

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“TRATAMIENTO DE LA FUERZA MAYOR EN EL SUBSECTOR
ELÉCTRICO”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR

EDWIN ANCELMÍ PORTAL CAVERO

PROMOCIÓN

2000 - II

LIMA – PERÚ

2005

**TRATAMIENTO DE LA FUERZA MAYOR EN SUBSECTOR
ELÉCTRICO**

Dedico este trabajo a:

*Mis abuelos, Don Lázaro Cavero Huamaní y
Doña Marina Paredes Ardiles, por el apoyo incondicional
y muestras de afecto que siempre
me brindaron.*

SUMARIO

El desarrollo del presente trabajo se enfoca en la aplicación que OSINERG ha efectuado sobre la figura de la fuerza mayor en el subsector electricidad; en ese sentido el presente documento se divide en siete capítulos.

En el Capítulo I, se evalúa la definición de fuerza mayor aplicada en el subsector electricidad.

En el Capítulo II, se evalúa el modo en que la referida figura es incluida en la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

En el Capítulo III, se citan las causales comúnmente invocadas por las empresas concesionarias, así como los criterios para su evaluación.

En el Capítulo IV, se presenta la evaluación de tres casos especiales.

En el Capítulo V, se presentan estadísticas mediante las cuales se observan aspectos generales; así como particulares de las cuatro empresas concesionarias con mayor número de casos presentados durante los años 2000 y 2003.

En los Capítulos VI y VII se presenta una revisión internacional acerca de la aplicación de la figura de la fuerza mayor en Argentina y Chile.

INDICE

PROLOGO	1
CAPÍTULO I	5
LA FIGURA DE LA FUERZA MAYOR DENTRO DEL CÓDIGO CIVIL Y LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	
1.1. La figura de la fuerza mayor dentro del Código Civil	5
1.2. Efectos de la fuerza mayor	7
1.3. La figura de la fuerza mayor dentro del sub sector eléctrico	8
1.4. Responsabilidades establecidas en la Ley de Concesiones y su Reglamento ante la interrupción del servicio público de electricidad	9
1.5. Obligación de compensar	11
1.6. Observaciones y recomendaciones	12
1.7. Conclusiones	14
CAPÍTULO II	16
TRATAMIENTO DE LA FUERZA MAYOR EN LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS	
2.1. Obligaciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	16
2.2. Tratamiento de la fuerza mayor en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	18
2.3. Texto de la Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	21
2.4. Observaciones y recomendaciones	22
2.5. Conclusiones	23
CAPÍTULO III	25
PROCEDIMIENTO PARA LA CALIFICACIÓN DE SOLICITUDES DE FUERZA MAYOR	
3.1. Procedimiento para solicitar la calificación como causa de fuerza mayor	25
3.2. Tipificación de las solicitudes por rubros	28
3.3. Criterios básicos de evaluación	29
3.4. Conclusiones	38

CAPÍTULO IV	39
EVALUACIÓN DE CASOS ESPECIALES	
4.1. Análisis de la solicitud de fuerza mayor presentada por la interrupción ocurrida el 26 de junio de 2001 en el Callejón de Huaylas	39
4.2. Análisis de la solicitud de fuerza mayor presentada por la interrupción ocurrida el 10 de julio de 2002 en el Valle del Colca	49
4.3. Análisis de la solicitud de fuerza mayor presentada por la interrupción ocurrida en el 07 de febrero de 2003 en Sistema Operativo Norte	52
4.4. Conclusiones	58
CAPÍTULO V	59
ASPECTOS DE LA CALIFICACIÓN COMO CAUSA DE FUERZA MAYOR	
5.1. Aspectos generales	59
5.2. Aspectos particulares	65
5.3. Conclusiones	88
CAPÍTULO VI	89
FUERZA MAYOR CASO ARGENTINO	
6.1. Aspectos generales	89
6.2. Fuerza mayor	90
6.3. Comparación de normatividad	98
6.4. Conclusiones	101
CAPÍTULO VII	103
FUERZA MAYOR CASO CHILENO	
7.1. Aspectos generales	103
7.2. Calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución	106
7.3. La calificación como causa de fuerza mayor	106
7.4. Comparación de normatividad	111
7.5. Conclusiones	111
CONCLUSIONES	113
ANEXOS	117
BIBLIOGRAFÍA	118

PROLOGO

El marco normativo del subsector electricidad establece la obligación de las empresas concesionarias de efectuar el pago de compensaciones a los usuarios afectados en caso se registre la variación de las condiciones de suministro. En efecto, la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada el año 1992 mediante Decreto Ley N° 25844, establece que en el caso de ocurrir una interrupción imprevista superior a cuatro horas el concesionario debe efectuar el pago de compensaciones a los usuarios afectados.

Asimismo, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada el año 1997 mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, establece la evaluación de la calidad del servicio eléctrico mediante indicadores, así como tolerancias, cuya trasgresión ocasiona el pago de las correspondientes compensaciones.

Sin embargo, la citada normatividad contempla el supuesto de excepción bajo el cual las empresas concesionarias no son sujeto de sanción ni están obligadas, en algunos casos, a cumplir con el pago de compensaciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos; tal supuesto lo constituye la figura de la Fuerza Mayor.

En ese sentido, tenemos que la fuerza mayor se configura en la ocurrencia de un hecho que no ha podido preverse, o que previsto, no ha podido evitarse; el mismo que impide a la empresa concesionaria el cumplimiento de sus obligaciones para con los usuarios, y dadas sus características puede ser considerado como extraordinario, imprevisible e irresistible.

El problema en el tratamiento de la figura de la fuerza mayor, desde su aplicación por medio de la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobada el año 1992, radica en la ausencia de definiciones en las normas del sector electricidad y la forma general como el Código Civil trata este tema; lo cual ha provocado diferentes interpretaciones, tanto por parte de las empresas concesionarias, como por la Autoridad. En ese sentido, tenemos que para las empresas concesionarias todo evento que resulta ajeno a su desempeño como operadores del sistema eléctrico debe ser calificado como Fuerza Mayor, como en el caso de las interrupciones provocadas por hechos de terceros; sobre el particular el Regulador interpreta que la calificación como fuerza mayor de un hecho no parte del análisis de su origen, sino de las características del mismo, por lo cual resulta necesario efectuar una evaluación de la aplicación de la referida figura en el subsector electricidad, así como plantear los conceptos que permitan uniformizar los criterios para el tratamiento de la misma.

Objetivo

El objeto del presente trabajo es evaluar la aplicación de la figura fuerza mayor dentro del subsector electricidad, el procedimiento y criterios utilizados en la calificación de un evento como causa de fuerza mayor, así como el grado de incidencia de la referida figura en los indicadores de calidad de suministro,

establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. En ese sentido, este trabajo aporta conceptos que contribuyen a un tratamiento más uniforme de la figura de la Fuerza Mayor en el subsector electricidad.

Enfoque

El desarrollo del presente trabajo se enfoca en la aplicación que OSINERG ha efectuado sobre la figura de la fuerza mayor en el subsector electricidad; en ese sentido el presente documento se divide en siete capítulos en los cuales se desarrolla el tema.

En el Capítulo I, se evalúa la definición de fuerza mayor dada por el Código Civil, así como el modo en el que está es aplicada en el subsector electricidad mediante la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

En el Capítulo II, se evalúa el modo en que la referida figura es incluida en la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

En el Capítulo III, se citan las causales comúnmente invocadas por las empresas concesionarias, así como los criterios empleados por OSINERG para su evaluación.

En el Capítulo IV, se presenta en detalle la evaluación de tres solicitudes de calificación como fuerza mayor por interrupciones importantes por el número de usuarios afectados, así como por las características del hecho causante de la interrupción.

En el Capítulo V, se presentan estadísticas mediante las cuales se observan aspectos generales, tales como las causales comúnmente invocadas, el número de casos por empresa, entre otros; así como aspectos particulares de las cuatro empresas concesionarias con mayor número de casos presentados.

Asimismo, en los Capítulos VI y VII se presenta una revisión internacional acerca de la aplicación de la figura de la fuerza mayor, con el propósito de recoger la experiencia obtenida sobre el tema; en ese sentido, los países elegidos han sido Argentina y Chile.

En el presente trabajo se empleará la base de datos de casos de fuerza mayor, así como la información de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos empleada por OSINERG. Asimismo, el cálculo de indicadores presentados en el presente trabajo se efectuará de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para lo cual se empleará sólo un programa para el manejo de base de datos.

CAPÍTULO I

LA FIGURA DE LA FUERZA MAYOR DENTRO DEL CÓDIGO CIVIL Y LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

La fuerza mayor es una figura jurídica que es aplicada al subsector electricidad como supuesto de excepción, bajo el cual las empresas concesionarias no pueden ser hechas responsables ante la ocurrencia de un hecho que ocasione la variación de las condiciones de suministro. En ese sentido, en el presente Capítulo se efectuará una revisión de la definición la fuerza mayor dada en el Código Civil, así como la aplicación y alcances que le otorga la Ley de Concesiones Eléctricas.

1.1. La figura de la fuerza mayor dentro del Código Civil

Todo ordenamiento legal admite supuestos de excepción en los que la imposibilidad del deudor de cumplir con sus obligaciones conlleva la ausencia de responsabilidad frente al acreedor por dicho incumplimiento. Tales circunstancias son las denominadas “causas no imputables” cuya ocurrencia determina la extinción de la obligación y la liberación del deudor.

Antiguamente se distinguió el concepto de caso fortuito con el de fuerza mayor, aún cuando los autores no se han puesto de acuerdo en qué consistía dicha diferencia. Así

por ejemplo, para algunos tratadistas, caso fortuito aludía al hecho no imputable que deriva de la naturaleza, también llamado “Acto de Dios”. De otro lado, la fuerza mayor estaba referida al hecho no imputable que deriva del ejercicio, por la autoridad, de sus atribuciones; de ahí que también fuera denominado como “Acto del Príncipe”. Para otros el segundo representaba los riesgos no comunes o atípicos, en tanto que el primero correspondía a los peligros ordinarios o típicos.

Es así que nuestro Código Civil equipara el caso fortuito y la fuerza mayor y los convierte en sinónimos. De ahí que lo que realmente interesa del caso fortuito y de la fuerza mayor es que en son causas no imputables que deben reunir determinadas características que tipifican tales eventos impositivos. Estas características son establecidas en el artículo 1315° del Código Civil:

“Caso fortuito o fuerza mayor es la causa no imputable, consistente en un evento extraordinario imprevisible e irresistible, que impide la ejecución de la obligación o determina su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso”.

De lo cual se desprende que todo evento que tenga las características de extraordinariedad, imprevisibilidad e irresistibilidad arriba mencionadas calificará como causa de fuerza mayor, sin importar que su origen sea fenómeno de la naturaleza, un acto de gobierno o el hecho de terceros.

Hecho imprevisible: Es todo aquél frente al que no existen motivos atendibles para presumir que vaya a suceder. La noción de imprevisibilidad se aprecia tomando en consideración todas las circunstancias del caso. En tal sentido la calificación de un hecho como Imprevisible se relaciona a la actitud del sujeto que pudiendo y debiendo anticipar racionalmente un determinado acontecimiento no lo hizo.

Hecho irresistible: Es todo aquél que es imposible de evitar aplicando la atención, cuidados y esfuerzos normales con relación al hecho de que se trata, considerando las circunstancias concretas de lugar, tiempo y personas. En tal sentido, la calificación de un hecho como Irresistible está referida a aquella suerte de suceso que no cabe sensatamente detener, de forma tal que irresistible es todo aquello que inevitablemente ocurrirá en el contexto del desarrollo normal de los acontecimientos.

Hecho extraordinario: Es todo aquel que sale de lo común, que no es usual. La rareza, el carácter anormal del evento, las remotas posibilidades de realización, configuran la Fuerza Mayor. La extraordinariedad del evento viene dada por el hecho de ser, simultáneamente, imprevisible e irresistible.

En el caso del subsector electricidad la fuerza mayor consiste en una fractura causal, por lo cual es la causalidad lo que se analiza, no la culpa. Así, podría incluso existir culpa, pero no responderá si la afectación es causada por un factor distinto. En tal sentido, uno puede haber estado desarrollando una conducta culpable pero está podría no ser la causa del daño.

Aplicando esto, tenemos que las instalaciones eléctricas podrían estar en mal estado de mantenimiento, pero si la interrupción se debió a un aluvión que destruyó la referida instalación, la negligencia evidenciada en la falta de mantenimiento no es la causa del hecho y por lo tanto no hay responsabilidad.

1.2. Efectos de la fuerza mayor

Si cualquiera de las partes resultara total o parcialmente incapaz de cumplir con sus obligaciones debido a un caso de Fuerza Mayor, esa parte quedará excusada de cualquier obligación afectada por dicha fuerza mayor, siempre y cuando:

- a) La parte afectada, tan pronto como sea razonablemente práctico después de la ocurrencia del caso de Fuerza Mayor alegado, dé aviso inmediato verbalmente a la otra Parte, seguido de un aviso por escrito describiendo en detalle el suceso de fuerza mayor, las obligaciones afectadas, la fecha y hora en que tales obligaciones fueron afectadas por primera vez y, en la medida que sea posible, una estimación preliminar del tiempo durante el cual la parte afectada estará impedida de cumplir con sus obligaciones debido al caso de Fuerza Mayor.
- b) La suspensión del cumplimiento de obligaciones no sea de mayor alcance ni de más larga duración de lo que requiera la fuerza mayor.
- c) La parte afectada deberá usar sus más razonables esfuerzos para reducir o mitigar los efectos de la Fuerza Mayor, incluido el desembolso de sumas razonables de dinero.
- d) La carga de la prueba, en relación a sí ha ocurrido o no un evento de fuerza mayor, recaerá sobre la Parte que alegue la fuerza mayor.

1.3. La figura de la fuerza mayor dentro del sub sector eléctrico

El caso fortuito o fuerza mayor esta contemplado en el artículo 87° de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, en el que se indica que: *“Los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor...”*. Siendo que el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo 009-93-EM, en su artículo 169° establece que le corresponde a OSINERG efectuar la calificación como causa Fuerza Mayor, al cual se refiere el artículo 87° de la citada Ley.

Al respecto se debe señalar que esta es la única referencia a la figura de la Fuerza Mayor en la Ley de Concesiones Eléctricas, por lo cual se aplica, en forma supletoria, la definición de fuerza mayor establecida en el Código Civil, norma de igual jerarquía por haber sido ambas aprobadas mediante Decreto Ley.

1.4. Responsabilidades establecidas en la Ley de Concesiones y su Reglamento ante la interrupción del servicio público de electricidad

Las obligaciones de las empresas concesionarias ante la ocurrencia de una variación de las condiciones de suministro se encuentran establecidas en los artículos 57° y 86° de La Ley de Concesiones Eléctricas.

1.4.1. Artículo 57° (Precios máximos de generador a distribuidor de servicio público)

“De producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios, sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada en los casos, forma y condiciones que señale el Reglamento.”

La citada normatividad establece que de producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios sujetos a regulación de precios, desde el primer segundo de interrupción, por la energía no suministrada en los casos, forma y condiciones que señale el Reglamento, el mismo que en su artículo 131° establece el procedimiento de cálculo.

1.4.2. Artículo 86° (Prestación del servicio público de electricidad)

“Si el suministro de energía sufriera interrupción total o parcial por un periodo consecutivo mayor de cuatro horas, el concesionario deberá compensar a los

usuarios por el costo de la potencia y energía no suministrada en las condiciones que establezca el Reglamento, salvo en las oportunidades en que ellas fueren originadas por causa imputable al usuario afectado. (...)”

Esta norma establece la obligación de compensar a los usuarios por la interrupción del servicio cuando la interrupción es mayor de cuatro horas. Se excluye el caso en el que el problema fuera originado por causa imputable al usuario. La norma establece un vínculo causal para obligar o no a la compensación: si la causa de la interrupción es imputable al usuario el concesionario no lo compensa y en caso contrario sí lo hace.

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en su artículo 168° (que se halla en la parte de Prestación del Servicio Público de Electricidad) establece la forma de compensar por esta causa. Dentro de estas reglas sólo es importante citar la parte final del artículo indicado, que establece lo siguiente:

“(...) Para este efecto no se considerará las interrupciones programadas y comunicadas a los usuarios con 48 horas de anticipación”.

Asimismo, esta norma indica que no toda interrupción de más de cuatro horas es automáticamente compensable, si se comunica a los usuarios observando el plazo establecido.

De lo expuesto anteriormente se observa que en caso de ocurrir una interrupción, la Ley de Concesiones establece que la misma debe ser compensada a partir del primer segundo de ocurrida, en caso ésta sea ocasionada por un evento en el sistema de generación, o partir de las cuatro horas (4) de ocurrida, en caso el evento sea originado en el sistema de distribución.

1.5. Obligación de compensar

El artículo 86° de la Ley de Concesiones Eléctricas dispone la obligación del concesionario de distribución de compensar al usuario si el suministro de energía eléctrica sufriera interrupción total o parcial por un período consecutivo mayor de cuatro horas, estableciendo como única excepción para que éste no se encuentre obligado a compensar, cuando la interrupción fuera originada por causa imputable al usuario afectado. Asimismo, el artículo 57° de la misma Ley establece la obligación de los generadores de compensar a sus clientes por déficit de generación sin excepción alguna.

Los concesionarios confunden el tema de la obligación de compensar contenida en los artículos 57° y 86° de la Ley de Concesiones Eléctricas, y el tema de la calificación de un hecho como de fuerza mayor establecida en el artículo 87° de la citada ley. En efecto, este último artículo establece que los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones del suministro por causa de fuerza mayor, con la obligación de dar aviso de ello a los usuarios y al organismo fiscalizador, dentro de las 48 horas de producida la alteración. Asimismo, el artículo 169° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas dispone que corresponde al OSINERG la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el citado artículo 87°.

Si al amparo de las normas antes señaladas, el OSINERG califica un hecho como de fuerza mayor, ello no exonera al concesionario de su obligación de efectuar la compensación a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas. La referida calificación de fuerza mayor sólo le permite al concesionario variar transitoriamente

las condiciones del suministro y no pagar a sus clientes las compensaciones por incumplimiento con la calidad del servicio a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), sin que por ello sea objeto de una sanción o multa.

En conclusión, si una interrupción no es calificada como fuerza mayor, el concesionario debe efectuar la compensación establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas, la misma que se considera como una cuenta de la compensación señalada en la NTCSE. Si por el contrario una interrupción es calificada como fuerza mayor, el concesionario no estará obligado a efectuar la compensación establecida en la NTCSE, pero sí deberá cumplir con la compensación de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Al respecto, algunas empresas concesionarias han argumentado que en su Contrato de Concesión se establece que sus obligaciones no serán aplicables en caso de fuerza mayor. Tal mención se refiere a las compensaciones por mala Calidad del Servicio, lo que ya está contemplado en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, mas no así la compensación a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas, ya que un contrato no puede eximir de una obligación contraída por Ley.

1.6. Observaciones y recomendaciones

1.6.1. Art. 169° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

La versión actual establece que:

“Corresponde a OSINERG la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87° de la Ley”

El problema surge que la redacción indicada no obliga al Concesionario a efectuar el trámite correspondiente, dejando aparentemente toda la responsabilidad en OSINERG. Además, la comprobación presupone una visita de inspección, lo que dificultaría y encarecería el proceso de calificación, muchas veces innecesariamente, ya que implicaría dejar la situación existente (podría ser falta de servicio) para realizar dicha comprobación, aumentando el perjuicio al servicio público.

Se propone reformar el dispositivo dejándolo del modo siguiente:

“Corresponde al OSINERG la calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87° de la Ley, a solicitud de la parte interesada. El OSINERG efectuará la comprobación respectiva cuando lo considere necesario, en cuyo caso el concesionario deberá brindarle las facilidades requeridas.

OSINERG calificará el evento que ocasionó la interrupción de las obligaciones del proveedor, tal como la guerra, sabotaje, fuerzas de la naturaleza y actos de terceros, así como la velocidad de respuesta de los concesionarios frente a tales contingencias, calificando no sólo la naturaleza el evento (choque, robo, etc.) sino el lapso tomado por el Concesionario para reponer el servicio y sancionará la falta de diligencia.”

1.6.2. Obligación de compensar establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas para las concesionarias de transmisión

En la actualidad se presentan interrupciones, algunas de más de 4 horas, por defectos en el sistema de subtransmisión que no son responsabilidad del distribuidor al no estar estas instalaciones bajo su responsabilidad; el Art. 86° de la Ley ordena al

distribuidor compensar a sus usuarios por interrupciones mayores a 4 horas, pero no existe obligación del Transmisor de resarcir este pago al distribuidor.

En ese sentido, se considera necesaria la modificación del sistema de compensación establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas para que en él se comprendan situaciones como las citadas en el párrafo anterior.

1.6.3. La fuerza mayor en los contratos de concesión

Algunos contratos de concesión establecen como causal de fuerza mayor, en forma expresa, casos tales como incendios, tormentas eléctricas, inundaciones; lo cual ha sido interpretado por las empresas concesionarias, en el sentido que basta invocar esta causal, así como demostrar la ocurrencia del citado hecho, para que la Autoridad lo califique como tal, supuesto que resulta incorrecto, dado que la referida tipificación de hechos resulta enunciativa, la cual no constituye impedimento para que la Autoridad efectúe el respectivo análisis, y en caso no cumplir con los supuestos, declarar infundada la referida solicitud.

1.7. Conclusiones

1. En base a lo señalado en el presente capítulo se concluye que la figura de la fuerza mayor se constituye en la ocurrencia de un hecho que no ha podido ser previsto, o que previsto no ha podido evitarse; y que además impide la ejecución de una obligación o causa su cumplimiento, tardío o defectuoso.
2. La evaluación de la calificación de un hecho como causal de fuerza se debe centrarse en las características propias del evento causante que impide el cumplimiento de la obligación.

3. Respecto a la aplicación de la referida figura efectuada por la Ley de Concesiones Eléctricas, se observa que la misma resulta contradictoria por cuanto se generan situaciones en las cuales las empresas concesionarias se encuentran obligadas a compensar por interrupciones imprevistas, ocasionadas por desastres naturales, entre otros. En ese sentido, resulta necesario efectuar una modificación a la Ley de Concesiones, con el fin de incluir a la figura de la fuerza mayor como exoneración de compensaciones establecidas en el artículo 57 ° y 86 ° de la referida Ley.

CAPÍTULO II

TRATAMIENTO DE LA FUERZA MAYOR EN LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos establece indicadores, así como tolerancias, cuya trasgresión genera el pago automático de compensaciones a los usuarios afectados. Cabe señalar que la referida Norma también contempla la figura de la fuerza mayor; en ese sentido, resulta necesario efectuar una revisión de la aplicación y alcances que le son reconocidos a esta figura, tema que se tratará en el presente Capítulo.

2.1. Obligaciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos es el instrumento normativo que desde el año 1997 determina los estándares de calidad de servicio del subsector electricidad y sobre el tema en particular establece lo siguiente:

“Numeral 3.1.- el suministrado es responsable de prestar, a su cliente un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la Norma. Son obligaciones del suministrador: (...)

d) Pagar a su Cliente dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor(...).”

“3.2 Todo suministrador es responsable ante otros Suministrados por las interrupciones y perturbaciones que él o un Cliente suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores, los mismos que serán compensados según la Norma.

“3.3 Los Suministradores que por mandato de los Artículos 33° y 34° de la Ley están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, son responsables ante sus clientes, con respecto a este servicio, por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones, imputables a ellos. Dichos Suministradores son responsables ante aquellos clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.”

Lo importante de estos tres apartados está en lo siguiente:

Producido un servicio de mala calidad, el Numeral 3.1. Inciso d) de la Norma manda que el suministrador debe pagar las compensaciones independientemente de que se

trate de su responsabilidad de otros suministradores, salvo que se haya producido fuerza mayor o en casos debidamente justificados ante la autoridad.

A continuación, sin embargo, el punto 3.2 establece que la verdadera responsabilidad es de aquel suministrador a quien debe atribuirse la ocurrencia del hecho, quien deberá compensar a los demás.

El párrafo 3.3 es una adaptación de las normas anteriores al caso en el cual el suministrador deba permitir por ley el uso de sus sistemas por terceros: responde en las mismas condiciones porque debe compensar a sus clientes, pero a la vez recibirá la compensación del suministrador que tiene la verdadera responsabilidad según el punto 3.2.

2.2. Tratamiento de la fuerza mayor en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

2.2.1. Calidad del suministro

Este es uno de los aspectos que incluye la aplicación de la Norma, cuya evaluación es de carácter semestral para todo punto de entrega, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. Las compensaciones se calculan para cada Cliente.

2.2.2. Indicadores de calidad del suministro

Para evaluar la Calidad de Suministro se toman dos indicadores.

a) Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control (semestre):

N = Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones/semestre).

b) Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i); \text{ (expresada en: horas)}$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : factor de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo

($K_i = 0.25$, para interrupciones programadas por expansión o reforzamiento; $K_i = 0.50$ para interrupciones programadas por mantenimiento y $K_i = 1.00$ para Otras)

2.2.3. Tolerancias para la calidad del suministro

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

a) Número de interrupciones por cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones/semestre

b) Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

Se incrementa un factor de treinta por ciento (30%) a las tolerancias de los indicadores establecidos en la Norma para el Sector de Distribución Típico 2.

Mediante modificaciones a la Norma se estableció la aplicación de un factor incrementador a partir del inicio de la Tercera Etapa, durante el primer semestre, este factor será de setenta por ciento (70%), durante el segundo y tercer semestre será de cincuenta por ciento (50%) y a partir del cuarto semestre será el treinta por ciento (30%).

2.2.4. Pago de compensaciones

Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final, durante el semestre de control. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

2.2.5. Causal de fuerza mayor

El numeral 6.1.2 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos define como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Asimismo el referido numeral establece que no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad (OSINERG).

En consecuencia, si una interrupción es declarada por la autoridad como fuerza mayor la misma no es considerada dentro del proceso de cálculo de los indicadores de calidad de suministro.

2.3. Texto de la Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Al respecto se debe señalar que la referida normatividad fue modificada mediante D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17, y a la letra dice:

“ Cuando un Suministrador considere que el deterioro de la calidad de la energía suministrada en un período ha sido producto de un caso de fuerza mayor, debe informar a la Autoridad dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de ocurrido el hecho. Dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento, el Suministrador presentará ante la Autoridad la documentación probatoria, para su calificación respectiva. Cumplido dicho plazo, la Autoridad emitirá su pronunciamiento en un plazo máximo de 30 días calendario caso contrario la calificación será favorable al Suministrador. Lo resuelto por la Autoridad pone fin a la vía administrativa.”

Al respecto la referida normatividad refiere que, en caso la autoridad no emita pronunciamiento en un plazo máximo de 30 días de recibida la documentación probatoria, la referida solicitud será considerada como aceptada. Esta figura incluye la figura del silencio positivo administrativo, sólo en lo referido a la primera instancia administrativa, no siendo aplicable a los recursos administrativos.

2.4. Observaciones y recomendaciones

2.4.1. Bajo monto de compensaciones por mala calidad de suministro

Al respecto se debe señalar que en el año 2002 las empresas concesionarias han compensado en total, aproximadamente 1.4 millones de dólares, sólo por concepto de interrupciones; monto que corresponde al 0.20% de la facturación total declarada por las mismas empresas para el mismo año, 750 millones de dólares. Este indicador demuestra que para algunas empresas del sector resulta más rentable pagar las compensaciones que invertir en el mejoramiento de la continuidad del servicio eléctrico, tal como se aprecia en la TABLA 2.1.

Hecho que sería aún más notorio en el caso que se dieran por aceptadas todas las solicitudes de fuerza mayor.

2.4.2. Presentación de recursos impugnatorios

La presentación de recursos impugnatorios es un derecho reconocido dentro de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; sin embargo, las empresas concesionarias recurren a estos recursos para evitar el pago efectivo de las compensaciones. Al respecto se debe indicar que el artículo 216° de la Ley N° 27444, dispone expresamente que la interposición de cualquier recurso, excepto los casos en que una norma legal establezca lo contrario, no suspenderá la ejecución del acto impugnado. Debiendo indicar además que se suspenderá la ejecución de lo resuelto por un órgano de OSINERG cuando el superior jerárquico de dicho órgano o el Poder Judicial, de ser el caso, dispusieran expresamente la suspensión de los efectos de la Resolución.

2.4.3. Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

La referida normatividad establece que lo resuelto por la Autoridad en la primera instancia pone fin a la vía administrativa, lo cual ha sido observado por OSINERG y las empresas concesionarias debido a que este termino contraviene lo dispuesto en la Ley del Procedimiento Administrativo General, la cual ampara la presentación de recursos administrativos tales como la Reconsideración y la Apelación. En tal sentido, esta normatividad debe ser modificada en concordancia con la referida Ley, por ser esta última de mayor rango.

2.5. Conclusiones

En base a lo indicado en el presente Capítulo se concluye que la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aplica la figura de la fuerza mayor como supuesto de excepción, ante el cual las empresas concesionarias no están obligadas a efectuar el pago de las compensaciones respectivas por el incumplimiento con la calidad del servicio eléctrico. En ese sentido cabe señalar que sólo para el caso de Calidad de Suministro este procedimiento se encuentra definido en forma expresa, mientras que en otros aspectos como Calidad de Producto no se precisa tal procedimiento.

TABLA 2.1: Montos de Compensación Empresas Distribuidoras 2002

Empresa	Compensaciones US\$		TOTAL Compensado (US\$)	TOTAL Facturado (US\$)	Monto Facturado (%)	Parte Distribuidora Facturación	% Parte Distribuidora Facturación
	Por Interrupciones						
	S1	S2					
1.- LUZ DEL SUR	111 227	60 033	171 260	257 094 000	0.07%	77 128 200	0.22%
2.- EDELNOR	208 560	124 756	333 315	223 744 000	0.15%	67 123 200	0.50%
3.- HIDRANDINA	78 784	146 748	225 531	52 740 000	0.43%	21 096 000	1.07%
4.- SEAL	6 722	19 529	26 251	33 250 000	0.08%	13 300 000	0.20%
5.- ELECTRO CENTRO	8 681	40 121	48 801	29 918 000	0.16%	11 967 200	0.41%
6.- ELECTRO SUR ESTE	1 219	11 824	13 043	16 966 000	0.08%	6 786 400	0.19%
7.- ELECTRO PUNO	17 571	6 015	23 587	7 940 000	0.30%	3 176 000	0.74%
8.- ELECTRO SUR MEDIO	2 443	12 112	14 555	21 612 000	0.07%	8 644 800	0.17%
9.- ENOSA	33 829	142 951	176 780	32 610 000	0.54%	13 044 000	1.36%
10.- ELECTRO ORIENTE	16 635	114 032	130 667	24 166 000	0.54%	9 666 400	1.35%
11.- ELECTRO NORTE	46 701	65 836	112 536	24 180 000	0.47%	9 672 000	1.16%
12.- ELECTRO SUR	31 741	78 484	110 225	11 804 000	0.93%	4 721 600	2.33%
13.- ELECTRO UCAYALI	46	3 632	3 678	9 804 000	0.04%	3 921 600	0.09%
14.- EDECAÑETE	26 302	1 832	28 134	4 488 000	0.63%	1 795 200	1.57%
TOTAL US \$	590 459	827 903	1418 362	750 316 000	0.19%	252 042 600	0.56%

CAPÍTULO III

PROCEDIMIENTO PARA LA CALIFICACIÓN DE SOLICITUDES

DE FUERZA MAYOR

En los Capítulos anteriores se han definido los alcances que le son reconocidos a las figura de la Fuerza Mayor dentro del subsector electricidad, en lo que respecta a las obligaciones establecidas tanto en la Ley de Concesiones Eléctricas como en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Continuando con esto, en el presente Capítulo se evaluará el procedimiento para solicitar la calificación como causa de Fuerza Mayor; así como los criterios básicos de evaluación empleados en su calificación por OSINERG.

3.1. Procedimiento para solicitar la calificación como causa de fuerza mayor

3.1.1. Presentación de la solicitud

La solicitud de calificación como causa de Fuerza Mayor debe ser presentada por las empresas concesionarias y comunicadas al OSINERG dentro de las 48 horas de producido el evento o variación transitoria de las condiciones del suministro,

mediante comunicación escrita, entregada por correo postal o vía fax. (Artículo 87° de la Ley de Concesiones Eléctricas y Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

Las solicitudes de fuerza mayor presentadas fuera del citado plazo son declaradas Improcedentes, dando fin al proceso administrativo.

3.1.2. Presentación de la documentación probatoria

La documentación probatoria pertinente debe ser presentada dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de ocurrido el evento (Tercera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicio Eléctricos).

3.1.3. Plazo establecido para emitir pronunciamiento

En caso que la solicitud se ampare en la Ley de Concesiones Eléctricas se sigue el procedimiento y los plazos establecidos en la Ley N° 27444 - Ley del Procedimiento Administrativo General.

En caso que la solicitud se ampare en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, se seguirá el procedimiento establecido en la Tercera Disposición Final de la referida Norma, la cual establece que en caso la autoridad no emita pronunciamiento en un plazo máximo de 30 días calendario, plazo contado a partir de la recepción de la documentación probatoria respectiva, la solicitud se dará como aceptada (Silencio Administrativo Positivo).

El Texto Único del Procedimiento Administrativo de OSINERG, aprobado por Decreto Supremo 056-2002-EM, establece que para el caso de interrupciones con duración menor a 48 horas la autoridad encargada de emitir pronunciamiento es la

Gerencia de Fiscalización Eléctrica, siendo el encargado de resolver los recursos de apelación la Gerencia General; asimismo, para el caso de interrupciones con duración mayor a 48 horas, la autoridad encargada de emitir pronunciamiento es la Gerencia General, siendo en este caso la encargada de resolver los recursos de apelación el Consejo Directivo.

3.1.4. Requisitos y/o documentación que deben ser presentados como sustento

Con la finalidad de proceder con mayor celeridad en la tramitación de las solicitudes de calificación como causa de fuerza mayor, el sustento presentado por el concesionario debe incluir la siguiente documentación:

a) Solicitud de calificación de fuerza mayor.- precisando si la solicitud presentada es por el motivo de la interrupción o por la duración de la misma.

b) Informe Técnico.- en el cual se debe precisar:

La fecha y hora de Inicio de la variación de las condiciones de suministro.

La fecha y hora de la reposición total de las condiciones de suministro.

El Código de interrupción que es utilizado para efectos de los reportes enviados a la Unidad de Calidad de los Servicios Eléctricos del OSINERG.

El Código de identificación del alimentador afectado.

El motivo de la interrupción.

Registro o indicadores de la actuación del sistema de protección.

Los equipos e instalaciones afectadas, con detalle de los daños ocasionados.

La relación de sectores afectados.

El número de clientes afectados.

El sustento técnico en el que se justifique, el lapso de tiempo empleado para la reposición total del servicio eléctrico.

La documentación en la cual se certifique que la instalación afectada cumple con las distancias de seguridad establecidas en la respectiva normatividad.

- c) El esquema eléctrico unifilar con indicación de la actuación del sistema de protección y la ubicación del desperfecto.
- d) El croquis de ubicación geográfica de la zona afectada, con indicación del punto de falla.
- e) La constatación emitida por la respectiva delegación policial, en el caso de localidades alejadas por la autoridad de la zona.
- f) Adjuntar la copia del aviso a los usuarios afectados, con la indicación del medio y la fecha en la cual se emitió.
- g) Un registro fotográfico con detalles del evento producido, de las instalaciones afectadas, así como del cumplimiento de las distancias de seguridad establecidas en la respectiva normatividad.
- h) En el caso de que las causas sean atribuidas a Fenómenos Climáticos o similares deberán incluir el informe de la entidad responsable: para fenómenos similares climáticos: SENAMHI, para sismos: Instituto Geofísico del Perú, para desastres naturales: Defensa Civil, Características de materiales: Informe de Laboratorio y Universidades.

3.2. Tipificación de las solicitudes por rubros

Al respecto, se debe señalar que la tipificación de eventos considerada por el OSINERG es resultado de la práctica y que dicha tipificación se formuló

principalmente atendiendo al tipo de solicitudes de fuerza mayor presentadas por los concesionarios; en todo caso, dicha tipificación tiene carácter enunciativo y es efectuada con fines de un mejor agrupamiento y su sola invocación no constituye, de por sí, la aceptación del evento como fuerza mayor.

- Actos vandálicos.
- Averías por terceros.
- Fenómenos naturales.
- Accidente de trabajo y accidente de terceros.
- Hurto de conductores y/o equipos eléctricos.
- Avería provocada por poda de árboles y/o animales.
- Riesgo por incendio aledaño a instalaciones eléctricas.
- Solicitud de autoridades.
- Otros.

3.3. Criterios básicos de evaluación

Los criterios aplicados en la calificación de un hecho como causa de fuerza mayor se basan en que el mismo debe ser, en forma conjunta, extraordinario, imprevisible e irresistible. Dicha evaluación debe considerar los diversos dispositivos legales que conforman el marco normativo del subsector electricidad, tales como:

- La Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

Dispositivos en los cuales se establecen obligaciones y derechos de adquiridos por las empresas Concesionarias y los Usuarios del Servicio Público de Electricidad.

El Código Nacional de Electricidad, aprobado por Resolución Ministerial 0303-78-EM/DGE, aplicable a instalaciones construidas durante su vigencia.

El Código Nacional de Electricidad - Suministro 2001, aprobado por resolución Ministerial N° 366-2001-EM/VME.

Normas de corte técnico en las cuales se establecen las prescripciones consideradas necesarias para la seguridad de las personas frente a los peligros que surjan de la Operación y el Mantenimiento de las Instalaciones Eléctricas.

Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad, aprobado por Resolución Ministerial 263-2001-EM/VME.

Reglamento en el cual se establecen normas de carácter general y específico con relación a las condiciones de seguridad e higiene ocupacional que deben cumplir obligatoriamente las personas jurídicas o naturales, nacionales o extranjeras, que realicen actividades en forma permanente o eventual, de construcción, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas de generación, transmisión, distribución y conexiones de energía Eléctrica.

3.3.1 Criterios básicos empleados por tipificación

a. Acto vandálico

La evaluación de estos eventos se realizará sobre el análisis del Parte o Denuncia Policial en el que deberá precisarse la constatación del hecho por parte del efectivo Policial, del Informe Técnico, así como del registro fotográfico de las instalaciones y equipos afectados, documentación que debe cumplir con los siguientes requisitos:

Informe técnico.- El cual debe demostrar en forma fehaciente que el hecho no fue ocasionado por deficiencias propias de la estructura afectada. En tal sentido, el

concesionario deberá adjuntar, en la medida de lo posible, la documentación que corrobore tal hecho, como por ejemplo: el respectivo examen pericial efectuado por la Policial Nacional del Perú o el informe de una universidad o laboratorio reconocido.

Parte policial.- El cual debe ser resultado de la inspección a las instalaciones afectadas y no de una transcripción de los hechos por parte de un representante del concesionario o de un tercero no identificado. Asimismo, en el referido parte se debe identificar a los equipos afectados, así como consignar la magnitud de los daños ocasionados.

Registro fotográfico.- El cual debe contener imágenes de la estructura y de los equipos afectados, así como de los indicios, tales como herramientas y restos de ferretería, dejados en la zona.

Sin embargo, se debe precisar que en el análisis de estos casos también se debe considerar la frecuencia con la cual eventos de estas características han afectado a la referida instalación.

b. Avería por terceros

b.1. Impacto de vehículo contra estructuras de la red aérea de energía eléctrica

La evaluación de estos eventos toma en cuenta lo siguiente: Parte Policial en el que deberá precisarse la constatación del hecho, el Informe Técnico, así como el registro fotográfico de las instalaciones y equipos afectados. La citada documentación debe cumplir con los siguientes requisitos:

Documentación técnica.- En los casos en los que se haya demostrado la ocurrencia del hecho se debe considerar la incidencia del mismo sobre las instalaciones de la red

de media tensión, tal es el caso del roce de un vehículo contra la retenida de un poste, hecho que por lo general ocasiona el acercamiento entre conductores. En este tipo de caso el concesionario debe demostrar que las instalaciones afectadas cumplen con las distancias mínimas de seguridad entre conductores, establecidas en el Código Nacional de Electricidad. Por otro lado, también se debe indicar que el mencionado Código, en el numeral 2.2.5.3, prohíbe la instalación de postes de redes primarias en las zonas de influencia de carreteras, en arterias de tráfico interprovincial a 20 metros y en arterias vecinales de poco tráfico a 15 metros.

Parte policial.- Éste debe ser producto de una constatación efectuada en la zona y debe certificar en forma fehaciente la ocurrencia de la colisión de un vehículo contra las instalaciones afectadas. En tal sentido, el parte policial no constituye un medio probatorio cuando contiene exclusivamente el testimonio de un representante del concesionario, o cuando presume la ocurrencia del hecho por indicios encontrados en la zona o por referencia de terceros no identificados.

Registro fotográfico.- El cual debe contener imágenes de la estructura afectada, así como del vehículo causante. Si el hecho se produjo en vías concurridas se debe observar la presencia de bloques de protección contra impacto, así como su ubicación de acuerdo al sentido del tráfico.

b.2. Afectación de instalaciones eléctricas por ejecución de obras por terceros o trabajos de entidades o empresas distintas a la concesionaria

La concesionaria deberá demostrar que las instalaciones involucradas cumplieran con las distancias de seguridad establecidas en la respectiva normatividad, así como la ejecución de medidas de prevención destinadas a reducir la incidencia de hechos de

estas características en sus instalaciones, tales como avisos informativos en los medios de comunicación, la comunicación cursada a los responsables de entidades o empresas que desarrollan obras en la vía pública, o con los propietarios de inmuebles ubicados cerca de las instalaciones de la red, notificándoles acerca de la situación de riesgo generada por la ejecución de trabajos y/o construcciones cerca de los conductores de la red aérea e instándoles a efectuar las respectivas labores de coordinación con la concesionaria.

b.3. Seccionamiento de cable subterráneo

Los hechos relacionados con la ejecución, en la vía pública, de trabajos programados a cargo de una empresa contratista de SEDAPAL no pueden ser considerados como imprevisibles ni irresistibles, dado que se trata de trabajos que obedecen a una programación determinada; por lo cual no pueden ser considerados como causa de fuerza mayor, más aún si se considera que es responsabilidad del concesionario efectuar adecuadas labores de coordinación, anticipación y seguimiento con los responsables de entidades que realizan obras en vías públicas. Por ello, este hecho no cumple con los supuestos para ser calificado como causa de fuerza mayor.

Hechos relacionados con la ejecución de trabajos de una construcción particular, bajo la responsabilidad de personas ajenas a los servicios públicos pueden ser considerados como causa de fuerza mayor.

Con este fin el concesionario debe presentar la documentación técnica que demuestre que la referida instalación cumple con lo establecido en el numeral 2.3.2.4, Cables Directamente Enterrados, del tomo IV Sistema de Distribución del Código Nacional de Electricidad.

c. Fenómenos naturales

c.1. Inundaciones, crecidas de ríos, huaycos y derrumbes

La concesionaria deberá presentar la correspondiente información emitida y certificada por el Instituto Nacional de Defensa Civil, Comités de Defensa Civil Municipal y/o Autoridades locales competentes. Además, se tomará en cuenta si en el diseño y construcción de las instalaciones afectadas, se tuvo en cuenta la incidencia de este tipo de fenómenos, en especial cuando su ocurrencia es de carácter frecuente en la zona.

Se declaran FUNDADAS cuando el fenómeno es extraordinario y se sustenta técnicamente; por ejemplo en el caso de derrumbes se debe presentar el informe técnico del levantamiento topográfico de la zona de ocurrencia.

c.2. Fuertes vientos, descargas atmosféricas, nevadas y otros

En este tipo de caso también se debe demostrar que en el diseño de construcción de las instalaciones afectadas se tuvo en cuenta la incidencia de este tipo de fenómenos, en especial cuando su ocurrencia es de carácter frecuente en la zona.

Se declaran Fundadas cuando el fenómeno es extraordinario y supera los estándares señalados por alguna entidad como SENAMHI, Instituto Geofísico del Perú, etc.

c.3. Terremotos, movimientos sísmicos, cataclismos y otros

Se debe presentar información certificada del Instituto Geofísico del Perú en la que se evalúe la intensidad del citado hecho, así como su área de influencia, ya que los equipos como transformadores de potencia están diseñados para aceleraciones vertical y horizontal definidas por zonas de baja o media sismicidad.

d. Accidente de trabajo y accidente de terceros

La evaluación de estos casos considerará los resultados del informe de investigación del accidente producido, realizado por la concesionaria o quien ésta designe, así como el informe del fiscalizador de OSINERG.

e. Hurto de conductores y/o equipos eléctricos

En este caso se calificará como causa de fuerza mayor sólo aquellos casos debidamente corroborados mediante la documentación del Parte Policial en el que deberá precisarse la constatación del hecho. Asimismo, se tomará en cuenta la ubicación de la instalación, las medidas preventivas adoptadas por la concesionaria y la frecuencia del evento.

f. Por árboles y/o animales**f.1. Provocado por animales**

Las solicitudes de calificación como causa de fuerza mayor por interrupciones provocadas por aves y/o roedores deben ser declaradas INFUNDADAS, ya que su ocurrencia demuestra que el concesionario no adoptó las correspondientes medidas de carácter técnico, como por ejemplo la modificación del diseño de crucetas, la implementación de un sistema de protección con reenganche automático, en tanto fuera aplicable.

f.2. Tala o poda de árboles

Al respecto se debe considerar lo establecido en el segundo párrafo del literal d) del numeral 2.2.5.4. del tomo IV, Sistema de Distribución del Código Nacional de Electricidad, norma aplicable en el caso de instalaciones construidas durante su vigencia, el cual para el caso de redes de distribución, obliga a cortar y podar todos

aquellos árboles que constituyen un peligro para la conservación de la línea, entendiéndose como tales los que, por inclinación o caída fortuita o provocada, pueden alcanzar los conductores en su posición normal. Este hecho, al estar reglamentado expresamente no puede considerarse como un hecho extraordinario, imprevisible e irresistible, no cumpliendo con los supuestos para ser considerado como causa de fuerza mayor.

Asimismo, el concesionario a través de inspecciones periódicas tiene la posibilidad (y la obligación) de anticipar los casos en que el crecimiento descontrolado del follaje de los árboles puede causar afectación a sus redes aéreas y debe coordinar con los responsables su corrección a través de una poda controlada, tal como lo establece el artículo 109º de la Ley de Concesiones Eléctricas.

g. Riesgo por incendio aledaño a instalaciones eléctricas

En este tipo de casos la concesionaria deberá demostrar la ocurrencia de una situación de riesgo inminente que involucró instalaciones eléctricas, para lo cual debe presentar la correspondiente documentación probatoria, tal como la copia certificada de la constatación policial en la que deberá precisarse la constatación del hecho por parte del efectivo Policial o la constancia emitida por una autoridad competente, en la que se certifique la situación de riesgo ocurrida en la hora y fecha señaladas, documentación en la cual se debe indicar, en forma concreta, que el siniestro no fue provocado por instalaciones de responsabilidad de la concesionaria.

Asimismo, la concesionaria debe presentar la correspondiente documentación técnica, la cual demuestre que en atención a la situación de riesgo presentada se

efectuaron las respectivas maniobras con la finalidad de minimizar el número de suministros afectados.

h. Solicitud de la autoridad

La concesionaria deberá presentar la solicitud efectuada por la Autoridad respectiva (Defensa Civil, Gobiernos Regionales o Locales), donde se señala el motivo por el cual se solicita la interrupción o variación transitoria de las condiciones del suministro eléctrico , la fecha y hora así como las zonas afectadas y la duración de la interrupción o variación de las condiciones del suministro.

i. Otros

i.1. Deficiencias en instalaciones de otros concesionarios

En caso que un concesionario fuera afectado no por deficiencias producidas en sus instalaciones, sino por un evento ocurrido en instalaciones bajo responsabilidad de otro concesionario, se determina que el primero no se encuentra legitimado para solicitar la calificación de este evento como causa de fuerza mayor; por cuanto el hecho causante de la interrupción ocurrió fuera de su área de concesión.

Asimismo, cabe señalar que las responsabilidades de los suministradores ante este tipo de interrupciones están definidas en la cadena de pagos establecida en el numeral 3.3 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en el cual se establece: *“Los suministradores que por mandato de los Artículos 33° y 34° de la Ley están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, son responsables ante sus clientes, con respecto a este servicio, por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema*

3.4. Conclusiones

1. En base a lo señalado en el presente capítulo se concluye que uno de los supuestos necesarios para la aceptación como causal de fuerza mayor es demostrar haber adoptado los medios para evitar la ocurrencia del hecho, siendo que esto incluye la ejecución de medidas de carácter técnico y no técnico.

2. En base a la revisión de los criterios básicos de evaluación empleados por OSINERG se concluye que los mismos se basan en la evaluación de las características del hecho causante de la variación de las condiciones de suministro, lo cual resulta coherente con lo planteado en el presente trabajo, sin embargo en el referido análisis se dejan de lado aspectos tales como la duración de la variación de las condiciones de suministro, la cual está relacionada con la diligencia con la cual la empresa concesionaria ha actuado. Al respecto, se debe señalar que de ser necesario en la referida evaluación se debe distinguir el origen de la variación de las condiciones de suministro, de los motivos de la duración de la misma.

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DE CASOS ESPECIALES

En el presente Capítulo se presenta en detalle la evaluación de tres solicitudes de calificación como fuerza mayor por interrupciones importantes por el número de usuarios afectados, así como por las características del hecho causante de la interrupción.

4.1. Análisis de la solicitud de fuerza mayor presentada por la interrupción ocurrida el 26 de junio de 2001 en el Callejón de Huaylas

El día 26 de junio de 2001 a las 12:29 horas se registró la interrupción del servicio eléctrico en la zona del Callejón de Huaylas, distrito de Huallanca, afectando a aproximadamente 170,000 habitantes; hecho provocado por la falla bifásica ocurrida a 200 metros de la S.E. Huallanca, entre las líneas en 138 kV L-103 y en 66 kV L-C062, lo que ocasionó la desconexión de la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato y la avería de los transformadores de potencia instalados en la S.E. Huallanca. La normalización total del servicio eléctrico de los sectores afectados fue el 01/07/2001

para el distrito de Huallanca y el 06/07/2001 para el Callejón de Huaylas y Zona Conchucos Norte.

4.1.1. Ubicación de la S.E. Huallanca y recorrido de las líneas de 66 y 138 kV

La S.E. Huallanca se encuentra ubicada en la margen izquierda del río Santa, en la localidad del mismo nombre; esta subestación es un centro de maniobras y distribución de líneas y suministros en 138 kV, 66 kV y 13.8 kV. En tal sentido, se encuentran instalados dos transformadores uno de 15 MVA de 138/66 kV y otro de 3 MVA de 66/13.8 kV.

Desde esta subestación se conectan 3 líneas (L-103, L-104, L-105) de 138 kV con la subestación Chimbote N° 1 con rumbo 80° NO, estas tres líneas cruzan el río Santa en el primer vano formado por las estructuras T1-T2; las estructuras de la línea L-103 son de simple tema, mientras que las estructuras de la línea L-104 y L-105 son de doble tema.

De la S.E. Huallanca salen dos líneas de simple tema en 66 kV, la L-C061 con disposición triangular, en dirección Sur, suministrando energía eléctrica hacia el Callejón de Huaylas y la L-C062 con disposición horizontal, en dirección norte, suministrando energía eléctrica hacia el Callejón de Conchucos. Esta línea en su primer vano, estructuras T1-T2, cruza el río Santa a una distancia de 2.5 metros por debajo de las 3 líneas de 138 kV, formando un ángulo de aproximadamente 30 grados entre sus respectivos ejes de recorrido.

