



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA (GD) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL”**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero en
Sistemas Eléctricos de Potencia

Autores:

Llango Guamushig Edgar Fabian

Velva Ortega Nancy Elizabeth

Tutor:

Ing. Msc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

Latacunga – Ecuador

Septiembre 2020

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Llango Guamushig Edgar Fabian** y **Velva Ortega Nancy Elizabeth**, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida (GD) en redes de distribución radial”**, siendo el Ing. Msc. Carlos Iván Quinatoa Caiza, tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.



Llango Guamushig Edgar Fabian
C.I. 055000983-1



Velva Ortega Nancy Elizabeth
C.I. 180448327-7

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL”, de **Llango Guamushig Edgar Fabian y Velva Ortega Nancy Elizabeth**, de la carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de **CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS** de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Septiembre del 2020



.....
TUTOR DE TRABAJO DE INVESTIGACION

Ing. Msc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

C.I. 0503287864

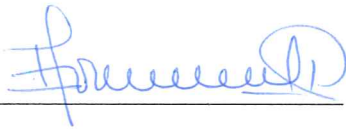
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD de **CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**; por cuanto, los postulantes: **Llango Guamushig Edgar Fabian y Velva Ortega Nancy Elizabeth** con el título de Proyecto de titulación: **“UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL”** han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, Septiembre del 2020

Para constancia firman:



Lector 1(Presidente)

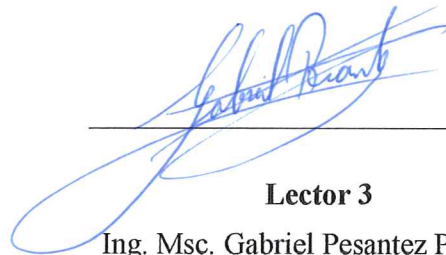
PhD. Msc. Iliana González Palau

C.I.: 175707065-9

Lector 2

Ing. Msc. Jessica Castillo Fiallos

C.I.: 060459021-6



Lector 3

Ing. Msc. Gabriel Pesantez Palacios

C.I.: 0301893889

AGRADECIMIENTO

Le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobretodo felicidad.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi por darme la oportunidad de estudiar y ser un profesional, de manera especial, a nuestro tutor de tesis Ing. Msc. Carlos Iván Quinatoa Caiza, por su esfuerzo y dedicación, quien con sus conocimientos, su experiencia, su paciencia y su motivación, ha sido un valioso aporte para nuestra investigación.

A mis padres Diocelina y Luis por apoyarme en todo momento, además de confiar y creer en mis expectativas, por los consejos, valores y principios que me han inculcado en el transcurso de mi vida.

A mis hermanos por su cariño y apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento gracias. A toda mi familia porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Muchas gracias a todos

AGRADECIMIENTO

Agradezco de manera infinita a Dios por sus bendiciones derramadas en mi hogar y mi familia.

Agradezco a la Universidad Técnica de Cotopaxi por haberme abierto las puertas y gracias a ello haber formado parte de sus aulas hasta ser una profesional de excelencia, a los maestros de esta noble institución por haberme brindado sus conocimientos y que han constituido parte de mi proceso de formación, así como también agradezco a mi Tutor Carlos Quinatoa pues gracias al apoyo moral y sobre todo a la información e ideas brindadas se pudo concretar varios puntos importantes de esta Tesis, finalmente agradezco a mis hermanos Edison y Cristian y demás familiares por el apoyo brindado y sus palabras de esperanza y superación para hacer de este sueño cumplido.

Elizabeth Velva

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mi madre, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional sin importar nuestras diferencias y opiniones. A mi padre que con su demostración de un padre ejemplar me ha enseñado a no desfallecer ni rendirme ante nada y siempre perseverar a través de sus sabios consejos, ustedes son lo más bello que Dios ha puesto en mi camino y por quienes estoy inmensamente agradecido.

A mis hermanos quienes con sus consejos me han ayudado a afrontar los retos que se han presentado a lo largo de esta carrera universitaria, y finalmente mi novia, por su apoyo incondicional y por demostrarme la gran fe que tienen en mí.

Edgar Llango.

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado de manera especial a mis padres Isabel y Jorge, pues desde el inicio de mi formación como profesional, los he considerado como mis pilares fundamentales y grandes ejemplos para mi superación, ya que de una u otra forma han estado presentes hasta obtener mi título en Ingeniería Eléctrica brindándome el apoyo necesario, ya sea económica o moral, de tal manera que sus palabras me llenaban de responsabilidad y grandes deseos de superación, así como también va dedicado a mi esposo William pues fue la persona que con su noble corazón y su experiencia supo guiarme en los grandes obstáculos que se presentaban en mi carrera, haciéndome ver que mientras más difíciles sean las pruebas mayor es la satisfacción de victoria, que cada esfuerzo dedicado en mis estudios algún día serán recompensados y que ante todo las cosas primero esta Dios y mi hijo, y finalmente va dedicado a mi hijo Sebastián pues él fue y será mi mayor inspiración para lograr lo que me propongo, así como también será el motivo más que suficiente para no rendirme y dar lo mejor de mí en cada prueba que se presente durante este largo trayecto de vida.

Elizabeth Velva.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTO	iv
DEDICATORIA	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	viii
ABSTRACT	xix
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	2
3. JUSTIFICACIÓN	3
4. BENEFICIARIOS	3
4.1. Beneficiarios directos.....	3
4.2. Beneficiarios indirectos.....	4
5. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	4
5.1. Situación problemática.....	4
5.2. Formulación del problema	5
6. OBJETIVOS	5
6.1. Objetivo general	5
6.2. Objetivos específicos	5
7. ACTIVIDADES Y SISTEMAS DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS	6
8. ESTADO DE ARTE	6
9. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICA Y TÉCNICA.	10
9.1. Generación distribuida (GD).....	10
9.1.1. ¿Qué es la generación distribuida?	10
9.1.2. Tipos de generación distribuida.....	10
9.1.2.1. Generación convencional.	10

9.1.2.2.	Generación no convencional.	11
9.1.3.	Capacidad de generación distribuida	12
9.1.4.	Integración de la generación distribuida en la red eléctrica	14
9.1.4.1.	Ventajas y desventajas de la generación distribuida	14
9.1.5.	Flujos De Potencia	15
9.1.6.	Limite térmico	15
9.1.7.	Flujo de carga inversa	15
9.1.8.	Variación De Los Niveles De Voltaje.	16
9.1.9.	Pérdidas	18
9.1.9.1.	Pérdidas por efecto Joule	18
9.1.9.2.	Pérdidas en función de la ubicación de (GD) y la topología de la red. ..	18
9.1.9.3.	Pérdidas en función al nivel de interconexión.....	18
9.1.10.	Influencia de la GD en el nivel de cortocircuito.....	20
9.2.	Métodos matemáticos de optimización.....	20
9.2.1.	Etapas de los problemas de optimización.	20
9.2.1.1.	Función objetivo	21
9.2.1.2.	Variables	21
9.2.1.3.	Restricciones	21
9.2.2.	Estructura de los métodos clásicos.	21
9.2.2.1.	Programación lineal (PL)	21
9.2.2.2.	Programación no lineal (PNL)	21
9.2.2.3.	Programación lineal entera mixta (MILP)	22
9.2.2.4.	Programación no lineal entera mixta (MINLP).....	22
9.3.	Modelación matemática de la programación no lineal entera mixta (MINLP)....	23
9.3.1.	Formulación general de un problema MINLP	24

10.	PREGUNTAS CIENTÍFICAS O HIPÓTESIS	26
11.	DIAGRAMA DE FLUJO METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN.....	27
12.	DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE PROGRAMACIÓN EN GAMS 28	
13.	MODELACIÓN MATEMÁTICO.....	29
	13.1. Consideraciones.....	29
	13.2. Función objetiva	29
	13.3. Restricciones de igualdad.....	30
	13.4. Restricciones de desigualdad.....	30
14.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	33
	14.1. Ejemplo de implementación.....	33
	14.2. SISTEMAS DE PRUEBAS Y CASOS DE ESTUDIO.....	38
	14.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN I.....	39
	14.3.1. Sistema de prueba IEEE de 13 nodos	39
	14.3.2. Análisis y resultados.	40
	14.3.2.1. Pérdidas de potencia activa.	40
	14.3.2.2. Ubicación y dimensionamiento.	42
	14.3.2.3. Perfil de tensión.....	43
14.4.	EJEMPLO DE APLICACIÓN II.....	46
	14.4.1. Sistema de prueba IEEE de 34 nodos	46
	14.4.2. Análisis y resultados.	46
	14.4.2.1. Pérdidas de potencia activa.	46
	14.4.2.2. Ubicación y dimensionamiento.....	49
	14.4.2.3. Perfil de tensión.....	50
15.	ANÁLISIS DE COSTOS.....	52

15.1.	Sistema de prueba de 13 barras	52
15.2.	Sistema de prueba de 34 barras	54
16.	CONCLUSIONES.	57
17.	RECOMENDACIONES.	57
18.	BIBLIOGRAFÍA	58
19.	ANEXOS	61
	Anexos para el ejemplo de implementación	62
	Anexos para los sistemas de prueba y casos de estudio.....	65
	Guía de uso para resolución e interpretación de resultados	103
1.	Programación en Matlab para resolver la matriz de admitancia.	103
2.	Programación en GAMS para poder resolver el problema de optimización.....	106
3.	Comparación de los resultados obtenidos en GAMS y DIgSILENT	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1:	Tecnologías de generación en función de la potencia nominal que pueden generar.....	13
Figura 2:	Escenario de la GD conectada a una red de distribución.....	16
Figura 3:	Perfil de voltaje en un alimentador radial.	16
Figura 4:	Diagrama fasorial de voltaje de una red radial.	17
Figura 5:	Curva tipo U de las pérdidas en función de la penetración.....	19
Figura 6:	Pérdidas en redes de distribución en función de la penetración de GD con distintas tecnologías	19
Figura 7:	Diagrama de flujo de la metodología de solución.	27
Figura 8:	Diagrama de flujo para el funcionamiento de la programación en GAMS.	28
Figura 9:	Esquema de barras de la Test Feeder compuesta por 7 nodos y 6 líneas	33
Figura 10:	Esquema de aplicación para el modelo matemático de optimización	39
Figura 11:	minimización de pérdidas de potencia reactiva en los 3 casos de estudio.....	41

Figura 12: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 13 nodos al 30%.....	44
Figura 13: Perfil de Voltaje para el sistema de 13 nodos al 60%.....	45
Figura 14: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 13 nodos al 70%.....	45
Figura 15: Esquema de aplicación 34 nodos para el modelo de optimización.	46
Figura 16: minimización de pérdidas de potencia reactiva en los 3 casos de estudio.	48
Figura 17: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 30%.....	51
Figura 18: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 60%.....	51
Figura 19: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 70%.....	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Actividades y sistemas de tareas.....	6
Tabla 2: Capacidad de la generación distribuida en función del tipo de generación.	12
Tabla 3: Expresiones matemáticas de algunos tipos de problemas de optimización dentro de los métodos de optimización.....	22
Tabla 4: Comparación de las pérdidas de potencia activa en relación al caso base con cero GD.....	34
Tabla 5: Pérdidas de potencia activa en relación al caso base y con la presencia de un GD.	34
Tabla 6: Pérdidas de potencia activa en relación al caso base y con la presencia de un GD.	35
Tabla 7: Ubicación y dimensionamiento de la GD.....	36
Tabla 8: Pérdidas de potencia activa a la incorporación de 2 GD.	36
Tabla 9: Ubicación y dimensionamiento de GD en base a la incorporación de 2 GD.	37
Tabla 10: Pérdidas de potencia activa en los tres casos de estudio al 30%, 60% y 70% de penetración de GD.	40
Tabla 11: Variación de la minimización de pérdidas de potencia activa.	41
Tabla 12: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 13 barras AL 30%.	42

Tabla 13: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 13 barras AL 60%	43
Tabla 14: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 13 barras AL 70%	43
Tabla 15: Regulación de tensión para el sistema de prueba de 13 barras.	44
Tabla 16: Pérdidas de potencia activa en los tres casos de estudio al 30%, 60% y 70% de penetración de GD.	47
Tabla 17: Variación de la minimización de pérdidas de potencia activa.	48
Tabla 18: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras AL 30%	49
Tabla 19: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras AL 60%	49
Tabla 20: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras al 70%	50
Tabla 21: Regulación de tensión para el sistema de prueba de 34 barras.	50
Tabla 22: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 13 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 1 GDs.	52
Tabla 23: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 13 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 2 GDs.	53
Tabla 24: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 13 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 3 GDs.	54
Tabla 25: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 34 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 1 GDs.	54
Tabla 26: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 34 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 2 GDs.	55
Tabla 27: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 34 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 3 GDs.	56

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo I: Acrónimos	61
Anexo II: Parámetros eléctricos de la Test Feeder de 7 nodos usado como ejemplo de implementación en GAMS.	62
Anexo III: Programación realizado por los autores para la demostración del caso base es decir con 0 generadores distribuidos.....	62
Anexo IV: Comparación de las pérdidas de potencia activa sin la presencia de GDs según el ejemplo de implementación y la simulación realizada por los autores.	63
Anexo V: Programación realizada por los autores correspondientes a la minimización de pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD.	63
Anexo VI: Comparación de la reducción de las pérdidas asociadas a la potencia activa al introducir 1 GD según el ejemplo de implementación y la simulación de los autores.	64
Anexo VII: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD según el ejemplo de implementación con el solvers DICOPT y BONMIN respectivamente.	64
Anexo VIII: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD realizada por los autores.	64
Anexo IX: parámetros eléctricos para el sistema de barras de 13 nodos y 12 líneas para la implementación en GAMS.	65
Anexo X: Pérdidas asociadas a la potencia activa en el caso base 0 GD para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.....	65
Anexo XI: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	66
Anexo XII: Ubicación Y Dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.	66
Anexo XIII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	67
Anexo XIV: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.	68
Anexo XV: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	69

Anexo XVI: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.	69
Anexo XVII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	70
Anexo XVIII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.	71
Anexo XIX: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	72
Anexo XX: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.	72
Anexo XXI: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	73
Anexo XXII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.	74
Anexo XXIII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	75
Anexo XXIV: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.	75
Anexo XXV: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	76
Anexo XXVI: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.	77
Anexo XXVII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.	78
Anexo XXVIII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.	78
Anexo XXIX: Parámetros eléctricos para el sistema de barras de 34 nodos y 33 líneas para la implementación en GAMS.	80

Anexo XXX: Pérdidas asociadas a la potencia activa en el caso base 0 GD para el sistema de prueba de 34 barras, GAMS.....	81
Anexo XXXI: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.	81
Anexo XXXII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.	82
Anexo XXXIII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.	84
Anexo XXXIV: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.	84
Anexo XXXV: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.	86
Anexo XXXVI: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.	86
Anexo XXXVII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.	88
Anexo XXXVIII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.	88
Anexo XXXIX: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.	90
Anexo XL: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.	90
Anexo XLI: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.....	92
Anexo XLII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.	92
Anexo XLIII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.	94
Anexo XLIV: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.	94
Anexo XLV: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.	96

Anexo XLVI: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.	96
Anexo XLVII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.	98
Anexo XLVIII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.	98
Anexo XLIX: Hojas de vida de los autores.....	100

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TEMA: “UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL”.

AUTORES: Edgar Fabian Llango Guamushig

RESUMEN

Nancy Elizabeth Velva Ortega

La presente investigación basa su contenido en la Generación Distribuida (GD) que, frente a un sistema de distribución eléctrica proporciona una energía limpia y fiable gracias a una óptima localización y dimensionamiento de los mismos; se sabe que, los GDs suministran potencia activa a la red, esto hace que disminuya en parte las pérdidas de dicha naturaleza al igual que las pérdidas de potencia reactiva, mejorando el perfil de tensión de manera uniforme y reduciendo las corrientes que fluyen por las líneas, esto a su vez contribuye con la reducción de las pérdidas por efecto Joule. El objetivo de esta investigación es realizar una óptima localización y dimensionamiento de la generación distribuida en redes de distribución tipo radial, con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa en la red y conocer los valores de potencia activa y reactiva con las que puede inyectar GD. Esto se hizo posible al aplicar el modelo matemático de optimización no lineal entera mixta (MINLP), el mismo que cumple con las características de no linealidad que compete a nuestro estudio y, en basado al paquete de optimización de GAMS y DIgSILENT se encontró una solución óptima en cuanto a la minimización de las pérdidas de potencia activa. De la misma manera este estudio rige sus resultados comparando un artículo evaluado por el IEEE y la Universidad de Ain Shams, en el que trabajan con un modelo de optimización idéntico, a diferencia que, su enfoque consiste en inyectar capacidad ilimitada a través del GD para minimizar las pérdidas de potencia activa. Por último, se ha tomado los esquemas del IEEE Test Feeder de 13 y 34 barras para aplicar el modelo matemático MINLP y, mediante un análisis de variación al inyectar de 1 a 3 GDs con 30%, 60% y 70% de penetración con respecto a la demanda total del sistema, se exponen resultados muy satisfactorios en cuanto a la ubicación y dimensionamiento de la GD y la reducción de pérdidas técnicas.

Palabras claves: Generación distribuida, pérdidas de potencia activa, MINLP.



Ing. MsC. Carlos Quinatoa
Caiza
Docente tutor

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI
FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

TITLE: "LOCATION AND OPTIMAL DIMENSIONING OF DISTRIBUTED GENERATION (DG) IN RADIAL DISTRIBUTION NETWORKS"

AUTORES: Edgar Fabian Llango Guamushig
Nancy Elizabeth Velva Ortega

ABSTRACT

The present research bases its content on Distributed Generation (DG), which compared to an electrical distribution system, provides clean and reliable energy thanks to its optimal location and dimensioning; it is known that, the DGs supply active power to the network, this causes that it diminishes partly the losses of this nature as well as the losses of reactive power, improving the profile of tension in a uniform way and reducing the currents that flow for the lines, this in turn contributes with the reduction of the losses for effect Joule. The aim of this research is to carry out an optimum location and dimensioning of the distributed generation in radial distribution networks, in order to minimize active power losses in the network and to know the active and reactive power values with which GD can be injected. This was made possible by applying the mathematical model of mixed integer non-linear optimization (MINLP), which meets the characteristics of non-linearity for our study and, based on the optimization package of GAMS and DIgSILENT was found an optimal solution in terms of minimizing active power losses. In the same way this study governs its results comparing an article evaluated by the IEEE and the University of Ain Shams, in which they work with an identical optimization model, unlike, its approach consists of injecting unlimited capacity through the GD to minimize the active power losses. Finally, it has been taken the schemes of the IEEE Test Feeder of 13 and 34 bars to apply the mathematical model MINLP and, by means of an analysis of variation when injecting from 1 to 3 GDs with 30%, 60% and 70% of penetration with respect to the total demand of the system, very satisfactory results are exposed as far as the location and dimensioning of the GD and the reduction of technical losses.

Keywords: Distributed generation, active power losses, MINLP.



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen del proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por los Egresados de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS, LLANGO GUAMUSHIG EDGAR FABIAN Y VELVA ORTEGA NANCY ELIZABETH**, cuyo título versa “**UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL**”, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, Septiembre del 2020

Atentamente,

Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS

C.C. 0502666514



1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del Proyecto: UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL.

Fecha de inicio: 23 abril del 2020

Fecha de finalización: Septiembre del 2020

Lugar de ejecución: Universidad Técnica de Cotopaxi

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia: Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Proyecto de investigación vinculado: Redes inteligentes en generación distribuida

Equipo de Trabajo:

- Ing. MSc. Quinatoa Caiza Carlos Iván
- Llango Guamushig Edgar Fabian
- Velva Ortega Nancy Elizabeth

Nota: las hojas de vida de los autores se encuentran anexadas al final de este documento (ANEXO XXIII).

Área de Conocimiento: Sistemas eléctricos de distribución, optimización, operación y energías renovables.

Línea de investigación: Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia (se relaciona con líneas de energías y alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental).

Sub líneas de investigación de la Carrera: Control y optimización en el uso de la energía del sector Industrial, comercial y residencial.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Actualmente Ecuador consta con diversas centrales de generación convencional, la mayoría de éstas centrales están situadas junto al recurso de insumo que se hace útil en el momento de la generación de energía eléctrica, posterior a ello para su transmisión y distribución es necesario contar con un sistema complejo de redes, la cual transporte energía en óptimas condiciones hasta el punto de consumo. Sin embargo, las líneas de transmisión son extensas y vulnerables al cambio climático y están ligadas directamente a las pérdidas por transmisión.

Frente a esta situación surge la tendencia para desarrollar un sistema de generación capaz de aprovechar las fuentes de energía renovables o no convencionales, así como también un sistema que optimice pérdidas gracias a la ubicación y dimensionamiento cerca de los puntos de consumo, esto dio como resultado la implementación de un modelo alternativo denominado generación distribuida (GD). En este sentido la GD es un desarrollo tecnológico ideal para la incorporación al sistema de distribución, pues minimiza pérdidas de potencia activa en el sistema eléctrico y brinda una energía limpia y confiable los consumidores.

Pero, evidentemente la GD no se trata de una simple incorporación al sistema, para ello se realizan estudios previos a la instalación, debido a que existen barreras técnicas que limitan la implantación de este sistema. Entre estas barreras se puede describir la capacidad de las redes de distribución, así como también la madurez inadecuada en las redes al aplicar GD, ya que las mismas son diseñadas para conectar cargas más no generadores. Por esta razón el siguiente tema de tesis tiene como objetivo determinar la ubicación y dimensionamiento de óptimo GD en una red de distribución radial, tras aplicar un modelo matemático no lineal entera mixta la cual se modela en sistemas de la IEEE Test Feeder de 13 y 34 barras, utilizando el software de optimización GAMS.

3. JUSTIFICACIÓN

El constante crecimiento poblacional junto con el desarrollo tecnológico global, ha desatado un alto consumo de energía eléctrica, pues gracias a este servicio se puede mantener al mundo en completo movimiento industrial a grande y pequeña escala; en vista a ello las empresas eléctricas de distribución intentan mantener la curva de demanda dentro de los límites admisibles, pero se sabe que a futuro esta tarea se tornara cada vez más difícil, puesto a que las mismas generadoras de energía eléctrica no serán suficientes para el abastecimiento de demanda, por esta razón las empresas eléctricas buscan nuevas alternativas con fuentes de energía renovable que ayuden a cubrir la demanda requerida y que brinden eficiencia y confiabilidad tanto para la empresa como para el consumidor.

Mediante la investigación de los recursos energéticos no convencionales con las que se cuenta en la actualidad, las empresas eléctricas de distribución han buscado incorporar estas nuevas fuentes como GD al sistema, para brindar eficiencia energética en los puntos de consumo, así como también garantizar un servicio continuo y confiable disminuyendo pérdidas en el sistema de distribución gracias a su correcta ubicación y dimensionamiento.

Con este propósito la presente investigación trata de ubicar y dimensionar la generación distribuida en las redes eléctricas tipo radial, en base a un modelo matemático de optimización, evaluando las variables de estado, la cargabilidad, las pérdidas en el sistema de distribución y la cantidad de potencia activa y reactiva necesaria para compensar el sistema.

4. BENEFICIARIOS

4.1. Beneficiarios directos

Tras la indagación realizada se determina que los beneficiarios directos son las empresas eléctricas de distribución pues el objetivo de ellos es hacer llegar la energía eléctrica a los puntos de consumo con la menor pérdida de potencia activa de tal forma que se amplíe la confiabilidad en todo el sistema.

4.2. Beneficiarios indirectos

En el caso de los beneficiarios indirectos se puede mencionar a los usuarios finales pues, se sabe que este tipo de GD se interconecta cerca al punto de consumo, proporcionando una potencia activa ideal y minimizando las pérdidas de transmisión para su posterior consumo. Así mismo este estudio servirá como base para futuros investigadores en el caso de utilizar una nueva metodología cuando se trate de disminuir pérdidas de potencia activa.

5. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

5.1. Situación problemática

El crecimiento de la demanda eléctrica a través de los años va tomando un papel importante dentro del desarrollo de la sociedad, y es evidente que tal crecimiento trae consigo incertidumbres tanto en generación, transmisión y distribución.

En la actualidad Ecuador cuenta con un sistema de generación que cubre el abastecimiento de la demanda requerida, pero según el PME 2016-2025 se sabe que, dichos sistemas de generación no alcanzaran el punto de suministro para los próximos años, por esta razón se plantean obras por concepto de calidad de servicio en donde incluyen fuentes de energía no convencional, las mismas que se introducirán a la red de distribución como generación distribuida GD.

Gracias a la inyección esta GD las empresas eléctricas de distribución cubrirán una parte de la demanda eléctrica pero, antes se tendrá que realizar la evaluación correspondiente para la inyección en los posibles alimentadores candidatos pues, es evidente que una elevada incorporación de GD puede causar grandes estragos tales como, sobrecarga térmica en los equipos (alimentadores, transformadores, etc.), mayor riesgo de ocasionar un cortocircuito en el equipo y mal funcionamiento del equipo y protección así como también estas pueden exceder el nivel del límite establecido por las normas técnicas del sistema.

5.2. Formulación del problema

La interconexión de GD así como aspectos positivos también genera aspectos negativos que pueden afectar de forma directa a los alimentadores primarios, tras la inadecuada ubicación y dimensionamiento de este sistema ocasionando así incertidumbres en las empresas eléctricas de distribución ya que un problema de locación no solo conlleva a la existencia de sobrecargas sino también a exceder los límites establecidos de capacidad del sistema de distribución.

6. OBJETIVOS

6.1. Objetivo general

- Ubicar y dimensionar de forma óptima la generación distribuida en base a un modelo de programación no lineal entera mixta para minimizar pérdidas de potencia activa.

6.2. Objetivos específicos

- Realizar el estado de arte de los métodos utilizados para la integración de generación distribuida en la red de distribución.
- Aplicar el modelo matemático de optimización no lineal entera mixta la cual permite integrar GD al sistema.
- Simular y analizar los resultados del modelo matemático de optimización utilizando el software GAMS y DIGSILENT en diferentes escenarios.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMAS DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS

Tabla 1: Actividades y sistemas de tareas.

Objetivos	Actividad	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Realizar el estado de arte de los métodos utilizados para la integración de generación distribuida en la red de distribución.	Identificación de ideas previa a la investigación del tema. Estudio de la evolución de la GD en torno a los sistemas de distribución. Revisión de la literatura de GD y sus métodos aplicados para la integración a una red de distribución radial.	Estado de arte	Investigación documental y bibliográfica
Aplicar el modelo matemático de optimización no lineal entera mixta la cual permite integrar GD al sistema.	Identificación del modelo matemático de optimización en un sistema eléctrico de distribución. Formulación del proceso de optimización en base al modelo matemático. Determinación de los parámetros técnicos tales como la función objetiva restricciones y variables para la optimización de pérdidas en un sistema con GD.	Modelo matemático	Investigación documental y bibliográfica
Simular y analizar los resultados del modelo matemático de optimización utilizando el software GAMS y DIgSILENT en diferentes escenarios.	Realizar un sondeo previo a la utilización del software GAMS. Realizar las programaciones correspondientes con el software GAMS. Comprobar los resultados de pérdidas de potencia activa en la herramienta de simulación DIgSILENT. Pruebas de Simulación y ejecución del modelo matemático.	Simulación y presentación de resultados óptimos.	Software GAMS. Software DIgSILENT.

Fuente: Los Autores

8. ESTADO DE ARTE

Los sistemas eléctricos de potencia en todo el mundo están evolucionando hacia un escenario donde cada vez se hace más común la presencia de unidades de generación cerca a las cargas. Este sistema es conocido como generación distribuida la cual se ha ido desarrollando desde tiempos pasados. Hoy en día la denominada “Generación Distribuida (GD)”, se orienta al uso estratégico de unidades modulares las que pueden ser proyectadas para instalarse aisladas de la red o mejor aún operar interconectadas a la red próximo a los puntos de consumo [2], [3].

El misionado sistema de GD toma un papel fundamental dentro del desarrollo sostenible pues esta se asocia de forma común con la producción de energías limpias. Por otra parte la GD puede contribuir a reducir las pérdidas eléctricas, aliviar problemas de congestión en líneas de transmisión, mejorar el perfil de tensión, mejorar la estabilidad del sistema y también reducir los costos de electricidad para el consumidor final. La integración de GD puede presentar impactos positivos así como también impactos negativos en la red, estas puede ser; la ubicación o dimensionamiento inapropiado de la GD en el sistema puede ocasionar problemas técnicos como perfiles de tensión por fuera de los rangos permitidos, fluctuaciones de tensión y violación de los límites de capacidad en las líneas[2],[4],[5].

En vista a ello existen varios aspectos que deben ser considerados en el campo de GD al realizar estudios de planeamiento y operación con el fin de mejorar la confiabilidad. La mayoría de estos estudios de planeamiento consideran la parte de ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida.

Frente a estos aspectos Fernando D. [3], considera importante realizar un estudio previo a la instalación y para ello realiza un análisis de la normativa enfocada al concepto de GD, la importancia de la seguridad energética y la diversificación de la matriz con energías renovables, la necesidad de reducir la dependencia en combustibles fósiles, exige que se fomenten en el Ecuador nuevos proyectos de recursos renovables no convencionales.

Es entonces que, Danilo M. y Giraldo C. [6] lanzaron una propuesta para el manejo de la variabilidad que se genera como respuesta a la GD, el modelo seleccionado es la

programación no lineal entera mixta con el cual consideran determinar una ubicación óptima de GD y bancos de condensadores en sistemas radiales de distribución disminuyendo las pérdidas de potencia activa y reactiva.

Por otro lado Guanquiza, López y Gil [7], presentaron una adecuada metodología para la ubicación y dimensionamiento de generación distribuida fotovoltaica, en una red de distribución urbana, planteando un modelo matemático que evalúa dos funciones objetivas el cual consiste en minimizar pérdidas y disminuir costos de inversión respectivamente.

Así mismo S.Selvi Ramalakshmi. [8], plantea la importancia de una ubicación óptima de la generación distribuida (DG) para minimizar las pérdidas y maximizar el ahorro mientras se mantiene el perfil de voltaje apropiado en todas las barras, incorporando modelos dependientes del voltaje en el análisis. Utilizando la programación evolutiva para encontrar el tamaño óptimo de la generación distribuida.

Utilizando una combinación de métodos de optimización Samir D. y Hossein S. [9], investigó el impacto de la ubicación y el tamaño de los generadores distribuidos en los sistemas de distribución, que es similar al método analítico mejorado puesto que el enfoque propuesto optimiza el tamaño y la ubicación de los generadores distribuidos con capacidades de potencia activa y reactiva. Concluyendo que, los estudios muestran que el método propuesto produce resultados mucho mejores que el método analítico mejorado y con menos tiempos de cálculo.

R. Shivarudraswamy. [10], determina que el tamaño y la ubicación óptima de las unidades DG pueden conducir a bajas pérdidas de energía, perfiles de alto voltaje. En el escenario en tiempo real, identificar una ubicación y un tamaño de DG apropiados es difícil debido a varias restricciones del sistema. Por lo tanto, es necesario un método que pueda identificar una ubicación y un tamaño de DG óptimos. Usando el método, se puede diseñar un sistema de potencia con un nivel de confiabilidad y perfil de voltaje aceptables.

Jesús M. Fernando V. y Nicolás M. [11], estudiaron los métodos heurísticos y metaheurísticos para la ubicación y dimensionamiento óptimo de GD. Para este fin, se han

implementado y comparado cuatro técnicas diferentes i) Recocido Simulado ii) Búsqueda de Entorno Variable iii) Algoritmo Genético y iv) un método híbrido que combina la Búsqueda de Entorno Variable con un Algoritmo Genético. Para probar la eficiencia de estos métodos se han hecho diferentes pruebas en un sistema de distribución de 34 barras, ampliamente utilizado en la literatura técnica.

Jesús M. Lezama, Luisa F Buitrago y Villada F [12], presentan una metodología para determinar la ubicación, precio de contrato y tamaño óptimo de generación distribuida (GD) en sistemas de distribución, esta metodología supone la integración de dos agentes: el propietario de la generación distribuida que pretende maximizar sus ganancias al vender energía al operador de la red de distribución y por otro lado el operador de la red de distribución pretende minimizar los pagos incurridos en atender la demanda de la red. La interacción entre ambos agentes da lugar a un problema de programación no lineal, el modelo equivalente para determinar el precio de contrato, ubicación y dimensionamiento óptimo de las unidades de GD que cumpla con las expectativas de ambos agentes es un problema de programación no lineal entero mixto que se resuelve mediante un algoritmo genético especializado.

Todas estas investigaciones hacen referencia a la ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD proponiendo uno o más funciones objetivas las cuales están basadas en minimizar pérdidas de energía, minimizar costos de operación y mantenimiento, balance de potencia etc. En base a estos estudios realizados para el desarrollo de esta tesis se considera utilizar un modelo matemático que al igual que los casos anteriores permita trabajar con variables de estado, cargabilidad, pérdidas en el sistema de distribución y cantidad de potencia activa y reactiva necesaria para compensar al sistema, estos aspectos se pueden desarrollar en base a la aplicación del modelo matemático no lineal entero mixto el cual permitirá minimizar las pérdidas de potencia activa y determinando la ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida.

9. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICA Y TÉCNICA.

9.1. Generación distribuida (GD).

9.1.1. ¿Qué es la generación distribuida?

Actualmente no existe una definición específica de GD, debido a que no tiene qué hacerse referencia a tecnologías de generación específica, esta depende de factores como: la magnitud de la potencia generada, el tipo de tecnología ya sea energía renovable o convencional, de esta manera se la puede definir como una modalidad de generación eléctrica compuesta por un conjunto de unidades a pequeña potencia, ubicados cerca del lugar de consumo y conectadas directamente a la red de distribución [13].

9.1.2. Tipos de generación distribuida.

La generación distribuida no hace referencia a unas tecnologías de generación en específico, pero las adecuadas serán tanto generación ordinaria y los basados en energía renovable. En base a esto se tiene la clasificación de la generación convencional y no convencional [13].

9.1.2.1. *Generación convencional.*

- a) **Cogeneración:** Es la generación simultánea de energía térmica y eléctrica, por lo tanto esto produce un aumento de la eficiencia en el sistema al sumarse ambos en el sistema de generación, entendiendo eficiencia como resolución entre la energía útil entregada, con respecto a lo que obtenemos con el combustible utilizado (un motor o una turbina la eficiencia puede ser del 25% al 35%, mientras que con el caso de una cogeneración se puede llegar a aprovechar el 70% al 85% de la energía que entrega el combustible) [13].
- b) **Turbinas de gas combinado:** El principio de funcionamiento es el de una máquina térmica, la cual obtiene energía eléctrica al expandir un gas. El proceso de trabajo se inicia introduciendo aire a una cámara de compresión, de manera que se eleve su presión para luego mezclarlo con algún combustible [14].
- c) **Motores de combustión interna:** Son máquinas volumétricas consistentes en un dispositivo de cilindro-émbolo en que se produce una reacción de

combustión y se transforma la energía liberada en un efecto motor útil mediante un mecanismo de biela-manivela, y también en forma de calor [15].

- d) **Micro turbinas:** Son turbinas de combustión de tamaño pequeño, con potencias que actualmente se sitúan entre 28 y 200 kW. Están dotadas de generadores de alta velocidad de imán permanente que pueden girar a la misma velocidad que la turbina de gas [17].

