDC, TCSC, SSSC, STATCOM, SVC y

**Tabla 3.1:** Coeficientes para las funciones de costo de los FACTS.

Dispositivo, $i$	$F_1$	$F_2$	$F_3$
HVDC	0.1576	711.9	26,330
TCSC	0.0015	-0.7130	153.75
STATCOM	0.0001	-0.185	158
SSSC	0.00039	-0.3245	173.42
SVC	0.0003	-0.3051	127.38
UPFC	0.0003	-0.2691	188.22

UPFC. Por tanto, es necesario determinar el costo de la inversión ( $FIC$ , ecuación 3.3).

$$FIC = \sum_{i \in N_F} CRF \cdot C_i \quad (3.3)$$

donde  $N_F$  representa el conjunto de FACTS cuyo costo para cada uno es  $C_i$  y el factor de recuperación de capital (CRF) (31, 62, 86, 142, 143, 144, 145, 157, 306, 308, 322, 323) se determinan a través de la siguiente expresión matemática:

$$C_i = F_{1,i} \cdot S_i^2 - F_{2,i} \cdot S_i + F_{3,i} \quad (3.4)$$

$$CRF = \frac{r(1+r)^{ny}}{(1+r)^{ny} - 1} \quad (3.5)$$

para la ecuación 3.4 se requiere la potencia aparente nominal del dispositivo FACTS  $i$  ( $S_i$ ) y los valores de los coeficientes  $F_{1,i}$ ,  $F_{2,i}$  y  $F_{3,i}$  se pueden apreciar en la tabla 3.1 basado en la tabla propuesta en el capítulo 2.5.3 y presentada por (23, 73, 92, 124, 127, 140, 245, 267, 280) donde se determinaron los coeficientes para el STATCOM mediante el reconocimiento de la curva citado por Habur and O'Leary (124); los valores para el HVDC son obtenidos usando la información brindada en Härtel et al. (127) y llevada a través de un ajuste de curva para una función cuadrática de tal manera que encaje con el resto de los coeficientes.

### 3.1.3. Costos de la generación distribuida.

La generación distribuida en esta investigación está representada como nodos PV cuyos costos son simulados como generadores diésel. Las ecuaciones desarrolladas por Zhong and Bhattacharya (373), las cuales son simplificadas en (17, 35, 52, 59, 222, 225, 305) para determinar  $PGC$ .

$$PGC = 8760 \cdot \left\{ \left[ \sum_{i \in N_G} (\alpha_{2,i} \cdot P_{G,i}^2 + \alpha_{1,i} \cdot P_{G,i} + \alpha_{0,i}) \right] + 61.38 \cdot P_{G,SW} \right\} \quad (3.6)$$

Los coeficientes para  $\alpha_{2,i}$ ,  $\alpha_{1,i}$  y  $\alpha_{0,i}$  de los generadores, se han recuperado en (22, 48, 144, 233, 323, 337) (tabla 2.6); el coeficiente 61.38 es obtenido del banco de información estadística en (141);  $P_{G,i}$  representa la potencia activa suministrada por el generador  $i$  y  $N_G$  es el conjunto de generadores. La variable  $QGC$  utiliza los coeficientes de  $PGC$  en  $\beta_{1,i} = 0.1\alpha_{1,i}$  y  $\beta_{0,i} = 0.1\alpha_{0,i}$  (17, 68) y  $Q_{G,i}$  es la potencia reactiva suministrada por el generador  $i$ .

$$QGC = 8760 \cdot \left[ \sum_{i \in N_G} (\beta_1 \cdot Q_{G,i} + \beta_0) \right] \quad (3.7)$$

La inversión del costo de los generadores considerando la instalación, mantenimiento y operación de la generación distribuida  $C_i$  se han obtenido de (57).

$$GIC = \sum_{i \in N_G} CRF \cdot C_i \quad (3.8)$$

### 3.1.4. Función multi-objetivo.

La función multi-objetivo presentada está orientada a la minimización de  $TIC$  y  $TGC$  se determinan a partir de las ecuaciones 3.1, 3.6 y 3.7 donde  $TIC$  depende de las

ecuaciones 3.3 y 3.8.

$$\min(TGC) = \min(PGC + QGC + PLC) \quad (3.9)$$

$$\min(TIC) = \min(FIC + GIC) \quad (3.10)$$

Cada solución evaluada debe de cumplir las siguientes restricciones técnicas:

- Balance de potencia con FACTS en cada nodo  $i$ :

$$P_i(\vartheta, V) - P_{G,i} + P_{D,i} + P_{F,i} = 0 \quad (3.11)$$

$$Q_i(\vartheta, V) - Q_{G,i} + Q_{D,i} + Q_{F,i} = 0 \quad (3.12)$$

- Límites termales en cada línea  $ij$ :

$$|S_{ij}| \leq S_{ij}^{\text{máx}} \quad (3.13)$$

- Voltajes y ángulos de fase para cada nodo  $i$ :

$$V_i^{\text{mín}} \leq V_i \leq V_i^{\text{máx}} \quad (3.14)$$

$$\vartheta_i^{\text{mín}} \leq \vartheta_i \leq \vartheta_i^{\text{máx}} \quad (3.15)$$

- Límites de potencia en cada generador  $i$ :

$$P_{G,i}^{\text{mín}} \leq P_{G,i} \leq P_{G,i}^{\text{máx}} \quad (3.16)$$

### 3. MODELO PROPUESTO.

---

$$Q_{G,i}^{\text{mín}} \leq Q_{G,i} \leq Q_{G,i}^{\text{máx}} \quad (3.17)$$

- Límites de potencia en cada FACTS  $i$ :

$$P_{F,i}^{\text{mín}} \leq P_{F,i} \leq P_{F,i}^{\text{máx}} \quad (3.18)$$

$$Q_{F,i}^{\text{mín}} \leq Q_{F,i} \leq Q_{F,i}^{\text{máx}} \quad (3.19)$$

- Relaciones de potencia entre el nodo  $i$  y el nodo  $j$  con FACTS:

$$f(P_{F,i}, P_{F,j}, Q_{F,i}, Q_{F,j}) = 0 \quad (3.20)$$

Aquí,  $P_{D,i}$ ,  $Q_{D,i}$  son los valores de la demanda de potencia activa y reactiva en el nodo  $i$ . Para llevar a cabo la evaluación de cada solución para las restricciones técnicas se emplea la herramienta de análisis de sistemas de potencia (PSAT por sus siglas en inglés) elaborada por Milano (207, 209, 210).

### 3.2. Algoritmo multi-objetivo búsqueda tabú.

El modelo propuesto contempla el uso de búsqueda tabú desarrollado por Glover and Laguna (120). Está basado en la búsqueda local con diferentes estrategias para escapar de una solución óptima local estudiando diversas áreas de solución, denominadas *vecindarios* para seleccionar dos elementos intercambiables que satisfagan la o las funciones objetivo en lo que se llama *movimiento*. El heurístico tiene la habilidad de cambiar de área de búsqueda cuando el proceso habitual se encuentra estancado mediante dos tipos de estructuras de memoria que almacenan los movimientos, dichas estructuras son de corto y largo plazo.

La primera de ellas almacena aquellos resultados que no proporcionan mejoras en el proceso de búsqueda para evitar que el intercambio de elementos se repita durante un periodo fijo de pruebas dentro de un vecindario en estudio. La memoria a corto plazo obliga al algoritmo para ir en otras direcciones dentro del vecindario actual mediante una o mas estrategias como: aspiración adicional, lista de candidatos de élite, estrategias de filtrado sucesivo, seguidores secuenciales o cambio de lista de candidatos limitada. En cuanto a la memoria a largo plazo, esta estructura almacena todos y cada uno de los movimientos realizados en el proceso de búsqueda y es empleado para dirigir el vecindario hacia áreas menos exploradas llevando a cabo análisis estadísticos para aplicar diferentes estrategias como: cambio de reglas de selección, reinicio, patrones y decisiones oscilatorias estratégicas o técnicas de reconexión de rutas.

### 3.2.1. Inicialización.

Al iniciar el heurístico se carga PSAT y las estructuras de MOTS. Al momento de cargar los datos de la red eléctrica que se va a someter a evaluación, se determina la localización del nodo de referencia mediante la técnica de rotación de nodos (205) que emplea la función de la ruta más corta para orientar las rutas desde el nodo de referencia hasta el nodo final del sistema eléctrico. El método *Kruskal* desarrollado por Papachristoudis (244), es empleado para llevar a cabo la búsqueda de una red radial de árbol mínimo para determinar si es posible alcanzar solución inicial; de ser así, se emplea la red radial; en caso contrario se vuelve a la red eléctrica original y se computa la solución inicial.

### 3.2.2. Evaluación de la solución.

Un flujo de cargas para evaluar la red eléctrica actual es llevado a cabo mediante PSAT. Los valores para los objetivos *TIC* y *TGC* se evalúan una vez que el flujo de cargas continuo alcanza una solución factible, en donde las restricciones técnicas

---

**Algoritmo 3.1:** Búsqueda tabú multi-objetivo

---

**entrada:** red eléctrica;

**salida:** listado de Pareto óptimo;

**variables:**

$PFL$ : lista de Pareto óptimo;

$TL$ : lista tabú; (capítulo 3.2.4)

$FL$ : lista de frecuencia; (capítulo 3.2.5)

$S_k, S_{nuevo_k}$ : una solución del problema;

$X_k$ : una barra o línea del sistema eléctrico;

**inicio**

**Inicialización** (capítulo 3.2.1)

    Obtención de la solución inicial:  $S_0$ .

    Almacenar en la lista de Pareto óptimo:  $PFL \leftarrow S_0$ .

    Inicializar la lista tabú y de frecuencia:  $TL = \{\}$ ;  $FL = \{\}$ ;

**repetir**

**para**  $\forall S_k \in PFL$  **hacer**

**Vecindario de solución** (capítulo 3.2.3)

            Seleccionar las barras y líneas candidatas y almacenar en CL:

$CL \leftarrow X_k$

**para**  $((\forall X_k \in CL) \ \&\& \ (X_k \notin TL))$  **hacer**

                Aplicar el posible movimiento y obtener las nuevas soluciones:

$X_k \leftarrow S_{nuevo_k}$

**Evaluar la solución**  $S_{nuevo_k}$  (capítulo 3.2.2)

**si**  $S_{nuevo_k}$  *es no dominada en*  $PFL$  **entonces**

                    Actualizar  $PFL \leftarrow S_{nuevo_k}$

                Actualizar  $TL \leftarrow X_k$

                Actualizar  $FL \leftarrow X_k$

**Procesos de diversificación e intensificación** (capítulo 3.2.6)

**si** *diversificación = VERDADERO* || *intensificación = VERDADERO*

**entonces**

            proceso\_de\_diversificación() || proceso\_de\_intensificación()

**Criterio de parada** (capítulo 3.2.9)

**hasta que** *Criterio de parada = VERDADERO*;

---



(ecuaciones 3.11-3.20). Entonces, se determinan otros indicadores ( $C_{ev,1}$ ,  $C_{ev,2}$  y  $C_{ev,3}$ ), que servirán para evaluar la utilidad económica de la solución obtenida:

$$C_{ev,1} = \frac{\Delta PLC}{\Delta TIC} \quad (3.21)$$

$$C_{ev,2} = \begin{cases} 0, & \text{si } TGC_{\text{actual}} < TGC_{\text{mejor}} \\ 1, & \text{de otro modo} \end{cases} \quad (3.22)$$

$$C_{ev,3} = \Delta PGC + \Delta QGC + \Delta PGC_{\text{SW}} + \Delta PLC \quad (3.23)$$

donde  $\Delta$  representa la diferencia entre la mejor solución y la actual.

Estos indicadores guían a MOTS a la aceptación de soluciones encontradas si la función objetivo económica es peor que la solución actual; esto sucede cuando  $C_{ev,1} > 0$  o cuando  $C_{ev,2} > 0$  y  $C_{ev,3} > 0$ . Esta estrategia permite que se pueda escapar de mínimos locales. Todas las soluciones no dominadas son almacenadas en la lista de Pareto óptimo, PFL, y es actualizada removiendo las soluciones dominadas.

### 3.2.3. Solución del vecindario.

Durante el proceso iterativo de MOTS se eligen dos elementos a intercambiar, donde se modifica el sistema eléctrico para localizar o dimensionar una unidad de generación distribuida o dispositivos FACTS son considerados *movimientos*, los cuales pueden ser:

- Agregar, cambiar o remover un generador distribuido.
- Agregar, cambiar o remover un dispositivo FACTS.
- Remover un generador distribuido para añadir un dispositivo FACTS.
- Remover un dispositivo FACTS para añadir un generador distribuido.

### 3. MODELO PROPUESTO.

---

Se han considerado tres metodologías para alcanzar la minimización de los objetivos de MOTS: método de concatenación de atributos y necesidades de la red eléctrica, método de indicadores predictivos y la combinación de las dos anteriores.

#### 3.2.3.1. Método de concatenación de atributos

Los movimientos aplicados para los nodos y líneas candidatos son seleccionados de acuerdo a las siguientes reglas para cada dispositivo obtenidas de la tabla 1.1 y las características proporcionadas por las estructuras de PSAT, Milano (210):

- Unidades de GD: el peor voltaje de nodo que no se encuentre en nodo-final o nodo-transformador.
- SVC: peor voltaje y peor línea con las pérdidas de potencia más altas.
- TCSC: voltaje de línea o flujo de corrientes fuera de límite.
- STATCOM: voltaje de nodo más débil y, necesidades de control de potencia reactiva.
- UPFC: voltaje de nodo más débil o necesidades de control de reactancia.
- SSSC: voltaje de nodo más débil o necesidades de control de potencia aparente o reactancia.
- HVDC: necesidades de control de potencia aparente, corriente o voltaje, tomando en cuenta las líneas más largas; entre 500 y 800 km, o de 40 a 80 km si es una línea de cable y los rangos de potencia están por encima de 4000 MW a  $\pm 500$  kV<sub>b</sub>, 4800 MW a  $\pm 600$  kV<sub>b</sub> de acuerdo con Arcia-Garibaldi et al. (24).

#### 3.2.3.2. Método de indicadores predictivos.

Se ha elegido el indicador LoSI<sub>x</sub> desarrollado por Preedavichit and Srivastava (256) para la localización óptima de TCSC, TCPAR y SVC. LoSI<sub>UPFC</sub> fue desarrollado por

Kumar et al. (180). También es utilizado *L-index* de Kessel and Glavitsch (173) y RPLS, QPLS de Singh and Erlich (309) ya que al ser comparados con otros indicadores predictivos como BLSI Kulkarni and Ghawghawe (178), BSI de Mahdad and Srairi (199), LFSIP, LFIRP, LFSIQ y LFIRQ de Sharma et al. (290), dieron mejores resultados en sistemas mayores de 100 nodos.

$$LoSI_{SVC} = 2 \sum_{j \in N_{buses}} \left[ \frac{Q_j R_{ij}}{V_i V_j} \cos \Delta \delta_{i,j} + \frac{P_j R_{ij}}{V_i V_j} \sin \Delta \delta_{i,j} \right] \quad (3.24)$$

$$LoSI_{TCSC} = \left[ V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \Delta \delta_{ij} \right] \left[ \frac{2r_{ij} x_{ij}}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)^2} \right] \quad (3.25)$$

$$LoSI_{TCPR} = 2aV_i V_j G_{ij} \sin \phi_{ij} \quad (3.26)$$

$$LoSI_{UPFC} = \frac{r_{ij} V_j \sin \Delta \delta_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} + \frac{x_{ij} (V_i - V_j \cos \Delta \delta_{ij})}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (3.27)$$

*RPLS* ( $c_1, c_2$ ) y *QPLS* ( $c_3, c_4$ ):

$$c_1^{ij} = \frac{[-2V_i g_{ij} \cos \delta_i + V_j (g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j)]}{P_{Di}^0} \quad (3.28)$$

$$c_2^{ij} = \frac{[-2V_i g_{ij} \sin \delta_i + V_j (-g_{ij} \sin \delta_j + b_{ij} \cos \delta_j)]}{P_{Di}^0} \quad (3.29)$$

$$c_3^{ij} = \frac{V_i (-g_{ij} \sin \delta_i + b_{ij} \cos \delta_i)}{Q_{Di}^0} \quad (3.30)$$

$$c_4^{ij} = \frac{V_i (g_{ij} \cos \delta_i + b_{ij} \sin \delta_i)}{Q_{Di}^0} \quad (3.31)$$

### 3. MODELO PROPUESTO.

---

*L-index*:

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} F_{ji} V_i}{V_j} \right| \leq 1 \quad (3.32)$$

$F_{ji}$  se determina mediante la matriz Hessiana:

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

donde  $I_G, I_L, V_G, V_L$  representan las corrientes y los voltajes en los nodos de generadores y cargas:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & F_{LG} \\ K_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

y,

$$F_{LG} = F_{ji} = -[Y_{LL}]^{-1} [Y_{LG}] \quad (3.35)$$

El procedimiento de selección para los generadores distribuidos se lleva a cabo mediante la obtención de *L-index* para todos los nodos, al ser un valor que predice la proximidad de colapso de voltaje en el nodo, el valor más elevado es aquél que se encuentra más cerca de incurrir en una falla. Para los dispositivos TCSC se calcula el valor de  $LoSI_{TCSC}$  (TCSC tipo uno en PSAT, (210)) eligiendo la línea con valor más positivo y  $LoSI_{TCPAR}$  (TCSC tipo dos en PSAT, (210)) seleccionando la línea con el valor absoluto más grande. Mientras que para  $LoSI_{SVC}$  se elige el nodo con el valor más negativo. El dispositivo STATCOM realiza un análisis después de elegir los nodos obtenidos por la diversificación y evalúa cuál de estos nodos se encuentran en valores mínimos de *L-index*, aquellos que se encuentren por encima de la media son eliminados de la lista de candidatos. Las líneas para añadir los UPFC son elegidos desde las líneas

obtenidas de los valores absolutos más grandes de  $LoSI_{UPFC}$  más las líneas obtenidas de los mínimos RPLS y QPLS; las líneas seleccionadas para SSSC se consideran las mismas que las del UPFC por tener atributos de valores constantes similares en PSAT. Finalmente, los elementos donde podrán ser evaluados los HVDC corresponden a las líneas pre-seleccionadas por la diversificación y se eliminan aquellas que no cumplan con lo descrito por Arcia-Garibaldi et al. (24):

“Se eligen las líneas más largas; entre 500 y 800 km si son aéreas o, 40 y 80 km si son cables. También hay que considerar que opera en rangos de potencia arriba de 4000MW a  $\pm 500kV_b$ , 4800MW a  $\pm 600kV_b$ .”

Para el proceso de intensificación, los valores de *L-index* en las posiciones de los generadores distribuidos son evaluados y seleccionados aquellos que estén por debajo del promedio general del sistema de potencia para ser removidos o cambiar la capacidad del generador. Además, los nodos que no cuenten con un generador distribuido y estén por debajo de la media del valor de *L-index* son considerados como candidatos para añadir, remover o modificar un dispositivo, con la finalidad de reducir *PGC* y *QGC*, tanto para los generadores como el nodo de referencia.

### 3.2.3.3. Método combinado.

La combinación de los valores pre-seleccionados por el método de indicadores predictivos, presentados en la tabla 3.2 de la sección 3.2.3.2, y el método de concatenación de la sección 3.2.3.1 se utilizan en esta metodología. Se unifican los nodos o líneas en un vector para obtener la moda de este para ser el candidato elegido, en caso de no resultar una moda se elige el nodo o la línea que obtuvo el peor valor medido en el proceso de pre-selección. El proceso no permite que el mismo candidato sea seleccionado durante el mismo vecindario de búsqueda hasta pasar a la siguiente iteración si existió una solución

### 3. MODELO PROPUESTO.

**Tabla 3.2:** Selección de candidatos mediante indicadores

<b>Dispositivo</b>	<b>Indicador</b>	<b>Valor buscado</b>
Generador diésel	$L-index$	Mínimo
TCSC	$LoSI_{TCSC}, LoSI_{TCPAR}$	Más positivo, absoluto más grande
SVC	$LoSI_{SVC}$	Más negativo
STATCOM	$L-index$	Menores que la media
UPFC	$LoSI_{UPFC}, c_1, c_2, c_3$ y $c_4$	Máximo valor absoluto, mínimos (cuatro restantes)
SSSC	$LoSI_{UPFC}, c_1, c_2, c_3$ y $c_4$	Máximo valor absoluto (primero y último), mínimos (tres del centro)
HVDC	Longitud de línea, rangos de operación (MW)	Máximos valores del sistema de potencia

viable durante el proceso.

#### 3.2.4. Lista tabú.

En todo algoritmo heurístico existen iteraciones en que no se logra una mejora y cada uno de ellos tiene mecanismos para evitar que se repitan soluciones no deseadas. En búsqueda tabú, para evitar que los movimientos se repitan y caer en un estancamiento o bucles de selección en el proceso de optimización, el movimiento de intercambio es penalizado y prohibido durante un número fijo de iteraciones a la cual se le denomina *tenencia tabú*; cada autor elige de manera arbitraria (siendo aún tema de discusión) el valor que tomará esta variable de control. Para el algoritmo presentado se optó por elegir un número obtenido a partir de una estandarización logarítmica de la cantidad de nodos en el sistema de potencia, y es detallada en la ecuación 3.36. La lista donde estos movimientos son almacenados es llamada *lista tabú* (figura 3.1).

$$TT = \sqrt[3]{10 \cdot \log(N_{\text{nodos}}) + \frac{N_{\text{nodos}}}{10}} + \frac{0.2 \cdot N_{\text{nodos}}}{4} \quad (3.36)$$

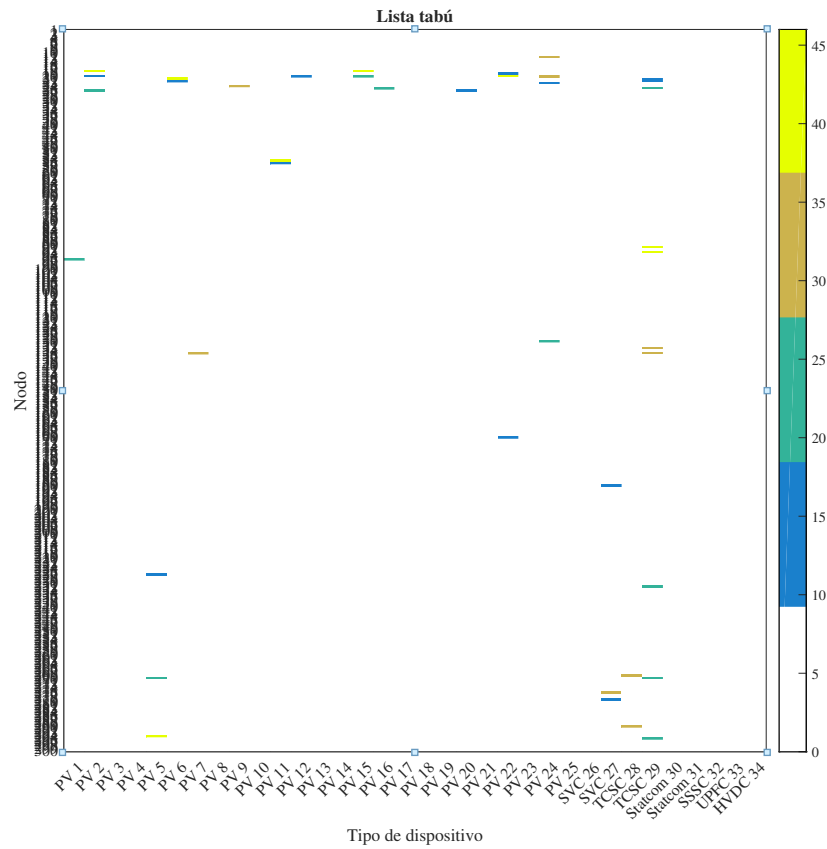


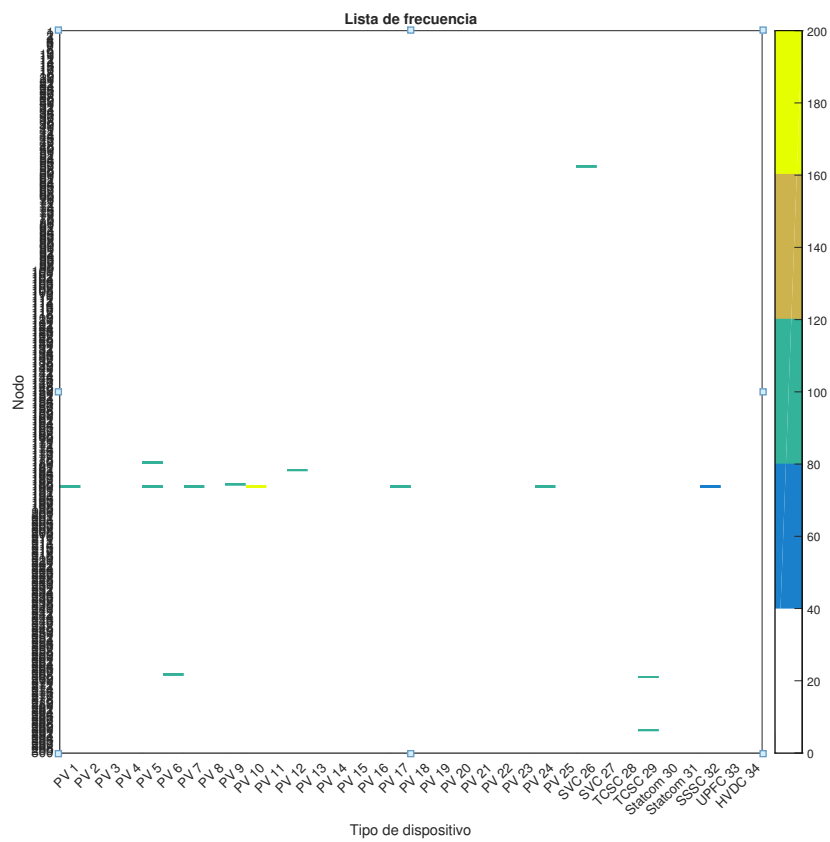
Figura 3.1: Lista tabú

### 3.2.5. Lista de frecuencia.

La lista de frecuencia añade el movimiento actual en una memoria permanente para almacenar los dispositivos y nodos ó líneas utilizados en el proceso de búsqueda sin importar si el movimiento proporciona una mejora o no a la función objetivo. Estos valores proveen al algoritmo la posibilidad de localizar de manera sencilla las áreas menos exploradas de un vecindario de búsqueda cuando la optimización se encuentra estancada (figura 3.2).

