
Comisión Sonora-Arizona
Comité de Energía

**Oportunidades de Transmisión
de Electricidad Binacionales
para Arizona y Sonora**

Informe



Presentado a:
Gobernadora de Arizona
Janice K. Brewer
y
Gobernador de Sonora
Guillermo Padrés Elías



Sometido por:
Grupo de Trabajo
Transmisión de Electricidad Binacional
en la
Reunión Binacional de Verano de la
Comisión Arizona-México
14 de junio 2013
Scottsdale, Arizona

INDICE

Introducción.....	1
Resumen Ejecutivo.....	2
Recomendaciones.....	5
Generación actual por tipo de fuente, capacidad y energía.....	7
Transmisión existente.....	10
Consumo de Energía por el Usuario Final.....	16
Diferencia en precio por kWh por tipo de servicio.....	18
Ventas y demanda prevista.....	33
Proceso para obtención de permisos.....	36
Cuestiones de regulación.....	38
Cuestiones legales.....	40
Estudio de Tucson Electric Power Company.....	43
Estudio de Hunt Power.....	46
Informe de Arizona Public Service Company sobre conexiones previas y actuales con México.....	49

Introducción

El 8 de junio de 2012, como parte de la Reunión Binacional de la Comisión Sonora-Arizona, la Gobernadora de Arizona Janice K. Brewer y el Gobernador de Sonora, Guillermo Padrés Elías abordaron cómo los cambios recientes en las leyes energéticas de México podrían permitir que la Comisión Federal de Electricidad (CFE), compañía electricidad operada por el Gobierno Federal de México, importe energía proveniente de empresas estadounidenses, ya sea de fuentes de generación convencionales, como gas natural o fuentes de energía renovables como energía solar, con el fin de cumplir con los nuevos objetivos de la política mexicana.

Como las zonas desérticas en Arizona y Sonora ofrecen el mayor potencial de generación de energía solar en América del Norte, esto crea una oportunidad transfronteriza, sin embargo la transmisión binacional de electricidad a gran escala entre los dos estados no existe actualmente.

Como resultado, los gobernadores solicitaron al Comité Energía de la Comisión Sonora-Arizona formar un Grupo de Trabajo Binacional de Transmisión (Grupo de Trabajo) para evaluar oportunidades de transmisión entre el Estado de Arizona y el Estado de Sonora.

El Grupo de Trabajo fue conformado por 19 miembros, con representantes de la Oficina de Política Energética de Arizona, la Comisión de Energía de Sonora, Arizona Public Service Company, CFE, Hunt Power (con sede en Dallas, Texas), Salt River Project, Solarscape de México, Tucson Electric Power Company y la Universidad de Sonora. Además, el Secretario de Economía Moisés Gómez Reyna solicitó y recibió una solicitud formal de apoyo de la CFE para designar un representante al Grupo de Trabajo para proveer información para este informe.

- Oficina de Política Energética de Arizona: Leisa Brug; Olivia Doherty, y Gloria Castro
- Comisión de Energía de Sonora: Jesús Luis Celaya Gortari; Carlos Aguiar y Julio Zamorano
- Arizona Public Service Company: Jason Smith
- Comisión Federal de Electricidad: Alejandro Reyna; Luis Miguel Cota y Felipe Valle
- Hunt Power: Bill Bojorquez
- Salt River Project: Rob Taylor e Hilén Cruz
- SolarScape de México: Álvaro Knapp; David Rico y Mauricio Muñoz
- Tucson Electric Power Company: Larry Lucero, Ed Beck y Roberto Guevara
- Universidad de Sonora: Rafael Cabañillas

El Grupo de Trabajo se reunió en Hermosillo, Sonora, México, y en Nogales, Arizona, Estados Unidos, además de llevar a cabo una serie de reuniones por medio de teleconferencias para identificar oportunidades y retos para la implementación de futura transmisión entre los dos estados.

Resumen Ejecutivo

A continuación se presenta una compilación de información abordada por los miembros del equipo de trabajo durante las reuniones.

A modo de antecedente, existen tres proveedores principales de servicio eléctrico en Arizona, APS, SRP y TEP. México y el Estado de Sonora cuentan con una sola compañía proveedora de electricidad llamada CFE.

En el transcurso de los años, los servicios públicos de electricidad en Arizona siempre han añadido nuevas instalaciones de transmisión para abordar cuestiones relacionadas con fiabilidad y asegurar que pueden cumplir con crecimientos de carga. Del mismo modo, la red de Sonora se ha expandido en la última década y se conoce como el nodo de Sonora-Sinaloa (consulte siguiente mapa). El Nodo de Sonora-Sinaloa ha estado mejorando la conectividad al saldo de la red de México desde 2000.



Los servicios públicos de electricidad en Arizona cuentan con la capacidad suficiente para satisfacer la demanda de electricidad a través de generación tanto propia como contratada. Arizona es también el hogar del centro comercial Palo Verde, uno de los mayores mercados de comercio en occidente que presenta la oportunidad para proporcionar energía a Sonora.

En el Estado de Sonora, la CFE cuenta con 11 centrales de generación de energía eléctrica, con una capacidad efectiva de 2,086.62 megavatios (MW), de las cuales dos se encuentran bajo la modalidad de productor independiente, lo cual es una generación insuficiente durante el periodo de demanda máxima, que es durante el verano, derivado de las condiciones del clima y de la gran actividad industrial. Se tienen registros de que en años anteriores se ha importado al Área Noroeste, 680 MW, esto se ha realizado principalmente de los Estados de Durango y Nayarit; esto es realizado a pesar de las

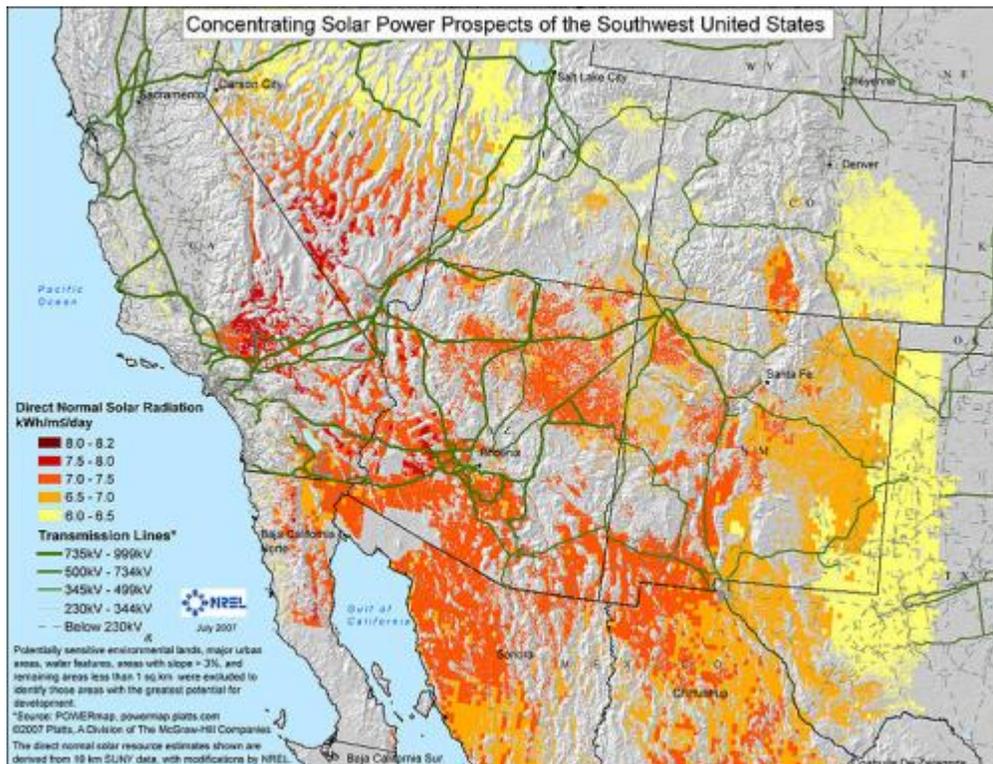
limitaciones en capacidad de transmisión que se tienen entre el Estado de Sonora y los estados Mexicanos mencionados anteriormente.

La demanda pico de energía varía entre Sonora y Arizona, con la demanda pico de Arizona que ocurre entre 4:00 p.m. a 6:00 p.m. y Sonora teniendo dos picos de demanda, debido a tradiciones culturales, una ocurre entre 2:00 p.m. a 4:00 p.m. y la otra entre 7:00 p.m. a 9:00 p.m.

En cuanto a energía renovable, APS y TEP en su calidad de compañías de servicios públicos pertenecientes a inversionistas privados sujetos a la supervisión reglamentaria de la Comisión Corporativa de Arizona, tienen una cartera estándar de energía renovable con meta del 15 por ciento para antes del 2025. Además, SRP tiene un objetivo adoptado por su consejo similar de sustentabilidad del 20 por ciento para antes del 2020. APS están en buena posición para cumplir con este objetivo en la fecha prevista.

En 2012, México aprobó una meta de cartera energética renovable del 35 por ciento para antes de 2024. En 2010 se estimó que los recursos de energía solar, eólica y biomasa tendrían un gran potencial; sin embargo, la energía geotérmica es la única fuente de energía renovable (excluyendo la energía hidroeléctrica equivalente al 19 por ciento) con una importante contribución al portafolio energético (2 por ciento de la capacidad total de generación).

Como se puede percibir en el siguiente mapa, el potencial de la energía solar de Arizona y Sonora es fuerte. Los desarrolladores independientes están tratando de construir numerosos proyectos de energía solar en Sonora como una forma de abordar el déficit en la generación de energía.





En cuanto a la historia de la transmisión entre los dos estados, Arizona Public Service Company anteriormente operaba un vínculo de Emergencia en Douglas, Arizona con la CFE en Agua Prieta, Sonora; pero ese vínculo fue puesto fuera de servicio y ya no existe. (Consulte la página 57)

En el año 2000, Tucson Electric Power Company intento llevar a cabo una interconexión de 345 kilovoltios (kV) en Nogales, Arizona, con la CFE en Nogales, Sonora. Antes de que el proyecto pudiera seguir adelante, un proceso de permisos complejo tuvo que ser completado.

La obtención de un Certificado de Compatibilidad Ambiental (CEC por sus siglas en ingles) emitido por la Comisión Corporativa de Arizona para la línea de transmisión propuesta tomó cerca de un año.

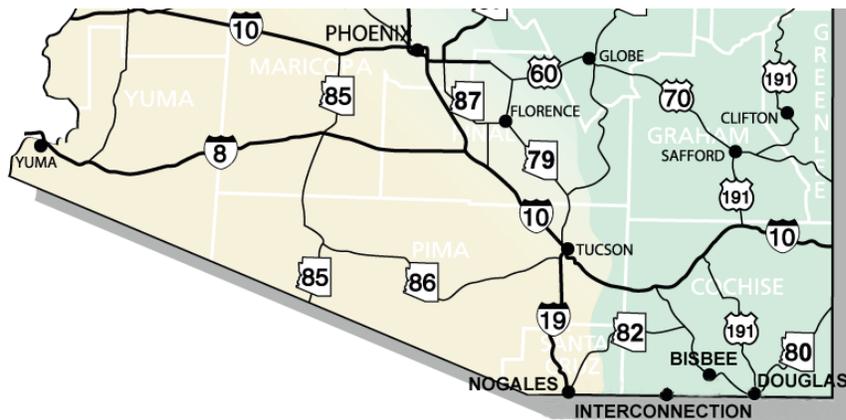
El Departamento de Energía de los Estados Unidos se convirtió en el organismo líder en el proceso de la Declaración de Impacto Ambiental (EIA) para este proyecto, mismo que es necesario para la obtención de un Permiso Presidencial el cual otorga permiso para atravesar la frontera de Estados Unidos con México. Este proceso retrasó el proyecto por cuatro años y medio y estableció una nueva propuesta de ruta para la línea que implicaba el involucramiento del Servicio Forestal de Estados Unidos, la oficina de Administración de Tierras de Estados Unidos y varias otras agencias.