Respecto a las líneas 13.8 kV hay dos prolongaciones de las radiales Campamento y Huallanca que cruzan desde la margen izquierda hacia la margen derecha del río Santa por debajo de la línea de 66 kV.

Sistemas de protección en la S.E. Huallanca

Las líneas eléctricas en 138 kV, entre ellas las L-103 se encuentra equipadas con un Relé de distancias GE-DLP y un Relé Direccional de Sobrecorriente GE-DFP.

Las líneas eléctricas en 66 kV, que salen hacia los Callejones de Huaylas (LC-061) y de Conchucos (LC-062), están dotadas de Protección de Distancia con Relés GE-60 y de sobrecorriente con Relés Direccionales DFP-100, programados con la función 51 (sobrecorriente entre Fases) y la función 51N (Direccional de sobrecorriente a tierra), con un tiempo inverso mínimo de 500 ms.

4.1.2. Descripción técnica de la falla

a) Primera perturbación (12:29:44.588 horas)

Falla en fase “S” de la línea L103 por acercamiento del conductor de la fase “S” de la línea C062 (Huallanca - Sihuas).

La falla a tierra en la fase “S” de la línea L-103, fue provocada por el acercamiento del conductor de la fase “S” de la línea L-C062 (Huallanca - Sihuas) a 200 metros de la S.E. Huallanca, debido a la presencia de vientos de intensidad inusual en la zona. El Oscilograma de la línea L-103 registrado en la S.E. Chimbote 1 muestra que la falla se inicia a las 12:29:44.58 hrs, con presencia de corriente de neutro (homopolar).

La falla provocó una sobrecorriente en la fase “S” de la línea L-103 y la aparición de una sobretensión instantánea con valores pico de hasta 288 kV en la línea L-C062 en 66 kV.

Esta sobretensión provocó el colapso del aislamiento de los tres transformadores de corriente de 75/5 amperios instalados en el lado primario del transformador de

66/13.8 kV, 3 MVA, y los Bushing del lado de 66 kV del transformador de 138/66 kV, 15 MVA.

Los transformadores de corriente de 75/5 amperios y los Bushing del transformador de potencia de 15 MVA explotaron dando lugar a cortocircuitos y al inicio de un incendio, el cual provocó daños permanentes al transformador principal 138/66 kV de 15 MVA y a los tres transformadores de corriente de 75/5 amperios de protección del transformador 66/13.8 kV de 3 MVA.

Apertura de la línea L-103 desde la S.E. Huallanca (12:29:44.633 horas)

La apertura de la línea L-103 en la S.E. Huallanca se produce a las 12:29:44.633 hrs, después de 45 milisegundos del inicio de la falla, por operación de su protección de distancia en 1ra zona, por falla a tierra en la fase "S"; el relé DLP señaló que la falla ocurrió a 20.3 km debido a la resistencia del arco eléctrico en la falla y la reactancia de la bobina de la fase "S" del lado 66 kV del transformador de potencia 138/66 kV que alimenta a la línea L-C062.

Apertura de la línea L-103 desde la S.E. Chimbote N° 1 (12: 29:44.738 horas)

Después de la apertura de la línea L-103 en la S.E. Huallanca, se incrementa la corriente de contribución a la falla desde la S.E. Chimbote N° 1, alcanzando el valor de 994 amperios, aproximadamente, debido a que era conformada por la suma de las corrientes de contribución del C.H. Cañón del Pato y el SEIN.

La apertura de la línea L-103 en la S.E. Chimbote 1, fue a las 12:29:44.738 hrs, después de 150 ms del inicio de la falla, por operación de la protección de distancia, la cual señaló que la ubicación de la falla se encontraba a 75 km.

b) Segunda perturbación (12:31:37.312 horas)

Falla bifásica en las fases “S” y “T” por desprendimiento del conductor de la fase “S” de la línea L-C062 sobre los alimentadores en 13.8 kV (Salidas a Huallanca y Campamento)

Debido a las elevadas corrientes de arco, se produjo el debilitamiento del conductor de la fase “S” de la línea L-C062, provocando su posterior rotura y caída sobre los conductores de las radiales Huallanca y Campamento en 13.8 kV provocando nuevamente sobretensiones.

4.1.3. Fundamentos presentados por el concesionario para la calificación como causa de fuerza mayor

En el presente caso el concesionario solicitó que el citado hecho sea calificado como causa de fuerza mayor de acuerdo a lo establecido en el artículo 87° de la Ley de Concesiones Eléctricas y en aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas.

En tal sentido el concesionario refirió que el citado hecho posee las siguientes características:

a) Extraordinario

La ocurrencia el 26 de junio de 2001 de vientos huracanados constituye, a criterio del Concesionario, un evento extraordinario, imprevisible e irresistible, que ocasionó no sólo el acercamiento de las líneas en 138 kV y 66 kV, sino además trajo como consecuencia el levantamiento de techos de casas, caída de piedras y árboles, entre otros daños.

En tal sentido el concesionario presentó como documentación probatoria la copia del Informe Técnico del SENAMHI denominado “Fueres Vientos Zona Huallanca del

26/06/01” y un informe ampliatorio del mismo contenido en el oficio N° 593/SENAMHI-JSS-DGM-CPN/2001.

b) Imprevisible

El concesionario señala que los vientos presentados excedieron las hipótesis de cálculo que se usan normalmente para el diseño de líneas y que tal diseño excluye la hipótesis de acercamiento disyuntivo al contar con una brecha de aire de 2.5 metros.

Asimismo el concesionario refiere que no se diseñan líneas eléctricas que tomen en consideración elevadas pseudo sobretensiones de maniobra tales como las que fueron originadas por la Falla debida al encebamiento del Arco Eléctrico que actuó como interruptor de cierre lento al acercarse los conductores de diferente Tensión.

c) Irresistible

El evento ocurrido fue una sobretensión instantánea, en el nivel de 66 kV, producto del acercamiento del conductor de la fase “S” de la línea LC-062 al conductor de la fase “S” de la línea en 138 kV, que ocasionó la explosión de los transformadores de corriente que se encontraban cerca del transformador de potencia siniestrado.

En tal sentido el concesionario señala que el Relé DFP-100 que protegía la línea de 66 kV Sihuas – La Pampa – Pallasca, es un relé con características de tiempo inverso, y, estaba coordinado para actuar a 500 milisegundos. Como la falla fue despejada a los 45 milisegundos (línea L-103, 138 kV – S.E. Huallanca), el relé DFP100 nunca iba a actuar ya que debía esperar por lo menos 500 milisegundos para hacerlo.

Por lo cual el citado hecho es irresistible, por cuanto la referida instalación contaba con relés que actúan con sobre corriente y no con sobretensión.

4.1.4. Análisis de la calificación como causa de fuerza mayor

De la descripción de la falla podemos observar la existencia de dos momentos debidamente diferenciados; en primer lugar, la falla propiamente dicha producida como consecuencia de las condiciones atmosféricas y en segundo lugar, la interrupción del servicio eléctrico por diez días que afectó al Callejón de Huaylas y al Callejón de Conchucos generada por los daños ocasionados a los transformadores de 15 y 3 MVA.

En consecuencia se debe efectuar un análisis de estos momentos por separado, primero del hecho causante de la interrupción y segundo de la duración de la misma, esta última relacionada directamente con los daños ocasionados a los transformadores instalados en la referida subestación.

a. Análisis del hecho causante de la interrupción

En el presente caso el sustento principal del concesionario se basa en que, la interrupción se debió a la presencia de vientos huracanados incidentes y ascendentes sobre la línea L-C062 de 66 kV (Huallanca-La Pampa/Sihuas/Pallasca) lo que produjo que se eleve el conductor de esta línea hasta aproximarle al conductor de la fase “S” de la línea de 138 kV L-103 (Huallanca-Chimbote); ocasionando un arco eléctrico que provocó una sobretensión instantánea con picos de hasta 288 kV en el nivel de 66 kV.

Como prueba de este argumento presenta el “Informe Meteorológico de SENAMHI Fuertes Vientos Zona de Huallanca” y el oficio N° 593/SENAMHI-JSS-DGM-

CPN/2001, así como evidencias fotográficas de los daños ocasionados en Huallanca y la certificación y constatación de la autoridades locales.

Los informes elaborados por SENAMHI, órgano competente en meteorología, refieren que la velocidad de los vientos en la zona de Huallanca, en el momento de la interrupción, llegó a estar en el rango entre 30m/s y 40 m/s (108 km/h y 144 km/h).

En tal sentido se debe indicar que el Código Nacional de Electricidad, en el numeral 2.2.2.2 del Tomo IV, acerca de presiones debidas al viento, establece que las líneas de transmisión, que se instalen en el país deben estar diseñadas para soportar vientos de una velocidad máxima de hasta 90 km/h.

Del análisis de la documentación probatoria presentada por el concesionario así como de la citada normatividad, se concluyó que este hecho podía ser considerado como extraordinario, irresistible e imprevisible, cumpliendo con los supuestos para ser considerado como causa de Fuerza Mayor.

b. Análisis de la duración de la interrupción

Al respecto se debe señalar que en este punto se efectúa una evaluación de la actuación del sistema de protección de las líneas y de los transformadores afectados, en tal sentido se deben citar los siguientes hechos:

- 1) La presencia en la zona de Huallanca de vientos extraordinarios huracanados que ocasionaron la falla, no enerva el hecho que los equipos de protección debieron actuar, ya que los mismos están diseñados para intervenir precisamente en este tipo de eventos, aislando la falla y evitando que ésta se expanda a los demás equipos; asimismo la normatividad existente para el diseño y construcción de líneas aéreas de transmisión no prohíbe el cruce de líneas de diferentes tensiones, siempre que éstas

cumplan con las distancias de seguridad que indican las Normas Técnicas establecidas y que cuenten con los elementos de protección debidamente coordinados.

Sobre este punto es importante tener en cuenta que el Informe Técnico EV-26-2001 elaborado por el Comité de Trabajo Análisis de Falla (CT-AF), que forma parte del Acta de COES-CTAF-38-2001, señala en su numeral 10.4 que la protección de la línea L-C062 en 66 kV no actuó debido a la pérdida de corriente continua en la S.E. Huallanca, señalando que la referida perturbación no debió afectar este sistema; indicando además que la falla no fue aislada oportunamente, sino a través de la actuación de la protección de los grupos generadores

Asimismo, conforme al análisis efectuado por el Comité de Trabajo Análisis de Fallas (CT-AF) en su ACTA COES-CTAF-38-2001 la falla ocurrida en la S.E. Huallanca se debió a la inadecuada actuación del sistema de protección de las líneas de 66 kV en la SE Huallanca, que se afectó además por la descoordinación de la protección de los grupos generadores de la CH. Cañón del Pato.

2) Menciona el concesionario que las líneas de 66 kV sí tenían protección de respaldo, lo cual está indicado por un relé de sobrecorriente instalado en el transformador de 15 MVA. Esta protección no fue mencionada en ningún momento en sus informes; mas bien en la reunión del 05/09/2001 se presentó el esquema “Sistema de protección configuración provisional actual de circuitos 138, 66, 13.8 kV, de junio de 2001”; donde se observa que no existe dicha protección de respaldo; más aún sus funcionarios reconocieron que no existía la protección de respaldo el día

de la falla, y que de haber funcionado esta protección habría evitado la interrupción de la magnitud presentada.

3) En la reunión sostenida con fecha 05/09/2001 en oficinas de OSINERG, personal de la concesionaria informó que los transformadores de corriente que explosionaron tenían más de 30 años de servicio, no habiendo presentado informes del mantenimiento efectuado a dichos equipos, así como de sus programas de mantenimiento predictivo ni preventivo.

En base a los argumentos expuestos, se observa que el citado hecho no cumple con los supuestos para ser considerado como causa de Fuerza Mayor.

4.1.5. Resolución

Tal como se señaló en la parte analítica de este caso, se observó la existencia de dos momentos bien definidos que son la interrupción del suministro eléctrico y la duración de la interrupción por 10 días. El primero de ellos se produjo por acercamiento de dos líneas de alta tensión debido a fuertes vientos, los mismos que están sustentados en la información presentada por el SENAMHI; sin embargo existe otro momento que es la duración de esta interrupción, la misma que se originó en fallas comprobadas por el COES y OSINERG en el sistema de protección de la subestación Huallanca. En este caso ese evento no fue consecuencia de una fuerza mayor sino de las referidas fallas.

En tal sentido el OSINERG Resolvió:

Declarar **FUNDADA** esta solicitud, por un periodo máximo de 24 horas, tiempo razonablemente suficiente para recuperar el servicio en la zona, si los sistemas de protección hubieran funcionado adecuadamente.

Declarar **INFUNDADA** esta solicitud, por el periodo posterior a las 24 primeras horas de la interrupción.

4.2. Análisis de la solicitud de fuerza mayor presentada por la interrupción ocurrida el 10 de julio de 2002 en el Valle del Colca

El 10 de julio de 2002 se registró la avería del transformador principal de la subestación Callalli, Sistema eléctrico del Valle del Colca, Marca SIEMENS, de características 25/30 MVA, 138/66/24 kV, Serie N° 1734883-15013, año 1999, hecho que provocó la interrupción del servicio eléctrico en el Valle del Colca y en la compañía minera Ares; restableciéndose el servicio eléctrico en forma total el 29 de agosto de 2003.

4.2.1. Descripción técnica de la falla

Descarga del borne W de 138 kV contra el cable de salida de un transformador de corriente, en un punto donde dicha salida presenta una unión efectuada con manguito a presión. La descarga en el borne comprometió la salida del transformador de corriente a la batería de control, donde se fundieron las conexiones y se encontraron huellas de descarga contra la tapa de la misma.

En la inspección realizada el 13 de agosto de .2003 se constata la existencia de desplazamiento lateral de los bornes de Alta tensión dentro de sus bridas, por efecto de considerables fuerzas de cortocircuito. Además, mediante la prueba con un analizador de gases, se detectó la presencia de acetileno en los gases acumulados en el Relé Buchholtz, hecho que se pudo apreciar por el incremento de una llama acercada a la toma de gases.

TABLA 4.1: Sistemas de Protección de la S.E. Callalli

Equipo Protegido. Nombre	Datos del Rele						Observaciones	
	Marca	Tipo	Tipo Función	Fases	Valor Nominal			
					A. C.	D.C.		
In	Vn	Vn						
Transformador	ABB	DIGITAL	87T	RST	5	100/1.73	110	
	ABB	Analógico	50/51	RST	5	100/1.73	110	LADO 138KV
	ABB	Analógico	50/51	RST	5	100/1.73	110	LADO 66 KV
	ABB	Analógico	50/51	RST	5	100/1.73	110	LADO 22.9 KV
Línea Callalli – Ares	ABB	DIGITAL	21 /21N	RST	5	100/1.73	110	
Línea Callalli- Valle del Colca		DIGITAL	50/51 - 50/51 N	RST			15	Salida N°1

4.2.2. Fundamentos presentados por el concesionario para la calificación como causa de fuerza mayor.

El concesionario señaló que a raíz de las tempestades ocurridas en la zona el 10 de julio de 2002 a las 11:54 horas se produce la avería del transformador 138/66/24 kV instalado en la SE Callalli, debido a una descarga eléctrica entre un borne de 138 kV y un cable del sistema de control.

En tal sentido el concesionario presentó como documentación probatoria, la copia del informe elaborado por la empresa Asea Brown Boveri (ABB) “Transformador Siemens 25 MVA, 138/60/22.9 kV – SE Callalli”.

4.2.3. Análisis de la calificación como causa de fuerza mayor

En el citado caso el concesionario sustentó su solicitud en que la referida interrupción fue provocada por la presencia de condiciones atmosféricas que provocaron la ocurrencia de una descarga eléctrica entre uno de los bornes de alta tensión a uno de los cables de salida de uno de los transformadores de corriente.

Sin embargo, el concesionario no presentó la documentación que acreditara la ocurrencia de fenómenos atmosféricos de intensidad inusual en la hora y fecha señaladas.

Por otro lado, se debe señalar que en el informe de ABB “Transformador SIEMENS 25 MVA, 138/60/22.9 kV – SE Callalli”, numeral 3.1, Inspección de la Parte Activa, correspondiente a Pruebas en Fábrica ABB, se señaló textualmente: ”Se comprobó que la descarga presentada entre la derivación del transformador de corriente y el borne de alta tensión se localiza en el punto de unión con manguito donde existían

aristas vivas (...) Normalmente en estos casos se pone blindaje para uniformizar el campo antes de aplicar el papel de aislamiento. Para este caso no había sido realizado por el fabricante.”

De lo expuesto se concluyó que la falla fue provocada por la falta de blindaje en el punto donde ocurrió la descarga eléctrica, protección que es de uso normal en este tipo de casos y que no fue instalada; hecho que no fue detectado oportunamente por el concesionario, quien debió efectuar las respectivas pruebas y controles a fin de detectar este tipo de irregularidades.

Un aspecto que se debe señalar es que el concesionario no disponía de un adecuado “Plan de Emergencia” que haya contribuido a minimizar el tiempo de interrupción y garantizar la continuidad y calidad del servicio al Valle del Colca.

Prueba de ello es el hecho que la concesionaria no disponía de un grupo electrógeno rodante de emergencia en condiciones operativas que hubiese permitido sustituir por lo menos parcialmente el suministro de energía eléctrica al Valle del Colca.

4.2.4. Resolución

En tal sentido, al no quedar demostrada la ocurrencia de condiciones atmosféricas de características extraordinarias y al quedar demostrado que en el citado caso el concesionario no efectuó el adecuado control del equipamiento de sus instalaciones, el OSINERG declaró la referida solicitud como INFUNDADA.

4.3. Análisis de la solicitud de fuerza mayor presentada por la interrupción ocurrida en el 07 de febrero de 2003 en Sistema Operativo Norte

El día 07 de febrero de 2003 se registró la desconexión intempestiva de la línea L-233 (Trujillo Norte –Chimbote1) de 220 kV por quema de caña, cuando la línea

paralela L-232 (Trujillo Norte – Chimbote 1) de 2002 kV se encontraba fuera de servicio. En consecuencia el Área operativa Norte quedó en sistema aislado colapsando inmediatamente.

4.3.1. Descripción de las instalaciones afectadas

La línea de transmisión Chimbote 1- Trujillo (L-232) fue construida en 1980 y la L-233, que también conecta estas dos subestaciones entró en servicio el año 1999.

Cada línea posee su propia estructura que son postes de madera del tipo “H” y en la zona de Chao, lugar donde se quemó la caña, la línea L-232 y la L-233 tienen una separación aproximada de 80 metros.

4.3.2. Descripción del evento

El 07 de febrero de 2003, de acuerdo a las disposiciones operativas del COES como coordinador del Sistema, estaban en servicio las dos líneas de transmisión entre las subestaciones Chimbote 1 y Trujillo Norte (L-232 y L-233), transmitiendo de Chimbote 1 hacia Trujillo Norte aproximadamente 92 MW.

A las 15:05:19 horas se produjo la desconexión de la línea L-232 por falla bifásica a tierra en las fases “R-T”, debido a pérdida de aislamiento por la quema de caña de azúcar en zonas cercanas a las líneas de transmisión L-232 y L-233. Esta desconexión no originó interrupción de suministros, al quedar en servicio la línea L-233 que opera en paralelo.

A las 15:14:40 horas se produjo un recierre exitoso en la fase “S” de la línea L-233 por el mismo motivo anterior.

A las 15:28:59 horas se produjo la desconexión de la línea L-233 (Chimbote 1 – Trujillo Norte) con un flujo de potencia de 90 MW, por falla bifásica en las fases

“S - T”, por los mismos motivos anteriores. Como consecuencia se produjo el colapso e interrupción de suministros del área Norte desde Trujillo Norte hasta Zorritos.

Luego, se presentaron oscilaciones de potencia entre las unidades de la C.H. Cañón del Pato y el resto del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a través de la L-215, originando la desconexión de dichas unidades de generación.

A las 15:33:21 horas se energizó la línea L-232 desde Chimbote 1 y a las 15:34:48 h se desconectó la barra 220 kV por actuación de la protección de sobretensión, interrumpiéndose el suministro a la Subestación Chimbote 1 y quedando la línea L-215 energizada desde la S.E. Paramonga Nueva.

La recuperación de los suministros afectados del área operativa Norte se realizó en forma paulatina, quedando restablecidos en su totalidad a las 16:48 horas.

La quema de caña de azúcar fue provocada por un acto vandálico, el cual ha sido de una magnitud descontrolada e indiscriminada en un área aproximada de 20 hectáreas.

4.3.3. Descripción de la falla

Las fallas producidas en las líneas L-232 y L-233 (Chimbote 1 – Trujillo Norte) ocurrieron por pérdida de aislamiento como consecuencia del humo generado por la quema de caña de azúcar debajo de la faja de servidumbre, ubicada en el sector de Chao.

A las 15:05:19 horas se produjo una falla bifásica en las fases “R – T” de la línea L-232 (Chimbote 1 – Trujillo Norte), que fue despejada por la protección de distancia

de la línea. No se registró interrupción de suministros ya que quedó en servicio la línea paralela L-233.

A las 15:14:40 horas se efectuó el recierre exitoso de la línea L-233 como consecuencia de una falla monofásica a tierra en la fase “S” provocada por la quema de caña de azúcar en el sector de Chao.

A las 15:28:59 horas se registró una falla bifásica entre las fases “S - T” de la línea L-233 originada por la quema de caña, lo que produjo la desconexión de la línea por actuación de sus protecciones de distancia, interrumpiendo un flujo de potencia de 92 MW de la S.E Chimbote a S.E Trujillo Norte. Como consecuencia se produjo el colapso del Área Operativa Norte desde la S.E. Trujillo Norte hasta la S.E. Zorritos. Luego de la desconexión de la L-233 se registró un proceso de oscilación de potencia entre las unidades de generación de la C.H. Cañón del Pato y las unidades de generación del SEIN.

Como consecuencia de las referidas oscilaciones, se produjo la desconexión de las unidades de generación de la C.H. Cañón del Pato y la frecuencia del SEIN disminuyó de 60.15 a 59.6 Hertz sin ocasionar rechazos de carga. También, se registró una sobretensión de 250 kV en la S.E. Chimbote 1 (dato del SCADA de REP).

4.3.4. Señalización de las protecciones

Evento 15:05 horas. Falla bifásica “R - T” en la línea L-232. Cuya secuencia se aprecia en las siguientes TABLAS.

TABLA 4.2 Señalización de Protecciones Primer Evento

Subestación	Equipo	Código	Señalizaciones	Interruptor
Trujillo Norte	L-232	21P RAZFE	U - 2 Φ - Z1 - Z2	IN-2166
		21S RAZOA	R - T	
	L-234	21S RAZOA	R - T	IN-2164
Chimbote 1	L-232	21P RAZFE	U - 2 Φ - Z1 - Z2	IN-2372
		21S RAZOA	R - T	

Evento 15:14 horas. Recierre monofásico en la línea L-233.

TABLA 4.3 Señalización de Protecciones Segundo Evento

Subestación	Equipo	Código	Señalizaciones	Interruptor
Trujillo Norte	L-233	21P SEL-321	COMM- 2 - B - ; Dist:71.9 km	IN-2162
Chimbote 1	L-233	21P SEL-321	B - G; Dist:54.44 km	IN-2202

Evento 15:28 horas. Falla bifásica "S -T" en la línea L-233.

TABLA 4.4 Señalización de Protecciones Tercer Evento

Subestación	Equipo	Código	Señalizaciones	Interruptor
Guadalupe	L-234	21P RAZFE	2 Φ	IN-2178
		21P RAZOA	R, T	
Trujillo Norte	L-233	21P SEL- 321	Fases ABC, Z1	IN-2162
	SVC		Disparo protección, Alarma disparo	
Chimbote 1	L-233	21P SEL- 321	AC, Z1	IN-2202
Trujillo Norte	L-232	21P RAZFE	SN - Z1 - Z2	IN-2166
		21S RAZOA	S - N	
Chimbote 1	L-232	21P RAZFE	U - SN - Z1 - Z2	IN-2372

4.3.5. Fundamentos presentados por el concesionario para la calificación como causa de fuerza mayor.

En este caso, el concesionario sustentó su solicitud en el hecho que la suspensión temporal del servicio de transmisión fue provocada por el incendio de cultivos de caña de azúcar provocado por desconocidos, en forma delictiva y de modo independiente a la voluntad del propietario de los terrenos.

En tal sentido cita el contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR, en el cual se estipula que el concepto de “Fuerza Mayor” significará un evento, condición o circunstancia más allá del control razonable y previsible de la Parte que la invoca, la cual a pesar de sus esfuerzos razonables para prevenirla o mitigar defectos, causa un retraso o suspensión material de cualquier obligación impuesta bajo el Referido contrato incluyendo, pero no limitándose a lo siguiente:

“ iv)...cualquier terremoto,..., tormenta eléctrica, incendio, explosión... siempre que afecten de forma directa, total o parcialmente, al sistema de transmisión;... ”.

4.3.6. Análisis de la solicitud presentada por el concesionario.

La evaluación de la calificación de este caso como causa de fuerza mayor parte por determinar la ocurrencia del hecho, su incidencia en las instalaciones eléctricas y las medidas correctivas que pudieron ser adoptadas por el concesionario.

Respecto a los dos primeros puntos, se debe señalar que el concesionario presentó como documentación probatoria la copia de los partes policiales N° 38 y N° 32 emitidos por la comisaría PNP de Chao, documentación en la cual se indica que el citado hecho fue provocado por desconocidos, quienes provocaron el incendio de un

total de 20 hectáreas de caña de azúcar, área que comprendía las instalaciones de las líneas de transmisión L-232 y L-233, siniestro que fue favorecido por la presencia de fuertes vientos en la zona.

El tercer punto fue incluido en el análisis debido al lapso de tiempo transcurrido entre la desconexión de la línea L-232, ocurrida a las 15:05 horas, y la apertura total de la línea L-233, ocurrida a las 15:28 horas, la última de las cuales originó el colapso del Área Operativa Norte, desde la S.E. Trujillo Norte hasta la S.E. Zorritos. Al respecto el concesionario refiere que ante el tipo de falla presentada, bifásica, se tuvo que coordinar con el COES con el fin de reponer el servicio, para lo cual se tuvo que efectuar la inspección a las instalaciones afectadas, dado que este tipo de fallas, pudo corresponder al colapso de una estructura, ante lo cual cualquier maniobra de reconexión pudo ocasionar daños a otros equipos.

4.3.7. Resolución

En base a la documentación presentada por el concesionario y a los argumentos presentados se resolvió que el citado hecho podía ser considerado como causa de fuerza mayor.

En tal sentido el OSINERG declaró FUNDADA su solicitud de Fuerza Mayor.

4.4. Conclusiones

En base a lo tratado en el presente Capítulo se concluye que no existe una regla invariable que pueda ser trasladada de manera automática a la calificación de un hecho como fuerza mayor, por lo cual se debe efectuar una evaluación caso por caso, la cual debe comprender aspectos propios de cada evento tales como la duración de la variación de las condiciones de suministro.

CAPITULO V

ASPECTOS DE LA CALIFICACIÓN COMO CAUSA DE FUERZA MAYOR

En los Capítulos anteriores se han definido los alcances, procedimientos y criterios empleados en la calificación de un hecho como causal de fuerza mayor. En ese contexto, se presentan cuadros y gráficos estadísticos mediante los cuales se observan aspectos generales sobre el tema, tales como causales invocadas con mayor frecuencia, número de casos por empresa y por semestre, entre otros; así como aspectos particulares de las cuatro empresas concesionarias con mayor número de casos presentados.

5.1. Aspectos generales

De acuerdo a la información presentada se observa que las empresas concesionarias han orientado la aplicación de la figura de la fuerza mayor a la exoneración de compensaciones derivadas de interrupciones, no obstante que la citada figura puede ser invocada en relación a otras afectaciones del servicio.

En tal sentido, la totalidad de las solicitudes de fuerza mayor presentadas al OSINERG esta relacionada con la ocurrencia de interrupciones, siendo que de éstas

el 98% de los casos presentados pertenecen a empresas Distribuidoras mientras que el restante 2% corresponde a empresas generadoras y Transmisoras, lo cual es comprensible dada la naturaleza de la función que cumple cada tipo de empresa.



GRAFICO 5.1: Por Actividad Desarrollada

Para efectos de una mayor comprensión de las tablas estadísticas presentadas a continuación se debe indicar que las mismas hacen referencia a las solicitudes de fuerza mayor referidas a interrupciones ocurridas en los semestres comprendidos entre los años 2000 y 2003. Al respecto se debe señalar que el volumen de casos presentados por semestre ha seguido una tendencia decreciente, siendo que en el último semestre (julio – diciembre de 2003) se han presentado 248 casos.

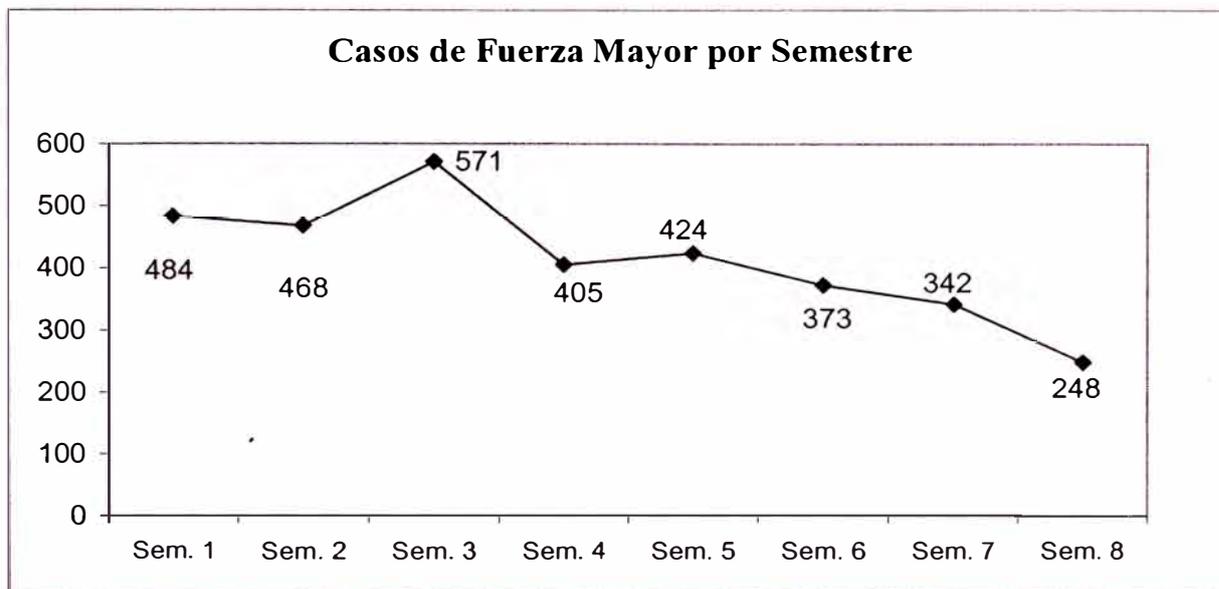


GRAFICO 5.2: Casos de Fuerza Mayor por Semestre

Al respecto, se debe indicar que la variación en el volumen de casos presentados tiene entre sus explicaciones que entre el año 2000 y mediados del 2001, (primer y tercer semestre), OSINERG no resolvió ninguna solicitud, por lo cual los concesionarios, al no tener presente los criterios de calificación incluían en este proceso hechos tales como falla de equipos no ocasionada por elementos externos y la falla de equipos no comprendidos en su área de responsabilidad.

Asimismo, se observa que una importante fracción del volumen total de casos corresponde a las causales de Hurto de equipos y Avería por Terceros.

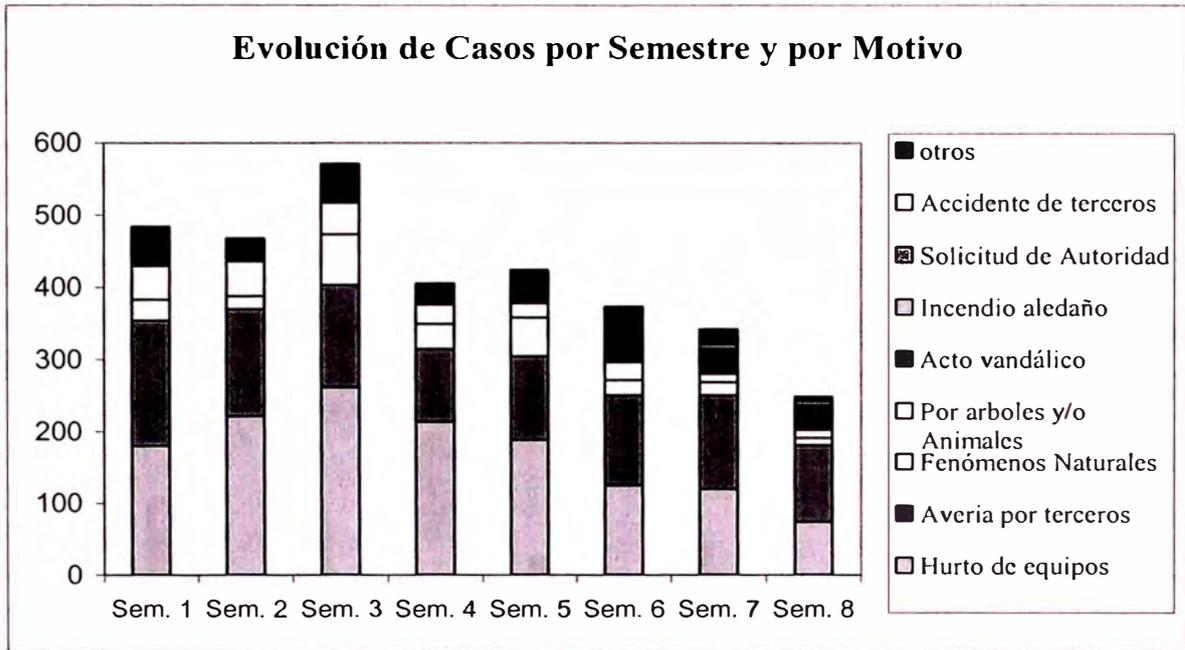


GRAFICO 5.3: Evolución de Casos por Semestre y por Motivo

Además, del total de solicitudes presentadas se observa que más del 75% pertenecen a 4 empresas de distribución, de las cuales dos pertenecen al ámbito de Lima (sector típico 1) y las otras dos pertenecen al ámbito del interior del país (sector típico 2).

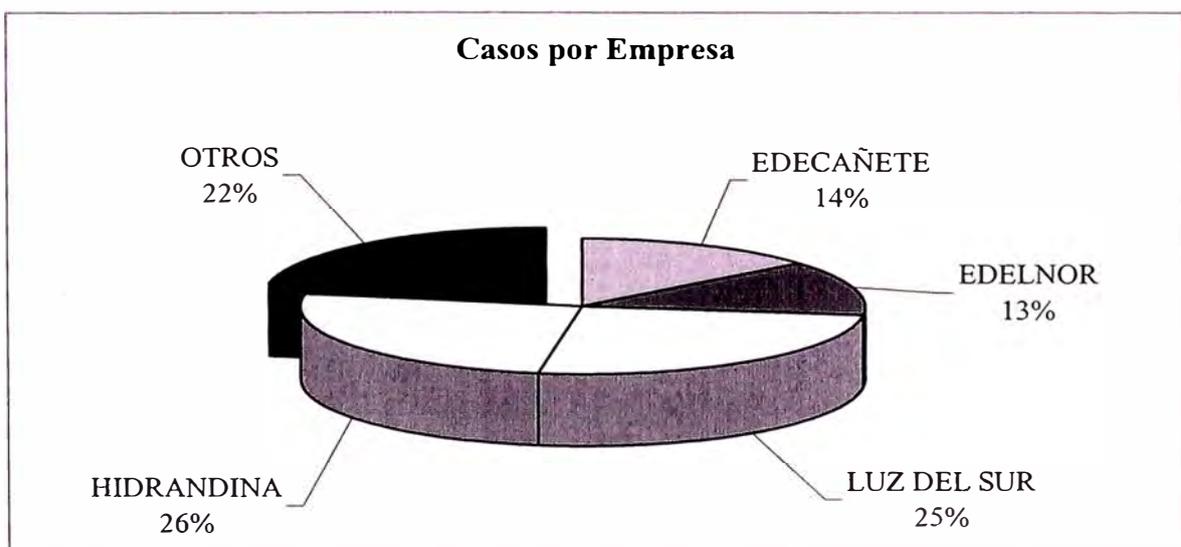


GRAFICO 5.4: Casos por Empresa

Siendo la distribución de casos por semestre y por empresa, como se muestra en el siguiente gráfico, el cual muestra que el porcentaje de participación de las cuatro empresas mencionadas siempre ha sido una importante fracción del volumen total.

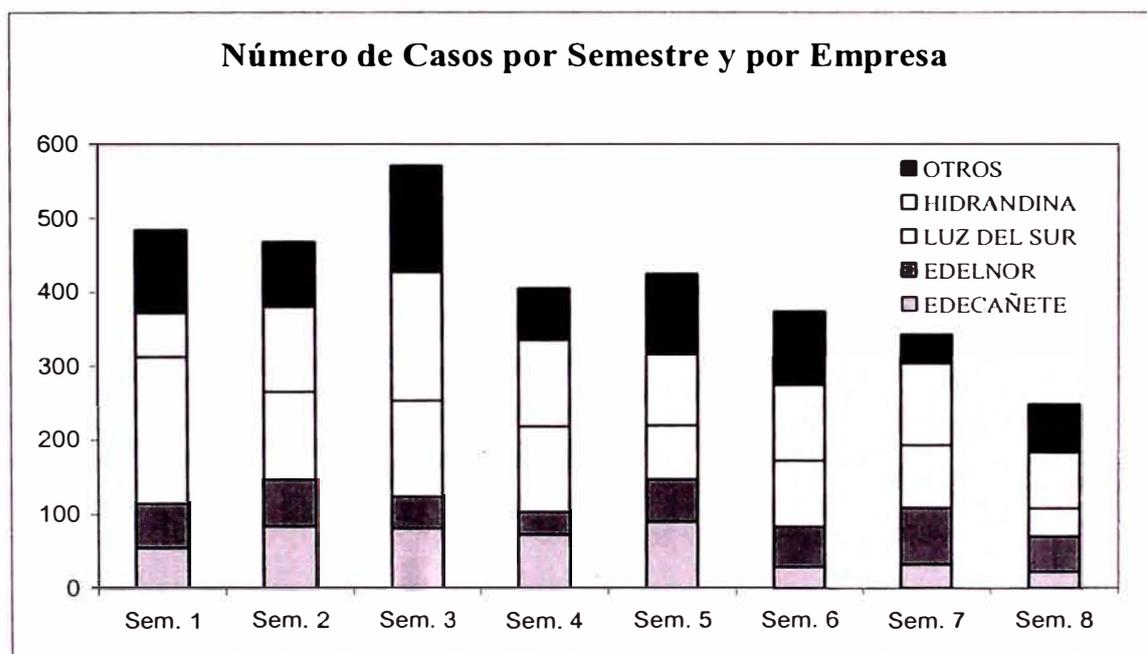


GRAFICO 5.5: Evolución de Casos por Semestre y por Empresa

Respecto a la tendencia en la calificación como causa de fuerza mayor se puede observar que la misma en los últimos tres semestres se ha mantenido constante en una porcentaje de aproximadamente 25% de las solicitudes aceptadas.

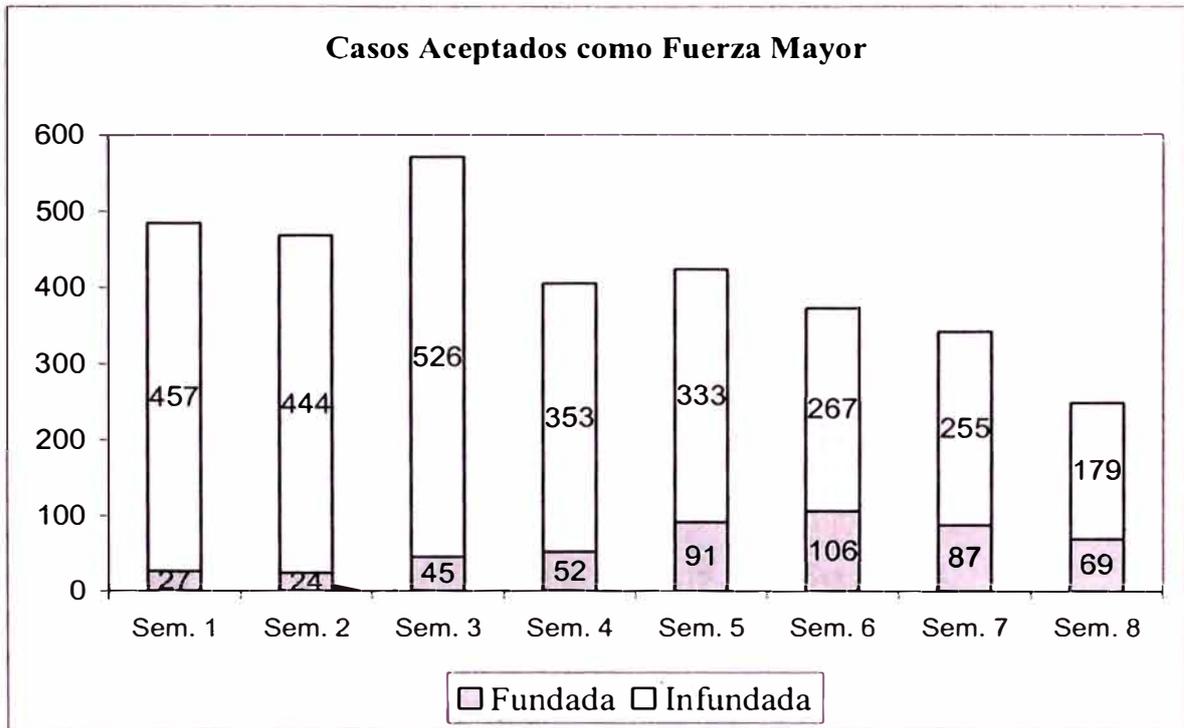


GRAFICO 5.6: Casos Aceptados como Fuerza Mayor

5.2. Aspectos particulares

Al respecto se analizará en forma separada la situación de las cuatro empresas que constituyen el mayor volumen de solicitudes de fuerza mayor.

En tal sentido, en base a la información contenida en la base de datos de Fuerza mayor de OSINERG entre el primer semestre del 2000 (semestre 1) y el segundo semestre del 2003 (semestre 8), se procederá a evaluar los siguientes aspectos:

- Número Total de Casos por Causal.
- Evolución de las Causales Invocadas respecto a los Semestres.

Asimismo, respecto a la incidencia de la aplicación de la figura de la fuerza mayor en la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en lo referido a la calidad de Suministro; se ha considerado evaluar dos casos:

Caso1.- Referido al supuesto en el cual todos los casos de fuerza mayor presentados ante el OSINERG fueran desestimados.

Caso2.- Referido al supuesto en el cual todos los casos de fuerza mayor presentados ante el OSINERG fueran declarados fundados.

Al respecto, se presentaran los siguientes indicadores, referidos a los semestres comprendidos entre el primer semestre del 2002 y el segundo semestre del 2003:

- Numero de interrupciones semestrales promedio por suministro.
- Duración semestral promedio por suministro.
- Número de suministros sujetos a compensación.

TABLA 5.1: Resumen del Volumen de Casos de Fuerza Mayor por Semestre

Total	Empresa	EDECAÑETE	EDELNOR	LUZ DEL SUR	HIDRANDINA	Otros	Total
2000	Semestre 1	54	60	198	60	112	484
	Semestre 2	83	63	119	115	88	468
2001	Semestre 3	81	43	129	174	144	571
	Semestre 4	72	31	115	117	70	405
2002	Semestre 5	90	57	72	97	108	424
	Semestre 6	29	54	89	102	99	373
2003	Semestre 7	32	77	84	110	39	342
	Semestre 8	22	48	38	75	65	248
	Total general	463	433	844	850	725	3315

TABLA 5.2: Tabla de la Variación de las Tolerancias por Indicador

SEMESTRE	Modificador D.S. N° 040- 2001-EM,	Tolerancia N	Tolerancia D	Tolerancia N	Tolerancia D	Tolerancia N	Tolerancia D
		Baja Tensión	Baja Tensión	Media Tensión	Media Tensión	Muy Alta Tensión , Alta Tensión	Muy Alta Tensión , Alta Tensión
BASICO		6	10	4	7	2	4
2do Semestre 2001	0.3	8	13	5	9	3	5
1er Semestre 2002	0.7	11	17	7	12	4	7
2do Semestre 2002	0.5	9	15	6	11	3	6
1er Semestre 2003	0.5	9	15	6	11	3	6
2do Semestre 2003	0.3	8	13	6	10	3	6

5.2.1. Caso HIDRANDINA S.A.

– Razón social

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. –
HIDRANDINA S.A.

– Antecedentes

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad HIDRANDINA S.A., tiene como actividad principal la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de su concesión, la cual comprende los departamentos de Ancash y La Libertad en su integridad y en las provincias de Contumazá, Cajamarca, San Pedro, Celendín, San Marcos y Cajabamba del Departamento de Cajamarca. En adición y en menor medida desarrolla actividades de generación de energía eléctrica en centros aislados.

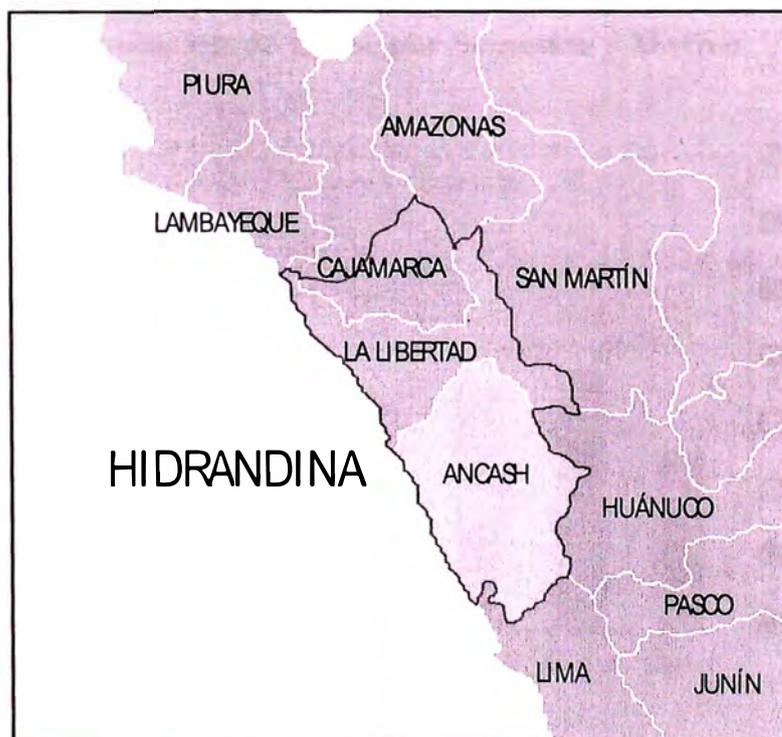


GRAFICO 5.7: Zona de concesión de HIDRANDINA S.A.

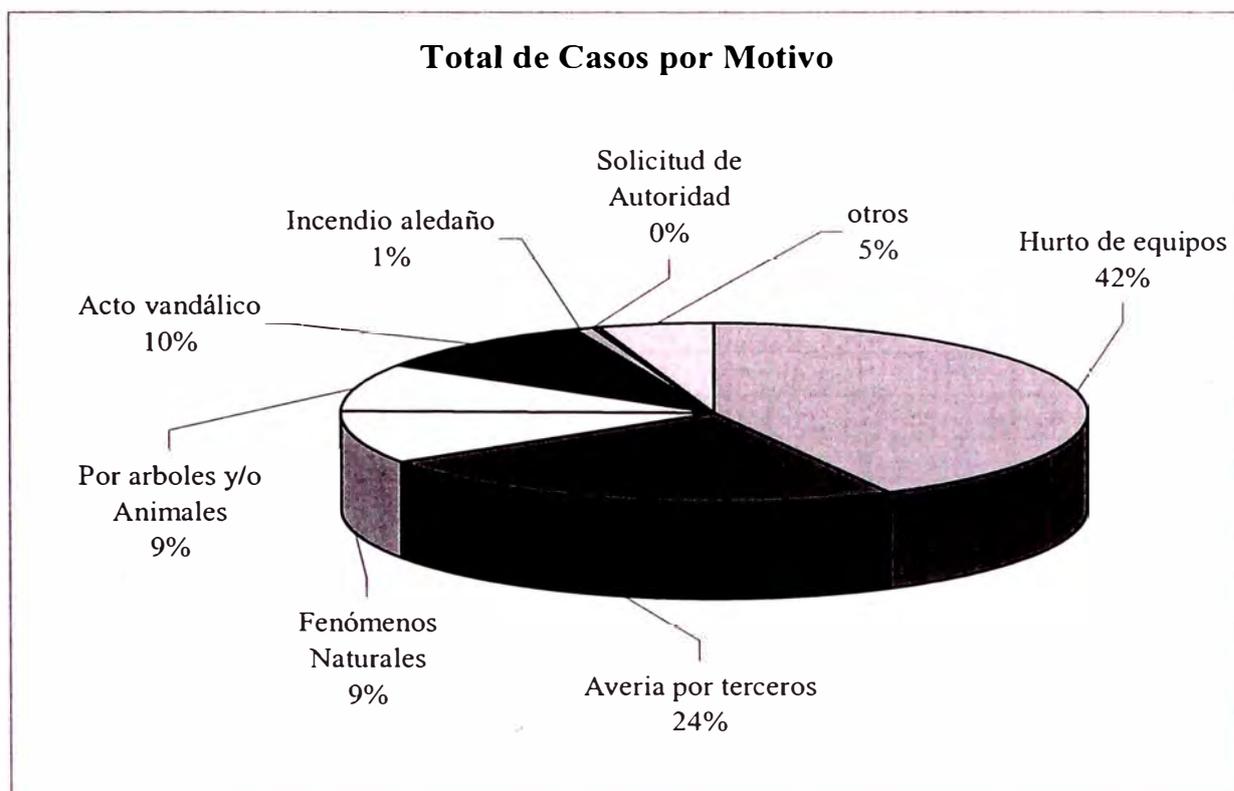


GRAFICO 5.8: Casos por Motivo HIDRANDINA S.A.

