

# LAS FILIPINAS: EL REGULADOR ADOPTA EL PRIMER REGLAMENTO FEED-IN TARIFF DEL PAÍS



# LAS FILIPINAS: El Regulador Adopta el Primer Reglamento Feed-In Tariff del País

En julio de 2008, las Filipinas promulgaron una ambiciosa nueva ley de energía renovable<sup>i</sup> y en el año 2010 el regulador del país, la Comisión Reguladora de Electricidad (ERC), adoptó el primer Reglamento *Feed-in Tariff* del país. La nueva ley sobre energías renovables identificó tareas claras para la Comisión Reguladora de Electricidad, incluyendo la promulgación del Reglamento de Tarifas. Este perfil de país mira a fondo el Reglamento de *Feed-in Tariff* del 2010 para ofrecer una guía de cómo una contribución regulatoria comprometida y fuerte puede resultar en un marco legislativo integral de energía renovable con tarifas incentivadas que impulsan hacia adelante las inversiones en ER.

La República de las Filipinas, un archipiélago de más de 7,000 islas en el Océano Pacífico con una población de 94 millones, importa aproximadamente el 45% de sus necesidades energéticas.<sup>ii</sup> La capacidad instalada a partir de diciembre de 2008 sumaba un total de 15,681 MW. Plantas de energía de combustibles fósiles, localizadas principalmente en la red isleña Luzón, son las fuentes de generación dominantes. Las fuentes de energías renovables contribuyeron de la siguiente manera: aportaciones de energía hidroeléctrica 21.0%, geotérmica 18.0% (la segunda aportación más grande del mundo), eólica 12.5% y solar 0.2% . En los últimos años, las Filipinas ha hecho el incremento interno de energías renovables una prioridad. Una planta eólica de 8 MW, la II Fase de Northwind Power localizado en Bangui, Ilocos Norte, empezó a operar en septiembre de 2008, y la Mini-Hidroeléctrica Sevilla de 2.5 MW localizada en Bohol fue comisionada en noviembre de 2008.

El sector de energía eléctrica de las Filipinas puede dividirse en dos categorías: las redes principales en la isla de Luzón, Bisayas y Mindanao, y otras redes localizadas en las otras islas. En las redes principales, el suministro proviene de la Corporación Nacional de Energía (NPC) del Gobierno y varios productores independientes de energía (PIEs). Las áreas restantes son servidas por numerosas plantas de energía pequeñas con una capacidad instalada combinada de aproximadamente 250 MW. La transmisión en las redes principales es realizada por la Corporación Nacional de la Red, el servicio público propiedad de inversionistas que tienen la concesión, para proveer este servicio, mientras que la NPC da servicio a las otras áreas a través del Programa de Electrificación Misionero. Hay más de un centenar de compañías de distribución, algunas son propiedad de inversionistas.<sup>iii</sup>

El Acta de Reformas de la Industria de la Energía Eléctrica de 2001<sup>iv</sup> fue diseñada para modernizar el sector y crear un mercado competitivo. El Acta de 2001 creó la ERC, y regulaba la desagregación y privatización eventual de la NPC, con el componente de transmisión separado por la ley y entregado a la Corporación Nacional de Transmisión (Transco).<sup>v</sup> La ley también creó un Mercado de Electricidad Mayorista de Contado (WESM), para ser supervisado por la Corporación de Mercado Eléctrico de las Filipinas (PEMC) para el período de transición, después de lo cual las funciones de la PEMC se transferirían a un operador independiente del mercado (que aún está por entrar en operaciones).<sup>vi</sup> Después de que Las Reglas y Regulaciones de Implementación fueron aprobadas en febrero de 2002, la ERC separó las tarifas de la NPC y de los servicios públicos de distribución, y promulgó la red y los códigos de distribución establecidos en diciembre de 2001. Las reglas que rigen el WESM fueron emitidas en junio de 2002 y el mercado empezó sus operaciones comerciales en 2006, sentando las bases para un incremento de inversión y competición de todo tipo de fuente de energía.

