

**ANEXO****PROCEDIMIENTO PARA LA ADMINISTRACION DEL DESPACHO EN EL COMITÉ
EJECUTIVO DE EMERGENCIA.****A. 1) DECLARACION DE LA EMERGENCIA.**

La Emergencia podrá ser declarada por cualquier Transportista o Prestadora del Servicio de Distribución (en adelante, "Prestadoras"), que habiendo adoptado previamente las medidas propias de un operador diligente y responsable, considere en riesgo el abastecimiento de su Demanda Prioritaria, en el Área de Servicio bajo su responsabilidad, ya sea por disminución de la seguridad y/o calidad y/o confiabilidad en la prestación del Servicio Público a su cargo.

El Ente Nacional Regulador del Gas (en adelante, "ENARGAS") también podrá declarar la Emergencia, y convocar al Comité Ejecutivo de Emergencia (en adelante, "CEE"), cuando considere que existe un potencial riesgo de desabastecimiento de la Demanda Prioritaria, en cualquier Área de Suministro de cualquier Prestador del Servicio de Distribución, o por cualquier otra razón que a criterio del ENARGAS resulte relevante.

Declarada la Emergencia se informará a los Transportistas y se conformará un CEE.

El ENARGAS podrá requerir la información pertinente a fin de determinar las causas que originaran la convocatoria del CEE. En caso de evidenciarse al respecto algún incumplimiento por parte de los sujetos regulados, será de aplicación el Régimen de Penalidades previsto en el Capítulo X de su Licencia.

A. 2) CONVOCATORIA, AUTORIDADES Y FUNCIONES DEL CEE.

Los Transportistas y/o el ENARGAS citarán a quienes deban participar del CEE.

Los integrantes del CEE, convocados de acuerdo con las necesidades de cada situación, serán, como mínimo, un representante de: las Transportistas, la Prestadora que declaró la Emergencia, y de cada Cargador que por su situación geográfica y conformación de demanda tengan o puedan tener incidencia para resolver la situación. Adicionalmente, se requerirá la presencia de un representante de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, de los Comercializadores, y de todo Consumidor Directo, que contrate directamente con un productor, y cuyo consumo de gas natural sea igual o superior a QUINIENTOS MIL METROS CUBICOS DIARIOS (500.000 m³/día) de 9300 Kcal/m³.

Asimismo, el ENARGAS podrá autorizar la participación de cualquier otro Sujeto de la Industria.



Salvo indicación en contrario, el CEE se reunirá en el Centro de Control del Transportista que abastece al Cargador que declara la Emergencia.

El CEE será presidido por un representante del ENARGAS y/o por quien éste designe.

El CEE es un ámbito participativo donde deberá, en todo momento, priorizarse la transparencia y la equidad de las medidas adoptadas.

Sólo en el supuesto que el CEE no logre acordar cómo distribuir las necesidades de abastecimiento de la Demanda Prioritaria insatisfecha, el ENARGAS será responsable de definir el abastecimiento, considerando las cantidades de gas natural disponibles en cada cuenca por cada Productor, y descontando las cantidades que estén contratadas para abastecer la Demanda Prioritaria. Las cantidades de gas natural restantes, serán consideradas disponibles y asignadas de manera progresiva hasta igualar la participación proporcional de cada Productor/Importador hasta las cantidades necesarias para abastecer la Demanda Prioritaria.

El CEE arbitrará los medios necesarios para asegurar que se cuente con la información correspondiente a:

- (i) los volúmenes asociados a instrumentos contractuales entre los Productores y las Prestadoras del Servicio de Distribución para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria.
- (ii) los volúmenes de gas natural disponibles en cada cuenca (a la fecha del presente se utilizará la última información disponible en el ENARGAS dentro del marco del Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural), que no hubieran sido objeto de contrato para con la Demanda Prioritaria. En la disponibilidad de gas natural se incluirá el gas natural de origen importado.
- (iii) el transporte necesario para abastecer la totalidad de la Demanda Prioritaria (incluyendo las asistencias y otros mecanismos de salvaguarda del Sistema previstos en la Resolución ENARGAS N° 716/98).
- (iv) los volúmenes mínimos declarados por usuarios que deban aplicar una rampa de corte para preservar sus instalaciones ("Mínimos Técnicos").