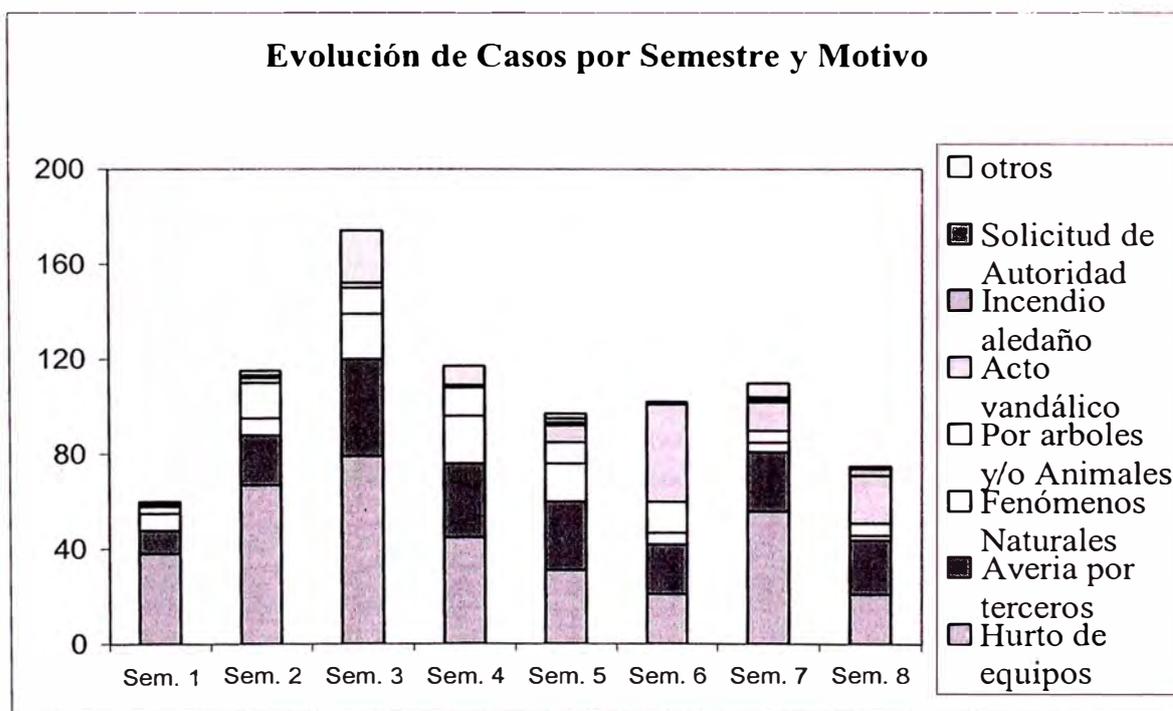


GRAFICO 5.9: Evolución de Casos por HIDRANDINA S.A.

TABLA 5.3: Casos de Fuerza Mayor por Localidad

Localidad	NTCSE	2002		2003		Total
		Sem1	Sem2	Sem1	Sem2	
Trujillo	SI	25	7	11	17	60
Valle de Virú	SI	1		1	1	3
Huamachuco	SI	1		1		2
Santiago de Cao	SI	4	3	6	18	31
Paján	SI		1	1	1	3
Chepén	SI		1			1
Guadalupe	SI		3	5	6	14
San José	NO	2	1			3
Cultambo	NO	1				1
El Hornito	NO		1			1
Pacasmayo	SI	3	9		1	13
San Pedro de Lloc	SI	1				1
Cajamarca	SI	12	7	7	7	33
Cajabamba	SI	6		1		7
Namora	NO	1				1
Matara	NO	1				1
San Marcos-Cajamarca	NO	2				2
Casma	SI	8	4	5	3	20
Huancamuña	NO		1			1
Chimbote	SI	21	7	61	32	121
San Jacinto	NO	1				1
Moro	NO	1				1
Huacatambo	NO		1	1		2
Nepeña	NO		1			1
Santa	SI	1	1	1		3
Coishco	SI	8		5	4	17
Pallasca	NO	14	8	2		24
Huarmey	SI	2	1			3
Rinconada	NO	1	1			2
Cañón del Pato	NO	3	2			5
Huaraz	SI	2	2			4
Los Olivos	NO			1	2	3

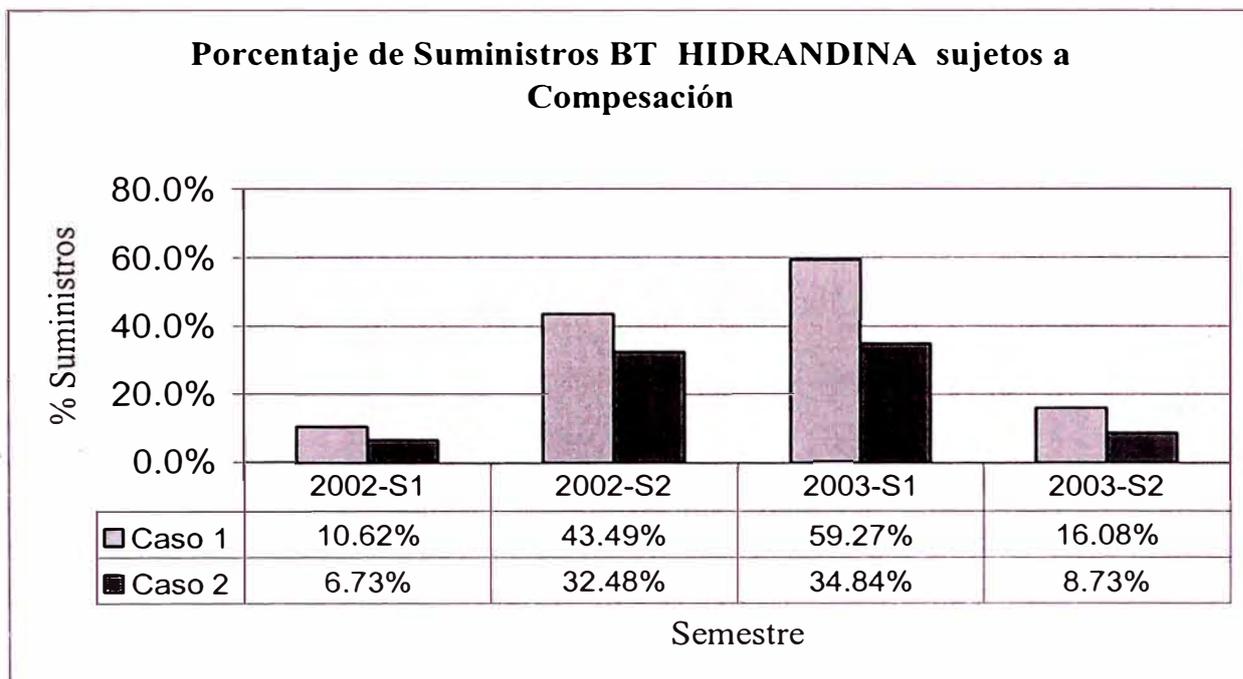


GRAFICO 5.10: Porcentaje de Suministros en Baja Tensión de HIDRANDINA sujetos a compensación

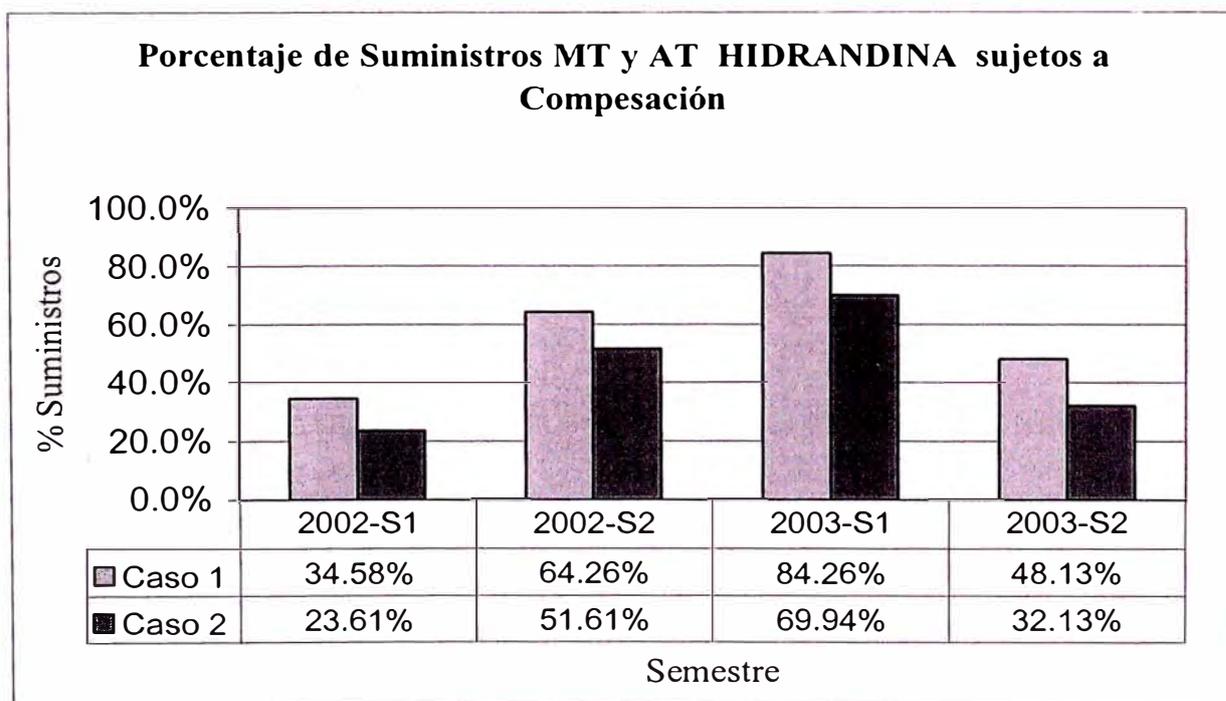


GRAFICO 5.11: Porcentaje de Suministros en Media y Alta Tensión de HIDRANDINA sujetos a compensación

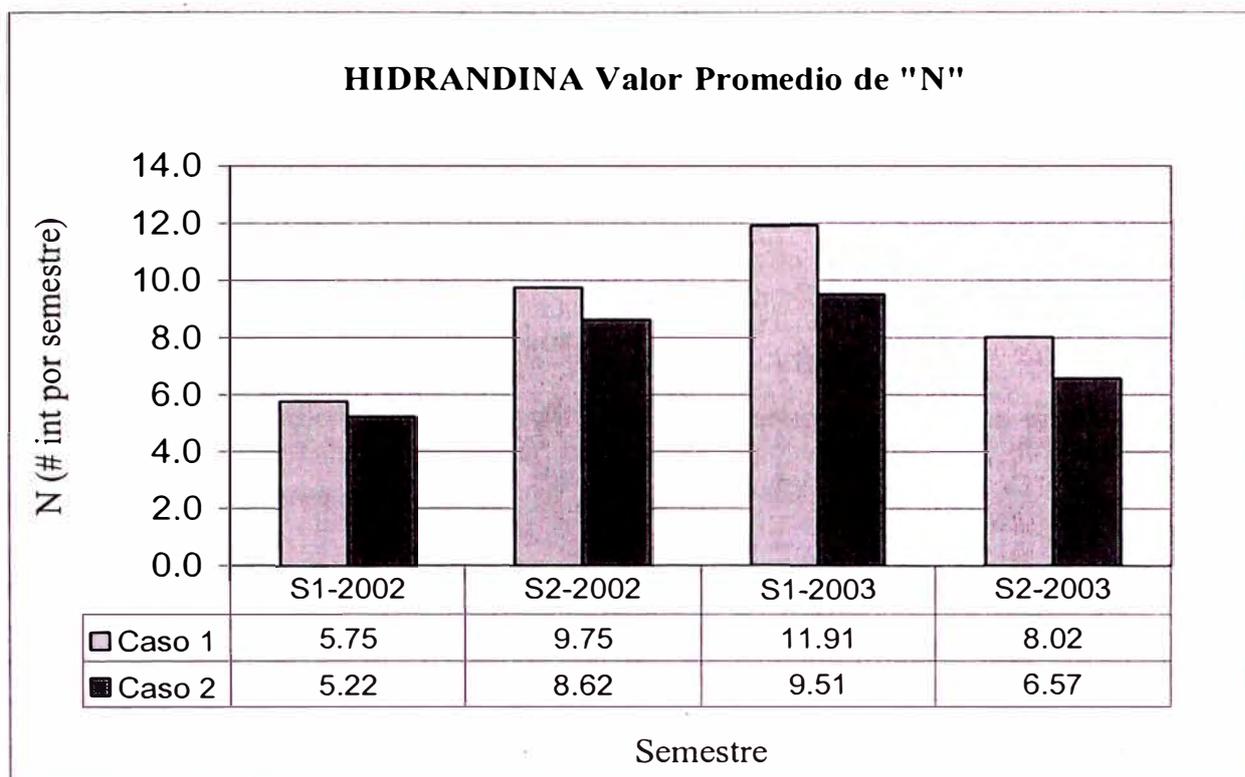


GRAFICO 5.12: Valor Promedio del indicador "N" para HIDRANDINA

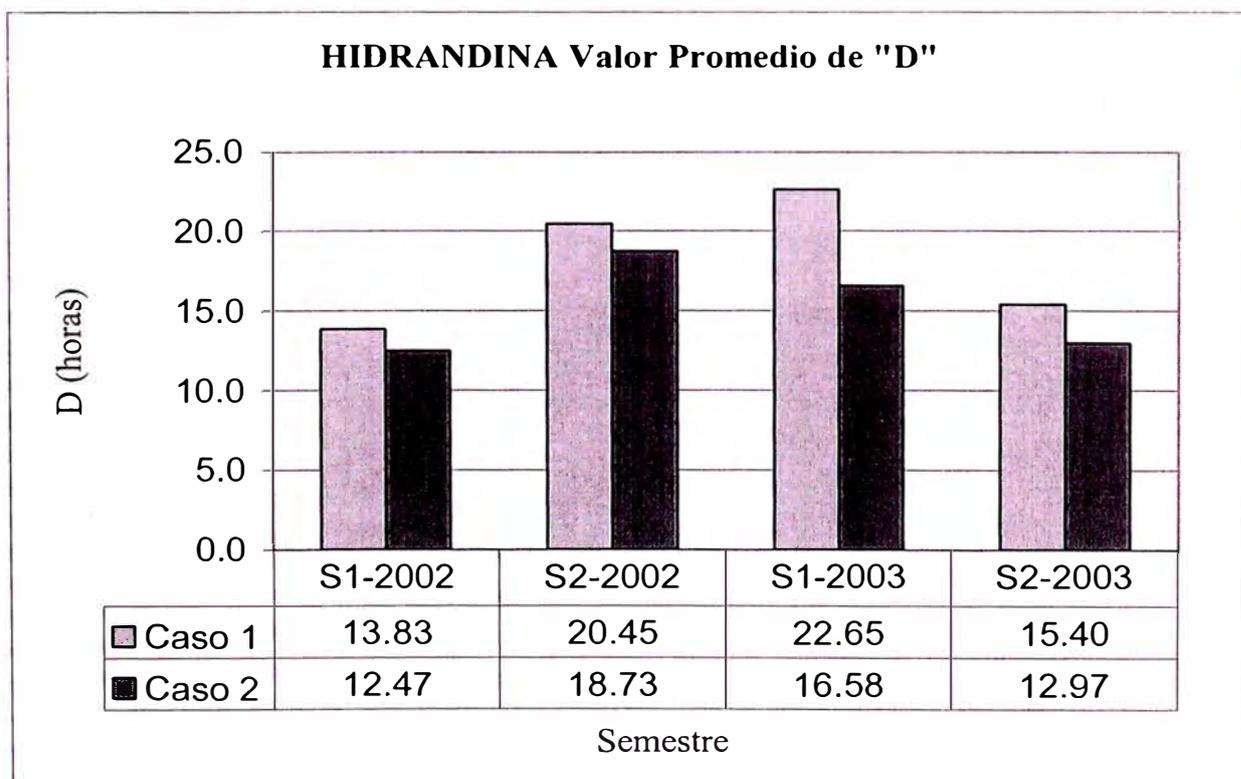


GRAFICO 5.13: Valor Promedio del indicador "D" para HIDRANDINA

Observaciones

En base a la información presentada se observa que más del 70% de las solicitudes de fuerza mayor presentadas por HIDRANDINA entre el 2000 y el primer semestre de 2003 están relacionadas a hurtos de equipos y/o hechos de terceros (colisión contra poste, contacto con fierro de construcción).

Asimismo, el número de solicitudes de fuerza mayor se encuentra en un promedio de 100 en los últimos tres semestres.

Tal como lo demuestra la estadística de solicitudes de fuerza mayor por localidad, existen zonas dentro de la concesión de HIDRANDINA en las cuales los índices de calidad son deficientes, conclusión derivada en base a la cantidad de solicitudes de fuerza mayor presentadas y que involucran a suministros ubicados en Chimbote, Trujillo y Cajamarca, por citar casos extremos.

5.2.2. Caso LUZ DEL SUR S.A.

– Antecedentes

LUZ DEL SUR S.A. provee de energía eléctrica a cerca de 700,000 clientes en un área de concesión de aproximadamente 3, 000 km²

Asimismo, es la empresa del servicio público de electricidad desde la zona sur de Lima Metropolitana hasta Cañete. En la zona metropolitana, la zona de concesión de Luz del Sur comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos populosos de la ciudad.



GRAFICO 5.14: Zona de Concesión LUZ DEL SUR S.A.A.

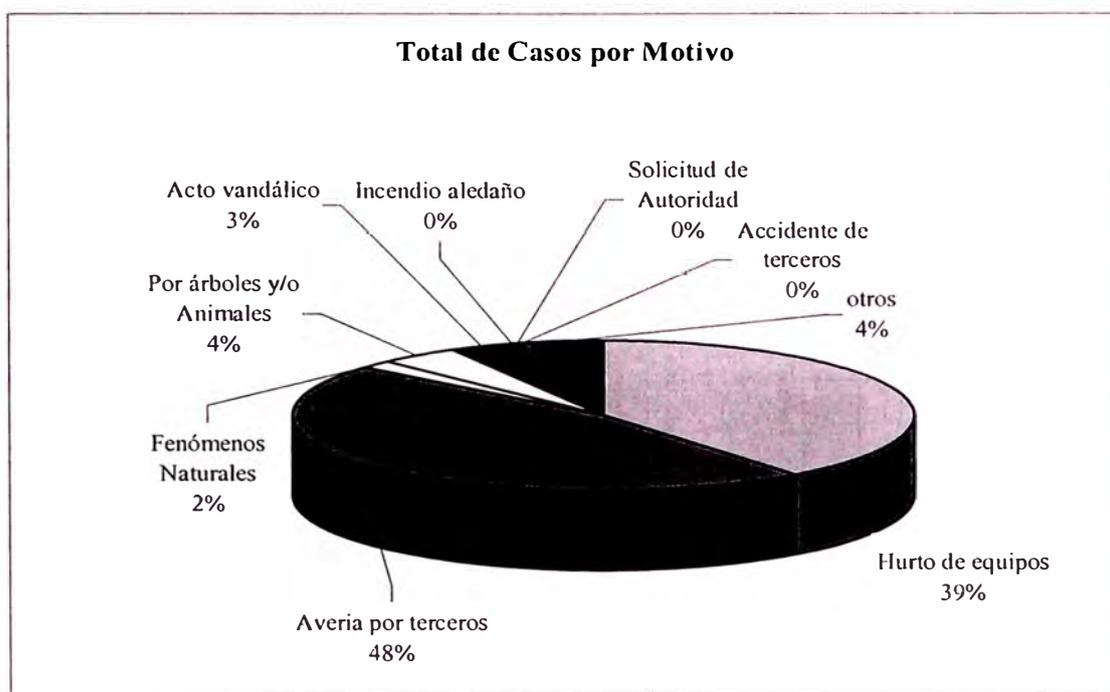


GRAFICO 5.15: Casos por Motivo LUZ DEL SUR S.A.A.

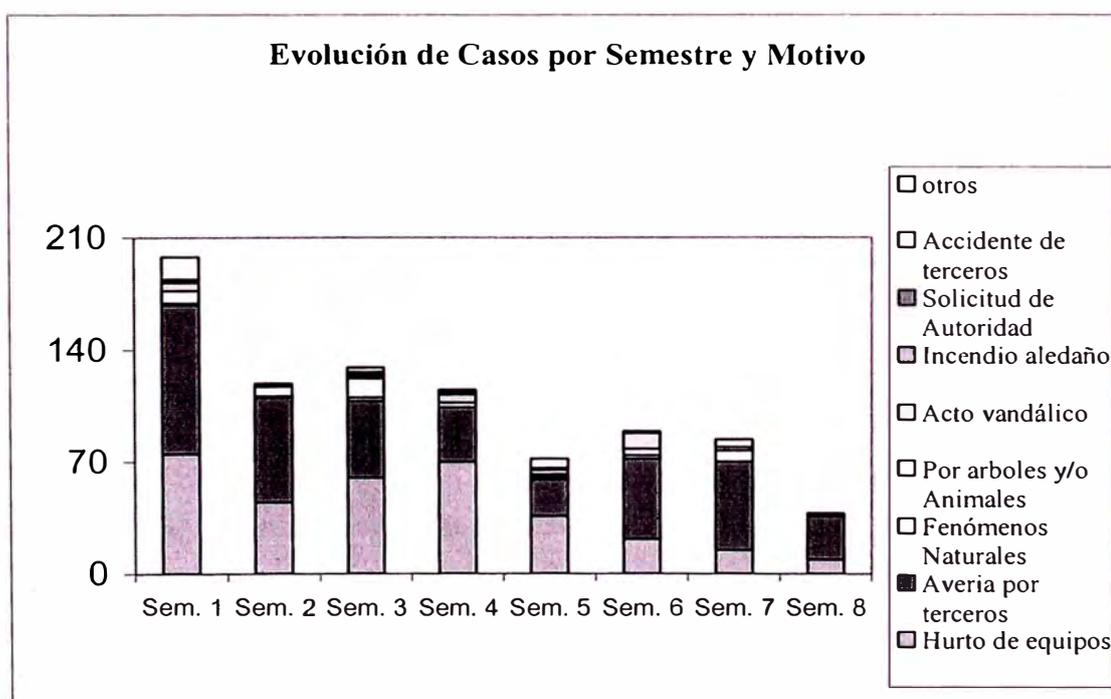


GRAFICO 5.16: Evolución de Casos por Motivo LUZ DEL SUR S.A.A.

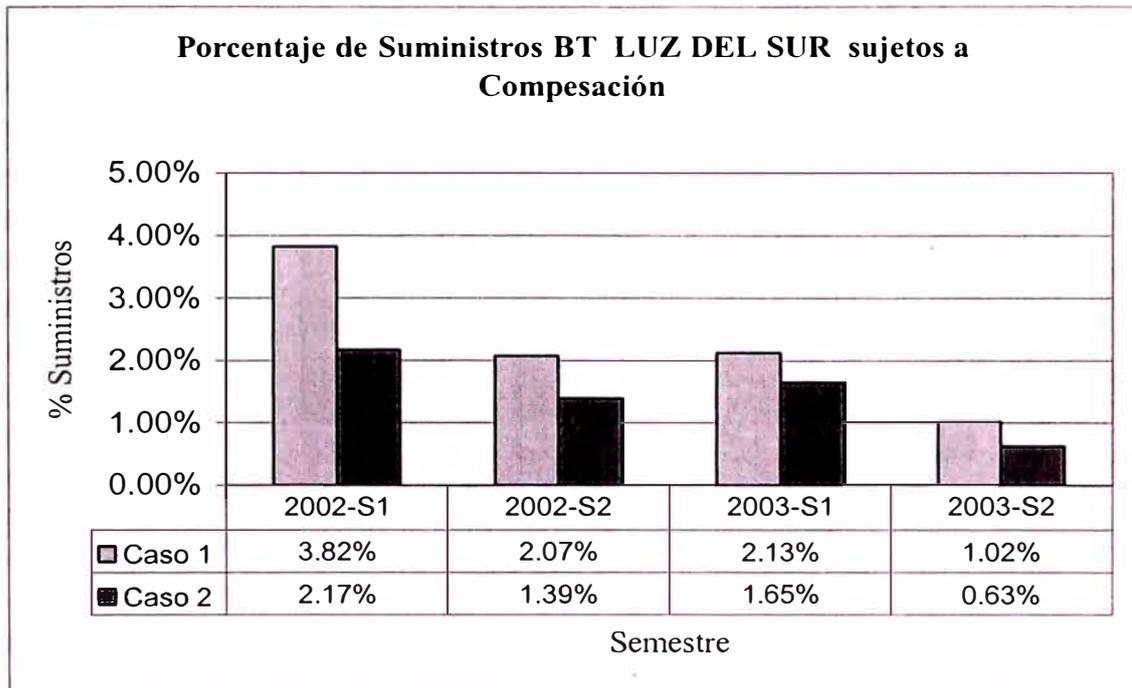


GRAFICO 5.17: Porcentaje de Suministros en Baja Tensión de LUZ DEL SUR S.A.A. sujetos a compensación

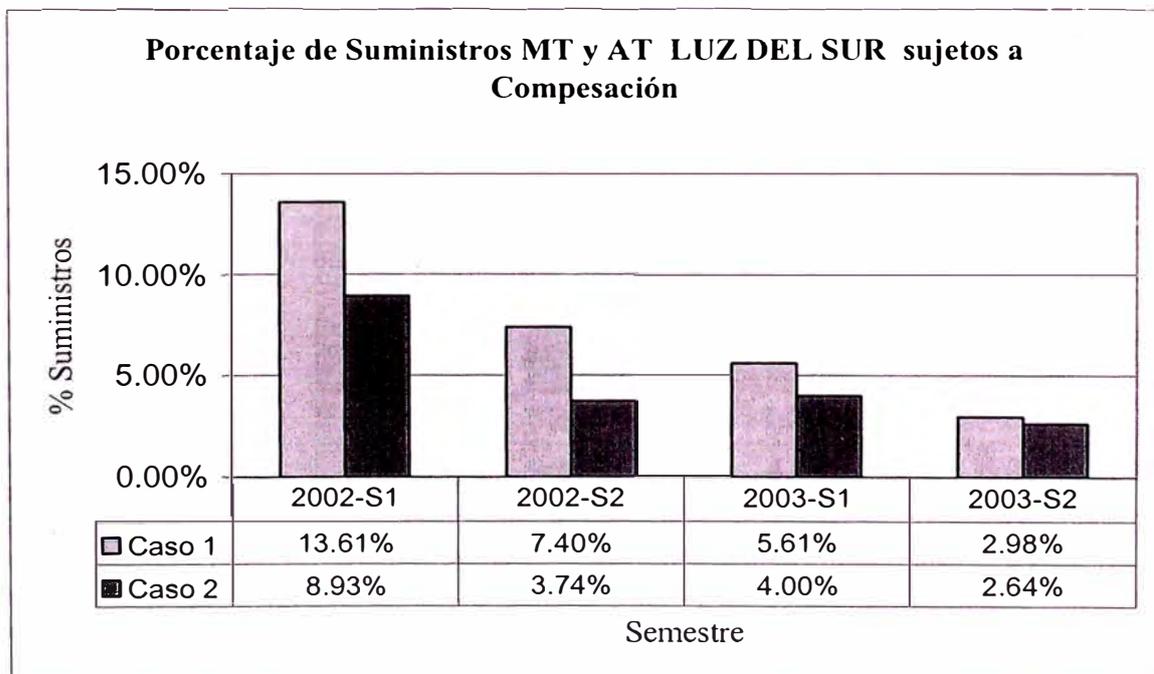


GRAFICO 5.18: Porcentaje de Suministros en Media y Alta Tensión de LUZ DEL SUR S.A.A. sujetos a compensación

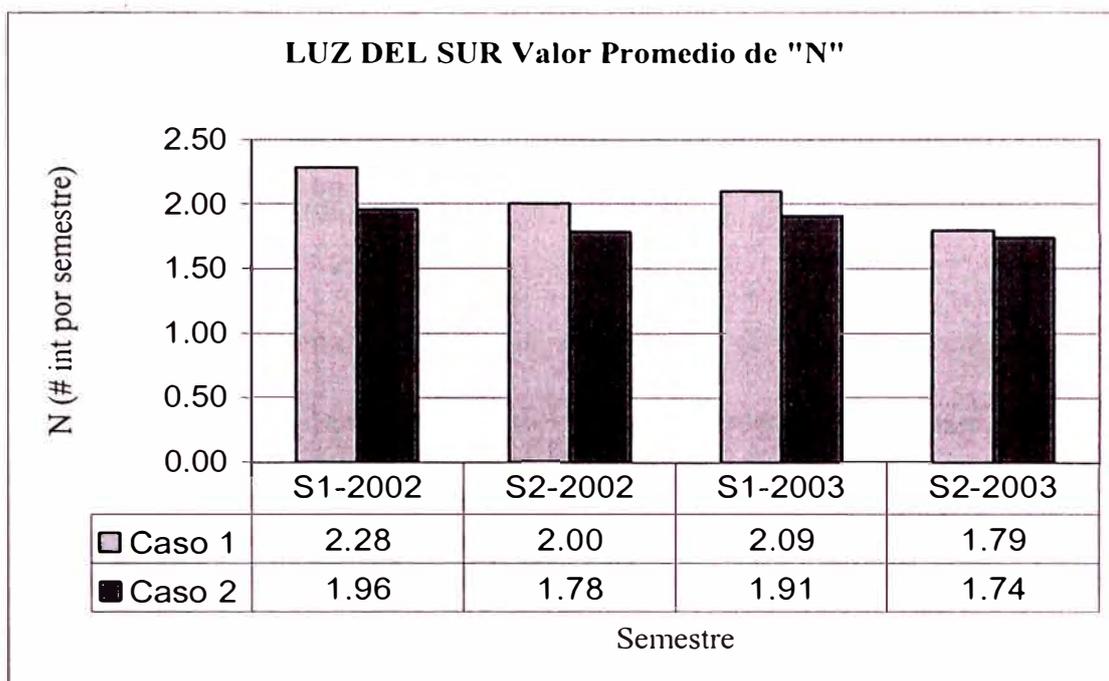


GRAFICO 5.19: Valor Promedio de "N" para LUZ DEL SUR S.A.A.

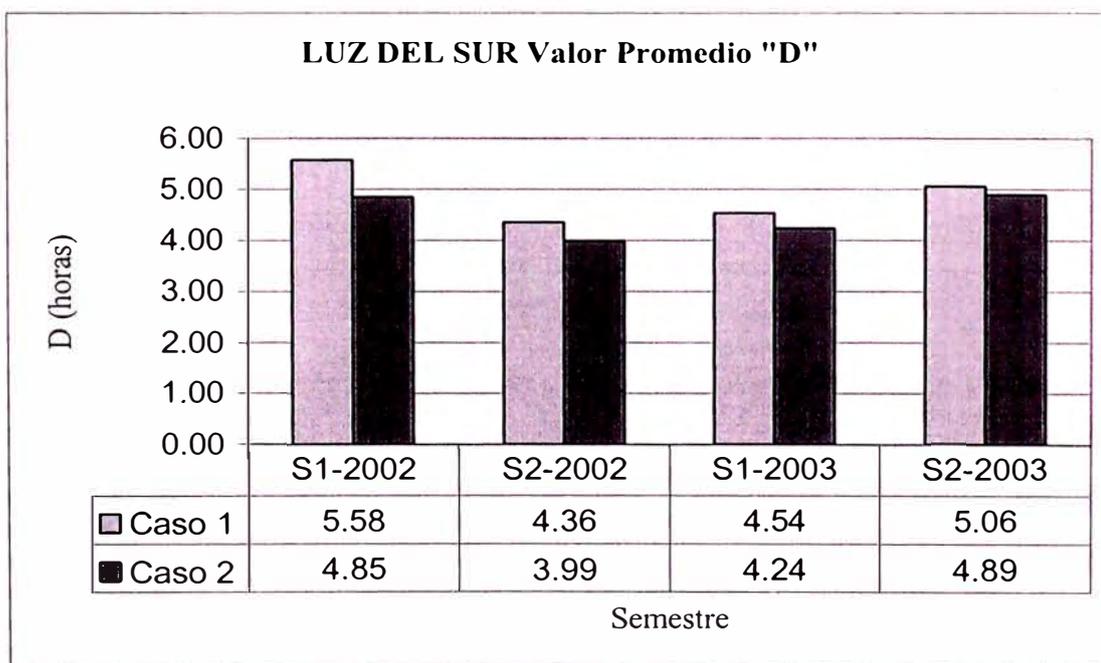


GRAFICO 5.20: Valor Promedio de "D" para LUZ DEL SUR S.A.A.

Observaciones

Referido al caso LUZ DEL SUR se puede apreciar que el número de solicitudes de fuerza mayor registradas en los últimos tres semestres a estado en un promedio de 75 casos por semestre.

Al respecto se debe señalar que más del 40 % de los caso presentados esta relacionados a la acción de terceros (colisión de vehículos contra poste, contacto con varilla de construcción, contacto con redes telefónicas, poda de árboles).

Asimismo, se debe señalar que aproximadamente el 39 % de los casos presentados está relacionado al hurto de conductores, los cuales ha afectado tanto a instalaciones de distribución como de transmisión.

5.2.3. Caso EDELNOR S.A.

– Razón Social

Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte S.A. – EDELNOR S.A.

– Antecedentes

Edelnor es la empresa del servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana y la provincia constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Huaraz, Barranca y Oyón. Atiende 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la empresa de distribución de la zona sur, 5 distritos adicionales. En la zona metropolitana, la zona de concesión de Edelnor comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos populosos de la ciudad, la cual acumula un total de 2440 km² de los cuales 1838 km² corresponden a la parte norte de Lima y Callao.



GRAFICO 5.21: Zona de Concesión EDELNOR S.A.

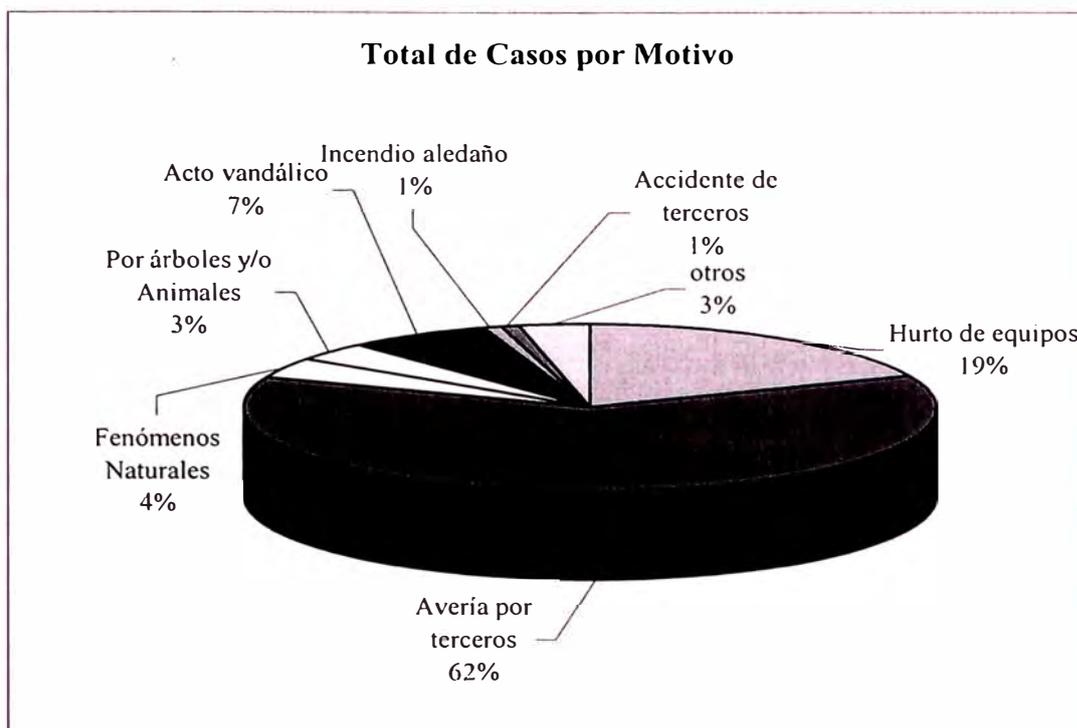


GRAFICO 5.22: Total de Casos por Motivo EDELNOR S.A.

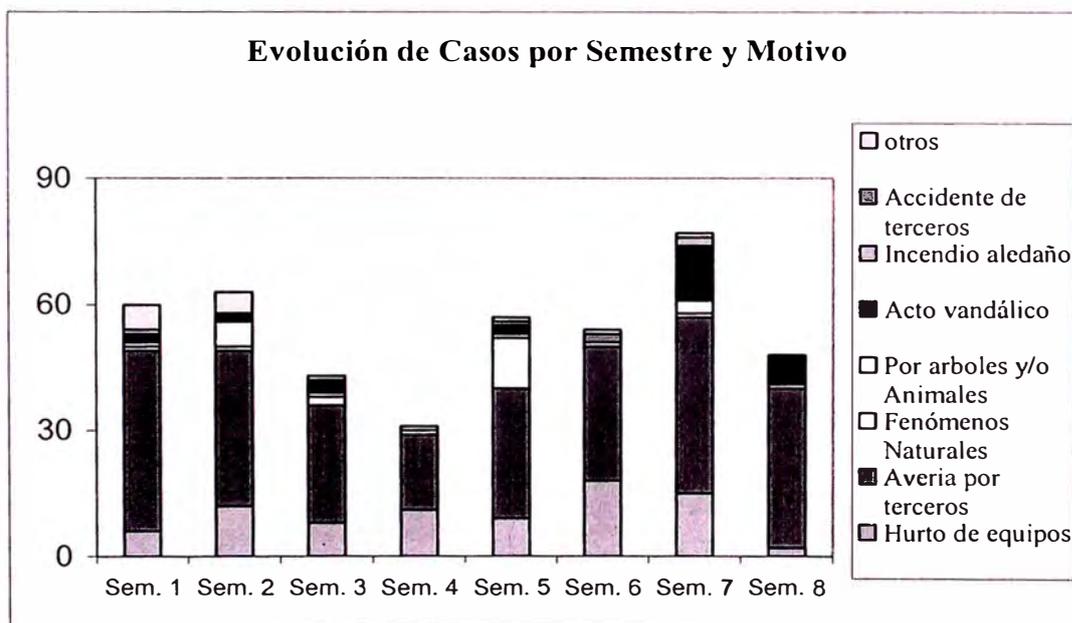


GRAFICO 5.23: Evolución de Casos por Semestre y Motivo EDELNOR S.A.

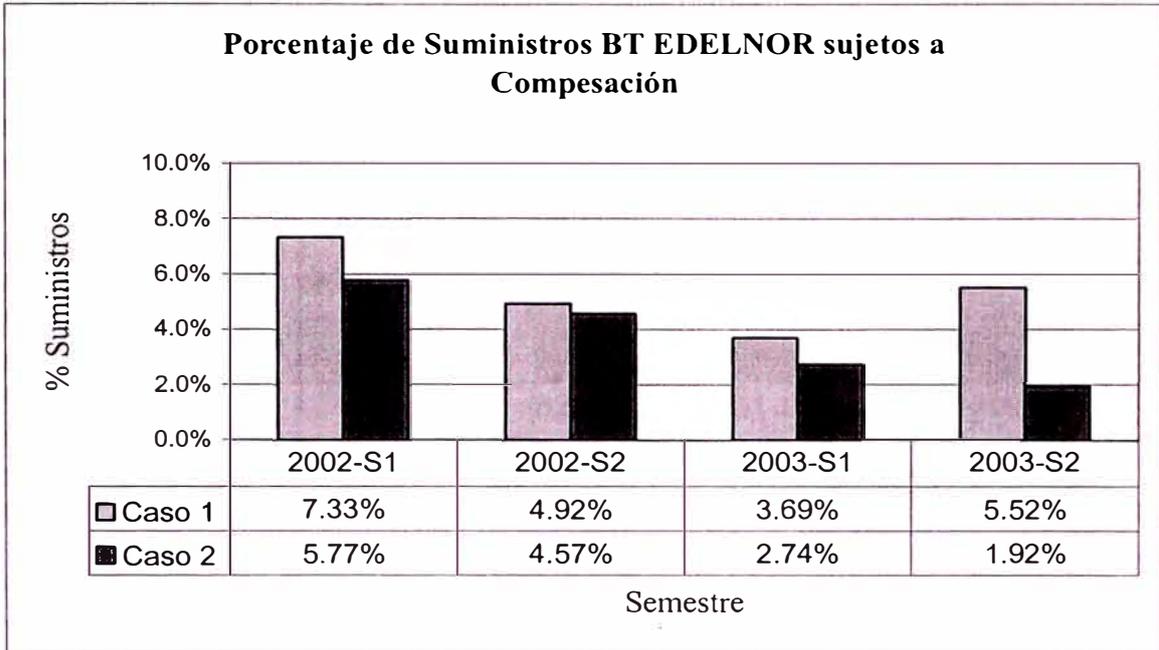


GRAFICO 5.24: Porcentaje de Suministros en Baja Tensión de EDELNOR S.A. sujetos a Compesación

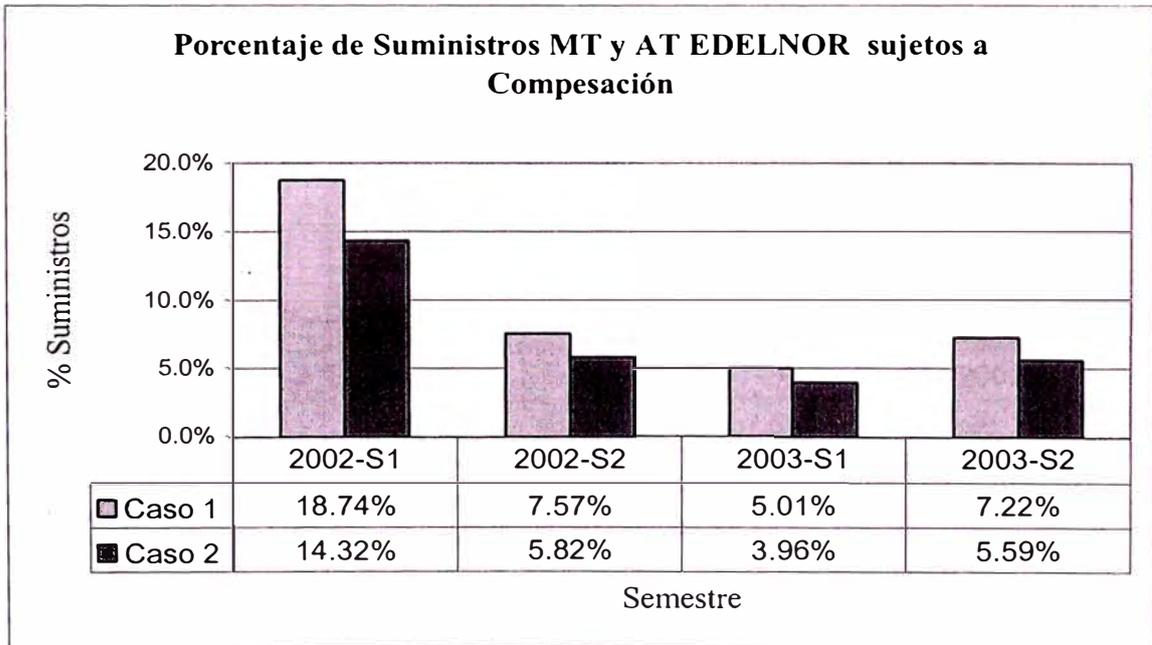


GRAFICO 5.25: Porcentaje de Suministros en Media y Alta Tensión de EDELNOR S.A. sujetos a Compesación

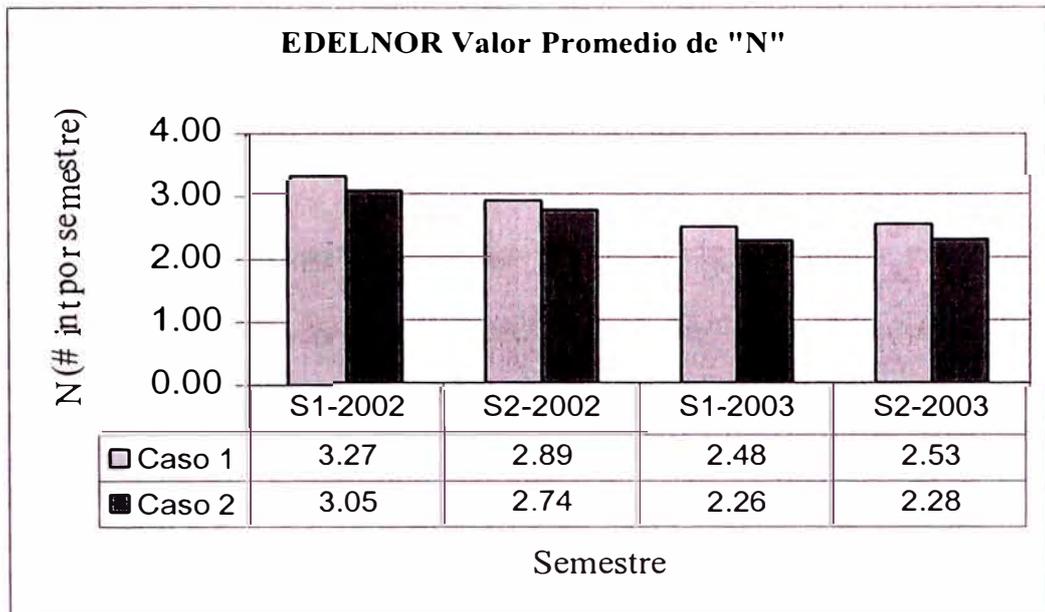


GRAFICO 5.26: Valor Promedio de "N" para EDELNOR S.A.

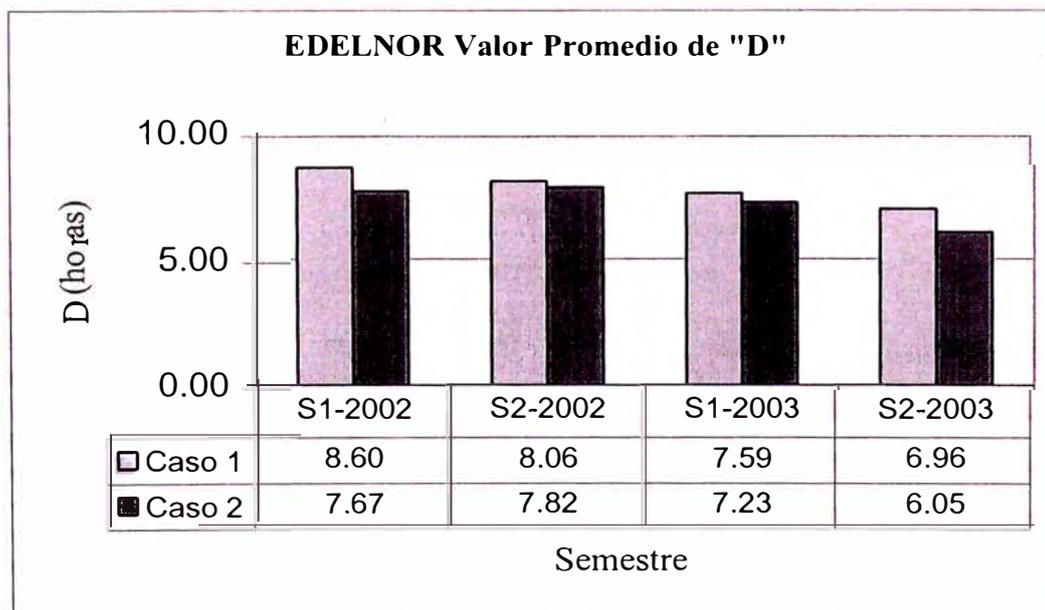


GRAFICO 5.27: Valor Promedio de "D" para EDELNOR S.A.

Observaciones

Referido al caso EDELNOR se puede apreciar que el número de solicitudes de fuerza mayor registrado en los últimos tres semestres a estado en un promedio de 50 casos por semestre.

Al respecto se debe señalar que más del 50% de los casos presentados están relacionados a la acción de terceros (colisión de vehículos contra poste, seccionamiento de conductor subterráneo por ejecución de obras públicas, contacto con varilla metálica de construcción).

5.2.4. Caso EDECAÑETE S.A.

– **Razón social**

Empresa de distribución Eléctrica Cañete - EDECAÑETE S.A.

– **Antecedentes**

En julio de 1996 fue adquirida en licitación pública internacional el 100% de la propiedad de EDECAÑETE que estaba en poder del Estado Peruano.

La empresa, ubicada al sur de Lima, cuenta con aproximadamente 23 mil clientes.

La zona de concesión tiene 900 km² y se caracteriza por su gran potencial de desarrollo agroindustrial y turístico.

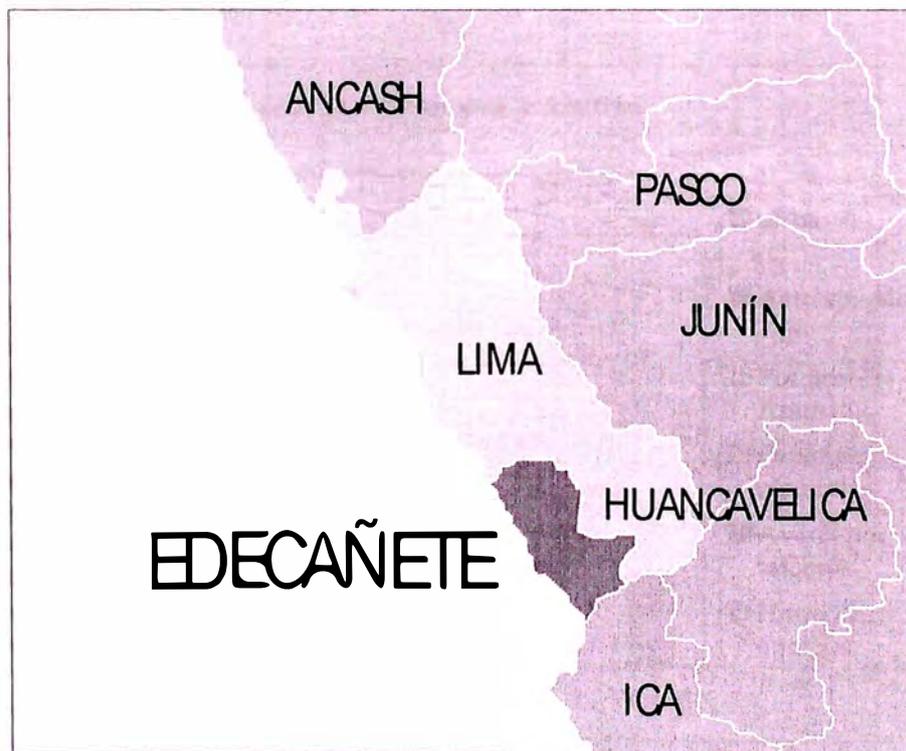


GRAFICO 5.28: Zona de Concesión EDECAÑETE S.A.

