

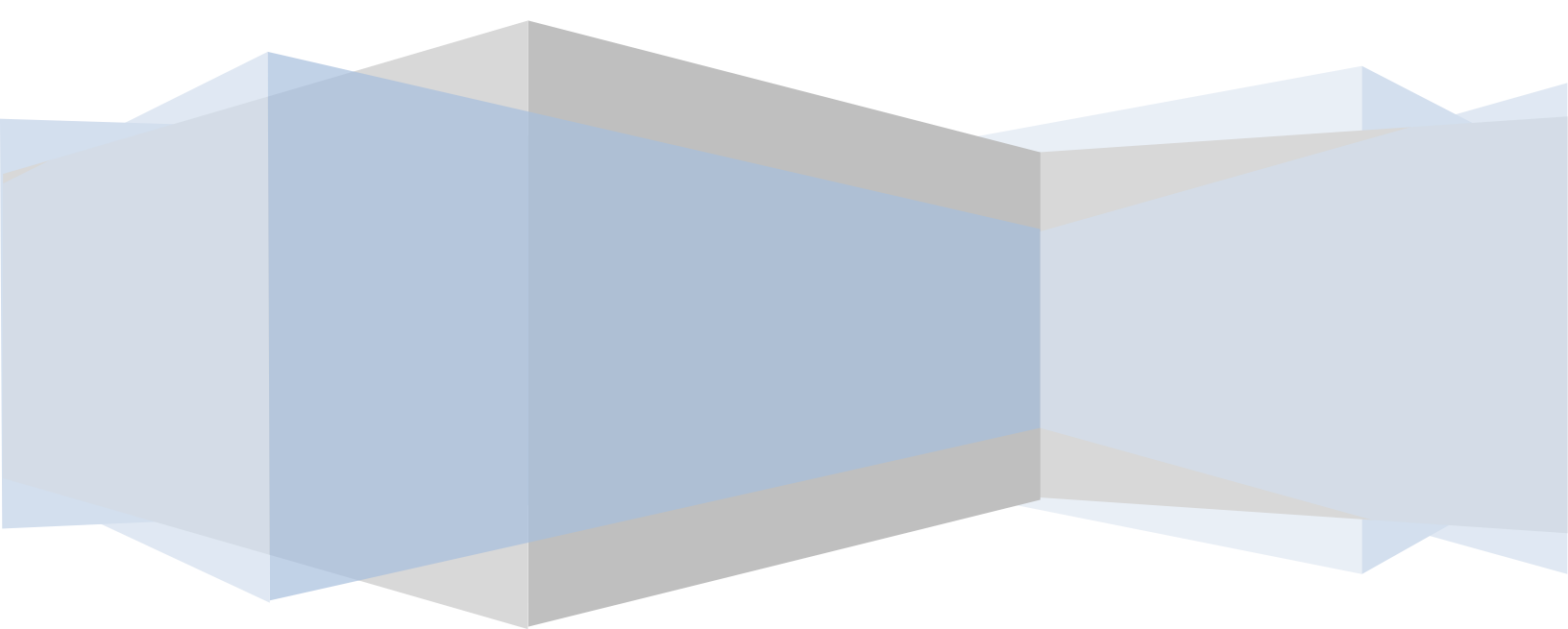


Unidad de Transacciones, S.A de C.V.

Instructivo del Documento de Transacciones Económicas (DTE)

Descripción de los rubros de facturación del
Mercado Mayorista de Energía

Gerencia de Conciliación de Transacciones



Objetivo:

Que los Participantes de Mercado puedan identificar las operaciones realizadas y los valores monetarios asociados de aquellas transacciones en los mercados administrados por la Unidad de Transacciones.

El formato agrupa por rubros las operaciones principales realizadas por el operador según las referencias siguientes:

REFERENCIA	RUBROS	DESCRIPCIÓN
100	Capacidad Firme	Transacciones de capacidad firme de acuerdo a los balances de potencia
200	Retiros	Retiros de energía en el Mercado
300	Inyecciones	Inyecciones de energía en el Mercado
400	Reserva Rodante	Valores concernientes a Reserva de Regulación Primaria y Secundaria de frecuencia.
500	Compensaciones	Valores concernientes a compensación por Energía No Servida
600	Congestiones	Congestiones en la red de transmisión
700	Otros rubros	Otros rubros no considerados en los apartados anteriores
I	Liquidación Operaciones del Mercado	Total por operaciones en el Mercado
800	Cargos del Sistema	Total de Cargos del Sistema
II	Resumen Cargos del Sistema	Resumen de los Cargos del Sistema
III	Total Operaciones del Mercado + Cargos del Sistema	Total de Operación en el Mercado (suma de las operaciones del mercado y cargos del sistema)

Dentro de cada rubro se muestran en forma pormenorizada las distintas operaciones realizadas y su correspondiente valor monetario.

