

Análisis de Tarifas y Subsidios en el Sector Eléctrico de la República Dominicana

INFORME FINAL

Diciembre 2004

NRECA International, Ltd.
Santo Domingo
República Dominicana

Bajo el Contrato
USAID / CA No. 517-A-00-03-00117-00
República Dominicana



Comisión Nacional de Energía



Superintendencia de Electricidad



NRECA International Ltd.
Your Touchstone Energy® Partner 



Índice

RESUMEN EJECUTIVO

1.0 ANTECEDENTES	1
2.0 ANÁLISIS DE DATOS DE LA INDUSTRIA.....	4
2.1 SECTOR DE GENERACIÓN.....	4
2.1.1 <i>Planta de Generación</i>	4
2.1.2 <i>Contratos a Largo Plazo</i>	6
2.1.3 <i>Conclusiones</i>	8
2.2 SECTOR DE DISTRIBUCIÓN.....	9
2.2.1 <i>Metodología</i>	9
2.2.2 <i>Análisis de Estados Operativos</i>	11
2.2.3 <i>Estado de Operación Corregido</i>	18
2.2.4 <i>Efecto de las Mejoras de Eficiencia</i>	18
2.2.5 <i>Conclusiones Respecto al Sector de Distribución</i>	20
3.0 SUBSIDIOS EXISTENTES.....	22
3.1 PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE APAGONES.....	22
3.2 FONDO DE ESTABILIZACIÓN.....	24
3.3 SUBSIDIO DE DIESEL	25
3.4 SUBSIDIO TOTAL.....	26
4.0 VOLUNTAD DE PAGO	27
4.1 METODOLOGÍA	27
4.2 RESULTADOS SECTOR ELÉCTRICO CONVENCIONAL	30
4.2.1 <i>Voluntad de Pago por la Electricidad</i>	30
4.2.2 <i>Patrones de Consumo de Electricidad</i>	33
4.2.3 <i>Voluntad de Pago por Unidad de Electricidad</i>	34
4.2.4 <i>Datos Relevantes para Consideraciones de Subsidios</i>	37
4.3 RESULTADOS BARRIOS PRA.....	41
4.3.1 <i>Voluntad de Pago por la Electricidad</i>	41
4.3.2 <i>Patrones de Consumo de Electricidad</i>	43
4.3.3 <i>Voluntad de Pago por Unidad de Electricidad</i>	44
4.3.4 <i>Datos Relevantes para Consideraciones de Subsidios</i>	46
4.4 OPINIONES Y PERCEPCIONES DE LOS ENCUESTADOS.....	49
5.0 OPCIONES PARA TARIFAS Y SUBSIDIOS.....	57
5.1 FILOSOFÍAS UTILIZADAS PARA ESTABLECER TARIFAS.....	58
5.1.1 <i>Tarifa Indexada</i>	58
5.1.2 <i>Costo de Servicio</i>	59
5.1.3 <i>Voluntad de Pago</i>	61
5.2 ESCENARIOS TARIFARIOS	62
5.2.1 <i>Estructura Tarifaria</i>	63
5.2.2 <i>Escenario 1: Eliminar Subsidio a Consumo Mayor a 200kWh</i>	64
5.2.3 <i>Escenario 2: Eliminar Subsidio a Consumo Mayor a 100kWh</i>	67
5.2.4 <i>Escenario 3: Tarifa de Voluntad de Pago</i>	70
5.3 CONCLUSIONES.....	72
6.0 BARRERAS QUE AFECTAN LAS MEJORAS EN LA EFICIENCIA	73
6.1 PRINCIPALES BARRERAS IDENTIFICADAS	74

6.1.1	<i>Pérdidas Administrativas</i>	74
6.1.2	<i>Pérdidas por Fraude</i>	75
6.1.3	<i>Bajo Nivel de Cobranza</i>	77
6.2	RECOMENDACIONES PARA ELIMINAR LAS BARRERAS IDENTIFICADAS.....	78
6.3	SUGERENCIAS PARA UNA REVISIÓN DEL REGLAMENTO	84
7.0	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN	85
7.1	METAS PRINCIPALES Y LAS ACCIONES CORRESPONDIENTES PARA LOGRARLAS.....	88
7.1.1	<i>Estudio de Opciones Peri-Urbanas y Eliminación del PRA</i>	89
7.1.2	<i>Regularización del Desabastecimiento de Energía</i>	91
7.1.3	<i>Ajuste Tarifario Manteniendo Economía de los Usuarios</i>	92
7.1.4	<i>Mejorar la Eficiencia de las Empresas Distribuidoras</i>	95
7.1.4.1	Nuevo Enfoque de la SIE y PROTECOM ante el Fraude	95
7.1.4.2	Corrección de Distorsiones en el Cumplimiento de Obligaciones Financieras	96
7.1.4.3	Promover Mejoras en Eficiencia en las Empresas Distribuidoras	96
7.1.4.4	Proveer Recursos para Inversiones que Reducen Pérdidas.....	97
7.1.5	<i>Reducir la Participación Financiera del GORD en el Sector</i>	97
7.2	RESPONSABILIDADES DE LOS DISTINTOS ACTORES	100
7.2.1	<i>Gobierno</i>	100
7.2.1.1	Superintendencia/PROTECOM	101
7.2.1.2	CDEEE.....	101
7.2.1.3	EDENORTE y EDESUR	102
7.2.2	<i>Empresas Eléctricas Generadoras</i>	102
7.2.3	<i>Empresas Eléctricas Distribuidoras</i>	102
7.2.5	<i>Los Usuarios</i>	103
8.0	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
	ANEXO 1.....	1
	REPORTE DEL SECTOR DE GENERACIÓN	1
	<i>A.1.1 Introducción</i>	1
	<i>A.1.2 Planta Física</i>	1
	<i>2.1.3 Contratos a Largo Plazo</i>	8
	<i>2.1.4 Conclusiones con Respecto al Sector de Generación</i>	13
	ANEXO 2.....	19
	<i>Reporte en extenso para la Tarea 5</i>	19
	<i>Dra. Elisa Veras</i>	19
	<i>Ing. José Kreidler</i>	30

Resumen Ejecutivo

El sector de suministro de energía eléctrica en la República Dominicana está sufriendo una crisis sin precedentes para un país moderno. A pesar de una capacidad total de generación de casi 3,500 MW y una demanda pico de aproximadamente 1,800 MW, ha habido en el pasado reciente frecuentes apagones y los cortes no planificados son aun más comunes. Aunque no existe falta de equipo o de mantenimiento, los principales factores causantes de esta crisis no son técnicos sino financieros. Cinco años después de una desintegración vertical, capitalización e introducción de operadores privados tanto en el sector de generación como en el de distribución, además de la implementación de una tarifa indexada, las distribuidoras con frecuencia se ven imposibilitados de recaudar el dinero suficiente para pagar el costo de la energía comprada.

El Gobierno del Presidente Fernández ha solicitado a la Agencia de los Estados Unidos de América para el Desarrollo Internacional (USAID) tomar a su cargo una serie de análisis del sector eléctrico. Estos análisis servirán como insumos para el actual Gobierno de la República Dominicana (GORD) en el desarrollo de un Plan de Acción Nacional. El objetivo de este plan es el de encarar los problemas inmediatos en el sector, hasta poder adoptar una estrategia de mayor plazo. A su vez, USAID ha solicitado, a NRECA y otros consultores que lleven a cabo este estudio sobre tarifas y subsidios a fin de identificar los mecanismos necesarios para modificar la actual estructura y así mejorar la viabilidad del sistema.

El presente documento es le informe final entregado por NRECA del estudio que tuvo los siguientes componentes:

Tarea 1: Analizar y Confirmar la Información de la Industria sobre Costos

Esta tarea consiste en un análisis de la información disponible sobre costos reales de generación y distribución dando como resultado observaciones con respecto a su racionalidad.

Tarea 2: Evaluación de Subsidios Existentes y su Impacto

Los dos subsidios principales provistos por el Gobierno Dominicano que directamente tienen su impacto sobre los consumidores de energía eléctrica son el Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA), y el Fondo de Estabilización (FdE). Un tercer subsidio que tiene impacto sobre el sector, es el suministro del combustible diesel a precios reducidos. Esta tarea llevó consigo la cuantificación de los tres subsidios que se proporciona al sector eléctrico.

Tarea 3: Estudio de la Voluntad de Pago

Antes del presente estudio, NRECA realizó dos trabajos relacionados con la voluntad y capacidad de pago, así como evaluaciones de ingresos y gastos domésticos para todo tipo de energía (electricidad, kerosén, velas, baterías, etc.) Para suplementar la información obtenida de estudios anteriores, y a fin de contar con datos muy actualizados, NRECA efectuó estudios adicionales que reflejan el impacto de la crisis actual sobre las actitudes y la economía de los usuarios.

Tarea 4: Evaluación de Estructuras Tarifarias y Opciones de Subsidios

La estructura tarifaria del sector eléctrico dominicano se encuentra en etapa de transición. Esta tarea trajo consigo el análisis de datos de tarifas y consumo y los resultados de los estudios de voluntad de pago a fin de determinar si el régimen tarifario pueda dar como resultado precios que se encuentren dentro de la capacidad de pago de la población, y si no, determinar qué nivel de subsidio se requeriría.

Tarea 5: Evaluaciones de Barreras que Impiden la Reducción de Pérdidas y Mejora en las Recaudaciones

Sin considerar la estrategia de tarifas y subsidios, la única forma sostenible para garantizar la viabilidad financiera del sector eléctrico dominicano es la de reducir las pérdidas y mejorar las recaudaciones. NRECA ha llevado a cabo una serie de entrevistas con personal de las distribuidoras en varios niveles. Las entrevistas han ayudado a identificar los problemas específicos que han contribuido a la incapacidad de todas las distribuidoras para controlar pérdidas o recaudar sus facturas. Además bajo esta tarea, NRECA ha realizado una evaluación de la implementación de las regulaciones actuales y la Ley de Electricidad y recomienda formas mediante las cuales éstas podrían ser cambiadas a fin de facilitar el manejo del proceso comercial del servicio.

Tarea 6: Plan de Implementación

Un componente crítico de cualquier cambio propuesto para el sector eléctrico es el desarrollo de un plan apropiado para su implementación y un cronograma para la introducción de los varios elementos. En esta tarea NRECA ha desarrollado un plan para el desarrollo del régimen tarifario propuesto, subsidios y otras recomendaciones teniendo en cuenta lo que es posible desde el punto de vista político y el modo de mantener al sector funcionando a través del curso de los cambios.

A continuación se presenta un resumen de las observaciones y conclusiones del estudio.

1. Como se sabe, la situación del sector eléctrico dominicano es crítica, por lo que no existe espacio para la improvisación. Por lo tanto, es necesario establecer un programa integrado de viabilidad del mercado eléctrico, ejecutando múltiples actividades de manera coordinada y enlazada, con la meta de llegar al punto de equilibrio financiero para el sector en su conjunto, y para cada uno de sus componentes. Esto deberá pasar en el menor tiempo posible, al menor costo posible, con el menor trauma posible.
2. El sector está en un estado tan avanzado de caos que todos los actores tendrán que compartir en el sacrificio y costo. Si todos ayudan a llevar una parte, la carga se hace más ligera. Se propone un Plan de Acción en el cual todos colaboran y comparten los costos. Todos los actores incluyendo el Gobierno, las Generadoras, las Distribuidoras, y los Usuarios hace compromisos específicos. Cada parte

contribuirá y asumirá responsabilidad en el corto plazo, y de la misma manera tendrá su parte en los beneficios resultantes de un sector eléctrico estable en el mediano y largo plazo. Cada uno tendrá que pagar su parte y cumplir con sus responsabilidades para poner orden al sector.

3. Por la condición dominante del Gobierno de la República Dominicana (GORD) en el sector (dueña de las plantas hidroeléctricas, transmisión, la mayor parte de la distribución, y su rol en regulación) un porcentaje significativo de los problemas son atribuibles al gobierno. Esto resalta la tremenda importancia de que el Gobierno tenga la voluntad política necesaria para tomar las acciones que se requieren para resolver los problemas.
4. Con dos excepciones, los costos de generación son razonables dado el actual parque de generación eléctrica en el país. Como una excepción a esta observación, se ha podido notar una situación en que la operación de los factores de indexación para el costo de combustible No 6, permite que los cambios en la tarifa por este concepto superan los reales cambios en el costo de combustible (apalancamiento por factores de indexación). El resultado ha sido que se podrían aumentar las ganancias de los generadores, solamente por aumentos de precio de combustible. En el caso actual, en que los generadores no reciben el pago total de sus facturas, ni mucho menos, este factor en la práctica no ha causado un incremento indebido de costo a los usuarios, aunque presiona la relación entre los actores. Como se contempla la regularización de pagos a los generadores bajo el Plan, este asunto podría generar ganancias excesivas para los generadores justo en un momento en que el resto de los actores del sector están realizando sacrificios. La segunda excepción tiene que ver con la compra por parte de EDEESTE de energía proveniente de una planta de propiedad de AES (que es también operador de EDEESTE), a un precio superior al precio de provisión a las otras dos Empresas distribuidoras en casi 18%. Aunque este incremento de costo no ha repercutido en las tarifas de los usuarios, este exceso de costo, es un factor contribuyendo a la mala situación financiera de EDEESTE.

Se puede pensar en optimizar esta parte del sector a largo plazo, pero no es una parte significativa del problema actual. Al pensar en el futuro y si el sector está estable, se tendría mayor probabilidad de poder atraer inversiones a largo plazo como ser plantas de carbón y plantas hidroeléctricas. Cuanto mayor el porcentaje de esas fuentes en el futuro, cuanto menor podría ser el costo promedio de generación.

5. Las pérdidas y la falta de cobranza en las empresas distribuidoras son parte ineludible del fracaso del sector. Pérdidas de 40% e índices de cobranza de 70% están fuera de todo rango razonable. Empresas eléctricas en otros países similares mantienen las pérdidas por debajo del 12% e índices de cobranza por encima de 95%.

6. El sistema de fijar tarifas basada en la indexación de una tarifa acordada hace algún tiempo, ha tenido dos resultados negativos. Primero, las tarifas actuales son mas un producto del juego de factores de indexación que un reflejo del costo de provisión del servicio. El mejor ejemplo de esto, es el problema antes mencionado, sobre la recuperación de cambios en el costo de combustibles en el sector de generación, existiendo el mismo problema en el sector de distribución. Segundo, la aplicación de tarifas indexadas conduce a la Superintendencia a no enfocarse en el control de costos de servicio. Precisamente y en el sentido mas básico, la diferencia entre ingreso y costo, es el elemento que ha causado la crisis actual.

Aunque no es una medida necesaria en este momento de crisis, se sugiere la conversión del actual sistema de regulación por tarifas indexadas (la Tarifa Técnica es nada mas que otra forma de tarifa indexada), a una regulación de costo, basado en comparación de costos con metas (“benchmarks”) derivados de otras empresas en similares situaciones.

7. La intervención del Gobierno en el sector ha sido negativa en casi todo aspecto
 - a. La distribución del Fondo de Estabilización ha sido muy desigual entre las distribuidoras con una deuda pendiente del Fondo a EDEESTE de US\$ 25MM y un pago pendiente de EDESUR al Fondo de US\$ 8MM.
 - b. Los costos de EDENORTE y EDESUR, bajo operación de CDEEE, han subido en forma completamente desmedida. En términos unitarios de US\$/kWh, sus costos de operación han subido a niveles que son por lo menos tres veces más de lo que empresas similares tienen como promedio.
 - c. El PRA ha fracasado y se ha constituido en una carga tremenda para las Empresas distribuidoras llegando a costarles aproximadamente US\$ 0.03 por kWh entregado a los barrios PRA.
 - d. Sumada a la ambigüedad de normativas vigentes, la intervención de la Superintendencia, especialmente del PROTECOM, no ha sido favorable a agilizar y eficientizar la reducción de fraude y mejora de eficiencia de las distribuidoras.
8. La solución de los problemas del sector depende, primordialmente de una voluntad política. La responsabilidad de apoyar los esfuerzos de las Empresas distribuidoras en la batalla para reducir el fraude, es principalmente de la Superintendencia.
9. El estudio de voluntad de pago muestra que el impacto económico mayor del desorden en el sector eléctrico, cae sobre los consumidores de bajo consumo. El costo de energéticos para una familia típica es 10% de su ingreso mensual, representando esto, casi el doble de lo que se ha notado en otros países similares. Esto debido a la necesidad para consumir cantidades cuantiosas de velas y kerosén durante los periodos de apagón.

10. La capacidad de pago de usuarios a todo nivel hace innecesaria la subvención de la tarifa eléctrica, siempre y cuando el incremento en la tarifa está enlazada a más horas de energía eléctrica que reduce el gasto que las familias tienen que hacer en otros energéticos.

11. La única manera de atacar los elementos que son la raíz de la crisis, es con un programa integral que combina: 1) un estudio para encontrar la mejor solución para los barrios peri-urbanos (incluyendo los barrios PRA), en el ínterin el gobierno asume la responsabilidad del PRA y el suministra del 100% de la energía a los barrios PRA, 2) pagos directos del gobierno a las empresas generadoras para que estas terminen los apagones, 3) un incremento en la tarifa promedio, 4) re-enfoque de la Superintendencia y PROTECOM, para apoyar la reducción de pérdidas y la mejora de recaudación de las distribuidoras, y 5) una campaña de reducción de pérdidas en las empresas distribuidoras con metas claras y consecuencias enumeradas para incumplimiento. Un programa integral que atiende a estos requerimientos se incluye en el capítulo 7.0 de este informe.

Análisis de Tarifas y Subsidios en el Sector Eléctrico de la República Dominicana

Informe Final

1.0 Antecedentes

El sector de suministro de energía eléctrica en la República Dominicana está sufriendo una crisis sin precedentes para un país moderno. A pesar de una capacidad total de generación de casi 3,500 MW y una demanda pico de aproximadamente 1,800 MW, ha habido en el pasado reciente frecuentes apagones y los cortes no planificados son aun más comunes. Aunque no existe falta de equipo o de mantenimiento, los principales factores causantes de esta crisis no son técnicos sino financieros. Cinco años después de una desintegración vertical, capitalización e introducción de operadores privados tanto en el sector de generación como en el de distribución, además de la implementación de una tarifa indexada, las distribuidoras con frecuencia se ven imposibilitados de recaudar el dinero suficiente para pagar el costo de la energía comprada.

El Gobierno del Presidente Fernández ha solicitado a la Agencia de los Estados Unidos de América para el Desarrollo Internacional (USAID) tomar a su cargo una serie de análisis del sector eléctrico. Estos análisis servirán como insumos para el actual Gobierno de la República Dominicana (GORD) en el desarrollo de un Plan de Acción Nacional. El objetivo de este plan es el de encarar los problemas inmediatos en el sector, hasta poder adoptar una estrategia de mayor plazo. A su vez, USAID ha solicitado, a NRECA y otros consultores que lleven a cabo este estudio sobre tarifas y subsidios a fin de identificar los mecanismos necesarios para modificar la actual estructura y así mejorar la viabilidad del sistema. El sistema deberá por lo menos recuperar a corto plazo sus costos de operación, con subsidios que estén proyectados para apoyar metas sociales razonables, pero que sean sostenibles teniendo en cuenta ingresos anticipados para el Gobierno. A largo plazo, el sistema eléctrico tendrá que ser capaz de generar utilidades financieras suficientes para generadores y distribuidores a fin de garantizar un flujo continuo de capital para infraestructura.

Los componentes de este estudio son los siguientes:

Tarea 1: Analizar y Confirmar la Información de la Industria sobre Costos

Esta tarea consiste en un análisis de la información disponible sobre costos reales de generación y distribución dando como resultado observaciones con respecto a su racionalidad.

Tarea 2: Evaluación de Subsidios Existentes y su Impacto

Los dos subsidios principales provistos por el Gobierno Dominicano que directamente tienen su impacto sobre los consumidores de energía eléctrica son el Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA), y el Fondo de

Estabilización (FdE). El subsidio PRA es aplicable a consumidores en zonas donde la infraestructura formal del servicio es prácticamente inexistente o es tan deficiente que requiere de una reconstrucción completa. En estas inmediaciones, generalmente no es posible empadronar consumidores o instalar medidores, y tampoco es posible suministrar un servicio de categoría. El propósito del PRA era brindar un cierto nivel garantizado de servicio en estas inmediaciones, acostumbrando a los residentes a pagar por lo menos algo por el servicio. Tenía el propósito de ser un arreglo sin ganancias ni pérdidas para los servicios. Por otra parte, el FdE fue creado para compensar al servicio por el suministro de energía a tarifas reducidas para consumidores en zonas donde la infraestructura del servicio se encuentra en condiciones relativamente normales, y donde, por lo tanto, es posible instalar medidores de consumo individuales y brindar servicio de alta calidad. En general este subsidio abarca a todo los consumidores bajo los tipos de tarifa BTS1 y BTS2, que cuentan con un contrato de servicio con las distribuidoras. Un tercer subsidio que tiene impacto sobre el sector, es el suministro del combustible diesel a precios reducidos. Además de abastecer a muchos generadores de emergencia, el diesel es utilizado por auto-generadores y en grado limitado por algunas plantas de energía que prestan servicio al sistema interconectado. Esta tarea lleva consigo la cuantificación de los tres subsidios que se proporciona al sector eléctrico.

Tarea 3: Estudio de la Voluntad de Pago

Antes del presente estudio, NRECA realizó dos trabajos relacionados con la voluntad y capacidad de pago, así como evaluaciones de ingresos y gastos domésticos para todo tipo de energía (electricidad, kerosén, velas, baterías, etc.) En el mes de marzo de 2004, NRECA llevó a cabo un estudio en Cristo Rey, una población peri-urbana en Santo Domingo, y en las áreas urbanas y rurales en ocho municipios del sudoeste en una zona fronteriza con Haití. NRECA también concluyó un estudio nacional de voluntad de pago en el 2000 en áreas rurales y peri-urbanas a lo largo de todo el país. Para suplementar la información obtenida de estudios anteriores, y a fin de contar con datos muy actualizados, NRECA efectuó estudios adicionales que reflejan el impacto de la crisis actual sobre las actitudes y la economía de los usuarios finales. Debido a lo limitado del tiempo, el área de encuesta fue Santo Domingo. Se seleccionaron dos universos de muestra: 1) barrios del sector eléctrico convencional y 2) barrios del Programa de Reducción de Apagones (PRA). El propósito del estudio fue el de determinar los patrones actuales de consumo y actitudes de consumidores domésticos y pequeños comerciantes de todos los niveles de ingreso con respecto a los precios y confiabilidad de la electricidad.

Tarea 4: Evaluación de Estructuras Tarifarias y Opciones de Subsidios

La estructura tarifaria del sector eléctrico dominicano se encuentra en etapa de transición. Una estructura tarifaria provisional, denominada Tarifa Indexada, fue negociada en el “Acuerdo de Madrid”, basada en un número de factores incluyendo los resultados de la licitación para la compra del sistema, experiencia de costos y factores políticos. En ese momento, se acordó que la estructura

tarifaria final estaría basada en el diseño de un servicio de distribución económicamente eficiente y en un estudio de definición de esta tarifa, denominada como la Tarifa Técnica que se concluyó en el año 2003. La Tarifa Técnica nunca fue implementada, y el régimen tarifario en vigencia actualmente consiste de modificaciones mensuales de la Tarifa Indexada. Esta tarea trae consigo el análisis de datos de tarifas y consumo y los resultados de los estudios de voluntad de pago a fin de determinar si el régimen tarifario pueda dar como resultado precios que se encuentren dentro de la capacidad de pago de la población, y si no, determinar qué nivel de subsidio se requeriría.

Tarea 5: Evaluaciones de Barreras que Impiden la Reducción de Pérdidas y Mejora en las Recaudaciones

Sin considerar la estrategia de tarifas y subsidios, la única forma sostenible para garantizar la viabilidad financiera del sector eléctrico dominicano es la de reducir las pérdidas y mejorar las recaudaciones. NRECA ha llevado a cabo una serie de entrevistas con personal de las distribuidoras en varios niveles. Las entrevistas han ayudado a identificar los problemas específicos que han contribuido a la incapacidad de todas las distribuidoras para controlar pérdidas o recaudar sus facturas. Además bajo esta tarea, NRECA ha realizado una evaluación de la implementación de las regulaciones actuales y la Ley de Electricidad y recomienda formas mediante las cuales éstas podrían ser cambiadas a fin de facilitar el manejo del proceso comercial del servicio.

Tarea 6: Plan de Implementación

Un componente crítico de cualquier cambio propuesto para el sector eléctrico es el desarrollo de un plan apropiado para su implementación y un cronograma para la introducción de los varios elementos. En esta tarea NRECA ha desarrollado un plan para el desarrollo del régimen tarifario propuesto, subsidios y otras recomendaciones teniendo en cuenta lo que es posible desde el punto de vista político y el modo de mantener al sector funcionando a través del curso de los cambios.

En un esfuerzo por brindar un insumo inmediatamente efectivo, mientras se reconozcan los diferentes requerimientos de programación para las varias tareas, NRECA entregó secciones en borrador del informe, a medida que éstas fueron concluidas y, en última instancia, se consolidó el trabajo en el presente informe final.

2.0 Análisis de Datos de la Industria

En esta sección se analizan y evalúan los resultados del análisis de los datos de la industria y aquellos normativos sobre costos y utilidades, primero para el sector de generación y luego para el sector de distribución.

2.1 Sector de Generación

El análisis y redacción de un informe del sector de generación fue una contribución del Dr. Robert Means, USI Incorporated, bajo contrato directo entre USI Incorporated/AEAI y USAID. En la presente sección, sólo se introduce un resumen del mismo. En el Anexo 1, se presenta el reporte en extenso.

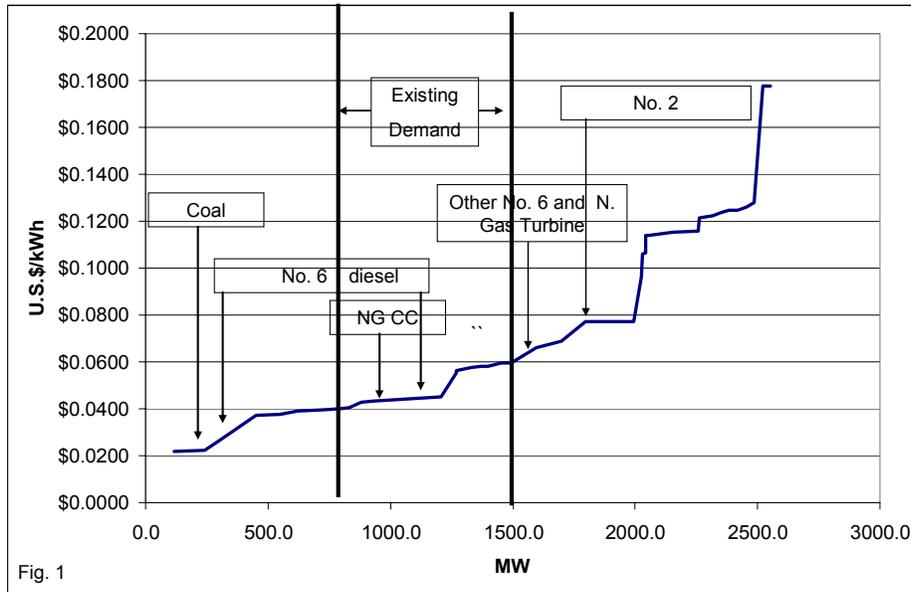
Esta sección del informe analiza la cuestión de cuál es la contribución, si la hubiera, a los problemas en la industria eléctrica dominicana ocasionada por costos y precios en el sub-sector de generación. Este estudio es efectuado mediante análisis de costos de las plantas de generación actual y de los contratos a largo plazo que rigen los precios de su producción. Se incluye en el Anexo 1 de este documento un informe amplio sobre el sector de generación que comprende una descripción del modelo computarizado.

2.1.1 Planta de Generación

Se ha analizado el número de plantas generadoras existentes en el sector del servicio eléctrico desde la perspectiva de costos reales versus costos que deberían ser en operaciones eficientes, tomando en cuenta la tecnología de las plantas y los costos actuales del combustible.

La siguiente Figura es un resumen esquemático de la planta de generación del país, que muestra el tipo unitario versus el costo variable del costo de generación despachada. A dicha información se sobrepone un rango típico de la demanda de capacidad en el sistema.

Capacity Dispatched and Marginal Variable Cost



La Figura muestra el costo variable marginal para un nivel dado de despacho – el costo variable del combustible y el no combustible correspondiente a la última unidad despachada según despacho en orden de mérito. Como la Figura indica, el despacho es segregado por combustible y tecnología. Las unidades de carbón tienen el costo variable más bajo, seguidas por las unidades de diesel que utilizan el combustible No. 6, las que son seguidas por unidades No. 6 no combustibles, turbinas de combustión a gas natural, y finalmente por unidades que queman combustible No. 2.

En su mayor parte se muestran claramente los límites de costos entre estos combustibles y tecnologías. Ninguna unidad de carbón tiene un costo variable tan alto como el diesel No. 6 más barato, y, a su vez, el diesel No. 6 más caro es más barato que cualquier unidad No. 6 no combustible. En el extremo superior del rango del costo variable, la unidad No. 2 más barata es más cara que cualquier unidad que utilice algún otro combustible.

La excepción significativa ante estos límites agudamente trazados es la correspondiente al gas natural de ciclo combinado (GNCC) 285 MW de Andrés AES, el que se encuentra dentro del rango de costo variable para unidades de diesel No. 6, aunque cerca al extremo superior de ese rango.

El costo real de generación no afecta directamente en el precio cobrado a las distribuidoras, más bien el precio se basa en cálculos determinados en contratos elaborados según el Acuerdo de Madrid, como se menciona en la siguiente sección. Sin ahondar en detalles, se puede afirmar aquí que los contratos ciertamente proporcionan un

sólido incentivo para minimizar el costo de generación. Si bien estos incentivos no constituyen una garantía de decisiones operativas prudentes, parece improbable que exista oportunidad para reducir el costo de generación de energía con la planta generadora existente y bajo las actuales condiciones.

Esas condiciones incluyen notablemente los problemas financieros actuales de las compañías, y el agudo problema de no pago o pago incompleto de los cargos contractuales que son la principal fuente de dichos problemas. La falta de pago es probable que incremente el costo de generación de energía de tres maneras: Primera, puede que no se encuentren disponibles unidades de costos más bajos porque sus propietarios no pueden comprar combustible. Segunda, puede que la incertidumbre financiera haga que sea difícil o imposible para las compañías generadoras celebrar contratos a largo plazo para la compra de combustible, forzándolas a comprarlo en el Mercado “*spot*”. Tercera, por lo general, las compañías reaccionan ante restricciones financieras evitando o retrasando actividades de mantenimiento rutinario. Con el tiempo, esto puede resultar en una capacidad reducida, tasa calórica incrementada, o ambas.

Al regularizar los pagos a las generadoras – y proporcionando la seguridad de que éstos continuarían regularizados en el futuro – probablemente daría como resultado una reducción en los costos de generación, aunque la magnitud de la reducción aparentemente sería pequeña.

Reducciones significativas en los costos de generación serían solamente obtenidas mediante una caída importante en el precio de los combustibles consumidos por las unidades de generación existentes, o mediante el reemplazo de esas unidades en su integridad o en parte, por generación de base nueva que utiliza carbón. Esto último es un acontecimiento altamente improbable dada la inestabilidad financiera del sector.

2.1.2 Contratos a Largo Plazo

Si bien los costos de generación parecen estar más o menos en línea con lo que se esperaba dada la tecnología en el sector, los costos en realidad no determinan directamente el precio cobrado por las generadoras a las distribuidoras. Mas bien, los precios finales son determinados por cálculos que se encuentran en los contratos a largo plazo que rigen el sector. Probablemente, las negociaciones que dieron como resultado los términos de los contratos fueron influenciadas por suposiciones relacionadas a esos costos, pero una vez concluidas las negociaciones y firmado el contrato, los costos reales de las generadoras pasaron a segundo plano en relación a los cálculos del contrato.

La mayoría de los contratos según los cuales las empresas distribuidoras compran la mayor parte de su energía fueron negociados por parte de Madrid en el año 2001. El contrato que rige la venta de energía de la unidad de GNCC de Andrés AES fue firmado en 2002, pero sigue el mismo patrón del Acuerdo Madrid.

Los contratos Madrid varían en detalles, aunque la estructura con respecto a los términos de precios es similar. El precio establecido por los contratos consiste de tres componentes:

- Coste de capacidad que se basa en la capacidad cubierta por el contrato, indexado al CPI, limitado a un máximo de dos por ciento por año.
- Coste de energía que se basa en el monto de energía entregada al comprador, indexada al CPI, pero sin un límite de 2% anual, y
- Componente combustible del coste de energía, ajustado en base al precio publicado de un combustible de referencia.

Todos estos contratos a largo plazo se supone que deben rendir ingresos que sean iguales a los costos variables y fijos de operación más un margen que es la fuente de las utilidades de la generadora. En un mercado competitivo de inversión, esas utilidades deben competir contra ganancias de otras oportunidades de inversión. Los contratos también incluyen en forma típica una cláusula de ajuste del combustible. El propósito de esta cláusula es el de separar las utilidades de la compañía de los cambios en el costo del combustible. La cláusula causa este efecto mediante el ajuste del precio del contrato para reflejar cambios en ese costo, y así traspasar el riesgo de los cambios en el costo de los combustibles de la compañía generadora a la compañía distribuidora y, en última instancia, a los usuarios de las distribuidoras.

Ganancia de la Generadora según Contratos Madrid

Se analizó las utilidades para las generadoras en 2002, el año subsiguiente a los contratos Madrid. El análisis sería aplicable a las utilidades actuales de las compañías, si fuera que el componente combustible de los contratos funcionaría en forma confiable como una cláusula de ajuste del combustible, separando las utilidades de la compañía del efecto de cambios en los costos del combustible. Sin embargo, considerando que la cláusula de ajuste del combustible no funciona de esa manera (como se explica en la siguiente sección), elegimos un período de análisis tan próximo a la elaboración de los contratos (incluyendo suposiciones de costo) como fue posible.

Las utilidades pre-impuestos fueron analizadas como un rédito porcentual sobre la inversión de los accionistas, incluyendo ganancias acumuladas. El cálculo se muestra resumido en la siguiente tabla para Haina y para un agregado de las otras generadoras, excluyendo a Seaboard. Esta última fue excluida porque vende energía en el Mercado “spot” y directamente a los usuarios finales, y no según contratos a largo plazo de Madrid. Haina está separada porque presentó sus datos financieros en moneda de los Estados Unidos mientras que las otras compañías lo hicieron en moneda dominicana.

Utilidades Estimadas Pre-Impuestos de las Compañías Generadoras (2002)

	Haina (\$US)	Otras Empresas (RD\$)
Inversión de Accionistas	\$273,906,287	\$7,786,836,986
Utilidades Pre-Impuestos, 2002	\$19,081,386	\$524,132,349
Utilidad Pre-Impuestos	6.73%	6.97%

Dada la falta de disponibilidad de información detallada de calidad, los resultados no son un cálculo preciso de las utilidades pre-impuestos ganadas por las compañías generadoras en 2002. Sin embargo, una utilidad antes del impuesto de dos o aún tres veces el nivel que se muestra en la tabla no hubiera sido excesivo. Esto sugiere que los contratos Madrid inicialmente no produjeron utilidades excesivas. Sin embargo, desde el año 2002, un problema identificado con la cláusula de ajuste del combustible puede que haya contribuido a obtener utilidades más altas de las esperadas, dado que este período ha sido uno en que se han producido alzas en los precios del combustible y que la cláusula da como resultado utilidades más altas con precios del combustible más altos.

Problema con la Cláusula de Ajuste del Combustible

En los contratos Madrid, el precio de referencia para el combustible no es utilizado directamente en el cálculo de la cláusula de ajuste del combustible. Mas bien, es utilizado para calcular una relación (ratio) que luego es multiplicada por el componente de combustible inicial del costo de energía. El propósito de la fórmula es el de subir y bajar con los costos reales de combustible de la generadora, aunque evidentemente no logra su propósito en algunos, tal vez en la mayoría, de los contratos Madrid. En otras palabras, el componente no aísla las utilidades de la generadora de los cambios en los costos del combustible. Por el contrario, entre los contratos examinados, los componentes de combustible de los contratos de La Palamara e Itabo aparentemente dan como resultado cambios en los precios que son mayores que los cambios en los costos de combustible de la generadora. En el contexto de caída de precios de combustible, los componentes reducirían las utilidades de la generadora; en el actual contexto de alza en el precio de los combustibles (es el caso desde 2002), aumentan las utilidades.

Este funcionamiento defectuoso de la cláusula parece ser real aun para el contrato Andrés AES, pero bajo ese contrato la diferencia entre el componente de combustible y el costo real del combustible de la generadora es pequeña – para el período analizado, un promedio de unos \$0.0025/kWh, o un seis por ciento del costo real del combustible. Sin embargo, en el contrato de La Palamara, la diferencia es de aproximadamente un centavo (\$US 0.01), y en el contrato de Itabo la diferencia llega a dos centavos (\$US 0.02) para el mes de Julio de 2004, una diferencia que es tan grande como el total del costo real del combustible.

Como resultado, para los contratos de La Palamara e Itabo, y presumiblemente también para por lo menos algunos de los otros contratos Madrid, las utilidades de la compañía generadora son significativamente afectadas por cambios en el costo del combustible.

2.1.3 Conclusiones

Con base en el análisis, tanto de costos de las plantas de generación existentes y los contratos vigentes, la conclusión general concerniente al sub-sector de generación es que,

aunque existen algunas áreas para mejoras, este sub-sector no esta sobre-cobrando significativamente y no es el problema central del sector eléctrico.

Específicamente, con respecto a las unidades de generación existentes:

- Dadas las plantas existentes, el costo de generación probablemente no se pueda reducir significativamente, especialmente con las restricciones financieras impuestas por la falta de pagos regulares y completos de las distribuidoras;
- Con pagos regulares y completos algunas reducciones menores de costos podrían probablemente ser posibles;
- La única manera de lograr reducciones significativas en el costo de generación sería mediante la adición de generación base que utiliza carbón;
- A la vez que sus costos variables son bajos, la inversión requerida para plantas a base de carbón es alta y no es probable que se realice debido a:
 - la historia de inestabilidad financiera en el sector de generación dominicano, y
 - el exceso de generación actual por encima de la demanda.

Específicamente concerniente a los contratos a largo plazo:

- Los contratos generalmente crearon fuertes incentivos para que los generadores minimicen el costo de generación;
- Hay un problema estructural respecto a la manera en la cual se calcula el componente de costo de combustible del combustible No. 6, creando utilidades más elevadas para el generador cuando suben los precios de combustible y utilidades más reducidas cuando los precios caen. Esto se debería solucionar para crear un mecanismo que permita pasar los costos de combustible al cliente sin incrementar o reducir las utilidades del generador; y
- Con la posible excepción del problema mencionado anteriormente, es dudoso que los contratos a largo plazo producirían ganancias excesivas aun si se estarían pagando en su totalidad a los generadores los montos acorde a los términos de los contratos.

2.2 Sector de Distribución

2.2.1 Metodología

Antes de obtener la información, fue necesario determinar un período de análisis. Idealmente, el análisis de costos se lleva a cabo durante un período en el cual no existen eventos únicos que podrían distorsionar los costos o las utilidades, aunque en la práctica esto casi nunca es posible. Como mínimo es necesario que cualquier evento único sea identificado y que sus impactos sobre utilidades y costos sean mensurables, de tal manera que sus efectos puedan ser compensados en el análisis. Normalmente, es también deseable llevar a cabo un análisis de costos sobre un período de un año a fin de eliminar

las distorsiones que se puedan introducir debido a variaciones estacionales en el consumo e ingresos.

En el caso del sector eléctrico dominicano, es virtualmente imposible definir un período de un año que satisfaga los criterios de análisis normales de costos. Durante los últimos 18 meses, el tema definitorio se ha traducido en una serie de eventos de crisis dando como resultado significativas reducciones en el servicio. Por ejemplo, el Fondo de Estabilización (FdE) fue introducido en marzo de 2003, ocasionando un importante cambio en las tarifas. El período de julio a septiembre de 2003 se caracterizó por disputas entre el gobierno y los accionistas privados, lo que dio como resultado un racionamiento extenso del servicio eléctrico además de inquietud pública en las áreas administradas por Unión Fenosa. Octubre y noviembre de 2003 se caracterizaron por reajustes operativos en EdeSur y EdeNorte inmediatamente después de la salida del operador Unión Fenosa. Diciembre es un mes de fiestas en casi todo el mundo, por lo que es atípico y, por lo tanto, inadecuado para considerarlo como una parte principal de cualquier período de análisis de costo/utilidad. A consecuencia de estas anomalías aparentemente continuas, el período entre enero y mayo de 2004 fue escogido como el período de análisis de costo/utilidad. Se puede decir que durante este período, EdeSur y EdeNorte se han estabilizado como entidades estatales, y no hubo serias dificultades gubernamentales o industriales.

Sin embargo, el período escogido no se encuentra libre de dificultades. En marzo, la rápida devaluación del peso en relación al dólar alcanzó su máximo grado, ocasionando considerables dificultades en la indexación de tarifas de generación y distribución. Asimismo, el Organismo Coordinador (OC) calcula que la energía no servida durante este período llegó a 25 por ciento de demanda, que es una figura significativa comparada con aproximadamente 15 por ciento para el 2003. No obstante, comenzando en junio, la energía no servida subió hasta 36 por ciento, un nivel desde el que recién ha empezado a retroceder. Por lo tanto, aunque se escogió el período enero-mayo, 2004 como el más representativo período de tiempo reciente, se decidió que cualquier intento para ajustar la información sobre ventas o costos a fin de explicar las anomalías, rápidamente convertiría el análisis en un ejercicio académico. Así, a pesar de los disturbios que existieron durante este período, se decidió utilizar los datos “tal-como-son” (“as-is”), es decir sin intentar compensar por las ventas reducidas debidas al racionamiento o desbarajuste en los ingresos debido a fluctuaciones en el tipo de cambio.

Una vez determinado el período de estudio, se solicitó a SIE datos sobre costos de distribución de EdeSur, EdeNorte y EdeEste. Debido a que SIE no regula tarifas en base al costo, pero sí en base a una tarifa indexada, fue difícil obtener datos sobre costos y los que se obtuvieron tuvieron que ser cuidadosamente analizados con respecto a su calidad. Los datos referentes a costos de operación fueron finalmente obtenidos de un informe preparado por SIE sobre flujo de efectivo como un medio de reconciliar deudas entre sectores. El balance más reciente que se pudo obtener correspondía al año 2002 y los cambios en el valor de los activos fueron estimados de los gastos de capital reportados en el informe de flujo de efectivo. Por lo tanto, la información sobre costos permanece pendiente, área en la que es necesario efectuar mayor verificación de datos.

Los datos sobre ventas fueron obtenidos de los informes utilizados para generar las resoluciones que autorizan pagos bajo el FdE. En un esfuerzo para verificar la calidad de esta información, se analizó las bases de datos presentadas por las distribuidoras, habiendo detectado una serie de anomalías. Habían discos CDs ilegibles y CDs en blanco, y parece que el diseño de la misma base de datos cambia de un mes al otro. Diferencias en títulos de las columnas y diferente ordenamiento de encabezamientos de columnas dieron como resultado que el desarrollo de averiguaciones normales se torne muy difícil. Otro problema adicional se refiere a aparentes errores computacionales en algunas de las fórmulas, como se comprobó por cosas tales como consumo negativo para, en algunos casos, varios miles de consumidores. Dados estos errores obvios, es muy probable de que existan un número significativo de más errores sutiles en las bases de datos. El equipo de estudio procesó la información de las bases de datos hasta donde fue posible considerando el corto tiempo disponible y la corrección de los errores más obvios. Como algunos de los errores contrarrestaban a otros en el análisis de los datos, el efecto general de los errores de datos no fue mayor, aunque es imprescindible tomar en consideración la preparación de formatos estándar de informes y esquemas de validación de datos automatizados.

La información sobre compras de energía fue obtenida de la oficina del Mercado Mayorista de SIE, y la información sobre tasas calóricas y costos de combustibles fue obtenida de los informes del OC. No se descubrieron errores significativos en esta información, aunque se detectó una anomalía de datos en la información sobre energía “spot”. Parece que las ventas de energía “spot” son reportadas por el vendedor en términos financieros, y no físicos como ser, kW y kWh. Como no era el propósito de este estudio analizar las transacciones del Mercado “spot”, esta anomalía fue resuelta utilizando una técnica de promedios, pero sería conveniente reportar las ventas en términos físicos y financieros.

La información sobre tarifas fue obtenida de las resoluciones mensuales de SIE, pero aquí también suscitaron problemas que demoraron el análisis. Todas las decisiones de SIE, incluyendo notificaciones de disposiciones sobre tarifas, son formalizadas mediante resoluciones. SIE no publica sus resoluciones en su página web, y el OC, que sí lo hace, no publica todas. Esto hace que sea necesario obtener copias de algunas resoluciones solicitándolas directamente al personal de SIE. El personal ha sido muy cooperativo al respaldar este estudio, pero sería conveniente contar con un procedimiento de publicación más formal.

2.2.2 Análisis de Estados Operativos

En la Tabla 2-1 se muestran los estados consolidados de operación para las tres compañías de distribución por el período enero a mayo de 2004.

INFORME FINAL Diciembre 2004

Tabla 2-1: Estado de Operaciones Enero-Mayo, 2004				
ID	Partida	EdeSur	EdeNorte	EdeEste
Compras y Ventas de Energía				
1	Compras de Energía kWh	1,340,951,073	1,189,780,090	1,207,321,187
2	Costo Promedio de Compra US\$/kWh	\$0.083	\$0.082	\$0.096
3	kWh Facturados a Clientes Finales	717,298,868	539,532,785	705,538,023
4	kWh Entrega a Barrios PRA	158,570,000	66,020,000	235,880,000
5	Pérdidas % (fuera de PRA)	39%	52%	27%
Facturación y Recaudación Clientes Finales				
6	Valor Facturado \$RD Clientes Finales	4,814,771,579	3,174,490,276	3,826,636,659
7	Valor Recaudado \$RD Clientes Finales	3,594,683,712	2,295,266,912	2,609,850,293
8	Efficiencia Recaudación %	75%	72%	68%
9	Tarifa de los Clientes Finales US\$/kWh	\$0.142	\$0.124	\$0.115
10	Pagos Fondo Compensación	1,128,902,381	629,073,446	331,516,250
11	Tarifa Efectiva Clientes Finales US\$/kWh	\$0.175	\$0.148	\$0.127
12	Tarifa Indexada Clientes Finales US\$/kWh	\$0.161	\$0.152	\$0.140
Recaudación Barrios PRA				
13	Recaudación de Usuarios PRA	8,759,900	6,721,500	54,923,027
14	Subvención Gobierno PRA	467,619,035	198,030,017	564,010,517
15	Tarifa Efectivo PRA US\$/kWh	\$0.065	\$0.066	\$0.054
16	Total Recaudación	5,199,965,027	3,129,091,875	3,560,300,087
17	Tarifa Recaudada US\$/kWh	\$0.153	\$0.122	\$0.107
Costos del Ejercicio				
Costo de Energía				
18	CDEEE	1,841,925,908	1,541,538,788	564,010,517
19	Otros Proveedores	3,411,821,809	3,207,162,844	4,923,639,298
20	Costos de Operación	1,872,707,520	1,406,918,480	428,427,041
21	Costo Operación US\$/kWh Facturado	\$0.055	\$0.055	\$0.013
22	Depreciación	92,161,960	80,646,502	60,551,130
23	Costo Total	7,218,617,197	6,236,266,614	5,976,627,986
24	Costo Unitario US\$/kWh Facturado	\$0.213	\$0.244	\$0.179
25	Resultado Neto del Ejercicio \$RD	(2,018,652,170)	(3,107,174,738)	(2,416,327,899)
26	Resultado Neto Anualizado US\$	(\$102,313,845)	(\$157,484,781)	(\$122,469,736)

Las observaciones más significativas que se pueden hacer en esta Tabla son las siguientes:

Energía Comprada

La cantidad de energía comprada por cada una de las tres compañías se muestra en la Línea 1. Las cantidades indicadas son sustancialmente iguales, que es una prueba de que las tres compañías continúan esencialmente siendo del mismo tamaño. La base de consumidores de las tres es bastante diferente, por lo tanto, el hecho de que las tres

tengan similares requerimientos de energía, no significa necesariamente que su desempeño financiero sea el mismo.

La Línea 2 muestra el precio promedio por kWh de energía comprada. EdeSur y EdeNorte tienen esencialmente el mismo costo de energía comprada mientras que el costo de EdeEste es aproximadamente \$US0.096/kWh, más o menos 18 por ciento más alto. Esta es una diferencia significativa y se debe al hecho de que EdeEste compra una porción significativa de su energía de Dominican Power Partners (DPP), una planta de propiedad exclusiva de AES. En realidad, EdeEste es el único cliente de Energía DPP durante este período, sea por contrato o por ventas “spot”. El costo unitario de demanda de DPP está 45% sobre el del mercado, y el costo de energía varía de 25% a 45% sobre el mercado durante este período. AES es también propietaria de AES Dominicana, el agente operador para EdeEste, y esto por sí mismo, pone en duda la idoneidad del contrato de venta de energía de DPP a EdeEste a un precio por sobre el del mercado. Esto es especialmente cierto cuando uno observa que la producción mucho más eficiente de la planta AES Andrés parece que se vende principalmente en el mercado “spot”.

Sin embargo, hablando estrictamente sobre la compra de energía por EdeEste a un costo sobre el Mercado, no tiene efecto alguno sobre los que pagan las tarifas, ya que la tarifa es elaborada sobre la base de una fórmula de indexación y no toma en cuenta el costo real de la energía comprada. Por lo tanto, el efecto a corto plazo es simplemente una reducción en las ganancias netas de EdeEste. Sin embargo, permanece el hecho de que tales compras afectan a largo plazo la viabilidad de EdeEste como empresa eléctrica, lo que ciertamente afectará la calidad del servicio prestado a sus consumidores. Por lo tanto, es incumbencia de SIE analizar este asunto.

Ventas de Energía a los Consumidores

En la Línea 3 se muestra las ventas de energía a los clientes finales y la energía entregada a las poblaciones cubiertas por el Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA) se muestra en la Línea 4. Las pérdidas por ventas a los consumidores finales están en la Línea 5. Para propósitos de cálculo de pérdidas, se han excluido las entregas a las poblaciones de PRA, tanto las correspondientes a compras como a ventas. De esta manera, la cifra que indica pérdidas solamente refleja aquellas pérdidas que ocurren en las poblaciones en las que existe un sistema formal de energía que permite técnicas estándar para medición y facturación (zonas NO-PRA).

Las pérdidas de energía para las tres distribuidoras son excesivas, aunque existe diferencia significativa entre las tres entidades. Las pérdidas para EdeSur exceden el 35 por ciento, para EdeNorte exceden 50 por ciento, mientras que las pérdidas para EdeEste son altas, pero en comparación más modestas, ya que están en el orden del 27 por ciento. Las investigaciones que condujeron al desarrollo de la tarifa técnica determinaron que las pérdidas puramente técnicas en los sistemas de las tres empresas no excedieron de 10 por ciento. Por lo tanto, queda claro que existen pérdidas considerables no-técnicas en las tres distribuidoras. Dichas pérdidas se encuentran claramente fuera de control en EdeSur, y EdeNorte, mientras que EdeEste está realizando un mejor trabajo para minimizarlas.

Recaudaciones de Usuarios

Las Líneas 6, 7, y 8 muestran respectivamente los montos facturados y recaudados de los usuarios y la proporción de fondos recaudados / facturados para cada una de las empresas de distribución. La relación de recaudación (montos recaudados divididos entre el monto facturado) para las tres compañías (Línea 8) es aproximadamente de 70 a 75 por ciento. Se identificaron varias barreras que complican la tarea de control y reducción de las pérdidas no-técnicas, ver el capítulo 6, pero es difícil comprender cómo, una vez que se ha medido y facturado, no se recauden los pagos. Los estudios que condujeron a la tarifa técnica estimaron un nivel razonable de facturas no recaudadas de uno por ciento (ej. Una relación de recaudación de 99 por ciento) y aunque 99% puede ser difícil de lograr en la práctica, no queda duda de que 70 a 75 por ciento no es un nivel razonable.

Pagos para el Fondo de Estabilización

Los pagos reales hechos sobre los montos debidos bajo el FdE se muestran en la Línea 10. Quizás más importante que los pagos recibidos, es la relación entre pagos autorizados y pagos recibidos, lo que se muestra en la siguiente Tabla 2-2-2.

Tabla 2-2-2: Pagos por el Fondo de Estabilización \$RD						
Mes	EdeSur		EdeNorte		EdeEste	
Bal. 1/1	44,725,842		45,708		678,642,932	
Pago	Ganado	Pagado	Ganado	Pagado	Ganado	Pagado
Enero	208,395,269	27,384,000	187,754,476	34,749,767	218,387,396	0
Febrero	96,649,598	322,455,823	98,439,519	286,255,373	113,998,558	331,516,250
Marzo	148,470,951	147,562,558	160,338,607	184,068,307	187,484,254	0
Abril	137,549,362	81,000,000	157,535,327	81,000,000	179,885,736	0
Mayo	125,661,348	550,500,000	146,473,358	43,000,000	165,680,934	0
Total	716,726,528	1,128,902,381	750,541,287	629,073,446	865,436,878	331,516,250
Bal. 6/1	(367,450,011)		121,513,548		1,212,563,560	
Bal. USD	(\$7,704,970)		\$2,547,988		\$25,425,950	

Nota: Pagos ganados son aquellos adeudados sobre el consumo del mes dado

Los datos indican que los pagos totales a las tres distribuidoras durante el período fueron menores que los montos adeudados por el gobierno en una suma de aproximadamente \$US5.1 millones. Además, en vez de ser entregados regularmente, los pagos de FdE fueron irregulares y no fueron distribuidos en forma equitativa. El resultado al final del período es que EdeSur recibió un sobrepago por un total de \$US7.7 millones, mientras que EdeNorte y EdeEste recibieron pagos incompletos. El monto del pago incompleto a EdeNorte es de \$US2.5 millones o solamente un cuatro por ciento de sus ventas durante el período, pero el saldo adeudado a EdeEste ha aumentado a la sorprendente suma de \$US25.4 millones, o casi igual a 32 por ciento de sus ventas totales durante el período. Se puede sospechar que esta distorsión en la entrega de pagos es motivada políticamente debido a que EdeSur y EdeNorte son propiedad del estado, y si esto fuese probado, constituye una desventaja oculta significativa en la existencia del FdE.

La Línea 11 indica la tarifa efectiva por ventas a usuarios finales, incluyendo el ingreso por subvención del FdE. Esta suma deberá ser igual a la recuperación anticipada de la Tarifa Indexada (Línea 12), ya que el FdE tiene sólo el propósito de dividir los costos de

la Tarifa Indexada entre el gobierno y los usuarios. En el caso de EdeSur, la tarifa efectiva está por sobre \$0.17/kWh (comparada con la tarifa indexada de \$0.16/kWh); un resultado de los sobrepagos de FdE mencionados más arriba. Por la misma razón, el hecho de que la tarifa efectiva de EdeEste sea de \$0.013/kWh menos que la tarifa indexada, es el resultado de los pagos incompletos a cargo de FdE.

