

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**DETERMINACION DEL COSTO DE RACIONAMIENTO
DE ENERGIA ELECTRICA EN LAS EMPRESAS DE
LIMA METROPOLITANA**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRICISTA

JAVIER M. IGUÍÑIZ ECHEVERRÍA

PROMOCION 1968

LIMA - PERU

1998

En memoria de

***FRANCISCO IGUÍÑIZ MARTIARENA, ELECTRICISTA DE POTENCIA,
PIONERO***

Y DE

***JOSE LUIS IGUÍÑIZ ESTOMBA Y ANUNCIACIÓN ECHEVERRÍA
JORAJURÍA***

AGRADECIMIENTOS

A Denyse y Pepe por su afecto y persistente estímulo.
A Jorge Rojas, Sara Morla y Ana Ponce por su colaboración.
A la Comisión de Tarifas Eléctricas por sus aportes.
A mi familia por su continuo respeto a mis tiempos de trabajo.

**DETERMINACION DEL COSTO DE RACIONAMIENTO
DE ENERGIA ELECTRICA EN LAS EMPRESAS
DE LIMA METROPOLITANA**

SUMARIO

El objetivo del estudio es la determinación del costo de racionamiento de electricidad aplicable a las empresas de Lima Metropolitana y el Callao. El costo de racionamiento se utiliza para la estimación de la tarifa más adecuada y también para la determinación de programas de expansión en el abastecimiento.

El problema de racionamiento analizado es el proveniente de interrupciones de larga duración y avisadas con anticipación lo que permite a las empresas adecuarse a tiempo. El estudio cuantifica el costo de distintas profundidades y duraciones de racionamiento así como de diversas estrategias de adecuación. Para la obtención de dicho costo se ha recurrido a encuestas a los empresarios de una muestra representativa de las distintas categorías de usuarios según la potencia requerida. En el estudio, se incluyen tanto estrategias de “corto plazo” esto es, aquellas que no resultan en adaptaciones que aumentan de manera permanente la eficiencia (reducciones transitorias de potencia, alquiler de generadores, cambios de horarios de trabajo) como la posibilidad de adquirir generador propio.

Del estudio de estas formas de adecuación empresarial al racionamiento se obtiene como resultado que el costo total promedio oscila entre 0.21 Soles (de 1995) por KWh y 1.09 S/KWh según la profundidad y duración del racionamiento.

INDICE

INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
DEFINICION DEL PROBLEMA	4
1.1 Naturaleza del Problema	4
1.1.1 Problema de “confiabilidad estratégica”	5
1.1.2 Problema de “interrupción de energía”	5
1.1.3 Problema de corto plazo	6
1.2 Enfoque Conceptual	6
1.3 Resultados Finales de Diversas Investigaciones	8
1.3.1 Resultado del estudio Fierro-Serra	8
1.3.2 Estudios Diversos	10
CAPITULO II	
LAS EMPRESAS DE LIMA METROPOLITANA EN EL	
MERCADO ELECTRICO	13
CAPITULO III	
METODOLOGIA	17
3.1 Consideraciones Generales	17
3.2 Definición de Variables Operativas para Encuesta	20

3.2.1 Estimación de pérdida de producción si no hubiera ni generación propia ni posibilidad de turnos extra ni desplazamiento de horarios	20
3.2.2 El cálculo de costo de racionamiento para cada empresa	22
3.3 Cálculo de costo de racionamiento	26
3.3.1 Pérdidas por pagos extraordinarios de energía	26
3.3.2 Costo de recuperación por pagos extraordinarios de planillas	26
3.3.3 Costo total de racionamiento	27
3.3.4 Otros costos	27
CAPITULO IV	
DISEÑO DE MUESTRA SECTOR EMPRESAS Y PREPARACION DE ENCUESTA	
DE ENCUESTA	28
4.1 Formulario de Encuesta	28
4.2 Selección de la Muestra	28
4.3 Selección de Encuestadores	30
4.4 Adiestramiento de los Encuestadores	31
4.5 Supervisión de los Encuestadores	32
CAPITULO V	
RESULTADOS DE COSTO DE RACIONAMIENTO	
5.1 Costo de Racionamiento de Empresas de Lima Metropolitana	33
5.2 Otros Resultados	35
5.2.1 Porcentaje de empresas con costos inferiores al de la CTE	35

5.2.2 El costo de la pérdida de producción	38
5.3 Información Adicional para el Diseño de Racionamientos	40
5.3.1 Tiempo adecuado de aviso anticipado	40
5.3.2 Existencia de generadores	41
5.3.3 Decisión de comprar generadores	41
5.3.4 Eficiencia de adaptación al racionamiento	41
5.3.5 Estrategias en pasados racionamientos	42
5.3.6 Incidencia de los horarios de racionamiento	42
CONCLUSIONES	43
ANEXO A:	
ENCUESTA	47
ANEXO B:	
DEFINICIONES	53
BIBLIOGRAFIA	55

PROLOGO

El objetivo del presente estudio es la determinación del costo de racionamiento de electricidad aplicable a las empresas de Lima Metropolitana y el Callao (LM) que son parte del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). El cálculo de dicho costo se ha realizado mediante un análisis de la información obtenida por medio de encuestas. La muestra seleccionada toma en cuenta el único criterio de estratificación que la información disponible permite en la actualidad, cual es, la que corresponde a las escalas tarifarias existentes.

En el Perú no se han realizado estudios sobre el costo de racionamiento tomando en cuenta las estrategias que los empresarios efectivamente adoptan en las interrupciones de suministro. Por ello, un aspecto fundamental del estudio es determinar en qué medida el criterio utilizado en oportunidades anteriores para determinar el costo de racionamiento por la CTE es suficiente. En concreto, resulta necesario evaluar si es que la cifra de costo de racionamiento basada en el costo de operar un grupo Diesel de emergencia corresponde con los comportamientos reales de los empresarios. Este estudio llega a conclusiones precisas al respecto.

Los objetivos específicos del estudio son, en primer lugar, determinar las reacciones que los empresarios adoptarán al ser notificados sobre una futura interrupción prolongada de energía y, en segundo lugar, calcular el costo que dichas reacciones suponen para ellos. Para ello se ha tenido que definir con precisión la naturaleza del problema que los

empresarios debían enfrentar, cosa que se ha realizado en el Capítulo I. Entre los aspectos más importantes de dicha definición están la duración y profundidad de las interrupciones. Se han tomado en cuenta profundidades de 10%, 20% y 30% y duraciones de una semana, un mes, dos meses y seis meses.

Con la finalidad de establecer la importancia del mercado estudiado se ha indicado el lugar que ocupan las empresas distribuidoras de Lima Metropolitana en el mercado nacional. Del mismo modo, con el fin de obtener el universo de empresas bajo estudio y posteriormente diseñar la muestra más adecuada se ha clasificado dicho universo según las categorías en las que la información disponible las divide. Este trabajo se presenta en el Capítulo II. Las empresas de las que finalmente se obtuvo información adecuada fueron 117.

Para tomar en cuenta las verdaderas acciones de los consumidores en reacción al racionamiento se han abierto a los entrevistados diversas opciones de respuesta. Estas opciones son el resultado de haber descartado o corroborado ciertas estrategias tras la realización de una encuesta piloto que dio como resultado una gama de reacciones que sirvió en el diseño posterior de la encuesta definitiva cuya fundamentación se presenta en el Capítulo IV y cuyo contenido específico se presenta en el Anexo.

Partiendo de la hipótesis de que, para el caso de las empresas, el peor perjuicio de un racionamiento es la pérdida no recuperable de Valor Agregado las estrategias de respuesta de las empresas sobre las que se les preguntó incluyeron la posibilidad de recuperación de la producción perdida por diversos medios poco estudiados. Tras descartar diversas posibilidades por comprobarse poco probables en el análisis exploratorio las encuestas hicieron hincapié en tres métodos principales de respuesta al racionamiento:

- a) generación propia;
- b) traslado de horarios de trabajo sin costo laboral adicional
- c) traslado de horarios con pagos de remuneraciones extraordinarias (sobretiempo).

Para cuantificar el costo de racionamiento se ponderaron esas tres reacciones según la importancia que cada empresario le asignó al ser interrogado sobre la estrategia completa que adoptaría para cada escenario de interrupción. Se ensayaron diversas expresiones matemáticas para calcular el costo de racionamiento tal y como se especifica en el Capítulo III, de índole metodológica, y después de descartar algunas que no podían ser cuantificadas con las respuestas que se obtuvieron y de simplificar las más adecuadas para concentrarse en lo indispensable, las encuestas proveyeron la información cuantitativa para obtener el costo de racionamiento tal y como detallamos en el capítulo V.

Una advertencia resulta imprescindible para comprender el resultado final de la manera más adecuada. En las opciones de respuesta empresarial al racionamiento que se han incluido en la encuesta se supone que no hay restricción de energía fuera de los horarios del racionamiento y, en consecuencia, no habría limitaciones de energía pública para adelantar/recuperar plenamente la producción con anterioridad/posterioridad al momento diario de racionamiento. Esto permite definir los resultados obtenidos como cifras mínimas.

CAPITULO I DEFINICION DEL PROBLEMA

El problema del racionamiento en general puede ser definido desde diversos ángulos y según las características de la dificultad de suministro. En este capítulo delimitamos de manera sintética la naturaleza general del estudio y presentamos algunos resultados de estudios similares realizados en otros países.

1.1 Naturaleza del Problema

En esta sección vamos a delimitar, en términos generales, la naturaleza del problema bajo estudio.

1.1.1 Problema de “confiabilidad estratégica”

El problema que enfrenta este estudio es definible como uno de “confiabilidad estratégica” (strategic reliability).

