

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE CUENCA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Trabajo de titulación previo a la Obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

**Metodología para Determinar las Pérdidas No Técnicas de Energía  
en el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional  
CENTROSUR**

**Carmen Valeria Cabrera Brito**

**Pedro Francisco Rodas Rivera**

**Ing. Pablo Alejandro Méndez Santos, Mg.SEP**

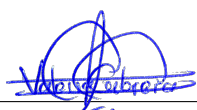
**Director de Trabajo de Titulación**

Cuenca, Julio de 2016

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Nosotros Carmen Valeria Cabrera Brito, con documento de identificación N° 010561735-1 y Pedro Francisco Rodas Rivera, con documento de identificación N° 010373003-2, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de grado intitulado: “Metodología para Determinar las Pérdidas No Técnicas de Energía en el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



---

Carmen Valeria Cabrera Brito

010561735-1

27 de Julio de 2016



---

Pedro Francisco Rodas Rivera


010373003-2

27 de Julio de 2016

## CERTIFICACIÓN

Yo declaro que bajo mi dirección fue desarrollado el trabajo de titulación “Metodología para Determinar las Pérdidas No Técnicas de Energía en el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR”, realizado por los autores, Carmen Valeria Cabrera Brito y Pedro Francisco Rodas Rivera, obteniendo el Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como Trabajo de Titulación.

Cuenca, Julio de 2016



---

Ing. Pablo Alejandro Méndez Santos, Mg. SEP

010266057-8

## **DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD**

Nosotros Carmen Valeria Cabrera Brito, con número de cédula 010561735-1 y Pedro Francisco Rodas Rivera, con número de cédula 010373003-2, autores de “Metodología para Determinar las Pérdidas No Técnicas de Energía en el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR” certificamos que el total contenido de este Proyecto Técnico es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, Julio de 2016



---

Carmen Valeria Cabrera Brito

010561735-1



---

Pedro Francisco Rodas Rivera

010373003-2

## **DEDICATORIA**

A Dios por darme la sabiduría y fuerzas para seguir adelante, a mis padres Marco Cabrera y Rosaura Brito que han estado junto a mí brindándome su amor incondicional, gracias a sus consejos y regaños han permitido que llegue al final de esta etapa, jamás podré agradecerles lo suficientes por todo lo que han hecho por mí, les amo papitos gracias por todo.

A mis hermanos Irene, Marieta, (+) Agustín, Marco y Nataly, gracias por ser parte fundamental de mi vida, con quienes he compartido grandes momentos y son la fuerza para seguir adelante. De manera especial a Marieta, Inesita y Sandra que han estado junto a mí en los momentos más difíciles brindándome su apoyo, siempre dispuestas a darme una mano para poder seguir luchando por mis sueños.

A todos mis amigos que permitieron que el paso por las aulas universitarias sean unas de las experiencias más gratas y especiales.

Carmen Valeria Cabrera Brito

## **DEDICATORIA**

Quiero dedicar esta tesis a Dios por la oportunidad que me dio para cumplir esta meta, de forma muy especial a mis padres Luis Rodas y Catalina Rivera por todo el sacrificio realizado para que llegue a este punto de mi vida, por el amor y el cariño con el que me han educado y que hoy me lleva a culminar con este objetivo. A mis hermanos Juan Luis Rodas, Sebastián Rodas y Caridad Rodas por ser una fuente de inspiración, a mis queridas tías Raquel y Elena Rivera por siempre estar para mí. A mis amigos por el apoyo y la ayuda brindada.

Pedro Francisco Rodas Rivera

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a Dios por permitirnos cumplir esta meta, a nuestras familias quienes nos han apoyado en todo momento, para la culminación de esta etapa.

De manera especial expresamos nuestra gratitud hacia el Ingeniero Pablo Méndez Santos, quien con su vasto conocimiento nos ha brindado su apoyo y ayuda incondicional, desde el inicio hasta la finalización de este proyecto de titulación, siempre pendiente de su desarrollo.

A los ingenieros Marco Toledo y Galo Cabrera, quienes han sabido orientarnos para el desarrollo de este proyecto, facilitándonos la información necesaria y solventando las inquietudes presentadas a lo largo de éste.

Al personal de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, especialmente a los Ingenieros Felipe Saldaña, Boris Trelles, Patricio Pulla, Miguel Arévalo, Edgar Illescas y Edison Villa, a la Licenciada Maribel Rios, por habernos brindado su amistad, su conocimiento y su experiencia para solventar las interrogantes presentadas en el transcurso de este proyecto y facilitarnos la información requerida para el mismo.

A la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. que nos dio la oportunidad para el desarrollo y culminación de este proyecto, dándonos las facilidades para obtener la información y los recursos necesarios para el desarrollo de este proyecto.

No podemos olvidar a la Universidad Politécnica Salesiana, que nos formó y preparó para la vida profesional, enseñándonos la recompensa del sacrificio a través de la perseverancia y sobre todo la ética.

## **RESUMEN**

El presente proyecto tiene como objetivo establecer una metodología alterna, para determinar las pérdidas no técnicas de energía en los sistemas primarios de distribución, el planteamiento de la nueva metodología inicia con un análisis de la información técnica y comercial que consta en las bases de datos del sistema informático de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A., para lo cual se aplicaron técnicas de minería de datos y modelos de lógica difusa para seleccionar un alimentador primario adecuado sobre el cual realizar el estudio.

Después de la selección del alimentador se procede a realizar un análisis minucioso de los aspectos técnicos, operativos y comerciales, para determinar las variables que influyen en el balance energético de los sistemas de distribución; una vez con las variables identificadas se elabora una metodología que permita reducir el impacto que éstas provocan sobre la determinación de las pérdidas no técnicas, finalmente se comparan los resultados obtenidos con la metodología actual y la nueva metodología planteada.



## **ABSTRACT**

The present project has as objective establish an alternate methodology, to determinate the non-technical losses of energy in the distribution primary systems, the approach of the new methodology starts with an analysis of the technical and commercial information that is in the computer system's database of the Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A., for which data mining techniques and fuzzy logic models were applied to select a suitable primary feeder on which to perform the study.

After the selection of the feeder a thorough analysis of the technical, operational and commercial aspects is performed, to determine the variables that influence in the energetic balance of the distribution systems; once with the variables identified a methodology that allows to reduce the impact that they cause on the determination of the technical losses is made, finally the obtained results with the actual methodology and the posed new methodology are compared.

## **PREFACIO**

Actualmente, el Estado Ecuatoriano está atravesando un proceso de cambio, para el control y mitigación de las pérdidas en los sistemas de distribución, las cuales se deben a varios factores que inciden en sus pérdidas técnicas y no técnicas (comerciales), por lo que se están tomando medidas estratégicas que se focalizan en la reducción de las mismas, mediante el desarrollo de varios proyectos que se encuentran en ejecución por parte de las empresas distribuidoras de energía.

Estos proyectos han sido desarrollados de forma autónoma por parte de cada una de las empresas de distribución, dependiendo del escenario real que presentan en sus pérdidas técnicas y no técnicas.

Las directrices tomadas por parte de las empresas distribuidoras son implementar infraestructuras de medición avanzada (AMI), que principalmente eliminen las lecturas manuales, y registrar efectivamente la energía consumida en el periodo de facturación.

Tales proyectos han sido analizados en varias ocasiones y determinado los beneficios económicos que aportarían al sistema, los cuales son previstos para futuras implementaciones, pero debido a las políticas aplicadas y la situación económica del país, no es posible desarrollarlas inmediatamente; por tal motivo, se ha creído conveniente plantear soluciones a corto plazo para las situaciones reales de los sistemas de distribución, lo cual permite el desarrollo de este proyecto.

## **ÍNDICE GENERAL**

<b>CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR</b>	<b>II</b>
<b>CERTIFICACIÓN</b>	<b>III</b>
<b>DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD</b>	<b>IV</b>
<b>DEDICATORIA</b>	<b>V</b>
<b>DEDICATORIA</b>	<b>VI</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>VII</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>VIII</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>IX</b>
<b>PREFACIO</b>	<b>X</b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b>	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>XVI</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>XIX</b>
<b>NOMENCLATURA</b>	<b>XXI</b>

### **1 ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SU METODOLOGÍA**

<b>DE EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA</b>	<b>1</b>
1.1 Pérdidas de Energía Eléctricas . . . . .	1
1.1.1 Pérdidas Técnicas . . . . .	2
1.1.1.1 Líneas Aéreas y Subterráneas . . . . .	3
1.1.1.2 Medidores . . . . .	3
1.1.1.3 Transformadores . . . . .	3
1.1.2 Pérdidas No Técnicas (Comerciales) . . . . .	4
1.1.2.1 Períodos de Toma de Lectura . . . . .	4
1.1.2.2 Diferencia en la Precisión de los Equipos de Medición . . . . .	4

1.1.2.3	Errores de Lectura . . . . .	4
1.1.2.4	Robo de Energía . . . . .	5
1.1.2.5	Estimaciones de Energía Consumida por Falta de Lectura o Imposibilidad de Realizarla . . . . .	5
1.2	Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución en el Ecuador . . . . .	5
1.2.1	1999: Primer Paso al Control de Pérdidas . . . . .	7
1.2.2	2008: Plan Nacional de Reducción de Pérdidas . . . . .	8
1.2.3	2009: Resultado de las Políticas Aplicadas . . . . .	10
1.2.3.1	Pérdidas de las unidades de Negocio CNEL . . . . .	10
1.2.3.2	Pérdidas de las Empresas Eléctricas . . . . .	11
1.2.4	Evolución de pérdidas en la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR	12
1.3	Regulaciones ARCONEL Referente a las Redes de Distribución . . . . .	13
1.3.1	Regulación No. CONELEC - 003/99 Reducción Anual de Pérdidas No Técnicas en las Empresas de Distribución . . . . .	13
1.3.2	Regulación No. CONELEC - 004/01 Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución . . . . .	14
1.3.3	Regulación No. ARCONEL - 005/15 Modelo de Factura para el Pago de los Servicios Públicos de Energía Eléctrica y Alumbrado General .	14
1.4	Consecuencias de las Pérdidas Eléctricas en los Sistemas de Distribución . . .	14
1.5	Metas Establecidas para la Reducción de las Pérdidas en las Empresas de Dis- tribución . . . . .	15
1.5.1	Plan de Reducción de Pérdidas PLANREP . . . . .	15
1.5.1.1	Estructura del PLANREP . . . . .	16
1.5.2	Beneficios de la Reducción de Pérdidas en los Sistemas de Distribución	16
1.5.2.1	Beneficios en la Reducción de las Pérdidas Técnicas . . . . .	17
1.5.2.2	Beneficios en la Reducción de Pérdidas No Técnicas . . . . .	17
<b>2</b>	<b>SELECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PARA EL ESTUDIO</b>	<b>18</b>
2.1	Sistemas de Distribución . . . . .	18
2.1.1	Área de Concesión de la CENTROSUR . . . . .	20
2.1.2	Sistema de Distribución Primario de la CENTROSUR . . . . .	21
2.2	Determinación del método para la selección del alimentador de estudio . . . . .	24
2.2.1	Determinación de los datos relevantes para la selección del alimenta- dor de estudio . . . . .	27
2.3	Minería de datos . . . . .	28
2.3.1	Determinación de criterios de selección . . . . .	31
2.3.1.1	Técnicos . . . . .	32
2.3.1.2	Comerciales . . . . .	32
2.3.1.3	Operacionales . . . . .	34
2.4	Teoría de la Lógica Difusa . . . . .	35
2.4.1	Introducción a la Lógica Difusa . . . . .	35
2.4.1.1	Conjuntos Difusos . . . . .	36
2.4.1.2	Números Difusos . . . . .	37

2.4.1.3	Variables Lingüísticas . . . . .	39
2.4.1.4	Operadores Difusos . . . . .	39
2.4.1.5	Fuzzificación . . . . .	40
2.4.1.6	Reglas, Inferencia y Agregación . . . . .	41
2.4.1.7	Defuzzificación . . . . .	41
2.4.2	Clasificación de los Alimentadores de Estudio Basado en Lógica Difusa	42
2.4.2.1	Explicación del Modelo . . . . .	42
2.4.2.2	Aproximación con Lógica Difusa . . . . .	43
2.4.2.3	Aplicación de la Lógica Difusa . . . . .	44
2.4.2.4	Conjuntos de Reglas . . . . .	44
2.4.3	Resultados del Proceso de Lógica Difusa . . . . .	47
2.5	Selección del alimentador de estudio . . . . .	48

### **3 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS INCLUYEN-**

<b>DO ASPECTOS TÉCNICOS OPERATIVOS Y COMERCIALES</b>	<b>49</b>	
3.1	Análisis de la Base de Datos del Alimentador 0322 . . . . .	49
3.1.1	Número de Clientes del Alimentador 0322 . . . . .	49
3.1.2	Energía Facturada en el Alimentador 0322 . . . . .	51
3.1.3	Día de Lectura a los Usuarios del Alimentador 0322 . . . . .	52
3.2	Análisis de la Energía Eléctrica Disponible del Alimentador 0322 . . . . .	53
3.2.1	Registro de Energía Actual . . . . .	53
3.2.1.1	Energía Registrada por Transferencia de Carga a otros Alimentadores . . . . .	54
3.2.1.2	Energía Efectiva del Alimentador . . . . .	54
3.2.2	Registro de Energía Adicional . . . . .	55
3.3	Método Actual del Control de Pérdidas No Técnicas . . . . .	56
3.4	Metodología Actual del Cálculo de las Pérdidas de Energía en la CENTROSUR	56
3.4.1	Calculo Pérdidas No Técnicas de Energía . . . . .	57
3.4.2	Cálculo de Pérdidas Técnicas de Energía . . . . .	57
3.4.2.1	Pérdidas en Alimentadores Primarios . . . . .	57
3.4.2.2	Pérdidas en los Transformadores de Distribución . . . . .	57
3.4.2.3	Pérdidas en Redes Secundarias . . . . .	58
3.4.2.4	Pérdidas en Alumbrado Público . . . . .	60
3.4.2.5	Pérdidas en Acometidas . . . . .	60
3.4.2.6	Pérdidas en Contadores de Energía . . . . .	60
3.4.2.7	Pérdidas en Otros Elementos . . . . .	61
3.5	Determinación del Método Alternativo para la Evaluación de las Pérdidas No Técnicas . . . . .	62
3.5.1	Variables que Influyen en el Cálculo de Pérdidas . . . . .	62
3.5.1.1	Energía Disponible del Alimentador . . . . .	62
3.5.1.2	Número Total de Usuarios del Alimentador . . . . .	63
3.5.1.3	Energía por Medición Normal . . . . .	63
3.5.1.4	Energía por Medición Especial . . . . .	63

3.5.1.5	Energía por Alumbrado Público . . . . .	63
3.5.1.6	Pérdidas en Redes Primarias . . . . .	64
3.5.1.7	Pérdidas en Transformadores de Distribución . . . . .	64
3.5.1.8	Pérdidas en Otros Elementos en MT . . . . .	64
3.5.1.9	Pérdidas en Redes Secundarias . . . . .	64
3.5.1.10	Pérdidas en Alumbrado Público . . . . .	64
3.5.1.11	Pérdidas en Medidores . . . . .	65
3.5.1.12	Pérdidas en Acometidas . . . . .	65
3.5.1.13	Pérdidas en Otros Elementos en BT . . . . .	65
3.5.1.14	Pérdidas Técnicas . . . . .	65
3.5.1.15	Pérdidas No Técnicas . . . . .	65
3.5.1.16	Pérdidas Totales . . . . .	65
3.5.2	Agrupación de Variables para el Balance Energético . . . . .	66
3.5.2.1	Energía Disponible . . . . .	66
3.5.2.2	Energía Consumida . . . . .	66
3.5.2.3	Pérdidas Media Tensión . . . . .	66
3.5.2.4	Pérdidas Baja Tensión . . . . .	67
3.5.2.5	Balance de Energía . . . . .	67
3.5.3	Obtención de Datos Necesarios para el Desarrollo de la Metodología . . . . .	67
3.5.3.1	Energía Diaria del Alimentador . . . . .	68
3.5.3.2	Clientes con el Tipo de Medición . . . . .	69
3.5.3.3	Consumo del Mes de los Clientes . . . . .	69
3.5.3.4	Obtener el Día de Lectura de los Clientes . . . . .	70
3.5.3.5	Día de Lectura Generado para los Usuarios sin Día de Lectura . . . . .	70
3.5.4	Planteamiento de la Nueva Metodología . . . . .	70
3.5.4.1	Corrección de la Energía a Clientes con Medición Normal . . . . .	71
<b>4</b>	<b>EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA</b>	<b>74</b>
4.1	Comprobación de la Metodología Planteada . . . . .	74
4.1.1	Selección de los Alimentadores Adicionales para Comprobar la Metodología . . . . .	75
4.1.2	Resultados del Alimentador 0824 . . . . .	76
4.1.3	Resultados del Alimentador 0721 . . . . .	77
4.1.4	Coefficientes de Correlación . . . . .	79
4.2	Análisis de los Resultados Obtenidos de las Pérdidas No Técnicas . . . . .	80
4.2.1	Pérdidas No técnicas de los Alimentadores Adicionales . . . . .	81
4.3	Diagnóstico de las Pérdidas No Técnicas del Alimentador 0322 . . . . .	83
4.4	Mejorar los Factores que Influyen en las Pérdidas No Técnicas . . . . .	86
4.4.1	Lecturas y Registro . . . . .	87
4.4.1.1	Supervisión Constante . . . . .	87
4.4.2	Refacturaciones y Reliquidaciones . . . . .	87
4.4.3	Actividades Complementarias de Refuerzo . . . . .	88
4.5	Inversiones Futuras que Influyen en la Implementación de Método Alternativo . . . . .	88
4.5.1	Costo de Implementación del Proyecto . . . . .	88

4.5.2	Costo Mensual Operativo del Personal . . . . .	89
4.5.3	Inversiones Adicionales . . . . .	89
4.6	Balance Económico . . . . .	90
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>91</b>
5.1	Conclusiones . . . . .	91
5.2	Recomendaciones . . . . .	92
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>93</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

1.1. Clasificación general de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución	1
1.2. Comparación del total de pérdidas entre 26 países de AL de la media entre el 2007 y el 2012 . . . . .	6
1.3. Comparación de pérdidas en transmisión y distribución entre 15 países de AL de la media entre el 2007 y el 2012 . . . . .	6
1.4. Evolución anual porcentual del total de pérdidas en el Ecuador desde 1971 hasta el 2010 . . . . .	7
1.5. Evolución de pérdidas en el sistema distribución del Ecuador entre los años 2002 y 2014 . . . . .	8
1.6. Comparación de pérdidas totales por distribuidoras correspondientes al año 2008	9
1.7. Comparación anual de pérdidas totales entre las unidades de negocio CNEL desde el año 2008 hasta el 2014 . . . . .	11
1.8. Comparación anual de pérdidas totales entre las empresas eléctricas del Ecuador desde el año 2008 hasta el 2014 . . . . .	12
1.9. Comparación porcentual de pérdidas en el sistema de la CENTROSUR para el periodo entre febrero de 2015 y enero de 2016 . . . . .	13
1.10. Metas establecidas y alcanzadas de reducción de pérdidas a nivel nacional desde el 2010 hasta el 2014 . . . . .	15
1.11. Metas establecidas de reducción de pérdidas en distribución para el periodo 2010 - 2022 . . . . .	16
1.12. Estructura del PLANREP . . . . .	16
1.13. Proyectos que conforman el PLANREP . . . . .	17
2.1. Diagrama por etapas funcionales del transporte de energía eléctrica hasta el usuario final . . . . .	19
2.2. Clientes regulados . . . . .	20
2.3. Áreas de concesión de las empresas distribuidoras de energía . . . . .	21
2.4. Áreas que comprenden las subestaciones de la CENTROSUR . . . . .	22
2.5. Codificación utilizada para identificar los alimentadores primarios de la CENTROSUR . . . . .	23
2.6. Fases del proceso de extracción de conocimiento en bases de datos . . . . .	24
2.7. Proceso de selección de los alimentadores . . . . .	25
2.8. Parámetros seleccionados de los alimentadores a partir de las bases de datos . . . . .	28
2.9. Porcentaje de clientes con lecturas en un periodo comprendido entre el 16 y el 31 para todos los alimentadores de la CENTROSUR . . . . .	30
2.10. Relación espacial entre el <i>Número de Clientes</i> con la <i>Potencia</i> y la <i>Cargabilidad</i>	32
2.11. Relación lineal entre la cantidad y el consumo de energía eléctrica de los clientes residenciales . . . . .	33



2.12. Relación lineal entre la cantidad y el consumo de energía eléctrica de los clientes comerciales . . . . .	33
2.13. Relación nula entre la cantidad y consumo de los clientes industriales . . . . .	34
2.14. Relación lineal de reliquidaciones y refacturaciones . . . . .	35
2.15. Componentes generales de un conjunto difuso . . . . .	36
2.16. Estados de pertenencia del conjunto booleano <i>Alto</i> . . . . .	36
2.17. Estados de pertenencia del conjunto difuso <i>Alto</i> . . . . .	37
2.18. Número difuso <i>Cerca de 20</i> en forma de campana de Gauss . . . . .	38
2.19. Función de pertenencia de un número difuso triangular . . . . .	38
2.20. Función de pertenencia de un número difuso trapezoidal . . . . .	39
2.21. Conjuntos que comprenden a la variable lingüística <i>estatura</i> . . . . .	39
2.22. Resultado del operador difuso <i>And</i> entre los conjuntos <i>Mediano</i> y <i>Alto</i> . . . . .	40
2.23. Resultado del operador difuso <i>Or</i> entre los conjuntos <i>Bajo</i> y <i>Mediano</i> . . . . .	40
2.24. Resultado del operador difuso <i>Not</i> para el conjunto <i>Mediano</i> . . . . .	40
2.25. Valor resultante de la Fuzzificación para una estatura de 1,77 m . . . . .	41
2.26. Diagrama en bloques del modelo en Simulink para determinar el alimentador . . . . .	43
2.27. Representación del proceso de lógica difusa . . . . .	44
2.28. Esquema general del modelo de lógica difusa . . . . .	44
3.1. Distribución del día de lectura de los clientes del alimentador 0322 en el periodo de estudio . . . . .	53
3.2. Equipos registradores de carga Varcorder instalados a la salida del alimentador 0322 . . . . .	55
3.3. Variables para el balance energético por grupos funcionales . . . . .	66
3.4. Proceso de extracción de la tabla final . . . . .	68
3.5. Diagrama del proceso para obtener la energía diaria del alimentador en el mes de estudio . . . . .	68
3.6. Diagrama del proceso para clasificar a los clientes por tipo de medición . . . . .	69
3.7. Diagrama del proceso para obtener el consumo total del mes de un cliente . . . . .	69
3.8. Diagrama del proceso para obtener el día de toma de lectura de un cliente . . . . .	70
3.9. Diagrama del proceso para obtener el día de lectura generada de un cliente . . . . .	70
3.10. Ajuste del consumo de la energía de clientes regulados a un mes anterior . . . . .	71
3.11. Esquema para ajustar la energía de un cliente con medición normal al periodo del mes de estudio . . . . .	72
4.1. Comparación del comportamiento de la energía disponible y la energía registrada mediante medición especial del alimentador 0322 . . . . .	74
4.2. Comparación del comportamiento de la energía disponible y la energía registrada mediante medición normal en el método actual para el alimentador 0322 . . . . .	75
4.3. Comparación del comportamiento de la energía disponible y la energía registrada mediante medición normal mediante el método planteado para el alimentador 0322 . . . . .	75

4.4. Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición especial . . . . .	76
4.5. Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición normal con el método actual . . . . .	77
4.6. Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición normal mediante el método planteado . . . . .	77
4.7. Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición especial . . . . .	78
4.8. Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición normal mediante el método actual . . . . .	78
4.9. Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición normal mediante el método planteado . . . . .	79
4.10. Comparación de las pérdidas no técnicas del alimentador 0322 entre el método actual y el método planteado . . . . .	81
4.11. Comparación de las pérdidas no técnicas del alimentador 0824 entre el método actual y el método planteado . . . . .	83
4.12. Comparación de las pérdidas no técnicas del alimentador 0721 entre el método actual y el método planteado . . . . .	83
4.13. Proporcionalidad directa entre los clientes con medición normal sin lectura y la energía estimada del alimentador 0322 . . . . .	84
4.14. Proporcionalidad directa entre los clientes con medición normal sin lectura y la energía estimada del alimentador 0322 . . . . .	85
4.15. Proporcionalidad directa entre los clientes con medición especial sin lectura y la energía estimada del alimentador 0322 . . . . .	86
4.16. Relación lineal negativa entre los clientes con medición especial sin lectura y la energía estimada del alimentador 0322 . . . . .	86

## ÍNDICE DE TABLAS

1.1. Pérdidas anuales a nivel nacional en el sistema de distribución desde el 2002 hasta el 2014 . . . . .	10
1.2. Resumen de la energía disponible y las pérdidas del sistema CENTROSUR en el periodo febrero 2015 - enero 2016 . . . . .	13
2.1. Comparación del tipo de clientes entre el total a nivel nacional y los de la CENTROSUR correspondiente al año 2014 . . . . .	20
2.2. Desglose del área de prestación del servicio eléctrico de la CENTROSUR por provincia correspondiente al año 2014 . . . . .	21
2.3. Listado de la ubicación y tipo de los alimentadores primarios de la CENTROSUR	23
2.4. Resumen de la tabla CONCLI . . . . .	26
2.5. Resumen de la tabla LEPOME . . . . .	27
2.6. Resumen de cinco números para los parámetros analizados . . . . .	29
2.7. Agrupamiento del día preferible de lectura . . . . .	31
2.8. Importancia de los criterios de selección . . . . .	32
2.9. Significado de los operadores difusos . . . . .	39
2.10. Categorización de las variables de entrada . . . . .	42
2.11. Conjuntos difusos para las variables de entrada y salida . . . . .	43
2.12. Esquema de reglas para el modelo difuso de datos técnicos . . . . .	45
2.13. Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de clientes residenciales . .	46
2.14. Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de clientes comerciales . . .	46
2.15. Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de clientes industriales . . .	46
2.16. Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de días de lectura . . . . .	47
2.17. Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de refacturaciones y reliqui- daciones . . . . .	47
2.18. Resultados del proceso de lógica difusa . . . . .	48
3.1. Ejemplo de la determinación del nuevo ítem <i>Periodo de Energía</i> para el usuario con el código 81703 . . . . .	50
3.2. Clasificación del ítem <i>Periodo de Energía</i> . . . . .	50
3.3. Variables de los equipos de medición . . . . .	50
3.4. Número de clientes del alimentador 0322 correspondientes al periodo de estudio	51
3.5. Ejemplo del cálculo de la energía total facturada al usuario 2099356 corres- pondiente al mes de noviembre . . . . .	51
3.6. Comparación de la energía facturada en el alimentador 0322 para el periodo de análisis . . . . .	52
3.7. Cantidad de clientes con y sin lectura mensual del alimentador 0322 en el pe- riodo de estudio . . . . .	52

3.8. Energía mensual disponible en cabecera del alimentador 0322 obtenida de las mediciones instantáneas del reconector . . . . .	54
3.9. Transferencias de energía del alimentador 0322 en el periodo de estudio . . . . .	54
3.10. Energía mensual verdadera del alimentador 0322 en el periodo de estudio . . . . .	54
3.11. Proyectos realizados para el control de pérdidas no técnicas . . . . .	56
3.12. Definición de términos utilizados en la formulación de las ecuaciones para el cálculo . . . . .	62
4.1. Coeficientes de relación ente la energía disponible y la energía registrada por los clientes con medición normal y especial de los alimentadores 0322, 0824 y 0721 . . . . .	79
4.2. Comparación de la energía calculada del consumo de clientes con medición normal entre el método actual y el método planteado . . . . .	80
4.3. Comparación de las pérdidas entre el método actual y el método planteado del alimentador 0322 . . . . .	81
4.4. Comparación de las pérdidas entre el método actual y el método planteado del alimentador 0824 . . . . .	82
4.5. Comparación de las pérdidas entre el método actual y el método planteado del alimentador 0721 . . . . .	82
4.6. Energía estimada por el consumo a los clientes con medición normal sin fecha de lectura del alimentador 0322 . . . . .	84
4.7. Número de clientes con medición normal sin lectura del alimentador 0322 . . . . .	84
4.8. Energía estimada por el consumo y cantidad clientes sin lectura a los usuarios con medición especial alimentador 0322 . . . . .	85
4.9. Costo aproximado para determinar la nueva metodología . . . . .	88
4.10. Costo operativo mensual del personal dedicado a la labor de recopilación de información . . . . .	89
4.11. Inversión necesaria para la implementación de medidores en los alimentadores . . . . .	89
4.12. Inversión alternativa para la implementación del proyecto . . . . .	89
4.13. Balance económico del alimentador primario de distribución 0322 . . . . .	90

## **NOMENCLATURA**

AL	América Latina
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CATEG	Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
DAJ	Dirección de Asesoría Jurídica
DICO	Dirección de Comercialización
DIDIS	Dirección de Distribución
GIS	Geographical Information System
PLANREP	Plan de Reducción de Pérdidas
PNBV	Plan Nacional del Buen Vivir
SIGADE	Departamento de Sistemas de Información Geográfico

# CAPÍTULO 1

## ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SU METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

### 1.1. Pérdidas de Energía Eléctricas

Dentro del contexto de los sistemas de distribución las pérdidas de energía eléctrica hacen referencia a la energía que no se puede facturar o cuantificar directamente, estas pérdidas de energía se clasifican en [1]:

- Pérdidas técnicas.
- Pérdidas no técnicas o comerciales.

En la Figura 1.1 [2, pp. 13-16] se presenta una clasificación general de las pérdidas en los sistemas de distribución.

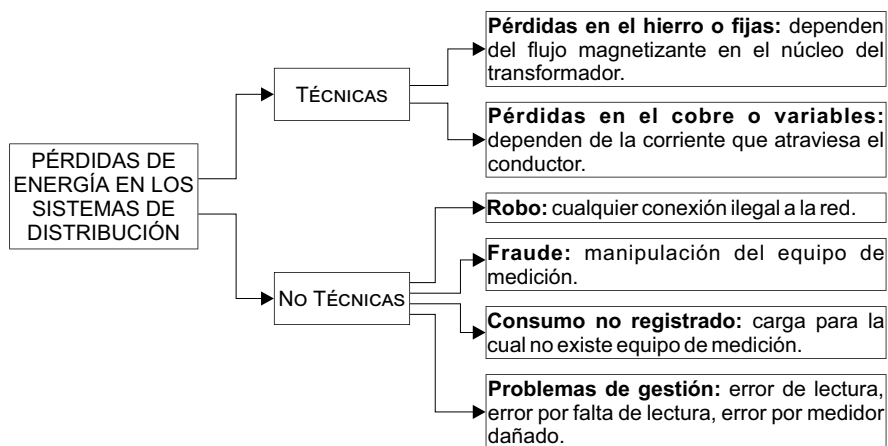


Figura 1.1: Clasificación general de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución

En los sistemas de distribución las pérdidas de energía se cuantifican mediante un balance energético que relaciona la energía disponible o de ingreso al sistema con la energía facturada al usuario final [1].

El balance energético se determina con las ecuaciones (1.1) y (1.2).

$$EDS = ECMEM + EGNIMEM + ECOD - ERT \quad (1.1)$$

Donde:

**EDS** Energía Disponible en el Sistema

**ECMEM** Energía Comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista

**EGNIMEM** Energía Generada No Incorporada al Mercado Eléctrico Mayorista

**ECOD** Energía Comprada a Otras Distribuidoras

**ERT** Energía Recibida para Terceros

$$EECF = EFCR + EFCNR - EET \quad (1.2)$$

Donde:

**EECF** Energía Entregada a Clientes Finales

**EFCR** Energía Facturada a Clientes Regulados

**EFCNR** Energía Facturada a Clientes No Regulados

**EET** Energía Entregada a Terceros

A partir de las ecuaciones (1.1) y (1.2) se calculan las pérdidas en los sistemas de distribución; las ecuaciones (1.3) y (1.4) representan el total de las pérdidas de energía [3, p. 77].

$$Pérdidas en Distribución = EDS - EECF \quad (1.3)$$

$$Pérdidas en Distribución [\%] = \frac{Pérdidas en Distribución}{EDS} \times 100 \quad (1.4)$$

### 1.1.1. Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas surgen por las características físicas y químicas de los conductores y transformadores, éstas dependen de la energía que fluye en los conductores a través de las redes eléctricas, la naturaleza magnetizante de los transformadores, así como también por la topología y la configuración de las líneas de transmisión y distribución; adicionalmente, se pueden ver afectadas por factores operacionales como la cargabilidad [4].

