

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**



**“Metodología de cobro para los servicios auxiliares brindados por la subestación Garita”**

Informe de Práctica de Especialidad para optar por el título  
Ingeniero en Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura

**César Alonso Soto Hernández**

-Cartago-

14 de noviembre de 2018



Carrera evaluada y acreditada por:

Canadian Engineering Accreditation Board

Bureau Canadien d'Accréditation des Programmes d'Ingénierie

CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha: 13 de noviembre de 2018

Señores  
Instituto Tecnológico de Costa Rica  
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo César Alonso Soto Hernández

carné No. 200909740,  si autorizo  no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico (SIBITEC), disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado de Licenciatura, en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, presentado en la fecha 14 de noviembre, 2018, con el título Metodología de cobro para los servicios auxiliares brindados por la subestación Garita

para ser ubicado en el Repositorio Institucional y Catálogo SIBITEC, con el objetivo de ser visualizado a través de la red Internet.

Firma de estudiante:



Correo electrónico:

csoto\_18@hotmail.com

Cédula No.:

6-0390-0440

**Profesor Guía:**

Ing. Lisandro Araya Rodríguez

**Asesor Industrial:**

Ing. David Chavarría Zamora

**Tribunal Examinador:**

Ing. Osvaldo Guerrero Castro

Ing. Gustavo Gómez Ramírez

## **Datos personales**

*Nombre completo: César Alonso Soto Hernández*

*Número de cédula: 6-0390-0440*

*Número de carné: 200909740*

*Dirección exacta de domicilio: 300 metros de la entrada Calle Monge, Alajuela*

*Números de teléfono: 8881-5833*

*Correos electrónicos: soto181190cesar@gmail.com/csoto\_18@hotmail.com*

## **Datos del Proyecto:**

*Nombre del Proyecto: Metodología de cobro para los servicios auxiliares que brinda la subestación La Garita*

*Profesor Asesor: Lisandro Araya Rodríguez*

*Horario de Trabajo: Lunes a Jueves de 7:00 – 17:00*

*Viernes de 7:00 – 15:00*

## **Datos de la Empresa**

*Nombre: Instituto Costarricense de Electricidad*

*Zona: Villa Bonita, Alajuela*

*Dirección: Subestación el Coco, Alajuela*

*Teléfono: 8725-6539*

*Actividad Principal: Generación y distribución de energía eléctrica*

# Dedicatoria

A mi madre María del Carmen Hernández Chávez y a mi padre Pedro Soto Fernández, por darme la oportunidad de estudiar sin importar los sacrificios y el esfuerzo que tuvieron que realizar, muchas gracias por enseñarme tanto, estoy orgulloso de ustedes y los amo.

A mi hermano, por el apoyo y la ayuda que siempre me brindó.

Además, a una persona muy importante por apoyarme y acompañarme siempre en-este-caminar.

# Agradecimiento

Primero a Dios, por regalarme tantas bendiciones a lo largo de mi vida.

A mi familia, por brindarme siempre su apoyo incondicional.

Al TEC, por ser la gran institución que me formó en muchos aspectos de la vida en estos últimos años, y por regalarme muchos momentos de alegría y algunos otros de desesperación e impotencia de los cuales aprendí mucho.

A los compañeros de la Asociación y compañeros de carrera, por el apoyo, por los trabajos realizados y las buenas experiencias vividas.

Al ICE, por brindarme la oportunidad de elaborar mi práctica en dicha institución, lo cual siempre fue uno de mis objetivos poder realizarla aquí.

A David Chavarría, por aceptarme como practicar, por creer en mí, por el apoyo, por toda la ayuda y todo el conocimiento transmitido.

A mis compañeros del Área de Protección y Medición, por todo el apoyo, por la ayuda brindada, el conocimiento compartido y por su colaboración.

## ÍNDICE GENERAL

|   |       |
|---|-------|
| Resumen .....                                   | xxi   |
| Abstract.....                                   | xxii  |
| Lista de Siglas, Abreviaturas y Acrónimos ..... | xxiii |
| Capítulo 1. Introducción.....                   | 1     |
| 1.1. Reseña de la Empresa.....                  | 2     |
| 1.1.1. Historia .....                           | 2     |
| 1.1.2. Misión.....                              | 4     |
| 1.1.3. Visión .....                             | 4     |
| 1.1.4. Valores.....                             | 5     |
| ➤ Integridad .....                              | 5     |
| ➤ Compromiso .....                              | 5     |
| ➤ Excelencia .....                              | 6     |
| 1.2. Estructura organizacional .....            | 7     |
| Capítulo 2. Descripción del proyecto .....      | 9     |
| 2.1. Definición del problema .....              | 9     |
| 2.2. Objetivos.....                             | 14    |
| 2.2.1. Objetivo General.....                    | 14    |

|   |    |
|---|----|
| 2.2.2. Objetivo Especifico .....                  | 14 |
| 2.3. Alcance .....                                | 15 |
| 2.4. Limitaciones .....                           | 16 |
| Capítulo 3. Metodología de trabajo .....          | 17 |
| Capítulo 4. Marco teórico .....                   | 20 |
| 4.1. Información ICE .....                        | 20 |
| 4.2. Medidores .....                              | 24 |
| 4.2.1. Medidores de consumo energético (kWh)..... | 24 |
| 4.2.2. Medidores de ION Access 9610.....          | 25 |
| 4.3. Banco de Baterías .....                      | 26 |
| 4.3.1. Batería.....                               | 27 |
| 4.3.2. Tipos de baterías .....                    | 28 |
| 4.4. Tableros Eléctricos .....                    | 31 |
| 4.5. Protecciones Termo magnéticas para DC.....   | 32 |
| 4.6. Fluke 336 .....                              | 33 |
| 4.7. SIPROTEC 6MD613 .....                        | 33 |
| 4.8. CompactRIO .....                             | 34 |
| 4.9. Digsis 4 .....                               | 35 |
| 4.10. Subestación Eléctrica.....                  | 36 |

|  |    |
|--|----|
| 4.11. Tipos de subestaciones .....                         | 37 |
| 4.11.1. Subestaciones eléctricas elevadoras .....          | 37 |
| 4.11.2. Subestaciones eléctricas reductoras.....           | 37 |
| 4.11.3. Subestaciones eléctricas de interconexión.....     | 37 |
| 4.12. Lámparas .....                                       | 38 |
| 4.13. Tipos de Lámparas.....                               | 38 |
| 4.13.1. Lámparas LED.....                                  | 38 |
| 4.13.2. Lámparas HID .....                                 | 39 |
| 4.13.3. Lámparas U-HID .....                               | 40 |
| 4.14. Ventiladores de Enfriamiento de Transformadores..... | 41 |
| 4.15. Calefacciones.....                                   | 42 |
| 4.16. Aires Acondicionados .....                           | 43 |
| 4.17. Red de distribución de energía eléctrica.....        | 44 |
| 4.18. Líneas de transmisión eléctrica .....                | 44 |
| 4.19. Términos económicos.....                             | 45 |
| 4.19.1. Metodología.....                                   | 45 |
| 4.19.2. Cobro .....  | 45 |
| 4.20. NAP of the Americas.....                             | 45 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.21. ARESEP .....   | 45  |
| Capítulo 5. Planteamiento de la Solución.....                            | 50  |
| 5.1. Posibles Soluciones .....   | 52  |
| 5.2. Solución escogida.....  | 53  |
| 5.3. Metodología para la Solución.....                                   | 54  |
| 5.3.1. Cronograma proyectado del desarrollo del proyecto: .....          | 61  |
| Capítulo 6. Resultados.....  | 62  |
| 6.1. Resultados de servicios auxiliares de corriente directa .....       | 62  |
| 6.1.1. Lista de clientes lado de 138 kV.....                             | 62  |
| 6.1.2. Lista de clientes lado de 230 kV.....                             | 66  |
| 6.1.3. Lista de consumo de cada protección termomagnética .....          | 70  |
| 6.1.4. Lista de disponibilidad para cada negocio y/o área .....          | 75  |
| 6.1.5. Costos por Ciclo de Vida.....                                     | 78  |
| 6.1.6. Costos de Ciclo de Vida totales.....                              | 95  |
| 6.1.7. Costos por disponibilidad de energía.....                         | 95  |
| 6.1.8. Costos totales por servicios auxiliares de corriente directa..... | 97  |
| 6.2. Resultados de servicios auxiliares de corriente alterna .....       | 100 |
| 6.2.1. Grupos principales de los equipos .....                           | 101 |
| 6.2.2. Resumen de Resultados .....                                       | 104 |

|  |     |
|--|-----|
| 6.2.3. Metodología para aplicar el cobro .....           | 106 |
| Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones.....          | 111 |
| 7.1. Conclusiones.....                                   | 111 |
| 7.2. Recomendaciones .....                               | 113 |
| Bibliografía.....  | 114 |
| Apéndice A.....  | 117 |
| Apéndice A.1. Tablas de viáticos .....                   | 117 |
| Apéndice A.2. Calculo de costo por energía alterna ..... | 118 |
| Anexos B .....   | 119 |
| Anexos B.1. Cotizaciones.....                            | 119 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1.1.Estructura Organizacional ICE .....          | 7  |
| Figura 1.2. Organigrama de los Negocios .....           | 8  |
| Figura 2.1. Factura consumo Garita .....                | 11 |
| Figura 3.1. Flujograma de la metodología a seguir ..... | 19 |
| Figura 4.1. Medidor de energía eléctrica.....           | 25 |
| Figura 4.2. Medidor de ION Access 7550 .....            | 26 |
| Figura 4.3. Banco de Baterías.....                      | 27 |
| Figura 4.4. Tablero eléctrico.....                      | 32 |
| Figura 4.5. Medidor Fluke 336.....                      | 33 |
| Figura 4.6. SIPROTEC 6MD613 .....                       | 34 |
| Figura 4.7. Lámpara LED.....                            | 39 |
| Figura 4.8. Lámpara HID .....                           | 40 |
| Figura 4.9. Bombilla U-HID .....                        | 41 |
| Figura 4.10. Ventilador de transformador .....          | 42 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 4.11. Calefacción eléctrica .....                     | 43  |
| Figura 4.12. Marco institucional sector eléctrico .....      | 49  |
| Figura 5.1. Diagrama de servicio de corriente directa.....   | 52  |
| Figura 5.2. Cronograma de actividades .....                  | 61  |
| Figura B.1. Cotización de protecciones termomagnéticas ..... | 120 |
| Figura B.2. Cotizaciones .....                               | 120 |
| Figura B.3. Tarifa T-CO del ICE.....                         | 121 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| Tabla 5.1. División de grupos que consumen AC .....                        | 58 |
| Tabla 5.2. Tabla para cálculo de monto a pagar cada Negocio y/o Área ..... | 59 |
| Tabla 6.1. TDCD 1 - Bunker 138 kV .....                                    | 63 |
| Tabla 6.2. Continuación de tabla 6.1 .....                                 | 64 |
| Tabla 6.3. Continuación de tabla 6.1 .....                                 | 65 |
| Tabla 6.4. TDCD 2 - Bunker 138 kV .....                                    | 65 |
| Tabla 6.5. Continuación de tabla 6.4 .....                                 | 66 |
| Tabla 6.6. TDCD 1 - Bunker 230 kV .....                                    | 66 |
| Tabla 6.7. Continuación de tabla 6.6 .....                                 | 67 |
| Tabla 6.8. Continuación de tabla 6.6 .....                                 | 68 |
| Tabla 6.9. TDCD 2 - Bunker 230 kV .....                                    | 69 |
| Tabla 6.10. Consumo TDCD 1 - 138 kV .....                                  | 70 |
| Tabla 6.11. Continuación de tabla 6.10 .....                               | 71 |
| Tabla 6.12. Consumo TDCD 2 - 138 kV .....                                  | 72 |

|   |    |
|---|----|
| Tabla 6.13. Consumo TDCD 1 - 230 kV.....                        | 73 |
| Tabla 6.14. Continuación tabla 6.13.....                        | 74 |
| Tabla 6.15. Consumo TDCD 2 - 230 kV.....                        | 74 |
| Tabla 6.16. Continuación tabla 6.15.....                        | 75 |
| Tabla 6.17. Disponibilidad para 138 kV.....                     | 76 |
| Tabla 6.18. Disponibilidad para 230 kV.....                     | 77 |
| Tabla 6.19. Costos por Inversión.....                           | 79 |
| Tabla 6.20. Precios de protecciones termomagnéticas.....        | 80 |
| Tabla 6.21. Costos operativos.....                              | 81 |
| Tabla 6.22. Costos por mantenimiento.....                       | 82 |
| Tabla 6.23. Costo total por mantenimiento al año.....           | 82 |
| Tabla 6.24. Costo de ciclo de vida para los rectificadores..... | 83 |
| Tabla 6.25. Pago por mes por los rectificadores.....            | 83 |
| Tabla 6.26. Costo de ciclo de vida para banco de baterías.....  | 84 |
| Tabla 6.27. Pago por mes por el banco de baterías.....          | 84 |

|   |    |
|---|----|
| Tabla 6.28. Costo de ciclo de vida para los tableros .....          | 84 |
| Tabla 6.29. Pago por mes por los tableros.....                      | 85 |
| Tabla 6.30. Costo de ciclo de vida para el cableado.....            | 85 |
| Tabla 6.31. Pago por mes por el cableado .....                      | 85 |
| Tabla 6.32. Pago por mes por las protecciones .....                 | 86 |
| Tabla 6.33. Resumen de Costo por Ciclo de Vida lado 138 kV.....     | 87 |
| Tabla 6.34. Costos totales lado 138 kV .....                        | 87 |
| Tabla 6.35. Costos por Inversión.....                               | 88 |
| Tabla 6.36. Precio de protecciones termomagnéticas.....             | 89 |
| Tabla 6.37. Costos Operativos.....                                  | 89 |
| Tabla 6.38. Costos por Mantenimiento .....                          | 90 |
| Tabla 6.39. Costo total por mantenimiento al año.....               | 90 |
| Tabla 6.40. Costos Ciclo de Vida para los Rectificadores .....      | 91 |
| Tabla 6.41. Pago por mes por los Rectificadores .....               | 91 |
| Tabla 6.42. Costo por Ciclo de Vida para el Banco de Baterías ..... | 91 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 6.43. Pago por mes por el Banco de Baterías .....           | 92  |
| Tabla 6.44. Costos de Ciclo de Vida para los Tableros.....        | 92  |
| Tabla 6.45. Pago por mes por los Tableros .....                   | 92  |
| Tabla 6.46. Costo por Ciclo de Vida para el Cableado .....        | 93  |
| Tabla 6.47. Costo por mes por el Cableado.....                    | 93  |
| Tabla 6.48. Pago por mes por las Protecciones .....               | 93  |
| Tabla 6.49. Resumen de Costos por Ciclo de Vida lado 230 kV ..... | 94  |
| Tabla 6.50. Costos totales lado 230 kV .....                      | 94  |
| Tabla 6.51. Costos totales de Ciclo de Vida.....                  | 95  |
| Tabla 6.52. Costo por disponibilidad lado 138 kV.....             | 96  |
| Tabla 6.53. Costo por disponibilidad lado 230 kV.....             | 97  |
| Tabla 6.54. Costos totales lado 138 kV .....                      | 98  |
| Tabla 6.55. Costos totales lado 230 kV .....                      | 98  |
| Tabla 6.56. Costos totales servicios auxiliares de DC.....        | 99  |
| Tabla 6.57. Consumos por equipo .....                             | 100 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 6.58. Grupo Iluminación .....                           | 101 |
| Tabla 6.59. Grupo Aires Acondicionados .....                  | 101 |
| Tabla 6.60. Grupo Calefacciones .....                         | 101 |
| Tabla 6.61. Grupo Enfriamiento de Transformadores.....        | 102 |
| Tabla 6.62. Rectificación.....                                | 102 |
| Tabla 6.63. Resumen de energía consumida por los grupos ..... | 102 |
| Tabla 6.64. Distribución de Costos .....                      | 103 |
| Tabla 6.65. Costo por Inversión .....                         | 106 |
| Tabla 6.66. Costos Operativos.....                            | 106 |
| Tabla 6.67. Costos por Mantenimiento .....                    | 107 |
| Tabla 6.68. Estudio de costos por equipo.....                 | 107 |
| Tabla 6.69. Complemento de tabla 6.68.....                    | 107 |
| Tabla 6.70. Costos de CCV para cada negocio y/o área.....     | 108 |
| Tabla 6.71. Costo por Disponibilidad.....                     | 108 |
| Tabla 6.72. Consumo de equipos.....                           | 109 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 6.73. Costos por energía .....        | 109 |
| Tabla 6.74. Complemento de tabla 6.73 ..... | 110 |
| Tabla A.1. Tabla viáticos lado 138 kV ..... | 117 |
| Tabla A.2. Tabla viáticos lado 230 kV ..... | 117 |
| Tabla A.3. Costos por energía .....         | 118 |

**ÍNDICE DE GRÁFICOS**

Gráfico 6.1. Disponibilidad por Negocio o Área lado de 138 kV .....76

Gráfico 6.2. Disponibilidad por Negocio o Área lado de 230 kV .....77

Gráfico 6.3. Distribución de costos de servicios auxiliares de corriente directa.....99

Gráfico 6.4. Porcentaje de distribución de gastos .....104

## Resumen

Actualmente, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en la subestación brinda servicios auxiliares que corresponde a corriente directa (130 V) y corriente alterna (120/208 V). Estos servicios auxiliares anteriormente no se cobraban entre clientes internos del ICE, pero actualmente, el ICE se encuentra en busca de la eficiencia y control del gastos de los negocios y áreas, por lo que se planteó una metodología de cobro que cumpla con dicha necesidad, y además debe cumplir con los requerimientos del reglamento sectorial de servicios eléctricos en el capítulo 4, artículo 22 del ARESEP.

Dicha metodología contempla sólo la subestación eléctrica La Garita, la cual al aplicar la metodología de cobro para los servicios auxiliares de corriente directa se pudo identificar que los beneficiarios y sus costos asociados corresponden al 6% Cence, 8% Negocio de Generación, 11% Negocio de Transmisión, 16% Área de Comunicación, 23% Chucás, 36% Negocio Distribución, dichos costos representan alrededor de ₡ 3.800.000,00 mensuales y ₡ 45.000.000,00 anualmente.

Además de la metodología de cobro para los servicios auxiliares de corriente alterna, se obtuvieron los siguientes resultados en cuanto beneficiarios y costos se refiere, 14% al Área de Operaciones, 21% al Área Civil, 22% al Área de Corriente Directa y 43% al Área de Alta Tensión, lo que representa un total de costos de alrededor de ₡ 2.200.000,00 mensuales y ₡ 27.000.000,00 anualmente.

**Palabras clave:** Costos, Servicios auxiliares, Metodología de cobro, Clientes internos, Beneficiarios ICE.

## **Abstract**

Currently, the Costa Rican Electricity Institute (ICE), in the substations, provides auxiliary services corresponding to direct current (130 V) and alternating current (120/208 V). These auxiliary services were not previously charged among ICE's internal clients, but ICE is currently looking for efficiency and control of the business and of the areas expenses, which is why a collection methodology was established that meets this need, and it must also comply with the requirements of sectorial regulation on electrical services in chapter 4, article 22 of the ARESEP.

This methodology covers only the La Garita electrical substation, which by applying the collection methodology for direct current auxiliary services, it was possible to identify that the beneficiaries and their associated costs correspond to 6% Cence, 8% Generation Business, 11% Transmission Business, 16% Communication Area, 23% Chucás, 36% Distribution Business, the costs represent around ₡ 3,800,000.00 monthly and ₡ 45,000,000.00 annually.

In addition to the collection methodology for auxiliary services alternating current , the following results obtained as beneficiaries and costs refer, 14% to the Operations Area, 21% to the Civil Area, 22% to the Direct Current Area and 43% to the high voltage area, which represents a cost total of around ₡ 2,200,000.00 monthly and ₡ 27,000,000.00 annually.

**Key words:** Costs, Auxiliary services, Collection methodology, Internal customers, Beneficiaries of ICE.

## **Lista de Siglas, Abreviaturas y Acrónimos**

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

RACSA: Radiográfica Costarricense S.A.

EPE: Empresa Propiedad del Estado

OCDE: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico

DCE: Dirección Corporativa de Estrategia

DCJ: Dirección Corporativa Jurídica

DCF: Dirección Corporativa de Finanzas

DCEL: Dirección Corporativa de Electricidad

DCT: Dirección Corporativa de Telecomunicaciones

AC: Corriente Alterna

DC: Corriente Directa

A: Amperios

V: Voltios

W: Watts

VA: Voltio Amperios

VAr: Voltio Amperios reactivos

kWh: Kilowatts hora

OIR: Oferta de Interconexión de Referencia

APM: Área de Protección y Medición

CCV: Costos por Ciclo de Vida

CI: Costos por Inversión

CO: Costos Operativos

CM: Costos de Mantenimiento

TDCD: Tablero de Distribución de Corriente Directa

TDCA:-Tablero-de-Distribución-de-Corriente-Altern

## **Capítulo 1. Introducción**

El presente documento dará a conocer el proyecto que se desarrollará con el fin de culminar la práctica profesional, la cual se realizará en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Como bien se sabe, el ICE en su estructura interna se subdivide en diferentes departamentos o sectores por lo que en este caso se delimitará hacia el sector a la cual va dirigida la práctica, dichos sectores son las subestaciones las cuales dan el servicio de corriente alterna (AC) y corriente directa (DC), ese servicio se brinda a los siguientes grupos del ICE: negocio de transmisión, negocio de distribución, negocio de generación y entes privados. Como dato importante a mencionar es que el Negocio de Transmisión también está subdividido en cinco sectores que son Alta tensión, Protección y medición, Comunicación, Operación y Civiles.

Para la realización del proyecto se tomará como base la subestación La Garita, que se ubicada en el cantón Central de Alajuela, en el distrito de Turrúcares, la cual brinda el servicio de AC 130 V y DC 120/208 V a los grupos del ICE antes mencionados. Donde el Ingeniero David Chavarría Zamora planeó la propuesta de realizar una metodología de cobro para los grupos del ICE que se ven beneficiados por la subestación, ya que en este momento el cobro total de la electricidad por los servicios auxiliares que se genera de la subestación no está siendo asumido proporcionalmente, por cuanto consume de electricidad cada uno de los grupos del ICE, así como también no se tiene conocimiento a quién o quiénes se le está cargando el valor global de los gastos.

También es importante investigar de qué manera se cobran estos servicios en otras partes del mundo, donde dicha información podrá ser esencial como base para elaborar la metodología,

parte importante a tomar en cuenta son los requerimientos que el ARESEP solicitan que se cumplan para poder fundamentar la metodología que se proponga y esta pueda ser aceptada.

## **1.1. Reseña de la Empresa**

### **1.1.1. Historia**

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es el resultado de largas luchas en los años 40 por varias generaciones de costarricenses que procuraron solucionar los problemas de escasez de energía eléctrica, con la explotación de los recursos hidroeléctricos del país.

En 1948 un grupo de ingenieros eléctricos y civiles encabezados por Jorge Manuel Dengo Obregón, presenta a la Junta Directiva del Banco Nacional un documento titulado " Plan General de Electrificación de Costa Rica " La trascendencia de esta iniciativa fue tal, que el Banco Nacional lo remite al Gobierno de la República para que lo analizara y el resultado fue la creación del Instituto Costarricense de Electricidad ICE, el 8 de abril de 1949, como una Institución Estatal Autónoma, por el Decreto - Ley No.449 (ICE, 2018).

Como primer objetivo se indicó que el ICE velaría por desarrollar de manera responsable y sostenible, de las fuentes productoras de energía existentes en el país y con ello brindar el servicio de electricidad a los ciudadanos.

Posteriormente, en 1963 se le confirió al ICE un nuevo objetivo: el establecimiento, mejoramiento, extensión y operación de los servicios de comunicaciones telefónicas, radiotelegráficas y radiotelefónicas en el territorio nacional. Tres años más tarde, instaló las

primeras centrales telefónicas automáticas y, a partir de entonces, las telecomunicaciones iniciaron su desarrollo. Con el devenir del tiempo, ha evolucionado como un grupo de empresas estatales, integrado por el ICE (Sectores Electricidad y Telecomunicaciones) y sus empresas: Radiográfica Costarricense S.A. (RACSA) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), las cuales han trazado su trayectoria, mediante diversos proyectos de modernización desarrollados en las últimas décadas. La globalización de los mercados y la revolución tecnológica llevan a las empresas del Grupo ICE a redoblar esfuerzos con una clara orientación hacia el cliente, con los mejores y más innovadores productos y servicios, con menos recursos y en el menor tiempo posible (ICE, 2018).

La ley No. 449 en el capítulo 1 dice: Artículo 1º.- Créase el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos. La responsabilidad fundamental del Instituto, ante los costarricenses será encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica (Sistema Costarricense de Información Jurídica, 2018).

Adicionalmente, la Ley 8660 y el Decreto Ejecutivo 35148 consolidan jurídicamente al ICE como una empresa-ente público, y reconocen al Grupo ICE, conformado por el ICE y sus empresas, otorgándole al ICE facultades para que se organice como corporación. La Ley N° 8660 amplió y complementó el ámbito de competencias del Consejo Directivo como órgano colegiado que ejerce la Administración Superior del ICE, y específicamente mediante el Reglamento al

Título II de la Ley 8660, le otorga el control corporativo del Grupo ICE; se le atribuye al Consejo Directivo la responsabilidad de definir mediante reglamento autónomo de organización, las competencias internas en materia de organización, coordinación, fines, objetivos y control corporativo e integral de sus empresas (Grupo ICE, 2018).

En consonancia con lo anterior, el Consejo Directivo aprobó, el artículo 2 del Capítulo II de la Sesión 6239 del 23 de octubre del 2017, el Modelo de Gobierno Corporativo del Grupo ICE, con lo que se culmina un importante esfuerzo de varios años, para posicionar al Grupo ICE como Empresa Propiedad del Estado (EPE) en línea con las directrices de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) (Grupo ICE, 2018).

### **1.1.2. Misión**

Somos la Corporación propiedad de los costarricenses, que ofrece soluciones de electricidad y telecomunicaciones, contribuyendo con el desarrollo económico, social y ambiental del país (ICE, 2018).

### **1.1.3. Visión**

Ser una Corporación líder, innovadora en los negocios de electricidad y telecomunicaciones en convergencia, enfocada en el cliente, rentable, eficiente, promotora del desarrollo y bienestar nacional, con presencia internacional (ICE, 2018).

#### 1.1.4. Valores

Nuestro Consejo Directivo en la Sesión 6114 del 12 de noviembre del 2014 acordó conservar los valores que han identificado a la Institución en el desempeño de sus labores (ICE, 2018):

##### ➤ Integridad

- Para desarrollar nuestro trabajo de acuerdo con los principios de transparencia, justicia, confiabilidad, honestidad y respeto.
- Para ser leales a la institución y a nuestros clientes.
- Para rechazar las influencias indebidas y los conflictos de interés.
- Para ser consecuentes entre lo que se dice y lo que se hace.
- Para administrar responsablemente los bienes institucionales.
- Para actuar de conformidad con la normativa nacional e institucional.