9.1.2.2. Generación no convencional.

- a) **Turbinas eólicas:** En la actualidad la energía eólica ha demostrado su viabilidad técnica u económica, siendo una tecnología madura. Varias razones hacen de la energía eólica una de las energías renovables con gran desarrollo en los últimos años [18].
- b) **Microhidráulicas:** son una fuente de energía no contaminante que al producirse cerca de donde se consume evitara la utilización de las grandes redes de alta tensión y por lo tanto menos pérdidas en el transporte de la electricidad y menos emisiones contaminantes de las grandes centrales convencionales [18].
- c) **Solar térmica:** Esta energía aprovecha la radiación térmica para calentar un fluido que por lo general es agua o aire. La capacidad de transformar los rayos solares en calor es el principio elemental en el que se basa esta fuente de energía renovable [18].
- d) **Geotérmicas:** La energía de la Tierra, mejor conocida como energía geotérmica o geotermia, es una energía renovable, prácticamente inagotable, con una madurez tecnológica sólida, limpia, versátil y útil para generar electricidad, entre otras múltiples aplicaciones [18].
- e) **Instalaciones fotovoltaicas:** Se basa en la utilización de células solares fabricadas con material semiconductor cristalinos que, por el efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre el mismo incide radiación solar [19].

- f) **Biomasa:** Se refiere a la quema de los desechos orgánicos, para generar el llamado biogás, esta se puede aprovechar para calefacción urbana y para generar energía eléctrica [13].
- g) **Marinos:** Comprende el aprovechamiento del desnivel de las mareas o energía mareomotriz, de la energía térmica oceánica o maremotérmica, y la energía cinética de las olas o energía undimotriz [13].

9.1.3. Capacidad de generación distribuida

Considerando diversos rangos de potencia se habla de micro generación-para instalaciones de potencia inferior a 5 KW-, mini generación -entre 5 kW y 5 MW- y generación de media y gran escala para sistemas cuya potencia esté entre 5 MW y 50 MW y 50 MW- 100 MW respectivamente [20].

- Micro GD: $1 \text{ W} < \text{potencia} < 5 \text{ kW}$.
- Pequeña GD: $5 \text{ kW} < \text{potencia} < 5 \text{ MW}$.
- Mediana GD: $5 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 50 \text{ MW}$.
- Gran GD: $50 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 300 \text{ MW}$.

En la Tabla 2 se presentan las capacidades de la generación distribuida en función del tipo de generación eléctrica.

Tabla 2: Capacidad de la generación distribuida en función del tipo de generación.

Generación	Convencionales	Turbina de gas ciclo combinado	35-400 MW
		Motores de combustión interna	5 KW-10KW
		Turbinas de combustible	1-250 MW
	Renovables	Micro turbinas	35 KW-1 MW
		Pequeñas hidráulicas	1-100 MW
		Micro hidráulicas	25 KW-1 MW
		Turbinas eólicas	20 Watt-3 MW
		Paneles fotovoltaicos	20Watt-100KW
		Solar térmica "receptor central"	1-10 MW
		Biomasa	100KW-20MW
		Celda de combustible "carbonato fundido"	250KW-2MW
		Celda de combustible "intercambio de protones"	1KW-250KW
		Geotérmico	5-100 MW
		Energía oceánica	100KW-1 MW
		Motor Stirling	2-10 KW

Fuente: [21]

En la figura 1 se puede observar algunas de las tecnologías de generación en función de la potencia nominal que pueden generar.

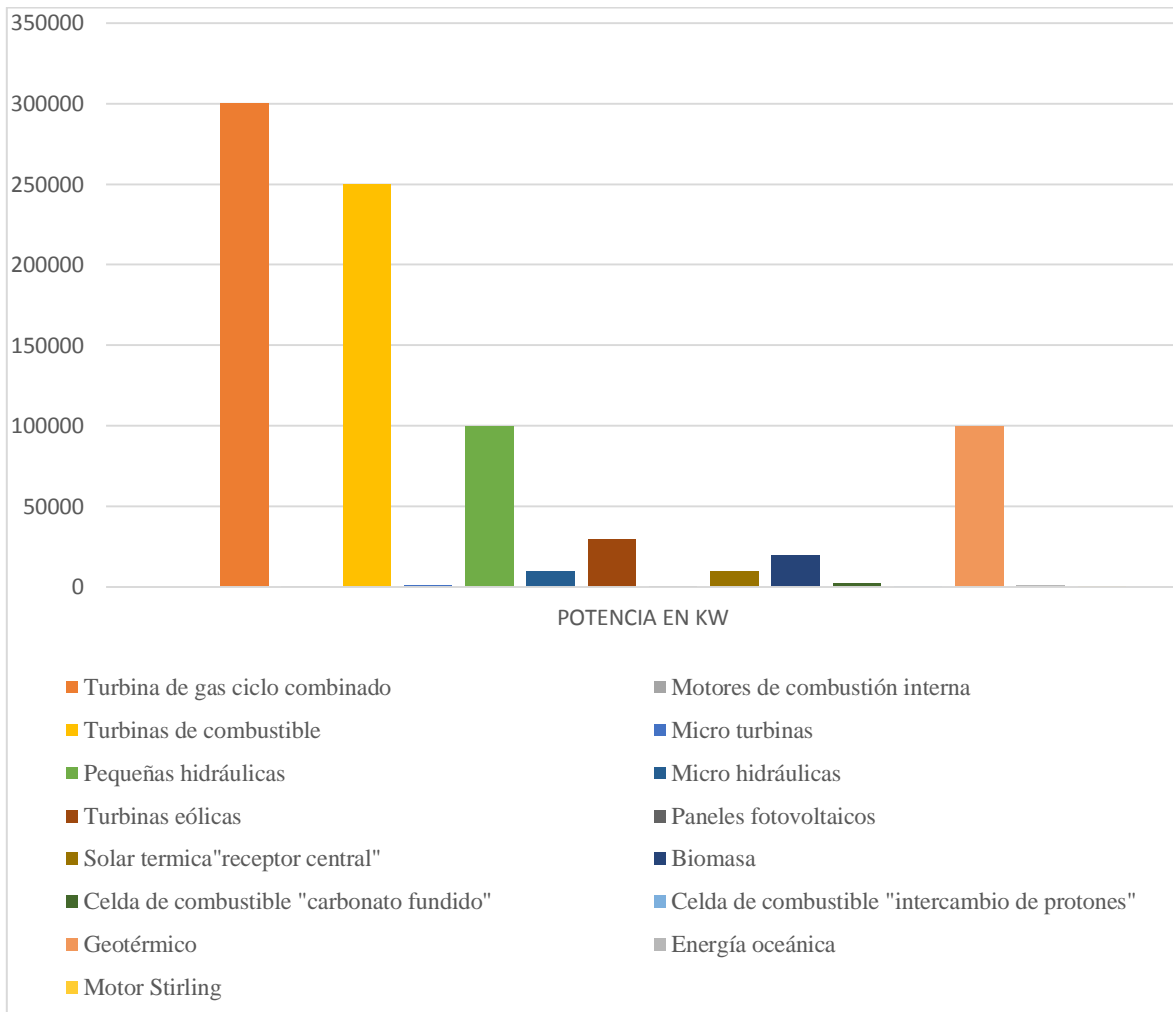


Figura 1: Tecnologías de generación en función de la potencia nominal que pueden generar.
Fuente: Autores

Estos tipos de generadores distribuidos son considerados como fuentes convencionales o no convencionales de generación eléctrica las mismas que pueden ser utilizadas como generadores distribuidos en dependientemente de la potencia requerida esta potencia se obtendrá gracias a la resolución del problema de optimización en el paquete de programación GAMS el cual muestra resultados de dimensionamiento óptimo de GD.

9.1.4. Integración de la generación distribuida en la red eléctrica

9.1.4.1. Ventajas y desventajas de la generación distribuida

a) Ventajas

- Aspectos económicos: reducción en el gasto en la factura de electricidad, puesto a que se puede hacer uso directo de este sistema, para satisfacer una cierta demanda requería y no optar solo por la generación convencional.
- Aspectos ambientales: reducción de gases de efecto invernadero pues, si bien es cierto la GD en su mayoría hace referencia a fuentes de energía renovable, las mismas que son amigables con el medio ambiente.
- Aspectos técnicos: reducción de pérdidas en las líneas de distribución al situarse cerca de los puntos de consumo e inyectar potencia activa a la red. Aumento de confiabilidad del sistema, calidad de la energía y perfil de voltaje.

b) Desventajas.

- Aspectos de tensión y potencia: sobretensiones y distorsiones armónicas.
- Inconvenientes en la coordinación de protecciones.
- Problemas de estabilidad y seguridad, ocasionados por la conexión y desconexión de GD de forma fortuita.

Uno de los principales efectos al incorporar generación distribuida (GD) en una red eléctrica de distribución, es el cambio en el flujo de potencia. Este efecto puede verse reflejado en el aumento o disminución de la magnitud y ángulos de las corrientes de carga, debido a la presencia de flujos bidireccionales. Esta condición se puede producir, tanto en condiciones normales de operación como en falla. Las redes de distribución en general manejan un esquema de protecciones unidireccional, debido a que su estructura fundamental se encuentra en distribución radial, bajo la implementación de GD en el sistema esta condición cambia [22],[23].

En los sistemas eléctricos el flujo de potencia es unidireccional desde la generación hasta los puntos carga, es decir la longitud de transporte afecta los niveles de voltaje. Por esta razón para minimizar las pérdidas por transmisión la GD se sitúa cerca de la carga, de tal

manera que el flujo de potencia dejará de ser unidireccional y pasará a ser bidireccional causando inestabilidad en el funcionamiento del sistema [24].

Tras el análisis realizado se denota que la incorporación de generación distribuida a la red alteran las características de distribución, a continuación se enlistan algunos de los problemas que se presentan tras la incorporación de GD [22], [25].

- Flujos de potencia
- Variación de los niveles de voltaje
- Pérdidas
- Contribución a los niveles de cortocircuito

9.1.5. Flujos De Potencia

La incorporación de GD a la red puede hacer que los flujos de potencia cambien de dirección a de más esto puede resultar que los equipos conectados a la red se sobrecarguen.

9.1.6. Limite térmico

El límite térmico está relacionado a la máxima capacidad de corriente que puede atravesar por los equipos de la red. Si este límite en posibles casos llegue a exceder por un largo periodo de tiempo, el equipo se sobrecalienta y ocasiona daños permanente.

9.1.7. Flujo de carga inversa

La GD puede alterar la dirección del flujo de potencia, esto se da si la GD produce más energía que la prevista para la red. El cambio que se podría dar en la dirección del flujo cambia el perfil de carga de la red.

En la Figura 2 se puede observar un caso particular de una red de distribución a la cual se interconecta GD.

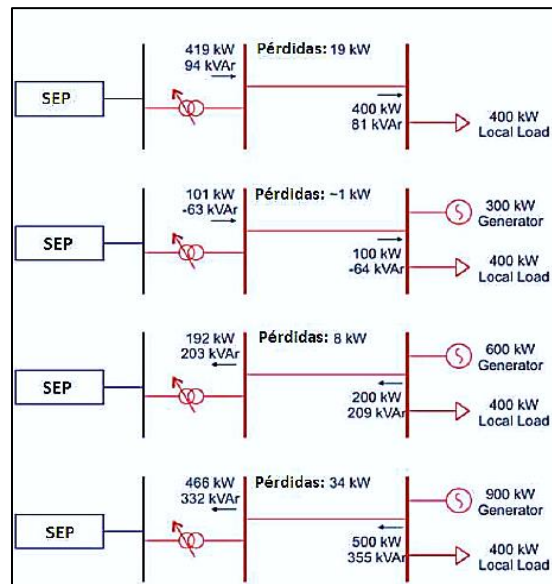


Figura 2: Escenario de la GD conectada a una red de distribución.
Fuente: [25].

9.1.8. Variación De Los Niveles De Voltaje.

La conexión de GD a la red puede producir variaciones en los perfiles de tensión a lo largo del alimentador cambiando la dirección de los flujos de potencia activa y reactiva. En la figura 3 se demuestra la influencia de la potencia activa y reactiva sobre el voltaje en redes de distribución.

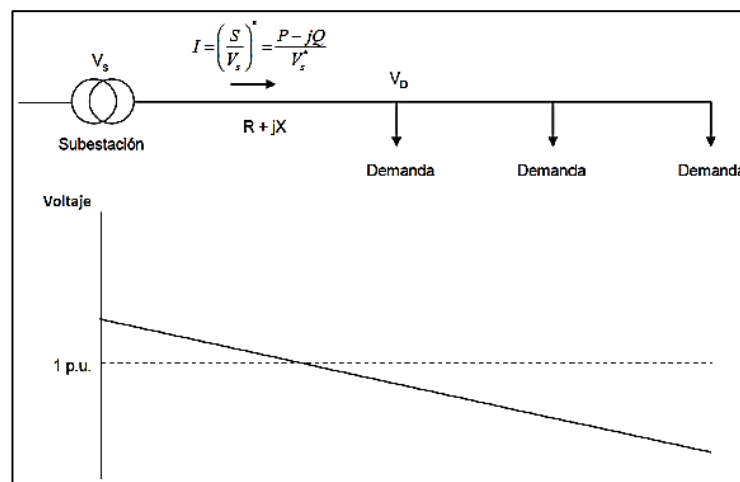


Figura 3: Perfil de voltaje en un alimentador radial.
Fuente: [25].

Se tiene un circuito de referencia en donde el voltaje de los nodos demandados viene dado por:

$$V_D = V_S - I(R + jX) = V_S - \left(\frac{P - jQ}{V_S} \right) (R + jX) \quad (1)$$

Asumiendo que la subestación se toma como referencia de voltaje se tiene.

$$V_S = V_S \angle 0^\circ \rightarrow V_S^\circ = V_S \quad (2)$$

Al remplazar la ecuación (1) en (2) se obtiene:

$$V_S = V_S - \frac{1}{V_S} (P - jQ)(R + jX) \quad (3)$$

De (3) se define:

$$\Delta V = \frac{1}{V_S} (RP + XQ) \quad (4)$$

$$\delta V = \frac{1}{V_S} (XP - RQ) \quad (5)$$

Remplazando (4) y (5) en (3) se obtiene:

$$V_D = V_S - \Delta V - j\delta V \quad (6)$$

Entonces el diagrama fasorial sería el siguiente

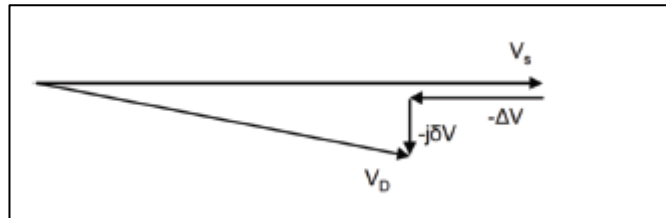


Figura 4: Diagrama fasorial de voltaje de una red radial.

Fuente: [25].

Como se puede observar en la ecuación (3) el voltaje en el nodo de la carga depende del flujo de la potencia activa y reactiva.

9.1.9. Pérdidas

9.1.9.1. Pérdidas por efecto Joule

Al transportar energía eléctrica una parte se pierde en el camino. Este sucede debido a que el conductor presenta una resistencia eléctrica se produce el efecto Joule. El efecto Joule establece que al circular corriente por un conducto óhmico genera calor cuyo valor viene dado por:

$$P = V * I = I^2 * R \quad (7)$$

Dónde:

- R= resistencia eléctrica del conductor.
- I= la corriente que circula por el conductor

9.1.9.2. Pérdidas en función de la ubicación de (GD) y la topología de la red.

Se sabe que al introducir GD en una red las pérdidas se asocian directamente a ello, es decir mientras más cerca de los puntos de consumo se sitúan menor son las pérdidas, la ubicación óptima puede ayudar a mejorar la transmisión de potencia y optimizar la cargabilidad de los equipos.

9.1.9.3. Pérdidas en función al nivel de interconexión.

El nivel de interconexión de GD se define como la relación entre la potencia generada por generación distribuida y la potencia de carga del alimentador.

$$Penetracion(\%) = \frac{Potencia_{GD}}{Potencia_{Alimentador}} * 100 \quad (8)$$

En la figura 5 al analizar las pérdidas se muestra la curva tipo U en función de la penetración de GD.

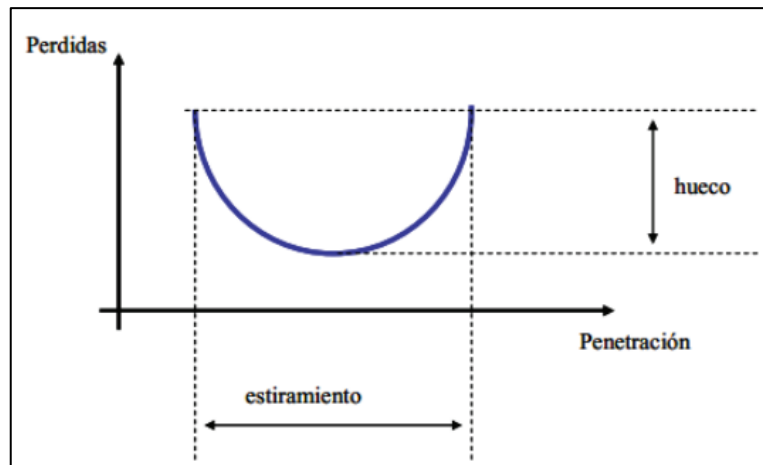


Figura 5: Curva tipo U de las pérdidas en función de la penetración.

Fuente: [25]

En la gráfica se puede observar dos aspectos importantes el hueco y el estiramiento, el hueco es un índice que muestra la reducción de las pérdidas mientras se conecta GD mientras que el estiramiento nos indica la cantidad de penetración antes del incremento de las pérdidas.

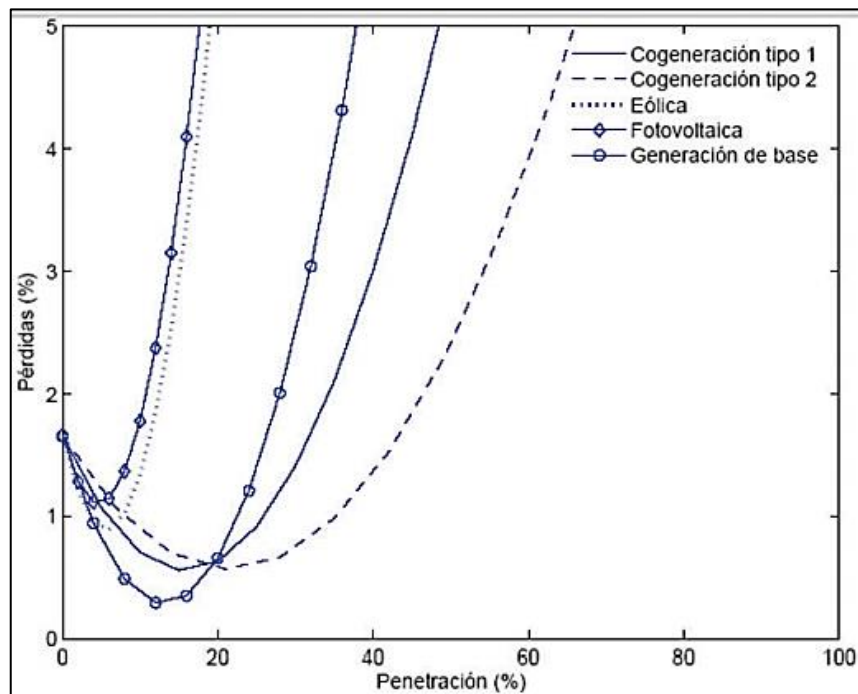


Figura 6: Pérdidas en redes de distribución en función de la penetración de GD con distintas tecnologías

Fuente: [25].

9.1.10. Influencia de la GD en el nivel de cortocircuito.

Las redes están diseñadas para que toda la energía fluya en una sola dirección. Al ocurrir un corto circuito en alguna parte de la red la fuente que alimenta la corriente de cortocircuito es única y esta limitada por la impedancia de la red. La magnitud de la corriente que se espera que fluya a la ubicación de una falla (cortocircuito) está determinada por el nivel de cortocircuito de la red, además en la proximidad del fallo el flujo de corriente crece rápidamente.

9.2. Métodos matemáticos de optimización

Un problema de optimización consiste en encontrar el valor que deben tomar las variables para hacer óptima la función objetivo satisfaciendo el conjunto de restricciones, clasificándose en métodos clásicos y metaheurísticos [26].

- **Método clásico:** Se encuentra la de optimización lineal, lineal entera mixta, no lineal, estocástica, dinámica, etc.
- **Método Metaheurísticos:** Se incluyen los algoritmos evolutivos (genéticos entre otros), el método del recocido simulado (simulated annealing), las búsquedas heurísticas (método tabú, búsqueda aleatoria, avariciosa, etc.) o los sistemas multiagente.

De forma muy general y aproximada se puede decir que los métodos clásicos buscan y garantizan un óptimo local mientras que los métodos metaheurísticos tienen mecanismos específicos para alcanzar un óptimo global aunque no garantizan su alcance.

9.2.1. Etapas de los problemas de optimización.

Según [26] los problemas de optimización se componen generalmente de estas tres etapas.

- Función objetivo
- Variables
- Restricciones

9.2.1.1. Función objetivo

Es la medida cuantitativa del funcionamiento del sistema que se desea optimizar (maximizar o minimizar). Como ejemplo de funciones objetivo se pueden mencionar: la minimización de los costos de operación de un sistema eléctrico, la minimización de pérdidas de un sistema eléctrico, la maximización de los beneficios netos de venta de ciertos productos, la minimización del material utilizado en la fabricación de un producto, etc.

9.2.1.2. Variables

Representan las decisiones que se pueden tomar para afectar el valor de la función objetivo. Desde un punto de vista funcional se pueden clasificar en variables independientes o principales o de control y variables dependientes o auxiliares o de estado, aunque matemáticamente todas son iguales. En el caso de un sistema eléctrico serán los valores de producción de los grupos de generación o los flujos por las líneas.

9.2.1.3. Restricciones

Representan el conjunto de relaciones (expresadas mediante ecuaciones e inecuaciones) que ciertas variables están obligadas a satisfacer. Por ejemplo, la capacidad de producción de las fábricas para los diferentes productos, dentro del ámbito de un SEP, la potencia máxima y mínima de operación de un grupo de generación.

9.2.2. Estructura de los métodos clásicos.

9.2.2.1. Programación lineal (PL)

Es una parte de la programación matemática, y una de las áreas más importantes de la matemática aplicada, que trata exclusivamente con funciones objetivos y restricciones lineales. Se utiliza en campos como la ingeniería, la economía, la gestión y muchas áreas de la ciencia, la técnica y la industria.

9.2.2.2. Programación no lineal (PNL)

La programación no lineal trata exclusivamente para los problemas de no linealidad es decir, el conjunto de restricciones, la función objetivo o quizá ambos son no lineales.

9.2.2.3. Programación lineal entera mixta (MILP)

Este tipo de programación al igual que la programación lineal consta de una función objetivo y las restricciones lineales pero, a diferencia que esta trabaja con variables de restricción enteras o variables binarias tomando un valor específico de 1 y 0.

9.2.2.4. Programación no lineal entera mixta (MINLP)

Al hablar de la programación no lineal se tiene en cuenta que tanto la función objetivo como las restricciones son valores no lineales siendo esta la característica principal, a su vez este tipo de programación se acompleja aún más tomando variables enteras o binarias.

En la Tabla 3 se aprecia las expresiones matemáticas de los tipos de problemas de optimización dentro de los métodos de optimización clásicos ya presentados.

Tabla 3: Expresiones matemáticas de algunos tipos de problemas de optimización dentro de los métodos de optimización.

Programación lineal (LP)	$\min_x c^T x$ $Ax = b$ $x \geq 0$ $x \in \mathbb{R}^n, c \in \mathbb{R}^n, A \in \mathbb{R}^{m \times n}, b \in \mathbb{R}^m$
Programación no lineal (NLP)	$\min_x f(x)$ $g(x) = 0$ $h(x) \leq 0$ $l \leq x \leq u$ $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ $g, h : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$

Programación lineal entera mixta (MIPL)	$\min_x c^T x + d^T y$ $Ax + By = b$ $x, y \geq 0$ $x \in \mathbb{Z}^n, y \in \mathbb{R}^l, c \in \mathbb{R}^n, d \in \mathbb{R}^l$ $A \in \mathbb{R}^{m \times n}, B \in \mathbb{R}^{m \times l}, b \in \mathbb{R}^m$
Programación no lineal entera mixta (MINPL)	$\min_{x,y} f(x, y)$ $sa. \quad h(x, y) = 0$ $g(x, y) \leq 0$ $x \in X \subseteq \mathbb{R}^n$ $y \in Y \text{ entero}$

Fuente: [26]

9.3. Modelación matemática de la programación no lineal entera mixta (MINLP)

Modelo es un término usualmente utilizado para referirse a una estructura que se ha construido con el propósito de exhibir rasgos y características de algún objeto.

Hiner y Lieberman [27] definen un modelo de programación matemática de un problema industrial como:

“El sistema de ecuaciones y expresiones matemáticas relacionadas que describen la esencia del problema. Así, si se pueden tomar n decisiones cuantificables relacionadas unas con otras, se representan como Variables de decisión (por ejemplo X_1, X_2, \dots, X_n) para las cuales se deben determinar los valores respectivos. La medida de desempeño adecuada (por ejemplo, la utilidad) se expresa entonces como una función matemática de estas variables de decisión (por ejemplo, $U = X_1 + 2X_2 + \dots + 5X_n$), a esta función se le llama Función objetivo. También se expresan matemáticamente todas las limitaciones que se pueden imponer sobre los valores de decisión casi siempre en forma de ecuaciones y desigualdades (por ejemplo, $X_1 + 3X_2 \leq 10$). Tales expresiones matemáticas de las limitaciones, generalmente se les denomina Restricciones. Las constantes (los coeficientes

o el lado derecho de las ecuaciones) en las restricciones y en la función objetivo se llaman parámetros del modelo. El modelo de programación matemática puede expresarse entonces como el problema de elegir los valores de las variables de decisión de manera que se optimice (maximice o minimice, según el caso) la función objetivo, sujeta a las restricciones dadas”.

El MINLP trata exclusivamente de problemas de optimización con características no lineales es decir tanto la función objetivo como las restricciones de igualdad y desigualdad son no lineales así como también presentan variables discretas, continuas y enteras o de decisión (cuyos valores toman un valor exclusivamente de 1 y 0) [28].

9.3.1. Formulación general de un problema MINLP

Se sabe que este tipo de problema se formula en base de una función objetivo no lineal, restricciones de igualdad y desigualdad no lineal y su variable entera o binaria, a continuación se presenta una formulación general de un MINLP.

$$\begin{aligned} \min_{x,y} f(x, y) \\ \text{sa. } h(x, y) = 0 \\ g(x, y) \leq 0 \\ x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \\ y \in Y \text{ entero} \end{aligned}$$

- En el ámbito de los sistemas eléctricos de distribución:
 - x Representa un vector de n variables continuas.
 - y Es un vector de variables enteras.
 - $h(x, y) = 0$ Representa m restricciones de igualdad “por ejemplo, balance de potencia activa y reactiva, relaciones de equilibrio, etc.”
 - $g(x, y) \leq 0$ Son n restricciones de desigualdad que especifican los límites de generación, estas pueden ser la limitación del módulo y ángulo de la tensión, límites de salida de potencia activa y reactiva, potencias demandadas en cada uno de los nodos, límite de los flujos de potencia en las líneas, etc.

- $f(x, y)$ Es la función objetivo que puede ser la minimización de pérdidas de potencia activa, minimización de pérdidas en función del costo de generación, operación y mantenimiento, etc.
- Estructura de un problema de optimización al considerar una variable entera o binaria.

$$\begin{aligned}
 & \min_{x,y} f(x, y) \\
 & \text{sa. } h(x, y) = 0 \\
 & \quad g(x, y) \leq 0 \\
 & \quad x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \\
 & \quad y \in Y = \{0,1\}^q
 \end{aligned}$$

- y ahora es un vector de q variables (0–1) que pueden representar la exigencia de una unidad dentro de un proceso ($z_i = 1$) a la no existencia de la unidad ($y_i = 0$)

Tratar problemas de optimización con MINLP presenta principalmente dos dificultades que están asociadas con la naturaleza del problema conocido como el dominio combinatorio (el dominio de la variable y) y el dominio continuo (dominio x).

La existencia de variable binarias implica un problema combinatorio grande, y el resultado del análisis de complejidad que caracteriza a estos problemas MINLP, debido a las no linealidad del problema, éstos son generalmente no convexos lo cual implica la existencia de varias soluciones locales. La determinación de un óptimo global de un problema MINLP no convexo es también NP- difícil, a pesar de las antes mencionadas dificultades derivadas del análisis de complejidad, las cuales son resultados del peor caso, se ha logrado un avance significativo en el área de los problemas desde las perspectivas teóricas, algorítmicas y computacionales [28].

10. PREGUNTAS CIENTÍFICAS O HIPÓTESIS

Tema: Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en redes de distribución tipo radial, período 2020-2020.

Si se ubica y dimensiona de manera óptima la Generación Distribuida (GD) dentro de las redes de distribución en base al modelo de optimización MINLP, los resultados obtenidos expondrán la minimización de pérdidas de potencia activa.

11. DIAGRAMA DE FLUJO METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN

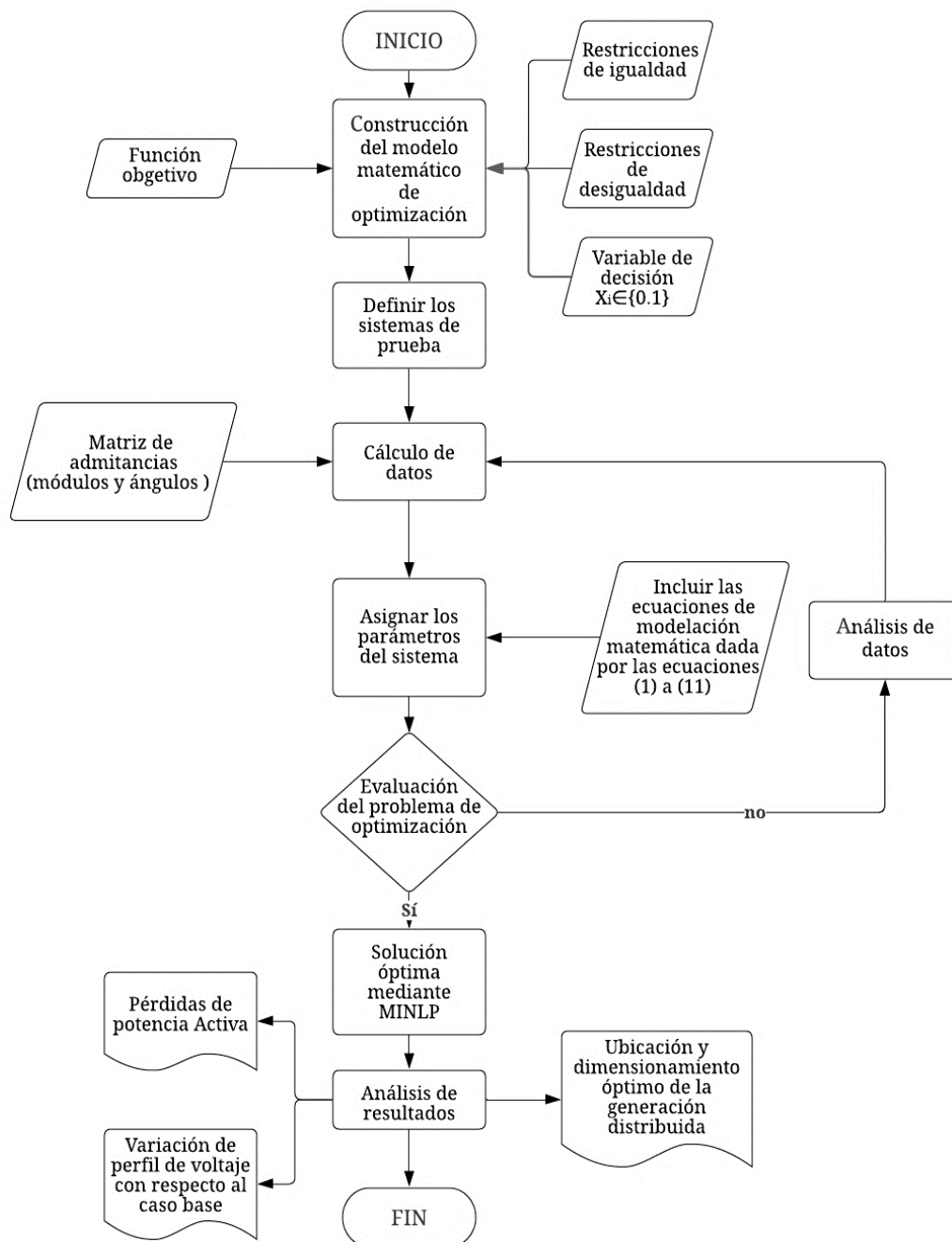


Figura 7: Diagrama de flujo de la metodología de solución.

Fuente: los Autores

12. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE PROGRAMACIÓN EN GAMS

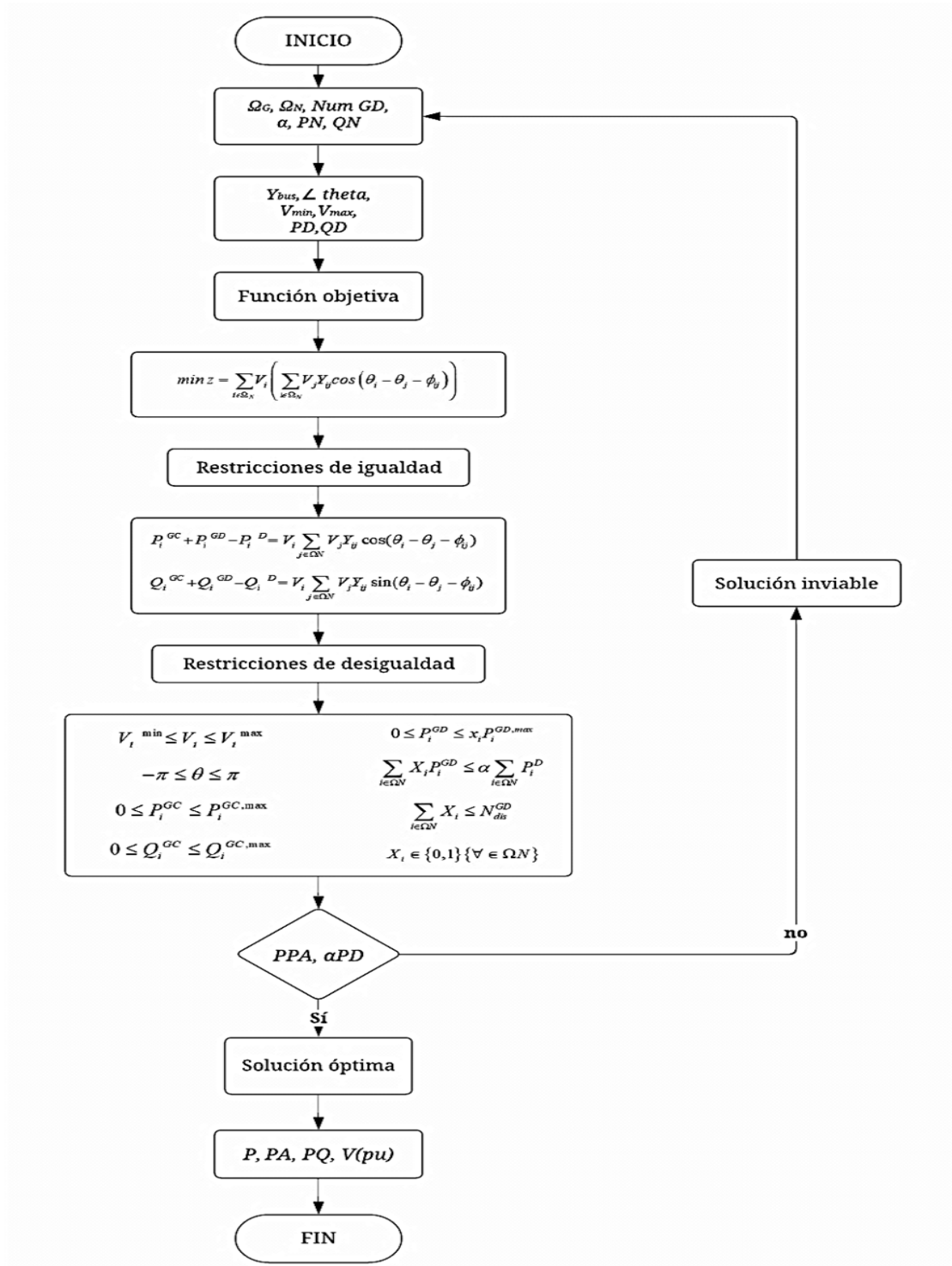


Figura 8: Diagrama de flujo para el funcionamiento de la programación en GAMS.