Como resultado, Tucson Electric Power Company gastó más de \$ 9 millones de dólares dólares para obtener permisos de un proyecto que nunca se construyó. (Consulte la página 49)

Hay dos interconexiones existentes entre San Luis, Arizona y San Luis, Sonora. La primera interconexión de emergencia es una conexión de 20 megavatios a través de una línea de 34.5 kV que distribuye electricidad directamente en el estado mexicano de Baja California. Esta línea se utilizó por última vez en 2010 después del terremoto en el área de Baja California. Arizona Public Service Company proporciono aproximadamente 20 megavatios de asistencia o un total aproximado de 254 MWh a la CFE a lo largo de 22.5 horas. La segunda interconexión sirve aproximadamente 8 megavatios de carga de cuatro clientes industriales en San Luis, Sonora. (Consulte la página 57)

Recomendación

Basado en la información recopilada por el Grupo de Trabajo Binacional de Transmisión Eléctrica, creemos que la oportunidad de construir una futura Interconexión de Energía de Transmisión Binacional para el beneficio de los estados de Sonora en México y Arizona en Estados Unidos puede ser ubicada en la zona fronteriza de Estado Unidos-México entre Nogales y Douglas, Arizona (consulte siguiente foto). De acuerdo con el Programa de la CFE, Proyectos e Inversiones 2012-2026, una línea nueva de transmisión de doble circuito de 400 kV está prevista entre Hermosillo y Nacoziari, Sonora para Abril 2014. Esta línea pudiera potencialmente ser conectada a una interconexión.



Una interconexión de tipo AC-DC-AC sería apropiada para un proyecto de transmisión binacional debido a las características asincrónicas del sistema Americano y el sistema Mexicano. Una interconexión tipo AC-DC-AC consiste en dos líneas de alta-tensión de corriente alterna interconectada a través de

una sección de corriente directa, incluyendo un Convertidor DC. Debido al costo de un Convertidor DC y a la modularidad de este tipo de proyectos, dicha vinculación podría llevarse a cabo en fases.

Debido a la población proyectada y el crecimiento económico en Sonora, se espera que la demanda de electricidad aumente. A causa de infraestructura de transmisión limitada entre Sonora y estados vecinos en México y la posible construcción de una línea de 400 kV desde una zona cercana a la frontera y a un centro de alto consumo, la opción más factible para Sonora podría ser importar energía eléctrica de Arizona.

El Grupo de Trabajo Binacional de Transmisión Eléctrica encuentra, desde un punto de vista económico y de fiabilidad energética, que un enlace de transmisión bidireccional entre Arizona y Sonora sería de gran valor. Tanto California y Texas tienen pruebas exitosas de enlaces de transmisión con México que se han beneficiado desde aumento de comercio y la ayuda de emergencia. Arizona y Sonora están en una situación similar con el crecimiento de las ciudades fronterizas y diversas carteras de suministro.

Como tal, el Grupo de Trabajo recomienda a la Mesa de Energía de la Comisión Sonora-Arizona evaluar oportunidades de transmisión de electricidad entre Arizona y Sonora de manera constante para identificar futuras oportunidades viables de intercambio de energía, sobre todo en el desarrollo de energía renovable. Además, la Mesa debe continuar el intercambio de información energética para impulsar los mercados de energía y reconocer que futura transmisión de electricidad transfronteriza es un beneficio para el medio ambiente de la región y garantiza el suministro de energía en ambos lados de la frontera.



2013 GRUPO DE TRABAJO BINACIONAL DE TRANSMISIÓN



Para consolidar este compromiso, representantes de la Oficina de Política Energética del Estado de Arizona y la Secretaría de Economía del Estado de Sonora, firmaron una Declaración de Cooperación el 14 de junio de 2013. El acuerdo se firmó únicamente por los gobiernos de Sonora y Arizona, y es independiente del Grupo de Trabajo Transmisión de Electricidad Binacional 2013.



La generación actual por fuente, capacidad y energía

Sonora

En Sonora hay 11 centrales de generación eléctrica, el 76 por ciento de esta capacidad instalada es de la Comisión Federal de Electricidad, el 24 por ciento restante corresponde a Productores Independientes de Energía (PIE).

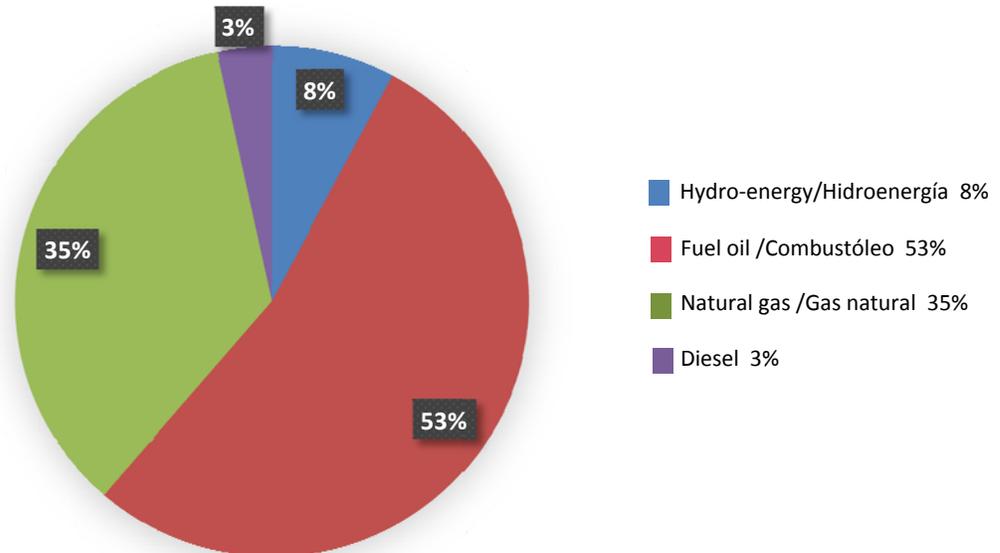
Los PIE representan el esquema de participación privada de mayor presencia en México, desde las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992 que permitieron la entrada de capital privado en la generación de electricidad.

La empresa española Unión Fenosa opera desde 2001 en el Estado de Sonora cuenta con dos centrales de ciclo combinado bajo la modalidad de PIE, con una capacidad total de 508 MW de capacidad efectiva.

Nombre de planta	CFE/PIE	Tipo de insumo de energía	Capacidad effective (MW)	Ubicación
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	CFE	Hidroenergía	135.00	Soyopa
Oviáchic	CFE	Hidroenergía	19.20	Cajeme
Mocúzari	CFE	Hidroenergía	9.60	Álamos
Puerto Libertad	CFE	Combustóleo	632.00	Pitiquito
Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)	CFE	Combustóleo	484.00	Guaymas
Hermosillo	CFE	Gas Natural	227.02	Hermosillo
Hermosillo	PIE*	Gas Natural	250.00	Hermosillo
Naco-Nogales	PIE*	Gas Natural	258.00	Agua Prieta
Ciudad Obregón	CFE	Diesel	28.00	Cajeme
Caborca	CFE	Diesel	42.00	Caborca
Yécora	CFE	Diesel	1.80	Yécora
Total			2,086.62	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Electricity Production by source source/Generación Eléctrica por fuente



Según el Sistema de Información Energética de la Secretaria de Energía, la Generación Bruta de Energía Eléctrica es la siguiente:

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012
MWh	9,712,426.76	10,073,318.80	10,006,767.44	10,269,904.97	11,039,493.60	11,568,707.88

Fuente: Secretaria de Energía



La generación actual por fuente, capacidad y energía

Arizona

Territorio único de APS y TEP

Capacidad de Generación

Tipo de Combustible	Capacidad (MW)	
	APS ¹	TEP
Nuclear	1,146	0
Gas Natural/Combustoleo	3,362	829
Carbón	1,753	1,395
Solar	11	109
Eólica	28	50
Geotérmica	10	0
Biomasa	17	0
Contratos a largo plazo	2,221	500
Total de recursos existentes	8,548	2,883

¹ APS 2012 Plan de Recursos Integrados. Marzo 2012

Transmisión existente

Sonora

En el área Noroeste, determinada por la CFE comprende los Estados de Sonora y Sinaloa, los cuales cuentan con una estructura longitudinal de transmisión y distribución de 1,200 kilómetros entre sus extremos y enlaces entre zonas en niveles de 230 y 115 kV, principalmente.



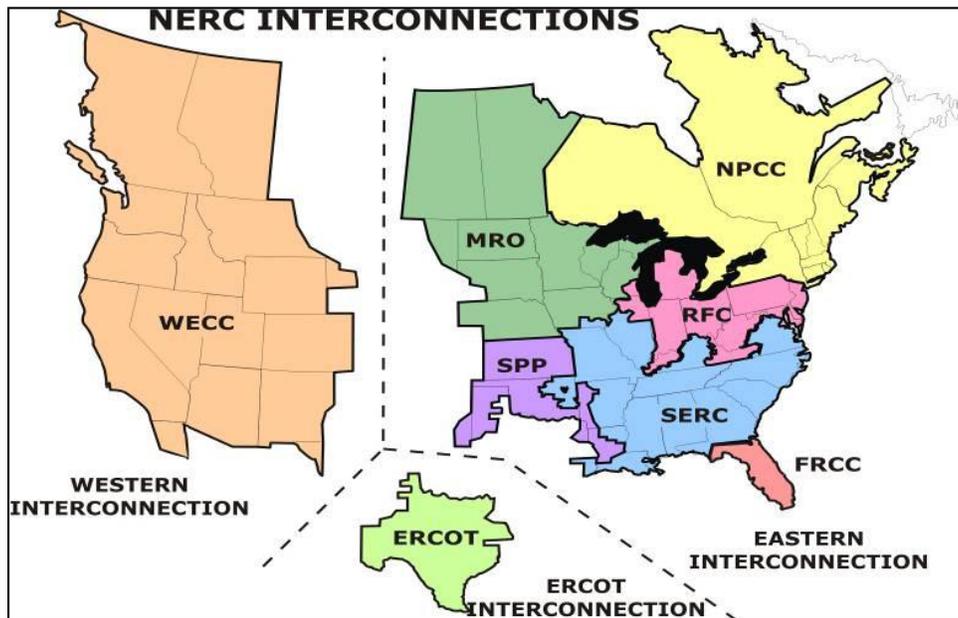
- Enlace a 115 kV —
- Enlace a 230 kV —
- Enlace a 400 kV —
- Enlaces menores —

Fuente: Secretaría de Energía basado en datos de Comisión Federal de Electricidad