<i>RUBRO</i>	<i>GRUPO</i>	<i>SUBGRUPO</i>	<i>NOMBRE</i>	<i>DETALLE</i>
100			Capacidad Firme	Agrupar las transacciones de Capacidad Firme de los Participantes de Mercado.
	110		Retiros	Capacidad Firme que un Participante de Mercado tiene registrada de conformidad a los balances de potencia.
		111	Capacidad Firme Provisoria	Capacidad Firme de Retiro para el período comprendido entre junio de un año y mayo del siguiente. Este valor corresponde a 1/12 de los montos anuales determinados en los balances de potencia.
		112	Liquidación Capacidad Firme Definitiva	Corresponde al resultado del balance de capacidad firme definitiva comparado con los montos pagados, a título de capacidad firme provisoria, a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso.
	120		Inyecciones	La capacidad firme que el Participante de Mercado puede entregar por medio de sus equipos, según el balance de potencia realizado.
		121	Capacidad Firme Provisoria	Capacidad Firme de Inyección para el período comprendido entre junio de un año y mayo del siguiente. Este valor corresponde a 1/12 de los montos anuales determinados en los balances de potencia.
		122	Liquidación Capacidad Firme Definitiva	Corresponde al resultado del balance de capacidad firme definitiva comparado con los montos pagados, a título de capacidad firme provisoria, a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso.
200			Retiros	Transacciones de retiro de energía en el mercado.
	210		Contratos Nominales	Total de contratos nominales de Retiro, informados por cada operador.
		211	Bilaterales	Total de transacciones bilaterales de corto plazo de Retiro, informadas por cada operador en forma horaria a la Unidad de Transacciones.

212	Libre Concurrencia	Total de contratos celebrados por los Participantes de Mercado de conformidad a los procesos de libre concurrencia.
220	Desviaciones	Excedentes (MWh) de todos los contratos nominales informados que, dada la operación hora a hora en tiempo real, fue posible vender al sistema y por lo cual el operador se hace acreedor a un abono.
230	Contratos reales	Total de energía en contrato físicamente retirada del sistema (CNominal – Desviaciones = CReal).
240	MRS	Mercado Regulador del Sistema (MRS): representa la cantidad de energía retirada por el operador en el mercado de oportunidad a fin de completar sus respectivas demandas. Por esta operación se asigna un cargo (valores expresados en MWh y \$).
250	Facturación Especial	Valor de las transacciones económicas de RETIRO, realizadas bajo condiciones de emergencia operativa, debido a contingencias producto de fallas severas en el sistema (valores expresados en MWh y \$).
260	Medición Oficial	Valor correspondiente a la lectura del medidor más el ajuste de medición por nivel de tensión (medición utilizada por la Unidad de Transacciones para la valoración y cálculo de las transacciones realizadas en el MRS).
261	Lectura del Medidor	Valor registrado por los equipos de medición correspondientes a la vinculación física con la red de transmisión o puntos de medida en las transacciones regionales. Este valor es el total de energía retirada durante el período en los nodos respectivos.
262	Ajuste de Medición	Valor pérdidas de transformación (valor utilizado para ajustar la medición, al no encontrarse ésta en el nivel de alta tensión).

300	Inyecciones	Transacciones de inyecciones de energía en el Mercado
310	Contratos Nominales	Total de Contratos Nominales de Inyección, informados por cada operador.
311	Bilaterales	Total de transacciones bilaterales de INYECCIÓN, informadas por cada operador en forma horaria a la Unidad de Transacciones.
312	Libre Concurrencia	Total de contratos celebrados por los Participantes de Mercado de conformidad a los procesos de libre concurrencia
313	Transferencias	Total de energía de terceros que un operador comercializa
320	Desviaciones	Déficit de inyección (MWh) para completar los contratos nominales y que, dada la operación en tiempo real, fue necesario que el operador comprara en el MRS para completarlos. Por esto se asigna un cargo (valores expresados en MWh y \$)
330	Contratos Reales	Energía en contratos físicamente inyectada al sistema (CNOMINAL – Transferencias – Desviaciones = CREAL)
340	Pérdidas de Transmisión	Valor de las pérdidas de transmisión
350	MRS	Total de energía inyectada en el Mercado Regulador del Sistema. Por esta operación se asigna un abono (valores expresados en MWh y \$).
360	Facturación Especial	Valor de las transacciones económicas de INYECCIÓN, realizadas bajo condiciones de emergencia operativa, debido a contingencias producto de fallas severas en el sistema (valores en MWh y \$)
370	Medición Oficial	Medición utilizada por la Unidad de Transacciones para la valoración y cálculo de las transacciones realizadas en el MRS
371	Lectura del Medidor	Valor registrado por los equipos de medición correspondientes a la vinculación física con la red de transmisión o puntos de medidas en las transacciones