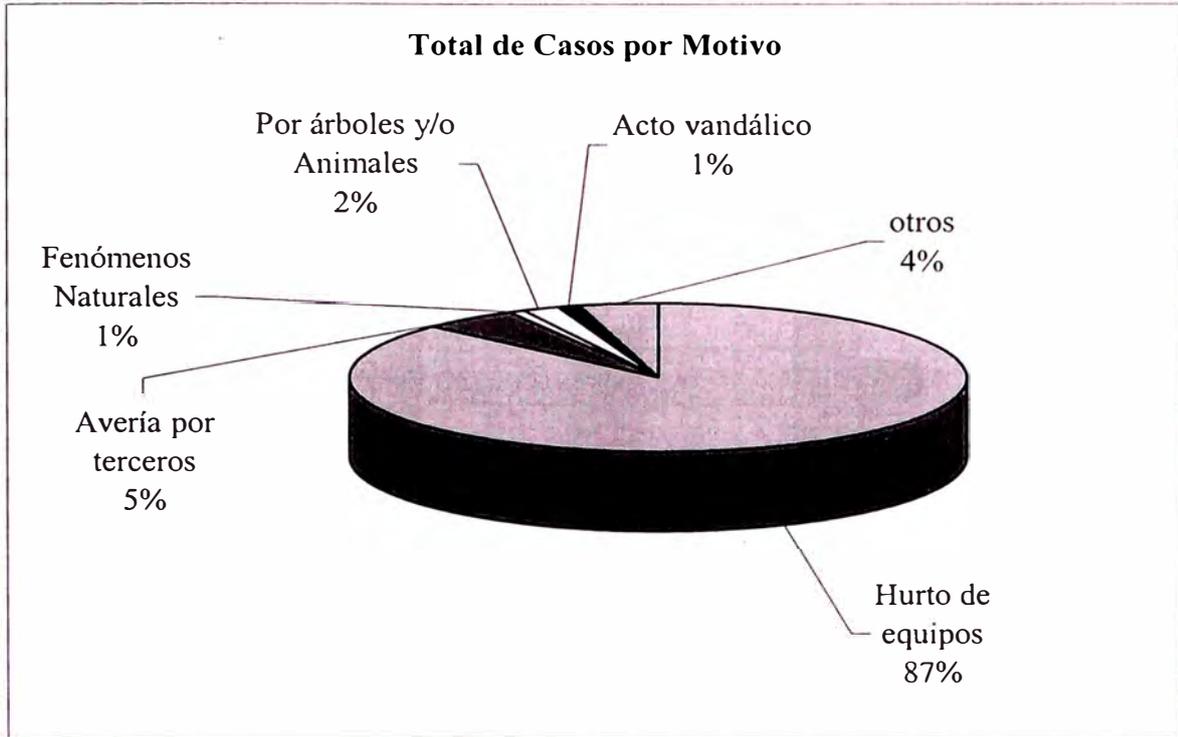


GRAFICO 5.29: Total de Casos por Motivo EDECAÑETE S.A.

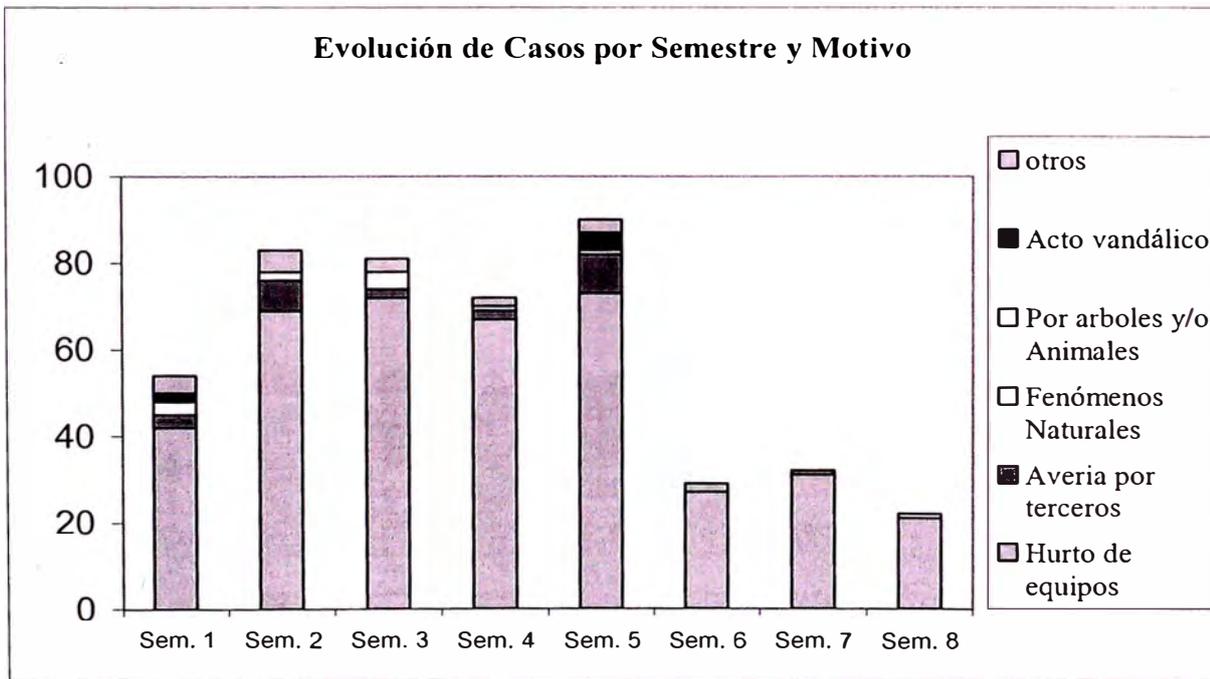


GRAFICO 5.30: Evolución de Casos por Semestre y Motivo EDECAÑETE S.A.

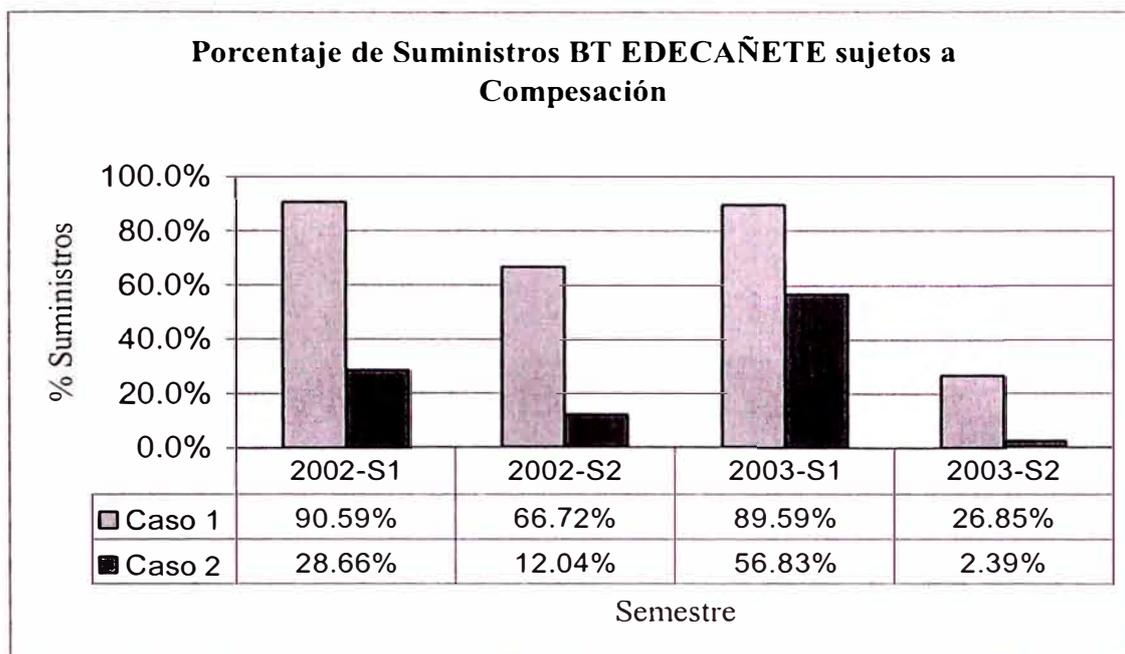


GRAFICO 5.31: Porcentaje de Suministros en Baja Tensión de EDECAÑETE S.A. sujetos a Compensación

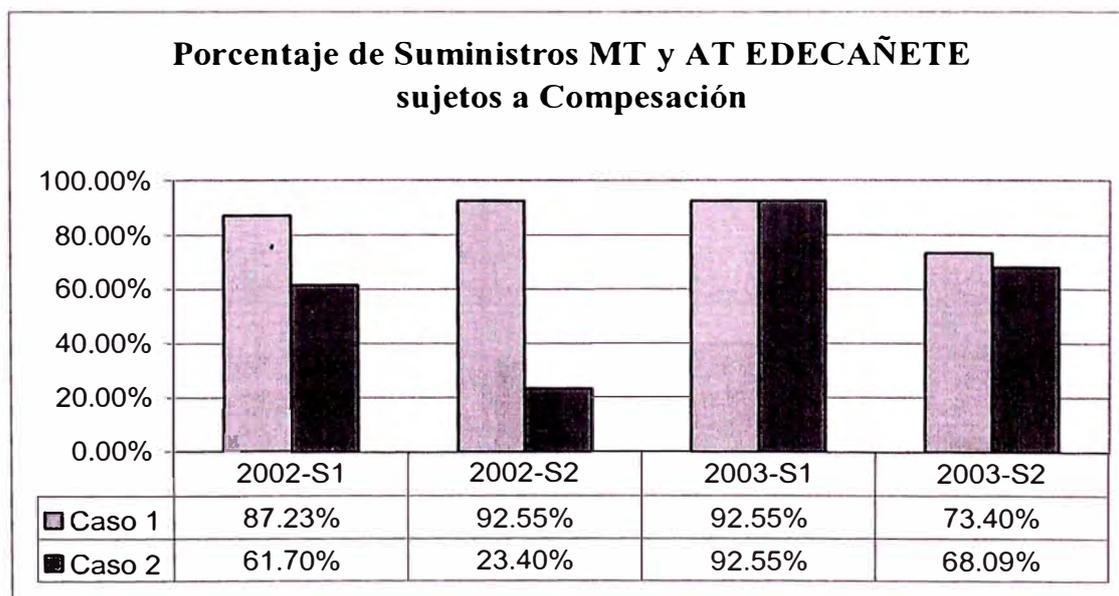


GRAFICO 5.32: Porcentaje de Suministros en Media y Alta Tensión de EDECAÑETE S.A. sujetos a Compensación

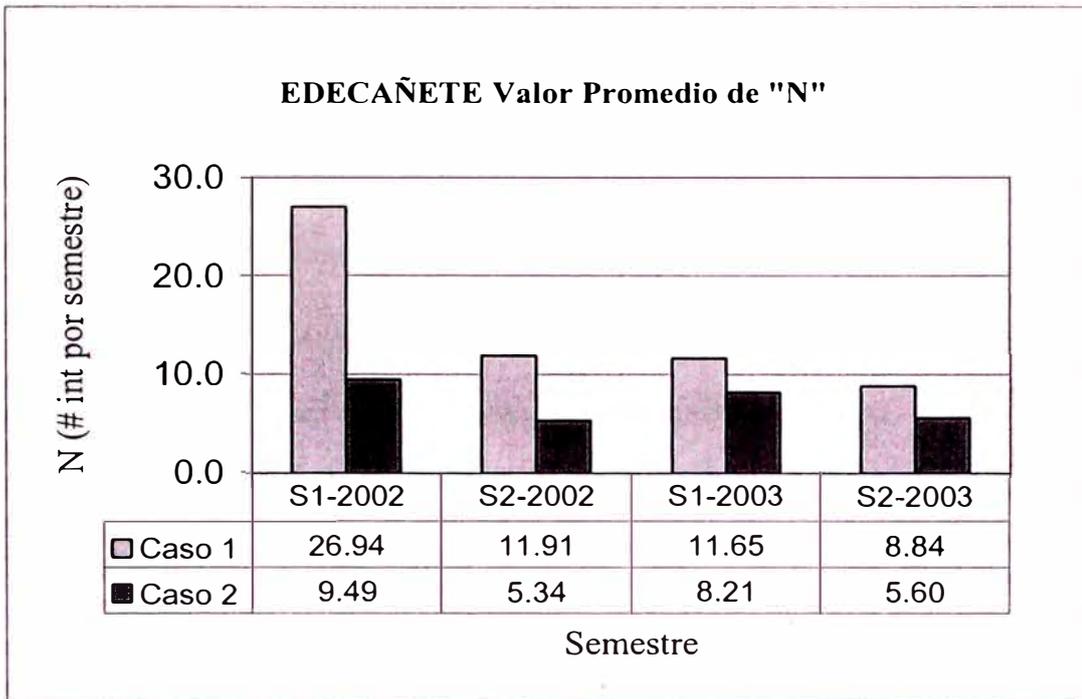


GRAFICO 5.33: Valor Promedio de "N" para EDECAÑETE S.A.

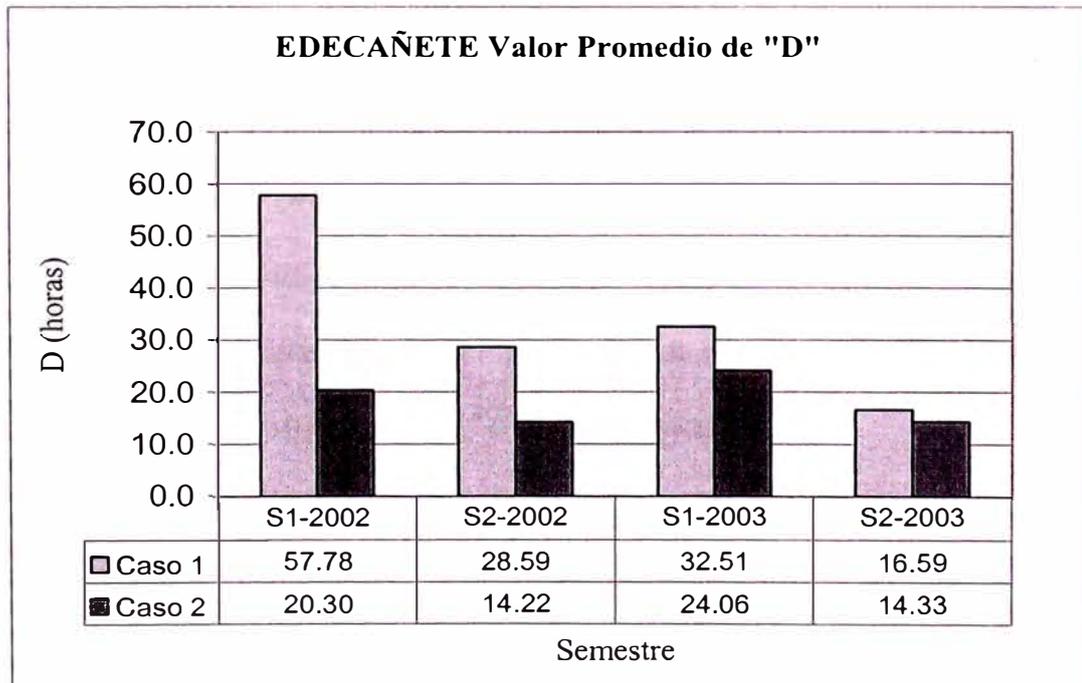


GRAFICO 5.34: Valor Promedio de "D" para EDECAÑETE S.A.

Observaciones

En base a la información presentada se observa que más del 80% de las solicitudes de fuerza mayor presentadas por el EDECAÑETE entre el 2000 y el segundo semestre de 2003 están relacionadas a actos de vandalismo.

Asimismo, el número de solicitudes de fuerza mayor se redujo en forma considerable entre el último semestre del 2002 y el segundo semestre del 2003, observándose que en todos los semestres en mención el causal de Vandalismo es predominante en el volumen de solicitudes presentadas.

Tal como se observa en el cuadro de solicitudes de fuerza mayor por localidad, se aprecia que un gran porcentaje de los mismos está relacionado a actos vandálicos ocurridos en los sectores de San Vicente de Cañete, El Imperial y San Luis.

5.3. Conclusiones del Capítulo

Los resultados obtenidos en el presente Capítulo demuestran que la totalidad de los casos de fuerza mayor presentados a OSINERG están referidos a la ocurrencia de interrupciones del servicio eléctrico (Calidad de Suministro) y que más del 75% corresponden a las empresas concesionarias de distribución HIDRANDINA S.A.; EDECAÑETE S.A.; EDELNOR S.A. y LUZ DEL SUR S.A.

Para las empresas HIDRANDINA S.A. y EDECAÑETE S.A., la figura de la fuerza mayor muestra mayor incidencia en el número de suministros en baja tensión a ser compensados. Mientras que para las empresas EDELNOR S.A. y LUZ DEL SUR S.A., la incidencia de la figura de la fuerza mayor está relacionada además con el número de suministros en media tensión y alta tensión a ser compensados.

CAPITULO VI

FUERZA MAYOR CASO ARGENTINO

En el presente Capítulo se evalúa el tratamiento de la figura de la fuerza mayor en el subsector electricidad de Argentina, con el propósito de efectuar la respectiva comparación con la aplicación efectuada en el caso Peruano.

6.1. Aspectos generales

En el caso Argentino, el Art. 1° de la Ley 24.065, que conforma con la Ley 15.1336 “El Marco Regulatorio Eléctrico”, caracteriza el Transporte y la Distribución de electricidad como servicios públicos que se prestan en condiciones de mercado monopólico, es decir, con usuarios cautivos en los que la regulación determina y controla el precio y la calidad del servicio.

Asimismo, los contratos de concesión firmados entre el Estado y los concesionarios del servicio público de electricidad, contemplan un conjunto de obligaciones referidas a las condiciones de la prestación del servicio a los usuarios del sistema.

El incumplimiento de la referida normatividad acarrea responsabilidades a la concesionaria, salvo que el mismo haya sido tenido su origen en circunstancias de fuerza mayor.

En virtud de que el régimen de penalidades de los contratos debe establecerse en función del perjuicio económico que ocasione al usuario la prestación del servicio en condiciones no satisfactorias, se establecen multas y sanciones que consisten en bonificaciones sobre las facturaciones a los usuarios que hayan sido afectados.

En el caso de la normatividad argentina, es importante resaltar que las obligaciones de la distribuidora, incluyendo la continuidad del servicio (Calidad del servicio técnico), constituyen obligaciones de resultados y no de medios.

Primero, por que el objeto del contrato de concesión (artículo 1º) es la prestación del servicio público de electricidad en el área concesionada, lo que implica la efectiva obligación de suministrar un determinado producto, “la electricidad”, a los usuarios.

Segundo, por que la prestación del servicio implica que ese producto se suministre en determinadas condiciones y niveles de calidad (contrato, art. 25 Inc.a y Subanexo 4).

Todas las especificaciones técnicas que se derivan de dicha normativa implican la obligación de perseguir y obtener determinados resultados concretos en cuanto a la prestación del servicio.

6.2. Fuerza mayor

En este caso la reglamentación se remite al código civil, caso similar al peruano, disponiendo que la definición, alcances y efectos del caso fortuito o de fuerza mayor estén de acuerdo a lo establecido en los artículos 513 y 514 del Código Civil Argentino.

6.2.1. Definición

Conforme al artículo 514 del C.C. “caso fortuito o fuerza mayor es aquel que no ha podido preverse, o que previsto no ha podido evitarse. El caso fortuito o fuerza mayor actúa como eximente de la responsabilidad del obligado contractualmente, que no cumple con su obligación, eliminando la hipótesis de que el incumplimiento haya tenido un origen doloso o culposo”.

El ENRE, Ente Nacional Regulador de la Electricidad para el caso Argentino dicta las resoluciones pertinentes definiendo sobre los casos de exclusión por causales de fuerza mayor presentados por las empresas concesionarias.

6.2.2. Causales de fuerza mayor

Las causales de invocación de fuerza mayor han sido definidas en la Resolución ENRE N° 527/96 – “Base metodológica para el control de la calidad del servicio técnico – Etapa 2”; siendo que genéricamente las mismas se agrupan en:

- Hecho de terceros: Vandalismo, barriletes, boleadoras, alambres, cables telefónicos, trabajos en la vía pública, embestidas, podas.
- Hechos de la naturaleza: Condiciones climáticas extremas: vientos, inundaciones, temperaturas, descargas atmosféricas.
- Incendio.
- Solicitud del cliente.
- Autorizado u ordenado por el ENRE o autoridad competente.
- Afectación de instalaciones subterráneas: Por obstrucción de desagües o por rotura de desagües o ductos de agua.

Otros

6.2.3. Criterios para la calificación

a) Hecho de Terceros. Cuando las instalaciones de la Distribuidora se hayan visto afectadas por hechos de terceros

Con relación a los terceros propiamente dichos, personas ajenas a la Distribuidora, la sola existencia del sabotaje no es suficiente si es que la concesionaria no acredita haber tomado todas las medidas de prevención requeridas para evitar el hecho y/o sus consecuencias “dañosas” y/o la magnitud de éstas (adecuado cerramiento y vigilancia, mecanismos automáticos de interrupción de la corriente, recursos humanos y elementos para combatir siniestros conforme a las normas).

Para el caso Argentino los casos no intencionales que más frecuentemente ocurren son:

- La destrucción o deterioro de instalaciones de transformación, las cuales se encuentran en cámaras especiales subterráneas o a nivel, o en otro tipo de recintos inaccesibles o muy dificultosamente accesibles y con un grado de hermeticidad apropiado. Asimismo, es un caso frecuente el de la inundación total o parcial de cámaras subterráneas por roturas de caños de desagüe o ductos de agua. Al respecto el ENRE señala que si las medidas de prevención fueron adecuadas este hecho puede ser considerado como caso de fuerza mayor.

- La destrucción o deterioro de instalaciones aéreas de transmisión. Suele ocurrir por podas de árboles que realizan los vecinos linderos o los municipios que derivan en caídas de ramas sobre las líneas; embestidas con artefactos mecánicos a líneas,

columnas y jabalinas; barriletes que se enredan en las líneas provocando cortocircuitos al cargarse de humedad; incendios de pastizales o inmuebles linderos; etc. En general, el ENRE señala que si las medidas de prevención fueron adecuadas este hecho puede ser considerado como caso de fuerza mayor.

b) Hechos de la naturaleza. Cuando las instalaciones de las Distribuidoras se hayan visto afectadas por hechos de la naturaleza

Cabe destacar que la Resolución E.N.R.E. N° 138/94 establece que se considerará de pleno derecho que hubo fuerza mayor en los siguientes casos de interrupciones en el suministro de electricidad por fenómenos naturales:

- cuando Sean consecuencias de temperaturas máximas de más de +45 °C;
- o de temperaturas mínimas de -10°C;
- o de vientos de 130 Km/h o más;
- o de inundaciones de carácter excepcional.

En estos casos, basta que la Distribuidora acredite el acaecimiento del hecho y, obviamente, su conexión causal con la interrupción del servicio para que resulte eximida de responsabilidad. Sin embargo, tal como en el caso peruano, lo que resulta más laborioso tanto para la invocación por parte de las distribuidoras, como para el análisis de la Autoridad, es la definición del área de influencia del fenómeno y la vinculación con las instalaciones y los usuarios afectados.

Asimismo, el ENRE señala que en estos casos la “excepcionalidad” no puede ser evaluada sin tomar en cuenta las medidas de prevención que están al alcance de las

Distribuidoras. Al respecto, cabe citar el ingreso de agua a las cámaras subterráneas que es fruto de inundaciones provocada por lluvias torrenciales, fenómeno anualmente habitual, donde las Distribuidoras deben prever las medidas que reduzcan la incidencia de estos hechos en la operación de sus instalaciones eléctricas, tal como la reducción del nivel de agua mediante equipos de bombas apropiados. Asimismo, en estos casos, la responsabilidad de las autoridades municipales en la previsión de sistemas de drenaje que eviten o minimicen las inundaciones, también opera como una fuerza mayor eximente de la responsabilidad de las concesionarias.

Al respecto, la casuística refleja como casos más frecuentes el ingreso de animales en las cámaras transformadoras (generalmente roedores y felinos) que al tocar simultáneamente puntos positivos y neutros de la instalación provocan cortocircuitos que interrumpen el servicio. Al respecto el ENRE señala que estos hechos son técnicamente previsibles y evitables y no pueden ser considerados como casos de fuerza mayor.

Lo mismo cabe decir, en opinión de los técnicos, de instalaciones aéreas que se ven afectadas por un fenómeno similar provocado por el vuelo o posamiento de aves.

En cuanto a la caída de árboles o de ramas, el ENRE reconoce que el concesionario no tiene atribución alguna para efectuar la poda de los mismos, en los casos cuando el árbol se encuentra dentro de la propiedad privada o en vía pública, dado que en este caso forma parte del patrimonio municipal. En ese sentido, el ENRE exige que, como resultado del ejercicio de su vigilancia, periódica y oportuna, las

concesionarias demuestren haber efectuado las recomendaciones y advertencias apropiadas respecto de la posible ocurrencia de estos hechos.

Otro factor, habitualmente englobado en el fenómeno de las tormentas, es el efecto de los rayos sobre las instalaciones aéreas. Aquí, existiendo medios técnicos de prevención o neutralización que varían según la instalación de que se trate, el ENRE evalúa en cada caso si se está frente a una situación de fuerza mayor o de imprevisión de la Distribuidora.

Por otro lado, acerca de las descargas atmosféricas, la interrupción del servicio puede ser prolongada cuando involucra daños en los componentes del sistema y requiere reparaciones o reposición de los mismos. Cuando esto ocurre significa que el sistema de protección fue deficiente. Frente a este caso particular el ENRE declaró que éste no podía ser declarado por parte de la distribuidora como causal de fuerza mayor.

c) Solicitud del cliente

Al respecto, se debe señalar que la solicitud de corte de suministro por parte de un usuario no cumple con las definiciones, alcances y efectos del caso fortuito o de fuerza mayor, establecidos en el Art. 514 del Código Civil Argentino, cuya definición expresa:” Caso fortuito es el que no ha podido preverse, o que previsto, no ha podido evitarse”.

Si bien no es estrictamente un caso fortuito o de fuerza mayor, resulta importante considerar que si el ENRE rechaza el caso, debidamente documentado, se estaría bonificando al usuario por un corte que él mismo solicitó. En ese sentido, en los

casos aceptados, el ENRE sólo excluye a ese usuario del cálculo de bonificaciones, si la interrupción hubiera afectado a más usuarios.

d) Autorizado u ordenado por el ENRE o autoridad competente.- Cuando se trate de interrupciones autorizadas u ordenadas

La Resolución E.N.R.E. N° 138/94, artículo 3°, de pleno derecho asimila a la fuerza mayor a las interrupciones en el suministro de electricidad cuando hubieran sido autorizadas por el E.N.R.E. u ordenadas por el mismo u otra autoridad competente (este último es el caso de autoridades municipales, organismos de seguridad pública o de defensa civil u otras de similar tenor que frente a una emergencia o necesidad pública solicitan a la Distribuidora la desconexión de las redes en una determinada zona).

e) Afectación de instalaciones subterráneas: Por obstrucción de desagües o por rotura de desagües o ductos de agua

Causal referida a la destrucción o deterioro de instalaciones subterránea, generalmente por trabajos que se realizan en la vía pública por empresas contratistas del Estado, provincial o municipal o concesionarias de otros servicios públicos. En estos caso, si el cableado se encuentra en los lugares especificados en los planos que las empresas en cuestión tienen la obligación de requerir previamente a la Distribuidora (aunque no siempre la cumplan) y reúne las condiciones de seguridad establecidas en las normas técnicas mínimas de protección contra este tipo de eventos, el ENRE señala que estos hechos serán considerados como caso de fuerza mayor.

Asimismo, el ENRE considera que las tareas de concientización que las empresas concesionarias desarrollen respecto de las autoridades competentes, de las empresas y particulares en general, cuyas decisiones, omisiones de decisiones o conductas, con un alto grado de frecuencia, afecten sus instalaciones no solo sería de buena política empresarial sino que podría llegar a considerarse como una adecuada medida de prevención que coadyuve a considerar como fuerza mayor a este tipo de eventos. Sería, en términos del artículo 514° del Código Civil, algo así como agotar todos los medios para que lo previsto pueda evitarse.

f) Otros

Dentro de esta causal las distribuidoras incluyen las interrupciones originadas en fallas de generación y en la red de Transporte.

El ENRE señala que respecto a las llamadas “fallas externas a la red” en las cuales la interrupción del suministro tiene su causa en un desabastecimiento de la Distribuidora por fallas en el sistema de transporte o de generación, se debe considerar que en el Decreto N° 1398/92, se establece que “los distribuidores no pondrán el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su Contrato de Concesión”; complementa esta norma la Resolución E.N.R.E. N° 138/94 que dice que “las distribuidoras deberán asegurar su aprovisionamiento celebrado los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que consideren convenientes”.

6.3. Comparación de normatividad

6.3.1. Tratamiento de la normatividad argentina para el caso de compensaciones por interrupciones de larga duración

El 15 de febrero de 1999 se registró una falla y posterior incendio en la Subestación Azopardo, propiedad de EDESUR S.A. que dejó sin suministro eléctrico a aproximadamente 160 000 usuarios de la zona céntrica de la ciudad de Buenos Aires, consiguiendo dicha empresa restablecer totalmente el servicio once días más tarde.

El evento se produjo durante las tareas de conexión de la red de 132 kV a la nueva subestación Azopardo 220/132 kV de 6000 MW de capacidad que estaba siendo puesta en servicio. La falla de uno de los empalmes de los cables por cortocircuito monofásico, da lugar a un incendio que acaba por destruir todos los cables tendidos en la zona afectada del túnel y elimina la reserva constituida por la terna redundante denominada 136, dada la falta de protección contra incendio. Las ternas 135 y 136 alimentan las S.E. 132/13.2 Azopardo, Pozos, Once e Independencia.

La mencionada interrupción superó ampliamente el tiempo por interrupción establecido por el contrato de concesión, lo que, sumado a la gran cantidad de usuarios afectados, produjo perjuicios particularmente severos, viéndose también afectada la seguridad y la salubridad de la población.

Ante tal situación el ENRE, dada la magnitud de la falla, consideró conveniente proceder a determinar de inmediato los usuarios afectados así como las penalidades contractuales que a cada uno de ellos le corresponde reconocer en virtud de lo establecido en el Contrato de Concesión. En base a ello dictó la resolución N° 222/99

por la cual, desestimando la fuerza mayor y el caso fortuito, se instruyó a EDESUR para que acredite a los usuarios afectados el importe de las penalidades contractuales. Al extenderse la duración del corte a más de diez días, el ENRE entendió que las disposiciones del contrato de concesión, relativas a la determinación del monto bonificable ⁽¹⁾ por energía no suministrada, fue establecida en el contexto de las previsiones normales de producción de contingencias, fijándose plazos máximos admisibles de interrupción del servicio de distribución de electricidad para sistemas similares a la red que se transfirió a “EDESUR S.A.” a la época de la firma del contrato de Concesión; por lo cual las penalizaciones establecidas en el Contrato apuntan a compensar sólo interrupciones marginales que superen el estándar de referencia.

Además de las penalidades contractuales referidas, el ENRE dictó la resolución N° 292/99 donde, dadas las características excepcionales que adquiere el hecho (por la prolongación extraordinaria de la falta de suministro), se estima que se han superado las previsiones de las penalidades preestablecidas y conforme a principios generales del derecho corresponde una indemnización de todos los daños ocasionados a los usuarios afectados.

El fundamento legal de esta determinación surgió de la relación contractual que existe entre la distribuidora con los usuarios del servicio y de las facultades jurisdiccionales que la ley 25065 otorga al ENRE para resolver los conflictos de la relación distribuidor - usuario.

A este efecto, el ENRE estableció un daño estimado mínimo uniforme al que tenían derecho todos los usuarios residenciales sin necesidad de reclamo ni de acreditación

¹ Sanción que se devuelve al usuario.

de daños, \$ 90 para aquellos que hubieran estado sin servicio por menos de 24 horas y \$100 con más \$ 3.75 por hora sin servicio, para los que hayan superado ese tiempo. Determinación no limitativa de cubrimiento por mayores daños en caso de que sean probados.

La estimación realizada se basó también en las facultades jurisdiccionales del ENRE y ante el reconocimiento expreso de la distribuidora de la producción de daños a los usuarios. Para los casos de comercios e industrias se debían acreditar los daños para tener derecho al cobro de la indemnización adicional que corresponda.

6.3.2. Tratamiento de la normatividad peruana para el caso de compensaciones por interrupciones de larga duración

En el caso de la Normatividad Peruana se observa que en este caso no existe un procedimiento para establecer montos de compensación adicional, siendo aplicables sólo las compensaciones establecidas en la normatividad correspondiente. Incluso las penalizaciones referidas a multas posiblemente originadas por una interrupción de gran duración, no pueden ser utilizadas a modo de compensación adicional, siendo además que el OSINERG no se encuentra facultado para establecer un monto mínimo a compensar.

En relación a los hechos citados en los párrafos anteriores se indica que el 26 de junio del 2001 se registró una falla bifásica en la subestación Huallanca, lo que ocasionó la indisponibilidad del transformador de potencia instalado en la referida subestación; hecho que provocó la interrupción del servicio eléctrico a todo el Callejón de Huaylas² por aproximadamente diez días.

² Interrupción Analizada con más detalle en el Capítulo IV.

Dado que la referida interrupción fue ocasionada por una falla en el sistema de transmisión y en aplicación de lo dispuesto en la Primera Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, las compensaciones derivadas no podrán exceder del diez por ciento (10%) de las ventas semestrales de la respectiva empresa transmisora y en caso de excederse dicho límite, las compensaciones que, exclusivamente, por esas deficiencias se originen en el resto de la cadena de suministradores y clientes, se reducen.

Siendo que en aplicación de la referida normatividad y de acuerdo a las estimaciones efectuadas por OSINERG, los suministros afectados recibirían US\$ 3.00 por la referida interrupción.

6.4. Conclusiones

De los hechos citados anteriormente, es importante resaltar la postura adoptada por el ENRE en lo referido a la fijación de un monto mínimo de compensación para casos de interrupciones especiales por su gran duración, esto gracias a que existe un marco legal apropiado, caso contrario al Peruano en el cual la normatividad vigente sólo reconoce las compensaciones establecidas por la Ley de Concesiones y la Norma Técnica de Calidad de Los Servicios Eléctricos.

En todo caso, las compensaciones asociadas a interrupciones especiales por su duración, deben ser calculadas de diferente modo a fin de reflejar los verdaderos daños asociados a la falta del suministro eléctrico por largos períodos, debiendo considerar además que este servicio es de interés público.

En tal sentido es recomendable otorgar facultades a OSINERG para fijar el monto de compensación en caso de interrupciones especiales por su duración, independientemente de los montos fijados en la respectiva normatividad.

CAPITULO VII

FUERZA MAYOR CASO CHILENO

En el presente Capitulo se evalúa la aplicación de la figura de la fuerza mayor en el subsector electricidad de Chile, con la finalidad de compararla con el tratamiento efectuado en el caso Peruano.

7.1. Aspectos generales

El sector eléctrico chileno tiene establecido un marco jurídico compuesto fundamentalmente por la Ley DFL N° 1, Ley General de Servicios Eléctricos en materia de Energía Eléctrica del Ministerio de Minería, vigente desde el año 1982, y por el Decreto Supremos D.S. N° 327/97, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

7.1.1. Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1

La referida Ley establece que las disposiciones sobre calidad y continuidad del servicio no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni en aquellos en los que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio (Art. 83°).

7.1.2. Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos D.S. N° 327/97

En el mismo se establece que todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios, de la calidad del suministro que entrega, salvo aquellos casos en que la falla no sea imputable a la empresa y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor (Artículo 224°).

Por otro lado, el Artículo 225° del citado dispositivo dispone que todas aquellas circunstancias de operación que fueron previstas para el cálculo de los precios, no podrán ser aducidas como condiciones de fuerza mayor o caso fortuito que justifiquen un incumplimiento de la calidad del suministro.

7.1.3. Ley N° 18.410 Ley que crea Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

El artículo 16 B de la referida Ley, establece que la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la Ley y el Reglamento, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento. Esta compensación se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a requerimiento del respectivo concesionario.

Por otro lado, la referida normatividad establece que las compensaciones se abonarán al usuario de inmediato, independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables.

7.1.4. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La Ley N° 18.410 de 1985, modificada por la Ley N° 19.613 de 1999, señala en términos generales que el objetivo de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante SEC), será fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones.

Dentro de las funciones específicas más relevantes que la ley confiere a SEC, está la de comprobar los casos en que la falta de calidad o de continuidad del servicio se deban a caso fortuito o fuerza mayor.

7.1.5. Proveedores de electricidad

La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de servicio exigida en el reglamento compete a cada concesionario.

La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de suministro es también exigible a cada propietario de instalaciones que sean utilizadas para la generación, el transporte o la distribución de electricidad, siempre que operen en sincronismo con un sistema eléctrico.

Todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios de la calidad del suministro que entrega, salvo aquellos casos en que la falla no sea imputable a la empresa y la Superintendencia declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor.

7.2. Calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución

7.2.1. Calidad de servicio

De acuerdo al artículo 222° del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, la calidad de servicio es el conjunto de propiedades y estándares normales que conforme a la Ley son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse. Dichos parámetros son, entre otros, la satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio en los términos y condiciones establecidos en el referido reglamento, la correcta medición y facturación de los servicios prestados y el oportuno envío de facturas a los usuarios y clientes, el cumplimiento de los plazos de reposición de suministro, la continuidad del servicio y el cumplimiento de los estándares de calidad del suministro.

7.2.2. Calidad de suministro

De acuerdo al artículo 223° del D.S. N° 327/97, la calidad del suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme al reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.

7.3. La Calificación como causa de fuerza mayor

Corresponde al SEC comprobar los casos en que la falta de calidad o de continuidad del servicio se debe a caso fortuito o fuerza mayor.

Asimismo, de acuerdo al Código Civil de Chile, se denomina fuerza mayor o caso fortuito al imprevisto a que no es posible resistir, como terremotos, los actos de la autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.

La definición de los criterios para determinar cuándo una interrupción corresponde a fuerza mayor o caso fortuito, es un tema que ha convocado discusión entre la SEC y las empresas distribuidoras de electricidad. A continuación se muestra algunos casos sobre el particular con las posiciones de la SEC.

TABLA 7.1: Comparación Propuesto por Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Clasificación	Descripción	Propuesta
Externas	Racionamiento, con decreto y prog. Cortes	Externa
	Blackout del sistema	Externa
	Programadas Generación	Externa
	Programadas Transmisión y Subtransmisión	Externa
Condiciones Atmosféricas	Temporal o viento fuerte	Interna
	Temperatura extrema alta	Fuerza mayor
	Temperatura extrema baja	Fuerza mayor
	Lluvia	Interna
	Nieve y Granizo	Interna
	Descarga Atmosférica (Rayos)	Interna
Eventos Catastróficos	Fuerte Neblina	Interna
	Inundaciones	Fuerza mayor
	Incendios	Fuerza mayor
	Aluvión	Fuerza mayor
	Deslizamientos de suelo	Fuerza mayor
Incendio no debido a falla	Movimientos Telúricos	Fuerza mayor
	Calor excesivo debido a incendio	Fuerza mayor
	Intervención a solicitud de bomberos	Fuerza mayor
Animales	Quemas de pastizales	Fuerza mayor
	Mamíferos	Interna
	Aves	Interna
Juegos Personas	Roedores	Interna
	Volantes	Interna
	Pelotazos	Interna

Clasificación	Descripción	Propuesta
Accidentes	Choque de vehículo a poste	Fuerza mayor
	Choque de vehículo a tirante	Fuerza mayor
	Daño debido a faena en propiedad particular	Fuerza mayor
	Accidente aéreo	Fuerza mayor
	Maquinaria Pesada	Fuerza mayor
Actos Vandálicos	Objeto, alambre o cadena lanzada	Fuerza mayor
	Atentado/ explosivo	Fuerza mayor
Actos Vandálicos	Disturbios en la zona	Fuerza mayor
	Robo de conductor o equipos	Fuerza mayor
	Daño de aisladores	Fuerza mayor
	Hurto de energía	Fuerza mayor
Árboles	Caída de árbol	Interna
	Caída de gancho o rama	Interna
	Daño por faena ajena al concesionaria	Fuerza mayor
	Cliente efectuada poda propia indebida	Interna
	Cliente no efectúa poda propia o no la permite	Interna
Por Vehículos	Vehículo > 4.50 m de altura impacta cable	Fuerza mayor
	Vehículo > 4.50 m de altura bota cable ajeno	Fuerza mayor
	Vehículo > 4.50 m de altura impacta cable	Fuerza mayor
	Red de distribución a baja altura	Interna
Instalación de cliente Particular	Capacidad insuficiente de S.E.	Interna
	Falla en artefacto eléctrico.	Interna
	Problema neutro o puesta a tierra.	Interna
	Cambio de poste inclinado / quebrado.	Interna
	Traslado medidos por terceros.	Interna
	Pérdida de aislamiento de transformador	Interna
	Desconexión a solicitud del cliente	Interna
Corte y reposición	Reposición fuera de plazo	Interna
	Corte de suministros errado o impropio	Interna
	Reposición deficiente que origina corte	Interna
Operación de la Red	Operación Imprevista de equipo	Interna
	Error operación	Interna
	Falla Material	Interna
	Falla de equipo	Interna
Sobrecarga	Desequilibrio de cargas	Interna
	Aumento de carga en faena de construcción	Interna
	Capacidad insuficiente por nueva urbanización	Interna
Mantenimiento	Envejecimiento de materiales	Interna
	Falta de mantenimiento	Interna
	Falla por contaminación industrial- Corrosión	Interna
	Falla por contacto personal	Interna

Clasificación	Descripción	Propuesta
Construcción y equipos	Construcción deficiente de red eléctrica	Interna
	Pérdida de aislamiento	Interna
	Ruptura de de elemento de la red.	Interna
Auto – producido	Operación (maniobra), media y baja tensión	Interna
	Normalización de reconexión provisoria	Interna
	Prestación servicio (escolta, evento, apoyo)	Interna
	Incorporación de nuevos clientes	Interna
	Mantenimiento preventivo – Corte Programado	Interna

Donde se considera:

Fuerza mayor : Consideradas como fuerza mayor

Interna : Consideradas como de Responsabilidad del Concesionario

Externa : Consideradas responsabilidad de otros agentes del sistema, los cuales son los que deben solicitar la fuerza mayor.

7.3.1. Problemática de la normatividad relacionada a la fuerza mayor

En el Sector eléctrico de Chile se ha presentado un caso especial referido a la fuerza mayor en empresas generadoras.

Artículo 99 BIS.-

El 08 de junio de 1999, se emitió la Ley N° 19.613, la cual modifica la Ley N° 18.410 y el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de fortalecer el régimen de fiscalización del sector. En la referida ley se modificó el artículo 99 bis, en lo referido a fuerza mayor en los siguientes aspectos:

“(...) Para los efectos de este artículo, las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación eléctrica que determine la dictación de un decreto de racionamiento, en ningún caso podrán ser calificadas

como fuerza mayor o caso fortuito. En particular, los aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo, no constituirán límite para el cálculo de los déficit, ni serán consideradas como circunstancia de fuerza mayor o caso fortuito.(...).

En los casos no previstos en el inciso cuarto, la empresa generadora respectiva podrá solicitar a la Superintendencia que efectúe la declaración prevista en el N° 11, del artículo 3°, de la ley orgánica de dicho servicio, para que compruebe si el déficit del sistema se ha debido a caso fortuito o fuerza mayor. La Superintendencia deberá pronunciarse en el plazo máximo de diez días.(...)"

En efecto, dicha disposición obliga a las generadoras a compensar (pagando el costo de falla) a los clientes regulados a todo evento, eliminando las situaciones de fuerza mayor o caso fortuito.

Como se puede apreciar, el artículo 99 bis, modificado, eliminó la sequía y las fallas prolongadas de centrales térmicas como eventos de caso fortuito en la regulación eléctrica, haciendo a las generadoras absolutamente responsables por estos eventos, independientemente de la profundidad de la sequía, obligándolos a indemnizar a los usuarios ante todo evento y, además, a asumir el costo de cualquier medida que se disponga para paliar el racionamiento. Con ellos se ha desincentivado el establecimiento de nuevos contratos entre generadoras y distribuidoras ya que, según los generadores, el nivel de riesgo contraído no se encuentra debidamente remunerado por el valor del servicio prestado, dado que el precio en nudo no refleja el costo real del 100% de seguridad que se exige para el sistema.

Por su parte, el Instituto Libertad y Desarrollo³ aseguró que eliminar el concepto de fuerza mayor fue un grave error para el sector electricidad. Por ello, advirtió que para que las empresas no tengan reparos en invertir en un sistema que resulta inseguro porque no saben qué eventos serán considerados de fuerza mayor, el Gobierno debe definir un criterio para establecer antes que suceda ese tipo de hechos.

7.4. Comparación de normatividad

Tal como se ha señalado en los párrafos anteriores, en el caso de la normatividad de Chile se ha eliminado la figura de la fuerza mayor para el caso de interrupciones provocadas por fallas en los sistemas de generación o sequías, lo cual implica efectuar las compensaciones ante todo evento.

En el caso peruano, tal como se señaló en el Capítulo I, la figura del fuerza mayor no ha sido eliminada y por el contrario la propia Ley de Concesiones Eléctricas mediante el artículo 87°, reconoce esta figura; sin embargo, la calificación como causa de fuerza mayor de hechos generadores de interrupciones en el servicio de electricidad por lapsos iguales o mayores a las 4 horas, no exonera a las empresas concesionarias de pagar las compensaciones económicas por las interrupciones sufridas por los usuarios afectados.

7.5. Conclusiones

a) De acuerdo a lo señalado en el presente Capítulo se observa que el tratamiento de la figura de la fuerza mayor efectuado tanto en la normatividad del subsector electricidad del Perú y Chile crea situaciones contradictorias, tales como el pago de

3 Fundado en 1990, Libertad y Desarrollo es un centro de estudios e investigación privado, independiente que se dedica al análisis de los asuntos públicos promoviendo los valores y principios de una sociedad libre.

compensaciones por toda interrupción imprevista, aún cuando está haya sido provocada por hechos ajenos a la responsabilidad de la empresa concesionaria.

b) Sobre la base de la revisión del procedimiento para la calificación de un hecho como causal de fuerza mayor, propuesto por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles – Chile, se concluye que la misma se centra en el análisis del origen del hecho (hecho de terceros, fenómenos naturales, entre otros); situación que resulta contraria al caso Peruano en el cual se prioriza el análisis sobre las características propias del hecho (evento imprevisible, irresistible y extraordinario) posición que se comparte por cuanto de este modo también se consideran otros aspectos, tales como la incidencia del referido hecho en la operación de las instalaciones y la diligencia con la cual actuó el concesionario.

CONCLUSIONES

1. La causal de fuerza mayor se configura en la ocurrencia de un hecho que, dadas sus características, no ha podido ser previsto o que previsto no ha podido evitarse, el mismo que además impide la ejecución de una obligación o causa su cumplimiento, tardío o defectuoso, por lo cual, la evaluación de la calificación de un hecho como causal de fuerza mayor debe centrarse no en el origen (hecho de terceros, factores climáticos, entre otros), sino en las características propias del evento.

En ese sentido, es obligación de la empresa concesionaria acreditar que se está ante un hecho de fuerza mayor, para lo cual debe demostrar que se está ante un evento extraordinario (por su magnitud, oportunidad u origen), imprevisible e irresistible (tomando en cuenta el estado actual del arte y de la ciencia, así como la probabilidad de su ocurrencia).

2. Respecto a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas se observa que la calificación de un hecho como causal de fuerza mayor tiene los siguientes alcances:

- Permite a las empresas concesionarias variar las condiciones del suministro sin que por ello sean objeto de sanción por parte de OSINERG.
- No exonera del pago de compensaciones establecidas en los artículos 57° y 86°, debido a que estos artículos no contemplan la figura de la fuerza mayor como supuesto para la exoneración de compensaciones establecidas en la Ley.

La referida aplicación de la figura de la fuerza mayor resulta contradictoria; debido a que lo dispuesto genera situaciones en las cuales las empresas concesionarias se encuentran obligadas a compensar por toda interrupción no programada cuya duración exceda las 4 horas, aún cuando estas fueran provocadas por hechos fuera de su control y responsabilidad, tales como desastres naturales o actos vandálicos, entre otros, por lo cual, se recomienda la modificación de los artículos 57° y 86° con el fin de incluir la figura de la fuerza mayor como exoneración de las compensaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas.

3. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aplica la figura de la fuerza mayor como un supuesto ante el cual las empresas concesionarias no están obligadas a efectuar el pago de compensaciones por el incumplimiento de los estándares de calidad del servicio eléctrico establecidos en la referida Norma. Al respecto, cabe precisar que en lo referido a Calidad de Suministro el procedimiento de aplicación de la figura de la fuerza mayor se encuentra definido en forma expresa; no siendo este el caso para los otros aspectos, tal como Calidad de Producto.

4. Respecto a la calificación de un hecho como causal de fuerza mayor, el mismo debe ser relacionado con el concepto que la calidad de servicio en sistemas eléctricos es el conjunto de atributos y propiedades, técnicas y no técnicas que permiten

cumplir con la obligación de suministrar energía eléctrica de acuerdo a determinados estándares, por lo cual uno de los supuestos necesarios para considerar un hecho como causal de fuerza mayor consiste en demostrar haber adoptado las medidas para evitar la ocurrencia del mismo, lo que incluye la ejecución de medidas de carácter técnico y no técnico.

Cabe indicar que no existe una regla invariable que pueda ser trasladada de manera automática a la referida calificación, por lo cual se debe efectuar una evaluación caso por caso, la cual debe comprender aspectos propios de cada evento tales como la duración de la variación de las condiciones de suministro.

5. Los resultados obtenidos en el Capítulo V demuestran que la totalidad de los casos de fuerza mayor presentados a OSINERG están referidos a la ocurrencia de interrupciones del servicio eléctrico (Calidad de Suministro) y que más del 70 % corresponden a las empresas concesionarias de distribución HIDRANDINA S.A.; EDECAÑETE S.A.; EDELNOR S.A. y LUZ DEL SUR S.A.

Para las empresas HIDRANDINA S.A. y EDECAÑETE S.A., la figura de la fuerza mayor muestra mayor incidencia en el número de suministros en baja tensión a ser compensados, mientras que para las empresas EDELNOR S.A. y LUZ DEL SUR S.A. la incidencia de la figura de la fuerza mayor está relacionada además con el número de suministros en media tensión y alta tensión a ser compensados.

6. El sistema de compensaciones establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos no contempla la ocurrencia de interrupciones de larga duración; por cuanto el mismo fue pensado para el caso de interrupciones marginales que superen el estándar de la referencia,

por lo cual no refleja el perjuicio ocasionado a los usuarios por la ocurrencia de una interrupción de larga duración. En ese sentido, se recomienda dictar las normas complementarias que permitan a OSINERG fijar el monto de compensación a los usuarios afectados por la ocurrencia de interrupciones de larga duración, independientemente de los montos fijados en la respectiva normatividad, tal como se aplica en la normatividad de Argentina.

