

ANEXO 26 DE LOS PROCEDIMIENTOS

CALCULO DEL PRECIO LOCAL

ANEXO 26 = CALCULO DEL PRECIO LOCAL

1. RESTRICCIONES OPERATIVAS Y DE TRANSPORTE

Las restricciones de operación y Transporte pueden ser de dos tipos.

- Restricciones Programadas.
- Restricciones Forzadas.

1.1. RESTRICCIONES PROGRAMADAS

En primer lugar, se encuentran las limitaciones definidas por las características propias del equipamiento existente, como puede ser la capacidad máxima de transmisión de una línea. Se denominan **Restricciones Programadas** y se caracterizan por haber sido incluidas y tenidas en cuenta en la programación y despacho del MEM. En ciertas horas y para determinadas condiciones pasan a estar activas, o sea a afectar al despacho.

En general, en la operación diaria las restricciones programadas producen limitaciones en el despacho horario de potencia. Su efecto sobre el despacho de energía ya es tenido en cuenta en la programación a mediano y largo plazo.

La definición de las áreas desvinculadas del Mercado se hará en el despacho detectando cuándo se activa una restricción. Los apartamientos detectados entre el despacho real programado y el despacho ideal sin restricciones indicará cuándo y en qué períodos un área se desvincula del Mercado por activarse una restricción. Para el caso del Transporte, la restricción resultará activa cuando el despacho requiera superar algún límite de transferencia.

1.2. RESTRICCIONES FORZADAS

El otro tipo de restricciones, denominadas **Restricciones Forzadas**, son limitaciones temporarias provocadas por una emergencia y/o falla que, al

producir la indisponibilidad de parte del equipamiento existente, limitan al Sistema más allá de sus restricciones programadas. Provocan un apartamiento respecto a la operación y despacho programado. Se caracterizan, en general, por afectar el despacho continuamente hasta que se repare el inconveniente y se vuelva a las limitaciones programadas.

Las restricciones forzadas pueden a su vez clasificarse de dos tipos según su duración. Las **Restricciones Forzadas Transitorias** son aquellas fallas menores que requieren un tiempo para su reparación no mayor que 12 horas. En consecuencia, no tienen una permanencia que afecte significativamente los resultados del despacho respecto de lo programado.

Las **Restricciones Forzadas Prolongadas**, en cambio, tienen una permanencia mayor que 12 horas, pudiendo llegar a varios días.

Las restricciones forzadas pueden producir condiciones en que el óptimo se aparte significativamente de la operación programada sin esta restricción. En particular, de ser restricciones prolongadas pueden tener una permanencia en que, el mantenimiento de una limitación superior a la que fue prevista en la programación, provoque limitaciones al despacho de energía e incluso fuerce vertimiento en centrales hidroeléctricas.

2. MAQUINAS FORZADAS

Los requerimientos operativos y/o de Transporte propios de un área pueden forzar una máquina en servicio que no requiere el despacho, o sea un costo superior que su Precio Nodal (PN). Si el área se encuentra en un Sistema de Transporte por Distribución Troncal o en un sistema de Distribución cuyos cargos por Capacidad de Transporte son abonados por los Distribuidores y Grandes Usuarios, se considerará que el área continúa vinculada al Mercado, o sea sin un precio local debido a la máquina forzada. La máquina forzada no intervendrá en la definición del PM pero se le reconocerá su costo operativo. El sobrecosto que produce será evaluado por el OED y deberá ser abonado por los Distribuidores y Grandes Usuarios del área afectada.

3. DEFINICION DEL VALOR DEL AGUA Y COSTO DEL AGUA

La programación de la operación a mediano y largo plazo del MEM tiene como objetivo definir la política de operación de los grandes embalses hidroeléctricos de forma tal que en la operación el agua, dentro de lo posible,

quede reemplazando la demanda cuyo cubrimiento requiere la generación más cara, inclusive la falla. De este modo se minimiza el costo total de operación del MEM a mediano y largo plazo.