"... los estimados de costo de racionamiento son útiles para identificar estrategias de expansión que provean de niveles apropiados de confiabilidad estratégica. En contraste con la confiabilidad de punta, o sea, la habilidad de los sistemas de potencia para cubrir la carga de punta, la confiabilidad estratégica se refiere a la vulnerabilidad de un sistema ante interrupciones largas (semanas o varios meses) e inciertas que pueden hacer del sistema deficiente." [8] (Ver nota 1, Anexo B)

Más precisamente, y de acuerdo con la realidad del país:

"En el contexto de sistemas dominados por fuentes hidráulicas, la confianza estratégica se refiere a la vulnerabilidad del sistema ante insuficiencias de energía debidas a condiciones adversas en la provisión de agua." [8] (Ver nota 2, Anexo B)

Esta manera de definir el problema ha sido utilizada recientemente en Chile para el estudio del costo de falla.

"Se llama falla de larga duración a aquellos déficit de energía que obligan a restringir el consumo por un período igual o superior a un mes en el curso del año hidrológico." [4]

1.1.2 Problema de "interrupción de energía"

Las interrupciones se pueden dividir según el tipo de fuente de generación de energía eléctrica. En el caso de sistemas de generación térmica el problema no es normalmente de insuficiencia de combustible, mientras que sí lo es de insuficiencia de potencia para abastecer la carga requerida. Estaríamos así ante un problema de "interrupción de potencia" o "interrupción de capacidad".

Por el contrario, en el caso de sistemas hidroeléctricos, normalmente, la capacidad instalada suele ser suficiente y el problema es de insuficiencia de recursos hídricos. Estamos así ante una "interrupción de energía".

Claro está, pueden haber circunstancias en las que haya escasez de petróleo para operar las plantas generadoras térmicas y/o falta de capacidad instalada hidroeléctrica, pero las razones principales de interrupción suelen ser las indicadas. El problema no es de potencia abastecible sino del tiempo de abastecimiento posible. El tipo de interrupción que corresponde al presente estudio es principalmente el segundo. Como veremos más adelante hemos considerado conveniente incluir también algunos elementos característicos de interrupciones de potencia.

En este estudio vamos a entender por "racionamiento," en parte en contraste con el término "falla," a un problema de energía que es planificado, o por lo menos planificable, desde los dos lados, el del ofertante y el del demandante.

1.1.3 Problema de corto plazo

El costo de racionamiento puede descomponerse en costo de largo plazo y corto plazo. El costo de largo plazo incluye los procesos de adaptación que realizan los usuarios y que generalmente incluyen inversión y aumentos permanentes de eficiencia. En términos generales, cambia el stock del capital que requiere energía y en particular, electricidad.

El costo de corto plazo se define como aquel "... costo ex-post que mide el costo al consumidor de una interrupción específica dado un stock de capital alimentado con electricidad y energía." [8]

De acuerdo a lo anterior, en consecuencia, los términos 'corto' y 'largo' cuando se trata de costos, no se refieren a la duración de la interrupción sino a las características de la respuesta de los consumidores. Más precisamente, se refieren a si los consumidores alteran su stock de capital y su potencia necesaria permanente en respuesta al anuncio de racionamiento.

En este estudio se tomarán en cuenta principal, aunque no exclusivamente, adaptaciones transitorias. El único aumento permanente de stock de capital que se estudiará es el de la compra de generadores adicionales.

1.2 Enfoque Conceptual

El problema que analiza esta investigación puede entenderse como una combinación particular de "confiabilidad estratégica" y "confiabilidad de punta" porque se refiere tanto a la vulnerabilidad de un sistema ante interrupciones de energía generalmente largas y

resultantes de condiciones hidrológicas adversas, como a circunstancias en las que es relevante la habilidad del sistema para cubrir la carga de punta.

La particularidad de esa combinación proviene de las opciones de reacción ante racionamientos que se les ofreció a los empresarios entrevistados al momento de responder las encuestas. Como el objetivo más específico era obtener un costo mínimo de racionamiento, se incluyó una opción que es característica de interrupciones de potencia y que consistía en trasladar plenamente horarios de trabajo a momentos del día que no sufrieran la restricción. Al ser esta la opción más económica posible, pues reduce la pérdida de valor agregado y no requiere ninguna adecuación técnica ni otros sobrecostos, el estudio obtiene cifras menores a las que corresponderían solamente a una interrupción de energía.

Los escenarios de racionamiento utilizados han sido: Duración: 1 semana, 1 mes, 2 meses y 6 meses. Profundidad: 2 horas diarias, 4 horas y 8 horas. De ese modo, a las tradicionales duraciones de 1 mes o más hemos añadido la duración de una semana.

El estudio se centra en el "costo de corto plazo," o sea aquel que no resulta en adaptaciones que aumentan de manera permanente la eficiencia. Esas estrategias (reducciones transitorias de potencia, alquiler de generadores, cambios de horarios de trabajo) no dan lugar a alteraciones estructurales o definitivas en las pautas de consumo de electricidad. Debido a que el racionamiento ocurre con previo aviso el estudio ha analizado también medidas que corresponden a los "costos de largo plazo," especialmente los relativos a la compra de generadores.

Diversos problemas de la industria eléctrica están relacionados al costo de racionamiento. La determinación de la reserva óptima de capacidad de generación

eléctrica es uno de ellos e influye decisivamente en el nivel de inversión a realizar y en la seguridad de abastecimiento. La determinación del costo marginal de operación de un sistema es otro de ellos y resulta fundamental para el establecimiento de tarifas adecuadas.

1.3 Resultados finales de diversas investigaciones

1.3.1 Resultado del estudio Fierro-Serra

El estudio más parecido al presente trabajo es el ejecutado en Chile poco después del racionamiento resultante de los problemas hidrológicos ocurrido en 1989. En ese estudio se trabajó con escenarios muy parecidos. Los resultados de dicho estudio son mostrados en los cuadros siguientes.

En el caso de sectores doméstico y comercial, la estimación es la que se registra en el Cuadro 1.3.1. Las cifras varían enormemente con la profundidad del racionamiento, situándose entre centavos US\$ 15.3 y US\$ 500.4 en el caso doméstico. En la medida en que en nuestro estudio se incluyen las empresas comerciales resulta de interés poner de relieve la diferenciada magnitud en ese tipo de empresas.

Cuadro 1.3.1 Costo de la Falla, Sectores Doméstico y Comercial (En centavos de dólar de diciembre de 1989 por KWh.		
% de Restricción	Doméstico	Comercio
10	15,3	14,3
20	82,8	77,3
30	500,4	466,9
Fuente: Elaborado a partir de Fierro y Serra (1990, 251).		

En el caso del sector industrial, como se observa en el Cuadro 1.3.2, el costo de racionamiento (falla) oscila entre 7.7 US\$/kWh en el caso de 1 mes de duración y 10% de profundidad y 22.0 US\$/kWh en el de 10 meses de duración y 30% de profundidad.

Estas cifras corresponden con un racionamiento equiproporcional. El costo indicado es neto en el sentido de que han sido descontados los pagos no realizados por los consumidores a las empresas distribuidoras.

Cuadro 1.3.2			
Costo Neto de la Falla para el Sector Industrial*			
(Cifras en centavos de dólar de diciembre 1989 por KWh.			
Duración	10%	Profundidad 20%	30%
1 mes	7,7	12,1	17,6
2 meses	9,9	14,5	20,5
10 meses	11,8	17,7	22,0
* No incluye costos de capital de equipos existentes a marzo de 1990.			
FUENTE: Fierro y Serra (1990, 250)			

Para efectos ilustrativos incluimos las cifras obtenidas para el sector minero. Su interés para nuestros efectos es destacar la importancia de las fuentes propias de energía para reducir costos de racionamiento y variabilidad según profundidad de falla.

CUADRO 1.3.3			
Costo Neto de Falla para el Sector Minero*			
(Cifras en centavos de dólar de diciembre 1989 por KWh.)			
Duración	10%	Profundidad de la Falla 20%	30%
1 mes	4,2	5,7	7,1
2 meses	4,6	6,6	9,7
10 meses	4,9	19,3	36,2
* No incluye costos de capital de equipos existentes a marzo de 1990.			
FUENTE: Fierro y Serra (1990, 255)			

Juntando ambos resultados se llega a las siguientes cifras:

CUADRO 1.3.4			
Industria y Minería. Costo Neto de Falla*			
(Cifras en centavos de dólar de diciembre 1989 por KWh.)			
Duración	10%	Profundidad de la Falla 20%	30%
1 mes	6,7	10,3	14,6
2 meses	8,4	12,3	17,5
10 meses	9,9	18,1	26,0

* No incluye costos de capital de equipos existentes a marzo de 1990.
FUENTE: Fierro y Serra (1990, 255)

El resultado del costo total para el conjunto de la economía es el siguiente:

CUADRO 1.3.5			
Costo Neto de Falla. Total			
(En centavos de dólar de dic. 1989 por KWh. Restringido)			
Duración	10%	Profundidad de la Falla 20%	30%
1 mes	10,7	14,0	17,9
2 meses	12,7	16,1	20,5
10 meses	13,9	20,8	27,4

FUENTE: Fierro y Serra (1990, 258)

1.3.2 Estudios diversos

a. Interrupciones

La mayor parte de los estudios realizados en diversos países se refieren a interrupciones de más corta duración que la que corresponde al presente estudio. Además, en muchos casos, se trata de interrupciones sorpresivas y no, propiamente, de racionamientos. Escogemos a continuación algunos de esos resultados como referencia más lejana, tanto en el tiempo como en la pertinencia para nuestro estudio, que la presentada en los cuadros anteriores.