##### ➤ Compromiso

- Con la satisfacción de las necesidades y expectativas de nuestros clientes internos y externos.
- Con el desarrollo económico y social de país.
- Con la calidad de vida de los habitantes del país.
- Con el medio ambiente.
- Con el trabajo bien realizado y los objetivos de ICE.

➤ Excelencia

- En el suministro de un servicio oportuno, confiable y de calidad.
- En la búsqueda y aplicación de nuevas tecnologías para beneficio de nuestros clientes.
- En la aplicación de las mejores prácticas técnicas y administrativas.
- En la atención al cliente.
- En el desarrollo integral del factor humano.
- En la gestión de los recursos institucionales.

## 1.2. Estructura organizacional

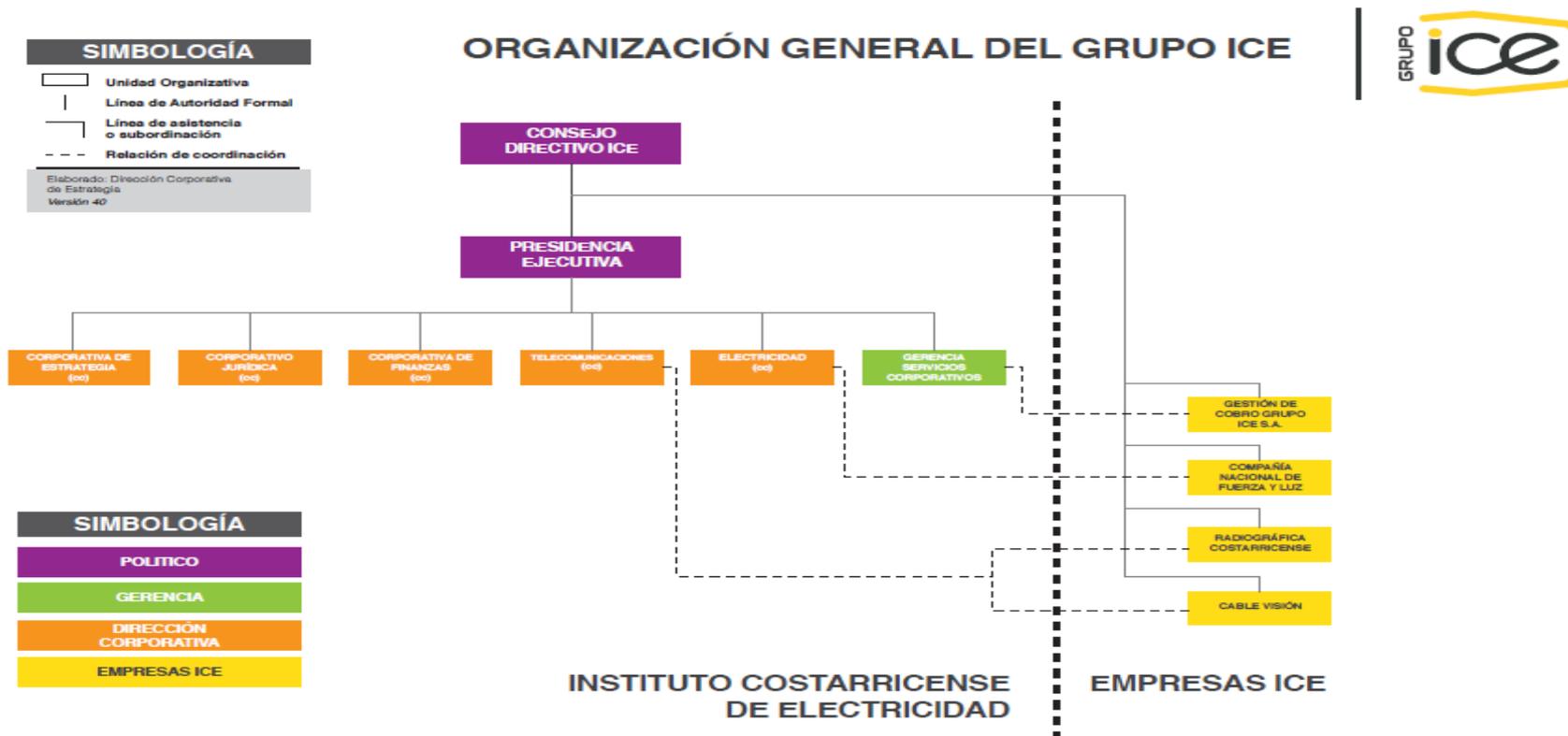


Figura 1.1. Estructura Organizacional ICE  
Fuente: (ICE, 2018).

En la división de las estructuras para los cobros se tiene lo siguiente:

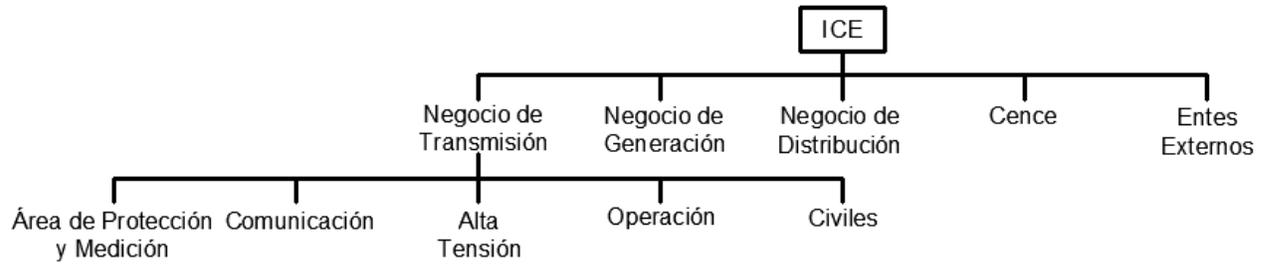


Figura 1.2. Organigrama de los Negocios  
Fuente: Elaboración propia

El lugar de trabajo donde se va desarrollar la práctica, es con los compañeros del Área de Protección y Medición de la Región Central, sabiendo que son tres las regiones a nivel país las cuales son: Región Central antes mencionada, Chorotega y Huetar Brunca.

## **Capítulo 2. Descripción del proyecto**

### **2.1. Definición del problema**

Es importante primero que todo mencionar qué son los servicios auxiliares, los cuales se pueden dividir en servicios auxiliares de corriente directa y servicios auxiliares de corriente alterna, donde tienen la función de alimentar equipos como lo son sistema de refrigeración de transformadores, circuitos de calefacción de mando y armarios de intemperie, equipos de mando y control, sistemas de control e información, equipos de protección, sistemas de señalización y alarmas, equipos de telecontrol, equipos de telefonía, sistemas de comunicación, alumbrado de la subestación, aires acondicionados de alto y bajo consumo, transformadores, autotransformadores y ventiladores del banco de baterías entre otros.

Para mejor comprensión del problema cabe la pena mencionar cómo funciona la distribución de servicios auxiliares de las subestaciones, donde la corriente alterna de baja tensión se distribuye para obtener AC 120/208 V y DC 130 V, cabe destacar que se hace pasar la AC por un rectificador para obtener la DC, dicha corriente es distribuida para el control y medición de las protecciones térmicas de los tableros instalados, además es almacenada en un banco de baterías que debería de tener la capacidad de distribuir corriente eléctrica por 8 horas y poder energizar todos los dispositivos de seguridad de la subestación, pero ahorita por el problema que se plantea a resolver en este proyecto, este banco de baterías sólo puede distribuir corriente por solo unas 3 horas.

El problema a resolver es que en este momento no se tiene conocimiento de cuánto es lo que consume cada uno de los grupos del ICE Negocio de Transmisión, Negocio de Transporte, Negocio de Generación, Negocio de Distribución y entes privados, además áreas como la de Comunicación, Alta Tensión, Ingeniería Civil y el área de Operaciones, así como también se debe verificar si lo que están pagando por ello es lo que realmente les corresponde o si en este momento no están pagando nada por lo consumido, ya que ahorita los gastos están siendo asumidos por el sector de protección y medición, donde hay algunos sectores como el de comunicación que crecen constantemente y no se lleva un control de que esté pagando lo que realmente consume. Es importante mencionar que anteriormente se había planteado una metodología de cobro para resolver esta necesidad pero fue rechazada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Otra importancia es que debido al problema antes mencionado a lo interno del ICE los grupos que se ven beneficiados de los servicios auxiliares de la subestación no se tiene un conocimiento de cuánto es lo que consume cada uno, lo único que se sabe es cuánto es el valor global que distribuye la subestación, por lo que es importante determinar cuánto es lo que realmente está consumiendo cada sector para que cada uno de ellos paguen lo que les corresponde, para que los gastos no sigan siendo asumidos sólo por unos sectores. En la siguiente figura se puede observar que en promedio anualmente por la energía consumida en la Subestación Garita se pagan alrededor de **¢ 27 000 000**.



Instituto Costarricense de Electricidad  
Negocio Distribución y Comercialización  
Historial de Facturas  
del 01/01/2017 al 03/09/2018

Fecha: 03/09/2018  
Hora: 09:07 AM  
Página: 1 de 1  
versión 2.0

@CE+

**FACTURAS**

Agencia: 57 - TURRUCARES

Nise: 6042

Dirección: DIREC. DE DISTRIBUCION OFNA DE SUBESTACI

Servicio: 575278200408

Medidor: 734956

Tarifa: 22 - T-CO

Cliente: 4000042139 - INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

Ciclo: 6

Estado: OCUPADO

Constante: 122.400

| Fecha   | Energía | Demanda | F. Potencia | F. Carga | C/KWH  | Monto Energía | Monto Demanda | Monto Facturado |
|---------|---------|---------|-------------|----------|--------|---------------|---------------|-----------------|
| 08/2018 | 20,686  | 34.52   | 0.00        | 0.76     | 104.36 | 1,437,677.00  | 396,642.74    | 2,158,690.00    |
| 07/2018 | 18,972  | 35.37   | 0.00        | 0.74     | 107.12 | 1,321,285.97  | 407,249.40    | 2,032,215.00    |
| 06/2018 | 20,318  | 38.31   | 0.00        | 0.71     | 107.70 | 1,419,415.48  | 442,465.18    | 2,188,350.00    |
| 05/2018 | 19,951  | 41.00   | 0.00        | 0.68     | 109.92 | 1,393,776.86  | 473,533.60    | 2,193,000.00    |
| 04/2018 | 19,216  | 40.63   | 0.00        | 0.66     | 110.28 | 1,337,203.01  | 467,435.64    | 2,119,200.00    |
| 03/2018 | 19,951  | 49.20   | 0.00        | 0.60     | 114.20 | 1,380,210.18  | 562,716.64    | 2,278,430.00    |
| 02/2018 | 22,766  | 39.78   | 0.00        | 0.75     | 104.90 | 1,574,951.88  | 454,976.99    | 2,388,140.00    |
| 01/2018 | 21,175  | 38.43   | 0.00        | 0.74     | 106.63 | 1,474,032.73  | 442,238.57    | 2,257,985.00    |
| 12/2017 | 20,318  | 35.37   | 0.00        | 0.77     | 106.85 | 1,426,526.78  | 410,468.50    | 2,171,010.00    |
| 11/2017 | 19,461  | 39.78   | 0.00        | 0.68     | 110.83 | 1,366,356.81  | 461,646.50    | 2,156,925.00    |
| 10/2017 | 21,175  | 115.54  | 0.00        | 0.25     | 155.39 | 1,484,918.05  | 1,339,281.68  | 3,290,475.00    |
| 09/2017 | 21,297  | 39.78   | 0.00        | 0.72     | 108.20 | 1,490,790.00  | 460,304.72    | 2,304,420.00    |
| 08/2017 | 20,318  | 34.39   | 0.00        | 0.79     | 105.92 | 1,422,260.00  | 397,935.63    | 2,152,020.00    |
| 07/2017 | 19,094  | 38.43   | 0.00        | 0.71     | 109.51 | 1,332,306.89  | 443,261.84    | 2,091,040.00    |
| 06/2017 | 21,297  | 38.55   | 0.00        | 0.72     | 106.28 | 1,478,224.77  | 442,312.29    | 2,263,485.00    |
| 05/2017 | 20,808  | 39.16   | 0.00        | 0.74     | 107.22 | 1,444,283.28  | 449,311.27    | 2,230,945.00    |
| 04/2017 | 22,032  | 43.08   | 0.00        | 0.67     | 104.87 | 1,480,853.34  | 478,655.61    | 2,310,600.00    |
| 03/2017 | 19,828  | 50.18   | 0.00        | 0.59     | 107.58 | 1,276,724.92  | 534,130.97    | 2,133,105.00    |
| 02/2017 | 21,175  | 40.75   | 0.00        | 0.72     | 100.28 | 1,363,458.25  | 433,755.23    | 2,123,450.00    |
| 01/2017 | 20,196  | 37.08   | 0.00        | 0.76     | 103.44 | 1,356,726.89  | 411,776.07    | 2,089,165.00    |

Figura 2.1. Factura consumo Garita  
Fuente: (ICE, 2018).

Como argumento importante de este proyecto es que servirá de base para poder determinar si el cableado de distribución para los diferentes grupos del ICE es el correcto o se encuentra sobredimensionado, también para verificar si el diseño del banco de baterías de corriente directa que se encuentra en la subestación es el adecuado para suplir la demanda de los beneficiarios, o se debe hacer un nuevo diseño de dicho banco, los calibres del cableado y sus protecciones.

Si este proyecto no se hace, los gatos por la energía distribuida por la subestación se le seguirán cargando sólo a unos cuantos sectores del ICE y no se pagará equitativamente de acuerdo a lo que consume cada uno de los sectores que se ven beneficiados con dichos servicios.

Es importante también mencionar que si en este momento hubiera que cambiar el banco de baterías, el rectificador o algún tablero de distribución ese gasto le corresponde sólo al área de protección y medición cuando realmente el gasto debería ser asumido por todos lo que se ven beneficiados del servicio auxiliar de corriente directa.

Además, como muchas de las protecciones están sobredimensionadas y el consumo en amperios es mucho menor se corre el riesgo de que en un cortocircuito o una falla, las protecciones no puedan entrar ya que las corrientes en amperios son muy pequeñas para la capacidad de la protección lo que hasta podría ocasionar daños en los equipos que estén instalados en esa línea.

Por lo tanto, la situación que se desea llegar es de tener un conocimiento real de cuáles son los beneficiarios de los servicios de la subestación, para saber cuánto es lo que consume cada uno de ellos, y en función de lo que consumen paguen por dicho servicio. Pero, a la vez, determinar si lo que se les va a cobrar es congruente con lo que se hace en otros países y principalmente sea aceptado por el ARESEP.

El resultado final al que se quiere llegar es que haya una metodología de cobro donde cada uno de los sectores que se ven beneficiados por la energía que distribuye la subestación, paguen en función de lo que consumen y que dicha metodología de cobro cumpla con las políticas internas del ICE y los requerimientos del reglamento sectorial de servicios eléctricos en el capítulo 4 “La regulación económica del servicio”, artículo 22 “Principios generales para las solicitudes de reajuste tarifario” del ARESEP.

Algunos de los recursos con que se cuenta para la elaboración de este proyecto es que anteriormente se había realizado un estudio de quienes eran los beneficiarios de los servicios eléctricos que brinda la subestación La Garita, por lo que se tomará de base para actualizar dicha lista, agregando a los consumidores que se hayan incorporado después de que se hizo ese estudio.

Como parte de la investigación se tomará información de lo que se hace en otros países para cobrar dichos servicios, lo que será de gran ayuda para tener una noción más clara de cuáles serían los posibles caminos por recorrer y cuáles serían los caminos en definitiva no llevarían al objetivo del proyecto.

Además se cuenta con el fácil acceso a la página del ARESEP y a su reglamento, lo cual será de gran ayuda a la hora de ir revisar todos los reglamentos para cumplir con los mismos, para que la propuesta que se vaya a proponer este dentro del ámbito y margen legal.

## **2.2. Objetivos**

### **2.2.1. Objetivo General**

Elaborar una metodología de cobro que regule el consumo de los servicios auxiliares brindados por la subestación La Garita a partir de la medición de corriente alterna y directa, donde dicha metodología cumpla con los requerimientos del reglamento sectorial de servicios eléctricos en el capítulo 4, artículo 22 del ARESEP.

### **2.2.2. Objetivos Específicos**

- Realizar un informe de quiénes o cuáles son los clientes reales de los servicios auxiliares de la subestación La Garita para la medición de cuánto es el consumo energético de cada uno de los beneficiarios.
- Efectuar una lista de quién o quiénes se les está cobrando los cargos de conexión para la obtención de una visión de quien está pagando por la energía distribuida que sale de la subestación para que cada uno asuma los cargos por consumo.
- Proponer una metodología de cobro que cumpla con los objetivos anteriores para que cada cliente de los servicios auxiliares de la subestación La Garita pague proporcional a la energía consumida.

### **2.3. Alcance**

Con el presente proyecto se pretende elaborar una metodología para que cada beneficiario de los servicios auxiliares de la subestación eléctrica La Garita del ICE pague de acuerdo a lo que consume, esto ayudará a que el cargo de gasto no sea asumido sólo por unos cuantos, también será de suma importancia para determinar los gastos por mantenimiento y operación de la subestación en cuanto a los servicios auxiliares.

Se quiere plantear esta metodología y llevarla al ARESEP para que en un futuro se pueda implementar no sólo es una subestación sino que se pueda utilizar en todas las subestaciones del país que son 70, para que así haya una mejor distribución de los costos y gastos para los sectores que se ven beneficiados con los servicios auxiliares.

Otros aspectos importantes es que la elaboración de este proyecto servirá como base para que después se pueda identificar si la capacidad del banco de baterías de corriente directa que se encuentra en la subestación es el adecuado de acuerdo al consumo de los beneficiarios y que cumpla con los requerimiento de diseño de suministrar corriente directa por 8 horas, de lo contrario servirá para tomarlo como base de un nuevo diseño con los requerimiento reales de consumo.

## 2.4. Limitaciones

Se podría mencionar que una de las limitaciones serán las políticas administrativas del ARESEP para el cumplimiento del reglamento, ya que cuando se tenga la propuesta existe la posibilidad que el ARESEP la mande a revisión por el no cumplimiento de algún reglamento de los tantos que tiene para el sector de servicios eléctricos, por lo que para evitar que eso sea una limitación se plantea hacer una investigación muy exhaustiva de dichos reglamentos para tratar de cumplir con todos y la propuesta sea aceptada.

Además, otra limitación será que no se tomará en cuenta si el diseño del banco de baterías de la subestaciones es el correcto, así como también los diseños que distribuyen los servicios auxiliares de la subestación.

Cabe la pena mencionar que este proyecto estará basando en la subestación La Garita, y no se tomará en cuenta las demás subestaciones eléctricas que existen en el país.

Otra limitación fue la huelga que se realizó en el país, ya que por motivos de la huelga los altos jefes del ICE pasaron una normativa de no salir con los carros del ICE para ningún lugar, y como las oficinas estaban en la subestación el Coyol y el proyecto se realizaba con los datos de la subestación Garita, por lo que pasaron 22 días de no poder realizar mediciones y demás trabajos que se requerían de dicha subestación.

### **Capítulo 3. Metodología de trabajo**

En este apartado se procederá a explicar cuál será la metodología que se planea llevar a cabo para poder solucionar el problema planteado en este proyecto. Es importante cada uno de los pasos ya que para poder avanzar se necesitará ver resuelto cada pequeño problema anterior para poder llegar a obtener un resultado final que cumpla con todos los parámetros requeridos, por tanto si se avanza sin haber resultado el paso anterior el resultado que se obtenga al final, si se lograra obtener no sería el esperado, por lo que este apartado es de suma importancia porque será el que marque los pasos a seguir para que al final del proyecto se cumpla con el objetivo general planteado en este documento.

El primer paso importante será realizar un estudio bien detallado para poder identificar cada uno de los beneficiarios del negocio de transporte, el negocio de generación, el negocio de distribución, así como también quienes son los entes privados que requieren de los servicios suministrados por la subestación “La Garita”.

Una vez que ya se conozca quiénes son todos los que requieren el servicio eléctrico que brinda la subestación, se procederá hacer un estudio energético tomando como base los últimos meses de consumo que cada uno de los beneficiarios, esto con el fin de poder identificar cuanto es en promedio el consumo por mes de cada uno.

Otro paso de suma importancia es hacer una investigación bien profunda a lo interno del ICE para poder identificar si se está midiendo el consumo real de cada uno de los beneficiarios así como también, saber quiénes son los que se están haciendo cargo en este momento de cubrir con

los gastos que se generan por el consumo, y además los gastos por el mantenimiento de la subestación, esto para poder demostrar que en este momento la mayor parte de los gastos está siendo asumido sólo por unas cuantas áreas del ICE, lo que nos dará paso para ir elaborando una metodología de cobro, para que el pago de los gastos por consumo sea equitativo y congruente con el servicio eléctrico que utiliza cada uno de los beneficiarios, en otras palabras que cada uno pague lo que le corresponde de acuerdo a la energía eléctrica que consumió.

Es importante que la metodología de cobro que se proponga al final sea lo mejor posible, la más óptima y más equivalente para todos los beneficiarios, por lo que otro aspecto muy importante es poder hacer una investigación detallada y minuciosa, de cómo se cobran estos servicios en otras subestaciones o plantas generadoras fuera del país, ya que se sabe que algunos países como Brasil poseen un enorme sistema de generación eléctrica, y muchos otros países a lo largo del planeta tierra, por lo que esta investigación tendrá como objetivo poder identificar como cobran esos servicios afuera del país, para poder tomar bases de cómo elaborar la propuesta de este proyecto o bien sirva para pulir la propuesta que se vaya generando desde los primeros días del inicio del inicio de este proyecto.

El último paso y tal vez sea el más importante, es que la metodología que se proponga cumpla con los requerimiento internos del ICE y el ARESEP, por lo que se tendrá que investigar que normas de deben cumplir según las políticas internas del ICE para que la propuesta sea viable, algunas de esas normas ya están en este documento en la parte del marco teórico, por lo tanto habrá que ir agregando las que hacen falta para que la propuesta cumplas con todas. Otra indagación es en el ARESEP, donde se valora que sea la investigación que tome más tiempo

hacer, ya que para que la propuesta cumpla todo, debe tener en cuenta cada norma, cada capítulo y artículos de los reglamentos que exige el ARESEP.

Una vez que la propuesta cumple con todo lo requerido, se procederá a que la propuesta sea valorada por el asesor de la empresa y el profesor tutor.

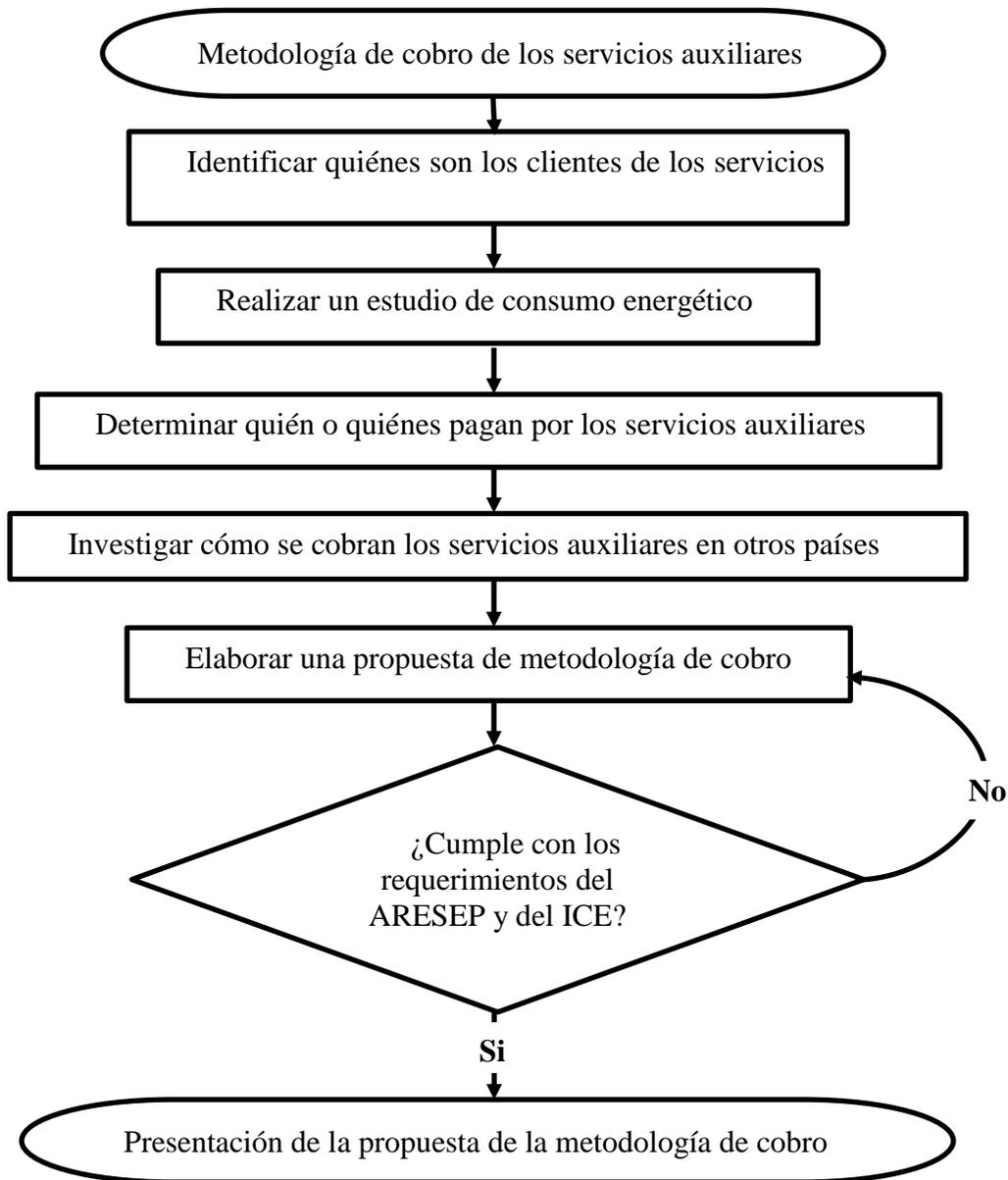


Figura 3.1. Flujo-grama de la metodología a seguir  
Fuente. Elaboración propia

## Capítulo 4. Marco teórico

En el planteamiento de la metodología de cobro, es importante tener en cuenta una variedad de conceptos que ayudan a tener un panorama más claro del problema, de cómo se afectan varios sectores del ICE y como solucionar el problema, esto con el fin de que dichos conceptos ayuden al lector a tener una comprensión más clara acerca del diseño de este proyecto.

### 4.1. Información ICE

Es importante tener claro muchos conceptos acerca de la organización interna del ICE, por lo que a continuación se explicará muchos de esos conceptos, además me mencionara cómo está dividido por sectores el centro comparativo. Cabe la pena señalar que todo lo que se mencionará a continuación es tomado del “Reglamento Corporativo de Organización” del ICE que se encuentra en el sitio web del Grupo ICE.