Los fenómenos físicos que más afectan a las pérdidas técnicas son:

- Descargas por el efecto corona
- Arcos eléctricos al abrir y cerrar interruptores
- Sobrecalentamiento en los conductores por el efecto piel debido al desgaste del material dieléctrico.

Dichas pérdidas pueden ser reducidas a niveles técnicamente aceptables, pero no se las puede eliminar al 100 % por mayor que sea la inversión, debido a las propiedades de los componentes.

### 1.1.1.1. Líneas Aéreas y Subterráneas

A lo largo de las redes de distribución la energía es transportada por líneas aéreas o subterráneas; la composición de estos conductores es muchas veces de cobre o aluminio. Las líneas aéreas en su mayoría son de aluminio con alma de acero para una mayor resistencia, muchos de los conductores subterráneos se componen de aluminio; a medida que incrementa la temperatura se tiene un incremento en la resistencia eléctrica, ésta crece en una proporción del 40 % con un incremento de 0 a 100 °C. El incremento de temperatura se da por razones naturales, al pasar la corriente por el conductor, pero también puede influenciar el clima [4].

El calor producido en un conductor por el paso de la corriente se relaciona por el efecto Joule “La cantidad de calor producida ( $Q$ ) en un conductor en un tiempo ( $t$ ), por el paso de una corriente eléctrica constante, es proporcional al cuadrado de la intensidad ( $I$ ) de la corriente por la resistencia ( $R$ ) del conductor” [5], ecuación (1.5).

$$Q = R \times I^2 \times t \quad (1.5)$$

El calor generado en el conductor se traduce en pérdidas al sistema, ecuación (1.6), que son mayormente apreciables en periodos de demanda pico.

$$P = R \times I^2 \quad (1.6)$$

Un bajo factor de potencia puede aumentar la corriente en los conductores, lo que incrementa las pérdidas.

Como estas pérdidas son dependientes de la corriente que fluye en los conductores se las conoce también como pérdidas en el cobre o variables y pueden representar dos tercios del total de pérdidas técnicas [4].

### 1.1.1.2. Medidores

Son los equipos utilizados para la medición de la energía consumida por los usuarios del sistema, los equipos de medición consumen una pequeña cantidad de energía para su funcionamiento, la cual es mínima, pero al tener cientos de miles de medidores (superior a los 360.000), la cifra se vuelve relevante y significativa, representando de 2 a 3 % del total de pérdidas técnicas [4].

### 1.1.1.3. Transformadores

Para transportar la energía a grandes distancias, de forma económica, se utilizan transformadores que incrementan el nivel de tensión, esto disminuye la corriente que fluye en el conductor; por lo tanto, las pérdidas en el cobre se reducen. A lo largo de la red de distribución los transformadores se encargan de bajar la tensión de niveles de distribución (6,3 kV, 13,8 kV y 22 kV) a niveles de baja tensión (120/240 V o 127/220 V).

Los transformadores presentan pérdidas de energía, debido al flujo magnético que causan corrientes parásitas al núcleo de hierro las cuales lo calientan, a diferencia de las pérdidas en el



cobre, las pérdidas en el hierro ocurren indistintamente de la carga, por lo que se conocen como pérdidas estáticas o fijas y representan un tercio del total de las pérdidas técnicas [4].

## **1.1.2. Pérdidas No Técnicas (Comerciales)**

Las pérdidas comerciales surgen por motivos distintos a las condiciones físicas de los conductores y transformadores [4], el origen de este tipo de pérdidas se encuentra en los siguientes aspectos:

- Períodos de toma de lectura.
- Diferencia en la precisión de los equipos de medición.
- Errores de lectura.
- Robo de energía.
- Estimaciones de energía consumida por falta de lectura.

### **1.1.2.1. Períodos de Toma de Lectura**

La lectura del consumo de energía de los clientes del sistema actualmente se realiza en un gran porcentaje de forma manual, es decir, se requiere que una persona esté en el sitio físicamente, tome la lectura de consumo en cada punto de medición y envíe esta información para el proceso de registro y facturación en la empresa distribuidora; esta labor tiene que replicarse sobre cientos de miles de medidores mensualmente [4]. Dicha circunstancia operativa hace que la logística para recabar los consumos de energía de todos los clientes, no permita contabilizar efectivamente su consumo dentro de un mismo periodo de tiempo; es por eso que la facturación de energía se realiza entre los 28 y 33 días (R.O. 150 Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro de Electricidad, Art. 23.- Facturación [6]), que no necesariamente coinciden con los 30 o 31 días calendario de un mes.

### **1.1.2.2. Diferencia en la Precisión de los Equipos de Medición**

Según el uso de energía del cliente se tienen distintos equipos para registrar la energía consumida; por ejemplo, para los usuarios con bajo consumo y residenciales se utilizan medidores de clase 1, es decir equipos con precisión de  $\pm 1\%$  y, para usuarios de gran consumo, industriales en general y puntos de subestación se emplean medidores de clase 0,2, es decir equipos con precisión de  $\pm 0,2\%$ . Por lo cual la energía registrada no será exactamente igual a la energía consumida, dando como resultado una diferencia de energía no registrada que se traduce como pérdidas.

### **1.1.2.3. Errores de Lectura**

Las pérdidas también se pueden dar por los errores en la lectura de los datos que marcan los medidores, éstos pueden ser por daño en los equipos o error humano, en el primer caso, el equi-

po de medición por varios motivos deja de registrar el consumo; en cuanto al factor humano, el lector no registra correctamente los datos que marcan en los contadores de energía. A estas causas se les atribuye una diferencia entre la energía consumida y la energía facturada, siendo ésta positiva o negativa, esta distorsión afecta a las pérdidas en el sistema.

#### **1.1.2.4. Robo de Energía**

Se pueden considerar pérdidas por robo en los siguientes casos; cuando hay una conexión ilegal en el lado anterior al medidor o cuando existe cualquier tipo de manipulación en el medidor [4].

#### **1.1.2.5. Estimaciones de Energía Consumida por Falta de Lectura o Imposibilidad de Realizarla**

Debido a su naturaleza, la energía no registrada es totalmente estimada, éstos son los casos de equipos de emergencia y respaldo en subestaciones como: lámparas, ventiladores y la misma energía utilizada para alimentar los equipos.

También se debe considerar el alumbrado público (lámparas de las calles y semáforos), los contratos de servicios eventuales donde simplemente se estima la energía según la potencia de los equipos a utilizarse, pudiendo ser mayor o menor a la energía consumida; y, la estimación del consumo mensual a un abonado al que no se le realizó la lectura del mes [4].

### **1.2. Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución en el Ecuador**

El nivel de pérdidas en los países de América Latina (AL) representa el 16 % del total de la energía producida; sin embargo, esta cifra llegó a niveles críticos en años anteriores, alcanzando un asombroso 20 % [7, p. 1]. La Figura 1.2 [2, p. 27] muestra una comparación del nivel de pérdidas totales entre 26 países de América Latina (AL); Ecuador se encuentra por encima del promedio de la región de aproximadamente el 17 %.

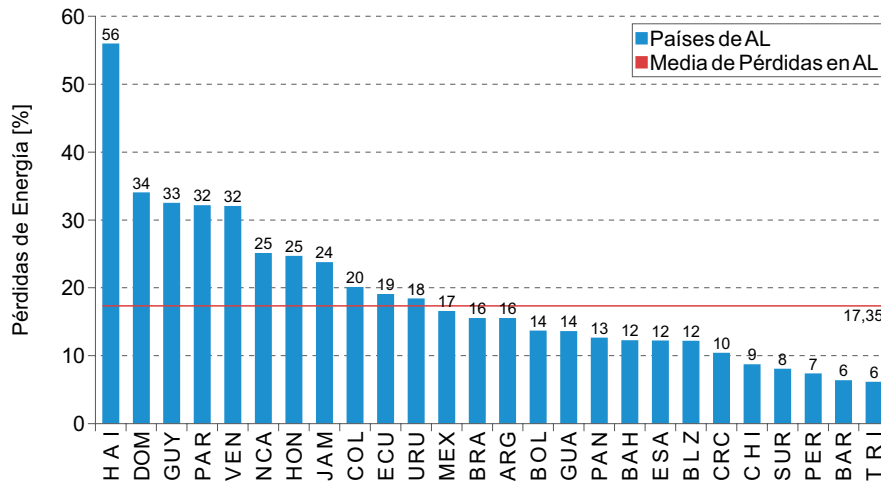


Figura 1.2: Comparación del total de pérdidas entre 26 países de AL de la media entre el 2007 y el 2012

Al fraccionar las pérdidas en transmisión y distribución se logra apreciar la realidad de cómo influyen los sistemas de distribución en el total de las pérdidas. La Figura 1.3 [2, p. 34] muestra una comparación del nivel de pérdidas en transmisión y distribución en varios países de AL, donde comparando al Ecuador con su país vecino Colombia se ve que el Ecuador cuenta con mejores sistemas de distribución, pero no tan buen sistema de transmisión.

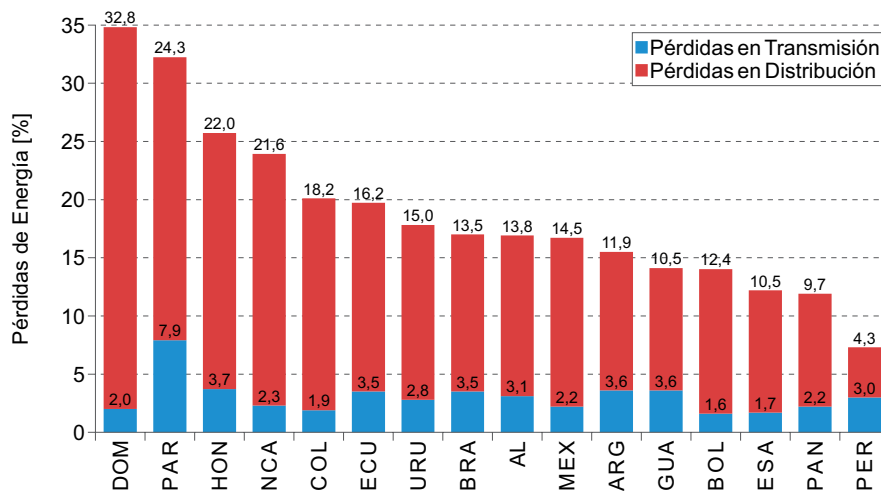


Figura 1.3: Comparación de pérdidas en transmisión y distribución entre 15 países de AL de la media entre el 2007 y el 2012

Los costos por pérdidas eléctricas en AL variaron entre 11.000 millones USD y 17.000 millones USD en el 2012, que representan entre el 0,19% y el 0,3% del PIB de la región [2, p. 35], indicando de forma muy general la cantidad de honorarios que las empresas eléctricas pueden dejar de percibir.

Históricamente el Ecuador atravesó por varias etapas para lograr el nivel de pérdidas que actualmente tiene. La Figura 1.4 [7, p. 13] muestra esta evolución que va desde 1971 hasta el 2010, donde se ve que los peores años fueron entre 2001 y 2007.

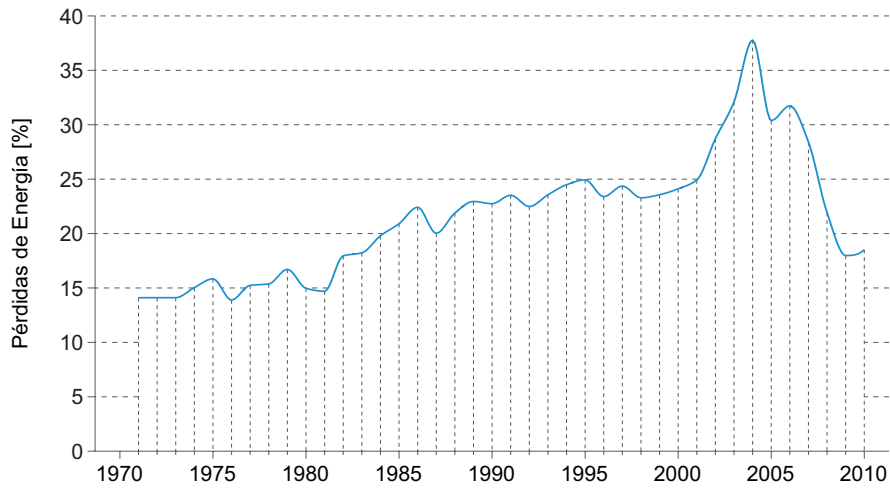
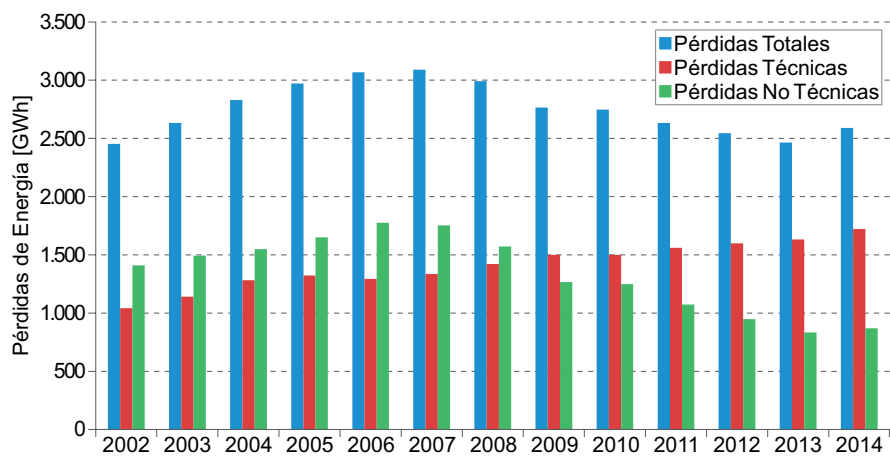


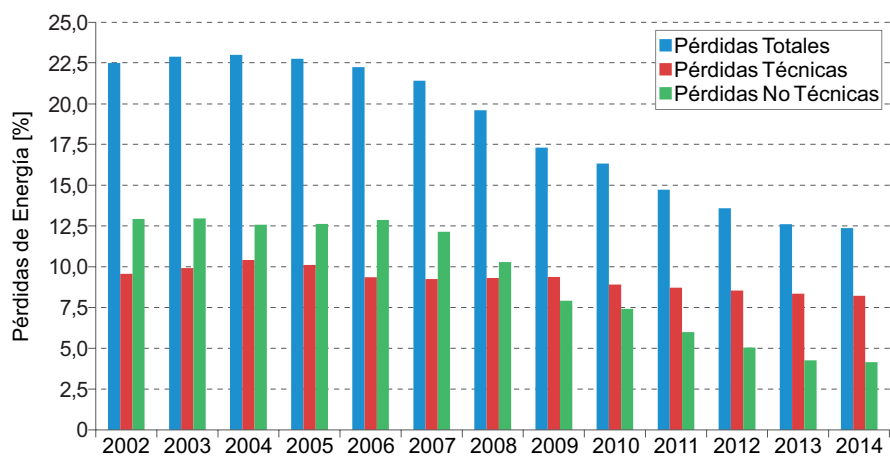
Figura 1.4: Evolución anual porcentual del total de pérdidas en el Ecuador desde 1971 hasta el 2010

### 1.2.1. 1999: Primer Paso al Control de Pérdidas

En 1999 se aprobó la Regulación del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) No. 003/99, donde se especifica que las empresas distribuidoras de energía deben adoptar las medidas necesarias para reducir las pérdidas no técnicas. La regulación estableció como meta un máximo admisible de pérdidas no técnicas del 2 % hasta el año 2002 [8].



(a) Pérdidas de energía



(b) Pérdidas respecto a la energía total disponible

Figura 1.5: Evolución de pérdidas en el sistema distribución del Ecuador entre los años 2002 y 2014

En el año 2002 se alcanzó 2.453 GWh de pérdidas en los sistemas de distribución equivalente al 22,5 % de la energía disponible, divididas en: 9,57 % de pérdidas técnicas y 12,95 % de pérdidas no técnicas, sobrepasando el porcentaje establecido por la regulación correspondiente.

Tomando como referencia de estudio al año 2002, se observa en la Figura 1.5a [9, p. 70], [3, p. 6], [10, p. 124] que, hasta el año 2007 aumentó el total de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución de 2.453,62 GWh a 3.089,83 GWh.

En la Figura 1.5b [9, p. 70], [3, p. 6], [10, p. 124] se puede apreciar que existe un máximo de pérdidas registradas en el año 2004.

## 1.2.2. 2008: Plan Nacional de Reducción de Pérdidas

Con el fin de corregir el deterioro progresivo en el cual se encontraban la mayoría de las empresas distribuidoras, en el 2008 se inició un programa de rehabilitación. La Figura 1.6 [11] muestra las pérdidas del 2008 en cada una de las empresas distribuidoras.

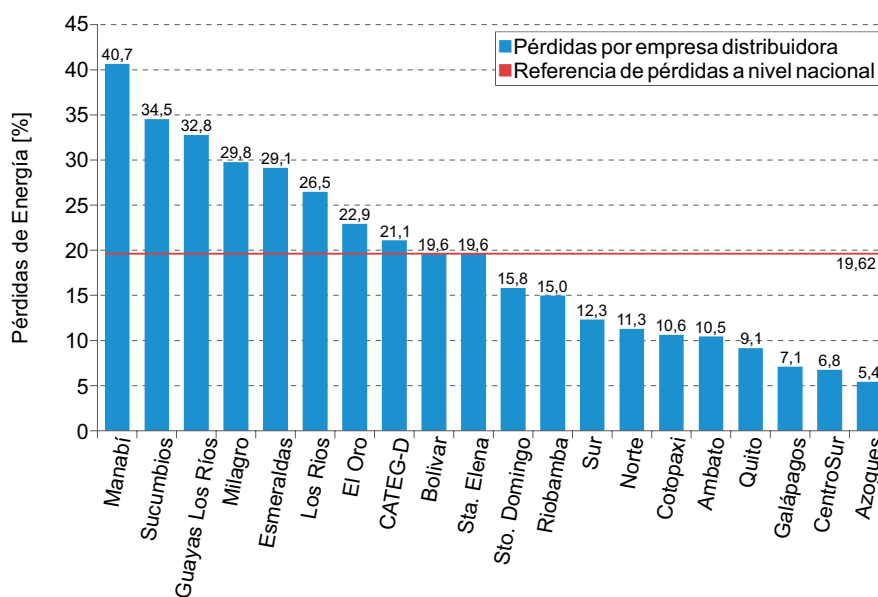


Figura 1.6: Comparación de pérdidas totales por distribuidoras correspondientes al año 2008

Algunas de las medidas tomadas fueron:

1. Destinar fondos a las distribuidoras de forma periódica para evitar que se continúe con la situación crítica, por lo cual, en el 2008 la Asamblea Nacional Constituyente dispuso mediante el Mandato Constituyente No. 15, que el financiamiento de las inversiones del sector eléctrico vendría del presupuesto General del Estado.
2. Unificar a las distribuidoras con mayor problema de pérdidas en el 2008 (véase la Figura 1.6), por lo tanto, en el 2009 las siguientes empresas pasaron a formar parte de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL):
  - CNEL Unidad de Negocio Manabí
  - CNEL Unidad de Negocio Sucumbios
  - CNEL Unidad de Negocio Guayas Los Ríos
  - CNEL Unidad de Negocio Milagro
  - CNEL Unidad de Negocio Esmeraldas
  - CNEL Unidad de Negocio Los Ríos
  - CNEL Unidad de Negocio El Oro
  - CNEL Unidad de Negocio Bolívar
  - CNEL Unidad de Negocio Santa Elena
  - CNEL Unidad de Negocio Santo Domingo

Las empresas eléctricas: Quito, Norte, CENTROSUR, Ambato, Riobamba, Cotopaxi, Sur, Azogues, y Galápagos no pasaron a formar parte de la CNEL debido a que las pérdidas de estas distribuidoras no alcanzaban el 12 %, a excepción de la Empresa Eléctrica Riobamba que en el 2008 registró 14,98 % de pérdidas, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) por ser generadora y distribuidora, y al presentar pérdidas altas de 21,1 % pasó a ser la Eléctrica de Guayaquil [9, p. 204].

### 1.2.3. 2009: Resultado de las Políticas Aplicadas

Gracias a las nuevas reformas tomadas se empezó a ver un cambio importante a partir de diciembre de 2009, que comparado al 2008 se tuvo una disminución de pérdidas de 2,48 % teniendo este año como la mayor reducción registrada hasta el 2014. La Tabla 1.1 [9, p. 70], [3, p. 6], [10, p. 124] muestra la evolución de pérdidas desde el 2002 hasta el 2014.

Tabla 1.1: Pérdidas anuales a nivel nacional en el sistema de distribución desde el 2002 hasta el 2014

Año	Pérdidas Totales		Variación	Pérdidas Técnicas		Pérdidas Comerciales	
	GWh	%	%	GWh	%	GWh	%
2002	2.453	22,51	–	1.042	9,57	1.410	12,95
2003	2.633	22,89	0,38▲	1.140	9,92	1.492	12,97
2004	2.831	23,01	0,12▲	1.282	10,42	1.548	12,59
2005	2.971	22,76	-0,25▼	1.321	10,12	1.650	12,64
2006	3.068	22,25	-0,51▼	1.292	9,37	1.776	12,88
2007	3.089	21,42	-0,83▼	1.335	9,26	1.754	12,12
2008	2.993	19,61	-1,81▼	1.421	9,31	1.571	10,30
2009	2.765	17,13	-2,48▼	1.499	9,38	1.266	7,92
2010	2.747	16,33	-0,80▼	1.499	8,91	1.247	7,42
2011	2.634	14,73	-1,60▼	1.560	8,73	1.073	6,00
2012	2.546	13,60	-1,13▼	1599	8,54	946	5,06
2013	2.465	12,62	-0,98▼	1632	8,36	832	4,26
2014	2.590	12,38	-0,24▼	1720	8,23	869	4,15

#### 1.2.3.1. Pérdidas de las unidades de Negocio CNEL

En la Figura 1.7 [9, p. 204], [12], [13], [14] se observa que las unidades de negocio del grupo CNEL, reducen sus pérdidas en el periodo 2008 - 2014, con excepción de las siguientes:

- CNEL Unidad de Negocio Los Ríos: incremento de pérdidas en 2009 y 2010.
- CNEL Unidad de Negocio Milagro: incremento de pérdidas en 2010.
- CNEL Unidad de Negocio Esmeraldas: incremento de pérdidas en 2010.
- CNEL Unidad de Negocio Santa Elena: incremento de pérdidas en 2013.

Es necesario destacar que en el año 2013 las unidades Manabí, Guayas - Los Ríos y Esmeraldas presentaron una importante reducción de sus pérdidas; en diciembre de 2014 la Empresa Eléctrica de Guayaquil pasó a formar parte de la CNEL.

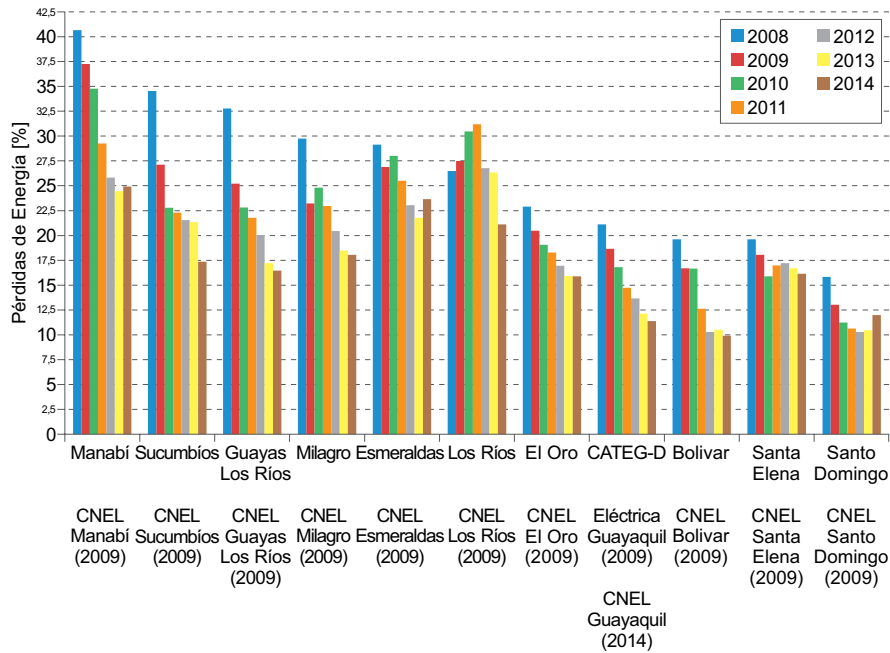


Figura 1.7: Comparación anual de pérdidas totales entre las unidades de negocio CNEL desde el año 2008 hasta el 2014

### 1.2.3.2. Pérdidas de las Empresas Eléctricas

De forma similar en la Figura 1.8 [9, p. 204], [12], [13], [14] se observa que las empresas del grupo E.E. disminuyeron sus pérdidas en el periodo 2008-2014, con algunas excepciones:

- 2009: incremento de pérdidas de la E.E. Galápagos.
- 2010: incremento de pérdidas de las empresas: Sur, Norte, Quito, Galápagos, y CENTROSUR.
- 2012: incremento de pérdidas de las empresas: Riobamba, Norte, y CENTROSUR.
- 2013: incremento de pérdidas de las empresas: Guayaquil, Ambato, y Riobamba.



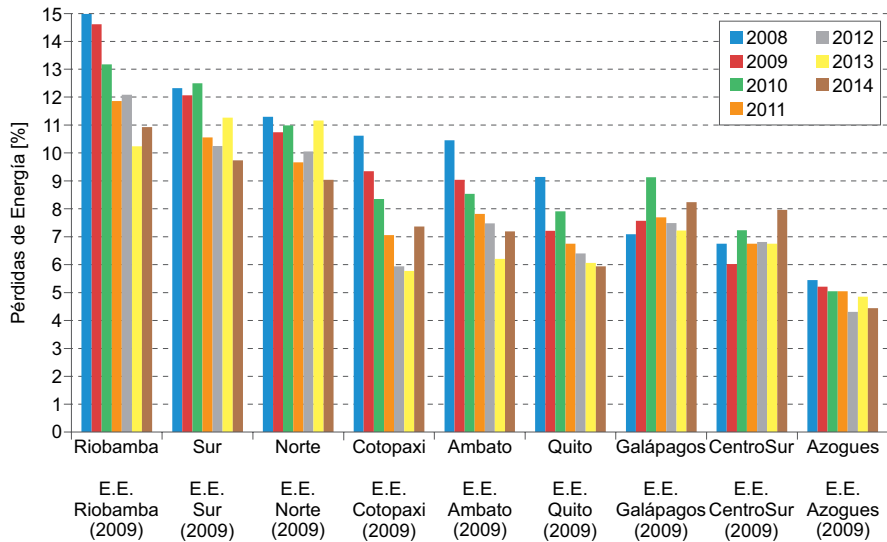


Figura 1.8: Comparación anual de pérdidas totales entre las empresas eléctricas del Ecuador desde el año 2008 hasta el 2014

## 1.2.4. Evolución de pérdidas en la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR

En la Tabla 1.2 [15], se observa a detalle el comportamiento de la energía disponible y las pérdidas del sistema CENTROSUR, para un periodo de doce meses, a partir de febrero de 2015.

Es importante indicar que la energía disponible incluye el sistema eléctrico de la Troncal y el consumo del auto productor ENERMAX [15].

Los comportamientos más notables de las pérdidas son:

- Aumento de pérdidas en marzo de 2015, con 9.244,39 MWh de pérdidas que representa 10,01 % con respecto a la energía disponible.
- Reducción de pérdidas en febrero de 2015 con 3.032,8 MWh de pérdidas que representa 3,73 % con respecto a la energía disponible.
- En enero de 2016 se reduce las pérdidas un 1,10 % con respecto a diciembre de 2015, con registro 6,08 % de pérdidas con respecto a la energía total disponible.

Tabla 1.2: Resumen de la energía disponible y las pérdidas del sistema CENTROSUR en el periodo febrero 2015 - enero 2016

Mes	Disponible	Pérdidas Totales		Técnicas		No Técnicas	
	GWh	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Feb. 2015	81,25	3,03	3,73	4,94	6,08	-1,91	-2,35
Mar. 2015	92,35	9,24	10,01	5,69	6,16	3,55	3,85
Abr. 2015	88,16	5,50	6,25	5,63	6,38	-0,12	-0,13
May. 2015	91,45	8,90	9,74	5,87	6,40	3,03	3,30
Jun. 2015	88,77	6,23	7,02	5,47	6,16	0,76	0,85
Jul. 2015	91,45	8,14	8,90	5,62	6,15	2,52	2,75
Ago. 2015	88,33	6,33	7,16	5,25	5,95	1,07	1,21
Sep. 2015	89,43	6,10	6,82	5,08	5,68	1,02	1,14
Oct. 2015	92,55	7,31	7,90	5,31	5,73	2,00	2,17
Nov. 2015	88,14	5,36	6,08	5,19	5,90	0,16	0,18
Dic. 2015	89,19	7,35	8,24	5,29	5,93	2,06	2,31
Ene. 2016	89,69	5,47	6,10	5,29	5,90	0,18	0,20

En la Figura 1.9 [15], se observa el comportamiento del porcentaje de las pérdidas totales, técnicas y no técnicas del sistema CENTROSUR con respecto a la energía total disponible.

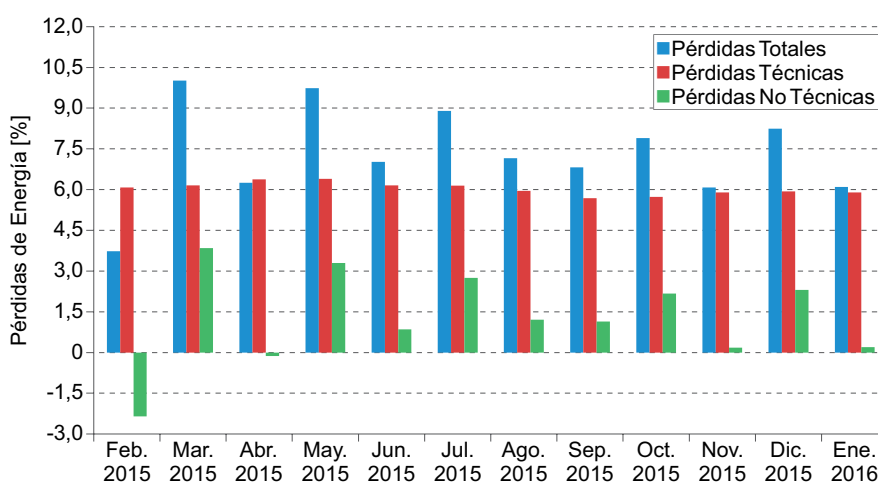


Figura 1.9: Comparación porcentual de pérdidas en el sistema de la CENTROSUR para el periodo entre febrero de 2015 y enero de 2016

### 1.3. Regulaciones ARCONEL Referente a las Redes de Distribución

#### 1.3.1. Regulación No. CONELEC - 003/99 Reducción Anual de Pérdidas No Técnicas en las Empresas de Distribución

“Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijadas por el CONELEC para cada distribuidor en un plazo de 30 días posteriores a la expedición de este Reglamento, hasta llegar al 2% en el año 2002, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse a futuro. El CONELEC considerará dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el distribuidor realizará para cada periodo anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas” [8].