Fuente: los Autores

13. MODELACIÓN MATEMÁTICO

13.1. Consideraciones

En este trabajo se considera el análisis de un problema de minimización de pérdidas de potencia activa en las redes eléctricas de distribución considerando como un problema en estado inestable, es decir que la variación del consumo de la demanda depende del tiempo, (se ha considerado tomar la demanda de consumo en horas pico), que por sus características de no linealidad y el manejo de variables continuas y discretas al mismo tiempo, nos referimos entonces a un problema MINLP.

El problema de toma de decisiones consiste en determinar de manera óptima la potencia activa y reactiva que puede inyectar la generación distribuida en los nodos ideales considerando la potencia demandada en horas pico en cada nodo de la red (nuestras variables continuas de decisión), así como también cuantos y cuales nodos serán los candidatos posibles a la instalación de la GD, de tal manera que al inyectar esta generación distribuida se presente un porcentaje de minimización de pérdidas de potencia activa.

13.2. Función objetiva

La función objetiva descrita en la ecuación (1) expone las pérdidas de potencia activa en función de la magnitud y el ángulo de la tensión y de la matriz de admitancia de las líneas.

$$\min z = \sum_{i \in \Omega_N} V_i \left(\sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \right) \quad (1)$$

Dónde:

- z Función objetiva asociado a las pérdidas de potencia activa.
- $V_i V_j$ Magnitud de voltaje en los nodos i y j
- Y_{ij} Magnitud de admitancia del tramo de red i y j
- $\theta_i \theta_j$ Ángulos de las tensiones en los nodos i y j
- Ω_N Conjunto que contiene todos los nodos del sistema
- ϕ_{ij} Angulo de la admitancia del tramo de la red $i - j$

13.3. Restricciones de igualdad

Las características del balance de potencia en los sistemas de distribución son consideradas para denotar las restricciones de igualdad.

La ecuación (2) y (3) representan las restricciones de igualdad en base al balance de potencia activa y reactiva en cada nodo.

$$P_i^{GC} + P_i^{GD} - P_i^D = V_i \sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad (2)$$

Dónde:

- P_i^{GC} Potencia activa entregada por el generador convencional en el nodo i
- P_i^{GD} Potencia activa entregada por la unidad de GD en el nodo i
- P_i^D Potencia activa demandada en el nodo i

$$Q_i^{GC} + Q_i^{GD} - Q_i^D = V_i \sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad (3)$$

Dónde:

- Q_i^{GC} Potencia reactiva generada de forma convencional en el nodo i
- Q_i^{GD} Potencia reactiva entregada por la unidad de GD en el nodo i

13.4. Restricciones de desigualdad

En la ecuación (4) se presenta las condiciones máximas y mínimas de regulación de voltaje en cada nodo con el fin de mantener la calidad de servicio en el sistema. Los niveles admisibles de desviación de tensión en las redes de distribución según la Resolución ARCONEL Nro. 053/18 Regulación 005/18 establece $\pm 6\%$ de la tensión nominal.

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (4)$$

Dónde:

- V_i^{\min} Límite inferior de voltaje permitido en el nodo i
- V_i^{\max} Límite superior de voltaje permitido en el nodo i

En la ecuación (5) se presentan los valores máximos y mínimos que permite delimitar el ángulo de la tensión.

$$-\pi \leq \theta \leq \pi \quad (5)$$

Dónde:

- π es la constante para delimitar los ángulos de la tensión.

En la ecuación (6) y (7) presentan los límites máximos y mínimos de la capacidad que poseen los generadores para satisfacer la demanda del sistema.

$$0 \leq P_i^{GC} \leq P_i^{GC,max} \quad (6)$$

$$0 \leq Q_i^{GC} \leq Q_i^{GC,max} \quad (7)$$

- $P_i^{GC,max}$ Límite máximo de potencia activa permitida por la GC en el nodo i
- $Q_i^{GC,max}$ Límite máximo de potencia reactiva permitida de GC en el nodo i

En la ecuación (8) permite limitar la capacidad de potencia activa capaz de ser producida por la generación distribuida en cualquier nodo que se establezca como óptimo.

$$0 \leq P_i^{GD} \leq x_i P_i^{GD,max} \quad (8)$$

Dónde:

- X_i Variable binaria de decisión (toma un valor de 1 al ubicar un GD y un valor de 0 si no).
- $P_i^{GD,max}$ Límite máximo de generación de potencia activa para GD.

La ecuación (9) presenta el porcentaje de penetración en términos de potencia activa que puede suplir la GD con respecto a la demanda del sistema.

$$\sum_{i \in \Omega N} X_i P_i^{GD} \leq \alpha \sum_{i \in \Omega N} P_i^D \quad (9)$$

Dónde:

- α % de penetración permitida de GD en el sistema de distribución.

En la ecuación (10) se presenta la capacidad máxima permitida de GD a ubicar en el sistema y la característica binaria de las variables de decisión para la ubicación de GD; esta variable de decisión X_i tendrá un valor de “1” si la generación distribuida ha sido localizada, caso contrario un valor “0”.

$$\sum_{i \in \Omega N} X_i \leq N_{dis}^{GD} \quad (10)$$

Dónde:

- N_{dis}^{GD} Número máximo de GD que se puede ubicar dentro de la red

$$X_i \in \{0,1\} \{ \forall i \in \Omega N \} \quad (11)$$

Finalmente la variable binaria X_i va tomar un valor exclusivamente de 1 o 0 al ir evaluando una óptima solución en todo el conjunto de nodos ΩN para seleccionar el nodo más apropiado.

14. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

14.1. Ejemplo de implementación

Con la ayuda del sistema de prueba propuesto por [1] que está conformado por un sistema radial de 7 barras y 6 líneas, se pretende implementar el modelo matemático utilizando el paquete de optimización de GAMS.

Considérese un sistema de red eléctrica tipo radial, figura 9, compuesta por 7 barras y 6 líneas operando a 23 kV como voltaje de base y 1 MVA como potencia de base. Este sistema de prueba lo realizan con el fin de instalar un solo generador con capacidad ilimitada.

Los parámetros eléctricos de este sistema se presentan en el ANEXO II.

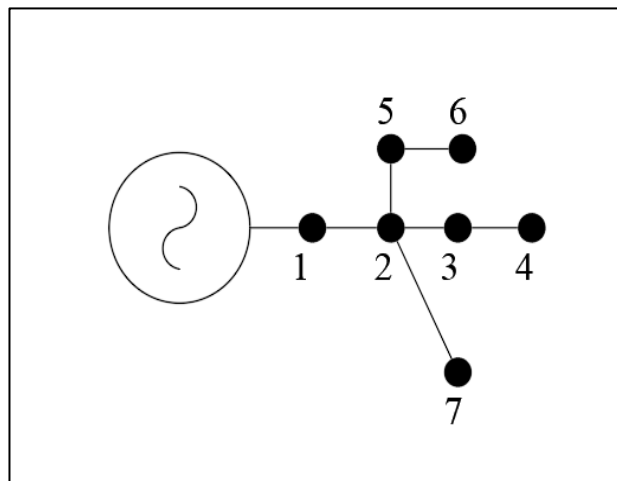


Figura 9: Esquema de barras de la Test Feeder compuesta por 7 nodos y 6 líneas

Fuente: [1]

En la Tabla 4 se presenta la comparación de resultados entre el ejemplo de implementación realizado por O. Montoya [1] y presentado por los autores, esta comparación corresponde a las pérdidas de potencia activa con respecto al caso base es decir sin la presencia de GDs en las dos programaciones.

Tabla 4: Comparación de las pérdidas de potencia activa en relación al caso base con cero GD.

Pérdidas de Potencia Activa (kW)		Núm. GD
Ejemplo de implementación [1].	128,058	0
AUTORES	128,058	0

Fuente: Los Autores

Como se observa en la Tabla 4 las dos programaciones dan como resultados 128,058 kW en pérdidas de potencia activa.

De manera que se permita conocer las pérdidas de potencia activa, en relación al caso base y optando por el primer caso de estudio, que corresponde a introducir 1 solo generador con infinita capacidad en las dos programaciones se presenta la siguiente Tabla 5 de análisis de los resultados. Cabe mencionar que para mayor credibilidad se compara con dos solver utilizados en GAMS para problemas de MIMLP.

Tabla 5: Pérdidas de potencia activa en relación al caso base y con la presencia de un GD.

Pérdidas de Potencia Activa SOLVER BONMIN (kW)		Pérdidas de Potencia Activa SOLVER DICOPT (kW)	Núm. GDs
Caso base	128,058	128,058	0
Ejemplo de implementación [1].	56,95	53,94	1
Autores	53,94	53,94	1

Fuente: Los Autores

En las dos programaciones existe una minimización de pérdidas de potencia activa notorios.

En el caso presentado por [1] y con la presencia de 1 solo generador distribuido el porcentaje de minimización es de 55,5% del 100%, que corresponde a 71,108 kW en minimización de pérdidas.

En cuanto al caso realizado por los autores el porcentaje de variación, con respecto al caso base es de 57,8% del 100%, que corresponde a 74,118 kW. Entonces la relación que existe entre estas dos programaciones es que, la programación realizado por los autores reduce un 2,35% más de las pérdidas de potencia activa.

Estas variaciones del 2,35% suceden al utilizar el SOLVER BONMIN mientras que al trabajar con el SOLVER DICOPT se puede observar que no existe ningún porcentaje de variación, concluyendo que con cualquiera de estos dos SOLVER son óptimos para trabajar en cuanto a la reducción de pérdidas para este estudio.

En la Tabla 6 se presentan sus variaciones en porcentajes al utilizar el solver BONMIN Y DICOPT.

Tabla 6: Pérdidas de potencia activa en relación al caso base y con la presencia de un GD.

Pérdidas de Potencia Activa BONMIN (kW)	Potencia SOLVER	Pérdidas de Potencia Activa SOLVER DICOPT (kW)	Porcentaje de reducción de Pérdidas de Potencia Activa SOLVER BONMIN (kW)	Porcentaje de reducción de Pérdidas de Potencia Activa SOLVER DICOPT (kW)
Caso base	128,058	128,058
Ejemplo de implementación [1].	71,108	74.118	55,5%	57,9%
Autores	74,118	74.118	57,9%	57,9%
Porcentaje de variación en las dos programaciones realizadas			2,4%	0%

Fuente: Los Autores

La ubicación y dimensionamiento del generador se puede observar en la Tabla 7. Cuya locación según [1] está dada en el N 3 con 6,3610 MW. Y según los autores en el N 2 con 8,649 MW, esto al utilizar el SOLVER BONMIN, mientras que al utilizar el SOLVER

DICOPT estas dos programaciones ubican en el mismo nodo N 2 con capacidades análogas.

Tabla 7: Ubicación y dimensionamiento de la GD.

COMPARACIÓN	Núm. Nodo. (Ubicación)	Capacidad de Potencia Activa (MW) SOLVER BONMIN	Núm. Nodo. (Ubicación)	Capacidad de Potencia Activa (MW) SOLVER DICOPT
Ejemplo de implementación [1].	N_3	6,3610	N_2	8,7324
Autores	N_2	8,649		8,649

Fuente: Los Autores

De manera que se quiere observar la variación al introducir 2 generadores en las dos programaciones presentadas, se muestra la Tabla 8 en donde se expone los resultados de la minimización de las pérdidas de potencia activa, así como la ubicación y dimensionamiento de la GD con la presencia de 2 GDs.

Tabla 8: Pérdidas de potencia activa a la incorporación de 2 GD.

COMPARACIÓN	Núm. De generadores	Potencia Activa (kW)
Caso base	0	128,058
Ejemplo de implementación [1].	2	40,80
Autores	2	40,80

Fuente: Los Autores

Tabla 9: Ubicación y dimensionamiento de GD en base a la incorporación de 2 GD.

UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO			
Ejemplo de implementación [1].		Autores	
N_2	N_4	N_2	N_4
Capacidad de potencia activa (MW)			
5,73	2,97	5,73	2,97

Fuente: Los Autores

Para este caso las dos programaciones presentadas muestran resultados análogos, dando un porcentaje de minimización de pérdidas de potencia activa de 68, 14% correspondiente a un valor de 87,23 MW en reducción de potencia activa. La ubicación y dimensionamiento quedan definidos en el N2 con 5,73 MW y N4 con 2,97 MW.

14.2. SISTEMAS DE PRUEBAS Y CASOS DE ESTUDIO

En esta sesión se considera aplicar el método de optimización no lineal entera mixta en función al paquete de optimización GAMS, con el objetivo que se localice la GD en los puntos óptimos acorde a los casos de simulación. Para estos casos de estudio se considera tomar el modelo matemático del ejemplo anterior pero, a diferencia que este modelo tiene sus propias restricciones de limitar la potencia de GD por medio de porcentajes de penetración es decir, no se considera un sistema para incorporar GDs con capacidad infinita como el caso anterior, a más de ello se considera también no solo hallar la capacidad de potencia activa con la que se puede instalar los generadores sino que también se presenta la potencia reactiva en cada uno de los nodos.

Caso base: en este caso se observará las pérdidas de potencia activa sin la presencia de generación distribuida GD.

Caso 1: en este caso se considera introducir 1 GD con porcentajes que inyecte el 30%, 60% y 70% de la demanda total, con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa, también se observara la variación de la tensión con respecto al caso base.

Caso 2: en este caso se presenta la penetración de 2 GDs con porcentajes que inyectan el 30%, 60% y 70% de la demanda con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa, también se observara la variación de la tensión con respecto al caso base.

Caso 3: en este caso se presentan 3 GDs con porcentajes que inyectan el 30%, 60% y 70% de la demanda total con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa, también se observara la variación de la tensión con respecto al caso base.

- Los niveles admisibles de desviación de tensión en las redes de distribución según la Resolución ARCONEL Nro. 053/18 Regulación 005/18 establece $\pm 6\%$ de la tensión nominal, es decir los límites son de 0.94 pu a 1.06 pu en cada uno de los nodos, también se toma un nodo Slack como un nodo de referencia con los valores de $V_1 = 1.0 \text{ p.u}$ y $\theta_1 = 0 \text{ rad}$.

- En función de 1, 2 y 3 generadores, considerando un 30%, 60% y 70% de penetración de GD con respecto a la demanda total, la función objetivo planteada trata de optimizar la z la cual corresponde a las pérdidas de potencia activa, con el fin de determinar la ubicación de GD en cualquiera de los nodos candidatos a ser instalados.
- La variación de las pérdidas de potencia activa se mostrara al comparar los resultados arrojados por el software de optimización matemático GAMS y la herramienta DIgSILENT.

Nota: los parámetros eléctricos de los dos sistemas de prueba se encuentran detallados en la sección de ANEXOS.

14.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN I

14.3.1. Sistema de prueba IEEE de 13 nodos

Para el ejemplo de aplicación se considera tomar un esquema de 13 barras y 12 líneas presentadas en la figura 10, cuyo nivel de tensión es de 4.6 KV con la cual opera el generador convencional GC, la potencia activa y reactiva demandada en horas pico por las cargas instaladas son de 1,8 MW y 1,2 MVA_r.

Según el sistema de prueba modificado consideran 100 kVA como potencia de base así como 4.6 kV como tensión de base.

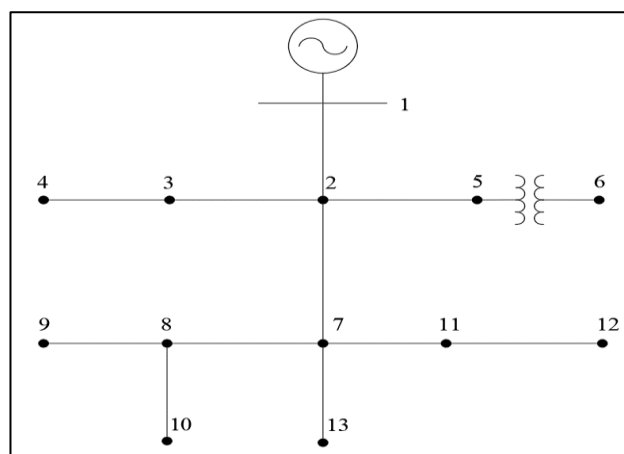


Figura 10: Esquema de aplicación para el modelo matemático de optimización

Fuente: [29].

14.3.2. Análisis y resultados.

14.3.2.1. Pérdidas de potencia activa.

A continuación se presenta los valores obtenidos en los tres casos de estudio con 30%, 60% y 70% de penetración de generación distribuida.

La Tabla 10 muestra los valores correspondientes a la disminución de las pérdidas de la potencia activa con respecto al caso base. Este comportamiento de potencia activa se observa al realizar la simulación en las herramientas GAMS Y DIgSILENT, en donde las dos herramientas presentan una mínima variación porcentual en cada caso.

Tabla 10: Pérdidas de potencia activa en los tres casos de estudio al 30%, 60% y 70% de penetración de GD.

Pérdidas de potencia activa (kW)						
Núm. GD	30%		60%		70%	
	GAMS	DIgSILENT	GAMS	DIgSILENT	GAMS	DIgSILENT
0GD	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
1GD	8,1	8,1	7,7	6,0	5,6	5,5
2GD	7,8	7,9	5,4	5,4	5,2	5,0
3GD	7,7	7,8	5,2	5,2	4,8	4,7

Fuente: Los Autores

En el caso base se puede observar que al no contar con ningún generador distribuido, las pérdidas de potencia activa que entrega el sistema son de 13,2 kW.

Al integrar 1 GD con capacidad de cubrir el 30% de la demanda total de potencia activa, se evidencia una reducción de 5,1 kW este valor corresponde un 38,6% del 100% de las pérdidas. Estas variaciones de minimización de pérdidas suceden paulatinamente al ir introduciendo más generadores al sistema.

Con respecto al 60% y con 1 GD se aprecia una disminución aún más significativa que corresponde a 5,5 kW correspondiente al 41,7% en minimización en cuanto a las pérdidas.

Seguidamente se muestran los resultados con el 70% con 1 GD logrando un aumento drástico en la reducción de las pérdidas técnicas del sistema, con un porcentaje de 57,6% que corresponde a 7,6 kW.

Estas variaciones se pueden observar en la Tabla 11 en donde se exponen la cantidad de minimización de pérdidas al ingresar de 1 a 3 GDs con capacidades del 30% 60% y 70% de la demanda de potencia activa.

Tabla 11: Variación de la minimización de pérdidas de potencia activa.

Núm. GD	Variación de Pérdidas de Potencia Activa(kW)			Porcentaje de variación de Pérdidas de Potencia Activa(kW)		
	30%	60%	70%	30%	60%	70%
1GD	5,1	5,5	7,6	38,6%	41,7%	57,6%
2GD	5,4	7,8	8	40,9%	59,1%	60,6%
3GD	5,5	8	8,4	41,7%	60,6%	63,6%

Fuente: Los Autores

Tras el análisis presentado en cada caso se puede deducir que, la presencia de GDs en una red de distribución genera un gran impacto en las pérdidas técnicas y a su vez dependiendo al porcentaje de penetración va a influir aún más en cuanto a la reducción de pérdidas. Como es el caso, al presenciar 3 GDs con el 70% de penetración y ubicados en los nodos 8, 10 y 12 con potencia activa de 146,1 kW, 128 kW y 265 kW, potencia reactiva de 84,6 kVAr, 86 kVAr y 187,6 kVAr, se evidencia un mayor porcentaje de reducción en pérdidas esta correspondientes al 63,6% .

En la Figura 11 se muestran los valores de la minimización de pérdidas de la potencia activa en comparación de los 3 casos de estudio y con 30%, 60% y 70% de penetración de GDs.

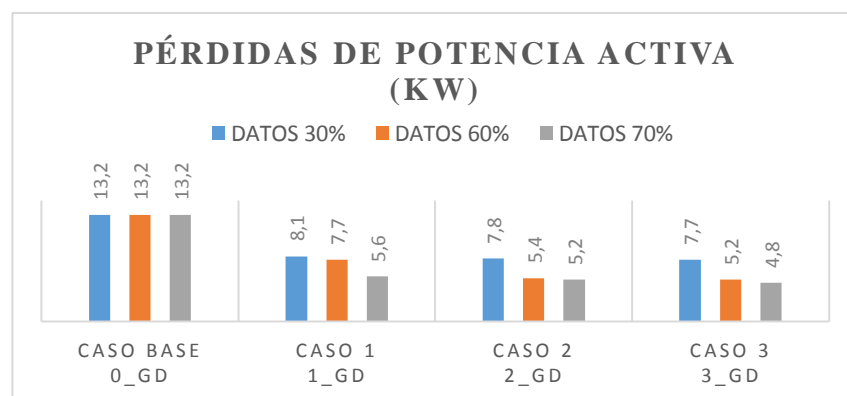


Figura 11: Minimización de pérdidas de potencia reactiva en los 3 casos de estudio.

Fuente: los Autores

La figura 11 muestra una significativa disminución de pérdidas de la potencias activa a comparación del caso baso, se puede observar que mientras mayor sea el porcentaje de penetración mayor es la disminución de pérdidas.

Tomando el 30% de la potencia activa demandada en las horas pico total se observa que existe una evidente variación en las pérdidas de tal forma que se determina que con tan solo un generador se puede minimizar una elevada cantidad de pérdidas mientras que añadiendo más generadores el porcentaje de pérdidas tiene una mínima variación.

En el caso del 60% y 70% de penetración se evidencia que mientras más generadores más pérdidas se minimizan pero al igual que en el 30% vasta con añadir 1 generador para minimizar grandes cantidades de pérdidas

En conclusión mientras más porcentaje de penetración e incrementando el nivel de generadores mayor cantidad de pérdidas se puede reducir.

14.3.2.2. Ubicación y dimensionamiento.

En las Tablas 12, 13 y 14 se muestran la ubicación y dimensionamiento óptimo de los GDs en cada caso de estudio y con sus respectivos porcentajes de penetración y a su vez se expone el factor de potencia (fp) correspondiente.

Nota: Los esquemas correspondientes a la ubicación de los GDs se encuentran en la sección de ANEXOS (*ver Anexo XVI*).

Tabla 12: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 13 barras AL 30%.

Núm. GD	1GD	2GD		3GD		
NODO	N11	N10	N12	N8	N10	N12
Dimensionamiento P(kW)	539,1	197,4	341,7	146,1	128	265
Dimensionamiento Q(kVAr)	358,2	126,2	232	84,6	86	187,6
Factor de Potencia (fp)	0,83	0,85	0,83	0,86	0,83	0,82

Fuente: Los Autores

Tabla 13: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 13 barras AL 60%.

Núm. GD	1GD	2GD		3GD		
NODO	N7	N7	N11	N7	N10	N12
Dimensionamiento P(kW)	1078,2	738	340,2	636,9	156,5	284,8
Dimensionamiento Q(kVAr)	716,4	485	231,4	404,4	106,8	205,1
Factor de Potencia (fp)	0,83	0,84	0,83	0,84	0,83	0,81

Fuente: Los Autores

Tabla 14: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 13 barras AL 70%.

Núm. GD	1GD	2GD		3GD		
NODO	N7	N4	N7	N4	N8	N12
Dimensionamiento P(kW)	1257,9	211	1046,9	233,9	700,6	323,4
Dimensionamiento Q(kVAr)	835,8	128,5	707,3	142,9	465,1	227,8
Factor de Potencia (fp)	0,83	0,85	0,83	0,85	0,83	0,82

Fuente: Los Autores

En las tres tablas presentadas se nota que los GDs cumplen satisfactoriamente la cantidad de potencia activa y reactiva y su factor de potencia con las cuales se podrá inyectar al sistema; cabe mencionar que la distribución de la capacidad de potencia para cada generador que se va a instalar se reparte y la sumatoria de estas potencias a su vez cumple con el porcentaje de penetración. Por ejemplo al considerar 2 generadores con capacidad de suplir el 70% de la demanda, su capacidad se reparte en 211 kW y 1046,9 kW los mismos que combinados suplen 1,257 MW que corresponde al 70% de la demanda Total que es de 1,8 MW.

14.3.2.3. Perfil de tensión

Finalmente se presenta la Tabla 15 en donde se expone la variación de tensión, indicando los valores más bajos que se presentan en determinados nodos y en cada caso de estudio. Se observa como esta a su vez tiende a variar al introducir GDs con el 30% 60% y 70% de

penetración con respecto al caso base que muestra un perfil el voltaje más bajo de 0,981 pu en el nodo 12

Tabla 15: Regulación de tensión para el sistema de prueba de 13 barras.

Núm. generadores	Porcentaje de penetración (%)	Variación de tensión (pu)	Nd.	Porcentaje de penetración (%)	Variación de tensión (pu)	Nd.	Porcentaje de penetración (%)	Variación de tensión (pu)	Nd.
Caso Base		0.981	12	Caso Base	0.981	12	Caso Base	0.981	12
1	30%	0,988	10	60%	0,993	4	70%	0,993	4
2		0,994	3		0,992	5		0,991	10
3		0,997	10		0,997	11		0,993	10

Fuente: Los Autores

En las Figuras 12, 13 y 14 se presentan todos los perfiles de tensión en cada nodo del sistema y en cada caso de estudio.

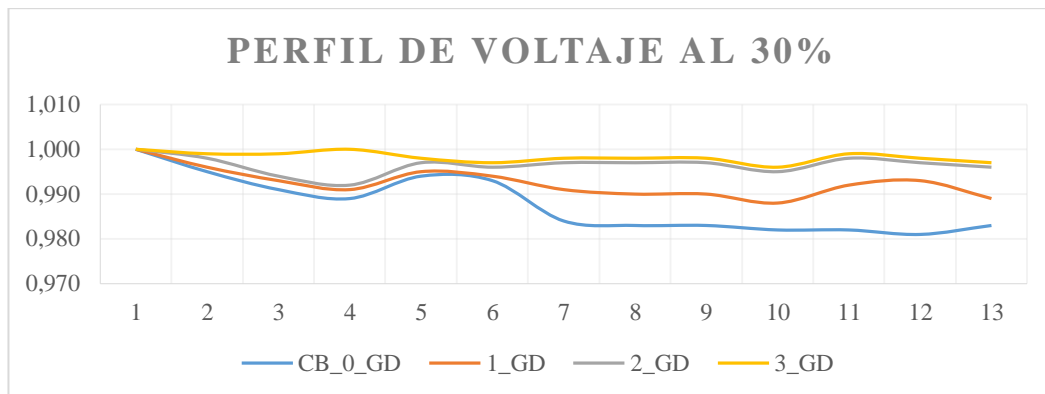


Figura 12: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 13 nodos al 30%.

Fuente: Los Autores

En la figura 12 se observa al inyectar 1 GD con el 30% de la demanda total que el perfil de tensión sube y a su vez a introducir 2 y 3 GDs el perfil también mejora pero, estos dos casos mantienen perfiles similares ya que la potencia al 30% se distribuye según el número de generadores esto hace que el perfil de tensión vaya tomando cada vez más valores análogos al introducir generadores.

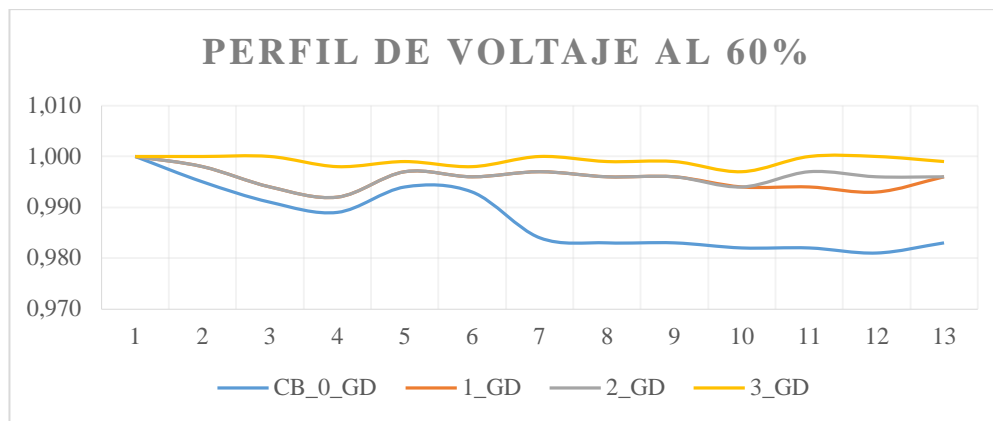


Figura 13: Perfil de Voltaje para el sistema de 13 nodos al 60%.
Fuente: Los Autores

En la figura 13 al igual que el caso anterior se puede observar que al introducir 1 GD al 60% de la demanda total del sistema, mejora drásticamente el perfil de tensión pasando de ser 0,981 pu a 0,992 pu, además cuando se introduce 2 y 3 GD respectivamente estos mantiene un perfil similar con respecto al otro, esto debido a que el 60% es distribuido según el número de generadores.

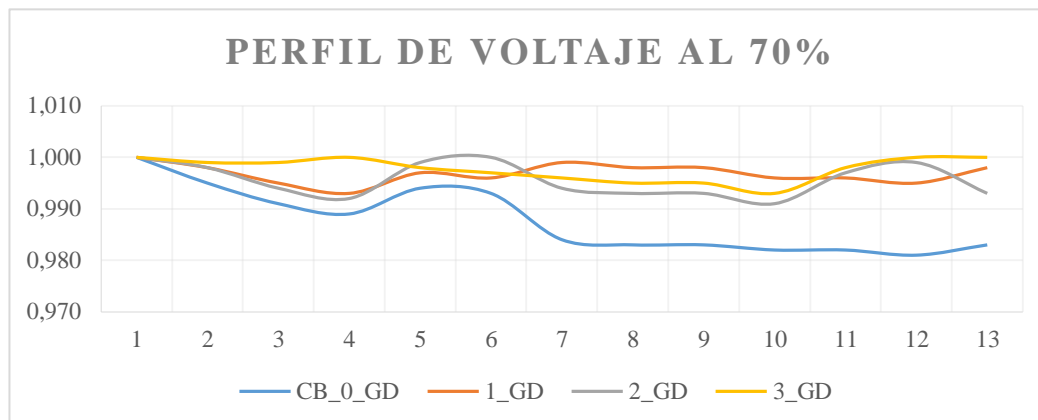


Figura 14: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 13 nodos al 70%.
Fuente: Los Autores

En las figuras presentadas se puede observar el mejoramiento del perfil de tensión en cada caso de estudio con respecto al caso base, estas variaciones se debe a las combinaciones de las potencias activas y reactivas con las que se van a instalar dichos GDs en los nodos correspondientes.

14.4. EJEMPLO DE APLICACIÓN II

14.4.1. Sistema de prueba IEEE de 34 nodos

Para este ejemplo trata de un esquema de 34 barras y 33 líneas cuyo nivel de tensión es de 4.6 KV con la cual opera el generador convencional GC, la potencia activa y reactiva demandada en horas pico por las cargas instaladas son de 2,3 MW y 1,34 MVar.

Según el sistema de prueba se considera tomar 100 KVA como potencia de base así como 4.6 kV como tensión de base.

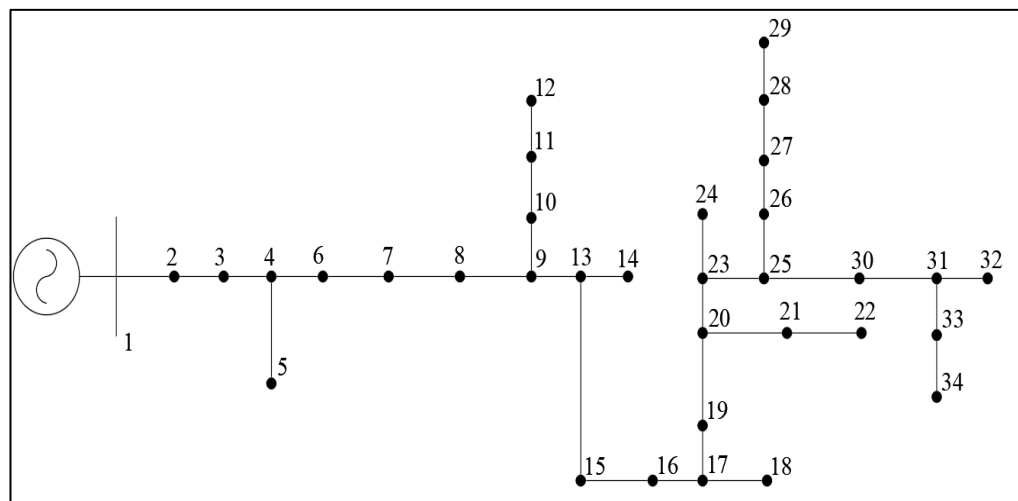


Figura 15: Esquema de aplicación 34 nodos para el modelo de optimización.
Fuente: Los Autores

14.4.2. Análisis y resultados.

14.4.2.1. Pérdidas de potencia activa.

Con respecto a este sistema de aplicación se puede observar en la Tabla 15 la variación de las pérdidas de potencia activa con respecto al caso base, tras la presencia de 1 a 3 generadores con el 30%, 60% y 70% de penetración.

La Tabla 16 muestra los valores correspondientes a la disminución de las pérdidas de la potencia activa con respecto al caso base. Este comportamiento de potencia activa se observa al realizar la simulación en las herramientas GAMS Y DIgSILENT, en donde las dos herramientas presentan una mínima variación porcentual en cada caso

Tabla 16: Pérdidas de potencia activa en los tres casos de estudio al 30%, 60% y 70% de penetración de GD.

Pérdidas de potencia activa (kW)						
Núm. GD	30%		60%		70%	
	GAMS	DIgSILENT	GAMS	DIgSILENT	GAMS	DIgSILENT
0GD	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
1GD	14,737	14,5	9,2194	8,0	8,5	8,7
2GD	14,1342	14,4	8,3923	8,8	7,7	7,5
3GD	14,0	14,2	8,3722	7,8	7,4	7,2

Fuente: los Autores

En el caso base se puede observar que al no contar con ningún generador distribuido, las pérdidas de potencia activa que entrega el sistema son de 25,2 kW.

Al integrar 1 GD con capacidad de cubrir el 30% de la demanda total de potencia activa, se evidencia una reducción de 10,46 kW este valor corresponde un 41,5% del 100% de las pérdidas. Estas variaciones de minimización de pérdidas suceden paulatinamente al ir introduciendo más generadores al sistema.

Con respecto al 60% y con 1 GD se aprecia una disminución aún más significativa que corresponde a 15,98 kW correspondiente al 63,4% en minimización en cuanto a las pérdidas.

Seguidamente se muestran los resultados con el 70% con 1 GD logrando un aumento drástico en la reducción de las pérdidas técnicas del sistema, con un porcentaje de 66,3% que corresponde a 16,7 kW.

Estas variaciones se pueden observar en la Tabla 17 en donde se exponen la cantidad de minimización de pérdidas al ingresar de 1 a 3 GDs con capacidades del 30% 60% y 70% de la demanda de potencia activa.