A. 3) APLICACIÓN DE LAS MEDIDAS ADOPTADAS EN UN CEE.

Las decisiones que se acuerden en el CEE serán de cumplimiento obligatorio para todos los Sujetos Activos de la Industria del Gas.

Apertura de la demanda:

Ante la declaración de la Emergencia, las Prestadoras informarán a las Transportistas la demanda prevista en su Área de Licencia, en forma detallada por segmento de demanda, discriminando consumos interrumpibles y firmes, e identificando las posibles reducciones a realizar sobre su entrega programada para el resto del Día Operativo (DO), y más allá de ese lapso.

Del mismo modo, las Transportistas procederán a presentar en el CEE la información correspondiente a otros Cargadores de manera de completar la demanda total dentro del Sistema de Transporte.

**Apertura de la oferta:**

Durante el CEE, el representante del ENARGAS presentará una matriz en la que dispondrá como datos las inyecciones por cuenca, y la Demanda Prioritaria informada por las Licenciatarias en la otra dimensión.

En caso de que la Emergencia fuera convocada por déficit de inyección en alguna cuenca, se restará de la inyección los volúmenes correspondientes a dicho déficit, que reflejan las condiciones operativas que dieron lugar a la misma.

Asimismo, del volumen de gas natural disponible para cada Productor/cuenca, se disminuirán aquellos correspondientes a los contratos para con la Demanda Prioritaria, conforme al despacho del Día Operativo de Emergencia (DOE).

Los volúmenes asignados a la Demanda Prioritaria en un CEE serán solicitados por la Prestadora del Servicio de Distribución bajo un referente "CEE", que tendrá la vigencia y condiciones de abastecimiento que se establezca en el mismo.

En función de los volúmenes requeridos para abastecer la Demanda Prioritaria, Mínimos Técnicos, y todo otro consumo que el CEE determine que no deba afectarse, el operador del sistema (Distribuidora y/o Transportista), será responsable de la implementación de las medidas que se hubieran resuelto en el CEE y en los plazos establecidos.

La/s Transportista/s arbitrará/n los medios en sus sistemas de gestión de despacho, para asegurar que los volúmenes solicitados bajo referentes CEE para Demanda Prioritaria, sean reasignados en reprogramación conforme las condiciones antes indicadas.

Todos los Cargadores cuyo abastecimiento fuese afectado por la decisión del CEE, bajo los mecanismos previstos en el presente Procedimiento, estarán autorizados sólo a consumir las cantidades efectivamente confirmadas luego de las reprogramaciones indicadas en el CEE, penalizándose cualquier incumplimiento, conforme a lo establecido en los Reglamentos de Servicio de la Licencia de Distribución o Transporte, según corresponda. Asimismo, será de aplicación lo indicado en el apartado A.5) Compensaciones.

En caso que se detectasen desbalances negativos, la totalidad los volúmenes excedentes respecto de la Demanda Prioritaria a cierre de DO, serán devueltos por las Transportistas a los Productores, en el siguiente DO al cual se les hubiera asignado un referente en el CEE.

A. 4) OTRAS CONSIDERACIONES

Para asegurar que no se vean afectados por las medidas dispuestas en la emergencia los Mínimos Técnicos, es necesario que los mismos se registren con referentes que los identifiquen, con una prioridad acorde con las rampas declaradas a las Prestadoras del Servicio de Distribución y al ENARGAS, e informadas al Comité.

La gestión de los contratos de abastecimiento y su suficiencia es de exclusiva responsabilidad de los Cargadores, sean Distribuidoras o Consumidores Directos. La falta de acatamiento ante una Emergencia declarada, constituirá una falta grave al poner en



riesgo el normal abastecimiento de los usuarios Residenciales y servicios esenciales (hospitales, nosocomios, escuelas, etc.), así como penalizable conforme a los Reglamentos de Servicio de la Licencia de Distribución o Transporte, según corresponda.

En correspondencia con lo establecido en la Resolución ENARGAS N° 716/98, para administrar los despachos de las Transportistas con mayor celeridad y eficiencia, durante la Emergencia; el ENARGAS podrá suspender todo registro que no tenga una finalidad acorde a lo establecido en el Marco Regulatorio, tales como las denominadas Cuentas Control Acuerdo ("CCA").

A. 5) COMPENSACIONES

Los Transportistas y las Prestadoras del Servicio de Distribución, deberán identificar a los Cargadores, Comercializadores y Consumidores que no hubiesen ajustado su consumo, y cuantificar el desvío respecto de lo autorizado en el CEE.

