

Instituto Tecnológico de Costa Rica



Escuela de Ingeniería Electrónica



**SISTEMA DE LECTURA REMOTA
PARA EL CONSUMO DE ENERGÍA
EN CLIENTES RESIDENCIALES**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el título de
Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura**

Marco Calderón Bonilla

Cartago, Junio 2012

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

TRIBUNAL EVALUADOR

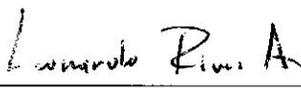
Proyecto de Graduación defendido ante el presente Tribunal Evaluador como requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura, del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Miembros del Tribunal



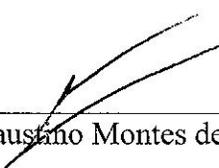
Ing. Julio Stradi G.

Profesor lector



Ing. Leonardo Rivas Arce

Profesor lector



Ing. Fausto Montes de Oca M.

Profesor asesor

Los miembros de este Tribunal dan fe de que el presente trabajo de graduación ha sido aprobado y cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica

Presentación en la Escuela de Electrónica el 13 de junio de 2012

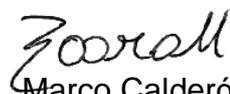
Declaración de autenticidad

Cartago, 13 de junio de 2012

Declaro que el presente Proyecto de Graduación ha sido realizado enteramente por mi persona, utilizando y aplicando literatura referente al tema e introduciendo conocimientos propios.

En los casos en que he utilizado bibliografía, he procedido a indicar las fuentes mediante las respectivas citas bibliográficas.

En consecuencia, asumo la responsabilidad total por el trabajo de graduación realizado y por el contenido del correspondiente informe final.



Marco Calderón Bonilla

Cédula 3 0385 0975



Carta de entendimiento

Señores
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Biblioteca José Figueres Ferrer

Yo, Marco Calderón Bonilla, carné 200119556, autorizo a la Biblioteca José Figueres del Instituto Tecnológico de Costa Rica para disponer del trabajo final realizado por mi persona, bajo el título *Sistema de lectura remota para el consumo de energía en clientes residenciales* para ser ubicado en la biblioteca digital y disponer de su acceso por medio de Internet.


Marco Calderón Bonilla
Cédula 3 0385 0975



Resumen & Abstract

Resumen

Uno de los mayores problemas de las distribuidoras de energía es la captura de datos del consumo de energía KWH, principalmente en los residenciales que suman la mayor proporción de sus clientes. El dato de consumo junto con la tarifa aplicada por la ARESEP permite calcular la facturación correspondiente.

El método utilizado por la mayoría de las distribuidoras en Costa Rica consiste en una lectura por parte de personal técnico en cada pantalla de medidor y que posteriormente debe ser transferida hasta el departamento de facturación; todo el proceso es manual. Esto implica eventuales errores de información, poca eficiencia y pérdida de recursos.

La solución propuesta consiste en implementar la automatización de un sistema de lectura remota de los medidores por medio de comunicación vía radio frecuencia. El alcance pretende tener mayor control y seguridad de los datos, fiabilidad en la transmisión y escalabilidad para futuros requerimientos de la distribuidora.

Abstract

One of the largest utility problems is to capture the energy consumption data, mainly from their residential customer whom represents the majority portion. This consumption data and the appropriate rate applied by the Costa Rican authority are used to calculate the accordingly billing.

The most of the utilities in the country sends technical staff out to catch the consumption directly from each meter display in the field and then they must deliver the read to the Billing Department, from start to end, the whole process is manual. This eventually implies in erroneous information, non efficient process and resources waist.

The proposed solution consists of a deployment to automatically read the meters throughout a radio frequency system. Its outreach must fulfill control capabilities and security data, reliable communication and scalability for further new utility requirements.

Palabras clave

Energía – Distribuidora – Medición – Cliente residencial - Medidor Network – ARESEP - Estándar ANSI - Sistema AMR - Sistema AMI - Medición inteligente

Keywords

Energy – Utility – Metering – Residential customer - Network meter – ARESEP - ANSI standards - AMR system - AMI system - Smart Metering

Dedicatoria

Gracias a Dios por encomendarlos en mi camino

Marco Antonio Calderón Mata

Dora Emilia Bonilla López

... mis padres



Índice general

Declaración de autenticidad.....	2
Carta de entendimiento.....	3
Resumen & Abstract	4
Resumen.....	4
Abstract.....	4
Dedicatoria.....	5
Capítulo 1 Introducción.....	12
1.1 Entorno del proyecto.....	12
1.2 Definición del problema	13
Generalidades	13
Síntesis del problema.....	13
1.2 Enfoque de la solución	14
Capítulo 2 Meta y Objetivos	15
2.1 Meta.....	15
2.1.1 Hipótesis.....	15
2.2 Objetivo general.....	15
2.3 Objetivos específicos.....	15
Capítulo 3 Marco teórico	17
Legislación costarricense.....	18
Medidores y Módulos de comunicación ITRON	19
<i>Smart Metering</i> – Medición Inteligente.....	23
Capítulo 4 Procedimiento metodológico	26
4.1 Reconocimiento del problema.....	26
4.2 Obtención y análisis de información	30
Criterios de análisis para la búsqueda de información preliminar	30
4.3 Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución	32
Alternativas <i>AMR</i>	33
Alternativas <i>C&I Collections Systems</i>	34
4.4 Implementación de la solución.....	40
Procedimiento para implementación	40
Pruebas de campo	41
4.5 Reevaluación y rediseño	43
Dispositivos de medición integrables a ChoiceConnect.....	43
Tipos de medidores de energía compatibles con ChoiceConnect	43
Variables de medición incorporables a cualquier tipo de medidor	44
Registros transferibles por RF a ChoiceConnect	45
Tipos de mensajes de información seleccionables mediante ChoiceConnect	46
Notificación automática de eventos ilícitos	46
Sistemas de lectura auxiliares compatibles con las series R300	47
Sistemas de notificación Utility Back Office.....	48
Funcionalidad para corte y reconexión remota	48
Capítulo 5 Desarrollo de la solución.....	49
Criterios para seleccionar el tipo de medidor de energía	49
Criterios de viabilidad para utilizar RF en el marco legal costarricense.....	52
Proceso de instalación para comunicación medidor - colector.....	55
Pedido a fábrica de medidor	55

Selección base medidor	57
Instalación eléctrica de base.....	59
Pedido a fábrica del colector.....	61
Configuración del colector.....	62
Crear Call-in Parameter Kit	63
Agregar Collector Software	64
Crear grupos adicionales.....	66
Agregar colector al CCA	71
Implementar ICS	72
Instalación del colector.....	73
Implementación de instalación para comunicación medidor - colector	76
Pruebas de campo: Medidor.....	76
Pruebas de campo: Colector.....	79
Ubicación óptima colector-medidores para maximizar cobertura	80
Proceso de instalación para comunicación colector - NCE.....	82
Requerimiento de capacidades para los servidores	83
Configuración de servidores	84
Instalación Network Collection Engine (NCE).....	86
Implementación de instalación para comunicación colector – NCE.....	87
Pruebas de campo: NCE	87
Corroboración en prueba de campo completa: Medidor –Colector –NCE	89
Capítulo 6 Análisis de resultados.....	92
Capítulo 7 Conclusiones y recomendaciones	94
Bibliografía	95
Apéndices	99
A.1 Resumen de disposiciones jurídicas aplicables al alcance de este proyecto.....	99
Reglamentación Técnica para Energía	99
Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos	99
Normas Técnicas de Energía.....	101
AR-NTCVS: Calidad de Voltaje de Suministro	101
AR-NTACO: Instalación y Equipamiento de Acometidas Eléctricas	102
AR-NTCON: Uso, Funcionamiento y Control de contadores de energía eléctrica ..	110
AR-NTSDC: Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización	112
Contrato para el suministro de energía eléctrica en baja tensión para abonados de ESPH	113
Reglamentación Técnica para Telecomunicaciones	114
A.2 Análisis teórico	115
Base metrológica medidor Centron Network	115
Cálculo de consumo de electricidad para efectos de facturación.....	117
Presupuesto de enlace por radio frecuencia	119
A.3 Glosario	121
Anexos	128

Índice de figuras

Figura 3.1. Gráficas de dispersión para el costo económico C de implementar las diferentes opciones de comunicación remota en función de la cantidad de medidores Q	22
Figura 3.2. Arquitectura <i>Smart Grid</i> en una red eléctrica	23
Figura 3.3. Jerarquía de integración <i>Smart Metering</i> según ITRON	24
Figura 4.1. Ubicación del punto para construcción de los condominios (Placemark amarillo) Aproximación de 1km de cobertura para comunicación inalámbrica (círculo verde).....	27
Figura 4.2. Perfil de elevación el punto de construcción de los condominios y a lo largo de su diámetro de cobertura teórico (línea rosada).....	28
Figura 4.3. Clasificación <i>Smart Metering</i> de ITRON para las opciones de comunicación	32
Figura 4.4. Gráfica simplificada para el costo económico C en función de la cantidad de medidores Q para implementar ya sea RF CENTRON, Ethernet ó GSM/GPRS.....	36
Figura 4.5. Diagrama modular nivel 1 - Procedimiento de implementación e integración de la propuesta de medición y comunicación RF CENTRON.....	40
Figura 4.6. Ilustración para la redundancia debido a la inserción de repetidores adicionales	42
Figura 4.7. Ilustración para la compatibilidad de la arquitectura ChoiceConnect 100.....	47
Figura 5.1. Prototipo de placa de identificación para medidor CENTRON NETWORK... ..	51
Figura 5.2. Ubicación de medidores cerca de las rutas de evacuación, fundamentada en criterios de la norma AR-NTACO	52
Figura 5.3. Diagrama modular nivel 2 - Instalación y comunicación CENTRON+R300 ..	55
Figura 5.4. Dimensiones físicas del medidor CENTRON Network con cubierta de vidrio	56
Figura 5.5. Base tipo socket para medidor de energía forma 12S (Network) con corriente de carga máxima CL200.....	57
Figura 5.6. Voltaje de servicio para medidor tipo Network y su arreglo de patillas de conexión	58
Figura 5.7. Medidor dañado debido a la exposición de altas temperaturas generadas por la potencia disipada al utilizar incorrectamente una base CL100 en medidores CL200	58
Figura 5.8. Diagrama eléctrico para conexión medidor 12S Network.....	59
Figura 5.9. Diagrama modular nivel 2 - Instalación y comunicación del colector.....	60
Figura 5.10. Dimensiones medidas en pulgadas del equipo CCU100	61
Figura 5.11. Diagrama modular nivel 3 - Configuración del colector	62
Figura 5.12. Menú Call-in Parameters Kit.....	63
Figura 5.13. Vista del menú Collector Software.....	64
Figura 5.14. Vista del menú Ethernet Collector Configuration Group	66
Figura 5.15. Vista del menú Ethernet Configuration Properties.....	68
Figura 5.16. Vista del menú Alarm Priority Properties.....	69
Figura 5.17. Vista del menú Endpoint Exclusión List	70
Figura 5.18. Vista del menú Initial Collector Setup.....	71
Figura 5.19. Presentación de un CCU100 tipo remoto.....	73
Figura 5.20. Conjunto de elementos para la instalación física del colector	74
Figura 5.21. Instalación del colector en un poste de iluminación propiedad de la distribuidora	75
Figura 5.22. Conexiones eléctricas del colector	75
Figura 5.23. Pantalla LCD del medidor CENTRON	76
Figura 5.24. Fotografías medidores prueba en CNFL Desamparados	77
Figura 5.25. Fotografía de un técnico capturando datos RF utilizando FC300.....	78

Figura 5.26. Ubicación óptima colector. Vista según perfil de elevación a 2km de diámetro	80
Figura 5.27. Ubicación óptima colector. Vista superior, posible área de cobertura	81
Figura 5.28. Diagrama modular nivel 2 - Instalación y comunicación NCE	82
Figura 5.29. Configuración recomendada para servidores según requerimientos Fixed Network	83
Figura 5.30. Especificaciones para Web server y Data server.....	83
Figura 5.31. Configuración interna del disco duro del Data server	84
Figura 5.32. Configuración interna del disco duro del Web server	85
Figura 5.33. Menú de contenidos para instalación NCE	86
Figura 5.34. Verificación de equipos registrados y comunicados con NCE	87
Figura 5.35. Fotografías colector prueba en CNFL Desamparados.....	88
Figura 5.36. Lectura por solicitud mediante On Demand Read for Endpoint Task	89
Figura 5.37. Lectura por solicitud - Estadísticas y datos de consumo	90
Figura 5.38. Lectura por solicitud por medio del navegador de Internet	91
Figura A1.1. Acometida opcional para 06 servicios como máximo con cargas separadas y varios conductores de entreda.....	103
Figura A1.2. Acometida para edificios de ocupación múltiple con cargas no necesariamente separadas	103
Figura A1.3. Acometida para 06 servicios como máximo con cargas separadas y un único conductor de entrada	104
Figura A1.4. Ubicación de ductos para medidores en pared exterior sin interruptor principal	104
Figura A1.5. Ubicación de ductos para medidores en pared exterior con interruptor principal	105
Figura A1.6. Disposición general del panel de medidores dentro de edificios	105
Figura A1.7. Distribución con transformador de pedestal en centros comerciales.....	106
Figura A1.8. Disposición general de paneles de medidores distribuidos por piso	106
Figura A1.9. Disposición para medidores con ducto colector.....	107
Figura A1.10. Disposición para medidores en edificios de ocupación múltiple	107
Figura A1.11. Diagrama de conexión mecánica con ducto alimentador superior para medidores en edificios de ocupación múltiple	108
Figura A1.12. Diagrama de conexión mecánica con ducto alimentador inferior para medidores en edificios de ocupación múltiple	108
Figura A1.13. Medios de desconexión típicos – Interruptor Termomagnético, Interruptor de palanca e Interruptor de Cuchillas	109
Figura A1.14. Medios de desconexión típicos – Interruptor principal.....	109
Figura A1.15a. Prototipo de placa de identificación para medidor CENTRON	111
Figura A1.15b. Prototipo de placa de identificación para medidor SENTINEL.....	111
Figura A1.16. Tarifa eléctrica vigente para residenciales de ESPH	113
Figura A2.1. Principio de medición mediante efecto Hall	115
Figura A2.2. Arquitectura de metrología CENTRON Network.....	116
Figura A2.3. Zonas de Fresnel.....	119

Índice de tablas

Tabla 3.1. Resumen de la reglamentación técnica aplicable a los alcances de este proyecto	18
Tabla 3.2. Medidores ITRON inscritos en ARESEP y sus módulos para comunicación remota	19
Tabla 3.3. Dispositivos adicionales para la recolección de datos según el módulo de comunicación remota	19
Tabla 3.4. Precio lista de los medidores, módulos de comunicación y software propiedad de ITRON. Dispositivos adicionales para la recolección de datos según el módulo de comunicación remota	20
Tabla 3.5. Ecuaciones de costo económico C en USD\$ para implementar cada tecnología, en función de la cantidad de medidores Q y sus respectivos accesorios.....	21
Tabla 3.6. Características buscadas en una arquitectura <i>Smart Metering</i>	25
Tabla 4.1. Restricciones generales que podría afectar la implementación de cada tecnología propuesta como solución	29
Tabla 4.2. Criterios de evaluación técnica aplicados sobre las opciones de solución.....	31
Tabla 4.3. Criterios para la aprobación o descarte de las opciones de comunicación	35
Tabla 4.4. Barrido del costo económico $C(Q)$ en USD\$ para las comunicaciones RF CENTRON, SENTINEL Ethernet y SENTINEL GSM en función de la cantidad de medidores Q	39
Tabla 4.5. Tipos de medidores de energía compatibles con ChoiceConnect	43
Tabla 4.6. Funcionalidades +D, +T, +L y las variables de medición que incorporan respectivamente a cualquier tipo de medidor	44
Tabla 4.7. Registros de metrología transferibles por RF según el tipo de módulo de comunicación insertado en el medidor	45
Registros de metrología disponibles para escoger	45
Tabla 4.8. Tipo de mensaje seleccionado y los segmentos de información incluidos	46
Tabla 4.9. Tipos de registros para eventos ilícitos.....	46
Tabla 5.1. Resumen de los requerimientos generales para el medidor de energía.	49
Tabla 5.2. Resumen de los requerimientos específicos para el medidor de energía.....	50
Tabla 5.3. Criterios de viabilidad jurídica para el uso de comunicación RF.....	54
Tabla 5.4. Características del medidor para solicitar pedido a fábrica ITRON.....	56
Tabla 5.5. Características del colector para solicitar pedido a fábrica ITRON.	61
Tabla 5.6. Ajustes de parámetros del colector en Call-in Parameters Kit.....	63
Tabla 5.7. Procedimiento para instalación del Collector Software en un CCU.....	65
Tabla 5.8. Ajustes de parámetros del colector en Ethernet Collector Configuration.....	67
Tabla 5.9. Descripción de componentes de un CCU100 tipo remoto.....	73
Tabla 5.10. Condiciones ideales para la instalación del CCU100.	74
Tabla 5.11. Códigos de error en medidor CENTRON para diagnósticos de campo.	77
Tabla 5.12. Resultado de prueba de campo para lectura RF con FC300.....	78
Tabla 5.13. Interpretación del estado del colector según el código Morse de su LED.	79
Tabla 5.14. Criterios para optimizar ubicación del concentrador.	81
Tabla 5.15. Interpretación del estado del colector según el código de color en NCE.....	88
Tabla 5.16. Resultado de prueba de campo para lectura RF con FC300 y NCE.	90
Tabla 6.1. Resumen del análisis de resultados en función de los objetivos planteados.....	92
Tabla A1.1. Resumen de principales artículos Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos	99
Tabla A1.2. Resumen de los principales apartados de la Norma AR-NTCVS.	101

Tabla A1.3. Resumen de los principales apartados de la Norma AR-NTACO.....	102
Tabla A1.4. Resumen de los principales apartados de la Norma AR-NTCON.....	110
Tabla A1.5. Resumen de los principales apartados de la Norma AR-NTSDC	112
Tabla A1.6. Resumen de las principales cláusulas del Contrato de Suministro del Servicio Eléctrico para clientes residenciales de ESPH.....	113
Tabla A2.1. Cálculo para el consumo de energía residencial kWh	118
Tabla A2.2. Cálculo para el monto correspondiente a la facturación residencial en ESPH	118

En este capítulo se expondrá el entorno de la situación por resolver; se describirá rápidamente las consideraciones involucradas para así poder llegar a sintetizar el problema, y por ende, enfocar la solución propuesta.

1.1 Entorno del proyecto

La fábrica *ITRON Inc.*, ubicada en Estados Unidos de América, desarrolla sistemas para la medición de energía eléctrica, bajo el cumplimiento de la normas internacionales como ANSI (*American National Standards Institute*), ISO (*International Organization for Standardization*), así como IEC (*International Electrotechnical Commission*) La representación legal para México y Centroamérica, *Itron Distribución S.A. de C.V.*, de ahora en adelante “*ITRON*”, tiene más de siete años de ofrecer soluciones de medición a las distintas empresas distribuidoras de Costa Rica, incluyendo a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S. A. (ESPH)

El consumo residencial se refiere al servicio eléctrico orientado a inmuebles que sirven exclusivamente de alojamiento residencial permanente como casas, apartamentos ó condominios. Su facturación se enfoca en el consumo de energía kilowatt-hora, el cual es almacenado en un registro de memoria del medidor de energía.

El valor registrado debe llegar preciso y sin ninguna alteración hasta el Departamento de Facturación de la empresa distribuidora de energía para que éste pueda emitir el cobro exacto a sus respectivos clientes residenciales según el pliego tarifario que dicta la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)

Actualmente, ESPH envía cuadrillas de trabajadores que leen la información requerida desde la pantalla de cada medidor, lo escriben a mano en un listado de papel y posteriormente es transcrito en formato digital para llegar finalmente hasta el departamento de facturación. Este método es evidentemente poco fiable y es poco eficiente; implica pérdidas económicas debido a la demanda de tiempo laborado por cada trabajador, el transporte necesario y además, no está exento de errores durante todo el proceso en que se manipula la información.

1.2 Definición del problema

A continuación se expone las consideraciones necesarias para definir concretamente el problema y así orientar claramente la posible solución.

Generalidades

En Costa Rica, el cobro por consumo de energía es regulado por la ARESEP pues se trata de un servicio de interés público. Este ente emite un listado de tarifas a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. El cliente residencial cancela su factura de acuerdo con su consumo eléctrico mensual (medido en kilowatt-hora) y según la tarifa de la empresa distribuidora.

Como parte de la normativa de ARESEP, el método de lectura utilizado para obtener el consumo debe permitir al abonado que corrobore los datos personalmente, por lo que el sistema que se proponga como solución debe satisfacer este y todos los requerimientos que dicta la normativa de la ARESEP.

Asimismo, el dato de consumo debe ser transparente, y la transmisión de esta información hasta el Departamento de Facturación debe estar libre de errores y manipulación.

Según lo anterior, la propuesta a través de ITRON debe asegurar la lectura de los abonados así como una completa fiabilidad en los datos leídos y transmitidos.

Síntesis del problema

El método actualmente utilizado por la ESPH para leer y transmitir el consumo de energía eléctrica en abonados residenciales es propenso a errores y manipulación, así como además demanda muchos recursos en tiempo y dinero. Esto se traduce en poca fiabilidad, ineficiencia y pérdidas económicas para la institución.

1.2 Enfoque de la solución

A través de ITRON se propondrá como solución un sistema automático de lectura remota. Esto conlleva a desarrollar una investigación y análisis de las condiciones de la zona de interés con el fin de que el diseño propuesto asegure una completa cobertura de todos los medidores en evaluación así como la fiabilidad en los datos recibidos, cumpliendo con la normativa de la ARESEP y utilizando el mínimo de recursos para evitar incrementos innecesarios en la propuesta económica. Las tecnologías para desarrollar la comunicación remota serán evaluadas tanto en aspectos técnicos como económicos.

2.1 Meta

Implementar un sistema de lectura remota por RF para obtener la información de todos los abonados en el sector destinado por ESPH.

Indicador: Una vez instalado el sistema, se compara la cantidad total de abonados contra los puntos medidos por el sistema automático.

2.1.1 Hipótesis

El sistema de lectura remota por RF propuesto por ITRON es de alta potencia en su transmisión de datos. Sin embargo, considerando las condiciones particulares del área que se desea abarcar, es posible que algunos puntos críticos no tengan cobertura.

2.2 Objetivo general

Diseñar e implementar un sistema automático remoto que transmita la lectura del consumo mensual de energía de un grupo selecto de clientes residenciales hasta el departamento de facturación de ESPH.

Indicador: En una tabla resumen, indicar el porcentaje de abonados de los seleccionados que lograron ser leídos mediante el sistema propuesto.

2.3 Objetivos específicos

1. Determinar el tipo de medidor de energía que se utilizará en el sistema de lectura remota según los requerimientos y características eléctricas de los abonados en estudio de ESPH.

Indicador: Indicar en una tabla resumen las características más relevantes que intervienen para definir el tipo de medidor seleccionado.

2. Definir la viabilidad de utilizar RF de acuerdo con la normativa legal para la asignación de frecuencias en Costa Rica.

Indicador: Indicar en una tabla resumen los criterios más relevantes que permiten la utilización de la frecuencia del sistema según establece la normativa para asignación de frecuencias en Costa Rica.

3. Definir el proceso de instalación del equipo tal que permita transmitir el dato de lectura desde cada medidor hasta el colector de información mediante RF.

Indicador: En una tabla resumen mostrar los criterios de ingeniería utilizados para diseñar el proceso de instalación medidor-colector.

4. Implementar satisfactoriamente el proceso de instalación del equipo que transmita el dato de lectura desde cada medidor hasta el colector de información.

Indicador: En una tabla resumen mostrar los resultados obtenidos tras implementar el proceso de instalación medidor-colector.

5. Determinar la ubicación óptima del colector y de cada medidor según las características geográficas del sector escogido y que tenga la posibilidad de expansión para futuros clientes.

Indicador: En una tabla resumen mostrar los criterios de ingeniería utilizados para proponer la ubicación óptima del colector.

6. Definir el proceso de instalación del equipo tal que permita transmitir los datos de lectura almacenados temporalmente en el colector hasta la base de datos de un servidor.

Indicador: En una tabla resumen mostrar los criterios de ingeniería utilizados para diseñar el proceso de instalación colector-servidor.

7. Implementar satisfactoriamente el proceso de instalación del equipo tal que permita transmitir los datos de lectura almacenados temporalmente en el colector hasta una base de datos en el departamento de facturación.

Indicador: En una tabla resumen mostrar los resultados obtenidos tras implementar el proceso de instalación colector-servidor.

8. Corroborar que todo el proceso de lectura automatizado funciona de acuerdo con lo establecido.

Indicador: Demostrar en una tabla resumen el cumplimiento de transmisión a lo largo de las diferentes etapas (medidor, colector y servidor) hasta obtener datos libres de error.

Este capítulo trata los aspectos relacionados implícita o explícitamente con la solución del problema. De tal manera, se sintetizará la legislación jurídica en cuanto al servicio eléctrico, la normativa que la regula así como las opciones de dispositivos de medición y comunicación que ofrece ITRON y que se ajusten al diseño de la solución.

Antes de continuar, se definirán dos conceptos ya establecidos por ESPH como requerimientos y que por tanto orientarán el diseño de este proyecto: uno corresponde a tarifa residencial y el otro a conexión Network.

Textualmente de la página de ESPH se toma la definición de Tarifa residencial:

“Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente y áreas comunes de condominios estrictamente residenciales. No incluye áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni otros establecimientos relacionados con actividades lucrativas.” [8]

Por otro lado, realizando una síntesis de las normas de ARESEP, se puede definir el servicio eléctrico tipo Network como una conexión a baja tensión bifásica (dos fases), de tres hilos, con una tensión de suministro nominal Vs de 120V fase-neutro y 208V fase-fase. Generalmente, tiene una configuración de cuatro conductores en estrella con el neutro aterrizado, quedando una de las fases sin utilizar, de ahí el porqué de conectar sólo tres hilos. A este tipo de servicio Network le corresponde un medidor de forma 12S (*socket*, significa que el medidor es insertado en una base ya preinstalada en el inmueble)

Legislación costarricense

El marco jurídico que encierra los alcances de este proyecto se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 3.1. Resumen de la reglamentación técnica aplicable a los alcances de este proyecto.

Reglamentación técnica	General	Específico
Energía	Normas técnicas	<ul style="list-style-type: none">■ Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos■ AR-NTCVS: Calidad de Voltaje de Suministro■ AR-NTACO: Instalación y Equipamiento de Acometidas Eléctricas■ AR-NTCON: Uso, Funcionamiento y Control de contadores de energía eléctrica■ AR-NTSDC: Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización
	Contrato para el suministro de energía eléctrica	<ul style="list-style-type: none">■ Contrato para el suministro de energía eléctrica en baja tensión para abonados de ESPH
Telecomunicación	Regulaciones	<ul style="list-style-type: none">■ Ley general de telecomunicaciones■ Plan Nacional de Atribución de Frecuencias (PNAF)■ Rectoría de telecomunicaciones (MINAET)

Para ver el resumen de las disposiciones de cada reglamentación específica y limitada a los alcances de este proyecto, ir al apéndice 1 de este documento.

Medidores y Módulos de comunicación ITRON

De acuerdo con el apartado 3.1 de AR-DTCON, todo medidor debe estar inscrito ante ARESEP para su utilización en Costa Rica. De aquí en adelante se evaluarán únicamente los medidores ITRON, modelos CENTRON y SENTINEL.

En la siguiente tabla que presenta las opciones disponibles de medidores ITRON inscritos en ARESEP ^[13] y orientadas a las características requeridas para clientes residenciales con conexión tipo Network. De forma simultánea, se considerarán solamente los módulos de comunicación compatibles respectivamente a dichos medidores y los que, por políticas de la empresa ITRON Inc., se pueden comercializar en la zona de México y Centroamérica.

Tabla 3.2. Medidores ITRON inscritos en ARESEP y sus módulos para comunicación remota.

Medidor	Características requeridas			
	Network (FM12S)	Lectura Energía (kWh)	Registro de ilícitos	Módulo disponible para comunicación remota
CENTRON	Sí	Sí	Sí	R300 RF CENTRON board
SENTINEL	Sí	Sí	Sí	R300 RF SENTINEL board Ethernet board RS-232/RS-485 serial board Internal phone line modem GSM/GPRS CellReader Modem CDMA/1xRTT CellReader Modem

En la siguiente tabla se describe los requerimientos de cada arquitectura para captar y almacenar los datos de lectura kWh. El cableado junto con sus acoples así como el servidor (computador) se deben considerar en todos los casos, respectivamente. En caso de requerirse, las características del *router* serán especificadas posteriormente.

Tabla 3.3. Dispositivos adicionales para la recolección de datos según el módulo de comunicación remota.

Módulo comunicación	Dispositivos adicionales				
	Cell Control Unit (CCU100)	LANTRONIX (UDS1100)	Router	Software ITRON	Licencia
R300 CENTRON	Sí	No	Sí	Choice Connect Fixed Network	Sí
R300 SENTINEL	Sí	No	Sí	Choice Connect Fixed Network	Sí
RS-232/485	No	Sí	Sí	PC Pro+Advanced	No
Ethernet	No	No	Sí	PC Pro+Advanced	No
Phone line	No	No	No	PC Pro+Advanced	No
CDMA/1xRTT	No	No	No	PC Pro+Advanced	No
GSM/GPRS	No	No	No	PC Pro+Advanced	No

Como referencia y para motivos de evaluación de costos, se utilizará los precios de lista de los artículos descritos anteriormente. Estos precios no tienen validez de cotización para fines comerciales por lo que su uso se limita para los efectos académicos de este proyecto. Entendido esto, los precios referenciales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 3.4. Precio lista de los medidores, módulos de comunicación y software propiedad de ITRON. Dispositivos adicionales para la recolección de datos según el módulo de comunicación remota.

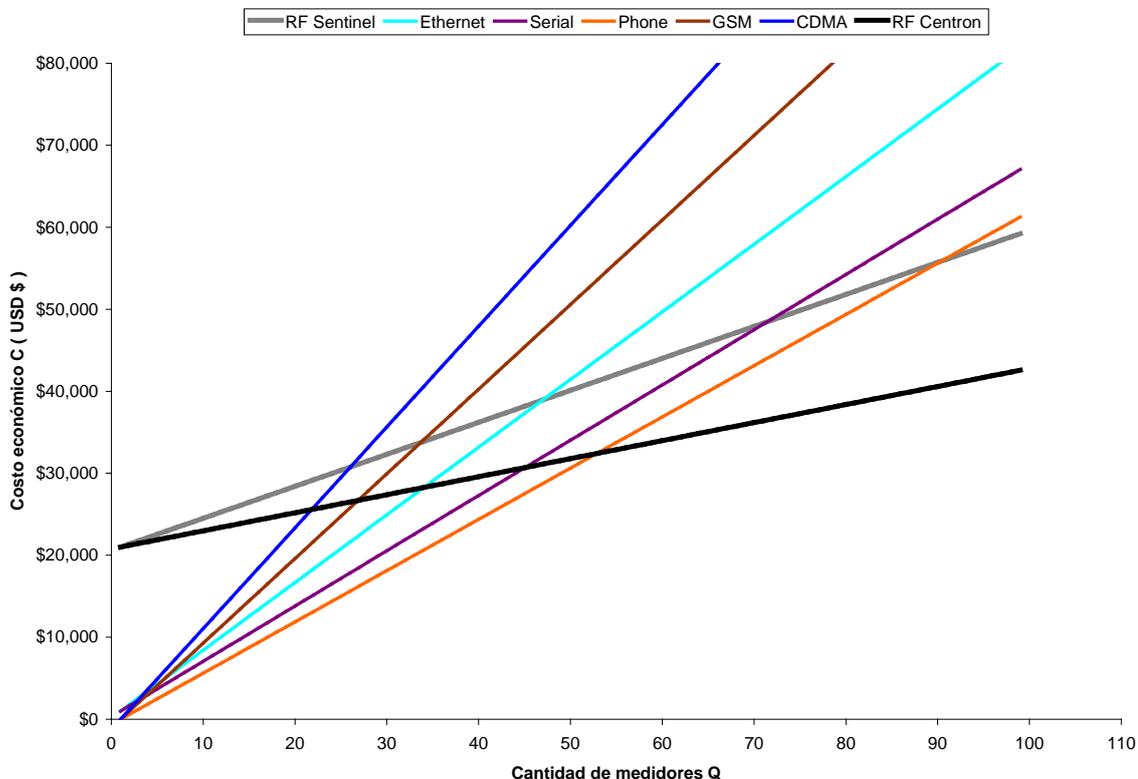
Medidor	Dispositivo / Accesorio	Precio Unitario (USD\$)
CENTRON	CENTRON meter CN1S – Form 12S	148.00
	R300 (CENTRON)	72.00
	Cell Control Unit (CCU 100)	5,000.00
	<i>Choice Connect Fixed Network</i> software installer & license	15,000.00
SENTINEL	SENTINEL meter Level 1 – Form 12S	275.00
	R300S (SENTINEL)	115.00
	Cell Control Unit (CCU 100)	5,000.00
	<i>Choice Connect Fixed Network</i> software installer & license	15,000.00
	Internal Modem (2400 baud, phone line sharing)	350.00
	Single Port RS-232/RS-485 Option Board	250.00
	LANTRONIX UDS1100	149.00
	Ethernet Board	550.00
	Router CISCO	1,000.00
	Trilliant® NCGR801 (GSM/GPRS) Cellreader Cellular Modem (internal antenna)	757.00
	Trilliant® NCXR801 (CDMA/1xRTT) Cellreader Cellular Modem (internal antenna)	954.00
	<i>PC Pro+Advanced</i> software installer	100.00

Con el fin de evaluar económicamente las diferentes opciones para comunicación remota, se presentan en la siguiente tabla, la ecuación que permite valorar el costo beneficio de cada tecnología en función de la cantidad de medidores a utilizar y el costo de sus accesorios. Como se dijo anteriormente, se omite el costo de cableado (importante debido a las distancias y cantidad de puntos), computador para todos los casos. Para la opción de telefonía fija se omite el costo de la línea telefónica. Para las opciones de telefonía GSM/GPRS y CDMA/1xRTT se omite el costo del chip SIM respectivo. El costo mensual de ninguna opción telefónica se ha incluido.

Tabla 3.5. Ecuaciones de costo económico C en USD\$ para implementar cada tecnología, en función de la cantidad de medidores Q y sus respectivos accesorios.

Tecnología	Ecuación de costo económico (USD \$)
RF CENTRON	$C_{RFCentron}(Q) = (M_{Centron} + Mod_{RFCentron}) * Q + CCU + ChoiceConnect + Router$ $\therefore C_{RFCentron}(Q) = 220 \cdot Q + 21,000 \text{ Ec.1}$
RF SENTINEL	$C_{RFSentinel}(Q) = (M_{Sentinel} + Mod_{RFSentinel}) * Q + CCU + ChoiceConnect + Router$ $\therefore C_{RFSentinel}(Q) = 390 \cdot Q + 21,000 \text{ Ec.2}$
Ethernet	$C_{Ethernet}(Q) = (M_{Sentinel} + Mod_{Ethernet}) * Q + Router$ $\therefore C_{Ethernet}(Q) = 825 \cdot Q + 1,000 \text{ Ec.3}$
Serial	$C_{Serial}(Q) = (M_{Sentinel} + Mod_{Serial} + Mod_{LANTRONIX}) * Q + Router$ $\therefore C_{Serial}(Q) = 674 \cdot Q + 1,000 \text{ Ec.4}$
Telefonía línea fija	$C_{Phone}(Q) = (M_{Sentinel} + Mod_{Phone}) * Q$ $\therefore C_{Phone}(Q) = 625 \cdot Q \text{ Ec.5}$
Telefonía GSM/GPRS	$C_{GSM}(Q) = (M_{Sentinel} + Mod_{GSM}) * Q$ $\therefore C_{GSM}(Q) = 1032 \cdot Q \text{ Ec.6}$
Telefonía CDMA/1xRT T	$C_{CDMA}(Q) = (M_{Sentinel} + Mod_{CDMA}) * Q$ $\therefore C_{CDMA}(Q) = 1229 \cdot Q \text{ Ec.7}$

Con el fin de visualizar el comportamiento económico de cada tecnología en función de la cantidad de medidores, en la siguiente figura se condensan las gráficas de dispersión para cada ecuación de la tabla anterior.



Imagen, tomada de la gráfica C(Q) del archivo de Microsoft Excel
Costo Económico Tecnologías de Comunicación ITRON.xls

Figura 3.1. Gráficas de dispersión para el costo económico C de implementar las diferentes opciones de comunicación remota en función de la cantidad de medidores Q.

Hasta este punto se exponen los equipos de medición disponibles y los módulos de comunicación compatibles con ellos.

Ahora bien, es necesario presentar una serie de conceptos sobre la tendencia tecnológica en el ámbito de medición de energía, con el fin de ubicar mejor la propuesta que se vaya a sugerir como solución.