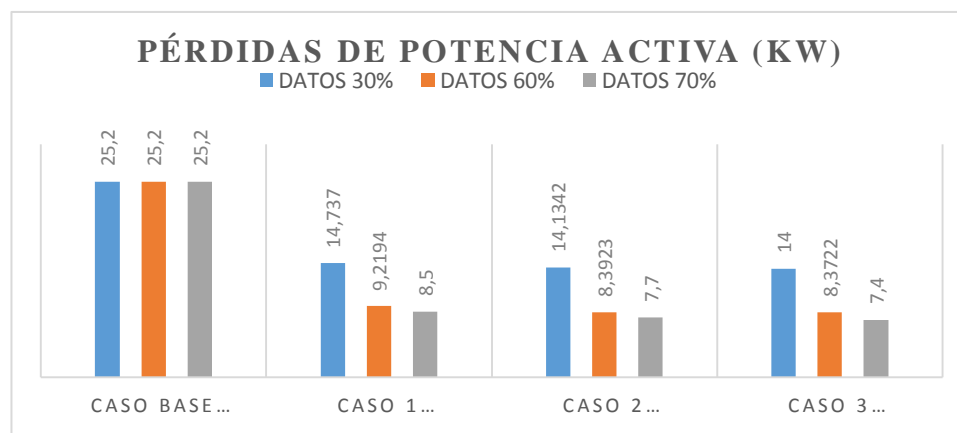
Tabla 17: Variación de la minimización de pérdidas de potencia activa.

Núm. GD	Variación de Pérdidas de Potencia Activa(kw)			Porcentaje de variación de Pérdidas de Potencia Activa(kW)		
	30%	60%	70%	30%	60%	70%
1_GD	10,463	15,9806	16,7	41,5%	63,4%	66,3%
2_GD	11,0658	16,8077	17,5	43,9%	66,7%	69,4%
3_GD	11,2	16,8278	17,8	44,4%	66,8%	70,6%

Fuente: los Autores

Tras el análisis presentado en cada caso se puede deducir que, la presencia de GDs en una red de distribución genera un gran impacto en las pérdidas técnicas y a su vez dependiendo al porcentaje de penetración va a influir aún más en cuanto a la reducción de pérdidas. Como es el caso, al presenciar 3 GDs con el 70% de penetración y ubicados en los nodos 27, 30 y 32 con potencia activa de 371,7 kW, 142 kW y 173 kW, potencia reactiva de 192,9 kVAr 101,7 kVAr y 108,6 kVAr, se evidencia un mayor porcentaje de reducción en pérdidas esta correspondientes al 70,6%.

En la Figura 16 se muestran los valores de la minimización de pérdidas de la potencia activa en comparación de los 3 casos de estudio y con 30%, 60% y 70% de penetración de GDs.

**Figura 16:** Minimización de pérdidas de potencia reactiva en los 3 casos de estudio.

Fuente: los Autores

La figura 16 muestra una significativa disminución de pérdidas de la potencias activa a comparación del caso base, se puede observar que mientras mayor sea el porcentaje de penetración mayor es la disminución de pérdidas.

Tomando el 30% de la potencia activa demandada en las horas pico total se observa que existe una evidente variación en las pérdidas de tal forma que se determina que con tan solo un generador se puede minimizar una elevada cantidad de pérdidas mientras que añadiendo más generadores el porcentaje de pérdidas tiene una mínima variación.

En el caso del 60% y 70% de penetración se evidencia que mientras más generadores más pérdidas se minimizan pero al igual que en el 30% vasta con añadir 1 generador para minimizar grandes cantidades de pérdidas.

14.4.2.2. Ubicación y dimensionamiento

En las Tablas 18, 19 y 20 se muestran la ubicación y dimensionamiento óptimo de los GDs en cada caso de estudio y con sus respectivos porcentajes de penetración y a su vez se expone el factor de potencia (*fp*) correspondiente.

Nota: Los esquemas correspondientes a la ubicación de los GDs se encuentran en la sección de ANEXOS (*ver Anexo IX*).

Tabla 18: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras AL 30%.

Núm. GD	1GD	2GD		3GD		
NODO	N30	N27	N32	N27	N30	N32
Dimensionamiento P(kW)	686,7	455,6	231,1	371,7	142	173
Dimensionamiento Q(kVAr)	403,2	255,4	147,8	192,9	101,7	108,6
Factor de Potencia (fp)	0,86	0,87	0,84	0,88	0,81	0,84

Fuente: los Autores

Tabla 19: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras AL 60%.

Núm. GD	1GD	2GD		3GD		
NODO	N25	N23	N32	N12	N17	N29
Dimensionamiento P(kW)	1373,4	1114,9	258,5	52,1	433,8	887,5
Dimensionamiento Q(kVAr)	806,4	650	155,6	15,7	255	535,7
Factor de Potencia (fp)	0,86	0,86	0,85	0,95	0,86	0,85

Fuente: los Autores

Tabla 20: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras al 70%.

Núm. GD	1GD		2GD		3GD	
NODO	N30	N12	N19	N11	N22	N29
Dimensionamiento P(kW)	1602,3	170,5	1431,8	259,9	313,9	1028,5
Dimensionamiento Q(kVAr)	940,8	82	858,8	134,1	199,6	607,1
Factor de Potencia (fp)	0,86	0,9	0,85	0,88	0,84	0,86

Fuente: los Autores

En las tres tablas presentadas se nota que los GDs cumplen satisfactoriamente la cantidad de potencia activa y reactiva y su factor de potencia con las cuales se podrá inyectar al sistema; cabe mencionar que la distribución de la capacidad de potencia para cada generador que se va a instalar se reparte y la sumatoria de estas potencias a su vez cumple con el porcentaje de penetración. Por ejemplo al considerar 2 generadores con capacidad de suplir el 70% de la demanda, su capacidad se reparte en 170,5 kW y 1431 kW, los mismos que combinados suplen 1,6023 MW que corresponde al 70% de la demanda Total que es de 2,3 MW, esto ocurre tanto en potencia activa como en potencia reactiva.

14.4.2.3. Perfil de tensión

Finalmente se presenta la Tabla 21 en donde se expone la variación de tensión, indicando los valores más bajos que se presentan en determinados nodos y en cada caso de estudio. Se observa como esta a su vez tiende a variar al introducir GDs con el 30% 60% y 70% de penetración con respecto al caso base que muestra un perfil el voltaje más bajo de 0,985 pu en el nodo 27, este valor va mejorando ligeramente para cada caso.

Tabla 21: Regulación de tensión para el sistema de prueba de 34 barras.

Número de generadores	Porcentaje de penetración (%)	Variación de tensión (pu)	Nd .	Porcentaje de penetración (%)	Variación de tensión (pu)	Nd .	Porcentaje de penetración (%)	Variación de tensión (pu)	Nd .
Caso Base		0,985	27	Caso Base	0,985	27	Caso Base	0,985	27
1	30%	0,991	21	60%	0,996	11	70%	0,98	4
2		0,994	3		0,998	8		0,999	4
3		0,996	11		0,998	11		0,999	27

Fuente: Los Autores

En las Figuras 17, 18 y 19 se presentan todos los perfiles de tensión en cada nodo del sistema y en cada caso de estudio.

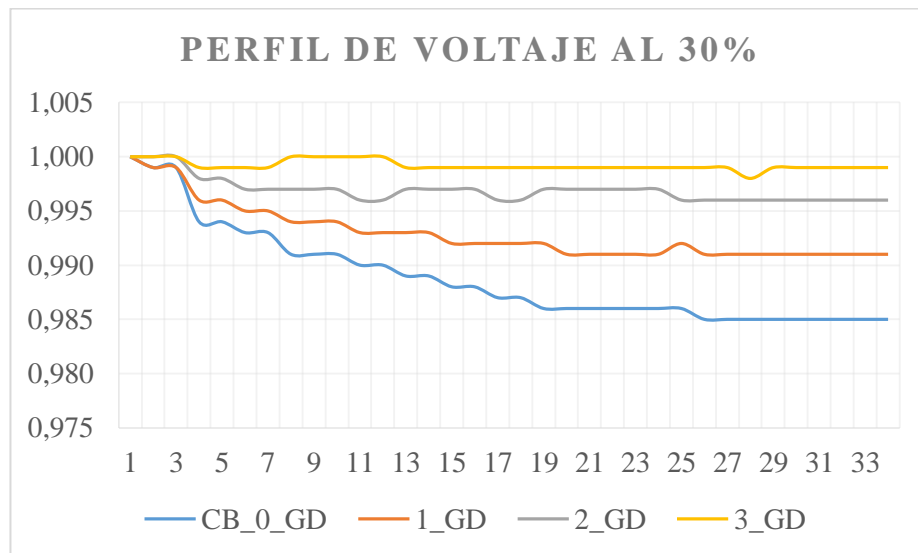


Figura 17: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 30%.
Fuente: los Autores

En la figura 17 se observa al inyectar 1 GD con el 30% de la demanda total que el perfil de tensión sube y a su vez a introducir 2 y 3 GDs el perfil también mejora pero, estos dos casos mantienen perfiles similares ya que la potencia al 30% se distribuye según el número de generadores esto hace que el perfil de tensión vaya tomando cada vez más valores análogos al introducir generadores.

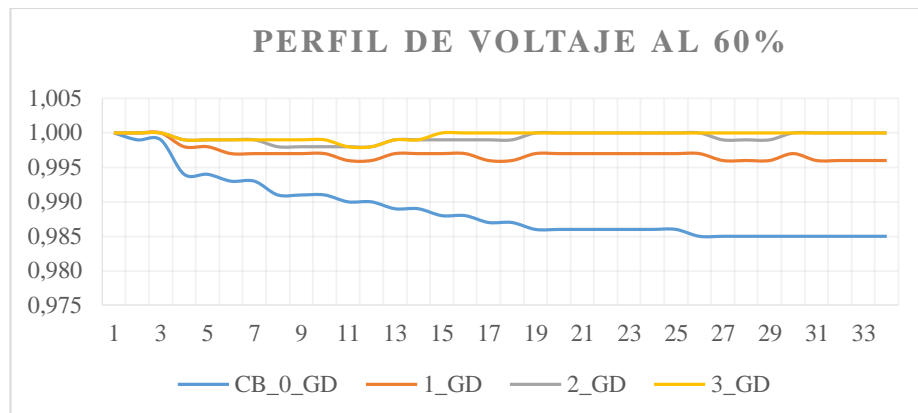


Figura 18: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 60%.
Fuente: los Autores

En la figura 18 al igual que el caso anterior se puede observar que al introducir 1 GD al 60% de la demanda total del sistema, mejora drásticamente el perfil de tensión pasando de

ser 0,985 pu a 0,991 pu, además cuando se introduce 2 y 3 GD respectivamente estos mantiene un perfil similar con respecto al otro, esto debido a que el 60% es distribuido según el número de generadores.

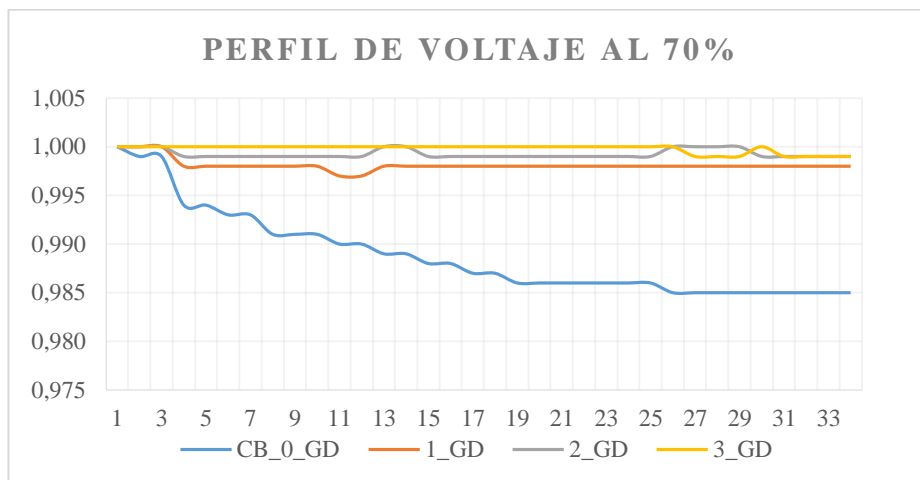


Figura 19: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 70%.

Fuente: Los Autores.

En las figuras presentadas se puede observar el mejoramiento del perfil de tensión en cada caso de estudio con respecto al caso base, estas variaciones se debe a las combinaciones de las potencias activas y reactivas con las que se van a instalar dichos GDs en los nodos correspondientes.

15. ANÁLISIS DE COSTOS

15.1. Sistema de prueba de 13 barras

Tabla 22: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 13 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 1 GDs.

DISMINUCIÓN DE COSTOS POR ENERGÍA AL INGRESAR 1_GDs					
PORCENTAJE DE PENETRACIÓN	POTENCIA ACTIVA		COSTO kWh		
	0_GD	1_GD	PRECIO 0_G	PRECIO 1_G	DIFERENCIA
30%	13,2	8,1	\$ 10.406,88	\$ 6.386,04	\$ 4.020,84
60%	13,2	7,7	\$ 10.406,88	\$ 6.070,68	\$ 4.336,20
70%	13,2	5,6	\$ 10.406,88	\$ 4.415,04	\$ 5.991,84

Fuente: Los Autores

Realizando el análisis pertinente de la Tabla 22, con la presencia de 1 GD supliendo el 30% de la demanda total, se optimiza un precio de \$ 4.020,84 al año, con respecto al caso base pues, al no contar con GD las pérdidas representa un costo de \$ 10.406,88 al año.

En el segundo caso con 60% de penetración de GD el costo se optimiza a \$ 4.336,20 al año lo que significa que también se redujo una cantidad considerable con respecto al caso anterior.

Al ingresar el 70% de GD se ve una optimización de \$ 5.991,84 al año, determinando que en este punto es donde más disminuyen los costos pues, en relación al caso base representa un 57,5% de diferencia en cuanto al costo.

Tabla 23: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 13 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 2 GDs.

DISMINUCIÓN DE COSTOS POR ENERGÍA AL INGRESAR 2_GDs					
PORCENTAJE DE PENETRACIÓN	POTENCIA ACTIVA		COSTO kWh		
	0_G D	2_G D	PRECIO 0_G	PRECIO 1_G	DIFERENCIA
30%	13,2	7,8	\$ 10.406,88	\$ 6.149,52	\$ 4.257,36
60%	13,2	5,4	\$ 10.406,88	\$ 4.257,36	\$ 6.149,52
70%	13,2	5,2	\$ 10.406,88	\$ 4.099,68	\$ 6.307,20

Fuente: Los Autores

Realizando el análisis pertinente de la Tabla 23, con la presencia de 2 GDs supliendo el 30% de la demanda total, se optimiza un precio de \$ 4.257,36 al año, con respecto al caso base pues, al no contar con GD las pérdidas representa un costo de \$ 10.406,88 al año.

En el segundo caso con 60% de penetración de GD el costo se optimiza a \$ 6.149,52 al año lo que significa que también se redujo una cantidad considerable con respecto al caso anterior.

Al ingresar el 70% de GD se ve una optimización de \$ 6.307,20 al año, determinando que en este punto es donde más disminuyen los costos pues, en relación al caso base representa un 60,6 % de diferencia en cuanto al costo.

Tabla 24: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 13 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 3 GDs.

DISMINUCIÓN DE COSTOS EN ENERGÍA AL INGRESAR 3_GDs					
PORCENTAJE DE PENETRACIÓN	POTENCIA ACTIVA		COSTO kWh		
	0_GD	3_GD	PRECIO 0_G	PRECIO 1_G	DIFERENCIA
30%	13,2	7,7	\$ 10.406,88	\$ 6.070,68	\$ 4.336,20
60%	13,2	5,2	\$ 10.406,88	\$ 4.099,68	\$ 6.307,20
70%	13,2	4,8	\$ 10.406,88	\$ 3.784,32	\$ 6.622,56

Fuente: Los Autores

Realizando el análisis pertinente de la Tabla 24, con la presencia de 3 GDs supliendo el 30% de la demanda total, se optimiza un precio de \$ 4.336,20 al año, con respecto al caso base pues, al no contar con GD las pérdidas representa un costo de \$10.406,88 al año.

En el segundo caso con 60% de penetración de GD el costo se optimiza a \$ 6.307,20 al año lo que significa que también se redujo una cantidad considerable con respecto al caso anterior.

Al ingresar el 70% de GD se ve una optimización de \$ 6.622,56 al año, determinando que en este punto es donde más disminuyen los costos pues, en relación al caso base representa un 63,6% de diferencia en cuanto al costo.

15.2. Sistema de prueba de 34 barras

Tabla 25: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 34 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 1 GDs.

DISMINUCIÓN DE COSTOS POR ENERGÍA AL INGRESAR 1_GD					
PORCENTAJE DE PENETRACIÓN	POTENCIA ACTIVA (kW)		COSTO kWh		
	0_GD	1_GD	PRECIO 0_G	PRECIO 1_G	DIFERENCIA
30%	25,2	14,737	\$ 19.867,68	\$ 11.618,65	\$ 8.249,03
60%	25,2	9,2194	\$ 19.867,68	\$ 7.268,57	\$ 12.599,11
70%	25,2	8,5	\$ 19.867,68	\$ 6.701,40	\$ 13.166,28

Fuente: Los Autores

Realizando el análisis pertinente de la Tabla 25, con la presencia de 1 GDs supliendo el 30% de la demanda total, se optimiza un precio de \$ 8.249,03 al año, con respecto al caso base pues, al no contar con GD las pérdidas representa un costo de \$ 19.867,68 al año.

En el segundo caso con 60% de penetración de GD el costo se optimiza a \$ 12.599,11 al año lo que significa que también se redujo una cantidad considerable con respecto al caso anterior.

Al ingresar el 70% de GD se ve una optimización de \$ 13.166,28 al año, determinando que en este punto es donde más disminuyen los costos pues, en relación al caso base representa un 66,26 % de diferencia en cuanto al costo.

Tabla 26: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 34 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 2 GDs.

DISMINUCIÓN DE COSTOS EN ENERGÍA AL INGRESAR 2_GD					
PORCENTAJE DE PENETRACIÓN	POTENCIA ACTIVA (kW)		COSTO kWh		
	0_GD	2_GD	PRECIO 0_G	PRECIO 1_G	DIFERENCIA
30%	25,2	14,1342	\$ 19.867,68	\$ 11.143,40	\$ 8.724,28
60%	25,2	8,3923	\$ 19.867,68	\$ 6.616,49	\$ 13.251,19
70%	25,2	7,7	\$ 19.867,68	\$ 6.070,68	\$ 13.797,00

Fuente: Los Autores

Realizando el análisis pertinente de la Tabla 26, con la presencia de 2 GDs supliendo el 30% de la demanda total, se optimiza un precio de \$ 8.724,28 al año, con respecto al caso base pues, al no contar con GD las pérdidas representa un costo de \$ 19.867,68 al año.

En el segundo caso con 60% de penetración de GD el costo se optimiza a \$ 13.251,19 al año lo que significa que también se redujo una cantidad considerable con respecto al caso anterior.

Al ingresar el 70% de GD se ve una optimización de \$ 13.797,00 al año, determinando que en este punto es donde más disminuyen los costos pues, en relación al caso base representa un 69,4 % de diferencia en cuanto al costo.

Tabla 27: Análisis de costos de electricidad para el sistema de prueba de 34 barras al disminuir las pérdidas de potencia activa con la presencia de 3 GDs.

DISMINUCIÓN DE COSTOS EN ENERGÍA AL INGRESAR 3_GD					
PORCENTAJE DE PENETRACIÓN	POTENCIA ACTIVA (kW)		COSTO kWh		
	0_GD	3_GD	PRECIO 0_G	PRECIO 1_G	DIFERENCIA
30%	25,2	14	\$ 19.867,68	\$ 11.037,60	\$ 8.830,08
60%	25,2	8,3722	\$ 19.867,68	\$ 6.600,64	\$ 13.267,04
70%	25,2	7,4	\$ 19.867,68	\$ 5.834,16	\$ 14.033,52

Fuente: Los Autores

Realizando el análisis pertinente de la Tabla 27, con la presencia de 3 GDs supliendo el 30% de la demanda total, se optimiza un precio de \$ 8.830,08 al año, con respecto al caso base pues, al no contar con GD las pérdidas representa un costo de \$ 19.867,68 al año.

En el segundo caso con 60% de penetración de GD el costo se optimiza a \$ 13.267,04 al año lo que significa que también se redujo una cantidad considerable con respecto al caso anterior.

Al ingresar el 70% de GD se ve una optimización de \$ 14.033,52 al año, determinando que en este punto es donde más disminuyen los costos pues, en relación al caso base representa un 70,6 % de diferencia en cuanto al costo.

Tras el análisis realizado se puede concluir de forma general que, a medida que se va ingresando GDs a la red e incrementando el porcentaje de penetración, se puede apreciar un ahorro considerable de costos con respecto al caso base.

16. CONCLUSIONES.

- Tras la indagación realizada se pudo determinar que el modelo matemático de programación no lineal entera mixta MINLP brinda un amplio cuadro para el modelado matemático de muchos problemas de optimización, y gracias a la estructura que presenta es decir funciones convexas y diferenciales, conjunto de índices de igualdades e índices de desigualdades, variables continuas y discretas, se logró solucionar el problema de optimización planteada de forma confiable acortando el tiempo de resolución.
- En el presente trabajo se ocupó el modelo de solución de MINLP con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia activa, al incorporar GD en la red, y gracias al programa de optimización se pudo diseñar un sistema que facilite la ubicación de la generación distribuida en los nodos ideales, mostrando la capacidad de la potencia activa, reactiva y el factor de potencia óptimos para su posterior instalación.
- Tras incorporar este modelo matemático y gracias al paquete de optimización que presenta GAMS y a la herramienta DIGSILENT se permitió conocer de manera confiable, que mientras mayor sea el porcentaje de demanda que cubra los generadores distribuidos mayores pérdidas de potencia activa se reduce, gracias al incremento en el perfil de tensión, que reducen las corrientes que fluyen por las líneas.

17. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda utilizar restricciones que limiten el flujo de carga pues evidentemente las líneas están diseñadas para soportar ciertas cantidades de carga las mismas no pueden ser superadas puesto a que se presentaran sobrecargas en las líneas al introducir GDs.
- Considerando que los costos de generación de energía eléctrica también intervienen en la GD es recomendable hacer un estudio en donde implica el costo y beneficio tras incorporar generadores distribuidos a la red y en el preciso momento en el que se reduce las pérdidas técnicas debido a la presencia de las mismas.
- Para estudios a futuro es recomendable trabajar con la combinación de distintas cargas en cada nodo ya sea residencial o industrial, tomando encuenta las horas pico de cada carga pues es el punto en donde más demanda se requiere, y de esta forma a un futuro y en base a este estudio poder inyectar GD en los puntos que se requiere suplir la demanda.

18. BIBLIOGRAFÍA

- [1] O. D. Montoya, W. Gil-González, y L. F. Grisales-Noreña, “An exact MINLP model for optimal location and sizing of DGs in distribution networks: A general algebraic modeling system approach”, *Ain Shams Eng. J.*, vol. 11, núm. 2, pp. 409–418, 2020, doi: 10.1016/j.asej.2019.08.011.
- [2] S. D. E. E. Eléctrica, A. Padilha-feltrin, I. Electricista, y D. Ph, “Ubicación Y Dimensionamiento Óptimo De Generación Distribuida En Sistemas De Energía Eléctrica”, *Sci. Tech.*, vol. 15, núm. 41, pp. 75–80, 2009, doi: 10.22517/23447214.2857.
- [3] E. F. Durán, “La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, *Rev. Técnica “Energía”*, vol. 10, núm. 1, pp. 13–27, 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.95.
- [4] S. Ximena, C. Quintero, J. David, y M. Jiménez, “The impact of distributed generation on the colombian electrical power system: a dynamic-system approach”, *Tecnura*, vol. 17, núm. 35, pp. 77–89, 2013.
- [5] L. F. Grisales, B. J. Restrepo Cuestas, y F. E. Jaramillo***, “Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida: una revisión TT - Location and sizing of distributed generation: a review”, *Cienc. e Ing. Neogranadina*, vol. 27, núm. 2, pp. 157–176, 2017, doi: 10.18359/rcin.2344.
- [6] L. F. Grisales-noreña, O. Danilo, M. Giraldo, C. Alberto, R. Vanegas, y L. F. Grisales, “Location and Optimal Sizing of Distributed Generators and Banks Capacitors in Distribution Systems”, *Locat. Optim. Sizing Distrib. Gener. Banks Capacit. Distrib. Syst.*, vol. 23, núm. 3, pp. 308–314, 2018, doi: 10.22517/23447214.16691.
- [7] M. Vinicio y G. Le, “Distribuida Con Almacenamiento En Ambientes Urbanos-Dimensionamiento Y Localización”, *Acad. Manag. Rev.*, vol. 1, pp. 301–312, 2017.
- [8] S. G. B. Dasan, S. S. Ramalakshmi, y R. P. K. Devi, “Optimal siting and sizing of hybrid Distributed Generation using EP”, en *2009 International Conference on Power Systems*, 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICPWS.2009.5442761.
- [9] S. Dahal y H. Salehfar, “Optimal location and sizing of distributed generators in distribution networks”, en *2013 North American Power Symposium (NAPS)*, 2013, pp. 1–6, doi: 10.1109/NAPS.2013.6666866.
- [10] R. Shivarudraswamy, D. N. Gaonkar, y N. S. Jayalakshmi, “GA based optimal location and size of the distributed generators in distribution system for different load conditions”, *1st IEEE Int. Conf. Power Electron. Intell. Control Energy Syst. ICPEICES 2016*, pp. 2–5, 2017, doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853256.
- [11] J. M. López-Lezama, F. Villada, y N. Muñoz, “Metaheurísticas aplicadas a la ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en sistemas de distribución de energía eléctrica”, *Inf. Tecnol.*, vol. 26, núm. 4, pp. 145–158, 2015, doi: 10.4067/S0718-07642015000400018.

- [12] J. M. López-Lezama, L. F. Buitrago, y F. Villada, “Ubicación, Dimensionamiento y Precio de Contrato Óptimo de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución”, *Inf. Tecnol.*, vol. 26, núm. 6, pp. 109–120, 2015, doi: 10.4067/S0718-07642015000600013.
- [13] “GENERACIÓN DISTRIBUIDA, AUTOCONSUMO Y REDES INTELIGENTES - COLMENAR SANTOS Antonio , BORGE DIEZ David , COLLADO FERNÁNDEZ Eduardo , CASTRO GIL Manuel Alonso - Google Libros”. <https://books.google.com.ec/books?id=m1asCwAAQBAJ&printsec=frontcover&dq=generacion+distribuida&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwiQ0f-4iafrAhWfzVkkHcqhCOcQ6AEwAHoECAQQAg#v=onepage&q&f=false> (consultado ago. 19, 2020).
- [14] F. Gonzalez-Longatt, “Capitulo 2.2: Turbinas a gas-Sistemas de Generacion Distribuida My documents of DIgSILENT PowerFactory View project Smart Multi-Terminal DC micro-grids for autonomous Zero-Net Energy Buildings View project”, núm. March, 2008, doi: 10.13140/RG.2.1.5019.8167.
- [15] “Motores Alternativos de Combustión Interna (MACI) de gas - Tecnologías eficientes > Producción de energía”. http://www.caib.es/conselleries/industria/dgener/user/portalenergia/pla_eficiencia_energetica/produccioenergia_2.es.html (consultado ago. 19, 2020).
- [16] “Las Turbinas de Gas”. <http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas> (consultado ago. 19, 2020).
- [17] “Microturbinas de gas - Tecnologías eficientes > Producción de energía”. http://www.caib.es/conselleries/industria/dgener/user/portalenergia/pla_eficiencia_energetica/produccioenergia_1.es.html (consultado ago. 19, 2020).
- [18] J. C. Schallenberg *et al.*, *Energías renovables y eficiencia energética.* .
- [19] “Paneles Fotovoltaicos: Concepto y tipos”. https://www.energiza.org/index.php?option=com_content&view=article&id=627&catid=22&Itemid=111 (consultado ago. 19, 2020).
- [20] “Políticas Locales de Clima y Energía: Teoría y Práctica - VV.AA - Google Libros”. <https://books.google.com.ec/books?id=dKB-DwAAQBAJ&pg=PT24&lpg=PT24&dq=+Micro+GD:+1+W+%3C+potencia+%3C+5+kW.+•+Pequeña+GD:+5+kW+%3C+potencia+%3C+5+MW.+•+Mediana+GD:+5+MW+≤+potencia+%3C+50+MW.+•+Gran+GD:+50+MW+≤+potencia+%3C+300+MW&source=bl&ots=JpymVs7-K&sig=ACfU3U1GEzUGkcrCeBwPMb9O7XXgrbafyw&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwiz3obIx7vrAhUwvFkKHZKCDyMQ6AEwAHoECAkQAQ#v=onepage&q&f=false> (consultado ago. 27, 2020).
- [21] E. L. Papel, E. N. La, D. E. L. Acceso, L. A. Energ, L. Generaci, y D. Aunque, “Capítulo 13”.
- [22] E. Cholota Hurtado Víctor Hugo, “ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA IMPACTO DE LA GENERACIÓN

DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, APLICACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA MIRA PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO”, Quito : EPN, 2015., dic. 2014. Consultado: ago. 19, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9125>.

- [23] J. D. Zapata Verdezoto, “Óptima coordinación de protecciones en alimentadores con generación distribuida para maximizar la confiabilidad mediante MINLP”, 2018, [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15373>.
- [24] V. H. Gualotuña Cacuango, “UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA Trabajo de titulación previo a la obtención del título de INGENIERO ELÉCTRICO”, 2019. Consultado: ago. 19, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/17374>.
- [25] “Repositorio Digital - EPN: Impacto de la generación distribuida en redes de distribución, aplicación central Hidroeléctrica Mira”. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/9125> (consultado ago. 19, 2020).
- [26] P. Sánchez, A. Ramos, J. Ferrer, J. Barquín, y P. Linares, “Modelos matemáticos de optimización”, *Univ. Pontif. Comillas*, p. 55, 2010.
- [27] M. Niño López, “Modelamiento a través de la programación lineal entera mixta del problema de programación de operaciones en el taller de trabajo”, *Rev. UIS Ing.*, vol. 2, núm. 1, pp. 9–17, 2003.
- [28] Cabos. Diana, “m N v í”, vol. 1, núm. Universidad Autonoma De Nuevo Leon, p. 96, 2003, [En línea]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/76583849.pdf>.
- [29] “IEEE 13 Node Test Feeder”, *IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.* pp. 1–11, 1992.
- [30] IEEE, “IEEE 34 Node Test Feeder”, *IEEE Power Engineering Society*. pp. 1–16, 2010, [En línea]. Disponible en: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.

19. ANEXOS

Anexo I: Acrónimos

MODELACIÓN MATEMÁTICO	
Nomenclatura	
Ω_N	Conjunto de los nodos que comprende el sistema de distribución.
Ω_l	Conjunto de las líneas que comprende el sistema de distribución.
Variables	
P_i^{GC}	Potencia activa generada en el nodo i por GC [W].
Q_i^{GC}	Potencia reactiva generada en el nodo i por GC [VAr].
P_i^{GD}	Potencia activa generada en el nodo i por GD [W].
V_i, V_j	Magnitud de tensión en el nodo i, j [V].
x_i	Variable de decisión que toma el valor de 1 si la GD es ubicada en el nodo i, caso contrario tomara el valor de 0.
θ_i, θ_j	Angulo de tensión en el nodo i, j [rad]
Parámetros, subíndices y superíndices	
i, ij	Subíndices asociados a los nodos y los tramos de red del sistema de distribución, respectivamente.
N_{dis}^{GD}	Número máximo de GD que puede ser localizado en el sistema de distribución.
$P_i^{GD,max}$	Límite máximo de la potencia activa que puede ser generada por GD [W].
P_i^D	Potencia activa demandada en el nodo i [W].
Q_i^D	Potencia reactiva demandada en el nodo i [VAr].
V_i^{max}	Límite máximo de tensión en el nodo i [V].
V_i^{min}	Límite mínimo de tensión en el nodo i [V].
Y_{ij}	Magnitud de admitancia asociada al tramo de la red ij.
ϕ_{ij}	Angulo de la admitancia asociada al tramo de la red ij.
α	Porcentaje de penetración de GD.

Anexo II: Parámetros eléctricos de la Test Feeder de 7 nodos usado como ejemplo de implementación en GAMS.

Nodo	Rij (Ω)	Xij (Ω)	Pj (kW)	Qj(kW)
1-2	0,5025	0,3025	1000	600
2-3	0,4020	0,2510	900	500
3-4	0,3660	0,1864	2500	1200
2-5	0,3840	0,1965	1200	950
5-6	0,8190	0,7050	1050	780
2-7	0,2872	0,4088	2000	1150

Fuente: [1]

Anexos para el ejemplo de implementación

Anexo III: Programación realizado por los autores para la demostración del caso base es decir con 0 generadores distribuidos.

```

SETS
G Indice de generadores asociados con el nodo SLACK /G1/
N Indice de asociación con nodos /N1*N7/
MAP(G,N) agrupacion de nodos y generadores /G1.N1/;

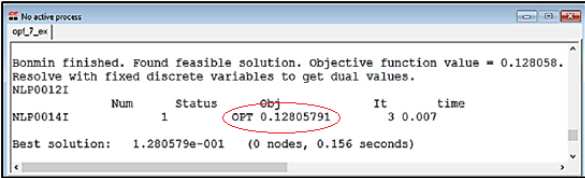
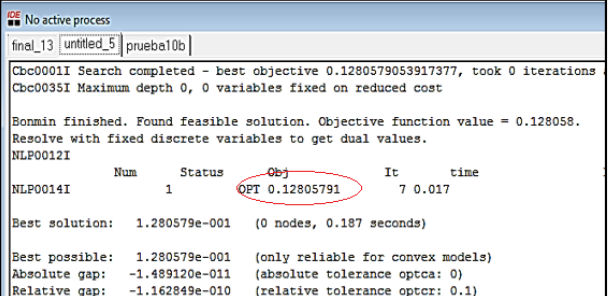
*"El conjunto de nodos N se duplica para hacer referencia a
*distintos elementos del mismo dentro de la misma restricción ".
ALIAS (N,NP);

SCALARS
NGmax numero de generadores mximos /0/
PR Porcentaje de penetracion /1/
M 1 activo 0 no activo la potencia reactiva /0/
*" Constante PI util para limitar los angulos de tension ".
PI /3.1416/
POTNOMGD Potencia nominal de la gd /10/
QOTNOMGD Potencia reactiva nominal /10/;

TABLE LINE (N,N,*) YBUS matrix: YBUS = Y<PHI
      Y          PHI
N1.N1  901.921127450169  -0.541881487533056
N2.N1  901.921127450169   2.599711166056740
N1.N2  901.921127450169   2.599711166056740
N2.N2  4225.31203745061  -0.627679749517968
N3.N2  1116.21013633344   2.583440665436250

```

Anexo IV: Comparación de las pérdidas de potencia activa sin la presencia de GDs según el ejemplo de implementación y la simulación realizada por los autores.

