

2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes**
en el Mercado Eléctrico Regional



ESTADO ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL Y SUS PERSPECTIVAS – LA TRANSMISIÓN Y LOS DERECHOS FIRMES

26 de abril de 2016

Hotel Barcelo, Guatemala, Guatemala

Presentado por: Ing. René González Castellón
Director Ejecutivo

CONTENIDO

Estructura institucional del Mercado Eléctrico Regional

Comercio de Energía Regional

- ESTADÍSTICAS DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA 2013 – 2016
- ASIGNACIÓN DERECHOS FIRMES Y OPERACIÓN DE CONTRATOS FIRMES

Operación Técnica Regional

- PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN REGIONAL 2015-2024
- Descripción del proceso de la Planificación de la G & T Regional
- Estudio de la Expansión de la Transmisión
- Planes de la Expansión de la Transmisión
- Resultados de la planificación de la Expansión de la Transmisión

Conclusiones

Próximos Pasos



2º

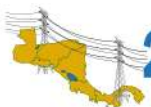
Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes**
en el Mercado Eléctrico Regional

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL MERCADO ELECTRICO REGIONAL



COMERCIO DE ENERGÍA REGIONAL 2013-2016

ESTADÍSTICAS DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA 2013 – 2016



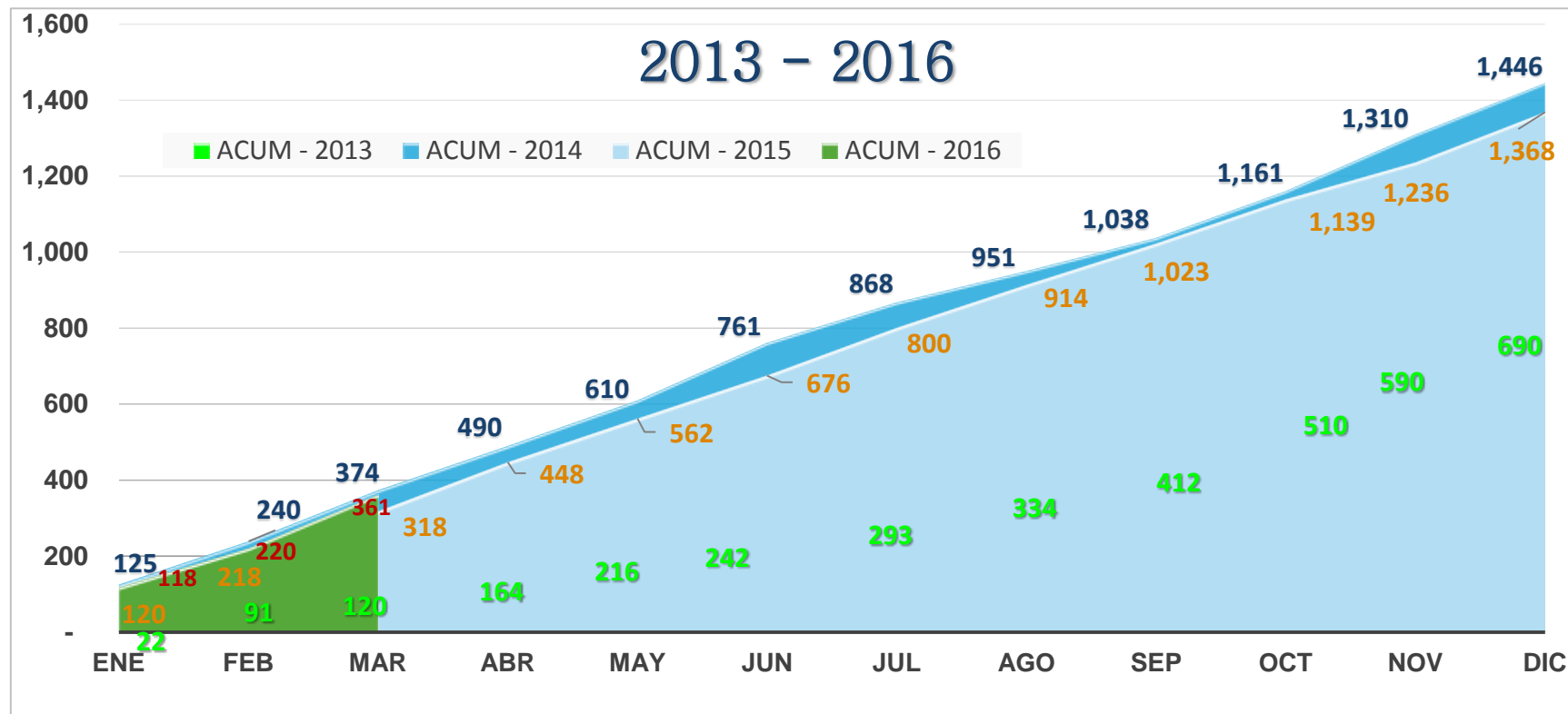
2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firms**
en el Mercado Eléctrico Regional

