



**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS
ESCUELA DE AUDITORÍA**

**ANÁLISIS DE INCOBRABILIDAD DE DEUDORES EN UNA
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DE LA V REGIÓN DURANTE EL PERÍODO 2009 – 2011
Y PROPUESTA DE ACTIVIDADES DE GESTIÓN DE
COBRANZA.**

**Tesis para optar al Título de Contador Público Auditor y el Grado
de Licenciado en Sistemas de Información Financiera y Control
de Gestión**

TESISTA: PAULA ISABEL GONZÁLEZ GONZÁLEZ

PROFESOR GUÍA: DANTE ALVARADO ESTAY

Valparaíso, Diciembre de 2012

TABLA DE CONTENIDO

I. RESUMEN	4
II. MARCO TEÓRICO	5
1. CONOCIMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO, MARCO REGULATORIO.....	6
1.1. MERCADO ELÉCTRICO	6
1.2. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	12
1.3. ORGANISMO REGULATORIO.....	13
1.4. TARIFAS ELÉCTRICAS.....	14
1.5. PRECIO DE NUDO	15
1.6. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION.....	17
2. CONTRATO DE SUMINISTRO	21
2.1. EL SUMINISTRO.....	22
2.2. OBLIGACIONES DE LAS PARTES	22
2.3. NATURALEZA JURÍDICA CONTRACTUAL Y NORMAS APLICABLES	23
2.4. DIFERENCIAS ENTRE EL CONTRATO DE COMPRAVENTA Y EL DE SUMINISTRO:.....	24
2.5. TÉRMINO DEL SUMINISTRO	24
2.6. CONTRATO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	25
3. CICLO DE VENTAS EN EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	28
3.1. IMPORTANCIA DE LA RECAUDACIÓN EN EL CICLO DE VENTAS	29
3.2. EVOLUCIÓN DE LA RECAUDACIÓN	30
3.3. LA COBRANZA.....	31
4. CUENTAS POR COBRAR, ESTIMACIONES DE INCOBRABILIDAD Y DETERIORO	36
4.2. CLIENTES INCOBRABLES.....	37

5. ANÁLISIS DE ESTADOS FINANCIEROS.....	39
5.1. ASPECTOS GENERALES.....	39
5.2. TIPOS DE ANÁLISIS FINANCIERO	40
5.3. ASPECTOS PREVIOS A CONSIDERAR.....	41
5.4. ÍNDICES FINANCIEROS:.....	42
5.5. CONSIDERACIONES DEL AUDITOR EN EL ANÁLISIS DE LAS CUENTAS POR COBRAR.....	44
III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	49
IV. OBJETIVOS.....	51
PRIMER OBJETIVO GENERAL	51
OBJETIVOS ESPECÍFICOS EN RELACIÓN AL PRIMER OBJETIVO GENERAL:....	51
SEGUNDO OBJETIVO GENERAL.....	51
V. METODOLOGÍA	52
Etapas 1: Recopilación de información:	52
Etapas 2: Sistematización de antecedentes.....	52
Etapas 3: Aplicación de la técnica de recogida de datos.....	52
Etapas 4: Análisis y discusión de la información recopilada.....	53
VI. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	54
1. SUJETO A INVESTIGAR	54
1.1. RESEÑA HISTÓRICA.....	54
1.2. CONSTITUCIÓN DE LA EMPRESA	56
1.3. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA	56
1.4. GESTIÓN COMERCIAL.....	57
1.5. PRINCIPALES CIUDADES, PUEBLOS Y LOCALIDADES ATENDIDAS POR CONAFE.....	60
1.6. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA.....	62
1.7. ANTECEDENTES DE COMPLICACIONES EN LAS OPERACIONES.....	64
2. ANÁLISIS DE ESTADOS FINANCIEROS EN LAS PARTIDAS QUE CONCIERNEN A LA INVESTIGACIÓN	68

2.1. RELACIÓN DEL IMPORTE DE LA INCOBRABILIDAD PARA LOS PERIODOS 2009-2011.....	69
2.2. INCOBRABILIDAD 2009-2011, EN FUNCIÓN AL VENCIMIENTO.....	71
2.4. INCOBRABILIDAD EN FUNCIÓN A LOS INGRESOS POR VENTA Y EL NIVEL DETECTADO DE CUENTAS POR COBRAR AL CIERRE DEL EJERCICIO.	72
3. ANÁLISIS DE PUNTOS CRÍTICOS GENERADORES DE INCOBRABLES EN EL CICLO DE VENTAS	73
3.1. ENTREGA DE SUMINISTRO.....	74
3.2. LECTURA DE MEDIDORES	74
3.3. CÁLCULO Y FACTURACIÓN	74
3.4. REPARTO DE FACTURACIÓN.....	75
3.5. RECAUDACIÓN Y COBRANZA.....	75
VII. CONCLUSIONES	77
VII. BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXO 1 CONTRATO DE SUMINISTRO	83
ANEXO 2 CONVENIO DE PAGO	84
ANEXO 3 ENCUESTA CALIDAD DE SERVICIO	85
ANEXO 4 ESTADOS FINANCIEROS CONAFE 2009-2010-2011	86

I. RESUMEN

Para toda empresa con fines de lucro, es muy importante la transformación financiera de sus dineros, obteniendo en ella el retorno económico esperado de sus operaciones. Las empresas que se dedican a suministrar servicios de distribución de energía eléctrica no están ajenas a esta realidad, además se rigen por normas especiales y están sujetas a régimen de concesiones, por lo que tienen restricciones acerca del recupero de sus cuentas por cobrar.

Es común interpretar que la entrega de servicios básicos como la energía eléctrica, tienden a mantener bajos índices de incobrabilidad por la naturaleza del servicio. La empresa en estudio vio aumentada su incobrabilidad en los últimos dos o tres años contables por lo que el objetivo general de la investigación es analizar la variación de la incobrabilidad en los estados financieros de los últimos tres ejercicios contables 2009-2011, considerando los tipos de clientes y servicio contratado. Los objetivos específicos son en primer lugar relacionar el importe de incobrabilidad para los períodos 2009-2011 y su posterior castigo, en segundo lugar elaborar cuadro relativo al nivel de Incobrabilidad de clientes en los ejercicios 2009-2011, en función al tiempo de vencimiento y por último establecer cuadro relativo de incobrabilidad en función a los ingresos por venta y el nivel detectado de clientes por cobrar al cierre de cada ejercicio. Finalmente, como segundo objetivo general, es señalar los puntos críticos generadores de clientes incobrables, enfocados al ciclo de ventas en la empresa de estudio que podrían estar afectando a la tasa de incobrabilidad, caracterizando el proceso de facturación, recaudación y cobranza.

Los resultados obtenidos en la presente investigación dan a conocer ciertos hechos que detonaron en un aumento significativo de sus registros de incobrabilidad, estos obedecen a un cambio de plataforma informática que terminó por impedir que la empresa facturará a gran parte de sus clientes en un período, lo que conllevó al aumento exuberante de los clientes. Por otro lado, en dichos períodos la empresa experimentó el cambio de normativa contable de PCGA a NIIF, lo que contribuyó al aumento de la estimación de deterioro.

II. MARCO TEÓRICO

El proceso de ventas en la distribución de energía eléctrica, es un proceso cíclico, del cual se piensa que existe baja morosidad de parte de sus clientes considerando la naturaleza de sus servicios. Dicho de otra forma, las empresas de este rubro mantienen una baja morosidad por parte de sus deudores, debido a que por ley las empresas pueden ejercer su derecho a cortar el suministro después de 45 días transcurrido desde la fecha de vencimiento de la facturación – en el caso de los clientes - se hace muy difícil no contar con este recurso.

Por lo anterior, es común interpretar que los consumidores priorizarían el pago de estos servicios considerándolos de primera necesidad, resultando normalmente a una baja morosidad. Con todo, para empresas de cualquier rubro resulta interesante mantener bajos índices de incobrabilidad, por lo tanto, se hace imprescindible contar con una gestión de cobranza óptima para mantener los resultados esperados.

Adicionalmente, debemos considerar que contablemente es muy importante el análisis de este rubro, dado que un mal registro de clientes deudores puede llevar a un cálculo inadecuado del deterioro, repercutiendo en el resultado de los estados financieros.

Para un mejor entendimiento técnico de la investigación se desarrollan los siguientes temas:

- 1) Conocimiento del mercado eléctrico, marco regulatorio.
- 2) Contrato de suministro
- 3) Cuentas por cobrar, provisiones de incobrabilidad y castigo de incobrables
- 4) El ciclo de ventas en el negocio de distribución de energía eléctrica.
- 5) Análisis de Estados Financieros

1. CONOCIMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO, MARCO REGULATORIO

1.1. MERCADO ELÉCTRICO

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las siguientes actividades: generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Las cuales, son controladas en su totalidad por privados, por lo que el Estado se limita a ejercer las funciones de regulación, fiscalización y planificación de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función consiste sólo en una recomendación no forzosa para las empresas. Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada.

Así, las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

(/www.economiaynegocios.cl)

1.1.1. Generación

Este sector está conformado por las empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales, la generación funciona como un mercado competitivo, es decir, las empresas participantes carecen de poder para fijar el precio de mercado.

Para el parque de generación ya instalado, el costo de producción unitario instantáneo crece al aumentar la demanda de electricidad. Esto ocurre porque el despacho de las distintas centrales se va haciendo en orden creciente de costos, lo que permite minimizar el costo total de producción instantáneo. Existen alrededor de 30 empresas generadoras, y las tres más grandes son Endesa, Colbún, AES Gener.

(/www.economiaynegocios.cl)

1.1.2. Transmisión

Es el conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadoras) hasta los centros de consumo o distribución. De acuerdo a información publicada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts (unidades de potencial eléctrico). Por ley, las tensiones menores se consideran como distribución. Para los generadores, la transmisión es de libre acceso, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes. En términos sencillos esto significa que las transmisoras deben dejar pasar por sus instalaciones la electricidad producida por las generadoras.

Según la Ley General de Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico. Esto significa que el transmisor tiene obligación de servicio, por lo que es su responsabilidad invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. Este sistema se puede subdividir en:

- a) Sistema troncal: conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común.
- b) Sistemas de subtransmisión: los que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales.

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico. El sector de transmisión está más concentrado que el de generación, lo que significa que existen menos actores.

La compañía más grande de este segmento es Transelec, creada en 1993 y propiedad de un consorcio extranjero. Su sistema de transmisión, que se extiende a lo largo de 2.900 kilómetros entre la ciudad de Arica y la Isla de Chiloé, incluye una participación

mayoritaria de las líneas y subestaciones de transmisión eléctrica troncal de los dos mayores sistemas interconectados de Chile, el SIC y el SING. En el primero posee el 98% del total de las líneas de transmisión pertenecientes al sistema troncal y en el segundo, en tanto, es propietaria del 100%.

Otra empresa de este segmento es CGE Transmisión, filial de CGE (Compañía General de Electricidad, controlada por la familia Marín, Del Real, Grupo Almería y familia Pérez Cruz). Esta empresa opera en el SIC y está dedicada al ámbito eléctrico de la subtransmisión, por lo que dispone de líneas de transporte y subestaciones de poder que permiten a los generadores suministrar energía a distribuidores y clientes finales.

También participan del sector transmisión Transemel (que opera en el SING) y Edelnor, la cual participa en esta actividad en las regiones I y II, además de hacerlo en generación y distribución. (/www.economiaynegocios.cl)

1.1.3. Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

La actividad principal de las empresas concesionarias de distribución es el transporte y comercialización a consumidores ubicados en su área de concesión. La distribuidora compra energía y potencia a las empresas generadoras, normalmente en distintos puntos del sistema de transmisión, transporta la energía a través de su propia red de distribución, y la vende a los clientes. (Energía, La Regulación del Segmento de Distribución en Chile, 2006)

Cabe destacar que el mercado que existe dentro del área de concesión puede estar compuesto por dos tipos de clientes:

- a) Clientes regulados, para los cuales el precio y la calidad de suministro son regulados. Se trata de clientes cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria. También lo son los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios. Lo anterior cuando se trate de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación.
- b) Clientes libres contratados a precios libres, cuando se trate de clientes cuya potencia conectada es mayor a 2.000 kilowatts, o bien, teniendo una potencia conectada menor o igual a 2.000 kilowatts cumpla con alguna de las siguientes condiciones:
- ✓ Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
 - ✓ Cuando se trate de calidades especiales de servicio;
 - ✓ Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro;
 - ✓ Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts.

En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses. Estos clientes no son exclusivos de las empresas distribuidoras, ya que pueden contratar su suministro con empresas generadoras, a precio libre. (Energía, La Regulación del Segmento de Distribución en Chile, 2006)

Desde el punto de vista físico, el proceso de distribución consiste, en primer lugar, en retirar la energía desde las subestaciones reductoras del sistema de transmisión o subtransmisión, denominadas subestaciones primarias de distribución, en donde se reduce el voltaje al nivel de alta tensión. La distribución de la energía al interior de los sectores de consumo se realiza a través de líneas denominadas “alimentadores de alta

tensión de distribución”, para el suministro a subestaciones particulares de los clientes, y para transformadores de distribución (subestaciones secundarias) que reducen el voltaje a niveles de baja tensión. Finalmente, se distribuye la energía mediante redes de baja tensión y se entrega en los puntos de conexión de los clientes finales, denominados empalmes. (Energía, La Regulación del Segmento de Distribución en Chile, 2006)

Desde el punto de vista administrativo, la actividad de distribución de la concesionaria incluye también la comercialización. Esta actividad consiste en la compra y venta de bloques de energía y potencia. Las compras se realizan a una o más empresas generadoras conectadas al sistema eléctrico, y las ventas se realizan a clientes libres y regulados conectados a las líneas de alta y baja tensión de distribución. (Energía, La Regulación del Segmento de Distribución en Chile, 2006)

Como servicios asociados al suministro de energía y potencia que realizan las empresas distribuidoras, se identifican algunas atenciones realizadas a los clientes y que no consisten en la venta de energía, pero que comúnmente se prestan en forma asociada a éste suministro. Entre los principales servicios asociados se encuentran los relativos a empalmes, medidores y alumbrado público. En cuanto a empalmes de clientes se dispone de instalación, retiro, arriendo, aumentos de capacidad, entre otros. Respecto de medidores, se provee instalación, retiro, arriendo, mantenimiento, cambio y verificación de lectura. También existen servicios asociados al alumbrado público, cuando se presta instalación, cambio, mantenimiento y atención de emergencias. A su vez, son servicios asociados las prestaciones a usuarios distintos a los consumidores de electricidad, como el apoyo de cables de telecomunicaciones en postes para la infraestructura eléctrica.

Un número específico de estos servicios asociados al suministro de distribución eléctrica han sido expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria. Efectivamente, en la prestación de estos servicios, las empresas concesionarias de distribución generalmente poseen ventajas comparativas y muchas veces exclusividad. (Energía, La Regulación del Segmento de Distribución en Chile, 2006)

Etapas de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

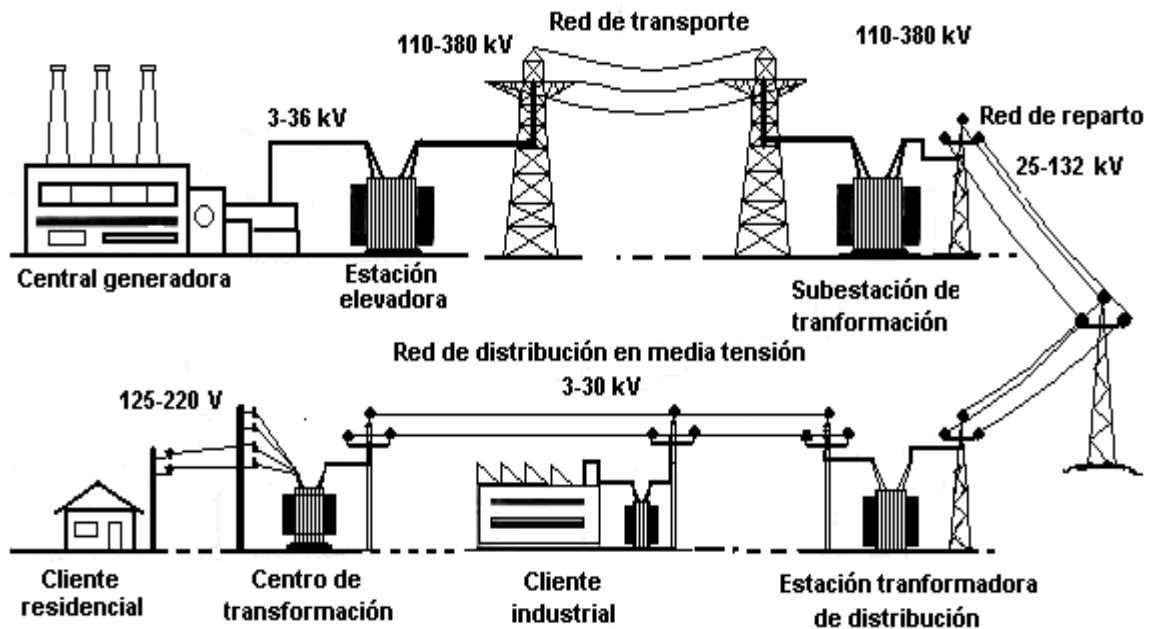


Figura 1: Diagrama esquematizado del Sistema de suministro eléctrico
 (http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico)

Suministro Eléctrico. Contratos Habituales

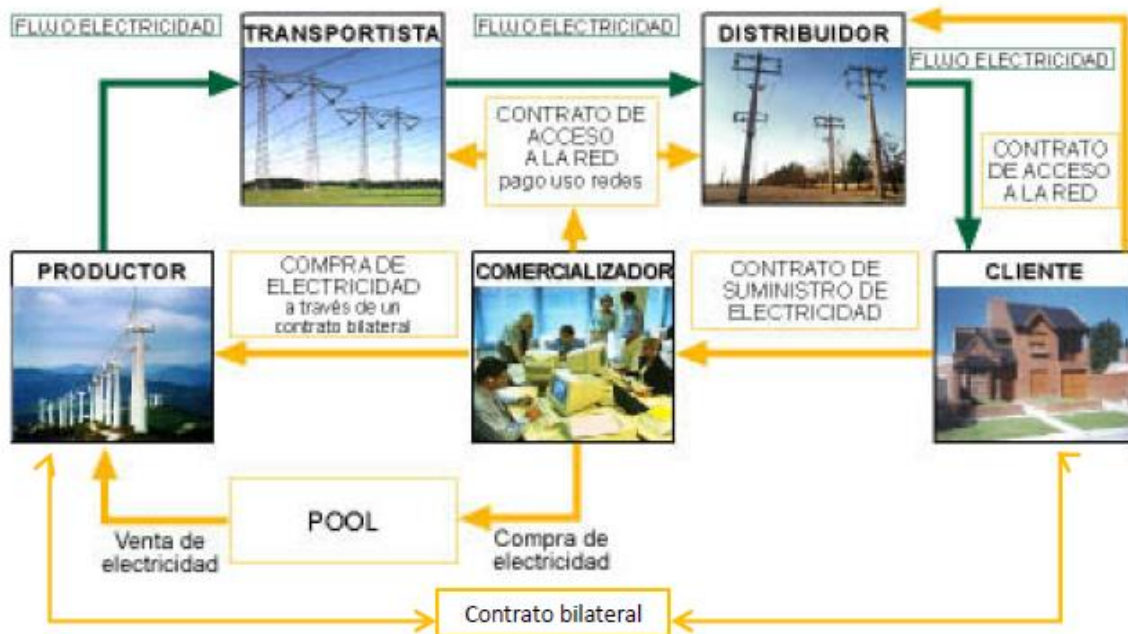


Figura 2: Contratos
 (<http://energeticafutura.com>)

1.2. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los principales datos de sistema eléctricos son la tensión nominal, la frecuencia nominal y su comportamiento en caso de cortocircuito. Los sistemas de distribución de energía eléctrica comprenden niveles de alta, media y baja tensión.