Ejemplo de implementación	Simulación autores
 <pre> Bonmin finished. Found feasible solution. Objective function value = 0.128058. Resolve with fixed discrete variables to get dual values. NLP0012I NLP0014I Num Status Obj It time Best solution: 1.280579e-001 (0 nodes, 0.156 seconds) </pre>	 <pre> No active process final_13 untitled_5 prueba10b Cbc0001I Search completed - best objective 0.1280579053917377, took 0 iterations Cbc0035I Maximum depth 0, 0 variables fixed on reduced cost Bonmin finished. Found feasible solution. Objective function value = 0.128058. Resolve with fixed discrete variables to get dual values. NLP0012I NLP0014I Num Status Obj It time Best solution: 1.280579e-001 (0 nodes, 0.187 seconds) Best possible: 1.280579e-001 (only reliable for convex models) Absolute gap: -1.489120e-011 (absolute tolerance optca: 0) Relative gap: -1.162849e-010 (relative tolerance optcr: 0.1) </pre>

Anexo V: Programación realizada por los autores correspondientes a la minimización de pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD.

```

SETS
G Indice de generadores asociados con el nodo SLACK /G1/
N Indice de asociación con nodos /N1*N7/
MAP(G,N) agrupacion de nodos y generadores /G1.N1/;

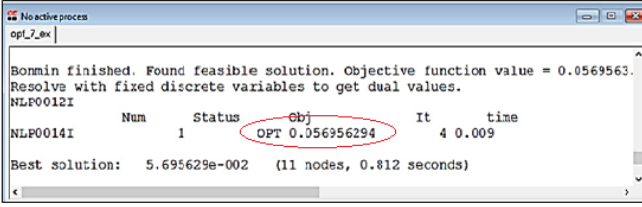
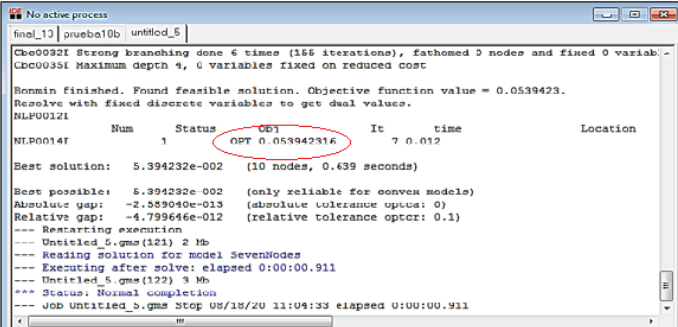
*"El conjunto de nodos N se duplica para hacer referencia a
*distintos elementos del mismo dentro de la misma restriccion ".
ALIAS (N,NP);

SCALARS
Gmax numero de generadores mximos /1/
PR Porcentaje de penetracion /1/
M 1 activo 0 no activo la potencia reactiva /0/
*" Constante PI util para limitar los angulos de tension ".
PI /3.1416/
POTNOMGD Potencia nominal de la gd /10/
QOTNOMGD Potencia reactiva nominal /10/;

TABLE LINE (N,N,*) YBUS matrix: YBUS = Y<PHI
      Y      PHI
N1.N1  901.921127450169  -0.541881487533056
N2.N1  901.921127450169  2.599711166056740
N1.N2  901.921127450169  2.599711166056740
N2.N2  4225.31203745061  -0.627679749517968
N3.N2  1116.21013633344  2.583440665436250

```

Anexo VI: Comparación de la reducción de las pérdidas asociadas a la potencia activa al introducir 1 GD según el ejemplo de implementación y la simulación de los autores.

Ejemplo de implementación	Simulación autores
 <pre> Noactiveprocess optL_ex Bonmin finished. Found feasible solution. Objective function value = 0.0569563. Resolve with fixed discrete variables to get dual values. NLP0012I Num Status Obj It time NLP0014I 1 OPT 0.056956294 4 0.009 Best solution: 5.695629e-002 (11 nodes, 0.812 seconds) </pre>	 <pre> No active process final_13 prueba10b_untitled_5 Cbc0032I Strong branching done 6 times (166 iterations), fathomed 0 nodes and fixed 0 variab... Cbc0035I Maximum depth 4, 0 variables fixed on reduced cost Bonmin finished. Found feasible solution. Objective function value = 0.0539423. Resolve with fixed discrete variables to get dual values. NLP0012I Num Status Obj It time Location NLP0014I 1 OPT 0.053942316 7 0.012 Best solution: 5.394232e-002 (10 nodes, 0.639 seconds) Best possible: 5.394232e-002 (only reliable for convex models) Absolute gap: -2.359090e-013 (absolute tolerance optcr: 0) Relative gap: -4.799646e-012 (relative tolerance optcr: 0.1) --- Restarting execution --- Untitled_5.gms (121) 2 Mb --- Reading solution for model SevenNodes --- Executing after solve: elapsed 0:00:00.911 --- Untitled_5.gms (122) 3 Mb *** Status: Normal completion --- Job untitled_5.gms Stop US/18/20 11:04:33 elapsed 0:00:00.911 </pre>

Anexo VII: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD según el ejemplo de implementación con el solvers DICOPT y BONMIN respectivamente.

```

----      75 VARIABLE x.L Variable for optimal location of the DG
N2 1.00000000

----      75 VARIABLE pdg.L Active power output form the DGs at node N
N2 8.73248636

```

Anexo VIII: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD realizada por los autores.

```

----      122 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion óptima de la GD
N2 1.00000000

----      122 VARIABLE pdg.L Salida de potencia activa por los GDs en el nodo
N1 -2.61056E+4, N2 8.64999994, N3 -3.53173E-9, N4 -2.08378E-9
N5 -5.59389E-9, N6 -2.78718E-9, N7 -8.25075E-9

```

Anexos para los sistemas de prueba y casos de estudio

Anexo IX: parámetros eléctricos para el sistema de barras de 13 nodos y 12 líneas para la implementación en GAMS.

NODO(i,j)	Rij(Ω)	Xij (Ω)	PiD(Kw)	QiD(KVAr)
1-2	0,01938	0,05917	66	38
2-3	0,05403	0,22304	170	125
3-4	0,04699	0,19797	230	132
2-5	0,05811	0,17632	0	0
5-6	0,05695	0,17388	120	90
2-7	0,06701	0,17103	385	220
7-8	0,01335	0,04211	290	212
8-9	0,09498	0,19830	0	0
8-10	0,12291	0,25580	128	86
7-11	0,06615	0,13027	170	80
11-12	0,03181	0,08450	170	151
7-13	0,12711	0,27038	68	60

Fuente: los Autores

Anexos para los sistemas de prueba 13 nodos IEEE

Anexo X: Pérdidas asociadas a la potencia activa en el caso base 0 GD para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIGSILENT.

GAMS	DIGSILENT																																																																												
	<table border="0"> <tr> <td>No. of Substations</td> <td>0</td> <td>No. of Busbars</td> <td></td> </tr> <tr> <td>No. of 2-w Trfs.</td> <td>0</td> <td>No. of 3-w Trfs.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>No. of Loads</td> <td>10</td> <td>No. of Shunts</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Generation</td> <td>=</td> <td>1,8102</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>External Infeed</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Inter Grid Flow</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P (U)</td> <td>=</td> <td>1,7970</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P (Un)</td> <td>=</td> <td>1,7970</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P (Un-U)</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Motor Load</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Grid Losses</td> <td>=</td> <td>0,0132</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Line Charging</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation ind.</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation cap.</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Installed Capacity</td> <td>=</td> <td>0,84</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Spinning Reserve</td> <td>=</td> <td>-0,97</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Total Power Factor:</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> Generation</td> <td>=</td> <td>0,83</td> <td>[-]</td> </tr> <tr> <td> Load/Motor</td> <td>=</td> <td>0,83 / 0,00</td> <td>[-]</td> </tr> </table>	No. of Substations	0	No. of Busbars		No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.		No. of Loads	10	No. of Shunts		Generation	=	1,8102	MW	External Infeed	=	0,0000	MW	Inter Grid Flow	=	0,0000	MW	Load P (U)	=	1,7970	MW	Load P (Un)	=	1,7970	MW	Load P (Un-U)	=	0,0000	MW	Motor Load	=	0,0000	MW	Grid Losses	=	0,0132	MW	Line Charging	=			Compensation ind.	=			Compensation cap.	=			Installed Capacity	=	0,84	MW	Spinning Reserve	=	-0,97	MW	Total Power Factor:				Generation	=	0,83	[-]	Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]
No. of Substations	0	No. of Busbars																																																																											
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.																																																																											
No. of Loads	10	No. of Shunts																																																																											
Generation	=	1,8102	MW																																																																										
External Infeed	=	0,0000	MW																																																																										
Inter Grid Flow	=	0,0000	MW																																																																										
Load P (U)	=	1,7970	MW																																																																										
Load P (Un)	=	1,7970	MW																																																																										
Load P (Un-U)	=	0,0000	MW																																																																										
Motor Load	=	0,0000	MW																																																																										
Grid Losses	=	0,0132	MW																																																																										
Line Charging	=																																																																												
Compensation ind.	=																																																																												
Compensation cap.	=																																																																												
Installed Capacity	=	0,84	MW																																																																										
Spinning Reserve	=	-0,97	MW																																																																										
Total Power Factor:																																																																													
Generation	=	0,83	[-]																																																																										
Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]																																																																										
<pre> 167 VARIABLE z.L = 0.132 valor de la funcio bjetivo </pre>																																																																													

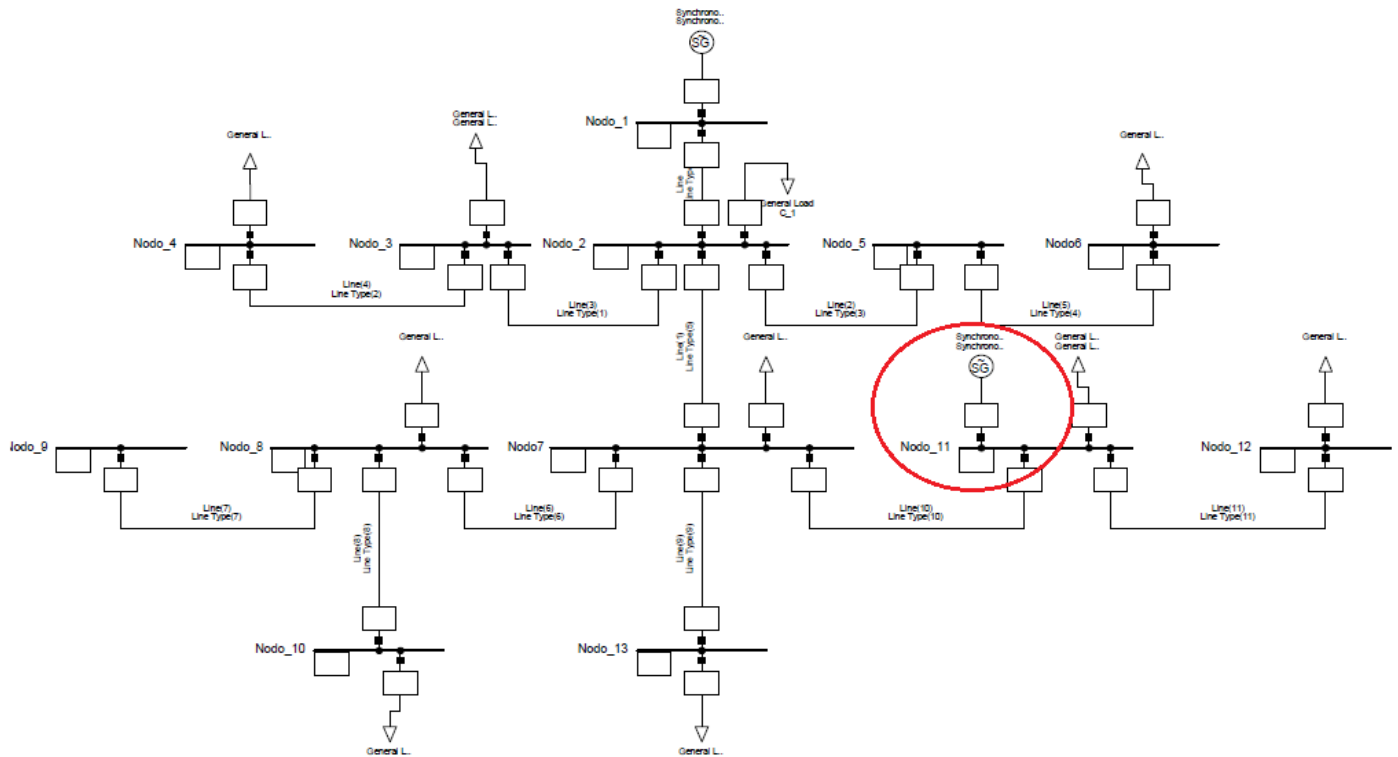
Anexo XI: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.

GAMS	DIgSILENT																																																																												
<pre> GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.081 valor de 1 bjetivo </pre>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>No. of Substations</td> <td>0</td> <td>No. of Busbars</td> <td></td> </tr> <tr> <td>No. of 2-w Trfs.</td> <td>0</td> <td>No. of 3-w Trfs.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>No. of Loads</td> <td>10</td> <td>No. of Shunts</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Generation</td> <td>=</td> <td>1,8051</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>External Infeed</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Inter Grid Flow</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P(U)</td> <td>=</td> <td>1,7970</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P(Un)</td> <td>=</td> <td>1,7970</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P(Un-U)</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Motor Load</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Grid Losses</td> <td>=</td> <td>0,0081</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Line Charging</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation ind.</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation cap.</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Installed Capacity</td> <td>=</td> <td>2,50</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Spinning Reserve</td> <td>=</td> <td>0,69</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Total Power Factor:</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> Generation</td> <td>=</td> <td>0,83</td> <td>[-]</td> </tr> <tr> <td> Load/Motor</td> <td>=</td> <td>0,83 / 0,00</td> <td>[-]</td> </tr> </tbody> </table>	No. of Substations	0	No. of Busbars		No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.		No. of Loads	10	No. of Shunts		Generation	=	1,8051	MW	External Infeed	=	0,0000	MW	Inter Grid Flow	=	0,0000	MW	Load P(U)	=	1,7970	MW	Load P(Un)	=	1,7970	MW	Load P(Un-U)	=	0,0000	MW	Motor Load	=	0,0000	MW	Grid Losses	=	0,0081	MW	Line Charging	=			Compensation ind.	=			Compensation cap.	=			Installed Capacity	=	2,50	MW	Spinning Reserve	=	0,69	MW	Total Power Factor:				Generation	=	0,83	[-]	Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]
No. of Substations	0	No. of Busbars																																																																											
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.																																																																											
No. of Loads	10	No. of Shunts																																																																											
Generation	=	1,8051	MW																																																																										
External Infeed	=	0,0000	MW																																																																										
Inter Grid Flow	=	0,0000	MW																																																																										
Load P(U)	=	1,7970	MW																																																																										
Load P(Un)	=	1,7970	MW																																																																										
Load P(Un-U)	=	0,0000	MW																																																																										
Motor Load	=	0,0000	MW																																																																										
Grid Losses	=	0,0081	MW																																																																										
Line Charging	=																																																																												
Compensation ind.	=																																																																												
Compensation cap.	=																																																																												
Installed Capacity	=	2,50	MW																																																																										
Spinning Reserve	=	0,69	MW																																																																										
Total Power Factor:																																																																													
Generation	=	0,83	[-]																																																																										
Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]																																																																										

Anexo XII: Ubicación Y Dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.

<pre> ---- 167 VARIABLE PGD.L N11 5.391 ---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD N11 1.000 ---- 167 VARIABLE QGD.L N11 3.582 ---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD N11 1.000 </pre>

Esquema de ubicación de 1GD AL 30% en el sistema de 13 barras



Anexo XIII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DigSILENT.

GAMS	DigSILENT																																																										
<pre> GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.078 valor de 1 bjetivo </pre>	<table border="1"> <tr> <td>No. of Substations</td> <td>0</td> <td>No. of Busbars</td> </tr> <tr> <td>No. of 2-w Trfs.</td> <td>0</td> <td>No. of 3-w Trfs.</td> </tr> <tr> <td>No. of Loads</td> <td>10</td> <td>No. of Shunts</td> </tr> <tr> <td>Generation</td> <td>=</td> <td>1,8049 MW</td> </tr> <tr> <td>External Infeed</td> <td>=</td> <td>0,0000 MW</td> </tr> <tr> <td>Inter Grid Flow</td> <td>=</td> <td>0,0000 MW</td> </tr> <tr> <td>Load P(U)</td> <td>=</td> <td>1,7970 MW</td> </tr> <tr> <td>Load P(Un)</td> <td>=</td> <td>1,7970 MW</td> </tr> <tr> <td>Load P(Un-U)</td> <td>=</td> <td>0,0000 MW</td> </tr> <tr> <td>Motor Load</td> <td>=</td> <td>0,0000 MW</td> </tr> <tr> <td>Grid Losses</td> <td>=</td> <td>0,0079 MW</td> </tr> <tr> <td>Line Charging</td> <td>=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation ind.</td> <td>=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation cap.</td> <td>=</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Installed Capacity</td> <td>=</td> <td>4,16 MW</td> </tr> <tr> <td>Spinning Reserve</td> <td>=</td> <td>2,36 MW</td> </tr> <tr> <td>Total Power Factor:</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> Generation</td> <td>=</td> <td>0,83 [-]</td> </tr> <tr> <td> Load/Motor</td> <td>=</td> <td>0,83 / 0,00 [-]</td> </tr> </table>		No. of Substations	0	No. of Busbars	No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	No. of Loads	10	No. of Shunts	Generation	=	1,8049 MW	External Infeed	=	0,0000 MW	Inter Grid Flow	=	0,0000 MW	Load P(U)	=	1,7970 MW	Load P(Un)	=	1,7970 MW	Load P(Un-U)	=	0,0000 MW	Motor Load	=	0,0000 MW	Grid Losses	=	0,0079 MW	Line Charging	=		Compensation ind.	=		Compensation cap.	=		Installed Capacity	=	4,16 MW	Spinning Reserve	=	2,36 MW	Total Power Factor:			Generation	=	0,83 [-]	Load/Motor	=	0,83 / 0,00 [-]
No. of Substations	0	No. of Busbars																																																									
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.																																																									
No. of Loads	10	No. of Shunts																																																									
Generation	=	1,8049 MW																																																									
External Infeed	=	0,0000 MW																																																									
Inter Grid Flow	=	0,0000 MW																																																									
Load P(U)	=	1,7970 MW																																																									
Load P(Un)	=	1,7970 MW																																																									
Load P(Un-U)	=	0,0000 MW																																																									
Motor Load	=	0,0000 MW																																																									
Grid Losses	=	0,0079 MW																																																									
Line Charging	=																																																										
Compensation ind.	=																																																										
Compensation cap.	=																																																										
Installed Capacity	=	4,16 MW																																																									
Spinning Reserve	=	2,36 MW																																																									
Total Power Factor:																																																											
Generation	=	0,83 [-]																																																									
Load/Motor	=	0,83 / 0,00 [-]																																																									

Anexo XIV: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.

```

---- 167 VARIABLE PGD.L
N10 1.975,    N12 3.416

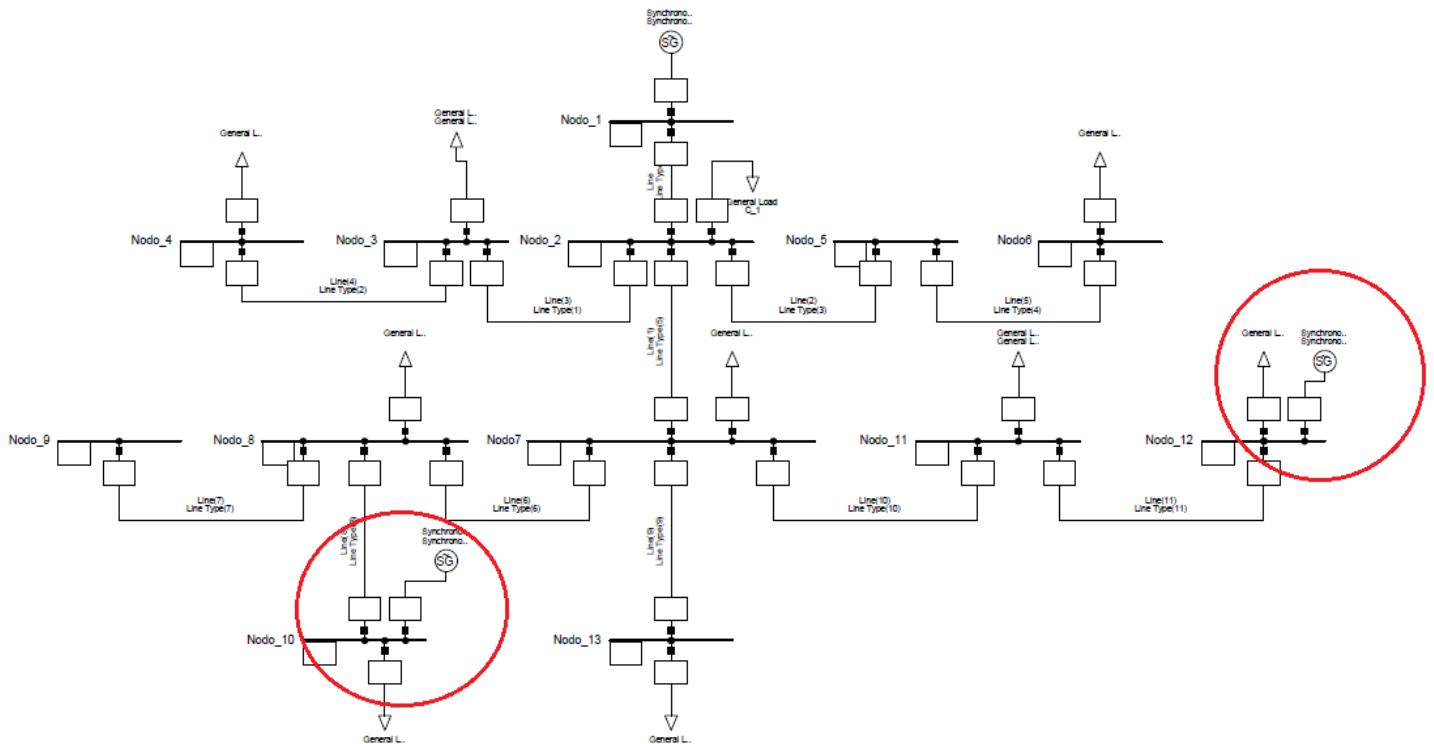
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N10 1.000,    N12 1.000

---- 167 VARIABLE QGD.L
N10 1.262,    N12 2.320

---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N10 1.000,    N12 1.000

```

Ubicación de 2 generador distribuido en sistema de 13 nodos con 30%.



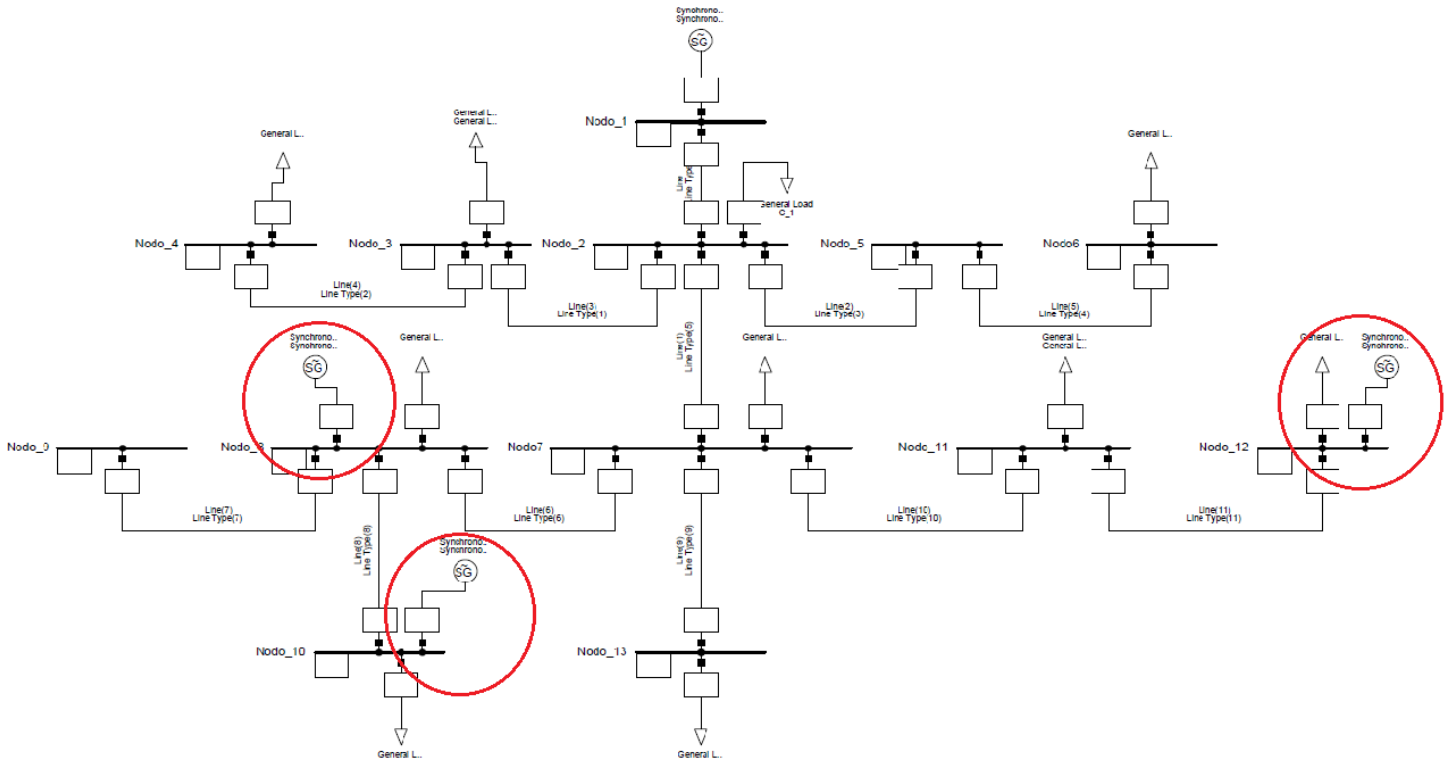
Anexo XV: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.

GAMS	DIgSILENT																																																																												
<pre> GAMS 31.2.0 r8baaed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.077 valor de l bjetivo </pre>	<table> <tr> <td>No. of Substations</td><td>0</td><td>No. of Busbars</td><td></td></tr> <tr> <td>No. of 2-w Trfs.</td><td>0</td><td>No. of 3-w Trfs.</td><td></td></tr> <tr> <td>No. of Loads</td><td>10</td><td>No. of Shunts</td><td></td></tr> <tr> <td>Generation</td><td>=</td><td>1,8049</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>External Infeed</td><td>=</td><td>0,0000</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Inter Grid Flow</td><td>=</td><td>0,0000</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Load P(U)</td><td>=</td><td>1,7970</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Load P(Un)</td><td>=</td><td>1,7970</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Load P(Un-U)</td><td>=</td><td>0,0000</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Motor Load</td><td>=</td><td>0,0000</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Grid Losses</td><td>=</td><td>0,00787</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Line Charging</td><td>=</td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>Compensation ind.</td><td>=</td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>Compensation cap.</td><td>=</td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>Installed Capacity</td><td>=</td><td>5,82</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Spinning Reserve</td><td>=</td><td>4,02</td><td>MW</td></tr> <tr> <td>Total Power Factor:</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td> Generation</td><td>=</td><td>0,83</td><td>[-]</td></tr> <tr> <td> Load/Motor</td><td>=</td><td>0,83 / 0,00</td><td>[-]</td></tr> </table>	No. of Substations	0	No. of Busbars		No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.		No. of Loads	10	No. of Shunts		Generation	=	1,8049	MW	External Infeed	=	0,0000	MW	Inter Grid Flow	=	0,0000	MW	Load P(U)	=	1,7970	MW	Load P(Un)	=	1,7970	MW	Load P(Un-U)	=	0,0000	MW	Motor Load	=	0,0000	MW	Grid Losses	=	0,00787	MW	Line Charging	=			Compensation ind.	=			Compensation cap.	=			Installed Capacity	=	5,82	MW	Spinning Reserve	=	4,02	MW	Total Power Factor:				Generation	=	0,83	[-]	Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]
No. of Substations	0	No. of Busbars																																																																											
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.																																																																											
No. of Loads	10	No. of Shunts																																																																											
Generation	=	1,8049	MW																																																																										
External Infeed	=	0,0000	MW																																																																										
Inter Grid Flow	=	0,0000	MW																																																																										
Load P(U)	=	1,7970	MW																																																																										
Load P(Un)	=	1,7970	MW																																																																										
Load P(Un-U)	=	0,0000	MW																																																																										
Motor Load	=	0,0000	MW																																																																										
Grid Losses	=	0,00787	MW																																																																										
Line Charging	=																																																																												
Compensation ind.	=																																																																												
Compensation cap.	=																																																																												
Installed Capacity	=	5,82	MW																																																																										
Spinning Reserve	=	4,02	MW																																																																										
Total Power Factor:																																																																													
Generation	=	0,83	[-]																																																																										
Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]																																																																										

Anexo XVI: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.

---- 167 VARIABLE PGD.L			
N8	1.461,	N10 1.280,	N12 2.650
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD			
N8	1.000,	N10 1.000,	N12 1.000
---- 167 VARIABLE QGD.L			
N8	0.846,	N10 0.860,	N12 1.876
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD			
N8	1.000,	N10 1.000,	N12 1.000

Ubicación de 3 generador distribuido en sistema de 13 nodos con 30%.



Anexo XVII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.

GAMS	DIgSILENT			
<pre> GAMS 31.2.0 r08ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.077 valor de 1 bjetivo </pre>	No. of Substations	0	No. of Busbars	
	No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	
	No. of Loads	10	No. of Shunts	
	Generation	=	1,8027	MW
	External Infeed	=	0,0000	MW
	Inter Grid Flow	=	0,0000	MW
	Load P(U)	=	1,7970	MW
	Load P(Un)	=	1,7970	MW
	Load P(Un-U)	=	0,0000	MW
	Motor Load	=	0,0000	MW
	Grid Losses	=	0,0057	MW
	Line Charging	=		
	Compensation ind.	=		
	Compensation cap.	=		
	Installed Capacity	=	2,50	MW
Spinning Reserve	=	0,70	MW	
Total Power Factor:				
Generation	=	0,83	[-]	
Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]	

Anexo XVIII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.

```

---- 167 VARIABLE PGD.L
N5 -1.2467E-12, N7 10.782, N9 -1.6984E-13

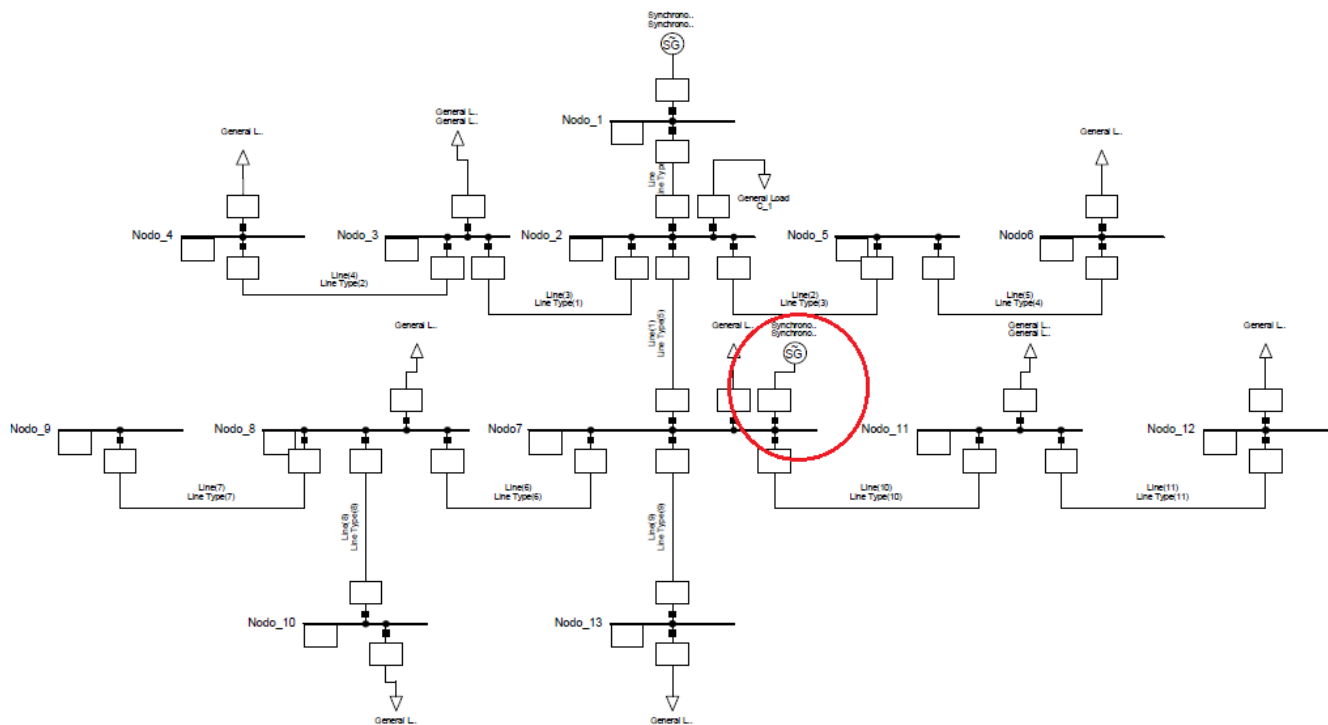
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N7 1.000

---- 167 VARIABLE QGD.L
N7 7.164

---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N7 1.000

```

Esquema de ubicación de 1GD AL 60% en el sistema de 13 barras.



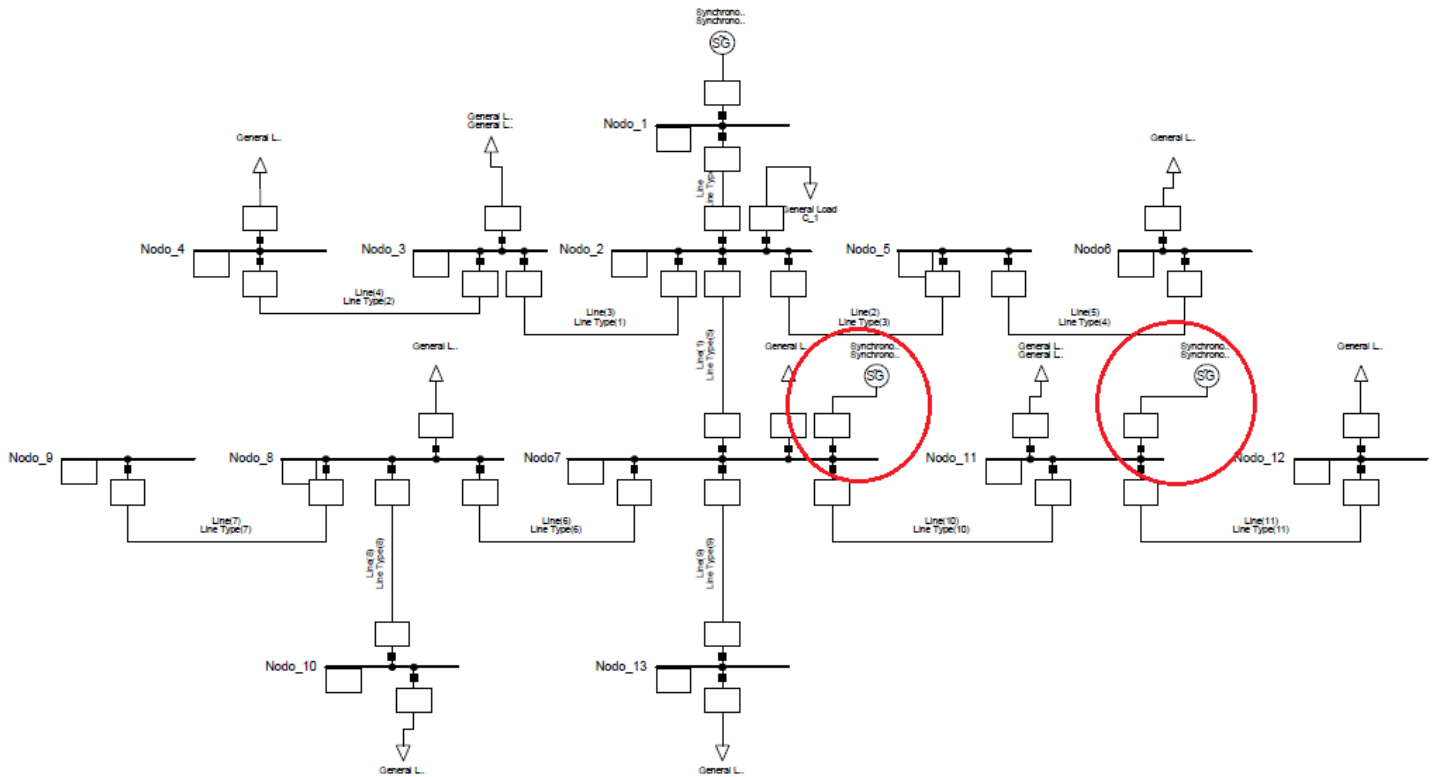
Anexo XIX: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.