Los desvíos indicados en el punto anterior, generarán compensaciones (en adelante "Compensaciones") que se calcularán conforme la siguiente formula:

$$\$P = (CR - CA) \times 16 \times TI (NqN, GBA)$$

CR: Consumo real

CA: Consumo Autorizado por CEE.

TI (NqN, GBA): Tarifa Interrumpible Transportadora de Gas del Norte S.A. para la ruta Neuquén-GBA

Dichas Compensaciones serán pagaderas por los Cargadores, Comercializadores y/o Consumidores, al Cargador que hubiese sido afectado por la Emergencia.

Para los supuestos de falta pago de las Compensaciones aquí establecidas, quedará habilitada la instancia, ante el ENARGAS, por la vía del Artículo 66 de la Ley N° 24.076.

A. 6) ACTA DEL COMITÉ EJECUTIVO DE EMERGENCIA

En cada oportunidad en que se convoque al CEE, se conformará un Acta que será suscripta por los participantes convocantes, convocados y por el ENARGAS, y que incluirá, como mínimo, la siguiente información:

- i. Fecha del CEE.
- ii. Parte que convocó la Emergencia.
- iii. Partes convocadas al CEE.
- iv. Otros Participantes del CEE.
- v. Resumen de la situación de Emergencia que génera la convocatoria.
- vi. Resumen de la situación general del sistema de gas natural.
- vii. Decisiones tomadas por el CEE.
- viii. Firma de planilla por los participantes, indicando empresa que representa.
- ix. Fecha de Cierre del CEE, cuando corresponda.



Las Actas así conformadas estarán disponibles para consulta por los Sujetos Activos de la Industria del gas natural, y copia de las mismas serán enviadas a la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

B) SEGUIMIENTO, CONTROL Y COMPENSACION DE DESBALANCES.

El seguimiento, control y compensación de desbalances originados por Emergencias son responsabilidad de las Transportistas y de las Prestadoras del Servicio de Distribución, por lo que ellos serán responsables de informar el volumen a consumir autorizado en la programación (o reprogramación si correspondiere), a cada usuario y su correspondiente desbalance del DO_{n-2} .

En el caso de usuarios abastecidos por un Comercializador, éste será el responsable ante la Prestadora y/o Transportista de los desbalances generados por los Consumidores Directos a los cuales abastece, incluyendo el cumplimiento de lo resuelto por el CEE y de las Compensaciones que resulten como consecuencia de lo indicado en el apartado A.5) del presente Anexo.

La/s Distribuidora/s, para el DO_{n+1} deberán autorizar a cargar los volúmenes de gas necesarios para recuperar los desbalances positivos superiores a la BANDA DE TOLERANCIA diaria, que se hayan observado en el DO_{n-2} .

Para ello, la Prestadora deberá disponer de mecanismos de información y comunicación eficientes y compatibles con la operación diaria del sistema (por ej. Plataformas web, etc.).

Cada Prestadora del Servicio de Distribución deberá mantener contabilidades independientes para el segmento GNC del resto de los usuarios abastecidos por un Comercializador, no pudiendo compensar desbalances entre el segmento GNC y otros usuarios.

El CEE podrá decidir auditorías de consumo sobre Estaciones de GNC, a fin de compararlo con los valores utilizados en la programación.

La Prestadora del Servicio de Distribución no podrá autorizar compensaciones de desbalances negativos por fuera de las bandas de tolerancia para ningún Consumidor Directo durante el período invernal, cuando las mismas impliquen un desbalance positivo de la Prestadora como Cargador; salvo expresa autorización de la Transportista, o del CEE en caso que estuviera vigente una Emergencia.

La/s Transportista/s mantendrá/n las comunicaciones en relación con los desbalances por Cargador actualmente vigentes.

B. 1) BANDAS DE TOLERANCIA.

El objetivo de Cargadores, Consumidores Directos y Prestadoras del Servicio de Distribución es ajustar los desbalances acumulados, haciendo tender los mismos a cero en el menor tiempo posible, no obstante, lo cual se admitirán bandas de tolerancia.



Las BANDAS DE TOLERANCIA admitidas para Consumidores Directos, se definen con el mismo criterio indicado en el Punto 5.7) del Reglamento Interno de los Centros de Despacho - Resolución ENARGAS N° 716/98.