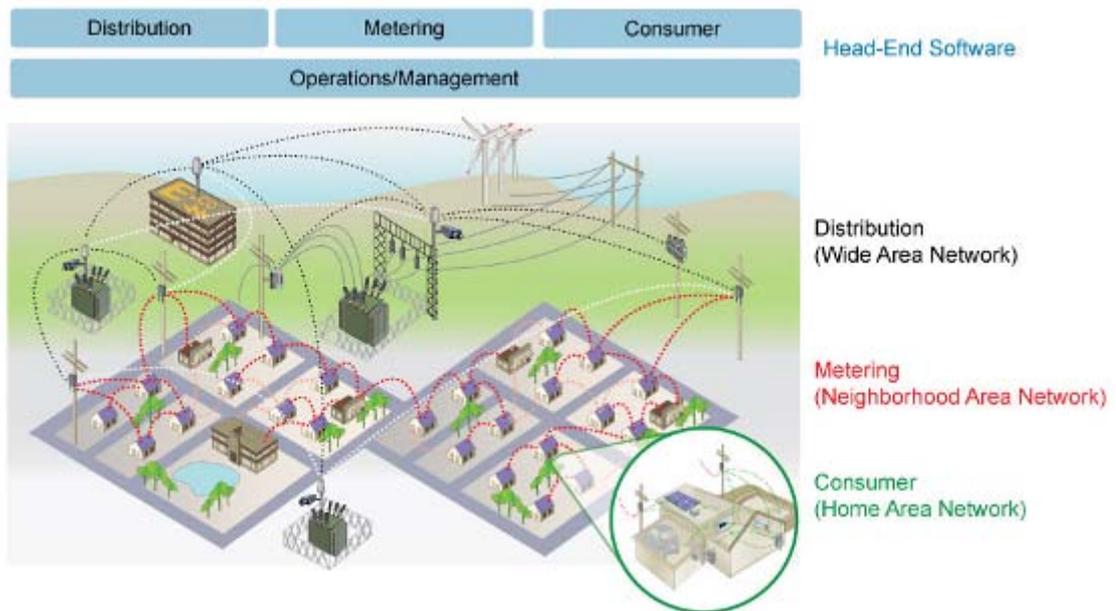
En la siguiente sección, se hará una breve introducción al concepto de *Smart Metering*: su objetivo, características y principales funcionalidades.

Smart Metering – Medición Inteligente

Los conceptos expuestos en esta sección son una tendencia universal a integrar diferentes metrologías, procesos y comunicaciones para un fin común: eficiencia energética. Lo aquí mencionado no se limita a lo ofrecido por ITRON sino más bien, a ilustrar las tecnologías de punta (*state-of-the art*)

En todo el planeta, tanto a nivel residencial como industrial, se ofrecen servicios de energía eléctrica, agua, gas y hasta calor. La generación de energía eléctrica es el mayor contribuidor global de emisiones de CO₂, incrementando además, el calentamiento global.

La red eléctrica se compone de varias etapas, cada una de ellas diseñada para un propósito específico: generación, transmisión, distribución y consumo. El concepto *Smart Grid* consiste en una red de diferentes infraestructuras de comunicación diseñada para el monitoreo y control de consumo de los dispositivos instalados a lo largo de toda la red eléctrica en tiempo real. La arquitectura *Smart Grid* integra comunicaciones con los sistemas de control de las distribuidoras en una WAN (*Wide Area Network*), la cual se subdivide en NAN (*Neighborhood Area Network*), hasta conectarse con los dispositivos a través del medidor creando la HAN (*Home Area Network*) En la siguiente figura se ilustra una red eléctrica y cómo *Smart Grid* se integra a ella.



Imagen, tomada el 21/02/2012 de *Smart Grid Architecture* - Trilliant
<http://www.trilliantinc.com/solutions/multi-tier-architecture>

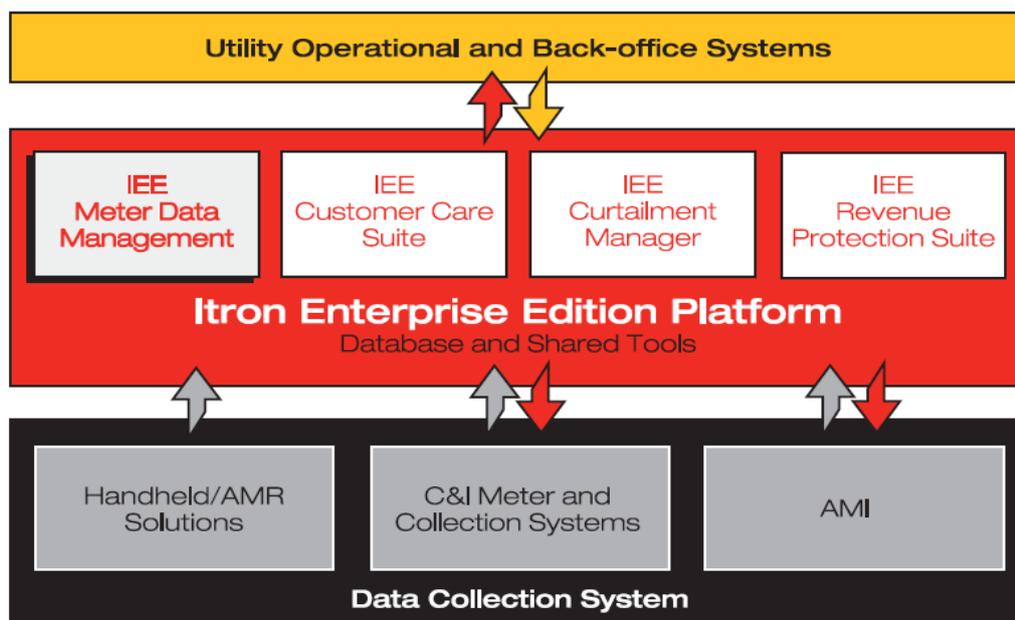
Figura 3.2. Arquitectura *Smart Grid* en una red eléctrica.

Una red *Smart Grid* utiliza comunicación en dos vías a lo largo de la red con el fin de centralizar el control y maximizar la eficiencia de energía hasta los consumidores. Por lo tanto, a nivel funcional, *Smart Grid* se compone de los siguientes niveles:

- **Smart Metering:** Aplicación de diferentes operaciones desde la Empresa Distribuidora en busca de control y eficiencia energética.
- **Smart Distribution:** Monitoreo y control centralizado sobre la proyección de demanda de energía a lo largo de toda la fase de distribución en periodos específicos de tiempo.
- **Smart Consumption:** Permite al consumidor y a sus dispositivos HAN participar activamente en decisiones para optimizar el consumo.

Particularmente, la arquitectura *Smart Metering* permite a la Distribuidora alcanzar los beneficios de una infraestructura de medición avanzada AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) o de una plataforma de lectura de medición automática AMR (*Automatic Metering Reading*), como por ejemplo: la eficiencia operacional en energía, agua, gas y calor; programación del servicio de mano de obra en sitio para una labor específica; aplicación de tarifa horaria TOU (*Time-of-Use*) ó perfil de carga (*Load Profile*) para facturación; reporte del voltaje de suministro; reporte de apagones; y manejo de la demanda de potencia por circuito de distribución en función de la capacidad generada; entre otros.

Smart Metering sugiere integrar diferentes marcas y tipos de medidores, desde básicos residenciales hasta comerciales e industriales (C&I), aprovechando la gran variedad de módulos de comunicación. Se centraliza un sistema de recolección de información hasta finalmente, estandarizar y normalizar todos estos datos de medición en una única base de datos para ser administrados por plataformas virtuales de alto nivel. A manera de ejemplo, en la siguiente figura se ilustra cómo ITRON propone una arquitectura para alcanzar el *Smart Metering*.



Imagen, tomada el 21/02/2012 de *Itron Enterprise Edition Meter Data Management*
<https://www.itron.com/mxca/en/PublishedContent/100954SP-03%20Itron%20Enterprise%20Edition%20Meter%20Data%20Management%204%202011.pdf>
Figura 3.3. Jerarquía de integración *Smart Metering* según ITRON.

Según la figura anterior, *AMR* (una vía), *AMI* (dos vías) y *C&I Collection Systems* (dos vías) es la etapa que integra diferentes metrologías y comunicaciones para capturar los datos de medición. El siguiente nivel se encarga de administrar toda la información recolectada en módulos opcionales con funciones muy específicas hasta interactuar con las plataformas:

- Administración y recolección de datos multi-marca.
- Almacenamiento permanente de datos con información de clientes en base de datos a nivel de Distribuidora.
- Administración integral de datos de intervalo.
 - Validación, Edición Estimación.
 - Cálculo flexible de determinantes para facturación
- Interfaces de diagnóstico e ilícitos.
- Reportes estándares de consumo y excepciones.
- Integración directa con los sistemas operacionales de la Distribuidora.

Ahora bien, las características esenciales que se busca en un sistema *Smart Metering*, es una mezcla de los requerimientos buscados por la Distribuidora, las ventajas que proporciona el uso de comunicaciones automatizadas, la normalización de datos y el manejo a nivel administrativo de toda esa información. En la siguiente tabla se sintetizan esas cualidades más representativas.

Tabla 3.6. Características buscadas en una arquitectura *Smart Metering*.

Característica	Descripción
Seguridad	Seguridad de comunicación punto a punto con controles QoS (<i>Quality-of-Service</i>) Incluye: privacidad, confidencialidad, integridad, disponibilidad, autenticación, autorización y capacidad para legalmente responder y rendir cuentas.
Control	Infraestructura en una red completamente privada garantiza el control de desempeño sin depender de las políticas o capacidades de una infraestructura de terceros.
Fiabilidad	Confiabilidad de comunicación en todo momento en HAN, NAN y WAN aún incluso en caso de fallo de la misma red eléctrica. Debe identificar problemas de comunicación y solucionarlos de manera automática y dinámica.
Flexibilidad de cobertura	Capacidad de abarcar las diferentes geografías y topografías que cubre la red eléctrica: desde una alta densidad urbana hasta una dispersión rural. Además, flexibilidad para reformar y balancear las redes WAN y sus respectivas NAN de acuerdo con el crecimiento de cada una.
Escalabilidad	Arquitectura modular con capacidad de ajuste a las múltiples aplicaciones en función de los requerimientos actuales y futuros.
Transmisión	Suficiencia en ancho de banda, latencia y habilidad para selectivamente escalar las redes WAN y NAN según su crecimiento.
Adaptabilidad	El rendimiento de la red depende de los requerimientos en aplicaciones y comunicaciones en un momento dado y su capacidad para ser actualizado en <i>firmware</i> , <i>software</i> y hasta <i>hardware</i> sin necesidad de ser reemplazado por completo.
Estándares abiertos	Soluciones desarrolladas en estándares abiertos con capacidad de actualización, interoperabilidad, y longevidad.
Heredable a futuras aplicaciones	Debe soportar protocolos como <i>ANSI C12.22</i> , <i>DNP3</i> , <i>Modbus</i> así como <i>IPv4</i> y <i>IPv6</i> para aplicaciones de siguiente generación.
Costo-beneficio	La automatización de toda la red eléctrica pretende alcanzar un ahorro en energía que se debe reflejar en la factibilidad financiera y económica para adquirirlo.

En resumen, *Smart Metering* es una tendencia global a integrar diferentes tecnologías en medición y comunicación con el fin de alcanzar la eficiencia energética en tiempo real y de manera automatizada.

En este capítulo se describen las etapas metodológicas seguidas para determinar la solución óptima al problema, y por tanto, los criterios de ingeniería utilizados para llegar a su diseño.

4.1 Reconocimiento del problema

El método de lectura manual actualmente utilizado por la ESPH para captar y transmitir el consumo de energía eléctrica en sus abonados residenciales es propenso a errores y manipulación; además, demanda muchos recursos en tiempo, transporte y dinero. Esto se traduce en poca fiabilidad, ineficiencia y pérdidas económicas para la institución.

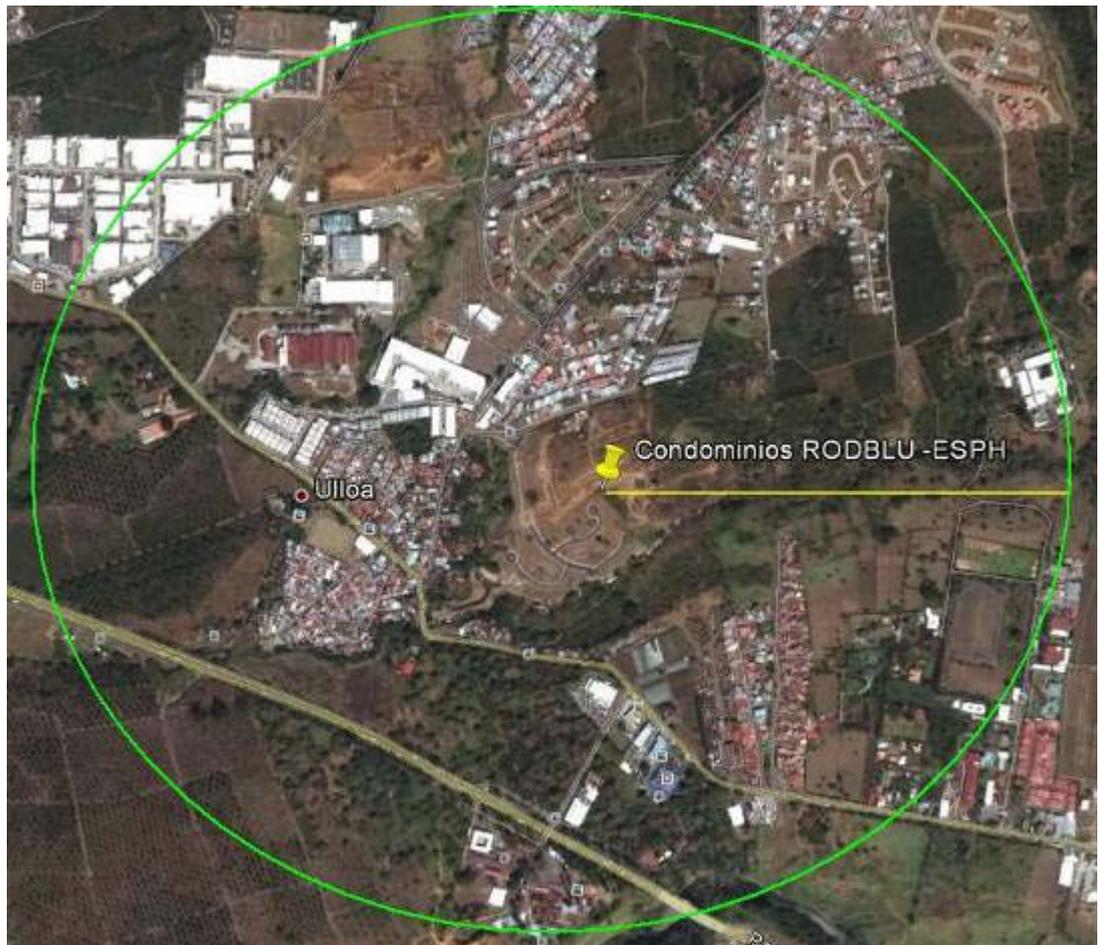
El tec. Ernesto S. Pérez del Laboratorio de Medidores de ESPH, comenta que un lector, en promedio, puede llegar a leer cerca de 500 medidores de energía en un solo día. El tiempo adicional para transcribir los datos a una computadora puede extenderse hasta entres horas efectivas. El salario mensual de cada personal destinado a estas laborales ronda los cuatrocientos mil colones.

No hay un estudio concreto que indique qué porcentaje de los datos digitalizados presentan errores, ya sea desde la lectura, o bien, por la transcripción. Sin embargo, el Departamento de Facturación menciona que es común encontrar clientes quejándose porque su factura no es proporcional al consumo de energía que pueden ver ellos mismos en la pantalla de su medidor. Esto implica inversión de tiempo y personal que pueda atender estas quejas, corroborar datos y finalmente dar una solución particular a cada caso.

Por otro lado, en conversación telefónica con el Asistente de Vicepresidencia para Latinoamérica de la empresa constructora RODBLU INVESTMENTS, Juan Victory, trascendió que ciertos aspectos que determinan el diseño de sus condominios son la seguridad, tranquilidad y privacidad ofrecida a sus clientes. De tal manera, evitar el ingreso de terceras personas a sus edificaciones será determinante para satisfacer esa demanda. La cantidad de apartamentos será de 275 unidades repartidos entre dos edificios adyacentes: uno de 20 pisos y otro de 27 pisos.

El jefe del Laboratorio de medición de ESPH, el ing. Marco Salazar Blanco, comenta la constructora RODBLU estaría interesada en aportar un capital de dinero con el fin de implementar un sistema que permita leer remotamente la información de los medidores mientras satisfaga la privacidad que comenta Victory. El ing. Salazar enfatiza que lo ideal sería maximizar la solución para que además ESPH pueda posteriormente ampliar y aprovechar el sistema en otros abonados de la empresa.

La infraestructura se desarrollará cerca del sector conocido como Barreal de Heredia. Salazar comenta que la zona aledaña está poblada por clientes residenciales de clase media y que se espera que en los próximos años se desarrollen nuevos proyectos de construcción similares a los de RODBLU. La siguiente figura, tomada de Google Earth, ilustra con la marca amarilla la ubicación para los condominios RODBLU y con el círculo verde una proyección teórica para una cobertura de un 1km en caso de utilizar comunicación inalámbrica.



Printscreen, tomado el 13/02/2012 de Google Earth v6.1.0.5001

Figura 4.1. Ubicación del punto para construcción de los condominios (Placemark amarillo) Aproximación de 1km de cobertura para comunicación inalámbrica (círculo verde).

Junto con el técnico Ernesto S. Pérez, se estima que para ese radio de un 1km, podría sumarse hasta 6000 residenciales actuales, sin contabilizar los nuevos proyectos que vendrán.

El punto de los condominios se encuentra a una altura de 1022 metros sobre el nivel del mar; a lo largo del diámetro de cobertura (línea color rosado), el punto más bajo está a 1000m y el más alto a 1030m. Estos datos se pueden observar en la siguiente imagen.



Printscreen, tomado el 13/02/2012 de Google Earth v6.1.0.5001

Figura 4.2. Perfil de elevación el punto de construcción de los condominios y a lo largo de su diámetro de cobertura teórico (línea rosada).

El ing. Salazar indica que ESPH está montando una red de fibra óptica en toda su área de concesión pero que a la fecha no está disponible cerca de estas edificaciones. Sin embargo, Victory comenta que el perfil de sus inquilinos será de clase media alta, por lo que es común que soliciten servicios como TV por cable, acceso a Internet, servicio de telefonía fija entre otros, los cuales podrían aprovecharse como medio para transmitir datos.

Victory comenta que la ubicación de los medidores será discutida con personal de ESPH, pero se adelanta que podrían colocarse concentrados en cada uno de los pisos de los edificios. Los planos civiles de la obra no pueden entregarse a terceros pues así estipula las políticas de RODBLU.

El ing. Javier Galván de ITRON, indica que por experiencia, en el caso de radio frecuencia aplicada a edificios de apartamentos en vertical, se recomienda en el diseño un máximo de 4 pisos para asegurar cobertura considerando la atenuación que ocasiona los materiales de la obra (varillas de metal y concreto, principalmente)

En resumen, la meta es satisfacer la lectura de energía para los clientes de RODBLU buscando además maximizar la inversión de la constructora para ser utilizada en otros abonados como beneficio para ESPH.

En la siguiente tabla se sintetizan las restricciones generales que podría afectar el uso de cada tecnología que se propone como solución.

Tabla 4.1. Restricciones generales que podría afectar la implementación de cada tecnología propuesta como solución.

Tecnología	Restricciones generales
RF CENTRON	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ubicación de medidores en condominios podría ser como una distribución por piso, atenuando la cobertura RF de los equipos. Sin embargo, existe la posibilidad que ESPH solicite que su ubicación vaya hacia el exterior del inmueble, justificándose en la norma AR-NTACO.
RF SENTINEL	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ubicación de medidores en condominios podría ser como una distribución por piso, atenuando la cobertura RF de los equipos. Sin embargo, existe la posibilidad que ESPH solicite que su ubicación vaya hacia el exterior del inmueble, justificándose en la norma AR-NTACO.
Ethernet	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ESPH aún no dispone de cobertura en su red de fibra óptica. ▪ Considerar costo de cableado para cada piso. ▪ Requiere asignación de una dirección IP estática y privada.
Serial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ESPH aún no dispone de cobertura en su red de fibra óptica. ▪ Considerar costo de cableado y accesorios (LANTRONIX) para cada piso. Requiere asignación de una dirección IP estática y privada.
Telefonía línea fija	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ESPH no dispone de servicio telefónico propio, por lo que debe alquilarse un servicio a una telefónica fija. ▪ Considerar costo de cableado para cada piso.
Telefonía GSM/GPRS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ESPH no dispone de servicio celular propio, por lo que debe alquilarse un servicio a una telefónica celular. ▪ Debe corroborarse si hay cobertura celular en la zona una vez finalizada la obra. ▪ Requiere asignación de una dirección IP estática y privada por parte de la compañía telefónica.
Telefonía CDMA/1xRTT	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ESPH no dispone de servicio celular propio, por lo que debe alquilarse un servicio a una telefónica celular. ▪ Debe corroborarse si hay cobertura celular en la zona una vez finalizada la obra. ▪ Requiere asignación de una dirección IP estática y privada por parte de la compañía telefónica.

4.2 Obtención y análisis de información

La información de las tecnologías disponibles se obtuvo directamente a través del personal de ITRON DISTRIBUCIÓN S.A. de C.V., con oficina en México D.F. Ellos tienen representación legal para México y Centroamérica. La información fue canalizada a través del ing. Luis Miguel García y el ing. Javier Galván.

El trasiego de información se hizo por medio de correos electrónicos, discos compactos y datos conversados vía telefónica. Todo esto durante mi permanencia con el representante comercial en Costa Rica.

Criterios de análisis para la búsqueda de información preliminar

Evidentemente, el primer criterio para buscar información técnica, fue con el proveedor de equipos marca ITRON. Dentro de las normas internacionales para estandarizar los requerimientos mínimos existen dos tendencias: la norma ANSI (*American National Standards Institute*) para Estados Unidos y la norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) para Europa. Costa Rica se orienta hacia ANSI como así lo menciona la norma técnica de la Autoridad Reguladora en Costa Rica, AR-DTCON. Por tanto, las opciones a considerar como posibles soluciones deben ser equipos de medición propiedad ITRON, certificado para ANSI y que pueda ser adquirido para la región de México y Centroamérica.

Esta misma norma AR-DTCON solicita que el medidor esté previamente inscrito ante ARESEP para disponer de él en el país. Esto implica el cumplimiento además de las normas técnicas AR-NTCVS, AR-NTACO y AR-NTSDC. De ahí considerar los medidores modelo CENTRON® y modelo SENTINEL® como opción viable. Esto se corrobora en la vigente Lista de Medidores Inscritos (Octubre 2010) en la Superintendencia de energía de ARESEP.^[13]

En cuanto a los módulos de comunicación disponibles se consideran las siguientes tecnologías: Ethernet, Modem telefónico, Serial RS232/485 (DB9 ó DB25), Radio Frecuencia en sistema propietario ITRON y Radio Frecuencia utilizando una red celular local.

La evaluación técnica debe satisfacer el cumplimiento de normas técnicas locales como ARESEP y MINAET; escalabilidad del sistema; comunicación propiedad ITRON con utilización mínima de infraestructura de terceros; capacidad de integración a arquitecturas avanzadas de medición (AMI, *Advanced Meter Infrastructure*) así como estandarización de información para ser administrada eventualmente por una plataforma virtual (MDM, *Meter Data Management*), siendo ambas *Smart Metering*; finalmente, se considera la recomendación técnica de expertos de ITRON. La síntesis de estos criterios técnicos se observa en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Criterios de evaluación técnica aplicados sobre las opciones de solución.

Tecnología	Cumplimiento normas técnicas		Escalabilidad en número	Infraestructura comunicación propia	Compatibilidad Smart Metering	ITRON recomienda
	ARESEP	MINAET				
RF CENTRON	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
RF SENTINEL	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Ethernet	Sí	NA	Sí	Limitada	Sí	Sí
Serial	Sí	NA	Limitada	Limitada	Limitada	No
Modem	Sí	NA	Limitada	No	Limitada	No
GSM/GPRS	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí
CDMA/1xRTT	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí

Las restricciones aplicadas hasta este punto han sido las limitantes tecnológicas y cumplimiento de normas nacionales y estándares internacionales.

Para esta etapa del proyecto en particular y según los datos de medición requeridos y la capacidad deseada, el análisis económico se ha limitado únicamente a descartar tecnologías AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) puesto que su costo por punto de medición es casi 2.5 veces mayor que AMR (*Automatic Metering Reading*) y casi 2 veces mayor que utilizar medidores Comerciales Industriales con módulos de comunicación y su respectivo sistema de recolección de datos (*C&I Collection Systems*) Retomar el diagrama modular de la figura 3.19 para su mejor comprensión.

La opción *AMI* de ITRON se conoce como OPENWAY®. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, por políticas de la empresa, ciertos productos aún no han sido liberados para su comercialización en la región México y Centroamérica. Información básica sobre esta tecnología se puede encontrar en el siguiente enlace:

<https://www.itron.com/mxca/en/productsAndServices/Pages/OpenWay%20CENTRON.aspx?market=electricity>

En la siguiente sección se abordará más a detalle el procedimiento seguido para la evaluación económica de las opciones.

4.3 Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución

El orden expuesto en la tabla 4.1 para las diferentes opciones de comunicación se seguirá en esta sección para su verificación. Se separarán según la clasificación sugerida en el diagrama modular de la figura 3.19. Según estos dos factores, se presenta la siguiente imagen para ilustrar la infraestructura de medición bajo el esquema *Smart Metering* de ITRON.

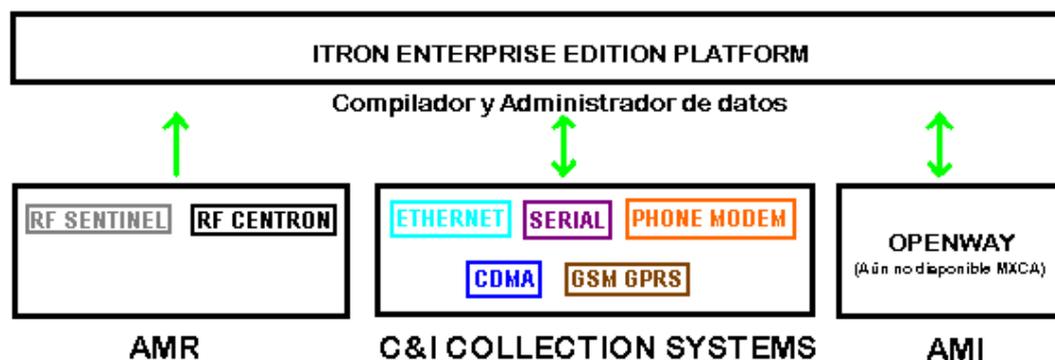


Figura 4.3. Clasificación *Smart Metering* de ITRON para las opciones de comunicación.

Los datos técnicos más relevantes utilizados en esta sección se obtuvieron principalmente de los respectivos manuales:

CENTRON® Meter Technical Reference Guide
SENTINEL® Meter Technical Reference Guide

Complementariamente se utiliza los brouchures técnicos:

CENTRON® R300 Specs
SENTINEL® R300 Specs
SENTINEL® ETHERNET Specs
SENTINEL® RS-232/RS-485 Specs
SENTINEL® MODEM Specs
TRILLIANT CellReader® Solutions for Itron SENTINEL® Meters

Todas las alternativas aquí expuestas cumplen con las normas técnicas y están inscritos en ARESEP y en los casos que aplique, cumplen con los lineamientos de MINAET. Todos pueden ser comercializados en el país, excepto la opción *OPENWAY* para arquitecturas *AMI*.

Alternativas AMR

Bajo esta arquitectura se encuentra las lecturas por radio frecuencia tanto para medidor CENTRON como medidor SENTINEL. Los módulos emisores colocados dentro de cada medidor así como los equipos receptores son propiedad ITRON. La banda de frecuencia utilizada no necesita concesión del MINAET.

Ambos medidores CENTRON y SENTINEL cumplen con los requerimientos de medición, los cuales son lectura de KWH, conexión forma 12S Network, la corriente de carga máxima en amperios CL200 y voltaje multirango 120-208V. La tarjeta de comunicación para ambos medidores es el mismo: módulo R300® [21 y 22]. La diferenciación se da en la asignación de pines con la tarjeta de metrología para cada medidor. El uso de la licencia del software *ChoiceConnect*® y los equipos adicionales son indiferentes tecnológicamente ya sea para CENTRON ó SENTINEL.

El SENTINEL, al ser un medidor C&I, tiene la capacidad de actualizarse por medio de software, permitiéndole adquirir nuevas funcionalidades como medición de energías reactiva y aparente, factor de potencia, medición bidireccional, perfil de carga, tarifa horaria TOU y registro para calidad de energía SAG y SWELL, entre otras. Sin embargo, considerando los parámetros de este proyecto y los requerimientos de lectura para clientes residenciales, estas capacidades no serán requeridas.

La relación económica se deriva de las ecuaciones Ec.1 y Ec.2 de la tabla 3.10. Considerando que la cantidad de medidores $Q \in \mathbb{N}$, $Q \geq 0$ se puede establecer una ecuación de balance como se describe a continuación:

$$Q_{RF\text{Sentinel}} = \frac{390}{220} \cdot Q_{RF\text{Centron}} \quad \text{Ec.8}$$

Esto significa que por cada punto de medición SENTINEL R300 se pueden adquirir cerca de 1,77 veces puntos de medición CENTRON R300, con las mismas características técnicas requeridas para clientes residenciales.

De tal manera, en caso de optar por una opción RF, se recomienda utilizar CENTRON R300 puesto que cumple técnicamente y a un menor precio que el SENTINEL R300.

Alternativas *C&I Collections Systems*

En esta categoría, el medidor utilizado para todos los casos es el medidor SENTINEL nivel 1 con lectura KWH únicamente. El análisis se orientará únicamente a los módulos de comunicación disponibles con sus dispositivos auxiliares respectivos.

La comunicación Serial RS232/RS485 puede transmitir por el cable hasta 25m a 28,800 bps y soporta protocolo PSEM C12.21 (*Protocol Specification for Electronic Metering*) el cual define el formato de tablas de datos según ANSI. Para incrementar esa distancia se puede utilizar un convertidor Serial-Ethernet y enviar la paquetería de datos por Ethernet.

El MODEM permite conectar únicamente 5 medidores en línea telefónica compartida, también con protocolo PSEM a 2400 baud.

Ambas comunicaciones aún se fabrican por ITRON, pero se encuentra en desuso y el soporte técnico ya es limitado. Se consideran tecnologías obsoletas si se compara con los módulos Ethernet ó Cellreader GSM/CDMA. Estos últimos también cumplen con protocolos PSEM.

Por lo tanto, en caso de utilizar medidores *C&I* con medio de comunicación alambrado se descartan las opciones Serial y MODEM debido a las limitantes de distancia de cobertura, escalabilidad en número de medidores y soporte técnico restringido al ser tecnologías salientes del mercado. En caso de optar por comunicación por medio físico se recomienda utilizar módulos de comunicación por Ethernet para SENTINEL.

Finalmente, se evalúan las comunicaciones inalámbricas para los medidores *C&I* SENTINEL, exceptuando claro está, la opción SENTINEL R300 que se detalló en la sección “Alternativas AMR”.

En caso de requerir el servicio de una telefónica celular para la transmisión de datos, la gerencia de ESPH indica que se recomienda utilizar la plataforma que ofrece ICE TELECOMUNICACIONES puesto que hay una relación de apoyo técnico con el ICE ENERGÍA.

El módulo de comunicación *SENTINEL GPRS SmartMeter®* requiere de servicios GPRS (*General Packet Radio System*) y SMS (*Short Message Service*) para la transmisión de datos de lectura y con operación multirango 900/1800/850/1900 MHz. Simultáneamente requiere de una asignación de dirección IP estática privada preferiblemente.

Los servicios para telefonía móvil en 2G generalmente utilizan tecnología GSM, (*Global System for Mobile Communications*) la cual ya permite la transmisión de datos utilizando servicios SMS.

La generación 2.5G transmite mayor cantidad de datos gracias al uso de tecnologías como GPRS (*General Packet Radio System*) Puede coexistir con GSM, pero ofreciendo servicio portador más eficiente para el acceso a redes IP como Internet.

Finalmente, las generaciones móvil 3G se categorizan y estandarizan dentro del IMT-2000 (*International Mobile Telecommunications-2000*) y ofrecen servicios básicos como acceso a Internet, servicios de banda ancha, *roaming* internacional e interoperatividad entre diferentes redes 3G.

En Costa Rica, el ICE TELECOMUNICACIONES en su red 3G, utiliza tecnología UMTS (*Universal Mobile Telecommunications System*) con la opción de uso de frecuencia a 850MHz. El ing. Jorge Rodríguez Vargas, indica además que la red del ICE permite la fijación de puertos virtuales, la configuración de la dirección IP estática y privada, así como la programación del APN (*Access Point Name*) en el dispositivo móvil, en este caso el MODEM 3G del medidor de energía.

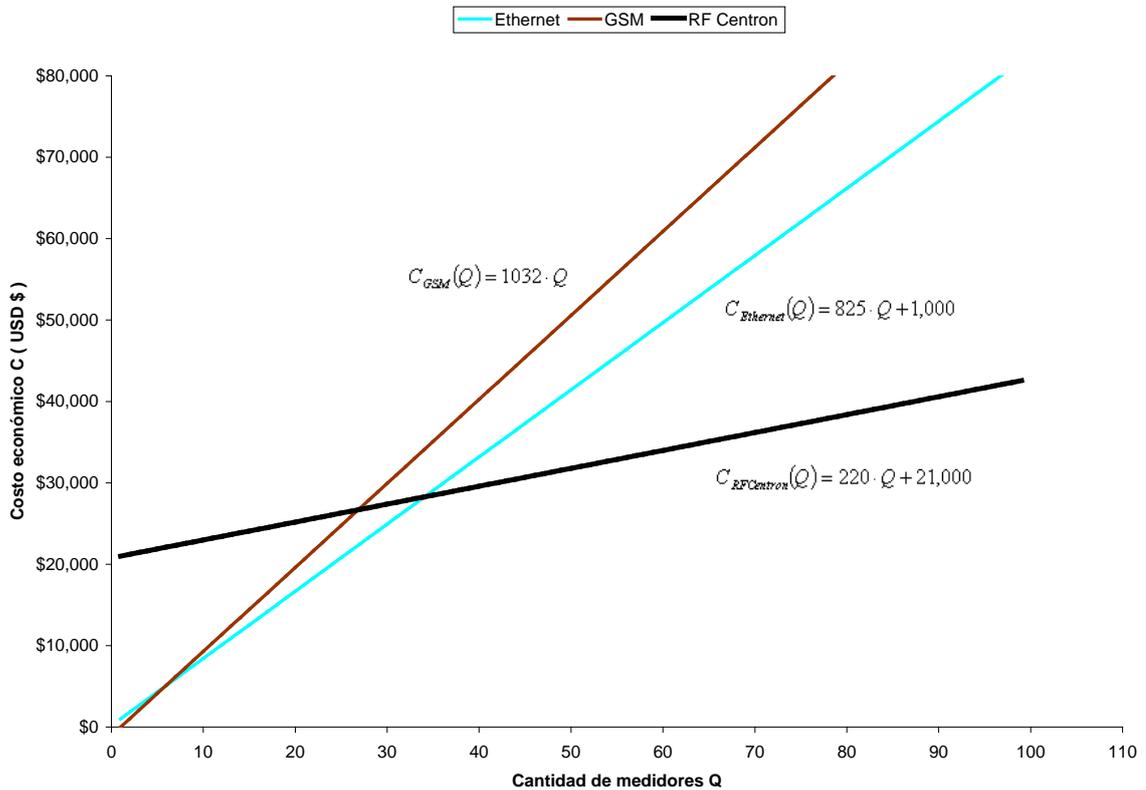
De acuerdo con lo anterior, en caso de requerirse una comunicación sobre telefonía móvil en la red 3G de ICE TELECOMUNICACIONES, se recomienda utilizar el módulo *CellReader NCGR801-SENT-cc-m-GSM/GPRS* de TRILLIANT®.

Basado en el análisis de esta sección 4.3 y utilizando las ecuaciones de la tabla 3.10 valoradas para Q=275 unidades, en la siguiente tabla se resume las justificaciones para recomendar o descartar las tecnologías de comunicación.

Tabla 4.3. Criterios para la aprobación o descarte de las opciones de comunicación.

Tecnología	Costo económico para 275 unidades (USD \$)	Criterios	Recomendación	
			Sí	No
RF CENTRON	81,500	Completa infraestructura, control y administración ITRON. Costo económico más bajo que RF SENTINEL	x	
RF SENTINEL	128,250	Completa infraestructura, control y administración ITRON. Pero costo económico más alto que RF CENTRON		x
Ethernet	227,875	Parcial infraestructura ITRON. Control y administración según protocolos TCP/IP establecidos en la red Ethernet del cliente.	x	
Serial	186,350	Escasa cobertura, baja escalabilidad y limitado soporte técnico de fábrica (tecnología obsoleta)		x
MODEM	171,875	Escasa cobertura, baja escalabilidad y limitado soporte técnico (tecnología obsoleta)		x
GSM/GPRS	283,800	Compatibilidad con la infraestructura celular UMTS del ICE TELECOMUNICACIONES. Control y administración según la red celular y los protocolos TCP/IP establecidos en la red Ethernet.	x	
CDMA/1xRTT	337,975	Compatibilidad limitada con la infraestructura celular del ICE TELECOMUNICACIONES. La red 3G del ICE (UMTS 850MHz) es compatible con el módulo GSM/GPRS		x

Según lo expuesto, las tres opciones para considerar son RF CENTRON, SENTINEL con módulo Ethernet ó SENTINEL con módulo GSM/GPRS. Eliminando las demás tecnologías expuestas en la figura 3.17, ahora se presenta la gráfica económica para comparar estas tres opciones como comunicación remota.



Imagen, simplificada de la gráfica C(Q) del archivo de Microsoft Excel
Costo Económico Tecnologías de Comunicación ITRON.xls

Figura 4.4. Gráfica simplificada para el costo económico C en función de la cantidad de medidores Q para implementar ya sea RF CENTRON, Ethernet ó GSM/GPRS.

Ahora bien, como se indicó en la sección 4.1 Reconocimiento del problema, la cantidad de medidores requerida es proporcional a la cantidad de apartamentos del inmueble, la cual suma 275 unidades. Como se puede extrapolar en la gráfica de la figura 4.4, para valores cercanos a 275 medidores, la mejor opción es la comunicación RF CENTRON.

A continuación, utilizando las ecuaciones de la tabla 3.10, se demostrará la afirmación anterior por medio de un análisis económico.