Transmisión existente

Arizona

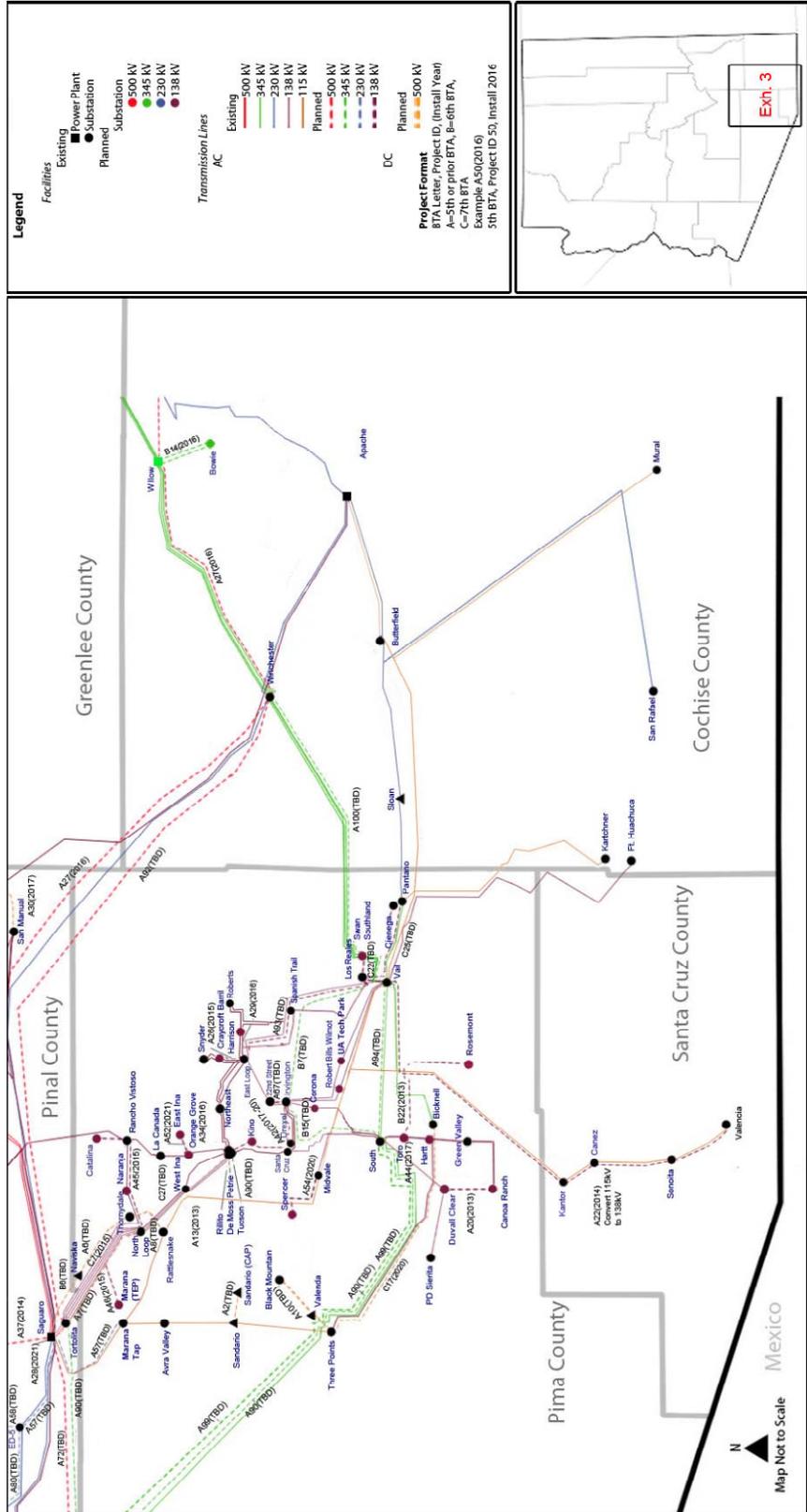
Arizona está ubicado en las Interconexiones de Western Electricity Coordinating Council (WECC) con North American Electric Reliability Corporation (NERC). Arizona tiene líneas de transmisión de alta tensión en el alcance de 69 kV a 500 kV.



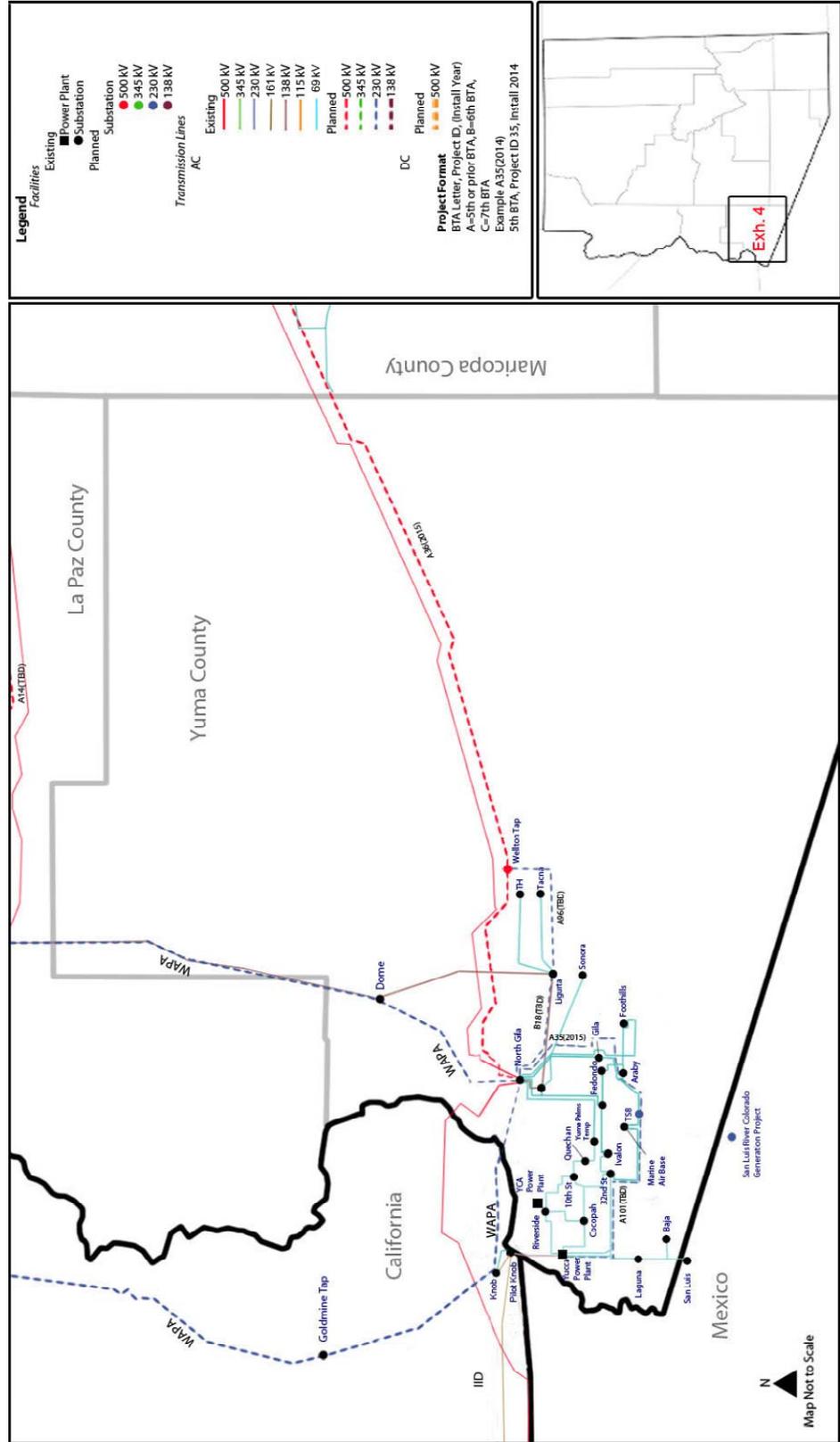
Consulte las siguientes tres páginas para mapas de transmisión de Arizona.



MAPA DE TRANSMISION DE CONDADOS SUR DE ARIZONA



MAPA DE TRANSMISION DEL CONDADO YUMA



Consumo de energía por el Usuario Final

Sonora

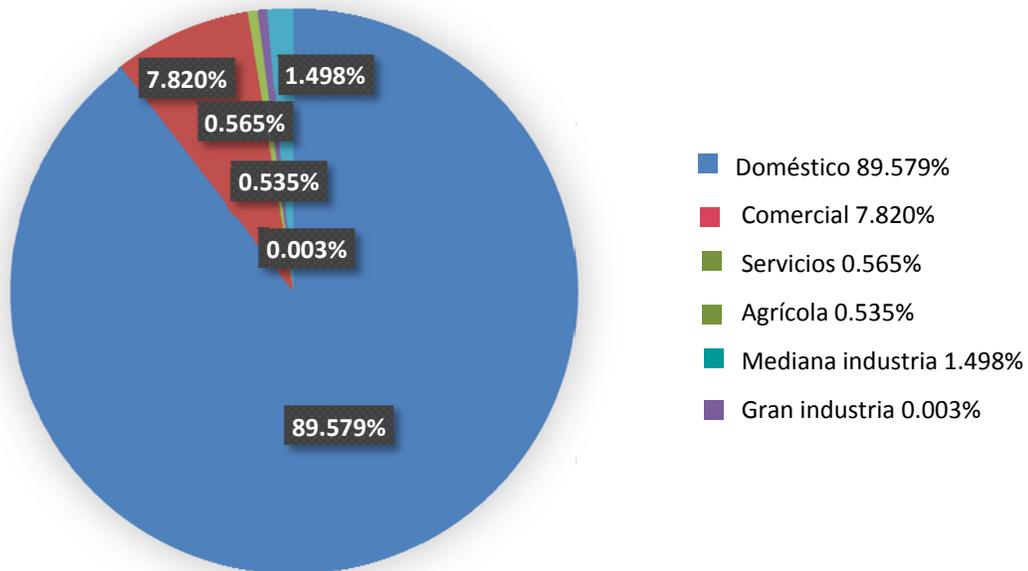
Al cierre del año 2012, en el Estado de Sonora existen 957,369 usuarios del servicio eléctrico nacional, siendo su totalidad usuarios de la CFE.

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Doméstico	693,553	725,411	769,396	807,686	818,515	835,884	848,400	857,598
Comercial	62,959	65,372	70,401	73,547	73,255	74,393	74,785	74,862
Servicios	4,831	4,870	4,995	5,150	5,116	5,275	5,353	5,408
Agrícola	4,462	4,611	4,800	4,896	4,913	5,002	5,064	5,125
Mediana ind.	9,281	10,191	11,257	11,934	12,516	12,976	13,822	14,346
Gran Industria	25	26	26	26	27	27	29	30
Total	775,111	810,481	860,875	903,239	914,342	933,557	947,453	957,369

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Lo siguiente es el registro del número de usuarios en el Estado de Sonora.