**Grupo ICE:** Consorcio conformado por el Instituto Costarricense de Electricidad, Radiográfica Costarricense Sociedad Anónima, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz Sociedad Anónima, la Compañía Radiográfica Internacional Costarricense Sociedad Anónima, Cable Visión de Costa Rica Sociedad Anónima, Gestión Cobro Grupo ICE Sociedad Anónima y las demás empresas que el ICE tenga, con participación no menor al 51% del capital accionario (Grupo ICE, 2018).

**Dirección Corporativa:** Dependencia de la organización aprobada en la estructura organizacional, que atiende responsabilidades del Centro Corporativo del Grupo ICE según sea la

materia, y que integra un conjunto de Negocios, Divisiones, Direcciones o Procesos Nivel 1, según corresponda. Depende jerárquicamente de la Presidencia Ejecutiva. Su titular es un director corporativo (Grupo ICE, 2018).

**Negocio:** Dependencia de la organización aprobada en la estructura organizacional de la Dirección Corporativa de Electricidad, que integra un conjunto de Procesos Nivel 1 complementarios entre sí. Su titular es un jefe de Negocio (Grupo ICE, 2018).

La estructura del Centro Corporativo se muestra a continuación:

- a) Consejo Directivo
- b) Secretaría Consejo Directivo
- c) Presidencia Ejecutiva
- d) Dirección Corporativa de Estrategia
- e) Dirección Corporativa Jurídica
- f) Dirección Corporativa de Finanzas
- g) Dirección Corporativa de Electricidad
- h) Dirección Corporativa de Telecomunicaciones

La organización de las Direcciones Corporativas es la siguiente:

- d) Dirección Corporativa de Estrategia (DCE) y sus dependencias:
  - 1. Dirección Gobernanza y Planificación
  - 2. Dirección Innovación y Desarrollo de Negocios
  - 3. Dirección Gestión de Políticas

4. Dirección Comunicación e Identidad Corporativa
  5. Proceso Nivel 1 Gestión de Calidad
  6. Proceso Nivel 1 Centro de Excelencia Grupo ICE
- e) Dirección Corporativa Jurídica (DCJ) y sus dependencias:
1. Dirección Consultoría y Procesos Judiciales
  2. Dirección Contratación Administrativa
  3. Dirección Notariado y Expropiaciones
  4. Dirección Relaciones Regulatorias
  5. Proceso Nivel 1 Avalúos
- f) Dirección Corporativa de Finanzas (DCF)
- g) Dirección Corporativa de Electricidad (DCEL) y sus dependencias:
1. Centro Nacional de Control de Energía
  2. Planificación y Desarrollo Eléctrico
  3. Negocio Distribución y Comercialización
  4. Negocio Generación
  5. Negocio Ingeniería y Construcción
  6. Negocio Transmisión
- h) Dirección Corporativa de Telecomunicaciones (DCT) y sus dependencias:
1. División Innovación y Estrategia de Negocios
  2. División Mercadeo
  3. División Comercial
  4. División Infraestructura

## 5. División Gestión de Red y Mantenimiento

Según el Artículo 14° Responsabilidades de la Dirección Corporativa Electricidad, a dicha Dirección le corresponde lo siguiente (Grupo ICE, 2018):

9. Formular políticas y emitir directrices corporativas en materia de desarrollo, operación, mantenimiento, mercadeo, comercialización y servicio post-venta de soluciones para el Negocio de Electricidad del Grupo ICE considerando el ámbito de actuación de sus distintas empresas.

10. Acatar y asegurar el cumplimiento de las políticas y directrices corporativas.

12. Gestionar los indicadores clave para asegurar que los procesos de desarrollo, operación, mantenimiento, mercadeo y comercialización de los servicios de electricidad del Grupo ICE sean eficientes en términos de ejecución, costos, oportunidad, calidad y servicio al cliente.

15. Establecer acuerdos de nivel de servicio con la Gerencia Servicios Corporativos, dentro de los cuales se incluirán los requerimientos de las empresas, cuando corresponda.

27. Evaluar y controlar la gestión de las dependencias a su cargo y resolver todos los asuntos de su responsabilidad.

Es importante mencionar que se agrega el reglamento de Dirección Corporativa Electricidad ya que en ella se encuentran sus dependencias: Negocio Distribución y Comercialización, Negocio Generación, Negocio Transmisión, en la cuales es donde va enfocado el este proyecto. Además cabe señalar que sólo se agregaron los incisos 9, 10, 12, 15, 27, que son los hacen

referencia para visualizar que el planteamiento de una metodología de cobro a lo interno del ICE para solventar el problema existente, cumple con las políticas internas del ICE y lo que se plantea hacer esta dentro del marco legal.

## **4.2. Medidores**

Un medidor es un dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico, además, existen medidores electromecánicos y electrónicos. Los electromecánicos utilizan bobinados de corriente y de tensión para crear corrientes parásitas en un disco que, bajo la influencia de los campos magnéticos, produce un giro que mueve las agujas del cuadrante. Los contadores electrónicos utilizan convertidores analógico-digitales para hacer la conversión.

### **4.2.1. Medidores de consumo energético (kWh)**

Son los medidores que están instalados en la mayoría de las casas, que cumplen con la función de cuantificar los kW/h que se consumen. Además un medidor de consumo eléctrico no sólo va a decir el consumo actual en un momento determinado, sino también, el consumo semanal, mensual o anual e incluso el precio, si introduce el dato del precio del kilowatts/hora.

Por lo tanto, nos ayudan a controlar el consumo de luz, en algunos casos el medidor de consumo eléctrico es posible conectarlo a un ordenador, sacar datos y gráficos para contrastar la información recogida. Por otro lado, el medidor de consumo eléctrico puede ser individual o total, el primero aportará datos de consumo de un aparato o de varios que estén conectados a un

mismo enchufe (por ejemplo, el ordenador, la pantalla y la impresora). El segundo, aporta datos sobre el consumo total de la vivienda y permite analizar las horas con mayor consumo.



Figura 4.1. Medidor de energía eléctrica  
Fuente: Tomada de Internet

#### 4.2.2. Medidores de ION Access 9610

Son medidores electrónicos de calidad de energía, con capacidad de precisión según normas ANSI C12.20 Class 0.2 y IEC 62053-22 Class 0.2, que se utilizan para monitorear la red eléctrica, subestación y sistemas de control, además con precisión bidireccional de la energía en los cuatro cuadrantes.



Figura 4.2. Medidor de ION Access 7550  
Fuente: Tomada de Internet

### 4.3. Banco de Baterías

Los bancos de baterías estacionarios poseen la capacidad para suministrar potencia en corriente directa a los esquemas de protección, control, señalización y todo lo que requiera de corriente directa a través de centros de carga. Como se muestra en la siguiente figura:

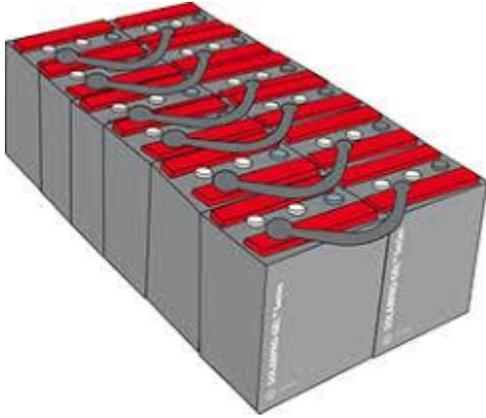


Figura 4.3. Banco de Baterías  
Fuente: Tomada de Internet

Además, se puede decir que un banco de baterías es un conjunto de baterías conectadas en arreglo serie y/o serie/paralelo para lograr la tensión de corriente continua requerida.

#### **4.3.1. Batería**

Dispositivo constituido por celdas electroquímicas que almacena y proporciona energía eléctrica de corriente continua.

Las baterías son un elemento de vital importancia en una subestación. Son la fuente de alimentación de corriente directa permanente para los sistemas de protección, control, señalización y operación de los equipos de desconexión automática. Por tal motivo, en una contingencia por falla u operación anormal de algún componente del sistema eléctrico, la batería y su cargador asociado, representan una condición estratégica para que dicha contingencia pueda ser liberada de manera adecuada. Estrictamente hablando, no es correcto referirse a una batería con el término “banco de baterías”, ya que una batería está formada por celdas. Así entonces, un banco de baterías correspondería a una instalación en la que se tienen dos o más baterías. Sin

embargo, ha sido práctica generalizada el referirse a una batería como un “banco de baterías” y a una celda como una “batería” (Ned Mohan, 2009).

#### **4.3.2. Tipos de baterías**

Las baterías están conformada por un conjunto de celdas; existiendo diferentes tipos de baterías estacionarias. En cuanto a su constitución química, las baterías pueden ser:

- a) Baterías plomo-acido
- b) Baterías alcalinas

##### **4.3.2.1. Baterías plomo acido**

Las baterías plomo-ácido abiertas están formadas por elementos individuales llamados celdas. Así se pueden tener baterías de 120, 60, 24 y 12 celdas, con tensiones respectivas de 250, 125, 48 y 24 VCD. Cada celda tiene una tensión nominal de 2,0 VCD en circuito abierto, en sus postes terminales, independientemente de su capacidad. La capacidad de las celdas, y por lo tanto de la batería, está relacionada con el tamaño y cantidad de las placas, la temperatura, la densidad del electrolito, el período de descarga y la tensión final de descarga. Se denominan baterías abiertas aquellas a las que se les puede agregar y retirar líquido (agua desmineralizada o electrolito), a diferencia de las baterías selladas (que disponen de una válvula de alivio de presión) y las que no se les pueden agregar líquido. Debe tenerse presente que las baterías son “máquinas” electroquímicas y que aunque no produzcan sonidos, no tengan partes móviles y no se aprecien cambios físicos en su interior, como en otras máquinas; en su parte interior siempre se está realizando una reacción química que está modificando la estructura molecular de las placas y del

electrólito, independientemente de que las baterías estén o no conectadas al cargador o a la instalación de corriente directa. Esto ocurre una vez que se ha agregado el electrólito. En las baterías selladas, la reacción química siempre está presente debido a que ya contienen el electrólito en forma de gel u otro estado (Ned Mohan, 2009).

Según su uso, las baterías de plomo ácido se clasifican en según (Peñaranda, 2018):

- a) **Baterías de arranque:** diseñadas especialmente para arrancar los motores de combustión, son utilizadas en automóviles, camiones, motos, tractores, embarcaciones y aeronaves, entre otros. Las baterías de arranque están diseñadas para suministrar gran intensidad de corriente en pocos segundos y resistir profundidades de descarga no mayores del 10-20%.
- b) **Baterías de tracción:** especialmente construidas para suministrar energía a vehículos eléctricos tales como grúas horquillas, trans-paletas y apiladores eléctricos, carros de golf y sillas de rueda. Las baterías de tracción están diseñadas para suministrar cantidades relativamente bajas de corriente por largos períodos de tiempo, soportando un elevado número de ciclos profundos de carga y descarga.
- c) **Baterías estacionarias o de reserva:** diseñadas para aplicaciones en sistemas de alarma de incendios, alumbrado de emergencia, sistemas de alimentación ininterrumpida (o UPS) y telecomunicaciones, entre otros. Las baterías estacionarias están constantemente siendo cargadas (carga de flotación) para compensar la pérdida de capacidad debido a la auto descarga, y están construidas para resistir descargas profundas esporádicas.

Según la tecnología de fabricación empleada, se distinguen según (Peñaranda, 2018):

- a) **Batería abierta o ventilada:** Las baterías abiertas son las más convencionales y se caracterizan por tener orificios de acceso a su interior con tapones removibles, los cuales permiten la verificación del nivel y gravedad específica del electrolito, la eventual reposición del agua perdida, y que los gases producidos en su interior pueden escapar a la atmósfera. Invariablemente, el electrolito en estas baterías se encuentra en estado líquido. Las baterías abiertas, dependiendo del fabricante, pueden suministrarse en las siguientes condiciones: cargadas y llenas con electrolito o cargadas y secas (sin electrolito). Las baterías abiertas de plomo calcio son clasificadas como “libre mantenimiento” y las de plomo selenio como “bajo mantenimiento”.
- b) **Batería sellada o regulada por válvula (VRLA):** Batería en la que el escape de los gases producidos por la electrólisis del electrolito es controlado automáticamente por una válvula sensitiva a la presión. Las baterías selladas emplean placas de plomo calcio y son de “libre mantenimiento” (SMF) o “sin mantenimiento”. Según el estado en que se encuentre el electrolito, las baterías selladas se clasifican en: baterías de gel y baterías de electrolito absorbido (o AGM). Las baterías de recombinación (de gel o AGM) son aquellas donde, mediante un proceso electroquímico, el oxígeno y el hidrógeno producidos internamente vuelven a combinarse formando agua para reincorporarse de nuevo a su celda; la recombinación tiene típicamente una eficiencia del 99%, luego casi no hay pérdida de agua. Las baterías selladas ofrecen algunas ventajas técnicas sobre las abiertas, tales como la ausencia de fugas de electrolito,

mínima emisión de gases, nula posibilidad de contaminación del electrolito y bajos requerimientos de mantenimiento. Sin embargo, también presentan limitaciones tales como un menor número de ciclos, la imposibilidad de reponer el agua perdida por exceso de sobrecarga, la imposibilidad de verificar en forma confiable su estado de carga, y en algunos casos su mayor sensibilidad a la temperatura de operación.

#### **4.3.2.2. Baterías Alcalinas**

Este tipo de baterías presenta el inconveniente del precio. El electrolito que utilizan es un alcalino. Tienen un bajo coeficiente de auto descarga, la carga ronda el 80%. Las celdas tienen un voltaje de 1,2 V. Tienen un buen rendimiento con temperaturas extremas. La descarga que admiten está sobre el 90% de su capacidad nominal (Peñaranda, 2018).

#### **4.4. Tableros Eléctricos**

Los tableros son equipos eléctricos, cajas o gabinetes que concentran dispositivos de conexión, barras de distribución, elementos de protección, señalización, comando y eventualmente, instrumentos de medida, alarma y de maniobra o comando, con sus cubiertas y soportes correspondientes, para cumplir una función específica dentro de un sistema eléctrico desde los cuales se puede proteger y operar toda la instalación o parte de ella. La cantidad de tableros que sea necesario se determina con la finalidad de salvaguardar la seguridad, y tratando de obtener la mejor funcionalidad en la operación de la plataforma.

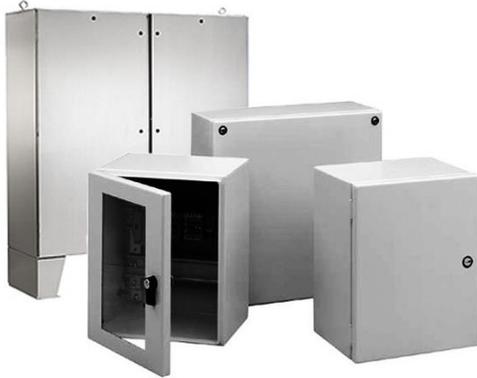


Figura 4.4. Tablero eléctrico  
Fuente: Tomada de Internet

#### **4.5. Protecciones Termo magnéticas para DC**

Un magneto de corriente continua, es un sistema de protección, que es capaz de detener el paso de corriente cuando la misma sobrepasa el rango de corte del mismo magneto, se utilizan para proteger los motores o cualquier otra máquina u equipo eléctrico contra las sobrecargas débiles y prolongadas. Algunas de las importancias son:

- a) Optimizar la durabilidad de los motores, impidiendo que funcionen en condiciones de calentamiento anómalas.
- b) La continuidad de explotación de las máquinas o las instalaciones evitando paradas imprevistas.
- c) Volver a arrancar después de un disparo con la mayor rapidez y las mejores condiciones de seguridad posibles para los equipos y las personas.

#### 4.6. Fluke 336

Es un multímetro que posee un gancho con el que se pueden medir el flujo eléctrico, sin necesidad de desconectar el sistema. Este puede medir corriente alterna y directa, tensiones y resistencia, además puede almacenar los valores picos.



Figura 4.5. Medidor Fluke 336  
Fuente: Tomada de Internet

#### 4.7. SIPROTEC 6MD613

Es un dispositivo de unidad de control y protección para los sistemas presentes en la subestación. Este posee un sistema de alarmas y eventos, es utilizado para saber si hay algún inconveniente en un equipo o cuando un equipo está en funcionamiento. Además, tiene múltiples entradas para determinar diferentes problemas ya sea por voltaje o corriente.

El SIPROTEC 6MD613 permite de una manera simple y fácil mejorar el número de entradas y salidas binarias en el equipo de distribución. Se puede usar directamente en la bahía junto con

otras unidades SIPROTEC4 y también junto con SICAM PAS para servir como una conexión de proceso central.

En la subestación Garita el dispositivo SIPROTEC 6MD613 es monitoreado y programado con el Digsig 4.



Figura 4.6. SIPROTEC 6MD613  
Fuente: Tomada de Internet

#### **4.8. CompactRIO**

Es un controlador con un procesador y un FPGA programable por el usuario se llena con uno o más módulos de E / S acondicionados de NI o proveedores de terceros. Estos módulos proporcionan conectividad de sensor directo y funciones especiales. CompactRIO está disponible tanto en un formato industrial robusto como en un diseño a nivel de placa (National Instruments, 2018).

El controlador de automatización programable CompactRIO de National Instruments es un sistema avanzado y embebido de control y adquisición de datos diseñado para aplicaciones que

requieren alto rendimiento y fiabilidad. Con la arquitectura abierta y embebida, tamaño pequeño, extrema robustez y flexibilidad del sistema, los ingenieros y desarrolladores pueden usar hardware comercial común para construir rápidamente sistemas embebidos personalizados. NI CompactRIO es impulsado por las tecnologías LabVIEW FPGA y LabVIEW Real-Time de National Instruments, ofreciendo a los ingenieros la habilidad para diseñar, programar y personalizar el sistema embebido CompactRIO con herramientas de programación gráfica fáciles de usar. CompactRIO combina un procesador embebido en tiempo real, un FPGA de alto rendimiento y módulos de E/S intercambiables en vivo. Cada módulo de E/S se conecta directamente al FPGA, proporcionando personalización de bajo nivel para temporización y procesamiento de señales de E/S. El FPGA es conectado al procesador embebido en tiempo real vía un bus PCI de alta velocidad. Esto representa una arquitectura de bajo costo con acceso abierto a recursos de hardware de bajo nivel. LabVIEW contiene mecanismos integrados para transferencia de datos para pasar datos desde los módulos de E/S al FPGA y también desde el FPGA al procesador embebido para análisis en tiempo real, procesamiento posterior, registro de datos o comunicación a un servidor conectado en red (National Instruments, 2018).

#### **4.9. Digsis 4**

El programa operativo de PC DIGSI 4 es la interfaz de usuario para los dispositivos SIPROTEC. Está diseñado con una interfaz de usuario moderna e intuitiva. Con DIGSI 4, los dispositivos SIPROTEC se configuran y evalúan, es el programa a medida para sistemas industriales y de distribución de energía (Siemens, 2018).

#### **4.10. Subestación Eléctrica**

Una subestación eléctrica es una instalación, o conjunto de dispositivos eléctricos, que forma parte de un sistema eléctrico de potencia. Su principal función es la producción, conversión, transformación, regulación, repartición y distribución de la energía eléctrica. La subestación debe modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para que la energía eléctrica pueda ser transportada y distribuida. El transformador es el equipo principal de una subestación.

Además en la página del ICE dice que una subestación: Es una instalación en donde un conjunto de dispositivos especiales permiten transformar, distribuir, medir y controlar la energía eléctrica recibida a través de una o más líneas de transmisión (ICE, 2018).

Del curso de Sistemas Eléctricos de Potencia impartido en el Tecnológico de Costa Rica se menciona que una subestación es: Un conjunto de equipos, que tiene el propósito de desconectar, cambiar o regular el voltaje, es decir, que en cualquier lugar de un Sistema Eléctrico, en donde se tengan localizados transformadores e interruptores, se tendrá una subestación. Dentro de una Subestación Eléctrica podemos apreciar componentes que son de gran importancia y valor imprescindible dentro de la misma como lo son: Cuchillas de cierre, transformadores de instrumentos, transformadores de potencia, barras, recloser, malla de tierra, pararrayos, aisladores, reactores, entre otros (Gómez, 2017).

## **4.11. Tipos de subestaciones**

### **4.11.1. Subestaciones eléctricas elevadoras**

Se trata de un tipo de subestación encargada de elevar la tensión de media a alta o muy alta que entregan los generadores de electricidad, para facilitar la transmisión y la interconexión que se hace con el sistema nacional.

Además (Gómez, 2017) menciona que: Normalmente se usan en las Centrales Eléctricas; debido a que el voltaje de generación se encuentra limitado, por razones de aislamiento eléctrico en las máquinas rotatorias y se requiere elevarlo a niveles de transmisión, para poder transportar grandes volúmenes de energía, a distancias considerables.

### **4.11.2. Subestaciones eléctricas reductoras**

Estas subestaciones son las que reciben la tensión de la transmisión, que ha sido elevada por la anterior y la reducen a un nivel, que permite entregar el servicio al sistema de distribución, industrial o residencial según el caso, se manejan diferentes niveles de tensión.

Otra definición de (Gómez, 2017) menciona que: Tienen la función de reducir los voltajes de transmisión, a niveles de Distribución o de utilización, según sea el caso.

### **4.11.3. Subestaciones eléctricas de interconexión**

Aseguran la unión entre las diferentes líneas de transporte a muy alta tensión. De manera directa si estas líneas tienen la misma tensión de servicio, el mismo sistema de interconexión las

hace necesarias para tener flexibilidad y confiabilidad en el servicio, permite ejecutar maniobras de conexión y de apertura de circuitos según las necesidades que requiera el servicio.

#### **4.12. Lámparas**

Una lámpara es un aparato que actúa como soporte de una o más luces artificiales. Puede tratarse de un objeto colgante o sostenido sobre una base o un pie.

#### **4.13. Tipos de Lámparas**

##### **4.13.1. Lámparas LED**

Las lámparas LED (Diodo Emisor de Luz, por sus siglas en inglés), que se refiere a la luz emitida a través de diodos. Los diodos son unos cuerpos semiconductores que al recibir electricidad de muy baja densidad, emite una luz de forma eficiente y duradera. Además se dice que debido a que la luz capaz de emitir un led no es muy intensa, para alcanzar la intensidad luminosa similar a las otras lámparas existentes como las incandescentes o las fluorescentes compactas las lámparas led están compuestas por agrupaciones de ledes, en mayor o menor número, según la intensidad luminosa deseada. Actualmente las lámparas de led se pueden usar para cualquier aplicación comercial, desde el alumbrado decorativo hasta el de viales y jardines, presentado ciertas ventajas, entre las que destacan su considerable ahorro energético, arranque instantáneo, aguante a los encendidos y apagados continuos y su mayor vida útil, pero también con ciertos inconvenientes como su elevado costo inicial.



Figura 4.7. Lámpara LED  
Fuente: Tomada de Internet

#### **4.13.2. Lámparas HID**

Las lámparas HID (Alta Intensidad de Descarga, por sus siglas en inglés) son un tipo de lámpara por la cual una descarga eléctrica en el bulbo de una lámpara. En ella, el gas es sobre todo xenón entre dos electrodos de tungsteno separados entre sí, en la cual se produce un arco eléctrico debido a que el cristal del bulbo está formado por cuarzo o alúmina y esta combinación de gas xenón y sales de metal inicia gracias a un balastro que activa el encendido del arco evaporando dichas sales y formando un plasma el cual incrementa notablemente la intensidad luminosa. Además han sido utilizadas desde hace muchos años para iluminar vialidades, parques, fachadas de edificios, naves industriales y cualquier tipo de iluminación exterior e interior.



Figura 4.8. Lámpara HID  
Fuente: Tomada de Internet

### **4.13.3. Lámparas U-HID**

Las lámparas U-HID (Ultra Alta Intensidad de Descarga, por sus siglas en inglés) es la combinación de las tecnologías de plasma y HID antes mencionada. Estas lámparas producen un haz de luz debido a la formación de un arco eléctrico en el gas de plasma. El tubo que contiene el arco eléctrico está hecho de una esfera de cuarzo o cerámica transparente, dicha esfera contiene una pastilla especial y gas de alta presión inactivo, los átomos exteriores a la pastilla electrónica producen fotones durante la formación de plasma en la esfera. Al iniciarse el proceso se puede notar un color azul en las puntas del cristal interior que es característico de esta tecnología.



Figura 4.9. Bombilla U-HID  
Fuente: Tomada de Internet

#### **4.14. Ventiladores de Enfriamiento de Transformadores**

La carga que lleva un transformador sin daño por calor se puede aumentar mediante el uso de un sistema de refrigeración adecuado. Esto es debido al hecho de que la capacidad de carga de un transformador está parcialmente decidida por su capacidad para disipar el calor. Si la temperatura del punto caliente bobinado alcanza niveles críticos, el exceso de calor puede causar el transformador falle prematuramente mediante la aceleración del proceso de envejecimiento del aislamiento del transformador. Un sistema de enfriamiento aumenta la capacidad de carga de un transformador mediante la mejora de su capacidad para disipar el calor generado por la corriente eléctrica. En otras palabras, los buenos sistemas de refrigeración permiten un transformador para llevar más de una carga de lo que de otro modo podría sin alcanzar temperaturas críticas punto caliente. Uno de los tipos más comunes de equipos de enfriamiento del transformador es ventiladores auxiliares. Estos pueden ser usados para mantener los tubos del radiador fresco, lo que aumenta la vida útil del transformador.

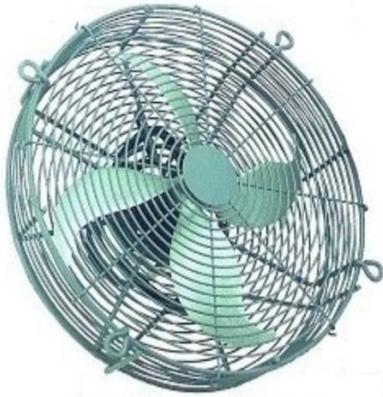


Figura 4.10. Ventilador de transformador  
Fuente: Tomada de Internet

#### **4.15. Calefacciones**

Las calefacciones son un método o sistema mediante el cual se aporta calor a alguien o algo con el fin de mantener o elevar su temperatura. Se emplean para garantizar una temperatura mínima y homogénea o para prevenir la formación de condensación. Construida sobre un cuerpo de aluminio por lo general, en forma de disipador, concebido para optimizar el intercambio térmico por convección natural.

En la subestación se utilizan las calefacciones para la eliminación de la humedad que se genera dentro de los gabinetes de control que se encuentran en el exterior de la subestación.