Es interesante observar la diferencia en la tarifa indexada efectiva entre las tres distribuidoras. El hecho de que EdeSur puede esperar una tarifa de \$US0.16/kWh, mientras que EdeEste puede esperar solamente \$US0.14/kWh (\$0.02/kWh menos), es una indicación de las diferencias en la estructura de los usuarios entre las dos áreas de servicio. EdeEste simplemente tiene más usuarios pequeños que EdeSur, o poniéndolo de otra manera, EdeSur es un área de servicio más lucrativa. Es también una indicación de que una tarifa uniforme entre las tres distribuidoras no es una buena idea ya que es probable que el costo unitario eficiente de manejar EdeSur sea menor que el que le corresponde a EdeEste. Tratar de forzar a EdeEste a aceptar el mismo régimen tarifario que el de EdeSur, dejaría a EdeEste como el hijastro pobre para siempre, mientras EdeSur generaría ganancias.

Efectos del PRA

Las Líneas 13, 14, y 15 muestran respectivamente los montos recaudados de las poblaciones del PRA, el monto del subsidio pagado por el gobierno a la compañía distribuidora por suministrar el servicio, y la “tarifa” efectiva recaudada por la compañía distribuidora por suministrar energía al PRA. Como se mencionó, las poblaciones del PRA son aquellas donde la infraestructura eléctrica existente es tan deficiente que no cuentan con contrato ni servicios formales. Las facturas por lo tanto se basan en tasas fijas determinadas por un censo de electrodomésticos en una casa al azar y son impuestas por la distribuidora. El gobierno paga un 75 por ciento de la energía entregada a las poblaciones del PRA, aunque el pago no es en efectivo pero sí es en forma de un descuento sobre la cantidad de energía facturada por CDEEE.

Comparando los montos recaudados de las poblaciones, en la Línea 13, es aparente que una vez más existen diferencias significativas entre EdeSur/EdeNorte y EdeEste, ya que EdeEste recauda sumas significativamente mayores que cualquiera de las otras. La importancia de esta diferencia para el desempeño total financiero de la compañía es mínima, ya que la suma recaudada es apenas 10 por ciento del monto del subsidio del gobierno. Un problema adicional para EdeEste es que los montos adeudados por el gobierno en forma de subsidio para el PRA exceden de la facturación por energía comprada de CDEE. Esto significa que la diferencia neta debería ser adeudada en efectivo por el gobierno para EdeEste, pero no existe registro alguno como prueba de que este pago haya sido efectuado.

La Línea 15 muestra los resultados del ejercicio del PRA en términos del monto recaudado por las distribuidoras como una tarifa equivalente. En los tres casos, la tarifa equivalente es menor que el costo de la energía comprada para la distribuidora, a pesar de las sumas recaudadas de las poblaciones y el subsidio. El monto del déficit fluctúa de \$0.016/kWh (EdeNorte) a \$US0.042/kWh (EdeEste). El monto absoluto de la pérdida

durante el período de análisis es de \$US1.1 millones para EdeNorte, \$US2.8 millones para EdeSur y casi \$US10 millones para EdeEste. La pérdida total anualizada debida al suministro de servicio al PRA es de unos \$US33 millones por año, constituyéndose en una carga para las distribuidoras.

Costos Operativos

La Línea 20 muestra el costo de operación de la compañía distribuidora, incluyendo salarios, mantenimiento y materiales de operación. La Línea 21 expresa los valores de la Línea 20 como costos unitarios, o costos por kWh facturados, y la Línea 22 muestra la depreciación de los activos de la planta. Una vez más, existe una diferencia significativa en el desempeño de las tres empresas distribuidoras, esta vez en los costos operativos de la unidad, con costos para EdeSur y EdeNorte que promedian \$US0.055/kWh. Tal vez más interesante que los números de promedios es la evolución de los costos de operación durante el período, como se muestra en las siguientes Figuras 2-2-1 y 2-2-2:

Figura 2-2-1: Costos Operativos de las Empresas Distribuidoras

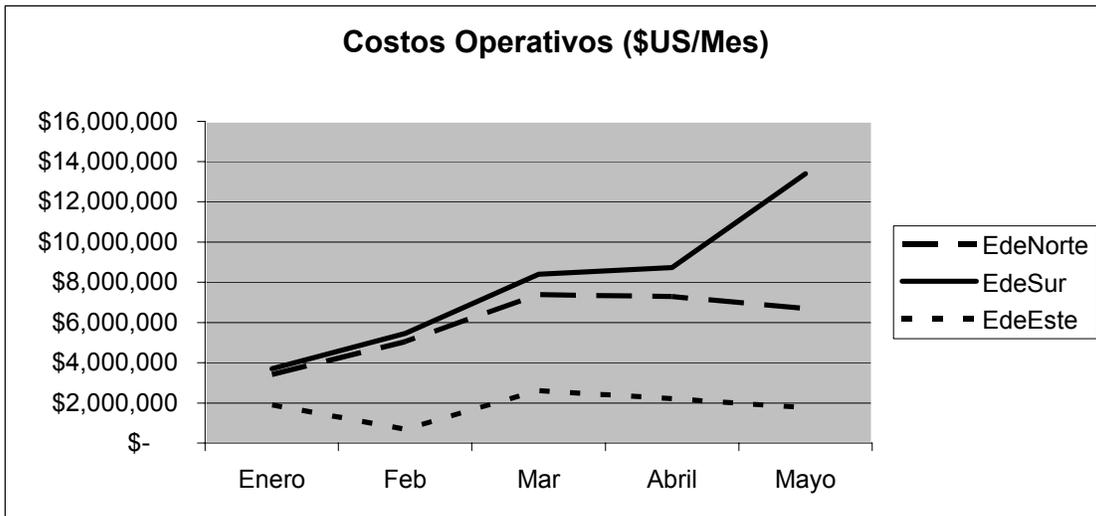
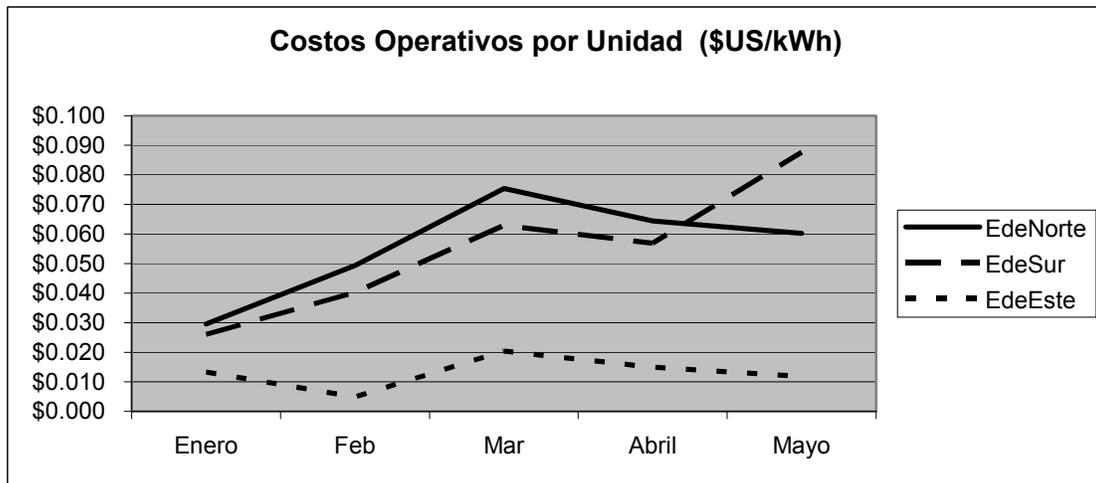


Figura 2-2-2: Costos Operativos por Unidad



En estas dos Figuras se puede ver claramente que no solamente son altos los costos promedio para EdeSur y EdeNorte, sino que esos costos se incrementaron considerablemente durante el período de observación, tanto en términos absolutos como por unidad. Los costos a mayo para EdeSur alcanzaron a \$US13 millones y \$US0.088/kWh, subiendo desde \$US4 millones y \$0.03/kWh en enero. Por el contrario, los costos de operación para EdeEste permanecieron estables en aproximadamente \$2 millones por mes y \$US0.013/kWh durante el mismo período. Como punto de referencia, las computaciones que condujeron a la elaboración de la tarifa técnica a principios de 2003, determinaron que los costos de operación deberían estar en el rango de \$US0.025/kWh. De este modo, los costos de EdeSur y EdeNorte en enero estuvieron ligeramente por sobre la norma, mientras que los costos para EdeEste estuvieron y permanecen considerablemente bajos. El hecho de que los costos de operación de EdeEste son menos del 50 por ciento de la norma identificada, no es necesariamente bueno, ya que más bien es una indicación de una compañía bajo considerable “stress” de flujo de efectivo y, por lo tanto, no está satisfaciendo sus obligaciones en cuanto a actividades prudentes de mantenimiento. Si este fuera el caso, está ciertamente respaldado por las observaciones anteriores del sesgo en los pagos bajo FdE y PRA, lo que solamente puede haber dejado a EdeEste privado de efectivo. Por la misma razón, dado su explosivo incremento y la absoluta falta de consecuente mejora en el cuadro de pérdidas y recaudaciones, es difícil de comprender cómo podrían ser considerados como prudentes los incrementos en los costos de operación para EdeSur y EdeNorte.

Costos Totales

La Línea 23 muestra los costos totales del servicio eléctrico para las tres empresas distribuidoras durante el período, y la Línea 24 muestra el costo unitario, o el costo en \$US/kWh facturado. Este valor deberá ser comparado con el ingreso unitario por recaudaciones, en \$US/kWh facturado en la Línea 17 para mostrar el nivel de pérdida por kWh. En efecto, la cifra en la Línea 24 constituye la tarifa promedio necesaria para el punto de equilibrio en el funcionamiento del servicio bajo condiciones actuales de pérdidas y recaudaciones. Este valor varía de \$US0.179/kWh para EdeEste, a \$US0.244/kWh para EdeNorte.

Pérdidas Financieras Totales

La Línea 26 de la Tabla muestra que durante el período de análisis EdeSur perdió dinero a una tasa anual de un poco más de \$US100 millones, EdeNorte a una tasa de más de \$US157 millones, y EdeEste a una tasa de más de \$US122 millones, lo cual suma \$US382 millones en pérdidas anualizadas totales para las tres empresas distribuidoras. Por el hecho que 83 por ciento del capital de estas tres compañías es propiedad del gobierno, esto significa que el gobierno de la República Dominicana tendrá que absorber una pérdida anualizada de \$US317 millones, además de los pagos de subsidios para el PRA y el FdE. En realidad, la parte de las pérdidas totales de las tres compañías de distribución que le corresponde al gobierno es considerablemente mayor que la obligación de casi \$US175 millones anuales del PRA y el FdE.

2.2.3 Estado de Operación Corregido

Dadas las anomalías descubiertas en el análisis de los costos reales como se presentan en el estado de operación, se decidió elaborar un estado de operación que corrigió algunos de los problemas más extraordinarios, de la siguiente manera:

1. Se corrigieron los pagos para el FdE a fin de reflejar obligaciones reales contraídas.
2. Las obligaciones del PRA fueron asumidas como plenamente satisfechas en el caso de EdeEste.
3. Los costos operativos para EdeSur y EdeNorte fueron reducidos a \$US0.03/kWh, que era su nivel en el inicio del período.
4. No se asumieron cambios en pérdidas o recaudaciones.

Este análisis indica qué debería haber estado ocurriendo durante el período de observación sin ningún cambio en las condiciones de pérdida y recaudaciones, si el gobierno hubiera cumplido con sus compromisos y si los costos operativos para EdeSur y EdeNorte hubieran estado más en línea con las normas. Los resultados de este análisis se muestran en forma resumida en la Tabla 2-2-3 a continuación.

Tabla 2-2-3: Estado de Operaciones, Enero-Mayo, 2004				
ID	Partida	EdeSur	EdeNorte	EdeEste
16	Total Recaudación	4,787,789,175	3,250,559,716	4,232,572,786
	Tarifa Recaudada US\$/kWh	\$0.141	\$0.127	\$0.127
22	Costo Total	6,364,875,757	5,595,786,827	5,976,627,986
23	Costo Unitario US\$/kWh Facturado	\$0.187	\$0.219	\$0.179
24	Resultado Neto del Ejercicio \$RD	(1,577,086,582)	(2,345,227,111)	(1,744,055,200)
25	Resultado Neto Anualizado US\$	(\$79,933,430)	(\$118,866,047)	(\$88,396,107)

Esta Tabla muestra, como se esperaba, que los ajustes en los pagos por FdE han reducido las recaudaciones para EdeSur, pero las han incrementado para EdeNorte y EdeEste. Las reducciones en los costos operativos para EdeSur y para EdeNorte han mejorado la posición financiera de ambas, así como han incrementado los ingresos para EdeEste. En total, las tres distribuidoras aún pierden dinero, pero la tasa anual de pérdidas se ha reducido de \$US382 millones a \$US287 millones, o sea un 25 por ciento. Se ha logrado este resultado mediante la inversión de un pago adicional de \$US12 millones por año proveniente de FdE, y otros \$US 10 millones por año en pagos a EdeEste por insuficiencias en el subsidio del PRA. Reducciones en los costos operativos imprudentes en EdeSur y EdeNorte completa el resto.

2.2.4 Efecto de las Mejoras de Eficiencia

En un esfuerzo para analizar lo que sería requerido en el tema de reducción de pérdidas y mejora en las recaudaciones a fin de producir un punto de equilibrio para las empresas

distribuidoras, se ha preparado un estado corregido de operaciones, de enero a mayo, utilizando las siguientes hipótesis:

1. Tarifas como originalmente fueron ordenadas durante el período.
2. Pagos de FdE corregidos para mantener el equivalente de la Tarifa Indexada para consumo facturado.
3. Se considera que el PRA ha sido retirado de las responsabilidades de las distribuidoras y transferido directamente al gobierno. Las ventas por CDEEE a las distribuidoras son reducidas por la cantidad de entregas a las poblaciones del PRA. En el caso de EdeEste, considerando que las entregas a las poblaciones del PRA excedieron de la cantidad vendida a EdeEste por CDEEE. Se ha asumido una reducción proporcional en las entregas de otras fuentes por la diferencia.
4. Los costos operativos para EdeSur y EdeNorte son fijos en los niveles determinados por el análisis en la Sección 2.2.3.
5. La eficiencia en pérdidas y recaudaciones es ajustada para encontrar el punto de equilibrio, ej. una situación en la cual las distribuidoras tiene cero de margen de utilidades. Esta no es una condición sostenible a largo plazo, pero, dada la actual condición sería un objetivo deseable como primer paso.

La siguiente Tabla 2-2-4 muestra el estado operativo tomando en cuenta estas hipótesis:

Tabla 2-2-4: Eficiencias Requeridas para el Punto de Equilibrio		
	Pérdidas	Recaudaciones %
EdeSur	25%	82%
EdeNorte	23%	82%
EdeEste	15%	90%

La conclusión de este análisis es que el punto de equilibrio podría ser logrado por EdeSur y EdeNorte si bajan el nivel de las pérdidas a 25% y 23% respectivamente y mejoran la eficiencia de recaudaciones hasta un índice de 82 por ciento. Las cifras correspondientes indican que EdeEste tendría que reducir sus pérdidas a 15% e incrementar sus recaudaciones a 90%. La diferencia en los resultados para EdeEste en comparación con EdeSur o EdeNorte se debe a una combinación de tarifas efectivas más bajas para EdeEste, ocasionada por la naturaleza de la mezcla de usuarios, y el costo unitario de generación más alto.

Como consecuencia del aumento de las facturaciones por ventas de energía a los usuarios mediante la reducción de pérdidas sin cambio en las tarifas, los pagos totales anuales provenientes de FdE se incrementaría hasta \$US157 millones. Además, el GORD vendría a ser el suministrador de 100 por ciento de la energía para las poblaciones del PRA, incrementando los desembolsos por PRA al equivalente anual de aproximadamente \$US92 millones. La combinación de subsidios del FdE y el PRA ascendería a un total de casi US\$250 millones por año, comparado con un total actual de \$US175 millones. Esto es compensado por la eliminación de \$US317 millones de pérdida que es el 83 por ciento correspondiente al gobierno del total de \$US382 millones en márgenes negativos en las empresas distribuidoras.

2.2.5 Conclusiones Respecto al Sector de Distribución

Las conclusiones del análisis de estados operativos pueden resumirse de la siguiente manera:

1. Es cuestionable la compra por EdeEste de energía al por mayor de una planta propiedad de AES a un precio promedio de aproximadamente \$US0.012/kWh, más alto que el de las compras efectuadas por las otras dos distribuidoras. Al hablar estrictamente que no es de incumbencia de SIE, por el hecho de que el costo adicional no pasa al usuario, debería ser entonces responsabilidad del gobierno debido al efecto sobre la posición financiera de EdeEste.
2. Aun sin necesidad de resaltarlo, es bastante evidente que la eficiencia en cuanto a pérdidas y recaudaciones en las tres distribuidoras es inadecuada para una gestión sostenible. EdeEste está realizando un mejor trabajo en este respecto que EdeSur o EdeNorte, pero las mejoras de parte de las tres distribuidoras en ambas áreas son un requerimiento fundamental para mejorar el desempeño del sector.
3. El FdE no está logrando su objetivo de compensar a las distribuidoras por subsidios de tarifas ordenados por el gobierno, por dos razones: La primera consiste en niveles de pago inadecuados debido a la omisión de compensar por diferencias en el tipo de cambio de la moneda; y la segunda es lo que parece ser un sesgo en la distribución de pagos. La segunda es la más importante a corto plazo, y ha dado como resultado un saldo pendiente adeudado por el GORD a EdeEste de más de \$US25 millones, y un saldo acreedor a favor del GORD de EdeSur de más de \$US7 millones. La retención de pagos de una distribuidora en favor de otra que es propiedad del gobierno no es de manera alguna admisible y debería ser eliminada. Continuar con una práctica arbitraria de esta naturaleza socavaría la confianza de inversores actuales y futuros interesados en capitalizar los activos del sector eléctrico en la República Dominicana.
4. El programa del PRA puede tan solo ser considerado como un fracaso. Las recaudaciones de las poblaciones afectadas son insignificantes, y el programa se constituye en una enorme carga para las distribuidoras. Dadas las bajas tarifas fijas no indexadas aplicadas a usuarios del PRA y la dificultad de imponer las recaudaciones, el sistema se constituye en un subsidio forzado por las distribuidoras. En el caso de EdeEste existe otro problema que es el incumplimiento del gobierno de su obligación de pagar el 75 por ciento de la energía distribuida a las poblaciones del PRA. En total, la carga sobre las distribuidoras por el servicio del PRA se acerca a \$US33 millones por año. Esta cifra es aproximadamente 10 por ciento de las pérdidas anualizadas del sector y, por lo tanto no es insignificante.
5. Los costos operativos en EdeSur y EdeNorte han aumentado considerablemente durante el período de análisis, desde una base de aproximadamente \$US0.03/kWh hasta niveles que se acercan a \$US0.088/kWh. Al mismo tiempo, los costos operativos en EdeEste permanecieron estables en \$US0.013/kWh. No es posible sostener operaciones financieramente viables en niveles de costo en los que incurrieron EdeSur y EdeNorte, y la tendencia ascendente en EdeSur es especialmente preocupante. Aunque es cierto que los costos operativos no son específicamente recobrados mediante tarifas, el impacto negativo sobre el desempeño financiero de las dos distribuidoras requiere que éstas sean analizadas.

6. Es inapropiado continuar con la práctica de una tarifa uniforme única para las tres distribuidoras, debido a las significativas diferencias en la mezcla de sus usuarios. La aplicación de la tarifa indexada existente, da como resultado una generación de ingresos unitarios de \$US0.16/kWh para EdeSur, y solamente \$US0.14/kWh para EdeEste, mientras que EdeNorte cae entre estos dos extremos. Se debería aplicar estructuras tarifarias para cada distribuidora basadas en sus costos específicos y mezclas de usuarios.
7. Los ajustes en los estados operativos para eliminar los problemas más conflictivos darán como resultado un mejoramiento en la aparente posición financiera anual del sector de \$US95 millones, o 25 por ciento. Esto no constituye llevar al sector a la rentabilidad, pero sí indica que, fuera de los problemas fundamentales de pérdidas y recaudaciones, existen otras oportunidades para mejorar la situación del sector.
8. Si el PRA es transferido en su integridad al gobierno y si la eficiencia de la industria es mejorada hasta niveles razonables de 23 por ciento de pérdidas y 82 por ciento de eficiencia en la recaudación para EdeSur, y EdeNorte las pérdidas financieras podrán ser eliminadas sin incremento en las tarifas de estas dos distribuidoras. Debido a su mayor porcentaje de usuarios pequeños y tarifas promedio más bajas, así como costos de energía más altos, sería necesario reducir las pérdidas en EdeEste a 15 por ciento e incrementar las recaudaciones a 90 por ciento para lograr el mismo resultado. El aumento en unidades de facturación resultantes de las pérdidas reducidas, aumenta por cierto los requerimientos de pagos del FdE, pero aún teniendo en cuenta esto y el aumento de responsabilidad por parte del gobierno, el beneficio para este último es considerable.

3.0 Subsidios Existentes

Existen tres subsidios claves del GORD para el sector eléctrico: el PRA, el FdE, y el subsidio del diesel. Juntos estos subsidios representan una tremenda cantidad de recursos que fluyen del GORD al sector de energía. Además, las empresas distribuidoras (de las cuales, dos en su totalidad, y otra en parte, son propiedad del GORD) permanentemente producen rentas netas mensuales negativas. Cubrir este déficit, aunque no es un subsidio explícito, es una obligación real del gobierno – una que es más grande que los tres subsidios explícitos combinados. En esta sección del informe se detalla la naturaleza y dimensión de los tres subsidios explícitos.

3.1 Programa de Reducción de Apagones

El PRA fue creado en respuesta a la incapacidad de las empresas de distribución eléctrica para combatir el robo de electricidad y suministrar servicio de calidad a ciertas áreas marginales urbanas y rurales del país. Hoy el PRA beneficia, en números redondos, a 350 barrios que tienen alrededor de 500,000 familias, representando una población de entre 2.5 a 3 millones de habitantes urbanos pobres. Existen muchas más poblaciones con las mismas características que las poblaciones beneficiarias del PRA pero que no están en el programa. Se estima que hay unas 300,000 familias en condiciones similares.

El propósito del PRA era el de proporcionar ayuda financiera a las distribuidoras a cambio de un servicio eléctrico más confiable y normas mejoradas para la facturación y recaudación de pagos. Para esto se celebró un contrato entre el GORD y las distribuidoras para delinear las responsabilidades de las partes en la implementación del programa. En el momento de elaboración del contrato, se previó que el proceso de mejorar el servicio y las recaudaciones requeriría de un período de unos pocos años solamente, fijando su culminación en el mes de septiembre de 2004.

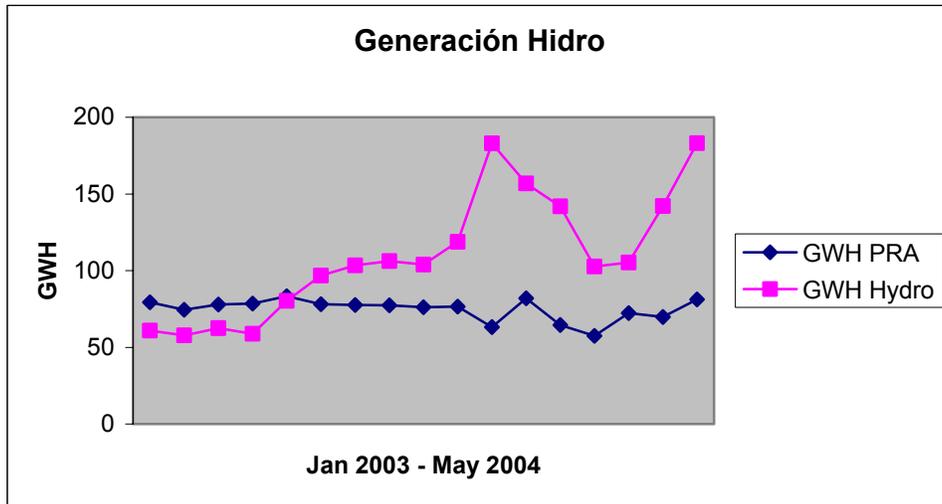
Los convenios negociados con las poblaciones beneficiarias especificaban pagos fijos en moneda local, cuyo monto variaba de acuerdo con el uso estimado de electricidad. Siendo desde ya montos bajos cuando fueron establecidos, los pagos después de la depreciación de la moneda llegaron a valores mínimos, que no cubrirían los costos reales del servicio eléctrico, aún si se recaudaría el 100% de las cuotas fijas. Sin embargo, existe muy poca exigencia de pago, el suministro de electricidad individual no pasa por contadores, el robo es común, y se ha desarrollado un floreciente Mercado Negro de conexiones ilegales.

El siguiente gráfico muestra que durante un período de un año y medio la demanda de energía en las zonas PRA estuvo altamente reprimida. Como es de notar, el primer mes de funcionamiento del PRA y el mes de diciembre constituyen los picos de la demanda. No obstante las pocas horas de servicio brindado a estas zonas, el gasto anualizado de este subsidio ha superado los 100 Millones de dólares.



El subsidio del PRA está estructurado como un crédito contra la energía comprada del GORD por la empresa distribuidora, basado en el monto de energía entregada a las poblaciones beneficiarias. El subsidio está valorizado de acuerdo con el precio de Mercado predominante de la generación de CDEEE en ese mes. Aunque la producción de CDEEE es energía hidroeléctrica, el precio del mercado es mayormente influenciado por el precio de las unidades térmicas, el precio de las cuales se ha incrementado durante el período analizado.

El GORD acredita 75 por ciento de la energía entregada a las poblaciones del PRA. Recaudar lo que pueda del restante 25 por ciento de la energía, es responsabilidad de la empresa distribuidora. Si el crédito excede el monto de la energía comprada por una distribuidora de CDEEE en cualquier mes en particular, entonces el GORD le debe a esa distribuidora un pago en efectivo por la diferencia. Como muestra la evidencia en el cuadro siguiente, en una base combinada entre las tres distribuidoras, la generación hidroeléctrica ha sido suficiente para cubrir los requerimientos de energía del PRA desde junio de 2003.



Si la generación hidroeléctrica futura disminuye por debajo del nivel de los requerimientos de energía del PRA, sea debido a equipo o razones hidrológicas, el GORD será responsable de cubrir el subsidio en efectivo. Sea que se mida en efectivo o en el costo de oportunidad de ventas perdidas de las plantas hidroeléctricas, el subsidio del PRA es un costo real para el GORD.

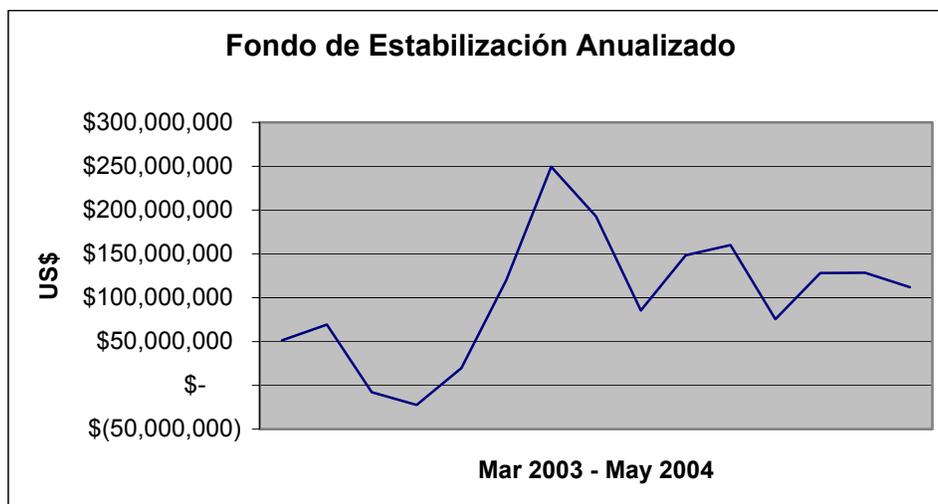
La estructura del subsidio del PRA y la profundidad del problema para el cual el PRA fue creado, distinguen a este subsidio de otros temas del sector eléctrico. La dimensión de desvío del programa y los problemas relacionados con la falta de medidores, facturación fija baja, altos índices de robo de electricidad, y recaudaciones deficientes, sugieren que este tema sea estudiado en profundidad. Una de las opciones a ser analizadas sería la factibilidad de crear empresas distribuidoras comunitarias para las áreas del PRA.

3.2 Fondo de Estabilización

La estructura tarifaria eléctrica minorista en el país está nominalmente basada en tarifas negociadas varios años atrás como una parte del proceso de capitalización de los servicios de distribución. A fin de brindar una base de ingresos confiables para las compañías que recibieron concesiones de distribución, la tarifa fue indexada a varios factores de costo, incluyendo el costo del Petróleo-combustible No. 6, el CPI de USA, y el tipo de cambio peso / dólar. La así llamada Tarifa Indexada variaba según la clase de usuario, pero era la misma para las tres áreas de concesión (con la excepción de los barrios del PRA). Las tarifas tenían que estar vigentes hasta 2006, e implementadas en dos fases de transición, según el informe de la Consultora PA.

La realidad del sector es que la SIE publica cada mes una Ordenanza Tarifaria que en general produce menores ingresos que las que producirían las tarifas indexadas negociadas originalmente. El FdE es un subsidio directo que compensa a las empresas distribuidoras en efectivo por la diferencia en ingresos entre la Tarifa Indexada y la que es publicada como ordenanza en ese mes por la SIE.

Los datos durante el período desde marzo de 2003 muestran que los pagos bajo el FdE comenzaron al nivel de \$US50 millones, cayeron momentáneamente bajo cero (como resultado de tarifas bajo ordenanza ligeramente sobre niveles indexados) por un mes, y se elevaron hasta más de \$US 200 millones y luego desde entonces se consolidaron a un nivel promedio de subsidio de más de \$US100 millones.



Finalmente, con respecto al FdE, en base a la última información disponible, se observa que el GORD no está al día con sus pagos a los servicios de distribución. El saldo a fin del mes de mayo fue el siguiente:

Tabla 3-1 Saldo Adeudado a las Distribuidoras (\$US)	
EdeSur	(7,704,970)
EdeNorte	2,547,988
EdeEste	25,425,950
Total	20,268,968

Nótese que los pagos a EdeSur por el año hasta la fecha han excedido el monto debido por cerca de \$US8 millones, mientras que los pagos a EdeNorte están retrasados por cerca de \$US2.5 millones, y a EdeEste retrasados por cerca de \$US25 millones. En total, el FdE debe \$US20 millones.

3.3 Subsidio de Diesel

El tercero de los subsidios analizados que el GORD da al sector eléctrico, es una reducción en el precio del combustible diesel No. 2 (diesel, o localmente llamado gasoil) comprado por las compañías que generan su propio suministro de electricidad. Los datos analizados correspondientes al mes más reciente disponible (julio, 2004) muestran que los auto-generadores consumieron una poco menos de 3.5 millones de galones de gasoil en ese mes.

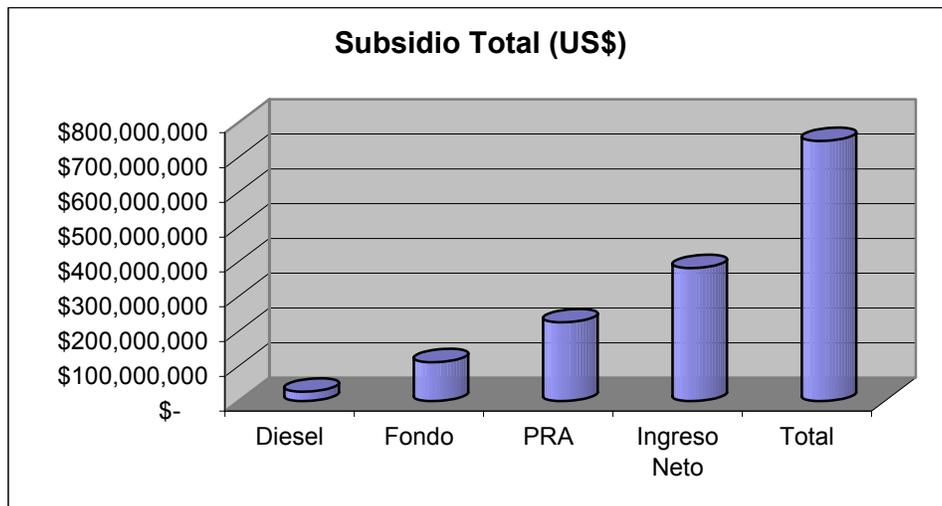
El precio de mercado para el gasoil en ese mismo mes fue de \$US1.77 por galón, o \$US1.94 por galón con impuestos. El precio subvencionado para los auto-generadores fue de \$US1.33 por galón, libre de impuestos. Aritméticamente, los costos de precios subvencionados ascienden a un poco más de \$US1.6 millones, mas \$US0.6 millones adicionales en recaudación tributaria perdida, hacen un costo total por el mes de un poco

más de \$US2.2 millones. Esto se extiende a un costo anualizado del subsidio de precios y la pérdida de recaudaciones tributarias de cerca de \$US27 millones.

Los beneficiarios del subsidio del gasoil son las grandes industrias y hoteles. Esencialmente no existe consumo de gasoil en el sector de generación eléctrica porque las plantas que lo utilizan no son despachadas bajo circunstancias normales. Nótese que este análisis no abarcó el subsidio al precio del gasoil que beneficia a los propietarios de la generación de apoyo (backup), que se dice que llega a una capacidad instalada casi igual a la carga pico total del sistema.

3.4 Subsidio Total

En resumen, los tres subsidios explícitos al sector eléctrico le cuestan al GORD más de \$US365 millones por año (tomando cifras mensuales y anualizandolas), con el subsidio al diesel aportando casi \$US27 millones, el FdE \$US112 millones, y el PRA \$US226 millones. Pero, como se observó anteriormente, no es éste el cuadro total. El ingreso neto negativo anualizado por el período enero a mayo de 2004 se extrapola a una pérdida combinada de las tres distribuidoras de \$US382 millones. La parte que corresponde al Gobierno de esta última pérdida (\$US317 millones), junto con los subsidios explícitos (\$US365 millones) totalizan aproximadamente \$US682 millones por año, una cifra muy significativa. El siguiente gráfico muestra los componentes individuales así como la obligación total del GORD.



4.0 Voluntad de Pago

Una combinación de múltiples factores afecta la rentabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico. En términos simples, un sistema eléctrico tiene que tener suficiente cantidad de usuarios con la voluntad y capacidad de pagar por el servicio eléctrico para que sea financieramente viable. Para determinar cuál es esa voluntad y capacidad de pago, una manera de obtener información es mediante encuestas. NRECA ha realizado dichas encuestas en numerosos países.

Antes del presente estudio de voluntad de pago (VdP), NRECA realizó dos trabajos en la República Dominicana relacionados con la voluntad y capacidad de pago, así como evaluaciones de ingresos y gastos domésticos para todo tipo de energía (electricidad, kerosén, velas, baterías, etc.) En el mes de Febrero de 2004, NRECA llevó a cabo una encuesta en Cristo Rey, una población peri-urbana en Santo Domingo, y en las áreas urbanas y rurales en ocho municipios del sudoeste en la zona fronteriza con Haití. NRECA también concluyó un estudio nacional de voluntad de pago en el 2000 en áreas rurales y peri-urbanas a lo largo de todo el país.

A fin de contar con información del momento actual y también para tener datos del sector de la población con mayores ingresos, NRECA efectuó una encuesta nueva del 27 al 31 de Agosto 2004 para determinar el impacto de la crisis actual sobre las actitudes de los usuarios finales. Debido a lo limitado del tiempo, la encuesta se hizo solo dentro de la ciudad de Santo Domingo, tomando en cuenta barrios pobres así como poblaciones de más alta escala. El propósito del estudio fue el de determinar los patrones actuales de consumo de electricidad y gastos energéticos de consumidores domésticos y pequeños comerciantes de todos los niveles de ingreso e indagar de estos mismos su voluntad de pago por electricidad.

Considerando que la última encuesta se realizó en el contexto del presente estudio de tarifas y subsidios para el sector eléctrico, fue de especial interés poder responder a las siguientes preguntas:

1. ¿Cuánto puede pagar la población por la energía eléctrica?
2. ¿Cuánta electricidad consumen los usuarios?
3. ¿Se requiere un subsidio de parte del gobierno?
4. ¿En caso de dar un subsidio, cuáles son algunas características del comportamiento de la demanda por electricidad y la economía de la población que ayuden a determinar niveles y magnitudes del subsidio?

4.1 Metodología

Se requiere de una metodología que permita responder con suficiente grado de confiabilidad a las preguntas citadas anteriormente. La metodología utilizada por NRECA para obtener la información ha sido la de realizar encuestas de muestras estadísticamente representativas del universo meta. A través de los años NRECA ha

realizado encuestas en numerosos países. Dicha experiencia y el intercambio de ideas y conceptos con expertos del Banco Mundial, ha permitido que NRECA constantemente vaya mejorando su metodología para recopilar información sobre la población meta de proyectos de electrificación.

Se comenzó con el diseño de la encuesta que incluyó la definición de los universos a ser encuestados y luego la selección de la muestra dentro de cada universo. Para este estudio se definieron dos universos: 1) barrios del sector eléctrico convencional, y 2) barrios del Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA). Dentro de dichos universos se seleccionaron barrios de manera aleatoria los cuales se pueden apreciar en Figura 4.1.1.

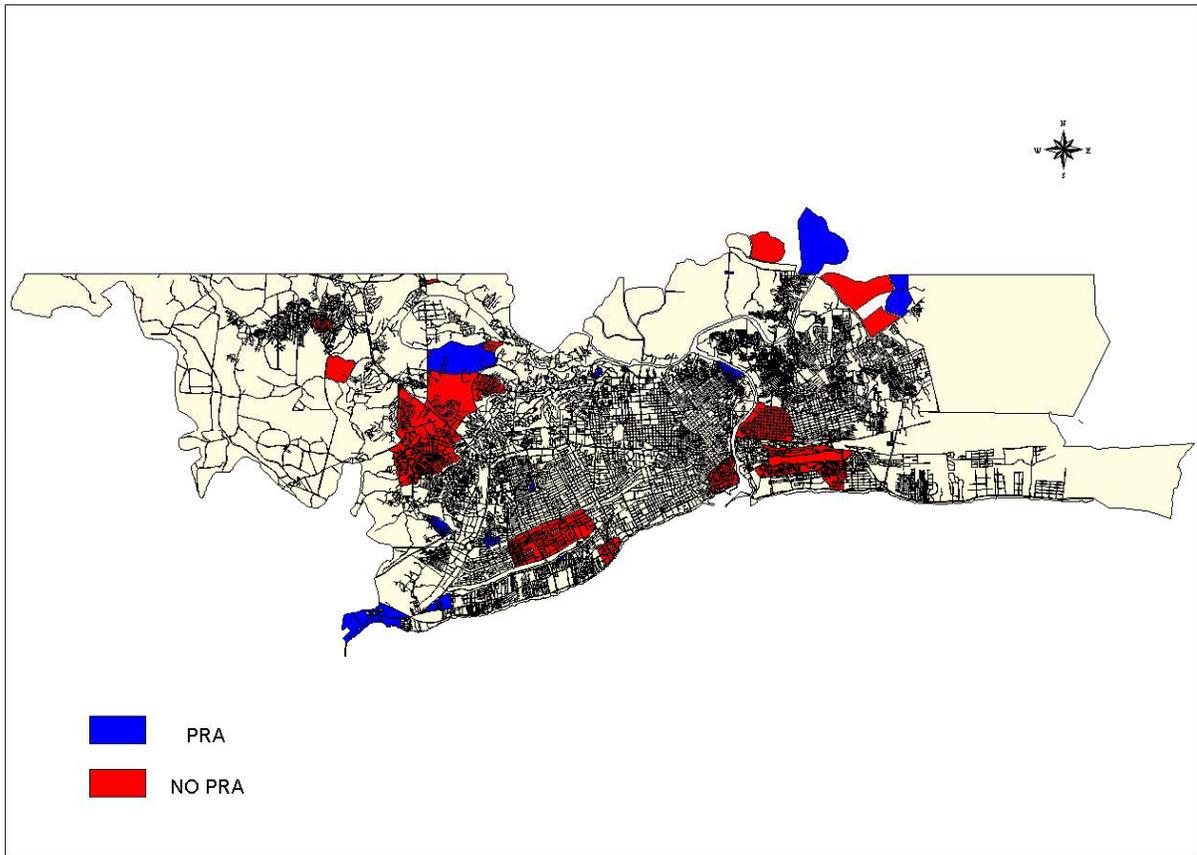


Figura 4.1.1 Barrios de Santo Domingo seleccionados de manera aleatoria

Una parte fundamental de la encuesta fue el diseño de la boleta. La información obtenida de los encuestados tiene que responder a las preguntas principales del estudio. Para responder a la primera pregunta se obtiene diversa información en la encuesta que incluye cuánto pagan por energía eléctrica actualmente, y cuánto pagan por otras fuentes energéticas como velas y kerosén (si no tiene electricidad o cuando hay apagones). Los gastos actuales representan lo que se llama la Voluntad de Pago Revelada.

En la boleta también se incluyó una pregunta sobre cuánto estarían dispuestos a pagar en teoría por un servicio eléctrico que ellos consideraban excelente. En la entrevista se empleó una metodología de “subasta” de voluntad de pago. El encuestador pregunta a los entrevistados cuanto estarían dispuestos a pagar por la electricidad para que hagan una primera “oferta”. Luego de obtener la primera “oferta” se aumenta el precio mensual por electricidad hasta el punto en el cual el encuestado indica que ese monto es el máximo que estaría dispuesto a pagar por la electricidad. Esta cifra representa lo que se llama la Voluntad de Pago Expresada.

También se hicieron preguntas sobre los gastos mensuales generales y una pregunta sobre el rango de ingresos en el cual se clasificaba la vivienda o pequeño comercio entrevistado.

El conjunto de estos datos provee información sustancial para generar curvas de demanda que permiten ver los porcentajes de usuarios que están dispuestos a pagar distintas cantidades de dinero mensualmente.

Para responder a la pregunta dos hemos usado tres maneras de obtener la información. Por una parte, en las encuestas se obtienen datos sobre las facturas eléctricas con sus correspondientes consumos. Por otra parte, se pregunta sobre la cantidad, potencia y horas de uso de luminarias y aparatos eléctricos. Y finalmente, donde es posible, también se obtiene información histórica de las empresas eléctricas distribuidoras. Dadas las circunstancias actuales del sector eléctrico, en el caso de este estudio, el mayor peso se dio a la segunda manera de estimar consumo, es decir con la cantidad, potencia, y horas de uso de luminarias y electrodomésticos.

La respuesta a la tercera pregunta sobre si es necesario un subsidio se da en el proceso de análisis. Para proyectos de electrificación individuales, generalmente se realiza un análisis financiero-económico para determinar la viabilidad del proyecto. Los proyectos que son tanto financiera como económicamente rentables no requieren de subsidios. Por otra parte, si la respuesta es “Sí, el proyecto requiere subsidio” entonces surge la pregunta ¿Cuál es el subsidio máximo que se puede justificar? y además surge la pregunta ¿Cuál es la manera más inteligente, eficaz y eficiente para dar el subsidio?

Las encuestas realizadas en Agosto y Febrero de 2004 fueron diseñadas para responder a otras preguntas además de las principales ya citadas. Estas incluyeron:

- ¿Existe una cultura de no pago de la electricidad?
- ¿Cuáles son las percepciones de la población en cuanto a los contadores (medidores)?
- ¿Cuál es el modelo institucional preferido para recibir el servicio eléctrico?

En cuanto a una descripción resumida del resto de la metodología, al tener una boleta elaborada se procede al trabajo de campo haciendo la cantidad de entrevistas necesarias

en cada barrio seleccionado de manera aleatoria. Cuando las boletas están llenadas se procede a la digitación, procesamiento, y análisis de los datos. Los resultados y comentarios se presentan a continuación.

Al presentar los resultados se sigue el orden de las cuatro preguntas de especial interés:

1. ¿Cuánto puede pagar la población por la energía eléctrica?
2. ¿Cuánta electricidad consumen los usuarios?
3. ¿Se requiere un subsidio de parte del gobierno?
4. ¿En caso de dar un subsidio, cuáles son algunas características del comportamiento de la demanda por electricidad y la economía de la población que ayuden determinar niveles y magnitudes del subsidio?

Para responder a todas esas preguntas en el contexto del presente estudio de tarifas y subsidios, se hizo un análisis de los datos de la siguiente manera. La combinación de los datos de Cristo Rey, las comunidades de la Zona Fronteriza, y los barrios encuestados de Santo Domingo en Agosto 2004 (excluyendo los barrios del Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA)) se usan como una aproximación del sector eléctrico convencional de todo el país y los resultados del análisis de dichos datos se presentan en la sección 4.2 “Resultados Sector Eléctrico Convencional”. Los barrios PRA de Santo Domingo se analizan por separado como una aproximación de todos los barrios PRA y esos resultados se presentan en la sección 4.3 “Resultados Barrios PRA”.

Finalmente, se incluyen los resultados de las otras preguntas en cuanto a cultura de pago y percepciones de la población sobre contadores, y la preferencia institucional para recibir el servicio eléctrico. Dichos resultados se presentan en la sección 4.4 “Opiniones y Percepciones de los Encuestados”.

4.2 Resultados Sector Eléctrico Convencional

Como se mencionó anteriormente, esta sección corresponde a los resultados del sector eléctrico convencional. Para obtener dichos resultados se analizó el conjunto de los datos de barrios del sector convencional en Santo Domingo en Agosto 2004 y las encuestas de Cristo Rey y la Zona Fronteriza realizadas en Marzo 2004.

4.2.1 Voluntad de Pago por la Electricidad

¿Cuánto puede pagar la población por la energía eléctrica?

Como se explicó en la sección de metodología, una cosa es lo que la población realmente está gastando cada mes y otra cosa es lo que las personas dicen que estarían dispuestas a pagar en teoría. Es importante entender que las circunstancias actuales del sector eléctrico en la República Dominicana, con sus frecuentes y prolongados apagones, obligan a la población a buscar alternativas. Las alternativas son velas, velones, lámparas a kerosén,

pilas, baterías, inversores, y plantas eléctricas. La suma de los gastos en las alternativas y en electricidad de la red nacional es el gasto real mensual (la VdP Revelada). Lo que las personas dicen que estarían dispuestos a pagar en teoría por un buen servicio eléctrico es la VdP Expresada.

En los Cuadros 4.2.1.a y 4.2.1.b y la Figura 4.2.1 se puede apreciar lo que los usuarios del sector eléctrico convencional han revelado en 2004 que están pagando mensualmente para energéticos. A un extremo, 7.1% de la población gasta US\$ 2.50 o menos. Al otro extremo, 5.5% gasta más de US\$ 100. Cuadro 4.2.1.a contiene resultados del grupo residencial y 4.2.1.b del grupo comercial. En la columna de porcentaje acumulado se puede notar que casi 71% de la población residencial gasta US\$ 20 o menos por mes.

CUADRO 4.2.1.a Voluntad de Pago Revelada Sector Eléctrico, Residencial, 2004

VdP Revelada (US\$/mes)	Porcentaje	Porcentaje Acumulado	
1 <= 2.50	7.1%	7.1%	
2 > 2.50 <= 5.00	11.1%	18.2%	
3 > 5.00 <= 7.50	14.0%	32.2%	
4 > 7.50 <=10.00	13.0%	45.2%	
5 >10.00 <=15.00	15.4%	60.6%	
6 >15.00 <=20.00	10.3%	70.9%	
7 >20.00 <=50.00	17.7%	88.5%	
8 >50.00 <=100.00	6.0%	94.5%	
9 >100	5.5%	100.0%	
Total	100.0%	100.0%	

CUADRO 4.2.1.b Voluntad de Pago Revelada Sector Eléctrico, Comercial, 2004

VdP Revelada (US\$/mes)	Porcentaje	Porcentaje Acumulado	
1 <= 2.50	8.1%	8.1%	
2 > 2.50 <= 5.00	4.8%	12.9%	
3 > 5.00 <= 7.50	4.8%	17.7%	
4 > 7.50 <=10.00	1.6%	19.4%	
5 >10.00 <=15.00	8.1%	27.4%	
6 >15.00 <=20.00	3.2%	30.6%	
7 >20.00 <=50.00	37.1%	67.7%	
8 >50.00 <=100.00	11.3%	79.0%	
9 >100	21.0%	100.0%	
Total	100.0%	100.0%	

En la Figura 4.2.1 se ve en forma gráfica la Voluntad de Pago (VdP Revelada y la Expresada). Se puede notar, por ejemplo que la curva de VdP Revelada cruza la línea de US\$ 20/mes en la línea de 30% de la población. Eso significa que 30% de la población gasta más de US\$ 20/mes y el restante 70% de la población gasta menos de US\$ 20/mes en energéticos.

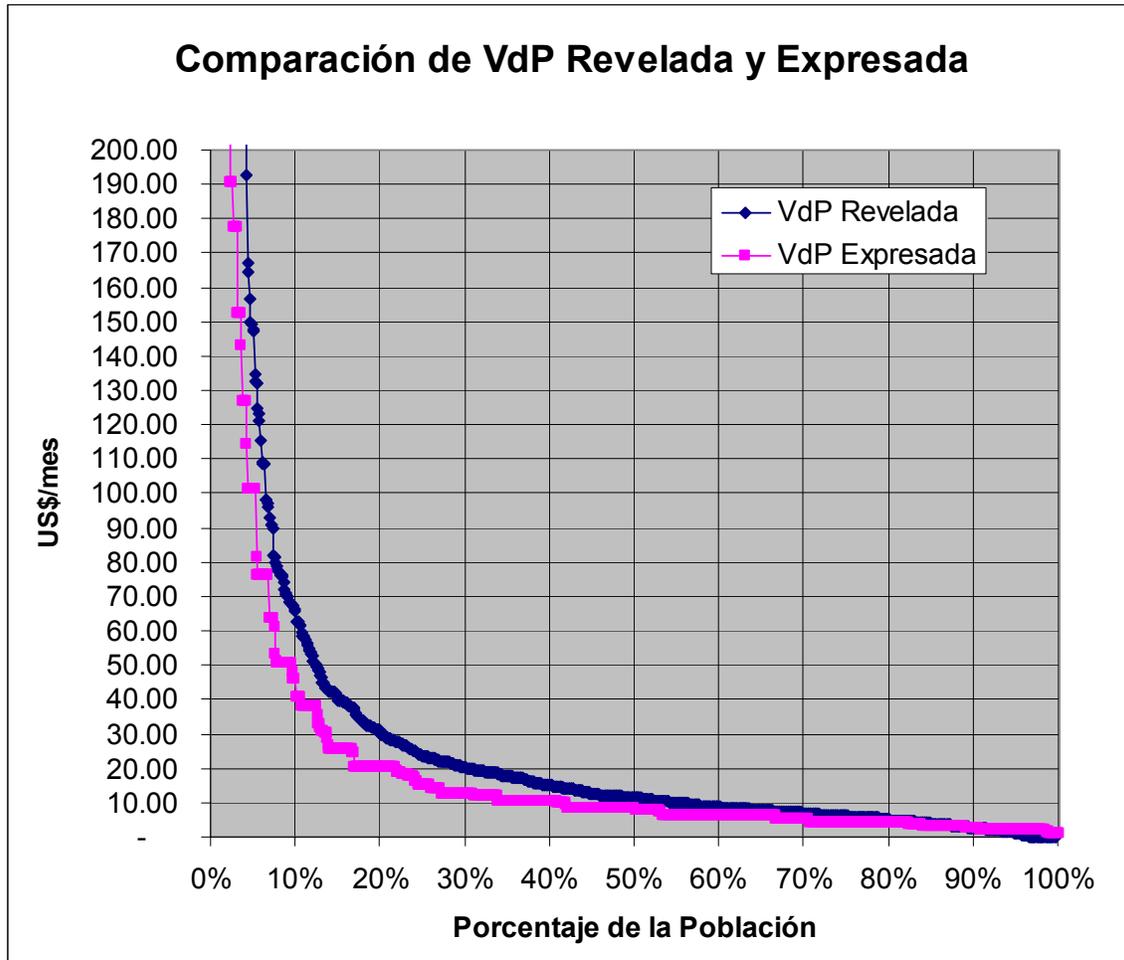


Figura 4.2.1 Voluntad de pago revelada (gastos actuales) y expresada (teórica), 2004

En la Figura 4.2.1 se ve que en términos generales, el conjunto de la población está pagando más por todos sus gastos en energéticos de lo que dice que está dispuesto pagar por la electricidad en teoría.

En un sector eléctrico normal el área debajo de la curva de VdP Revelada sería el ingreso para las empresas eléctricas. Pero por el desorden actual del sector eléctrico el área representa no sólo gastos en electricidad sino también en alternativas, así que solo parte del área debajo de la curva son los ingresos para las empresas eléctricas. Sin embargo, esto sirve como un indicador del dinero que la población podría pagar por un servicio

eléctrico confiable 24 horas al día. Al tener electricidad confiable 24 horas al día ya no tendrían que gastar en las alternativas y lo que antes gastaban en las alternativas estaría disponible para otras cosas, una de las cuales podría ser pagar más por un mejor servicio eléctrico.

4.2.2 Patrones de Consumo de Electricidad

¿Cuánta electricidad consumen los usuarios?

Es tentador hablar de un promedio general pero es más revelador estudiar la distribución de consumo en todos sus niveles. En Figura 4.2.2 se ve la curva de las estimaciones del consumo (kWh/mes) de los hogares y comercios pequeños del sector eléctrico convencional de la República Dominicana.