Los precios al por menor permanecen altos por varias razones, incluyendo sequía, altos costos de los PIES y la dependencia sobre el petróleo importado. El mercado WESM altamente concentrado también puede ser un factor.<sup>vii</sup> Uno de los beneficios son que las *feed-in tariffs* (FITs) implementadas no tienen que competir con tarifas subsidiadas y los niveles de tarifas existentes no están tan bajas como para hacer a las FITs no viables.<sup>viii</sup>

## El Marco Regulatorio de Energías Renovables

Los organismos gubernamentales involucrados en la supervisión del sector regulatorio – con impacto sobre el marco de energías renovables – incluyen:

- El Departamento de Energía (DOE) – creado en 1992 bajo el Acta República No. 7638, responsable por preparar, coordinar y supervisar todas las actividades del Gobierno relacionadas a la exploración, desarrollo, uso y conservación de la energía.
- La ERC, creada en el 2001 para regular a los participantes en el sector.
- La Agencia Nacional de Electrificación, principalmente responsable por la electrificación rural.<sup>ix</sup>
- El Consejo Nacional de Energías Renovables (NREB), creado por la Ley de Renovables del 2008, consta de un concejo de 15 personas representativas del gobierno y del sector privado.
- El Concejo de Inversiones, bajo el Departamento de Comercio e Industria, con la facultad de ofrecer incentivos y desgravaciones fiscales para alentar la inversión en el sector.

En el 2008, Filipinas promulgó una ley integral y ambiciosa de renovables, el Acta República No. 9513, también conocida como el Acta de Energías Renovables del 2008 (de aquí en adelante, RE

Act).<sup>x</sup> El RE Act incluye compras obligatorias de energía de renovables, un mercado de certificados de energías renovables como un subconjunto del WESM, *feed-in tariffs* preferenciales, una “opción de energía verde” que le permite a los consumidores escoger fuentes de energías renovables y otros incentivos varios. Con respecto a los diferentes participantes del mercado responsables por el desarrollo de las energías renovables, el RE Act provee que:

- El DOE promulga reglas referentes a la compra obligatoria de energías renovables, otorga contratos de servicios de ER, formula el Plan Nacional de ER y registra participantes de ER.<sup>xi</sup>
- La ERC fija tasas, incluyendo *feed-in tariffs* para los recursos eólicos, solares, oceánicos, hidroeléctrico de flujo de río y biomasa, así como la metodología de la fijación de precios para la medición neta.
- El NREB fija el porcentaje mínimo de energía renovable para los estándares de la cartera de renovables; ayuda a la ERC en elaborar y fijar las regulaciones del sistema FIT, así como en la fijación de las tarifas; y consulta con el DOE sobre cómo establecer una opción de energía verde y el uso del Fondo Fiduciario de Energías Renovables. La NGCP es responsable por la liquidación y pago de las FITs para las Plantas de ER Elegibles, y para tal propósito, consolida la información sobre ventas físicas de todas las Plantas de ER elegibles y de la generación de ER para todo el país, incluyendo a aquellos fuera de la red, y comparte ésta información con los interesados relevantes.

## Las Reglas Feed-In Tariff

Las Reglas FIT entraron en vigencia después de un largo proceso de consulta pública y comentarios. El regulador colocó el bosquejo de sus Reglas en su sitio web en marzo del 2010 y ofreció un proceso abierto de comentarios. La ERC aprobó las Reglas en julio.<sup>xii</sup>

Las Reglas FIT proveen:

- Guías de cómo establecer las FITs a través de un cargo de energía renovable que será recolectado de todos los consumidores por medio de un Subsidio de *Feed-In Tariffs*, o “FIT-All”, un cargo uniforme que se impondrá a todos los consumidores de electricidad basándose en su consumo de kWh. Los ingresos del FIT-All van a un fondo que manejará la Corporación Nacional de la Red de las Filipinas (NGCP). El fondo proveerá pagos a los desarrolladores de energías renovables basándose en los FITs que se le aplican y sus entregas actuales de energía al sistema. La ERC es responsable de fijar todos los FIT-All a ser solicitado por la NGCP.