### 3. MODELO PROPUESTO.

---



**Figura 3.2:** Lista de frecuencia



### 3.2.6. Procesos de diversificación e intensificación.

El proceso de diversificación se habilita cuando no se han encontrado movimientos de mejora durante un periodo definido de iteraciones, el cual es definido por el usuario y se lleva a cabo al inicio del algoritmo. Esta subrutina, en este estudio, evalúa la instalación de cuatro dispositivos FACTS: HVDC, STATCOM, SSSC y UPFC. La diversificación emplea una modificación de las reglas de selección como estrategia, Glover and Laguna (120). En cuanto a la subrutina de la intensificación, está basada en la técnica de reconexión de rutas para detectar aquellos sitios en que se han instalado FACTS y generadores distribuidos con el objetivo de eliminar o cambiar el dispositivo candidato y, modificación de las reglas de selección para localizar aquellos nodos en que se pueda instalar un generador distribuido, Glover and Laguna (120).

### 3.2.7. Aspiración adicional.

La estrategia de aspiración adicional (*aspiration plus* por su término en inglés) es aplicada en este trabajo para establecer el umbral de la calidad del movimiento basado en el historial de los patrones de búsqueda, Glover and Laguna (120). Si un buen movimiento se ha encontrado dentro del umbral, se permiten movimientos adicionales alrededor de esta área y seleccionar el mejor movimiento posible dentro del espectro de soluciones. Por tanto, la aspiración adicional provee al algoritmo una intensificación dentro del vecindario cuando se ha encontrado una mejora con la intención de localizar, si es posible, el óptimo global. El procedimiento continua con la siguiente iteración en un nuevo vecindario.

### 3.2.8. Criterios de aspiración.

Un movimiento que se encuentra *tabú activo* y que representa una mejor solución que la mejor solución encontrada puede ser liberada de su tenencia tabú mediante el criterio

### 3. MODELO PROPUESTO.

---

de aspiración obligando al algoritmo ignorar las reglas de búsqueda y penalización, denominando el movimiento como un *movimiento tabú*, convirtiendo esta solución en la mejor de toda la búsqueda y finalizando el proceso iterativo. En caso contrario, el movimiento es castigado incluso en la lista de frecuencia para evitar que sean empleados para los otros procesos de búsqueda (algoritmo 3.2).

---

**Algoritmo 3.2:** Funcionamiento de los criterios de aspiración para MOTS

---

$X_k$ : nodo o línea candidata;

$S_k, S_{new_k}$ : soluciones del problema;

$S_g$ : solución global;

**si**  $X_k \in tabu_{activo} < 0.5 * tabu_{máx_{tenencia}}$  **entonces**

**si**  $S_{nuevo_k} < S_g$  **entonces**

        actualizar  $S_k \leftarrow S_{nuevo_k}$

**si** *¿Cumple los atributos para aplicar criterios de aspiración?* sección

        3.2.2 **entonces**

            actualizar  $S_g \leftarrow S_{nuevo_k}$

            finalizar el proceso de búsqueda, presentar resultados

**sinó**

        eliminar características tabú de los elementos involucrados

        se continúa el proceso de búsqueda

**sinó**

    se penalizan los elementos involucrados con el doble de la tenencia tabú

---

#### 3.2.9. Criterio de parada.

Se finaliza MOTS cuando:

- se alcanza la cantidad máxima de iteraciones,
- los movimientos sin mejora alcanzan el 50% de las iteraciones máximas y los procesos de diversificación e intensificación se aplican al menos en una ocasión, o
- los criterios de aspiración son aplicados.

## Análisis de Resultados

El algoritmo propuesto ha sido probado con un sistema de potencia modificado IEEE 300-nodos (237) con 69 nodos PV los cuales se muestran en la tabla 4.1. Los límites de voltaje se establecieron en 0,9 y 1,1 p.u. del voltaje nominal, los límites térmicos se establecieron en 1,2 p.u. de la corriente nominal para líneas y transformadores. Así como las líneas de corriente continua y los convertidores asociados se han removido.

**Tabla 4.1:** Nodos PV de la solución inicial

N	Cap	N	Cap	N	Cap	N	Cap	N	Cap	N	Cap
8	0,05	10	0,05	19	0,1	55	0	63	0	69	3,75
76	1,55	77	2,9	80	0,68	88	1,17	98	19,3	103	2,4
104	0	117	1,925	120	2,81	122	6,96	125	0,84	126	2,17
128	1,03	131	3,72	132	2,16	135	0	149	2,05	150	0
155	2,28	156	0,84	164	2	165	12	166	12	169	4,75
170	19,73	177	4,24	192	2,72	199	1	200	4,5	201	2,5
206	3,03	209	3,45	212	3	215	6	217	2,5	218	5,5
220	5,7543	221	1,7	222	0,84	247	4,67	248	6,23	249	12,1
250	2,34	251	3,72	252	3,3	253	1,85	254	4,1	255	5
256	0,37	258	0,45	259	1,65	260	4	261	4	261	1,16
263	12,92	264	7	265	5,53	267	0,042	292	0,3581	294	0,2648
295	0,5	296	0,08								

N: localización; Cap: capacidad del generador en p.u.

Para la solución inicial,  $TIC$  es cero,  $TGC$  asciende a 4.541.173,09 USD/año cuyo cómputo de flujo de cargas termina con 45 violaciones de las restricciones técnicas (18

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

---

de voltaje mínimo, 26 de potencia reactiva máxima y una mínima). Los resultados se obtuvieron a partir de un procesador AMD AM3+ FX 6300 con 24GB RAM y Matlab 2019a.

El modelo MOTS considera tres metodologías, mencionadas en las secciones 3.2.3.1 (concatenación de atributos), 3.2.3.2 (indicadores predictivos) y 3.2.3.3 (metodología combinada). Cada metodología es evaluada empleando tres estrategias para validar la eficacia del modelo propuesto:

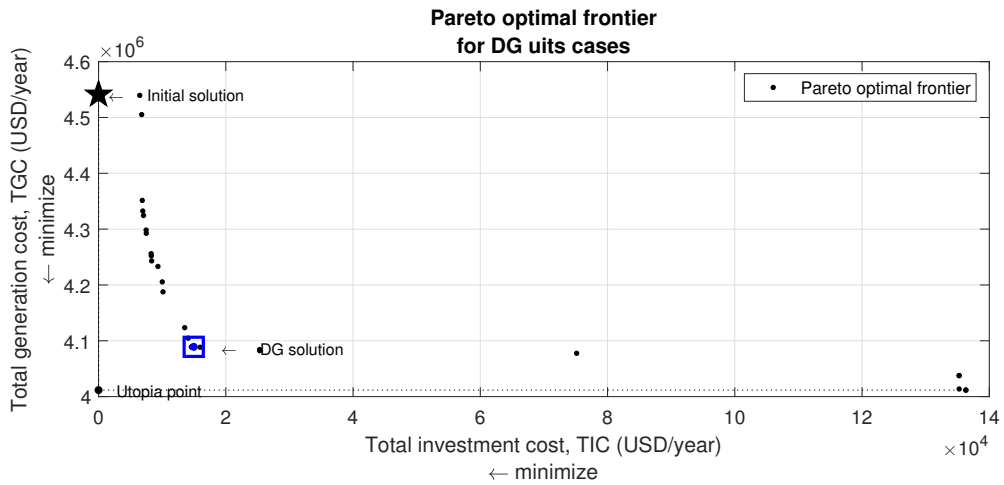
- Añadir solo unidades de generación distribuida.
- Añadir solo dispositivos FACTS.
- Añadir ambos, GD y FACTS.

Los resultados de estas estrategias son comparados con un conjunto de soluciones obtenidas del frente de Pareto óptimo. Las siguientes secciones presentan el análisis de estos resultados para cada metodología y las tres estrategias.

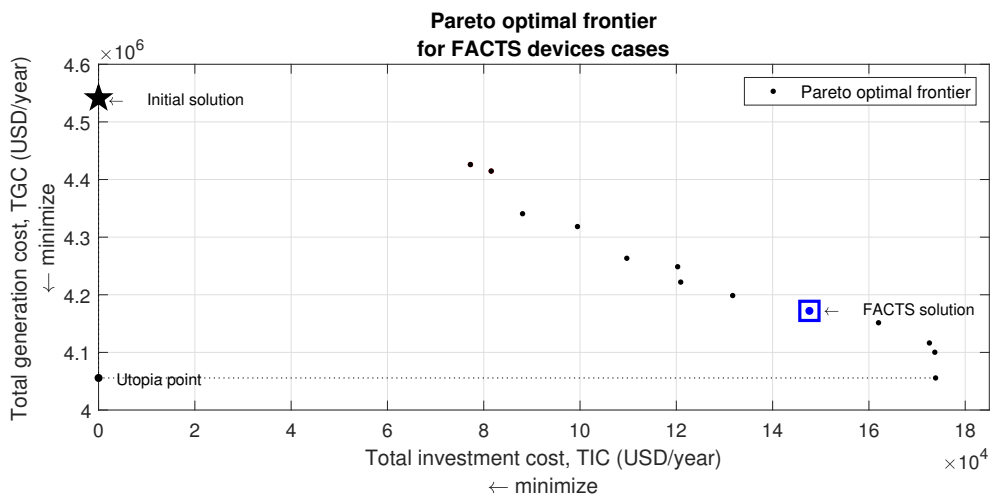
### 4.1. Metodología por concatenación de atributos

La comparación entre las tres estrategias mencionadas se analizan mediante la frontera de Pareto óptimo tal como se muestra en las figuras 4.1–4.3, donde MOTS logra minimizar  $TGC$  mediante el mínimo  $TIC$  en unidades GD. En las figuras, la *estrella negra* representa la solución inicial, los puntos negros son el conjunto de soluciones de la frontera de óptimo de Pareto.

Para la estrategia de unidades GD, los costos de generación son bajos comparados con la inversión que se requiere para alcanzarlos (en el rango de  $0,5 \times 10^4$  a  $2 \times 10^4$  USD/año). La estrategia más costosa es la de añadir solo FACTS y oscila entre  $7,8 \times 10^4$  y  $17,5 \times 10^4$  USD/año. La adición de dispositivos combinados (tercer estrategia) reduce el  $TGC$  con inversiones intermedias para FACTS y GD, que están entre un rango de

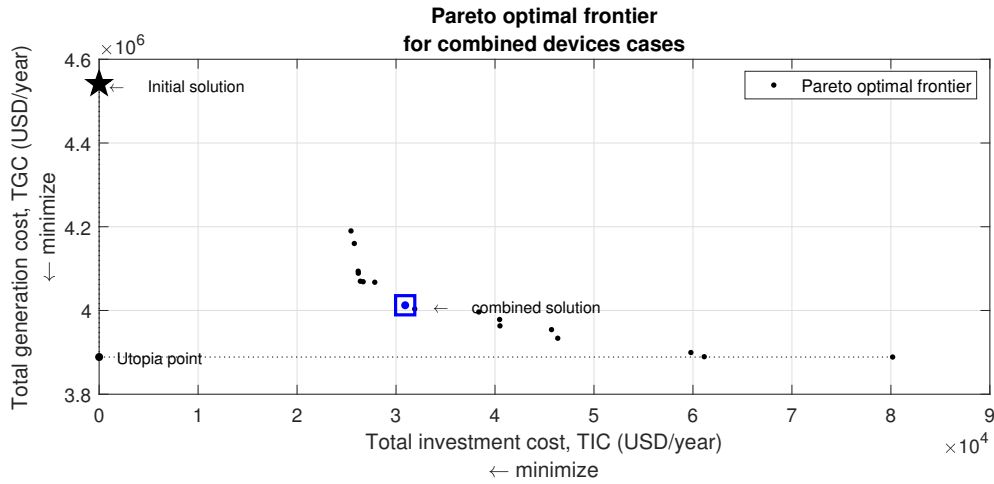


**Figura 4.1:** Frontera de Pareto óptimo para el caso de DG (método de concatenación de atributos).



**Figura 4.2:** Frontera de Pareto óptimo para el caso de FACTS (método de concatenación de atributos).

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS



**Figura 4.3:** Frontera de Pareto óptimo para el caso dispositivos combinados (método de concatenación de atributos).

$2,5 \times 10^4$  hasta  $6 \times 10^4$  USD/año. Los perfiles de voltaje, para la primer estrategia, figura 4.4(b), resulta similar a la tercera figura 4.4(d) con menor inversión en dispositivos; mientras que la segunda estrategia, figura 4.4(c), no logra alcanzar un nivel aceptable en la estabilidad de voltaje, concluyendo con 10 violaciones mínimas de voltaje en comparación con la solución inicial, figura 4.4(a).

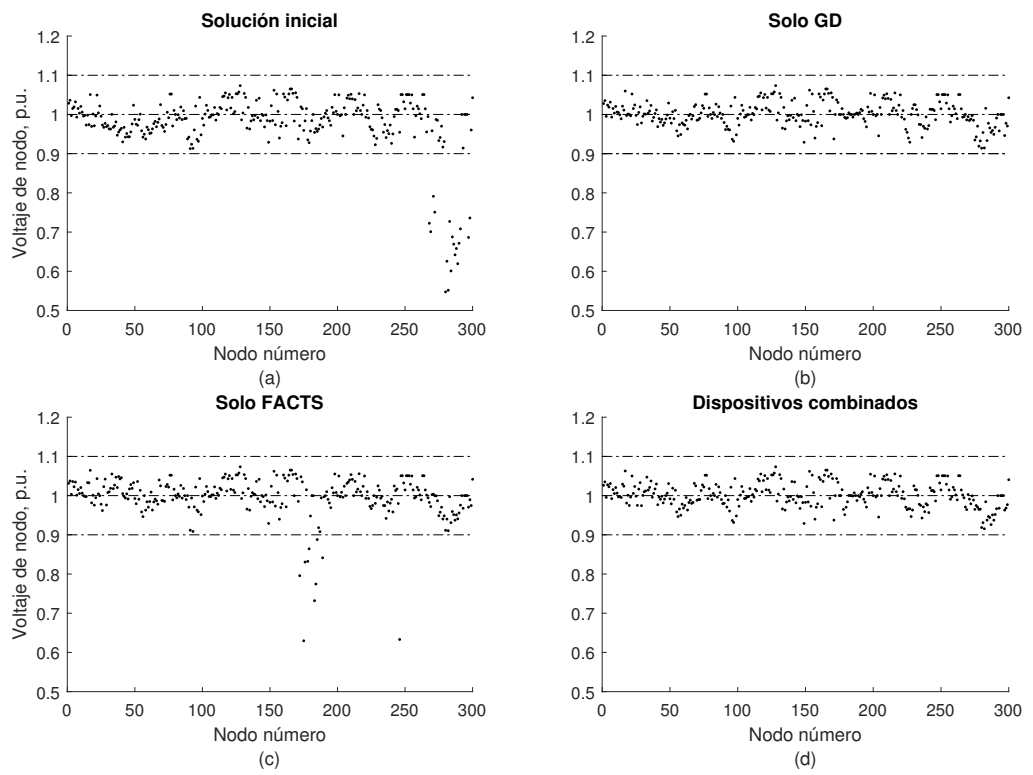
Sin embargo, el perfil de voltajes de nodo por si solo no es capaz de describir la estabilidad del sistema eléctrico, en las figuras 4.5 y 4.6 se observa la monitorización de dos indicadores técnicos para determinar si las soluciones de cada estrategia son similares. El primero de ellos *L-index*, que es un indicador de la proximidad del colapso de voltaje, Kessel and Glavitsch (173) y que ha sido empleado por diferentes autores (tabla 2.6), donde los valores deseables son, según Kessel and Glavitsch (173):

“Para situaciones estables la condición  $L_j \leq 1$  no debe ser violado por ninguno de los nodos  $j$ ”

Y,

“...para garantizar la estabilidad del sistema  $L < 1...$ ”

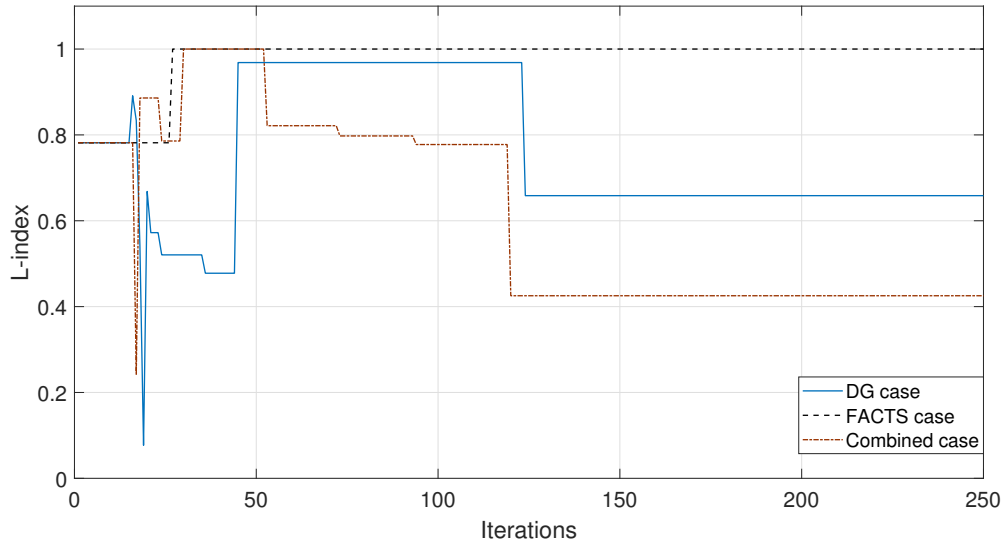
En esta investigación, para fines de seleccionar la solución que tenga mejor estabilidad



**Figura 4.4:** Perfiles de voltaje para la solución seleccionada en cada estrategia (método de concatenación de atributos).

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

---



**Figura 4.5:** *L-index* (método de concatenación de atributos).

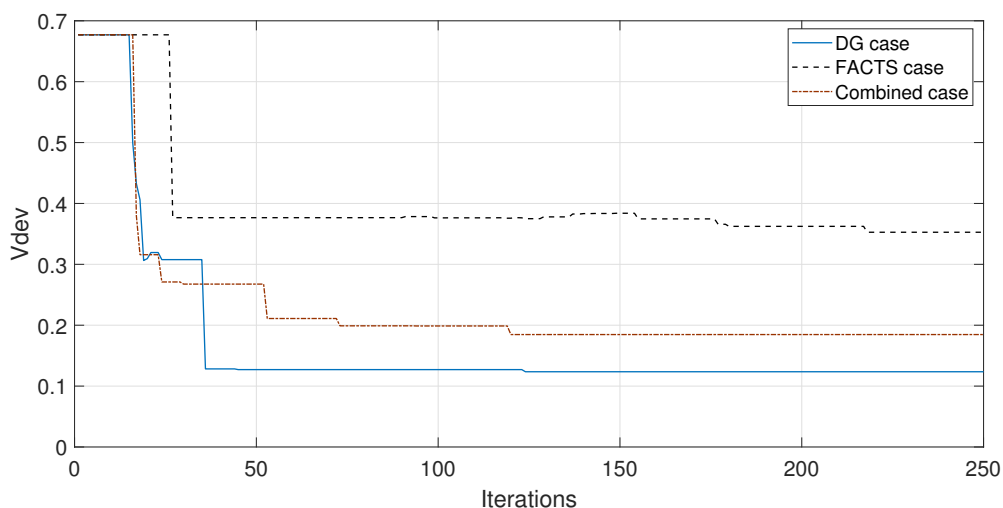
de voltaje, los valores deseables están entre 0.6 (fuera del colapso máximo y mínimo) y 1 (máximo punto de operabilidad del sistema).

Por otra parte, la desviación de voltaje es otro indicador que se basa en la diferencia del voltaje de referencia y el voltaje real al final del cómputo del flujo de cargas continuo (tabla 2.5).

De la figura 4.5 se concluye que añadir solo GD o FACTS acerca al punto de colapso de voltaje el sistema eléctrico, más en la estrategia solo FACTS; mientras que la combinación de dispositivos mantiene el colapso de voltaje dentro de los valores intermedios de *L-index*, es decir, fuera del punto de colapso. Para el caso de la desviación de voltaje el que obtiene el valor mínimo de la desviación pertenece a los GD; mientras que el caso de combinación de dispositivos mantiene un nivel promedio y el caso FACTS obtiene el peor comportamiento en desviación de voltaje. Por lo tanto, la combinación de dispositivos permite al sistema eléctrico obtener una estabilidad de voltaje alejándose del colapso del mismo sin saturar la red de generación distribuida, figura 4.6.

El conjunto de soluciones presentado en la curva de Pareto son no-dominadas;





**Figura 4.6:**  $V_{dev}$  (método de concatenación de atributos).

entonces, para elegir una solución se emplea un criterio externo de la optimización. La mejor solución elegida pertenece a aquella que cuente con menor desviación de voltaje y más alejado del colapso de voltaje ( $L-index$ ), tales soluciones están marcadas con un cuadrado azul y la localización y características de los dispositivos se encuentran en la tabla 4.2.

Los resultados para las funciones objetivo  $TIC$  y  $TGC$  se presentan en la tabla 4.3. La solución que implementa solo generación distribuida es la más económica de las tres estrategias, logra cero violaciones de voltaje mínimo, con un valor de  $L-index$  por encima de la media y una reducción de 437.064,48 USD/año del costo total en comparación con la solución inicial. La solución que añade solo FACTS es la más costosa y obtiene 221.462,40 USD/año de ahorro del costo total en comparación con la solución inicial; 10 violaciones de voltaje mínimas,  $L-index$  se encuentra en el punto de colapso y la desviación de voltaje es la máxima de las tres estrategias. En cambio, la solución que presenta la estrategia de combinar GD y FACTS logra un ahorro de 497.787,92 USD/año en comparación con la solución inicial reduciendo la saturación de 53 líneas,

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

---

**Tabla 4.2:** Localización y características de los dispositivos instalados (metodología de concatenación de atributos).

Estrategia	Disp.	N	Observ.	Disp.	N	Observ.	Disp.	N	Observ.	
Solo GD	G	268	Cap = 1	G	190	Cap = 2	G	179	Cap = 1	
	G	183	Cap = 8	G	93	Cap = 2	G	180	Cap = 1,2	
	G	168	Cap = 2,5	G	175	Cap = 8	G	204	Cap = 1	
	G	246	Cap = 1							
Solo FACTS	SVC	24	$\alpha = -0,6191$ $v_m = 0,99986$	SVC	81	$b = 1,5$	SVC	266	$\alpha = -0,61726$ $v_m = 1,0014$	
	SVC	87	$\alpha = -0,4941$ $v_m = 0,99992$	SVC	54	$b = -0,30335$	SVC	272	$\alpha = 0,33423$ $v_m = 1,0001$	
	SVC	38	$b = 1,5$	SVC	89	$\alpha = 0,62832$ $v_m = 1$	SVC	97	$b = 1,5$	
	SVC	208	$b = -1$	SVC	7	$b = 1,5$	SVC	58	$b = 0,07184$	
	SVC	12	$\alpha = -0,52826$ $v_m = 0,99999$	SVC	57	$\alpha = 0,95074$ $v_m = 0,99996$	SVC	188	$b = -0,35074$	
	SVC	182	$\alpha = -0,19191$ $v_m = 0,99969$	SVC	168	$\alpha = 1,0107$ $v_m = 0,99997$	SVC	227	$\alpha = 0,81705$ $v_m = 0,99987$	
	TCSC	267	$x = 0,03279$	SSSC	381	$v_{cs} = 2,5534$	UPFC	16	$v_p = 0$ $v_q = 0,00001$ $i_q = 0,80591$	
	GD-FACTS	G	172	Cap = 2	G	189	Cap = 2	G	116	Cap = 1
		G	176	Cap = 8	G	184	Cap = 2	G	187	Cap = 0,8
		G	183	Cap = 1	G	175	Cap = 8	G	91	Cap = 1
TCSC		13	$x = 0,00323$	UPFC	179	$v_p = 0$ $v_q = 0,02027$ $i_q = -1$				

Disp.: tipo de dispositivo; N: nodo o línea de localización; Observ.: características del dispositivo;  $\alpha$ : SVC ángulo de disparo;  $v_m$ : SVC voltaje medido;  $b$ : SVC susceptancia;  $x$ : TCSC reactancia en serie;  $v_{cs}$ : SSSC voltaje en cuadratura con la corriente de línea;  $v_p$ : UPFC voltaje en serie in fase con la corriente de línea;  $v_q$ : UPFC voltaje en serie en cuadratura con la corriente de línea;  $i_q$ : UPFC corriente en derivación el cual está en cuadratura con el voltaje del bus en la línea.

sin violaciones de voltaje de bus y con un valor para  $L$ -index muy cercano a la media.

**Tabla 4.3:** Resultado de los costos para las soluciones seleccionadas en [USD/año] (metodología de concatenación de atributos).

Descripción	Solución inicial	Solo GD	Solo FACTS	Dispositivos combinados
$TIC$	0.00	14.958,00	147.639,31	30.924,21
$TGC$	4.541.173,09	4.089.150,61	4.172.071,38	4.012.460,96
Costo total	4.541.173,09	4.104.108,61	4.319.710,69	4.043.385,17
Ahorros	–	437.064,48	221.462,40	497.787,92

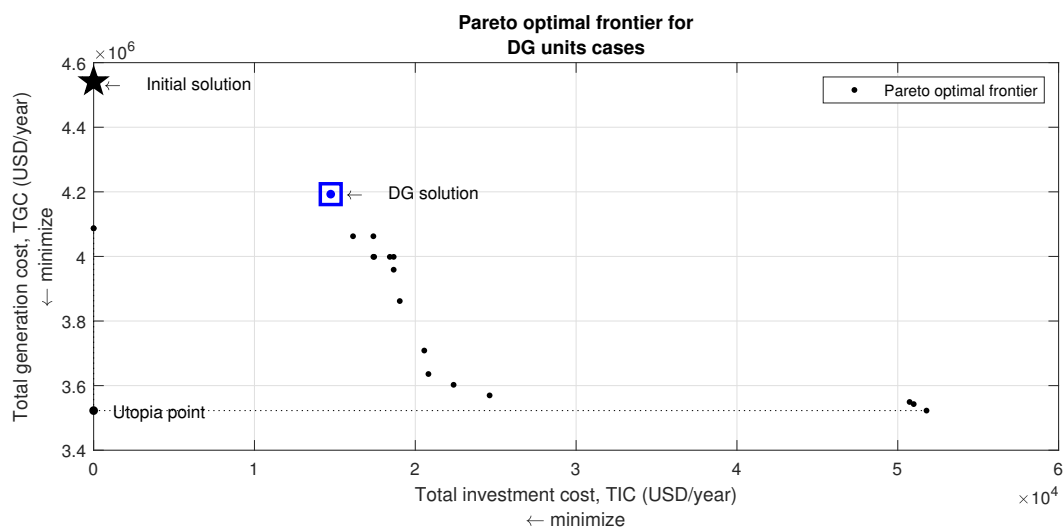
## 4.2. Metodología por indicadores predictivos

La solución elegida para cada una de las tres estrategias mediante el método de indicadores predictivos se observa en las gráficas 4.7–4.9. Se puede apreciar que, para solo-GD el rango de soluciones no-dominadas se encuentra entre  $1,5 \times 10^4$  y  $5,2 \times 10^4$  USD/año; para solo-FACTS oscila entre  $0,3 \times 10^5$  y  $1,82 \times 10^5$  USD/año y, para la combinación de ambos dispositivos en el sistema de potencia varía entre  $0,25 \times 10^5$  y  $4,75 \times 10^5$  USD/año. La estrategia más económica de inversión es la de solo-GD, mientras que solo-FACTS es la más costosa y la estrategia de combinación se encuentra en un rango intermedio de valores.