Usuarios por Sector





Consumo de energía por el Usuario Final

Arizona

Territorio único de APS y TEP

2012 Consumo por tipo de usuario

Clase	MWh	
	APS ²	TEP
Al por menor		
Residencial	13,256,456	3,820,637
Comercial	12,531,865	1,973,931
Industrial	2,209,407	3,224,732
Irrigación	13,216	
Otro	143,192	245,519
Total al por menor	28,154,136	9,264,819
Al Por Mayor		
Contratos tradicionales	761,016	3,600,941
Ventas fuera del sistema	3,264,059	
Carga Menor Hedge Mgmt.	268,961	
Total al por mayor	4,294,036	3,600,941
Ventas total de electricidad	32,448,172	12,865,760

²PNW Suplemento Estadístico



Precio por kWh por tipo de servicio (en pesos)

Sonora

Tarifas Específicas:

Servicios Públicos:

Nombre	Aplicación	Media Tensión	Baja Tensión
Tarifa 5	Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos. En las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara.	\$2.545 por cada kilowatt-hora	\$3.027 por cada kilowatt-hora
Tarifa 5 A	Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos en todo el país exceptuándose las circunscripciones para las cuales rige la tarifa 5.	\$2.103 por cada kilowatt-hora	\$2.503 por cada kilowatt-hora
Nombre	Aplicación	Cuota Fija	Energía
Tarifa 6	Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.	\$287.19 independiente de la energía consumida	\$1.575 por cada kilowatt-hora



Agrícolas:

Nombre	Aplicación	Primeros 5,000 kWh	Siguientes 10,000 kWh	Siguientes 20,000 kWh	Adicional a los anteriores
9	Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en baja tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.	\$ 3.414	\$ 3.800	\$ 4.150	\$ 4.550
9 M	Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en media tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.	\$3.414	\$3.834	\$4.196	\$4.581

Nombre	Aplicación	Energía
9-CU	Esta tarifa de estímulo se aplicará para la energía eléctrica utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la Cuota Energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación.”	\$0.500 por cada kilowatt-hora
9-N	Esta tarifa de estímulo nocturna se aplicará para la energía eléctrica utilizada en la operación de los equipos de bombeo y rebombeo de agua para riego agrícola por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la Cuota Energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación. La inscripción a esta tarifa será a solicitud del usuario.	\$0.250 por cada kilowatt-hora



Temporal:

Nombre	Aplicación	Energía
7	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.	\$4.322 por cada kilowatt-hora

Acuícola:

Nombre	Aplicación	Energía
EA	Tarifas de estímulo para la energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas por los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios de SAGARPA.	Los cargos que correspondan de la tarifa vigente que le resulte correlativa, multiplicada por el factor de 0.50 (cero punto cinco cero)

Tarifas Generales

En baja tensión

Servicio general hasta 25 kW de demanda

Nombre	Aplicación	Cargo fijo	Primeros 50 kWh	Siguientes 50 kWh	Adicional a los anteriores
Tarifa 2	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.	\$52.12	\$2.183	\$2.637	\$2.903

Servicio general para más de 25 kW de demanda

Nombre	Aplicación	Cargo por demanda máxima	Cargo adicional por la energía consumida
Tarifa 3	Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.	\$ 236.53	\$ 1.656

En media tensión

Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kilowatt de demanda máxima medida	Cargo por kWh-hora de energía consumida
Tarifa O-M	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW	Baja California	\$130.63	\$1.114
		Baja California Sur	\$142.14	\$1.355
		B.C.S. (Verano)	\$159.69	\$1.836
		Central	\$163.12	\$1.360
		Noreste	\$150.01	\$1.271
		Noroeste	\$153.12	\$1.262
		Norte	\$150.62	\$1.271
		Peninsular	\$168.40	\$1.300
		Sur	\$163.12	\$1.315

Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-M	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.	Baja California	\$256.70	\$2.1433	\$1.0972	\$0.8619
		Baja California Sur	\$246.71	\$1.7196	\$1.5226	\$1.0775
		Central	\$177.87	\$2.0543	\$1.2151	\$1.0158
		Noreste	\$163.52	\$1.8974	\$1.1281	\$0.9241
		Noroeste	\$167.02	\$1.9085	\$1.1193	\$0.9377
		Norte	\$164.33	\$1.9111	\$1.1389	\$0.9261
		Peninsular	\$183.79	\$2.0094	\$1.1415	\$0.9403
		Sur	\$177.87	\$2.0118	\$1.1609	\$0.9659



Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kw o más, para corta utilización.

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-MC	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión en las regiones Baja California y Noroeste, con una demanda de 100 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.	Baja California	\$231.08	\$3.1127	\$1.1420	\$0.8622
		Noroeste	\$100.26	\$1.6087	1.5722	\$1.2019

Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW, con cargos fijos

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kWh de energía
Tarifa OMF	Esta tarifa se aplicará a los servicios suministrados en media tensión con una demanda menor a 100 kilowatts, cualquiera que sea el uso al que se destine la energía eléctrica, siempre que los usuarios soliciten inscribirse en este servicio. La solicitud de inscripción deberá presentarse durante los primeros 15 (quince) días naturales de cualquier mes del año. La inscripción en esta tarifa tendrá una vigencia mínima de un año y no podrá darse por terminada antes de que concluya el último lapso de permanencia para el cual el usuario tenga potencia media comprometida mayor que 0 (cero). Por lapso de permanencia se entenderá un periodo de 12 (doce) meses calendarios consecutivos en que el usuario se compromete a una potencia media. El lapso de permanencia se podrá renovar por nuevos lapsos, en los que a partir del mes siguiente a aquél en que sea aceptada la solicitud de renovación, se aplicarán los nuevos cargos que se notifiquen y para los cuales, en su caso, se adecuarán las potencias y energías comprometidas	Baja California (verano)	\$1.130
		Baja California (fuera de verano)	\$1.380
		B.C.S. (verano)	\$1.375
		B.C.S. (fuera de verano)	\$1.863
		Central	\$1.380
		Noreste	\$1.289
		Noroeste	\$1.280
		Norte	\$1.289
		Peninsular	\$1.319
Sur	\$1.334		



Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, con cargos fijos

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-MF	Esta tarifa se aplicará a los servicios suministrados en media tensión con una demanda de 100 kilowatts o más, cualquiera que sea el uso al que se destine la energía eléctrica, siempre que los usuarios soliciten inscribirse en este servicio. La solicitud de inscripción deberá presentarse durante los primeros 1 (quince) días naturales de cualquier mes del año. La inscripción en esta tarifa tendrá una vigencia mínima de un año y no podrá darse por terminada antes de que concluya el último lapso de permanencia para el cual el usuario tiene potencias medias comprometidas mayores que 0 (cero). Por lapso de permanencia se entenderá un periodo de 12 (doce) meses calendarios consecutivos en que el usuario se compromete a una potencia media. El lapso de permanencia se podrá renovar por nuevos lapsos, en los que a partir del mes siguiente a aquél en que sea aceptada la solicitud de renovación, se aplicarán los nuevos cargos que se notifiquen y para los cuales, en su caso, se adecuarán las potencias y energías comprometidas.	Baja California	\$1.1088	\$2.1821	\$0.8710
		Baja California Sur	\$1.5387	\$1.7507	\$1.0889
		Central	\$1.2280	\$2.0915	\$1.0266
		Noreste	\$1.1401	\$1.9317	\$0.9339
		Noroeste	\$1.1312	\$1.9430	\$0.9476
		Norte	\$1.1510	\$1.9457	\$0.9359
		Peninsular	\$1.1536	\$2.0458	\$0.9503
		Sur	\$1.1732	\$2.0482	\$0.9761



Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización, con cargos fijos

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-MCF	Esta tarifa se aplicará a los servicios suministrados en media tensión en las regiones de Baja California y Noroeste, con una demanda de 100 kilowatts o más, cualquiera que sea el uso al que se destine la energía eléctrica, siempre que los usuarios soliciten inscribirse en este servicio. La solicitud de inscripción deberá presentarse durante los primeros 15 (quince) días naturales de cualquier mes del año. La inscripción en esta tarifa tendrá una vigencia mínima de un año y no podrá darse por terminada antes de que concluya el último lapso de permanencia para el cual el usuario tenga potencias medias comprometidas mayores que 0 (cero). Por lapso de permanencia se entenderá por un período de 12 (doce) meses calendarios consecutivos en que el usuario se compromete a una potencia media. El lapso de permanencia se podrá renovar por nuevos lapsos, en lo que a partir del mes siguiente a aquél en que sea aceptada la solicitud de renovación, se aplicarán los nuevos que se notifiquen y para los cuales, en su caso, se adecuarán las potencias y energías comprometidas.	Baja California	\$3.1690	\$1.1541	\$0.8713
		Noroeste	\$1.6378	\$1.5889	\$1.2146



Alta tensión

Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel sub transmisión

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kW de demanda facturable	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-S	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.	Baja California	\$ 212.21	\$ 2.5288	\$ 1.1575	\$ 0.9823
		B.C.S.	\$ 229.81	\$ 1.8098	\$ 1.6192	\$ 1.2122
		Central	\$ 117.80	\$ 2.3807	\$ 1.2287	\$ 1.0452
		Noreste	\$ 117.80	\$ 2.3807	\$ 1.2287	\$ 1.0452
		Noroeste	\$ 117.80	\$ 2.3807	\$ 1.2287	\$ 1.0452
		Norte	\$ 117.80	\$ 2.3807	\$ 1.2287	\$ 1.0452
		Peninsular	\$ 117.80	\$ 2.3807	\$ 1.2287	\$ 1.0452
		Sur	\$ 117.80	\$ 2.3807	\$ 1.2287	\$ 1.0452

Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kW de demanda facturable	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-SL	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.	Baja California	\$ 318.21	\$ 1.9572	\$ 1.1170	\$ 0.9823
		B.C.S.	\$ 275.71	\$ 1.7060	\$ 1.5880	\$ 1.2122
		Central	\$ 176.69	\$ 1.7429	\$ 1.1759	\$ 1.0452
		Noreste	\$ 176.69	\$ 1.7429	\$ 1.1759	\$ 1.0452
		Noroeste	\$ 176.69	\$ 1.7429	\$ 1.1759	\$ 1.0452
		Norte	\$ 176.69	\$ 1.7429	\$ 1.1759	\$ 1.0452
		Peninsular	\$ 176.69	\$ 1.7429	\$ 1.1759	\$ 1.0452
		Sur	\$ 176.69	\$ 1.7429	\$ 1.1759	\$ 1.0452



Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kW de demanda facturable	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-T	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.	Baja California	\$ 198.43	\$ 2.4137	\$ 1.1381	\$ 0.9697
		B.C.S.	\$ 176.62	\$ 1.9426	\$ 1.5785	\$ 1.1777
		Central	\$ 104.46	\$ 2.3461	\$ 1.1059	\$ 0.9959
		Noreste	\$ 104.46	\$ 2.3461	\$ 1.1059	\$ 0.9959
		Noroeste	\$ 104.46	\$ 2.3461	\$ 1.1059	\$ 0.9959
		Norte	\$ 104.46	\$ 2.3461	\$ 1.1059	\$ 0.9959
		Peninsular	\$ 104.46	\$ 2.3461	\$ 1.1059	\$ 0.9959
		Sur	\$ 104.46	\$ 2.3461	\$ 1.1059	\$ 0.9959

Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión para larga utilización

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kW de demanda facturable	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-TL	Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.	Baja California	\$ 297.71	\$ 1.8805	\$ 1.0980	\$ 0.9697
		B.C.S.	\$ 264.89	\$ 1.6619	\$ 1.5263	\$ 1.1777
		Central	\$ 156.72	\$ 1.7090	\$ 1.0840	\$ 0.9959
		Noreste	\$ 156.72	\$ 1.7090	\$ 1.0840	\$ 0.9959
		Noroeste	\$ 156.72	\$ 1.7090	\$ 1.0840	\$ 0.9959
		Norte	\$ 156.72	\$ 1.7090	\$ 1.0840	\$ 0.9959
		Peninsular	\$ 156.72	\$ 1.7090	\$ 1.0840	\$ 0.9959
		Sur	\$ 156.72	\$ 1.7090	\$ 1.0840	\$ 0.9959



Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión con cargos fijos

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-SF	Esta tarifa se aplicará a los servicios suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, cualquiera que sea el uso al que se destine la energía eléctrica, siempre que los usuarios soliciten inscribirse en este servicio. La solicitud de inscripción deberá presentarse durante los primeros 15 (quince) días naturales de cualquier mes del año. La inscripción en esta tarifa tendrá una vigencia mínima de un año y no podrá darse por terminada antes de que concluya el último lapso de permanencia para el cual el usuario tiene potencias medias comprometidas mayores que 0 (cero). Por lapso de permanencia se entenderá un periodo de 12 (doce) meses calendario consecutivos en que el usuario se compromete a una potencia media. El lapso de permanencia se podrá renovar por nuevos lapsos, en los que a partir del mes siguiente a aquél en que sea aceptada la solicitud de renovación, se aplicarán los nuevos cargos que se notifiquen y para los cuales, en su caso, se adecuarán las potencias y energías comprometidas.	Baja California	\$2.4994	\$1.0792	\$0.9159
		B.C.S.	\$1.7888	\$1.5097	\$1.1303
		Central	\$2.3530	\$1.1456	\$0.9745
		Noreste	\$2.3530	\$1.1456	\$0.9745
		Noroeste	\$2.3530	\$1.1456	\$0.9745
		Norte	\$2.3530	\$1.1456	\$0.9745
		Peninsular	\$2.3530	\$1.1456	\$0.9745
		Sur	\$2.3530	\$1.1456	\$0.9745

Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión con cargos fijos

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-SLF	Esta tarifa se aplicará a los servicios suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, cualquiera que sea el uso al que se destine la energía eléctrica. Siempre que los usuarios soliciten inscribirse en este servicio. La solicitud de inscripción deberá presentarse durante los primeros 15 (quince) días naturales de cualquier mes del año. La inscripción en esta tarifa tendrá una vigencia mínima de un año y no podrá darse por terminada antes de que concluya el último lapso de permanencia para el cual el usuario tiene potencias medias comprometidas mayores que 0 (cero). Por lapso de permanencia se entenderá un periodo de 12 (doce) meses calendario consecutivos en que el usuario se compromete a una potencia media. El lapso de permanencia se podrá renovar por nuevos lapsos, en los que a partir del mes siguiente a aquél en que sea aceptada la solicitud de renovación, se aplicarán los nuevos cargos que se notifiquen y para los cuales, en su caso, se adecuarán las potencias y energías comprometidas.	Baja California	\$1.9046	\$1.0414	\$0.9159
		B.C.S.	\$1.6601	\$1.4806	\$1.1303
		Central	\$1.6960	\$1.0964	\$0.9745
		Noreste	\$1.6960	\$1.0964	\$0.9745
		Noroeste	\$1.6960	\$1.0964	\$0.9745
		Norte	\$1.6960	\$1.0964	\$0.9745
		Peninsular	\$1.6960	\$1.0964	\$0.9745
		Sur	\$1.6960	\$1.0964	\$0.9745



Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, con cargos fijos

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-TF	Esta tarifa se aplicará a los servicios suministrados en alta tensión, nivel transmisión, cualquiera que sea el uso al que se destine la energía eléctrica, siempre que los usuarios soliciten inscribirse en este servicio. La solicitud de inscripción deberá presentarse durante los primeros 15 (quince) días naturales de cualquier mes del año. La inscripción en esta tarifa tendrá una vigencia mínima de un año y no podrá darse por terminada antes de que concluya el último lapso de permanencia para el cual el usuario tiene potencias medias comprometidas mayores que 0 (cero). Por lapso de permanencia se entenderá un periodo de 12 (doce) meses calendario consecutivos en que el usuario se compromete a una potencia media. El lapso de permanencia se podrá renovar por nuevos lapsos, en los que a partir del mes siguiente a aquél en que sea aceptada la solicitud de renovación, se aplicarán los nuevos cargos que se notifiquen y para los cuales, en su caso, se adecuarán las potencias y energías comprometidas.	Baja California	\$2.3856	\$1.0611	\$0.9041
		B.C.S.	\$1.9200	\$1.4717	\$1.0980
		Central	\$2.3188	\$1.0311	\$0.9285
		Noreste	\$2.3188	\$1.0311	\$0.9285
		Noroeste	\$2.3188	\$1.0311	\$0.9285
		Norte	\$2.3188	\$1.0311	\$0.9285
		Peninsular	\$2.3188	\$1.0311	\$0.9285
		Sur	\$2.3188	\$1.0311	\$0.9285

Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, con cargos fijos

Nombre	Aplicación	Región	Cargo por kWh de energía de punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía de base
Tarifa H-TLF	Esta tarifa se aplicará a los servicios suministrados en alta tensión, nivel transmisión, cualquiera que sea el uso al que se destine la energía eléctrica, siempre que los usuarios soliciten inscribirse en este servicio. La solicitud de inscripción deberá presentarse durante los primeros 15 (quince) días naturales de cualquier mes del año. La inscripción en esta tarifa tendrá una vigencia mínima de un año y no podrá darse por terminada antes de que concluya el último lapso de permanencia para el cual el usuario tiene potencias medias comprometidas mayores que 0 (cero). Por lapso de permanencia se entenderá un periodo de 12 (doce) meses calendarios consecutivos en que el usuario se compromete a una potencia media. El lapso de permanencia se podrá renovar por nuevos lapsos, en los que a partir del mes siguiente a aquél en que sea aceptada la solicitud de renovación, se aplicarán los nuevos cargos que se notifiquen y para los cuales, en su caso, se adecuarán las potencias y energías comprometidas.	Baja California	\$1.8299	\$1.0237	\$0.9041
		B.C.S.	\$1.6172	\$1.4231	\$1.0980
		Central	\$1.6631	\$1.0107	\$0.9285
		Noreste	\$1.6631	\$1.0107	\$0.9285
		Noroeste	\$1.6631	\$1.0107	\$0.9285
		Norte	\$1.6631	\$1.0107	\$0.9285
		Peninsular	\$1.6631	\$1.0107	\$0.9285
		Sur	\$1.6631	\$1.0107	\$0.9285

Fuente: Comisión Federal de Electricidad



A continuación se muestra un resumen de las tarifas y sus precios medios:

Sector	Tarifa	Tensión de Suministro	Facturación	Precio Medio* (pesos/kWh)
Doméstico	1A a 1F	Baja	Bimestral y Mensual	1.1797
	DAC	Baja	Bimestral y Mensual	
Servicios	5 y 5A	Baja y Media	Mensual	2.0643
	6	Baja y Media	Mensual	
Agrícola	9 y 9M	Baja y Media	Mensual	0.5791
	9-CU y 9-N	Baja y Media	Mensual	
Comercial	2	Baja	Bimestral y Mensual	2.9221
	3	Baja	Mensual	
Empresa Mediana	O-M	Media	Mensual	1.6469
	H-M y H-MC	Media	Mensual	
Gran Industria	H-S y H-SL	Alta Transmisión	Mensual	1.2734
	H-T y H-TL	Alta Transmisión	Mensual	



Precio diferencial kWh por tipo de servicio

Arizona

Territorio único de APS y TEP

Promedio 2012 de tarifas al por menor por tipo de cliente

Tipo	¢/kWh	
	APS ³	TEP
Al por menor		
Residencial	11.97¢	10.30¢
Comercial	10.18	11.56
Industrial	7.86	7.82
Irrigación	11.42	6.15
Promedio de venta	10.87	9.87

³PNW 2012 Suplemento Estadístico

Ventas y demanda prevista

Sonora

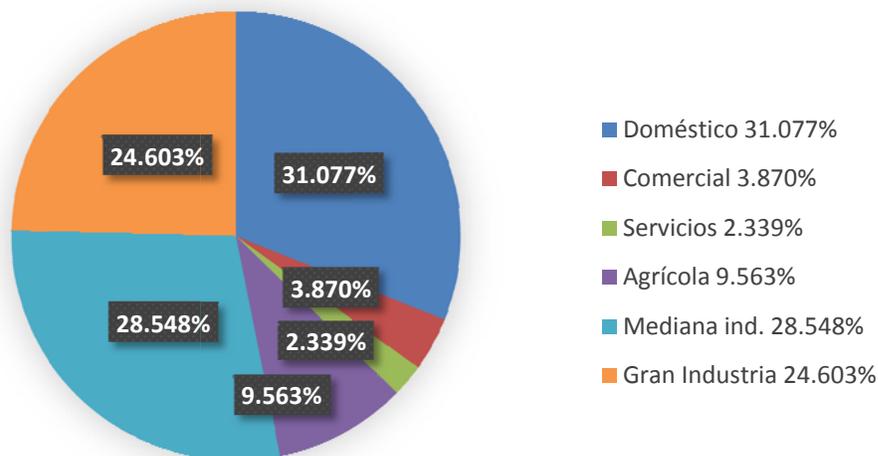
Ventas

Las ventas totales alcanzadas en el año 2012 fueron de 11, 048,977 megavatios por hora, lo cual represento \$14,088, 600,000 pesos, a continuación se muestra el histórico de ventas de la CFE en el Estado de Sonora en megavatios por hora:

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Doméstico	2,551,652	2,731,778	2,863,543	2,988,241	3,084,643	3,151,188	3,331,604	3,433,669
Comercial	426,722	438,250	438,001	438,148	429,271	420,317	425,241	427,615
Servicios	134,232	147,190	150,229	163,674	240,163	243,717	255,987	258,409
Agrícola	903,541	906,155	939,387	931,468	1,013,978	945,445	1,058,239	1,056,607
Mediana ind.	2,461,361	2,609,782	2,773,409	2,831,115	2,693,149	2,775,638	2,976,383	3,154,275
Gran Industria	2,552,734	2,247,994	2,332,119	1,959,462	1,661,553	1,638,409	2,475,226	2,718,401
Total	9,030,242	9,081,149	9,496,688	9,312,107	9,122,758	9,174,714	10,522,680	11,048,977

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Ventas por Sector



Ventas y demanda prevista

Sonora

Las proyecciones de ventas de energía eléctrica para los siguientes cinco años es una estimación propia, basado en los históricos de ventas de la CFE en las tasas de crecimiento económico de cada sector del Estado de Sonora.

Sector	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Doméstico	3,559,857	3,680,483	3,801,109	3,921,735	4,042,361	4,162,987
Comercial	423,978	422,541	421,104	419,667	418,230	416,792
Servicios	294,031	315,105	336,178	357,252	378,325	399,399
Agrícola	1,072,883	1,095,890	1,118,896	1,141,903	1,164,910	1,187,917
Mediana ind.	3,135,396	3,213,397	3,291,399	3,369,400	3,447,402	3,525,403
Gran Industria	2,193,780	2,192,789	2,191,798	2,190,808	2,189,817	2,188,827
Total	10,679,924	10,920,204	11,160,484	11,400,764	11,641,044	11,881,324

Fuente: Estimación propia

En agosto de 2011 se registró una demanda máxima de 3,772 MW, lo que representó un crecimiento de 4.29 por ciento con respecto al año anterior.

Actualmente se tienen instalado en el Área Noroeste de CFE, 941 MW en unidades hidroeléctricas, sin embargo, el agua almacenada en los embalses se utiliza primordialmente para riego, por lo que solo se dispone de una fracción de esta capacidad para atender la demanda máxima del Área. El agua de los embalses es administrada por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), institución que proporciona a CFE una cuota mensual en volumen de utilización.

En cuanto a la generación térmica, la capacidad efectiva instalada actualmente alcanza los 2,787 MW en la Área. Durante el verano – cuando se presenta la demanda máxima en Sonora- la capacidad realmente disponible se reduce cerca de 8 por ciento por el efecto de la temperatura ambiente, mantenimientos, fallas de las mismas unidades o disponibilidad de agua.

La demanda máxima de la Área se presenta en el verano, caracterizada por la elevación en la temperatura ambiente y por el comportamiento del sector industrial, particularmente dentro de los ramos mineros y acuícola. Esta situación origina flujos de potencia en la red de transmisión troncal.

En 2011, durante la condición de demanda máxima, se importaron 680 MW, de los cuales cerca del 60 por ciento se realizó a través del enlace Mazatlán-Tepic y el resto por Mazatlán-Durango. Por el enlace Nacozari-Moctezuma se exportaron 21 MW.

Con el crecimiento reciente en la demanda de la Área y considerando la infraestructura eléctrica actual, se prevé que en el corto plazo podrían alcanzar la capacidad nominal algunos bancos de transformación 230/115 kV.