- Una duración de 15 años. Los desarrolladores de energías renovables tienen derecho de recibir las FITs que corresponden al año en que inician operaciones comerciales por un período de 15 años. La ERC está revisando solicitudes de inversionistas potenciales para extender esta duración a 20 años.
- Ajustes Anuales por el costo de inflación local y tasas extranjeras de cambio. La ERC revisa y ajusta las FITs anualmente para el período entero de su aplicabilidad para permitir la transferencia de variaciones de inflación local y tasas extranjeras de cambio, empleando “una fórmula simple de indexación de evaluación comparativa para aplicar a todas las tecnologías basadas en los porcentajes compartidos aplicables entre el capital local y extranjero...” La ERC publicará estos FITs ajustados anualmente y los usará en el cálculo del FIT-All para el año en curso.
- Tarifas específicas según la Tecnología. Una diferenciación adicional basada en la generación pico o valle, o en el tamaño de la planta puede ser instituida por la ERC, sujeta a análisis adicional por la ERC. Tal diferenciación estaría ligada a objetivos de instalación, que el NREB fijará para cada tecnología.
- Tasas de reducción progresiva. La ERC puede sujetar a las FITs a una tasa de reducción progresiva para responder a la maduración de las tecnologías de tecnologías renovables con el tiempo. Con respecto a la reducción progresiva, las reglas de las FIT expresan que: “Para alentar a los productores de ER a invertir en la etapa inicial y para acelerar la implementación de las ER, las FITs por ser establecidas por la ERC estarán sujetas a una tasa de reducción progresiva la cual determinará basándose en las recomendaciones del NREB. Las Plantas Elegibles de ER tendrán el derecho a tales FITs con reducciones progresivas correspondiente al año en que iniciaron operaciones comerciales. La ERC puede aprobar una tasa de reducción progresiva para las diferentes tecnologías”.
- FITs para autogeneración. Las FITs se establecerán para cada planta exportando su exceso neto de electricidad a la red de distribución o transmisión.
- Flexibilidad razonable. Aunque fijo, la ERC puede revisar y reajustar las FITs si/cuando: (1) el objetivo de instalación por tecnología como lo define el NREB se satisface; (2) el objetivo de instalación por tecnología no se satisface dentro del período objetivo; (3) hay cambios significativos a los costos, o datos más acertados se vuelven disponibles que le permitirán al NREB calcular las FITs basándose en la metodología incluida en el anexo; o (4) “otras circunstancias análogas que justifican la revisión y el reajuste de las FITs”. Sin embargo, las nuevas FITs aprobadas por la ERC pueden solo aplicar a nuevos proyectos de ER. Las plantas elegibles de ER en operación comercial al momento de la aprobación de las nuevas FITs permanecen con derecho a sus FITs existentes (Aunque la sección 9.1 de las Reglas FIT contienen una exención general de buena causa permitiendo los cambios a las FITs existentes cuando hacerlos “se

encuentran ser de interés público y no contrario a la ley o cualquier otra regla o regulación relacionadas”).

Además, las Reglas expresan que el costo de las FIT se transferirá a los clientes de transmisión y distribución como una tasa uniforme sobre kWh que se enlistará por separado en el cobro al consumidor. La NGCP es responsable de recolectar los ingresos para asegurar el pago a los productores de ER. Una porción de los ingresos será dedicada a una Subvención de Capital para Trabajar para este propósito. En casos de demora de pago o falta de pago, la ERC tiene la autoridad de imponer multas, incluyendo una recarga de hasta el 20% así como el interés mensual acumulado. La NGCP puede desconectar a cualquier cliente con incumplimiento de pago por un período de más de dos períodos de cobros.