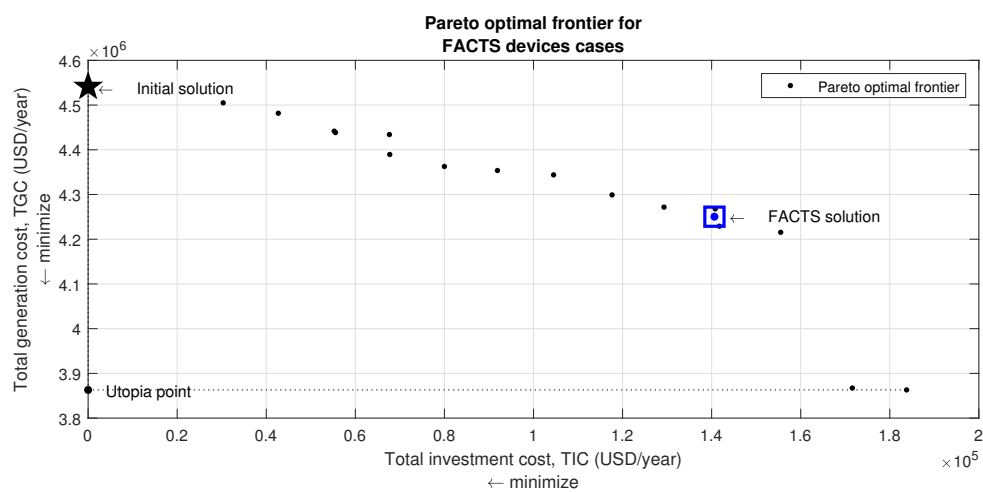
A pesar de la elevada inversión en la estrategia solo-FACTS, MOTS no logra una estabilidad de voltaje aceptable en el sistema eléctrico, finalizando con ocho violaciones mínimas, gráfica 4.10(c). Por otro lado, añadir solo-GD representa una inversión ligeramente superior al 10 % de la realizada en solo-FACTS logrando cero violaciones de voltaje, gráfica 4.10(b); la estrategia de combinar dispositivos mediante indicadores predictivos alcanza las cero violaciones de voltaje, gráfica 4.10(d).

Al igual que en la sección 4.1, se emplea  $L$ -index y  $V_{dev}$  para dar seguimiento al comportamiento de la proximidad de colapso y la estabilidad del voltaje en la red eléctrica. Para la metodología de indicadores predictivos, las estrategias solo-FACTS y la combinación de dispositivos se encuentran en el punto máximo de operabilidad

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS



**Figura 4.7:** Frontera de Pareto óptimo para el caso de DG (método de indicadores predictivos).



**Figura 4.8:** Frontera de Pareto óptimo para el caso de FACTS (método de indicadores predictivos).

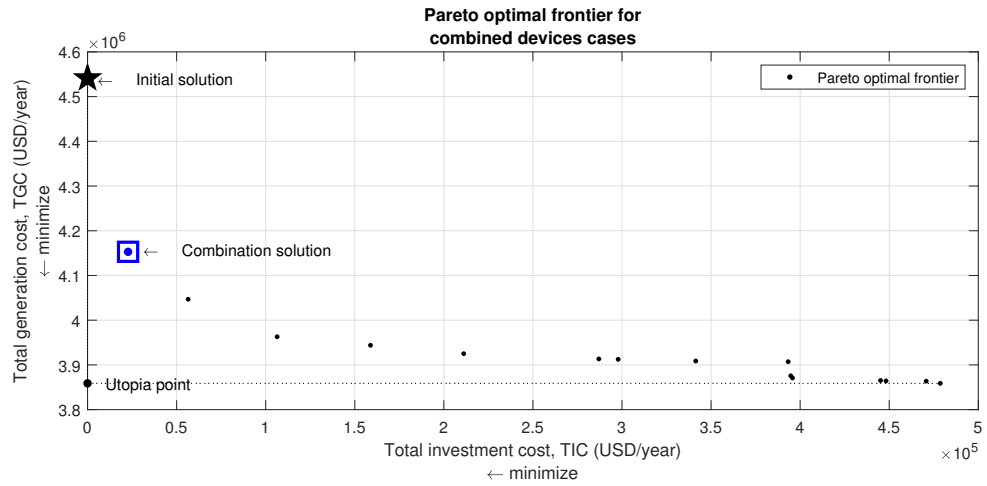


Figura 4.9: Frontera de Pareto óptimo para el caso dispositivos combinados (método de indicadores predictivos).

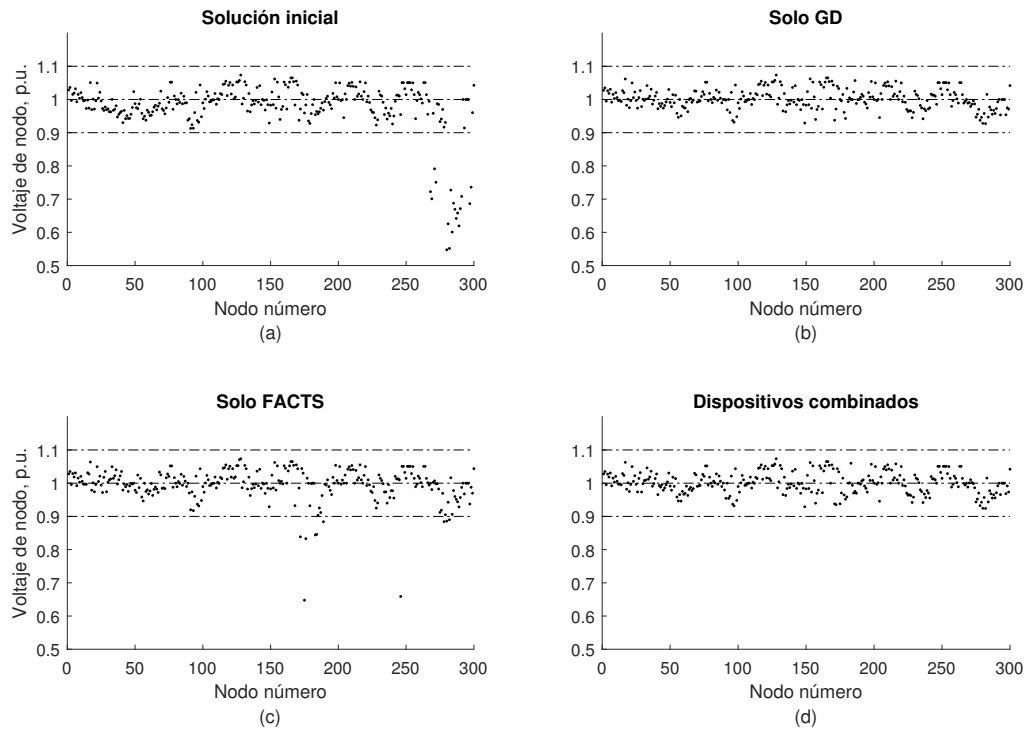
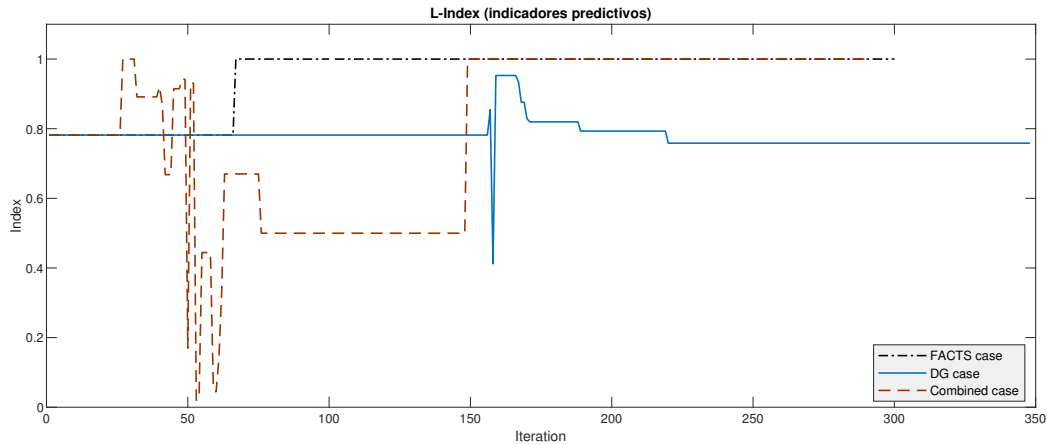


Figura 4.10: Perfiles de voltaje para la solución seleccionada en cada estrategia (método de indicadores predictivos).

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

---



**Figura 4.11:** *L-index* (método de indicadores predictivos).

(*L-index*); mientras que el resultado obtenido por añadir solo-GD se encuentra más cerca de valores aceptables, gráfica 4.11.

La desviación de voltaje para las tres estrategias se puede observar en la gráfica 4.12 que demuestra la mejor solución, tomando en cuenta los indicadores técnicos, la estrategia solo-GD y la combinación de dispositivos; la estrategia de añadir FACTS resulta en una variación de voltaje más elevada.

Las mejores soluciones según los indicadores técnicos son añadir GD y GD-FACTS, *L-index* en GD-FACTS se encuentra en el punto máximo aceptable y la desviación de voltaje en dichas estrategias es similar en ambas. La localización y características de los dispositivos añadidos al sistema de potencia se muestran en la tabla 4.4.

Las variables *TIC* y *TGC* así como los ahorros obtenidos al final de la simulación se observan en la tabla 4.5. En la estrategia solo-GD *TIC* es menor en 7.995,78 USD/año que la obtenida en GD-FACTS, pero el ahorro es 31.906,20 USD/año mayor en la tercer estrategia que en la primera. Aunque añadir solo-FACTS finaliza con ahorro, no es suficiente para ser considerado como una solución económicamente aceptable por la evaluación de las variables técnicas, finaliza con violaciones de voltaje y la mayor desviación de voltaje.

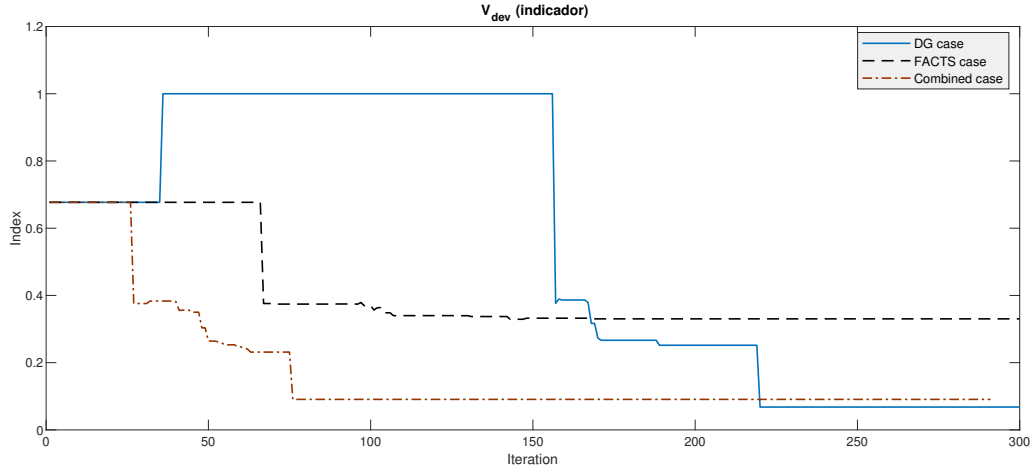


Figura 4.12:  $V_{dev}$  (método de indicadores predictivos).

Tabla 4.4: Localización y características de los dispositivos instalados (metodología de concatenación de atributos).

Estrategia	Disp.	N	Observ.	Disp.	N	Observ.	Disp.	N	Observ.
Solo GD	G	64	Cap = 2	G	189	Cap = 8	G	90	Cap = 1,4
	G	89	Cap = 0,8	G	93	Cap = 1	G	268	Cap = 1
	G	184	Cap = 1,4	G	57	Cap = 2,7	G	183	Cap = 1
	G	175	Cap = 8						
Solo FACTS	SVC	268	$\alpha = 0,48696$ $v_m = 0,9999$	SVC	226	$b = 0,86894$	SVC	157	$\alpha = 1,1376$ $v_m = 0,99992$
	SVC	89	$\alpha = 0,65469$ $v_m = 0,99988$	SVC	168	$b = 0,60476$	SVC	197	$\alpha = -0,5931$ $v_m = 1$
	SVC	57	$\alpha = 0,85117$ $v_m = 0,99973$	SVC	178	$\alpha = 1,0431$ $v_m = 0,99979$	SVC	204	$\alpha = 1,0905$ $v_m = 1$
	SVC	83	$\alpha = 0,32287$ $v_m = 0,99919$	SVC	162	$\alpha = 0,62747$ $v_m = 0,99995$	SVC	49	$\alpha = -0,8094$ $v_m = 0,99998$
	SVC	183	$b = 1,5$	SVC	159	$b = -1$	SVC	180	$\alpha = 0,30467$ $v_m = 0,99897$
	TCSC	380	$x = 0,05425$	TCSC	227	$x = 0,05106$	TCSC	93	$x = 0,05375$
	UPFC	248	$v_p = 0$ $v_q = 0,02127$ $i_q = -0,04215$	SSSC	381	$v_{cs} = 2,9137$			
GD-FACTS	G	92	Cap = 3	G	89	Cap = 0,8	G	168	Cap = 1
	G	181	Cap = 2,7	G	188	Cap = 2,7	G	189	Cap = 2
	G	183	Cap = 5,6	G	246	Cap = 8	SVC	268	$\alpha = 0,37885$ $v_m = 0,99999$
STATCOM	216	$i_{st} = -3,1565$							

Disp.: tipo de dispositivo; N: nodo o línea de localización; Observ.: características del dispositivo;  $\alpha$ : SVC ángulo de disparo;  $v_m$ : SVC voltaje medido;  $b$ : SVC susceptancia;  $x$ : TCSC reactancia en serie;  $v_{cs}$ : SSSC voltaje en cuadratura con la corriente de línea;  $v_p$ : UPFC voltaje en serie in fase con la corriente de línea;  $v_q$ : UPFC voltaje en serie en cuadratura con la corriente de línea;  $i_q$ : UPFC corriente en derivación el cual está en cuadratura con el voltaje del bus en la línea;  $i_{st}$ : STATCOM corriente en cuadratura en relación con el voltaje del nodo.

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

---

**Tabla 4.5:** Resultados de los costos para las soluciones seleccionadas en [USD/año] (metodología por indicadores predictivos).

Descripción	Solución inicial	Solo GD	Solo FACTS	Dispositivos combinados
TIC	0.00	14.742,00	140.626,03	22.737,78
TGC	4.541.173,09	4.192.821,99	4.250.382,07	4.152.920,02
Costo total	4.541.173,09	4.207.563,99	4.391.008,09	4.175.657,79
Ahorros	–	333.609,10	150.165,00	365.515,30

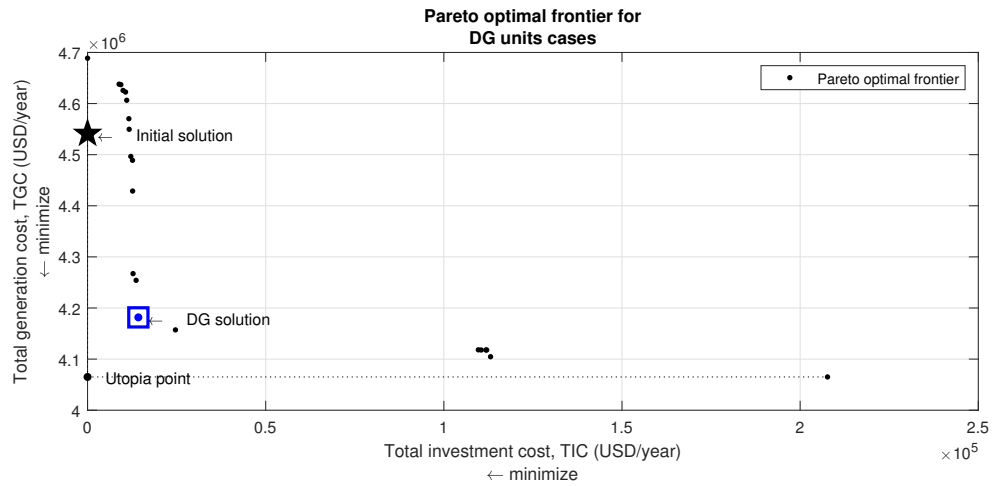
### 4.3. Metodología combinada

De manera similar que en las metodologías anteriores, las gráficas 4.13–4.15 muestran las curvas de Pareto (puntos negros) donde se señala la solución inicial con una estrella negra y la mejor solución elegida en un recuadro azul para cada estrategia. El conjunto de soluciones del proceso de añadir-GD *TIC* oscila entre  $0,1 \times 10^5$  y  $2,1 \times 10^5$  USD/año. Como en las secciones anteriores, solo-FACTS resulta el que mayor rango de *TIC* tiene, el cual va desde  $0,8 \times 10^5$  a  $9,4 \times 10^5$  USD/año; mientras que la combinación de ambos dispositivos tiene una variación similar a la primera estrategia ( $0,4 \times 10^5$ – $2,4 \times 10^5$  USD/año). La segunda y tercera estrategia tienen *TIC* similares, aunque la primera es aquella que tiene menor inversión anual, es necesario evaluar las soluciones respecto a los indicadores técnicos y los perfiles de voltaje finales para cada solución.

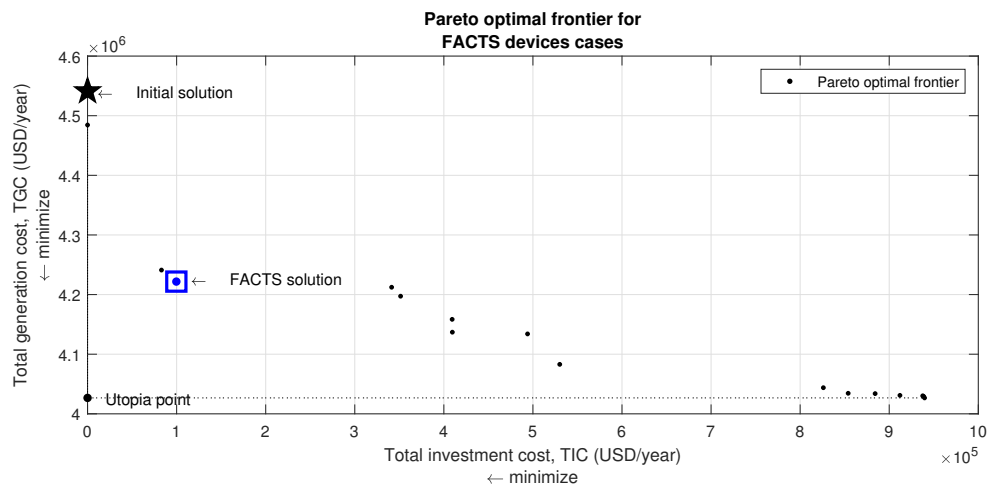
El método de combinar la concatenación de atributos de dispositivos e indicadores predictivos resulta para la estrategia solo-FACTS beneficiosa con seis violaciones de voltaje, la mejor solución encontrada comparada con las metodologías individuales, aunque no lo deseable, gráfica 4.16(c). Para las dos estrategias restantes, se logra minimizar las violaciones de voltaje de nodo hasta cero. La figura 4.16(b) muestra que el perfil de voltaje es ligeramente peor que el de la tercera estrategia mostrada en la gráfica 4.16(d).

En cuanto a los indicadores técnicos, el punto de colapso de voltaje para los tres casos se observa en la gráfica 4.17, donde la discusión se centra entre la generación



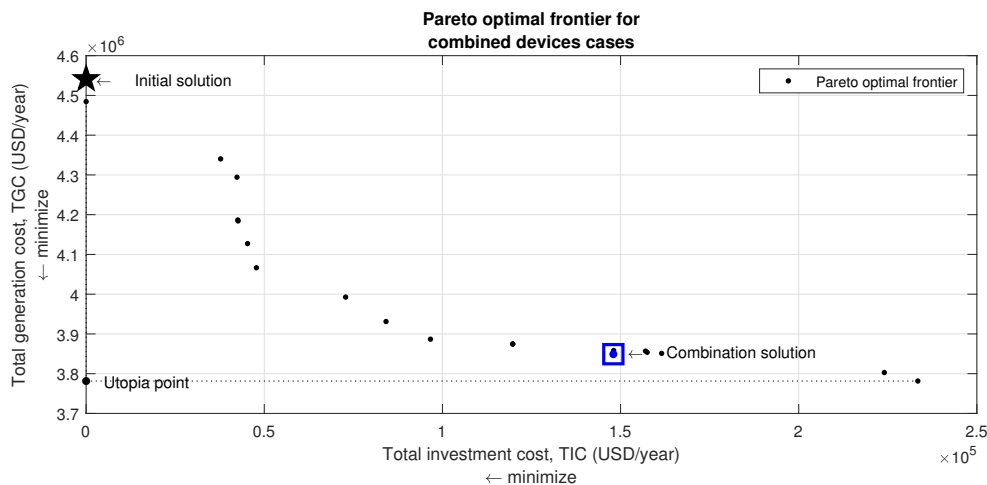


**Figura 4.13:** Frontera de Pareto óptimo para el caso de DG (metodología combinada de selección).



**Figura 4.14:** Frontera de Pareto óptimo para el caso de FACTS (metodología combinada de selección).

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS



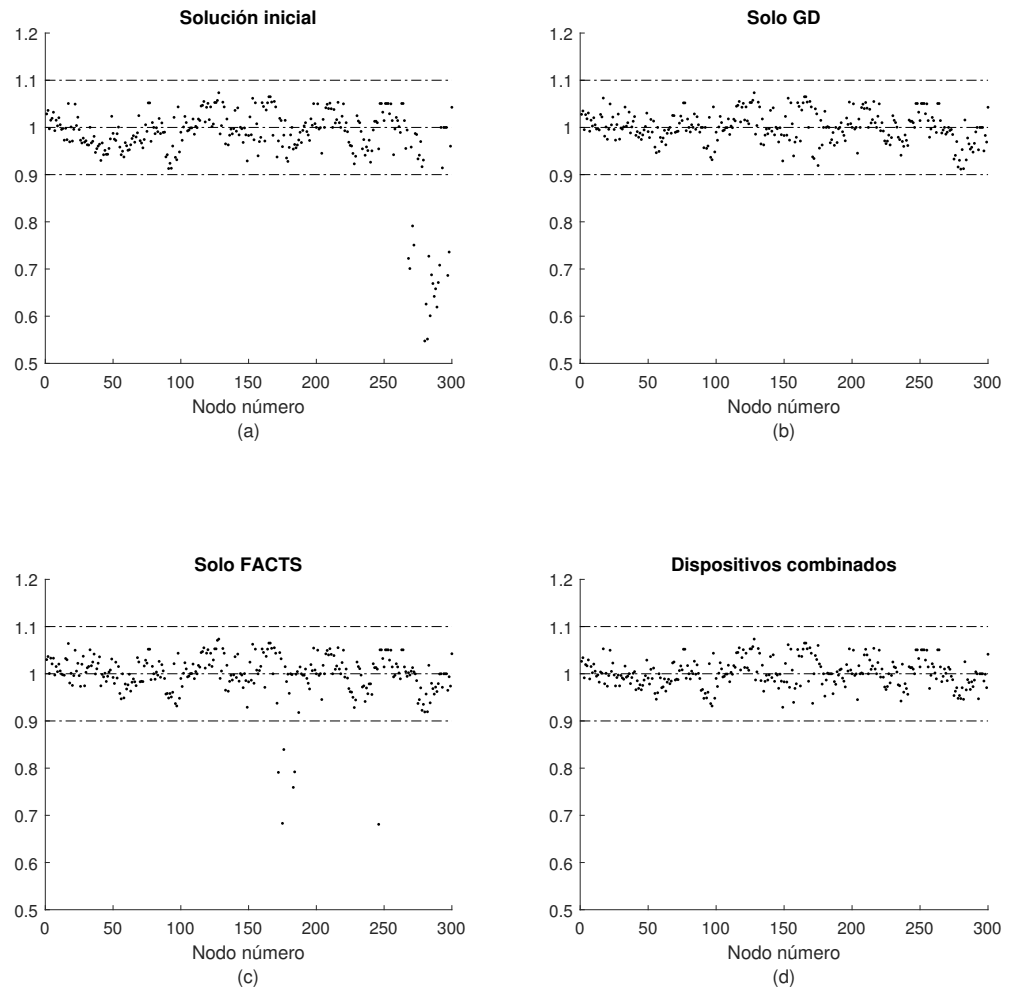
**Figura 4.15:** Frontera de Pareto óptimo para el caso dispositivos combinados (metodología combinada de selección).

distribuida que logra valores bajos de  $L$ -index y la combinación de dispositivos que finaliza con valores cercanos al 0.95. Añadir solo-FACTS resulta de la misma manera que en las secciones anteriores; si bien se logra que los valores  $L_j > 1$  finalicen en el punto máximo deseable.

El comportamiento de las desviaciones de voltaje (gráfica 4.18) es similar a las metodologías anteriores para estrategias de solo-GD y GD-FACTS, siendo ligeramente mejor en la tercera.

Esta metodología resulta en una mayor penetración de dispositivos FACTS y GD a lo largo de la red eléctrica. La localización y características de los dispositivos añadidos se muestran en la tabla 4.6.