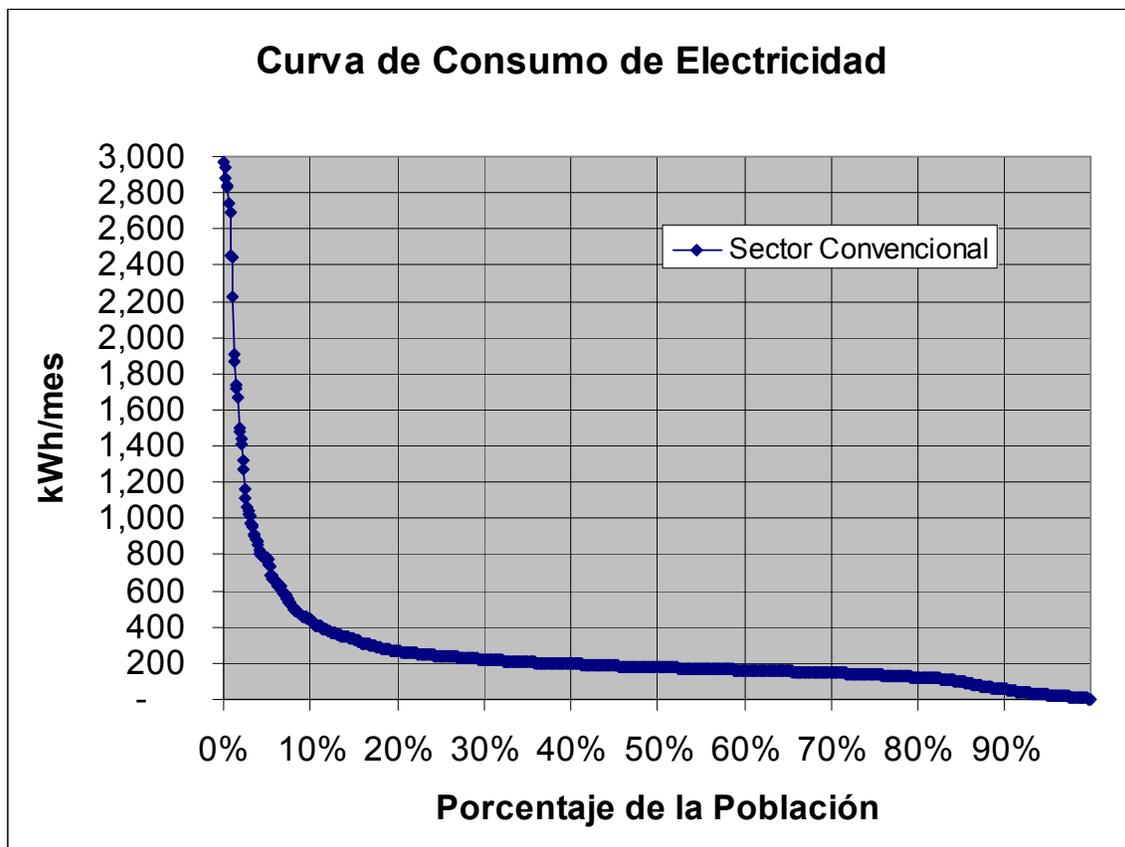


Figura 4.2.2 Curva de consumos mensuales de energía eléctrica, sector convencional

Como se mencionó anteriormente, las estimaciones de consumo provienen de la información proporcionada por los encuestados en cuanto a cantidad, potencia, y horas de uso de sus luminarias (bombillas) y todos sus aparatos eléctricos. En la curva (y viendo el detalle de los datos) se puede apreciar lo siguiente: De 85% a 100% de la población la cola de la curva baja a 0. De los datos se puede concluir que ese 15% de la población usa menos de 100 kWh/mes (los 15% a la extrema derecha de la curva). Luego hay una parte casi plana y larga de la curva que va desde más o menos 20% hasta 85% de la población.

Ese 65% de la población consume entre 100 a 265 kWh/mes. Y siguiendo la curva hacia la izquierda se ve que yendo de 20% a 0% la curva sube muy precipitadamente. Haciendo cortes a distintos niveles de especial interés, 15% consume menos de 100; 62% consume menos de 200; 83% consume menos de 300; y 94% consume menos de 700 kWh/mes.

4.2.3 Voluntad de Pago por Unidad de Electricidad

Para el análisis de tarifas y subsidios es importante ver los resultados en términos de costos unitarios de la electricidad. Con ese fin, se han hecho los cálculos correspondientes para presentar la voluntad de pago en términos de US\$/kWh en distintos rangos de consumo de energía eléctrica. Reiteramos que los kWh/mes se calcularon utilizando los datos de las encuestas en cuanto a cantidad, potencia, y horas de uso de las luminarias y aparatos eléctricos en cada hogar y que la VdP Revelada es el total de gastos en energéticos.

En cuanto a los gastos, también reiteramos que por la situación actual del sector eléctrico, además de su gasto en electricidad, la población tiene que gastar en velas, velones, kerosén, baterías, y sistemas de respaldo (plantas eléctricas, inversores y bancos de baterías). En la Figura 4.2.4 se pueden ver los porcentajes de consumidores que tienen planta en cada rango de consumo mensual. Se puede ver, por ejemplo, que el 67% de los que consumen más de 1,000 kWh/mes tienen planta propia. Es probable que el porcentaje real sea aún mayor por el hecho de que las encuestas no captaron la existencia y costos asociados de las plantas en edificios compartidos. Es decir, si alguien vivía en un apartamento en un edificio de múltiples pisos no identificaba la planta eléctrica del edificio como su propia planta.

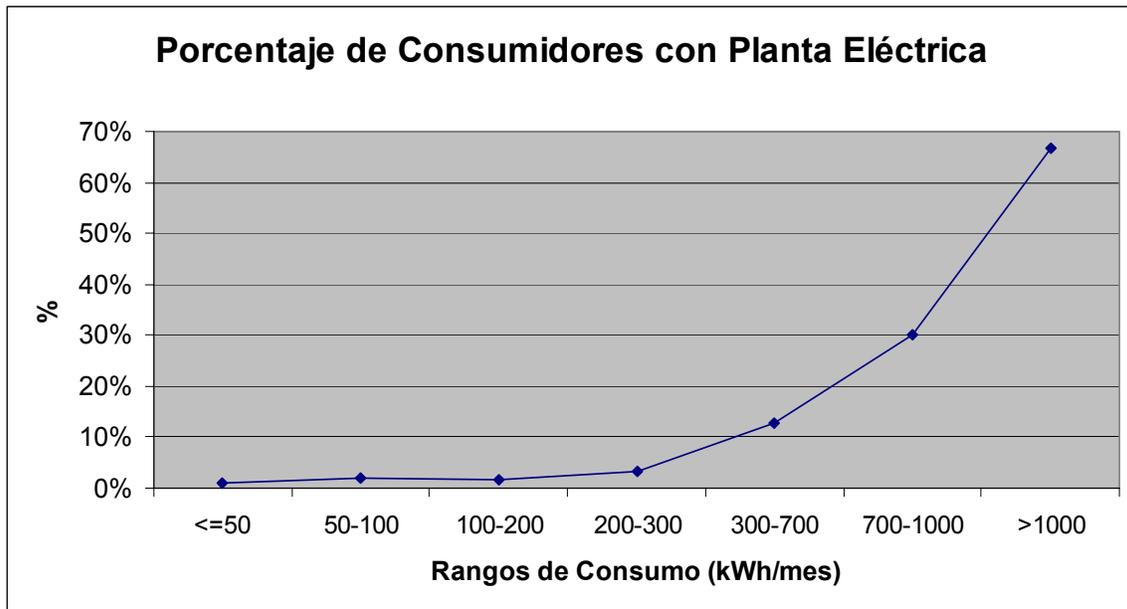


Figura 4.2.4 Porcentaje de consumidores con planta eléctrica dentro de cada rango de consumo de electricidad (población total del sector convencional)

Como decíamos, para el estudio de tarifas y subsidios es importante ver los resultados en términos de costos unitarios. Los resultados en forma unitaria se resumen en el Cuadro 4.2.3 y la Figura 4.2.5 que muestran la VdP en forma de US\$/kWh para la población residencial con contadores del sector eléctrico convencional. Se ve claramente en el cuadro y la figura que el costo unitario de la energía eléctrica es más cara para los consumidores en los dos extremos de consumo. Los de menor consumo (quienes a su vez son los más pobres) y los de mayor consumo (quienes en su mayoría tienen su propia planta) son los que más pagan por kWh. Por ejemplo, de la población residencial, los que consumen hasta 50 kWh/mes pagan un promedio de US\$ 0.30/kWh y los que consumen más de 1000 kWh/mes pagan US\$ 0.32/kWh. En la Figura 4.2.5 otra vez se hace notoria la diferencia entre lo que la población paga actualmente (VdP Revelada) y lo que dice estar dispuesta a pagar en teoría por lo que ellos consideran un buen servicio eléctrico (VdP Expresada).

CUADRO 4.2.3 VdP Revelada en US\$/kWh y otros datos (sector eléctrico convencional, residencial con contadores)

Rango Consumo	Porcentaje de la Población Residencial	VdP Revelada Promedio	Gastos Mensuales Generales	VdP Revelada Mensual como % de Gastos Mensuales	Factura Eléctrica como % de Gastos Mensuales
(kWh/mes)	%	(US\$/kWh)	(US\$/mes)	%	%
1 <= 50	6%	0.30	144	6%	2%
2 > 50 <= 100	5%	0.19	175	7%	3%
3 > 100 <= 200	43%	0.15	243	10%	6%
4 > 200 <= 300	18%	0.16	416	9%	5%
5 > 300 <= 700	17%	0.21	731	13%	7%
6 > 700	11%	0.32	1,768	30%	19%
Total	100.0%				

En la penúltima columna del Cuadro 4.2.3 se ven los gastos mensuales en energéticos (VdP Revelada) como porcentaje de los gastos mensuales generales incluidos en la cuarta columna y en la última columna se ven los gastos en energía eléctrica como porcentaje de los gastos mensuales. En las encuestas se hicieron preguntas sobre los gastos mensuales en vivienda, alimentos, salud, educación, etc. La suma de todos los gastos sirve como un indicador aproximado de ingresos familiares y esa suma es la que se ve en columna cuatro del Cuadro 4.2.3.

Las últimas dos columnas y la diferencia entre ellas revelan mucho sobre el impacto económico del desorden actual en el sector eléctrico. La penúltima columna muestra el

porcentaje de sus gastos que la población tiene que dedicar a energéticos y se ve que para la parte de la población que tiene consumos de 0 a 300 kWh/mes varía desde 6% a 10% de sus gastos mensuales. Lo que esa parte de la población tiene que gastar en electricidad varía entre 2% a 6%. La diferencia entre las dos columnas sirve como un aproximado de lo que la población tiene que gastar a causa de los apagones. Al no tener electricidad las 24 horas del día suplen su requerimiento energético con velas, velones, kerosén, inversores, plantas eléctricas, etc. Para el porcentaje de la población en el rango de consumo debajo de 50 kWh/mes el promedio de su gasto real en velas, kerosén, etc. es US\$ 6.62/mes. Para la parte de la población que consume más de 700 kWh el gasto promedio es US\$ 190/mes y el promedio para la población en general es US\$ 37/mes. Al multiplicar eso por casi un millón de familias afectadas, el resultado es un gasto de US\$ 37 millones¹ por mes en velas, velones, kerosén, inversores, plantas eléctricas, etc.

Como puntos de comparación es instructivo citar algunos datos de Argentina y Estados Unidos. En Argentina el porcentaje de sus ingresos que la población tenía que gastar en electricidad fue de 2.1% en 1986 y 3.7% en 1996 para el primer quintil (el 20% más pobre de la población). En Estados Unidos en 1997 los que tenían ingresos por debajo de US\$ 10,000 por año (US\$ 833/mes) gastaron aproximadamente 8.4% de sus ingresos en electricidad y los que tenían ingresos entre US\$ 20,000 a US\$ 24,999 por año (entre US\$ 1,667 y US\$ 2,083/mes) aproximadamente 2.6% de sus ingresos.

El grupo en los Estados Unidos con ingresos entre US\$ 1,667 y US\$ 2,083/mes se compara con el último grupo en el Cuadro 4.2.3 que tienen un promedio de gastos mensuales de US\$ 1,768. Uno de los hallazgos más impactantes del estudio es el hecho de que este grupo en la República Dominicana tiene que dedicar 30% de sus gastos mensuales a electricidad y energéticos alternativos durante apagones. Esto se compara con menos de 3% para el grupo con ingresos similares en USA.

Tener que usar el 30% de sus gastos mensuales en energéticos está tan fuera del rango normal que vale la pena hacer un par de observaciones en cuanto a dicha cifra. En primer lugar, los datos indican que el promedio de gasto total en energéticos para ese grupo es aproximadamente US\$ 530/mes. Recuerden que un porcentaje significativo de esos consumidores tienen planta eléctrica las cuales incrementan los gastos mensuales sustancialmente. Por otra parte en términos de economía familiar, aún restando los US\$ 530 de los US\$ 1,768 de gastos generales para ese grupo queda más dinero (US\$ 1,238) para todos los otros gastos que en cualquier otro rango de consumo. Se podría especular sobre la posibilidad de que los más ricos no dieron información muy precisa en cuanto a sus gastos totales o buscar otras explicaciones que hayan influido en los datos, pero aún si se diera el caso que esa cifra tenga un error de sobreestimación de 20% y que la cifra real sea 25% en vez de 30%, seguiría siendo un hallazgo impresionante. Que las familias que consumen más de 700 kWh/mes tengan que usar 30% de sus gastos mensuales en energéticos es un indicador de cuán valiosa es la energía eléctrica para ellas. En ausencia de electricidad de la red nacional, esas familias están dispuestas a pagar un precio alto para suplir ese requerimiento con alternativas que incluyen sus propias plantas.

¹ Esta cifra no incluye comercio grande ni industria.

En la Figura 4.2.5 se ve tanto el gasto real en energéticos (revelada) como lo que dicen estar dispuestos a pagar (expresada) en términos de costo unitario de electricidad. Se ve una vez más que la población está pagando más por todos los energéticos de lo que esta dispuesta a pagar por un buen servicio eléctrico en teoría.

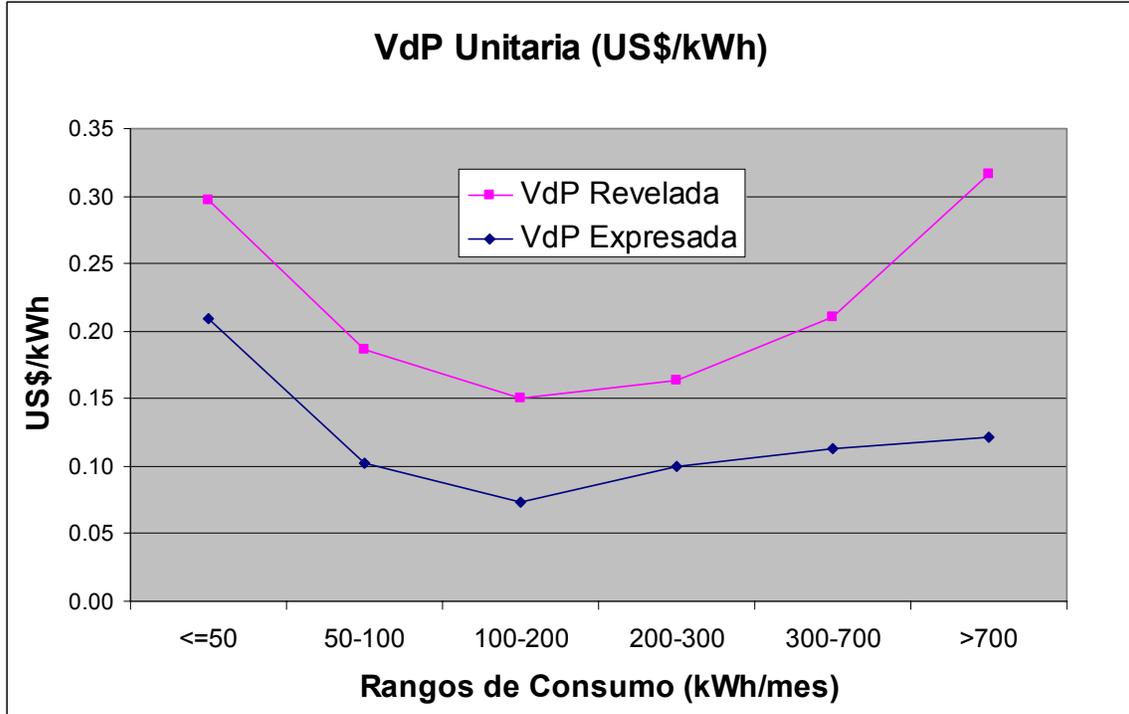


Figura 4.2.5 Voluntad de pago revelada y expresada (unitaria US\$/kWh) (residencial con contadores)

4.2.4 Datos Relevantes para Consideraciones de Subsidios

¿Se requiere un subsidio de parte del gobierno?

¿En caso de dar un subsidio, cuáles son algunas características del comportamiento de la demanda por electricidad y la economía de la población que ayuden determinar niveles y magnitudes del subsidio?

Como se ha visto, el estudio de voluntad de pago permite cuantificar el costo para un ciudadano dominicano del desorden actual en el sector eléctrico. Este costo se ve representado de una manera gráfica en las Figuras 4.2.6 y 4.2.7. La curva superior en la Figura 4.2.6 es el gasto en todos los energéticos (velas, velones, kerosén, pilas, baterías, inversores, y plantas eléctricas) y la curva inferior es la tarifa ordenada que es lo que la población tiene que pagar actualmente por la electricidad. La diferencia entre el gasto total y la tarifa ordenada se presenta como una sola curva en la Figura 4.2.7.

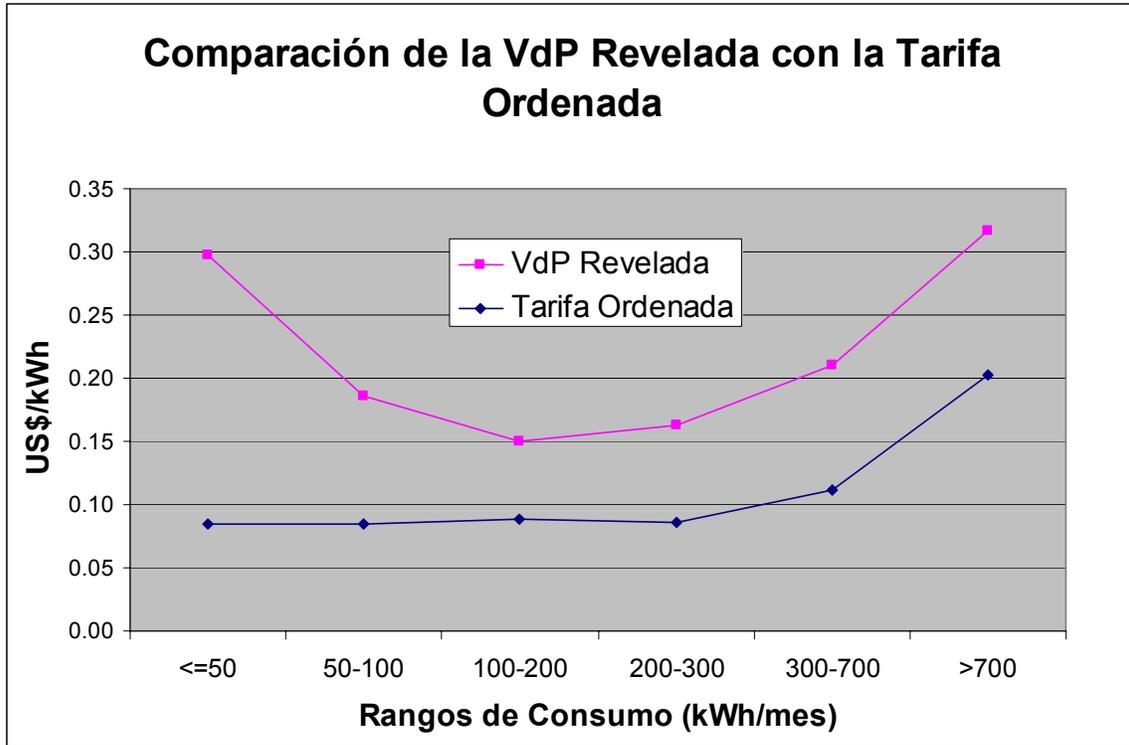


Figura 4.2.6 Comparación de la voluntad de pago revelada (suma de todos los energéticos) con la tarifa ordenada

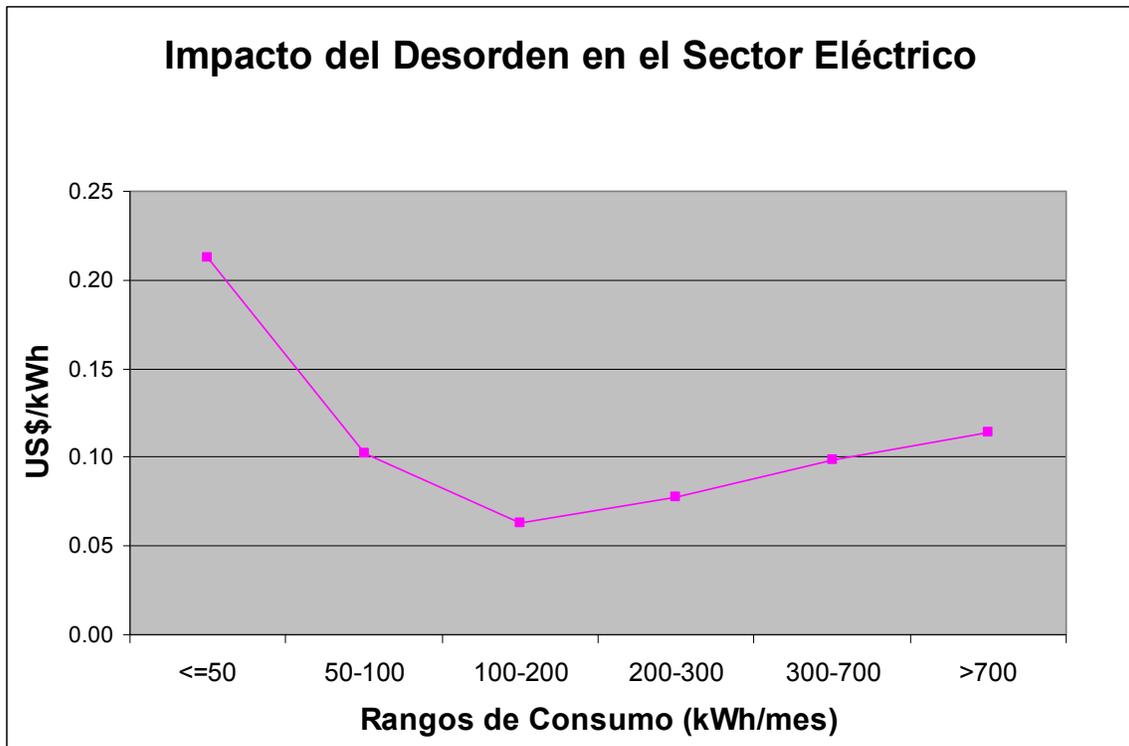


Figura 4.2.7 Impacto del desorden en el sector eléctrico para los usuarios en los distintos rangos de consumo de energía eléctrica (residencial con contadores)

Como ya se mencionó, en la Figura 4.2.7 se puede ver el impacto de los apagones. El impacto es especialmente fuerte a los dos extremos de consumo – para los que consumen menos de 50 kWh y para los que consumen más de 700 kWh/mes. Para un usuario que consume menos de 50 kWh/mes los apagones le cuestan US\$ 0.21/kWh en términos unitarios y US\$ 6.62 por mes en términos de gasto mensual para comprar velas, velones, kerosén, etc. para suplementar el servicio eléctrico deficiente. Para los que consumen más de 700 kWh el costo unitario es US\$ 0.11/kWh y el total mensual es US\$ 190 que tienen que gastar principalmente en combustible, mantenimiento, y amortización de sus plantas. Para los usuarios en el rango de 50 a 300 kWh/mes el gasto en velas, kerosén, baterías, etc. va subiendo hasta triplicar pero se diluye dividiéndolo entre más kWh resultando en los costos unitarios más bajos en la Figura 4.2.7. Como se puede ver en la Figura 4.2.4 muy pocos en este rango tienen planta y sin planta o inversor el único gasto que hacen durante apagones es en velas, velones, kerosén, baterías, pilas y lámparas recargables.

La voluntad de pago revelada de entre US\$ 0.15 a US\$ 0.32/kWh que se ve en la Figura 4.2.6 indica lo que la población en los distintos rangos de consumo puede pagar por energéticos. Si se daría un servicio eléctrico las 24 horas al día todo el ahorro en energéticos alternativos estaría liberado y como una opción ese ahorro podría estar disponible para pagar por un servicio eléctrico mejorado. Visto de esa manera, se podría argumentar que con una voluntad de pago revelada de US\$ 0.15 a US\$ 0.32 no es necesario subsidiar el consumo de la electricidad en la República Dominicana.

No obstante la discusión anterior, en caso de querer subsidiar el consumo, se puede utilizar los resultados del estudio de voluntad de pago para fijar parámetros para el subsidio. Por ejemplo, si se considera que la iluminación es un derecho básico ¿Qué nivel de consumo de electricidad sería propicio subsidiar para cubrir esa necesidad? En la Figura 4.2.8 se puede apreciar que cerca del 80% de la población del sector eléctrico convencional cubre el 100% de su requerimiento de iluminación con 50 kWh/mes o menos. Eso significa que si el gobierno decidiera subsidiar el derecho de tener iluminación básica en cada hogar dominicano podría fijar un subsidio para el tablón de 50 kWh/mes en la categoría residencial.

En términos más generales se puede plantear la pregunta ¿Qué se puede hacer con distintos niveles de kWh/mes? En el Cuadro 4.2.4 se puede ver distintos escenarios de qué es lo que una familia puede hacer con distintas cantidades de kWh/mes. Por ejemplo, se puede ver que 200 kWh/mes es suficiente para iluminación, un televisor, una nevera, un abanico, y una plancha. Esto demuestra que 200 kWh/mes permite un nivel de calidad de vida significativamente por encima de un mínimo básico.

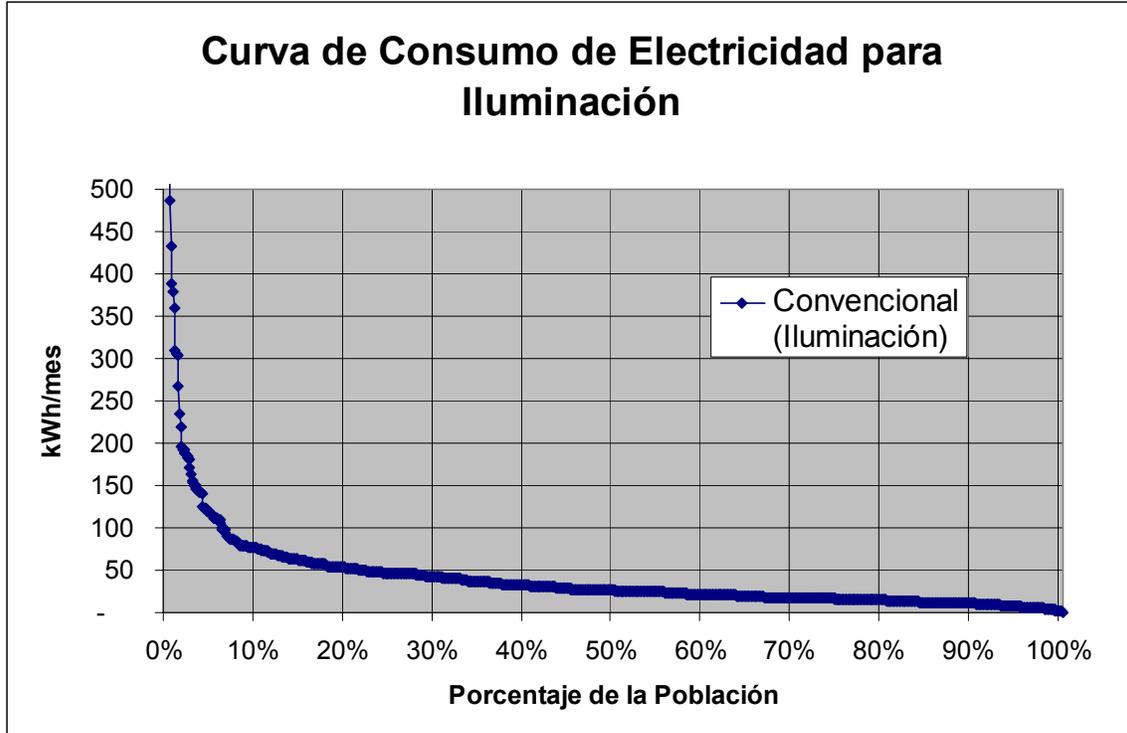


Figura 4.2.8 Consumo estimado de electricidad, sector convencional (solo iluminación)

CUADRO 4.2.4 Lo que se puede usar a distintos niveles de kWh/mes

	Bombillas (60 W, 4 hr/día)	TV (200 W, 3 hr/día)	Nevera (100 kWh/mes)	Abanico (80 W, 8 hr/día)	Plancha (1100 W, 15 min/día)
kWh/mes	Ctd	Ctd	Ctd	Ctd	Ctd
50	2	1		1	
75	5	1		1	
100	4	1		2	1
150	2	1	1	1	
200	4	1	1	2	1

En el Cuadro 4.2.5 se puede ver los distintos porcentajes de la población que tienen uno o más de los aparatos eléctricos en la tabla.

CUADRO 4.2.5 Porcentaje de la población que tiene distintos electrodomésticos

	Bombillas	TV	Nevera	Abanico	Plancha	Aire
Cristo Rey	99%	90%	87%	86%	60%	2%
Fronteriza	94%	68%	60%	43%	41%	0.4%
Convencional solo Santo Domingo	99.7%	89%	84%	87%	70%	25%

La cantidad de electrodomésticos en el Cuadro 4.2.5 representa un poder adquisitivo significativo de una gran mayoría de la población encuestada, especialmente en Santo Domingo.

4.3 Resultados Barrios PRA

En forma similar a los resultados para el sector eléctrico convencional (sección 4.2) en esta sección se presentan los resultados para la muestra tomada de los barrios incluidos en el Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA).

4.3.1 Voluntad de Pago por la Electricidad

En el Cuadro 4.3.1 y en la Figura 4.3.1 se puede apreciar lo que los habitantes en los barrios PRA han revelado en 2004 que están pagando mensualmente para energéticos. A un extremo, 9.3% de la población gasta entre US\$0 a US\$ 2.50 por mes. Al otro extremo, 3.0% gasta más de US\$ 100/mes. En forma de porcentaje acumulado, casi el 76% de la población gasta US\$ 20 o menos por mes.

CUADRO 4.3.1 Voluntad de Pago Revelada, PRA, 2004

VdP Revelada (US\$/mes)	Porcentaje	Porcentaje Acumulado	
1 <= 2.50	9.3%	9.3%	
2 > 2.50 <= 5.00	11.3%	20.7%	
3 > 5.00 <= 7.50	8.3%	29.0%	
4 > 7.50 <=10.00	16.7%	45.7%	
5 >10.00 <=15.00	17.3%	63.0%	
6 >15.00 <=20.00	12.7%	75.7%	
7 >20.00 <=50.00	19.0%	94.7%	
8 >50.00 <=100.00	2.3%	97.0%	
9 >100	3.0%	100.0%	
Total	100.0%	100.0%	

Lo que el Cuadro 4.3.1 muestra en números, la Figura 4.3.1 muestra de manera gráfica para la Voluntad de Pago Revelada en los barrios PRA. A la gráfica también se agrega la VdP Expresada (lo que los encuestados dicen estar dispuestos a pagar en teoría). De la misma manera que se vio en el sector convencional, aquí también se puede notar que la población en general gasta más en la suma de energéticos de lo que dice estar dispuesta a pagar por la electricidad.

En la Figura 4.3.1 se ve en forma gráfica la Voluntad de Pago (VdP Revelada y la Expresada). Se puede notar, por ejemplo que la curva de VdP Revelada cruza la línea de US\$ 20/mes en la línea de 25% de la población. Eso significa que 25% de la población gasta más de US\$ 20/mes y el restante 75% de la población gasta menos de US\$ 20/mes en energéticos en los barrios PRA.

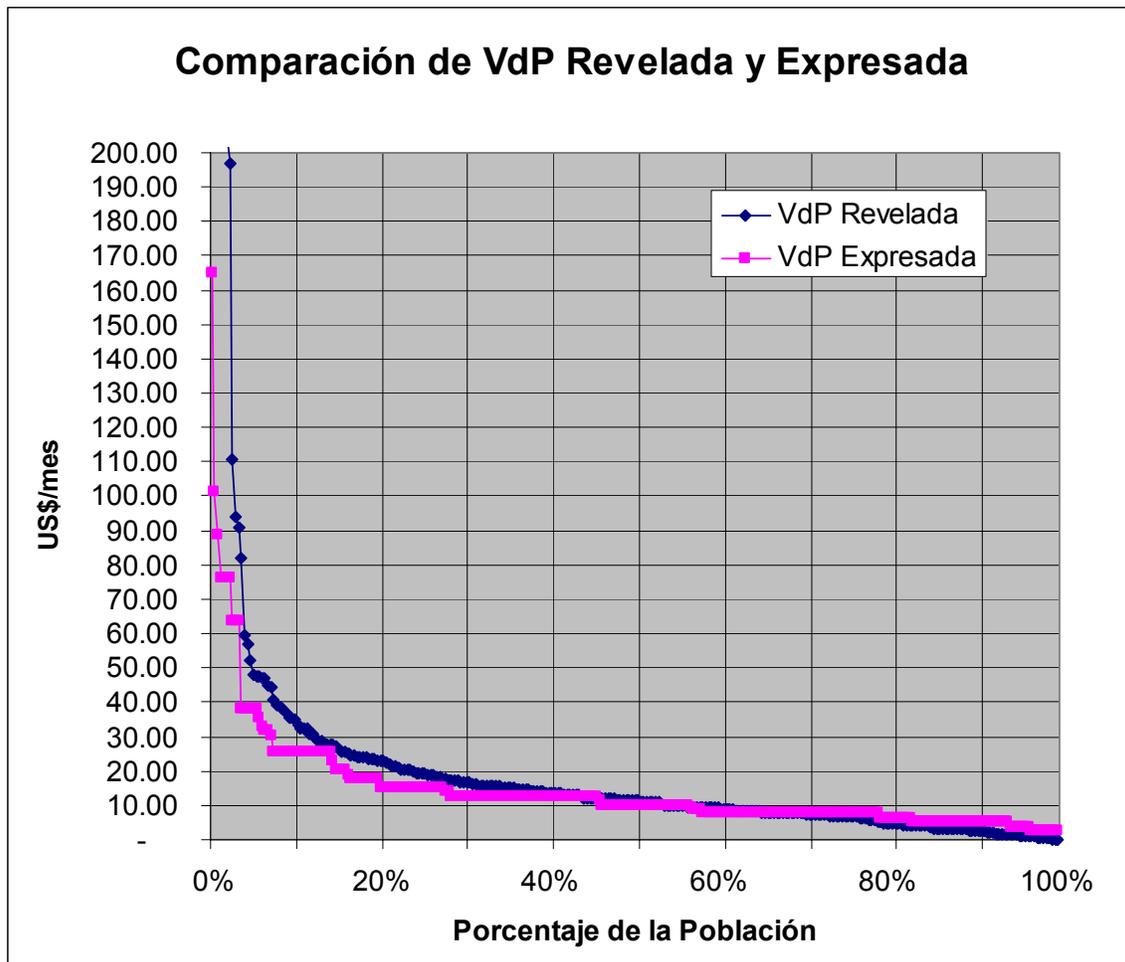


Figura 4.3.1 Voluntad de pago revelada (gastos actuales) y expresada (teórica), PRA

4.3.2 Patrones de Consumo de Electricidad

¿Cuánta electricidad consumen los usuarios?

En Figura 4.3.2 se puede apreciar la representación gráfica del consumo de electricidad en los barrios PRA.

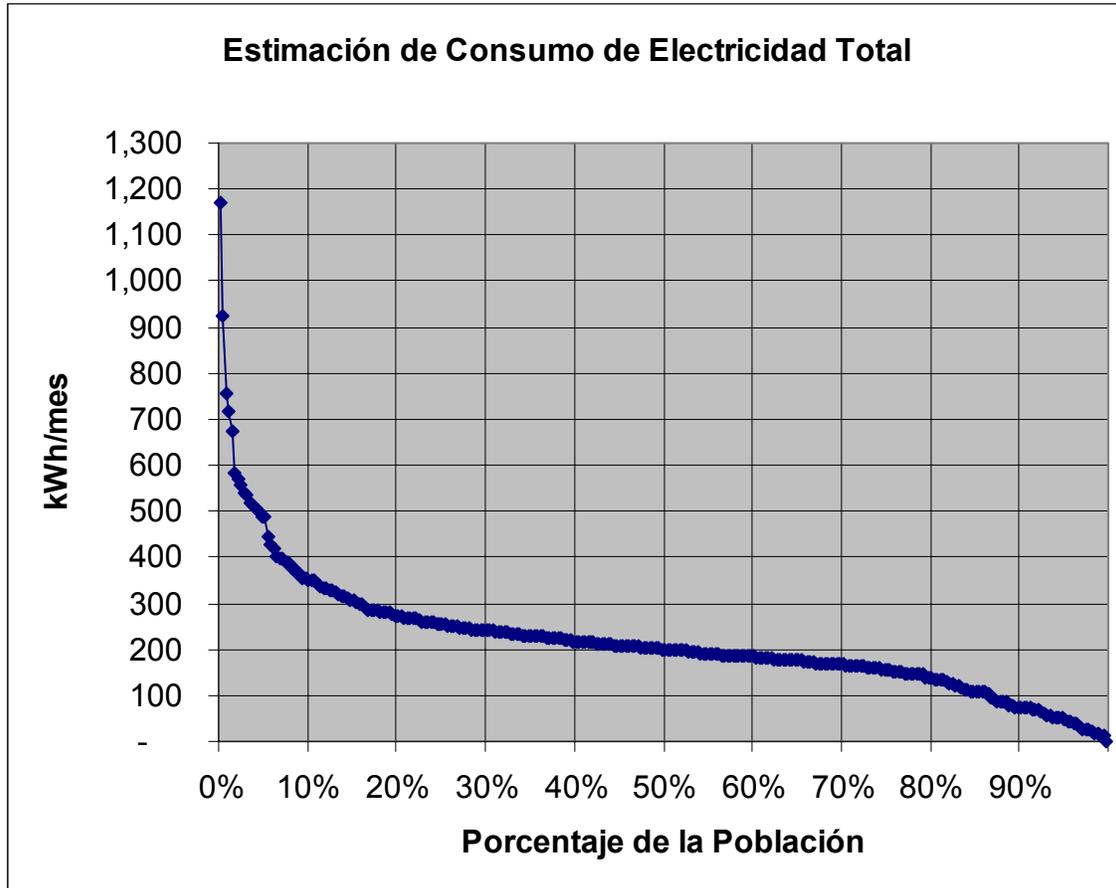


Figura 4.3.2 Curva de consumos mensuales de energía eléctrica

Como se mencionó en la sección sobre el sector convencional, las estimaciones de consumo provienen de la información proporcionada por los encuestados en cuanto a cantidad, potencia, y horas de uso de sus luminarias (bombillas) y todos sus aparatos eléctricos. En la curva (y viendo el detalle de los datos) se puede apreciar lo siguiente: el 15% de la población a la extrema derecha de la curva usa menos de 100 kWh/mes. Luego viene un punto de inflexión en la curva al nivel de 80% de la población (140 kWh/mes). Después hay una parte bastante plana y larga de la curva que va desde más o menos 20% hasta 80% de la población. Ese 60% de la población consume entre 140 a 275 kWh/mes. Y siguiendo la curva hacia la izquierda se ve que yendo de 20% a 0% la curva sube muy

precipitadamente. Haciendo cortes a distintos niveles de especial interés, 15% consume menos de 100; 50% consume menos de 200; 85% consume menos de 300; y 99% consume menos de 700 kWh/mes.

4.3.3 Voluntad de Pago por Unidad de Electricidad

En esta sección se presentan los resultados para los barrios PRA en términos de costos unitarios de la electricidad. Es importante mencionar una vez más que por la situación actual del sector eléctrico, además de su gasto en electricidad, la población tiene que gastar en velas, velones, kerosén, baterías, y sistemas de respaldo (plantas eléctricas, inversores y bancos de baterías). En los barrios PRA solo 4% de la población tiene planta. Los resultados en forma unitaria se resumen en el Cuadro 4.3.3 y la Figura 4.3.3 que muestran la VdP en forma de US\$/kWh para los barrios PRA. Se ve claramente en el cuadro y la figura que el costo unitario de la energía eléctrica es más cara para los consumidores en consumo bajo. En contraste al sector convencional, la falta de plantas hace que los consumidores grandes no tengan gastos tan elevados. Los de menor consumo (quienes a su vez son los más pobres) son los que más pagan por kWh en los barrios PRA. Los que consumen 50 kWh/mes o menos pagan un promedio de US\$ 0.43/kWh y los que consumen más de 300 kWh/mes pagan US\$ 0.12/kWh. En la Figura 4.3.3 otra vez se hace notoria la diferencia entre lo que la población paga actualmente (VdP Revelada) y lo que dice estar dispuesta a pagar en teoría por lo que ellos consideran un buen servicio eléctrico (VdP Expresada).

CUADRO 4.3.3 VdP Revelada en US\$/kWh y otros datos (PRA)

Rango Consumo	Porcentaje de la Población Residencial	VdP Revelada Promedio	Gastos Mensuales Generales	VdP Revelada Mensual como % de Gastos Mensuales	VdP Expresada Mensual como % de Gastos Mensuales
(kWh/mes)	%	(US\$/kWh)	(US\$/mes)	%	%
1 <= 50	5%	0.43	169	8%	5%
2 > 50 <= 100	8%	0.15	169	7%	5%
3 > 100 <= 200	38%	0.12	260	7%	5%
4 > 200 <= 300	34%	0.08	313	6%	4%
5 > 300	15%	0.12	460	12%	6%
Total	100.0%				

En la penúltima columna del Cuadro 4.3.3 se ven los gastos mensuales en energéticos (VdP Revelada) como porcentaje de los gastos mensuales generales incluidos en la cuarta columna. Para la parte de la población que tiene consumos de 0 a 300 kWh/mes se puede notar que sus gastos en energéticos son aproximadamente el 7% de sus gastos mensuales. La cifra más elevada en esa columna es la de 12% en la última fila de los que consumen más de 300 kWh/mes. Como se explicó en la sección correspondiente al sector convencional, encontrar cifras tan elevadas para los grupos de mayores ingresos es uno de los hallazgos más impactantes de este estudio. Los datos indican que el promedio de gasto total en energéticos para ese grupo es aproximadamente US\$ 53.42/mes. Un 7% de este último grupo tiene plantas cuyos gastos de casi US\$ 350/mes para sus plantas hacen subir el promedio. Sin las plantas el promedio de gasto para dicho rango es US\$ 28.65 que es 6% de sus gastos mensuales generales.

En la última columna del Cuadro 4.3.3 se ve que la VdP Expresada es aproximadamente 5% para la mayor parte de la población encuestada.

En la Figura 4.3.3 se ve tanto el gasto real en energéticos (revelada) como lo que dicen estar dispuestos a pagar (expresada) en términos de costo unitario de electricidad. Se ve una vez más que la población está pagando más por todos los energéticos de lo que está dispuesta pagar por un buen servicio eléctrico en teoría.

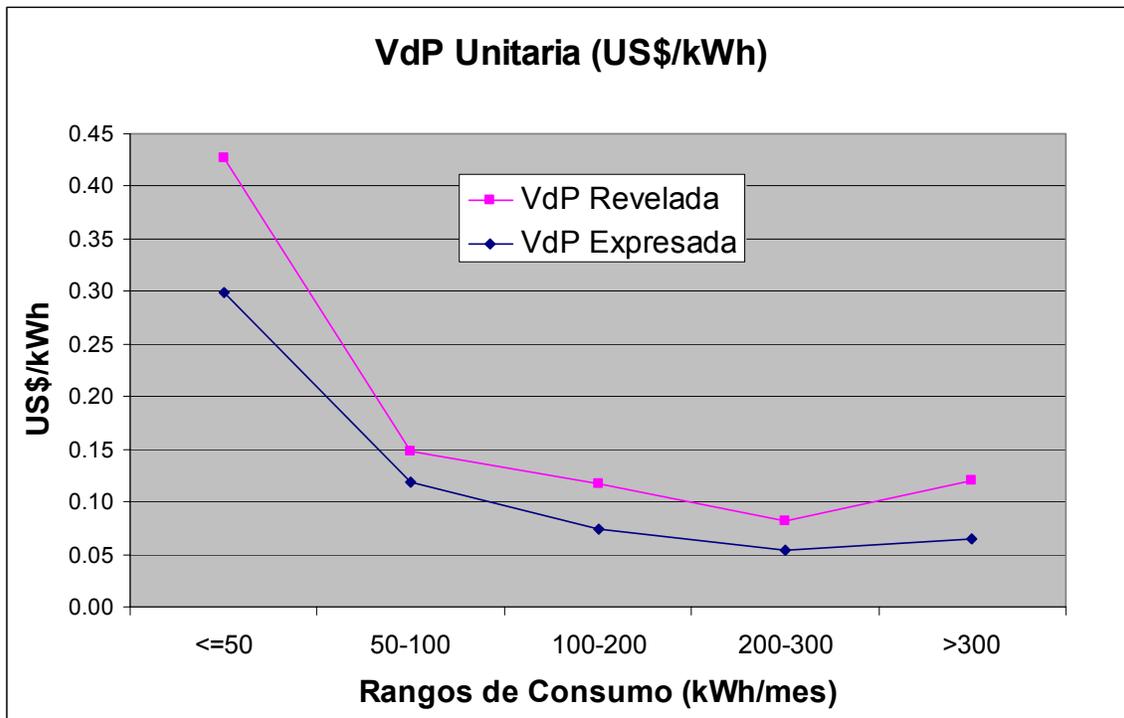


Figura 4.3.3 Voluntad de pago revelada y expresada (unitaria US\$/kWh)

4.3.4 Datos Relevantes para Consideraciones de Subsidios

¿Se requiere un subsidio de parte del gobierno?

¿En caso de dar un subsidio, cuáles son algunas características del comportamiento de la demanda por electricidad y la economía de la población que ayuden determinar niveles y magnitudes del subsidio?

Como se ha visto, el estudio de voluntad de pago permite cuantificar el costo para un ciudadano dominicano del desorden actual en el sector eléctrico. Este costo se ve representado de una manera gráfica en las Figuras 4.3.4 y 4.3.5. La curva superior en la Figura 4.3.4 es el gasto en todos los energéticos (velas, velones, kerosén, pilas, baterías, inversores, y plantas eléctricas) y la curva inferior es el gasto en electricidad. La curva de gastos en electricidad pone en evidencia el hecho de que muy pocos en los barrios PRA actualmente pagan por electricidad. El bajo gasto en energía eléctrica dividido entre el consumo total de kWh/mes en cada rango de consumo resulta en cifras unitarias muy bajas. La diferencia entre el gasto total y el gasto de electricidad se presenta como una sola curva en Figura 4.3.5.

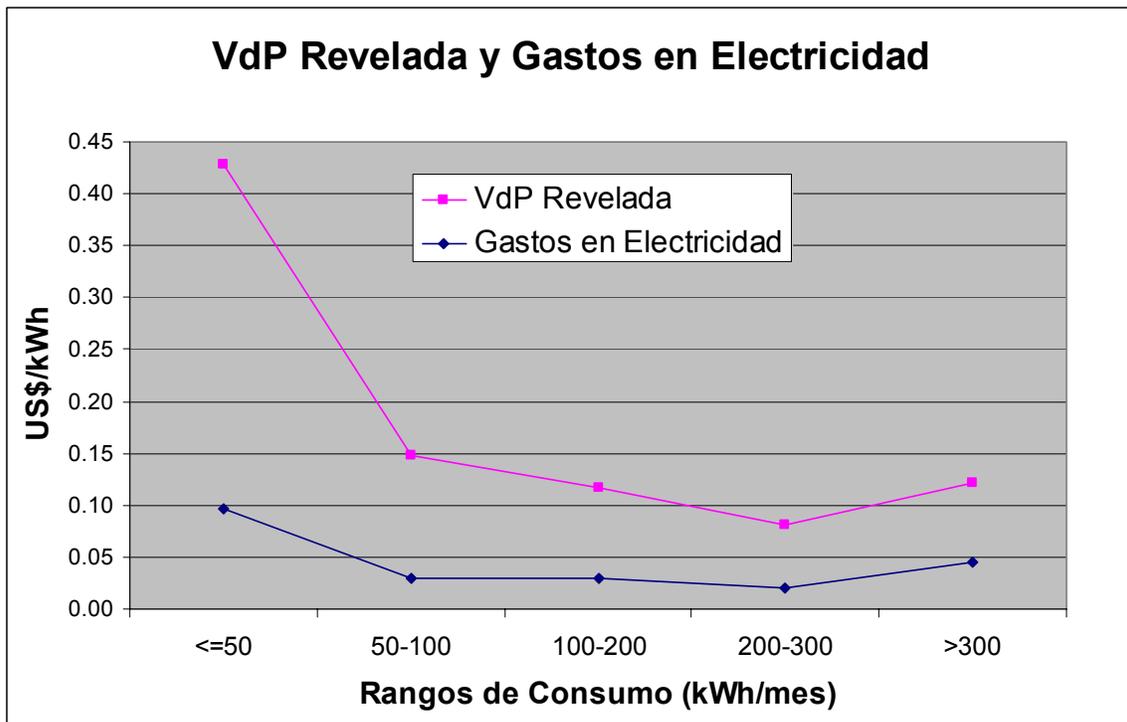


Figura 4.3.4 Comparación de la voluntad de pago revelada (suma de todos los energéticos) con el gasto en electricidad

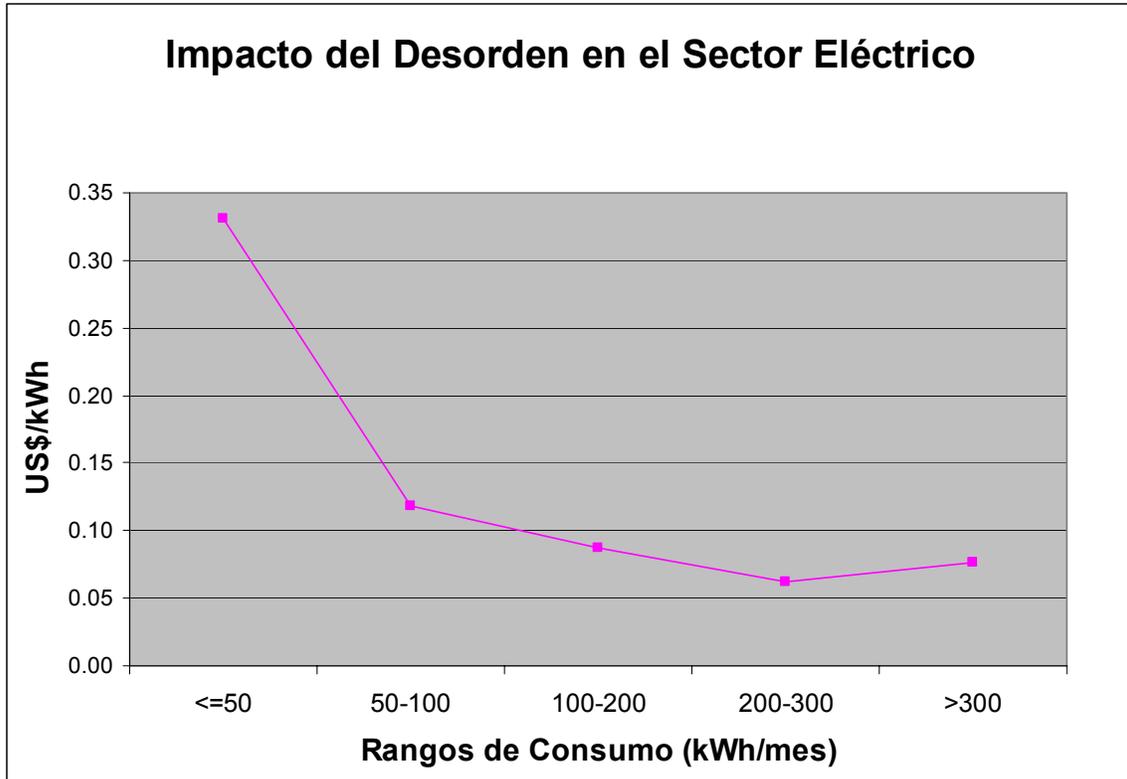


Figura 4.3.5 Impacto del desorden en el sector eléctrico para los usuarios en los barrios PRA

En la Figura 4.3.5 se puede ver el impacto de los apagones. El impacto es especialmente fuerte para los que consumen menos de 50 kWh. Para un usuario que consume menos de 50 kWh/mes los apagones le cuestan US\$ 0.33/kWh en términos unitarios y US\$ 9.83 por mes en términos de gasto mensual para comprar velas, velones, kerosén, etc. para suplementar el servicio eléctrico deficiente. Para los que consumen más de 300 kWh el costo unitario es US\$ 0.06/kWh y el total mensual es US\$ 33.68. Estos son gastos que no se tendrían que efectuar si habría un servicio eléctrico 24 horas al día. Es así que este dinero representa los fondos que se liberarían cuando los barrios PRA tengan un servicio eléctrico sin apagones.

Mucho de lo que se expuso sobre subsidios en el sector convencional aplica también a los barrios PRA.

En la Figura 4.3.6 se puede apreciar que cerca del 70% de la población de los barrios PRA cubren el 100% de su requerimiento de iluminación con 50 kWh/mes o menos. En el sector convencional 50 kWh/mes cubre el requerimiento de iluminación para 80% de la población. Esta diferencia es atribuible al bajo consumo en iluminación en la Zona Fronteriza que sirve como muestra del componente rural del sector convencional.

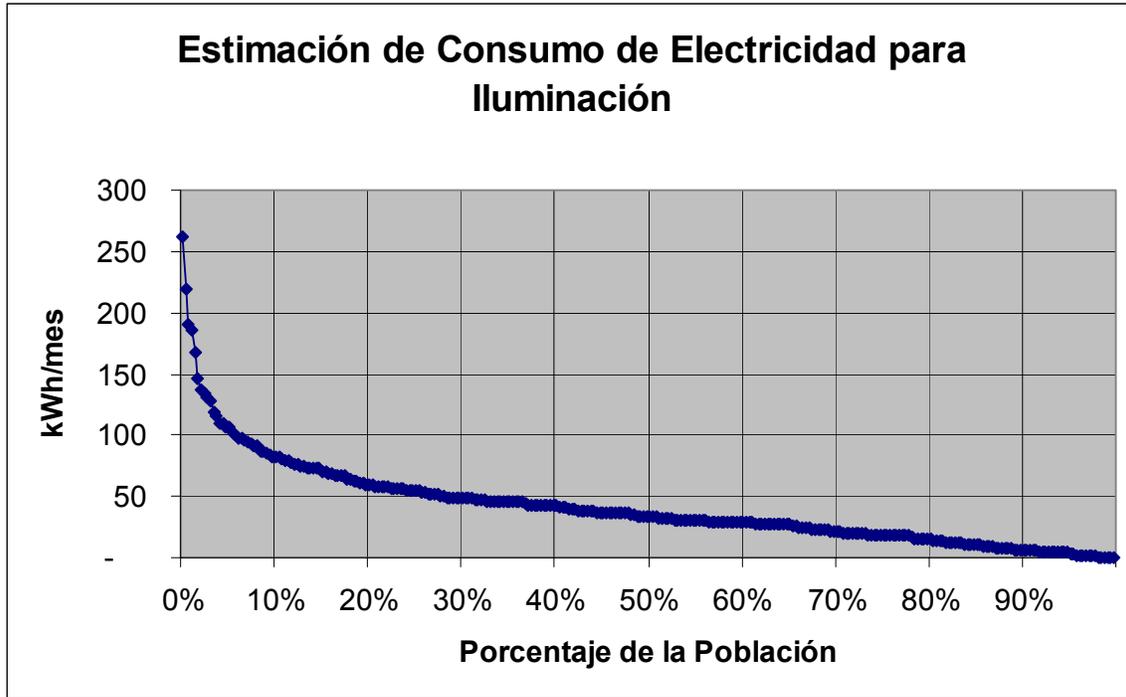


Figura 4.3.6 Consumo estimado de electricidad, PRA (solo iluminación)

Nuevamente se presenta el Cuadro 4.2.4 esta vez como Cuadro 4.3.4 para que se pueda apreciar los escenarios de lo que una familia puede hacer con distintas cantidades de kWh/mes. Por ejemplo, se puede ver que 200 kWh/mes es suficiente para iluminación, un televisor, una nevera, un abanico, y una plancha. Esto demuestra que 200 kWh/mes permite un nivel de calidad de vida significativamente por encima de un mínimo básico.