Sea:

$$C_{RF\text{Centron}}(Q) = 220 \cdot Q + 21,000 \quad \text{Ec.1}$$

$$C_{Ethernet}(Q) = 825 \cdot Q + 1,000 \quad \text{Ec.3}$$

Para obtener la cantidad de medidores Q para la cual, el costo RF CENTRON sea menor o igual al costo de implementar comunicación Ethernet se despeja la inecuación en función de Q:

$$C_{RF\text{Centron}}(Q) \leq C_{Ethernet}(Q); \forall Q \in \mathbb{N}, Q \geq 34 \quad \text{Ec.9}$$

La solución ecuación Ec.9 indica que siendo Q un número natural, para todo Q mayor o igual a 34 se satisface que la implementación de RF CENTRON será más económica que desarrollar una infraestructura por comunicación Ethernet.

La relación económica derivada de las ecuaciones Ec.1 y Ec.3 de la tabla 3.10 para valores $Q \rightarrow \infty$ se puede simplificar en una ecuación de balance como se describe a continuación:

$$Q_{Ethernet} = \frac{825}{220} \cdot Q_{RF\text{Centron}} \quad \text{Ec.10}$$

Esto significa que por cada punto de medición SENTINEL Ethernet se pueden adquirir cerca de 3,75 veces puntos de medición CENTRON R300, con las mismas características técnicas requeridas para clientes residenciales.

Por otro lado, sea:

$$C_{RF\text{Centron}}(Q) = 220 \cdot Q + 21,000 \quad \text{Ec.1}$$

$$C_{GSM}(Q) = 1032 \cdot Q \quad \text{Ec.6}$$

Para obtener la cantidad de medidores Q para la cual, el costo RF CENTRON sea menor o igual al costo de implementar comunicación en una red GSM/GPRS se despeja la inecuación en función de Q:

$$C_{RF\text{Centron}}(Q) \leq C_{GSM}(Q); \forall Q \in \mathbb{N}, Q \geq 26 \quad \text{Ec.11}$$

La solución ecuación Ec.11 indica que siendo Q un número natural, para todo Q mayor o igual a un valor de 26 se satisface que la implementación de RF CENTRON será más económica que desarrollar una infraestructura por comunicación celular GSM/GPRS.

La relación económica derivada de las ecuaciones Ec.1 y Ec.6 de la tabla 3.10 para valores $Q \rightarrow \infty$ se puede simplificar en una ecuación de balance como se describe a continuación:

$$Q_{GSM} = \frac{1032}{220} \cdot Q_{RF\text{Centron}} \quad \text{Ec.12}$$

Esto significa que por cada punto de medición SENTINEL GSM/GPRS se pueden adquirir cerca de 4,70 veces puntos de medición CENTRON R300, con las mismas características técnicas requeridas para clientes residenciales.

Para visualizar con mayor facilidad la solución de las Ec.9 y Ec.11, se presenta la siguiente tabla de valores, con un barrido Q [0, 40] Se resaltarán con sombra los valores de transición expuestos.

Tabla 4.4. Barrido del costo económico C(Q) en USD\$ para las comunicaciones RF CENTRON, SENTINEL Ethernet y SENTINEL GSM en función de la cantidad de medidores Q.

Cantidad medidores Q	Costo económico C(Q) en USD\$		
	CENTRON RF	SENTINEL Ethernet	SENTINEL GSM
0	21,000	1,000	0
1	21,220	1,825	1,032
2	21,440	2,650	2,064
3	21,660	3,475	3,096
4	21,880	4,300	4,128
5	22,100	5,125	5,160
6	22,320	5,950	6,192
7	22,540	6,775	7,224
8	22,760	7,600	8,256
9	22,980	8,425	9,288
10	23,200	9,250	10,320
11	23,420	10,075	11,352
12	23,640	10,900	12,384
13	23,860	11,725	13,416
14	24,080	12,550	14,448
15	24,300	13,375	15,480
16	24,520	14,200	16,512
17	24,740	15,025	17,544
18	24,960	15,850	18,576
19	25,180	16,675	19,608
20	25,400	17,500	20,640
21	25,620	18,325	21,672
22	25,840	19,150	22,704
23	26,060	19,975	23,736
24	26,280	20,800	24,768
25	26,500	21,625	25,800
26	26,720	22,450	26,832
27	26,940	23,275	27,864
28	27,160	24,100	28,896
29	27,380	24,925	29,928
30	27,600	25,750	30,960
31	27,820	26,575	31,992
32	28,040	27,400	33,024
33	28,260	28,225	34,056
34	28,480	29,050	35,088
35	28,700	29,875	36,120
36	28,920	30,700	37,152
37	29,140	31,525	38,184
38	29,360	32,350	39,216
39	29,580	33,175	40,248
40	29,800	34,000	41,280

En resumen, para una cantidad de medidores mayor o igual a 34 unidades con fines residenciales y utilizando comunicación remota, el costo económico para implementar RF será menor que otras tecnologías.

4.4 Implementación de la solución

Este apartado constituye una breve descripción de los procesos y actividades necesarias para llevar a cabo el desarrollo de la propuesta. Serán referidos de manera general; cada procedimiento se explicará a detalle en las secciones respectivas durante el capítulo 5 de este documento.

Procedimiento para implementación

La estructura para concretar el desarrollo del proyecto se centra en tres procedimientos:

- Instalación adecuada de cada medidor de energía *CENTRON* con su respectivo módulo de comunicación *R300*.
- Instalación e interfaz de comunicación adecuada del colector de información *CCU* (*Cell Control Unit*)
- Configuración e instalación del software de control y administración (*ChoiceConnect*)

Cada actividad es independiente por lo que sí puede realizarse en paralelo y al final integrar las tres etapas. Sin embargo, por un sentido cronológico se iniciará con el orden con que fueron expuestos. En la siguiente figura se muestra el diagrama modular de primer nivel en el que se exponen los tres procesos antes mencionados.



Figura 4.5. Diagrama modular nivel 1 - Procedimiento de implementación e integración de la propuesta de medición y comunicación RF CENTRON.

El diagrama anterior es a lo que se le conoce como *Fixed Network*. A lo largo del capítulo 5, cada módulo será descrito con mayor detalle.

Pruebas de campo

Una gran variedad de condiciones ambientales puede afectar el comportamiento en una red de medidores comunicados por radio frecuencia. Entre los más mencionados por expertos en el tema:

- Ubicación del medidor en la acometida.
- Obstáculos físicos que se interpongan entre el medidor y el colector que atenúen su potencia radiada, como obra gris y variaciones en la topografía que afecten la línea vista idealmente buscada.
- Efecto jaula de ardilla ocasionado por materiales metálicos.
- Ruido e interferencia electromagnética generados por fuentes externas.

Dimensionar analíticamente el comportamiento de un sistema con comunicación RF puede ser muy laborioso. Establecer una ecuación que permita ese análisis sería incluso todo un proyecto muy específico ajeno a los propósitos planteados al inicio de este. Para efectos prácticos de este proyecto, se desea que el sistema sea seguro en comunicación evaluando en campo la tendencia de cobertura en condiciones similares a las del proyecto en estudio.

El objetivo de estas pruebas de campo es proyectar experimentalmente el diseño de la red que satisfaga la seguridad en la cobertura de sus puntos medidos, previendo así la necesidad o no de insertar repetidores de señal que incrementen su potencia creando subgrupos de redundancia.

En la siguiente figura se ilustra la redundancia debido a la inserción de repetidores adicionales.

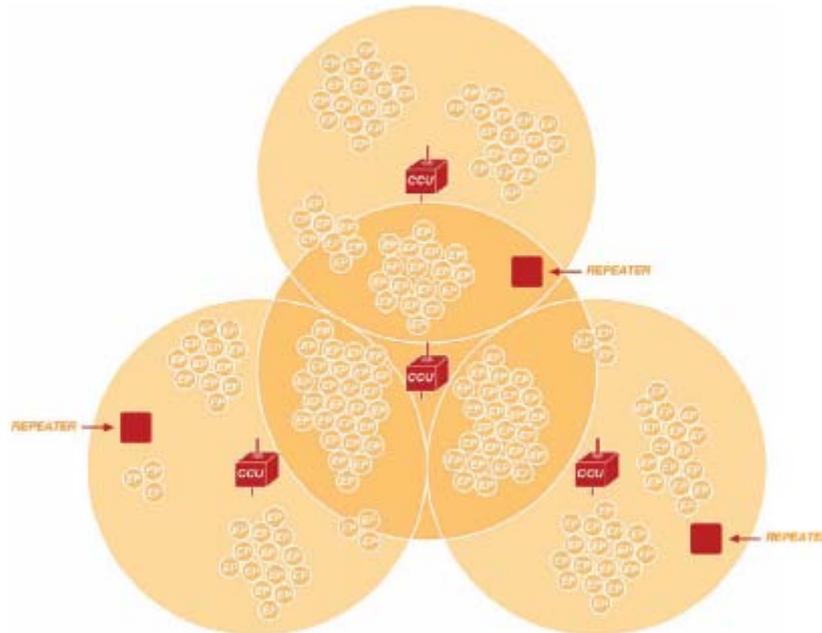


Imagen tomada del archivo
Presentacion Fixed Network 2-0 español.pdf

Figura 4.6. Ilustración para la redundancia debido a la inserción de repetidores adicionales.

A lo largo del capítulo 5, se describirá con mayor detalle las pruebas de campo realizadas, los resultados obtenidos y las conclusiones deducidas experimentalmente que ayudarán a fundamentar la propuesta de solución.

Información adicional sobre el equipo repetidor de señal, ver *Repeater 100 Specs.pdf* ^[26]

4.5 Reevaluación y rediseño

En este apartado se mencionan los alcances y alternativas de solución complementarias a la solución expuesta como base, *ChoiceConnect*®, que permiten ampliar la gama de funcionalidades que posteriormente se pueden integrar al sistema y maximizar la operatividad de la distribuidora de energía.

Dispositivos de medición integrables a ChoiceConnect

Adicional a los medidores de energía, la plataforma permite integrar radiomódulos a medidores de agua y medidores de gas. Esto beneficia directamente a ESPH, pues es a la fecha, la única distribuidora de energía en el país que factura además el servicio de agua a sus clientes.

Tipos de medidores de energía compatibles con ChoiceConnect

Las características eléctricas del medidor dependen de los requerimientos particulares de cada cliente. El sistema elegido permite integrar diversos tipos de contadores eléctricos, abarcando los tipos, clases y formas más comúnmente utilizados en todos los abonados residenciales y algunos comerciales industriales. En la siguiente tabla se resume los tipos de medidor que se pueden incorporar a la solución propuesta.

Tabla 4.5. Tipos de medidores de energía compatibles con ChoiceConnect.

Modelo	Serie	Clase	Forma	Operación
CENTRON	C1S	200	2S	120-240V 60Hz 3W
CENTRON	CN1S	200	12S	120-240V 60Hz 3W
CENTRON	CP1S	20	9S	120-480V 60Hz 4W
CENTRON	CP1S	200	16S	120-480V 60Hz 4W
CENTRON 2	C2S	200	2S	120-240V 60Hz 3W
CENTRON 2	CN2S	200	12S	120-240V 60Hz 3W
SENTINEL	L1/ L2/ L3/ L4	20/200	2S/ 9S/ 12S/ 16S	120-480V 60Hz 4W

Variables de medición incorporables a cualquier tipo de medidor

Los tipos de medidor descritos en la tabla anterior tienen la funcionalidad básica de registrar el consumo de energía entregado por la red eléctrica al abonado (*KWH delivered*). A cada tipo de medidores se le puede incorporar una funcionalidad adicional: *Demand +D* (potencia KW requerida o demandada); *TOU +T* (Tiempo de uso ó tarifa horaria); y *Load Profile +L* (Perfil de comportamiento de carga por subintervalos de tiempo ajustables)

En la siguiente tabla se exponen las funcionalidades +D, +T, y +L que se pueden adicionar a cada tipo de medidor y las variables de medición que incorporan respectivamente.

Tabla 4.6. Funcionalidades +D, +T, +L y las variables de medición que incorporan respectivamente a cualquier tipo de medidor.

Funcionalidad	Variables de medición incorporadas
+D	Bidirection + Demand
+T	Bidirection + Demand + TOU
+L	Bidirection + Demand + LP

La variable *Bidirection* incluye 04 registros de energía:

- *KWH delivered*
- *KWH received*
- *KWH net (delivered - received)*
- *KWH unidirectional (delivered + received)*

Cada variable de medición se asocia a un registro, excepto *Bidirection* que se asocia a cuatro registros. Cada funcionalidad implica una ligera variación en el hardware del medidor, por lo que es incluida únicamente en fábrica al momento de realizar el pedido y no puede ser insertada posteriormente.

Registros transferibles por RF a ChoiceConnect

Como se vio en el apartado anterior, cada variable está asociada a un registro de almacenamiento, la cual debe ser solicitada en el momento de fabricación del medidor. Esto corresponde a la metrología del medidor.

Para el caso de querer transmitir alguno de estos registros existen tres tipos de módulos de comunicación por RF. En la siguiente tabla, se aclara la cantidad de registros máximos que puede transferirse por RF hasta el colector de información (CCU) y por ende, hasta el ChoiceConnect. Esto corresponde a la comunicación del medidor.

Tabla 4.7. Registros de metrología trasferibles por RF según el tipo de módulo de comunicación insertado en el medidor.

Módulo de comunicación	Cantidad de registros máximos a escoger	Registros de metrología disponibles para escoger
R300 IDM	1	KWH delivered
R300CD IDM	2	KWH delivered KWH received KWH net KWH unidirectional Demand TOU LP
R300CD3 IDM	3	KWH delivered KWH received KWH net KWH unidirectional Demand TOU LP

Observaciones:

1. Cabe aclarar que el Registro de ilícitos (*TAMPERS*) siempre es transmitido por RF en todos los módulos (R, R2, R3), por lo que no se considera en la cantidad de registros transferibles.
2. El perfil de carga aún si el medidor no dispone de esta funcionalidad de fábrica en su hardware, se puede configurar el intervalo de tiempo de lectura desde el software ChoiceConnect y simular el comportamiento de la carga de cada cliente mediante la utilización de los mensajes IDM.

Tipos de mensajes de información seleccionables mediante ChoiceConnect

Los tres módulos de comunicación mencionados anteriormente pueden ser configurados para que transmitan uno de los dos tipos de mensajes de información que el ChoiceConnect coleccionará y almacenará en su base de datos. La selección dependerá de los requerimientos de información que solicite la Distribuidora y la capacidad de procesarlos y salvarlos en sus servidores adecuadamente a lo largo del tiempo.

Tabla 4.8. Tipo de mensaje seleccionado y los segmentos de información incluidos.

Tipo de mensaje	Segmento de información incluido
<p align="center">(SCM) <i>Standard Consumption Message</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unit ID number ▪ Unit type ▪ Energy consumption ▪ Tamper status ▪ Cyclic Redundancy Check (CRC)
<p align="center">(IDM) <i>Interval Data Message</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unit ID number ▪ Unit type ▪ Energy consumption ▪ Tamper status ▪ Cyclic Redundancy Check (CRC) ▪ 48 datos de intervalos cada 5 minutos ▪ Alarma de ausencia de potencial y restauración de potencial

El segmento *Energy consumption* se subdivide en la cantidad de registros de metrología que vayan a ser transmitidos y que fueron explicados en el apartado anterior.

Notificación automática de eventos ilícitos

La arquitectura del medidor permite detectar eventos ajenos al correcto funcionamiento de la unidad. Estos imprevistos generalmente corresponden a fallas en la red, fallas del medidor o manipulación ilegal por terceros. Cada ilícito es codificado como bandera y todas ellas se almacenan en un registro de propósito específico. Esto se conoce como Registro de eventos ilícitos (*Tamper Status*) En la siguiente tabla se

Tabla 4.9. Tipos de registros para eventos ilícitos.

Registro	Tipo de evento registrable
<p align="center">Tamper status register</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Power removal tamper ▪ Meter inversion tamper ▪ Reverse disk rotation ▪ Power outage counter
<p align="center">IDM Tamper register</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Power outage date & time ▪ Power renewal date & time

Los *IDM Tampers* están disponibles únicamente para la configuración de mensajes IDM.

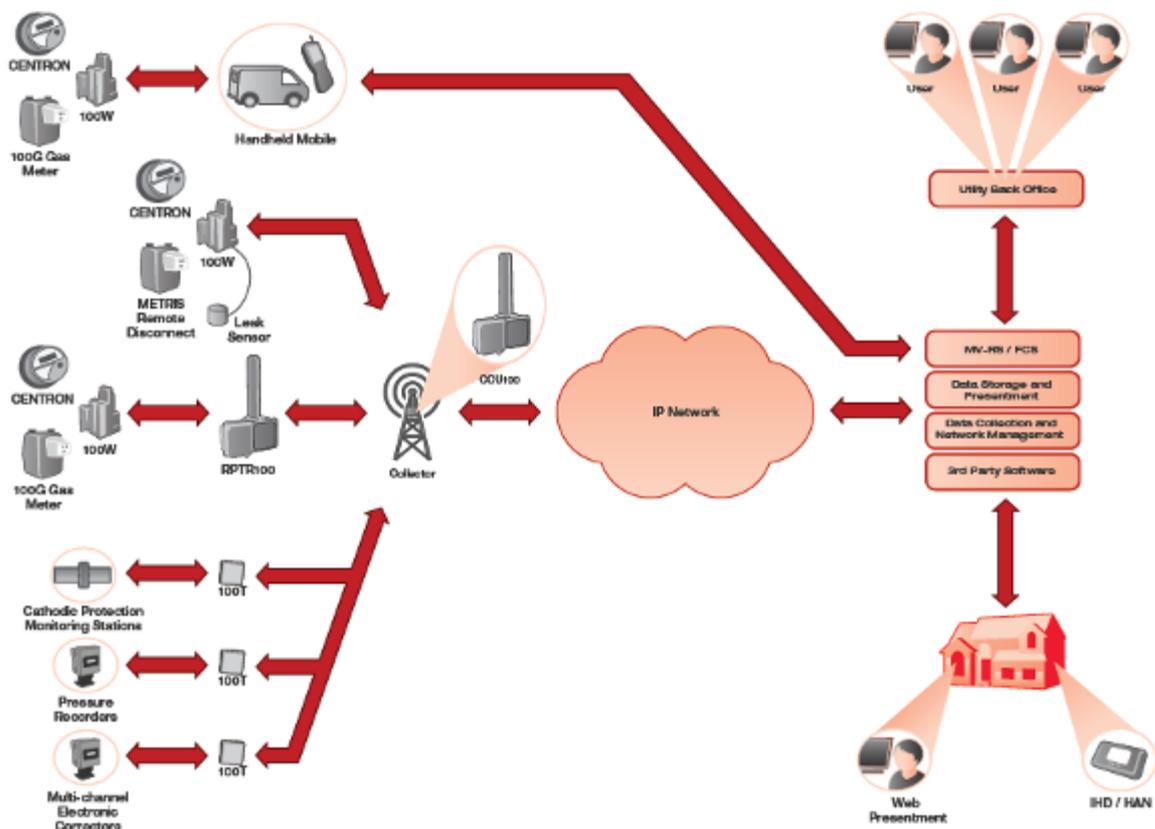
Sistemas de lectura auxiliares compatibles con las series R300

Las series de módulos de comunicación R300 IDM, R300CD IDM y R300CD3 además de poder ser leídos por medio del colector de información CCU 100, pueden ser interrogados por equipos auxiliares de comunicación RF:

- Terminal portátil *FC300* [27]
- Colector móvil *Mobile Collector Lite* [28]

Esta versatilidad permite desarrollar procedimientos de respaldo mediante la recolección de datos en sitio y complementarios a la red fija por CCU 100. Se convierten en una herramienta útil para zonas de difícil acceso o para solucionar casos de emergencia tras fallas técnicas en el sistema principal.

En la siguiente figura se ilustra la arquitectura del ChoiceConnect y cómo se puede incorporar equipos auxiliares en su diseño original.



ChoiceConnect 100 Architecture

Imagen tomada del archivo
Presentacion Fixed Network 2-0 español.pdf

Figura 4.7. Ilustración para la compatibilidad de la arquitectura ChoiceConnect 100.

La posibilidad de incorporar repetidores de señal permite crear redundancias en la cobertura de los puntos de medición y así, aumentar la fiabilidad del sistema mediante *Repeater100* ^[26]

Además, *ChoiceConnect* puede interrogar los siguientes módulos de comunicación (*ERT*):

- 100E: Medidor energía (Series R300)
- 100W: Medidor agua
- 100G: Medidor gas
- 100T: Transmisor genérico ajustable a diversos sistemas de monitoreo

Sistemas de notificación Utility Back Office

El término general *Utility Back Office* se refiere a las tareas que puede desarrollar la Distribuidora una vez que la información de campo ha sido procesada y filtrada con el fin de utilizarla como mensajes de notificación al administrador de medición. Por ejemplo se citan:

- Notificación por correo electrónico: Previamente se debe configurar y parametrizar eventos de interés, como detección de pérdida de potencial. Al reportarse esto en alguno de los puntos de medición preseleccionados, el *ChoiceConnect* enviará una notificación automática por medio del envío de un correo electrónico a la persona encargada. Esto facilita las labores de control en la red eléctrica.
- Interfaz web para clientes: A través de un link habilitado en el servidor DB del sistema *ChoiceConnect* se puede revisar la información básica de energía a cada medidor. La Distribuidora puede usar esta herramienta para ventanilla de servicio al cliente: En tiempo real se realiza una lectura junto con el cliente y así verificar el histórico de consumo.

Funcionalidad para corte y reconexión remota

Al igual que las funcionalidades +D, +T y +L, se incorpora en fábrica un relé que permite el servicio de corte y reconexión remotamente.

Esta capacidad facilita el control para clientes con problemas de pago y que frecuentemente se les debe cancelar el suministro eléctrico, y posterior al pago, reinstalarles el servicio. O bien, mediante una aplicación desarrollada por terceros podría implementarse un sistema de prepago similar al servicio prepago celular: Por adelantado se paga la energía, al consumirse el crédito automáticamente el sistema realizará el corte.

Capítulo 5 Desarrollo de la solución

Criterios para seleccionar el tipo de medidor de energía

En este capítulo se describe la solución del problema en correlación con los objetivos específicos planteados para este proyecto.

En la siguiente figura se resumen los requerimientos generales para determinar el medidor de energía.

Tabla 5.1. Resumen de los requerimientos generales para el medidor de energía.

Requerimiento	Descripción
Medidor tipo Network para clientes residenciales (acometida en exteriores)	Conexión a baja tensión bifásica (dos fases), de tres hilos, con una tensión de suministro nominal Vs de 120V fase-neutro y 208V fase-fase. Generalmente, tiene una configuración de cuatro conductores en estrella con el neutro aterrizado, quedando una de las fases sin utilizar, de ahí el porqué de conectar sólo tres hilos. A este tipo de servicio Network le corresponde un medidor de forma 12S (socket, significa que el medidor es enchufable a una base ya preinstalada en el inmueble)
Disponibilidad de información (Comunicación remota)	La empresa distribuidora debe establecer los mecanismos apropiados para transferir y suministrar toda la información financiera, contable, técnica y económica a la ARESEP
Reglamentación Técnica para Energía	Utilizar tecnologías que propicien la optimización del sistema eléctrico propiciando la eficiencia productiva, operativa y de consumo de energía
Norma AR-NTCVS	Características físicas principales de voltaje que debe suministrarse
Norma AR-NTACO	Condiciones técnicas que se deben considerar previo a la conexión de la red con la instalación eléctrica del abonado, buscando garantizar las condiciones mínimas de seguridad y protección
Norma AR-NTCON	Todo sistema de medición y registro de energía debe estar inscrito ante ARESEP y debe cumplir los estándares internacionales: <ul style="list-style-type: none">• ANSI C12.1• ANSI C12.4• ANSI C12.7• ANSI C12.10• ANSI C12.16• ANSI C12.18• ANSI C12.19 (ANSI C12.20)• ANSI C57.13
Norma AR-NTSDC	Condiciones técnicas, comerciales, tarifarias y contractuales consideradas para la evaluación de la calidad del servicio eléctrico en sus etapas de distribución y comercialización
Contrato eléctrico ESPH	Control de carga conecta respecto con lo solicitado, lectura de contadores, facturación del servicio, suspensión y reconexión

En la siguiente figura se dimensiona el medidor con respecto a cada uno de los requerimientos específicos solicitados en las normas técnicas mencionadas anteriormente así como lo demandado por el cliente.

Tabla 5.2. Resumen de los requerimientos específicos para el medidor de energía.

Característica	Requerido	Propuesta
Medidor	Network	CENTRON forma 12S
Frecuencia operación	60Hz \pm 2% (60 \pm 1.2Hz)	60 \pm 3Hz
Voltaje fase neutro límite	V _{min} 110V, V _{MAX} 127V	120 \pm 20% (V _{min} 96V, V _{MAX} 144V)
Muestreo	16 veces por medio ciclo para el cálculo de valores rms	16 veces por medio ciclo para el cálculo de valores rms
Registro consumo energía	KWH	KWH <i>delivered</i>
Registro eventos	En caso de eventos anómalos, quejas o uso ilícito, los equipos deben ser sometidos a pruebas por una entidad competente	IDM Tamper status register <ul style="list-style-type: none"> ▪ Power removal tamper ▪ Meter inversion tamper ▪ Reverse disk rotation ▪ Power outage counter ▪ Power outage date & time ▪ Power renewal date & time
Placa de identificación	a. Nombre de la empresa eléctrica b. Año de fabricación del medidor c. Numeración del medidor, mínimo 6 caracteres d. Tipo de servicio. Ejemplo "N" para sistema dos fases, tres hilos, 120/208V	Ver figura 5.1 como prototipo de placa de identificación para el medidor CENTRON modelo CN1S con módulo de comunicación RF tipo R300 IDM
Lectura de contadores y facturación del servicio	El periodo de lectura puede variar entre 27 y 33 días naturales. La facturación dependerá del consumo de energía kWh de acuerdo con los pliegos tarifarios vigentes	La comunicación RF permite transmitir cada 5 minutos los datos de lectura y almacenarlos en el servidor de datos de facturación de la empresa distribuidora
Disponibilidad de información	La empresa distribuidora debe establecer los mecanismos apropiados para transferir y suministrar toda la información financiera, contable, técnica y económica a la ARESEP	Comunicación RF desde el medidor <ul style="list-style-type: none"> ▪ Unit ID number ▪ Unit type ▪ Energy consumption ▪ IDM Tamper status register ▪ Cyclic Redundancy Check (CRC)

De acuerdo con lo anterior, el medidor que satisface lo anterior corresponde a un CENTRON tipo Network forma 12S, 3 hilos, 2 fases, 2 elementos, voltaje fase neutro 120V a frecuencia de operación de 60Hz, precisión CA0.5, corriente a carga plena máxima CL200, corriente de prueba TA30 y constante de peso de pulso Kt 1.0. El módulo de comunicación seleccionado es el modelo R300 IDM para medidor CENTRON.

En la siguiente figura se ha diseñado el prototipo de placa de identificación para el medidor CENTRON modelo CN1S, propuesto para el proyecto de ESPH.



Figura 5.1. Prototipo de placa de identificación para medidor CENTRON NETWORK.

El número de consecutivo de ESPH, el número de serie de fábrica así como su código de barras y la fecha de fabricación fueron incluidos a modo ilustrativo, por lo que quedan sujetos a cambio.

Criterios de viabilidad para utilizar RF en el marco legal costarricense

En síntesis, la norma AR-NTACO de la ARESEP indica que la empresa distribuidora de energía debe regular la ubicación de la acometida de los medidores en edificios de ocupación múltiple con el fin de facilitar su acceso para los procesos de lectura así como cualquier otra inspección técnica. De tal manera que ESPH solicita que los contadores de energía estén localizados en las paredes que dan al exterior y que son adyacentes a las rutas de evacuación del edificio. Esto corresponde a la parte trasera del edificio. En la siguiente figura se ilustra la ubicación relativa a los medidores de energía.



Figura 5.2. Ubicación de medidores cerca de las rutas de evacuación, fundamentada en criterios de la norma AR-NTACO.

Esta disposición favorece además a la transmisión de datos por RF. Evitar colocar los medidores en el interior del inmueble elimina los factores atenuantes de la obra gris, permite obtener la línea vista desde cada medidor hasta el colector de información y maximizar el futuro crecimiento de nuevos medidores geográficamente cercanos a este proyecto.

Seguidamente, para fundamentar la viabilidad jurídica en Costa Rica para el uso de esta tecnología de comunicación por radio frecuencia se sintetizan los principales aspectos:

La Ley #8642 de Costa Rica define la *LEY GENERAL DE TELECOMUNICACIONES*, la cual establece el ámbito y los mecanismos de regulación para las telecomunicaciones, comprendiendo el uso y la explotación de las redes y la prestación de los servicios de telecomunicaciones.

Textualmente se transcribe el artículo 9 inciso e) sobre la Clasificación del espectro radioeléctrico:

“Uso libre. Corresponde a las bandas de frecuencias así asignadas en el Plan nacional de atribución de frecuencias. Estas bandas no requerirán concesión, autorización o permiso y estarán sujetas a las características técnicas establecidas reglamentariamente.” ^[9]

De igual manera, los decretos #35257 y #35866 definen el *PLAN NACIONAL DE ATRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS (PNAF)*, el cual permite la regulación óptima, racional, económica y eficiente del espectro radioeléctrico nacional.

Se extrae el Adendum VII, apartado 1.b) sobre la Consideración de las redes de telecomunicaciones que utilicen frecuencias de uso libre:

“Todos aquellos servicios que utilicen potencias inferiores a 250 miliwatts sin antena externa ó que su radio de cobertura no sea mayor de 200 metros.” ^[10]

Finalmente, del documento OF-GAER-2011-007 de la Rectoría de Telecomunicaciones, se establece que:

“(…) mediante el informe técnico IT-GAER-2011-022, se determinó que los sistemas AMI y AMR, según las características presentadas, es consideradas como redes de telecomunicaciones constituidas mediante la utilización de frecuencias de uso libre” ^[11]

Además concluye que *“(…) la operación de los sistemas AMI y AMR no requiere de un permiso o concesión siempre y cuando su utilización se ajuste a las especificaciones establecidas en el PNAF.”* ^[11]

Tabla 5.3. Criterios de viabilidad jurídica para el uso de comunicación RF.

Criterio	Justificación de cumplimiento
Norma AR-NTACO (Permiso a la distribuidora para regular la ubicación de la acometida en los inmuebles)	ESPH tiene potestad con respaldo de ARESEP para solicitar la locación del banco de medidores en edificios de ocupación múltiple.
Ubicación de medidores cerca de las rutas de evacuación, colocados hacia el exterior, en la pared de la fachada trasera del edificio.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Localización no incumple con medidas de seguridad en caso de emergencias. ▪ Facilita el acceso para lectura y mantenimiento de los equipos. ▪ Maximiza propagación de señal al eliminar elementos atenuadores como por ejemplo, la obra gris. ▪ No afecta la estética de la arquitectura
PLAN NACIONAL DE ATRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS (Frecuencia de uso libre)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uso para fines no lucrativos. ▪ El módulo de comunicación se conecta dentro del medidor y no tiene antena externa. ▪ La potencia isotrópica es de 250mW.
RECTORÍA DE TELECOMUNICACIONES (Sistemas AMI y AMR se consideran de uso libre)	El equipo de comunicación Centron Network con módulo de comunicación R300, el colector de información CCU y el software Choice Connect constituyen una red <i>Automatic Meter Reading</i> (AMR)
LEY GENERAL DE TELECOMUNICACIONES (Bandas de uso libre no requieren concesión, autorización o permiso)	Dadas sus características, el sistema AMR propuesto no requiere permisos por ningún órgano regulador.

De acuerdo con lo anterior, se concluye que el sistema de lectura propuesto tiene viabilidad jurídica para ser implementado en el país, particularmente en ESPH.

Proceso de instalación para comunicación medidor - colector

Según la figura 4.5, se ampliará el diagrama modular para la instalación del medidor CENTRON+R300 así como se muestra en la siguiente figura.

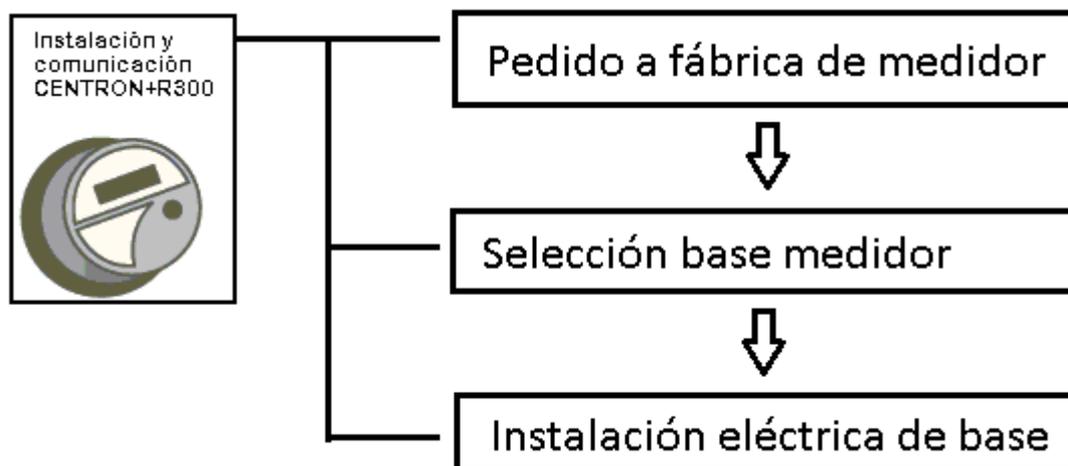


Figura 5.3. Diagrama modular nivel 2 - Instalación y comunicación CENTRON+R300.

Esta primera etapa compete únicamente con la correcta instalación del medidor según solicita la norma AR-NTACO de ARESEP. La distribuidora debe velar que se cumplan todas las disposiciones eléctricas y de seguridad en la acometida del inmueble, cualquier anomalía debe ser notificada a la empresa constructora para su solución.

Pedido a fábrica de medidor

El proceso de seleccionar correctamente el medidor y realizar el pedido a fábrica acorde debe ser ejecutado al menos con 10 semanas antes de iniciar la instalación eléctrica. La fabricación de los equipos demora 8 semanas, el transporte marítimo 1 semana y los trámites de nacionalización 1 semana adicional.

La fábrica de medidores (313 North Highway 11 West Union, SC, 29696 USA) solicita los siguientes datos para proceder con la manufactura:

1. Orden de compra.
2. Número de consecutivo de cliente.
3. Aprobación del diseño de placa (ver figura 5.1)

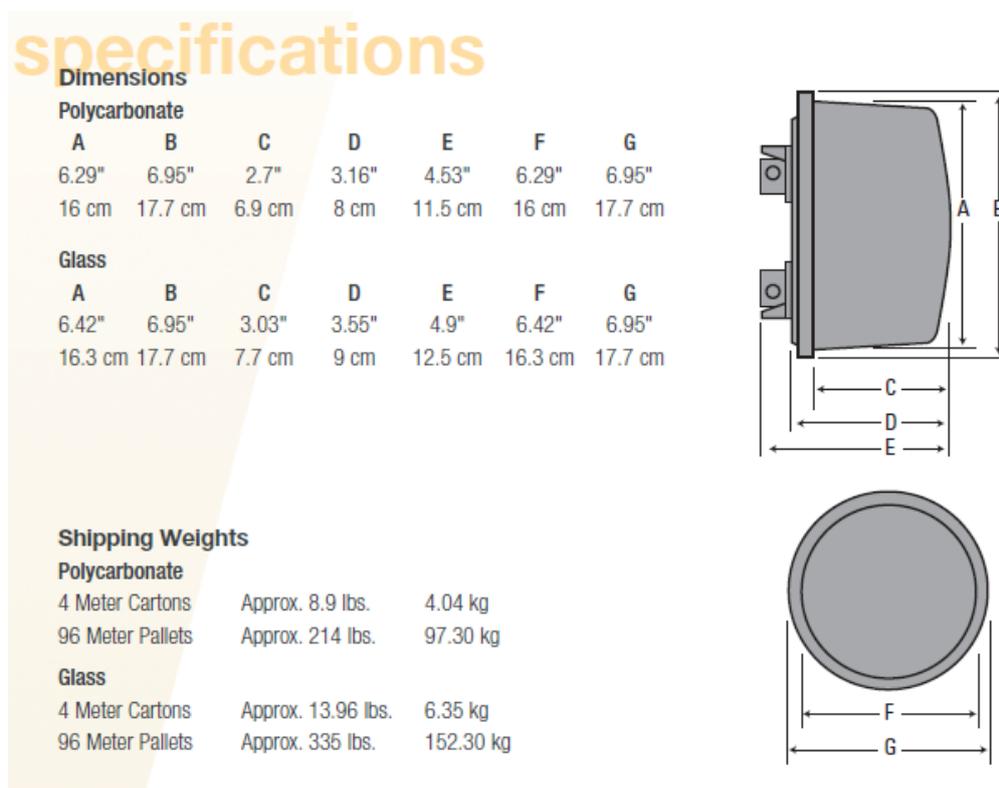
El número de consecutivo así como la aprobación del diseño de la placa de identificación del medidor debe ser confirmado por la distribuidora.

Dentro de la orden de compra se debe precisar todas las características del medidor. En la siguiente tabla se resumen los parámetros que se deben indicar a fábrica.

Tabla 5.4. Características del medidor para solicitar pedido a fábrica ITRON.

Parámetro	Selección de valor				
Modelo	CENTRON			SENTINEL	
Tipo	Single-phase		Network	Polyphase	
Conexión	A		S	F	
Forma	2S	4S	9S	12S	16S
Corriente máxima	CL100		CL200	CI320	
Corriente de prueba	TA2.5			TA30	
Voltaje operación	120-240V		120-208V	120-480V	
Frecuencia operación	50Hz			60Hz	
Constante KW/pulse	Kt1.0				
Funcionalidad opcional	No	+D	+T	+L	
Módulo comunicación	No		R300 SCM	R300 IDM	
Cubierta	Glass			Polycarbonate	
Calibración por puente externo	No pot link			Pot link	

Las especificaciones físicas para el medidor CENTRON con cubierta de vidrio se resumen en la siguiente imagen. La información *shipping weights* se debe facilitar para los procesos de transporte y nacionalización de mercadería.