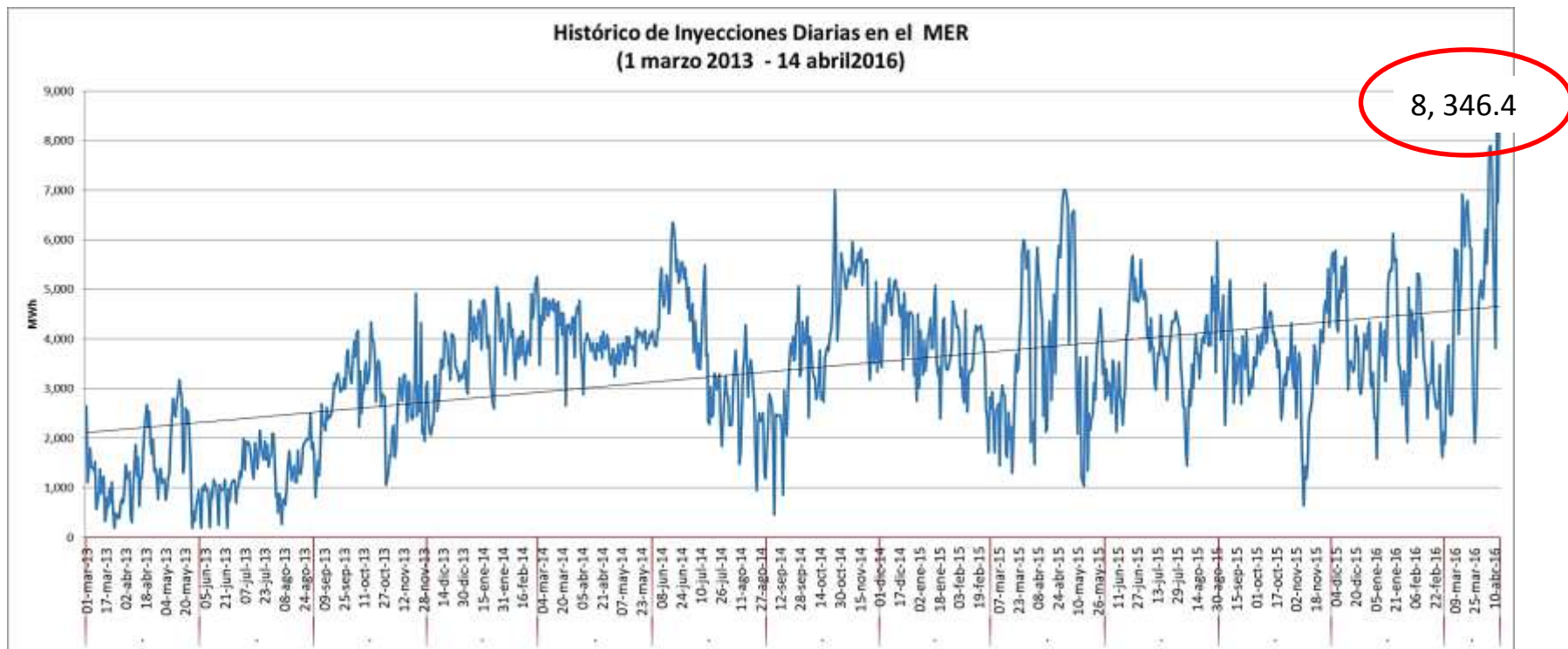
Resolución ORE-46-2015

Derechos reservados. © Copyright 2016. Ente Operador Regional

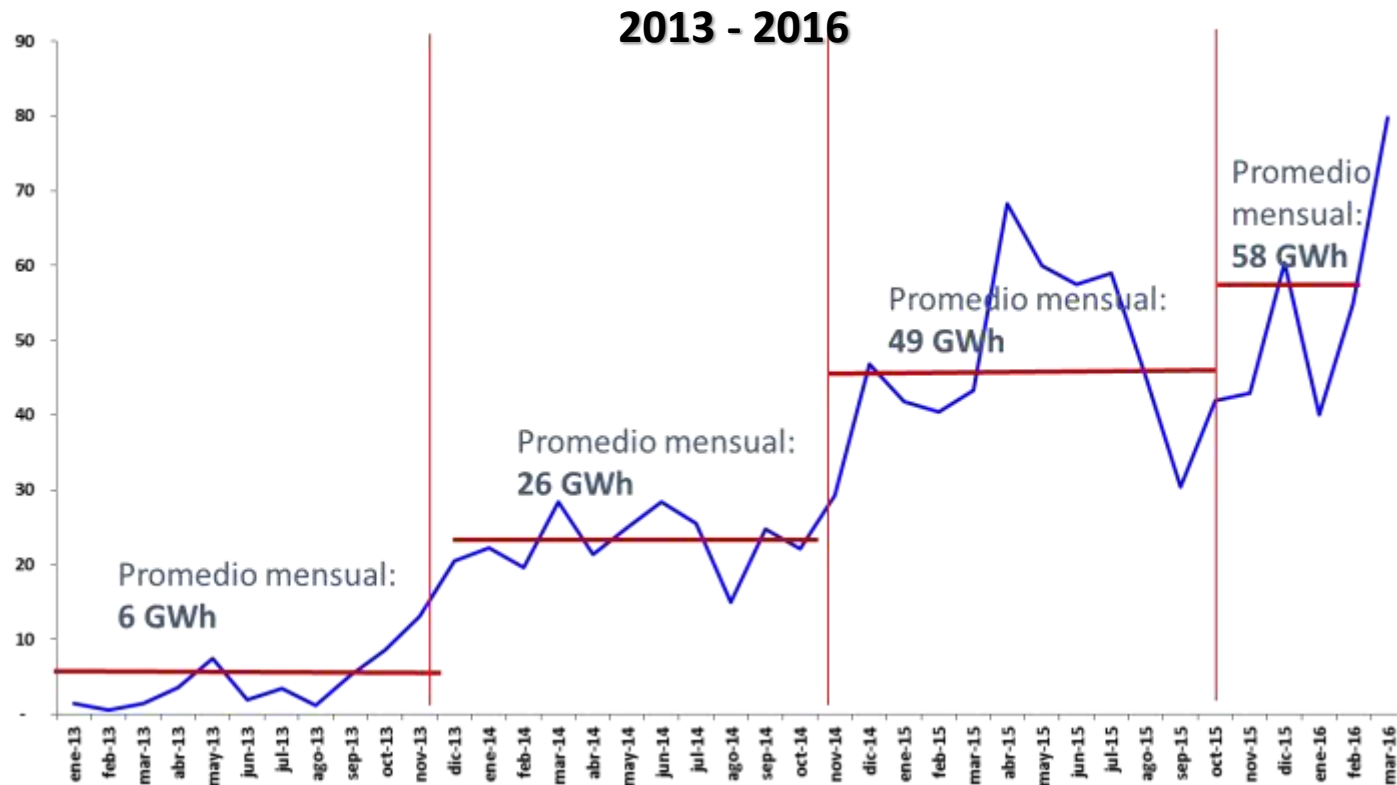
Acumulado de Inyecciones en el MER (GWh)