CUADRO 4.3.4 Lo que se puede usar a distintos niveles de kWh/mes

	Bombillas (60 W, 4 hr/día)	TV (200 W, 3 hr/día)	Nevera (100 kWh/mes)	Abanico (80 W, 8 hr/día)	Plancha (1100 W, 15 min/día)
kWh/mes	Ctd	Ctd	Ctd	Ctd	Ctd
50	2	1		1	
75	5	1		1	
100	4	1		2	1
150	2	1	1	1	
200	4	1	1	2	1

Como se puede apreciar en el Cuadro 4.3.5, aún en los barrios PRA una gran mayoría de la población tiene suficiente poder adquisitivo para toda una gama de electrodomésticos.

CUADRO 4.3.5 Porcentaje de la población que tiene distintos electrodomésticos

	Bombillas	TV	Nevera	Abanico	Plancha	Aire
PRA	99.3%	82%	75%	85%	62%	3%
Sector Convencional, sólo en Santo Domingo	99.7%	89%	84%	87%	70%	25%

4.4 Opiniones y Percepciones de los Encuestados

Al explicar la metodología se mencionó que también se incluyeron otras preguntas en cuanto a cultura de pago y percepciones de la población sobre contadores, y la preferencia institucional para recibir el servicio eléctrico.

¿Existe una cultura de no pago de la electricidad?

Es un hecho que las pérdidas totales de electricidad son muy elevadas en la República Dominicana en comparación a lo que es posible lograr. Las empresas distribuidoras reportan pérdidas totales entre 27% a 52%. En otros países empresas similares han logrado mantener las pérdidas por debajo de 10%. Por otra parte, el índice de cobranza de las empresas distribuidoras es solo 68% a 75% comparado con 95% a virtualmente 100% en empresas eléctricas solventes. ¿A qué se debe esto? Entre otros factores que contribuyen al problema, se habla de que existe una cultura de no pago. En el Cuadro 4.4.1 y en la Figura 4.4.1 se puede apreciar la situación actual en cuanto a la medición y pago de la electricidad.

CUADRO 4.4.1 Situación de medición y pago de electricidad

Descripción	Cristo Rey (%)	Fronteriza (%)	No PRA (%)	PRA (%)	Total (%)
1. Tiene medidor y paga una factura mensual	7.0%	63.6%	53.5%	16.0%	34.4%
2. Paga una cuota fija mensual	46.0%	5.8%	17.7%	41.0%	28.1%
3. Alguna vez ha pagado por la energía eléctrica	30.3%	15.6%	12.4%	17.0%	18.9%
4. Nunca ha pagado por la energía eléctrica	16.3%	13.5%	16.1%	26.0%	18.1%
Sin Respuesta	0.3%	1.5%	0.3%	0.0%	0.5%
Total	100%	100%	100.0%	100.0%	100.0%

En cuanto a no pagar por electricidad, lo que el Cuadro 4.4.1 muestra, en el peor caso (PRA), es que 26% de la población PRA señala que “nunca ha pagado por la energía eléctrica”. Obviamente, requerirá un esfuerzo y gasto para instalar medidores donde no existen y establecer una disciplina estricta de lectura, facturación, cobranza, corte y reconexión, pero los resultados muestran que no existe una cultura predominante de no pago. Es decir, aún en barrios PRA el 74% de la población paga actualmente o alguna vez ha pagado por la electricidad.

Para la población en forma total se observa que 34% tiene contadores y paga una factura mensual y 28% paga una cuota fija mensual. Sumando esos dos rubros se puede indicar que en la actualidad solo 63% de la población está pagando por el uso de la electricidad. A grosso modo esto coincide con el hecho de que el índice de cobranza de las empresas eléctricas está en solo 70%.

En los cuadros en el resto de esta sección las letras C, F, N, y P tienen el siguiente significado:

- C = Cristo Rey
- F = Fronteriza
- N = No PRA
- P = PRA

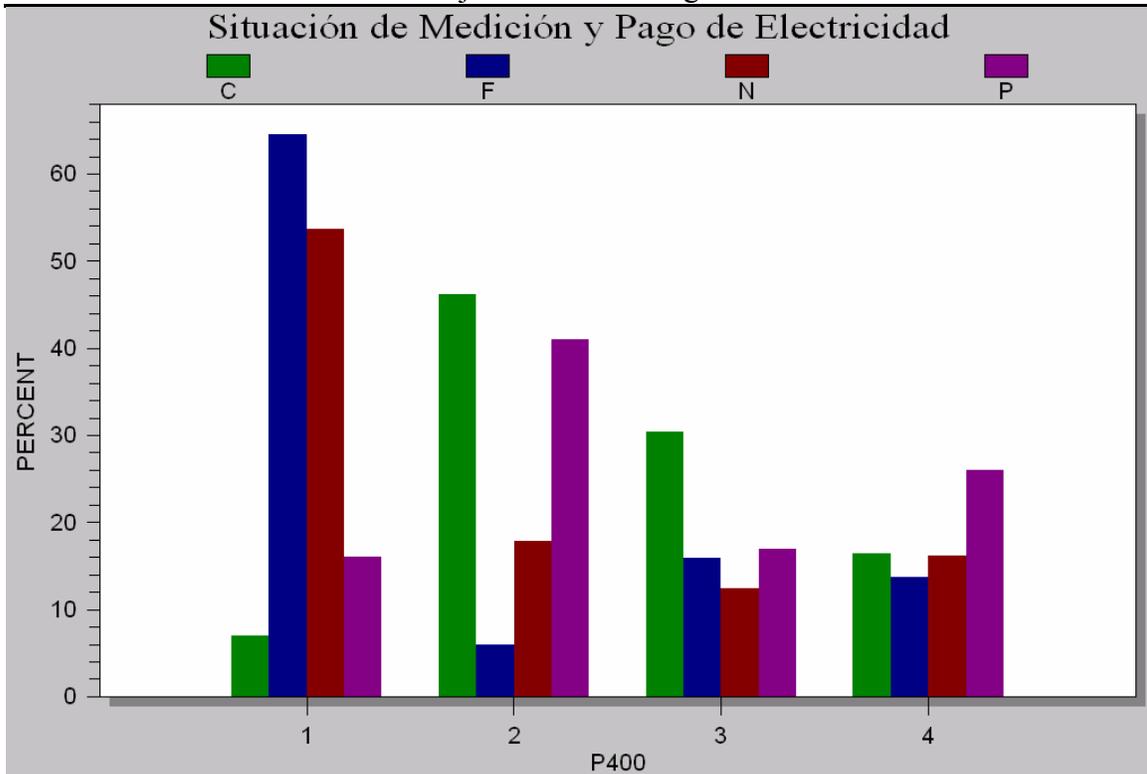
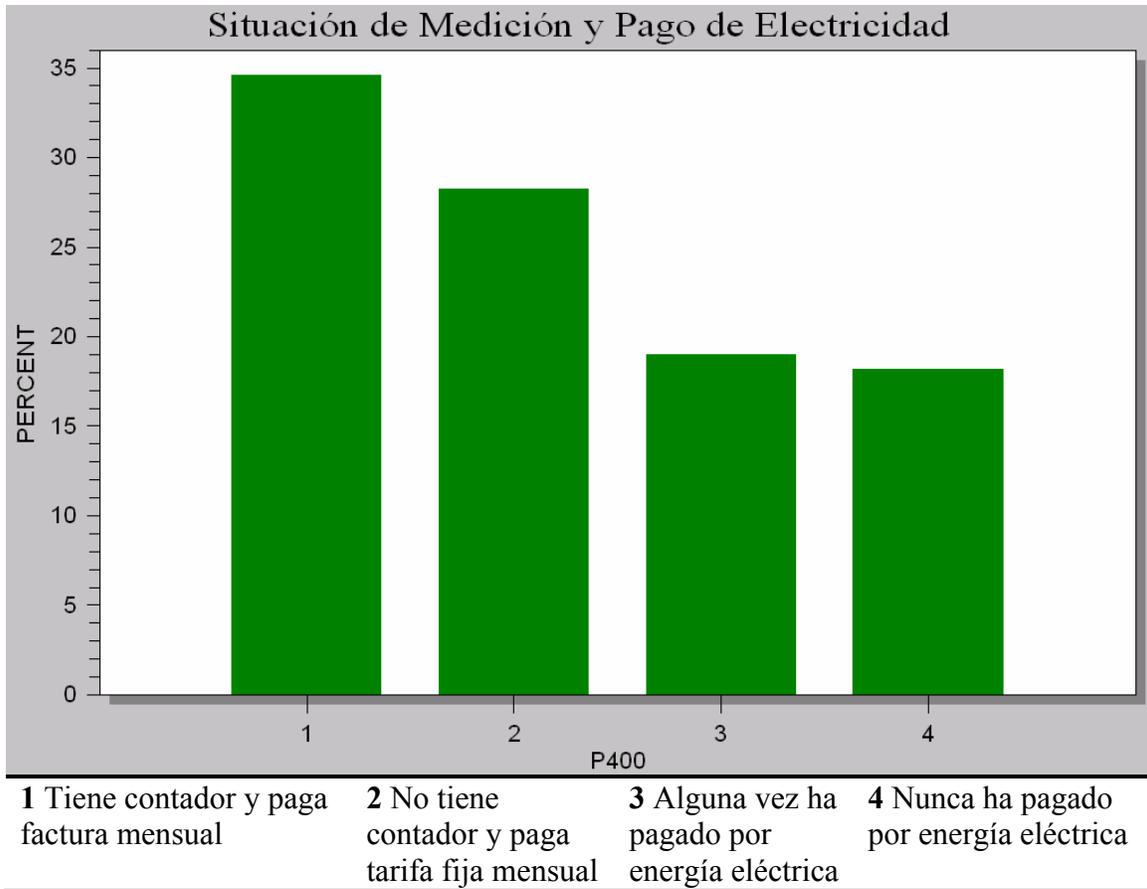


Figura 4.4.1 Situación de medición y pago de electricidad (C, F, N, y P)

¿Qué percepción tiene la población sobre los contadores?

En Cuadros 4.4.2 y 4.4.3 se pueden ver las respuestas en cuanto a las percepciones sobre contadores de la población en los barrios No PRA. En forma similar se pueden apreciar las respuestas para Cristo Rey y la Zona Fronteriza en Cuadros 4.4.4 y 4.4.5.

CUADRO 4.4.2 Opinión sobre contadores, parte 1 (No PRA)

No PRA, contador, parte 1	Porcentaje	Porcentaje Acumulado	
1 Confía plenamente	14.3%	14.3%	
2 No le gusta, pero acepta	33.4%	47.8%	
3 Desconfía totalmente	52.2%	100.0%	
Total	100.0%	100.0%	

A los que desconfiaban totalmente se hacía otras preguntas con los siguientes resultados.

CUADRO 4.4.3 Opinión sobre contadores, parte 2 (No PRA)

No PRA, contador, parte 2	Porcentaje	Porcentaje Acumulado	
1 No confía en el contador	33.0%	33.0%	
2 No confía en la persona que lee el contador	31.9%	64.8%	
3 No confía en la empresa eléctrica	35.2%	100.0%	
Total	100.0%	100.0%	

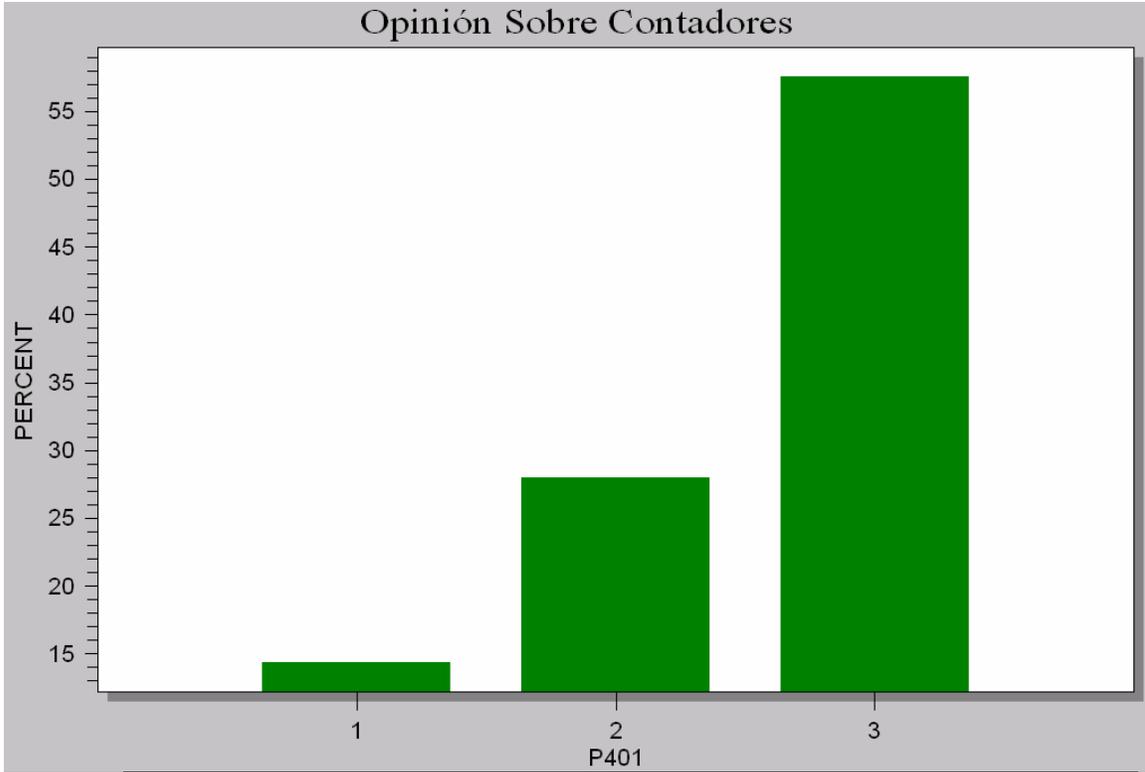
CUADRO 4.4.4 Opinión sobre contadores (medidores), parte 1

Descripción	Cristo Rey (%)	Zona Fronteriza (%)
Confía plenamente en los medidores	13.30	10.91
No les gusta pero los acepta	21.00	19.27
Desconfía totalmente de los medidores	61.70	60.36
Sin Respuesta	4.00	9.45
Total	100%	100%

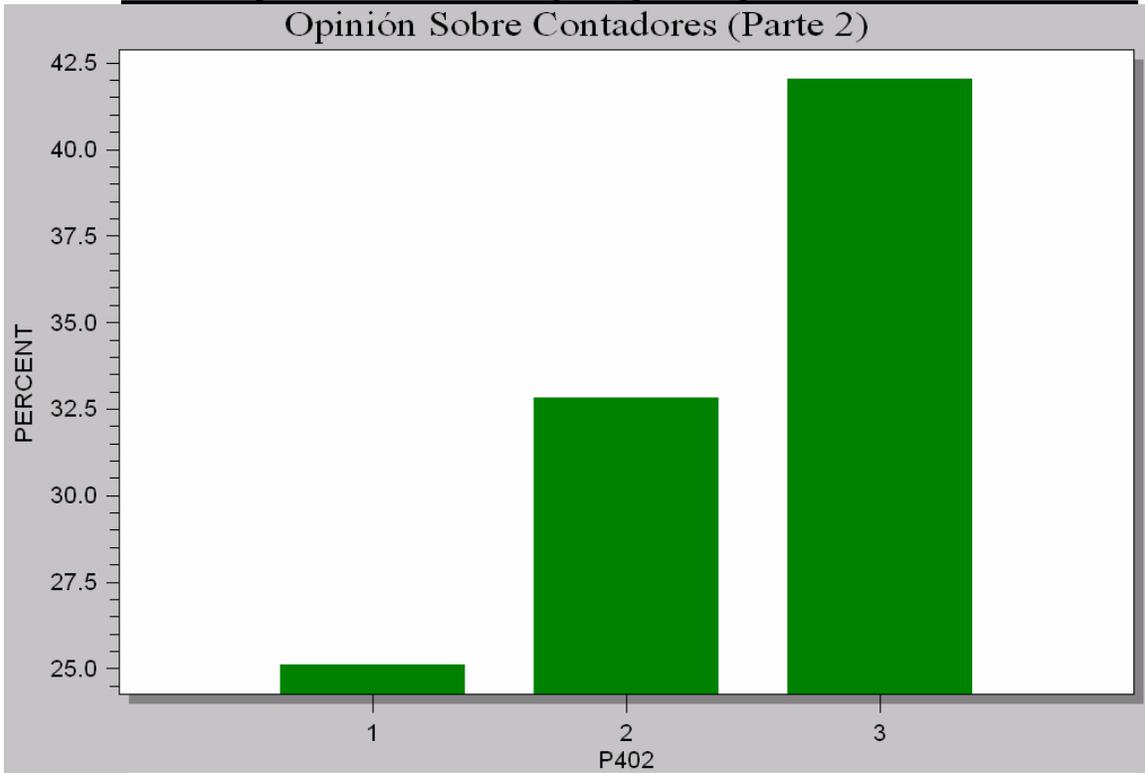
CUADRO 4.4.5 Opinión sobre contadores (medidores), parte 2

Descripción	Cristo Rey (%)	Zona Fronteriza (%)
No confía en el medidor mismo	28.11	10.00
No confía en la persona que lee el medidor	24.32	34.71
No confía en la empresa eléctrica	47.03	55.29
Sin Respuesta	0.54	0
Total	100%	100%

Estos resultados indican que para la mayoría de la población el problema no es el medidor en si, sino la empresa eléctrica y los que emplean para leer los medidores.



1 Confía plenamente 2 No le gusta, pero acepta 3 Desconfía totalmente



1 No confía en el contador 2 No confía en la persona que lee el contador 3 No confía en la empresa eléctrica

Figura 4.4.2 Opinión sobre contadores (PRA, No PRA, Cristo Rey, y Zona Fronteriza)

Otra pregunta fue ¿Cómo prefiere recibir su servicio eléctrico?

1. De una empresa eléctrica del gobierno.
2. De un empresa eléctrica privada
3. De una cooperativa eléctrica propiedad de la comunidad
4. Indiferente, No importa preferencia

En la Figuras 4.4.3 y 4.4.4 se pueden ver las preferencias expresadas.

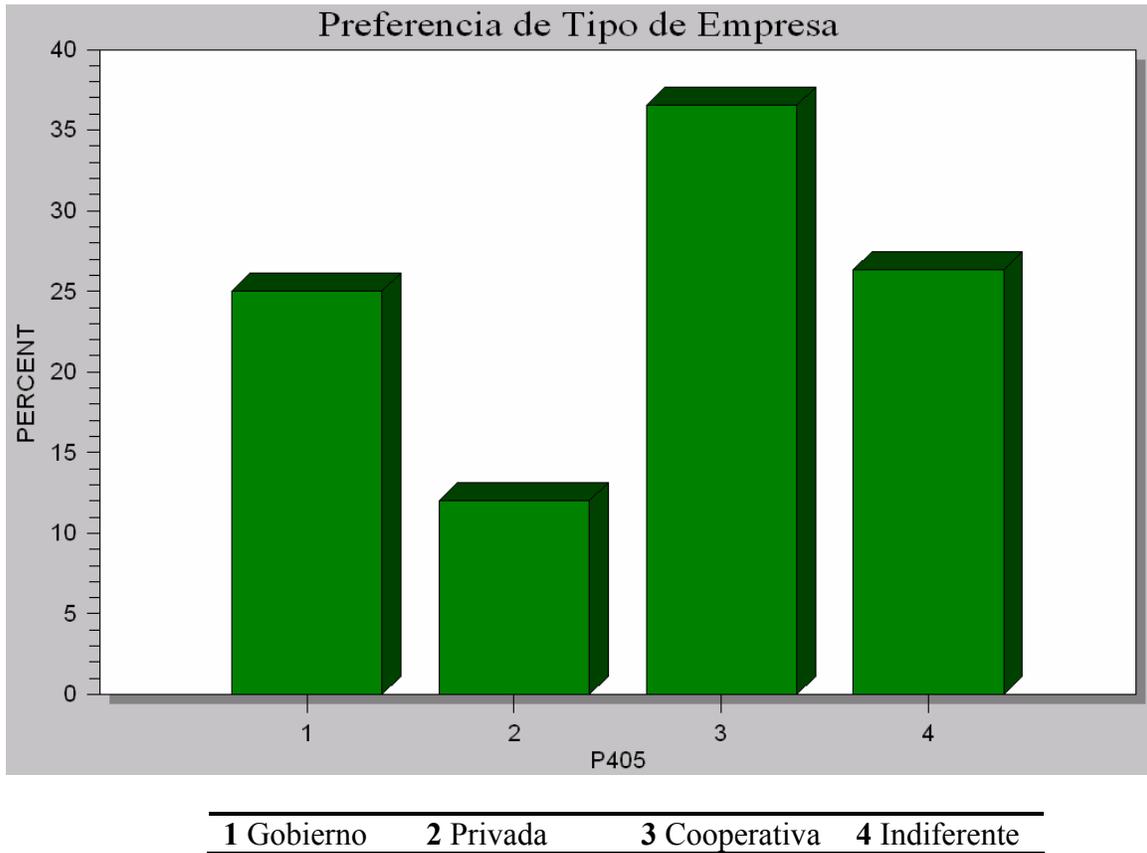
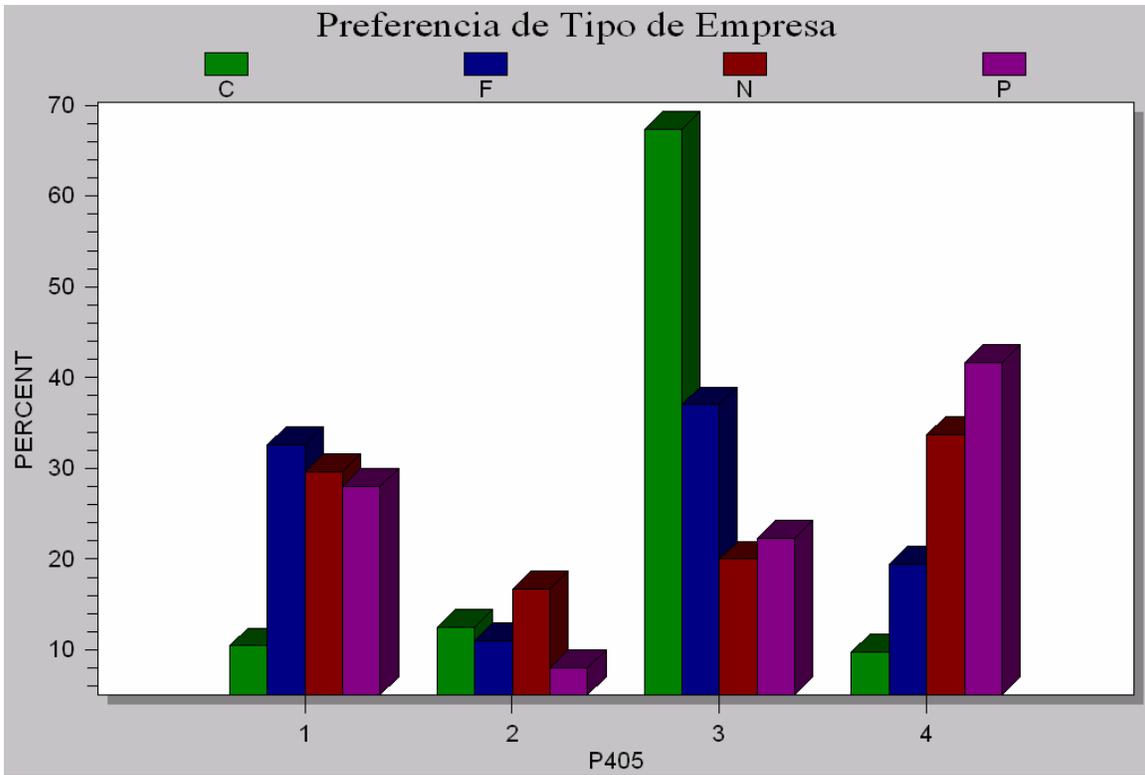


Figura 4.4.3 La preferencia institucional para recibir el servicio eléctrico (C, F, N, y P)

En la Figura 4.4.3 están los datos combinados para los cuatro universos y en la Figura 4.4.4 se puede apreciar tanto en barras separadas como en barras acumuladas las diferencias entre las preferencias en los cuatro universos. (Cristo Rey, Zona Fronteriza, No PRA, y PRA)

Y finalmente en la Figura 4.4.5 se muestran los resultados de la pregunta sobre el nivel de interés que tenía el entrevistado en formar parte de una cooperativa eléctrica.



1 Gobierno 2 Privada 3 Cooperativa 4 Indiferente

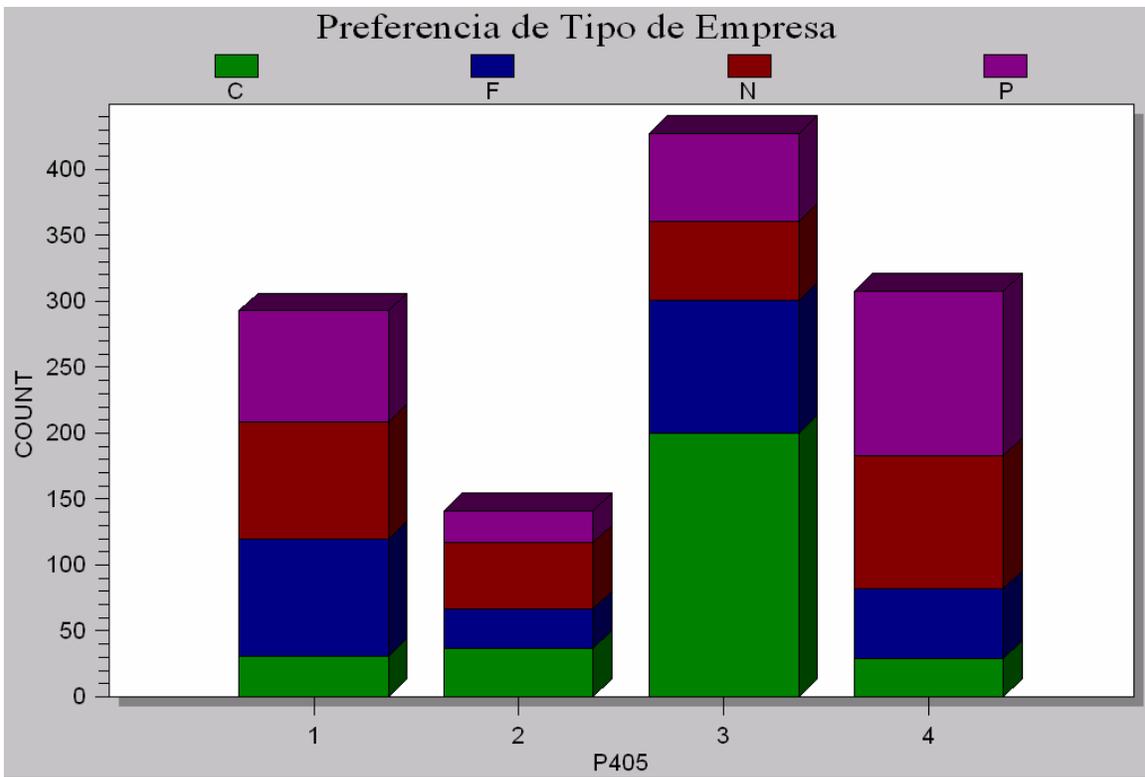
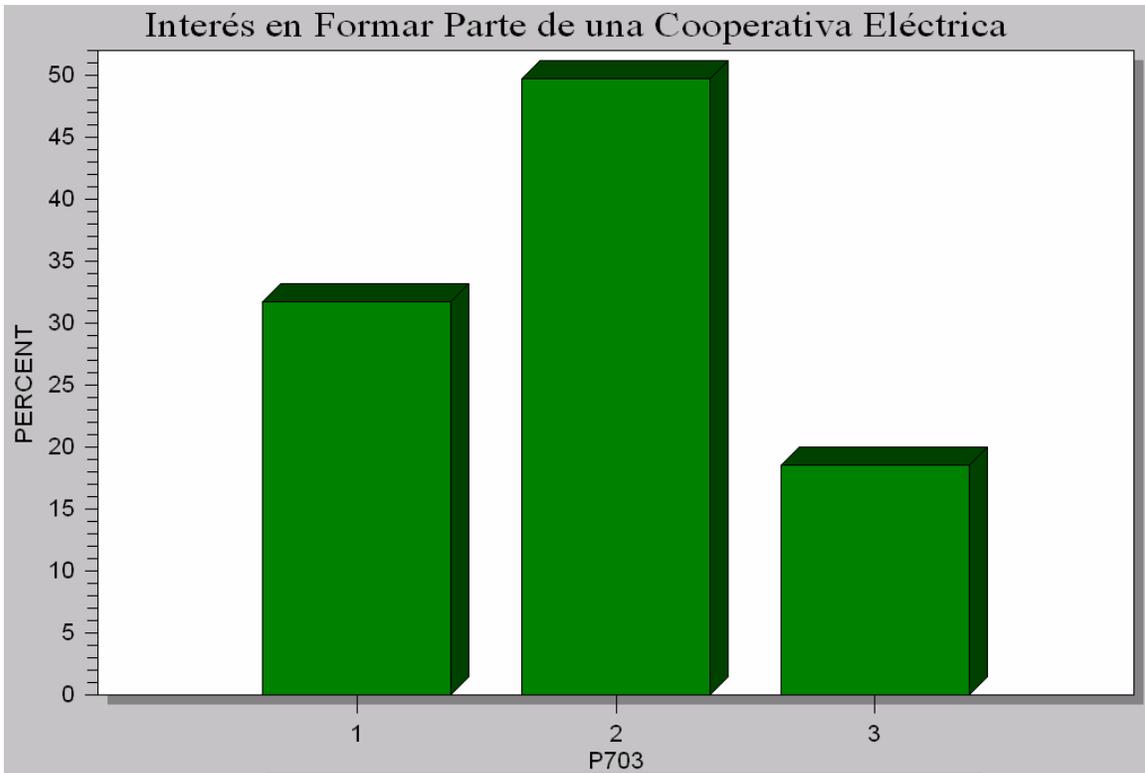


Figura 4.4.4 La preferencia institucional para recibir el servicio eléctrico (C, F, N, y P)



1 Nada 2 Algo 3 Mucho

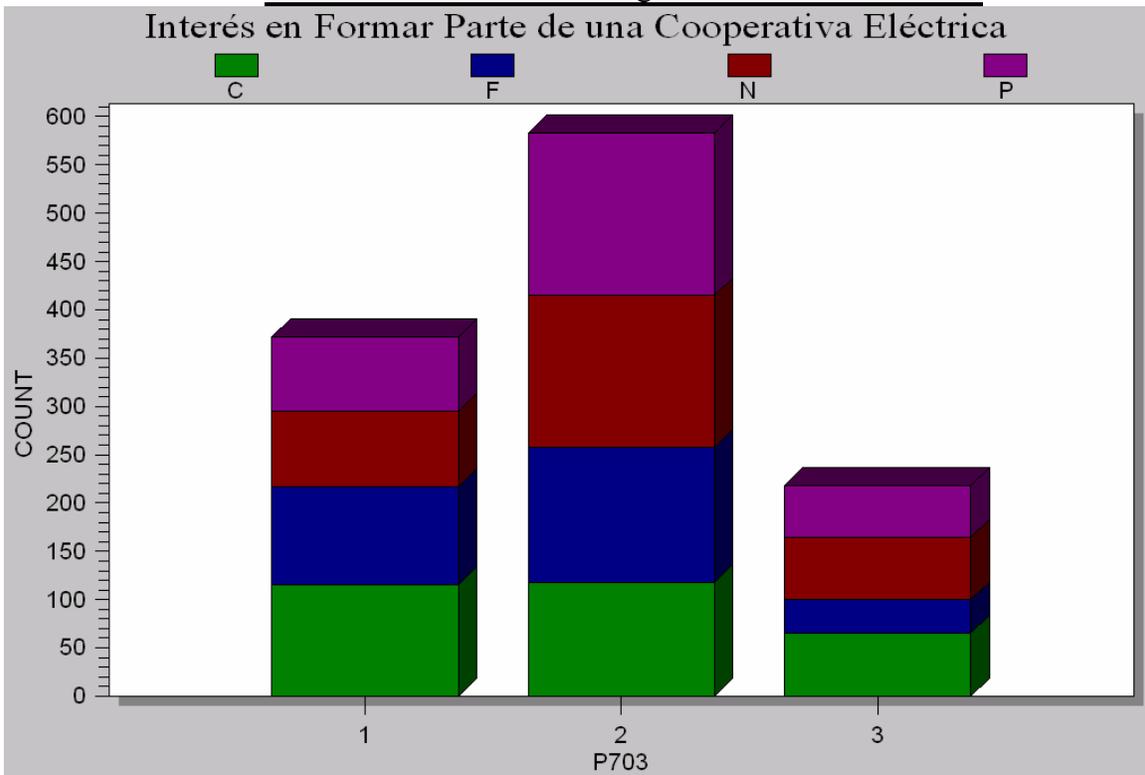


Figura 4.4.5 Interés en formar parte de una cooperativa eléctrica (C, F, N, y P)

5.0 Opciones para Tarifas y Subsidios

En esta sección del informe se analizará las opciones para determinar los niveles tarifarios para las tres empresas de distribución en una forma objetiva, tomando en cuenta los resultados del estudio de voluntad de pago y las condiciones del mercado eléctrico. Existe una infinidad de opciones para fijar niveles tarifarios dependiendo de la agenda del que los propone, pero el objetivo de esta sección no es de sugerir cifras, sino de establecer metas y mecanismos que se pueden usar para fijar las cifras en una forma objetiva.

Es menester recalcar que en un ambiente de monopolio, como el sector de distribución eléctrico, las tarifas tienen varias funciones como son:

1. Establecer el precio del servicio eléctrico a un nivel suficiente para que la empresa distribuidora puede operar sosteniblemente y cumplir con sus obligaciones financieras
2. Promover la eficiencia de la empresa distribuidora
3. Convencer a las empresas financieras de la estabilidad del sector eléctrico para reducir su percepción de riesgo y promoverles a ofrecer condiciones blandas para financiamiento de obras
4. Dar señales de precio a los usuarios para guiar su selección de equipos hacia las decisiones que contribuyen a optimizar el uso de los recursos del país para el desarrollo económico.

El primer objetivo refleja el “acuerdo empresarial” en que entren las empresas de distribución, eso es que, a cambio de reducir sus expectativas de ganancia a niveles menores de lo que serían aceptables para otras empresas privadas, y de someterse a un régimen regulatorio, una empresa eléctrica espera seguridad en realizar las ganancias prometidas. Al regulador, entonces, le toca abogar por el bien de la empresa tanto como por el bien del usuario. El segundo objetivo refleja el hecho de que, como el servicio de distribución de electricidad se trata de un monopolio, el regulador juega un rol múltiple al fijar precio, exigir calidad y promover eficiencia. El tercer objetivo tiene que ver con una verdad de la distribución eléctrica, y eso es que debido al costo elevado de construir redes eléctricas, para lograr costos anuales bajos es necesario que las redes tengan una vida mucho más larga que otras inversiones industriales. Como de nada sirve tener un bien con una vida larga si las financieras insisten en plazos cortos e intereses altos, es necesario que el regulador abogue por la estabilidad del mercado. Inclusive se puede decir que si el regulador establece un ambiente en el cual los inversionistas pueden tener confianza de que podrán recuperar sus inversiones a largo plazo, la mayoría de los otros posibles problemas relacionados con selección de tecnología de generación etc. se solucionan por sí mismos. El último objetivo es el único que se relaciona con el consumidor y el objetivo no es defensa social “*per se*”, sino de establecer un marco regulatorio bajo el cual el consumidor puede tomar decisiones basadas en criterios que justamente promueven el desarrollo. Entre ellos está la obligación de establecer tarifas que reflejen el costo al país de satisfacer una demanda eléctrica en forma sostenible. De

nada sirve que el cliente adquiera aparatos ineficientes con la esperanza de un costo bajo de energía si no hay como sostener un servicio eléctrico confiable a esa tarifa.

5.1 Filosofías Utilizadas para Establecer Tarifas

Existen muchos sistemas para determinar tarifas, pero los sistemas que van a ser evaluados en este informe caen dentro de tres clases:

1. Tarifa Indexada,
2. Costo de Servicio, y
3. Voluntad de Pago.

5.1.1 Tarifa Indexada

Este es el sistema tarifario actual, y consiste en establecer por negociación una tarifa base, una selección de factores con lo cual se puede indexar la tarifa para mantenerla corriente en el tiempo, y una fórmula para realizar dicha indexación. Para evitar confusión y controversias, es necesario especificar con mucho cuidado las fuentes de los valores para los elementos de indexación. En el caso actual, la tarifa base fue acordada en los acuerdos de Madrid en 2002. Los elementos de indexación incluyen el costo de combustible No 6., el valor del Índice de Precios al Consumidor (CPI) de los Estados Unidos, y la tasa de cambio del peso dominicano frente al dólar de los Estados Unidos (retrasado).

La ventaja de este tipo de tarifa es que es necesario establecerlo una sola vez, idealmente basado en un proceso competitivo. A partir de la negociación, el proceso de actualizar la tarifa consiste en el simple ejercicio aritmético de combinar los elementos de indexación de sus fuentes acordadas según la fórmula. De esta forma, se supone que la tarifa indexada está menos sujeta a manipulación por el regulador, porque los factores de ajuste son acordados y publicados y la fórmula es clara.

La dificultad con tarifas indexadas es que, con el pasar del tiempo, llegan a ser dominados por los factores de indexación y no por la tarifa original. En el caso dominicano, la tarifa para todas las distribuidoras, en pesos dominicanos, para Agosto de 2004 es casi tres veces la tarifa base de Septiembre 2002. Esto quiere decir que cualquier relación que tuvo la tarifa base a alguna lógica de costos de las distribuidoras ha sido sumergido en la operación de la fórmula de indexación. Para que siguiera guardando la relación inicial, no sólo sería necesario que el índice seleccionado refleje la variación de costos, sino que la fórmula simulara correctamente la contribución del índice al costo total. Como se puede entender, es casi imposible cumplir ambas condiciones, especialmente para grandes cambios en los índices.

Como consecuencia de lo indicado, el resultado típico de la operación de aumento por indexación es, paradójicamente, una tendencia de manipulación por el regulador, por los indiscutibles efectos de los grandes factores de indexación. En la actualidad eso es exactamente lo que comenzó a ocurrir en República Dominicana en Marzo del 2003,

cuando la Superintendencia comenzó a ordenar tarifas diferentes a las indexadas para ciertos sectores de usuarios, creando el Fondo de Estabilización para compensar a las distribuidoras, que, entre otras consecuencias, ha resultado en una carga de subsidio excesiva para el gobierno.

Se debe notar que la aplicación proyectada de la Tarifa Técnica cae dentro de este marco. Si bien es cierto que la Tarifa Técnica está basada en costo y no en negociaciones, su actualización en el tiempo depende de la aplicación de fórmulas de indexación. Si no se repite a menudo el proceso de recopilar y reactualizar los datos de costo en que se basa la Tarifa Técnica, la finalidad será igual, eso es, que la relevancia de la tarifa será determinada por la operación de los factores de indexación, y no por los costos meta de una empresa eficiente en que se supone que se debe basar.

Otro problema con un sistema de tarifas indexadas es que el regulador no tiene ningún incentivo para vigilar los costos de la distribuidora. Esto ocurre porque, siendo fijado la tarifa por elementos de indexación, se supone que el hecho que el distribuidor tiene la oportunidad de aumentar sus ganancias si minimiza los costos constituye suficiente incentivo hacia la eficiencia. La falla de este razonamiento se nota en la situación actual de la condición del sector eléctrico dominicano. Todas las distribuidoras están en quiebra porque sus costos son mayores que sus ingresos. En el caso de EDESUR y EDENORTE, el desmedido aumento de costos de operación de enero a mayo de 2004 pasó completamente inadvertido y condujo directamente a la quiebra. En parte la causa de esta situación es la devolución de operación de estas empresas al estado, donde el control de costos es más informal, pero aún en EDEESTE, existe el caso de la compra de energía a un precio elevado de una empresa afín a AES. El interés del cliente se sirve tanto por la estabilidad del sector como por niveles favorables de tarifas. Es, entonces, obligación del regulador vigilar no sólo por los niveles tarifarios, sino los factores que favorecen la estabilidad de las distribuidoras. Un esquema tarifario que desliga la vigilancia de los costos actuales para enfocarse solamente en el cálculo de factores de indexación no está cumpliendo su deber.

5.1.2 Costo de Servicio

Este mecanismo consiste en la consideración periódica de los costos actuales de las empresas de distribución con la finalidad de fijar un sistema de tarifas adecuado para recuperar los costos prudentemente incurridos. El procedimiento comienza con establecer un año histórico de prueba, en que se puede cuantificar los costos por rubros con bastante precisión. En el caso de que se pueda establecer que en el futuro habría alguna condición diferente al pasado, se puede ajustar los resultados para el año de prueba por estos elementos cuyo valor e impacto se puede conocer con exactitud. Este proceso por lo general comienza con dividir los costos de la empresa en rubros de demanda, energía, costos de servicio de clientes y costos generales. Se determina la contribución de cada clase de consumidor a cada uno de estos rubros para determinar una tarifa objetiva. Una vez que los costos están proporcionados entre clases de consumidor, se puede subdividir cada clase para determinar la contribución a los costos de rangos de consumo para determinar tarifas para cada rango. El resultado de este proceso es una tarifa estrictamente basada en contribución a costo para cada rango tarifario de

consumidor. Con esta base, es posible introducir aspectos sociales y crear subvenciones cruzados, pero ya con una base cuantitativa para poder determinar con exactitud el monto y la consecuencia para las otras clases de consumidores cuando se crea una subvención para una clase.

Como este proceso es muy engorroso, es necesario buscar mecanismos para que sus revisiones sean necesarias sólo después de un período significativo. El período de validez normal es de dos años y ha habido empresas en condiciones estables de mercado que han logrado hasta diez años antes de solicitar revisión de tarifas. Es importante notar que es la empresa la entidad que determina cuando solicitar revisión de tarifas y lo prolijo del proceso del estudio de costo de servicio muchas veces sirve para convencer a la empresa de solicitar tal revisión solamente en caso de real necesidad. Para poder lograr estos largos periodos de estabilidad tarifaria en el mundo actual, es necesaria indexar selectivamente ciertos costos. Por ejemplo, si el costo de la energía es sensible al precio de petróleo, se puede indexar selectivamente solamente el costo de la energía comprada, mas no la demanda, al precio del petróleo dentro de cierto rango de variación. Fuera de este rango, sería necesario seguir un proceso para aprobar un nuevo régimen de costos, pero solamente para ese elemento. Rara vez se suelen indexar costos que no sean de energía bajo este modelo.

Para evitar posibles distorsiones en el archivo de costos del año de prueba por parte del distribuidor, es necesario establecer una serie de metas o “benchmarks” con lo cual se puede comparar costos en diferentes renglones. Costos que superan la meta tendrían que ser investigados para determinar su prudencia antes de proceder a incluirlos en el cálculo de tarifas. El hecho de que haya que realizar una revisión de prudencia no significa automáticamente que se descarte el costo en cuestión, solo que será necesario para la empresa sustentarlo en una forma abierta y formal, con una análisis técnico basado en realidades auditables.

La ventaja de este proceso es el vínculo estrecho entre costo y vigilancia que asegura que el regulador está supervisando justamente el valor que más contribuya al éxito del sector. Además, el proceso crea una cantidad de información que, por ser un proceso público permite conocer a fondo los costos e ingresos de la empresa. Inclusive, la provisión de información detallada por la empresa es un requisito para que este esquema funcione.

La desventaja de este esquema es el requerimiento de organización, disciplina y capacidad técnica por parte del regulador. Lejos de ser un simple cálculo aritmético, como es un sistema de tarifas indexadas, este proceso requiere que se establezcan una serie de procedimientos, administrados por personal calificado, para que funcione. Primero entre ellos es una norma contable detallado para que todas las empresas reporten sus costos en una forma común y consistente. Además es necesario desarrollar todo el marco de formatos estandarizados para los estudios de distribución de costos, y guías sobre cuáles costos serán admitidos para efectos de calcular tarifas. Como es de suponer, el proceso demanda que el personal del regulador sea de un alto nivel profesional.

En la República Dominicana, se ha tomado un paso hacia un sistema tarifario de costo con la preparación de la denominada Tarifa Técnica. Esta tarifa fue basada en un estudio de costos eficientes y podría servir como base para una meta contra la cual evaluar los costos actuales de las distribuidoras.

Fue la intención del equipo que preparó este informe realizar un estudio breve sobre distribución de costos entre clases, pero no fue posible obtener suficientes datos en el tiempo disponible. Además, como se nota en la Sección 2.2 de este informe, los costos operativos de las distribuidoras EDESUR y EDENORTE experimentaron una alza desmedida durante el periodo de estudio y no sería justificable tratar de recuperar dichos costos de los usuarios. Sin poder revisar más a fondo la fuente y destino de estos costos, tratar de realizar un estudio de distribución de costo sería solo un ejercicio académico.

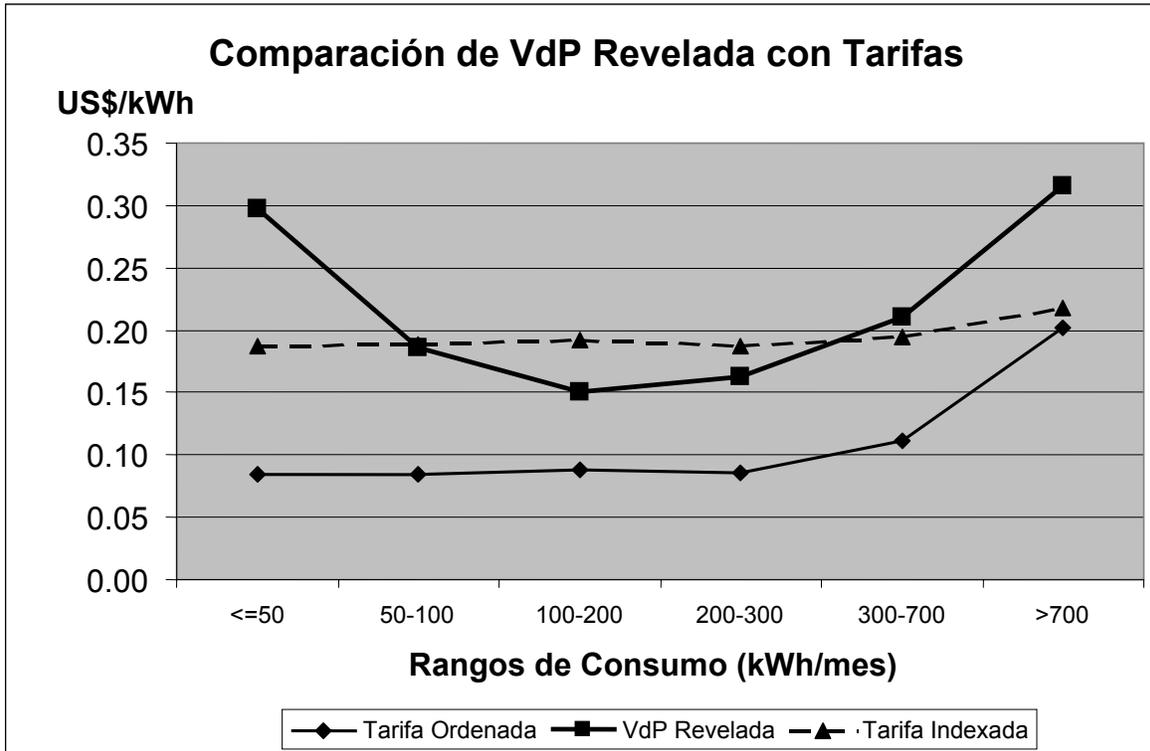
5.1.3 Voluntad de Pago

En un mercado competitivo, el precio de un producto se determina por muchos factores, entre ellos el precio de alternativas (sustitutos). Esto incluye no sólo productos similares de diferentes marcas, sino productos completamente diferentes pero que cumplen “el mismo fin”. Por ejemplo, el precio de la carne de res está ligado no solamente a cual tienda lo vende, sino al precio del pollo, un sustituto para la carne de res. Cuando los precios de la carne de res son elevados, la gente compra más pollo, reduciendo las ventas de carne y contribuyendo a reducir el precio. Entonces, se puede decir que existe una elasticidad en la voluntad de pago para la carne que está ligada al precio y disponibilidad de sus sustitutos.

Este principio normalmente no se utiliza en la determinación de tarifas eléctricas para pequeños usuarios, que generalmente no tienen opciones energéticas atractivas, pero es una forma común de establecer tarifas para industriales y usuarios grandes para los cuales la autogeneración es una opción alcanzable. La coyuntura en la República Dominicana, con largos apagones que requieren que los usuarios recurran a velas y lámparas de kerosén para iluminar sus casas ha creado una situación que permite determinar con bastante exactitud la voluntad de pago para servicios energéticos hasta para usuarios muy pequeños, y usar esa información para determinar tarifas justificables para un servicio eléctrico de mayor calidad.

La metodología para esta determinación está basada en los resultados del estudio de voluntad de pago reportado en la Sección 4.0 de este informe. En la Figura 5.1 a continuación se presenta la relación entre la voluntad de pago revelada (el costo de todos los insumos energéticos usados por el cliente) y el costo unitario (\$US/kWh) para consumidores residenciales (clase BTS1) de diferentes niveles de consumo. La misma figura muestra la relación entre la voluntad de pago revelada y la tarifa ordenada para Agosto, 2004, y la tarifa indexada para el mismo mes. Se nota que la tarifa ordenada está por debajo de la voluntad de pago en todos los rangos, pero que la diferencia es mayor para los pequeños y los grandes consumidores. La tarifa indexada, en cambio queda por arriba de la voluntad de pago para el rango medio de consumidores, esto es, los que consumen entre 100 y aproximadamente 300 kWh/mes.

Fig. 5.1 Comparación de Voluntad de Pago con Tarifas



Se puede, entonces proponer una tarifa que tiene rangos acordes con la distribución de la voluntad de pago. Si esta tarifa se acompaña con una mejora en el servicio, debe de ser posible construir un esquema en que ningún cliente experimente un incremento en su costo total de energía. El aumento de costo de la electricidad se compensa con la reducción de costo de otros energéticos.

5.2 Escenarios Tarifarios

En esta sección del informe se presentará el resultado de varias pruebas de modificación de la tarifa actual que han sido sugeridos por diversos actores en el sector. Los escenarios investigados serán:

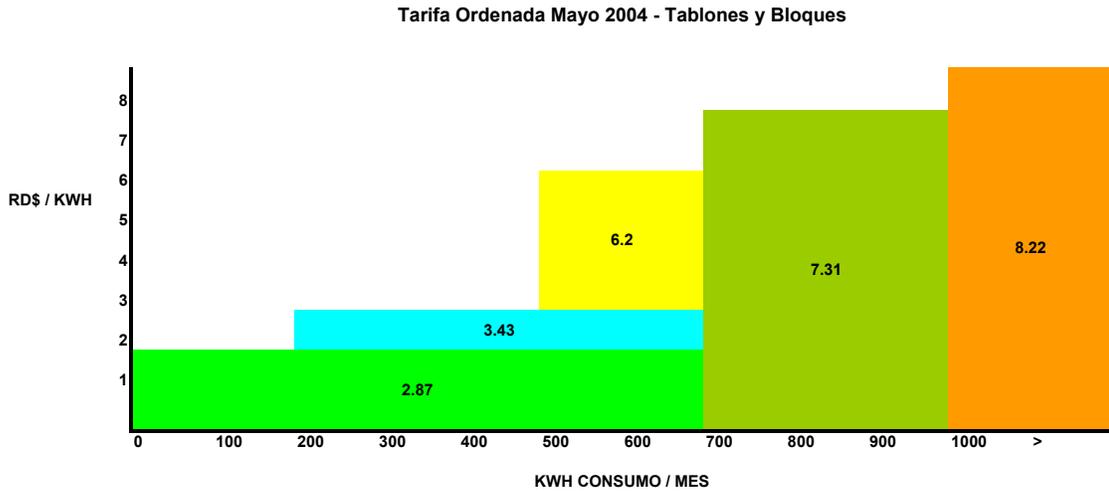
1. Reducción del actual nivel de subvención para que lo reciba solamente los usuarios con consumos menores a 200kWh.
2. Similar al primer caso, pero con una reducción del nivel de subsidio hasta que solamente los usuarios con consumos menores a 100kWh lo reciba.
3. Una tarifa basada en la curva de voluntad de pago, construido con la intención de mantener el costo total de los energéticos constante al usuario, suponiendo que se acompaña un aumento tarifario con un incremento en las horas de servicio de esa manera eliminando la necesidad de comprar energéticos alternativos.

Para cada escenario se presentará el impacto al usuario por dos mecanismos, un calculo de una cuenta típica para diferentes niveles de consumo, y con referencia a la voluntad de pago revelada. También se presentará una evaluación del impacto sobre el requerimiento de subvención por el Fondo de Estabilización.

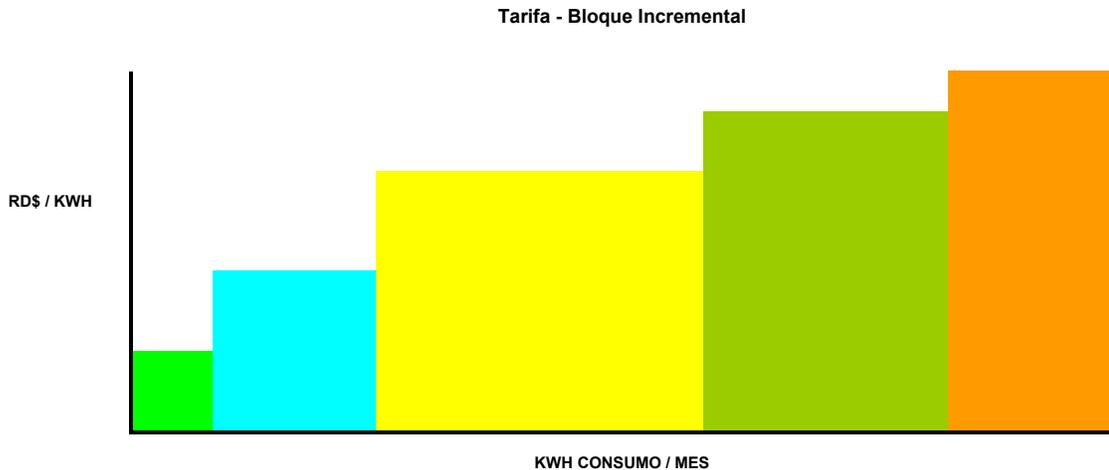
5.2.1 Estructura Tarifaria

Antes de proceder al análisis, es necesario aclarar un detalle sobre estructura de la tarifa. La Tarifa Ordenada está ahora estructurada como una combinación de tablones y bloques, con la estructura de tablones para todos los usuarios hasta un total mensual de uso de 701 kWh. En ese nivel de uso, la estructura cambia a estructura de bloque, y a estos usuarios se les facturará una tarifa única por unidad por todos los kWh consumidos.

