

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
GERENCIA DE PLANEAMIENTO**



**FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN
METODOLOGÍA DE CÁLCULO**

**REGIMEN TARIFARIO
2009 – 2013**

18 DE AGOSTO 2009

I. INTRODUCCIÓN

A continuación se presenta una breve descripción del Modelo de Cálculo de Factores de Pérdidas de Transmisión. El objetivo de este documento es dar una idea del contenido de las planillas de cálculo que forman parte del Modelo.

II. RESUMEN EJECUTIVO

Los costos relativos a las pérdidas de energía de transmisión son calculados mensualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND) como un cargo por separado, calculados como la diferencia entre la generación realizada y el consumo registrado, valoradas al precio de la energía del Mercado Ocasional.

El valor de las pérdidas del sistema de transmisión se determina de acuerdo con el Numeral 11 de las Reglas Comerciales, según Resolución No. JD-4812, de 27 de junio de 2004.

El valor total de las pérdidas es repartido entre los agentes compradores en proporción a los Factores de Pérdidas Promedio (FPPi), para cada una de las zonas de transmisión donde se retira energía, que se presentan el Cuadro No.1.

CUADRO No. 1
FACTORES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS (*)

ZONA	FACTORES
1	0.3484%
2	*
3	*
4	1.5120%
5	7.2153%
6	7.7117%
7	74.4333%
8	*
9	8.3761%
10	0.4032%

(*) A los agentes que soliciten conectarse al sistema de transmisión propiedad de **ETESA** en las zonas donde no se han calculado factores de pérdidas, se les comunicará en un plazo no mayor de quince (15) días el Factor Promedio de Pérdida correspondiente, a partir de la fecha en que el agente comunique el inicio de las pruebas de conexión. La modificación de los factores de pérdidas se informará a todos los participantes consumidores.

III. METODOLOGÍA

De acuerdo con el Numeral 11 de las Reglas Comerciales, ETESA debe suministrarle al CND los factores de pérdidas en cada nodo o grupos de nodos en que un participante consumidor retira energía de la red.

Dichos factores estarán discriminados para uno o más periodos dentro del mes (Periodos Característicos). Para cada periodo característico, el CND calcula el costo económico de las pérdidas de energía integrando para las horas del periodo, la diferencia entre la generación horaria y el consumo valorizado al precio de la energía en el Mercado Ocasional. Posteriormente, reparte el costo económico de las pérdidas calculada entre los participantes.

III.1. FACTOR DE PARTICIPACIÓN

Se procederá a calcular por agente su factor de participación en cada nodo en que retira energía de la red de transmisión, dividiendo el factor de pérdidas correspondiente a su nodo y al Período Característico por la suma de los factores de todos los nodos para dicho período.

III.2. CARGOS POR PÉRDIDAS DEL PERIODO

Igualmente, se procederá a calcular los cargos por pérdidas del período como el producto entre la suma de los factores de participación de los nodos en que toma de la red, por el costo económico de las pérdidas.

IV. MODELO DE CALCULO DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

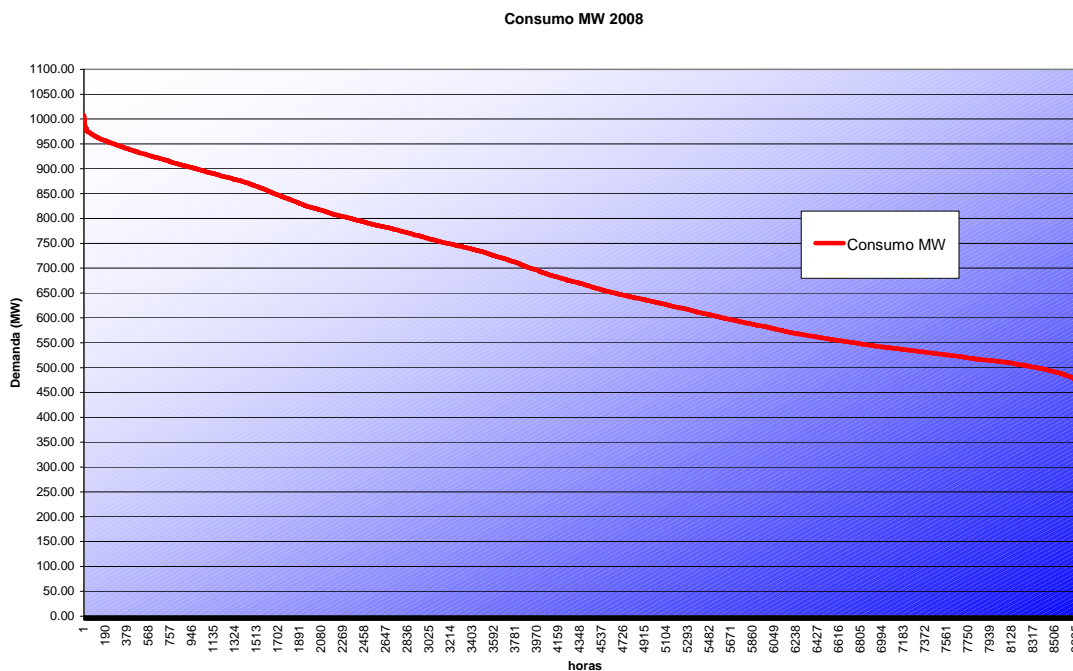
El Modelo de Cálculo de Pérdidas de Transmisión consta de tres partes:

- a. El modelo de Demanda
- b. El modelo del Despacho de Generación
- c. El cálculo de las Pérdidas de Transmisión

A continuación se describen las ventanas del Modelo de Cálculo de Pérdidas por Transmisión con la finalidad de detallar y ampliar el cálculo de los valores expuestos en la Tabla 1 del Resumen Ejecutivo.

IV.1. DEMANDA

Para modelar la demanda se tomó como referencia el comportamiento de la Carga del Sistema para el año calendario inmediatamente anterior (2008 en este caso) con el objetivo de establecer los bloques de demanda a estudiar.



De cada una de las 8,760 horas del año se recopilan las lecturas del consumo en los puntos de entrega gracias a los medidores SMEC (con esto se excluyen las Pérdidas). Dichos valores de consumo son ordenados descendientemente (de máximo a mínimo) y se establecen los rangos que fungirán de límites o márgenes de la demanda.

A partir de dichos límites obtenemos entonces el promedio de consumo del Sistema Interconectado Nacional y la cantidad de horas al año determinada para cada uno de los cinco (5) bloques de estudio.

Cuadro No. 2
Demanda para cálculo de factores de pérdidas

Bloque	Duración	Demanda	Promedio
1	527 hrs	$D < 503$	487.28
2	2196 hrs	$503 < D < 577$	538.18
3	3250 hrs	$577 < D < 772$	669.58
4	2547 hrs	$772 < D < 950$	859.11
5	264 hrs	$D > 950$	963.54

NOTA: Se establece que los factores de pérdidas se calcularán en los principales Nodos del Sistema. Por ejemplo, en el caso especial de las subestaciones Panamá y Cáceres, debido a la corta distancia entre estas, se determinó que la subestación Panamá sería el centro de carga con la finalidad de simplificar los cálculos.

PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN

Para esto, se utilizaron los casos desarrollados para el Pliego Tarifario de Transmisión¹ (Modelo del CUSPT), lo cual nos proporcionará el valor del bloque cinco (5). Para el resto de los bloques se procedió a tomar como referencia el día de Máxima Demanda del año en cuestión. Se agruparon las salidas de demanda del SMEC por cada uno de los siete puntos de carga establecidos:

- Progreso
- Mata de Nance
- Llano Sánchez
- Chorrera
- Panamá,
- Panamá 2,
- Colón

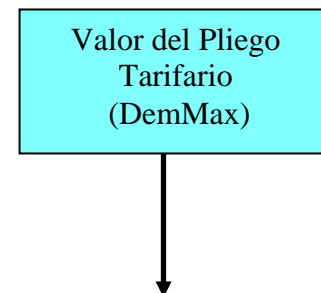
Debido a la próxima entrada en operación de la carga de la subestación Changuinola, se adicionó la demanda de la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito) en esta subestación.

¹ El caso expuesto en el Pliego Tarifario está en Demanda Máxima

En base al promedio de demanda (Cuadro No. 2) para cada uno de los bloques se buscan los valores que más se aproximen al rango expuesto, tomando como comparativo la sumatoria de los puntos anteriores.

Después de su selección, se realiza la división de la demanda de cada punto de carga entre el valor total del sistema de tal forma que se obtengan los porcentajes faltantes de distribución de demanda.