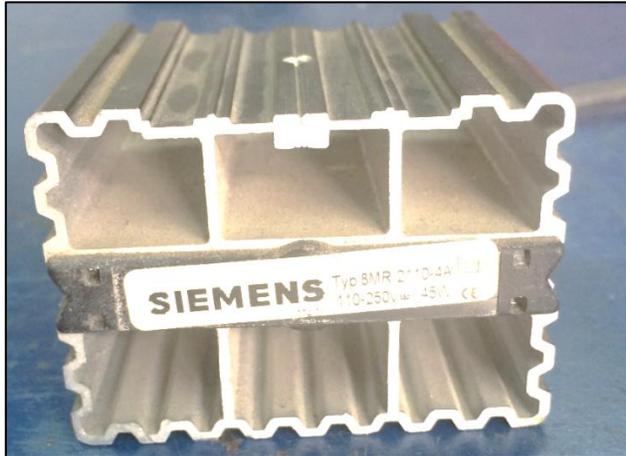


Figura 4.11. Calefacción eléctrica  
Fuente: Tomada de Internet

#### 4.16. Aires Acondicionados

El aire acondicionado o acondicionamiento de aire, es un proceso que consiste en un cierto tratamiento del aire de un lugar cerrado para generar una atmósfera agradable para quienes se encuentran en dicho espacio. Incrementar o reducir la temperatura y el nivel de humedad del aire suelen ser los objetivos más habituales, aunque el proceso también puede implicar una renovación o filtración del aire.

Es uno de los aparatos eléctricos más utilizados en la actualidad, principalmente, en el verano por la sencilla razón que ayuda efectivamente a enfriar el aire que utilizamos ya sea en la oficina o en el hogar. Un aire acondicionado es aquel electrodoméstico que procesa el aire ambiente, enfriándolo, limpiándolo y controlando de manera simultánea la humedad del mismo al momento de salir. El aire acondicionado, puede ser considerado como refrigeración puntual del hogar u oficina, ya que hay otro tipo de refrigeración la cual se considera industrial, ya que esta sirve para

refrigerar grandes extensiones como los frigoríficos industriales, los cuales se asocian con cámaras de manutención de productos comestibles como: frutas, lácteos entre otros.

#### **4.17. Red de distribución de energía eléctrica**

Es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente).

Es un conjunto de cables eléctricos, más delgados que los usados en líneas de transmisión, que transportan la energía eléctrica desde una subestación eléctrica hasta un conjunto de consumidores. Estos cables se soportan de postes cuya altura es menor que las estructuras de una línea de transmisión, debido a que se trasiega menor cantidad de energía a un voltaje menor (ICE, 2018).

#### **4.18. Líneas de transmisión eléctrica**

Una línea de transmisión eléctrica es un conjunto de conductores o cables que transmiten bloques de energía desde un centro de producción hasta un centro de consumo. Los conductores se soportan en altas estructuras (torres o postes) que las separan la distancia necesaria con respecto a la tierra, los edificios y cualquier otro objeto. La altura de estas estructuras garantiza que el flujo de electricidad a través de los conductores sea continuo y asegura que no se producirá interferencia con ningún otro elemento presente en el medio (ICE, 2018).

## **4.19. Términos económicos**

### **4.19.1. Metodología**

El término metodología se define como el grupo de mecanismos o procedimientos racionales, empleados para el logro de un objetivo, o serie de objetivos.

### **4.19.2. Cobro**

Se denomina cobro al dinero que percibimos por el pago de una deuda, por la prestación de un servicio o por la venta de un bien. En el ámbito empresarial, se refiere a cualquier entrada de dinero que se produzca en la tesorería de una empresa.

## **4.20. NAP of the Americas**

Es un centro de datos masivo ubicado en Miami operado por Equinix, la instalación alberga 160 operadores de red y es una vía para el tráfico de datos desde el Caribe y América del Sur y Central a más de 148 países.

El NAP de las Américas se construyó a 32 pies sobre el nivel del mar y está diseñado para soportar vientos de nivel de huracán de categoría 5. Sirve como un relevo para el Servicio de Telecomunicaciones Diplomático del Departamento de Estado de los Estados Unidos.

## **4.21. ARESEP**

Los siguientes términos están recompilados de (ARESEP, 2018).

**Abonado:** Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

**Autoridad Reguladora:** Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

**Calidad de la energía:** Se refiere a las características técnicas (físicas) con que la energía eléctrica se entrega a los abonados o usuarios en función de sus requerimientos e involucra la continuidad con que ésta se ofrece.

**Calidad en la prestación del servicio:** Medida de la satisfacción de los abonados y usuarios del servicio eléctrico, en relación con los aspectos de disponibilidad, comercialización y servicios en general, que se asocian directamente con el suministro de energía eléctrica.

**Concesión:** Es la autorización que el Estado otorga a los particulares, para operar, explotar suministrar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica, estableciéndose el ámbito de competencia del prestador.

**Confiabilidad:** Es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a un área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (salida de líneas de transporte, subestaciones, centrales eléctricas, etc.).

**Estabilidad:** Es la capacidad de un sistema eléctrico, de permanecer en operación ante la presencia de fallas o cambio topológicos, sean éstos instantáneos o permanentes y alcanzar un estado de equilibrio, de manera rápida y segura, sin alterar las condiciones en el suministro eléctrico.

**Red eléctrica:** El conjunto de dispositivos, en un sistema de potencia, mediante el cual se distribuye la energía eléctrica a los abonados o usuarios, con las características técnicas apropiadas para su utilización.

**Servicio eléctrico:** Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.

En el capítulo 4 “La regulación económica del servicio”, del reglamento sectorial de servicios eléctricos según (ARESEP, 2018) menciona lo siguiente:

**Artículo 22. Principios generales para las solicitudes de reajuste tarifario.** Las tarifas tendrán como propósito la recuperación de los gastos propios de operación, los asociados a la reposición, el mantenimiento y una rentabilidad razonable para la industria eléctrica; además deben permitir la obtención de los recursos necesarios para utilizar las tecnologías que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad del mismo (ARESEP, 2018).

**Artículo 26. De las tarifas para el servicio de generación.** La tarifa de generación para venta a las empresas distribuidoras y a abonados que estén servidos en alta tensión, se definirá por los principios generales establecidos en el artículo 22 de este reglamento. Los costos de generación reconocidos por la compra de electricidad en bloque a las empresas distribuidoras, se establecerán con base en las tarifas vigentes que existen para ese mismo caso, de manera que no sobrepase otras opciones más económicas con que puede contar la empresa distribuidora (ARESEP, 2018).

**Artículo 27. De las tarifas para el servicio de transmisión.** Las tarifas para transmisión deben distinguir cargos asociados por la conexión a la red de transmisión y por los servicios de transmisión de energía por la red. Los cargos por concepto de acceso, disponibilidad y uso de las redes de transmisión cubrirán los gastos de administración, reposición normal de los activos, operación, mantenimiento, pérdidas eléctricas, necesarios para atender el servicio en condiciones adecuadas de calidad y una rentabilidad razonable. Estos cargos se calcularán de conformidad con la metodología tarifaria que apruebe la Autoridad Reguladora de acuerdo con el orden y procedimientos que se establezcan en la Ley N° 7593 y en este reglamento (ARESEP, 2018).

**Artículo 28. De las tarifas para el servicio de distribución y comercialización.** Las tarifas por los servicios suministrados por una empresa de distribución y comercialización, en su zona de concesión, se calcularán de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de este reglamento. Estas serán aprobadas por la Autoridad Reguladora de acuerdo con los procedimientos establecidos en la Ley N° 7593 (ARESEP, 2018).

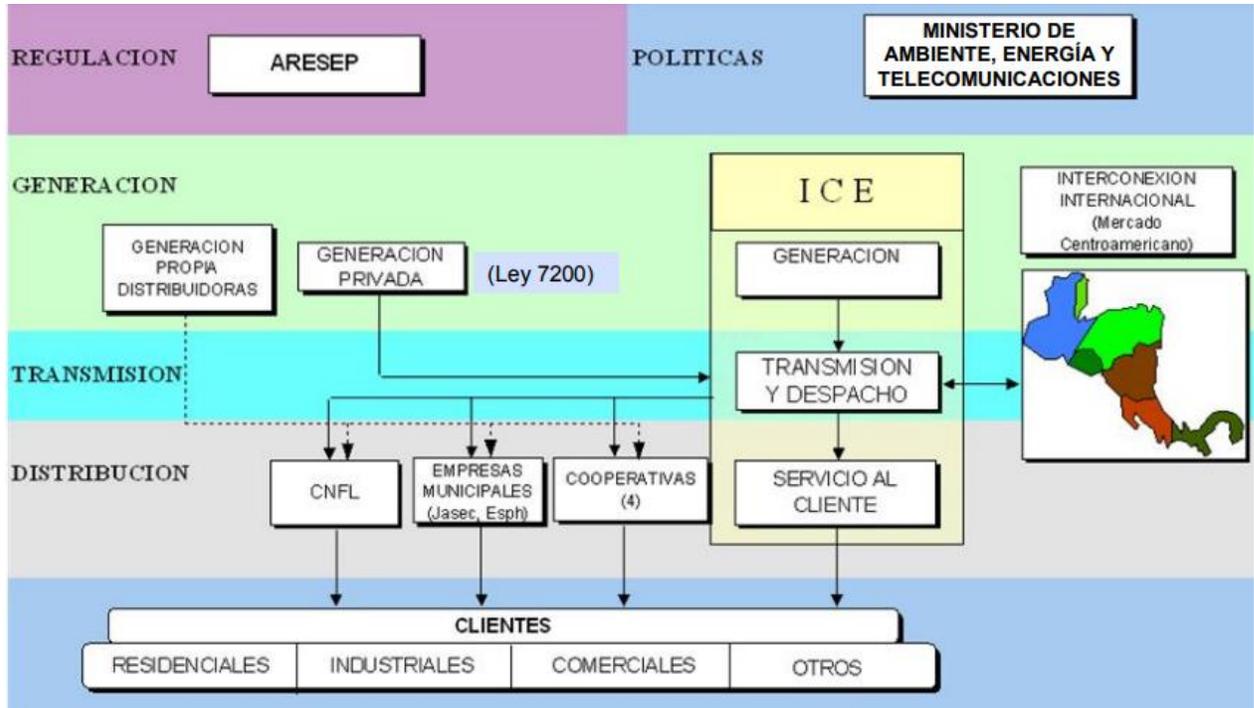


Figura 4.12. Marco institucional sector eléctrico  
Fuente: (ICE, 2018).

## Capítulo 5. Planteamiento de la Solución

Para poder realizar la metodología que más se apegara con los objetivos del proyecto y fuera lo más proporcional de acuerdo con lo que consume cada uno de los beneficiarios, se procedió a plantear varias soluciones para ver cuál sería la solución más favorable para poder cumplir con los objetivos del proyecto.

Es importante mencionar que para todas las posibles soluciones, se decidió que lo mejor para darle solución a la metodología fue dividir los servicios auxiliares que brinda la subestación en dos, que son servicios auxiliares de corriente directa y servicios auxiliares de corriente alterna. Por lo cual es importante primero mencionar que equipos o donde se utilizan estos servicios dentro de la subestación.

- a) **Servicios auxiliares de corriente directa:** Estos se usan para alimentar todos los tableros de control y protección de la subestación y bancos de baterías.
- b) **Servicios auxiliares de corriente alterna:** Estos servicios se utilizan para el consumo de transformadores, autotransformadores, iluminación perimetral, iluminación de emergencia, iluminación de los bunker, aires acondicionados de los bunker, ventiladores de banco de baterías, ventiladores para el enfriamiento de transformadores, las calefacciones para los gabinetes de control y la alimentación del rectificador.

Por lo que el primer paso fue hacer una identificación de cuáles equipos son los que están consumiendo energía eléctrica dentro de la subestación y están siendo cargados al medidor

#734956 del ICE, el paso siguiente fue hacer la división de cuáles de estos equipos que se identificaron, se alimentan de corriente directa y cuáles de corriente alterna, donde dicha división se mencionó anteriormente.

Como tercer paso, ya que se tenía la división de cuáles equipos eran los que consumían y se sabía con qué tipo de corriente se alimentaba, se procedió a la identificación para saber a qué negocios y/o áreas pertenecía cada equipo así como su consumo, ya que se presentó casos como que el equipo le pertenecía a un negocio, pero del consumo de dicho equipo se veían beneficiados otros negocios y/o áreas, un ejemplo de ello es la energía consumida por el rectificador que le corresponde al área de corriente directa, pero de la energía rectificada (AC/DC) se ven beneficiados otros negocios y áreas para poder alimentar sus tableros de protección, control y medición, en la figura 5.1 se tendrá una mejor visualización de lo mencionado anteriormente para entender lo citado.

Después se tomó sólo los servicios auxiliares de corriente directa para hacer un estudio más profundo, para cumplir con los objetivos planteado en el proyecto. Pero de este paso en adelante fue donde se observó que había varios caminos para llegar a la solución por lo que a continuación se procederá a explicar cuáles fueron dichos caminos que existían y más adelante se mencionara cual fue el que se escogió para llevar a cabo la metodología.

Cabe mencionar que para los servicios auxiliares de corriente alterna, siempre se manejó un solo camino, por lo cual sólo se mencionará más adelante, cuál fue el camino escogido.

## 5.1. Posibles Soluciones

Antes de mencionar los posibles caminos que existían para solucionar el problema, es importante tener claro cuál era el panorama inicial con el que se encontraba la subestación Garita con respecto a la parte de corriente directa, la cual se ilustra a continuación.

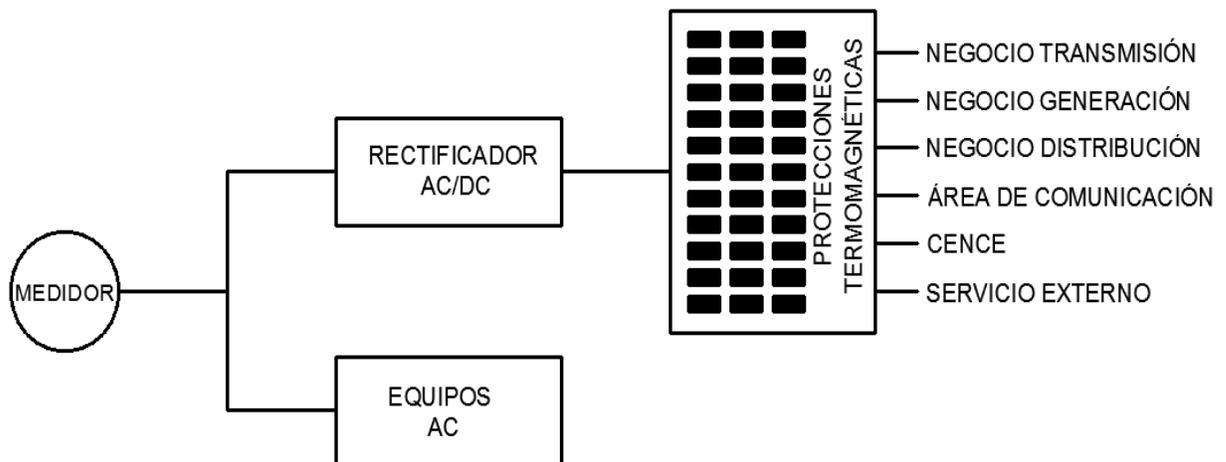


Figura 5.1. Diagrama de servicio de corriente directa  
Fuente: Elaboración propia

Una de los primeros caminos planteados antes de empezar el proyecto y no tener buen conocimiento de todos los factores que afectaban la metodología, era instalar medidores para poder determinar el consumo energético de cada negocio y área.

La otra solución era elaborar una metodología de cobro basada en la disponibilidad eléctrica, esto quiere decir que dependiendo de lo que el beneficiario ocupe así solicitará la cantidad de amperios que necesite para sus equipos y el que brinda el servicio tiene que suministrarle la cantidad solicitada constante, en otras palabras los amperios solicitados tienen que estar

disponibles siempre y en todo momento, aunque el beneficiario no los esté consumiendo debe existir dicha disponibilidad.

Al cobrar por disponibilidad cada negocio y/o área está en la obligación de solicitar la cantidad de disponibilidad (Amperios) que necesite para cada protección termo-magnética donde además el calibre del cableado se colocará en función de dicha protección. Pero además, esta propuesta incluye los costos por vida útil de los equipos, ya que como se mencionó anteriormente los costos de estos equipos, los costos operativos y los costos por mantenimiento no están siendo asumidos por todos los beneficiarios como realmente debería ser.

## **5.2. Solución escogida**

Cuando se analizaron detalladamente las dos posibles soluciones y se valoraron, se escogió la segunda propuesta ya que esta cumple con todos los objetivos planteados en el proyecto y además abarca un mayor entorno de los gatos que en la actualidad no se están pagando de acuerdo al consumo de los demás negocios y/o áreas que se ven beneficiados de los servicios auxiliares.

Además detallando más las posibles soluciones, la primera tiene un gran inconveniente y es que al poner medidores para cada protección termo-magnética se tendría que hacer una sala de control sólo para tener los medidores ya que por tablero existe alrededor de 20 o hasta más protecciones, y sabiendo que para el lado de 138 kV y el lado de 230 kV existen dos tableros para cada sala, lo que daría como resultado más de 80 medidores por lo cual la teoría de otra sala solo para medidores no es errónea, y al tener otra sala lo que va generar será más gasto de dinero para

poder construir otra sala y los demás gastos que lleva consigo dicha construcción, esto sin agregar los gastos por compra de medidores y sin tomar en cuenta que en algunas de las subestaciones ya no hay casi espacio para hacer la construcción de una sala.

### **5.3. Metodología para la Solución**

Una vez que ya se tenía cuál era el camino a seguir para elaborar la metodología, se procedió a detallar el paso a paso que se siguió para el desarrollo de la misma, cabe mencionar que anteriormente se mencionó brevemente algunos de los primeros pasos, pero a continuación se explicará detalladamente como se fue solucionando cada problema que se presentó en el camino.

Como se mencionó en los párrafos arriba primero se desarrolló la metodología para lo que fue los servicios auxiliares de corriente directa, donde se empezó identificando que se alimenta un rectificador con corriente alterna para producir corriente directa, dicha corriente se utiliza para la alimentación de las protecciones termo-magnéticas que se encuentran en los búnker (salas de control) en las subestaciones, cuyos equipos tienen la función de control, medición y protección de toda la subestación por lo que alimentar estos equipos es de suma importancia ya que si un equipo de estos falla cabe la posibilidad de tener un apagón de alguna región y si es algo grave hasta puede ser un apagón nacional, por lo cual como se dijo es de suma importancia tener alimentados estos equipos, por lo que el rectificador también alimenta un banco de baterías que entrara a funcionar en caso de que exista una emergencia.

Una vez sabiendo que la corriente directa se utiliza para alimentar el banco de baterías y las protecciones, se procedió a la identificar a quién le pertenecía cada protección, anteriormente, se

habían rotulado y enumerado cada protección lo que hizo más fácil de identificación para saber a qué negocio y/o área le correspondía cada protección, una vez que realizo dicha identificación, se procedió a realizar una lista con todas las protecciones dividiéndolas primero por bunker, sabiendo que esta el bunker del lado de 138 kV y el bunker del lado de 230 kV, después se volvió a dividir pero esta vez por negocio y/o área.

El siguiente paso ya que se tenía todo identificado fue realizar la medición de consumo que cada uno de las protecciones termo-magnéticas, con esto ya se sabe que numero de protección le pertenece a cada negocio y/o área, cuanto consume y en que bunker se encuentra.

Una vez que se tenía el listado anterior, se hizo un levantamiento de todos los equipos que se necesitaban para suministrar el servicio auxiliar de corriente directa, dando como resultados que dichos equipos son los rectificadores, el banco de baterías, los tableros, el cableado y las protecciones termo-magnéticas. Una vez se tenía la lista de estos equipos se procedió a realizar cotizaciones y/o buscar facturas de compras antiguas para poder realizar un estudio del gasto que tenía que asumir el negocio de transmisión por la comprar de estos equipos.

Al tener ya lista de precios para cada equipo y sabiendo cuántos de ellos se ocupaban por bunker, se procedió a realizar ya la metodología donde se iba a incluir el costo por ciclo de vida de los equipos (costos de inversión, costos operativos y costos por mantenimiento), así como también los costos por disponibilidad que me menciono anteriormente, por lo que se generó una hoja de cálculo en Excel esto con el fin de que se puedan modificar entradas esto dependiendo de la subestación que se desee hacer el estudio, es importante mencionar que para el fin de este proyecto se analizó solo la subestación Garita, pero se quiere llevar a las demás subestaciones

para que cada negocio y/o área empiece a pagar por lo que consume en cuanto a servicios auxiliares se refiere.

La hoja de cálculo de Excel contiene todo el estudio del ciclo de vida para los siguientes equipos los rectificadores, el banco de baterías, los tableros, el cableado, y las protecciones, además la hoja de cálculo contiene la disponibilidad que suministrada a cada negocio y área.

Para el caso de la disponibilidad se encontró con un inconveniente y es que para cobrar por disponibilidad había que revisar si el reglamento interno del ICE permite dicho cobro, lo que investigando se encontró que el ICE paga a entes internacionales por disponibilidad eléctrica en el sector de telecomunicaciones, esto se puede encontrar en el documento “Oferta de Interconexión de Referencia del ICE” que consta de 386 páginas donde se mencionan precios por Co-ubicación de la OIR, dicho documento fue suministrado por Innovación y Estrategia del Negocio, además es importante mencionar que el ICE paga al NAP de la Américas por disponibilidad en dicho centro, lo que implica que si hay jurisprudencia que respalde, lo que nos dice que sí se pueden y son legales los cobros por disponibilidad.

Además, otro inconveniente con el cobro por disponibilidad fue darle un precio a cada amperio por disponibilidad, para lo que se le solicito ayuda algunos entes internos del ICE ya que tuvieron experiencia en este tema, lo que llevo a realizar reuniones con personas de División Corporativa de Tecnologías de Información, también con los compañeros de Definición en la parte financiera del precio y Definición de Aspectos Técnicos, que con su experiencia ayudaron para darle un precio a cada amperio por disponibilidad. Después de haber tenido la reunión ellos

hicieron algunas recomendaciones y a su vez se hizo un trabajo de investigación y medición que termino con definir el precio por cada amperio de corriente directa.

El resultado final que se obtiene incluyendo todas las variables antes mencionada es la cantidad que debería pagar por mes cada negocio y área que se beneficia de los servicios auxiliares de corriente directa de la subestación Garita.

Después de elaborar la metodología para los servicios auxiliares de corriente directa se procedió a elaborar la metodología de cobro para los servicios auxiliares de corriente alterna, donde explicara a continuación cual fue el procedimiento para desarrollarla.

El primer paso que se hizo para dicha metodología fue hacer un levantamiento de todos los equipos de la subestación Garita que consumen corriente alterna para el caso de los servicios auxiliares, los cuales son el transformadores, autotransformadores, iluminación perimetral, iluminación de emergencia, iluminación de los bunker, aires acondicionados de los bunker, ventiladores de banco de baterías, ventiladores para el enfriamiento de transformadores, las calefacciones para los gabinetes de control y la alimentación del rectificador.

El siguiente paso fue dividir estos equipos en cinco categorías para después identificar a que negocio y/o área le correspondía dicha categoría, estas categorías son iluminación, calefacciones, aires acondicionados, rectificación, ventilación de transformadores, como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 5.1. División de grupos que consumen AC**

| <b>Grupos</b>                   | <b>Negocio y/o Área</b> |
|---------------------------------|-------------------------|
| Iluminación                     | Operaciones             |
| Aires Acondicionados            | Civil                   |
| Calefacciones                   | Alta Tensión            |
| Enfriamiento de transformadores | Alta Tensión            |
| Rectificadores                  | Corriente Directa       |

Una vez se tenía la división de categorías por negocios y/o áreas, se le instaló un medidor de ion a cada equipo para obtener el consumo en amperios de cada uno de ellos, además con la ayuda de un dispositivo SIPROTEC se identificó cuál es su horario de trabajo y con esto poder hacer un cálculo para determinar cuál es el costo por consumo de cada equipo y saber cuánto es lo que le corresponde a cada negocio y/o área, además con esto se podrá determinar cuándo es lo que le corresponde pagar realmente al Área de Protección y Medición de los casi ₡ 2 200 000 que se pagan actualmente por la energía consumida en la subestación Garita.

Cabe mencionar que se programó en un dispositivo SIPROTEC 6MD613 con la ayuda del software digsi 4, un método que diera como resultado la entrada y salida de los equipos que consumen AC, esto con el fin de saber cuál es el ciclo de trabajo de dichos equipos como me menciono anteriormente, además para los medidores de ION se programaron con ION Enterprises, para que midieran corriente, voltaje. Ya con estos datos se calcula la potencia y con el equipo SIPROTEC el tiempo en que el equipo se encontraba en funcionamiento, esto dando como resultado poder calcular cual sería la potencia consumida por cada equipo al mes y cuál sería su

demanda máxima para así lograr obtener un análisis de cuanto es lo que se le está recargando al Área de Protección y Mediciones, y no a quienes les corresponde realmente dichos gastos.

Para la metodología del cobro de los servicios auxiliares de corriente alterna se utilizaran dos metodologías la primera se tratara de hacer en forma inmediata la cual consiste en la instalación de un CompactRIO, ya que el voltaje es el mismo, al CompactRIO se le agregaran módulos de corriente esto con el fin de que en cada módulo se haga la distribución por negocio y/o área que me mencionaron anteriormente, y a su vez utilizar una tabla como la que se muestra a continuación para hacer el cálculo de cuanto es lo que tendría que pagar cada negocio y/o área del cobro que se hace en la subestación.

**Tabla 5.2. Tabla para cálculo de monto a pagar cada Negocio y/o Área**

| Negocio y/o Área         | Consumo mensual Energía (KWh) | Precio antes de 3000 KWh | Precio después de 3000 KWh | Precio por Energía (KWh) | Consumo mensual Potencia (KW) | Precio por cada KW | Precio por Potencia KW | COSTO TOTAL |
|--------------------------|-------------------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------------|------------------------|-------------|
| <b>Operaciones</b>       | 0,00                          |                          |                            | €0,00                    | 0,00                          |                    | €0,00                  | €0,00       |
| <b>Civil</b>             | 0,00                          |                          |                            | €0,00                    | 0,00                          |                    | €0,00                  | €0,00       |
| <b>Alta Tensión</b>      | 0,00                          | €116,70                  | €69,50                     | €0,00                    | 0,00                          | €11.490,23         | €0,00                  | €0,00       |
| <b>Corriente Directa</b> | 0,00                          |                          |                            | €0,00                    | 0,00                          |                    | €0,00                  | €0,00       |

Con los precios vigentes por la tarifa del ICE para servicio eléctricos que se encuentra en (Grupo ICE, 2018). Esta metodología presenta con un inconveniente de que si el ciclo de trabajo de algunos equipos concuerda con el de varios negocios puede que el pico de demanda máxima sea alto y a la hora de hacer la distribución con esta tabla esos picos no los contemple, y como es

una tarifa compartida puede que algunos negocios y/o áreas no se les cargue bien lo que les corresponde.