En un estudio de Ontario Hydro de 1976, las estimaciones dieron lugar a un costo de interrupción de \$0.68/kW para una interrupción de menos de un minuto y de \$2.69/kW para una de una hora. La diferencia entre industrias también fue significativa. El rango de costos estimado iba desde cero hasta \$1.76/kW para interrupciones muy cortas, y desde \$0.20/kW a \$8.95/kW para la interrupción de una hora. Mirando los resultados por industrias, se encuentra que los costos son similares y evolucionan similarmente con diferentes duraciones de interrupción en los casos de Productos de Caucho (Rubber Products Manufacturers), Imprentas (Newsprint Mills) y Fundiciones de Hierro (Iron Foundries). Los procesos son similares en cada rama industrial. No fue el caso en la industrias del Acero (Iron and Steel Mills) y Petróleo y Química (Petroleum and Chemicals) donde los procesos son distintos. En Petróleo y Química los costos oscilaron entre 0 y \$15/kW para interrupciones muy cortas y entre \$0.04/kW a \$25/kW. [6]

En una encuesta realizada por Ontario Hydro en los 80,

"Para una interrupción de 20 minutos, el costo promedio por kW de carga (en US\$ de 1980) reportado fue de sólo 4 centavos para consumidores residenciales, US\$2.46 para industrias grandes, y US\$6.72 para edificios de oficinas. La duración del tiempo de aviso previo requerido para ayudar a los clientes a reducir costos también varió ampliamente de unos pocos minutos a 19.5 horas incluso entre grandes usuarios industriales." [3] (Ver nota 3, Anexo B)

b. Generación propia

Respecto del recurso a generación propia, en el caso de la industria chilena, Serra y Fierro indican que:

"A la luz de las respuestas dadas durante las entrevistas se sabe que buena parte de los equipos adquiridos durante 1989 se compraron pensando en una restricción prolongada. En general, para restricciones de uno o dos meses no habría adquisición de equipos, de hecho algunas empresas que compraron equipos en 1989 manifestaron su intención de venderlos." [7] (Ver nota 4, Anexo B)

En el caso de la minería, como ya indicamos, la importancia de la generación propia es grande.

"El conjunto de las empresas encuestadas tenía 80 MW de capacidad de generación propia de respaldo, la que fue reforzada con 9 MW adicionales durante 1989. De tal modo, podían absorber restricciones de 15 a 20% con autogeneración." [7]

El estudio de Ontario Hydro de 1976 mostró que un 60% de los grandes consumidores industriales tenía alguna planta generadora propia. La mayor parte de los equipos generadores eran para luces de emergencia, protección contra incendios, protección de equipo vulnerable (mantenimiento de circulación de agua fría para hornos o conservación de materiales en proceso). En general, no eran equipos capaces de contrarrestar una interrupción utilizándolos para el sostenimiento del proceso de producción. [6] Este resultado parece depender mucho del tipo de falla esperado, muy corta, y de la gran confianza en el sistema.

CAPITULO II

LAS EMPRESAS DE LIMA METROPOLITANA EN EL MERCADO ELECTRICO

De conformidad a la Ley de Concesiones Eléctricas se definen varios tipos de transacciones en el mercado eléctrico, para fines de este estudio nos ocuparemos de:

- **Mercado Libre:** para transacciones entre clientes mayores, que actualmente están definidos como aquellos con demandas superiores a 1 MW, y las empresas suministradoras de electricidad que pueden ser generadoras o distribuidoras. En este tipo de transacción no hay participación del Estado, lo cual significa que el precio, cantidades y condiciones a transar son libres. Los clientes de este tipo de mercado son aquellos que por su tensión son de: Muy Alta Tensión (MAT), Alta Tensión (AT) o Media Tensión (MT).

- **Mercado Regulado:** destinado a clientes con consumos menores a 1 MW, los precios máximos son fijados por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), tomando como base el costo marginal de corto plazo de la generación más los valores agregados de transmisión y distribución de los sistemas económicamente adaptados correspondientes. Los clientes de este mercado, por niveles de tensión, son: Media Tensión (MT) residenciales o no residenciales y de Baja Tensión (BT) residenciales y no residenciales

Con la finalidad de establecer la importancia relativa de la cobertura del estudio presentamos a continuación el panorama general del mercado eléctrico y de la parte más relevante para nuestro estudio. El mercado de Lima-Callao que analizamos es el más importante en el país y lo abastecen dos empresas: EDELNOR y Luz del Sur.

La venta de energía eléctrica a nivel nacional alcanzó en 1994 los 9 334,0 GWh, siendo la distribución de la venta de energía por empresas la siguiente:

CUADRO 2.1				
Distribución de Venta de Energía por Empresas (GWh)				
EMPRESA	MERCADO LIBRE	MERCADO REGUL. MT	MERCADO REGUL. BT	TOTAL
ELECTROPERU S.A.	776,6			776,6
EMP. DE GENERACIÓN MACCHUPICCHU	172,3			172,3
EDELNOR	751,5	357,5	1541,4	2.650,4
LUZ DEL SUR	790,4	317,6	1697,1	2.805,1
ELECTRO CENTRO	129,4	59,6	258,9	447,9
ELECTRO NORTE		29,0	162,0	191,0
ELECTRONORTE MEDIO	108,2	179,6	305,4	593,2
ELECTRO NOR OESTE	33,8	37,7	186,4	257,9
ELECTRO ORIENTE		35,3	94,5	129,8
ELECTRO SUR	44,5	35,5	92,0	172,0
ELECTRO SUR ESTE	20,5	18,4	183,5	222,4
ELECTRO SUR MEDIO	41,9	105,8	121,1	268,8
SOC. ELÉCTRICA DE AREQUIPA - SEAL	178,0	66,3	226,4	470,7
ELECTROLIMA SUR	16,5	5,1	23,7	45,3
ELECTROLIMA NORTE	25,9	31,9	73,7	131,5
TOTAL	3.089,5	1.279,3	4.966,1	9.334,9

La importancia relativa de las empresas que proveer de energía pública a Lima-Callao muestra que el estudio se centra en el mercado más exigente desde el punto de vista de magnitud y calidad. A las exigencias económicas de los usuarios se añade un factor político de exigencia de calidad.

Con relación al número de usuarios la distribución de los clientes por empresas y tipo es como sigue:

CUADRO 2.2				
Distribución de Clientes por Empresas y Tipo				
Empresa	Mercado Libre	Mercado Regul. MT	Mercado Regul. MT	Total
ELECTROPERU, S. A.	7			7
EMP. DE GENERACION MACCHUPICCHU	2			2
EDELNOR	86	428	625654	626.168
LUZ DEL SUR	47	412	499181	499.640
ELECTRO CENTRO	8	277	196.874	197.159
ELECTRO NORTE		113	104726	104.839
ELECTRONORTE MEDIO	19	589	215.041	215.649
ELECTRO NOR OESTE	3	129	132.059	132.191
ELECTRO ORIENTE		192	63.286	63.478
ELECTRO SUR	1	252	50581	50.834
ELECTRO SUR ESTE	2	206	150.591	150.799
ELECTRO SUR MEDIO	5	508	73.585	74.098
SOC. ELECTRICA DE AREQUIPA - SEAL	6	81	138.022	138.109
ELECTROLIMA SUR	1	30	12.888	12.919
ELECTROLIMA NORTE	5	73	43.632	43.710
TOTAL	192	3.290	2.306.120	2.309.602

La relación entre venta de energía eléctrica por tipos de usuarios y el número de clientes a nivel nacional es como se muestra a continuación:

CUADRO 2.3				
Relación Venta de Energía Eléctrica por tipo de Usuarios Número de Clientes				
TIPO DE MERCADO	NUMERO CLIENTES	%	VENTA ENERGÍA (GWh)	%
Mercado Libre	192	0,008	3.089,50	33,096
Mercado Regulado MT	3.290	0,142	1.279,30	13,704
Mercado Regulado BT	2.306.120	99,849	4.966,10	53,199
TOTAL	2.309.602	100,000	9.334,90	100,000

Tal como se puede apreciar del cuadro anterior el mayor consumo relativo lo presentan los usuarios del mercado libre, los menores consumos los del mercado regulado en BT.

Esta tesis analiza la situación y las respuestas al racionamiento de empresas que están tanto en el mercado libre como en el regulado, y al estudiar todos los tamaños de empresas, trata de alta, media y baja tensión.

Como se ha indicado en anterior capítulo, la información por tipo de actividad no existe lo que impide establecer ciertas regularidades sectoriales de reacción al racionamiento. Las clasificaciones anteriormente mostradas están referidas a la naturaleza del universo empresarial que permite el diseño de la muestra utilizada en el estudio.

CAPITULO III METODOLOGIA

3.1 Consideraciones Generales

Los componentes de un racionamiento en general (outage) son las siguientes [8]:

- a) Momento en el que ocurre;
- b) Duración de la interrupción;
- c) Magnitud de la interrupción;
- d) Tiempo de aviso previo;
- e) Frecuencia de las interrupciones;
- f) Persistencia;
- g) Cobertura.

Este estudio de costo de racionamiento corresponde principalmente a los costos de corto plazo de racionamientos de duración media y larga. Aún así, debido a la existencia de aviso previo, los consumidores tienen cierta opción de adaptarse a la futura interrupción; por ello, en las encuestas piloto he introducido preguntas sobre algunos costos de adaptación, particularmente relacionados a la adquisición o alquiler de equipos de generación en el período entre el aviso de interrupción y su ocurrencia. También indagamos exploratoriamente sobre la existencia de políticas de ahorro de energía para ver si ellas incluirían medidas sólo de corto plazo o si, además, incluyen cambios en la potencia requerida. Finalmente, hemos optado por introducir preguntas sobre adaptaciones

esencialmente transitorias. La compra de generador sería la menos transitoria de todas las tomadas en cuenta.

En el caso de consumo de empresas, un método sencillo es el basado en el supuesto de una relación "tecnológica" entre el Valor Agregado y el consumo de energía (función de producción) [8]. Pero el método más utilizado es el de encuestas a empresarios. También se han utilizado en diversos países los métodos basados en el cálculo del costo de oportunidad de los recursos inactivos durante el racionamiento.