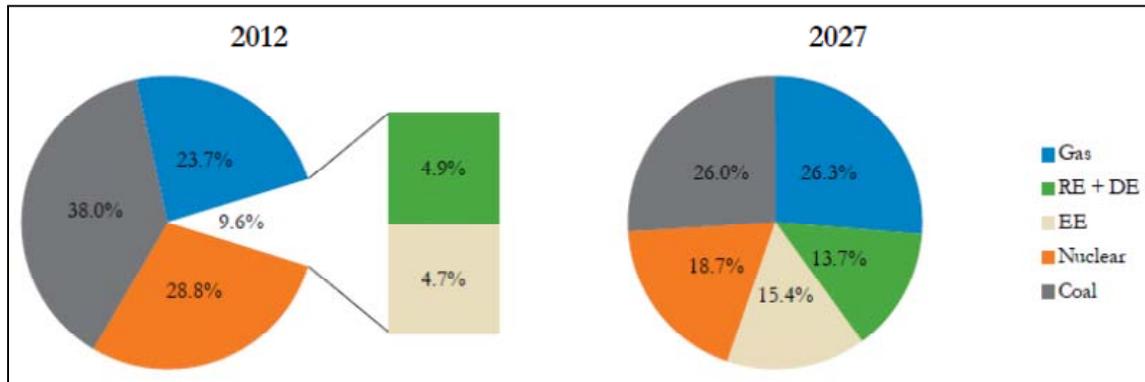
Como parte del crecimiento de la red troncal, en abril de 2014 se construirá el primer circuito entre las subestaciones de Nacozari y Hermosillo, con una longitud de 201 km., aislado de 400 kV, incrementará la capacidad de transmisión entre las regiones de Hermosillo y la frontera norte del Estado.

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026 (POISE)

Ventas y demanda prevista

Arizona

APS UNICAMENTE - Mezcla de energía actual y futuro⁴

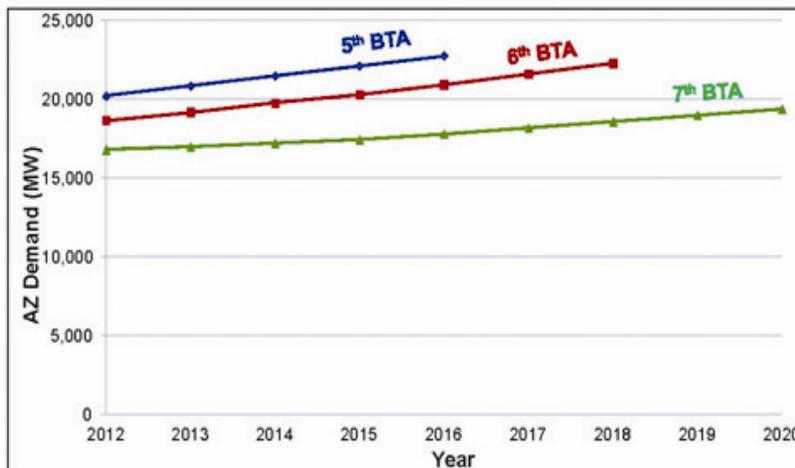


APS UNICAMENTE - Pronóstico de carga, net de EE / DE (2013-2027)⁴

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Carga Maxima (MW)	7,102	7,183	7,207	7,340	7,496	7,652	7,838	8,002	8,140	8,398	8,643	8,883	9,122	9,379	9,649
YOY % Cambio		1.1%	0.3%	1.8%	2.1%	2.1%	2.4%	2.1%	1.7%	3.2%	2.9%	2.8%	2.7%	2.8%	2.9%

APS UNICAMENTE 2012 Cargo Pico del Sistema⁵ - 7,207 MW

Figure 1: Change in Arizona Demand Forecast/ Figura 1: Cambio en la demanda prevista en Arizona



Como se muestra en la Figura 1, la demanda prevista para todo el estado ha cambiado al redor de seis años desde la Sexta BTA. Esto son más de dos años del cambio que se observó entre la Quinta BTA y Sexta BTA y es indicativo del continuo impacto de la recesión económica nacional en la demanda eléctrica.

⁴APS 2012 Plan de Recursos Integrados. Marzo 2012

⁵PNW Informe Anual



Proceso para obtención de Permisos

Sonora

Para la construcción de una línea de transmisión, los siguientes son los permisos a tramitar:

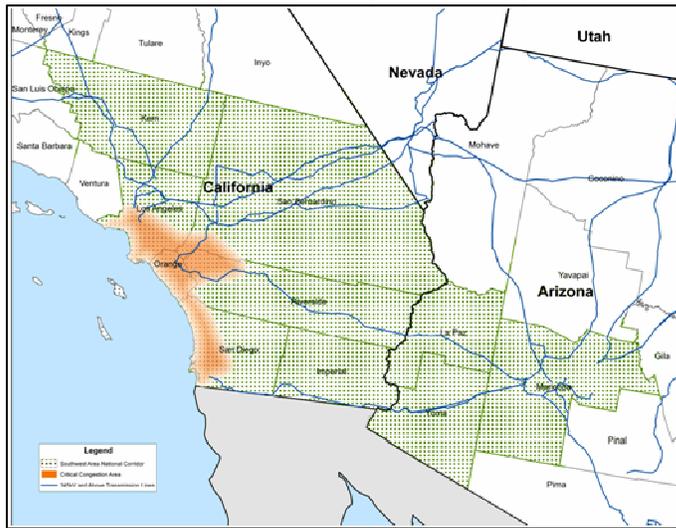
- Obtención de compatibilidades del proyecto ante Dependencias Federales, Estatales y Municipales (dependiendo de la ubicación del proyecto).
- Autorización de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- Autorización del INAH (en su caso).
- Autorización del Cambio de Uso de Suelo (ETJ) ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- Licencia de Construcción del Municipio o Municipios.
- Autorización de cruces con vías de comunicación ante la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT).
- Servidumbre de paso con cada propietario de tierras que se afecte con la trayectoria de la línea de transmisión.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Proceso para obtención de Permisos

Arizona

- Obtención de Certificado de Compatibilidad Ambiental de la Comisión de Corporaciones de Arizona (ACC).
 - Toda entidad de Servicios Públicos de Electricidad que planeen construir una central térmica o nuclear más de 100MW o línea de transmisión de 115kV o más alta o ambas deberán someter una solicitud de Certificado de Compatibilidad Ambiental Comisión.
- Obtención de Permiso Presidencial del Departamento de Energía de (DOE) EE.UU. (el trámite de los permisos puede durar décadas)
 - Bajo la Orden Ejecutiva (EO) 10485 del 3 de septiembre de 1953, modificada por la EO 12038 del 3 de febrero de 1978, nadie puede construir, conectar, operar o mantener instalaciones para transmisión de energía eléctrica en la frontera internacional de los EE.UU. entre los EE.UU. y un país extranjero, sin obtener previamente un Permiso Presidencial del DOE.
 - Un Estudio de Impacto Ambiental debe ser completado para obtener un Permiso Presidencial.
 - TEP tiene un Permisos Presidenciales para las áreas de Nogales y Lochiel, Arizona. Ambos al nivel de distribución.
 - APS tiene uno o dos Permisos Presidenciales, posiblemente al nivel para la distribución.
- Asuntos Federales: El emplazamiento de transmisión en Arizona debe tomar en cuenta gran cantidad de tierras federales y tierras de reservas indígenas. Además, a nivel Federal, designaciones de Corredores Federales de Transmisión Eléctrica (NIETC por sus siglas en inglés) han sido identificados por los Estados Unidos.



En 2007, el DOE designó dos corredores, el Corredor Nacional de la Zona del Atlántico Medio, y el corredor Zona Suroeste. Utilizando el enfoque de la oferta y la demanda, el DOE determinó áreas de la red de transmisión y demanda de electricidad congestionadas significativamente, a continuación, examinó posibles áreas de generación cercana. Las opciones factibles entre dicha oferta y demanda definen las regiones de más alta prioridad en las que se deberá construir líneas de transmisión. Al designar un corredor

NIETC, el DOE no especifica las rutas preferidas para los proyectos, sólo la región donde este tipo de proyectos son elegibles para permisos federales. Además, el DOE no excluye las tierras federales o estatales de las regiones, pero el derecho de expropiación por un permiso FERC no aplica para estas instancias. Aunque el Congreso no especificó que los corredores nacionales expiran, la Secretaría de Energía estableció un límite de 12 años para que los corredores del Suroeste y del Atlántico Medio, sujeto a revisión en cualquier momento después de dar aviso y oportunidad para el comentario público. Corredores designados en Arizona se encuentran en los condados de Yuma, La Paz y Maricopa.

- Permisos específicos de varias administraciones de tierras, dependiendo en de la ubicación del proyecto.

Tabla de Comparación de Permisos: México vs EE.UU.

TIPO DE PERMISO	MEXICO	USA
Exportación, importación, venta int. cogeneración, etc. Para 500kV y más	CRE	PERMISO PRESIDENCIAL
Estudio de Impacto Ambiental	MIA	EIS – Procedimiento NEPA



Cuestiones de regulación

Sonora

La Comisión Reguladora de Energía, órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, gozará de autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión relativo a su objeto.

Esta Comisión tendrá por objeto promover el desarrollo eficiente de las actividades siguientes:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares.
- La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica.
- Entre otras, relacionados con otros tipos de energía.

Para cumplir con lo anterior, la Comisión Reguladora de Energía tendrá las siguientes atribuciones:

- Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.
- Aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificaciones de las existentes, solicitadas por aquéllos para el suministro de energía eléctrica.
- Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo para las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público y ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional.
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.
- Opinar, a solicitud de la Secretaría de Energía, sobre la formulación y seguimiento del programa sectorial en materia de energía; sobre las necesidades de crecimiento o sustitución de capacidad de generación del sistema eléctrico nacional; sobre la conveniencia de que la CFE ejecute los proyectos o que los particulares sean convocados para suministrar la energía eléctrica y, en su caso, sobre los términos y condiciones de las convocatorias y bases de licitación correspondientes.
- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas.
- Aprobar y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.
- Proponer a la Secretaría de Energía actualizaciones al marco jurídico en el ámbito de su competencia, así como los términos en los que la Comisión pueda participar con las dependencias competentes en la formulación de los proyectos de iniciativas de leyes, decretos, disposiciones reglamentarias y normas oficiales mexicanas relativas a las actividades reguladas.
- Entre otras, relacionados con otros tipos de energía.

Fuente: Ley de la Comisión Reguladora de Energía



Cuestiones de regulación

Arizona

Si, para propósitos de obtención de un Permiso Presidencial o para actividad en tierras federales, se determina que un proyecto propuesto constituiría una acción federal importante que pueda tener un impacto significativo en el medio ambiente en base a la Ley de Política Ambiental Nacional de 1969 (NEPA), 42 United States Code (USC) § § 4321 y ss., el proyecto debe contar con una Declaración de Impacto Ambiental elaborada para el proyecto. La Declaración de Impacto Ambiental Proyecto (EIA) debe evaluar los impactos ambientales posibles de la acción federal propuesta y las razonables alternativas, incluyendo la Alternativa de No Acción.

Sección 102 (2) (c) de NEPA, Consejo de Calidad Ambiental (CEQ) normativa (40 del Código de Regulaciones Federales [CFR] 1500-1508), y la aplicación de procedimientos DOE NEPA (10 CFR 1021) son los documentos rectores. DOE, el Departamento de Servicios Agrícolas Forestales (USFS), la Oficina de Administración de Tierras (BLM) de los EE.UU., el Departamento del Interior y la Sección EE.UU. de la Comisión Internacional de Límites y Aguas, EE.UU. y México (USIBWC) son organismos que típicamente requieren un estudio de impacto ambiental de acuerdo a al impacto recibido por las tierras o actividades bajo su control. Cada una de estas organizaciones utilizará el estudio de impacto ambiental para su propio propósito NEPA como esta descrito en su intención y necesidad y documentos que autorizan acción.