Cuando un Consumidor Directo, que contrate con la Distribuidora, los Servicios de Transporte IT, Transporte FT, Transporte SDB, Transporte ID y Transporte FD, supere las BANDAS DE TOLERANCIAS, será de aplicación lo establecido en el Reglamento de Servicio de la Licencia de Distribución.

Asimismo, cuando se trate de Consumidores Directos bajo las Condiciones Especiales del Servicio GNC – Transporte Firme o Transporte Interrumpible (GNC T+D), se procederá a comunicar a los usuarios desbalanceados que han excedido las bandas de tolerancia. Adicionalmente, la Prestadora deberá compensar el desbalance por el volumen que exceda la tolerancia y aplicando Servicio Completo por dicho volumen, así como las penalidades previstas en el Reglamento de Servicio de la Licencia de Distribución.

B. 2) DESBALANCES NEGATIVOS DE CARGADORES.

Los Cargadores del sistema de transporte no podrán acumular desbalances negativos que superen las bandas de tolerancia autorizadas por las Transportistas.

En caso que las Transportistas observasen un desbalance superior al expresamente autorizado a favor de un Cargador, el excedente de gas natural -hasta que vuelva a entrar en la banda de tolerancia vigente- será redistribuido o asignado por la/s Transportista/s a el/los Productores que hayan inyectado gas natural para el Cargador en cuestión, en la forma y plazos que acuerden las partes (Cargador y Productor).

B. 2) REPROGRAMACIONES

Las Reprogramaciones se encuentran sujetas a consideración del ENARGAS, ello a fin de asegurar la operación confiable y segura de los sistemas de Transporte y Distribución, mientras se consolide el proceso de la normalización de las contrataciones del gas natural en PIST.



Ente Nacional Regulador del Gas

1/4502

ANEXO I – INYECCIONES A CONSIDERAR EN CEE (base demanda estimada Julio)

| INYECCIONES Miles de m ³ /día | | | DEMANDA JULIO (estimación promedio diaria) | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------|-------------|--|-----------------------|-------|--------|-------|-------|--------|-----|--------|---------|--------|----------|----------|-----------|--|--|
| PRODUCTOR | PROMEDIO DIARIA | % en Cuenca | Demanda Prioritaria | % DP del total cuenca | CGS | CGP | CUY | CEN | BAN | NEA | GASNOR | LITORAL | METRO | REDENGAS | TECNOGAS | DISTRIGAS | | |
| TOTAL NQN | 56.109 | 100% | 57578 | 103% | 7.902 | 10.883 | 6.261 | 2.241 | 12.718 | 900 | | 2.852 | 13.235 | 465 | 120 | | | |
| YPF | 31.170 | 56% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PAMPA ENERGIA | 7.188 | 13% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GRUPO PAE | 4.051 | 7% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL AUSTRAL | 3.259 | 6% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| WINTERSHALL | 3.202 | 6% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GRUPO PLUSPETROL | 2.676 | 5% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TECPETROL | 748 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PETROLERA ENTRE LOMAS | 733 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PCR | 707 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PBB POLISUR S.R.L. | 697 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GRUPO EXXONMOBIL + MOBIL | 549 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| APCO Y NORTHWEST | 247 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GAS Y PETROLEO DEL NEUQUEN | 191 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MEDANITO | 135 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SHELL C.A.P. + O&G | 111 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CHEVRON | 105 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PETROURUGUAY | 91 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CAPEX | 73 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ENARSA | 47 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SAN JORGE | 25 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| METRO HOLDING | 24 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CGC | 19 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| SINOPEC | 15 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MADALENA | 12 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PAMPETROL SAPEM | 12 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CICSA | 7 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| OILSTONE ENERGIA | 6 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ROVELLA CARRANZA SA | 5 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ROCH | 3 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL NORTE | 25.957 | 100% | 9367 | 36% | | | | 3.747 | 636 | | 2.062 | 2.908 | | 15 | | | | |
| ENARSA | 19.400 | 75% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| YPF | 2.679 | 10% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GRUPO PAE | 1.716 | 7% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| O&G | 736 | 3% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GRUPO PLUSPETROL | 364 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| YPF ENERGIA ELECTRICA | 340 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PAMPA ENERGIA | 282 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| LEDESMA | 178 | 1% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TECPETROL | 128 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| APCO Y NORTHWEST | 83 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CGC | 46 | 0% | | | | | | | | | | | | | | | | |

f