### **1.3.2. Regulación No. CONELEC - 004/01 Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución**

*“Establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las empresas Distribuidoras” [16].*

### **1.3.3. Regulación No. ARCONEL - 005/15 Modelo de Factura para el Pago de los Servicios Públicos de Energía Eléctrica y Alumbrado General**

En la regulación de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) se dispone *“Establecer un modelo de factura en la cual se identifique la información y valores a pagar por parte del consumidor, por el servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general prestado por las empresas habilitadas para tal efecto” [17].*

## **1.4. Consecuencias de las Pérdidas Eléctricas en los Sistemas de Distribución**

### **Sostenibilidad Financiera de la Empresa Distribuidora**

Las pérdidas de energía representan una disminución de ingresos para las empresas distribuidoras; para recuperar los costos relacionados al suministro de electricidad, el monto de las pérdidas deberá ser cubierto, ya sea por el usuario o por el Gobierno a través de un subsidio específico [18].

### **Asignación de los Costos por Pérdida de Electricidad**

Las empresas generadoras de energía eléctrica, no registran pérdidas, ya que éstas se producen al momento de la transmisión y la distribución, es por eso que cobran en su totalidad los valores de dicha energía generada. En tal virtud es necesario idear un mecanismo estatal para asumir las pérdidas, lo que haría que tanto en la fase de transmisión como en la de distribución, los involucrados asuman los respectivos costos, esto motivará a que se esfuercen cada vez más en mejorar y así evitar sobre costos innecesarios. [18].

### **Impacto en la Demanda de Electricidad**

Una mejora en la eficiencia del sistema para reducir las pérdidas, implicaría que se podría cubrir momentáneamente el incremento en la demanda, sin necesidad de aumentar la capacidad instalada [18].

## Acceso a la Energía por Pérdidas

A pesar de disponer del servicio de electricidad, ciertos clientes en zonas abandonadas y alejadas de la red, cuentan con un servicio de electricidad poco fiable; donde la inestabilidad, el deterioro y el robo crean pérdidas sustanciales. Debido a esto las distribuidoras no son capaces de cubrir sus costos y el resultado es un constante problema para mantener la solvencia, por lo que no pueden brindar un servicio de calidad a los usuarios existentes, o mucho menos proveer de energía eléctrica a más usuarios [18].

### 1.5. Metas Establecidas para la Reducción de las Pérdidas en las Empresas de Distribución

#### 1.5.1. Plan de Reducción de Pérdidas PLANREP

A partir del 2010 se creó el Plan de Reducción de Pérdidas (PLANREP) 2010 - 2014 con el fin de ajustar las metas establecidas en el Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV).

El PLANREP está establecido considerando la ejecución de proyectos estratégicos y de alto impacto, mediante los cuales se realizan acciones encaminadas a la reducción de las pérdidas comerciales y técnicas, para mejorar la eficiencia energética en el país.

El ARCONEL es el encargado de vigilar anualmente el cumplimiento de las metas del PLANREP, con el fin de revisar los logros obtenidos y de ser el caso dar las recomendaciones necesarias a las empresas distribuidoras para que se ajusten a las metas correspondientes [19], [20].

En la Figura 1.10 [21, pp. 170-172] se observa el nivel de pérdidas anuales a nivel nacional y las metas establecidas para la reducción de las mismas en distribución en el periodo 2010 - 2014.

En el año 2010, las pérdidas disminuyeron satisfactoriamente de acuerdo a la meta establecida, pero a partir de 2011 no se han reducido de acuerdo a lo establecido en las metas [21, pp. 170-172].

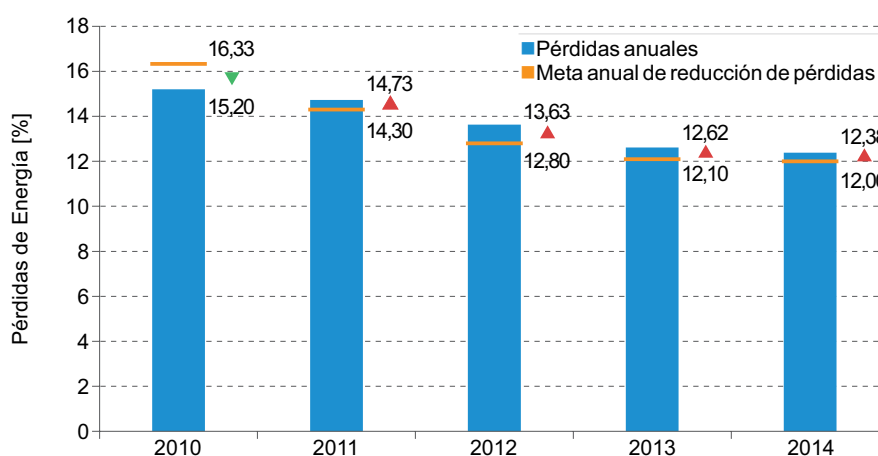


Figura 1.10: Metas establecidas y alcanzadas de reducción de pérdidas a nivel nacional desde el 2010 hasta el 2014

Las metas se han ido reajustando a finales de cada año, en función del cumplimiento de cada una de las distribuidoras, las inversiones realizadas, y las estimaciones de las pérdidas en el PLANREP del período anterior; considerando como objetivo alcanzar un nivel de pérdidas de 7,6 % al final del periodo en el 2022, esto se puede apreciar en la Figura 1.11 [21, pp. 170-172] donde se espera una reducción de pérdidas significativa hasta el fin del periodo de acuerdo a la aplicación de los diversos proyectos.

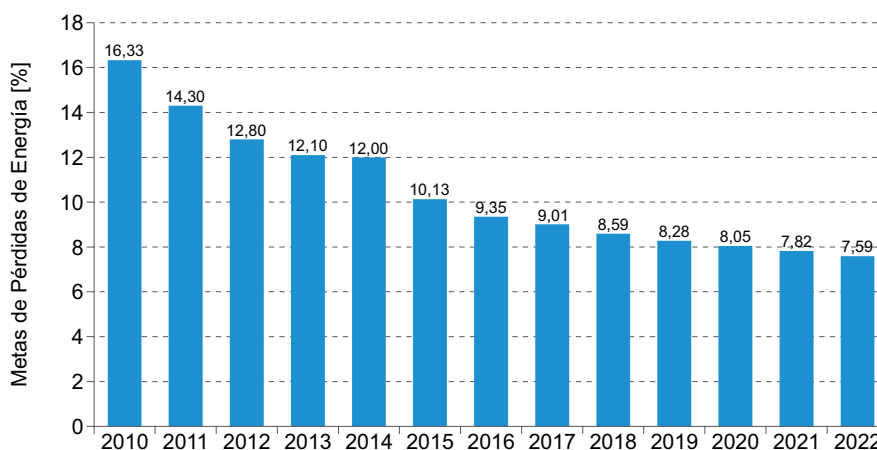


Figura 1.11: Metas establecidas de reducción de pérdidas en distribución para el periodo 2010 - 2022

### 1.5.1.1. Estructura del PLANREP

El PLANREP comprende dos áreas de acción que se detallan en la Figura 1.12 [20]:

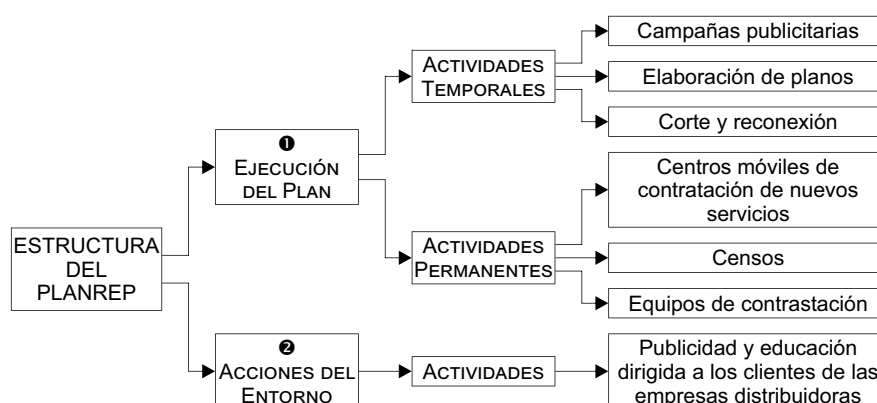


Figura 1.12: Estructura del PLANREP

### 1.5.2. Beneficios de la Reducción de Pérdidas en los Sistemas de Distribución

En la Figura 1.13 [20], se pueden observar los distintos proyectos que integran el PLANREP: Mediante la ejecución de estos proyectos se estima tener los siguientes beneficios:

- Obtener una medición efectiva de la energía vendida.
- Prevenir y controlar los hurtos de energía

- Alcanzar procesos administrativos con mayor confiabilidad y en menor tiempo.
- Reducir las deudas de cartera vencida mediante acciones legales.

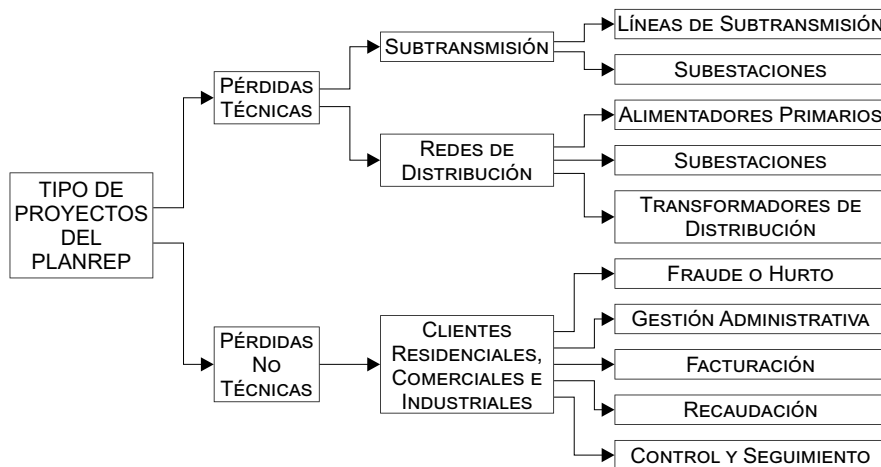


Figura 1.13: Proyectos que conforman el PLANREP

### 1.5.2.1. Beneficios en la Reducción de las Pérdidas Técnicas

Los principales beneficios para la reducción de las pérdidas técnicas son:

- Disminuir la compra de energía, lo que se traduce en menor generación.
- Brindar mejores servicios a los usuarios, con mayor confiabilidad y menos interrupciones.

### 1.5.2.2. Beneficios en la Reducción de Pérdidas No Técnicas

Las pérdidas no técnicas tienen como principal objetivo reducir el hurto y fraude de energía, que son los factores que más pérdidas ocasionan al sistema, mediante la ejecución de las siguientes actividades:

- Mejor manejo de toma de lecturas y facturación.
- Tomar las medidas necesarias, para regularizar a todos los usuarios.
- Sustitución e instalación de medidores.
- Implementación de procesos para la contratación de nuevos servicios.

Las medidas tomadas para la reducción de pérdidas técnicas y comerciales, representarán un ahorro monetario en la energía no facturada, además en el mejor de los casos permitirán realizar el cobro a clientes en quienes se detecten irregularidades.

La implementación de leyes que regulen las acciones ilícitas se reflejará en la disminución de energía no facturada, debido a las multas impuestas por parte de las distribuidoras [20], [21, pp. 170-172].

## CAPÍTULO 2

### SELECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PARA EL ESTUDIO

La nueva metodología parte de la selección de uno de los alimentadores primarios de la zona de concesión de la CENTROSUR, para lo cual es preciso conocer el contexto técnico bajo el cual se encuentran, siendo necesario identificar los aspectos principales del sistema de distribución.

#### 2.1. Sistemas de Distribución

Las empresas eléctricas de distribución tienen como función principal la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los clientes dentro de su área de concesión, a través de varios componentes (Subestaciones de Distribución, Sistemas de Distribución Primarios, Transformadores de distribución y Sistemas de distribución Secundarios) hasta las viviendas, edificios, fabricas, alumbrado público, etc. [22, p. 11], [10, p. 19]

La Figura 2.1 [23] muestra un esquema por etapas del transporte de energía, donde se observa todo el proceso que conlleva la distribución de energía eléctrica al usuario final.

A los clientes que forman parte de las empresas de distribución se los conoce como “clientes regulados<sup>1</sup>” y “clientes no regulados<sup>2</sup>”.

---

<sup>1</sup>Aquel cuya facturación por el suministro de energía se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario elaborado por el ARCONEL.

<sup>2</sup>Aquel cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que recibe.

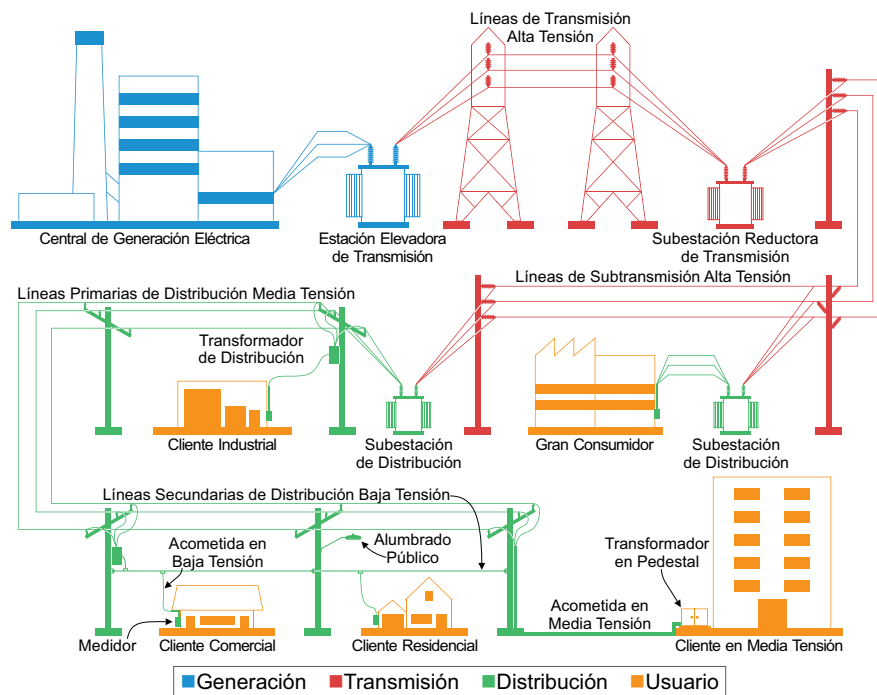


Figura 2.1: Diagrama por etapas funcionales del transporte de energía eléctrica hasta el usuario final

## Clasificación de los Clientes Regulados

De acuerdo al tipo de tarifas, las cargas se clasifican en residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otros.

**Residenciales:** Tiene mayor zona de cobertura, pero menor densidad de carga, cubre zonas urbanas y rurales, en estas últimas la electrificación resulta menos rentable, pero es justificada por la parte social [22, p. 13].

**Comerciales:** La densidad de carga es mayor, cubre principalmente áreas céntricas, centros y edificios comerciales [22, p. 13].

**Industriales:** La carga industrial puede ser mayor o menor, dependiendo de la industria, algunas de estas cargas se las toma como carga comercial [22, p. 13].

**Alumbrado Público:** “Consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y, en general, vías de circulación pública; a la iluminación de plazas, parques, monumentos de propiedad pública; sistemas ornamentales de fuentes públicas; y, a los sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control del tránsito” [24]

En la Tabla 2.1 [9, p. 70] se detalla el tipo de carga de acuerdo a la tarifa, de los clientes regulados, a nivel nacional y los que conforman la CENTROSUR.



Tabla 2.1: Comparación del tipo de clientes entre el total a nivel nacional y los de la CENTROSUR correspondiente al año 2014

Clientes Regulados	Total Nacional		E.E. CENTROSUR	
	#	%	#	%
Cientes Residenciales	4.117.661	87,71	318.473	87,88
Comerciales	456.055	9,71	31.779	8,77
Industriales	48.390	1,03	6.630	1,83
Alumbrado Público	557	0,01	----	----
Otros	72.010	1,53	5.524	1,52
Total Regulados	4.694.673	99,99	362.406	99,99
Total No Regulados	58	0,0012	4	0,0011
Total Clientes	4.694.731	100,00	362.410	100,00

En la Figura 2.2 [10, p. 60], se observa que aproximadamente el 88 % son clientes residenciales, tanto a nivel nacional como para la CENTROSUR, mientras que el 12 % restante lo conforman los demás grupos de consumo [10, p. 60], lo cual nos da un enfoque general del nivel de industrialización del país.

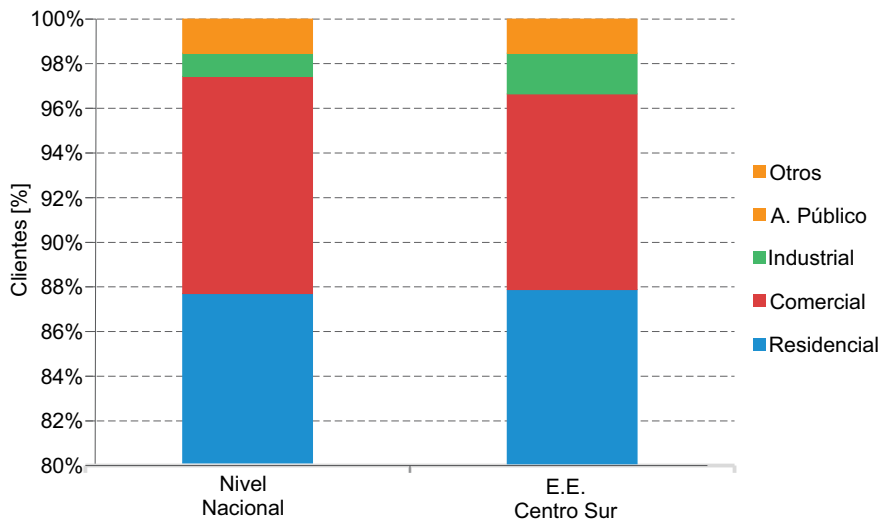


Figura 2.2: Clientes regulados

### 2.1.1. Área de Concesión de la CENTROSUR

El área de concesión de la CENTROSUR asciende a 30.273 km<sup>2</sup>, la Tabla 2.2 [9, p.70] muestra el detalle de esta área por provincias, la cual corresponde al 11,81 % del área de servicio a nivel nacional [10, p. 76].



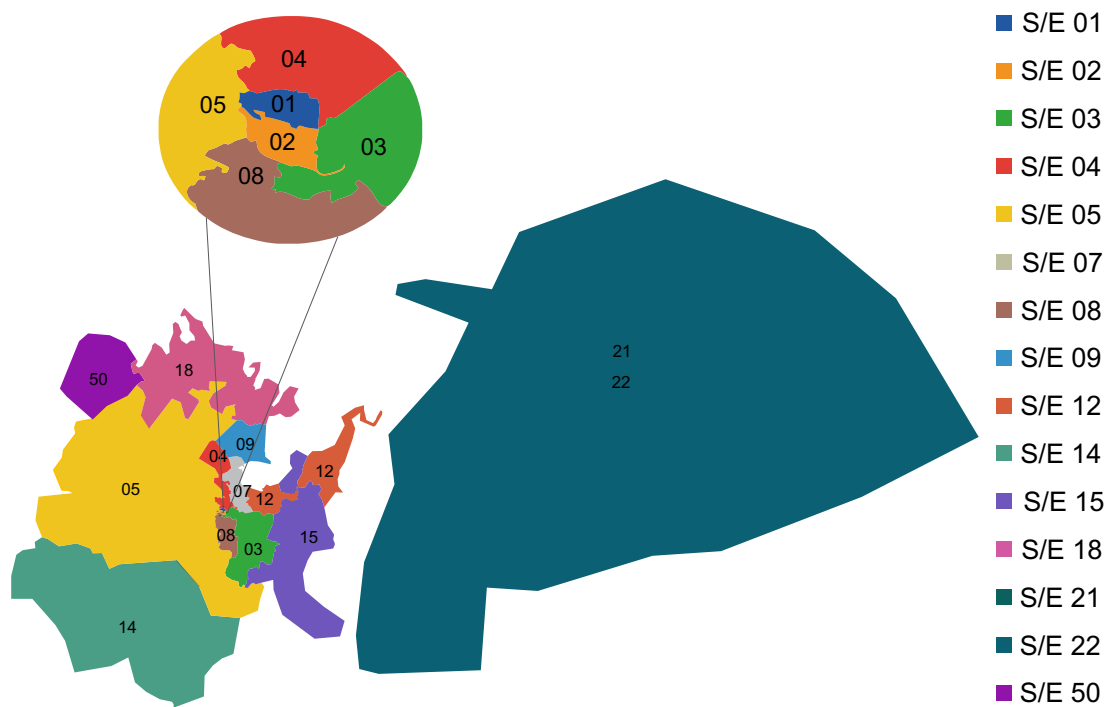


Figura 2.4: Áreas que comprenden las subestaciones de la CENTROSUR

A partir de las subestaciones de distribución nacen los alimentadores de distribución también conocidos como las líneas de distribución primaria que pueden ser [25]:

- Aéreas
- Subterráneas

Las líneas de distribución primaria alimentan directamente a industrias, edificios, urbanizaciones, lotizaciones, etc. Estas cuentan con subestaciones de transformación propias, o más comúnmente alimentan a los transformadores de distribución, que dan servicio a cargas menores de 10 kVA, siendo estos consumidores residenciales, edificios pequeños, oficinas, industrias pequeñas, etc. [26].

## Código de Identificación de los Alimentadores de la CENTROSUR

En la Figura 2.5 se observa el código de identificación de uno de los alimentadores de la CENTROSUR, para poder identificarlo mediante el código corto de cuatro dígitos se lo divide en 3 partes que permiten identificarlos fácilmente:

**El Número 1** Corresponde al número de la subestación a la que pertenece el alimentador.

**El Número 2** En esta parte se puede tener una de las tres letras S, T o V; estas letras corresponden al nivel de tensión del alimentador siendo:

- S para 6,3 kV y se lo identifica con el número 0.
- T para 13,8 kV y se lo identifica con el número 1.
- V para 22 kV y se lo identifica con el número 2.

**El Número 3** Corresponde al número de salida del alimentador desde la subestación.

Por ejemplo, la Figura 2.5 muestra la codificación del alimentador 0321.

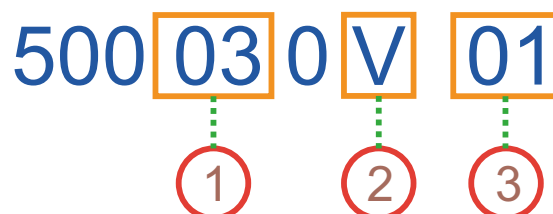


Figura 2.5: Codificación utilizada para identificar los alimentadores primarios de la CENTROSUR

- Las 18 subestaciones que cubre el área de concesión de la CENTROSUR tienen entre uno y siete alimentadores primarios dando un total de 64 alimentadores, detallados en la Tabla 2.3 [10].

Tabla 2.3: Listado de la ubicación y tipo de los alimentadores primarios de la CENTROSUR

S/E	Prov.	Ubicación	Alim.	Tipo	S/E	Prov.	Ubicación	Alim.	Tipo
01	Azuay	Luis Cordero	0101	U	08	Azuay	Turi	0821	U
			0102	U				0822	U
			0103	U				0823	U
			0104	U				0824	U
02	Azuay	Centenario	0201	U	12	Azuay	El Des-canso	1221	U
			0202	U				1222	R
			0203	U				1223	U
			0204	U	14	Azuay	Lentag	1421	R
			0205	U				1422	R
03	Azuay	Monay	0321	U	15	Azuay	Gualaceo	1521	R
			0322	U				1522	U
			0323	U				1523	U
			0324	U	18	Cañar	Cañar	1821	R
			0325	U				1822	R
04	Azuay	Parque Industrial	0421	U	21	Morona Santiago	Macas	2111	U
			0422	U				2112	R
			0423	U				2113	R
			0424	U				2127	U
			0425	U	22	Morona Santiago	Méndez	2128	U
			0426	U				2211	R
			0427	U				2212	R
05	Azuay	El Arenal	0521	R	23	Morona Santiago	Limón	2311	R
			0522	U				2312	R
			0523	U	50	Cañar	La Troncal	5011	R
			0524	U				5012	U
			0525	R				5013	U
07	Azuay	Ricaurte	0526	U	09	Cañar	Guablimcay	0921	R
			0527	R				5014	R
			0721	U				5015	U
09	Cañar	Guablimcay	0722	U					
			0723	U					
			0921	R					

## 2.2. Determinación del método para la selección del alimentador de estudio

La información disponible de cada uno de los alimentadores es bastante considerable, la misma se encuentra en la base de datos de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A., por lo cual se ha decidido optar por la minería de datos para la selección de los alimentadores de estudio, siguiendo las fases que se pueden identificar en la Figura 2.6 [27, p. 27].

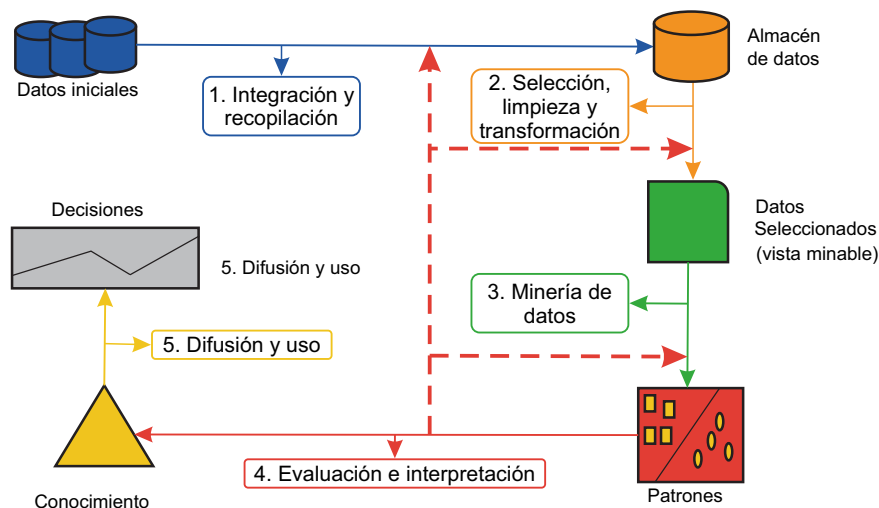


Figura 2.6: Fases del proceso de extracción de conocimiento en bases de datos

En este método se pueden identificar cinco fases:

1. Integración y recopilación.
2. Selección, limpieza y transformación.
3. Minería de datos.
4. Evaluación e interpretación.
5. Difusión y uso.

Estas sirven para la extracción del conocimiento de las bases de datos, con el fin de seleccionar los alimentadores que se encuentren en las mejores condiciones para ser elegidos [27, p. 25-27]. De acuerdo con estas fases, se obtiene el proceso para la selección de los alimentadores de estudio, el mismo que se puede ver en la Figura 2.7.

- 1 Recopilación e identificación de datos.
- 2 Determinación de los datos con mayor importancia.
- 3 Determinación de los criterios de evaluación.
- 4 Determinar los conjuntos de datos que formaran parte de los criterios.
- 5 Valoración de los criterios de selección.
- 6 Implementación de reglas entre los datos que conforman los conjuntos.
- 7 Implementación de una alternativa de selección (lógica difusa).
- 8 Establecer los criterios de selección final de los alimentadores a ser estudiados.
- 9 Evaluación de resultados y determinación si el alimentador seleccionado cumple satisfactoriamente con las reglas establecidas.
- 10 Selección del alimentador de estudio.

Figura 2.7: Proceso de selección de los alimentadores

La ventaja de la minería de datos es que no se obtienen resultados intuitivos o pre-establecidos sino un nuevo modelo extraído concretamente de la herramienta utilizada (lógica difusa), este nuevo conocimiento debe tener la facilidad de ser interpretado por cualquiera que haga uso posterior de esta información.

De acuerdo al análisis realizado a la base de datos de la CENTROSUR se determinó que la empresa hace uso de “bases de datos relacionales”, las cuales son usadas como una herramienta para la minería de datos.

Esta base de datos está conformada por varias relaciones comúnmente conocidas como “tablas”, en las cuales se puede encontrar un conjunto ordenado de datos y atributos [27, p. 25-27].

Estos datos contienen:

- Números enteros
- Números reales
- Fechas
- Cadenas de texto
- Etc.

Estos conjuntos ordenados de datos tienen una estructura que puede ser consultada mediante *queries*<sup>3</sup>, en los cuales se puede obtener una o la combinación de varias tablas, dependiendo de la información requerida.

Las tablas utilizadas en el proyecto son:

#### 1. CONCLI

Esta tabla contiene: Código del cliente, Energía, Clasificador, Consumo y Fecha de Facturación, como se observa en la Tabla 2.4.

<sup>3</sup>Consulta que puede ser una revisión o búsqueda de algún dato en una base de datos.

Tabla 2.4: Resumen de la tabla CONCLI

Código	Energía	Clasificador	Consumo	Fecha
26	A	N	198	03/09/2015
554	A	N	1385	09/09/2015
554	D	N	15	09/09/2015
554	R	N	1177	09/09/2015
3467	A	D	1452	15/09/2015
3467	A	P	217	15/09/2015
3467	A	T	260	15/09/2015
3467	D	P	8	15/09/2015
3467	D	O	11	15/09/2015
3467	R	N	840	15/09/2015
31377	A	D	923	15/09/2015
31377	A	G	0	15/09/2015
31377	A	P	59	15/09/2015
31377	A	T	87	15/09/2015
31377	D	P	6	15/09/2015
31377	D	O	11	15/09/2015
31377	R	N	26	15/09/2015

**Código:** Este ítem está presente en todas las tablas extraídas de la base de datos, permite identificar a cada uno de los usuarios.

**Energía:** Corresponde al registro de energía eléctrica, que puede ser:

- Energía Activa kWh (A)
- Energía Reactiva kVAr (R)
- Máxima Demanda de Potencia kW (D)

**Clasificador:** Hace relación al rango horario de facturación, correspondiente a:

- Periodo horario normal (N)
- Periodo horario media (D)
- Periodo horario pico (P)
- Periodo horario base (T)
- Periodo horario fines de semana y festivos (G)

**Consumo:** Corresponde al registro de facturación del mes de consumo de energía eléctrica de cada uno de los clientes.

**Fecha:** Corresponde a la fecha de generación de la factura.

## 2. LEPOME

Esta tabla es similar a la tabla CONCLI, contiene los ítems: Código, Energía y Clasificador, pero a diferencia ésta tiene los ítems Tipo de Lectura y la Fecha de Lectura, como se observa en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Resumen de la tabla LEPOME

Código	Energía	Clasificador	Tipo	Fecha
26	A	N	G	22/09/2015
26	A	N	L	22/09/2015

**Tipo:** Hace referencia al registro de la energía facturada de cada uno de los usuarios del sistema; éstos son:

- Lectura (L), cuando existe la información mensual de la energía consumida por el usuario tomada en sitio.
- Generada (G), para obtener este dato es necesario conocer si en el mes respectivo de estudio existió o no la Lectura del consumo de energía. En el primer caso el sistema realiza un proceso para reconocer si la energía registrada se encuentra dentro del rango de consumo de energía estimado, de ser así, el sistema automáticamente coloca el dato de energía facturada de Lectura (L) también como Generada (G). De lo contrario y en el segundo caso de no existir dato de Lectura, el sistema generará automáticamente el dato de energía facturada Generada, en base al registro del consumo promedio de los último seis meses.

**Fecha:** Corresponde a la fecha en que el lector realizó la lectura del consumo de energía eléctrica mensual.

La condición óptima de este ítem, es que exista energía facturada tanto de Lectura como Generada y que ésta sea la misma.

Además de la información obtenida de la base de datos de la CENTROSUR, fueron facilitados por parte del Departamento de Sistemas de Información Geográfico (SIGADE) los siguientes datos:

- Potencia de los alimentadores primarios (en MVA)
- Cargabilidad de los alimentadores primarios (porcentual)
- Número total de clientes por alimentador (cantidad)

Junto con esto se obtuvo durante el período de estudio de los seis meses, la base actualizada de datos de los clientes del sistema con el correspondiente alimentador primario en el que se encuentra conectada su carga.