Printscreen, tomado el 13/05/2012 CENTRON Technical Reference Guide.pdf^[19]

Figura 5.4. Dimensiones físicas del medidor CENTRON Network con cubierta de vidrio.

Selección base medidor

Al ser un medidor tipo socket con corriente máxima de CL200 (200^a), se debe utilizar una base para medidor forma 12S (Network) con igual capacidad CL200. En la siguiente figura se muestra una base socket para medidor network.

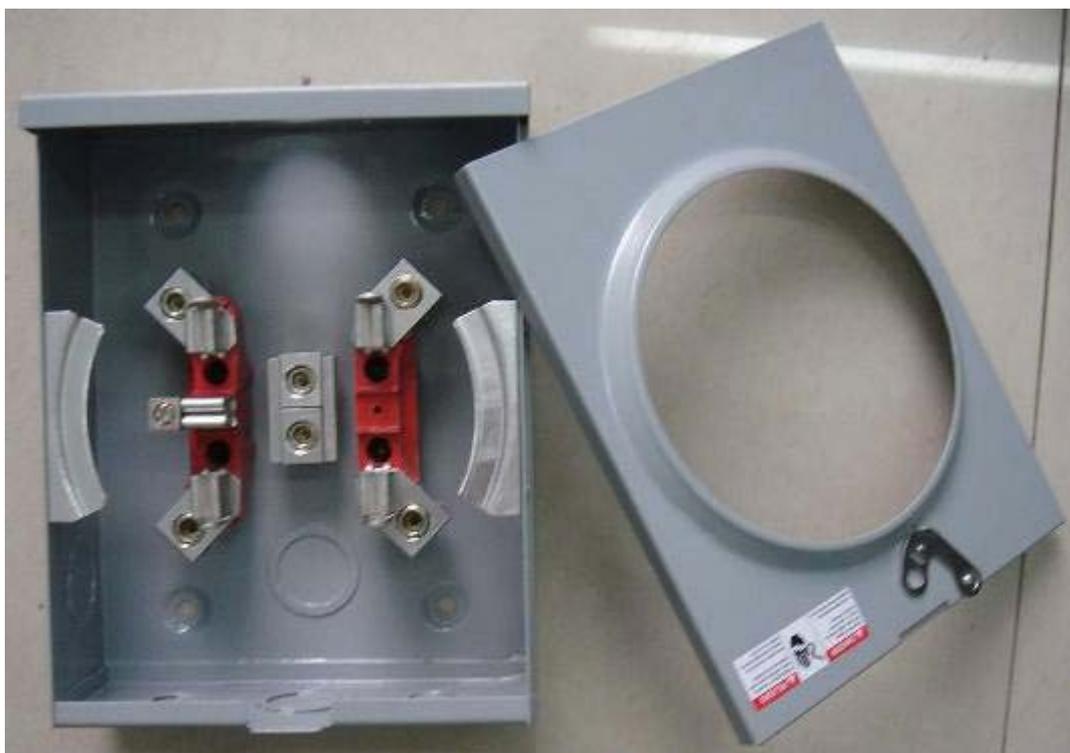


Figura 5.5. Base tipo socket para medidor de energía forma 12S (Network) con corriente de carga máxima CL200.

La identificación de la base se realiza mediante una inspección ocular de la ubicación de sus patillas. En el mercado se pueden conseguir bases con diferentes tolerancias de corriente máxima: CL100, CL200 y CL320. Se debe confirmar para esta instalación que todas son tipo CL200.

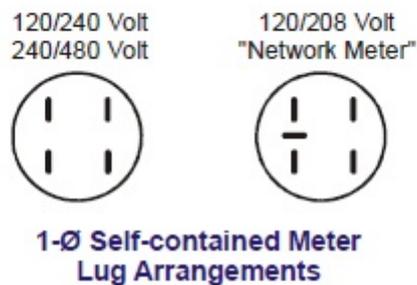
Se debe acatar el código de colores que indica la norma antes mencionada: el cable neutro en color blanco ó gris, el cable de tierra en color verde y los cables conductores activos en cualquier otro color.

La base, ya aterrizada, se debe empotrar firmemente contra la pared. El anillo de seguridad, el marchamo de numeración y cualquier otra medida de seguridad serán definidas por la empresa distribuidora al momento de la instalación.

Standard Service Voltages

Single Phase (1-Ø) 120/240 volts
240/480 volts
120/208 volts (“network”)

NOTE. Use the correct meter base for 1-Ø,
120/208 volt “Network” applications.



Printscreen, tomado el 13/05/2012 MeterBaseID.pdf

Figura 5.6. Voltaje de servicio para medidor tipo Network y su arreglo de patillas de conexión.

Bajo ninguna circunstancia se debe incorporar bases CL100, las cuales abundan en el mercado. Esto podría incurrir en un aumento de temperatura debido a la potencia disipada en la acometida, generando daños irreparables en la tarjeta electrónica y patillas del contador. En la siguiente figura se ilustra la magnitud del daño que podría generarse, para el caso de la imagen, corresponde a un contador forma 2S.



Figura 5.7. Medidor dañado debido a la exposición de altas temperaturas generadas por la potencia disipada al utilizar incorrectamente una base CL100 en medidores CL200.

Instalación eléctrica de base

Una vez definida la base, se debe realizar la respectiva conexión de cables. Dado que la conexión para un medidor forma 12S es indiferente de la marca o modelo, se procede a utilizar el diagrama eléctrico del medidor SENTINEL Network pues ofrece mayor detalle que el diagrama eléctrico CENTRON Network. En la siguiente figura se detalla estas conexiones.

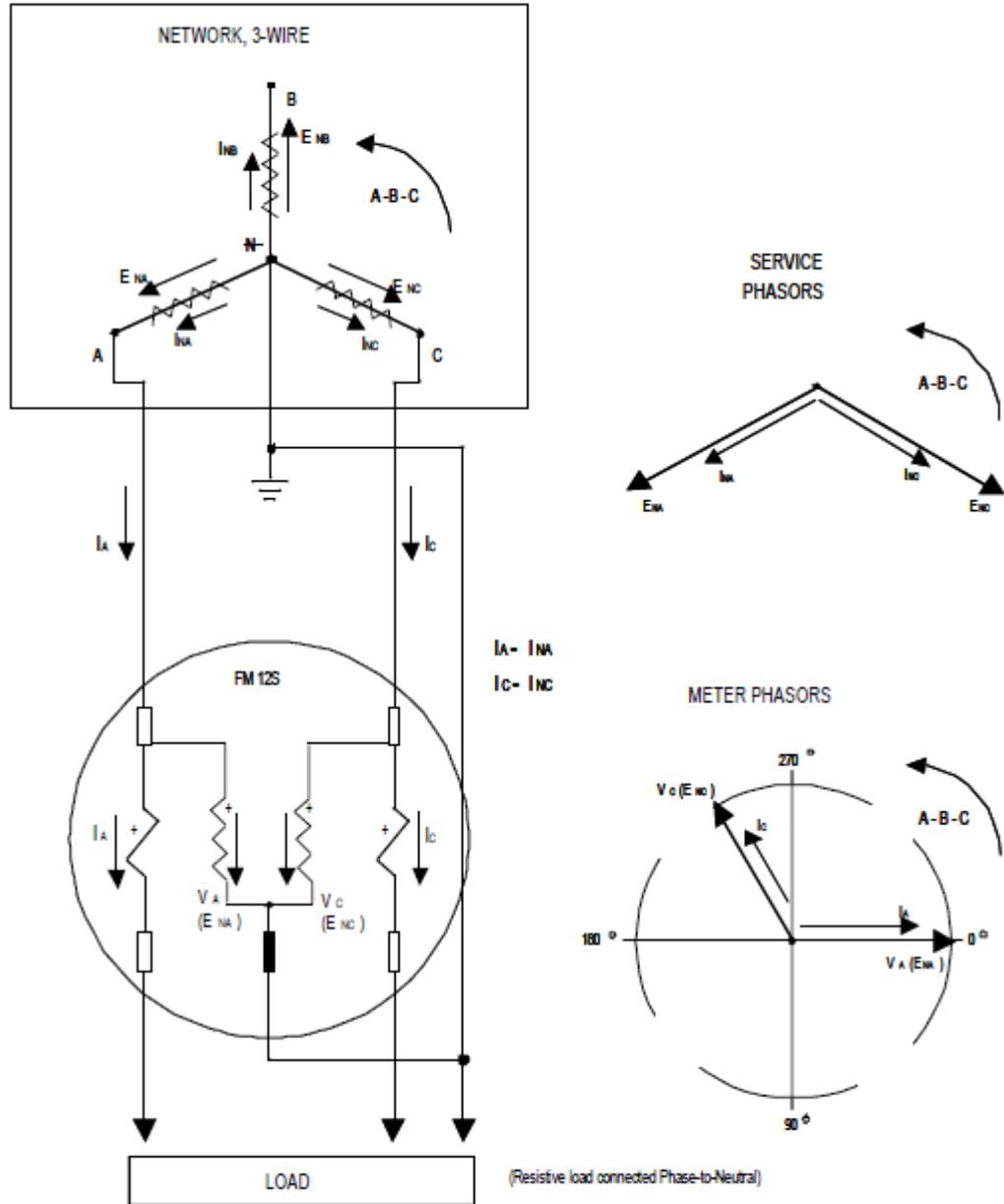


Figure 6.7 Form 12S 3-Phase, 3-Wire Network Self-Contained SENTINEL Meter

Printscreen, tomado el 13/05/2012 Sentinel Technical Reference Guide.pdf

Figura 5.8. Diagrama eléctrico para conexión medidor 12S Network.

Continuando según la figura 4.5, se ampliará el diagrama modular para la instalación y configuración de comunicación del colector CCU100, así como se muestra en la siguiente figura.

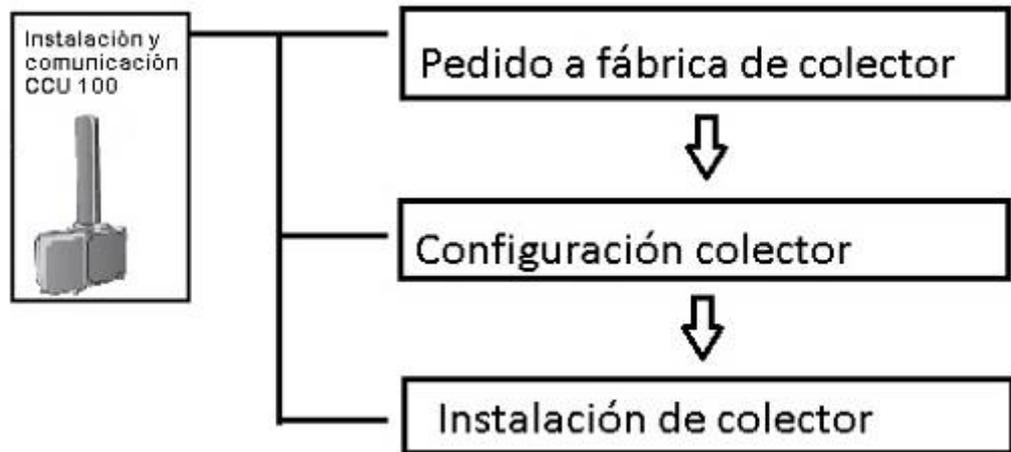


Figura 5.9. Diagrama modular nivel 2 - Instalación y comunicación del colector.

Esta segunda etapa describe el proceso que se debe seguir para seleccionar, configurar e instalar correctamente el equipo *Collector Control Unit* (CCU100)

Pedido a fábrica del colector

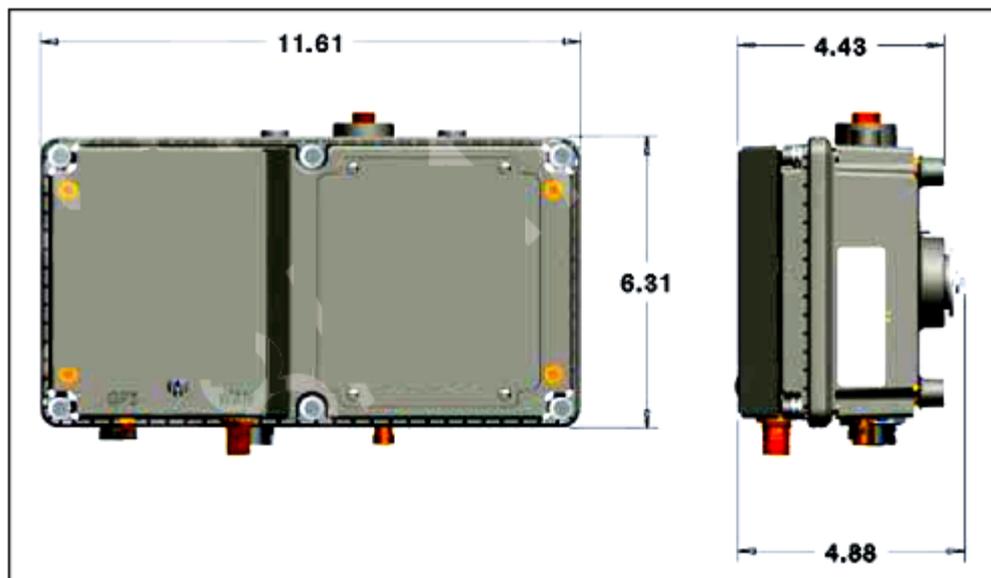
El proceso de seleccionar correctamente el medidor y realizar el pedido a fábrica debe ser ejecutado al menos con 12 semanas antes de iniciar la instalación eléctrica. La fabricación de los equipos demora 10 semanas, el transporte marítimo 1 semana y los trámites de nacionalización 1 semana adicional.

Dentro de la orden de compra se debe precisar todas las características requeridas por el colector. En la siguiente tabla se resumen los parámetros que se deben indicar a fábrica.

Tabla 5.5. Características del colector para solicitar pedido a fábrica ITRON.

Parámetro	Selección de valor		
Modelo	CCU 100		
Radio antenna	Standard 902-928MHz, unity gain		
GPS and WAN antennas	Internal	External	
AC Power	120V	240V	120-240V
Backup battery	No		Yes
Optional solar power kit	No		Yes
Optional high gain antenna (9.15dBi)	No		Yes
Backhaul communication	GPRS based		Ethernet based
Parameters configuration	Reset to factory state		Preconfigure to ICS Stage 1

Las especificaciones físicas para el CCU100 se resumen en la siguiente imagen. La información *shipping weights* (9 libras) se debe facilitar para los procesos de transporte y nacionalización de mercadería.



Printscreen, tomado el 13/05/2012 CCU100 & Repeater100 Installation Guide.pdf

Figura 5.10. Dimensiones medidas en pulgadas del equipo CCU100.

Configuración del colector

Continuando según la figura 5.9, se ampliará el diagrama modular para la configuración del colector, así como se muestra en la siguiente figura. Como referencia a los procedimientos seguidos se utilizó el *Collector Configuration Application User Guide* ^[32].

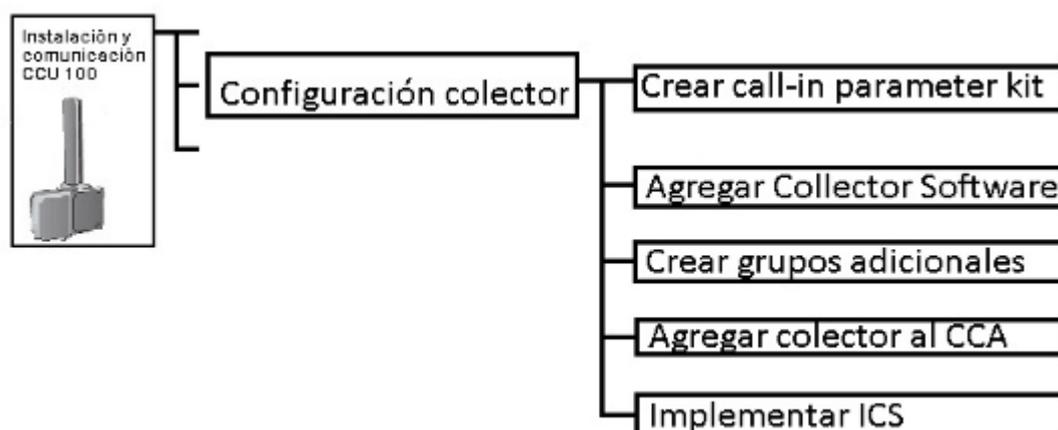


Figura 5.11. Diagrama modular nivel 3 - Configuración del colector.

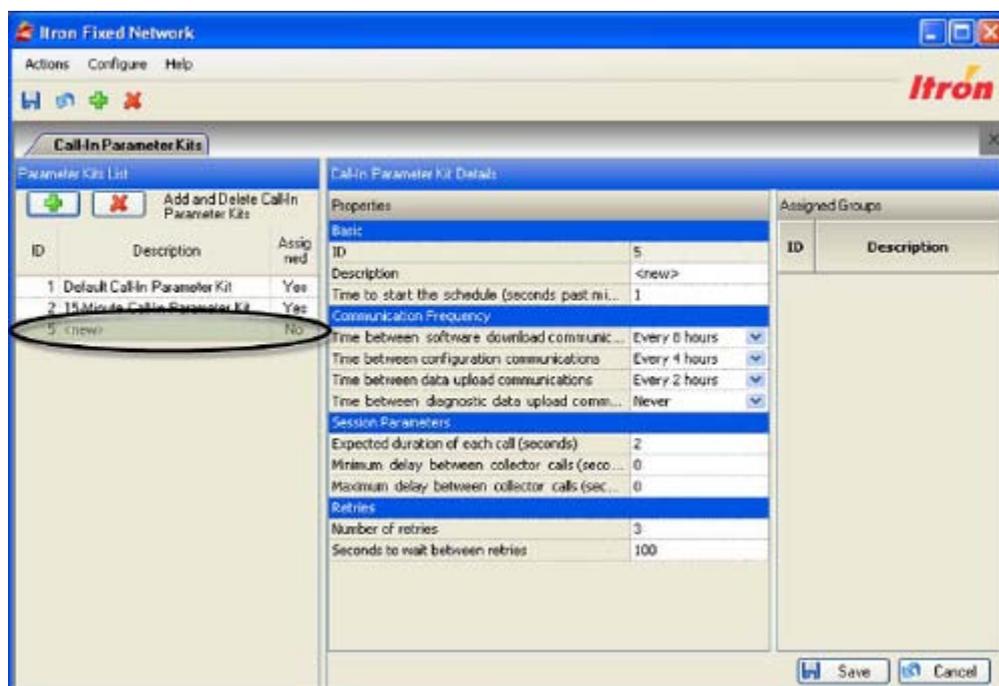
Para configurar el colector se utiliza una aplicación del paquete de programas *Network Collection Engine* (NCE) que se instala en la computadora. Su proceso de instalación se detalla en *NCE v4 Installation Guide* ^[34].

El *Collector Configuration Application* (CCA) es la aplicación del NCE que permite configurar y administrar los CCU100 ya sea de manera individual o grupal.

En las siguientes secciones, se resumirá los valores que se deben asignar a los parámetros en cada procedimiento y que se ajustan a los alcances de este proyecto.

Crear Call-in Parameter Kit

Ir al menú **Configure > Call-In Parameter Kits > new**, como se muestra en la siguiente imagen.



Printscreen, tomado el 14/05/2012 CCA User Guide.pdf
Figura 5.12. Menú Call-in Parameters Kit.

Ajustar los parámetros según se muestra en la siguiente tabla.

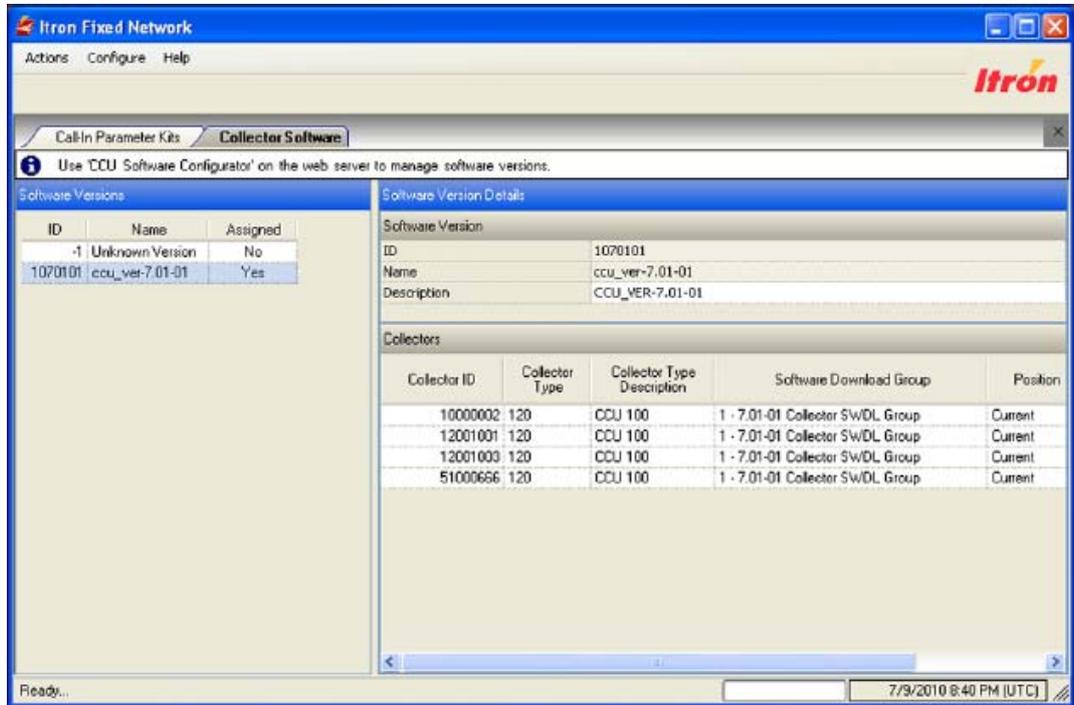
Tabla 5.6. Ajustes de parámetros del colector en Call-in Parameters Kit.

Parámetro	Valor
<i>Time to start the schedule</i> (Tiempo pasado la medianoche para iniciar ciclo)	1 s
<i>Time between software download communications</i> (Frecuencia para revisar en NCE por nuevas liberaciones de software)	8 h
<i>Time between configuration communications</i> (Frecuencia para revisar en NCE por nuevas configuraciones)	4 h
<i>Time between data upload communications</i> (Frecuencia para enviar datos de lectura a NCE)	2h
<i>Time between diagnostic data upload communications</i> (Frecuencia para enviar datos de diagnóstico del CCU al NCE)	"Never"
<i>Expected duration of each call</i> (Duración de llamada)	60 s
<i>Minimum delay between collector calls</i>	0 s*
<i>Maximum delay between collector calls</i>	0 s*
<i>Number of retries</i> (Intentos entre llamadas fallidas)	3
<i>Time to wait between retries</i>	120 s

*Estos valores deshabilitan la función *random* para efectuar las llamadas.

Agregar Collector Software

Ir al menú **Configure > Collector Software**, como se muestra en la siguiente imagen.



Printscreen, tomado el 14/05/2012 CCA User Guide.pdf
Figura 5.13. Vista del menú Collector Software.

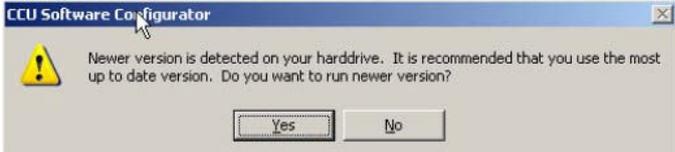
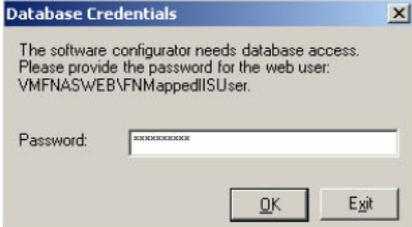
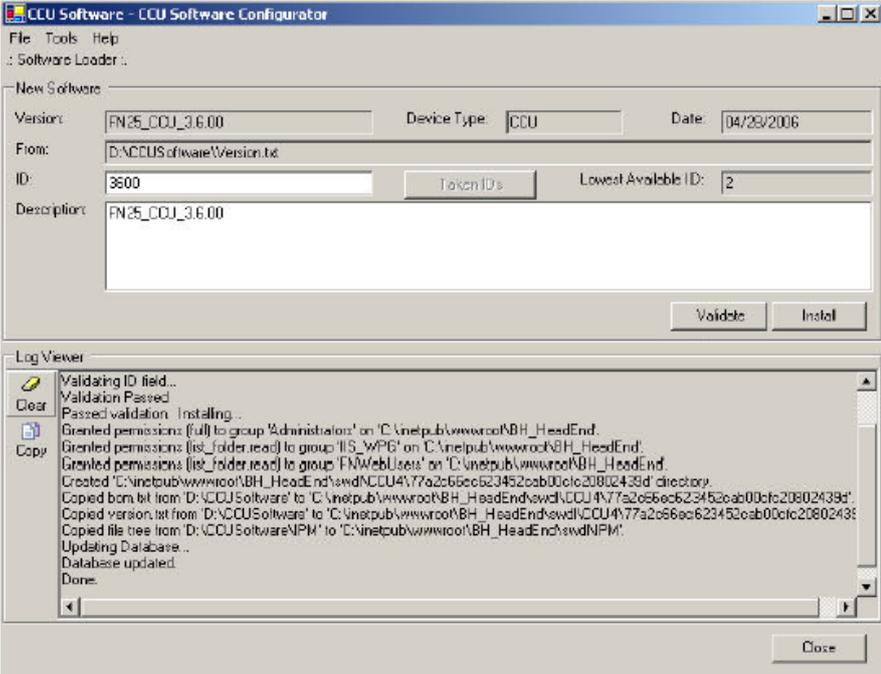
El menú *Collector Software* se refiere al *firmware* que tiene instalado el CCU y con el cual se comunica al NCE. En él se resume los siguientes datos:

- *Collector ID*: Serie de fábrica
- *Collector type*: Tipo de unidad
- *Collector type description*: Texto alfanumérico para descripción
- *Software Download Group*: Asociación con otros CCU.
- *Position*: Versión anterior, actual o disponible del firmware.

Por defecto, el CCU100 viene de fábrica con una versión muy simplificada. Las actualizaciones del *Collector Software* son liberadas periódicamente por ITRON y se recomienda aplicarlas a todas las unidades instaladas en campo. El proceso para actualizar el firmware se realiza por medio de la conexión Ethernet entre el servidor Web del NCE y el CCU.

En la siguiente tabla se resume el procedimiento de actualización del *Collector Software* descrito ampliamente a partir de la página 15/80 del *CCA User Guide* ^[32].

Tabla 5.7. Procedimiento para instalación del Collector Software en un CCU.

Secuencia	Ejecución
PASO 1. El disco CCA se inserta en el Servidor Web y funciona como llave de permiso para instalar la actualización	Insertar disco
PASO 2. 	Presionar "YES"
PASO 3. 	Insertar clave: FNMappedIISUser Presionar "OK"
PASO 4. 	Agregar breve descripción Ingresar correctamente el dato "ID" Presionar "VALIDATE" Observar "LOG VIEWER"
PASO 5. "VALIDATION FAILED", repetir el paso anterior; sino, ir al siguiente.	-
PASO 6. "VALIDATION PASSED"	Presionar "INSTALL"
PASO 7. "DONE"	Presionar "CLOSE"
PASO 8. En la siguiente llamada de comunicación que realice el CCU al NCE se actualizará su Collector Software. Este paso puede tardar unos 30 segundos.	-

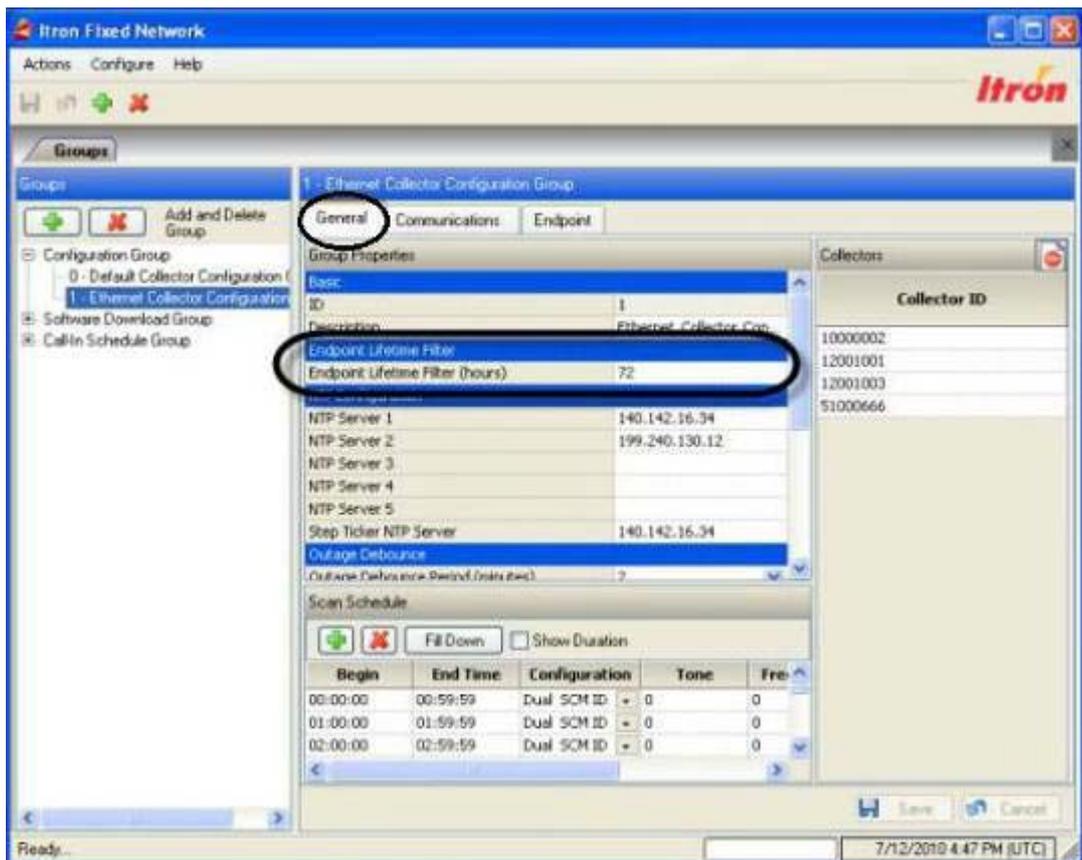
Crear grupos adicionales

Cuando un CCU es ingresado al sistema NCE, este se asigna por defecto a la localidad del Grupo 0.

El manejo de grupos es una funcionalidad propia del administrador del sistema pues cada grupo se le puede asignar diferentes valores según los intereses, entre ellos: el horario de lectura, los parámetros de comunicación, la lista de exclusión de dispositivos a leer.

A continuación se resume el procedimiento y ajuste de valores para la configuración de grupo del nuevo CCU agregado al NCE. Para mayor detalle ver a partir de la página 18/80 del *CCA User Guide* ^[32].

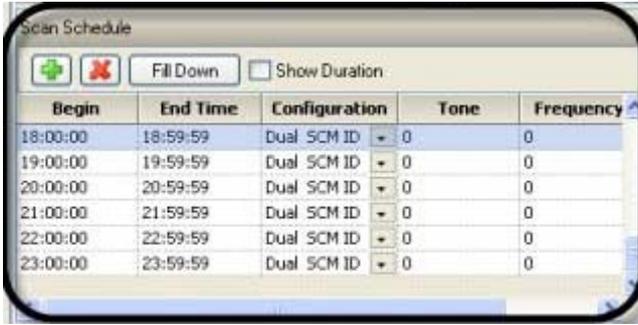
Ir al menú **Configure > Collector Software**. Seleccionar **Groups** Tab. Seleccionar **Configuration Group Node**. Seleccionar **Ethernet Collector Configuration** como se muestra en la siguiente imagen.



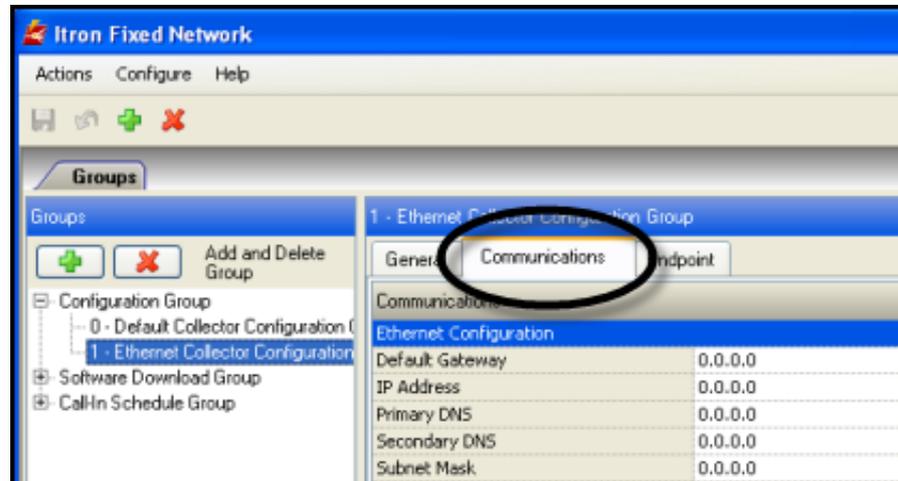
Printscreen, tomado el 14/05/2012 CCA User Guide.pdf
Figura 5.14. Vista del menú Ethernet Collector Configuration Group.

Ajustar los parámetros según se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5.8. Ajustes de parámetros del colector en Ethernet Collector Configuration.

Parámetro	Selección de valor
<i>Endpoint Lifetime Filter</i> (Periodo de espera para borrar de la lista activa del CCU los dispositivos incomunicados)	72 h
<i>NTP Configuration</i> (<i>Network Time Protocol</i> es un respaldo del GPS para sincronizar el CCU con NCE. NTP Server 1 debe ser igual a Step Ticker NTP Server)	
<i>Outage Debounce</i> (Tiempo de espera de 1 a 10 minutos , antes que el CCU considere el evento como un apagón de energía)	2 m
<i>Number of Valid Messages</i> (Número de veces un CCU debe contar antes de agregar a su lista activa los dispositivos que se le reportan)	2
<i>Phantom Endpoint Filter</i> [days]hours:minutes:seconds (Tiempo necesario para captar el número de mensajes válidos)	1.00:00:00
<i>URL Configuration</i> (Direcciones IP para que el CCU se conecte con NCE)	 Típicamente se utiliza un único Servidor Web para NCE, por lo que las direcciones IP serán las mismas.
<i>Scan Schedule</i> (Serie de lecturas cronometradas para que el CCU interroge a los medidores y reciba los datos de consumo y tampers)	 DUAL SCM IDM, Tone 0, Frecuency 0

Cuando un CCU es ingresado al sistema NCE, este se asigna por defecto a una comunicación DHCP. Esto corresponde a una configuración “Grupal”. En caso de querer ajustar una comunicación por dirección estática, se debe seleccionar “Individual”. En la siguiente imagen se muestra la ruta para llegar a esta configuración.



Printscreen, tomado el 14/05/2012 CCA User Guide.pdf

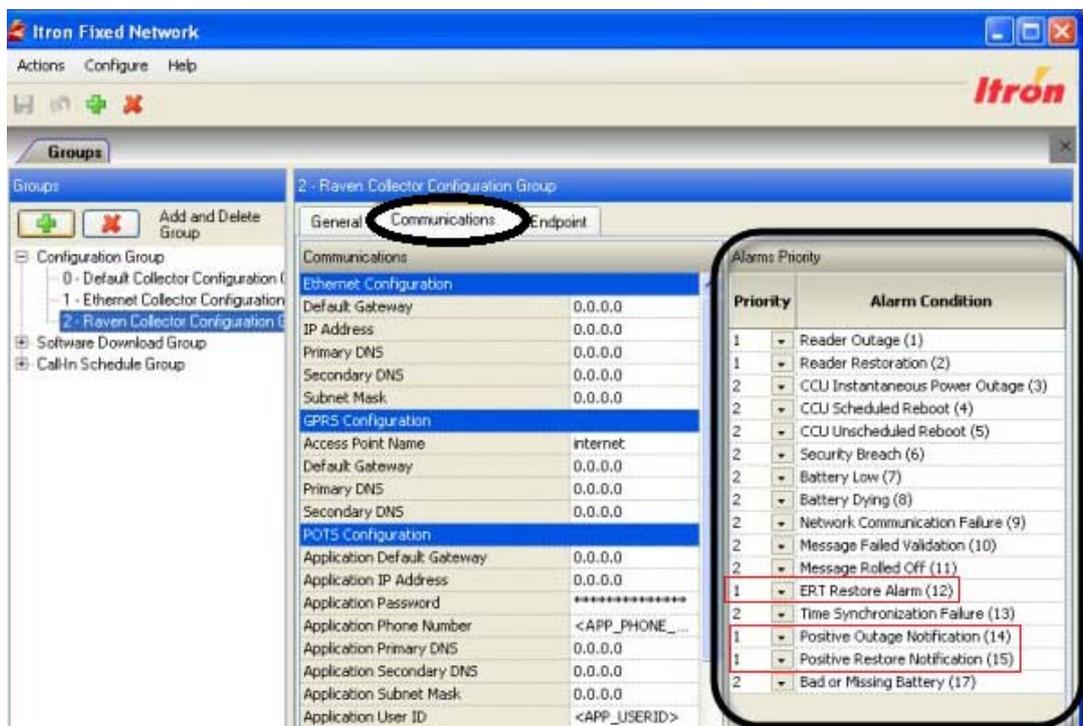
Figura 5.15. Vista del menú Ethernet Configuration Properties.