El **valor del agua** (VA) representa para el agua embalsada el costo futuro esperado de reemplazo, calculado en el Mercado, y permite definir en cada semana el volumen óptimo a turbinar en cada embalse, o sea la energía óptima a despachar de cada central hidroeléctrica. En condiciones normales, de no estar activas restricciones sobre el despacho, ya sea de tipo hidráulico y de requerimientos aguas abajo como de Transporte y operación, el nivel de un embalse con central hidroeléctrica tenderá al costo medio previsto para el período en estudio. En principio, un embalse cuyo nivel esperado en el período a despachar, o sea nivel inicial más aportes previstos, corresponde a un valor del agua inferior al costo en el Mercado no resultará despachado.

De estar activas restricciones relacionadas al embalse y/o requerimientos aguas abajo, un embalse podrá resultar despachado hasta un nivel cuyo valor del agua es mayor que el costo en el Mercado. Esto significa que está turbinando más agua de la que le requiere el Mercado, y que parte o toda su generación está forzada por restricciones hidráulicas ajenas al MEM.

Las restricciones que actúan sobre la operación de una central hidroeléctrica pueden tener el efecto opuesto. Al estar activas, podrá resultar el embalse despachado hasta un nivel superior al óptimo, en que el valor del agua es todavía inferior al costo en el Mercado. En este caso, la central estará entregando menos generación que la correspondiente al despacho óptimo, o sea que no se puede ubicar todo el agua que requiere el Mercado por restricciones ajenas a la central en sí misma ya sea falta de capacidad de Transporte o restricciones a la erogación máxima admisible aguas abajo.

Desde el punto de vista de la definición del precio de la energía en el MEM, el **costo del agua** (CA) en una central hidroeléctrica estará dado en cada hora de acuerdo a la condición en que se encuentre el embalse y las restricciones que estén activas.

3.1. CENTRAL HIDROELÉCTRICA VINCULADA AL MERCADO

En una **condición normal**, con la central hidráulica vinculada al Mercado y sin restricciones activas, el costo del agua se definirá como el PM trasladado a su nodo ya que la generación responde a los requerimientos del despacho y no

está forzada por restricciones del embalse ni requerimientos aguas abajo, ni está limitada por capacidad de Transporte o restricciones aguas abajo.

$$Ca_{kh}^i = PN_{kh}^i$$

Dónde PN_{kh}^i es el precio nodal de la central hidroeléctrica “kh” del MEM en la hora “i”.

Si una central hidroeléctrica se encuentra con generación limitada por restricciones aguas abajo, o sea que no puede entregar toda la energía que le requiere el Mercado por restricciones ajenas al MEM en sí mismo, está reteniendo agua en el embalse que sería más conveniente generar. Aunque disminuya el precio en el Mercado, la central será despachada con la misma energía en tanto que el precio no resulte inferior al VA. En este caso, se define que la central se encuentra en una condición limitada y el costo del agua estará dado por el PM hasta el cual sería despachado con la misma energía, trasladado a su nodo.

$$Ca_{kh}^i = \text{mín} (Pn_{kh}^i, Va_{kh} \times Fn_{kh}^i)$$

Si el embalse no cuenta con capacidad libre para almacenar el agua, ya sea por ser una central de pasada o una central con embalse en un nivel con valor del agua cero, el costo estará dado por el **Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica (COMH)**. Este valor se establece en 2 U\$/MWh. En este caso, la generación se considera forzada por falta de capacidad propia para embalsar el agua, ya sea por estar a cota máxima o porque las restricciones de atenuación de crecidas fuerzan mantener una reserva libre en el embalse. Se define que entonces se encuentra en **condición de embalse lleno**.

$$Ca_{kh}^i = \text{COMH}$$

Se considerará que la central se encuentra en una condición forzada si tiene capacidad libre de almacenamiento pero su generación está forzada por encima del óptimo por estar activa alguna restricción. Desde el punto de vista de capacidad propia, cuenta con el embalse necesario para almacenar el agua que no le requiere el MEM, por lo que el agua se valoriza al precio nodal. Sin embargo, la central se ve forzada a erogar el agua (si no la generara, debería verterla) para cumplir los compromisos aguas abajo, por lo que se valorizaría

al costo medio de operación y mantenimiento. En esta condición, se define el costo del agua como el promedio entre estos dos valores.

$$Ca_{kh}^i = (Pn_{kh}^i + COMH) / 2$$

3.2. CENTRAL HIDROELECTRICA EN AREA DESVINCULADA

En tanto no surjan restricciones que afecten el despacho energético, la operación de los embalses se irá respondiendo a los requerimientos del MEM. En consecuencia, salvo restricciones hidráulicas, el nivel en los mismos estará tendiendo hacia el costo marginal vigente. Su costo del agua representará, en consecuencia, su condición frente al Mercado.