ANEXOS

La responsabilidad del concesionario y el TRATAMIENTO DE LA FUERZA MAYOR en las normas del SECTOR ELÉCTRICO

María Teresa Quiñones Alayza
Socia del Estudio Rodrigo Elías & Medrano,
Presidenta del Instituto de Derecho de los
Servicios Públicos - IDESER

Ramón Vidurritzaga de Amézaga
Socio del Estudio Rodrigo Elías & Medrano

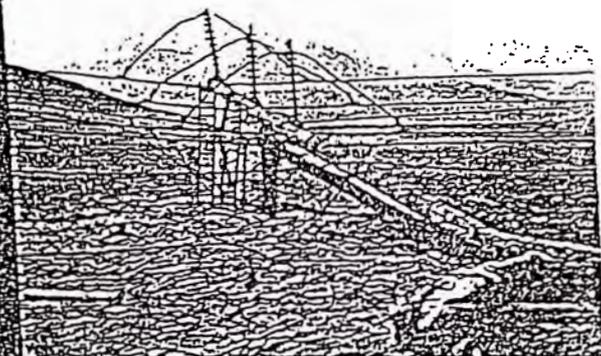
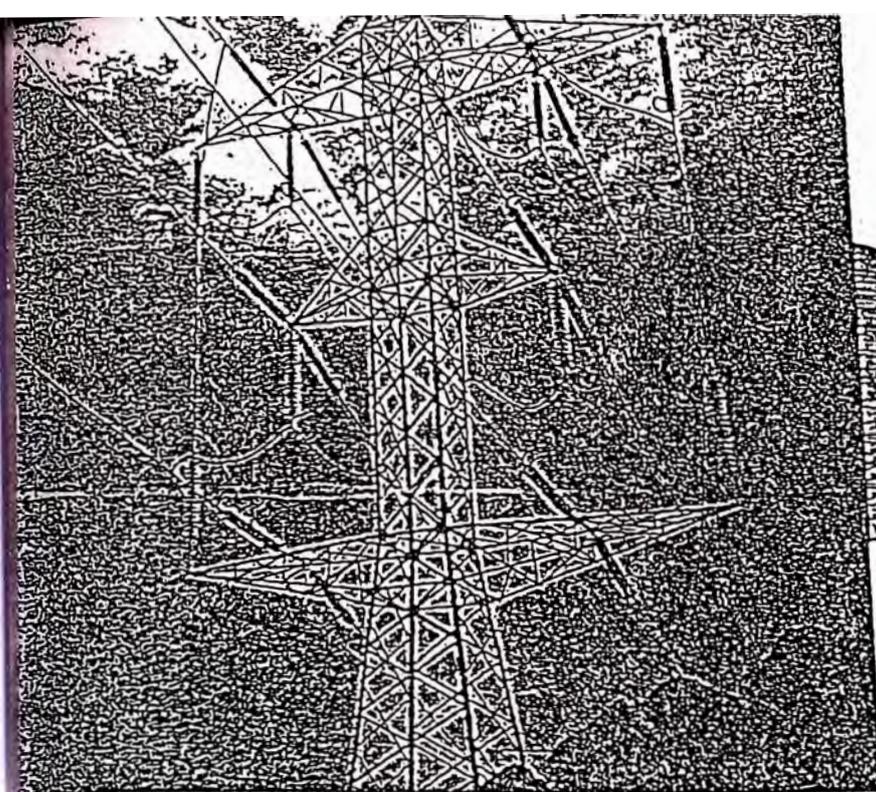
La fuerza mayor es uno de los supuestos de excepción que facultan al concesionario a modificar temporalmente las condiciones del suministro, sin que por ello se encuentre obligado a compensar a sus clientes por las interrupciones o perturbaciones ocasionadas. Sin embargo, la ausencia de definiciones en las normas del sector eléctrico y lo genérico de su tratamiento en nuestro Código Civil han llevado a que no existan criterios claros que ayuden al regulador y a las empresas a determinar los elementos que la configuran.

La materia se complica si se tiene en cuenta que la Ley de Concesiones Eléctricas no señala en forma explícita el estatuto de responsabilidad aplicable a los concesionarios (es decir, si rige el sistema general de responsabilidad por culpa contemplado en el Código Civil o nos encontramos frente a una responsabilidad por riesgo) aspecto que resulta indispensable para determinar el ámbito de aplicación de la fuerza mayor. El objeto de este trabajo es, justamente, aportar algunos conceptos que contribuyan a aclarar este panorama y a un tratamiento más uniforme y sólido de la responsabilidad contractual de los concesionarios de actividades eléctricas.

Marco legal aplicable al sector eléctrico

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas¹ (en lo sucesivo, la "LCE") y su Reglamento² (en lo sucesivo, el "Reglamento"), los concesionarios de distribución eléctrica deben compensar a los usuarios del servicio público de electricidad por cualquier interrupción del suministro que exceda las cuatro horas, salvo en los supuestos en que la interrupción: (i) se hubiese originado en un hecho imputable al usuario; (ii) hubiese sido programada y notificada al cliente con al menos cuarentiocho horas de anticipación; o (iii) se hubiese originado en causa de fuerza mayor, comprobada y declarada como tal por el OSINERG.

El primero de los supuestos de excepción mencionados precedentemente se encuentra previsto de manera expresa en el artículo 86° de la LCE. El segundo está reconocido en el artículo 168° de su Reglamento. En cuanto al tercero, si bien ni el artículo 86° de la LCE ni el artículo 168° del Reglamento hacen referencia expresa a la fuerza mayor como eximente de responsabilidad, ello se desprende de la facultad que tiene el concesionario de modificar las condiciones del suministro por



Por tener el carácter de extraordinarios, imprevisibles e irresistibles, los actos de sabotaje y terrorismo constituyen un típico caso de "fuerza mayor"

causa de fuerza mayor, reconocida por el artículo 87° de la LCE. Dado que no hay responsabilidad en el ejercicio regular de un derecho según lo dispuesto en el primer numeral del artículo 1971° del Código Civil, no corresponde el pago de una compensación cuando el concesionario de distribución ejerce la potestad que le es otorgada por norma legal de modificar el suministro por causa de fuerza mayor. Adicionalmente, cabe agregar que resultaría contrario a nuestro sistema jurídico que se pretenda interpretar que el concesionario está obligado a indemnizar al usuario ante un evento de fuerza mayor cuando este último sucede, justamente, la fractura del vínculo causal (es decir, que no existe una relación directa entre la actividad del deudor y la inexecución de la obligación sino que ésta tiene su origen en un hecho que le es ajeno, imprevisible e inevitable: la fuerza mayor). No siéndole imputable, es un eximente de responsabilidad aún en los casos más extremos de responsabilidades objetiva.

De otro lado, las únicas eximentes de responsabilidad expresamente reconocidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos³ (en lo sucesivo, la "Norma Técnica") son: (i) la fuerza mayor; y (ii) las perturbaciones inyectadas por el usuario. A diferencia, pues, del Reglamento de la LCE, las interrupciones programadas para el mantenimiento, reforzamiento o expansión de la red no exoneran del pago de las compensaciones establecidas en la Norma Técnica, aún cuando les es de aplicación un factor de ponderación menor que el general.

La responsabilidad objetiva de los concesionarios de actividades eléctricas

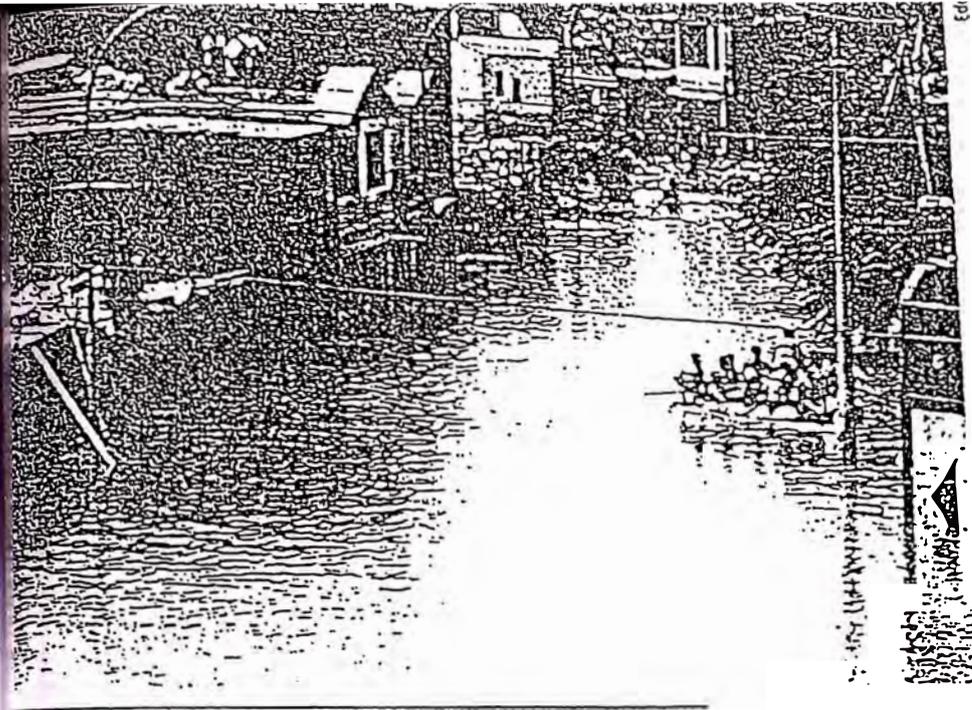
Todo ordenamiento legal admite determinados supuestos de excepción en los que la imposibilidad del deudor de cumplir con sus obligaciones conlleva la ausencia de responsabilidad frente al acreedor por dicho incumplimiento. Tales circunstancias son las denominadas "causas no imputables" cuya ocurrencia determina la extinción de la obligación y la liberación del deudor. En los sistemas de responsabilidad contractual subjetivos, como el que recoge nuestro Código Civil, el eje

central del análisis recae en la apreciación de la diligencia-negligencia del deudor frente a la imposibilidad sobrevenida y al eventual incumplimiento de la prestación a su cargo. En tal sentido, causa no imputable no es otra cosa que la ausencia de culpa⁴. La fuerza mayor es una de sus manifestaciones más usuales, sin que sea la única.

Si bien la ausencia de culpa es la regla general para eximir de responsabilidad al deudor, el artículo 1317° del Código Civil contempla la posibilidad de que el título de la obligación o la ley extiendan la responsabilidad del deudor, supuesto en el cual éste únicamente se encontrará exento de responsabilidad cuando la imposibilidad sobrevenida de la prestación se origine en un evento de fuerza mayor. Como señala Osterling, en este último caso, la delimitación de este concepto y su consiguiente diferenciación con otros supuestos de ausencia de culpa resulta de especial relevancia:

"La causa no imputable -afirma MESSINEO- debe concebirse en sentido negativo, esto es, como la circunstancia genérica impeditiva cuya paternidad no puede hacerse remontar a la voluntad o conciencia del deudor y cuya presencia basta para exonerarlo; el caso fortuito o de fuerza mayor es un hecho positivo que en determinadas circunstancias se exige para la exoneración. La regla general para exonerarse -agrega- es la presencia de una causa no imputable (hecho negativo), mientras que en otros casos es necesaria la prueba más gravosa del caso fortuito o de fuerza mayor (hecho positivo tampoco imputable). (...)El principio general, en conclusión, es que el deudor sólo debe demostrar su conducta diligente para quedar exonerado de responsabilidad, salvo que la ley o el pacto exijan la presencia del caso fortuito o de fuerza mayor. En esta última hipótesis habrá que identificar el acontecimiento que impidió que se cumpliera la obligación, y probar sus características de extraordinario, imprevisible e irresistible".

Este es el caso de la explotación de actividades riesgosas o peligrosas, que históricamente ha sido fuente para que el Derecho moderno construya la doctrina del "riesgo creado" o "riesgo provecho". Conforme a esta teoría, el empresario que explota y obtiene beneficios pecuniarios de una actividad



Inundación en el distrito de San Martín de Porras, causada por desborde del río Chillón en marzo del 2001. La acción inmediata de Edelnor evitó todo accidente eléctrico.

riesgosa debe indemnizar cualquier daño producto de aquélla, aún en el supuesto de haber actuado con cuidado y diligencia. Se establece, así, un sistema de atribución de responsabilidad objetiva o "por riesgo" que se distancia del esquema tradicional de la responsabilidad subjetiva ya que la negligencia deja de ser el factor de atribución de responsabilidad⁶.

Esta tesis objetiva y causalista se apoya en la teoría del riesgo para extender la responsabilidad del deudor al control de los impedimentos o riesgos típicos de sus actividades contractuales. De esta manera, será responsable el deudor que esté en mejor posición de controlar tales riesgos típicos, pues su ocurrencia será causalmente atribuible a su conducta. En otras palabras, la teoría del riesgo pone el énfasis en un análisis por categorías de actividades que permita determinar cuáles son los riesgos típicos inherentes a dicha actividad. Una vez determinados éstos, su ocurrencia no podrá ser ajena a la causación del deudor, pues se considerará que están dentro de su esfera de control. *Contrario sensu*, causa no imputable será aquélla que le resulte extraña (como la fuerza mayor) que inevitablemente afectará su posibilidad de cumplimiento.

El análisis de imputabilidad se desplaza así a la valoración de la incidencia causal de la conducta del deudor sobre la imposibilidad de cumplir.

El Código Civil de 1984 ha admitido de manera expresa, en su artículo 1970^o, la teoría del riesgo en lo que corresponde a la responsabilidad extracontractual, cuando establece que

"Aquel que mediante un bien riesgoso o peligroso, o por el ejercicio de una actividad riesgosa o peligrosa, causa un daño a otro, está obligado a repararlo."

No existe la misma admisión, al menos expresa, de la teoría del riesgo en lo que corresponde a la responsabilidad contractual. Sin embargo, tal como hemos señalado precedentemente, el artículo 1317^o del Código Civil contempla la posibilidad de que la ley o el título de la obligación puedan establecer este tipo de responsabilidad.

Creemos que este es, justamente, el caso de los artículos 86^o y 87^o de la LCE. Conforme a dichas normas, únicamente la fuerza mayor y la culpa del usuario son los supuestos previstos

como eximentes de responsabilidad⁷, supuestos que coinciden con los de la responsabilidad objetiva o por riesgo. Nos encontraríamos, por tanto, frente a uno de los casos de excepción a que se refiere el artículo 1317^o del Código Civil, por lo que corresponde a continuación determinar el ámbito de la fuerza mayor como eximente de responsabilidad al constituir una fractura del nexo causal y por ende, un hecho no imputable a los concesionarios de actividades eléctricas.

La fuerza mayor como circunstancia exoneratoria de la responsabilidad objetiva

Antiguamente se distinguió el concepto de caso fortuito del de fuerza mayor, aún cuando los autores no se han puesto de acuerdo en qué consistía dicha diferencia. Así por ejemplo, para algunos tratadistas, caso fortuito aludía al hecho no imputable que deriva de la naturaleza, también llamado "acto de Dios". De otro lado, la fuerza mayor estaba referida al hecho no imputable que deriva del ejercicio, por la autoridad, de sus atribuciones de imperio; de ahí que también fuera denominada como "acto del Príncipe". Para otros, como los Glosadores y Theodor Süss⁸ se trataba de una diferencia de grados; la segunda representaba los riesgos no comunes o atípicos, en tanto que el primero correspondía a los peligros ordinarios o típicos. Josserrand consideraba que el caso fortuito es el acontecimiento que se origina en el interior de la empresa y la fuerza mayor en el exterior. Sin embargo, actualmente la doctrina es pacífica en sostener que las expresiones caso fortuito y fuerza mayor representan una sola noción.

De manera concordante con la doctrina comparada, la definición de nuestro Código Civil equipara al caso fortuito y a la fuerza mayor y los convierte en sinónimos. De ahí que lo que realmente interesa del caso fortuito y de la fuerza mayor es que, en tanto causas no imputables, deben reunir determinadas características que tipifican tales eventos impositivos. Estas características son establecidas en el artículo 1315^o del Código Civil:

"Caso fortuito o fuerza mayor es la causa no imputable, consistente en un evento extraordinario, imprevisible e irresistible, que impide la ejecución de la obligación o determina su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso."

Nótese, además, que como sostienen Mazeaud, Valencia Zea y Marienhoff⁹, todo evento que tenga las características de extraordinariedad, imprevisibilidad e irresistibilidad arriba mencionadas calificará como un caso de fuerza mayor, con prescindencia de que su origen sea un fenómeno de la naturaleza, un acto de gobierno o el hecho de un tercero:

"Adaptando la noción a la responsabilidad que estudiamos [responsabilidad objetiva] podemos decir que fuerza mayor (o caso fortuito) es un acontecimiento extraño a la actividad, peligrosa, producido desde fuera por fuerzas naturales o por actos de terceras personas, acontecimiento que, según la experiencia humana corriente, es imprevisible y cuyo efecto dañoso no puede evitarse tomando todas las medidas de precaución que racionalmente puede tomar un hombre diligente"¹⁰.

Este es, justamente, el temperamento de nuestro Código

vil, ya que no hace distinción alguna en relación con el origen del evento de fuerza mayor, por lo que perfectamente puede ser el hecho de tercero, siempre que reúna los elementos exigidos en el artículo 1315°. En ese orden de ideas, Osterling considera que constituyen causa de fuerza mayor eventos imprevistos tales como las órdenes y prohibiciones de las autoridades, los hechos producidos por las fuerzas de la naturaleza, los hechos de tercero, la guerra, la invasión, la revolución y la huelga, enfatizando que sus consecuencias son equivalentes respecto del incumplimiento del deudor.

Extraordinariedad, imprevisibilidad e irresistibilidad

La primera de las características mencionada en el artículo 1315° es la extraordinariedad. Con ella se alude principalmente que el evento imprevisto sale de lo normal y del curso ordinario de las cosas. De Trazegnies¹¹ considera, a los efectos de la responsabilidad extracontractual, que lo extraordinario es aquello que no constituye riesgo típico de la actividad o cosa generadora del daño. A su vez, Osterling sostiene que la extraordinariedad del evento viene dada por el hecho de ser simultáneamente, imprevisible e irresistible. Por su parte, la doctrina francesa (Ripert y Boulangeat, Jossierand) y alemana (Ennecerus Lehmann, Von Thur y Exner) equiparan el término de "extraordinariedad" con el de "extraneidad", es decir, que el evento debe ser externo, ajeno a la esfera de organización y control del deudor con arreglo a la teoría del riesgo, no pudiendo originarse en un vicio oculto de la cosa ni en la explotación misma de la actividad:

"...un acontecimiento que no guarda relación con la industria del deudor y que se produce al margen de ella con fuerza inevitable"¹²

Trasladando este concepto a la responsabilidad contractual objetiva, evento extraordinario será aquel hecho imprevisto que no constituye riesgo típico de la actividad deudoria del obligado.

La segunda de las características es la imprevisibilidad. Osterling señala que el acontecimiento es imprevisible cuando los contratantes no tienen motivos atendibles para presumir qué va a suceder, tomando en consideración las circunstancias de la obligación; precisando al respecto Valencia Zea:

"La imprevisibilidad se refiere a que, con arreglo a la experiencia común, no se prevé o no se espera el acontecimiento. Con razón se advierte que el hombre debe prever los acontecimientos ordinarios y frecuentes, y que no está obligado a prever lo excepcional o extraordinario"¹³.

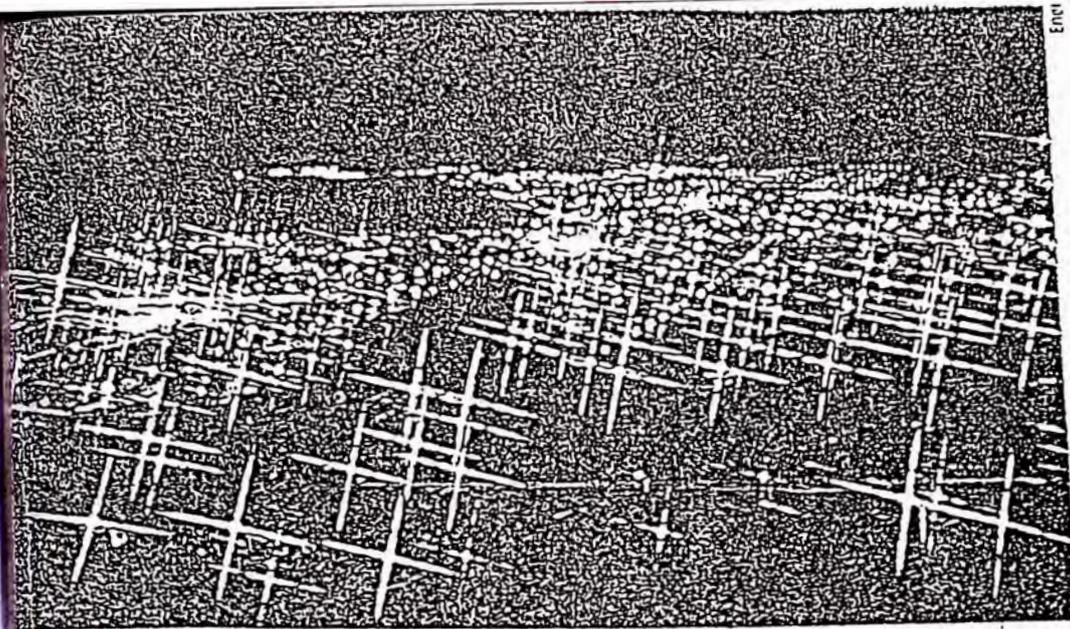
La tercera de las características consiste en la irresistibilidad o inevitabilidad. Señala Cristóbal Montes¹⁴ que mientras la imprevisibilidad se relaciona a la actitud del sujeto que pudiendo y debiendo anticipar racionalmente un determinado acontecimiento no lo hizo, la inevitabilidad está referida a aquella suerte de suceso que no cabe sensatamente detener, de forma tal que irresistible es todo aquello que inevitablemente ocurrirá en el contexto del desarrollo normal de los acontecimientos.

Adicionalmente, se considera que existe una característica implícita consistente en la ajenez o exterioridad del hecho imprevisto. Ello quiere decir que el hecho imprevisto debe ser ajeno o independiente a la voluntad del deudor.

Finalmente, Miguel Bercaitz precisa que a los elementos anteriormente enunciados debe agregarse el requisito de que exista una relación directa y estrecha de causa a efecto entre el evento generador y la imposibilidad de cumplir¹⁵.

La concurrencia de estas características define la presencia de un caso fortuito o de fuerza mayor calificable como causa no imputable. Ahora bien, las referidas características no se basan en conceptos abstractos ni aislados sino que deben analizarse de manera conjunta y caso por caso. De esta forma, sólo cabe prever los hechos ordinarios, no los extraordinarios (que si bien es posible que puedan acaecer, su probabilidad de ocurrencia es mínima). Dicha previsión obligará a que se adopten las medidas necesarias para eliminar o reducir los riesgos ordinarios y, por ende, previsibles, por lo que, la evitabilidad no debe evaluarse únicamente en función del estado del arte y de la ciencia sino tomando en cuenta la relación entre la probabilidad de ocurrencia del evento y el costo de los elementos necesarios para impedir que éste afecte la prestación a cargo del deudor.

Nótese que la calificación de un hecho como de caso fortuito o fuerza mayor puede variar dependiendo de la actividad del deudor. Para un agricultor que debe entregar una cosecha a su comprador, el incendio de ésta producido por un rayo puede ser un caso fortuito que impide el cumplimiento de su obligación. Sin embargo, es claro que en un área en donde este tipo de fenómenos es frecuente, un concesionario eléctrico no podría alegar fuerza mayor en el supuesto de no haber instalado pararrayos (por cuanto una tormenta era un riesgo ordinario, previsible y evitable). Sin embargo, si la tormenta se produjese en Lima, se trataría sin duda de un evento de fuerza mayor, ya que no podría exigirse a un concesionario que invierta en medios de prevención de un riesgo extraordinario y, por ende, imprevisible; con lo cual, de ocurrir en los hechos, deviene en inevitable.



En consonancia con lo expuesto precedentemente y teniendo en cuenta la legislación peruana que regula la prestación de los servicios eléctricos, consideramos que el concesionario únicamente se encuentra obligado a instalar las medidas de seguridad tendientes a evitar los riesgos ordinarios y previsibles en su área de concesión (i.e. riesgos típicos), con el objeto de que el suministro cumpla con los estándares exigidos por la LCE y la Norma Técnica.

A su vez, el OSINERG se encuentra obligado a reconocer el valor de dichas inversiones en la tarifa, como lo dispone expresamente la Décimo Quinta Disposición Final de la Norma Técnica que fuera aprobada por el Decreto Supremo N 040-2001-EM:

"El OSINERG evaluará el efecto que la Regulación Tarifaria implique en la aplicación de la Norma y propondrá las correcciones pertinentes de manera que su aplicación no supere las condiciones de calidad del servicio que hayan servido de base para la correspondiente regulación".

En ese orden de ideas, cabría sostener que no es exigible a los concesionarios de distribución la adopción de elementos de seguridad o de calidad no previstos para la empresa modelo eficiente a que se refiere el artículo 64° de la LCE, en base a la cual se calcula el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Adicionalmente y debido a que cada área de concesión tiene sus particularidades que no necesariamente pueden estar contempladas en el diseño de la empresa modelo (cuando fue otra concesión la utilizada para evaluar el sector típico correspondiente) el análisis de los hechos debiera complementarse con los conceptos y criterios utilizados por el OSINERG para efectos de determinar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) sobre el cual se calcula la Tasa Interna de Retorno del VAD, conforme al artículo 70° de la LCE y que también forman parte del proceso de regulación tarifaria. Dicho VNR, según interpretación de OSINERG no corresponde al valor de las instalaciones reales de los concesionarios sino a las del Sistema Económicamente Adaptado. En tal virtud, no podría considerarse como ausencia de fuerza mayor el hecho de que existan equipos, materiales, tecnologías o diseños de redes que hubieran podido impedir la interrupción del suministro o su perturbación, si es que éstos no fueron admitidos por el propio OSINERG al considerarlos excesivos o innecesarios al momento de "adaptar" las instalaciones de los concesionarios para efectos tarifarios.

Creemos que con la Décimo Quinta Disposición Final de la

fuerza mayor dependerán, en buena medida, del análisis de (i) si el concesionario contaba con los materiales y equipos incluidos dentro de los costos estándares de inversión y mantenimiento correspondientes a la empresa modelo o al VNR "Adaptado" del concesionario; y (ii) si estas instalaciones, en adecuado estado de funcionamiento y mantenimiento, se encontraban en condiciones de evitar perturbaciones o interrupciones del suministro como consecuencia de un evento determinado. De ser positiva la respuesta a la primera pregunta y negativa a la segunda, nos encontraríamos frente a un supuesto de fuerza mayor o de una "situación debidamente justificada" eximente de responsabilidad conforme a lo dispuesto en la sección 3.1.d. de la Norma Técnica.

Análisis de algunas resoluciones del OSINERG sobre fuerza mayor

De la revisión de una serie de resoluciones emitidas por la Gerencia de Electricidad del OSINERG, se advierte que dicho organismo coincide con la interpretación propuesta en el presente artículo, en el sentido de que la naturaleza de la responsabilidad contractual del concesionario de distribución eléctrica es de naturaleza objetiva. Tomando como base la definición contenida en el artículo 1315° del Código Civil, dicha autoridad viene analizando los distintos eventos que han ocasionado interrupciones o perturbaciones en el suministro eléctrico, para determinar si se verifican los requisitos de la fuerza mayor por "tratarse de un riesgo inherente a la actividad eléctrica".

En otras palabras, en el análisis de imputabilidad del hecho impositivo, el OSINERG ha utilizado el criterio de causalidad que, como hemos mencionado, se apoya en la teoría del riesgo, para incluir la evaluación de los riesgos típicos de una actividad en la calificación de una causa no imputable.

Si bien consideramos que dicha aproximación es adecuada, creemos que en algunas de sus resoluciones podría reflejarse un criterio demasiado estrecho de la fuerza mayor, al no considerar, en toda su dimensión, el alcance de los conceptos de imprevisibilidad e inevitabilidad. Veamos algunos ejemplos:

(i) Desastres naturales tales como vientos anormales incendios no debidos a desperfectos de las redes movimientos sísmicos temperaturas anormales e inundaciones: como hemos señalado, la doctrina es unánime en sostener que los desastres de la naturaleza constituyen el supuesto clásico de la fuerza

Norma Técnica queda claro que es el OSINERG el responsable, a través de su función regulatoria, de prever los riesgos ordinarios (típicos) que pueden afectar los servicios eléctricos y, por ende, el tipo de instalaciones y elementos de seguridad a ser utilizados por el concesionario para evitar que aquéllos afecten el suministro.

En consecuencia, la extraordinariedad, imprevisibilidad e inevitabilidad de un evento que determinan su calidad de

mayor. Las características de extraordinario, imprevisible e irresistible suelen ser evidentes e inquestionables, en la medida que el concesionario no se encontraba en posibilidad razonable de adoptar algún tipo de medidas para evitar o resistir estos eventos:

(ii) Daños causados por terceros, tales como daños intencionales, daños casuales (choque de vehículos), robo o conexión clandestina: estos eventos califican también como fuerza mayor siempre que reúnan las características exigidas por el artículo 1315° del Código Civil. En tal sentido, circunstancias tales como la ubicación del poste, el tipo de accidente, las condiciones de mantenimiento o los materiales usados en su construcción, serán elementos a tomar en cuenta para determinar si nos encontramos ante un evento de fuerza mayor o si, más bien, la imposibilidad sobrevenida de la prestación se origina en la concurrencia del hecho de un tercero con la negligencia del concesionario.

En cuanto a supuestos de daños intencionales causados por terceros, incluido el robo, creemos que, en principio, calificarían como fuerza mayor ya que, por definición, resulta insostenible afirmar que este tipo de actos vandálicos es un riesgo "típico" de la actividad eléctrica. Mas aún, dudamos de que el robo en muchos casos pueda ser calificado como un riesgo evitable por el concesionario, ya que resulta imposible pensar que éste pueda contar con un personal de seguridad que vigile toda su red de distribución o transmisión. En todo caso, es función del Estado velar por la seguridad interna de la población y sus propiedades. Es pues el Estado, quien debiera hacerse cargo de evitar o reducir el riesgo de robos y no exigirle al privado que lo sustituya en una de sus funciones básicas.

Se cumple, consiguientemente, el requisito de extraordinariedad, por cuanto el hecho de que el Perú sea un país con una alta tasa de criminalidad debido a un Estado ineficiente no lo convierte en un riesgo típico de la actividad eléctrica. Adicionalmente, la extensión de las redes de transmisión y distribución y su ubicación, justamente, en las vías públicas, convierte dicho evento en irresistible e impredecible.

En conclusión, la evaluación de cada una de las situaciones que eventualmente determinen la interrupción o perturbación del suministro de energía debe tener en cuenta los dos elementos que conforman todo hecho extintivo - exoneratorio: la imposibilidad sobrevenida de la prestación y la no imputabilidad al concesionario de la causa que origina esa imposibilidad sobrevenida.

En relación con el primero de estos elementos, debe acreditarse que los eventos impeditivos determinan que la obligación de suministro no puede ser cumplida por el tiempo que tome superar dicho impedimento. En tal sentido, no basta que la prestación se vuelva de difícil cumplimiento, sino que frente al evento el concesionario se vea imposibilitado de ejecutar su prestación. Ello dependerá, naturalmente, de las posibilidades técnicas y de la gravedad del hecho.

En cuanto al segundo elemento, el concesionario debe acreditar que el evento impeditivo y, en consecuencia, la imposibilidad sobrevenida no le son imputables. Para ello, el concesionario debe probar que existió un evento de fuerza mayor o que la interrupción del suministro se originó en una causa atribuible al usuario del servicio.

En lo que se refiere a la acreditación de la fuerza mayor,

surgirán las principales complicaciones, pues el concesionario debe probar que se trata de un hecho extraordinario (por su magnitud, oportunidad u origen), imprevisible (en circunstancias normales) e inevitable (como antes señaláramos, tomando en cuenta el estado del arte y de la ciencia, así como la relación entre el costo de los elementos de contención o mitigación de la fuerza mayor y la probabilidad de su ocurrencia).

No existe una regla invariable que pueda ser trasladada de manera automática a los supuestos impeditivos para analizar si determinado evento constituye una causal de fuerza mayor, salvo cuando la inevitabilidad del riesgo es patente. No obstante, consideramos que algunos supuestos podrían ser calificados como causas no imputables con menor dificultad que otros. □

Notas

- 1 Aprobada por Decreto Ley N° 25E44.
- 2 Aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- 3 Aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- 4 Vid. Felipe Osterling Parodi. En: Código Civil. Exposición de Motivos y Comentarios. Tomo V, p. 440.
- 5 Ibid., pp. 440-442.
- 6 Vid. Arturo Valencia Zea, Derecho Civil, Tomo III, De las Obligaciones, Editorial TEMIS Bogotá, 1975, p. 201.
- 7 Además de las interrupciones programadas.
- 8 Vide, Gustavo Palacio, Las Obligaciones en el Derecho Civil Peruano, Lima Setator 1960; Cazeaux, Lecciones de

- Derecho Civil, Buenos Aires 1970, Fernando de Trazegnies, La Responsabilidad Extracontractual, Tomo I, Lima 1988; Felipe Osterling, op.cit.; y Arturo Valencia Zea, op.cit.
- 9 Marienhoff, Tratado de Derecho Administrativo, Tomo III, Abeledo Perrot, Buenos Aires 1995, p. 365.
 - 10 Arturo Valencia Zea, op.cit., p. 291.
 - 11 De Trazegnies, op.cit., Lima 1988.
 - 12 Citado por Jorge Eugenio Castañeda, Instituciones del Derecho Civil: El Derecho de las Obligaciones, Tomo II, Lima, UNMSM 1963, p. 121.
 - 13 Arturo Valencia Zea, op.cit., p. 292.
 - 14 Cristóbal Montes, El incumplimiento de las Obligaciones, Madrid 1988.
 - 15 Miguel Angel Bercaitz, Teoría General de los Contratos Administrativos, Edic. de Palma, Buenos Aires, 1980, p. 578.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL
COMITÉ NACIONAL ARGENTINO

II REUNIÓN INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

Identificación del Trabajo AR-03/D
Lima, Perú, Agosto de 2001

COMPENSACIÓN A USUARIOS – EXCEPCIONES: CASOS DE FUERZA MAYOR

Autor/es: MÓNICA PASCUAL- LICENCIADA EN SISTEMAS
Entidad: ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

PALABRAS-CLAVE

Distribución – Regulación –
Calidad de Servicio Técnico – Compensación
usuarios –
Casos de Fuerza Mayor

DATOS DEL AUTOR RESPONSABLE

Nombre: Mónica Pascual
Depto: Distr. Y Comerc. E. Eléctrica
Dirección: Suipacha 617 – Bs. As.
Teléfono: (54-11) 4328-8080
Fax: (54-11) 4328-8080
E-Mail: mpascual@enre.gov.ar

RESUMEN.

EL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD de Argentina (E.N.R.E.), realiza un control por resultados de la prestación del servicio de las distribuidoras sujetas a concesión nacional.

Uno de los aspectos controlados es la calidad del servicio técnico (interrupciones de suministro).

Las interrupciones que superan los límites establecidos en los contratos de concesión, conllevan compensaciones por medio de bonificaciones en la facturación a los usuarios que hubieran recibido mala calidad de servicio en el semestre analizado.

Durante la primera etapa de control, desde un año después de la toma de posesión de las distribuidoras, y durante los siguientes 3 años, la calidad del servicio técnico fue controlada mediante indicadores globales a nivel de empresa.

Los indicadores utilizados son los siguientes:

FMIT : Frecuencia media de interrupción por transformador instalado.

TTIT : Tiempo total de interrupción por transformador instalado.

FMIK : Frecuencia media de interrupción por kVA instalado.

TTIK : Tiempo total de interrupción por kVA instalado.

Las interrupciones invocadas con causal de fuerza mayor por parte de las distribuidoras y aceptadas como tales por el ENRE, fueron excluidas del cálculo de indicadores.

Las penalizaciones calculadas por la energía no suministrada, fueron acreditadas a los usuarios en forma proporcional a su consumo, independientemente de si hubieran o no tenido interrupciones de servicio.

A partir del comienzo de la Etapa 2 de control (septiembre de 1996), la calidad de servicio técnico, es controlada a nivel de cada usuario.

Los límites establecidos para esta etapa en los contratos de concesión son, dependiendo del tipo de usuario: AT, MT y BT pequeñas, medianas y grandes demandas, por:

- Frecuencia de interrupciones (interrupciones por semestre) y por
- Tiempo máximo por interrupción (horas por interrupción).

En este contexto los casos invocados con causal de fuerza mayor por las distribuidoras y aceptados como tales por el ENRE, juntamente con las interrupciones de servicio de duración menor o igual a 3 minutos definidas en los contratos de concesión, constituyen las únicas excepciones al cálculo de bonificaciones por mala calidad de servicio.

El objetivo del presente informe técnico es el de analizar las presentaciones realizadas por las distribuidoras de las interrupciones con invocación de causal de fuerza mayor desde el inicio de la Etapa 2 de Control, en la que, como ya se dijo, se controla la calidad a nivel de cada usuario, y durante tres años y medio, tanto en el número de casos presentados como en el tipo de causal invocada, a los fines de evaluar su evolución.

Para realizar este estudio se tomarán los datos registrados en el ENRE, en las respectivas bases de datos de casos de fuerza mayor: los presentados por las distribuidoras y los aceptados o rechazados por el Ente, durante los primeros 7 semestres de la Etapa 2 de Control (Septiembre/96 – Febrero/00).

Los resultados que se esperan obtener del estudio a realizar mostrarán la tendencia que han seguido las Distribuidoras en sus presentaciones tanto en la cantidad de casos presentados como en el tipo de causal

invocada. Asimismo se tendrá una gráfica de los criterios seguidos por el Regulador para la aceptación o rechazo de los mismos.

COMPENSACIÓN A USUARIOS – EXCEPCIONES: CASOS DE FUERZA MAYOR.

Sumario: 1. Introducción. 2. Desarrollo. 2.1. Proyección de la cantidad de casos presentados. 2.2 Causales de fuerza mayor. 2.2.1. Solicitud del cliente. 2.2.2. Otros. 2.2.3. Condiciones climáticas extremas. 2.3. Aceptación y rechazo de los casos invocados. 3. Conclusiones.

1. INTRODUCCIÓN.

El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD de Argentina realiza un control por resultados de la prestación del servicio de las distribuidoras sujetas a concesión nacional.

Uno de los aspectos controlados es la calidad del servicio técnico (interrupciones de suministro).

Las interrupciones que superan los límites establecidos en los referidos contratos de concesión, conllevan compensaciones por medio de bonificaciones en la facturación, a los usuarios que hubieran recibido mala calidad de servicio en el semestre analizado.

Durante la primera etapa de control, desde un año después de la toma de posesión de las distribuidoras, y durante los siguientes 3 años, la calidad del servicio técnico fue controlada mediante indicadores globales a nivel de empresa.

Los indicadores utilizados son los siguientes:

FMIT : Frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio).

TTIT : Tiempo total de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio).

FMIK : Frecuencia media de interrupción por kVA instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio).

TTIK : Tiempo total de interrupción por kVA instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio).

Los límites de calidad de servicio técnico de la etapa 1, están desagregados a nivel de interrupciones internas a la empresa y externas a la misma. Los valores correspondientes se muestran en las Tablas 1 y 2.

Las interrupciones invocadas con causal de fuerza mayor por parte de las distribuidoras y aceptadas como tales por el ENRE, fueron excluidas del cálculo de indicadores.

Las penalizaciones calculadas por la energía no suministrada, fueron acreditadas a los usuarios en forma proporcional a su consumo, independientemente de si hubieran o no tenido interrupciones de servicio.

A partir del comienzo de la Etapa 2 de control (septiembre de 1996), la calidad de servicio técnico, es controlada a nivel de cada usuario.

Los límites establecidos para esta etapa en los contratos de concesión son: frecuencia de interrupciones (interrupciones por semestre) y tiempo máximo por interrupción (horas por interrupción), dependiendo del tipo de usuario: AT, MT y BT: pequeñas, medianas y grandes demandas. Los valores correspondientes se muestran en las Tablas 3 y 4.

En este contexto los casos invocados con causal de fuerza mayor por las distribuidoras y aceptados como tales por el ENRE, juntamente con las interrupciones de servicio de duración menor o igual a 3 minutos definidas en los contratos de concesión, constituyen las únicas excepciones al cálculo de bonificaciones por mala calidad de servicio.

Dado los actuales límites admisibles en tiempo y frecuencia de las interrupciones, discriminados por tarifa, de acuerdo al contrato, los casos de fuerza mayor pueden definir si el usuario percibe o no dicha bonificación.

Ambos límites, para cada tipo de tarifa, se analizan en forma conjunta. Es decir que el primer límite admisible de calidad de servicio técnico que es sobrepasado (tiempo o frecuencia), dispara automáticamente la bonificación al usuario, independientemente del valor del otro indicador.

Por lo tanto si la interrupción que dispara la bonificación es invocada con causal de fuerza mayor y aceptada por el ENRE, puede significar que el usuario no reciba la compensación por el servicio interrumpido.

Como contrapartida, el efecto de la aceptación o rechazo de un caso (una interrupción) presentado, no modifica sustancialmente el monto de las penalizaciones para la distribuidora, en particular en Baja Tensión.

Por este motivo las distribuidoras han ido centrando sus esfuerzos hacia la presentación de los casos más relevantes, Media y Alta Tensión, que involucran más cantidad de usuarios o mayor consumo de energía y erogaciones más elevadas para las empresas en caso que el ENRE no los acepte como originados en causales de fuerza mayor.

En el presente trabajo se pretende analizar las presentaciones realizadas por las distribuidoras de las interrupciones con invocación de causal de fuerza mayor desde el inicio de la Etapa 2 de Control, en la que se controla la calidad a nivel de cada usuario, y durante tres años y medio, tanto en el número de casos presentados como en el tipo de causal invocada, a los fines de evaluar su evolución.

Para realizar este estudio se tomarán los datos registrados en el ENRE, en las respectivas bases de datos de casos de fuerza mayor: los presentados por las distribuidoras y los aceptados

o rechazados por el Ente, durante los primeros 7 semestres de la Etapa 2 de Control (Septiembre/96 – Febrero/00).

Los resultados que se esperan obtener del estudio a realizar mostrarán la tendencia que han seguido las Distribuidoras en sus presentaciones, tanto en la cantidad de casos presentados como en el tipo de causal invocada. Asimismo se representará en gráfica los criterios seguidos por el Regulador para la aceptación o rechazo de los mismos.

2. DESARROLLO.

El E.N.R.E. realiza un control por resultados de la prestación del servicio de las 3 distribuidoras sujetas a concesión nacional, las que, a los fines de este estudio denominaremos A, B y C.

De las presentaciones realizadas por las distribuidoras de las interrupciones de servicio con invocación de causal de fuerza mayor, dentro de los 7 semestres en estudio, se analizan 3 variables:

- La cantidad de casos presentados.
- La causal invocada.
- La aceptación o rechazo por parte del E.N.R.E. de los casos invocados.

2.1. Proyección de la cantidad de casos presentados.

El control de la calidad del servicio técnico, de acuerdo a los contratos de concesión es realizado en forma semestral.

Considerando los semestres en estudio y las presentaciones realizadas por las 3 distribuidoras, los valores totales por semestre varían entre 900 y 2100 casos. El detalle de cantidad de casos presentados por distribuidora y por semestre se muestra en la Tabla 6.

Analizados los primeros 7 semestres, la tendencia pareciera estabilizarse, cercana a los 1000 casos presentados totalizando las 3 distribuidoras.

Los semestres 8º y 9º, muestran un incremento notable, llegando el último a duplicar los valores de tendencia de los primeros 7. Los Gráficos 1 y 2 muestran estos valores en líneas y barras respectivamente.

Si bien el control de la calidad de servicio técnico es semestral, las presentaciones correspondientes a la invocación de causales de fuerza mayor, se realizan mensualmente de acuerdo a lo establecido en la Res. ENRE N° 527/96.

En la referida Resolución se dispone que las distribuidoras deben presentar al ENRE, “ todas las pruebas conducentes al encuadramiento bajo la figura de Caso Fortuito o de Fuerza Mayor de las interrupciones habidas en el mes calendario anterior, acompañando la documental e identificando cada una de ellas con la Carátula y en la forma prevista en el Subanexo N°1”...

La forma prevista, a la que se refiere la disposición citada, consiste en una base de datos diseñada por el ENRE para la presentación de casos, tanto en soporte magnético como con la impresión de cada uno de ellos, provista por la misma base de datos.

Estas bases de datos se utilizan para todo el intercambio de información con las distribuidoras relacionado con los casos de fuerza mayor:

- Invocación de las distribuidoras.
- Dictámen legal del ENRE.
- Descargo de las distribuidoras.
- Resolución y orden de cálculo de bonificaciones a usuarios.

El Gráfico 3, muestra la evolución de la cantidad de casos presentados por las tres distribuidoras en el período en estudio, mostrando como resultado

- El perfil de cada una.
- El total mensual.
- La línea de tendencia sobre el total.

En este gráfico la tendencia de aumento en la presentación de casos por parte de las distribuidoras es más evidente, en particular en el último semestre del año 2000 y los primeros meses del 2001.

2.2. Causales de fuerza mayor.

La catalogación de las causales de invocación de fuerza mayor, se definen en el Anexo de la Res. ENRE N° 527/96 – “Base metodológica para el control de la calidad del servicio técnico – Etapa 2” – Subanexo 1: ” Interrupciones por causas de fuerza mayor”. (Tabla 5).

Genéricamente las causales se agrupan en:

- Hecho de terceros: Vandalismo, barriletes, boleadoras, alambres, cables telefónicos, trabajos en la vía pública, embestidas, podas.
- Hechos de la naturaleza: Condiciones climáticas extremas: vientos, inundaciones, temperaturas, descargas atmosféricas.
- Incendio.
- Solicitud del cliente.
- Autorizado u ordenado por el ENRE u autoridad competente.
- Afectación de instalaciones subterráneas: Por obstrucción de desagües o por rotura de desagües o ductos de agua.
- Otros

El análisis de las causales invocadas por las 3 distribuidoras durante los primeros 7 semestres analizados de la etapa 2 del control de la calidad de servicio técnico, revela que el 75% de los casos, se encuentra concentrado en 3 causales:

- Código 040: solicitado por el cliente (33 %).
- Código 070: otros (30%).
- Código 024: condiciones climáticas extremas (12%).

El Gráfico 4 muestra el porcentaje que cada causal representa sobre la cantidad de casos presentados por las tres distribuidoras en el período estudiado.

En el Gráfico 5 se puede observar cuál es la participación de cada una de las distribuidoras por causal en el total acumulado.

De la comparación de la Tabla 5 – Tabla de códigos de causas y el Gráfico 5 –Acumulado total de invocaciones por causal y por distribuidora, surge que la causal 023- Condiciones climáticas extremas -Temperaturas, nunca ha sido invocada.

Como referencia, la definición de temperatura extrema, se encuentra en el Anexo a la Res ENRE 527/96, Punto 2.4 – Interrupciones por causas de fuerza mayor, que expresa: “ Se considerará, de pleno derecho, que hubo fuerza mayor en los siguientes casos de interrupciones en el suministro de electricidad:

2) Cuando sean consecuencia de temperaturas superiores a los +45°C, o inferiores a los -10°C,”...

2.2.1. Solicitud del cliente.

El pedido a la distribuidora de un corte de suministro por parte del usuario constituye la causal de mayor invocación. Generalmente son usuarios MT o AT, que requieren el corte por mantenimiento en sus instalaciones.

La solicitud de corte de suministro por parte de un usuario, no cumple con las definiciones, alcances y efectos del caso fortuito o de fuerza mayor, establecidos en el Art. 514 del Código Civil Argentino, cuya definición expresa :” Caso fortuito es el que no ha podido preverse, o que previsto, no ha podido evitarse”.

Si bien no es estrictamente un caso fortuito o de fuerza mayor, resulta importante considerar esta situación.

Los contratos de concesión establecen una bonificación a los usuarios por apartamiento a los límites admisibles de calidad, tanto en frecuencia como en tiempo.

El usuario solicita un corte de suministro y la distribuidora invoca esta causal para excluir la interrupción del cálculo de bonificación a ese usuario. Si el ENRE rechaza el caso, debidamente documentado, se estaría bonificando al usuario por un corte que él mismo solicitó.

En los casos aceptados, el ENRE sólo excluye a ese usuario del cálculo de bonificaciones, si la interrupción hubiera afectado a más usuarios.

2.2.2. Otros.

Dado que el análisis legal y técnico de las presentaciones de fuerza mayor es casuístico, resulta necesario contar con una causal que abarque aquéllas no codificadas.

Dentro de esta causal, las distribuidoras incluyen las interrupciones originadas en fallas de generación y en la red de Transporte.

En el comienzo de la etapa 2, no se definió una causal especial para estos casos, dado que la Res. ENRE N° 527/96, en su punto 2.3 define:

“ Interrupciones originadas en el sistema eléctrico externo a la DISTRIBUIDORA: “Las interrupciones con origen en el sistema externo de la DISTRIBUIDORA serán consideradas para el cálculo de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico.

La DISTRIBUIDORA no podrá invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por incumplimiento de las normas de Calidad de Servicio establecidas en el Contrato de Concesión, dado que es de su competencia realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del Servicio Público, conforme a los niveles de calidad establecidos.”

La excepción a esta definición es la invocación del caso de fuerza mayor para el transporte, donde su vinculación con la distribución es indudable.

Las causales invocadas en transporte son:

- Sabotaje.
- Incendios.
- Hechos de la naturaleza.

2.2.3. Condiciones climáticas extremas.

Esta causal es la tercera en el total de frecuencia de invocación y la que por su origen en hechos de la naturaleza, tiene claras cualidades de imprevisible e inevitable para las distribuidoras.

Sin embargo, lo que resulta más laborioso tanto para la invocación por parte de las distribuidoras, como para el análisis técnico-legal del ENRE, es la definición del área de influencia del fenómeno y la vinculación con las instalaciones y los usuarios afectados.

2.3. Aceptación y rechazo de los casos invocados.

De acuerdo a lo establecido en la Res ENRE N° 527/96: “El ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD pondrá en conocimiento de la DISTRIBUIDORA las interrupciones a cuyo respecto proceda el rechazo de las causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor invocadas. La DISTRIBUIDORA podrá, dentro de los diez días de notificada de la resolución anterior, presentar su descargo.”

El Gráfico 6, muestra la cantidad de casos totales aceptados, por distribuidora y por semestre, luego de analizado el descargo presentado por las empresas.

El Gráfico 7 analiza la información en forma mensual.

3. CONCLUSIONES.

- Existe un incremento en la cantidad de casos presentados por las distribuidoras, invocando causal de fuerza mayor, solicitando la exclusión de dichas interrupciones del cálculo de

bonificaciones a usuarios por apartamiento a los límites admisibles de calidad de servicio técnico.

- Dada la magnitud que puede tener una interrupción por fuerza mayor en el transporte, resulta conveniente incorporarla como una causal independiente y con codificación propia, de forma tal que permita su posterior apreciación y estudio.
- En cuanto a la causal “Solicitud de cliente”, es recomendable escindir su tratamiento de los casos de fuerza mayor. Para este grupo de interrupciones, será necesario una metodología “ad-hoc”, para el análisis de los casos y la documentación respaldatoria necesaria para su aprobación, como excepción al cálculo de bonificaciones.

Bibliografía:

- Resolución ENRE N° 527/96.
- Contratos de Concesión de las Distribuidoras EDENOR SA, EDESUR SA y EDELAP SA
- LATRÓNICO, Susana y VIGNOLO, Patricia: “La Distribución. Control de Calidad de Servicio Técnico”. Revista CIER N° 26.
- PASCUAL, Mónica: “Bases de Datos de Fuerza Mayor”. Trabajo presentado para el Congreso CIER 2000 “Tecnología, Negocios y Regulación en el Sector Eléctrico”.

.....
Curriculum Vitae – Mónica Pascual:

Licenciada en Sistemas, Investigador Operativo y Calculista Científico. Egresada de la Universidad C.A.E.C.E. (Centro de Altos Estudios en Ciencias Exactas). Profesional Senior del Depto. de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica del ENRE. Ex-Analista Senior de la Dirección de Planeamiento de EDENOR., Ex-Analista Senior del Proyecto de Ingeniería de Sistemas de Dist.. de la Sec. de Energía y Ex-Analista Senior de Planeamiento del Sistema Eléctrico de SEGBA.

ANEXOS

TABLAS

Límites de Calidad de servicio técnico. Etapa 1.

Tabla 1 - Interrupciones internas : (Fallas debidas a equipos e instalaciones de la distribuidora).