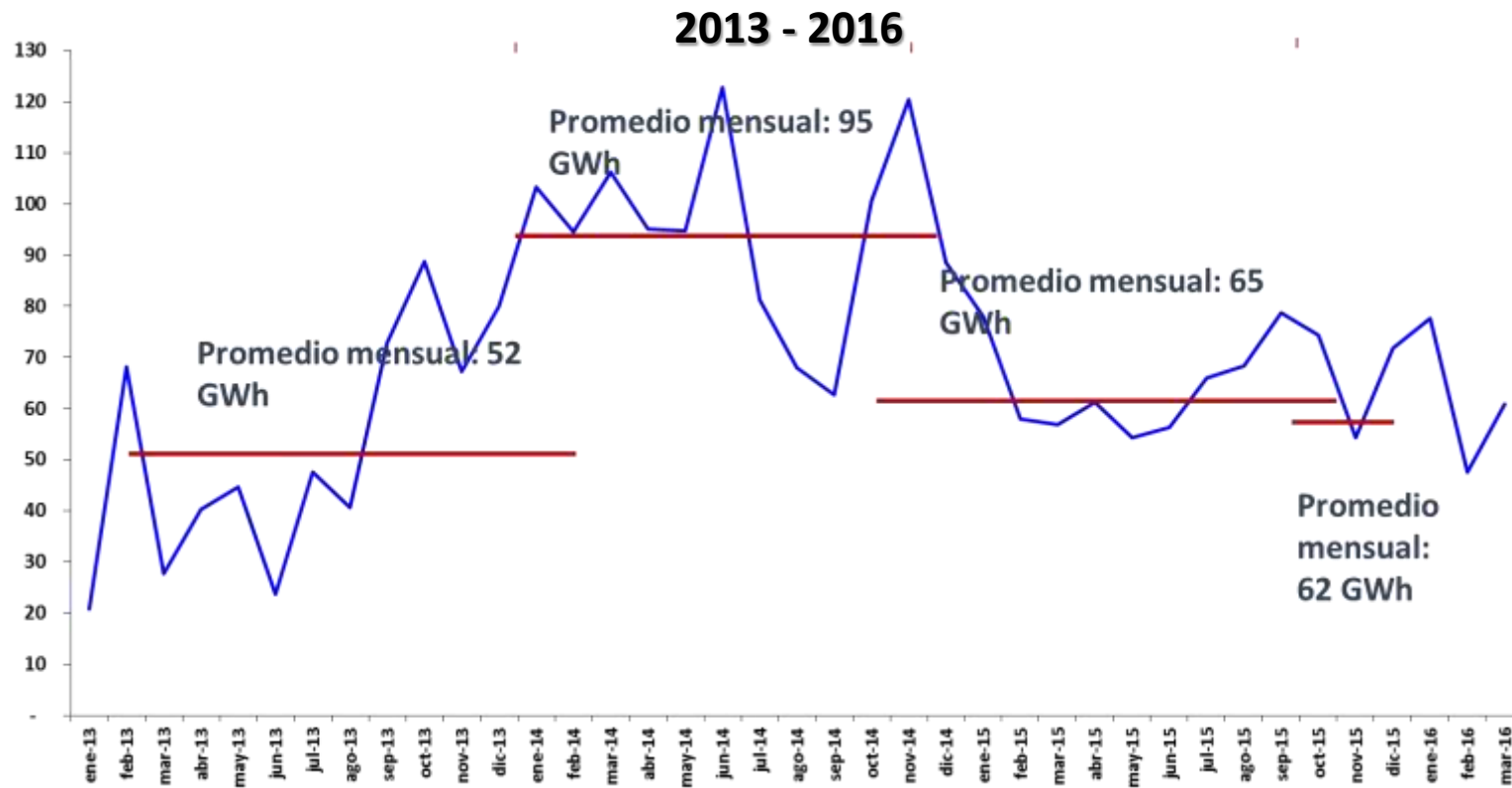
HISTORICO DE INYECCIONES DIARIAS EN EL MER



MERCADO DE OPORTUNIDAD – Inyecciones (GWh)