En caso de que existan estos inconvenientes, se procederá a hacer la instalación por aparte de medidores de consumo energético los cuales se instalaran uno para cada negocio y área, lo cual permitirá que cada negocio se haga cargo de sus propios gastos por consumo energético y a la vez hará que el pago para el negocio de transmisión no sea tan elevado y ya pague sólo por lo que consume y la totalidad de los gastos.

Además, recordando lo que dice el capítulo 4 de “La regulación económica del servicio”, del reglamento sectorial de servicios eléctricos en el artículo 22 “Las tarifas tendrán como propósito la recuperación de los gastos propios de operación, los asociados a la reposición, el mantenimiento y una rentabilidad razonable para la industria eléctrica; además deben permitir la obtención de los recursos necesarios para utilizar las tecnologías que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad del mismo”, por lo que dichas metodologías de servicios auxiliares cumple con dicho artículo y cumple con el objetivo general de este trabajo.

### 5.3.1. Cronograma proyectado del desarrollo del proyecto:

| No. | Actividad   | 02-jul   | 09-jul   | 16-jul   | 23-jul   | 30-jul   | 06-ago   | 13-ago   | 20-ago   | 27-ago   | 03-sep    | 10-sep    | 17-sep    | 24-sep    | 01-oct    | 08-oct    | 15-oct    | 22-oct    | 29-oct    | 05-nov    |   |
|-----|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---|
|     |   | Semana 1 | Semana 2 | Semana 3 | Semana 4 | Semana 5 | Semana 6 | Semana 7 | Semana 8 | Semana 9 | Semana 10 | Semana 11 | Semana 12 | Semana 13 | Semana 14 | Semana 15 | Semana 16 | Semana 17 | Semana 18 | Semana 19 |   |
| 1   | Inducción al ICE  | ■        |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |   |
| 2   | Reconocimiento de la Subestaciones El Coco y La Carita                        |          | ■        |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |   |
| 3   | Estudio de documento de lista de beneficiarios                                |          |          | ■        | ■        |          |          |          |          |          |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |   |
| 4   | Exploración de consumos de meses anteriores de los beneficiarios              |          |          |          |          | ■        | ■        |          |          |          |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |   |
| 5   | Medición de consumo actual de los beneficiarios                               |          |          |          |          |          |          | ■        | ■        |          |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |   |
| 6   | Realizar lista de beneficiarios con su respectivo consumo                     |          |          |          |          |          |          |          |          | ■        |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |   |
| 7   | Indagación de quienes asumen el gasto por consumo eléctrico de la subestación |          |          |          |          |          |          |          |          |          | ■         | ■         |           |           |           |           |           |           |           |           |   |
| 8   | Investigación del reglamento interno del ICE                                  |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           | ■         | ■         |           |           |           |           |           |           |   |
| 9   | Investigación del reglamento del ARESEP                                       |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           | ■         | ■         | ■         |           |           |           |           |   |
| 10  | Indagación de cómo se cobran los servicios de la subestación en otros países  |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |           |           | ■         | ■         | ■         |           |   |
| 11  | Elaboración de la metodología de cobro  |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           | ■         | ■         | ■         | ■         | ■         | ■         | ■         |           |   |
| 12  | Presentación formal de la propuesta al asesor de la empresa                   |          |          |          |          |          |          |          |          |          |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           | ■ |

Figura 5.2. Cronograma de actividades

Fuente: Elaboración propia

## **Capítulo 6. Resultados**

Como se mencionó anteriormente, se dividió la metodología en dos, que eran los servicios auxiliares de corriente directa y los servicios auxiliares de corriente alterna, por lo que a continuación se presentará los resultados obtenidos para las dos metodologías.

### **6.1. Resultados de servicios auxiliares de corriente directa**

Para los servicios auxiliares de corriente directa se dividió en dos, esto por los búnker que se encuentran, uno al lado de 138 kV y el otro al lado de 230 kV. Por lo tanto se irá identificando los resultados a cuál de los dos lados corresponde.

#### **6.1.1. Lista de clientes lado de 138 kV**

A continuación se presentara la lista de los clientes que consumen corriente directa en el bunker de 138 kV y además se hace referencia a que negocio y/o área corresponde cada cliente.

También es importante tener en cuenta lo que se mencionó anteriormente donde se dijo que el consumo de dicha corriente directa, es de las protecciones termo-magnéticas y que cada una de ellas esta rotulada para una mejor identificación y que en cada búnker se encuentran dos tableros.

**Tabla 6.1. TDCD 1 - Bunker 138 kV**

| <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b> | <b>Servicio</b> | <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b>        | <b>Servicio</b> |
|-------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|-----------------------------------|-----------------|
| <b>Q01</b>        | Interruptor Principal      | General         | <b>Q37</b>        | Alimentación TC8                  | APM Transmisión |
| <b>Q02</b>        | Enlace de barras 138 KV    | General         | <b>Q38</b>        | LT Poas                           | APM Transmisión |
| <b>Q03</b>        | Alimentación TC2           | Distribución    | <b>Q39</b>        | Diferencial de Línea Unidad 1 y 2 | Generación      |
| <b>Q04</b>        | Protección Ciruelas        | Distribución    | <b>Q40</b>        | Diferencial de Línea Unidad 4     | Generación      |
| <b>Q05</b>        | Control Ciruelas           | Distribución    | <b>Q41</b>        | Diferencial de Línea Unidad 3     | Generación      |
| <b>Q06</b>        | Protección Siquiares       | Distribución    | <b>Q42</b>        | Alimentación TP6                  | APM Transmisión |
| <b>Q07</b>        | Control Siquiares          | Distribución    | <b>Q43</b>        | Impedancia LT Poas                | APM Transmisión |
| <b>Q08</b>        | Protección Cebadilla       | Distribución    | <b>Q44</b>        | Impedancia LT Naranjo             | APM Transmisión |
| <b>Q09</b>        | Control Cebadilla          | Distribución    | <b>Q45</b>        | Alimentación TP2                  | APM Transmisión |
| <b>Q10</b>        | Alimentación TC3           | Distribución    | <b>Q46</b>        | Alimentación TC1 *1               | APM Transmisión |
| <b>Q11</b>        | Protección Palmares        | Distribución    | <b>Q47</b>        | Alimentación TC1 *2               | APM Transmisión |
| <b>Q12</b>        | Control Palmares           | Distribución    | <b>Q48</b>        | Alimentación TP3                  | APM Transmisión |
| <b>Q13</b>        | Protección Atenas          | Distribución    | <b>Q49</b>        | Impedancia LT La Caja             | APM Transmisión |
| <b>Q14</b>        | Control Atenas             | Distribución    | <b>Q50</b>        | Impedancia LT El Coco             | APM Transmisión |
| <b>Q15</b>        | Alimentación TC4           | Distribución    | <b>Q51</b>        | Alimentación TP4                  | APM Transmisión |
| <b>Q16</b>        | Protección Junquillo       | Distribución    | <b>Q52</b>        | Libre                             | APM Transmisión |
| <b>Q17</b>        | Control Junquillo          | Distribución    | <b>Q53</b>        | Diferencial LT El Coco            | APM Transmisión |

**Tabla 6.2. Continuación de tabla 6.1**

| <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b>      | <b>Servicio</b> | <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b> | <b>Servicio</b> |
|-------------------|---------------------------------|-----------------|-------------------|----------------------------|-----------------|
| <b>Q18</b>        | Protección Parrita              | Distribución    | <b>Q54</b>        | Diferencial LT La Caja     | APM Transmisión |
| <b>Q19</b>        | Control Parrita                 | Distribución    | <b>Q55</b>        | Alimentación TP5           | APM Transmisión |
| <b>Q21</b>        | Control Puriscal                | Distribución    | <b>Q57</b>        | Unidad 1 y 2               | Generación      |
| <b>Q22</b>        | No encontrada                   | Distribución    | <b>Q58</b>        | Unidad 3                   | Generación      |
| <b>Q23</b>        | Control Enlace Barras 34,5KV    | APM Transmisión | <b>Q59</b>        | Alimentación TC11          | APM Transmisión |
| <b>Q24</b>        | Protección Reserva 34,5 KV      | Distribución    | <b>Q60</b>        | LT La Caja                 | APM Transmisión |
| <b>Q25</b>        | Control Reserva 34,5 KV         | Distribución    | <b>Q61</b>        | LT El Coco                 | APM Transmisión |
| <b>Q26</b>        | No encontrado (Libre)           | Distribución    | <b>Q62</b>        | Alimentación +TC10         | APM Transmisión |
| <b>Q27</b>        | Protección Banco de Capacitores | APM Transmisión | <b>Q63</b>        | LT Naranja                 | APM Transmisión |
| <b>Q28</b>        | Control Banco de Capacitores    | APM Transmisión | <b>Q64</b>        | Reserva 138 KV             | APM Transmisión |
| <b>Q29</b>        | Alimentación TC7 *              | APM Transmisión | <b>Q65</b>        | Reserva 138 KV             | APM Transmisión |
| <b>Q31</b>        | No encontrada *                 | APM Transmisión | <b>Q67</b>        | Regulador 1 +TCP1          | APM Transmisión |
| <b>Q32</b>        | Alimentación TP1 *              | APM Transmisión | <b>Q68</b>        | Regulador 2 +TCP1          | APM Transmisión |
| <b>Q33</b>        | T01 50TA                        | APM Transmisión | <b>Q69</b>        | Alimentación +TCP1         | APM Transmisión |

**Tabla 6.3. Continuación de tabla 6.1**

| Numeración | Equipo que alimenta | Servicio        | Numeración | Equipo que alimenta | Servicio        |
|------------|---------------------|-----------------|------------|---------------------|-----------------|
| <b>Q34</b> | T01 50TB            | APM Transmisión | <b>Q70</b> | T02 Baja            | APM Transmisión |
| <b>Q35</b> | T02 50TA            | APM Transmisión | <b>Q71</b> | T02 Alta            | APM Transmisión |
| <b>Q36</b> | T02 50TB            | APM Transmisión | <b>Q72</b> | Alimentación T02    | APM Transmisión |

Esos son los termo-magnéticos que se encuentran en el bunker del lado de 138 kV y en el tablero de corriente directa número uno, a continuación se presentan los termo-magnéticos del tablero dos.

**Tabla 6.4. TDCD 2 - Bunker 138 kV**

| Numeración | Equipo que alimenta           | Servicio        | Numeración | Equipo que alimenta | Servicio                |
|------------|-------------------------------|-----------------|------------|---------------------|-------------------------|
| <b>QP1</b> | Interruptor Principal         | General         | <b>Q17</b> | Libre               | AMP Transmisión         |
| <b>QP2</b> | Interruptor Principal-Bay-Pas | General         | <b>Q18</b> | Rack Com            | AMP Transmisión         |
| <b>Q01</b> | No identificado               | AMP Transmisión | <b>Q19</b> | Libre               | AMP Transmisión         |
| <b>Q02</b> | Libre                         | AMP Transmisión | <b>Q20</b> | Alimentación TP7    | AMP Transmisión         |
| <b>Q03</b> | Libre                         | AMP Transmisión | <b>Q21</b> | Libre               | AMP Transmisión         |
| <b>Q04</b> | Libre                         | AMP Transmisión | <b>Q22</b> | No identificado     | AMP Transmisión         |
| <b>Q05</b> | Alimentación TC6              | AMP Transmisión | <b>Q23</b> | Libre               | AMP Transmisión         |
| <b>Q06</b> | No identificado               | AMP Transmisión | <b>Q24</b> | TCOM-1              | Tablero de Comunicación |

**Tabla 6.5. Continuación de tabla 6.4**

| Numeración | Equipo que alimenta            | Servicio                   | Numeración | Equipo que alimenta | Servicio        |
|------------|--------------------------------|----------------------------|------------|---------------------|-----------------|
| <b>Q07</b> | U.C Enlace de Barras<br>138 KV | AMP Transmisión            | <b>Q25</b> | Libre               | AMP Transmisión |
| <b>Q08</b> | Alimentación TM2<br>(F1-F2)    | AMP Transmisión            | <b>Q26</b> | No identificado     | AMP Transmisión |
| <b>Q09</b> | Libre                          | AMP Transmisión            | <b>Q27</b> | Libre               | AMP Transmisión |
| <b>Q10</b> | Cence CC30/7                   | CENCE                      | <b>Q28</b> | CONC ABB Cence      | CENCE           |
| <b>Q11</b> | Libre                          | AMP Transmisión            | <b>Q29</b> | Libre               | AMP Transmisión |
| <b>Q12</b> | TCOM-2                         | Tablero de<br>Comunicación | <b>Q30</b> | TM APM              | AMP Transmisión |
| <b>Q13</b> | Libre                          | AMP Transmisión            | <b>Q31</b> | Libre               | AMP Transmisión |
| <b>Q14</b> | TCOM-4                         | Tablero de<br>Comunicación | <b>Q32</b> | Libre               | AMP Transmisión |
| <b>Q15</b> | Libre                          | AMP Transmisión            | <b>Q33</b> | Libre               | AMP Transmisión |
| <b>Q16</b> | Libre                          | AMP Transmisión            | <b>Q34</b> | Libre               | AMP Transmisión |

**6.1.2. Lista de clientes lado de 230 kV**

**Tabla 6.6. TDCD 1 - Bunker 230 kV**

| Numeración    | Equipo que alimenta           | Servicio | Numeración | Equipo que alimenta              | Servicio                   |
|---------------|-------------------------------|----------|------------|----------------------------------|----------------------------|
| <b>QP1</b>    | Interruptor Principal         | General  | <b>Q22</b> | Tablero Comunicación<br>OPLAT #1 | Tablero de<br>Comunicación |
| <b>By-Pas</b> | Alimentación 138KV<br>Ledezma | General  | <b>Q23</b> | Tablero Comunicación<br>OPLAT #2 | Tablero de<br>Comunicación |

**Tabla 6.7. Continuación de tabla 6.6**

| <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b>              | <b>Servicio</b>            | <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b>                        | <b>Servicio</b>            |
|-------------------|---|----------------------------|-------------------|---|----------------------------|
| <b>Q03</b>        | Alimentación TB<br>TDCD 2 125 VCC       | General                    | <b>Q24</b>        | Tablero Comunicación<br>OPLAT #3                  | Tablero de<br>Comunicación |
| <b>Q1</b>         | TCOM – 4                                | Tablero de<br>Comunicación | <b>Q25</b>        | TC2 Fuente Monitor y<br>CPU                       | APM<br>Transmisión         |
| <b>Q2</b>         | Control<br>Autotransformador #2<br>TC11 | APM<br>Transmisión         | <b>Q26</b>        | Inversor TC2                                      | Tablero de<br>Comunicación |
| <b>Q3</b>         | Control<br>Autotransformador #1<br>TC10 | APM<br>Transmisión         | <b>Q27</b>        | No identificado                                   | APM<br>Transmisión         |
| <b>Q4</b>         | Alimentación SWNI                       | APM<br>Transmisión         | <b>Q28</b>        | Fuente 48 VDC<br>CENCE                            | Cence                      |
| <b>Q5</b>         | Control LT Barranca                     | APM<br>Transmisión         | <b>Q29</b>        | No identificado                                   | APM<br>Transmisión         |
| <b>Q6</b>         | TP2 Disparo LT<br>Barranca              | APM<br>Transmisión         | <b>Q30</b>        | Fuentes TC9                                       | APM<br>Transmisión         |
| <b>Q7</b>         | Control LT Lindora                      | APM<br>Transmisión         | <b>Q31</b>        | CONC ABB CENCE                                    | Cence                      |
| <b>Q8</b>         | Disparo LT Lindora                      | APM<br>Transmisión         | <b>Q32</b>        | Control<br>Autotransformador #1<br>230KV TP4 TC10 | APM<br>Transmisión         |
| <b>Q9</b>         | Control LT Peñas<br>Blancas             | APM<br>Transmisión         | <b>Q33</b>        | Fuentes TC10 Y TC11                               | APM<br>Transmisión         |
| <b>Q10</b>        | Disparo LT Peñas<br>Blancas             | APM<br>Transmisión         | <b>Q34</b>        | Disparo P1 TP4<br>Autotransformador #1<br>230KV   | APM<br>Transmisión         |
| <b>Q11</b>        | Control Reserva                         | APM<br>Transmisión         | <b>Q35</b>        | Control<br>Autotransformador #1<br>138KV TP4 TC10 | APM<br>Transmisión         |
| <b>Q12</b>        | Disparo Reserva                         | APM<br>Transmisión         | <b>Q36</b>        | Fuentes TP4                                       | APM<br>Transmisión         |

**Tabla 6.8. Continuación de tabla 6.6**

| <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b>     | <b>Servicio</b>    | <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b>                  | <b>Servicio</b>    |
|-------------------|--------------------------------|--------------------|-------------------|---|--------------------|
| <b>Q13</b>        | TC4 Fuente Unidad Control      | APM<br>Transmisión | <b>Q37</b>        | Disparo P1 TP4 Autotransformador #1 138KV   | APM<br>Transmisión |
| <b>Q14</b>        | TC5 Fuente Unidad Control      | APM<br>Transmisión | <b>Q38</b>        | Control Autotransformador #2 230KV TP5 TC11 | APM<br>Transmisión |
| <b>Q15</b>        | TP2 Fuente Protección P – 1    | APM<br>Transmisión | <b>Q39</b>        | Fuentes TP5                                 | APM<br>Transmisión |
| <b>Q16</b>        | TP3 Fuente Protección P -2     | APM<br>Transmisión | <b>Q40</b>        | Fuentes TC8                                 | APM<br>Transmisión |
| <b>Q17</b>        | TP1 Fuente Diferencial Barra   | APM<br>Transmisión | <b>Q41</b>        | Control Autotransformador #2 138KV TP5 TC11 | APM<br>Transmisión |
| <b>Q18</b>        | Alimentación Alarmas Generales | APM<br>Transmisión | <b>Q42</b>        | Disparo P1 TP5 Autotransformador #2 138KV   | APM<br>Transmisión |
| <b>Q19</b>        | TM1 Fuente Media Energía       | APM<br>Transmisión | <b>Q43</b>        | Disparo P1 TP5 Autotransformador #2 230KV   | APM<br>Transmisión |
| <b>Q20</b>        | No identificado                | APM<br>Transmisión | <b>Q44</b>        | No identificado                             | APM<br>Transmisión |
| <b>Q21</b>        | TC1 Tablero Control General    | APM<br>Transmisión | <b>Q45</b>        | No identificado                             | APM<br>Transmisión |

Esos son los termo-magnéticos que se encuentran en el bunker del lado de 230 kV y en el tablero de corriente directa número uno, a continuación se presentan los termo-magnéticos del tablero dos.

**Tabla 6.9. TDCD 2 - Bunker 230 kV**

| <b>Numeración</b> | <b>Equipo que alimenta</b>                           | <b>Servicio</b> |
|-------------------|--|-----------------|
| <b>QT</b>         | Interruptor Principal                                | Planta Chucás   |
| <b>Q1</b>         | Alimentación Control LT Chucás 230KV                 | Planta Chucás   |
| <b>Q2</b>         | Alimentación Fuentes Tablero TC12                    | Planta Chucás   |
| <b>Q3</b>         | Alimentación Motor Interruptor LT Chucás             | Planta Chucás   |
| <b>Q4</b>         | Alimentación Motor Seccionadora Derivación LT Chucás | Planta Chucás   |
| <b>Q5</b>         | Alimentación Motor Seccionadora Barras LT Chucás     | Planta Chucás   |
| <b>Q6</b>         | Alimentación Motor Seccionadora Línea LT Chucás      | Planta Chucás   |
| <b>Q7</b>         | Alimentación Fuentes Tablero TM2                     | Planta Chucás   |
| <b>Q8</b>         | Alimentación Fuentes Tablero TP7                     | Planta Chucás   |
| <b>Q9</b>         | Alimentación Disparo LT Chucás                       | Planta Chucás   |
| <b>Q10</b>        | Alimentación Fuentes Tablero TP6                     | Planta Chucás   |
| <b>Q11</b>        | Disponible   | Planta Chucás   |
| <b>Q12</b>        | Disponible   | Planta Chucás   |
| <b>Q13</b>        | Disponible   | Planta Chucás   |
| <b>Q14</b>        | Disponible   | Planta Chucás   |

Después de tener todos los termo-magnéticos identificados en cuanto al equipo y al negocio y/o área, se presenta la lista de los mismos termo-magnéticos pero esta vez con el consumo real que tenían al momento de realizar las mediciones de corriente.

### 6.1.3. Lista de consumo de cada protección termo-magnética

**Tabla 6.10. Consumo TDCD 1 - 138 kV**

| Numeración | Flujo de corriente (A) |      | Numeración | Flujo de corriente (A) |      |
|------------|------------------------|------|------------|------------------------|------|
|            | +                      | -    |            | +                      | -    |
| <b>Q01</b> | 0,62                   | 0,62 | <b>Q37</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q02</b> | 0,06                   | 0,08 | <b>Q38</b> | 0,02                   | 0,07 |
| <b>Q03</b> | 0,10                   | 0,19 | <b>Q39</b> | 0,02                   | 0,01 |
| <b>Q04</b> | 0,03                   | 0,05 | <b>Q40</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q05</b> | 0,04                   | 0,09 | <b>Q41</b> | 0,02                   | 0,02 |
| <b>Q06</b> | 0,04                   | 0,03 | <b>Q42</b> | 0,11                   | 0,10 |
| <b>Q07</b> | 0,04                   | 0,02 | <b>Q43</b> | 0,07                   | 0,07 |
| <b>Q08</b> | 0,02                   | 0,02 | <b>Q44</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q09</b> | 0,03                   | 0,03 | <b>Q45</b> | 0,06                   | 0,09 |
| <b>Q10</b> | 0,23                   | 0,13 | <b>Q46</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q11</b> | 0,02                   | 0,03 | <b>Q47</b> | 0,39                   | 0,35 |
| <b>Q12</b> | 0,08                   | 0,07 | <b>Q48</b> | 0,09                   | 0,10 |
| <b>Q13</b> | 0,05                   | 0,04 | <b>Q49</b> | 0,03                   | 0,01 |
| <b>Q14</b> | 0,02                   | 0,02 | <b>Q50</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q15</b> | 0,14                   | 0,13 | <b>Q51</b> | 0,10                   | 0,09 |
| <b>Q16</b> | 0,02                   | 0,05 | <b>Q52</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q17</b> | 0,04                   | 0,02 | <b>Q53</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q18</b> | 0,03                   | 0,04 | <b>Q54</b> | 0,03                   | 0,07 |
| <b>Q19</b> | 0,04                   | 0,04 | <b>Q55</b> | 0,09                   | 0,17 |
| <b>Q20</b> | 0,02                   | 0,02 | <b>Q56</b> | 0,02                   | 0,02 |

**Tabla 6.11. Continuación de tabla 6.10**

| Numeración | Flujo de corriente (A) |      | Numeración | Flujo de corriente (A) |      |
|------------|------------------------|------|------------|------------------------|------|
|            | +                      | -    |            | +                      | -    |
| <b>Q21</b> | 0,05                   | 0,06 | <b>Q57</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q22</b> | 0,19                   | 0,06 | <b>Q58</b> | 0,14                   | 0,09 |
| <b>Q23</b> | 0,04                   | 0,05 | <b>Q59</b> | 0,14                   | 0,14 |
| <b>Q24</b> | 0,05                   | 0,05 | <b>Q60</b> | 0,03                   | 0,02 |
| <b>Q25</b> | 0,02                   | 0,02 | <b>Q61</b> | 0,06                   | 0,05 |
| <b>Q26</b> | 0,00                   | 0,00 | <b>Q62</b> | 0,13                   | 0,13 |
| <b>Q27</b> | 0,03                   | 0,07 | <b>Q63</b> | 0,13                   | 0,06 |
| <b>Q28</b> | 0,05                   | 0,03 | <b>Q64</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q29</b> | 0,12                   | 0,13 | <b>Q65</b> | 0,04                   | 0,03 |
| <b>Q30</b> | 0,05                   | 0,06 | <b>Q66</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q31</b> | 0,06                   | 0,02 | <b>Q67</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q32</b> | 0,26                   | 0,23 | <b>Q68</b> | 0,01                   | 0,02 |
| <b>Q33</b> | 0,01                   | 0,01 | <b>Q69</b> | 0,05                   | 0,02 |
| <b>Q34</b> | 0,02                   | 0,02 | <b>Q70</b> | 0,01                   | 0,01 |
| <b>Q35</b> | 0,06                   | 0,02 | <b>Q71</b> | 0,04                   | 0,04 |
| <b>Q36</b> | 0,01                   | 0,01 | <b>Q72</b> | 0,11                   | 0,09 |

**Tabla 6.12. Consumo TDCD 2 - 138 kV**

| Numeración | Flujo de corriente (A) |       | Numeración | Flujo de corriente (A) |      |
|------------|------------------------|-------|------------|------------------------|------|
|            | +                      | -     |            | +                      | -    |
| <b>QP1</b> | 19,55                  | 19,35 | <b>Q17</b> | 0,02                   | 0,03 |
| <b>QP2</b> | 19,55                  | 19,35 | <b>Q18</b> | 0,20                   | 0,13 |
| <b>Q01</b> | 0,11                   | 0,09  | <b>Q19</b> | 0,02                   | 0,02 |
| <b>Q02</b> | 0,08                   | 0,08  | <b>Q20</b> | 0,15                   | 0,10 |
| <b>Q03</b> | 0,07                   | 0,11  | <b>Q21</b> | 0,02                   | 0,02 |
| <b>Q04</b> | 0,06                   | 0,06  | <b>Q22</b> | 0,02                   | 0,01 |
| <b>Q05</b> | 0,12                   | 0,01  | <b>Q23</b> | 0,02                   | 0,02 |
| <b>Q06</b> | 0,05                   | 0,05  | <b>Q24</b> | 1,03                   | 1,00 |
| <b>Q07</b> | 0,11                   | 0,02  | <b>Q25</b> | 0,02                   | 0,02 |
| <b>Q08</b> | 0,52                   | 0,38  | <b>Q26</b> | 0,56                   | 0,51 |
| <b>Q09</b> | 0,02                   | 0,03  | <b>Q27</b> | 0,03                   | 0,03 |
| <b>Q10</b> | 1,22                   | 1,09  | <b>Q28</b> | 0,14                   | 0,11 |
| <b>Q11</b> | 0,02                   | 0,03  | <b>Q29</b> | 0,05                   | 0,05 |
| <b>Q12</b> | 1,18                   | 1,07  | <b>Q30</b> | 0,57                   | 0,50 |
| <b>Q13</b> | 0,03                   | 0,03  | <b>Q31</b> | 0,05                   | 0,05 |
| <b>Q14</b> | 1,10                   | 1,00  | <b>Q32</b> | 0,01                   | 0,00 |
| <b>Q15</b> | 0,03                   | 0,02  | <b>Q33</b> | 0,06                   | 0,05 |
| <b>Q16</b> | 0,04                   | 0,04  | <b>Q34</b> | 0,00                   | 0,00 |