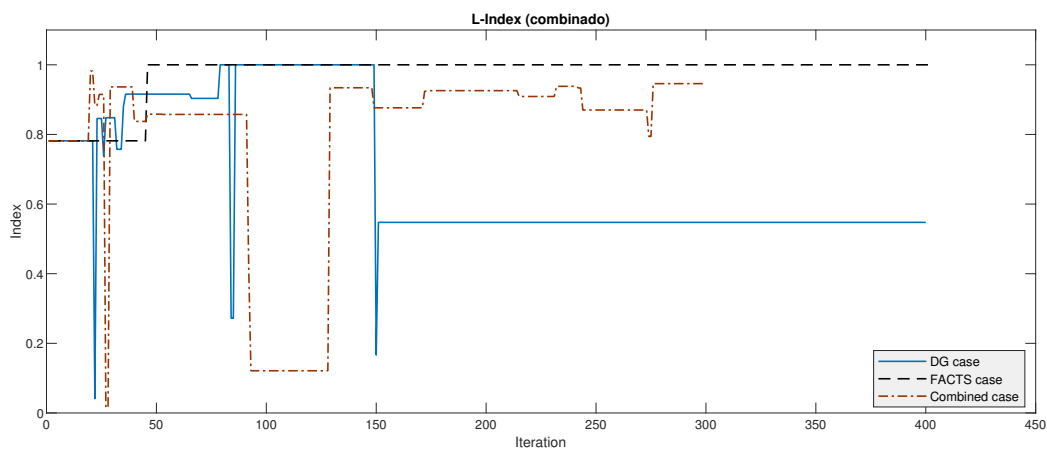
La mayor penetración de los dispositivos FACTS en la estrategia combinada no afecta de manera negativa a los costos totales, lo que significa que esta metodología permite localizar de mejor manera los dispositivos FACTS que las anteriores. La estrategia GD-FACTS resulta con un ahorro de 544.237,96 USD/año con una inversión de 147.972,91 USD/año y la siguiente mejor solución para esta metodología es la de añadir solo GD con un  $TIC$  de 14.256 USD/año y un ahorro de 345.251,40 USD/año; la peor solución



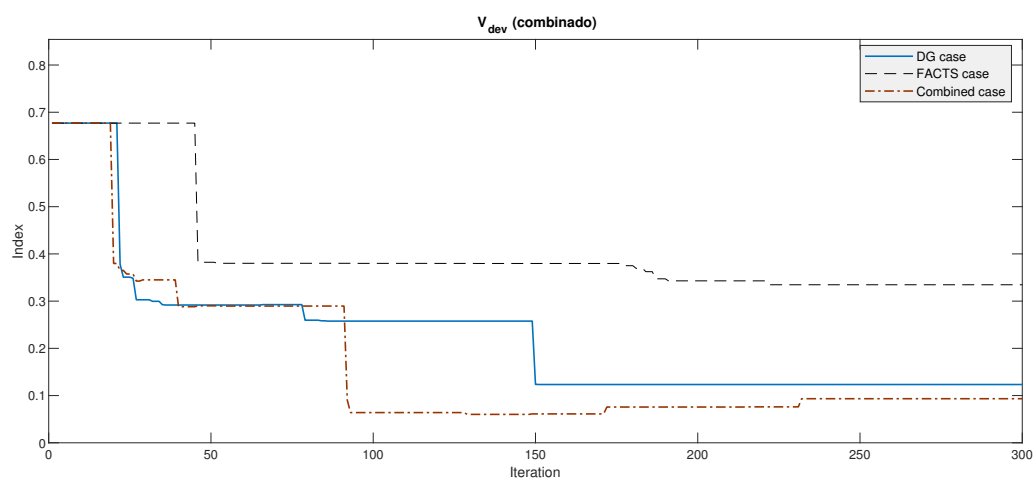
**Figura 4.16:** Perfiles de voltaje para la solución seleccionada en cada estrategia (metodología combinada de selección).

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

---



**Figura 4.17:**  $L$ -index (metodología combinada de selección).



**Figura 4.18:**  $V_{dev}$  (metodología combinada de selección).

**Tabla 4.6:** Localización y características de los dispositivos instalados (metodología de combinación de dispositivos).

Estrategia	Disp.	N	Observ.	Disp.	N	Observ.	Disp.	N	Observ.
Solo GD	G	59	Cap = 2	G	168	Cap = 2	G	89	Cap = 1
	G	189	Cap = 8	G	93	Cap = 1	G	57	Cap = 1,4
	G	269	Cap = 1	G	183	Cap = 1	G	268	Cap = 1
	G	181	Cap = 1	G	175	Cap = 8	G	127	Cap = 1
Solo FACTS	SVC	226	$\alpha = 0,79621$ $v_m = 0,99989$	SVC	157	$\alpha = 1,0099$ $v_m = 0,99992$	SVC	204	$b = 1,5$
	SVC	97	$\alpha = 1,3602$ $v_m = 1$	SVC	56	$b = 1,5$	SVC	93	$\alpha = 0,69095$ $v_m = 0,99963$
	SVC	188	$b = -0,32074$	SVC	57	$\alpha = 0,86878$ $v_m = 0,99958$	SVC	179	$\alpha = 1,0198$ $v_m = 0,99978$
	SVC	168	$b = 0,84737$	SVC	20	$\alpha = 1,3959$ $v_m = 1$	SVC	183	$b = 1,5$
	SSSC	11	$v_{cs} = 0,13011$	SSSC	381	$v_{cs} = 2,7512$			
GD-FACTS	G	185	Cap = 1	G	227	Cap = 0,8	G	179	Cap = 2
	G	183	Cap = 2	G	208	Cap = 2,7	G	246	Cap = 8
	G	184	Cap = 0,8	G	172	Cap = 3	G	175	Cap = 5,6
	G	58	Cap = 1,2	SVC	268	$b = 0,12013$	SVC	119	$b = -1$
	SVC	36	$\alpha = -1,2593$ $v_m = 1,0002$	SVC	85	$\alpha = 0,33017$ $v_m = 0,99907$	SVC	39	$\alpha = -0,19272$ $v_m = 1,001$
	SVC	15	$b = -1$	TCSC	288	$x = 0,2$	TCSC	200	$x = 0,16415$
	TCSC	18	$x = 0,00376$	UPFC	33	$v_p = 0$ $v_q = 0,03272$ $i_q = 0,04189$			

Disp.: tipo de dispositivo; N: nodo o línea de localización; Observ.: características del dispositivo;  $\alpha$ : SVC ángulo de disparo;  $v_m$ : SVC voltaje medido;  $b$ : SVC susceptancia;  $x$ : TCSC reactancia en serie;  $v_{cs}$ : SSSC voltaje en cuadratura con la corriente de línea;  $v_p$ : UPFC voltaje en serie en fase con la corriente de línea;  $v_q$ : UPFC voltaje en serie en cuadratura con la corriente de línea;  $i_q$ : UPFC corriente en derivación el cual está en cuadratura con el voltaje del bus en la línea.

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

---

es la de solo-FACTS con *TIC* de 99.675,57 USD/año y un ahorro en el costo total de 219.716,65 USD/año (tabla 4.7).

**Tabla 4.7:** Resultados de los costos para las soluciones seleccionadas en [USD/año] (metodología de combinación de dispositivos).

Descripción	Solución inicial	Solo GD	Solo FACTS	Dispositivos combinados
TIC	0.00	14,256.00	99,675.57	147,972.91
TGC	4,541,173.09	4,181,665.69	4,221,780.86	3,848,962.22
Costo total	4,541,173.09	4,195,921.69	4,321,456.44	4,996,935.13
Ahorros	–	345,251.40	219,716.65	544,237.96

### 4.4. Comparación de resultados.

En las tres metodologías presentadas la discusión se centra en las estrategias GD y GD-FACTS dejando la decisión al indicador técnico *L-index* y al ahorro final en cuestión de los indicadores económicos. Donde cabe destacar que una penetración excesiva de generación distribuida puede provocar una saturación de los nodos y complicaría el manejo adecuado de la red eléctrica. Además, la instalación de FACTS no siempre mejorará el sistema de potencia por estar diseñado para ciertas necesidades de la red. Pero, añadir GD junto con la implementación de FACTS en localizaciones óptimas permite a la red operar cerca de los límites sin colapsar y reducir la necesidad de potencia activa que es suministrada por la generación distribuida. En cuanto al mejoramiento de la reducción de las violaciones en las líneas, a pesar de que la adición de solo-FACTS mediante indicadores predictivos es la que mejores resultados presenta en la minimización de tales violaciones, no logra estabilizar el voltaje de los nodos además de que el costo de inversión es muy elevado. La concatenación y el empleo de indicadores predictivos para la estrategia solo-GD, aunque económica en su inversión, no es capaz de lograr una reducción de las violaciones técnicas de las líneas como en el caso de la combinación de metodologías en sus tres estrategias que resultan ser más balanceadas que de manera

individual; cabe destacar que la instalación combinada de dispositivos se encuentra en segunda posición en cuanto a líneas mejoradas siendo solo-FACTS de la segunda metodología la que ocupa el primer lugar, tabla 4.8.

Los perfiles de voltaje para las tres metodologías en las estrategias de adición de GD y combinación de dispositivos logran mejorar significativamente los voltajes mínimos. Mientras que la adición de solo FACTS aplicando la combinación de métodos resulta con mejores resultados que las otras dos metodologías, aunque sin alcanzar las cero violaciones de voltaje. La metodología de indicadores predictivos y concatenación de atributos para la estrategia de solo-GD concluye con valores por debajo del 0,80; mientras que la estrategia de GD-FACTS para los indicadores predictivos finaliza con  $L = 1$ , el valor límite para el colapso de voltaje y  $L \approx 0,4$  para la concatenación de atributos, lo cual indica una alta probabilidad de que el sistema esté operando muy por debajo de su límite ideal en algunas de sus líneas. El mejor resultado para *L-index* se obtuvo en la combinación de metodologías y adición de GD-FACTS ( $0,9 < L < 1$ ) indicando que la red eléctrica se encuentra operando casi en su límite ideal, ya que las empresas eléctricas solo trabajan generando la potencia requerida por los consumidores más un ligero excedente.

Por otro lado, el análisis económico de los resultados obtenidos, muestra que la metodología de concatenación de atributos para solo GD tiene ahorros menores en un 12,20% que la combinación de dispositivos y ésta a su vez es mejor en un 36,20% lo que hace la metodología de concatenación de atributos mejor que la metodología de indicadores predictivos. En caso de los indicadores predictivos, la combinación de dispositivos es mejor en solo un 8,73% en comparación con la adición de GD, pero la metodología combinada para la estrategia de dispositivos combinados es un 32,84% mejor que la de indicadores predictivos concluyendo en el estudio llevado a cabo que el método combinado junto con la estrategia de dispositivos combinados resulta en un mayor ahorro para el operador de la red eléctrica.

**Tabla 4.8:** Líneas mejoradas al finalizar el proceso iterativo para cada metodología.

Descripción	Metodología									
	Concatenación de atributos			Indicadores predictivos			Combinación de metodologías			
	Solo GD	Solo FACTS	GD-FACTS	Solo GD	Solo FACTS	GD-FACTS	Solo GD	Solo FACTS	GD-FACTS	GD-FACTS
Violaciones de corriente	38/36	39/40	50/46	37/36	59/56	42/43	47/45	42/42	54/53	
Violaciones de potencia activa	17/0	20/1	22/1	18/0	41/1	18/8	20/0	35/1	23/0	
Violaciones de potencia aparente	40/40	45/47	53/49	39/42	61/62	47/46	49/46	49/50	55/55	
Violaciones de potencia reactiva	0/4	0/2	0/8	0/6	0/2	0/6	0/7	0/1	0/9	

Los valores de las celdas representan violaciones mejoradas en "envío/recepción".



## Conclusiones

---

La investigación aquí presentada demuestra la capacidad del algoritmo MOTS para encontrar buenas soluciones y obtener el conjunto de soluciones de la frontera óptimo de Pareto para sistemas de potencia a gran escala. En las tres metodologías la estrategia de localizar GD alcanza la reducción total de violaciones de voltaje. La segunda estrategia, solo añadir FACTS, no es capaz de alcanzar resultados positivos para la reducción de violaciones de voltaje. En cambio, la combinación de dispositivos logra reducir, en las tres metodologías, la variable  $TGC$  mediante la inversión mínima en dispositivos GD y FACTS, alcanzando una estabilidad de voltaje superior con mayores ahorros en comparación al costo total de la operación de la red eléctrica. El uso excesivo de FACTS o GD no implica que concluya con una estabilidad de voltaje o con una reducción de los costos finales, mientras que la combinación de ambos con las características adecuadas según las necesidades de la red, es capaz de proporcionar reducciones en los costos de cualquier sistema de potencia. A pesar de la baja inversión realizada en los casos analizados para GD únicamente, donde se obtienen grandes beneficios económicos y técnicos, no es la solución más factible ya que, en esta investigación se ha considerado la GD como generadores diésel que emiten gases tóxicos de efecto invernadero. Por otra parte los dispositivos FACTS proporcionan importantes mejoras a las restricciones técnicas y ahorros al final de las simulaciones con una inversión moderada. La instalación de solo-FACTS genera ahorros al costo total del sistema eléctrico, sin brindar soluciones

## 5. CONCLUSIONES

---

aceptables para las restricciones técnicas. Quizás también se podría enfatizar que solo con las unidades GD, el punto de saturación está muy cerca de la solución propuesta, por lo que cualquier mejora en el costo de generación requerirá grandes costos de inversión, mientras que el caso combinado permite que la reducción en el costo de generación sea mayor proporcionalmente al costo de inversión. En Mukherjee and Mukherjee (222), Niknam et al. (233), Singh et al. (304, 305) abordan el tema de la reducción de gases de efecto invernadero por el empleo de generación basada en combustibles fósiles. En Singh and Sharma (301) se advierte que aunque esto implique la reducción de pérdidas y mejoras de voltaje de nodo, el empleo excesivo de generación distribuida puede traer problemas de penetración en los sistemas de potencia. En Chatterjee and Ghosh (67) menciona que el empleo de GD es mejor para aumentar la estabilidad de voltaje que el uso de FACTS. Singh et al. (299) se discuten las ventajas del empleo híbrido de FACTS con generación distribuida.

Algunas conclusiones se pueden dejar de manifiesto después de llevar a cabo esta investigación:

- La instalación de unidades de generación distribuida es una medida económica que puede ser empleada en sistemas no saturados, a la vez que mejora el perfil de voltaje junto con la reducción de pérdidas de potencia y la dependencia del suministro principal.
- La instalación de FACTS, aunque mejora la red en algunas cuestiones técnicas, tiene un costo elevado.
- Si la red eléctrica está saturada de generación distribuida, el empleo de FACTS proporciona mejoras considerables en términos de pérdidas de potencia, voltajes, límites térmicos e incluso de estabilidad del sistema eléctrico.
- La localización de FACTS y GD es un problema complejo que requiere algoritmos especializados.

- 
- En la actualidad, con el inminente calentamiento global por gases tóxicos provocados por combustibles fósiles, es necesario llevar a cabo investigaciones acerca de la implementación de GD considerando la reducción de gases de efecto invernadero, tales como: energía eólica o fotovoltaica, biocombustibles, entre otros.



**A.1. Fórmulas matemáticas para los diferentes indicadores de la revisión bibliográfica.**

**AENS, Rugthaicharoencheep and Chalangsut (276)**

$$AENS = \frac{\sum L_{a(i)} AOT_i}{\sum AOT_i} \quad (A.1)$$

**ASAI, Rugthaicharoencheep and Chalangsut (276)**

$$ASAI = \frac{\sum 8760 \cdot CLP_i - \sum AOT_i CLP_i}{\sum 8760 \cdot CLP_i} \quad (A.2)$$

**ASUI, Rugthaicharoencheep and Chalangsut (276)**

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\sum AOT_i CLP_i}{\sum 8760 \cdot CLP_i} \quad (A.3)$$

**BDPF, Verma and Srivastava (351)**

$$BDPF_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ik} \quad (A.4)$$

**BHPF, Verma and Srivastava (351)**

$$BHPF_k = MRSI_i^{\text{norm}} \cdot BSPF_i^{\text{norm}} + CDI_i^{\text{norm}} \cdot BDPF_i^{\text{norm}} \quad (\text{A.5})$$

donde  $i$  aplica para la contingencia  $i^{\text{vo}}$  y  $k$  aplica para el nodo  $k^{\text{vo}}$ .

**BLSI, Kulkarni and Ghawghawe (178)**

$$BLSI_a = \left[ V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \Delta\delta_{ij} \right] \frac{r_{ij}^2 - x_{ij}^2}{(r_{ij}^2 - x_{ij}^2)^2} \quad (\text{A.6})$$

$$BLSI_d = \left[ V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \Delta\delta_{ij} \right] \frac{-2r_{ij}^2 \cdot x_{ij}^2}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)^2} \quad (\text{A.7})$$

$$BLSI_u = \frac{[-V_i^2 + 2V_i V_j \cos \Delta\delta_{ij}] \frac{2r_{ij}^2 \cdot x_{ij}^2}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)^2} \cdots}{(V_i V_j \sin \Delta\delta_{ij}) \frac{r_{ij}^2 - x_{ij}^2}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)^2}} \quad (\text{A.8})$$

donde la sensibilidad de las pérdidas por cada línea se determina mediante  $X_{\text{TCSC}} = X_c = 0$ .

En, (278) se ha propuesto como sigue:

$$BLSI = \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial Q_i} \quad (\text{A.9})$$

donde  $i \forall N_{\text{nodos}}$ .

**BOLI, Gerbex et al. (110), Ippolito and Siano (144), Rashed et al. (267)**

$$BOLI = \prod_{ij \forall N_{\text{líneas}}} \begin{cases} 1 & B_{ij} < B_{ij}^{\text{máx}} \\ \exp \left[ \gamma_{ij} (B_{ij}^{\text{máx}} - B_{ij}) \right] & B_{ij} \geq B_{ij}^{\text{máx}} \end{cases} \quad (\text{A.10})$$

En, (267) se formula como una función logarítmica.

$$BOLI = \prod_{ij \forall N_{\text{líneas}}} \begin{cases} 0 & P_{ij} < P_{ij}^{\text{máx}} \\ \log [\gamma_{ij} (P_{ij}^{\text{máx}} - P_{ij})] & P_{ij} \geq P_{ij}^{\text{máx}} \end{cases} \quad (\text{A.11})$$

Nguyen and Yousefi (232) lo presenta de una forma distinta:

$$BOLI = \prod_{ij \forall N_{\text{líneas}}} \begin{cases} 1 & P_{ij} \leq P_{ij}^{\text{máx}} \\ \exp \left( \gamma_{ij} \left| 1 - \frac{P_{ij}}{P_{ij}^{\text{máx}}} \right| \right) & P_{ij} > P_{ij}^{\text{máx}} \end{cases} \quad (\text{A.12})$$

Kazemi et al. (170) define  $\gamma_{ij} = 0.046$  y  $B_{ij}^{\text{máx}} = 100$ .

**BSI, Mahdad and Srairi (199)**

$$BSI_{ij} = \frac{S_{ij}^{\text{máx}} - S_{ij}}{S_{ij}^{\text{máx}}} \quad (\text{A.13})$$

**BSPF, Verma and Srivastava (351)**

$$Q_{Di} = Q_{Di}^0 + \lambda K_{Di} S_{\Delta \text{base}} \sin \phi_i \quad (\text{A.14})$$

**CAIDI, Periyasamy and Sasiraja (247), Rugthaicharoencheep and Chalangsut (276)**

$$CAIDI = \sum \frac{AOT_i CLP_i}{FRL_i CLP_i} \quad (\text{A.15})$$

**CCC, Joorabian et al. (157)**

$$CCC_i = \frac{CC_{ij}}{TCC} \quad (\text{A.16})$$

**CCI, Sundar and Ravikumar (318)**

$$CCI_i = S_{ij}^{\text{máx}} - \frac{\sum S_{ij}^{\text{ct}}}{N_{\text{líneas}}^{ct}} \quad (\text{A.17})$$

**CDI, Verma and Srivastava (351)**

$$CDI_i = \frac{\zeta_{cr,Ai} - \zeta_{cr,Bi}}{\zeta_{cr,Ai}} \quad (\text{A.18})$$

**CLPS, Gupta and Kumar (123)**

$$CPLS = \left| \begin{array}{cc} \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_j} & \frac{\partial Q_{\text{loss}}}{\partial P_j} \\ \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial Q_j} & \frac{\partial Q_{\text{loss}}}{\partial Q_j} \end{array} \right| \quad (\text{A.19})$$

**CRF, Eghbal et al. (86), Joorabian et al. (157)**

$$CRF = \frac{ir(1+ir)^{Dy}}{(1+ir)^{Dy} - 1} \quad (\text{A.20})$$

donde  $ir = 6\%$  de acuerdo con Baghaee et al. (31) y:

$$ir = \frac{ir_{nom} - fr}{1 + fr} \quad (\text{A.21})$$

**CSI, Shivashankar (294)**

$$CSI_{m,ij} = \sum_{m \forall m_{ct}} \left( p_m^{ct} u_{m,ij} w_{m,ij} \right) \quad (\text{A.22})$$

donde:

$$w_{m,ij} = \frac{P_{m,ij}}{P_{ij}^0} - 1 \quad (\text{A.23})$$



**DRI, Cakir et al. (53)**

$$DRI = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (\text{A.24})$$

**FDI, Shayeghi et al. (291)**

$$FD = \frac{\sum_{i \in N_{\text{Gen}}} (500 \cdot OS_i)^2 + (800 \cdot US_i)^2 + 0.01T_{s,i}^2}{N_{\text{Gen}}} \quad (\text{A.25})$$

**FVSI, Musirin and Rahman (224), Sreedharan et al. (315)**

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z_{ij}^2 Q_{ij,j}}{V_{ij,j}^2 x_{ij}} \quad (\text{A.26})$$

Gupta and Sharma (121) lo formula como sigue:

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z_{ij}^2 Q_j}{V_i^2} \quad (\text{A.27})$$

En, Salim and Maika (277) es llamado SVSI:

$$SVSI = \frac{\sqrt{(x_{ij,j}^2 + r_{ij,j}^2) (P_{ij,j}^2 + Q_{ij,j}^2)}}{|V_i|^2 - 2x_{ij,j}Q_{ij,j} - 2r_{ij,j}P_{ij,j}} \quad (\text{A.28})$$

**GSF, Sunny and Janamala (321)**

$$GSF = \frac{\Delta f_{ij}}{\Delta P_{Gi}} \quad (\text{A.29})$$

donde:

$$f_{ij}^{k+1} = f_{ij}^k + \Delta f_{ij} \quad (\text{A.30})$$

$$f_{ij}^k + \sum_{m \in N_{\text{Gen}}} GSF_{ij,m} \Delta P_{Gi,m}$$

y,  $k$  el el valor anterior y  $k + 1$  es el valor actualizado para cada cambio de producción

en el generador.

**GSMI, Jafarzadeh et al. (150)**

Consiste de dos indicadores, uno para potencia activa y otro para la reactiva considerando los límites superiores; donde  $w$  es el factor de ponderación y puede tener diferentes valores aunque la suma debe dar 1.00.

$$GSMI = wPGI + wQGI \quad (A.31)$$

$$PGI = \sqrt{\sum_{i \in N_{Gen}} \left( \frac{P_{Gi}}{P_{Gi}^{m\acute{a}x}} \right)^2} \quad (A.32)$$

$$QGI = \sqrt{\sum_{i \in N_{Gen}} \left( \frac{Q_{Gi}}{Q_{Gi}^{m\acute{a}x}} \right)^2} \quad (A.33)$$

**ISI, Jain et al. (151)**

$$ISI = \frac{4R_i (P_j^2 + Q_j^2)}{V_i^2 P_j} \quad (A.34)$$

**ITAE, Shayeghi et al. (291)**

$$ITAE = \sum_{i \in N_{Gen}} \int_0^{t_{sim}} t |\Delta\omega_i| dt \quad (A.35)$$

donde,  $t_{sim}$  es el tiempo total de simulación y  $t$  el instante de tiempo analizado.

**L-index, Kessel and Glavitsch (173)**

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} F_{ji} V_i}{V_j} \right| \quad (A.36)$$

Una formulación similar es presentada por Roselyn et al. (274) considerando los

ángulos de fase.

$$L = \left| 1 - \sum_{i \in N_{Gen}} F_{ji} \frac{V_i}{V_j} \angle (\theta_{ji} + \delta_i - \delta_j) \right| \quad (A.37)$$

En ambos casos,  $F_{ji}$  es determinada mediante la matriz Hessiana:

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (A.38)$$

donde,  $I_G, I_L, V_G, V_L$  representan las corrientes y voltajes en los generadores y los nodos de carga:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & F_{LG} \\ K_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (A.39)$$

y,

$$F_{LG} = F_{ji} = -[Y_{LL}]^{-1} [Y_{LG}] \quad (A.40)$$

**LFSIP, Sharma et al. (290)**

$$LFISP = \frac{4r_{ij}}{V_i^2} \left( P_r + \frac{r_{ij}}{V_i^2} Q_i^2 \right) \quad (A.41)$$

**LFIRP, Sharma et al. (290)**

$$LFIRP = \frac{4r_{ij}}{V_j^2} \left( -P_i + \frac{r_{ij}}{V_j^2} Q_r^2 \right) \quad (A.42)$$

**LFSIQ, Sharma et al. (290)**

$$LFISQ = \frac{4x_{ij}}{V_i^2} \left( Q_r + \frac{x_{ij}}{V_i^2} P_i^2 \right) \quad (A.43)$$

**LFIRQ, Sharma et al. (290)**

$$LFIRP = \frac{4x_{ij}}{V_j^2} \left( -Q_i + \frac{x_{ij}}{V_j^2} P_r^2 \right) \quad (\text{A.44})$$

donde,  $P_r$  es la potencia real entrante en el nodo final de recepción y puede ser calculado a través de la ecuación A.45 y es útil para las ecuaciones A.41–A.44.

$$P_r = P_i - \frac{r_{ij} (P_i^2 + Q_i^2)}{V_i^2} \quad (\text{A.45})$$

y  $Q_r$  puede ser determinada por la ecuación A.46, y es de utilidad para las ecuaciones A.41–A.44.

$$Q_r = Q_i - \frac{x_{ij} (P_i^2 + Q_i^2)}{V_j^2} \quad (\text{A.46})$$

**LMP, Hashemzadeh and Hosseini (130), Javaheri and Goldoost-Soloot (154), Joorabian et al. (157)**

$$LMP_i = \rho_i - \rho_{i,wo} = LMP_{C,i} \quad (\text{A.47})$$

donde:

$$\begin{aligned} \rho_i &= LMP_e + LMP \frac{\partial P_L}{\partial P_i} + \sum_{ij \in N_{líneas}} \mu_{L_{ij}} \frac{\partial P_{ij}}{\partial P} \\ \rho_i &= LMP_e + LMP_{L,i} + LMP_{C,i} \end{aligned} \quad (\text{A.48})$$

Después de obtener el  $LMP_i$  se obtienen los valores para  $LMP_j$ , entonces:

$$\Delta LMP_{ij} = LMP_i - LMP_j \quad (\text{A.49})$$

Para obtener la diferencia del precio nodal entre los dos nodos dependiendo de la congestión a través de la red, Joorabian et al. (157).