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares. Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en: Industriales, Comerciales, Urbana y Rural.

1.2.1. Sistemas de distribución industrial

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel.

1.2.2. Sistemas de distribución comerciales

Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc.

Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

1.2.3. Sistemas de distribución urbana

Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña. Son sistemas en los cuales es muy

importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.

1.2.4. Sistemas de distribución rural

Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del kWh consumido. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

1.3. ORGANISMO REGULATORIO

El organismo del Estado que regula al sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cual se encarga de elaborar y coordinar planes necesarios para su buen funcionamiento. La CNE es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Su Ley Orgánica Institucional corresponde al DL N° 2.224, de 1978, modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía en la cual se plasma su objetivo:

“La Comisión será un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica”. Mientras que sus funciones son:

- a. Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- b. Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- c. Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.

- d. Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

La administración de la Comisión corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial.

1.4. TARIFAS ELÉCTRICAS

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales, es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. Así para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios. Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 2.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadores. Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo se denomina cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cual régimen adscribirse (libre o regulado). En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

- a) Precios a nivel de generación-transporte, denominados "Precios de Nudo" y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;

- b) Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

Mientras los generadores puedan comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- a) Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;
- b) Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado; y
- c) El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, dado por la siguiente expresión:

Precio a usuario final = Precio de Nudo + Valor Agregado de Distribución + Cargo Único por uso del Sistema Troncal

1.5. PRECIO DE NUDO

Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- a) Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio; y
- b) Precio básico de la potencia de punta: Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva;

1.5.1. Definición Precios de Nudo Promedio

Los Precios de Nudo Promedio (PNP) nacen de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018, o Ley Corta II, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados. Los Precios de Nudo Promedio se aplican a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado y se componen por el promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro:

- a) Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas.
- b) Precios de Nudo de Corto Plazo de energía (PNECP) y potencia de punta (PNPCP): son los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año.

Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se destaca en que es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, y que se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Los Precios de Nudo Promedio se fijan en las siguientes ocasiones:

- a) Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.
- b) Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
- c) Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

1.6. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION

El VAD es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo Informe Técnico de la CNE y corresponde básicamente un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica operando en el país, eficiente en la política de inversiones y en su gestión, de modo que el VAD no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras.

Existen distintas opciones tarifarias dependiendo del tipo de consumo de los usuarios finales. Las opciones tarifarias son libremente elegidas por el cliente y su duración es de un año, al cabo del cual el cliente puede mantenerla o cambiarla por otra, según sea su conveniencia. Estas opciones se han estructurado considerando dos tipos de clientes:

- a) Clientes en alta tensión (AT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje superior a 400 volts; y

- b) Clientes en baja tensión (BT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje igual o inferior a 400 volts.

Además, las diferentes fórmulas se han estructurado considerando alternativas respecto de la modalidad de registro del consumo (sólo energía, potencia máxima leída o contratada o bien, potencia leída o contratada horariamente).

1.6.1. Opciones Tarifarias

Las tarifas de distribución en Chile son regulados por la Comisión Nacional de Energía, y existen distintas opciones de tarifas según la necesidad del cliente, las cuales se especifican en el Decreto N°632 de octubre de 2000.

Los clientes podrán elegir libremente una de las siguientes opciones tarifarias, con las limitaciones establecidas en cada caso.

1.6.1.1. Tarifa BT1

Opción de tarifa simple en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía. Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición. Se considerará los casos siguientes:

- a) **Caso a:** aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que se han definido horas de punta.
- b) **Caso b:** aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que no se han definido horas de punta.

1.6.1.2. Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada. Los clientes que decidan optar por la presente

tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora, pudiendo al término de la vigencia anual de la potencia contratada contratar una nueva potencia. La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

1.6.1.3. Tarifa BT3

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

1.6.1.4. Tarifa BT4

Opción de tarifa horaria en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico. En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

- a) **BT4.1** Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- b) **BT4.2** Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- c) **BT4.3** Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada. La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

1.6.1.5. Tarifa AT2

Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada. Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia. Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de la vigencia de dicha potencia contratada. La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

1.6.1.6. Tarifa AT3

Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída. Se entenderá por demanda máxima del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

1.6.1.7. Tarifa AT4

Opción de tarifa horaria en alta tensión. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico. En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

- ✓ **AT4.1** Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- ✓ **AT4.2** Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia

- ✓ **AT4.3** Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada. La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

TARIFAS POR HORARIO PARA EMPALMES BAJA TENSIÓN

Invierno (1 de mayo a 30 septiembre)		
Horario (Día Hábil de Período Invierno)	Precio	Horas de Uso
22:00 a 08:00 hrs	30% descuento sobre precio BT -1	10
08:00 a 18:00 hrs	Precio BT -1	10
18:00 a 22:00 hrs	30% recargo sobre precio BT -1	4
Horario (Fin de Semana y Período de Verano)	Precio	Horas de Uso
22:00 a 08:00 hrs	30% descuento sobre precio BT -1	10
08:00 a 18:00 hrs	Precio BT -1	10
18:00 a 22:00 hrs	Precio BT -1	4

(www.chilectra.cl, Manual de Empalmes en Baja Tensión)

2. CONTRATO DE SUMINISTRO

El ciclo de venta de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, así como también, de todas las empresas dedicadas a la entrega de servicios básicos, tienen como punto de partida los contratos de suministro que suscriben con los clientes. Para efectos del presente estudio, a continuación definiremos que lo que es un contrato de suministro, para posteriormente ir ahondando en el contrato de suministro eléctrico para entender el ciclo de ventas de la distribución de energía eléctrica.

En la legislación chilena no existe una definición de contrato de suministro en el código comercial, sólo se advierte en el Art. 3 N° 7 “Son actos de comercio, ya de parte de ambos contratantes, ya de parte de uno de ellos: 7) Las empresas de depósito de mercaderías, provisiones o suministros, las agencias de negocios y los martillos.”

2.1. EL SUMINISTRO

El suministro puede definirse como el contrato en virtud del cual una persona, llamada suministrador (proveedor), se obliga a realizar a favor de otra denominada suministrado (consumidor), prestaciones periódicas y continuadas de cosas o servicios mediante el pago de un precio.

De la anterior definición se desprenden los elementos constitutivos del contrato, a saber:

- ✓ Elementos Personales: Son el suministrador o proveedor: Es quien se obliga a entregar o prestar cosas o servicios.
- ✓ El suministrado o consumidor: Es quien recibe tales prestaciones a cambio de un precio cierto.
- ✓ Elementos Reales: Lo son las cosas o servicio que el suministrador debe entregar o prestar y el precio que el suministrado debe pagar como contraprestación. La cantidad de las cosas o servicios que el proveedor ha de entregar o prestar puede ser determinada desde el momento en que celebre el contrato, o bien puede pactarse que se determine a posteriori por períodos de tiempo previamente establecidos. Lo mismo puede decirse del precio que el suministrado debe pagar, pudiéndose entonces determinar su importe con precisión al celebrar el contrato, o en posteriori por periodos de tiempo haciéndolo depender de la cantidad de cosas o servicios que se haya recibido en virtud del contrato,
- ✓ Elementos Formales; Hemos señalado que este contrato no se encuentra reglamentado por la ley, por lo que existe absoluta libertad para que los contratantes decidan la forma que ha de revestirlo.

(<http://apuntesluis.wordpress.com/2009/05/04/el-contrato-de-suministro/>, 2009)

2.2. OBLIGACIONES DE LAS PARTES

2.2.1. Del Suministrador

- a) Entregar las cosas objeto del suministro en el lugar y en el plazo pactado. Las entregas deben ser continuas o periódicas según el carácter del contrato.
- b) Transmitir la propiedad de los bienes objeto del suministro. Como los bienes son muebles y cosas genéricas.
- c) La obligación de garantizar las cualidades de la cosa.
- d) Es obligación del suministrador responder de la evicción, la responsabilidad del saneamiento ya sea por evicción o por vicios ocultos puede renunciarse.

2.2.2. Del Suministrado

- a) La primera y prácticamente única obligación, es pagar el precio pactado.
- b) Otra obligación del suministrado es recibir la cosa objeto del suministro.

2.3. NATURALEZA JURÍDICA CONTRACTUAL Y NORMAS APLICABLES

Se puede incluir al suministro dentro de algunos de los contratos típicos:

- a) Como una compraventa con entregas parciales, periódicas o continuadas.
- b) Como un contrato de promesa de varias compraventas, cuyo cumplimiento se realiza al momento de la entrega o de la ejecución de la prestación. Esta postura es menos aceptable ya que la promesa debería incluir los elementos esenciales de cada contrato definitivo (cosa y precio).
- c) Un contrato atípico que participa de las características de varios: compraventa, arrendamiento de cosas, de servicios, etc.

En realidad, el suministro no es una compraventa pero participa de muchas de las características de este contrato, del que lo distingue solamente una sutileza jurídica. La compraventa tiene una prestación única aunque su cumplimiento puede fraccionarse con

el tiempo; el suministro tiene varias prestaciones autónomas, pero ligadas entre sí por un contrato único.

2.4. DIFERENCIAS ENTRE EL CONTRATO DE COMPRAVENTA Y EL DE SUMINISTRO:

- ✓ El contrato de compraventa es instantáneo, de manera que todos los derechos y obligaciones de las partes quedan determinados y perfeccionados en el momento de su celebración; el de suministro en cambio es de tracto sucesivo, y los derechos y obligaciones de las partes frecuentemente solo es posible precisarlos a posteriori, en plazos previamente determinados por los contratantes.

- ✓ La compraventa no puede tener por objeto la prestación de servicios; el suministro sí.

- ✓ El contrato de compraventa es intrínsecamente traslativo de dominio; El de suministro puede ser, además traslativo de uso o de disfrute, o tener por objeto la prestación de servicios personales

En tales condiciones, la compra venta y el suministro no son figuras que deban confundirse, puesto que aun cuando pueden presentar caracteres comunes, los separan diferencias específicas que determinan su diversa naturaleza.

2.5. TÉRMINO DEL SUMINISTRO

- ✓ El suministro puede contar con un plazo de terminación o estipularse por un tiempo determinado.

- ✓ El contrato se establece por tiempo indeterminado o no se pacto un plazo de terminación, cualquiera de las partes puede revocarlo.

- ✓ Rescisión por incumplimiento: Si el cumplimiento de una de las partes es leve, previo aviso al suministrado, el abastecedor debe suspender el suministro. En este caso no concluye solo suspende sus efectos. Solamente cuando el

incumplimiento de una de las partes tenga notable importancia, en cuanto atente a la confianza de que no se realizaran las prestaciones sucesivas, se podrá facilitar la resolución del contrato.

2.6. CONTRATO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

Los contratos de distribución de energía eléctrica, por su naturaleza, no reúne los requisitos de singularidad y determinación exigidos por el artículo 1801 del Código Civil, “Art. 1801. La venta se reputa perfecta desde que las partes han convenido en la cosa y en el precio;” por cuanto la cantidad de energía que requiere el usuario sólo se puede determinar después de su consumo.

El contrato que celebran el Estado y un concesionario para explotar servicios eléctricos es uno de derecho público y el que celebra el concesionario con el usuario es un contrato de suministro, por el que el primero otorga al segundo servicio eléctrico a un inmueble, por el que el usuario se obliga a pagar, de acuerdo con las facturas que se extiendan al efecto.

El contrato de suministro es de tracto sucesivo e indefinido, perdura en el tiempo, mes a mes y no se perfecciona como en el caso de la compraventa de un sólo acto generando derechos permanentes para los contratantes. (Oliveros, 2010)

Por ejemplo, pagar el precio por la compra de un automóvil es obligación de tracto único, ya que una vez pagado el deudor queda libre de su obligación; pagar el consumo de energía eléctrica es una obligación de tracto sucesivo, que implica un cumplimiento periódico; realizar la prestación laboral como consecuencia de un contrato de trabajo es satisfacer una obligación de tracto sucesivo de forma continua.

El contrato de suministro es uno de los requisitos que se necesita para solicitar un empalme eléctrico y por lo tanto estar en condiciones de ser cliente de una empresa eléctrica, es decir en estas empresas no sólo bastará un contrato de suministro, sino que además el posible cliente debe tener los siguientes requisitos:

- ✓ Copia legalizada de los títulos de dominio sobre el inmueble o instalación.

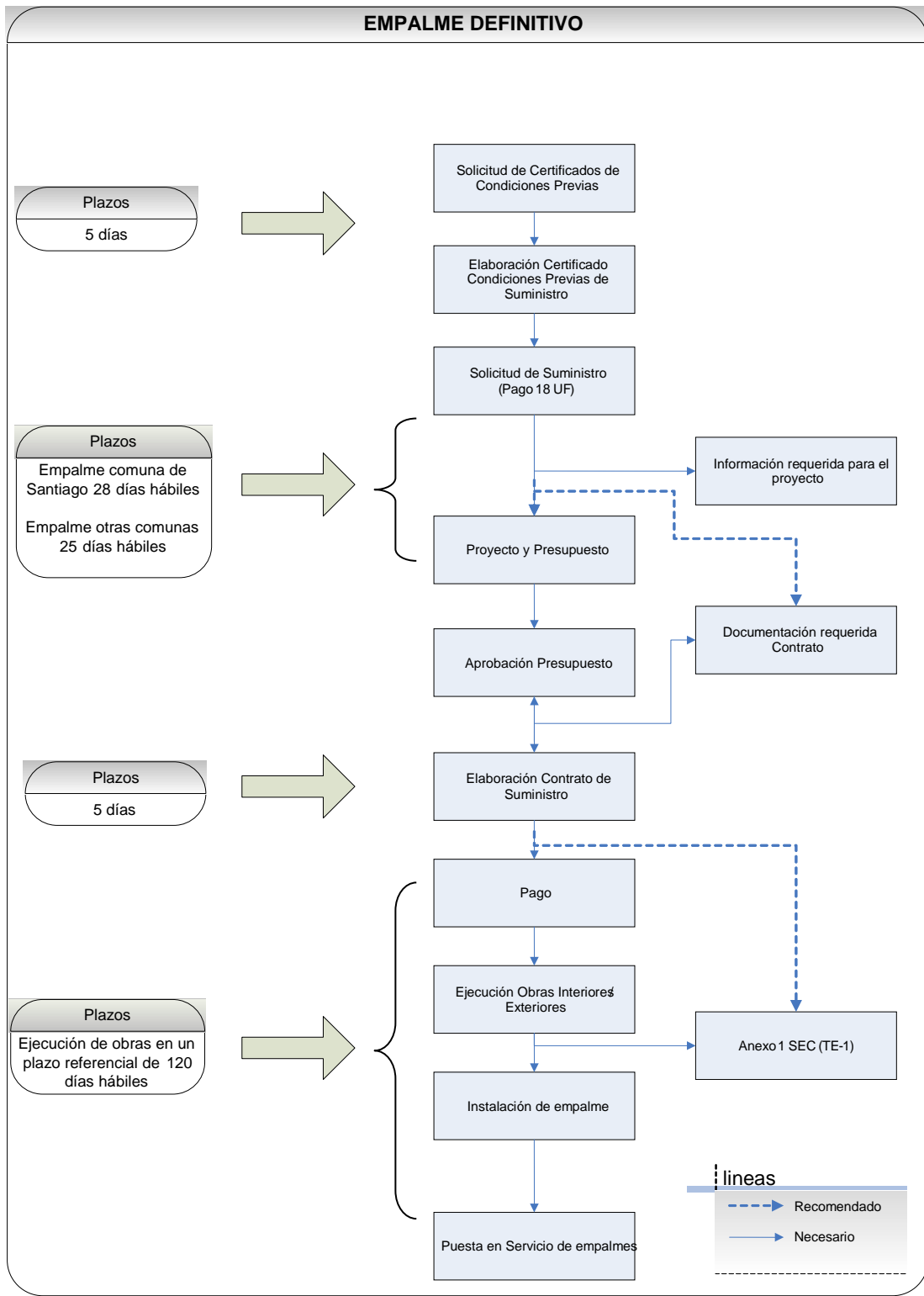
- ✓ Certificado de Dominio Vigente del Conservador de Bienes Raíces.

- ✓ En caso de ser un nuevo servicio en la propiedad, debe presentar Certificado de Número Municipal de la Dirección de Obras Municipales, distinto al existente, cuyas instalaciones deben ser independientes.

- ✓ Contrato de Suministro, indicando la tarifa a contratar.

- ✓ TE-1 de SEC (emitido por un instalador autorizado).

Diagrama de Flujo Adquisición del Suministro Baja Tensión



3. CICLO DE VENTAS EN EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Es importante identificar este proceso, ya que el ciclo de venta es la fuente generadora de cuentas por cobrar y de su posterior cobrabilidad. Este proceso abarca varias áreas que se aportan información entre sí para cumplir con este ciclo, aportando en cada etapa a aumentar los saldos de las cuentas por cobrar, influyendo por ende, en la estimación de incobrabilidad y el deterioro de clientes.