En este menú se ingresan las direcciones estáticas según corresponde:

- *Default Gateway.*
- *IP Address* (Asignación de IP para el colector)
- *Primary DNS.*
- *Secondary DNS.*
- *Subnet Mask*

En este mismo menú de *Communications*, se ajustan en el menú > Edit **Alarm Priority** las alarmas que reporta el colector al NCE. El valor “1” es máxima prioridad y se reporta de inmediato; el valor “2” es mínima criticidad y se reporta en el siguiente ciclo de lectura.

Si un evento de pérdida de energía o restauración de energía se desea notificar al sistema, se debe dar prioridad 1 a las siguientes alarmas: *ERT Restore Alarm* (#12), *Positive outage notification PON* (#14) y *Positive restore notification PRN* (#15) En la siguiente figura se ilustra el set de alarmas. El resto de prioridades pueden quedar con valor “2” salvo mejor criterio del administrador del sistema.

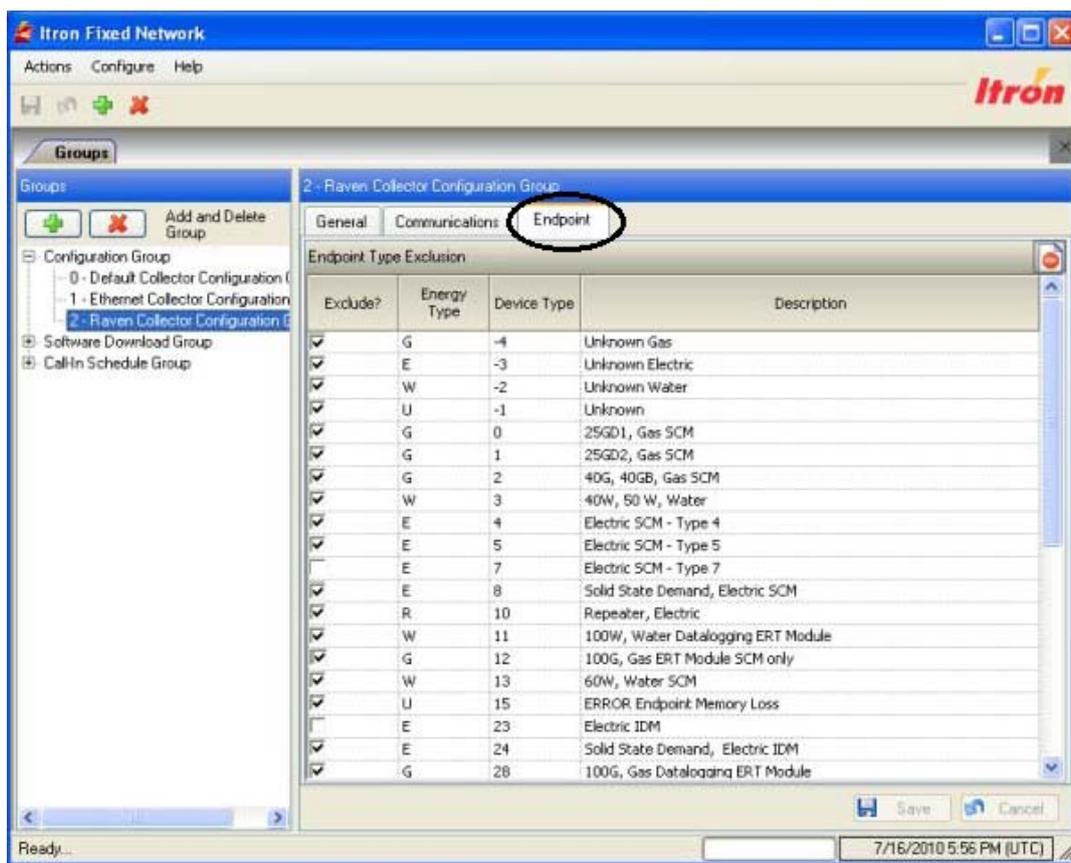


Printscreen, tomado el 14/05/2012 CCA User Guide.pdf
Figura 5.16. Vista del menú Alarm Priority Properties.

Para definir el tipo de medidor que debe reconocer el colector en sus ciclos de lectura, se deben eliminar los dispositivos (*endpoints*) de la lista de exclusión. Esta lista incluye los siguientes aspectos:

- *Exclude*. Determina si el dispositivo se excluye de la lectura. Los medidores CENTRON pueden enviar mensajes tipo 7 SCM o tipo 23 IDM, por lo que se incluyen ambos. Algunos modelos antiguos de medidores SENTINEL utilizaban el tipo 8. Sin embargo, para fines prácticos de este proyecto el tipo 23 es suficiente. Descartar el tipo 11 elimina cualquier tipo de medidor de agua.
- *Energy Type*. Indica si es eléctrico (E), gas (G), o agua (W).
- *Device Type*. Indica el tipo de dispositivo marca ITRON.
- *Description*. Nombre del dispositivo.

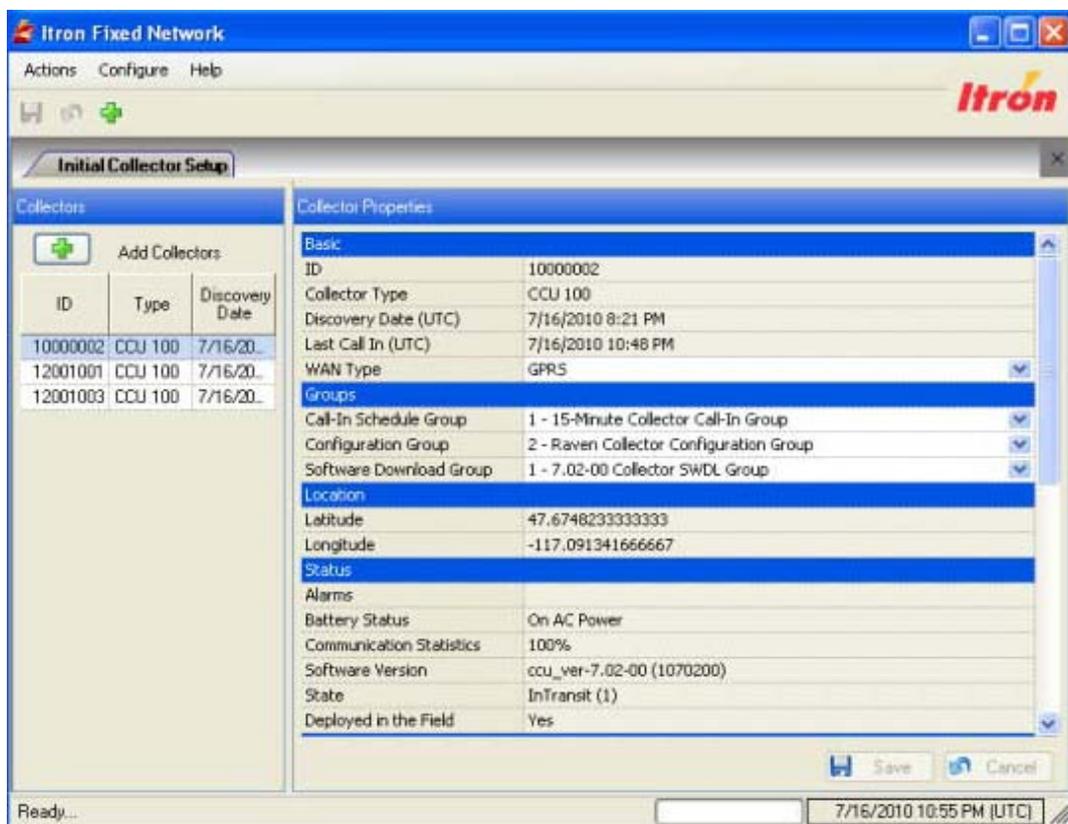
En la siguiente imagen se muestra la selección deseada en la configuración de *Endpoint Exclusion List*.



Printscreen, tomado el 14/05/2012 CCA User Guide.pdf
Figura 5.17. Vista del menú Endpoint Exclusion List.

Agregar colector al CCA

Ir al menú **Configure > Initial Collector Setup**. Presionar 
Ver la siguiente imagen como referencia.



Printscreen, tomado el 14/05/2012 CCA User Guide.pdf
Figura 5.18. Vista del menú Initial Collector Setup.

Una vez ahí, ingresar el número de ID del colector, el cual se encuentra físicamente en la etiqueta del equipo. Se selecciona el tipo de unidad "CCU100" y el tipo de conexión WAN "Group Ethernet Collectors", la cual corresponde a la configuración DHCP para su direccionamiento. Finalmente, se seleccionan las configuraciones de grupos que se desarrollaron anteriormente.

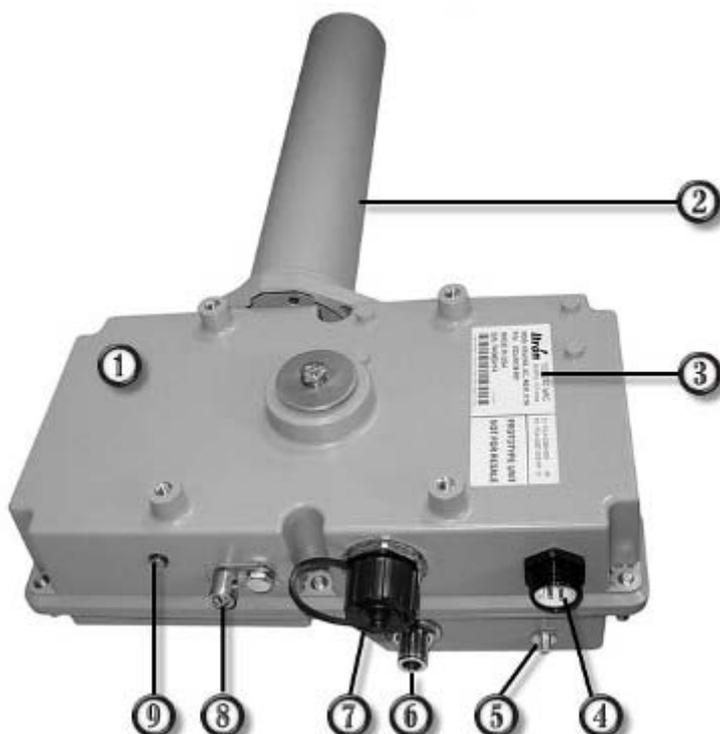
Implementar ICS

La etapa ICS (*Initial Collector Setup*) es en realidad la finalización del proceso para configurar el colector de información e ingresarlo a Network Collection Engine (NCE)

Es un procedimiento rutinario y requiere únicamente respetar estrictamente la secuencia de pasos, por lo que se remite directamente a partir de la página 47/80 en el capítulo 6 del manual *Collector Configuration Application User Guide* ^[32].

Instalación del colector

El diseño del colector CCU100 es resistente a las inclemencias naturales como lluvia, viento, temperatura e insectos. El colector tiene sus componentes protegidos por un material de doble capa aislante; y las conexiones del puerto Ethernet es reforzado para soportar condiciones ambientales típicas. El colector tipo “no remoto” contiene sus antenas GPS y WAN; a diferencia del “remoto” que ofrece puertos para conectar externamente unas antenas adicionales.



Printscreen, tomado el 16/05/2012 CCU100&Repeater Installation Guide.pdf

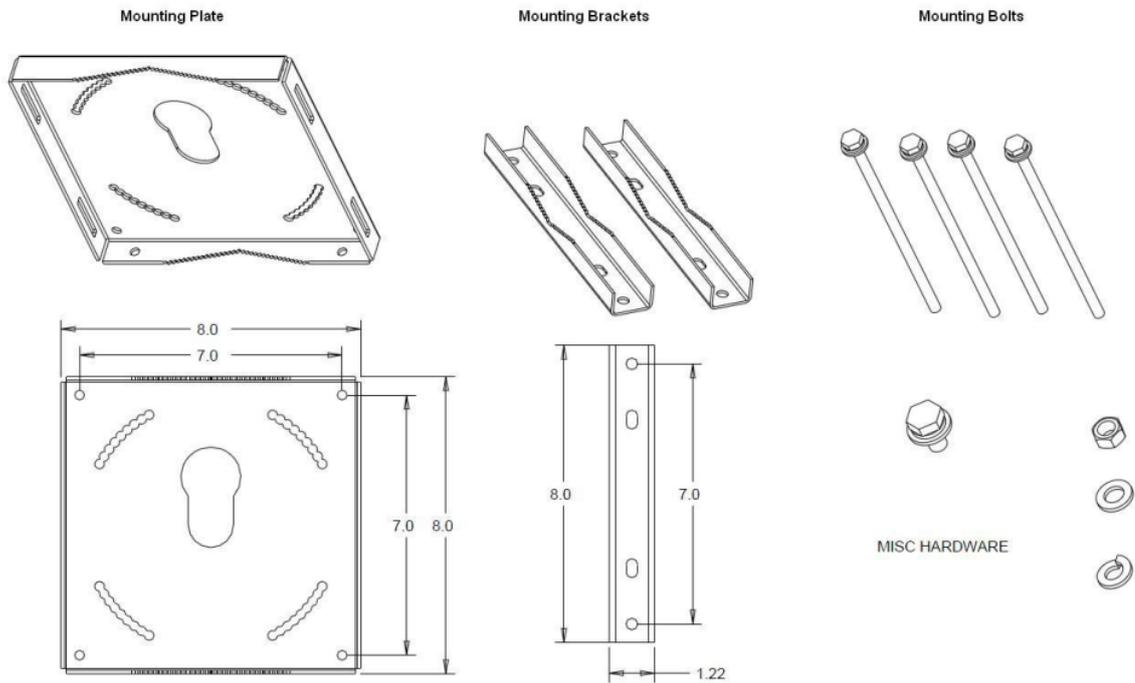
Figura 5.19. Presentación de un CCU100 tipo remoto.

En la siguiente tabla se describen los componentes numerados en la imagen anterior.

Tabla 5.9. Descripción de componentes de un CCU100 tipo remoto.

Referencia	Selección de valor
1	Colector CCU100 remoto (Antenas GPS y WAN externas)
2	Antena tipo N hembra para recepción de mensajes SCM/IDM de los medidores
3	Etiqueta con información técnica de la unidad
4	Conector universal para energía: AC (3 pines), DC (2 pines), SOLAR (5 pines)
5	Conector externo SMA hembra para antena GPS
6	Conector externo N hembra para antena WAN
7	Conector externo Ethernet para ICS y comunicación con NCE. Una tapa cubre y protege la conexión
8	Patilla de tierra
9	LED indicador de estado

El colector está provisto de un set de elementos para realizar el acople a la estructura de fijación. Ver la siguiente figura (unidades en pulgadas)



Printscreen, tomado el 16/05/2012 CCU100&Repeater Installation Guide.pdf

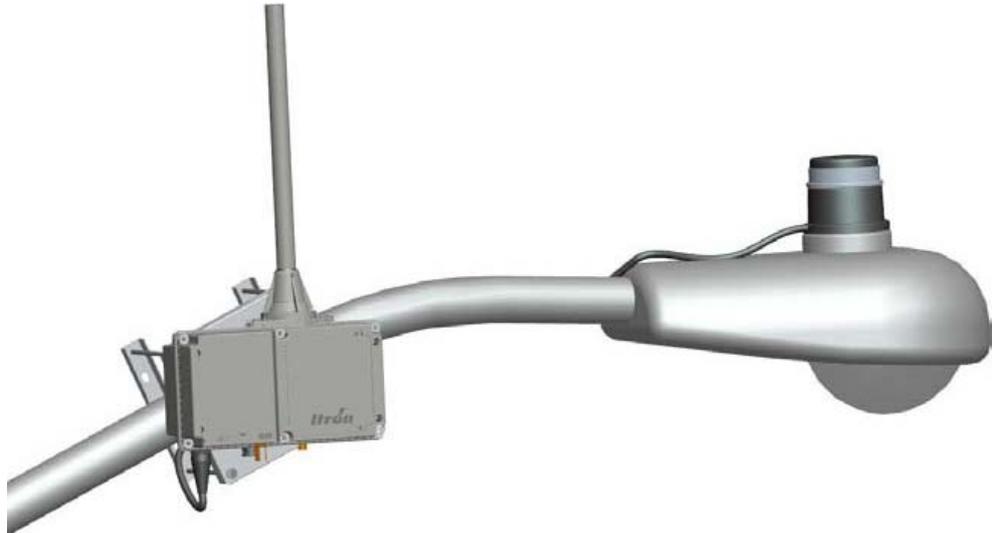
Figura 5.20. Conjunto de elementos para la instalación física del colector.

Con respecto a la ubicación de la antena de radio se recomienda lo siguiente:

Tabla 5.10. Condiciones ideales para la instalación del CCU100.

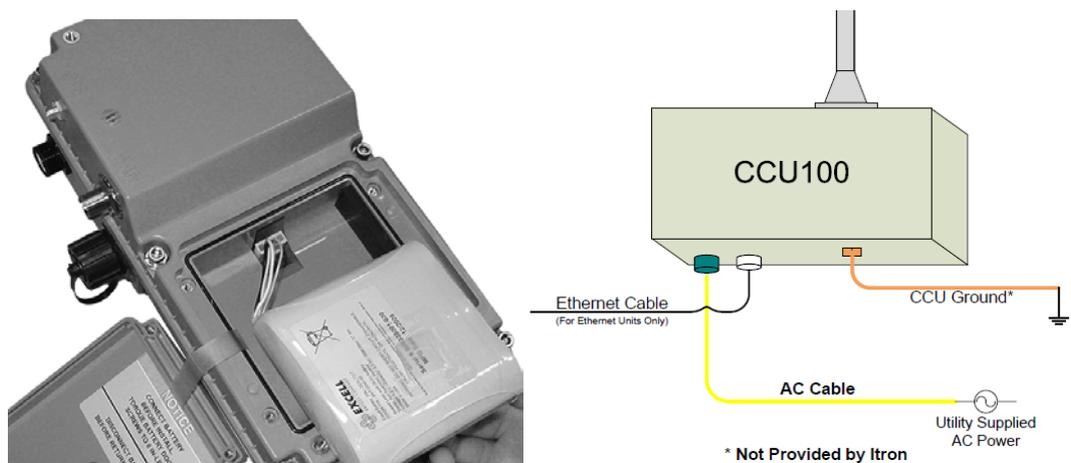
Condición ideal
Polo de antena en posición vertical
Vista horizontal libre a 360 grados
Evitar obstáculos que atenúen la señal como edificios y superficies metálicas
Distancia mínima de separación de otros transmisores RF, transformadores de potencia y líneas de alta tensión (50 a 150 metros)
Altura es factor ideal, pero no superar los 30 metros de altura con respecto a la mayor densidad de puntos de medición ubicados en un mismo plano horizontal. Altura mínima desde el suelo 3 metros.
Aterrizar debidamente el sistema
Alimentación con cable NEMA L6-15 (250V, 15A)

Según lo anterior, se opta por fijar el colector en un poste de iluminación propiedad de la distribuidora de energía. La alimentación se tomará de la misma fuente que la iluminación. El acceso para comunicación Ethernet lo proporcionará ESPH. El peso aproximado del equipo no supera los 5kg por lo que no se afecta las capacidades de la estructura. En la siguiente imagen se ilustra la propuesta.



Printscreen, tomado el 16/05/2012 CCU100&Repeater Installation Guide.pdf
Figura 5.21. Instalación del colector en un poste de iluminación propiedad de la distribuidora.

Una vez fijada la base metálica al poste, se procede con las conexiones eléctricas con el siguiente orden estricto: puesta a tierra, conexión de Ethernet, inserción de batería y alimentación AC. La parte trasera del colector se desliza sobre la base hasta lograr el enganche pertinente. Ver la siguiente imagen como ilustración para la conexión de la batería y demás cableado.



Printscreen, tomado el 16/05/2012 CCU100&Repeater Installation Guide.pdf
Figura 5.22. Conexiones eléctricas del colector.

Para mayor información sobre cómo realizar la instalación en campo del colector, referirse al manual *CCU100 & Repeater100 Installation Guide* ^[31].

Implementación de instalación para comunicación medidor - colector

En esta sección se desea confirmar que existe comunicación entre una muestra de medidores y el colector de información. Las pruebas se desarrollaron con medidores y colector propiedad de Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) Para las pruebas de radio frecuencia, se utilizó una terminal portátil *Hand Held Field Collector* modelo FC300 propiedad de ITRON México. Ver *FC300 Hand Held specs* ^[37].

Pruebas de campo: Medidor

Después de realizar la instalación de la base eléctrica tipo socket, insertar el medidor de energía y dar alimentación, la pantalla LCD inicia con una prueba de segmentos de todas sus variables como se muestra en la siguiente figura. Seguidamente indicará el valor consumo de energía junto con la leyenda “kWh” y “DEL” cuyo significado es energía entregada por la red. Posterior a esto, apaga la pantalla y reinicia el ciclo.



Printscreen, tomado el 17/05/2012 CENTRON Technical Reference Guide.pdf

Figura 5.23. Pantalla LCD del medidor CENTRON.

Además, para confirmar el correcto funcionamiento del contador, las tres barras ubicadas en la esquina inferior derecha deben tener una secuencia tal que simule el giro de disco de los antiguos contadores electromecánicos.

El módulo de radio frecuencia R300 está acoplado a la pantalla y al resto de la metrología del contador. La unidad completa realiza un auto diagnóstico y si detecta alguna falla propia del medidor desplegará en pantalla una leyenda indicando el error correspondiente. En la siguiente tabla se resume los posibles códigos de error que detecta el medidor CENTRON.

Tabla 5.11. Códigos de error en medidor CENTRON para diagnósticos de campo.

Indicación en LCD	Causa de fallo
Blank Display (Pantalla nula)	Medidor no energizado Voltaje menor que el umbral de operación Puente de conexión interno fuera de lugar Algún módulo está dañado
Error	Error en la metrología o en el proceso de lectura/escritura de la memoria EEPPROM. Todas las funciones de medición y RF están detenidas (<i>halted status</i>)

De acuerdo con lo anterior, se realizó una prueba de campo con 7 unidades con el fin de comprobar el correcto funcionamiento de su metrología y transmisión del dato por RF. A continuación se muestran fotografías de los medidores utilizados para realizar las pruebas de campo.



Fotografías tomadas el 25/04/2012 en CNFL Desamparados
Figura 5.24. Fotografías medidores prueba en CNFL Desamparados.

La terminal FC300 permite capturar en campo el mensaje SCM del módulo R300 y corroborar el dato que aparece en la pantalla del contador. Las lecturas de pantalla y de terminal portátil se hicieron simultáneamente para cada contador. En la siguiente fotografía se ilustra la toma de datos por medio de terminal portátil.



Fotografía tomada el 25/04/2012 en CNFL Desamparados
Figura 5.25. Fotografía de un técnico capturando datos RF utilizando FC300.

En la siguiente tabla se exponen los resultados obtenidos de la prueba.

Tabla 5.12. Resultado de prueba de campo para lectura RF con FC300.

Referencia	Serial Number	CENTRON display				FC300
		Blank	Error	Disk simulation	KWH	KWH
800	47 296 040	No	No	Sí	496	496
810	47 335 293	No	No	Sí	804	804
820	47 335 294	No	No	Sí	288	288
830	47 335 296	No	No	Sí	551	551
840	47 335 295	No	No	Sí	411	411
860	47 293 939	No	No	Sí	1275	1275
870	47 293 937	No	No	Sí	131	131

Según los resultados anteriores, se determina que la metrología está libre de errores (“*blank*” ó “*Error*”), sí se realiza la simulación de disco de giro lo que implica que el dato KWH desplegado en pantalla es correcto y actualizado en tiempo real. La captura del dato KWH mediante la terminal portátil FC300 corrobora que la transmisión RF por parte del medidor está comunicando efectivamente.

Pruebas de campo: Colector

El CCU100 está provisto de un LED (ver figura 5.19) que emite pulsos en código Morse para indicar su actividad. El punto tarda 220ms, la raya 660ms, la separación raya-punto 110ms, y los espacios en blanco entre secuencias 1320ms. En la siguiente tabla se presenta la secuencia de pasos que realiza el colector y que permiten realizar un diagnóstico rápido en campo.

Tabla 5.13. Interpretación del estado del colector según el código Morse de su LED.

Estado CCU	Descripción	Patrón LED	Repetición
Apagado	Colector apagado	Apagado continuo	Permanente
Encendido	Colector recién energizado y realizando BOOT	Encendido continuo	Permanente en BOOT
Sincronización	Sincronizando reloj por NTP y/o GPS	Letra Morse "T" (_)	Cada 10s
Inicialización	BOOT finalizado. Inicia ejecución de tareas programadas en el colector	Letra Morse "P" (. _ _ .)	Cada 10s
ERT comunicación	Colector detecta medidores (ERT) por RF y almacena sus mensajes SCM/IDM según se haya configurado	Letra Morse "N" (_ .)	Cada 10s
NCE comunicación	La interfaz WAN ha sido autenticada por lo que establece comunicación con NCE	Letra Morse "B" (_ . . .)	Cada 10s
Error batería	La batería de respaldo presenta algún error	Letra Morse "S" (. . .)	Cada 10s
ERT + NCE comunicación	Colector detecta ERT por RF y transmite mensaje SCM/IDM por WAN hasta NCE. Primeros 15 minutos tras encendido	Letras Morse "BN" (_ . . . _ .)	Cada 10s
Listo	Colector en operación	Encendido continuo 10s	Cada 30s

Si algún proceso no pudo concluirse por alguna falla en el sistema, la secuencia brinca a la siguiente.

Durante el procedimiento en sitio se observó que el CCU instalado emitía pulsos para la letra Morse "N", indicando de esta manera que sí estaba recibiendo mensajes SCM/IDM procedente de los medidores evaluados en la tabla 5.12. La prueba se limita a indicar sólo si existe recepción de mensajes provenientes de dispositivos tipo 7 y tipo 23 (medidores RF) Sin embargo, con la prueba mediante FC300 se concluyó que la totalidad de las muestras de contadores sí transmitían sus mensajes de lectura.

Ubicación óptima colector-medidores para maximizar cobertura

Como se mencionó en la sección 4.1 de este documento, en el radio de 1km que puede cubrir el colector de información, se encuentran actualmente cerca de 6000 residencias más una serie de proyectos de vivienda que están en estudio.

Retomando la imagen de la figura 4.2 se tiene el perfil de elevación de la zona sobre un diámetro de 2km. Un edificio será de 27 pisos y el otro de 20 pisos. La altura promedio de un piso es de 3m, por consiguiente los edificios miden 81m y 60m respectivamente. Sus medidores serán instalados en la parte trasera de los edificios como se ilustró en la figura 5.2. De igual manera el colector se fijará sobre un poste de iluminación ubicado en la parte anterior del inmueble. En la siguiente imagen se realiza un aumento y se extrapola las dimensiones para incluir gráficamente los edificios y el colector.

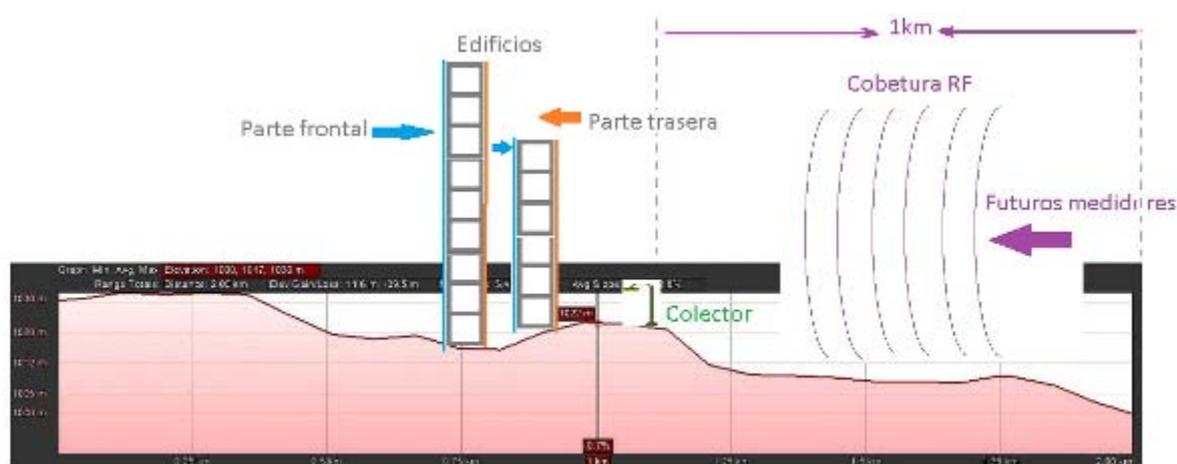


Figura 5.26. Ubicación óptima colector. Vista según perfil de elevación a 2km de diámetro.

Como se observa en la ilustración anterior, la ubicación óptima del concentrador es cerca de la cima de la loma para aprovechar la línea vista de 1km sobre el área hacia su derecha. El área hacia la izquierda del colector se ve afectada por los edificios mismos. Sin embargo, se podría pensar en instalar un repetidor sobre el edificio más alto para cubrir eventualmente la lectura de nuevos clientes ubicados en el espacio izquierdo de la imagen.

Para ilustrar la posible cobertura tras ubicar el concentrador según se ha descrito, favor ver la siguiente imagen, la cual corresponde a una modificación de la figura 4.1. El color azul representa la parte frontal del edificio mientras que el color naranja la parte trasera. La estrella verde es el colector con un radio de 1km de recepción. La cuadrícula morada representa el posible área de cobertura para eventuales nuevos clientes del sistema RF.

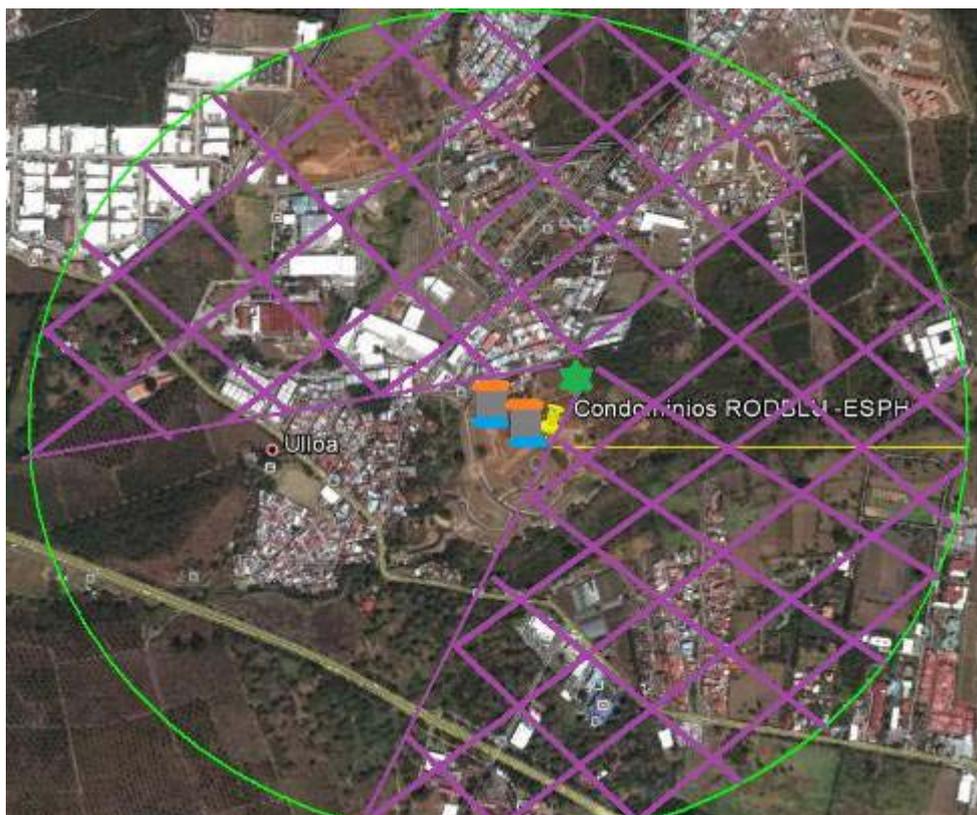


Figura 5.27. Ubicación óptima colector. Vista superior, posible área de cobertura.

Gráficamente se puede estimar que una quinta parte del área va a tener una cobertura deficiente. Esto significa que cerca de 4000 a 4800 de los 6000 clientes residenciales aún podrían beneficiarse del sistema de lectura remota por RF.

Los fundamentos para optimizar la ubicación del concentrador se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5.14. Criterios para optimizar ubicación del concentrador.

Criterio	Explicación
Ubicación de medidores	La colocación de los medidores en la parte trasera del edificio es el pilar para el resto del diseño de cobertura. Su ubicación obedece al acuerdo tomado entre la Distribuidora y la constructora del inmueble. La primera busca el cumplimiento de las normas técnicas así como facilidad para lectura y mantenimiento; por su lado, la constructora intenta mantener el diseño arquitectónico original, cuidando su estética, seguridad y privacidad de sus inquilinos.
Perfil de elevación	La pendiente es favorable para alcanzar la línea de vista deseada.
Posibles nuevos clientes RF	La cantidad, densidad y distribución geográfica de futuros clientes residenciales casi que obligan a buscar la maximización de cobertura del concentrador en la zona. Se estiman en miles la cantidad potencial de nuevos abonados por RF
Escalabilidad y mejoras	Eventualmente, para cubrir el área faltante, se puede pensar en instalar un repetidor sobre el edificio más alto, sin esto alterar la ubicación originalmente planteada para el concentrador

Proceso de instalación para comunicación colector - NCE

En secciones anteriores ya se realizó el proceso de configuración del colector para lograr su comunicación con los medidores RF. Parte de este procedimiento fue habilitar correctamente su puerto de comunicación Ethernet con el fin de actualizar su firmware y rutina básica ICS (*Initial Collector Setup*)

De tal manera, que para dejar establecida su comunicación con el NCE se debe revisar la sección *Ethernet Collector Configuration* de la tabla 5.8. Aquí se predeterminó que los parámetros de *URL configuration* se ajusten por DHCP. Sin embargo, durante la instalación del *Network Collection Engine* (NCE) en el servidor Web se solicita confirmar el direccionamiento IP con el concentrador.

El NCE es en realidad, el conjunto de componentes que permiten conectar el hardware con el software. Ampliando el diagrama modular de la figura 4.5, se presenta el procedimiento de instalación para completar el *Fixed Network*.

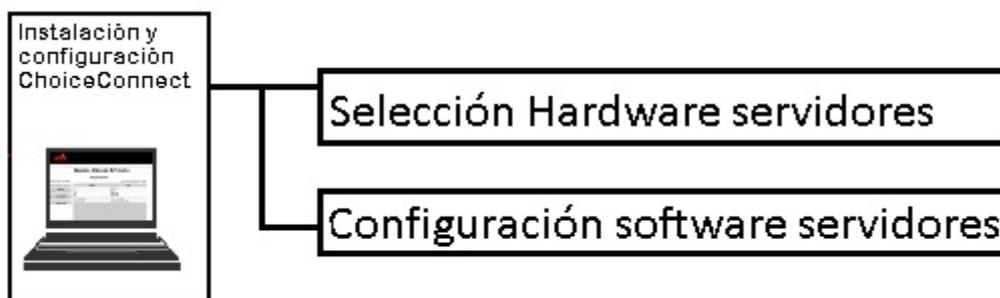


Figura 5.28. Diagrama modular nivel 2 - Instalación y comunicación NCE.

En los siguientes apartados se describe el proceso para la instalación del NCE.

Requerimiento de capacidades para los servidores

Es imprescindible dimensionar apropiadamente los servidores Web y Database para cumplir con las capacidades de lectura, escritura y almacenamiento de los datos de facturación provenientes de los medidores de energía.

FIXED NETWORK V4.1 CONFIGURATIONS			
		A ChoiceConnect 100 100S - Only	B ChoiceConnect 100 CENTRON Combo
Bubble-up size		60-min Intervals	5-min Intervals
CHANNELS ¹	1 – 10,000	CFG-I ³	CFG-II ³
	10,001 – 50,000		
	50,001 – 125,000	CFG-VI ³	CFG-X
	125,001 – 150,000		
	150,001 – 200,000	CFG-XI	CFG-V
	200,001 – 250,000		
	250,001 – 500,000	CFG-VIII	
> 500,000	CUSTOM ²	CUSTOM ²	

Printscreen, tomado el 26/05/2012 de FN Server Config Guide.

Figura 5.29. Configuración recomendada para servidores según requerimientos Fixed Network.

Según la tabla de la figura anterior, se utilizará únicamente medidores de energía (no agua ni gas) lo que corresponde a la columna A. La cantidad menor a 10000 unidades. Por lo tanto la configuración adecuada es la CFG-I. Esta incluye además la opción de instalar posteriormente la interfaz Billing Gateway (BGW), la cual permite exportar los datos de facturación de Fixed Network a un programa externo si lo tiene la distribuidora.

En la siguiente figura se especifica la plataforma para la arquitectura CFG-I con almacenamiento de 40 días, hasta 50,000 medidores con ciclos de lectura de 60 minutos. La RAM corresponde al tipo DDR3 PC3-10600R-DIMM.

	NWS Database Server			NCE Web Server
Storage (days)	5	40	400	
Server		HP DL360 G7 (2U)		HP DL160 G6 (1U)
CPU	1 x Quad Core Xeon E5620	1 x Quad Core Xeon E5620	1 x Quad Core Xeon E5620	1 x Dual Core Xeon E5503
RAM	6 GB	6 GB	6 GB	3 GB
Disk (Internal)				
C:	2 x 146 GB	2 x 146 GB	2 x 146 GB	2 x 146 GB
D:	2 x 146 GB	2 x 146 GB	2 x 146 GB	
O/S	Microsoft Windows Server 2003 R2 Standard x64 Edition, Service Pack 2			
Database SW	Microsoft SQL Server 2005 Standard x64 Edition, Service Pack 4			Not Applicable
DB Backup SW	Uses MS SQL Server (above)			Not Applicable

Printscreen, tomado el 26/05/2012 de FN Server Config Guide.

Figura 5.30. Especificaciones para Web server y Data server.

Configuración de servidores

Los discos duros de cada servidor deben llevar una configuración precisa. En la siguiente imagen se describe la configuración para los discos duros del servidor de datos.