La FIT puede ser revisada anualmente basándose en la solicitud de la NGCP pero las Reglas permiten la revisión de la tarifa si los fondos en la Subvención de capital para trabajar caen por debajo del 50% de los ingresos proyectados del FIT-All. De acuerdo a las Reglas, la FIT se fijará basándose “en el ingreso anual pronosticado<sup>xiii</sup> requerido de las Plantas Elegibles de ER; las recuperaciones por encima o por abajo del año previo; los costos de la administración de la NGCP; las ventas anuales pronosticadas de electricidad; y otros factores relevantes para asegurar que a ningún interesado se le asignen riesgos adicionales en la implementación de las FITs”.

Las FITs que calcula el NREB y presenta a la ERC para su aprobación deben cumplir con las Reglas, con la excepción de que la tarifa inicial pueda basarse en “un estudio de referencias de costos para cada tecnología basándose en un proyecto candidato real o en uno hipotético, dependiendo de la información disponible. El proyecto a ser escogido será representativo de las condiciones promedio de la planta de energía renovable operando en conformidad o igual a los estándares y prácticas técnicas internacionales aplicables para tales tecnologías, y el estudio de fijación de precio tomará también en consideración todos los incentivos que no son de precio en el R.A. No. 9513”. Las Reglas FIT establecen que “el NREB hará la propuesta de las FITs tomando en cuenta la capacidad de MW anticipada para cada tecnología que fijará como objetivos de instalación y el número de años en el cual este objetivo será satisfecho. Las FITs cubrirán los costos de la planta, incluyendo los costos de otros servicios que la planta pueda proveer, así como los costos para conectar la planta a la red de transmisión o distribución, calculado sobre la expectativa de vida de la planta, y establece el costo promedio ponderado del capital basándose en el mercado (WAC e) para determinar el retorno sobre el capital invertido”.

En resumen, la ERC ha establecido una base fuerte para el FIT-All creando un marco regulatorio transparente en apoyo al mecanismo y proveyendo un plano detallado del análisis

para maximizar los beneficios y minimizar los costos. Estas directrices permiten la flexibilidad en la implementación de la FIT y al mismo tiempo establece un entorno regulatorio predecible que alienta la inversión en los renovables.

---

<sup>i</sup> [http://www.doe.gov.ph/popup/republic\\_act.asp](http://www.doe.gov.ph/popup/republic_act.asp)

<sup>ii</sup> Para información sobre la política de las ER de las Filipinas, véase [http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%20I-Page%20Ad\\_CABfinal.pdf](http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%20I-Page%20Ad_CABfinal.pdf)

<sup>iii</sup> Sin duda la compañía más grande de distribución es MERALCO, que sirve a la capital, Manila, y al área circundante. Alrededor del 25% de la población vive dentro del territorio de ese servicio. Luzon constituye la red insular más grande, con 11,907 MW de capacidad total instalada y una demanda pico de 6,674 MW. Las redes Luzon y Visayas comparten energía a través de las interconexiones de cables submarinos, mientras que el tercer centro poblado más grande, Mindanao, permanece como una red separada.

<sup>iv</sup> <http://www.doe.gov.ph/Laws%20and%20Issuances/RA%209136.pdf>

<sup>v</sup> <http://www.transco.ph/>; Transco se convirtió en subsidiario de Power Sector Asset y Liabilities Management Corporation (PSALM), la cual también adquirió contratos PIEs de NPC's (véase <http://www.psal.gov.ph/index.asp>).

<sup>vi</sup> <http://www.doe.gov.ph/Downloads/Revised.pdf>

<sup>vii</sup> Cuando WESM inició sus operaciones comerciales, PSALM y NPC controlaban alrededor del 55% y 22%, respectivamente, de la capacidad de generación registrada. Para mitigar este dominio y promover la competencia, los PIEs de PSALM están agrupadas bajo un Administrador de PIEs diferente, una entidad independiente nombrada por PSALM. Cuando WESM inició sus operaciones comerciales, estos Administradores de PIEs aún no estaban en su lugar, sin embargo, esto hizo a PSALM un Administrador provisional de PIEs controlando más del 30% de la capacidad instalada en la Red Luzon. Eventualmente PSALM inicialmente dividió sus PIEs en cuatro equipos comerciales y el NPC creó un equipo comercial para cada planta, con nueve equipos comerciales al inicio de WESM. A partir de julio de 2008, PSALM había combinado sus equipos comerciales en tres y NPC eliminó a cuatro equipos por medio de la privatización.