En el ciclo de ventas de la entrega de suministros eléctricos, abarca las siguientes etapas:

1. Entrega de suministro
2. Lectura de medidores
3. Cálculo y facturación
4. Reparto de facturación
5. Recaudación
6. Cobranza

Con todo, por la naturaleza de los servicios y como ya estudiamos en el número anterior, los contratos por entrega de suministros son de tracto sucesivo, es decir, suponen para el deudor una actividad continua, o continuada con carácter periódico. Por lo anterior, se podría presumir que las ventas son casi el 100% al crédito, puesto que el cliente consume la energía y después de la lectura de medidor se calculan los cobros generando inmediatamente el derecho de cobro y la contabilización de la cuenta por cobrar, casi en ningún caso las ventas son al contado, salvo en los casos de aumento de potencia, nuevos empalmes o neteo automático con saldos a favor del cliente, por lo que las ventas quedan resumidas a créditos en su mayoría.

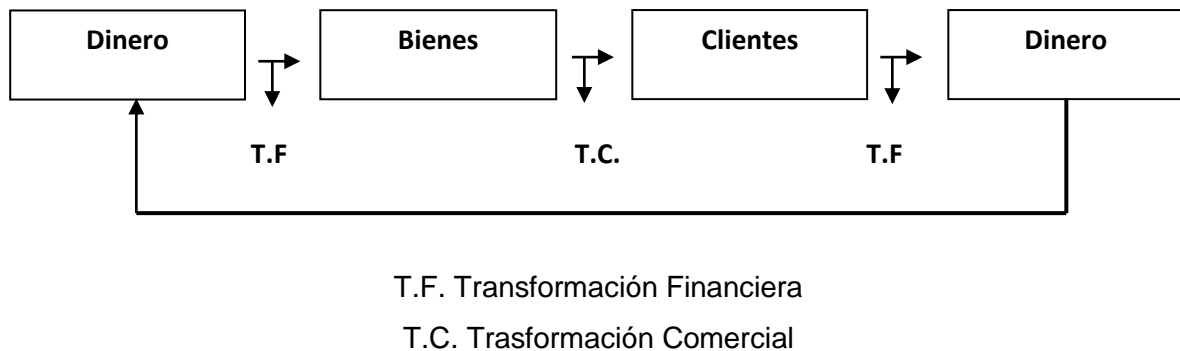
Al tener este alto nivel de cuentas por cobrar, se hace imprescindible tener eficiencia en las distintas etapas del ciclo, ya que en el supuesto que cualquiera de estas etapas tenga un retraso o errores, incide en los saldos de cuentas por cobrar e incobrabilidad de las mismas. Sin perjuicio de lo anterior, las etapas más importantes para la cobrabilidad de los derechos son la Recaudación y la Cobranza, la primera se encarga de recaudar los

dineros o cobros oportunamente y la segunda, se enfoca en insistir en los cobros que el área de Recaudación por algún motivo no recibió oportunamente.

3.1. IMPORTANCIA DE LA RECAUDACIÓN EN EL CICLO DE VENTAS

Para cualquier empresa no es desconocido que se deben invertir recursos en la recuperación de los dineros para poder cumplir con la dualidad económica. Como lo indica María Teresa García, en uno de sus libros “El ciclo que se inicio con Dinero (Inversión), termina también con Dinero, el que al contrario del inicial que fue aportado o prestado por los socios o terceros, ha sido autogenerado por la empresa y sirve para retroalimentar el proceso, iniciando un nuevo ciclo, que asegura la dinámica y la vida de la empresa”. (García Castañeda, 2010)

Diagrama Transformación Financiera y Comercial en empresas no productivas.



Fuente: (García Castañeda, 2010)

De lo expuesto, la última fase de la transformación financiera implica la importancia de tener en esta etapa la suficiente eficacia para cerrar el círculo. De allí que esta área siempre debe estar preparada para recaudar los importes por los montos facturados a los clientes y de ir evolucionando en tecnología de manera que los clientes tengan distintos medios para pagar sus consumos.

3.2. EVOLUCIÓN DE LA RECAUDACIÓN

A fines de la década de los 80, la mayoría de las empresas de servicios básicos en Latinoamérica, estuvieron en un proceso de búsqueda de fórmulas para mejorar sus servicios y reducir sus costos, es por ello que nace la necesidad de externalizar aquellas actividades que no tienen que ver con el desarrollo núcleo del negocio y sus respectivos procesos, tales como la recaudación de los pagos y la atención comercial.

Chile, no fue la excepción, tanto se implementó esta modalidad de servicios externalizados que surgieron una serie de abusos laborales que llevaron al país legislar acerca de la situación de las personas en su condición de trabajador externo o subcontratado, debate que se materializó en la Ley que regula en régimen de subcontratación y puesta a disposición de trabajadores. (Ley de subcontratación 20.123, publicada en enero de 2007).

Hasta los años ochenta, los clientes de estas compañías acudían a las propias oficinas de la empresa o en los bancos para realizar el pago de estos servicios. A partir del año 1991 nacen en Latinoamérica empresas dedicadas exclusivamente a la recaudación de cuentas de terceros, ofreciendo beneficios de descentralización y de mayor cobertura para el pago de cuentas de los clientes. La cobertura que tiene esta modalidad es de gran utilidad para las empresas, además que se adapta a los tiempos en que el dinero en efectivo se comienza a sustituir por las tarjetas de débito y crédito, lo que brinda al cliente una facilidad para pagar sus cuentas y seguridad en sus transacciones.

Aparecen así en Chile empresas como Servipag, Sencillito, entre otras, con el fin de ofrecer un factor cobertura geográfica amplio para recaudación de pagos, sin que las empresas principales deban incurrir en inversiones que afecten los costos por instalación de nuevas sucursales. Diversas fueron estas empresas recaudadoras externas, las que daban cobertura total en Centros de Recaudación y Pagos, Cajas en Centros Comerciales, Cajas en supermercados, Cajas de terceros (farmacias, locales de apuestas, entre otros)

En los años 2000, además de ofrecer amplias redes de atención presenciales, el avance y penetración de Internet, hace necesario la incorporación de transacciones electrónicas, con una clara tendencia al desarrollo y amplitud de canales que permitan cercanía con el cliente. La tecnología ha jugado un papel importante tanto en la evolución de los modelos de negocio, en la emergencia de nuevos medios de pago, y en las facilidades a los usuarios. Hoy en día la velocidad y oportunidad de la información y la escasez de tiempo requieren de modelos de recaudación que den mayor flexibilidad y rapidez. (www.cms.com)

3.3. LA COBRANZA

La primera obligación del deudor es cancelar en forma completa y oportuna sus consumos. De igual forma, tiene derecho a que el cobro de esa obligación se haga con pleno respeto a la ley. Dicho esto, la cobranza es el trámite que realiza el acreedor a fin de perseguir el cumplimiento de la obligación cuando el deudor se ha retardado en el pago de deudas contraídas por los clientes antes de iniciar el cobro judicial de las mismas.

Asimismo, el éxito de una gestión de cobranza depende del empleo adecuado de los recursos de negociación. En el caso de las empresas de suministro eléctrico, poseen una herramienta que muchas veces resulta eficaz para la recuperación de los dineros, esta herramienta es el corte o suspensión del suministro.

3.3.1. El corte o suspensión de suministro

De acuerdo a la ley general de servicios eléctricos y su reglamento, al concesionario que suministra energía eléctrica a un cliente le asiste el derecho de suspenderle el suministro después de transcurridos cuarenta y cinco días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga. No obstante, si luego de vencido este plazo el concesionario no suspendiere el servicio por esta causal antes de la emisión de la siguiente boleta o factura, las obligaciones por consumos derivadas del servicio para con la empresa suministradora que se generen desde la fecha de emisión de esta última boleta o factura, no quedarán radicadas en el inmueble o instalación, salvo que para ello contare con la autorización escrita del propietario. Esta autorización no podrá ser otorgada antes de verificada la condición que habilita la suspensión del suministro y deberá acompañarse de

un certificado de dominio vigente que acredite haber sido otorgada por el propietario del inmueble o instalación. No obstante haberse otorgado la autorización referida, si con posterioridad a ella se configura la causal que autoriza a suspender el suministro y el concesionario no ejerciere tal derecho en los plazos y forma definidos, las obligaciones derivadas del servicio eléctrico que se generen desde la fecha de emisión de la siguiente boleta o factura, dejarán de radicarse en el inmueble o instalación, salvo que el propietario de éstos otorgue nueva autorización en la forma establecida. La misma norma se aplicará cada vez que se cumpla la condición que habilita al concesionario para suspender el suministro por no pago. (Art. 147 DS N°327).

En todo caso, si el cliente efectúa el pago se deberá restablecer la prestación del servicio público dentro de las 24 horas siguientes de haberse efectuado el pago y deberá llevar un registro diario de los usuarios a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago. (Art. 152 DS N°327)

Si se ha pactado un convenio de pago entre recurrente y recurrida para cancelar deudas por consumo eléctrico impago y en tal convenio se ha acordado que el no pago de cualquiera de las cuotas estipuladas dará derecho a la recurrida para suspender el suministro, habiéndose producido dicho incumplimiento, no existe acto ilegal y arbitrario en proceder al corte de servicio eléctrico.

Con todo, las empresas distribuidora no podrá suspender el suministro de energía a los hospitales y cárceles, sin perjuicio de la acción ejecutiva que podrá ejercer invocando como título una declaración jurada ante notario, en la cual se indique que existen tres o más mensualidades insolutas.

En nada altera la situación la existencia de decretos alcaldicios que ordenen el pago de deudas por consumo eléctrico si en el hecho esos pagos nunca se han concretado, manteniéndose impagas las cuentas correspondientes.

(www.vlex.cl/tags/corte-apelaciones-iquique-853191)

Luego del agotamiento de esta herramienta de cobranza las empresas de este rubro pueden iniciar su cobranza extrajudicial y judicialmente. No obstante, la cobranza extrajudicial se puede realizar al día uno de morosidad.

3.3.2. Cobranza Extrajudicial

La cobranza extrajudicial se puede definir como el “Conjunto de actividades que se realizan previamente al ejercicio de procedimientos jurídicos para la cobranza de los servicios o ventas realizadas”, con el objetivo de recuperar las cuentas por cobrar con morosidad y sirven de base para el agotamiento de las instancias de cobranza antes de la provisión.

En Chile la cobranza extrajudicial está normada por la ley N° 19.659 publicada en el Diario Oficial con fecha 27 de Diciembre de 1999 introdujo en la Ley N° 19.496 sobre Protección de los Derechos de los Consumidores, importantes regulaciones, especialmente en materia de cobranza extrajudicial.

Algunas de las actividades que se realizan para la cobranza extrajudicial, son las siguientes, y siempre y cuando se rijan bajo los parámetros de la Ley 19.996:

- a) Información de la deuda morosa vía carta, por correo electrónico o presencial
- b) Llamados telefónicos (Telecobranza)
- c) Corte de suministro

En Chile es común que las grandes empresas en general, traspasen esta gestión de cobranzas a empresas externas, que se dedican exclusivamente a esta tarea de agotar los medios de cobros, antes de decidir pasar a la instancia de cobranza judicial, pero en el rubro del servicio de distribución de energía eléctrica se necesita coordinación adicional ya que las deudas sujetas a corte o a cobranza varían rápidamente y un corte de suministro o un aviso de corte mal informado puede traducirse en multas a la empresa concesionaria.

ÁREA DE RECAUDACIÓN

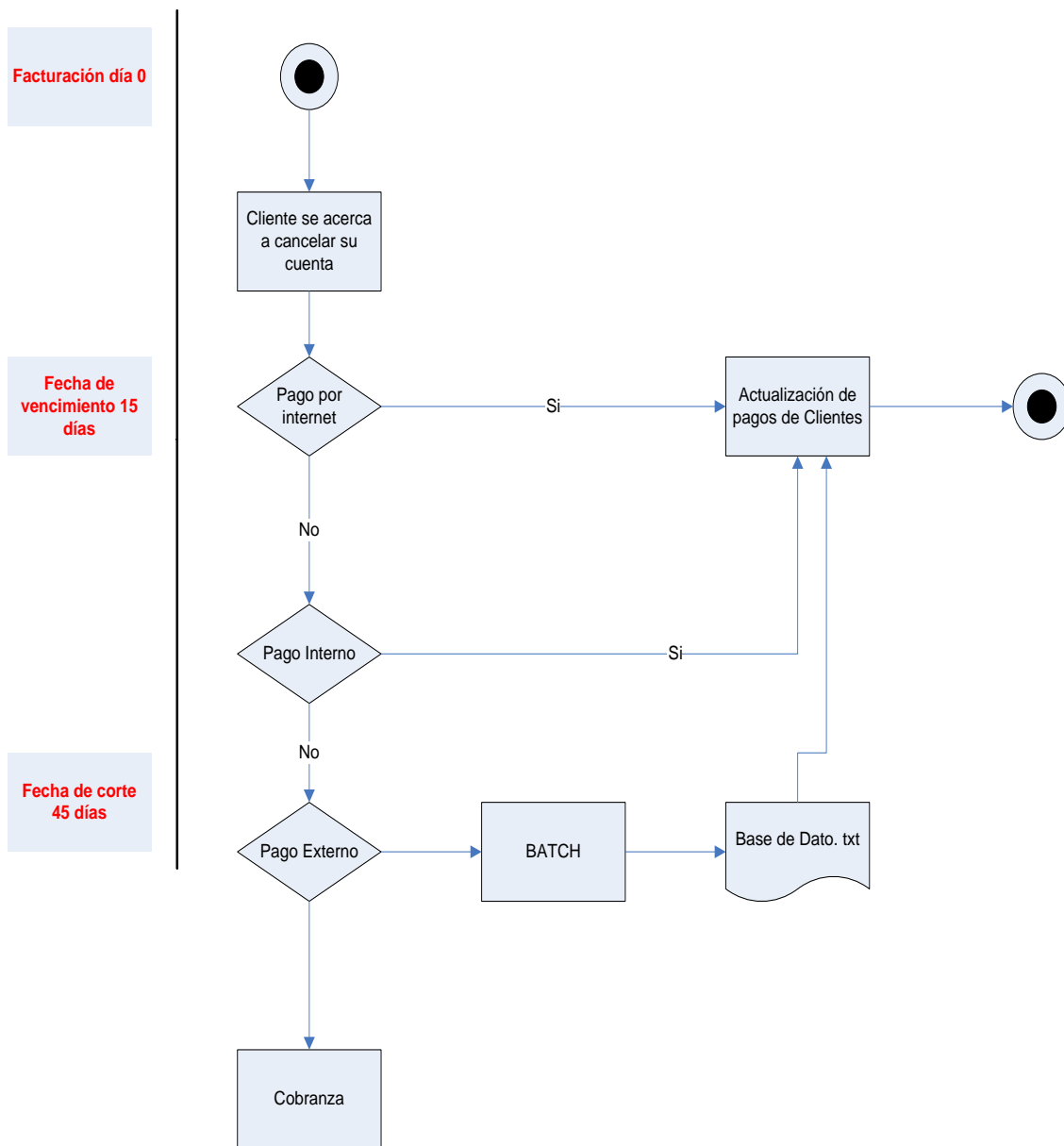


Figura 3: Diagrama de flujo del Área de Recaudación de una Empresa de Distribuidora De Energía Eléctrica. (Rojas Alvarez, 2010)

ÁREA DE COBRANZA

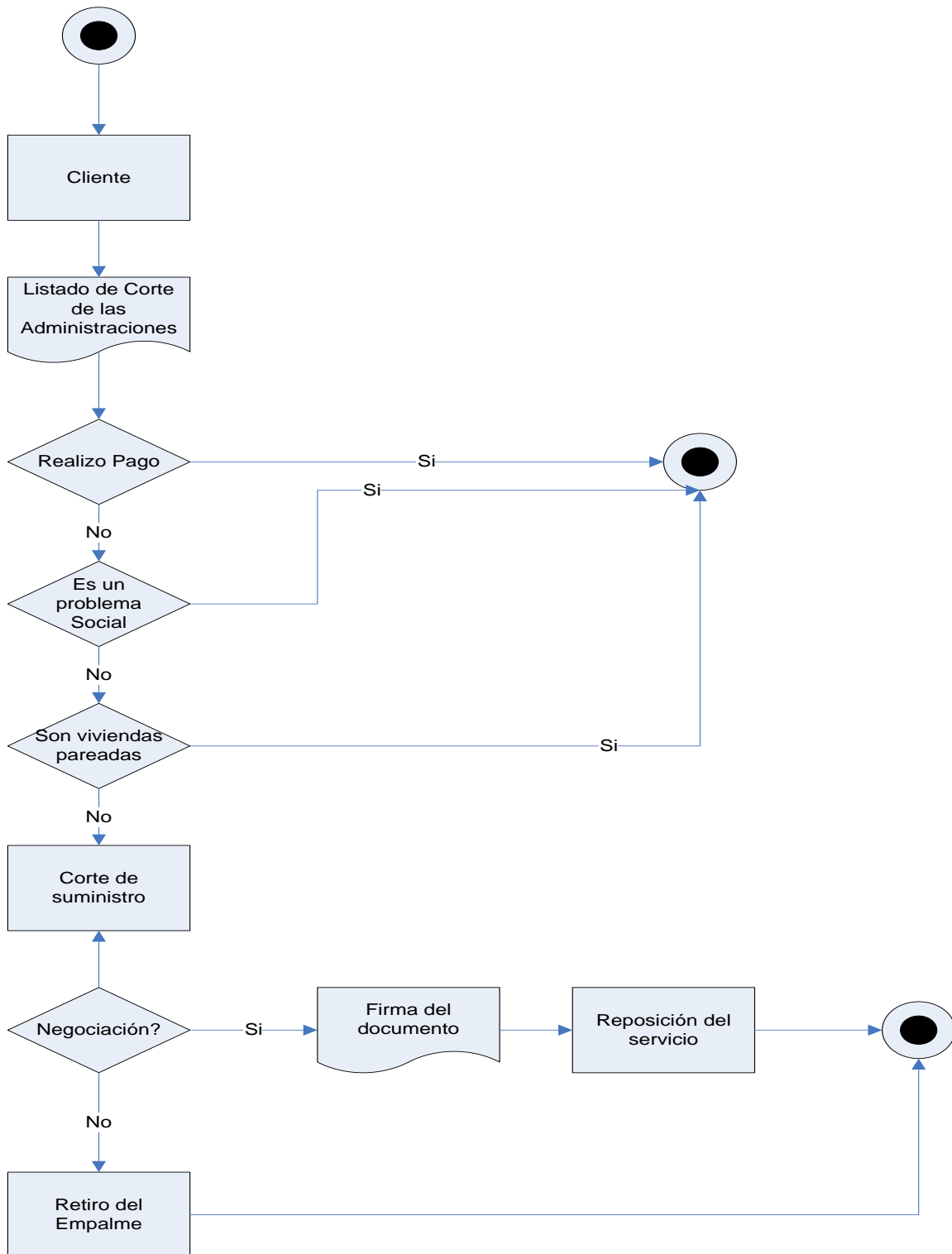


Figura 4: Diagrama de flujo del Área de Cobranza de una Empresa de Distribuidora De Energía Eléctrica. (Rojas Alvarez, 2010)

4. CUENTAS POR COBRAR, ESTIMACIONES DE INCOBRABILIDAD Y DETERIORO

4.1. CUENTAS POR COBRAR O CLIENTES

Las cuentas por cobrar son derechos legítimamente adquiridos por la empresa que - llegado el momento de ejecutar o ejercer ese derecho - recibirá a cambio efectivo o cualquier otra clase de servicios.