El siguiente gráfico describe la actual estructura de combinación tablones y bloques de la Tarifa Ordenada



Eliminando completamente los tablones en la estructura de arriba en favor de una estructura de bloque puro resulta en lo siguiente:



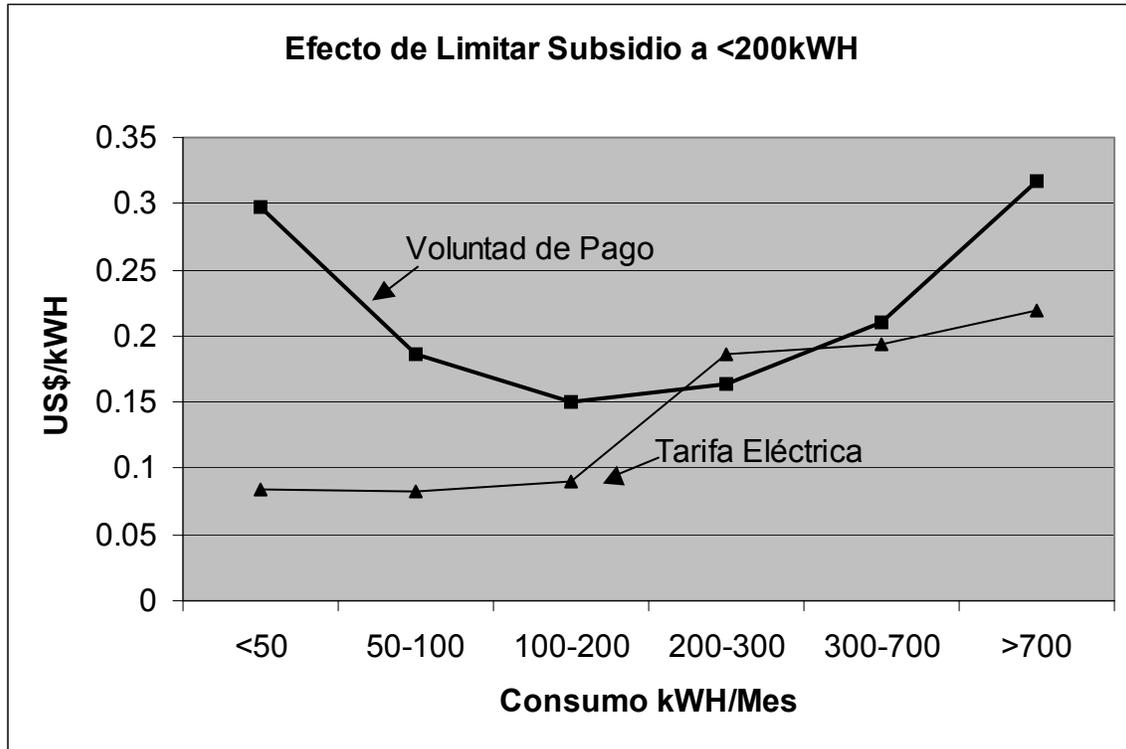
El cambio a una estructura de bloque tiene dos efectos importantes. El primero es de incrementar las rentas de la distribuidora aún sin incremento en los valores fijados para los anteriores tablonos (actualmente bloques) ya que el beneficio de consumo más bajo subvencionado solamente se aplica a aquellos con consumo limitado total, en oposición al sistema de tablonos que da el beneficio de la tarifa para el primer tablón de energía a todos los usuarios al cual se extiende el tablón, sin tomar en cuenta su uso total hasta pasar el límite de los 700 kWh. El segundo efecto es de introducir discontinuidades en las facturas debido al movimiento de un bloque a otro. Por ejemplo, si un bloque se aplica al rango de 0-200kWh y el siguiente a consumos mayores a 200kWh, los montos totales de dos facturas parecidas, uno para 199kWh y otra para 201kWh podrían ser bastante diferentes, dependiendo de los valores de tarifa de los diferentes bloques. Suponiendo que la tarifa para el bloque de 0-200kWh es \$RD2.87/kWh y la tarifa para el siguiente bloque sea \$RD3.62/kWh, la factura para un consumo de 199 kWh sería \$RD 571 mientras la factura para un consumo de 201 kWh sería \$RD 728, un aumento de factura de 27% para un incremento de 1% en el consumo. Los escenarios 1 y 2 a continuación, muestran la eliminación del subsidio hasta un nivel de 200 y 100kWh respectivamente, e implican una conversión de la estructura de la tarifa indexada progresivamente a una estructura de bloques.

5.2.2 Escenario 1: Eliminar Subsidio a Consumo Mayor a 200kWh

Se probó este escenario utilizando los determinantes tarifarios (número de consumidores y consumo medio) de Mayo 2004, y la tarifa indexada de Agosto, 2004. Se modificó la tarifa indexada para crear un bloque separado para consumos menores a 200kWh/mes, dejando el resto de la tarifa para consumos de 200kWh/mes hasta 700 kWh/mes con la estructura de tablonos usado por la tarifa indexada. El valor de la tarifa para el bloque de consumos totales menores a 200kWh/mes es el mismo que el valor de la tarifa ordenada para el tablón de 200kWh. El resultado se presenta en la Fig. 5.2, comparado con la curva de voluntad de pago.

Se nota que la tarifa sobrepasa la voluntad de pago revelada para consumos de 200 a 300 kWh/mes. La voluntad de pago revelada refleja el consumo total de energéticos, incluyendo electricidad y fuentes suplementarias como velas y kerosén. El hecho de que la tarifa eléctrica lo sobrepasa es una indicación de que para usuarios de ese nivel de consumo, habría un aumento de gasto familiar total, aun si se mejorara el servicio eléctrico suficientemente como para eliminar la necesidad de gastos para suplementos.

Fig. 5.2 Efecto de Restringir el Subsidio a Consumos de Menos de 200kWh/mes



El impacto de la tarifa en cuanto al aumento de la factura para diferentes niveles de consumo se presenta en la Figura 5.3.

Consumo kWh/mes	Factura Tarifa Ordenada \$US	Factura Subsidio <200kWh \$US	Cambio %
95	\$8.08	\$8.08	0.0%
105	\$9.21	\$9.21	0.0%
195	\$16.75	\$16.75	0.0%
205	\$17.57	\$38.77	120.6%
295	\$25.85	\$54.58	111.2%
305	\$27.10	\$56.54	108.7%
695	\$89.08	\$141.00	58.3%
705	\$143.94	\$155.43	8.0%
1400	\$282.26	\$305.93	8.4%

Se nota que la distribución de aumentos tarifarios no es uniforme entre los niveles de consumo. Aparte del bloque de consumo menor a 200kWh que, por diseño, no recibe ningún aumento, clientes con consumos entre 200kWh y 300kWh/mes tienen más de 100% de aumento, mientras los aumentos de los otros niveles de consumo varían de 8% a 58%. Se nota también el incremento de factura desde \$16.75 a \$38.77 para apenas un aumento desde 195 kWh a 205 kWh. Este incremento brusco es producto de la estructura por bloque del primer bloque de 0-200kWh/mes de consumo. En comparación, el

incremento de 695kWh a 705kWh/mes, también una transición de bloque, es menos brusco debido a que el valor de tarifa de los bloques adyacentes es muy parecido.

Otro resultado es que la tarifa promedio para este caso aumenta 20% con relación a la tarifa ordenada. Similarmente, el monto que debería pagar el GORD por concepto del Fondo de Estabilización se reduce en 65% en comparación con la situación que ocurre con la tarifa ordenada.

El hecho de que la tarifa eléctrica en este caso sobrepasa la voluntad de pago tiene otro efecto importante, y eso es que la mejora en la calidad de servicio llevará consigo un incremento de consumo. Si se desea que no se aumente el monto familiar dedicado a energéticos, es necesario incorporar este potencial aumento de consumo en el cálculo. El efecto de una mejora en la calidad de servicio, representado por más horas de servicio, no tiene un efecto lineal, debido a las diferentes características de las cargas a servir.

Suponiendo que las restricciones de servicio actual por lo general reducen el acceso a electricidad en las horas pico, una suposición apoyada por el elevado consumo de kerosén y velas, el efecto de incrementar las horas de servicio sería casi lineal. Eso es que si se aumentan las horas de servicio por 20%, el consumo por iluminación podría aumentar en casi igual proporción. En cambio, para aparatos como neveras, consumen casi lo mismo con 8 o con 24 horas de servicio, porque aun con electricidad 24 horas, sus compresoras solo necesitan operar un tercio del día para cumplir con su función de refrigeración.

Similarmente, los usuarios reportan que programan actividades como el lavado de ropa, planchado, etc. para las horas en que hay energía, indicando que el consumo para estas actividades probablemente no aumenta con una mejora en horas de servicio.

Para efectos de compensar estos incrementos de consumo que resultan de mejoras en las horas de servicio, se parte de la premisa de que se desea evitar un aumento en el gasto total mensual familiar para energéticos. Entonces se establece un margen entre el valor de la curva de VdP y la tarifa propuesta así, expresado en un porcentaje del VdP unitario:

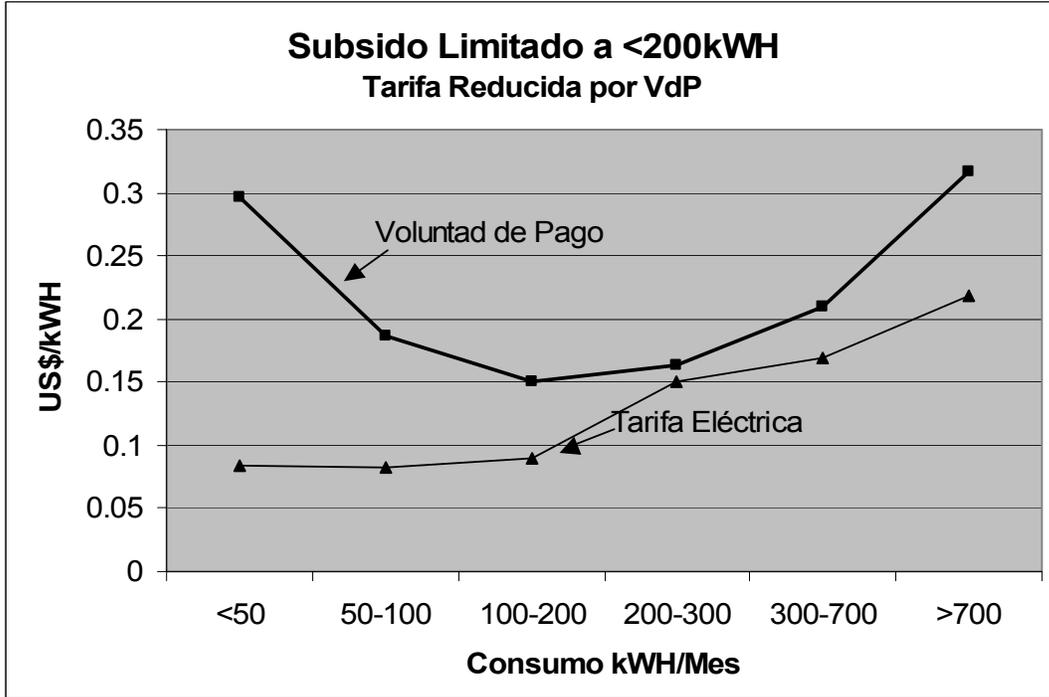
Consumo kWh/mes	Margen % VdP
<50	40%
50-100	15%
100-200	10%
200-300	7%
300-700	4%
>700	25%

La tarifa proveniente de estas consideraciones utiliza las mismas cuotas fijas de la tarifa indexada y aplica los siguientes cargos por energía, expresados en pesos dominicanos:

Tarifa Subsidio <200kWh	
Rango Consumo	Cargo Energía \$RD/kWh
0-200	2.87
200-300	5.5
300-700	8.53
>700	8.53

El resultado de estas consideraciones se muestra en Fig. 5.4, y el resultado de esta modificación en cuanto a los aumentos de factura para diferentes clases se presenta en Fig. 5.5.

Fig. 5.4 Limitar Subsidio a <200kWh



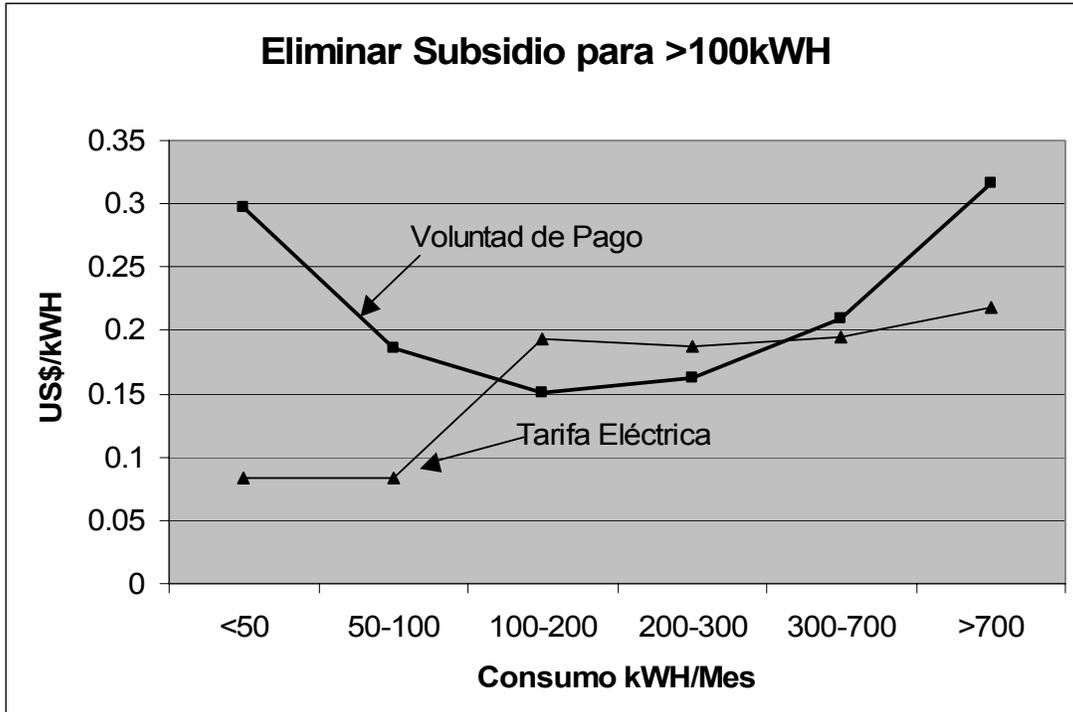
Consumo kWh/mes	Factura Tarifa Ordenada \$US	Factura Modificada Subsidio <200kWh \$US	Cambio %
95	\$8.08	\$8.08	0.0%
105	\$9.21	\$9.21	0.0%
195	\$16.75	\$16.75	0.0%
205	\$17.57	\$33.98	93.4%
295	\$25.85	\$43.95	70.0%
305	\$27.10	\$45.73	68.7%
695	\$89.08	\$130.18	46.1%
705	\$143.94	\$155.43	8.0%
1400	\$282.26	\$305.93	8.4%

El aumento de la tarifa promedio es 15% y la obligación del GORD para el FdE se reduce en 49%.

5.2.3 Escenario 2: Eliminar Subsidio a Consumo Mayor a 100kWh

En un análisis similar al de la sección anterior, se puede considerar eliminación del subsidio para consumos mayores a 100kWh/mes. El resultado de esta prueba se presenta en la Figura 5.6.

Fig. 5.6 Eliminar Subsidio a Consumo Mayor a 100kWh/mes



Se nota que esta propuesta sobrepasa de forma substancial a la curva de VdP, indicando que habría un aumento significativo en gasto total familiar para energéticos aun con una mejora en la calidad de servicio suficiente para eliminar el requerimiento de energéticos suplementarios.

La distribución de aumentos de tarifa entre los diferentes niveles de consumo se presenta en la Figura 5.7.

Consumo kWh/mes	Factura Tarifa Ordenada \$US	Factura Subsidio <100kWH \$US	Cambio %
95	\$8.08	\$8.08	0.0%
105	\$9.21	\$20.14	118.6%
195	\$16.75	\$37.01	121.0%
205	\$17.57	\$38.77	120.6%
295	\$25.85	\$54.58	111.2%
305	\$27.10	\$56.54	108.7%
695	\$89.08	\$141.00	58.3%
705	\$143.94	\$155.43	8.0%
1400	\$282.26	\$305.93	8.4%

Al igual que la situación con el Escenario 1, los aumentos de factura son sustanciales para ciertos niveles de consumo, en este caso de 100kWh/mes al 700kWh/mes. El aumento de

la tarifa promedio para este escenario es 27% y la reducción en la obligación del GORD por efectos del FdE es 90%.

Para resolver el problema de sobrepasar el VdP, se realizó una modificación para no pasar la curva de VdP. La tarifa que resulta de este cálculo se presenta abajo. El bloque de 0-100kWh/mes corresponde al valor actual de la tarifa ordenada, y el valor para los tabloneros y bloques de 200kWh a >700kWh corresponden a la tarifa indexada. Solamente el valor para el tablonero de 100 a 200kWh es modificado.

Tarifa Subsidio <100kWh	
Rango Consumo	Cargo Energia \$RD/kWh
0-100	2.87
100-200	4.7
200-300	8.53
300-700	8.53
>700	8.53

El resultado de este ejercicio se presenta en las Figuras 5.8 y 5.9.

Figura 5.8 Eliminación de Subsidio >100kWh, Modificada

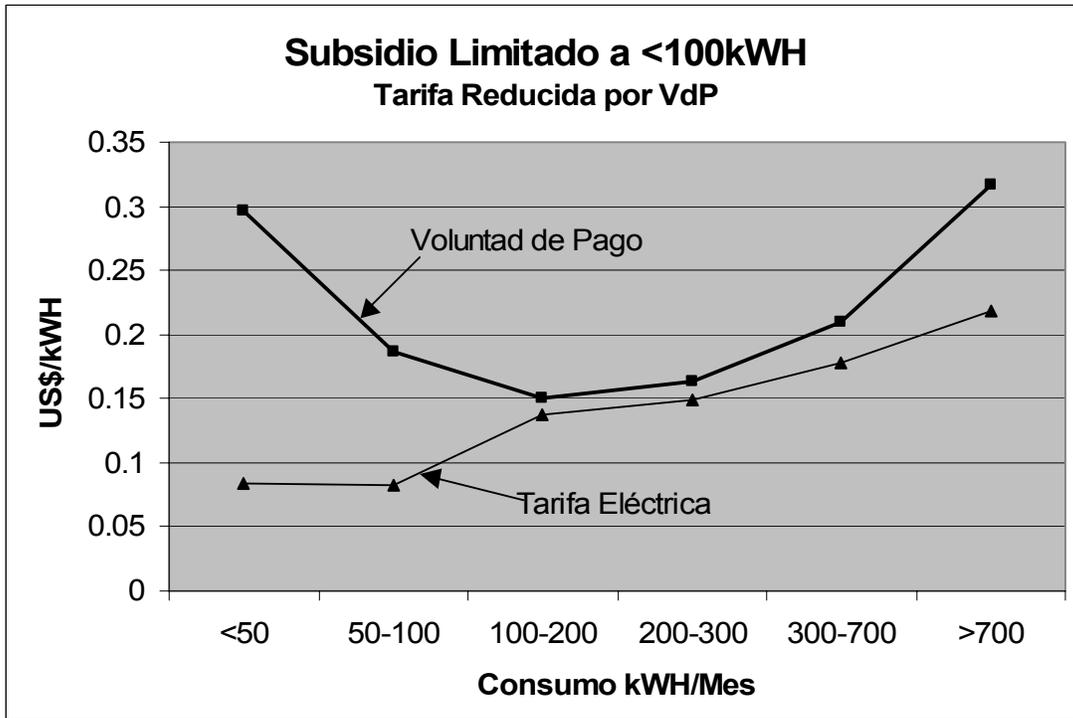


Fig. 5.9 Comparación de Facturas

Consumo kWh/mes	Factura Tarifa Ordenada \$US	Factura Subsidio <100kWH \$US	Cambio %
95	\$8.08	\$8.08	0.0%
105	\$9.21	\$14.22	54.4%
195	\$16.75	\$26.02	55.4%
205	\$17.57	\$27.70	57.6%
295	\$25.85	\$47.19	82.6%
305	\$27.10	\$49.36	82.1%
695	\$89.08	\$133.81	50.2%
705	\$143.94	\$155.43	8.0%
1400	\$282.26	\$305.93	8.4%

Se nota la reducción de aumento de facturas en comparación con la Fig. 5.7, aunque todavía hay aumentos de más de 80% para consumo entre 200 kWh y 300kWh/mes. La tarifa promedio de este escenario representa un aumento de 20% y una reducción de la obligación del FdE de 66% en comparación con la tarifa ordenada para Agosto de 2004.

5.2.4 Escenario 3: Tarifa de Voluntad de Pago

Si bien es cierto que en los anteriores dos escenarios, se ha considerado la curva de voluntad de pago para modificar la propuesta tarifaria, en este escenario, se propone preparar una tarifa optimizada para rendir el máximo de ingreso sin violar el requerimiento de no aumentar el gasto total familiar para energéticos. Para este escenario, se ha desarrollado la tarifa indicado abajo:

Tarifa VdP	
Rango Consumo	Cargo Energia \$RD/kWH
0-200	4.7
200-300	8.7
300-700	9.5
>700	9.5

La tarifa consiste de tablonces para evitar el problema de cambios bruscos de factura cuando el consumo sobrepasa los límites de un bloque. Sin embargo, se ha mantenido la estructura de bloque para consumos mayores a 700kWh, para mantener consistencia con la tarifa ordenada actual. Debido al alto costo de energéticos alternativos para consumidores pequeños (menores a 100kWh), sería posible establecer un bloque de 0-100kWh y aumentar la tarifa hasta cerca del nivel de la tarifa indexada (\$RD6.92/kWh) pero se considera que será difícil políticamente lograr este resultado.

El resultado de aplicar esta tarifa y su impacto sobre las facturas se presenta en las Figuras 5.10 y 5.11.

Fig. 5.10 Tarifa VdP

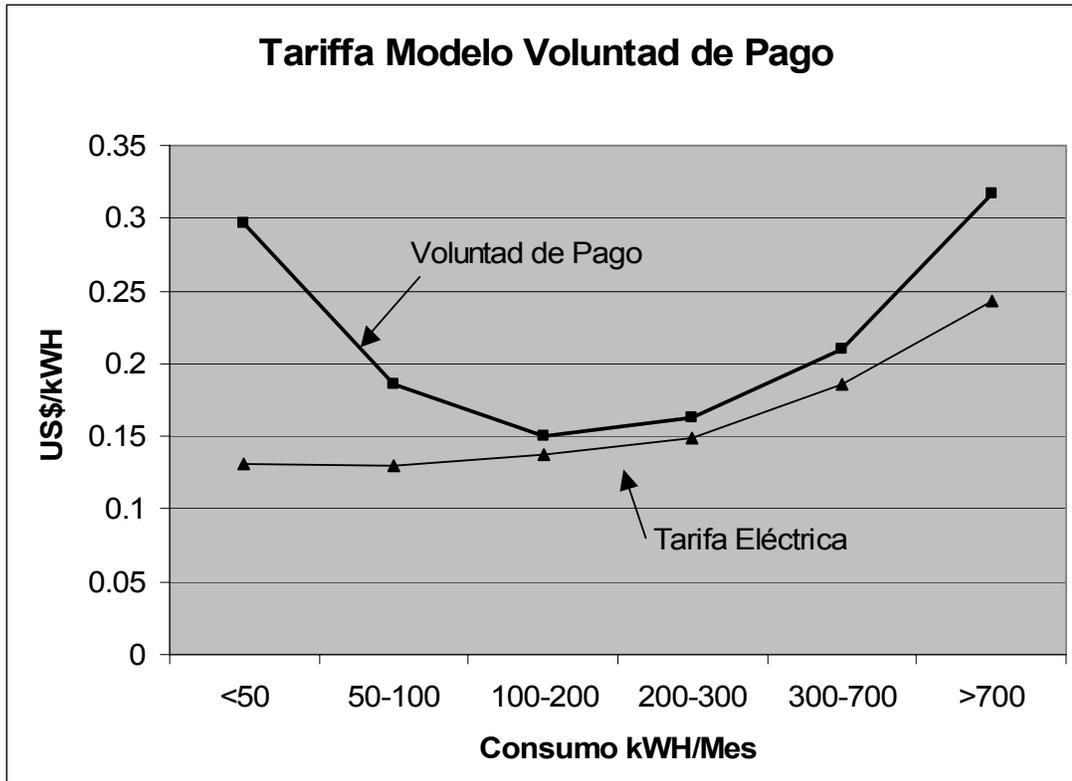


Fig. 5.11 Comparación de Facturas

Consumo kWh/mes	Factura Tarifa Ordenada \$US	Factura VdP \$US	Cambio %
95	\$8.08	\$12.49	54.6%
105	\$9.21	\$14.22	54.4%
195	\$16.75	\$26.02	55.4%
205	\$17.57	\$27.73	57.8%
295	\$25.85	\$47.60	84.2%
305	\$27.10	\$49.91	84.2%
695	\$89.08	\$143.97	61.6%
705	\$143.94	\$172.79	20.0%
1400	\$282.26	\$340.41	20.6%

Se nota que el aumento máximo de una factura es 84%, igual a cualquier de las otras tarifas ajustadas para tomar en cuenta la voluntad de pago, pero el aumento promedio de la tarifa es 25% y la reducción en obligación del GORD por concepto del Fondo de Estabilización es 81%. Se puede concluir, entonces que diseñar una tarifa que toma en cuenta explícitamente a la voluntad de pago es más eficiente en incrementar ingreso, y para reducir el monto del subsidio del FdE, que simples modificaciones de la tarifa indexada/ordenada.

5.3 Conclusiones

De lo presentado en esta sección se puede concluir lo siguiente:

1. En un mercado eléctrico regulado, especialmente cuando dos de las empresas distribuidoras son propiedad del estado, un sistema tarifario que desliga la supervisión de la revisión de costo no es conveniente. El sistema actual de tarifas indexadas convierte la regulación en un simple cálculo aritmético mensual y no provee incentivos a la Superintendencia para revisar costos actuales de servicio. El resultado ha sido que el incremento desmedido de costo en EDESUR y EDENORTE de enero a mayo 2004 pasó desapercibido. Este aumento de costo fue un factor importante conduciendo a estas empresas a la incapacidad de pagar sus costos de generación, y por ende a la crisis actual de apagones.
2. Las tarifas indexadas actuales son más de tres veces mayores a las tarifas originales, indicando que están dominadas más por la selección y cálculo de los elementos de indexación que cualquier relación que pudiera haber tenido con el costo de operación de las empresas. La llamada Tarifa Técnica es nada más que otro tipo de tarifa indexada, aunque tiene su base en costo. Si se lo aplica, debería ser actualizada frecuentemente por referencia a costos actuales.
3. La estructura tarifaria con bloques en vez de tablones tiene el inconveniente de causar incrementos bruscos de factura para consumos cercanos a los límites de los bloques.
4. Las propuestas de eliminar los subsidios para consumos mayores a 200kWh y a 100kWh fueron investigadas. Si se aplican las modificaciones como sencillos retornos a la tarifa indexada para consumos mayores a estos niveles, el resultado es un incremento substancial de tarifas para ciertos niveles de consumo. Además, los aumentos que resultan de esta estrategia sobrepasan la voluntad de pago de una cantidad significativa de usuarios, indicando que aun mejorando las horas de servicio, significarán un aumento de costo total familiar, conduciendo probablemente a protestas por parte del pueblo. Cuando las tarifas están modificadas para respetar la voluntad de pago, el resultado en términos de reducción de la obligación del GORD para el FdE no es tan atractivo.
5. Se ha presentado un mecanismo para configurar tarifas basadas en la curva de voluntad de pago y un sistema de tablones tarifarias que da como resultado una mejor distribución de los aumentos de factura a la vez que origina una mayor reducción en la obligación del GORD frente al FdE.

Se debe notar que cualquier plan de reducción de subsidio o aumento de tarifa debe ir acompañado por un programa de mejoramiento de horas de servicio. De esta manera será posible reducir el monto que los usuarios pagan por energéticos alternativos a la vez que aumenta lo que pagan por electricidad. El resultado será que el nivel de gasto familiar para energéticos no aumente, dando mejores posibilidades de aceptación del aumento tarifario.

6.0 Barreras que Afectan las Mejoras en la Eficiencia

Como se lo ha venido fundamentando en secciones anteriores, se puede aseverar claramente que sin importar cambios en la estructura tarifaria o entregas del subsidio, la única manera de hacer sostenible y financieramente viable el sector eléctrico dominicano, es reducir los niveles de pérdidas y mejorar colecciones. Uno de los postulados de la capitalización, fue que la disciplina privada del operador, alcanzaría estas metas en un período corto. La falta de éxito en este acápite por parte de AES y de Unión Fenosa, aun después de hacer inversiones significativas en el sistema, ha sido el factor más importante que ha precipitado la actual crisis.

Dado el poco tiempo disponible en el presente estudio, no es la intención de esta sección el presentar un análisis técnico y detallado para la reducción de las pérdidas del sector (que como se verá adelante, está plenamente justificado), si no mas bien, basado en una serie de entrevistas con el personal a varios niveles de EDESUR, EDENORTE, EDEESTE, la SIE, PROTECOM, PAEF, la Procuraduría y grupos organizados de consumidores, se trata mas bien de identificar las barreras principales que impedirían la mejora de estos indicadores. Adicionalmente a reuniones separadas con cada uno de los actores, bajo la coordinación de la CNE y la SIE, se han realizado más de 6 encuentros conjuntos en el afán de encontrar lineamientos de consenso en la identificación y eliminación de barreras.

Como se verá en los párrafos siguientes, la problemática de cobro y pérdidas en el sector eléctrico es un tema con implicaciones muy complejas ya que bordea, a decir de algunos entrevistados, aspectos tan intrínsecos como el cultural (“*robar electricidad es el 2do deporte nacional*”), pasando por complicaciones e ineffectividades notorias en los procedimientos y actores principales, llegando hasta hechos que bordean al aspecto puramente delictivo. Robar electricidad, es un delito penal en la República Dominicana, pero por las dimensiones y resultados conseguidos hasta el momento, es un tema absolutamente fuera de control que incluso ha generado hasta cierto punto, un grado de “conformismo – obligado” el los actores principales. Definitivamente, la mala calidad de servicio, la deteriorada imagen de las distribuidoras (del sector en general) y una falta de señales claras y consecuentes de las autoridades gubernamentales, han sido elementos continuamente mencionados en las entrevistas, como propiciadores de esta situación.

En julio de 2001, casi dos años después de la constitución de las empresas resultantes de la capitalización de las unidades de negocio en las cuales fue reestructurada la Corporación Dominicana de Electricidad (hoy Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales) se promulga la Ley General de Electricidad (en lo adelante, LGE) que, por un lado trae consigo la configuración del delito de sustracción de energía eléctrica como un delito sujeto a la pena del artículo 401 del Código Penal (artículos 124 y 125 de la LGE) y por otro lado, la creación de la Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad cuya función es “*atender y dirimir sobre los reclamos de los consumidores de servicio público frente a las facturaciones, mala calidad de los servicios o cualquier queja motivada por excesos o actuaciones indebidas de las empresas distribuidoras de electricidad*” (Art. 121

de la LGE). En fecha 19 de julio de 2002, fue dictado el Decreto No. 555 que crea el Reglamento de la LGE.

Posteriormente se emite el Decreto No. 749-02 de fecha 19 de Septiembre de 2002 (que modificaba el Decreto 555 y que en lo adelante ambos serán denominados como “el Reglamento”) según es establecido un procedimiento para la detección del fraude.

6.1 Principales Barreras Identificadas

A fin de poder enfocar de una mejor manera, las barreras identificadas en las entrevistas, se agrupan en tres aspectos principales. Para cada caso, se ha tratado de diferenciar las barreras legales (Leyes penales y de electricidad, Reglamento y Resoluciones de la SIE) de las de Gestión Comercial (aspectos principalmente controlados por la distribuidora). Como es lógico, en el caso de las “Pérdidas Administrativas”, solo se mencionan aspectos referentes a la Gestión Comercial. Como se mencionó anteriormente, evidentemente hay una correlación, en mayor o menor grado, entre todos estos aspectos.

6.1.1 Pérdidas Administrativas

Son aquellas generadas completamente al nivel de la empresa distribuidora, y en general se refieren a aspectos inherentes al diario vivir de las mismas, como son: mantenimiento de bases de datos, atención al cliente, supervisión de cuadrillas, etc.

6.1.1.1 Aspectos de Gestión Comercial

- a. Usuarios promediados
Existe un significativo número de usuarios promediados (prácticamente cerca del 50% en una de las distribuidoras). Esto provoca distorsiones en toda la gestión comercial ya que con esto, no solo incentiva el uso irracional de energía por parte del usuario, si no que suscita cuestionables valores de facturación, compensaciones por irregularidades y fraudes detectados por las distribuidoras. Se estima que debido a esta situación los principales índices comerciales son altamente influenciados en períodos de apagones (facturación, pérdidas, etc.).
- b. Bases de datos comerciales inconsistentes
Varios usuarios han manifestado y así lo han confirmado las distribuidoras, que todavía tienen algunos problemas de inconsistencias en sus bases de datos. Esto origina problemas de emisión erróneas de facturas (sub o sobre facturadas).
- c. Calidad de servicio
Como resultado de aspectos bajo su control (por ejemplo las mencionadas arriba) y otros fuera de la misma (por ejemplo, disponibilidad de energía), las distribuidoras están imposibilitadas de entregar un servicio de calidad.

- d. Atención al cliente
El servicio al cliente puede mejorar notoriamente. Se deben corregir problemas por ejemplo como los de tardanza en la instalación de servicios, corrección de fallas y la existencia de una muy frágil relación con el cliente.

- e. Ineficiencia en la atención a eventos rutinarios
Hay indicios claros sobre la existencia de brigadas de las distribuidoras inapropiadamente equipadas. Por ejemplo, durante el período de estudio, se ha podido constatar que una brigada para corregir una falla simple de medición (bornes del contador estaban quemados), ha tenido que visitar el suministro tres veces en el lapso de dos semanas. En este tiempo, y debido a que la brigada no contaba con los materiales apropiados, el contador del suministro no registraba la energía consumida. En este caso en particular, las pérdidas para la distribuidora no solamente son en los salarios, dietas y transporte de las brigadas, sino mas bien en la energía no facturada y además la oportunidad perdida de que la brigada esté efectivamente corrigiendo otras anomalías en su sistema.

6.1.2 Pérdidas por Fraude

Se entiende por pérdida fraudulenta, a aquella causada por toda operación intencionalmente realizada en ella o en alguna de sus partes, y que permita el consumo de electricidad sin que éste sea debidamente anotado o registrado en el medidor correspondiente.

6.1.2.1 Aspectos Legales

Barrera 1. Contradicciones en la Ley General de Electricidad (LGE) y en el Reglamento

A) La LGE ha constituido la sustracción de energía eléctrica como un delito de tipo penal (artículos 124 y 125 de la LGE). En consecuencia, toda la competencia para decidir si existe o no fraude es de los tribunales penales. La atribución consentida a la SIE en el Párrafo IV del artículo 494 del Reglamento es ilegal. La contradicción es aun más evidente al examinar el literal f del Párrafo I del Art. 492 del Reglamento, según el cual, una vez se levanta el acta de infracción, el Ministerio Público pone en movimiento la acción pública, de donde se deduce que la intención primera es que no hay lugar a intervención de la SIE una vez se levanta el acta de fraude.

Barrera 2. Falta de Claridad en las Interpretaciones del Reglamento de Electricidad

A) La situación de que el Ministerio Público es en estricto rigor la autoridad pública principal de la brigada de la Unidad Operativa AntiFraude, sin la formación profesional adecuada hace depender del funcionario de la SIE o de la Distribuidora la determinación del delito. La ausencia de tipificación de las infracciones descritas en los artículos 124 y 125 de la Ley dificulta el consenso en el levantamiento del acta de infracción.

B) Consecuencia de la atribución consentida en el Reglamento, precedentemente citada, PROTECOM ha estado interviniendo frente a reclamos de los usuarios. Esta intervención del PROTECOM se ha constituido en una aparente barrera al cobro de las sumas adeudadas, en tanto que se ha centrado en el rechazo a la determinación del fraude y en la reducción de las sumas a pagar sin considerar que:

- i. Para la determinación del fraude no es imprescindible la presencia de un oficial de la SIE en razón de la contradicción existente entre los decretos Nos. 749 y 748-02 de conformación del Programa de Apoyo a la Eliminación del Fraude (en lo adelante, “PAEF”), que hace facultativa la presencia del oficial de la SIE cuando se detecta el fraude. Y en todo caso, el artículo 491 del Reglamento faculta a las empresas Distribuidoras a realizar operativos de “regularización” notificar dicha acta a la SIE y facturar los consumos no registrados, de acuerdo con la “Tabla de Homologación de Consumos” que apruebe la SIE, por el tiempo en que permaneció la irregularidad, sin que pueda exceder de cinco meses.
- ii. A pesar que aparentemente se encuentra consensuada, la SIE todavía no ha promulgado la Tabla de Homologación de Consumos necesaria para el cálculo adecuado de las sumas a ser pagada como deuda generada a favor de la distribuidora en ocasión del fraude.
- iii. Parte de las sumas recaudadas por estos conceptos se destinan tanto al PROTECOM, como al Ministerio Público como a los programas relacionados con el incentivo de fuentes de energía renovable (según el Artículo 492 del Reglamento). Sin embargo, esto deriva en una pérdida “de-facto” para las empresas Distribuidoras que no alcanzan a recuperar el valor total de la energía servida y dejada de facturar.
- iv. Existen contradicciones legales sobre la obligatoriedad de la participación de la SIE, vía PROTECOM en las brigadas del PAEF, lo que ha llevado a la anulación de actas de fraude, con lo cual el hecho delictivo ha quedado impune y ha debilitado sensiblemente la eficacia y la motivación de las propias brigadas y de las empresas distribuidoras.

6.1.2.2 Aspectos de Gestión Comercial

Barrera 1. Fraude Interno

Se está multiplicando el fraude electrónico, es decir el manipuleo de los sistemas de programación interna de los medidores electrónicos de los grandes clientes. Esto tiene consecuencias de mucha gravedad por dos motivos fundamentales: a) dada la sofisticación del fraude y el conocimiento que se requiere para hacerlo, es muy probable que se trate de los propios funcionarios de las distribuidoras, lo cual es muy difícil de detectar y combatir; y b) los montos defraudados suelen ser bastante elevados por tratarse de grandes consumidores.

Barrera 2. Relación con los Usuarios

Las distribuidoras, en varias oportunidades, han exagerado el monto del resarcimiento por la energía no cobrada, dando origen a reclamaciones de los consumidores ante el PROTECOM, a las investigaciones pertinentes de este organismo y posteriormente a la conminatoria a la distribuidora a modificar los montos. La consecuencia real es un daño a la imagen de la distribuidora debido al descrédito de la seriedad de las mismas a un justo resarcimiento, un costo mayor del PROTECOM para realizar las pesquisas pertinentes y una dilación innecesaria en la captación de los fondos a recuperarse.

Barrera 3. Falta de recursos en las distribuidoras para hacer inversiones en su sistema y programas de detección de anomalías y fraudes. A pesar de sus maltrechas situaciones financieras, EDEESTE ha estado tratando de invertir recursos dirigidos a sus programas de reducción de pérdidas. Dada la magnitud del problema, estos recursos parecen ser insuficientes.

6.1.3 Bajo Nivel de Cobranza

6.1.3.1 Aspectos Legales

Barrera 1. Trabas y procesos engorrosos que ocasionan una baja efectividad en el corte.

Barrera 2. Intervenciones del PROTECOM

A) En varias ocasiones pasadas el PROTECOM² ha intervenido ordenando la reconexión del usuario, sin que se haya determinado la procedencia del reclamo o sin que se reconozcan los valores a pagar a favor de la Distribuidora o en todo caso, sin que se penalice al usuario que se reconecta ilegalmente en tanto se dirime el conflicto ante el organismo de protección al consumidor.

B). La intervención del PROTECOM en los casos de regularizaciones previstas en el artículo 491 del Reglamento, parece haber impedido la recuperación satisfactoria de la energía no facturada una vez es emitida la “factura complementaria” a que se refiere tal artículo. Esto sin perjuicio del reclamo de los usuarios, en algunos casos adecuados, respecto de facturaciones excesivas de las Distribuidoras.

6.1.3.2 Aspectos de Gestión Comercial

Barrera 1. Debilidades en la Gestión de Cobros y la Recuperación de Deuda
Ocasionan los bajos niveles de Cobros existentes. Los sistemas de EDESUR y EDENORTE, en el 2001, efectivamente tuvieron niveles de cobro de 92% y 86% respectivamente, demostrando la capacidad del mercado de aceptar tales niveles de eficiencia.

² Como se sabe, recientemente hubo un cambio en la administración pública. Las aseveraciones de los entrevistados fueron enmarcadas en el proceder de las instituciones en los últimos años, por lo que estas prácticas no han sido necesariamente realizadas por la presente administración (con apenas 4 a 6 semanas en el cargo).

Barrera 2. Poca gestión de cobro.

Al menos en las zonas de EDENORTE y EDESUR, en el pasado, la distribuidora capitalizada no cobró nunca a poblaciones enteras especialmente en áreas rurales.

Barrera 3 Facilidad de pago

Hay deficiencia en centros de cobranza de las distribuidoras, especialmente fuera de la capital, lo que obliga a muchos consumidores a desplazarse varios kilómetros para efectuar el pago, siendo el resultado inmediato una elevada morosidad en los cobros.

6.2 Recomendaciones para Eliminar las Barreras Identificadas

En la tabla siguiente, se presentan recomendaciones y acciones que se debería ejecutar a fin de reducir los niveles de pérdidas y mejorar el nivel de cobranza. Como es de notar, a causa de las barreras enunciadas, habrá recomendaciones obvias para su implementación y que no están escritas en esta sección. Las recomendaciones aquí mostradas, se las consideran aplicables a corto plazo, ya que no requieren de la modificación del Reglamento o la Ley de Electricidad. Pero también se incluyen sugerencias para aplicarlas ante una revisión del reglamento que influyen directamente en los temas de fraude y cobranza. Estas últimas sugerencias se enumeran al final de este capítulo.

Tabla 6-5-1 Recomendaciones para eliminar las barreras identificadas

Tipo de Pérdida	Recomendación y Acción
1. General	
1.1 General, falta de coordinación efectiva entre los actores.	<p>1.1 Conformar a la brevedad posible, un “Comité de Crisis”, bajo la supervisión del Estado Dominicano, donde participen todos los agentes del sector, como ser, la SIE, el CNE, los generadores, los transmisores, las distribuidoras. Este Comité deberá constituirse en el organismo articulador donde se puedan debatir todos los aspectos de la crisis y proponer soluciones de carácter mandatorio a los agentes del mercado.</p> <p>1.2 Dado que, la solución a la crisis está condicionada al estricto cumplimiento de la ley de todos los agentes del mercado, la SIE, luego de escuchar los argumentos de todos los involucrados, debe emitir resoluciones que clarifiquen las lagunas que hubieran en la normativa legal vigente. Un paso posterior ineludible, debería ser el proponer al Poder Ejecutivo y al Legislativo una modificación a las leyes y Reglamentos.</p> <p>1.3 Con el auspicio del Gobierno y suscrito por todos los agentes del mercado eléctrico, se debe iniciar cuanto antes, una campaña educativa que podría denominarse “Apagón Cero” con la finalidad de orientar a la ciudadanía sobre la importancia de contar con un fluido eléctrico permanente, el uso racional de la energía, los graves perjuicios de los</p>

	<p>robos de electricidad, los efectos negativos de tener plantas generadoras ineficientes y los costos reales que los apagones implican³.</p> <p>Uno de los objetivos de la campaña debería ser necesariamente el aclarar la idea de que las pérdidas de energía, sean técnicas o comerciales son pagadas directa o indirectamente por los dominicanos, vía tarifas o vía subsidios pagados por el Estado, es decir por el conjunto de los ciudadanos. Si bien es cierto que en primera instancia las directas perjudicadas son las empresas distribuidoras, en casos extremos como el presente, al volverse inviable el negocio, es el Estado quien tiene que hacerse cargo del pesado fardo de una energía gratuita para un sector de consumidores.</p> <p>Es imprescindible afinar el concepto de que la electricidad no es barata en ninguna parte del mundo y que su producción acarrea impactos negativos de mayor o menor grado al Medio Ambiente.</p> <p>Otro de los objetivos de esta campaña debería ser la de recuperar la imagen, muy deteriorada a la fecha, del sector eléctrico, especialmente de las distribuidoras. Se debe tomar en consideración sin embargo que, por muy buena que fuera la campaña, ésta no podrá mejorar la imagen del sector si no se mejora en forma tangible el servicio eléctrico.</p> <p>1.4 Las distribuidoras recientemente han generado un Plan de Reducción de Pérdidas (EDESUR y EDENORTE todavía no lo tiene operabilizable), el mismo que debe ser apoyado y monitoreado por la SIE para su aplicación.</p> <p>1.5 Es evidente la falta de recursos en las distribuidoras para implementar programas de reducción de pérdidas en las dimensiones que la situación requiere. Por esto y habiendo analizado los programas que actualmente tienen las empresas, se recomienda:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Iniciar un programa de reducción de pérdidas conjunto: distribuidoras - SIE. b) Definir un equipo de trabajo especializado, cuya función sea monitorear las metas de este programa. Concretamente deberá trazarse un plan a fin de lograr los valores de equilibrio en un período de 18 meses⁴. c) Para lograr esta meta en el período estipulado, se requiere aproximadamente en promedio 15 Millones de USD⁵ por distribuidora.
--	---

³ Ver resultados de la sección de Voluntad de Pago

⁴ Ver sección de implementación

⁵ Esta cifra está basada sobre el análisis de los actuales programas, estado del sistema y los rangos de pérdidas que se quieren reducir. Se suponen costos casi constantes por cada punto porcentual de reducción para programas de reducción de pérdidas en sistemas con niveles de pérdidas superiores al 20%.

	<p>d) Soportar este programa con un financiamiento especial y directo⁶ para este fin, con las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Financiamiento externo por distribuidora, 10 Millones de USD. - Contribución por distribuidora (“match”), 50%, esto es 5 Millones de USD. - Presupuesto total para las tres distribuidoras, 45 Millones de USD. - El financiamiento debería ser otorgado a las distribuidoras con el aval del GORD. - El retorno a la inversión de estos fondos es bastante atractivo. <p>e) Del éxito de este programa dependerá todas las otras acciones que se deban tomar en el sector eléctrico dominicano.</p>
<p>2. Pérdidas Administrativas</p>	
<p>Aspectos de Gestión</p>	<p>2.1 Es muy importante que se exija a las distribuidoras la colocación de medidores a los clientes bajo la premisa tanto legal como ecuaníme de “1 cliente, 1 medidor”. Debe eliminarse por lo tanto, paulatinamente la facturación por “promedios” a los clientes. De igual manera, las distribuidoras deben cumplir con la obligación legal de instalar medidores a los ciudadanos que solicitan el servicio, dentro del plazo estipulado en el Reglamento.</p>
<p>3. Pérdidas por Fraude</p>	
<p>Aspectos Generales</p>	<p>3.1 Respecto del fraude eléctrico como delito penal se recomienda que la intervención de la SIE o del PROTECOM sea, desde el punto de vista de la normativa, emitiendo una resolución de tipificación de las infracciones consignadas en el 124 y 125 de la LGE. Tal resolución debe indicar expresamente que la reconexión ilegal que hace un usuario cuando se le ha suspendido el suministro (aun en caso de falta de la Distribuidora) le hace incurrir en el delito del Artículo 125 de la LGE, aun cuando haya una reclamación en curso ante el PROTECOM.</p> <p>3.2 Competencia de la SIE y el PROTECOM para intervenir en los casos de fraude.</p> <p>3.2.1 Intervención de la SIE</p> <p>a) Participación en la detección del fraude Nuestra recomendación es aplicar el literal b) del Párrafo I del Artículo 492 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, según el cual, un representante de la SIE debe acompañar la UOAF (conforme las reglas de operación del</p>

⁶ En este momento parece que tratar de proveer fondos para el programa de reducción de pérdidas, a través únicamente de incremento de tarifas, sería un mecanismo menos efectivo.

	<p>PAEF), que participa en la detección del fraude y levantamiento de acta de infracción.</p> <p>b) Después del levantamiento de la infracción: Ninguna intervención de la SIE afectará la calificación del delito o responsabilidad de los inculpados, lo cual es competencia del Ministerio Público y los Tribunales.</p> <p>c) Respecto de las actas de fraude ya levantadas sin la participación de representantes de la SIE, mantener su validez, a menos que se encuentren afectadas de otras violaciones distintas de la falta de intervención de la SIE.</p> <p>3.2.2 Intervención del PROTECOM Se necesita la aprobación de un procedimiento que clarifique el rol del PROTECOM conforme al alcance de las facultades otorgadas por la ley. Dichas facultades no incluyen la capacidad de juzgar delitos penales (fraude eléctrico), la cual está reservada a los órganos de derecho público legalmente facultados para ello. En tal virtud se recomienda que:</p> <p>a) Se limite la intervención del PROTECOM a los casos establecidos por la ley: reclamos en facturación, mala calidad del servicio y quejas relativas a excesos o actuaciones indebidas de las empresas distribuidoras;</p> <p>b) Se emita bajo Resolución de la SIE la “Tabla de Homologación” que permitiría al PROTECOM dirimir reclamos relativos a la regularización de consumos no facturados por causas distintas del fraude;</p> <p>c) Se ratifique que en los procesos de regularización de consumos no facturados no es necesaria la intervención del PAEF;</p> <p>d) Se determine que la intervención del PROTECOM en estos casos de regularización se limita a revisar la facturación de los consumos no registrados, conforme a la tabla de homologación antes referida.</p> <p>3.3 Respecto del procedimiento a seguir: Se propone alcanzar un consenso entre las Partes para que rijan el siguiente procedimiento relacionado con la persecución del delito previsto en la Ley 125-01 en sus artículos 124 y 125.</p> <p>a) Toda suspensión del servicio de energía eléctrica por causa de fraude se hará a través de las brigadas del PAEF conformada según el artículo 492 del Reglamento, que incluye la presencia de un oficial de la SIE.</p> <p>b) La Distribuidora y el usuario fraudulento pueden llegar a acuerdos de pago de las sumas declaradas, dejadas de pagar, en cuyo caso, en el plazo de 5 días hábiles a contar del acuerdo, se</p>
--	--

<p>Aspectos de Gestión</p>	<p>comunicará a la SIE.</p> <p>c) Si se produce un reclamo ante la SIE, esta se pronuncia solo respecto de las sumas dejadas de pagar como consecuencia del fraude. Debe solicitar la documentación correspondiente a la Distribuidora y esta última está obligada a remitir el expediente probatorio.</p> <p>d) La SIE tiene que producir un fallo en el período de 5 días hábiles a contar del inicio de la reclamación y solo si el caso es decidido (en cuanto a los montos) a favor del usuario reclamante, se ordena la reconexión.</p> <p>e) En consecuencia, durante el periodo de cinco días, <u>el usuario permanece desconectado</u> o hasta tanto suscriba un acuerdo de pago (condiciones pueden ser pre-establecidas por Resolución de la SIE en tabla por montos y plazos de los acuerdos). Se estima conveniente que la gestión de PROTECOM sea de tipo mediador para que la Distribuidora y el usuario alcancen un acuerdo de pago de las sumas impagas.</p> <p>f) Si se ordena la reconexión, y no se realiza por parte de la empresa eléctrica, se incurre en falta grave por parte de la Distribuidora, y se sigue el procedimiento sancionador del artículo 506 y siguientes.</p> <p>3.4 Por motivos de equidad legal, así como también de imagen, es recomendable que las brigadas del PAEF acudan solamente a verificar los medidores de consumidores sospechosos, evitando o cancelando definitivamente los “barridos” o “peinados”.</p> <p>3.2 Las empresas distribuidoras deben poner especial atención al fraude interno, muy especialmente ya que se ha detectado el fraude electrónico o manipulación, mediante computadoras, de los medidores electrónicos. De la misma manera, deben poner especial énfasis en los consumidores industriales ya que el porcentaje de clientes con fraude es demasiado elevado.</p>
<p>4. Bajo Nivel de Cobranza</p>	
<p>Aspectos Legales</p>	<p>4.1 Respecto de la competencia de las brigadas de la Distribuidora, la SIE debe propiciar la aplicación del Artículo 491 del Reglamento limitando la participación de la SIE en estos casos a la verificación de los montos a ser pagados por el usuario de conformidad con el procedimiento establecido.</p> <p>4.2 Respecto de las estimaciones para el pago, la SIE deberá dictaminar un sistema de verificación de mayor precisión que el levantamiento de</p>

<p>Aspectos de Gestión</p>	<p>carga a partir de la Tabla de Homologación, que debe ser considerado como un procedimiento de excepción. Debe ser obligación de la distribuidora presentar un estudio técnico contundente, para justificar la tasación que propone. Se considera un asunto muy frágil para usar únicamente el método de la tabla homologada (especialmente en situaciones donde hay muchos apagones). Nuestra recomendación es que se establezca que en caso de que la Distribuidora haya promediado la energía a ser facturada al usuario los dos meses anteriores a la regularización, no podrá emitir una factura complementaria conforme el Artículo 491 del Reglamento. Los costos de las verificaciones técnicas podrán ser facturados al usuario reclamante, cuando se determine que la estimación realizada por la Distribuidora ha sido correcta. En caso contrario, la Distribuidora pagará a favor del usuario conforme lo establece el Reglamento, los intereses y penalizaciones que corresponde, especialmente lo previsto en el Art. 469 del Reglamento.</p> <p>4.3 Respecto de los requisitos para reclamar, en adición a lo previsto en el Artículo 447 del Reglamento, deberá requerirse al usuario estar al día en el pago de su factura para realizar su reclamación ante el PROTECOM. En caso de que la reclamación se decida a favor del usuario, las penalizaciones del Artículo 469 del Reglamento serán aplicadas a las Distribuidoras, sin perjuicio de las sanciones a que haya lugar, de conformidad con la normativa vigente.</p> <p>4.4 Es urgente la aprobación de una tabla de consumos por parte de la SIE para evitar que las distribuidoras calculen a discreción la reposición del consumo.</p> <p>4.5 Se debe implementar un programa de corte efectivo. Hay que priorizar los mecanismos administrativos antes que penales para evitar los robos y castigar a los infractores del uso fraudulento de energía eléctrica. En este sentido, el corte inmediato del servicio es un mecanismo poderoso para desalentar esta práctica. Este corte debería continuar hasta tanto el cliente no haya procedido a regularizar su situación. La reconexión arbitraria, es decir, ilegal, también debe ser penalizada prolongando el corte de energía</p> <p>4.6 Las distribuidoras deben, con apoyo de la SIE, efectuar una agresiva campaña de cobros a los clientes morosos, que necesariamente debe pasar por el corte de energía hasta la regularización de los adeudos.</p>
----------------------------	--

6.3 Sugerencias para una Revisión del Reglamento

Se recomienda incorporar a una revisión del Reglamento que realice la Comisión Nacional de Energía, los aspectos mencionados que en esencia procuran facilitar el proceso de disminución de las pérdidas de las Distribuidoras, sin perjuicio de todas las medidas de tipo regulatorio que puedan ser adoptadas para exigir un mejor desempeño comercial a las empresas Distribuidoras. En esencia se recomienda:

- (a) Eliminar contradicciones enunciadas.
- (b) Eliminar las disposiciones del Artículo 492 del Reglamento según la cual:
 - (1) Un Programa de Apoyo a la Eliminación del Fraude Eléctrico se lleva a cabo, con costos parcialmente cubiertos por las empresas Distribuidoras;
 - (2) Un sistema de prestación de fianzas debe ser establecido para el usuario reclamante en caso de desconexión por causa de fraude en tanto se dirime la reclamación, de tal suerte, que el servicio eléctrico pueda ser restablecido legalmente por la empresa Distribuidora sin que ello implique una renuncia de sus derechos de perseguir la recuperación de la energía no facturada por causa del fraude;
- (c) Modificar las disposiciones de los Artículos 491 y 492 según los cuales, la factura complementaria sólo podrá considerar la energía servida no facturada hasta cinco meses anteriores a la regularización o detección del fraude (según el caso), y ampliar su período hasta doce (12) meses.
- (d) Considerar el delito previsto en el artículo 125 de la LGE como un robo simple (según la pena que le ha sido impuesta en el 401 del Código Penal) y en consecuencia, extenderle las disposiciones del Artículo 31 de la Ley 76-02 (Código Procesal Penal) que lo definen como de Acción Pública a Instancia Privada.
- (e) Se debe insertar en el Reglamento una sanción ante la rotura de sellos de seguridad de los contadores (tanto de calibración, como el de precintado de acción). Se puede introducir por ejemplo, medidas análogas a otros países donde es responsabilidad del usuario el notificar a la distribuidora, a la brevedad posible, el hallazgo de la rotura de sellos. La distribuidora, a su vez, tomaría la responsabilidad de analizar el caso y reponer estos elementos de protección.