Parameter	Value
Direct Access Storage Device	DL360 Internal Drive Array
Controller A	
Mfg	Hewlett Packard
Model	Smart Array P410i
Interface Type	Serial Attached SCSI (SAS)
Accelerator Ratio	0% Read /100% Write
Drive Write Cache	Disabled
Total Cache Size	512MB
Battery Pack Count	1
Array A	C: Drive (OS Partition)
Interface Type	Serial Attached SCSI (SAS)
Capacity	137 GB
Fault Tolerance	RAID 1 / 256k Stripe
Formatting	NTFS / default allocation units
Drive Offset	default
Physical Count	2 x 146 GB
Speed	10,000 RPM
Array B	D: Drive (NWS Data)
Interface Type	Serial Attached SCSI (SAS)
Capacity	137 GB
Fault Tolerance	RAID 1 / 256k stripe
Formatting	NTFS / 64k allocation units
Drive Offset	1024kb
Physical Count	2 x 146 GB
Speed	10,000 RPM

Printscreen, tomado el 26/05/2012 de FN Server Config Guide.

Figura 5.31. Configuración interna del disco duro del Data server.

En la siguiente imagen se describe la configuración para los discos duros del servidor web.

Parameter	Value
Direct Access Storage Device	DL160 Internal Drive Array
Controller A	
Mfg	Hewlett Packard
Model	Smart Array P410i
Interface Type	Serial Attached SCSI (SAS)
Accelerator Ratio	100% Read / 0% Write
Drive Write Cache	Disabled
Total Cache Size	0
Battery Pack Count	0
Array A	C: Drive
Capacity	137 GB
Fault Tolerance	RAID 1
Formatting	NTFS / default allocation units
Drive Offset	default
Physical Count	2 x 146 GB
Speed	10,000 RPM

Printscreen, tomado el 26/05/2012 de FN Server Config Guide.

Figura 5.32. Configuración interna del disco duro del Web server.

Para mayor detalle de cómo configurar apropiadamente los servidores para el sistema *Fixed Network*, revisar el manual se utilizó como referencia el manual de ITRON, *FN Server Config Guide - NWS v4.1-Rev-002* ^[38].

Instalación Network Collection Engine (NCE)

Para el proceso completo de instalación del software del sistema Fixed Network y todas sus aplicaciones, favor remitirse a la guía del fabricante *NCE v4_1 Installation Guide* ^[39] y desarrollar todos los contenidos expuestos en la siguiente imagen.



Printscreen, tomado el 27/05/2012 de NCE v4_1 Installation Guide.

Figura 5.33. Menú de contenidos para instalación NCE.

Como información complementaria, se puede usar como consulta la guía *NCE v4_1 System Reference Guide* ^[40].

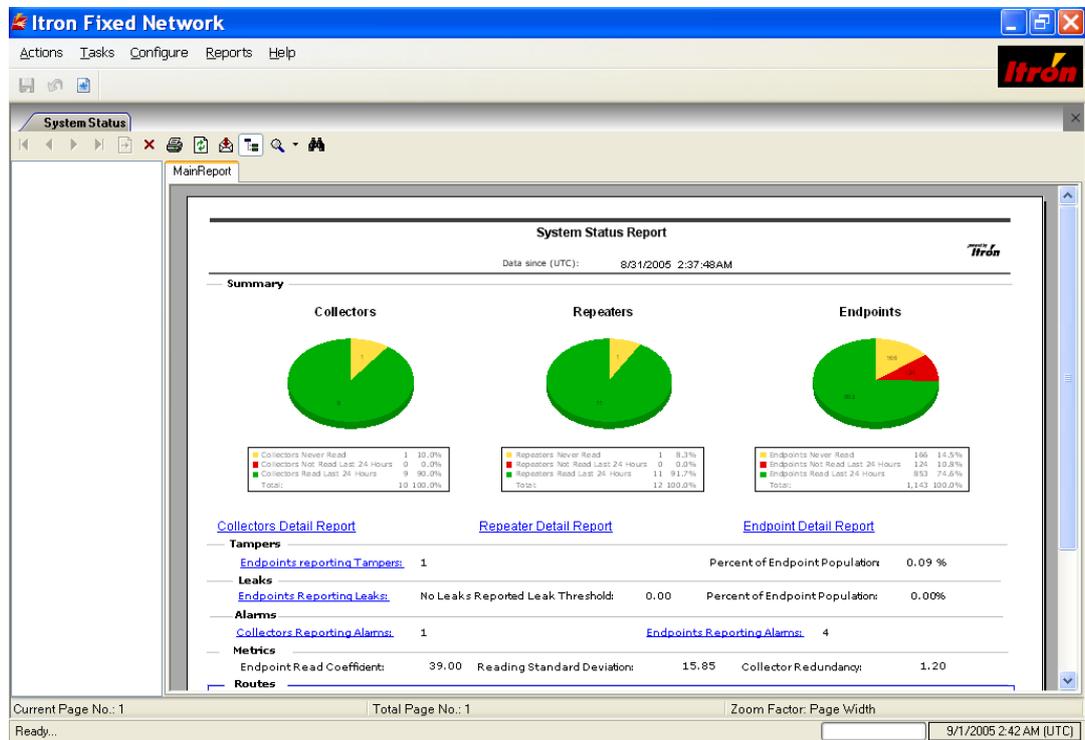
Implementación de instalación para comunicación colector – NCE

Como se indica en la tabla 3.3 de este documento, el *software Choice Connect Fixed Network* propiedad de ITRON Inc, requiere de una licencia para su uso, cuyo costo oscila entre los \$15,000.00 (USD). Es por esto que no se pudo disponer de los instaladores y además que no se tienen los servidores requeridos por parte de ESPH. Sin embargo, para fines prácticos, se obtuvo el permiso de CNFL de utilizar su software en instalaciones de la Uruca y realizar pruebas controladas con medidores instalados en Desamparados. El contacto en CNFL Uruca es el ing. Jason Meza Alvarado y en CNFL Desamparados es el ing. Eduardo Gamboa.

La captura de imágenes procedente de las computadoras de CNFL no fue permitido por razones de confidencialidad. Por lo tanto, las imágenes siguientes son para fines ilustrativos y su fuente de origen es descrita bajo la respectiva figura.

Pruebas de campo: NCE

Para confirmar la comunicación entre el colector y el NCE se utiliza la interfaz de usuario del *software Fixed Network* y se ingresa al menú *System Status*. En este menú se puede observar gráficamente el estado de los concentradores, repetidores y medidores del sistema.



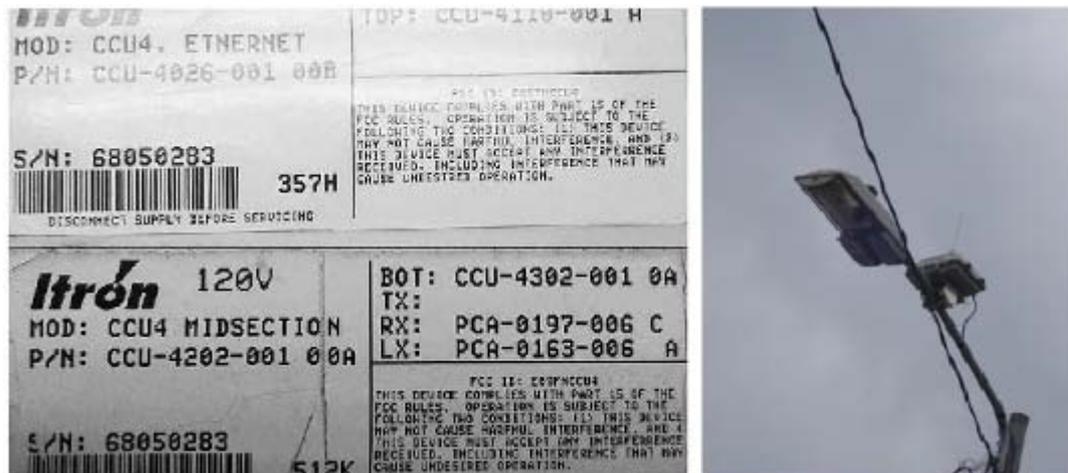
Printscreen, tomado el 28/05/2012 de Opciones Lectura Remota ITRON.pps.
Figura 5.34. Verificación de equipos registrados y comunicados con NCE.

Según la ilustración anterior, los diferentes tipos de equipos de Fixed Network instalados en campo se presentan como gráficos de pastel con una codificación de tres colores como se resume en la siguiente tabla.

Tabla 5.15. Interpretación del estado del colector según el código de color en NCE.

Estado CCU	Descripción	Código color en NCE
Ingresado a NCE Comunicación estable	Adición de colector al CCA correcta y comunicación Ethernet correcta	Verde
Ingresado a NCE Comunicación intermitente	Adición de colector al CCA correcta pero comunicación Ethernet presenta errores	Amarillo
Ingresado a NCE Comunicación nula	Adición de colector al CCA correcta pero no hay comunicación Ethernet	Rojo
No ingresado a NCE	No se ha realizado el proceso de adición al CCA. No se puede determinar el estado de la comunicación Ethernet	“no aparece”

Los datos de placa y fotografía del concentrador ubicado en el poste utilizado para estas pruebas de campo se observa en la siguiente figura.

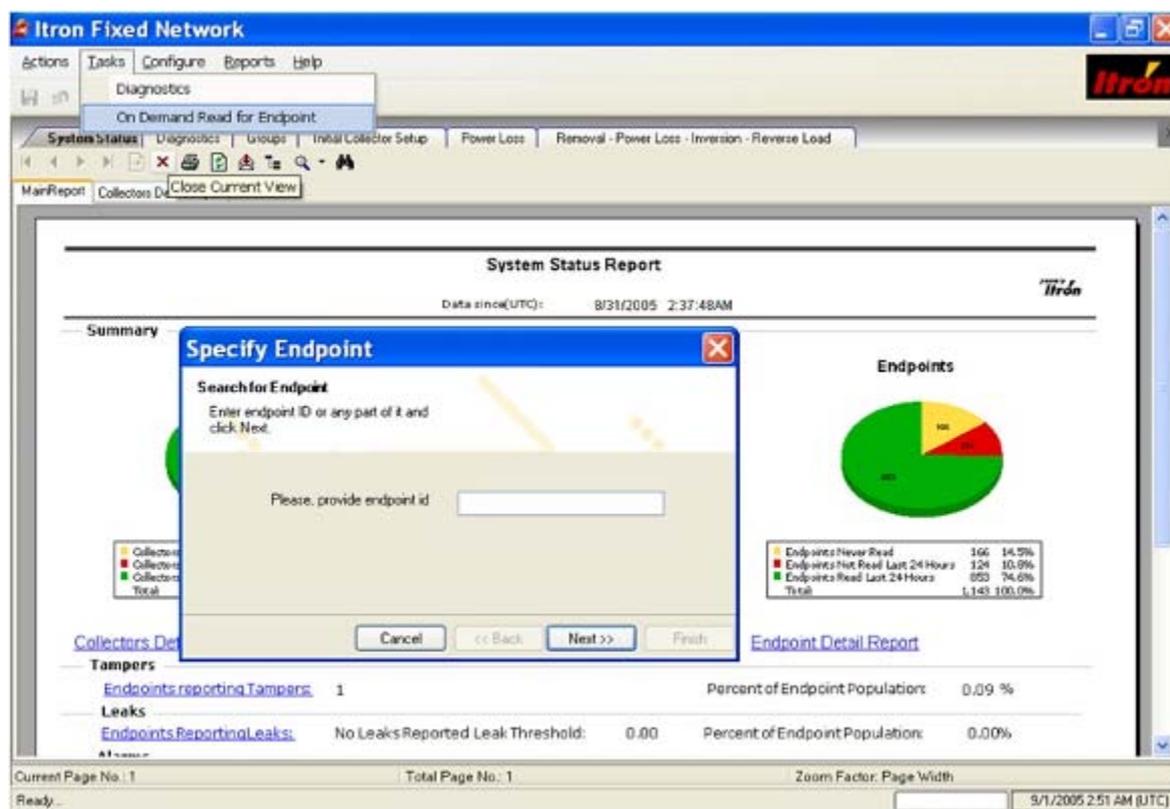


Fotografías tomadas el 14/04/2012 en CNFL Desamparados.
Figura 5.35. Fotografías colector prueba en CNFL Desamparados.

Por medio de la interfaz de usuario de *Fixed Network* se obtuvo código verde para el concentrador de prueba, implicando por consiguiente que su adición al CCA fue correcta y que comunicación por medio de Ethernet está autentica y funcionando adecuadamente. De esta forma se da por satisfecha la prueba de comunicación entre el CCU y el sistema NCE.

Corroboración en prueba de campo completa: Medidor –Colector –NCE

Utilizando el mismo equipo para las pruebas de campo anteriores, se hizo un proceso de lectura por solicitud a cada uno de los medidores vistos en la figura 5.24. Dicho proceso se realiza mediante la interfaz de usuario del Fixed Network en el menú **Tasks > On Demand Read for Endpoint** como se ilustra a continuación.



Printscreen, tomado el 28/05/2012 de Opciones Lectura Remota ITRON.pps.

Figura 5.36. Lectura por solicitud mediante On Demand Read for Endpoint Task.

Al aparecer la ventana se introduce el ID del medidor en evaluación. El resultado de la lectura por solicitud se compone de tres secciones:

- **Endpoint properties:** Ubicado en la esquina superior izquierda, presenta parámetros propios del medidor: Endpoint ID, número de serie, tipo de dispositivo, estado activo o desactivo, y reporte del consumo en tiempo real.
- **Daily consumption:** Ubicado en la esquina inferior izquierda, muestra un gráfico de barras para el consumo total del medidor por cada día a lo largo del periodo de almacenamiento con que se configuró el Data Server, en este caso, periodos de 40 días continuos.
- **Interval consumption:** Ubicado a la derecha de la pantalla, ofrece en formato tabla los datos de consumo del medidor según la frecuencia con que debe leer el colector, en este caso, cada intervalo de 60 minutos.

En la siguiente imagen se ilustra el resultado de aplicar una lectura por solicitud a un medidor RF.



Printscreen, tomado el 28/05/2012 de Opciones Lectura Remota ITRON.pps.
Figura 5.37. Lectura por solicitud - Estadísticas y datos de consumo.

Esta lectura por solicitud se aplicó a los medidores de la figura 5.24, se tomó el dato de pantalla y se corroboró con la lectura RF por medio de la terminal FC300. La distancia promedio entre los medidores en estudio y el concentrador fue de 700m. La lectura por NCE, FC300 y dato de pantalla fue sincronizado para cada punto. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

En la siguiente tabla se exponen los resultados obtenidos de la prueba.

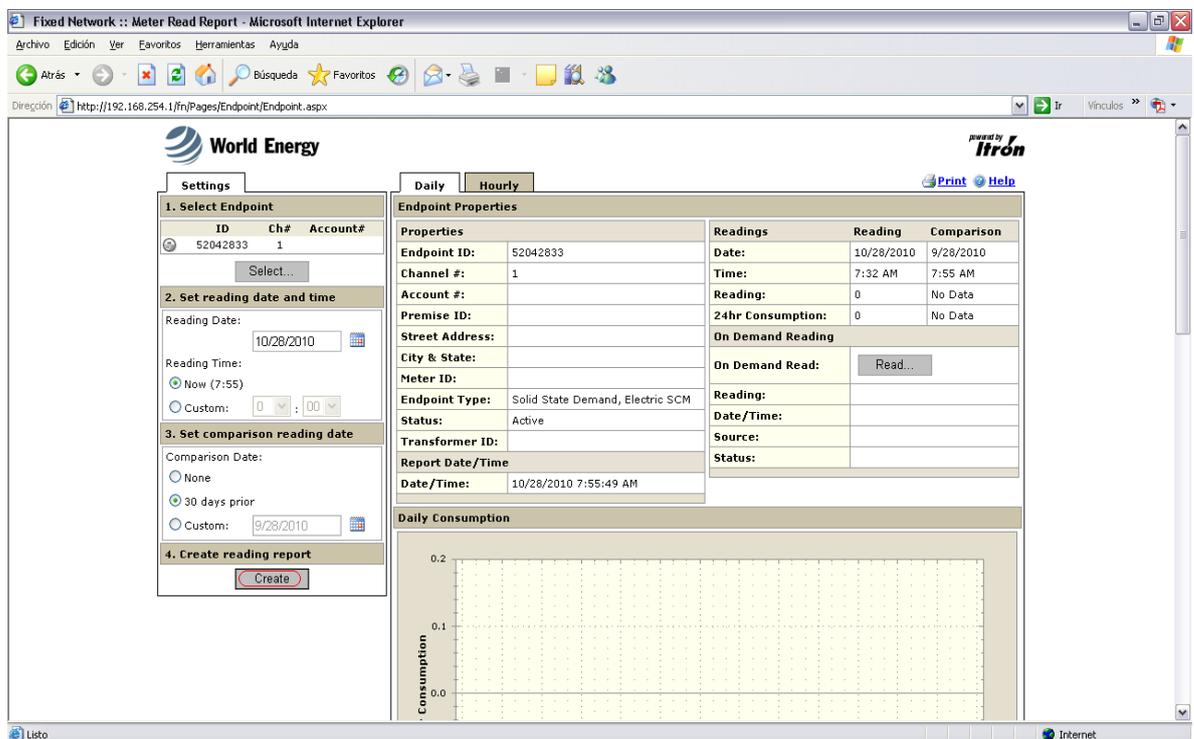
Tabla 5.16. Resultado de prueba de campo para lectura RF con FC300 y NCE.

Referencia	Serial Number	CENTRON display				FC300 KWH	NCE KWH
		Blank	Error	Disk simulation	KWH		
800	47 296 040	No	No	Sí	585	585	585
810	47 335 293	No	No	Sí	942	942	942
820	47 335 294	No	No	Sí	419	419	420
830	47 335 296	No	No	Sí	784	784	784
840	47 335 295	No	No	Sí	497	497	498
860	47 293 939	No	No	Sí	1807	1807	1087
870	47 293 937	No	No	Sí	237	237	237

De acuerdo con lo anterior, los resultados obtenidos fueron satisfactorios pues se logró transmitir correctamente el dato desde cada medidor hasta el Data server del NCE.

Los alcances de este proyecto obligan por efectos de seguridad almacenar los datos en el Departamento de Facturación de la distribuidora, para lo cual se utiliza la interfaz de usuario del Fixed Network (UI-FN) como se vio anteriormente. Sin embargo, existe una interfaz web (Web I-FN) que podría permitir a los abonados revisar su consumo de energía por medio de un navegador de Internet.

Para utilizar la interfaz en línea se requiere del *Endpoint ID* que cumplirá la función de “usuario” y un código de ingreso provisto por la distribuidora que cumplirá la función de “clave de acceso”. En la siguiente figura se muestra la pantalla de lectura de consumo para un único medidor por medio de *Web interface FN*.



Printscreen, tomado el 28/05/2012 de Opciones Lectura Remota ITRON.pps.
Figura 5.38. Lectura por solicitud por medio del navegador de Internet.

La habilitación de esta otra opción queda a criterio de la empresa distribuidora de energía.

Capítulo 6 Análisis de resultados

Esta sección expone los criterios utilizados para analizar los resultados obtenidos que dan respuesta a los objetivos planteados en la formulación de este proyecto.

Los resultados obtenidos se pueden observar en las sesiones ya descritas anteriormente:

- Pruebas de campo: Medidor
- Pruebas de campo: Colector
- Pruebas de campo: NCE

En la siguiente tabla se presenta cada objetivo planteado así como el resultado obtenido en la solución, su análisis, alcance y limitación.

Tabla 6.1. Resumen del análisis de resultados en función de los objetivos planteados.

Objetivo	Resultado	Análisis	Alcance	Limitación
1. Determinar el tipo de medidor de energía que se utilizará en el sistema de lectura remota según los requerimientos y características eléctricas de los abonados en estudio de ESPH.	El medidor CN1S + R300 cumple tanto en metrología como en comunicación RF	La selección del medidor satisface los requerimientos técnicos, fundamentado en criterios de seguridad, control, fiabilidad, flexibilidad de cobertura, escalabilidad, adaptabilidad, uso de estándares abiertos y heredable a futuras aplicaciones (AMI) Menor costo respecto con otras opciones	La licencia mínima de Fixed Network es para 50,000 unidades y soporta una gran variedad de tipos de medidores con diferentes características según lo requiera las condiciones de los abonados	Si bien Fixed Network es escalable con otros nuevos medidores, el CENTRON no es actualizable a nuevas funcionalidades (+D, +T, +L) como sí lo es el SENTINEL
2. Definir la viabilidad de utilizar RF de acuerdo con la normativa legal para la asignación de frecuencias en Costa Rica.	El sistema Fixed Network cumple la norma pues no excede los límites establecidos en la legislación	El informe de Rectoría de Telecomunicaciones indica que sistemas AMR/AMI son de frecuencia libre. PNAF indica que éstos no requieren concesión pues no exceden los límites de potencia radiada ni son para fines lucrativos	El cobertura se puede ampliar mediante la inserción de colectores y/o repetidores adicionales sin comprometer el derecho de uso de la frecuencia	El diseño de AMR/AMI parte del hecho que su potencia no afecta otros sistemas de comunicación que sí requieren concesión. Además, FN se puede afectar por la cercanía de trafos, líneas de alta potencia u otros emisores de RF como antenas celulares
3. Definir el proceso de instalación del equipo tal que permita transmitir el dato de lectura desde cada medidor hasta el colector de información mediante RF.	El proceso planteado para lograr comunicación medidor-colector es gradual y secuencial, lo que facilita su revisión progresiva durante la ejecución	El proceso es modular. La instalación de medidores cumple con las normas ARESEP y la ubicación permite su mantenimiento y alcanzar sin problema la comunicación con el CCU	El proceso de instalación de los medidores no depende del colector ni viceversa. En caso de mantenimiento se puede intervenir de forma independiente	Si bien la norma exige que la ubicación de medidores esté sobre el límite de propiedad, se acordó situarlos dentro de la propiedad para maximizar la cobertura. En caso de mantenimiento, se requiere de permiso para ingresar
4. Implementar satisfactoriamente el proceso de instalación	La implementación medidor-colector satisfizo la	Las pruebas de campo para corroborar la comunicación medidor-	Si FN fallara, se puede utilizar la FC300 para la	Si bien los R300 operan según ANSI, el equipo necesario

del equipo que transmita el dato de lectura desde cada medidor hasta el colector de información	transmisión del dato desde el medidor hasta el colector	colector son sencillas y rápidas de efectuar y utilizan protocolos ANSI. Esta eficiencia favorece cuando se trate de grandes cantidades	recolección de datos. Si ésta a su vez falla, los datos se leen de la pantalla del medidor	para realizar la inspección en campo debe ser adquirido con anticipación con un fabricante reconocido
5. Determinar la ubicación óptima del colector y de cada medidor según las características geográficas del sector escogido y que tenga la posibilidad de expansión para futuros clientes	La combinación de ubicar los medidores en el exterior del inmueble así como situar el colector en la parte alta de la loma satisface el propósito original con opción de aprovechar en nuevos abonados RF	La locación de los medidores y del CCU satisface su comunicación prioritaria. Además, permite maximizar el área de cobertura para nuevos abonados pues favorece la línea de vista, evita obstáculos y emisores de RF que puedan afectar su desempeño	Situando un repetidor adicional sobre la terraza del edificio más alto se podría ampliar aún más la cobertura para aquellos puntos que son separados del CCU por el mismo edificio	Si bien la ubicación del CCU es para maximizar la cobertura para futuros clientes, la zona es de relativa baja densidad poblacional.
6. Definir el proceso de instalación del equipo tal que permita transmitir los datos de lectura almacenados temporalmente en el colector hasta la base de datos de un servidor.	El proceso planteado para lograr comunicación colector-NCE es gradual y secuencial, lo que facilita su revisión progresiva durante la ejecución. Además, utiliza la misma red Ethernet de la distribuidora	El proceso es modular. La utilización de la nueva red Ethernet de ESPH favorece en la transmisión de datos desde el CCU hasta los servidores NCE, pues es propietaria, no requiere de costos adicionales y se puede dar mantenimiento inmediato sin necesidad de permisos ajenos	La disposición de una red de Ethernet propia facilita los trabajos de soporte y mantenimiento, permite incluir nuevos CCU en diferentes sitios y deja a criterio de la distribuidora los controles de seguridad que desee aplicar	Si bien se utiliza la red Ethernet propiedad de la distribuidora, la ubicación de los CCU se limita a la cobertura que pueda tener ésta, siendo un factor desfavorable para el diseño de ubicar nuevos CCU
7. Implementar satisfactoriamente el proceso de instalación del equipo tal que permita transmitir los datos de lectura almacenados temporalmente en el colector hasta una base de datos en el departamento de facturación.	La implementación medidor-colector satisfizo la transmisión del dato desde el colector hasta el servidor de datos del NCE	El correcto ingreso del colector al NCE y la estabilidad de la conexión Ethernet son criterios suficientes para corroborar la comunicación entre ambos. Por medio de la interfaz de usuario se descargan los datos almacenados en CCU, éstas coinciden con las lecturas de campo hechas con FC300 y lectura de pantalla de los medidores	En caso de apagón, el CCU se energiza 90 minutos con su batería. En caso de falla de comunicación el CCU puede almacenar hasta 03 días la información de 50,000 medidores con intervalos de 60 minutos cada uno.	El uso, control y mantenimiento de la red Ethernet depende únicamente de la distribuidora. Cualquier intervención debe ser a través de un permiso
8. Corroborar que todo el proceso de lectura automatizado funciona de acuerdo con lo establecido.	El dato del medidor pasa por el CCU y sí se registra en la base de datos del NCE	El dato llega sin errores, casi en tiempo real	La licencia permite ingresar hasta 50,000 puntos de medición (agua, gas y energía)	Si bien es de protocolo ANSI, ITRON es el único fabricante de módulos compatibles con FN

Capítulo 7 Conclusiones y recomendaciones

A continuación se presenta la lista de conclusiones y recomendaciones que son producto del desarrollo de la solución al problema planteado:

- La metrología utilizada cumple con estándares internacionales ANSI e ISO, lo que respalda la fiabilidad y eficiencia de desempeño en la solución propuesta.
- La viabilidad legal para el uso de esta tecnología RF ofrece una flexibilidad para explotar y ampliar su cobertura sin restricción.
- La automatización del sistema de lectura y el uso de sus herramientas permiten dar mejor servicio a los clientes pues dispone de datos confiables, libres de manipulación y en tiempo real.
- La arquitectura modular del sistema permite la escalabilidad al crecer en número la lista de clientes RF.
- La adaptabilidad de otros tipos de medidores de energía a esta plataforma RF permite considerar otros clientes aparte de los residenciales, incluyendo, quizá medidores de agua también.
- El diseño de una plataforma de comunicación propiedad de la misma distribuidora favorece la confidencialidad, autenticación y autorización por medio de controles de seguridad ajenos a la intervención de terceros.
- La adaptabilidad para actualizar independientemente el firmware, el software y hasta el hardware permite optimizar el rendimiento del sistema según los requerimientos de la época.
- La interoperabilidad debido al uso de estándares abiertos hace que el sistema sea compatible con otros equipos actuales o futuros. Por ejemplo, la terminal portátil puede usarse como respaldo.

Bibliografía

REGLAMENTACIÓN TÉCNICA ENERGÍA

1. Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos **DEC 29847-MP-MINAE-MEIC**
http://aresep.go.cr/docs/01-DEN-2002N_D_29847_MP_MINAE_MEIC.pdf
01-DEN-2002N_D_29847_MP_MINAE_MEIC.pdf (creado el 01/01/2003, actualizado el 01/01/2003)

NORMAS TÉCNICAS ENERGÍA

2. ARESEP. Calidad del Voltaje de Suministro **AR-NTCVS-2002**
http://aresep.go.cr/docs/02-DEN-2002N_RRG-2441-NORMA_Voltaje.pdf
02-DEN-2002N_RRG-2441-NORMA_Voltaje.pdf (creado el 01/01/2003, actualizado el 01/01/2003)

3. ARESEP. Instalación y Equipamiento de Acometidas **AR-NTACO-2002**
http://aresep.go.cr/docs/03-DEN-2002N_RRG-2444%20Acometidas.pdf
03-DEN-2002N_RRG-2444 Acometidas.pdf (creado el 01/01/2003, actualizado el 29/01/2003)

4. ARESEP. LÁMINAS NORMA DE ACOMETIDAS
<http://aresep.go.cr/docs/laminas.zip>
laminas.zip (creado el 01/08/2003, actualizado el 06/08/2003)

5. ARESEP. Uso, Funcionamiento y Control de Contadores de Energía Eléctrica **AR-NTCON-2002**
http://aresep.go.cr/docs/04-DEN-2002N_RRG-2440-MEDIDORES.pdf
04-DEN-2002N_RRG-2440-MEDIDORES.pdf (creado el 01/01/2003, actualizado el 29/01/2003)

6. ARESEP. Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización **AR-NTSDC-2002**
http://aresep.go.cr/docs/06-DEN-2002N_RRG-2443-comercial.pdf
06-DEN-2002N_RRG-2443-comercial.pdf (creado el 01/01/2003, actualizado el 29/01/2003)

INFORMES TÉCNICOS ENERGÍA

7. ESPH S.A. Prototipo de contrato comercial para suscribir abonados residenciales con ESPH. **CONTRATO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN PARA ABONADOS DE LA EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE HEREDIA S.A.** Heredia, 2003.
<https://www.esph-sa.com/archivos/archivosAdjuntos/CONTRATO%20PARA%20SUMINISTRO%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA.pdf>
CONTRATO PARA SUMINISTRO DE ENERGIA ELÉCTRICA.pdf (creado el 01/08/2003, actualizado el 07/08/2003)



TARIFA ENERGÍA ESPH

8. ESPH S.A. Tarifa residencial ESPH. Heredia 2011.
<https://www.esph-sa.com/PlatVirtual/consultarTarifasEnerRes.do?accion=cargar&idProducto=40&idSegmento=126&idTarifa=132>
TARIFA ENERGÍA GACETA N°92 13-05-2011; Viewed 2012-01-18

NORMAS TÉCNICAS TELECOMUNICACIONES

9. Ley #8642. **LEY GENERAL DE TELECOMUNICACIONES**
<http://www.telecom.go.cr/index.php/en-contacto-con-el-usuario/normas-aplicables>
Viewed 2012-01-21
10. PNAF_Decreto #35257-MINAET Mod por Decreto #35866-MINAET. **PLAN NACIONAL DE ATRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS (PNAF)**
<http://www.telecom.go.cr/index.php/en-contacto-con-el-usuario/normas-aplicables>
Viewed 2012-01-21
11. OF-GAER-2011-007 Rectoría de Telecomunicaciones (San José, 17 de febrero de 2011)
<http://www.telecom.go.cr/index.php/en-contacto-con-el-usuario/documentos>
Viewed 2012-01-21

ARESEP ESTADÍSTICAS VIGENTES (2010)

12. ARESEP. Consumo por abonado y precio promedio de kWh por empresa eléctrica, acumulado a Diciembre del 2010. San José 2010.
http://aresep.go.cr/docs/SEN_VENTAS_2010.xls
SEN_VENTAS_2010.XLS (creado el 30/03/2011, actualizado el 30/03/2011)
13. Lista de Medidores Inscritos-October 2010. Superintendencia de energía.
Correo electrónico wramirez@aresep.go.cr San José – Costa Rica

REFERENCIAS PARA MEDIDORES DE ENERGÍA Y MÓDULOS DE COMUNICACIÓN

14. ITRON Inc., Mexico & Centroamerica Division.
<https://www.itron.com/mxca/en/productsAndServices/electricity/Pages/default.aspx>
Viewed 2011-05-17 thru 2012-02-29
15. TRILLIANT Inc., **Solutions - Smart Grid Architecture**
<http://www.trilliantinc.com/solutions>
Viewed 2012-01-19
16. METERING, Metering International magazine
<http://www.metering.com/>
Viewed 2012-01-19
17. Smart Meters, Voove Media Group
<http://www.smartmeters.com/>
Viewed 2012-01-19
18. OPENAMI.ORG, **AMINetworkSecurityProtocolConsiderations**, 2005
<http://www.sce.com/NR/rdonlyres/752F2578-2B89-47AB-ABBF-7D891E9A5230/0/SCETABPresentationAMINetworkSecurityProtocolConsiderations.pdf>
Viewed 2012-02-22



19. ITRON Inc. **CENTRON® Meter Technical Reference Guide**. EEUU, Octubre 2006.
20. ITRON Inc. **SENTINEL® Meter Technical Reference Guide**. EEUU, Octubre 2006.
21. ITRON Inc. **CENTRON® R300 Specs**. EEUU, Diciembre 2006.
22. ITRON Inc. **SENTINEL® R300 Specs**. EEUU, Diciembre 2006.
23. ITRON Inc. **SENTINEL® Ethernet Specs**. EEUU, Diciembre 2006.
24. ITRON Inc. **SENTINEL® RS-232/RS-485 Specs**. EEUU, Diciembre 2006.
25. TRILLIANT Inc. **TRILLIANT CellReader® Solutions for Itron SENTINEL® Meters**. EEUU, 2011.
26. ITRON Inc. **Repeater 100 Specs**. EEUU, Setiembre 2011.
27. ITRON Inc. **FC 300 Specs**. EEUU, Setiembre 2011.
28. ITRON Inc. **Mobile Collector Specs**. EEUU, Setiembre 2011.
29. WIKIPEDIA. Universal Mobile Telecommunications System.
http://es.wikipedia.org/wiki/Universal_Mobile_Telecommunications_System
Viewed 2012-02-27
30. WIKIPEDIA. Nombre de punto de acceso (APN)
http://es.wikipedia.org/wiki/Nombre_de_punto_de_acceso
Viewed 2012-02-27
31. ITRON Inc. **CCU100 & Repeater100 Installation Guide (draft)** EEUU, 8/31/2010.
32. ITRON Inc. **Collector Configuration Application User Guide**. EEUU, 10/25/2010.
33. Idaho Power Company. **Meter Base Identification**. EEUU, 05/07.
<http://www.idahopower.com/pdfs/ServiceBilling/customerservice/newConstruction/MeterBaseID.pdf>
Viewed 2012-05-13
34. ITRON Inc. **NCE v4 Installation Guide**. EEUU, 10/25/2010.
35. ITRON Inc. **NCE v4 User Guide**. EEUU, 10/25/2010.
36. Motorola Inc. **STANDARDS AND GUIDELINES FOR COMMUNICATION SITES**.
MOTOROLA-R56-STDS.pdf. EEUU, 2005.
37. ITRON Inc. **FC300 Hand Held specs**. EEUU, 02/18/2010.
38. ITRON Inc. **FN Server Config Guide - NWS v4.1-Rev-002**. EEUU, 11/02/2011.
39. ITRON Inc. **NCE v4_1 Installation Guide**. EEUU, 09/23/2011.
40. ITRON Inc. **NCE v4_1 System Reference Guide**. EEUU, 09/23/2011.
41. ITRON Inc. **NCE v4_1 User Guide**. EEUU, 09/23/2011.

OTROS ENLACES

- CEAB

http://www.engineerscanada.ca/e/pr_accreditation.cfm

Canadian Engineering Accreditation Board (CEAB);

Viewed 2011-11-22

- Escuela de Ingeniería Electrónica

<http://www.ie.itcr.ac.cr/asistenteweb/pmwiki/pmwiki.php/Main/HomePage?userlang=es>

Viewed 2011-11-22



Apéndices

A.1 Resumen de disposiciones jurídicas aplicables al alcance de este proyecto

Reglamentación Técnica para Energía Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos

En la República de Costa Rica, el decreto 29847-MP-MINAE-MEIC se define el *Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos*, en el cual, se señala a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) como la entidad que debe velar por el cumplimiento de las condiciones para el suministro de servicio eléctrico. Este reglamento se compone de 43 artículos. En la siguiente tabla se expondrá y se resumirá los artículos más significativos que competen para la propuesta de ITRON.

Tabla A1.1. Resumen de principales artículos Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos.

Artículo	Síntesis
4. Alcances	Todas las empresas y abonados deben ajustarse a las regulaciones
5. Responsabilidad de las empresas	La empresa debe ejecutar los mecanismos apropiados para satisfacer las condiciones del servicio
6. Eficiencia y compromiso ambiental	Utilizar tecnologías que propicien la eficiencia productiva, operativa y de consumo de energía
7. Planificación y pronóstico	Considerar aspectos de construcción considerando el desarrollo socioeconómico y manteniendo la calidad de servicio
8. Optimización del sistema eléctrico	Criterios de optimización: a) Garantía del abastecimiento b) Minimización de costos de inversión c) Minimización de pérdidas energéticas d) Confiabilidad y continuidad del servicio e) Maximización de la calidad de energía f) Minimización de costos de operación y mantenimiento g) Conservación del medio ambiente
10. Trabajos en la vía pública	Las obras que se desarrollen deben cumplir con las normas técnicas, de seguridad y legales según los permisos institucionales respectivos
12. Ejecución de los proyectos de uso racional de la energía	Fomentar medidas para el uso racional y eficiente de la energía eléctrica
16. Factores de regulación y evaluación	Factores de regulación y evaluación: a) Calidad de voltaje y frecuencia b) Continuidad y confiabilidad del suministro c) Calidad y oportunidad de la prestación del servicio
17. Calidad de voltaje y frecuencia de la energía	Comprende los valores nominales y límites permisibles de variación según la tolerancia y condiciones en cuanto al tipo, cantidad, magnitud y duración inherentes a la tecnología del servicio
18. Continuidad y confiabilidad del suministro	Comprende los límites permisibles en cuanto cantidad y duración de las interrupciones propias de la tecnología del servicio
19. Calidad y oportunidad de la prestación del servicio	Comprende la aplicación tarifaria; la medición; registro; lectura; control, uso y funcionamiento de los contadores de energía; atención y respuesta de solicitudes, consultas y reclamos de los abonados y usuarios
39. Disponibilidad de información	La empresa debe poder suministrar toda la información financiera, contable, técnica y económica a la ARESEP
40. Mecanismos de transferencia de información	ARESEP establece en sus normas técnicas y económicas los tipos de mecanismos apropiados para la transferencia de información.