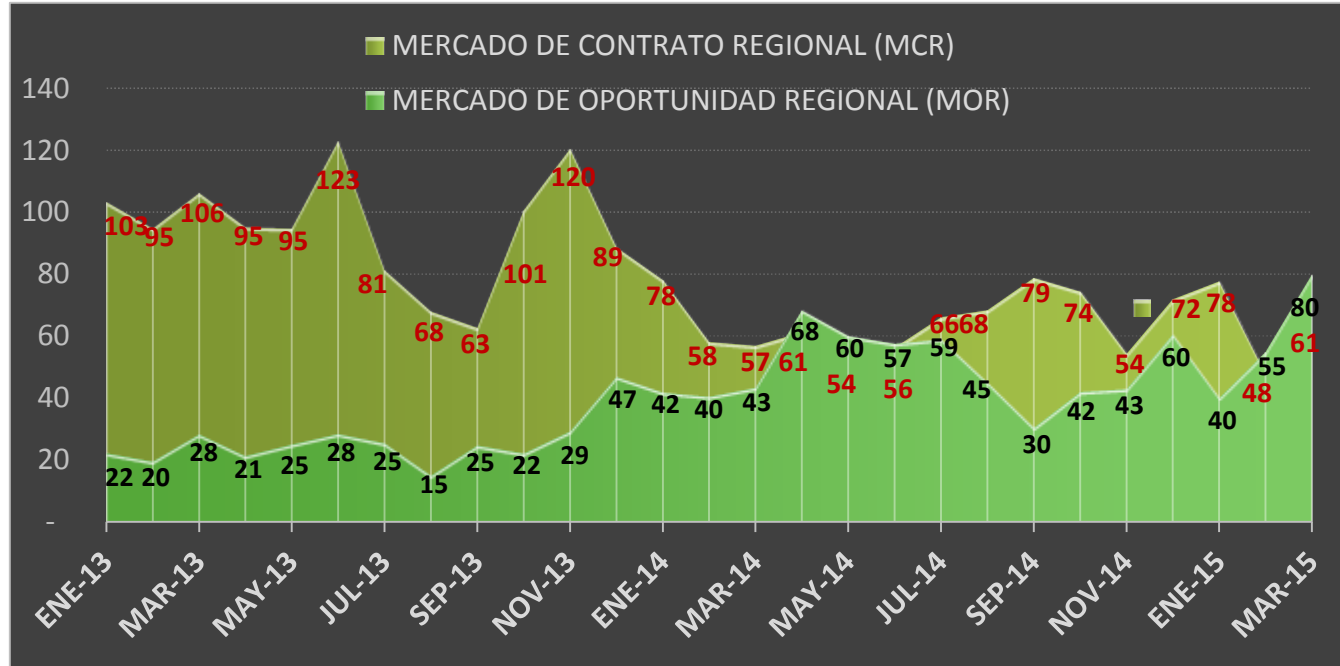
MERCADO DE CONTRATOS – Inyecciones (GWh)



MCR vs MOR

2013 - 2016

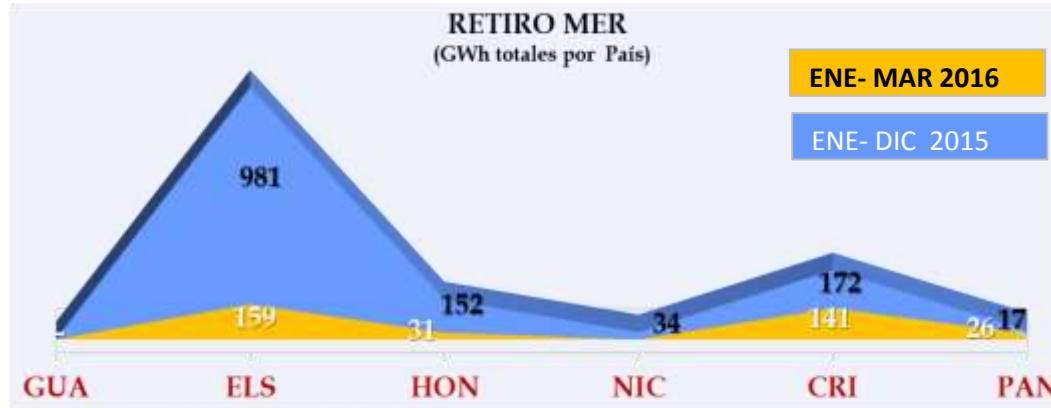
% DE PARTICIPACION EN EL MER



INYECCIONES		MCR	MOR	TOTAL
2013	GWh	622	68	690
	%	90	10	100
2014	GWh	1,138	308	1,446
	%	79	21	100
2015	GWh	778	591	1,368
	%	57	43	100
2016	GWh	186	175	361
	%	52	48	100