En el momento de surgir una restricción que limita la vinculación con el Mercado, la central quedará en un área desvinculada donde la relación entre demanda y oferta puede ser distinta a la del Mercado. Su embalse podrá quedar en consecuencia desajustado, respondiendo su nivel a la señal del Mercado en vez de a los requerimientos locales.

En este caso, se definirá el costo del agua en cada embalse de acuerdo a la condición en que se encontraba en el momento de la desvinculación, el efecto sobre el embalse de la permanencia de la restricción, y el efecto sobre el despacho de las restricciones aguas abajo.

De contar la central con capacidad de embalse y resultar sin restricciones activas de tipo hidráulico, la energía despachada responderá a los requerimientos del área. En este caso, se considerará que el embalse se encuentra en una condición normal y el costo del agua está dado por un **Precio Nodal Representativo (PNR_{kh})**.

$$Ca_{kh}^i = PNR_{kh}$$

Si la central hidroeléctrica se encuentra con generación limitada por requerimientos aguas abajo, o sea que las restricciones de caudal son mayores que la restricción del Transporte, se considerará en una **condición limitada** y el costo del agua estará dado por el mínimo entre el precio nodal representativo y el valor del agua.

$$Ca_{kh}^i = \text{mín} (PNR_{kh}, VA_{kh} \times FN_{kh}^i)$$

Si en el momento de la desvinculación el embalse se encuentra en condición de embalse lleno, el costo del agua estará dado por el COMH definido, que corresponde también con el costo que tenía antes de desvincularse.

$$Ca_{kh}^i = \text{COMH}$$

Para el caso de restricciones forzadas, si debido a la permanencia de la limitación, la menor generación requerida por el despacho a una central hidroeléctrica lleva a que, a pesar de contar con embalse libre para almacenamiento al producirse la desvinculación, dicha capacidad se completa y queda con embalse lleno, se considerará que la restricción es la que forzó llegar a una condición de riesgo de vertimiento. En este caso, el costo del agua se definirá suponiendo una condición de riesgo de vertimiento. En este caso, el costo del agua se definirá suponiendo una condición forzada, o sea que el agua pasó a estar forzada debido a la restricción de Transporte u operación por la emergencia, y se calculará como el promedio entre el precio nodal representativo y el COMH.

$$Ca_{kh}^i = (\text{PNR}_{kh} + \text{COMH}) / 2$$

Para las centrales con capacidad libre de almacenamiento pero con generación forzada por restricciones aguas abajo, también se considerará para el cálculo del costo del agua que se encuentra en una condición intermedia.

4. RESTRICCIONES PROGRAMADAS

4.1. DEFINICIÓN DEL PRECIO NODAL REPRESENTATIVO

En caso de restricciones programadas, para el cálculo del costo del agua en áreas desvinculadas se tomará como precio nodal representativo el precio nodal en la hora anterior a activarse la restricción. O sea que, si un área se desvincula en la hora “i”, para cada central hidroeléctrica “kh” del área resulta:

$$\text{PNR}_{kh} = \text{Pn}_{kh}^{i-1}$$

En consecuencia, si una interconexión satura durante las horas del período de pico, las centrales hidroeléctricas con embalse dentro del área desvinculada

quedarán con su costo del agua calculado con el precio nodal antes del pico, o sea en las horas restantes.

4.2. PRECIO LOCAL

De resultar en la programación y/o en la operación real un área desvinculada del Mercado por resultar activa alguna restricción programada, el cálculo del **Precio Local (PL)** dependerá de las características del parque despachado dentro del área.

Dentro del Mercado Local el OED habrá asignado un “nodo Mercado” que coincidirá con el centro de gravedad de las demandas del área aislada. Cada central dentro del área tendrá un costo en el Mercado Local. Para las máquinas térmicas será el costo marginal transferido al nodo Mercado (CMM). Para las centrales hidroeléctricas será el Costo del Agua del embalse transferido al Mercado (CAM).