Velayutham et al. (345) presenta una formulación diferente para este indicador:

$$LMP_i = LMP_0 - L_i LMP_0 \left( \sum_{j \in N_{\text{const}}} \mu_j S F_{ji} \right) \quad (\text{A.50})$$

**LSI**, Musirin and Rahman (224), Nireekshana et al. (235), Venkateswara Rao and Nagesh Kumar (346, 347)

$$LSI = \frac{4Q_j r_{ij} x_{ij}}{\left[ |V_{ij,j}| \sin(\theta_{ij} - \Delta\delta_{ij})^2 \right]} \quad (\text{A.51})$$

En, (134) el  $r_{ij}$  es despreciado para reformular LSI de la siguiente manera:

$$LSI = \frac{4Q_j x_{ij}}{\left[ |V_{ij,i}| \sin(\theta_{ij} - \Delta\delta_{ij})^2 \right]} \quad (\text{A.52})$$

En, (235, 346, 347):

$$LSI = \sum_{ij=1}^{N_{\text{líneas}}} \left( \frac{S_{ij}}{S_{ij}^{\text{máx}}} \right)^{2m_2} \quad (\text{A.53})$$

(150) define el LSI, llamado LSMI como una suma ponderada del flujo de potencia aparente y el ángulo de fase

$$VILS = \sqrt{\sum_{i \in N_{\text{líneas}}} \left( \frac{S_{ij}}{S_{ij}^{\text{máx}}} \right)^2} \quad (\text{A.54})$$

$$VIL\delta = \sqrt{\sum_{i \in N_{\text{líneas}}} \left( \frac{\Delta\delta_{ij}}{\Delta\delta_{ij}^{\text{máx}}} \right)^2} \quad (\text{A.55})$$

La función ponderada para LSMI matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$LSMI = wLS + wL\delta \quad (\text{A.56})$$

donde,  $w$  es el factor de ponderación que puede tomar valores diferentes, aunque la suma de ellos debe ser 1.00.

**LoSI<sub>x</sub>**, Kumar et al. (180), Nikoukar and Jazaeri (234), Preedavichit and Srivastava (256)

Si el SVC es conectado en el nodo  $i$ .

$$LoSI_{SVC} = 2 \sum_{j \in N_{\text{nodos}}} \left[ \frac{Q_j R_{ij}}{V_i V_j} \cos \Delta \delta_{i,j} + \dots \right. \\ \left. \frac{P_j R_{ij}}{V_i V_j} \sin \Delta \delta_{i,j} \right] \quad (\text{A.57})$$

Si el TCSC es conectado en la línea  $ij$ .

$$LoSI_{TCSC} = \left[ V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \Delta \delta_{ij} \right] \dots \\ \left[ \frac{2r_{ij} x_{ij}}{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)^2} \right] \quad (\text{A.58})$$

Si el TCPR es conectado en la línea  $ij$ .

$$LoSI_{TCPR} = 2aV_i V_j G_{ij} \sin \phi_{ij} \quad (\text{A.59})$$

Si el UPFC se conecta al línea  $ij$ , Kumar et al. (180).

$$LoSI_{UPFC} = \frac{r_{ij} V_j \sin \Delta \delta_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \dots \\ + \frac{x_{ij} (V_i - V_j \cos \Delta \delta_{ij})}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (\text{A.60})$$

**P<sub>loss,avg</sub>**, Baghaee et al. (31)

$$P_{\text{loss,avg}} = F_{\text{loss}} P_{\text{loss,peak}} \quad (\text{A.61})$$

donde:

$$w_{\text{loss},F} = \alpha F_{\text{loss},D} + \beta F_{\text{loss},D}^2 \quad (\text{A.62})$$

aquí,  $\alpha = 0.03$  y  $\beta = 0.7$  operan como factor de ponderación, Baghaee et al. (31) determina que el valor para  $F_{\text{loss},D} = 0.6144$ .

**LSF, Musirin and Rahman (224), Wartana et al. (359)**

$$LSF = 4 \left( \frac{X_{ij}}{V_{ij,i}^2} \right) \cdot \left( \frac{X_{ij}}{V_{ij,i}^2} P_{ij,i}^2 + Q_{ij,j} \right) \quad (\text{A.63})$$

**MLI, Dang et al. (71)**

$$MLI_j = \frac{\frac{V_i^2}{2}}{\left[ (P_{ij} r_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) \dots + \sqrt{(r_{ij}^2 + x_{ij}^2) (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)} \right]} \quad (\text{A.64})$$

**MRSI, Verma and Srivastava (351)**

$$MRSI_i = \sum_{j \in N_{\text{SVC}}} w_j^{\text{SVC}} (Q_{ji}^{no} - Q_{ji}^{no}) \quad (\text{A.65})$$

**MSLDF, Singh et al. (303)**

$$MSLDF = SLMDF^0 + \sum_{m \in \text{crítico}} PI_{\text{MW},m} \cdot SLDF_m \quad (\text{A.66})$$

donde  $SLDF^0$  es el caso base,  $PI_{\text{MW},m}$  es el corte en la línea crítica,  $SLDF_m$  es el valor para SLDF en el corte de la línea crítica y, crítico el número de cortes de líneas críticas.

**ORI, Chang (62)**

$$ORI_i = P_r(E_i) \cdot \Delta \lambda_{E_i} \quad (\text{A.67})$$

donde  $P_r(E_i)$  es la distribución de probabilidad de Poisson,

$$P_r(E_i) = 1 + \frac{e^{-\alpha E_i T_r} - 1}{\alpha E_i T_r} \quad (\text{A.68})$$

**PAI, Selvan and Chiranjeevi (286)**

$$PAI = w\Delta\delta_{ij} - w\Delta\delta_{ik} \quad (\text{A.69})$$

donde  $ij$  describe los nodos  $i, j$ ; y  $k$  es el nodo  $j + 1$ .

**PCSI, Gupta and Kumar (123)**

$$PCSI_{ij} = \frac{4r_{ij}}{V_i^2} \left[ \frac{Q_j^2}{P_j} + P_j \right] \quad (\text{A.70})$$

**PLI, Gupta and Kumar (122)**

$$PLI_i = \frac{P_{\text{loss},i} - P_{\text{loss}}^{\text{mín}}}{P_{\text{loss}}^{\text{máx}} - P_{\text{loss}}^{\text{mín}}} \quad (\text{A.71})$$

donde  $i$  representa el nodo.

**$P_w$ , Baghaee et al. (31)**

$$P_w = \sum_{n \forall y_i} \frac{1}{(1 + ir)^{n \cdot L_i}} \quad (\text{A.72})$$

**RPLS and QPLS for UPFC location, Singh and Erlich (309)**

RPLS:

$$c_1^{ij} = \frac{\begin{bmatrix} -2V_i g_{ij} \cos \delta_i + \dots \\ V_j (g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j) \end{bmatrix}}{P_{Di}^0} \quad (\text{A.73})$$



$$c_2^{ij} = \frac{\begin{bmatrix} -2V_i g_{ij} \sin \delta_i + \dots \\ V_j (-g_{ij} \sin \delta_j + b_{ij} \cos \delta_j) \end{bmatrix}}{P_{Di}^0} \quad (\text{A.74})$$

QPLS:

$$c_3^{ij} = \frac{V_i (-g_{ij} \sin \delta_i + b_{ij} \cos \delta_i)}{Q_{Di}^0} \quad (\text{A.75})$$

$$c_4^{ij} = \frac{V_i (g_{ij} \cos \delta_i + b_{ij} \sin \delta_i)}{Q_{Di}^0} \quad (\text{A.76})$$

**Precio excedente, Vijayakumar and Kumudinidevi (354)**

a) *PS*

$$PS = \sum_{i \in \alpha_G} \frac{1}{2} (\lambda_i - b_{gi}) (P_{pi} - P_{pi}^{\min}) \quad (\text{A.77})$$

b) *CS*

$$CS = \sum_{j \in \alpha_L} \frac{1}{2} (b_{dj} - \lambda_j) (D_{pj} - D_{pj}^{\min}) \quad (\text{A.78})$$

c) *MS*

$$MS = \sum_{j \in \alpha_L} \lambda_j D_{pj} - \sum_{i \in \alpha_G} \lambda_i P_{pi} \quad (\text{A.79})$$

donde  $\lambda_i$  representa el costo de la energía (por ejemplo, LMP) en el nodo  $i$ ,  $b_{gi}$  es el coeficiente lineal en la curva cuadrática de generación y,  $b_{di}$  es el coeficiente lineal en la curva de demanda cuadrática, Vijayakumar and Kumudinidevi (354).

**SAIFI, Rugthaicharoencheep and Chalangsut (276)**

$$SAIFI = \sum \frac{FRL_i CLP_i}{CLP_i} \quad (\text{A.80})$$

**SAIDI, Rugthaicharoencheep and Chalangsut (276)**

$$SAIDI = \sum \frac{AOT_i CLP_i}{CLP_i} \quad (\text{A.81})$$

**SLDF, Singh et al. (303)**

$$SLDF = \sum_{ij \forall N_{\text{líneas}}} \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta \lambda} \quad (\text{A.82})$$

**Índices de rendimiento del sistema de potencia**

Tres índices de rendimiento son desarrollados por Ejebe and Wollenberg (89) para proveer importante información acerca de una posible contingencia en el comportamiento de la red eléctrica. A lo largo de los años los nombres han sido manipulados aunque la formulación (en la mayoría de los casos) es la misma, Singh and David (306, 308).

a)  $PI_V$ , Ejebe and Wollenberg (89)

$$PI_V = \sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} \frac{w_{V_i}}{2m_2} \left( \frac{|V_i| - |V_i^{\text{referencia}}|}{\Delta V_i^{\text{lím}}} \right)^{2m_2} \quad (\text{A.83})$$

b)  $PI_{VQ}$ , Ejebe and Wollenberg (89)

$$PI_{VQ} = \sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} \frac{w_{V_i}}{2m_2} \left( \frac{|V_i| - |V_i^{\text{referencia}}|}{\Delta V_i^{\text{lím}}} \right)^{2m_2} \dots \quad (\text{A.84})$$

$$+ \sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} \frac{w_{Q_i}}{2m_2} \left( \frac{Q_{G_i}}{Q_{G_i}^{\text{máx}}} \right)^{2m_2}$$

c)  $PI_{MW}$ , Chandrasekaran et al. (59), Ejebe and Wollenberg (89) también llamado

RPPI, Velayutham et al. (345)

$$PI_{MW} = \sum_{ij \in N_{líneas}} \frac{w_{ij}}{2m_2} \left( \frac{P_{ij}}{P_{ij}^{lim}} \right)^{2m_2} \quad (A.85)$$

d)  $PI_{ovl}$ , Ejebe and Wollenberg (89)

$$PI_{ovl} = \frac{P_{ij}^0}{P_{ij}^{lim}} \quad (A.86)$$

**TCC, Hashemzadeh and Hosseini (130), Javaheri and Goldoost-Soloot (154), Joorabian et al. (157)**

$$TCC = \sum_{ij \in N_{líneas}} \Delta \lambda_{ij} P_{ij} \quad (A.87)$$

En, (345) se formula a través del LMP:

$$TCC = \sum_{i,j \in N_{nodos}} |LMP_i - LMP_j| P_{ij} \quad (A.88)$$

Alomoush (19) considera la generación de potencia y la demanda por nodo con el LMP:

$$TCC = \sum_{i \in N_{nodos}} P_{Gi} \lambda_i - \sum_{i \in N_{nodos}} P_{Di} \lambda_i \quad (A.89)$$

**TCI, Sundar and Ravikumar (318)**

$$TCI_{ij} = LF_{ij} \frac{S_{ij}^0 - S_{ij}^{OPF}}{S_{ij}^{máx}} \quad ij \in N_{líneas} \quad (A.90)$$

donde,

$$LF_{ij} = \frac{S_{ij}^{máx} - S_{ij}^0}{S_{ij}^{máx} - S_{ij}^{OPF}} \quad ij \in N_{líneas} \quad (A.91)$$

**VCPI, Gupta and Sharma (121), Venkateswara Rao and Nagesh Kumar (346, 347)**

Para potencia activa:

$$VCPI_{P_i} = \frac{\sum \Delta P_{Gtotal}}{\Delta P_{D_i}} \quad (A.92)$$

Para potencia reactiva:

$$VCPI_{Q_i} = \frac{\sum \Delta Q_{Gtotal}}{\Delta Q_{D_i}} \quad (A.93)$$

**VOLI, Gerbex et al. (110)**

$$VOL I = \prod_{ij \forall N_{lineas}} \begin{cases} 1 & V_{ij} < V_{ij}^{m\acute{a}x} \\ \exp [\gamma_{ij} (V_{ij}^{m\acute{a}x} - V_{ij})] & V_{ij} \geq V_{ij}^{m\acute{a}x} \end{cases} \quad (A.94)$$

Kazemi et al. (170) define  $\gamma_{ij} = -23.0259$ .

Por otro lado, Rashed et al. (267) la presenta como una funci3n logar3tmica.

$$VOL I = \prod_{ij \forall N_{lineas}} \begin{cases} 0 & V_{ij} < V_{ij}^{m\acute{a}x} \\ \log [\gamma_{ij} (V_{ij}^{m\acute{a}x} - V_{ij})] & V_{ij} \geq V_{ij}^{m\acute{a}x} \end{cases} \quad (A.95)$$

**VDP, Talebi et al. (324)**

$$VDP = \frac{1}{t \cdot N_{nodos}} \sum_{i=1}^t \sum_{j \forall N_{nodos}} (1 - V_{kN_{nodos}}^{ij}) \quad (A.96)$$

donde,  $k$  puede tomar valores de 1, 2 o 3 de acuerdo con la fase en consideraci3n,  $i$  representa el n3mero de tiempo y  $j$  el monto del nodo.

**3ndices de vulnerabilidad, Moazzami et al. (213)**

3stos 3ndices son expresados considerando los generadores, l3neas y las cargas. Donde  $w$  es el factor de ponderaci3n, pero var3a de acuerdo a los elementos evaluados y el

indicador.

$$VI_{PS} = wVI_G + wVI_{nodo} + wVI_{líneas} \quad (A.97)$$

a) Indicador de vulnerabilidad de generadores, Moazzami et al. (213).

$$VI_G = \sum_{k \in N_{Gen}} (VI_{P_{Gi},k} + VI_{Q_{Gi},k} + VI_{G_{loss},k}) \quad (A.98)$$

donde:

$$VI_{P_{Gi},k} = \frac{w}{2m_2} \left( \frac{P_{Gi}}{P_{Gi}^{máx}} \right)^{2m_2} \quad (A.99)$$

$$VI_{Q_{Gi},k} = \frac{w}{2m_2} \left( \frac{Q_{Gi}}{Q_{Gi}^{máx}} \right)^{2m_2} \quad (A.100)$$

$$VI_{G_{loss},k} = w \cdot K_{G_{loss},k} \quad (A.101)$$

y  $K_{G_{loss},k}$  depende de si el generador es grande o pequeño, Moazzami et al. (213) se selecciona 0.05 y 0.30 respectivamente.

b) Indicador de vulnerabilidad para los nodos, Moazzami et al. (213).

$$VI_{nodo} = \sum_{k \in N_{nodos}} (VI_{V,k} + VI_{\lambda,k} + VI_{PQ_{loss},k}) \quad (A.102)$$

donde,  $VI_{V,k}$  puede ser obtenido mediante  $PI_V$  y:

$$VI_{\lambda,k} = \frac{w}{2m_2} r_{\lambda,k}^2 \quad (A.103)$$

$$VI_{PQ_{loss},k} = w \cdot K_{PQ_{loss},k} \quad (A.104)$$

y  $r_{\lambda,k} = Z_{th,k}/Z_{L,k}^0$ , donde  $Z_{th,k}$  es la impedancia del sistema equivalente de Thévenin del nodo  $k$  and  $Z_{L,k}^0$  es la impedancia equivalente de carga en el nodo  $k$  en condición de estado-estable,  $K_{PQ_{loss},k}$  se asume en el rango de 0.05–0.30.

c) Indicador de vulnerabilidad para las líneas, Moazzami et al. (213).

$$VI_{líneas} = \sum_{k \in N_{líneas}} \left( VI_{P_{ij},k} + VI_{Q_{ij},k} + VI_{Q_{c,k}} + VI_{\delta_{ij},k} + VI_{relé,k} + VI_{línea_{loss},k} \right) \quad (A.105)$$

donde cada elemento puede ser determinado a través de las siguientes funciones:

$$VI_{P_{ij},k} = \frac{w}{2m_2} \left( \frac{P_{ij}}{S_{ij}^{máx}} \right)^{2m_2} \quad (A.106)$$

$$VI_{Q_{ij},k} = \frac{w}{2m_2} \left( \frac{Q_{ij}}{S_{ij}^{máx}} \right)^{2m_2} \quad (A.107)$$

$$VI_{Q_{c,k}} = \frac{w}{2m_2} \left( \frac{Q_{c,k}}{\sum_{i \in N_{Gen}} Q_{Gi}} \right)^{2m_2} \quad (A.108)$$

$$VI_{\delta_{ij},k} = \frac{w}{2m_2} \left( \frac{\Delta\delta_{ij}}{\Delta\delta_{ij}^{máx}} \right)^{2m_2} \quad (A.109)$$

$$VI_{relay,k} = \frac{2}{2m_w} \left[ \left( \frac{1}{d_{sr,k}} \right)^2 + \left( \frac{1}{d_{rs,k}} \right)^2 \right] \quad (A.110)$$

$$VI_{línea_{loss},k} = w \cdot K_{línea_{loss},k} \quad (A.111)$$

$K_{línea_{loss},k}$  se asume que está en el rango de 0.05–0.30.

**VPI, VSI,  $V_{dev}$ , VSM, VDPI or VSEI, Sundareswaran et al. (319)**

$$VPI = \sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} |1 - V_i| \quad (\text{A.112})$$

Udgir et al. (339) define el VPI como:

$$VPI = \sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} \left( \frac{\Delta |V_i|}{\Delta |V_i^{\text{máx}}|} \right)^{2m_1} \quad (\text{A.113})$$

donde  $m_1 = 2$

Pisica et al. (249), Sirjani and Mohamed (310)

$$V_{dev} = \sum_{ij \forall N_{\text{líneas}}} \left( \frac{V_{ij}^{\text{referencia}} - V_{ij}}{V_{ij}^{\text{referencia}}} \right)^2 \quad (\text{A.114})$$

Una formulación similar es presentada por Sirjani et al. (311):

$$V_{dev} = \sqrt{\sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} \left( \frac{V_i^{\text{referencia}} - V_i}{V_i^{\text{referencia}}} \right)^2} \quad (\text{A.115})$$

d. Valle et al. (70) la define como:

$$V_{dev} = \sqrt{\sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} (V_i - 1)^2} \quad (\text{A.116})$$

Laïfa and Boudour (185), Venkateswara Rao and Nagesh Kumar (346, 347) la formula de una manera distinta:

$$VSI = \sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} (V_i - V_i^{\text{referencia}})^2 \quad (\text{A.117})$$

De acuerdo con Tarafdar Hagh et al. (326) el VSI puede expresarse como:

$$VSI = w_{V_i} \sum_{i \forall N_{\text{nodos}}} \Delta V_i^2 \quad (\text{A.118})$$

donde  $\Delta V_i^2$ :

$$\Delta V_i \begin{cases} \frac{V_i^{\text{mín}} - V_i}{V_i^{\text{mín}}} & V_i < V_i^{\text{mín}} \\ 0 & V_i^{\text{mín}} \leq V_i \leq V_i^{\text{máx}} \\ \frac{V_i - V_i^{\text{máx}}}{V_i^{\text{máx}}} & V_i^{\text{máx}} < V_i \end{cases} \quad (\text{A.119})$$

Por otro lado, Samimi and Golkar (278) lo presenta de la siguiente forma:

$$VSI = w_{V_i} \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} \cdot \frac{Q_i^0}{V_i^0} \quad (\text{A.120})$$

donde  $i \forall \alpha_L$ , y

$$w_{V_i} = \frac{Q_i}{\sum_{k \forall \alpha_L} Q_k} \quad (\text{A.121})$$

Gupta and Kumar (123):

$$VSI = 4 \left[ Q_j x_{ij} \frac{Q_j r_{ij}}{x_{ij}} \right] \cdot \frac{1 - \cos 2\theta_{ij}}{2V_i^2 \sin^2 (\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})} \quad (\text{A.122})$$

o, derivando la función

$$VSEI = \frac{4x_{ij}}{V_i^2} \left( \frac{P_j^2}{Q_j^2} + Q_j \right) \leq 1 \quad (\text{A.123})$$

Talebi et al. (324) la desarrolla de la siguiente manera:

$$VDPI = \frac{1}{t \cdot N_{\text{nodos}}} \sum_{i \forall t} \sum_{j \forall N_{\text{nodos}}} \frac{V_{ij}^{\text{máx}} - V_{avr}^{ij}}{V_{avr}^{ij}} \quad (\text{A.124})$$

$$V_{avr}^{ij} = \frac{V_{kN_{\text{nodos}}}^{ij}}{3}$$

$$V_{ij}^{\text{máx}} = \text{máx} \left\{ V_{kN_{\text{nodos}}}^{ij} \right\}$$

donde  $k$  puede variar según la fase en estudio e  $i$  representa el numero de tiempo y  $j$  es el monto del nodo.



Yuvaraj et al. (365) lo formula como VSM considerando el flujo efectivo:

$$VSM_{(ij)} = \frac{|V_i|^4 - 4[P_{ij,\text{eff}} \cdot x_{ij} - Q_{j,\text{eff}} r_{ij}]^2 \dots}{-4[P_{ij,\text{eff}} r_{ij} + Q_j x_{ij}] |V_i|^2} \quad (\text{A.125})$$

donde  $_{ij,\text{eff}}$  es el valor del suministro más allá de los nodos  $ij$

**VRPSI, Qian et al. (257)**

$$VRPSI = \frac{dV_{Li}}{dQ_{Li}} \quad (\text{A.126})$$



## Bibliografía

---

- [1] Abdelaziz, A. Y., El-Sharkawy, M. A., and Attia, M. A. (2011). Optimal location of thyristor-controlled series compensators in power systems for increasing loadability by genetic algorithm. *Electric Power Components and Systems*, 39(13):1373–1387. 14, 15, 25, 27, 29
- [2] Abdelaziz, A. Y., El-Sharkawy, M. A., Attia, M. A., and El-Saadany, E. F. (2014). Optimal location of series FACTS to improve the performance of power system with wind penetration. In *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, pages 1–5. IEEE. 15, 25, 27, 29
- [3] Abdelaziz, A. Y., El-Sharkawy, M. A., Attia, M. A., and Panigrahi, B. K. (2012). Genetic algorithm based approach for optimal allocation of TCSC for power system loadability enhancement. In *Swarm, Evolutionary, and Memetic Computing*, pages 548–557, Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg. 15, 17, 25, 27, 29
- [4] Abdelsalam, H. A., Aly, G. A. M., Abdelkrim, M., and Shebl, K. M. (2004). Optimal location of the unified power flow controller in electrical power systems. In *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pages 1391–1396 vol.3. IEEE. 27, 29
- [5] Abookazemi, K., Hassan, M. Y., and Majid, M. S. (2010). A review on optimal

- placement methods of distribution generation sources. *2010 IEEE International Conference on Power and Energy*. 39
- [6] Acha, E., Fuerte-Esquivel, C. R., Ambriz-Pérez, H., and Angeles-Camacho, C. (2004). *FACTS: modelling and simulation in power networks*. John Wiley & Sons, Ltd. 2, 5, 9
- [7] Acharya, N., Mahat, P., and Mithulanathan, N. (2006). An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 28(10):669–678. 20
- [8] Acharya, N. and Mithulanathan, N. (2007). Locating series FACTS devices for congestion management in deregulated electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 77(3-4):352–360. 13, 14, 21, 22, 25, 27, 29
- [9] Acharya, N., Sode-Yome, A., and Nadarajah, M. (2005). Facts about flexible ac transmission systems (FACTS) controllers: Practical installations and benefits. In *Proceedings of the Australian Universities power engineering conference (AUPEC)*, volume 2, page 6. 37
- [10] Adebayo, I. G., Bhaskhar, M. A., Yusuff, A. A., and Jimoh, A. A. (2016). Optimal location identification of FACTS devices through genetic algorithm and the network structural characteristics techniques. In *IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, volume 1, pages 778–782. IEEE. 14, 15, 32
- [11] Adhikari, S. and Sinha, N. (2012). Optimal allocation and sizing of SSSC controller to minimise power production cost and transmission loss. *International Journal of Computational Science and Engineering*, 7(3):206–213. 15, 23, 26
- [12] Agency, I. E. (2002). *Distributed generation in liberalised electricity markets*. OECD.