Cuadro No. 3
Nodos del Sistema donde se Distribuye la Carga en porcentajes



Subestación	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
Progreso	1.07%	1.02%	2.04%	0.97%	0.92%
M. De Nance	7.00%	6.48%	7.98%	6.94%	7.23%
Changuinola	1.15%	1.09%	1.23%	1.21%	1.27%
LI. Sánchez	10.67%	10.35%	10.93%	10.58%	10.62%
Chorrera	9.76%	8.34%	9.51%	7.42%	7.23%
Panamá	46.80%	51.61%	46.11%	50.59%	50.60%
Panamá II	15.22%	13.30%	14.73%	12.14%	12.33%
Colón	8.33%	7.81%	7.47%	10.15%	9.80%
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Ya contando con la información de los porcentajes de distribución de la carga obtenidos en el Cuadro No. 3, al realizar una multiplicación de los mismos con el valor promedio calculado por bloque y por punto de carga se obtienen los valores en MW señalados en el Cuadro No. 4.

Tabla No. 4
Distribución de la Carga del Sistema (DCS)

Subestación	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
Progreso	5.21	5.49	13.66	8.33	8.86
M. De Nance	34.11	34.87	53.43	59.62	69.66
Changuinola	5.60	5.87	8.24	10.40	12.24
LI. Sánchez	51.99	55.70	73.19	90.89	102.33
Chorrera	47.56	44.88	63.68	63.75	69.66
Panamá	228.05	277.75	308.74	434.62	487.55
Panamá II	74.16	71.58	98.63	104.30	118.80
Colón	40.59	42.03	50.02	87.20	94.43
Total	487.28	538.18	669.58	859.11	963.54

IV.2. DESPACHO DE GENERACIÓN

Para los mismos casos señalados en el apartado anterior se analizaron tres escenarios con diferentes tipos de hidrología: Alta, Media y Baja los cuales corresponden a una probabilidad de ocurrencia de 42%, 25% y 33% respectivamente. En el caso del Modelo de Cálculo de Pérdidas de Transmisión se contemplaron solamente dos escenarios: Verano e Invierno correspondientes al 33% y 67% de probabilidad respectivamente.

Hasta este punto se ha seguido el mismo procedimiento empleado para la determinación de los Escenarios de Análisis del Modelo de Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión.

Como la información extraída del SDDP solo nos muestra la generación, se determina el orden por mérito del despacho de las unidades. Analizando ciertos criterios lógicos de ocurrencia.

De la misma forma como para la demanda se obtuvieron los valores para el resto de los bloques, en la generación. Hecho esto se contará con 10 casos base (5 para invierno y 5 para verano, correspondiendo uno a cada Bloque de Demanda). Cada caso Base tendrá la Demanda por Centro de Carga y el Despacho de Generación que lo suple. Finalmente, satisfaciendo las ecuaciones básicas de Flujo de Potencia se tendrá la última de las componentes; las Pérdidas de cada Caso Base.

Cuadro No. 5
Despacho de Generación para el Invierno

Generador/ Planta	Capacidad (MW)	DESPACHO DE GENERACION				
		Potencia (MW)				
		Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
Fortuna 1	100	70.0	75.0	85.0	90.0	90.0
Fortuna 2	100	70.0	75.0	85.0	90.0	90.0
Fortuna 3	100	70.0	75.0	85.0	90.0	90.0
Bayano 1	87	40.3	45.0	45.0	50.0	50.0
Bayano 2	87	40.3	45.0	45.0	50.0	50.0
Bayano 3	86	0.0	0.0	45.0	50.0	50.0
La Estrella 1	21	19.0	19.0	22.0	22.0	22.0
La Estrella 2	21	19.0	19.0	22.0	22.0	22.0
Los Valles 1	24	21.0	21.0	24.0	24.0	24.0
Los Valles 2	24	21.0	21.0	24.0	24.0	24.0
Estí 1	60	45.0	50.0	50.0	58.0	58.0
Estí 2	60	45.0	50.0	50.0	58.0	58.0
ACP	75	42.0	46.5	65.0	69.7	74.8
Panam	96	0.0	0.0	0.0	32.0	13.0
Pedregal	53.53	0.0	0.0	0.0	41.6	49.0
BLM 2	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BLM 3	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BLM 4	40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JB5	33	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
JB6	33	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BLM8	35	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BLM9	59	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COPESA	44	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cativa	87	0.0	0.0	0.0	0.0	77.3
El Giral	49.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Termocolon	150	0.0	13.7	41.8	109.0	142.0
T.Gas Pan.1	21.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
T.Gas Pan.2	21.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1648.23	502.60	555.20	688.80	880.30	984.10
Demanda a suplir		487.28	538.18	669.58	859.11	963.54
Pérdidas esperadas		15.32	17.02	19.22	21.19	20.56

IV.3. PÉRDIDAS

Se elabora entonces un cuadro de pérdidas de los casos bases; las mismas se calculan en base a la diferencia del despacho de generación y la demanda a suplir para cada bloque. Al final se realiza una sumatoria de todas las pérdidas por bloque lo que equivale al valor de pérdidas total del año en MWh.