GAMS	DIgSILENT		
	No. of Substations	0	No. of Busbars
	No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.
	No. of Loads	10	No. of Shunts
	Generation	=	1,8024 MW
	External Infeed	=	0,0000 MW
	Inter Grid Flow	=	0,0000 MW
	Load P(U)	=	1,7970 MW
	Load P(Un)	=	1,7970 MW
	Load P(Un-U)	=	0,0000 MW
	Motor Load	=	0,0000 MW
	Grid Losses	=	0,0054 MW
	Line Charging	=	
	Compensation ind.	=	
	Compensation cap.	=	
	Installed Capacity	=	4,16 MW
	Spinning Reserve	=	2,36 MW
	Total Power Factor:		
	Generation	=	0,83 [-]
	Load/Motor	=	0,83 / 0,00 [-]
<pre> GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.054 valor de 1 bjetivo </pre>			

Anexo XX: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.

---- 167 VARIABLE PGD.L	
N7 7.380,	N11 3.402
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD	
N7 1.000,	N11 1.000
---- 167 VARIABLE QGD.L	
N7 4.850,	N11 2.314
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD	
N7 1.000,	N11 1.000

Ubicación de 2 generador distribuido en sistema de 13 nodos con 60%.



Anexo XXI: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DiGSILENT.

GAMS	DiGSILENT																																																																												
	<table border="0"> <tr> <td>No. of Substations</td> <td>0</td> <td>No. of Busbars</td> <td></td> </tr> <tr> <td>No. of 2-w Trfs.</td> <td>0</td> <td>No. of 3-w Trfs.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>No. of Loads</td> <td>10</td> <td>No. of Shunts</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Generation</td> <td>=</td> <td>1,8022</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>External Infeed</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Inter Grid Flow</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P (U)</td> <td>=</td> <td>1,7970</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P (Un)</td> <td>=</td> <td>1,7970</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Load P (Un-U)</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Motor Load</td> <td>=</td> <td>0,0000</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Grid Losses</td> <td>=</td> <td>0,0052</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Line Charging</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation ind.</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation cap.</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Installed Capacity</td> <td>=</td> <td>7,48</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Spinning Reserve</td> <td>=</td> <td>5,68</td> <td>MW</td> </tr> <tr> <td>Total Power Factor:</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> Generation</td> <td>=</td> <td>0,83</td> <td>[-]</td> </tr> <tr> <td> Load/Motor</td> <td>=</td> <td>0,83 / 0,00</td> <td>[-]</td> </tr> </table>	No. of Substations	0	No. of Busbars		No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.		No. of Loads	10	No. of Shunts		Generation	=	1,8022	MW	External Infeed	=	0,0000	MW	Inter Grid Flow	=	0,0000	MW	Load P (U)	=	1,7970	MW	Load P (Un)	=	1,7970	MW	Load P (Un-U)	=	0,0000	MW	Motor Load	=	0,0000	MW	Grid Losses	=	0,0052	MW	Line Charging	=			Compensation ind.	=			Compensation cap.	=			Installed Capacity	=	7,48	MW	Spinning Reserve	=	5,68	MW	Total Power Factor:				Generation	=	0,83	[-]	Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]
No. of Substations	0	No. of Busbars																																																																											
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.																																																																											
No. of Loads	10	No. of Shunts																																																																											
Generation	=	1,8022	MW																																																																										
External Infeed	=	0,0000	MW																																																																										
Inter Grid Flow	=	0,0000	MW																																																																										
Load P (U)	=	1,7970	MW																																																																										
Load P (Un)	=	1,7970	MW																																																																										
Load P (Un-U)	=	0,0000	MW																																																																										
Motor Load	=	0,0000	MW																																																																										
Grid Losses	=	0,0052	MW																																																																										
Line Charging	=																																																																												
Compensation ind.	=																																																																												
Compensation cap.	=																																																																												
Installed Capacity	=	7,48	MW																																																																										
Spinning Reserve	=	5,68	MW																																																																										
Total Power Factor:																																																																													
Generation	=	0,83	[-]																																																																										
Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]																																																																										
<pre> GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.052 valor de l bjetivo </pre>																																																																													

Anexo XXII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.

```

---- 167 VARIABLE PGD.L
N7 6.369,    N10 1.565,    N12 2.848

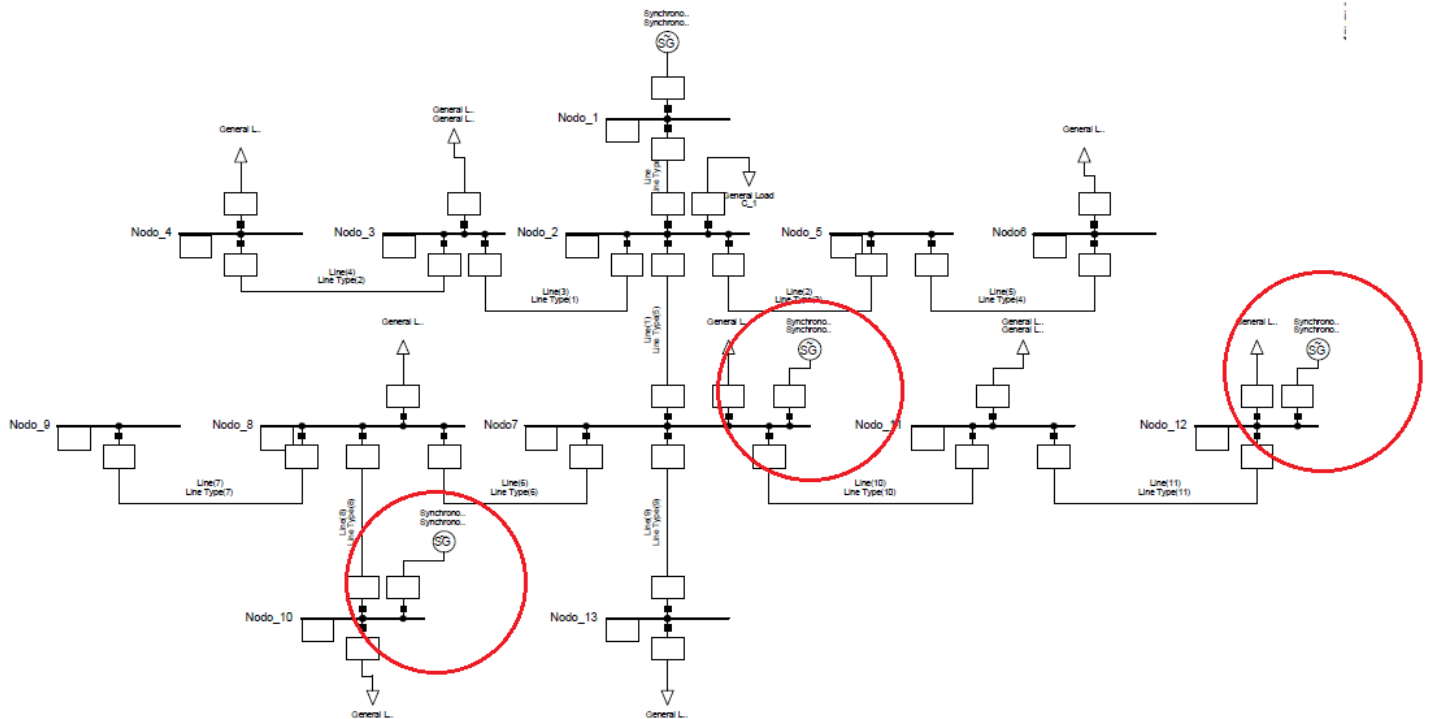
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N7 1.000,    N10 1.000,    N12 1.000

---- 167 VARIABLE QGD.L
N7 4.044,    N10 1.068,    N12 2.051

---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N7 1.000,    N10 1.000,    N12 1.000

```

Ubicación de 3 generador distribuido en sistema de 13 nodos con 60%.



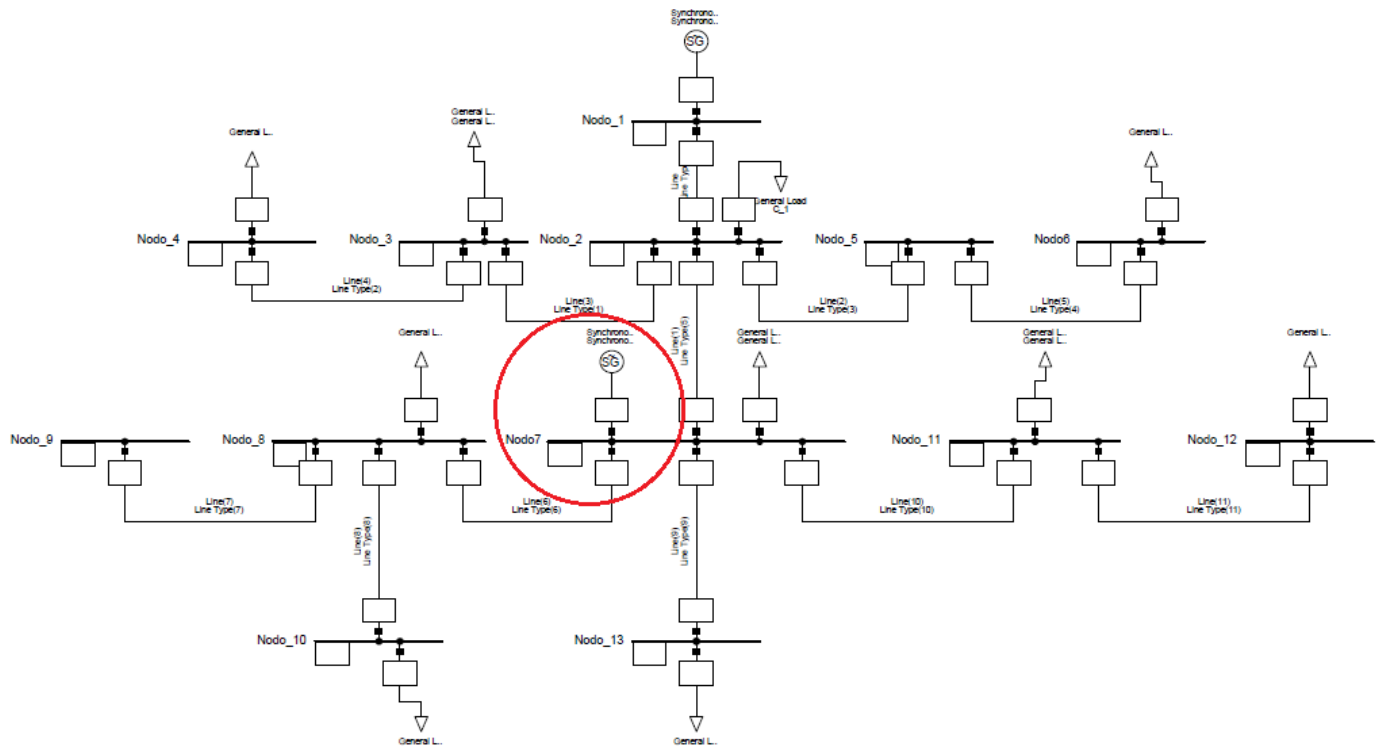
Anexo XXIII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.

GAMS	DIgSILENT	
<pre> GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win ^ General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.056 valor de 1 bjetivo </pre>	<pre> No. of Substations 0 No. of Busbars No. of 2-w Trfs. 0 No. of 3-w Trfs. No. of Loads 10 No. of Shunts Generation = 1,8025 MW External Infeed = 0,0000 MW Inter Grid Flow = 0,0000 MW Load P(U) = 1,7970 MW Load P(Un) = 1,7970 MW Load P(Un-U) = 0,0000 MW Motor Load = 0,0000 MW Grid Losses = 0,0055 MW Line Charging = Compensation ind. = Compensation cap. = Installed Capacity = 2,50 MW Spinning Reserve = 0,70 MW Total Power Factor: Generation = 0,83 [-] Load/Motor = 0,83 / 0,00 [-] </pre>	

Anexo XXIV: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.

<pre> ---- 167 VARIABLE PGD.L N7 12.579 ---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD N7 1.000 ---- 167 VARIABLE QGD.L N7 8.358 ---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD N7 1.000 </pre>
--

Esquema de ubicación de 1GD AL 70% en el sistema de 13 barras.



Anexo XXV: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DIgSILENT.

GAMS	DIgSILENT		
	No. of Substations	0	No. of Busbars
	No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.
	No. of Loads	10	No. of Shunts
	Generation	=	1,8020 MW
	External Infeed	=	0,0000 MW
	Inter Grid Flow	=	0,0000 MW
	Load P(U)	=	1,7970 MW
	Load P(Un)	=	1,7970 MW
	Load P(Un-U)	=	0,0000 MW
	Motor Load	=	0,0000 MW
	Grid Losses	=	0,0050 MW
	Line Charging	=	
	Compensation ind.	=	
	Compensation cap.	=	
	Installed Capacity	=	7,48 MW
	Spinning Reserve	=	5,68 MW
	Total Power Factor:		
	Generation	=	0,83 [-]
	Load/Motor	=	0,83 / 0,00 [-]
GAMS 31.2.0 r8b6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.052 valor de 1 bjetivo			

Anexo XXVI: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.

```

---- 167 VARIABLE PGD.L
N4 2.110,    N7 10.469

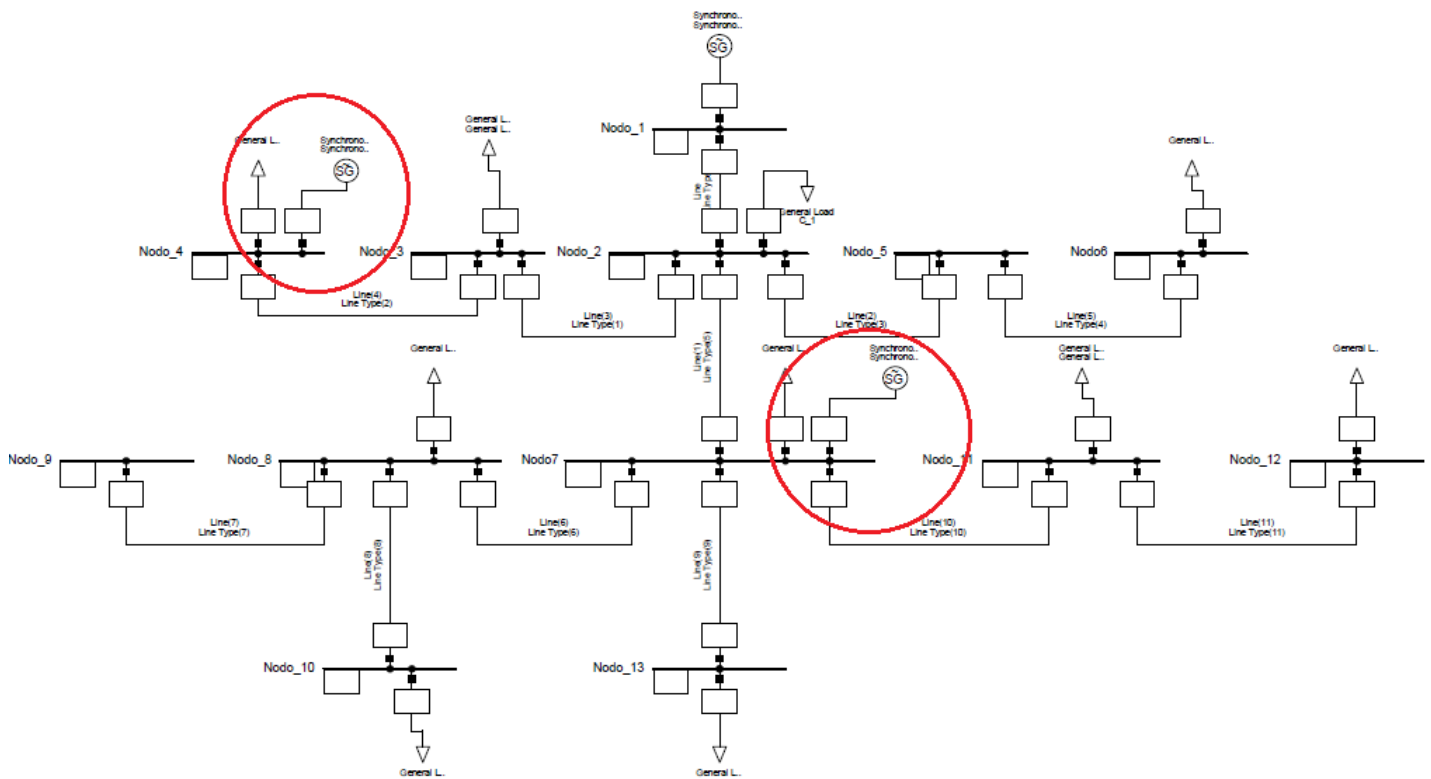
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N4 1.000,    N7 1.000

---- 167 VARIABLE QGD.L
N4 1.285,    N7 7.073

---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N4 1.000,    N7 1.000

```

Ubicación de 2 generador distribuido en sistema de 13 nodos con 70%.



Anexo XXVII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 13 barras con el software GAMS y DiGSILENT.

GAMS	DiGSILENT	
<pre> GAMS 31.2.0 r9ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.048 valor de 1 bjetivo </pre>	<pre> No. of Substations 0 No. of Busbars No. of 2-w Trfs. 0 No. of 3-w Trfs. No. of Loads 10 No. of Shunts Generation = 1,8017 MW External Infeed = 0,0000 MW Inter Grid Flow = 0,0000 MW Load P(U) = 1,7970 MW Load P(Un) = 1,7970 MW Load P(Un-U) = 0,0000 MW Motor Load = 0,0000 MW Grid Losses = 0,0047 MW Line Charging = Compensation ind. = Compensation cap. = Installed Capacity = 5,82 MW Spinning Reserve = 4,02 MW Total Power Factor: Generation = 0,83 [-] Load/Motor = 0,83 / 0,00 [-] </pre>	

Anexo XXVIII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 13 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.

```

---- 167 VARIABLE PGD.L
N4 2.339, N8 7.006, N12 3.234

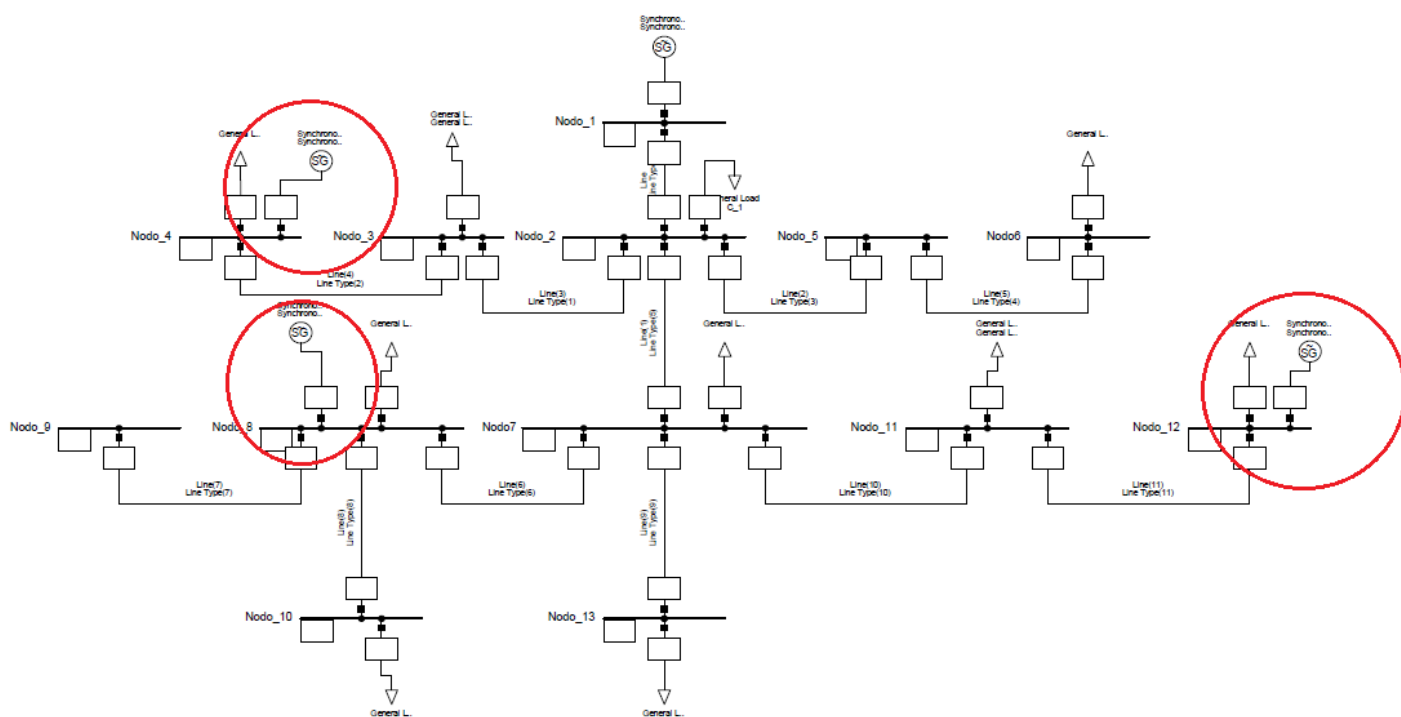
---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N4 1.000, N8 1.000, N12 1.000

---- 167 VARIABLE QGD.L
N4 1.429, N8 4.651, N12 2.278

---- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N4 1.000, N8 1.000, N12 1.000

```

Ubicación de 3 generador distribuido en sistema de 13 nodos con 70%.



Anexo XXIX: Parámetros eléctricos para el sistema de barras de 34 nodos y 33 líneas para la implementación en GAMS.

NODO(i,j)	Rij(Ω)	Xij (Ω)	PiD(Kw)	QiD(KVAr)
1-2	0,0043	0,0040	20	16
2-3	0,0029	0,0021	9	7
3-4	0,0280	0,0228	135	105
4-5	0,0006	0,0005	20	16
4-6	0,0060	0,0060	150	75
6-7	0,0016	0,0015	10	5
7-8	0,0126	0,0094	200	100
8-9	0,0052	0,0005	4	2
9-10	0,0122	0,0122	200	100
10-11	0,0312	0,0283	20	10
11-12	0,0143	0,0108	15	8
9-13	0,0157	0,0107	200	100
13-14	0,0061	0,0062	10	6
13-15	0,0126	0,0106	22	11
15-16	0,0028	0,0018	28	14
16-17	0,0062	0,0061	200	100
17-18	0,0170	0,0171	25	12
17-19	0,0128	0,0106	23	11
19-20	0,0006	0,0006	30	20
20-21	0,0087	0,0062	16	15
21-22	0,0117	0,0117	10	8
20-23	0,0012	0,0060	200	100
23-24	0,0006	0,0005	5	0
23-25	0,0012	0,0007	40	2
25-26	0,0017	0,0107	4	2
26-27	0,0061	0,0061	200	100
27-28	0,0006	0,0005	200	100

28-29	0,0007	0,0006	6	3
25-30	0,0016	0,0055	200	100
30-31	0,0116	0,0076	13	7
31-32	0,0022	0,0022	110	55
31-33	0,0062	0,0067	42	22
33-34	0,0056	0,0056	20	11

Fuente: los Autores

Anexos para los sistemas de prueba 34 nodos IEEE

Anexo XXX: Pérdidas asociadas a la potencia activa en el caso base 0 GD para el sistema de prueba de 34 barras, GAMS.

GAMS	DigSILENT
<pre> GAMS 31.2.0 r8baaed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 250 VARIABLE z.L = 0.252 valor de 1 bjetivo </pre>	<pre> No. of Substations 0 No. of Busbars No. of 2-w Trfs. 0 No. of 3-w Trfs. No. of Loads 33 No. of Shunts Generation = 1,720 MW External Infeed = 0,000 MW Inter Grid Flow = 0,000 MW Load P(U) = 1,695 MW Load P(Un) = 1,695 MW Load P(Un-U) = 0,000 MW Motor Load = 0,000 MW Grid Losses = 0,02524 MW Line Charging = Compensation ind. = Compensation cap. = Installed Capacity = 3,42 MW Spinning Reserve = 1,70 MW Total Power Factor: Generation = 0,88 [-] Load/Motor = 0,88 / 0,00 [-] </pre>

Anexo XXXI: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

GAMS	DigSILENT
<pre> GAMS 31.2.0 r8baaed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 250 VARIABLE z.L = 0.141 valor de 1 bjetivo </pre>	<pre> Grid: GD_34-N_1G_30% System Stage: GD_34-N_1G Grid: GD_34-N_1G_30% summary No. of Substations 0 No. of Busbars No. of 2-w Trfs. 0 No. of 3-w Trfs. No. of Loads 33 No. of Shunts Generation = 1,710 MW External Infeed = 0,000 MW Inter Grid Flow = 0,000 MW Load P(U) = 1,695 MW Load P(Un) = 1,695 MW Load P(Un-U) = 0,000 MW Motor Load = 0,000 MW Grid Losses = 0,01453 MW Line Charging = Compensation ind. = Compensation cap. = Installed Capacity = 3,42 MW Spinning Reserve = 1,71 MW Total Power Factor: Generation = 0,88 [-] Load/Motor = 0,88 / 0,00 [-] </pre>

Anexo XXXII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.

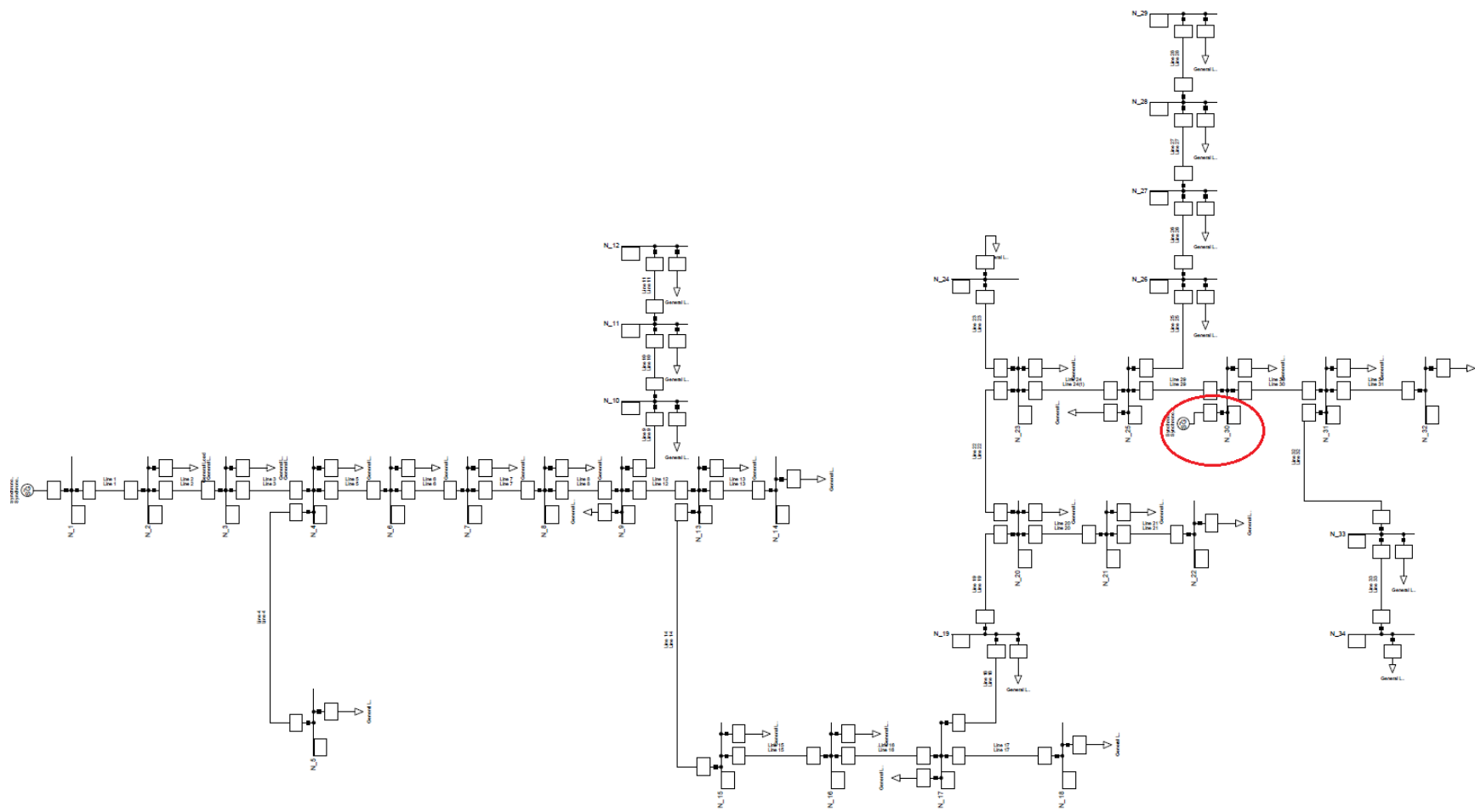
```
----- 250 VARIABLE PGD.L
N30 6.867

----- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N30 1.000

----- 250 VARIABLE QGD.L
N30 4.032

----- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N30 1.000
```

Esquema de ubicación de IGD AL 30% en el sistema de 34 barras



Anexo XXXIII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

```
GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win
General Algebraic Modeling System
Execution

---- 250 VARIABLE z.L = 0.141 valor de l
                                bjetivo
```

Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software DiGSILENT.

No. of Substations	0	No. of Busbars
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.
No. of Loads	33	No. of Shunts
Generation	=	1,709 MW
External Infeed	=	0,000 MW
Inter Grid Flow	=	0,000 MW
Load P(U)	=	1,695 MW
Load P(Un)	=	1,695 MW
Load P(Un-U)	=	0,000 MW
Motor Load	=	0,000 MW
Grid Losses	=	0,01443 MW
Line Charging	=	
Compensation ind.	=	
Compensation cap.	=	
Installed Capacity	=	6,00 MW
Spinning Reserve	=	4,29 MW
Total Power Factor:		
Generation	=	0,88 [-]
Load/Motor	=	0,88 / 0,00 [-]

Anexo XXXIV: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.

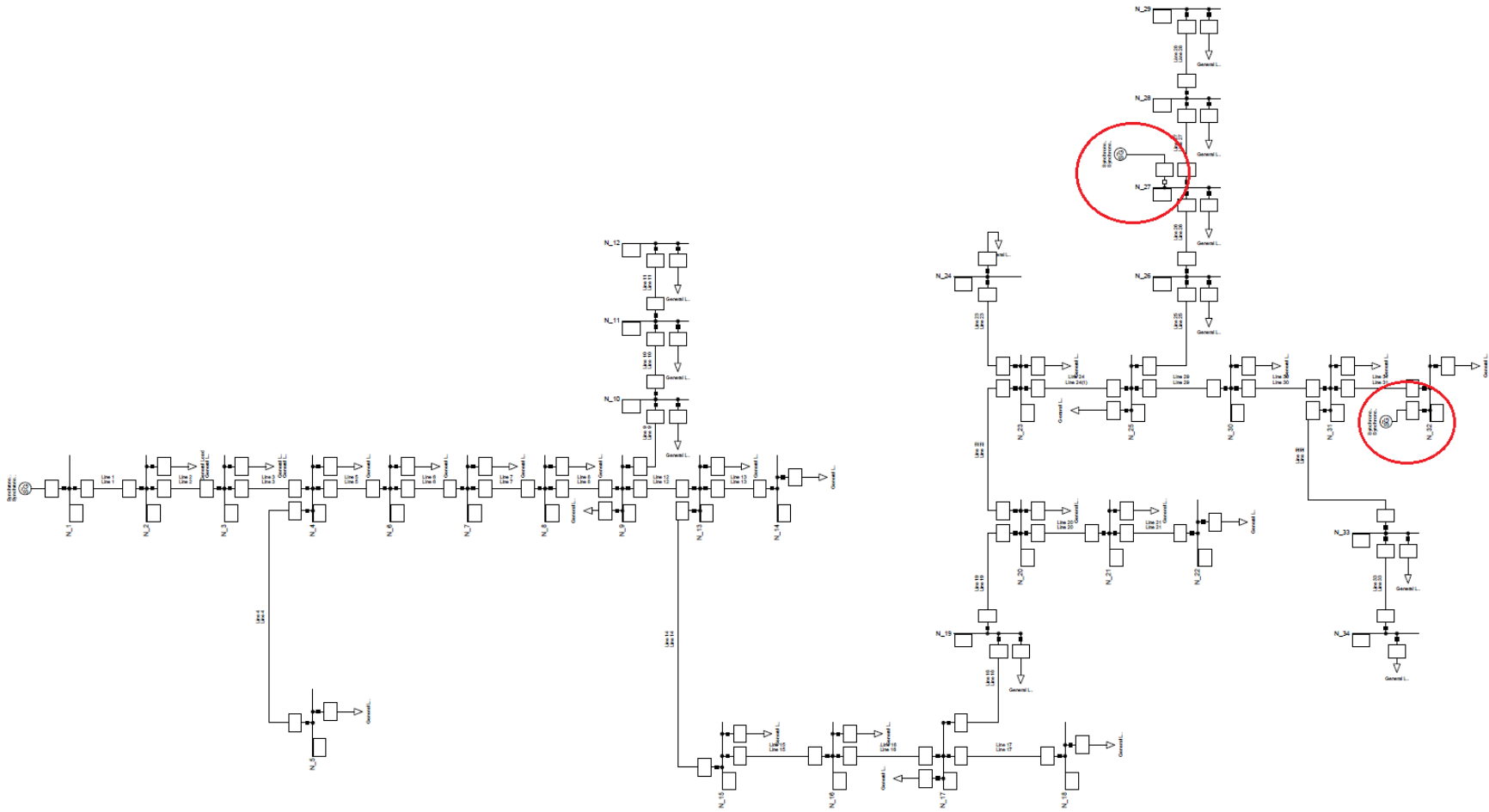
```
---- 250 VARIABLE PGD.L
N27 4.556, N32 2.311

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N27 1.000, N32 1.000

---- 250 VARIABLE QGD.L
N27 2.554, N32 1.478

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N27 1.000, N32 1.000
```

Ubicación de 2 generador distribuido en sistema de 34 nodos con 30%.



Anexo XXXV: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

```
GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win
General Algebraic Modeling System
Execution

---- 250 VARIABLE z.L = 0.141 valor de l
                                bjetivo
```

Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 30% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software DiGSILENT.