**Tabla 6.13. Consumo TDCD 1 - 230 kV**

| Numeración    | Flujo de corriente (A) |      | Numeración | Flujo de corriente (A) |      |
|---------------|------------------------|------|------------|------------------------|------|
|               | +                      | -    |            | +                      | -    |
| <b>QP1</b>    | 0,15                   | 0,15 | <b>Q22</b> | 0,42                   | 0,30 |
| <b>By-Pas</b> | 7,80                   | 7,75 | <b>Q23</b> | 0,12                   | 0,12 |
| <b>Q03</b>    | 0,79                   | 0,77 | <b>Q24</b> | 0,52                   | 0,40 |
| <b>Q1</b>     | 5,09                   | 4,75 | <b>Q25</b> | 0,05                   | 0,08 |
| <b>Q2</b>     | 0,22                   | 0,04 | <b>Q26</b> | 1,74                   | 1,70 |
| <b>Q3</b>     | 0,07                   | 0,11 | <b>Q27</b> | 0,02                   | 0,02 |
| <b>Q4</b>     | 0,66                   | 0,53 | <b>Q28</b> | 1,24                   | 1,15 |
| <b>Q5</b>     | 0,05                   | 0,03 | <b>Q29</b> | 0,06                   | 0,05 |
| <b>Q6</b>     | 0,07                   | 0,05 | <b>Q30</b> | 0,16                   | 0,04 |
| <b>Q7</b>     | 0,01                   | 0,04 | <b>Q31</b> | 0,09                   | 0,21 |
| <b>Q8</b>     | 0,06                   | 0,06 | <b>Q32</b> | 0,11                   | 0,06 |
| <b>Q9</b>     | 0,01                   | 0,08 | <b>Q33</b> | 0,13                   | 0,25 |
| <b>Q10</b>    | 0,09                   | 0,08 | <b>Q34</b> | 0,05                   | 0,05 |
| <b>Q11</b>    | 0,02                   | 0,01 | <b>Q35</b> | 0,02                   | 0,08 |
| <b>Q12</b>    | 0,10                   | 0,10 | <b>Q36</b> | 0,20                   | 0,08 |
| <b>Q13</b>    | 0,04                   | 0,03 | <b>Q37</b> | 0,07                   | 0,07 |
| <b>Q14</b>    | 0,30                   | 0,02 | <b>Q38</b> | 0,15                   | 0,03 |
| <b>Q15</b>    | 0,05                   | 0,03 | <b>Q39</b> | 0,06                   | 0,21 |
| <b>Q16</b>    | 0,30                   | 0,07 | <b>Q40</b> | 0,15                   | 0,05 |
| <b>Q17</b>    | 0,05                   | 0,04 | <b>Q41</b> | 0,05                   | 0,13 |
| <b>Q18</b>    | 0,07                   | 0,06 | <b>Q42</b> | 0,05                   | 0,05 |
| <b>Q19</b>    | 0,04                   | 0,04 | <b>Q43</b> | 0,04                   | 0,12 |

**Tabla 6.14. Continuación tabla 6.13**

| Numeración | Flujo de corriente (A) |      | Numeración | Flujo de corriente (A) |      |
|------------|------------------------|------|------------|------------------------|------|
|            | +                      | -    |            | +                      | -    |
| <b>Q20</b> | 0,06                   | 0,05 | <b>Q44</b> | 0,04                   | 0,04 |
| <b>Q21</b> | 0,03                   | 0,03 | <b>Q45</b> | 0,07                   | 0,07 |

**Tabla 6.15. Consumo TDCD 2 - 230 kV**

| Numeración | Flujo de corriente (A) |      |
|------------|------------------------|------|
|            | +                      | -    |
| <b>QT</b>  | 0,79                   | 0,56 |
| <b>Q1</b>  | 0,56                   | 0,62 |
| <b>Q2</b>  | 0,05                   | 0,24 |
| <b>Q3</b>  | 0,34                   | 0,26 |
| <b>Q4</b>  | 0,14                   | 0,17 |
| <b>Q5</b>  | 0,14                   | 0,15 |
| <b>Q6</b>  | 0,12                   | 0,12 |
| <b>Q7</b>  | 0,36                   | 0,05 |
| <b>Q8</b>  | 0,28                   | 0,01 |
| <b>Q9</b>  | 0,17                   | 0,15 |
| <b>Q10</b> | 0,28                   | 0,01 |
| <b>Q11</b> | 0,12                   | 0,11 |

**Tabla 6.16. Continuación tabla 6.15**

| Numeración | Flujo de corriente (A) |      |
|------------|------------------------|------|
|            | +                      | -    |
| Q12        | 0,12                   | 0,10 |
| Q13        | 0,11                   | 0,11 |
| Q14        | 0,12                   | 0,10 |

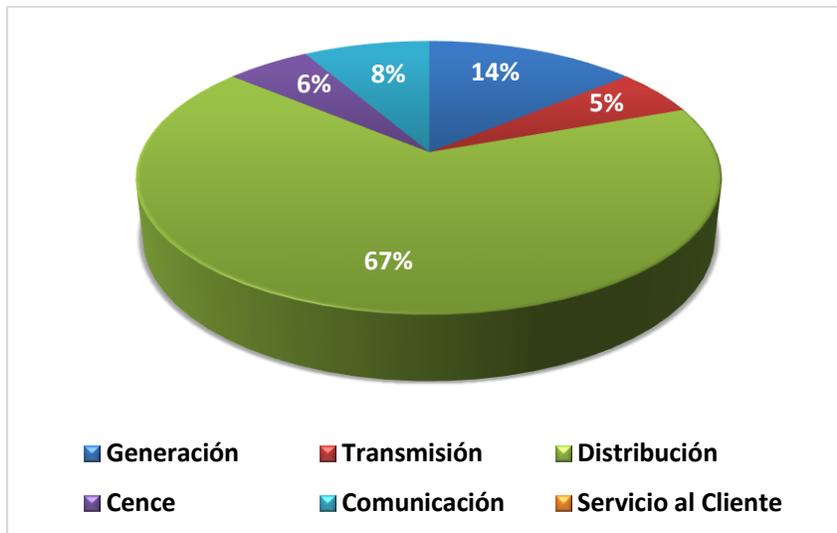
#### **6.1.4. Lista de disponibilidad para cada negocio y/o área**

Como se mencionó anteriormente para los servicios auxiliares de corriente directa se cobrara por disponibilidad eléctrica, por lo que las siguientes tablas mostrarán la disponibilidad para el negocio y/o área, esto teniendo en cuenta lo que consume cada termo-magnético ya que son los termo-magnéticos los que nos dicen cuál debe ser la capacidad o disponibilidad a trasegar, además es importante mencionar que la disponibilidad mínima que se va suministrar es de 3A, por lo tanto las protecciones termo-magnéticas deben de ser, mínimo de 3A.

### 6.1.4.1. Disponibilidad para bunker de 138 kV

Tabla 6.17. Disponibilidad para 138 kV

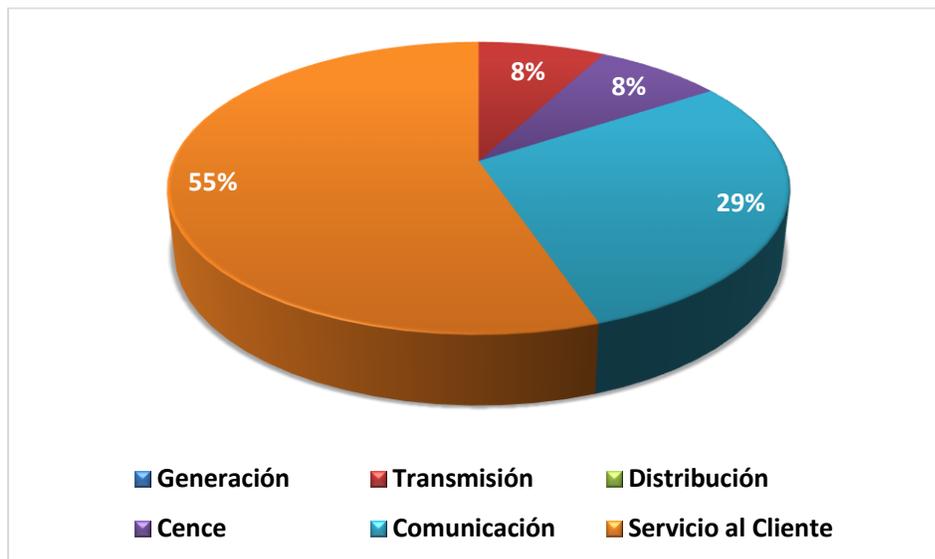
| Negocio o Área      | Disponibilidad (A) | Porcentaje de Disponibilidad |
|---------------------|--------------------|------------------------------|
| Generación          | 15                 | 0,1389                       |
| Transmisión         | 6                  | 0,0556                       |
| Distribución        | 72                 | 0,6667                       |
| Cence               | 6                  | 0,0556                       |
| Comunicación        | 9                  | 0,0833                       |
| Servicio al Cliente | 0                  | 0,0000                       |
| <b>TOTAL</b>        | <b>108</b>         | <b>1,0000</b>                |



Gráficos 6.1. Disponibilidad por Negocio o Área lado de 138 kV  
Fuente: Elaboración propia

**Tabla 6.18. Disponibilidad para 230 kV**

| Negocio o Área      | Disponibilidad (A) | Porcentaje de Disponibilidad |
|---------------------|--------------------|------------------------------|
| Generación          | 0                  | 0,0000                       |
| Transmisión         | 6                  | 0,0789                       |
| Distribución        | 0                  | 0,0000                       |
| Cence               | 6                  | 0,0789                       |
| Comunicación        | 22                 | 0,2895                       |
| Servicio al Cliente | 42                 | 0,5526                       |
| <b>TOTAL</b>        | <b>76</b>          | <b>1,0000</b>                |



Gráficos 6.2. Disponibilidad por Negocio o Área lado de 230 kV  
Fuente: Elaboración propia

Para este caso el servicio al cliente sólo corresponde a la planta hidroeléctrica Chucás.

### 6.1.5. Costos por Ciclo de Vida

Para realizar el cobro del servicio auxiliares de corriente directa se procedió a dividir los costos en dos, que son costos por disponibilidad como me había mencionado anteriormente y además los Costos por Ciclo de Vida (CCV); donde estos incluyen los que son Costos por Inversión (CI), Costos Operativos (CO), y Costos por Mantenimiento (CM), lo cual lo podemos ver reflejado en la siguiente ecuación.

$$CCV = CI + CO + CM$$

Es importante además definir que incluyen estos costos, los cuales son:

- CI = El cual incluye los costos tales como equipo, instalación, repuestos, herramientas, equipo de mantenimiento y documentos.
- CO = El cual incluye personal, energía, materiales e insumos, transporte, entrenamiento del personal.
- CM = El cual incluye los costos del personal de mantenimiento, los materiales y repuestos, tanto para el mantenimiento proactivo, como correctivo, así como los rediseños, además los costos de entrenamiento del personal de mantenimiento.

Teniendo estos términos claros y recordando que para dicho cobro se dividió en los cinco equipos más importantes que son los rectificadores, el banco de baterías, los tableros, los cableados y las protecciones termo-magnéticas, a los cuales se procedió a realizar el estudio de Costo de Ciclo de Vida que se presenta a continuación.

### 6.1.5.1. Bunker lado de 138 kV

Para la inversión inicial de los equipos, así como la cantidad por búnker y la vida útil de cada equipo se tiene lo siguiente.

**Tabla 6.19. Costos por Inversión**

| Lista de equipos         | Número de equipos | Precio del equipo en colones por unidad | Precio total de los equipos en colones | Precio del equipo en dólares por unidad | Precio total de los equipos en dólares | Años de vida útil del equipo |
|--------------------------|-------------------|---|--|---|--|------------------------------|
| <b>Rectificador</b>      | 2                 | ¢11.339.000,00                          | ¢22.678.000,00                         | \$19.839,03                             | \$39.678,07                            | 15                           |
| <b>Banco de Baterías</b> | 1                 | ¢10.205.100,00                          | ¢10.205.100,00                         | \$17.855,13                             | \$17.855,13                            | 15                           |
| <b>Tablero</b>           | 2                 | ¢8.000.000,00                           | ¢16.000.000,00                         | \$13.997,03                             | \$27.994,05                            | 20                           |
| <b>Cableado (metros)</b> | 100               | ¢0,00                                   | ¢0,00                                  | \$0,00                                  | \$0,00                                 | 10                           |

Para las protecciones termo-magnéticas es importante mencionar que no se agregó a dicha tabla porque además de que son de distintas capacidades y precios, cada negocio y/o área ocupará termo-magnéticos de distintas capacidades de acuerdo a la disponibilidad solicitada. Cabe mencionar que los únicos termo-magnéticos que compartirán será el principal de cada tablero que será de 100 amperios y si caso de que haya algún bay-pass ese también se compartirá el precio. Otro dato importante es que la vida útil para las protecciones es de 10 años.

**Tabla 6.20. Precios de protecciones termo-magnéticas**

| <b>Protecciones Térmicas</b> | <b>Precio del equipo en colones</b> | <b>Precio del equipo en dólares</b> |
|------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| <b>S202M-B6UC</b>            | ¢34.172,86                          | \$57,63                             |
| <b>S202M-B10UC</b>           | ¢34.172,86                          | \$57,63                             |
| <b>S202M-B16UC</b>           | ¢34.172,86                          | \$57,63                             |
| <b>S202M-B20UC</b>           | ¢34.172,86                          | \$57,63                             |
| <b>S202M-K6UC</b>            | ¢48.244,04                          | \$81,36                             |
| <b>S202M-K10UC</b>           | ¢48.244,04                          | \$81,36                             |
| <b>S202M-K16UC</b>           | ¢48.244,04                          | \$81,36                             |
| <b>S202M-K20UC</b>           | ¢48.244,04                          | \$81,36                             |
| <b>S202M-K32UC</b>           | ¢48.244,04                          | \$81,36                             |
| <b>S202M-C3UC</b>            | ¢196.326,44                         | \$331,09                            |
| <b>S202M-Z3UC</b>            | ¢54.944,60                          | \$92,66                             |
| <b>VL 160 X -100</b>         | ¢281.992,81                         | \$475,56                            |

Después de obtener los resultados de los costos por inversión, se procedió a hacer un estudio de los costos operativos para el lado de 138 kV, donde se obtuvo como resultado la siguiente tabla.

**Tabla 6.21. Costos operativos**

| <b>Actividades de Operación General</b> | <b>Precio en colones</b> | <b>Precio en dólares</b> | <b>Número de personas</b> | <b>Precio total en colones por año</b> | <b>Precio total en dólares por año</b> |
|---|--------------------------|--------------------------|---------------------------|--|--|
| <b>Transporte**</b>                     | ¢15.500,00               | \$26,14                  | 2                         | ¢31.000,00                             | \$52,28                                |
| <b>Viáticos</b>                         | ¢67.300,00               | \$113,50                 | 2                         | ¢134.600,00                            | \$226,99                               |
| <b>Disponibilidad</b>                   | ¢32.460,00               | \$54,74                  | 2                         | ¢64.920,00                             | \$109,48                               |
| <b>Total</b>                            |                          |                          |                           | ¢230.520,00                            | \$388,75                               |

\*\* El transporte es al año por persona, para esa subestación tomando en cuenta sólo dos visitas.

Además, los viáticos se pueden visualizar de una mejor manera en la tabla A.1 que se encuentra en los apéndices. Además la disponibilidad es lo que se le paga a las personas del área de corriente directa por atender alguna avería fuera de la jornada normal de trabajo. El importante mencionar que estos costos operativos son por año, para la subestación La Garita lado de 138 kV.

Como resultado de los costos por mantenimiento se tiene la siguiente tabla, además es importante mencionar que el dato del costo por hora hombre se obtuvo del programa de APIPRO que sirve para contabilizar tiempos de trabajo y sus costos asociados.

**Tabla 6.22. Costos por mantenimiento**

| Equipos                  | Horas por equipo | Número de personas | Precio por hora hombre en colones | Precio por hora hombre en dólares | Precio total por equipo en colones | Precio total por equipo en dólares |
|--------------------------|------------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| <b>Rectificador</b>      | 2                | 2                  |                                   |                                   | ¢18.360,00                         | \$30,96                            |
| <b>Banco de Baterías</b> | 4                | 2                  |                                   |                                   | ¢36.720,00                         | \$61,94                            |
| <b>Tablero</b>           | 2                | 2                  | ¢4.590,00                         | \$7,74                            | ¢18.360,00                         | \$30,96                            |
| <b>Cableado</b>          | 0                | 2                  |                                   |                                   | ¢0,00                              | \$0,00                             |
| <b>Protecciones</b>      | 0                | 2                  |                                   |                                   | ¢0,00                              | \$0,00                             |
| <b>Total</b>             | <b>8</b>         |                    |                                   |                                   |                                    |                                    |

Además se debe mencionar que el área de corriente directa por lo general hace dos visitas al año para dar mantenimiento a cada subestación en cada búnker por lo que el costo total por mantenimiento al año para cada equipo es el siguiente:

**Tabla 6.23. Costo total por mantenimiento al año**

| Equipos                  | Precio total por año en colones | Precio total por año en dólares |
|--------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| <b>Rectificador</b>      | ¢36.720,00                      | \$61,93                         |
| <b>Banco de Baterías</b> | ¢73.440,00                      | \$123,85                        |
| <b>Tablero</b>           | ¢36.720,00                      | \$61,93                         |
| <b>Cableado</b>          | ¢0,00                           | \$0,00                          |
| <b>Protecciones</b>      | ¢0,00                           | \$0,00                          |

Como se puede visualizar en la tabla 6.15 lo que es el cableado y las protecciones no se les da por general mantenimiento pero se agregan porque de igual manera en algún caso se puede presentar que se tenga que cambiar un cableado o alguna protección.

Una vez teniendo los costos por inversión, los costos operativos y los costos por mantenimiento, se procedió a realizar el estudio por ciclo de vida para cada uno de los equipos más importantes antes mencionados que son: los rectificadores, el banco de baterías, los tableros, el cableado y las protecciones para determinar cuáles serían los gastos totales por CCV, por lo que a cada uno se le hizo dicho estudio para obtener como resultado cuales son los costos totales y cuanto es lo que se tendría que pagar por mes para suplir todos los costos antes mencionados.

#### 6.1.5.1.1. Rectificadores

**Tabla 6.24. Costo de ciclo de vida para los rectificadores**

| <b>DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO</b> |                             |                              |
|--|-----------------------------|------------------------------|
| <b>Variable</b>                        | <b>Costo en Colones (₡)</b> | <b>Costo en Dólares (\$)</b> |
| CI                                     | ₡22.678.000,00              | \$38.244,77                  |
| CO                                     | ₡691.560,00                 | \$1.166,26                   |
| CM                                     | ₡550.800,00                 | \$928,88                     |
| <b>CCV</b>                             | <b>₡23.920.360,00</b>       | <b>\$40.339,92</b>           |

**Tabla 6.25. Pago por mes por los rectificadores**

|            | <b>Costo total en Colones</b> | <b>Costo total en Dólares (\$)</b> | <b>Cantidad de años</b> | <b>Cantidad de meses</b> | <b>Costo mensual en Colones (₡)</b> | <b>Costo mensual en Dólares (\$)</b> |
|------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| <b>CCV</b> | ₡23.920.360,00                | \$40.339,92                        | 15                      | 180                      | <b>₡132.890,89</b>                  | <b>\$224,11</b>                      |

### 6.1.5.1.2. Banco de Baterías

Tabla 6.26. Costo de ciclo de vida para banco de baterías

| DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO |                       |                       |
|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Variable                        | Costo en Colones (₡)  | Costo en Dólares (\$) |
| CI                              | ₡10.205.100,00        | \$17.210,15           |
| CO                              | ₡691.560,00           | \$1.166,26            |
| CM                              | ₡1.101.600,00         | \$1.857,77            |
| <b>CCV</b>                      | <b>₡11.998.260,00</b> | <b>\$20.234,18</b>    |

Tabla 6.27. Pago por mes por el banco de baterías

|            | Costo total en Colones | Costo total en Dólares (\$) | Cantidad de años | Cantidad de meses | Costo mensual en Colones (₡) | Costo mensual en Dólares (\$) |
|------------|------------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|------------------------------|-------------------------------|
| <b>CCV</b> | ₡11.998.260,00         | \$20.234,49                 | 15               | 180               | <b>₡66.657,00</b>            | <b>\$112,41</b>               |

### 6.1.5.1.3. Tableros

Tabla 6.28. Costo de ciclo de vida para los tableros

| DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO |                       |                       |
|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Variable                        | Costo en Colones (₡)  | Costo en Dólares (\$) |
| CI                              | ₡16.000.000,00        | \$26.982,82           |
| CO                              | ₡922.080,00           | \$1.555,02            |
| CM                              | ₡734.400,00           | \$1.238,51            |
| <b>CCV</b>                      | <b>₡17.656.480,00</b> | <b>\$29.776,35</b>    |

**Tabla 6.29. Pago por mes por los tableros**

|     | Costo total en Colones | Costo total en Dólares (\$) | Cantidad de años | Cantidad de meses | Costo mensual en Colones (₡) | Costo mensual en Dólares (\$) |
|-----|------------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|------------------------------|-------------------------------|
| CCV | ₡17.656.480,00         | \$29.776,35                 | 20               | 240               | ₡73.568,67                   | \$124,07                      |

**6.1.5.1.4. Cableado****Tabla 6.30. Costo de ciclo de vida para el cableado**

| DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO |                      |                       |
|---------------------------------|----------------------|-----------------------|
| Variable                        | Costo en Colones (₡) | Costo en Dólares (\$) |
| CI                              | ₡0,00                | \$0,00                |
| CO                              | ₡461.040,00          | \$777,51              |
| CM                              | ₡0,00                | \$0,00                |
| CCV                             | ₡461.040,00          | \$777,51              |

**Tabla 6.31. Pago por mes por el cableado**

|     | Costo total en Colones | Costo total en Dólares (\$) | Cantidad de años | Cantidad de meses | Costo mensual en Colones (₡) | Costo mensual en Dólares (\$) |
|-----|------------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|------------------------------|-------------------------------|
| CCV | ₡461.040,00            | \$777,51                    | 10               | 120               | ₡3.842,00                    | \$6,48                        |

Es importante mencionar que para los rectificadores, el banco de baterías, los tableros y el cableado, el precio que aparece por mes es el total que tienen que pagar entre todos los negocios y/o áreas que se ven beneficiados de dicho servicio, por lo que se recalca de dicho monto no es el que le corresponde a cada negocio y/o área sino es que el total que tendrían que pagar entre los que se ven beneficiados de dicho servicio.

### 6.1.5.1.5. Protecciones Termo-magnéticas

Para el caso de las protecciones el costo que se reflejara en la tabla si es el que tendría que pagar cada negocio y/o área, ya que el número de protecciones así con sus capacidades va depender de la disponibilidad que solicite el beneficiario.

**Tabla 6.32. Pago por mes por las protecciones**

| Negocio o Área      | Costos por Protecciones |                 |
|---------------------|-------------------------|-----------------|
|                     | Colones                 | Dólares         |
| Generación          | ¢8.786,79               | \$15,37         |
| Transmisión         | ¢24.015,12              | \$42,02         |
| Distribución        | ¢40.599,65              | \$42,02         |
| Cence               | ¢3.514,72               | \$6,15          |
| Comunicación        | ¢5.272,08               | \$9,22          |
| Servicio al Cliente | ¢0,00                   | \$0,00          |
| <b>Total</b>        | <b>¢82.188,36</b>       | <b>\$143,80</b> |

**Tabla 6.33. Resumen de Costo por Ciclo de Vida lado 138 kV**

| Negocio o Área             | Costos por Rectificador |                 | Costos por Banco Baterías |                 | Costos por Tablero |                 | Costos por Cableado |               | Costos por Protecciones |                 |
|----------------------------|-------------------------|-----------------|---------------------------|-----------------|--------------------|-----------------|---------------------|---------------|-------------------------|-----------------|
|                            | Colones                 | Dólares         | Colones                   | Dólares         | Colones            | Dólares         | Colones             | Dólares       | Colones                 | Dólares         |
| <b>Generación</b>          | ¢18.457,07              | \$31,13         | ¢9.257,92                 | \$15,61         | ¢10.217,87         | \$17,23         | ¢533,61             | \$0,90        | ¢8.786,79               | \$15,37         |
| <b>Transmisión</b>         | ¢7.382,83               | \$12,45         | ¢3.703,17                 | \$6,25          | ¢4.087,15          | \$6,89          | ¢213,44             | \$0,36        | ¢24.015,12              | \$191,01        |
| <b>Distribución</b>        | ¢88.593,93              | \$149,41        | ¢44.438,00                | \$74,94         | ¢49.045,78         | \$82,71         | ¢2.561,33           | \$4,32        | ¢40.599,65              | \$42,02         |
| <b>Cence</b>               | ¢7.382,83               | \$12,45         | ¢3.703,17                 | \$6,25          | ¢4.087,15          | \$6,89          | ¢213,44             | \$0,36        | ¢3.514,72               | \$6,15          |
| <b>Comunicación</b>        | ¢11.074,24              | \$18,68         | ¢5.554,75                 | \$9,37          | ¢6.130,72          | \$10,34         | ¢320,17             | \$0,54        | ¢5.272,08               | \$9,22          |
| <b>Servicio al Cliente</b> | ¢0,00                   | \$0,00          | ¢0,00                     | \$0,00          | ¢0,00              | \$0,00          | ¢0,00               | \$0,00        | ¢0,00                   | \$0,00          |
| <b>Total</b>               | <b>¢132.890,89</b>      | <b>\$224,11</b> | <b>¢66.657,00</b>         | <b>\$112,41</b> | <b>¢73.568,67</b>  | <b>\$124,07</b> | <b>¢3.842,00</b>    | <b>\$6,48</b> | <b>¢82.188,36</b>       | <b>\$143,80</b> |

Por lo tanto lo que la distribución de CCV para el servicio auxiliar de corriente directa para el lado de 138 kV quedaría de la siguiente manera.

**Tabla 6.34. Costos totales lado 138 kV**

| Negocio o Área             | COSTOS TOTALES POR CCV DE LOS ACTIVOS |                |
|----------------------------|---------------------------------------|----------------|
|                            | Colones                               | Dólares        |
| <b>Generación</b>          | ¢47.562,56                            | \$80,21        |
| <b>Transmisión</b>         | ¢128.640,62                           | \$216,94       |
| <b>Distribución</b>        | ¢226.664,25                           | \$382,25       |
| <b>Cence</b>               | ¢19.025,03                            | \$32,07        |
| <b>Comunicación</b>        | ¢28.537,54                            | \$48,13        |
| <b>Servicio al Cliente</b> | ¢0,00                                 | \$0,00         |
| <b>TOTAL</b>               | <b>¢450.430,00</b>                    | <b>¢759,62</b> |

### 6.1.5.2. Bunker lado de 230 kV

Antes de agregar los resultados del lado de 230 kV, es importante mencionar que la tablas que se agregaran a continuación son con las misma especificaciones que las del lado de 138 kV, por lo que se procederá sólo agregar las tablas y no hacer comentarios, ya que son muy similares para ambos lados, aquí lo importante con los resultados de los precios que si van a variar esto porque al lado de 230 kV podemos encontrar otras disponibilidades de energía para los negocios y/o, además al lado de 230 kV podemos encontrar que un beneficiario es un cliente externo, que para este caso en la “Chucás”. Por consiguiente solo se agregaran las tablas y se hará un comentario al final de los resultados obtenidos.