Las ventajas del método de encuestas son diversas y han sido ampliamente sustentadas en la literatura existente sobre el tema. Los métodos se suelen clasificar en directos e indirectos. En los directos las estimaciones de costo de racionamiento se basan en encuestas que solicitan a los usuarios su apreciación sobre dichos costos. En los indirectos, el costo en el caso de la actividad empresarial es estimado en base a relaciones técnico-económicas aplicadas a un sector industrial o a la economía en su conjunto.

En nuestro estudio de la industria vamos a combinar los dos métodos de una manera peculiar; esto es, introduciendo en la encuesta preguntas que nos permitan estimar ratios entre Valor Agregado y consumo de energía a nivel microeconómico, esto es, para cada empresa encuestada. Los valores de producción pérdida así estimados se contrastarán con las apreciaciones sobre dichas pérdidas que viertan directamente los entrevistados.

Al incluirse en nuestro estudio la condición del aviso previo, resulta necesario explorar sobre la importancia de las adaptaciones transitorias que las empresas pongan en marcha entre el aviso y la interrupción. En ese sentido, nuestro estudio combina aspectos tradicionalmente considerados de corto (reducciones transitorias de potencia, alquiler de generadores, cambio de horarios de trabajo) y largo plazo (compra de generador). Hemos

incluido también preguntas para determinar la existencia de márgenes de aumento de eficiencia en el uso de electricidad para establecer si es que los racionamientos derivan en resultados permanentes en este aspecto.

Desde el interés por el significado social o privado del costo, las estimaciones se pueden clasificar en aquellos que se restringen al costo directo y aquellas que también estiman el indirecto. Este último es imprescindible cuando el estudio busca estimar el impacto social. Nuestro estudio se centra en los costos directos o privados.

Una ventaja adicional en el Perú es que la probabilidad de que los entrevistados hayan tenido experiencia previa en la administración de racionamiento es relativamente alta, a pesar de la creciente movilidad de los funcionarios entre empresas. Ello asegura una capacidad de respuesta a escenarios hipotéticos que se ha generado en experiencias recientes. La encuesta introduce preguntas que facilitan el recuerdo de dichas experiencias como parte previa a las respuestas que son más importantes para el estudio.

En este estudio se considera las siguientes componentes en el cálculo del costo de racionamiento:

- a) Pérdida de producción;
- b) Pérdidas por pago de uso de fuentes extraordinarias de energía;
- c) Pérdida por pagos extraordinarios de planillas.

Las razones de esta selección son la importancia asignada por los propios empresarios en la encuesta piloto, la sencillez de los indicadores necesarios y la facilidad para obtenerlos en la encuesta definitiva.

La pérdida de producción corresponde con lo que los usuarios encuestados consideran que no lograrán recuperar a pesar de poder recurrir a: a) generador propio, adquirido o

alquilado; b) uso de horas extras con el consiguiente pago de planillas extraordinarias y c) el simple traslado de horarios sin costo adicional de planillas.

No deja de ser sorpresivo que hayamos tenido que considerar esa pérdida de producción ya que el costo de racionamiento se eleva en bastantes casos por encima de lo que sería el costo de obtener energía alternativa.

Para estimar el costo total de racionamiento para cada empresa hemos sumado a la pérdida de producción declarada para cada escenario de racionamiento aquel costo correspondiente a cada tipo de recuperación ponderado por su importancia relativa dentro del conjunto de los distintos métodos utilizados por la empresa para dicha recuperación.

En el costo obtenido, al existir la opción de recuperar producción en horarios distintos a los del racionamiento, lo que el usuario deja de pagar a la empresa distribuidora durante dicho racionamiento lo paga durante la posterior recuperación de la producción. En la pérdida por uso de fuentes extraordinarias de energía, el usuario sí deja de pagar al distribuidor y ello se toma en cuenta en el cálculo.

3.2 Definición de Variables Operativas para Encuesta

3.2.1 Estimación de pérdida de producción si no hubiera ni generación propia ni posibilidad de turnos extra ni desplazamiento de horarios

Desde el punto de vista de cada empresa, una estimación de la pérdida máxima, se obtendrá multiplicando el VA generado durante el año en dicha empresa por la fracción del período anual de trabajo que se interrumpe con el racionamiento. Esta fracción depende, a su vez, de la parte de ese racionamiento que coincide con la jornada normal de la empresa.

$$PVAm_{ax} = VA \times t / T \quad (1)$$

Donde:

PVAmáx = es la pérdida de valor agregado anual que habría en el caso de un racionamiento cuyo efecto en la producción no pudiera ser contrarrestado por ningún método.

VA = es el Valor Agregado de la empresa durante los 12 meses de 1995. (El valor se mide en Soles corrientes.)

t = es el período anual de racionamiento desde el punto de vista de la empresa. (No es necesariamente el mismo que el periodo de racionamiento.)

T = es el tiempo efectivo de operación de las empresas.

En esa expresión, por lo tanto, t/T depende de la duración general del racionamiento y de la parte de las horas diarias de racionamiento que se yuxtaponen con las de la jornada normal para cada empresa, esto es, de la profundidad particular de racionamiento para cada empresa. Esta pérdida se reduciría, por ejemplo, con la administración de los horarios de racionamiento; reduciéndose la pérdida conforme el horario de racionamiento se juxtapone menos al horario de trabajo normal de cada empresa.

Para calcular el costo de racionamiento, o sea, la pérdida de Valor Agregado por unidad de energía no consumida (suministrada a cada empresa) hay que introducir el consumo no realizado durante el racionamiento. Dicho consumo es:

$$C = C_{anual}xt / T \quad (2)$$

Dividiendo (1) entre (2) tenemos el coeficiente VA/C (3) que resulta fundamental en el estudio.

3.2.2 El cálculo de costo de racionamiento para cada empresa

El cálculo del costo de racionamiento de cada empresa se ha obtenido dividiendo en dos grandes partes el total de este valor agregado afectado teóricamente por el racionamiento: la parte recuperable y la no recuperable de acuerdo a las estimaciones de los encuestados según cada escenario.

A su vez, la parte de ese valor agregado total que es recuperable se divide en tres partes, cada una de ellas correspondiente a un método de recuperación. Como hemos indicado antes, esos métodos son: el traslado de horarios, la generación propia de energía y el uso de horas extras.

El costo final de racionamiento de cada empresa encuestada se ha obtenido por medio de un promedio ponderado de cada componente particular. Esa ponderación depende de la importancia relativa de cada método en la recuperación de la producción que los encuestados estimaron podrían llevar a cabo. En esa ponderación se incluye la producción que se estima no recuperable por los encuestados.



donde

AB: proporción del valor agregado recuperado con generador

BC: proporción del valor agregado recuperado con horas extras o con traslado de horas.

CD: proporción del valor agregado no recuperable con horas extras o con traslado de horas.

Costo (S/KWh) = costo de la producción no recuperable (S/KWh) x (CD/AD)

+ costo de energía de generador (S/KWh) x (AB/AD)

+ costo de horas extras (S/KWh) x (BC/AD) o costo de traslados de horas (S/KWH) x (BC/AD).

Obviamente, el costo del simple traslado de horas, esto es, sin pago extraordinario, se consideró nulo.

Métodos de recuperación de producción y ponderaciones

a. Pérdida efectiva de Valor Agregado

Después de estar seguros que el encuestado había recordado la experiencia anterior con racionamientos y se había familiarizado con las opciones de recuperación de producción existentes en la encuesta se preguntó por el nivel de recuperación de producción que lograrían recurriendo a todos los métodos. De las respuestas sale el valor de r que es igual a AC/AD .

El costo de racionamiento por pérdida definitiva o no recuperable de producción se estima utilizando (3) y multiplicando dicho coeficiente microeconómico por $(1-r)$ donde r es la proporción del V_{Amax} que se logra recuperar recurriendo a los medios disponibles que la encuesta piloto demostró importantes (traslado de horarios, uso de generador, horas extras).

El costo de pérdida de valor agregado se obtiene de la siguiente manera:

$$Perd VA = VA \text{ anual} \times (t / T) \times (1 - r) / Camual \times (t / T)$$

o, más simplemente:

$$PerdVA = VA \text{ anual}(1 - r) / Camual$$

b. Estimación de recuperación de producción con generador

En la medida en que la proporción (AB) no se solicitó en todas las encuestas hubo que estimarla en base a otra información, también de la encuesta. Para la estimación de la proporción de la producción que se puede realizar por medio de generador propio hemos considerado útil introducir dos coeficientes. El primero es rco es lo que hemos definido como "ratio crítico de operación" y expresa la relación entre la potencia que resulta imprescindible para sostener la producción durante períodos medios y la potencia máxima demandada en tiempos normales. La inversa constituye un indicador del margen de maniobra para reorientar el uso de la energía hacia actividades críticas cuando se quiere mantener la producción. El ratio puede, pues, ser visto como un indicador de eficiencia en el uso de la potencia contratada.

El segundo es rd es lo que hemos definido como "ratio de disponibilidad" y mide la efectiva posibilidad del empresario para concentrar el uso de la potencia de sus equipos de generación tras el objetivo de sostener la producción afectada por el racionamiento.

Para estimar el aporte de la generación propia en la minimización de la pérdida de producción (recuperación en nuestra terminología) se ha recurrido a la relación entre la potencia del generador disponible (p) y la potencia contratada (P). A la potencia del generador se le ha aplicado un coeficiente consistente en el "ratio de disponibilidad" (rd) con el fin de determinar la real disponibilidad de potencia propia. A la potencia contratada se la aplicado otro coeficiente consistente en el "ratio crítico de operación" (rco) suponiendo que las empresas racionalizarían el uso de su potencia para mantener en la mayor medida posible su ritmo normal de actividad.