Cuestiones legales

Sonora

El Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos menciona lo siguiente: “Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica hace referencia al Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, para efectos de esta Ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:

- La planeación del sistema eléctrico nacional.
- La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y;
- La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieren la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

Esta misma ley menciona que será la CFE, el organismo encargado de la prestación del servicio público de energía eléctrica que corresponde a la nación. Este organismo tendrá como objeto prestar el servicio público de energía eléctrica en los términos de los puntos mencionados con anterioridad, por lo que la CFE tendrá la facultad de vender energía eléctrica.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica no considera como servicio público de energía eléctrica, lo siguiente:

- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE;
- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;
- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y
- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

En lo anterior, la Secretaria de Energía considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la CFE, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica.

Fuente: Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica



Cuestiones legales

Arizona

La adquisición de tierras para las líneas de transmisión en Arizona puede ser un reto por una variedad de razones. En primer lugar, como se puede ver en el mapa siguiente un porcentaje importante de las tierras de Arizona son propiedad de o mantenidas en depósito por el gobierno federal. Como resultado de ello, la construcción de proyectos en tierras federales requiere que el proponente del proyecto cumpla con la Ley Nacional de Política Ambiental (NEPA) como se mencionó anteriormente. El proceso de la NEPA puede ser muy largo y costoso. Además, cada agencia federal y sus respectivos administradores de tierras pueden tener diferentes mandatos y objetivos relacionados con el uso de las tierras en poder de dicho organismo. Por ejemplo el Servicio del Parques Nacionales de EE.UU. puede ser más decidido a proteger ciertas zonas escénicas y recreativas que pueden ser percibidos como incompatibles con una línea de transmisión. Mientras que otra agencia como la Oficina de Administración de Tierras, puede adaptarse a múltiples usos de las tierras de la gestión. Bajo cualquier circunstancia, el trabajo con los organismos respectivos puede ser un reto para los desarrolladores de proyectos.

Además de los desafíos en tierras federales, los desarrolladores de transmisión también se enfrentan a desafíos en tierras privadas. Obtener permisos en propiedades privadas evita las complicaciones asociadas con el proceso NEPA, pero plantea otra serie de cuestiones. Desarrolladores de transmisión deben trabajar con los propietarios para hacer frente a una serie de preocupaciones económicas (incluyendo una compensación adecuada por el uso y los efectos de tierra), continuando con los usos compatibles de la tierra, impactos en la salud percibida, impactos visuales e impactos a los propietarios de tierras adyacentes y la compatibilidad con el desarrollo futuro. Estos problemas generalmente pueden ser discutidos a través de negociaciones directas, pero en algunos casos los derechos de paso también puede ser adquirido a través de los procedimientos judiciales, como la expropiación.



Estudio de Tucson Electric Power Company

Beneficios

En el 2000, TEP persiguió una interconexión de 345 kV con la CFE. TEP había identificado por lo menos tres elementos claves que hubieran fomentado el proyecto desde la perspectiva de TEP:

1. Mejoramiento de la fiabilidad tanto para el sistema de transmisión del sur de EE.UU., así como el sistema norte de CFE. Nogales, Arizona se encuentra al borde del sistema de los EE.UU. y se basa en un sistema extenso de transmisión desde el norte. Nogales, Sonora se encuentra en el borde norte del sistema de CFE y se basa en un sistema extenso de transmisión del sur. Una interconexión proporcionaría mayor fiabilidad en gran medida para ambos lados de la frontera.
2. La diversidad de carga y recursos entre los dos países proporcionaría oportunidad para el intercambio económico de la energía que beneficiaría a ambos lados de la frontera.
3. El proyecto establecería un sistema de comunicación de fibra óptica fuerte entre los dos países.

Retos

El proceso para desarrollar dicho proyecto requiere:

- Un Certificado de Compatibilidad Ambiental ("CEC") that is issued by the Arizona Corporation Commission ("ACC")
- Un Permiso Presidencial del Departamento de Energía de los EE.UU. ("DOE") para la travesía real de la frontera de los EE.UU.
- Permisos específicos de varias entidades de administración de tierras.

Para obtener un Permiso Presidencial una Declaración de Impacto Ambiental debe ser completada. Para el proyecto propuesto DOE se convirtió en el organismo rector del proceso de EIS con participación del Servicio Forestal de los EE.UU. ("USFS"), la Oficina de Administración de Tierras y varias otras agencias. Este proceso fue el más tardado de todos. TEP fue capaz de obtener el CEC de la ACC en aproximadamente un año basado en gran medida en la historia convincente con respecto a la fiabilidad y el valor económico para los clientes de Arizona. El EIS tomo cuatro años y medio en completarse. El aspecto más difícil del proceso de EIS fue con el USFS, que proporciono muy poca orientación durante todo el proceso. TEP gasto más de \$ 9 millones de dólares para obtener permisos para un proyecto que nunca llegó a construirse. El presupuesto original para el proyecto fue de \$ 70 millones, basado sobre una interconexión sincrónica con la CFE. Este era plausible en la década de 2000, pero ya no es factible debido al aumento de interconexión entre Sonora y otros estados de México. Hoy en día, este tipo de interconexión requerirá un empate AC-DC para conectar los dos países, y el costo del proyecto sería significativamente más alto.



Historia adicional

TEP primero participó en un estudio conjunto de 11 meses entre los EE.UU. y México que fue documentado en un informe en marzo de 1991 (titulado Estudio de Comercio de Electricidad Estados Unidos/México ("Estudio de Comercio")) con respecto a la viabilidad y el valor de interconexión de los dos países. El estudio identificó los problemas técnicos y económicos a considerar. El estudio identificó que una interconexión mayor entre Arizona y Noroeste de la CFE (Sonora-Sinaloa) región podría aumentar el comercio de electricidad entre los dos países. Además, el estudio señaló que las firmes ventas en capacidad, transacciones económicas, intercambios estacionales de diversidad y asistencia de emergencia entre servicios públicos EE.UU. y la CFE deben proseguir. Se dejó a decisión de los servicios públicos individuales perseguir estas oportunidades potenciales. TEP comenzó un estudio extenso en la zona sur de Arizona para descubrir las posibles rutas para un proyecto con México.

Citizens Utilities propuso la construcción de una línea de 115 kV en el año 2000 para cumplir un mandato de la Comisión Corporativa de Arizona sobre la construcción de una segunda línea a Nogales. TEP reconoció que debido a la naturaleza sensible de la región era probable que sólo una línea pudiera quedar situada en el sur de Arizona y siendo una línea de 115kV impediría una futura línea más grande que acomodaría interconexión a México. En ese momento TEP sostuvo discusiones con Citizens Utilities y llegaron a un acuerdo sobre un proyecto conjunto que cumpliera con sus necesidades y a la vez satisfacer los intereses de TEP en interconexiones a México.

Seguidamente, las partes iniciaron el proceso de ubicación de una línea de 345kV de Tucson a México a través de Nogales, Arizona.

Las partes identificaron los siguientes problemas con un proyecto común:

- Primero, perfeccionar fiabilidad de Citizens Utilities que estaban en conformidad con el orden del ACC.
- Segundo, perfeccionar fiabilidad para TEP mediante la adición de conectividad al sur de su sistema.
- Tercero, intercambios potenciales de recursos entre los EE.UU. y México podrían proporcionar valor económico a ambos lados de la frontera.
- Cuarto, cumplir un objetivo que TEP había estado trabajando desde principios de los 90 para interconectar con México como analizado en el Estudio del Comercio
- Quinto, el proyecto brindaría la oportunidad de desarrollar una sólida infraestructura de comunicaciones de fibra óptica que añadiría beneficios adicionales a Nogales y potencialmente hasta México.
- En sexto lugar, el aspecto más importante desde la perspectiva de TEP fue cumplir una planificación a largo plazo a las necesidades del sur de Arizona. TEP estaba proponiendo un proyecto que cumpliera con las necesidades de la región en los próximos 20 a 30 años en lugar de un proyecto provisional que se ajuste solamente a las necesidades a corto plazo de Citizens Utilities.



Información tomada por TEP referente a una conexión con México incluyen: Las cargas máximas de TEP son aproximadamente a las 15:30 horas, y la carga cae en un ángulo relativamente fuerte. La forma de la carga CFE en la región de Sonora tuvo una carga máxima alrededor de la 14:30 horas, y luego tuvo una segunda carga alrededor de las 21:30 horas. La oportunidad real para algunos intercambios diversos, la forma en que fue llamada, estaba en la segunda carga de CFE. En la medida de que la carga CFE esta alta y la carga de EE.UU. está cayendo, hay más energía disponible en los sistemas de los Estados Unidos para ventas a México. Del mismo modo, mirando un día típico de invierno, TEP tiene dos cargas, una en horas de la mañana y una en la tarde y por la noche, mientras que la CFE no tiene cargas por la mañana. Ellos ascienden a una carga que se produce a mediados de la tarde y la noche, mientras que por la mañana se ha revertido. TEP tiene el pico en la mañana, la forma de carga de la CFE se va a un pico en la tarde y la noche. En ese caso, la CFE tiene la oportunidad, para vender energía al norte en el primer pico de la mañana cuando su carga no está en su pico.

Puesto que hay diversidad, hay un beneficio tanto para los clientes de la CFE y los clientes estadounidenses. En algunos estudios que TEP hizo de generación modelada, TEP determinó que aproximadamente el 30 por ciento del tiempo México estaría vendiendo energía hacia el interior de los EE.UU., y alrededor del 70 por ciento del tiempo, los EE.UU. estaría vendiendo al sur hacia el interior de México, relacionados principalmente con la factores diversos.

Una de las principales razones de TEP para interconectar con la CFE es para proporcionar mayor fiabilidad al sistema de Tucson. La CFE cuenta con aproximadamente el 27 por ciento de la generación de energía hidroeléctrica en la región de Sonora, y la hidráulica es uno de los mejores recursos para cumplir con los requisitos de rampa. Para ser capaz de conectar a un sistema que tiene bastante hidro habría sido muy beneficioso para el sistema de TEP. Además, el hecho de que actualmente TEP depende tanto en el sistema de transmisión del norte significa que otra alimentación desde el sur sería un gran perfeccionamiento para la fiabilidad total de TEP.



Estudio de Hunt Power

Interconexiones eléctricas – Texas-México

Fondo

Hay tres interconexiones eléctricas entre el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que se utilizan para fines comerciales y de fiabilidad. Las tres interconexiones son capaces de proporcionar transferencias de electricidad continua y segura, en cualquier dirección, sin degradar la fiabilidad de las redes cercanas y sin interrupciones a los clientes en cualquier punto en el envío de electricidad.

Vinculo Railroad – propiedad de Sharyland Utilities – afiliado de Hunt Power – El Vinculo-DC Railroad es un convertidor HVDC de 150 MW back-to-back ubicado en la subestación de ferrocarril Sharyland Utilities y se conecta a la Región ERCOT con la CFE en México (estación de Cumbres). El propósito del empate es para proporcionar transferencias de energía bidireccionales entre redes de energía completamente independientes, e intercambio de energía de emergencia, entre otros beneficios. Este empate ha estado en operaciones desde el año 2007 y Sharyland Utilities en la actualidad está construyendo un adicional convertidor HVDC de 150 MW que resulta en una capacidad total de transferencia de 300 MW para el verano de 2014 en el Vinculo Railroad.