**Tabla 6.35. Costos por Inversión**

| Lista de equipos         | Número de equipos | Precio del equipo en colones por unidad | Precio total de los equipos en colones | Precio del equipo en dólares por unidad | Precio total de los equipos en dólares | Años de vida útil del equipo |
|--------------------------|-------------------|---|--|---|--|------------------------------|
| <b>Rectificador</b>      | 2                 | ¢11.339.000,00                          | ¢22.678.000,00                         | \$19.122,38                             | \$38.244,77                            | 15                           |
| <b>Banco de Baterías</b> | 1                 | ¢10.205.100,00                          | ¢10.205.100,00                         | \$17.210,15                             | \$17.210,15                            | 15                           |
| <b>Tablero</b>           | 2                 | ¢8.000.000,00                           | ¢16.000.000,00                         | \$13.491,41                             | \$26.982,82                            | 20                           |
| <b>Cableado (metros)</b> | 100               | ¢0,00                                   | ¢0,00                                  | \$0,00                                  | \$0,00                                 | 10                           |

Como en el lado de 138 kV las protecciones no se incluyen en la tabla anterior, por ello se agrega la siguiente tabla con los precios de las protecciones.

**Tabla 6.36. Precio de protecciones termo-magnéticas**

| Protecciones Térmicas | Precio del equipo en colones | Precio del equipo en dólares |
|-----------------------|------------------------------|------------------------------|
| S202M-B6UC            | ₡34.172,86                   | \$57,63                      |
| S202M-B10UC           | ₡34.172,86                   | \$57,63                      |
| S202M-B16UC           | ₡34.172,86                   | \$57,63                      |
| S202M-B20UC           | ₡34.172,86                   | \$57,63                      |
| S202M-K6UC            | ₡48.244,04                   | \$81,36                      |
| S202M-K10UC           | ₡48.244,04                   | \$81,36                      |
| S202M-K16UC           | ₡48.244,04                   | \$81,36                      |
| S202M-K20UC           | ₡48.244,04                   | \$81,36                      |
| S202M-K32UC           | ₡48.244,04                   | \$81,36                      |
| S202M-C3UC            | ₡196.326,44                  | \$331,09                     |
| S202M-Z3UC            | ₡54.944,60                   | \$92,66                      |
| VL 160 X -100         | ₡281.922,81                  | \$475,56                     |

**Tabla 6.37. Costos Operativos**

| Actividades de Operación General | Precio en colones | Precio en dólares | Número de personas | Precio total en colones por año | Precio total en dólares por año |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Transporte**                     | ₡15.500,00        | \$26,14           | 2                  | ₡31.000,00                      | \$52,28                         |
| Viáticos                         | ₡67.300,00        | \$113,67          | 2                  | ₡134.600,00                     | \$227,33                        |
| Disponibilidad                   | ₡32.460,00        | \$54,74           | 2                  | ₡64.920,00                      | \$109,48                        |
| <b>Total</b>                     |                   |                   |                    | ₡230.720,00                     | \$389,09                        |

**Tabla 6.38. Costos por Mantenimiento**

| Equipos                  | Horas por equipo | Número de personas | Precio por hora hombre en colones | Precio por hora hombre en dólares | Precio total por equipo en colones | Precio total por equipo en dólares |
|--------------------------|------------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| <b>Rectificador</b>      | 3                | 2                  |                                   |                                   | ¢27.540,00                         | \$46,44                            |
| <b>Banco de Baterías</b> | 3                | 2                  |                                   |                                   | ¢27.540,00                         | \$46,44                            |
| <b>Tablero</b>           | 2                | 2                  | ¢4.590,00                         | \$7,74                            | ¢18.360,00                         | \$30,96                            |
| <b>Cableado</b>          | 0                | 2                  |                                   |                                   | ¢0,00                              | \$0,00                             |
| <b>Protecciones</b>      | 0                | 2                  |                                   |                                   | ¢0,00                              | \$0,00                             |
| <b>Total</b>             | <b>8</b>         |                    |                                   |                                   |                                    |                                    |

**Tabla 6.39. Costo total por mantenimiento al año**

| Equipos                  | Precio total por año en colones | Precio total por año en dólares |
|--------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| <b>Rectificador</b>      | ¢55.080,00                      | \$92,89                         |
| <b>Banco de Baterías</b> | ¢55.080,00                      | \$92,89                         |
| <b>Tablero</b>           | ¢36.720,00                      | \$61,93                         |
| <b>Cableado</b>          | ¢0,00                           | \$0,00                          |
| <b>Protecciones</b>      | ¢0,00                           | \$0,00                          |

### 6.1.5.2.1. Rectificadores

**Tabla 6.40. Costos Ciclo de Vida para los Rectificadores**

| <b>DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO</b> |                             |                              |
|--|-----------------------------|------------------------------|
| <b>Variable</b>                        | <b>Costo en Colones (₡)</b> | <b>Costo en Dólares (\$)</b> |
| CI                                     | ₡22.678.000,00              | \$38.244,77                  |
| CO                                     | ₡692.160,00                 | \$1.167,28                   |
| CM                                     | ₡826.200,00                 | \$1.393,33                   |
| <b>CCV</b>                             | <b>₡24.196.360,00</b>       | <b>\$40.805,37</b>           |

**Tabla 6.41. Pago por mes por los Rectificadores**

|     | <b>Costo total en Colones</b> | <b>Costo total en Dólares (\$)</b> | <b>Cantidad de años</b> | <b>Cantidad de meses</b> | <b>Costo mensual en Colones (₡)</b> | <b>Costo mensual en Dólares (\$)</b> |
|-----|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| CCV | ₡24.196.360,00                | \$40.805,37                        | 15                      | 180                      | ₡134.424,22                         | \$226,70                             |

### 6.1.5.2.2. Banco de Baterías

**Tabla 6.42. Costo por Ciclo de Vida para el Banco de Baterías**

| <b>DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO</b> |                             |                              |
|--|-----------------------------|------------------------------|
| <b>Variable</b>                        | <b>Costo en Colones (₡)</b> | <b>Costo en Dólares (\$)</b> |
| CI                                     | ₡10.205.100,00              | \$17.210,15                  |
| CO                                     | ₡692.160,00                 | \$1.167,28                   |
| CM                                     | ₡826.200,00                 | \$1.393,33                   |
| <b>CCV</b>                             | <b>₡11.723.460,00</b>       | <b>\$19.770,75</b>           |

**Tabla 6.43. Pago por mes por el Banco de Baterías**

|            | Costo total en Colones | Costo total en Dólares (\$) | Cantidad de años | Cantidad de meses | Costo mensual en Colones (₡) | Costo mensual en Dólares (\$) |
|------------|------------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|------------------------------|-------------------------------|
| <b>CCV</b> | <b>₡11.723.460,00</b>  | <b>\$19.770,75</b>          | <b>15</b>        | <b>180</b>        | <b>₡65.130,33</b>            | <b>\$109,84</b>               |

**6.1.5.2.3. Tableros****Tabla 6.44. Costos de Ciclo de Vida para los Tableros**

| <b>DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO</b> |                             |                              |
|--|-----------------------------|------------------------------|
| <b>Variable</b>                        | <b>Costo en Colones (₡)</b> | <b>Costo en Dólares (\$)</b> |
| <b>CI</b>                              | <b>₡16.000.000,00</b>       | <b>\$26.982,82</b>           |
| <b>CO</b>                              | <b>₡922.880,00</b>          | <b>\$1.556,37</b>            |
| <b>CM</b>                              | <b>₡734.400,00</b>          | <b>\$1.238,51</b>            |
| <b>CCV</b>                             | <b>₡17.657.280,00</b>       | <b>\$29.777,70</b>           |

**Tabla 6.45. Pago por mes por los Tableros**

|            | Costo total en Colones | Costo total en Dólares (\$) | Cantidad de años | Cantidad de meses | Costo mensual en Colones (₡) | Costo mensual en Dólares (\$) |
|------------|------------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|------------------------------|-------------------------------|
| <b>CCV</b> | <b>₡17.657.280,00</b>  | <b>\$29.777,70</b>          | <b>20</b>        | <b>240</b>        | <b>₡73.572,00</b>            | <b>\$124,07</b>               |

#### 6.1.5.2.4. Cableado

Tabla 6.46. Costo por Ciclo de Vida para el Cableado

| DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO |                      |                       |
|---------------------------------|----------------------|-----------------------|
| Variable                        | Costo en Colones (₡) | Costo en Dólares (\$) |
| CI                              | ₡0,00                | \$0,00                |
| CO                              | ₡461.040,00          | \$778,18              |
| CM                              | ₡0,00                | \$0,00                |
| <b>CCV</b>                      | <b>₡461.040,00</b>   | <b>\$778,18</b>       |

Tabla 6.47. Costo por mes por el Cableado

|            | Costo total en Colones | Costo total en Dólares (\$) | Cantidad de años | Cantidad de meses | Costo mensual en Colones (₡) | Costo mensual en Dólares (\$) |
|------------|------------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|------------------------------|-------------------------------|
| <b>CCV</b> | ₡461.040,00            | \$778,18                    | 10               | 120               | <b>₡3.845,33</b>             | <b>\$6,48</b>                 |

#### 6.1.5.2.5. Protecciones Termo-magnéticas

Tabla 6.48. Pago por mes por las Protecciones

| Negocio o Área      | Costos por Protecciones |                 |
|---------------------|-------------------------|-----------------|
|                     | Colones                 | Dólares         |
| Generación          | ₡0,00                   | \$0,00          |
| Transmisión         | ₡59.604,29              | \$100,52        |
| Distribución        | ₡0,00                   | \$0,00          |
| Cence               | ₡3.978,47               | \$6,71          |
| Comunicación        | ₡9.536,24               | \$16,08         |
| Servicio al Cliente | ₡30.199,22              | \$50,93         |
| <b>Total</b>        | <b>₡103.318,23</b>      | <b>\$174,24</b> |

**Tabla 6.49. Resumen de Costos por Ciclo de Vida lado 230 kV**

| Negocio o Área             | Costos por Rectificador |                 | Costos por Banco Baterías |                 | Costos por Tablero |                 | Costos por Cableado |               | Costos por Protecciones |                 |
|----------------------------|-------------------------|-----------------|---------------------------|-----------------|--------------------|-----------------|---------------------|---------------|-------------------------|-----------------|
|                            | Colones                 | Dólares         | Colones                   | Dólares         | Colones            | Dólares         | Colones             | Dólares       | Colones                 | Dólares         |
| <b>Generación</b>          | €0,00                   | \$0,00          | €0,00                     | \$0,00          | €0,00              | \$0,00          | €0,00               | \$0,00        | €0,00                   | \$0,00          |
| <b>Transmisión</b>         | €10.612,44              | \$17,90         | €5.141,87                 | \$8,67          | €5.808,32          | \$9,80          | €303,58             | \$0,51        | €59.604,29              | \$100,52        |
| <b>Distribución</b>        | €0,00                   | \$0,00          | €0,00                     | \$0,00          | €0,00              | \$0,00          | €0,00               | \$0,00        | €0,00                   | \$0,00          |
| <b>Cence</b>               | €10.612,44              | \$17,90         | €5.141,87                 | \$8,67          | €5.808,32          | \$9,80          | €303,58             | \$0,51        | €3.978,47               | \$6,71          |
| <b>Comunicación</b>        | €38.912,27              | \$65,62         | €18.853,52                | \$31,80         | €21.297,16         | \$35,92         | €1.113,12           | \$1,88        | €9.536,24               | \$16,08         |
| <b>Servicio al Cliente</b> | €74.287,07              | \$125,28        | €35.993,08                | \$60,70         | €40.658,21         | \$68,57         | €2.125,05           | \$3,58        | €30.199,22              | \$50,93         |
| <b>Total</b>               | <b>€134.424,22</b>      | <b>\$226,70</b> | <b>€66.130,33</b>         | <b>\$109,84</b> | <b>€73.572,00</b>  | <b>\$124,07</b> | <b>€3.845,33</b>    | <b>\$6,78</b> | <b>€103.318,23</b>      | <b>\$174,24</b> |

**Tabla 6.50. Costos totales lado 230 kV**

| Negocio o Área             | COSTOS TOTALES POR CCV DE LOS ACTIVOS |                |
|----------------------------|---------------------------------------|----------------|
|                            | Colones                               | Dólares        |
| <b>Generación</b>          | €0,00                                 | \$0,00         |
| <b>Transmisión</b>         | €81.470,49                            | \$137,39       |
| <b>Distribución</b>        | €0,00                                 | \$0,00         |
| <b>Cence</b>               | €25.844,67                            | \$43,59        |
| <b>Comunicación</b>        | €89.712,31                            | \$151,29       |
| <b>Servicio al Cliente</b> | €183.262,63                           | \$309,06       |
| <b>TOTAL</b>               | <b>€380.290,11</b>                    | <b>€641,33</b> |

### 6.1.6. Costos de Ciclo de Vida totales

Ya teniendo el costo por ciclo de vida de los equipos tanto del lado de 138 kV y así como del lado de 230 kV, se suman dichos costos de los dos lados para obtener el costo totales por ciclo de vida para los dos búnker.

**Tabla 6.51. Costos totales de Ciclo de Vida**

| Negocio o Área   | Costos para DC Garita |                   |
|------------------|-----------------------|-------------------|
|                  | Colones               | Dólares           |
| Generación       | ¢47.562,56            | \$80,21           |
| Transmisión      | ¢210.111,11           | \$354,33          |
| Distribución     | ¢226.664,25           | \$382,25          |
| Cence            | ¢44.712,16            | \$77,66           |
| Comunicación     | ¢117.888,76           | \$199,42          |
| Servicio Externo | ¢182.059,12           | \$309,06          |
| <b>TOTAL</b>     | <b>¢830.740,11</b>    | <b>\$1.400,95</b> |

### 6.1.7. Costos por disponibilidad de energía

El cobro por disponibilidad se hace con la jurisprudencia que ya el ICE paga por disponibilidad, y no es algo que se está inventando y se salga de los reglamentos internos del ICE. Además es importante mencionar que de acuerdo a las reuniones con los compañeros de Telecomunicaciones, la investigación que se hizo y más mediciones se logró establecer que el

precio por amperio por disponibilidad seria de ¢16 000,00 este precio es por cada amperio entregado a lo largo del mes.

### 6.1.7.1. Costos por disponibilidad para lado de 138 kV

Una vez teniendo todos los costos por ciclo de vida de los activos para el lado de 138 kV se procedió hacer el cálculo de los costos por disponibilidad para cada negocio y/o área, los cuales se pueden ver reflejados en la siguiente tabla.

**Tabla 6.52. Costo por disponibilidad lado 138 kV**

| Negocio o Área   | Costos por Disponibilidad |                   |
|------------------|---------------------------|-------------------|
|                  | Colones                   | Dólares           |
| Generación       | ¢240.000,00               | \$404,74          |
| Transmisión      | ¢96.000,00                | \$161,90          |
| Distribución     | ¢1.152.000,00             | \$1.942,76        |
| Cence            | ¢96.000,00                | \$161,90          |
| Comunicación     | ¢144.000,00               | 242,85            |
| Servicio Externo | ¢0,00                     | \$0,00            |
| <b>TOTAL</b>     | <b>¢1.728.000,00</b>      | <b>\$2.914,14</b> |

### 6.1.7.2. Costos por disponibilidad para lado de 230 kV

Tabla 6.53. Costo por disponibilidad lado 230 kV

| Negocio o Área   | Costos por Disponibilidad |                   |
|------------------|---------------------------|-------------------|
|                  | Colones                   | Dólares           |
| Generación       | ¢0,00                     | \$0,00            |
| Transmisión      | ¢96.000,00                | \$161,90          |
| Distribución     | ¢0,00                     | \$0,00            |
| Cence            | ¢96.000,00                | \$161,90          |
| Comunicación     | ¢352.000,00               | \$593,62          |
| Servicio Externo | ¢672.000,00               | \$1.133,28        |
| <b>TOTAL</b>     | <b>¢1.216.000,00</b>      | <b>\$2.050,69</b> |

### 6.1.8. Costos totales por servicios auxiliares de corriente directa

Los costos totales son la suma de los costos por ciclo de vida de los activos más los costos por la disponibilidad por energía, lo que da como resultados los costos totales por servicios auxiliares de corriente directa.

### 6.1.8.1. Costos totales por servicios auxiliares de corriente directa para lado de 138 kV

Tabla 6.54. Costos totales lado 138 kV

| Negocio o Área      | COSTO TOTAL 138 KV   |                   |
|---------------------|----------------------|-------------------|
|                     | Colones              | Dólares           |
| Generación          | ¢287.562,56          | \$506,67          |
| Transmisión         | ¢224.640,62          | \$395,81          |
| Distribución        | ¢1.378.664,25        | \$2.429,15        |
| Cense               | ¢115.025,03          | \$202,67          |
| Comunicación        | ¢172.537,54          | \$304,00          |
| Servicio al Cliente | ¢0,00                | \$0,00            |
| <b>TOTAL</b>        | <b>¢2.178.430,00</b> | <b>\$3.838,30</b> |

### 6.1.8.2. Costos totales por servicios auxiliares de corriente directa para lado de 230 kV

Tabla 6.55. Costos totales lado 230 kV

| Negocio o Área      | COSTO TOTAL 230 KV   |                   |
|---------------------|----------------------|-------------------|
|                     | Colones              | Dólares           |
| Generación          | ¢0,00                | \$0,00            |
| Transmisión         | ¢177.470,49          | \$312,70          |
| Distribución        | ¢0,00                | \$0,00            |
| Cense               | ¢121.844,67          | \$214,69          |
| Comunicación        | ¢441.712,31          | \$778,28          |
| Servicio al Cliente | ¢855.262,63          | \$1.506,94        |
| <b>TOTAL</b>        | <b>¢1.596.290,11</b> | <b>\$2.812,60</b> |

### 6.1.8.3. Costos por servicios auxiliares de corriente directa para la subestación La Garita

Tabla 6.56. Costos totales servicios auxiliares de DC

| Negocio o Área      | COSTO PARA DC LA GARITA |                   |
|---------------------|-------------------------|-------------------|
|                     | Colones                 | Dólares           |
| Generación          | ¢287.562,56             | \$484,95          |
| Transmisión         | ¢402.111,11             | \$678,13          |
| Distribución        | ¢1.378.664,25           | \$2.325,02        |
| Cense               | ¢236.869,70             | \$399,46          |
| Comunicación        | ¢614.249,85             | \$1.035,89        |
| Servicio al Cliente | ¢855.262,63             | \$1.442,34        |
| <b>TOTAL</b>        | <b>¢3.774.720,11</b>    | <b>\$6.365,79</b> |



Gráficos 6.3. Distribución de costos de servicios auxiliares de corriente directa  
Fuente: Elaboración propia

Estos serían los costos totales para los servicios auxiliares de corriente directa suponiendo que cada negocio y/o área seguirá con la cantidad de térmicos y con la disponibilidad que poseen en este momento, de hacer algún cambio cuando se presente la propuesta o más adelante si algún negocio y/o área desea cambiar la cantidad de térmicos o las capacidades de los mismos y su disponibilidad, se verá en la necesidad de modificar estas tablas empleadas a lo largo de la metodología para reajustar los costos.

## 6.2. Resultados de servicios auxiliares de corriente alterna

Para poder realizar un análisis de cuanto era lo que consume cada equipo y cuál era su ciclo de trabajo se realizó la siguiente tabla.

**Tabla 6.57. Consumos por equipo**

| Equipos  | Potencia (kW) | Horas por día | Energía por día (kWh) | Energía por mes (kWh) |
|--|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Iluminación Perimetral</b>                      | 4,34          | 12,00         | 52,08                 | 1.562,40              |
| <b>Iluminación Subestación</b>                     | 2,86          | 12,00         | 34,32                 | 1.029,60              |
| <b>Iluminación Emergencia</b>                      | 3,37          | 0,00          | 0,00                  | 0,00                  |
| <b>Calefacciones</b>                               | 13,16         | 24,00         | 315,84                | 9.475,20              |
| <b>Enfriamiento de Transformadores (1,2)</b>       | 12,35         | 2,00          | 24,70                 | 741,00                |
| <b>Enfriamiento de Autotransformadores (1,2,3)</b> | 18,00         | 1,00          | 18,00                 | 540,00                |
| <b>Enfriamiento de Autotransformadores (4,5,6)</b> | 18,00         | 1,00          | 18,00                 | 540,00                |
| <b>Aires Acondicionados</b>                        | 7,38          | 24,00         | 177,14                | 5.314,07              |
| <b>Energía Rectificada</b>                         | 7,68          | 24,00         | 184,32                | 3.600,00              |
| <b>Ventilador Banco Baterías</b>                   | 0,84          | 2,00          | 1,68                  | 50,40                 |
| <b>Total</b>                                       | <b>87,98</b>  | <b>102,00</b> | <b>826,08</b>         | <b>24.782,27</b>      |

### 6.2.1. Grupos principales de los equipos

**Tabla 6.58. Grupo Iluminación**

| Equipo                  | Potencia (kW) | Horas por día | Energía por día (kWh) | Energía por mes (kWh) |
|-------------------------|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------|
| Iluminación Perimetral  | 4,34          | 12,00         | 52,08                 | 1.562,40              |
| Iluminación Subestación | 2,86          | 12,00         | 34,32                 | 1.029,60              |
| Iluminación Emergencia  | 3,37          | 0,00          | 0,00                  | 0,00                  |
| <b>Total</b>            | <b>10,57</b>  | <b>24,00</b>  | <b>86,40</b>          | <b>2.592,00</b>       |

**Tabla 6.59. Grupo Aires Acondicionados**

| Equipo               | Potencia (kW) | Horas por día | Energía por día (kWh) | Energía por mes (kWh) |
|----------------------|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------|
| Aires Acondicionados | 7,38          | 24,00         | 177,14                | 5.314,07              |
| <b>Total</b>         | <b>7,38</b>   | <b>24,00</b>  | <b>177,14</b>         | <b>5.314,07</b>       |

**Tabla 6.60. Grupo Calefacciones**

| Equipo        | Potencia (kW) | Horas por día | Energía por día (kWh) | Energía por mes (kWh) |
|---------------|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------|
| Calefacciones | 13,16         | 24,00         | 315,84                | 9.475,20              |
| <b>Total</b>  | <b>13,16</b>  | <b>24,00</b>  | <b>315,84</b>         | <b>9.475,20</b>       |

**Tabla 6.61. Grupo Enfriamiento de Transformadores**

| Equipo                                      | Potencia (kW) | Horas por día | Energía por día (kWh) | Energía por mes (kWh) |
|---|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------|
| Enfriamiento de Transformadores (1,2)       | 12,35         | 2,00          | 24,70                 | 741,00                |
| Enfriamiento de Autotransformadores (1,2,3) | 18,00         | 1,00          | 18,00                 | 540,00                |
| Enfriamiento de Autotransformadores (4,5,6) | 18,00         | 1,00          | 18,00                 | 540,00                |
| <b>Total</b>                                | <b>48,35</b>  | <b>4,00</b>   | <b>60,70</b>          | <b>1.821,00</b>       |

**Tabla 6.62. Rectificación**

| Equipo                    | Potencia (kW) | Horas por día | Energía por día (kWh) | Energía por mes (kWh) |
|---------------------------|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------|
| Energía Rectificada       | 7,68          | 24,00         | 184,32                | 5.529,60              |
| Ventilador Banco Baterías | 0,84          | 2,00          | 1,68                  | 50,40                 |
| <b>Total</b>              | <b>8,52</b>   | <b>26,00</b>  | <b>186,00</b>         | <b>5.580,00</b>       |

Al tener ya los grupos principales, se procedió a distribuirlos al negocio y/o área que les correspondía como se mencionó anteriormente en la tabla 5.1, donde se puede ver el resumen de la energía consumida al mes en la siguiente tabla.

**Tabla 6.63. Resumen de energía consumida por los grupos**

| Grupos                          | Energía por mes (kWh) | Potencia por mes (kW) |
|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Iluminación                     | 2.592,00              | 10,57                 |
| Aires Acondicionados            | 5.314,07              | 7,38                  |
| Calefacciones                   | 9.475,20              | 13,16                 |
| Enfriamiento de transformadores | 1.821,00              | 48,35                 |
| Rectificadores                  | 5.580,00              | 8,52                  |
| <b>ENERGÍA TOTAL</b>            | <b>24.782,27</b>      | <b>87,98</b>          |

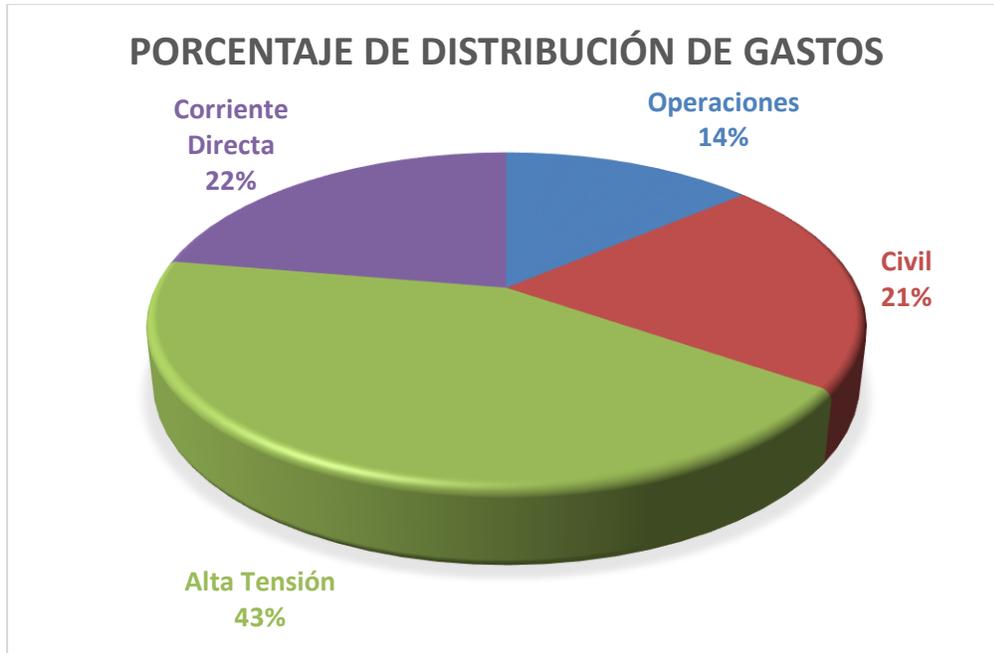
El siguiente paso fue con la ayuda de la tabla A.3 se calculó cuanto es lo que le corresponde pagar a cada negocio y/o área, esto con el fin de saber cuánto es lo dejaría de pagar el área de Protección y Medición por el cargo de la energía.