Por parte del departamento de control de medición se obtuvo los datos de:

- Refacturaciones por alimentador en el último año (cantidad)
- Reliquidaciones por alimentador en el último año (cantidad)

### 2.2.1. Determinación de los datos relevantes para la selección del alimentador de estudio

Luego de determinar el campo de estudio (64 alimentadores), el siguiente paso es determinar las variables relevantes para el estudio, de una forma exploratoria, analítica y cuantitativa, con el fin de seleccionar los alimentadores de estudio.



Los parámetros extraídos de las bases de datos estudiadas fueron seleccionados con el fin de enfocar el desarrollo de los objetivos planteados en el proyecto, siendo estos atributos medibles, los cuales permitirán evaluar la situación actual de los alimentadores de la CENTROSUR; una vez realizada la exploración de la base de datos, se llegó a determinar los parámetros con mayor relevancia de los 64 alimentadores, los mismos que se observan en la Figura 2.8.

- |   |  |
|---|--|
| 1 | Potencia y Cargabilidad.                                       |
| 2 | Número total de clientes.                                      |
| 3 | Número de clientes residenciales, comerciales e industriales.  |
| 4 | Consumo de clientes residenciales, comerciales e industriales. |
| 5 | Número de refacturaciones y reliquidaciones.                   |
| 6 | Fechas de lectura de todos los clientes.                       |
| 7 | Número de clientes sin lectura en los últimos 3 y 6 meses.     |
| 8 | Porcentaje de carga Rural y Urbana.                            |

Figura 2.8: Parámetros seleccionados de los alimentadores a partir de las bases de datos

### 2.3. Minería de datos

Una gran herramienta en la aplicación de minería de datos es el análisis exploratorio de datos; en este caso se utilizará el diagrama de caja, empleando el resumen de cinco números, mismo que se detallan a continuación [27, p. 25-27].

**Valor Mínimo (Min):** Valor más pequeño de la muestra.

**Primer Cuartil (Q1):** Abarca el 25 % de los valores más pequeños de la muestra.

**Mediana o Segundo Cuartil (Q2):** Abarca el 50 % de los valores de la muestra.

**Tercer Cuartil (Q3):** Abarca el 75 % de los valores de la muestra.

**Valor Máximo (Max):** Valor más grande de la muestra.

A los parámetros:

- Potencia
- Cargabilidad
- Número de clientes residenciales
- Número de clientes comerciales
- Número de clientes industriales
- Consumo de energía de los clientes residenciales
- Consumo de energía de los clientes comerciales
- Consumo de energía de los clientes industriales

- Número de reliquidaciones
- Número de refacturaciones

Se les aplicó el resumen de cinco números que se detalla en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6: Resumen de cinco números para los parámetros analizados

	Min.	Q1	Q2	Q3	Max.	Unid.
Potencia	0,62	1,72	2,70	4,07	7,70	MVA
Cargabilidad	31	55	59	64	85	%
N° de clientes	1	2.468	5.202	7.451	16.598	
N° Client. Residenciales	0	2.044	4.592	6.441	15.899	
N° Client. Comerciales	0	153	332	755	1.580	
N° Client. Industriales	0	35	75	148	368	
Consumo Residenciales	0	195.479	464.732	671.644	480.959	kWh
Consumo Comerciales	0	65.605	139.009	324.887	741.320	kWh
Consumo Industriales	0	13.627	55.743	218.731	4.181.670	kWh
N° Reliquidaciones	0	107	151	230	940	
N° Refacturaciones	0	1	3	7	19	

Este análisis sirve para establecer los rangos de cada una de los parámetros, siendo así:

- Datos menores (los datos entre Min - Q1)
- Datos medianos (Q1 - Q3)
- Datos mayores (Q3 - Max)

Del resultado de este análisis se determinó que aquellos parámetros que tengan *datos medianos*, es decir que estén entre Q1 y Q3 serán los de mayor conveniencia para el estudio, ya que para este rango existe una mayor agrupación de datos, los que tengan *datos menores* o *datos mayores* no serán los idóneos para el estudio debido a que no son alimentadores primarios de comportamiento común, la valoración de estos dependerá del conjunto de datos por parámetro de estudio y a la vez dependerá del criterio de selección al que corresponda posteriormente en el desarrollo de este proyecto.

**Día preferible de lectura:** Para el análisis de este parámetro se tomó la tabla *LEPOME* considerando el clasificador de lectura *L*, de los medidores con energía activa normal *AN*, con el objetivo de descartar a los clientes con medidores especiales, puesto que éstos entregan el dato de lectura del 1 al 31 del mes correspondiente, lo que implica que no agrega incertidumbre en el estudio.

En el análisis se clasificó a los datos en dos períodos:

1. Periodo A (lecturas entre los días del 1 al 15).
2. Periodo B (lecturas entre los días del 16 al 31).

De lo cual se toma al periodo B como óptimo, debido a que la mayor cantidad de energía consumida corresponde al mes de facturación.

Para determinar la importancia de cada uno de los alimentadores, se obtuvo el porcentaje de clientes con lectura en el periodo B del total de clientes con medidores normales del alimentador respectivo, categorizando a los alimentadores en tres grados de importancia:

**Grado 1:** si la cantidad de clientes con lecturas en el periodo B es superior al 75 %.

**Grado 2:** si la cantidad de clientes con lecturas en el periodo B se encuentra entre el 25 % y el 75 %.

**Grado 3:** si la cantidad de clientes con lecturas en el periodo B es inferior al 25 %.

Estos grados se determinaron de acuerdo al análisis de las lecturas individuales a los clientes de cada alimentador, resultando que de los 64 alimentadores, el 53 % pertenece al grado 1, lo que corresponde a 34 alimentadores, en el grado 2 se encuentran 22 de los alimentadores y en el grado 3 los 8 sobrantes.

- Grado 1, este es el rango con mayor importancia de este parámetro, ya que en este se encuentran los alimentadores con mayor cantidad de lecturas concentradas en el periodo B.
- Grado 2, tiene una importancia intermedia que implica que las lecturas para este alimentador se encuentran medianamente agrupadas en el periodo B.
- Grado 3, se lo consideró al de menor importancia, debido a que la mayor cantidad de lecturas realizadas a los clientes de este alimentador se las realiza en el periodo A.

De acuerdo a lo mencionado se obtiene la Figura 2.9 que corresponde al comportamiento de las fechas de lectura a los clientes de todos los alimentadores.

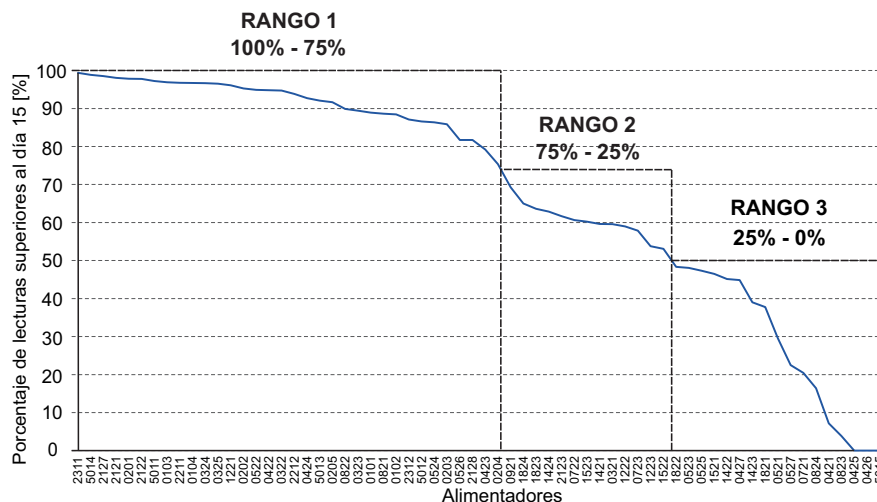


Figura 2.9: Porcentaje de clientes con lecturas en un periodo comprendido entre el 16 y el 31 para todos los alimentadores de la CENTROSUR

En la Tabla 2.7, se puede apreciar a los alimentadores primarios de la CENTROSUR ordenados de mayor a menor de acuerdo al porcentaje de clientes con lecturas en el periodo B.

Tabla 2.7: Agrupamiento del día preferible de lectura

Alim.	Día preferible de lectura		Grado	Alim.	Día preferible de lectura		Grado
	Día	%			Día	%	
2311	26	99,38	1	0423	28	79,19	1
5014	24	98,85	1	0204	29	75,34	1
2127	24	98,52	1	0921	22	69,26	2
2121	23	98,05	1	1824	14	64,99	2
0201	23	97,84	1	1823	24	63,62	2
2122	23	97,76	1	1424	22	62,88	2
5011	21	97,23	1	2123	14	61,66	2
0103	22	96,90	1	0722	20	60,63	2
2211	19	96,74	1	1523	23	60,21	2
0104	22	96,70	1	1421	20	59,61	2
0324	23	96,66	1	0321	19	59,55	2
0325	27	96,53	1	1222	17	58,96	2
1221	20	96,10	1	0723	7	57,83	2
0202	23	95,25	1	1223	4	53,78	2
0522	30	94,89	1	1522	28	53,09	2
0422	26	94,82	1	1822	2	48,35	2
0322	22	94,72	1	0523	29	48,05	2
2212	26	93,81	1	0525	27	47,31	2
0424	23	92,73	1	1521	27	46,49	2
5013	29	92,07	1	1422	4	45,16	2
0205	28	91,67	1	0427	28	44,86	2
0822	26	89,88	1	1423	3	39,01	2
0323	30	89,41	1	1821	2	37,78	2
0101	23	88,92	1	0521	16	29,51	2
0821	29	88,61	1	0527	8	22,49	3
0102	23	88,43	1	0721	5	22,44	3
2312	27	87,12	1	0824	16	16,39	3
5012	27	86,61	1	0421	2	7,14	3
0524	24	86,35	1	0823	13	3,84	3
0203	23	85,85	1	0425	-	0,00	3
0526	29	81,73	1	0426	-	0,00	3
2128	25	81,70	1	5015	-	0,00	3

### 2.3.1. Determinación de criterios de selección

Una vez obtenida la información necesaria de todos los alimentadores se puede determinar los criterios de selección.

Para lo cual se ha establecido dar un peso a cada uno de los criterios partiendo de la importancia (baja, media y alta) de cada uno de ellos, como se observa en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8: Importancia de los criterios de selección

Importancia	Valoración
Baja	0,2
Media	0,3
Alta	0,5

### 2.3.1.1. Técnicos

En este criterio se analiza el estado actual de operación de los alimentadores, con el fin de no obtener alimentadores que se encuentren sobrecargados o que la carga sea insignificante para las características del alimentador.

Como se puede observar en la Figura 2.10, se mantiene una relación espacial entre los parámetros potencia, cargabilidad y número de clientes del alimentador, de acuerdo a la Tabla 2.6, la mayor cantidad de datos está entre los cuartiles Q1 y Q3, como se puede observar en la Figura 2.10 existe un mayor agrupamiento de datos en el centro de la intersección de estos tres parámetros, por lo cual este será el de mayor importancia para este criterio, y los datos superiores e inferiores tendrán un peso menor para la selección del alimentador, que permitirá conocer las interacción entre éstos y definir a mayor detalle los comportamiento preferibles para el estudio.

Este criterio se lo ha considerado de baja importancia y se le asigna una valoración del 20 %.

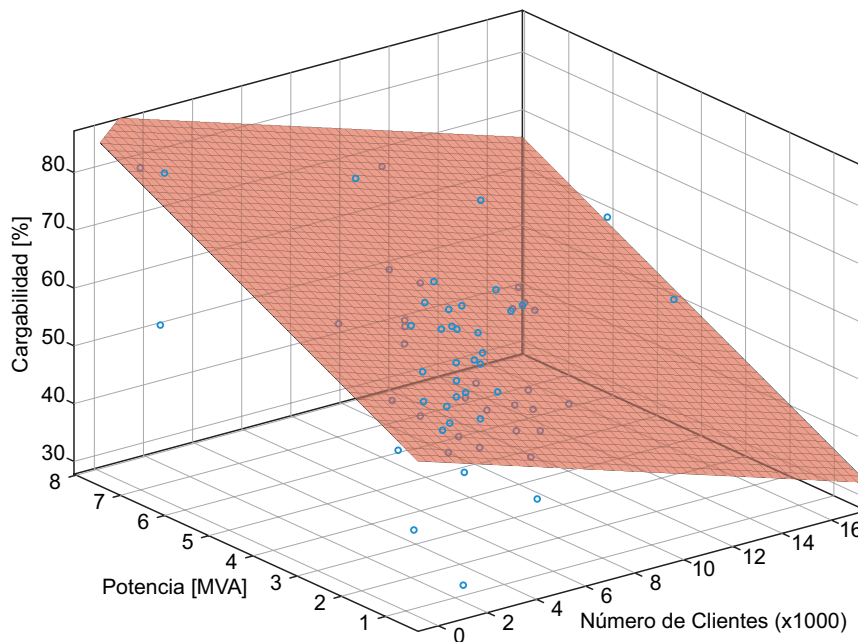


Figura 2.10: Relación espacial entre el *Número de Clientes* con la *Potencia* y la *Cargabilidad*

### 2.3.1.2. Comerciales

En este criterio se incluyen los parámetros de la cantidad de clientes comerciales, residenciales e industriales, así como también el consumo de energía eléctrica.

La valoración de este criterio se estableció de mediana importancia y se le dio una valoración

del 30 % del total, para una mejor selección a este criterio se lo dividió en tres partes correspondientes al tipo de cliente (residenciales, comerciales e industriales).

Dentro del *criterio comercial* se determinó que la cantidad de clientes y consumo de energía eléctrica de los residenciales es el más importante del conjunto de datos que los conforman, debido a que son los que mayor incertidumbre inyectan al cálculo, por lo cual se decidió darle de los 30 el 20 % de la valoración total de este criterio.

Mientras tanto a los demás parámetros que se los subdividió en *comerciales* (número de clientes y consumo de energía) e *industriales* (número de clientes y consumo de energía), y se creyó conveniente asignarles una valoración del 5 % a cada uno con el objetivo de cubrir la valoración sobrante de este *criterio de selección*.

Tal como se puede observar en las Figuras 2.11 y 2.12, mantienen una relación lineal y de igual manera que para el criterio anterior se les dará la mayor importancia a los parámetros que cumplan con el rango de Q1 a Q3.

En la Figura 2.13, no existe una relación lineal, lo cual tiene sentido ya que en clientes industriales el comportamiento del consumo de energía eléctrica por alimentador no es directamente proporcional a la cantidad de clientes, pues en algunos casos existe mayor consumo con menor cantidad de clientes, por lo tanto los alimentadores que cumplan con la condición de tener las datos medianos serán los que mayor importancia tendrán para el estudio, debido a que el estudio no busca seleccionar un alimentador netamente industrial.

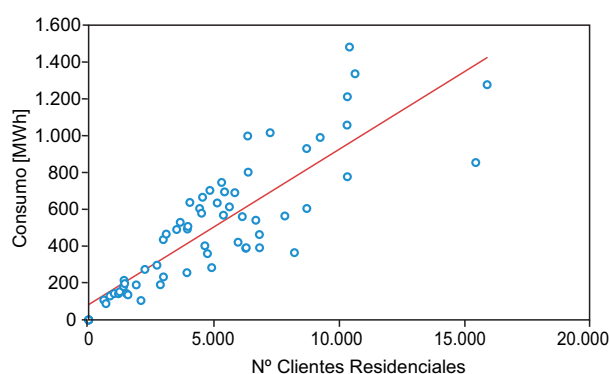


Figura 2.11: Relación lineal entre la cantidad y el consumo de energía eléctrica de los clientes residenciales

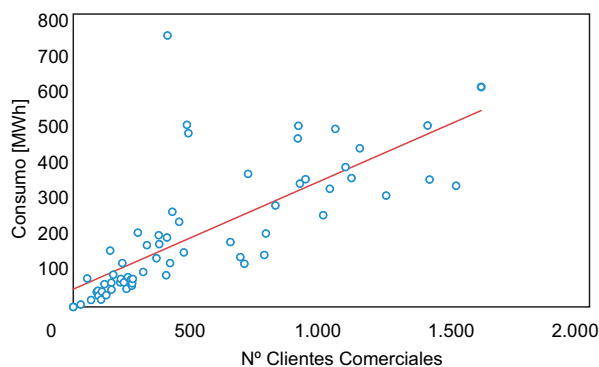


Figura 2.12: Relación lineal entre la cantidad y el consumo de energía eléctrica de los clientes comerciales

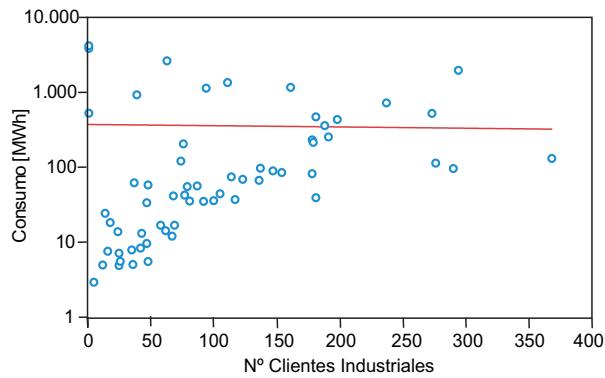


Figura 2.13: Relación nula entre la cantidad y consumo de los clientes industriales

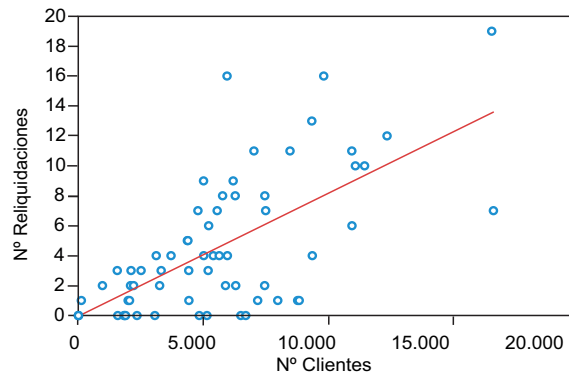
### 2.3.1.3. Operacionales

En este punto se consideran para el *criterio operacional* a los parámetros de refacturación, reliquidación y el día preferible de lectura de cada uno de los alimentadores.

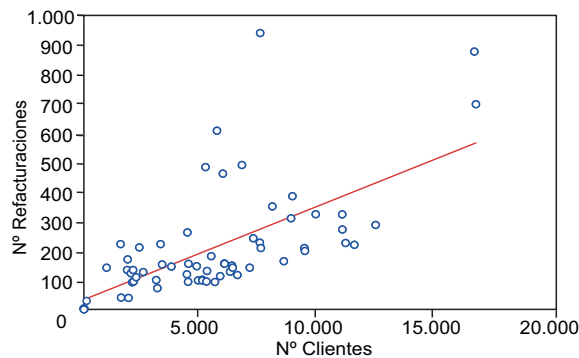
A este criterio se lo consideró de alta importancia dándole una valoración del 50%, de los cuales:

- El 20% representa a los datos de refacturación y reliquidación
- El 30% representa los datos del día preferible de lectura

Como se observa en la Figura (2.14), al igual que en los casos anteriores existe una relación lineal del número de clientes por alimentador con las refacturaciones y reliquidaciones detalladas en las Figuras (2.14a) y (2.14b).



(a) Relación lineal de los clientes totales del alimentador y el número de reliquidaciones



(b) Relación lineal de los clientes totales del alimentador y el número de refacturaciones

Figura 2.14: Relación lineal de reliquidaciones y refacturaciones

## 2.4. Teoría de la Lógica Difusa

### 2.4.1. Introducción a la Lógica Difusa

La lógica difusa se deriva del concepto de “conjuntos difusos” introducido por Lotfi A. Zadeh en 1956 para computar ideas y conceptos utilizados en el razonamiento humano, como por ejemplo la definición de alto en una persona [28, pp. 6-7].

La lógica clásica o booleana se basa en la suposición de que existen exactamente dos valores de verdad, *falso* y *verdadero*, definiendo al cero (0) como falso y al uno (1) como verdadero [29, pp. 1-2]; la lógica difusa acepta la existencia de un valor intermedio en el intervalo de (0, 1) creando así el concepto de *grados de verdad* o *grados de pertenencia*, este intervalo incluye al 0 y al 1 como valores extremos [29, pp. 46-49]; análogamente si la lógica booleana trata con variables discretas, la lógica difusa trata con variables continuas [30, pp. 67-69].

La Figura 2.15 [30, p. 77] muestra los elementos básicos que componen un conjunto difuso; estos son [30, pp. 76-77]:

**Grado de pertenencia:** El grado medido a lo largo del eje vertical  $Y$ .

**Posibles valores del dominio para el conjunto:** El valor medido a lo ancho del eje horizontal  $X$ .



**Función de pertenencia:** Una curva continua que conecta los valores del dominio  $x$  con su grado de pertenencia y en el conjunto.

**Conjunto de apoyo:** La región del dominio para la cual los valores de la función de pertenencia son mayores a cero ( $>0$ ).

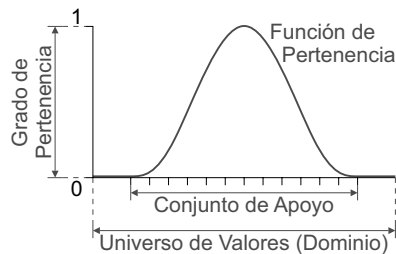


Figura 2.15: Componentes generales de un conjunto difuso

### 2.4.1.1. Conjuntos Difusos

Un conjunto es una colección de objetos agrupados que comparten una propiedad en común [30, p. 72].

- En la lógica booleana un objeto puede tener dos estados:
  1. Ser miembro del conjunto (1).
  2. No ser miembro del conjunto (0).

Por ejemplo, se considera mediante un conjunto booleano la estatura en una persona dado el alto ( $x$ ), donde si es mayor a 1,8 m esta será alta, la expresión (2.1) representa la función de pertenencia para el conjunto *Alto* [31, pp. 14-16].

$$\mu_{Alto}(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \geq 1,8 \\ 0 & \text{si } x < 1,8 \end{cases} \quad (2.1)$$

La Figura 2.16 [30, p. 74] demuestra gráficamente los dos estados de pertenencia del conjunto booleano, donde determinada estatura puede o no considerarse alta [31, pp. 14-16].

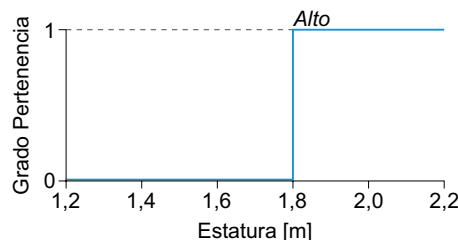


Figura 2.16: Estados de pertenencia del conjunto booleano *Alto*

- En la lógica difusa un objeto puede tener tres estados [30, p. 76]:
  1. Ser miembro del conjunto (1).

2. Ser miembro parcial del conjunto (valor entre 0 y 1).
3. No ser miembro del conjunto (0).

Por ejemplo, se considera el mismo conjunto para la estatura de una persona, la expresión (2.2) representa los estados de pertenencia del conjunto *Alto* [31, pp. 14-16].

$$\mu_{Alto}(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \geq 1,8 \\ 5x - 8 & \text{si } 1,6 > x > 1,8 \\ 0 & \text{si } x \leq 1,6 \end{cases} \quad (2.2)$$

La Figura 2.17 [30, p. 78] representa gráficamente los tres posibles estados de pertenencia en el conjunto difuso, donde una persona con estatura ( $x$ ) comprendida entre 1,6 m y 1,8 m tendrá cierto grado de altura definido por la expresión (2.2), a este grado se lo conoce como *grado de pertenencia* y muestra que a medida que se acerca a 1 tiene un mayor grado de pertenencia, y mientras más se acerca a 0 tiene un menor grado de pertenencia [31, pp. 14-16].

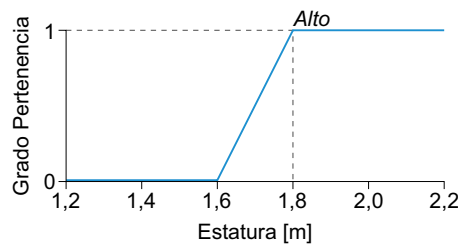


Figura 2.17: Estados de pertenencia del conjunto difuso *Alto*

### 2.4.1.2. Números Difusos

Un número difuso representa una cantidad cuyo valor es aproximado, más no exacto como un número ordinario (valor único) [32], todo número difuso puede considerarse como una función cuyo dominio comprende el conjunto de números reales  $(-\infty, \infty)$  y cuyo rango varía entre el cero y el uno  $(0, 1)$  [33, pp. 45-51]; por ejemplo, la Figura 2.18 [30, p. 79] muestra un número difuso característico en forma de campana de Gauss, donde la cantidad numérica *cerca de 20* muestra dos características principales:

1. Valor central.
2. Grado de dispersión alrededor del valor.

Al grado de dispersión se lo conoce como *expectativa* ( $e$ ), y es el grado de incertidumbre que se tiene para el valor esperado; cuando  $e = 0$  el valor esperado tiene un valor único (para el ejemplo sería 20), y a medida que  $e$  aumenta el valor esperado se vuelve más dudoso (para el ejemplo sería algún valor cercano a 20 no determinado) [30, pp. 79-80].



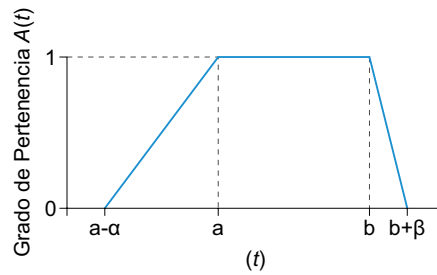


Figura 2.20: Función de pertenencia de un número difuso trapezoidal

### 2.4.1.3. Variables Lingüísticas

Una variable lingüística utiliza palabras u oraciones de un lenguaje natural o artificial en vez de números en las variables numéricas, ya que las palabras son más imprecisas que los números su significado es puramente aproximado [31, p. 145]; por ejemplo, se pueden crear varios conjuntos difusos para el grupo de estaturas *baja*, *media* y *alta* [30, p. 71] (véase la Figura 2.21 [28, p. 34]), estos tres conjuntos representados por un número difuso o una función de pertenencia, corresponden a los valores de la variable lingüística *estatura*, en si una variable lingüística es un conjunto de subconjuntos.

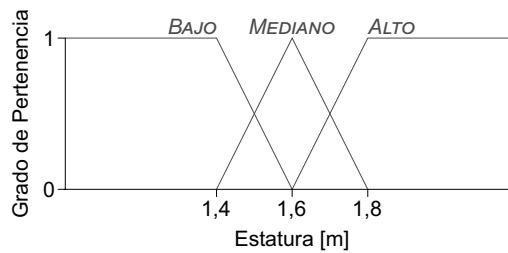


Figura 2.21: Conjuntos que comprenden a la variable lingüística *estatura*

### 2.4.1.4. Operadores Difusos

La lógica difusa utiliza operadores similares a los utilizados en la lógica booleana para sus operaciones, pero a diferencia de ésta, los valores de verdad en este caso son casi infinitos, por lo que no se puede construir una simple tabla de verdad, algunos de los operadores más utilizados se presentan en la Tabla 2.9 [30, pp. 88-89].

Tabla 2.9: Significado de los operadores difusos

Operador Difuso	Operación	Definición
And	Intersección	$\mu_T(x_i) = \min(\mu_A(x_i), \mu_B(x_i))$
Or	Unión	$\mu_T(x_i) = \max(\mu_A(x_i), \mu_B(x_i))$
Not	Complemento	$\mu_T(x_i) = 1 - \mu_A(x_i)$

Por ejemplo, para la variable *estatura* de la Figura 2.21 se desea realizar las operaciones mencionadas en la Tabla 2.9:

**Operador And:** La Figura 2.22 representa el área difusa producida por la preposición *Mediano* y *Alto*, donde la línea roja constituye la función de verdad resultante para la inter-

sección de los dos conjuntos [30, pp. 89-90].

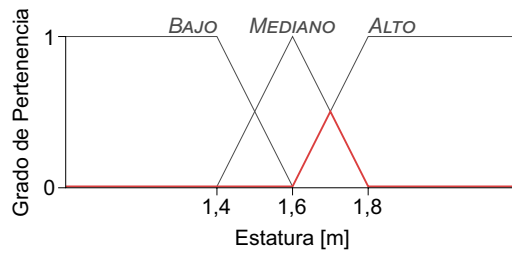


Figura 2.22: Resultado del operador difuso *And* entre los conjuntos *Mediano* y *Alto*

**Operador Or:** La Figura 2.23 demuestra el área difusa producida por la preposición *Bajo* o *Mediano*, en la cual línea roja simboliza la función de verdad resultante de la unión de los dos conjuntos [30, pp. 90-91].

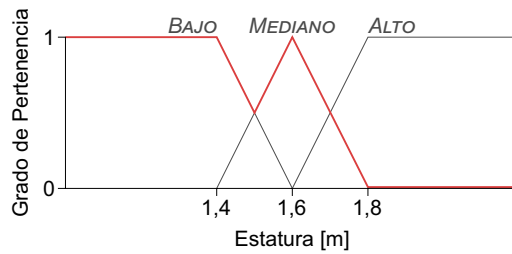


Figura 2.23: Resultado del operador difuso *Or* entre los conjuntos *Bajo* y *Mediano*

**Operador Not:** La Figura 2.24 indica el área difusa producida por la preposición *No Mediano*, para la cual la línea roja representa la función de verdad resultante de obtener el complemento del conjunto [30, pp. 90-92].

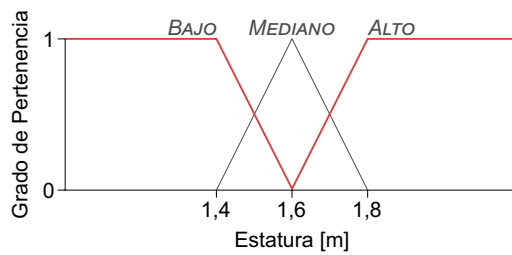


Figura 2.24: Resultado del operador difuso *Not* para el conjunto *Mediano*

Otra forma de operador es la *implicación* condicional, sirve para delimitar el valor de una variable para una regla cuando se cumple una condición [31, pp. 131-134], por ejemplo:

si  $x$  es  $A$  entonces  $y$  es  $B$

### 2.4.1.5. Fuzzificación

Es el proceso de encontrar el valor del grado de pertenencia que le corresponde a un número en el dominio de valores de la función de pertenencia cuando se evalúa cada regla [30, p. 99];

la Figura 2.25 muestra un ejemplo donde una estatura de 1,77 m tiene un grado de pertenencia de 0,85.

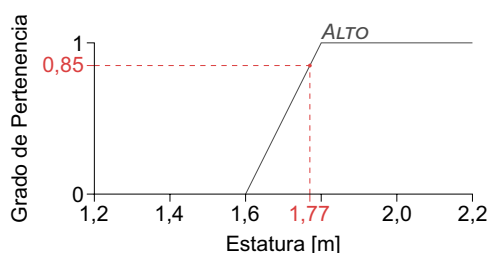


Figura 2.25: Valor resultante de la Fuzzificación para una estatura de 1, 77 m

### 2.4.1.6. Reglas, Inferencia y Agregación

Las reglas especifican relaciones entre las variables de los conjuntos difusos [30, p. 99], tienen la siguiente estructura:

si  $x$  es  $A$  entonces  $y$  es  $B$

Donde “ $x$  es  $A$ ” ( $x$  es la variable de entrada) se conoce como antecedente o premisa y “ $y$  es  $B$ ” ( $y$  es la variable de salida) como consecuencia o conclusión, cuando se ejecuta una regla al proceso de encontrar el resultado de “si-entonces” (el grado de pertenencia de  $y$ ) se lo conoce como *inferencia*. Por lo general los sistemas difusos se componen de dos o más reglas donde al proceso de encontrar la resultante de la combinación de aplicar todas las reglas se conoce como *agregación* [31, p. 147], por ejemplo se tienen las reglas:

si  $x$  es  $Y$  entonces  $z$  es  $R$

si  $w$  es  $A$  entonces  $z$  es  $T$

Al ejecutar ambas los conjuntos difusos  $R$  y  $T$  se agregan para producir la resultante de la variable de salida  $z$ ; para agregar conjuntos se puede tomar el valor máximo o se puede sumar ambas funciones de pertenencia [30, p. 96].