7.0 Plan de Implementación

El presente análisis ha determinado que el problema fundamental del sector eléctrico en la República Dominicana es que las distribuidoras, por múltiples razones, no han sido eficaces en la cobranza y en el control de robo. Por ende las distribuidoras no tienen suficientes ingresos con los cuales cubrir todos sus costos incluyendo los pagos a las generadoras. Al no recibir sus pagos las generadoras no operan sus plantas. Con un déficit en generación la población no recibe energía las 24 horas del día haciendo que los usuarios sean cada vez más resistentes a pagar por la electricidad. La solución requerirá que se rompa este círculo vicioso.

Será necesario establecer un programa integrado de viabilidad del mercado eléctrico ejecutando múltiples actividades de manera coordinada y enlazada con la meta de llegar al punto de equilibrio financiero para el sector en su conjunto y para cada uno de sus componentes en el menor tiempo posible, al menor costo posible, con el menor trauma posible.

El sector está en un estado tan avanzado de caos que el costo de la solución será una carga bastante pesada. Pero si todos ayudan llevar una parte, la carga se hace más ligera. Frente a esa realidad este plan es un plan en el cual todos los actores tendrán que hacer sacrificios para luego recibir beneficios. El Gobierno, las Generadoras, las Distribuidoras, y los Usuarios tendrán que hacer sacrificios en el corto plazo para conseguir alivio al mediano y largo plazo. Cada uno tendrá que pagar su parte y cumplir con sus responsabilidades para poner orden al sector.

Por la condición dominante del Gobierno de la República Dominicana (GORD) en el sector (dueño de las plantas hidroeléctricas, de parte de las generadoras capitalizadas, transmisión, la mayor parte de la distribución, y su rol en regulación) un porcentaje significativo de los problemas son atribuibles a sus acciones. Esto resalta la tremenda importancia de que el Gobierno tenga la voluntad política, necesaria para tomar las acciones que se requieren para resolver los problemas, y para sostenerlas frente a la esperada reacción de ciertas partes de la población de usuarios. Se espera que la mayor reacción vendrá de esos clientes que han sido beneficiarios de la situación actual, especialmente los clientes medianos y grandes que han estado recibiendo energía en forma fraudulenta. Entre este grupo se supone que habrían algunas personas de influencia que tratarán de manejar el proceso para mantener su ventaja.

En síntesis el plan propone las metas que se presentan a continuación:

1. Estudiar a fondo el problema de los barrios urbano-marginales (que incluyen los barrios PRA) para encontrar la mejor solución para esa parte del sector eléctrico. El estudio deberá incluir un análisis de la factibilidad de crear empresas eléctricas comunitarias. En el ínterin el gobierno asume el suministro del 100% de la energía a los barrios PRA.

2. Regularización del abastecimiento de energía en forma coordinada con mejoras en el comportamiento del sector de distribución.
3. Llevar las tarifas a los usuarios a un nivel más acorde con el costo del servicio. La aceptación pública de esto está íntimamente ligada con la eficacia del punto 2. Es decir, que la calidad de servicio tiene que mejorar significativamente incluyendo proveer energía las 24 horas del día. El estudio de voluntad de pago demuestra que al eliminar los apagones se liberan fondos con los cuales los usuarios podrían pagar un incremento en la tarifa eléctrica. En otras palabras, es posible mantener el equilibrio en la economía del usuario (que el efecto neto de la mejora del sector no deje un saldo negativo en la economía familiar y comercial).
4. Mejorar progresivamente la eficiencia de las distribuidoras y, consecuentemente mejorar su capacidad financiera.
5. Reducir el requerimiento para participación financiera a largo plazo por parte del GORD.

Para poder lograr estas metas, es necesario implementar un programa coordinado que ataca el problema en varios frentes y cuenta con recursos definidos. La entrega de recursos sería condicionado al cumplimiento de todo el programa, no solo una parte. Se debe notar que el orden de presentación es una conveniencia solamente y no refleja ninguna prioridad. El programa propuesto es íntegro y no debería ser enfatizado ninguno de sus elementos sin tomar en cuenta la totalidad.

1. Con el objetivo de encontrar la mejor solución para brindar el servicio eléctrico a los barrios peri-urbanos incluyendo los barrios PRA, se recomienda realizar un estudio de factibilidad que incluye varias opciones. Por las características intrínsecas (técnicas, socio-económicas y demográficas) de estas zonas, consideramos que el estudio debería incluir un análisis de la factibilidad de crear empresas comunitarias que serían dueñas y operadoras de estos sistemas. En dicho estudio también es importante definir un programa de inversión para reconstrucción del sistema eléctrico en esas zonas. Hasta mientras que se realice el estudio, se recomienda aceptar que el programa PRA no puede cumplir sus obligaciones y que se ha convertido en una carga para las distribuidoras, que les obstaculiza mejorar su situación. Entonces, en lo inmediato, se sugiere designar un equipo especial de supervisión del tema PRA y que el gobierno asuma el 100% del suministro de energía a los barrios PRA. Esto quita la carga de estos barrios de las distribuidoras y elimina la necesidad para el subsidio a través de las mismas. En la práctica durante la transición, la CDEEE tendría que entregar suficiente energía para cubrir 100% de los requerimientos de los barrios PRA, tales requerimientos siendo medidos y no estimados, deberían ser suficientes para dar un servicio mínimo de 10-12 horas al día en estos barrios (este monto sería en efecto, menor al 75% de las supuestas 18 horas de servicio bajo el actual PRA). Como se ha mencionado al inicio de este punto, se debería iniciar inmediatamente un estudio de factibilidad de alternativas de servicio eléctrico para estas zonas.

2. La causa básica del problema en el sector es el elevado nivel de pérdidas y la falta de recaudación de las empresas distribuidoras, pero cualquier intento de subsanar esta situación será frustrado por reclamos justos de los usuarios sobre la calidad de servicio. Es claro que para romper el círculo vicioso es necesario llegar a un acuerdo, para regularizar el pago a los generadores y así mejorar las horas de servicio. Como las distribuidoras están en una situación de quiebra, el Gobierno tendrá que asumir el cargo de pagar lo suficiente para cubrir el déficit mensual en el pago de energía. Este pago sería de una suma negociada, con la intención de mejorar las horas de servicio. Este monto estaría relacionado con un aumento tarifario y el cumplimiento de un programa de mejoras de eficiencia por parte de las distribuidoras.

El programa funcionaría de la siguiente manera:

- a. El monto de energía no servida actual, según el Organismo Coordinador es de 40% mensual. El GORD llegaría a un acuerdo con los generadores sobre el costo adicional a lo que están pagando las distribuidoras para que esta cifra se elimine. Esta negociación con los generadores debería tomar en cuenta la operación del ajuste de costo de combustible, notado en la Sección 2.0 de este informe (apalancamiento por costo de combustible, en el costo de energía), para llegar a un acuerdo justo que comparte el peso de esta medida. Se estima que esta cifra podría ser hasta \$US20 millones al mes. El desembolso de estos fondos sería directo a los generadores y estos pagos suplementarios se reducirían en la medida de que las empresas distribuidoras logran mejorar su estado y puedan pagar a los generadores. Se implementaría el plan de mejorar horas de servicio de acuerdo con el programa de implementación del alza tarifaria para los usuarios. Estrictamente hablando, sería mejor que se implemente el alza tarifaria en “un solo paso” poniendo el fin total a los apagones en este mismo período. El análisis de opciones demostró que se logra casi el mismo resultado, aunque a un costo mayor, si el alza tarifaria y la mejora de servicio se implementan en forma escalonada a lo largo de varios meses. Lo importante es que los dos vayan juntos, es decir que no haya un incremento de calidad de servicio sin un correspondiente incremento tarifario (y viceversa).
- b. El GORD anunciaría inmediatamente un aumento tarifario para los usuarios, cuyo monto sería determinado de acuerdo con el procedimiento de voluntad de pago. Este cálculo deberá cuidar de que el costo total familiar de energéticos no aumentara. Se estima que este aumento sería alrededor de 20 a 25% en la tarifa promedio, aunque ciertas clases de consumidor podrían tener alzas mayores o menores. El objetivo de este aumento es de llevar la tarifa a un nivel más acorde con la realidad del costo de servicio. La tarifa propuesta no sobrepasa la tarifa indexada, entonces, no habría un impacto sobre las ganancias de las empresas distribuidoras, sino más bien una reducción en la obligación del GORD frente al Fondo de Estabilización. Se implementaría el programa de alza tarifaria al mismo ritmo del

programa de mejora de horas de servicio, para que los usuarios vean el resultado del incremento de costo eléctrico y que, mediante la mejora de servicio, puedan reducir sus gastos en energéticos suplementarios.

- c. Se implementaría un programa de reducción de pérdidas y mejoramiento de recaudación en las Empresas distribuidoras (apoyado y monitoreado por la Superintendencia). La contribución del gobierno sería además de modificar el comportamiento de PROTECOM y las actitudes de la Superintendencia según lo sugerido en este informe, y con miras a facilitar el castigo de fraude y promover el pago a tiempo por parte de los usuarios. Una vez establecido los cambios en procedimiento, la continuación de los pagos suplementarios a los generadores para una distribuidora dada, estaría condicionada al progreso satisfactorio de esa distribuidora en la reducción de pérdidas y la mejora de sus recaudaciones. Para ayudar en el proceso de tal reducción, el Gobierno establecería un fondo para préstamos, para que las Empresas distribuidoras realicen inversiones que tienen como finalidad la reducción de pérdidas no-técnicas. El monto del préstamo sería para cubrir no más de 75% del costo de la inversión, el resto debería ser proporcionado por la distribuidora. Se estima que el monto del fondo para reducción de pérdidas, debería ser alrededor de \$US30 millones.
- d. El GORD se mantendría al día en los pagos bajo el FdE, habiendo saldado los montos debidos a EdeEste y EdeNorte, y recuperado el sobrepago a EdeSur.
- e. Como es imposible que EdeSur y EdeNorte esperen cobrar a los usuarios los niveles de costo de operación que se comentaron en la Sección 2.0 de este informe, el GORD hará lo necesario para ordenar la reducción de estos costos, o repartirlos de alguna forma para que la parte cargado al servicio eléctrico, no sea mayor a lo permitido por la Tarifa Técnica, que es alrededor de \$US0.025/kWh. EdeEste está en cumplimiento con esta meta en este momento.

A continuación, se presentan primero los detalles de las metas principales y luego las responsabilidades de los actores.

7.1 Metas Principales y las Acciones Correspondientes para Lograrlas

En esta sección se describen las metas principales y las acciones correspondientes para logra el éxito del Plan de Acción propuesto. El Plan de Acción se implementaría a lo largo de un periodo de 24 meses durante los cuales se ejecutarían varias actividades en estrecha coordinación el uno con el otro. El Plan consistirá en 1) un estudio para encontrar la mejor solución para los barrios peri-urbanos (incluyendo los barrios PRA), en el ínterin el gobierno asume la responsabilidad del PRA y el suministro de 100% de la energía a los barrios PRA; 2) pagos directos del gobierno a las empresas generadoras para

incrementar la energía vendida a las distribuidoras; 3) un incremento en la tarifa promedio para permitir que las distribuidoras aumenten sus ingresos; 4) un re-enfoque de los esfuerzos de la Superintendencia y el PROTECOM para apoyar el programa de reducción de pérdidas y mejoras en recaudaciones de las distribuidoras; y 5) un programa de reducción de pérdidas en las distribuidoras con metas claras y consecuencias enumeradas si no se logran las metas.

El estudio peri-urbano y la transferencia interina de PRA al gobierno deberían comenzar inmediatamente. Los pagos del gobierno a las generadoras se realizarían solo el tiempo necesario para que las distribuidoras lleguen a niveles de ingresos que permitirán que ellas logren operaciones auto-sostenibles (más o menos 12 a 14 meses). Incrementos en tarifas se harían tan pronto se alcance un acuerdo con las generadoras para incrementar ventas de energía a las distribuidoras. El programa de reducción de pérdidas y mejoras de recaudación continuarían a lo largo de los 24 meses del Plan.

En las siguientes secciones se describe cada fase del Plan de Acción en mayor detalle.

7.1.1 Estudio de Opciones Peri-Urbanas y Eliminación del PRA

En la República Dominicana el sector eléctrico tiene dos realidades: 1) una parte rentable en la cual 35% de la población consume 85% de la energía eléctrica, y 2) una parte en la cual 65% de la población (generalmente con menos recursos) consume solo 15% de la energía.

Un aspecto de la diferencia entre las dos realidades es el estado de la infraestructura. La condición de las líneas en el sector rentable es regular y es posible administrar una empresa eléctrica con inversión principalmente en medición y medidas para restringir el fraude. Estudios indican que en este segmento, las pérdidas son de 25% a 50%, valores extremadamente altos, originadas principalmente por fraude y condiciones que no requiere mucha inversión para corregirlas. El rendimiento sobre estas inversiones es bueno, no solo porque la mayoría de la infraestructura de servicio ya existe, sino porque los clientes tienen mayor consumo y para cada usuario regularizado el retorno en cuanto a reducción de pérdidas es relativamente importante. En contraposición, en los barrios urbano-marginales (PRA) y el área rural que compone la segunda realidad, la infraestructura eléctrica es casi completamente informal, muchas veces construido por los mismos usuarios, haciendo casi imposible gestionar la venta de energía en una forma normal. Las pérdidas son prácticamente 100% y una buena porción son pérdidas técnicas al lado de fraude masivo. La inversión necesaria para solventar el problema en estas áreas es inmensa y, como los usuarios son generalmente pequeños, el retorno sobre la inversión en el mejor de los casos es mínimo (por no decir nulo).

La respuesta inicial de las distribuidoras al problema en la segunda realidad fue de aislarlos, concentrando las cargas de los “barrios no gestionables” en circuitos específicos, para poder restringir servicio y minimizar las pérdidas que ocasionaban estos sectores. Como el retorno sobre sus inversiones es mucho mas elevado en otras partes

del sistema, nunca hicieron las inversiones necesarias para dar un servicio de calidad a los usuarios, y por tanto no pudieron establecer orden comercial en estas áreas. Como se puede entender, los moradores se quejaron y el resultado fue el Programa Nacional de Reducción de Apagones (PRA), que tenía como meta mejorar el servicio a cambio de algún nivel de compromiso de pago por parte de los usuarios. Como se demostró en la Sección 2.0. de este informe, el PRA no ha cumplido sus metas y la solución definitiva está aun más lejos que al inicio. Las recaudaciones de los barrios PRA son insignificantes, y las distribuidoras pierdan en promedio casi \$US0.03 por cada kWh que entregan en estos barrios. El hecho de que el gobierno ha contribuido para extender las horas de servicio hasta 18 al día, sin ningún programa de mejorar la gestión, ha tenido el resultado de que algunos moradores no vean la necesidad en solucionar el problema. Se han escuchado casos en que la gente se muda a los barrios PRA, para aprovechar la “luz gratis”. La contribución del gobierno entonces ha servido solamente para subvencionar consumo y se ha vuelto tan pesado que no hay como considerar la construcción de un sistema, que sería el primer paso hacia la solución definitiva. Es evidente que es el tiempo correcto para admitir que se requiere una solución diferente a este problema.

Con el objetivo de encontrar la mejor solución para brindar el servicio eléctrico, no solo a los barrios PRA sino a todos los barrios peri-urbanos que se encuentren en condiciones similares, se recomienda realizar un estudio de factibilidad que incluya varias opciones. Por las características intrínsecas (técnicas, socio-económicas y demográficas) de estas zonas, consideramos que una de las opciones con mayor probabilidad de éxito son empresas comunitarias. Por ende recomendamos que el estudio debiera incluir un análisis de la factibilidad de crear empresas comunitarias que serian dueñas y operadoras de estos sistemas. En dicho estudio también es importante definir un programa de inversión para reconstrucción del sistema eléctrico en esas zonas.

Hasta mientras que se realice dicho estudio y se implemente una solución definitiva, se recomienda designar un equipo especial para supervisar el tema de los barrios PRA. Como se ha mencionado anteriormente, el PRA se ha convertido en una carga para las distribuidoras, que les obstaculiza mejorar su situación. Dada esa realidad, se recomienda que durante el periodo de transición, el gobierno se haga cargo de suministrar el 100% de la energía a los barrios PRA, y que se encargue de su administración. Esto quita la carga de estos barrios de las tres distribuidoras y elimina la necesidad para el subsidio a través de las mismas. En la práctica durante la transición, la CDEEE tendría que entregar suficiente energía para cubrir 100% de los requerimientos de los barrios PRA, tales requerimientos siendo medidos y no estimados, deberían ser suficientes para dar un servicio mínimo de 10-12 horas al día en estos barrios (este monto sería en efecto, menor al 75% de las supuestas 18 horas de servicio bajo el actual PRA). El hecho de reducir las horas de servicio facilita la solución definitiva porque provee un incentivo a los consumidores de estos barrios para aceptar la única solución viable, que es que tendrán que pagar el costo legítimo de su consumo si quieren tener un servicio de calidad.

Esta segmentación del mercado es vital para quitar una carga que está drenando recursos de las Empresas distribuidoras y que al mismo tiempo origina una presión política y financiera para el GORD. Durante el período de transición, mientras se busque e

implemente una solución definitiva, si se limitan la horas de servicio de acuerdo a lo descrito en el párrafo anterior, el costo adicional al Gobierno de cubrir 100% de la provisión de energía a los barrios PRA sería mínimo.

7.1.2 Regularización del Desabastecimiento de Energía

El problema de desabastecimiento de energía es resultado de la falta de pago a los generadores, quienes dejan de producir para reducir sus pérdidas financieras. Es claro entonces que para mejorar la provisión de energía es necesario regularizar los pagos a los generadores. La condición actual ha creado una especie de círculo vicioso en que la falta de pago de los clientes no deja suficiente fondos a las empresas distribuidoras para pagar a los generadores, y el mal servicio que resulta, justifica a los usuarios en pagar menos aun. Para corregir los problemas del sector, es necesario romper este círculo vicioso. La única forma práctica de hacerlo, es encontrar fondos temporales adicionales a los que tienen las distribuidoras, para pagar a los generadores y de esta manera mejorar el nivel de desabastecimiento, al mismo tiempo de que se anuncia un aumento tarifario, y se establecen medidas para reducir fraude, pérdidas administrativas, y mejorar la recaudación. Haciendo esto el sistema debería poder llegar a su punto de equilibrio.

A la vez, como resultado del análisis de generación en la Sección 2.0, se ha podido determinar que la indexación de combustible No. 6 genera una utilidad adicional a su objetivo de compensar el incremento del costo de combustible. Si se cumpliera con el pago 100% entonces, los generadores estarían recibiendo una utilidad fortuita⁷.

Claramente, todas las partes tendrán que participar en un esfuerzo coordinado para corregir las distorsiones actuales en el mercado. Se requerirán negociaciones entre el GORD, las empresas de distribución y las empresas generadoras, para llegar a un acuerdo bajo la cual sucede lo siguiente:

1. Una modificación de la cláusula de ajuste por cambios en el costo de combustible en los contratos con las empresas generadoras.
2. El GORD acuerda en pagar directamente a los generadores una suma mensual que cubre el déficit entre lo que pagan las distribuidoras para compras de energía. Esta suma debería ser especificada en la forma de una tarifa, o sea en \$US/kWh para que sea variable según la cantidad de energía producida.
3. Los generadores se comprometen a mantener un nivel, especificado por el GORD de energía no servida, como parte de un programa de restauración de confianza en el sector, que incluye incremento de tarifas y mejoras en la eficiencia del sector de distribución.
4. Los generadores se comprometen a postergar la consideración de deudas pendientes con las distribuidoras por 18 meses.

⁷ Esta situación parece limitarse solamente a las empresas generadoras que están sujetos a los contratos de Madrid, y de ellos solamente los que tienen como combustible carbón o petróleo No.6.

7.1.3 Ajuste Tarifario Manteniendo Economía de los Usuarios

Un resultado sobresaliente del estudio de voluntad de pago es que los gastos mensuales de los usuarios eléctricos incluyen sumas importantes para energía suplementaria debido a las horas reducidas de servicio eléctrico. Estas sumas representan no solamente una medida tomada frente a la crisis, sino una expresión de voluntad de pago, a cambio de un mejor servicio eléctrico. Entonces, si se acompaña un incremento tarifario con una mejora directa en las horas de servicio, debería ser posible aumentar los ingresos del sector eléctrico, sin incrementar los gastos mensuales de los usuarios.

Para efectos de este análisis, se toma la tarifa de Voluntad de Pago que se desarrolló en la Sección 5, que tiene una estructura de tablonetes hasta 700kWh/mes, y de bloque a partir de 700kWh/mes. Los niveles de cada tablón/bloque se presentan a continuación:

Tarifa VdP		
Rango Consumo kWh/Mes	Cargo Energía BTS1 \$RD/kWH	Cargo Energía BTS2 \$RD/kWH
0-200	4.7	4.7
200-300	8.7	8.7
300-700	9.5	9.5
>700	9.5	9.5

Todos los otros parámetros de la tarifa serían igual a la tarifa indexada.

Los usuarios contribuirán a la solución al pagar el incremento en las tarifas eléctricas. Sin embargo, al tener energía más horas del día se reducen sus gastos en velas, kerosén, baterías, y plantas eléctricas. El Plan está diseñado de tal manera, que el efecto neto es una reducción en los gastos en energéticos para la mayoría de la población. Esto se puede ver claramente en las Figuras 7.1.2, 7.1.3, y 7.1.4. Los resultados del estudio de voluntad de pago muestran que para la parte de la población que consume menos de 50 kWh/mes el impacto del desorden del sector es US\$ 6.62 por mes. Eso es lo que la población paga en velas, kerosén, etc. para suplir sus necesidades energéticas durante los apagones. Adicionalmente pagan la factura eléctrica que para los que consumen menos de 50 kWh/mes es US\$ 2.61. La suma de estos dos gastos es US\$ 9.23. En forma similar el gasto en velas, kerosén, baterías, inversores, plantas, etc. para la parte de la población que consume más de 700 kWh/mes es US\$ 190 y para electricidad US\$ 336.

En las Figuras 7.1.1, 7.1.2, 7.1.3 y 7.1.4 se puede apreciar la magnitud del beneficio para los usuarios al eliminar los apagones. Estas figuras ilustran un escenario en el cual los gastos en energéticos alternativos van bajando durante un periodo de 14 meses, suponiendo que las horas de provisión del servicio eléctrico incrementan sucesivamente comenzando con el segundo mes. Al llegar al octavo mes, los consumidores ya no tendrán que erogar gastos en energéticos alternativos al contar con electricidad de la red

las 24 horas del día. Aunque las tarifas incrementan, el gasto total en energía se reduce por el hecho que la electricidad de la red cuesta menos que las alternativas.

Figura 7.1.1 Finanzas aproximadas del usuario que consume menos de 50 kWh/mes

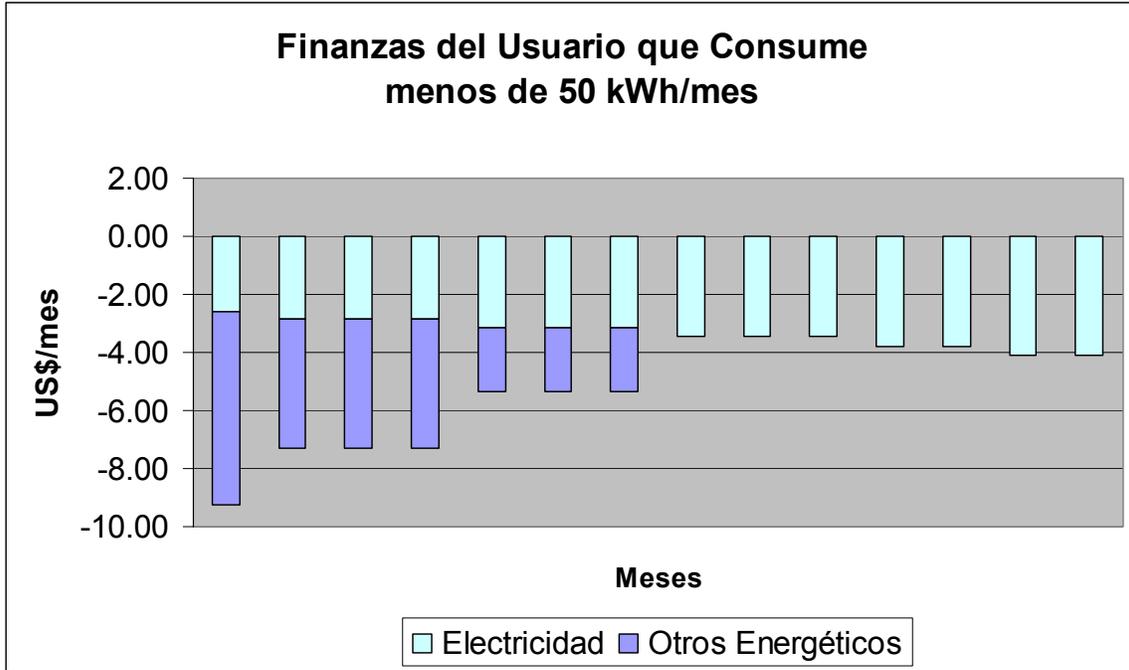


Figura 7.1.2 Finanzas aproximadas del usuario que consume entre 200 y 300 kWh/mes

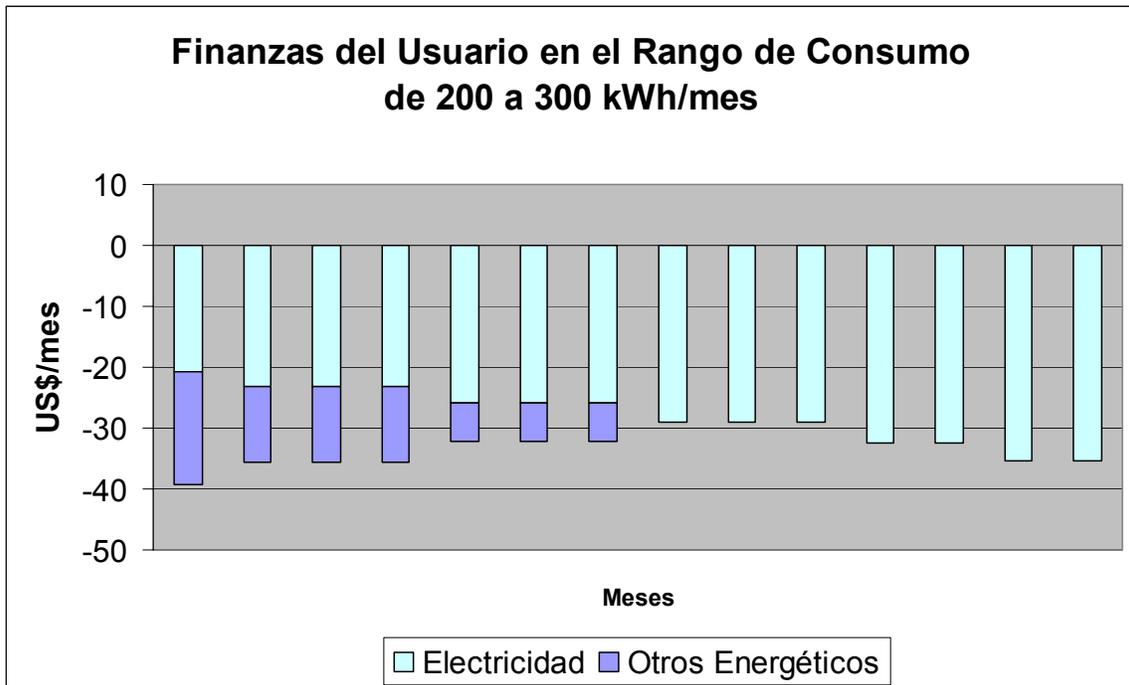


Figura 7.1.3 Finanzas aproximadas del usuario que consume de 300a 700 kWh/mes

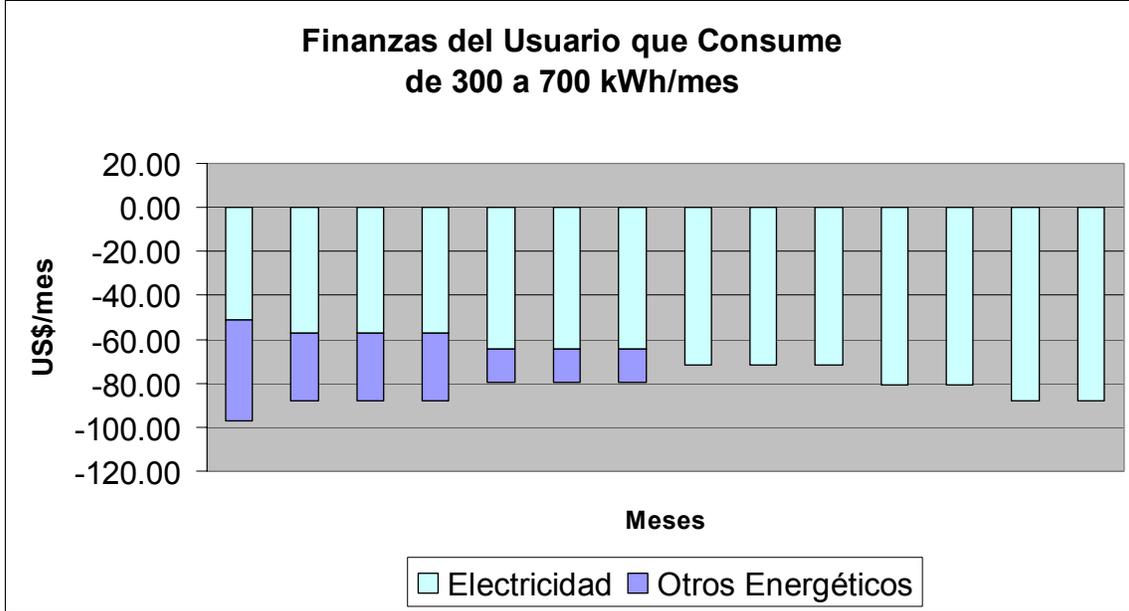
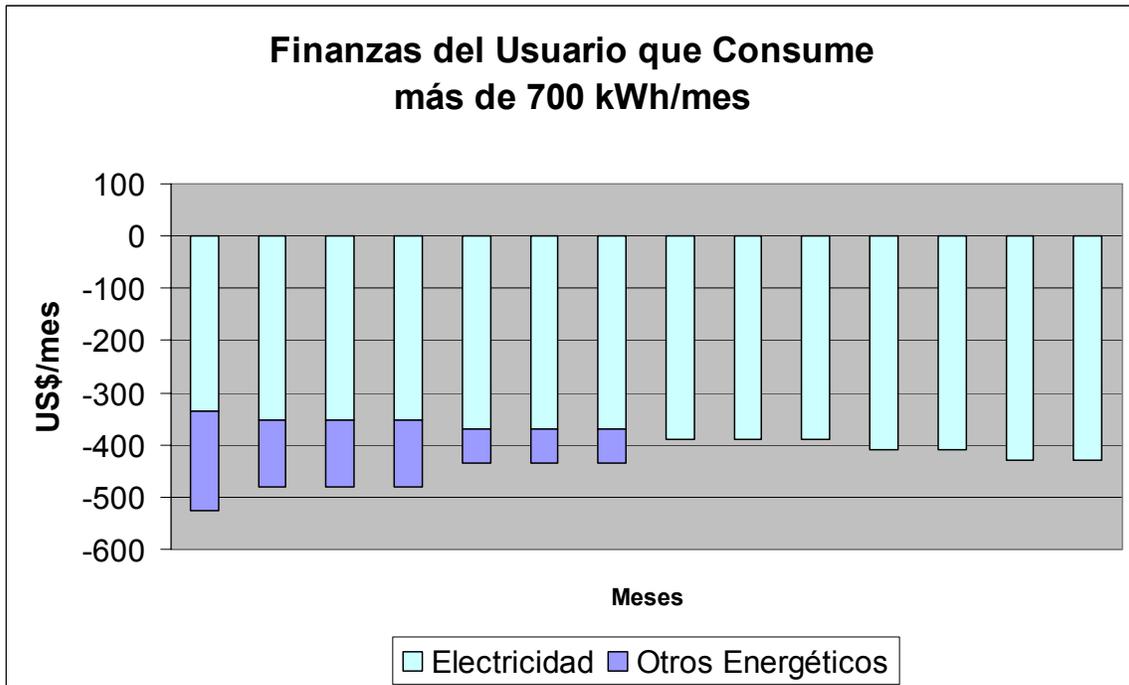


Figura 7.1.4 Finanzas aproximadas del usuario que consume más de 700 kWh/mes



En las figuras se puede ver que el mayor beneficio en términos porcentuales es precisamente para los de menor consumo. En los 14 meses representados por las barras en las gráficas, para esa parte de la población implementar el Plan podría reducir sus gastos en energéticos desde US\$ 9.23 a US\$ 4.09/mes que es un ahorro neto de US\$ 5.14 que es una reducción de gasto de 56%. Para los que consumen entre 200 y 300 kWh/mes el ahorro podría ser de US\$ 3.76 que es un reducción de 10%. Finalmente, para los que consumen más de 700 kWh/mes el ahorro podría ser de US\$ 97.3/mes el cual es una reducción de 18% en sus gastos mensuales en energéticos.

7.1.4 Mejorar la Eficiencia de las Empresas Distribuidoras

Se ha observado en reiteradas ocasiones que las causas principales de la crisis actual en el sector eléctrico son las elevadas tasas de pérdidas y la baja eficiencia de recaudación que presentan las tres empresas distribuidoras. Como se ha presentado en la Sección 6 de este informe, hay varias razones para esta situación, y se ha demostrado que hay culpa suficiente para todos los actores del sector de distribución, incluyendo el GORD. Sugerimos que se toman las siguientes medidas:

7.1.4.1 Nuevo Enfoque de la SIE y PROTECOM ante el Fraude

Aparentemente, las intervenciones de la Superintendencia, principalmente en la forma de órdenes de Protecom (constituyéndose juez y parte), son un factor que no ha estado colaborando en cuanto a ayudar a perseguir y castigar no solo el fraude, si no el cobrar facturas en mora, e inclusive corregir problemas encontrados con medidores que no ascienden a fraude. Esto por lo general toma la fachada de defender al consumidor, pero el resultado de órdenes de reconexión de usuarios con demandas de robo de energía, y fallos a favor de consumidores que se quejan de facturas elevadas sin mayores sustentos, han prácticamente disminuido los esfuerzos para reducción de pérdidas de las distribuidoras. Es imprescindible que la Superintendencia en general y el Protecom en particular tomen otra actitud hacia la detección y prosecución de fraude, y hacia reclamos por facturas elevadas que no son nada mas que una táctica para demorar el pago. Muchas veces durante las entrevistas que formaron parte de este estudio, se escuchó que “fraude es buen negocio” porque las penalizaciones son tan mínimas y los plazos para proseguir el caso son muy largos. En términos del “retorno sobre la inversión” (desde el punto de vista del infractor), es mucho mejor cometer fraude. La misma mentalidad también sirve como un estímulo a no pagar la factura a tiempo.

Es claro que si esta situación no cambia, no habrá solución a la crisis en el sector eléctrico. En la Sección 6.0 de este informe hay una serie de recomendaciones para cambios específicos, pero la realidad es que es imprescindible un cambio de actitud tanto de parte de los consumidores como del liderazgo del gobierno. Se requiere un cambio para que la Superintendencia y Protecom apoyen militantemente, el proceso de eliminar el fraude y agilizar el pago a tiempo de las facturas. El establecimiento de reglas internas que muestren este cambio de actitud, debería ser el paso previo a proceder con cualquier intento de mejorar las horas de servicio.

7.1.4.2 Corrección de Distorsiones en el Cumplimiento de Obligaciones Financieras

Como se notó en la Sección 1.0 de este informe, el sistema actual de entrega de los fondos provenientes de las subvenciones del PRA y del Fondo de Estabilización padecen de ciertas deficiencias. Durante el período enero a mayo 2004 el GORD desembolsó de forma muy parcializada los fondos de estas dos subvenciones, básicamente sobrepagando a EdeSur y EdeNorte y dejando sin pagar a EdeEste. Al 31 de Mayo, el balance debiendo a EdeEste por el GORD es de más de \$US25,000,000 por concepto de desembolsos bajo el Fondo de Estabilización, mientras EdeSur ha recibido casi \$US7,700,000 por demás. Adicionalmente, aunque la exactitud de la cifra se desconoce, el GORD le debe a EdeEste por concepto de falta de entrega total del subsidio comprometido para servicio a los barrios del PRA.

Otro problema que afecta a todas las distribuidoras es la forma irregular en que se entregan los valores correspondientes a los subsidios. A la fecha, no se ha autorizado la entrega de montos por concepto del Fondo de Estabilización para los meses de Junio, Julio y Agosto del 2004. Es imprescindible que el GORD se ponga al día en la entrega de estos subsidios, si quiere poder exigir cumplimiento de las distribuidoras con un plan de reducción de pérdidas.

7.1.4.3 Promover Mejoras en Eficiencia en las Empresas Distribuidoras

Como se indicó en la Sección 6.0, las principales barreras que se pueden eliminar rápidamente para la reducción de pérdidas y mejoramiento de la cobranza, se originan en una mala interpretación y/o aplicación de los reglamentos existentes. Una vez que este problema se resuelva, queda en manos de las distribuidoras, la responsabilidad para detectar irregularidades y de gestionar el sistema eficientemente. Sin embargo, se ha podido detectar que existen faltas por este lado y el Plan contempla que, una vez que se re-enfoquen al PROTECOM y la Superintendencia en este sentido, se debe imperiosamente exigir el establecimiento de programas efectivos de reducción de pérdidas en las distribuidoras. La continuación de la ayuda financiera del GORD en cuanto al pago directo a los generadores, debería ser condicionado para cada una de las distribuidoras individualmente, en relación al progreso satisfactorio en la reducción de pérdidas y la mejora de recaudación. Las metas a establecer deberían de ser negociadas y oficialmente establecidas. Se estima que una reducción de 5% por semestre en pérdidas, debería ser alcanzable para EdeSur quedar en no más de 19% al fin de dos años. Para EdeNorte, que padece de pérdidas de más de 50%, el proceso inicial debería ser hasta cierto punto más sencillo y la meta debe de ser 8% por semestre para quedar en 20% después de dos años. El caso de EdeEste es más complicado. En la actualidad parecerían de tener mejor control de las pérdidas, con solo 28% durante los primeros 5 meses de 2004. Pero, en EdeEste existen un número considerable de usuarios promediados (sin medidores), y es muy probable que estos usuarios, que pagan cuotas mensuales fijas, hayan tenido un consumo real menor a lo estimado debido a los apagones. Por lo tanto, uno de los componentes dentro del programa de reducción de pérdidas que se debería exigir a EdeEste, es la instalación universal y uso obligatorio de medidores. Seguramente este programa tendría el resultado inicial de aumentar pérdidas debido a la medición mas precisa del consumo. Por esto, es probable que la meta para EdeEste, sea una

combinación de cumplimiento con la instalación de medidores, y reducción global de pérdidas. De todas maneras, EdeEste debería quedar, después de dos años en no más de 15% de pérdidas, pero es de prever, que la evolución de la meta no será lineal, especialmente durante el primer semestre.

Al mismo tiempo, es necesario que las empresas distribuidoras mejoren su recaudación de facturas de un nivel de aproximadamente 70% hasta 90% por lo menos (promedios para todo el sistema). Una vez que se ha concretado la colaboración de la Superintendencia y PROTECOM, se debe establecer una meta en cada distribuidora de una mejora en eficiencia recaudadora de 1% al mes, de tal forma que todos logren la meta global de 90%, en no mas de 20 meses.

7.1.4.4 Proveer Recursos para Inversiones que Reducen Pérdidas

Reducción de pérdidas requiere inversión, en equipos, medidores, entrenamiento y motivación de personal. Se contempla entonces, la necesidad de establecer un programa de préstamos en términos blandos a las Empresas distribuidoras, para proveer financiamiento directo para estas inversiones. Para la primera fase, se estima que será necesario un monto de \$US10 millones por empresa, y que el otorgamiento del préstamo sería condicionado en una contraparte de 50% por parte de cada empresa distribuidora. Lógicamente, la continuación de desembolsos bajo un programa de préstamos para una distribuidora, estaría condicionada en el cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas y mejora de recaudación.

Otro elemento beneficioso que trae esta iniciativa, es el hecho de poder establecer un programa que ataque de manera directa al problema básico en el sistema eléctrico dominicano. Se considera que tratar de hacer llegar recursos a las distribuidoras a través de tarifas, sería un mecanismo menos eficiente y sobre todo muy problemático de monitorear (por lo tanto, muy propenso a fallar). Adicionalmente, un programa de esta naturaleza, permitiría a la SIE poder seguir apropiadamente la implementación de esta tan buscada solución.

7.1.5 Reducir la Participación Financiera del GORD en el Sector

Como se determinó en la Sección 2.0 de este informe, la participación del GORD financieramente en el sector es un factor negativo. Como se descubrió referente a los pagos del FdE, el GORD parece no tener inconveniente en sobrepagar montos debidos por subsidios a una empresa y negarlas a otra. Se puede notar también que, hasta finales de Septiembre no se había autorizado los pagos del FdE correspondiente a Junio, Julio o Agosto. Este conjunto de factores indica que para las empresas distribuidoras no les conviene depender financieramente del pago de subvenciones por parte del GORD. A la vez, la carga financiera de subsidios es un peso tremendo para el gobierno. Entonces, por ambos lados, conviene que la participación financiera del estado en la operación del sector debería ser mínima.

Dicho lo anterior, es también claro que el GORD es la única entidad que puede canalizar recursos al sector para romper el círculo vicioso de mal servicio y mala paga, para de esta manera poner fin a la crisis. Entonces el Plan contempla la inversión por parte del GORD de una cantidad substancial de dinero, tanto para asegurar mejoras de horas de servicio como para reducir pérdidas y fraude, con la finalidad de eliminar la necesidad de contemplar el pago de subsidios a largo plazo.

En la Figura 7.1.5 se puede apreciar un ejercicio de cómo el Plan afectaría las finanzas del Gobierno en el sector. Se considera la generación de CDEEE como un ingreso y se ve como positivo en la figura. Para fines de este análisis se supone que se ha separado el mercado y que CDEEE está utilizando una parte de la generación propia para abastecer los anteriores barrios PRA. Esto efectivamente reduce la cantidad de generación disponible para la venta y se supone que este ingreso se reduce a un poco menos de \$US 9 millones al mes. En términos generales lo que la figura muestra es que al ejecutar este Plan, se reduce el déficit en las finanzas del Gobierno correspondiente al sector hasta llegar a un punto donde el déficit está casi compensado por el ingreso de la generación (aun reducida).

En la figura la parte que más contribuye al déficit para el Gobierno son sus pérdidas en las Empresas distribuidoras. Al ser dueña del 83% de las Empresas distribuidoras, las pérdidas correspondientes al GORD son actualmente de casi US\$ 20 millones por mes. Estas bajan a lo largo de los 14 meses en la figura hasta convertirse en cero. Esto se logra, al mejorar la situación financiera de la Empresas distribuidoras, principalmente al reducir pérdidas, incrementar el índice de cobranza, e incrementar las tarifas.

Los otros componentes del déficit son el Fondo de Estabilización (FdE), el subsidio PRA, el subsidio al diesel, y los pagos catalizadores a las generadoras. En cuanto al FdE, al incrementar las tarifas se va eliminando la obligación del GORD ante el FdE. El subsidio PRA se mantiene en US\$ 8 millones durante este período mientras se estudie las opciones para las zonas peri-urbanas y se implemente una solución. Este Plan supone que el subsidio al diesel se mantiene.

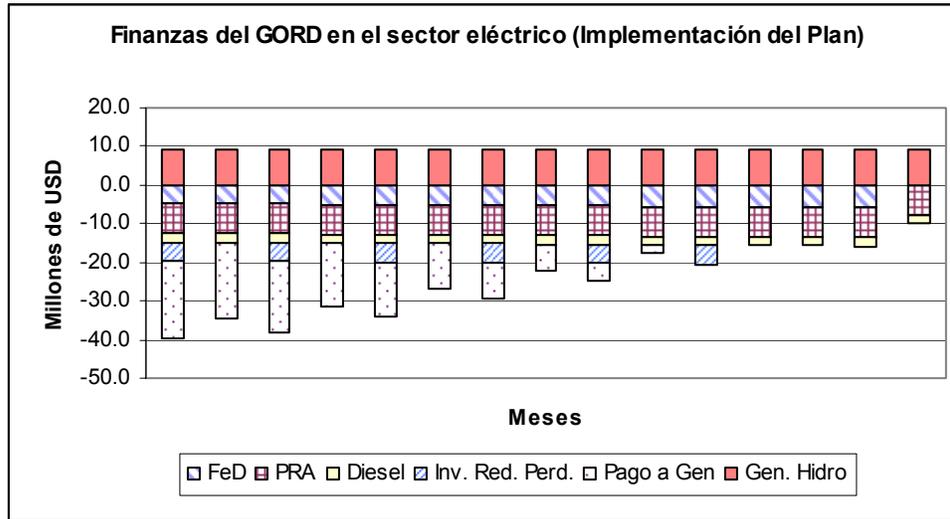
Como se ha mencionado anteriormente, si no hiciera nada, el GORD sería responsable contablemente para su porción de las pérdidas de los Empresas distribuidoras. El programa de pago a los generadores es solamente un programa temporal, bajo el cual el GORD paga estas sus “pérdidas contables” a los generadores. Estos fondos se los ha denominado también “Pagos Catalizadores”.

El último componente del déficit es una de las claves de este Plan. Se llaman “pagos catalizadores” porque mediante estos pagos a los generadores, el Gobierno ayuda a romper el círculo vicioso⁸. Basado en estos pagos directos a los generadores, se puede programar una mejora en las horas de servicio, que coincide con el aumento tarifario y el programa de reducción de pérdidas. De esta forma los usuarios se dan cuenta inmediatamente del resultado positivo de su incremento de costo. Aunque el monto sería

⁸ En la práctica, este concepto ha estado siendo aplicado de alguna manera por el GORD, ya que como es sabido, ha estado efectuando pagos directos a las generadoras, a cambio de reducir los apagones.

sujeto a negociación, este análisis supone que al GORD le corresponde pagar cerca de \$20 millones al mes al comienzo del programa, reduciéndose a cero en 12 meses.

Figura 7.1.5 Finanzas del Gobierno en el sector eléctrico



El requerimiento total de fondos total para el gobierno se presenta en la tabla abajo para el primer mes y para los primeros 15 meses del programa. Se comparan con valores respecto a los requerimientos de fondos, de continuar la situación actual.

Requerimiento de Fondos GORD para Sector Distribución				
Concepto	Situación Actual		Plan de Implementación	
	Agosto 2004	Total 15 Meses	Primer Mes	Total 15 Meses
Costo				
Fondo Estabilización	\$16,483,905	\$247,258,579	\$4,852,351	\$74,254,414
Servicio Barrios PRA	\$5,778,052	\$86,670,783	\$7,704,395	\$115,565,925
Subsidio al Diesel	\$2,250,000	\$33,750,000	\$2,250,000	\$33,750,000
Inversión Reducción Perdas	\$0	\$0	\$5,000,000	\$30,000,000
Pagos a Generadores			\$19,867,549	\$123,252,755
Pérdidas Financieras Ede's	\$18,010,951	\$270,164,267	\$0	\$0
Ingreso				
Ingreso de Ventas Generación	\$16,673,602	\$250,104,026	\$8,969,207	\$134,538,101
Requerimiento Neto de Fondos	\$25,849,307	\$387,739,603	\$30,705,089	\$242,284,993

Se nota que en el primer mes del Plan el requerimiento total de fondos del GORD para el sector es mayor en casi \$US5,000,000 que la situación actual, pero que al finalizar 15 meses del programa, el requerimiento total por el GORD en el sector es \$US145,000,000, o 38% menor de lo que hubiera sido si se continuara la situación actual. El resultado del

Plan, a 15 meses de operación, es un sector en que las pérdidas de las empresas distribuidoras son 27%, eficiencia recaudadora es 85%⁹, y el sector global tiene un margen de ganancia suficientemente positivo que se puede contemplar una reducción de tarifa o la eliminación del FeD (se muestra este caso en el gráfico). Para lograr estos resultados, es necesario que el GORD acate a los detalles del Plan, indicado arriba. El Plan es un esfuerzo integral y falta de cumplimiento de cualquier parte, conducirá como mínimo a resultados peores de lo indicado, y podría resultar en el fracaso de todo el Plan.

7.2 Responsabilidades de los Distintos Actores

Para que las metas de este Plan se puedan lograr es imprescindible que cada actor principal en el sector haga su parte. Los actores principales son el Gobierno, las Generadoras, las Distribuidoras, y los Usuarios.

7.2.1 Gobierno

Por la posición dominante que tiene el Gobierno en el sector, la mayor parte de la responsabilidad deberá ser asumida por él. Se requiere una voluntad política clara y decisiva para romper el círculo vicioso que ha conducido el sector al borde del colapso. Esto se debe dar desde el más alto nivel hasta el último de los empleados del Gobierno en el sector eléctrico. Por el hecho de que esto requerirá un sacrificio y la colaboración del pueblo, se sugiere que el Presidente anuncie el Plan y que posteriormente se lo haga conocer por los medios masivos. El Gobierno también deberá realizar una campaña de educación de los usuarios, informándoles sobre la mejor manera en la cual ellos pueden colaborar en el proceso y al mismo tiempo mantenerlos informados sobre los avances logrados.

El GORD debería negociar el trato con los generadores para, por un lado recuperar el sobrecosto ocasionado por la operación de los factores de indexación para el costo de combustible, indicados en la Sección 2.0 de este informe. Por el otro, será necesario el acuerdo de los generadores para reprogramar la recuperación de las deudas pasadas hasta que se pueda regularizar la situación del sector. A cambio de esto, el GORD se comprometería a completar los montos debiendo por venta de energía por las distribuidoras, hasta un monto tope, y los generadores se comprometerían a mantener una operación con una tasa de energía no servida baja, alrededor de 2-4%, como máximo.

Otra responsabilidad del Gobierno será obtener el financiamiento para pagar a las generadoras. Bajo el escenario de análisis del flujo de caja global del sector eléctrico, explicado en la sección anterior, se muestra que es necesario inyectar alrededor de US\$123 millones al sistema, en el lapso de los primeros 12 meses, para asegurar la

⁹ Nota: estos indicadores corresponden al mes 15 y no a las metas de 90% de recaudación y 20% de pérdidas como metas para el periodo de 24 meses del Plan.

minimización del desabastecimiento, aplicándolo esto como catalizador del éxito del presente plan.

El Gobierno también autorizará y anunciará el incremento de las tarifas. A su vez, como se ha mencionado anteriormente dicho incremento reduce la obligación del Gobierno ante el Fondo de Estabilización, logrando de esta manera más recursos para pagar a las generadoras, para que ellos a la vez entreguen más energía eléctrica al sistema para que todo el plan funcione.

Para lograr las metas de viabilidad del sector y las metas para los actores individuales se ha calculado que se requiere incrementar la Tarifa Promedio Ordenada en 25%. Se recomienda realizar el incremento en un solo paso, coordinado con la mejora en el servicio (reducción de desabastecimiento de energía). Esto asegura que los usuarios vean inmediatamente el resultado de sus pagos adicionales. Un análisis de flujo de caja del sector global muestra que es un uso más óptimo de los recursos hacer un solo incremento de tarifas que tratar de realizar varios pasos de 5% a 7%. Por un lado el incremento parcial de la tarifa implica un incremento parcial de la calidad de servicio, y esto llevaría a una reacción del público.

7.2.1.1 Superintendencia/PROTECOM

Es de incumbencia de la Superintendencia, tomar las acciones necesarias para eliminar las barreras notadas en el presente informe, que son impedimentos para cobranza y reducción de pérdidas más eficaz en las distribuidoras. Específicamente será necesario poner en práctica procedimientos en PROTECOM para limitar la apelación frívola de facturas y de eliminar la interferencia en la prosecución de incidencias tanto de fraude como de regularización de medición después de “errores involuntarios”. Reformar la actuación de la Superintendencia y PROTECOM es quizás el elemento clave del Plan. Si el GORD no puede lograr mantener la disciplina y la voluntad política para hacer frente a los inevitables reclamos injustificados de “usuarios de influencia”, que se enfurecen por el intento de regularizar su servicio, todo el esfuerzo de los demás actores será en vano.

Por otra parte, será de la incumbencia de la Superintendencia vigilar el cumplimiento por parte de los Empresas distribuidoras del programa de reducción de pérdidas y las mejoras de recaudación. Para este fin, debería exigir la entrega periódica, oportuna y completa de datos que permiten vigilar adecuadamente el progreso del programa. Si una empresa distribuidora no está en cumplimiento con el plan de reducción de pérdidas y mejora de recaudación, será incumbencia de la Superintendencia suspender o restringir para el territorio de esa empresa los pagos directos a los generadores (además de otras sanciones que se puedan identificar).

7.2.1.2 CDEEE

El gobierno a través de la CDEEE suministrará el 100% del requerimiento de energía para los barrios PRA durante el periodo de transición.

7.2.1.3 EDENORTE y EDESUR

Se mencionan en esta sección porque actualmente el Gobierno está administrándolas. Las acciones que tienen que tomar estas dos Empresas distribuidoras son las mismas que las Empresas distribuidoras en general, pero para EdeNorte y EdeSur, es de especial importancia el control de sus costos. Entre las acciones que se deberá tomar, se encuentra el hecho de identificar cuales son los rubros con costos fuera de rango, para así ir reduciéndolos, hasta llegar al nivel razonable para empresas de estas características. Como se menciona en este informe, este valor debería ser del orden de US\$ 0.025/kWh.