Cuadro No. 6
Cuadros de pérdidas en los casos bases para los bloques

Bloque	Duración (horas)	Demanda (MW)	Pérdidas (MW)	Pérdidas (MWh)
1	527	487.28	15.32	8073.64
2	2196	538.18	17.02	37375.92
3	3250	669.58	19.22	62465.00
4	2547	859.11	21.19	53970.93
5	264	963.54	20.56	5427.84
Total	MWh	AAEL	93.31	167313.33

IV.4. EFECTO DEL INCREMENTO DE 10MW DE CARGA EN LAS SUBESTACIONES

El motivo de considerar en el estudio un aumento de 1MW de carga en cada una de las barras de demanda proviene del concepto general de cuantificar el incremento marginal de las pérdidas.

Para cada caso se corrieron los datos de generación y demanda con el programa de flujo de potencia (PSS/E) y se determinó la variación de las pérdidas para posteriormente obtener los valores porcentuales. Cabe destacar que al incrementar la demanda, los agentes generadores deberán generar ese incremento de la demanda más las pérdidas producidas por las mismas.

Nótese que se utilizó un incremento 10 veces mayor, pero esto se hace con la finalidad de obtener mayor cantidad de cifras significativas, toda vez que al trabajar con varios cientos de MW, el incremento de uno sólo afectaría las Pérdidas de manera casi imperceptible, por lo que se busca magnificar el efecto para que pueda ser apreciado. Al final del cálculo esto se verá porcentualmente, con lo que el efecto desaparecerá.

Cuadro NO. 7
Efecto del Incremento de 10MW en los centro de carga

Proviene del incremento de 10MW de carga en cada una de las subestaciones modelado en el PSS/E para cada bloque.

AML
Se obtiene a partir de la resta de las pérdidas aumentadas menos las pérdidas iniciales entre el incremento de la demanda

Invierno - Hidrología Alta

Casos Base Caso	Pérdidas Iniciales (MW)	Incremento de 10 MW de Carga en las Subestaciones (Pérdidas Finales [MW])							
		Panamá	Panamá II	Chorrera	Llano Sanchez	Mata de Nance	Progreso	Changuinola	Colón
Inv - Bloque 1	15.32	15.72	15.62	15.41	15.99	15.47	15.50	15.48	16.51
Inv - Bloque 2	17.02	17.51	17.50	17.45	17.69	17.10	17.07	17.04	17.61
Inv - Bloque 3	19.22	20.87	20.37	19.94	19.59	19.59	19.59	19.58	20.11
Inv - Bloque 4	21.19	22.24	22.21	22.16	21.81	21.21	21.25	21.76	22.21
Inv - Bloque 5	20.56	21.71	21.66	21.60	21.75	21.21	20.71	21.20	21.61

Casos Base Caso	Incremento de la Demanda (MW)	Pérdidas Marginales por Incremento de la Demanda (AML)							
		Panamá	Panamá II	Chorrera	Llano Sanchez	Mata de Nance	Progreso	Changuinola	Colón
Inv - Bloque 1	10.00	0.040	0.030	0.009	0.067	0.015	0.018	0.016	0.119
Inv - Bloque 2	10.00	0.049	0.048	0.043	0.067	0.008	0.005	0.002	0.059
Inv - Bloque 3	10.00	0.165	0.115	0.072	0.037	0.037	0.037	0.036	0.089
Inv - Bloque 4	10.00	0.105	0.102	0.097	0.062	0.002	0.006	0.057	0.102
Inv - Bloque 5	10.00	0.115	0.110	0.104	0.119	0.065	0.015	0.064	0.105

IV.5. PÉRDIDAS MARGINALES POR INCREMENTO DE DEMANDA

Las pérdidas marginales por incremento de demanda se calculan a partir de los resultados obtenidos en el Cuadro No. 7.

Cuadro No. 8
Pérdidas Marginales por incremento de la demanda en los centros de carga en MWh para el periodo de invierno

Proviene del producto de la duración de cada bloque (horas) x la distribución de la carga del sistema (DCS-MW) x el efecto porcentual del incremento de 10 MW en la carga (%AML)

IV.6.