**Tabla 6.64. Distribución de Costos**

| Negocio y/o Área  | Precio por Energía |            | Impuestos   |          | Alumbrado  |         | Precio por Pagar     |                   |
|-------------------|--------------------|------------|-------------|----------|------------|---------|----------------------|-------------------|
|                   | Colones            | Dólares    | Colones     | Dólares  | Colones    | Dólares | Colones              | Dólares           |
| Operaciones       | ¢302.486,40        | \$510,12   | ¢39.323,23  | \$66,32  | ¢10.497,60 | \$17,70 | <b>¢352.307,23</b>   | <b>\$594,14</b>   |
| Civil             | ¢454.133,16        | \$765,86   | ¢59.037,31  | \$99,56  | ¢21.521,98 | \$36,30 | <b>¢534.692,45</b>   | <b>\$901,72</b>   |
| Alta Tensión      | ¢936.297,33        | \$1.579,00 | ¢121.718,65 | \$205,27 | ¢45.749,61 | \$77,15 | <b>¢1.103.765,59</b> | <b>\$1.861,42</b> |
| Corriente Directa | ¢485.706,76        | \$819,11   | ¢63.141,88  | \$106,48 | ¢22.599,00 | \$38,11 | <b>¢571.447,64</b>   | <b>\$963,70</b>   |

Para un total al mes de ¢2.562.212,91 lo que concuerda con el costo de meses anteriores que se pueden visualizar en la figura 2.1, donde este costo está un poco más elevado, por la razón de que en los últimos meses se ha estado haciendo varios trabajos en la subestación Garita.

El siguiente gráfico muestra cual debería ser la distribución real de los costos por la energía consumida en la subestación Garita.



Gráficos 6.4. Porcentaje de distribución de gastos  
Fuente: Elaboración propia

### 6.2.2. Resumen de Resultados

Para los resultados de los servicios auxiliares de corriente alterna y utilizando los datos de la figura 2.1 se obteniendo el promedio de gastos entre los últimos meses facturados (01/2017 – 08/2018) se tiene como resultado, que se paga por el consumo alrededor de ¢ 2.200.000,00. Como se mencionó anteriormente este monto es asumido en su totalidad por el Área de Protección y Medición, pero como se mostró en dicho trabajo el consumo debería ser asumido por las otras áreas a las cuales les pertenece, lo que da como resultado que si se aprueba dicha metodología y se aplica en todas las subestaciones el Área de Protección y Medición deje de pagar al año un aproximado de ¢ 26.400.000,00 esto solo para la subestación Garita, lo que implica que utilizando la misma aproximación para las 70 subestaciones del país se obtiene un

monto de ¢ 1.848.000.000,00 en dólares representa \$ 2.666.782,11 para un tipo de cambio de dólar de ¢ 592,97.

Con respecto a los servicios auxiliares de corriente directa como se mencionó anteriormente se dividió en Costos por Ciclo de Vida y Costos por disponibilidad, donde los Costos por Ciclo de Vida son para cubrir los costos de inversión de los equipos, los costos de operación y de mantenimiento que representan un total de ¢ 830.740,11 por mes.

Los costos por disponibilidad serán los que cubran los gastos de consumo del rectificador, dichos gastos son los que tendría que pagar el área de Corriente Directa como se mostró anteriormente en los costos de servicios auxiliares de corriente alterna, por lo que el cobro por disponibilidad es para abarcar dichos gastos. Donde los costos por disponibilidad al mes son de ¢ 2.944.000,00.

Además es importante mencionar que los costos por la disponibilidad que se proponen, afectaran los gastos por consumo del rectificador, lo que por consecuencia los costos por los servicios auxiliares de corriente alterna también se verán afectados, pero dicha variación con la metodología propuesta será abarcada.

### 6.2.3. Metodología para aplicar el cobro

#### 6.2.3.1. Para corriente directa

Se debe aplicar las siguientes tablas, para cada bunker.

**Tabla 6.65. Costo por Inversión**

| Lista de equipos | Número de equipos | Precio del equipo en colones por unidad | Precio total de los equipos en colones | Precio del equipo en dólares por unidad | Precio total de los equipos en dólares | Años de vida útil del equipo |
|------------------|-------------------|---|--|---|--|------------------------------|
| .....            | #                 | ¢0,00                                   | ¢0,00                                  | \$0,00                                  | \$0,00                                 | #                            |

La tabla anterior se debe llenar con la lista de los equipos que se vaya adquirir para brindar dicho servicio.

**Tabla 6.66. Costos Operativos**

| Actividades de Operación General | Precio en colones | Precio en dólares | Número de personas | Precio total en colones por año | Precio total en dólares por año |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Transporte                       | ¢0,00             | \$0,00            | #                  | ¢0,00                           | \$0,00                          |
| Viáticos                         | ¢0,00             | \$0,00            | #                  | ¢0,00                           | \$0,00                          |
| Disponibilidad                   | ¢0,00             | \$0,00            | #                  | ¢0,00                           | \$0,00                          |
| <b>Total</b>                     |                   |                   |                    | ¢0,00                           | \$0,00                          |

**Tabla 6.67. Costos por Mantenimiento**

| Equipos           | Horas por equipo | Número de personas | Precio por hora hombre en colones | Precio por hora hombre en dólares | Precio total por equipo en colones | Precio total por equipo en dólares |
|-------------------|------------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Rectificador      | 0                | #                  |                                   |                                   | ₡0,00                              | \$0,00                             |
| Banco de Baterías | 0                | #                  |                                   |                                   | ₡0,00                              | \$0,00                             |
| Tablero           | 0                | #                  | ₡0,00                             | \$0,00                            | ₡0,00                              | \$0,00                             |
| Cableado          | 0                | #                  |                                   |                                   | ₡0,00                              | \$0,00                             |
| Protecciones      | 0                | #                  |                                   |                                   | ₡0,00                              | \$0,00                             |
| <b>Total</b>      | <b>0</b>         |                    |                                   |                                   |                                    |                                    |

La siguiente tabla se debe aplicar a cada equipo que se le vaya hacer el estudio.

**Tabla 6.68. Estudio de costos por equipo**

| DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO |                      |                       |
|---------------------------------|----------------------|-----------------------|
| Variable                        | Costo en Colones (₡) | Costo en Dólares (\$) |
| CI                              | ₡0,00                | \$0,00                |
| CO                              | ₡0,00                | \$0,00                |
| CM                              | ₡0,00                | \$0,00                |
| <b>CCV</b>                      | <b>₡0,00</b>         | <b>\$0,00</b>         |

**Tabla 6.69. Complemento de tabla 6.68**

|            | Costo total en Colones | Costo total en Dólares (\$) | Cantidad de años | Cantidad de meses | Costo mensual en Colones (₡) | Costo mensual en Dólares (\$) |
|------------|------------------------|-----------------------------|------------------|-------------------|------------------------------|-------------------------------|
| <b>CCV</b> | ₡0,00                  | \$0,00                      | #                | #                 | <b>₡0,00</b>                 | <b>0,00</b>                   |

**Tabla 6.70. Costos de CCV para cada negocio y/o área**

| Negocio o Área | COSTOS TOTALES POR CCV<br>DE LOS ACTIVOS |              |
|----------------|--|--------------|
|                | Colones                                  | Dólares      |
| .....          | ¢0,00                                    | \$0,00       |
| <b>TOTAL</b>   | <b>¢0,00</b>                             | <b>¢0,00</b> |

La tabla anterior se llena con los negocios y/o áreas que se ven beneficiados por el servicio.

**Tabla 6.71. Costo por Disponibilidad**

| Negocio o Área | Costos por Disponibilidad |               |
|----------------|---------------------------|---------------|
|                | Colones                   | Dólares       |
| .....          | ¢0,00                     | \$0,00        |
| <b>TOTAL</b>   | <b>¢0,00</b>              | <b>\$0,00</b> |

La tabla de costos por disponibilidad se llena con el negocio y/o área que lo solicite y con la capacidad de solicite el mismo, recordando que el precio por amperio es de ¢16.000,00.

El total de los costos por los servicios auxiliares de corriente directa será la suma de los costos por ciclo de vida y los costos por disponibilidad de energía.

### 6.2.3.2. Para corriente alterna

La siguiente tabla se debe llenar con el estudio del consumo de todos los equipos que se benefician de los servicios auxiliares de corriente alterna.

**Tabla 6.72. Consumo de equipos**

| Equipos      | Potencia (kW) | Horas por día | Energía por día (kWh) | Energía por mes (kWh) |
|--------------|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------|
| .....        | 0,0           | 0,0           | 0,0                   | 0,0                   |
| <b>Total</b> | <b>0,0</b>    | <b>0,0</b>    | <b>0,0</b>            | <b>0,0</b>            |

Después se divide en los negocios y/o áreas que le corresponde según los equipos y se analiza con el cobro con la siguiente tabla.

**Tabla 6.73. Costos por energía**

| Negocio y/o Área | Consumo mensual Energía (KWh) | Precio antes de 3000 KWh | Precio después de 3000 KWh | Precio por Energía (KWh) | Consumo mensual Potencia (KW) | Precio por cada KW | Precio por Potencia KW | COSTO TOTAL |
|------------------|-------------------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------------|------------------------|-------------|
| .....            | 0,0                           | €116,70                  | €69,50                     | €0,00                    | 0,00                          | €11.490,23         | €0,00                  | €0,00       |
| .....            | 0,0                           |                          |                            | €0,00                    | 0,00                          |                    | €0,00                  | €0,00       |

**Tabla 6.74. Complemento de tabla 6.73**

| Negocio y/o<br>Área | Precio por Energía |         | Impuestos |         | Alumbrado |         | Precio por Pagar |         |
|---------------------|--------------------|---------|-----------|---------|-----------|---------|------------------|---------|
|                     | Colones            | Dólares | Colones   | Dólares | Colones   | Dólares | Colones          | Dólares |
| .....               | ₡0,00              | \$0,00  | ₡0,00     | \$0,00  | ₡0,00     | \$0,00  | ₡0,00            | \$0,00  |

La tabla anterior se llena con cada beneficiario y da como resultado el costo total a pagar por los servicios auxiliares de corriente alterna.

## Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones

### 7.1. Conclusiones

- Se realizó un informe que identificó cuáles son los beneficiarios de los servicios auxiliares de corriente directa y de corriente alterna de la ST La Garita.
- Se identificó cuánto es el consumo real de cada beneficiario de los servicios auxiliares.
- Se elaboró una metodología de cobro que distribuya los costos por los servicios auxiliares de manera equitativa según el consumo de cada negocio y/o área.
- La metodología de cobro al no ocupar la inversión de ningún equipo para realizarla, se podría implementar en el momento que se llegue a aprobar.
- La metodología de cobro cumple con lo estipulado en el reglamento sectorial de servicios eléctricos en el capítulo 4, artículo 22 del ARESEP y cumple con la jurisprudencia del cobro por disponibilidad eléctrica.
- Se logra demostrar que la distribución de costos de los servicios auxiliares de corriente alterna le corresponden 14% al Área de Operaciones, 21% al Área Civil, 22% al Área de Corriente Directa y 43% al Área de Alta Tensión, lo que representa un total de alrededor de ¢ 2.200.000,00 mensuales y ¢ 27.000.000,00 anuales.
- Se determinó que la distribución de costos de los servicios auxiliares de corriente directa es 6% Cence, 8% Negocio de Generación, 11% Negocio de Transmisión, 16% Área de Comunicación, 23% Chucás, 36% Negocio Distribución, dichos costos representan alrededor de ¢ 3.800.000,00 mensuales y ¢ 45.000.000,00 anuales.

- Se extrapoló el cálculo hacia las 70 subestaciones, obteniendo como resultado que los servicios auxiliares de corriente directa representan alrededor ₡ 3.160.000.000,00 anuales y ₡ 1.848.000.000,00 anuales para corriente alterna, para un total de ₡ 5.000.000.000,00 anuales.

## 7.2. Recomendaciones

- Sustituir los indicadores de lectura del rectificador de analógicos a digitales.
- Cambiar los bancos de baterías de tipo plomo-ácido a gel.
- Realizar un estudio al banco de baterías para saber cuál sería el tiempo de operación con las nuevas capacidades.
- Reordenar las protecciones para que a cada negocio y/o área los números de identificación de sus protecciones sea consecutivas y no distribuidas como se encuentran en este momento.
- Reutilizar los térmicos que se puedan y el resto cambiarlos por los que correspondan de acuerdo a capacidad eléctrica y disponibilidad solicitada.
- Una vez al año hacer un estudio para la metodología de corriente directa y si hay cambios agregarlos a las tablas que se elaboraron para dicha metodología.
- En caso de que la metodología con el CompactRIO presente algún inconveniente con el cobro de las demandas máximas, lo mejor será utilizar medidores propios para cada negocio y/o área.
- Implementar estas metodologías de cobro para todas las subestaciones del país.

## **Bibliografía:**

1. Acomee, G. C. (20 de Agosto de 2018). *Acomee, Grupo Comercial*. Obtenido de Rectificador: <https://www.acomee.com.mx/RECTIFICADOR.pdf>
2. ARESEP. (10 de Mayo de 2018). *Reglamento sectorial de servicios eléctricos* . Obtenido de Reglamento sectorial de servicios eléctricos : [https://aresep.go.cr/images/documentos/ENERGIA/4.Normativa/Reglamento\\_Sectorial\\_de\\_Sectores\\_Electricos.pdf](https://aresep.go.cr/images/documentos/ENERGIA/4.Normativa/Reglamento_Sectorial_de_Sectores_Electricos.pdf)
3. Chapman, S. J. (2012). Máquinas Eléctricas. En S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas* (p. 59). Mexico: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
4. Gómez, R. G. (2017). Subestaciones Eléctricas. *Material didáctico para el curso de sistemas eléctricos de potencia, 77-93*.
5. Grupo ICE. (10 de Mayo de 2018). *Reglamento Corporativo de Organización*. Obtenido de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/1fd33930-f836-4e1f-92de-bfae2531a7fc/RCOSesion6135SitioGrupoICE.pdf?MOD=AJPERES>
6. ICE. (03 de Mayo de 2018). *Grupo ICE*. Obtenido de Historia del ICE: <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/AcercadelGrupoICE/quienes-somos/historia-del-ice>

7. John J. Grainger, W. D. (2002). *Análisis de Sistemas de Potencia* . Mexico: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
8. National Instruments. (2 de Octubre de 2018). *National Instruments*. Obtenido de CompactRIO: <https://www.ni.com/compactrio/esa/whatis.htm>
9. Ned Mohan, T. M. (2009). *ELECTRÓNICA DE POTENCIA: Convertidores, aplicaciones y diseño*. Mexico: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
10. Peñaranda, I. Á. (30 de Agosto de 2018). *Sistema De Corriente Continúa Para Subestaciones Bancos de Baterías*. Obtenido de Sistema De Corriente Continúa Para Subestaciones Bancos de Baterías: [https://www.scribd.com/document\\_downloads/direct/159463748?extension=pdf&ft=1537285216&lt=1537288826&show\\_pdf=true&user\\_id=134475712&uahk=K4xLYg6XiJ4bFsQgSfFDqhj7ws](https://www.scribd.com/document_downloads/direct/159463748?extension=pdf&ft=1537285216&lt=1537288826&show_pdf=true&user_id=134475712&uahk=K4xLYg6XiJ4bFsQgSfFDqhj7ws)
11. Siemens. (25 de Setiembre de 2018). *Siemens*. Obtenido de Productos Siemens: <https://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/protection/engineering-evaluation-diagnostic-software/pages/digsi-4.aspx>
12. Sistema Costarricense de Información Jurídica. (10 de Mayo de 2018). *Sistema Nacional de Legislación Vigente*. Obtenido de Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): [http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm\\_texto\\_completo.aspx?pa](http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?pa)

ram1=NRTC&nValor1=1&nValor2=11609&nValor3=91164&param2=1&strTipM=TC&  
IResultado=3&strSim=simp

13. Wildi, T. (2007). Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia. En T. Wildi, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia* (pág. 144). Mexico: Pearson Educación.

## Apéndice A

### Apéndice A.1. Tablas de viáticos

**Tabla A.1. Tabla viáticos lado 138 kV**

| Descripción  | Número de días | Precio en colones | Precio en dólares | Precio total en colones | Precio total en dólares | Visitas por año | Precio total en colones | Precio total en dólares |                 |
|--------------|----------------|-------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|
| Desayuno     | 2              | ¢3.200,00         | \$5,60            | ¢3.200,00               | \$5,60                  | 2               | ¢6.400,00               | \$11,20                 |                 |
| Almuerzo     | 2              | ¢5.150,00         | \$9,01            | ¢10.300,00              | \$18,02                 |                 | ¢20.600,00              | \$36,04                 |                 |
| Cena         | 2              | ¢5.150,00         | \$9,01            | ¢5.150,00               | \$9,01                  |                 | ¢10.300,00              | \$18,02                 |                 |
| Hospedaje**  | 2              | ¢15.000,00        | \$26,24           | ¢15.000,00              | \$26,24                 |                 | ¢30.000,00              | \$52,49                 |                 |
| <b>Total</b> |                |                   |                   |                         |                         |                 |                         | <b>¢67.300,00</b>       | <b>\$117,75</b> |

\*\*El hospedaje dependerá del lugar.

**Tabla A.2. Tabla viáticos lado 230 kV**

| Descripción        | Número de días | Precio en colones | Precio en dólares | Precio total en colones | Precio total en dólares | Visitas por año | Precio total en colones | Precio total en dólares |                |
|--------------------|----------------|-------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|-------------------------|----------------|
| <b>Desayuno</b>    | 2              | ¢3.200,00         | \$5,60            | ¢3.200,00               | \$5,60                  | 1               | ¢3.200,00               | \$11,60                 |                |
| <b>Almuerzo</b>    | 2              | ¢5.150,00         | \$9,01            | ¢10.300,00              | \$18,02                 |                 | ¢10.300,00              | \$18,02                 |                |
| <b>Cena</b>        | 2              | ¢5.150,00         | \$9,01            | ¢5.150,00               | \$9,01                  |                 | ¢5.150,00               | \$9,01                  |                |
| <b>Hospedaje**</b> | 2              | ¢15.000,00        | \$26,24           | ¢15.000,00              | \$26,24                 |                 | ¢15.000,00              | \$26,24                 |                |
| <b>Total</b>       |                |                   |                   |                         |                         |                 |                         | <b>¢33.700,00</b>       | <b>\$59,38</b> |

\*\*El hospedaje dependerá del lugar.

## Apéndice A.2. Cálculo de costo por energía alterna

Tabla A.3. Costos por energía

| Negocio y/o Área         | Consumo mensual Energía (KWh) Total | Precio antes de 3000 KWh | Precio después de 3000 KWh | Precio por Energía (KWh) | Consumo mensual Potencia (KW) | Precio por cada KW | Precio por cada KW | COSTO TOTAL        |
|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Operaciones</b>       | 2592,00                             |                          |                            | €302.486,40              | 0,00                          |                    | €0,00              | <b>€302.486,40</b> |
| <b>Civil</b>             | 5314,07                             |                          |                            | €369.327,78              | 7,38                          |                    | €84.805,38         | <b>€454.133,16</b> |
| <b>Alta Tensión</b>      | 11296,20                            | €116,70                  | €69,50                     | €785.085,90              | 13,16                         | €11.490,23         | €151.211,43        | <b>€936.297,33</b> |
| <b>Corriente Directa</b> | 5580,00                             |                          |                            | €387.810,00              | 8,52                          |                    | €97.896,76         | <b>€485.706,76</b> |

## Anexos B

### Anexos B.1. Cotizaciones



**ENERSYS MVA Costa Rica S.A**  
 Cédula Jurídica: 3-101-343092  
 Teléfono: 4111-0000 . Fax 2430-9092  
 Apartado Postal: 50-4060 Outlet Mall, 20101 Costa Rica  
 info@enersyscr.com

Sistema de gestión certificado  
 bajo la norma ISO 9001:2008



**Oferta Venta No: 82592**

**FECHA: 16 AGOSTO 2018**

Señores: C0027 INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

**Valido Hasta: 16/09/2018**

Dirección: Oficinas Centrales Sabana, , San José

Condición de Pago: 30 Días - Clientes

Teléfono: 2220-7564 Fax 2220-6986

Contacto: Víctor H. Sanchez

Orden Compra: SN

Agente: Hugo Vargas Ramirez

Observaciones: marca ABB.  
 cantidades mínimas.

| Lin | CodBar | Codigo  | Cantidad | Descripción                                   | Tiempo Entrega OV | Precio Unit | Total Linea |
|-----|--------|---------|----------|---|-------------------|-------------|-------------|
| 1   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-B6UC          | 10-12 Semanas     | 51.00       | 510.00      |
| 2   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-B10UC         | 10-12 Semanas     | 51.00       | 510.00      |
| 3   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-B16UC         | 10-12 Semanas     | 51.00       | 510.00      |
| 4   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-B20UC         | 10-12 Semanas     | 51.00       | 510.00      |
| 5   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-K6UC          | 10-12 Semanas     | 72.00       | 720.00      |
| 6   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-K10UC         | 10-12 Semanas     | 72.00       | 720.00      |
| 7   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-K16UC         | 10-12 Semanas     | 72.00       | 720.00      |
| 8   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-K20UC         | 10-12 Semanas     | 72.00       | 720.00      |
| 9   | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-K32UC         | 10-12 Semanas     | 72.00       | 720.00      |
| 10  | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-C3UC          | 10-12 Semanas     | 293.00      | 2,930.00    |
| 11  | 14392  | COTWORD | 10       | Interruptor para riel din S202M-Z3UC          | 10-12 Semanas     | 82.00       | 820.00      |
| 12  | 14392  | COTWORD | 12       | Contacto auxiliar para Interruptor S2C-H6-11R | 10-12 Semanas     | 25.00       | 300.00      |

1. No se aceptan devoluciones de productos después de 3 días de recibida la mercadería.
2. Toda devolución realizada en el plazo definido tendrá un recargo por comisión de re-stock de un 10%.
3. No se aceptan devoluciones en cortes de cables.
4. Para equipos cubiertos por garantía dentro del plazo establecido, referirse a Certificado de Garantía

|               |                      |
|---------------|----------------------|
| Sub-Total     | 9,690.00 USD         |
| Imp.V.13%     | 1,259.70 USD         |
| Descuento     | 0.00 USD             |
| <b>Total.</b> | <b>10,949.70 USD</b> |

**Condiciones Comerciales:**

|                        |  |
|------------------------|--|
| Forma de pago          | 30 Días - Clientes   |
| Condiciones Especiales |  |
| Transporte             |  |
| Precio:                | Pagaderos en US Dolares o colones al TC de venta del BCR vigente a la fecha de ejecución del pago                            |
| Lugar de entrega:      |  |
| Contacto :             | Para consultas relacionadas con esta oferta llamar al numero de servicio al cliente.Tel. 4111-0000. Email info@enersyscr.com |

Oferta Preparada por:

Hugo Vargas Ramirez

Oferta Autorizada por:

Nos interesa saber su opinión, si tiene alguna duda, queja, sugerencia o comentario que hacemos sobre nuestros productos o servicio al cliente, le agradecemos complete los datos en el formulario en línea disponible en nuestra página web: [www.enersyscr.com](http://www.enersyscr.com)

1/ 1

Figura B.1. Cotización de protecciones termomagnéticas  
 Fuente: ENERSYS MVA Costa Rica S.A



**ELVATRON S.A**  
 Cédula Jurídica N° 3-101-020826-35  
 Tel.: 2242-9900 - Fax.: 2520-0697  
 425 mts Norte de la Entrada Principal de la CNFL  
 Costa Rica, San José, Central, La Uruca.  
 www.elvatron.com

**Cotización No.**  
**M55-LA0324 Versión: 1**

|   |
|---|
| <b>Página:</b> 1 de 1                   |
| <b>Fecha de emisión:</b> 21/05/2018     |
| <b>Fecha de vencimiento:</b> 29/05/2018 |

**Asunto:** Cargador de bancos de baterías estacionarios para subestaciones.

|   |  |
|---|--|
| <b>Cliente:</b> INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD | <b>Condición de venta:</b> Crédito a 30 días           |
| <b>Dirección:</b> Almacen de recibo, Colima, Tibas      | <b>Vendedor:</b> Yorleny Murillo <b>Cel:</b> ND        |
| <b>Contacto:</b> Andres Delgado                         | <b>Teléfono:</b> 22429960 ext 147 <b>Fax:</b> 25200697 |
| <b>C/T:</b> ADelgadoJ@ice.go.cr/0                       | <b>Correo:</b> yorleny.murillo@elvatron.com            |

| LIN. | CÓDIGO             | DESCRIPCIÓN   | CANT. | T.ENTREGA     | PRECIO UNI.  | TOTAL LÍNEA  |
|------|--------------------|---|-------|---------------|--------------|--------------|
| 1    | DCR-130-0032-440-3 | DCR-130-0032-440-3-60-06-100-C - CARGADOR DE BANCOS DE BATERÍAS ESTACIONARIOS PARA SUBESTACIONES CON PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850. GRADO INDUSTRIAL DE 100 AMPERES. MARCA AMETEK | 1     | 16-17 SEMANAS | \$ 29,929.98 | \$ 29,929.98 |
| 2    | DCR-REPUESTOS      | PARTES DE REPUESTO 2 AÑOS. MARCA AMETEK   | 1     | 16-17 SEMANAS | \$ 5,104.57  | \$ 5,104.57  |

**Notas:**

|                    |                     |
|--------------------|---------------------|
| <b>SUB - TOTAL</b> | <b>\$ 35,034.55</b> |
| <b>IMP. VENTAS</b> | <b>\$ 4,554.49</b>  |
| <b>TOTAL</b>       | <b>\$ 39,589.04</b> |

Figura B.2. Cotizaciones  
 Fuente: Elvatron

## **Tarifa T-CO Comercio y Servicios**

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR)

B.- Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7. o a servicios eléctricos servidos a media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión".

C. Precios mensuales:

|  |             |
|--|-------------|
| <b>Para consumos menores o iguales que 3 000 kWh</b> |             |
| Por cada kWh   | ¢ 116.17    |
| <b>Para consumos mayores de 3 000 kWh</b>            |             |
| Cargo por energía, por cada kWh                      | ¢ 69.50     |
| Cargo por potencia, por cada kW                      | ¢ 11 490.23 |

### **SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO**

A. Aplicación: Esta tarifa se debe aplicar a los consumidores directos del ICE, por el disfrute del servicio de alumbrado público en parques, vías públicas, zonas recreativas y deportivas, etc.

b. Precio mensual:

Por cada kWh de consumo de electricidad..... ¢ 4.05

Esta tarifa tiene un cargo fijo mínimo de 40 kWh y un máximo de aplicación de 50 000kWh por mes.

Figura B.3. Tarifa T-CO del ICE  
Fuente: (Grupo ICE, 2018).