Esta relación entre las dos potencias ha sido utilizada como estimación del reemplazo de potencia suministrada por potencia propia. Por ejemplo, cuando la relación era igual o mayor que uno, se supuso que la recuperación de la producción era completa y que el único costo de racionamiento era el derivado del mayor costo de la energía así obtenida.

c. Estimación de recuperación adicional de pérdida de producción: horas extras y traslados de horarios

En el caso más general, la encuesta piloto sugirió la necesidad de detectar pérdidas de eficiencia productiva en el caso de tener que recurrir a horas extras. Para ello, se partió de una formulación más compleja que fue en la que se basó la encuesta más amplia. Finalmente, por la pobreza de las respuestas sobre dicha ineficiencia, se decidió por una fórmula más sencilla. (Ver nota 5, Anexo B)

Para determinar la importancia de la recuperación de producción recurriendo sea a horas extras o por simples traslados de horarios la decisión operativa consistió en asignar al método declarado por los encuestados la responsabilidad de toda la recuperación efectiva del valor agregado (AC) que no había sido lograda por medio del generador (AB). En otros términos, el segmento BC.

Así, por ejemplo, si el encuestado respondía que para un determinado escenario de racionamiento recurriría a un traslado de horarios y no a horas extras remuneradas con sobresueldo, asignamos a dicho traslado la ponderación BC.

3.3 Cálculo de costo de racionamiento

3.3.1 Pérdidas por pagos extraordinarios de energía

Para la estimación de la pérdida por pagos extraordinarios de energía se recurrió a una expresión sumamente simple descartándose estimaciones más complejas. (Ver nota 6, Anexo B)

$$\text{Costo adicional de energía propia} = Tfg - Tfc$$

Donde **Tfg** es el costo de la energía generada en fuente propia y **Tfc** es el costo de la energía adquirida a las empresas distribuidoras

En esa expresión hemos dejado de lado algunos costos de generación que en otras circunstancias pueden ser importantes para el resultado final. Tal es el caso de costos de alquiler o compra de generadores. El resultado de la encuesta mostró que dentro de las opciones ofrecidas de adaptación al racionamiento pocas empresas aumentarían su actual capacidad de generación. En la medida en que los costos fijos de los generadores actualmente existentes se incurren aún en el caso de que no haya racionamiento su inclusión no es pertinente.

3.3.2 Costo de recuperación por pagos extraordinarios de planillas

El restante componente de costo es el las horas extras que, a decir de los encuestados, tendrían que pagar en caso de racionamiento. La expresión utilizada es la que sigue:

$$\text{Costo adicional por planillas} = [L(w_2 - w_1) \times t] / \text{Camual} \times (t/T)$$

o más simplificadaamente:

$$= [L(w_2 - w_1) \times T] / \text{Camual}$$

Donde **L** es el número de trabajadores

w2 es el salario en sobretiempos

w_1 es el salario en horario normal.

Finalmente, por la mayor facilidad para responder la encuesta, en el cálculo se utilizó la siguiente expresión, equivalente a las anteriores:

$$= \{(w_2/w_1) - 1\} \times \text{Planilla mensual} \times 12 / \text{Camual}$$

3.3.3. Costo total de racionamiento

$$\begin{aligned} \text{Costo Total} &= (1-r) VA_{\text{Camual}} / \text{Camual} \\ &+ g(T_{fg} - T_{fc}) \\ &+ (r - g)[L(w_2 - w_1) \times T] / \text{Camual} \end{aligned}$$

$$\text{Donde: } (p \times rd) / (P \times rco) = g$$

Tras introducirlos en la encuesta piloto se dejaron de lado otras variantes de reacción ante el racionamiento. El mayor uso de capacidad instalada durante los momentos sin racionamiento, el reemplazo de insumos producidos por comprados a terceros y la sustitución de bienes finales producidos por su compra a otros. En unos casos era difícil separar entre los factores de la decisión empresarial aquellos que provenían del racionamiento mismo; en otros, se mostró poco posible dicha reacción.

3.3.4 Otros costos

En el caso del costo de oportunidad de los recursos inactivos durante el período de racionamiento y reinicio suponemos que un más intenso uso de dichos recursos posterior a ese racionamiento puede contrarrestar fácilmente la pérdida. (Munasinghe 1979, 75-6) De igual manera, otro costo que estamos dejando de lado es el propio de los reinicios de la producción después de la interrupción. Si los costos de reinicio son mayores al normal o la producción menor a la normal suponemos que, en vista de la capacidad ociosa existente y la mayor intensidad posible por períodos relativamente cortos, se puede revertir el impacto negativo.

CAPITULO IV DISEÑO DE MUESTRA SECTOR EMPRESAS Y PREPARACION DE ENCUESTA

4.1 Formulario de Encuesta

El formulario de la encuesta se organizó en cuatro partes, que son:

- I. Datos generales de la empresa
- II. Estrategias de respuesta a racionamiento en el pasado
- III. Estrategia ante racionamientos hipotéticos, y
- IV. Características del consumo y producción.

Para validar este formulario se aplicó de manera experimental (prueba piloto) a una muestra de doce empresas. La encuesta piloto tuvo por finalidad determinar la claridad de las preguntas realizadas, así como de las respuestas recogidas. Asimismo, fue importante para elaborar una primera estimación de resultados que nos aseguraran que las encuestas proveían los insumos indispensables para estimar el costo de racionamiento eléctrico de los diversos usuarios. Con los resultados obtenidos en esta fase junto a las observaciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas, se reformuló el cuestionario, hasta en tres ocasiones, quedando finalmente la versión tal como aparece en el Anexo.

4.2 Selección de la Muestra

La determinación del universo empresarial (marco muestral) actualizado y depurado a Noviembre de 1995, contabilizó un total de 2,389 empresas estratificadas según tarifas como sigue:

Tarifa	No. de empresas
30	2008
31	275
32	84
33	21
34	1
Total	2389

Se seleccionó una muestra aleatoria de empresas. Un método para determinar el tamaño de la muestra es la especificación del nivel de confianza que se asumirá con respecto a los márgenes de error para las características que se consideran vitales en la encuesta. En el presente estudio, los supuestos adoptados fueron un nivel de confianza del 95 por ciento y un margen de error muestral para la estimación de los parámetros poblacionales del 6 por ciento. Asimismo, se consideró como criterio de homogeneidad el hecho que la mayoría de las empresas (84.4%) corresponden a la tarifa 30. Con estos criterios, el tamaño de muestra se fijó en 140, de las tarifas 30,31,32 y 33. La única empresa de tarifa 34, fue seleccionada con certeza, quedando autorepresentada.

La selección de las 140 empresas fue hecha de manera aleatoria y con probabilidad proporcional al tamaño (ppt). Esto significa que cada unidad empresarial tuvo oportunidad de ser elegida en proporción al tamaño de su estrato tarifario. Para ello, se acumularon las empresas dentro de cada estrato a fin de obtener un intervalo de selección, para los cuales se aplicaron números aleatorios. Adicionalmente, se seleccionó también de manera aleatoria una muestra de reemplazo, que fue utilizada en los casos de no accesibilidad, o por rechazo parcial o total.

Tarifa	Universo de empresas	Intervalo Acumulado	Probabilidad Asociada	Muestra de empresas Programada	Realizada
30	2008	1 - 2008	2008/2389	100	96
31	275	2009 - 2283	275/2389	24	12
32	84	2284 - 2367	84/2389	10	2
33	21	2368 - 2388	21/2389	6	6
Total	2388			140	116

Como se aprecia en la última columna, luego de realizado el trabajo de campo, la muestra final se redujo a 116 empresas; lo que significa que el nivel de confianza de la muestra asumido en 95 por ciento, se ve reducido a 90 por ciento. Las razones más importantes para las encuestas no hechas fueron el rechazo y empresas no ubicables por cambio de giro o de dirección.

Al final del trabajo de campo se habían visitado un total de 233 empresas con los siguientes resultados:

Empresas visitadas	Encuestas realizadas	Encuestas no realizadas	
233	117	116	
Razones de no realización			
Rechazo	No ubicados	Clausurados	Otras no funcionan
44	33	12	27

4.3 Selección de Encuestadores

De un total de 28 postulantes, fueron seleccionados - de acuerdo a sus antecedentes académicos, experiencia y una entrevista personal que evaluó su capacidad de contactar a las empresas y desarrollar la encuesta - trece alumnos de los últimos ciclos de las especialidades de Economía e Ingeniería Electrónica de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

4.4 Adiestramiento de los Encuestadores

Los encuestadores recibieron una charla general el 2 de Enero de 1996 y dos charlas específicas, los días 3 y 5 de Enero de 1996.

En la charla general, el director del proyecto explicó los objetivos del estudio, la importancia de éste para el país, y el tipo de encuesta a realizar. A continuación, la especialista en diseño y ejecución de encuestas instruyó a los encuestadores acerca de cómo conducirse en la situación de entrevista, así como de los problemas que pudieran presentarse en el campo. Finalmente, se hizo una primera lectura del cuestionario, con el apoyo de la especialista en economía eléctrica, quien facilitó la familiarización de los encuestadores con los conceptos técnicos propios de los usuarios de energía eléctrica. Los encuestadores se retiraron con la tarea de revisar todas las preguntas del cuestionario para las dos sesiones siguientes.

En las dos charlas específicas, se realizaron entrevistas de ensayo en el aula, donde los coordinadores y los estudiantes asumieron los papeles de encuestado/a y encuestador/a respectivamente. Los coordinadores planteaban situaciones difíciles y todo el grupo llenaba los cuestionarios que luego se discutían a fondo. Este ejercicio duró dos tardes completas y resultó muy útil en la capacitación. Las conclusiones de la primera reunión de este tipo se incorporaron al diseño definitivo de la encuesta. Posteriormente se envió a los encuestadores al campo a probar sus cuestionarios. Los datos recolectados fueron examinados por los coordinadores, quienes determinan si se han mantenido niveles razonables de éxito. Quienes alcanzaron los niveles establecidos, empezaron su trabajo de campo el 12 de Enero.