Sub-etapa	TTIT	TTIK	FMIT	FMIK
1	12	7	3	1.9
2	9.7	5.8	2.5	1.6
3	7.8	4.6	2.2	1.4

Tabla 2 - Interrupciones externas (Fallas debidas al sistema de generación y transporte).

Sub-etapa	TTIT	TTIK	FMIT	FMIK
1	20	20	5	5
2	12	12	3	3
3	6	6	2	2

Límites de Calidad de servicio técnico. Etapa 2.

Tabla 3 - Frecuencia de interrupciones (interrupciones por semestre):

Tipo de usuario	frecuencia
-----------------	------------

AT	3
MT	4
BT (Tarifa 3)	6
BT (Tarifa 1 y 2)	6

Tabla 4 - Tiempo máximo por interrupción (horas por interrupción):

Tipo de usuario	Tiempo
AT	2
MT	3
BT (Tarifa 3)	6
BT (Tarifa 1 y 2)	10

Tabla 5: Tabla de Códigos de Causas

Causal	Descripción
011	Terceros - Vandalismo
012	Terceros - Barriletes
013	Terceros - Boleadoras
014	Terceros - Alambres
015	Terceros - Cables Telefónicos
016	Terceros - Trabajos en la vía pública
017	Terceros - Embestidas
018	Terceros - Poda
021	Condiciones Climáticas Extremas - Vientos
022	Condiciones Climáticas Extremas - Inundaciones
023	Condiciones Climáticas Extremas - Temperaturas
024	Condiciones Climáticas Extremas - Descargas Atmosféricas
030	Incendio
040	Solicitado por el cliente
050	Autorizado/ordenado por ENRE o autoridad competente
061	Afectación instalaciones subterráneas - Obstrucción de desagües
062	Afectación instalaciones subterráneas - Filtración por rotura de desagüe o ducto de agua
070	Otros

Tabla 6 – Cantidad de casos presentados por semestre

semestre	A	B	C	total
1	723	199	71	993
2	849	309	51	1209
3	1124	407	86	1617
4	651	318	55	1024
5	933	377	21	1331
6	530	320	94	944
7	501	348	84	933
8	578	588	94	1260
9	812	1207	126	2145
total	6701	4073	682	11456
%	58	36	6	

GRAFICOS

GRAFICO 1-

Fuerza Mayor - Casos presentados por semestre por distribuidora y total

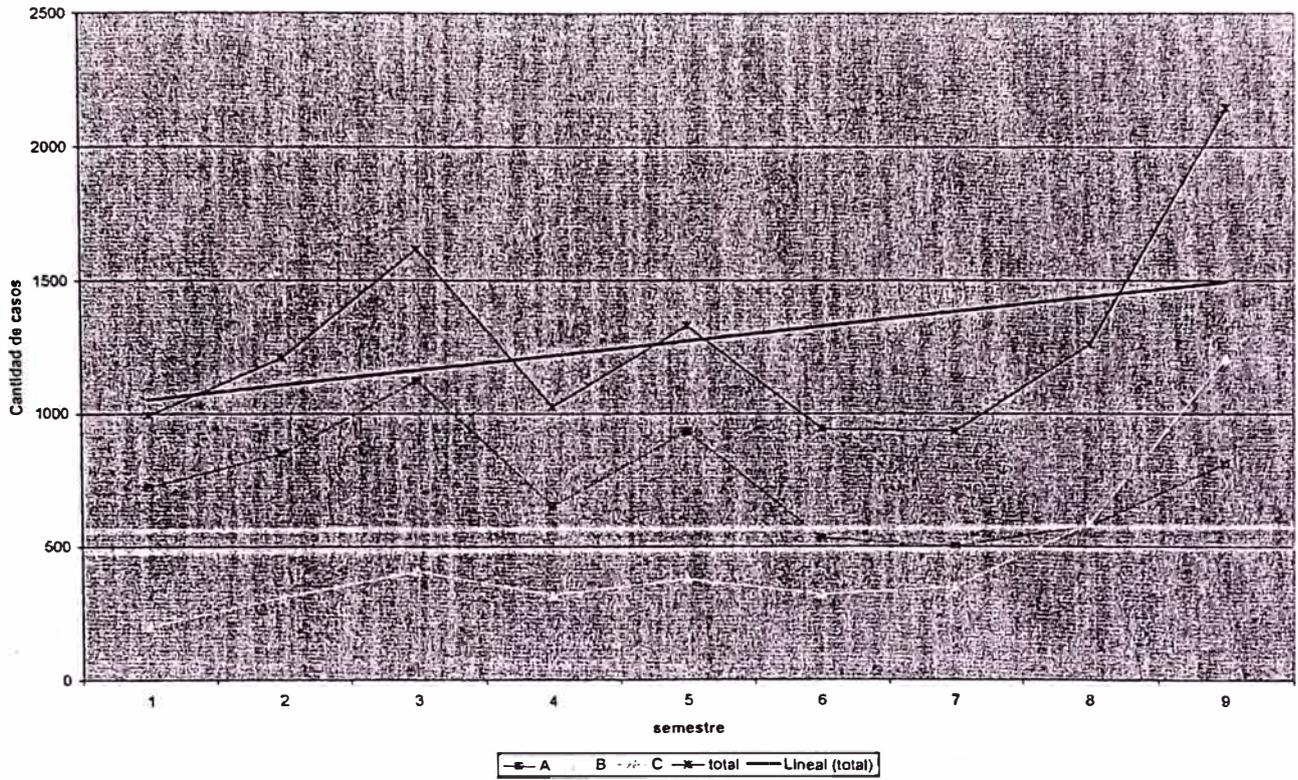


GRAFICO 2

Fuerza Mayor - Cantidad de casos acumulados por semestre

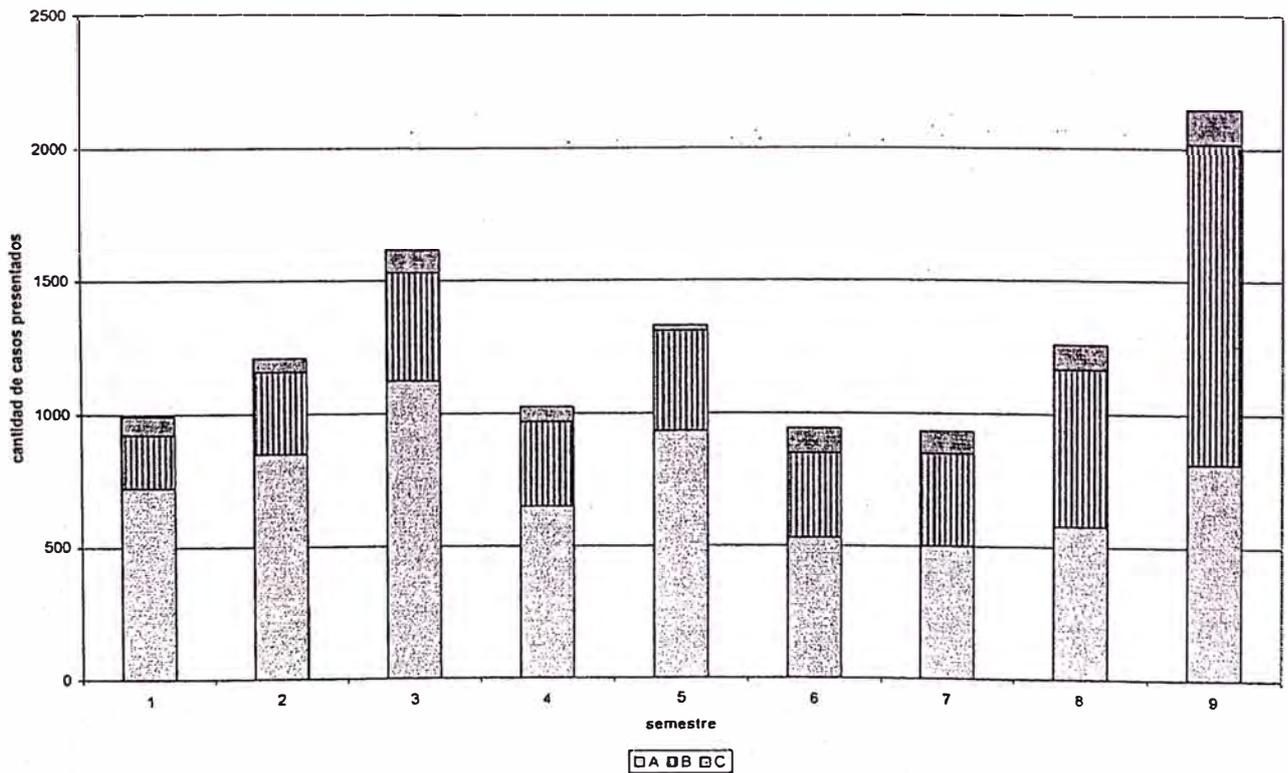


GRAFICO 3

Casos de Fuerza Mayor presentados por mes

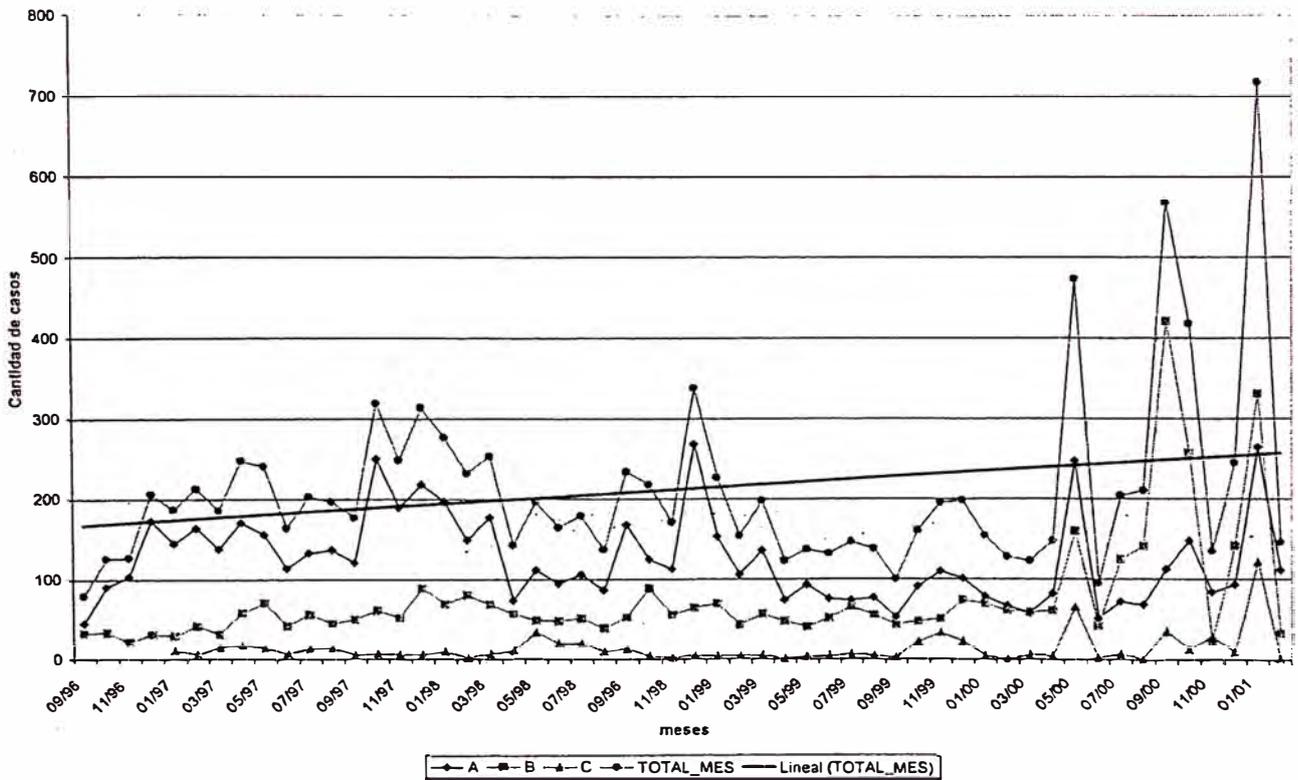


GRAFICO 4

Porcentaje total por causal

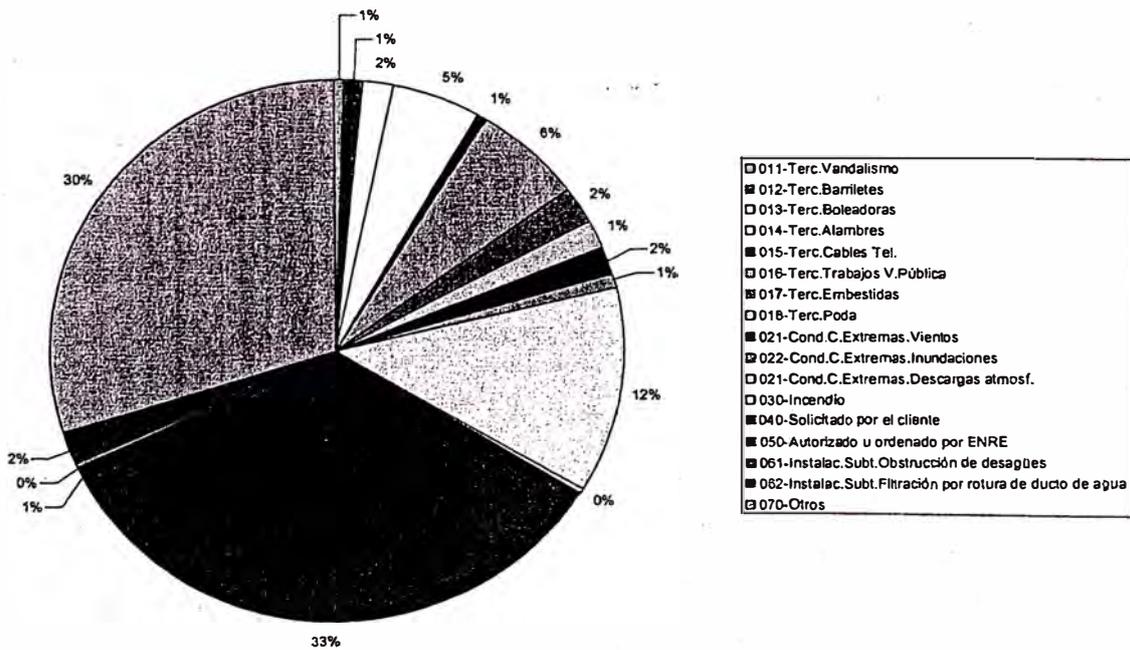


GRAFICO 5

Acumulado total de invocaciones por causal y por distribidora

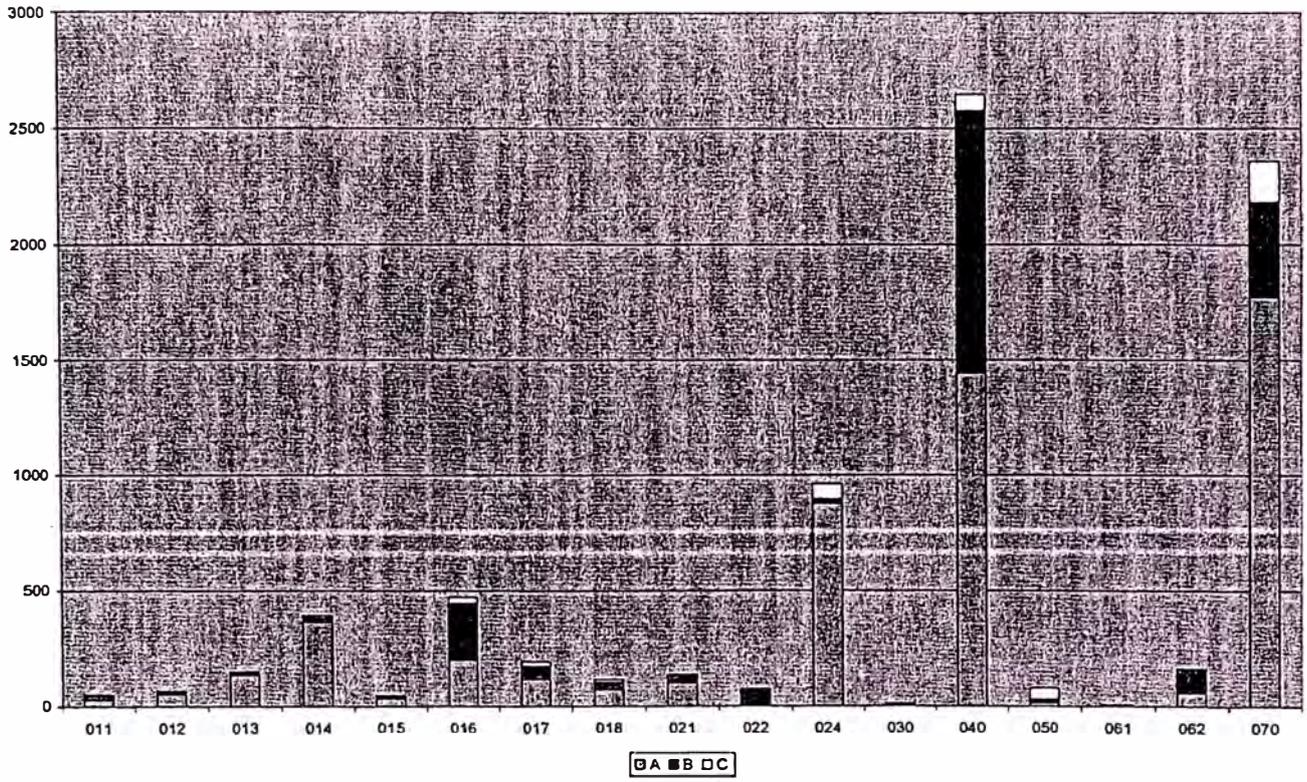


GRAFICO 6

Casos aceptados por el ENRE, por distribidora y total por semestre

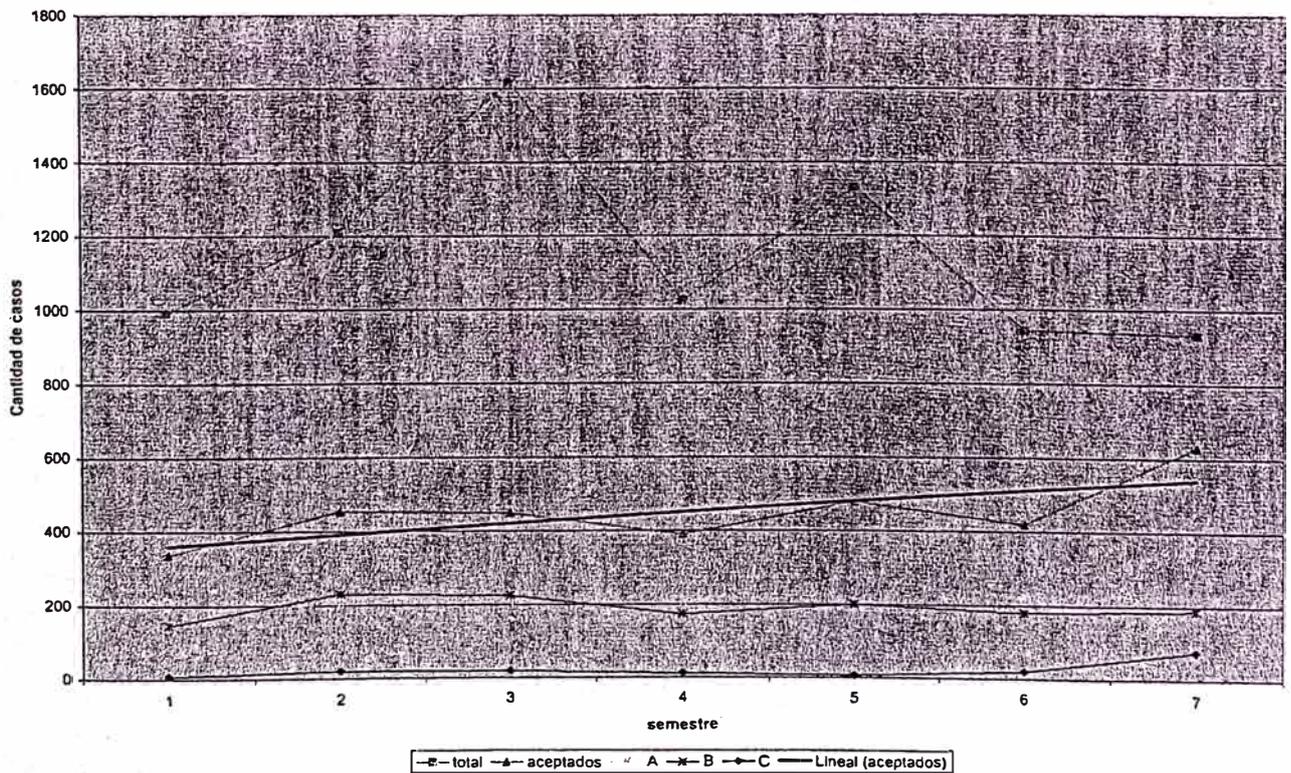
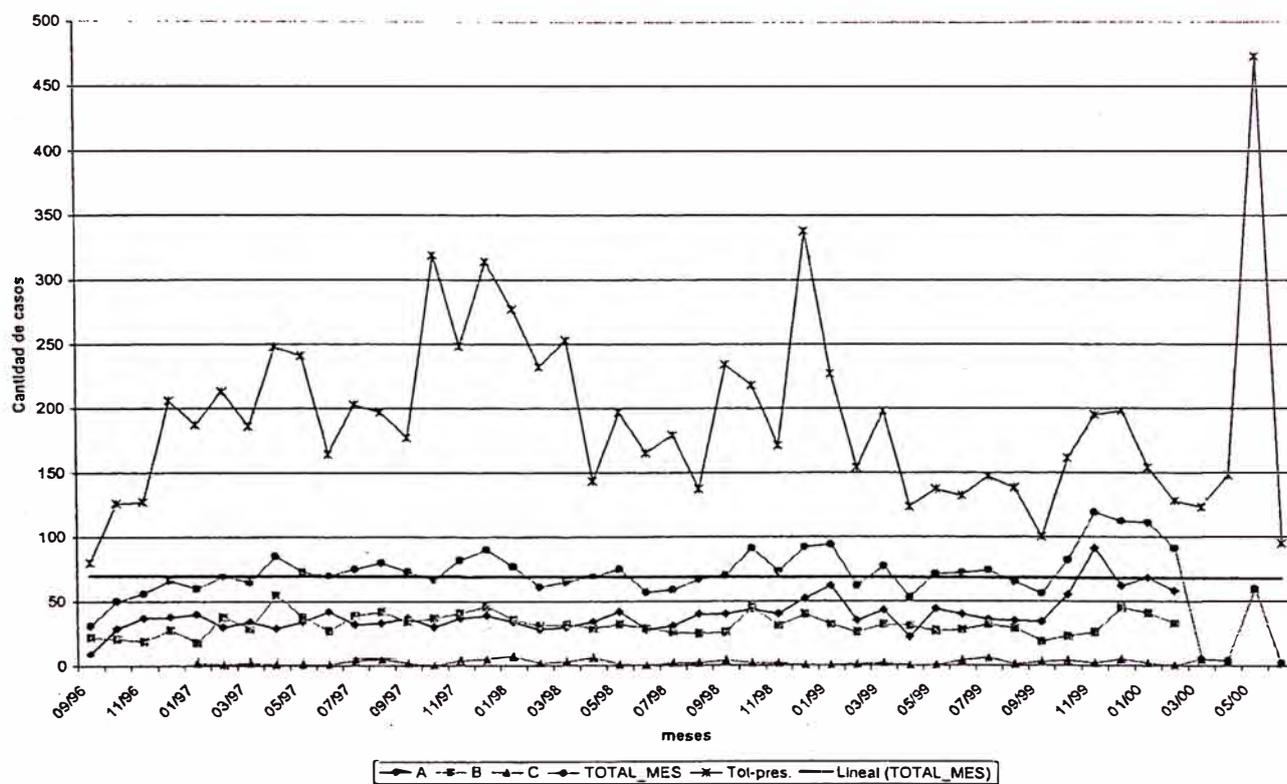


GRAFICO 7

Casos aceptados por mes, por distribuidora y total



18th World Energy Congress
Buenos Aires – Argentina – 21- 25 October, 2001-04-18

PAPER

LOS PROBLEMAS DE SEGUNDA GENERACION
EN LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO EN ARGENTINA

JUAN ANTONIO LEGISA

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), Argentina

Abril 2001

1. Introducción

La tradición anglosajona en materia de regulación económica es más antigua que la correspondiente a los países latinos, inclusive la aceptación por parte de la sociedad no es fácil en estos últimos, creándose en muchas oportunidades confusiones de diversa índole. Otro tanto ocurre en el sistema político que, aún siendo quien aprobó la existencia de la regulación económica, se resiste a darle a los organismos que deben cumplir con tal misión, la autonomía imprescindible para que ellos puedan cumplir plenamente con tales funciones.

La misión principal del regulador consiste en actuar en defensa del usuario. A ello debe agregarse un concepto temporal y un concepto concurrencial.

El primero se refiere a que no solamente los intereses del usuario en el corto plazo deben ser adecuadamente protegidos: precios, calidad del servicio, abastecimiento seguro, previsibilidad, etc. sino que también debe asegurarse que estas condiciones se den en el futuro (mediano y largo plazo) en un contexto variable donde, en general para los países en vías de desarrollo, se requerirá un abastecimiento bastante mayor a menor precio y con calidad creciente. Ello deberá hacerse para mejorar la productividad, la competitividad, la calidad de vida de la población y requerirá, desde un primer momento, la observación de las inversiones de manera que también se proteja al usuario futuro, particularmente en un sector como el de la energía eléctrica, de fuerte intensidad de capital y necesidad de inversiones continuas y debidamente anticipadas

El aspecto concurrencial, tan difícil de abordar en un sector con fuertes, y en ciertos segmentos inevitables, características monopólicas, implica asegurar la competencia allí donde sea posible y la entrada de nuevos actores, así como la emulación de la competencia en los segmentos monopólicos.

A la pregunta: ¿cuándo comienza la segunda generación en una nación que ha producido transformaciones recientes?, no resulta fácil darle una respuesta clara y contundente.

En efecto, no es posible establecer la existencia de una fecha precisa que permita establecer cuando se produce el cambio de uno a otro período. Tampoco parece muy importante, salvo para una discusión académica, determinarlo. Sin embargo, existe un conjunto de hechos, algunos previsibles y otros no, que caracterizan la transición y sitúan el pasaje de una a otra "generación" en un intervalo de tiempo más o menos fácil de acotar; en realidad son cambios cualitativos, casi siempre de diversa índole, los que implican el pasaje de uno a otro estadio.

Tampoco debe pensarse que, habiendo entrado en la segunda generación, ello implica solamente considerar nuevos problemas debido a la misma, ya que, los problemas observados en el diseño original del sistema así como los que se van produciendo durante la primer etapa deberán ser corregidos en la segunda, sea con "fine tuning" o con medidas drásticas.

Por otra parte, el horizonte de mediano y largo plazo, analizado con visión prospectiva, debe inducir a la adopción de medidas de previsión en función de la situación esperable en los años horizonte tratando que el sendero de desarrollo del sector sea con "soluciones robustas" lo menos sensibles a las variaciones que se vayan registrando tanto en la economía como en el sector energético.

La falta de escenarios alternativos donde debe preverse todo lo que puede pasar, aún cuando sean sucesos de baja probabilidad, obliga a correr riesgos que luego se pueden pagar muy caro y el sector eléctrico demanda, a diferencia de otros donde el riesgo aceptable es mayor, considerar todas las situaciones posibles y actuar de manera mucho más conservadora ya que la sensibilidad de la sociedad frente al desabastecimiento de energía eléctrica en primer lugar, o el desmesurado encarecimiento, en segundo lugar, es tan elevada que los problemas sectoriales se transforman en problemas políticos donde la lógica del tratamiento difiere sustancialmente del análisis técnico económico.

Es por ello que, en función de la experiencia obtenida, desde comienzos de la década de los años 90, con las enormes transformaciones del sector eléctrico argentino, hemos querido relatar sus principales rasgos, las experiencias de la primera y la transición hacia la segunda.

2. La transformación

La gran transformación del sector eléctrico iniciada a comienzos de la pasada década en la Argentina se caracterizó por dos cuestiones: (a) la necesidad ante graves problemas de oferta (principalmente en generación y distribución); y (b) fue producto de un amplio consenso del cual formó parte la discusión teórica imperante a fines de la década del 80 y a principios de la del 90. Todo ello en un grave problema de abastecimiento y desorden empresarial y financiero.

El factor acelerador del cambio fue la grave crisis que atravesó el sector en el verano de 1988/1989 como resultado de muchos años de sucesivos desaciertos en la administración estatal del sector y sus empresas que estaban en manos del Estado desde la época de las nacionalizaciones (en época de la II Guerra Mundial), y que fue muy positiva por más de tres décadas.

La actividad del sector eléctrico, hasta el momento de su transformación, y de la cual la privatización de activos estatales es solo una parte, se concentraba principalmente en tres empresas públicas de propiedad estatal (Segba, Agua y Energía Eléctrica, e Hidronor), dos empresas binacionales (Salto Grande y Yacretá), y una de generación nucleoeléctrica (Atucha).

La capacidad instalada en el sector ascendía a los 15.600 MW en el año 1991, existiendo una capacidad de reserva del orden del 44% para responder a las necesidades del sistema. La demanda máxima de potencia alcanzó en dicho año los 8.800 MW.

Si bien la situación de reserva era teóricamente satisfactoria en términos generales, la eficiencia del parque instalado de generación era baja. En efecto, el índice de indisponibilidad térmica (como medida de eficiencia del parque térmico generador) alcanzó su valor máximo de 52% el año 1992, lo que llevó a cortes rotativos diarios de la demanda, particularmente en la ciudad de Buenos Aires, por largos periodos de tiempo.

En cuanto a la demanda de energía eléctrica, siguió su tendencia creciente alcanzando los 42.000 GWh en 1991, pero con la presencia de mayores niveles de pérdida de energía (22% en promedio para el mismo año), explicados tanto por las derivadas de las características propias de la transmisión y distribución de energía, o pérdidas técnicas, como por el crecimiento de las "pérdidas no técnicas" vinculadas al hurto de energía realizado por una buena parte de la población que estaba en condiciones precaria o por cuestiones culturales (el no pago).

El financiamiento del sector era muy deficiente, tanto por la baja generación interna de fondos como por las dificultades para el endeudamiento. La generación interna de fondos era reducida por equivocadas políticas antiinflacionarias, que no permitían adecuar las tarifas a la constante evolución de costos como por los bajos y lentos niveles de facturación. A todo ello debe sumarse un desorden institucional, un manejo politizado de las empresas, y los frecuentes cambios en la conducción de las empresas y del sector

La sanción y promulgación de la ley 23.696 de Reforma del Estado y la 23.697 de Emergencia Económica en 1989 institucionalizaron la decisión de abandonar el papel del estado empresario, para asumir el papel de diseñador de políticas, regulador de actividades esenciales, y también el de controlar su desenvolvimiento.

En el sector eléctrico, es la Ley 24.065 que conforma junto con la antigua Ley 15.336, el "Marco Regulatorio Eléctrico", la que se constituye en el punto de inflexión de la política del sector, reemplazando los proyectos de ordenamiento por uno de transformación.

Hasta la sanción de esta ley, el sector eléctrico argentino se encontraba estructurado en un esquema de integración vertical, o semivertical, de manera que las empresas integradas actuaban en todos, o varios de los segmentos de la industria eléctrica (generaban, transportaban, y finalmente, distribuían energías a los usuarios).

El Marco Regulatorio Eléctrico asignó la responsabilidad empresaria a los actores privados que se fueron incorporando en todos los segmentos de la industria eléctrica. Como consecuencia de esto, se establece la necesidad de que el Estado actúe como garante de la transparencia de los mercados en competencia (generación). En razón de la transferencia a entidades privadas de los servicios públicos con carácter monopólico (transporte y distribución), la regulación se planteó para crear condiciones de emulación de la competencia, allí donde ésta no era posible.

Esta decisión implicaba definirse en el importante debate, imperante en diversos países, sobre si un sector con características de monopolio natural podía introducir la competencia. Para ello era necesario separar el segmento de la generación, para que actúe en competencia, de los segmentos del transporte y la distribución que, al momento no permitían más que en ciertos niveles de "competencia por comparación" en el caso de la distribución, o competencia para la ampliación de los sistemas de transporte.

En consecuencia, el Estado ha concentrado su accionar en el rol de la regulación de la actividad y el control de las empresas concesionarias privadas, en salvaguarda de los intereses de los usuarios.

La puesta en marcha del proceso de transformación posibilitó activar inversiones privadas que posibilitaron revertir un cuadro de escasez, o de baja calidad, de energía eléctrica por otro de abundancia, y pasar de prestaciones inseguras a servicios confiables, a precios más bajos, respondiendo a criterios económicos.

Debe quedar claro que no todos los problemas del sector quedaron resueltos con la sanción del Marco Regulatorio. Había que trabajar en el diseño de criterios y procedimientos operativos que fueran completando el cuerpo de normas y disposiciones regulatorias para que instalaciones y empresas que funcionaban de acuerdo con el sistema anterior, se adecuaran a los nuevos lineamientos, cuya característica saliente está dada por reglas de mercado de competencia, y, en los segmentos monopólicos, por normas específicas y parámetros de calidad y eficiencia.

Es importante destacar la ubicación institucional del órgano regulador. Creado por Ley de la Nación como organismo autárquico y con plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, el ENRE tiene como mandato ajustar su accionar a los principios y normas del Marco Regulatorio, asegurando la prestación de los servicios en condiciones de confiabilidad, competitividad, igualdad, libre acceso, con tarifas justas y razonables adecuada a la calidad exigible de prestación, protegiendo los derechos de los usuarios y garantizando el suministro a largo plazo.

El hecho de que el Marco Regulatorio haya sido sancionado y promulgado por Ley del Congreso, lo encuadra adecuadamente en el criterio posteriormente sustentado por la Reforma Constitucional de 1994, en cuanto a la necesaria intervención legislativa en la formulación de los marcos regulatorios de los servicios públicos privatizados.

El art. 1° de la Ley 24.065 caracteriza al transporte y la distribución de electricidad como servicios públicos, que se prestan en condiciones de mercado monopólico con usuarios cautivos en los que la regulación determina y controla el precio y la calidad previniendo la ocurrencia de prácticas que configuren abuso de posición predominante en el mercado. En lo que se refiere a las instalaciones, tanto de Transporte como de Distribución, rige el principio de "Libre Acceso" que posibilita que cualquiera puede hacer uso de las mismas sin restricciones ni oposición por parte del titular, pagando los costos correspondientes.

La generación, cualquiera sea su destino, es considerada actividad de interés general, que opera en un mercado de competencia, cuyo funcionamiento se ajusta a las normas legales y a los procedimientos operativos de modo que los generadores reciban una tarifa uniforme para todos, en cada lugar de entrega fijado por el Despacho Nacional de Cargas, calculada con ajuste al costo económico del sistema, considerando el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada. El costo económico está representado por el costo marginal de corto plazo, por lo que reconoce el costo de oportunidad económica del uso racional del combustible o del recurso hídrico.

Otra importante definición de la Ley es que los distribuidores están obligados a suministrar la totalidad de la energía que les sea demandada en el área geográfica de su concesión, no pudiendo alegar falta de suministro. Esta obligación –conjuntamente con un adecuado esquema de precios y tarifas, es la que actúa como garantía para que, de acuerdo a las estimaciones de la evolución de la demanda, se tomen los recaudos correspondientes para que en los segmentos de transporte y distribución, se realicen las inversiones necesarias para asegurar el suministro.

Como se dijo más arriba, la Ley 24.065 ha dispuesto la desintegración vertical de la actividad, limitando la participación de los propietarios de empresas de un segmento en la propiedad de empresas de otro segmento. Las limitaciones alcanzan, también a empresas controladas, y según el caso, controlantes, mediante la tenencia de paquetes accionarios, llegando la prohibición a que las empresas transportistas sean controladas por generadores y distribuidores; ello a fin de evitar eventuales discriminaciones. Al mismo tiempo, los transportistas no pueden realizar actividades de comercialización.

Sin embargo, con previa aprobación del ENRE, dos o más transportistas o dos o más distribuidores pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario. Otro requisito que tiende a garantizar la no constitución de situaciones que configuren posición dominante, es que las acciones de las sociedades que se dediquen a distribución o transporte de energía eléctrica, deben ser nominativas no endosables, y tienen "objeto exclusivo".

Un agente del mercado eléctrico cuya presencia tiene como objetivo propiciar la competencia, es el Gran Usuario, aquél que puede contratar para consumo propio, en forma independiente, su abastecimiento de energía eléctrica con un generador o distribuidor. La reglamentación de los

procedimientos operativos ha ido fijando módulos decrecientes de potencia y energía para acceder a esa categoría de usuario, hasta el valor actual de 30 kW.

El Marco Regulatorio fijó los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

- ❖ Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios
- ❖ Promover la competitividad en producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo
- ❖ Promover el libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios de transporte y distribución
- ❖ Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables
- ❖ Incentivar y efficientizar la oferta y demanda por medio de tarifas apropiadas
- ❖ Alentar las inversiones privadas asegurando la competitividad de los mercados

Cada una de las tres grandes empresas del Estado Nacional fue dividida en unidades de negocios independientes, bajo la forma de sociedades por acciones, siendo el propio Estado Nacional el tenedor inicial del cien por cien de dichas acciones. Esas unidades de negocios debían tener viabilidad económica y las empresas de transporte y distribución fueron concesionadas, estableciéndose cuadros tarifarios iniciales y un régimen de calidad de servicio y sanciones por incumplimiento, contenido todo en los contratos respectivos.

En el caso de las empresas de transporte y distribución, una vez implementado el mecanismo anteriormente descrito, se procedió a vender, en licitación pública internacional, el paquete accionario de control. Este paquete de control es indivisible. Para el caso de la generación térmica, lo que se vendió fueron directamente los activos, y en lo que hace a la generación hidráulica, fue necesario previamente concesionar el uso del recurso hídrico, que siempre es propiedad de la nación y las provincias (se preserva el interés público y los usos prioritarios del recurso hídrico mediante organismos con participación nacional y provincial específicos: el ORSEP, para velar por la seguridad de las presas y la AIJC, para regular el uso del agua.

En un esfuerzo por simplificar los grandes objetivos perseguidos por las nuevas reglas de juego, podemos plantear:

- Competencia directa en la producción, donde el despacho se basa en los mínimos costos y son los generadores más eficientes los que producen recibiendo una retribución correspondiente al costo marginal de corto plazo.
- Competencia en el abastecimiento a los grandes usuarios quienes pueden contratar libremente sus compras de energía.
- Competencia en las ampliaciones del sistema de transporte, que deben ser solventadas por los beneficiarios y adjudicadas por concurso público; y,
- Simulación de competencia en los segmentos regulados, procurando precios (tarifas) comparables a los que se obtendrían si el mercado operara bajo un régimen de competencia.

Como hemos dicho la producción de energía eléctrica opera en condiciones de competencia, y para que el mercado pueda desarrollarse plenamente, la ley ha previsto la entrada de nuevos participantes

sin condicionamientos en el caso de los operadores térmicos, mientras que la generación hidroeléctrica esta sujeta a concesión por las razones arriba expresadas.

La realidad tecnológica de la industria eléctrica impone sin embargo ciertas restricciones a la introducción absoluta de la competencia en todo el sistema. Por ejemplo, la necesidad de igualar oferta con demanda en forma instantánea y la imposibilidad de almacenar el fluido eléctrico lleva a que se deba operar con un despacho centralizado que determina dónde, quién y cuánto se generará al mismo tiempo. Se ha creado para esto una entidad responsable del mercado mayorista: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Sociedad Anónima (CAMMESA) que es la responsable del Organismo Encargado del Despacho (OED).

Es indudable, a la luz de los resultados obtenidos, que la reforma aplicada permitió al país revertir la situación imperante en la pasada década, signada por el déficit de energía eléctrica y la mala calidad del servicio que enfrentaban los consumidores

3. El sector eléctrico hoy

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) abastece el 93% de la demanda del sistema eléctrico argentino, mientras que el sistema patagónico, no vinculado al primero, cubre el 6% de la demanda , y el 1% de los requerimientos de energía restante es abastecido por pequeños sistemas aislados, alejados de los grandes centros de consumo.

El MEM está asociado al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) con 9.670 Kms de líneas de 500 kV y 14.214 Kms de líneas de 132 y 220 kV, que cubren casi toda la extensión del país.

La potencia instalada a diciembre 2000 es de 20.719 MW y representa la siguiente estructura: 50 % térmico; 45% hidráulico y 5% nuclear. La estructura de la generación, por tipo de equipamiento, es de: 45% térmico, 44% hidráulico y 11% nuclear, para un total generado a la misma fecha (diciembre 2000) del orden de 79.000 Gwh, incluyendo la generada para exportación.

Las inversiones llevadas a cabo en el sector generador incorporaron mas de 3200 MW de capacidad instalada de origen térmico provenientes del sector privado. Este hecho, junto con el ingreso de las unidades de Yacyretá y las mejoras del parque existente, posibilitaron la recuperación del sector generador. Los niveles de indisponibilidad térmica, que descendieron al 24% en el 2000, son significativamente menores a los existentes al comenzar este proceso.

Todo ello posibilitó enfrentar los requerimientos de la demanda satisfactoriamente, con el consecuente impacto en los precios del mercado mayorista. El precio monómico (energía más potencia) disminuyó en términos reales, en promedio, un 55% entre los años 1992 y 2000, situándose en 27,4 \$/MWh en el 2000.

FIGURA I
Red de Transporte
(a diciembre 2000)

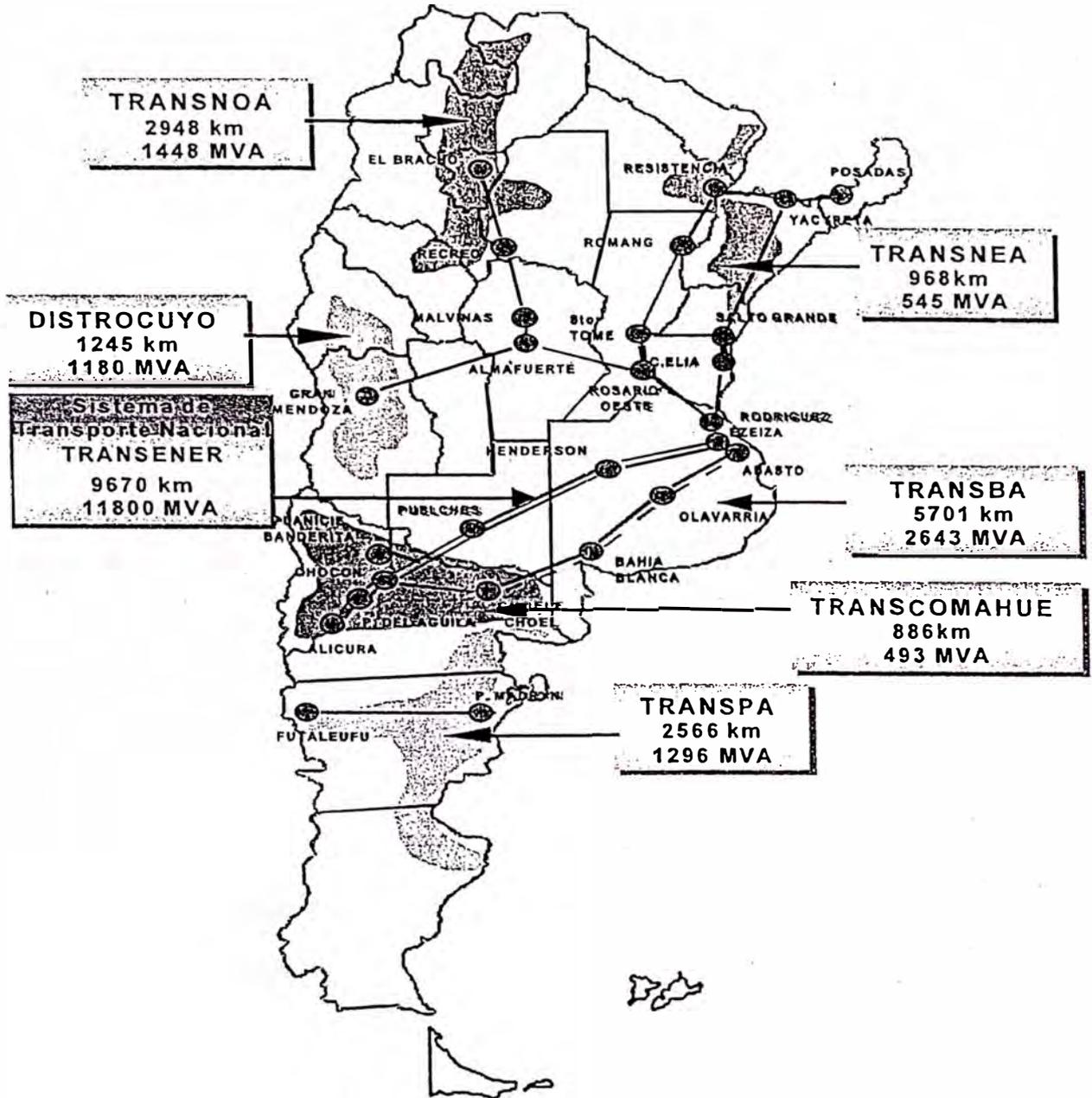
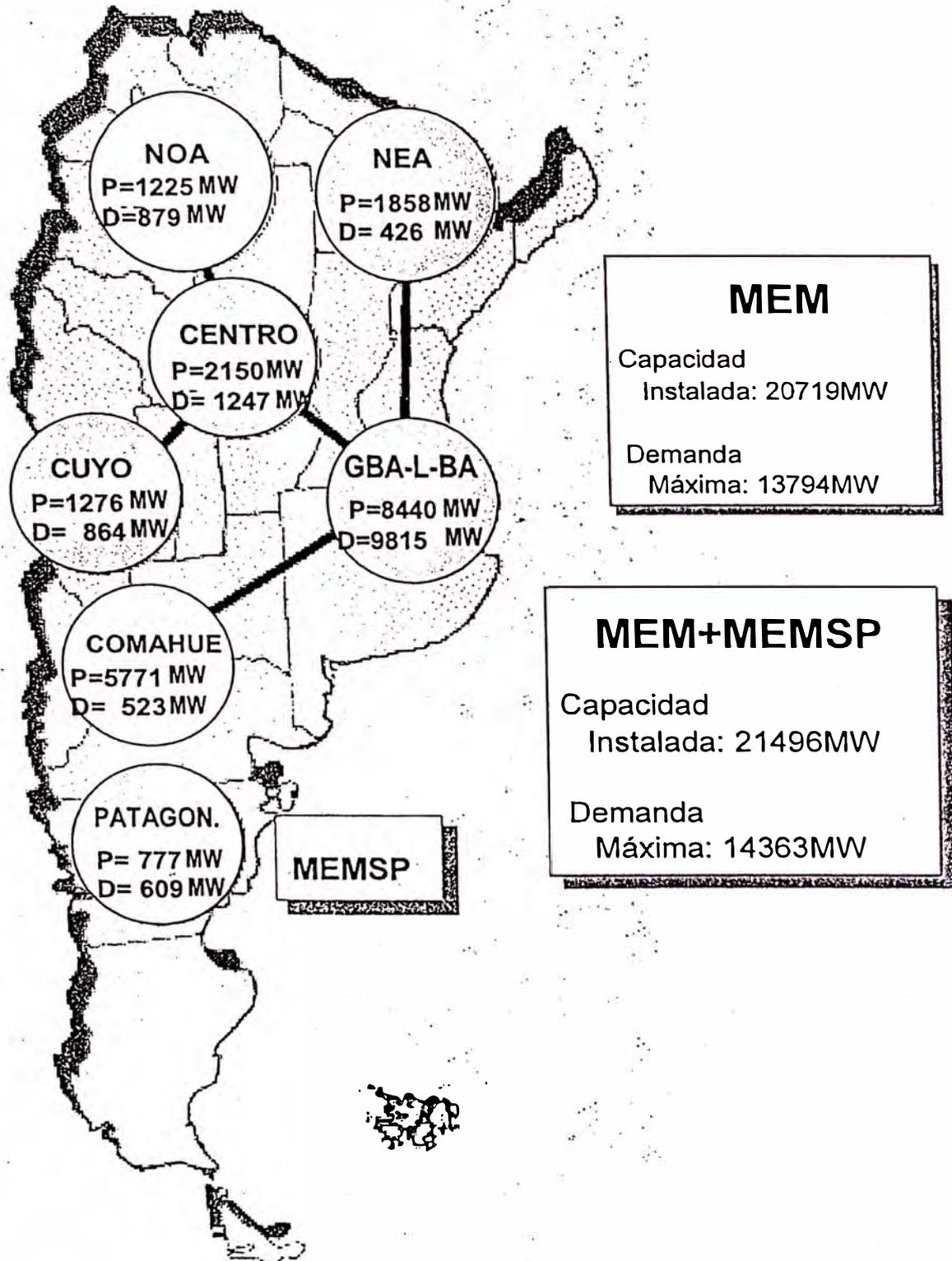


FIGURA II
Oferta y Demanda de Energía
(a diciembre 2000)



La demanda registró un significativo crecimiento del 5,9% a.a. durante el período 1991/2000, alcanzando este último año los 71.740 GWh.

Se posibilitó la participación directa en el mercado mayorista de aquellos usuarios que cumplieran con determinadas características de consumo incorporando la figura del Gran Usuario (GU) en este proceso. En la actualidad, los GU representan el 22% de la demanda total.

El cuadro que sigue da cuenta de la evolución de la composición del Sistema Eléctrico Argentino.

TABLA I
AGENTES DEL MERCADO
(a diciembre 2000)

MEM+MEMSP	Dic-93	Dic-94	Dic-95	Dic-96	Dic-97	Dic-98	Dic-99	Dic-00
AUTOGENERADORES	2	5	9	9	11	12	12	13
G. U. M AYORES	18	80	208	265	350	392	409	397
G. U. MENORES	–	–	207	459	797	1502	1548	1438
TRANSPORTISTAS	7	14	21	21	25	30	47	58
DISTRIBUIDORES	26	25	26	28	31	31	50	57
GENERADORES	23	31	37	43	44	44	44	43
COGENERADORES	–	–	–	–	2	3	3	3
COMERCIALIZADORES	–	–	–	–	1	1	2	3
TOTAL	76	155	508	825	1260	2015	2115	2012

El sector de distribución (el 78% restante de la demanda en la actualidad) avanzó con el proceso iniciado en 1992 con la privatización de Segba SA (Edenor SA, Edesur SA, y Edelap SA) realizando a partir de 1993 un traspaso paulatino a manos privadas de las empresas distribuidoras provinciales provenientes de Agua y Energía Eléctrica.

Se redujeron las pérdidas no técnicas de energía (hurtos) a través de campañas de normalización y recategorización de los usuarios ubicados dentro de las respectivas áreas de concesión.

4. La segmentación vertical y la rentabilidad diferencial

Como ya se dijo, la segmentación (unbundling) resultó eficiente al introducir competencia en la generación y un cierto nivel de competencia por comparación "yardstick competition" en la distribución. Al mismo tiempo, la ampliación de los sistemas de transporte también se realiza con licitaciones públicas para contratos de construcción, operación y mantenimiento (COM) registrándose un nivel de competencia que redujo sustancialmente los costos. Si se analiza cada segmento desde el punto de vista de la rentabilidad,⁽¹⁾ se observa, por ejemplo que las ganancias de las tres

⁽¹⁾ A modo de simplificación, se toma la rentabilidad sobre las ventas

distribuidoras de la zona de concesión nacional (un 43% del mercado), luego de los primeros años con pérdidas (previstas), se han estabilizado en el orden del diez por ciento⁽²⁾.