En definitiva, las cuentas por cobrar representan un derecho que posee la empresa que se origina mediante la venta a crédito de un bien o la prestación de servicio. Se denomina genéricamente cuenta por cobrar al derecho a exigir de un tercero un pago, o la entrega de bienes y servicios, por un cierto monto, a una fecha futura. La cuenta por cobrar tiene su origen en la venta de bienes o prestación de servicios a crédito, o en la cesión de un bien del activo a un tercero bajo compromiso de pago a futuro.

Los componentes de las cuentas por cobrar son:

- Deudores por ventas.
- Cuentas por cobrar a empleados.
- Cuentas por cobrar a partes relacionadas.
- Documentos por cobrar.

Cuando las empresas venden mercaderías o servicios, lo hace con la premisa que el cliente pagará en los términos de ventas acordados. Esta confianza en el pago de los clientes es la base para mostrar las cuentas por cobrar como Activos en los Balances y para incluir las ventas a crédito como Ingresos en el Estado de Resultados.

En la venta de servicios es común que todas las ventas se hagan al crédito, puesto que en su mayoría se facturará de acuerdo a lo real consumido por el cliente. El negocio de entrega de suministro eléctrico no es la excepción, el cual es facturado y contabilizado como cuentas por cobrar unos días después de la lectura de medidor de cada cliente.

4.2. CLIENTES INCOBRABLES

Una empresa que vende sus bienes o servicios a crédito inevitablemente encontrará que algunas de sus cuentas por cobrar son irrecuperables. Una cuenta incobrable es aquella cuenta respecto de la cual se establece fundadamente que su valor no se recuperará una vez ejercidos todos los derechos para su cobro.

En consecuencia, detectada la incobrabilidad de una cuenta, en forma cierta o sobre la base de una presunción fundada, debe efectuarse el reconocimiento contable del menor valor del activo y del gasto por la pérdida correspondiente.

La incobrabilidad de una cuenta por cobrar se reconoce contablemente vía:

- a) Provisiones cuentas incobrables: valor que se estima fundadamente que no se recuperará, y que se reconoce como ajuste al cierre de los estados contables.
- b) Castigo de una cuenta incobrable: valor en que se disminuye la cartera cuentas por cobrar al tomarse conocimiento del hecho cierto de su irrecuperabilidad.

La provisión implica un registro en una “partida complementaria de activo”. El castigo se realiza dando de baja la partida de activo afectada y, si existen provisiones constituidas, disminuyendo su saldo en el valor respectivo.

4.3. DETERIORO:

Se reconoce una provisión por deterioro tan pronto existe riesgo que el valor inicial de un activo pueda no recuperarse. Una prueba de deterioro se realiza para todos los activos excepto para los activos a ‘valor justo a través del resultado’ para el cual el riesgo se considera en el valor justo y está reconocido en resultado.

El deterioro de préstamos y cuentas por cobrar es inicialmente estimado para cuentas por cobrar individuales y posteriormente con respecto a toda la cartera (provisión grupal). El deterioro individual se calcula tan pronto existe evidencia objetiva que el deudor puede no ser capaz de pagar la deuda total dentro del período establecido contractualmente

(deteriorado). El monto de la provisión es determinado como la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo futuros descontados a la tasa de interés efectiva del préstamo o cuenta por cobrar y el valor libro del préstamo o cuenta por cobrar.

De acuerdo con IFRS, una deuda de dudosa recuperabilidad se descuenta directamente, permitiendo el reconocimiento de intereses a la tasa de interés efectiva inicial del saldo por cobrar. Si se re-evalúa el riesgo en una fecha posterior en el tiempo, se descuenta una vez más el saldo por cobrar. Cualquier deterioro en un préstamo o cuenta por cobrar dará lugar al reconocimiento de una pérdida que será el monto de la diferencia entre los nuevos flujos de efectivo esperados descontados usando la tasa de interés efectiva original del préstamo o cuenta por cobrar y el valor libro neto del préstamo o cuenta por cobrar.

De acuerdo con IAS 39, los préstamos y cuentas por cobrar considerados no deteriorados se combinan en carteras homogéneas para determinar si cualquier riesgo de incobrabilidad (con respecto al préstamo o cuenta por cobrar total) ha surgido desde que los préstamos o cuentas por cobrar fueron creados. De ser así, la cartera homogénea está sujeta a deterioro, que se calcula como la diferencia entre los flujos de efectivo esperados de la cartera, descontados a la tasa de interés efectiva promedio de las cuentas por cobrar y sus valores libro netos.

Este tipo de deterioro se aplicará, por ejemplo, a las provisiones por tipo de producto (ej. Consumos) o riesgos de país de un banco. Los activos disponibles para la venta se miden a valor justo con cambios en el valor justo incluidos directamente en patrimonio. Sin embargo, los cambios en los valores libro se reciclan en el resultado al momento de venderlos o en caso de deterioro permanente. Esta categoría normalmente incluye todos los intereses patrimoniales no consolidados. Los criterios para determinar el deterioro permanente son desarrollados por la entidad. Por ejemplo, una entidad puede decidir que cualquier acción cuyo precio caiga por más del 30% de su costo de adquisición se considera que tiene deterioro permanente.

Cabe destacar que el deterioro permanente de un instrumento de patrimonio (derecho o acción en sociedades) es final. Si el precio del instrumento se eleva nuevamente, la diferencia debe reconocerse en el patrimonio. En cambio, para un instrumento de deuda,

en algunos casos la recuperación de deterioro puede ser reconocida en el estado de resultados.

5. ANÁLISIS DE ESTADOS FINANCIEROS

5.1. ASPECTOS GENERALES

El análisis financiero como metodología de examen e interpretación de los Estados Financieros, es una herramienta eficaz tanto para el proceso de adopción de decisiones, como para las instancias de control hacia el interior de las organizaciones. Como definición *“el análisis financiero consiste en un conjunto de técnicas o algoritmos (modelos matemáticos) que, aplicados sobre los estados financieros, permiten la interpretación de los mismos para definir la posición financiera de la empresa.”* (Jimenez Bermejo, 1999)

Por algoritmo se puede entender una técnica cuantitativa que, a partir de un grupo de datos, entrega información jerarquizada sobre ellos.

Los estados financieros sujetos del análisis financiero son:

1. Estado de situación patrimonial (también denominado Balance de Situación)
2. Estado de Resultados (también denominado Estado de Pérdidas y Ganancias)
3. Estado de evolución de Patrimonio Neto (también denominado Estado de Cambios en el Patrimonio Neto)
4. Estado de flujo de efectivo (también denominado Estado de Origen y Aplicación de Fondos)

Los Estados Financieros se definen como el conjunto de informes generados por un sistema contable que tienen como finalidad informar y orientar a los usuarios sobre el desempeño, la posición financiera, la circulación del efectivo, la inversión, etc. Ocurridos en la Empresa entre períodos determinados. Los Estados Financieros reflejan las consecuencias o resultados financieros de las decisiones tomadas por accionistas y administradores de la empresa. Son un medio de comunicar información ya que no

persiguen el tratar de convencer al lector de un cierto punto de vista o de la validez de una posición, dado los intereses tan diversos que puedan tener los usuarios de esa información. (Internos y externos).

5.2. TIPOS DE ANÁLISIS FINANCIERO

La información de los estados financieros puede ser agrupada en clasificaciones e integrada en una serie de índices o razones que nos permiten comparar su comportamiento a través del tiempo dentro de la empresa que tenemos bajo estudio. A este procedimiento se le conoce como Análisis Dinámico, para diferenciarlo de aquel otro referido a una base aislada, llamado por esta razón Análisis Estático. (Torres Salazar, 2009)

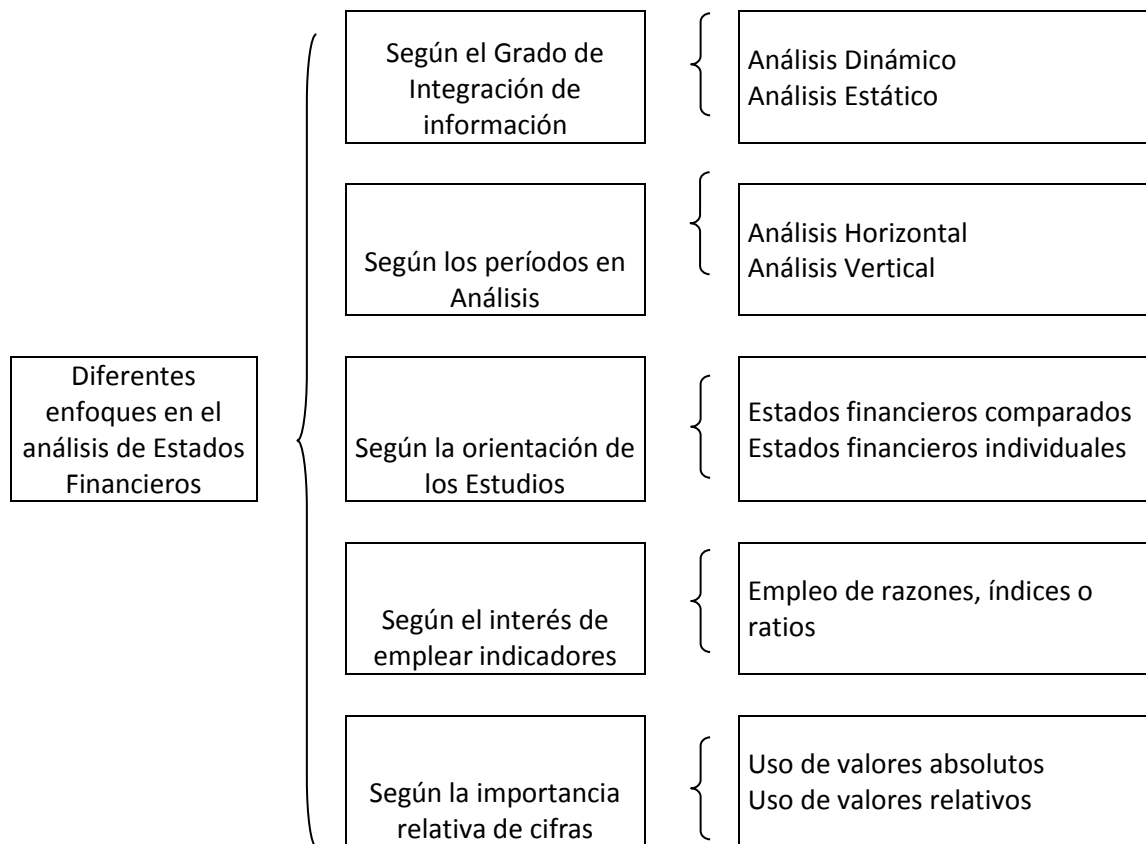
También se puede clasificar como Análisis Horizontal y Vertical, en el primero se caracteriza por relacionar estados financieros o partidas de estos, correspondientes a varios periodos; está dentro de los análisis de tendencia y se emplea en el estudio de proyecciones; en tanto que el segundo se refiere al estudio particular de un ejercicio en el que se privilegia el análisis y comportamiento de las diversas partidas relacionándolas con otras del mismo informe o ejercicio. (Torres Salazar, 2009)

También se habla de análisis de estados financieros comparados y estados financieros individuales, con fines similares a los descritos para el análisis horizontal y análisis vertical. (Torres Salazar, 2009)

Otra modalidad de análisis está en el empleo de índices, razones o ratios que haya de establecer para un ejercicio. Se pueden comparar con los de empresas competidoras con los del sector industrial al que se pertenece, con estimaciones o presupuestos como parte de estudio de logro de objetivo, con los de ejercicios pasados, mas aun pueden emplearse en la proyección de negocios y hasta en la preparación de estados financieros proyectados. (Torres Salazar, 2009)

También están los análisis sobre la base de valores absolutos y de valores relativos, en los que se trabaja con las mismas cifras presentadas en los estados financieros y sus expresiones porcentuales respectivamente.

Diagrama Enfoques de los tipos de Análisis Financieros



Fuente: (Torres Salazar, 2009)

5.3. ASPECTOS PREVIOS A CONSIDERAR

En la aplicación de herramientas de análisis financiero tradicional, es necesario tener en consideración una serie de aspectos relevantes para dar validez al análisis, pues de lo contrario se corre el riesgo de llegar a conclusiones equivocadas en las interpretaciones de los Estados Financieros. Los aspectos a considerar son los siguientes:

- a) Comparatividad: El análisis debe ser aplicado en forma comparativa, ya sea a través del tiempo o con respecto a datos del sector económico en el que se ubica la empresa. Los resultados obtenidos son siempre relativos, es decir no tienen un significado en sí mismos, sino que solamente en la medida que se comparen con otros. Es la evolución del dato lo que indica una posición negativa o positiva.

- b) Carencia de estándares: En general en el análisis no existe estándares establecidos a priori, no hay índices buenos o malos, no existen reglas de asociación entre uso y fuentes, ni hay estructuras mejores o peores, el resultado dependerá de la función de objetivos empresariales propias del sector y la economía.
- c) Período de los estados financieros:
La necesidad que el análisis se haga en forma comparativa exige tener cuidado en los periodos que abarcan los estados financieros.
- d) Conocimiento del Sector:
La interpretación de los resultados obtenidos al aplicar las herramientas de análisis financiero, requiere siempre por parte del analista de un adecuado conocimiento del sector económico en el cual la empresa se encuentra inserta, para no incurrir en errores motivados por el desconocimiento de prácticas empresariales específicas. Por ejemplo: Niveles elevados de incobrables, ventas anticipadas, etc.

(Jimenez Bermejo, 1999)

5.4. ÍNDICES FINANCIEROS:

Los índices financieros se presentan agrupados usualmente de acuerdo a las siguientes categorías:

5.4.1. Índices de Liquidez

Estos procuran entregar una visión acerca de la capacidad de la empresa para responder a los requerimientos derivados de sus obligaciones de corto y largo plazo. La información para construir estos índices se obtiene de las cuentas del Balance General. Los más conocidos son:

1. Razón corriente
2. Razón Acida
3. Plazo Promedio de cuentas por Cobrar

4. Índices de Rotación de cuentas por Cobrar
5. Antigüedad de Cuentas por Cobrar
6. Plazo Promedio de Cuentas por pagar
7. Rotación de Cuentas por pagar
8. Rotación de Inventarios
9. Intervalo de Posición Defensiva

5.4.2. Índices de Endeudamiento o Apalancamiento:

Reflejan las vías elegidas por la empresa para financiar sus operaciones, especialmente en el caso de las inversiones. Entre estos índices tenemos:

1. Razón de endeudamiento
2. Razón Deuda Capital
3. Índice de deuda de Largo Plazo a Capital Total

5.4.3. Índices de Rentabilidad:

Apuntan a evaluar la rentabilidad que la empresa obtiene por medio de sus ventas, como también la proveniente de las inversiones que efectúe. La siguiente información es la que se necesita para estos índices proviene del Balance y Estados de Resultados:

1. Rentabilidad en Relación a las ventas

- a) Margen de de utilidad Bruta
- b) Margen de Utilidad Neta

2. Rentabilidad en Relación con las Inversiones

- a) Tasa de rentabilidad de las acciones comunes
- b) Índice de retorne sobre activos
- c) Rentabilidad de las utilidades netas de operación
- d) Índice de Rotación de Activos
- e) Capacidad para Generar Utilidades

5.4.4. Índices de Cobertura

A través de estos índices se evalúa la capacidad empresarial para cumplir con sus compromisos por concepto de interés y recargo financiero derivados de sus obligaciones con terceros.

- a) Veces que se ha ganado los intereses
- b) Razón de Cobertura de Cargos Fijos
- c) Razón de Cobertura Total

Para efectos del presente estudio realizaremos los siguientes índices que nos servirán para analizar la incobrabilidad de la empresa en estudio.

- 1. Plazo Promedio de cuentas por Cobrar
- 2. Índices de Rotación de cuentas por Cobrar
- 3. Antigüedad de Cuentas por Cobrar

5.5. CONSIDERACIONES DEL AUDITOR EN EL ANÁLISIS DE LAS CUENTAS POR COBRAR.

Cuando hablamos de las pruebas de auditoría para cuentas incobrables, la existencia de débitos registrados es el objetivo de auditoría relacionado con operaciones más importantes que el auditor debe tener en mente en la verificación de la eliminación de cuentas incobrables individuales.

Una preocupación importante en la prueba de cuentas descargadas como incobrables es la posibilidad que un cliente cubra un desfaldo descargando cuentas por cobrar que ya hayan sido cobradas. El control principal para evitar este tipo de errores es la apreciación adecuada de la descarga de cuentas incobrables por un nivel designado de la administración solo después que se haya hecho una investigación profunda de la razón por la que no ha pagado el cliente. Para una muestra de cuentas descargadas, también es necesario que el auditor examine regularmente la correspondencia de los archivos del cliente estableciendo su incobrabilidad.

Además, existen muchos controles internos directamente relacionados con los saldos en cuenta que no han sido identificados o probados como parte de las pruebas de controles o pruebas sustantivas de operaciones.