No. of Substations	0	No. of Busbars	
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	
No. of Loads	33	No. of Shunts	
Generation	=	1,709	MW
External Infeed	=	0,000	MW
Inter Grid Flow	=	0,000	MW
Load P(U)	=	1,695	MW
Load P(Un)	=	1,695	MW
Load P(Un-U)	=	0,000	MW
Motor Load	=	0,000	MW
Grid Losses	=	0,01428	MW
Line Charging	=		
Compensation ind.	=		
Compensation cap.	=		
Installed Capacity	=	8,58	MW
Spinning Reserve	=	6,87	MW
Total Power Factor:			
Generation	=	0,88	[-]
Load/Motor	=	0,88 / 0,00	[-]

Anexo XXXVI: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 30% de la demanda total, GAMS.

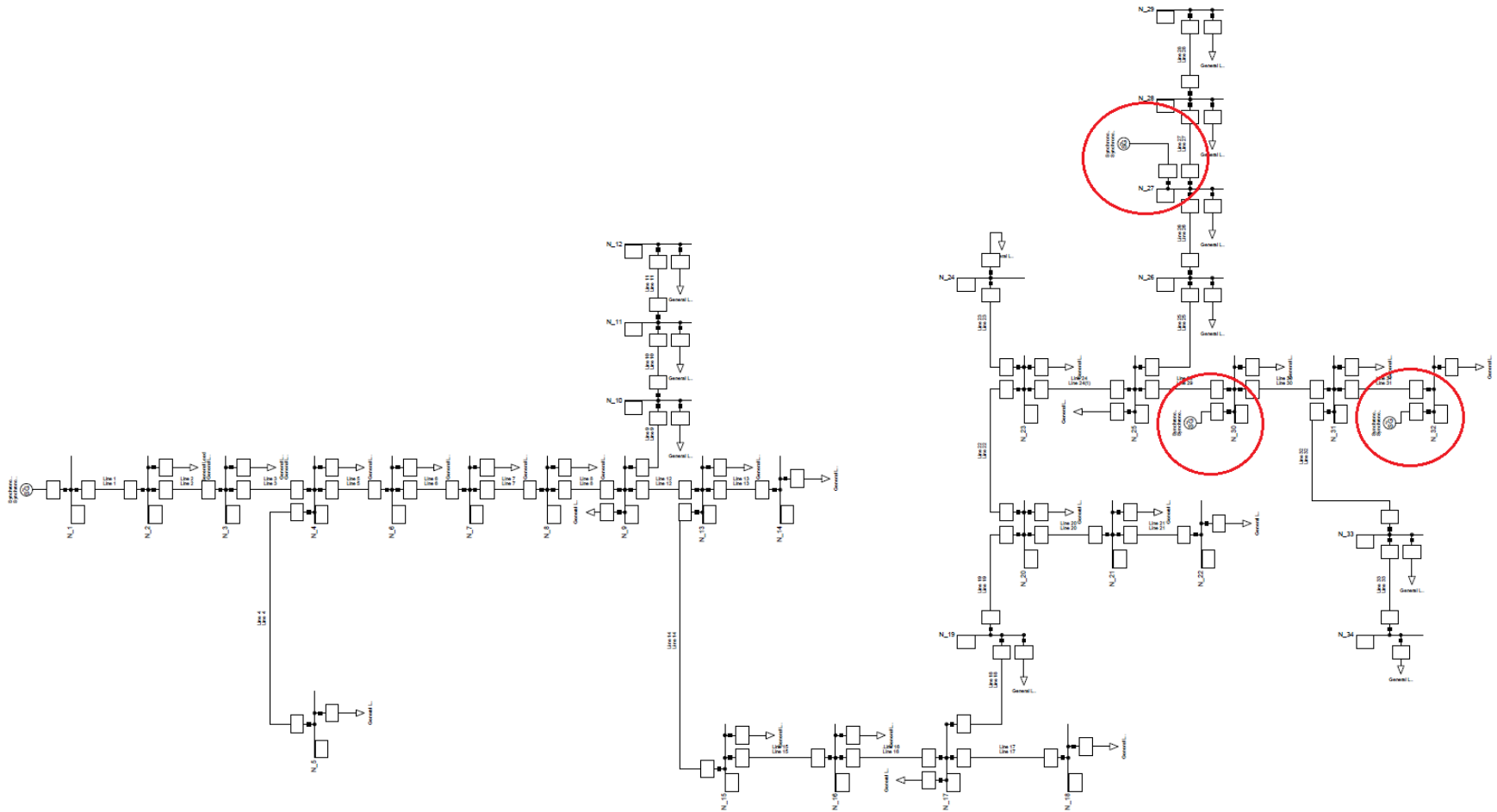
```
---- 250 VARIABLE PGD.L
```

N17 -9.0422E-13,	N18 -3.8339E-13,	N19 -7.3104E-14,	N20 -5.67
N21 -4.4425E-14,	N22 -4.0502E-14,	N23 -2.9137E-14,	N24 -2.77
N25 -1.3263E-14,	N26 -1.0349E-14,	N27 3.717,	N28 5.966
N29 6.21049E-15,	N30 1.420,	N31 6.24447E-15,	N32
N33 2.61551E-14,	N34 3.12231E-14		

```
250 VARIABLE QGD.L
```

N17 -2.7336E-13,	N18 -2.6388E-13,	N19 -5.2983E-14,	N20 -4.28
N21 -3.3339E-14,	N22 -2.8331E-14,	N23 -2.6803E-14,	N24 -2.45
N25 -1.2059E-14,	N26 -1.0499E-14,	N27 1.699,	N28 2.243
N29 3.3352E-15,	N30 1.447,	N31 4.02000E-15,	N32
N33 1.18327E-14,	N34 1.68246E-14		

Ubicación de 3 generador distribuido en sistema de 34 nodos con 30%.



Anexo XXXVII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

```
GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win
General Algebraic Modeling System
Execution

---- 250 VARIABLE z.L = 0.086 valor de l
                                bjetivo
```

Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software DiGSILENT.

No. of Substations	0	No. of Busbars
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.
No. of Loads	33	No. of Shunts
Generation	=	1,704 MW
External Infeed	=	0,000 MW
Inter Grid Flow	=	0,000 MW
Load P(U)	=	1,695 MW
Load P(Un)	=	1,695 MW
Load P(Un-U)	=	0,000 MW
Motor Load	=	0,000 MW
Grid Losses	=	0,00881 MW
Line Charging	=	
Compensation ind.	=	
Compensation cap.	=	
Installed Capacity	=	3,42 MW
Spinning Reserve	=	1,72 MW
Total Power Factor:		
Generation	=	0,88 [-]
Load/Motor	=	0,88 / 0,00 [-]

Anexo XXXVIII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.

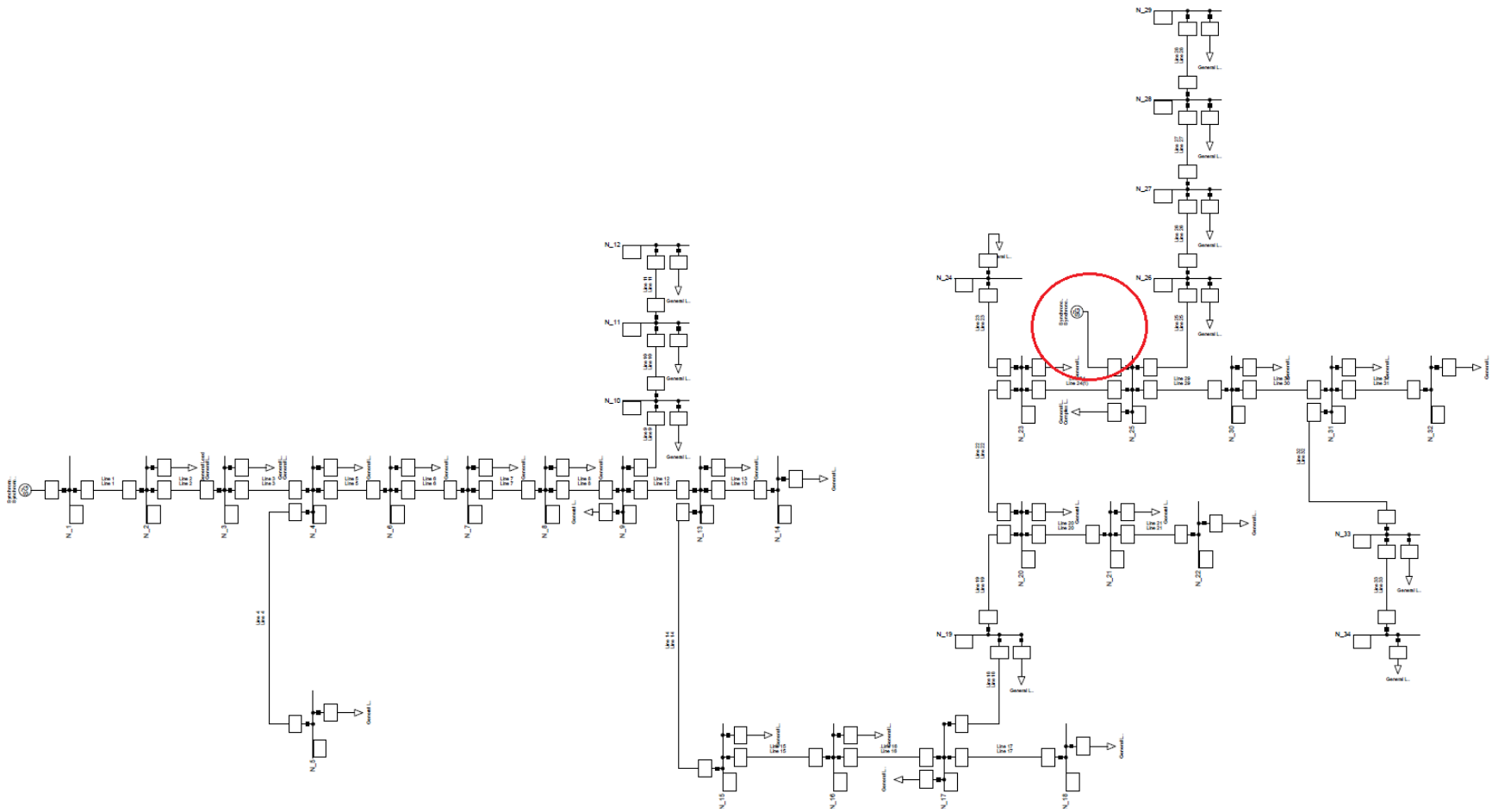
```
---- 250 VARIABLE PGD.L
N25 13.734

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N25 1.000

---- 250 VARIABLE QGD.L
N25 8.064

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N25 1.000
```

Esquema de ubicación de IGD AL 60% en el sistema de 34 barras.



Anexo XXXIX: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

```
GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win
General Algebraic Modeling System
Execution

---- 250 VARIABLE z.L = 0.084 valor de l
                                bjetivo
```

Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software DigSILENT.

No. of Substations	0	No. of Busbars
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs
No. of Loads	33	No. of Shunts
Generation	=	1,703 MW
External Infeed	=	0,000 MW
Inter Grid Flow	=	0,000 MW
Load P(U)	=	1,695 MW
Load P(Un)	=	1,695 MW
Load P(Un-U)	=	0,000 MW
Motor Load	=	0,000 MW
Grid Losses	=	0,00752 MW
Line Charging	=	
Compensation ind.	=	
Compensation cap.	=	
Installed Capacity	=	1,67 MW
Spinning Reserve	=	-0,03 MW
Total Power Factor:		
Generation	=	0,88 [-]
Load/Motor	=	0,88 / 0,00 [-]

Anexo XL: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.

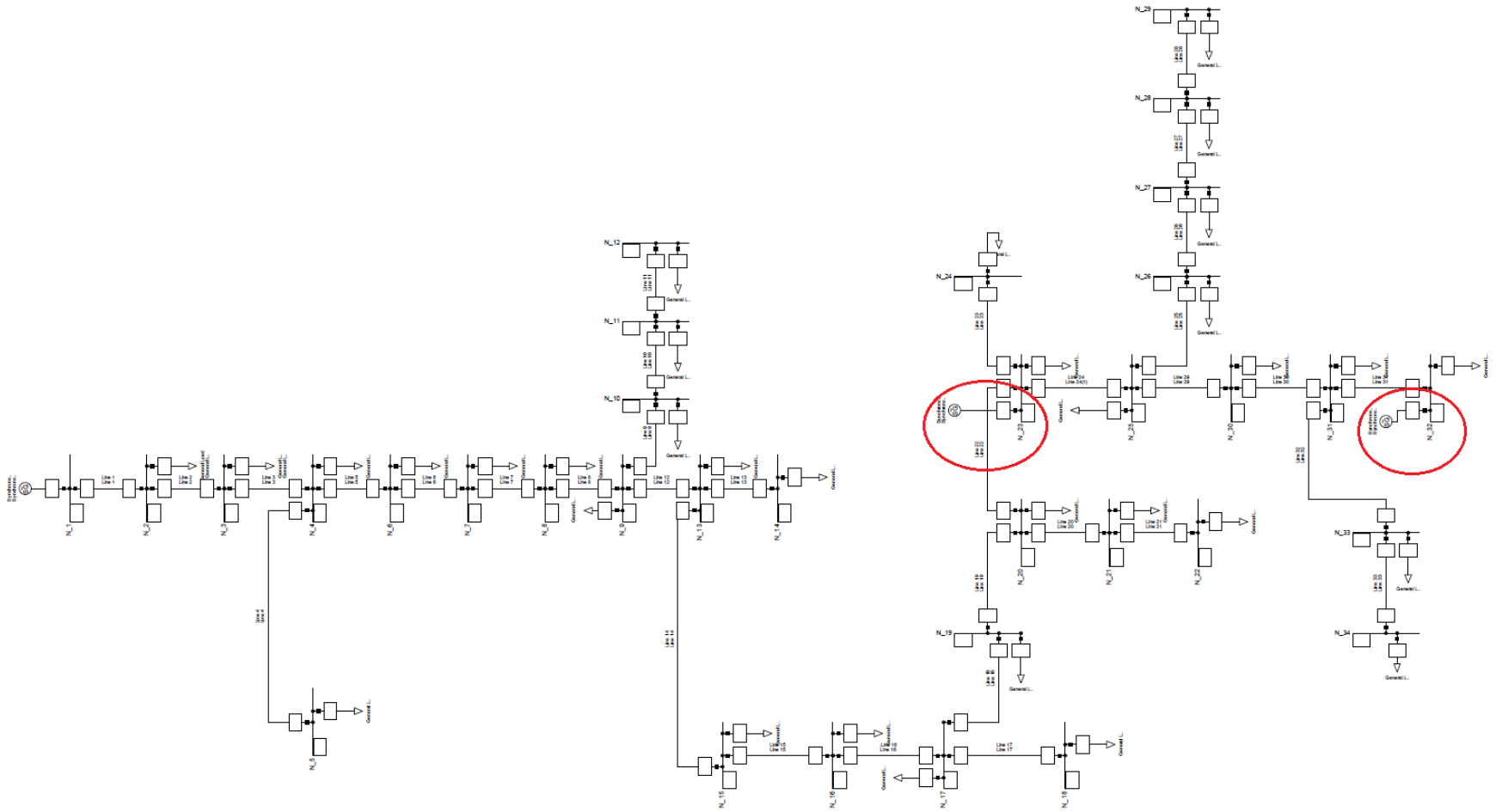
```
---- 250 VARIABLE PGD.L
N23 11.149, N32 2.585

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N23 1.000, N32 1.000

---- 250 VARIABLE QGD.L
N23 6.508, N32 1.556

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N23 1.000, N32 1.000
```

Ubicación de 2 generador distribuido en sistema de 34 nodos con 60%.



Anexo XLI: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

```
GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win
General Algebraic Modeling System
Execution

---- 250 VARIABLE z.L = 0.083 valor de l
                                bjetivo
```

Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 60% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software DiGSILENT.

No. of Substations	0	No. of Busbars
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.
No. of Loads	33	No. of Shunts
Generation	=	1,703 MW
External Infeed	=	0,000 MW
Inter Grid Flow	=	0,000 MW
Load P(U)	=	1,695 MW
Load P(Un)	=	1,695 MW
Load P(Un-U)	=	0,000 MW
Motor Load	=	0,000 MW
Grid Losses	=	0,0078 MW
Line Charging	=	
Compensation ind.	=	
Compensation cap.	=	
Installed Capacity	=	3,42 MW
Spinning Reserve	=	1,72 MW
Total Power Factor:		
Generation	=	0,88 [-]
Load/Motor	=	0,88 / 0,00 [-]

Anexo XLII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 60% de la demanda total, GAMS.

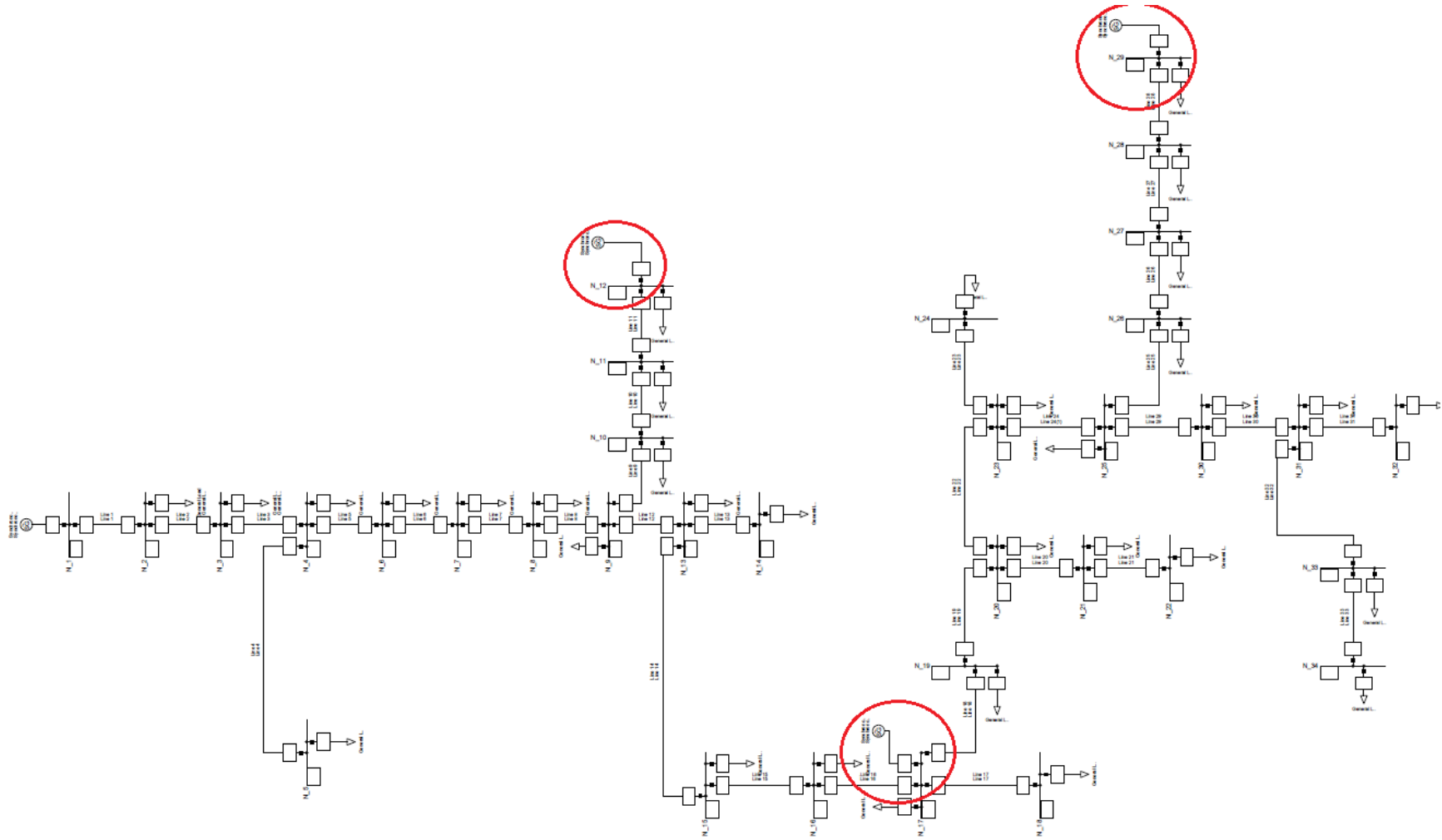
```
---- 250 VARIABLE PGD.L
N12 0.521, N17 4.338, N29 8.875

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N12 1.000, N17 1.000, N29 1.000

---- 250 VARIABLE QGD.L
N12 0.157, N17 2.550, N29 5.357

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N12 1.000, N17 1.000, N29 1.000
```

Ubicación de 3 generador distribuido en sistema de 34 nodos con 60%.



Anexo XLIII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

```
GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win
General Algebraic Modeling System
Execution

---- 250 VARIABLE z.L = 0.083 valor de 1
                                bjetivo
```

Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 1 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software DigSILENT.

No. of Substations	0	No. of Busbars	
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	
No. of Loads	33	No. of Shunts	
Generation	=	1,704	MW
External Infeed	=	0,000	MW
Inter Grid Flow	=	0,000	MW
Load P(U)	=	1,695	MW
Load P(Un)	=	1,695	MW
Load P(Un-U)	=	0,000	MW
Motor Load	=	0,000	MW
Grid Losses	=	0,00879	MW
Line Charging	=		
Compensation ind.	=		
Compensation cap.	=		
Installed Capacity	=	1,70	MW
Spinning Reserve	=	-0,00	MW
Total Power Factor:			
Generation	=	0,88	[-]
Load/Motor	=	0,88 / 0,00	[-]

Anexo XLIV: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 1 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.

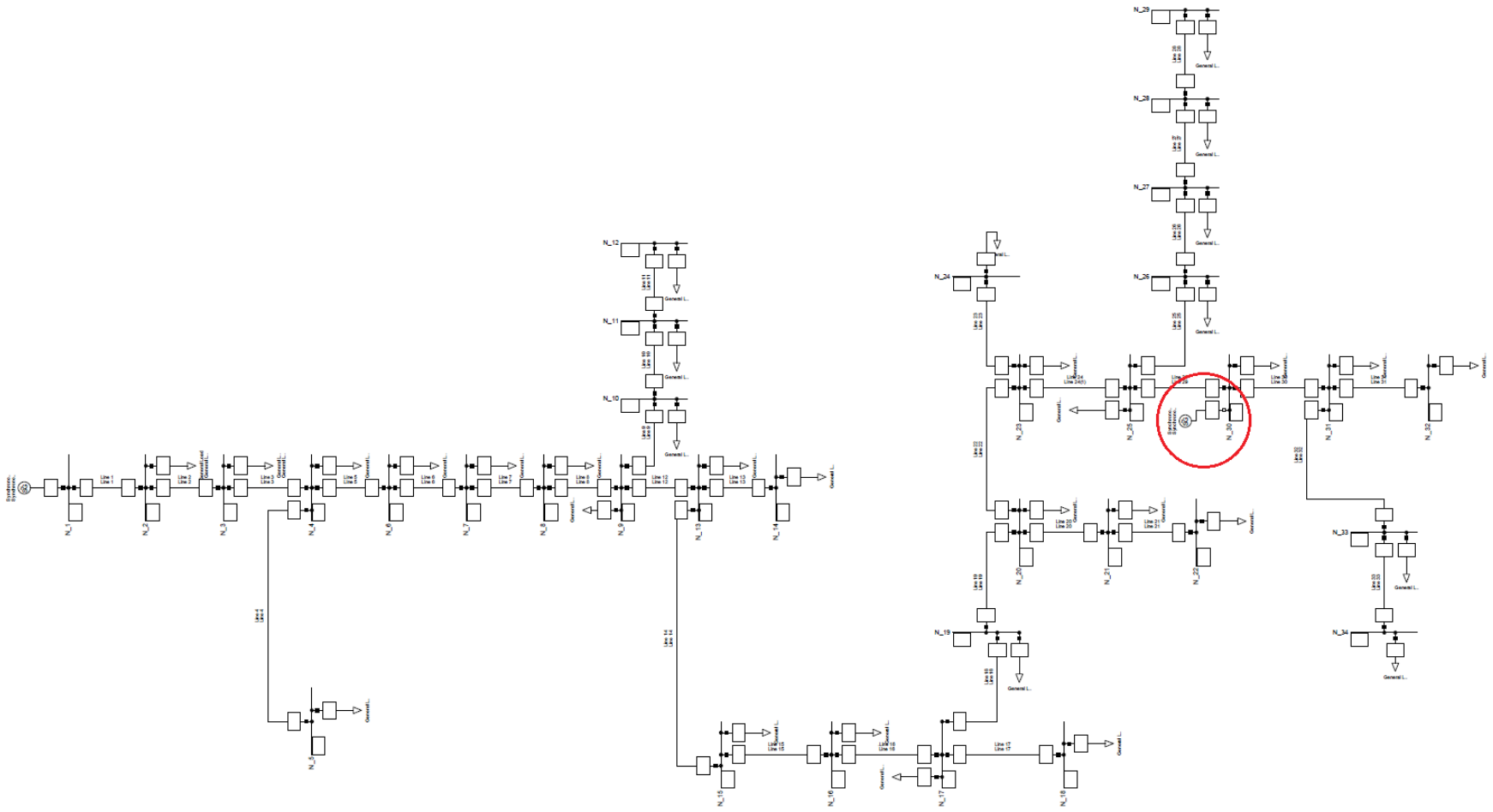
```
---- 250 VARIABLE PGD.L
N30 16.023

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N30 1.000

---- 250 VARIABLE QGD.L
N30 9.408

---- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N30 1.000
```

Esquema de ubicación de IGD AL 70% en el sistema de 34 barras.



Anexo XLV: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

```
GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win
General Algebraic Modeling System
Execution

----- 250 VARIABLE z.L = 0.075 valor de 1
                                                bjetivo
```

Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 2 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software DIGSILENT.

No. of Substations	0	No. of Busbars
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.
No. of Loads	33	No. of Shunts
Generation	=	1,703 MW
External Infeed	=	0,000 MW
Inter Grid Flow	=	0,000 MW
Load P(U)	=	1,695 MW
Load P(Un)	=	1,695 MW
Load P(Un-U)	=	0,000 MW
Motor Load	=	0,000 MW
Grid Losses	=	0,00754 MW
Line Charging	=	
Compensation ind.	=	
Compensation cap.	=	
Installed Capacity	=	3,42 MW
Spinning Reserve	=	1,72 MW
Total Power Factor:		
Generation	=	0,88 [-]
Load/Motor	=	0,88 / 0,00 [-]

Anexo XLVI: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 2 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.

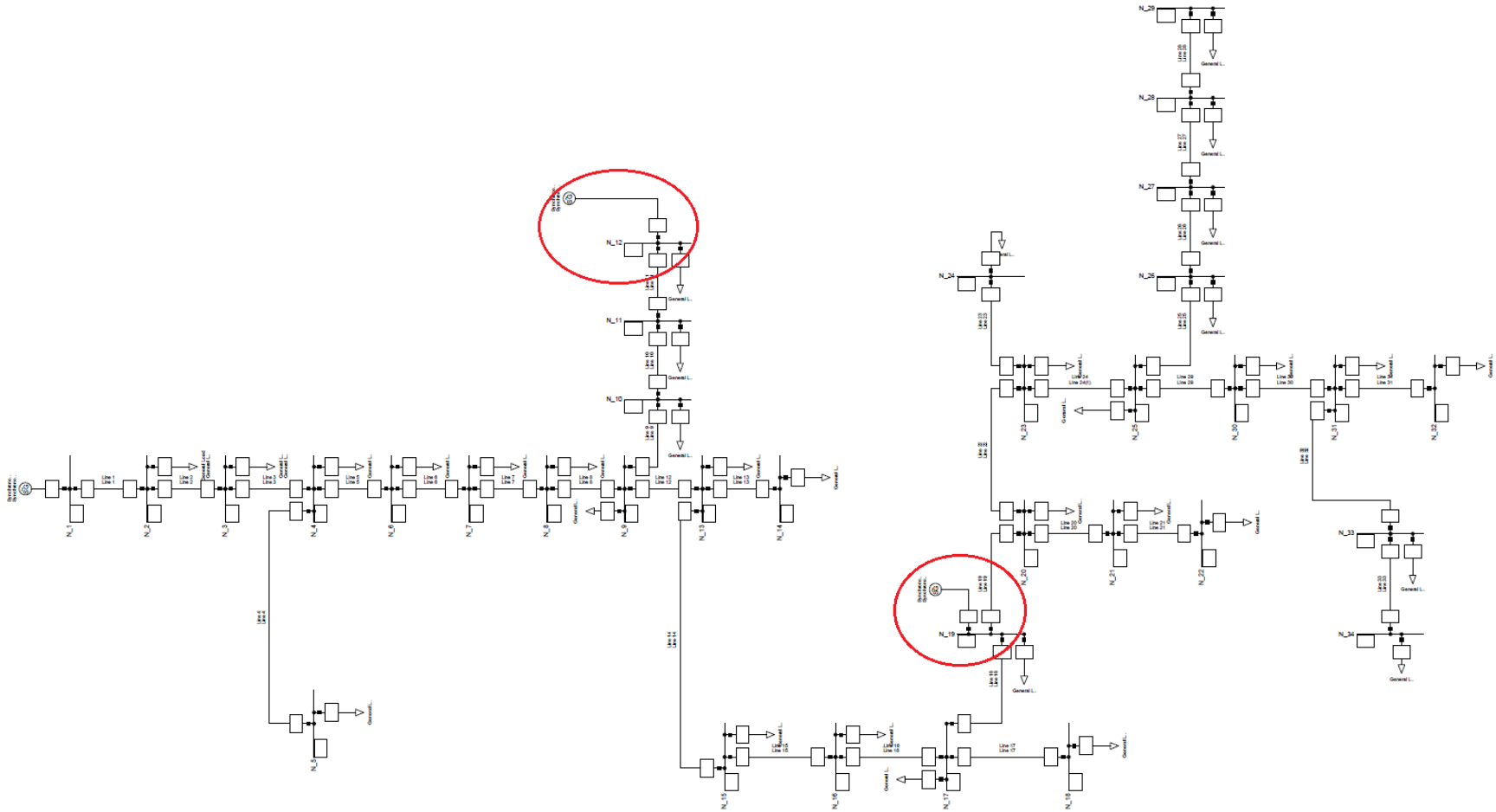
```
----- 250 VARIABLE PGD.L
N12 1.705, N19 14.318

----- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N12 1.000, N19 1.000

----- 250 VARIABLE QGD.L
N12 0.820, N19 8.588

----- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N12 1.000, N19 1.000
```

Ubicación de 2 generador distribuido en sistema de 34 nodos con 70%.



Anexo XLVII: Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software GAMS.

```
GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win ^
General Algebraic Modeling System
Execution

----- 250 VARIABLE z.L = 0.074 valor de 1
                                                bjetivo
```

Pérdidas asociadas a la potencia activa con la presencia de 3 GD al 70% de la demanda total, para el sistema de prueba de 34 barras con el software DIGSILENT.

No. of Substations	0	No. of Busbars
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.
No. of Loads	33	No. of Shunts
Generation	=	1,702 MW
External Infeed	=	0,000 MW
Inter Grid Flow	=	0,000 MW
Load P(U)	=	1,695 MW
Load P(Un)	=	1,695 MW
Load P(Un-U)	=	0,000 MW
Motor Load	=	0,000 MW
Grid Losses	=	0,00722 MW
Line Charging	=	
Compensation ind.	=	
Compensation cap.	=	
Installed Capacity	=	3,42 MW
Spinning Reserve	=	1,72 MW
Total Power Factor:		
Generation	=	0,88 [-]
Load/Motor	=	0,88 / 0,00 [-]

Anexo XLVIII: Ubicación Y dimensionamiento óptimo de la GD en el sistema de 34 barras al incluir 3 GD con capacidad de suplir el 70% de la demanda total, GAMS.

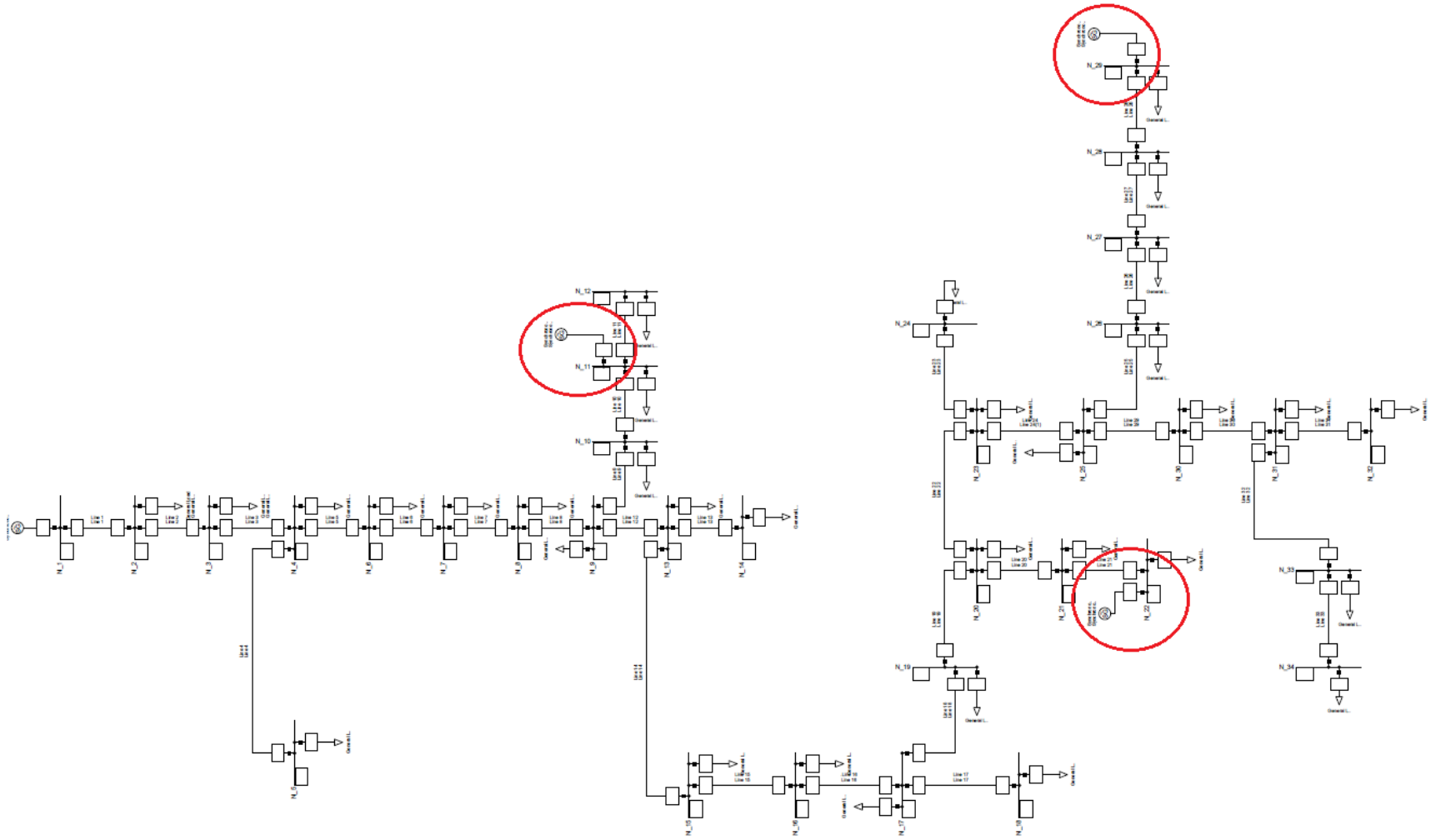
```
----- 250 VARIABLE PGD.L
N11 2.599, N22 3.139, N29 10.285

----- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N11 1.000, N22 1.000, N29 1.000

----- 250 VARIABLE QGD.L
N11 1.341, N22 1.996, N29 6.071

----- 250 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N11 1.000, N22 1.000, N29 1.000
```

Ubicación de 3 generador distribuido en sistema de 34 nodos con 70%.