En cuanto a las empresas de transporte, la rentabilidad sobre ventas oscila mayoritariamente entre un doce y veinte por ciento. En tanto que los generadores que poseían contratos previos a las privatizaciones (8 años, 40 mills de u\$/kwh) registraron hasta la finalización de los mismos una rentabilidad de casi un 20 por ciento; otros trabajaron a pérdida o con rentabilidad del orden de un dígito.

Las razones de tal dispersión en generación son diversas: (a) los elevados precios de compra pagados por las empresas; (b) la baja hidráulidad en ciertos años; (c) el endeudamiento de corto plazo exagerado en relación con el cash flow previsible; (d) la alta competencia con precios; y (e) el alto margen de reserva disponible.

Sin embargo, puede decirse que hay una diferenciación entre las rentas de los distintos segmentos siendo más altas las de los que poseen precios regulados. Si bien, como se dijo más arriba, en parte se debe a errores empresariales, por haberse pagado precios más altos por las empresas; y a más contingencias climáticas en algunos casos, también podría decirse que la baja de los precios mayoristas en el MEM fue más allá de lo previsto (nuevas tecnologías, en particular ciclos combinados, incorporación masiva de centrales térmicas e hidráulicas), lo cierto es que hoy se configura una renta diferencial entre los distintos segmentos que no da señales positivas para continuar expandiendo la generación.

Si bien existe un margen de reserva razonable para el corto y mediano plazo, la situación previsible de mediano y largo plazo requiere enviar señales incentivadoras de inversiones, ya que una elevada tasa de crecimiento de la demanda⁽³⁾ más los nuevos proyectos de exportación traerían aparejado la reducción del margen a valores riesgosos.

Asimismo, buena parte del equipamiento que hoy no sale despachado (turbinas de vapor) todavía, podrían ser de suma utilidad a condición de realizar moderadas inversiones de reciclaje.

5. Competencia por comparación en distribución – Caso Endesa

El directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad resolvió el 10-08-2000 ordenar a la empresa "ENDESA S.A." que debía disponer la realización de los actos necesarios para desprenderse de la titularidad de todas las acciones que poseía como propietario o para que lo hicieran las sociedades que controlaba, en una de las dos sociedades controlantes de las Distribuidoras "EDENOR S.A." y "EDESUR S.A." y de la calidad de operador ó co-operador, en su caso.

Las acciones se iniciaron con motivo de haber llegado a conocimiento del ENRE la transferencia de acciones de "ENERSIS S.A." y/o de sociedades accionistas de esta, a favor de sociedades que integran el grupo empresario liderado por la sociedad española "ENDESA S.A.", de manera tal que esta última habría devenido controlante de las acciones de aquella empresa y con ello controlante de la sociedad inversora que controla a la Distribuidora "EDESUR S.A."

⁽²⁾ Edesur tuvo en 1999 un resultado muy bajo por las multas y otros costos del "transporte" que implicaron más de 90 millones de dólares estadounidenses

⁽³⁾ Téngase en cuenta que, en el año 2000, a pesar de no haber crecido el producto bruto interno, la demanda creció un cinco por ciento, de manera que no es difícil pensar en tasas de siete/nueve por ciento si existe un moderado relanzamiento de la economía.

El referido grupo empresario poseía, simultáneamente con la adquisición referida, una tenencia accionaria importante en la sociedad controlante de "EDENOR S.A.", lo que justificaba la evaluación de los hechos a los efectos de analizar si los mismos se encuadraban en alguna disposición que meritara el accionar del ENRE en cumplimiento de sus obligaciones.

A tal efecto se requirió colaboración a la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, la que elaboró un informe en el cual después de hacer un desarrollo doctrinario y jurisprudencial del caso, entendía, desde la óptica del derecho de la Competencia, que la situación atentaría contra elementales reglas de la competencia comparativa entre las Distribuidoras.

La SECRETARÍA DE ENERGÍA explicó que en este punto el marco regulatorio establecido por la ley 24065 tiene tres objetivos centrales: "El primero es transferir al sector privado la responsabilidad del manejo de las empresas eléctricas existentes y nuevas. El segundo es introducir, hasta donde sea posible, reglas de funcionamiento que permitan el desarrollo de un mercado competitivo, o al menos que simulen su comportamiento. Y el tercero, que está íntimamente ligado a los dos anteriores, es que el proceso de privatización y la evolución posterior del mercado eléctrico no desemboquen en una situación de concentración económica en uno o pocos grupos empresarios, ya que ello atentaría contra el logro de un mercado competitivo."

El concesionario no puede modificar las condiciones de la concesión, por vía de convenio con terceros, ni alterar los derechos superiores del Estado concedente, para la realización del servicio público de cuya delegación se trata.

De acuerdo a dichos objetivos, el decreto 714/92 consignó en uno de sus Considerandos: "Que resulta conveniente delimitar y definir, dentro de la zona cuyos servicios públicos de electricidad se encuentran sujetos a jurisdicción nacional en los términos de la Ley N° 14.772 y la Ley N° 15.336, las áreas de concesión para cada una de los dos (2) unidades de negocio independientes a constituir, a los efectos de permitir la existencia de criterios de comparación de las condiciones de prestación del servicio público de electricidad en cada área, provocando como reflejo de ello que el concesionario preste un servicio de mayor calidad a sus usuarios.", criterio luego establecido en el artículo 14 del mismo.

A mayor abundamiento puede señalarse que el principio orientador de aquellas normas originadas en el proceso de privatización –principio que en un sentido amplio denominaremos "competencia por comparación"- ha estado presente como un elemento fundacional de la reforma y privatización del sector eléctrico, así como de otros sectores, asociado a una concepción regulatoria que el transcurso del tiempo ha revelado acertada, especialmente en presencia de dos compañías diferentes de escala similar, independientes entre sí, prestando servicios en vecindad geográfica y sujetas a idénticas normas regulatorias, aportando al Regulador instrumentos adicionales para actuar en beneficio de los usuarios.

El criterio aprobado en las normas fijadas determina una pauta de comportamiento empresario para el futuro. De lo contrario si no fuera así las empresas podrían haber modificado sus integrantes a partir del mismo momento de hacerse cargo del servicio, burlando la disposición.

Abona este criterio la propia disposición del contrato de concesión que estipula que el pliego que se utilice para el llamado a licitación con motivo de la finalización de cada período de gestión deberá tener características similares a las del pliego inicial (conforme artículo 6°)

Las reglas de juego que surgen del pliego de licitación, aceptadas por todos los participantes, disponen con claridad que la participación de los integrantes u operadores en una de las dos Distribuidoras implican la imposibilidad de participar en la otra. Estas reglas, en tanto sancionadas en salvaguarda de principios de competencia que fundamentan toda la transformación del sector eléctrico, se entienden vigentes mientras no sean derogadas por actos fundados de carácter general o particular.

El principio fijado se vulnera aun cuando no se hayan producido cambios de las sociedades que integran la sociedad controlante de la Distribuidora "EDESUR S.A.", y sí lo hayan hecho las sociedades controlantes de las mismas, ya que no puede ser entendido en forma literal, sino en su finalidad que importa la necesidad de inexistencia de una misma voluntad en ambos grupos controlantes, aun cuando fuera minoritaria. En caso contrario, las normas en cuestión serían letra muerta y sin sentido, ya que podrían burlarse cambiando el controlante de esas sociedades miembro y de tal manera lograr el resultado que la norma no quiere.

Por los argumentos vertidos anteriormente, y la aceptación de "ENDESA" sobre su participación simultánea, por sí o por sociedades controladas en ambas sociedades controlantes de las concesionarias, se había configurado la situación de incompatibilidad para participar en ambas sociedades que establece la normativa vigente.

6. Revisiones tarifarias en transporte y distribución

El transporte y la distribución de energía, en la jurisdicción federal, son considerados por la ley como servicios públicos y sus tarifas son reguladas así como la calidad del servicio correspondiente. Para ello se han establecido períodos de cinco años para cada revisión (a excepción de la primera revisión en distribución que se hará al cabo de los diez primeros años (2002)).

En cuanto a las tarifas de distribución, el proceso se halla en plena evolución y existen estudios en marcha sobre la contabilidad a los fines regulatorios, las curvas de carga, la calidad del servicio, la determinación de la base de capital, la rentabilidad, el medio ambiente, el uso racional de la energía, etc.

No menos importante es el establecimiento de un adecuado equilibrio calidad-precio para lo cual también la Secretaría de Energía ha iniciado un estudio sobre el "costo de la energía no suministrada".

Asimismo se prevé una adecuada interacción con organizaciones de consumidores, municipios y otras autoridades y entes representativos de los usuarios para tener una mejor percepción de la calidad deseada y la disposición a pagar por la misma tanto en función de las expectativas para el próximo período como de la experiencia acumulada en los casi diez años iniciales.

En lo que se refiere al transporte, el primer período venció a fines de 1998 para la primera de las empresas transportistas, y luego, sucesivamente para las restantes

6.1. Revisión de la remuneración del transporte

De acuerdo con lo establecido en el contrato de concesión, resultaba necesario, en principio, aprobar un nuevo valor para la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (RVT)⁽⁴⁾, fijar un factor de estímulo a la eficiencia, establecer un sistema de premios a la calidad, y recategorizar las líneas de transmisión para la aplicación de sanciones.

Para ello, en una primera instancia se requirió a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA) el cálculo del promedio de los ingresos anuales pronosticados por RVT para el segundo período tarifario obteniéndose valores entre el 44% y el 61% menores a los del primer período.

La disminución de este ingreso se debió, principalmente a la mejora de la oferta de energía -en cantidad y eficiencia-, con la consecuente caída de los precios mucho más allá de lo previsto inicialmente.

De acuerdo con lo indicado en la normativa vigente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad convocó a una audiencia pública para tratar cuatro temas referidos a la remuneración del transporte que corresponde a las empresas transportistas, que son la remuneración variable por energía eléctrica transportada, el coeficiente de estímulo de eficiencia, el sistema de premios y la recategorización de líneas.

6.1.1 Primera audiencia pública

El Ente convocó a una audiencia pública en la que las distintas partes interesadas tuvieron oportunidad de exponer sus respectivas posiciones en torno a los cuatro puntos que serían - posteriormente- objeto de decisión por parte del regulador.

En aquella audiencia, la transportista planteó que; de ceñirse la decisión que el Ente adoptaría a los cuatro temas en estudio, la remuneración resultante para el segundo período tarifario no cumpliría con los principios tarifarios establecidos en la Ley 24065.

Aún cuando se aprobara el valor más alto de RVT -sostenía la transportista- la remuneración a percibir en el segundo quinquenio no le permitiría obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y obtener una razonable tasa de rentabilidad conforme a lo previsto en los artículos 40 y 41 de la ley citada.

Esta situación motivó que el ENRE requiriera a la concesionaria información más detallada y exhaustiva relativa a los gastos operativos, las inversiones, la base de capital y la tasa de rentabilidad pretendida.

⁽⁴⁾ El Régimen Remuneratorio del Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión establece que la remuneración de la transportista estará integrada por los conceptos de "conexión", "capacidad de transporte", "energía eléctrica transportada"

Luego de recibir la información solicitada, el Ente decidió revisar el cálculo de la remuneración a fijar para el segundo período tarifario y determinar si el monto a aprobar cumpliría con las estipulaciones de la Ley 24065.

Sin perjuicio de ello, resolvió los cuatro temas que habían sido objeto de la convocatoria a la audiencia pública.

6.1.2 Sistema de premios

También decidió sobre el sistema de premios, estableciendo una fórmula que tiene en cuenta el nivel de calidad registrado en el primer período tarifario y es proporcional a los montos de las sanciones aplicadas en dicho período.

Esta fórmula se aplica mensualmente a los diferentes tipos de equipamiento del sistema de transporte, líneas (Categorías A, B y C), transformadores, equipamientos de conexión (salidas) y equipamientos de compensación de Potencia Reactiva.

6.1.3. Segunda audiencia pública

Al mismo tiempo el ENRE convocó a una nueva audiencia pública, con la finalidad de tratar lo informado por la concesionaria en cuanto a gastos operativos e inversiones, su pretensión en cuanto a la determinación de la base de capital y tasa de rentabilidad, y la remuneración pretendida implícitamente por la concesionaria -a partir de los elementos antes mencionados.

También fue objeto de esa convocatoria la asignación del pago, por parte de los distintos usuarios del servicio de transporte, de una eventual diferencia entre la remuneración que finalmente se adoptara y aquella que hubiese surgido de la estricta aplicación de los cuatro temas resueltos.

Realizada esta segunda audiencia pública y teniendo en cuenta la información acumulada -en particular la referida a las erogaciones ya efectuadas y las estimadas para el próximo quinquenio- el ENRE evaluó los costos operativos y las inversiones, con el objeto de determinar las erogaciones que por tales conceptos resultan compatibles con los criterios de razonabilidad fijados por la Ley 24065.

Como consecuencia de lo antedicho obtuvo una estimación razonable de los Costos Operativos para el segundo quinquenio. El monto total de lo estimado como razonable para los Costos Operativos debe entenderse, en el contexto de una revisión tarifaria del tipo "price cap", como una suma compatible con la gestión eficaz y eficiente de la concesionaria del servicio.

Un desempeño más eficiente no sólo lograría atender con ese nivel de gasto la prestación del servicio en las condiciones de calidad esperadas, sino que también posibilitaría a la concesionaria incrementar la rentabilidad obtenida. En tanto que un menor nivel de eficiencia, expresado en gastos reales más elevados que los previstos por el regulador -sea en cada renglón o en el agregado total- no habilitaría a peticionar ajuste alguno.

6.1.4 Inversiones

El ENRE efectuó el análisis de las inversiones que tendrían lugar en el próximo período tarifario de acuerdo a lo expuesto por la concesionaria determinando cuáles de las inversiones propuestas deberían ser consideradas para ser incluidas en la remuneración regulada a la Transportista.

Se efectuó asimismo una depuración del listado de inversiones a fin de no incluir aquellas que, conforme a lo dispuesto por la normativa vigente debían ser tratadas como ampliaciones y por lo tanto no consideradas a los fines de fijar la tarifa.

6.1.5 Base de capital

Asimismo, a fin de determinar cuál era el nivel de rentabilidad razonable que debe computarse como componente de la remuneración de la transportista, analizó la cuestión de la base de capital y la tasa de rentabilidad a reconocer sobre aquélla.

Dado que la concesionaria realiza también actividades no reguladas, de las cuales obtiene una parte de sus ingresos totales, se determinó que la rentabilidad razonable debía calcularse sobre una parte de la base de capital y no sobre su totalidad.

Se tuvo en cuenta en tal sentido que, en cumplimiento de lo establecido por el artículo 19 de la Ley N° 23696, la Autoridad de Aplicación había efectuado una tasación de la empresa concesionada, la que fue tomada en cuenta para valorar el capital aplicado a las actividades reguladas en \$ 310,9 millones (a julio 1998, compuesto por u\$s 157,7 millones originales más la diferencia entre las inversiones netas de amortizaciones reales y las estimadas en dicha tasación). Este monto fue inferior al efectivamente pagado por la empresa (u\$s 360,2 millones) en 1993 para acceder a la concesión.

6.1.6 Tasa de rentabilidad

A fin de determinar la tasa de rentabilidad razonable prevista por la Ley, se utilizó la metodología de cálculo conocida como CAPM (modelo de valuación de los activos de capital) entendiendo que resultaba aceptable para aplicar al caso en tanto el CAPM construye la tasa de rentabilidad a partir de una tasa libre de riesgo a la que se adiciona un "plus" que representa un promedio de las ganancias que las inversiones privadas obtienen por sobre una inversión sin riesgo.

Para completar la adecuación de la tasa al caso examinado, el CAPM toma un multiplicador – el factor Beta– que aplicado al premio del mercado, permite obtener el margen que debe adicionarse a la tasa libre de riesgo para rentabilizar a la actividad de que se trate⁽⁵⁾. El método incorpora, por último, la tasa de "riesgo país".

La empresa consideró que la tasa de retorno aplicable debía ubicarse entre un 12,44% y un 15%, (como tasa de retorno para una empresa que trabaja con capital propio).

⁽⁵⁾ En su cálculo, el factor Beta incluye la diferencia de riesgo (más elevado) que deriva de oponer un sistema de tarifas tipo "price cap", a una tarifa calculada por el sistema de "tasa de retorno"

Del análisis realizado, el Ente Regulador concluyó que la tasa de rentabilidad a reconocer a la concesionaria debía ser del 10,54%. Para arribar a ese valor se tomó una tasa libre de riesgo del 5,178%, un factor Beta de 0,58 aplicado a un premio de mercado del 3,03%, y el riesgo país se valuó en un 3,6%.

A su vez, información originada en la regulación inglesa (The Transmission Price Control Review of the National Grid Company, publicación del OFFER de Agosto de 1996) permitió apreciar que el costo de capital considerado en oportunidad de la revisión de las tarifas de la transportista en el Reino Unido era de entre un 6,5 y 7,5%, por lo que considerando un riesgo país del 3,6%, la rentabilidad comparable con el 10,54% antes mencionado se ubicaba en un rango de entre 10,1% y 11,1%.

6.1.7 Cálculo de la remuneración razonable

A partir de las definiciones anteriores, se calculó la remuneración a reconocer a la concesionaria en el período tarifario iniciado el 17/07/98, determinándose que el nivel razonable a asignar para el segundo período tarifario sería de \$ 94,6 millones⁽⁶⁾.

Este nuevo nivel de ingresos significó una disminución del 8% con respecto al que la transportista en alta tensión tuvo durante los primeros cinco años de su gestión.

Los resultados del estudio realizado indicaron que, efectivamente, si la remuneración de la concesionaria para el segundo período tarifario se hubiera establecido sólo sobre la base de los cuatro puntos que habían sido objeto de la primera audiencia pública, no se habría dado cumplimiento a los principios tarifarios de la Ley N° 24065.

Es decir, la remuneración de aproximadamente \$ 77,5 millones que hubiese resultado en el primer supuesto, habría sido claramente insuficiente para dar cumplimiento a aquellos principios.

El examen de la naturaleza de la RVT mostró que el mecanismo previsto por el Contrato de Concesión para el cálculo de la remuneración en cada período tarifario, ha devenido en irrazonable en tanto puede conducir a la fijación de la misma en niveles que no se corresponden con los criterios de razonabilidad previstos por la Ley 24065.

Ésta experiencia demuestra que no es posible prever todas las situaciones y contradicciones que se dan a lo largo de las concesiones. La solución a ésta contradicción se adoptó privilegiando lo establecido por la ley, sin vulnerar el contrato pero arbitrando a favor de la tasa de rentabilidad justa y razonable, al mismo tiempo que introduciendo una reducción de precios que favorece a los usuarios. En definitiva una solución híbrida entre los métodos de "price cap" y tasa de retorno.

7. La Inserción en el mercado regional.

Al mismo tiempo que comenzó la transformación del sector energético, la República Argentina firmó el Tratado de Asunción por el cual se crea el Mercosur (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay), ello ocurre a comienzos de la década de los años 90. Luego se amplía con la incorporación de Chile y Bolivia.

⁽⁶⁾ Los ingresos regulados de la Transportista alcanzaban, al final del primer período tarifario un valor de aproximadamente u\$s 103 millones, antes de sanciones

La profunda transformación argentina fue previa a los cambios de los otros países (salvo Chile) y ellos fueron haciendo cambios de distinta índole y profundidad pero pensando, en general en un mercado integrado de la energía. Ello ocurrió bastante rápido con el petróleo y se avanza en materia de redes fijas (gas natural y energía eléctrica)

Cabe recordar que la experiencia de las décadas anteriores había sido muy valiosa en el campo de las obras de integración binacional (Acaray, Salto Grande, Itaipú, Yacretá, que totalizan unos 17.000 MW de potencia instalada). De esta forma, existían buenos antecedentes para, no solamente realizar obras de integración bilateral, sino crear un mercado multilateral.

A la fecha existen en operación o construcción avanzada 11 gasoductos regionales y 6 interconexiones eléctricas importantes que a su vez fortalecen la convergencia gas-electricidad tanto a nivel de producción como de demanda.

La estrategia fue de exigir solo condiciones de simetría mínimas y facilitar la integración (precios mayoristas no subsidiados, organismos encargados de despacho en cada país, libre acceso, etc.). Si bien ello fue exitoso, con algunas medidas de mayor incentivación se podrán acrecentar los intercambios lográndose economías de escala, mejor aprovechamiento de las complementariedades de los recursos naturales y mercados, mayor seguridad de abastecimiento, etc.

Dado que el Mercosur no tiene instituciones supranacionales, debe avanzarse en acuerdos sobre armonización regulatoria que luego debe internalizarse en la normativa de cada país aunque siguiendo en la línea de la menor burocratización posible. En particular es necesario pensar en proyectos del mercado integrado que plantean complejidades mayores que aquellos que se hicieron pensando en el mercado nacional o cuya privatización se hizo en un contexto de país cerrado que luego se fue integrando.

8. Un caso no previsto

A comienzos de 1999 se produjo en el sistema de la Distribuidora Edesur un acontecimiento muy grave que obligó al Ente Regulador a tomar medidas drásticas que no se habían imaginado al momento de la transformación del sector y que provocaron un aumento de la sensibilidad de los usuarios, autoridades, medios de difusión y la sociedad en su conjunto. Se puede asegurar que este evento constituye un punto de inflexión para el sector y aún otros servicios públicos tanto por el hecho en sí como por la sanción aplicada.

8.1. El caso Edesur

El 15 de febrero de 1999 se produjo una falla y posterior incendio en la Subestación Azopardo, propiedad de EDESUR S.A. que dejó sin suministro eléctrico a casi 160.000 usuarios de la zona céntrica de la Ciudad de Buenos Aires, consiguiendo dicha empresa distribuidora restablecer totalmente el servicio once días más tarde.

El evento se produjo durante las tareas de conexión de la red existente de 132 kV a la nueva Subestación Azopardo 220/132 kV, de 6000 MW de capacidad que estaba siendo puesta en servicio. La falla de uno de los empalmes de los cables OF por cortocircuito monofásico, da lugar a un incendio que acaba por destruir todos los cables tendidos en la zona afectada del túnel y elimina la reserva constituida por la línea redundante denominada 136, dada la falta de protección contra incendio. Las líneas 135 y 136 alimentaban las SS.EE. 132/13,2 kV Azopardo, Pozos, Once e

que, como consecuencia de ello, se veían vulneradas las garantías constitucionales de defensa y de la propiedad, todo lo cual llevaría a la nulidad de la resolución atacada, cuya declaración solicita.

Finalmente, por medio de la Resolución N° 471/99 se rechazó el recurso de reconsideración de la distribuidora, explayándose el organismo sobre los argumentos jurídicos que justificaban su actuación y las decisiones tomadas, que fueron aceptados por la distribuidora, consintiéndolo expresamente.

Este hecho de gran magnitud y repercusión ocasionó a la empresa multas, compensaciones y gastos que superaron los u\$s 90 millones y sentaron el precedente, para casos similares, de la introducción de la función de penalización de sanciones elevadas para períodos de larga duración de las interrupciones, constituyendo una señal económica muy fuerte y contundente que permite mantener el sistema de control por resultados establecidos por la ley.

9. Otros temas

Diversos temas adicionales cabe considerar en función del objeto de este trabajo de los cuales se describirán los principales.

Por una parte, al tratarse de un país federal, con una tendencia a la descentralización, al mismo tiempo que el servicio eléctrico tiende a la concentración, debe avanzarse en una más clara delimitación de las fronteras Nación – Provincias.

Si bien la libre contratación y el libre acceso rigen en todo el territorio nacional, debe avanzarse mas en la solución de ciertos conflictos jurisdiccionales y en la prestación de la función técnica del transporte para que cualquier usuario pueda contratar libremente con cualquier generador independientemente de las jurisdicciones por las que atraviese la energía.

Asimismo, el artículo 41 de la Nueva Constitución (1994) debe ser reglamentado por una ley que permita conocer las autoridades de cada jurisdicción, sus atribuciones y los presupuestos mínimos de la jurisdicción nacional. En caso contrario seguirán produciéndose conflictos que afectarán la expansión del sistema, principalmente en transporte y distribución.

En cuanto al artículo 42 de la Constitución Nacional, debe también reglamentarse la participación de los usuarios en las funciones de regulación y control. La experiencia sectorial en cuanto a las Audiencias Públicas y la creación de la Oficina de Protección de los Derechos de los Usuarios entre el ENRE y el ENARGAS sustituyen en parte ese vacío legislativo.

10. Conclusiones

En función de lo descripto hasta aquí mas otras consideraciones, se observa que existen numerosas razones para determinar el inicio de una segunda generación en la regulación del Sector Eléctrico Argentino. En general como transiciones suaves o de gradual efecto pero imprescindibles para el desarrollo de mediano y largo plazo, a continuación se describen los issues considerados claves para la transición:

Independencia. En el momento del siniestro no había personal técnico en la subestación y un solo hombre de vigilancia.

Esto se debió a que los empalmes fueron realizados dentro de un túnel existente bajo la estación, por donde se producía la entrada y salida de todos los cables de 132 kV a la misma, sin tomar medidas de protección de los otros cables. Además, el recinto no contaba con sistemas de detección de incendios.

Luego de varios intentos fallidos de reconexión de los cables en el mismo recinto, EDESUR S.A. decidió realizar un by-pass de los cables fuera de la estación, restituyendo la configuración anterior para las tres subestaciones alimentadas desde Azopardo.

El ENRE realizó una pericia que fue ejecutada según las normas técnicas y las reglas del arte. De la misma se desprende que:

- Las pruebas en la subestación Azopardo para transferir la carga fueron realizadas con niveles insuficientes de tensión de ensayo y por lo que puede inferirse, sin tratamiento previo del aceite de cables y accesorios.
- La falla en el empalme que, eléctricamente, era una contingencia simple, se transformó por negligencia, en una contingencia doble, anulando la posibilidad de recuperación de la carga desde la red de alta tensión.
- La falta de personal de atención especial durante la toma de carga, dada la importancia de la tarea, transferencia inicial del servicio eléctrico público a 160.000 clientes de la subestación, motivó que no se detectara el incendio hasta transcurridos algo más de 30 minutos y que los bomberos iniciaran la tarea arrojando agua al túnel.
- De las 16 muestras de aceite tomadas en los cables del túnel, 10 superaban los límites de humedad para cables instalados (25 p.p.m) y todas la de cables nuevos (10 p.p.m), mientras en las muestras correspondientes al by-pass los tenores de agua fueron ≤ 11 p.p.m.

La mencionada interrupción⁽⁷⁾ superó ampliamente el tiempo por interrupción establecidos por el contrato de concesión, lo que, sumado a la gran cantidad de usuarios afectados, produjo perjuicios particularmente severos, viéndose también afectada la seguridad y la salubridad de la población. La interrupción no se produjo por razones de caso fortuito o fuerza mayor sino por fallas de instalaciones que integran su propio sistema de distribución, ubicadas en un ámbito que se encuentra bajo su exclusiva guarda, de todo lo cual se desprende la inexistencia de causas que la eximan de responsabilidad.

El ENRE, dada la magnitud de la falla antes mencionada, consideró conveniente proceder a determinar de inmediato los usuarios afectados así como las penalidades contractuales que a cada uno de ellos le corresponde reconocer en virtud de lo establecido en el Contrato de Concesión.

⁽⁷⁾ Para mayores detalles, Juan A. Legisa, "Problemas de Segunda Generación en la reforma de los servicios públicos, BID, Octubre 1999.

En consecuencia, con fecha 17 de febrero de 1999, al segundo día de producido el evento, se dictó la Resolución N° 222/99 por la cual, desestimando la fuerza mayor y el caso fortuito, se instruye a Edesur para que acredite a los usuarios afectados el importe de las penalidades contractuales en la primera facturación y prorroga el vencimiento de las facturas hasta el 15-3 para que se puedan registrar los créditos.

Al extenderse la duración del corte a más de diez días, el ENRE entendió que las disposiciones del contrato de concesión, relativas a la determinación del monto bonificable⁽⁸⁾ por energía no suministrada, fueron establecidas en el contexto de las previsiones normales de producción de contingencias, fijándose plazos máximos admisibles de interrupción del servicio de distribución de electricidad para sistemas similares a la red que se transfirió a "EDESUR S.A." a la época de la firma del Contrato de Concesión. En consecuencia, las penalizaciones previstas en el Contrato apuntan a compensar solo interrupciones marginales que superen el estándar de referencia.

En el presente caso, de los usuarios afectados por el hecho penalizado en la Resolución ENRE N° 222/99, gran cantidad permaneció varios días sin el restablecimiento del servicio en forma efectiva y normal.

Además de las penalidades contractuales referidas, el organismo dictó la Resolución N° 292/99 donde, dadas las características excepcionales que adquiere el hecho (por la prolongación extraordinaria de la falta de suministro), se estima que se han superado las previsiones de las penalidades preestablecidas y conforme a principios generales del derecho corresponde una indemnización de todos los daños ocasionados a los usuarios afectados.

El fundamento legal de esta determinación surge de la relación contractual que existe entre la distribuidora con los usuarios del servicio y de las facultades jurisdiccionales que la ley 25065 otorga al ENRE para resolver los conflictos de la relación distribuidor –usuarios.

Esta decisión llevó a la problemática de buscar la forma de resolver aproximadamente 160000 reclamos, lo que, de acuerdo a los modos normales de resolución de controversias, resulta de imposible tratamiento dada la magnitud de la cifra en cuestión.

A ese efecto, el ENRE decidió determinar un daño estimado mínimo uniforme al que tenían derecho todos los usuarios residenciales sin necesidad de reclamo ni de acreditación de daños, de \$90 para aquellos que hubieran estado sin servicio menos de 24 horas y \$ 100 con más \$ 3,75 por hora sin servicio, para los que hayan superado ese tiempo. Esta determinación no es limitativa de cubrimiento de mayores daños en caso de que sean probados.

La estimación realizada se basó también en las facultades jurisdiccionales del ENRE y ante el reconocimiento expreso de la distribuidora de la producción de daños a los usuarios. Para los casos de comercios e industrias estos debían acreditar los daños para tener derecho al cobro de la indemnización correspondiente.

"EDESUR S.A." interpuso recurso de reconsideración contra esta resolución fundamentado en supuestos vicios formales del acto impugnado, que estarían originados por la inobservancia de disposiciones específicas de carácter administrativo, como así también en supuestos vicios en el contenido, que afectarían las normas que regulan el servicio público de distribución de electricidad, y

⁽⁸⁾ Son sanciones que se devuelven al usuario

es necesario propender a una mejor armonización de las normas regulatorias entre todos los estados miembros.

11. Bibliography

- Legisa, Juan. "Tariff Setting in the Power Sector", National Conference on Regulation in Infrastructure Services. Progress and Way Forward., Tata Energy Research Institute (Teri), New Delhi, November 2000.
- La Transformación del Sector Eléctrico Argentino, Instituto Argentino de Servicios Públicos. Junio 2000.
- Legisa, Juan. Second Generation Issues in the Reform of Public Services, InterAmerican Development Bank. October 1999.
- Perrot, Anne. Réglementation et Concurrence, Ed. Laboratoire D'Economie Industrielle, Editorial Económica, Abril 1997.
- R. Gilbert and E. Kaha; International Comparison of Electricity Regulation, Cambridge, Univ. Press, 1997.
- M.A. Lasheras, La Regulación Económica de los Servicios Públicos. Ed. Ariel, Octubre 1999.
- Gaspar Ariño Ortiz. La Regulación Económica, Editorial Abaco, Buenos Aires, Octubre 1996.
- Informes Anuales del ENRE Años 1993 a 1999.
- Cepal. ILPES. Consejo Regional de Planificación. Diseño estratégico e Infraestructura Básica.

(i) Segmentación vertical. La segmentación vertical ha demostrado ser de gran utilidad para la introducción de la competencia y la especialización de las empresas. Complementada con la competencia por comparación permite hoy contar con un sistema que tiende a la mayor productividad.

En un futuro deberá considerarse la introducción de integración horizontal con otras actividades afines a transportistas y distribuidoras lo cual deberá redundar reducciones tarifarias hacia sus usuarios.

Cierto nivel de preocupación trae aparejado el tema de las rentas muy diferenciadas entre segmentos de la actividad eléctrica, en parte por el diseño del sistema pero también en parte por errores de estimación del precio a pagar combinado con otros factores como la baja de los precios mayoristas, hidrología desfavorable, temporal sobreequipamiento, etc. Un cuidadoso ajuste, separando causas justificables de errores empresarios, deberá conducir a un desarrollo más armónico del conjunto del sector.

(ii) Calidad precio. Es necesario contar con un nuevo equilibrio calidad-precio de la energía distribuida. Para ello, la fijación del nuevo valor de la energía no suministrada, junto con los estudios sobre estándares de calidad y disposición a pagar de los usuarios permitirán contar con un cuadro tarifario adaptado. La experiencia en materia de remuneración del transporte resultará de utilidad en un marco de soluciones heterodoxas entre los planteos de la ley y del contrato de concesión, habiéndose aprendido que ciertos planteos teóricos, no debidamente experimentados, no deben ser incluidos en la normativa para evitar contradicciones difíciles de superar en su aplicación posterior.

(iii) Función de penalización. La función de penalización deberá ajustarse teniendo en cuenta estos estudios y la experiencia del caso "Azopardo" para constituir verdaderas señales económicas tendientes a impulsar las inversiones necesarias.

(iv) Desarrollo del transporte. El sistema de transporte no se desarrolló siguiendo la evolución de la demanda, ni de los requerimientos crecientes de calidad del servicio y se verá más afectado en el futuro con el incremento de las exportaciones e intercambios con los países vecinos. Las ideas iniciales sobre la existencia de un equipamiento desmedido no permitieron prever la saturación del sistema y los adecuados mecanismos de anticipación en la expansión del sistema. Si bien no se encontró una solución definitiva a este problema, la creación de un fondo especial, alimentado desde el propio sistema, permitirá incentivar la realización de nuevas obras imprescindibles para afrontar el crecimiento de la demanda nacional, de las exportaciones y el mejoramiento de la confiabilidad.

(v) Contratos. La existencia de contratos de mediano y largo plazo es una condición básica del modelo eléctrico argentino. Sin embargo, a pesar de existir cerca de 2000 agentes en el mercado y unos 1800 contratos, al mismo tiempo que la obligación de las empresas distribuidoras de abastecer la demanda, no se han celebrado contratos nuevos entre estas últimas y las empresas generadoras. La constante baja de los precios mayoristas y el sobreequipamiento en generación no han alentado la formalización de contratos y ello conspira contra el desarrollo futuro. Deberá incentivarse su realización, reduciendo las transacciones en el mercado spot, el que debe pasar a ser lo más marginal posible.

(vi) Problemas jurisdiccionales. La reciente reforma de la Constitución Nacional (1994) establece o renueva principios en materia de responsabilidades de autoridades locales y nacionales. Ello plantea el problema de arbitrar entre la tendencia del sector hacia la concentración y la de descentralizar las decisiones hacia las autoridades locales (provinciales y municipales), especialmente en materia de medio ambiente. La posibilidad cierta y cercana de que cualquier usuario pueda contratar el suministro con cualquier generador (hoy ya a partir de 30 kW) y la existencia de ciertos conflictos en la frontera nacional-provincial requerirá definición legislativa y judicial para establecer claramente las jurisdicciones.

(vii) Integración regional. Si bien la integración eléctrica regional (combinada con la del gas natural) va configurando rápidamente un mercado regional en todo el Conosur (Mercosur ampliado),

La Distribución. Control de Calidad del Servicio Técnico

El servicio público de distribución de energía eléctrica.

1.1 Aspectos generales.

La distribución de energía eléctrica vincula a un transportista o generador con el usuario final del sistema. Es por tanto, el distribuidor el encargado de la repartición del producto, trasladándolo hasta el último punto del sistema.

La distribución de electricidad ha sido otorgada por el Poder concedente, mediante un contrato de concesión, a un particular (persona jurídica privada) con el fin de explotarla a través de sus redes. Esta actividad ha sido definida como: I) un servicio público, y II) un monopolio legal.

Una de las responsabilidades más importantes atribuidas a la distribuidora es la de asegurar la prestación del servicio realizando las inversiones que sean necesarias a fin de obtener una calidad exigida en el contrato de concesión. Además, el distribuidor ha de celebrar contratos de compra-venta de energía eléctrica en bloque que considere necesarios para cubrir el aumento de demanda en su área de concesión.

El sistema quedó instituido bajo la premisa «tarifas máximas vs. calidad mínima». Ello así, las indisponibilidades, especificadas en los contratos de concesión son causa de incumplimientos en la gestión.

2 La calidad en el servicio público de distribución.

2.1 Conceptos Generales.

Entre las responsabilidades de la distribuidora mencionadas en el contrato de concesión es fundamental prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio.

El incumplimiento de las pautas

Índice	1
El servicio público de distribución de energía eléctrica	1
Aspectos Generales	1
La calidad en el servicio público de distribución	1
Conceptos Generales	2
El contrato de concesión	2
Las obligaciones de los Concesionarios	2
La calidad en el servicio técnico	2
Aspectos Generales	2
Regimen para el control de los indicadores de calidad del servicio técnico	2
Convenios de responsabilidad del distribuidor. Caso fortuito y fuerza mayor	2
Conclusión	2

preestablecidas en el mencionado contrato, da lugar a la aplicación de multas y sanciones, basadas en el perjuicio económico que ocasiona al usuario recibir un servicio en condiciones no satisfactorias.

De esta manera si bien el concesionario tratará de maximizar sus beneficios, su ecuación económica ha de tener en cuenta las eventuales penalizaciones por incumplimiento de las exigencias de calidad. Todo ello está destinado tanto a asegurar la confiabilidad del servicio como a beneficiar al usuario. Así, el distribuidor deberá requerir del sistema condiciones operativas que lo satisfagan, planificar el mantenimiento de sus instalaciones y establecer los criterios de racionalidad en sus planes de inversión.

El Estado al definir la actividad de distribución como un servicio público reglamenta su prestación. En virtud de ello organiza y dispone las condiciones de sus posibilidades técnicas y económicas, de forma tal de posibilitar el mayor nivel de calidad posible para los usuarios destinatarios de dicho servicio público y atendiendo a las posibilidades económicas de los mismos para el pago de tal servicio.

Este trabajo fue presentado por las autoras en la II Reunión Internacional del Subcomité de Ingeniería de Distribución, SINDIS, que se realizó en Quito, Ecuador, del 3 al 5 de agosto de 1998.

Presentado por:
Comité Nacional Argentino (CACIER).

Autoras:
Dra. Patricia Vignolo.
Dra. Susana N. Latrónico.

Institución:
Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

País:
Argentina.

Teléfono: (+54-1) 3145 638/348.
Fax: (+54-1) 3145 644/416.

E-mail: melou@radiolink.net

Ello así porque la calidad del servicio de distribución se encuentra directamente vinculada con el monto de la tarifa. En efecto, considerando que las tarifas deben comprender costos operativos razonables, impuestos, amortizaciones y beneficios, más los costos de adquisición de electricidad, necesariamente están referidas a las características de la red utilizada para tal servicio. Cumpliendo tales parámetros, la tarifa deberá ser la más baja posible permitiendo la seguridad del abastecimiento. Por otra parte, la seguridad del abastecimiento no es un término absoluto sino que admite graduaciones en la medida de las posibilidades anteriormente mencionadas.

El concepto de costo de energía no suministrada está directamente relacionado con el valor económico que se le asigna a la no disponibilidad de la energía en un área geográfica dada (urbana, rural, desarrollo industrial, etc.). El valor promedio de venta de electricidad por la distribuidora tiene una relación directa con el grado de desarrollo de la sociedad de que se trate. La determinación de tal valor se realiza por la autoridad que controla el servicio, y tiene singular importancia, porque el nivel de ese valor va a determinar en forma directa la calidad de las instalaciones afectadas a la prestación del servicio, ya que la inversión en instalaciones para que resulte económica se realizará en una proporción directa con las penalidades que deberán soportarse en caso de incumplimiento.

2.2 El Contrato de Concesión.

Dentro del contrato de concesión de la distribución de energía eléctrica quedan definidos, entre otros, los parámetros de calidad que la concesionaria aceptó cumplir a cambio de una contra-prestación.

En el servicio público de distribución se considera que tanto el aspecto técnico como el comercial deben responder a normas de calidad. Por ello se implementan controles por calidad de producto técnico, calidad de servicio técnico y calidad de servicio comercial. El primero de ellos se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones de la energía suministrada. El segundo involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro. El tercero de los aspectos controla los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del usuario.

Asimismo, los contratos de concesión de las distribuidoras previeron varias etapas consecutivas de control. En la última de ellas que se inauguró el 1 de septiembre de 1998, se previeron controles a nivel de usuario, tanto en lo que se refiere a la calidad del servicio como a la calidad del producto técnico. Se contempla para esta última el control del nivel de tensión y de las perturbaciones. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad mantiene el control de la calidad con los índices más exigentes, estableciéndose sanciones en todos los casos en que se registren apartamientos a los límites establecidos.

La característica fundamental de esta última etapa está dada por el hecho de que las verificaciones de las interrupciones (servicio técnico), niveles de tensión y perturbaciones (producto técnico) son ahora realizadas a nivel de usuario final. Es decir, actualmente, se puede identificar en forma individual cuáles usuarios han sido afectados por una falla determinada y, de esta manera, se le reconocerá al usuario afectado un crédito.

En virtud de que el régimen de

penalidades de los contratos debe establecerse en función del perjuicio económico que ocasione al usuario la prestación del servicio en condiciones no satisfactorias, se establecen multas y sanciones que consisten en bonificaciones sobre las facturaciones a los usuarios que hayan sido afectados.

Cabe mencionar que el Ente Nacional Regulador de la Electricidad hace un seguimiento constante del cumplimiento de las exigencias reclamadas a las distribuidoras. Existen canales informativos diarios, mensuales y semestrales, además de las denuncias que formulan los usuarios y de los sistemas de control y chequeos propios que ir perfecciona el organismo.

El contrato de concesión prevé tres grados de cumplimiento en la actividad de distribución. Un primer grado que constituiría el cumplimiento óptimo en la actividad de la prestación del servicio, que admite una tolerancia mínima de interrupciones hasta cuyo límite no se prevé ninguna consecuencia (Índice de falla permitida). Un segundo grado en el que la distribuidora en caso de superar los límites señalados se verá sancionada por parte del Ente Regulador con las penalizaciones ya establecidas en los contratos de concesión. Una tercera instancia en la que, la magnitud de las penalizaciones (cuando superen el 20% de la facturación neta anual de la distribuidora) determina la venta de las acciones que forman la decisión social de ésta (artículo 37 inciso c del contrato de concesión de las distribuidoras).

De lo expuesto en el párrafo anterior se deduce que determinado y conocido el nivel de las instalaciones, se puede prever también la probabilidad de falla. Es decir, si las instalaciones de distribución fueran óptimas, el nivel de falla sería próximo a cero y consecuentemente la penalidad

correspondiente sería muy baja. Pero reduciéndose el nivel de las mismas aumenta consecuentemente la probabilidad de aquéllas. Sin embargo, al mismo tiempo se han de atender las posibilidades económicas de los usuarios, a la hora de establecer la tarifa del servicio.

2.3 Las obligaciones de los concesionarios.

Los contratos de concesión dan lugar a la existencia de relaciones obligacionales que se dan en tres niveles:

a) Las que tiene el concesionario con el Estado concedente y se regulan por el referido contrato de concesión. Como consecuencia del incumplimiento por parte de la concesionaria de obligaciones precisas, el contrato tiene previsto como penalidades la posibilidad de ejecución de la garantía o la venta de las acciones. Asimismo, el Estado tiene la obligación de permitirle al distribuidor el cumplimiento del objeto del contrato y dentro de su área de exclusividad.

b) La que tiene la concesionaria con los usuarios del servicio, que también es de origen contractual y se regula fundamentalmente por el reglamento de suministro. Determinan los derechos y obligaciones de los concesionarios hacia los usuarios y viceversa, dándose lugar al contrato de suministro. En dicho contrato quedan establecidas las relaciones entre ambas partes.

c) Las relaciones entre el ENRE (autoridad de control de la prestación del servicio público) con el concesionario se regulan por el Marco Regulatorio Eléctrico, Ley Nº 24.065, Decreto Reglamentario Nº 1398/92; los contratos de concesión demás normas reglamentarias de la Secretaría de Energía o del ENRE.

En definitiva, la concesionaria tiene una doble relación obligacional, una hacia el poder concedente en cuanto se comprometió a

cumplir con el contrato de concesión y otra hacia los usuarios, cuando celebra con cada uno de ellos el contrato de suministro.

Por otra parte, nos interesa resaltar que las obligaciones de la distribuidora, incluyéndose la continuidad del servicio (calidad del servicio técnico), constituyen obligaciones de resultado y no de medios. Todo ello en base a que la distribuidora se compromete al cumplimiento de la prestación en los niveles de calidad establecidos, exceptuándose las causas de fuerza mayor. Asimismo, de cualquier incumplimiento en cuanto a los niveles de calidad establecidos, se derivan consecuencias patrimoniales para la distribuidora.

Las penalidades contenidas en el contrato de concesión no tienen todas las mismas características sino que, de acuerdo al tipo de obligaciones a las que pretenden referirse tienen distinta naturaleza. Estas penalidades tienen además otra finalidad y es la de emitir una señal para que el distribuidor invierta en instalaciones eléctricas, ampliando o mejorando el sistema de distribución.

Así pues, si las obligaciones son las derivadas del contrato de suministro donde se establece la relación de la distribuidora con el usuario, es decir que su incumplimiento afecta directamente a un usuario en su calidad de tal. Tienen un carácter de sanción contractual civil, que contempla no sólo una finalidad sancionatoria, sino también una función indemnizatoria de los daños que pueda haber ocasionado. Un ejemplo se manifiesta en la quema de artefactos eléctricos.

En cambio, si las obligaciones han sido previstas por el poder concedente para proteger un bien general que puede verse afectado por la actividad de la distribuidora, pero en forma ajena e independiente del contrato de suministro como ser, la observación de

normas de seguridad pública, de preservación del medio ambiente, de defensa de la competencia, de información a la autoridad competente entre otras, constituye una sanción administrativa con características punitivas a fin de inducir a la distribuidora al cumplimiento de dichas obligaciones establecidas, independientemente de la compensación de daños que el incumplimiento pudiera haber ocasionado a los usuarios.

Para el caso de cortes del suministro, las penalidades establecidas involucran directamente al usuario que se ve privado del servicio y además la multa está destinada a compensar a los usuarios afectados.

Finalmente, la Resolución ENRE Nº 138/94 de aprobación de normas de procedimiento para el intercambio de información referente a la calidad del servicio técnico, dispone que las distribuidoras deberán asegurar su aprovisionamiento celebrando los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que consideren convenientes. Por lo tanto, no podrán invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por incumplimiento de las normas de calidad de servicio establecidas en los contratos de concesión.

Dentro de la actividad de control que ejerce el ENRE, le basta a éste con señalar el apartamiento de esos niveles de calidad para que caiga sobre las espaldas de las empresas la invocación del caso fortuito o fuerza mayor y la prueba del mismo y de su conexión con la falla acusada, para poder eximirse de la responsabilidad.

3 La calidad en el servicio técnico.

3.1 Aspectos Generales.

La calidad del servicio técnico

se evalúa en base a los siguientes indicadores:

a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).

b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

En el contrato de concesión se fijan los valores máximos admitidos para cada indicador, si la distribuidora se excede en estos valores se aplicarán las sanciones descritas en el mismo contrato.

Cuando se definieron, en el contrato de concesión los parámetros a los que habla de ajustarse la distribuidora para el cumplimiento de la calidad del servicio, la misma quedó establecida en dos etapas:

♦ La etapa 1 regira entre el mes trece (13) y el mes cuarenta y ocho (48), contados desde la transferencia del servicio. En esta etapa los indicadores controlados fueron la frecuencia media de interrupciones por transformador y por kV y el tiempo total de interrupción por transformador y por kV, tanto para las interrupciones con origen interno a la red de distribución como para las de origen externo. Si los indicadores excedieran los valores prefijados se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre inmediato posterior al semestre controlado.

♦ La etapa 2 rige a partir del mes cuarenta y nueve (49) contando a partir de la transferencia del servicio. La determinación de los indicadores se realiza al nivel de cada suministro, mediante la instrumentación por parte de las distribuidoras de bases de datos con información de las contingencias, relacionadas con la topología de las redes e información comercial de los usuarios.

En el cómputo de los indicadores, se consideran todas las interrupciones mayores a tres minutos, salvo las que sean aceptadas por el organismo como originadas en causales de fuerza mayor. Se caracteriza por el hecho de que se calcula, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre. Si se excediera de los valores prefijados la distribuidora deberá reconocer un crédito a favor del usuario que lo incluirá en las facturaciones del semestre posterior al de control.

Los valores prefijados máximos admitidos para esta segunda etapa son:

a) Frecuencia de Interrupciones (pequeñas, medianas y grandes demandas).

• usuarios en AT, interrupciones/ semestre: 3

• usuarios en MT, interrupciones/ semestre: 4

• usuarios en BT, interrupciones/ semestre: 6

b) Tiempo máximo de interrupción

• usuario en AT, horas/interrupción: 2

• usuario en MT, horas/interrupción: 3

• usuario en BT

pequeñas y medianas demandas

horas/interrupción: 10

grandes demandas

horas/interrupción: 6

No se computarán las interrupciones menores a tres minutos. Si en un semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes mayores a tres minutos que los estipulados, y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de la distribuidora un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente poste-

rior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

• Tarifa 1-R: 1,40 \$US/kWh

• Tarifa 1-G y 1-AP: 1,40 \$US/kWh

• Tarifas 2 y 3-BT: 2,27 \$US/kWh

• Tarifas 3-MT y 3-AT: 2,71 \$US/kWh

Se define como contingencia a toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la suspensión del suministro de energía eléctrica de algún usuario o del conjunto de ellos.

Se define como primera reposición a la manobra sobre la red afectada por una contingencia que permita restablecer el servicio, parcial o totalmente.

Se define como última reposición a la operación sobre la red afectada por una contingencia que permite restablecer el servicio a todo el conjunto de usuarios afectados por la interrupción.

3.2 Régimen para el cómputo de los indicadores de calidad del servicio técnico.

En el cómputo de los indicadores de calidad de servicio se considerarán todas las interrupciones mayores a tres minutos, salvo las que sean aceptadas por el organismo como originadas en causales de fuerza mayor.

Las distribuidoras han implementado un sistema para el seguimiento de la calidad del servicio técnico:

♦ Métodos de registración de interrupciones.

- asignación de los tiempos de interrupción.
- registro de interrupciones originadas en redes de BT y ramales de MT.
- registros de interrupciones originadas en redes de AT y

Calidad en la Distribución

en salidas de MT.

- ♦ Sistema de recepción de reclamos.
- ♦ Sistema informático - Aprobación - Modificaciones posteriores.

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes que los estipulados y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibe de parte de la distribuidora un crédito en sus facturaciones, proporcional a la energía no recibida en el referido semestre.

Al momento de acreditar la bonificación por apartamiento a los indicadores de calidad del servicio técnico, la distribuidora deberá notificar al usuario un detalle con la cantidad y duración de cada una de las interrupciones consideradas en la determinación del respectivo crédito. Dicha información podrá consignarse en la factura al usuario o mediante notificación adjunta a la misma.