Para el ciclo de ventas y cobranza, es muy probable que estos afecten los tres objetivos de auditoría relacionados con saldos: valor de venta, derechos y obligaciones y presentación y manifestación. El valor de venta es un objetivo de auditoría importante relacionado con saldos para cuentas por cobrar porque a menudo la cobrabilidad de las cuentas es una partida importante de los estados financieros y ha sido un problema en varios casos de responsabilidad de los contadores. Por lo tanto, es común que el riesgo inherente sea alto para el objetivo de valor de venta.

Varios controles son comunes para el objetivo de valor de venta. Uno de ellos aplicables a la investigación es la preparación de una balanza de comprobación de cuentas por cobrar vencidas periódicas para analizar y dar seguimiento por parte del personal directivo adecuado. Otro control es una política de castigo de cuentas incobrables cuando ya no es probable que sean cobradas.

Desde el punto de vista de la Auditoría la cuentas por cobrar es un aspecto importante a considerar cuando se trata de auditar el ciclo de ventas y cobranza, pues según Arens, el traslape de cuentas por cobrar, es un tipo común de desfaldo, es la posposición de partidas para la cobranza de cuentas a fin de ocultar una escasez de efectivo existente. El desfaldo lo realiza una persona que maneja las entradas de caja y después las captura en el sistema de registros. Esa persona difiere el registro de las entradas de caja de un cliente y cubre los faltantes con entradas de otro. Estas a su vez se cubren con las entradas de un tercer cliente unos días después. El empleado debe seguir cubriendo los faltantes mediante un traslape repetido, reemplazar el dinero robado o encontrar otra forma de ocultar el faltante. Este desfaldo es fácil de prevenir mediante la separación de responsabilidades. Puede detectarse comparando el nombre, la cantidad y fechas mostradas en los avisos de remesa con las entradas del diario de entradas de caja y las fichas de depósito relacionadas. Dado que este procedimiento es relativamente tardado, por lo general se realiza cuando existe la inquietud de un desfaldo debido a una debilidad de la estructura de control interno. (Auditoria Un Enfoque Integral, Sexta Edición)

5.5.1. Los riesgos de Auditoría en las cuentas por cobrar

- ✓ Sobrevaloración.
- ✓ Cobrabilidad.
- ✓ Volúmenes Altos de transacciones (Empresas de servicios Agua - Electricidad)
- ✓ Cuentas por cobrar en Factoring o garantías.
- ✓ Provisiones de Ingresos.
- ✓ Criterios de reconocimiento de ingresos poco comunes. (Empresas de transporte naviero)

5.5.2. Problemas eventuales de auditoría

- ✓ Saldos antiguos de cuentas por cobrar.
- ✓ Saldos acreedores de cuentas por cobrar.
- ✓ Montos importantes de efectivo no abonados.
- ✓ Partidas en conciliación no explicadas.
- ✓ Varios meses sin efectuar conciliaciones entre auxiliar y detalle contable.
- ✓ Falta de control sobre la secuencias numéricas en las factura de ventas.
- ✓ Falta de identificación (procedimiento formal) de las partes relacionadas.

5.5.3. Los principales objetivos de auditoría asociados al rubro de cuentas por cobrar son:

- ✓ Derechos (Propiedad).
- ✓ Asignación / Valuación.
- ✓ Corte.
- ✓ Totalidad.
- ✓ Exactitud

Las cuentas por cobrar son auténticas (válidas) y probablemente cobrables. Los juicios (criterios) en que se basan las valuaciones, bonificaciones y los ingresos diferidos son racionales y adecuados. (Defliese-Jaenicke - Sullivan -Gnospelius, 2001)

5.5.4. Pruebas Sustantivas a las cuentas por cobrar

Las pruebas sustantivas que se aplicaran a las cuentas por cobrar son las siguientes:

- ✓ **Examinar el listado detallado de las cuentas por cobrar:**
 - Preparar (conseguir) resumen comparativo y detallado
 - Comprobar la exactitud matemática de la lista detallada.
 - Revisar la totalidad

- ✓ **Determinar la existencia del saldo de la cuenta:**
 - Confirmar los saldos de las cuentas
 - Investigar las discrepancias de confirmación
 - Examinar las cuentas con confirmaciones sin contestación.
 - Efectuar procedimientos alternativos. (Cobro posterior)

- ✓ **Establecer el corte adecuado:**
 - Examinar las notas de crédito cercanas al cierre del ejercicio.
 - Revisar las notas de crédito emitidas con posterioridad al cierre del ejercicio.
 - Revisar las tendencias de las ventas cercanas al cierre del ejercicio.
 - Indagar los últimos comprobantes de ingresos, las últimas facturas de ventas ingresadas. Etc.

- ✓ **Examinar la cobrabilidad (suficiencia de la estimación de incobrables)**
 - Determinar si el método aplicado es el apropiado.
 - Solicitar un listado de antigüedad de las cuentas por cobrar
 - Comprobar la cobrabilidad de las cuentas.(indagar información financiera)
 - Evaluar la suficiencia de la estimación.
 - Analizar la razonabilidad del gasto por deudas incobrables. (más de un año 100% - seis meses 50%)

- Analizar la clasificación de la estimación en el Estados de Resultados

III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Chile, las distribuidoras de energía eléctrica se rigen por un régimen de concesión de servicio público, manejándose en una serie de obligaciones en la entrega del servicio y en tarifas reguladas, normas que se deben siempre considerar en el manejo de la operación y funcionalidad de estas empresas.

Es común interpretar que la entrega de servicios básicos de energía eléctrica, tiende a mantener bajos índices de incobrabilidad por la naturaleza del servicio que se entrega, considerando entre otras cosas, que se posee la herramienta de cobranza el corte del suministro, procedimiento en que los usuarios se ven obligados a cancelar su deuda para mantener tan importante recurso para el normal funcionamiento de la vida cotidiana, comercial e industrial, pero siempre existen variables que impiden el recupero de los dineros.

Sin perjuicio de lo anterior, la incobrabilidad en las empresas es un aspecto importante a considerar, ya que el resultado es un reconocimiento de una pérdida en los estados financieros, afectando directamente en los índices de liquidez económica. De aquí la relevancia en la gestión previa al reconocimiento del deterioro de las cuentas por cobrar, tarea que es fundamental para mantener los índices en porcentajes adecuados, de tal manera que se representen las estimaciones y pérdidas por este concepto, ajustadas a normativa contable y situación real de la empresa.

De este modo, el planteamiento y desarrollo de esta tesis de investigación se fundamenta en las interrogantes que alinean todos los sentidos de nuestras premisas. Estas interrogantes son:

1. ¿Cómo varían los índices de incobrabilidad en la empresa en estudio y cuál es su representación de los últimos tres ejercicios contables (2009-2010-2011)?
2. ¿Cuál es la confiabilidad de la base de datos de los deudores incobrables y por lo tanto su estimación de incobrabilidad?
3. ¿Cuáles son los puntos críticos en el proceso de ventas en que se generan deudores incobrables y cuáles deberían ser las herramientas de control?

La presente tesis realizará un análisis de la incobrabilidad de deudores de una empresa distribuidora de energía eléctrica de la V Región durante el periodo 2009-2011 y propuesta actividades de la gestión de cobranza.

IV. OBJETIVOS

PRIMER OBJETIVO GENERAL

Analizar la variación de la incobrabilidad en los estados financieros de los últimos tres ejercicios contables 2009-2011, considerando los tipos de clientes y servicio contratado.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS EN RELACIÓN AL PRIMER OBJETIVO GENERAL:

- a)** Relacionar el importe de incobrabilidad para los periodos 2009-2011 y su posterior castigo.

- b)** Elaborar cuadro relativo al nivel de Incobrabilidad de clientes en los ejercicios 2009-2011, en función al tiempo de vencimiento.

- c)** Establecer cuadro relativo de incobrabilidad en función a los ingresos por venta y el nivel detectado de clientes por cobrar al cierre de cada ejercicio.

SEGUNDO OBJETIVO GENERAL

Señalar los puntos críticos generadores de clientes incobrables, enfocados al ciclo de ventas en la empresa de estudio que podrían estar afectando a la tasa de incobrabilidad, caracterizando el proceso de facturación, recaudación y cobranza.

V. METODOLOGÍA

La presente investigación el estudio es de carácter cualitativo con alcance descriptivo - explicativo y se desarrollará en las siguientes etapas:

Etapa 1: Recopilación de información:

La recopilación de los antecedentes se obtuvo desde reuniones, entrevistas personales y vía correo electrónico, normativa legal eléctrica y contable, estados financieros y memorias, considerando en general lo siguiente:

- 1) Recopilación de información acerca de la incobrabilidad de deudores
- 2) Revisar publicaciones sobre el tema en estudio, en tesis, artículos en la web, normativa contable, memorias.

Etapa 2: Sistematización de antecedentes

El ordenamiento y secuencia de la información se realizó abarcando cinco etapas en la investigación, separada en los siguientes números:

- 3) Conocimiento del mercado eléctrico, marco regulatorio.
- 4) Contrato de suministro
- 5) Cuentas por cobrar, estimación de incobrabilidad y deterioro de incobrables
- 6) El ciclo de ventas en el negocio de distribución de energía eléctrica.
- 7) Análisis de Estados Financieros

La determinación del sujeto de estudio de la investigación fue por comodidad en cuanto esta empresa tiene variaciones importantes en sus estados financieros, dignas de ser evaluadas.

Etapa 3: Aplicación de la técnica de recogida de datos

- 1) La información se obtiene principalmente por mecanismos indagatorios, consistente en entrevistas personales con Jefes de departamentos y Gerentes

del área a estudiar. Además, de revisión de índices de medición y datos financieros de la empresa en estudio.

Etapas 4: Análisis y discusión de la información recopilada

- 1) Se analizará los resultados de la indagación de entrevistas e informes comerciales de la empresa en estudio.
- 2) Establecer cuadro relativo de incobrabilidad en función a los ingresos por venta y el nivel detectado de clientes al cierre del ejercicio.
- 3) Elaborar un cuadro de importancia de las actividades determinadas como puntos críticos y su influencia en el cálculo de la provisión de incobrabilidad.
- 4) Redacción del informe final de acuerdo a las normas establecidas por la escuela de Auditoría de la Universidad de Valparaíso.

VI. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se aplicará un procedimiento de carácter cualitativo con alcance descriptivo - explicativo, basado en el conocimiento del negocio, entrevistas y análisis de estados financieros.

1. SUJETO A INVESTIGAR

1.1. RESEÑA HISTÓRICA

El sujeto a investigar es la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., empresa que tiene un antiguo origen en la Compañía de Refinería de Azúcar de Viña del Mar (CRAV) en el año 1873. La CRAV fue una empresa chilena dedicada a la importación y refinación de azúcar de caña. Fue fundada en 1873 en la comuna de Viña del Mar por Julio Bernstein y otros empresarios e Ingenieros alemanes de renombre tales como Enrique Tietz Milbradt. Transformada en sociedad anónima en 1887 y posteriormente absorbió la Refinería de Azúcar de Penco creada en 1889.

En 1913, producto de las necesidades impuestas por su desarrollo, decidió ampliar sus actividades al campo de la electricidad, para lo cual adquirió los activos de la Compañía “Viña del Mar Electric Company”, empresa concesionaria de la iluminación urbana, pública y residencial de la Ciudad Jardín. Continuando con su expansión, en 1928 CRAV comenzó a construir en su refinería una moderna central termoeléctrica que constaba de cuatro unidades, las que generarían corriente alterna para el funcionamiento de sus instalaciones y adicionalmente para distribuir energía eléctrica a toda la Ciudad de Viña del Mar.

En 1945 se fusiona la sección de electricidad con la Compañía Sudamericana de Servicios Públicos; que distribuía electricidad en la ciudades de Antofagasta, Curicó, Molina, San Javier, Linares y Punta Arenas, para formar la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE)

CONAFE fue creada el 6 de Septiembre de 1945, iniciando desde ese momento una interrumpida labor de servicio de distribución de energía eléctrica. Una década después, en 1955, CONAFE enajenó a Endesa el establecimiento en Punta Arenas y un año más tarde, en 1956, hizo lo mismo con la central y red de Antofagasta. Tras la quiebra de

CRAV en 1984, la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) adquirió el 95.61% de las acciones de CONAFE, que fueron licitadas por la Comisión Liquidadora de Convenio Judicial Preventivo de CRAV Alimento S.A.C.I. Actualmente, la participación accionaria de CGE en la propiedad de CONAFE alcanza un 99.57%.

En 1955 CONAFE enajena a Endesa el establecimiento de Punta Arenas y de Antofagasta. Siendo en 1991 cuando CONAFE adquiere un paquete minoritario de acciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes (EDEL MAG), alcanzando en 1995 el control de dicha compañía. Más tarde, en 1994 CONAFE adquiere el 19,93% de la Sociedad de Computación Binaria S.A., pasando a compartir la propiedad de ésta con CGE y GASCO.

En 1995 la compañía logra su expansión internacional y pasa a formar parte del consorcio Norelec S.A. con un 25% que se adjudicó la licitación del 51% de las acciones de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), que posee la concesión de la distribución eléctrica en la Provincia de Tucumán en la República Argentina. En 1998 CONAFE y Transformadores Tusan Ltda. deciden formar Enerplus S.A., empresa dedicada a construcción, mantención y reparación de instalaciones industriales. En 1999, CONAFE alcanza el 99,5% de la propiedad de Enerplus S.A.

Ya en el 2002 CONAFE suscribe contrato de compraventa con su matriz CGE, en virtud del cual adquirió de esta última el 99,39% del capital accionario de EMEC. Posteriormente en el 2003 CONAFE vende a CGE la totalidad de las acciones que poseía en BINARIA y ENERPLUS, y enajena a CGE Transmisión S.A. la totalidad de los activos de transmisión y transformación de energía eléctrica de las regiones de Valparaíso y Maule.

En el 2004 Se acuerda la fusión de CONAFE y EMEC. CONAFE queda concentrada en el giro de distribución de energía, atendiendo a las regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso, también en el 2005 Tras acordar la transferencia de las concesiones de CONAFE en la Región del Maule a CGE Distribución S.A., se realiza el traspaso de personal de CONAFE de las Administraciones de Curicó y Linares a CGED.

En el 2007 Se efectúa la compra del 51% de la propiedad accionaria de la Empresa del Limarí S.A. (ENELSA), prestadora de servicios en la zona de Ovalle, Región de

Coquimbo. Siendo en el 2008 CONAFE adquiere acciones de ENELSA, adjudicándose el 99,9% de participación en dicha empresa.

1.2. CONSTITUCIÓN DE LA EMPRESA

La Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. fue fundada en septiembre de 1945, estableciendo su domicilio legal en la ciudad de Valparaíso, según consta en la Escritura Pública otorgada por Don Rafael Luis Barahona Stahr, notario público de Valparaíso, suplente del titular, Don Francisco Subercaseaux del Rio, con fecha 6 de septiembre de 1945.

El extracto de la constitución de la Compañía fue publicado en el Diario Oficial N° 20.323 de fecha 06 de diciembre de 1945 en inscrito en el Registro de Comercio de Valparaíso con fecha de 07 de septiembre de ese mismo año, a fojas 956 vta. N° 662 y reinscrito en el Registro de Comercio de Viña del Mar con fecha 23 de agosto de 1989, a fojas 271 vta. N°260. Mediante escritura pública otorgada con fecha 15 de marzo de 1946, en la notaria de Valparaíso de Don Alfredo Marín Manubens, se declaró legalmente instalada la Compañía, conforme al Decreto Supremo N° 1303 del Ministerio de Hacienda de fecha 6 de marzo de 1946, el cual fue publicado en el Diario Oficial N° 20.410 de fecha 21 de marzo de 1946.

Los estatutos de la Sociedad han tenido diversas modificaciones, siendo la última la aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de enero de 2004, según consta en Escritura Pública de fecha 31 de enero de 2004, otorgada ante el Notario Público de Viña del Mar, Don Raúl Farren Paredes.

1.3. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

Razón Social: Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

Teléfono: 600 500 5050

Domicilio Legal: 13 Norte N° 810 - Viña del Mar

Fax: (32) - 2271593

RUT: 91.143.000-2

Dirección Electrónica: www.conafe.cl

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada

Correo Electrónico: serviciocliente@conafe.cl

Inscripción Registro de Valores: N° 0471

Casilla: 21-D Viña del Mar

1.4. GESTIÓN COMERCIAL

1.4.1. Mercado

CONAFE atiende a clientes de energía convencional regulados, de peajes y libres, a quienes se suman los clientes suministrados en base a sistemas fotovoltaicos. Adicionalmente, la empresa presta una importante gama de servicios asociados al suministro eléctrico tales como venta de empalmes, arriendo y suministro de equipos, mantenimiento y construcción de líneas, entre otros. Durante el Ejercicio, el margen generado por estos servicios aumentó un 69,5% respecto al año anterior, fundamentalmente debido a que el año 2010, durante el primer semestre y parte del segundo, se suspendieron en forma temporal diversos servicios, producto de la implementación de una nueva plataforma informática.