Vinculo Laredo – propiedad de American Electric Power (AEP) – El Vínculo-DC Laredo es un Transformador de Variable Frecuencia de 100 MW situado en la estación de VFT AEP Laredo y conecta la Región ERCOT con la CFE en México. Aunque la interfaz no es un convertidor HVDC back-to-back, si ofrece las mismas funciones y beneficios de confiabilidad de un Vinculo-DC. El VFT comenzó a operar a principios de 2007.

Vinculo Eagle Pass – propiedad de AEP – El Vínculo-DC Eagle Pass es un convertidor HVDC de 36 MW back-to-back situado en la subestación AEP Eagle Pass que conecta la región de ERCOT con la CFE en México. Este Vinculo-DC es capaz de Black Start y fue diseñado en el año 2000.

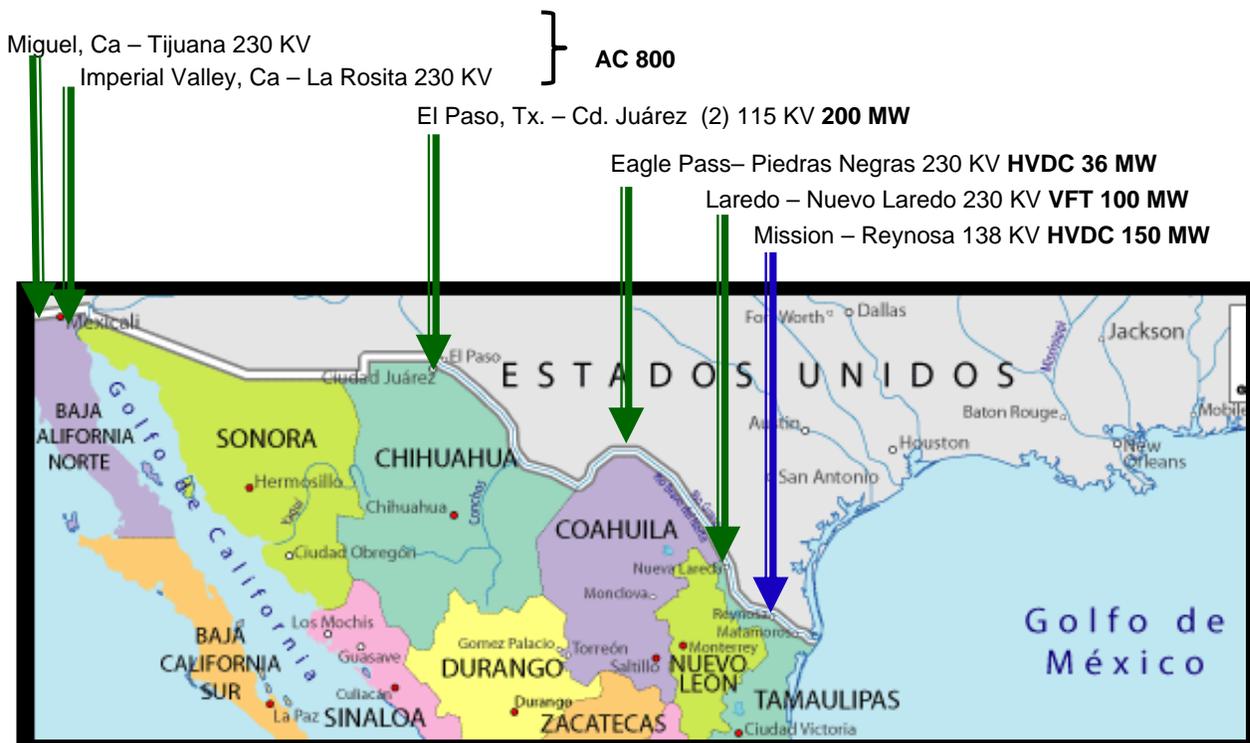


Figura 1. Interconexión eléctrica entre México y los Estados Unidos

La Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUC) Proyecto N ° 20948, que se inició en octubre de 1999 y se terminó en febrero de 2000 ("Investigaciones de temas relacionados con las interconexiones de acceso abierto Entre ERCOT y México"), describe los beneficios de las nuevas interconexiones de transmisión con México. En 2003, un estudio de Interconexión CFE / ERCOT se publicó la identificación de las tres interconexiones identificado anteriormente como proporcionar beneficios significativos fiabilidad. Según el informe:

"... La consideración inmediata de apoyo al sistema de transmisión ERCOT a lo largo de la Frontera de Texas donde la generación más ineficiente ya no es económica de operar. Además, las relaciones sincrónicas pueden permitir un nuevo soporte de bloques de carga en áreas remotas donde se requieren adiciones extensas de transmisión".

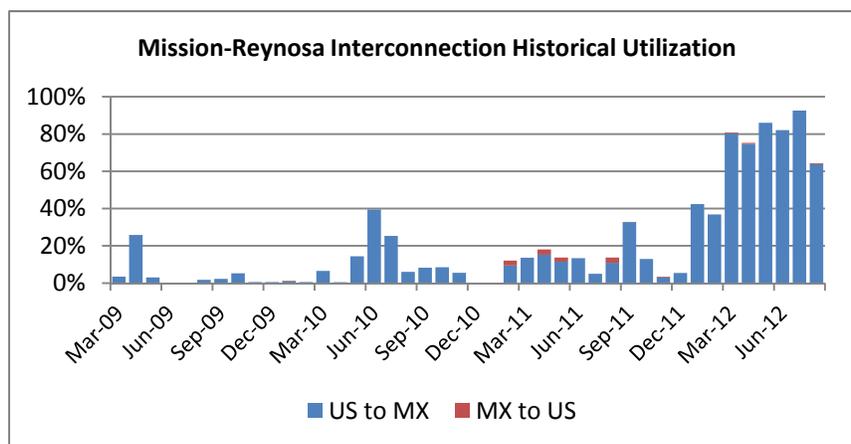
A raíz de la publicación de la CFE / estudio ERCOT, Sharyland Utilities y AEP propusieron formalmente la adición de Vínculo HVDC Railroad y VFT Laredo, en Texas, a los miembros de ERCOT y a la PUCT. La PUCT acordó que capital del equipo de vínculos, gastos de operación y de mantenimiento realizados por los proveedores de transmisión de ERCOT deben incluirse en el costo de transmisión de ERCOT de tarifas de los servicios (TCOS). Los costos de la CFE incluyen la totalidad de su subestación y los costos de transmisión en el lado Mexicano de la frontera.

Utilización de Vínculos DC– Texas-México

Antes de 2009, las tres interconexiones a lo largo de la frontera de Texas se utilizaban principalmente para situaciones de emergencia. En 2009, la CFE comenzó a realizar transacciones comerciales con mayoristas de Estados Unidos. La siguiente tabla indica el crecimiento de energía que se movió a través de las interconexiones entre Texas y México a través del tiempo.

Texas - CFE Power transactions													
Year	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
GWh	9	6	26	0	0	0	1	3	3	57	168	262	1000+

Las transacciones se iniciaron en el 2009, pero aumentaron en el 2010, sobre todo durante el verano. En 2011, las transacciones comerciales fueron consistentes durante todo el año. En 2012, las interconexiones produjeron un uso uniforme y elevado de su capacidad debido a la mayor actividad entre CFE y sus contrapartes estadounidenses. El siguiente gráfico muestra el uso del Vinculo Railroad a través del tiempo.



Emergencias

Las interconexiones han sido muy útiles en situaciones de emergencia, como la congelación del 2 de febrero 2011 en Texas o en el verano de 2011, que tuvo la CFE enviar energía a ERCOT para ayudar a aliviar condiciones críticas. Durante el verano de 2011, experimento récord de olas de calor con meses de temperaturas máximas promedio de más de 100 grados. En los más altos niveles máximos registrados en la historia de ERCOT en agosto del mismo año, varias unidades en ERCOT dejaron de estar disponibles debido a condiciones de sequía y cortes forzados. CFE fue capaz de soportar la demanda máxima de ERCOT en condiciones de emergencia.

En 2012 la mayor parte de las corrientes de energía fueron hacia el sur para México debido a los precios muy atractivos de generación eólica y de gas natural en ERCOT. Esta tendencia se mantiene como la demanda de CFE está aumentando a lo largo de la región fronteriza.



Informe de Arizona Public Service Company sobre los vínculos existentes con México

Transmisión

Arizona Public Service Company tiene dos existentes, una potencial y una anteriormente existente, interfaz de transmisión/distribución a México, Una breve descripción de cada uno sigue:

Vinculos existentes

México - Vínculos de emergencia. Situado entre San Luis RC, México y San Luis, Arizona, ubicado al sur de Yuma, Arizona, este empate de 34.5 kV permite una respuesta de emergencia bidireccional de hasta 30 MW, ya sea para APS o CFE-Baja, aunque debido a las limitaciones de recursos, el vínculo proporciona aproximadamente 20 MW de respuesta de emergencia en práctica. Además, debido a una diferencia en el ángulo de fase entre los dos sistemas, ciertos alimentadores de la entidad que toma la electricidad deben ser bloqueado para eliminar un camino continuo ente otros partidos de sistema. El empate se utilizó por última vez el 04 de abril del 2010 después de un terremoto en la zona de Baja California. APS proporcionó aproximadamente 20 MW de asistencia o aproximadamente 254 MWh a la CFE en el transcurso de aproximadamente 22.5 horas.

Parque Industrial San Luis. APS actualmente tiene cuatro clientes industriales que consumen aproximadamente 8 MW en el pico de San Luis RC, México a través de una alimentación subterránea desde el lado de la frontera EE.UU. a través de un banco de ductos único. El servicio se proporciona principalmente a través de una línea de 34.5 kV de la subestación de Sonora propiedad de WAPA con un enlace a la subestación San Luis propiedad de APS. Estos clientes están conectados exclusivamente a las instalaciones de APS y no están conectados al sistema de la CFE-Baja. Los cuatro clientes por igual financiar todo el mantenimiento realizado en estas instalaciones. APS gestiona trabajo de operación y mantenimiento al norte de la frontera, los clientes administran trabajo al sur de la frontera.

Vínculos previamente estudiados

Solicitud de interconexión cables a cables (North Branch Resources' proyecto San Luis Rio Colorado). APS y WAPA han estudiado esta solicitud de interconexión que desde entonces ha sido retirada, sin embargo el interés intermitente persiste. Como se propuso anteriormente, la planta de ciclo combinado de aproximadamente 600 MW situado al sur de Yuma en el lado de la frontera México sería interconectar a través de dos nuevas líneas de 230kV en la subestación Gila propiedad de WAPA y luego en el sistema de APS en la subestación Gila Norte por medio de una conexión de cables a cables. WAPA construiría, poseería y operaría la porción de las líneas de México hasta la subestación Gila y continuando con la subestación Gila Norte (es decir, la totalidad de las líneas de transmisión). WAPA también poseería la parte de la subestación de acumulación a cabo a Gila. La acumulación Gila Norte a cabo podría ser propiedad de APS, SDG & E, y / o Distrito de Riego Imperial o alguna combinación de los mismos, o incluso ser propiedad de una empresa conjunta entre WAPA y una o una combinación de las tres entidades mencionadas.

Vínculos anteriores

Douglas. PS y la CFE-Sonora anteriormente han anteriormente utilizado un vínculo entre la respuesta de emergencia de Douglas, Arizona y Agua Prieta, México, pero este enlace ya ha sido retirado de servicio y ya no existe.

For more information



Governor's Office of Energy Policy

1700 West Washington Avenue, Suite 250

Phoenix, AZ 85007

(602) 771-1137

www.azenergy.gov

Para obtener más información



**Comisión de Energía
del Estado de Sonora**

Centro de Gobierno

Edificio Sonora, Ala Sur 3er

Nivel, Paso Río Sonora y Comonfort, C.P. 83280

Hermosillo, Sonora, México

(662)213-7521

www.1economiasonora.gob.mx/