Inyecciones y Retiros Totales por país 2015



COMERCIO DE ENERGÍA REGIONAL 2013-2016

ASIGNACIÓN DERECHOS FIRMES Y OPERACIÓN DE CONTRATOS FIRMES



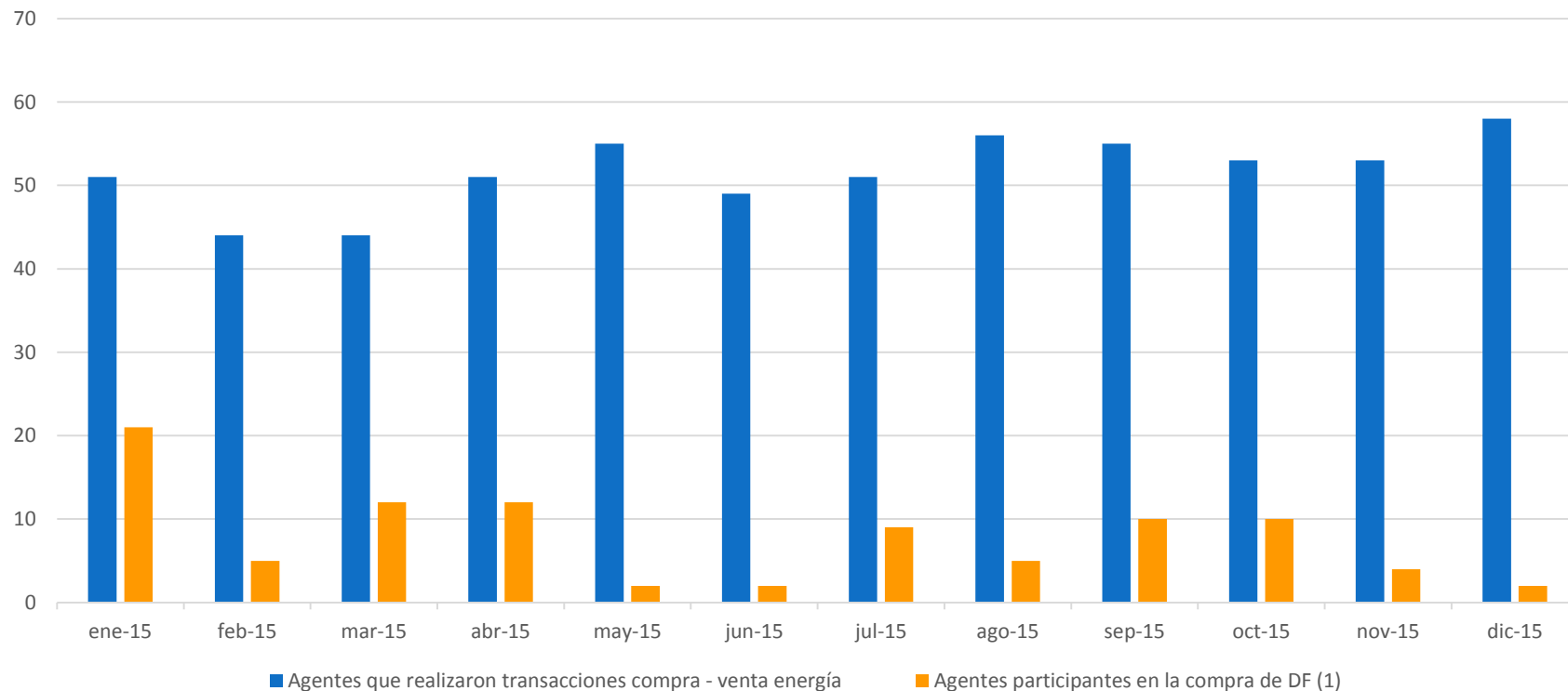
2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes**
en el Mercado Eléctrico Regional

Resolución OBE-46-2015

Derechos reservados. © Copyright 2016. Ente Operador Regional

AGENTES PARTICIPANTES EN LA COMPRA DE DERECHOS FIRMES



(1) Corresponde al mes de declaración del Contrato asociado al Derecho Firmes



2º

Taller Regional sobre el Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes en el Mercado Eléctrico Regional

POTENCIA ASIGNADA DE DERECHOS FIRMES (MW) POR PAÍS

diciembre 2014 - abril 2016

Mes/año asignación	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá	
	I	R	I	R	I	R	I	R	I	R	I	R
⁽¹⁾ Dic-14 A1501	122.9			(83.9)								(39.0)
Ene-15 M1502	0.3					(0.3)						
Feb-15 M1503	56.3			(56.3)								
Mar-15 M1504	57.0			(57.0)								
Abr-15 M1505	30.0			(30.0)								
May-15 M1506	10.0			(10.0)								
⁽²⁾ Jun-15 A1607	41.0			(41.0)								
Jul-15 M1508	11.1			(11.1)								
Ago-15 M1509	3.5			(43.0)							39.5	
Sept-15 M1510	34.7			(75.2)							40.5	
Oct-15 M1511	4.5			(13.5)							9.0	
Nov-15 M1512	4.5			(4.5)								
⁽³⁾ Dic-15 A1601	60.5			(45.5)								(15.0)
Ene-16 M1602	20.0					(20.0)						
Feb-16 M1603	12.0					(12.0)						
Mar-16 M1604	14.5			(5.5)		(9.0)						
Abr-16 M1605	41.5			(25.5)		(16.0)						
TOTAL	524.3			(502.0)		(57.3)					89.0	(54.0)

SOLICITUDES DE COMPRA Y ASIGNACIÓN DE DERECHOS FIRMES TOTALES

Potencia solicitada (MW)			Monto Ofertado (miles US\$)		
Anual	Mensual	Total	Anual	Mensual	Total
389	842	1,231	22,163	3,414	25,577

Mes/año asignación	Solicitado	Potencia asignada (MW)			Compra Derechos Firme (miles US\$)		
	MW	Anual	Mensual	Total	Anual	Mensual	Total
Dic-14 ⁽¹⁾	315.0	123.0	-	123.0	2,777.7	-	2,777.7
Ene-15	29.0	-	0.3	0.3	-	0.9	0.9
Feb-15	166.0	-	56.3	56.3	-	63.2	63.2
Mar-15	136.0	-	57.0	57.0	-	241.9	241.9
Abr-15	30.0	-	30.0	30.0	-	0.1	0.1
May-15	10.0	-	10.0	10.0	-	0.01	0.014
Jun-15 ⁽²⁾	70.0	41.0	-	41.0	632.8	-	632.8
Jul-15	50.0	-	11.1	11.1	-	17.4	17.4
Ago-15	110.0	-	43.0	43.0	-	172.4	172.4
Sept-15	138.0	-	75.2	75.2	-	534.5	534.5
Oct-15	13.5	-	13.5	13.5	-	0.5	0.5
Nov-15	4.5	-	4.5	4.5	-	0.03	0.03
Dic-15 ⁽³⁾	60.5	60.5	-	60.5	11.3	-	11.3
Ene-16	20.0	-	20.0	20.0	-	0.2	0.2
Feb-16	12.0	-	12.0	12.0	-	0.1	0.1
Mar-16	14.5	-	14.5	14.5	-	0.0	0.042
Abr-16	51.5	-	41.5	41.5	-	0.0001	0.0001
TOTAL	1,230.5	224.5	388.9	613.4	3,421.9	1,031.4	4,453.2