1.4.2. Evolución del Mercado

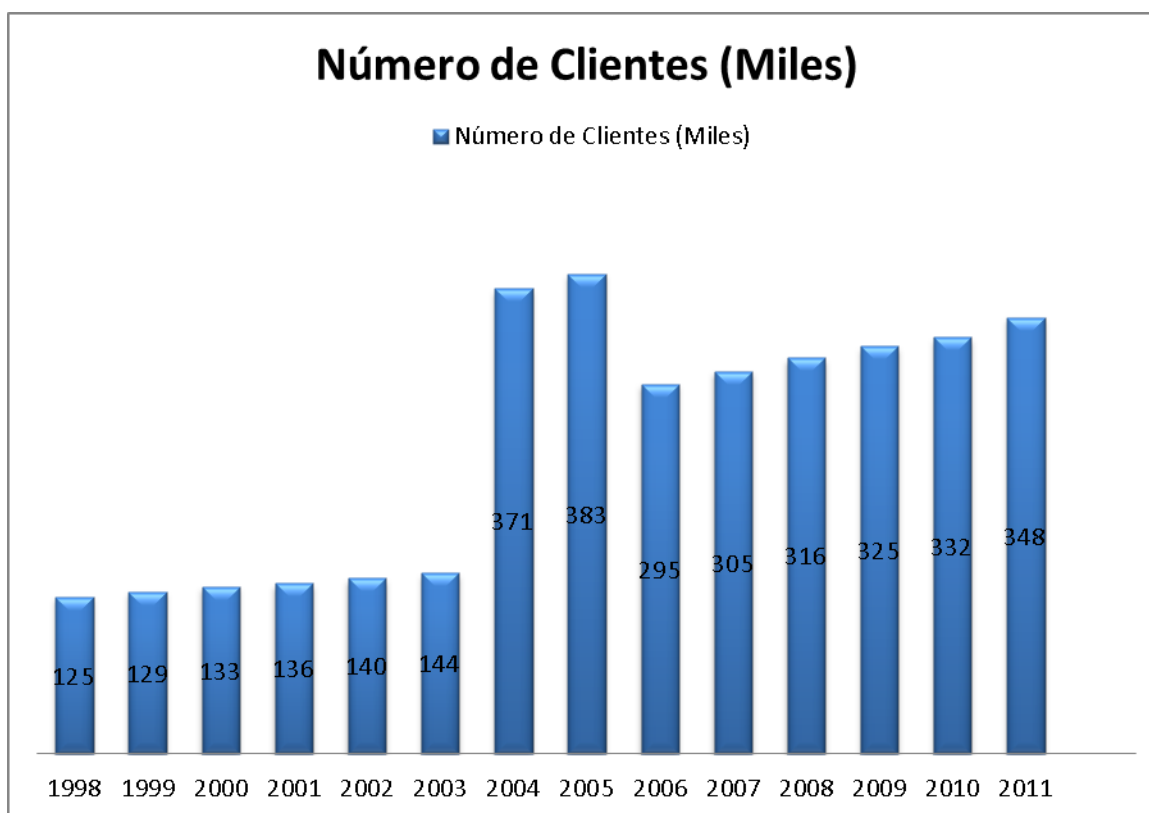
El mercado que atiende CONAFE ha presentado un incremento en el número de clientes y valores físicos de las ventas de energía. Las ventas físicas de energía durante el año 2011 alcanzaron a 1.422,9 GWh, lo que representa un aumento de 1,4% respecto del año anterior. De las ventas totales, el 61% corresponde a la Zonal IV compuesta por las Administraciones Elqui y Ovalle, y el 39% a la Zonal V compuesta por las Administraciones de Illapel, La Ligua y Viña del Mar

1.4.3. Clientes

Al 31 de diciembre de 2011, el número de clientes de CONAFE alcanzó 348.159, con un aumento de 4,8% con respecto a igual fecha del año anterior. De éstos, 204.682 se encuentran ubicados en las Administraciones correspondientes a la Gerencia Zonal IV (Elqui y Ovalle), y 143.477 en las Administraciones de la Gerencia Zonal V (Illapel, La

Ligua y Viña del Mar). Por su parte, el número de clientes atendidos a través de Soluciones de Energías Renovables (S.E.R.), alcanzó un número de 2.793 clientes, ubicados en 15 comunas de las provincias del Elqui, Limarí y Choapa de la Región de Coquimbo.

Gráfico N° 1.



Notas:

- El incremento extraordinario del año 2004 corresponde al efecto de la fusión de las empresas EMEC y CONAFE.
- La disminución registrada el año 2006 corresponde al efecto del traspaso de las Administraciones de la Región del Maule a CGE Distribución VII S.A.

Fuente: (CONAFE, 2009, 2010 y 2011)

1.4.4. Clientización

Bajo el marco de Clientización, el cual dio inicio en julio del año 2009, durante el año 2011 se instaló el sistema de Fila Electrónica en las oficinas de Vicuña, Salamanca y Los Vilos, lo cual ha permitido monitorear los tiempos de espera y atención en oficinas comerciales,

ara así tomar decisiones objetivas sobre el proceso de atención de clientes. En vista de constantes consultas de clientes acerca de los cargos que aparecen en sus boletas, se agregó en el Reverso de la Boleta una sección de explicación de dichos conceptos, además de la confección de tres volantes explicativos acerca de: Reliquidación, Ajuste Sencillo y Explicación de Cargos de la Boleta, lo que obtuvo un muy buena acogida, tanto por parte de clientes, como de colaboradores, ya que ayudó principalmente a los Anfitriones y Agentes de Módulos para brindar una mejor atención.

Por otro lado, en conjunto con Novanet, se lanzó la Boleta 2.0, la cual tiene como objetivo entregar una mejor explicación de cargos, ya que separa los cargos de Energía de Otros Cargos; dentro de este último punto, se incluyen los cargos de Retail, por lo que en el caso de que el cliente posea deudas de Contigo, se le adjunta un Estado de cuenta de las compras de productos y Servicios que ha realizado con dicha empresa, explicando así claramente la deuda que posee.

1.4.5. Calidad de Atención de Clientes

En el marco del Proyecto de Calidad, durante el último trimestre del año 2011 se realizó, además de lo exigido por la reglamentación vigente, una encuesta orientada a tener información más precisa y estructurada sobre la calidad de atención a clientes, la que se basa en la propia percepción de éstos. En esta encuesta se preguntó a más de 1.400 clientes su opinión sobre aspectos tales como Atención en Call Center, Atención en Oficinas Comerciales, Facturación y Recaudación, Servicio de Emergencia y Corte y Reposición, obteniendo como resultado un aumento de un 18,96% en el Índice de Lealtad del Cliente.

Por otro lado, y para contribuir con la Calidad de Atención de Clientes, a mediados del año 2012 se comenzó a realizar mensualmente una Encuesta Telefónica a los clientes que fueron atendidos recientemente en Oficinas Comerciales y en Call Center. Ésta busca realizar un análisis inmediato acerca de la Lealtad de los clientes con nuestra empresa, Calidad de Atención percibida y la Satisfacción General con la experiencia desde que el cliente llega a la oficina o llama al Call Center hasta que termina su atención.

1.5. PRINCIPALES CIUDADES, PUEBLOS Y LOCALIDADES ATENDIDAS POR CONAFE

Región de Atacama

Provincia de Huasco

Carrizalillo, Caleta de Chañaral, Chañaral de Aceituno.

Región de Coquimbo

Provincia de Elqui

La Serena, Coquimbo, Vicuña, Paihuano, Andacollo, La Higuera, Guanaqueros, Tongoy, Alcohuz, Algarrobito, Altovalsol, Andacollito, Caleta Hornos, Caleta San Pedro, Calingasta, Canchas de Ski, Ceres, Cerrillos, Churrumata, Coquimbito, Diaguitas, El Romero, El Tambo, Guachalalume, Horcón, Huanta, Islón, Las Compañías, Lambert, Las Rojas, Lourdes, Marquesa, Montegrande, Talcuna, Nueva Talcuna, Nueva Vida, Vuelta del Martillo, Esfuerzo Campesino, Pan de Azúcar, Peralillo, Pisco Elqui, Quebrada de Paihuano, Quebrada de Pinto, Quebrada de Talca, Rivadavia, San Isidro, Tambillos, Villaseca, Pueblo de Cochiguaz, Los Choros, Punta de Choros, Punta Colorada Chungungo, Chapilca, Huanta, Alcohuz, El Molle, Gualiguaica, Chapilca, Gabriela Mistral, Saturno, El Durazno, Maitencillo, El Peñón, Cerrillos, Las Cardas, Totalillo, Puerto Aldea, Cochiguaz, El Mollaco Las Alcaparras, El rapiche, Puclaro, Almendral, Barrancas, Chañar Blanco, Chapilca, El Manzano, La Huerta, Peñaflor, El Pangué, Pejerreyes, Pulpica.

Provincia de Limarí

Ovalle, Punitaqui, Río Hurtado, Monte Patria, Combarbalá, Chañaral Alto, El Palqui, La Chimba, Barraza, Carén, Cerrillos de Rapel, Cerrillos de Tamaya, Chilecito, El Peralito, El Tomé Alto, Flor del Valle Bajo, Guamalata, Guana, Guatulame, Guindo Alto, Hurtado, La Ligua, La Torre, Lagunillas, Las Ramadas, Limarí, Los Nogales, Nueva Aurora, Quilitapia, Rapel, Recoleta, San Julián, Serón, Sotaquí, Tabalí, Tulahuén, Unión Campesina, Villaseca, Sector Ruta 43, Canelilla de Villaseca, La Huerta del Romeral, Sector Las Ñipas, Los Sapos, El Guacho, Pichasca, San Pedro de Pichasca, El Parrón, Tabaqueros,

Samo Alto, El Chañar, Hurtado, Las Breas, Cogotí 18, Manquehua, El Soruco, Recoleta, Camarico, Socos.

Provincia de Choapa

Illapel, Canela, Salamanca, Los Vilos, Canela Alta, Canela Baja, Pichidangui, Arboleda Grande, aimanes, Carén, Chillepín, Coirón, Cuncumén, Cuz-Cuz, El Tambo, El Tebal, Huentelauquén Norte, Mincha Norte, Panguesillo, Quelén Bajo, Quilimarí, San Agustín, Tahuinco.

Región de Valparaíso

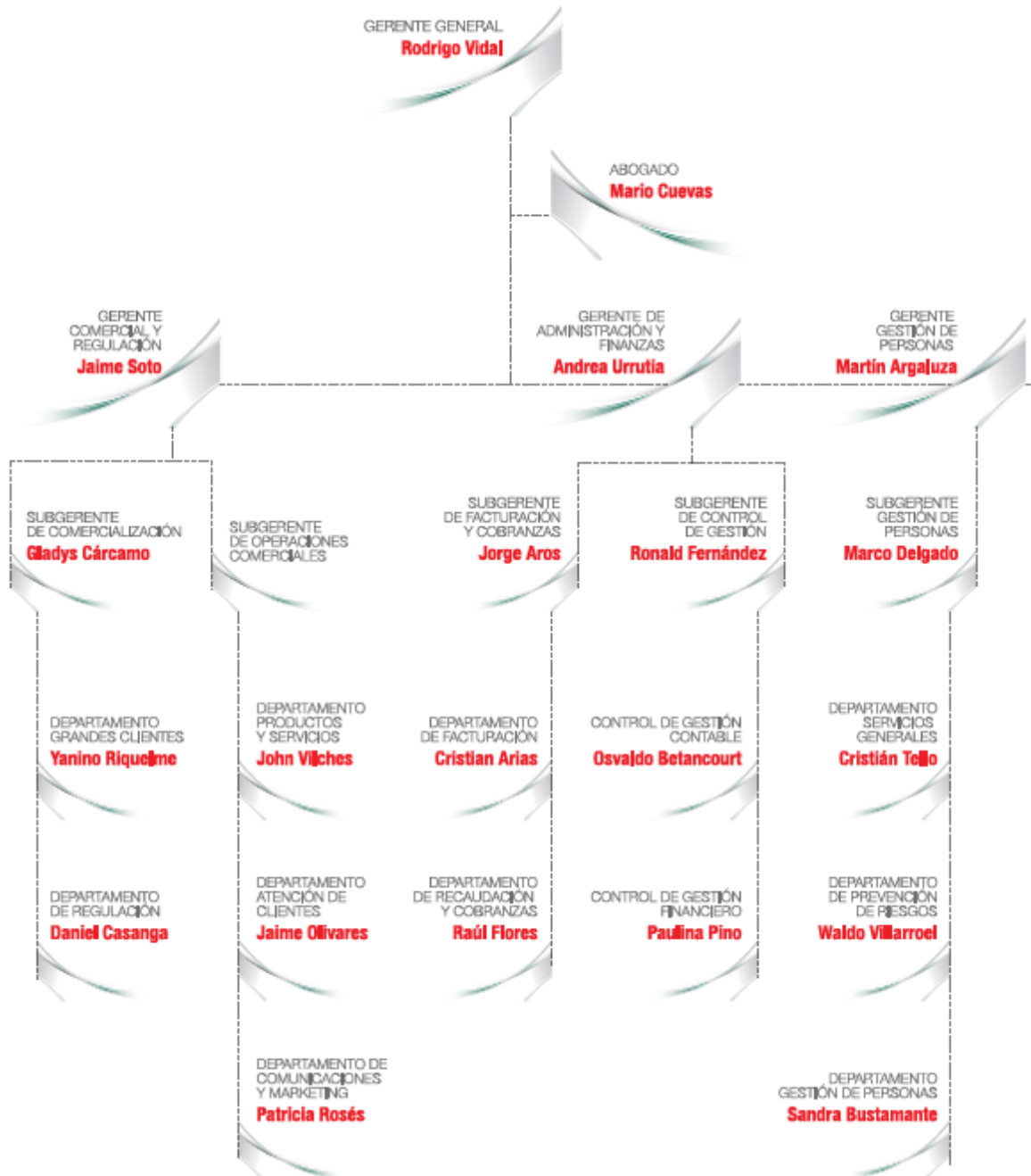
Provincia de Petorca

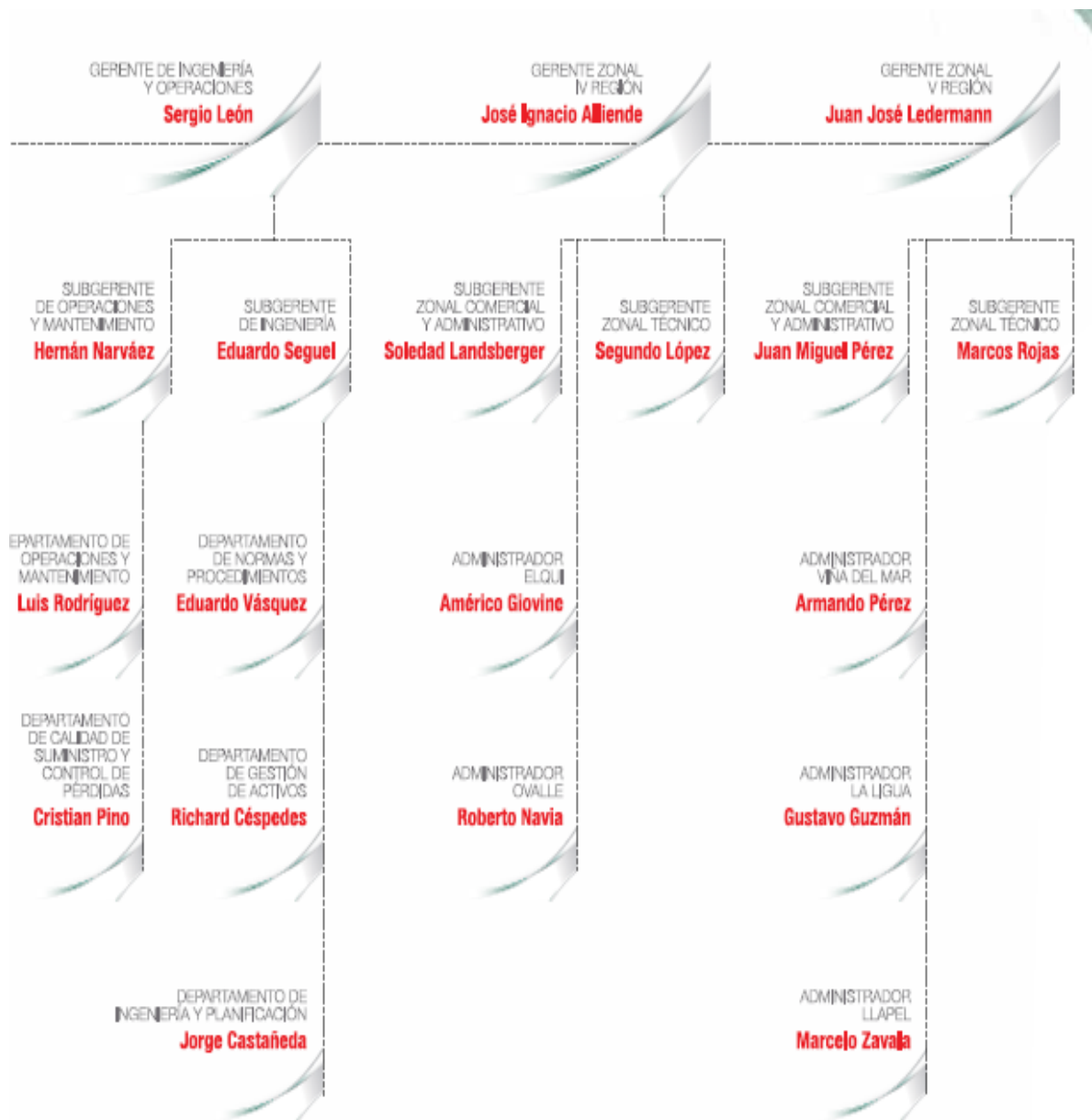
Petorca, La Ligua, Cabildo, Papudo, Zapallar, Laguna de Zapallar, Los Molles, Placilla, Pullalli, Valle Hermoso, Artificio, Catapilco, Chincolco, El Carmen-La Higuera, Hierro Viejo, La Canela, La Viña, La Ñipa, Las Parcelas de Longotoma, Paihuén, Pedegua, Pichicuy, Quebrada del Pobre, San José, San Lorenzo, Alicahue, Cachagua, Las Salinas de Pullally, El Sobrante, Quebradilla, Jaururo, Tierras Blancas, La Chimba, Manuel Montt, Pichilemu, Palquico.

Provincia de Valparaíso

Valparaíso, Viña del Mar, Puchuncaví, Maitencillo, Campiche, Quilpué.

1.6. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA





1.7. ANTECEDENTES DE COMPLICACIONES EN LAS OPERACIONES

CONAFE - a principios de 2010 - inició un proceso de cambio de plataforma informática, esto trajo una serie de complicaciones para el correcto funcionamiento de sus operaciones. De acuerdo a lo estudiado en el marco teórico de la presente investigación, una de las etapas más importantes en el ciclo de ventas son la de facturación, siendo esta la principal área afectada durante el 2010 por cambios de sistema, resolviendo el problema sólo a finales del 2011 donde se restablecieron las cifras de facturación a un 99.6 % de los clientes facturados. (Alfaro Corder, 2012)

La plataforma informática implementada corresponde al sistema SAP (Systems, Applications, Products in Data Processing, traducción al inglés), el cual es un sistema de origen Alemán basado en módulos integrados, que abarca prácticamente todos los aspectos de la administración. Adicionalmente, trae consigo grandes cambios que requieren capacitación en toda la organización, ya que implica cambios de políticas, procedimientos y estrategias. En general SAP es un sistema que marca un antes y un después en la organización que lo implementa, siendo la planificación integral en la migración la clave del éxito.

Igualmente, CONAFE no fue la excepción, ya que al implementar este sistema se generó una entropía generalizada en los procesos, teniendo serios problemas para facturar sus servicios, esto significó que los clientes no recibieron oportunamente sus facturaciones y cuando las recibían estas eran injustificadas, por lo tanto, este inconveniente operacional generó un aumento de los deudores y en la estimación de clientes incobrables para posteriormente en el 2011 aumentarse casi en un 100% el deterioro por incobrabilidad. (CONAFE, 2009, 2010 y 2011).