- [13] Ajami, A., Aghajani, G., and Pourmahmood, M. (2009). Optimal location of FACTS devices using adaptive particle swarm optimization hybrid with simulated annealing. *Journal of electrical engineering and technology*, 5:179–190. 13, 15, 17, 28, 30, 32
- [14] Akorede, M. F., Hizam, H., Aris, I., and Kadir, M. Z. A. A. (2011a). Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 5(2):276–287. 35
- [15] Akorede, M. F., Hizam, H., Aris, I., and Kadir, M. Z. A. A. (2011b). Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 5:276–287(11). 35
- [16] Alabduljabbar, A. A. and Milanovic, J. V. (2006a). Generation costs reduction through optimal allocation of FACTS devices using low discrepancy sequences. In *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, volume 1, pages 946–951. IEEE. 14, 28, 30, 32
- [17] Alabduljabbar, A. A. and Milanovic, J. V. (2006b). Genetic algorithm based optimization for allocation of static VAR compensators. In *8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2006)*, volume 1, pages 115–119. IEE. 6, 15, 26, 35, 42
- [18] Alamelu, S. M. and Devi, R. P. K. (2008). Novel optimal placement of UPFC based on sensitivity analysis and evolutionary programming. *Journal of engineering and applied sciences*, 3:59–63. 13, 27, 29
- [19] Alomoush, M. I. (2004). Static synchronous series compensator to help energy markets resolve congestion-caused problems. In *2004 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (IEEE Cat. No.04EX819)*. IEEE. 13, 22, 23, 26, 97

- [20] Aman, M. M., Jasmon, G. B., Mokhlis, H., and Bakar, A. H. A. (2012). Optimal placement and sizing of a dg based on a new power stability index and line losses. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1):1296–1304. 20
- [21] Amin, A., Kamel, S., and Ebeed, M. (2016). Optimal reactive power dispatch considering SSSC using grey wolf algorithm. In *2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. IEEE. 13, 15, 17, 23, 26
- [22] An, S., Condren, J., and Gedra, T. W. (2007). An ideal transformer UPFC model, OPF first-order sensitivities, and application to screening for optimal UPFC locations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):68–75. 13, 27, 29, 35, 42
- [23] Ara, A. L., Kazemi, A., and Niaki, S. A. N. (2012). Multiobjective optimal location of FACTS shunt-series controllers for power system operation planning. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(2):481–490. 6, 14, 33, 37, 41
- [24] Arcia-Garibaldi, G., Cruz-Romero, P., and Gómez-Expósito, A. (2018). Future power transmission: visions, technologies and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94:285–301. 48, 51
- [25] Azadani, E. N., Hosseinian, S. H., and Hasanpor, P. (2008). Optimal placement of multiple STATCOM for voltage stability margin enhancement using particle swarm optimization. *Electrical Engineering*, 90(7):503–510. 15, 17, 23, 26
- [26] Aziz, T., Hossain, M. J., Saha, T. K., and Mithulananthan, N. (2013). VAr planning with tuning of STATCOM in a DG integrated industrial system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(2):875–885. 13, 24, 26
- [27] Babu, P. V. and Singh, S. P. (2016). Optimal capacitor placement in rds using combined fuzzy & novel power loss sensitivity method. In *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, volume 4, pages 1–6. 34

- [28] Baby, A., Thomas, J., and Tibin, J. (2013). Analysis of voltage collapse in the kerala power grids using SVC, UPFC & SSSC. In *2013 International Mutli-Conference on Automation, Computing, Communication, Control and Compressed Sensing (iMac4s)*. IEEE. 13, 14, 33
- [29] Baghaee, H. R., Jannati, M., Vahidi, B., Hosseinian, S. H., and Jazebi, S. (2008a). Optimal multi-type FACTS allocation using genetic algorithm to improve power system security. In *12th International Middle-East Power System Conference*, pages 162–166. IEEE. 13, 15, 17, 30, 32
- [30] Baghaee, H. R., Jannati, M., Vahidi, B., Hosseinian, S. H., and Rastegar, H. (2008b). Improvement of voltage stability and reduce power system losses by optimal GA-based allocation of multi-type FACTS devices. In *2008 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, pages 209–214. IEEE. 13, 15, 17, 32
- [31] Baghaee, H. R., Kaviani, A., Mirsalim, M., and B. Gharehpetian, G. (2011). Short circuit level and loss reduction by allocating TCSC and UPFC using particle swarm optimization. In *2011 19th Iranian Conference on Electrical Engineering*, pages 1–6. IEEE. 6, 13, 14, 15, 17, 21, 22, 31, 32, 41, 86, 92, 93, 94
- [32] Balachennaiah, P., Reddy, P. H., and Raju, U. N. K. (2015). A novel algorithm for voltage stability augmentation through optimal placement and sizing of svc. In *2015 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (SPICES)*, volume 1, page 5. IEEE. 13, 15, 19, 21, 24, 26
- [33] Bansal, R., editor (2017). *Handbook of distributed generation*. Springer International Publishing. 1
- [34] Barati, H., Ehsan, M., and Fotuhi-Firuzabad, M. (2007). Location of unified power flow controller and its parameters setting for congestion management in pool market

- model using genetic algorithm. In *2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems*, pages 1–7. IEEE. 13, 15, 22, 27, 29
- [35] Basu, M. (2008). Optimal power flow with FACTS devices using differential evolution. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(2):150–156. 6, 15, 25, 29, 35, 42
- [36] Behshad, M., Lashkarara, A., and Rahmani, A. H. (2009). Optimal location of UPFC device considering system loadability, total fuel cost, power losses and cost of installation. In *2009 2nd International Conference on Power Electronics and Intelligent Transportation System (PEITS)*, volume 1, pages 231–237. IEEE. 14, 27, 28, 29
- [37] Bekri, O. L. and Fellah, M. K. (2010). Optimal location of SVC and TCSC for voltage stability enhancement. In *4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, pages 7–12. IEEE. 14, 17, 28, 32
- [38] Belazzoug, M. and Boudour, M. (2010). FACTS placement multiobjective optimization for reactive power system compensation. *2010 7th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices*, pages 1–6. 14, 15, 30, 32
- [39] Benabid, R., Boudour, M., and Abido, M. A. (2009a). Optimal location and setting of SVC and TCSC devices using non-dominated sorting particle swarm optimization. *Electric Power Systems Research*, 79(12):1668–1677. 13, 14, 15, 17, 28, 30, 32
- [40] Benabid, R., Boudour, M., and Abido, M. A. (2009b). Optimal placement of FACTS devices for multi-objective voltage stability problem. In *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. IEEE. 13, 14, 15, 17, 28, 30, 32
- [41] Berizzi, A., Bovo, C., and Ilea, V. (2011). Optimal placement of FACTS to mitigate congestions and inter-area oscillations. In *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, pages 1–8. 13, 15



- [42] Berrouk, F., Rachedi, B. A., Lemzadmi, A., Bounaya, K., and Zeghache, H. (2014). Applications of shunt FACTS controller for voltage stability improvment. In *International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM)*, page 6. IEEE. 13, 14, 33
- [43] Bhasaputra, P. and Ongsakul, W. (2003). Optimal placement of multi-type FACTS devices by hybrid TS/SA approach. In *Proceedings of the 2003 International Symposium on Circuits and Systems. (ISCAS'03)*, volume 3, pages 375–378. IEEE. 14, 15, 30, 32, 39
- [44] Bhattacharyya, B., Gupta, V. K., and Kumar, S. (2014). UPFC with series and shunt FACTS controllers for the economic operation of a power system. *Ain Shams Engineering Journal*, 5(3):775–787. 15, 30, 32
- [45] Bhattacharyya, B. and Kumar, S. (2015). Reactive power planning with FACTS devices using gravitational search algorithm. *Ain Shams Engineering Journal*, 6(3):865–871. 15, 28, 30, 32
- [46] Bhowmik, A. R., Chakraborty, A. K., and Das, P. (2012). Optimal location of UPFC based on PSO algorithm considering active power loss minimization. In *2012 IEEE Fifth Power India Conference*, volume 1, pages 1–5. IEEE. 13, 15, 27, 28, 29
- [47] Bina, M. T., Siahbidi, J. R., and Kanzi, K. (2005). Application of averaging technique to the power system optimum placement and sizing of static compensators. *2005 International Power Engineering Conference*, pages 1–6. 15, 17, 23, 26
- [48] Blanco, G., Olsina, F., Garces, F., and Rehtanz, C. (2011). Real option valuation of FACTS investments based on the least square Monte Carlo method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3):1389–1398. 14, 25, 29, 35, 42
- [49] Borbely, A. M. and Kreider, J. F. (2001). *Distributed generation: the power paradigm for the new millennium*. Mechanical and Aerospace Engineering Series. CRC Press. 1

- [50] Borges, C. L. and Falcão, D. M. (2006). Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28(6):413–420. 34, 35
- [51] Burana, S., Thararak, P., Jirapong, P., and Mansuwan, K. (2017). Optimal allocation of distributed generation with FACTS controller for electrical power loss reduction using genetic algorithm. In *2017 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*, volume 12, pages 1–6. 14, 15, 24, 26
- [52] Cai, L. J., Erlich, I., and Stamtis, G. (2004). Optimal choice and allocation of FACTS devices in deregulated electricity market using genetic algorithms. In *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pages 201–207. IEEE. 6, 15, 30, 32, 35, 42
- [53] Cakir, G., Radman, G., and Hatipoglu, K. (2013). Determination of the best location and performance analysis of STATCOM for damping oscillation. In *Proceedings of IEEE Southeastcon*, volume 1, page 5. IEEE. 87
- [54] Cañizares, C. A., Berizzi, A., and Marannino, P. (1998). Using FACTS controllers to maximize available transfer capability. *Bulk Power Systems Dynamics and Control IV-Restructuring*, pages 633–641. 13, 14, 28, 32
- [55] Carpinelli, G., Celli, G., Mocci, S., Pilo, F., and Russo, A. (2005). Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152(4):503–513. 34
- [56] Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., and Pilo, F. (2005). A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2):750–757. 34, 35
- [57] CFE (2020). Price per requested work. <https://app.cfe.mx>. 42

- [58] Chabok, B. S. and Ashouri, A. (2016). Optimal placement of D-STATCOMs into the radial distribution networks in the presence of distributed generations. *American Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 4(2):40–48. 13, 15, 17, 26
- [59] Chandrasekaran, K., Jeyaraj, K. A., Sahayasenthamil, L., and Saravanan, M. (2009). A new method to incorporate FACTS devices in optimal power flow using particle swarm optimization. *Journal of theoretical and applied information technology*, 5(11):67–74. 6, 13, 15, 17, 25, 29, 35, 42, 96
- [60] Chang, C. S. and Huang, J. S. (1997). Optimal SVC placement for voltage stability reinforcement. *Electric Power Systems Research*, 42(3):165–172. 14, 15, 24, 26
- [61] Chang, R. W. and Saha, T. K. (2012). Application of MIQCP based SVC allocation method to a complex real-world grid. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, volume 1, page 6. IEEE. 14, 24, 26
- [62] Chang, Y.-C. (2012a). Multi-objective optimal SVC installation for power system loading margin improvement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):984–992. 6, 13, 15, 19, 24, 26, 31, 41, 93
- [63] Chang, Y.-C. (2012b). Optimal generation direction method with SVC installation for loading margin improvement. *Electrical and Electronic Engineering*, 2(1):1–5. 14, 15, 24, 26
- [64] Chansareewittaya, S. and Jirapong, P. (2011). Power transfer capability enhancement with optimal maximum number of FACTS controllers using evolutionary programming. In *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pages 4733–4738. IEEE. 14, 15, 28, 30, 32
- [65] Chansareewittaya, S. and Jirapong, P. (2012). Total transfer capability enhancement with optimal number of FACTS controllers using hybrid TSSA. In *Proceedings of IEEE Southeastcon*. IEEE. 14, 15, 28, 30, 32, 39

- [66] Chansareewittaya, S. and Jirapong, P. (2014). Optimal allocation of multi-type FACTS controllers for total transfer capability enhancement using hybrid particle swarm optimization. In *2014 11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, volume 14, pages 1–6. 13, 15, 19, 30, 32, 39
- [67] Chatterjee, D. and Ghosh, A. (2007). Application of trajectory sensitivity for the evaluation of the effect of TCSC placement on transient stability. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 8(1). 80
- [68] Chen, L., Zhong, J., and Gan, D. (2006). Reactive power planning and its cost allocation for distribution systems with distributed generation. In *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, page 6 pp. IEEE. 13, 14, 15, 24, 26, 35, 42
- [69] Chung, T. S. and Li, Y. Z. (2000). A hybrid GA approach for OPF with consideration of FACTS devices. *IEEE Power Engineering Review*, 20(8):54–57. 15, 25, 29
- [70] d. Valle, Y., Hernandez, J. C., Venayagamoorthy, G. K., and Harley, R. G. (2006). Optimal STATCOM sizing and placement using particle swarm optimization. In *2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pages 1–6. 13, 15, 17, 23, 26, 101
- [71] Dang, J., Pan, X., Huang, Y., Zhao, H., Zhou, C., and Zeng, C. (2009). Research on optimal installation location of TCSC based on improved analysis hierarchy process. In *4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, volume 1, pages 1391–1394. IEEE. 14, 15, 17, 25, 27, 29, 93
- [72] Das, S., Kuanr, B. R., and Chakraborty, N. (2016). Optimal TCSC and SVC placement for voltage profile enhancement and loss minimization using bee colony optimization. *19TH National Power Systems Conference 2016*. 13, 14, 15, 32

- [73] Deb, T. and Siddiqui, A. S. (2017). Congestion management through optimal placement of SSSC using modified gravitational search algorithm. *American International Journal of Research in Science, Technology, Engineering & Mathematics (AIJRSTEM)*, 17(125):66–69. 6, 13, 15, 23, 26, 37, 41
- [74] Dehghanian, P., Hosseini, S. H., Moeini-Aghtaie, M., and Arabali, A. (2013). Optimal siting of dg units in power systems from a probabilistic multi-objective optimization perspective. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 51:14–26. 35
- [75] del Valle, Y., Harley, R. G., and Venayagamoorthy, G. K. (2009). Comparison of enhanced-PSO and classical optimization methods: a case study for STATCOM placement. In *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, volume 8, pages 1–7. 13, 14, 15, 24, 26
- [76] Devaraj, D. and Yegnanarayana, B. (2005). Genetic-algorithm-based optimal power flow for security enhancement. *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152(6):899. 13, 15, 17, 27, 29
- [77] Devi, S. and Geethanjali, M. (2014). Optimal location and sizing of distribution static synchronous series compensator using particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 62:646–653. 13, 15, 23, 26
- [78] Dixit, S., Srivastava, L., and Agnihotri, G. (2014). Optimal placement of SVC for minimizing power loss and improving voltage profile using GA. In *2014 International Conference on Issues and Challenges in Intelligent Computing Techniques (ICICT)*, volume 7, pages 123–129. IEEE. 13, 14, 15, 17, 24, 26
- [79] do Nascimento, S. and Gouvea, M. M. (2017). Voltage stability enhancement in power systems with automatic FACTS device allocation. *Energy Procedia*, 107:60–67. 13, 15, 19, 21, 28, 32

- [80] Domínguez-Navarro, J. A., Bernal-Agustín, J. L., Díaz, A., Requena, D., and Vargas, E. P. (2007). Optimal parameters of FACTS devices in electric power systems applying evolutionary strategies. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 29(1):83–90. 14, 15, 31, 33
- [81] Duong, T., JianGang, Y., and Truong, V. (2013). A new method for secured optimal power flow under normal and network contingencies via optimal location of TCSC. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 52:68–80. 25, 29
- [82] Dutta, S., Roy, P. K., and Nandi, D. (2015a). Optimal location of STATCOM using chemical reaction optimization for reactive power dispatch problem. *Ain Shams Engineering Journal*, 7(1):233–247. 13, 15, 19, 21, 26, 27
- [83] Dutta, S., Roy, P. K., and Nandi, D. (2015b). Optimal location of UPFC controller in transmission network using hybrid chemical reaction optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64:194–211. 13, 15, 29
- [84] Eaton, J. W. (2019). Octave. online. 10
- [85] Ebrahimi, S., Farsangi, M. M., Nezamabadi-Pour, H., and Lee, K. Y. (2006). Optimal allocation of static VAR compensators using modal analysis, simulated annealing and tabu search. *IFAC Proceedings Volumes*, 39:377–382. 13, 15, 24, 26, 39
- [86] Eghbal, M., Yorino, N., and Zoka, Y. (2009). Comparative study on the application of modern heuristic techniques to SVC placement problem. *Journal of Computers*, 4. 6, 15, 21, 22, 24, 26, 31, 41, 86
- [87] Eghtedarpour, N. and Seifi, A. R. (2011). Sensitivity-based method for the effective location of SSSC. *Journal of Power Electronics*, 11. 13, 17, 23, 26
- [88] Eissa, M. M., Abdel-hameed, T. S., and Gabbar, H. (2013). A novel approach for optimum allocation of flexible AC transmission systems using harmony search

- technique. In *2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pages 1–6. 14, 15, 23, 26
- [89] Ejebe, G. and Wollenberg, B. (1979). Automatic contingency selection. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(1):97–109. 16, 17, 96, 97
- [90] El-Araby, E. E., Yorino, N., and Sasaki, H. (2002). A comprehensive approach for FACTS devices optimal allocation to mitigate voltage collapse. In *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, volume 1, pages 62–67. IEEE. 14, 15, 24, 26
- [91] El-Kady, F. M. (2003). Optimal location and control of TCSC to maximize load expansion. In *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No.03CH37495)*, volume 1, pages 428–433. IEEE. 13, 14, 17, 25, 29
- [92] El Metwally, M. M., El Emary, A. A., El Bendary, F. M., and Mosaad, M. I. (2008). Optimal allocation of FACTS devices in power system using genetic algorithms. In *2008 12th International Middle-East Power System Conference*, number 1, pages 1–4. IEEE. 6, 14, 15, 24, 26, 37, 41
- [93] El-Sheikhi, F. A., Saad, Y. M., Osman, S. O., and El-Arroudi, K. M. (2003). Voltage stability assessment using modal analysis of power systems including flexible AC transmission system (FACTS). In *Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, 2003*, volume 7, pages 105–108. IEEE. 13, 28, 32
- [94] Enterprises, S. (2019). Scilab. <http://scilab.org>. 10
- [95] Esmacili, M., Sedighzadeh, M., and Esmaili, M. (2016). Multi-objective optimal reconfiguration and dg (distributed generation) power allocation in distribution networks using big bang-big crunch algorithm considering load uncertainty. *Energy*, 103:86–99. 35

- [96] Etemad, R., Navabi, R., and Shayanfar, H. A. (2010). Optimal location and setting of TCSC under single line contingency using mixed integer nonlinear programming. In *2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, volume 1. IEEE. 13, 14, 17, 27, 29
- [97] Etemadi, A. H. and Fotuhi-Firuzabad, M. (2008). Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2(5):621–631. 34
- [98] Falehi, A. D. (2012). Identification of optimum location of STATCOM in transmission line employing RCGA optimization technique. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology* 4(14): 2105-2109, 2012, 4(14):2105–2109. 15, 26
- [99] Fang, X., Chow, J. H., Jiang, X., Fardanesh, B., Uzunovic, E., and Edris, A. (2009). Sensitivity methods in the dispatch and siting of FACTS controllers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):713–720. 13, 33
- [100] Farahmand, H., Rashidi-Nejad, M., and Fotuhi-Firoozabad, M. (2004). Implementation of FACTS devices for ATC enhancement using RPF technique. In *2004 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (IEEE Cat. No.04EX819)*, number 3, pages 30–35. IEEE. 13, 14, 15, 24, 26
- [101] Faried, S. O., Billinton, R., and Aboreshaid, S. (2009). Probabilistic technique for sizing FACTS devices for steady-state voltage profile enhancement. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 3(4):385–392. 13, 14, 32
- [102] Farsangi, M. M., Nezamabadi-pour, H., Song, Y., and Lee, K. Y. (2007). Placement of SVCs and selection of stabilizing signals in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):1061–1071. 15, 24, 26



- [103] Feng, W. and Shrestha, G. B. (2001). Allocation of TCSC devices to optimize total transmission capacity in a competitive power market. In *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, volume 2, pages 587–593 vol.2. IEEE. 13, 15, 25, 29
- [104] Galloway, S. J., Elders, I. M., Burt, G. M., and Sookananta, B. (2010). Optimal flexible alternative current transmission system device allocation under system fluctuations due to demand and renewable generation. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 4(6):725–735. 14, 15, 29
- [105] Gandomkar, M., Vakilian, M., and Ehsan, M. (2005). A genetic-based tabu search algorithm for optimal dg allocation in distribution networks. *Electric Power Components and Systems*, 33(12):1351–1362. 39
- [106] Ganguly, S., Sahoo, N. C., and Das, D. (2013). Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 46:65–78. 34
- [107] Gasperic, S. and Mihalic, R. (2015). The impact of serial controllable FACTS devices on voltage stability. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64:1040–1048. 14
- [108] Gautam, D. and Mithulananthan, N. (2007). Optimal dg placement in deregulated electricity market. *Electric Power Systems Research*, 77(12):1627–1636. 35
- [109] Geethanjali, M. and Devi, S. (2013). Optimal location and sizing of thyristor controlled series capacitor in radial distribution systems using particle swarm optimization and differential evolution techniques. In *2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*. IEEE. 15, 25, 29
- [110] Gerbex, S., Cherkaoui, R., and Germond, A. J. (2001). Optimal location of

- multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(3):537–544. 13, 15, 16, 17, 28, 32, 84, 98
- [111] Gerbex, S., Cherkaoui, R., and Germond, A. J. (2003). Optimal location of FACTS devices to enhance power system security. In *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, volume 3, pages 1–7. IEEE. 13, 15, 17, 30, 32, 39
- [112] Ghahremani, E. and Kamwa, I. (2012). Maximizing transmission capacity through a minimum set of distributed multi-type FACTS. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–8. 13, 15, 17, 30, 32
- [113] Ghahremani, E. and Kamwa, I. (2013). Optimal placement of multiple-type FACTS devices to maximize power system loadability using a generic graphical user interface. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):764–778. 13, 15, 17, 30, 32
- [114] Ghanaati, O., Seirafian, V. R., Naderpour, I., and Teymouri, J. (2011). Power system security improvement with optimal placement of facts devices using genetic algorithms. In *2011 IEEE International Conference on Computer Applications and Industrial Electronics (ICCAIE)*, volume 4, pages 126–131. 13, 15, 17, 30, 32
- [115] Ghawghawe, N. D. and Thakre, K. L. (2009). Computation of TCSC reactance and suggesting criterion of its location for ATC improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31:86–93. 13, 14, 25, 27, 29
- [116] Gitizadeh, M. (2010). Allocation of multi-type FACTS devices using multi-objective genetic algorithm approach for power system reinforcement. *Electrical Engineering*, 92:227–237. 14, 15, 17, 28, 30, 32
- [117] Gitizadeh, M. and Kalantar, M. (2008a). Genetic algorithm based fuzzy multi-objective approach to FACTS devices allocation in FARS regional electric network. *International Journal of Science and Technology*, 15:534–546. 13, 14, 15, 17, 28, 30, 32

- [118] Gitizadeh, M. and Kalantar, M. (2008b). A new approach for congestion management via optimal location of FACTS devices in deregulated power systems. In *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pages 1592–1597. IEEE. 13, 14, 15, 17, 28, 30, 32
- [119] Gitizadeh, M., Khalilnezhad, H., and Hedayatzadeh, R. (2012). TCSC allocation in power systems considering switching loss using MOABC algorithm. *Electrical Engineering*, 95:73–85. 15, 22, 25, 29
- [120] Glover, F. W. and Laguna, M. (1998). *Tabu search*. Number 1 in Tabu Search. Springer. 6, 44, 55
- [121] Gupta, A. and Sharma, P. R. (2012). Optimal placement of FACTS devices for voltage stability using line indicators. In *2012 IEEE Fifth Power India Conference*, volume 1, pages 1–5. IEEE. 13, 14, 17, 19, 27, 29, 87, 98
- [122] Gupta, A. R. and Kumar, A. (2015). Energy savings using D-STATCOM placement in radial distribution system. *Procedia Computer Science*, 70:558–564. 9, 13, 17, 19, 26, 94
- [123] Gupta, A. R. and Kumar, A. (2016). Optimal placement of D-STATCOM using sensitivity approaches in mesh distribution system with time variant load models under load growth. *Ain Shams Engineering Journal*, 9:783–799. 13, 17, 19, 26, 86, 94, 102
- [124] Habur, K. and O’Leary, D. (2004). FACTS for cost effective and reliable transmission of electrical energy. Technical report, Siemens-World Bank document – Final Draft Report. 7, 37, 41
- [125] Hajforoosh, S., Nabavi, S. M. H., and Masoum, M. A. S. (2012). Optimal particle swarm based placement and sizing of static synchronous series compensator to

- maximize social welfare. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 7(4):501–512. 15, 22, 23, 26
- [126] Hao, J., Shi, L. B., and Chen, C. (2004). Optimising location of unified power flow controllers by means of improved evolutionary programming. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 151:705. 9, 14, 15, 27, 28, 29
- [127] Härtel, P., Vrana, T. K., Hennig, T., von Bonin, M., Wiggelinkhuizen, E. J., and Nieuwenhout, F. D. J. (2017). Review of investment model cost parameters for VSC HVDC transmission infrastructure. *Electric Power Systems Research*, 151:419–431. 7, 41
- [128] Hashemi-Dezaki, H., Shabestary-Shabestary, M., Askarian-Abyaneh, H., B. Gharhpetian, G., and Garmrudi, M. (2012). A new method based on sensitivity analysis to optimize the placement of SSSCs. *turkish journal of electrical engineering & computer sciences*, 21:1956–1971. 13, 15, 23, 26
- [129] Hashemzadeh, H. and Ehsan, M. (2010). Locating and parameters setting of unified power flow controller for congestion management and improving the voltage profile. In *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, volume 1, pages 1–4. IEEE. 13, 15, 17, 22, 27, 29
- [130] Hashemzadeh, H. and Hosseini, S. H. (2009). Locating series FACTS devices using line outage sensitivity factors and particle swarm optimization for congestion management. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE. 13, 15, 22, 25, 29, 90, 97
- [131] Hassan, H. A., Osman, Z. H., and Lasheen, A. E.-A. (2014). Sizing of STATCOM to enhance voltage stability of power systems for normal and contingency cases. *Smart Grid and Renewable Energy*, 5(1):11. 13, 14, 24, 26

- [132] Hassan, L. H., Moghavvemi, M., Almurib, H. A. F., and Steinmayer, O. (2013). Application of genetic algorithm in optimization of unified power flow controller parameters and its location in the power system network. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 46:89–97. 13, 14, 15
- [133] Hatziargyriou, N. D. and Meliopoulos, A. P. S. (2002). Distributed energy sources: technical challenges. In *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. IEEE. 3
- [134] Hridya, K. R., Mini, V., Visakhan, R., and Kurian, A. A. (2015). Comparative study of voltage stability enhancement of a grid and loss reduction using STATCOM and SSSC. In *2015 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*. IEEE. 14, 17, 32, 91
- [135] Huang, J. S. and Negnevitsky, M. (2008). A messy genetic algorithm based optimization scheme for SVC placement of power systems under critical operation contingency. In *2008 International Conference on Computer Science and Software Engineering*, volume 1, pages 467–472. IEEE. 14, 15, 24, 26
- [136] Hug-Glanzmann, G. and Andersson, G. (2007). Coordinated control of FACTS devices in power systems for security enhancement. In *iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability*, volume 1, page 10. IEEE. 13, 14, 15
- [137] Hug-Glanzmann, G. and Andersson, G. (2009). Decentralized optimal power flow control for overlapping areas in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24:327–336. 13, 14, 30, 32
- [138] Hussain, S. M. S. and Subbaramiah, M. (2013). An analytical approach for optimal location of DSTATCOM in radial distribution system. In *2013 International*

- Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, volume 1, pages 1365–1369. IEEE. 14, 23, 26
- [139] Ibrahim, E. and Abusorrah, A. (2003). Optimal allocations of SVCs for improvement of power system performance. *Electric Power Components and Systems*, 31:27–46. 9, 14, 17, 24, 26
- [140] Idris, R. M., Khairuddin, A., and Mustafa, M. W. (2009). A multi-objective bees algorithm for optimum allocation of FACTS devices for restructured power system. In *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, pages 1–6. IEEE. 7, 14, 15, 28, 30, 32, 37, 41
- [141] INEGI (2020). Economic information bank. <https://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/>. 42
- [142] Ippolito, L. (2005). A novel strategy for selection of the optimal number and location of UPFC devices in deregulated electric power systems. In *2005 IEEE Russia Power Tech*, pages 1–9. IEEE. 6, 13, 15, 17, 21, 22, 29, 31, 41
- [143] Ippolito, L., Cortiglia, A. L., and Petrocelli, M. (2006). Optimal allocation of FACTS devices by using multi-objective optimal power flow and genetic algorithms. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 7. 6, 13, 15, 17, 21, 22, 27, 28, 29, 31, 41
- [144] Ippolito, L. and Siano, P. (2004). Selection of optimal number and location of thyristor-controlled phase shifters using genetic based algorithms. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 151(5):630–637. 6, 13, 15, 17, 21, 22, 25, 29, 31, 35, 41, 42, 84
- [145] Iqbal, F., Khan, M. T., and Siddiqui, A. S. (2017). Optimal placement of DG and DSTATCOM for loss reduction and voltage profile improvement. *Alexandria Engineering Journal*, 57(2):755–765. 6, 13, 18, 19, 21, 22, 26, 31, 41