POTENCIA DE ENERGÍA PROGRAMADA DE LOS CONTRATOS ASOCIADOS A LOS DERECHOS FIRMES

(INYECTANDO EN GUATEMALA - RETIRANDO EN EL RESTO DE LA REGION) (diciembre 2014 - abril 2016)

Vigencia contrato	Ene-15	Feb-15	Mar-15	Abr-15	May-15	Jun-15	Jul-15	Ago-15	Sept-15	Oct-15	Nov-15	Dic-15	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Promedio %
Contratos Anuales	41%	35%	26%	16%	24%	28%	43%	44%	38%	38%	26%	40%	18%	7%	10%	29%
Contratos mensuales	-	0%	10%	19%	5%	92%	-	34%	95%	44%	31%	77%	0%	58%	42%	39%
Total	41%	35%	21%	17%	21%	32%	43%	43%	53%	40%	26%	41%	18%	15%	13%	31%

- ❑ El porcentaje promedio de los contratos declarados por los agentes para la programación del despacho regional energía, asociados a los Derechos Firms fue del 31%.

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN REGIONAL 2015-2024



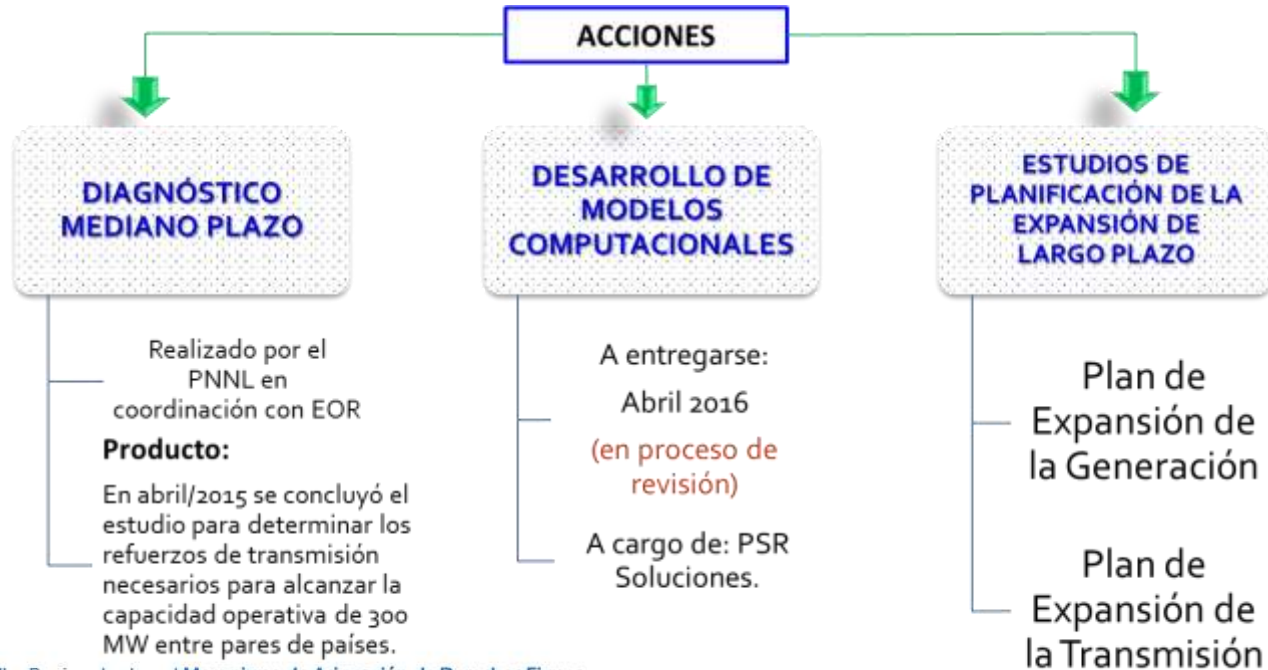
2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firms**
en el Mercado Eléctrico Regional