### 2.4.1.7. Defuzzificación

Es el proceso de determinar el valor final (valor único) de pertenencia (grado de pertenencia) para la variable de salida después de aplicar el proceso de agregación, es decir muestra el valor numérico resultante del proceso de lógica difusa. Existen varias formas de encontrar este valor resultante, una de las más utilizadas consiste en determinar el centro de masa de la función de pertenencia resultante [30, pp. 97-98].

## 2.4.2. Clasificación de los Alimentadores de Estudio Basado en Lógica Difusa

### 2.4.2.1. Explicación del Modelo

Para determinar qué alimentadores son idóneos para el estudio, se requiere clasificar de mayor a menor a los 64 alimentadores según el grado de relevancia para el estudio, para esto se utilizan los fundamentos de la lógica difusa para crear variables lingüísticas relacionadas a los datos que tienen mayor importancia en el estudio (sección 2.3.1) y establecer los que tengan mayor ponderación; para la creación del modelo se utiliza el software *Matlab* que incluye una aplicación para el diseño de sistemas difusos “Fuzzy Logic Designer”.

Los pasos para la creación del modelo de lógica difuso son:

1. Clasificar por categorías las variables de acuerdo a la Tabla 2.10.

Tabla 2.10: Categorización de las variables de entrada

Variable	Categoría	Ponderación
Cargabilidad		
Potencia	Datos Técnicos	0,2
Número Total de Clientes		
Número de Clientes Residenciales	Datos Residenciales	0,2
Consumo de los Clientes Residenciales		
Número de Clientes Comerciales	Datos Comerciales	0,05
Consumo de los Clientes Comerciales		
Número de Clientes Industriales	Datos Industriales	0,05
Consumo de los Clientes Industriales		
Día Preferido de Lectura	Datos de Día de Lectura	0,3
Número de Refacturaciones	Datos de Facturación	0,2
Número de Reliquidaciones		

En cada categoría se tiene además una variable de salida denominada “Ponderación” que representa la relevancia o importancia que esta tiene para el estudio.

2. Crear conjuntos difusos para las variables de entrada y salida según la Tabla 2.11.

Tabla 2.11: Conjuntos difusos para las variables de entrada y salida

Tipo de Variable	Número Difuso	Conjunto Difuso	Dominio
Entrada	Trapezoidal	Bajo	$x \leq 25 \%$
		Medio	$25 \% < x < 75 \%$
		Alto	$x \geq 75 \%$
Salida	Triangular	Bajísimo	$x = 0 \%$
		Muy Bajo	$x = 12,5 \%$
		Bajo	$x = 25 \%$
		Medio Bajo	$x = 37,5 \%$
		Medio	$x = 50 \%$
		Medio Alto	$x = 62,5 \%$
		Alto	$x = 75 \%$
		Muy Alto	$x = 87,5 \%$
		Altísimo	$x = 100 \%$

Definiendo así el rango de valores para cada conjunto difuso de cada variable.

- Para automatizar el proceso de evaluación de datos se utiliza el modelo de *Simulink* de la Figura 2.26; los datos de entrada ingresan mediante una matriz de  $[64 \times 13]$ ; cada fila contiene las variables de cada uno de los 64 alimentadores y cada fila representa una variable distinta donde la primera fila contiene el número de alimentador para de esta forma obtener un resultado individual de cada alimentador; dentro del primer bloque se divide la matriz y se envían los datos a los distintos procesos de lógica difusa correspondiente para cada tipo de variable, el bloque “Clock” se encarga de asignar el número de operación que en este proceso va desde el 0 hasta el 63 para un total de 64 operaciones.

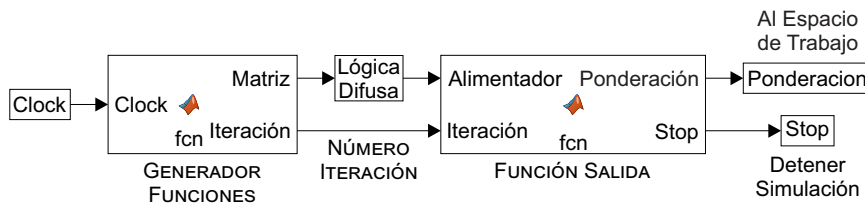


Figura 2.26: Diagrama en bloques del modelo en Simulink para determinar el alimentador

- El modelo se encarga de ejecutar cada iteración hasta conseguir el resultado del proceso por lógica difusa para cada variable y la suma para cada alimentador.

### 2.4.2.2. Aproximación con Lógica Difusa

El proceso de lógica difusa se puede representar mediante la Figura 2.27 [28, p. 97], donde se observa el procedimiento para encontrar el resultado de la lógica difusa; los valores de entrada son computados en el fuzzificador para encontrar el grado de pertenencia de cada variable, el motor de inferencia se encarga de comparar los valores del grado de pertenencia con las reglas para encontrar el valor de cada conjunto difuso, que finalmente son utilizados por el defuzzificador para representar una cantidad real que representa la ponderación del proceso.



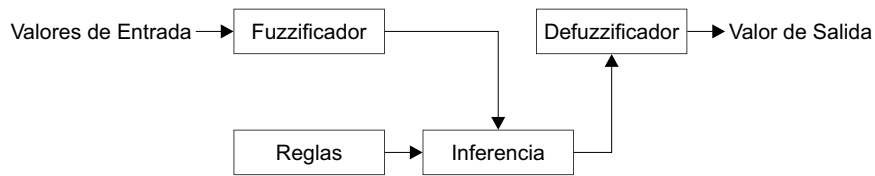


Figura 2.27: Representación del proceso de lógica difusa

### 2.4.2.3. Aplicación de la Lógica Difusa

Para el modelo se utilizan en total seis procesos de lógica difusa que sumados sirven para encontrar la relevancia total que cada alimentador tiene para el estudio; la Figura 2.28 muestra un diagrama de bloques del proceso general de lógica difusa y cómo interaccionan las distintas variables.

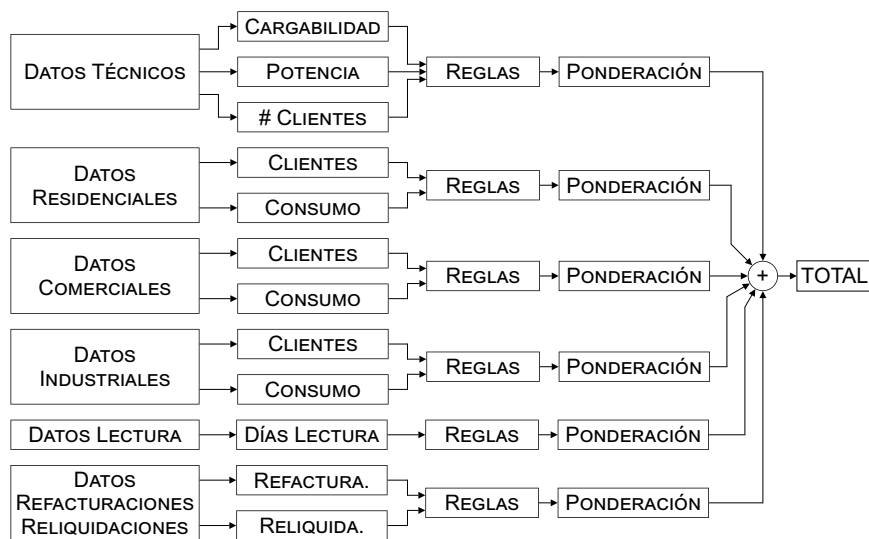


Figura 2.28: Esquema general del modelo de lógica difusa

Cuando se determina el valor de cada proceso de lógica difusa el resultado se suma y se obtiene el total de los 6 procesos de lógica difusa, conjunto con el número de alimentador se genera una matriz de  $64 \times 2$ , donde la primera columna corresponde al número del alimentador y la segunda a la ponderación o resultado del proceso.

### 2.4.2.4. Conjuntos de Reglas

A continuación, se determinan uno o varios conjuntos de reglas para delimitar el comportamiento de cada variable dentro del conjunto difuso. En la Tabla 2.12 se observa el conjunto de reglas para el modelo de datos técnicos, como esta categoría cuenta con 3 variables y 3 conjuntos difusos se tendrá un total de 27 reglas con 9 posibles resultados.

Tabla 2.12: Esquema de reglas para el modelo difuso de datos técnicos

Si <i>Cargabilidad</i> es	Y <i>Potencia</i> es	Y <i>Número de Clientes</i> es	Entonces <i>Ponderación</i> es
Bajo	Bajo	Bajo	Medio Bajo
Bajo	Bajo	Medio	Medio
Bajo	Bajo	Alto	Bajísimo
Bajo	Medio	Bajo	Medio
Bajo	Medio	Medio	Alto
Bajo	Medio	Alto	Muy Alto
Bajo	Alto	Bajo	Muy Bajo
Bajo	Alto	Medio	Bajo
Bajo	Alto	Alto	Alto
Medio	Bajo	Bajo	Medio Bajo
Medio	Bajo	Medio	Muy Alto
Medio	Bajo	Alto	Bajísimo
Medio	Medio	Bajo	Muy Alto
Medio	Medio	Medio	Altísimo
Medio	Medio	Alto	Altísimo
Medio	Alto	Bajo	Medio Alto
Medio	Alto	Medio	Altísimo
Medio	Alto	Alto	Medio Alto
Alto	Bajo	Bajo	Bajo
Alto	Bajo	Medio	Muy Bajo
Alto	Bajo	Alto	Bajísimo
Alto	Medio	Bajo	Bajo
Alto	Medio	Medio	Alto
Alto	Medio	Alto	Medio Alto
Alto	Alto	Bajo	Muy Bajo
Alto	Alto	Medio	Medio
Alto	Alto	Alto	Medio Bajo

El número de reglas está dado por la ecuación (2.5) donde  $x$  es el número de variables y  $n$  el número de conjuntos difusos.

$$N_{Reglas} = n^x \quad (2.5)$$

En la Tabla 2.13 se aprecia el conjunto de reglas para el modelo de datos de clientes residenciales; esta categoría cuenta con 2 variables y 3 conjuntos difusos lo que resulta en un total de 9 reglas para las 9 resultantes.

Tabla 2.13: Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de clientes residenciales

Si	Y	Entonces
<i>Cientes</i>	<i>Consumo</i>	<i>Ponderación</i>
es	es	es
Bajo	Bajo	Bajo
Bajo	Medio	Medio Bajo
Bajo	Alto	Bajísimo
Medio	Bajo	Medio
Medio	Medio	Altísimo
Medio	Alto	Muy Alto
Alto	Bajo	Muy Bajo
Alto	Medio	Medio Alto
Alto	Alto	Alto

La Tabla 2.14 muestra el conjunto de reglas para el modelo de datos de clientes comerciales; este caso es similar al de clientes residenciales con 2 variables y 3 conjuntos difusos para un total de 9 reglas y 9 resultados.

Tabla 2.14: Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de clientes comerciales

Si	Y	Entonces
<i>Cientes</i>	<i>Consumo</i>	<i>Ponderación</i>
es	es	es
Bajo	Bajo	Bajo
Bajo	Medio	Medio Bajo
Bajo	Alto	Bajísimo
Medio	Bajo	Medio
Medio	Medio	Altísimo
Medio	Alto	Muy Alto
Alto	Bajo	Muy Bajo
Alto	Medio	Medio Alto
Alto	Alto	Alto

La Tabla 2.15 representa el conjunto de reglas para el modelo de datos de clientes industriales; el caso de los clientes industriales es único por lo que no sigue la tendencia de tener un número homogéneo de conjuntos difusos, ya que se dividió al consumo industrial únicamente en *Bajo* y *Alto*, resultando en 6 reglas y 6 opciones de respuesta.

Tabla 2.15: Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de clientes industriales

Si	Y	Entonces
<i>Cientes</i>	<i>Consumo</i>	<i>Ponderación</i>
es	es	es
Bajo	Bajo	Alto
Bajo	Alto	Muy Bajo
Medio	Bajo	Medio Bajo
Medio	Alto	Muy Alto
Alto	Bajo	Bajo
Alto	Alto	Medio Alto

La Tabla 2.16 expresa el conjunto de reglas para el modelo de datos de días de lectura; ya que en este conjunto se tiene una única variable la respuesta es gradualmente lineal y corresponde a 4 entradas y 4 salidas.

Tabla 2.16: Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de días de lectura

Si	Entonces
<i>Días de Lectura</i>	<i>Ponderación</i>
es	es
Bajo	Bajo
Medio Bajo	Medio Bajo
Medio Alto	Medio Alto
Alto	Alto

En la Tabla 2.17 se identifica el conjunto de reglas para el modelo de datos de refacturaciones y reliquidaciones; este modelo cuenta con 2 variables y 3 conjuntos difusos lo que resulta en 9 reglas y 5 respuestas.

Tabla 2.17: Esquema de reglas para el modelo difuso de datos de refacturaciones y reliquidaciones

Si	Y	Entonces
<i>Refacturaciones</i>	<i>Reliquidaciones</i>	<i>Ponderación</i>
es	es	es
Bajo	Bajo	Muy Alto
Bajo	Medio	Alto
Bajo	Alto	Medio
Medio	Bajo	Medio
Medio	Medio	Bajo
Medio	Alto	Muy Bajo
Alto	Bajo	Muy Bajo
Alto	Medio	Muy Bajo
Alto	Alto	Muy Bajo

### 2.4.3. Resultados del Proceso de Lógica Difusa

Una vez terminado el proceso de lógica difusa para los 64 alimentadores se envía la matriz de salida al “Workspace”; estos datos están por unidad, es decir, su valor está comprendido entre el 0 y el 1, asignando al 0 como el valor de menor relevancia y al 1 como el de mayor, estos resultados se ordenan de mayor a menor y se presentan en la Tabla 2.18.

Tabla 2.18: Resultados del proceso de lógica difusa

#	Alim.	Resul.	#	Alim.	Resul.	#	Alim.	Resul.	#	Alim.	Resul.
1	0424	0,923	17	0205	0,740	33	0721	0,620	49	1822	0,544
2	1824	0,866	18	0324	0,725	34	0921	0,620	50	5014	0,537
3	0322	0,863	19	2123	0,721	35	1424	0,613	51	2128	0,527
4	0323	0,851	20	0821	0,716	36	2312	0,607	52	0103	0,526
5	2127	0,836	21	0201	0,715	37	0426	0,600	53	5011	0,512
6	0422	0,823	22	5012	0,712	38	1223	0,596	54	1823	0,508
7	0104	0,820	23	0524	0,704	39	2212	0,595	55	1423	0,494
8	0101	0,807	24	0423	0,685	40	1821	0,581	56	0421	0,493
9	0522	0,807	25	0325	0,672	41	0526	0,580	57	0823	0,482
10	2121	0,807	26	1421	0,671	42	0427	0,579	58	5015	0,475
11	0204	0,801	27	0203	0,645	43	0202	0,577	59	1521	0,459
12	1221	0,785	28	0723	0,644	44	0425	0,575	60	0521	0,454
13	2122	0,770	29	1522	0,643	45	0824	0,570	61	0523	0,454
14	0822	0,769	30	1222	0,633	46	2311	0,564	62	1422	0,443
15	0102	0,751	31	5013	0,626	47	1523	0,561	63	0525	0,434
16	2211	0,744	32	0722	0,625	48	0321	0,556	64	0527	0,410

## 2.5. Selección del alimentador de estudio

Con los resultados obtenidos de la aplicación de lógica difusa se procedió a comprobar qué alimentador es óptimo para la realización del estudio, partiendo del 0424 se determinó que no es el adecuado para el estudio debido a:

- En el momento de selección del alimentador, el mismo no contaba con el registro de la energía disponible para el mes de diciembre.

Después se analizó el alimentador 1824, el cual no se escogió para alimentador de estudio por:

- La ubicación del alimentador se encuentra fuera de los límites de la ciudad, siendo ésta en Cañar, por lo cual dificultaba el traslado de los técnicos para la instalación del registrador de carga adicional (Varcorder).

Finalmente analizando el alimentador 0322, se determinó que cumple con los criterios de selección y adicionalmente con las siguientes características:

- Registro completo de energía disponible durante el periodo de estudio.
- Ubicación del alimentador dentro de los límites de la ciudad.
- Físicamente accesible para la instalación del Varcorder, al tener líneas aéreas.

Determinando que el alimentador primario para la aplicación de la metodología es el 0322.

## CAPÍTULO 3

### METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS INCLUYENDO ASPECTOS TÉCNICOS OPERATIVOS Y COMERCIALES

#### 3.1. Análisis de la Base de Datos del Alimentador 0322

Debido al carácter dinámico de los alimentadores, éstos evolucionan con el tiempo; por lo que sufren cambios de un mes a otro, lo que implica que en apenas un mes puede cambiar:

- El consumo de energía eléctrica
- El número de clientes
- El día de lectura
- La cantidad de energía facturada a cada usuario

Razones por las cuales es necesario que el método se adapte a estos cambios, con la finalidad de observar estos cambios e incluir su efecto en el análisis se ha considerado un periodo de estudio de seis meses, comprendido entre septiembre de 2015 y febrero de 2016.

Para contar con datos más exactos, primero se actualizó el registro de clientes por alimentador, verificando manualmente a los clientes sin alimentador mediante el *GEOPORTAL* [34] de la CENTROSUR.

Partiendo de las consultas a las tablas *LEPOME* y *CONCLI* se obtienen datos de facturación y lectura:

- Código de los usuarios
- Consumo de energía facturada del mes
- Fecha de toma de lectura
- Fecha de lectura generada
- Energía
- Clasificador

##### 3.1.1. Número de Clientes del Alimentador 0322

Para considerar la cantidad de clientes de cada alimentador se utiliza la tabla *CONCLI*, relacionando el código de cliente con el alimentador mediante los datos del sistema de información

geográfica de la CENTROSUR - SIGADE, de esta forma se puede cuantificar la cantidad de clientes que pertenecen a éste alimentador, de la unión de los ítems *Energía* y *Clasificador* se obtiene un nuevo ítem denominado *Periodo de Energía*; en la Tabla 3.1 se puede apreciar el nuevo ítem para el usuario con el código 81703.

Tabla 3.1: Ejemplo de la determinación del nuevo ítem *Periodo de Energía* para el usuario con el código 81703

Código	Energía	Clasificador	Periodo de Energía
81703	A	N	AN
81703	D	N	DN
81703	R	N	RN

Además se especifican en la Tabla 3.2 los distintos caracteres que puede tener un cliente para el ítem *Periodo de Energía*.

Tabla 3.2: Clasificación del ítem *Periodo de Energía*

Periodo de Energía	Tipo de Registro
AN	Energía Activa [kWh]
AD	
AP	
AT	
AG	
DD	Demanda de Potencia [kW]
DP	
DT	
DG	
RN	Energía Reactiva [kVARh]

Con el ítem *Periodo de Energía*, se relaciona el código de cliente con la energía registrada por el medidor; de la unión de todos los *Periodos de Energía* que puede tener un usuario se obtiene el nuevo ítem *Variable*, el cual se detalla en la Tabla 3.3 donde se muestran las distintas *Variables* que puede registrar un equipo de medición.

Tabla 3.3: Variables de los equipos de medición

Variable	Definición
AN	Energía Activa Normal [kWh]
AD-AP-AT	Energía Activa para 3 Rangos Horarios [kWh]
AD-AG-AP-AT	Energía Activa para 4 Rangos Horarios [kWh]
DN	Demanda de Potencia Normal [kW]
DD-DP-DT	Demanda de Potencia para 3 Rangos Horarios [kW]
DD-DG-DP-DT	Demanda de Potencia para 4 Rangos Horarios [kW]
RN	Energía Reactiva Normal [kVAR]

Utilizando estas *Variables* se divide a los clientes en:

**Cientes con Medición Normal:** Utilizan un medidor que puede registrar las *Variables*:

- AN
- AN-DN
- AN-RN

**Cientes con Medición Especial:** Disponen de un medidor con capacidades de registrar las *Variables:*

- AN-DN-RN
- AD-AP-AT-DD-DP-DT-RN
- AD-AG-AP-AT-DD-DG-DP-DT-RN

A diferencia de los equipos que registran la medición normal, estos equipos tienen la capacidad de registrar la energía real consumida en un mes calendario.

La Tabla 3.4 muestra la evolución del número de usuarios del alimentador 0322 de acuerdo a esta clasificación.

Tabla 3.4: Número de clientes del alimentador 0322 correspondientes al periodo de estudio

Mes	Medición Normal	Medición Especial	Total
Sep. 2015	4.879	155	5.034
Oct. 2015	4.880	155	5.035
Nov. 2015	4.895	157	5.052
Dic. 2015	4.896	157	5.053
Ene. 2016	4.898	157	5.055
Feb. 2016	4.896	157	5.053

De los seis meses de estudio se observa que para este alimentador el 96,9 % corresponde a clientes con medición normal, y el 3,1 % restante corresponde a los clientes con medición especial.

### 3.1.2. Energía Facturada en el Alimentador 0322

A partir de la tabla *CONCLI*, que relaciona el código del cliente con la energía facturada, se puede obtener el consumo total de cada usuario, teniendo en cuenta que los registros de la demanda y de la energía reactiva son despreciados debido a que no son de interés para el cálculo del balance energético, por lo que se utiliza únicamente los datos de energía activa. Si un usuario presenta más de un registro de energía activa, el consumo total correspondiente al mes de facturación será el resultado de la suma de todos éstos; a manera de ejemplo en la Tabla 3.5 se muestra el total de la energía facturada para el usuario con el código 2099356.

Tabla 3.5: Ejemplo del cálculo de la energía total facturada al usuario 2099356 correspondiente al mes de noviembre

Código	Periodo de Energía	Energía Facturada
2099356	AD	3.533
2099356	AG	34
2099356	AP	85
2099356	AT	426
Total	AD-AG-AP-AT	4.078



Partiendo de éste procedimiento se obtiene el total de la energía facturada a los usuarios del alimentador 0322, la misma que se obtiene de la sumatoria del consumo individual de los clientes con medición normal y medición especial, el resultado de este proceso se presenta en la Tabla 3.6 que especifica el total de la energía facturada para los clientes con medición normal, medición especial y el total facturado a todos los clientes regulados dentro del periodo de estudio.

Tabla 3.6: Comparación de la energía facturada en el alimentador 0322 para el periodo de análisis

Mes	Medición Normal	Medición Especial	Total
	kWh	kWh	kWh
Sep. 2015	684.744	470.344	1.155.088
Oct. 2015	685.063	485.434	1.170.497
Nov. 2015	728.995	470.170	1.199.165
Dic. 2015	683.012	487.555	1.170.567
Ene. 2015	723.860	479.303	1.203.163
Feb. 2015	700.292	450.049	1.150.341

Del resultado de la energía total facturada en el periodo de análisis, se observa que existe predominancia de la energía consumida por los clientes con medición normal siendo ésta igual al 59,66 %, en contraste los clientes con medición especial aportan el 40,34 % de la energía total facturada.

### 3.1.3. Día de Lectura a los Usuarios del Alimentador 0322

Mediante la tabla *LEPOME* se relaciona el código de cliente con la fecha de toma lectura, de acuerdo al tipo de medición se separa a los clientes y se verifica la cantidad de clientes que efectivamente tuvieron lectura en el mes, y restando del total de los clientes de la Tabla 3.4 se obtienen los clientes sin lectura. En la Tabla 3.7 se observa el resultado correspondiente a clientes con y sin lectura para las mediciones normal y especial, así como el total.

Tabla 3.7: Cantidad de clientes con y sin lectura mensual del alimentador 0322 en el periodo de estudio

Mes	Medición Normal		Medición Especial		Total	
	Total	Sin Lectura	Total	Sin Lectura	Total	Sin Lectura
Sep. 2015	4.872	279	155	8	5.027	287
Oct. 2015	4.879	180	155	10	5.034	190
Nov. 2015	4.880	129	155	10	5.035	139
Dic. 2015	4.895	48	157	14	5.052	62
Ene. 2016	4.896	113	157	10	5.053	123
Feb. 2016	4.896	94	157	6	5.053	100

Se realizó una distribución de las fechas de lectura categorizando a los clientes por el tipo de medición, cuyo resultado se observa en las Figura 3.1.

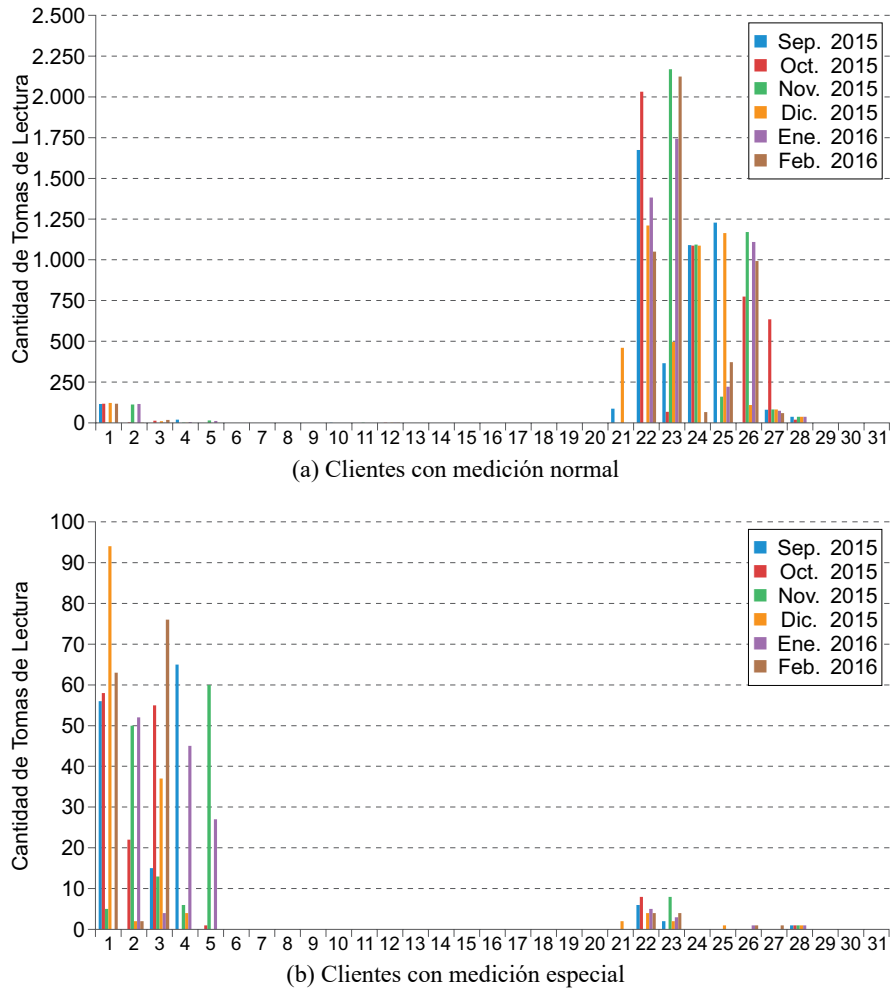


Figura 3.1: Distribución del día de lectura de los clientes del alimentador 0322 en el periodo de estudio

La Figura 3.1a corresponde al agrupamiento de días de lectura de los clientes con medición normal, donde se observa que existe una mayor tendencia de tomas de lecturas en los últimos días del mes (entre el 22 y el 26 del mes); mientras que en la Figura 3.1b del agrupamiento de los días de lectura de los clientes con medición especial, se puede observar una mayor disposición de toma de lecturas en los primeros días del mes (entre el 1 y el 5 del mes); tomando en cuenta que éste último no influye en el registro de la energía del mes.

## 3.2. Análisis de la Energía Eléctrica Disponible del Alimentador 0322

### 3.2.1. Registro de Energía Actual

La CENTROSUR, utiliza el registro de las mediciones instantáneas de los reconectores trifásicos en la cabecera de cada alimentador, para obtener la cantidad de energía que se consume individualmente en cada uno de ellos; se dispone de un sistema de control que consiste en una unidad electrónica que recibe la señal, este registro realiza una medición de la potencia que atraviesa por el reconector cada 15 minutos, obteniendo así la energía en kWh/día. En la

Tabla 3.8 se resume la cantidad de energía para cada mes en el periodo de estudio.

Tabla 3.8: Energía mensual disponible en cabecera del alimentador 0322 obtenida de las mediciones instantáneas del reconector

Mes	Energía [kWh]
Sep. 2015	1.324.048
Oct. 2015	1.397.975
Nov. 2015	1.347.861
Dic. 2015	1.400.152
Ene. 2015	2.224.584
Feb. 2015	1.298.280

### 3.2.1.1. Energía Registrada por Transferencia de Carga a otros Alimentadores

Debido a mantenimiento, fallas u otros factores que impiden el funcionamiento normal de los alimentadores primarios, es necesario realizar transferencias de carga total o parcial desde o hacia otros alimentadores con el fin de brindar servicio continuo a los usuarios finales.

El alimentador 0322 no está exento de dichas transferencias de carga, es así que durante el periodo de análisis se presentaron las transferencias detalladas en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Transferencias de energía del alimentador 0322 en el periodo de estudio

Mes	Alimentador de Transferencia	Tipo Transferencia	Energía Transferida
Oct. 2015	Al 0422	+	17.429 kWh
	Del 0422	-	3.962 kWh
Ene. 2016	Al 0722	+	870.982 kWh
	Del 0422	-	13.761 kWh

(+) Energía recibida desde otro alimentador

(-) Energía entregada hacia otro alimentador

### 3.2.1.2. Energía Efectiva del Alimentador

De los registros de energía de la Tablas 3.8 y 3.9 se determina la energía disponible que corresponde exclusivamente a la carga que normalmente se encuentra conectada al alimentador 0322, quedando como energía para el análisis los resultados de la Tabla 3.10.

Tabla 3.10: Energía mensual verdadera del alimentador 0322 en el periodo de estudio

Mes	Energía Registrada	Energía de Transferencia	Energía Real
	kWh	kWh	kWh
Sep. 2015	1.324.048	0	1.324.048
Oct. 2015	1.397.975	13.467	1.384.508
Nov. 2015	1.347.861	0	1.347.861
Dic. 2015	1.400.152	0	1.400.152
Ene. 2015	2.224.584	857.220	1.381.126
Feb. 2015	1.298.280	0	1.298.280

### 3.2.2. Registro de Energía Adicional

Con la finalidad de determinar la precisión de los registros actuales de la energía disponible en alimentador 0322 se dispuso instalar a la salida del mismo los equipos registradores de carga de la marca Varcorder, que se aprecian en la Figura 3.2.

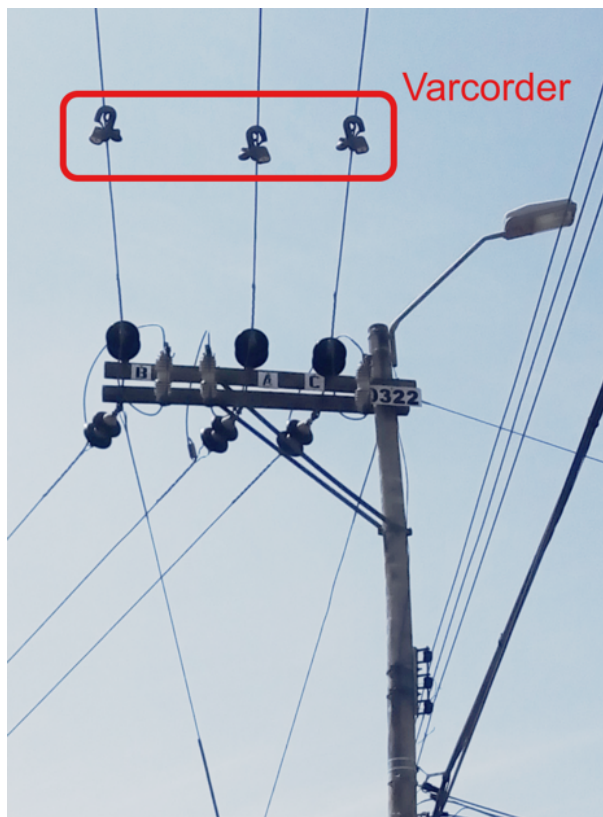


Figura 3.2: Equipos registradores de carga Varcorder instalados a la salida del alimentador 0322

Los equipos estuvieron instalados por el periodo de un mes, correspondiente a febrero de 2016, dando como resultado una energía total de 1.286.634 kWh y tomando el registro de la energía de los reconectores de 1.298.280 kWh, da una diferencia de:

$$\begin{aligned}\Delta E &= E_{\text{Reconector}} - E_{\text{Varcorder}} = 1.286.634,53 \text{ kWh} \\ &\quad - 1.298.280,89 \text{ kWh} = 11.646,35 \text{ kWh}\end{aligned}$$

Esta diferencia representa aproximadamente una variación de 0,9% entre lo registrado por los equipos de reconexión de cabecera de alimentador y los registros de los VARCORDER. Este mínimo porcentaje de variación permite concluir que los registros de los reconectores son útiles como referencia de consumo total de energía en cabecera de alimentador, no obstante es importante mencionar que en sentido estricto estos registros no corresponden a medición directa de energía pues se originan en registros instantáneos de equipos de protección del sistema.