Si el parque de generación es sólo térmico, el PL estará dado por el costo transferido al Mercado (CMM) de la máquina térmica más cara que resulte despachada en el área.

$$PL^i = \max_k (CMM_k^i)$$

Dónde “k” son las centrales térmicas despachadas en el área desvinculada.

Si todo el parque de generación despachado es hidráulico, el PL estará dado por el costo del agua referido al Mercado en el embalse más barato, salvo que en el área desvinculada existan máquinas térmicas que no fueron despachadas y el costo de operación de alguna de ellas sea inferior al costo del agua. En este caso el agua se ubicó, de acuerdo a la programación, para reemplazar generación térmica más barata y el precio deberá reflejar esta condición. Por lo tanto, el PL estará dado por el costo de operación de la máquina térmica del área que está reemplazando la generación hidroeléctrica, o sea la máquina térmica más barata en el nodo Mercado.

$$PL^i = \min (\min_{kh} (CAM_{kh}^i), \min_k (CMM_k^i))$$

Si en el área queda despachada una combinación de generación térmica e hidráulica, el PL estará dado por la máquina térmica más cara despachada, salvo que se despache toda la generación térmica del área y se requiera

despachar generación hidráulica adicional por falta de oferta térmica. En este caso, el PL estará dado por el máximo entre la máquina térmica más cara y el costo del agua en el embalse más caro, todos referidos al nodo Mercado.

$$PL^i = \max (\max_{kh} (CAM_{kh}^i), \max_k (CMM_k^i))$$

En todos los casos, para la remuneración de la energía generada el precio estará afectado del SPRF de haberse definido dentro del área riesgo de falla.

5. RESTRICCIONES FORZADAS

La aparición de restricciones forzadas, o sea contingencias que puedan generar limitaciones superiores a las programadas con una permanencia hasta la reparación de la falla, tendrá un efecto sobre el despacho programado. En consecuencia, el cálculo de precios dentro del área debe tener en cuenta esta condición extraordinaria y el hecho que el despacho refleja un apartamiento respecto a la programación deseada, o sea la correspondiente a una condición de restricción normales.

Las restricciones forzadas prolongadas pueden generar excedentes hidráulicos y/o dejar máquinas, que hubieran sido requeridas por el MEM de no haber surgido la limitación a la desvinculación del área, sin generar durante uno o más días.

5.1. DEFINICION DEL PRECIO NODAL REPRESENTATIVO

En caso de restricciones forzadas el Precio Nodal Representativo, empleado para el cálculo del costo del agua, es una evaluación del precio que tendría la energía producida en ese nodo de no haber existido la restricción forzada. Dentro de cada período horario, se definirá un PNR calculado como el precio nodal promedio previsto sin la falla, tomado de la última programación realizada por el OED sin restricciones forzadas en el MEM.

Para el primer día en que surge la restricción, se tomarán como PNR los precios nodales horarios previstos (PNPREV) en el despacho realizado para ese mismo día antes de producirse la restricción forzada. O sea que si la falla se produce el día “d1”, para todas las horas de ese día posteriores a la hora de falla se utilizará el precio nodal resultante del último despacho o redespacho diario realizado antes de producirse la falla. Para la hora “i” del día “d1” resulta:

$$\text{PNR}^{i,d1}_k = \text{PNPREV}^{i,d1}_k$$

Con la programación semanal, el OED realiza el despacho previsto de la semana en estudio y de la semana subsiguiente, obteniendo una previsión de los precios medios esperados dentro de cada período horario en cada día de dichas semanas.

Se denomina “z” a la última semana normal, o sea sin ninguna restricción forzada, que programó el OED para el MEM. De la última programación o reprogramación semanal realizada para esa semana, se tomarán los precios medios nodales previstos. Para un período “p” (pico, valle o resto) en cada Central “k” resulta:

$$\text{PNR}^{p,d}_k = \text{PNP}^{p,d}_k$$

dónde $\text{PNP}^{p,d}_k$ es el precio nodal medio previsto para el período horario “p” en el día “d” de la semana “z” o “z + 1”.