Cabe resaltar que el artículo #10 solicita el cumplimiento de normas técnicas, de seguridad y legales en las diferentes áreas involucradas en la obra. El artículo #19 evalúa la fiabilidad de la medición, registro, lectura y control de los medidores de energía así como la disponibilidad de mecanismos para atención y servicio al cliente por parte de la empresa distribuidora. Finalmente, el artículo #39 obliga a suministrar y tener a disposición la información financiera, contable, técnica y económica relacionada con la prestación del servicio.

Según lo anterior, y en el caso de utilizar tecnologías de radio frecuencia para transmitir información se debe consultar por el permiso respectivo emitido por la institución que regula el uso del espectro radio eléctrico en el país.

Normas Técnicas de Energía

ESPH ha indicado que los clientes destino son de tipo residencial, es decir, de baja tensión (1000V máximo como valor eficaz nominal para tensión de suministro).

Específicamente, ESPH indica que su conexión será tipo *socket Network*. Esto significa que es un sistema de dos fases configurado por tres ó cuatro líneas para distribución 120-208V.

AR-NTCVS: Calidad de Voltaje de Suministro

Esta norma establece las características físicas principales de voltaje que debe suministrarse en el punto de entrega al abonado en condiciones normales de explotación. Por tanto incluye aspectos y límites permisibles como frecuencia, amplitud y variaciones de corta duración

Se compone de 8 secciones con sus apartados. En la siguiente tabla se expondrá y se resumirá los apartados más significativos que competen para la propuesta de ITRON, delimitada para medidores Network.

Tabla A1.2. Resumen de los principales apartados de la Norma AR-NTCVS.

Apartado	Síntesis																		
2.1. Frecuencia	El valor medio de la frecuencia fundamental para redes sin conexión sincrónica a un sistema interconectado (peor de los casos) debe ser $60\text{Hz} \pm 2\%$																		
2.2.1. Amplitud de la tensión nominal	Los valores eficaces de tensión nominal en redes de baja tensión en el secundario deben ser: <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Sistema</th> <th colspan="2">Tensión (V)</th> </tr> <tr> <th>Entre líneas activas</th> <th>Entre línea activa y neutro</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trifásico, 3 conductores, conexión estrella con neutro aterrizado</td> <td style="text-align: center;">208</td> <td style="text-align: center;">120</td> </tr> </tbody> </table>	Sistema	Tensión (V)		Entre líneas activas	Entre línea activa y neutro	Trifásico, 3 conductores, conexión estrella con neutro aterrizado	208	120										
Sistema	Tensión (V)																		
	Entre líneas activas	Entre línea activa y neutro																	
Trifásico, 3 conductores, conexión estrella con neutro aterrizado	208	120																	
2.3. Amplitud de la tensión de servicio	El valor eficaz para la tensión de servicio V_s debe estar comprendida entre: <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Sistema</th> <th colspan="4">Intervalo 120/208 (V)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Normal</th> <th colspan="2">Tolerable</th> </tr> <tr> <th>V_{\min}</th> <th>V_{\max}</th> <th>V_{\min}</th> <th>V_{\max}</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trifásico, 3 conductores, conexión estrella con neutro aterrizado</td> <td style="text-align: center;">114/197</td> <td style="text-align: center;">126/218</td> <td style="text-align: center;">110/191</td> <td style="text-align: center;">127/220</td> </tr> </tbody> </table>	Sistema	Intervalo 120/208 (V)				Normal		Tolerable		V_{\min}	V_{\max}	V_{\min}	V_{\max}	Trifásico, 3 conductores, conexión estrella con neutro aterrizado	114/197	126/218	110/191	127/220
Sistema	Intervalo 120/208 (V)																		
	Normal		Tolerable																
	V_{\min}	V_{\max}	V_{\min}	V_{\max}															
Trifásico, 3 conductores, conexión estrella con neutro aterrizado	114/197	126/218	110/191	127/220															
2.4. Variaciones de tensión de servicio	Para un periodo de 7 días consecutivos, el 95% de los valores eficaces de V_s , promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal según el numeral 2.3. El 5% restante debe satisfacer el intervalo tolerable y en periodos de registro no consecutivos.																		
5.3. Características técnicas de los equipos de prueba	Según el tipo de servicio, los instrumentos para monitorear y registrar los parámetros eléctricos, deben presentar como mínimo las siguientes características: frecuencia y voltaje; incertidumbre mínima de 0.4% a escala plena; muestreo de 16 veces por medio ciclo para el cálculo de valores rms; y registro de eventos.																		

AR-NTACO: Instalación y Equipamiento de Acometidas Eléctricas

Esta norma establece las condiciones técnicas que se deben considerar previo a la conexión de la red con la instalación eléctrica del abonado, buscando garantizar las condiciones mínimas de seguridad y protección.

Se compone de 14 secciones con sus apartados. En la siguiente tabla se expondrá y se resumirá los apartados más significativos que competen para la propuesta de ITRON, delimitada para instalaciones en edificios de ocupación múltiple.

Tabla A1.3. Resumen de los principales apartados de la Norma AR-NTACO.

Apartado	Síntesis
6.1. Acometida única	En edificios de ocupación múltiple con abonados independientes, los medidores deben estar agrupados y servidos por una única acometida. Para seis servicios como máximo agrupados en un solo lugar y de cargas separadas, se podrán alimentar desde un único juego de conductores de acometida y a través de varios conductores de entrada independientes. Ver figura 3.1(Lámina #18 de AR-NTACO) y figura 3.2 (Lámina #20 de AR-NTACO); o bien, un único juego de conductores de entrada. Ver figura 3.3 (Lámina #19 de AR-NTACO)
6.2. Ubicación del equipo de medición	Los medidores deben colocarse en un lugar de fácil acceso para lectura, reemplazo o inspección. La cantidad de acuerdo con los servicios a medir. Considerar suficiente espacio e iluminación para el personal de la empresa eléctrica. Ver figuras 3.4 (Lámina #21 de AR-NTACO) y figura 3.5 (Lámina #22 de AR-NTACO) Los ductos de medidores para edificios de ocupación múltiple deben ubicarse en el primer piso o sótano. Ver figuras 3.6 (Lámina #23 de AR-NTACO), 3.7 (Lámina #24 de AR-NTACO) y 3.8 (Lámina #25 de AR-NTACO) Sin embargo, a criterio de la empresa, podrá hacerse distribución de ductos por piso. Los ductos colocados en áreas externas al edificio deben protegerse contra la intemperie.
6.3. Separación vertical desde el suelo	En instalaciones de más de un ducto sobre la pared, la altura mínima del ducto inferior será de 0.80m y la altura máxima del ducto superior será de 2.00m Ver figura 3.9 (Lámina #26 de AR-NTACO)
6.4. Marcación	Cada servicio eléctrico debe identificarse de manera alfanumérica para asociarlo con su respectivo medidor e interruptor principal. Los conductores activos de color, neutro blanco o gris, y tierra verde.
6.5. Interruptor principal	Para más de seis medidores en el edificio, debe haber un interruptor principal en la acometida como medio de desconexión bajo carga. Su altura será de 1.80m sobre el suelo. Ver figura 3.9 (Lámina #26 de AR-NTACO) y figura 3.10 (Lámina #27 de AR-NTACO)
6.6. Otras consideraciones	Las bases para medidores deben ser conectadas mediante tubo metálico EMT al ducto o panel para medidores, debiendo ser el tubo adecuado para la base y de materiales resistentes a la corrosión. Ver figura 3.11 (Lámina #28 de AR-NTACO) y figura 3.12 (Lámina #29 de AR-NTACO) Se permite otras opciones de agrupamiento de medidores como paneles modulares de uso interior y exterior, subestaciones modulares con paneles de medidores integrados y gabinetes de medidores para distribución subterránea siempre que cumplan con la norma AR-NTACO y disponga de la aprobación de la empresa distribuidora.
7.1. Desconexión de conductores energizados	Toda estructura debe tener en su acometida un dispositivo apropiado para la desconexión simultánea de todos sus conductores energizados. Ver figura 3.13 (Lámina #30 de AR-NTACO)
7.2. Ubicación de los medios de desconexión	Los medios de desconexión pueden instalarse en el interior o exterior del inmueble, en un lugar de fácil acceso y en el punto más cercano y de forma adyacente al medidor. Ver figura 3.14 Lámina #31 de AR-NTACO)

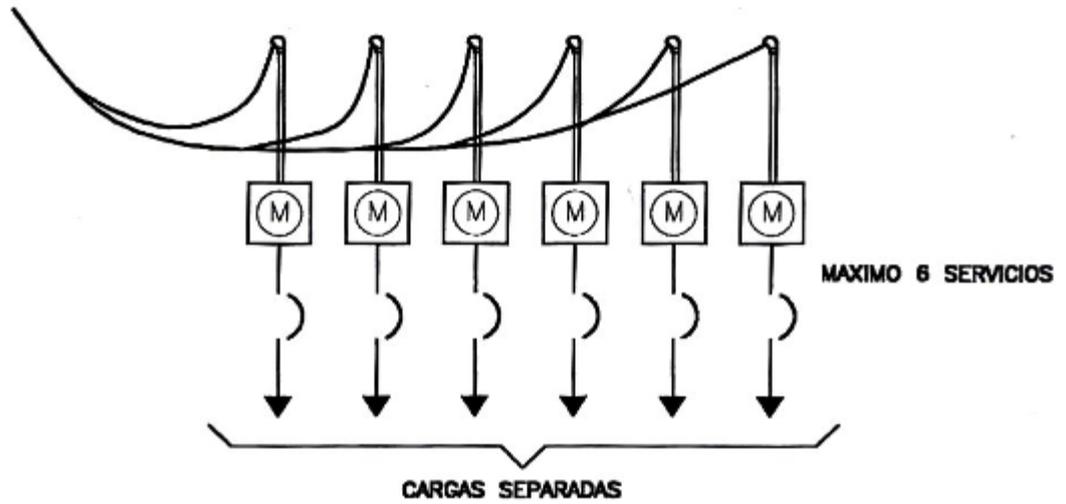


FIGURA No 18
ACOMETIDA PARA 6 SERVICIOS COMO MAXIMO
(OPCIONAL)

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>

Figura A1.1. Acometida opcional para 06 servicios como máximo con cargas separadas y varios conductores de entreda.

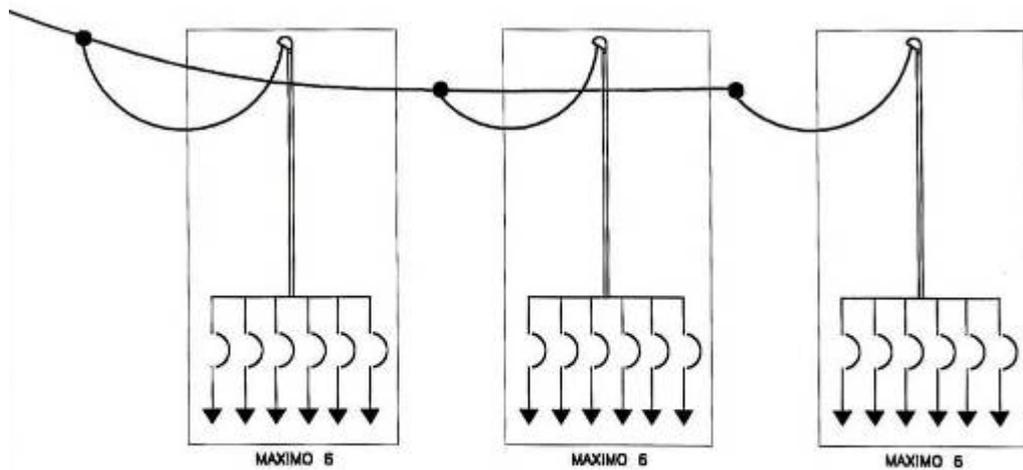


FIGURA No 20
EDIFICIOS DE OCUPACION MULTIPLE
NO NECESARIAMENTE SEPARADOS

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>

Figura A1.2. Acometida para edificios de ocupación múltiple con cargas no necesariamente separadas.

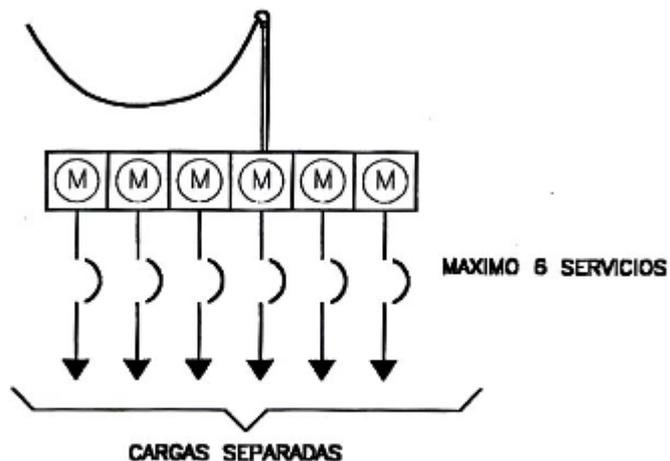


FIGURA No 19
ACOMETIDA PARA 6 SERVICIOS MAXIMO

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
Figura A1.3. Acometida para 06 servicios como máximo con cargas separadas y un único conductor de entrada.

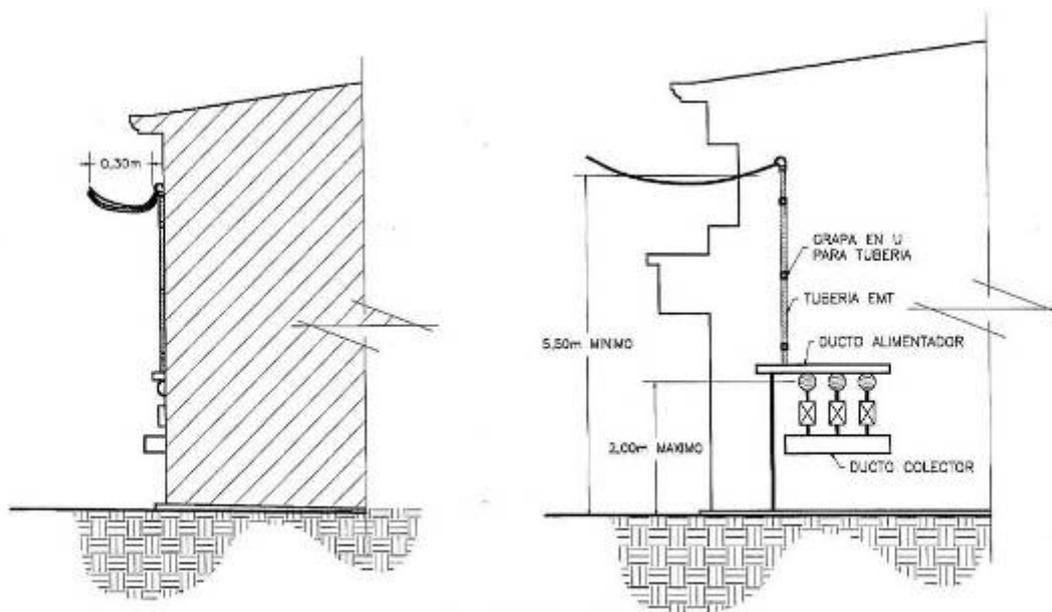


FIGURA No 21
UBICACION DE DUCTOS PARA MEDIDORES EN PARED EXTERIOR

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
Figura A1.4. Ubicación de ductos para medidores en pared exterior sin interruptor principal.

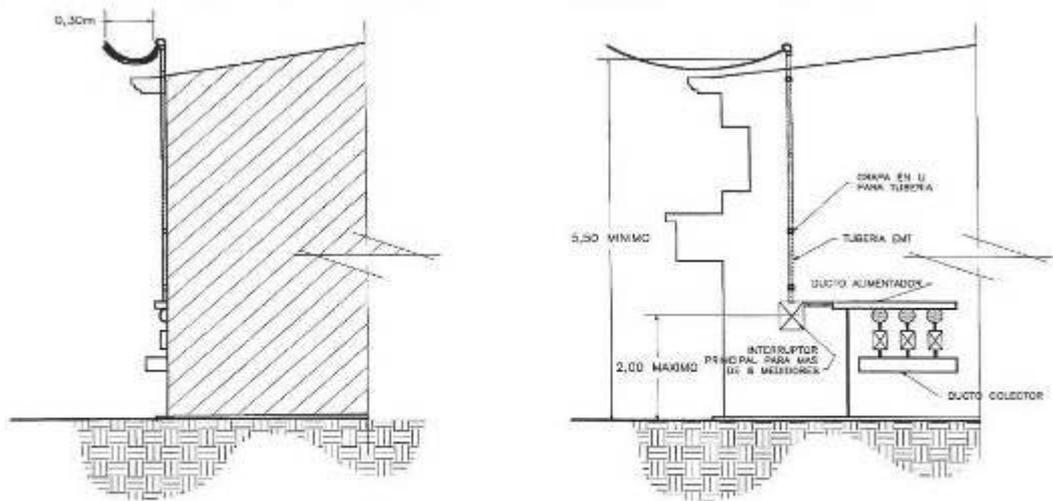


FIGURA No 22
UBICACION DE DUCTOS PARA MEDIDORES EN PARED EXTERIOR

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
Figura A1.5. Ubicación de ductos para medidores en pared exterior con interruptor principal.

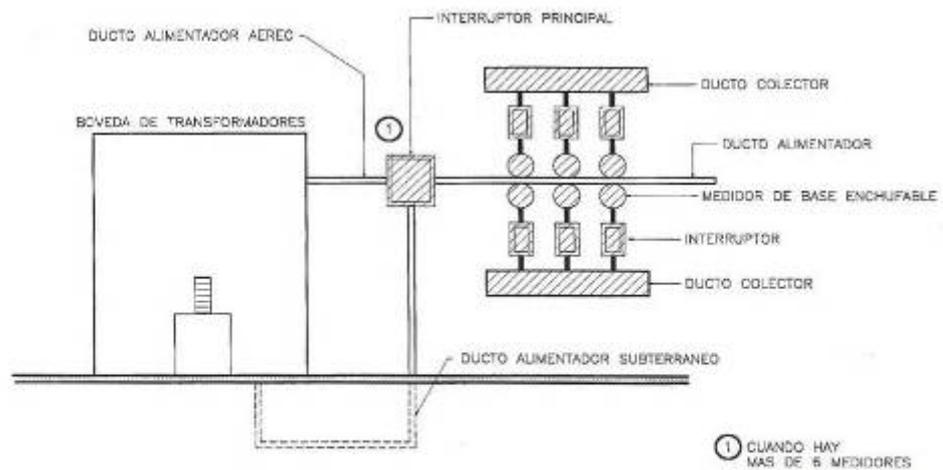


FIGURA No 23
DISPOSICION GENERAL DEL PANEL DE MEDIDORES DENTRO DE EDIFICIOS

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
Figura A1.6. Disposición general del panel de medidores dentro de edificios.

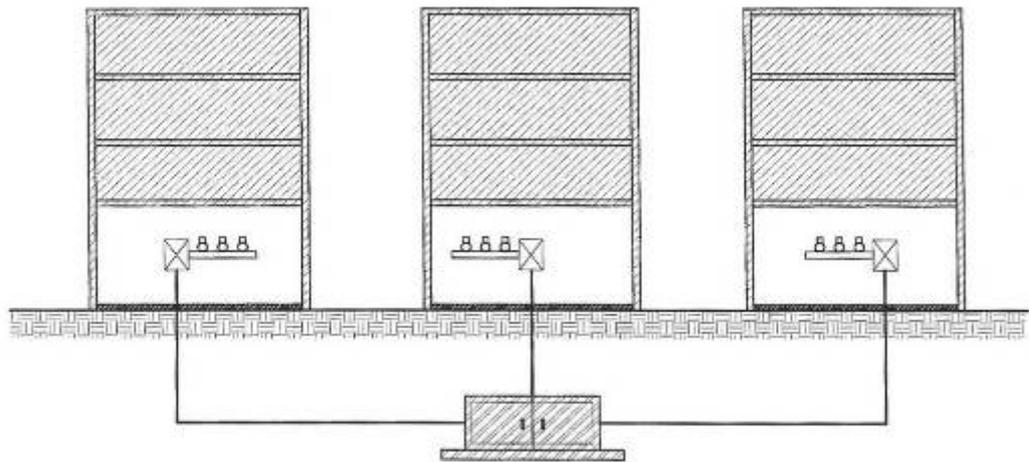


FIGURA No 24
DISTRIBUCION CON TRANSFORMADOR DE PEDESTAL EN CENTROS COMERCIALES

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
Figura A1.7. Distribución con transformador de pedestal en centros comerciales.

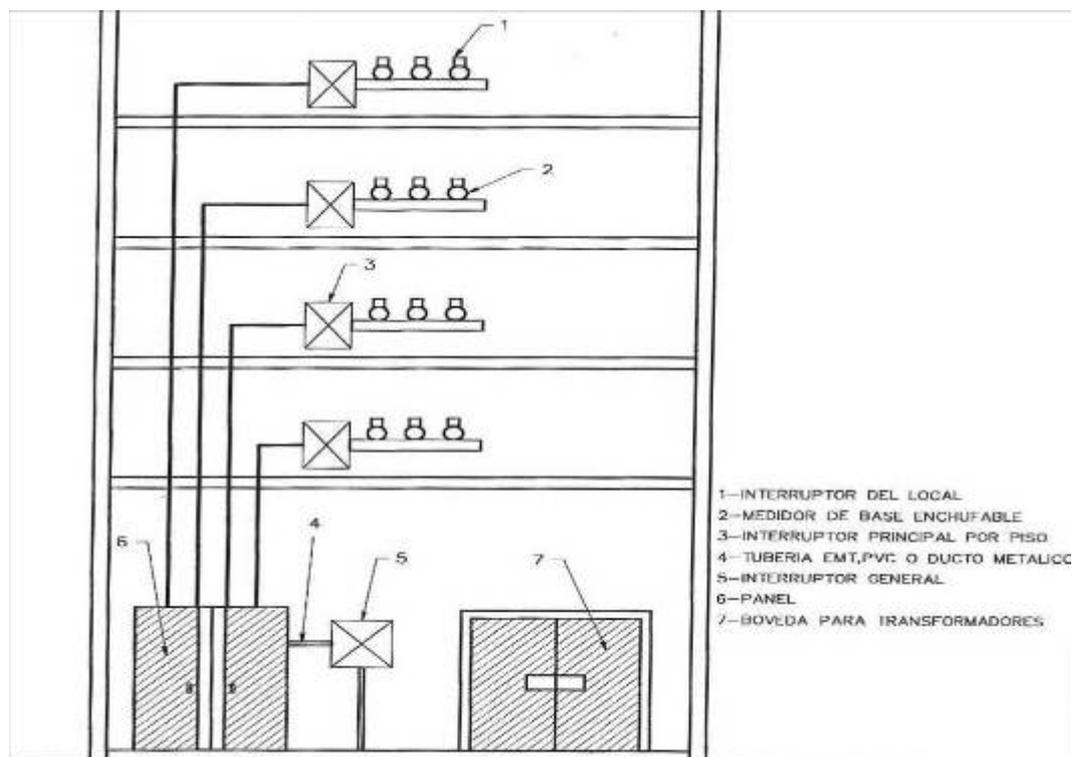


FIGURA No 25
DISPOSICION GENERAL DE PANELES DE
MEDIDORES DISTRIBUIDOS POR PISO

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
Figura A1.8. Disposición general de paneles de medidores distribuidos por piso.

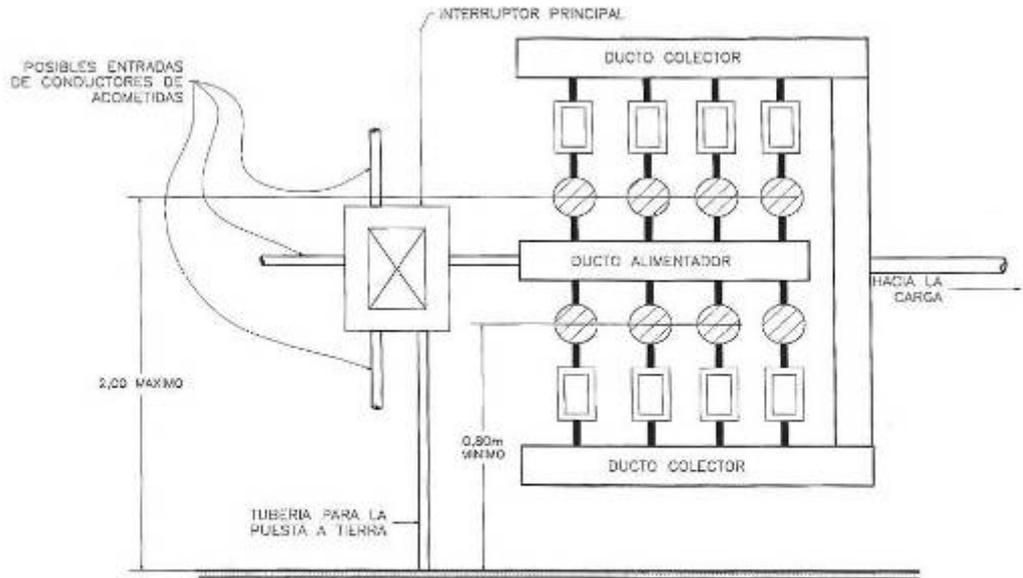


FIGURA No 26
DISPOSICION PARA MEDIDORES CON DUCTO COLECTOR

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
Figura A1.9. Disposición para medidores con ducto colector.

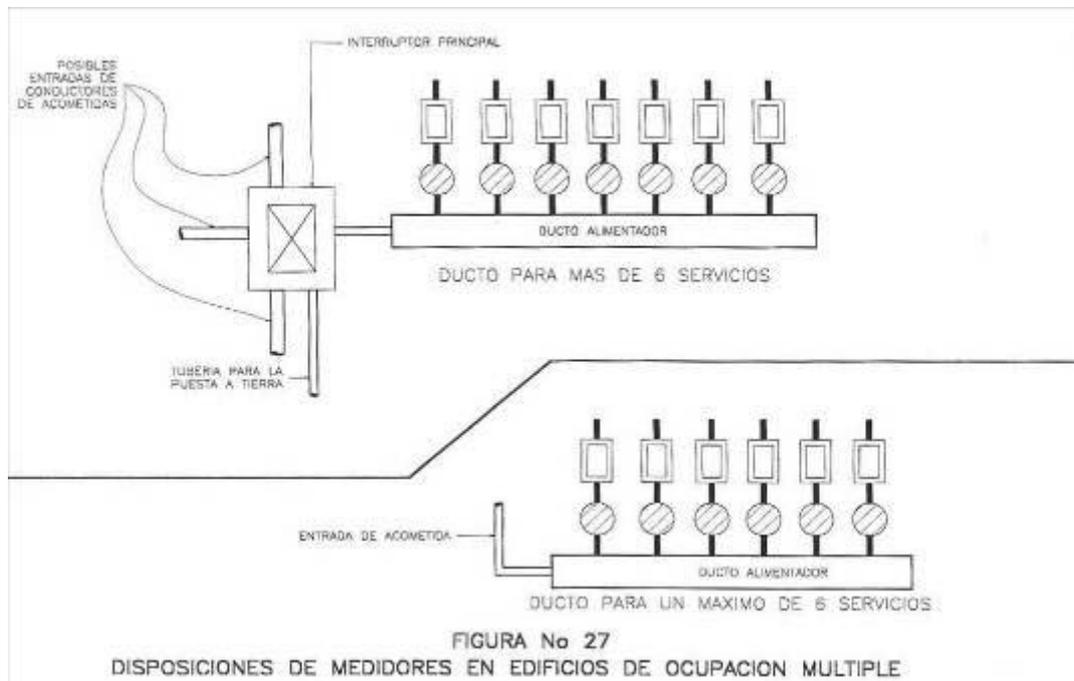


FIGURA No 27
DISPOSICIONES DE MEDIDORES EN EDIFICIOS DE OCUPACION MULTIPLE

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
Figura A1.10. Disposición para medidores en edificios de ocupación múltiple.

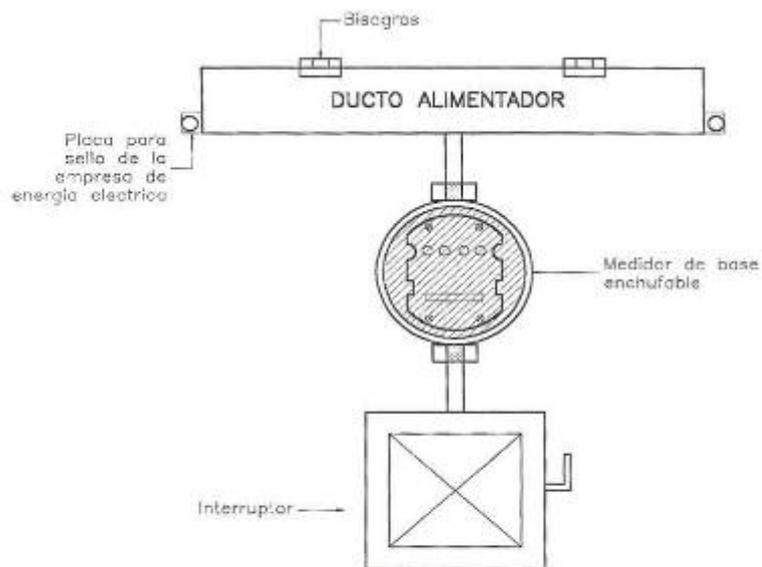


FIGURA No 28
 DIAGRAMA DE CONEXION MECANICA PARA MEDIDORES
 EN EDIFICIOS DE OCUPACION MULTIPLE

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresep.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>

Figura A1.11. Diagrama de conexión mecánica con ducto alimentador superior para medidores en edificios de ocupación múltiple.

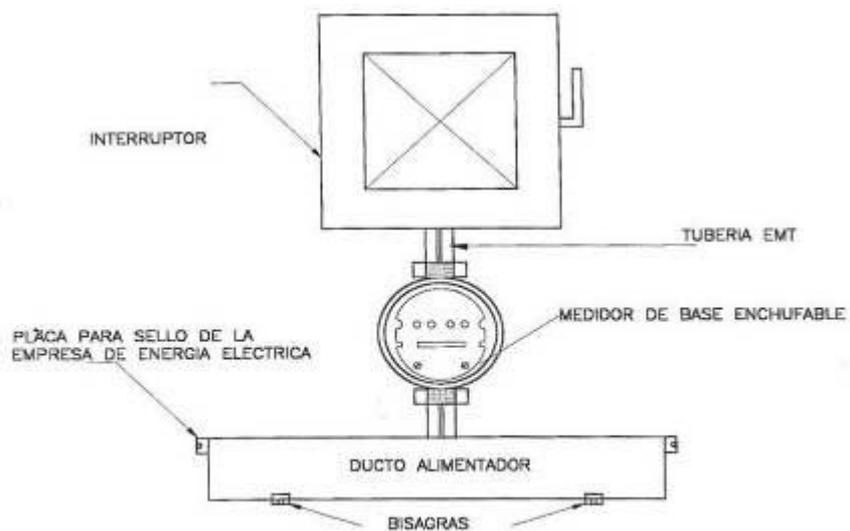


FIGURA N 29
 DIAGRAMA DE CONEXION MECANICA PARA MEDIDORES
 EN EDIFICIOS DE OCUPACION MULTIPLE

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresep.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>

Figura A1.12. Diagrama de conexión mecánica con ducto alimentador inferior para medidores en edificios de ocupación múltiple.

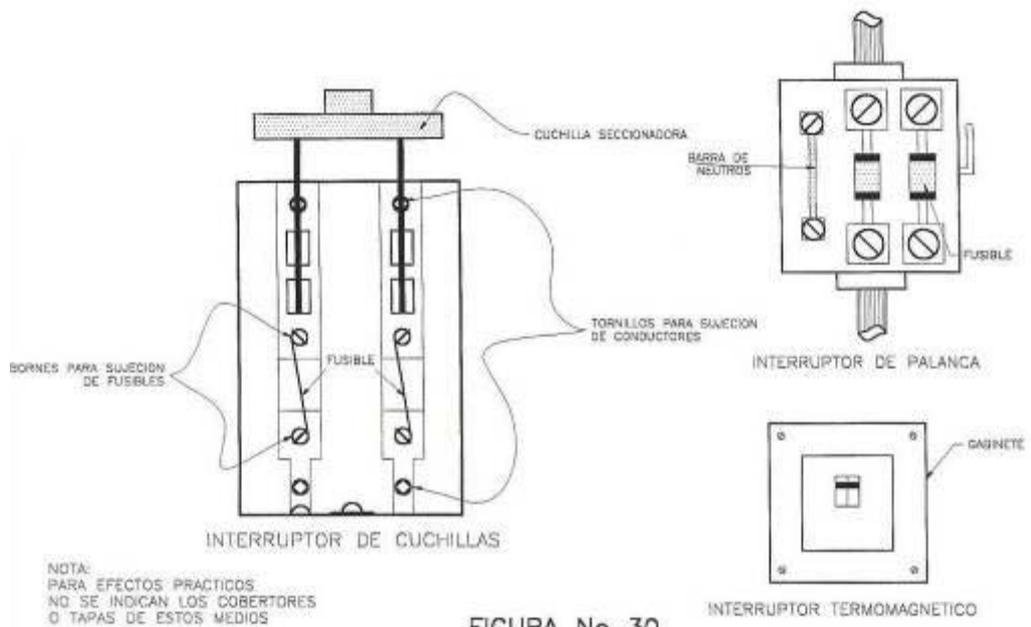


FIGURA No 30
MEDIOS DE DESCONEXION TÍPICOS

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
 Figura A1.13. Medios de desconexión típicos – Interruptor Termomagnético, Interruptor de palanca e Interruptor de Cuchillas.

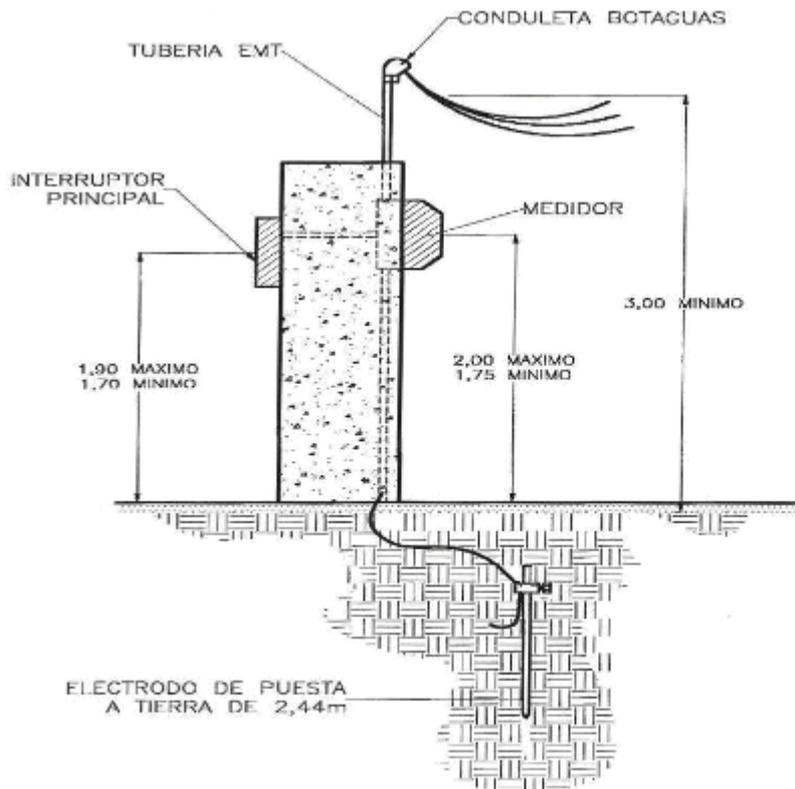


FIGURA No 31
UBICACION DE EQUIPO DE ACOMETIDA

Imagen, tomada el 18/01/2012 de Láminas Norma de Acometidas AR-NTACO
<http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=6069&sub=1523>
 Figura A1.14. Medios de desconexión típicos – Interruptor principal.

AR-NTCON: Uso, Funcionamiento y Control de contadores de energía eléctrica

Esta norma establece las condiciones generales de evaluación para la actividad de medición y registro de la energía.

Se compone de 12 secciones con sus apartados. En la siguiente tabla se expondrá y se resumirá los apartados más significativos que competen para la propuesta de ITRON, delimitada para medidores Network.

Tabla A1.4. Resumen de los principales apartados de la Norma AR-NTCON.

Apartado	Síntesis
2.1. Sistema de medición	La empresa distribuidora proveerá e instalará por su cuenta el medidor de energía y todo dispositivo necesario para el proceso de medición y registro para cada abonado, de acuerdo con el uso y cantidad de energía y demanda de potencia
2.2. Mantenimiento de los equipos de medición	La empresa distribuidora es responsable del mantenimiento
2.4. Instalación del sistema de medición	La instalación depende del tipo de servicio y debe considerar: seguridad y protección de la instalación eléctrica de ambas partes; acceso y facilidades para instalación y mantenimiento; evaluación económica (costo - beneficio) Como referencia, sección 7 de ANSI C12.1 (1982 ó reciente)
2.7. Impedimento para alterar los sistemas de medición	Absolutamente prohibido alterar el correcto funcionamiento de los sistemas de medición de energía eléctrica
2.8. Quejas y uso ilícito	En caso de eventos anómalos, quejas o uso ilícito, los equipos deben ser sometidos a pruebas por una entidad competente
3.1. Inscripción de modelo	Todo sistema de medición y registro de energía debe estar inscrito ante ARESEP
3.2. Características técnicas de los equipos de medición	El medidor debe cumplir con: <ul style="list-style-type: none"> • ANSI C12.1 • ANSI C12.4 • ANSI C12.7 • ANSI C12.10 • ANSI C12.16 • ANSI C12.18 • ANSI C12.19 (ANSI C12.20) • ANSI C57.13 • AR-DTSDC, apartado 2.1.4
7.4. Sistema de identificación de contadores eléctricos	El medidor debe venir de fábrica con la placa de identificación que incluya la siguiente información: <ol style="list-style-type: none"> a. Nombre de la empresa eléctrica b. Año de fabricación del medidor c. Numeración del medidor, mínimo 6 caracteres d. Tipo de servicio. Ejemplo "N" para sistema dos fases, tres hilos, 120/208V Ver figura 3.15a "Prototipo de placa de identificación para medidor CENTRON" y figura 3.15b "Prototipo de placa de identificación para medidor SENTINEL".