### 3.3. Método Actual del Control de Pérdidas No Técnicas

Actualmente se realizan varias actividades para controlar y mitigar las pérdidas comerciales, como por ejemplo identificar a los usuarios:

- Sin lectura
- Con consumo cero
- Con conexiones directas
- Sin medidor

Adicionalmente se realizan proyectos de infraestructura eléctrica que ayudan a disminuir las pérdidas técnicas.

En la Tabla 3.11 [35] se observan las acciones realizadas para controlar las pérdidas no técnicas.

Tabla 3.11: Proyectos realizados para el control de pérdidas no técnicas

Acción	Responsable CENTROSUR
Actualización de la base de datos de alumbrado público	DIDIS
Campaña de medición de clientes con consumo cero	DICO
Instalación de medidores en usuarios con instalación directa	DIDIS - DAJ
Campaña de reemplazo de acometidas y medidores	DICO
Optimización de estaciones de transformación	DIDIS
Repotenciación y cambio de redes por conductor pre ensamblado	DIDIS
Estudio eléctrico para sustitución de luminarias obsoletas	DIDIS

DIDIS: Dirección de Distribución

DICO: Dirección de Comercialización

DAJ: Dirección de Asesoría Jurídica

### 3.4. Metodología Actual del Cálculo de las Pérdidas de Energía en la CENTROSUR

Actualmente la CENTROSUR realiza un balance energético mensual de todo el sistema a nivel general, mediante las liquidaciones realizadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se determina la energía mensual disponible para el sistema, mientras que el total de energía entregada a clientes finales se obtiene de los reportes mensuales realizados por la DICO [36, p. 2], de la diferencia de éstas se obtienen las pérdidas en el sistema de distribución, manteniendo la estructura habitual de cálculo para todas las distribuidoras del país, lo cual responde a la ecuación (1.3).

Estas pérdidas de acuerdo a lo analizado se dividen en técnicas y no técnicas, definidas en la ecuación (3.1).

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas Totales} &= \text{Pérdidas Técnicas} \\ &+ \text{Pérdidas No Técnicas} \end{aligned} \quad (3.1)$$

### 3.4.1. Cálculo Pérdidas No Técnicas de Energía

Estas pérdidas resultan de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, que corresponde a la ecuación (3.2).

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas No Técnicas} &= \text{Pérdidas Totales} \\ &- \text{Pérdidas Técnicas} \end{aligned} \quad (3.2)$$

Las mismas que son originadas por diversas causas y detalladas anteriormente en la sección (1.1.2).

### 3.4.2. Cálculo de Pérdidas Técnicas de Energía

Debido al número de componentes y la topología de las líneas, el cálculo de las pérdidas técnicas en distribución es muy complejo, por lo cual es necesario calcular las pérdidas en los diversos segmentos [36, p. 4], la suma de las pérdidas en todos estos segmentos da como resultado la ecuación (3.3) correspondiente a las pérdidas técnicas.

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas Técnicas} &= \text{Pérdidas Alimentadores Primarios} \\ &+ \text{Pérdidas Transformadores} + \text{Pérdidas Red Secundaria} \\ &+ \text{Pérdidas Acometidas} + \text{Pérdidas Medidores} \\ &+ \text{Pérdidas Otros Elementos MT, BT} \end{aligned} \quad (3.3)$$

#### 3.4.2.1. Pérdidas en Alimentadores Primarios

Mediante el software de análisis de distribución CYMDIST, se obtienen las pérdidas en los sistemas primarios de distribución [36, p. 4].

Para su determinación se requiere:

- Información de la topológica del sistema
- Evaluar correctamente los parámetros eléctricos a ser utilizados en el software de simulación
- Obtener la demanda máxima del alimentador
- Calcular el factor de carga del alimentador

#### 3.4.2.2. Pérdidas en los Transformadores de Distribución

Para determinar estas pérdidas se utilizan las ecuaciones (3.4), (3.5) y (3.6) [36, p. 4].

$$PE_O = P_O \cdot t \quad (3.4)$$

Donde:

**PE<sub>O</sub>**: Pérdidas de energía en vacío [kWh]

**P<sub>O</sub>**: Pérdidas de potencia en vacío [kW]

**t**: Período de análisis [h]

$$PE_{Ci} = \frac{(demanda_i)^2 \cdot P_C}{(kVA_n \cdot \cos \phi)^2} \cdot t_i \quad (3.5)$$

Donde:

**PE<sub>Ci</sub>** Pérdidas de energía en el intervalo i [kWh]

**P<sub>C</sub>** Pérdidas de potencia a plena carga [kW]

**kVA<sub>n</sub>** Potencia nominal del transformador [kVA]

**cos ϕ** Factor de potencia de la carga

**demanda<sub>i</sub>** Demanda en la hora i [kWh]

**t<sub>i</sub>** Intervalo i de análisis [h]

$$PE_{CTOTAL} = \sum PE_{Ci} \quad (3.6)$$

Donde

**PE<sub>CTOTAL</sub>** Pérdidas de energía total bajo carga [kWh]

### 3.4.2.3. Pérdidas en Redes Secundarias

Para el cálculo de las pérdidas en redes secundarias se asume una carga balanceada, para lo cual se analiza una muestra en los circuitos de baja tensión [36, p. 5], siendo necesario realizar:

- Mediciones a los transformadores de distribución en el lado de baja tensión
- Obtener los registros del consumo de energía de los usuarios
- Información topológica de la red

Y mediante las ecuaciones (3.7), (3.9), (3.11), (3.13) y (3.15), se realiza el cálculo de pérdidas de potencia y con las ecuaciones (3.8), (3.10), (3.12), (3.14) y (3.16), se calculan las pérdidas de energía en redes secundarias.

- Ramales Trifásicos

1. Tres fases, 4 conductores

$$Pp_1 = \frac{R_{ij} \cdot (I_M)^2}{3} \quad (3.7)$$

$$Ep_1 = Pp_1 \cdot t \quad (3.8)$$

2. Dos fases y neutro, 3 conductor

$$Pp_2 = 0.5625 \cdot R_{ij} \cdot (I_M)^2 \quad (3.9)$$

$$Ep_2 = Pp_2 \cdot t \quad (3.10)$$

3. Fase y neutro, 2 conductores

$$Pp_3 = 2 \cdot R_{ij} \cdot (I_M)^2 \quad (3.11)$$

$$Ep_3 = Pp_3 \cdot t \quad (3.12)$$

■ Ramales Monofásicos

1. Una fase, 3 conductores

$$Pp_4 = 0.5 \cdot R_{ij} \cdot (I_M)^2 \quad (3.13)$$

$$Ep_4 = Pp_4 \cdot t \quad (3.14)$$

2. Fase y neutro, (igual calibre)

$$Pp_5 = 2 \cdot R_{ij} \cdot (I_M)^2 \quad (3.15)$$

$$Ep_5 = Pp_5 \cdot t \quad (3.16)$$

Donde:

$$I_M = \left( \frac{S}{V f_n} \right) \quad (3.17)$$

$I_M$  corriente máxima por fase [A],

$R_{ij}$  resistencia de la sección [ $\Omega$ ],

$S$  potencia aparente nominal [VA],

$V_{fn}$  tensión por fase [V],

$t$  período de tiempo



#### 3.4.2.4. Pérdidas en Alumbrado Público

Para el cálculo de las pérdidas en el alumbrado se asume que todas las luminarias del sistema funcionan durante 12 horas continuas diariamente, y de la integración de la potencia registrada en este periodo de tiempo se obtienen las pérdidas de energía [36, p. 5].

Para el cálculo de las pérdidas de potencia se considera:

- Que las acometidas están conformadas por conductor de cobre, calibre #14, longitud promedio 4m.
- Las lámparas:
  - ▷ 60 % lámparas con fotocélula.
  - ▷ 40 % lámparas controladas mediante hilo piloto.

Las lámparas controladas por hilo piloto, están conformadas por circuitos de 10 lámparas a distancias promedio de 30m entre cada una de ellas.

#### 3.4.2.5. Pérdidas en Acometidas

Para el cálculo de las pérdidas en acometidas es necesario conocer:

- Número de clientes.
- Consumo promedio por tipo de tarifa.
- Ubicación geográfica.
- Tipo de contador y acometida.
- Longitud media de las acometidas:
  - ▷ Zonas urbanas 35m.
  - ▷ Zonas rurales 60m.
- Curvas típicas de carga por clientes.

Con la implementación de estos factores se evalúan las pérdidas en acometidas, siendo éstas las ecuaciones de la sección 3.4.2.3 [36, p. 5].

#### 3.4.2.6. Pérdidas en Contadores de Energía

Las pérdidas en los contadores de energía, corresponden a las producidas en las bobinas de tensión y de corriente [36, p. 6].

**Pérdidas en las Bobinas de Tensión:** Para el cálculo de éstas pérdidas se requiere determinar las pérdidas promedio en las bobinas de tensión por tipo de contador, y multiplicar estos valores por la cantidad de bobinas y por cada tipo de contador [36, p. 6].

**Pérdidas en las Bobinas de Corriente:** Las pérdidas de potencia y energía en los contadores, se calculan de acuerdo al tipo de contador:

- Tres fases, 4 conductores; se emplean las ecuaciones (3.7) y (3.8).
- Dos fases y neutro, 3 conductor; se emplean las ecuaciones (3.11) y (3.12).
- Una Fase, 3 conductores; se emplean las ecuaciones (3.11) y (3.12).
- Una Fase, 2 conductores; se emplean las ecuaciones (3.18) y (3.19).

$$P_p = R_{ij} \cdot (I_M)^2 \quad (3.18)$$

$$E_p = P_{p5} \cdot t \quad (3.19)$$

Para el cálculo de estas pérdidas es necesario:

- Obtener de las pérdidas en acometidas, las corrientes promedio por escalón.
- Obtener las resistencia de las bobinas de corriente, las cuales son proporcionadas por los fabricantes.

### 3.4.2.7. Pérdidas en Otros Elementos

Para el cálculo de pérdidas en otros elementos se determinan por separado las pérdidas de media y baja tensión [36, p. 7], siendo:

- Pérdidas en otros elementos media tensión:
  - ▷ Pararrayos de distribución.
- Pérdidas en Otros Elementos Baja Tensión:
  - ▷ Fusibles NH.
  - ▷ Conductores de las bajantes de los transformadores.

Para realizar estos cálculos se necesita conocer previamente:

- ▷ Número de transformadores de distribución.
- ▷ Número de transformadores separados por potencia y por número de fases.

Se asume que la longitud promedio de las bajantes de los transformadores es de 2 m.

Las pérdidas a corriente nominal por tipo de fusible NH, utilizan el procedimiento para el cálculo de las bobinas de corriente.

### 3.5. Determinación del Método Alternativo para la Evaluación de las Pérdidas No Técnicas

A diferencia del método actual que incluye un balance de pérdidas únicamente a nivel global de todo el sistema de distribución (de toda la CENTROSUR), la nueva metodología plantea:

- Realizar un balance a nivel de alimentadores primarios de distribución.
- Corregir el error por la energía facturada en periodos distintos a los del consumo.

Se parte de determinar las variables que influyen en el cálculo de pérdidas.

#### 3.5.1. Variables que Influyen en el Cálculo de Pérdidas

Para realizar el balance de energía de un alimentador se necesitan las siguientes variables, teniendo en cuenta que para simplificar la formulación se utilizan los términos de la Tabla 3.12:

Tabla 3.12: Definición de términos utilizados en la formulación de las ecuaciones para el cálculo

Término	Descripción	Unidad
<i>E</i>	Energía	kWh
<i>P</i>	Pérdidas	kWh
<i>C</i>	Consumo	kWh
<i>AP</i>	Alumbrado Público	-
<i>MT</i>	Media Tensión	-
<i>BT</i>	Baja Tensión	-
<i>H</i>	Horas	-
<i>D</i>	Días	-
<i>N</i>	Número	-
<i>Clte.</i>	Cliente	-
<i>Med.</i>	Medición	-

#### 3.5.1.1. Energía Disponible del Alimentador

Corresponde a los registros que se obtienen de la medición instantánea de los reconectores, la energía es determinada en función de la medición de potencia activa (kW) y reactiva (kVAr) en intervalos de 15 minutos, para obtener el total se realiza una sumatoria de todos los registros del día dividido para el número de muestras por hora, ya que se toma una medición cada cuarto de hora, las muestras por hora equivalen a 4, y multiplicando el número de horas del día por las muestras de cada hora se tienen 96 muestras por día, dando origen a la ecuación (3.20) para la obtención de la energía total de un día *n* del alimentador, de la suma de todos los registros diarios se obtiene la energía disponible del alimentador en el mes, que se define mediante la ecuación (3.21), estos datos se tienen para todos los días del año por lo que se pueden obtener para cualquier período de tiempo.

$$EDnA = \frac{\sum_{i=1}^{96} Registro_i}{4} \quad (3.20)$$

$$E_{Alimentador} = \sum_{i=1}^k (EDnA)_i \quad (3.21)$$

Donde:

$EDnA$  Energía del día  $n$  del alimentador [kWh].

$k$  Número de días del mes.

### 3.5.1.2. Número Total de Usuarios del Alimentador

La cantidad total de clientes se obtiene del total de clientes con medición normal y clientes con medición especial; al total de clientes se lo denomina clientes regulados y se expresa mediante la ecuación (3.22).

$$N_{Clte. Regulados} = N_{Clte. Med. Normal} + N_{Clte. Med. Especial} \quad (3.22)$$

### 3.5.1.3. Energía por Medición Normal

Corresponde a la energía facturada de todos los clientes con medición normal del alimentador en el mes de estudio; la energía total de los clientes con medición normal se determina de acuerdo a la ecuación (3.23).

$$E_{Med. Normal} = \sum_{i=1}^n C_{Clte. Med. Normal_i} \quad (3.23)$$

### 3.5.1.4. Energía por Medición Especial

Corresponde a la energía facturada de todos los clientes que dispongan de un medidor especial; la energía total de los clientes con medición especial se calcula mediante la ecuación (3.24).

$$E_{Med. Especial} = \sum_{i=1}^n C_{Clte. Med. Especial_i} \quad (3.24)$$

### 3.5.1.5. Energía por Alumbrado Público

Corresponde a la energía calculada mediante el catastro de luminarias instaladas en cada alimentador para el mes de estudio; ya que las lámparas no disponen de medición y su funcionamiento depende del nivel de iluminación del día, este valor de energía es solamente estimado y se lo obtiene mediante la ecuación (3.25), en el catastro se detallan la cantidad de luminarias por alimentador, la potencia instalada, y adicionalmente se determina la energía por alumbrado público, por lo que se utiliza este dato para el cálculo de pérdidas.

$$E_{AP} = Potencia_{Instalada} \cdot H_{día} \cdot D_{mes} \quad (3.25)$$

### 3.5.1.6. Pérdidas en Redes Primarias

Éstas pérdidas de energía se estiman mediante simulaciones realizando flujos de potencia con los perfiles de carga del alimentador, utilizando el software CYMDIST; los resultados se obtienen del informe de pérdidas del mes correspondiente, donde se detallan las pérdidas por redes primarias y transformadores en media tensión para cada alimentador, por lo que este valor se obtendrá del referido informe y se lo tomará como valor fijo determinado previamente, definido mediante el término:

$$P_{Red\ Primaria}$$

### 3.5.1.7. Pérdidas en Transformadores de Distribución

Igual que las pérdidas en redes primarias, este valor es estimado mediante simulaciones con flujos de potencia utilizando la curva de carga del alimentador mediante el CYMDIST, y cuyo resultado también se especifica en el informe de pérdidas del mes, por lo que este valor se tomará directamente del mismo y se tratará como valor fijo, representado mediante el término:

$$P_{Transformadores}$$

### 3.5.1.8. Pérdidas en Otros Elementos en MT

Éstas pérdidas se obtienen de la ecuación (3.26) utilizando la energía disponible del alimentador por la constante de pérdidas para otros elementos en media tensión.

$$P_{Otros\ Elementos\ MT} = E_{Alimentador} \times 0,000119167589126618 \quad (3.26)$$

### 3.5.1.9. Pérdidas en Redes Secundarias

Para estimar estas pérdidas se toma como constante al porcentaje del acumulado de pérdidas del año en redes secundarias, correspondiente a la ecuación (3.27).

$$P_{Red\ Secundaria} = E_{Clte.\ Regulados} \times 0,0125 \quad (3.27)$$

### 3.5.1.10. Pérdidas en Alumbrado Público

Este valor se determinará mediante la ecuación (3.28), tomando en cuenta la energía por alumbrado público y la constante de pérdidas por alumbrado público.

$$P_{AP} = E_{AP} \times 0,0187 \quad (3.28)$$

### 3.5.1.11. Pérdidas en Medidores

Para estimar este valor se utiliza la ecuación (3.29) que emplea la constante de pérdidas por contador de energía de acuerdo al número de clientes.

$$P_{Medidores} = N_{Clte. Regulados} \times 0,830943648957662 \quad (3.29)$$

### 3.5.1.12. Pérdidas en Acometidas

Estas pérdidas se calculan tomando en cuenta el número de clientes de acuerdo a la ecuación (3.30) que utiliza la constante de pérdidas para acometidas.

$$P_{Acometidas} = N_{Clte. Regulados} \times 0,42313028885658 \quad (3.30)$$

### 3.5.1.13. Pérdidas en Otros Elementos en BT

Éstas pérdidas se obtienen de la ecuación (3.31) utilizando la energía disponible del alimentador por la constante acumulada del año de pérdidas para otros elementos en baja tensión.

$$P_{Otros Elementos BT} = E_{Alimentador} \times 0,0009 \quad (3.31)$$

### 3.5.1.14. Pérdidas Técnicas

Estas pérdidas surgen de la suma de todas las variables de pérdidas calculadas y se obtendrán mediante la ecuación (3.3).

### 3.5.1.15. Pérdidas No Técnicas

Se obtiene de restar la energía disponible del alimentador con la sumatoria de energía registrada por medición normal, medición especial, alumbrado público y las pérdidas técnicas, y se calcula mediante la ecuación (3.32).

$$\begin{aligned} P_{Pérdidas No Técnicas} = E_{Alimentador} - (E_{Medición Normal} \\ + E_{Medición Especial} + E_{A. Público}) \\ - P_{Pérdidas Técnicas} \end{aligned} \quad (3.32)$$

### 3.5.1.16. Pérdidas Totales

Estas pérdidas representan el total de pérdidas y se obtienen de sumar las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas; se calculan mediante la ecuación (3.1).

### 3.5.2. Agrupación de Variables para el Balance Energético

Para el balance de pérdidas se va a considerar distribuir las variables en los grupos que se especifican en la Figura 3.3.

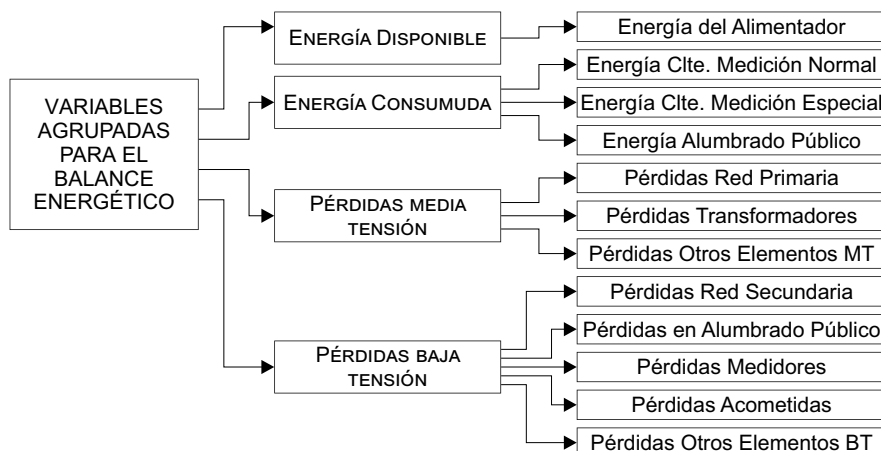


Figura 3.3: Variables para el balance energético por grupos funcionales

Mediante estos grupos se simplifican las ecuaciones (3.3) y (3.32), que quedarán del resultado de:

#### 3.5.2.1. Energía Disponible

Corresponde a la energía total del alimentador para el mes de estudio y resulta de la ecuación (3.33).

$$E_{Disponible} = E_{Alimentador} \quad (3.33)$$

#### 3.5.2.2. Energía Consumida

Se obtendrá de sumar la energía a clientes regulados con la energía del alumbrado público como se especifica en la ecuación (3.34).

$$E_{Consumida} = E_{Med. Normal} + E_{Med. Especial} + E_{AP} \quad (3.34)$$

#### 3.5.2.3. Pérdidas Media Tensión

Proviene de la suma entre las pérdidas en redes primarias, transformadores de distribución y del resto de elementos en media tensión, resultando en la ecuación (3.35).

$$P_{MT} = P_{Red Primaria} + P_{Transformadores} + P_{Otros Elementos MT} \quad (3.35)$$

### 3.5.2.4. Pérdidas Baja Tensión

Resulta de la suma de las pérdidas de redes secundarias, en alumbrado público, medidores y acometidas, y se calculan mediante la ecuación (3.36).

$$P_{BT} = P_{Red\ Secundaria} + P_{AP} + P_{Medidores} + P_{Acometidas} + P_{Otros\ Elementos\ BT} \quad (3.36)$$

### 3.5.2.5. Balance de Energía

El balance de energía tiene como objetivo cuantificar el total de pérdidas en el alimentador, conservando el procedimiento actual del cálculo mediante la ecuación (3.1), donde:

- Las pérdidas técnicas se obtienen de los grupos de media y baja tensión y se calculan mediante la ecuación (3.37).

$$Pérdidas\ Técnicas = P_{MT} + P_{BT} \quad (3.37)$$

- Las pérdidas no técnicas resultan de los grupos energía disponible, energía consumida y las pérdidas técnicas, que se obtienen mediante la ecuación (3.38).

$$Pérdidas\ No\ Técnicas = E_{Disponible} - E_{Consumida} - Pérdidas\ Técnicas \quad (3.38)$$

## 3.5.3. Obtención de Datos Necesarios para el Desarrollo de la Metodología

Para el método se necesitan los ítems de las tablas *LEPOME* y *CONCLI*, y adicionalmente los datos del sistema de información geográfico de la CENTROSUR - SIGADE, siendo necesario los siguientes datos:

- Código del clientes
- Número del alimentador
- Variable de medición
- Consumo de facturación
- Fecha de toma de lectura
- Fecha de lectura generada

Estos datos son necesarios para obtener la tabla *Final* o tabla *E*, que será empleada para el desarrollo de la metodología, la adquisición de esta tabla se encuentra detallada mediante un flujograma en la Figura 3.4.





Figura 3.4: Proceso de extracción de la tabla final

A continuación se explica el procedimiento para la obtención de cada uno de los procesos.

### 3.5.3.1. Energía Diaria del Alimentador

Se obtiene de los registros de los perfiles de carga de la medición instantánea de los reconectores, el archivo tiene los datos de todos los alimentadores para todos los días, por lo que es necesario realizar una clasificación manual y seleccionar sólo los datos del alimentador de estudio. En la Figura 3.5 se observa un flujograma del proceso, del cual se obtiene la tabla A, Energía Diaria del Alimentador.

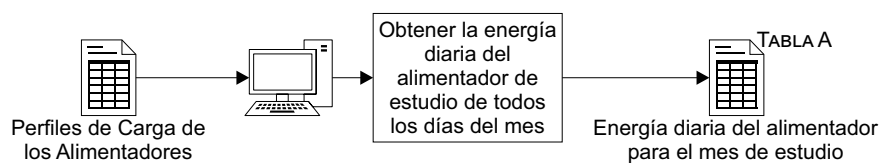


Figura 3.5: Diagrama del proceso para obtener la energía diaria del alimentador en el mes de estudio

### 3.5.3.2. Clientes con el Tipo de Medición

Para determinar el tipo de medición del cliente se relacionan el código de cliente con el código del alimentador, mediante los datos de facturación con los del GIS, se divide a los usuarios por alimentador y se separa a todos los del alimentador de estudio y luego se determina si el cliente tiene medición normal o medición especial mediante la variable de medición. En la Figura 3.6 se puede apreciar a detalle el proceso del cual resulta la tabla B, Clientes con Tipo de Medición.

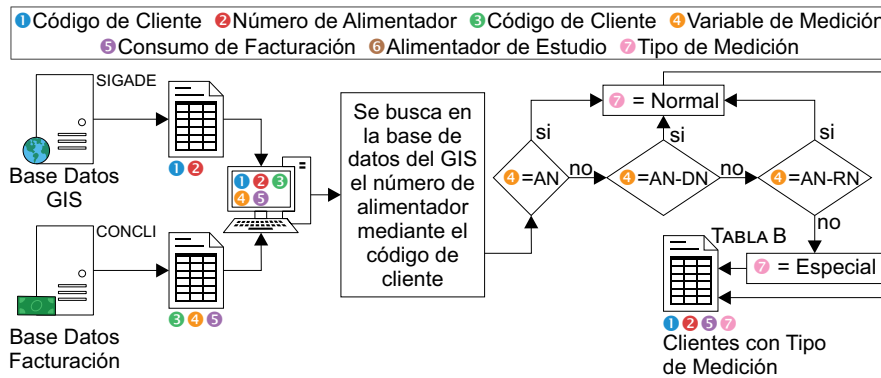


Figura 3.6: Diagrama del proceso para clasificar a los clientes por tipo de medición

### 3.5.3.3. Consumo del Mes de los Clientes

A partir de la tabla B, que determina el tipo de medición por cliente, se utiliza la energía facturada como energía de consumo del mes; en ocasiones se tendrán varios registros de energía activa que:

- En el caso de clientes con medición normal se deben a refacturaciones.
- En el caso de clientes con medición especial, adicionalmente al punto anterior, se debe al consumo de energía en los diferentes rangos horarios establecidos por pliego tarifario.

Por lo que el total del consumo se obtendrá de sumar todos los registros de energía activa, despreciando a la demanda y energía reactiva, en la Figura 3.7 se observa el flujograma del proceso del cual se obtiene la tabla C, Consumo Total del Mes de los Clientes.

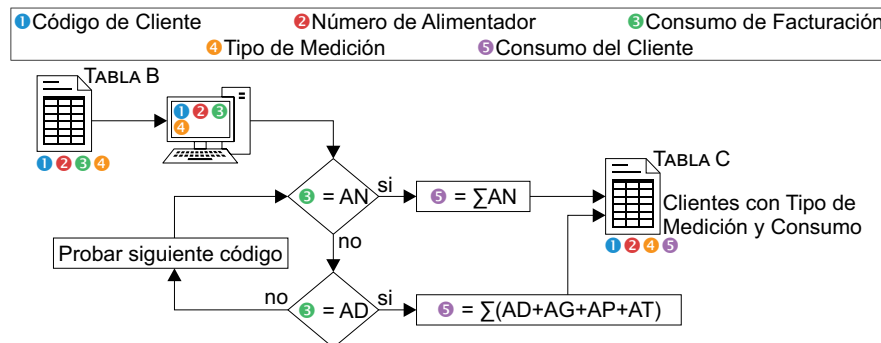


Figura 3.7: Diagrama del proceso para obtener el consumo total del mes de un cliente

### 3.5.3.4. Obtener el Día de Lectura de los Clientes

Partiendo de la tabla *C*, se agrega el día de lectura a cada cliente mediante la tabla *LEPOME*, obteniendo así la tabla *D*, Clientes con Tipo de Medición, Consumo y Día de Lectura, dicho proceso se observa en la Figura 3.8.

Es importante destacar que a los clientes de medición especial a pesar de tener día de lectura se considera que su facturación comprende el periodo calendario exacto de consumo, esto debido a que los medidores especiales poseen la característica de auto-lectura el último día del mes.

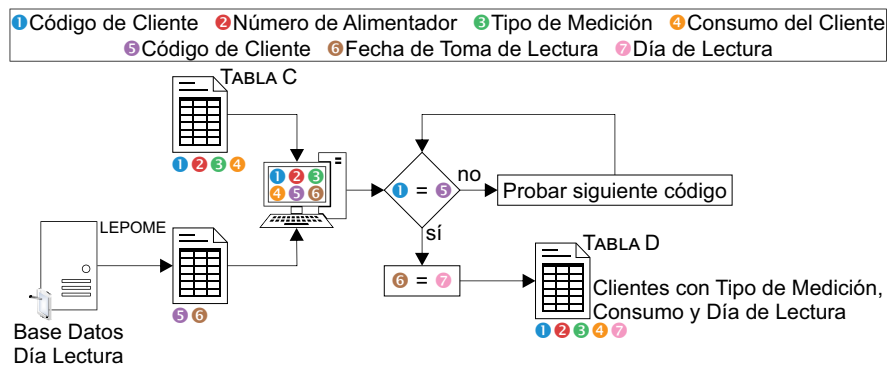


Figura 3.8: Diagrama del proceso para obtener el día de toma de lectura de un cliente

### 3.5.3.5. Día de Lectura Generado para los Usuarios sin Día de Lectura

Por último a la tabla *D* se añade el dato de día de lectura generado, para los usuarios que no dispongan de día de toma de lectura, el mismo que se obtiene de la tabla *LEPOME*; de este proceso resulta la tabla *Final*, la cual se detalla en la Figura 3.9.

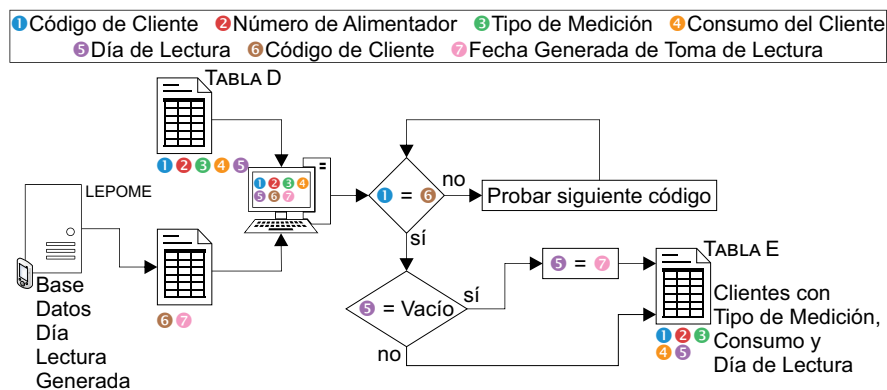


Figura 3.9: Diagrama del proceso para obtener el día de lectura generada de un cliente

### 3.5.4. Planteamiento de la Nueva Metodología

La energía se factura después del mes de consumo, por lo que es necesario ajustarla al período del mes anterior, como se observa en la Figura 3.10.

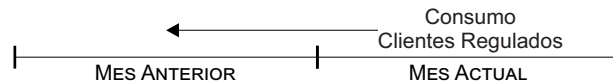


Figura 3.10: Ajuste del consumo de la energía de clientes regulados a un mes anterior

Con esto se obtendrá la energía que realmente corresponde al mes de estudio.

Analizando las variables utilizadas en el balance energético se determinó que todas cumplen un periodo de mes calendario, es decir que corresponden a la energía que va desde el primero al último día del mes, con excepción de la energía facturada a los clientes con medición normal, que depende del día en el cual se realiza la lectura de lectura.