4.5 Supervisión de los Encuestadores

La especialista en economía eléctrica y la especialista en diseño y aplicación de encuestas realizaron la tarea de supervisión durante todo el período de recolección de la información. Se realizaron dos reuniones durante este período para discutir los problemas que se iban presentando en la aplicación de la encuesta y en la elaboración de los cálculos de cada empresa encuestada. A cada encuestador se le ~~exigió~~ ~~exigió~~ un informe que contiene las respuestas al cuestionario, las estimaciones de costos para la empresa de las diferentes modalidades de falla. El trabajo de campo concluyó el 17 de Febrero.

CAPITULO V RESULTADOS DE COSTO DE RACIONAMIENTO

5.1 Costo de Racionamiento de Empresas de Lima Metropolitana

Se ensayaron diversas expresiones matemáticas para calcular el costo de racionamiento. Después de descartar variables debido a la dificultad de obtener información y de simplificar las expresiones más viables, las encuestas proveyeron la información cuantitativa para obtener el costo de racionamiento resultante de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Costo de racionamiento} &= VA (1 - r)/C \\ &+ a(Tfg - Tfc) \\ &+ b(0.3 PI/C) \end{aligned}$$

donde:

VA es el valor agregado anual (S/.1995); **C** es el consumo anual de energía (KWh); **r** es la proporción del **VA** afectado por el racionamiento que es recuperado recurriendo a todos los medios indicados; **Tfg** es la tarifa de energía obtenida con generador (S/KWh); **Tfc** es la tarifa pagada a las empresas distribuidoras (S/KWh); **0.3** es el pago adicional promedio por sobretiempo; **PI** es la planilla anual (S/.); **a** es la proporción de la recuperación del **VA** que se ha realizado con generador y **b** es la proporción del **VA** que se ha recuperado con utilización de horas extras pagadas por encima de la remuneración en la jornada normal. En el cálculo de costo de racionamiento de las empresas de Lima Metropolitana las cifras obtenidas de la

encuesta se presentan en el Cuadro 5.1. En él se constata que el costo promedio varía entre 0.21 S/KWh y 1.09 S/KWh.

Cuadro 5.1 COSTO TOTAL MEDIO POR ESCENARIO: LIMA (Soles x KWh)			
	2 Horas	4 Horas	8 Horas
1 Semana	0,21	0,36	0,77
1 Mes	0,32	0,49	1,00
2 Meses	0,26	0,44	1,00
6 Meses	0,29	0,50	1,09

Esos valores están dentro del rango esperable. Sin embargo, una característica fundamental de estas cifras es la distribución de la que surge cada una de ellas. Como entre las opciones de respuesta empresarial al racionamiento se incluyó en la encuesta la posibilidad de trasladar horarios sin costo adicional alguno de pagos por sobretiempo, la mayor parte de las empresas tienen costo nulo de racionamiento. Por esta razón, los promedios obtenidos pueden considerarse valores mínimos, en el sentido de que había opciones de reducir el costo de racionamiento a cero sin restricción importante, cosa que, obviamente, no es lo propio de una restricción estrictamente de energía. Por ejemplo, como mostramos en la siguiente sección, según los distintos racionamientos, entre el 50% y el 83% de las empresas recurrieron exclusivamente a dicha respuesta reduciendo a cero el costo de racionamiento. (Ver Cuadro 5.2)

5.2 Otros Resultados

En esta sección se proponen otras maneras de determinar costos de racionamiento que no se basan en promedios. La razón de incluirlas se deriva de dos resultados que relativizan el valor de los promedios: la distribución no normal de los diversos costos individuales de racionamiento y la existencia de pérdidas de producción a pesar de las excepcionalmente favorables posibilidades de recuperación que hemos supuesto en el estudio.

5.2.1. Porcentaje de empresas con costos inferiores al de la CTE

Una característica de los resultados obtenidos es la concentración de costos de las empresas en un extremo de la distribución. El Cuadro 5.2 presenta la acumulación de frecuencias obtenida. Esta distribución justifica la utilización de otros criterios, distintos al promedio, para determinar el costo de racionamiento.

Por eso, una segunda consecuencia de esa distribución es que el valor de los promedios en la sección anterior resulta relativizado cuando se pretende utilizar dichos costos como representativos del universo de empresas. Por esa razón, se ha presentado la distribución de frecuencias acumuladas con la finalidad de facilitar la eventual decisión de determinar el costo de racionamiento más adecuado según el porcentaje de empresas cuyo costo individual sería igual o menor que el establecido por la CTE. Por ejemplo, si el escenario de racionamiento más probable es el de 4 horas durante dos meses y se deseara cubrir el costo individual del 86% de las empresas, el costo de racionamiento sería de 0.70 S/KWh. En otros términos con una tarifa de 0.70 soles por KWh., el 86% de las empresas tendría sus costos de racionamiento cubiertos en el caso de que dicho racionamiento tuviera una profundidad de 4 horas y una duración de 2 meses.

Si el criterio fuera asegurar que el costo general de racionamiento establecido cubriese el costo particular de un cierto porcentaje de las empresas de Lima Metropolitana habría que utilizar el Cuadro 5.2 para determinar dicho costo general. Obviamente, la decisión de hasta qué porcentaje cubrir depende de la valoración que se tenga de las empresas que tienen costos claramente distintos a los de la mayoría de empresas sin llegar a ser excepcionales. A manera de ilustración podemos indicar que si la CTE quisiera proteger con su costo de racionamiento al, por ejemplo, 90% de las empresas, el costo de racionamiento para una profundidad de 2 horas estaría entre 0.20 y 0.40 S/KWh. Si la profundidad subiera a 4 horas, el costo de racionamiento debería establecerse entre 1.0 y 2.0 S/KWh. Si, finalmente, la profundidad fuera de 8 horas, el costo de racionamiento que cubriría el costo individual del 90% de las empresas estaría entre 2.0 y 5.0 S/KWh.

Estos costos son muy sensibles a la decisión sobre qué porcentaje de los usuarios proteger con el costo de racionamiento. En el extremo, si se decidiera proteger del peor racionamiento a sólo al 50% el costo de racionamiento debería ser nulo. Recuérdese que se ha considerado que la opción de trasladar horarios sin costo alguno está abierta para las empresas.

Cuadro 5.2
COSTO TOTAL – EMPRESAS DE LIMA
(Frecuencias Relativas Acumuladas)

	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta	Hasta
S/.x KWH-->	S/.0,1	S/.0,2	S/.0,3	S/.0,4	S/.0,5	S/.0,6	S/.0,7	S/.0,8	S/.0,9	S/.1,0	S/.2,0	S/.5,0	S/.12,0
2 h - 1 sem	83%	89%	92%	94%	94%	95%	95%	95%	95%	95%	97%	99%	100%
2 h - 1 mes	82%	88%	90%	92%	92%	93%	93%	93%	93%	93%	96%	98%	100%
2 h - 2 mes	78%	85%	89%	91%	91%	92%	93%	93%	93%	94%	97%	99%	100%
2 h - 6 mes	77%	84%	89%	90%	90%	91%	92%	92%	92%	93%	96%	99%	100%
4 h - 1 sem	71%	76%	82%	84%	86%	87%	88%	89%	89%	89%	95%	99%	100%
4 h - 1 mes	68%	74%	81%	83%	84%	85%	86%	87%	87%	87%	93%	98%	100%
4 h - 2 mes	63%	71%	77%	81%	83%	84%	86%	87%	87%	87%	94%	99%	100%
4 h - 6 mes	63%	69%	77%	78%	81%	83%	85%	86%	86%	87%	92%	98%	100%
8 h - 1 sem	56%	61%	70%	71%	73%	75%	79%	81%	81%	82%	86%	97%	100%
8 h - 1 mes	50%	56%	64%	67%	69%	70%	73%	75%	76%	76%	83%	94%	100%
8 h - 2 mes	50%	56%	63%	65%	67%	69%	72%	73%	74%	75%	83%	95%	100%
8 h - 6 mes	50%	56%	62%	65%	67%	68%	70%	72%	72%	73%	81%	95%	100%

5.2.2 El costo de la pérdida de producción

Una característica adicional de las respuestas de los entrevistados que resulta importante destacar es la existencia de apreciables pérdidas de producción a pesar de que la encuesta ofrecía a todas las empresas tanto la opción de costo nulo de racionamiento como la de utilizar, comprar o alquilar generador o finalmente recurrir a sobretiempos. El Cuadro 5.3 presenta el promedio de pérdida de producción para cada escenario. La pérdida de producción varía entre un 2% y un 17%.

Cuadro 5.3 RECUPERACION CON TODOS LOS METODOS EMPRESAS DE LIMA (Promedio/Porcentaje)	
2 h - 1 sem	98,0
2 h - 1 mes	98,1
2 h - 2 mes	97,4
2 h - 6 mes	96,4
4 h - 1 sem	95,4
4 h - 1 mes	95,2
4 h - 2 mes	93,2
4 h - 6 mes	93,1
8 h - 1 sem	90,2
8 h - 1 mes	88,8
8 h - 2 mes	88,2
8 h - 6 mes	87,0

Por último, entonces, otro criterio posible es el basado en la pérdida de producción resultante del racionamiento. El Cuadro 5.3 muestra que, incluso en el caso de existir la opción irrestricta para trasladar horarios, existe una pérdida de producción. En el caso de más fácil traslado, el del racionamiento de 2 horas de profundidad y 1 semana de duración, los empresarios respondieron de manera tal que el promedio de pérdida de producción es de 2%. En el caso extremo opuesto es de 13%. Independientemente de la irracionalidad

empresarial que pueda aparecer en este resultado, ello sugiere que la sensibilidad del costo de racionamiento a la pérdida de producción es muy grande. En efecto, en el Cuadro 5.4 se presenta el enorme salto en costos de racionamiento que resultan de diversos grados de pérdida de producción. Con una pérdida nula hemos colocado la cifra de los costos variables de la energía obtenida con generador. Es, por tanto, una subestimación del verdadero costo de generación cuando el generador es, por ejemplo, alquilado para enfrentar el racionamiento. Las cifras provienen de la relación entre Valor Agregado y Consumo de energía de las empresas, según sus declaraciones en la encuesta. Basta una pérdida de 1% en la producción para que el costo de racionamiento de las empresas se eleve a 0.66 S/KWh. Una pérdida de 2% eleva el costo a 1.24 S/KWh. (Ver cuadro 5.4)

Cuadro 5.4 Costo de Racionamiento para distintos Niveles de Pérdida de Valor Agregado (Soles por KWh)	
R	Costo
1.00	0.08
0.99	0.66
0.98	1.24
0.97	1.82
0.96	2.40
0.95	2.98
0.90	5.88
0.75	14.59
0.50	29.11

Este resultado es importante porque indica que racionamientos de energía difícilmente pueden evitar un impacto negativo sobre la actividad macroeconómica, lo que se traduciría por problemas de demanda en una pérdida de producción no resoluble al 100% por ningún

método. Una estimación de este costo sería materia de un estudio sobre el costo propiamente social de racionamiento.