7.2.2 Empresas Eléctricas Generadoras

Al recibir los pagos del Gobierno y de las distribuidoras, las generadoras incrementarán la entrega de energía al sistema, hasta saldar el déficit actual de 40% de energía no servida.

En este plan de colaboración de todos los actores, las generadoras comparten el sacrificio al reprogramar su deuda, postergando el repago de la misma durante un año. La recuperación por parte del GORD del sobreajuste de costo por concepto de los factores de indexación, no se considera un sacrificio por parte de los generadores, porque estarán recibiendo los pagos correspondientes a sus contratos. Como tal, entonces, estarán volviendo a la situación del año 2002, inmediatamente después de negociar los acuerdos de Madrid, bajo la cual se supone que estuvieron satisfechos con el resultado. La devolución del sobre-ajuste de costo de combustible simplemente evita una sobre-ganancia por las generadoras, ganancia que no sería compatible con los sacrificios que se les están pidiendo a los demás actores del sector.

En el caso específico de AES, el hecho de que se está vendiendo a EDEESTE energía proveniente de DPP a un precio 18% por encima del mercado, indica que se debería resolver este tema para que los fondos del gobierno destinado a solucionar la crisis sean más eficaces. Se sugiere que AES, como contraparte a la crisis, acepte una reducción de precio en \$0.01/kWh para ventas desde DPP a EDEESTE.

7.2.3 Empresas Eléctricas Distribuidoras

La principal acción que tienen que tomar las empresas distribuidoras es mejorar su eficiencia. Los dos componentes fundamentales que requieren medidas inmediatas y sostenidas son la reducción de pérdidas y la mejora de cobranza. Para el sistema global la meta es reducir las pérdidas un punto porcentual por mes y mejorar el índice de cobranza dos puntos porcentuales por mes. Se ha estimado que con un presupuesto de US\$ 45 millones aplicados en programas eficaces de reducción de pérdidas, este indicador podría bajar 20 puntos porcentuales, es decir, reducir las pérdidas desde 40% hasta 20%. El

Gobierno gestionaría US\$ 30 millones para que cada empresa distribuidora pueda obtener un préstamo de US\$ 10 millones. Las empresas distribuidoras tendrían la obligación de hacer un “match” de US\$ 5 millones cada una y de esa manera movilizar los US\$ 45 millones necesarios.

Las distribuidoras tendrán que implementar nuevos programas o fortalecer programas existentes de reducción de pérdidas, según metas específicas para cada empresa. De igual manera tendrán que implementar programas de cortes sistemáticos y disciplinados para mejorar el índice de cobranza 2% por mes.

Como se ha mencionado anteriormente, los costos de operación de EDENORTE y EDESUR han subido desmedidamente. Es necesario que estas empresas tomen medidas para reducir sus costos a los costos de distribución que tienen empresas similares solventes mundialmente. Un aproximado de este costo sería US\$ 0.025/kWh.

En el caso específico de EDEESTE, debido a su compra de energía 18% más cara del mercado, este debe aceptar un ajuste en el Plan, para que no se esté compensando este costo adicional con fondos del estado ni de los usuarios.

Las empresas distribuidoras también tendrán la responsabilidad de mejorar su calidad de servicio cumpliendo con los fundamentos del “pacto empresarial”, esto es la obligación de la empresa de distribución a ofrecer un servicio de calidad a cambio del pago del cliente. Como parte de la mejora de calidad de servicio es importante tener campañas de educación y acercamiento a los usuarios.

7.2.5 Los Usuarios

Los usuarios contribuirán al proceso de viabilizar el sector eléctrico de las siguientes maneras. Por una parte participarán al pagar el incremento de tarifas y también podrán colaborar en el uso más eficiente de la energía eléctrica, el pago oportuno de sus facturas, y el control de robo. El rol del usuario incluye respetar el derecho de la empresa distribuidora de facturar y cobrar por el servicio brindado. Para lograr esto será importante que los usuarios aprovechen lo presentado para su beneficio, en las campañas de educación que se dirigirán a ellos.

8.0 Conclusiones y Recomendaciones

En conclusión ofrecemos las siguientes observaciones y conclusiones.

1. Como se sabe, la situación del sector eléctrico dominicano es crítica, por lo que no existe espacio para la improvisación. Por lo tanto, es necesario establecer un programa integrado de viabilidad del mercado eléctrico, ejecutando múltiples actividades de manera coordinada y enlazada, con la meta de llegar al punto de equilibrio financiero para el sector en su conjunto, y para cada uno de sus componentes. Esto deberá pasar en el menor tiempo posible, al menor costo posible, con el menor trauma posible.
2. El sector está en un estado tan avanzado de caos que todos los actores tendrán que compartir en el sacrificio y costo. Si todos ayudan a llevar una parte, la carga se hace más ligera. Se propone un Plan de Acción en el cual todos colaboran y comparten los costos. Todos los actores incluyendo el Gobierno, las Generadoras, las Distribuidoras, y los Usuarios hace compromisos específicos. Cada parte contribuirá y asumirá responsabilidad en el corto plazo, y de la misma manera tendrá su parte en los beneficios resultantes de un sector eléctrico estable en el mediano y largo plazo. Cada uno tendrá que pagar su parte y cumplir con sus responsabilidades para poner orden al sector.
3. Por la condición dominante del Gobierno de la República Dominicana (GORD) en el sector (dueña de las plantas hidroeléctricas, transmisión, la mayor parte de la distribución, y su rol en regulación) un porcentaje significativo de los problemas son atribuibles al gobierno. Esto resalta la tremenda importancia de que el Gobierno tenga la voluntad política necesaria para tomar las acciones que se requieren para resolver los problemas.
4. Con dos excepciones, los costos de generación son razonables dado el actual parque de generación eléctrica en el país. Como una excepción a esta observación, se ha podido notar una situación en que la operación de los factores de indexación para el costo de combustible No 6, permite que los cambios en la tarifa por este concepto superan los reales cambios en el costo de combustible (apalancamiento por factores de indexación). El resultado ha sido que se podrían aumentar las ganancias de los generadores, solamente por aumentos de precio de combustible. En el caso actual, en que los generadores no reciben el pago total de sus facturas, ni mucho menos, este factor en la práctica no ha causado un incremento indebido de costo a los usuarios, aunque presiona la relación entre los actores. Como se contempla la regularización de pagos a los generadores bajo el Plan, este asunto podría generar ganancias excesivas para los generadores justo en un momento en que el resto de los actores del sector están realizando sacrificios. La segunda excepción tiene que ver con la compra por parte de EDEESTE de energía proveniente de una planta de propiedad de AES (que es también operador de EDESTE), a un precio superior al precio de provisión a las otras dos Empresas

distribuidoras en casi 18%. Aunque este incremento de costo no ha repercutido en las tarifas de los usuarios, este exceso de costo, es un factor contribuyendo a la mala situación financiera de EDEESTE.

Se puede pensar en optimizar esta parte del sector a largo plazo, pero no es una parte significativa del problema actual. Al pensar en el futuro y si el sector está estable, se tendría mayor probabilidad de poder atraer inversiones a largo plazo como ser plantas de carbón y plantas hidroeléctricas. Cuanto mayor el porcentaje de esas fuentes en el futuro, cuanto menor podría ser el costo promedio de generación.

5. Las pérdidas y la falta de cobranza en las empresas distribuidoras son parte ineludible del fracaso del sector. Pérdidas de 40% e índices de cobranza de 70% están fuera de todo rango razonable. Empresas eléctricas en otros países similares mantienen las pérdidas por debajo del 12% e índices de cobranza por encima de 95%.
6. El sistema de fijar tarifas basada en la indexación de una tarifa acordada hace algún tiempo, ha tenido dos resultados negativos. Primero, las tarifas actuales son mas un producto del juego de factores de indexación que un reflejo del costo de provisión del servicio. El mejor ejemplo de esto, es el problema antes mencionado, sobre la recuperación de cambios en el costo de combustibles en el sector de generación, existiendo el mismo problema en el sector de distribución. Segundo, la aplicación de tarifas indexadas conduce a la Superintendencia a no enfocarse en el control de costos de servicio. Precisamente y en el sentido mas básico, la diferencia entre ingreso y costo, es el elemento que ha causado la crisis actual.

Aunque no es una medida necesaria en este momento de crisis, se sugiere la conversión del actual sistema de regulación por tarifas indexadas (la Tarifa Técnica es nada mas que otra forma de tarifa indexada), a una regulación de costo, basado en comparación de costos con metas (“benchmarks”) derivados de otras empresas en similares situaciones.

7. La intervención del Gobierno en el sector ha sido negativa en casi todo aspecto
 - a. La distribución del Fondo de Estabilización ha sido muy desigual entre las distribuidoras con una deuda pendiente del Fondo a EDEESTE de US\$ 25MM y un pago pendiente de EDESUR al Fondo de US\$ 8MM.
 - b. Los costos de EDENORTE y EDESUR, bajo operación de CDEEE, han subido en forma completamente desmedida. En términos unitarios de US\$/kWh, sus costos de operación han subido a niveles que son por lo menos tres veces más de lo que empresas similares tienen como promedio.
 - c. El PRA ha fracasado y se ha constituido en una carga tremenda para las Empresas distribuidoras llegando a costarles aproximadamente US\$ 0.03 por kWh entregado a los barrios PRA.

- d. Sumada a la ambigüedad de normativas vigentes, la intervención de la Superintendencia, especialmente del PROTECOM, no ha sido favorable a agilizar y eficientizar la reducción de fraude y mejora de eficiencia de las distribuidoras.
8. La solución de los problemas del sector depende, primordialmente de una voluntad política. La responsabilidad de apoyar los esfuerzos de las Empresas distribuidoras en la batalla para reducir el fraude, es principalmente de la Superintendencia.
9. El estudio de voluntad de pago muestra que el impacto económico mayor del desorden en el sector eléctrico, cae sobre los consumidores de bajo consumo. El costo de energéticos para una familia típica es 10% de su ingreso mensual, representando esto, casi el doble de lo que se ha notado en otros países similares. Esto debido a la necesidad para consumir cantidades cuantiosas de velas y kerosén durante los periodos de apagón.
10. La capacidad de pago de usuarios a todo nivel hace innecesaria la subvención de la tarifa eléctrica, siempre y cuando el incremento en la tarifa está enlazada a más horas de energía eléctrica que reduce el gasto que las familias tienen que hacer en otros energéticos.
11. La única manera de atacar los elementos que son la raíz de la crisis, es con un programa integral que combina: 1) un estudio para encontrar la mejor solución para los barrios peri-urbanos (incluyendo los barrios PRA), en el ínterin el gobierno asume la responsabilidad del PRA y el suministra del 100% de la energía a los barrios PRA, 2) pagos directos del gobierno a las empresas generadoras para que estas terminen los apagones, 3) un incremento en la tarifa promedio, 4) re-enfoque de la Superintendencia y PROTECOM, para apoyar la reducción de pérdidas y la mejora de recaudación de las distribuidoras, y 5) una campaña de reducción de pérdidas en las empresas distribuidoras con metas claras y consecuencias enumeradas para incumplimiento. Un programa integral que atiende a estos requerimientos se incluye en el capítulo 7.0 de este informe.

ANEXO

Anexo 1

Reporte del Sector de Generación

Esta sección del informe es una contribución del Dr. Robert Means, USI Incorporated, bajo contrato directo entre USI Incorporated/AEAI y USAID.

A.1.1 Introducción

Esta sección se divide en dos partes. La primera parte incluye temas referentes a la planta física del sector, evaluando el funcionamiento de la planta existente y el impacto de añadir nuevas unidades de generación para satisfacer la demanda existente y futura. La segunda parte incluye los contratos a largo plazo que rigen la venta de la mayor parte de la energía producida por las compañías generadoras. Evalúa el manejo de aquellos contratos en cambios precisos con respecto a los costos de combustible del generador y en el rendimiento de niveles razonables de utilidad.

Se incluye, al final de este Anexo, una descripción del modelo utilizado para la mayor parte del análisis de la planta física del sector.

A.1.2 Planta Física

Descritas aquí están las características clave económicas y coyunturales de la planta física.

Descripción de la Planta Física

Las Figuras A-1-1 y A-1-2 describen esquemáticamente la planta física del sector de generación.

Figura A-1-1. Para un nivel dado de despacho, la Figura A-1-1 muestra el costo marginal variable – el costo variable del combustible y el no combustible para la última unidad despachada según el mérito del elemento. Como muestra la Figura, el despacho es dividido por combustible y tecnología. Las unidades de carbón tienen el costo variable más bajo. A continuación vienen las unidades de diesel utilizando el combustible No. 6¹. A las unidades de tecnología del diesel No. 6 le siguen las unidades No. 6 de no diesel, turbinas de combustión a gas natural, y finalmente por unidades quemadoras No. 2

¹ El término “diesel” puede ser utilizado en dos sentidos. Uno se refiere a una categoría de combustible – la utilizada por camiones y vehículos a diesel. La otra se refiere a una tecnología de motor – la ignición del combustible en motores a combustión interna por compresión en vez de chispa. Para evitar confusión, en esta sección el combustible se refiere a un No. 2 y el término diesel es utilizado sólo para referirse a una tecnología de motor.

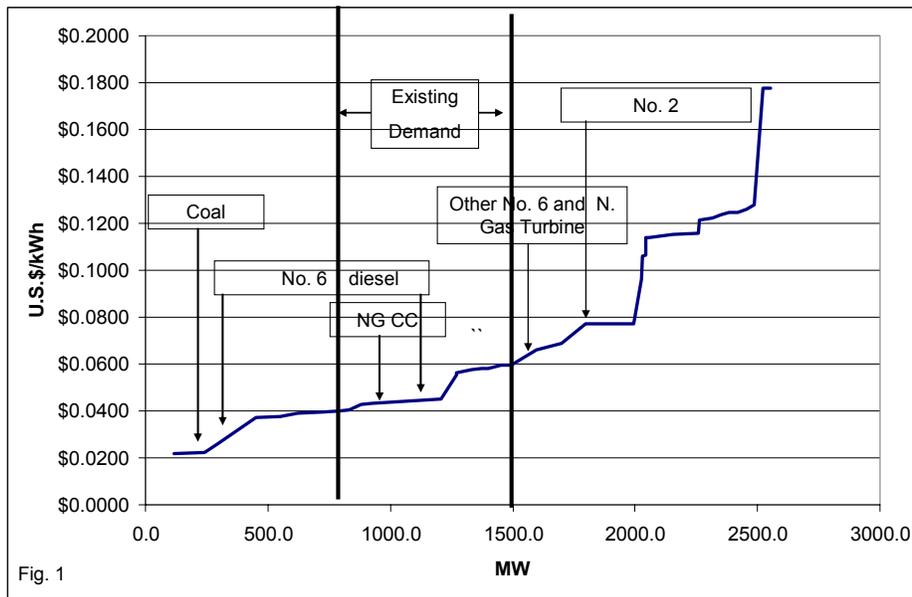
Las unidades de diesel Dominicanas incluyen tanto unidades No.2 como No. 6, pero las unidades de diesel realmente despachadas son casi en su integridad unidades No. 6.

Los límites de costo entre estos combustibles y tecnologías están en su mayoría claramente definidos. Ninguna unidad de carbón tiene un costo variable tan alto como incluso el diesel No. 6 más barato, y el diesel No. 6 más caro a su vez es más barato que

cualquier unidad No. 6 de no diesel. En el extremo superior del rango del costo variable, la unidad No. 2 más barata es mas costosa que cualquier unidad que utilice un otro combustible

La excepción significativa de estos límites agudamente definidos está en los 285 MW del gas natural de ciclo combinado AES Andrés, que cae dentro del rango del costo variable para unidades No. 6 de diesel, aunque cerca del extremo superior de ese rango.

Capacity Dispatched and Marginal Variable Cost



En la figura, las dos líneas verticales marcan los límites estimados superiores e inferiores de la demanda actual para energía suministrada por unidades generadoras térmicas – que quiere decir, demanda no suministrada por hidro. Las estimaciones se basan en datos por hora del Organismo Coordinador (OC) para el día de despacho total máximo para cada mes del año 2003.¹⁰ El máximo estimado es la demanda más alta por hora en ese día menos la cantidad de demanda satisfecha por hidro. Para ambos, máximos y mínimos, la demanda incluye demanda estimada no servida. En la Tabla A-1-1 se muestra los máximos y mínimos mensuales estimados y máximos y mínimos anuales para demanda de generación térmica.

¹⁰ Se han utilizado los datos del 2003 porque los déficits de energía en general fueron menores que en el 2004. Los informes mensuales de OC presentan datos de demanda y despacho para el día de demanda pico por hora. Esos datos se encuentran disponibles para todos los días en la página Web del OC, pero, debido a restricciones de tiempo no se pudo realizar un análisis diario de los datos por fuente. Como se menciona más arriba, el efecto principal al utilizar los datos disponibles en los informes mensuales del OC, probablemente era una aseveración un tanto exagerada de la demanda mínima para energía térmica.

Tabla A-1-1
Estimación de Demanda Mínima y Máxima para Generación Térmica
Basada en Datos de OC, 2003, para Días de Máxima Demanda por Hora¹¹

	Demanda Mínima Estimada			Demanda Máxima Estimada		
	Demanda Total	Hidro	Demanda Termal	Demanda Total	Hidro	Demanda Termal
Ene	986	33	953	1719	210	1509
Feb	912	36	876	1647	219	1428
Mar	1071	23	1048	1726	199	1527
Abril	987	31	956	1713	192	1521
Mayo	1170	39	1131	1791	246	1545
Junio	1127	27	1100	1717	312	1405
Julio	1163	56	1107	1731	370	1361
Ago	1169	46	1123	1807	363	1444
Sep	1174	51	1123	1780	355	1425
Oct	1151	42	1109	1709	264	1445
Nov	1079	119	960	1651	337	1314
Dic	1031	146	885	1727	332	1395
Año			876			1527

Debido a que los datos en la Tabla A-1-1 son sólo para los días de demanda pico por hora, probablemente exageren la demanda mínima para cada mes. Sin embargo, incluso una exageración considerable no cambiaría la conclusión básica: que en el momento de mínima demanda para generación térmica, la unidad marginal es la No. 6 de diesel.

La demanda máxima es menos incierta pero la incertidumbre que no existe afecta en la conclusión a ser definida. Debido a que el máximo así como el mínimo están en parte basados en la demanda estimada no servida, la incertidumbre inevitable en esa estimación se traduce en una incertidumbre con respecto a la estimación de la demanda máxima. Además, debido a que la economía Dominicana se encontraba en recesión durante el año 2003, el estimado probablemente exagera la demanda máxima bajo condiciones económicas más sólidas. Para el máximo estimado que se muestra en la Figura A-1-1 y la Tabla A-1-1, la unidad marginal es una turbina de combustión a gas natural para los picos más altos mensuales y No. 6 de diesel o no diesel para la demanda pico en otros meses. Sin embargo, debido a que la capacidad de la turbina de combustión a gas natural es relativamente pequeña – aproximadamente 200 MW – un pico real mucho más alto que los estimados más altos en la Tabla A-1-1 puede que requieran del uso de

¹¹ Del Informe Mensual de OC para cada mes de 2003. La demanda no incluye la demanda de Metaldom y Falconbridge. Estas firmas industriales tienen sus propias unidades de generación, que suministran su propia demanda de energía y pueden también suministrar energía en la red, aunque Falconbridge parece que en realidad no ha suministrado energía a la red en el pasado reciente.

generación No. 2 en el margen aún si hubieran disponibles todas las unidades de menor costo.¹²

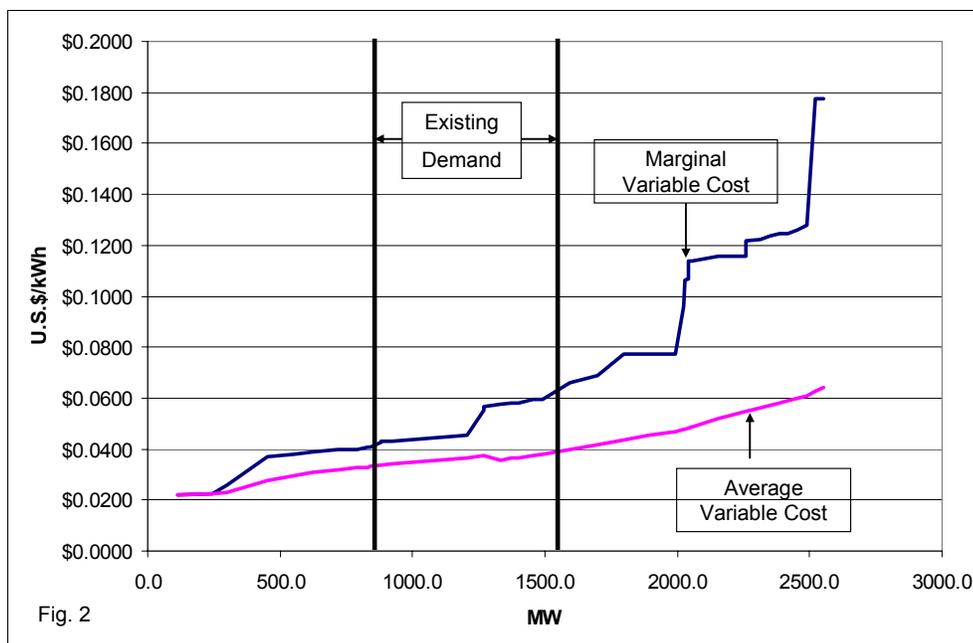
Se debe mencionar nuevamente que la Figura A-1-1- supone que todas las unidades se encuentran disponibles. La no disponibilidad de unidades de carbón o de diesel No. 6 o unidades de GNCC AES requeriría de una unidad de costo más alto en el margen.

Figura A-1-2. La Figura A-1-2 es idéntica a la Figura A-1-1, excepto por la adición de una línea que representa el costo variable promedio en un nivel dado de capacidad despachada. Tomando en cuenta que el promedio refleja el costo variable de todas las unidades despachadas hasta ese punto, éste es más bajo que el costo variable para una sola unidad marginal. En cuanto a los precios de combustibles a fines del mes de agosto de 2004, el costo variable promedio fluctúa entre US\$0.035 y casi US\$0.040 por capacidad despachada adecuada para satisfacer la demanda actual de generación térmica.

Si todas unidades estuvieran disponibles, este es el costo promedio variable en el que incurriría la generación térmica Dominicana en los mencionados niveles de producción. No es el costo total de generación, el mismo que incluiría costos fijos de operación, impuestos, costos relacionados con el capital (depreciación, intereses, y utilidades para los propietarios después del pago de impuestos).

¹² Aparentemente, la necesidad de control de frecuencia puede que requiera el despacho de por lo menos parte de la capacidad de AES Andrés incluso si no estuviera calificado para despachos según el mérito del elemento. Ver el Anexo a esta sección.. Por lo tanto, la unidad Andrés puede que nunca sea la unidad marginal en el sentido general del término.

Capacity Dispatched and Marginal and Average Variable Costs



Evaluación

Esta sección incluye tres temas:

- (1) La racionalidad de los costos de generación utilizando la planta actual.
- (2) El impacto al añadir nuevas unidades a fin de satisfacer la demanda actual, y
- (3) El impacto al añadir nuevas unidades a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda futura.

(1) Racionalidad de los costos de generación utilizando la planta existente

Los contratos a largo plazo bajo los cuales las compañías generadoras suministran energía (como se menciona más abajo) proporcionan a las compañías un fuerte incentivo para minimizar el costo de generación. Según esos contratos, el precio contractual por la energía no está ligado a los costos reales de generación. Mas bien, éste es determinado por un precio base ajustado por factores que no son afectados por los costos de generación: el índice de precios al consumidor en los Estados Unidos (IPC) y el precio publicado de un combustible de referencia como el precio que publica la Gulf Coast correspondiente al sulfuro al tres por ciento No. 6.

Si una compañía generadora permite que sus costos de combustible suban con mayor rapidez que el precio de referencia, el aumento más rápido no le dará el derecho a un precio más alto, más bien éste tendrá que provenir de las utilidades de la compañía. Por la misma razón, aquellas utilidades se incrementarán siempre y cuando la compañía generadora pueda limitar el aumento en sus propios costos del combustible.

Los incentivos no son una garantía para la toma de decisiones prudentes de operación: por juicios errados o mala suerte, las compañías en cada industria y en cada país, algunas veces toman decisiones que se vuelcan contra sus propios intereses económicos. Sin embargo, parece improbable que exista mucha oportunidad para reducir el costo de generar energía con la planta generadora existente y bajo las actuales condiciones.

Esas condiciones notablemente incluyen los problemas financieros actuales de las compañías y la profunda brecha de no pagos o pagos insuficientes de los cargos contractuales que son la principal fuente de los problemas. Esos problemas probablemente incrementen el costo de la generación de energía en tres formas. Primera, las unidades de los costos más bajos puede que no estén disponibles porque sus propietarios no pueden comprar combustible. Segunda, la incertidumbre financiera puede que dificulte o imposibilite a las compañías generadoras suscribir contratos de largo plazo para la compra de combustible, forzándolas a comprar combustible en el mercado “*spot*”. Tercera, generalmente, las compañías reaccionan ante apremios financieros evitando o demorando el mantenimiento de rutina lo que, con el tiempo, puede dar como resultado una capacidad reducida o una tasa térmica acrecentada, o ambas.

La regularización de pagos a las generadoras – y asegurando que continuarían estos pagos regularizados en el futuro – probablemente daría, por lo tanto, como resultado una reducción en los costos de generación, aunque no es posible cuantificar la magnitud de esta reducción.

(2) Adición de unidades para satisfacer la demanda existente

La Figura A-1-3 compara el costo marginal variable de la Figura A-1-1 con el costo variable de la nueva capacidad de carbón similar a la de la planta carbonífera Itabo II.¹³ La diferencia entre las dos líneas representa la diferencia entre el costo variable de la nueva planta carbonífera y el costo variable de la capacidad que desplegaría en diferentes niveles de despacho. Desde el punto de vista del costo de generación, es pues esta diferencia la que deberá justificar el costo de capital de la nueva planta.

¹³ Los costos variables reportados de Itabo II son ligeramente mas bajos que aquellos correspondientes a Itabo I: U.S. \$0.0220 versus U.S. \$0.0225.

New Coal Plant

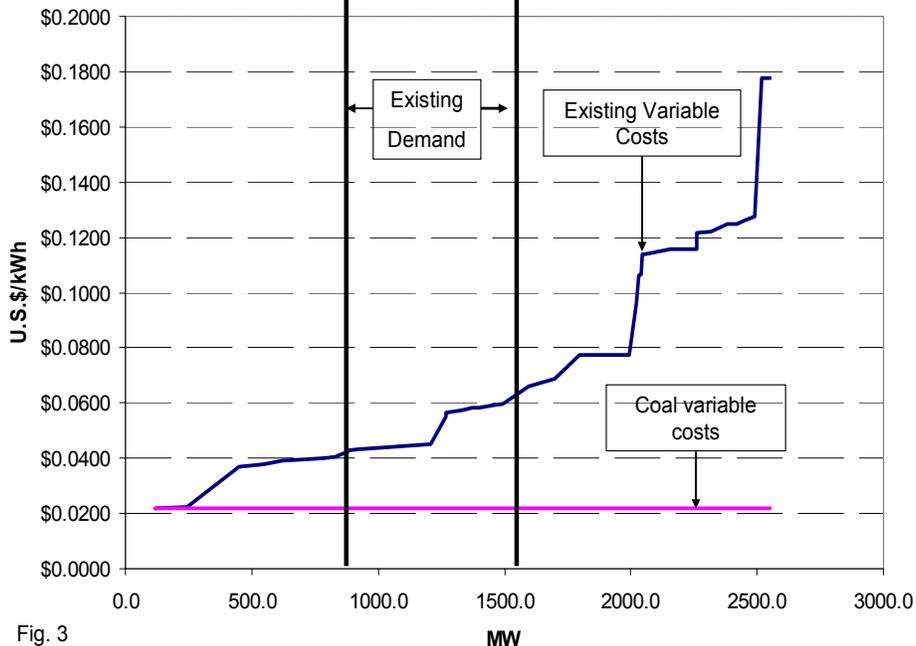


Fig. 3

A la máxima demanda estimada actual para la generación térmica, el costo marginal variable se acerca a \$US\$0.06. Sin embargo, el costo marginal variable en el nivel de la demanda promedio de generación térmica es solamente de unos \$US0.04. Además, gran parte de la capacidad necesaria actualmente con un costo variable significativamente por sobre \$US0.04 es provista por la unidad Andrés GNCC que es la unidad de costo más bajo habilitada por control de frecuencia y, por lo tanto, presumiblemente no podría ser desplazada por el carbón.

La diferencia entre el costo variable de la planta carbonífera hipotética y la capacidad que ésta realmente desplazaría, está probablemente aproximándose a US\$0.02, casi por cierto no suficiente para justificar el costo de capital de la planta. El costo de capital sería menor para una nueva unidad de GNCC como la de Andrés, aunque la diferencia en el costo variable sería también menor.

Una nueva planta carbonífera o de GNCC acarrearía otras ventajas. Con todas las unidades disponibles, aproximadamente 60% de la energía es ahora generada por las unidades que utilizan el No. 6. Por lo tanto los costos de generación son altamente vulnerables ante fluctuaciones en el precio de ese combustible. Una diversificación del

combustible reduciría la volatilidad, y el carbón, en particular, reduciría la volatilidad debido a su precio ⁵ generalmente más estable y al hecho de que el fuel ocupa una parte más pequeña de su costo total. Si la nueva generación va a satisfacer la demanda existente, la reducción en la volatilidad lleva consigo un costo significativo.

(3) Adición de unidades para satisfacer el crecimiento de la demanda futura

El cuadro es diferente si se añaden nuevas unidades a fin de satisfacer el crecimiento de la demanda futura. No existen probabilidades a largo o mediano plazo de una falta de capacidad de generación. Sin embargo, a medida que la demanda aumente, será necesario pensar en unidades cada vez más costosas en ausencia de inversión para una nueva capacidad de generación.

Luego, la nueva capacidad desplazaría a unidades más costosas que tendrían que ser despachadas en su ausencia. En algún punto, la diferencia entre el costo variable de la unidad desplazada y el costo variable de la nueva unidad de carbón sería lo bastante grande como para justificar la inversión. El momento en que ese punto sea alcanzado dependerá de cuán rápidamente crece la demanda y del rendimiento requerido y necesario para atraer inversiones para la nueva capacidad. Un rendimiento más alto requerido implica una diferencia mayor entre los dos costos variables y, por lo tanto, un crecimiento más grande de la demanda.

El rendimiento requerido depende, a su vez, tanto del costo de la planta como del riesgo percibido. En algún punto, los resultados del riesgo percibido en un rendimiento requerido y que es efectivamente infinito – o, poniéndolo de otra manera, requiere de un período de reembolso que es demasiado corto para permitir la construcción y amortización de la planta de carbón.

El sector de electricidad Dominicano probablemente se encuentre en ese punto hoy. Actualmente, no existe un rendimiento en perspectiva que pudiera atraer inversión para la nueva planta de carbón: el período de reembolso par dicha planta es demasiado extenso y las incertidumbres demasiado grandes. Sin cambios que reduzcan el riesgo hasta un nivel manejable, es probable que la nueva capacidad sea añadida en el futuro como lo fue en su mayor parte en el pasado: con unidades de diesel que puedan ser rápidamente traídas en línea, especialmente si están montadas sobre barcazas, se puede, en caso necesario, retirarla del mercado.

2.1.3 Contratos a Largo Plazo

Se tratan acá los contratos a largo plazo bajo los cuales las compañías distribuidoras compran la mayor parte de su energía. La mayoría de los contratos fueron negociados como parte del Acuerdo de Madrid en el 2001 (de aquí en adelante se denominara simplemente Madrid). El contrato que rige la venta de energía de la unidad GNCC de Andrés AES fue firmado en 2002, aunque sigue el mismo patrón de los contratos de Madrid.

⁵ Recientemente, los precios del carbón no han sido estables. Sin embargo, los hechos físicos básicos – una gran cantidad de recursos carboníferos conocidos que pueden ser extraídos mediante tecnología

existente – deberían garantizar que los precios futuros sean generalmente más estables para el carbón que para el petróleo o el gas natural.

La parte está dividida en cuatro secciones. La primera describe la estructura de los contratos de Madrid, y la segunda describe las principales funciones que deben ser servidas por los términos de precio de los contratos; estas son las de aislar las utilidades de la compañía generadora de las fluctuaciones en el precio del combustible, y permitir que la compañía gane una utilidad razonable. Las dos últimas secciones evalúan el desempeño real de esas funciones de esos contratos.

Descripción de los Contratos

Los contratos varían en el detalle de sus términos de precios, pero la estructura de esos términos es similar. El precio consiste de tres elementos. Uno es un coste de capacidad que se basa en la capacidad que el contrato cubre. Se ajusta el coste de capacidad en base a cambios en el CPI, pero el ajuste es limitado a un máximo de dos por ciento por año.

Los otros dos elementos incluyen dos partes del coste de energía. El coste de energía se basa en la cantidad de energía entregada al comprador. Una parte del coste de energía, referida aquí como el elemento CPI, también es ajustada en base al CPI, pero sin el límite de dos por ciento anual. La otra parte, referida aquí como el elemento costo de combustible, es ajustada en base al precio publicado de un combustible de referencia.

Los términos de precio del contrato bajo el cual Unión Fenosa vende energía a EDE Norte ilustrarán la estructura. El contrato establece un coste inicial de capacidad de \$US6.98, el cual es ajustado en base al CPI y sujeto a un límite de dos por ciento anual. Establece un coste de energía inicial total de \$US0.055. De ese total, 30 por ciento (\$US0.0165) es ajustado en base al CPI sin límite alguno. El otro 70 por ciento (\$US0.0385) es ajustado en base al precio publicado de Gulf Coast de sulfuro No. 6 al tres por ciento.

La base contractual para el CPI es marzo de 2001, cuando el CPI se quedó en 176.2. La base contractual para el No. 6 es de \$US7.60 por barril.

Los otros costos difieren en los porcentajes del coste de energía asignado al CPI y los elementos de costo del combustible y en el combustible utilizado para el precio de referencia. Algunos también ajustan el elemento CPI por solo un porcentaje del cambio en el CPI. Sin embargo, en todos los contratos el precio consiste de tres elementos, dos ajustados en base al CPI y el tercero ajustado en base al precio publicado de algún combustible.

Funciones de los Contratos

Costos de Combustible

Los contratos a largo plazo para la venta de energía típicamente separan el costo de combustible de la compañía generadora de sus otros costos, incluyendo sus utilidades. Una cláusula de ajuste del combustible aísla las utilidades de la compañía de los cambios en el costo del combustible, ajustando el precio del contrato para reflejar los cambios en

ese costo. El riesgo de cambios en el costo de combustible es desviado de la compañía generadora a la compañía distribuidora y, finalmente a los clientes minoristas de la compañía distribuidora.

La razón para este desvío del costo es que no existe generalmente una alternativa práctica en los contratos a largo plazo para la venta de energía. Los costos de combustible constituyen una gran parte de los costos de un generador la que no es controlable ni predecible por parte del generador. Si se requiriera que los generadores asuman el riesgo, muy pocos estarían dispuestos a celebrar contratos a largo plazo, y aquellos que lo hicieran, lo harían solamente a cambio de una prima de riesgo cuantiosa.

La manera más simple de aislar las utilidades de un generador de los cambios en sus costos de combustible, es ajustar el precio de venta basado directamente en esos cambios. Sin embargo, esto pone al comprador frente al riesgo de decisiones de compra de combustible imprudentes, desafortunadas o corruptas por parte del generador. En consecuencia, es habitual basar el ajuste no en los costos de combustible propios del generador, pero sí en el precio publicado de algún combustible de referencia.

El objetivo al establecer una cláusula de ajuste del combustible en base a un precio de referencia es el de producir cambios en el precio que se equipare aproximadamente a los cambios en los costos de combustible del generador. Un cláusula de ajuste basada en un precio de referencia podría fracasar en este objetivo por dos razones: por utilizar un precio de referencia inapropiado, o la unidad de peso asignada por el contrato al precio de referencia podría ser demasiado grande o demasiado pequeña.

Otros Costos

El precio del contrato, excluyendo la cláusula de ajuste del combustible, es utilizado para recuperar los costos del generador que no impliquen combustible. Estos incluirán algunos costos variables, aunque esos costos son típicamente reducidos. En su mayoría el resto de los costos son fijos: costos fijos de operación y mantenimiento, impuestos, depreciación, intereses, y utilidades.

Si esos costos son recuperados solamente mediante un coste de capacidad, las utilidades del generador serán fijas en el momento en que se firme el contrato. Si parte de los costos es recuperada mediante el coste de energía, sus utilidades serán afectadas por la cantidad de energía vendida bajo el contrato.

Los Contratos del Acuerdo de Madrid

En los contratos a largo plazo bajo el Acuerdo de Madrid, lo que se denomina aquí como el elemento de costo de combustible del coste de energía, sirve como una cláusula de ajuste de combustible. Los precios publicados para el No. 6, gas natural o carbón, son utilizados como precios de referencia, dependiendo de la generación estipulada en el contrato. Debido a que el elemento costo de combustible no se basa en los costos de combustible propios del generador, crea un incentivo para que el generador minimice el monto que realmente gasta en combustible.

El coste de capacidad y el elemento CPI del coste de energía recuperan los costos que no sean de combustible, incluyendo utilidades. Considerando que el elemento CPI excede sobremedida a los costos variables de operación, los ingresos provenientes de ese elemento también contribuyen a la recuperación de los costos fijos. Las utilidades de un generador, según los contratos del Acuerdo de Madrid dependen, por lo tanto, de la cantidad de energía vendida, dando a los generadores un incentivo para maximizar sus ventas bajo el contrato.

Desempeño del Elemento Costo de Combustible del Cargo de Energía

La Tabla A-1-2 resume el manejo del elemento costo de combustible del coste de energía en contratos para la venta de generación de carbón Itabo, generación de gas natural AES, y generación de No. 6 Fenosa. En todos los contratos el elemento costo de combustible aplicable durante julio de 2004 “sobre-recuperó” el costo promedio de combustible del generador por el mes.¹⁴ La sobre-recuperación fluctúa de un cuarto de centavo en el caso de AES a más de dos centavos en el caso del contrato de generación de carbón Itabo.

Al evaluar los resultados que se muestran en la Tabla, se debe tener en mente dos puntos. Primero, ningún precio de referencia es probable que siga con exactitud a los costos de combustible del generador, a no ser de que el contrato bajo el cual el generador compra su combustible se base en el mismo índice. Segundo, los resultados que se muestran en la Tabla son instantáneos (en el momento de recopilación de los datos). Un muestreo limitado indica que la relación entre el componente de costo de combustible del coste de energía y los costos reales de combustible del generador puede variar de un mes a otro. Por estas razones, los resultados para los contratos de AES y Unión Fenosa elevan la posibilidad de que sus términos de precio son “apalancados” – cambios en los costos del combustible producen un mayor cambio en el componente de costo de combustible del coste de energía. Sin embargo, no establecen definitivamente que este sea el caso.

El contrato Itabo es otra cuestión. La explicación de la diferencia de dos centavos es improbable que se deba a una imprecisión en la elección del índice o una simple fluctuación de mes a mes entre la cláusula de precio y el costo de combustible. La explicación más probable se encuentra en el hecho de que el carbón, a diferencia del petróleo o el gas natural, puede ser comprado en forma rutinaria, según los contratos a largo plazo, a precios fijos o gradualmente elevados. Si Itabo compra su carbón bajo dicho contrato, el costo de su combustible está protegido contra grandes fluctuaciones durante la vida del contrato. Esta explicación gana cierta credibilidad considerando el hecho de que los costos reales de combustible de Itabo se acercan estrechamente al elemento costo de combustible *no ajustado*.

¹⁴ Para el costo real, se ha utilizado un promedio de los costos de fuel reportados para las cuatro semanas que finalizan el 30 de julio.

Tabla A-1-2
Manejo del Componente Costo de Combustible del Coste de Energía

	AES	Itabo	Union FENOSA
Coste de energía Base	\$0.04417	\$0.055	\$0.055
Peso, componente combustible	43.70%	40.00%	70.00%
Componente costo de fuel base	\$0.01930	\$0.0220	\$0.0385
Combustible de referencia	NYMEX Henry Hub	Coal	Gulf Coast 3% sulfuro No. 6
Precio de referencia base	\$2.58/MMBtu	\$28.65/Ton	\$17.00/BB1
Precio de referencia, Julio, 2004	\$6.00	\$54.77	\$24.89
Componente costo fuel, Julio, 04	\$0.04489	\$0.0420	\$0.0564
Costo fuel promedio real, Julio	\$0.04239	\$0.0203	\$0.0508
Sobre-recuperación	\$0.00250	\$0.0217	\$0.0056

Desempeño del Elemento CPI del Coste de Capacidad y Coste de Energía

Como se menciona arriba, una evaluación del manejo del elemento costo de combustible del coste de energía está sujeta a ciertas incertidumbres, aunque éstas son mucho más pequeñas que las referentes a la evaluación de componente CPI del coste de energía. La cuestión con respecto a esos precios es si se les dará a los generadores la oportunidad de ganar una utilidad “razonable” siempre que los generadores recibieran oportuna y plenamente sus pagos, de acuerdo con los términos del contrato.

Se han tomado dos enfoques en respuesta a esa cuestión. Ambos se basan en datos financieros del año 2002 porque no hemos podido obtener datos de un período más reciente. Sin embargo, aún si estuviera basado en datos mas recientes, ningún enfoque puede ser más crudo que una cruda aproximación a la cuestión planteada.

El primer enfoque compara las utilidades reportadas por las compañías con su inversión de accionistas, incluyendo utilidades reinvertidas. Se excluye a Seaboard de la comparación porque venden toda su energía bajo contratos no regulados y en el Mercado “spot”. Para el 2002, el resto de las compañías, excepto Haina, obtuvieron utilidades de RD\$524.1 millones sobre una inversión de accionistas de RD\$7,786.8 millones, por un rédito de 5.73 por ciento. Haina reportó sus resultados en dólares Americanos y tuvo un rédito de 6.94 por ciento. Ninguna de estas cifras puede ser considerada excesiva. Ciertamente, ambos réditos serían inadecuados para una inversión justa en cualquier Mercado.

El Segundo enfoque calcula una tasa basada en costos estimados por kWh, utilizando la inversión neta reportada en 2002 por kWh de ventas como la base para calcular retorno y depreciación y costos actuales de combustible para ese elemento. Sólo Haina e Itabo reportaron datos financieros del 2002 necesarios para los cálculos. Para ellos el resultado fue de \$US\$0.075 para Haina y \$US\$0.104 para Itabo, cifras que apenas se aproximan a los precios que ahora se están cargando bajo contratos a largo plazo.

Ambos enfoques sugieren que es dudoso que los contratos permitan a los generadores ganar utilidades claramente excesivas si éstos recibieran sus pagos plenamente por la

energía que suministran. En consecuencia, reducir las utilidades a los generadores no es un aporte significativo para resolver los problemas actuales de la industria.

Estas conclusiones están sujetas a una condición. No toman en cuenta la posibilidad de que una o más de las compañías generadoras estuvieran ganando utilidades adicionales significativas mediante el elemento costo de combustible del costo de energía. Sin embargo, si los resultados mostrados en la Tabla A-1-2 son tentativamente aceptados como típicos, el monto promedio implicado en este tema es sustancialmente menor que un centavo por kWh.

2.1.4 Conclusiones con Respecto al Sector de Generación

Las conclusiones de esta sección del informe pueden ser resumidas como sigue:

Planta Física

1. Generación con la planta existente
 - a. El costo de generación de energía probablemente no podría ser significativamente reducida con la planta existente y las restricciones financieras.
 - b. El costo de generación de energía con la planta existente podría ser reducida si los generadores pudieran recibir sus pagos plenamente, y si existiera una certeza razonable de que continuarán así en el futuro, aunque no es posible cuantificar la reducción que se lograría.
2. La adición de nuevas unidades generadoras para satisfacer la demanda existente: Los costos variables de generación necesarios para satisfacer la demanda existente podrían ser reducidos mediante la adición de una capacidad de generación basada en el carbón, aunque la reducción probablemente no justificaría el costo de capital de esa capacidad.
3. Adición de nuevas unidades de generación para satisfacer el crecimiento de demanda
 - a. Sin inversión en nuevas unidades, el crecimiento de demanda a corto y mediano plazo tendrá que ser satisfecha por energía generada por unidades cada vez más costosas.
 - b. Esa inversión sería económicamente justificada, pero para atraer la inversión necesaria se tendrá que proporcionar la seguridad de que los contratos serán efectuados de acuerdo con sus términos.

Contratos a Largo Plazo

4. Los contratos a largo plazo han creado fuertes incentivos para que los generadores minimicen el costo de generar energía.
5. Para el No. 6, el componente de costo de combustible del costo de energía parece no estar bien redactado. No aísla las utilidades del generador de los cambios en el costo de combustible. Reduce las utilidades cuando los costos de combustible están bajando y las incrementa cuando estos suben.
6. Con la posible excepción del problema que se acaba de mencionar, parece dudoso que los contratos a largo plazo puedan producir utilidades excesivamente grandes aun si los generadores son plenamente pagados de acuerdo con los términos de sus contratos.

Un punto importante que se debe tener en mente al evaluar estas conclusiones es que están dirigidas al costo de energía generada, visto desde dos perspectivas. Las conclusiones referidas a la planta física están dirigidas a los costos en los que incurren los propios generadores. Las conclusiones referidas a los contratos a largo plazo están dirigidas al precio que las compañías distribuidoras deben pagar a las generadoras bajo contratos a largo plazo.

Las dos perspectivas están estrechamente relacionadas en el momento de negociar o renegociar un contrato. Si están estrechamente relacionadas durante la ejecución de un contrato, esto dependerá de los términos del contrato. El precio establecido por un contrato puede que esté directamente vinculado a los costos reales del generador; esto es lo que muy probablemente ocurra en cuanto a los costos de combustible del generador. Por otro lado, los términos de precio del contrato puede que no hagan referencia a todos los costos del generador. Las negociaciones que dieron como resultado esos términos han sido influenciadas por suposiciones con respecto a esos costos. Sin embargo, una vez que las negociaciones han concluido y el contrato ha sido firmado, no existe mayor necesidad de referirse a los costos reales del generador.

Modelo de Generación

Una Buena parte del análisis de la planta física en el informe se basa en un modelo de Excel de la generación térmica Dominicana. El modelo utiliza datos incluidos en publicaciones del Organismo Coordinador (OC) o provistas por el OC para este estudio. Para cada unidad de generación, los principales datos utilizados son su tecnología, combustible, tasa calórica y capacidad, y el precio de su combustible para la semana que finalizó el 27 de agosto de 2004. Las unidades y sus características se encuentran en la Tabla A-2 al final del Anexo.

Para un costo variable marginal, el modelo retorna el monto de energía despachada y el costo variable promedio del combustible y no-combustibles. Los costos de combustible son el precio intermedio para cada combustible que las compañías reportaron al OC para la semana que finalizó el 27 de agosto de 2004. La Tabla A-1 de más abajo muestra los precios y proporción de cada precio con el precio del No. 6. El precio está en dólares americanos por gigajoule. Un gigajoule es igual a cerca de 950,00 unidades térmicas Británicas (0.95 MMBTU) o al monto de energía contenido en 930 pies cúbicos de gas natural de contenido calórico típico.

Tabla A-1
Precios de Combustible Intermedios (\$US/gigajoule)
Para la Semana que Finalizó en Agosto 27, 2004

Combustible	Precio Intermedio	Ratio a Precio No. 6
Carbón	\$2.025	0.45
No. 6	\$4.459	1.00
Gas Natural	\$6.271	1.41
No. 2	\$9.725	2.18

Con la excepción de unas pocas unidades que aparentemente fueron retiradas del suministro de energía a la red, el modelo asume que todas las unidades están disponibles. Por lo tanto, asume que las unidades no están fuera de servicio por falta de combustible u otras razones. La Tabla A-2 de la siguiente página proporciona información referente a las unidades generadoras incluidas en el modelo.

Con una excepción, el modelo también asume que las unidades disponibles son despachadas en estricto orden de mérito. La excepción es la unidad de gas natural de ciclo combinado AES Andres. Andres es la unidad de costo más bajo clasificada por el OC como capaz de contribuir a la regulación de frecuencia.¹⁵ Por lo tanto, se asume que

¹⁵ Todas las unidades térmicas con costos variables más bajos que los de Andres son el carbón o el diesel No. 6. Las unidades diesel son a veces usadas para control de frecuencia en otros sistemas, pero el OC no clasifica unidades diesel como capaces de esa función para la industria Dominicana. Por lo tanto, para control de frecuencia, las alternativas para la unidad Andres son unidades de no-diesel que usan No.6 o No.2. Todas estas unidades tienen costos variables más altos que Andres).

va a ser despachada aún cuando la demanda podría estar plenamente satisfecha por las unidades con costos variables más bajos. En la práctica, Andres con frecuencia sería despachada bajo estricto orden de mérito.

El modelo también permite una o más unidades hipotéticas de carbón o gas natural de ciclo combinado para su adición al sistema. Cuando se las añade, son colocadas en la misma base que las unidades existentes al determinar el orden de mérito en el despacho. Se asume que la unidad GNCC Andres es adecuada para el control de frecuencia. Cualquier otra unidad de GNCC está, por lo tanto, sujeta al estricto orden de mérito de despacho.

El modelo es una simplificación exagerada. A veces es necesario sacar alguna unidad del orden de mérito a fin de proporcionar energía en alguna zona aislada. Asimismo, aún cuando no existe falta de combustible, las unidades puede que no estén disponibles debido a mantenimiento programado o no programado o a fallas en el equipo. Estos aspectos pueden ser introducidos manualmente para las unidades, pero el modelo no tiene provisiones sistemáticas para estos. No obstante, se cree que capta aspectos importantes del sector de generación Dominicano y proporciona la base para evaluar el significado de los temas principales que afectan al sector.

Tabla A-2
Características de Unidades Generadoras en el Modelo

Unidad	Propietario	Tipo	Fuel	Capacidad	Tasa Calor. Kj/kWh
Itabo II	Itabo	Vapor	Carbón	115.0	10,865.00
Itabo I	Itabo	Vapor	Carbón	128.0	11,124.00
Barahona Carbón	Haina	Vapor	Carbón	53.6	12,803.00
Sultana del Este	Haina	Diesel	No. 6	153.0	8,299.00
Monte Rio	Monte Rio	Diesel	No. 6	100.1	8,499.00
Seaboard EDM	Seaboard	Diesel	No. 6	73.5	8,760.74
Palamara	Union Fenosa	Diesel	No. 6	95.1	8,908.13
La Vega	Union Fenosa	Diesel	No. 6	73.6	8,958.47
CEPP-II	CEPP	Diesel	No. 6	39.2	9,125.00
CEPP-I	CEPP	Diesel	No. 6	11.2	9,161.11
Seaboard EDN	Seaboard	Diesel	No. 6	37.8	9,545.00
Manzanillo III	Haina	Diesel	No. 6	1.4	9,620.00
Metaldom*	Metaldom		No. 6	42.0	9,709.66
AES Andres	AES	NGCC	NG	285.0	7,226.00
Haina IV	Haina	Diesel	No. 6	60.0	12,376.00
Smith**	Smith Enron	Vapor	No. 6	66	12,909.19
Pto Plata II	Haina	Vapor	No. 6	39.0	13,050.00
Pto Plata I	Haina	Vapor	No. 6	27.6	13,050.00
Haina I	Haina	Vapor	No. 6	54.0	13,302.00

* Metaldom es una firma industrial que vende parte de su energía a la red.

** Smith-Enron puede operar en varios diferentes modos. El modo indicado tiene el costo variable más bajo en los precios actuales del combustible.

Tabla A-2 (cont.)

Unidad	Propietario	Tipo	Fuel	Capacidad	Tasa Calor Kj/kWh
Haina II	Haina	Vapor	No. 6	38.0	13,386.00
Los Mina VI	AES	Gas T.	NG	103.0	10,528.00
Los Mina V	AES	Gas T.	NG	103.0	11,006.00
CESPM - II	IPP	Diesel	No. 2	99.7	7,944.72
CESPM - III	IPP	Diesel	No. 2	96.3	7,944.72
CESPM - I	IPP	Diesel	No. 2	98.5	7,944.72
Maxon	IPP	Diesel	No. 2	30.0	9,885.90
A. Barril	IPP	Diesel	No. 2	6.3	10,922.44
Montecristi	IPP	Diesel	No. 2	12.0	10,965.00
La Isabela	IPP	Gas T.	No. 2	1.5	11,695.52
S.G. de Boyá	IPP	Gas T.	No. 2	1.5	11,695.52
Sabana de la Mar	IPP	Gas T.	No. 2	3.5	11,695.52
Yamasá	IPP	Gas T.	No. 2	3.0	11,695.52
Oviedo	IPP	Gas T.	No. 2	0.8	11,695.52
Dajabon	IPP	Gas T.	No. 2	3.9	11,708.00
CESPM - I (TG)	IPP	Gas T.	No. 2	---***	11,721.22
CESPM - II (TG)	IPP	Gas T.	No. 2	---***	11,721.22
CESPM - III (TG)	IPP	Gas T.	No. 2	---***	11,721.22
Haina (TG)	Haina	Gas T.	No. 2	100.0	11,880.00
Victoria I	IPP?	Gas T.	No. 2	103.5	11,909.19
Manzanillo II	Haina	Diesel	No. 2	0.8	12,502.00
Dies. Pimentel	IPP	Diesel	No. 2	55.0	12,560.00
Higuamo II	Itabo	Gas T.	No. 2	34.5	12,705.00
Higuamo I	Itabo	Gas T.	No. 2	34.5	12,819.00
Itabo I TG	Itabo	Gas T.	No. 2	34.5	12,834.00
Itabo II TG	Itabo	Gas T.	No. 2	34.5	12,965.00
Itabo III TG	Itabo	Gas T.	No. 2	34.5	13,138.00
San Pedro (TG)	Haina	Gas T.	No. 2	32.1	18,257.00
Barahona (TG)	Haina	Gas T.	No. 2	32.1	18,257.00

***Imposible encontrar información sobre capacidad.

Anexo 2

Reporte en extenso para la Tarea 5

Dra. Elisa Veras

Antecedentes:

Tras la reestructuración del sector eléctrico llevada a cabo al amparo de la Ley de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 del 24 de junio de 1997, uno de los principales retos de las nuevas sociedades distribuidoras de electricidad creadas con el aporte de los activos de la Corporación Dominicana de Electricidad (hoy denominada “Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales”) y la inyección de capital de inversionistas privados, era disminuir las pérdidas por fraude.

La penalización por el robo de energía eléctrica venía dada por la Ley No. 847 de 1935 (Gaceta Oficial No. 4768) y en estricto rigor, las Resoluciones 235 y 236 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio otorgaban un marco jurídico en virtud del cual, en la gestión de las distribuidoras, frente al usuario, el espacio de participación de la Superintendencia de Electricidad, no propiciaba la intervención de la SIE en los casos de evasión de las obligaciones de los usuarios. En ese sentido, el artículo 111 de la Resolución 236 del 30 de octubre de 1998 (hoy derogada) facultaba a la SIE para “*atender las consultas del público sobre el suministro de electricidad, sus derechos y obligaciones, así como los de los proveedores*”, sin que tal intervención diera lugar a situaciones inadecuadas, especialmente en cuanto se refiere a la detección y persecución del fraude, que se mantenía como una disposición de carácter penal que seguía las reglas del derecho penal dominicano.