Es por lo mencionado que es necesario ajustar la valoración de energía disponible en función del período de tiempo analizado.

### 3.5.4.1. Corrección de la Energía a Clientes con Medición Normal

A diferencia del contador de los clientes con medición especial el cual es capaz de registrar el consumo exacto del mes, es decir de 1 a 31 del mes (mes de ejemplo de 31 días) a través de su funcionalidad de auto-lectura, los contadores utilizados para registrar el consumo de los clientes con medición normal corresponde a la diferencia de lecturas entre la del mes actual menos la del mes anterior, es decir, por ejemplo, la lectura del día 22 del mes actual menos la del día 23 del mes anterior, por esta razón se determinó la necesidad de ajustar la contabilización de dicha energía que se ve desfasada en el tiempo, para poder comparar iguales períodos de tiempo tanto en energía disponible como en energía consumida y facturada.

Para la corrección se siguen los siguientes pasos:

1. Determinar el mes de ajuste, denominado *Mes de Estudio* (ejemplo noviembre 2015), para esto se necesitan de:
  - a) Un *Mes Anterior* al del estudio (ejemplo octubre 2015).
  - b) Un *Mes Posterior* al del estudio (ejemplo diciembre 2015).
2. Obtener los datos de energía diaria de los reconvertidores para los meses de estudio.
3. Conocer la fecha de toma de lectura de cada cliente del alimentador en estudio para cada uno de los tres meses.
4. Conocer el consumo mensual para el *Mes de Estudio* y el *Mes Posterior*.
5. Determinar los *Periodos entre Lecturas* del *Mes de Estudio* y del *Mes Posterior* para el cliente.
6. Determinar la energía total disponible del alimentador entre los *Periodos de Lectura*.

Para obtener el consumo de energía diaria del usuario se multiplica la energía diaria disponible del alimentador, por el consumo total del usuario para los periodos entre lecturas y este resultado se divide para la energía total disponible del alimentador entre los periodos de lectura, éste proceso se resume mediante la ecuación (3.39) para obtener el consumo del día  $n$  de un cliente con medición normal.

$$EDnC = \frac{EDnA \cdot CMCxy}{\sum_x^y E_{Alimentador}} \quad (3.39)$$

Donde:

**EDnC** Energía del día  $n$  del cliente con medición normal [kWh].

**EDnA** Energía del día  $n$  del alimentador [kWh].

**CMCxy** Consumo del mes del cliente con medición normal desde el día de lectura  $x$  hasta el día de lectura  $y$  [kWh].

Utilizando la ecuación (3.39) se obtiene la energía diaria de cada cliente para el mes de estudio, este proceso se puede apreciar de mejor manera en la Figura 3.11.

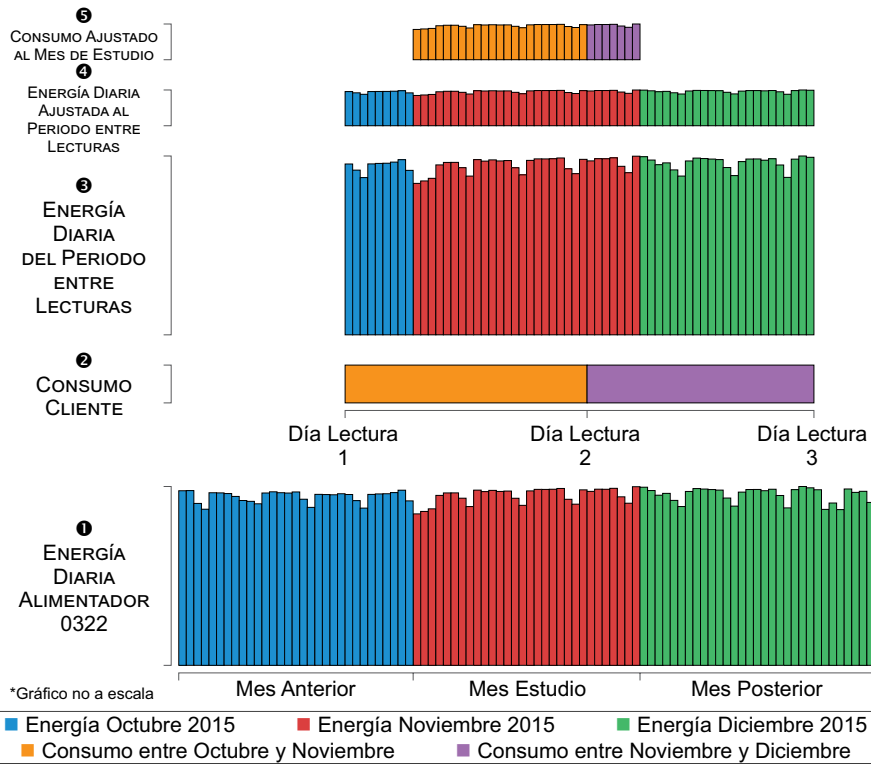


Figura 3.11: Esquema para ajustar la energía de un cliente con medición normal al periodo del mes de estudio

Una vez determinada la energía diaria correspondiente al mes de estudio para cada uno de los clientes del alimentador, se debe sumar el total de cada cliente y resultará en la energía ajustada de acuerdo al método para el mes de estudio, que se obtendrá mediante la ecuación 3.40.

$$EACMN = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n (EDnC_i)_j \quad (3.40)$$

Donde:

**EACMN** Energía ajustada de los clientes con medición normal [kWh].

**n** Número de días del mes de estudio.

**k** Número de usuarios con medición normal del alimentador de estudio.

## CAPÍTULO 4

### EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA

#### 4.1. Comprobación de la Metodología Planteada

Para comprobar lo planteado, se compara la energía de cabecera del alimentador con la energía de clientes con medición especial, lo cual se observa en la Figura 4.1, donde se aprecia que su comportamiento es similar, indicando que efectivamente la energía registrada es la consumida en el mes.

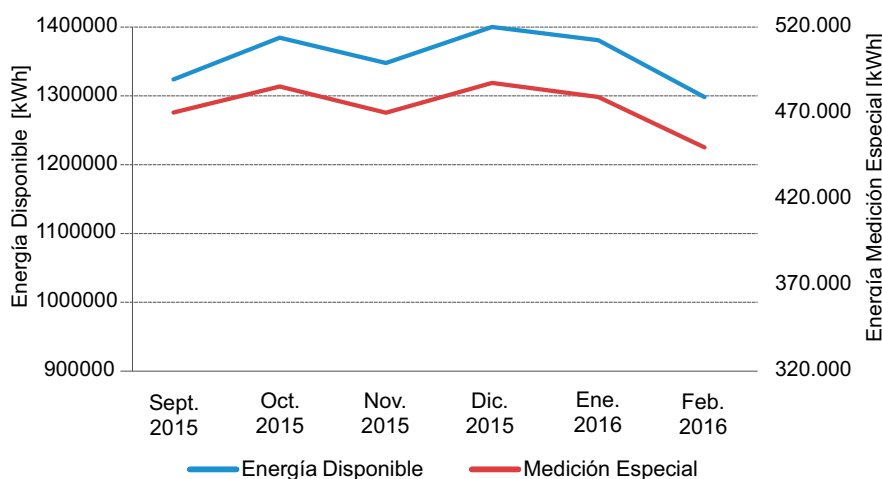


Figura 4.1: Comparación del comportamiento de la energía disponible y la energía registrada mediante medición especial del alimentador 0322

Sin embargo al determinar la energía de clientes con medición normal mediante el método actual y compararla con la energía del alimentador, se observa en la Figura 4.2 que el perfil de consumo no se asemeja a la energía registrada en cabecera del alimentador, lo que quiere decir que el consumo registrado de forma habitual no permite realizar una comparación adecuada para la estimación de las pérdidas.

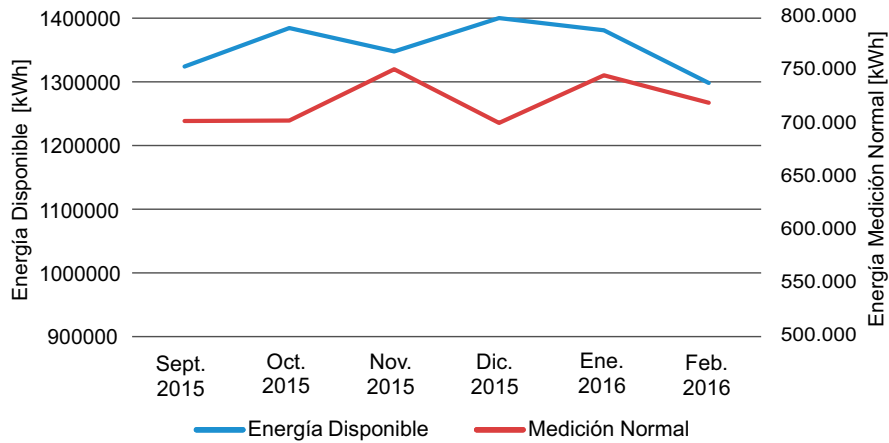


Figura 4.2: Comparación del comportamiento de la energía disponible y la energía registrada mediante medición normal en el método actual para el alimentador 0322

Por lo que ajustando la energía de los clientes con medición normal mediante el método planteado, y comparando ésta energía con la energía registrada en la cabecera del alimentador, se puede observar en la Figura 4.3 que ésta si tiene el mismo comportamiento, demostrando que el método planteado permite ajustar el patrón de consumo mensual para cuantificar de mejor forma la energía consumida en el mes.

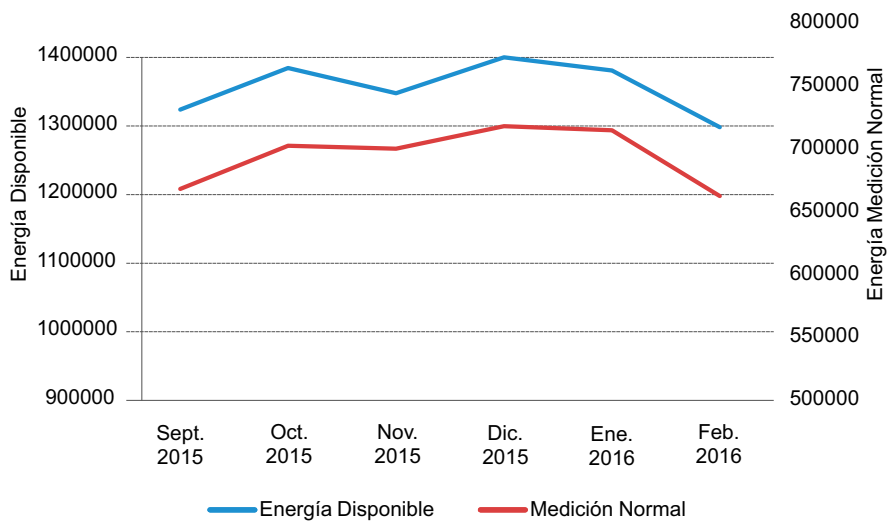


Figura 4.3: Comparación del comportamiento de la energía disponible y la energía registrada mediante medición normal mediante el método planteado para el alimentador 0322

#### 4.1.1. Selección de los Alimentadores Adicionales para Comprobar la Metodología

Para verificar la validez de la metodología se dispuso aplicar el método a dos alimentadores adicionales, partiendo del hecho de que el factor de mayor influencia para el estudio fue el agrupamiento de las fechas de lectura se decidió seleccionar a dos alimentadores con periodo distintos a los del alimentador 0322, ya que el alimentador 0322 tiene un agrupamiento de fechas comprendidas entre los últimos días del mes, se seleccionó a uno con agrupamiento entre los primeros días y a otro entre los días intermedios del mes, además se procuró que



los alimentadores tengan una cantidad similar de clientes y que mayormente tengan medición normal, siendo estos:

- Alimentador 0721, con un agrupamiento mayormente entre los primeros días del mes.
- Alimentador 0824, con un agrupamiento mayormente entre los días intermedios del mes.

#### 4.1.2. Resultados del Alimentador 0824

La energía registrada por el consumo de los clientes con medición especial se puede apreciar en la Figura 4.4, en la cual se observa que el comportamiento de ésta, en comparación con la energía disponible en cabecera de alimentador, tiene una correspondencia en su patrón de consumo.

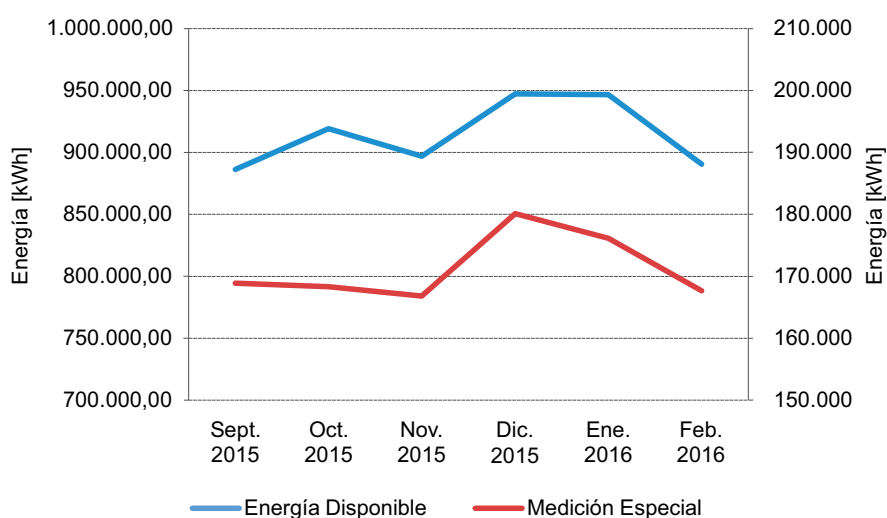


Figura 4.4: Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición especial

Al igual que en el alimentador 0322 la comparación del registro de la energía consumida por los clientes con medición normal con la energía disponible del alimentador no corresponden en cuanto al patrón de consumo mensual, como se puede observar en la Figura 4.5.

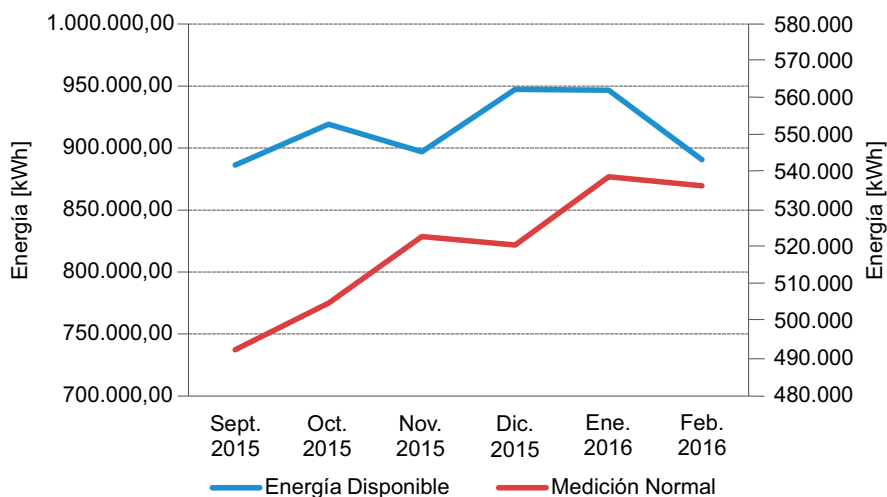


Figura 4.5: Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición normal con el método actual

De forma similar al análisis realizado al alimentador 0322, se puede observar mediante la Figura 4.6, que la energía disponible en cabecera de alimentador con los registros de la energía consumida por los clientes con medición normal. Se ajusta y permite que exista una correspondencia de patrones de consumo mensual.

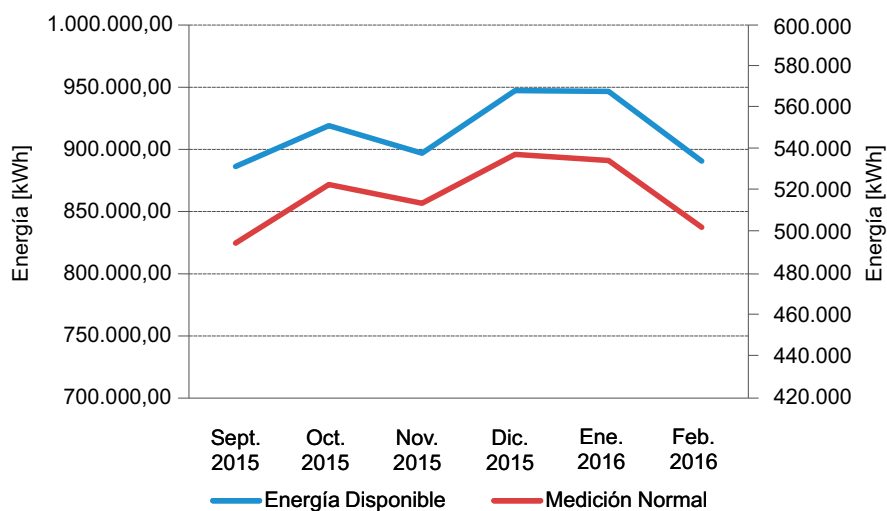


Figura 4.6: Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición normal mediante el método planteado

### 4.1.3. Resultados del Alimentador 0721

Comparando la energía disponible en cabecera de alimentador con la energía registrada por los clientes con medición especial, se puede ver en la Figura 4.7 que el registro de ésta energía no tiene un patrón de consumo que se ajuste al consumo de sus clientes.

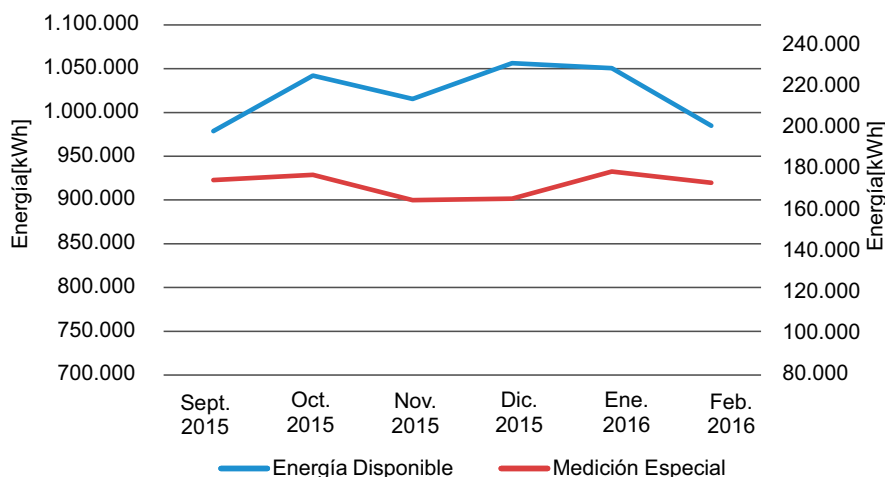


Figura 4.7: Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición especial

Para este alimentador la energía registrada por los clientes con medición normal tiene un patrón de consumo similar a la energía disponible en cabecera de alimentador, como se puede observar en la Figura 4.8.

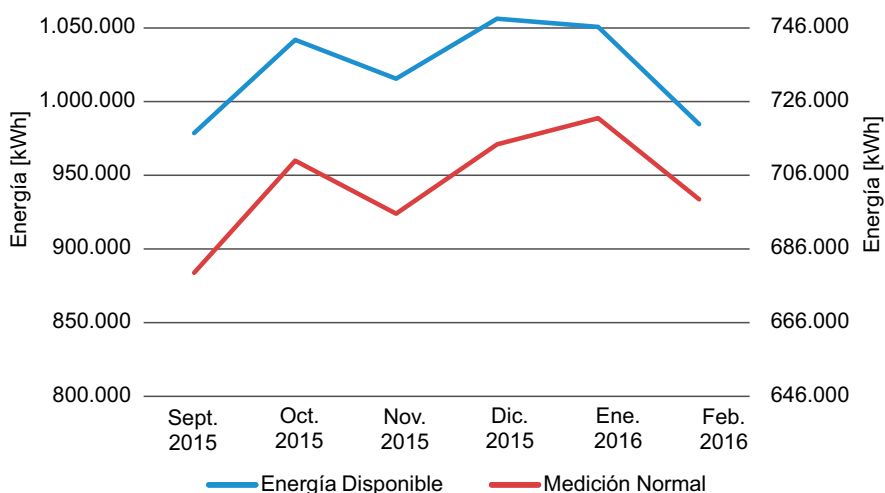


Figura 4.8: Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición normal mediante el método actual

A diferencia de los alimentadores 0322 y 0824 los datos registrados por los clientes con medición normal no se pueden ajustar con la utilización de la metodología propuesta, lo cual se puede observar en la Figura 4.9.

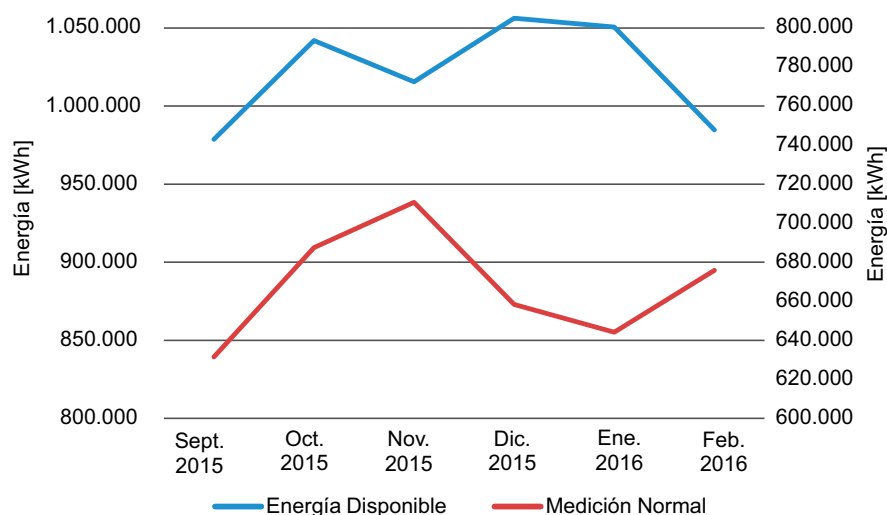


Figura 4.9: Comparación entre Energía Disponible del alimentador y la energía registrada por los clientes con medición normal mediante el método planteado

#### 4.1.4. Coeficientes de Correlación

Ya que la semejanza entre la energía disponible y la energía obtenida de los clientes con medición normal y especial es la más importante se ha decidido obtener las medidas de correlación que permitan conocer cuanta similitud existe entre estos factores, Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Coeficientes de relación entre la energía disponible y la energía registrada por los clientes con medición normal y especial de los alimentadores 0322, 0824 y 0721

Alimentadores Primarios	0322	0824	0721
Energía Disponible y Energía de Medición Normal Método Actual	-0,0837	0,3578	0,8866
Energía Disponible y Energía de Medición Normal Método Planteado	0,9488	0,9676	0,0783
Energía Disponible y Energía de Medición Especial	0,9530	0,8807	-0,0358

Como se observa en la Tabla 4.1, para el alimentador 0322 y 0824 la correlación entre la energía disponible y la energía de medición normal mediante el método actual es baja, esto corresponde que la energía consumida por este grupo de clientes no corresponde al patrón de consumo en la cabecera de alimentador, mientras que para la energía disponible y la energía de medición especial tiene una correlación alta, lo cual justifica lo planteado que el consumo de los clientes con medición especial corresponde al consumo del mes de facturación.

Al realizar el ajuste de la energía consumida de los clientes con medición normal se puede observar que presentan una correlación alta, lo cual implica que existe un ajuste favorable de la energía consumida mediante el método planteado.

No obstante para el alimentador 0721, la correlación entre la energía disponible y la energía de medición normal mediante el método actual es alta, siendo este alimentador con registro de lecturas en los primeros días, mientras que para la correlación entre energía disponible y la

energía de medición especial existe correlación baja.

Por lo tanto se obtiene que si entre la energía disponible y la energía de medición especial existe correlación alta no es necesario aplicar la metodología planteada, mientras que si la correlación es baja la metodología planteada permite un buen ajuste a la situación real del consumo de los clientes con medición normal.

Ademas si la correlación entre la energía disponible y la energía de medición especial es baja se puede realizar un análisis minucioso de las causas de este comportamiento, debido a que probablemente clientes con carga importante no tenga registro mensual de su consumo.

## 4.2. Análisis de los Resultados Obtenidos de las Pérdidas No Técnicas

Luego de aplicar la nueva metodología para ajustar el consumo de energía a los meses de estudio de los clientes con medición normal, se obtuvieron los resultados de la Tabla 4.2, donde además se puede apreciar el consumo de energía sin ajustar que corresponde al cálculo mediante el método actual.

Tabla 4.2: Comparación de la energía calculada del consumo de clientes con medición normal entre el método actual y el método planteado

Mes	Energía Disponible	Método Actual	Método Planteado
		Energía [kWh]	Energía [kWh]
Sep. 2015	1.324.062	684.744	668.223
Oct. 2015	1.384.516	685.063	702.560
Nov. 2015	1.347.858	728.995	700.111
Dic. 2015	1.400.170	683.012	718.046
Ene. 2015	1.381.097	723.860	714.831
Feb. 2015	1.298.287	700.292	662.499

Se procedió a realizar el balance energético del alimentador 0322, dando como resultado las pérdidas de la Tabla 4.3, teniendo en cuenta que las pérdidas técnicas son las mismas para ambos métodos.

Tabla 4.3: Comparación de las pérdidas entre el método actual y el método planteado del alimentador 0322

Mes	Energía Disponible	Pérdidas Técnicas	Pérdidas Método Actual		Pérdidas Método Planteado	
			No Técnicas	Totales	No Técnicas	Totales
			kWh	kWh	kWh	kWh
			%	%	%	%
Sep. 2015	1.324.062	58.620	-1.049	57.571	15.472	74.092
	100 %	4,427 %	-0,079 %	4,348 %	1,169 %	5,596 %
Oct. 2015	1.384.516	61.180	37.723	98.903	20.226	81.406
	100 %	4,419 %	2,725 %	7,144 %	1,461 %	5,880 %
Nov. 2015	1.347.859	57.225	-19.934	37.291	8.949	66.174
	100 %	4,246 %	-1,479 %	2,767 %	0,664 %	4,910 %
Dic. 2015	1.400.171	59.218	55.269	114.488	20.235	79.454
	100 %	4,229 %	3,947 %	8,177 %	1,445 %	5,675 %
Ene. 2016	1.381.097	58.692	4.291	62.983	13.321	72.013
	100 %	4,250 %	0,311 %	4,560 %	0,964 %	5,214 %
Feb. 2016	1.298.288	55.842	-15.525	40.317	22.268	78.110
	100 %	4,301 %	-1,196 %	3,105 %	1,715 %	6,016 %

Graficando las pérdidas no técnicas para comparar los dos métodos se obtiene la Figura 4.10, en la cual se puede apreciar que las pérdidas no técnicas mediante el método planteado responden a un comportamiento más estable para el periodo de análisis en comparación con el método actual, ya que se aprecia una menor variación de un mes a otro.

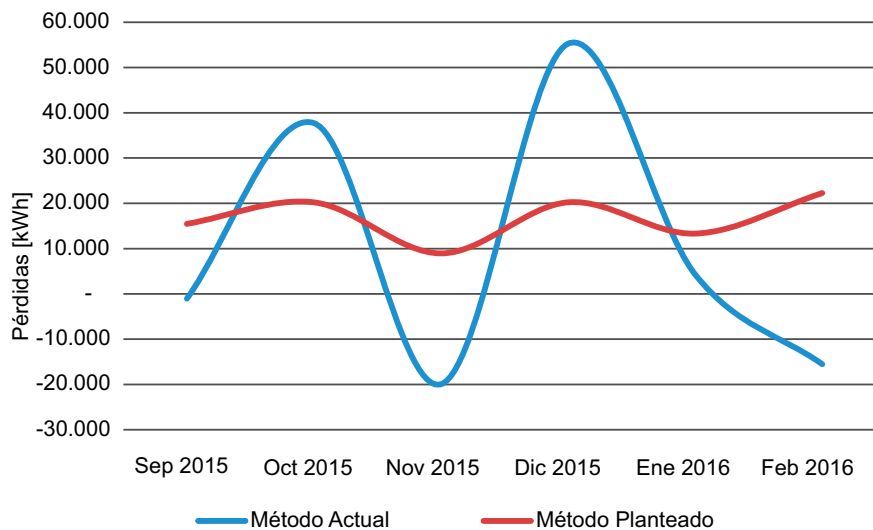


Figura 4.10: Comparación de las pérdidas no técnicas del alimentador 0322 entre el método actual y el método planteado

#### 4.2.1. Pérdidas No técnicas de los Alimentadores Adicionales

Una vez obtenidos los datos necesarios se realiza un balance de las pérdidas no técnicas del alimentador 0824 y 0721, resumido en las Tablas 4.4 y 4.5, obteniendo las pérdidas en los seis meses de estudio, de igual forma que para el alimentador 0322 se mantienen constante las pérdidas técnicas para el cálculo de las pérdidas no técnicas para el método actual y también

para el método planteado.

Tabla 4.4: Comparación de las pérdidas entre el método actual y el método planteado del alimentador 0824

Mes	Energía Disponible	Pérdidas Técnicas	Pérdidas Método Actual		Pérdidas Método Planteado	
			No Técnicas	Totales	No Técnicas	Totales
			kWh	kWh	kWh	kWh
			%	%	%	%
Sep. 2015	886.267	47.677	87.153	134.830	84.806	132.482
	100 %	5,380 %	9,834 %	15,213 %	9,569 %	14,948 %
Oct. 2015	919.193	49.835	103.057	152.892	85.026	134.861
	100 %	5,422 %	11,212 %	16,633 %	9,250 %	14,672 %
Nov. 2015	896.913	46.122	71.023	117.145	79.928	126.050
	100 %	5,142 %	7,919 %	13,061 %	8,911 %	14,054 %
Dic. 2015	947.300	47.693	105.747	153.439	88.772	136.464
	100 %	5,035 %	11,163 %	16,198 %	9,371 %	14,406 %
Ene. 2016	946.616	47.633	92.170	139.803	96.492	144.125
	100 %	5,032 %	9,737 %	14,769 %	10,193 %	15,225 %
Feb. 2016	890.511	45.015	54.207	99.222	88.305	133.321
	100 %	5,055 %	6,087 %	11,142 %	9,916 %	14,971 %

Tabla 4.5: Comparación de las pérdidas entre el método actual y el método planteado del alimentador 0721

Mes	Energía Disponible	Pérdidas Técnicas	Pérdidas Método Actual		Pérdidas Método Planteado	
			No Técnicas	Totales	No Técnicas	Totales
			kWh	kWh	kWh	kWh
			%	%	%	%
Sep. 2015	978.694	51.230	-32.696	18.534	16.599	67.829
	100 %	5,235 %	-3,341 %	1,894 %	1,696 %	6,931 %
Oct. 2015	1.042.011	54.920	-9.619	45.300	16.319	71.238
	100 %	5,271 %	-0,923 %	4,347 %	1,566 %	6,837 %
Nov. 2015	1.015.523	51.498	-2.719	48.779	-13.550	37.948
	100 %	5,071 %	-0,268 %	4,803 %	-1,334 %	3,737 %
Dic. 2015	1.056.303	53.268	12.109	65.377	70.463	123.731
	100 %	5,043 %	1,146 %	6,189 %	6,671 %	11,714 %
Ene. 2016	1.050.680	52.190	-12.752	39.438	66.338	118.528
	100 %	4,967 %	-1,214 %	3,754 %	6,314 %	11,281 %
Feb. 2016	984.780	49.929	-41.718	8.211	-15.120	34.809
	100 %	5,070 %	-4,236 %	0,834 %	-1,535 %	3,535 %

Para visualizar de una mejor manera se grafican las pérdidas no técnicas del alimentador 0824 y 0721, mediante las Figuras 4.11 y 4.12 en las cuales se puede observar que mientras en el alimentador 0824 las pérdidas no técnicas obtenidas mediante el método planteado a comparación del método actual dejan de tener fluctuaciones altas de un mes a otro, en el alimentador

0721 presenta un panorama diferente siendo menor la diferencia de las pérdidas no técnicas de un mes a otro mediante el método actual.