En vista de la distribución mostrada en el Cuadro 5.2, es obvio que la pérdida de producción no ocurre en la mayoría de las empresas, pero la distribución indica que tampoco constituyen una excepción, sobre todo en escenarios de mayor profundidad. La consecuencia de esta constatación es que el costo de racionamiento basado exclusivamente en el costo de la energía obtenida con generador no es representativo de las previsiones de los propios empresarios. La obtención, por lo tanto, de costos de racionamiento superiores a los de la energía con generador supone una percepción de dificultad para recurrir a este método, e incluso al del traslado de horarios sin costo adicional alguno para eliminar toda pérdida productiva.

5.3 Información Adicional Para El Diseño De Racionamientos

En esta sección final de resultados vamos a presentar información complementaria proveniente de las encuestas y que puede ser útil para la administración de los racionamientos en el futuro.

5.3.1 Tiempo adecuado de aviso anticipado

La encuesta preguntó por el tiempo más adecuado para prepararse al racionamiento. El resultado es:

Anticipación	Empresas	Anticipación	Empresas
1 hora	3.36%	4 días	5.88%
8 horas	2.52%	1 semana	37.82%
12 horas	0.84%	2 semanas	10.08%
1 día	18.49%	3 semanas	0.0%
2 días	16.815	1 mes	4.20%

5.3.2 Existencia de generadores

En la encuesta se encontró que el 35% de las empresas tenía generador. Esta cifra es muy similar al 33.3% de encuestados que indicó que había recurrido a un generador propio en racionamientos anteriores. De las 43 empresas a las que ese porcentaje corresponde, 29 tenían un generador, 7 tenían dos, 5 tenían 3 y 2 tenían 4 generadores.

5.3.3 Decisión de comprar generadores

La decisión de comprar generadores varía con la profundidad y duración del racionamiento. En un racionamiento de 2 horas durante una semana, un 95% indicó que se mantendría como está ahora y un 5% alquilaría. Ninguno consideró comprar adicionales. En el racionamiento más duro, de 8 horas diarias durante seis meses, el 46.7% seguiría como está; el 35.5% compraría y el 17.8% alquilaría. La influencia de la profundidad es mayor que la de la duración.

5.3.4 Eficiencia de adaptación al racionamiento

Con la finalidad de evaluar las posibilidades de disminuir el efecto del racionamiento utilizando mejor la potencia disponible se preguntó sobre la disponibilidad del generador existente para cubrir la emergencia (ratio de disponibilidad). El resultado es que, en promedio, el 89% de la potencia de los generadores estaría en condiciones de contribuir al enfrentamiento de la emergencia.

Además, se preguntó por la posibilidad de desconectar parte de la potencia de la empresa sin afectar la producción. El resultado es que, en promedio, podría desconectarse el 15% de la potencia sin afectar el curso de la producción durante la emergencia. Este factor es de especial importancia a futuro.

Un problema insuficientemente estudiado por la inadecuación de muchas respuestas es el relativo a la pérdida de eficiencia en la actividad productiva como consecuencia de traslados de horarios. En la memoria de 20% de los entrevistados hubo una pérdida de eficiencia productiva durante los racionamientos anteriores.

5.3.5 Estrategias en pasados racionamientos

Además de la proporción de empresarios que utilizó generadores en racionamientos anteriores, sólo el 7.8% de los encuestados indicó que había alquilado uno, sea para aumentar la potencia de generación propia o para tenerla por primera vez. El 30.2% de los encuestados recurrió a turnos adicionales. Una relativamente alta proporción de encuestados, 42.7%, indicó que había tenido que reducir su producción. Esto contribuye a valorar la información obtenida respecto de la posibilidad de no recuperar producción a pesar de las opciones que se presentaron para hacerlo. Confirma, además, la importancia de este problema.

5.3.6 Incidencia de los horarios de racionamiento

Como, para simplificar la encuesta se determinó que las horas de racionamiento serían de 8 a 10, de 8 a 12 y de 8 a 16 horas, se preguntó por el porcentaje de su jornada normal que era afectada por el racionamiento más largo. La respuesta es que el 20.2% sería afectado entre 0 y 25% de su jornada normal. Generalmente empresas que trabajan en la tarde o en la noche. El 19.3% sería afectado entre el 25 y el 50% de su jornada. El 30.2% entre el 50 y el 75% y el 30.2% también entre el 75 y el 100% de su jornada. Es interesante constatar que el horario de 8 a 16 no es el dominante en las empresas de Lima Metropolitana.

CONCLUSIONES

1.- Tras la realización del estudio, el método de obtención de información por medio de encuestas se confirma como fundamental. Resulta necesario indagar sobre las opciones que los empresarios perciben como realistas en el caso de interrupciones. La especificación de los plazos de aviso previo que desearían tener indica que tienen en mente estrategias que es necesario establecer con precisión antes de realizar los cálculos de costo de racionamiento. La complejidad de las estrategias que declaran hace del cálculo exclusivamente basado en el costo de generación propia claramente inadecuado.

2.- La reducción de Valor Agregado es una consecuencia importante de las interrupciones de energía. Incluso en el caso, como el de este estudio, de ofrecerle al empresario opciones de recuperación total del producto con muy pocos costos, se registran pérdidas de producción. Se constata así que en el caso de un racionamiento energético más estricto que el formulado en el estudio, las pérdidas de VA deben ser suficientemente grandes como para ameritar un estudio del costo social que incluya los efectos macroeconómicos de la interrupción y no sólo el privado como ha sido el caso en este estudio.

3.- En el cálculo de costo de racionamiento obtenido por medio de encuestas a las empresas de Lima Metropolitana se constata que el costo promedio varía entre 0.21

S/KWh y 1.09 S/KWh. Las cifras promedio para los diferentes escenarios se muestran en el siguiente cuadro.

COSTO TOTAL MEDIO POR ESCENARIO: LIMA (Soles x KWh)			
	2 Horas	4 Horas	8 Horas
1 Semana	0,21	0,36	0,77
1 Mes	0,32	0,49	1,00
2 Meses	0,26	0,44	1,00
6 Meses	0,29	0,50	1,09

4.- Es necesario considerar que una característica fundamental de las cifras mostradas en el cuadro anterior es la distribución de la que se obtienen los promedios. Esa distribución resulta de las opciones de reacción que se les ofreció a las empresas encuestadas. Como entre las opciones de respuesta empresarial al racionamiento se incluyó en la encuesta la posibilidad de trasladar horarios sin costo adicional alguno de pagos por sobretiempo, la mayor parte de las empresas tienen costo nulo de racionamiento. Por esta razón, los promedios obtenidos pueden considerarse valores mínimos, en el sentido de que había opciones de reducir el costo de racionamiento a cero sin restricción importante, cosa que, obviamente, no es lo propio de una restricción de energía. Por ejemplo, según los distintos racionamientos entre el 50% y el 83% de las empresas recurrieron exclusivamente a dicha respuesta reduciendo a cero el costo de racionamiento. Dada la importancia que tiene lo anterior será fundamental para futuros estudios especificar de manera separada las características de cada tipo de racionamiento y las opciones de reacción que se abren.

5.- Una segunda consecuencia de esa distribución, es que el valor de los promedios resulta relativizado cuando se pretende utilizar dichos costos como representativos del universo

de empresas. Por esta razón, se ha presentado la distribución de frecuencias acumuladas con la finalidad de facilitar la eventual decisión de determinar el costo de racionamiento más adecuado según el porcentaje de empresas cuyo costo individual sería igual o menor que el establecido por la CTE. Por ejemplo, en la tabla presentada en el capítulo sobre los resultados, se determina que si el escenario de racionamiento más probable es el de 4 horas diarias durante dos meses y se deseara cubrir el costo individual del 86% de las empresas, el costo de racionamiento sería de 0.70 S/KWh.

6.- Desarrollando más lo indicado en el punto 2 de estas conclusiones, debemos indicar que la existencia de apreciables pérdidas de producción revela una cierta irracionalidad económica de los empresarios. En efecto, a pesar de que la encuesta ofrecía a todas las empresas tanto la opción de costo nulo de racionamiento como la de utilizar, comprar o alquilar generador o finalmente recurrir a sobretiempos, la pérdida de producción registrada varía entre un 2% y un 17%, cifras extraordinariamente altas dadas las posibilidades de reacción indicadas arriba. Resulta necesario, por lo tanto, analizar el sesgo hacia arriba que una encuesta introduce cuando se pretende estimar el costo que los empresarios consideran probable en el caso de una interrupción. El diseño de la encuesta debe poder establecer dicho sesgo.

7.- La información disponible no permite un análisis más fino como el que se podría realizar estudiando cada sector importante de la actividad empresarial. Al carecer de la información sectorial y tener que dividir a las empresas exclusivamente en términos de clasificación tarifaria es imposible determinar la existencia de pautas homogéneas de reacción sectorial ante racionamientos de energía. De contarse con información sobre las

características técnicas de las empresas, la ingeniería podría contribuir más precisamente a la evaluación de la calidad de los resultados que dependen de dichas características.