Figura A1.15a. Prototipo de placa de identificación para medidor CENTRON.

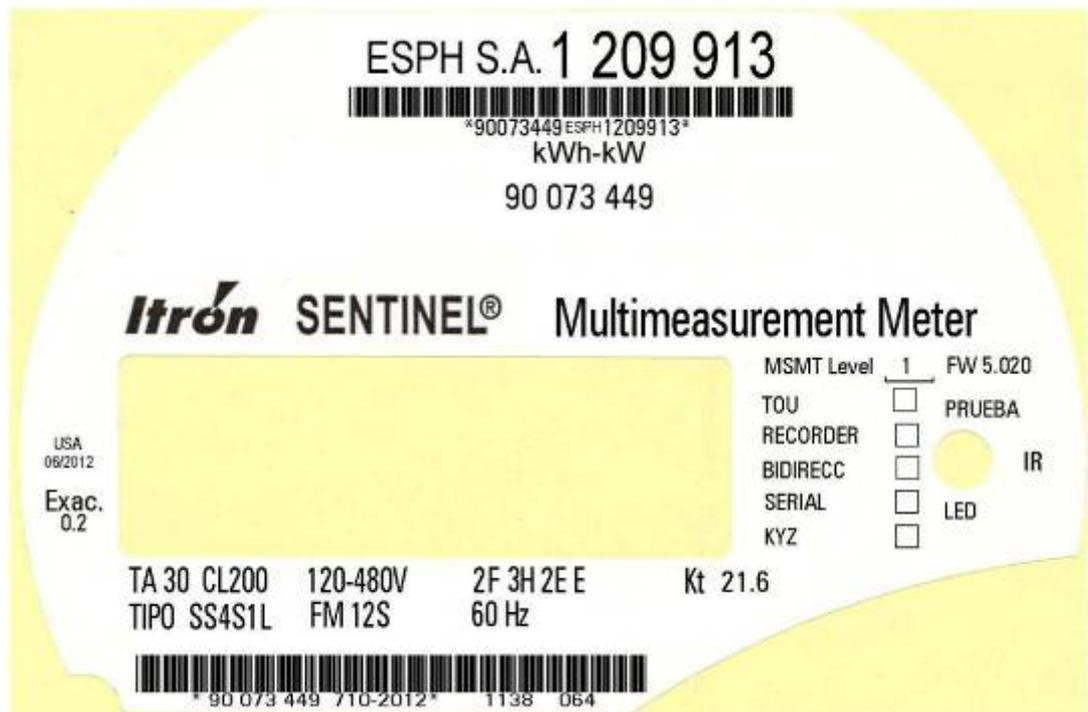


Figura A1.15b. Prototipo de placa de identificación para medidor SENTINEL.

AR-NTSDC: Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización

Esta norma establece las condiciones técnicas, comerciales, tarifarias y contractuales consideradas para la evaluación de la calidad del servicio eléctrico en sus etapas de distribución y comercialización.

Se compone de 7 secciones con sus apartados. En la siguiente tabla se expondrá y se resumirá los apartados más significativos que competen para la propuesta de ITRON.

Tabla A1.5. Resumen de los principales apartados de la Norma AR-NTSDC.

Apartado	Síntesis
2.1.4. Clasificación de servicios	La clasificación se establece en función de la tensión de suministro Vs según estipula AR-NTCVS. Servicio tipo Network: B3: Tensión nominal de suministro 120/208V, cuatro hilos, conexión estrella.
2.2.1. Equipo de medición	La empresa suministrará, instalará y mantendrá en funcionamiento todo el equipo de medición utilizado por el abonado, según estipula AR-NTCON
2.2.2. Instalación y ubicación del sistema de medición	La empresa es responsable de ubicar e instalar el equipo de medición según dicta AR-NTACO.
3.1.4. Contrato para el suministro de energía eléctrica	La empresa distribuidora deberá emitir un modelo de <i>Contrato para el suministro de energía eléctrica</i> en el cual se formalizarán los servicios eléctricos que brindará.

Contrato para el suministro de energía eléctrica en baja tensión para abonados de ESPH

Según solicita la norma AR-NTSDC en su apartado 3.1.4, en la siguiente tabla se expondrá y se resumirá las cláusulas más significativas del Contrato de suministro de la energía eléctrica, orientado a clientes de baja tensión y de tipo residencial.

Tabla A1.6. Resumen de las principales cláusulas del Contrato de Suministro del Servicio Eléctrico para clientes residenciales de ESPH.

Cláusula	Síntesis
1. Suministro del servicio	ESPH suministrará el servicio eléctrico solicitado por el abonado para el uso residencial con la tarifa vigente establecida por ARESEP
2. Requisitos para suministrar el servicio eléctrico al inmueble	ESPH no está obligada a conectar el servicio eléctrico en las siguientes condiciones: <ol style="list-style-type: none"> La acometida no cumple con los requisitos mínimos de seguridad y protección según AR-NTACO. El inmueble se localiza en una zona de alto riesgo según las autoridades competentes. Las distancias mínimas entre la edificación y la red eléctrica no se cumplen según AR-NTACO. Si la red de distribución no exista o no tenga la capacidad eléctrica. En inmuebles ubicados bajo instalaciones de alta tensión. Fuera de área de concesión.
5. Aumentos de carga conecta	La conexión del servicio, y equipos de medición suministrados por la empresa son dimensionados para una carga definida. Un exceso en la carga que cause daño a estos equipos será responsabilidad del abonado pues debe contar previo con la revisión y aprobación por parte de la empresa.
9. Lectura de contadores	El periodo de lectura puede variar entre 27 y 33 días naturales. Salvo autorización expresa de ARESEP, ESPH podrá tomar lectura una vez cada dos periodos consecutivos únicamente para los servicios cuya facturación depende únicamente del consumo de energía kWh.
10. Facturación del servicio	La facturación dependerá del consumo de energía kWh de acuerdo con los pliegos tarifarios vigentes, así como los impuestos de ley. En caso de un cambio tarifario durante un periodo de facturación, el monto se calculará conforme a los días de vigencia para cada tarifa, a partir de la fecha de publicación en el Diario Oficial La Gaceta.
16. Suspensión y/o retiro del servicio	ESPH podrá retirar, desconectar o suspender el servicio bajo alguna de los siguientes escenarios: <ol style="list-style-type: none"> Deudas pendientes con el servicio. La conexión no autorizada de un servicio suspendido por falta de pago. Por accidentes, incendios o causas de fuerza mayor, únicamente en inmuebles afectados o que podrían estarlos. Orden expresa de una Autoridad Judicial o por la ARESEP.
17. Reconexión del servicio	Servicios suspendidos por falta de pago deberán reconectarse dentro de las 24 horas hábiles posteriores al pago de la deuda, salvo caso fortuito o fuerza mayor.

De acuerdo con la cláusula décima del contrato, la tarifa por consumo de energía vigente para el sector residencial de ESPH, se muestra en la siguiente figura.

TARIFA ENERGÍA GACETA N°92 13-05-2011	
ENERGÍA	Precio(¢)
Primeros 200 KWh	50.00
Por cada KWh adicional	71.00

(Printscreen, tomado el 18/01/2012 de <https://www.esph-sa.com/PlatVirtual/consultarTarifasEnerRes.do?action=cargar&idProducto=40&idSegmento=126&idTarifa=132>)

Figura A1.16. Tarifa eléctrica vigente para residenciales de ESPH.



Reglamentación Técnica para Telecomunicaciones

La Ley #8642 de Costa Rica define la *LEY GENERAL DE TELECOMUNICACIONES*, la cual establece el ámbito y los mecanismos de regulación para las telecomunicaciones, comprendiendo el uso y la explotación de las redes y la prestación de los servicios de telecomunicaciones.

Textualmente se transcribe el artículo 9 inciso e) sobre la Clasificación del espectro radioeléctrico:

“Uso libre. Corresponde a las bandas de frecuencias así asignadas en el Plan nacional de atribución de frecuencias. Estas bandas no requerirán concesión, autorización o permiso y estarán sujetas a las características técnicas establecidas reglamentariamente.” ^[9]

De igual manera, los decretos #35257 y #35866 definen el *PLAN NACIONAL DE ATRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS (PNAF)*, el cual permite la regulación óptima, racional, económica y eficiente del espectro radioeléctrico nacional.

Se extrae el Adendum VII, apartado 1.b) sobre la Consideración de las redes de telecomunicaciones que utilicen frecuencias de uso libre:

“Todos aquellos servicios que utilicen potencias inferiores a 250 miliwatts sin antena externa o que su radio de cobertura no sea mayor de 200 metros.” ^[10]

Finalmente, del documento OF-GAER-2011-007 de la Rectoría de Telecomunicaciones, se establece que:

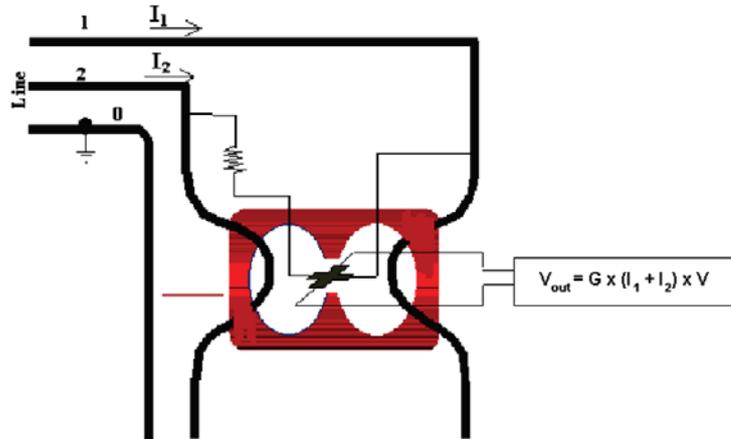
“(…) mediante el informe técnico IT-GAER-2011-022, se determinó que los sistemas AMI y AMR, según las características presentadas, es consideradas como redes de telecomunicaciones constituidas mediante la utilización de frecuencias de uso libre” ^[11]

Además concluye que *“(…) la operación de los sistemas AMI y AMR no requiere de un permiso o concesión siempre y cuando su utilización se ajuste a las especificaciones establecidas en el PNAF.”* ^[11]

A.2 Análisis teórico

Base metrológica medidor Centron Network

El principio de medición se basa en el efecto Hall: la corriente que pasa por un conductor ubicado entre un campo magnético genera una diferencia de potencial V_{out} (V_{HALL}) en el conductor proporcional a la corriente i_b y a la densidad de flujo B . En la siguiente figura se ilustra el funcionamiento del sensor Hall.



(Printscreen, tomado el 15/06/2012 de CENTRON Technical Reference Guide)

Figura A2.1. Principio de medición mediante efecto Hall.

De tal manera el voltaje de salida en el sensor Hall se describe como:

$$V_{HALL} = K \cdot i_b \times B \quad \text{Ec. A2.1}$$

Donde,

K es la ganancia del sensor Hall propiedad de sus semiconductores.

i_b es la corriente derivada del voltaje de línea

B es la densidad de campo magnético derivada de la corriente de línea

A su vez:

$$i_b = \frac{V_{line}}{R} \quad \text{Ec. A2.2}$$

$$B = C \cdot (I_{line1} + I_{line2}) \quad \text{Ec. A2.3}$$

Donde,

C es la constante del núcleo propiedad de su geometría y magnetismo

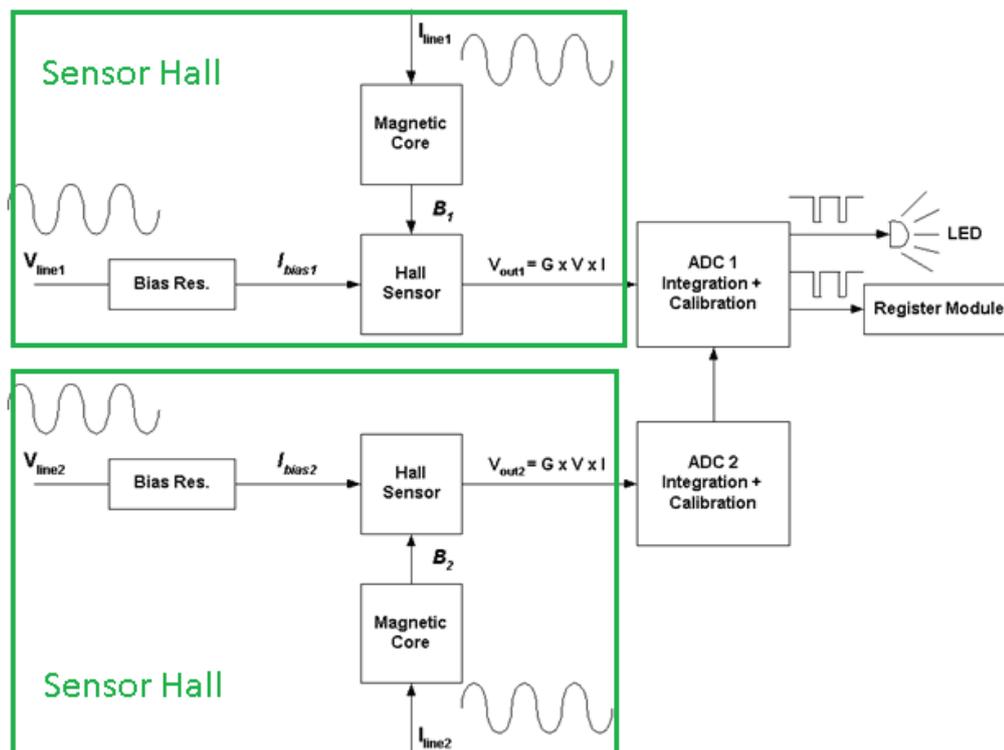
Simplificando se deriva la siguiente ecuación para describir el voltaje de salida del sensor Hall en función de las corrientes y voltaje de línea:

$$V_{HALL} = G \cdot V_{line} \cdot (I_{line1} + I_{line2}) \quad \text{Ec. A2.4}$$

Donde G corresponde a la ganancia total del sistema de metrología.

$$G = \frac{K \cdot C}{R} \quad \text{Ec. A2.5}$$

Para el caso de medidores de conexión tipo Network (12S), se utilizan dos sensores Hall, uno por cada fase como se ilustra en el siguiente diagrama modular.



(Printscreen, tomado el 15/06/2012 de CENTRON Technical Reference Guide)

Figura A2.2. Arquitectura de metrología CENTRON Network.

La salida de cada sensor Hall es incrementada por un amplificador diferencial hasta llevarla al valor nominal de entrada del convertidor analógico digital. La salida del ADC es integrada sobre el tiempo para obtener el dato de energía y generar el pulso acumulado en un contador. Cuando estos pulsos acumulados llegan al umbral definido durante la calibración del medidor, se emite un pulso Wh en el LED. Todo este proceso está desarrollado por un circuito integrado de aplicación específica ASIC (*Application Specific Integrated Circuit*) Este circuito cancela automáticamente el desfase generado a lo largo de toda la metrología.

Las corrientes de Eddy generadas en la superficie del núcleo magnético generan un leve desfase en la corriente principal. Esto ocasiona un error en el factor de potencia, el cual es consistente a lo largo de la curva dinámica de carga del medidor. La inserción de un capacitor sobre la corriente i_b corrige permanentemente este desfase.

Cálculo de consumo de electricidad para efectos de facturación

La potencia eléctrica instantánea que consumen los electrodomésticos puede calcularse mediante la siguiente fórmula:

$$p(t) = \frac{V_m \cdot I_m}{2} [\cos(4\pi f \cdot t + \phi) + \cos(\phi)] \quad \text{Ec. A2.6}$$

Donde,

p es la potencia instantánea

V_m es el voltaje pico de línea

I_m es la corriente pico de línea

f es la frecuencia de la red

ϕ es el ángulo de desfase entre las señales instantáneas de voltaje v y la corriente i

Para calcular la potencia promedio P consumida, se debe integrar en el tiempo definido en un periodo T :

$$P = \int_{t_0}^{t_0+T} p(t) \cdot dt \quad \text{Ec. A2.7}$$

La alimentación es por onda senoidal estable. Al tratarse de clientes residenciales, sus cargas se consideran prácticamente resistivas, el desfase ϕ entre las señales de voltaje y corriente tiende a cero y por ende el factor de potencia tiende a uno. La frecuencia f es el inverso del periodo T .

Además,

$$V_m = \sqrt{2} \cdot V_{RMS} \quad \text{Ec. A2.8}$$

$$I_m = \sqrt{2} \cdot I_{RMS} \quad \text{Ec. A2.9}$$

De tal manera, la potencia promedio consumida por cada electrodoméstico se puede simplificar como

$$P = V_{RMS} \cdot I_{RMS} \quad \text{Ec. A2.10}$$

Donde los valores RMS para voltaje y corriente corresponden a los datos de operación que indica la placa de fábrica de cada dispositivo.

Para el cálculo de energía se integra la potencia por unidad de hora acumulada por mes. Esta energía se acostumbra referir como Watt-hora.

$$E = \int_{t_0}^{t_0+T} P \cdot dt \quad \text{Ec. A2.11}$$

En la siguiente tabla se calcula a modo de ejemplo el consumo de energía residencial típico en una casa de habitación clase media para cuatro personas. No se consideran todos los electrodomésticos habituales; la potencia es un valor promedio y el tiempo de uso es estimado.

Tabla A2.1. Cálculo para el consumo de energía residencial kWh.

Electrodoméstico	Potencia unitaria (W)	Unidades	Horas uso por día (h)	Días uso por mes (d)	Energía total por mes (kWh)
Bombillos 75 W	75	5	4	30	45
Bombillas 100 W	100	2	4	30	24
Televisor de 21"	140	1	5	30	21
Equipo de Sonido	200	1	1	30	6
Horno de Microondas	1200	1	0,5	30	18
Cafetera	800	1	0,5	30	12
Olla Arrocera	700	1	0,5	30	10,5
Cocina – disco pequeño	500	2	0,75	30	22,5
Cocina - disco grande	900	4	0,75	30	81
Refrigeradora	290	1	9	30	78,3
Termoducha	4000	1	0,5	30	60
Lavadora	385	1	3	10	11,55
Total de energía consumida (kWh)					389,85

Según el estudio técnico de ARESEP *Consumo por abonado* [12], el sector residencial de ESPH utiliza en promedio cerca de 269kWh al mes, por lo cual, el valor de la tabla es válido dentro del estudio residencial.

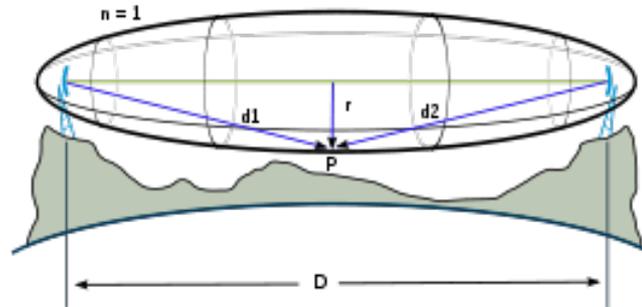
Según la tarifa residencial vigente en ESPH descrita en la figura A1.16, el monto por cancelar correspondiente se define en la siguiente tabla. Monto no incluye costos de alumbrado público, desglose de los pagos de garantía si los hubiese ni los impuestos correspondientes por ley.

Tabla A2.2. Cálculo para el monto correspondiente a la facturación residencial en ESPH.

Tarifa	Primeros 200(W)	Adicionales (W)	Monto (colones)
Primeros 200kWh, ¢55	200	0	11.000,00
Adicionales kWh, ¢73	0	189,85	13.859,05
Total para facturar (¢)			24,859.05

Presupuesto de enlace por radio frecuencia

Con el fin de realizar el cálculo de la zona de Fresnel para $k=4/3$, se utiliza como la siguiente imagen para describir las variables utilizadas.



(Printscreen, tomado el 19/06/2012 de http://es.wikipedia.org/wiki/Zona_de_Fresnel)

Figura A2.3. Zonas de Fresnel.

Dado que existe línea de vista entre el transmisor y el receptor se establece la ecuación para calcular la zona de Fresnel.

$$r_n = \sqrt{\frac{n \cdot \lambda \cdot d_1 \cdot d_2}{d_1 + d_2}} \quad \text{Ec. A2.12}$$

Para simplificar los cálculos para la primera zona, se considera $n=1$ y las distancias d_1 (transmisor objeto) y d_2 (objeto receptor) iguales. De tal manera, $D=d_1+d_2$ medida en kilómetros y la frecuencia f medida en GHz, quedando así la ecuación:

$$r_1 = 8.657 \cdot \sqrt{\frac{D}{f}} \quad \text{Ec. A2.13}$$

Siendo $D=1\text{km}$ y $f=0.900\text{GHz}$, el primer radio queda como $r_1=9.13\text{m}$. Según el dato extraído de la figura 4.2, el perfil de elevación tiene una altitud de claridad de terreno de 30m. La razón de claridad contra r_1 da como resultado 328.58%. Puesto que es mayor al porcentaje recomendado (60%), se confirma la existencia de línea de vista y por tanto no ocurre pérdidas por difracción. Esto justifica no realizar el estudio de enlace topográfico para los propósitos originales de este proyecto pues se satisface la comunicación con los medidores en estudio.

La potencia de enlace calculada entre el medidor y el colector considera la línea de vista existente entre ambos dispositivos, medio de transmisión el espacio abierto. Los datos de placa utilizados por el fabricante consideran ya las pérdidas propias en el transmisor como en el receptor. De tal manera, la ecuación de potencia de enlace medida en escala logarítmica se resume a continuación:

$$P_{RX} = P_{TX} + G_{TX} - L_{FS} + G_{RX} \quad \text{Ec. A2.14}$$

Donde,

P_{RX} potencia del receptor (dBm)

P_{TX} potencia del transmisor (dBm)

G_{TX} ganancia antena de transmisión (dBi)

L_{FS} = pérdida en espacio abierto (dB)

G_{RX} = ganancia antena receptora (dBi)

La pérdida en espacio abierto para una frecuencia en MHz y una distancia medida en km, resulta como se describe en la siguiente ecuación.

$$L_{FS} = 32.45(dB) + 20 \cdot \log[f_{MHz} \cdot D_{km}] \quad \text{Ec. A2.15}$$

Al sustituir los valores para una distancia de 1km a una frecuencia de 900MHz, se obtiene una potencia P_{RX} de 24dBm, lo que equivale a 251.18mW. Lo permitido por ley según PNAF es de 250mW, lo que implica un porcentaje de error de 1.18% por encima de lo idea, lo cual para fines prácticos es despreciable este aumento teórico.

A.3 Glosario

Abertura de ventilación ^[3]: Orificio en la pared de una bóveda para transformadores que permite una circulación de aire suficiente para evitar un exceso de calor, humo o vapores dentro de ella.

Abonado ^[1]: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Accesible ^[3]: Capaz de ser alcanzado fácil y rápidamente para la operación, mantenimiento, reemplazo e inspección, sin necesidad de trepar o quitar obstáculos o hacer uso de accesorios tales como escaleras portátiles o sillas.

Acometida ^[3]: Los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con el sistema de alambrado eléctrico del inmueble o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición y el sistema de desconexión, así como las bóvedas recintos o marcos de postes para el albergue de los transformadores, en acometidas a media tensión

Acometida aérea ^[3]: Conjunto de conductores aéreos ente el último poste u otro soporte aéreo de la empresa y los empalmes, incluyendo estos si los hay, con los conductores de entrada del inmueble u otra estructura.

Acometida subterránea ^[3]: Conjunto de conductores subterráneos entre la línea de la calle (cordón del caño o acera) incluyendo cualquier tubería vertical en un poste u otra estructura o entre los transformadores y el primer punto de conexión a los conductores de la entrada de acometida en una caja terminal, medidor u otra caja de capacidad adecuada, ubicada dentro o fuera de la pared del inmueble.

Adecuación de red ^[5]: Acondicionamiento de la red de distribución con el fin de dotarla de capacidad energética

Alta Tensión AT ^[2]: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor eficaz (rms) es superior a 34.5 kV.

AMR: Plataforma de lectura de medición automática (*Automatic Metering Read*)

AMI: Plataforma de infraestructura avanzada de medición (*Advanced Meter Infrastructure*)

Área de concesión ^[2]: Área territorial asignada por ley o por concesión para la distribución o comercialización de la energía eléctrica.

Área de distribución ^[5]: Área territorial, dentro del área de concesión donde la empresa distribuidora posee redes de distribución.

Área de servicios ^[3]: Comprende el cantón central de las provincias del Gran Área Metropolitana o los definidos por los planes reguladores del cantón respectivo.

Área habitacional actual ^[3]: Zona desarrollada para vivienda y servicios conexos

Área habitacional futura ^[3]: Área destinada para la extensión del área habitacional.

Área industrial consolidada ^[3]: Es aquella desarrollada con carácter marcadamente industrial, con límites definidos por el Plan Regional para el Gran Área Metropolitana (GAM) o plan regulador del cantón respectivo.

Área industrial en proceso de desarrollo ^[3]: Es la que actualmente se encuentra en proceso de crecimiento, con suficiente terreno para futura expansión y consolidación del uso industrial, con límites definidos por el 6AM o plan regulador del cantón respectivo.

Área industrial nueva ^[3]: Es aquella que posee ventajas para el desarrollo industrial masivo, tales como: su posición con respecto a otros usos urbanos, cantidad de terrenos sin usar, topografía adecuada, buena infraestructura o con posibilidades de obtenerla a corto plazo. Áreas definidas por el GAM o plan regional del cantón respectivo.

Aseguramiento de la calidad ^[1]: Es la integración de las actividades de planificación, diseño, construcción, mantenimiento y operación que una empresa eléctrica requiere con el fin de que su servicio cumpla con los requisitos de calidad exigidos.

Asimetría de las tensiones trifásicas ^[2]: Diferencia entre los valores de las magnitudes de tensión entre fases o entre fases y neutro.

Autoridad Reguladora ^[1]: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Baja Tensión BT ^[2]: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor eficaz (rms) nominal es de 1 kV como máximo.

Caja de registro ^[3]: Estructura de contacto u otro material que se utiliza en las instalaciones eléctricas para facilitar la unión, el cambio de dirección en su trayecto o el mantenimiento de los conductores.

Bajo nivel de tensión ^[2]: Condición de tensión inferior al valor mínimo permitido para un valor de tensión nominal declarado, con una duración superior a un minuto.

Calidad de la energía ^[1]: 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 del voltaje de suministro ^[1]: Comprende las características de tensión y frecuencia con que se entrega a los abonados o usuarios para su utilización.

Calidad en la prestación del servicio ^[1]: 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.

Capacidad energética ^[5]: Capacidad de una red de distribución para responder a la demanda de potencia y energía en ausencia de condiciones excepcionales debidas a caso fortuito o fuerza mayor.

Carga instalada ^[5]: Es la capacidad total en vatios de los aparatos instalados por los abonados según los datos de la placa de características técnicas eléctricas. Cuando los aparatos no tengan esa placa o haya duda sobre los datos consignados en ella, su capacidad será determinada mediante medición.

Caso fortuito y fuerza mayor ^[2]: Acciones de la naturaleza y de la mano del hombre, tales como: huracanes, terremotos, inundaciones, así como huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control.

Comercialización ^[5]: Actividad de venta de energía eléctrica a los usuarios finales que comprende la medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la atención integral al usuario, tales como consultas y trámite de quejas.

Concesión ^[1]: 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.

Condiciones normales de explotación ^[1]: Condiciones que permiten responder a la demanda y potencia y energía, a las maniobras de operación y a la detección, aislamiento y eliminación de fallas por los sistemas de protección manuales o automáticos, siempre en ausencia de condiciones excepcionales debidas a caso fortuito o fuerza mayor.

Conductores de entrada ^[3]: Los conductores entre los terminales del equipo de desconexión de la acometida y un punto, corrientemente fuera del inmueble, donde se empalman con los conductores de la acometida

Conduleta ^[3]: Pieza o parte de un sistema de tubería, que permite el acceso de conductores al interior de un inmueble mediante tapas removibles en las uniones de dos o más tramos de tubería o al final de uno de ellos.

Confiabilidad ^[1]: 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 como salida de líneas de transporte, subestaciones y centrales eléctricas.

Consumo ^[5]: Es la energía eléctrica consumida por un dispositivo, carga o sistema eléctrico en una instalación dada.

Continuidad del suministro eléctrico ^[1]: Medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda para su utilización.

Contrato para el suministro de energía eléctrica ^[2]: Documento suscrito entre una empresa eléctrica y un abonado, en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el servicio eléctrico, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes dentro del marco de la legislación vigente.

Control de calidad ^[1]: Acciones que efectúan las empresas con el fin de verificar el grado de satisfacción que ofrecen a las necesidades de los abonados y usuarios del servicio eléctrico, en función de las condiciones establecidas en la normativa vigente, y en las normas técnicas y directrices emitidas y adoptadas por la Autoridad Reguladora.

Cuadro o tablero de distribución ^[3]: Un panel sencillo, armazón o conjunto de paneles, en donde están instalados interruptores, dispositivos de protección, barras y generalmente instrumentos ya sea en el frente, detrás o en ambas partes. Normalmente son accesibles por el frente como por detrás y no están previstos para instalarse dentro de gabinetes.

Demanda ^[3]: Valor de la potencia requerida por una instalación eléctrica, elemento de red o dispositivo eléctrico en un instante dado.

Disposición o Norma Técnica ^[2]: Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos, de conformidad con los artículos 6 y 14 de la Ley N 7593.

Ducto de medidores ^[3]: Caja metálica o de otro material con tapa removible, para el montaje de contadores de energía eléctrica.

Electrodo de puesta a tierra ^[3]: Varilla, placa metálica, anillo o malla, natural o artificial, empotrada en la tierra.

Empresa de energía eléctrica o empresa ^[1]: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa comercializadora ^[5]: Empresa cuya actividad consiste en La venta de energía para su utilización final, lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la satisfacción por el suministro al usuario como consultas y trámite de quejas.

Empresa distribuidora ^[2]: Empresa cuya actividad consiste en la distribución de energía eléctrica, para lo cual cuenta con toda la infraestructura necesaria.

Empresa Transportista ^[4]: Empresa cuya actividad consiste en el transporte de la energía eléctrica, para lo cual cuenta con toda la infraestructura necesaria

Entidad competente ^[4]: Persona física o jurídica debidamente calificada que es contratada por la Autoridad Reguladora para efectos de efectuar la fiscalización de La exactitud y confiabilidad de los instrumentos y sistemas de conteo de energía y potencia, de conformidad con lo indicado en el artículo 12 del Decreto N° 29732-MP Reglamento a la Ley N 7593

Equipo, contador, instrumento de medición ^[4]: Véase Sistema de medición.

Estabilidad ^[1]: 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.

Evaluación de la calidad ^[1]: Estudio mediante el cual la Autoridad Reguladora determina el grado de cumplimiento por parte de las empresas eléctricas a las normas técnicas o directrices que sobre la calidad en el servicio eléctrico ha emitido, así como los esfuerzos que las empresas efectúan para satisfacerlas.

Extensión de línea ^[5]: Prolongación de las líneas eléctricas de distribución propiedad de la empresa, instalada cuando el servicio requiera ubicarse a más de 40 metros de distancia, sobre la vía pública, de las líneas secundarias. y cuenta con una carga menor a 25 kW.

Factor de potencia ^[4]: Relación o razón existente entre la potencia activa y la aparente cuando la onda de voltaje es senoidal.

Frecuencia de la tensión ^[2]: Tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un intervalo de tiempo dado.

Generador ^[4]: Empresa generadora de energía eléctrica.

Grupo de medidores ^[3]: Determinado número de contadores de energía eléctrica agrupados en un solo piso para su lectura, manteniendo, reemplazo e inspección.

Inmueble de tenencia múltiple ^[3]: Inmueble con aposentos se destinan a diferentes usos, tales como: venta de servicios, actividades comerciales y habitacionales.

Índice de calidad ^[1]: Medida cuantitativa que permite efectuar un diagnóstico sobre la calidad del suministro eléctrico que coadyuva a establecer medidas correctivas con el fin de lograr su mejoramiento en forma continua.

Lugar de acceso restringido ^[3]: Espacio en el cual solo se permite el ingreso y permanencia a personal calificado y autorizado.

Marco o estructura de postes ^[3]: Estructura formada por dos o más postes de concreto, hierro o de madera unidos por uno o más travesaños.

Media Tensión MT ^[2]: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor eficaz (rms) está comprendido entre 1 kV y 34.5 kV.

Medidores o contadores ^[3]: Instrumentos que registran el consumo de energía, demanda o ambos.

Medio de desconexión ^[3]: Dispositivos o grupo de dispositivos por los cuales los conductores de un circuito pueden ser desconectados de su fuente de suministro

Network: El servicio eléctrico tipo Network como una conexión a baja tensión bifásica (dos fases), de tres hilos, con una tensión de suministro nominal Vs de 120V fase-neutro y 208V fase-fase. Generalmente, tiene una configuración de cuatro conductores en estrella con el neutro aterrizado, quedando una de las fases sin utilizar, de ahí el porqué de conectar sólo tres hilos. A este tipo de servicio Network le corresponde un medidor de forma 12S (socket, significa que el medidor es enchufable a una base ya preinstalada en el inmueble)

Nivel de servicio ^[5]: Es la clasificación general de la instalación del abonado, dependiendo de las características: voltaje de suministro, uso de la energía y consumo del servicio, así como de la carga a conectar.

Norma Técnica ^[1]: Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Norma Económica ^[1]: Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones que definen las condiciones económicas y comerciales con que se fijarán y aplicarán las tarifas en los diferentes servicios del sector y el control de los costos asociados a estas tarifas.

Parpadeo (Flicker) ^[2]: Impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo

Persona calificada ^[3]: Aquel individuo que está familiarizado y facultado con el manejo de equipo eléctrico para el tipo de obras contempladas en esta norma, así como de los riesgos inherentes a tal actividad.

Perturbación ^[1]: La perturbación describe el total acontecimiento que comienza con una falla y termina con el restablecimiento de las condiciones previas de calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Pliego tarifario ^[1]: Tarifas establecidas por la Autoridad Reguladora para los diferentes tipos de servicios, con detalle de las características de cada una de ellas y su aplicación.

Puesto a tierra ^[3]: Conexión efectiva a tierra a algún cuerpo conductor que sirve como barra.

Punto de entrega ^[2]: Es el lugar topológico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.

Punto de interconexión ^[4]: Lugar topológico donde se enlaza la red de una empresa distribuidora y un generador con el sistema de transporte de la empresa transportista.

Red eléctrica ^[1]: El conjunto de dispositivos, en un sistema de potencia, mediante el cual se distribuye la energía eléctrica a los abonados, con las características técnicas apropiadas para su utilización.



Regulación económica del servicio ^[1]: Es el conjunto de normas en materia económica, que afectan los precios y tarifas del servicio eléctrico.

Regulación técnica del servicio ^[1]: Es el conjunto de normas en materia técnica, bajo las cuales se condicionan los parámetros físicos del servicio eléctrico.

Regularidad ^[1]: Grado de permanencia de las condiciones ofrecidas o requisitos exigidos para la prestación del servicio eléctrico.

Residencial: servicio eléctrico orientado a inmuebles que sirven exclusivamente de alojamiento residencial permanente como casas, apartamentos ó condominios. Su facturación se enfoca en el consumo de energía kilowatt-hora, el cual es almacenado en un registro de memoria del medidor de energía.

Selectividad ^[1]: Es la capacidad de un sistema eléctrico de aislar sus componentes fallados, del tal forma que no se afecte la normal operación del resto de sus componentes y por tanto, no se altere la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.

Servicio eléctrico ^[1]: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.

Sistema de medición ^[3]: Es el o de equipos (contadores de energía. transformadores de potencial y corriente, etc.) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de la energía y potencia requerida por un servicio eléctrico.

Smart Grid: Red inteligente. Aplicación de diferentes operaciones desde la empresa distribuidora en busca de control y eficiencia energética. Integra AMR y AMI entre otros sistemas.

Tarifas ^[1]: Precios fijados por la Autoridad Reguladora por la prestación de un servicio público.

Tarifa residencial ^[8]: servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente y áreas comunes de condominios estrictamente residenciales. No incluye áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni otros establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

Tensión de alimentación V_a ^[2]: Valor eficaz de la tensión (fase —fase o fase- neutro) presente en un instante dado en el punto de entrega, medido en un intervalo de tiempo dado.

Tensión nominal V_n ^[2]: Tensión en valor eficaz que caracteriza o identifica una red de distribución o parte de ella y a la cual se hace referencia para ciertas características de operación.

Tensión máxima V_{max} ^[2]: El valor eficaz más alto de la tensión en condiciones normales de distribución.

Tensión mínima V_{min} : El valor eficaz más bajo de la tensión en condiciones normales de explotación.

Tensión de servicio V_s ^[2]: La tensión en valor eficaz en el punto donde se enlazan la instalación del usuario y la red de distribución.

Tierra ^[3]: Conexión conductora intencional o accidental entre un circuito o equipo eléctrico y la tierra o a algún conductor utilizado para tales efectos.

Transformador ^[3]: Dispositivo para elevar o reductor el voltaje o la corriente eléctrica, sin variación de la frecuencia.



Usuario ^[1]: Persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio.

Valor de umbral ^[2]: Es el valor límite de la magnitud de un parámetro eléctrico, a partir del cual un equipo de medición registra un hueco de tensión, pico de tensión o impulso de tensión.

Valor eficaz RMS ^[2]: Raíz cuadrada del valor medio de la serie de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de voltaje o de corriente.

Variación de tensión ^[2]: Aumento o disminución de tensión provocada por la variación de la carga o de la potencia de la red de distribución.