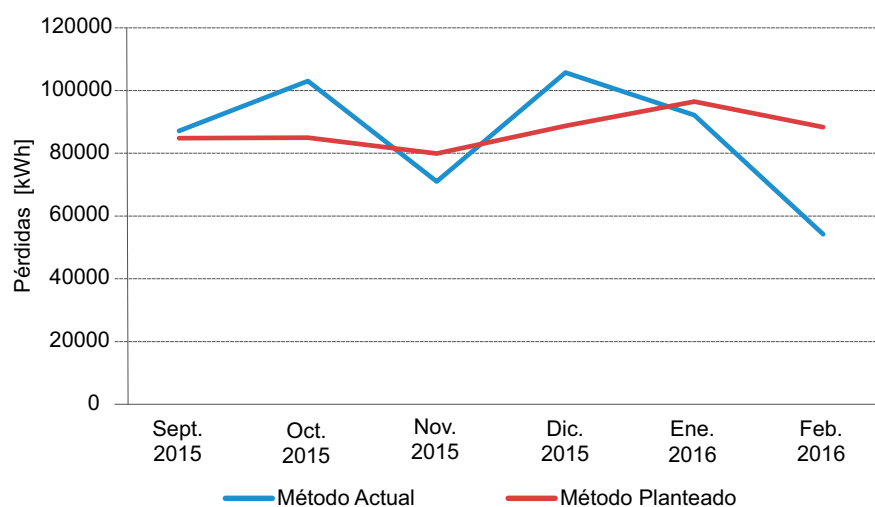


Figura 4.11: Comparación de las pérdidas no técnicas del alimentador 0824 entre el método actual y el método planteado

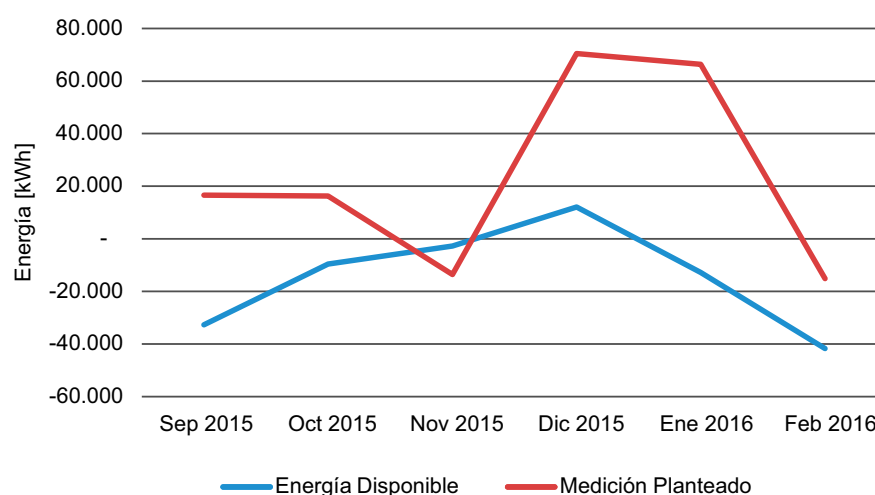


Figura 4.12: Comparación de las pérdidas no técnicas del alimentador 0721 entre el método actual y el método planteado

### 4.3. Diagnóstico de las Pérdidas No Técnicas del Alimentador 0322

Una vez analizadas las pérdidas no técnicas en el periodo de estudio, se busca encontrar las causas que afectan su comportamiento, las mismas que están en función de las siguientes relaciones.

#### Relación entre la Energía Estimada y la Cantidad de Clientes sin Lectura con Medición Normal

La energía estimada se obtiene de desarrollar el método sin tomar en cuenta a los clientes que solo tienen fecha de lectura generada; siendo así que la energía estimada para los meses de



estudio es la presentada en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Energía estimada por el consumo a los clientes con medición normal sin fecha de lectura del alimentador 0322

Mes	Energía Estimada
	kWh
Sep. 2015	50.535
Oct. 2015	34.514
Nov. 2015	19.890
Dic. 2015	22.725
Ene. 2016	38.114
Feb. 2016	32.031

La cantidad de clientes con medición normal sin lectura se obtuvo de restar la cantidad total de estos de los que registraron una lectura en el mes, para los meses de estudio se obtuvieron los resultados que se observan en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Número de clientes con medición normal sin lectura del alimentador 0322

Mes	Cantidad de Clientes sin Lectura
Sep. 2015	180
Oct. 2015	129
Nov. 2015	48
Dic. 2015	113
Ene. 2016	191
Feb. 2016	94

Con estos datos se determinó que existe una relación lineal positiva que indica que a mayor cantidad de clientes sin lectura, existe una mayor cantidad de energía estimada, esto se puede apreciar en la Figura 4.13, teniendo en cuenta que existe un grado de error por lo que no todos los puntos se ajustan de igual forma a la recta.

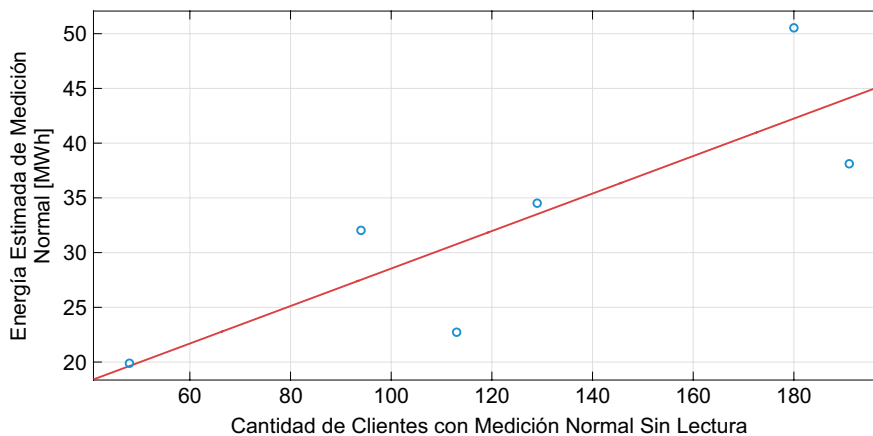


Figura 4.13: Proporcionalidad directa entre los clientes con medición normal sin lectura y la energía estimada del alimentador 0322

Esta relación se encuentra vinculada con las pérdidas no técnicas del alimentador 0322, las cuales responden a un comportamiento más complejo entre las pérdidas no técnicas y la energía

estimada mediante una función cuadrática que se visualiza en la Figura 4.14, ya que a una baja cantidad de clientes sin lectura existe una baja cantidad de energía estimada por lo tanto las pérdidas de energía son bajas debido a que se registra efectivamente lo consumido en el mes, pero a medida que la cantidad de clientes sin lectura aumenta en igual proporción lo hará la energía estimada por lo tanto las pérdidas no técnicas aumentan, hasta llegar a una cantidad de clientes con medición normal sin lectura que produce una sobre-estimación de energía ocasionando que las pérdidas no técnicas empiecen a descender.

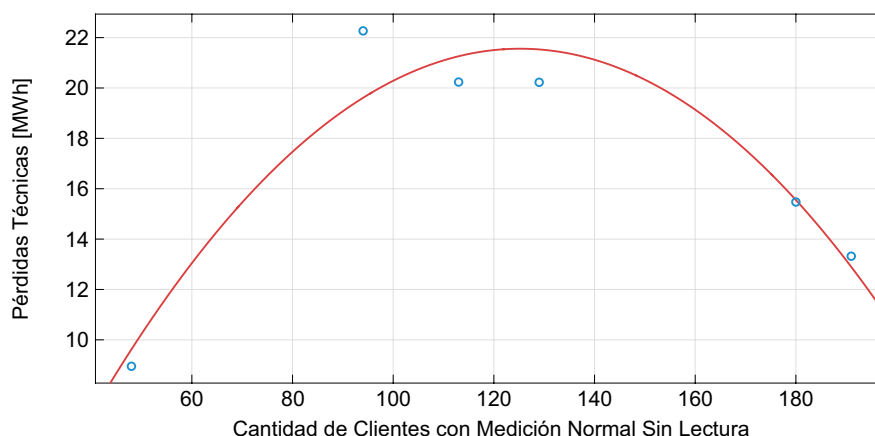


Figura 4.14: Proporcionalidad directa entre los clientes con medición normal sin lectura y la energía estimada del alimentador 0322

## Relación entre la Energía Estimada y la Cantidad de Clientes sin Lectura con Medición Especial

Bajo el mismo procedimiento que para los clientes con medición normal se obtiene la cantidad de clientes sin lectura y la energía estimada para los clientes con medición especial, lo cual se puede apreciar en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Energía estimada por el consumo y cantidad clientes sin lectura a los usuarios con medición especial alimentador 0322

Mes	Energía Estimada	Número de Clientes sin lectura
	kWh	Cantidad
Sep. 2015	50.535	155
Oct. 2015	34.514	155
Nov. 2015	19.890	157
Dic. 2015	22.725	157
Ene. 2016	38.114	157
Feb. 2016	32.031	157

Mediante la obtención de estos datos se determinó que existe una relación lineal positiva que de igual manera que con los clientes con mediciones normales indica que a mayor cantidad de clientes sin lectura mayor es la cantidad de energía estimada, como se puede apreciar en la Figura 4.15.

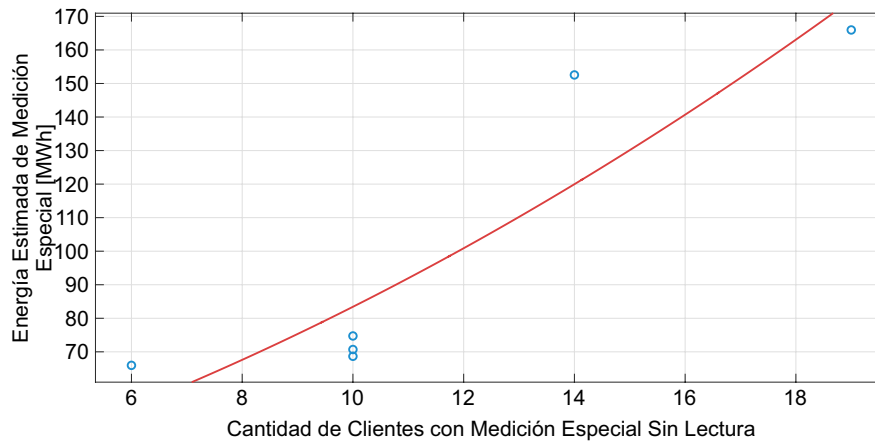


Figura 4.15: Proporcionalidad directa entre los clientes con medición especial sin lectura y la energía estimada del alimentador 0322

La relación entre estas variables corresponde a un comportamiento lineal negativo entre la energía estimada de los clientes con medición especial y la pérdidas no técnicas, lo cual representa que a mayor cantidad de clientes sin lectura menores pérdidas no técnicas, esto se debe a que los consumos de los clientes con medición especial son representativos por lo cual al tener pocos clientes sin medición la energía se sobrestima y la pérdidas no técnicas empieza a disminuir, manteniendo el mismo comportamiento al aumentar los clientes sin lectura.

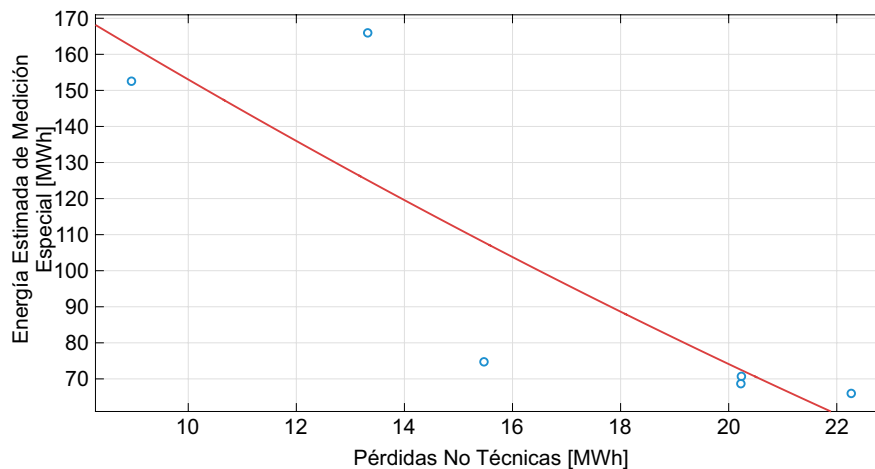


Figura 4.16: Relación lineal negativa entre los clientes con medición especial sin lectura y la energía estimada del alimentador 0322

#### 4.4. Mejorar los Factores que Influyen en las Pérdidas No Técnicas

Tener un control de las pérdidas no técnicas representa un fuerte beneficio económico para las empresas de distribución y consecuentemente para todo el sistema eléctrico de potencia.

Las empresas eléctricas de distribución buscan llegar a reducir las pérdidas no técnicas al mínimo nivel perceptible y las técnicas a niveles aceptables.

En el desarrollo de este proyecto se ha llegado a determinar que los factores con mayor incidencia para el cálculo de las pérdidas no técnicas en cada uno de los alimentadores de la CENTROSUR son los siguientes:

- Toma errónea de datos
- Falta de lectura

#### **4.4.1. Lecturas y Registro**

Este es el factor con mayor peso para el cálculo de las pérdidas en los sistemas de distribución, representa incertidumbre desde varios puntos de vista, principalmente falta de lectura, lecturas erróneas, mala digitación, etc.

A más de estos los periodos de lectura, que involucra una facturación diferente a la energía consumida en el mes.

Una de las formas de mejorar este factor sería emitir nuevas rutas de lectura, las cuales estarían definidas por sectores correspondientes a un mismo alimentador.

Esto con el fin de obtener mejores resultados a la metodología planteada, puesto que en todo sistema de distribución se busca determinar con exactitud la energía consumida que corresponde a la energía vendida o efectivamente consumida por los clientes.

##### **4.4.1.1. Supervisión Constante**

Con la finalidad que las medidas tomadas sirvan de refuerzo para el cálculo de las pérdidas es necesario realizar controles mensuales a los lectores.

- Tomar una muestra de cada una de las rutas y verificar si los datos registrados corresponden a la energía consumida por el cliente.
- Verificar si las rutas emitidas están registradas en el sistema a tiempo
- Tomar un registro de los reclamos producidos por mala lectura por parte de los clientes, para tener un historial por ruta
- Controlar constantemente las rutas que tienen clientes con medición especial, debido a que la mala lectura o falta de esta representa significativamente pérdidas en los sistemas de distribución

#### **4.4.2. Refacturaciones y Reliquidaciones**

Determinar mensualmente las pérdidas no técnicas en cada uno de los alimentadores, posibilita plantear estrategias que permitan reducirlas, teniendo principal énfasis en los alimentadores con mayor registro de pérdidas en los últimos meses.

Lo anteriormente indicado permitirá determinar las áreas con mayores problemas y detectar de manera eficaz los hurtos de energía, además se plantea las siguientes posibilidades:

- Controles de forma periódica de los clientes con mayor probabilidad de cometer hurtos de energía.
- Control continuo a los clientes detectados con hurto de energía.

- Además, implementar políticas que permitan el incentivo a los usuarios para denunciar las conexiones irregulares.
- Incentivar a los lectores para que denuncien posibles irregularidades.

#### 4.4.3. Actividades Complementarias de Refuerzo

- Reuniones mensuales de un representante de cada uno de los departamentos que permitan el trabajo conjunto para determinar de manera efectiva el control de las pérdidas en la CENTROSUR
- Obtener un informe mensual del comportamiento de las pérdidas de cada uno de los alimentadores, así como dar a conocer cuáles son las anomalías presentadas en el mes transcurrido
- Ejecutar medidas que permitan tomar acciones legales hacia los usuarios que no están al día con los pagos mensuales, estableciendo límites claros de las responsabilidades de cada uno de los departamentos, que faciliten la ejecución de estas

### 4.5. Inversiones Futuras que Influyen en la Implementación de Método Alternativo

#### 4.5.1. Costo de Implementación del Proyecto

El desarrollo de un proyecto de este tipo requerirá la participación de un auxiliar de ingeniería y un ingeniero eléctrico (en el caso de haber sido desarrollado por trabajadores de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.), se ha considerado únicamente el costo del recurso humano debido a que la empresa ya cuenta con los sistemas y la información necesaria para el cálculo de las pérdidas no técnicas de acuerdo a la nueva metodología, requiriéndose únicamente de labores de organización y establecimiento de los procesos informáticos y administrativos que permitan extraer y consolidar los datos necesarios. El costo asociado por el recurso humano requerido se detalla en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Costo aproximado para determinar la nueva metodología

Cargo	Remuneración Mensual	Periodo de desarrollo del proyecto	Total
Auxiliar de Ingeniería	1.880 USD	6 meses	11.280 USD
Ingeniero Eléctrico	2.020 USD	6 meses	12.120 USD
			23.400 USD

## 4.5.2. Costo Mensual Operativo del Personal

Para la implementación del proyecto es necesario que un auxiliar de ingeniería realice mensual de la recopilación de la información necesaria, para la definición y cálculo de pérdidas no técnicas de acuerdo a la nueva metodología, el detalle se muestra en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Costo operativo mensual del personal dedicado a la labor de recopilación de información

Cargo	Remuneración	Tiempo	Total Mensual
	diaria	Necesario	
	USD/día	día	USD
Auxiliar de Ingeniería	89,60	5	448

## 4.5.3. Inversiones Adicionales

Actualmente la CENTROSUR dispone de registros de medición obtenidos de los equipos de protección de cabecera del alimentador, sin embargo estos registros no constituyen una medición en su real sentido, por ellos se recomienda que la política técnica para los años siguientes sea la instalación de medidores de energía eléctrica en la cabecera de los diferentes alimentadores del sistema de distribución. El costo asociado para la referida implementación se detalla en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Inversión necesaria para la implementación de medidores en los alimentadores

Equipo	Costo Individual	Cantidad	Costo Total
	USD	U	USD
Contado de energía con Medición Especial	4.500	64	288.000

A fin de afinar el cálculo de las pérdidas en los sistemas de distribución se requiere de dos auxiliares de ingeniería que actualicen la base de datos de los clientes que no tienen asignado un alimentador, esta actualización de datos debido a que es un trabajo de campo y oficina se ha estimado un periodo de un año para culminarlo, siendo necesaria la inversión detallada en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12: Inversión alternativa para la implementación del proyecto

Cargo	Personal Requerido	Remuneración	Tiempo	Total Anual
		mensual	Necesario	
		USD/Mes	Meses	USD
Auxiliar de Ingeniería	2	1.880	12	45.120

## 4.6. Balance Económico

Luego de haber desarrollado la nueva metodología y una vez analizado el comportamiento de las pérdidas no técnicas en el alimentador 0322 se realiza un balance económico para encontrar los costos mensuales de la metodologías actual y planteada, es importante mencionar que el proyecto no esta enfocado en disminuir las pérdidas no técnicas, el objetivo es plantear una nueva metodología para ajustar el calculo a las pérdidas reales que existen en la CENTROSUR, sin embargo es necesario evaluar el costo que representan, es así que el balance económico se ha realizado de manera general para lo cual se ha utilizado como parámetro de valoración el precio medio de compra de energía.

Una vez aclarados los puntos del estudio económico, se parte del análisis del alimentador estudiado en el transcurso del proyecto el alimentador primario de distribución 0322, de acuerdo a lo analizado este alimentador respondió de manera favorable a la nueva metodología planteada, las pérdidas en el transcurso del estudio se estabilizaron, obteniendo de igual manera el comportamiento de los costos, como se puede visualizar en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Balance económico del alimentador primario de distribución 0322

Mes	Año	Precios Medios de Compra  ctv./kWh	Pérdidas No Técnicas		Costos Pérdidas No Técnicas	
			Método Actual	Método Nuevo	Método Actual	Método Nuevo
			kWh	kWh	USD	USD
Sep.	2015	5,790	-1.048,86	15.472,10	-60,73	895,83
Oct.	2015	5,610	37.722,87	20.225,51	2.116,25	1.134,65
Nov.	2015	6,210	-19.934,25	8.949,27	-1.237,92	555,75
Dic.	2015	6,480	55.269,33	20.235,25	3.581,45	1.311,24
Ene.	2016	6,200	4.291,44	13.320,62	266,07	825,88
Feb.	2016	5,870	-15.525,14	22.267,91	-911,33	1.307,13

A través de la aplicación de la metodología planteada se puede realizar una análisis comparativo entre el costo de las pérdidas no técnicas mediante el método actual y el planteado, de lo cual se puede observar en la Tabla 4.13, que para el método actual el mes que presenta mayores costos de pérdidas es Diciembre y el mes con menores costos de pérdidas siendo estas negativas es Noviembre, mientras que para el método planteado el mes con mayor costo en pérdidas es Octubre y el mes con menores costo en pérdidas es Noviembre.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. Conclusiones

- El control y mitigación de las pérdidas a nivel de distribución contempla un gran desafío debido a que está es la única etapa en el sistema de potencia que se enfrenta con dos tipos de pérdida, las técnicas y no técnicas, según lo analizado en el desarrollo de este proyecto estas pérdidas están sujetas a varios factores, especialmente las no técnicas que están altamente asociados a errores humanos o falta de gestión por parte de las empresas distribuidoras.
- Luego del desarrollo de la nueva metodología se ha podido detectar los factores que mayores problemas dan al cálculo de pérdidas no técnicas, siendo principalmente el desfase de toma de lecturas y la falta de ellas, tanto a clientes con medición normal como a los de medición especial, por lo cual es necesario realizar balances a cada uno de los alimentadores con el objetivo de encontrar las fallas que existen en cada uno de ellos y de esa manera dar mayor prioridad a los sistemas con tasas más altas de pérdidas no técnicas.
- Todo plan debidamente estudiado, que este dirigido hacia la reducción de pérdidas no técnicas es rentable, debido a que las inversiones son relativamente pequeñas en comparación con los beneficios que se recibe de los mismos, es por eso que es factible realizar una análisis individual de cada uno de los alimentadores a partir del desarrollo de esta metodología, con la finalidad de identificar y solucionar los problemas individuales de cada alimentador y así poder llegar a un nivel óptimo de pérdidas no técnicas.
- Además es necesario realizar campañas de concientización dirigidas hacia los usuarios y tomar medidas de acción en las rutas de lecturas con mayor número de medidores no leídos mensualmente, con especial énfasis en alimentadores que presenten mayores pérdidas.
- Es necesario llevar a cabo planes de reducción de las pérdidas no técnicas, con la finalidad que estos no queden solamente a nivel de planificación, sino que sean debidamente ejecutados para reducir eficientemente las pérdidas en los sistemas de distribución.
- De acuerdo al análisis se debe realizar el ajuste de energía a los clientes con medición normal cuando el factor de correlación entre este y la energía disponible del alimentador sea cercano a 0.
- Si el coeficiente de correlación de los clientes con medición especial es cercano a 0, se debe realizar un análisis a las rutas de lectura sobre todo a los clientes que tienen



consumo significativos, que son a los que probablemente no se les esta tomando lectura mensual.

## **5.2. Recomendaciones**

- Partiendo del proceso para el desarrollo de la nueva metodología, se recomienda la instalación de un medidor de energía de prueba en la cabecera de uno de los alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A., con la finalidad de obtener la energía efectiva que realmente consume el alimentador, y mediante lo analizado realizar un ajuste a la curva real de consumo para determinar la energía efectiva que tiene el alimentador, posteriormente se deberá analizar la factibilidad de instalar medidores de energía en todos los alimentadores primarios.
- Como se menciona una de las principales variables para el desarrollo de la nueva metodología es el registro constante de datos, por lo cual es necesario que mensualmente se realice la actualización de los clientes sin alimentador, pues esto dará mayor exactitud al cálculo de pérdidas no técnicas.
- Actualizar correctamente los datos de los perfiles de carga, estableciendo fechas máximas de actualización, esto es imprescindible pues la nueva metodología requiere necesariamente de datos actualizados.
- Controlar de mejor manera la toma de lecturas, ya que con el nuevo método se puede detectar con mayor facilidad a los clientes por alimentador que no tienen lectura, estos a su vez estarán divididos en clientes con medición normal y con medición especial, de esta manera se puede reconocer cuales son las rutas que mayores problemas presentan y proponer e implementar soluciones.
- Existen alimentadores con clientes con medición especial que tienen registros muy altos de consumo sin lectura, de manera inmediata se los debe identificar, debido a que los registros de consumo son significativos, clientes con medición especial sin lectura pueden tener un impacto elevado en el cálculo de las pérdidas no técnicas.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Antmann, “Reducing Technical and Non Technical Losses in the Power Sector,” in *World Bank Group Energy Sector Strategy*, Jul. 2009, p. 5. [Online]. Available: [http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Background\\_paper\\_Reducing\\_losses\\_in\\_the\\_power\\_sector.pdf](http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Background_paper_Reducing_losses_in_the_power_sector.pdf)
- [2] R. Jiménez, T. Serebrisky, and J. Mercado, “Dimensionando las Pérdidas de Electricidad en los Sistemas de Transmisión y Distribución en América Latina y el Caribe,” Banco Interamericano de Desarrollo, Tech. Rep., 2014. [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6689/Energía-Perdida.pdf>
- [3] CONELEC, *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2013*, 16th ed., Quito, ECU, 2014. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Estadística-del-Sector-Eléctrico-Ecuatoriano-2013.pdf>
- [4] Sohn Associates Limited, “Electricity Distribution Systems Losses.” ENG: Ofgem, Mar. 2009, pp. 6–11. [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/05/sohn-overview-of-losses-final-internet-version.pdf>
- [5] G. Santamaría Herranz and A. Castejón Oliva, “Efecto Joule,” in *Electrotecnia*. Madrid, ESP: Editex, 2009, p. 31.
- [6] Presidencia de la República del Ecuador, “Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad - R.O. No. 150,” p. 11, Nov. 2005. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/REGLAMENTO-SUSTITUTIVO-RSSE-REFORMA-22-NOV-05.doc>
- [7] R. Jiménez and A. Elizalde, “Exogenous Drivers of Electricity Losses in Latin America Power Systems,” At Daegu, KOR, Dec. 2014. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/270273365\\_Exogenous\\_Drivers\\_of\\_Electricity\\_Losses\\_in\\_Latin\\_America\\_Power\\_Systems](https://www.researchgate.net/publication/270273365_Exogenous_Drivers_of_Electricity_Losses_in_Latin_America_Power_Systems)
- [8] CONELEC, “REGULACIÓN No. CONELEC 003/99,” pp. 1–3, Mar. 1999. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/003-99-PNT-VIGENTE.pdf>
- [9] ———, *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2009*, 12th ed., Quito, ECU, 2010. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Estadística-Sector-Eléctrico-Ecuatoriano-2009.pdf>
- [10] ARCONEL, *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2014*, 17th ed., Quito, ECU, 2015. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/EstadísticaSectorElectricoEcuatoriano2014B.pdf>

- [11] CONELEC, “Balance de Energía y Pérdidas,” in *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2008*, 11th ed., Quito, ECU, 2009. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Estadística-Sector-Eléctrico-Ecuatoriano-2008.pdf>
- [12] —, “Balance de Energía en Sistemas de Distribución,” in *Boletín Estadístico Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010*, 13th ed., Quito, ECU, 2011, p. 160. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Estadística-Sector-Eléctrico-Ecuatoriano-2010.pdf>
- [13] —, “Balance de Energía en Sistemas de Distribución,” in *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011*, 14th ed., Quito, ECU, 2012. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/Folleto-Resumen-Estadísticas-2011.pdf>
- [14] —, “Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución,” in *Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2012*, 15th ed., Quito, ECU, 2013, pp. 278–279. [Online]. Available: [http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/Estadística-Sector-Electrico-2012.comp\\_.pdf](http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/Estadística-Sector-Electrico-2012.comp_.pdf)
- [15] H. Idrovo Álvarez, “Diagnóstico Técnico del Sistema de Distribución Correspondiente a Enero 2016,” Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, Tech. Rep., Mar. 2016.
- [16] CONELEC, “REGULACIÓN No. CONELEC-004/01,” p. 1, May 2001. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf>
- [17] ARCONEL, “REGULACIÓN No. ARCONEL-005/15,” p. 2, Dec. 2015. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-005-15.pdf>
- [18] A. Elizalde, “Key Drivers and Economic Impact of Non-Technical Losses in Distribution Power Systems: Experiences in Latin America,” in *Inter-American Development Bank*. VEN: Banco Interamericano de Desarrollo, Nov. 2012, pp. 9–10. [Online]. Available: <http://www.usaee.org/usaee2012/submissions/Presentations/LossesinPowerDistributionLACA.Elizalde.pdf>
- [19] CONELEC, “Plan de Expansión de Distribución,” in *Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 - 2020*, 5th ed., Quito, ECU, 2009, pp. 350–353. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/PME0920CAP8.pdf>
- [20] —, “Plan de Reducción de Pérdidas de Energía, PLANREP,” in *Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021*, 6th ed., Quito, ECU, 2012, pp. 309–316. [Online]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/PME-2012-2021.pdf>

- [21] ———, *Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022*, 7th ed., Quito, ECU, 2013. [Online]. Available: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Vol3-Perspectiva-y-expansion-del-sistema-elctrico-ecuatoriano.pdf>
- [22] J. D. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, 1st ed. Ciudad de México, MEX: Sans Serif Editores, 1995.
- [23] Nebraska Public Power District, “Power Supply from Generation to End-Use Customer,” Mar. 2013. [Online]. Available: [http://www.nppd.com/assets/image15\\_large.jpg](http://www.nppd.com/assets/image15_large.jpg)
- [24] E. F. Tapia Chicaiza and M. V. Tipán Gualoto, “Incentivos Tarifarios para Clientes Industriales,” Tesis de Pregrado Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Campus Kennedy - Quito, ECU, Sep. 2010. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/4757>
- [25] G. Enríquez Harper, “Tipos de Subestaciones Eléctricas,” in *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*, 2nd ed. Ciudad de México, MEX: Editorial Limusa, 2005, pp. 40–41.
- [26] ———, “La Distribución,” in *Manual del Técnico en Subestaciones Eléctricas: Industriales y Comerciales*, 1st ed. Ciudad de México, MEX: Editorial Limusa, 2010, pp. 56–57.
- [27] W. Hasperué, *Extracción de Conocimiento en Grandes Bases de Datos Utilizando Estrategias Adaptativas*, 1st ed. La Plata, ARG: EDULP, Mar. 2014.
- [28] C. R. Alavala, *Fuzzy Logic and Neural Networks : Basic Concepts and Application*, 1st ed. Hyderabad, IND: New Age International, 2008.
- [29] R. Belohlavek and G. J. Klir, *Concepts and Fuzzy Logic*, 1st ed. Cambridge, USA: MIT Press, Nov. 2011.
- [30] E. Cox, *Fuzzy Modeling and Genetic Algorithms for Data Mining and Exploration*, 3rd ed. Oxford, ENG: Morgan Kaufmann, Feb. 2005.
- [31] T. J. Ross, *Fuzzy Logic with Engineering Applications*, 3rd ed. Chichester, ENG: John Wiley & Sons, 2010.
- [32] M. Rouse, “Fuzzy Number,” Jun. 2010. [Online]. Available: <http://whatis.techtarget.com/definition/fuzzy-number>
- [33] Z. Wang, R. Yang, and K. S. Leung, *Nonlinear Integrals and Their Applications in Data Mining*, 1st ed., ser. Advances in Fuzzy Systems - Applications and Theory. Toh Tuck Link, SIN: World Scientific, May 2014, vol. 17, no. 24.
- [34] Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, “Geoportal,” Mar. 2016. [Online]. Available: <http://geoportal.centrosur.com.ec/viewerEERCS/Default.aspx>
- [35] H. Idrovo Álvarez, “Diagnóstico Técnico del Sistema de Distribución Correspondiente a Septiembre 2015,” Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, Tech. Rep., Nov. 2015.

- [36] P. Quituisaca Astudillo, “Evaluación Técnica y Económica de las Pérdidas de Energía en el Sistema de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. – Año 2014,” Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, Dirección de Planificación, Departamento de Estudios Técnicos, Cuenca, ECU, Tech. Rep., Mar. 2015.