			regionales. Este valor es el total de energía inyectada durante el período en los nodos respectivos.
	372	Ajuste de Medición	Ajuste de la lectura del medidor, por consumo de servicio propio en las plantas, o por las pérdidas de transformación en el caso de inyecciones.
400		Reserva Rodante	Valor económico concerniente a los aportes de Reserva Rodante
	410	Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia	Cargos y/o abonos resultantes de la valorización monetaria de la reserva primaria de frecuencia
	420	Regulación Secundaria de Frecuencia (CAG)	Cargos y/o abonos resultantes de la valoración monetaria del servicio de Reserva Secundaria (CAG)
500		Compensaciones	Valor monetario de otras compensaciones
	510	Energía No Servida en MRS (Retiros)	Valoración monetaria de las compensaciones por energía no servida por alimentador, producto de contingencias en la red.
	520	Transacciones MER	Valor económico de las transacciones en el Mercado Regional. (Este literal no se utiliza ya que las inyecciones y retiros regionales se incluyen en las secciones de Retiros e Inyecciones).
600		Congestiones	Valor monetario de la congestión de líneas
	610	Congestión por Contratos	Valor perteneciente al monto explícito cobrado o pagado por las condiciones de congestión resultantes en sus contratos.
	620	Pérdidas en líneas de uso exclusivo	Valor de las pérdidas registradas en las líneas bajo congestión (Pérdidas de transmisión de uso particular).
700		Otros rubros	Otros rubros
	710	Generación obligada	Valor de la generación que resultó forzada en la operación del sistema eléctrico
	720	Ajustes de Facturación	Valor correspondiente a ajustes de facturación de períodos anteriores o por otras causas relacionadas al Mercado Mayorista de Energía.

800	Cargos del Sistema		Valor de los cargos del sistema
811	Cargos por actualización del Registro en la SIGET	Cargo/Abono por Tasa de Actualización por Registro en la SIGET por energía inyectada	
812	Cargo por Administración del Mercado Mayorista	Cargo/Abono por la operación y administración del Mercado Mayorista. Dicho cargo es asignado a cada MWh retirado	
813	Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión	Cargo/Abono por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) a ser pagado por la energía inyectada en el mes a liquidar	
814	Monto Remanente	Cargos y/o abonos que surgen de la conciliación de transacciones realizada por el EOR conformados por: cargos por congestión, cargos variables de transmisión y excedente o déficit de los montos por las desviaciones asignadas por el EOR.	
815	Factor de Liquidación por Energía de Emergencia (FLEMG)	Monto a liquidar por la compra de energía de emergencia en el Mercado Regional	
816	Pérdidas de Transmisión	Valorización de las pérdidas de transmisión en el sistema de uso común, al costo marginal de operación del sistema (valores en MWh y \$)	
817	Aportes de Energía Reactiva	Cargos y/o abonos resultantes de la valoración monetaria de los recursos destinados al control de tensión y/o aporte de energía reactiva durante el período facturado	
818	Arranque en Cero Voltaje	Cargos y/o abonos resultantes de la valoración monetaria del servicio de arranque en cero voltaje, consistente en la disponibilidad de energizar la red en el caso de una contingencia que provoca el colapso total del sistema.	
819	Compensaciones relacionadas con la determinación del Costo Marginal	Cargos y/o abonos resultantes de la diferencia entre su Costo Variable, incluyendo la parte asociada a Arranque y Detención, y el Costo Marginal de Operación del correspondiente intervalo de mercado.	
820	Reserva Fría por Confiabilidad	Cargos y/o abonos resultantes de las remuneraciones a unidades generadoras o GGP	

821	Cargo Complementario de Transmisión	despachadas para la prestación del servicio de RFC. Cargos y/o abonos resultantes de la distribución entre la energía total retirada del monto a recolectar por CCT Regional reportado por el EOR.
	Total Operaciones del Mercado + Cargos del Sistema	Diferencia entre cargos y abonos. Si los cargos fuesen mayores representa el importe a cancelar por el operador, y si fuesen menores, representa el importe a pagar al operador