**ANEXO A
ENCUESTA**

I. DATOS TECNOLOGICOS GENERALES

I.1.1. Actividades que lleva a cabo la empresa

.....
.....
.....

I.1.2. Tipos de procesos existentes en su planta

.....
.....
.....
.....

I.1.3. ¿Pueden los procesos separarse entre si?

SI

NO

**I.2. ¿Podría detallar las características de las principales unidades en su planta?
(Información de placa, ej. Potencia, HP, otros)**

	Kw.	HP

I.3. ¿Qué equipos de generación eléctrica tiene y cuáles son sus características?

Potencia	Combustible
a)
b)
c)
d)
TOTAL	

I.4.1. ¿Cuál ha sido la demanda pico mensual de su industria (kW), y cuál el consumo de energía eléctrica (kWh), suministrado por la empresa de electricidad, en los últimos doce meses?

Mes	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Mes	Demanda (kW)	Consumo (kWh)
Enero			Julio		
Febrero			Agosto		
Marzo			Setiembre		
Abril			Octubre		
Mayo			Noviembre		
Junio			Diciembre		

I.4.2. ¿Cuál (es) es (son) la (las) potencia (s) contratada (s) por su empresa?

..... kW (horas de punta)
 kW (horas fuera de punta)

I.4.3. ¿Cuánto paga al mes por las potencia (s) contratada (s) que tiene? Cifra del último mes del que tenga información e indique dicho mes.

..... S/.-mes (horas de punta)
 S/.-mes (horas fuera de punta)

I.4.4. ¿Cuál es la tarifa (s) por energía (kWh) que paga usted?

..... S/.kWh (horas de punta)
 S/.kWh (horas fuera de punta)

I.4.5. ¿Cuánto le costaría en la actualidad el kWh de su generador? ¿Cuánto le costaría en la actualidad el Kw instalado de su generador?

..... Soles/kWh
 Soles/KW

I.4.6. ¿Cuál es el costo de operación de su generador? (S/. Kwh)

I.4.7. ¿Cuál es el consumo de combustible por KW h. generado por usted?.....

II. ESTRATEGIA ANTE RACIONAMIENTO

II.1. ¿Cómo respondió su empresa a los racionamientos de los años pasados?

.....

II.2. Si tuviera racionamiento ¿qué porcentaje de la potencia de su (s) generador (es) estaría disponible para cubrir la energía no abastecida?

..... %

II.3. Para ahorrar potencia transitoriamente ¿Qué porcentaje de su actual potencia, podría usted, desconectar temporalmente sin afectar su nivel de producción normal?

..... %

II.4. De acuerdo a su experiencia ¿con qué anticipación deberían avisarle de la ocurrencia de una interrupción de varias horas diarias durante más de una semana para adecuar el funcionamiento de la actividad y minimizar pérdidas de producción?

Una hora	8 horas	12 horas	1 día	2 días
4 días	1 semana	2 semanas	3 semanas	
1 mes				

II.5. Si el anunciado racionamiento de ciertas horas por día fuera a durar una semana o más y la anticipación en el aviso le diera tiempo para adaptarse al anunciado nuevo escenario, ¿se mantendría tal y como se encuentra ahora <1>, compraría <2>, alquilaría <3> un generador para ampliar su autonomía? Ponga en el casillero el número que corresponda.

DURACION DEL RACIONAMIENTO				
Horas por día	1 semana	1 mes	2 meses	6 meses
2 hrs.				
4 hrs.				
6 hrs.				

II.6. ¿En cuánto aumentaría (en KW) la actual potencia de su generación propia, en caso de alquilar o en caso comprar un equipo de generación?

DURACION DEL RACIONAMIENTO				
Horas por día	1 semana	1 mes	2 meses	6 meses
2 hrs.				
4 hrs.				
6 hrs.				

II.7. ¿Con qué combinación de medidas trataría usted de impedir o reducir el deterioro de su producción? Indique el porcentaje en el que cada medida contribuiría a este objetivo.

Escenario de Racionamiento	Con generador Actual	Con generador adicional (compra o alquiler)	Con traslado de horarios (sin pago de sobretiempo)	Con horas extras (con pago de sobretiempo)	Con otras medidas	Porcentaje de la producción normal que no sería recuperable	Total
2 horas diarias durante 1 semana							100
2 horas diarias durante 1 mes							100
2 horas diarias durante 2 meses							100
2 horas diarias durante 6 meses							100
4 horas diarias durante 1 semana							100
4 horas diarias durante 1 mes							100
4 horas diarias durante 2 meses							100
4 horas diarias durante 6 meses							100
8 horas diarias durante 1 semana							100
8 horas diarias durante 1 mes							100
8 horas diarias durante 2 meses							100
8 horas diarias durante 6 meses							100

Ilustraciones:

1. Si su generador actual le permitiera sustituir totalmente la energía desbastecida habría que poner 100 en el primer casillero y 0 en todos los demás.
2. Si no tiene generador y decide recuperar sólo el 90% de su producción con traslados de horarios habría que poner 90 en el casillero correspondiente y 10 en "no sería recuperable"
3. Si su estrategia fuera mantener su producción usando todas las medidas simultáneamente y en igual proporción tendría que poner 20% en cada casillero y 0 en "no sería recuperable".

III. CARACTERÍSTICAS DE CONSUMO Y PRODUCCIÓN

III.1. ¿En cuánto estima usted el Valor agregado de su empresa durante los últimos doce meses?

..... Soles (S/.)

III.2. ¿En cuántos turnos diarios trabaja?

III.3. ¿Cuántas de las horas del racionamiento coincidirían con su horario normal si el racionamiento va de

8 a 10 h.

8 a 12 h.

8 a 16 h.

III.4. ¿En qué proporción promedio ha utilizado usted su capacidad instalada durante los doce meses anteriores

20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

III.5. ¿Cuántos trabajadores laboran?

III.6. ¿Cuál es su planilla diaria normal?

ANEXO B DEFINICIONES

1 "... outage cost estimates are useful in identifying expansion strategies for providing the appropriate level of strategic reliability. In contrast to peak reliability - the ability of power systems to meet peak load - strategic reliability refers to the vulnerability of a power system to uncertain and long-term (weeks to several months) disruption that can make the system deficient." [8]

2 "In the context of hydro dominated systems, the strategic reliability refers to the vulnerability of the power system to energy shortfalls because of adverse water conditions."

3 "For a 20-min outage, an average cost per kilowatt of load (in 1980 dollars) was reported to be only 4 cents for residential customers, \$2.46 for large industries, and \$6.72 for office buildings. The length of time required for an advance warning to help customers reduce costs also varied widely - from a few minutes to 19.5 hours - even among large industrial users." [3]

4 Para estimar el costo capital de la energía así generada los autores supusieron que "...los equipos adquiridos durante una restricción se venden al finalizar ésta, por lo que el costo de capital es igual a la depreciación más el gasto financiero." [7]

5 Pérdida de planillas = $w_1 \cdot L_m \cdot t + (w_2 - w_1) \cdot t' \cdot L_p$

Donde:

- w_1 es la tasa salarial promedio (Soles./persona-hora)

- L_m es el número de trabajadores inactivos (a pesar del aviso)

- w_2 es la tasa salarial promedio de los trabajadores en horas extraordinarias

- t' es el tiempo que requeriría recuperar la producción perdida en caso de bajar la productividad del trabajo en los sobre-tiempos. (Supuesto de partida era que t' es igual o mayor que t)

- L_p es el número de trabajadores laborando en horas extras.

Donde $w_1.L_m.t$ es la pérdida por planillas pagadas al personal mantenido en la empresa pero inactivo (L_m) y que no trabajará horas extras para recuperar la producción durante el período (t) de racionamiento (L_r) a una tasa salarial promedio (w_1) soles/hora-persona.

Y donde $(w_2 - w_1).t'.L_p$ es el pago extra de planillas a los trabajadores (L_p) que en horas extras (t') reciben un salario (w_2) igual o superior al que recibirían en el período normal de trabajo (w_1).

Se puede suponer que $L_m + L_p = L$ total.

$$6 \text{ Pérdidas} = T_{fp} \times t/T + p \times t \times T_{fg} - C/T \times t \times T_{fc} + A_{gen} + Cadq$$

Donde:

- T_{fp} es la tarifa contratada pagada durante racionamiento (Alicuota del pago anual por Potencia contratada) (S.)

- T_{fg} es el costo de la energía del generador. (S./kWh)

- T_{fc} es la tarifa según consumo que se deja de pagar durante racionamiento. (S./kWh)

- A_{gen} es el pago por alquiler del generador correspondiente al período de uso, que se supone igual al del racionamiento.

- $Cadq$ es la alícuota del pago anual por la compra del generador dada una duración determinada.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bidwell, Miles O.
1991 "Measuring the Value of Unserved Energy". National Economic Research Associates. Los Angeles.
- [2] Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) "Términos de referencia" (T. de R.)
- [3] Douglas, John
1986 "The Value of Reliability" EPRI Journal, March.
- [4] Fierro, Gabriel y Pablo Serra
1990 Costo Social de Fallas en el Suministro Eléctrico del Sistema Interconectado Central. Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Industrial. Santiago.
- [5] Fierro, Gabriel y Serra, Pablo
1993 "Un modelo de estimación del costo de falla: el caso de Chile", Cuadernos de Economía, Año 30, No. 90, abril.
- [6] Mackay, E.M. and Berk, L.H.
1978 "Cost of Power Interruptions to Industry Survey Results" Reprinted from CIGRE, Paper 32-07, Aug. 30 - Sept. 7.
- [7] Serra, P.J. y Fierro, G.
1993 "El costo de las fallas de energía en la industria chilena". Santiago de Chile: Revista Ingeniería de Sistemas, Vol. X, Num. 2, diciembre.
- [8] Sanghvi, Arun P.
1982 "Economic costs of electricity supply interruptions. US and foreign experience". Energy economics, july.