Posteriormente, en julio de 2001, se promulga la Ley General de Electricidad (en lo adelante, LGE) que, por un lado trae consigo la configuración del delito de sustracción de energía eléctrica como un delito sujeto a la pena del artículo 401 del Código Penal (artículos 124 y 125 de la LGE) y por otro lado, la creación de la Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad cuya función es “*atender y dirimir sobre los reclamos de los consumidores de servicio público frente a las facturaciones, mala calidad de los servicios o cualquier queja motivada por excesos o actuaciones indebidas de las empresas distribuidoras de electricidad*” (Art. 121 de la LGE). En fecha 19 de julio de 2002, fue dictado el Decreto No. 555 que crea el Reglamento de la LGE.

En ocasión de la promulgación del Reglamento de la LGE, funcionarios públicos del sector energía dieron declaraciones a la prensa informando a la opinión pública que “el voluminoso documento, dotado de más de 400 disposiciones, quita también la facultad que se habían atribuido las empresas distribuidoras para responsabilizar y penalizar a los usuarios que por sus propios criterios esas entidades entendían que cometen fraudes con la energía eléctrica que consumen”. Igualmente, Julio Cross, entonces Superintendente de

Electricidad, declaró que *“podemos anunciar con mucha satisfacción que el usuario, el verdadero protagonista, el segmento más importante del sector eléctrico está debidamente representado en este reglamento y tendremos un instrumento valioso para poder defender y cumplir con nuestra principal función en la Superintendencia de Electricidad, que es defender los intereses del consumidor”*, Expresamente, el funcionario se refirió a que *“por ejemplo, la Superintendencia de Electricidad ha asumido la tarea de dictaminar si realmente hubo o no hubo fraude, porque hasta este momento las empresas distribuidoras sencillamente iban a un contador, ellos determinaban que era fraudulento el consumo y adoptaban medidas como juez y como parte también, pero esa distorsión ha sido corregida en el reglamento y en lo sucesivo la Superintendencia de Electricidad es el organismo que determinará si hubo o no hubo fraude antes de que las distribuidoras puedan tomar medidas contra un usuario, que podría ser inocente, pero también puede ser fraudulento”* (Listin Diario, 20 de julio de 2002, sección La República).

El 15 de septiembre de 2002, en un discurso del Ex/Presidente Hipólito Mejía que fue televisado en cadena nacional y reproducido en los periódicos del día siguiente, este decía *“Las empresas distribuidoras deben mejorar su capacidad de cobro. Pero sin abusar del consumidor, de la gente, el centro del quinto pilar de este nuevo compromiso para el sector eléctrico. Respaldaremos todas las medidas que sean necesarias, para eliminar el fraude de la energía eléctrica, pero también, las que sean necesarias para evitar que las empresas distribuidoras abusen de los consumidores. Nadie podrá ser obligado a pagar por la energía que no ha consumido. El hecho de que apoyaremos las medidas para la reducción del fraude, no quiere decir, que el Gobierno concederá a las distribuidoras una licencia para abusar. Todo lo contrario. Que todos escuchen bien. El fraude y el abuso, no son exclusividad de algunos consumidores. Señora Secretaria de Industria y Comercio y Presidente de la Comisión Nacional de Energía. El Poder Ejecutivo le solicita convocar de urgencia a la Comisión Nacional de Energía, para que esta misma semana le someta un Proyecto de Decreto, de reforma del Reglamento de la Ley General de Electricidad, para aumentar la penalidad que deberán pagar las distribuidoras a los consumidores, cuando se demuestre que estas han abusado. Si al consumidor se le obliga a pagar injustamente una multa de mil pesos, la empresa distribuidora debería pagar a ese consumidor 10 mil, es decir, 10 veces más. Eso y no otra cosa, es lo que el Poder Ejecutivo espera de ese proyecto”*.

Cuatro días después, se emitía el Decreto No. 749-02 de fecha 19 de Septiembre de 2002 (que modificaba el Decreto 555 y que en lo adelante ambos serán denominados como “el Reglamento”) según el cual la Empresa Distribuidora que detecte o reciba denuncia de fraude lo informa a la Unidad Operativa Antifraude (en lo adelante “UOAF”), compuesta por representantes del Ministerio Público y de la Policía Nacional, quienes se hacen acompañar por un representante de la Superintendencia de Electricidad, para el procedimiento de levantamiento de acta de infracción. El acta de infracción debía servir de base aceptable al Ministerio Público para poner en movimiento la acción pública, por violación al artículo 401 del Código Penal. Las penas son de quince días a dos años, dependiendo del monto robado, y la multa hasta RD\$500.00, sin perjuicio del cálculo de la energía no pagada que deberá asumir el usuario detectado en fraude. De igual modo, cuando se trata de sospecha de fraude, la unidad operativa antifraude procederá a retirar

el equipo, introducirlo en recipiente, instalar nuevo medidor, levantar acta, y remitir equipo a DIGENOR.

En efecto, y al tenor del reglamento citado, la Distribuidora efectúa el cálculo de la energía y/o potencia a recuperar, y aplicando un plazo que va desde la detección de la irregularidad hasta la fecha de la última normalización completa del suministro, y que podrá retrotraerse en el tiempo, salvo prueba en contrario. Sin embargo, el usuario podrá, en cualquier etapa del procedimiento, llegar a un acuerdo con la Distribuidora para regularizar su situación, en cuyo caso dicha empresa se desinteresará de la acción judicial y notificará a la Superintendencia de Electricidad. Si el usuario realiza una reclamación respecto de la existencia o no de fraude, ante la Superintendencia de Electricidad, esta debe emitir su dictamen en un plazo de 5 días hábiles. Las Distribuidoras estarían obligadas a aportar las pruebas del fraude y solo si la Superintendencia determina que no hubo fraude, ordenará la reconexión.

En la misma fecha de emisión del decreto mencionado, el ex administrador de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), Ing. César Sánchez, advirtió *“que el Gobierno podría asumir a las empresas distribuidoras de electricidad con todas las consecuencias que una medida de esa naturaleza implique”* (Listin Diario, 19 de septiembre de 2002, Sección El Dinero). Durante el mismo mes de septiembre, El entonces superintendente Julio Cross, llamó a las empresas a ser "cuidadosas" a la hora de calificar de fraudulentos a los usuarios, aun cuando admitió que las Distribuidoras *“trabajan en un mercado en el cual existe poca cultura del pago en lo referente a ese servicio”* (Listin Diario, 30 de septiembre de 2002).

En Octubre de 2002, la prensa dominicana recogió declaraciones del entonces Superintendente de Electricidad, Julio Cross, pidiendo a los *“usuarios no aceptar aumentos tarifas de consumo fuera de lo establecido”* y expresando que *“la Superintendencia está para defender a los consumidores frente a las distribuidoras de electricidad”* (Diario El Expresso, 15 y 17 de Octubre de 2002).

Probablemente en relación con las disposiciones del Reglamento citadas y de la Resolución No. 57-2002 del 18 de diciembre del 2002 dictada por la Superintendencia de Electricidad (en lo adelante, “SIE”) que facultó a la Oficina de Protección al Consumidor a emitir “órdenes de crédito” a favor de los usuarios que reclamasen por cobros “excesivos” de las empresas distribuidoras, en un alto porcentaje de casos, los usuarios detectados en fraude por parte de las empresas distribuidoras, acuden a la Oficina de Protección al Consumidor a reclamar la intervención de la Superintendencia en su favor.

Durante el año 2003, más del 65% de reclamaciones de usuarios frente a la Oficina de Protección al Consumidor (en lo adelante, “Protecom”) fueron declaradas procedentes por parte de la SIE y un 66.39% de los casos, se ordenó a la Distribuidora acreditar pagos a favor de los consumidores. Para el período enero-junio del año 2004, el 56% de las reclamaciones recibidas se habían declarado procedentes, y en un 48% de los casos, se

había ordenado a las distribuidoras acreditar a los usuarios reclamantes, sumas de dinero¹⁶.

En el curso de las reuniones y entrevistas que se han celebrado, así como a partir del análisis de las disposiciones legales vigentes, se han identificado barreras para el cobro de la energía eléctrica servida por las distribuidoras, tanto e materia de fraude como en el caso de la recuperación de la energía facturada y no pagada.

Barreras identificadas

Las principales barreras encontradas se derivan de la propia reglamentación. Los cambios y modificaciones del Reglamento de la LGE sin el adecuado cuidado para evitar contradicciones con la Ley, con otros articulados del propio reglamento, y con el derecho común dominicano, han ocasionado dificultades algunas que se derivan de disposiciones contradictorias en la propia norma, otras del fondo mismo de la reglamentación.

En ese sentido, destacan las siguientes:

1. La LGE ha constituido la sustracción de energía eléctrica como un delito de tipo penal (artículos 124 y 125 de la LGE). En consecuencia, toda la competencia para decidir si existe o no fraude es de los tribunales penales. La atribución consentida a la SIE en el Párrafo IV del artículo 494 del Reglamento es ilegal¹⁷.
2. La contradicción es aún más evidente al examinar el literal f del Párrafo I del Art. 492 del Reglamento, según el cual, una vez se levanta el acta de infracción, el Ministerio Público pone en movimiento la acción pública, de donde se deduce que la intención primera es que no hay lugar a intervención de la SIE una vez se levanta el acta de fraude.
3. En adición, la situación de que el Ministerio Público es en estricto rigor la autoridad pública principal de la brigada de la Unidad Operativa AntiFraude, sin la formación profesional adecuada hace depender del funcionario de la SIE o de la Distribuidora la determinación del delito. La ausencia de tipificación de las infracciones descritas en los artículos 124 y 125 de la Ley dificulta el consenso en el levantamiento del acta de infracción.
 - i. No obstante lo anterior, el procedimiento de persecución de la infracción descrito en los Artículos 492 y siguientes del Reglamento puede ser considerado costoso cuando se trata de la persecución de la infracción en los sectores denominados PRA¹⁸, y en ese sentido, el

¹⁶ Datos tomados de la Pagina Web de la Superintendencia de Electricidad el 14 de Septiembre de 2004.

¹⁷ En el derecho dominicano, el Reglamento es un instrumento inferior a la Ley. Por ende, en caso de conflicto debe primar la Ley. En la especie, la intervención de la SIE entra en evidente contradicción con las disposiciones del derecho común dominicano, según las cuales, una vez apoderado el Ministerio Público de la comisión de una infracción, la puesta en movimiento de la acción pública sólo puede terminar con la sentencia de un juez que posea la autoridad de la cosa irrevocablemente juzgada.

¹⁸ Los sectores PRA se derivan de un Programa de Reducción de Apagones puesto en marcha por el Gobierno Dominicano para sectores en los que el precio de la energía y la gestión de cobro de la Distribuidora no se correspondían con el nivel de marginalidad de los mismos, según se alegó en su oportunidad.

objetivo de la reglamentación no parece satisfactorio para este propósito, generándose una discriminación favorable para el usuario fraudulento de estos sectores.

4. Consecuencia de la atribución consentida en el Reglamento, precedentemente citada, Protecom ha estado interviniendo frente a reclamos de los usuarios. Tales reclamaciones persiguen, por un lado, la negación de los casos de fraude detectados, y en segundo lugar, la disminución de los montos a ser pagados a las Distribuidoras, según se describen en el Párrafo II del artículo 492 del Reglamento. Esta intervención del Protecom se ha constituido en una tercera barrera al cobro de las sumas adeudadas, en tanto que se ha centrado en el rechazo a la determinación del fraude y en la reducción de las sumas a pagar sin considerar que:
 - i. Para la determinación del fraude no es imprescindible la presencia de un oficial de la SIE en razón de la contradicción existente entre los decretos Nos. 749 y 748-02 de conformación del Programa de Apoyo a la Eliminación del Fraude (en lo adelante, “PAEF”), que hace facultativa la presencia del oficial de la SIE cuando se detecta el fraude. Y en todo caso, el artículo 491 del Reglamento faculta a las empresas Distribuidoras a realizar operativos de “regularización”¹⁹.
 - ii. No se ha promulgado oficialmente la tabla homologada de consumos necesaria para el cálculo adecuado de las sumas a ser pagada como deuda generada a favor de la distribuidora en ocasión del fraude²⁰.
 - iii. En todo caso, la intervención del Estado debe tender a la sanción del fraude, y por tal motivo parte de las sumas recaudadas por estos conceptos se destinan tanto al Protecom, como al Ministerio Público como a los programas relacionadas con el incentivo de fuentes de energía renovable (según el Artículo 492 del Reglamento). Sin embargo, esto deriva en una pérdida para las empresas Distribuidoras que no alcanzan a recuperar el valor de la energía servida y dejada de facturar.
5. Una cuarta situación que se deriva de la intervención del Protecom es la reconexión del usuario ya sea por orden del Protecom, sin que se haya determinado la procedencia del reclamo o sin que se reconozcan los valores a pagar a favor de la Distribuidora o en todo caso, sin que se penalice al usuario que

¹⁹ Respecto de los casos de regularización de consumos no registrados a causa de irregularidad no intencional en la medición o apropiación de energía, el Artículo 491 del Reglamento permite a la empresa de distribución realizar las comprobaciones necesarias y levantar el acta correspondiente, en presencia del cliente o su representante, notificar dicha acta a la SIE y facturar los consumos no registrados, de acuerdo con la “Tabla de Homologación de Consumos” que apruebe la SIE, por el tiempo en que permaneció la irregularidad, sin que pueda exceder de cinco meses.

²⁰ Esta tabla de consumos que debe ser homologada por la SIE aplica no solo para los casos de fraudes detectados en virtud del 492 y siguientes del Reglamento, sino también para los consumos no registrados de manera involuntaria, detectados conforme a los operativos del 491 del Reglamento, según hemos mencionado.

- se reconecta ilegalmente en tanto se dirime el conflicto ante el organismo de protección al consumidor²¹.
6. Respecto del cobro de la energía facturada, la principal dificultad se deriva del uso de las reclamaciones por alta facturación (o facturación excesiva) ante el Protecon como un instrumento para evadir el pago a tiempo a la Distribuidora. En efecto, el usuario retrasado en el pago de su factura, previo al vencimiento de la segunda factura, interpone por ante Protecon una reclamación, lo que impide que se produzca el corte, según instrucción dada por la SIE a la Distribuidora. En tanto la SIE decide, el usuario tiene una excusa válida para no pagar el suministro sin que pueda ser desconectado de la red (Artículo 446 del Reglamento).
 7. De igual modo, la intervención del Protecon en los casos de regularizaciones previstas en el artículo 491 del Reglamento, parece haber impedido la recuperación satisfactoria de la energía no facturada una vez es emitida la “factura complementaria” a que se refiere tal artículo. Esto sin perjuicio del reclamo de los usuarios, en algunos casos adecuados, respecto de facturaciones excesivas de las Distribuidoras.

Recomendaciones:

En este documento se exponen a continuación consensos a los que pueden arribar las empresas distribuidoras y la SIE, con el ánimo de facilitar el proceso de detección y persecución del fraude, sin necesidad de provocar modificaciones al Reglamento, que aunque necesarias en algunos casos, y según veremos mas adelante, pueden retrasar innecesariamente la búsqueda de soluciones a las dificultades enunciadas.

En ningún caso, las recomendaciones enunciadas son un estímulo o renuncia a la obligación de la SIE de exigir el cumplimiento de las obligaciones de tipo comercial de las Distribuidoras ni deben ser interpretadas como soluciones aisladas al problema del fraude en la República Dominicana, sino mas bien tienden a definir el campo de acción de cada una de las partes dentro de un aspecto de la solución global del problema eléctrico nacional.

I- EN RELACION CON EL ART. 125 DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

1. Respecto del fraude eléctrico como delito penal²².

Aun cuando la regulación vigente pone a cargo de la Distribuidora el inicio y puesta en acción del proceso de detección del fraude, recaudación de pruebas y

²¹ Protecom ha indicado, sin embargo, que la orden de reconexión no siempre es dictada en relación con la determinación del fraude, sino que persigue que se registren los consumos, evitando una situación de ilegalidad del usuario, que, de todos modos, se conectará en tanto se conoce de su reclamación. Nuestra interpretación es que tal situación deriva en un aliciente a las reclamaciones, aun cuando el usuario conozca su situación fraudulenta.

²² Conforme a las disposiciones de los Artículos 124 y 125 de la Ley General de Electricidad, la sustracción fraudulenta de energía es un delito penal, y como tal sujeto a las normas de derecho público relativas a la denuncia, detección, persecución y sanción del mismo. Una normativa especial aplica para la verificación del delito a causa de las particularidades técnicas del mismo que parten de la parte afectada, es decir, la Distribuidora. Los artículos 492 y siguientes del Reglamento de aplicación de la Ley de Electricidad establecen el procedimiento a seguir en estos casos.

sometimiento, no deben ser suprimidas las facultades del Ministerio Público para la persecución del delito que, como toda violación a las leyes penales, entraña un daño a la sociedad²³, y no debe haber interferencia de las autoridades regulatorias, ni directamente ni a través del Protecom. Se recomienda que la intervención de la SIE o del Protecom sea, desde el punto de vista de la normativa, emitiendo una resolución de tipificación de las infracciones consignadas en el 124 y 125 de la LGE²⁴. Tal resolución debe indicar expresamente que la reconexión ilegal que hace un usuario cuando se le ha suspendido el suministro (aun en caso de falta de la Distribuidora) le hace incurrir en el delito del Artículo 125 de la LGE²⁵.

2. Competencia de la SIE y el Protecom para intervenir en los casos de fraude.

A. Intervención de la SIE

a) Participación en la detección del fraude

Nuestra recomendación es aplicar el literal b) del Párrafo I del Artículo 492 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, según el cual, un representante de la SIE debe acompañar la UOAF (conforme las reglas de operación del PAEF), que participa en la detección del fraude y levantamiento de acta de infracción²⁶. El propósito es que la SIE (o Protecom, según el caso), no pueda posteriormente, alegar irregularidades en el proceso de detección del fraude, y levantamiento del acta de infracción correspondiente²⁷.

b) Después del levantamiento de la infracción: Nuestra recomendación es que una vez se levante el acta de infracción, no haya lugar para la aplicación del Párrafo IV del Artículo 494 del Reglamento, ya que en efecto, es al Ministerio Público a quien corresponde poner en movimiento la acción pública, y a los tribunales penales juzgar a los inculcados de la infracción y consecuentemente determinar si hubo o no fraude. Una decisión

²³ Siendo que no se asimila el fraude eléctrico a una violación penal equiparable a otras formas de robo, sino que llega a ser considerado como respuesta a una campaña contra las Distribuidoras relacionada con abuso en la prestación y cobro del servicio, se precisa una contracampaña educativa en el sentido de estricta aplicación de las sanciones penales a los usuarios fraudulentos, por parte de las autoridades reguladoras, especialmente en cuanto se refiere a un correcto uso de las políticas de defensa al consumidor.

²⁴ Una Resolución de la SIE podría ser dictada haciendo las funciones de la jurisprudencia, indicando qué casos constituyen expresamente la violación a las disposiciones de la LGE a que se refieren los artículos 124 y 125 de la misma. Precedentes en ese tenor en el Reglamento de Pensiones del Sistema Dominicano de Seguridad Social (Decreto 969-02 y Resoluciones de la Superintendencia de Pensiones Nos.166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 190, 196, 207, 208).

²⁵ En todo caso, y aun cuando la Distribuidora haya actuado fuera de la Ley, el usuario no podrá alegar la falta de la otra parte para cometer una infracción, sino que, por el contrario, su propia falta le haría perder el derecho en su reclamación, aunque no se pierda el derecho de la autoridad reguladora de sancionar a la Distribuidora por su propia falta.

²⁶ Es claro que se trata de una actividad distinta de la indicada en el artículo 491 según el cual las brigadas de las Distribuidoras pueden hacer operativos de regularización cuando suponen que no se trata de delito o fraude por parte del usuario.

²⁷ Ya hemos comentado la contradicción de disposiciones que existe entre el Decreto de Constitución del PAEF que hace facultativa la presencia de un representante de la SIE en todo operativo antifraude. Por otro lado, la presencia de oficiales de la SIE implica alta disponibilidad de estos para atender los requerimientos de las distribuidoras, en tanto se supone que los operativos sean sorpresivos y de acción inmediata.

exculpatoria de la SIE no sólo resulta fuera de toda competencia, sino que puede ocasionar una contradicción de decisiones que obstaculizaría la administración y aplicación de la justicia. Finalmente, en cuanto a las actas de infracción que se hayan levantado sin la presencia de un representante de la SIE, entendemos que no pueden ser rechazadas por dicha condición, en tanto la dualidad de normas existente no permitiría deducir que hubo violación a los procedimientos²⁸.

B) Intervención del PROTECOM²⁹.

De la interpretación de las disposiciones del Reglamento sobre el Protecom, y las demás disposiciones citadas, es posible concluir como recomendable que la SIE asuma que el Protecom no tiene facultad para intervenir y decidir en los casos de fraude eléctrico, aunque excepcionalmente pudiera hacerlo si del procedimiento de detección y verificación del fraude se deduce una violación legal, exceso o actuación indebida de la Distribuidora, y sólo en cuanto a este aspecto, sin que pueda intervenir en la determinación de la existencia o no del fraude, y la responsabilidad o no del usuario, facultad reservada, según hemos indicado, a los tribunales apoderados. En este sentido, recomendamos lo siguiente:

- (a) La aprobación de un procedimiento que clarifique el rol del Protecom, conforme al alcance de las facultades otorgadas por la ley, las cuales no incluyen la capacidad de juzgar delitos penales (fraude eléctrico), reservada a los órganos de derecho público legalmente facultados para ello, y en tal virtud:
 - Se limite la intervención del Protecom a los casos establecidos por la ley: reclamos en facturación, mala calidad del servicio y quejas relativas a excesos o actuaciones indebidas de las empresas distribuidoras;
 - Se emita bajo Resolución de la SIE la “Tabla de Homologación” que permitiría al Protecom dirimir reclamos relativos a la

²⁸ En conclusión, respecto de la intervención de la SIE, actividades del Organismo Regulador deben llevarse a cabo para asegurar: (i) su presencia siempre en los operativos antifraudes y en el levantamiento de las actas de infracción; (ii) Coordinar una mayor disponibilidad de agentes de la SIE para cumplir con los requerimientos de las Distribuidoras respecto de estos operativos; (iii) que una vez levantada el acta y sometida ante el Ministerio Público, ninguna intervención de la SIE afecte la calificación del delito o responsabilidad de los inculpados, lo cual es competencia del Ministerio Público y los Tribunales; (iv) respecto de las actas de fraude ya levantadas sin la participación de representantes de la SIE, mantener su validez, a menos que se encuentren afectadas de otras violaciones distintas de la falta de intervención de la SIE.

²⁹ los artículos 445 y siguientes del Reglamento establecen el procedimiento relativo a los reclamos de los clientes o usuarios, que se resume en lo siguiente: (i) el cliente reclama en primera instancia ante la Distribuidora; (ii) la Distribuidora debe dar respuesta por escrito dentro de los plazos establecidos por el Reglamento; (iii) el PROTECOM puede intervenir en la “fiscalización” del proceso de reclamación en primera instancia, en los casos de incumplimiento o violación a la ley o al Reglamento (Artículo 37, literal d) del Reglamento); (iv) si el cliente no está conforme con la decisión de la Distribuidora, reclama en “segunda instancia” ante el PROTECOM, aportando la evidencia de haber agotado la instancia anterior; (v) la Distribuidora está obligada a aportar las pruebas y dar una respuesta al PROTECOM en los plazos indicados en el Reglamento.

regularización de consumos no facturados por causas distintas del fraude;

- Se ratifique que en los procesos de regularización de consumos no facturados no es necesaria la intervención del PAEF;
- Se determine que la intervención del Protecom en estos casos de regularización se limita a revisar la facturación de los consumos no registrados, conforme a la tabla de homologación antes referida.

3. Respecto del procedimiento a seguir:

Se propone alcanzar un consenso entre las Partes para que rija el siguiente procedimiento relacionado con la persecución del delito previsto en la Ley 125-01 en sus artículos 124 y 125.

- i. Toda suspensión del servicio de energía eléctrica por causa de fraude se hará a través de las brigadas del PAEF conformada según el artículo 492 del Reglamento, que incluye la presencia de un oficial de la SIE.
- ii. La Distribuidora y el usuario fraudulento pueden llegar a acuerdos de pago de las sumas declaradas, dejadas de pagar, en cuyo caso, en el plazo de 5 días hábiles a contar del acuerdo, se comunicará a la SIE.
- iii. Si se produce un reclamo ante la SIE, esta se pronuncia solo respecto de las sumas dejadas de pagar como consecuencia del fraude. Debe solicitar la documentación correspondiente a la Distribuidora y del esta ultima está obligada a remitir el expediente probatorio.
- iv. La SIE tiene que producir un fallo en el periodo de 5 días hábiles a contar del inicio de la reclamación y solo si el caso es decidido (en cuanto a los montos) a favor del usuario reclamante, se ordena la reconexión.
- v. En consecuencia, durante el periodo de cinco días, el usuario permanece desconectado o hasta tanto suscriba un acuerdo de pago (condiciones pueden ser pre-establecidas por Resolución de la SIE en tabla por montos y plazos de los acuerdos). La desconexión por tal periodo deberá ser un disuasivo de que se interpongan recursos y facilitará la recuperación de las sumas fraudulentamente dejadas de pagar. Por otro lado, se estima conveniente que la gestión de Protecom sea de tipo mediador para que la Distribuidora y el usuario alcancen un acuerdo de pago de las sumas impagas.
- vi. Si se ordena la reconexión, y no se realiza por parte de la empresa eléctrica, se incurre en falta grave por parte de la Distribuidora, y se sigue el procedimiento sancionador del artículo 506 y siguientes.

II- EN RELACION CON EL ART. 491 DEL REGLAMENTO

1. Respeto de la competencia de las brigadas de la Distribuidora para intervenir

El Artículo 491 del Reglamento establece la facultad de las brigadas de la Distribuidora para hacer regularizaciones, según se ha establecido anteriormente. La SIE deberá reconocer tal facultad y limitar su participación en estos casos a la verificación de los montos a ser pagados por el usuario de conformidad con el procedimiento establecido.

2. Respeto de las estimaciones para el pago

La SIE deberá dictaminar respecto del procedimiento a seguir para la estimación de la energía no facturada a ser recuperada por la empresa Distribuidora, indicando claramente, un sistema de verificación de mayor precisión que el levantamiento de carga a partir de la Tabla de Homologación, que debe ser considerado como un procedimiento de excepción o como segunda verificación, especialmente considerando los altos índices de promediación de las empresas Distribuidoras respecto de los índices de lectura de los medidores. Nuestra recomendación es que se establezca que en caso de que la Distribuidora haya promediado la energía a ser facturada al usuario los dos meses anteriores a la regularización, no podrá emitir una factura complementaria conforme el Artículo 491 del Reglamento.

Los costos de las verificaciones técnicas que se realicen serán costeados por la Distribuidora, pero podrán ser facturadas al usuario reclamante, cuando se determine que la estimación realizada por la Distribuidora ha sido correcta. En caso contrario, cuando la Distribuidora ha facturado en exceso, esta pagará a favor del usuario conforme lo establece el Reglamento, los intereses y penalizaciones que corresponde, especialmente lo previsto en el Art. 469 del Reglamento.

III- EN RELACION CON LAS RECLAMACIONES DE LOS USUARIOS

1. Respeto de los requisitos para reclamar

En adición a lo previsto en el Artículo 447 del Reglamento, deberá requerirse al usuario estar al día en el pago de su factura para realizar su reclamación ante el Protecon. En caso de que la reclamación se decida a favor del usuario, las penalizaciones del Artículo 469 del Reglamento serán aplicadas a las Distribuidoras, sin perjuicio de las sanciones a que haya lugar, de conformidad con la normativa vigente.

Necesidad de nueva Reglamentación a ser dictada por la SIE

La ejecución de nuestras recomendaciones hace suponer que la SIE emitirá las siguientes resoluciones:

- a. Resolución emitiendo Tabla de Consumos. Podrá incluir ciertas normas para facilitar acuerdos de pago de las distribuidoras con los usuarios fraudulentos (Art. 492 del Reglamento) o no (Artículo 491 del Reglamento) a quienes se les aplique la tabla de consumos. Deberá incluirse procedimiento de verificación técnica mencionado.
- b. Resolución de tipificación de infracciones.
- c. Resolución reglamentando el proceso (y competencia) de reclamaciones ante el Protecon, incluyendo requisito de pago previo de la factura, conforme se ha mencionado.

Sugerencias para una revisión del Reglamento

Se recomienda incorporar a una revisión del Reglamento que realice la Comisión Nacional de Energía, los aspectos mencionados que en esencia procuran facilitar el proceso de disminución de las pérdidas de las Distribuidoras, sin perjuicio de todas las medidas de tipo regulatorio que puedan ser adoptadas para exigir un mejor desempeño comercial a las empresas Distribuidoras. En esencia se recomienda:

- (a) Eliminar contradicciones enunciadas.
- (b) Eliminar las disposiciones del Artículo 492 del Reglamento según la cual: (1) Un Programa de Apoyo a la Eliminación del Fraude Eléctrico se lleva a cabo, con costos parcialmente cubiertos por las empresas Distribuidoras; (2) Un sistema de prestación de fianzas debe ser establecido para el usuario reclamante en caso de desconexión por causa de fraude en tanto se dirime la reclamación, de tal suerte, que el servicio eléctrico pueda ser reestablecido legalmente por la empresa Distribuidora sin que ello implique una renuncia de sus derechos de perseguir la recuperación de la energía no facturada por causa del fraude;
- (c) Modificar las disposiciones de los Artículos 491 y 492 según los cuales, la factura complementaria sólo podrá considerar la energía servida no facturada hasta cinco meses anteriores a la regularización o detección del fraude (según el caso), y ampliar su periodo hasta doce (12) meses.

Ing. José Kreidler

Borrador No. 2

19/09/04

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de la República Dominicana está atravesando una situación tan especial que puede calificarse como crítica por múltiples factores, entre los cuales podemos citar:

1. Sistema tarifario a nivel distribución que no permite recuperar los costos ni alienta las inversiones en expansión,
2. Elevados niveles de pérdidas de energía tanto comerciales, como técnicas,
3. Costos elevados de generación debido a los precios altos del petróleo y sus derivados,
4. Política de subvención de barrios carenciados,

Esta crisis se evidencia en los continuos y prolongados cortes de electricidad que sufren casi a diario los dominicanos. Estos cortes traen consecuencias económicas negativas de gran consideración ya que o bien paraliza el aparato productivo y comercial, amén de las dificultades que ocasiona a los particulares, o bien obliga a las empresas y personas particulares a realizar inversiones, normalmente innecesarias, para la compra de equipos de generación de emergencia y los consecuentes gastos en combustible y mantenimiento. El costo estimado de esta energía generada en forma ineficiente en pequeña escala, puede sin dudas sobrepasar los 300 U\$/MWh en comparación con los actuales 130 – 160 U\$/MWh que cobran actualmente las distribuidoras al consumidor final. Esto se convierte de esta manera, en una carga económica adicional injustificada al país.

Sin embargo, lo más grave, es el hecho de no contar con energía eléctrica continua, confiable y de calidad (la cara oculta de la crisis) y que, por ser difícil de valorar y cuantificar, tiende a pasar desapercibida, pero que con seguridad frena el desarrollo de la República Dominicana.

Para alcanzar conclusiones válidas que pudieran servir a las autoridades de gobierno a tomar decisiones basadas en hechos concretos y demostrables, se sostuvieron reuniones con diversos actores e instituciones involucradas en la temática energética, como ser: la Superintendencia de Electricidad (SIE), el Consejo Nacional de Energía (CNE), la Oficina de Protección al consumidor (PROTECOM), las empresa Adeeste (AES), EDENORTE y EDESUR, y el Programa de Apoyo a la Eliminación del Fraude (PAEF).

Como resultado de dichas reuniones, conducentes a identificar las barreras que impiden la reducción de pérdidas y la consecuente recuperación de la industria eléctrica, hemos preparado el siguiente informe que resume los problemas y se sugieren acciones tendentes a la solución de los mismos.

Cabe sin embargo recalcar que, *no se puede aislar* el problema de las pérdidas de energía de otros asuntos que atañen a la actividad, y el presente informe pretende también tratar de aconsejar acciones globales y puntuales conexas entre sí.

LAS PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DOMINICANOS

Al realizar un análisis de las pérdidas totales de energía eléctrica en el sistema eléctrico dominicano, se constata un nivel elevado, pocas veces visto en el mundo actual. A título comparativo, las pérdidas de la empresa Nuon una de las compañías distribuidoras más importantes de los Países Bajos es de algo más de 2,0%, lo cual demuestra un sistema técnico moderno y sofisticado *y sin pérdidas comerciales*; las cooperativas eléctricas de Estados Unidos, a pesar de estar operando solamente redes rurales, tienen pérdidas del 4 – 5% donde se evidencia igualmente *la ausencia de pérdidas comerciales*. En Brasil, luego de la privatización se logró bajar lo que se consideraban pérdidas astronómicas de alrededor de 20% a niveles de 14%. Por otra parte, un ejemplo claro de una política de fomentar la eficiencia de las empresas eléctricas, concienciar a los usuarios de las ventajas de contar con el servicio eléctrico y de desalentar el robo de energía, es Bolivia, país con serias limitaciones financieras y con un mercado eléctrico relativamente pequeño, donde las pérdidas de los sistemas de distribución de las ciudades principales es del orden del 10% y, en las áreas rurales, en sistemas aislados, la Superintendencia de Electricidad castiga a las distribuidoras que sobrepasen los 15 puntos porcentuales. En este sentido, el tener en la República Dominicana pérdidas del orden del 50% es, a todas luces irracional y extremadamente antieconómico.

Como se puede observar, luego de los enunciados en las páginas anteriores, varias de las premisas, principios y particularidades de la industria eléctrica, no se han cumplido u observado en la República Dominicana y el dramático resultado que se está viviendo, es simplemente por la falta de cumplimiento de asuntos claves sobre las cuales debe sustentarse la actividad con la finalidad de que sea un bien socialmente útil.

A través de las múltiples entrevistas y reuniones con las autoridades y los agentes del sector, hemos podido constatar el conocimiento y la motivación de los mismos en temas referidos al sistema eléctrico, los problemas que adolece y las consecuencias de estos inconvenientes. Tenemos sin embargo la percepción de que existen problemas de intercomunicación y coordinación entre ellos, lo cual debe resolverse en el menor plazo posible, ya que este aspecto es imprescindible para que funcione adecuadamente todo el mecanismo regulatorio y técnico y, en nuestra opinión es una de las principales barreras que hemos podido identificar en el combate a la reducción de pérdidas. *Sin embargo, lo básico y fundamental para revertir la situación, es la voluntad política de cambiar la situación actual imperante.*

En este sentido, se nos solicitó la elaboración de un “Protocolo de Entendimiento” entre los actores del sector eléctrico, cuyo borrador hicimos entrega a la SIE y al CNE. Dicho borrador se encuentra en el anexo I.

Durante las entrevistas y reuniones sostenidas, hemos escuchado algunos comentarios dramáticos que reflejan tanto el estado de ánimo de los protagonistas de la industria, como su impotencia frente a la magnitud del problema. Uno de los presentes manifestó en forma elocuente y conmovedora: “vamos camino al caos”, mientras que otro, de manera aun más patética expresó que, en la República Dominicana, “se ha perdido el capital de seriedad”. Un tercero decía sin tapujos que “aquí nunca se ha aplicado la ley sin privilegios”. Otro, en tono que denotaba una profunda desolación decía que “el robo de energía eléctrica es un deporte nacional”. Estas expresiones nos dan una pauta clara de que hay que actuar de inmediato para evitar un colapso total del sistema o un costo extremadamente pesado a las finanzas públicas dominicanas. En este sentido y dado que las circunstancias adversas que se palpan inducen al pesimismo, es menester recordar un consejo de *San Francisco de Asís*: “*empieza haciendo lo necesario, luego lo que es posible y pronto estarás haciendo lo imposible*”.

Hemos observado igualmente durante las reuniones y por la lectura de la prensa local que existen criterios políticos contrapuestos en lo concerniente al modelo que debe regir la industria eléctrica, es decir si debe ser una empresa estatal verticalmente integrada, o por el contrario, se debe continuar con el proceso iniciado el año 1999. Esta decisión que compete exclusivamente a los dominicanos debe ser tomada muy pronto, puesto que de ellos depende el accionar de los agentes actualmente presentes en el mercado. Nuestra recomendación sin embargo, sería la de retomar la ruta que lleve a costos económicos y competitivos para la electricidad y procurar formar cooperativas eléctricas en las zonas marginadas como un mecanismo válido e idóneo para solucionar este agudo problema social.

BARRERAS IDENTIFICADAS:

Hemos podido detectar una serie de barreras a la eliminación de las pérdidas, como ser:

A. Barreras legales:

1. En términos generales, se puede afirmar que la actual legislación en vigencia, ***no se está aplicando***, debido a vacíos, contradicciones, interpretaciones divergentes o simplemente, y lo más preponderante, por falta de voluntad política.
Aunque el capítulo detallado referente a este tema particular será desarrollado por la Dra. Elisa Veras, podemos señalar algunos aspectos, como por ejemplo:
 - a) Irrespeto generalizado a las reglas (no está legalmente constituido el Organismo Coordinador del Sistema Interconectado, no se sancionan a los agentes del mercado por los continuos apagones, no se sanciona adecuadamente a los infractores del uso de la electricidad, etc.)
 - b) El usuario ***hace uso consuetudinario de la electricidad robada, a vista y paciencia*** de las autoridades, y lo que es peor, se nos ha comentado que existen documentos probatorios que, en un pasado relativamente reciente, el Superintendente de Electricidad arengaba por lo medios de prensa a los consumidores ***a no pagar*** el uso de la electricidad basándose en supuestos actos delictivos de las distribuidoras, ***en lugar de aplicar la ley, es decir levantar una investigación y proceder a sancionar***, si correspondiera. Esto evidentemente ha causado un daño grave al sistema, cuya reparación cae en el ámbito político.
2. El PROTECOM defiende a ultranza a los consumidores impidiendo en muchos casos o bien la reposición del consumo, o bien el corte a los infractores.
3. Cerca del 50% de los consumidores ***no tienen medidor***, se les aplica un sistema de ***“promedios”***, es decir se les calcula el consumo de energía eléctrica en una base estática, en lugar de la base dinámica (medición) que se utiliza universalmente. Esto, además de ilegal, es inequitativo e irracional. De acuerdo al análisis de las estadísticas, es notorio cómo bajan las pérdidas cuando se incrementan los “promediados”, ya que a pesar de haber muchos apagones, se cobra un teórico promedio a gran parte de los clientes.
4. Existen aparentes contradicciones legales sobre la obligatoriedad de la participación de la SIE, vía PROTECOM en las brigadas del PAEF, lo que ha llevado a la anulación de actas de fraude, con lo cual el hecho delictivo ha quedado impune y ha debilitado sensiblemente la eficacia y la motivación de las propias brigadas y de las empresas distribuidoras.

B. Barreras Institucionales:

1. Hay una aparente “comodidad” de las empresas distribuidoras en tolerar el actual nivel de pérdidas, ya que han optado por un camino, menos engorroso, de recibir subsidios del Estado, antes que tener una campaña educativa, en primera instancia y de combate al fraude y robo de electricidad, en segunda instancia.

2. En términos generales, se puede observar que las empresas distribuidoras no están haciendo una adecuada gestión de sus mercados y por ende de sus clientes. La relación empresa-cliente fue tratada muy negligentemente por las 3 empresas de distribución.
3. La SIE aún no está haciendo funcionar el mercado, siendo una excepción el Organismo Coordinador del Sistema Interconectado, a pesar de sus dificultades operativas y de no contar hasta el momento con personalidad jurídica.
4. La impresión que se tiene, es que la SIE está muy a favor del consumidor, siendo que debe asumir, por legalidad y por convicción, un rol estrictamente neutral.
5. Aun no se cuenta con una “Tabla Homologada” por la SIE para los consumos de energía eléctrica, dificultando o imposibilitando la recuperación de la electricidad no contabilizada.
6. Se nos ha informado que aparentemente no se han aprobado tarifas que respondan a criterios técnicos de recuperación de costos y de una adecuada retribución a la compañía distribuidora.

C. Barreras técnicas y operativas:

Se nos ha informado que:

1. Se está multiplicando el fraude electrónico, es decir el manipuleo de los sistemas de programación interna de los medidores electrónicos de los grandes clientes. Esto tiene consecuencias de mucha gravedad por 2 motivos fundamentales: a) dada la sofisticación del fraude y el conocimiento que se requiere para hacerlo, es muy probable que se trate de los propios funcionarios de las distribuidoras, lo cual es muy difícil de detectar y combatir; y b) los montos defraudados suelen ser bastante elevados por tratarse de grandes consumidores.
2. Que por lo menos en Edeeste, se tiene un programa de instalación de medidores telecomandados y el plan es que todos los 1.500 grandes consumidores tengan este sistema a la brevedad posible. Esta iniciativa es plausible y hay que alentarla. Lo extraordinario de la situación es que aun bajo este moderno procedimiento, se han detectado fraudes de energía, lo cual podría significar que muchos usuarios apuestan a la impunidad en materia de robo de energía.
3. Que las distribuidoras, en muchas oportunidades, han exagerado el monto del resarcimiento por la energía no cobrada, dando origen a reclamaciones de los consumidores ante el PROTECOM, a las investigaciones pertinentes de este organismo y posteriormente a la conminatoria a la distribuidora a modificar los montos. La consecuencia real es un daño a la imagen de la distribuidora debido al descrédito de la seriedad de las mismas a un justo resarcimiento, un costo mayor del PROTECOM para realizar las pesquisas pertinentes y una dilación innecesaria en la captación de los fondos a recuperarse.
4. El PAEF, debido a limitaciones presupuestarias, cuenta solamente con una parte de sus brigadas operando y exclusivamente en el área de AES. También se nos informó que desde el traspaso de las acciones de EDENORTE Y EDESUR al

- Estado, no se han efectuado trabajos con brigadas del PAEF, constituyéndose esto en un grave escollo al control de robos y a la recuperación de consumos.
5. Existe un programa de colocación de medidores prepago. Sin embargo, esto no solucionará el problema de pérdidas, sino de cobranzas, es decir de disminuir la mora en los clientes.
 6. Hay muchos ciudadanos que han solicitado el servicio eléctrico, pero que las distribuidoras demoran excesivamente en conectarlos, dando lugar a que éstos se conecten directamente e ilegalmente a la red.
 7. Al menos en las zonas de Edenorte y Edesur, en el pasado, la distribuidora capitalizada **no cobró nunca a poblaciones enteras** especialmente en áreas rurales.
 8. Se está permitiendo la agrupación de clientes para que la sumatoria de sus consumos pudiera llevar a ser considerados como Grandes Clientes, mellando de esta manera los ingresos de las distribuidoras.
 9. Las brigadas del PAEF realizan operaciones de “barrido” o “peinado” de barrios y/o zonas sospechosas. Esta práctica es duramente criticada o cuestionada por el PROTECOM ya que considera que se están vulnerando los derechos de los consumidores honrados y desdibujan la imagen del PAEF y del sector eléctrico en su conjunto.

Por otra parte, hemos compilado lo siguiente:

10. Se ha constatado igualmente, divergencias en el mando y modus operandi de las brigadas del PAEF. A veces ha primado la relación política o de status social para no proceder a la inspección o al levantamiento del acta de fraude.
11. Según los responsables del PAEF, la unidad y sus brazos ejecutores cumplen principalmente una labor **disuasiva** frente al robo de energía eléctrica, apoyando su aseveración en los incrementos de recaudación que se dieron en el pasado. En la actualidad sin embargo, al parecer esto no está aconteciendo.
12. Hay deficiencia en centros de cobranza de las distribuidoras, especialmente fuera de la capital, lo que obliga a muchos consumidores a desplazarse varios kilómetros para efectuar el pago, siendo el resultado inmediato una elevada morosidad en los cobros.
13. La estadística de la evolución de los índices de cobros muestran que, es posible alcanzar niveles que sobrepasan el 90%. Lo curioso es que la tendencia hacia la mejora se ha revertido en los últimos 2 años y la pendiente continúa en declinación.
14. Es curioso observar el comportamiento de las pérdidas de energía en las áreas de Edenorte y Edesur durante los primeros meses del 2004, ya que se presentan fluctuaciones de entre 27,1% (julio) y 47,4% (marzo), con un mínimo de 25,9% en Junio. Las variaciones en términos porcentuales son muy pronunciadas. Se podría pensar optimistamente que se trata de una tendencia a una declinación vigorosa, sin embargo el repunte del mes de julio con relación a junio y lo comentado en reuniones con los sectores, no dan lugar a ese optimismo.

RECOMENDACIONES:

Por lo anteriormente enunciado, nos permitimos hacer llegar las siguientes recomendaciones, mencionando como prefacio una sabia cita de *Shakespeare: Si las cosas fueran tan fáciles hacerlas como decirlas, las más modestas iglesias fueran Catedrales, y las más humildes chozas fueran Palacios:*

- A. Conformar a la brevedad posible, un “**Comité de Crisis**”, bajo la supervisión del Estado Dominicano, donde participen todos los agentes del sector, como ser, la SIE, el CNE, los generadores, los transmisores, las distribuidoras. Este Comité deberá constituirse en el organismo articulador donde se puedan debatir todos los aspectos de la crisis y proponer soluciones de carácter mandatario a los agentes del mercado.
- B. Dado que, la solución a la crisis está condicionada al estricto cumplimiento de la ley de todos los agentes del mercado, la SIE, luego de escuchar los argumentos de todos los involucrados, debe emitir resoluciones que clarifiquen las lagunas que hubieran en la normativa legal vigente.
Un paso posterior ineludible, debería ser el proponer al Poder Ejecutivo y al Legislativo una modificación a las leyes y Reglamentos.
- C. Apoyar las labores de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y, simultáneamente, solicitarles informes periódicos de sus acciones. Es de resaltar que es un aspecto central al funcionamiento del mercado y sus decisiones (o falta de ellas) influyen de manera incontrovertible en la solución o agudización de los problemas. Por lo obvio del asunto, el dotar de personal altamente calificado en la industria de la electricidad a ambas instituciones, es un tema que no merece ni mención ni objeción.
- D. Con el auspicio del Gobierno y suscrito por todos los agentes del mercado eléctrico, se debe iniciar cuanto antes, una campaña educativa que podría denominarse “**Apagón Cero**” con la finalidad de orientar a la ciudadanía sobre la importancia de contar con un fluido eléctrico permanente, el uso racional de la energía, los graves perjuicios de los robos de electricidad, y los efectos negativos de tener plantas generadoras diseminadas profusamente por todas las ciudades, especialmente el daño al Medio Ambiente.
Uno de los objetivos de la campaña debería ser necesariamente el aclarar la idea de que las pérdidas de energía, sean técnicas o comerciales son pagadas directa o indirectamente por los dominicanos, vía tarifas o vía subsidios pagados por el Estado, es decir por el conjunto de los ciudadanos. Si bien es cierto que en primera instancia las directas perjudicadas son las empresas distribuidoras, en casos extremos como el presente, al volverse inviable el negocio, es el Estado quien tiene que hacerse cargo del pesado fardo de una energía gratuita para un sector de consumidores.
Dentro de ese mismo orden de ideas-fuerza, es imprescindible afinar el concepto de que **la electricidad no es barata** en ninguna parte del mundo y que su producción acarrea impactos negativos de mayor o menor grado al Medio Ambiente, por lo tanto no es solamente antieconómico el despilfarro o mal uso de

la electricidad, sino que causa un daño innecesario al mismo. Se deben mostrar gráficos comparativos de tablas tarifarias en diversos países del mundo, tanto desarrollados, como de economía similar a la dominicana.

Otro de los objetivos de esta campaña debería ser la de recuperar la imagen, muy deteriorada a la fecha, del sector eléctrico, especialmente de las distribuidoras. Se debe tomar en consideración sin embargo que, por muy buena que fuera la campaña, ésta **no podrá mejorar la imagen del sector si no se mejora** en forma tangible el servicio eléctrico.

- E. Transparentar los costos de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- F. Hay que privilegiar los mecanismos administrativos antes que penales para evitar los robos y castigar a los infractores del uso fraudulento de energía eléctrica. En este sentido, el corte inmediato del servicio es un mecanismo poderoso para desalentar esta práctica. Este corte debería continuar hasta tanto el cliente no haya procedido a regularizar su situación. La reconexión arbitraria, también debe ser penalizada prolongando el corte de energía.
- G. Las compañías distribuidoras tienen brigadas propias que, al amparo del art. 491 del Reglamento están detectando y evitando el fraude. Esta iniciativa habría que apoyar por su eficacia y costo menor.
- H. Es urgente la aprobación de una tabla de consumos por parte de la SIE para evitar que las distribuidoras calculen a discreción la reposición del consumo. En este mismo orden de ideas, las distribuidoras deben abstenerse de elaborar cálculos de reposición que sean abusivos y que puedan ser objetados por el PROTECOM.
- I. Las distribuidoras deben aceptar el pago en cuotas de los consumos no registrados en lugar de la cancelación total e inmediata, lo que evitará la tentación de la reconexión arbitraria de los clientes que tengan dificultades financieras.
- J. Es muy importante que se exija a las distribuidoras la colocación de medidores a los clientes bajo la premisa tanto legal como ecuaníme de “1 cliente, 1 medidor”. Debe eliminarse por lo tanto, paulatinamente la facturación por “promedios” a los clientes. De igual manera, las distribuidoras deben cumplir con la obligación legal de instalar medidores a los ciudadanos que solicitan el servicio, dentro del plazo estipulado en el Reglamento.
- K. Las distribuidoras tienen Plan de reducción de pérdidas, el mismo que debe ser apoyado por la SIE para su aplicación.
- L. En el mediano plazo, habría que calcular el costo y el beneficio consecuente de las brigadas del PAEF, ya que al parecer es muy alto y su efectividad, dudosa a la luz de los resultados obtenidos.
- M. Por motivos de equidad legal, así como también de imagen, es recomendable que las brigadas del PAEF acudan solamente a verificar los medidores de consumidores sospechosos, evitando o cancelando definitivamente los “barridos” o “peinados”.
- N. Los consumos per capita de los barrios carenciados que son pagados mediante subsidios del Estado son muy altos, comparado con consumos domiciliarios de otros países (50 GWH/Mes para aprox. 280.000 usuarios). Esto nos lleva a la conclusión de que existe una evidente dilapidación de energía y/o que muchos de esos domicilios **no son carenciados**.

- O. En la SIE, conceptualmente se debe separar la falta de pago, es decir la mora de un consumidor normal, del robo de electricidad o fraude y clarificar lo que significa la defensa del consumidor, ya que los apagones no técnicos y que estuvieran fuera de los máximos permitidos por ley, son dañinos a los consumidores.
- P. Las distribuidoras deben, con apoyo de la SIE, efectuar una decidida campaña de cobros a los clientes morosos, que necesariamente debe pasar por el corte de energía hasta la regularización de los adeudos.
- Q. Hay inequidad en el servicio, ya que se castiga mediante el corte general, por igual a los consumidores normales y a los fraudulentos.
- R. La SIE debe reglamentar la definición de Grandes Clientes para evitar la agrupación de clientes y la pérdida de ingresos a las distribuidoras.
- S. Las empresas distribuidoras deben poner especial atención al fraude interno, muy especialmente después que se ha detectado el fraude electrónico o manipulación, mediante computadoras, de los medidores electrónicos. De la misma manera, deben poner especial énfasis en los consumidores industriales ya que el porcentaje de clientes con fraude es demasiado elevado.

ANEXO I

PROTOCOLO DE ACUERDO DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

PREÁMBULO

Los firmantes, en representación de xxxx y yyyy y zzzz, reconocen que:

1. La República Dominicana se encuentra atravesando por una aguda crisis en su sector eléctrico que se traduce en una mala calidad de servicio, que socava los cimientos de la economía nacional,
2. Esta crisis puede, a corto plazo, colapsar la industria eléctrica dominicana con graves perjuicios a la nación,
3. Para evitar la interrupción crítica de los últimos meses, el Supremo Gobierno ha decidido financiar la compra de combustible a las empresas generadoras, creando de esta manera una carga adicional a las finanzas del país,
4. Las pérdidas de energía originadas por los robos son una de las principales causas de la crisis,
5. Existe una descoordinación operativa entre los diferentes actores y participantes del mercado eléctrico,
6. Existen vacíos legales así como también aparentes contradicciones en la legislación vigente,
7. Existen interpretaciones diversas y hasta divergentes en la aplicación de la Ley de General de Electricidad No. 125 – 01, sus Reglamentos y Decretos conexos,
8. Existen barreras, principalmente de intercomunicación, en la aplicación de la normativa referida al control y erradicación de las pérdidas,
9. La única manera de resolver la crisis es con la participación y compromiso de todos los actores, tanto de parte del Estado, como las empresas eléctricas y los consumidores, de aportar esfuerzo y voluntad, con el debido desprendimiento,

Por lo tanto y en consideración a lo enunciado, los firmantes acuerdan:

- A. Comprometerse decididamente a trabajar mancomunadamente en establecer espacios de entendimiento y crear los mecanismos que permitan, al más breve plazo posible, superar la situación crítica y el posterior despegue y desarrollo de la industria eléctrica dominicana,
- B. Crear un **Comité de Crisis**, compuesto por el CNE, la SIE, las empresas eléctricas generadoras, transmisora y distribuidoras, al más alto nivel, que deberá Declararse en emergencia y reunión permanente hasta lograr el objetivo de **“Apagón Cero”** en la República Dominicana,

- C. Conformar, como unidades operativas del Comité de Crisis, Sub – Comités sectoriales que deberán a su vez, establecer metas mensuales, evaluarlas e informarlas permanentemente,
- D. El Comité de Crisis deberá emitir instrucciones claras y precisas sobre su disposición y voluntad para reducir al más breve plazo posible las pérdidas técnicas y comerciales en el sistema,
- E. Se deberá elaborar e implementar tan pronto sea posible, una campaña educativa denominada “**Apagón Cero**” dirigida a los consumidores por todos los medios de comunicación masiva, para orientarlos en el daño social emergente del robo de electricidad y la falta de energía,
- F. Consensuar, en el marco de la actual normativa legal en vigencia, la aplicación y cumplimiento estricto de la ley, sus reglamentos y disposiciones conexas de todos los agentes del mercado, incluyendo la SIE, las empresas distribuidoras, etc.
- G. Realizar mesas redondas y seminarios que permitan a mediano plazo, la identificación de vacíos legales y/o contradicciones a la Ley de General de Electricidad No. 125 – 01, sus Reglamentos y Decretos Supremos conexas,
- H. Proponer al Poder Ejecutivo y Legislativo la modificación de las disposiciones legales que posibiliten la superación definitiva de la crisis de la industria eléctrica,
- I. Declarar “**Tolerancia Cero**” para el uso fraudulento de la electricidad, debiendo procurarse tanto la reposición del consumo, como la persecución penal de los infractores,
- J. Reforzar con recursos humanos calificados y medios técnicos tanto a las brigadas del PAEF, como al PROTECOM para un óptimo desempeño de sus específicas funciones.