Tantas fueron las complicaciones que la empresa en estudio le aquejaron, que se vio obligada a presentar una carta de disculpas pública a sus clientes, en la cual reconoce el retraso de las boletas, haciendo responsable casi por completo al cambio de plataforma. En dicho documento, señalaba las siguientes medidas para redimir el daño:

- 1) Se aumentó la dotación de personal para atender en las oficinas comerciales.

- 2) El Fono Cliente 600 500 5050 aumentó en 60% los canales de atención para que los clientes puedan solicitar su cupón de pago, a costo cero, y cancelarlo en Servipag, Sencillo y Caja Vecina.
- 3) Se están entregando facilidades de pago de tres cuotas sin interés.
- 4) No se cortará el suministro de energía eléctrica a los clientes afectados por este problema.

1.8. CALIDAD DE SERVICIO

La superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), anualmente publica el Ranking de Calidad de Servicio de las Empresas de Distribución de Electricidad en Chile. Esta evaluación, es un instrumento que permite medir la calidad del desempeño de las empresas de distribución eléctrica del país. Se estructura sobre la base de tres indicadores:

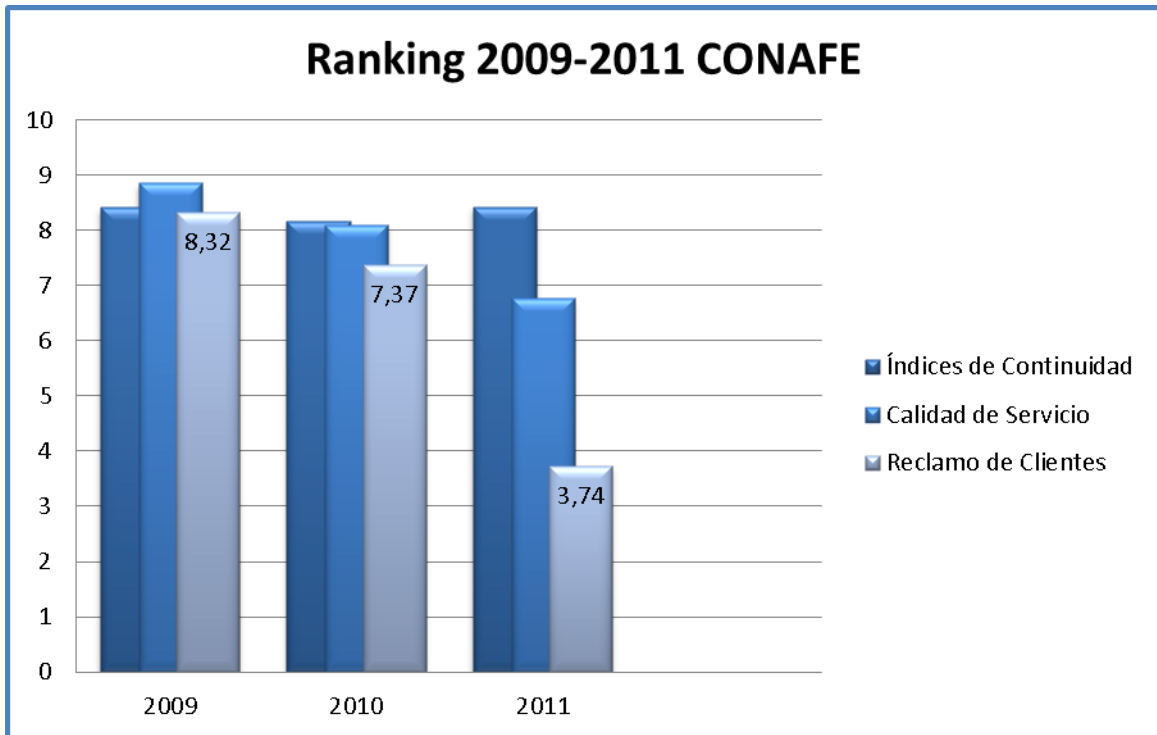
- ✓ Índices de Continuidad (Interrupciones) 50,0%
- ✓ Encuesta de Calidad de Servicio 37,5%
- ✓ Reclamos de Clientes 12,5%

CUADRO EVOLUCIÓN DE LA PUNTUALIZACIÓN OBTENIDA POR CONAFE.

Año	Posición (Total 34)	Índices de Continuidad	Encuesta de Calidad de Servicio	Reclamos de Clientes	Nota Final
2009	5	8,42	8,86	8,32	8,57
2010	16	8,17	8,1	7,37	8,04
2011	25	8,43	6,77	3,74	7,22

Fuente: (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2009-2010-2011)

Gráfico N°2:



Fuente: (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2009-2010-2011)

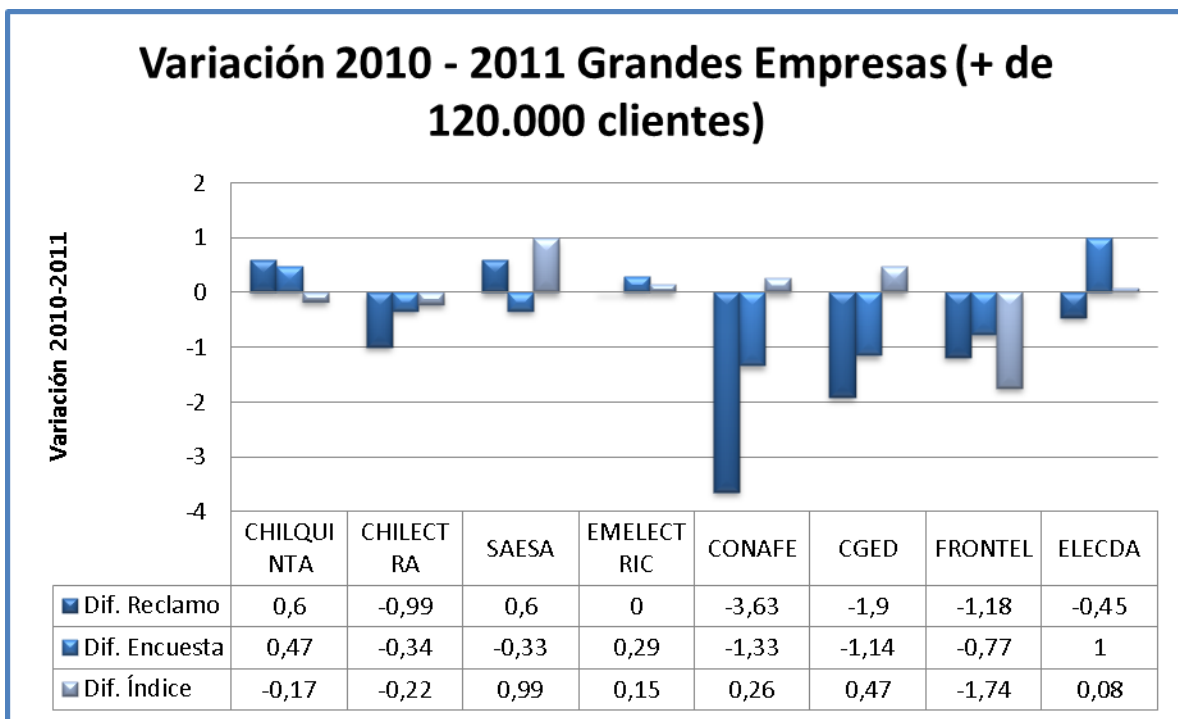
CUADRO SEGMENTADO POR CANTIDAD DE CLIENTES

Grandes Empresa: Más de 120.000 Clientes

Posición	Empresa	Índice de Continuidad	Encuesta de Calidad de Servicio	Reclamos de Clientes	Nota Final
13	CHILQUINTA	8,31	8,14	7,42	8,14
16	CHILECTRA	8,61	7,13	5,72	7,69
19	SAESA	6,76	8,4	7,53	7,47
23	EMELECTRIC	7,48	7,44	6,21	7,31
25	CONAFE	8,43	6,77	3,74	7,22
26	CGED	8,42	6,33	4,4	7,13
29	FRONTEL	5,61	8,55	7,8	6,99
32	ELECDA	6,69	7,34	4,44	6,65

Fuente: (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2009-2010-2011)

Gráfico N° 3:



Fuente: (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2009-2010-2011)

2. ANÁLISIS DE ESTADOS FINANCIEROS EN LAS PARTIDAS QUE CONCIERNEN A LA INVESTIGACIÓN

A continuación se muestra el análisis de los estados financieros para cumplimiento del primer objetivo general “Analizar la variación de la incobrabilidad en los estados financieros de los últimos tres ejercicios contables 2009-2011, considerando los tipos de clientes y servicio contratado.”

Conformemente, las cuentas asociadas al proceso de investigación en relación a la incobrabilidad son la cuenta de activo “Cuentas por Cobrar” o “Deudores Comerciales” considerando su respectiva provisión de deterioro. Para el análisis, se analizarán los saldos de las cuentas de los estados financieros de los últimos tres ejercicios contables (2009-2011).

Cabe destacar, que CONAFE es una sociedad anónima cerrada, como tal a contar del año 2010 representa sus estados financieros individuales y consolidados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el *International Accounting Standards Board* (“IASB”)

Por consiguiente, la sociedad clasifica los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar reconociéndolos a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superaran los 20 días y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos.

Con todo, recordemos que se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales cuando existe evidencia objetiva de que la sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan, de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, por ejemplo, la probabilidad de vaya iniciar un proceso de quiebra, falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

Igualmente, el importe de la provisión es la diferencia entre el importe en los libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivos estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión

y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Indistintamente, cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra respectiva provisión para cuentas incobrables. Por lo tanto, la recuperación posterior, se castiga contra la respectiva provisión para las cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

2.1. RELACIÓN DEL IMPORTE DE LA INCOBRABILIDAD PARA LOS PERIODOS 2009-2011.

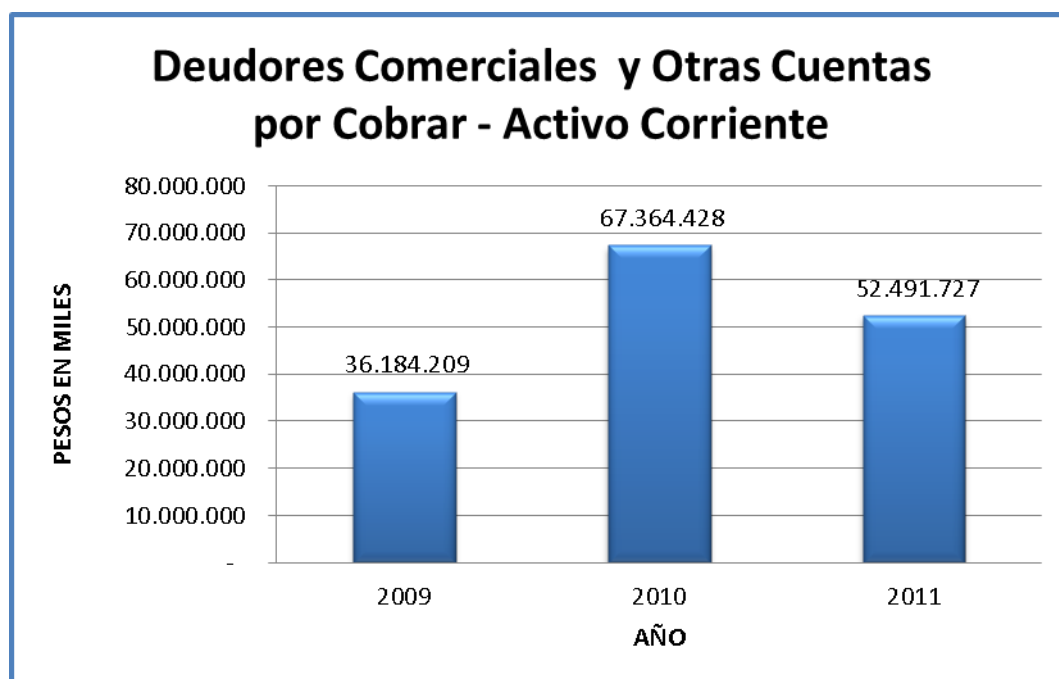
Cuenta Contable	PERÍODO		
	2009		
	M\$ Bruto	M\$ Neto	Deterioro
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar - Activo Corriente	39.263.289	36.184.209	3.079.080
Deudores Comerciales - Activo No Corriente	1.400.994	1.400.994	
Totales	40.664.283		

Cuenta Contable	PERÍODO			VARIACIÓN	
	2010			Monto	%
	M\$ Bruto	M\$ Neto	Deterioro		
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar - Activo Corriente	70.673.393	67.364.428	3.308.965	32.039.463	79%
Derechos por Cobrar - Activo No Corriente	2.030.353	2.030.353			
Totales	72.703.746				

Cuenta Contable	PERÍODO			VARIACIÓN	
	2011			Monto	%
	M\$ Bruto	M\$ Neto	Deterioro		
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar - Activo Corriente	58.895.673	52.491.727	6.403.946	19.672.938	48%
Derechos por Cobrar - Activo No Corriente	1.441.548	1.441.548			
Totales	60.337.221				

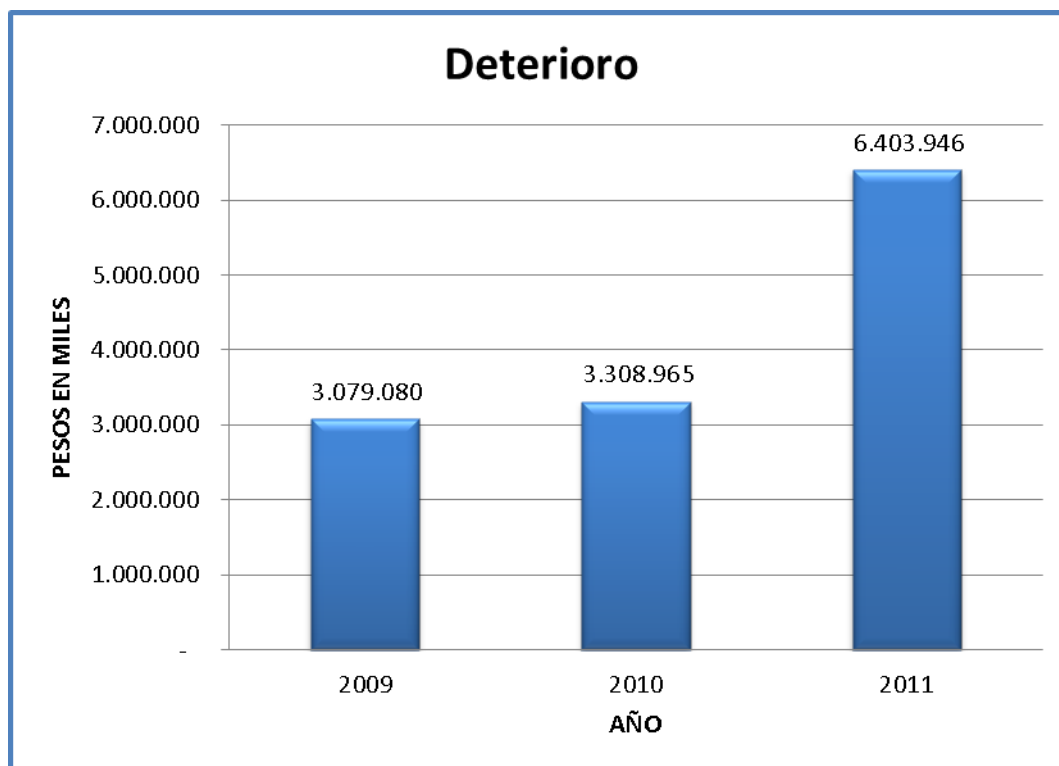
Fuente Estados Financieros CONAFE 2009-2011.

Gráfico N°4:



Fuente Estados Financieros CONAFE 2009-2011.

Gráfico N°5:



Fuente Estados Financieros CONAFE 2009-2011.

2.2. INCOBRABILIDAD 2009-2011, EN FUNCIÓN AL VENCIMIENTO.

✓ Antigüedad de Cuentas por Cobrar

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar - Activo Corriente Por Vencer	2009	2010	2011
Con Vencimiento mayor a 3 meses	24.648.270	43.500.529	24909656
Con Vencimiento entre 3 y 6 meses	75.491	2.510.792	1861528
Con Vencimiento entre 6 y 12 meses	283.068	481.363	1756760
Con Vencimiento mayor a 12 meses	1.400.994	-	
Total	26.407.823	46.492.684	28.527.944

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar - Activo Corriente Vencidos	2009	2010	2011
Con Vencimiento mayor a 3 meses	8.460.573	14.350.172	13.827.783
Con Vencimiento entre 3 y 6 meses	1.117.494	1.895.407	4.068.428
Con Vencimiento entre 6 y 12 meses	758.373	5.286.294	4.049.631
Con Vencimiento mayor a 12 meses	3.920.020	2.648.836	8.421.887
Total	14.256.460	24.180.709	30.367.729

Fuente Estados Financieros CONAFE 2009-2011.

2.3. MODALIDAD DE CALCULAR LA PROVISIÓN POR DETERIORO.

La forma de calcular la provisión por deterioro de incobrables en energía implica dos factores, el primero la totalidad de la deuda superior a 36 meses y la segunda el producto de la aplicación de un factor de estimación calculado sobre las ventas totales de los últimos 36 meses.

Mientras que para otras ventas, la provisión por el deterioro de incobrables corresponde a la totalidad de deuda vencida superior a 12 meses.

Finalmente, para el Retail, la provisión corresponderá a todos los clientes que tengan más de 12 meses impagos, pero se castigará la deuda vencida y la no vencida.

Lo anteriormente expuesto se caracteriza según lo siguiente:

- Provisión Incobrable
 - Energía
 - Clientes con deuda > 36 meses= 2007
 - Factor ventas (0,3%) aplica sobre la venta de los últimos 36 meses.

$$\frac{\text{Deuda de mes 35}}{\text{Facturación últimos 36 meses}} = \text{Factor de venta}$$

- Otras Ventas
 - Clientes con deuda > 12 meses
 - Provisión deuda vencida total
- Retail
 - Clientes con deuda > 12 meses
 - Provisión deuda total

2.4. INCOBRABILIDAD EN FUNCIÓN A LOS INGRESOS POR VENTA Y EL NIVEL DETECTADO DE CUENTAS POR COBRAR AL CIERRE DEL EJERCICIO.