Anexo XLIX: Hojas de vida de los autores

Hoja de vida 1

HOJA DE VIDA	
1. DATOS PERSONALES	
Nombres:	Carlos Iván
Apellidos:	Quinatoa Caiza
Cédula de Identidad:	0503287864
Fecha de Nacimiento:	Latacunga 01 de agosto del 2020
Dirección Domiciliaria:	Tanicuchi - Latacunga
Número de Teléfono del Domicilio:	032701605
Número de Celular:	0995830715
Correo Electrónico:	carlos.quinatoa4@utc.edu.ec
2. ESTUDIOS REALIZADOS	
2016-2018 Universidad Tecnológica de Pereira-Colombia / Universidad Nacional de San Juan-Argentina, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Magister en Ingeniería Eléctrica.	
2014-2018 Universidad Nacional de San Juan, San Juan-Argentina, Instituto de Energía Eléctrica, Estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica	
2007-2013 Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga-Cotopaxi-Ecuador, Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia.	
Nivel Secundario:	2000-2006 <i>Colegio. Gral. " Marco Aurelio Subía "</i> , Tanicuchi-Latacunga-Ecuador, Bachiller, Técnico en Electricidad.
Nivel Primario:	1994-2000 Escuela Mixta" Zamora", Tanicuchi-Latacunga-Ecuador.

Hoja de vida 2

HOJA DE VIDA	
1. DATOS PERSONALES	
Nombres:	Edgar Fabian
Apellidos:	Llango Guamushig
Cédula de Identidad:	055000983-1
Fecha de Nacimiento:	Latacunga 01 de Mayo de 1994
Dirección Domiciliaria:	Latacunga Barrio Santan Grande
Número de Teléfono del Domicilio:	0979167140
Número de Celular:	0979167140
Correo Electrónico:	edgar.llango1@utc.edu.ec
2. ESTUDIOS REALIZADOS	
Nivel Secundario:	Colegio Técnico Industrial "Ramón Barba Naranjo" Cotopaxi - Latacunga
Nivel Primario:	Escuela Dr. José María Velasco Ibarra Cotopaxi - Latacunga
3. TÍTULOS	
Título de bachiller Técnico en Instalaciones Equipos y maquinas Eléctricas	

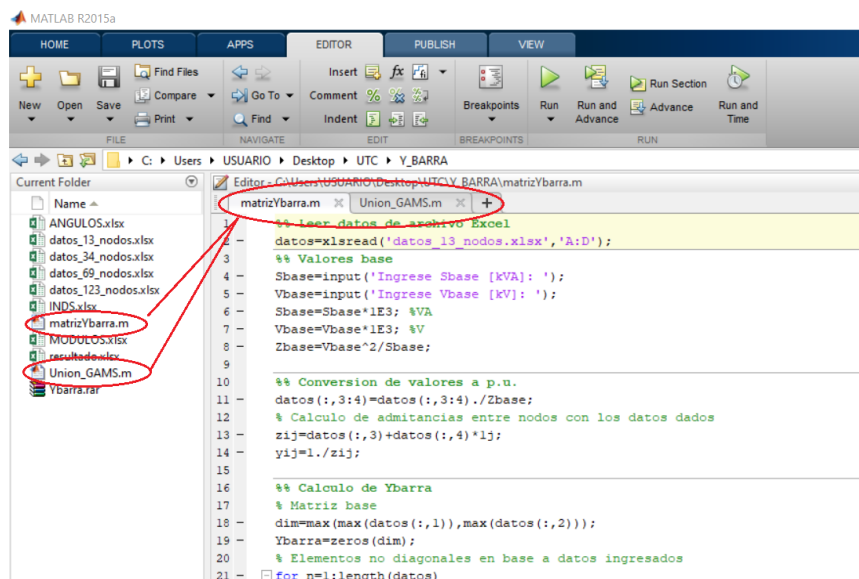
Hoja de Vida 3

HOJA DE VIDA	
1. DATOS PERSONALES	
Nombres:	Nancy Elizabeth
Apellidos:	Velva Ortega
Cédula de Identidad:	180448327-7
Fecha de Nacimiento:	Píllaro 23 de Enero 1995
Dirección Domiciliaria:	Píllaro Barrio Santa Marianita
Número de Teléfono del Domicilio:	32875352
Número de Celular:	982889790
Correo Electrónico:	ely2395@gmail.com
2. ESTUDIOS REALIZADOS	
Nivel Secundario:	Colegio Nacional Mixto "Jorge Álvarez" Tungurahua-Píllaro
Nivel Primario:	Escuela Isabel la Católica Tungurahua-Píllaro
3. TÍTULOS	
Título de bachiller en Técnico y Comercialización en Aplicaciones Informáticas	

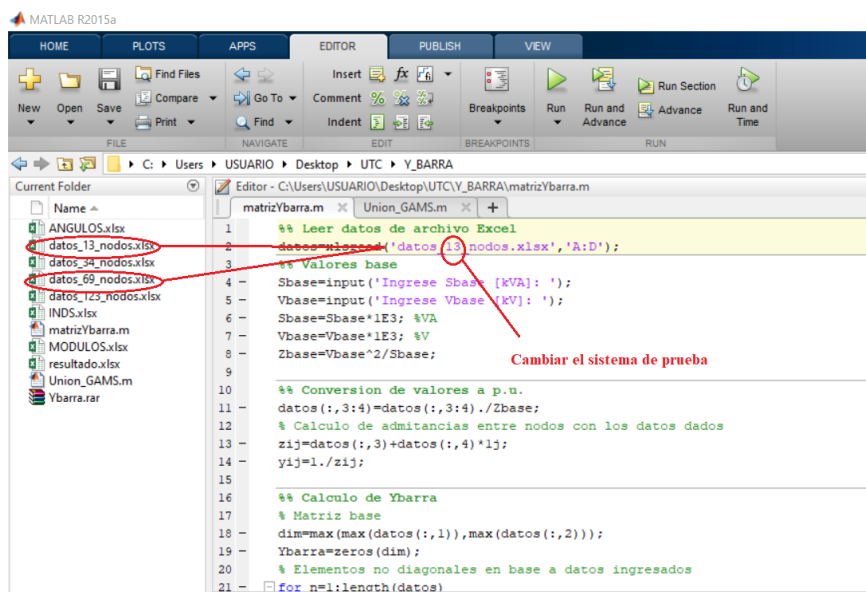
Guía de uso para resolución e interpretación de resultados

1. Programación en Matlab para resolver la matriz de admitancia.

1.1. Abrir la programación de Matlab “matrizYvarra” y “Union_GAMS”



1.2. Cargar los archivos de datos en Excel “datos_13_nodos” en el cual se puede cambiar el número de nodos ya sea 13, 34, 69, 123, o el número de nodos que tenga al software Matlab para realizar el cálculo de la matriz de admitancia.



1.3. Una vez corrido el programa Matlab nos entrega un archivo en Excel “resultados” en el cual contiene las dos matrices de módulos y ángulos correspondientes a la matriz de admitancias

	VarName1	VarName2	VarName3	VarName4	VarName5	VarName6	VarName7	VarName8	VarName9	VarName10	VarName11	VarName12	VarName13
1	3.3985e+03	3.3985e+03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	3.3985e+03	6.6075e+03	922.0408	0	1.1398e+03	0	1.1519e+03	0	0	0	0	0	0
3	0	922.0408	1.9620e+03	1.0400e+03	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	1.0400e+03	1.0400e+03	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	1.1398e+03	0	0	2.2963e+03	1.1565e+03	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	1.1565e+03	1.1565e+03	0	0	0	0	0	0	0
7	0	1.1519e+03	0	0	0	0	8.0807e+03	4.7900e+03	0	0	1.4483e+03	0	708.2419
8	0	0	0	0	0	0	4.7900e+03	6.4836e+03	962.3742	745.6044	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	962.3742	962.3742	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	745.6044	745.6044	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	1.4483e+03	0	0	0	3.7865e+03	2.3436e+03	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.3436e+03	2.3436e+03	0
13	0	0	0	0	0	0	708.2419	0	0	0	0	0	708.2419

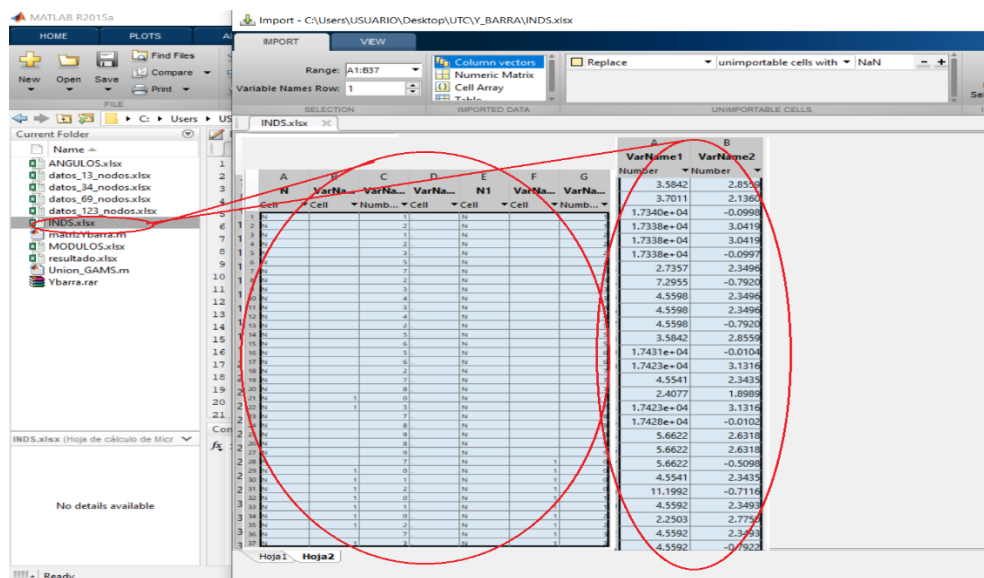
1.4. Realizado el cálculo de la matriz de admitancias se debe exportar a dos archivos Excel de “MODULOS” Y “ANGULOS” y mandar a correr el programa “Union_GAMS” para que realice la evaluación entre filas y columnas.

```

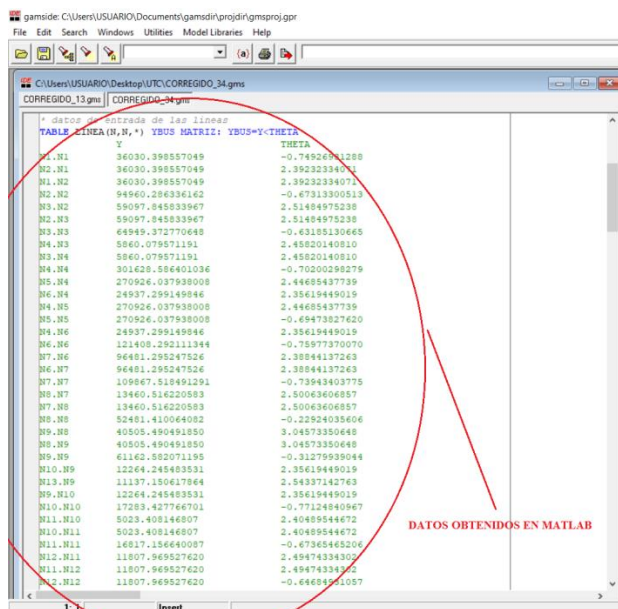
1
2
3 filename = 'MODULOS.xlsx'; %%ELIJO ARCHIVO PARA ABRIR
4 MH1 = xlsread(filename,1);
5 filename = 'ANGULOS.xlsx'; %%ELIJO ARCHIVO PARA ABRIR
6 MH2 = xlsread(filename,1);
7
8
9 %%ORGANIZA LAS COLUMNAS
10
11 [f,c]=size(MH1)
12 for k=1:c
13     for i=1:f
14         if (MH1(i,k)==0)
15
16         else
17             Com10(j)=i;
18             Com11(j)=k;
19             Com12(j)=MH1(i,k);
20             Com13(j)=MH2(i,k);
21             j=j+1;
22         end

```

1.5. Al momento de correr el programa Matlab nos entrega un archivo en Excel “INDS” en el cual se visualiza la evaluación realizada entre las filas y las columnas de la matriz de admitancia obtenidas de módulos y ángulos.

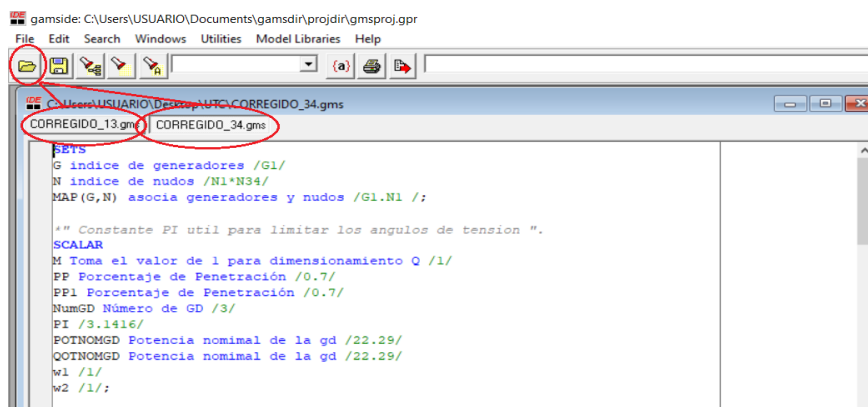


1.6. Una vez obtenida el archivo en Excel “INDS” utilizar la formula concatenar para poder unir las columnas y de esta manera poder exportar al programa GAMS para poder obtener los resultados de la optimización.

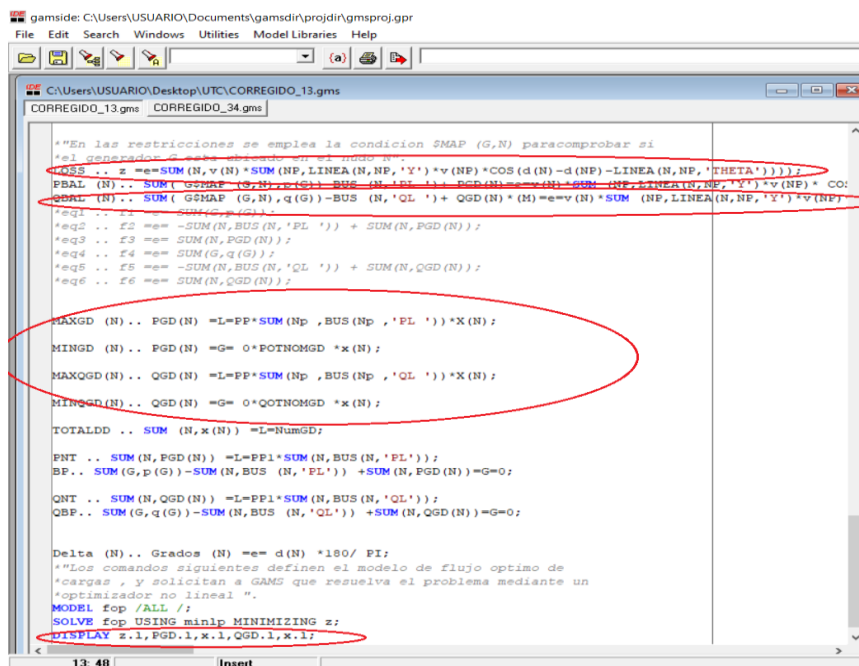


2. Programación en GAMS para poder resolver el problema de optimización

2.1. Abrir la programación de GAMS “CORREGIDO_13” en el cual podrán pegar los datos obtenidos desde la programación en Matlab



2.2. Adicional a los datos obtenidos en la programación de Matlab debe contener las ecuaciones del (1) al (11) de la tesis que corresponden a la función objetivo las restricciones y la variable de decisión además de las potencias demandadas en los nodos y los voltajes mínimos y máximos asignados para el sistema, el cual ayudan a resolver el problema de optimización calculándolo internamiento.



2.3. Una vez revisado la programación se procede a asignar el número de generadores y el porcentaje de la demanda total del sistema para poder determinar las pérdidas de potencia activa además de la ubicación y el dimensionamiento de la generación distribuida.

```

gamside: C:\Users\USUARIO\Documents\gamsdir\projdir\gmsproj.gpr
File Edit Search Windows Utilities Model Libraries Help

C:\Users\USUARIO\Desktop\UTC\CORREGIDO_13.gms
CORREGIDO_13.gms CORREGIDO_34.gms

SETS
G indice de generadores /G1/
N indice de nudos /N1*N13/
MAP(G,N) asocia generadores y nudos /G1.N1 /;

*" Constante PI util para limitar los angulos de tension ".
SCALAR
M Toma el valor de 1 para dimensionamiento Q /1/
PP Porcentaje de Penetracion /0.3/
PP1 Porcentaje de Penetracion /0.3/
NumGD Numero de GD /1/
PI /3.1416/
POTNOMGD Potencia nominal de la gd /22.29/
QOTNOMGD Potencia nominal de la gd /22.29/
w1 /1/
w2 /1/;
  
```

porcentaje de la demanda total del sistema

Numero de generadores que desea asignar al sistema

2.4. Además en la programación se puede asignar si se quiere dimensionar solamente la potencia activa o también la potencia reactiva para la ubicación óptima de los generadores distribuidos.

```

gamside: C:\Users\USUARIO\Documents\gamsdir\projdir\gmsproj.gpr
File Edit Search Windows Utilities Model Libraries Help

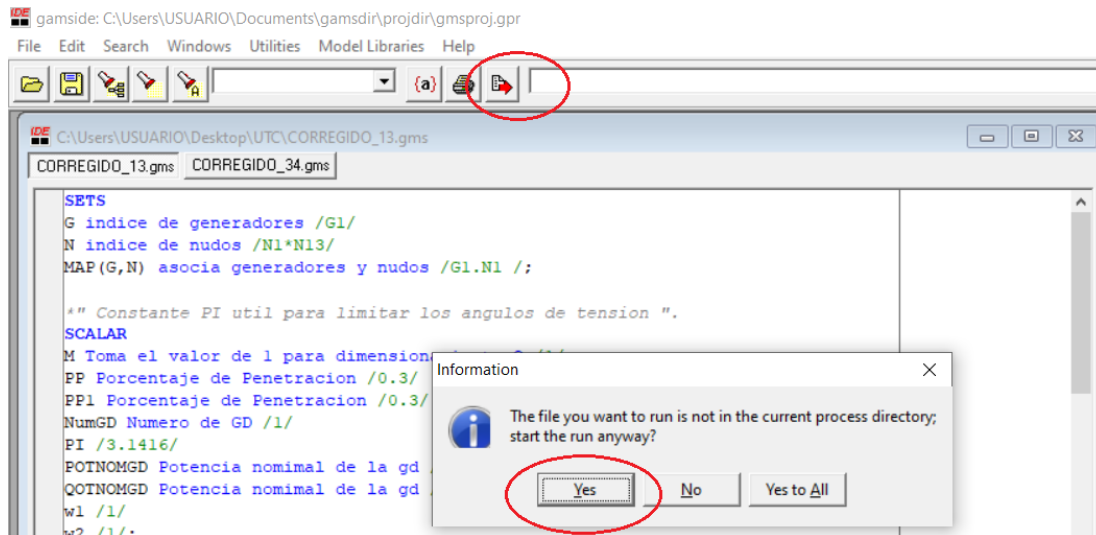
C:\Users\USUARIO\Desktop\UTC\CORREGIDO_13.gms
CORREGIDO_13.gms CORREGIDO_34.gms

SETS
G indice de generadores /G1/
N indice de nudos /N1*N13/
MAP(G,N) asocia generadores y nudos /G1.N1 /;

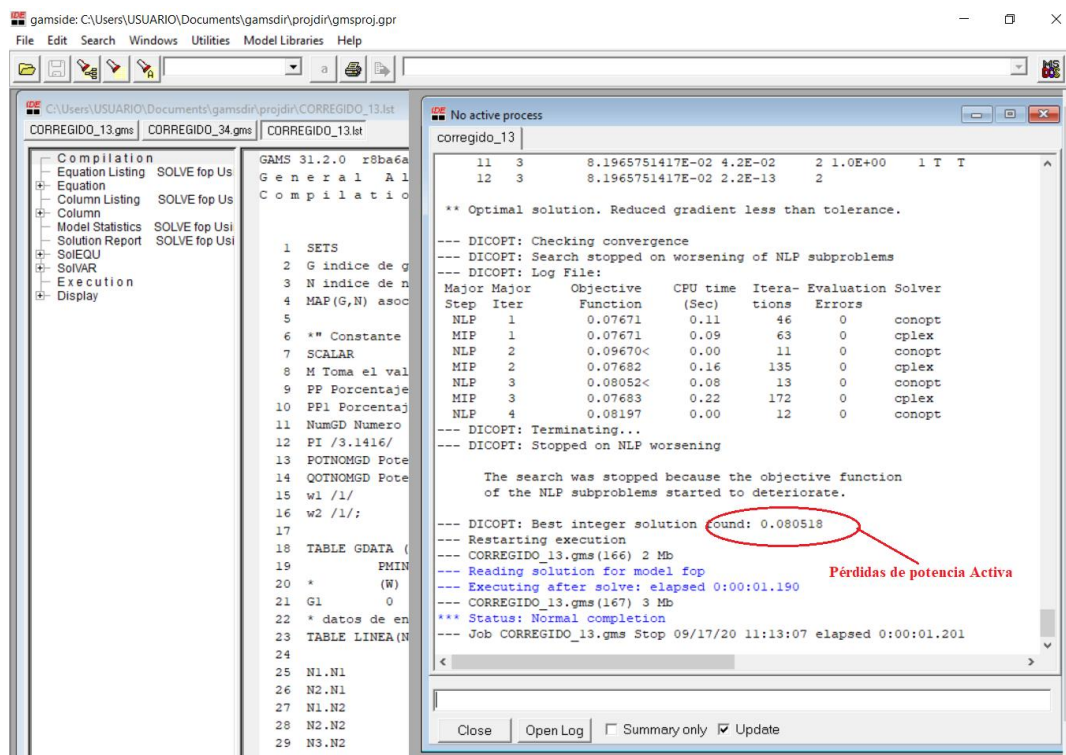
*" Constante PI util para limitar los angulos de tension ".
SCALAR
M Toma el valor de 1 para dimensionamiento Q /0/
PP Porcentaje de Penetracion /0.3/
PP1 Porcentaje de Penetracion /0.3/
NumGD Numero de GD /1/
PI /3.1416/
POTNOMGD Potencia nominal de la gd /22.29/
QOTNOMGD Potencia nominal de la gd /22.29/
w1 /1/
w2 /1/;
  
```

toma valores de 1 o 0 en caso de requerir Q

2.5. Una vez realizado estos cambios se puede mandar a correr el programa para la respectiva visualización de los resultados del problema de optimización



2.6. Realizada la resolución del problema de optimización el programa de GAMS nos arroja resultados correspondientes a las pérdidas de potencia activa



2.7. Además se podrá visualizar la ubicación óptima de la generación distribuida con sus respectivas potencias activas y reactivas.

The screenshot shows the GAMS IDE interface with the following output in the main window:

```

CORREGIDO_13.lst
CORREGIDO_13.gms  CORREGIDO_34.gms  CORREGIDO_13.lst

Compilation
Equation Listing SOLVE fop Us
Equation
Column Listing SOLVE fop Us
Column
Model Statistics SOLVE fop Us
Solution Report SOLVE fop Us
SolEQU
SolVAR
Execution
Display
  z
  PGD
  x
  QGD
  x

----- 167 VARIABLE PGD.L
N11 5.391
----- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N11 1.000
----- 167 VARIABLE QGD.L
N11 3.582
----- 167 VARIABLE x.L Variable asociada a la ubicacion de GD
N11 1.000

EXECUTION TIME      =      0.016 SECONDS      3 MB  31.2.0  r8ba6ae

USER: GAMS Demo license for fl llg          G200710|0002CO-G
      UTC, Ecuador                          DL0135

**** FILE SUMMARY

Input   C:\Users\USUARIO\Desktop\UTC\CORREGIDO_13.gms
Output  C:\Users\USUARIO\Documents\gamsdir\projdir\CORREGIDO_13.ls
  
```

Red annotations in the image:

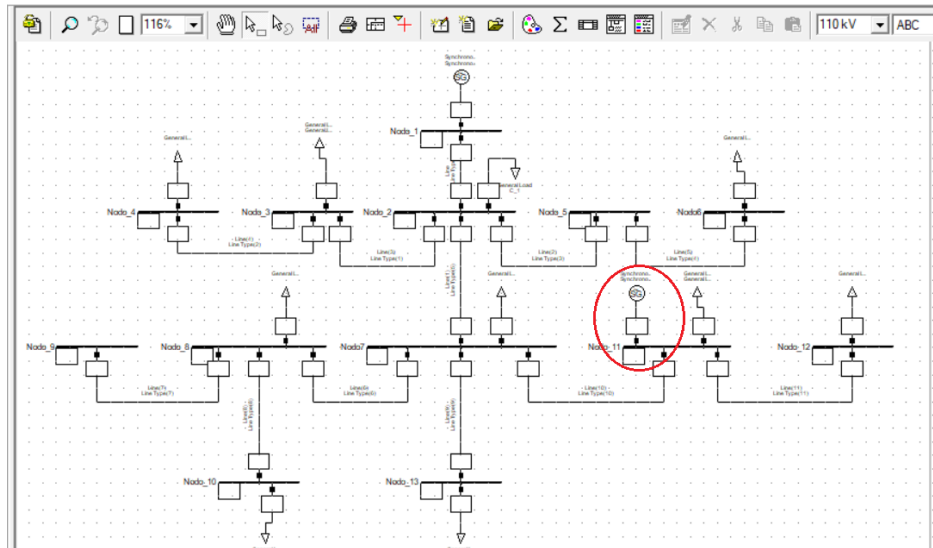
- A red circle around "N11 5.391" points to the label "Potencia Activa".
- A red circle around "N11 1.000" (under the second x.L variable) points to the label "Ubicación óptima".
- A red circle around "N11 3.582" points to the label "Potencia Reactiva".
- A red circle around "N11 1.000" (under the third x.L variable) points to the label "Ubicación óptima".

At the bottom of the IDE window, the status bar shows "1096: 1".

2.8. Una vez obtenidos los resultados de potencia activa y reactiva correspondientes a la ubicación óptima de la generación distribuida, estos mismos resultados serán utilizados para la comparación de las pérdidas obtenidos en GAMS al simularlas en la herramienta DIGSILENT.

3. Comparación de los resultados obtenidos en GAMS y DIgSILENT

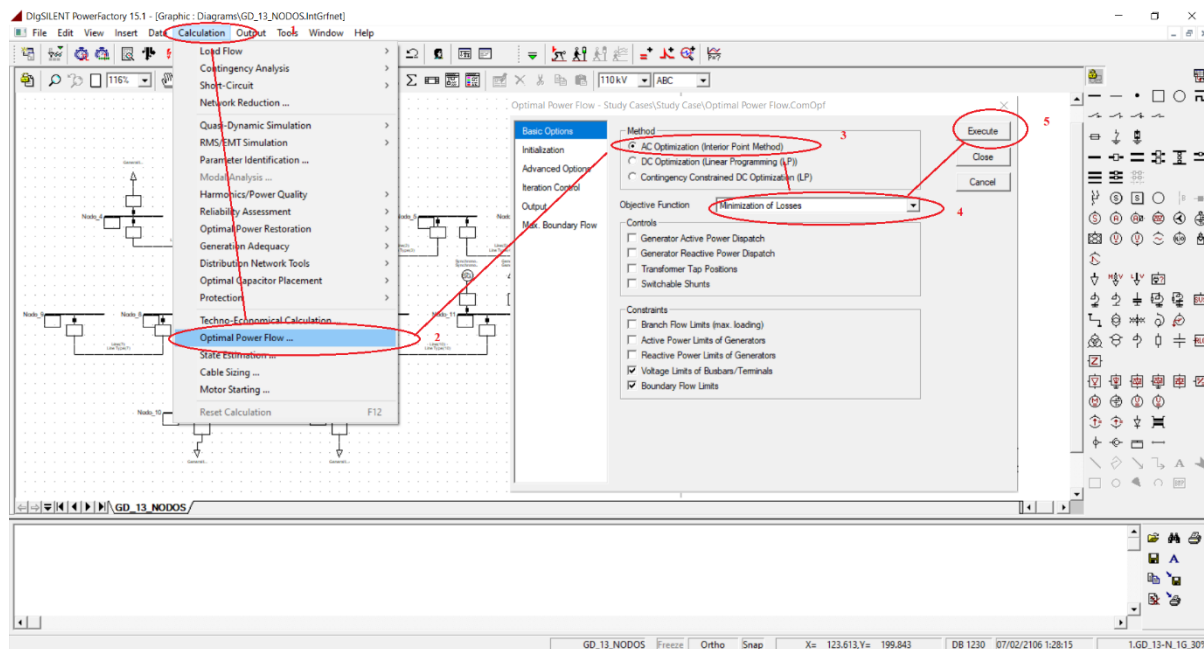
3.1. Los resultados de ubicación y las potencias activas y reactivas obtenidas de la resolución del problema de optimización se las coloca en los datos para correr el flujo de potencia en DIgSILENT.



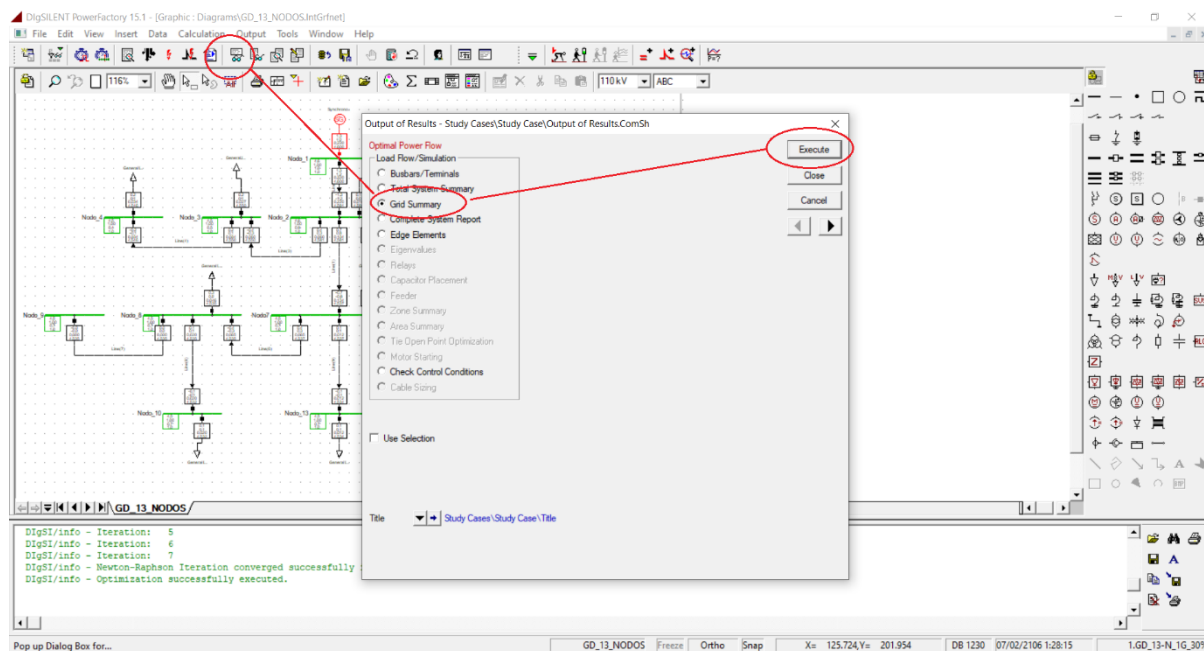
3.1. Una vez ubicada la generación distribuida en el nodo que nos da como resultado en GAMS se procede a cambiar los datos del generador que sean los mismos obtenidos.

The screenshot shows the 'Synchronous Machine' configuration window for a generator connected to Node_11. The 'Active Power' field is set to 0.5381 MW, which is circled in red. The window includes various tabs and settings, such as 'Basic Data', 'General', 'Advanced', and 'Automatic Dispatch'. A 'Capability Curve' graph is visible on the right side of the window, showing the relationship between active and reactive power. The status bar at the bottom indicates 'GD_13_NODOS Freeze Ortho Snap X= 202.504 Y= 118.851'.

3.2.Colocado los datos correspondientes de las potencias activas y reactivas de mandada en los nodos y en las cargas se procede a correr el flujo óptimo de potencia



3.3.Una vez ejecutado el flujo óptimo de potencia se realiza la configuración para poder visualizar las pérdidas de potencia activa del sistema.



3.4. De esta manera obteniendo los datos de correspondiente a las pérdidas de potencia activa y poder realizar la comparación de los resultados obtenidos en GAMS para su respectiva validación.

GAMS	DigSILENT																																																																												
<pre> GAMS 31.2.0 r8ba6aed Released Jun 19, 2020 WEX-WEI x86 64bit/MS Win General Algebraic Modeling System Execution ---- 167 VARIABLE z.L = 0.081 valor de l bjetivo </pre>	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>No. of Substations</td> <td>0</td> <td>No. of Busbars</td> <td></td> </tr> <tr> <td>No. of 2-w Trfs.</td> <td>0</td> <td>No. of 3-w Trfs.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>No. of Loads</td> <td>10</td> <td>No. of Shunts</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Generation</td> <td>=</td> <td>1,8051 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>External Infeed</td> <td>=</td> <td>0,0000 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Inter Grid Flow</td> <td>=</td> <td>0,0000 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Load P(U)</td> <td>=</td> <td>1,7970 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Load P(Un)</td> <td>=</td> <td>1,7970 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Load P(Un-U)</td> <td>=</td> <td>0,0000 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Motor Load</td> <td>=</td> <td>0,0000 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Grid Losses</td> <td>=</td> <td>0,0081 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Line Charging</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation ind.</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compensation cap.</td> <td>=</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Installed Capacity</td> <td>=</td> <td>2,50 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Spinning Reserve</td> <td>=</td> <td>0,69 MW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Total Power Factor:</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> Generation</td> <td>=</td> <td>0,83</td> <td>[-]</td> </tr> <tr> <td> Load/Motor</td> <td>=</td> <td>0,83 / 0,00</td> <td>[-]</td> </tr> </tbody> </table>	No. of Substations	0	No. of Busbars		No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.		No. of Loads	10	No. of Shunts		Generation	=	1,8051 MW		External Infeed	=	0,0000 MW		Inter Grid Flow	=	0,0000 MW		Load P(U)	=	1,7970 MW		Load P(Un)	=	1,7970 MW		Load P(Un-U)	=	0,0000 MW		Motor Load	=	0,0000 MW		Grid Losses	=	0,0081 MW		Line Charging	=			Compensation ind.	=			Compensation cap.	=			Installed Capacity	=	2,50 MW		Spinning Reserve	=	0,69 MW		Total Power Factor:				Generation	=	0,83	[-]	Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]
No. of Substations	0	No. of Busbars																																																																											
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.																																																																											
No. of Loads	10	No. of Shunts																																																																											
Generation	=	1,8051 MW																																																																											
External Infeed	=	0,0000 MW																																																																											
Inter Grid Flow	=	0,0000 MW																																																																											
Load P(U)	=	1,7970 MW																																																																											
Load P(Un)	=	1,7970 MW																																																																											
Load P(Un-U)	=	0,0000 MW																																																																											
Motor Load	=	0,0000 MW																																																																											
Grid Losses	=	0,0081 MW																																																																											
Line Charging	=																																																																												
Compensation ind.	=																																																																												
Compensation cap.	=																																																																												
Installed Capacity	=	2,50 MW																																																																											
Spinning Reserve	=	0,69 MW																																																																											
Total Power Factor:																																																																													
Generation	=	0,83	[-]																																																																										
Load/Motor	=	0,83 / 0,00	[-]																																																																										