<sup>viii</sup> Siempre que los Administradores de PIEs sigan siendo controlados por las mismas entidades, existirá un conflicto inherente entre el uso múltiple de Administradores para bajar los precios a través de la competitividad y el objetivo de la administración de incrementar los ingresos. Por otra parte, dado el escaso suministro muchas plantas se convirtieron en proveedores cruciales durante la demanda pico, creando oportunidades para el ejercicio del poder del mercado. El dominio de PSALM del mercado mayorista al contado se volvió más pronunciado cuando más generadores cambiaron a contratos bilaterales, dejando a PSALM-PIEs con una parte aún mayor de la capacidad disminuida sin compromiso que compite en el mercado al contado. Para aliviar esa situación, el próximo paso en las reformas es hacer a los Administradores de PIEs independientes. La primer RFP para los Administradores de PIEs se celebró en junio de 2009 y fracasó porque las licitaciones quedaron cortas del precio reservado; una segunda ronda de licitaciones realizada en agosto de 2009 dio como resultado el nombramiento de administradores de PIEs independientes para manejar los contratos de capacidad de dos plantas impulsadas por carbón, responsables de aproximadamente un tercio de los contratos PIE para Luzon y Visayas. <http://www.econ.upd.edu.ph/dp/index.php/dp/article/view/644/Full%20Paper>

<sup>ix</sup> La información acerca de la Administración Nacional de Electrificación puede encontrarse en: <http://www.nea.gov.ph/>

<sup>x</sup> [http://www.doe.gov.ph/popup/republic\\_act.asp](http://www.doe.gov.ph/popup/republic_act.asp)

---

<sup>xi</sup> Las Normas y Regulaciones de Implementación del DOE para la Ley fueron firmadas el 25 mayo de 2009. Para acelerar el procesamiento de proyectos de energías renovables, otras directrices que hacen posible fueron emitidas por el DOE tales como los Department Circulars que cubren la acreditación de los manufactureros, fabricantes y suministradores de equipo y los componentes de energía renovable producida localmente, así como las directrices que controlan el otorgamiento de contratos de servicio y operación de ER y el registro de los desarrolladores de las ER. 87 contratos de servicio y operación de ER fueron ejecutados el 23 de octubre de 2009, agregando alrededor de 555 MW de hidroeléctrica, 18.4 de biomasa y 623 MW de eólica.  
[http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%20I-Page%20Ad\\_CABfinal.pdf](http://www.doe.gov.ph/EnergyAccReport/2009%20I-Page%20Ad_CABfinal.pdf)

<sup>xii</sup> [http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING\\_final.pdf](http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING_final.pdf)

<sup>xiii</sup> “El pronóstico del ingreso anual requerido de las Plantas de ER Elegibles se determinará considerando lo siguiente: para las entregas a la red de transmisión, la generación anual pronosticada de las Plantas de ER Elegibles y las FITs aplicables para ese año. Para las entregas a la red de distribución, la generación anual pronosticada de estas Plantas de ER Elegibles integradas, las FITs aplicables para el año y el promedio del cobro de generación anual de todas las utilidades de distribución donde las Plantas de ER Elegibles integradas, consistentes con la Sección 2.8, se tomarán en consideración. Los ingresos proyectados de la generación WESM también se tomarán en consideración, si aplican, basándose en emisiones subsecuentes de la ERC como se menciona en la sección 2.9” (Véase [http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING\\_final.pdf](http://www.erc.gov.ph/pdf/Revised%20FIT%20Rules%20for%20POSTING_final.pdf))