De acuerdo a la información obtenida en el cuadro anterior se aplicarán los índices de rotación y liquidez estudiados en el marco teórico.

Determinación de Índice de plazo Promedio de Cuentas por Cobrar

Año	Cuentas por cobrar	Días del Año	Ventas Anuales	Plazo Promedio
2009	36.184.209	365	157.882.622	84
2010	67.364.428	365	157.425.889	156
2011	51.229.196	365	168.908.725	111

Fuente Estados Financieros CONAFE 2009-2011.

La información aquí obtenida nos guiara para concluir acerca del tiempo promedio que demora la empresa para cobrar las ventas a crédito que efectúa. Esta información servirá para determinar si los suministros que componen las cuentas por cobrar han sido

cortados, esto es, se ha utilizado la herramienta de cobranza. Por lo tanto, este dato aportará a la eficiencia del proceso el cual se analizara en el siguiente objetivo general.

Índice de Rotación de Cuentas por Cobrar.

Año	Cuentas por cobrar	Ventas Anuales	Veces de recuperó anual
2009	36.184.209	157.882.622	4
2010	67.364.428	157.425.889	2
2011	51.229.196	168.908.725	3
Año	Días del Año	Plazo Promedio	Veces de recuperó anual
2009	365	84	4
2010	365	156	2
2011	365	111	3

Fuente Estados Financieros CONAFE 2009-2011.

Esta razón muestra de forma diferente la misma información aportada por el Plazo Promedio de Cuentas por Cobrar, solo que en vez de decir cuántos días se demora la empresa en cobrar, expresa su resultado en número de veces en que se recuperarán dichas cuentas cada año. (Torres Salazar, 2009)

Este índice tiene una aplicación distinta al anterior. En efecto, si se espera que cada venta efectuada conlleve la obtención de un margen de utilidad, puede deducirse que mientras más veces roten las cuentas por cobrar en el año, mayor utilidad final se obtendrá. En consecuencia, así también se obtendrá una disminución de deterioro. (Torres Salazar, 2009)

3. ANÁLISIS DE PUNTOS CRÍTICOS GENERADORES DE INCOBRABLES EN EL CICLO DE VENTAS

Para efectos de la investigación en esta área se elaboró una entrevista enfocada a los procesos administrativos y controles internos de la empresa, para lograr cumplir con el segundo objetivo general de la investigación “Señalar los puntos críticos generadores de clientes incobrables, enfocados al ciclo de ventas en la empresa de estudio que podrían estar afectando a la tasa de incobrabilidad, caracterizando el proceso de facturación, recaudación y cobranza”

De acuerdo a nuestra teoría las áreas del ciclo de ventas de este tipo de empresas son:

3.1. ENTREGA DE SUMINISTRO

La primera de ellas obedece a una actividad operacional, por lo tanto, es materia más bien técnica, la cual está fuera del rango de nuestro análisis, financiera - comercial. Sin perjuicio de lo anterior, esta etapa es de suma importancia para la correcta funcionalidad y continuidad del suministro entregado a los clientes.

Entrando en materia comercial, la lectura de Medidores es una etapa relevante del proceso de Cálculo y Facturación, por cuanto en ella se extraen los datos sobre los consumos de cada instalación eléctrica. Este servicio la empresa en estudio, lo mantiene externalizado a empresas contratistas.

3.2. LECTURA DE MEDIDORES

La lectura de medidores se realiza a través de capturadores informáticos, administrados en un portal de internet para generar las órdenes de trabajo, bases de datos y resultados que posteriormente se migran al sistema SAP.

Al ser una tarea externalizada, están sujetas a contratos que estipulan incentivos y beneficios, estos contratos están escriturados en el año 2007, cuando se empieza aplicar la ley que regula los servicios externalizados y de puesta a disposición. De acuerdo a lo señalado por el entrevistado, estos no ha sido modificados a la fecha, pero si ha habido cambios en la práctica de ejecutar el servicio.

3.3. CÁLCULO Y FACTURACIÓN

Una vez descargado los datos de lectura de medidores, estos son procesados por transacciones automáticas masivas para realizar el cálculo de los cobros de los clientes. Cualquier error que se tenga de sistema u otro motivo, incurrirá en un retraso de este proceso, por ende en un retraso en la facturación. Luego de este proceso masivo, la empresa realiza una revisión acerca de los cálculos que tengan lecturas inverosímiles, es decir, el proceso está diseñado para apartar de cálculo aquellos valores que no

concuerdan con los parámetros establecidos como normales, por ejemplo, dejará apartado de cálculo todo resultado mayor a tres veces lo consumido promedio por cliente.

Una vez resueltos los problemas de apartados de cálculo, se prosigue con la etapa de facturación de los clientes, impresión y despacho de los documentos.

3.4. REPARTO DE FACTURACIÓN

Por normativa la facturación de los clientes deberá ser recepcionada por los mismos al menos con diez días de anticipación al vencimiento. Para esta tarea la empresa también subcontrata los servicios.

Es aquí donde comienzan a generarse los clientes por cobrar, ya que al recepcionar la facturación el cliente, bajo el parámetro antes mencionado, la empresa tiene el derecho al cobro legítimo después de la fecha de vencimiento.

3.5. RECAUDACIÓN Y COBRANZA.

El proceso de recaudación puede iniciarse este o no vencida la cuenta por cobrar, puesto que esto dependerá de la costumbre de los clientes, es por esto que el área de recaudación se concentra en recaudar, ya sea por cajas externas o internas, siendo eficiente para dar las facilidades que los clientes requieran para concurrir a pagar sus deudas. La recaudación como lo mencionamos en la recopilación de antecedentes cumple con un fundamental paso dentro del ciclo de vida de la empresa, puesto que es aquí donde está la mayoría del retorno de la inversión inicial, es por ello que de acuerdo a lo recopilado en las entrevista la empresa desarrolla sus actividades de acuerdo a una planificación de recaudación con objetivos específicos en hacer eficiente los procesos.

A pesar de esto la empresa no posee un plan de arqueos de caja, pero si realiza análisis de las diferencias que se detectan en la cajas recaudadoras internas, para que estas sean aclaradas, las que no son aclaradas se contabilizan a resultado positivo o negativo, según corresponda.

Otra fase detectada que propicia clientes incobrables, son los documentos que se recepcionan de los clientes y que resultan protestados. La empresa este control lo realiza

manual, retroalimentando al área de cobranza de estos antecedentes. De acuerdo a lo señalado por el entrevistado esta es una práctica común de algunos clientes, que se encuentran identificado, ya que burlan al sistema pagando con un documento que resulta protestado para evitar un corte de energía, y muchas veces no se cubren a tiempo. Esto hace encarecer los costos de la empresa. Para las cajas internas el sistema indica si un cliente tiene historial de cheque protestado, al cual se le obliga cancelar en efectivo, pero esto no sucede en las cajas externas, asumiendo el costo que implica.

Otro punto crítico del proceso, es la eficiencia que se tiene en el corte de suministro, como ya vimos, este es una herramienta de cobranza válida para estas empresas, pero cumpliendo con los requisitos de vencimiento, es decir, la empresa puede cortar el suministro después de 45 días desde la fecha de vencimiento. Este proceso, al igual que la lectura de medidor, reparto de boletas es externalizada, con la misma situación contractual. Se sabe que la probabilidad que el cliente que ha sido cortado, prontamente pague la deuda para utilizar este recurso tan importante en la vida diaria, pero en ocasiones no es así, dando origen a otro punto crítico, los colgados o los consumos no registrados.

Otro dato a considerar es que la empresa no posee un plan de cobranza para las deudas que se encuentran vencidas y que aun no se encuentran en condición de corte y que aportan al factor de provisión aplicados sobre las ventas.

VII. CONCLUSIONES

Las empresas eléctricas están sujetas a fiscalización y medición por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Una de las evaluaciones que realiza la SEC, es el Ranking de Calidad de Servicios a las que son sometidas todas las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica en Chile. Producto de esta evaluación, observado en las tablas y gráficos de resultados, los inconvenientes presentados en los años 2010 - 2011, determinan una clara baja en este indicador para la empresa en estudio, esto se debe principalmente a una disminución en la calificación de la calidad de servicios, así como también, al aumento de los reclamos de los clientes. De un total de treinta y cuatro empresas en el ranking, CONAFE obtuvo la quinta posición en el año 2009; descendiendo a la posición decimosexta en el 2010 y vigésimo quinta en el período 2011.

Esta caída se presume es debido a los problemas ocasionados por el cambio de plataforma informática que la empresa implementó a principios del año 2010, cambiando sus sistemas corporativos al RP SAP lo que, según lo estudiado, ocasionó una serie de inconvenientes en sus operaciones, afectando directamente en el ciclo de ventas y, por ende a la conformidad de sus clientes.

La variación entre los años 2010 y 2011, es aún más evidente cuando CONAFE es comparada con las demás concesionarias del país, siendo esta la que obtuvo una mayor baja en sus índices, tal como se muestra en el Gráfico N°3; seguida de CGED, que también tuvo esta disminución considerable, aunque menor a la de CONAFE. Recordemos que CGED también incorpora SAP al mismo tiempo que CONAFE ya que estas pertenecen al mismo holding.

A raíz de la entropía que generó el cambio de plataforma informática o sistema y pese a los esfuerzos que CONAFE efectuó para revertir la situación, este suceso llegó a hechos inesperados, por ejemplo, el facturar boletas millonarias a clientes residenciales o no facturar a sus clientes en varios meses. Esto condujo a la empresa a comprometerse con sus clientes mediante una carta pública, donde anunció medidas para redimir el daño y solucionar los problemas, una de estas medidas fue la decisión de no cortar los suministros por deuda atrasadas, lo que significó que una gran cantidad de clientes no

pagaran sus consumos, llegando a tener dos, tres y hasta ocho emisiones impagas, por este hecho. Se concluye que esta determinación afectó directamente al aumento de deudores comerciales en el año 2010 y, posteriormente, a una acumulación de la cartera de cobranza o clientes sujetos a corte.

Según la SEC, la medición del consumo, facturación y la percepción de continuidad de suministro son los principales temas que aquejan a la ciudadanía de acuerdo a la encuesta de calidad de servicio, siendo el 90% de los reclamos corresponden a problemas de facturación, esta premisa avala nuestra conclusiones respecto del funcionamiento operacional en el ciclo de ventas y especialmente en la etapa de Recaudación y Cobranza.

En relación al análisis bruto del comportamiento de los deudores comerciales y su respectivo deterioro durante el período 2009-2011, se puede apreciar que en el año 2010 se presenta un 79% más de deudores respecto del año 2009, lo que resulta excesivo en un normal funcionamiento. Este hecho también puede interferir en el aumento de las cuentas por cobrar que no han sido recuperadas, es decir, que no han sido cobradas.

Por su parte, el deterioro aumenta en un 108% en el año 2011, respecto al año 2009 y un 7% en el 2010, respecto al mismo período. Esto se debe a dos situaciones: la primera tiene relación con la implementación de NIIF en el 2009 y la segunda a la modalidad de cálculo del deterioro a partir del 2011. En dicho año, además de provisionar el deterioro por la antigüedad de las cuentas – igual a 36 meses o mayor a 36 en el caso de energía - se aplicó en factor sobre las ventas, que corresponde a lo que se presume no recuperable o al factor de riesgo a que el cliente no cancele su deuda. Este factor es calculado dividiendo la venta facturada a un momento o fecha específica, por la cantidad de incobrables a ese mismo momento. La segunda situación, se asocia al aumento de las cuentas por cobrar en el año 2010, asociado al no pago de los clientes por inconformidad de sus cobros.

Por lo anterior, este factor podría seguir aumentando si la gestión de cobranza no es eficiente, obligando a la sociedad enfocar sus recursos a minimizar este valor para que al momento de aplicación de un nuevo factor, éste disminuya.

El análisis a la incobrabilidad en función a los ingresos por venta y el nivel detectado de cuentas por cobrar al cierre del ejercicio de cada año, se puede concluir que es deficiente, para ello se aplicaron índices de rotación de cuentas por cobrar y plazo promedio, ambos índices reflejan que la gestión de cobranza no es operativamente eficaz.

Una cobranza eficiente para este tipo de deudas debiera ser aproximadamente con una rotación de ocho veces en el año, considerando que el año tiene 365 días y que cada 45 días se tiene la condición de cortar el suministro, lo que de alguna forma obliga a los clientes a pagar. Sin embargo, ya en el 2009 los resultados arrojaron que la rotación era de cuatro veces por año, disminuyendo en los años 2010 y 2011 a dos y tres veces por año, respectivamente. Para comprobar este resultado, además se indican en el análisis que la empresa en estudio tiene una recuperación promedio en días de 84, 156 y 111 días, lo que corresponde a un 87% más de lo que podría llamarse una cobranza oportuna.

Finalmente, en relación a los puntos críticos generadores de deudores de incobrables, destacados en las etapas del ciclo de ventas, se estima que todas aportan con su eficiencia a mantener los índices razonables de incobrabilidad. En cada una de ellas existen procesos que si no se tiene el especial cuidado, podrían concluir en un número mayor de incobrables. Es por esto que se propone las siguientes actividades en cada etapa del proceso, que de acuerdo a lo estudiado, podría disminuir el deterioro en los próximos períodos y elevar los índices de rotación de los deudores comerciales.

- 1) Si bien en la entrega de suministro, es un área más bien técnica y no involucra mucho el área comercial, este es el punto de partida del ciclo de ventas, es decir, es la base de cálculo a la hora de determinar cantidad de clientes que están afectando a los saldos de las cuentas de clientes comerciales. Bajo esta premisa, una actividad de mejora es determinar la cantidad de clientes que la empresa considera que están desconectada y que efectivamente se encuentran consumiendo energía, ya sea por autoreposición del suministro o por una errónea actualización en el sistema.
- 2) En la etapa de lectura de medidores, es crucial para el cálculo de la facturación lo que permite finalmente determinar la cantidad de deudores, por lo tanto una buena lectura de medidores se hace fundamental. Considerando que los

contratos con las empresas externas que prestan estos servicios son antes del cambio informático, se hace imprescindible que los contratos sean revisados para establecer las obligaciones y multas cuando existan errores evitables que pudiesen implicar en una mala facturación.

- 3) En el cálculo, facturación y reparto de documentos, la empresa debe velar por que todos sus clientes sean facturados oportunamente, ya que los atrasos en las facturaciones y reparto, conllevan a que los clientes desconocen los montos a pagar, no cancelando sus deudas y por consiguiente contribuyen a un aumento contable de los clientes morosos.
- 4) Por último la etapa de recaudación y cobranza cumple con un rol fundamental. Para la recaudación, a través de conciliaciones bancarias determinar aquellos monos que se mantienen en las cuentas bancarias y que no han sido determinada su procedencia, dado que muchos de estos depósitos podrían ser pagos automático no considerados de clientes que han deseado pagar sus cuentas por medios no establecidos. En relación a la cobranza, primero que todo actualizar la base de clientes sujetos a cortes en forma diaria de manera que todos los días se realicen cortes de suministros de deudas recientes y que es probable que se recuperen prontamente. Realizar acciones de cobranza de aquellos pagos con cheque que fueron devueltos por los bancos por protestos.

Con todo, cualquier cambio que afecte a este proceso, ya sea por nueva normativas, por un cambio de plataforma informática, políticas contables o un simple cambio en la estrategia comercial, debe ser oportunamente planificado e idealmente auditado en forma previa para minimizar el riesgo a generar inconsistencias de información que finalmente afectan a la razonabilidad con que se presentan los hechos económicos en los estados financieros.

VII. BIBLIOGRAFÍA

Libros y Textos Legales:

Defliese-Jaenicke - Sullivan -Gnospelius. (2001). *Auditoria Montgomery*. Limusa S.A.

Energía, C. N. (1998). *Decreto Supremo 327*.

Energía, C. N. (2006). *La Regulación del Segmento de Distribución en Chile*. Recuperado el 2012

García Castañeda, M. T. (2010). *LA CONTABILIDAD Base de as decisiones administrativas*. Santiago: Legal Publishing.

Jimenez Bermejo, P. (1999). *Análisis Financiero*. Ecogestion Editora S.A.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2009-2010-2011). *Informe Ranking Calidad de Servicio*. Gobierno de Chile.

Torres Salazar, G. (2009). *Estados Financieros* (Sexta Edición Actualizada ed.). Santiago: Legal Publishing.

Loebbecke, A. A.-J. (SEXTA EDICIÓN). *AUDITORIA UN ENFOQUE INTEGRAL* (Vol. Parte 3 Aplicacion del proceso de auditoria al ciclo de ventas). PEARSON.

Sitios de Internet:

Oliveros, R. T. (2010). <http://doctrina.vlex.cl/vid/compraventa-tracto-sucesivo-252338030>.

[/www.economiaynegocios.cl](http://www.economiaynegocios.cl). (s.f.). Recuperado el ABRIL de 2012, de http://www.economiaynegocios.cl/especiales/especial_energia/sector_electrico.html

<http://apuntesluis.wordpress.com/2009/05/04/el-contrato-de-suministro/>. (2009). <http://apuntesluis.wordpress.com>.

<http://energeticafutura.com>. (s.f.).

http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico. (s.f.).

www.chilectra.cl, Manual de Empalmes en Baja Tensión. (s.f.). *Manual de Empalmes en Baja Tensión*.

www.cms.com. (s.f.). *CMS Chile*.

www.vlex.cl/tags/corte-apelaciones-iquique-853191. (s.f.).

www2.ing.puc.cl. (s.f.). Obtenido de www2.ing.puc.cl.

Entrevistas, tesis e informes:

Alfaro Corder, J. A. (13 de 05 de 2012). Jefe de Facturación, Recaudación y Cobranza Gerencia Zonal V. (P. G. G., Entrevistador)

Rojas Alvarez, P. (2010). *Tesis. Rediseño de Procesos del Departamento de Recaudación y Cobranza*. Universidad Adolfo Ibañez - Facultad de Ingeniería y Ciencias.

CONAFE. (2009, 2010 y 2011). *Informes financieros*.

ANEXO 1 CONTRATO DE SUMINISTRO

ANEXO 2 CONVENIO DE PAGO

ANEXO 3 ENCUESTA CALIDAD DE SERVICIO

ANEXO 4 ESTADOS FINANCIEROS CONAFE 2009-2010-2011