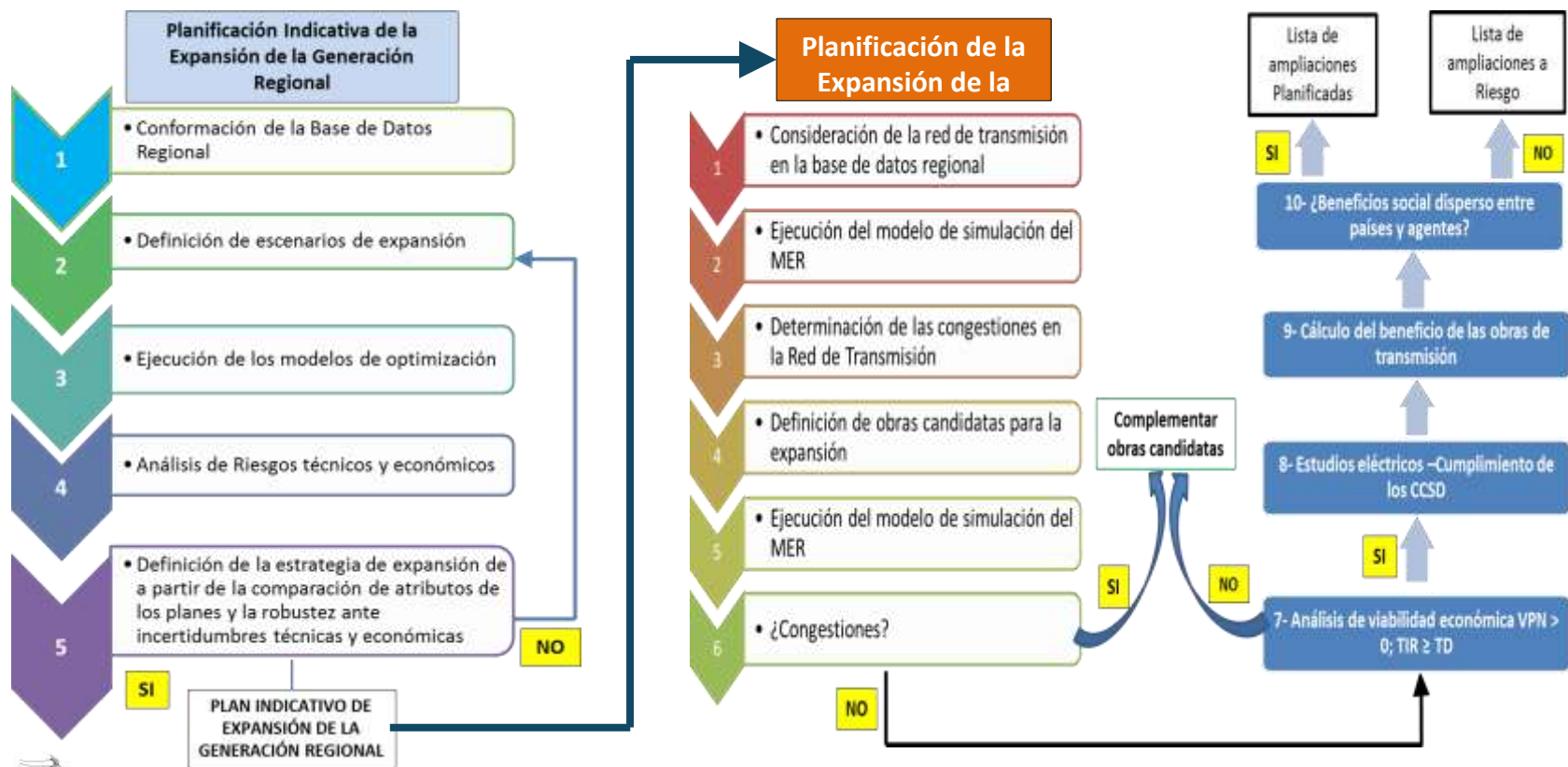
Resolución ORE-46-2015

PLANIFICACIÓN REGIONAL

El **EOR**, conforme la regulación regional, es el responsable de formular el plan de expansión indicativo para la generación y transmisión regionales, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado. (Tratado Marco y Libro III cap. 10 del RMER)



Descripción del proceso de Planificación de la Expansión de la Generación y Transmisión



Estudio de Expansión de la Transmisión

Premisas

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

1. **PLAN B:** Expansión con plantas de escala regional, centrales Ciclo Combinado de alta eficiencia a Gas Natural localizadas en Panamá y Guatemala. Mejor alternativa de expansión de la generación de acuerdo a las hipótesis y premisas consideradas.
2. **PLAN H:** Expansión aislada de los países, sin considerar proyectos de escala regional.

• OBRAS CANDIDATAS PARA LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

1. Tramos del segundo circuito SIEPAC.
2. Obras de transmisión incluidas en los planes de expansión nacionales
3. Obras de transmisión complementarias propuestas por el EOR con base a análisis de flujos.
4. Repotenciación de líneas de transmisión.

EXPANSION FIJAS DE TRANSMISIÓN (2015-2018)

- ✓ Expansiones de transmisión de corto plazo (hasta 2018) reportadas por cada país de la región, no sujetos a optimización.
- ✓ Refuerzos de transmisión resultado del estudio de Diagnóstico de mediano plazo (estudio EOR-PNNL).
- ✓ Expansiones de transmisión reportadas con financiamiento o licitadas (Corredor de 500 Kv de Panamá)



2º

Taller Regional sobre el Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes
en el Mercado Eléctrico Regional

Planes de la Expansión de la Generación

PLAN B - Potencia a instalar por tecnología (MW)							
Año	Carbón	Gas Natural	Hidro	Eólica	Solar	Geo	Bio
2019	-	-	420	136	-	107	-
2020	-	-	241	-	-	-	30
2021	-	-	-	95	-	20	-
2022	-	1,310	472	-	-	-	-
2023	-	-	-	100	-	210	-
2024	-	-	-	200	-	-	-
Total	-	1,310	1,133	531	-	337	30

PLAN H - Potencia a instalar por tecnología (MW)							
Año	Carbón	Gas Natural	Hidro	Eólica	Solar	Geo	Bio
2019	-	310	455	236	-	107	-
2020	-	-	387	100	-	70	30
2021	500	-	-	-	-	45	-
2022	250	-	340	100	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	80	-
2024	-	-	150	100	-	-	-
Total	750	310	1,332	536	-	302	30

Plan B: Expansión con plantas de escala regional, centrales Ciclo Combinado de alta eficiencia a Gas Natural localizadas en Panamá y Guatemala, los flujos son de aproximadamente 600 MW en todas las interconexiones entre pares de países, excepto Guatemala y Honduras.

Plan H: Expansión de la generación la realiza cada país de forma aislada (sin considerar proyectos de escala regional), los flujos no exceden los 300 MW en todas las interconexiones entre pares de países.