Con una anticipación de treinta días corridos previos a la fecha de finalización del semestre controlado, la distribuidora deberá comunicar al Ente Nacional Regulador de la Electricidad a los fines de su autorización, la modalidad y el texto a utilizar para el cumplimiento de lo establecido en el párrafo precedente.

Vencido el semestre, corresponderá al Ente Nacional Regulador de la Electricidad dictar la Resolución pertinente definiendo sobre los casos de exclusión por causales de fuerza mayor presentados por la distribuidora en ajuste a alguna causal de fuerza mayor e instruyendo a la distribuidora para que:

- ♦ Excluya del cálculo de los indicadores las interrupciones aceptadas como de caso fortuito o fuerza mayor y proceda al cálculo correspondiente.
- ♦ Haga efectiva la bonificación a favor de los usuarios, en los términos establecidos.

Con respecto a la calidad del servicio técnico esto es, a las interrupciones de suministro originadas en causas de fuerza mayor, cabe distinguir diversas hipótesis:

- ♦ Cuando se trate de interrupciones autorizadas u ordenadas.
- ♦ Cuando las instalaciones de la distribuidora se hayan visto afectadas por hechos de terceros.
- ♦ Cuando las instalaciones de los distribuidores se hayan visto afectadas por hechos de la naturaleza.

3.3 Eximentes de responsabilidad del distribuidor por caso fortuito y fuerza mayor.

La fuerza mayor se concreta en un acontecimiento ajeno a la persona que la invoca. Este acontecimiento implica un impedimento para que el obligado cumpla sus obligaciones. El acontecimiento debe reunir ciertos caracteres para ser considerado fuerza mayor o caso fortuito y por ende eximir de responsabilidad al obligado.

La reglamentación hace una remisión al código civil disponiendo que la definición, alcances y efectos del caso fortuito o de fuerza mayor serán los casos establecidos en el artículo 513 y 514 del Código Civil.

Conforme al artículo 514 del C.C. «caso fortuito o fuerza mayor es el que no ha podido preverse, o que previsto, no ha podido evitarse. El caso fortuito o fuerza mayor actúa como eximente de la responsabilidad del obligado contractualmente que no cumple con su obligación eliminando la hipótesis de que el incumplimiento haya tenido un origen doloso o culposo».

Conforme al artículo 512 del C.C. «la culpa del deudor en el cumplimiento de la obligación

consiste en la omisión de aquellas diligencias que exigiera la naturaleza de la obligación y que correspondiesen a las circunstancias de las personas, del tiempo y del lugar».

El principio orgánico del servicio público es el conjunto de satisfacción de las necesidades públicas. Así pues, rige la preeminencia que el interés general tiene sobre los intereses meramente particulares, en cuyo ámbito los contratistas pueden innovar la relación contractual.

Asimismo, en la resolución ENRE 527/96 se prevé de pleno derecho, que existe fuerza mayor en los siguientes casos de interrupciones en el suministro de electricidad:

1) Cuando hubieren sido autorizadas por el ENRE u ordenadas por el mismo u otra autoridad competente.

2) Cuando se sean consecuencia de temperaturas superiores a los +45°C, o inferiores a los -10°C, o de vientos de 130 km/h o más o de inundaciones de carácter excepcional.

La distribuidora deberá notificar al ENRE dentro de los tres días hábiles el acaecimiento del caso fortuito o fuerza mayor, estableciendo la duración y alcance de la interrupción en forma precisa.

Después de cada mes, deberá ofrecer al ENRE todas las pruebas conducentes al encuadramiento del caso fortuito o fuerza mayor, de las interrupciones habidas en el mes de calendario anterior, acompañando la documental e identificando cada una de ellas.

Si el personal de la distribuidora ha tenido alguna intervención en los hechos, podrán presentar la declaración jurada testimonial del mismo.

El ENRE pondrá en conocimiento de la distribuidora las interrupciones a cuyo respecto proceda el rechazo de las causales de caso fortuito o fuerza mayor invocadas. La distribuidora podrá, dentro de

los diez días de notificada la solución, presentar su descargo.

Posteriormente, una vez emitida la resolución por parte del organismo competente, la distribuidora podrá recurrirla por las vías establecidas que estime convenientes.

3.3a) Medios Probatorios de la fuerza mayor ante el ENRE.

La descripción de la tabla de casos, establecidas en la Resolución ENRE Nº 527/96, con invocación de causal por fuerza mayor son los siguientes:

a) Hechos de Terceros.

- Vandalismo.
- Barriletes.
- Boieadoras.
- Alambres.
- Cables telefónicos.
- Trabajos en la vía pública.
- Embesidades.
- Poda.
- Incendio.

b) Condiciones climáticas.

- Vientos extremos (más de 130 Km/h).
- Inundaciones.
- Temperaturas extremas.
- Descargas atmosféricas.

c) Otras condiciones.

- Solicitado por el cliente (siempre que no afecte a otros usuarios).
- Autorizado u ordenado por el ENRE o autoridad competente.
- Afectación de instalaciones subterráneas - Obstrucción de desagües.
- Afectación de instalaciones subterráneas - Filtración por rotura de desagüe o ducto de agua.

Junto con la presentación de alguna de estas causales deben acompañar la prueba documental, todo ello bajo apercibimiento de caducidad del derecho a ser eximidas de responsabilidad por la causal de caso fortuito o fuerza mayor.

A los fines de probar la fuerza mayor de los casos anteriormente mencionados usualmente la distribuidora realiza ante el ENRE algunas y/o todas las siguientes presentaciones:

- Acta notarial de constatación.
- Exposición civil ante la policía que contenga testimonios de terceros ajenos a la distribuidora.
- Formulario de testimonio de personal de la distribuidora.
- Fotografías certificadas.
- Copia de causa judicial, certificada por el Secretario de Juzgado interviniente.

Cabe la mención especial de dos casos particulares, el primero de ellos referente a las descargas atmosféricas y el segundo respecto de la incidencia de las aves en la calidad del servicio técnico.

Acerca de las descargas atmosféricas la interrupción del servicio puede ser prolongada cuando involucra daños en los componentes del sistema y requiere reparaciones o reposiciones de los mismos. Cuando esto ocurre significa que el sistema de protección fue deficiente. Frente a este caso particular el ENRE declaró que éste no podía ser declarado por parte de la distribuidora como causal de fuerza mayor.

En lo que respecta a la incidencia de las aves en las líneas eléctricas se puede afirmar que las distribuidoras tienen las herramientas necesarias a su disposición para limitar los cortes de servicio, por lo que tampoco se aceptan como eximentes de responsabilidad por caso fortuito o

fuerza mayor.

4 Conclusión.

En la calidad de producto y/o servicio que se brinda el contrato de concesión establece una regulación basada en el control de los resultados, en particular, la calidad de la prestación.

El criterio regulatorio fijado por el legislador establece que la calidad es uno de los parámetros que ha de pautar el desempeño del concesionario distribuidor ya que constituye un elemento decisivo en la calificación que el público hace del servicio. De esta manera, el concesionario, aún intentando maximizar sus beneficios debe hacerlo de manera tal que sus gastos e inversiones compongan una ecuación económica que tenga en cuenta las eventuales penalizaciones por incumplimiento de las exigencias de calidad. Todo ello, está destinado tanto a asegurar la confiabilidad del servicio como a beneficiar al usuario.

El ENRE regula el mercado eléctrico y controla el cumplimiento de los contratos de concesión de las empresas prestadoras. El control se entiende como una regulación específica, puntual y preestablecida, destinada al estricto cumplimiento del Marco Regulatorio de los contratos de concesión.

Asimismo, el ENRE, en principio, no puede exigir a las empresas el cumplimiento de obligaciones que las impuestas expresa o tácitamente al momento de hacerse cargo de la concesión. Tampoco puede eximir las del cumplimiento de sus obligaciones porque los índices de calidad del servicio, las modalidades de medición y las normas sancionatorias, están preestablecidas en el contrato que vincula al concesionario con el Estado.

«Defensa de la Competencia y Antimonopolio» y «Control de Calidad del Servicio Técnico».

Por otra parte, la vinculación directa e inmediata entre usuario y concesionario, responde a un contrato de adhesión, que involucra al Estado concedente. Así pues, el servicio público debe ser estudiado desde la perspectiva de su ejercicio por el particular concesionario, sobre la base de la teoría general de los contratos administrativos.

Hemos de convenir que la situación de las distribuidoras, empresas lucrativas que en el momento de la privatización concieron los pliegos licitatorios y

las condiciones de la infraestructura o instalaciones de distribución, es cualitativamente diferente de la situación en la que se encuentra el usuario del servicio.

Así pues, esta situación de desigualdad agrava la obligación de la distribuidora de extremar las medidas de prevención tendientes a evitar la desviación de los niveles de calidad.

Respecto de la aceptación de causales de fuerza mayor el Ente Nacional Regulador de la Electricidad se inclina por un criterio restrictivo a la hora de evaluar caso por caso. Ello así por cuanto

en primer término son motivos todos ellos de condición extraordinaria e imprevisible y por otra parte no estamos frente a una simple relación entre particulares, sino frente a la prestación de un servicio público de interés general. En consecuencia, consideramos que se le ha de dar una interpretación restringida a la aceptación de hipótesis de fuerza mayor o caso fortuito, en base a que el objeto de la prestación es el servicio público de distribución de electricidad el cual es esencial para la vida de los ciudadanos.

Curriculum Vitae.

Dra. Susana Latrónico.

Abogada. Graduada en la Universidad de Buenos Aires. Especialista en Derecho Administrativo. Integrante del Área de Análisis Regulatorio y Estudios Especiales del Ente Nacional Regulador de la Electricidad. A cargo de los Aspectos de Control del Servicio Público de Distribución y Comercialización. Ex Funcionaria del Fuero Contencioso Administrativo Federal del Poder Judicial Argentino. Asesora de Ferrocarriles Argentinos y de la Empresa de Telecomunicaciones al momento de la Reestructuración y Privatización. Profesora de Derecho Administrativo de la Universidad Nacional de Buenos Aires. Autora de "Responsabilidad del Estado Concedente y/o del Ente Regulador por los Daños Sufridos por Terceros en la Prestación del Servicio Público de Electricidad" y "Control de Calidad del Servicio Técnico".

Dra. Patricia Belén Vignolo Pena.

Licenciada en Derecho de la Universidad Complutense de Madrid, España. Abogada en la República Argentina. Integrante del Área de Análisis Regulatorios y Estudios Especiales del Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Ex Becaria de Unión Fenosa S.A., España. Autora de "Régimen Tarifario y Calidad del Servicio del Transporte y Distribución de Energía Eléctrica", "Defensa de la Competencia y Antimonopolio" y "Control de Calidad del Servicio Técnico".



Septiembre de 2002
ISSN 0717-1536

LIBERTAD Y DESARROLLO

**SERIE INFORME
ECONÓMICO
Nº 132**

**COMENTARIOS A LA LEY CORTA
EN MATERIA DE SERVICIOS
ELÉCTRICOS**

María de La Luz Domper R.



COMENTARIOS A LA LEY CORTA EN MATERIA DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

• María de la Luz Domper R.

Resumen Ejecutivo

Las autoridades han enviado al Congreso una serie de reformas a la actual normativa del sector eléctrico, las que han sido denominadas comúnmente como "ley corta".

Estas modificaciones constituyen un primer paso de reforma a la normativa que rige el sector. Posteriormente, se espera un cambio en el reglamento y otras reformas que vendrían incorporadas en la denominada "ley larga".

El sector eléctrico chileno ha presentado durante los últimos años algunos problemas, como el desincentivo a invertir, el cual tendría su origen en las modificaciones al artículo 99 bis realizadas luego de la sequía extrema que vivió el país en los años 98-99. Esta normativa, por una parte, socializa las pérdidas, al no diferenciar entre las generadoras que son deficitarias de las que presentan superávit, en cuanto a la responsabilidad que le compete a cada una. Por otra parte, obliga a las generadoras a compensar (pagando el costo de falla) a los clientes regula-

dos a todo evento, eliminando las situaciones de fuerza mayor o caso fortuito. Con ello se ha desincentivado el establecimiento de nuevos contratos entre generadoras y distribuidoras, ya que las primeras no quieren asumir un riesgo o un compromiso mayor.

Asimismo, la resolución 88 que obliga a las generadoras a vender a las distribuidoras que no tengan contrato, tiende a agravar aún más el problema, finalmente desincentiva la inversión en el sector de generación.

Ninguno de estos elementos se modifica en la denominada ley corta. Ésta pretende solucionar algunos problemas que se han presentado en el área de transmisión con el cálculo de los peajes básicos. Para ello propone que el costo de transmisión sea pagado 50% por los generadores y 50% por los usuarios, dentro de lo que se denomina red troncal de transmisión.

Respecto de estas modificaciones cabe hacer algunas observaciones:



*El proyecto no precisa bien la definición de lo que se entiende por sistema troncal. Todo el conjunto de líneas existente podría llegar a declararse como parte del Sistema Troncal.

*El financiamiento compartido del costo de transmisión produce distorsiones en la asignación de recursos y en la señal de localización de las centrales, lo que puede derivar en una composición del parque generador que no es óptima.

*La autoridad determinará cuál es el sistema troncal y cómo éste se expande en base a las decisiones del Comité de Planificación que se crea para ello. Esto involucra una centralización de decisiones que puede tener altos costos frente a la alternativa de contar con un mecanismo institucional que lleve a que sea el sector privado el que tome las decisiones de inversión en base a las señales de precio.

*La interconexión se justificaría por un exceso de capacidad instalada en el norte y un SIC ajustado. Si se interconecta el SING-SIC y se incorpora al Sistema Troncal, el financiamiento de la transmisión será pagado 50% por los generadores del sur. Por lo que no es lo más adecuado

dar en la ley una solución de interconexión.

*Se establecen restricciones a la propiedad que generarán barreras a la entrada a los mercados y distorsionarán su funcionamiento, porque se afecta la competencia del sector.

*Cambia el sistema actual de tarificación de la distribución para los sistemas medianos que se basan en la operación de una empresa modelo sobre la base de los costos marginales de producción, por uno basado en costos incrementales de desarrollo, lo que significa incorporar mayores arbitrariedades en la toma de decisiones y es un mal precedente para la regulación de otros sistemas de distribución de energía eléctrica del país.

Por otra parte, el proyecto incorpora algunos elementos positivos como:

*Se reconoce la existencia legal de un mercado de servicios complementarios, adicional al de energía y potencia, lo cual permite operar con menores probabilidades de corte y mejor calidad de servicio.

*Se reconoce en la ley la existencia del precio nudo de potencia firme, lo cual



otorga mayor seguridad jurídica.

*Se reduce la banda de precios libres de $\pm 10\%$ a $\pm 5\%$ para la fijación del precio nudo. Este es un cambio positivo ya que aumenta la estabilidad del precio de nudo, y lo acerca a los valores de contratos de largo plazo del mercado libre.

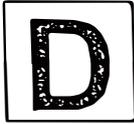
*Finalmente, se fijan peajes de distribución, lo que abre espacio para una mayor competencia en el suministro a clientes libres que se encuentran dentro de las áreas

de concesión de las distribuidoras.

A pesar de incorporar elementos positivos, el proyecto incorpora aspectos negativos, como la mayor planificación central en lo que dice relación con el Sistema Troncal y cómo éste se expande, qué se incorpora como sistema troncal, las restricciones a la propiedad que se establecen y los cambios en la tarificación de los sistemas medianos, entre otros.



I.- DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO



entro del proceso eléctrico se pueden distinguir tres actividades con características diferenciadas:

- (a) Generación de energía,
- (b) Transmisión de energía,
- (c) Distribución de la energía.

Gracias a las características propias de cada una, desde el punto de vista de su regulación, estas actividades admiten tratamiento distinto. Ello con el fin de lograr la máxima eficiencia económica y social en la provisión de electricidad.

A.- GENERACIÓN

El proceso de generación de energía se realiza principalmente mediante tres tipos de plantas: centrales hidroeléctricas, térmicas y turbinas a gas.

Las centrales hidroeléctricas, por lo general, enfrentan un bajo costo de producción. Sin embargo, dada la geografía de Chile, se deben ubicar en el sur del país (en las cercanías de ríos), debiendo pagar mayores costos de transmisión. Por el contrario, las centrales térmicas y las de turbina a gas no tienen este problema, pero su costo de producción es bastante superior.

La actividad de generación tiene características que permiten su desarrollo en condiciones de competencia. Dado lo anterior, es más eficiente permitir la competencia a nivel de generación, en vez de tener sólo una empresa generadora de energía. Por esta razón, desde 1982, la generación se ha desarrollado en condiciones de mercado. Es decir, se ha caracterizado por la libre entrada de los agentes al proceso de generación (antes el mercado eléctrico estaba dominado por dos empresas, ambas de propiedad estatal, Endesa y Chilectra, las cuales concentraban casi el 100% de la generación y transmisión, con excepción de la autoproducción, y el 80% de la distribución de la electricidad).

Por otra parte, el sistema actual está estructurado de tal manera que a pesar de la complejidad que existe en determinar qué generador entra y sale en un momento del tiempo, la coordinación se produce y los incentivos son los adecuados. Lo anterior se logra gracias a que los precios de retiro e inyección (precios nudo) del sistema interconectado reflejan los verdaderos costos margina-



les de corto plazo, tanto de energía como de potencia.

Cabe señalar que incluso sin la existencia de la instancia coordinadora que determina el momento óptimo de producción de cada central, el sistema operaría con los incentivos adecuados, siempre que se mantuviera el criterio de cobro según el costo marginal de corto plazo.

B.- TRANSMISIÓN

La transmisión de la energía claramente presenta características técnicas de monopolio natural. Dados los altos costos de inversión inicial (en los sistemas y redes de transporte), el tamaño relativo de la demanda obliga a operar a la empresa con costos decrecientes. Es decir, a medida que aumenta el flujo de energía transmitido, los costos disminuyen.

Lo anterior implica que deberá existir un sistema de precios que permita a la empresa transmisora cubrir sus costos marginales de corto plazo y que adicionalmente la incentive a invertir en el largo plazo, es decir, cubra sus costos medios totales. Lo primero, en el sistema actual se logra por el cobro de acuerdo al costo marginal de corto plazo, y lo segundo, mediante el peaje.

Cabe señalar que el acceso a los sistemas de transporte es abierto y garantizado por ley, para todo generador que se conecte al sistema eléctrico, lo cual permite evitar una sobreinversión.

C.- DISTRIBUCIÓN

El proceso de distribución de energía a nivel local posee características de monopolio natural que recomiendan establecer una regulación tarifaria para los clientes pequeños. Dado lo anterior, se aplica el sistema de tarificación basado en el costo marginal de corto plazo de una empresa modelo eficiente para determinar el Valor Agregado de Distribución.

D.- SISTEMAS INTERCONECTADOS

En nuestro país existen los siguientes sistemas interconectados:

a) **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):** Comprende la I y II Región. Cuenta con una capacidad instalada de 3.352 MW, al año 2000. La demanda máxima durante ese año fue de 1.211 MW, en tanto que el consumo de energía alcanzó a 9.327 GWh. El 99% del parque generador es térmico y este siste-

ma cubre al 5% de la población del país.

b) Sistema Interconectado Central (SIC): Comprende de la III a la X Región. Cuenta con un capacidad instalada de 6.646 MW, al año 2000. La demanda máxima durante dicho año fue de 4.576 MW y el consumo de energía fue de 29.577 GWh. El 60% del parque generador es hidroeléctrico y el 40% restante térmico. Este sistema sirve al 93% de la población del país, de los cuales un 60% son clientes regulados.

c) Sistema Interconectado de Aysén: Este sistema comprende la XI Región. Su capacidad instalada alcanza los 17.1MW, al año 2000. Este sistema es 76% térmico. En él opera sólo la empresa EDELYSEN S.A., que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía. La demanda máxima en el año 2000 alcanzó los 13.75MW y el consumo de energía llegó a 74.7GWh durante el mismo año.

d) Sistema Interconectado de Magallanes: Este sistema está constituido por tres subsistemas eléctricos ubicados en la XII Región (el sistema de Punta Arenas, de Puerto Natales y de Puerto Porvenir). La capacidad instalada de estos sistemas fue de 58.5 MW, 4.2 MW y 1.8 MW, respectivamente al año 2000. Los tres subsistemas son 100% térmicos.

La demanda máxima en el año 2000 fue de 29.8MW, 2.8Mw y 1.1MW respectivamente, mientras que el consumo de energía fue de 145.5GWh, 13.4GWh y 4.1GWh, respectivamente. En estos sistemas también opera sólo una empresa EDELMAG S.A.

E.- SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN Y TARIFAS

Actualmente, el mercado eléctrico opera de la siguiente manera:

- En primer lugar, las empresas generadoras inyectan (o venden) la energía generada al sistema interconectado central (red de transmisión que va desde el sur del país hasta aproximadamente La Serena), por lo cual reciben un precio que les permite cubrir sus costos marginales de generación.

Este precio (de inyección) cubre el costo marginal de generación de corto plazo, y es distinto en cada punto en que la generadora ingrese energía al sistema. Se definen en cada punto porque depende del costo marginal de potencia y energía.

- A su vez, las empresas distribuidoras retiran la energía que



necesitan del sistema interconectado y pagan una tarifa por ello. (A menos que una generadora les venda energía y la haga llegar directamente al centro de distribución, sin pasar por el sistema interconectado). Este precio de retiro es diferente al precio de inyección, ya que no sólo cubre los costos marginales de generación, sino que además los marginales de transporte (las pérdidas de transmisión).

- Finalmente, las empresas distribuidoras venden la energía a los consumidores finales.

El precio de las empresas distribuidoras a los clientes finales varía según si éstos son clientes que consumen más de 2.000 kw o menos, es decir, dependiendo de si se trata de clientes grandes o pequeños. Si se trata de clientes grandes, el precio de venta final no es regulado. Sin embargo, si los consumidores son pequeños, el precio de venta final deja de ser libre y está regulado en base a una empresa modelo. Esto implica que el precio de venta debe cubrir el precio nudo (que corresponde al precio de retiro de la energía del sistema interconectado) más el valor agregado de distribución.

F.- PEAJE BÁSICO POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Dada la presencia de economías de escala en la transmisión, lo eficiente es que la tarifa de transmisión pagada por los generadores tenga dos partes: un cargo variable, que cubra el costo marginal de corto plazo y una tarifa fija que cubra la diferencia entre el costo marginal de corto plazo y el costo medio total.

La estructura de pagos existente en el esquema actual permite cubrir el costo total de transmisión. En primer lugar, la tarifa variable, denominada Ingreso Tarifario, cubre el costo marginal de transmisión. Específicamente, corresponde a la diferencia entre los precios de inyección y de retiro (o precios nudo de entrada y salida) entre dos subestaciones de transferencia de energía diferentes.

Adicionalmente, el esquema actual establece el pago de una tarifa fija, denominada Peaje, que corresponde al complemento para cubrir el costo total.

La ley actual distingue dos tipos de peaje. El primero es el básico, que se calcula según la localización de cada generador (área de influencia) y según la cantidad de energía (potencia) transmitida por cada generador. El pago de este peaje lo efectúa

el generador y es independiente de las transacciones de energía que realice. Por otra parte, el pago de este peaje le permite a cada generador acceder al mercado cubierto por el sistema interconectado.

Dado que el peaje básico le permite al transmisor cubrir sus costos totales de transmisión, incluyendo los costos de inversión, la existencia de éste incentiva a los transmisores a realizar inversiones en el largo plazo.

Adicionalmente, se contempla la posibilidad de acceder a mercados más específicos, ubicados fuera del sistema interconectado, mediante el pago de un peaje adicional.



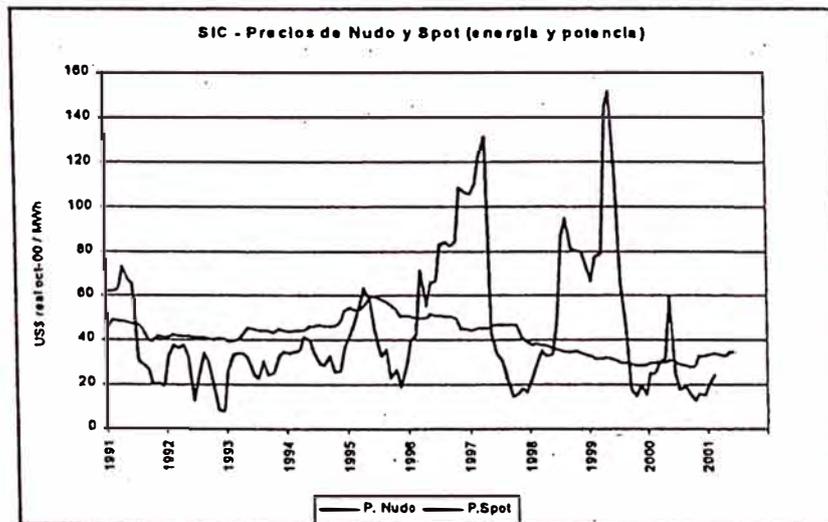
II.- PROBLEMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

A.- DESINCENTIVO A INVERTIR

Durante el último tiempo ha existido un desincentivo a la inversión en nuevos proyectos de generación, principalmente hidroeléctrica. Los problemas ambientales y los retrasos que han sufrido los proyectos que se han sometido al estudio de impacto ambiental introducen incertidumbre en el sector, y han desincentivado la entrada de nuevos proyectos.

Por su parte, los cambios legislativos introducidos a raíz de la gran sequía que vivió el país en 1998, también han afectado la entrada de nuevos proyectos de generación. En efecto, la actual Ley N° 19.613, tendiente a solucionar los problemas experimentados producto de la crisis eléctrica, no dio una solución a los casos críticos de desabastecimiento e introdujo otros elementos distorsionadores.

Gráfico N° 1



El principal problema de la última crisis fue que no se entregó la señal económica correcta: el precio no reflejó el costo marginal de generar energía ni la mayor escasez de agua. En efecto, tal como se puede apreciar en el Gráfico N° 1, el precio spot subió hacia fines de 1998 y 1999, pero el precio de nudo continuó con su tendencia decreciente. Como los precios no reflejaron la verdadera situación, no se incentivó la libre transferencia de energía de los autoprodutores a los generadores deficitarios. Asimismo,



tampoco se logró incentivar el ahorro por parte de los consumidores regulados, cuyo precio está fijado, ya que las compensaciones, previstas en la ley eléctrica, y que permiten reflejar el verdadero costo de escasez del agua, tampoco cumplieron el rol que debían.

La ley N° 19.613 no soluciona estos problemas, por el contrario agrava la situación ya que, por una parte, socializa las pérdidas, al no diferenciar entre las generadoras que son deficitarias de las que presentan superávit, en cuanto a la responsabilidad que le compete a cada una. Por otra parte, esta ley obliga a las generadoras a compensar (pagando el costo de falla) a los clientes regulados a todo evento, eliminando las situaciones de fuerza mayor o caso fortuito. Con ello se ha desincentivado el establecimiento de nuevos contratos entre generadoras y distribuidoras, ya que las primeras no quieren asumir un riesgo o un compromiso mayor.

Por otra parte, la resolución 88 que obliga a las generadoras a vender a las distribuidoras que no tengan contrato, tiende a agravar aún más el problema, todo lo cual desincentiva la inversión en el sector de generación.

B.- INCERTIDUMBRE RESPECTO AL VALOR DE LOS PEAJES BÁSICOS DE TRANSMISIÓN

El principal problema que tiene el sistema actual respecto de la determinación de los peajes básicos de transmisión, es que ha dado lugar a bastantes litigios judiciales, lo cual entorpece el funcionamiento del sistema y genera incertidumbre.

C.- LOS CLIENTES LIBRES SON EN REALIDAD CAUTIVOS

Esto se debe a que los clientes libres ubicados dentro del área de concesión de una distribuidora son en realidad cautivos de ésta, ya que no existe un peaje a pagar para que otro generador pueda darles directamente el servicio.



III.- PRINCIPALES PROPUESTAS INTRODUCIDAS POR LA LEY CORTA Y COMENTARIOS

Para solucionar algunos de estos problemas el gobierno envió al Congreso la denominada “Ley Corta”. A continuación se presentan las principales modificaciones que introduce esta normativa con sus comentarios.

A.- REDISEÑO DE LA REGULACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

El proyecto de ley establece que la transmisión de energía será considerado servicio de utilidad pública.

Asimismo, divide el sistema de transmisión en Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Transmisión Secundario o de Subtransmisión y el Sistema de Transmisión Adicional. Se entiende que el Sistema de Transmisión Troncal está conformado por todas las instalaciones económicamente eficientes y necesarias para el funcionamiento del sistema. Los sistemas de subtransmisión son aquellos utilizados por los distribuidores y los clientes libres, y se entiende que el sistema adicional estaría conformado por todas las instalaciones restantes.

A.1.- Sistema Troncal

El proyecto de ley dispone que la autoridad determinará cuáles son los sistemas troncales, por decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo un estudio sobre la Expansión y Valorización de la Transmisión Troncal.

Será responsable de licitar, adjudicar y supervisar el estudio un Comité de Planificación integrado por un representante del MINECON, dos representantes de las empresas de transmisión, uno de los usuarios y uno de la CNE.

Se crea un mecanismo de participación, en la determinación de los términos de referencia del estudio, de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, los usuarios no sometidos a fijación de precios y un representante de los usuarios o consumidores finales de cada sistema interconectado, los denominados “participantes”. Ellos podrán presentar observaciones ante la CNE respecto de los términos de referencia preliminares del estudio de expansión y valorización de la red troncal.



Este Comité contratará este estudio de "Expansión y Valorización de la Transmisión Troncal", en base a los términos de referencia definitivos, desarrollados con participación de los "participantes".

Este estudio se realizará cada 4 años, y determinará las obras a incorporar al Sistema Troncal y el valor de los tramos del Sistema Troncal (considerando el valor de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración).

El estudio estará a cargo de una empresa independiente precalificada. El informe técnico que resulte es sometido a audiencia pública y observaciones de los "participantes" y de los usuarios en instituciones interesadas. No obstante, la CNE es quien realiza el informe técnico final basado en los resultados del estudio y en las observaciones de quienes participaron en la audiencia pública. El Ministerio de Economía es quien finalmente mediante decreto dispone las obras a ejecutar y valoriza los tramos del ST.

Se establece que el estudio determinará quien debe realizar las obras de expansión de la red. El plan de desarrollo es obligatorio para los transmisores. Si por alguna razón, los propietarios correspondientes no pudieren ejecutar las obras, podrán solicitar autorización a la Superintendencia para ceder su derecho. Por otra parte, en caso de incumplimiento de su obligación, se procederá a licitar el derecho a ejecutar y explotar las obras. La licitación será realizada por la CNE y adjudicada por el Ministerio.

Para los proyectos de interconexión de sistemas eléctricos independientes, se establece específicamente que la CNE llamará a licitación pública internacional para determinar quien los ejecuta. No queda muy claro, pero se subentiende que la variable de licitación es el menor peaje.

Por otra parte, existirá acceso abierto irrestricto al Sistema Troncal pero con los límites que establezca el CDEC ("cuando exista capacidad técnica de transmisión" el sistema estará abierto).

El costo del Sistema Troncal es pagado 50% por las empresas generadoras y 50% por los usuarios (distribuidores y grandes consumidores) en función de su uso. Es el Reglamento el que determinará el uso de cada agente. No obstante, el CDEC participa en la determinación de las participaciones de uso.

Las controversias que surjan respecto de la determinación de los peajes de transmisión serán resueltas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la CNE, en la forma que estipule el Reglamento.

A.2.- Sistemas de Subtransmisión

Asimismo se precisan las regulaciones y metodologías de cálculo de peajes en sistemas de subtransmisión, los cuales serán determinados por la CNE, con participación del resto de los agentes involucrados, en base a un estudio técnico realizado por una empresa consultora de una lista previamente acordada con la CNE. Las tarifas de subtransmisión se determinarán cada 4 años, con un desfase de 2 años respecto de la tarificación de los Valores Agregados de Distribución.

A.3.- Sistemas Adicionales

En el caso de los sistemas adicionales, los VI y COYM son determinados por los interesados.

A.4.- Interconexión SIC-SING

El proyecto de ley establece que el estudio de interconexión entre el SIC y SING será parte del Estudio de Expansión y Valorización del Sistema Troncal, y la interconexión formará parte del Sistema Troncal, en consecuencia, será financiada 50% por los usuarios y 50% por los generadores correspondientes. Estos proyectos se llevarían a cabo mediante licitación.

A.5.- Limitaciones respecto a la propiedad del Sistema Troncal

El proyecto establece que las empresas que operan instalaciones en el Sistema Troncal (ST) deberán estar organizadas como Sociedades Anónimas de giro exclusivo.

Además, establece que ningún generador, distribuidor o gran usuario puede tener individualmente una participación superior al 8% del capital total de las empresas propietarias u operadoras del ST y en conjunto, no podrán controlar más del 40% del capital total de las empresas propietarias u operadoras del ST.

B.- COMENTARIOS RESPECTO DE LAS NORMAS RELATIVAS AL SISTEMA TRONCAL

B.1.- Definición del Sistema Troncal

El proyecto no precisa la definición de lo que se entiende por sistema troncal. Todo el conjunto de líneas existente podría llegar a declararse como parte de él. Por otra parte, como el costo de transmisión en el Sistema Troncal, se paga 50% por los usuarios y 50% por los generadores, existirá presión a incorporar todo como parte del Sistema Troncal. De esa manera, el generador se ahorra parte del costo de transmisión.

Adicionalmente, el financiamiento compartido del costo de transmisión produce distorsiones en cuanto a la asignación de recursos y en la señal de localización de las centrales, lo cual puede derivar en una composición del parque generador que no es óptima. Así, una central ubicada en un lugar específico, que en otras condiciones no era rentable, puede serlo gracias a que el costo de transmisión es compartido.

Una manera de acotar la definición de sistema troncal es definir que sólo formarán parte de éste aquellos tramos en los que exista transmisión bidireccional.

El carácter de bidireccional justificaría que el costo de transmisión no sea atribuible a un generador o consumidor en particular. Podría definirse que se entiende que es transmisión bidireccional cuando las transmisiones se efectúan más del 20% del tiempo en sentidos encontrados. De esta manera, líneas que sólo son de inyección o retiro, no formarán parte del Sistema Troncal.

Esta definición dejaría fuera del sistema troncal el SING (por ser unidireccional) y las centrales hidroeléctricas ubicadas en Aysén, extremo sur del país, así como aquellas líneas de conexión específicas.

Otra alternativa es optar porque sean los generadores quienes financien el 100% de la línea, según su uso (determinado aplicando el método lineal GGDF).

B.2.- Comités de Planificación

Parece injustificado que el desarrollo del sector de transmisión se base en las decisiones de un "Comité de Planificación". Esto involucra una centralización de decisiones que puede tener

altos costos frente a la alternativa de contar con un mecanismo institucional que lleve a que sea el sector privado el que tome las decisiones de inversión en base a las señales de precio.

Además será difícil que las empresas generadoras se pongan de acuerdo. Las visiones de cada una respecto de la expansión del sistema y la transmisión requerida serán distintas. Por otra parte, estos comités favorecen la posición de un generador, haciendo que todos paguen el costo que implica su proyecto.

Por ello se puede proponer que en lugar de ese Comité, existan reglas claras, simples y objetivas, como por ejemplo:

- Todos los generadores tienen derecho a interconectarse, sin restricción alguna.
- Todas las obras de menor costo que evitan la congestión deberán efectuarse, salvo que la mayoría de los generadores involucrados (2/3 MW conectados al tramo) se oponga.

Otra alternativa a explorar para solucionar los problemas de congestión es la introducción de derechos de transmisión transables entre las firmas que utilizan el servicio. De esta manera, será el mercado quien determine, en base al sistema de precios, qué firma hace uso del sistema de transmisión cuando hay congestión.

Por otra parte, los problemas de congestión se solucionan automáticamente si se define Sistema Troncal en forma bidireccional y si los generadores son responsables de financiar el 100% de las líneas según su uso.

B.3.- Interconexión SING-SIC e incorporación del SING al Sistema Troncal

La interconexión se justificaría por un exceso de capacidad instalada en el norte y un SIC ajustado. Si se interconecta el SING-SIC y se incorpora al Sistema Troncal, el financiamiento de la interconexión será pagado 50% por los generadores del sur. Es decir, los del sur ayudarían a hacer rentable la sobreinversión existente en el norte. Sin embargo, para ellos puede ser más rentable que no exista interconexión y que se creen más centrales térmicas cerca de Santiago. Por ello es que otorgar en la ley una solución de interconexión no es lo más adecuado.

Por otra parte, no queda claro en la ley cuál es el factor mediante el cual se adjudicará esta licitación. Este debiera ser el menor peaje.

B.4.- Restricciones de propiedad

La resolución N° 488 de la Comisión Resolutiva Antimonopolio, que analiza los efectos en la libre competencia de la integración vertical existente en ese entonces, en el mercado de energía eléctrica, establece que "la actual estructura de propiedad que presentan las empresas dominantes, no es un factor relevante y determinante que, por si solo, afecte la competencia, o que tienda a ello, en tanto se asegure en la legislación la libre entrada a la actividad y condiciones homogéneas para todos los participantes respecto a los segmentos todavía no competitivos del mercado".

Dado lo anterior, la Comisión Resolutiva no establece restricciones de dominio. Las restricciones a la propiedad propuestas en el proyecto de ley generan barreras a la entrada a los mercados y van a distorsionar el funcionamiento de éste, porque se afecta la competencia del sector.

De tal forma que si una empresa distribuidora cumple con su 8% de participación, pero ingresa otra empresa generadora con un proyecto a formar parte del sistema troncal y ello significa sobrepasar el 40% que pueden tener en conjunto las empresas generadoras, distribuidoras y grandes clientes, entonces se obliga a la distribuidora a ajustarse y vender parte de su propiedad, en el plazo de un año. Lo anterior equivale a una forma de expropiar, pero no se indica el precio ni las condiciones de dicho ajuste. En los términos planteados esta norma puede ser calificada como inconstitucional, según se señaló en el punto 2 de las implicancias constitucionales.

Por otra parte, hay aspectos poco claros. Por ejemplo, según el proyecto, ninguna empresa distribuidora, generadora o cliente libre podrá tener individualmente más del 8% del capital total de las propietarias u operadoras del ST, ¿cómo se va a medir capital total?, pareciera más adecuado usar el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones del Sistema Troncal; ¿qué sucede si una tiene el 8% en 6 de esas empresas, es decir, acumula el 48%? Según el proyecto de ley esto último no estaría prohibido.

A este respecto cabe señalar que si lo que se quiere evitar es la integración vertical, debe precisarse que esta forma de orga-

nizarse no siempre es dañina para la sociedad y puede incluso ser beneficiosa si la empresa aprovecha las economías de escala y ámbito; por lo tanto no sería dañina para la sociedad si la integración vertical se da en sectores con tarifas reguladas, donde existe libre entrada.

C.- TARIFICACIÓN SISTEMAS MEDIANOS

Se establece un nuevo modelo de precios para sistemas eléctricos intermedios (Aysén-Coyhaique y Magallanes). La nueva metodología está basada en el costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo.

C.1- Comentarios:

Esta modificación no parece adecuada. No es conveniente para el sistema cambiar el mecanismo de tarifación para el Valor Agregado de Distribución, que considera una empresa modelo eficiente y se basa en los costos marginales de largo plazo, por un método que introduce los conceptos de costos incrementales de desarrollo (corresponden a los costos medios de expandir el sistema en el largo plazo).

El argumento del Ejecutivo para introducir este cambio se basa en que en estos sistemas pequeños existe indivisibilidad de las tres actividades: generación, transmisión y distribución. En esta situación los proyectos de generación hidroeléctrica de pasada de 20 MW serían poco rentables y afectarían el precio nudo hacia abajo, lo cual justificaría el cambio planteado.

Frente a ello se debe insistir en que la propuesta es perjudicial. En efecto, los nuevos conceptos propuestos quedan sujetos a interpretaciones discrecionales, exigen una centralización y planificación de decisiones e involucran una eventual pérdida de objetividad. Adicionalmente, se introduce un cambio en la tarifación del valor agregado de distribución cuando el problema descrito sólo se presenta en el área de generación.

Por otra parte, no se justifica el cambio propuesto por ser sistemas chicos, ya que el VAD opera en redes de distribución de menor tamaño que forman parte del SIC.

Adicionalmente, esta modificación puede constituir un mal precedente, ya que podrían querer hacer extensivo este sistema de tarifación a sistemas de distribución de mayor tamaño, como el SIC.



Finalmente, aplicar el sistema de tarificación de costo incremental de desarrollo en generación, no se justifica para el sistema de Magallanes, que opera básicamente por gas (no existe el problema de indivisibilidad descrito). Han existido ciertos problemas en Aysén, pero su solución no justifica el cambio propuesto.

D.- MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Mediante el proyecto se reconoce la existencia legal de un mercado de servicios complementarios, adicional al mercado habitual de energía y potencia. Los productos transables y su forma de remuneración serán determinados vía reglamento.

Adicionalmente, se reconoce en la ley la existencia del precio nudo de potencia, cuya fórmula de determinación estará especificada en el Reglamento, para las transferencias de potencia firme (se entiende por potencia firme, lo que cada generador puede garantizar).

D.1.- Comentarios:

Es positivo que se reconozca en la ley la existencia de un mercado de servicios adicionales, debido a que éste permite operar con menores probabilidades de corte y mejor calidad de servicio. El segundo cambio es un reconocimiento legal a la existencia del precio de potencia firme que hasta ahora sólo era materia de reglamento, lo cual otorga mayor seguridad jurídica. No obstante, debiera ser materia de ley, y no sólo de reglamento, la fórmula que se utilizará para determinar el precio de potencia firme y la fórmula de remuneración de los servicios complementarios.

E.- AUTORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE CONCESIONES

Se precisan en el proyecto las condiciones mediante las cuales se autorizarán las transferencias de concesiones entre empresas que operan en el segmento de distribución, indicándose el alcance en tarifas producto de estas decisiones. (Debe ser autorizada por el MINECON, con el conocimiento de CNE y la Superintendencia de Electricidad y Combustible, previo informe de la CNE sobre la forma en que se afectarían o no se afectarían las tarifas). La idea es que la transacción no afecte las tarifas de los consumidores.

En la actualidad las transferencias también están sometidas a autorización. (del Ministerio del Interior o de la Superintendencia

de Electricidad y Combustibles). El proyecto viene a precisar para qué se exige autorización: para evitar que se eleven las tarifas.

E.1.- Comentarios:

La razón que subyace en esta norma, es evitar que un concesionario en cuya zona coexisten sectores más rentables con otros menos rentables, enajene los sectores menos rentables (tomados en cuenta para la fijación de la tarifa común en su zona), de manera de conservar, luego de la enajenación, los sectores que le son mejor remunerados. El adquirente, entonces, concesionario de un sector menos rentable, presionaría el alza de la tarifa para hacer rentable (o más rentable) su inversión.

Sin embargo, ello, supone encontrar un comprador que adquiera el sector menos rentable de la zona de concesión, el cual, si existe, considerará esa circunstancia en el precio que le va a ofrecer al vendedor.

Por lo tanto, la transferencia parcial o total de la concesión debe ser una actividad libre, pues si ello afecta o no a las tarifas, se verá reflejado en el precio de compra de la transferencia parcial o total de la concesión y el cambio en las tarifas debiera verse explícitamente reconocido en la siguiente fijación tarifaria cuando se cumpla el respectivo cuadrienio.

F.- REDUCCIÓN DE LA BANDA DE PRECIOS LIBRES PARA LA FIJACIÓN DEL PRECIO DE NUDO

Se propone reducir la banda de precios libres de + - 10% a + - 5% para la fijación del precio nudo.

F.1.- Comentarios:

Cambio positivo que aumenta la estabilidad del precio de nudo, y lo acerca a los valores de contratos de largo plazo del mercado libre.

G.- FIJACIÓN DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN POR LA AUTORIDAD REGULADORA

Se establece la facultad de la autoridad (Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía) de fijar peajes de distribución sobre la base de los Valores Agregados de Distribución calculados en cada fijación de distribución (cada cuatro años).



G.1.- Comentarios:

Se trata de una propuesta positiva ya que abre espacio para una mayor competencia en el suministro a clientes libres que se encuentran dentro de las áreas de concesión de las distribuidoras. No obstante, la ley debiera ser más específica respecto de la manera cómo se van a fijar los peajes de distribución.

H.- EN CONCLUSIÓN...

A pesar de tener elementos positivos, el proyecto incorpora aspectos negativos, como la mayor planificación central en lo que dice relación con el Sistema Troncal y cómo éste se expande, lo cual afecta necesariamente a la actividad de generación; qué se incorpora como sistema troncal; las restricciones a la propiedad que se establecen; entre otros.

Asimismo, cambiar el sistema actual de tarificación de la distribución para los sistemas medianos que se basa en la operación de una empresa modelo sobre la base de los costos marginales de producción, por un sistema basado en costos incrementales de desarrollo, significa incorporar mayores arbitrariedades en la toma de decisiones y es un mal precedente para la regulación de otros sistemas de distribución de energía eléctrica del país.

IV.- PROPUESTAS RELEVANTES NO INCORPORADAS EN LA LEY CORTA

Finalmente, existe una serie de elementos que son muy relevantes para el mejor funcionamiento del mercado eléctrico en nuestro país y que no han sido incorporados en la Ley Corta.

1.- DESREGULAR EL PRECIO DE NUDO

La razón para regular estos precios es más bien histórica, deriva de cuando se efectuó la reforma del sector y se introdujo el concepto de costo marginal. En ese entonces la estructura de propiedad en generación eléctrica era más bien monopólica y por ese motivo la autoridad de la época no estimó conveniente liberalizar los precios de la energía destinada al suministro de distribución eléctrica porque no se daban las condiciones de competencia. En la actualidad se dan esas condiciones, de hecho la generación de energía eléctrica opera como un mercado razonablemente competitivo.

Período de Transición. Para llevar a cabo lo anterior, se podría aplicar una estrategia de desregulación del precio de nudo que preserve la transparencia en la contratación de los suministros por las distribuidoras en los procesos de licitación competitivos. Así, se podría autorizar la contratación a precio libre, por las necesidades de aumentos de contratos respecto de los vigentes, y por la renovación de estos últimos a su término. Los precios libres, obtenidos en licitaciones competitivas, serían reconocidos en el precio promedio de compra que las distribuidoras estarían autorizadas a trasladar a público. El precio de nudo se mantendría para ser aplicado a los precios de los contratos vigentes, durante el período que dure la transición.

2.- DISMINUIR EL LÍMITE DE CONSUMO PARA SER CONSIDERADO CLIENTE LIBRE

Se propone disminuir paulatinamente el límite de consumo para ser considerado cliente no regulado. Actualmente el límite es de 2.000 KW. La propuesta consiste en bajarlo a 500 KW y en el mediano plazo a 100 KW.



3.- SOLUCIONAR EL PROBLEMA DE CASOS FORTUITOS O FUERZA MAYOR

Se requiere buscar una solución eficiente a los problemas de desabastecimiento producto de casos fortuitos o de fuerza mayor. Ello con el fin de que se generen los incentivos correctos tanto para la transferencia de energía de los autoprodutores, como para el mayor ahorro de consumo por parte de los clientes regulados, en casos de desabastecimiento. Este problema se soluciona, si se desregulan los precios de nudo.

Para solucionar problemas de escasez del recurso, en la actualidad la ley sólo cuenta con mecanismos de racionamiento del servicio. Se propone introducir aquellos elementos que permiten mejorar la normativa que regula el sector eléctrico para que el ajuste frente a un problema de escasez del recurso agua, lo cual afecta la operación de las centrales hidroeléctricas, se realice preferentemente por el mercado, pero priorizando el suministro a sectores residenciales de bajos ingresos

De esta manera, se propone incentivar el intercambio de cuotas de consumo entre grandes clientes (clientes controlables), y también el ahorro sin corte para los clientes pequeños. Así se propone que a los clientes que disminuyan su consumo se les pague íntegramente la compensación establecida por kilowatt/hora. Para ello, a los consumidores regulados que aumenten su consumo se les aplicará el costo de falla como precio a pagar. Este sistema de premio al ahorro y castigo al consumo, mejora la asignación de recursos de los clientes regulados. Para los clientes residenciales de consumo muy bajo, que puede caracterizarse como básico, como por ejemplo unos 50 kWh, se propone excluirlos de la aplicación del costo de falla si aumentan su consumo en un rango razonable (por ejemplo 10%), pero sí se les premiaría el ahorro.

4.- AGILIZAR Y ELIMINAR LAS BARRERAS A LA ENTRADA MEDIOAMBIENTALES

Es importante no entorpecer la entrada de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica. Para ello es fundamental avanzar en eliminar las barreras medioambientales que existen en la actualidad, que retrasan y dificultan la entrada de nuevos proyectos.



5. INDEPENDIZAR LOS CDEC

La actual conformación de los CDEC tiende a verse como un club de generadores, con poca transparencia en su operación. Por otra parte, los conflictos entre sus integrantes han crecido exponencialmente. La propuesta es abrir los centros de coordinación de la operación de los sistemas eléctricos, conocidos como CDEC, actualmente operados solo por generadores y transmisores, a la participación de distribuidores, comercializadores y grandes clientes, y modernizar sus reglas para hacer más transparente el mercado mayorista de electricidad.

6. INTRODUCIR UNA COMISIÓN PERICIAL PERMANENTE

En la actualidad el sector eléctrico no cuenta con una institucionalidad que dirima discrepancias en los procesos de fijación de tarifas, específicamente del VAD. En efecto, si existen diferencias entre los estudios tarifarios de la autoridad y de las empresas, se ponderan los estudios 2/3 y 1/3 respectivamente. Por otra parte, el proyecto de ley en estudio, establece que toda controversia que surja respecto de la determinación de los peajes de transmisión a pagar será resuelta por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, según lo que estipulado por el reglamento.

Dado lo anterior, se hace necesario crear una Comisión Pericial Permanente que resuelva y dirima las discrepancias que surjan tanto en los procesos de fijación de tarifas de distribución como en los procesos de determinación de los peajes de transmisión. Es importante que la Comisión este compuesta por miembros independientes del poder político, que sean técnicos expertos en la materia y miembros permanentes de ella, de tal manera de minimizar los riesgos de captura.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] María Teresa Quiñones Alayza y Ramón Vidurrizaga de Amézaba, “La Responsabilidad del Concesionario y el Tratamiento de la Fuerza Mayor en las Normas del Sector Eléctrico”, Informativo Minero-energético de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía – Perú, 2002.
- [2] Juan Antonio Legisa, “Los Problemas de Segunda Generación en la Regulación del sector Eléctrico en Argentina”, 18th World Energy Congreso – Argentina, 2001.
- [3] Mónica Pascual, “Compensación a Usuarios – Excepción: Casos de Fuerza Mayor”, Comisión de Integración Eléctrica Regional - Comité Regional Argentino (CACIER), 2001.
- [4] Patricia Vignolo y Susana N. Latrónico, “La Distribución. Control de Calidad del Servicio Eléctrico”, Comisión de Integración Eléctrica Regional - Comité Regional Argentino (CACIER), 1998.
- [5] María de La Luz Domper R., “Comentarios a la Ley Corta en Materia de Servicios Eléctricos Libertad y Desarrollo” , Instituto Libertar y Desarrollo- Chile 2002