Subestación	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
Progreso	49.46	60.27	1642.55	127.35	35.10
M. De Nance	269.64	612.67	6425.26	303.72	1195.43
Changuinola	47.25	25.76	963.59	1509.17	206.76
Ll. Sánchez	1835.81	8195.49	8800.51	14353.41	3214.73
Chorrera	225.57	4238.33	14900.43	15749.01	1912.69
Panamá	4807.23	29887.52	165563.62	116233.60	14802.06
Panamá II	1172.53	7544.89	36862.64	27095.46	3450.08
Colón	2545.55	5445.82	14467.60	22653.95	2617.51

PÉRDIDAS MARGNALES DE ENERGÍA POR NODO

Para éste cálculo se totalizan por subestación o centro de carga y por periodo característico las pérdidas marginales en MWh.

Cuadro No. 9

Pérdidas marginales totales de energía por nodo para el periodo de invierno

AML(MWh)=Sumatoria de las pérdidas marginales en MWh por subestación

Subestación	Σ Pérdidas Marginales (MWh) (AML)
Progreso	1914.73
M. De Nance	8806.71
Changuinola	2752.53
Ll. Sánchez	36399.96
Chorrera	37026.03
Panamá	331294.02
Panamá II	76125.60
Colón	47730.43
Total ASMEL	542050.02

IV.7. PÉRDIDAS ANUAL PROMEDIO POR NODO

El cálculo de las pérdidas anuales promedio por nodo provienen de la necesidad de cuantificar las pérdidas del sistema por nodo. Se basa en una fórmula matemática donde se realiza la multiplicación de las pérdidas totales del sistema (AAEL-Cuadro NO. 6) por el porcentaje de participación de pérdidas en cada nodo (Ver IV.8.-factor de pérdidas por nodo).

Cuadro No. 10
Pérdidas Anual Promedio por Nodo para el periodo característico de invierno

Subestación	Pérdidas (MWh)
Progreso	591.02
M. De Nance	2718.35
Changuinola	849.62
LI. Sánchez	11235.49
Chorrera	11428.74
Panamá	102259.76
Panamá II	23497.51
Colón	14732.84
Total	167313.33

$$AAEL' = \frac{AML * TotalAAEL}{TotalASMEL}$$

IV.8. FACTORES DE PÉRDIDAS POR NODO

El factor de pérdidas por nodo lo podemos calcular como la división entre las pérdidas marginales del nodo(AML-Cuadro No. 9) entre la sumatoria de las pérdidas marginales del sistema (ASMEL-Cuadro No. 9)

Cuadro No. 11
Factor de pérdidas por nodo para el periodo característico de invierno

Invierno	
Subestación	Factores
Progreso	0.00353
M. De Nance	0.01625
Changuinola	0.00508
LI. Sánchez	0.06715
Chorrera	0.06831
Panamá	0.61119
Panamá II	0.14044
Colón	0.08806
Total	1.00000

$$FPN = AAEL / TotalASMEL$$

IV.9. FACTOR DE PÉRDIDAS PONDERADO

Se realiza entonces una presentación unificada de los periodos característicos ponderando las probabilidades o factores de concurrencia de las hidrologías. Se determina entonces que en comparación a la metodología expuesta en los Cargos por Uso, en el cálculo de Factores de Pérdidas se tomará un 67% para el periodo de Invierno (comprende el 42% de Hidrología Alta y 25% de Hidrología Media) y un 33% para el periodo de Verano. (33% de Hidrología Baja)

Cuadro No. 12
Factores de Pérdidas ponderado

Subestación	Factores
Progreso	0.00348
M. De Nance	0.01512
Changuinola	0.00403
Ll. Sánchez	0.07215
Chorrera	0.07712
Panamá	0.60039
Panamá II	0.14394
Colón	0.08376
Total	1.00000

$$FPP = FPN(inv)*67\% + FPN(ver)*33\%$$

Ahora bien, la presentación oficial en el documento de tarifas se realiza por zona y para esto solo debemos ubicar en que zona se encuentra cada una de las subestaciones descritas en el Cuadro No. 12

Cuadro No. 13
Factores de Pérdidas de Transmisión para el Pliego Tarifario

ZONA	FACTORES
1	0.3484%
2	*
3	*
4	1.5120%
5	7.2153%
6	7.7117%
7	74.4333%
8	*
9	8.3761%
10	0.4032%