O sea que dentro de cada período de los días de las primeras dos semanas con restricciones forzadas en el MEM, el PNR reflejará el costo representativo de lo que estaba previsto reemplazar en ese día. Por ejemplo, para las horas del período de pico de un día sábado se utilizará el precio nodal promedio previsto antes de producirse la contingencia para el pico de ese sábado.

Para las semanas subsiguientes (z + 2, z + 3, etc.) de continuar habiendo restricciones forzadas se tomarán los PM medios semanales previstos, como resultado del modelo de simulación de la operación del MEM para mediano y largo plazo, en la última programación semanal realizada sin restricciones forzadas, o sea en la semana “z”. Para definir el PN de cada período horario en cada día de estas semanas, se definirán porcentajes de participación características en base a lo registrado en las últimas 4 semanas normales registradas en el MEM, o sea sin restricciones forzadas. De ello se obtendrá el factor de participación (FACPER) del PN medio de cada período horario de un tipo de día respecto del PN medio semanal (PNS).

$$\text{FACPER}^{p,d,s}_k = \text{PNP}^{p,d}_k / \text{PM}^s$$

dónde $PNP^{p,d}_k$ es el precio nodal promedio para el período horario “p” de los días tipo “d” registrado en las últimas 4 semanas sin restricciones forzadas en el MEM.

Se tomará como precios nodales representativos para cada período horario a los resultantes de aplicar los factores calculados a los PM semanales previstos. Para cada día “d” de una semana “s” (dónde “s” es mayor o igual que “z+2”) en cada período horario “p” para la central “k” resulta:

$$PNR^{p,d,s}_k = PM^s * FACPER^{p,d,s}_k$$

De este modo se mantendrá la señal de precios entre los distintos tipos de día y, dentro de cada día, entre distintos períodos horarios.

O sea que dentro de cada período dentro de un día de la tercera semana o subsiguientes después de la primera semana con falla, el costo del agua se calculará en base al costo representativo de lo que estaba previsto reemplazar en la programación a mediano plazo, que define los PM semanales esperados en el MEM, manteniendo la relación que se venía registrando entre los precios nodales y el PM.

5.2. PRECIO LOCAL

El despacho del área se realizará teniendo en cuenta la restricción forzada y, en consecuencia, las máquinas que resulten despachadas responderán a la condición temporaria que tiene en cuenta los requerimientos del área desvinculada, que pueden no ser coincidentes con los del Mercado. Así, ante la desvinculación del área, puede surgir una situación de faltante en el Mercado, incluso con riesgo de falla, y excedentes, incluso con vertimientos, en el área desvinculada, o viceversa.

Como en el caso de restricciones programadas, si el parque despachado en el área es sólo térmico, el PL estará dado por el costo transferido al nodo Mercado local (CMM) de la máquina térmica más cara que esté generando en el área.

$$PL^i = \max_k (CMM^i_k)$$

dónde “k” son las centrales térmicas generando en el área desvinculada.

En cambio, si todo el parque de generación despachado es hidroeléctrico, el PL estará dado por el costo del agua referido al nodo Mercado del área en el embalse más barato, salvo que resulte alguna máquina térmica no despachada con costo de operación inferior al costo del agua. En este caso el agua reemplaza generación térmica más barata y el PL estará dado por el costo de operación de la máquina térmica del área que está reemplazando la generación hidroeléctrica, o sea la máquina térmica local más barata en el nodo Mercado.

$$PL^i = \min (\min_{kh} (CAM_{kh}^i), \min_k (CMM_k^i))$$

Si en el área queda despachado generación térmica e hidráulica, el PL estará dado por la máquina térmica transferida al centro de carga del área más cara despachada, salvo que parte o todo el despacho hidráulico se deba a falta de oferta térmica. En este caso, el PL estará dado por el máximo entre la máquina térmica más cara y el costo del agua en el embalse más caro, todos transferidos al nodo Mercado del área.

$$PL^i = \max (\max_{kh} (CAM_{kh}^i), \max_k (CMM_k^i))$$

En todos los casos, para la remuneración de la energía generada el precio estará afectado del SPRF de haberse definido dentro del área riesgo de falla.