Resultado Expansión de Transmisión Planes B y H

Tipo de ampliación	PLAN B		PLAN H	
	Cantidad	km	Cantidad	km
Ampliaciones Planificadas				
Lineas nuevas	9	894 km	1	32 km
Lineas a Repotenciar	15	469 km	12	325 km
Transformadores	-	-	-	-
Ampliaciones a Riesgo	Cantidad	km	Cantidad	km
Lineas nuevas	9	596	8	244 km
Lineas a Repotenciar	25	532	24	549 km
Transformadores	5	672 MVA	5	672 MVA

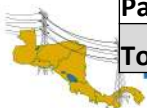
Resultado Expansión de Transmisión Planes B y H – incluye obras de optimización y seguridad

Plan B – Inversiones (Ampliaciones Planificadas y a Riesgo) – Miles de US\$

Sistema	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total general
Guatemala	-	-	5,483	-	-	-	5,483
El Salvador	13,753	-	-	-	-	-	13,753
Honduras	6,088	3,922	13,713	-	-	10,534	34,257
Nicaragua	-	3,627	-	-	-	-	3,627
Costa Rica	41,345	-	-	646	-	-	41,991
Panamá	61,777	25,725	2,539	226	-	8,066	98,333
Int. Guatemala-El Salvador	-	15,413	-	-	-	-	15,413
Int. Guatemala-Honduras	-	-	20,225	-	-	-	20,225
Int. El Salvador-Honduras	17,286	-	-	-	-	-	17,286
Int. Honduras-Nicaragua	20,436	12,117	-	-	-	-	32,553
Int. Nicaragua-Costa Rica	-	-	-	-	26,847	-	26,847
Int. Costa Rica-Panamá	-	7,876	-	-	0	-	7,876
Total	160,685	68,680	41,960	872	26,847	18,600	317,644

Plan H – Inversiones (Ampliaciones Planificadas y a Riesgo) – Miles de US\$

Sistema	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Guatemala	0	0	0	0	0	0	0
El Salvador	13,753	0	0	0	0	0	13,753
Honduras	16,965	3,444	0	0	0	12,008	32,417
Nicaragua	0	3,627	0	0	5,950	0	9,577
Costa Rica	9,106	0	0	0	0	0	9,106
Panamá	64,675	821	1,337	1,428	0	8,066	76,327
Total	104,499	7,892	1,337	1,428	5,950	20,074	141,180



Comparación de los Planes de Transmisión Planes B y H

Concepto	PLAN B	PLAN H
Descripción	Expansión de generación optimizada a nivel regional, incluye plantas de escala regional (CC GN 500 MW)	Expansión de generación optimizada a nivel país, no incluye plantas de escala regional
Flujo viable (MW)	600	300
Inversión planificada (MUS\$) (1)	135.3	38.2
Inversión a riesgo (MUS\$) (1)(2)	182.3	102.9
Inversión total (MUS\$) (1)	317.6	141.2



2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes**
en el Mercado Eléctrico Regional

CONCLUSIONES

- Las transacciones de energía desde el inicio de la operatividad del RMER y el PDC se han mantenido en valores muy similares.
- Se ha identificado poca participación de los agentes en la adquisición de DF, lo cual ha venido disminuyendo, acentuándose en los últimos dos meses de 2015 y primeros meses de 2016.
- Baja declaración por parte de los agentes de los contratos asociados a los Derechos Firms asignados para la programación del despacho de energía (31%).



2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firms**
en el Mercado Eléctrico Regional

CONCLUSIONES

- 569 MW de potencia no fueron provistos a los agentes desde diciembre 2014 a abril 2016, debido a que las solicitudes de compras de DF fueron mayores a la capacidad operativa de transmisión disponible en la interconexión Guatemala – El Salvador.

Sin embargo, en 9 meses de 17, no fue requerida el total la capacidad operativa de transmisión disponible.

- Es necesario que la región desarrolle las obras de infraestructura de Transmisión en el corto plazo identificadas en sus planes nacionales y las identificadas en los estudios del EOR, de tal manera que se logre alcanzar la Capacidad Operativa de Transmisión Regional y se logre obtener los 300 MW a finales del 2018.



2º

Taller Regional sobre el Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes
en el Mercado Eléctrico Regional

PRÓXIMOS PASOS:



2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firms**
en el Mercado Eléctrico Regional

Resolución ORE-46-2015

-
- Identificar las limitaciones en los aspectos administrativos, técnicos y regulatorios que tienen los agentes en la compra de DF y operatividad de los contratos firmes y proponer alternativas de solución.
 - Impulsar talleres de capacitación a los Agentes del MER en la aplicación los procesos técnicos de la regulación regional vigente para la compra de Derechos Firmes y Contratos Firmes.
 - Trabajar conjuntamente con la CRIE y CDMER, los ajustes a la regulación regional que permitan mejorar la participación de los agentes en la compra de Derechos Firmes y en la operatividad de los contratos firmes.
 - Contribuir de manera efectiva a que se logre a finales del año 2018, la capacidad de 300 WM de Capacidad Operativa de Transmisión entre pares de países adyacentes.



2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes**
en el Mercado Eléctrico Regional

Trabajar conjuntamente con la CRIE y el CDMER para lograr:

- a) el desarrollo de la infraestructura de transmisión que permita que la región pueda ofrecer capacidad operativa de transmisión sostenible en la red.
- b) El impulso de producción de energía que contribuyan a significativos intercambios de energía entre los países de la región.
- c) los desarrollos técnicos y regulatorios para poner en funcionamiento los DT de largo plazo.



2º

Taller Regional sobre el **Mecanismo de Asignación de Derechos Fijos**
en el Mercado Eléctrico Regional