- [146] Iranmanesh, H. and Rashidi-Nejad, M. (2013). Using UPFC and IPFC devices located by a hybrid meta-heuristic approach to congestion relief. *Energy and Power Engineering*, 5(7):7. 13, 15, 17, 33
- [147] Ishak, S., Abidin, A. F., and Rahman, T. K. A. (2004). Static VAR compensator planning using artificial immune system for loss minimisation and voltage improvement. In *PECon 2004. Proceedings. National Power and Energy Conference, 2004.*, volume 29, pages 41–45. IEEE. 14, 15, 24, 26
- [148] Islam, S. J. and M. R. Abd, G. (1999). Economical optimization of conductor selection in planning radial distribution networks. In *Transmission and Distribution Conference*, volume 2, pages 858–863, New Orleans, LA, USA. IEEE. 34
- [149] Ivanov, O. and Gavrilas, M. (2016). A hybrid GA-PSO algorithm for static VAR compensation. In *2016 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)*, volume 20, pages 681–686. IEEE. 14, 15, 24, 26
- [150] Jafarzadeh, J., Haq, M. T., Mahaei, S. M., and Farhadi, P. (2011). Optimal placement of FACTS devices based on network security. In *2011 3rd International Conference on Computer Research and Development*, volume 11, pages 345–349. IEEE. 13, 14, 17, 30, 32, 88, 91
- [151] Jain, A., Gupta, A. R., and Kumar, A. (2014). An efficient method for D-STATCOM placement in radial distribution system. In *2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*. IEEE. 13, 14, 17, 26, 88
- [152] Jain, S., Kalambe, S., Agnihotri, G., and Mishra, A. (2017). Distributed generation deployment: State-of-the-art of distribution system planning in sustainable era. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77:363–385. 34
- [153] Jain, T., Singh, S. N., and Srivastava, S. C. (2009). Dynamic ATC enhancement

- through optimal placement of FACTS controllers. *Electric Power Systems Research*, 79(11):1473–1482. 13, 33
- [154] Javaheri, H. and Goldoost-Soloot, R. (2012). Locating and sizing of series FACTS devices using line outage sensitivity factors and harmony search algorithm. *Energy Procedia*, 14:1445–1450. 13, 15, 21, 22, 25, 29, 90, 97
- [155] Jayashree, R. and Khan, M. A. (2008). A unified optimization approach for the enhancement of the available transfer capability and congestion management using unified power flow controller. *Serbian Journal of Electrical Engineering*, 5:305–324. 13, 14
- [156] Jeevarathinam, B. (2006). Genetic algorithm and fuzzy logic based optimal location of FACTS device in a power system network. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 5. 14, 15, 30, 32
- [157] Joorabian, M., Saniei, M., and Sepahvand, H. (2011). Locating and parameters setting of TCSC for congestion management in deregulated electricity market. In *6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, volume 1, pages 2185–2190. IEEE. 6, 13, 21, 22, 25, 29, 31, 41, 85, 86, 90, 97
- [158] Joshi, S. K. and Pandya, K. S. (2009). Optimal placement of tcsc for total transfer capability enhancement using particle swarm optimization. In *8th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009)*, pages 1–6. IET. 13, 15, 25, 29
- [159] Jumaat, S. A., Musirin, I., Murtadha, O. M., and Mokhlis, H. (2011). PSO based technique for loss minimization considering voltage profile and cost function. In *2011 5th International Power Engineering and Optimization Conference*, pages 36–41. IEEE. ISBN 978-1-4577-0354-6. 15, 24, 26



- [160] Jumaat, S. A., Musirin, I., Othman, M. M., and Mokhlis, H. (2012a). Particle swarm optimization techniques for optimal location and sizing of thyristor controlled series capacitor. In *2012 International Conference on Innovation Management and Technology Research*, volume 1, pages 640–645. IEEE. 15, 25, 29
- [161] Jumaat, S. A., Musirin, I., Othman, M. M., and Moklis., H. (2012b). Applications of PSO technique to optimal location and sizing of static var compensator. In *2012 IEEE Symposium on Computers & Informatics (ISCI)*, volume 1, pages 170–175. IEEE. 15
- [162] Kalyani, R., Crow, M., and Tauritz, D. (2006). Optimal placement and control of unified power flow control devices using evolutionary computing and sequential quadratic programming. In *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, volume 1, pages 959–965. IEEE. 13, 14, 15, 17, 27, 28, 29
- [163] Kamarposhti, M. A. and Lesani, H. (2010). Effects of STATCOM, TCSC, SSSC and UPFC on static voltage stability. *Electrical Engineering*, 93(1):33–42. 13, 14, 32
- [164] Kamel, R. M. and Kermanshahi, B. (2009). Optimal size and location of distributed generations for minimizing power losses in a primary distribution network. *SCI*, 16(2). 35
- [165] Kansal, S., Kumar, V., and Tyagi, B. (2013). Optimal placement of different type of dg sources in distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53:752–760. 20
- [166] Kanwar, N., Gupta, N., Niazi, K. R., and Swarnkar, A. (2015). Improved cat swarm optimization for simultaneous allocation of DSTATCOM and DGs in distribution systems. *Journal of Renewable Energy*, 2015:1–10. 15, 26
- [167] Karami, A. R., Rashidinejad, M., and Gharaveisi, A. A. (2006). Optimal location of STATCOM for voltage security enhancement via artificial intelligent. In *IEEE*

- International Conference on Industrial Technology*, volume 1, pages 2704–2708. IEEE. 14, 23, 26
- [168] Karami, M., Mariun, N. B., and Ab Kadir, M. Z. A. (2009). On basic definition of optimal allocation of FACTS devices in power system. In *2009 IEEE Student Conference on Research and Development (SCOReD)*, pages 418–421. 14, 30, 32
- [169] Karami, M., Mariun, N. B., and Ab Kadir, M. Z. A. (2011). Determining optimal location of static VAR compensator by means of genetic algorithm. In *International Conference on Electrical, Control and Computer Engineering 2011 (InECCE)*, volume 1, pages 172–177. IEEE. 15, 24, 26
- [170] Kazemi, A., Arabkhabori, D., Yari, M., and Aghaei, J. (2006a). Optimal location of UPFC in power systems for increasing loadability by genetic algorithm. In *2006 IEEE International Conference on Industrial Technology*, volume 1, pages 774–779. IEEE. 13, 15, 17, 27, 28, 29, 85, 98
- [171] Kazemi, A. and Badrzadeh, B. (2004). Modeling and simulation of SVC and TCSC to study their limits on maximum loadability point. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 26(8):619–626. 13, 14, 30, 32
- [172] Kazemi, A., Jamali, S., Habibi, M., and Ramezan-Jamaat, S. (2006b). Optimal location of TCSCs in a power system by means of genetic algorithms considering loss reduction. In *2006 IEEE International Power and Energy Conference*, volume 28, pages 134–139. 13, 15, 17, 25, 29
- [173] Kessel, P. and Glavitsch, H. (1986). Estimating the voltage stability of a power system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1(3):346–354. 16, 19, 21, 49, 60, 88
- [174] Khalesi, N., Rezaei, N., and Haghifam, M.-R. (2011). Dg allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(2):288–295. 35

- [175] Kiran, S. H., Dash, S. S., and Subramani, C. (2016). Performance of two modified optimization techniques for power system voltage stability problems. *Alexandria Engineering Journal*, 55:2525–2530. 13, 15, 17, 27, 28, 29
- [176] Kiran, S. H., Subramani, C., Dash, S. S., Arunbhaskar, M., and Jagadeeshkumar, M. (2011). Particle swarm optimization algorithm to find the location of FACTS controllers for a transmission line. In *International Conference on Process Automation, Control and Computing*, volume 1, page 5. IEEE. 13, 14, 15, 32
- [177] Krishnasamy, V. and Jegatheesan, R. (2013). Optimal location of multiple TCSCs for congestion management. In *IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, volume 1, pages 103–108. IEEE. 15, 25, 29
- [178] Kulkarni, P. P. and Ghawghawe, N. D. (2015). Optimal placement and parameter setting of TCSC in power transmission system to increase the power transfer capability. In *2015 International Conference on Energy Systems and Applications*, volume 1, pages 735–739. IEEE. 5, 13, 19, 20, 25, 29, 49, 84
- [179] Kumar, A. and Gao, W. (2010). Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 4(2):281–298. 35
- [180] Kumar, B. K., Singh, S. N., and Srivastava, S. C. (2007). Placement of FACTS controllers using modal controllability indices to damp out power system oscillations. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 1(2):209–217. 5, 17, 18, 19, 20, 49, 92
- [181] Kumar, B. S., Suryakalavathi, M., and Kumar, G. V. N. (2016). Optimal power flow with static VAr compensator using galaxy based search algorithm to minimize real power losses. *Procedia Computer Science*, 92:42–47. 13, 15, 19, 21, 24, 26

- [182] Kumar, B. V. and Srikanth, N. V. (2017). A hybrid approach for optimal location and capacity of UPFC to improve the dynamic stability of the power system. *Applied Soft Computing*, 52:974–986. 13, 15, 27, 28, 29
- [183] Ladjavardi, M. and Masoum, M. A. S. (2008). Genetically optimized fuzzy placement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(1):449–456. 34
- [184] Laïfa, A. and Boudour, M. (2008). FACTS allocation for power systems voltage stability enhancement using MOPSO. In *5th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices*, volume 1, page 6. IEEE. 14, 15, 28, 30, 32
- [185] Laïfa, A. and Boudour, M. (2009). Optimal location of SVC for voltage security enhancement using MOPSO. *Journal of Electric Systems (JES)*, 5. 13, 15, 17, 24, 26, 101
- [186] Laïfa, A. and Medoued, A. (2013). Optimal FACTS location to enhance voltage stability using multi-objective harmony search. In *3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems*, volume 1, page 6. IEEE. 14, 15, 17, 30, 32
- [187] Larki, F., Kelk, H. M., Pishvaei, M., Johar, A., and Joorabian, M. (2009). Optimal location of STATCOM and SVC based on contingency voltage stability by using continuation power flow: case studies of Khouzestan power networks in Iran. In *Second International Conference on Computer and Electrical Engineering*, number 1, pages 179–183. IEEE. ISBN 978-1-4244-5365-8. 12, 13, 14, 33
- [188] Lasseter, R. and Paigi, P. (2004). Microgrid: a conceptual solution. In *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*. IEEE. 3

- [189] Lee, C.-S., Ayala, H. V. H., and Coelho, L. d. S. (2015). Capacitor placement of distribution systems using particle swarm optimization approaches. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:839–851. 34
- [190] Lee, S.-H., Liu, J.-H., and Chu, C.-C. (2012). Modelling and locating unified power-flow controllers for static voltage stability enhancements. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 24:1524–1540. 14, 27, 29
- [191] Leung, H. C. and Chung, T. S. (1999). Optimal placement of FACTS controller in power system by a genetic-based algorithm. In *Proceedings of the IEEE 1999 International Conference on Power Electronics and Drive Systems. PEDS'99 (Cat. No.99TH8475)*, volume 2, pages 833–836 vol.2. IEEE. 14, 15, 27, 29
- [192] Li, L., Zeng, X., Zhang, P., Xia, Y., and Liu, G. (2008). Optimization of reactive power compensation in wind farms using sensitivity analysis and tabu algorithm. In *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, volume 1, page 5. IEEE. 13, 15, 24, 26, 34
- [193] Lima, F. G. M., Galiana, F. D., Kockar, I., and Munoz, J. (2003). Phase shifter placement in large-scale systems via mixed integer linear programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(3):1029–1034. 14, 27, 29
- [194] Lin, W.-M., Lu, K.-H., Huang, C.-H., Ou, T.-C., and Li, Y.-H. (2009). Optimal location and capacity of STATCOM for voltage stability enhancement using ACO plus GA. In *IEEE/ASME International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics*, volume 1, pages 1915–1920. IEEE. 14, 15, 23, 26
- [195] Lu, Z., Li, M. S., Jiang, L., and Wu, Q. H. (2008). Optimal allocation of FACTS devices with multiple objectives achieved by bacterial swarming algorithm. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, volume 1, page 7. IEEE. 13, 14, 15, 17, 28, 30, 32

- [196] Lubis, R. S. and Hadi, S. P. (2012). Selection of suitable location of the FACTS devices for optimal power flow. *International Journal of Electrical and Computer Sciences*, 12(3):38–49. 13, 14, 17, 32
- [197] Maciel, R. S. and Padilha-Feltrin, A. (2009). Distributed generation impact evaluation using a multi-objective tabu search. In *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*. IEEE. 39
- [198] Mahdad, B., Bouktir, T., and Srairi, K. (2006). Strategy of location and control of FACTS devices for enhancing power quality. In *IEEE MELECON - Mediterranean Electrotechnical Conference*, volume 1, pages 1068–1072. IEEE. 13, 14, 30, 32
- [199] Mahdad, B. and Srairi, K. (2013). Optimal location and control of combined SVC-TCSC controller to enhance power system loadability. *International Journal of System Assurance Engineering and Management*, 5:427–434. 14, 15, 18, 19, 21, 30, 32, 49, 85
- [200] Majumdar, S., Chakraborty, A. K., and Chattopadhyay, P. K. (2009). Active power loss minimization with FACTS devices using SA/PSO techniques. In *2009 International Conference on Power Systems*, volume 27, pages 1–5. 13, 15, 24, 26
- [201] Majumder, R. (2013). Some aspects of stability in microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):3243–3252. 3
- [202] Malatji, E. M., Twala, B., and Mbuli, N. (2017). Optimal placement model of multi-type FACTS devices in power system networks on a limited budget. In *2017 IEEE AFRICON*, volume 18, pages 1296–1300. IEEE. 13, 15, 17, 33
- [203] Marouani, I., Guesmi, T., Abdallah, H. H., and Ouali, A. (2009). Application of a multiobjective evolutionary algorithm for optimal location and parameters of FACTS devices considering the real power loss in transmission lines and voltage deviation

- buses. In *2009 6th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices*, volume 1, pages 1–6. IEEE. 13, 14, 15, 17, 27, 29
- [204] Marouani, I., Guesmi, T., Abdallah, H. H., and Ouali, A. (2011). Optimal location of multi type FACTS devices for multiple contingencies using genetic algorithms. In *Eighth International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices*, volume 1, pages 1–7. IEEE. 13, 15, 17, 32
- [205] Matlab (2017). *Matlab documentation*. Mathworks. 45
- [206] Mehrjerdi, H., Asber, D., Ghahremani, E., Lefebvre, S., and Saad, M. (2013). Authenticated voltage control of partitioned power networks with optimal allocation of STATCOM using heuristic algorithm. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7:1037–1045. 14, 15, 23, 26
- [207] Milano, F. (2005). An open source power system analysis toolbox. *Transactions on Power Systems*, 20(3):1199–1206. <http://faraday1.ucd.ie/psat.html>. 6, 9, 44
- [208] Milano, F. (2010). *Power system modelling and scripting*. Power Systems. Springer Berlin Heidelberg. 9
- [209] Milano, F. (2011a). Power system analysis toolbox (PSAT). online. 44
- [210] Milano, F. (2011b). *PSAT, power system analysis toolbox, documentation for PSAT*, 2.1.6 edition. 44, 48, 50
- [211] Milano, F. (2018). DOME. <http://faraday1.ucd.ie/dome.html>. 10
- [212] Moazzami, M., Gharehpetian, G. B., Shahinzadeh, H., and Hosseinian, S. H. (2017). Optimal locating and sizing of DG and D-STATCOM using modified shuffled frog leaping algorithm. In *2017 2nd Conference on Swarm Intelligence and Evolutionary Computation (CSIEC)*, volume 1, pages 54–59. IEEE. 15, 26, 34, 35

- [213] Moazzami, M., Hooshmand, R. A., Khodabakhshian, A., and Yazdanpanah, M. (2013). Blackout prevention in power system using flexible AC transmission system devices and combined corrective actions. *Electric Power Components and Systems*, 41(15):1433–1455. 13, 15, 19, 32, 98, 99, 100
- [214] Mohamed, A. and Jasmon, G. B. (1989). Voltage contingency selection technique for security assessment. *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution*, 136(1):24. 18
- [215] Mohammadi, M., Rezazadeh, A., and Sedighizadeh, M. (2019). Optimal placement and sizing of FACTS devices for loadability enhancement in deregulated power systems. *Recent Researches in Artificial Intelligence and Database Management*, pages 148–156. 13, 15, 17, 33
- [216] Mohammadi, R. and Mahdavian, M. (2017). Power systems optimal placement and sizing of STATCOM in multi-objective optimization approach and using NSGA-II algorithm. *International Journal of Computer Science and Network Security (IJCSNS)*, 17(4):51–58. 14, 15, 17, 23, 26
- [217] Mohammadian, L., Mohammadian, A., Khani, S., Hagh, M. T., and Babaei, E. (2011). Using a hybrid evolutionary method for optimal planning, and reducing loss of distribution networks. In *16th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, pages 1–9. IEEE. 34
- [218] Mori, H. and Goto, Y. (2000). A parallel tabu search based method for determining optimal allocation of FACTS in power systems. In *PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.00EX409)*, volume 2, pages 1077–1082 vol.2. IEEE. 13, 15, 24, 27, 28, 29, 39
- [219] Mori, H. and Iimura, Y. (2004). An improved tabu search approach to distribution network expansion planning under new environment. In *2004 International Conference*



- 
- on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004.*, volume 1, pages 981–986 Vol.1.  
39
- [220] Mori, H. and Tani, H. (2002). Two-staged tabu search for determining optimal allocation of D-FACTS in radial distribution systems with distributed generation. In *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, volume 1, pages 56–61. IEEE. 14, 15, 26, 39
- [221] Mori, H. and Tani, H. (2007). Application of two-layered tabu search to optimal allocation of D-FACTS for uncertain wind power generation. In *2007 IEEE International Symposium on Circuits and Systems*. IEEE. 39
- [222] Mukherjee, A. and Mukherjee, V. (2016). Solution of optimal power flow with FACTS devices using a novel oppositional krill herd algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 78:700–714. 6, 15, 25, 29, 35, 42, 80
- [223] Murthy, V. V. S. N. and Kumar, A. (2013). Comparison of optimal dg allocation methods in radial distribution systems based on sensitivity approaches. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53:450–467. 34, 35
- [224] Musirin, I. and Rahman, T. K. A. (2002). Estimating maximum loadability for weak bus identification using FVSI. *IEEE Power Engineering Review*, 22(11):50–52. 16, 17, 18, 19, 87, 91, 93
- [225] Nabavi, S. M., Hajforoosh, S., Hajforoosh, S., Karimi, A., and Khafafi, K. (2011a). Maximizing the overall satisfaction degree of all participants in the market using real code-based genetic algorithm by optimally locating and sizing the thyristor-controlled series capacitor. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 6:493–504. 6, 13, 15, 25, 27, 29, 35, 42
- [226] Nabavi, S. M. H., Masoum, M. A. S., and Kazemi, A. (2011b). A fuzzy-based genetic algorithm for social welfare maximization by placement and sizing of static synchro-
-

- nous series compensator. *Electric Power Components and Systems*, 39(13):1329–1352. 15, 23, 26
- [227] Naganathan, A. and Ranganathan, V. (2016). Improving voltage stability of power system by optimal location of FACTS devices using bio-inspired algorithms. *Circuits and Systems*, 7(6):9. 13, 15, 19, 33
- [228] Nagesh, H. B. and Puttaswamy, P. S. (2013). Enhancement of voltage stability margin using FACTS controllers. *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, 5:261–265. 13, 14, 33, 37
- [229] Najafi, S. R., Abedi, M., and Hosseinian, S. H. (2006). A novel approach to optimal allocation of SVC using genetic algorithms and continuation power flow. In *2006 IEEE International Power and Energy Conference*, volume 28, pages 202–206. IEEE. 13, 15, 24, 26
- [230] Natesan, R. and Radman, G. (2004). Effects of STATCOM, SSSC and UPFC on voltage stability. In *Proceedings of the Thirty-Sixth Southeastern Symposium on System Theory, 2004*. IEEE. 33
- [231] Nguyen, T. T. and Gianto, R. (2010). Optimal design for control coordination of power system stabilisers and flexible alternating current transmission system devices with controller saturation limits. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4(9):1028–1043. 25
- [232] Nguyen, T. T. and Yousefi, A. (2010). Multi-objective approach for optimal location of tcsc using nsga-ii. In *2010 International Conference on Power System Technology*, pages 1–7. 13, 14, 15, 17, 29, 85
- [233] Niknam, T., Narimani, M., Aghaei, J., and Azizipanah-Abarghooee, R. (2012). Improved particle swarm optimisation for multi-objective optimal power flow considering

- the cost, loss, emission and voltage stability index. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(6):515. 35, 42, 80
- [234] Nikoukar, J. and Jazaeri, M. (2007). Genetic algorithm applied to optimal location of FACTS devices in a power system. *Proc. of the 3rd IASME/WSEAS Int. Conf. on energy, environment, ecosystems and sustainable development*, 1(1):526–531. 5, 13, 15, 18, 19, 28, 30, 32, 92
- [235] Nireekshana, T., Rao, G. K., and Raju, S. S. (2016). Available transfer capability enhancement with FACTS using cat swarm optimization. *Ain Shams Engineering Journal*, 7:159–167. 13, 15, 17, 28, 30, 32, 91
- [236] Nireekshana, T., Rao, G. K., and Raju, S. S. N. (2012). Enhancement of ATC with FACTS devices using real-code genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1):1276–1284. 13, 15, 28, 32
- [237] of Washington, U. (2020). Power systems tests case archive. Online. 57
- [238] Ongsakul, W. and Jirapong, P. (2005). Optimal allocation of FACTS devices to enhance total transfer capability using evolutionary programming. In *IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, volume 1, pages 4175–4178. IEEE. 15, 30, 32
- [239] Orfanogianni, T. and Bacher, R. (2003). Steady-state optimization in power systems with series FACTS devices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1):19–26. 13, 32
- [240] Padhy, N. P. and Moamen, M. A. A. (2005). Power flow control and solutions with multiple and multi-type FACTS devices. *Electric Power Systems Research*, 74(3):341–351. 32

- [241] Padiyar, K. R. (2007). *FACTS controllers in power transmission and distribution*. New Age International (P) Limited, Publishers. 5
- [242] Padma, K. and Vaisakh, K. (2017). Application of AHP method for optimal location of SSSC device under different operating conditions. In *2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*. IEEE. 13, 15, 17, 23, 26
- [243] Panda, S. and Padhy, N. P. (2008). Optimal location and controller design of STATCOM for power system stability improvement using PSO. *Journal of the Franklin Institute*, 345(2):166–181. 15, 26
- [244] Papachristoudis, G. (2014). Kruskal algorithm. Mathworks file exchange. 45
- [245] Peikherfeh, M., Abapour, M., Moghaddam, M. P., and Namdari, A. (2010). Optimal allocation of FACTS devices for provision of voltage control ancillary services. In *2010 7th International Conference on the European Energy Market*, volume 23, pages 1–5. IEEE. 7, 13, 24, 26, 37, 41
- [246] Pereira, B. R., Cossi, A. M., Contreras, J., and Mantovani, J. R. S. (2013). Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 8(1):35–45. 34, 40
- [247] Periyasamy, S. and Sasiraja, D. R. M. (2017). Distributed system reconfiguration with optimal allocation of DFACTS and DG for reliability enhancement using DTLBO algorithm. *International Journal of Advances in Computer and Electronics Engineering*, 2:40–46. 13, 15, 17, 26, 85
- [248] Phadke, A. R., Fozdar, M., and Niazi, K. R. (2012). A new multi-objective fuzzy-GA formulation for optimal placement and sizing of shunt FACTS controller. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 40(1):46–53. 13, 14, 15, 23, 26

- [249] Pisica, I., Bulac, C., Toma, L., and Eremia, M. (2009). Optimal SVC placement in electric power systems using a genetic algorithms based method. In *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pages 1–6. 13, 15, 17, 24, 26, 101
- [250] Ponnavaikko, Rao, M., and Prakasa, K. S. (1981). Optimal distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(6):2969–2977. 31
- [251] Porkar, S., Poure, P., Abbaspour-Tehrani-fard, A., and Saadate, S. (2010). Optimal allocation of distributed generation using a two-stage multi-objective mixed-integer-nonlinear programming. *Euro. Trans. Electr. Power*, 21(1):1072–1087. 35
- [252] Prabu, J. and Muthuveerapan, S. (2016). Optimum placement and sizingdetermination of distributed generation and DSTATCOM using penguins search optimisation algorithm. *International Journal of Innovative Research in Science,Engineering and Technology*, 5:6675–6680. 13, 14, 15, 26
- [253] Prasad, J. V. and Sekhar, K. C. (2013). Optimal allocation of FACTS controllers for critical loading margin enhancement. In *2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, volume 1, pages 86–91. IEEE. 13, 17, 30, 32
- [254] Prasad Padhy, N., Abdel-Rahim, A.-M. M., and Praveen Kumar, B. J. (2004). Optimal location and initial parameter settings of multiple TCSCs for reactive power planning using genetic algorithms. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, volume 1, pages 1–5. IEEE. 9, 15, 29
- [255] Prasanthi, A. and Sindhu, T. K. (2014). Optimal placement and rating of FACTS devices for congestion management in power system without and with wind energy integration. In *IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, volume 1, pages 224–229. IEEE. 14, 15, 30, 32

- [256] Preedavichit, P. and Srivastava, S. C. (1998). Optimal reactive power dispatch considering FACTS devices. *Electric Power Systems Research*, 46(3):251–257. 5, 13, 18, 19, 28, 32, 48, 92
- [257] Qian, F., Tang, G., and He, Z. (2008). Optimal location and capability of FACTS devices in a power system by means of sensitivity analysis and EEAC. In *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, volume 1. IEEE. 13, 19, 33, 103
- [258] Radu, D. and Besanger, Y. (2006). A multi-objective genetic algorithm approach to optimal allocation of multi-type FACTS devices for power systems security. In *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, page 8 pp. IEEE. 13, 14, 15, 17, 28, 30, 32
- [259] Rahimzadeh, S., Bina, M. T., and Viki, A. H. (2010). Simultaneous application of multi-type FACTS devices to the restructured environment: achieving both optimal number and location. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4:349. 14, 15, 32
- [260] Rajderkar, V. P. and Chandrakar, V. K. (2009). Comparison of series FACTS devices via optimal location in a power system for congestion management. In *2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, volume 1, page 5. IEEE. 14, 33
- [261] Rana, B. S. and Srivastava, L. (2016). Optimal location and sizing of STATCOM using fuzzy-PSO approach. In *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, volume 4, pages 1–6. IEEE. 13, 14, 15, 26
- [262] Ranganathan, S. and Kalavathi, M. S. (2014). Self-adaptive firefly algorithm based transmission loss minimization using multi type FACTS devices. In *2014*

- International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2014]*, volume 20, pages 626–631. 15, 30, 32
- [263] Ranganathan, S., Rajan-C., C. A., and Kalavathi, M. S. (2016). Self-adaptive firefly algorithm based multi-objectives for multi-type FACTS placement. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(11):2576–2584. 13, 14, 15, 17, 19, 21, 30, 32
- [264] Rao, K. S. and Kumar, B. K. (2011). Placement of SVC for minimizing losses and maximizing total transfer capability using particle swarm optimization. In *IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, pages 1–5. IET. 13, 15, 24, 26
- [265] Rao Pudi, S. and Srivastava, S. C. (2008). Optimal placement of TCSC based on a sensitivity approach for congestion management. *Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, pages 558–563. 13, 22, 25, 29
- [266] Rashed, G. I., Shaheen, H. I., and Cheng, S. J. (2007a). Optimal location and parameter setting of TCSC by both genetic algorithm and particle swarm optimization. In *2007 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, pages 1141–1147. IEEE. 15, 25, 29
- [267] Rashed, G. I., Shaheen, H. I., and Cheng, S. J. (2007b). Optimal location and parameter settings of multiple TCSCs for increasing power system loadability based on GA and PSO techniques. In *Third International Conference on Natural Computation (ICNC 2007)*, volume 1, pages 1–10. IEEE. 7, 13, 15, 17, 25, 29, 37, 41, 84, 85, 98
- [268] Rashed, G. I., Sun, Y., Rashed, K. A., and Shaheen, H. I. (2012). Optimal location of unified power flow controller by differential evolution algorithm considering transmission loss reduction. In *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, volume 1, pages 1–6. IEEE. 9, 14, 15, 25, 27, 29

- [269] Rashed, G. I., Sun, Y., and Shaheen, H. I. (2011). Optimal location of thyristor controlled series compensation in a power system based on differential evolution algorithm considering transmission loss reduction. In *2011 9th World Congress on Intelligent Control and Automation*, volume 1, pages 610–616. IEEE. 13, 15, 25, 29
- [270] Rau, N. S. and Wan, Y.-H. (1994). Optimum location of resources in distributed planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4):2014–2020. 35
- [271] Ravi, K. and Rajaram, M. (2013). Optimal location of FACTS devices using improved particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 49:333–338. 15, 17, 23, 26
- [272] Reddy, S. S., Kumari, M. S., and Sydulu, M. (2010). Congestion management in deregulated power system by optimal choice and allocation of FACTS controllers using multi-objective genetic algorithm. In *IEEE PES T&D 2010*, volume 1, page 7. IEEE. 13, 14, 15, 17, 28, 30, 32
- [273] Ren, H., Yu, X., Teng, W., and Watts, D. (2010). Impacts of optimal allocation of DFACTS on the penetration capacity of distributed generation. In *International Conference on Power System Technology*, volume 1, pages 1–5. IEEE. 14, 17, 30, 32
- [274] Roselyn, J. P., Devaraj, D., and Dash, S. S. (2014). Multi-objective genetic algorithm for voltage stability enhancement using rescheduling and FACTS devices. *Ain Shams Engineering Journal*, 5:789–801. 13, 14, 15, 19, 21, 28, 30, 32, 88
- [275] Roy, P. K., Ghoshal, S. P., and Thakur, S. S. (2011). Optimal reactive power dispatch considering flexible AC transmission system devices using biogeography-based optimization. *Electric Power Components and Systems*, 39(8):733–750. 15
- [276] Rugthaicharoencheep, N. and Chalangsut, A. (2013). Optimal placement of distributed generation for reliability benefit in distribution systems. *Energy and Power Engineering*, 5(4B):683–688. 10, 17, 83, 85, 96



- [277] Salim, N. A. B. and Maika, J. (2016). Optimal allocation of facts device to improve voltage profile and power loss using evolutionary programming technique. In *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, pages 1208–1215. 13, 15, 17, 30, 32, 87
- [278] Samimi, A. and Golkar, M. A. (2011). A novel method for optimal placement of STATCOM in distribution networks using sensitivity analysis by DIGSILENT software. In *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, volume 25, pages 1–5. 5, 13, 15, 17, 19, 20, 23, 26, 84, 102
- [279] Samimi, A. and Naderi, P. (2012). A new method for optimal placement of TCSC based on sensitivity analysis for congestion management. *Smart Grid and Renewable Energy*, 03(01):10–16. 13, 15, 25, 27, 29
- [280] Saravanan, M., Slochanal, S. M. R., Venkatesh, P., and Abraham, J. P. S. (2007). Application of PSO technique for optimal location of FACTS devices considering cost of installation and system loadability. *Electric Power Systems Research*, 77(3):276–283. 7, 13, 15, 17, 30, 32, 37, 41
- [281] Satheesh, A. and Manigandan, T. (2013). Maintaining power system stability with FACTS controller using bees algorithm and NN. *Journal of theoretical and applied information technology*, 49(1):38–47. 14, 15, 27, 29
- [282] Sebaa, K., Bouhedda, M., Tlemçani, A., and Henini, N. (2014). Location and tuning of TCPSTs and SVCs based on optimal power flow and an improved cross-entropy approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54:536–545. 13, 15, 33
- [283] Sedighzadeh, M. and Eisapour-Moarref, A. (2017). The imperialist competitive algorithm for optimal multi-objective location and sizing of DSTATCOM in distribution systems considering loads uncertainty. *INAE Letters*, 2:83–95. 13, 14, 15, 26

- [284] Sedighizadeh, M., Esmaili, M., and Esmaceli, M. (2014a). Application of the hybrid big bang-big crunch algorithm to optimal reconfiguration and distributed generation power allocation in distribution systems. *Energy*, 76:920–930. 35
- [285] Sedighizadeh, M., Faramarzi, H., Mahmoodi, M. M., and Sarvi, M. (2014b). Hybrid approach to FACTS devices allocation using multi-objective function with NSPSO and NSGA-II algorithms in fuzzy framework. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 62(1):586–598. 13, 14, 15, 17, 19, 21, 28, 30, 32
- [286] Selvan, M. P. and Chiranjeevi, V. (2012). A method for siting of STATCOM and SSSC for power transfer capacity enhancement. In *2012 Annual IEEE India Conference (INDICON)*. IEEE. 14, 19, 32, 94
- [287] Shaheen, H. I., Rashed, G. I., and Cheng, S. J. (2009). Application of differential evolution algorithm for optimal location and parameters setting of UPFC considering power system security. *European Transactions on Electrical Power*, 19:911–932. 13, 15, 17, 27, 28, 29
- [288] Shaheen, H. I., Rashed, G. I., and Cheng, S. J. (2010). Application and comparison of computational intelligence techniques for optimal location and parameter setting of UPFC. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 23(2):203–216. 13, 15, 17, 27, 28, 29
- [289] Shaheen, H. I., Rashed, G. I., and Cheng, S. J. (2011). Optimal location and parameter setting of UPFC for enhancing power system security based on differential evolution algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 33(1):94–105. 15, 17, 29
- [290] Sharma, N. K., Ghosh, A., and Varma, R. K. (2003). A novel placement strategy for FACTS controllers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(3):982–987. 5, 13, 18, 19, 20, 32, 49, 89, 90

- [291] Shayeghi, H., Moradzadeh, M., Ghasemi, A., and Vandeveld, L. (2013). Simultaneous optimal placement and parameter-tuning of SVC, TCSC and PSS using honey-bee mating optimization. In *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, volume 1, page 5. IEEE. 87, 88
- [292] Sheeba, R., Jayaraju, M., M. Mansoor., O., Shanavas, T. N., and Sundareswaran, K. (2011). Identification of optimal location of SVC through artificial intelligence techniques. In *ISGT2011-India*, pages 149–154. 15, 17, 24, 26
- [293] Shin, H.-S., Cho, S.-M., Kim, J.-S., and Kim, J.-c. (2013). Study of optimal location and compensation rate of thyristor-controlled series capacitor considering multi-objective function. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 8:428–435. 14, 25, 29
- [294] Shivashankar, S. (2013). Optimal location of TCSC in transmission lines using contingency severity index and performance index methods for single contingency using PSO. In *2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, volume 1, pages 135–138. IEEE. 13, 15, 17, 25, 29, 86
- [295] Shukla, T. N., Singh, S. P., Srinivasarao, V., and Naik, K. B. (2010). Optimal sizing of distributed generation placed on radial distribution systems. *Electric Power Components and Systems*, 38(3):260–274. 34, 35
- [296] Siddiqui, A. S., Jain, R., Jamil, M., and Gupta, C. P. (2012). LMP technique for locating series FACTS device (TCSC) for social welfare benefits in deregulated electricity market. In *2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, volume 1, pages 1–6. IEEE. 13, 22, 25, 29
- [297] Siddiqui, A. S., Khan, M. T., and Iqbal, F. (2015). Determination of optimal location of TCSC and STATCOM for congestion management in deregulated power

- system. *International Journal of System Assurance Engineering and Management*, 8(S1):110–117. 5, 13, 19, 20, 33
- [298] Singh, A. K. and Parida, S. K. (2018). A review on distributed generation allocation and planning in deregulated electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:4132–4141. 5
- [299] Singh, B., Mukherjee, V., and Tiwari, P. (2015a). A survey on impact assessment of DG and FACTS controllers in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42:846–882. 4, 5, 9, 10, 80
- [300] Singh, B., Payasi, R. P., and Shukla, V. (2017a). A taxonomical review on impact assessment of optimally placed dgs and facts controllers in power systems. *Energy Reports*, 3:94–108. 5
- [301] Singh, B. and Sharma, J. (2017). A review on distributed generation planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76:529–544. 5, 80
- [302] Singh, J. G., Singh, S. N., and Srivastava, S. C. (2006). Placement of FACTS controllers for enhancing power system loadability. In *IEEE Power India Conference*, volume 1, page 7. IEEE. 13, 14
- [303] Singh, J. G., Singh, S. N., and Srivastava, S. C. (2009). Optimal placement of unified power flow controller based on system loading distribution factors. *Electric Power Components and Systems*, 37(4):441–463. 13, 19, 21, 22, 27, 29, 93, 96
- [304] Singh, M., Dutta, S., and Roy, P. K. (2017b). Optimal power flow with FACTS devices using a novel grey wolf algorithm. In *2017 Third International Conference on Science Technology Engineering & Management (ICONSTEM)*. IEEE. 15, 25, 27, 29, 80

- [305] Singh, R. P., Mukherjee, V., and Ghoshal, S. P. (2015b). Particle swarm optimization with an aging leader and challengers algorithm for optimal power flow problem with FACTS devices. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64:1185–1196. 6, 13, 15, 25, 29, 35, 42, 80
- [306] Singh, S. N. and David, A. K. (2000a). Placement of FACTS devices in open power market. In *APSCOM 2000 - 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, pages 173–177. Institution of Engineering and Technology. 6, 13, 17, 21, 22, 25, 29, 31, 41, 96
- [307] Singh, S. N. and David, A. K. (2000b). Placement of facts devices in open power market. *IET Conference Proceedings*, pages 173–177(4). 25
- [308] Singh, S. N. and David, A. K. (2001). A new approach for placement of FACTS devices in open power markets. *IEEE Power Engineering Review*, 21(9):58–60. 6, 13, 17, 21, 22, 25, 29, 31, 41, 96
- [309] Singh, S. N. and Erlich, I. (2005). Locating unified power flow controller for enhancing power system loadability. In *2005 International Conference on Future Power Systems*, volume 1, pages 1–5. IEEE. 5, 13, 14, 18, 19, 20, 28, 29, 49, 94
- [310] Sirjani, R. and Mohamed, A. (2011). Improved harmony search algorithm for optimal placement and sizing of static VAR compensators in power systems. In *2011 First International Conference on Informatics and Computational Intelligence*, volume 12, pages 295–300. IEEE. 13, 15, 17, 24, 26, 101
- [311] Sirjani, R., Mohamed, A., and Shareef, H. (2012). Optimal allocation of shunt VAR compensators in power systems using a novel global harmony search algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 43(1):562–572. 13, 15, 17, 33, 101

- [312] Smallwood, C. (2002). Distributed generation in autonomous and nonautonomous micro grids. In *2002 Rural Electric Power Conference. Papers Presented at the 46th Annual Conference (Cat. No. 02CH37360)*. IEEE. 3
- [313] Song, Y. H. and Johns, A. T. (1999). *Flexible AC transmission systems (FACTS)*. Institution of engineering and technology. 1, 2, 5
- [314] Soroudi, A. and Afrasiab, M. (2012). Binary pso-based dynamic multi-objective model for distributed generation planning under uncertainty. *IET Renewable Power Generation*, 6(2):67–78. 35
- [315] Sreedharan, S., Ongsakul, W., Singh, J. G., Buayai, K., and Wartana, I. M. (2011). PSO based tuning of FACTS controllers for maximizing the wind energy penetration in power systems. In *ISGT2011-India*, pages 287–293. IEEE. 13, 15, 17, 87
- [316] Sudheer, T. S., Rao, J. S., and Amarnath, J. (2013). Optimal location of the FACTS devices using the sensitivity approach for the enhancement of ATC and voltage profile in deregulated power system. *International Journal of Computer Applications*, 76:32–38. 13, 27, 29
- [317] Sugimoto, J., Yokoyama, R., Niimura, T., and Fukuyama, Y. (2004). Tabu search based-optimal allocation of voltage control devices by connections of distributed generators in distribution systems. In *39th International Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004.*, volume 3, pages 1332–1336. Uwe. 15, 24, 26, 39
- [318] Sundar, K. S. and Ravikumar, H. M. (2012). Selection of TCSC location for secured optimal power flow under normal and network contingencies. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 34:29–37. 13, 14, 17, 19, 25, 29, 86, 97
- [319] Sundareswaran, K., Bharathram, P., Siddharth, M., Vaishnavi, G., Shrivastava, N. A., and Sarma, H. (2009). Voltage profile enhancement through optimal placement

- of FACTS devices using queen-bee-assisted GA. In *2009 International Conference on Power Systems*, pages 1–5. 13, 15, 17, 24, 26, 101
- [320] Sundareswaran, K., Hariharan, B., Parasseri, F. P., Antony, D. S., and Subair, B. (2010). Optimal placement of static VAR compensators (SVC's) using particle swarm optimization. In *2010 International Conference on Power, Control and Embedded Systems*, pages 1–4. 13, 15, 17, 24, 26
- [321] Sunny, A. and Janamala, V. (2016). Available transfer capability (ATC) enhancement & optimization of UPFC shunt converter location with GSF in deregulated power system. In *2016 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, volume 1. IEEE. 17, 27, 28, 29, 87
- [322] Taher, S. A. and Afsari, S. A. (2014). Optimal location and sizing of DSTATCOM in distribution systems by immune algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 60:34–44. 6, 13, 15, 17, 21, 22, 26, 31, 41
- [323] Taher, S. A. and Amooshahi, M. K. (2012). New approach for optimal UPFC placement using hybrid immune algorithm in electric power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1):899–909. 6, 13, 15, 17, 22, 29, 31, 35, 41, 42
- [324] Talebi, M. A., Kazemi, A., Gholami, A., and Rajabi, M. (2005). Optimal placement of static VAR compensators in distribution feeders for load balancing by genetic algorithm. *CIREN 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, pages 1–6. 14, 15, 17, 24, 26, 98, 102
- [325] Tan, W.-S., Hassan, M. Y., Majid, M. S., and Abdul Rahman, H. (2013). Optimal distributed renewable generation planning: A review of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18:626–645. 20, 34

- [326] Tarafdar Hagh, M., Alipour, M., and Teimourzadeh, S. (2014). Application of HGSO to security based optimal placement and parameter setting of UPFC. *Energy Conversion and Management*, 86:873–885. 15, 17, 22, 27, 28, 29, 101
- [327] Thukaram, D., Jenkins, L., and Visakha, K. (2005). Improvement of system security with unified-power-flow controller at suitable locations under network contingencies of interconnected systems. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152:682–690. 13, 14, 17, 19, 21, 27, 29
- [328] Thukaram, D. and Lomi, A. (2000). Selection of static VAR compensator location and size for system voltage stability improvement. *Electric Power Systems Research*, 54:139–150. 13, 14, 19, 21, 24, 26
- [329] Tian, W., Zhang, Y., Fu, R., Zhao, Y., Wang, G., and Winter, R. (2015). Modeling and control architecture of source and load management in islanded power systems. In *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. IEEE. 3
- [330] Tibin, J., Sini, X., Chitra, S., Cherian, V. I., and Sreedharan, S. (2011). PSO based optimal placement and setting of FACTS devices for improving the performance of power distribution system. *Bonfring International Journal of Power Systems and Integrated Circuits*, Special Issue:60–64. 14, 15, 24, 26
- [331] Tiwari, A. and Ajjarapu, V. (2011). Optimal allocation of dynamic var support using mixed integer dynamic optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):305–314. 13, 14, 24, 26
- [332] Tiwari, P. K. and Sood, Y. R. (2009). Optimal location of FACTS devices in power system using genetic algorithm. In *World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing (NaBIC)*, volume 1, pages 1034–1040. IEEE. 15, 30, 32
- [333] Tiwari, P. K. and Sood, Y. R. (2012). Efficient and optimal approach for location



- and parameter setting of multiple unified power flow controllers for a deregulated power sector. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6:958–967. 9, 22
- [334] Tiwari, P. K. and Sood, Y. R. (2013). An efficient approach for optimal allocation and parameters determination of TCSC with investment cost recovery under competitive power market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28:2475–2484. 13, 25, 29
- [335] Tiwari, R., Niazi, K. R., and Gupta, V. (2012). Optimal location of FACTS devices for improving performance of the power systems. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, volume 1, pages 1–8. IEEE. 13, 15, 19, 21, 32
- [336] Tlijani, K., Guesmi, T., and Abdallah, H. H. (2013). Optimal number, location and parameter setting of multiple TCSCs for security and system loadability enhancement. In *10th International Multi-Conferences on Systems, Signals & Devices 2013 (SSD13)*, volume 1, pages 1–6. IEEE. 13, 17, 25, 29
- [337] Tlijani, K., Guesmi, T., Abdallah, H. H., and Ouali, A. (2012). Optimal location and parameter setting of TCSC based on sensitivity analysis. In *2012 First International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology*, volume 1, pages 420–424. IEEE. 13, 14, 15, 17, 25, 29, 35, 42
- [338] Tram, H. and Wall, D. (1988). Optimal conductor selection in planning radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(1):200–206. 34
- [339] Udgir, S., Srivastava, L., and Pandit, M. (2014). Optimal placement and sizing of SVC for loss minimization and voltage security improvement using differential evolution algorithm. In *International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014)*, volume 9, pages 1–6. IEEE. 13, 14, 15, 17, 24, 26, 101

- [340] Udgir, S., Varshney, S., and Srivastava, L. (2011a). Optimal placement and sizing of SVC for improving voltage profile of power system. *International Journal of Power System Operation and Energy Management*, 1(1):55–58. 13, 14, 24, 26
- [341] Udgir, S., Varshney, S., and Srivastava, L. (2011b). Optimal placement and sizing of SVC for voltage security enhancement. *International Journal of Computer Applications*, 32(6):44–51. 13, 14, 24, 26
- [342] Vajeth, R. and Dama, D. (2004). Conductor optimisation for overhead transmission lines. In *2004 IEEE Africon. 7th Africon Conference in Africa (IEEE Cat. No.04CH37590)*, volume 17, pages 589–595 Vol.1. 34
- [343] Varshney, S., Srivastava, L., and Pandit, M. (2011a). Comparison of PSO models for optimal placement and sizing of STATCOM. In *International Conference on Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON 2011)*, pages 346–351. IET. 13, 15, 23, 26
- [344] Varshney, S., Srivastava, L., and Pandit, M. (2011b). Optimal location and sizing of STATCOM for voltage security enhancement using PSO-TVAC. In *2011 International Conference on Power and Energy Systems*, volume 1. IEEE. 13, 15, 17, 23, 26
- [345] Velayutham, U., Lakshmi, P., and Anunciya, J. D. (2014). Congestion management in deregulated power system by fuzzy based optimal location and sizing of UPFC. *WSEAS Transactions on Power Systems*, 9:258–266. 13, 14, 17, 22, 27, 29, 91, 97
- [346] Venkateswara Rao, B. and Nagesh Kumar, G. V. (2014a). Sensitivity analysis based optimal location and tuning of static VAR compensator using firefly algorithm. *Indian Journal of Science and Technology*, 7(8). 9, 13, 15, 17, 19, 24, 26, 91, 98, 101
- [347] Venkateswara Rao, B. and Nagesh Kumar, G. V. (2014b). Voltage collapse proximity indicator based placement and sizing of static VAR compensator using BAT

- algorithm to improve power system performance. *Bonfring International Journal of Power Systems and Integrated Circuits*, 4(3):31–38. 9, 13, 15, 17, 19, 24, 26, 91, 98, 101
- [348] Verma, K. S. and Gupta, H. O. (2006). Impact on real and reactive power pricing in open power market using unified power flow controller. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1):365–371. 13, 17, 21, 22, 28, 29
- [349] Verma, K. S., Singh, S. N., and Gupta, H. O. (2001a). FACTS devices location for enhancement of total transfer capability. In *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, volume 1, pages 522–527. IEEE. 13, 17, 25, 29
- [350] Verma, K. S., Singh, S. N., and Gupta, H. O. (2001b). Location of unified power flow controller for congestion management. *Electric Power Systems Research*, 58(2):89–96. 13, 14, 17, 27, 29
- [351] Verma, M. K. and Srivastava, S. C. (2005). Optimal placement of SVC for static and dynamic voltage security enhancement. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2:1–16. 13, 14, 24, 26, 83, 84, 85, 86, 93
- [352] Vijay Kumar, B. and Srikanth, N. V. (2015). Optimal location and sizing of unified power flow controller (UPFC) to improve dynamic stability: a hybrid technique. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:429–438. 13, 15, 27, 28, 29
- [353] Vijayakumar, K. and Kumudinidevi, D. R. P. (2007). A new method for optimal location of FACTS controllers using genetic algorithm. *Journal of theoretical and applied information technology*, 3(4):1–6. 14, 15, 25, 27, 29, 32
- [354] Vijayakumar, K. and Kumudinidevi, R. P. (2009). A new method for locating

- TCSC for congestion management in deregulated electricity markets. *International Journal of Power and Energy Conversion*, 1(4):313–326. 1, 13, 14, 15, 22, 25, 29, 95
- [355] Vijayakumar, K., Kumudinidevi, R. P., and Suchithra, D. (2007). A hybrid genetic algorithm for optimal power flow incorporating FACTS devices. In *International Conference on Computational Intelligence and Multimedia Applications (ICCIMA 2007)*, volume 1, pages 463–467. IEEE. 14, 15, 25, 27, 29, 32
- [356] Vineela, N. and Rambabu, C. (2015). Optimal location and parameter setting of UPFC based on PSO for enhancing power system security under single contingencies. *International Journal of Advanced Electrical and Electronics Engineering (IJAEEE)*, 4:6–16. 13, 15, 17, 29
- [357] Visakha, K., Thukaram, D., Jenkins, L., and Khincha, H. P. (2003). Selection of UPFC suitable locations for system security improvement under normal and network contingencies. In *TENCON 2003. Conference on Convergent Technologies for Asia-Pacific Region*, volume 1, pages 1–6. IEEE. 13, 14, 17, 19, 21, 27, 29
- [358] Wang, H. F., Li, H., and Chen, H. (2003). Coordinated secondary voltage control to eliminate voltage violations in power system contingencies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18:588–595. 14, 15, 33
- [359] Wartana, I. M., Singh, J. G., Ongsakul, W., and Agustini, N. P. (2012). Optimal placement of a series FACTS controller in Java-Bali 24-bus indonesian system for maximizing system loadability by evolutionary optimization technique. In *2012 Third International Conference on Intelligent Systems Modelling and Simulation*, volume 1, pages 516–521. IEEE. 13, 14, 17, 18, 19, 25, 29, 93
- [360] Wibowo, R. S., Yorino, N., Eghbal, M., Zoka, Y., and Sasaki, Y. (2009). FACTS devices allocation for congestion management considering voltage stability by means

- of MOPSO. In *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, pages 1–4. IEEE. 14, 15, 17, 27, 29
- [361] Wibowo, R. S., Yorino, N., Eghbal, M., Zoka, Y., and Sasaki, Y. (2011). FACTS devices allocation with control coordination considering congestion relief and voltage stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4):2302–2310. 13, 14, 15, 28, 30, 32
- [362] Yang, G. Y., Hovland, G., Majumder, R., and Dong, Z. Y. (2007). Tesc allocation based on line flow based equations via mixed-integer programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4):2262–2269. 14, 25, 27, 29
- [363] Yorino, N., El-Araby, E. E., Sasaki, H., and Harada, S. (2003). A new formulation for FACTS allocation for security enhancement against voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1):3–10. 14, 15, 28, 30, 32
- [364] Yuvaraj, T., Devabalaji, K. R., and Ravi, K. (2015a). Optimal placement and sizing of DSTATCOM using harmony search algorithm. *Energy Procedia*, 79:759–765. 14, 15, 26
- [365] Yuvaraj, T., Ravi, K., and Devabalaji, K. R. (2015b). DSTATCOM allocation in distribution networks considering load variations using BAT algorithm. *Ain Shams Engineering Journal*, 8(3):391–403. 14, 15, 17, 23, 26, 103
- [366] Yuvaraj, T., Ravi, K., and Devabalaji, K. R. (2017). Optimal allocation of DG and DSTATCOM in radial distribution system using cuckoo search optimization algorithm. *Modelling and Simulation in Engineering*, 2017:1–11. 13, 15, 17, 18, 19, 23, 26
- [367] Zárate-Minñano, R., Conejo, A., and Milano, F. (2008). OPF-based security redispatching including FACTS devices. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2(6):821–833. 14, 30, 32

- [368] Zeraatzade, M., Kockar, I., and Song, Y. (2007). Minimizing balancing market congestion re-dispatch costs by optimal placements of FACTS devices. *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pages 873–878. 9, 14, 27, 29
- [369] Zhang, X.-P., Rehtanz, C., and Pal, B. (2006). *Flexible AC transmission systems: modelling and control (power systems)*. Springer. 5
- [370] Zhang, Y. and Milanovic, J. V. (2007). Voltage sag cost reduction with optimally placed FACTS devices. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pages 1–6. 14, 15, 33
- [371] Zhen-gang, L., Wei-guo, Y., Zhan-feng, D., Ling, J., Guo-liang, Z., and Fang-fang, S. (2016). Application of SSSC to improve the transmission capability of Tianjin 220kV power grid. In *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. IEEE. 14, 23, 26
- [372] Zheng, W., Zhang, L. Y., Liang, F. B., Ma, C., and Xing, Y. D. (2013). A new method to optimize locations of SVC based on risk and static load margin. *Advanced Materials Research*, 774-776:1887–1890. 13, 14, 26
- [373] Zhong, J. and Bhattacharya, K. (2002). Toward a competitive market for reactive power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4):1206–1215. 35, 42
- [374] Zimmerman, R. D. (2019). MATPOWER. online. 10
- [375] Zimmerman, R. D., Murillo-Sanchez, C. E., and Thomas, R. J. (2009). MATPOWERs extensible optimal power flow architecture. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE. 10
- [376] Zou, K., Agalgaonkar, A. P., Muttaqi, K. M., and Perera, S. (2012). Distribution system planning with incorporating dg reactive capability and system uncertainties. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(1):112–123. 35